

## Модель нафтогазової системи девонського осадового комплексу Білоліського блоку Переддобрудзького прогину

**Володимир Гнідець**<sup>1</sup>

к. геол.-мін. н., с. н. с., ст. наук. співробітник,

<sup>1</sup> Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України,

вул. Наукова, 3А, м. Львів, 79060, Україна,

e-mail: [vgnidets53@gmail.com](mailto:vgnidets53@gmail.com),  <https://orcid.org/0009-0001-6372-7878>;

**Костянтин Григорчук**<sup>1</sup>

д. геол. н., с. н. с., пров. наук. співробітник,

e-mail: [kosagri@ukr.net](mailto:kosagri@ukr.net),  <https://orcid.org/0000-0003-1595-0968>;

**Леся Кошіль**<sup>1</sup>

провідний інженер,

e-mail: [koshillesia@gmail.com](mailto:koshillesia@gmail.com),  <https://orcid.org/0000-0001-6678-9460>;

**Мирослава Яковенко**<sup>1</sup>

к. геол. н., ст. досл., учений секретар,

e-mail: [myroslavakoshil@ukr.net](mailto:myroslavakoshil@ukr.net),  <https://orcid.org/0000-0001-8967-0489>

На основі створеної принципової моделі обстановок середньо-пізньодевонського осадоагромадження аргументовано ширший, ніж раніше вважалося, розвиток у Переддобрудзькому прогині осадів, збагачених органічною речовиною. Так, у приосьових частинах Тузлівської та Алібейської депресій Білоліського блоку прогнозовано значне поширення вуглецево-карбонатно-глинистого нафтогазоматеринського комплексу, що в цілому збільшує перспективи середньо-верхньодевонських відкладів регіону. У депоцентрах цих депресій були локалізовані осередки генерації вуглеводнів, де нафтогазоматеринські відклади наприкінці раннього карбону досягли градацій мезокатагенезу МК<sub>5</sub> (нижній девон), МК<sub>3</sub>–МК<sub>4</sub> (ейфель), МК<sub>1</sub>–МК<sub>2</sub> (франфамен). Відклади девону зазнали впливу двох основних циклів катагенезу. Перший – був тривалим (пасивний підетап – ранній девон–ранній карбон, активний – середній карбон–рання юра), другий був короткочасним (середня, пізня юра – рання крейда). Початок прояву активного підетапу першого циклу (середній–пізній карбон) був основним в міграції вуглеводневих флюїдів, яка відбувалася по зонах регіонального розуцілення на трьох гіпсометричних рівнях. При цьому формувалися потоки вуглеводнів різного фазового складу. Джерелом газу слугували відклади нижнього девону, а основний об'єм нафти генерувався у нашаруваннях ейфельського віку. Упродовж другого циклу катагенезу у зв'язку зі зниженням пластових температур та вичерпанням потенціалу органічної речовини можливі були лише процеси руйнування та (або) переформування раніше утворених скупчень вуглеводнів. Прогнозовано існування трьох нафтогазових систем, оскільки осередки генерації були пов'язані з відкладами різного віку, відрізнялися за температурним режимом, ступенем катагенезу, шляхами міграції флюїдів та відокремлені в розрізі один від одного.

**Ключові слова:** Переддобрудзький прогин, Білоліський блок, девонські відклади, обстановки осадоагромадження, нафтогазова система, динаміка катагенезу.

**Як цитувати:** Гнідець Володимир. Модель нафтогазової системи девонського осадового комплексу Білоліського блоку Переддобрудзького прогину / Володимир Гнідець, Костянтин Григорчук, Леся Кошіль, Мирослава Яковенко // Вісник Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна, серія «Геологія. Географія. Екологія», 2023. – Вип. 58. – С. 29-37. <https://doi.org/10.26565/2410-7360-2023-58-02>

**In cites:** Hnidets Volodymyr, Nryhorchuk Kostyantyn, Koshil Lesia, Yakovenko Myroslava (2023). The model of the oil and gas system of the Devonian sedimentary complex of the Bilolisky block of the Dobrudja foredeep. Visnyk of V. N. Karazin Kharkiv National University, series "Geology. Geography. Ecology", (58), 29-37. <https://doi.org/10.26565/2410-7360-2023-58-02> [in Ukrainian]

**Постановка проблеми.** У Переддобрудзькій нафтогазоносній області у відкладах середнього і верхнього девону відкриті Східносаратське та Жовтоярське нафтові родовища, крім того отримані припливи нафти на Білоліській, Сариярській та Розівській структурах; та газу з теригенних порід нижнього девону (св. Жовтоярська-1).

У зв'язку з цим вивчення геології відкладів верхнього палеозою в аспекті оцінки перспектив їх нафтогазоносності є вельми актуальним. У роботах В. Т. Воловик, В. К. Гавриш, В. І. Няга [3]; А. Е. Лукин, Г. Л. Трофименко [11]; Г. Л. Трофименко, М. Е. Герасимов [17]; С. А. Мачуліна, Г. Л. Трофименко, Л. І. Рябчун [12]; Є. О. Скачедуб

[16]; В. П. Гнідець, К. Г. Григорчук, Б. М. Полухтович, В. О. Федішин [5]; В. П. Гнідець, К. Г. Григорчук, Л. Б. Кошіль, Н. В. Ціж, М. Б. Яковенко [6, 7]; С. О. Мачуліна, О. П. Олійник [13] доволі детально вивчені особливості літологічної структури відкладів девону та умов їх осадоагромадження, характеру поширення порід-колекторів та ймовірних нафтогазоматеринських відкладів. Ці результати складають важливе геологічне підґрунтя, але не розкривають питань динаміки формування покладів вуглеводнів. Утворення, міграція та акумуляція останніх можуть протікати по безлічі сценаріїв, що призводить до невизначеностей та неминучого ризику пошуково-розвіду-

вальних робіт. Моделювання нафтогазових систем (НГС) знижує такі ризики. У даній роботі, розглянуті окремі аспекти розвитку осередків генерації, шляхів міграції та зон акумуляції вуглеводнів (ВВ), які є основними елементами НГС.

