
**І.Д. Багрій, З.Я. Войцицький, Н.В. Маслун,
У.З. Науменко, С.Д. Аксьом, М.Ю. Грига**

Інститут геологічних наук НАН України, Київ

КОМПЛЕКСНІ ГЕОЛОГО-СТРУКТУРНО-ТЕРМО-АТМОГЕОХІМІЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ – ІНСТРУМЕНТ ПРОГНОЗУВАННЯ ТА ПОШУКІВ ВУГЛЕВОДНІВ І МЕТАНОГІДРАТІВ НА КОНТИНЕНТАЛЬНОМУ СХИЛІ ЧОРНОГО МОРЯ

Обґрунтовано доцільність застосування геолого-структурно-термо-атмо-геохімічних досліджень при пошуках вуглеводнів та метаногідратів на континентальному схилі Чорного моря. Наведено результати системного аналізу структурно-тектонічних, літолого-стратиграфічних, геохімічних, геотермічних методів, критеріїв та їх комплексне застосування при визначенні нафтогазоносності локальних об'єктів.

Ключові слова: Чорне море, вуглеводні, геолого-структурно-термо-геохімічні дослідження, флюїди.

Вступ

На континентальному схилі і в глибоководній западині Чорного моря є досить значні вуглеводневі ресурси, що становлять понад 346 млн т нафтового еквівалента. За оцінками експертів на континентальних схилах морських басейнів Євразії запаси нафти, газу і конденсату становлять 95 % [6], промислову нафтогазоносність у Бенгальській затоці, в Каспійському, Середземному, Норвезькому, Північному, Баренцовому та інших морях встановлено в теригенних та карбонатних формаціях фанерозою, особливо в крейдових та кайнозойських відкладах, які за своїми літолого-стратиграфічними характеристиками подібні до осадового комплексу Чорного моря.

Нафтогазопошукові роботи в Чорному морі проводяться переважно на мілководних шельфових ділянках. Тому з'ясування просторово-часової приуроченості нафтогазоносності та її оцінка на локальних структурних об'єктах континентального схилу і в глибоководній частині є актуальною проблемою.

Чільною є також проблема вивчення процесів дегазації дна Чорного моря, що вирішується переважно в таких аспектах: ви-

© І.Д. БАГРІЙ, З.Я. ВОЙЦИЦЬКИЙ, Н.В. МАСЛУН, У.З. НАУМЕНКО,
С.Д. АКСЬОМ, М.Ю. ГРИГА, 2014

значення пошукових ознак на поклади ВВ та з'ясування закономірностей поширення газогідратів, грязьових вулканів; локалізації наскрізних потоків та перетоків глибинних вуглеводнів в осадовому розрізі, з'ясування розміщення розломних порушень і підпорядкованих їм шляхів проникнення (фільтрації) флюїдних потоків з глибинних шарів донних відкладів; просторова мінливість структурно-тектонічних (неотектонічних), седиментаційних умов, придонна гідродинаміка [11, 26, 32, 25]. Вивчення цих складових сприятиме ґрунтовному прогнозуванню скупчень вуглеводнів метанонасичених формацій та визначенню реальних запасів метаногідратів.

Виявлені на оціночній стадії величезні масштаби струменів газів газових факелів — «сипів» із тривалим у геологічному часі періодом активного виділення газу дозволяють розглядати їх як можливе нове нетрадиційне джерело ВВ та ставить завдання щодо можливості збільшення запасів і видобутку газу за рахунок включення в схему газогідратів.

У глибоководній западині зони розвитку газогідратів пов'язані з глибинними флюїдами, що надходять з надр і локалізовані над позитивними структурами на різних структурних рівнях у мезокайнозойському осадовому комплексі та давніших товщах. Найбільш перспективними на газогідрати у Чорному морі вважаються западина Сорокіна та глибоководні улоговини Західно- та Східночорноморської западин. Простежується відповідна зональність газопроявів у Чорному морі: по периферії, в зоні зчленування шельфу та континентального схилу простежується розвиток виходів газових факелів, а в центральній, глибоководній, частині газу залучаються до складу газогідратів.

Наскільки важливими є проблеми пошуків вуглеводнів, грязьового вулканізму, природних газо- та нафтопроявів, газогідратів у Чорному морі, свідчать численні публікації, що з'явилися в останнє десятиліття [4, 12, 32 та ін]. Розробляються міжнародні програми за участю причорноморських та інших європейських країн: INGGAS (програма досліджень на Чорному морі); MARGASH (Marine gas hydrates of the Black Sea, 2002—2003 pp.); METRO (Methane and methane hydrates within the Black Sea, 2004—2007 pp.). В рамках проекту MARGASH у 2002 р. на судні «МЕТЕОР» німецькими, російськими й українськими фахівцями виконано геолого-геофізичні дослідження в прогині Сорокіна і в Західночорноморській западині. У рамках проекту METRO німецькими фахівцями спільно зі вченими причорноморських країн проведено експедиційні роботи у 2004 р. в районі палео-Дніпра та палео-Дунаю, на континентальному схилі поблизу узбережжя Туреччини, а у 2005—2006 pp. — Росії та Грузії. Проблема газогідратів викликає значний інтерес на державному рівні в США, Великобританії, Німеччині, Японії, Канаді, Норвегії, Індії, Південній Кореї, Китаї, де також виконуються національні програми.

Значний обсяг досліджень із цієї проблеми проведено в Україні [3, 6, 12, 24, 27, 28, 30, 31]. Підтвердженням цьому є виконання проектів і програм різними установами паливно-енергетичного комплексу. Національною академією наук України (ВМГОР, ІГН) виконується Загальнодержавна програма розвитку мінерально-сировинної бази України та «Національна програма досліджень і використання ресурсів Азово-Чорноморського басейну, інших районів Світового океану на 2009—2034 роки» з особливим акцентом на необхідність розробки окремої «Комплексної програми освоєння вуглеводневого потенціалу української частини континентального шельфу Чорного та Азовського морів».

Методика та матеріали

Розвідка та облаштування глибоководних ділянок є вдвічі більш капіталоемними порівняно з роботами на шельфі і потребують нових методологічних та методичних підходів.

Застосовуються різні методи і технології для забезпечення пошуків, розвідки та видобутку як традиційних, так і нетрадиційних джерел вуглеводнів. Нами для вирішення означених вище проблем використано геолого-структурно-термо-атмо-геохімічну технологію (СТАГД), в основу якої покладено комплекс тектонічних, морфоструктурних, біо-літо-сейсмо-стратиграфічних, термометричних, газогеохімічних методів.

На відміну від приповерхневих методів пошуків ВВ, які застосовувалися в Україні раніше і спрямовані на прямі ознаки покладів ВВ за виявленими аномаліями метанової складової, СТАГД орієнтовані на системний аналіз з уточнення геологічної будови, моделі розломно-блокового каркасу перспективних площ, виявлення неотектонічно активних зон підвищеної проникності і шляхів найактивнішої міграції ВВ — прямих індикаторів їх покладів.

Згідно технології СТАГД аналізувались такі критеріальні ознаки прогнозування нафтогазоносності: структурно-тектонічні, літолого-стратиграфічні, фаціальні, геохімічні, геотермічні, кореляційні. Кожний з означених критеріїв має різну інформативність, зважаючи на особливості геологічної будови регіону, специфіки умов формування покладів. Тому їх комплексне застосування при визначенні нафтогазоносності як локальних об'єктів, так і на полігонах, дає можливість ґрунтовніше оцінити перспективи певних ділянок, територій з урахуванням геологічної будови, характеру тектонічних процесів, які їх сформували, просторово-часове генерування, міграцію, акумуляцію, зміни і руйнування покладів ВВ.

Матеріалом слугували виконані спеціальні експедиційні дослідження та обробка наявного фактичного матеріалу на виявлених структурах нафтогазоперспективних об'єктів на континентальному схилі Західночорноморської западини, зокрема на структурах Західноголцінська, Одеська-Безіменна-Рифтова-Осетрова, Сундучна, Ювілейна; Схилова, Британська. З метою визначення ефективності застосування розробленої структурно-термо-атмогеохімічної технології було проведено дослідження на ділянках масових газових виділень — «газових факелів» [29] в зоні зчленування шельфу й континентального схилу в Західночорноморській западині. Значний обсяг досліджень за розробленою технологією виконано також в Східночорноморській западині, де найперспективнішими є западина Сорокіна та прикерченський шельф з прилеглим континентальним схилом (структури Паласа, Глибока) (рис 1).

СТАГД передбачає виконання комплексу експедиційних та лабораторних досліджень за наступною схемою: геоструктурні, структурно-неотектонічні дослідження, дешифрування аеро- і космофотознімків, з'ясування геологічної будови відповідних об'єктів, зокрема побудову стратиграфічних розрізів за комплексом літо-біо-сейсмостратиграфічних методів, термометричні та газво-еманаційні дослідження (Rn, вільні ВВ), обробка експериментальних даних та побудова карт.

Геоструктурні дослідження ґрунтуються на аналізі існуючої геологічної та геофізичної інформації й мають на меті з'ясування геологічної позиції об'єктів, в т.ч. створення стратиграфічної моделі, аналіз розломно-блокової тектоніки з ураху-

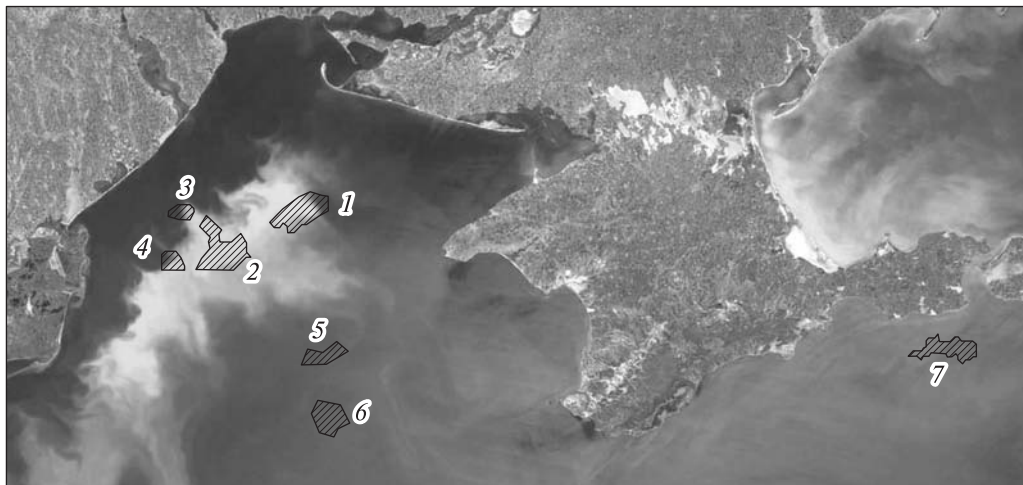


Рис. 1. Розташування полігонів СТАГД в українському секторі Чорного моря. Полігони досліджень СТАГД (структури): північно-західний шельф: 1 — Західноголцінська, 2 — Одеська-Безіменна-Рифтова-Осетрова, 3 — Сундучна, 4 — Ювілейна; континентальний схил Західночорноморської западини: 5 — Схилова, 6 — Британська; прикерченський шельф: 7 — Керченська-Абіха-Субботіна

ванням геодинамічних і морфокінематичних характеристик розломів та форм їх відображення у фундаменті і чохлах, виявлення неотектонічно активних порушень. Геоструктурна інформація є вихідною при виборі оптимальної мережі точок інструментальних польових робіт, що включають атмогеохімічні, термометричні та еманційні радонометричні дослідження.

