

Володимир ГНІДЕЦЬ¹, Костянтин ГРИГОРЧУК², Леся КОШІЛЬ³,
Мирослава ЯКОВЕНКО⁴

Інститут геології і геохімії горючих копалин Національної академії наук України, вул. Наукова, 3А, Львів, 79060, Україна, ел. пошта: ¹vgnidets53@gmail.com, <https://orcid.org/0009-0001-6372-7878>; ²kosagri@ukr.net, <https://orcid.org/0000-0003-1595-0968>; ³koshillesia@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0001-6678-9460>; ⁴myroslavakoshil@ukr.net, <https://orcid.org/0000-0001-8967-0489>

<https://doi.org/10.23939/jgd2024.02.069>

ДИНАМІКА НАФТИДОГЕНЕЗУ В ДЕВОНСЬКИХ ВІДКЛАДАХ ПЕРЕДДОБРУДЗЬКОГО ПРОГИНУ

Мета роботи полягала у з'ясуванні динаміки нафтидогенезу у відкладах девону Переддобрудзького прогину. Дослідження полягали у ретроспективному аналізі на основі флюїдодинамічної концепції катагенезу. В результаті вперше встановлено відмінність режиму катагенезу в різних частинах прогину, що зумовило певні особливості генерації та акумуляції вуглеводнів: основна фаза їх нагромадження у Тузлівській депресії (переважно нафтоутворення) пов'язана із першим, а у Фурманівсько-Приморській (переважно газоутворення) – другим циклом катагенезу. Спрогнозовано особливості просторово-вікової неоднорідності акумуляції вуглеводнів. На першому циклі катагенезу найінтенсивніші потоки нафтових флюїдів були спрямовані у бік центрикліналі Тузлівської депресії (відклади середнього девону), що могло стати основним чинником формування Східносаратського родовища і, крім того, дає підстави високо оцінювати перспективи території, що охоплює структури: Саратську, Ярославську, Розівську, Григорівську, Сариярську. Водночас у Фурманівсько-Приморській депресії відбувалося незначне утворення газу ранньої генерації. На другому циклі катагенезу в районі останньої прогнозується формування покладів нафти у відкладах нижнього девону на північному борті та верхнього – південному, а газу – у силурійських та давніших нашаруваннях західної центрикліналі. На завершальному циклі катагенезу в Тузлівській депресії ішли на спад процеси акумуляції нафти у відкладах середнього девону (периферія депресії) та газу в нижньому девоні (центрикліналь). У Фурманівсько-Приморській депресії домінувала акумуляція газових вуглеводнів у нижньодевонських та підстильних утвореннях. Поклади ВВ, формування яких прогнозується у відкладах нижнього девону та давніших утвореннях, могли слугувати проміжними резервуарами, звідки ВВ могли надходити у нашарування, які залягають вище, по широко розвинених у регіоні диз'юнктивних порушеннях. Наукова новизна полягає у встановленні латеральної неоднорідності режиму катагенезу та відповідної гетерогенності процесів нафтогазоутворення, а практична значущість – у виявленій специфіці розвитку зон нафтогазо-нагромадження та локалізації перспективних ділянок.

Ключові слова: Переддобрудзький прогин, девонські відклади, нафтогазова система, динаміка катагенезу, перспективи нафтогазоносності.

Вступ

У Переддобрудзькому прогині основний нафтогазопошуковий інтерес становить силурійсько-нижньокам'яновугільний осадовий комплекс, продуктивність якого доведена відкриттям у Тузлівській депресії Східносаратського та Жовтоярського нафтових родовищ. Фурманівсько-Приморська депресія та суміжні ділянки належать до категорії територій із невизначеними перспективами [Геология шельфа..., 1986].

У роботах минулих років [Воловик, Гавриш, Няга, 1988; Трофименко, Герасимов, 1991; Лукин, Трофименко, 1992; Скачедуб, 1998; Гнідець, Григорчук, Полухтович, Федішин, 2003; Мачуліна, Олійник, 2021] вивчено літологічні особливості, з'ясовано основні риси седиментогенезу девонських відкладів (головно району Тузлівської депресії), що дало змогу оцінити перспективи

осадової товщі, передусім в аспекті поширення природних колекторів вуглеводнів (ВВ). Однак не розглянуто питання розвитку в регіоні нафтогазових систем (НГС). Моделювання ж останніх становить важливе підґрунтя для визначення напрямів пошуково-розвідувальних робіт.

Мета

Мета роботи – з'ясувати онтогенез виявлених родовищ та оцінити перспективи східної частини Переддобрудзького прогину загалом на основі ретроспективного аналізу процесів нафтогазоутворення та нафтогазонагромадження.

Методика

Дослідження динаміки утворення ВВ, локалізації шляхів їх міграції та зон акумуляції ґрунтувалися на флюїдодинамічній концепції ка-

тагенезу [Григорчук, 2012]. Для ліпшого сприйняття поданих результатів доцільно стисло розглянути основні її положення та терміни, що використовуються у подальшому викладенні.

