


УДК 550.836+550.847:[551.24:553.98.04](477)

 <https://doi.org/10.31996/mru.2023.2.26-35>

Н. С. ДОВБИШ, голов. геолог відділу геоecології та пошукових досліджень (Інститут геологічних наук НАН України), ninad55@ukr.net, <https://orcid.org/0000-0002-2174-2527>,

С. М. ДОВБИШ, наук. співроб. відділу сучасного морського седиментогенезу (Інститут геологічних наук НАН України), dovbysh@ukr.net, <https://orcid.org/0000-0002-3542-7472>,

А. М. КІЗЛАТ, наук. співроб. відділу геоecології та пошукових досліджень (Інститут геологічних наук НАН України), kizlat@i.ua,

Д. В. ЗЕМСЬКИЙ, мол. наук. співроб. відділу геоecології та пошукових досліджень (Інститут геологічних наук НАН України), denua2@gmail.com, <https://orcid.org/0009-0000-3041-4034>,

В. О. ПОДОБА, мол. наук. співроб. відділу геоecології та пошукових досліджень (Інститут геологічних наук НАН України), valdemarinqus@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0001-7222-5119>,

О. М. МАЛИШЕВ, мол. наук. співроб. відділу геоecології та пошукових досліджень (Інститут геологічних наук НАН України), dyku4@ua.fm, <https://orcid.org/0000-0001-7259-7131>

N. DOVBYSH, Chief Geologist of Department of Geoecology and Searching (Institute of Geological Sciences, NAS of Ukraine), ninad55@ukr.net, <https://orcid.org/0000-0002-2174-2527>,

S. DOVBYSH, Researcher of the Department of Modern Marine Sedimentogenesis (Institute of Geological Sciences, NAS of Ukraine), dovbysh@ukr.net, <https://orcid.org/0000-0002-3542-7472>,

A. KIZLAT, Researcher of the Department of Geoecology and Searching (Institute of Geological Sciences, NAS of Ukraine), kizlat@i.ua,

D. ZEMSKYI, Junior Researcher of the Department of Geoecology and Searching (Institute of Geological Sciences, NAS of Ukraine), denua2@gmail.com, <https://orcid.org/0009-0000-3041-4034>,

V. PODOBA, Junior Researcher of the Department of Geoecology and Searching (Institute of Geological Sciences, NAS of Ukraine), valdemarinqus@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0001-7222-5119>,

O. MALYSHEV, Junior Researcher of the Department of Geoecology and Searching (Institute of Geological Sciences, NAS of Ukraine), dyku4@ua.fm, <https://orcid.org/0000-0001-7259-7131>

ЗАСТОСУВАННЯ СТРУКТУРНО-ТЕРМО-АТМО-ГІДРОЛОГО-ГЕОХІМІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ДЛЯ ВИЯВЛЕННЯ ВУГЛЕВОДНЕВИХ СКУПЧЕНЬ НА ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОМУ ШЕЛЬФІ ЧОРНОГО МОРЯ

APPLICATION OF STRUCTURAL-THERMAL-ATMO-HYDROLOGICAL-GEOCHEMICAL RESEARCH FOR DETECTING OF HYDROCARBONS ON THE NORTHWESTERN SHELF OF THE BLACK SEA

Застосування методик структурно-термо-атмо-гідролого-геохімічних досліджень у Чорноморському регіоні довело, що при відсутності даних буріння, неоднозначній інтерпретації сейсмогеологічних даних термо-атмогеохімічні показники часто є єдиним інструментом прогнозування перспективних ділянок.

Найбільш інформативним є інтегрування геолого-структурних, гідролого-гідрогелогічних досліджень з газово-еманційною і термометричною зйомками. Картографічні моделі розподілу значень температур донних відкладів, суми гомологів метану, інтегрального коефіцієнта є показниками геодинамічної активності та проникності тектонічних порушень і основою карти перспективних на пошуки вуглеводнів ділянок.

За картуванням температурних і атмогеохімічних аномалій вперше для північно-західного шельфу Чорного моря складено карти полів приповерхневого розвантаження флюїдогазових потоків, що дозволило провести районування площ робіт на різні за сучасними геодинамічними умовами ділянки: неотектонічно активні та проникні, що тяжіють до розривних порушень, і блоки відносно тектонічної стабільності та слабкої флюїдопроникності, які найбільш сприятливі для формування пасток вуглеводнів та збереження покладів.

Ключові слова: структурно-термо-атмо-гідролого-геохімічні дослідження, вуглеводні, північно-західний шельф, Чорне море.

The application of the methodology of structural-thermo-atmo-hydro-geochemical studies in the Black Sea region proved that in the absence of drilling data, ambiguous interpretation of seismogeological data, thermo-atmo-geochemical indicators are often the only tool for predicting promising areas.

The most informative is the integration of geological-structural, hydrological-hydrogeological studies with gas-emotional and thermometric surveys. Cartographic models for the distribution of bottom sediment temperatures, the sum of methane homologues, and the integral coefficient are indicators of geodynamic activity and permeability of tectonic faults and are the basis for a map of promising areas for hydrocarbon exploration.

Structural-thermo-atmo-hydro-geochemical studies provide quick field and laboratory studies at a relatively low cost of work with predictive zoning of areas and clarification of the contours of already discovered hydrocarbon deposits.

Of great interest for forecasting hydrocarbon deposits is a detailed comprehensive study of the problem of turbidite sedimentation by biolitho-seismostratigraphic, tectonofacies methods.

Based on the analysis of geological and geophysical data on the northwestern shelf of the Black Sea, new biostratigraphic studies of drilling results and structural-thermo-atmo-hydro-geochemical studies in the areas, new data have been obtained that significantly complement the existing ideas about the geological structure of this region and its prospects for hydrocarbon exploration.

Based on the mapping of temperature and atmo-geochemical anomalies, for the first time for the northwestern shelf of the Black Sea, maps of the fields of near-surface discharge of fluid and gas flows were compiled. This made it possible to zoning the work areas into areas different in modern geodynamic conditions: neotectonically active and permeable, tending to faults, and blocks of relative tectonic stability and low fluid permeability, most favorable for the formation of hydrocarbon traps and the preservation of deposits.

Keywords: structural-thermo-atmo-hydrologic-geochemical research, hydrocarbons, northwestern shelf, Black Sea.

Вступ

Наразі світовий видобуток енергоносіїв все активніше переходить на морський та океанічний шельфи. Виснаження доступних родовищ на суші, зростання потреби в паливі так само змушують Україну використовувати власний природний ресурс якомога швидше.

За найскромнішими розрахунками вчених, потенціал північно-західного шельфу Чорного моря може дати Україні не менше 40 млрд м³ газу.

Північно-західний шельф Чорного моря вивчений сейсморозвідкою у регіональному масштабі 1:200 000. За результатами встановлено основні риси геологічної будови: зони генерації, шляхи міграції вуглеводнів (ВВ), товщини осадових комплексів.

Тепер здійснюється наступний пошуково-детальний етап – виявлення і підготовка перспективних об’єктів для пошуково-розвідувального буріння.

Вивчення розрізу бурінням північно-західного шельфу Чорного моря залишається актуальним, але для обґрунтованих рекомендацій щодо закладання свердловин необхідно детальне вивчення сучасною сейсморозвідкою.

З огляду на оцінювання потенційних ресурсів в Україні, наразі досліджено менше 40 % запасів викопних ВВ.

Для України важливо не стільки зробити проєкт розробки шельфу максимально дешевим, скільки знайти тих партнерів, які зможуть максимально швидко, на високому технологічному рівні його реалізувати. Поки що єдина українська компанія, яка ініціювала розробку шельфу Чорного моря, – це АТ “Укргазвидобування”. У минулому році компанія подала пакет документів до Держгеонадр.

Методика досліджень

Газогеохімічні дослідження для пошуків покладів ВВ використовуються як допоміжний засіб. Але застосування методики структурно-термо-атмо-гідролого-геохімічних досліджень (СТАГГД) [3] у Чорноморському регіоні довело, що при відсутності даних буріння, неоднозначній інтерпретації сейсмогеологічних даних термо-атмогеохімічні показники часто є єдиним інструментом прогнозування перспективних ділянок (рис. 1).

Комплекс приповерхневих досліджень є оптимальним для визначення термо-атмогеохімічних критеріїв прогнозного районування перспективних ділянок на поклади ВВ. Найбільш інформативним є інтегрування геолого-структурних, гідролого-гідрологічних досліджень з газово-еманаційною і термометричною зйомками. Картографічні моделі розподілу значень температур донних відкладів, суми гомологів метану, інтегрального коефіцієнта є показниками геодинамічної активності та проникності тектонічних порушень і основою карти перспективних на пошуки ВВ ділянок.

СТАГГД забезпечують швидке проведення польових і лабораторних досліджень та відносно низьку вартість робіт при прогнозному районуванні ділянок і уточненні контурів вже виявлених покладів ВВ [5]. Комплекс може успішно застосовуватися при розробці родовищ, зокрема для визначення оптимальних ділянок закладання експлуатаційних свердловин.

