

# Про сприятливі передумови нафтогазоносності базогенного комплексу в Дніпровсько-Донецькому розсуві. Передбачуваний механізм нафтогазонакопичення та занурення базогенного комплексу

© В. П. Лебідь

канд. геол.-мінерал. наук  
vplebid@ukr.net

Український державний  
геологорозвідувальний  
інститут

УДК 553.981/982.04

*Обґрунтовано необхідність виділення у Дніпровсько-Донецькому розсуві нового базогенного нафтогазоносного комплексу. Розглянуто умови нафтогазонакопичення та механізм його занурення.*

**Ключові слова:** базогенний нафтогазоносний комплекс, нетрадиційні пастки, схили виступів кристалічного фундаменту.

*Обоснована необходимость выделения в Днепро-Донецком раздвиге нового базогенного нефтегазоносного комплекса. Рассмотрены условия нефтегазонакопления и механизм его погружения.*

**Ключевые слова:** базогенный нефтегазоносный комплекс, нетрадиционные ловушки, склоны выступов кристаллического фундамента.

*The need to distinguish a new basis-and-genesis petroleum complex in the Dnipro-Donets sliding was justified. Conditions of oil and gas accumulation and immersion mechanism were considered.*

**Key words:** basis-and-genesis petroleum complex, unconventional traps, crystalline basement high slopes.

Розглянувши нові перспективні об'єкти пошуку покладів ВВ у Дніпровсько-Донецькому розсуві (ДДР), запропоновано виділяти нижній нафтогазоносний комплекс (НК), у покривельній частині якого із надфундаментних утворень (матеріали вивітряння та руйнування докембрію і базальних шарів осадових порід) формуються продуктивні нетрадиційні пастки, а в підшовній частині (приповерхневий розріз кристалічного фундаменту (КФ) докембрію) – продуктивні вторинно розущільнені резервуари (ВРР), що розташовані у прирозломних смугах деструкції. НК, на відміну від осадових комплексів, має дискретний розвиток і зазвичай локалізується в прирозломній зоні на схилах виступів кристалічного фундаменту (ВКФ). На жаль, термін НК, яким ми до цього часу користувалися, виявився не зовсім вдалим, бо у ДДР девонський продуктивний комплекс також називають нижнім. Не буде універсальною і його назва «архей-протерозойський», оскільки подібні процеси нафтогазонакопичення відбуваються і у мезозойських гранітоїдах, наприклад, під час формування вторинно розущільнених колекторів на родовищі Білий Тигр. Тому пропонуємо вживати термін **базогенний** (гр. basis – основа + гр. genesis – утворення) нафтогазоносний комплекс (БК). Тоді зникають вищенаведені неточності та обмеження, і термін набуває певної універсальності, бо ним можна користуватися під час аналогічних досліджень і в Західному та Південному нафтогазоносних регіонах

України. Базогенний комплекс доцільно розділити на два підкомплекси: **верхній (БК2)**, де оцінюється нафтогазоносність схилових відкладів, та **нижній (БК1)**, де вивчається перспективність ВРР. Якщо об'єм БК2 складно, але можна обчислити, то підшову БК1 зараз навіть теоретично визначити важко.

Існують беззаперечні докази парагенезису природних резервуарів у БК1 та БК2. Так, спільне їх знаходження виникало внаслідок взаємопов'язаних факторів формування на схилах ВКФ нетрадиційних резервуарів: контрастні тектонічні рухи та виникнення деструктивних прирозломних смуг розущільнення КФ, де формуються тупикові ВРР; →руйнування схилів ВКФ та утворення схилових пасток олістостром-клиноформного вигляду; →заповнення резервуарів ВВ-флюїдами за рахунок їх субвертикальної міграції, бо більшість глибинних виступоформуючих розломів виступають у ДДР шляхами живлення абіогенними вуглеводнями. Отже, у базогенному комплексі вуглеводні будуть розміщені як у нетрадиційних пастках зовнішнього облямування схилів ВКФ (БК2) – гравітектонічні пастки олістостром-клиноформного вигляду та літолого-стратиграфічні пастки, що пов'язані з вклиненням продуктів руйнування докембрію, так і у приповерхневому розрізі КФ (БК1), де залежно від міграційної напруги ВВ-флюїдів можуть сформуватися пастки жильного, штокверкового та квазіпластового типів [1].