Теоретичною основою геохімічних пошуків родовищ ВВ є уявлення про дифузійно-фільтраційний масоперенос вуглеводневих газів (та низькомолекулярних рідких ВВ) із нафтогазових покладів у перекриваючі осадові породи. При пошукових роботах газометрична зйомка на ВВ виконується з метою виявлення аномалій концентрацій метану, його гомологів та алкенів. За просторовим поширенням та інтенсивністю аномалій потоків ВВ оцінюється як загальна перспективність ділянки, так і ступінь герметизації прогнозованого нафтогазового покладу. В деяких випадках важливу інформацію надає визначення концентрацій вуглекислого газу, водню та гелію

При радонометричних морських дослідженнях випробується придонний шар води. Найінформативнішим серед радіоактивних ізотопів у придонній воді є ^{222}Rn , для якого основними джерелами підвищених концентрацій є підземні води в зонах субмаринного розвантаження. Закономірність розміщення таких зон контролюється розривними порушеннями, тому радонові аномалії дають можливість визначити розломні зони підвищеної проникності.

Температурні аномалії використовуються як індикатори теплових потоків в зонах накопичення ВВ, що дозволяє розглядати їх як додаткову характеристику вуглеводневих покладів.

Обробка та інтерпретація даних експедиційних досліджень на основі ГС-технологій і методів математико-статистичного аналізу передбачає аналіз просторового розміщення та зіставлення аномалій різноманітних параметрів еманційного поля, полів вуглекислого газу, гелію, вуглеводнів та температури.

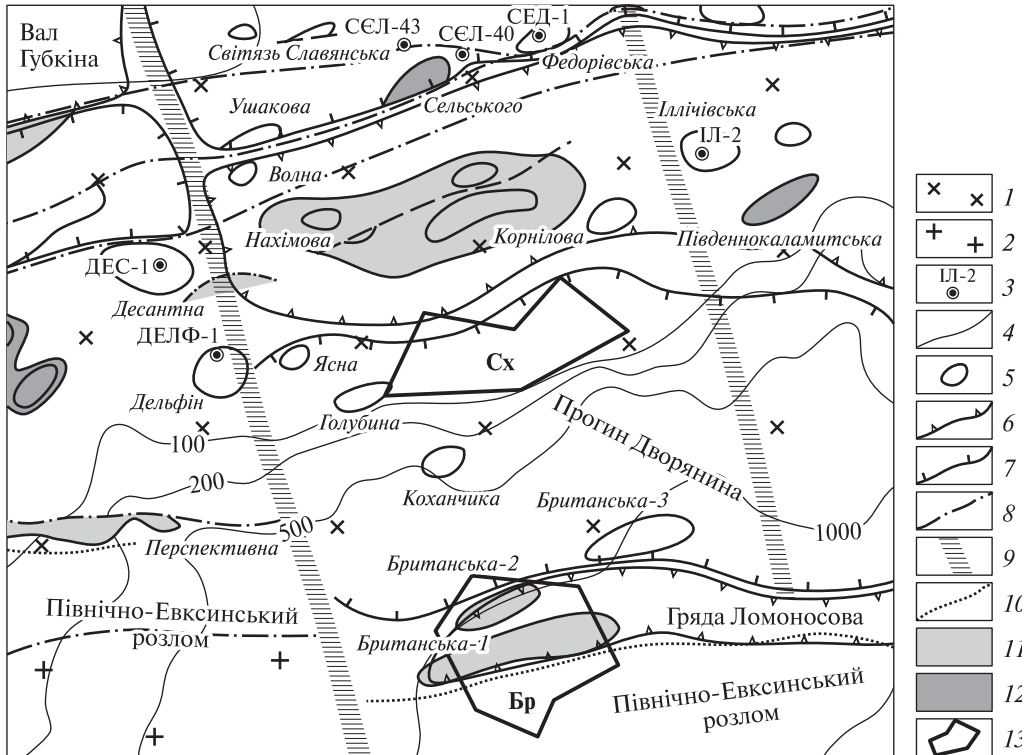


Рис. 2. Континентальний схил Західночорноморської западини. Структурно-тектонічна позиція полігону СТАГД. Тектонічне районування: 1 — Скіфська плита; 2 — Західно-Евксинська плита; 3 — свердловини глибокого буріння; 4 — ізобати. Локальні структури: 5 — виступи, вали. Глибинні розломи: 6 — субширотні; 7 — субмеридіональні; 8 — розривні порушення; 9 — фонд виявлених та підготовлених об'єктів ДГС України, ДАТ «ЧНГ» та інших організацій; 10 — ділянки досліджень: Бр — Британська, Сх — Схилова

З урахуванням цих даних створюються картографічні моделі досліджуваної території, на яких відображено прогностичні контури покладів ВВ.

Згідно технології СТАГД на континентальному схилі (в т.ч. і на Британській структурі) проводились одночасно геохімічна, еманційна, термометрична зйомки та відбір проб придонної води. Така схема комплексного проведення робіт стала можливою завдяки спеціально створеним, оригінальним, запатентованим приладам, зокрема пробовідбірнику-дегазатору ПДБК-3М. Проби газів аналізувались на хроматографах, еманційні дослідження виконувались в лабораторії на борту судна. Спеціально розробленими термозондами відбирались донні відклади на глибину до одного метра, а також вимірювався тиск, температура, глибини дна водойми та занурення датчиків. Виконано 312 вимірювань у 26 пунктах (рис. 2).

Результати

Критерії нафтогазоносності континентального схилу Чорного моря. Сучасний континентальний схил сформувався у результаті глобальних горизонтальних та вертикальних диференційованих тектонічних рухів. Для нього характерні значні ухили поверхні, що збільшуються у південно-східному напрямку.

Зростання кутів ухилу схилів відбувається паралельно зі скороченням потужності і повноти розрізів мезокайнозойських відкладів на прилеглому до схилу північно-західному шельфі Чорного моря. В рельєфі найбільш чітко межа підніжжя схилу та глибоководної улоговини фіксується на глибинах 1500—1700 м, а в східній частині — 2000—2100 м.

Морфоструктурний план континентального схилу значною мірою контролюється регіональними зонами розломів, спричинених тектонічними процесами. Для будови континентального схилу характерними є великі ерозійні врізи — каньйони [17]. Вони розчленовують усю поверхню схилу від верхньої брівки до його підніжжя. Каньйони мають V-подібну форму, ширина їх від 150 до 2500 м, глибина — 400—500 м, інколи — 1000 м. Борти мають симетричну форму, що пов'язано з боковою ерозією. Інтенсивність бокової ерозії змінюється залежно від ухилів та геологічної будови. На поздовжніх профілях каньйонів чітко простежується ступінчастість, яка є відображенням геологічних подій в регіоні, зокрема перебудови структурно-тектонічних планів у відповідні геологічні епохи. До розломів приурочені каньйони палео-Дунаю, палео-Дністра, палео-Дніпра, палео-Каланчака. Активна ерозійно-денудаційна діяльність каньйонів призвела до появи значних за розмірами підводноерозійних амфітеатрів біля брівки континентального схилу (рис. 3)

Еродовані породні комплекси утворюють біля підніжжя відповідних уступів значні за потужністю та обсягом ділянки. Це маргінальні глибоководні конуси виносів, що складають перехідну зону континентальний схил — глибоководна улоговина. Вони утворюють своєрідні вали, горбки, підводні хребти, накладені конуси виносів, сформовані мутьовими потоками. Потужність конусів виносу становить декілька кілометрів. Найчіткішою вираженою морфоструктурою

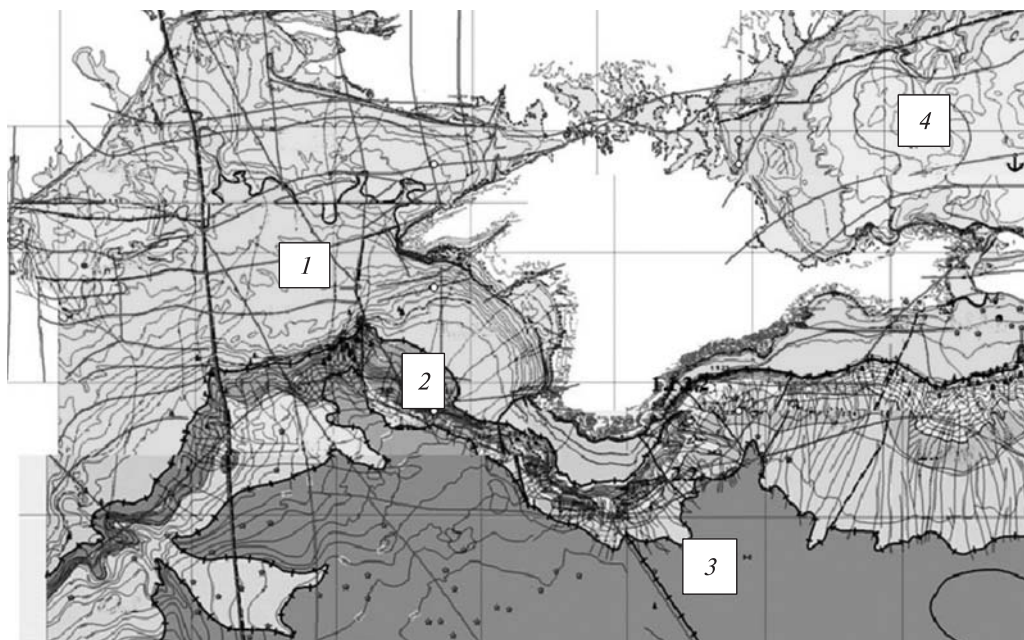


Рис. 3. Карта морфоструктурного районування Азово-Чорноморського басейну масштабу 1 : 500 000. За А.А. Пасинковим з використанням матеріалів ВМГОР НАНУ, КП «Південно-геоцентр», «ПричорноморДГРП», ГМНЦ «Морекоегеологія», 2013

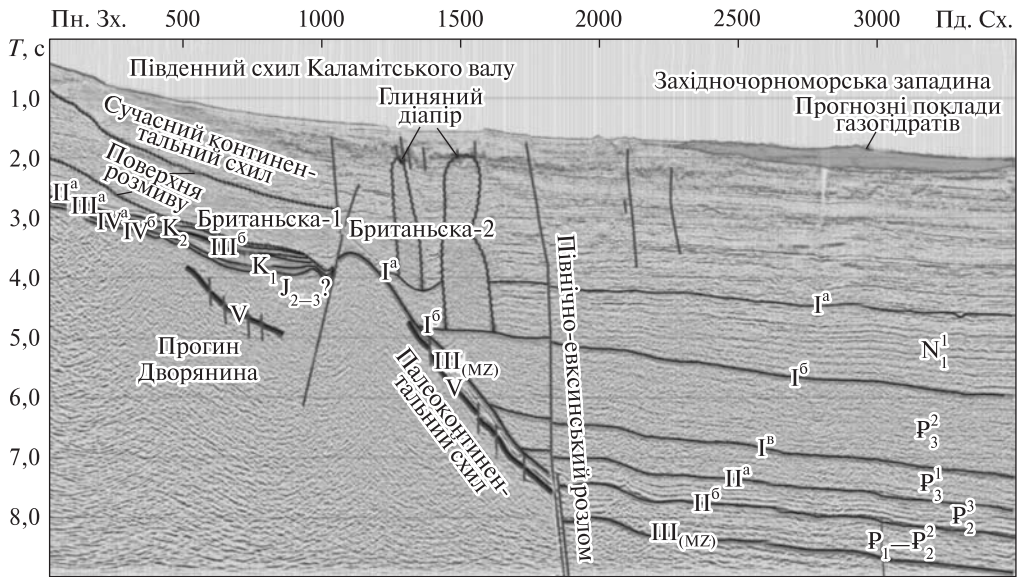


Рис. 4. Геологічна будова континентального схилу та північного борту Західночорноморської западини на фрагменті регіонального профілю МЗГТ за [5]

північно-західної частини Чорного моря є Дунайський конус виносу, що являє собою велике акумулятивне тіло. Визначальними морфологічними елементами є тераси сповзання в нижній частині схилу та підводний каньйон, вироблений суспензійними потоками. Поверхню схилів і бортів каньйонів моделюють підводні (стоку і площинні) та суспензійні течії. Формування конусу, як доведено нашими дослідженнями, відбувалось протягом мезокайнозойського та четвертинного часу в декілька етапів у процесі безпосереднього висунення авандельт Дунаю та інших річок і підводної ерозії уступу материкового схилу [7].

