

І. Д. Багрій

ПРОГНОЗУВАННЯ ВУГЛЕВОДНЕВИХ ПОКЛАДІВ НА КОНТИНЕНТАЛЬНОМУ СХИЛІ ЗАХІДНО-ЧОРНОМОРСЬКОЇ ЗАПАДИНИ (ЗА АТМОГЕОХІМІЧНИМИ ТА ТЕМПЕРАТУРНИМИ ДАНИМИ)

(Рекомендовано акад. НАН України П. Ф. Гожиком)

Обобщены результаты разработки и применения комплекса структурно-термоатмогеохимических методов для уточнения структурной модели объектов исследования, прогнозирования и оконтуривания участков, перспективных на поиски залежей нефти и газа. Приведены результаты комплексных исследований континентального склона Западно-Черноморской глубоководной впадины. По результатам выполненного комплекса определены дополнительные критерии прогнозного районирования перспективных площадей и оценки их перспектив на залежи углеводородов.

The results of development and application of complex of integral thermo-atmogeochimical and structural surveying are generalized for clarification of structural model of objects of research, prognostication of areas, perspective on the searches of beds of oil and gas. The results of complex researches are resulted on perspective structures north-western, north-eastern shelves of the Black sea and continental slope of Western Black Sea Continental Slope. On results of the executed complex the additional criteria of the prognosis districting of perspective areas and estimation of their prospects on the bed of hydrocarbons are certain.

Вивчення розподілу концентрацій розчинених вуглеводневих газів (ВВГ) у морських водах і співвідношення з ними інших атмогеохімічних аномалій є одним з актуальних завдань нафтогазової геології [1, 13, 14 та ін.]. За результатами багаторічних робіт у Каспійському, Охотському та Балтійському морях встановлено, що найбільш інформативним об'єктом морських пошуково-геохімічних досліджень є придонний шар води в інтервалі 1—4 м. У приповерхневій частині донних відкладів аномалії ВВГ фіксуються менш чітко [1 та ін.]. Вже на перших етапах досліджень морських акваторій аномалії ВВГ у придонному шарі води і донних відкладах оцінювалися як можливі індикатори осередків нафтогазоутворення у надрах Світового океану [6].

Значний обсяг робіт з вивчення розподілу ВВГ виконано в акваторії Чорного моря [1, 10, 13, 14 та ін.]. Це дозволило виявити найбільш загальні закономірності розподілу газових концентрацій і визначити головні критерії регіонального прогнозування нафтогазоносності різних частин морської акваторії щодо планування пошуково-розвідувальних робіт. Цими роботами встановлено, що уся маса анаеробної води глибоководної западини моря є гігантською

аномалією за вмістом ВВГ. Чорноморські води нижче глибин 120—150 м містять метан, концентрація якого на два-три порядки вище фонових, і плавно зростають з поглибленням моря. В донних осадах Чорного моря аномальні концентрації метану виявлені на континентальному схилі і зумовлені наявністю газогідратів. Незважаючи на специфіку Чорного моря як басейну меромектичного типу, розподіл ВВГ в його донних осадах в цілому є аналогічним загальним закономірностям Світового океану [1 та ін.]

Наприкінці 80-х років ХХ ст. надводними і підводними морськими дослідженнями зафіксовано масові струменеві метанові газовиділення та відкрито глибоководні грязьові вулкани. Важливу додаткову інформацію отримано В.І. Самсоновим зі співавторами при інтерпретації регіональних сейсмічних профілів, виконаних фірмою Western Geophysical у 90-х роках у межах української економічної зони Чорного моря [11, 12]. За її результатами були виділені характерні аномалії хвильового поля (газові струмені), що здіймаються вгору по розрізу від покрівлі мезозойських відкладів до морського дна. Як правило, вони беруть свій початок від локальних підняттях у поверхні мезозойських відкладів або зон виклинювання палеоген-неогенових товщ. Висока метанова загазованість Чорного моря дозволяє вважати його

© І. Д. Багрій, 2010

го одним з найперспективніших регіонів Світового океану з прямими пошуковими ознаками на вуглеводні (ВВ) [12].

Незважаючи на визнання високої перспективності Чорноморського басейну в цілому, локальне прогнозування об'єктів нафтогазопошукових робіт залишається складною проблемою. На сьогодні пошуково-розвідувальні роботи на нафту і газ у Чорному морі, включаючи газово-геохімічні дослідження, виконані переважно на шельфових площах. Актуальною проблемою є оцінка нафтогазоносності структурних об'єктів більш глибоких зон Чорного моря, зокрема зони континентального (крайового) схилу на переході від північно-західного шельфу до батіальної частини, яка багатьма дослідниками оцінюється як високоперспективна. Проте планомірне освоєння глибоководних зон ускладнюється дискусійністю регіональної моделі їх геологічної будови через неоднозначність інтерпретації наявних сейсмічних матеріалів та відсутність свердловин.

Головні складнощі проведення газово-геохімічних пошукових досліджень за розподілом ВВГ у глибоководних зонах обумовлені тим, що локальні аномалії тут важко виділити через загальну високу насиченість придонних вод метаном. Виявлення локальних аномалій на континентальному схилі ускладнено загальним для усього Чорноморського басейну "крайовим ефектом" масових газовиділень — їх приуроченістю до периферійних ділянок западин Чорного моря вздовж підніжжя та облямівки у вигляді численних струменів та грязьових вулканів. Оскільки границі цих структурно-геоморфологічних елементів, як правило, контролюються розломами, просторово приурочені до них газові струмені визначають, найімовірніше, не місця локалізації покладів ВВ (аномалії типу поклад), а скоріше розломні зони підвищеної проникності і масової дегазації донних відкладів. Використання донних осадків як об'єкта геолого-геохімічних досліджень також є проблематичним через присутність в них значної кількості метанонасичених газогідратів.

