

ЗАГАЛЬНА, МОРСЬКА ГЕОЛОГІЯ ТА ПАЛЕОНТОЛОГІЯ

УДК 551.4

DOI: 10.18524/2303–9914.2022.1(40).257538

О. С. Дікол, аспірантка

Одеський національний університет імені І. І. Мечникова

кафедра загальної, морської геології та палеонтології

Шампанський пров. 2, Одеса, 65058, Україна

Lenka.Dikol@gmail.com

ОСОБЛИВОСТІ РОЗПОДІЛУ ВУГЛЕВОДНЕВИХ ГАЗІВ У ДОННИХ ВІДКЛАДАХ КАРКІНІТСЬКОЇ ЗАТОКИ

В останні роки потенціал шельфу Чорного моря став предметом активного обговорення, при цьому обговорюються не тільки традиційні способи формування покладів, але і нетрадиційні, до яких відноситься вертикальні глибинні флюїдні потоки. Автором на основі розподілу вуглеводневих газів виділено в центральній частині Каркінітської затоки проекція труб дегазації в донних відкладах. Для вирішення поставлених завдань у статті використано метод аналізу та інтерпретації даних газової хроматографії на ділянці, розташованій на шельфі Чорного моря, в гирлі Каркінітської затоки, у зоні перспективних площ «Шмідта» та «Каркінітська». В результаті були виділені проекції труб дегазації в донних відкладах, що дозволяють визначити шляхи руху висхідних флюїдних потоків.

Ключові слова: геохімія, алкани, алкени, труби дегазації, флюїдогенез, площа Каркінітська, Чорне море.

ВСТУП

За останні п'ятдесят років зацікавленість до шельфу Чорного моря зросла, як до частини земної кори, яка включає в себе запаси нафти і газу. Це зумовлено в першу чергу теоретичними передумовами і великим об'ємом попередніх досліджень. За результатами геолого-розвідувальних робіт на шельфі виділено сотні, перспективних на вуглеводні, площ та структур, частину з яких вивчено більш детально, відкрито 9 родовищ нафти, газоконденсату та газу (на балансі мінеральних ресурсів України на шельфі Чорного моря). Нині три з них перебувають в експлуатації. Область геохімічного дослідження знаходиться на шельфі Чорного моря між північно-західним узбережжям Кримського півострова і берегом материка (рис. 1).

Об'єктом дослідження є перспективна площа в гирлі Каркінітської затоки. Предметом дослідження – розподіл та взаємозв'язок вуглеводневих газів.

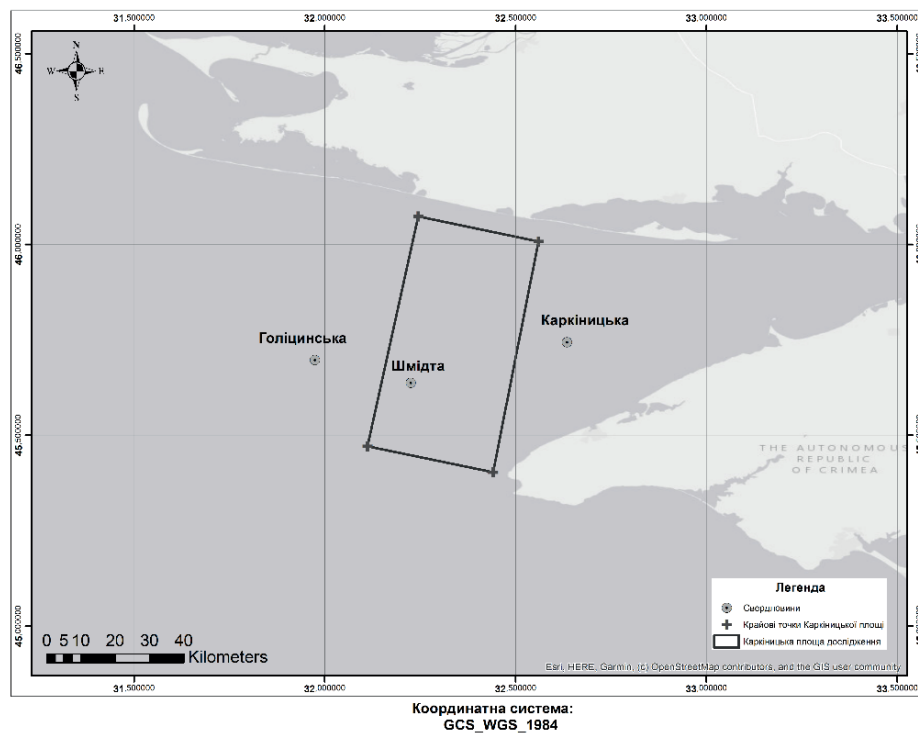


Рис. 1. Область геохімічного дослідження, частина Каркінітської затоки (1:1000000)