**Огляд попередніх досліджень.** Попередніми дослідженнями було охоплено декілька моментів. Вивченню геологічної будови Переддобрудзького прогину та оцінці з цих позицій перспектив його нафтогазоносності присвячені роботи В. Т. Воловик, В. К. Гавриш, В. І. Няга [3]; А. Е. Лукин, Г. Л. Трофименко [11]; Г. Л. Трофименко, М. Е. Герасимов [17] та ін. Особливості літологічної будови відкладів девону та умов їх нагромадження розкриті у публікаціях С. А. Мачулина, Г. Л. Трофименко, Л. І. Рябчун [12]; Є. О. Скачедуб [16]; В. П. Гнідець, К. Г. Григорчук, Б. М. Полухтович, В. О. Федішин [5]; В. П. Гнідець, К. Г. Григорчук, Л. Б. Кошіль, Н. В. Ціж, М. Б. Яковенко [6, 7]; С. О. Мачуліна, О. П. Олійник [13]. Деякі аспекти історії катагенезу та постседиментаційних змін порід-колекторів висвітлені у монографії В. П. Гнідець, К. Г. Григорчук, Б. М. Полухтович, В. О. Федішин [5].

**Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми.** У роботах минулих років не розглядалася проблема формування у регіоні нафтогазових систем. Були частково вивчені певні аспекти поширення нафтогазоматеринських відкладів. Однак при цьому враховані лише результати, отримані на структурах, що розташовані по периферії Тузлівської та Алібейської депресій, а власне їх депоцентри представляють найбільший інтерес з точки зору формування осередків генерації вуглеводнів. Динаміка катагенезу в контексті реконструкції процесів генерації, міграції та акумуляції вуглеводнів взагалі не досліджувалася.

**Формулювання мети статті.** З'ясувати принципові риси онтогенезу нафтогазової системи девонських відкладів Переддобрудзького прогину.

**Методи дослідження** полягали в узагальненні фактичних даних з літології девонських відкладів, особливостей їх літологічної будови та зональності, аналізі сучасних матеріалів стосовно розвитку в евапоритових басейнах парагенних фаціальних асоціацій, побудові на цій основі принципової моделі гідродинаміки Переддобрудзького седиментаційного басейну та прогнозі поширення у девонський час різних літогенетичних типів. Проведення історико-катагенетичних реконструкцій здійснювалося на основі флюїодинамічної концепції катагенезу [8].

**Викладення основного матеріалу.** При вивченні динаміки формування та розвитку НГС важливим є з'ясування характеру просторово-

вікового поширення нафтогазоматеринських утворень, оскільки власне вони визначають ефективність роботи системи в цілому.

Як відомо, в якості нафтогазоматеринських виступають відклади безкисневого седиментогенезу, збагачені органічною речовиною (ОР), які за І. Т. Parrish [21], називаються «біопродуктитами». У Переддобрудзькому прогині до такого («чорносланцевого») типу відкладів [13] або «вуглецевоглинистої формації» [15] віднесено утворення розівської та кочулійської світ нижнього девону. Породи розівської світи (потужність близько 135 м) представлені чорними горизонтально шаруватими вапнистими аргілітами з прошарками вапняків та мергелів. Кочулійська світа (до 550 м) складена чорними некарбонатними слабослюдистими аргілітами з тонкими (1-2 см) прошарками темносірих пелітоморфних вапняків. Основна маса порід представлена тонкодисперсним оптично орієнтованим глинистим матеріалом з поодинокими зернами кварцу та лусками слюди. Ділянками аргіліти збагачені органічною речовиною. Вміст  $C_{org}$  у породах цих світ становить 0,3-4,2% [13]. Формування цих вуглецевмісних глинистих утворень пов'язують [15] з діяльністю у ранньому девоні приберегового апвелінгу.

У біогенно-евапоритовій сульфатно-карбонатній формації середнього та верхнього девону також встановлені шари чорних збагачених органічною речовиною аргілітів та мергелів, але дотепер відсутні аргументовані моделі їх формування.

За даними [13], такі утворення розвинені у відкладах живетського та на межі франського і фаменського ярусів. Вони формують пласти потужністю 8-10 м, які у св. Східносаратська-3 представлені чорними бітумінозними кременистими аргілітами, іноді з уламками карбонатно-глинистих порід і гідрослюдистими аргілітами з тонкорозсіяним піритом. У св. Сариярська-1 в живетській товщі встановлено [13] до 9 пачок з чорними піритизованими аргілітами і бітумінозними мергелями, прошарками глинистих органогенно-детритових вапняків з обмеженим видовим складом органічних залишків (15-20 % на породу). Пірит тонкорозсіяний в основній масі породи, а також утворює стяжіння і виповнює внутрішні ділянки органогенного детриту, який представлений фрагментами остракод, пелеципод, спікулами губок, рідко форамініферами та водоростями. Згідно з [5] у нижніх частинах циклітів як живетських, так і ейфельських нашарувань розвинені горизонти подібних літотипів потужністю до 3-10 м.

Для того, щоб визначити наскільки важливу роль можуть відігравати ці утворення у формуванні вуглеводневих покладів в регіоні, необхідно розглянути питання їх седименто-літогенетичної природи.

Парагенез «чорносланцевих» та евапоритових відкладів є доволі відомим. В палеогеографічному плані ці утворення характеризуються певними закономірностями просторового розвитку. Останнє проявляється у послідовній зміні відкладів прибережної частини шельфу з підвищеною солоністю глинистими та карбонатно-глинистими осадами збагаченими ОР більш глибоководного басейну [2]. Ці області частіше за все розділяються зоною карбонатного осадоагромадження, в межах якої можуть формуватися різноманітні органогенні споруди (біогерми, рифи). В той же час, у цій зоні періодично відкладаються і карбонатно-глинисті осади з підвищеним вмістом ОР [9]. Це спричиняє поліциклічний характер розвитку карбонатних, сульфатних та «чорносланцевих» утворень. Такі взаємовідносини літогенетичних типів встановлені у девонських (формація Дюпероу) та нижньокам'яновугільних відкладах басейну Улістон (Канада), крейдових відкладах Нижньоконголезької западини та ін. [18], де циклічність проявляється у розвитку чорних бітумінозних глинистих порід у низах циклів та переходом догори в евапоритові нашарування [4].