До цих складнощів додається і те, що, незважаючи на різноманітність форм проявів інтенсивних газових потоків у морському середовищі, усі вони мають подібний

склад. Головним компонентом у газорозчиненій суміші (до 80—99 об. %) є метан, який, як відомо, може бути пов'язаний як з нафтогазовими покладами, так і з іншими чинниками (газогідратами, біологічними процесами тощо). На їх генезис у кожному конкретному випадку існують різні погляди через загальну недостатню вивченість флюїдоутворюючих процесів та відсутність комплексного підходу до їх вивчення.

Здебільшого сучасні дослідження флюїдопроявів спрямовані на вивчення хімізму газового потоку (вулканізму). До цих параметрів флюїдопотоків російськими дослідниками додаються ще газово-біохімічні показники [1 та ін.]. Зокрема, над підводними грязьовими вулканами (Водяницького, Дворіченського та ін.) встановлено високу біологічну активність морського середовища, що є додатковим критерієм для їх картування.

Проте для вирішення нафтогазопошукових завдань ці показники є недостатніми насамперед через відсутність достовірної інформації про геоструктурні умови локалізації газових аномалій та очікуваних покладів ВВ. Як свідчить досвід виявлення відомих родовищ у морських акваторіях, успіх пошукових робіт визначається передусім уявленнями про геологічну будову пошукових об'єктів. Саме тому геоструктурний напрям пошукових робіт на сучасному етапі залишається пріоритетним.

Завданням наших досліджень було визначення можливості застосування комплексної методики структурно-термоатмогеохімічних досліджень (СТАГД) для прогнозування перспективних на поклади ВВ ділянок і структур в зоні крайового схилу західної частини Чорного моря. Об'єктом наших досліджень в цій зоні була Британська площа на ділянці виявлених сейсморозвідкою структур — Британська-1 та -2, які розташовані поза межами поля інтенсивних газовиділень. Окремим завданням було проведення аналогічних досліджень (11 станцій) з метою порівняльного аналізу термометричних та атмогеохімічних показників в зоні активного прояву газових факелів [13] на континентальному схилі Західно-Чорноморської западини (площа Схилова) (див. таблицю; рис. 1, 2).

Методику СТАГД розроблено в Інституті геологічних наук НАН України у розвиток ідей

Термоатомеохімічні характеристики об'єктів СТАГД

№ п/п	Площа робіт (глибина моря, м; кількість точок на площі досліджень)	t, °C		Rn, Бк/л		H ₂ (E-3), об. %		CO ₂ , об. %		CH ₄ (E-5), об. %					
		min	max	фон	фон	min	max	фон	фон	min	max	фон			
1	Родовища Безіменне, Одеське, структури Рифтова, Осетрова (36,2 — 48,5 м; 100 точок)	100	7,9	9,8	8,6	3,3	0,8	32,8	6,4	0,47	9,44	3,6	2,3	32,5	14,8
2	Структури Бриганська-1, -2 (860 — 1210 м; 26 точок)	26	8,7	9,2	9,09	2,31	1,16	0,4	12,5	0,42	12,5	8,41	626	179000	
3	Поле газових факелів (61 — 76 м; 11 точок)	11	7,56	8,0		0,02	3,5	0,06	0,997	2,0	3,9	127	1490		

№ п/п	C ₂ H ₆ (E-6), об. %		C ₃ H ₈ (E-6), об. %		nC ₄ H ₁₀ (E-6), об. %		iC ₄ H ₁₀ (E-6), об. %		C ₂ H ₄ (E-6), об. %		C ₃ H ₆ (E-6), об. %		
	min	max	фон	фон	min	max	фон	фон	min	max	фон	фон	
1	3,33	82,6	22,6	0,7	114,0	9,8	1,63	11,6	0,6	798,0	26,7	1,0	242,0
2	51,3	1110	648,5	0,35	44,6		н.ч.п.*		0,33	54,9		0,002	35,4
3	11	5,0	7,3	3,5	62,3		н.ч.п.		11	46,3	166,0	0,002	148

Примітка: н.ч.п. — концентрація газу в суміші газових проб нижче чутливості вимірювального приладу; N — кількість проб на ділянці, в яких показник перевищує н.ч.п.; за min (у випадках, коли кількість точок на площі досліджень > N) — вказується 1/2 мінімально визначеної при аналізі.

нетрадиційних приповерхневих методів виявлення мінеральних концентрацій [2—4 та ін.]. Цю методику можна застосовувати при пошуках ВВ як на суходолі, так і в морських акваторіях. Вона передбачає поетапне виконання досліджень за схемою: 1) геоструктурні дослідження й аналіз розломно-блокової тектоніки для визначення найвірогіднішої мережі шляхів розвантаження флюїдо-газових потоків; 2) структурно-неотектонічне дешифрування космознімків для визначення позиції неотектонічно-активних тектонічних порушень — сучасних зон потенційної підвищеної проникності; 3) термометрична та атмогеохімічні зйомки; 4) лабораторні газохроматографічні дослідження відібраних проб; 5) обробка отриманих результатів і побудова картографічних схем на основі використання сучасних ГІС-технологій та оригінальних комп'ютерних програм. На суходолі комплекс польових робіт включає термометрію підгрунтового шару, еманційну зйомку (радон/торон), відбір проб підгрунтового повітря для визначення вмісту гелію, вуглекислого газу, водню, вільних ВВ, в акваторіях — термометрію придонного шару води і донних відкладів, радонію і визначення вмісту газової складової у придонному шарі води (гелій, водень, вуглекислий газ, вільні ВВ метанового ряду (C₁—C₄)). Методику СТАГД апробовано на відомих родовищах України як на суходолі, так і в морських акваторіях, а також застосовано для оцінки продуктивності понад 50 перспективних ділянок у межах Дніпровсько-Донецької западини, Передкарпатського прогину, Волино-Поділля. В акваторіях України методику СТАГД нами було застосовано в Азовському морі, на північно-західному і керченському шельфах Чорного моря (площі Меотична, Білосарайська, Бірюча, Західно-Голіцинська, Рифтова, Суботіна та ін.). Для встановлення "еталонних" температурних і атмогеохімічних показників продуктивних структур і блоків було досліджено відомі морські родовища (Морське-1, Східно-Казантипське, Одеське, Безіменне та ін.). За результатами цих досліджень встановлено такі найхарактерніші картувальні ознаки покладів ВВ:

1) приуроченість покладів до геодинамічно пасивних і слабофлюїдопроникних

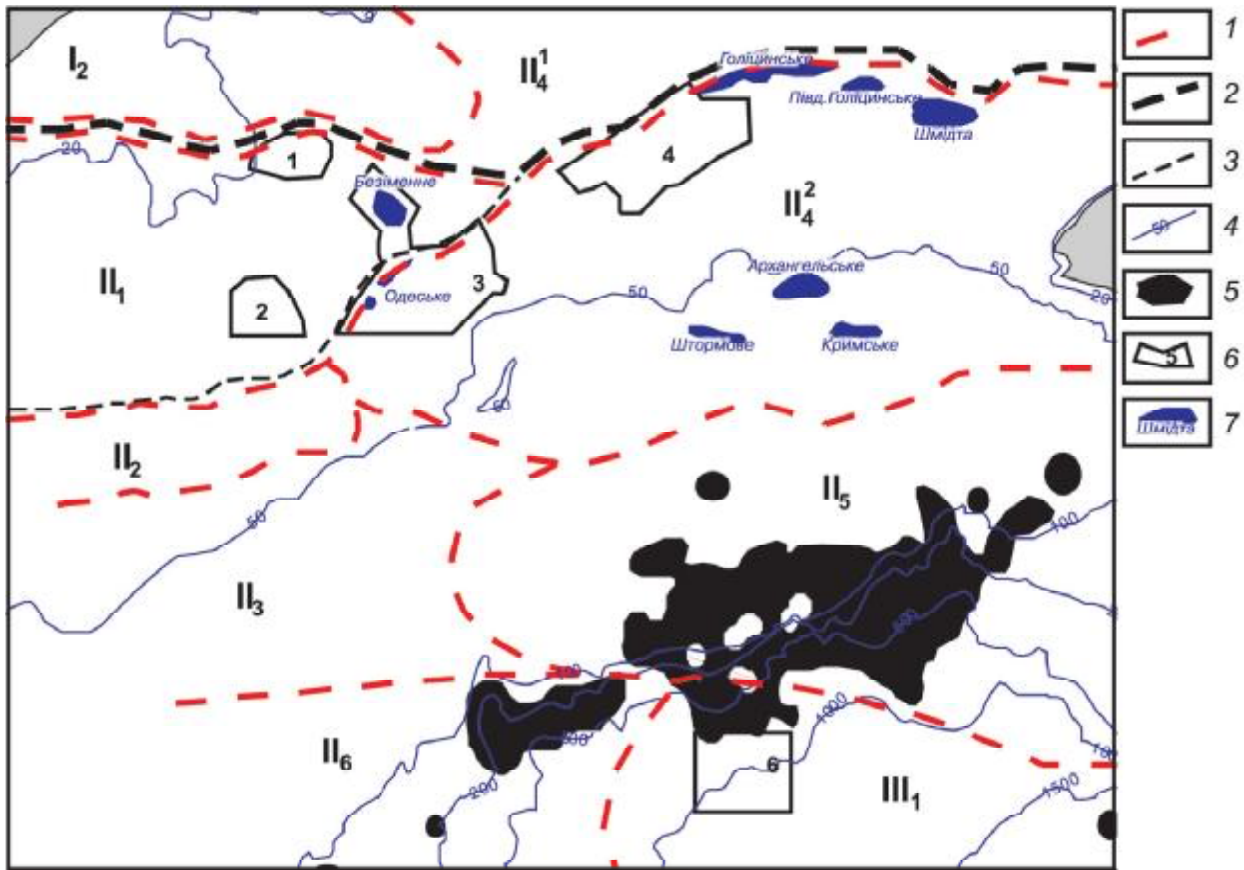


Рис. 1. Структурна позиція площ проведення СТАГД у Чорному морі (за Картою структурно-тектонічного районування українського сектора Чорноморсько-Азовського регіону, розміщення родовищ ВВ та локальних структур, "Науканафтогаз", 2006 р.)

1 — контури структурно-тектонічних елементів (I_2 — Криловський прогин, II_1 — Кілійсько-Зміїне підняття, II_2 — вал Губкіна, II_3 — Крайовий уступ, II_4 — Кіркінітсько-Північно-Кримський прогин — II_4^1 — зовнішня зона, II_4^2 — внутрішня зона, II_5 — Каламітсько-Центрально-Кримське підняття, III_1 — Західно-Чорноморська западина); 2 — межа Східно-Європейської платформи; 3 — найважливіші тектонічні порушення; 4 — ізобати; 5 — ділянки інтенсивної газовіддачі донних відкладів; 6 — площі проведення СТАГД: 1 — Сундучна, 2 — Ювілейна (Янтарна), 3 — Безіменна, Одеська, Рифтова, Осетрова, 4 — Західно-Голіцинська, 5 — Схилова, 6 — Британська; 7 — газові газоконденсатні родовища та їх назви

мікроблоків, сприятливих для формування пасток ВВ, що відображаються в приповерхневих атмогеохімічних полях як ділянки переважно фонових концентрацій радону, вуглекислого газу, водню, гелію, оточені їх локальними максимумами;

2) наявність над продуктивними блоками слабоінтенсивних (дифузійних) ореолів метану й етану, обрамлених по периферії їх локальними максимумами та аномаліями більш важких ВВ метанового ряду;

3) підвищення над покладами ВВ температурних показників донних відкладів і придонного шару води.