Мета дослідження спрямована на виявлення аномалій в розподілі вуглеводневих газів та газогеохімічних характеристик у донних відкладах гирла Каркінітської затоки та взаємозв'язок цих аномалій з виявленням покладів вуглеводневих в осадовому чохла північно-західної частини Чорного моря і їх зв'язок з трубами дегазацій. Для реалізації цієї мети були поставлені такі завдання:

- зібрати та проаналізувати геолого-геофізичну інформацію за вказаною площею;
- зібрати та проінтерпретувати результати газогеохімічної зйомки в гирлі Каркінітської затоки, виконаної лабораторією морської геології Одеського національного університету;
- побудувати карти розповсюдження газів за профілями, пройденими на вибраній ділянці та дати трактування функціонування «труб дегазацій», які можуть розглядатися як області вертикальних потоків глибинних вуглеводневих флюїдів;
- провести порівняльний аналіз отриманих результатів із структурою покладу «Шмідта», підтвердженим даними параметричного буріння. Показати прийоми прогнозу та пошуків вуглеводневих покладів із застосуванням особливостей флюїдогенезу на шельфі Чорного моря.

Досягнення наук про Землю, особливо у другій половині XX століття, розширили наші уявлення про процеси концентрації та розсіювання вуглеводневої речовин у земній корі (Kadurin et al, 2021).

Флюїди, що насичують розущільнені зони, при нагріванні значно підвищують внутрішній тиск і з цього збільшують свій обсяг, тобто прагнуть розширитися. Ця обставина призводить до створення своєрідної гідравлічної подушки (мантіїного діапіру), що піднімає вище лежачі шари, а також їх прориває (Лукин, 1999; Лукин, 2014).

Робоча гіпотеза полягає у тому, що глибинні флюїдні потоки, які пронизують осадову товщу, залишають «сліди» – пошукові ознаки в донних відкладах і придонній воді. Такі «сліди» можуть бути газогеохімічними, мінералогічними та палеонтологічними (Янко та ін., 2021). Газогеохімічні представлені аномальними зонами розподілу вуглеводневих газів (алканів і алкенів зі своїми гомологами) у верхніх шарах донних відкладів віднесеними нами до проекцій труб дегазації в донних відкладах.

На території дослідження за керновими матеріалами науково-дослідницьких робіт попередніх років проведена, лабораторією морської геології Одеського національного університету, газогеохімічна зйомка по 4 субмеридіальним профілям та відібрано 64 проби.

МАТЕРІАЛИ ТА МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕННЯ

Для вирішення поставлених завдань у статті використаний метод аналізу та інтерпретації даних газової хроматографії на основі флюїдогенезу. Газова хроматографія є методом визначення індивідуальних сполук. Для дослідження було вибрано ділянку, яка розташована на шельфі Чорного моря, в гирлі Каркінітської затоки, в зоні перспективних площ «Шмідта» і «Каркінітська».

Відповідно до загальноприйнятого геотектонічного районування (Геологія шельфа УССР, 1987) основна (північно-західна частина) Чорноморського шельфу розташована в межах молоді епігерцинської платформи, що відокремлює край СЄП від альпійських складчастих структур Старої Планини, Гірського Криму і Кавказу і представленої Скіфською і Мизійською плитами, розділених горстом Добруджі, а сама північна її частина входить до складу південної окраїни дорифейської СЄП. За різними авторами зона зчленування СЄП і Скіфської плити у залежності від пріоритетної парадигми і від рівня новизни фактичного матеріалу досліджень у широкій смузі північно-західного шельфу Чорного моря від Дністра до широти озера Алібей, широти Дунаю і південніше Дунаю. Східне ж продовження зони розміщується в області Каркінітської затоки і Присивашся (Моргунов та ін., 1981).

До локальних структур платформного чохла відносять антиклінальні підняття, згруповані в субширотні зони і орієнтовані уздовж зон розривних порушень: це підняття Голіцина, Шмідта, Каркінітське, Архангельського, Західно-Оленівське і Гамбурцева, Штормове, Штильове, Прибійне.