Флюїдинамічна концепція аргументує циклічність катагенезу, що тісно пов'язано з етапністю тектонічного режиму басейну. Основні елементи НГС, які за [Magoon, Dow, 1994] складаються з осередку генерації, шляхів транспортування та зон акумуляції, розвиваються діахронно. За умов переважання низхідних порухів (пасивний підетап катагенезу) у ділянках домінування глинистих, збагачених органічною речовиною (ОР) відкладів, проявляється консервація літогенезу (за терміном [Кудельский, 1982]), формуються осередки генерації ВВ, т. зв. “пласти-реактори” [Сидорова, Сафронова, Бузова, 1991], у яких зосереджуються значні запаси літофлюїдної енергії. Важливу роль відіграють процеси трансформації мінералів класу шаруватих диметасилікатів. Так, початкова ілітизація монтморилоніту супроводжується виділенням води, що сприяє виникненню аномально високих пластових тисків. Надалі процес згасає [Colten-Bradley, 1987] і відбувається зворотна реакція [Буряковский, Джафаров, Джеваншир, 1990] із формуванням газогідрат-монтморилонітових утворень, які у невеликому об'ємі можуть містити великі запаси води та вуглеводневих сполук [Guggenheim, Koster van Groos, 2003; Cygan, Guggenheim, Koster van Gross, 2004]. Вивільнення

останніх відбувається на активному підетапі катагенезу в разі повторної ілітизації монтморилоніту під час регіональних висхідних порухів [Burley, Flish, 1989; Rowan, Goldhaber, Hatch, 2002]. Акумульована енергія релаксує завдяки розвитку на декількох гіпсометричних рівнях зон розущільнення, по яких відбувається “лавинна” міграція флюїдів завдяки крихкому руйнуванню порід [Beach, 1977] та утворенню різномасштабних [Зарайский, Балашов, 1983] систем проникності.

Результати

Історія катагенезу та режиму нафтогазоутворення

У Тузлівській депресії материнськими відкладами слугували “чорносланцеві” горизонти, декількох його стратиграфічних рівнів: розівська і кочулійська світи нижнього, базальні частини дев'яти циклітів середнього девону та “чорносланцеві” горизонти на межі франського та фаменського ярусів [Гнідець, Григорчук, Кошіль, Яковенко, 2023]. Враховуючи дані [Гнідець, Григорчук, Полухтович, Федішин, 2003, Нетрадиційні джерела..., 2014] щодо подібності літолого-фаціальної будови девонських нашарувань у Тузлівській та Приморсько-Фурманівській депресіях, можна припускати, що в останній нафтогазогенерувальними слугували аналогічні утворення.

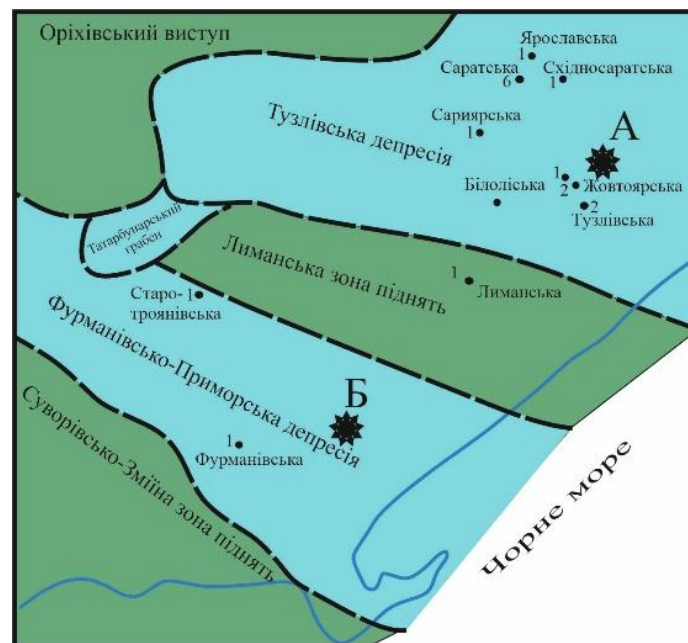


Рис. 1. Схема структурних елементів району досліджень за [Гнідець, Григорчук, Полухтович, Федішин, 2003]. А, Б – псевдосвердловини.

Для з'ясування особливостей розвитку НГС здійснено порівняльний аналіз історії катагенезу та літофлюїдодинаміки осадових нашарувань північно-східного та південно-західного районів Переддоб-

рудського прогину. Для цього були використані псевдосвердловини по депоцентрах Тузлівської (А) та Фурманівсько-Приморської (Б) депресій (рис. 1). Принципові особливості першої розглянуто у роботі

[Гнідець, Григорчук, Кошіль, Яковенко, 2023]. Під час побудови другої використано матеріали [Гнідець, Григорчук, Полухтович, Федішин, 2003, Лукін, 2005] стосовно геології основних стратиграфічних одиниць.

Очевидно, що режим катагенезу осадових утворень Тузлівської та Фурманівсько-Приморської депресій відрізнявся (рис. 2). Так, у першому випадку проявилися два цикли катагенезу: перший завершився у ранній юрі, другий – ранній крейді. Треба підкреслити значну тривалість активного підетапу першого циклу (середній карбон – рання юра). У другому випадку фіксуються три цикли, які закінчувалися у середньому карбоні, ранній юрі та палеогені. Великою тривалістю активного підетапу відрізнявся третій цикл (рання крейда – палеоген).

Крім того інтенсивність занурення і, відповідно, прогрівання упродовж першого циклу були неоднаковими. Так, у північно-східній частині Передобрудзького прогину швидкість осадового породотворення становила 45–60 м/млн років, а у південно-західній – не перевищувала 30–45 м/млн років (див. рис. 2). У результаті у першому випадку генерувальні пачки досягли градацій катагенезу МК₂ (верхній девон), МК₃ (середній девон) та МК₄ – МК₅ (нижній девон), а в другому – лише ПК, МК₁ та МК₂, відповідно. У Приморсько-Фурманівській депресії (див. рис. 2), на відміну від Тузлівської, у перм – ранньоярський час відбулося (другий цикл катагенезу) інтенсивне занурення (понад 45 м/млн років), завдяки чому відклади девону досягли подібного ступеня катагенезу.

