

<https://doi.org/10.15407/mineraljournal.42.04.033>
УДК 549.8:553.98

О.В. Чепіжко, д-р геол. наук, проф. Одеський національний університет імені І.І. Мечникова
65082, Одеса, Україна, вул. Дворянська, 2
E-mail: chepizhko.olexa@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0002-9669-6676>

В.В. Янко, д-р геол.-мін. наук, проф., зав. каф. Одеський національний університет імені І.І. Мечникова
65082, Одеса, Україна, вул. Дворянська, 2
E-mail: yanko@onu.edu.ua; <http://orcid.org/0000-0003-4933-5066>

В.М. Кадурін, канд. геол.-мін. наук, проф. Одеський національний університет імені І.І. Мечникова
65082, Одеса, Україна, вул. Дворянська, 2
E-mail: vl.kadurin@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0001-7434-4445>

І.М. Наумко, д-р геол. наук, проф., зав. від. Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України
79060, Львів, Україна, вул. Наукова, 3-а
E-mail: igggk@mail.lviv.ua; <https://orcid.org/0000-0003-3735-047X>

С.М. Шаталін, старш. викладач. Одеський національний університет імені І.І. Мечникова
65082, Одеса, Україна, вул. Дворянська, 2
E-mail: shatalin@onu.edu.ua; <https://orcid.org/0000-0002-1596-0800>

ЗНАЧИМІСТЬ МІНЕРАЛОГІЧНОГО ТА ЛІТОЛОГО-ПЕТРОГРАФІЧНОГО РАНГУ В РАНЖУВАННІ ГЕОЛОГІЧНОЇ ІНФОРМАЦІЇ

Уперше обґрунтовано значимість мінералогічного і літолого-петрографічного рангів у лінійці рангів геологічної інформації для впровадження довгострокових прогнозів, стандартних і нестандартних підходів до дослідження фізичних і геохімічних параметрів як основи створення комплексної системи прогнозних критеріїв і пошукових ознак вуглеводнів у осадовому чохлаі Чорного моря на основі теорії глобального флюїдогенезу. Ці критерії мають різну чутливість до об'єкта (покладів вуглеводнів), і тому є ранжованими. Шляхом ранжування визначені такі параметри: 1) сейсмічні дані в межах об'єкта, отримані методом глибинного сейсмічного зондування, методом відбитих хвиль і загальної глибинної точки (МВХ ЗГТ); 2) параметри тектоно-геодинамічних структур; 3) основні характеристики відкладів осадового чохла і порід фундаменту ложа моря; 4) геохімічні характеристики; 5) параметри мінеральних комплексів і флюїдних включень у мінеральних новоутвореннях; 6) значення розподілу мейобентосу. Виходячи з сучасних поглядів нафтогазової геології, структурно-тектонічні і літолого-фаціальні критерії є одними з основних. Вивчення мінералогічної складової відкладів виконане із застосуванням мінералогічного, рентгеноспектрального і термобарогеохімічного методів. Фіксація аномалій флюїдогенного потоку на дні Чорного моря в розподілі абіотичних параметрів для оцінки перспектив нафтогазоносності визначається: структурно-тектонічними особливостями і високою проникністю флюїдного потоку; параметрами мінеральних комплексів (мінерали, фації) і генетичними зв'язками; неоднорідністю геохімічних характеристик донних відкладів; наявністю вуглеводневих включень в аутигенних мінералах донних відкладів.

Ключові слова: мінерали, фації, ранжування, флюїдний потік, шельф Чорного моря.

Вступ. Актуальним і важливим на сучасному етапі є впровадження довгочасних кількісних прогнозів, стандартних і нестандартних підходів до дослідження фізичних та хімічних пара-

метрів середовища з метою створення комплексної системи прогнозних прецизійних критеріїв пошуків вуглеводнів у осадовому чохлаі Чорного моря. Ці критерії мають різну чутли-

Цитування: Чепіжко О.В., Янко В.В., Кадурін В.М., Наумко І.М., Шаталін С.М. Значимість мінералогічного та літолого-петрографічного рангу в ранжуванні геологічної інформації. *Мінерал. журн.* 2020. 42, № 4. С. 33–49. <https://doi.org/10.15407/mineraljournal.42.04.033>

вість до об'єкта (покладів вуглеводнів), і тому є ранжованими (розподіленими за рівнями). Формування моделі еволюції глибинних флюїдів допоможе з'ясувати головні чинники міграції, трансформації, диференціації та акумуляції флюїдів стосовно процесів утворення покладів вуглеводнів у осадовому чохла. Північно-західна частина шельфу Чорного моря є однією з пріоритетних акваторій для геологорозвідувальних робіт у Південному нафтогазоносному регіоні, з яким пов'язують перспективи наרוшування вуглеводневого потенціалу України.

Останніми роками багато вчених розглядають дегазацію Землі як глобальний процес, що визначає геологічний і біологічний розвиток планети, підтверджений значним числом геологічних, геофізичних, геохімічних та інших даних [7, 8, 15]. Виходячи зі співіснування осадово-міграційної теорії виникнення вуглеводнів і різних варіантів неорганічних теорій їхнього походження, імовірно, що поклади і родовища, формування яких пов'язане з глибинними флюїдопотокми, мають більше шансів на поповнення запасів вуглеводнів. Геологічні відкриття останнього часу визначили появу теорії глобального флюїдогенезу [7, 15]. Найбільш цікавими у цьому аспекті є пошуки вуглеводневої сировини, позаяк панівна нині гіпотеза органічного осадово-міграційного походження нафти і газу все більше поступається місцем концепції флюїдогенних вуглеводнів.

Дно морів є найперспективнішим об'єктом для її уточнення, оскільки передбачуваний флюїдний потік перекривається водним, а не повітряним, як на континентах, середовищем, що допоможе припустити його більше збереження на межі осад / вода. Багаторічне застосування для виявлення покладів вуглеводнів результатів газово-геохімічної зйомки, як пошукової ознаки, яскраве тому підтвердження. Водночас, очевидно, що лише газові аномалії не є досить надійною ознакою, тому зазвичай застосовують комплексування методів, що дає надійніший результат, але відсутність концепції комплексування часто призводить до неоднозначності результатів, що знижує ефективність пошукових робіт.

Авторами раніше була запропонована концепція комплексного досліджування у вигляді векторно-рангової кореляції геологічної інформації [14]. Сенс її полягає у спрямованій інтерпретації геолого-геофізичної інформації щодо конкретної площі, із одночасним засто-

суванням спеціального форматування накопиченої інформації за ієрархічними рангами. Підпорядкованість рангів спрямована на зручність площі пошуків за рахунок зростання чутливості методів. Було виділено такі ранги: структурно-геофізична інформація — регіональна геохімічна інформація щодо газових сипів і можливих грязьових вулканів — дані про аутигенні мінерали і флюїдні включення у них — інформація про стійкі мейобентосні біоценози, що формуються під впливом флюїдного потоку.

Метою статті є формування моделі локації флюїдного потоку перехідної зони шельфу в межах Північно-західної площі як новітнього інструменту прогнозу покладів вуглеводневої сировини на основі спрямованої рангової інтерпретації геолого-геофізичної інформації з акцентуванням на мінералогічному і літолого-петрографічному аспектах.

Основні завдання: 1) аналіз наявних геолого-геофізичних матеріалів і результатів параметричного та пошукового буріння з метою уточнення геологічної будови північно-західного шельфу Чорного моря; 2) вивчення відкладів на рівні мінералогічної складової; оброблення мінералогічної та літолого-петрографічної інформації; 3) проведення векторно-рангової інтерпретації інформації, вивчення причинно-наслідкових зв'язків між рангами параметрів геологічного вивчення структури "Північно-західна частина шельфу Чорного моря"; 4) формування геолого-генетичної моделі ділянки "Північно-західна частина шельфу Чорного моря" для вірогідного проведення пошуково-розвідувальних робіт.

Об'єкт дослідження. Геологічній будові і тектоніці Азово-Чорноморського басейну присвячено десятки монографій, сотні статей і виробничих звітів, які ґрунтуються на матеріалах, накопичених за понад піввікову історію різних морських і польових геологічних і геофізичних досліджень * [4—6, 11, 16].

* Аврамець В.М., Какаранза С.Д., Сибірченко М.Г. та ін. Звіт з проведення геологічної зйомки м-бу 1:200000 північно-західної частини шельфу Чорного моря в межах аркушів L-36-XIII, -XIV, -XV. Одеса: Причорномор ДРГП, 2008. 462 с.; Безверхов Б.Д., Левин К.Г. Отчет по объекту 56/84 Региональные работы МОВ ОГТ в пределах северо-западного шельфа Черного моря. Одесса, 1985; Чумак О.М., Самсонов В.Й., Гуртовенко В.І. та ін. Причорномор ДРГП. Звіт про виконання тематичних робіт "Вивчення особливостей глибинної геологічної будови Північночорноморської континентальної окраїни". Одеса, 2006. 161 с.

Чорноморська западина складається з трьох геоструктурних зон, а саме: шельфу з "материковою" земною корою, континентального схилу з корою "перехідного" типу та ложем моря з "субокеанічною" корою. У межах Чорноморської западини виділено Центральнo-Чорноморське підняття. Воно розділяє мегазападину Чорного моря на Західно- і Східночорноморську западини, до складу яких на півдні входить підняття Архангельського і кулісоподібно розташований вал Андрусова, що має субмеридіональне і північно-західне простягання (в північній частині підняття). Завершується Центральнo-Чорноморське підняття Прикримським виступом, пов'язаним з цоколем Кримської мегаантиклінали. Відповідно до загальноприйнятого геотектонічного районування [4, 6, 13], основна (північно-західна) частина Чорноморського шельфу розташована в межах молоді епігерцинської платформи, що відокремлює край Східноєвропейської платформи від альпійських складчастих структур Старої Платини, Гірського Криму і Кавказу та представленої Скіфською і Мізійською плитами, розділених горстом Добруджі, а сама північна її частина входить до складу південної окраїни дорифейської Східноєвропейської платформи. Найрівнішою і найбільш пологою частиною шельфу є прилегла до берега зона моря з глибинами 30—40 м. Унаслідок інтенсивних сучасних абразійно-аккумулятивних хвильових процесів утворена осадова товща, прилеглої до берега зони шельфу. Ширша зовнішня частина шельфу, вирівняна слабкіше, має значні кути нахилу, які збільшуються до краю шельфу.

Істотний вплив на формування Азово-Чорноморського регіону мають глибинні розломні зони мантієного закладання, що виходять далеко за межі мегазападини і розділяють структурно-тектонічні блоки земної кори (рис. 1) [10, 12]. До них, насамперед, віднесено Одесько-Сінопську [13] розломну зону, яку виділяють паралельно осі зчленування Центральнoчорноморського підняття зі Східноєвропейською платформою.

