

ТЕОРІЯ І ПРАКТИКА ПОШУКУ ТА РОЗРОБКИ ВУГЛЕВОДНЕВИХ ПОКЛАДІВ АГРЕГАТИВНОГО ТИПУ В ЧОРНОМУ МОРІ

Зони територіальної концентрації невеликих нафтогазоконденсатних родовищ із схожими геолого-промисловими характеристиками можуть утворювати новий агрегативний із середнім та великим за запасами тип родовищ, що забезпечує підвищену ефективність пошуку, розвідки та експлуатації.

Аналіз і узагальнення значного обсягу фактичного геолого-геофізичного матеріалу з метою наукового обґрунтування нових напрямків геолого-розвідувальних робіт визначили необхідність їх переорієнтації на відкриття в більшості нафтогазоносних регіонів зон територіальної концентрації малорозмірних (ЗТКМ) нафтогазоконденсатних родовищ (НГКР) як нового агрегативного типу крупних або середніх за запасами родовищ вуглеводнів. В більшості нафтогазоносних регіонів на стадії їх промислового освоєння і в заключний період розробки навіть при реалізації тільки 40–60% початкових потенційних ресурсів переважно виявляються малорозмірні родовища. Останні, як правило, тривалий час не вводяться в експлуатацію, а витрати на їх пошуки і розвідку не дають прибутку. Така проблема особливо характерна для добре вивченого Дніпровсько-Донецького нафтогазоносного басейну.

В результаті цілеспрямованого нафтогазогеологічного аналізу в Дніпровсько-Донецькій западині були встановлені природні скупчення малорозмірних НГКР, які були визначені як агрегативний тип крупних родовищ.

Встановлений агрегативний тип крупного родовища визначається як просторово-територіальна концентрація переважно малорозмірних структур-пасток з виявленою (не менш як на трьох родовищах) та передбачуваною нафтогазоносністю об'єктів.

Агрегативний тип крупного родовища приурочений до структур II та II–III порядку. Малорозмірні (дрібні) НГКР концентруються переважно в периферійних зонах западини, а також в умовах локальних котловин, крупних тектонічних уступів, систем тектонічних блоків осадочного чохла та кристалічного фундаменту [1].

З метою прогнозу агрегативного типу НГКР розроблено систему критеріїв їх формування (табл.).

Особливу зацікавленість автора викликають НГКР і нафтогазоперспективні об'єкти, що прогнозуються в акваторіях Чорного та Азовського морів, де донині виявлені відносно малі та зрідка середні за запасами вуглеводневі

© М. І. Євдошук¹

¹ Інститут геологічних наук НАН України.