Значний вплив на стратифікацію структури мали великі зсуви, що впливали на динаміку суспензійних потоків. Встановлено значні за розмірами ділянки низькогорбистого рельєфу, конусоподібні сопки. В підніжжі континентального схилу виявлено карбонатні утворення трубчастої форми, які, вірогідно, пов'язані з метановими «сипами». Означені форми рельєфу властиві зонам активного газовиділення та проявів грязьового вулканізму.

Порівняльний аналіз сучасної складної морфологічної структури з дочетвертинною засвідчує успадкованість неотектонічних рухів та визначальну роль розломно-блокової структури шельфу, континентального схилу та глибоководної западини в розподілі потужностей та фацій як четвертинних відкладів, так і всього осадового чохла западини.

За даними сейсмозрозвідки МЗГТ на сучасному континентальному схилі картується палеоконтинентальний схил. На сейсмичних розрізах він відбивається широкою (12—13 км) зоною субпаралельних тектонічних порушень, по яких докрейдова поверхня неузгодженості зазнає східчастого занурення від 2000—4000 до 6500—7500 м на південь з пересічним ухилом 20—35°. Південним обмеженням цієї зони є великоамплітудний Північноєвксинський північний бортовий скид крейда-кайнозойського віку, який має лістричну кінематику з виположенням поверхні скидача у бік Західночорноморського рифта (рис. 4) [4, 5].

У смузі палеоконтинентального схилу сейсморозвідкою МЗГТ закартовано ланцюжок структур (Омар, Барова, Лагунна, Плутон, Піщана та ін.), а також досліджувані нами структури Британська-1 та -2. Ця широка (8—20 км) зона локальних структур виділяється під назвою пасма, або підводного масиву Ломоносова [25]. На часових розрізах відображується складним рисунком сейсмічного запису, який інтерпретується неоднозначно. Підняті тут драгами зразки донних відкладів представлені різноманітними за віком та літологією породами, включаючи магматити від кислого до ультраосновного складу, які є типовими для присутнього меланжу. За цими ознаками пасмо Ломоносова трактується як шовна тектонічна зона (можливо, східне подовження сутури Печеняга-Камена) — фрагмент активної окраїни палеоконтиненту Мезія в алохтоні. Для верхньої частини розрізу прибортової зони характерні гравітаційно-тектонічні дислокації з формуванням олістостром, тектонічних пластин та лусок.

Структурно-тектонічна будова і стратиграфічна модель мезокайнозойських відкладів відтворено за біо-літо-сейсмостратиграфічними дослідженнями (рис. 5).

Розроблена нами детальна стратиграфічна модель для північно-західного шельфу і континентального схилу та порівняльний аналіз отриманих у спеціалізованих рейсах геологічних даних (палеонтологічних, стратиграфічних, палеоекологічних тощо) дозволяє стверджувати, що на континентальному схилі виділяються, зокрема в палеогені — неогені, ті ж стратони, що і на шельфі [8, 9].

Палеоценові, еоценові, олігоцені, міоценові утворення мають ознаки фліш-швидних порід, подібні до розрізів свердловин чорноморського шельфу і продуктивних палеоген-неогенових розрізів Керченсько-Таманського регіону, Кавказу, Карпат.

Палеонтологічна, палеоекологічна, літогенетична інтерпретація корінних порід показує, що вже на початку палеогену північна частина Чорноморської западини характеризувалася збільшенням глибини осадконагромадження, яке відбувалося в геосинклінальному режимі. З певним ступенем вірогідності можна говорити про існування континентального схилу починаючи з палеоцену, а також в олігоцені та неоген-четвертинний час. Те, що континентальний схил має таку історію, підтверджено і сейсмостратиграфічними даними. У зоні зчленування Кримського мегантиклінорю та Західночорноморської западини спостерігається плавне зменшення потужностей у бік схилу, поступовий підйом у цьому ж напрямку всіх верств, тим більший, чим давніші ці верстви, поступове їх виклинювання, переміщення зон розмиву (відсутність відкладів уверх по схилу від давніших до молодших). Успадкованість циклічного морського седиментогенезу простежується протягом кайнозою.

На континентальному схилі наявність мезокайнозойських відкладів доведено даними сейсмо-стратиграфічних досліджень, а виходи корінних порід (палеогенових, неогенових) вперше було встановлено на ст. 6318, 6319, 6325 в 37-му рейсі НДС «Академік Вернадський» під керівництвом акад. НАН України Є.Ф. Шнюкова [15, 28]. На континентальному схилі драгуванням розкрито тільки верхню частину палеоценового розрізу, що представлена перешаруванням глин темносірих щільних алевритистих і мергелів.

Нами встановлено також, що палеоценові відклади складають найкрутіші схили Ласпінського каньйону (глибини 600—1550 м).

В результаті біо-літо-сейсмо-стратиграфічних досліджень доведено, що палеоценові відклади (білокам'янський та качинський регіоюруси) представлені

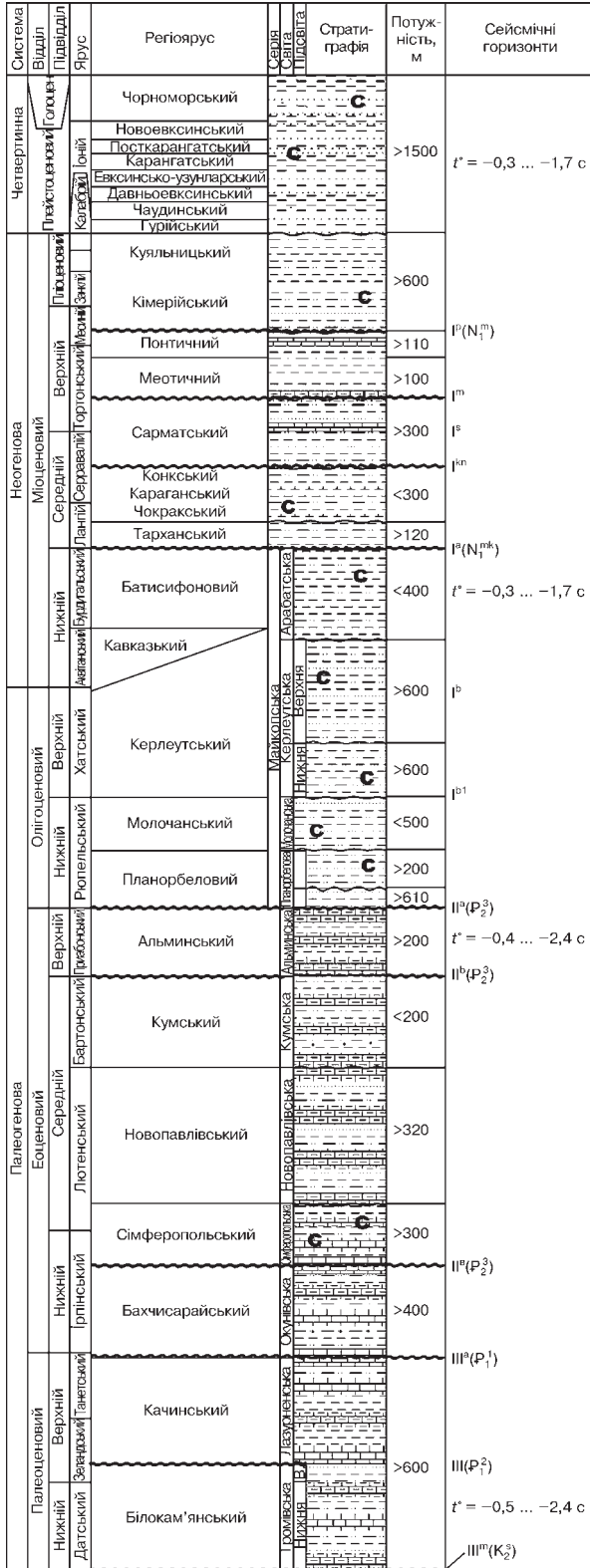


Рис. 5. Стратиграфічна схема кайнозойських відкладів континентального схилу Західночорноморської западини: 1 — глини, 2 — глини піщаністі, 3 — алеврити, 4 — пісковики, 5 — глини вапнисті, 6 — вапняки органічно-детритові, 7 — мергелі, 8 — вапняки, 9 — вапняки глинисті, 10 — сидерит, 11 — перерив

- 1
- 2
- 3
- 4
- 5
- 6
- 7
- 8
- 9
- 10
- 11

теригенно-карбонатними та теригенно-кременистими породами, подібними до продуктивних відкладів громівської, лазурненської світ північно-західного шельфу Чорного моря (на структурах Голіцинська, Одеська, Безіменна, Олімпійська тощо), верхньострийської та ямненської світ Карпат, палеогенових продуктивних комплексів Кавказького і Каспійського регіонів.

Еоценові відклади: бахчисарайський регіоарус представлений тонкошаруватою товщею, що складена алевролітами характерного сірого з зеленуватим відтінком кольору, аргілітами темно-сірими жирними, часто кременистими, сидеритовими, піритовими, а також вапняками органогенно-детритовими темнозеленувато-сірими; сімферопольський та новопавлівський регіоаруси представлені вапняками і глинистими вапняками світло-сірими, сірувато-білими, щільними, міцними.

Відклади кумського регіоарусу Західно- і Східночорноморських западин, як і загалом у Кримсько-Кавказькій області, представлені тонкоритмічним перешаруванням мергелів кофейно-сірих, глин темно-сірих до чорних, алевролітів сіро-коричневих листуватих з характерним комплексом форамініфер, радіоляріями, діатомеями, спікулами губок, лускою риб. Такий літобіофаціальний склад кумських відкладів свідчить про сірководневе зараження, наявність аноксидних умов у седиментаційному басейні. Потужність регіоарусу — понад 200 м.

Альминський регіоарус представлений потужним (до 200 м) мергельно-глинистим формаційним комплексом, який слугує покришкою вуглеводневих покладів.

Для континентального схилу та глибоководної улоговини Західночорноморської западини характерним є діахронний олігоцен-міоценовий майкопський теригенно-глинистий формаційний комплекс, який має складну просторово-часову фаціальну структуру і є найпотужнішим віковим діапазоном нафтогазонакопчення в регіоні [16, 18]. Потужність майкопських відкладів збільшується з південного заходу на південний схід (від виклинювання до 5000 м). За даними сейсмопрофілювання, біолітостратиграфічними дослідженнями це потужна флішодна товща, складена тонкоритмічним перешаруванням глин темно-сірих аргілітоподібних, щільних, слабослюдистих, нерівномірноалевритистих, некарбонатних, мергелів, алевролітів сірих, зеленувато-темно-сірих з сидеритом, рибними залишками та пісковиків темно-сірих та світлоколірних. Для майкопського комплексу характерними є неповні розрізи регіональних та місцевих стратонів. Цей формаційний комплекс має складний циклічноседиментаційний характер, в якому відображено трансресивно-регресивні і кліматичні режими. За своїми літо- і біофаціальними характеристиками він подібний до олігоцен-нижньоміоценових менілітових і полянських відкладів Карпат, майкопських утворень Кавказу, Каспію.