В геологічному відношенні територія що вивчається належить Каркінітсько-Північно-Кримському прогину. Північний його борт, накладений на край Східно-Європейської платформи, являє собою полого падаючу на південь монокліналь. Південною границею прогину є схил Килійсько-Зміїного і Центрально-Кримського підняття. Прогин приурочений до зони зчленування древньої і молоді платформ і є глибокою асиметричною депресією субширотного простягання, виповнену потужною (до 10–11 км) товщею нижньокрейдових-міоцен-пліоценових відкладів. Структура розглядається також у якості тилової (рифтової) зони в складі Північно-Кримського прогину, що включає розділені Каркінітський і Сиваський грабени (Пастухов та ін., 1993). У центральній і південній частинах прогину виділяються зони локальних підняття: Гамбурцевсько-Мелова, Голіцинсько-Міжводненська і Бакальсько-Тетянівська, формування яких зв'язане з регіональними зонами зсувних дислокацій (Муратов та ін., 1968).

Існуючі принципи прогнозу та пошуків родовищ нафти та газу засновані на органічному походженні не охоплюють всієї повноти можливих шляхів формування родовищ вуглеводнів. Тому потрібно застосування абіогенної теорії, а саме найбільш перспективної, з точки зору автора, на основі глобального флюїдогенезу, під яким ми розуміємо фізико-хімічну природу, просторово-часову послідовність прояву і мінливість параметричних характеристик флюїдів, тобто всю сукупність фізико-хімічних та геологічних явищ і процесів, що зумовлюють закономірні (дискретні, періодичні, еволюційні) зміни агрегатного стану, РТ-параметрів і складу флюїдного середовища кристалізації мінералів та їхніх визначених (певних, конкретних) парагенних асоціацій у літосфері Землі у рамках єдиної літофлюїдотермодинамічної системи (Наумко, 2006).

Пробовідбір був здійснений у 1986 році співробітниками ПНДЛ (Проблемна науково-дослідна лабораторія) кафедри загальної і морської геології.

Методика випробування на ділянці включала відбір, опис та первину обробку проб придонної води і донних відкладів. Проби донних відкладів відбиралися за допомогою дночерпача «Океан-25», прямої ударної трубки діаметром 107 мм або вібро-поршневої трубки діаметром 76 мм. На борту судна проводилася первинна обробка проб донних відкладів та гідрохімічні вимірювання. Аналітичні роботи в стаціонарній лабораторії проводилися після закінчення рейсу (Янко та ін., 2017).

В основу газогеохімічних досліджень була покладена методика (розроблена у Всесоюзному науково-дослідному інституті ядерної геофізики і геохімії) газометрії та модифікована стосовно до умов, що застосовується в лабораторії ГНДЛ-3 з 1970-х років.

Вилучений газ зберігався до аналізу в скляних пробірках під насиченим сольовим розчином, що забезпечував мінімальні втрати від розчинення газу в затворній рідині.

Поділ вуглеводневих газів проводився на хроматографічній колонці наповненої окисом алюмінію. Детектор полум'яно-іонізаційний. Калібрування проводилася перед початком робіт кожного циклу калібрувальними газовими сумішами стандартного складу. Газ-носієм слугував азот (Янко та ін., 2017).

Чутливість по вуглеводневим газам визначено у $1 \cdot 10^{-4}$ мл/л. За результатами проведених досліджень були визначені вуглеводневі гази: метан, етан, пропан, бутан, пентан, етилен, пропілен та рідкі вуглеводневі. За всіма даними побудовані карти розподілу газів в межах площі дослідження.

РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕННЯ ТА ЇХ АНАЛІЗ

Одним з важливих і ефективних методів досліджень закономірностей процесів нафтогазоутворення і нафтогазонакопичення являється геохімічний.

За даним гідрогазоємкості однією із перспективних на нафту і газ є Каркінітська затока.

За результатами дослідження було визначено коефіцієнти парної кореляції, для виміру сили лінійних зв'язків метану, етилену та їх гомологів (див. табл. 1).