Для оцінювання перспектив нафтогазоносності великих територій та деяких літолого-стратиграфічних комплексів, виходячи з сучасних поглядів нафтогазової геології, структурно-тектонічні та літолого-фаціальні критерії є одними з основних [3].

За даними раніше виконаних геолого-геофізичних досліджень, до однієї з найперспек-

тивніших зон, з точки зору нафтогазоносності віднесено Прадніпровську площу * [9].

Матеріали та методи досліджень. У результаті виконання значного обсягу геолого-геофізичних робіт сьогодні існує багато узагальнених матеріалів, що висвітлюють тектоніку, літологію, стратиграфію, нафтогазоносність регіону як основу формування певних уявлень про глибинну будову північно-західної частини шельфу Чорного моря. Проте недостатня достовірність та дискусійність вивченості основних і перспективних осадових комплексів акваторій Чорного і Азовського морів залишають відкритими питання щодо геологічної будови, тектоніки та нафтогазоперспективності вказаної акваторії Чорного моря [1, 4, 5, 9, 12, 16].

Всього на українській частині північно-західного шельфу Чорного моря пробурено понад 80 глибоких свердловин, якими вивчено 23 площі і відкрито дев'ять малих та середніх за запасами родовищ вуглеводнів [1, 3]. Перспективно значимими є відклади майкопського комплексу, що відповідає олігоцену-нижньому міоцену, складеного алевролітами глинистими, піщано-глинистими, глинами, пісками, пісковиками. У Чорному морі виділення метану виявлені практично по всьому периметру моря та в грязьових вулканах центральної глибинної частини [7, 10, 14, 16].

До комплексу досліджень, який застосовують під час проведення геологічної зйомки в морських басейнах, відносять площадну сейсмоакустичну та магнітометричну зйомку, вібропоршневе та колонкове буріння, гідрологічні дослідження придонних течій, вивчення динаміки донних відкладів. Комплексною морською геолого-геофізичною партією Причорноморського Державного регіонального геологічного підприємства (ДРГП) на шельфі північно-західної частини Чорного моря проведено геологічну зйомку М-бу 1:200 000 з геолого-екологічними дослідженнями в межах площі аркушів L-36-ХІІІ, -ХІV, -ХV.

Зважаючи на те, що фактично матеріал на прямих геохімічних методах не повною мірою характеризує запропоновану ділянку, Галузева

* Нетребська О.Я. та ін. Звіт виконання пошуково-детальних сейсморозвідувальних робіт в межах Кілійсько-Зміїного уступу і Криловського прогину. Північно-західний шельф Чорного моря (тит. 402). Одеса: ПричорноморДРГП, 2009. 203 с.

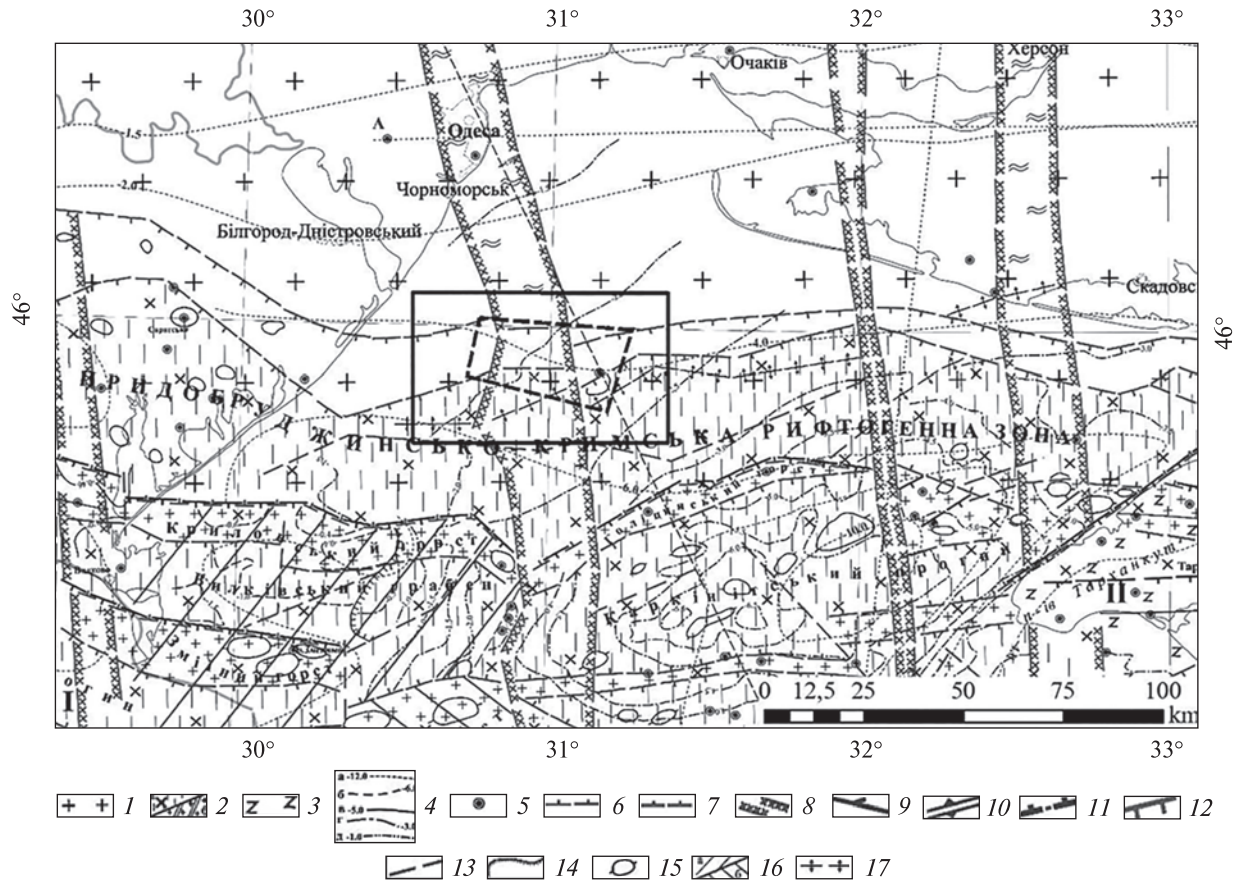


Рис. 1. Структурно-тектонічна карта (фрагмент) північно-західного шельфу Чорного моря України (О.М. Чумак, В.Й. Самсонов, В.І. Гуртовенко та ін. Звіт, 2006): 1 — Південноукраїнська монокліза; 2 — крайова область деструкції докембрійського фундаменту: а — грабени; б — горсти (заштрихований крайовий горст); 3 — субколізійні області (I — Добрудженська зона герцинід, II — Центрально-Кримська зона герцинід); 4 — Ізогіпси, км (а — підосви осадочного чохла; б — покрівлі палеозойських відкладів; в — покрівлі мезозойських відкладів; г — підосви відкладів нижньої крейди; д — покрівлі відкладів майкопської серії); 5 — глибокі свердловини; 6 — скиди та скидо-флексурні дислокації; 7 — насуви фанерозойського віку, закладені на герцинському фундаменті; 8 — зони докембрійських розломів; 9 — зсув; 10 — розсув; 11 — контур Гірськокримської складчастої області; 12 — сучасна границя форланда Східноєвропейської платформи; 13 — інші порушення в осадовому чохлі; 14 — лінія вклинювання горизонтів; 15 — локальні підняття; 16 — Кілійсько-Зміїне підняття горсто-грабенової зони: а — Кілійський блок, б — Губкінський блок; 17 — осі антиклінальних перегинів

Fig. 1. Structural-tectonic map (fragment) of the North-Western shelf of the Black Sea of Ukraine, (Chumak O.M., Samsonov V.Y., Hurtovenko V.I. et al., Prychormor DRGP, Report, 2006). 1 — South-Ukrainian monoclice; 2 — the regional area of destruction of the Precambrian foundation: a — grabens; б — upthrusts (shaded marginal horst); 3 — sub-collision areas (I — Dobrudzha zone of Hercynides, II — Central Crimean zone of Hercynides); 4 — Isogypses, km (a — bottom of sedimentary cover; б — roofs of Paleozoic sediments; в — roofs of Mesozoic sediments; г — bottoms of the Lower Cretaceous deposits; д — roofs of deposits of the Maikopian series); 5 — deep wells; 6 — faults and fault-flexure dislocations; 7 — thrusts of the Phanerozoic age formed on the Hercynian basement; 8 — zones of Precambrian faults; 9 — shear; 10 — tension fault; 11 — contour of the Crimean Mountain folded area; 12 — modern boundaries of the Eastern European platform; 13 — other dislocations in the sedimentary cover; 14 — line of wedging of horizons; 15 — local uplifts; 16 — Kiliy-Zmiyine uplift of the mountain-graben zone: a — Kiliy block, б — Gubkin block; 17 — axes of anticline flexures

науково-дослідна лабораторія Одеського національного університету імені І.І. Мечникова (ГНДЛ-3) разом з ДРГП "Причорноморгеологія" провели випробування донних осадків. Відбір проб був виконаний з судна "Искатель" у 2017–2018 рр. по субпаралельних профілях (рис. 2). Автори використали дані щодо

48 проб, в яких після дегазації вивчали гранулометричний склад, мінеральну складову глинистої фракції осадів, аутигенні включення у мінералах.

Аналіз інформації про літологію району досліджень допомагає зробити такі узагальнення: а) товщина осадкового чохла на площі ро-