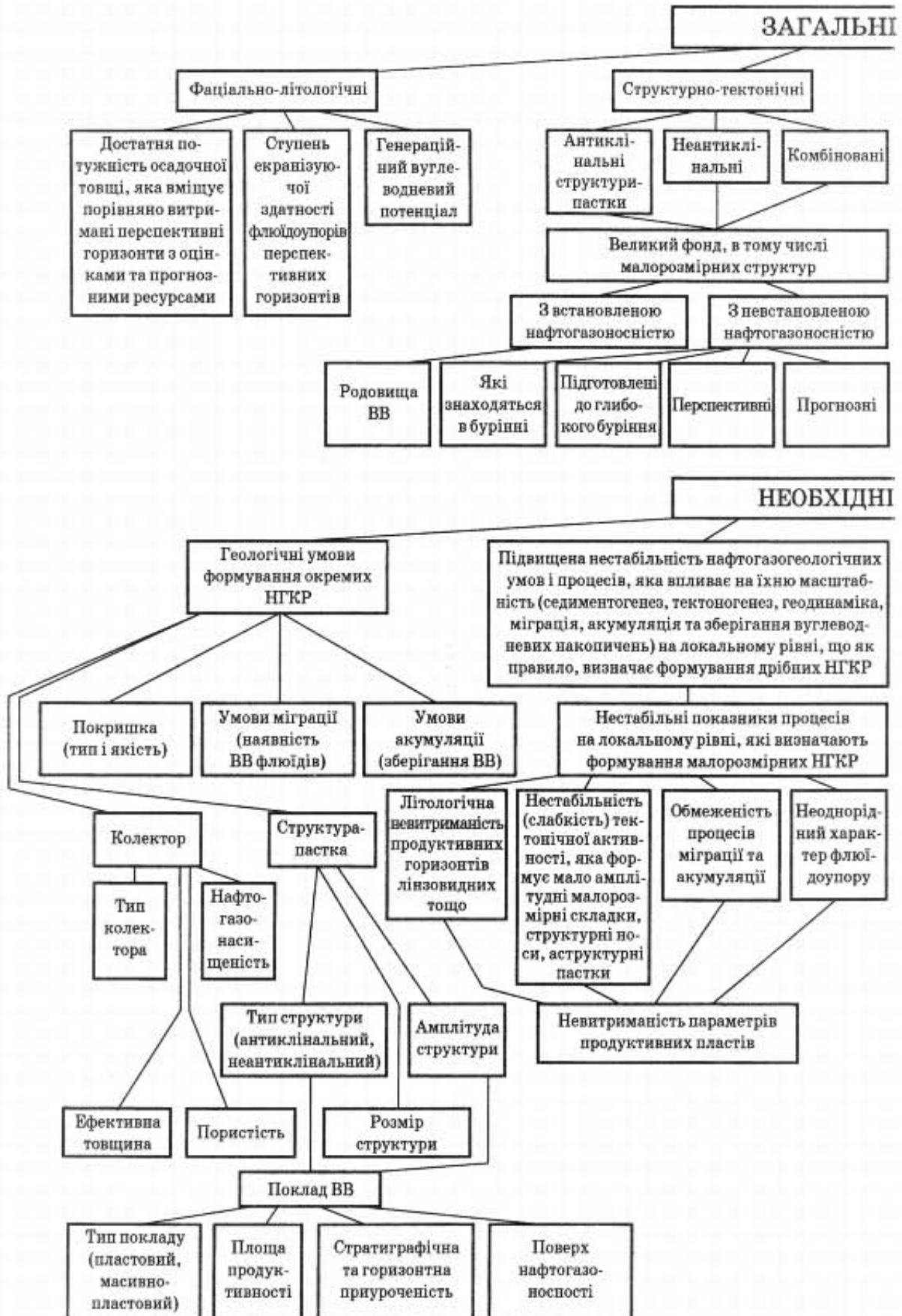
родовища (рис. 1), розміри більшості підготовлених до пошуково-розвідувального буріння структур-пасток незначні зі щільністю прогнозних ресурсів 5–10 тис. т вуглеводнів на 1 км². Саме такими показниками характеризується акваторіальна частина Каламітсько — Центрально-Кримського мегапідняття, східна та північна частина Каркінітсько-Північнокримського прогину, вал Губкіна. Не виключається виявлення родовищ агрегативного типу в районах, де щільність прогнозних ресурсів оцінюється в 10–20 та 20–30 тис. т вуглеводнів на 1 км².

З метою отримання додаткових відомостей про закономірності просторового розміщення родовищ нафти і газу та виявлення їх зв'язків з типами геологічних формацій і геоструктур з використанням критеріїв та показників формування агрегативного типу родовищ було проведено аналіз усього наявного масиву геолого-геофізичної інформації на території Чорного та Азовського морів, а також використані теоретичні дослідження [2]. Встановлені геологічні факти закономірного тяжіння концентрації нафтових і газових родовищ до вузлів перетинання складчастих і розривних деформацій; приуроченість лінійного або ланцюжкового їх скупчення до зон глибинних розломів з урахуванням можливостей найбільшої концентрації нафтової речовини в місцях максимальної grubизни осадочних порід, що пояснюється не стільки їх нафтоутворюючими, скільки колекторськими властивостями [3, 5].