Таблиця 1

Матриця парної кореляції вмісту вуглеводневих газів

	Метан	Етан	Пропан	Бутан	Пентан	Етилен	Пропілен
Метан	1,00000	0,31486	0,00275	-0,13757	0,04366	-0,02811	-0,14411
Етан	0,31486	1,00000	0,90142	<i>0,70054</i>	0,68509	0,66201	0,61977
Пропан	0,00275	0,90142	1,00000	<i>0,75771</i>	0,66811	<i>0,70191</i>	0,67310
Бутан	-0,13757	<i>0,70054</i>	0,75771	1,00000	0,66196	0,58048	0,68083
Пентан	0,04366	0,68509	0,66811	0,66196	1,00000	0,50222	0,39927
Етилен	-0,02811	0,66201	<i>0,70191</i>	0,58048	0,50222	1,00000	<i>0,73001</i>
Пропілен	-0,14411	0,61977	0,67310	0,68083	0,39927	<i>0,73001</i>	1,00000

З таблиці видно що у метану зв'язок з іншими газами практично відсутній, можливо із за істотно більшого його вмісту в порівнянні з іншими, так як у метану вміст в аномальних точках зростає в середньому до $1090,23 \cdot 10^{-4}$ мл/л. Інші гази мають середній вміст на три порядки менше. Серед гомологів алканів відзначається високий зв'язок (≤ 0.9) парної кореляції між легкими (етан, бутан). З більш важкими гомологами зв'язок стає помірний (≤ 0.7), що на думку автора свідчить про ефект ректифікації газів при русі цих газів з поверхні дна. Цей ефект також підтверджується при побудові карт вмісту газів у донних відкладах (рис. 2, рис. 3).

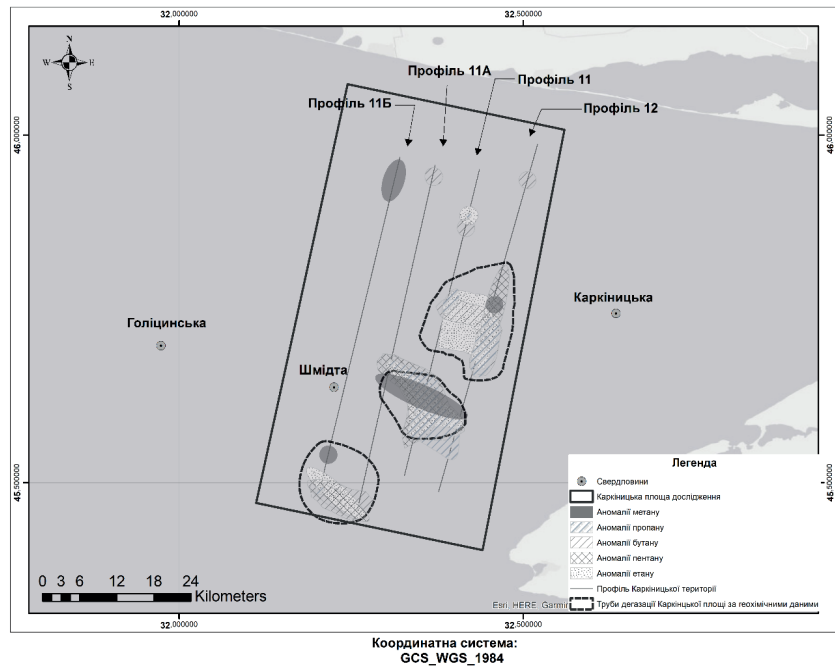


Рис. 2. Карта розміщення аномалій алканів на території дослідження (1:500000)