Якщо вслід за вертикальною відбулася латераль-

на міграція вуглеводнів (наприклад, в умовах, коли резервуари БК2 стали повністю заповненими ВВ-флюїдами) і продуктивними стали, зокрема, суміжні антиклінальні пастки, то це вже прерогатива осадового комплексу. Такі та подібні випадки і виявили певну проблематичність у практичному використанні правила Кудрявцева, бо осадова пастка в плані, як правило, не відповідає продуктивній пасці БК. Ці труднощі пов'язані з видимою схожістю (поклади мають одні й ті ж ВВ-флюїди), хоча, по суті, існує принципово інший механізм нафтогазонасиченості таких об'єктів у проміжних (надфундаментних) утвореннях. Отже, щоб не виникло пошукової помилки, ці пастки потрібно чітко розмежувати, а потім уже скористатися правилом Кудрявцева, маючи на увазі те, що поклади в БК сформувалися за рахунок субвертикальної міграції глибинних вуглеводнів і тому розташовані практично *in situ*, тоді як поклади суміжного осадового комплексу – за їх латерального руху, а отже, вони будуть дещо *зсунуті від зон живлення*. Тому виділення у ДДР базогенного нафтогазоносного комплексу, який має не тільки вертикальний, а і складний геодинамічний субгоризонтальний (діагональний) контакт із осадовим, є не тільки теоретично доцільним, але і необхідним для успішного ведення ГРР.

Розглянувши передбачуваний механізм занурення та нафтогазонакопичення базогенного комплексу, зазначимо, що ДДР був закладений у неогей (рифей або середній девон), коли принципово окреслилася нова структура північно-західного простягання, яка поділила Сарматський палеошит на Український щит та Східноєвропейську плиту. Грунтуючись на положеннях сучасної плитної тектоніки, зокрема, на тому, що літосфера має шарувату структуру, занурення ДДР автор розглядає як результат горизонтального пружно-в'язкого тепломасоперенесення матеріалу континентальної кори по системі *субгоризонтальних смуг розширення*. Механізмом заглиблення ДДР слугувало тектонічно-гравітаційне опускання широтних мезоблоків лістричної кінематики [2]. Останні обмежені коровими лістричними скидами, що в покрівлі БК2 фіксуються як круті розломи, а в підошовній частині змінюють падіння на субгоризонтальне та з'єднуються своїм корінням зі смугою розтягу літосферної кори. Лістричні мезоблоки формують збалансовану геодинамічну систему, яка фіксується лише на ранньодевонському етапі розвитку ДДР, бо потім опиняється суттєво похованою під гравіоерозійними та солянокупольними структурами.

За розробленою автором структурно-тектонічною моделлю ДДР [2], його геодинамічний каркас складається з системи повздовжніх осьових антетичних та розташованих симетрично їм приосьових і пришовних мезоблоків. Першими починають занурюватися пришовні мезоблоки, де накопичуються максимальні потужності девонських порід. Потім лістричними скидами сповзають із наростаючою амплітудою і складним механізмом гравітаційного клинення приосьові та осьові мезоблоки. Цей геодинамічний режим сприяв виникненню певних напруг гравітаційного клинен-

ня приосьових мезоблоків, що спричинило формування тут зворотних скидів та серединних ВКФ. Такі структурні перебудови відбувалися у буферному (між фронтальним та контрфронтальним) полі тангенціальних напруг [3], що працювали як клин, перешкоджаючи інтенсивному зануренню пришовної та затримуючи зростаючий темп розширення осьової частини розсуву.

