

---

УДК 553.982.061.33

**Т.М. Галко**

Український науково-дослідний інститут природних газів (УКРНДІГАЗ), м. Харків

## **КРИТЕРІЇ ПРОГНОЗУВАННЯ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ УКРАЇНСЬКОГО СЕКТОРА АЗОВСЬКОГО І ЧОРНОГО МОРІВ**

---

*На основі дослідження позитивних результатів геологорозвідувальних робіт запропоновано авторське теоретичне обґрунтування комплексів загальних, необхідних і достатніх критеріїв для прогнозування та виявлення нафтогазоносних об'єктів. Комплекси критеріїв об'єднані в єдину систему прогнозування нафтогазоносності з оцінкою вуглеводневого потенціалу родовищ, формування яких забезпечено геодинамічними передумовами та пов'язаними з ними процесами глибинної дегазациї в азово-чорноморських акваторіях.*

### **Постановка проблеми**

Ступінь реалізації початкових ресурсів вуглеводнів українського сектора Чорного і Азовського морів не перевищує 4 %. З метою їх освоєння в останні роки проведено значний обсяг геологорозвідувальних робіт, теоретичним підґрунтям яких слугували різні геотектонічні концепції і схеми нафтогазогеологічного районування Азовсько-Чорноморського регіону [1—3, 14].

Результатом виконаних за останні 15 років пошуково-розвідувальних робіт стало не тільки підтвердження значної ресурсної бази вуглеводнів, а й відкриття та освоєння ряду газових і нафтогазових родовищ.

Аналіз і науково-тематичне узагальнення як попередніх, так і новітніх вітчизняних і зарубіжних [4, 5] результатів комплексних досліджень, які містять дані геолого-геофізичних, наукових, нафтогазопошукових, розвідувальних робіт і фактичні матеріали глибокого буріння і освоєння нафтогазових ресурсів в Чорному і Азовському морях вказують на необхідність вирішення ряду методологічних питань для швидкого й ефективного освоєння вуглеводневих ресурсів.

З метою прогнозування та оптимізації пошуків, розвідки та освоєння вуглеводневих, в тому числі газогідратних, покладів

© Т.М. ГАЛКО, 2013

необхідне теоретичне обґрунтування і розробка комплексу системних методичних рішень. Розробка узагальнюючої методології прогнозування нафтогазоносності передбачає уточнення моделі геологічної будови на основі сучасних уявлень геодинамічного розвитку азово-чорноморського регіону та розробку адресної системи критеріїв.

Виконані автором наукові дослідження та отримані в останні 15 років позитивні результати геологорозвідувальних робіт на нафту й газ в Азовському і Чорному морях визначають мету цієї статті — науково обґрунтувати систему критеріїв прогнозування нафтогазоносності, уточнити модель геологічної будови та оцінку вуглеводневого потенціалу з суттєвим збільшенням величини початкових сумарних ресурсів і на цій підставі визначити сучасні орієнтири для пошуків середніх і значних за запасами нових родовищ, формування яких забезпечили геодинамічні передумови та пов'язані з ними процеси глибинної дегазації.

**Теоретичне обґрунтування системи критеріїв прогнозування та виявлення вуглеводневих об'єктів.** Теорія геологічного обґрунтування доцільності проведення пошуків та розвідки нафтогазоносних об'єктів і зон їх концентрації передбачає аргументоване доведення наявності в надрах досліджуваної території сприятливих умов для формування та збереження скупчень нафти й газу. Сучасні теорія і практика геологічного обґрунтування пошуків вуглеводнів базуються на аналізі геологічних передумов, під якими розуміють сукупність сприятливих ознак і критеріїв (показників) нафтогазоносності.

На практиці ознаки нафтогазоносності використовують для прогнозування продуктивності геологічних об'єктів шляхом аналізу комплексу критеріїв нафтогазоносності. Показники оцінки нафтогазоносності, на основі яких визначають можливу нафтогазоносність геологічних об'єктів, складають структуровану систему окремих комплексів загальних, необхідних і достатніх критеріїв (рис. 1—3).