За отриманими еталонними ознаками було оцінено перспективи на поклади ВВ низки проблематичних площ, продук-

тивність яких ще не доведено бурінням (площі Бірюча, Меотична, Абіха-Суботіна та ін.) Результати цих робіт викладено у публікаціях [2, 4, 5 та ін.].

Досліджена нами Британська площа за структурною позицією суттєво відрізняється від площ, які вивчалися у попередніх роботах. За сучасною схемою структурно-тектонічного районування вона розташована на північному борті Західно-Чорноморської глибоководної западини. В сучасному структурному плані ця частина дна Чорного моря відповідає зоні континентального схилу в межах глибини 860—1210 м, ускладненого системою субпаралельних каньйонів. Вони розчленовують всю поверхню схилу від верхньої бровки до його підніжжя. Каньйони

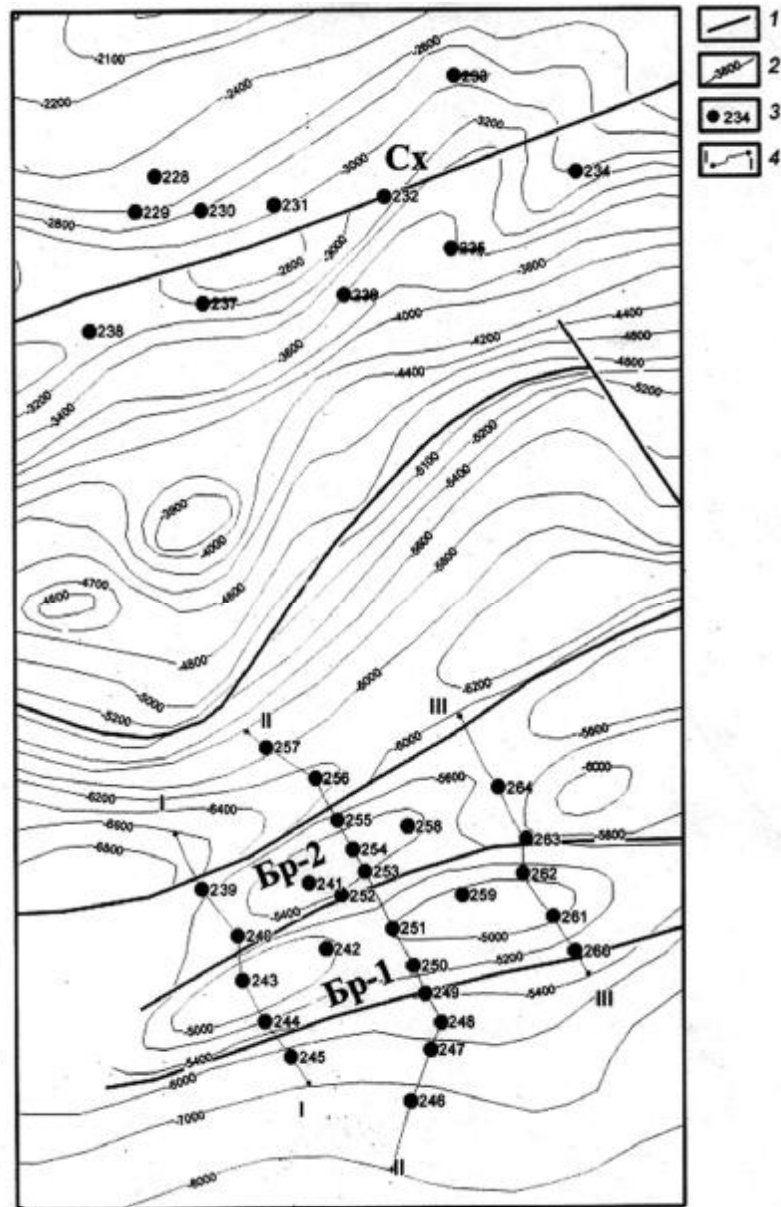


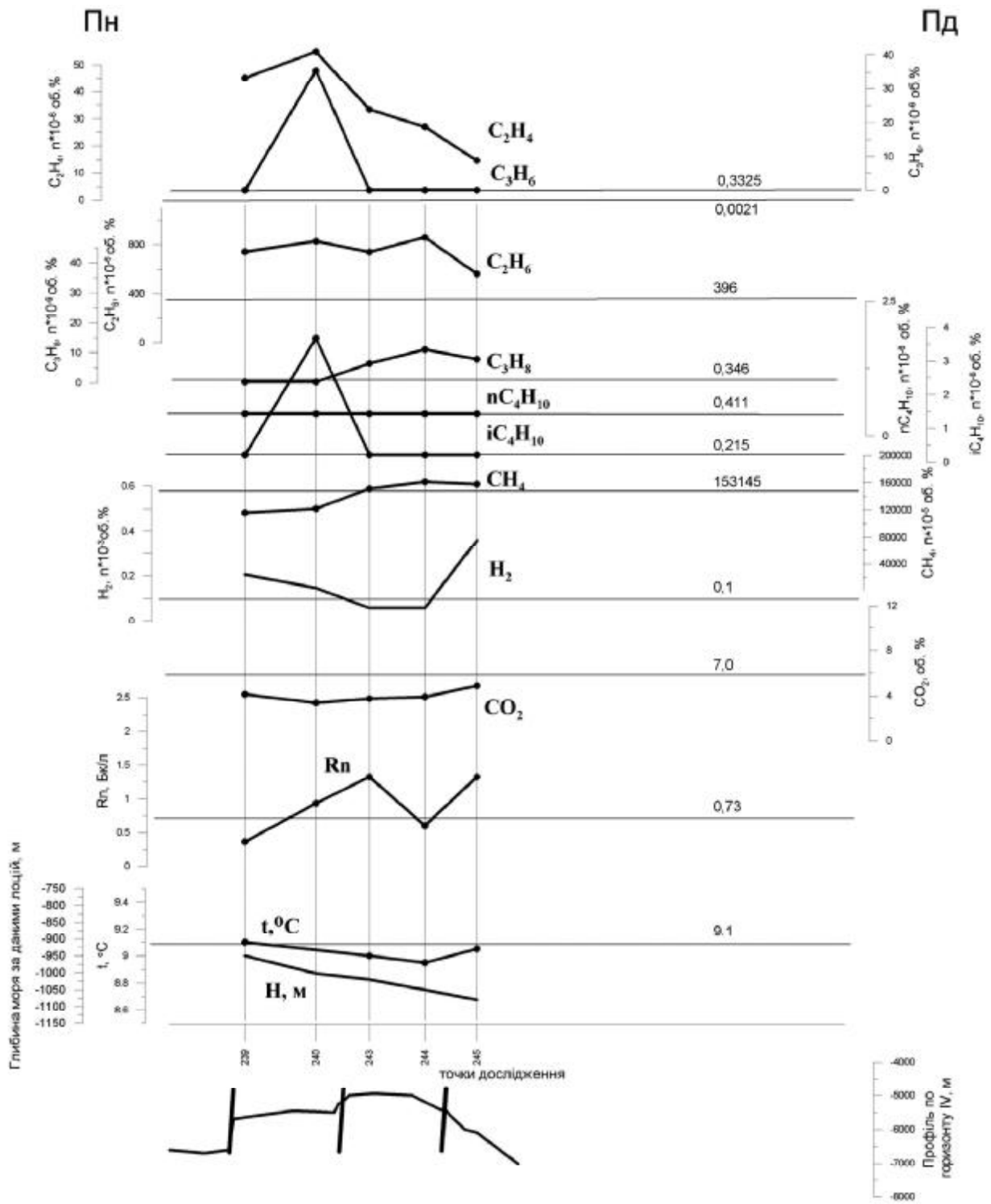
Рис. 2. Схема розміщення точок СТАГД на континентальному схилі Західно-Чорноморської западини