Досліджувані середньо-верхньодевонські відклади Передобрудзького прогину можна віднести до утворень подібного типу. При цьому слід зазначити, що на даний час вони вивчені лише у периферійних ділянках депресій (Тузлівської, Алібейської) і головню на конседиментаційних підняттях. А, отже, враховуючи вищезгадані приклади [18, 4] є підстави прогнозувати розвиток потужніших горизонтів «чорносланцевих» відкладів у депозцентрах цих депресій. Така модель фазіальної зональності була запропонована [19], де прогнозувалося заміщення сульфатно-карбонатних осадів карбонатно-глинистими в напрямку приосьової частини Тузлівської депресії. У роботі [7] показано, що область прибережної евапоритової седиментації відокремлюється від депресійних утворень зоною верхньої субліторалі, де домінувало карбонатагромадження з формуванням органогенних біостромових тіл.

Таким чином, виходячи з вищевикладеного, є підстави передбачати, що у середньо-пізньодевонський час в межах досліджуваної території панували седиментаційні обстановки т. зв. компенсаційної водної циркуляції (за В. Л. Штейнгольц, Ю. В. Баталин [18]). При цьому поверхневі води відкритої частини водойми надходили у плитководну область підвищеної солоності, а сильно мінералізовані – стікали у більш глибоководну частину басейну. Засолонені ділянки в цілому були мало сприятливими для розвитку життя та нагромадження сапропелевої органіки. Натомість, у відкритій частині водойми інтенсивно розвивався органічний світ завдяки надходженню поживних

речовин постійними течіями, спрямованими вбік евапоритового басейну. На мілководді у ділянках інтенсивного промивання масово розвивалися колоніальні організми з формуванням різнорангових біогенних споруд. При цьому надлишковий органогенний матеріал скидався у занурені ділянки дна, що слугувало додатковим джерелом збагачення карбонатно-глинистих мулів ОР. Більш глибоководна частина системи поряд з підвищеною біопродуктивністю характеризувалася сприятливими для збереження і захоронення ОР умовами. Це спричинилося надходженням щільних осолонених вод, які займали спочатку найбільш занурені частини рельєфу морського дна, а надалі охоплювали більшу площу, знижуючи рівень трофічної переробки ОР.

Враховуючи вищенаведені дані нами побудована принципова модель осадоагромадження в межах Білоліського блоку Передобрудзького прогину (рис. 1), де показано, що депоцентри Тузлівської та Алібейської депресій могли бути областями розвитку доволі потужних відкладів середньо-пізньодевонського аноксичного седиментогенезу, які поряд з подібними відкладами нижнього девону представляли собою достатньо ефективні нафтогазоматеринські утворення. Останні є складовою НГС, що в ряді інших її елементів: динаміка розвитку осередків генерації, шляхів міграції та зон акумуляції вуглеводнів (ВВ); визначає головні особливості формування їх покладів.

Важливим для просторово-вікової локалізації осередків генерації, окрім загальногеологічних та літологічних особливостей відкладів, є реконструкція теплової історії басейну. Для цього були враховані дані [10], де показано, що в ранньому карбоні геотермічний градієнт досягав  $75^{\circ}/\text{км}$ , наприкінці мезозою – становив  $40-45^{\circ}/\text{км}$ , а в кайнозої –  $20-25^{\circ}/\text{км}$ .

Встановлення особливостей динаміки розвитку НГС було здійснене на основі флюїодинамічної концепції катагенезу [8], яка обґрунтовує циклічну природу катагенезу. Цикли розпочинаються інфільтраційним або ексфільтраційним пасивним підетапом (домінування низхідних рухів) і завершуються ексфільтраційним активним підетапом (висхідні рухи), коли відбувається масштабна еміграція ВВ флюїодів з осередку генерації (т. зв. «критичний момент» за [20]). Періодизація катагенезу базується на моделюванні історії занурення осадового комплексу.

Відклади девону зазнали впливу декількох циклів катагенезу, основними серед яких були два [5]. Пасивний підетап першого продовжувався до кінця раннього карбону, коли відклади досягли максимальних температур; пізніше розпочався активний підетап, який тривав до ранньої юри. Другий був короткочасним (пасивний підетап –

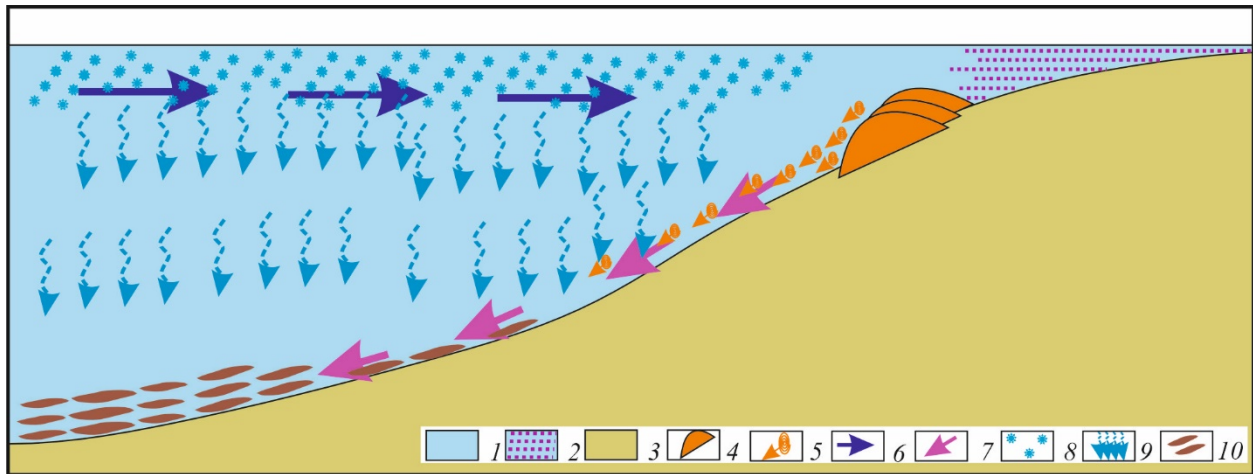


Рис. 1. Модель формування осадів, збагачених ОР в Переддобрудзькому середньо-пізньдевонському седиментаційному басейні.