Критерій як геологічне явище, властивість чи наявність геологічного тіла, що відображує характер нафтогазоносності об'єкта, повинен відповідати теоретичній моделі його формування. Зв'язок критерію з нафтогазоносністю повинен бути перевірений емпірично, а його значення виражене по можливості кількісно через показники [6].

Комплекс критеріїв і показників повинен відповідати таким вимогам: направленості на вирішення завдань; відповідності масштабові прогнозованого об'єкта; простоті й однозначності одержаних значень; відповідності вивченості об'єкта; відображенню основних сторін моделі формування вуглеводневих комплексів та нафтогазоперспективних і прогнозноперспективних об'єктів і зон їх концентрації.

До цього часу в практиці геологорозвідувальних робіт на нафту й газ використовувалися різні комплекси критеріїв прогнозування та вивчення нафтогазових об'єктів [7—9], серед яких найбільшого застосування набули показники, зведені М.І. Євдощуком в єдину систему комплексів загальних, необхідних і достатніх критеріїв [9].

Використовуючи показники загальних, необхідних і достатніх критеріїв, які характеризують умови формування нафтогазоносних об'єктів Азово-Чорноморського басейну, пропонується прогнозування нафтогазоносності за комплексами критеріїв, визначених на основі сучасної моделі геодинамічного розвитку,