Наступним напрямом застосування СТАГГД з метою отримання рекомендацій щодо виявлення флюїдопроникних зон у Чорному морі є картування гідродинамічних типів родовищ ВВ, які можуть бути пов’язані з руслами прарічок та каньйонів [6]. Цей напрям прогнозування ВВ ще не достатньо опрацьований, але пошуки родовищ у гідрологічних басейнах по тектонічних порушеннях, у блоках між ними, в долинах річок, прарічок, каньйонів чи в безпосередній близькості від них на перетині цих морфоструктур тектонічними порушеннями мають велику перспективу, зважаючи на те, що значний відсоток родовищ, наприклад Західного Сибіру, Приуралля, відноситься саме до гідродинамічного типу.

Комплексна технологія СТАГГД забезпечує отримання оптимальної бази даних для уточнення геолого-структурної та гідролого-гідрологічної моделі досліджуваних ділянок, їх потенційної продуктивності, пе-

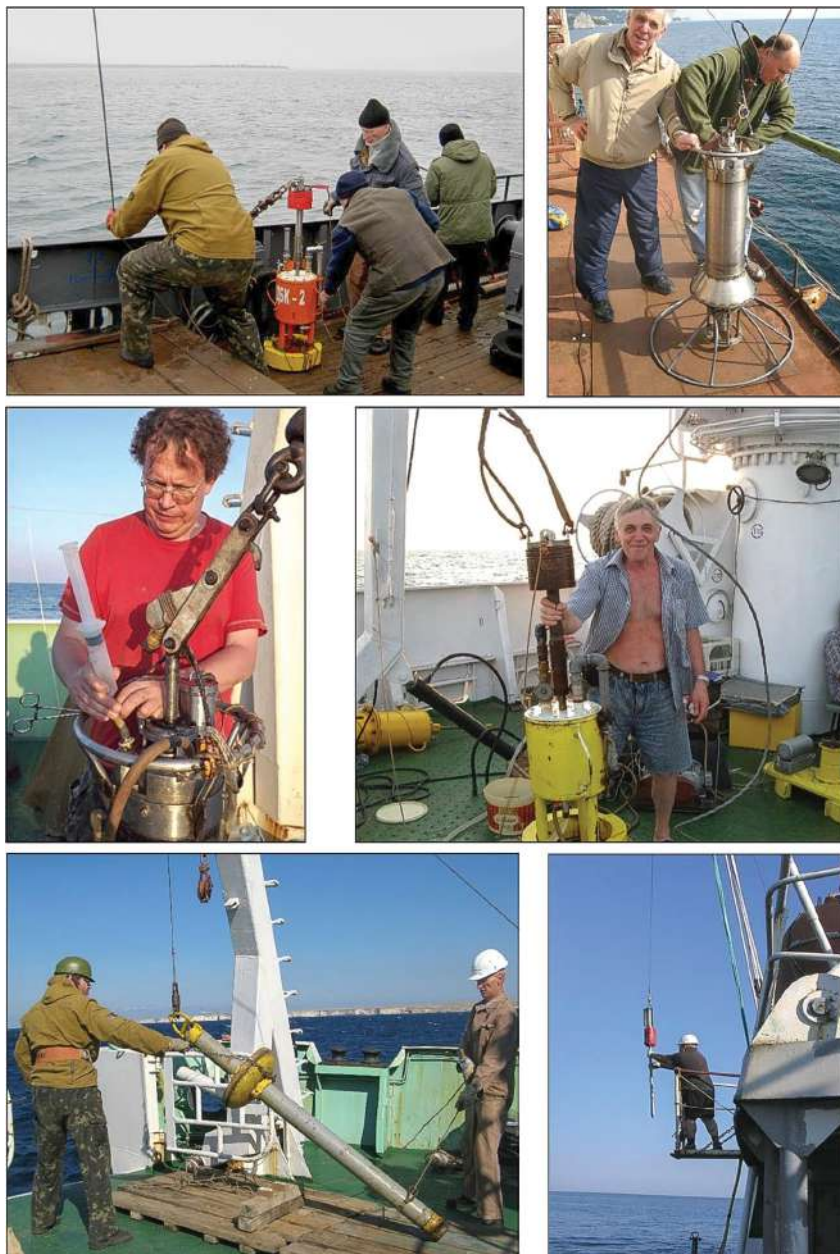


Рис. 1. Під час газово-еманаційних та геотермічних досліджень в морських акваторіях

редбачуваних контурів покладів ВВ, раціонального взаємодію контролю кожного з визначених критеріїв, що звужує коло можливих помилок і припущень при їх інтерпретації [4].

Об'єкт досліджень

На даний час у межах північно-західного шельфу Чорного моря розвідано вісім газових і газоконденсатних родовищ з початковими сумарними запасами категорії А+В+С₁ – 58 942 млн м³ газу та 2216 тис. т (загальні) і 1787 тис. т (видобувні) конденсату [14].

Розвідані родовища переважно розташовані у межах Тарханкутсько-Михайлівської депресії великої тектонічної структури – Каркінітсько-Північнокримського прогину і тільки Одеське та Безіменне родовища знаходяться на його західній центрікліналі. Відповідно до прийнятого нафтогазогеологічного районування всі вони відносяться до Чорноморсько-Північнокримського нафтогазоносного району Причорноморсько-Кримської нафтогазоносної області (рис. 2).

Основні нафтогазові перспективи пов'язуються з осадовим чохлам, де виділено вісім нафтогазоносних і перспективних комплексів: юрський, нижньокрейдовий, верхньокрейдовий, палеоценовий, еоценовий, олігоцен-міоценовий (майкопський), середньоміоценовий, міоцен-пліоценовий. Крім того, виокремлюється низка нафтогазоперспективних зон для пошуків ВВ на розуцільнених ділянках порід гетерогенно-гетерохронного фундаменту [9].

Цільну роль у формуванні локальних структур, міграції і розподілі ВВ у мезокайнозойських відкладах відіграє тектонічний фактор [10]. Так, сейсморозвідувальними роботами по підшві нижньокрейдових відкладів на сьогодні зареєстровано понад 20 структур, серед яких встановлено низку нових (Ювілейна (Янтарна), Кутова, Рифтова), що рекомендовані як першочергові об'єкти для постановки сейсморозвідувальних робіт і параметричного буріння. Переважно це структури брахіантикліналь-

ного типу, ускладнені чи обмежені тектонічними порушеннями, що простежуються вище по розрізу і контролюють вже виявлені поклади ВВ у більш молодих товщах. За даними буріння та сейсмографічними побудовами найбільш витриманими на площі колекторами у нижній крейді є пісковики та алевроліти базального шару і нижньої частини верхнього альбу.

Досвід виявлення відомих родовищ ВВ на північно-західному шельфі свідчить про те, що успіх пошукових робіт визначається передусім уявленнями про геологічну будову пошукових об'єктів.

За сучасними схемами тектонічного районування полігони СТАГГД приурочені до різних структурних елементів північно-західного шельфу Чорного моря [1, 8] – північної прибортової зони Каркінітського прогину та зони зчленування вздовж субмеридіонального Одеського розлому Каркінітського прогину із суміжним Переддобрудзьким.

Каркінітський прогин складений переважно крейдовими, палеогеновими та неогеновими відкладами і має асиметричну будову. Його північний борт пологий, представлений платформними утвореннями та ускладнений малоамплітудними розривними порушеннями і плікативними дислокаціями. Південний, більш крутий, ускладнений системою складок та лістричних розломів субширотного простягання. Найбільш глибока його частина на захід від Тарханкутського півострова між Миколаївським та Одеським розломами відома під назвою Михайлівської депресії. На заході прогин по Одеському розлому межує з Переддобрудзьким прогином і валом Губкіна. Північну межу Каркінітського прогину визначає субширотний Голіцинський розлом, до якого приурочена зона асиметричних антиклінальних піднять, серед яких Голіцинське та Південно-Голіцинське є продуктивними.

В. П. Клочком у співавторстві [12, 13] побудовані з позицій розломно-блокової тектоніки карта структурно-тектонічного

