

Аналогове моделювання – основний принцип прогнозу продуктивності нижнього нафтогазоносного комплексу Дніпровсько-Донецького розсуву

© В.П. Лебідь

кандидат
геол.-мінерал. наук
Український державний
геологорозвідувальний
інститут

Наведено приклади прогнозування продуктивних пасток у нижньому нафтогазоносному комплексі Дніпровсько-Донецького розсуву (ДДР) із використанням принципу геологічних аналогій. Для аналогового моделювання розглянуто матеріали як ДДР, так і інших нафтогазоносних регіонів.

Ключові слова: нижній нафтогазоносний комплекс, принцип геологічних аналогій, нетрадиційні пастки, схили виступів кристалічного фундаменту.

УДК 553.981/982.04

Приведены примеры прогнозирования продуктивных ловушек в нижнем нефтегазоносном комплексе Днепровско-Донецкого раздвига (ДДР) с использованием принципа геологических аналогий. Для аналогового моделирования рассмотрены материалы как ДДР, так и других нефтегазоносных регионов.

Ключевые слова: нижний нефтегазоносный комплекс, принцип геологических аналогий, нетрадиционные ловушки, склоны выступлений кристаллического фундамента.

This article provides productive traps forecasting examples of oil and gas complex in the lower Dnipro-Donets sliding (DDS) using the principle of geological analogies. The materials of DDS as well as materials of other oil and gas regions were considered for analogue modelling.

Key words: lower oil and gas complex, the principle of geological analogies, unconventional traps, slopes of crystalline basement.

Аналогове моделювання у Дніпровсько-Донецькому розсуві (ДДР) нижнього нафтогазоносного комплексу (НК) на сучасній стадії незадовільної вивченості залишається єдиним способом передбачення тут продуктивних пасток. Для покрівельної частини НК₂ (надфундаментні шари осадових порід та продуктів вивітрювання докембрію) таке прогнозування має відносно задовільне інформаційне забезпечення, тоді як прогноз продуктивних вторинно розуцільнених резервуарів (ВРР) у приповерхневому розрізі докембрійського фундаменту (КФ) є досить гіпотетичним. Нижче розглянуто у методологічному контексті прогнозування на прикладі логічно-мисленнєвих прийомів пізнання для передбачення нафтогазоносних пасток та оцінки ресурсної бази НК.

Приклади аналогового моделювання прогнозу продуктивності пасток на плечах ДДР

За всіх відмінностей конкретних структурно-тектонічних обставин розвитку як докембрійського фундаменту на Східноєвропейській платформі, так і на шельфі Південного В'єтнаму мезозойських гранітоїдів (родовище Білий Тигр), розуцільнення КФ відбувалося майже за одним й тим же геологічним «сценарієм». Безумовно, певна різниця між закономірностями нафтогазоносності протерозойських та мезозойських гранітоїдів існує, бо були різні геологічні передумови їх утворення, але механізми формування пустот залишались подібними. Тому не дивно, що інтенсивна гідротермально-метасоматична переробка гранітоїдів

на гігантському нафтовому родовищі Білий Тигр та газоконденсатному Юліївському родовищі стала провідним фактором формування подібних порід-колекторів (О.Ю. Лукін, 2007). Встановлені вони за аналогією (порівнянням) із Са-цеолітизацією в продуктивних колекторах-метасоматитах. Потрібно передбачити, що у ВРР можуть виникнути два типи таких пасток – магістральні тупикові, які мають зв'язок із вертикальними шляхами живлення ВВ-флюїдами, та «сліпі», які цей зв'язок на певний час втратили (рис. 1).