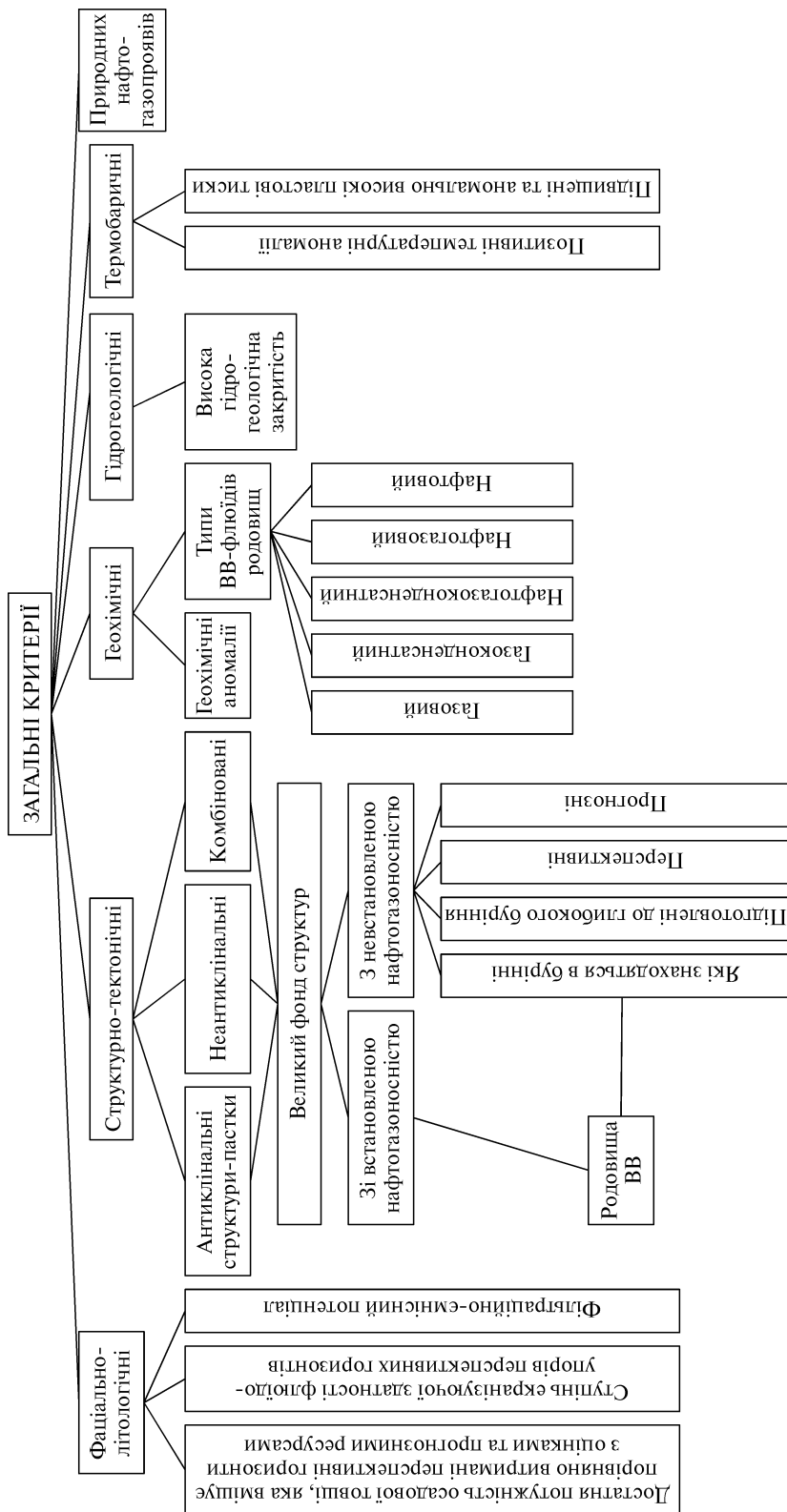


Рис. 1. Загальні геолого-геофізичні критерії прогнозування нафтогазоносних об'єктів та зон їх концентрації за М.І. Євдощуком, 1997 з уточненнями Т.М. Галко для азово-чорноморських акваторій





**Рис. 3.** Комплекс критеріїв, які характеризують достатність умов для прогнозування нафтогазоносних покладів та зон їх концентрації для азово-чорноморських акваторій

схеми нафтогазогеологічного районування та матеріалів геологорозвідувальних робіт і освоєння вуглеводневих ресурсів цього регіону (рис. 1—3).

До комплексу *загальних* критеріїв належать структурно-тектонічні, літолого-фаціальні, геохімічні, гідрогеологічні, термобаричні та показники природних нафтогазопроявів.

Для оцінки перспектив нафтогазоносності великих територій та окремих літолого-стратиграфічних комплексів з сучасних поглядів нафтогазової геології структурно-тектонічні та літолого-фаціальні критерії є одними з основних. Практично вони визначають величину потенційних ресурсів вуглеводнів, фазовий стан флюїдів і закономірності їх розміщення.

Основними показниками структурно-тектонічних критеріїв є типи геотектонічних елементів, які контролюють регіональне нафтогазонакопичення; розміри басейну седиментації і товщини осадового чохла; режим тектонічних рухів; ступінь тектонічного розчленування та дислокованості порід; геоструктурна зональність розміщення покладів вуглеводнів; наявність структур-пасток, їх регіональне положення та історія розвитку.

Регіональне положення структур, які розташовані на шляхах міграції флюїдів із зон живлення, пов'язаних із зонами розущільнення порід уздовж розломів, визначають прогнозний потенціал і можливість виявлення запасів нафти й газу.

Серед загальних критеріїв, що контролюють процеси генерації, міграції та акумуляції вуглеводнів, провідна роль належить геотектоніці, оскільки вона зумовлює: умови формування та розміщення зон регіонального нафтогазоутворення та нафтогазонапичення; утворення структурних форм, що служать пастками у процесах акумуляції; розподіл берегових ліній, зон виклинювання пластів, стратиграфічних та інших незгідностей і заміщень, з якими пов'язане утворення неантиклінальних пасток; виникнення та розвиток процесів міграції та акумуляції; зміну регіональних нахилів, що приводять до змін розташування зон живлення та розвантаження пластових вод; переформування покладів.

До загальних критеріїв оцінки перспектив нафтогазоносності Азово-Чорноморського регіону належать також природні нафтогазопрояви. Для цього регіону характерні газопрояви у вигляді бульбашок газу крізь воду, газових струменів просто у повітря (інколи загоряється), численних виходів газу у вигляді «вічних вогнів» на Таманському (Росія) і Керченському півостровах та потухлих виходів метану з дна Чорного моря, основна маса яких пов'язана із зоною переходу зовнішнього шельфу до континентального схилу.