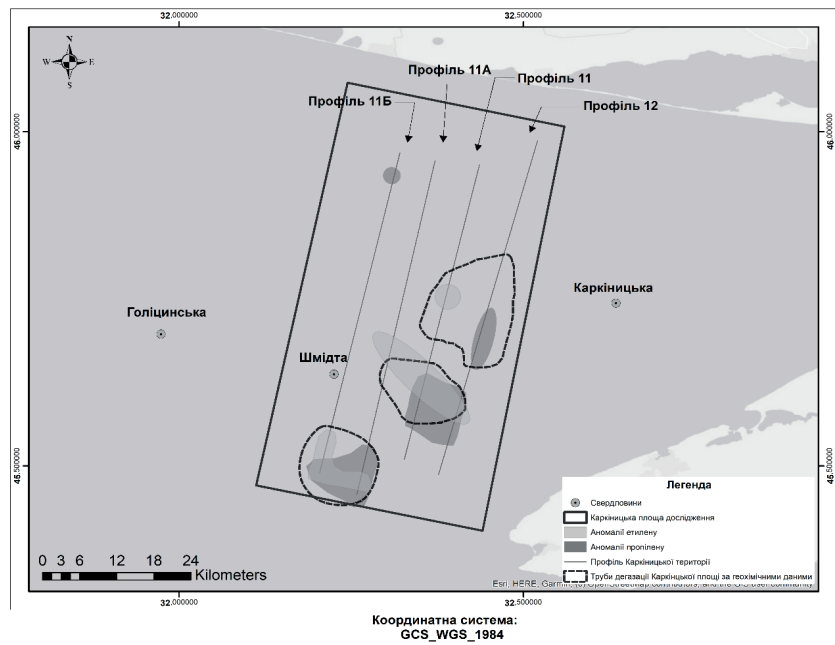


Рис. 3. Карта розміщення аномалій алкенів на території дослідження (1:500000)

З рисунку видно що в донних відкладах збільшений вміст вуглеводневих газів, та розподілені нерівномірно. Поля розташування газів накладаються один на один, утворюючи три автономні зони, розташовані в північно-західному напрямлені. Ці зони і є виходом «труби дегазації» на поверхню дна (Кадурін та ін., 2021).

Для оцінки глибинної будови ділянки був застосований метод інтерполяції геолого-літологічних колонок (Коморний, Сітковська, 2007) зі свердловин Голіцинська-4, Шмідта-25 та Каркініцька-1, на яких автором був побудований схематичний геологічний розріз (рис. 4).

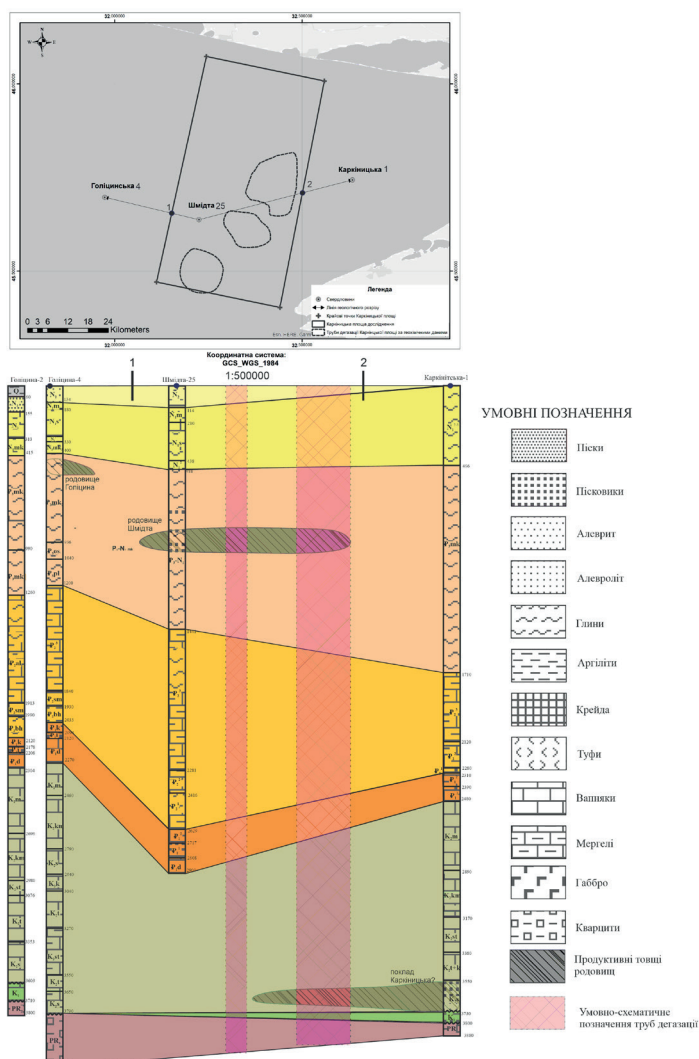


Рис. 4. Схематично-геологічний розріз (побудований на колонках свердловин Голіцинська-4, Шмідта-25 та Каркініцька-1)

На рисунку окремо показані продуктивні товщі родовищ Голіцина і Шмідта, а також прояв газів у свердловині Каркінітська-1. Нанесено також можливе розміщення труб дегазації, як області руху флюїдних потоків. Границя труб дегазації показана схематично і для більш детального їх розміщення необхідні сейсмічні розрізи виконані через ділянку дослідження. Але навіть схематичне положення труб дегазації показує зв'язок продуктивних покладів до висхідного флюїдного потоку. Це дозволяє автору пропонувати контури виходу труб дегазації на поверхню дна як пряму пошукову ознаку.