Зараз для еталону аналогового моделювання найбільше підходить Юліївська площа, де виявлено ізольований у КФ поклад. Разом із тим на цьому еталоні ще не встановлено поклад у покрівельній частині НК, хоча приведено вагомні докази (св. 11-Юліївська розкрила його приконтатну зону) про велику вірогідність його існування [1]. Щоб довести це, пропонується на Північноюліївській площі виконати буріння похило-скерованої свердловини Ц-1 (див. рис. 1), яка повинна не тільки відкрити нове родовище, але й виконати суттєву дорозвідку покладу у докембрії. У подібних умовах та зі схожою метою пропонується буріння пошукової св. Ц-2 на Північноскворцівській площі. Причому вивчатимуться нові для регіону пастки олістостром-клиноформного вигляду. Згідно з принципом актуалізму про схожість геологічних процесів та явищ минулого і сучасного такі пастки могли виникнути на схилах виступів фундаменту (ВКФ) унаслідок дії неодноразових континентальних та підводних палеообвалів та палеозсувів. Механізм розвитку цих пасток пропонується вивчати за допомогою модельного експерименту [2], який дає змогу

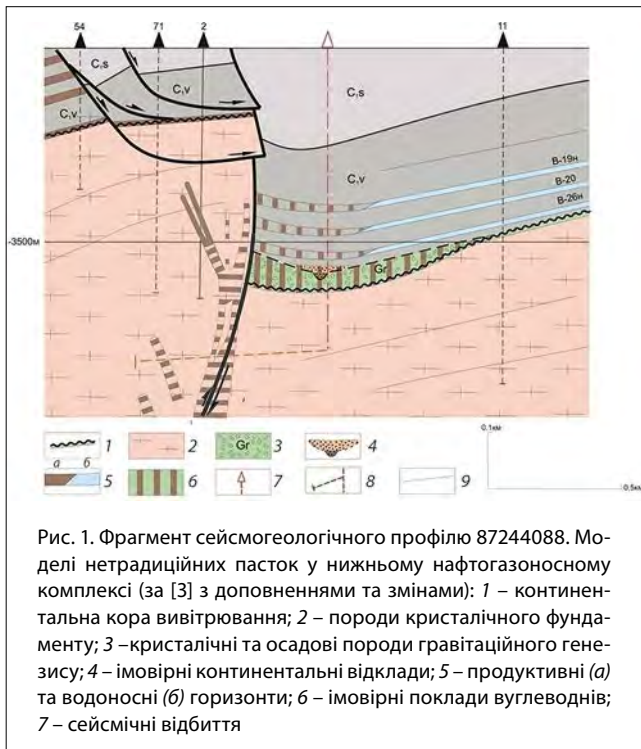


Рис. 1. Фрагмент сейсмогеологічного профілю 87244088. Моделі нетрадиційних пасток у нижньому нафтогазоносному комплексі (за [3] з доповненнями та змінами): 1 – континентальна кора вивітрювання; 2 – породи кристалічного фундаменту; 3 – кристалічні та осадові породи гравітаційного генезису; 4 – імовірні континентальні відклади; 5 – продуктивні (а) та водоносні (б) горизонти; 6 – імовірні поклади вуглеводнів; 7 – сейсмічні відбиття

відтворити їх певною мірою адекватними природним. Імітаційне аналогове моделювання дозволяє простежити умови формування, переформування і часткового розформування пасток у конседиментаційний та постседиментаційний етапи їх розвитку. За даними моделювання [2, див. рис. 1 та 2], основні етапи розформування та переформування гравіотектонічної пастки (зміна її асиметрії, видовженості та простягання) відбувалися в основному у результаті збільшення крутизни моноклінального схилу. Знаючи такі зміни, можна передбачити оптимальне місце пошукового буріння, що і було враховано для розміщення св. Ц-1 та Ц-2 [1, див. рис. 2]. Підкреслимо той факт, що горизонтальними розсічками св. Ц-1 та Ц-2 пройдуть значний інтервал зони вторгнення глибинних ВВ-флюїдів, покрівельну частину якої вже розкрито відповідно св. 2-Юліївською (рис. 1) та 10-Скворцівською. За результатами буріння, яке найвірогідніше увінчається відкриттям нових покладів ВВ, повинен з'явитися більш достовірний матеріал для аналогового моделювання. Передбачається, що видобувні запаси вуглеводнів на Північноюліївській площі перевищуватимуть 5 умовних одиниць палива.