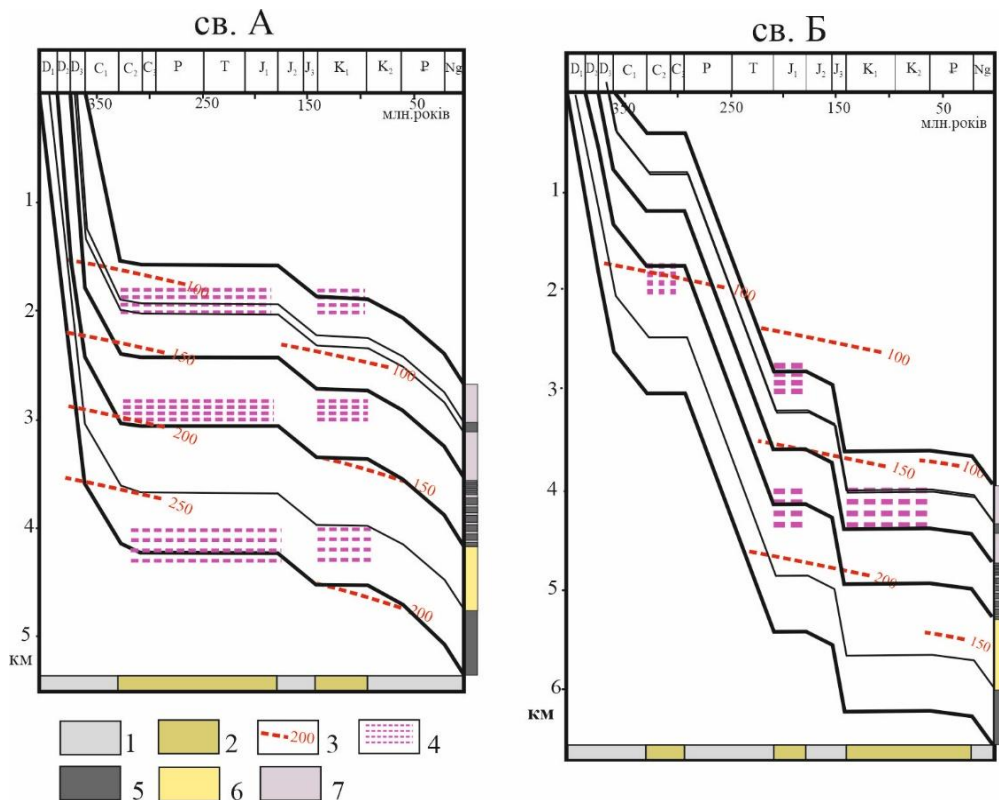


Рис. 2. Історія занурення та періодизація катагенезу відкладів девону.

Ексфільтраційний етап катагенезу:

1 – пасивний підетап; 2 – активний підетап; 3 – палеотемператури; 4 – регіональні зони розуцільнення.

Осадові комплекси:

5 – глинистий, збагачений ОР; 6 – теригенний; 7 – сульфатно-карбонатний.

Отже, наприкінці першого циклу в Тузлівській депресії склалися сприятливі умови для масштабної генерації та міграції ВВ різного фазового складу. Остання відбувалася по трьох регіональних зонах розуцільнення (див. рис. 3). По верхній – з “чорносланцевих” утворень (фран-фамен) у напрямку на північ, південь та захід надходили невеликі порції газу ранньої генерації. Нафтові ВВ масово утворювалися у нашаруваннях середнього

девону, звідки переміщувалися у теригенні відклади нижнього девону (на бортах депресії) та у припідшовну частину ейфельських утворень (західна центрикліналь). Міграція газових ВВ із відкладів нижнього девону відбувалася по нижній зоні розуцільнення. Флюїди надходили головно у підстильні товщі та частково теригенну частину нижнього девону з подальшим переміщенням у напрямку регіонального здійснення горизонтів.

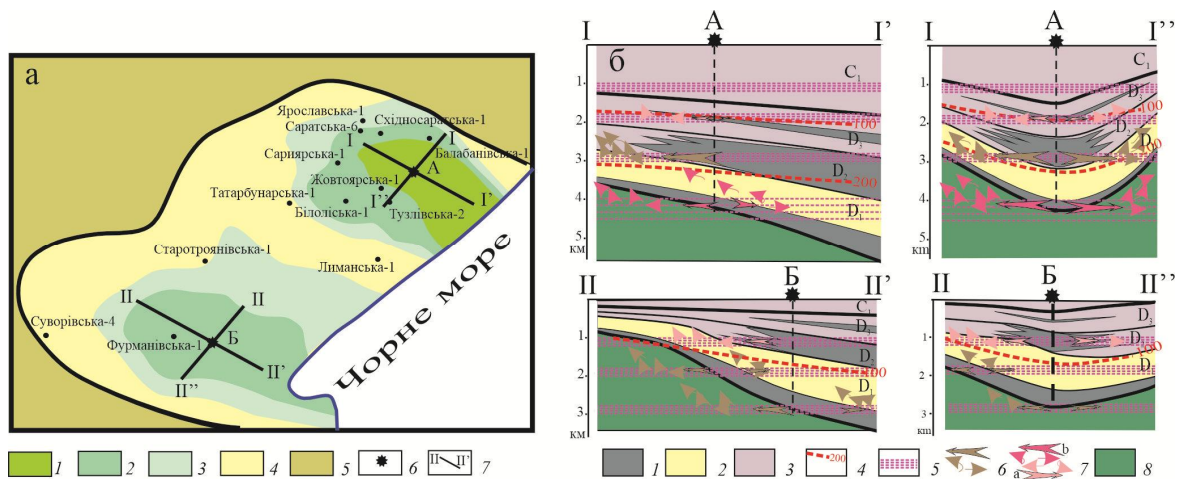


Рис. 3. Інтенсивність занурення відкладів на пасивному підетапі (а) та модель літофлюїдодинаміки (б) на активному підетапі першого циклу катагенезу
 а: 1 – понад 45 м/млн років; 2 – 30–45; 3 – 15–30; 4 – менше ніж 15; 5 – відсутність відкладів;
 6 – псевдосвердловини; 7 – перетини; б – осадові комплекси: 1 – глинистий, збагачений ОР;
 2 – теригенний; 3 – сульфатно-карбонатний; 4 – палеотемператури; 5 – регіональні зони тріщинуватості;
 регіональні флюїдні перетоки: 6 – нафта; 7 – газ; а – ранньої; б – пізньої генерації;
 8 – додевонські відклади.