ВИСНОВКИ

Отже, на основі виконаних робіт можна сформулювати наступні висновки:

1. Для виявлення флюїдних потоків зібрано та проінтерпретована загальна геолого-структурна та геофізична характеристика площі. Причому ця характеристика має повний і водночас акцентований на наявність вертикальних тектонічних та літологічних каналів проходження можливого флюїдного потоку.
2. На основі зібраного та проінтерпретованого результату газогеохімічної зйомки на площі Каркінітська був визначений вміст вуглеводневих газів та виявлений рівень парної кореляції між ними.
3. Аналіз отриманих даних показав, що серед вуглеводневих газів, крім метану (якого в кількісному відношенні найбільше) присутні гомологи до пентану включно, і алкени до пропілену. Були побудовані для всіх газів карти, які переконливо показали аномальний вміст вуглеводневих газів у межах території дослідження. Крім того серед алканів спостерігається тенденція до ефекту ректифікації газів, проявленої в зонному циркум розташованої аномалій виділених в контури труби дегазації.
4. Співвідношення схематичних труб дегазації до продуктивних покладів свідчить про можливість формування покладів в периферичних частинах труб дегазації. Це показує, що виявлення труб дегазації геохімічними методами являється надійною пошуковою ознакою продуктивного покладу.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

- Геология шельфа СССР. Тектоника. Киев: Наук. Думка. 1987. 152 с.
- Кадурін В., Наумко І., Янко В., Какаранза С., Дікол О. «Труби дегазації» і перспективи нафтогазоносності північно-західного шельфу Чорного моря (за геолого-геофізичними і геохімічними даними)». Геофізика і геодинаміка: прогнозування та моніторинг геологічного середовища. Львів: Растр-7, 2021. С. 85–88.
- Коморний А. Ф., Сітковська Н. М. Комплексна інтерпретація геолого-геофізичних матеріалів зони крайового уступу північно-західного шельфу Чорного моря: звіт про тематичні роботи. Київ, 2007. 121 с.
- Лукин А. Е. О происхождении нефти и газа (геосинергетическая концепция природных углеводородно-генерирующих систем). *Геол. журн.* 1999. № 1. С. 30–42.
- Лукин А. Е. Углеводородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения в Украине. *Вісник Національної академії наук України*. 2014. № 5. С. 31–36.
- Моргунов Ю. Г., Калинин А. В., Куприн П. Н. и др. Тектоника и история развития северо-западного шельфа Черного моря. М.: Недра, 1981. 88 с.

Муратов М.В., Бондаренко В.Г., Плахотный Л.Г. и др. Строение складчатого основания Равнинного Крыма. Геотектоника, 1968. № 4. С. 54–69.

Наумко І.М. Мінералофлюїдологія і прогнозування вуглеводненасиченості надр. Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування. – Київ: ДКЗ України, 2019. Т. 1. С. 416–421.

Наумко І.М. Флюїдний режим мінералогенезу породно-рудних комплексів України (за включеннями у мінералах типових парагенезисів). Львів, 2006. 53 с.

Пастухов В.Г., Астахов К.П., Багинян М.К., и др. Геодинамическая карта Украины. Объяснительная записка. Киев, 1993. 213 с.

Янко В.В., Кадурін В.М., Чепіжко О.В. та ін. Розробка прогнозних критеріїв пошуків покладів ВВ в Чорному морі на засадах теорії флюїдогенезу: звіт про науково-дослідну роботу. Янко В.В., Кадурін В.М., Чепіжко О.В. та ін. Одеса, 2021. 178 с.

Янко В.В., Кравчук А.О., Кулакова І.І. Мейобентос метанових виходів Чорного моря. Монографія. Одеса: Фенікс, 2017. 240 с.

Янко В.В., Сучков І.О., Чепіжко О.В. та ін. Вивчити процеси формування та просторового розподілу метану у чорному морі та теоретично обґрунтувати його вплив на еко- та геосистеми басейну: звіт про науково-дослідну роботу. Одеса, 2017. 186 с.

Kadurin, S., Yanko-Hombach, V., Kadurin, V., Naumko, I., Kakaranza, S., Dikol, O., Zinchuk, I. 2021. Deep nature of hydrocarbon fluid within the black seashelf based on inclusions in authigenic minerals. *Geological Society of America*. Vol 53, No.6. doi: 10.1130/abs/2021AM-366241

REFERENCES

Geologiya shelfa USSR. Tektonika. (1987). (Geology of the shelf of the Ukrainian SSR. Tectonics). Kyiv: *Naukova dumka*. 152 p [in Russian].