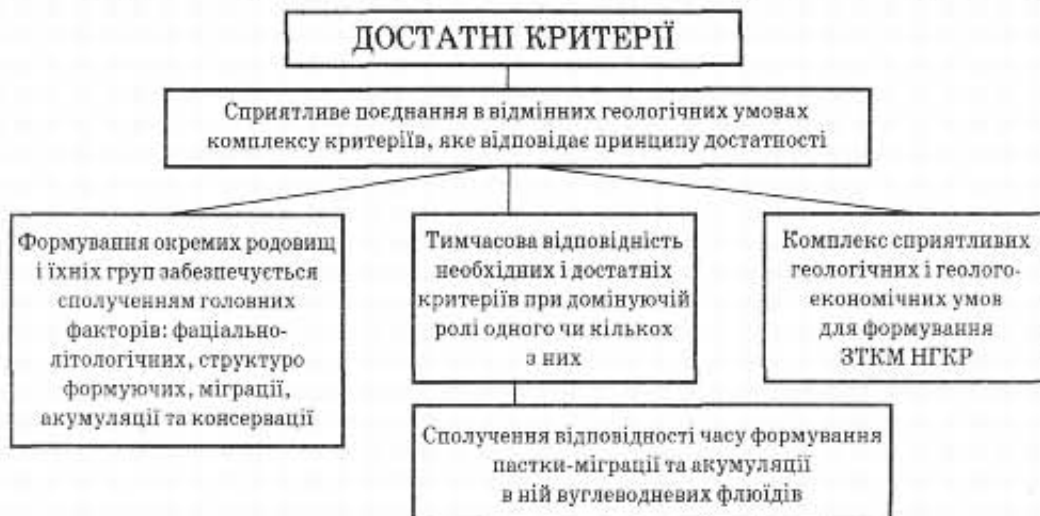
Результатом цих досліджень стало встановлення просторового взаємозв'язку структурно-тектонічного і нафтогазогеологічного районування, що дозволило визначити першочергові структурно-тектонічні елементи для концентрації геологорозвідувальних робіт у пн.-зх. частині шельфу Чорного моря. За ранжуванням це Каркінітсько-Північнокримський прогин, Крайова ступінь, Криловський та Нижньодунайський прогини. Тут у межах



Рис. 1. Схема розташування родовищ вуглеводнів на Північно-Західному шельфі Чорного моря: 1 — родовища вуглеводнів (1 — Безіменне, 2 — Одеське, 3 — Голицинське, 4 — Південноголицинське, 5 — Шмідта, 6 — Штормове, 7 — Архангельське, 8 — Кримське, 9 — Оленівське).



Таблиця.



українського сектору виділено 23 зони (родовищ і нафтогазоперспективних об'єктів), перспективних на пошуки вуглеводнів. З 276 структур до першої категорії перспективності були віднесені: Голицинська, Штормова, Зональна, Крайова, Безіменна, Одеська та ін. До перспективних були включені 214 структур. Серед них: всі родовища; п'ять структур із 12, що перебували в бурінні; 12 із 12 підготовлених до буріння; 23 із 25 виявлених [4].

Таким чином, у 23 перспективних зонах з невеликою загальною площею зконцентровано 75% усього фонду нафтогазоперспективних об'єктів, що дозволило в результаті практичного втілення програми освоєння вуглеводневих ресурсів українського сектору Чорного і Азовського морів суттєво підвищити ефективність пошукових робіт з відкриттям нових газових родовищ у Чорному морі — Одеського і Безіменного з запасами (категорія C_1+C_2) — 11,71 млрд m^3 та 3,26 млрд m^3 відповідно [3].

Одеське газове родовище розташоване на північно-західному шельфі, є середнім за запасами. Воно розташоване на відстані 60 км на південний захід від Голицинського родовища, яке перебуває на завершальній стадії розробки та у 60 км на захід від Штормового газоконденсатного родовища (див. мал. 1).

В тектонічному відношенні Одеська структура розташована на східному зануренні Кілійсько-Зміїного підняття, в зоні зчленування його з Каркінітсько-Північнокримським прогином. Для району характерні наявність потужних товщ карбонатів верхньої крейди (вплив верхньокрейдового Каркінітсько-Північнокримського прогину) та розвиток теригенних (піщанистих) утворень нижнього та середнього еоцену, а також майкопської серії, пов'язаних з додатними тектонічними рухами у районі Добруджі.