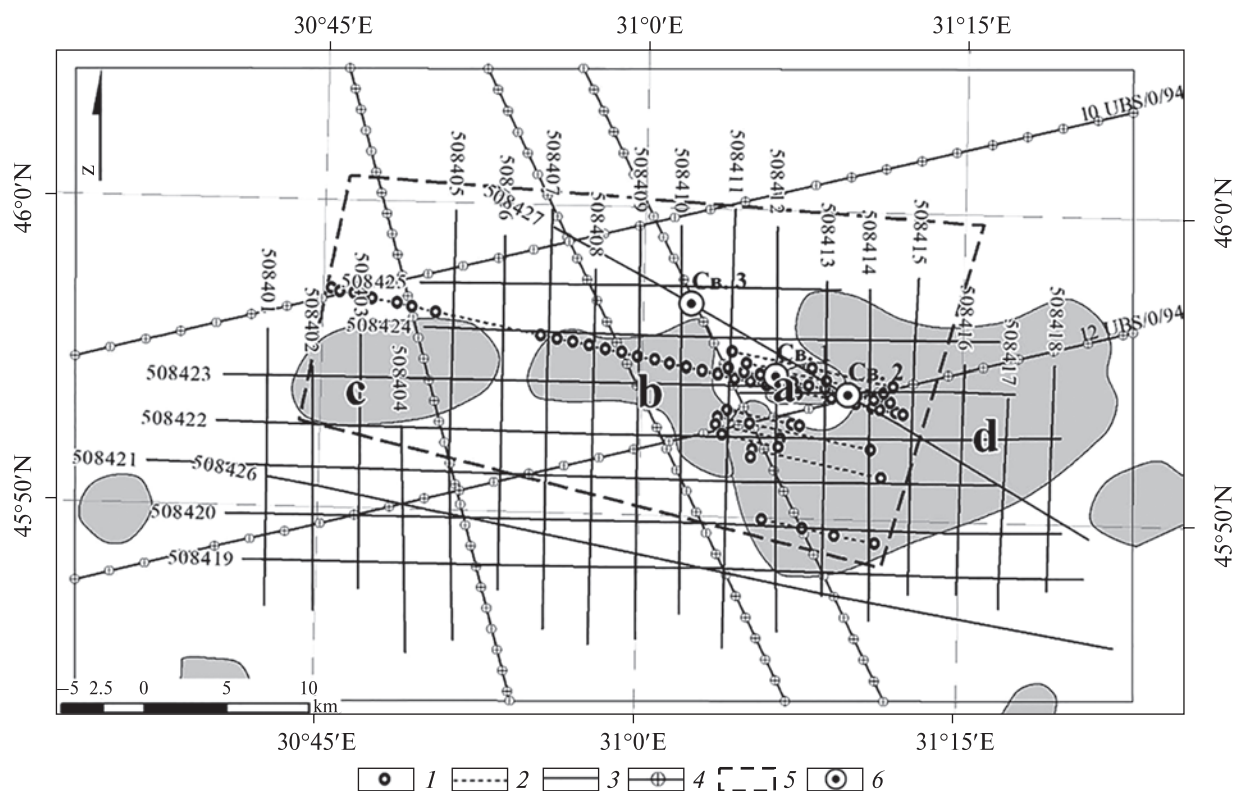


Рис. 2. Карта геолого-геофізичного вивчення ділянки дослідження північно-західного шельфу Чорного моря: а – Прадніпровська; б – З'їздівська; с – Дністровська; d – Геохімічна. 1 – проби ГНДЛ-3; 2 – опробування "Искатель", (2017–2018 рр.); 3 – зйомка ГРДП; 4 – профілі Western Geophysical; 5 – Прадніпровська; 6 – свердловини
 Fig. 2. Map of geological and geophysical knowledge of the study area of the north-western shelf: a – Pradniprovskaya; b – Zyzdivska; c – Dniester; d – Geochemical. 1 – GNDL-3 samples; 2 – Testing "Iskatel", (2017–2018 years), 3 – GRDP exploration, 4 – Western Geophysical Profile, 5 – Pradniprovskaya Area, 6 – drill holes

Таблиця 1. Літологічна характеристика донних відкладів (склад пелітових фракцій (точка 14/46))
 Table 1. Lithological characteristics of bottom sediments (composition of pelitic fractions (point 14/46))

Вік	Опис розрізу	Вміст, %	Глибина, м
<i>mHcm</i>	Черепашник зеленкувато-сірий, детритовий, мідієвий	15,0	0,0–0,1
<i>lm, m PIII nx</i>	На початку інтервалу прошарок світло-сірого черепашника, що складають дрібні черепашки <i>Crdiumedule</i> u <i>Monodacna</i> . Товщина до 1 см, контакт чіткий. Мул світло-сірий дрібноалевритовий з незначними домішками дрібного черепашкового детриту білого кольору	11,0	0,4–0,45
<i>lm, m PIII nx</i>	Мул світло-сірий дрібноалеврито-глинистий, пластичний. На початку інтервалу незначні домішки дрібного черепашкового детриту білого кольору	33,0	0,9–1,0
<i>lm, m PIII nx</i>	Мул світло-сірий глинистий, пластичний з невеликими домішками детриту дрібного і поодинокими черепашками <i>Monodacna</i>	24,5	1,5–1,6
<i>lm, m PIII nx</i>	Мул сірий, коричневатого-сірий, пластичний, ущільнений, глинистий	20,5	2,0–2,4
<i>lm, m PIII nx</i>	Мул (глина) сірий, щільний, глинистий з поодинокими уламками дрібного черепашкового детриту білого кольору. У даному інтервалі глина не чітко шарувата, хвилясто-шарувата	8,0	2,4–2,5

біт, виходячи з тектонічної належності ділянки до різних блоків, різко мінлива, і її найбільші значення (за геофізичними даними, до 8000 м) очікуються у межах Криловського прогину; б) літофасціальна різноманітність геоло-

гічного розрізу відображено у чергуванні колекторів і покришок (флюїдотривів); в) обмежене поширення комплексів, які містять проникні пласти (з високою щільністю); г) зміна літології за латераллю дає змогу очікува-

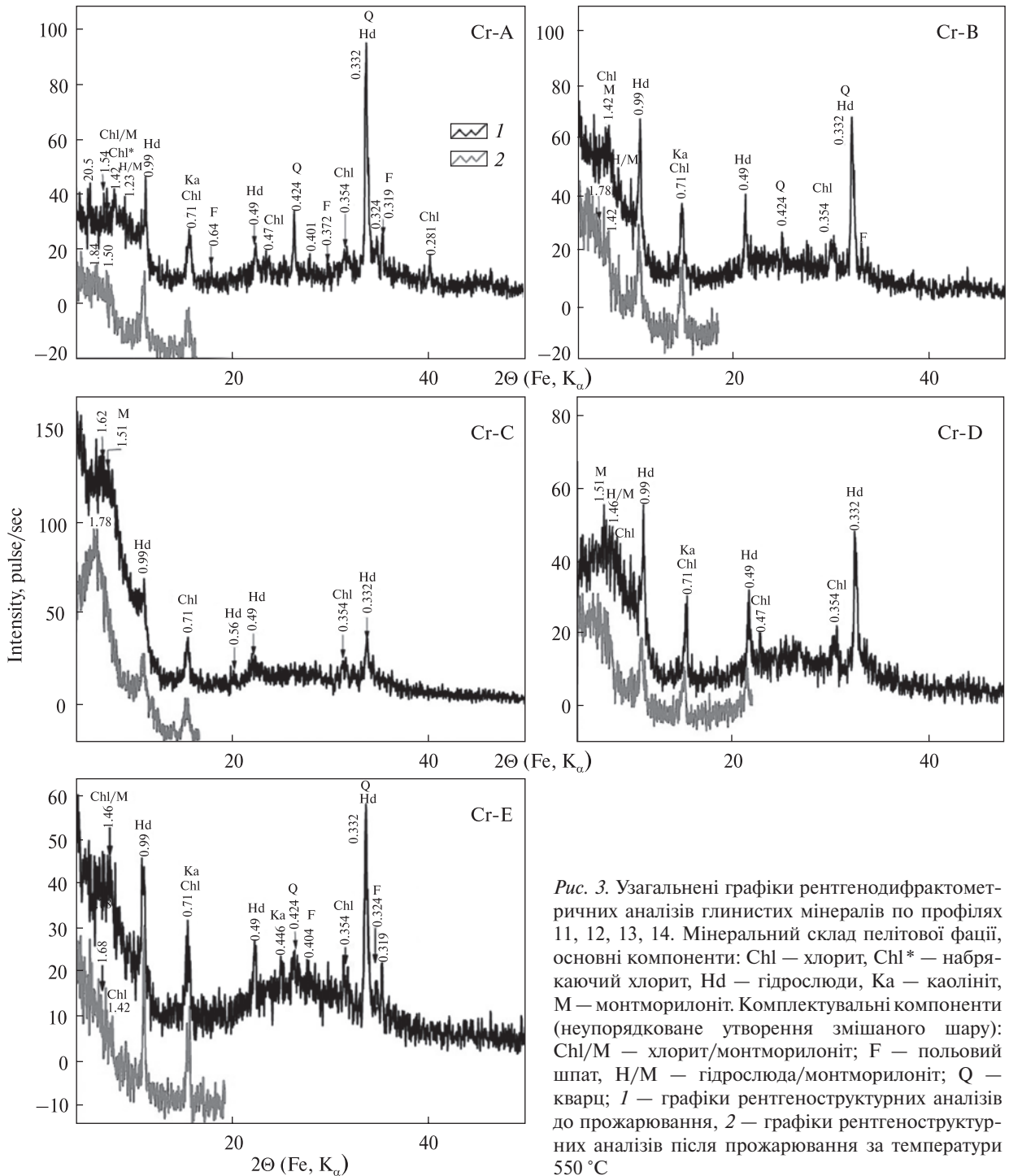


Рис. 3. Узагальнені графіки рентгенодифрактометричних аналізів глинистих мінералів по профілях 11, 12, 13, 14. Мінеральний склад пелітової фації, основні компоненти: Chl — хлорит, Chl* — набрякаючий хлорит, Hd — гідрослюди, Ka — каолінит, M — монтморилоніт. Комплектувальні компоненти (неупорядковане утворення змішаного шару): Chl/M — хлорит/монтморилоніт; F — польовий шпат, H/M — гідрослюда/монтморилоніт; Q — кварц; 1 — графіки рентгеноструктурних аналізів до прожарювання, 2 — графіки рентгеноструктурних аналізів після прожарювання за температури 550 °C

Fig. 3. Generalized graphs of X-ray diffractometric analyzes of clay minerals on the profile 11, 12, 13, 14. Mineralogical composition of pelitic facies: Chl — chlorite, Chl* — swelling of chlorite, Hd — hydromicas, Ka — kaolinite, M — montmorillonite; Accessory components (disordered mixed layer formation): Chl/M — chlorite/montmorillonite, F — feldspar, H/M — hydromicas/montmorillonite, Q — quartz; 1 — graphs of X-ray structural analyzes before ignition, 2 — graphs of X-ray structural analyzes after ignition at temperature 550 °C

ти наявність пасток вуглеводнів неструктурного типу.

Вивчення мінералогічної та літолого-петрографічної складової відкладів виконали із за-

стосуванням мінералогічного, рентгеноспектрального та термобарогеохімічного методів.

Мінералогічний аналіз виконано з виділенням гранулометричних фракцій з подальшим

поділом фракцій 0,25 і 0,1 мм на електромагнітні фракції і визначення літологічної характеристики донних відкладів і мінеральних видів, що їх складають (табл. 1). Встановлено, що мінеральний склад відкладів представлений тонколускуватими агрегатами гідрослюди, монтморилоніту, хлориту, каолініту, в яких як домішка трапляється алевритовий уламковий матеріал (5–10 %), в основному це гострокутні зерна кварцу та польового шпату. Спорадично, у незначній кількості, наявні польові шпати та тонкі лусочки мусковіту. Із аутигенних мінералів у породі нерівномірно розсіяні зерна глауконіту та піриту.