Kadurin, V., Naumko, I., Yanko, V., Kakaranza, S., Dikol, O. (2021) «Truby deghazatsii» i perspektivy naftohazonosnosti pivnichno-zakhidnoho shelfu Chornoho moria (za heoloho-heofizychnymy i heokhimichnymy danyymi). (Degassing pipes and prospects for oil and gas potential of the north-western shelf of the Black Sea (according to geological, geophysical and geochemical data)). Geophysics and geodynamics: forecasting and monitoring of the geological environment. Lviv: Raster-7, 2021. 85–88 [in Ukrainian].

Komornyi, A.F., Sitkovska, N.M. (2007) Kompleksna interpretatsiia heoloho-heofizychnykh materialiv zony kraiovoho ustupu pivnichno-zakhidnoho shelfu Chornoho moria: zvit pro tematychni roboty. (Comprehensive interpretation of geological and geophysical materials of the area of the marginal ledge of the north-western shelf of the Black Sea: a report on thematic works). Kyiv, 2007. p [in Ukrainian].

Lukin, A. Ye. (1999). O proiskhozhdenii nefi i gaza (geosinergeticheskaya kontseptsiya prirodnykh uglevodorodno-generiruyushchikh sistem). (On the origin of oil and gas (geosynthetic concept of natural hydrocarbon-generating systems). *Geol. magazine*. № 1. 30–42. [in Russian].

Lukin, A. Ye. (2014) Uglevodorodnyy potentsial bolshikh glubin i perspektivy ego osvoeniya v Ukraine. (Hydrocarbon potential of great depths and prospects for its development in Ukraine). *Visnyk Natsionalnoi akademii nauk Ukrainy*. № 5. 31–36. [in Russian].

Morgunov, Yu.G., Kalinin, A.V., Kuprin, P.N. et al. (1981). Tektonika i istoriya razvitiya severo-zapadnogo shelfa Chernogo morya. (Tectonics and history of development of the northwestern shelf of the Black Sea). M.: *Nedra*. 88. [in Russian].

Muraton, M.V., Bondarenko, V.G., Plakhotnyy, L.G. et al. (1968). Stroenie skladchatogo osnovaniya Ravninnogo Kryma. Geotektonika. (The structure of the folded base of the Plain Crimea. Geotectonics). № 4. 54–69. [in Russian].

Naumko, I.M. (2006). Fliuidnyi rezhym mineralohenezu porodno-rudnykh kompleksiv Ukrainy (za vkluchenniamy u mineralakh typovykh parahenezysiv). (Fluid regime of mineralogenesis of rock-ore complexes of Ukraine (according to inclusions in minerals of typical paragenesis). Lviv. 53. [in Ukrainian].

Pastukhov, V.G., Astakhov, K.P., Baginyan, M.K., et al. (1993). Geodinamicheskaya karta Ukrainy. (Geodynamic map of Ukraine). Explanatory note. Kyiv, 213 p [in Russian].

Yanko, V.V., Kadurin, V.M., Chepizhko, O.V. et al. (2021). Rozrobka proghnoznykh kryteriiv poshukiv pokladiv vuhlevodnykh v Chornomu mori na zasadakh teorii fliuidohenezu. (Development of forecast criteria for the search for hydrocarbon deposits in the Black Sea on the basis of the theory of fluidogenesis). Research report. Odesa. 178 p [in Ukrainian].

Yanko, V.V., Kravchuk, A.O., Kulakova, I.I. (2017). Meyobentos metanovikh vikhodov Chernogo morya. (Meyobenthos of methane outlets of the Black Sea). Monograph. Odessa: *Feniks*. 240 p. [in Russian].

Yanko, V.V., Suchkov, I.O., Chepizhko, O.V. et al. (2017). Vyvchyty protsesy formuvannia ta prostorovoho rozpodilu metanu u chornomu mori ta teoretychno obgruntuvaty yoho vplyv na eko- ta heosystemy baseinu. (To study the processes of formation and spatial distribution of methane in the Black Sea and theoretically substantiate its impact on the eco- and geosystems of the basin). Research report. Odesa. 186 p. [in Ukrainian].

