

ПРОГНОЗУВАННЯ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ПРИКЕРЧЕНСЬКОГО ШЕЛЬФУ ЧОРНОГО МОРЯ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ СТРУКТУРНО-ТЕРМОАТМОГЕОХІМІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ

І. Д. Багрій¹, З. Я. Войцицький², М. Ю. Грига³, С. Д. Аксьом⁴, І. Є. Мамишев⁵

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

¹ Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна,
E-mail: bagrid@ukr.net

*Кандидат геологічних наук, старший науковий співробітник, заступник директора,
завідувач відділу геоecології та пошукових досліджень.*

² Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна.

Старший науковий співробітник.

³ Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна. Геофізик.

⁴ Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна,

E-mail: s_axem@ukr.net

Кандидат географічних наук, провідний науковий співробітник.

⁵ Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна.

Старший науковий співробітник.

Визначені перспективи нафтогазоносності прикерченського шельфу Чорного моря. Прогноз ґрунтується на аналізі геолого-структурних, космогеологічних, газогеохімічних, температурних та еманційних параметрів, що були досліджені у процесі реалізації комплексної методики структурно-термогазогеохімічних досліджень, яка розроблена з метою прогнозування покладів вуглеводнів (патент № 28176 від 31.03.2009 р.). Розглянуті закономірності зв'язків між газогеохімічними показниками. Проаналізовані особливості розподілу аномальних полів концентрацій метану, радону та аномалій теплового потоку. Виконана оцінка перспектив нафтогазоносності прикерченського шельфу.

Ключові слова: геолого-структурні, космогеологічні, газогеохімічні, температурні, еманційні параметри; перспективи нафтогазоносності; шельф Чорного моря.

THE PROGNOSIS OF OIL-AND-GAS BEARING OF NEAR-KERCH SHELF OF BLACK SEA BY THE RESULTS OF STRUCTURAL, GAS-GEOCHEMICAL AND THERMOMETRIC RESEARCHES

I.D. Bagriy¹, Z.Y. Voytsitskiy², M.Y. Griga³, S.D. Aks'om⁴, I.E. Mamyshev⁵

(Recommended of academic NAS of Ukraine P.F. Gozhik)

¹ INSTITUTE of GEOLOGICAL SCIENCES of NATIONAL ACADEMY of SCIENCES of UKRAINE, Kyiv, Ukraine, E-mail: bagrid@ukr.net *Candidate of geological sciences, senior research worker, deputy of director, manager of department of geoecology and searching researches.*

² INSTITUTE of GEOLOGICAL SCIENCES of NATIONAL ACADEMY of SCIENCES of UKRAINE, Kyiv, Ukraine. *Senior research worker.*

³ INSTITUTE of GEOLOGICAL SCIENCES of NATIONAL ACADEMY of SCIENCES of UKRAINE, Kyiv, Ukraine. *Geophysicist.*

⁴ INSTITUTE of GEOLOGICAL SCIENCES of NATIONAL ACADEMY of SCIENCES of UKRAINE, Kyiv, Ukraine, E-mail: s_axem@ukr.net *Candidate of geographical sciences, leading research worker.*

⁵ INSTITUTE of GEOLOGICAL SCIENCES of NATIONAL ACADEMY of SCIENCES of UKRAINE, Kyiv, Ukraine. *Senior research worker.*

Forecast of the hydrocarbon accumulations on the Prekerch shelf has been presented. It is based on the analysis of geological, tectonic, geophysical, structural, geochemical and thermometric factors which have been investigated with the help of newly developed and patented technique, using special equipment (patent of Ukraine № 28176, dated March 3, 2009). This technique of the structural-gas-geochemical studies (STAGS) has been developed for integral approach to the problem of the forecast and search of hydrocarbon accumulation. The relation between the geochemical parameters has been considered. Features of the distribution of the anomalous fields of concentration of methane, concentration of radon and heat flux have been analyzed. Perspectives of oil and gas accumulations on the Prekerch shelf have been estimated.