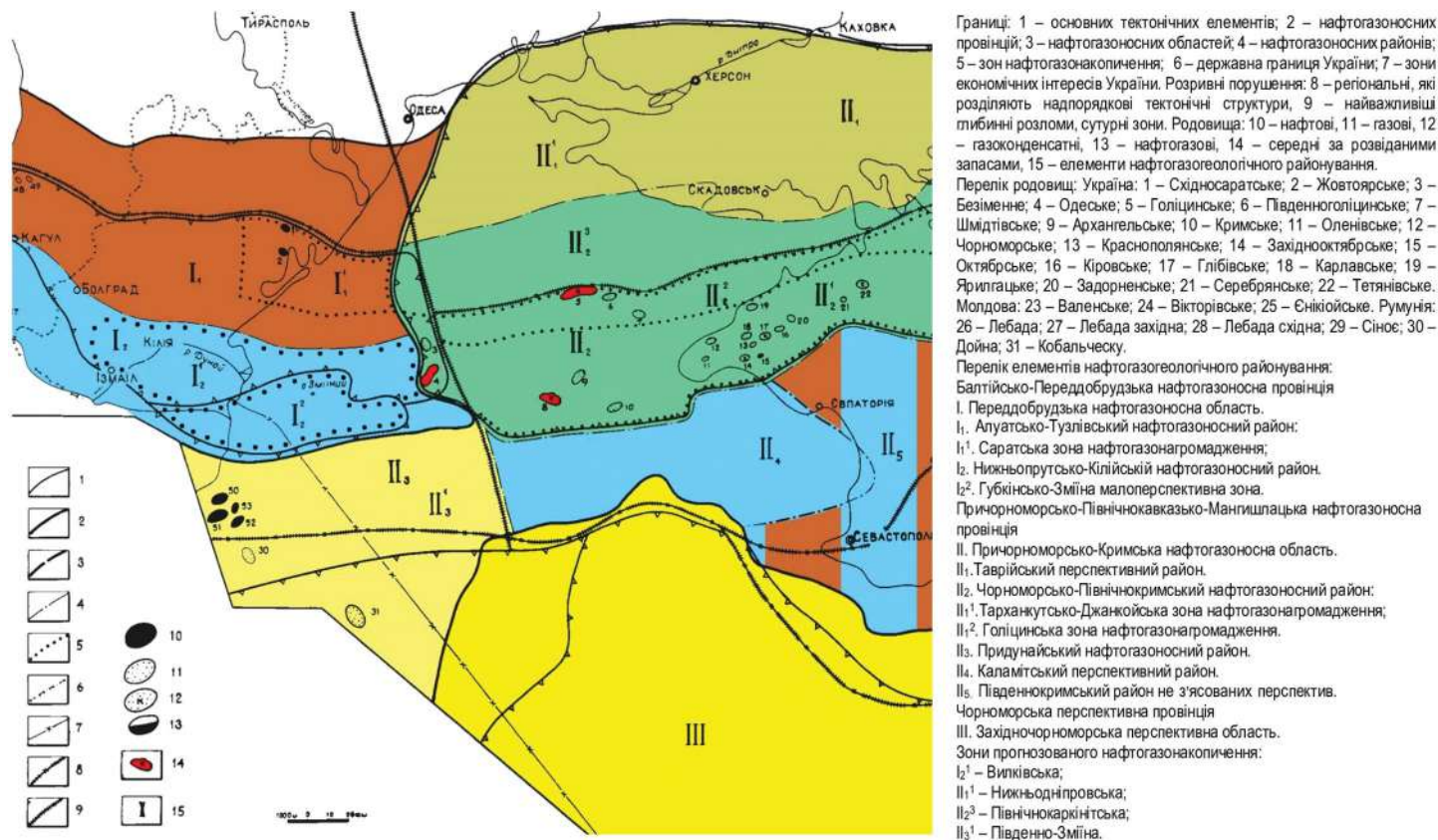


Рис. 2. Схема нафтогазогеологічного районування північно-західного шельфу Чорного моря [15]

районування північно-західного шельфу Чорного моря, а також карта нафтогазогеологічного районування із щільностями нерозвіданих ресурсів ВВ, фондом родовищ і об'єктів та зонами, перспективними на пошуки скупчень нафти і газу в осадовому чохла і гетерогенному та гетерохронному фундаменті.

На північно-західному шельфі Чорного моря просторово розміщені наступні перспективні з позицій розломно-блокової тектоніки зони на пошуки ВВ в осадовому чохла і гетерогенному та гетерохронному фундаменті: Дністровська, Шатського, Безіменна, Зміїна, Біостромна, Скадовська, Губкіна, Крайова, Голіцинська, Штормова, Нахімовська, Дунайська, Лагунна, Глибока, Британська, Альмінська, Севастопольська. Перераховані зони станом на 01.01.2006 р. включають усі родовища (в тому числі Олімпійську площу, де одержано промисловий приплив газу і прояви нафти), а також усі підготовлені до буріння об'єкти, виявлені (перспективні) сейсморозвідкою. До цих зон приурочена і абсолютна більшість прогнозних об'єктів.

За комплексом методів було відтворено стратиграфічну будову підняття, на яких пробурені свердловини, зокрема тих, де проводились полігонні СТАГГД – Одеське, Безіменне, Голіцинське. За переінтерпретацією геолого-геофізичних матеріалів і детальним палеонтологічним та літологічним вивченням крейдово-палеогенових відкладів антиклінальних підняття шельфу (Олімпійське, Одеське, Безіменне, Голіцинське тощо) встановлено складну мозаїчну структуру літофаціальних мезокайнозойських комплексів.

Згідно з представленою стратиграфічною моделлю кайнозою, на північно-західному шельфі Чорного моря виокремлюються різнорангові формаційні комплекси, що мають чітко виражену циклічну будову. Виділяється серія гетероморфних, різнофаціальних комплексів, що утворюють стандартні для морських басейнів латеральні ряди – шельфові, континентального схилу та глибоководні. Фаціальна структура цих комплексів зумовлена седиментаційним середовищем, що контролює співвідношення різних типів осадків та розподіл біоти. Встановлено такі типи седиментації: теригенну, де простежено турбідитні комплекси, представлені флішодіними стратифікованими товщами з асиметричною ритмічністю та глинистими відкладами; карбонатну, в якій переважають вапняки як мілководні уламкові і черепашкові, так і глибоководні; кременеву, що притаманна всім седиментаційним комплексам [8].

При визначенні структурно-тектонічної позиції площ досліджень за методикою СТАГГД головна увага нами приділялась розломно-блоковому каркасу, який обумовлює структурний план розміщення перспективних ділянок і активно впливає на формування потенційних структурних пасток ВВ. За структурну основу приймалися існуючі сейсмогеологічні побудови з урахуванням даних буріння. З метою уточнення структурної позиції площ запланованих досліджень та виявлення неотектонічно активних порушень, що впливають на сучасні геодинамічні умови, було проведено дешифрування космознімків [2, 7].

За результатами дешифрування космознімків у межах дослідженої території виявлена складна система космолінементів та кільцевих структур (КС) (рис. 3). Більшість лінементів групується у три динамопари – ортогональну (північ–південь та захід–схід), косодіагональну (північ–північний схід та північ–північний захід) та діагональну (північний захід–північний схід).

Ортогональна динамопара. Лінементи меридіонального простягання складають дві лінементні зони шириною 20–30 км. При співставленні з геологічними матеріалами відмічено таке: зона 14 на значній відстані збігається з Одеським розломом. У межах акваторії лінементи зон співпадають

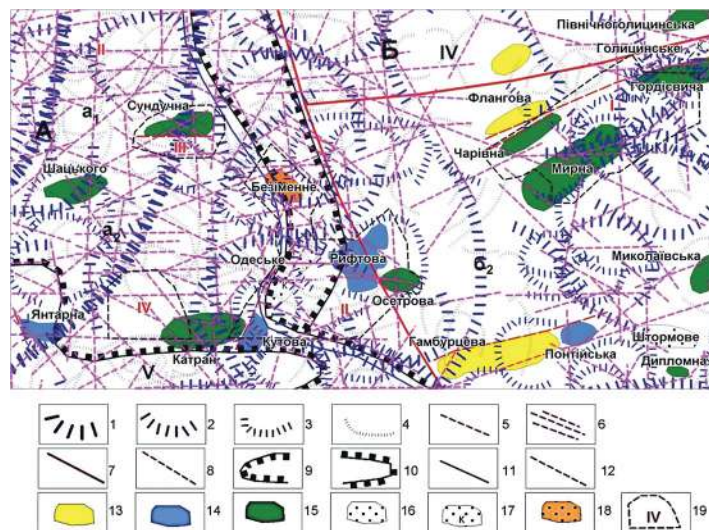


Рис. 3. Схема розташування космолінементів та КС на північно-західному шельфі Чорного моря (структурна основа за [8])

Космодешифрування: КС: 1 – першого рангу, 2 – другого рангу, 3 – третього рангу, 4 – четвертого рангу; 5 – лінементи; 6 – зони лінементів; **тектонічне районування:** II – Переддобрудзький прогин, IV – Каркінітський прогин, V – вал Губкіна; **нафтогазогеологічне районування:** Балтійсько-Переддобрудзька нафтогазова провінція: А – Переддобрудзька нафтогазова область: а₁ – Алуатсько-Тузловський нафтогазовий район, а₂ – Нижньопрутсько-Кілійський нафтогазовий район; Причорноморсько-Північнокавказько-Мангішлацька нафтогазова провінція: б₁ – Чорноморсько-Північнокримський нафтогазоконденсатний район; **розломи:** 7 – головні, 8 – негативні; **граничі тектонічних елементів вищого порядку:** 9 – негативні, 10 – позитивні, 11 – нафтогазоносних провінцій, 12 – нафтогазоносних та перспективних районів; **нафтогазоперспективні об'єкти:** 13 – виведені з буріння з негативними результатами у 1983–2004 рр., 14 – підготовлені до буріння, 15 – виявлені; **родовища:** 16 – газові, 17 – газоконденсатні, 18 – перебуває в бурінні на 01.01.2005; 19 – площі досліджень та їх номери: I – Західно-Голіцинська, II – Одеська-Безіменна-Рифтова-Осетрова, III – Сундучна, IV – Ювілейна (Янтарна)

з границями між літологічними різницями порід, занурених абразійних терас та похованих річкових долин.

Лінементи широтного простягання складають три лінементні зони, ширина яких 20–30 км. Зони 10 та 11 збігаються з протяжними розривними порушеннями, які в районі підняття Гамбурцева переходять у систему скидів, збігаються з літологічними границями, зануреними абразійними терасами, похованими річковими долинами та границями розвитку накладених екзогенних процесів.