В структурному відношенні Одеське підняття, можливо, є одною з ряду додатніх структур Голицинського розлому. Північно-західне крило структури за даними сейсмозв'язки дуже круте (особливо Північно-Східного склепіння з кутами до 40°). Кореляція розрізів свердловин 4, 5 і 2 вказує на наявність поперечного порушення (рис. 2, свердл. 4), яке активно проявилось в епоху пізньої крейди. По цьому порушенню південно-західна частина структури змістилась у південному напрямку на 1–1,5 км у зону більшої товщини верхньокрейдових відкладів.

Частина Одеського підняття в межах контуру газоносності має розмір $15,6 \times 3,1$ км, висота покладів збільшується з 31,0–32,6 м (верхній еоцен) до 103,7–204,3 м (верхній палеоцен).

За даними геофізичних досліджень та випробувань свердловин Одеського родовища встановлено газоносність промислового значення у відкладах верхнього еоцену, верхнього і нижнього палеоцену. Газоносні пласти залягають у межах глибин 600–1630 метрів.

Максимальні дебіти газу 389,9 тис. m^3 /добу отримані з нижньопалеоценових покладів південно-західного склепіння з інтервалу перфорації 1570–1590 метрів у свердл. 4. Всього випробувано 17 об'єктів, з яких 8 дали приплив газу.

Безіменне газове родовище в тектонічному відношенні приурочене до північно-східного схилу Кілійсько-Зміїного підняття. У відкладах нижнього

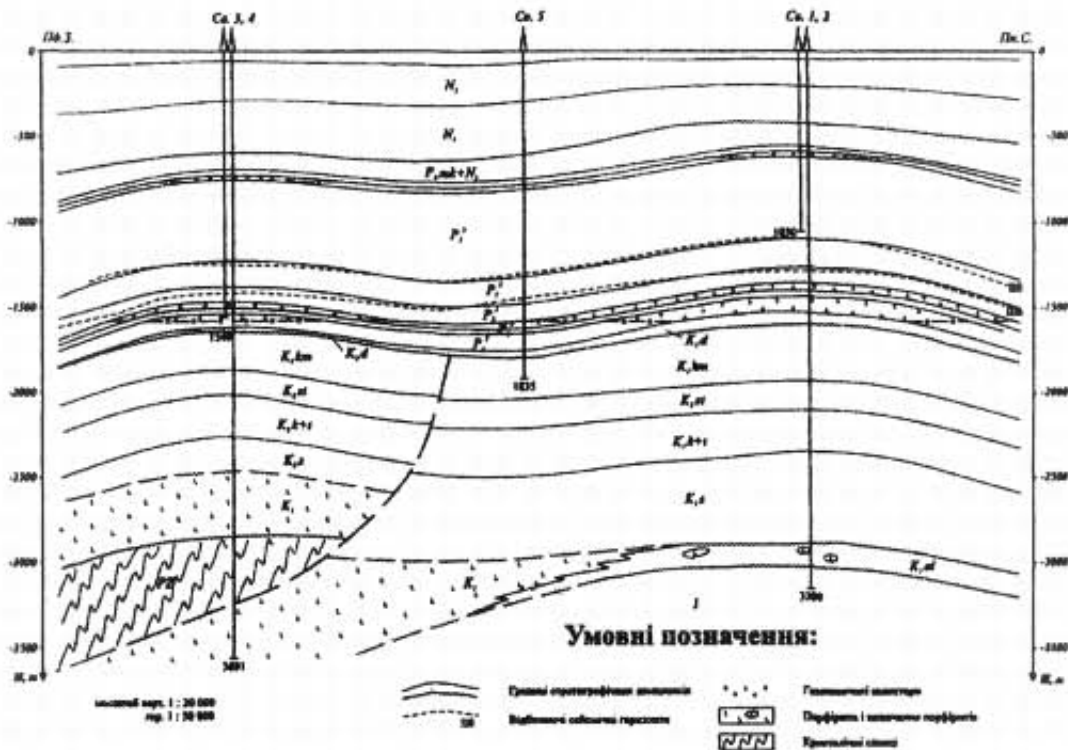


Рис. 2. Одеське газове родовище. Геологічний розріз по лінії свердловин 4-5-2 [3].