1 — розривні порушення за даними сейсморозвідки; 2 — ізогіпси горизонту відбиття IV — підосва нижньої крейди (С. М. Стовба, 2003 р.); 3 — точки СТАГД та їх номери; 4 — профілі СТАГД та їх номери. Сх — ділянка Схилова. Локальн структура: Бр-1 — Британська-1, Бр-2 — Британська-2

мають U-подібну форму, ширина їх від 150 до 2500 м, глибина 400—500 м, інколи 1000 м. Поздовжньо каньйони мають східчастий профіль, що є відображенням блокових переміщень по бортових розломах.

За даними сейсморозвідки МОГТ у смузі сучасного континентального схилу картується палеоконтинентальний схил. На сейсмичних розрізах він відбивається широкою (12—13 км) зоною субпаралельних тек-

тонічних порушень, по яких докрейдова поверхня незгідності зазнає східчастого занурення на південь від 2000—4000 до 6500—7500 м з середнім ухилом 20—35°. Південним обмеженням цієї зони є великоамплітудний Північно-Евксинський бортовий скид крейдово-кайнозойського віку, який має лістричну кінематику з виположенням поверхні скидача у бік Західно-Чорноморського рифту [8]. В смузі палеоконтин-

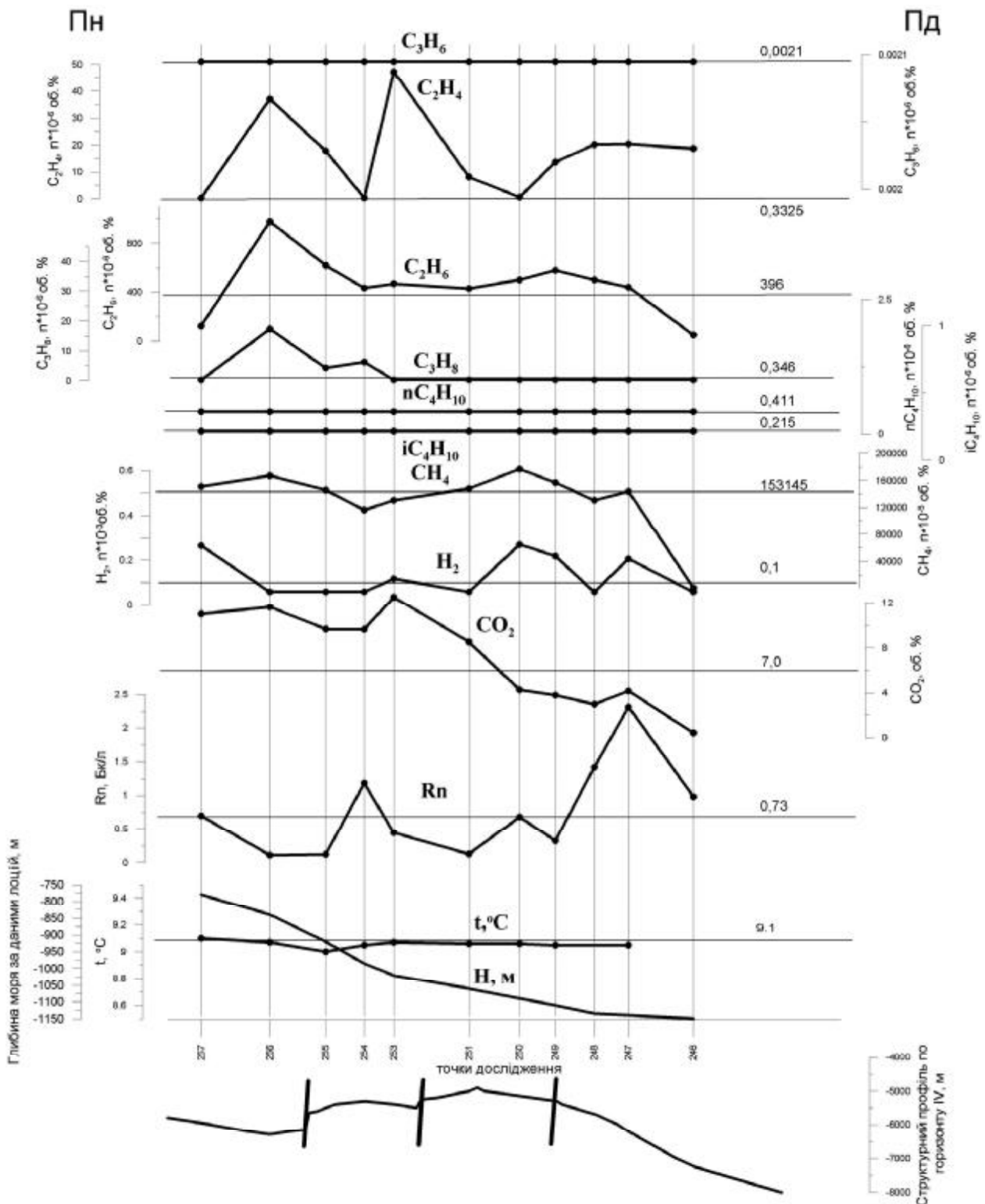