Основними носіями інформації про седиментаційно-палеогеоморфологічні критерії, які характеризують просторово-часову приуроченість покладів ВВ, є літолого-фаціальні, біофаціальні, літолого-формаційні, промислово-геофізичні та сейсмологічні. Тому для прогнозної оцінки досліджених площ здійснено комплексну інтерпретацію ядерного матеріалу, геофізичних досліджень, сейсморозвідки для ґрунтового з'ясування умов формування стратиформних та палеогеоморфологічних пасток. По свердловинах як окремих підняття, так і в межах північно-західного шельфу Чорного моря проведено аналіз наявної джерельної бази, комплексну переінтерпретацію ядерного матеріалу, детальну стратифікацію та кореляцію крейдових і палеогенових розривів як основних газогенеруючих породних комплексів.

В основу структурних побудов покладено створені уніфіковані стратиграфічні схеми крейдових і палеогенових

відкладів північно-західного шельфу Чорного моря. Аналіз існуючої стратиграфічної інформації засвідчує гетерохронність та гетерогенність північно-західного шельфу Чорного моря та прилеглої континентальної схилу [8].

Значний інтерес з точки зору прогнозування становить детальне комплексне дослідження біолітосейсмостратиграфічними, тектонофаціальними методами проблеми турбідитового осадоконакопичення.

Одним із факторів, що впливають на динаміку вод у північно-західній частині Чорного моря, є річні стоки Дніпра, Південного Бугу, Дністра та Дунаю, що утворюють потік розпріснених вод, які рухаються зі швидкістю 25–35 см/с вздовж узбережжя. Крім того, русло пра-Дніпра на зовнішньому шельфі зближується з руслом пра-Дністра, і мінеральний комплекс дніпровського алювію впливає на формування комплексу мінералів Центральної теригенно-мінералогічної провінції. Наявність на шельфі палеодолин Когильника та Сарати дає підставу враховувати їх алювіальний комплекс при проведенні палеолітодинамічних реконструкцій [11].

Виявлені утворення конусів виносу осадків, успадкованість яких простежується протягом кайнозою, акумулювались в глибоководній акваторії; на їх розподіл значний вплив мали підводні течії. Ця проблема значною мірою може сприяти обґрунтуванню перспективності палеоценових, олігоценних, міоценових відкладів Безіменного, Одеського, Олімпійського родовищ, Крайового уступу та зони зчленування північно-західного шельфу і континентального схилу.

Палеогенові відклади північно-західного шельфу традиційно корелюються, як це видно навіть з огляду стратиграфічної номенклатури, з північними регіонами Криму, Причорномор'я, що має значний вплив на оцінку перспективності. Але це зовсім інша структурно-седиментологічна зона, яка мала відмінні умови седиментації, більш повні та потужні розрізи і генетично більш подібна до палеогенового розрізу Керченського півострова, Передкарпатського прогину Карпатського регіону, Кавказу, а також палеогенових відкладів, визначених нами на континентальному схилі Чорного моря. Тому, можливо, серед інших прогнозних чинників перспектив нафтогазоносності шельфу слід брати до уваги і літобіофаціальну подібність продуктивних палеогенових стратонів Карпат, зокрема ямненської світи палеоцену, вигодської – еоцену та мелнітової світи олігоцену [8].

Результати морських експедиційних досліджень

Полігон площ Одеська-Безіменна-Рифтова-Осетрова. На цьому полігоні досліджувались Одеське та Безіменне газові родовища і прилеглі до них території, включаючи Осетрову перспективну структуру біля східної межі площі. Загальна площа досліджень – 503,7 км².

На полігоні площ Одеська-Безіменна-Рифтова-Осетрова були проведені термометричні й атмогеохімічні дослідження за мережею 2500 × 2500 м. На родовищі

Безіменне мережа пунктів опробування була ущільнена до 1800 × 1800 м. Загальна площа досліджень становила 503,7 км².

Усі визначені гази ВВ добре корелюють між собою, що вказує на їх генетичну спорідненість (табл. 1).

Виконані картографічні побудови з урахуванням схеми розподілу суми ВВ та інтегрального коефіцієнта дозволяють провести районування площі досліджень і визначити контур потенційних перспективних ділянок (рис. 4).

Таблиця 1. Кореляційний аналіз атмогеохімічних і температурних показників на полігоні площ Одеська-Безіменна-Рифтова-Осетрова

	T	Rn	H ₂	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₃ H ₈	C ₃ H ₆
T	1								
Rn	-0,13	1							
H ₂	-0,18	-0,12	1						
CO ₂	0,08	-0,11	0,35	1					
CH ₄	-0,17	-0,17	0,72	0,47	1				
C ₂ H ₆	0,04	-0,23	0,74	0,64	0,788	1			
C ₂ H ₄	0,244	-0,12	0,28	0,68	0,42	0,65	1		
C ₃ H ₈	-0,12	-0,24	0,5	0,4	0,47	0,62	0,34	1	
C ₃ H ₆	0,08	-0,174	0,38	0,33	0,41	0,52	0,58	0,27	1

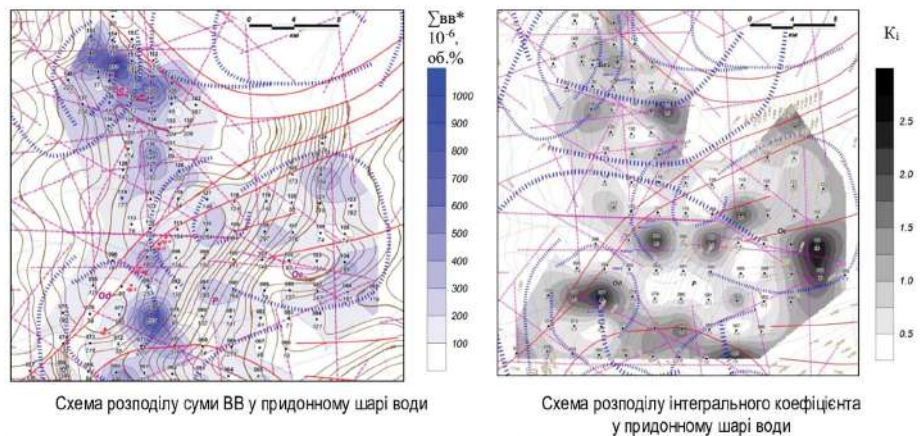


Схема розподілу суми ВВ у придонному шарі води

Схема розподілу інтегрального коефіцієнта у придонному шарі води

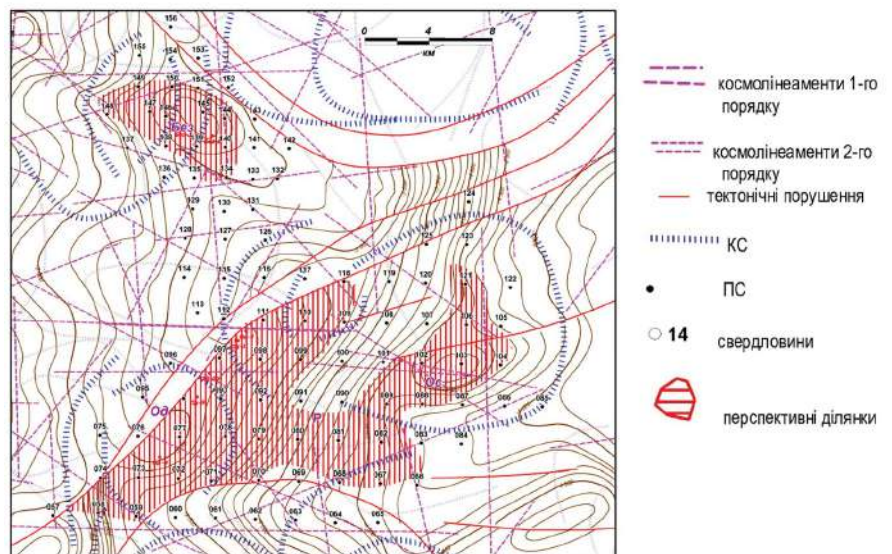


Схема розташування ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ (на структурній карті вивченості за гор. відбиття IV – підшоша нижньої крейди, К₁)

Рис. 4. Результати СТАГГД на полігоні площ Одеська-Безіменна-Рифтова-Осетрова
Структури: *Od* – Одеська, *Без* – Безіменна, *P* – Рифтова, *Ос* – Осетрова

Найбільш впевнено виділяються три перспективні ділянки. Перша з них тяжіє до продуктивної структури Безіменна, друга – до Одеської, третя об'єднує структури Осетрову та Рифтову.

Результати дослідження Одеського та Безіменного родовищ свідчать про суттєву різницю їх термометричних і атмогеохімічних ознак. Показники Одеського родовища в цілому узгоджуються з температурними і атмогеохімічними параметрами, визначеними у попередні роки для родовищ Азовського моря, для якого характерні слабо інтенсивні атмогеохімічні поля, оточені локальними аномаліями, що відповідає місцям розташування слабофлюїдопроникних блоків, сприятливих для формування пасток ВВ. Безіменне родовище відрізняється від Одеського більш інтенсивними атмогеохімічними полями, що, найвірогідніше, є відображенням суттєвих відмін їх геолого-структурної позиції. Додатковим індикатором продуктивності досліджених структур на ВВ є позитивні температурні аномалії, проте на їх розподіл значний вплив має глибина моря та рельєф донної поверхні.