У підсумку, за даними зіставлення всіх отриманих відомостей, побудовано узагальнені графіки рентгеноструктурних аналізів глинистих мінералів (рис. 3). Мінеральний склад кожного із шаблонних зразків відрізняється від інших як за основними мінералами, так і за домішками (табл. 2). Так, *Gr-A* відрізняється неупорядкованою змішаношаруватою фазою різних мінералів — хлорит-монтморилоніт, гідрослюда-монтморилоніт, кварц, польовий шпат, що визначені як домішки. У зразках *Gr-B* і *Gr-E* як домішки визначені кварц, польовий шпат, водночас як основна в *Gr-E* встановлена близька до впорядкованої змішаношарувата фаза, що охоплює хлорит-монтморилоніт, гідрослюду, хлорит і каолініт. Зразки *Gr-C* відрізняються наявністю у групі основних мінералів хлориту, а в *Gr-B* — каолініту.

Зразки *Gr-D* складаються переважно з монтморилоніту, гідрослюди, хлориту і каолініту; як домішка встановлена неупорядкована змішаношарувата фаза хлорит-монтморилоніту. Такий порядок формування мінерального складу, можливо зумовлений різницею впливу флюїдогенних потоків залежно від літофаціальних характеристик осадків.

Рентгеноструктурний аналіз проводили на дифрактометрі АДП-2.0 (аналітик Я.В. Яремчук), *Fe Ka* випромінювання, Mn-фільтр. Умови зйомки: *I* — 14 mA, *U* — 34 kV, швидкість руху лічильника — 2 град/хв. Для кожного зразка було проведено додаткові випробування у вигляді оброблення проби 10 % розчином соляної кислоти (HCl), і прожарюванням зразка за температури 550 °C з експозицією протягом 1 год. Зразки після випробувань повторно вивчали на дифрактометрі (рис. 3).

Термобарогеохімічний аналіз спрямований на дослідження газопо-рідких включень в аутигенних (кальцит) і алотигенних (циркон) мінералах, в яких було вивчено газову фазу.

Завдяки мікроскопічному спостереженню у новоутвореннях знайдено поодинокі газопо-рідкі включення, зокрема, в кальциті з прожилків у юрському вапняку свердловини № 2 на Прадніпровській площі зі співвідношенням водного розчину (*L*) і газової фази (*G*) як 80 до 20. Фаз рідких вуглеводнів у включеннях безпосереднім спостереженням не виявлено. З огляду на це, основний обсяг аналітичних да-

Таблиця 2. Мінеральний склад кожного із окреслених / шаблонних зразків

Table 2. Mineral composition of each of the described / template samples

Профіль/пр.	Мінеральний склад пелітової фракції		Примітка
	Основний	Домішки	
14/9	Гідрослюда, хлорит, набрякаючий хлорит, каолініт	Неупорядкована змішаношарувата фаза хлорит-монтморилоніт, гідрослюда-монтморилоніт, кварц, польовий шпат	<i>Gr-A</i>
14/49	Монтморилоніт, гідрослюда, хлорит, каолініт	Кварц	<i>Gr-B</i>
14/35	Монтморилоніт, гідрослюда, хлорит	Неупорядкована змішаношарувата фаза гідрослюда-монтморилоніт	<i>Gr-C</i>
14/59	Монтморилоніт, гідрослюда, хлорит, каолініт	Неупорядкована змішаношарувата фаза хлорит-монтморилоніт	<i>Gr-D</i>
14/41	Гідрослюда, хлорит, каолініт, неупорядкована змішаношарувата фаза хлорит-монтморилоніт	Кварц, польовий шпат	<i>Gr-E</i>

Примітка. Узагальнені графіки рентгенодифрактометричних аналізів глинистих мінералів подано на рис. 3.
Note. Generalized graphs of X-ray diffractometric analyzes of clay minerals are given in Fig. 3.

них отримано із застосуванням маспектрометричного хімічного аналізу (табл. 3) [8].

Темно-сірі юрські вапняки Прадніпровської структури та кальцити прожилків у них характеризуються стабільно високим вмістом вуглеводнів метанового ряду (понад 85 об. %), незначним вмістом діоксиду вуглецю та мінімальними, порівняно з іншими, зразками концентраціями азоту (2–8 об. %). Газонасиченість вапняків дуже висока і досягає 1,0 Па. На відміну від юрських, у крейдовому вапняку з цієї свердловин виявлено перевагу CO₂ (65 об. %) над метаном і його гомологами (22,6 об. %) та невисоку газонасиченість. Різка відмінність у вмісті метану та діоксиду вуглецю на межі юрських вапняків і крейдових алевропсковиків обумовлена переходом/зміною кисневого складу водневим, що може бути пов'язано з нівелюванням поверхні вапняків.

Метод апріорного ранжування зводиться до виконання експертної оцінки факторів групою фахівців, компетентних у досліджуваній області, далі встановлення місця (рангу) фактора у загальній сукупності факторів у плані виконання завдання з виявлення локації перспективного об'єкта, що найбільше відповідає заданим параметрам. У методиці ранжування провідними заходами є визначення інформативності параметрів, з'ясування достовірності отриманої інформації та оцінки ймовірних помилок, встановлення вагомості та гранично допустимих значень параметрів впливу факторів на стан об'єкта дослідження. Наступний етап — формування рангової шкали, за якою складові її числа впорядковані за рангами, тобто визнаною експертами роллю факторів у формуванні геологічного об'єкта [14].

Таблиця 3. Склад летких компонентів флюїдних включень у мінералах і породах північно-західного шельфу Чорного моря (за даними маспектрометричного хімічного аналізу) ¹ [8]

Table 3. The composition of volatile components of fluid inclusions in minerals and rocks of the North-Western shelf of the Black Sea (according to mass spectrometric chemical analysis) ¹ [8]

Number of wells, age	2-Pradniprovska		
	K	J ₃	J ₃
Selection interval, m	2142–2150	2265–2272	2370–2375
Rock and mineral characteristics	Alevro-sandstone carbonate gray	Limestone is crushed dark grey	Gray limestone with a streak of calcite
Components, vol. % ²			
CO ₂	65.0	11.9	16.5
N ₂	12.4	2.0	7.4
CH ₄	20.3	82.6	68.5
C _n H _{2n+2}	2.3	3.1	7.6
Relative gas-saturation, ΔP, Pa ³	Low. 0.068	High. 0.999	High. 1.000
Water saturation, C _{H₂O} , vol. % ⁴	—	60.0	37.0

П р и м і т к а. ¹ Аналітик Б. Сахно (маспектрометр МСХ-3А); ² пробу мінералу (породи) стандартною наважкою 200 мг фракції +1–2 подрібнювали шляхом роздавлювання у спеціально сконструйованій ступці, перед аналізом напускну систему маспектрометра вакуумували до величин порядку 1·10⁻³ Па; ³ відносна газонасиченість ΔP, Па — приріст тиску в напускній системі маспектрометра (відносно залишкового тиску порядку 1·10⁻³ Па у ній), який створюється у результаті вивільнення летких компонентів (без врахування пари води, сорбованої на Р₂О₅, поміщеному в напускну систему) із включень та закритих пор під час подрібнення проби і може бути порівняльною величиною для однакових наважок; ⁴ відносна водонасиченість C_{H₂O}, об. % — відсотковий вміст пари води, яку сорбували на Р₂О₅, поміщеному в напускну систему, у загальному об'ємі вивільнених летких компонентів.

Н o t e. ¹ Analyst B. Sakhno (mass spectrometer MCX-3A); ² a sample of mineral (rock) of standard weighing 200 mg and fraction +1-2 was crushed by squashing in a specially designed mortar, before the analysis, the assumed system of the mass spectrometer was vacuumed to values of the order of 1·10⁻³; ³ relative gas-saturation, ΔP, Pa — the increase of pressure in the assumed system of the mass spectrometer (pressure in the assumed order 1·10⁻³ Pa in it) which is created as a result of the release of volatile components (without taking into account the steam, sorbet on P₂O₅, placed in the assumed system) from inclusions and closed pores in the chopping of the sample and may be a comparative value for the same weight; ⁴ relative water saturation C_{H₂O}, vol. percent — percentage of the steam, that was absorbed on P₂O₅, placed in the assumed system, in the total volume of released volatile components.

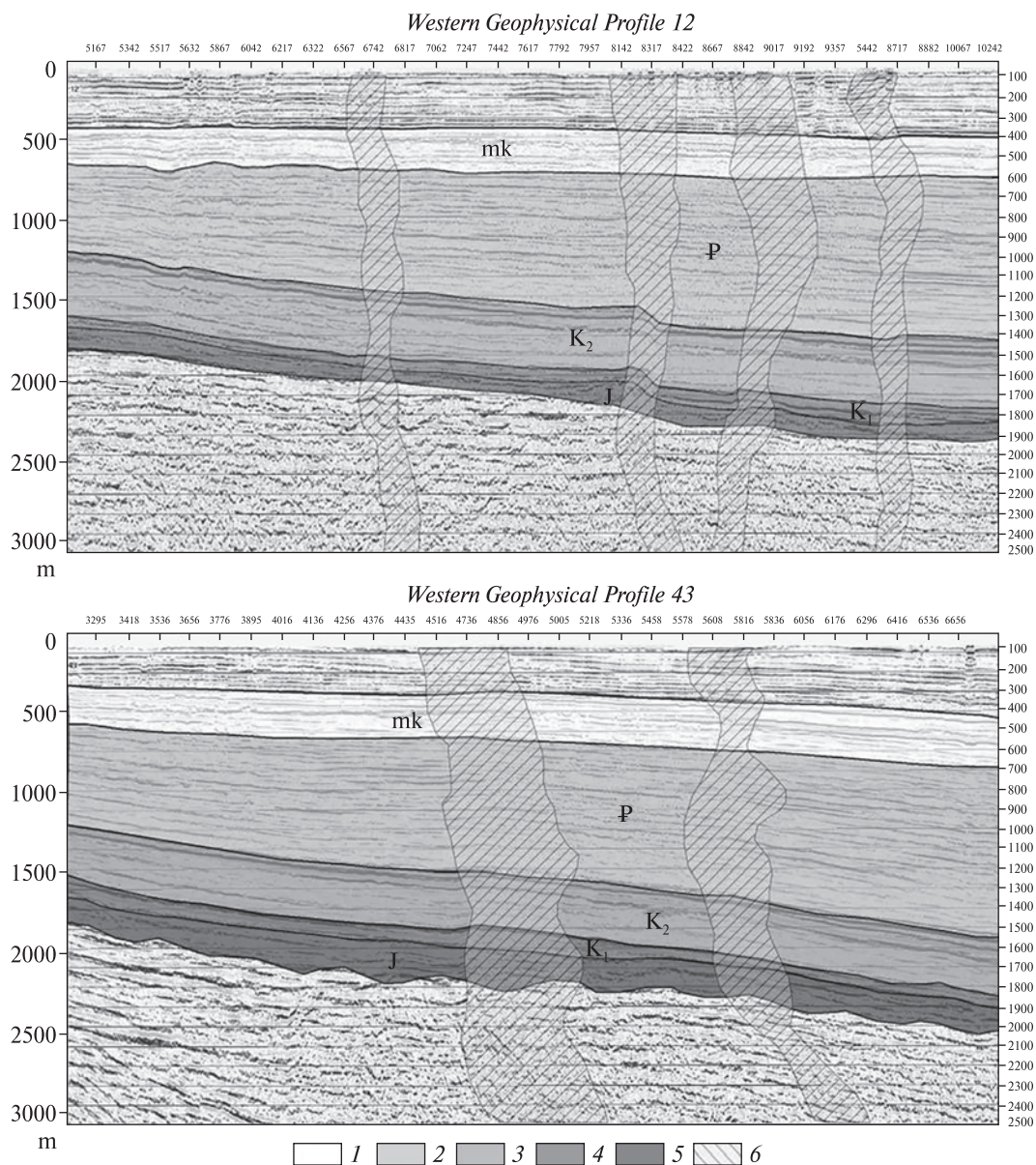


Рис. 4. Геолого-геофізичні розрізи по профілях 12 і 43 Western Geophysical: 1 – майкоп; 2 – палеоген; 3 – верхня крейда; 4 – нижня крейда; 5 – юра; 6 – труби дегазації