У Фурманівсько-Приморській депресії ВВ флюїди також переміщувалися по трьох зонах розуцільнення. По верхній мігрував газ ранньої генерації, який у західному та південному напрямках надходив головню у теригенну товщу нижнього, а у північному – у сульфатно-карбонатні нашарування середнього девону. З “чорносланцевих” утворень останнього по двох регіональних зонах розуцільнення невеликі порції нафтових ВВ надходили переважно у підстильні відклади та частково – теригенну частину нижнього девону. Основний потік флюїдів, у зв’язку із залученням до масообміну більшого об’єму генерувальних утворень, був спрямований у бік західної центрикліналі депресії.

У перм – ранньоярський час у північно-східній частині регіону продовжувався активний підетап першого циклу катагенезу. А отже, тривали

процеси міграції ВВ по вищезгаданих зонах розуцільнення. Втім, інтенсивність потоків зазнала деякої латеральної трансформації, спричиненої нерівномірністю тектонічної активності у цей час, що фіксується мінливістю товщини перм-тріасових відкладів (від 0 у св. Східносаратська-2 до 643 м у св. Балабанівська-1) (рис. 4). Це дало змогу намітити три смуги з різною швидкістю осадового породоутворення: центральна – менше ніж 1 м/млн років; південна – 1–3 м/млн років та північна – понад 3 м/млн років. Відповідно, можна прогнозувати, що найінтенсивніші флюїдні потоки були спрямовані у бік центрикліналі Тузлівської депресії (район структур Саратовська, Східносаратська, Ярославська); менш масштабна міграція відбувалася у південному та особливо північному напрямках.

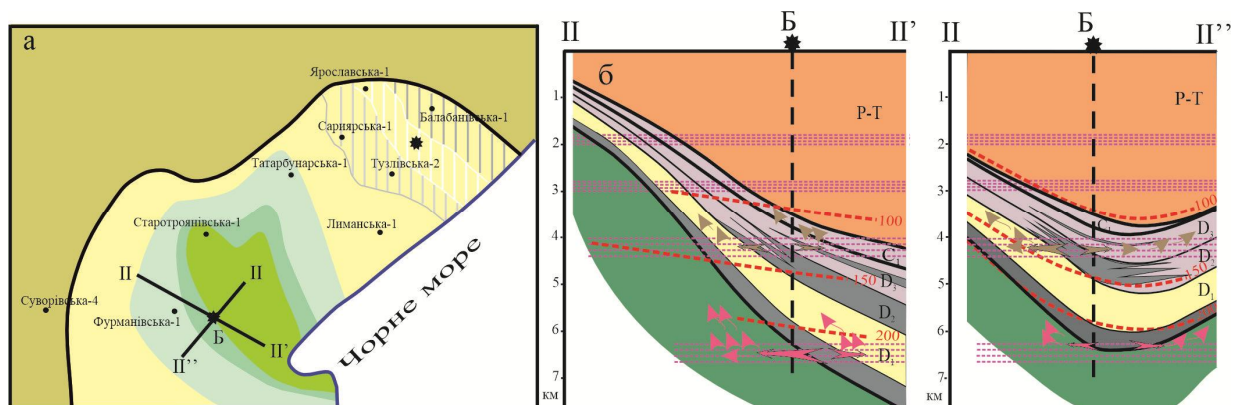


Рис. 4. Інтенсивність занурення відкладів на пасивному підетапі (а) та модель літофлюїдодинаміки (б) на активному підетапі другого циклу катагенезу.
 (Умовні позначення див. рис. 2).

У південно-західній частині прогину в пермі – ранній юрі проявився другий цикл катагенезу, який можна вважати основним в історії нафтогазоутворення, оскільки в цей час тут відбулося інтенсивне занурення та, відповідно, прогрівання генерувальних товщ (див. рис. 4). На активному підетапі катагенезу (рання юра) вуглеводні переміщувалися по двох регіональних зонах розуцільнення. Верхня – дренувала генерувальні пачки середнього та верхнього девону. Основна маса ВВ (нафтова фаза) надходила (у північно-східному напрямку) у верхню (теригенну) частину відкладів нижнього девону із подальшим субвертикальним переміщенням. Певні порції флюїдів могли мігрувати (у південно-західному напрямку) в нашарування верхнього девону та нижнього карбону із латеральним переміщенням за здійсненням проникних горизонтів. По нижній зоні розуцільнення з відкладів нижнього девону газові ВВ надходили переважно у підстильні утворення (головно у північно-західному напрямку).

Третій (Фурманівсько-Приморська депресія) та другий (Тузлівська депресія) цикли катагенезу розпочалися у середній юрі. Вони, як зазначалося вище, відрізнялися тривалістю та інтенсивністю занурення: в першому випадку ці параметри були більшими.