Площа Західно-Голіциньська охоплює південно-західну частину Голіциньського продуктивного підняття (газоконденсатного родовища), суміжний Західно-Голіциньський структурний ніс та прилеглу до нього з півдня частину схилу внутрішньої зони Каркінітського прогину, ускладненого локальними малоамплітудними підняттями, западинами, терасоподібними та моноклінальними перегинами. Їх розміщення підпорядковано переважно широтній зональності. Північно-західна межа площі збігається з Голіциньською зоною розривних порушень. Найбільш морфологічно вираженими є Мирненське брахіантиклінальне підняття за сейсмічним горизонтом (гор.) IV та структура Чарівна.

На Західно-Голіциньській площі були проведені атмогеохімічні і термометричні дослідження за методикою СТАГГД мережею 2500 × 2500 м. Загальна площа досліджень – 428,2 км². Кількість точок опробування – 71.

На площі встановлено аномальні концентрації всіх газів ВВ метанового ряду – від метану до бутану. Крім ВВ насиченого ряду, зафіксовані етилен та пропілен.

Розподіл у придонному шарі води суми виділених ВВ (C₂H₆, C₂H₄, C₃H₈, C₃H₆, i-C₄H₁₀, n-C₄H₁₀) має складний просторово мінливий характер (рис. 5). У розміщенні аномалій простежується певна упорядкованість, яка узгоджується із загальною для площі широтною структурною зональністю. Північна ділянка підвищених концентрацій вуглеводневих газів просторово тяжіє до Голіциньської зони тектонічних порушень. У південній частині площі локальні аномалії приурочені переважно до схилів локальних піднять, утворюючих ланцюжок субширотного напрямку. Між цими аномальними зонами субширотно розташована смуга переважання фонових значень сумарних концентрацій вуглеводневих газів у придонному шарі води.

Вирахуваний коефіцієнт парної кореляції вказує, наскільки тісний взаємозв'язок існує між вимірюваними параметрами (табл. 2).

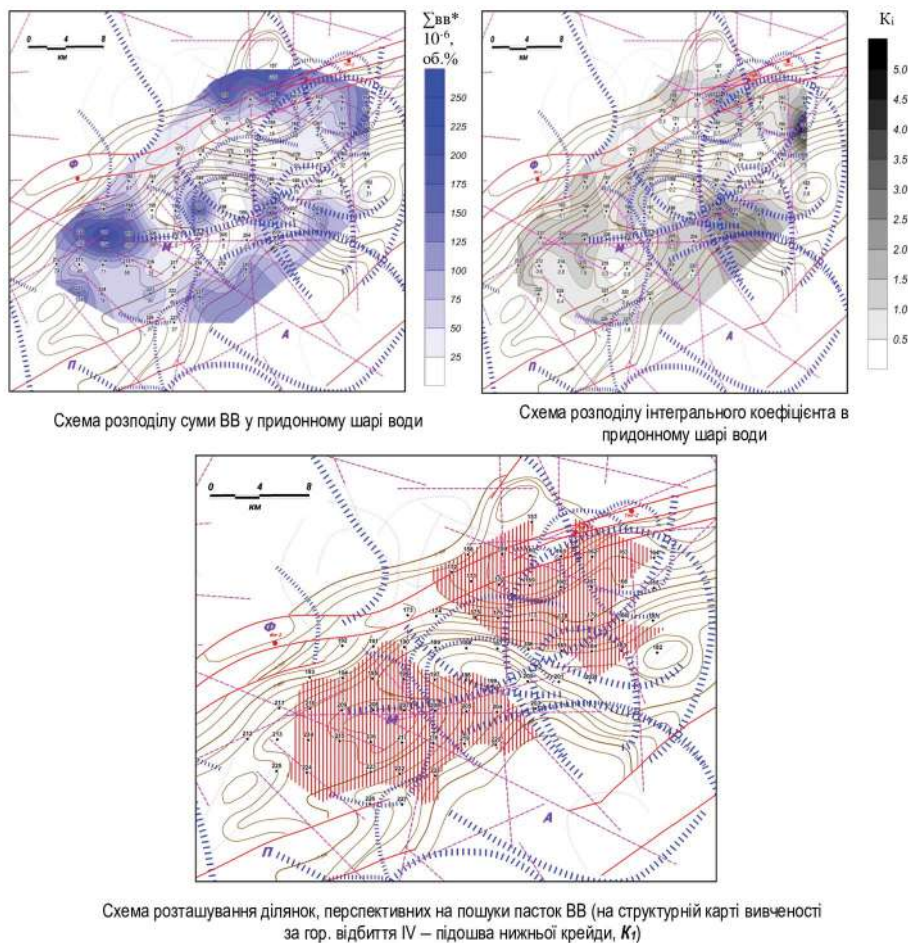


Схема розташування ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ (на структурній карті вивченості за гор. відбиття IV – підосва нижньої крейди, K₁)

Рис. 5. Результати СТАГГД на площі Західно-Голіциньська

Структури: Φ – Флангова, М – Мирна. Умов. позначення див. на рис. 4

За результатами аналізу отриманих даних та виконаних картографічних побудов на Західно-Голіциньській площі найбільш обґрунтовано виділяються дві потенційно перспективні ділянки. Перша з них структурно тяжіє до Західно-Голіциньського структурного носу та його південного схилу, друга – до підняття Мирне.

В межах площі Сундучна сейсмозрозвідкою виявлена Сундучна брахіантикліналь у верхньоюрських відкладах (гор. VI), що з півночі обмежена північно-західною гілкою Голіциньської зони розривних порушень. Розміри структури за ізогіпсою -1300 м – 35 км², амплітуда – 200 м. Структура добре виражена за гор. відбиття IV (підосва K₁). Перспективи цієї структури на ВВ пов'язують з відкладами крейди, палеоцену та еоцену.

Таблиця 2. Кореляційний аналіз атмогеохімічних і температурних показників на площі Західно-Голіциньська

	T	Rn	H ₂	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₃ H ₈	C ₃ H ₆
T	1								
Rn	-0,012	1							
H ₂	0,126	0,187	1						
CO ₂	0,019	0,014	0,208	1					
CH ₄	0,129	0,160	0,179	0,024	1				
C ₂ H ₆	0,161	0,164	0,754	0,309	0,523	1			
C ₂ H ₄	-0,019	0,291	0,597	0,573	0,163	0,668	1		
C ₃ H ₈	0,032	0,165	0,788	0,033	0,139	0,736	0,455	1	
C ₃ H ₆	0,020	-0,012	0,249	0,344	-0,020	0,282	0,364	0,303	1

На площі були проведені батиметричні, атмогеохімічні і термометричні дослідження мережею 2000 × 2000 м. Загальна площа досліджень становить 103 км². Кількість точок опробування – 30.

За розподілом концентрацій вуглекислий газ значущо корелює з етаном (0,6), пропаном (0,7), етиленом (0,9) та пропіленом (0,6) (табл. 3).

З урахуванням розподілу суми ВВ та інтегрального коефіцієнта в межах площі робіт найбільш перспективна ділянка на пошуки ВВ просторово тяжіє до Сундучної структури, що свідчить про її потенційну продуктивність (рис. 6).

Площа Ювілейна (Янтарна). Найбільш вираженим структурним елементом на площі є Ювілейна структура. За даними сейсмозвідки у крейдових відкладах (за сейсмічним гор. IV) вона відображається як пологий прирозломний одноклоковий антиклінальний перегиб північно-східного про-

стягання. Його північно-західне крило зрізане поздовжнім розривним порушенням.

На площі проведено атмогеохімічні і термометричні дослідження мережею 2500 × 2500 м. Загальна площа – 127,6 км², кількість точок опробування – 25.

За визначеними коефіцієнтами парної кореляції (табл. 4) радон і водень не корелюють із жодним з ВВ газів. Високий коефіцієнт парної кореляції між гомологами метану вказує на їх спільне походження. З газами ВВ також добре корелює вуглекислий газ.

За побудованими схемами розподілу суми ВВ (C₂H₆, C₂H₄, C₃H₈, C₃H₆, i-C₄H₁₀, n-C₄H₁₀) та інтегрального коефіцієнта (рис. 7) більша частина структури Ювілейна знаходиться в полі їх фонових значень, яке ооконтурене локальними аномаліями. Південно-східний схил цієї структури та фрагментарно зона тектонічного порушення (за даними сейсмоз-

Таблиця 3. Кореляційний аналіз атмогеохімічних і температурних показників на площі Сундучна

	T	Rn	H ₂	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₃ H ₈	C ₃ H ₆
T	1								
Rn	-0,09	1							
H ₂	-0,17	0,04	1						
CO ₂	0,08	0,20	0,68	1					
CH ₄	0,14	0,13	-0,14	-0,27	1				
C ₂ H ₆	-0,14	-0,04	0,48	0,58	-0,09	1			
C ₂ H ₄	0,24	0,10	0,47	0,78	-0,15	0,38	1		
C ₃ H ₈	-0,20	0,09	0,79	0,66	-0,11	0,51	0,64	1	
C ₃ H ₆	-0,12	-0,16	0,64	0,57	-0,03	0,59	0,53	0,60	1

Таблиця 4. Кореляційний аналіз атмогеохімічних і температурних показників на площі Ювілейна (Янтарна)