Характерною ознакою, яку можна віднести до прямих показників нафтогазоносності азово-чорноморських акваторій, є також прояви грязьового вулканізму.

Детальні дослідження прямих ознак нафтогазоносності в Південному нафтогазоносному регіоні в останні десятиріччя проводив академік НАН України Є.Ф. Шнюков. Результати підтверджують високий нафтогазовий потенціал цього регіону [10–13].

У літолого-фаціальних критеріях визначальними показниками є наявність сприятливої для процесів нафтогазонакопичення формації, яка містить порівняно витримані перспективні горизонти колекторів (з оціненими прогнозними ресурсами) зі сприятливими фільтраційно-ємнісними показниками, та ступінь екрануючої здатності флюїдоупорів цих горизонтів.

Літолого-фаціальні критерії визначають перспективи нафтогазоносності з погляду на літологічний склад і фаціальну належність порід розрізу, умови їхнього формування та характер неоднорідності розрізу за фільтраційно-ємнісними показниками. У складі формацій в межах геоструктурних елементів різного порядку виділяють літологічні комплекси. У Азово-Чорноморському нафтогазоносному регіоні, як і в інших, об'єктом прогнозування нафтогазоносності в розрізі літосфери є нафтогазоносні комплекси.

В системі прогнозування нафтогазоносності до комплексу загальних критеріїв належить також група гідрогеологічних показників. Найважливіші показники, які визначають умови формування окремих покладів та їхніх зон концентрації — достатня гідрогеологічна закритість надр при досить уповільненому водообміні, динаміка і хімічний склад пластових вод. Гідрогеологічні критерії поділяють на гідродинамічні і гідрогеохімічні.

Геохімічними передумовами в процесах формування скупчень різних типів флюїдів (нафти, газу, газоконденсату) є геохімічні аномалії, і в першу чергу вуглеводневих компонентів. Крім вуглеводневих газів для оцінки перспектив нафтогазоносності залучають неуглеводневі гази: гелій, азот, аргон, вуглекислий газ, сірководень і інші.

Температурні аномалії, підвищені та аномально високі пластові тиски — основні термобаричні фактори формування вуглеводнів та їх зон концентрації.

Температурний фактор може відігравати самостійну роль для оцінки перспектив нафтогазоносності, оскільки термоаномалія, зазвичай, чітко виражена і характеризується великою протяжністю у плані.

Завдяки проведеному аналізу загальних критеріїв прогнозування нафтогазоносності та закономірностей розміщення уже виявлених нафтогазоносних об'єктів в азово-чорноморських акваторіях встановлені *необхідні* критерії для формування вуглеводневих комплексів. В першу чергу повинні існувати сприят-

ліві геологічні умови: наявність колектора, покритишки, структури-пастки, міграції, акумуляції й консервації скупчень вуглеводневих флюїдів.

Можливість утворення зон концентрації вуглеводневих покладів обумовлюється наявністю зближених на обмеженій території нафтогазових пасток із встановленою і невстановленою нафтогазоносністю.

Показниками концентрації нафтогазоносних об'єктів на окремій території чи в розрізі літолого-стратиграфічного комплексу, звичайно, є їхня кількість (пересічно п'ять-сім, але не менше трьох), площа розміщення (в середньому 300—500 км<sup>2</sup>), потужність нафтогазоносної товщі і ступінь їхньої концентрації.

Додатковою ознакою можливої концентрації нафтогазових об'єктів може бути стійке регіональне поширення окремих літолого-стратиграфічних комплексів значної товщини порід з високими фільтраційно-ємнісними показниками.