У стратиграфічній структурі неогенового формаційного комплексу виділено всі регіональні стратони шельфу та причорноморської западини [8]. Підосва міоцен-пліоценової товщі потужністю 1500—2000 м занурюється на південь. В південно-західній частині прогину міоценові відклади зрізані допліоценовою поверхнею розмиву і перекриті молодшими відкладами.

Пліоцен-четвертинний формаційний комплекс, особливо сучасне осадонагромадження, має чинники та типи відкладів седиментаційного середовища, подібні до палеогенових і неогенових. У фаціальній структурі чорноморського горизонту (голоцен) ми спостерігаємо сучасні аналоги систем, які мають ознаки умов минулого, наприклад потенційно нафтогазоматеринських формацій (сапропельові, карбонатно-теригенні комплекси). Сучасний седиментогенез на континентальному схилі

Чорного моря — це діючий аналог фаціальних систем палеогену, неогену, зокрема олігоцену додоманікоїдного комплексу, який може слугувати моделлю для відтворення седиментогенезу протягом мезокайнозою.

Загалом кайнозойські відклади континентального схилу — це подібні формаційні комплекси північно-західного, румунського, прикерченського шельфів, континентальних схилів Західно- та Східночорноморської западин, Азовського моря, Карпатського регіону, карбонатномергельної товщі Стара-Планіни, Нижньокам'яцького прогину Болгарії, Керченсько-Таманського, Кавказського, Каспійського регіонів. Це генетично однотипові флішоїдні відклади, з якими пов'язані значні вуглеводневі поклади [5, 9].

На північно-західному шельфі всі родовища ВВ характеризуються чіткою стратиграфічною приуроченістю до відповідних горизонтів. Зафіксовано приуроченість покладів ВВ до відповідних стратонів: білокам'янського, качинського палеоцену; сімферопольського, кумського еоцену; молочанського, керлеутського олігоцену; батисифонового, сарматського, меотичного, кімерій-куяльницького міоцену та плейстоцену. Порооди-колектори і нафтогазонакопичення у відкладах мезокайнозою приурочені до сидерито-алеврито-піщанистих теригенних та вапнякових комплексів, які часто утворені турбідитовими потоками, течіями, підводно-зсувними процесами і складають глибоководні конуси виносу. Всі ці формаційні комплекси поширені на континентальному схилі і в глибоководній западині, що підтверджено ідентифікацією їх в корінних породах.

Тобто, тектонічними, стратиграфічними, морфоструктурними чинниками на континентальному схилі створено літолого-стратиграфічні умови нафтогазонакопичення, що є ознакою високих перспектив континентального схилу на пошуки ВВ.

В блоці термо-атмо-геохімічних досліджень базовими є термометричні, газогеохімічні та еманційні методи.

За даними СТАГД найчіткіше фіксуються аномальні за площею, і контрастністю поля метану, етану та бутану. Теоретично з будь-якого покладу ВВ найінтенсивніше дифундує метан, він повинен фіксуватись в апікальних частинах родовищ та у межах тектонічних зон, що порушують такі родовища. Практично, згідно з проведеними газогеохімічними дослідженнями такі особливості розподілу аномалій метану не підтверджуються. Привертає увагу, що аномалії метану майже завжди просторово відірвані від аномальних полів інформативніших ВВ газів — етану, пропану та бутану, тобто не корелюють з ними. Показники вмісту метану не можна розглядати окремо як надійний газувуглеводневий індикатор при прогнозних оцінках. Показники метану необхідно інтерпретувати у комплексі з його гомологами (етаном, пропаном, бутаном, ізобутаном), а газогеохімічні аномалії виділяти та інтерпретувати за сумою гомологів метану.

Аналіз газогеохімічної складової свідчить, що найінформативнішими показниками є площинні аномалії етану та пропану газових і нафтових родовищ.

Дослідження на полігонах. На Британській структурі виконано комплекс робіт за СТАГД, що включав газогеохімічну зйомку придонного шару води (вільні вуглеводні, вуглекислий газ, водень, гелій), радонетрію, термометричні дослідження донних відкладів, геоструктурний аналіз, а також гідрологічні та геоморфологічні дослідження (рис. 6).

Отримано дані про концентрацію насичених вуглеводнів: метану (CH_4), етану (C_2H_6), пропану (C_3H_8), ізобутану ($i\text{C}_4\text{H}_{10}$), бутану ($n\text{C}_4\text{H}_{10}$); ненасичених

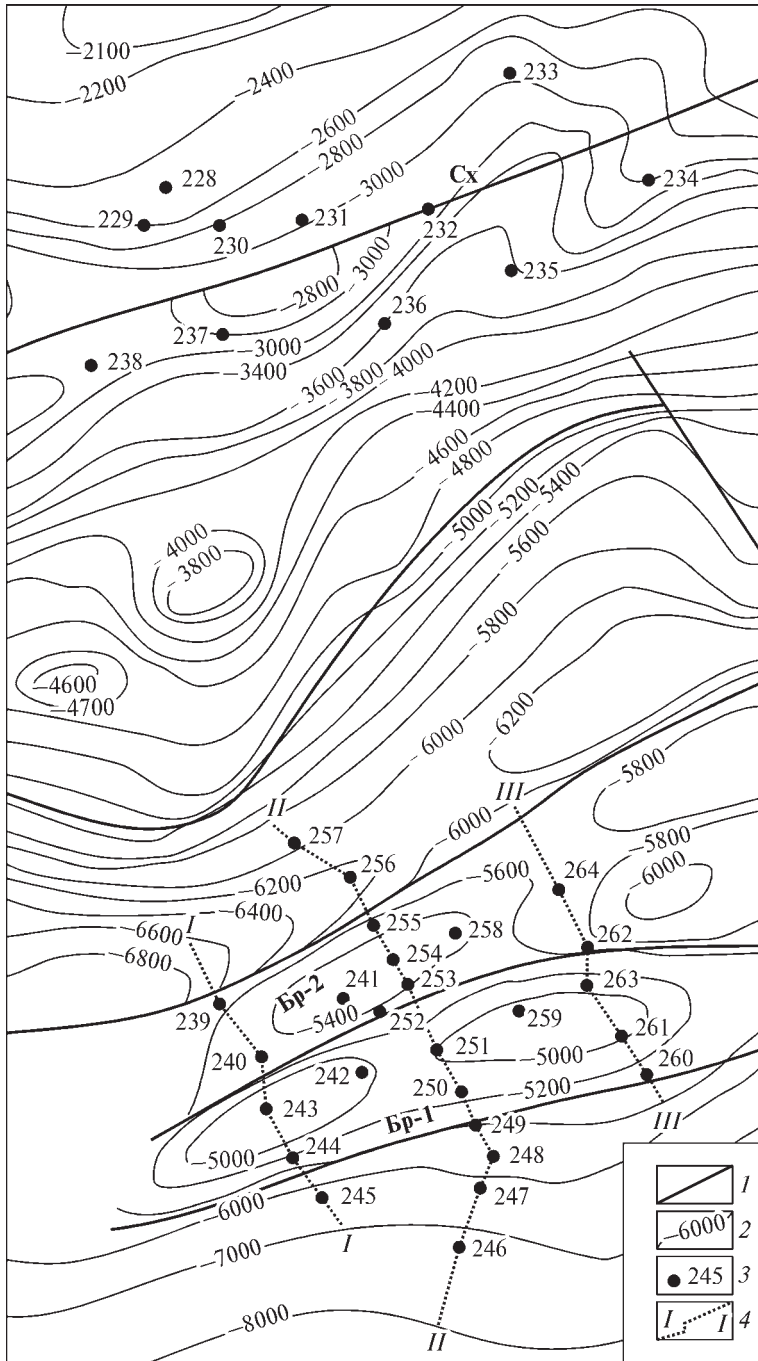


Рис. 6. Схема полігону СТАГД на континентальному схилі Західночорноморської западини: 1 — розривні порушення за даними сейсморозвідки, 2 — ізогіпси горизонту відбиття IV — підшва нижньої крейди, 3 — станції СТАД, 4 — профілі СТАГД. Сх — ділянка Схилова. Локальні структури: Бр-1 — Британська-1, Бр-2 — Британська-2

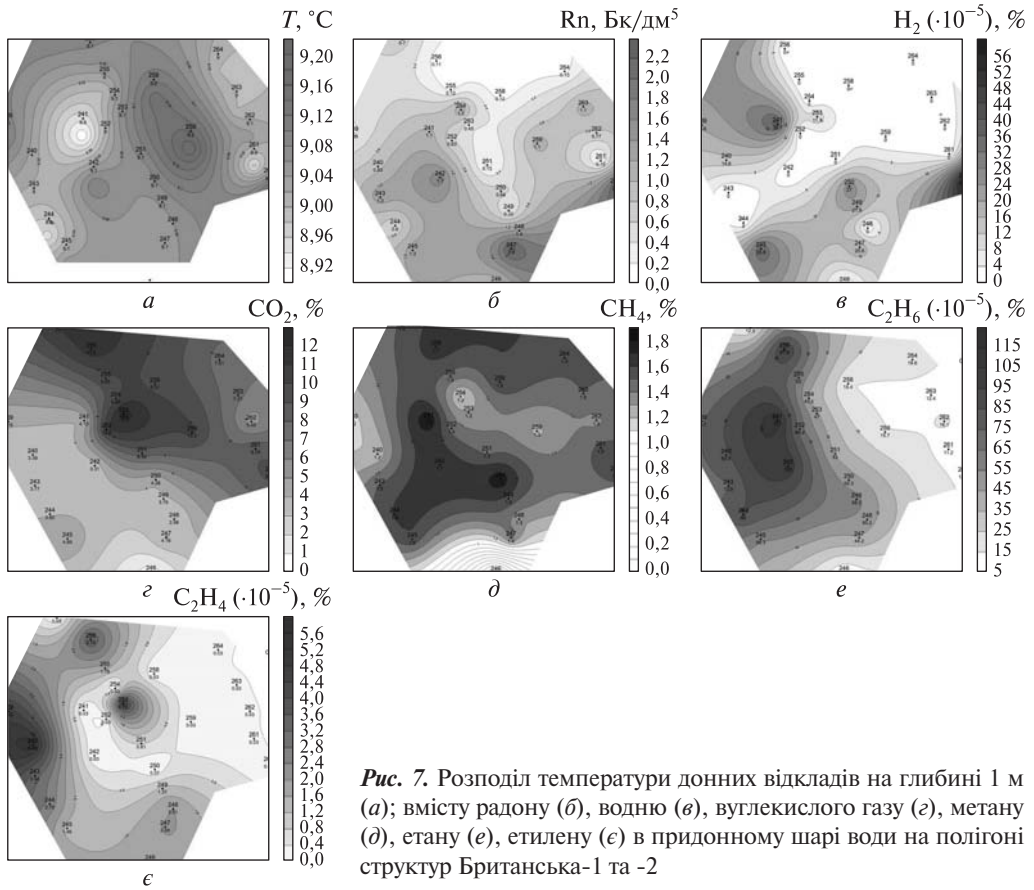


Рис. 7. Розподіл температури донних відкладів на глибині 1 м (а); вмісту радону (б), водню (в), вуглекислого газу (г), метану (д), етану (е), етилену (е) в придонному шарі води на полігоні структур Британська-1 та -2

вуглеводнів: етилену (C_2H_4), пропілену (C_3H_6); радону (Rn). Також було визначено температуру донних відкладів (T) та рельєфу дна (H) (рис. 7).