	T	Rn	H ₂	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₃ H ₈	C ₃ H ₆
T	1								
Rn	-0,18	1							
H ₂	0,30	-0,15	1						
CO ₂	0,34	-0,02	0,10	1					
CH ₄	0,52	-0,09	0,37	0,76	1				
C ₂ H ₆	0,35	-0,02	0,12	0,78	0,69	1			
C ₂ H ₄	0,40	0,01	0,08	0,77	0,52	0,86	1		
C ₃ H ₈	0,14	0,07	0,18	0,82	0,65	0,89	0,73	1	
C ₃ H ₆	0,17	-0,15	0,08	0,57	0,49	0,48	0,47	0,50	1

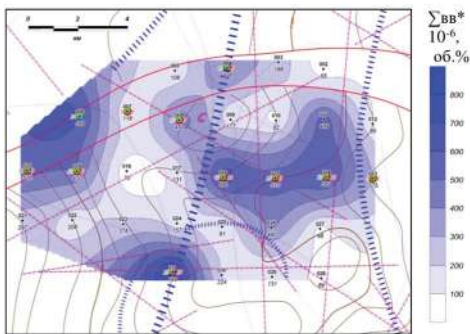


Схема розподілу суми гомологів метану, ізобутану, бутану в придонному шарі води

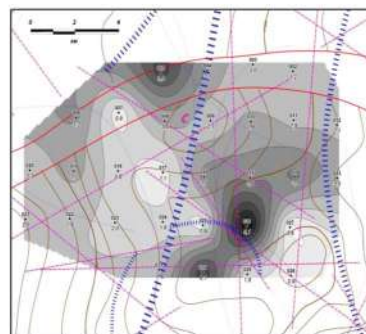


Схема розподілу інтегрального коефіцієнта в придонному шарі води

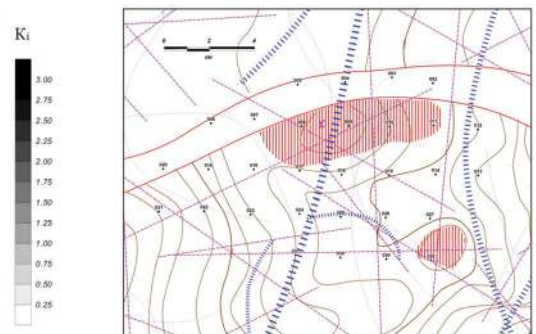


Схема розташування ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ (на структурній карті вивченості за гор. відбиття IV – підшоша нижньої крейди, K₁)

Рис. 6. Результати СТАГД на площі Сундучна. С – структура Сундучна. Умов. позначення див. на рис. 4

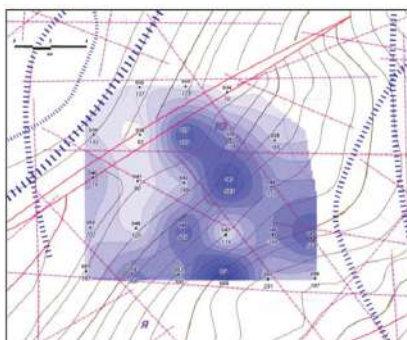


Схема розподілу суми гомологів метану, ізобутану, бутану в придонному шарі води

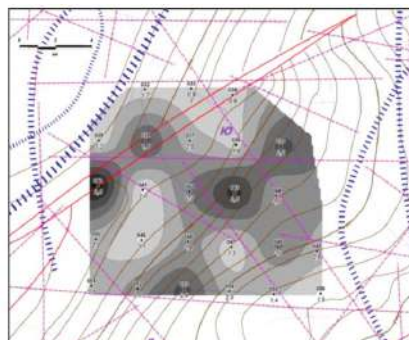


Схема розподілу інтегрального коефіцієнта в придонному шарі води

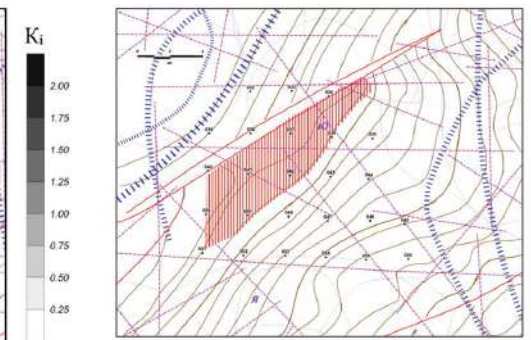


Схема розташування ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ (на структурній карті вивченості за гор. відбиття IV – підшоша нижньої крейди, K₁)

Рис. 7. Результати СТАГД на площі Ювілейна (Янтарна). Ю – структура Ювілейна (Янтарна). Умов. позначення див. на рис. 4

відки) фіксуються як ділянки підвищених витоків газів ВВ і геодинамічної активності.

З урахуванням розподілу визначених температурних та атмогеохімічних показників контур потенційної перспективної ділянки просторово відповідає Ювілейній структурі.

Полігон на західній частині Каркінітсько-Північнокримського прогину. До західної частини Каркінітсько-Північнокримського прогину відносяться нафтогазоперспективні структури Анчоус, Бойка, Партизанська, Понтійська, Прирозломна, Южморгео.

На площі відпрацьовано 65 пунктів спостереження по мережі 4000 × 4000 м, на яких визначено комплекс параметрів (температура донних осадків на глибині 1 м, вміст радону, вуглекислого газу, гелію, водню та вільних ВВ у придонному шарі води), розподіл яких відображений на рис. 8. Результати математико-статистичної обробки даних лабораторно-аналітичних досліджень наведені у табл. 5.

За розподілом суми ВВ виділяються декілька аномалій. Перша визначається у південній частині і збігається із Сулинсько-Тарханкутським глибинним розломом на схід від структури Гамбурцева. Дві інші аномалії збігаються з точками, наближеними до Одеського та Голіцинського розломів. Одиночні аномальні значення трапляються на північ і захід від структури Южморгео. Невелика за інтенсивністю аномалія простежується у субширотному напрямку над структурою Партизанська, а у меридіональному простягається над структурами Понтійська, Прирозломна і далі на північний схил структури Южморгео.

Виходячи з розрахованих коефіцієнтів парної кореляції, встановлено, що з глибиною значущо від'ємно корелює температура придонного шару води ($K_{ТН} = -0,52$) – при зростанні глибини температура зменшується і, навпаки, при зменшенні глибини температура придонного шару води зростає. Коефіцієнт парної кореляції значущий, але те, що він не дорівнює 1, вказує, що є локальні підвищення чи зменшення температури від розрахованої (табл. 6).

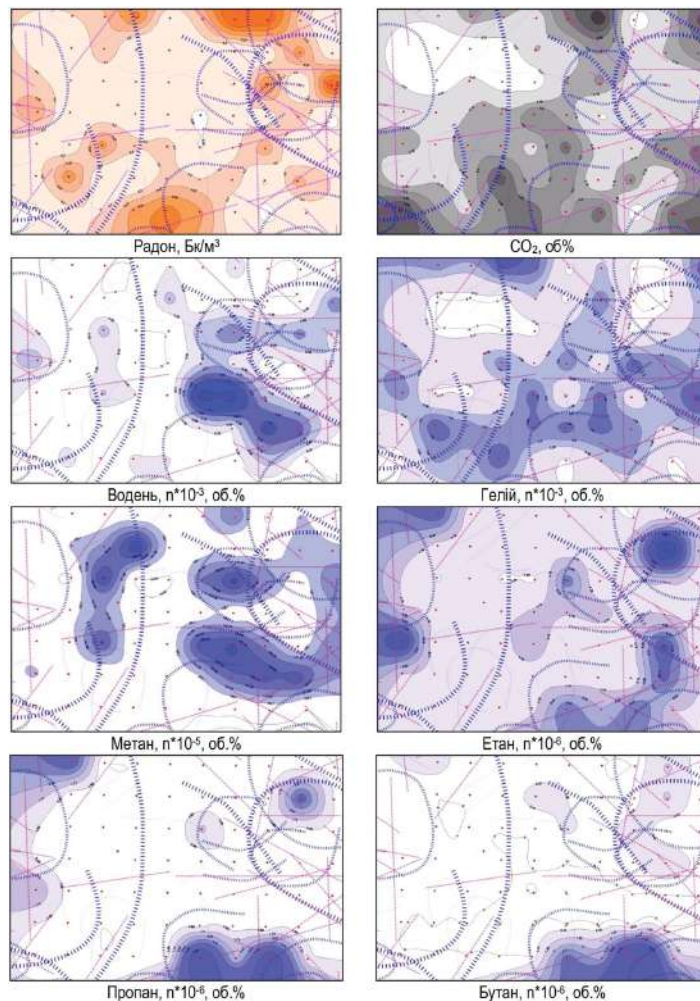


Рис. 8. Схеми розподілу газохімічних параметрів на полігоні досліджень у межах західної частини Каркінітсько-Північнокримського прогину

Умов. позначення див. на рис. 4

Таблиця 5. Зведені результати математико-статистичної обробки даних СТАГГД на західній частині Каркінітсько-Північнокримського прогину