Умови формування в НК₂ пасток на плечах ДДР В.А. Краюшкін порівнює з продуктивним розрізом родовища Діп-Бейсн (Канада), що розташоване на одній із регіональних монокліналей Американського континенту [3]. Аналізуючи міру відповідності між еталонним та оцінюваним об'єктами, потрібно врахувати, що на плечах товщини теригенного розрізу значно менші, а також відсутні потужні товщі конгломератів берегової лінії. На основі апріорного знання про особливості сучасного осадконакопичення (принцип актуалізму, знаючи, що його ретроспективи не завжди точні) та порівняння з еталонним розрізом (принцип аналогії, враховуючи різні умови геологічних процесів) для плеч було побудовано [4] спрощену принципову схему утворення елементарного базально-теригенного над-

фундаментного прошарку. Якщо голова його складена грубоуламковим матеріалом елювію та перевідкладеною корою вивітрювання КФ, то потім, у результаті більш далекого перенесення теригенів, прошарок вже заповнюється менш зернистими пісковиками. Потрібно передбачити, що в покрівельній частині НК перспективні структури на моноклінальних плечах ДДР будуть пов'язані з літологічними пастками (піщані бари, акумулятивні клиноформи, зсуви, конуси виносу тощо), які знаходяться поблизу чи примикатимуть до ерозійних бар'єрів. Таку роль виконують для верхньовізейських базально-теригенних відкладів схили Буднівського, Добринівського [4, див. рис. 2] та деяких інших ВКФ, а для нижньовізейської надфундаментної товщі (Харківський сегмент) – схили Коротичького та Безлюдівського ВКФ. На протилежному північному схилі Воронезької антиклізи в подібних умовах сформувалися піщані тіла дельтових проток [5]. У цих рукавподібних резервуарах вже виявлено поклади нафти на шести родовищах. На Харківському сегменті головна проблема освоєння аналогічних пасток полягає в низькій ефективності геофізичних пошукових технологій при картуванні малорозмірних тіл.

Під час прогнозування на південному плечі зон нафтогазонакопичення за еталон аналогового порівняння було взято Харківський сегмент. Для аналізу міри схожості плечей побудовано спеціальні порівняльні графіки [6], які характеризують тектоноседиментаційні та нафтогазоносні властивості розтинів. Встановити відносно симетричні пункти «спостереження» не складно, бо існує значна схожість у простяганні північної та південної шовних зон ДДР, на що свого часу вказував А.В. Чекунов [7]. Згідно з аналоговим порівнянням, найвірогідніше, нафтогазоносною стане східна частина південного плеча [8, див. рис. 1], де позначки занурення покрівлі докембрійського КФ будуть більше двох кілометрів, а товщини нижнього карбону – не менше 300 метрів. По цій ізопахіті і пропонується проводити можливу межу промислової нафтогазоносності плеча. У виділеній перспективній зоні прогнозні ресурси, які оцінені за методом аналогової контактної подібності, становлять 44 млн т вуглеводнів (видобувних) [8]. На південному плечі для продуктивних пасток слабкішою ланкою потрібно вважати якісні покришки, бо коефіцієнт піщанистості надфундаментних відкладів досить високий. Це цілком правомірний пошуковий варіант, за якого правило Кудрявцева не спрацює, бо покладу в КФ не відповідатиме продуктивна пастка у покрівельній частині НК.

Приклади аналогового моделювання прогнозу продуктивності НК у внутрішній частині ДДР

Геологи, посилаючись на позитивні результати пошуку родовищ ВВ у Прип'ятському прогині (ПП), вважали, що на північному заході ДДР існує «девонське море» нафти. Було пробурено понад 200 свердловин, але пошуки так і не увінчалися успіхом. Однією із головних причин відсутності тут покладів було те, що у разі аналогового порівняння будова докембрію у ПП за композицією палеорельєфу більш подібна не пів-