У Тузлівській депресії певні порції ВВ мігрували по двох зонах розуцільнення (рис. 5). Об'єми флюїдів, швидше за все, були невеликими з огляду на невелику інтенсивність занурення і, відповідно, незначну акумуляцію літофлюїдної енергії протягом юри. По верхній зоні мігрували нафтові ВВ з відкладів середнього та частково верхнього девону. Спостерігалася певна асиметрія надходження ВВ. Так, у північно-західному напрямку інтенсивність потоку ВВ була незначною і надходили вони переважно у відклади середнього девону. У північно-східному та південно-західному напрямках об'єми флюїдів були дещо більшими і мігрували вони у нашарування нижнього та частково середнього девону.

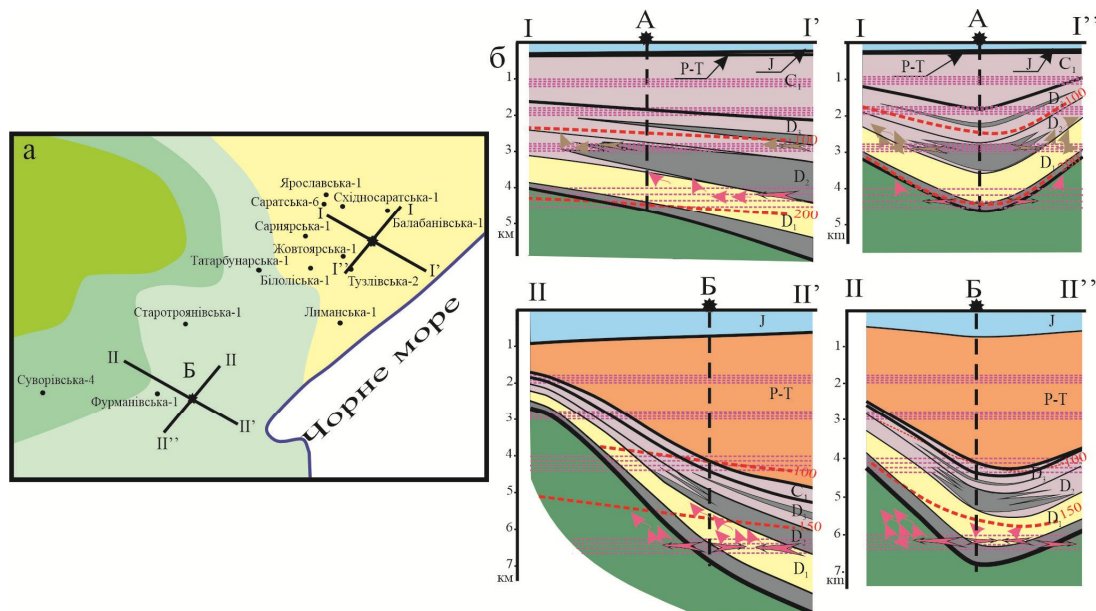


Рис. 5. Інтенсивність занурення відкладів на пасивному підетапі (а) та модель літофлюїдодинаміки (б) на активному підетапі останнього циклу катагенезу (Умовні позначення див. рис. 2).

Флюїдоперенесення по нижній зоні розуцільнення також характеризувалося латеральною неоднорідністю. Так, у напрямку західної центрікліналі депресії прогнозується інтенсивний потік газових ВВ, які утворювалися у генерувальних пачках середнього девону і надходили у теригенну товщу його нижнього відділу. Натомість у бік бортів існувала міграція невеликих об'ємів газу із нижнього девону у відклади, які його підстиляють.

У Фурманівсько-Приморській депресії “працювала” лише нижня зона розуцільнення, по якій мігрував газ як у теригенні пачки нижнього девону, так і у підстильні утворення. В західній

частині депресії існував ще й зустрічний потік із середньодевонських нашарувань депоцентру. Згодом ВВ могли мігрувати за здійсненням проникних горизонтів. А в напрямку бортів западини ВВ переміщувалися головню у підстильні утворення.

Історія розвитку зон нафтогазоагромадження

Встановлені основні риси динаміки генерації та міграції ВВ стали підґрунтям для визначення просторово-вікових особливостей локалізації зон нафтогазоагромадження у межах Переддобрудзького прогину.