Умовні позначення:

1 – водна товща нормальної солоності, 2 – засолонені ділянки водойми, 3 – породи ложа седиментаційного басейну, 4 – біогенні споруди, 5 – продукти руйнування біогенних споруд; течії: 6 – поверхневі, 7 – придонні мінералізовані; 8 – зона масового розвитку фіто-зоопланктону, 9 – випадіння біомаси, 10 – область ефективного захоронення ОР /

Fig. 1. Model of the formation of sediments enriched with Organic Matter in the Dobrudja Middle-Late Devonian sedimentation basin.

Symbols:

1 – water column of normal salinity, 2 – saline areas of the sea basin, 3 – rocks of the bed of the sedimentation basin, 4 – buildups, 5 – products of destruction of buildups; currents: 6 – surface, 7 – bottom mineralized; 8 – the zone of mass development of phyto-zooplankton, 9 – biomass fallout, 10 – the area of effective disposal of Organic Matter

середня, пізня юра, активний – рання крейда). Ця модель історії занурення та періодизації катагенезу була створена для Східносаратської структури, яка знаходиться за межами області поширення потужніших «чорносланцевих» нашарувань.

Нами здійснена подібна реконструкція для приосьової зони Тузлівської депресії (рис. 2), де товщина літостратиграфічних комплексів зростає [14, 5]. Відповідно, більшою була і інтенсивність занурення та прогріву (до 200° у підшві середнього девону). Враховуючи це, депоцентри Тузлівської та Алібейської депресій можна вважати осередками генерації ВВ.

Час прояву активного підетапу першого циклу катагенезу (середній-пізній карбон) розглядаємо як основний етап міграції вуглеводневих флюїдів, яка відбувалася на трьох гіпсометричних рівнях по зонах регіонального розущільнення. Оскільки останні дренували осередки генерації, які відрізнялися за температурними умовами, формувалися потоки ВВ різного фазового складу. Джерелом газу слугували відклади нижнього девону (градація катагенезу МК<sub>5</sub>). Основний об'єм нафти генерувався у нашаруваннях ейфельського віку (градація катагенезу МК<sub>3</sub> – МК<sub>4</sub>). Певна кількість нафтових ВВ утворювалася у «чорно-сланцевих» горизонтах, розвинених поблизу межі франу та фамену (градація катагенезу МК<sub>1</sub> – МК<sub>2</sub>).

Флюїдопровідні зони охоплювали нижні частини нафтогазоматеринських товщ (див. рис. 2). Втім очевидно це стосується лише початкових моментів активного підетапу катагенезу. Значна тривалість останнього (середній карбон – рання юра) не виключає можливість певних тектонічних перебудов (чергування висхідних та низхідних рухів) з відповідними вертикальними переміщеннями регіональних флюїдопровідних зон. Отже, можна передбачати, що дефлюїдизацією нафтогазоматеринські товщі були охоплені на повну потужність.

У зв'язку з тим, що осередки генерації приурочені до відкладів різного віку, відрізняються температурним режимом, шляхами міграції флюїдів та відокремлені один від одного, є підстави говорити про існування трьох нафтогазових систем.

Міграція флюїдів відбувалася головню вбік (див. рис. 2В) зниження термобаричних параметрів (периферичні частини депресій). По нижній зоні тріщинуватості газ транспортувався у відклади силуру, втім, певні його порції могли переміщуватися і в теригенну товщу нижнього девону приосьової зони депресії. По середній – нафтові ВВ надходили у нашарування нижнього девону та припідшовну частину ейфельських відкладів. Верхня зона відрізнялася в цілому незначними масштабами міграції, при цьому як в напрямку крайових ділянок, так і центральної частини басейну. Цікавим в аспекті акумуляції ВВ виглядає