Профіль № 1.

Рис. 3. Результати профільних досліджень за методикою СТАГД на Британській структурі

нентального схилу сейсмозрозвідкою МОГТ закартовано ланцюжок структур (Омар, Барова, Лагунна, Плутон, Піщана та ін.), який включає і досліджені нами структури Британська-1 та -2. Ця широка (8—20 км) зона локальних структур виділяється під назвою

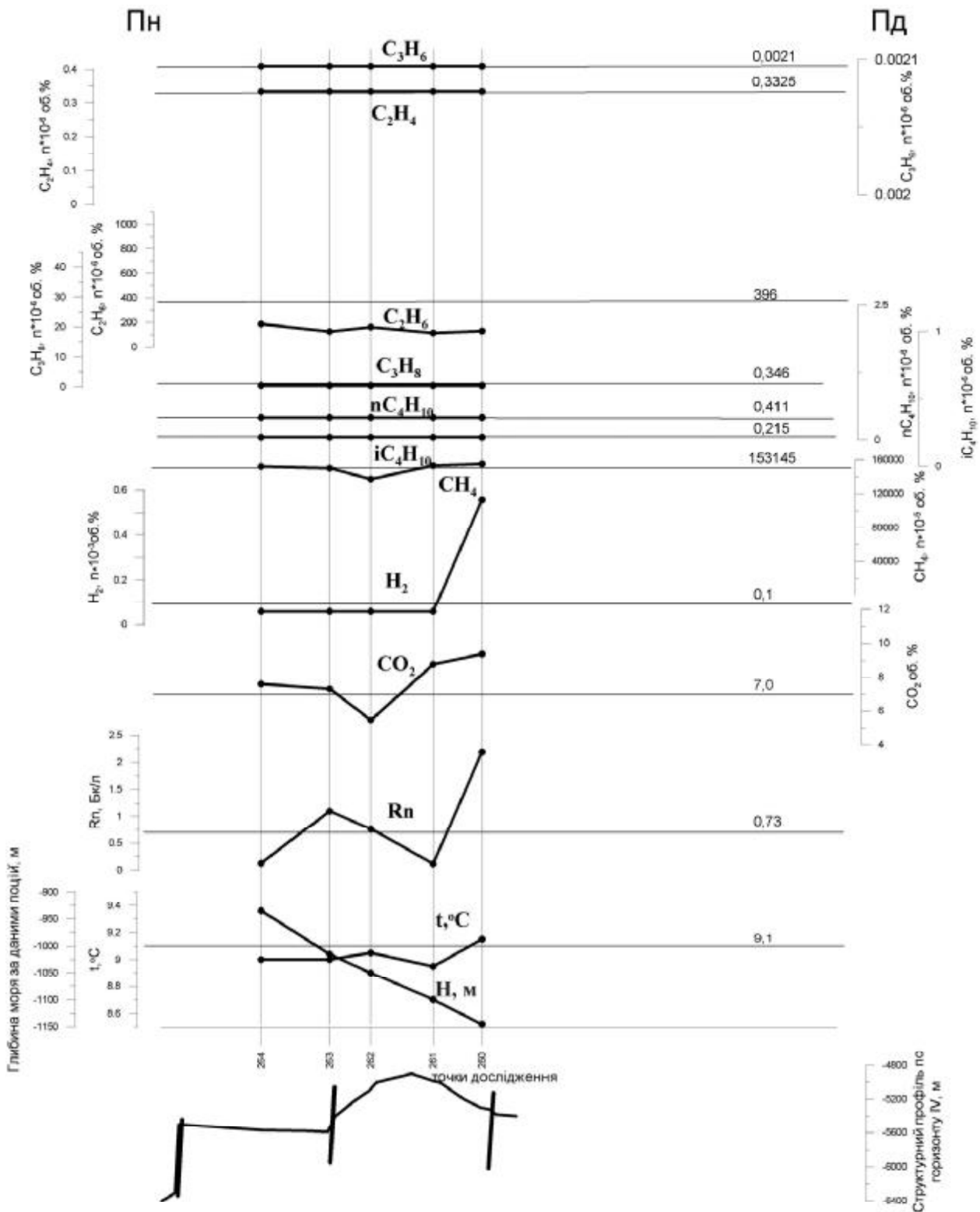
пасма або підводного масиву Ломоносова [8]. На годографах вона відображається складним рисунком сейсмічного запису, який інтерпретується неоднозначно. Підняті тут драгами зразки донних відкладів представлені різноманітними за віком та літо-



Профіль № 2.

логією породами, включаючи магматити від кислого до ультраосновного складу, які є типовими для присутурного меланжу. За цими ознаками пасмо Ломоносова трактується як шовна тектонічна зона (можливо, східне по-

довження сутури Печеняга-Кам'яна) — фрагмент активної окраїни палеоконтиненту Мезія в алохтоні. Для верхньої частини розрізу прибортової зони характерні гравітаційно-тектонічні дислокації з форму-



Профіль № 3.