Найважливішим *необхідним критерієм* утворення значного скупчення нафтогазоносних об'єктів на обмеженій території є відносна стабільність нафтогазогеологічних умов і процесів. Вона впливає на їхню масштабність переважно на зональному рівні та обумовлює можливість агрегування в межах структур II порядку (значних за розмірами западин, сукупності з'єднаних невеликих тектонічних блоків і плікативно-диз'юнктивних структур, обмежених порушеннями).

При загальній нестабільності нафтогазогеологічних умов і процесів відносна стабільність у короткі часові періоди на зональному рівні сприяє формуванню зон концентрації нафтогазоносних об'єктів, як правило, з однотиповими і переважно однотиповими покладами за фазовим станом вуглеводнів, стратиграфічною, горизонтною, глибинною приуроченістю, характером і пересічними розмірами структур-пасток, близькими пересічними параметрами продуктивного пласта та запасами вуглеводнів.

*Достатні критерії* формування нафтогазоносних об'єктів і утворення зон їх концентрації існують у вигляді сприятливого поєднання комплексів загальних і необхідних критеріїв, яке відповідає принципів достатності, що забезпечує їх прогнозування і виявлення.

Важливу роль тут має часова відповідність комплексу необхідних, а також достатніх критеріїв при домінуючій ролі одного чи кількох із них.

За приклад комплексу достатніх критеріїв може бути поєднання відповідності часу формування пасток, міграції та акумуляції в них вуглеводневих флюїдів, підвищення кількості поступаючих вуглеводневих флюїдів над диспергуючими тощо. Ці критерії відображують основні сторони моделі формування скупчень нафти та газу в окремих родовищах і утворення зон їх концентрації.

У практиці прогнозування та виявлення локальних нафтогазоносних об'єктів і зон концентрації в Чорному та Азовському морях важливого значення набуває аналіз поки що розрізнених і незначних за обсягами виконаних робіт, матеріалів геофізичних досліджень.

За критеріями нафтогазоносності найважливішими є такі:

- наявність кондиційних структурних карт по підшві та покрівлі продуктивних товщ або конформних їм відбиваючих горизонтів;
- надійне відбиття та трасування в плані екрануючих елементів (ідентифікація від профілю до профілю, взаємоузгодженість інтерпретації у межах моделі);

- прогноз наявності колекторів та їхнього поширення за методами прогнозування геологічного розрізу, фаціального, літофізичного, палеоморфологічного, сейсмостратиграфічного видів аналізу;
- створення сейсмічного образу перспективного об'єкта за допомогою сейсмічного моделювання та даних геофізичних досліджень свердловин (ГДС);
- дійсність стратиграфічної прив'язки відбиваючих границь.

При практичному здійсненні прогнозування та виявлення нафтогазоперспективних об'єктів і зон їх концентрації в азово-чорноморських акваторіях необхідно використовувати геологічні критерії, які дозволяють уточнити геологічну будову та нафтогазогеологічне районування:

- концентрація родовищ та структур-пасток, приурочених до певних структур II та II—III порядку;
- однотипність або переважна однотипність родовищ за фазовим станом вуглеводнів, типом структур-пасток і покладів;
- однорідна стратиграфічна, горизонтна та глибинна приуроченість покладів і перспективних горизонтів;
- близькість пересічних значень параметрів продуктивних пластів.
- вертикальне поширення покладів вуглеводнів та їх близькість до поверхонь стратиграфічних неузгоджень.

Враховуючи нові геолого-геофізичні дані про геологічну будову регіону, умови нафтогазоносності, закономірності розміщення покладів вуглеводнів та інші матеріали, на основі системи загальних, необхідних та достатніх критеріїв для азово-чорноморських акваторій виконане детальне нафтогазогеологічне районування з виділенням нафтогазоносних зон, районів і областей та визначенням їх належності до певних провінцій (рис. 4, див. вклейку).