Верхню смугу розширення континентальної кори пропонується [4] зіставляти з площадками відбиття горизонту К2 глибинного сейсмічного зондування, який у районі Чернігова фіксується на глибині порядку 10–12 км. Вважається, що границя К2 відповідає підошовній частині архей-протерозойських утворень. Ця границя, як свідчить аналіз сейсмічних відбиттів, має певну товщину, де чергуються ділянки підвищених та понижених швидкостей, що пояснюється [4, с. 39] розуцільненням КФ унаслідок тектонічних горизонтальних переміщень. Подібний механізм диз'юнктивного занурення існував і на мобільних схилах плечей ДДР, але діяти він почав значно пізніше – у ранньокам'яновугільний час. Таке занурення БК чітко проявилось у найбільш опущеній частині північного плеча – на Харківському сегменті [5], де виділяються Люботинський, Скворцівський, Хорошівський, Юліївський, Васищівський, Наріжнянський, Денисівський та Островецький лістричні блоки.

Механізм занурення ДДР, виходячи із запропонованої вище моделі, тісно пов'язаний із умовами його нафтогазонакопичення. Автор, як і деякі дослідники [6, 7], припускає, що розуцільнені зони розтягу не тільки накопичують та утримують глибинний метан, а й виступають своєрідними «хімічними реакторами», де за наявності водних розчинів та природних каталітичних систем (глинисті мінерали) вуглеводневі гази частково перетворюються на флюїди нафтового ряду, що сприяє зменшенню тисків насичення та залученню у смугу розтягу нових обсягів метану. Доведено [7], що водна фаза флюїдів існує вже на глибинах 15–25 км. Тому логічно передбачити, що природозломні зони корових лістричних скидів будуть шляхами вертикальної міграції цих вуглеводнів, бо вони з'єднуються з вуглеводнегенеруючими деструктивними смугами розсуву. У ряді випадків лістричні мезоблоки пересікають розломи древнього закладення, які також виконують роль підвідних каналів живлення глибинними ВВ-флюїдами. Вертикальними шляхами живлення вуглеводнями вважають і кільцеві вулканоструктури, які деякі дослідники пов'язують із безпосередніми осередками руху глибинних флюїдів. Беручи до уваги сучасні уявлення про природу хвилеводів, треба передбачити, що конвективне тепломасоперенесення ВВ-флюїдів у верхню частину літосферної кори відбувається унаслідок імпульсивних збуджень («сейсмічні мітки»), коли докембрій стає «прозорим» для проникнення глибинного метану [8].

На диз'юнктивних схилах ВКФ ділянки підтікання вуглеводневих флюїдів можна прогнозувати за зміною пластових мінералізованих вод на розбавлені (опріснені), які виникли після конденсації глибинного пару;

підвищенням вмістом у водах йоду, що свідчить про глибинне конвективне масоперенесення;

неотектонічною активізацією ділянки, яка опосередковано вказує на можливий сучасний підймальний рух флюїдів. У КФ вуглеводневі пастки побудовані значно складніше, ніж осадові, і в умовах ДДР приурочені в основному до тріщинуватих зон тектонічно активних схилів ВКФ. Під час формування тут вторинно розущільнених природних резервуарів (ВРР) на фільтраційно-ємнісні властивості докембрію впливали різноманітні чинники та процеси: тріщиноутворення, перекристалізація, фільтрація розчинів, метасоматичне вилуговування, механічне руйнування. Як показала світова практика, у ВРР можуть розміщуватися високодебітні поклади. Є підстава вважати, що у ДДР канали живлення на деяких ВРР діють і сьогодні [1]. Тому вже зараз можна ставити питання про способи штучної активізації нагнітання вуглеводнів у ВРР. Більш детально особливості формуван-

ня природних резервуарів у базогенному комплексі, що розміщений на шляху підтікання глибинних вуглеводнів, буде розглянуто у наступній статті з цього циклу.