Визначені компоненти	Кількість проб (N)	Результати математико-статистичної обробки даних								
		min	max	Cф	tS	D	S	Cма	Ca	C _{3S}
Температура, °C	65	8,15	9,4	8,5	0,07	0,08	0,28	8,64	8,92	9,35
Радон, Бк/дм³	65	0,01	0,61	0,2	0,04	0,02	0,14	0,27	0,41	0,62
Гелій (He) 10 ⁻³ , об. %	45	0,15	1,38	0,72	0,1	0,14	0,37	0,9	1,27	1,83
Водень (H₂) 10 ⁻³ , об. %	39	0,1	1,77	0,38	0,08	0,07	0,27	0,51	0,78	1,19
Вуглекислий газ (CO₂), об. %	57	0,05	0,38	0,18	0,02	0,01	0,08	0,22	0,29	0,41
Метан (CH₄), 10 ⁻⁶ об. %	61	10,61	326,2	106,7	20,99	6719	81,97	147,64	229,61	352,56
Етан (C₂H₆), 10 ⁻⁶ об. %	61	1,16	25,32	3,67	0,37	1,84	1,36	4,34	5,7	7,73
Етилен (C₂H₄), 10 ⁻⁶ об. %	58	0,28	13,03	2,58	0,42	2,51	1,59	3,37	4,96	7,33
Пропан (C₃H₈), 10 ⁻⁶ об. %	53	0,03	8,85	0,42	0,07	0,07	0,27	0,56	0,83	1,24
Ізобутан (iC₄H₁₀), 10 ⁻⁶ об. %	19	0,09	2,29	0,24	0,06	0,06	0,25	0,36	0,61	0,99
Бутан (nC₄H₁₀), 10 ⁻⁶ об. %	18	0,1	11,55	-	-	-	-	-	-	-
Пропілен (C₃H₆), 10 ⁻⁶ об. %	25	0,25	5,39	0,75	0,19	0,54	0,73	1,11	1,85	2,95

Примітки:

Гексан та неопентан на ділянці робіт у пробах не виявлено. Для показників, де N < 116, за min вважалось 1/2 від мінімально визначеного значення; N – кількість проб, в яких визначено компонент (вище чутливості приладу); min – мінімально визначене значення показника; max – максимально визначене значення показника; \bar{x} – середнє арифметичне значення; D – дисперсія;

$$D = \frac{\sum (x - \bar{x})^2}{(N - 1)}$$

S – стандартне відхилення;

$$S = \sqrt{\frac{\sum (x - \bar{x})^2}{N}}$$

tS – точність визначення середнього;

$$tS = \frac{1,96 \cdot S}{\sqrt{N}}$$

x – індивідуальне значення показника кожної сукупності;

Cф = \bar{x} – фон;

Cма – нижній рівень мінімально-аномальних значень (вище фонових); Cма ≥ Cф + 1/2S;

Ca – нижній рівень границі аномальних значень, Ca ≥ Cф + 1,5S;

C_{3S} – рівень аномальних значень, що дорівнюють або перевищують C_{3S} ≥ Cф + 3S.

Визначення в вибірці Cф, D, S, tS, Cма, Ca, C_{3S} виконано після вилучення з вибірки проб, що перевищують Cф + 3S.

Таблиця 6. Кореляційний аналіз атмогеохімічних і температурних показників на західній частині Каркінітсько-Північнокримського прогину

	H (м)	Rn	T	He	H ₂	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₃ H ₈	iC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	C ₃ H ₆
H (м)	1												
Rn	0,037	1											
T	-0,519	-0,104	1										
He	0,094	-0,006	-0,028	1									
H ₂	0,033	-0,061	0,055	-0,099	1								
CO ₂	0,149	-0,056	-0,086	0,001	-0,077	1							
CH ₄	-0,149	0,076	0,244	-0,155	0,748	-0,046	1						
C ₂ H ₆	0,039	0,046	-0,118	0,011	-0,133	-0,110	-0,158	1					
C ₂ H ₄	-0,166	-0,164	0,418	-0,328	0,347	0,085	0,357	-0,021	1				
C ₃ H ₈	0,162	0,076	-0,158	-0,149	-0,032	-0,045	-0,117	0,634	0,218	1			
iC ₄ H ₁₀	0,072	-0,106	0,054	-0,140	-0,004	-0,094	-0,060	0,353	0,509	0,698	1		
nC ₄ H ₁₀	0,291	-0,081	-0,170	-0,089	-0,002	0,058	-0,154	0,317	0,339	0,768	0,818	1	
C ₃ H ₆	-0,083	-0,122	0,167	-0,171	0,330	-0,179	0,166	0,077	0,560	0,296	0,680	0,578	1

Радон не корелює з жодним з атмогеохімічних показників, що, можливо, свідчить про те, що з ним не пов'язано жодних геохімічних полів газів.

На спорідненість полів метану і водню вказує високий коефіцієнт парної кореляції ($K_{H_2-CH_4} = 0,75$).

Високий коефіцієнт парної кореляції (що свідчить про схожість розподілу полів вуглеводневих газів) існує в групі бутан-ізобутан-пропілен. Пропан, маючи високий коефіцієнт парної кореляції з бутанами, має слабкий зв'язок із пропіленом, а етилен з ізобутаном і пропіленом – середню з бутаном і відсутню – з пропаном. У той же час етан має значущий зв'язок із пропаном і середній – із бутаном та відсутній – з ненасиченими ВВ (етиленом, пропіленом).

Спільний аналіз результатів досліджень 71-го рейсу НДС “Професор Водяницький” та робіт попередніх років дозволив виконати районування площі досліджень і визначити контур двох потенційно перспективних ділянок [8]. Перша охоплює структуру Партизанська. Друга за показниками не збігається з визначеними структурами і знаходиться на південь від структури Южморгео, але, можливо, ця ділянка є продовженням газоконденсатного родовища Штормове, яке знаходиться за межами ділянки досліджень.

Висновки

На основі аналізу сучасного стану геолого-геофізичного вивчення північно-західного шельфу Чорного моря, нових біостратиграфічних досліджень результатів буріння та проведення СТАГГД на двох полігонах і трьох площах отримано додаткові дані, що суттєво доповнюють існуючі уявлення про геологічну будову цього регіону та його перспективи на пошуки ВВ.

За картуванням температурних і атмогеохімічних аномалій вперше для північно-західного шельфу Чорного моря складено карти полів приповерхневого розвантаження флюїдогазових потоків. Це дозволило провести районування площ робіт на різні за сучасними геодинамічними умовами ділянки: неотектонічно активні та проникні, що тяжіють до розривних порушень, та блоки відносної тектонічної стабільності та слабкої флюїдопроникності, які найбільш сприятливі для формування пасток ВВ та збереження покладів.

Визначені межі продуктивних ділянок родовищ Одеське, Безіменне, Рифтове та потенційні контури перспективних ділянок у районах виявлених сейсморозвідкою підняття Сундучне, Осетрове, Мирне, Ювілейне на пошуки ВВ. На потенційну продуктивність цих ділянок вказують, зокрема, виявлені нами аномалії похідних метанового ряду (від етану

до бутану) та асоціюючих з ними ненасичених ВВ (етилену, пропілену), що облямовують ці підняття. В багатьох пробах нами визначено концентрації ВВ, які сягають “ураганних” значень, що є додатковим підтвердженням наявності великих покладів ВВ.

Узагальнення результатів СТАГГД свідчить про значний вплив на розподіл температурних і атмогеохімічних аномалій неотектонічно активних порушень, які зазвичай не відображаються на сейсмоструктурних схемах. У той же час вони чітко дешифруються на космознімках. За результатами дешифрування космознімків на території проведених робіт виявлена система різномасштабних лінементів та КС, які за плановим розміщенням та щільністю суттєво відрізняються від порушень, закартованих геофізичними методами. За результатами дешифрування всі площі проведених досліджень мають складну дрібноблокову будову, зумовлену мережею перетинаючих різних за напрямком лінементів і дугових фрагментів КС.

ЛІТЕРАТУРА

1. Атлас родовищ нафти і газу України / Південний нафтогазовий регіон. – Львів, 1998. – Т. 6. – 223 с.
2. Аэрокосмические исследования на региональном этапе геологоразведочных работ на нефть и газ. М-во геологии СССР, ВНИГНИ; Сост.: Трофимов Д. М., Полканова Л. П. – Москва: Недра, 1988. – 160 с.
3. Багрій І. Д. Розробка геолого-структурно-термо-атмогеохімічної технології прогнозування пошуків корисних копалин та оцінки геоекологічного стану довкілля. – Київ: Логос, 2013. – 510 с.
4. Багрій І. Д. Фундаментальні розробки – підгрунтя нових концепцій та високоефективних пошукових технологій (підземні води, вуглеводні). – Київ: Фоліант, 2017. – 561 с.
5. Багрій І. Д. Впровадження фундаментальних, прикладних геоекологічних та пошукових розробок – важлива складова соціально-економічного розвитку України // Геол. журн. – 2018. – № 3 (364). – С. 100–110.
6. Багрій І. Д., Павлюк М. І., Рудько Г. І., Красножон М. Д., Намко І. М., Вітик М. О., Лазарук Я. Г., Локтев А. А., Локтев В. С., Гафіч І. П., Семенюк В. Г., Ліхан В. М., Іванова А. В., Мачуліна С. О., Шевчук О. А., Солодкий Є. В., Войцицький З. Я., Гоцинець О. С., Гришаненко В. П., Окрепкий І. Р., Маслун Н. В., Довбиш Н. С., Федченко А. В., Пуц Д. В. Гідробіогенно-мантіяна концепція походження вуглеводнів – запорука високоефективної пошукової технології. – Київ, 2021. – 450 с.
7. Воробьев А. И. Прогноз зон нефтегазоносности черноморского шельфа на основе изучения флюидопроводящих систем аэрокосмическими и акустическими методами // Доп. НАН України. – 2003. – № 5. – С. 101–106.
8. Гожик П. Ф., Багрій І. Д., Войцицький З. Я., Гладун В. В., Маслун Н. В., Знаменська Т. О., Аксьом С. Д., Ключина Г. В., Іва-

нік О. М., Клочко В. П., Мельничук П. М., Палій В. М., Цьоха О. Г. Геологоструктурно-термо-атмогеохімічне обґрунтування нафтогазоносності Азово-Чорноморської акваторії. – Київ: Логос, 2010. – 419 с.