Fig. 4. Geological and geophysical sections on profiles 12 and 43 Western Geophysical. 1 – Maikopian; 2 – Paleogene; 3 – Upper Cretaceous; 4 – Lower Cretaceous; 5 – Jurassic; 6 – degassing pipes

В нашому випадку шляхом ранжування визначені положення параметрів у лінійці рангів: 1) сейсмічні дані в межах об'єкта, отримані методом глибинного сейсмічного зондування, методом відбитих хвиль і загальної глибинної точки (МВХ ЗГТ); 2) параметри тектоно-геодинамічних структур; 3) основні характеристики відкладів осадового чохла та порід фундаменту ложа моря; 4) геохімічні характеристики; 5) параметри мінералогічних комплексів і флюїдних включень у мінеральних новоутвореннях; 6) значення розподілу мейобентосу.

Автори проаналізували експертні оцінки значимості рангових параметрів за методикою [2], які виділені у ході проведення дослідження геологічного об'єкта (розрахунки за вказаною методикою достатньо об'ємні, що унеможливує їхнє подання в цій статті). Отриманий коефіцієнт конкордації рангів Кендалла $W = 0,774$ свідчить про наявність високого ступеня узгодженості думок експертів. Виходячи з отриманої лінійки рангів, можливо стверджувати, що найбільше значення для користувачів мають фактор x_4 (мінералогія, геохімія) і фак-

тор x_6 (палеонтологія). Друга група за значимістю представлена одним фактором x_3 (літологія, петрографія). Третя група охоплює фактори x_1 (геофізика), x_2 (літологічні, петрографічні) та x_5 (включення вуглеводнів). Отже, найважливішими для користувачів є генетичні параметри x_4 , x_6 , x_3 .

Результати дослідження, їхнє обговорення. *Прогнозовані критерії для виявлення скупчень вуглеводнів.* Просочування метану з дна моря може бути важливим пошуковим критерієм для виявлення скупчень вуглеводнів. Газогідрати, швидше за все, поширюються, не цементуючи структуру осаду, та разом з тим помітно впливаючи на її жорсткість. Середні концентрації вільного газу під зоною нагромадження становлять приблизно 0,4–0,8 % об'єму пор, припускаючи однорідний розподіл газу. Аналіз проникнення та відбиття (екранувальної поверхні) допомагають прогнозувати досить складний розподіл газу в межах конкретних осадових шарів, а не цілком уздовж основної зони газових труб. Газ накопичується до тих пір, поки його тиск не буде достатнім для проникнення в ущільнені породи. Потім ущільнення деформується, що призводить до ущільнення капілярів, виділяючи велику частку накопиченого газу в газову трубу. Далі газ поширюється вгору, піднімається над поверхнею дна струменями [1, 8, 14].

Встановлено, що термодинамічний режим та приуроченість газових виходів до розломів у земній корі Чорного моря та верхньої мантії свідчать на користь абіогенної природи метану. Показано, що обсягу продуктів мікробного метагенезу в товщі голоценових осадів недостатньо для забезпечення такого потужного газового розвантаження дна Чорноморської мегазападини. Найбагатшим за поширенням струменевих метанових газовиділень у Чорному морі є північно-західний сектор акваторії Чорного моря, а за деякими оцінками — можливо, найактивнішим у світі [15]. Практично всі газові виходи розташовані в смузі шириною 45 км з двох сторін від бровки шельфу. В геоморфологічному відношенні вони приурочені в основному до гирлових каньйонів палеорічок Дунаю, Дністра, Дніпра та Каланчака, які уступають простягання різного роду розломів.

Як відомо, геофізичними роботами 1970–1980 рр. на території північно-західного шельфу Чорного моря було виділено сотні купольних структур, перспективних на нафту та газ

(рис. 1). Найбільші з них були вивчені детальніше, що призвело до відкриття деяких родовищ. Але вже тоді зазначили, що існують поклади неантиклинального типу. Проведена нами порівняльна інтерпретація геофізичних матеріалів тих років і пізніших даних, насамперед, отриманих британськими дослідниками (*Western Geophysical*, 1994 р.) (рис. 2), показала, що найчастіше купольна структура ідентифікувалася як зона втрати кореляції сейсмічних хвиль в областях проходження газового флюїду / труба дегазації через стійку відбиваючу границю. Таке припущення, по-перше, дає змогу підтвердити, що шельф Чорного моря, включаючи і площу, яку вивчають, належить (рис. 1, 2) до найбільш флюїдопроникних ділянок земної кори, по-друге, — принципово змінити оцінку перспективності його на нафту та газ (рис. 4).

З метою картування перспективних у нафтогазовому відношенні об'єктів і визначення першочергових напрямів подальших геологорозвідувальних робіт на нафту і газ у межах вказаної території було поставлено комплексні геофізичні дослідження та роботи з інтерпретації комплексу даних, які охоплювали методи сейсмічного зондування, заломлених і відображених хвиль. Нами вивчено результати площинної зйомки масштабу 1:200 000 з їхньою інтерпретацією у комплексі з іншими геологічними, петрофізичними, геолого-геофізичними, геохімічними даними. Підсумком інтерпретації стала просторова інтегральна геолого-геофізична модель, узгоджена із переліченими геофізичними і всіма наявними додатковими геолого-петрофізичними даними.

Формування моделі включає схему розломно-блокової будови перспективних площ, виявлення неотектонічно активних зон підвищеної проникності і шляхів активної міграції вуглеводнів як прямих індикаторів їх покладів (рис. 5).

Створення геологічної моделі регіону з визначеними перспективними на родовища структурами, проведене відповідно до методів моделювання, максимально наближає наші уявлення до дійсності. Для вирішення цього завдання потрібні: 1) наявність достовірної геолого-геофізичної інформації, отриманої на попередніх етапах геолого-геофізичних робіт; 2) інтегральна інтерпретація всієї отриманої геолого-геофізичної інформації; 3) побудова геологічної моделі регіону з визначенням деяких інформаційних виразних деталей поширення та проникнення флюїдопотоків.

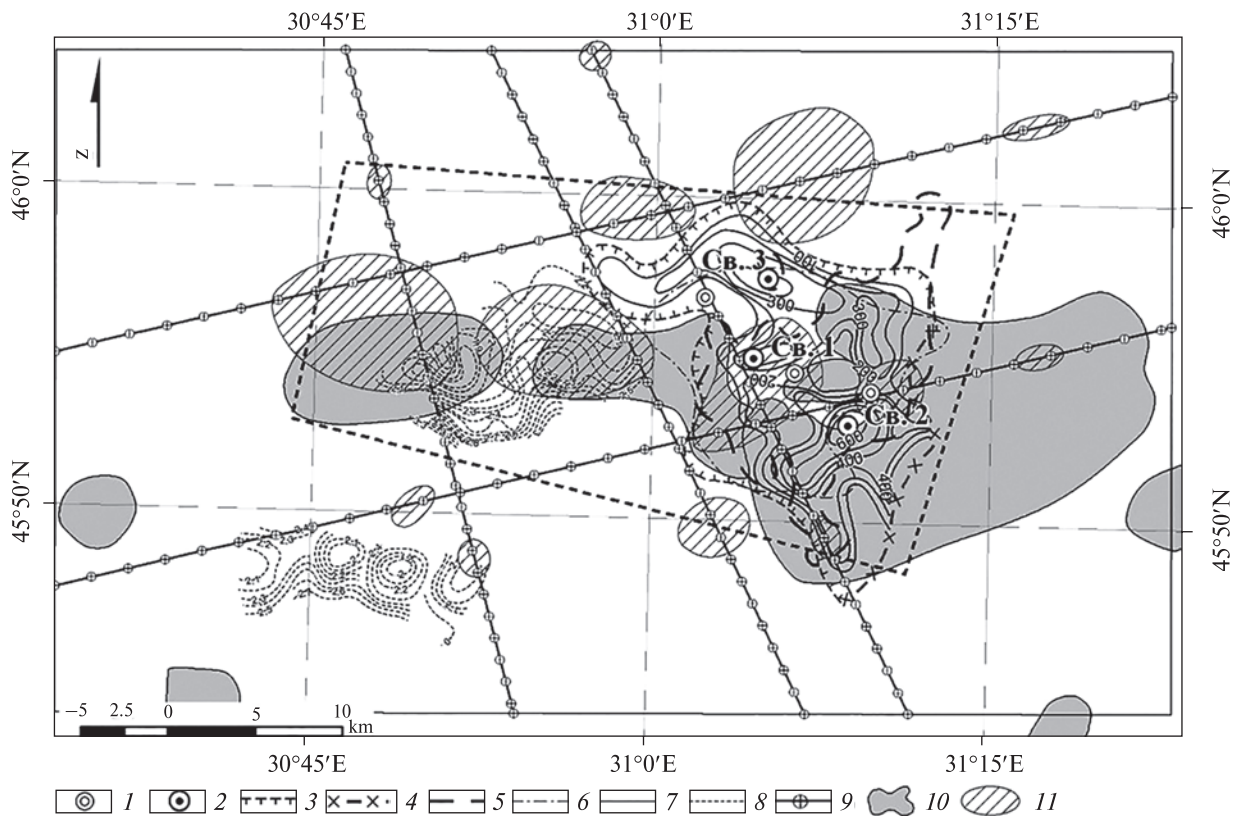


Рис. 5. Карта комплексної інтерпретації геолого-геофізичної, геохімічної інформації: 1 — положення свердловин, проходження яких передбачалось проектом раніше; 2 — положення свердловин, проходження яких пропонується авторами статті; 3 — виклинювання піщаної товщі; 4 — зона літологічного заміщення; 5 — контур аномалії CH_4 ; 6 — перешкоди; 7 — ізопахіти; 8 — ізохрони; 9 — профілі *Western Geophysical*; 10 — структурні утворення; 11 — труби дегазації

Fig. 5. Map of complex interpretation of geological-geophysical, geochemical information: 1 — position of wells, which drilling was envisaged by the project earlier; 2 — position of wells which drilling is proposed by the authors; 3 — wedging-out of the sand stratum; 4 — zone of lithological replacement; 5 — the contour of the CH_4 anomaly; 6 — barrier; 7 — isopachites; 8 — isochrones; 9 — *Western Geophysical* profiles; 10 — structural formations; 11 — degassing pipes

Геологічна модель формування родовищ вуглеводнів у межах концепції флюїдогенеза охоплює основний канал флюїдопотoku, який утворений та присутній у вигляді труб дегазації, і менших трубок проникнення по тріщинах у консолідованих шарах літосфери. Отже, це — фактично сформована динамічна система, яка є джерелом постачання нафтогазових компонентів (радикалів). В зоні розлому підвищена проникність, змінена структура порід у тренді розушільнення, що сприяє дегазаційним процесам на поверхні Землі. Міграція вуглеводнів відбувається знизу вгору, здійснюється до заповнення родовища по всій системі акумулюючих структур, формування колекторів.