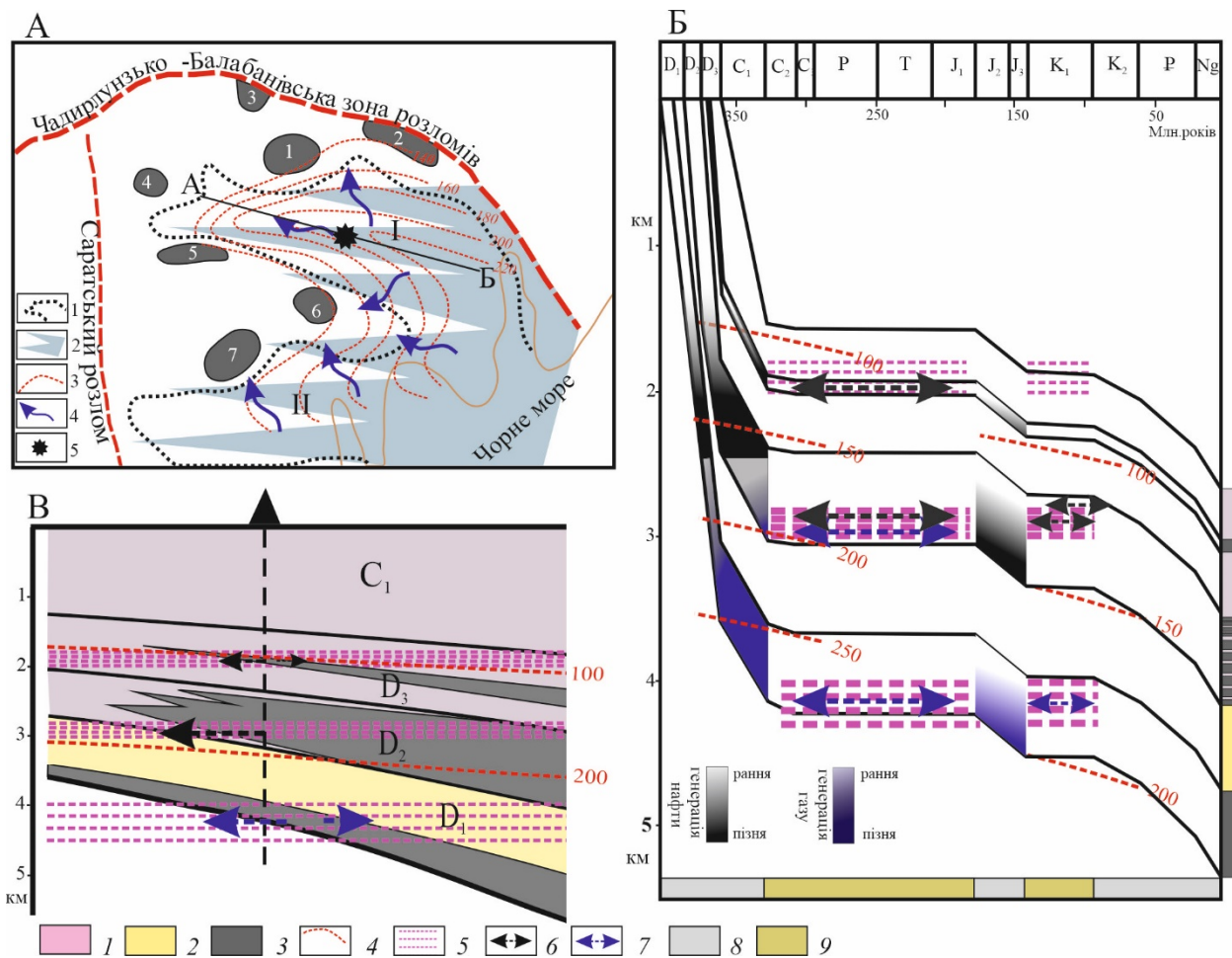


Рис. 2. Схема поширення нафтогазоматеринських відкладів, палеотемператури (А);  
 Моделі: історії занурення та періодизації катагенезу девонських відкладів (Б);  
 літофлюїдодинаміки на активному підетапі першого циклу катагенезу (В).

Умовні позначення:

А: 1 – контури депресій (за Є. О. Скачедуб [16]), 2 – нафтогазоматеринські відклади, 3 – температури у підшві нижнього девону, 4 – напрямки міграції ВВ, 5 – псевдосвердловина для моделювання історії занурення; локальні структури: 1 – Східносаратська, 2 – Балабанівська, 3 – Ярославська, 4 – Григорівська, 5 – Сариярська, 6 – Жовтоярська, 7 – Зарічненська. Б-В: Осадові комплекси: 1 – сульфатно-карбонатний, 2 – теригенний, 3 – глинистий, збагачений ОР; 4 – палеотемператури; 5 – регіональні зони розуцільнення; масштабна міграція ВВ: 6 – нафти, 7 – газу; підетапи катагенезу: 8 – пасивний, 9 – активний /

Fig. 2. Scheme of distribution of oil and gas source deposits, paleotemperature (A);  
 Models: history of subsidence and periodization of catagenesis of Devonian deposits (B);  
 lithofluid dynamics at the active substage of the first cycle of catagenesis (C)

Symbols:

A: 1 – contours of depressions (according to Ye. O. Skachedub [16]), 2 – oil and gas source deposits, 3 – temperatures at the bottom of the Lower Devonian, 4 – directions of hydrocarbons migration, 5 – pseudo-well for modeling the history of subsidence; local structures: 1 – Skhidnosaratska, 2 – Balabanivska, 3 – Yaroslavska, 4 – Hryhorivska, 5 – Saryarska, 6 – Zhvtoyarska, 7 – Zarichnenska. B-C: Sedimentary complexes: 1 – sulfate-carbonate, 2 – terrigenous, 3 – clayey, enriched with Organic Matter; 4 – paleotemperature; 5 – regional decompaction zones; large-scale migration of hydrocarbons: 6 – oil, 7 – gas; substages of catagenesis: 8 – passive, 9 – active

район Жовтоярської структури, куди флюїди могли надходити з трьох напрямків (див. рис. 2А).

Для з'ясування ролі в акумуляції ВВ другого циклу катагенезу (середня юра – рання крейда) важливо розглянути питання стосовно рівня перетворення ОР, зокрема ступеня збереження її потенціалу після завершення першого циклу. Виходячи з градацій катагенезу та даних [1], залишко-

ва ОР у материнських відкладах нижнього девону мала становити 40%, середнього – 55%, верхнього – близько 90%. Втім, зважаючи на значну тривалість активного підетапу катагенезу, а також акселерацію трансформації ОР у зонах регіонального розуцільнення [8], цифри повинні бути меншими, особливо для відкладів нижнього та середнього девону. Це дозволяє констатувати, що

основна акумуляція ВВ у Переддобрудзькому прогині відбулася протягом середнього карбонуранньої юри, надалі ймовірно проходили головно процеси трансформації та переформування утворених раніше скупчень ВВ.