За аналізом закономірностей розподілу газових, еманційних і температурних показників визначено кореляційні зв'язки газових параметрів, побудовано карти розподілу інформативних показників. Гелій не був зареєстрований в жодному з пунктів відбору фактичного матеріалу. Необхідно зазначити, що на Британській структурі серед вуглеводневих газів лише метан, етан та етилен були зареєстровані на всіх станціях СТАГД. Бутани та пропілен були зареєстровані в поодиноких пробах, а пропан був відмічений в третині відібраних проб. Метан складає майже 99 % від концентрацій усіх вуглеводневих газів, визначених на території досліджень. Показники концентрації метану на 4–5 порядків вищі, ніж на північно-західному шельфі Чорного моря, зокрема на Одеському та Безіменному газових родовищах. Концентрації етану вищі пересічно на два порядки. Значення концентрацій водню та етилену, навпаки, на два порядки менші.

За результатами СТАГД прогнозується наявність вуглеводнів на Британських структурах. Розподіл концентрацій метану являє собою типову кільцеву аномалію. Такий характер аномального поля є одним з пошукових критеріїв вуглеводневих покладів. Кільцеві аномалії характеризуються максимальними значеннями показників на периферії та мінімальними в центральній частині аномальної зони. Кільцева аномалія метану об'єднує обидві Британські структури та просте-

Рис. 8. Ділянка, перспективна на пошуки ВВ в межах структур Британська-1 та -2 на континентальному схилі Західночорноморської западини

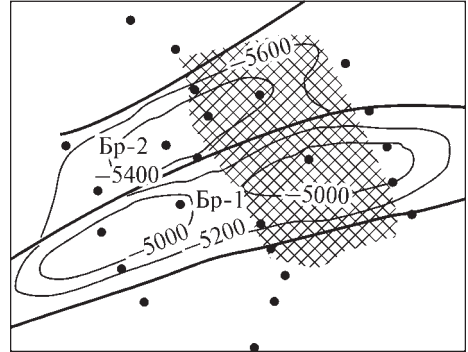
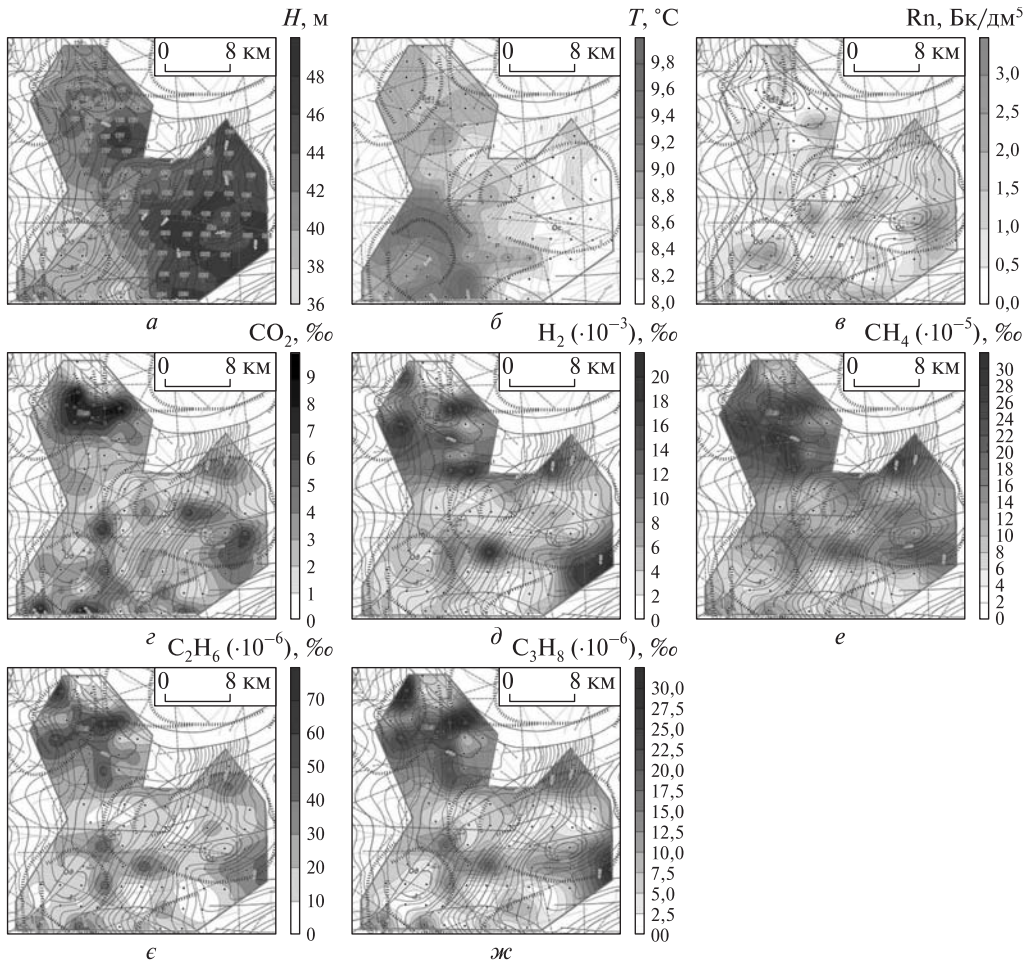


Рис. 9. Розподіл глибин моря (а); температури донних відкладів на глибині 1 м (б); вмісту радону (в), вуглекислого газу (г), водню (д), метану (е), етану (є), пропану (ж) в придонному шарі води на полігоні структур Одеська-Безіменна-Рифтова-Осетрова



жується в східній частині структур Британська-1 та Британська-2. Аномалія суцільна, що вірогідно свідчить про наявність покладу вище по розрізу над крейдовими відкладами, по яких закартовані структури. На Британській структурі не виключена також наявність метаногідратного покладу. Цей прогноз підтверджено наявністю аномально високих показників температурних концентрацій метану. Пересічно останні складають 9 °С, а їх максимальні значення сягають 9,2 °С, що є одними з найвищих температурних показників, зареєстрованих на всіх пло-

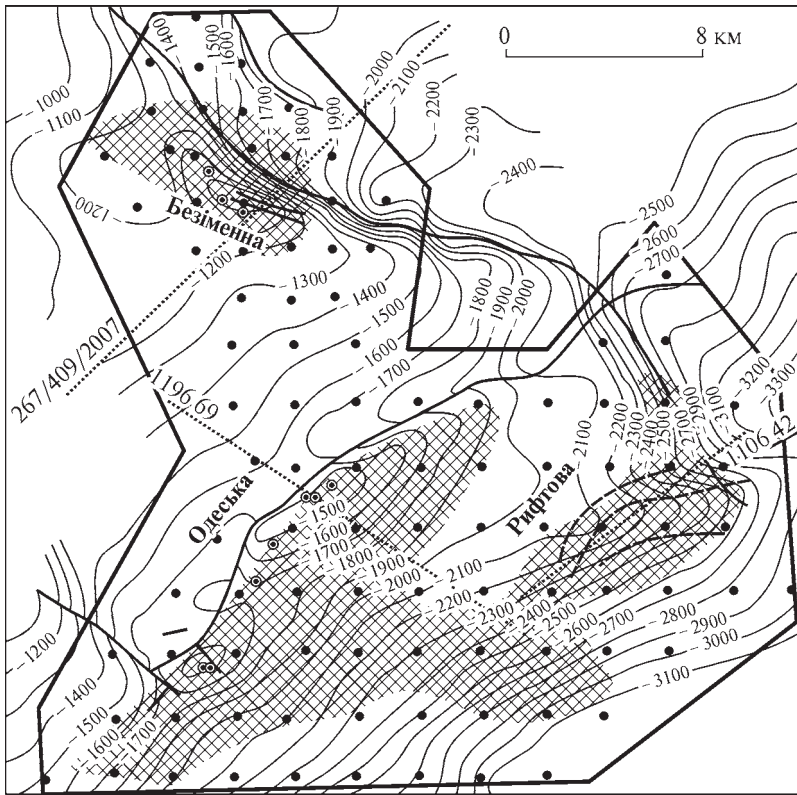


Рис. 10. Ділянки, перспективні на пошуки ВВ на полігоні структур Одеська-Безіменна-Рифтова-Осетрова (за результатами комплексної інтерпретації СТАГД)

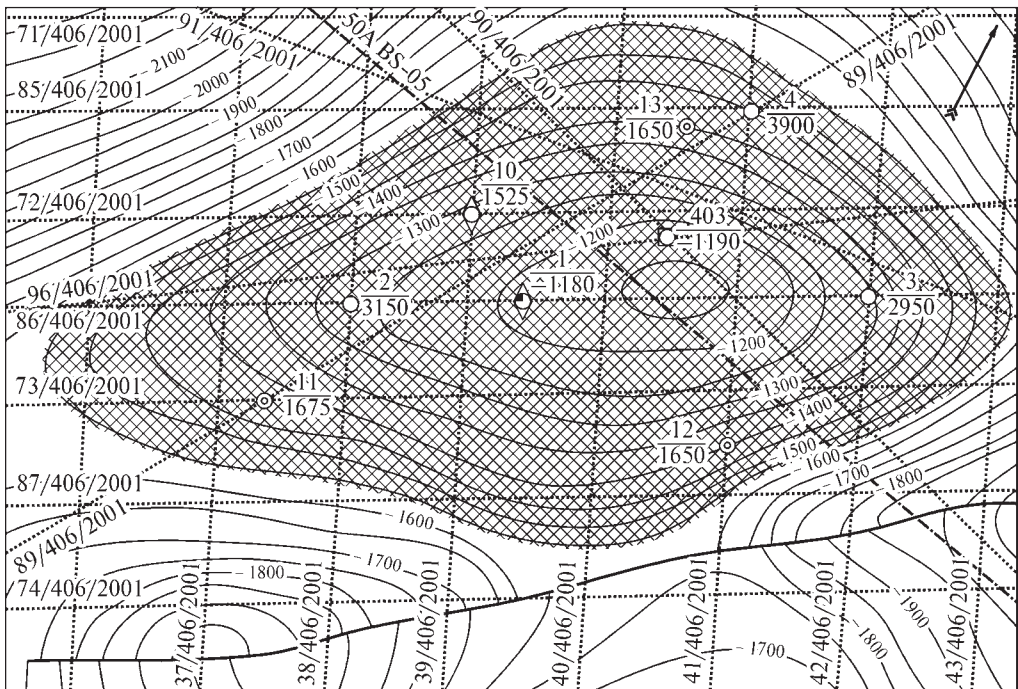


Рис. 11. Структура Субботіна. Структурна карта по покрівлі продуктивного горизонту МС-1 (середньомайкопські відклади)

Сейсмозонити	Регіональні стратиграфічні підрозділи	Міжнародна стратиграфічна шкала	
		Відділ	Підвідділ
I ^p	Чорноморський	Голоцен-плейстоценовий	
	Новоєвксинський		
	Посткарагантський		
	Карагантський		
	Еквизинсько-зуунларський		
I ^m	Давньоєвксинський		
	Чуудинський		
I ^s	Гурійський		
	Кувальницький		
I ^a	Кімерійський	Пліоценовий	
	Понтинний		
	Меотинний		
II ^a	Сарматський	Міоценовий	B
	Конкський—Караганський—Чокракський		
	Тарханський		
	Кавказький		
II ^b	Керлеутський	Олігоценний	H
	Молчанський		
III ^a	Планорбеловий	Еоценовий	B
	Альминський		
III ^b	Кумський	Палеоценовий	H
	Новопавлівський		
III ^c	Сімферопольський	Верхня крейда	
	Бахчисарайський		
III ^d	Качинський	Нижня крейда	
	Білокам'янський		
III ^e	Маєстрихтський		
	Кампанський		
III ^f	Сантонський		
	Коньяк-туровський		
III ^g	Сенманський		
	Альбський		
III ^h	Аптський		
	Баремський		