Ранжування геологічної інформації стосовно досліджуваної території. Оскільки зібрані дані не повністю описують територію північно-західний шельфу Чорного моря, для аналізу та

інтерпретації результатів була обрана саме ділянка "Прадніпровська", вибір якої зумовлений тим, що її площа максимально забезпечена даними за всіма визначеними параметрами. Для неї зібраний і ранжований геологічний матеріал за запропонованою методикою.

Ранг 1. Структурно-геофізична інформація. У межах виділеної площі раніше проведеними геофізичними роботами було виділено чотири локальні купольні структури: а) Прадніпровська; б) З'їздівська; в) Дністровська; г) Геохімічна (рис. 2). Сейсмічні дослідження мають тривалу історію, але основними можна вважати роботи, виконані в кінці 1980-х рр. ДДП "Одесморгео" (ГСЗ), і регіональні дослідження, виконані англійською фірмою *Western Geophysical* ("Вестерн Геофізікал") (МВХ ЗГТ). На підставі цих даних ми побудували геолого-геофізичну карту-схему обраної площі м-б 1 : 100 000 (рис. 5).

Головним було питання про склад палеозойського комплексу та його співвідношення з установленими мезозойськими комплексами. Планове глибинне буріння по породах передбачало проходження трьох свердловин, з глибиною понад 3000 м. З них пробурена у 1994 р. лише свердловина № 2 з проектною глибиною 3350 м. Однак під час буріння помилково були визначені палеозойські породи (на вибої) та буріння було зупинено на глибині 2352 м, у результаті чого було розкрито лише породи верхньої юри — піщана товща титонського ярусу. І хоча геологічне завдання ця свердловина не виконала, проте вдалося здійснити геолого-геофізичний аналіз отриманої інформації і перевести часові в сейсмічні розрізи, а так само виділити в межах модельної ділянки лінзи піщаних порід верхньоюрського віку. Окрім того, інтерпретація профілів "*Western Geophysical*" дала змогу визначити ділянки ймовірно пов'язані з вертикальною міграцією флюїдів (рис. 4). Комплексна інтерпретація інформації латерального та горизонтального положення допомогла надати проєкцію на поверхні дна каналів висхідного потоку флюїдів.

Ранг 2. Структурно-тектонічна інформація. Перспективи нафтогазоносності північно-західної частини шельфу Чорного моря зумовлені наявністю сприятливих чинників: літофациальних, структурно-тектонічних порід, що слугують покришками, пасток та порід-колекторів. Серед продуктивних газоносних комплексів на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря найважливішим є палеоцен-еоценовий (40 500 тис. т вуглеводнів, що складає 73,5 % від усіх розвіданих запасів, зокрема й усі розвідані запаси газоконденсату — 1 600 тис. т), та майкопський (13 300 тис. т вуглеводнів, що складає 24,1 % від усіх розвіданих запасів) [10].

Продовжуючи пошуково-детальні сейсмозвідувальні роботи, на зовнішньому шельфі північно-західної частини Чорного моря із застосуванням методу МВХ ЗГТ було виконано сейсмічні спостереження через мережу регіональних профілів, що перекривають всю акваторію Чорного моря. Всього пройдено 70 профілів з кроком 20—25 км і глибиною запису від 6 до 8—10 с. На отриманій базі даних написані і захищені декілька звітів (наприклад, уже згадані звіти В.М. Аврамця та Б.Д. Безверхого зі співавторами).

Ранг 3. Літологічна, петрографічна інформація. В межах Східноєвропейської платформи

до фундаменту віднесено дорифейський кристалічний субстрат. Складчасті комплекси фундаменту перекриваються платформним чохлам, у якому виділені: байкальський (верхній протерозой), каледонський (кембрій — нижній девон), герцинський (середній девон — середня юра) і альпійський (верхня юра — антропоген) комплекси.

На ерозійній поверхні Східноєвропейської платформи залягає осадова серія верхнього протерозою, яка складена груботеригенними породами вендського віку: пісковиками, алевролітами, аргілітами, що розкриті на суші свердловинами, потужністю до 1500 м. Її поширення припускається уздовж південного краю древньої платформи.

Палеозойські відклади платформного типу залягають неузгоджено на верхньопротерозойських породах; найповніше представлені в Переддобрузькому прогині, окрім того відомі на о. Зміїному. Потужність не більше 300 м.

Мезозойські відклади поширені на ділянці робіт та на прилеглих територіях, зокрема триасові — поділяють на теригенні (нижній триас) і карбонатні (середній і верхній триас). Теригенні відклади — конгломерати, грубозернисті піщаники, алевроліти, аргіліти, карбонатні — червоноколірні пелітоморфні вапняки з прошарками дрібнозернистих піщаників, алевролітів і аргілітів. Потужність відкладів триасу коливається від 500 до 3000 м.

У складі кайнозою виділені відклади палеоценового, еоценового, олігоцен-нижньоміоценового (майкопська серія), середньоміоцен-антропогенового віку. Їхня загальна потужність — 1221—2300 м [3].

Ранг 4. Геохімічна інформація. Стосовно площі "Прадніпровська" інформація була отримана під час виконання регіональної газометричної зйомки й екологічних робіт (Одеський університет, підприємство "Одесаморгео", 1975 р.). У районі Прадніпровської структури виявлено велику геохімічну аномалію площею 500 км². Вміст СН₄ у межах цієї зони сягає 13 см³/кг породи за регіонального фону 0,01 см³/кг; підвищений вміст у газовій складовій мають не важкі вуглеводні, а власне вуглеводневі гази. Швидше за все, це пов'язано з процесом тривалої міграції вуглеводнів з великих глибин. У результаті досліджень доведений зв'язок виявленої газокерновою зйомкою Прадніпровської аномальної зони з міграційним потоком вуглеводнів від можливих їх скупчень у осадовому чохла.

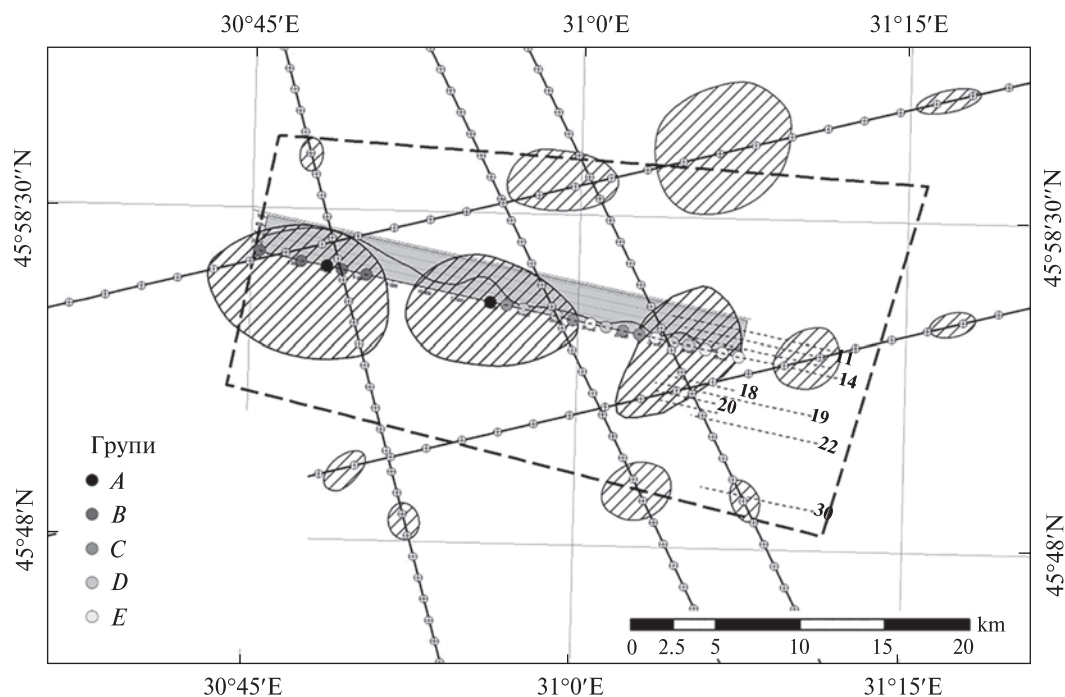


Рис. 6. Схема локалізації проб з основними групами типових рентгенограм по профілю № 14 (опис груп див. у тексті)

Fig. 6. Scheme of location of the samples with the main groups of typical X-ray diffraction patterns on the profile No. 14. See group description in the text

Зазначимо, що останні геохімічні дослідження на ділянці робіт виконували 25 років тому. Геохімічну гідрогазову зйомку виконали паралельно із сейсмозвідкою у східній частині ділянки робіт. Згідно з результатами, розглянута площа загалом належить до перспективних у нафтогазоносному відношенні. За результатами цих робіт було побудовано кілька профілів через східну частину площі Прадніпровська, які показали наявність контрастної аномалії за метаном над піщаними товщами на межі відкладів юри і крейди (рис. 5).

Порівняння отриманих даних зі схемою розташування передбачуваних труб дегазації показало взаємозв'язок метанових аномалій із результатами інтерпретації геофізичної інформації. Водночас потрібно враховувати, що вимірювали лише кількість вільного газу в осаді, а цей параметр може змінюватися в часі. Надійнішу інформацію може дати визначення пов'язаного в мінеральній формі газу та формування специфічних біоценозів мейобентосу. Для оцінки цих параметрів у ранговій кореляції і передбачені фактори 5 і 6.