нічному заходу ДДР, а мобільному схилу північного плеча і, зокрема, Скворцівсько-Наріжнській ділянці. Спостерігається певна морфогенетична схожість, бо формуються вузькі горстантиклінали: Речицька, Мозирська, Шестовицька (у ПП) та Юліївська, Скворцівська, Наріжнська (у ДДР). Бурінням уже доведено, що на Харківському сегменті прирозломні ділянки горстоформуєчих скидів виступають зонами живлення глибинними ВВ-флюїдами, де за сприятливих умов у докембрії і формуються нафтогазоносні ВРР. Між іншим, останніми роками продуктивність ВРР у подібних умовах виявлена і в ПП, що ще раз підтверджує правдивість вибраного аналогового порівняння. Тому на північному заході вуглеводні у НК треба було шукати не в склепінних пастках, а в складнобудованих різнотипних нетрадиційних пастках, які зосереджені у ВРР, що пов'язані з тупиковими пастками у докембрії та у схилових пастках, які складені продуктами руйнування ВКФ (піщано-грубоуламкові аркози) [9].

Ще в 1936 р. свердловинами на Роменській площі з брекчії, що покривала соляний шток, отримано припливи нафти. Брекчія складалася в основному виверженими породами. Вивчаючи це родовище, І.Г. Баранов [10, с. 205] робить висновок про те, що «не был установлен источник миграции нефти в вышележащие брекчии кепрока» з осадових товщ. Тоді вирішення цього питання ще не було напряму пов'язане з оцінкою нафтогазоносності, бо в післявоєнний етап розвідки успішно реалізується антиклінальна теорія продуктивності осадових пасток. Лише через 80 років, коли осадовий чохол опинився вже практично повністю опошуканим, рішення про походження роменської нафти знову стає актуальним. Виходячи з гіпотези абіогенного генезису вуглеводнів, його рішення надто просте: разом із боковим «шлейфом» брекчій соляний діяпір транспортує вгору і певну кількість глибинних ВВ-флюїдів. Зрозуміло, що підтік їх не міг бути потужним, бо соляні маси весь час протидіяли роботі такого дискретного за своєю структурою «коридора» міграції. Якраз цим і пояснюється відсутність продукції у кепроках на інших соляних штоках. Умови нафтогазонакопичення кардинально зміняться, коли на шляху вертикальної міграції вуглеводнів існуватиме резервуар, надійно запечатаний девонськими галогенами. Такого типу пастки у північно-східному субрегіоні ДДР прогноуються [11, див. рис.1] на шести ділянках схилів ВКФ. Після аналізу зібраного матеріалу Південнолісогорівська ділянка була вибрана для першочергового вивчення (рис. 2). Прогнозна гравітаційна пастка олістостром-клиноформного вигляду сформувалася тут на диз'юнктивно побудованому виступоформуючому схилі. Опосередковано про перспективність ділянки говорить те, що вона зіставляється не тільки з аномалією позитивних неотектонічних рухів, а й із Софіївсько-Ярошівською групою нижньокам'яновугільних родовищ нафти. Про можливу продуктивність пастки в НК₂ вказує і побічний аналог – нафтоносність кепроку на Роменській площі. Щоб опошукати цю ізольовану девонською сіллю пастку, пропонується буріння похило-скерованої свердловини А2 (див. рис. 2) із глибиною вертикального стовбура порядку 5470 м та