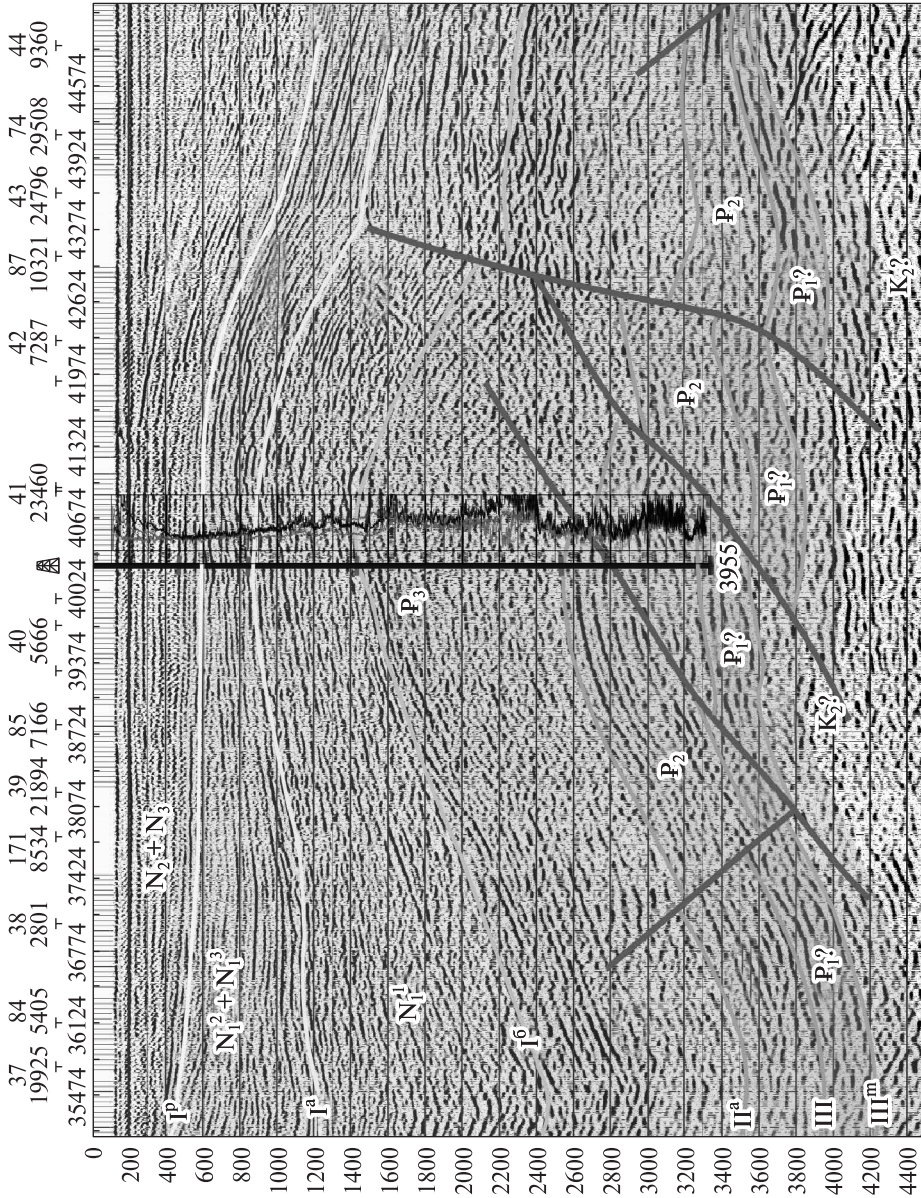


Рис. 12. Стратиграфічна модель кайнозойських відкладів структури Суботіна

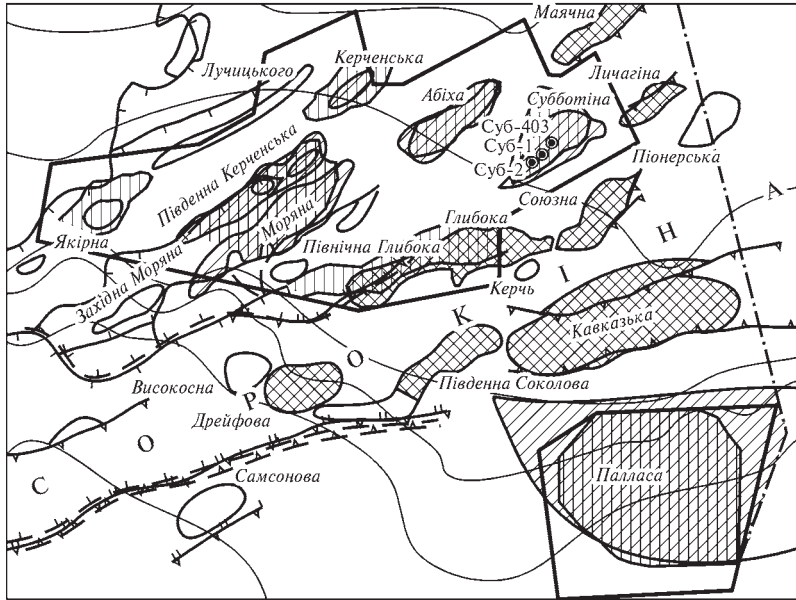


Рис. 13. Перспективні ділянки на Північному, Центральному та Південному полігонах за результатами СТАГД

шах СТАГД в межах північно-західної акваторії Чорного моря. Позитивні температурні аномалії можуть вказувати на наявність скупчення метаногідратів, що утворились у четвертинний час. У зв'язку з тим, що на дослідженій нами території виявлено суцільну теплову аномалію, з максимальними значеннями температур, що сконцентровані на ділянках локального пониження дна (до 1200 м), можна вважати район континентального схилу, де виявлено структуру Британську, високоперспективним. Згідно зі стратиграфічними критеріями продуктивними тут можуть бути крейдові, палеоценові, олігоцен-міоценові (майкопські) та неогенові відклади. Найбільші перспективи метанонасичених формацій, покладів газогідратів слід пов'язувати з майкопським формаційним комплексом, до якого, до речі, приурочені основні грязьовулканічні прояви.

Газогеохімічною зйомкою встановлено, що водень утворює кільцеву аномалію навколо прогнозного покладу, а концентрації етану та етилену характеризуються мінімальними значеннями в його межах. Подібні особливості відображення покладу в газогеохімічних полях можуть бути спричинені тим, що газогідратний поклад є непроникною товщею для нижчезалягаючих покладів вуглеводнів. Винятком є вуглекислий газ, який, подібно до температури, характеризується центральною аномалією в межах покладу. Це може свідчити про інтенсивні газогеохімічні зміни над покладом зі значною зоною окислення.

Аномальне радонове поле, яке є картувальною ознакою тектонічно напружених зон, оконтурює кільцеву аномалію концентрацій метану та характеризує в її межах геодинамічностабільну зону. Локальне підвищення концентрації радону, виявлене на заході структури Британська-1, може бути ознакою наявності каналів розвантаження газових потоків. Мінімальні значення концентрацій радону спостерігаються в межах структури Британська-2. За результатами СТАГД оконтурено ділянку, перспективну на пошуки ВВ (рис. 8).

Сейсмопрофіт	Регіональні стратиграфічні підрозділи	Міжнародна стратиграфічна шкала	
		Period	Відділ
	Чорноморський Новоєвксинський Посткарантазький Карантазький Евксинсько-зунарський Давньоевксинський Чаудинський Турійський	Голоцен-плейстоценовий	
P	Кузьницький Кімерійський	Пліоценовий	
III ¹	Понтичний	Міоценовий	
III ²	Міотичний		
	Сарматський	Олігоценний	
	Конкський-Караганський-Чокракський		
	Тарханський		
I ^a	Кавказький	Еоценовий	
	Керлеутський		
II ^a	Молочанський	Палеоценовий	
	Планорбеловий		
	Альмінський		
II ^b	Кумський	Верня крейда	
	Новолавльський		
	Сімферопольський	Нижня крейда	
	Баччисарайський		
	Качинський		
III ^a	Блокам'янський	Верня крейда	
III ^b	Маастрихтський		
	Камтанський	Нижня крейда	
	Сантонський		
	Коньяк-туровський		
III ^c	Сенюманський	Нижня крейда	
IV ^a	Альбський		
	Аптський		
	Баремський		

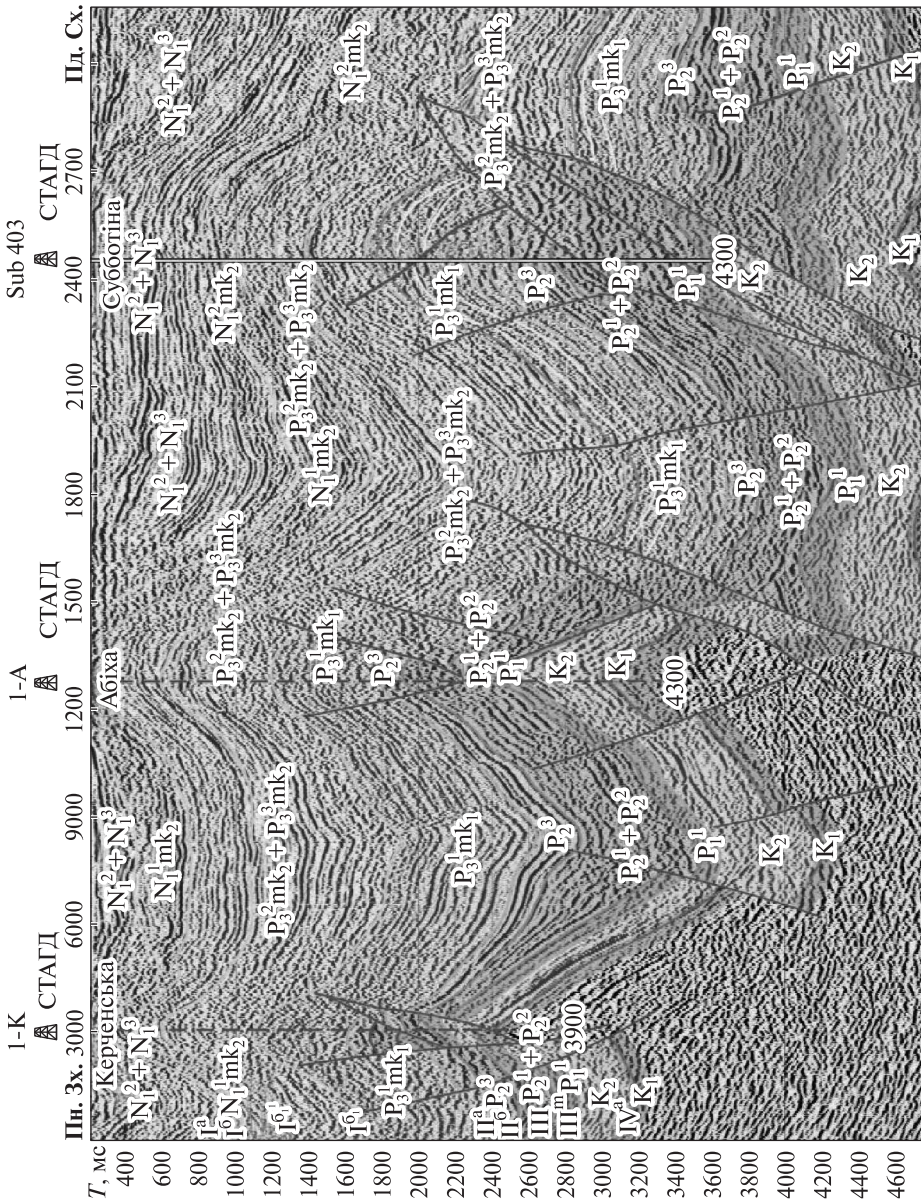


Рис. 14. Геологічна будова структур Керченська, Абіха та Субботіна (за Войцицьким З.Я., Маслун Н.В.)