Kadurin, S., Yanko-Hombach, V., Kadurin, V., Naumko, I., Kakaranza, S., Dikol, O., Zinchuk, I. (2021). Deep nature of hydrocarbon fluid within the black seashelf based on inclusions in authigenic minerals. *Geological Society of America*. Vol 53, No.6. doi: 10.1130/abs/2021AM-366241 [in English].

Надійшла 15.05.2022

Е. С. Дикол, аспирантка

Одесский национальный университет им. И. И. Мечникова

кафедра общей, морской геологии и палеонтологии

пер. Шампанский, 2, Одесса, 65058, Украина

Lenka.Dikol@gmail.com

ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ В ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ КАРКИНИТСКОГО ЗАЛИВА

Резюме

Заинтересованность за последние пятьдесят лет к шельфу Черного моря возросла как к части земной коры, которая включает в себя запасы нефти и газа. Это связано с накоплением значительного объема разнообразной геологической и геофизической информации о строении осадочного чехла впадины, что свидетельствует о процессах генерации, миграции и наличии зон скопления углеводородов в пределах Черного моря. Исследование посвящено геохимическим поисковым признакам, а именно последствиям воздействия флюидогенных потоков, зафиксированных в донных отложениях Каркинитского залива. Для решения поставленных задач в статье использован метод анализа и интерпретации данных газовой хроматографии на участке, расположенном на шельфе Черного моря, в устье Каркинитского залива, в зоне перспективных площадей Шмидта и Каркинитская. Данное исследование позволит показать, как с помощью геохимических данных выявить возможные залежи углеводородов на шельфе Черного моря. Рассмотрение образования углеводородов было ориентировано на флюидогенез. Анализ полученных данных показал, что среди углеводородных газов, кроме метана (которого в количественном отношении больше всего) присутствуют гомологи к пентану включительно, и алкены к пропилену. Построенные для всех газов карты, убедительно показали аномальное содержание углеводородных газов в пределах территории исследования. Кроме того, среди алканов наблюдается тенденция к эффекту ректификации газов, проявленной в зональном циркуме расположенных аномалий, которые были выделены в схематические контуры трубы дегазации. Соотношение схематических труб дегазации к продуктивным залежам свидетельствует о возможности формирования залежей в периферических частях труб дегазации. Это показывает, что обнаружение дегазационных труб геохимическими методами является надежным поисковым признаком продуктивной залежи.

Ключевые слова: геохимия, алканы, алкены, трубы дегазации, флюидогенез, Каркинитский залив, Черное море.

E. S. Dikol

Odesa I.I. Mechnikov National University
Department of General, Marine Geology and Paleontology
Shampansliy Lane, 2, Odes, 65058, Ukraine
Lenka.Dikol@gmail.com

FEATURES OF THE DISTRIBUTION OF HYDROCARBON GASES IN THE BOTTOM SEDIMENTS OF THE KARKINITSKAYA BAY

Abstract

Problem Description and Purpose of the Study. Interest over the past fifty years in the Black Sea shelf has increased as a part of the earth's crust, which includes oil and gas reserves. This is due to the accumulation of various geological and geophysical information about the structure of the basin's sedimentary cover, which indicates the processes of generation, migration, and the presence of hydrocarbon accumulation zones within the Black Sea.

The study is aimed at geochemical prospecting signs, namely the consequences of the impact of fluidogenic flows recorded in the bottom sediments of the Karkinitzky Bay.

Data & Methods. To solve the tasks set, the study uses the method of analyzing and interpreting gas chromatography data at a site located on the Black Sea shelf, at the mouth of the Karkinitzky Bay, in the promising Schmidt and Karkinitzskaya areas.

This study will show how to identify possible hydrocarbon deposits on the Black Sea shelf, using geochemical data. Consideration of the formation of hydrocarbons was focused on fluidogenesis.

Results. Analysis of the obtained data showed that among the hydrocarbon gases, in addition to methane (which is the most quantitatively), there are homologues to pentane, inclusive, and alkenes to propylene. The maps constructed for all gases convincingly showed the abnormal content of hydrocarbon gases within the study area. In addition, among alkanes, there is a tendency to the effect of gas rectification, manifested in the zonal circumference of located anomalies, which were identified in the schematic contours of the degassing pipe.

The ratio of schematic degassing pipes to productive deposits indicates the possibility of formation of deposits in the peripheral parts of degassing pipes. This shows that the detection of degassing pipes by geochemical methods is a reliable prospecting indicator of a productive deposit.

Key words: geochemistry, alkanes, alkenes, degassing pipes, fluidogenesis, Karkinitzky Bay, Black Sea.