ванням олістостром, тектонічних пластин та лусок. Виходячи з уявлення про шовну природу континентального схилу Західно-Чорноморської глибоководної западини, робиться висновок про те, що "...високі

перспективи цього району є безперечними" [8, с. 96]. Як відомо, у глобальному масштабі більшість відомих найбільших родовищ ВВ просторово тяжіють до конвергентних об'ластей літосферних плит — зон субдукції

і колізії, де відбуваються процеси примусової міграції й акумуляції ВВ, що кількісно перевищує потенціал вміщуючих товщ [12]. З цих позицій зона континентального схилу Чорного моря та прилягаючих до неї територій є перспективною щодо виявлення найбільших для цього регіону родовищ ВВ.

Проте великі глибини моря, зокрема в межах Чорноморського континентального схилу, що значно збільшують вартість пошукового та експлуатаційного буріння, потребують забезпечення максимально обґрунтованого вибору місць закладання свердловин. З урахуванням високої вартості геологічних досліджень цього плану найбільш доцільним на початковій стадії робіт є застосування комплексу маловитратних методів і, зокрема, методики СТАГД.

Досліджені нами за методикою СТАГД структури Британська-1 та -2 виділено сейсморозвідкою МОГТ. За горизонтом відбиття IV (підшва нижньої крейди) вони виділяються як просторово зближені субпаралельні антиклінали північно-східного-східного простягання розмірами відповідно 11x1,5 і 4x1,2 км. Більша за розмірами структура Британська-1 ускладнена двома куполами. Ці антиклінали розділені між собою та обмежені з півночі і півдня узгодженими по простягання розривними порушеннями. У поперечному перетині структури Британська-1 та -2 відповідають окремим сходинкам континентального схилу, ускладнюючи його та утворюючи характерну для нього зворотно-східчасту будову, зумовлену лістричною динамікою блокових переміщень.

Виконаний нами на Британській площі комплекс робіт включав геоструктурний аналіз, дешифрування космознімків, атмогеохімічну зйомку придонного шару води (за радоном, гелієм, вуглекислим газом, воднем та вільними ВВ), термометричні та літогеохімічні дослідження донних відкладів. Структури Британська-1 та -2 було перетнуто трьома субмеридіональними профілями через їх апікальні частини (рис. 3, профілі № 1—3). Відстань між профілями становила 7—8 км, між станціями — 2, 5 км. Точність прив'язки профілів і станцій спостереження забезпечувалася застосуванням персонального навігатора GPS-системи. В окремих точках було проведено літологічне опробування донних відкладів.

З переходом на значні глибини виникла необхідність удосконалення методики і технології відбору проб. Для цього нами було розроблено і виготовлено оригінальний портативний пробовідбірник-дегазатор ПДБК-2М (деклараційний патент № 2641 Держдепартаменту інтелектуальної власності від 15.07.2004 р.) та його модифікація — ПДБК-3, які дозволяють поєднувати у часі вимірювання температури, визначення у воді концентрації радону, відбір проб у придонному шарі води для аналізу газових компонентів та літологічних проб, що робить цей комплекс досліджень більш точним і економічним.

В результаті виконаних робіт на Британській площі було встановлено таке:

1. Температурне поле характеризується невеликими перепадами значень в межах 9,20—8,65°. В цілому для температурних показників придонного шару води характерне поступове зниження у бік поглиблення дна моря. Ця закономірність порушується на відрізках профілей, що перетинають апікальні частини структур Британська-1 та -2. В цих частинах зниження температурних показників припиняється, і вони вирівнюються на позначках 9,0—9,1° з підвищенням температури у найбільш занурених ділянках моря до максимального значення — 9,2°С. Станції з такими значеннями температури просторово збігаються з тектонічними порушеннями, виділеними за даними сейсморозвідки, і, найвірогідніше, відображають ділянки глибинного розвантаження підземних вод.

2. Мінімальне значення вмісту радону в придонному шарі води становить 0,11, максимальне — 2,31 Бк/л. Фон — 1,16 Бк/л. Головною особливістю просторового розподілу радону є різка мінливість його концентрації від станції до станції, що є типовим для площ з дрібноблоковою тектонікою та зумовлено розломними зонами глибинного розвантаження підземних вод. Загалом спостерігається зростання вмісту радону у бік занурення морського дна. Станції з максимальним вмістом радону в пробах води тяжіють до південного борту структури Британська-1, порушеного згідним по простягання тектонічним порушенням, і збігаються з аномальними температурними піками. З аномаліями радону

просторово добре корелюють точки з аномальними концентраціями водню, що також є свідченням підвищеної глибинної проникності тектонічних порушень, зафіксованих сейсморозвідкою.

3. За даними газової зйомки придонний шар води (за винятком поодиноких проб) характеризується високою насиченістю ВВГ. Головною складовою розчинених газів ВВ є метан, концентрації якого мають повсюдно аномально високі значення — в межах $(10-200) \cdot 10^{-2}$ об.%. Фонові значення сягають $153,145 \cdot 10^{-2}$ об.% і перевищують фонові і максимальні значення на відомих родовищах шельфу, зокрема на найбільшому Одеському, на чотири порядки. З розподілом метану добре корелює вуглекислий газ. Аномальні значення його вмісту (перевищує середнє $+3S$) встановлено в 11 точках.

Окрім метану в пробах придонного шару води в значно менших концентраціях виявлено аномалії його гомологів та етилен. Серед гомологів метану найбільш поширеним є етан, визначений у восьми точках. Фонові і максимальні концентрації визначеного в пробах придонного шару води етану на Британській площі більш як на порядок вищі за такі на Одеському родовищі. Серед інших гомологів метану виявлено пропан (чотири точки) та ізобутан (дві точки). Концентрації цих гомологів метану на Британській площі співмірні з виявленими на Одеському родовищі. Нашими та багатьма іншими дослідженнями доведено, що присутність гомологів метану, особливо бутанів, в пробах придонного шару води вказує на ймовірну міграцію ВВ із глибинних джерел — потенційних покладів нафти і газу. Окрім ВВ метанового ряду, у придонному шарі води в чотирьох точках встановлено також етилен, в одній — пропилен, концентрації яких майже на порядок поступаються виявленим на Одеському родовищі. Наявність останніх, за висновками російських дослідників [9], свідчить про біодеградацію нафти.