Ранг 5. Мінералогічна інформація, вуглеводневі включення. Робоча гіпотеза полягала в тому, що флюїдний газовий (метановий) потік у мі-

нералах донних осадів може фіксуватися: 1) у глинистих шаруватих індивідах у вигляді входження в їхні міжшарові простори; 2) у включеннях у мінералах, первинних для аутигенних і вторинних в алотигенних. Для перевірення першої частини гіпотези було виконано рентгеноструктурний аналіз з глинистих мінералів 38 проб за трьома профілями, пройденими в 2016—2017 рр. Аналіз показав, що склад глинистої фази осаду однорідний і складається з гідролуд, монтморилоніту, каоліну, хлориту і мінералів з порушеною структурою. Разом з тим, ступінь досконалості кристалічних структур різна, що добре видно завдяки розподілу рентгенограм за групами мінералів і характером графіку. Нами виділено п'ять фацій, типові рентгенограми яких наведені на рис. 3. З аналізу розташування виділених груп на схемі (рис. 6) добре видно, що група А характеризує ділянки з максимальними значеннями газового потоку, група В — зміни мінералів у межах труб дегазації, групи С і D подібні до перших двох, але в безкварцових осадах, а група Е характеризує ділянки, які не порушено впливом газовим флюїдом.

Ці матеріали допомогли підвищити надійність виділення труб дегазації, виконаних нами раніше, лише по геофізичних даних.

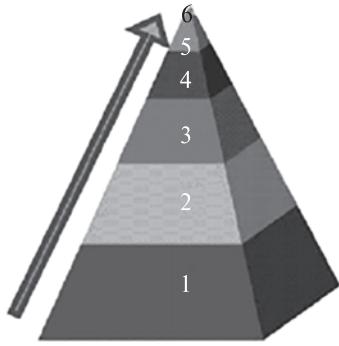


Рис. 7. Методи дослідження відповідно до рангів факторів, встановлених за використанням методики ранжування: *Фактори рангу:* 1 — сейсмічні, 2 — структурно-тектонічні, 3 — літологічні, петрографічні, 4 — геохімічні, 5 — мінералогічні, вуглеводневі включення, 6 — палеонтологічні

Fig. 7. Research methods in accordance with the ranks of the factors established using the ranking method. *Rank factors:* 1 — seismic, 2 — structural-tectonic, 3 — lithological, petrographic, 4 — geochemical, 5 — mineralogical, hydrocarbon inclusions, 6 — paleontological

Друга частина робочої гіпотези про фіксацію глибинних флюїдів у газово-рідких включеннях у не глинистих мінералах перевірили на зразках, відібраних з керна свердловин Прадніпровська-2 (кальцитові прожилки виявлено в інтервалі 2265—2272 м). Тут верхньоюрські породи титонського ярусу представлено темно-сірими алевристо-піщаними оолітовими, органогенно-детритовими та глинистими, неоднорідними, щільними, міцними вапняками, часто тріщинуватими. Тріщини різноспрямовані, переважно субвертикальні, часто переривчасті прямі, завширшки від 0,1 мм до 2—3 мм. Деякі прожилки дрібно-, зрідка грубозернистого кальциту трапляються місцями і в аргілітах [8].

Як свідчить аналіз наведених даних (табл. 3) [8], основними компонентами сумішей (крім води) виявилися метан, діоксид вуглецю і азот. Приблизно у половині зразків знайдено вищі гомологи метану (до C_4H_{10}), у деяких зразках є домішка сірководню. Відзначаються широкі межі коливання та нестабільність вмісту основних компонентів (об. %) (CO_2 0—91,5; N_2 3,4—58,1; CH_4 0—94,5). Водночас на деяких площах межі зміни складу газів є вужчими і задовільно пояснюються пов'язаністю з літологічними особливостями досліджуваних порід [8].

Аналіз геолого-геофізичних матеріалів і результатів параметричного та пошукового буріння. Зібраний великий і різноманітний геолого-геофізичний матеріал був ранжований за методами досліджень та їхньою чутливістю до локалізації вуглеводневих покладів. Комплексна і рангова інтерпретація інформації дала змогу

визначити відмінності тектонічної еволюції та питання встановлення каналів міграції вуглеводнів у тектоно-геодинамічних структурах у шельфовій зоні моря.

У зонах диз'юнктивних порушень відбуваються зміни тріщинного та порового об'єму з утворенням каналів високої флюїдопровідності, по яких відбувається вертикальна міграція пластових та глибинних флюїдів. Для побудови моделі формування родовищ вуглеводнів у виділеному районі важливе значення мають встановлення каналів міграції вуглеводнів з глибинних шарів до утворених структур накопичення і до дна моря також. Відповідно, у межах розломних зон відзначається підвищення проникності як у щільних карбонатних породах, так і в ущільнених піщано-глинистих породах (рис. 4, 5).

Аналіз структурно-тектонічних карт, геофізичних матеріалів показав, що глибинні розломи визначають структурну основу розподілу складових геологічного об'єкта і, насамперед, глибоких горизонтів. Далі, ближче до поверхні, формуються системи менших розломів, які утворюють зони розущільнення, включаючи осадові товщі.

Факторами, які контролюють глибинну дегазацію та міграцію глибинних флюїдів в западинах є наявність різноспрямованих неотектонічних рухів, включаючи занурення в центральній частині западин та ізостатичне здійснення в периферійних сегментах, а також велика різноманітність тектонічних порушень. У зв'язку з цим не лише осадовий чохол, а й фундамент континентів і деякі сегменти фундаменту океанів, у випадку наявності покриття (флюїдотривів), також є перспективними зонами пошуків покладів вуглеводнів і водню, з високим ступенем імовірності існування заповнюваних покладів саме в зонах активної дегазації.

Наявні тектоногенні зони активного рифтогенезу, зони дезінтеграції і руйнування континентальної кори перебувають на різних стадіях розвитку, вони є територіями найінтенсивнішої дегазації і дають змогу прогнозувати відкриття тут "заповнюваних" і "транзитних" покладів вуглеводнів за певних унікальних геологічних умов.

З метою детального вивчення перспективних у нафтогазовому відношенні геологічних об'єктів та визначення найвірогіднішого місця проведення пошукових і розвідувальних робіт

на нафту / газ було зібрано дані, що створюють ознаковий простір, який може бути використаний для аналізу нафтогазоперспективності зони північно-західного шельфу Чорного моря.

Методи дослідження відповідно до рангів факторів, установлених із застосуванням методики ранжування факторів і параметрів геологічного об'єкта, спрямовані на застосування ефективної системи на основі комплексного освоєння і використання всієї сукупності інформації в ранжованому середовищі (рис. 7). У нашому випадку завдяки ранжуванню встановлено означені вище параметри.

Отримані дані і спрямована ранжована інтерпретація всієї доступної геологічної інформації показали, що на зазначених точках буріння і обраних проектних глибинах геологічне завдання і не могло бути вирішеним. Направленість рангової кореляції, а саме збільшення ступеня чутливості до об'єкта (покладів), дала нам змогу запропонувати відкориговані точки закладання свердловин для подальшого проходження з тим, щоб мінімізувати ризики під час експлуатаційно-розвідувального буріння (рис. 5).

Висновки. 1. Сформована база даних геолого-геофізичних, геохімічних, мінералогічних матеріалів забезпечує комплексну інтерпретацію ранжованої геологічної інформації.

2. Узагальнення даних рентгеноструктурного аналізу глинистих фракцій по всіх станціях регіонального профілю № 14 Прадніпровської площі забезпечило виділення п'яти головних груп рентгенограм. Кожна з груп відповідає ступеню змін структури глинистих мінералів відповідно до проникності флюїдного потоку, зумовленої сорбцією вуглеводних газів. Це дає підставу розглядати зміни структури глинистих мінералів як пошукову ознаку.

3. Спрямована ранжована інтерпретація інформації на основі експертних оцінок дала змогу встановити причинно-наслідкові зв'язки між рангами параметрів вивчення структу-

ри "Прадніпровська". Інтерпретаційна вагомність кожного рангу в лінійці рангів розташована в послідовності: 1) сейсмічні дані в межах об'єкта, отримані методом глибинного сейсмічного зондування, МВХ ЗГТ; 2) параметри тектоно-геодинамічних структур; 3) основні характеристики відкладів осадового чохла і порід фундаменту ложа моря; 4) геохімічні характеристики; 5) параметри мінералогічних комплексів і флюїдних включень у мінеральних новоутвореннях; 6) значення розподілу мейобентосу.

4. Сформована геолого-генетична модель площі "Прадніпровська" із застосуванням методики ранжування пошукових ознак дає можливість отримати результати деталізації певної нафтогазоносною області регіонального рівня та кожної нафтогазоносною структури з визначенням точки закладання пошукової свердловини, зокрема, і в межах України. У практичному сенсі це допоможе визначити нові точки закладання пошукових свердловини.

Автори вдячні Г.Д. Сидоренку, начальнику Технологічного центру обробки та інтерпретації геофізичних матеріалів ДГП "Укргеофізика" (м. Київ) за надання геофізичної інформації по площі "Прадніпровська" на прохання Одеського національного університету ім. І.І Мечникова, а також працівникам Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України (м. Львів): зав. лабораторії рентгенівського аналізу, канд. геол. наук Я.В. Яремчук; керівнику групи, канд. геол. наук І.М. Зінчуку; м. н. с. Л.Р. Редько, пров. інж. Ю.А. Белецькій, інж. Н.В. Городечній і Г.М. Грицай — за підготовку проб і виконання мінералогічного аналізу та рентгенодифрактометричних аналізів глинистих мінералів.

Стаття підготовлена у рамках виконання науково-дослідної теми за бюджетним фінансуванням "Розробка прогнозних критеріїв пошуків покладів вуглеводнів у Чорному морі на засадах теорії флюїдогенезу" (прикладна робота, № держреєстрації НДР — ID 119595).

ЛІТЕРАТУРА

1. Гожик П.Ф., Чебаненко І.І., Євдошук М.І., Крупський Б.Л., Гладун В.В. Нафтогазоперспективні об'єкти України. *Наукові і практичні основи пошуків родовищ вуглеводнів у північно-західному шельфі Чорного моря*. НАН України. НАК "Нафтогаз України", Держ. геол. служба України. Київ; Львів, 2007. 232 с.
2. Грабовецкий Б.Є. Основи економічного прогнозування. Навч. посіб. Вінниця: ВФ ТАНГ, 2000. 209 с.
3. Довжок Т.Є., Галко Т.М., Вакарчук С.Г., Орач С.В., Євдошук М.І. Регіональний прогноз поширення порідколекторів у відкладах майкопського нафтогазоносного комплексу північно-західного шельфу Чорного моря. *Мінеральні ресурси України*. 2013. № 1. С. 24—31.