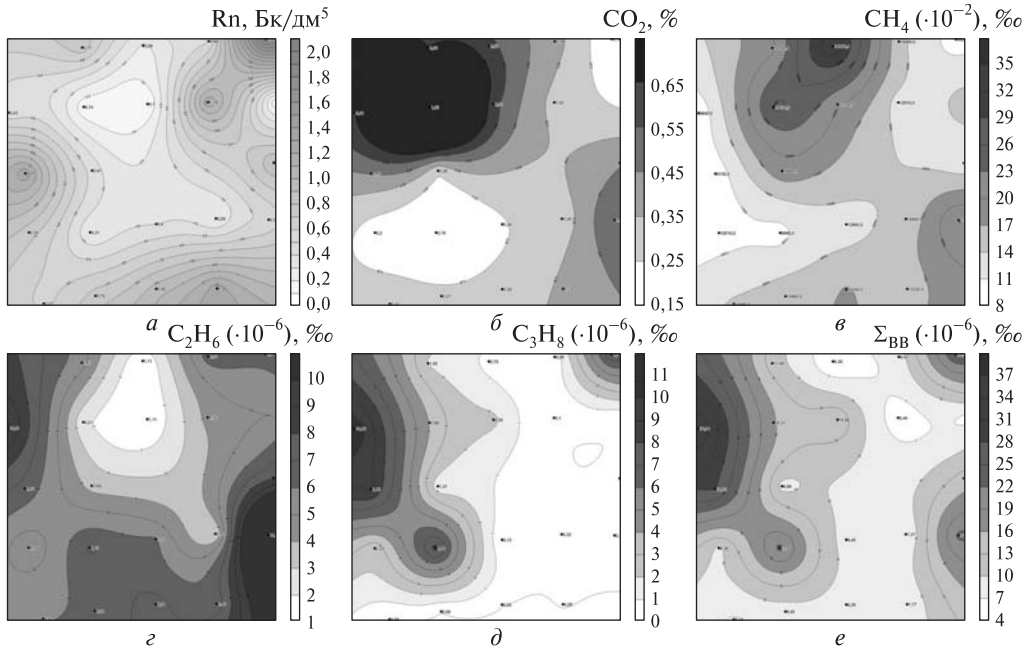


Рис. 15. Схема розподілу вмісту радону (а), вуглекислого газу (б), метану (в), етану (г), пропану (д), суми вуглеводнів (е) у придонному шарі води на полігоні структури Палласа

Для детальнішого визначення особливостей нафтогазонакопичення на полігоні Одеська-Рифтова-Осетрова в перехідній зоні шельф — континентальний схил було проведено комплексні дослідження за технологією СТАГД [5]. На цих структурах за геохімічною зйомкою в усіх пробах було визначено метан, етан, пропан, ізобутан, етилен, пропілен та вуглекислий газ; водень зареєстровано лише в одній пробі. Метан складає 97,6 % від концентрації зареєстрованих вуглеводнів. Метан та вуглекислий газ утворюють аномалію із значеннями, на 2—3 порядки нижчими за аномалію над Британськими структурами. Температура характеризується максимальними значеннями — 8 °С, подібно до температур в межах перспективних ділянок на північно-західному шельфі (рис. 9).

За комплексом методів було підтверджено нафтогазоперспективність даної ділянки та виділено перспективну територію для пошуку вуглеводнів, в тому числі метаногідратів (рис. 10). Але для прогнозування газогідратних покладів необхідне проведення детальніших досліджень за значно щільнішою мережею геохімічних і сейсморозвідувальних профілів.

Особливий акцент слід зробити на прогнозуванні вуглеводнів на прикерченському шельфі та континентальному схилі Східночорноморської западини, що на такій системній основі виконано вперше [2]. За комплексним аналізом структурно-тектонічних, стратиграфічних, літолого-стратиграфічних, термометричних, аерокосмогеологічних, геофізичних (в тому числі сейсморозвідувальних 3D) робіт охарактеризовано геологічну будову, закономірності термо-газо-геохімічних показників, просторово-часового поширення покладів вуглеводнів. За результатами СТАГД було підтверджено перспективність 7 локальних структур на території Керченсько-Таманського шельфу, а саме Субботіна, Абіха, Керченської, Якірної, Південнокерченської, Моряної і Глибокої.

На структурі Сібботіна за СТАГД було зроблено розрахунок нафтогазоперспективного контуру, що передував буровим роботам (рис. 11).

Виділена нафтогазоперспективна ділянка підтвердилась бурінням св. Субботіна-403. Виконані нами біо-літо-сейсмостратиграфічні, структурно-тектонічні побудови дозволили обґрунтувати стратиграфічну модель св. Субботіна, виділити продуктивні стратиграфічні комплекси, уточнити геологічну будову Прикерченського шельфу (рис. 12).

За структурно-тектонічними, стратиграфічними, літолого-фаціальними, седиментологічними, сейсмо-геологічними, термометричними, газогеохімічними, кореляційними критеріями нафтогазонакопичення отримано нові дані про вік, літологічний склад, товщини та глибини залягання прогностичних продуктивних горизонтів. Було доведено, що бурінням розкриті тільки неогеновий, майкопський, еоценовий продуктивні комплекси. Основний продуктивний комплекс Південної нафтогазової провінції — палеоценовий — не було розкрито. Перспектива нафтогазоносності структури Субботіна за стратиграфічними критеріями пов'язується з відкладами нижньої і верхньої крейди, палеоцену, еоцену, олігоцену (майкоп-ський олігоцен-нижньоміоценовий формаційний комплекс), неогену. Оцінка перспективних ресурсів категорії С3, що проведена ЛВ УкрДГРІ, сягає 10,8 млрд м³ газу в майкопських та палеоценових, що не розкриті свердловиною 403.

На структурах, де відсутнє глибоке буріння, СТАГД є єдиною прямою технологією, за якою ґрунтовно доводиться нафтогазоперспективність. Підтвердженням цьому є проведені нами роботи на трьох полігонах на прикерченському шельфі та континентальному схилі Східночорноморської западини: Північному, спостереження в межах якого були виконані в 2002—2003 рр. за мережею 2,5 × 2,5 км; Центральному, спостереження в межах якого були виконані в 2013 р. в основному за мережею 4,5 × 3,5 км (за винятком ділянки структури Глибока, де вона склала 2 × 3 км) та Південному (структура Палласа), де в 2013 р. було відпрацьовано рекогносціовальну мережу спостережень 4 × 5 км. З метою ув'язки даних спостережень Північний та Центральний полігони перекривались, дещо згущуючи мережу станцій (рис. 13).

Встановлено подібність особливостей розподілу структурно-термо-газогеохімічних параметрів в межах значної частини Центрального та Північного полігонів, які в подальшому об'єднані в єдину ділянку (рис. 14). Винятком стала структура Глибока в межах Центрального полігону, що розглядається окремо, зважаючи на особливості розподілу газогеохімічних показників, високої густоти мережі спостережень, геологічної будови. Обґрунтованим є визначення Глибокої структури як однієї з перших в рейтингу нафтогазоперспективних об'єктів Керченсько-Таманського шельфу.

Третім полігоном є структура Палласа, розташована на континентальному схилі північно-східної акваторії Чорного моря. Визначення перспектив нафтогазоносності базувалось на використанні інформації з газогеохімічних, термометричних та еманацийних параметрів. Було отримано інформацію щодо температури донних відкладів (Т) та розподілу в придонному шарі води насичених вуглеводнів: метану (СН₄), етану (С₂Н₆), пропану (С₃Н₈), ізобутану (С₄Н₁₀), бутану (nС₄Н₁₀), ізопентану (С₅Н₁₂), пентану (С₅Н₁₂), гексану (С₆Н₁₄); ненасичених вуглеводнів: етилену (С₂Н₄), пропілену (С₃Н₆); радону (Rn), вуглекислого газу. Було визначено кореляційні зв'язки між вуглеводнями, побудовано карти розподілу концентрацій

суми вуглеводнів, радону та розподілу температури донних відкладів. За результатами СТАГД виділено низку перспективних ділянок та обґрунтовано перспективи їх газонафтоносності.

Інтерпретація результатів сейсморозвідувальних робіт зробила можливим з високою достовірністю визначити перспективні контури в межах локальних структур навіть за відсутності густої мережі спостережень. Це підтвердило доцільність застосування СТАГД на попередніх стадіях пошуків вуглеводнів з метою підвищення надійності прогнозу локальних, полігонних досліджень.

Висновки

Технологія СТАГД забезпечила комплексне рішення проблеми прогнозування та пошуків вуглеводнів, метанонасичених формацій на континентальному схилі Чорного моря. Відтворено детальну геологічну будову структур, їх тектонічну, стратиграфічну, літо-фаціальну та сейсмогеологічну позиції. За інтерпретацією регіональної геологічної інформації за комплексом геофізичних, зокрема сейсморозвідувальних, стратиграфічних, літологічних, геоструктурних даних, визначенням термоатмогеохімічних закономірностей доведено прогнозні перспективи досліджених районів. Показано стратиграфічну приуроченість продуктивних формаційних комплексів в осадовому чохла.

За сейсмічними даними досить детально розшифровано будову мезокайнозойського осадового комплексу північно-західного шельфу, континентального схилу та бортів Західночорноморської западини, прикерченського шельфу, западини Сорокіна та інших геоструктурних елементів Східночорноморської западини. За біо-літо-сейсмо-стратиграфічними даними доведено, що на шельфах, континентальному схилі та глибоководних улоговинах Західно- і Східночорноморської западин стратиграфічна структура мезокайнозою подібна. В цих регіонах виділено місцеві (світи, підсвіти, товщі), регіональні (регіяруси) підрозділи, які кореспондуються з прилеглими регіонами як на локальному, так і регіональному рівнях, що доведено виконаними кореляційними побудовами. Це дозволило уточнити геологічну будову та охарактеризувати основні нафто-газоносні комплекси крейдових, палеогенових і неогенових відкладів. Створено регіональну стратиграфічну схему континентального схилу Чорного моря.

Особливий акцент зроблено на уточненні розломно-блокового каркасу, який обумовлює структурний план розміщення перспективних ділянок та активно впливає на формування пасток ВВ.

Для обґрунтування перспектив нафтогазоносності за тектонічними показниками використано сучасні та палеоструктурні плани, схеми розривних порушень, виділено зони переривів, некомпенсованого прогинання дислокованих розривів, що пов'язані з дислокаціями і флюїдогенними деформаціями.

За термометричними і газогеохімічними дослідженнями складено карти полів приповерхневого розвантаження флюїдогазових потоків — вільних ВВ, гелію, водню, радону та температурних показників. Виділено ділянки аномальних значень газогеохімічних індикаторів, що характеризують зони підвищеної проникності і неотектонічної активності, поля їх фонових значень, які відповідають блокам із сучасними умовами відносної геодинамічної стабільності, сприятливими для формування покладів ВВ. Виявлено складний (азональний) характер

розподілу атмогеохімічних і температурних аномалій, який є типовим для тектонічних вузлів з дрібноблоковою структурою, що необхідно враховувати при постановці пошуково-розвідувальних робіт.