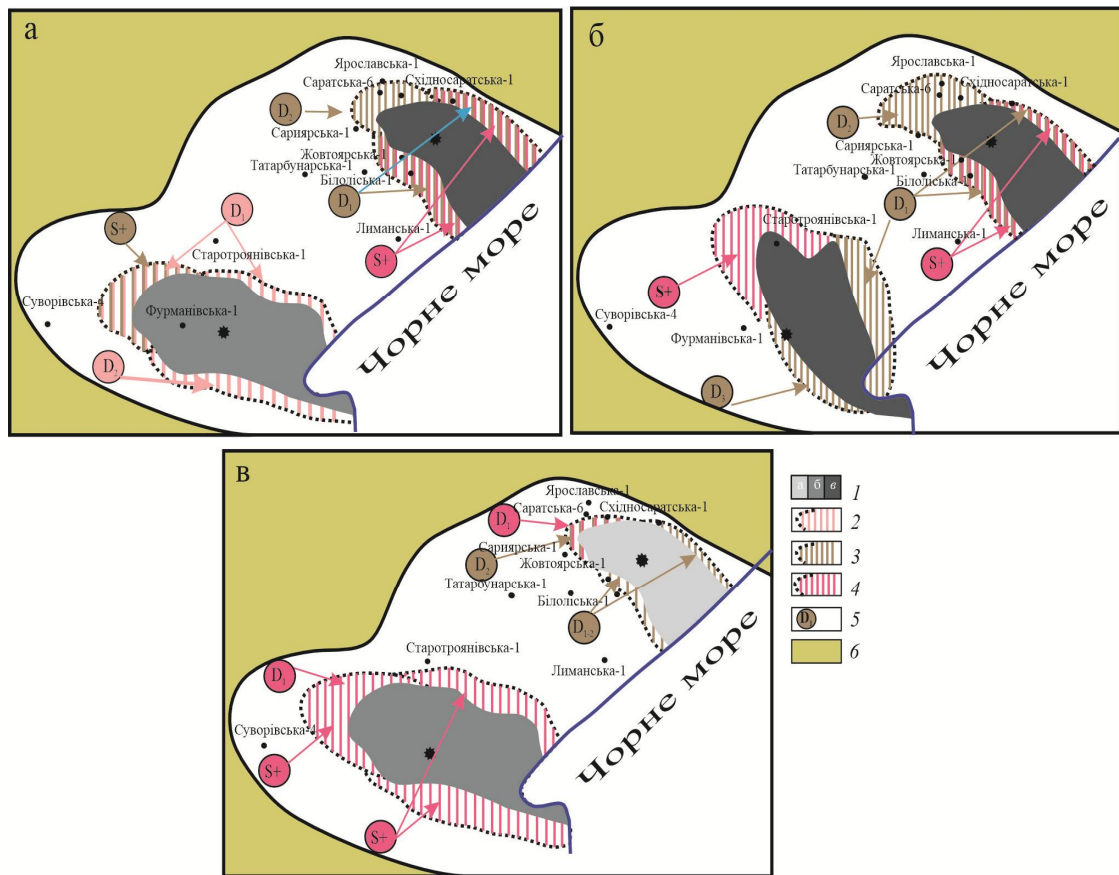


Рис. 6. Просторово-вікові особливості розвитку зон нафтогазоагромадження:

1 – ступінь консервації літогенетичних процесів: а – низький; б – середній; в – високий.

Прогнозні ареали максимального впливу флюїдних потоків: 2 – газ ранньої генерації; 3 – нафта; 4 – газ пізньої генерації; 5 – вік нафтогазоакумуляційних відкладів; 6 – відсутність відкладів девону.

На першому циклі катагенезу наймасштабніші процеси нафтогазоутворення відбувалися у північно-східній частині прогину. В депоцентрі Тузлівської депресії був розташований осередок генерації ВВ, де протягом пасивного підетапу катагенезу масштабно проявилася консервація процесів літогенезу з акумуляцією значних запасів флюїдної енергії, а по периферії – ділянки (зони) їх акумуляції (рис. 6). Відповідно до моделі літофлюїдодинаміки (див. рис. 3) можна прогнозувати, що на активному підетапі катагенезу нагромадження нафтових ВВ відбувалося у відкладах середнього девону в межах північно-західної центрикліналі депресії, охоплюючи райони структур Східносаратська, Саратовська. Натомість на південному та північному бортах депресії (Жовтоярсько-Тузлівська та Балабанівська ділянки, відповідно) нафтові скупчення могли формуватися у нашаруваннях нижнього девону, а газу – у підстильних відкладах (силурійські та давніші утворення).

Фурманівсько-Приморський осередок генерації постачав здебільшого невеликі об'єми газу ранньої генерації, який надходив у відклади середнього (південний борт) нижнього (північний

борт та західна центрикліналь) девону. А у підстильних відкладах останньої могли формуватися скупчення нафтових ВВ.

У перм-ранньорський час режим постдіагенезу і, відповідно, нафтогазоагромадження у північно-східній та південно-західній частинах Передбурдзького прогину істотно відрізнявся. У Тузлівській депресії продовжувався активний підетап першого циклу катагенезу. При цьому через певне сповільнення висхідних порухів на бортах депресії (див. рис. 4) інтенсивність міграції ВВ у цих напрямках дещо знизилася із відповідним зменшенням ареалів нафтогазоагромадження. Натомість у бік західної центрикліналі депресії масштаби флюїдоперенесення залишилися на попередньому рівні, що дає підстави прогнозувати збільшення площі потенційно нафтовмісних середньодевонських відкладів у районі структур Ярославська, Розівська, Григорівська, Сарийська.

У Фурманівсько-Приморській депресії проявився повний цикл катагенезу. У пермі – тріасі відбулося інтенсивне занурення (пасивний підетап катагенезу), що сприяло досягненню генерувальними пачками ступеня катагенезу, необхідного

для генерації ВВ флюїдів та акумуляції енергії, потрібної для їх лавинної міграції на активному підетапі (рання юра). Зважаючи на літофлюїдодинамічні особливості (див. рис. 4), можна прогнозувати неоднорідність нагромадження ВВ, що полягає у значній просторовій різниці віку потенційних ділянок акумуляції. Так, скупчення нафтових ВВ могли формуватися у відкладах нижнього девону північного борта депресії та верхнього – південного. В межах західної центрикліналі у силурійських та давніших нашаруваннях відбувалося газонагромадження.

На останньому циклі катагенезу також спостерігається певна відмінність процесів генерації, міграції та акумуляції ВВ у досліджених частинах Переддобрудзького прогину. Передусім, це спричинено неоднаковою інтенсивністю занурення протягом середньої-пізньої юри, що зумовило формування великого флюїдодинамічного енергетичного потенціалу в Фурманівсько-Приморському осередку генерації. Тому в північно-східній частині прогину невеликі порції нафти мігрували головню у відклади середнього девону, а газу в нижньодевонські нашарування центрикліналі Тузлівської депресії. Натомість у південно-західній частині прогину могли формуватись газові ВВ, переважно в осадових утвореннях, які підстиляють девон.

Наукова новизна

Вперше встановлена латеральна неоднорідність режиму катагенезу, що зумовило специфіку процесів генерації та акумуляції вуглеводнів у різних частинах Переддобрудзького прогину: в Тузлівській депресії основна фаза нагромадження ВВ (переважно нафта) пов'язана із першим, а у Фурманівсько-Приморській (переважно газ) – другим циклом катагенезу.