Азово-Чорноморський регіон належить до складових частин двох нафтогазоносних (Причорноморсько-Північнокавказько-Мангишлацької і Балтійсько-Передобрудзької) і однієї перспективної (Чорноморської) провінцій. У геологічному розрізі нафтогазонакопичення спостерігається до глибин 3,0—4,5 км у відкладах із задовільними колекторськими властивостями. Тут виділено 8 нафтогазоносних і перспективних комплексів: силурійсько-кам'яновугільний, пермсько-тріасовий, юрський, нижньокрейдовий, верхньокрейдовий, палеоценово-еоценовий, олігоценно-нижньоміоценовий (майкопський) і середньоміоценовий. Перші два розвинені на захід від Одеського розлому, перспективи останніх п'яти пов'язані з територіями й акваторіями переважно східніше цього тектонічного порушення. Силурійсько-кам'яновугільні, юрські, нижньокрейдові та майкопські відклади належать до категорії нафтогазовміщуючих сингенетично нафтогазоносних комплексів. На більшій частині регіону вони характеризуються сприятливим співвідношенням колекторів і покришок, задовільними гідрогеологічними та гідродинамічними умовами для збереження покладів вуглеводнів. Виділяються пастки склепінного, тектонічно, літологічно і стратиграфічно екранованого типів. Загальна перспективна площа регіону становить біля 100 тис. км<sup>2</sup> акваторій і близько 80 тис. км<sup>2</sup> суходолу.

До Балтійсько-Передобрудзької провінції входить Передобрудзька нафтогазоносна область (I) з перспективною товщею палеозойських, тріасових і юрських порід. Вона охоплює однойменний прогин, Нижньопрутський аллохтон, вал



Губкіна та південну смугу Молдавської монокліналі. У складі області виділяються два нафтогазоносні райони: Алуатсько-Тузлівський (I1) та Нижньопрутсько-Кілійський (I2). У першому виявлені поклади нафти в карбонатних колекторах девону в межах Саратовської зони нафтогазонакопичення (II1). Основні перспективи області пов'язуються переважно з палеозойськими і юрськими утвореннями імовірних Нижньопрутського та Кілійського піднасувів.

У межах Причорноморсько-Північнокавказько-Мангишлацької провінції розташовані Причорноморсько-Кримська (II), Індоло-Кубанська (IV) нафтогазоносні та Азовсько-Березанська (III) газоносна області, які поділяються на нафтогазоносні і перспективні райони та зони нафтогазонакопичення. У першій із них нафтогазоносними і перспективними комплексами є переважно палеогенові та крейдові утворення Чорноморсько-Північнокримського (II<sub>2</sub>), Придунайського (II<sub>3</sub>) нафтогазоносних і Таврійського перспективного районів (II<sub>1</sub>). Понад 70% її розвіданих запасів сконцентровані у палеоценових і майкопських відкладах Тарханкутсько-Джанкойської зони нафтогазонакопичення (II<sub>2</sub><sup>1</sup>), яка співпадає з Північнокримською тектонічною зоною Причорноморського прогину. Дещо менші запаси виявлені в Голицинській зоні нафтогазонакопичення (II<sub>2</sub><sup>2</sup>).

У Каламітсько-Південнокримському районі невияснених перспектив (II<sub>4</sub>) з позицій неомобілізму знімаються певні територіальні обмеження на пошуки родовищ нафти та газу в палеозойських-нижньомезозойських структурних комплексах. Зокрема, Каламітсько-Центральнокримське підняття частково належить до земель з невиясненими перспективами.

Підставою для виділення на південному заході області самостійного Придунайського нафтогазоносного району послужили нові геофізичні матеріали, дані румунських публікацій [6, 7] і результати буріння на Олімпійській площі.

Північноазовський (III<sub>1</sub>) і Центральноазовський (III<sub>2</sub>) газоносні райони виділяються у складі Азовсько-Березанської області, західна частина якої розташована у межах економічної зони України, у північній і центральній смугах Азовського моря (переважно Північноазовський прогин і Середньоазовський виступ). Тут розвідані Приазовське, Морське і Стрілкове газові родовища. Перспективні, в першу чергу, майкопські, нижньокрейдові, частково еоценові й неогенові відклади Північноазовського прогину, Чингульської сідловини, прилеглої вузької смуги Приазовської монокліналі та схилів Середньоазовського підняття.