**Висновки.** Створена модель середньо-пізньодевонського осадоагромадження дозволяє аргументувати ширший, ніж раніше вважалося, розвиток у Переддобрудзькому прогині осадів збагачених ОР. Останні формувалися у занурених частинах Тузлівської та Алібейської депресій внаслідок характерної динаміки морського басейну: приповерхневі води нормальної солоності перманентно рухалися вбік прибережної мілководної області евапоритоутворення, а придонні (мінералізовані) – перемішувалися у зворотному напрямку. Перше сприяло формуванню зони масового розвитку планктонної біоти, а друге – ефективному захороненню в осадах органічної маси. Отже, є підстави виділяти в приосьових зонах згаданих депресій вуглецево-карбонатно-глинистий літологічний комплекс як частину карбонатно-евапоритової формації середнього-верхнього девону. Встановлені на даний час шари «чорносланцевих» утворень у периферійних ділянках депресій представляють собою віддалені (крайові) частини цього комплексу.

Осередки генерації ВВ були локалізовані у депоцентрах Тузлівської та Алібейської депресій, де нафтогазоматеринські відклади наприкінці раннього карбону досягли градації катагенезу МК<sub>5</sub> (нижній девон), МК<sub>3</sub> – МК<sub>4</sub> (ейфель).

Відклади девону зазнали впливу двох основних циклів катагенезу. Пасивний підетап першого продовжувався до кінця раннього карбону, коли відклади досягли максимальних температур; пізніше розпочався активний підетап, який тривав до ранньої юри. Другий був короткочасним (пасивний підетап – середня, пізня юра, активний – рання крейда). Час прояву активного підетапу першого був основним етапом міграції вуглеводневих флюїдів, яка відбувалася на трьох гіпсометричних рівнях по зонах регіонального розуцільнення. При цьому формувалися потоки ВВ різного фазового складу. Джерелом газу слугували відклади нижнього девону, а основний об'єм нафти генерувався у нашаруваннях ейфельського віку. Упродовж другого циклу катагенезу у зв'язку зі зниженням пластових температур та певним вичерпанням потенціалу ОР прогноуються лише процеси переформування раніше утворених покладів ВВ

Оскільки осередки генерації приурочені до відкладів різного віку, відрізнялися за температурним режимом, шляхами міграції флюїдів та відокремлені один від одного можна передбачати існування трьох нафтогазових систем.

Таким чином, проведені дослідження дозволили встановити принципові риси формування і розвитку нафтогазових систем Придобрудзького прогину. Наступним кроком буде більш детальне вивчення певних його ділянок, зокрема здійснення реконструкції ймовірних сценаріїв формування ВВ скупчень Східносаратського та Жовтоярського родовищ.

#### Список використаної літератури

1. Баженова Т. К. Исследование онтогенеза углеводородных систем как основа раздельного прогноза нефтегазоносности осадочных бассейнов [Текст] / Т. К. Баженова, В. К. Шиманский // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2007. – № 2 – С. 1-17.
2. Бахтуров С. Ф. Битуминозные карбонатко-сланцевые формации Восточной Сибири: монография [Текст] / С. Ф. Бахтуров. – Новосибирск: Наука, 1985. – 125 с.
3. Воловик В. Т. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности Северо-Западного Причорноморья [Текст] / В. Т. Воловик, В. К. Гавриш, В. И. Няга // Геол. журн., 1988. – № 2 (239) – С. 48-61.
4. Высоцкий И. В. Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран: монография [Текст] / И. В. Высоцкий, В. Б. Оленин, В. И. Высоцкий. – М.: Недра, 1981. – 479 с.
5. Гнідець В. П. Літогенез девонських відкладів Придобрудзького прогину (палеоокеанографія, седиментаційна циклічність, формування порід-колекторів): монографія [Текст] / В. П. Гнідець, К. Г. Григорчук, Б. М. Полухтович, В. О. Федішин. – Київ: УкрДГРІ, 2003. – 94 с.
6. Гнідець В. П. Літолого-фаціальна зональність та літологічна структура ейфельських відкладів Переддобрудзького прогину [Текст] / В. П. Гнідець, К. Г. Григорчук, Л. Б. Кошіль, Н. В. Ціж, М. Б. Яковенко // Геодинаміка, 2016. – № 1 (20) – С. 50-62. DOI: <https://doi.org/10.23939/jgd2016.01.050>
7. Гнідець В. П. Циклічність, літофаціальні особливості та умови седиментації ейфельських відкладів Переддобрудзького прогину [Текст] / В. П. Гнідець, К. Г. Григорчук, Л. Б. Кошіль, Н. В. Ціж, М. Б. Яковенко // Геодинаміка, 2020. – № 1 (28) – С. 38-51. DOI: <https://doi.org/10.23939/jgd2020.01.038>
8. Григорчук К. Г. Динаміка катагенезу порід осадочних комплексів нафтогазоносних басейнів: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня д-ра геол. наук: спец. 04.00.21 «Літологія» [Текст] / К. Г. Григорчук; Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України. – Львів, 2012. – 40 с.
9. Жарков М. А. О промежуточных бассейнах эпох соленакопления и парагенетической связи с соленосными сериями нефтяных и газовых месторождений [Текст] / М. А. Жарков // Проблемы нефтеносности Сибири. – Новосибирск: Наука, 1971 – С. 163-185.