Практична значущість

Виявлені особливості просторово-вікової гетерогенності нафтогазонагромадження дали змогу локалізувати перспективні ділянки та спрогнозувати фазовий склад ймовірних покладів ВВ.

Висновки

Виявлено відмінність режиму катагенезу осадових утворень у різних частинах Переддобрудзького прогину. У Тузлівській депресії проявилися два цикли катагенезу: перший завершився у ранній юрі, другий – у ранній крейді. Активний підетап першого циклу характеризувався значною тривалістю (середній карбон – рання юра). У Фурманівсько-Приморській депресії зафіксовано три

цикли, які закінчувалися у середньому карбоні, ранній юрі та палеогені. Тривалішим був активний підетап третього циклу катагенезу (рання крейда – палеоген).

Зазначені особливості зумовили відмінності динаміки нафтидогенезу: основна фаза нафтогазонагромадження у Тузлівській депресії пов'язана із першим, а у Фурманівсько-Приморській – з другим циклом катагенезу. Загалом можна констатувати, що у першому випадку переважало нафто-, а в другому – газоутворення, а основним джерелом ВВ слугували відклади середнього та нижнього девону, відповідно.

Зони нафтогазонагромадження, розташовані по периферії депресій, характеризувалися нерівномірною у просторі та часі акумуляцією ВВ різного фазового складу. Так, на першому циклі катагенезу в районі Тузлівської депресії формування скупчень нафти прогнозується на північно-західній центрикліналі у відкладах середнього девону. На бортах продуктивність пов'язана з нашаруваннями нижнього девону (нафта), силурійськими та давнішими утвореннями (газ). Просторова нерівномірність тектонічних порухів спричинила деяке зменшення від початку до кінця активного підетапу першого циклу катагенезу інтенсивності флюїдних потоків у напрямку бортів, натомість активна міграція нафтових ВВ тривала в межах центрикліналі. Вірогідно, це стало основним чинником формування Східносаратського родовища нафти, перспективи можна пов'язувати з територією, що охоплює структури: Саратську, Ярославську, Розівську, Григорівську, Сариярську. У районі Фурманівсько-Приморської депресії невеликі поклади газу ранньої генерації могли утворюватися у відкладах середнього (південний борт) та нижнього (північний борт та західна центрикліналь) девону, а скупчення нафтових ВВ – у підстильних відкладах останньої.

У пермі – ранній юрі (другий цикл катагенезу) у Фурманівсько-Приморській депресії прогнозується формування нафтових покладів у відкладах нижнього девону північного борта депресії та верхнього – південного. В межах західної центрикліналі у силурійських та давніших нашаруваннях відбувалося газонагромадження

На завершальному циклі катагенезу в північно-східній частині прогину нафтонагромадження незначної інтенсивності відбувалося по периферії депресії у відкладах середнього девону, а газонагромадження – у межах центрикліналі в товщі нижнього девону. На південному сході домінувала акумуляція газових ВВ у нижньодевонських та підстильних утвореннях.