До складу Індоло-Кубанської нафтогазоносної області (IV) входять Мошкарівська (IV<sub>3</sub><sup>1</sup>) і Семенівсько-Благовіщенська (IV<sub>2</sub><sup>1</sup>) зони, що належать відповідно до Південнокерченського (IV<sub>3</sub>) і Тамансько-Північнокерченського (IV<sub>2</sub>) нафтогазоносних районів. На півночі виділяється Південносивасько-Тимашівський перспективний район (IV<sub>1</sub>), а на півдні у межах східної ділянки прикерченського шельфу — Суботінський перспективний район (IV<sub>4</sub>). Нафтогазоносні еоценові, майкопські та неогенові утворення зберігають близько 71 % незрозвіданих ресурсів області.

Виділення Чорноморської рифтогенної глибоководної западини в окрему провінцію обґрунтоване тим, що її геологічна будова суттєво відрізняється від такої прилеглого шельфу та суходолу. Тут пошукові роботи не проводились і поклади вуглеводнів ще не виявлені. Перспективи нафтогазоносності Західночорноморської (V) та Східночорноморської (VI) областей Чорноморської провінції

пов'язуються, головним чином, з товщею неогенових, частково палеогенових порід, які залягають в діапазоні глибин до 7 км.

## Висновки

1. Уточнення особливостей геологічної будови регіональних і локальних об'єктів азово-чорноморських акваторій необхідно проводити на основі аналізу комплексів загальних, необхідних і достатніх критеріїв нафтогазоносності.

2. Для азово-чорноморських акваторій у формуванні умов нафтогазоносності провідну роль відіграють тектоно-геодинамічні критерії як безпосередньо, так і опосередковано — через фаціальні-палеогеографічні, седиментологічні та інші умови.

3. Показовість і надійність системи критеріїв, її зв'язок з фактичною нафтогазоносністю і теоретичною моделлю формування вуглеводневих покладів перевірені на фактичному матеріалі при аналізі розміщення та особливостей геологічної будови встановлених зон концентрації, а також підтверджені проведеними з високою ефективністю геологорозвідувальними роботами в акваторіях Чорного і Азовського морів.

4. Використання запропонованої системи критеріїв прогнозування нафтогазоносності акваторій Азовського і Чорного морів дозволяє на підставі уточнених структурно-тектонічної моделі та нафтогазогеологічного районування рекомендувати для проведення першочергових геолого-геофізичних робіт з метою відкриття нових родовищ вуглеводнів акваторіальні частини Індоло-Кубанської і Причорноморсько-Кримської областей. Їх завданням є підготовка пасток і пошуки покладів вуглеводнів у палеогенових і неогенових відкладах, вивчення геологічної будови і перспектив, в першу чергу, верхньокрейдового і нижньокрейдового комплексів, нафтогазоносність яких доведено на суходолі.

5. В акваторіальній частині Переддобрудзької області пропонується проведення геофізичних робіт і параметричного буріння на палеозой-юрські утворення, передусім в автохтонних частинах розрізу.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. *Нафтогазоперспективні об'єкти України. Теоретичне і практичне обґрунтування пошуків нафти і газу в акваторіях України* / [П.Ф. Гожик, І.І. Чебаненко, В.П. Ключко та ін.] — К. : ЕКМО, 2010. — 200 с.
2. *Нафтогазоперспективні об'єкти України. Геологія нижньої крейди Причорноморсько-Кримської нафтогазоносної області* / [В.П. Гнідець, К.Г. Григорчук, С.М. Захарчук та ін.]. — К. : ЕКМО, 2010. — 381 с.
3. *Нафтогазоперспективні об'єкти України. Наукові і практичні основи пошуків родовищ вуглеводнів в українському секторі прикерченського шельфу Чорного моря* / [П.Ф. Гожик, М.І. Євдощук, Е.А. Ставицький та ін.]. — К. : ВП «ЕДЕЛЬВЕЙС» — 2011. — 439 с.
4. Constantinescu N., Moise C. History of the exploration and production of Romanian Continental Shelf the Black Sea: Symposium of the Petroleum Geology and Hydrocarbon Potential of the Black Sea Area : Abstracts, (Varna, 1994). — P. 13—14.
5. Lutac D., Cataraiani R., Georgescu M. Albian deposit sedimentary model in the Lebada East and Lebada West oil Field area (Black Sea, Histria depression) // 2-nd International Symposium of the Petroleum Geology and Hydrocarbon Potential of the Black Sea Area : Abstracts, (Sile- Istanbul, 1996) — P. 91.