палеоцену структура має північно-західне простягання і ускладнена тектонічним порушенням на півночі вздовж складки. Порушення встановлене у сверд. 3 на глибині 1105 метрів з амплітудою до 10 метрів, далі на північний захід воно згасає. Частина складки в межах газоводяного контакту нижньо-палеоценового покладу займає площу 5,2×2,2 км, середньо-палеоценового — 4×1,5 км. Промислову газонасиченість Безіменного газового родовища підтверджено у покладах нижнього палеоцену випробуванням сверд. 1, 2, 3 та у покладах середнього еоцену в сверд. 1 і 2. Середньо-палеоценовий газовий поклад водоплаваючий і складається з двох пластів: вапняка та слабкосцементованого пісковика. Продуктивні характеристики, а також дані геофізичних досліджень свердл. 1 і 2 свідчать, що виділені в розрізі два пласти істотно відмінні за геолого-промисловою характеристикою. Для слабкосцементованих пісковиків характерні кращі колекторські властивості.

Абсолютновільні дебіти газу з вапняків склали 206 тис. м³/добу, спільно вапняків і пісковиків — 2687 тис. м³/добу.

Таким чином, аналіз геолого-промислових характеристик відкритих у північно-західній частині шельфу Чорного моря та підготовлених до комплексної дослідно-промислової розробки Одеського і Безіменного газових родовищ засвідчує правильність методичних підходів та визначення комплексу необхідних і достатніх критеріїв для відкриття родовищ вуглеводнів агрегативного типу. Близьке розташування Безіменного та Одеського газових родовищ, схожість їхніх геолого-промислових характеристик дозволяють здійснити проектування спільного облаштування і промислової експлуатації з підвищеною ефективністю (за рахунок будівництва та викорис-

тання єдиної газотранспортної мережі), а також прогнозувати відкриття в цьому районі нових родовищ, які за сукупністю запасів можуть складати агрегативний тип крупного родовища вуглеводнів.

1. *Євдощук М. І.* Ресурсне забезпечення видобутку вуглеводнів України за рахунок малорозмірних родовищ.— К.: Наук. думка, 1997.— 279 с.
2. *Євдощук М. І.* Проблеми і перспективи геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Україні.— К.: НТП “Нафтогазпрогноз”, 1998.— 164 с.
3. Комплексний проект дослідно-промислової розробки Одеського і Безіменного газових родовищ в акваторії Чорного моря. Автори: В. Щербина, А. Маланчук, В. Купчик та ін.— Харків.— 2005.— НВФ “ГЕРА ЛТД”, УкрНДІгаз.— 301 с.
4. Теоретичні основи нетрадиційних геологічних методів пошуку вуглеводнів / Євдощук М. І., Чабаненко І. І., Ключко В. А. та ін.— Київ: НТП “Нафтогаз-прогноз”.— 2001.— 287 с.
5. *Чабаненко І. І., Краюшкін В. О., Євдощук М. І. та ін.* Розломно-блокова тектоніка в зв’язку з закономірностями розміщення нафтових і газових родовищ України / Матеріали IV Міжнародної конференції “Геодинаміка і нафтегазоносні структури Чорноморсько-Каспійського регіону”, Гурзуф, 9–14 вересня 2002 г.— С. 253–254.
6. *Шнюков Е. Ф., Пасынков А. А., Клещенко С. А. и др.* Газове факелы на дне Чорного моря.— Київ: ОМГОР ННІМ НАНУ; ПП “ГНОЗІС”.— 1999.— 133 с.

Зони територіальної концентрації невеликих газоконденсатних месторождений с близкими геолого-промисловими характеристиками можуть формувати новий агрегативний с великими і середніми запасами тип месторождений, що забезпечує підвищену ефективність пошуку, розвідки і експлуатації.

Zones of territorial concentrations of small oil and gas condensate fields with similar geologic and industrial characteristics can form a new aggregative, with medium and large reserves, type of fields that provides higher efficiency of search, prospecting and exploitation.