4. Єсипович С.М., Бондаренко А.Д., Титаренко О.В. Геологічні та геодинамічні передумови відкриття промислових покладів вуглеводнів у північній частині Чорного моря. *Укр. журн. дистанційного зондування Землі*. 2017. № 13. С. 38—52.
5. Коболев В.П. Геодинамическая модель Черноморской мегавпадины. *Геофиз. журн.* 2003. **25**, № 2. С. 15—35.
6. Коболев В.П. Плюм-тектонический аспект рифтогенеза и эволюции мегавпадины Черного моря. *Геология и полезные ископаемые Мирового океана*. 2016. **12**, № 2. С. 16—36. <https://doi.org/10.15407/gpimo2016.02.016>
7. Лукин А.Е., Шестопапов В.М. От новой геологической парадигмы к задачам региональных геолого-геофизических исследований. *Геофиз. журн.* 2018. **40**, № 4. С. 3—72.
8. Наумко І.М., Павлюк М.І., Зінчук І.М., Братусь, М. Д., Сворень Й.М., Сахно Б.Е., Шумлянський В.О., Лещук Р.Й. Вуглеводневі флюїди постседиментаційних перетворень осадових і вулканогенних товщ Кримсько-Черноморського регіону. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2004. № 2. С. 45—59.
9. Петровський О.П., Федченко О.П., Габльовський Б.Б. Прогноз нафтогазоносності відкладів осадового чохла північно-західного шельфу Чорного моря. *Наук. вісн. Івано-Франківськ. нац. техн. ун-ту нафти і газу*. 2010. № 4(26). С. 12—20.
10. Самсонов В.И., Луцкий С.С., Чепижко А.В. Приоритетные направления нефтегазопромысловых работ на Черноморской акватории Украины с позиции тектоники литосферных плит. *Геология і геохімія горючих копалин*. 2001. № 1. С. 30—35.
11. Седлерова О.В. Геологічна інтерпретація результатів інтеграції даних багатоспектрального космічного знімання і геолого-геофізичних даних для прогнозування нафтогазоперспективних зон на регіональному рівні (на прикладі Північно-Західного шельфу Чорного моря). *Укр. журн. дистанційного зондування Землі*. 2015. № 7. С. 47—57.
12. Соллогуб В.Б. (ред.) Геология шельфа УССР. Тектоника. Бородулин М.А., Бурьянов В.Б., Кутас Р.И., Пустильников М.Р., Рогоза О.И., Русаков О.М., Соллогуб В.Б., Соловьев В.Д., Сологуб Н.В., Старостенко В.И., Чекунов А.В., Шиманский А.А., Щербаков В.В. Киев: Наук. думка, 1987. 152 с.
13. Старостенко В.И., Макаренко И.Б., Русаков О.М. Геофизические неоднородности литосферы мегавпадины Черного моря. *Геофиз. журн.* 2010. **32**, № 5. С. 3—20.
14. Чепіжко О.В., Кадурін В.М., Наумко І.М., Сучков І.О. Фіксація аномалій флюїдогенного потоку в розподілі абіотичних параметрів. *Матеріали VI Міжнар. геол. форуму "Актуальні проблеми та перспективи розвитку геології: наука й виробництво"* (м. Одеса 17—22 черв. 2019 р.). Київ: УкрДГРІ, 2019. С. 231—234.
15. Шестопапов В.М., Лукин А.Е., Згонник В.А., Макаренко А.Н., Ларин Н.В., Богуславский А.С. Очерки дегазации Земли. НАН Украины, Науч.-инж. центр радиогидроэкол. полигон. исслед., Ин-т геол. наук. Киев, 2018. 632 с.
16. Шнюков Е.Ф., Пасынков А.А., Клещенко С.А., Коболев В.П., Любицкий А.А., Захаров З.Г. Газовые факелы на дне Черного моря. Киев, 1999. 133 с.

Надійшла 17.06.2020

REFERENCES

1. Gozhyk, P.F., Chebanenko, I.I., Yevdoshchuk, M.I., Krupsky, B.L. and Gladun, V.V. (2007), *Oil and gas-promising objects of Ukraine. Scientific and practical basics of prospecting of hydrocarbon deposits in the Northwest shelf of the Black Sea*, NAS Ukraine, NJSC Naftogaz of Ukraine, State Service for Geology and Subsoil of Ukraine, Kyiv, Lviv, UA, 232 p. [in Ukrainian].
2. Grabovetsky, V.Ye. (2000), *Osnovy ekonomichnoho prohozuvannya. Navch. posib.*, VF TANG publ., Vinnytsia, UA, 209 p. [in Ukrainian].
3. Dovzhok, T.Ye., Galko, T.M., Vakarchuk, S.G., Orach, S.V. and Yevdoshchuk, M.I. (2013), *Mineral. Resources of Ukraine*, No. 1, Kyiv, UA, pp. 24-31 [in Ukrainian].
4. Yesypovych, S.M., Bondarenko, A.D. and Tytarenko, O.V. (2017), *Ukr. Journ. of Remote Sensing*, No. 13, Kyiv, UA, pp. 38-52 [in Russian].
5. Koboлев, V.P. (2003), *Geoph. journ.*, Vol. 25, No. 2, Kyiv, UA, pp. 15-35 [in Russian].
6. Koboлев, V.P. (2016), *Geology and Mineral. Res. of World ocean*, Vol. 12, No. 2, Kyiv, UA, pp. 16-36 [in Russian]. <https://doi.org/10.15407/gpimo2016.02.016>
7. Lukin, A.E. and Shestopalov, V.M. (2018), *Geoph. journ.*, Vol. 40, No. 4, Kyiv, UA, pp. 3-72 [in Russian]. <https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i4.2018.140610>
8. Naumko, I.M., Pavlyuk, M.I., Zinchuk, I.M., Bratus, M.D., Svoren, Yo.M., Sakhno, B.E., Shumlyansky, V.O. and Leshchukh, R.Yo. (2004), *Geologiya i geohimiya goryuchyh kopalyn*, No. 2, Lviv, UA, pp. 45-59 [in Ukrainian].
9. Petrovskiy, O.P., Fedchenko, O.P. and Gablyovskiy, B.B. (2010), *Sci. Bull. Ivano-Frankivsk NTUNG*, No. 4(26), Ivano-Frankivsk, UA, pp. 12-20 [in Ukrainian].
10. Samsonov, V.I., Lutskiv, S.S. and Chepizhko, A.O. (2001), *Geologiya i geohimiya goryuchyh kopalyn*, No. 1, Lviv, UA, pp. 30-35 [in Russian].
11. Sedlerova, O.V. (2015), *Ukr. Journ. of Remote Sensing*, No. 7, Kyiv, UA, pp. 47-57 [in Ukrainian].
12. Borodulin, M.A., Buryanov, V.B., Kutas, R.I., Pustilnikov, M.R., Rogoza, O.I., Rusakov, O.M., Sollogub, V.B., Soloviev, V.D., Sologub, N.V., Starostenko, V.I., Chekunov, A.V., Shimansky, A.A. and Shcherbakov, V.V. (1987), *Geology of the shelf of the UkrSSR. Tectonics*, in Sollogub, V.B. (ed.), Nauk. dumka, Kyiv, UA, 152 p. [in Russian].

13. Starostenko, V.I., Makarenko, I.B. and Rusakov, O.M. (2010), *Geoph. journ.*, Vol. 32, No. 5, Kyiv, UA, pp. 3-20 [in Ukrainian].
14. Chepizhko, O.V., Kadurin, V.M., Naumko, I.M. and Suchkov, I.O. (2019), *Materials VI Int. geol. forum Actual problems and prospects of geology: science and production*, June 17-22, 2019, Odesa, UkrDGRI publ., Kyiv, UA, pp. 231-233 [in Ukrainian].
15. Shestopalov, V.M., Lukin, A.E., Zgonnik, V.A., Makarenko, A.N., Larin, N.V. and Boguslavskiy, A.S. 2018, *Ocherki degazatsii Zemli*, NAN Ukrainy, In-t geol. nauk, Kyiv, UA, 632 p. [in Russian].
16. Shnyukov, E.F., Pasyukov, A.A., Kleshchenko, S.A., Kobolev, V.P., Lyubitskiy, A.A. and Zakharov, Z.G. (1999), *Gazovye fakely na dne Chernogo morya*, Kyiv, UA, 133 p. [in Russian].

Received 17.06.2020

O.V. Chepizhko, DrSc (Geology), Prof.

Odesa I.I. Mechnikov National University

2, Dvoryanska Str., Odesa, Ukraine, 65082

E-mail: chepizhko.olexa@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0002-9669-6676>

V.V. Yanko, DrSc (Geology, Mineralogy), Prof., Head of Department

Odesa I.I. Mechnikov National University

2, Dvoryanska Str., Odesa, Ukraine, 65082

E-mail: yanko@onu.edu.ua; <http://orcid.org/0000-0003-4933-5066>

V.M. Kadurin, PhD (Geology, Mineralogy), Prof.

Odesa I.I. Mechnikov National University

2, Dvoryanska Str., Odesa, Ukraine, 65082

E-mail: vl.kadurin@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0001-7434-4445>

I.M. Naumko, DrSc (Geology), Prof., Head of Department

Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of the NAS of Ukraine

3-a, Naukova Str., Lviv, Ukraine, 79060

E-mail: naumko@ukr.net, igggk@mail.lviv.ua

<https://orcid.org/0000-0003-3735-047X>

S.M. Shatalin, Senior Teacher

Odesa I.I. Mechnikov National University

2, Dvoryanska Str., Odesa, Ukraine, 65082

E-mail: shatalin@onu.edu.ua; <https://orcid.org/0000-0002-1596-0800>

SIGNIFICANCE OF MINERALOGICAL AND LITHOLOGIC-PETROGRAPHICAL RANK IN THE RANKING OF GEOLOGICAL INFORMATION

For the first time the importance of mineralogical and lithological-petrographical ranks in the line of geological information ranks is substantiated for implementation of long-term forecasts, standard and non-standard approaches to research of physical and geochemical parameters as a basis of creation of complex system of forecast criteria and prospecting indicators of hydrocarbons within the sedimentary cover of Black sea based on the theory of global fluid-flows derivation. These criteria have different sensitivity to the object (hydrocarbon deposits) and are therefore ranked. The ranking determined the following parameters: 1) seismic data within the object, obtained by the method of deep seismic sounding, RWM SDP; 2) parameters of tectono-geodynamic structures; 3) the main characteristics of sedimentary cover and bedrock; 4) geochemical characteristics; 5) parameters of mineral complexes complexes and fluid inclusions in mineral neoplasms; 6) the value of the distribution of meiobenthos. Based on modern views of oil and gas geology, structural-tectonic and lithological-facies criteria are among the main ones. The study of the mineralogical component of sediments is made with using mineralogical, thermobarogeochemical and X-ray spectral methods. Fixation of anomalies of fluid flow at the bottom of the Black Sea as to the distribution of abiotic parameters in order to assess the prospects of oil and gas is determined by structural and tectonic features and high permeability of fluid flow; parameters of mineral complexes complexes (minerals, facies) and genetic connections; heterogeneity of geochemical characteristics of bottom sediments; the presence of hydrocarbon inclusions in authigenic minerals of bottom sediments.

Keywords: minerals, facies, ranking, fluid flow, Black Sea shelf.