6. Євдошук М.І. Ресурсне забезпечення видобутку вуглеводнів України за рахунок мало-розмірних родовищ: Наукові основи / М. І. Євдошук; Держ. комітет України по геології і використанню надр. — К. : Наукова думка, 1997. — 278 с.
7. Захарчук С.М., Полухтович Б.М. Нафтогазогеологічне районування і прогноз зон нафтогазонакопичення півдня та морських акваторій України / С. М. Захарчук, Б. М. Полухтович // зб. наук. праць. — Т. 1. — Львів : УкрДГРІ, 1999. — С. 17—28.
8. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Наукові і практичні основи пошуків родовищ вуглеводнів у північно-західному шельфі Чорного моря / [П.Ф. Гожик, І.І. Чебаненко, М.І. Євдошук та ін.]. — К. : ЕКМО, 2007. — 232 с.
9. Наукове обґрунтування ресурсів і запасів нафтогазоперспективних об'єктів України / [Крупський Б.Л., Гладун В.В., Євдошук М.І. та ін]; — К. : ЕКМО, 2009. — 239 с.
10. Шнюков Е.Ф. Предполагаемый грязевой вулкан в глубоководной части Черного моря / Е.Ф. Шнюков, А.И. Воробьев, А.В. Григорьев и [др.] // Докл. АН УССР. — 1995. — № 12. — С. 62—65.
11. Шнюков Е.Ф. Грязевой вулканизм в Черном море / Е.Ф. Шнюков // Геологический журнал. — 1999. — № 2. — С. 37—47.
12. Газовые факелы на дне Черного моря. [Е.Ф. Шнюков, А.А. Пасынков, С.А. Клещенко и др.]. — Киев, 1999. — 134 с.
13. Шнюков Е.Ф. Необычные карбонатные постройки континентального склона северо-западной части Черного моря — вероятное следствие дегазации недр / Е.Ф. Шнюков, Ю.В. Соболевский, В.А. Кутний // Литология и полезные ископаемые. — 1995. — № 5. — С. 451—461.
14. Андреев В.М. Тектоническая схема Черного моря / В.М. Андреев // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. — 2012. — № 1. — С. 117—121.

Стаття поступила 26.11.2012

Т.Н. Галко

#### КРИТЕРИИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ УКРАИНСКОГО СЕКТОРА АЗОВСКОГО И ЧЕРНОГО МОРЕЙ

На основе исследования положительных результатов геологоразведочных работ предложено авторское теоретическое обоснование комплексов общих, необходимых и достаточных критериев для прогнозирования и выявления нефтегазоносных объектов. Комплексы критериев объединены в единую систему прогнозирования нефтегазоносности с оценкой углеводородного потенциала месторождений, формирование которых обеспечено геодинамическими предпосылками и связанными с ними процессами глубинной дегазации в азово-черноморских акваториях.

Т. N. Galko

#### CRITERIA OF FORECASTING OIL AND GAS PRESENCE IN THE UKRAINIAN SECTOR OF THE AZOV AND THE BLACK SEAS

Based on the positive results of exploration research it is proposed authorship theoretical grounding system complexes of general, necessary and sufficient criteria for the forecasting and detection of oil and gas objects by author. Complexes criteria combined into a single system of forecasting oil and gas to the assessment of hydrocarbon potential deposits, the formation of which is provided by geodynamic conditions and related processes deep degassing in Azov-Black Sea waters.