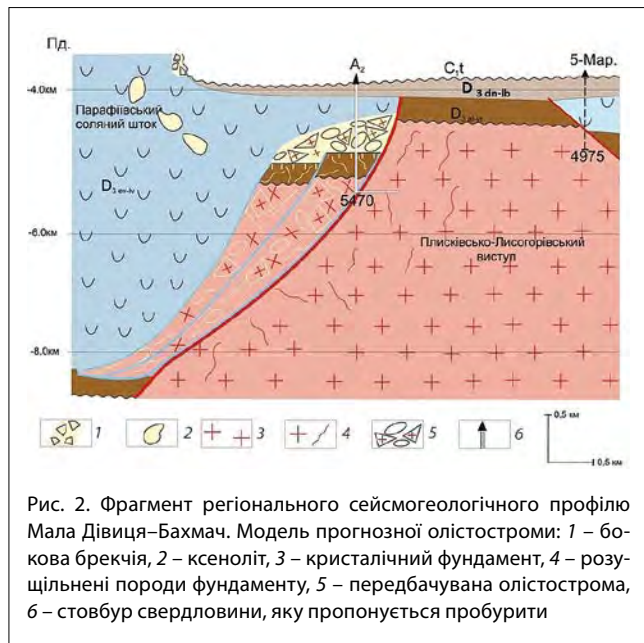


Рис. 2. Фрагмент регіонального сейсмогеологічного профілю Мала Дівиця–Бахмач. Модель прогновної олістостроми: 1 – бокова брекчія, 2 – ксеноліт, 3 – кристалічний фундамент, 4 – розущільнені породи фундаменту, 5 – передбачувана олістострома, 6 – стовбур свердловини, яку пропонується пробурити

з субгоризонтальною врізкою максимально можливої довжини.

Для оцінки ресурсної бази НК₂ скористаємося принципом геологічних *аналогій*, взявши за еталон північний схил Юліївської горстантиклінали, де вже вдалося обчислити площу, об'єм та ресурсну оцінку гравітектонічної пастки [1]. Але потрібно враховувати, що для північного заходу ДДР характерні значно контрастніші тектонічні рухи, амплітуду яких вимірювали не сотнею метрів, а кілометром і більше. Тому і руйнування схилів тут було більш масштабним. Отже, коефіцієнт аналогії у 5 балів для цього порівняння варто вважати досить поміркованим. Якщо припустити, що середня площа гравітектонічної пастки дорівнюватиме 25–30 км², а об'єм 15–17 км³, то, врахувавши коефіцієнт видовженості пошукового об'єкта та взявши для підрахунку максимальні питомі щільності, що характеризують вуглеводневу сировину у ДДР (бо об'єкт знаходиться над зоною живлення глибинними ВВ-флюїдами), нескладно буде оцінити орієнтовні локальні ресурси зсувної пастки. Складніше спрогнозувати об'єм перспективного ВРР у приповерхневій частині докембрію (НК₁). Це має бути пастка, невелика за площею, але значна за поверхом нафтогазоносності. Тому під час підрахунку її нафтогазовий потенціал доводиться досить умовно також порівнювати з потенціалом гравітектонічної пастки. Прогнозні ресурси категорії Д2, локалізовані для Північнокинашівського та Талалаївського [12] пошукових об'єктів, становлять відповідно 16,2 та 25,3 млн т нафтового еквіваленту. Виконана нами оцінка має лише суто ймовірнісний характер. Більш точну кількісну оцінку можна буде зробити за результатами випробування пошукових свердловин.

Висновки

Зазвичай правильне пошукове рішення приймається виходячи з принципу геологічних аналогій, який є головним методологічним засобом під час геологічного прогнозування. Полягає він у визнанні міри відповідності між еталонном та оцінюваним об'єктом. Під

час прогнозування перспективних об'єктів у НК таке рішення повинне ґрунтуватися на аналізі достатньої кількості емпіричних даних і узагальнень про будову, колектори та речовинний склад продуктивних пасток. У подальшому наявність і якісна обробка широкого спектра геологічної та геофізичної інформації допоможуть сформуванню надійні критерії вибору еталонних об'єктів для аналогового моделювання. Крім того, у ході комплексної математичної обробки цих даних з'явиться можливість не тільки для їх формалізації та синтезу, а й для запровадження на практиці прогнозу нафтога-

зоносності НК системного аналізу. Це в разі покращить вірогідність моделювання продуктивності прогнозних об'єктів, бо системний підхід забезпечує умови для використання методу впевнених аналогій. Аналіз світового досвіду дає підставу прогнозувати можливість відкриття у НК (особливо у ВРР) значних за запасами покладів. Обґрунтування та докази про вірогідність відкриттів крупних родовищ ВВ було приведено як під час розгляду будови та нафтогазоносності окремих ділянок ДДР [12], так і аналізу сприятливих обставин для формування у НК продуктивних пасток.