10. Иванова А. В. Влияние геотектонических условий на формирование угленосных формаций Львовского и Преддобруджинского прогибов / А. В. Иванова [Текст] // Геол. журн. 2016. – № 1 (354) – С. 36- 50.
11. Лукин А. Е. О среднепалеозойском Белолесском мегаатолле в Преддобруджинском прогибе [Текст] / А. Е. Лукин, Г. Л. Трофименко // Докл. НАН Украины, 1992. – № 5 – С. 1008-1012.
12. Мачулина С. А. Цикличность осадконакопления и закономерности распространения карбонатных пород-коллекторов девонских отложений Западного Причерноморья [Текст] / С. А. Мачулина, Г. Л. Трофименко, Л. И. Рябчун // Геол. журн., 1991. – № 1 – С. 131-141.
13. Мачуліна С. О. Чорносланцеві товщі силурійських і девонських відкладів Переддобрудзького прогину [Текст] / С. О. Мачуліна, О. П. Олійник // Геологічний журнал, 2021. – № 4 (377) – С. 90-103. DOI: <https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2021.4.238357>
14. Михайлов В. А. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. 3. Південний нафто-газоносний регіон: монографія [Текст] / В. А. Михайлов, І. М. Куровець, Ю. М. Сеньковський, С. А. Вишва, В. М. Загнітко, В. П. Гнідець, К. Г. Григорчук, О. М. Карпенко, С. С. Куровець. – К.: ВПЦ «Київський університет», 2014. – 222 с.
15. Сеньковський Ю. М. Геологічна палеоокеанографія океану Тетис: монографія [Текст] / Ю. М. Сеньковський, К. Г. Григорчук, В. П. Гнідець, Ю. В. Колтун. – Київ: Наукова думка, 2004. – 171 с.
16. Скачедуб Є. О. Умови осадконагромадження і нафтогазоносність середньодевонсько-нижньокам'яновугільної евапоритової формації Переддобрудзького прогину [Текст] / Є. О. Скачедуб // Геологія і геохімія горючих копалин, 1998. – № 1 (102) – С. 41-52.
17. Трофименко Г. Л. Перспективы нефтегазоносности сульфатно-карбонатной толщи девона–карбона Преддобруджинского прогиба [Текст] / Г. Л. Трофименко, М. Е. Герасимов // Геологический журнал, 1991. – №5 – С. 93-100.
18. Штейнгольц В. Л. Парагенез доманикоидов и галогенных отложений различных гидрохимических типов [Текст] / В. Л. Штейнгольц, Ю. В. Баталин // Осадочные формации и обстановки их образования. – Новосибирск: Наука, 1987. – С. 85-99.
19. Koshil L.B. Geological paleoceanography of Fore-Dobrudja segment of Tethys in Devonian [Текст] / L. B. Koshil, V. P. Gnidets, K. H. Grigorchuk // Collection of Scientific Works of the Institute of Geological Sciences NAS of Ukraine, 2015. – Т. 8 – С. 126-131. DOI: <https://doi.org/10.30836/igs.2522-9753.2015.146728>
20. Magoon L. B. The Petroleum System - From Source to Trap. [Text] / L .B. Magoon, W. G. Dow // AAPG Mem. 60. – Tulsa: AAPG, 1994. – P. 3-24.
21. Parrish I. T. Upwelling and petroleum source beds with reference to Paleozoic [Text] / I. T. Parrish // AAPG Bull, 1982. – Vol. 66 – P. 750-774.

**Внесок авторів:** всі автори зробили рівний внесок у цю роботу

## The model of the oil and gas system of the Devonian sedimentary complex of the Bilolisky block of the Dobrudja foredeep

*Volodymyr Hnidets*<sup>1</sup>,

PhD (Geology and Mineralogy), Senior Scientist, Senior Researcher,

<sup>1</sup> Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of NAS of Ukraine,

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

*Kostyantyn Hryhorchuk*<sup>1</sup>,

DSc (Geology), Senior Scientist, Leading Researcher;

*Lesia Koshil*<sup>1</sup>,

Senior Engineer;

*Myroslava Yakovenko*<sup>1</sup>,

PhD (Geology), Senior Researcher, Scientific Secretary

### ABSTRACT

**The purpose of the article** is to find out the main principal features of the ontogenesis of the oil and gas system of the Devonian deposits of the Dobrudja Foredeep.

**Methods and methodology** - generalization of data on the lithology of Devonian deposits, analysis of materials on the development of paragenic facies associations in evaporite basins, construction of a principled model of the hydrodynamics of the Dobrudja basin on this basis and predicting the distribution of various lithogenetic types in the Devonian period. Historical-catagenetic reconstructions were carried out on the basis of the provisions of the fluid-dynamic concept of catagenesis.

**Results.** On the basis of the reconstruction of the dynamics of the sea basin and the nature of the lithofacies zonation, the conditions of Middle-Late Devonian sedimentation were modeled. A wider development of sediments enriched in organic matter, both in the section and laterally, is argued. First of all, this applies to the Middle Devonian deposits, which,



together with the Lower Devonian black shale formations, formed the body of oil and gas formation centers, that were localized in the depocenters of the Tuzliv and Alibey depressions.

The Devonian sediments were affected by two major cycles of catagenesis, with active substages (so-called critical moments) associated with large-scale fluid migration. The time of manifestation of the active substage of the first cycle (Middle-Late Carboniferous) was the main one in the migration of hydrocarbons, which is associated with a sufficiently high degree of post-diagenesis of the generating strata: gradation of catagenesis MK<sub>5</sub> (Lower Devonian), MK<sub>3</sub> - MK<sub>4</sub> (Eifelian). Hydrocarbons moved through the zones of regional decompaction, which were developed at three hypsometric levels. In this case, flows of hydrocarbons of different phase composition were formed. The source of the gas was the Lower Devonian deposits, and the main volume of oil was generated in the Eifelian layers. During the second cycle of catagenesis, due to a decrease in reservoir temperatures and a significant depletion of the potential of organic matter, only processes of reformation of previously formed hydrocarbon deposits are predicted. Due to the fact that the generation centers were confined to deposits of different ages, differed in temperature regime, ways of fluid migration, and were separated from each other, there are reasons to assume the existence of three oil and gas systems.

**Scientific novelty and practical significance.** For the first time, a wider spatial and age range of development of oil and gas source strata, localized centers of generation, discrete paths and time of large-scale migration of hydrocarbons have been scientifically substantiated. The studies carried out provide good grounds for predicting the possibility of the formation of large volumes of hydrocarbons that could be accumulated in the Devonian deposits of the Dobrudja Foredeep.

**Keywords:** Dobrudja Foredeep, Biloliskyy Block, Devonian deposits, sedimentation environments, oil and gas system, catagenesis dynamics.