## Висновок

Якщо розпочати оцінку нафтогазоносності БК із неглибоко занурених, якісно підготовлених перспективних об'єктів пошуку та пробурити на них 10–20 свердловин, то у ДДР можна забезпечити приріст вуглеводневої сировини на 40–50 умовних одиниць палива [9]. Тому вже зараз необхідно цей *пошуковий проект* втілювати в життя, адже його реалізація стане реальним заходом зменшення ціни на енергоносії. Реалізувати його можна за сприятливого інвестиційного клімату у видобуванні ВВ, урівноваживши інтереси бізнесу та суспільства, тобто створивши сприятливе, контрольоване державою, регуляторне середовище у сфері надрокористування.

## Список використаних джерел

1. **Лебідь В.П.** Аналіз нафтогазопроявів у докембрійському кристалічному фундаменті Дніпровсько-Донецького розсуву з метою прогнозу будови продуктивних пасток / В.П. Лебідь, О.Л. Раковська // Збірник наукових праць УкрДГП. – 2014. – № 2. – С. 61–75.
2. **Лебідь В.П.** Що заважає вагомим відкриттям у Східному нафтогазоносному басейні України / В.П. Лебідь // Геолог України. – 2011. – № 1. – С. 60–66.
3. **Лебідь В.П.** Геодинамічна модель та умови нафтогазонагромадження в рифтовий етап розвитку Дніпровсько-Донецької западини / В.П. Лебідь, В.П. Стрижак // Доповіді Національної академії наук України. – 2000. – № 6. – С. 134–137.
4. **Соллогуб В.Б.** Литосфера України / В.Б. Соллогуб. – К.: Наукова думка, 1986. – 184 с.
5. **Лебідь В.П.** Зональне районування Харківського сегмента / В.П. Лебідь, Г.Г. Гончаров // Збірник наукових праць УкрДГП. – 2010. – № 1–2. – С. 201–208.
6. **Муслимов Р.Х.** Определяющая роль фундамента осадочных бассейнов в формировании и развитии месторождений углеводородного сырья // Х.Р. Муслимов / Мат. Междунар. научн. конф. «Углеводородный потенциал молодых и древних платформ». – Казань, 2006. – С. 4–9.
7. **Всеволожский В.А.** Флюидодинамика (гидродинамика) нефтегазоносных бассейнов / В.А. Всеволожский, В.И. Дюнин, А.В. Корзун // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. – М.: ГЕОС, 2002. – С. 118–120.
8. **Лукин А.Е.** Контуры учения о нефтегазоносных кристаллических массивах / А.Е. Лукин // Геолог України. – 2005. – № 4. – С. 33–51.
9. **Лебідь В.П.** Про реальні заходи термінового зменшення ціни на енергоносії / В.П. Лебідь // Збірник наукових праць УкрДГП. – 2015. – № 3. – С. 122–134.

## Видобуток газу в Україні

**В**идобуток газу в Україні у 2015 р. (без даних по АР Крим) становив 19,9 млрд м<sup>3</sup> проти 20,2 млрд м<sup>3</sup> у 2014 р. (без Криму). Основний обсяг видобутку припадав на ПАТ «Укргазвидобування», яким у 2015 р. видобуто 14,5 млрд м<sup>3</sup> (у 2014 р. – 15,1 млрд м<sup>3</sup>). Видобуток газу на підприємствах ПАТ «Укрнафта» у минулому році сягав 1,5 млрд м<sup>3</sup> проти 1,7 млрд м<sup>3</sup> у 2014 р., приватними підприємствами видобуто відповідно 3,9 та 3,3 млрд м<sup>3</sup>.

За матеріалами [http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art\\_id=245086132&cat\\_id=35081](http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=245086132&cat_id=35081)

За оцінками, видобуток газу в АР Крим у 2015 р. становив 1,8 млрд м<sup>3</sup>, у 2014 р. – 2,0 млрд м<sup>3</sup>.