9. Захарчук С. М., Максимчук П. Я., Полухтович Б. М. Стан вивченості перспектив нафтогазоносності і актуальні напрями пошуків родовищ вуглеводнів українського сектору акваторії Азовсько-го моря // Сб. докл. на V Міжнарод. конф. “Проблеми геодинамики и нефтегазоносности Черноморско-Каспийского региона”, Гурзуф, 8–13 сентября 2003 г. – Симферополь, 2004. – С. 102–107.

10. Краюшкин В. А., Шнюков Е. Ф., Кенни Дж. Ф. Нефть и природный газ в кристаллическом фундаменте мирового континентального шельфа // Докл. НАН Украины. – 1998. – № 9. – С. 148–151.

11. Мельник В. И. Мезоформы рельефа материкового склона западного и северного секторов Черного моря. – Киев: ИГН АН Украины, 1993. – 51 с. (Препр. / АН Украины. Ин-т геол. наук; 93-2).

12. Нафтогазоносний потенціал північно-західного шельфу Чорного моря / Є. М. Довжок, П. Ф. Шпак, Б. О. Бялюк, І. І. Чебаненко, В. П. Клочко. – Київ: Укр. нафтогаз. ін-т, 1995. – 250 с.

13. 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, Б. Л. Крупський, В. В. Гладун, Т. М. Галко, Б. Й. Маєвський, П. Я. Максимчук, Б. М. Полухтович, В. О. Федішин, В. М. Гаврилко, А. І. Ткаченко, І. В. Смірнов, О. М. Федун, Е. О. Колодій, О. В. Пахолок. – Київ: ЕКМО, 2007. – 232 с.

14. Нафтогазоперспективні об’єкти України. Теоретичне і практичне обґрунтування пошуків нафти і газу в акваторіях України / П. Ф. Гожик, І. І. Чебаненко, В. П. Клочко, М. І. Євдошук, В. О. Краюшкін, В. Г. Франчук, Б. Л. Крупський, В. В. Гладун, П. Я. Максимчук, Б. М. Полухтович, С. М. Захарчук, П. М. Мельничук, І. Д. Багрії, Н. С. Довбиш, О. В. Седлерова, І. В. Смірнов, Г. М. Якубенко. – Київ, 2010. – 200 с.

15. Нафтогазоперспективні об’єкти України. Геологія нижньої крейди Причорноморсько-Кримської нафтогазоносною області (геолого-структурні умови, седименто-літогенез, породи-колектори, перспективи нафтогазоносності) / В. П. Гнідець, К. Г. Григорчук, С. М. Захарчук, П. М. Мельничук, Б. Ф. Полухтович, М. І. Євдошук, В. В. Гладун, П. Я. Максимчук, Т. М. Галко, О. В. Седлерова, В. П. Клочко. – Львів-Київ: ЕКМО, 2010. – 248 с.

REFERENCES

1. Atlas of oil and gas fields of Ukraine. Southern oil and gas region. – Lviv, 1998. – Vol. 6. – 223 p. (In Ukrainian).

2. Aerospace research at the regional stage of geological prospecting for oil and gas. Ministry of Geology of the USSR, VNYGNY. Const.: Trofimov D. M., Polkanova L. P. – Moscow: Nedra, 1988. – 160 p. (In Russian).

3. Bagriy I. D. Development of geological-structural-thermo-atmogeological technology for forecasting mineral exploration and assessment of the geocological state of the environment. – Kyiv: Logos, 2013. – 510 p. (In Ukrainian).

4. Bagriy I. D. Fundamental developments are the foundation of new concepts and highly effective search technologies (groundwater, hydrocarbons). – Kyiv: Foliant, 2017. – 561 p. (In Ukrainian).

5. Bagriy I. D. The implementation of fundamental, applied geo-ecological and prospecting developments is an important component of the socio-economic development of Ukraine // Geologicnij žurnal. – 2018. – No. 3 (364). – P. 100-110. (In Ukrainian).

6. Bagriy I. D., Pavlyuk M. I., Rudko G. I., Krasnozhan M. D., Naumko I. M., Vityk M. O., Lazaruk Ya. H., Loktyev A. A., Loktyev V. S., Hafich I. P., Semenyuk V. H., Likhvan V. M., Ivanova A. V., Machulina S. O., Shevchuk O. A., Solodky E. V., Voytsytsky Z. Y., Gotsinets O. S., Grishanenko V. P., Okrepky I. R., Maslun N. V., Dovbysh N. S., Fedchenko A. V., Putz D. V. Hydro-biogenic-mantle concept of hydrocarbon origin – the key to highly efficient search technology. Editor-in-Chief I. D. Bagriy. – Kyiv, 2021. – 450 p. (In Ukrainian).

7. Vorobyev A. I. Prediction of oil and gas bearing zones of the Black Sea shelf based on the study of fluid conducting systems by aerospace and acoustic methods // Doklady Nationalnoy Akademii Nauk Ukrainy. – 2003. – No. 5. – P. 101-106. (In Russian).

8. Gozhik P. F., Bagriy I. D., Voitsitskiy Z. Ya., Gladun V. V., Maslun N. V., Znamenska T. O., Aksyom S. D., Klyushina G. V., Ivanik O. M., Klochko V. P., Melnychuk P. M., Palii V. M., Tsyokha O. G. Geological-structural-thermo-atmogeochemical substantiation of the oil

and gas potential of the Azov-Black Sea water area. – Kyiv: Logos, 2010. – 419 p. (In Ukrainian).

9. Zakharchuk S. M., Maksymchuk P. Ya., Polukhtovych B. M. The state of study of the oil and gas potential prospects and current directions for the search for hydrocarbon deposits in the Ukrainian sector of the Sea of Azov water area // Collection added on V International Conference “Problems of geodynamics and oil and gas capacity of the Black Sea-Caspian region”, Gurzuf, September 8-13, 2003. – Simferopol. 2004. – P. 102-107. (In Ukrainian).

10. Krayushkin V. A., Shnyukov E. F., Kenny J. F. Oil and natural gas in the crystalline foundation of the world continental shelf // Doklady Nationalnoy Akademii Nauk Ukrainy. – 1998. – No. 9. – P. 148-151. (In Russian).

11. Melnyk V. I. Mesoforms of the relief of the continental slope of the western and northern sectors of the Black Sea. – Kyiv: IGN Nationalnoy Akademii Nauk Ukrainy, 1993. – 51 p. – (Preprint of the Academy of Sciences of Ukraine. Institute of Geological Sciences; 93-2). (In Russian).

12. Oil and gas potential of the northwestern shelf of the Black Sea / E. M. Dovzhok, P. F. Shpak, B. O. Bialuk, I. I. Chebanenko, V. P. Klochko. – Kyiv: Ukrainiyskiy Naftogazoviy Institut, 1995. – 250 p. (In Ukrainian).

13. Oil and gas perspective objects of Ukraine. Scientific and practical foundations for searches in the northwestern Black Sea shelf / P. F. Hozhyk, I. I. Chebanenko, M. I. Yevdoshchuk, B. L. Krupsky, V. V. Gladun, T. M. Galko, B. Y. Mayevskyi, P. Ya. Maksymchuk, B. M. Polukhtovych, V. O. Fedyshyn, V. M. Gavrylko, A. I. Tkachenko, I. V. Smirnov, O. M. Fedun, E. O. Kolodiy, O. V. Paholok. – Kyiv: EKMO, 2007. – 232 p. (In Ukrainian).

14. Oil and gas perspective objects of Ukraine. Theoretical and practical rationale for the search for oil and gas in the water areas of Ukraine / P. F. Hozhyk, I. I. Chebanenko, V. P. Klochko, M. I. Yevdoshchuk, V. O. Krayushkin, V. G. Franchuk, B. L. Krupsky, V. V. Gladun, P. Ya. Maksymchuk, B. M. Polukhtovych, S. M. Zakharchuk, P. M. Melnychuk, I. D. Bagrii, N. S. Dovbysh, O. V. Sedlerova, I. V. Smirnov, H. M. Yakubenko. – Kyiv: EKMO, 2010. – 200 p. (In Ukrainian).

15. Prospective oil and gas facilities of Ukraine. Geology of the Lower Cretaceous of the Black Sea-Crimean oil and gas region (geological and structural conditions, sediment-lithogenesis, reservoir rocks, oil and gas potential prospects) / V. P. Hniedets, K. G. Hryhorchuk, S. M. Zakharchuk, P. M. Melnychuk, B. F. Polukhtovych, M. I. Yevdoshchuk, V. V. Gladun, P. Ya. Maksymchuk, T. M. Halko, O. V. Sedlerova, V. P. Klochko. – Lviv-Kyiv: EKMO, 2010. – 248 p. (In Ukrainian).

Рукопис отримано 1.03.2023.