Список використаних джерел

1. **Лебідь В.П.** Обґрунтування пошуку нового типу вуглеводневих пасток / В.П. Лебідь // Зб. наук. праць УкрДГРІ. – 2007. – № 4. – С. 187–191.
2. **Лебідь В.П.** Прогнозування малоамплітудних підняття і склепіння палеопідняття методами імітаційного моделювання в умовах ДДР / В.П. Лебідь, В.А. Іванишин // Мінеральні ресурси України. – 2000. – № 2. – С. 34–38.
3. **Краюшкин В.А.** Разработка научного обоснования поисков нефти и газа в осадочной толще и фундаменте южного борта Днепровско-Донецкой впадины / В.А. Краюшкин, В.П. Листов, Н.И. Марухняк [и др.]. – К., 1998. – 32 с.
4. **Лебідь В.П.** Деякі концептуальні питання умов та механізму формування базальних товщ на бортах ДДР у зв'язку з їх нафтогазоносністю // Збірник «Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології». – 2000. – С. 173–178.
5. **Гусейнов А.А.** Методика прогнозирования и поисков литологических, стратиграфических и комбинированных ловушек нефти и газа / А.А. Гусейнов, Б.М. Гейман, Н.С. Шик [и др.]. – М.: Недра, 1988. – 270 с.
6. **Лебедь В.П.** Принцип аналогий при оценке нефтегазоперспективности южного плеча Днепровско-Донецкой впадины / В.П. Лебедь, В.И. Савченко // Мат-лы науч.-техн. конф. «Малоизученные нефтегазоносные комплексы Европейской части России». – 1997. – С. 44–46.
7. **Чекунов А.В.** О раздвигании и вращении блоков земной коры при формировании Днепровско-Донецкого авлакогена // Геол. журнал. – 1976. – Т. 36., Вып.1. – С. 123–127.
8. **Лебідь В.П.** Перспективи освоєння нафтогазового потенціалу Південного борту Дніпровсько-Донецької западини // Нафт. і газова пром-сть. – 2002. – № 3. – С. 8–10.
9. **Лебідь В.П.** Будова вторинних резервуарів та особливості пошуку нафтогазоносних пасток у кристалічному фундаменті на структурах Юліївського типу / В.П. Лебідь, О.Ю. Лукін, В.В. Макогон [та ін.] // Зб. наук. праць УкрДГРІ. – 2007. – № 2. – С. 279–287.
10. **Баранов И.Г.** Формирование структур Днепровско-Донецкой впадины и их нефтегазоносность. – М.: «Недра», 1965. – 234 с.
11. **Гладун В.В.** Схили виступів фундаменту – перспективні об'єкти пошуку вуглеводнів на Чернігівщині / В.В. Гладун, О.Ю. Зейкан, Б.Л. Крупський, В.П. Лебідь [та ін.] // Нафт. і газова пром-сть. – 2010. – № 1. – С. 81–86.
12. **Лебідь В.П.** Резерв пошуку великих родовищ вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькому розсуві / В.П. Лебідь, О.Л. Раковська // Мінеральні ресурси України. – 2014. – № 2. – С. 20–27.

Польський LNG-термінал вперше прийняв 200 тис. м³ зрідженого газу

У грудні 2015 р. до польського терміналу в Свіноусьце вперше прибув танкер зі зрідженим природним газом. За інформацією компанії Polskie LNG S.A., ЗПГ доставив найбільший його виробник – QatarGas. Танкер привіз перші 200 тис. м³ зрідженого природного газу, призначеного в основному для тестування і введення в експлуатацію терміналу. Черговий танкер із зрідженим газом очікується в першому кварталі наступного року. Перші комерційні поставки заплановано на середину 2016 року.

Газовий термінал у Свіноусьце – одна з найбільших польських інвестицій у сфері енергетики за останні роки. У польському уряді підкреслювали, що термінал для приймання і регазифікації ЗПГ є стратегічно важливим об'єктом для енергетичної безпеки країни. Завдяки цій інвестиції Польща зможе приймати зріджений газ морським шляхом практично з будь-якої країни світу. Початковий можливий обсяг регазифікації становить 5 млрд м³ на рік. LNG-термінал може забезпечити третину від потреб Польщі у природному газі.

<http://www.radiopolsha.pl/6/138/Artykul/231876#sthash.9SJ7cK5e.dpuf>