### References

1. Bazhenova, T. K., Shimansky, V. K. (2007). Research on the ontogenesis of hydrocarbon systems as a basis for separate prediction of oil and gas capacity of sedimentary basins. *Neftegazovaya geologiya. Theory and practice*, 2, 1-17 [in Russian].
2. Bakhturov, S. F. (1985). Bituminous carbonate shale formations of Eastern Siberia. Novosibirsk, Nauka, 125 [in Russian].
3. Volovik, V. T., Gavrish, V. K., Nyaga, V. I. (1988). Peculiarities of the geological structure and oil and gas potential of the North-Western Black Sea region. *Geol. journal*, 2 (239), 48-61 [in Russian].
4. Vysotsky, I. V., Olenin, V. B., Vysotsky, V. I. (1981). Oil and gas bearing basins of foreign countries. M., Nedra, 479 [in Russian].
5. Hnidets, V. P., Hryhorchuk, K. H., Polukhtovych, B. M., Fedyshyn, V. O. (2003). Lithogenesis of the Devonian deposits of the Dobrudja Foredeep (paleoceanography, sedimentation cyclicity, formation of reservoir rocks). Kyiv, Ukrainian State Geological Research Institute, 94 [in Ukrainian].
6. Hnidets, V. P., Hryhorchuk, K. H., Koshil, L. B., Tsizh, N. V., Yakovenko, M. B. (2016). Lithological-facies zonation and lithological structure of the Eifel sediments of the Dobrudja Foredeep. *Geodynamics*, 1 (20), 50-62 [in Ukrainian]. DOI: <https://doi.org/10.23939/jgd2016.01.050>
7. Hnidets, V. P., Hryhorchuk, K. H., Koshil, L. B., Tsizh, N. V., Yakovenko, M. B. (2020). Cyclicity, lithofacial features and sedimentary environments of Eifelian deposits of Dobrudja Foredeep, 1 (28), 38-51 [in Ukrainian]. DOI: <https://doi.org/10.23939/jgd2020.01.038>
8. Hryhorchuk, K. H. (2012). Dynamics of rock catagenesis of sedimentary complexes of oil and gas-bearing basins. (Author. dis. for the scientific degree of Dr. geol. sciences: spec. 04.00.21 "Lithology"). Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of the National Academy of Sciences of Ukraine, Lviv, 40 [in Ukrainian].
9. Zharkov, M. A. (1971). On the intermediate basins of the epochs of salt accumulation and paragenetic connection with saline-bearing series of oil and gas deposits. *Problems of oil potential in Siberia*. Novosibirsk, Nauka, 163-185 [in Russian].
10. Ivanova, A. V. (2016). Influence of geotectonic conditions on the coal-bearing formations of Lvov and Pre-Dobrogea depressions. *Geological journal*, 1 (354), 36-50. [in Russian].
11. Lukin, A. E., Trofimenko, G. L. (1992). About the Middle Paleozoic Belolessky Mega-atoll in the Dobrudja Foredeep. *Reports of the National Academy of Sciences of Ukraine*, 5, 1008-1012 [in Russian].
12. Machulina, S. A., Trofimenko, G. L., Ryabchun, L. I., (1991). Cyclicity of sedimentation and patterns of distribution of carbonate reservoir rocks of the Devonian deposits of the Western Black Sea region. *Geological journal*, 1, 131-141 [in Russian].
13. Machulina, S. O., Oliinyk, O. P. (2021). Black shales of Silurian and Devonian deposits of the Fore-Dobrogea trough. *Geological journal*, 4 (377), 90-103 [in Ukrainian]. DOI: <https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2021.4.238357>
14. Mykhailov, V. A., Kurovets, I. M., Senkovskiy, Yu. M., Vyzhva, S. A., Zahnitko, V. M., Hnidets, V. P., Hryhorchuk, K. H., Karpenko, O. M., Kurovets, S. S. (2014). Unconventional sources of hydrocarbons of Ukraine: monograph. In eight books. Book 3. South oil-gas-bearing region. National Joint-stock Company "Naftogaz of Ukraine", Taras Shevchenko National University of Kyiv, Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of National academy of sciences of Ukraine, 222 [in Ukrainian].
15. Senkovskiy, Yu. M., Hryhorchuk, K. H., Hnidets, V. P., Koltun, Yu. V. (2004). Geological paleoceanography of the Tethys ocean: monograph. Kyiv, Naukova dumka, 171 [in Ukrainian].



16. Skachedub, Ye. O. (1998). *Sedimentary conditions and oil and gas potential of the Middle Devonian-Lower Carboniferous evaporite formation of the Dobrudja Foredeep*. *Geology and Geochemistry of Combustible Minerals*, 1 (102), 41-52. [in Ukrainian].
17. Trofimenko, G. L., Gerasimov, M. E. (1991). *Prospects for the oil and gas potential of the Devonian-Carboniferous sulfate-carbonate strata of the Dobrudja Foredeep*. *Geological Journal*, 5, 93-100 [in Russian].
18. Shteingolts, V. L., Batalin, Yu. V. (1987). *Paragenesis of domanikoids and halogen deposits of various hydrochemical types. Sedimentary formations and conditions of their formation*. Novosibirsk, Nauka, 85-99 [in Russian].
19. Koshil, L. B., Gnidets, V. P., Grigorchuk, K. H. (2015). *Geologica paleoceanography of Fore-Dobrudja segment of Tethys in Devonian*. *Collection of Scientific Works of the Institute of Geological Sciences NAS of Ukraine*, T. 8, 126-131. DOI: <https://doi.org/10.30836/igs.2522-9753.2015.146728>
20. Magoon, L. B. (1994). *The Petroleum System - From Source to Trap*. AAPG, Mem. 60. Tulsa, AAPG, 3-24.
21. Parrish, J. T. (1982). *Upwelling and petroleum source beds, with reference to Paleozoic*. AAPG Bull. 66, 750-774.

**Authors Contribution:** All authors have contributed equally to this work

Received 20 April 2023  
Accepted 22 May 2023