З'ясовано закономірності просторового розподілу термометричних і газогеохімічних аномалій придонної води континентального схилу Чорного моря як важливої складової системного комплексу СТАГД, визначено критеріальні ознаки нафтогазоносності і флюїдопроникності.

Виконання цих задач стало можливим завдяки спеціально розробленому пробовідбірнику-дегазатору для робіт у глибоководних умовах без обмеження глибини зондування.

Показано переваги СТАГД для отримання рекомендацій щодо виявлення флюїдопроникних зон, гідродинамічних типів родовищ ВВ на континентальному схилі та в глибоководних улоговинах для картування вуглеводневих покладів, які можуть бути пов'язані з руслами прарічок і каньйонів, що практично перетинають увесь континентальний схил Східно- та Західночорноморської западин.

Застосування методики СТАГД в Азово-Чорноморському регіоні довело, що за відсутності даних буріння неоднозначної інтерпретації сейсмо-геологічних матеріалів та термометричні та газо-геохімічні показники практично є єдиним інструментом прогнозування перспективних ділянок.

Застосування технології СТАГД як складової частини загального комплексу пошуково-розвідувальних робіт на ВВ в морських акваторіях, і на значних глибинах зокрема, на попередніх стадіях пошуків вуглеводнів підвищить надійність прогнозу локальних перспективних об'єктів, допоможе раціональному розміщенню сейсморозвідувальних профілів та свердловин.

А основне, ця технологія сприяє оперативному, маловитратному прогнозуванню перспективних вуглеводневих об'єктів на всіх стадіях від пошуків до їх експлуатації в різних батиметричних зонах морського басейну. Крім того, технологія СТАГД сприятиме вирішенню фундаментальної проблеми міграції вуглеводневих газів, зокрема метану, та реалізації, за комплексом критеріїв, висновків щодо вуглеводневої перспективності Південного нафтогазоносного регіону України.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. *Багрії І. Д.* Прогнозування вуглеводневих покладів на континентальному схилі західночорноморської западини (за атмогеохімічними та температурними даними). // Геол. журн. — 2010. — № 1. — С. 66—76.
2. *Багрії І. Д.* Розробка геолого-структурно-термо-атмогеохімічної технології прогнозування пошуків корисних копалин та оцінки геоекологічного стану довкілля — К.: Логос, 2013. — 516 с.
3. *Геворк'ян В. Х.* Газогидраты — топливо XXI века // Геодинамика и нефтегазоносные структуры Черноморско-Каспийского региона: Тез. докл. IV Междунар. конф. «Крым-2002». — Симферополь: Форма, 2002. — С. 39—40
4. *Герасимов М. Е., Бондарчук Г. К., Федорук В. Ф., Стасула В. Н.* Новые данные сейсморазведки МОГТ — основа современных представлений о глубинном строении юга Украины // Тектоника и нефтегазоносность Азово-Черноморского региона в связи с нефтегазоносностью пассивных окраин континентов // Материалы. I Междунар. конф. — Симферополь, 2000. — С. 39—40.
5. *Гожик П. Ф., Багрії І. Д., Войцицький З. Я. та ін.* Геолого-структурно-термо-атмо-геохімічне обґрунтування нафтогазоносності Азово-Чорноморської акваторії. — К.: Логос, 2010. — 419 с.

6. Гожик П. Ф., Краюшкин В. А., Клочко В. П. К проблеме промышленного освоения черноморских газогидратов в прибрежье Украины. // Геол. журн. — 2004. — № 2. — С. 7—20.
7. Гожик П.Ф., Багрій І.Д., Знаменська Т.О., Маслун Н.В. та ін. Геолого-термо-атмо-геохімічні передумови вуглеводневої перспективності континентального схилу Західночорноморської западини // Геол. журн. — 2008. — № 3 — С. 95—107.
8. Гожик П.Ф., Маслун Н.В., Іванік О.М., Ключина Г.В. Стратиграфія кайнозою Чорноморської нафтогазоносною провінції України // Біостратиграфічні основи побудови стратиграфічних схем фанерозою України: Зб. наук. пр. ІГН НАН України. — К., 2008. — С. 125—137.
9. Гожик П.Ф., Маслун Н.В., Плотнікова Л.Ф. та ін. Стратиграфія мезокайнозойських відкладів північно-західного шельфу Чорного моря. — К., 2006. — 171 с.
10. Гожик П.Ф., Шнюков Е.Ф., Краюшкин В.А., Клочко В.П. В трех шагах от субмаринной добычи газогидратов // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. — 2007. — № 1. — С. 32—51.
11. Лукин А. Е. О роли процессов газогидратообразования в формировании нефтегазоносных бассейнов. // Геол. журн. — 2007. — № 2. — С. 7—29.
12. Макогон Ю. Ф. Газогидраты Черного моря. // Нафта і газ України. Матеріали 9-ї Міжнародної науково-практичної конференції «Нафта і газ України — 2013». — Л.: «Центр Європи». — 2013. — С. 174—175.
13. Макогон Ю. Ф. Газогидраты. История изучения и перспективы освоения. // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. — 2010. — № 2. — С. 5—21.
14. Маслун Н.В., Андреева-Григорович А.С., Іванік М.М. та ін. Біостратиграфічне обґрунтування розчленування кайнозойських відкладів прикерченського шельфу Чорного моря // Проблеми палеонтології та біостратиграфії протерозою і фанерозою України: Зб. наук. пр. ІГН НАН України. — К., 2006. — С. 172—179.
15. Маслун Н.В., Иноземцев Ю.И., Оровецкий Ю.Ю. Нижнекайнозойские отложения Крымского континентального склона Черного моря (результаты 37 рейса НИС «Академик Вернадский»). — Киев, 1989. — 36 с. — (Препр. / АН УССР. Ин-т геол. наук; 89—13).
16. Маслун Н.В., Іванік М.М., Цихоцька Н.Н., Ключина Г.В. Детальна стратифікація майкопських відкладів північно-західного шельфу Чорного моря // Біо-стратиграфічні критерії розчленування та кореляції відкладів фанерозою України. — К., 2005. — С. 153—159.
17. Мельник В.И. Подводные каньоны Черного моря // Геол. журн. — 1986. — Т. 46. — № 6. — С. 72—79.
18. Пасинков А.А. Морфоструктурне районування Азово-Чорноморського басейну України та перспективи освоєння регіону. // автореф. дис. д-ра геол. наук : 04.00.10 / Пасинков Анастолій Андрійович ; Нац. акад. наук України, Ін-т геол. наук. — К., 2013. — 40 с.
19. Паталаха Е.И., Трофименко Г.Л., Трегубенко В.И., Лебедь Н.И. Проблема краевых прогибов и прогноз углеводородов. — Киев: ЭКМО, 2002. — 251 с.
20. Самарська О.В., Полухтович Б.М., Тарковський В.Ю. Палеорусл — основний тип пасток вуглеводнів у майкопській товщі Керченського півострова та прилеглих акваторій // Нафта і газ України — 2000: Матеріали 6-ї міжнар. конф. — Івано-Франківськ, 2000. — С. 321—232.
21. Самсонов В. И., Чумак О. М. О «прямых» признаках нефтегазоносности Черноморской акватории // Нафта і газ України: Матеріали 8-ї Міжнар. наук.-практич. конф. «Нафта і газ України-2004» (Судак, 29 вересня-1 жовтня 2004р.). — К.: Центр Європи, 2004. — Т. 1. — С. 242—244.
22. Семененко В.Н. Гурийский этап развития Азово-Черноморского бассейна // Геол. журнал. — 2003. — № 2. — С. 7—22.
23. Соколов В. А. Геохимия природных газов. — М.: Недра, 1971. — 333 с.
24. Шнюков Е. Ф., Коболев В. П., Пасынков А.А. Газовый вулканизм Черного моря / Е. Ф. Шнюков, В. П. Коболев, А. А. Пасынков. — К.: Логос, 2013. — 384 с.
25. Шнюков Е. Ф., Щербаков И. Б., Шнюкова Е. Е. Палеоостровная дуга севера Черного моря. — Киев, 1997. — 288 с.
26. Шнюков Е.Ф. Грязевые вулканы Черного моря как поисковый признак газогидратов метана // Литология и полезные ископаемые. — 2013. — №2. — С.119—127.

27. Шнюков Е.Ф., Пасынков А.Л., Маслаков Н.А. Черное море — зона активной глубинной дегазации // Нефть и газ Черного, Азовского и Каспийского морей: Тез. докл. Междунар. науч.-техн. конф. — Геленджик, 2004. — С. 9—12.
28. Шнюков Е.Ф., Григорьев А.В., Маслун Н.В. и др. Мезозойские и кайнозойские отложения южного континентального склона Черного моря // Геол. журн. — 1991. — № 2. — С. 123—129.
29. Шнюков Е.Ф., Клещенко С.А., Авилов В.И. и др. Газовые аномалии в донных осадках северо-запада Черного моря // Геологія і геохімія горючих копалин. — 1993. — № 4. — С. 7—9.
30. Шнюков Е.Ф., Коболев В.Н. Струйные газовыделения дна Черного моря — уникальный средообразующий экологический и ресурсный феномен// Геология и полезные ископаемые Мирового океана. — 2013. — №3. — С.134—140
31. Шнюков Е.Ф., Пасынков А.А., Клещенко С.А. и др. Газовые факелы на дне Черного моря. — Киев, 1999. — 133 с.
32. Шнюков Е.Ф., Старостенко В.И., Гожик П.Ф. и др. О газоотдаче дна Черного моря // Геол. журн. — 2001. — № 4. — С. 7—14.

Статья поступила 10.10.2014

И.Д. Багрий, З.И. Войцицкий, Н.В. Маслун, У.З. Науменко, С.Д. Аксем, М.Ю. Грига

КОМПЛЕКСНЫЕ ГЕОЛОГО-СТРУКТУРНО-ТЕРМО-АТМО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ — ИНСТРУМЕНТ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ И ПОИСКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ И МЕТАНОГИДРАТОВ НА КОНТИНЕНТАЛЬНОМ СКЛОНЕ ЧЕРНОГО МОРЯ

Обоснована целесообразность применения термо-атмо-геохимических исследований при поисках углеводородов и метаногидратов на континентальном склоне Черного моря. Приведены результаты системного анализа структурно-тектонических, литолого-стратиграфических, геохимических, геотермических методов, критериев и их комплексное применение при определении нефтегазоносности локальных объектов.

Ключевые слова: Черное море, углеводороды, структурно-термо-геохимические исследования, флюиды.

I.D. Bagriy, Z.Y. Voytsitsky, N.V. Maslun, U.Z. Naumenko, S.D. Aksem, M.YU. Griga

INTERDISCIPLINARY GEOLOGICAL-STRUCTURAL-THERMO-ATMOGEOCHEMICAL RESEARCHES — A TOOL FOR PROGNOSING AND SEARCHING FOR HYDROCARBONS AND METHANE HYDRATES ON THE CONTINENTAL SLOPE OF THE BLACK SEA

The expediency of the use of thermo-atmo-geochemical researches in the searches for hydrocarbons and metanogidrates on the continental slope of the Black Sea is based. The results of the system analysis of structural-tectonic, litologis-stratigrafical, geochemical, geotermic methods, criterias and their application in determining the oil and gas potential of local objects are shown.

Key words: Black Sea, hydrocarbons, structural-thermal-geochemical research, fluids.