Список літератури

- Буряковский Л. А., Джафаров И. С., Джевандишир И. Д. (1983). Моделирование систем нефтегазовой геологии. Москва: Недра, 295 с.
- Воловик В. Т., Гавриш В. К., Няга В. И. (1988). Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности Северо-Западного Причерноморья. *Геологический журнал*, 2 (239), 48–61.
- Геология шельфа УССР. Нефтегазоносность (1986). Под ред. Е. Ф. Шнюкова. Київ: Наукова думка. 152 с.
- Гнідець В. П., Григорчук К. Г., Полухтович Б. М., Федішин В. О. (2003). Літогенез девонських відкладів Придніпровського прогину (палеоокеанографія, седиментаційна циклічність, формування порід-колекторів). Київ: УкрДІГРІ, 94 с.
- Гнідець В. П., Григорчук К. Г., Кошіль Л. Б., Яковенко М. Б. (2023). Модель нафтогазової системи девонського осадового комплексу Білоліського блоку. Переддніпровський прогин. *Вісник Харківського національного університету ім. В. Н. Каразіна, серія "Геологія. Географія. Екологія"*, Вип. 58, С. 29–37. <https://doi.org/10.26565/2410-7360-2023-58-02>
- Григорчук К. Г. (2012). Динаміка катагенезу порід осадових комплексів нафтогазоносних басейнів: автореф. дис. ... д-ра геол.-мин. наук: 04.00.21. Львів, 40 с.
- Зарайский Г. П., Балашов В. Н. (1983). Механизмы транспорта гидротермальных растворов. *Геологический журнал*, № 2, С. 97–125.
- Кудельский А. В. (1982). Литогенез, проблемы гидрогеохимии и энергетики нефтегазоносных бассейнов. *Литология и полезные ископаемые*, № 5, С. 101–116.
- Лукін О. Ю. (2005). *Наукове обґрунтування освоєння вуглеводневих ресурсів карбонатних формацій України*. Звіт про науково-дослідну роботу. Книга 2. Південний нафтогазоносний регіон України, 303 с.
- Лукин А. Е., Трофименко Г. Л. (1992). О среднепалеозойском Белолесском мегаатолле в Преддніпровском прогибе. *Докл. НАН Украины*, № 5, С. 1008–1012.
- Мачуліна С. О., Олійник О. П. (2021). Чорносланцеві товщі силурійських і девонських відкладів Переддніпровського прогину. *Геологічний журнал*, № 4 (377), С. 90–103. <https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2021.4.238357>
- Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. 3. Південний нафтогазоносний регіон*. Під ред. О. Ю. Зейкана, В. А. Михайлова, І. М. Куровця, П. М. Чепіля. К.: ВПЦ "Київський університет", 2014, 222 с.
- Сидорова В. А., Сафронова Т. П., Бутова Е. Г. (1991). Геохимические аспекты миграции углеводородных систем и современная тектоническая активность. *Научно-прикладные аспекты геохимии нефти и газа*. М.: ИГИРГИ. С. 100–105.
- Скачедуб Є. О. (1998). Умови осадконагромадження і нафтогазоносність середньодевонсько-нижньокам'яновугільної евапоритової формації Переддніпровського прогину. *Геологія і геохімія горючих копалин*, № 1 (102), С. 41–52.
- Трофименко Г. Л., Герасимов М. Е. (1991). Перспективы нефтегазоносности сульфатно-карбонатной толщи девона – карбона Преддніпровского прогиба. *Геологический журнал*, № 5, С. 93–100.
- Beach A. (1977). Vein arrays, hydraulic fractures and pressure solution structures in a deformed flysch sequence, SW England. *Tectonophysics*, Vol. 40. No. 314, 201–205.
- Burley S. D., Flish M. (1989). K-Ar geochronology and timing of detrital illite / smectite clay illitization and authigenic illite precipitation in the Piper and Tartah fields, Outer Moray Firth, UK North sea. *Clay minerals*, Vol. 24, No. 2, 285–315.
- Colten-Bradley V. A. (1987). Role of pressure in smectite dehydration – effects on geopressure and smectite to illite transformations. *AAPG Bulletin*. Vol. 71, No. 11, 1414–1427.
- Cygan R. T., Guggenheim S., Koster van Gross A. F. (2004). Molecular Models for the Intercalation of Methane Hydrate Complexes in Montmorillonite Clay. *Journal of Physical Chemistry B*, 108 (39), pp. 15141–15149. <https://doi.org/10.1021/jp037900x>
- Guggenheim S., Koster van Groos A. F. (2003). New gas-hydrate phase: Synthesis and stability of clay-methane hydrate intercalate. *Geology*, Vol. 31, No. 7, 653–656. [https://doi.org/10.1130/0091-7613\(2003\)031<0653:NGPSAS>2.0.CO;2](https://doi.org/10.1130/0091-7613(2003)031<0653:NGPSAS>2.0.CO;2)
- Magoon L. B., Dow W. G. (1994). The petroleum system, in the L. B. Magoon, W. G. Dow eds., *The Petroleum system – From source to trap*. *AAPG Memoir* 60, 3–24.
- Rowan E. L., Goldhaber M. B., Hatch J. R. (2002). Regional fluid flow as a factor in the thermal history of the Illinois basin: constraints from fluid inclusions and maturity of Pennsylvanian coals. *AAPG Bulletin*, Vol. 86, No. 2, 257–277.

Volodymyr HNIDETS¹, Kostyantyn HRYHORCHUK², Lesia KOSHIL³, Myroslava YAKOVENKO⁴

Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of NAS of Ukraine, 3a, Naukova str., Lviv, 79060, Ukraine, e-mail:
¹vgnidets53@gmail.com, <https://orcid.org/0009-0001-6372-7878>; ²kosagri@ukr.net, <https://orcid.org/0000-0003-1595-0968>;
³koshillesia@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0001-6678-9460>; ⁴myroslavakoshil@ukr.net, <https://orcid.org/0000-0001-8967-0489>

DYNAMICS OF NAPHTHIDOGENESIS IN THE DEVONIAN DEPOSITS OF DOBRUDJA FOREDEEP

The aim of the work was to find out the dynamics of naphthidogenesis in the Devonian deposits of the Dobrudja Foredeep. The studies were conducted using retrospective analysis based on the fluid-dynamic concept of catagenesis. As a result, a difference in the catagenesis regime in different parts of the depression was established for the first time, which led to certain features of the generation and accumulation of hydrocarbons: the main phase of their accumulation in the Tuzliv Depression (mainly oil formation) is related to the first cycle, and in the Furmanivsk-Prymorsk region (mainly gas formation) to the second cycle catagenesis. Features of spatial and age heterogeneity of hydrocarbon accumulation were predicted. During the first cycle of catagenesis, the most intense flows of petroleum fluids were directed toward the centricline of the Tuzliv Depression (Middle Devonian deposits), which could become the main factor in the formation of the East Sarata deposit and, in addition, gives reason to highly evaluate the prospects of the territory encompassing the structures: Saratska, Yaroslavska, Rozivska, Hryhorivska, Saryyarska. At the same time, early generation gas was formed in the Furmanivsk-Prymorsk Depression. During the second cycle of catagenesis in the area of the latter, the formation of oil deposits in the Lower Devonian sediments on the northern side and the Upper Devonian on the southern side is predicted, and gas deposits in the Silurian and ancient layers of the western centricline. During the final cycle of catagenesis in the Tuzliv Depression, the processes of oil accumulation in the Middle Devonian deposits (periphery of the depression) and gas in the Lower Devonian (centricline) declined. The accumulation of gas hydrocarbons in the Lower Devonian and underlying formations dominated in the Furmanivsk-Prymorsk Depression. The hydrocarbon deposits, the formation of which is predicted in the Lower Devonian sediments and older formations, could serve as intermediate reservoirs, from where the hydrocarbons underlying were able to flow into the overlying layers along the widely developed disjunctive faults in the region. The scientific novelty lies in the establishment of lateral heterogeneity of the catagenesis regime and the corresponding heterogeneity of oil and gas formation processes, and the practical significance lies in the identified specificity of the development of oil and gas accumulation zones and the localization of promising areas.

Keywords: Dobrudja Foredeep, Devonian deposits, oil and gas system, dynamics of catagenesis, prospects for oil and gas potential.

Надійшла 11.10.2024 р.