Просторово усі виявлені аномалії гомологів метану та етилен приурочені до приконтурних частин структур Британська-1 та -2. Як свідчить досвід наших попередніх морських досліджень в шельфових зонах, аномалії важких ВВ метанового ряду та офеліни мають, як правило, контурне розташування щодо відомих родовищ. Встановлена нами

присутність цих ВВ у розчинених газах придонного шару води може свідчити про наявність їх скупчень у відкладах на континентальному схилі. Згідно з досвідом російських дослідників [9], за встановленим нами співвідношенням концентрацій ізобутану та n-бутану, а саме переважанням першого над другим, поклади ВВ на Британській площі мають здебільшого газовий склад. Для визначення контурів перспективних ділянок необхідно проведення досліджень за методикою СТАГД по більш щільній мережі станцій.

Узагальнення результатів виконаних нами робіт у зоні континентального схилу Західно-Чорноморської западини свідчить про доцільність застосування методики СТАГД як складової загального комплексу пошуково-розвідувальних робіт на ВВ в морських акваторіях, зокрема на значних глибинах. Застосування її на попередніх стадіях пошуків ВВ буде сприяти більш надійному локальному прогнозуванню перспективних об'єктів, раціональному розміщенню сейсморозвідувальних профілів та свердловин.

1. Авилов В. И., Авилова С. Д. Оценка генезиса углеводородов подводных вулканов, газогидратов, газовых факелов Черного моря по газобиогеохимическим показателям // Геология и полез. ископаемые Мирового океана. — 2007. — № 2. — С. 67—85.
2. Багрій І. Д. Прогнозування розломних зон підвищеної проникності гірських порід для вирішення геоекологічних та пошукових задач. — К., 2003. — 149 с.
3. Багрій І. Д., Гладун В. В., Знаменська Т. О. та ін. Розробка комплексу структурно-атмогеохімічних методів для прогнозування та пошуків покладів вуглеводнів // Геол. журн. — 2001. — № 2. — С. 89—93.
4. Багрій І. Д., Гладун В. В., Знаменська Т. А., Янцевич А. А. Применение оптимального комплекса нетрадиционных методов с целью прогнозирования перспективных нефтегазоносных площадей на морских шельфах // Геолог Украины. — 2005. — № 3. — С. 20—29.
5. Багрій І. Д., Знаменська Т. О., Мельничук П. М. та ін. Критерії прогнозування покладів вуглеводнів в акваторії Азовського моря за структурно-термоатмогеохімічними методами // Геол. журн. — 2007. — № 2. — С. 39—56.

6. Геодекиан А. А., Троцюк В. Я., Авилов В. И. Углеродородные газы в воде и донных осадках — возможные индикаторы нефтегазообразования в осадочных недрах Мирового океана // Генетические предпосылки нефтегазоносности Мирового океана. — М., 1978. — С. 98—119.
7. Геодекиан А. А., Троцюк В. Я., Авилов В. И. и др. Газы в современных осадках // Океанология. Химия океана. Т. 2: Геохимия донных осадков. — М.: Наука, 1979. — С. 291—311.
8. Коморний Ф. Ф., Войцицкий З. Я., Герасимов М. Е. О геологическом строении северного борта Западно-Черноморской впадины // Геодинамика и нефтегазоносные структуры Черноморско-Каспийского региона: Тез. докл. на IV Междунар. конф. "Крым-2002" (Крым, Гурзуф, 9—14 сент. 2002 г.). — Симферополь: Форма, 2002. — С. 94—96.
9. Кругляков Р. П., Прокопцева Л. В., Шевцова Н. Г., Чаленко Л. А. Естественные газопроявления и приповерхностные газогидраты на дне турецкого континентального склона Черного моря // Геодинамика, сейсмичность и нефтегазоносность Черноморско-Каспийского региона: Тез. докл. на V1 Междунар. конф. "Крым-2005" (Крым, Гурзуф, 12—16 сент. 2005 г.). — Симферополь: Форма, 2005. — С. 106—108.
10. *Прямые* геохимические поиски нефти и газа на шельфе Черного моря / Тр. Ин-та геологии и геофизики СО АН СССР; Отв. ред. акад. А. А. Трофимук. — Новосибирск: Наука, 1991. — 90 с.
11. Самсонов В. И., Шашорин Ю. Н., Чепижко А. В. Генетическая характеристика северочерноморской континентальной окраины и основные элементы ее тектоники // III Междунар. конф. "Геодинамика и нефтегазоносные системы Черноморско-Каспийского региона" (Гурзуф, 17—21 сент. 2001 г.). — Симферополь: Таврия-Плюс, 2002. — С. 122—124.
12. Самсонов В. И., Чумак О. М. О "прямых" признаках нефтегазоносности Черноморской акватории // Нафта і газ України: Матеріали 8-ї Міжнар. наук.-практ. конф. "Нафта і газ України-2004" (Судак, 29 верес.—1 жовт. 2004 р.). — К.: Центр Європи, 2004. — Т. 1. — С. 242—244.
13. Шнюков Е. Ф., Пасынков А. А., Клещенко С. А. и др. Газовые факелы на дне Черного моря. — Киев, 1999. — 131 с.
14. Шнюков Е. Ф., Старостенко В. И., Гожик П. Ф. и др. О газоотдаче дна Черного моря // Геол. журн. — 2001. — № 4. — С. 7—14.

Ин-т геол. наук НАН України,
Київ
E-mail: bagrid@ukr.net

Стаття надійшла
22.10.09