Key words: geological, tectonic, geophysical, structural, geochemical, thermometric factors; forecast of the hydrocarbon accumulations; shelf of Black sea.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРИКЕРЧЕНСКОГО ШЕЛЬФА ЧЕРНОГО МОРЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ СТРУКТУРНО-ТЕРМОАТМОГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

И. Д. Багрий¹, З. Я. Войцицкий², М. Ю. Грига³, С. Д. Аксём⁴, И. Е. Мамышев⁵

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

¹ *Институт геологических наук НАН Украины, Киев, Украина, E-mail: bagrid@ukr.net
Кандидат геологических наук, старший научный сотрудник, заместитель директора, заведующий отделом геоэкологии и поисковых исследований.*

² *Институт геологических наук НАН Украины, Киев, Украина.
Старший научный сотрудник.*

³ *Институт геологических наук НАН Украины, Киев, Украина.
Геофизик.*

⁴ *Институт геологических наук НАН Украины, Киев, Украина, E-mail: s_axem@ukr.net
Кандидат географических наук, ведущий научный сотрудник.*

⁵ *Институт геологических наук НАН Украины, Киев, Украина.
Старший научный сотрудник.*

Определены перспективы нефтегазоносности прикерченского шельфа Черного моря. Прогноз основан на анализе геолого-структурных, космогеологических, газогеохимических, температурных и эманационных параметров, которые были исследованы в процессе реализации комплексной методики структурно-термогазогеохимических исследований, разработанной с целью прогнозирования залежей углеводородов (патент № 28176 от 31.03.2009 г.). Рассмотрены закономерности связей между газогеохимическими показателями (метаном и его гомологами, парообразными и газообразными углеводородами, предельными и непредельными углеводородами). Проанализированы особенности распределения аномальных полей концентрации метана, радона и аномалий теплового потока. Оценены перспективы нефтегазоносности прикерченского шельфа.

Ключевые слова: геолого-структурные, космогеологические, газогеохимические, температурные, эманационные параметры; перспективы нефтегазоносности; шельф Черного моря.

Вступ

Прикерченський шельф Чорного моря відноситься до перспективних, проте слабовивчених регіонів України. За результатами сейсморозвідувальних робіт було виділено понад 30 локальних антиклінальних структур, які за рядом ознак мають значні перспективи нафтогазоносності. Для їх детального дослідження, за умов майже повної відсутності глибокого буріння, необхідне використання інноваційних методичних розробок, орієнтованих

на пошуки та прогнозування вуглеводневих покладів. Їх основні риси мають полягати в комплексності підходів, а також експресності та економічності проведення робіт.

З огляду на зазначене методика структурно-термоатмогеохімічних досліджень (СТАГД) нині займає передові позиції в дослідженнях акваторії Чорного моря, Дніпровсько-Донецької западини, вивченні нетрадиційних джерел вуглеводнів (ВВ). Її реалізація на території прикерченського

шельфу Чорного моря дозволила оцінити перспективи нафтогазоносності сумарної площі, яка становить 800 км², визначити перспективи та особливості нафтогазоносності семи антиклінальних структур.

Мета даної роботи полягає у виявленні нафтогазоперспективних площ на прикержанському шельфі Чорного моря та зіставленні їх зі структурами, визначеними за результатами сейсморозвідки. Детальний та всебічний підхід до вивчення проблеми взаємозв'язку та особливостей атмогеохімічних показників, визначення геоструктурних особливостей та характеру розподілу теплового потоку на території досліджень дав можливість максимально точно виконати прогноз нафтогазоперспективності.

Методика

Методика СТАГД являє собою оригінальну, маловитратну та експресну технологію, яка методологічно й інформаційно базується на системному аналізі геологічних передумов, зокрема низці сприятливих структурно-тектонічних, літолого-стратиграфічних, атмогеохімічних та термометричних ознак і критеріїв нафтогазоносності. В основу СТАГД покладено науково-методичні розробки з удосконалення та впровадження в практику комплексної методики прогнозування вуглеводневих покладів [Багрій та ін., 2007; Багрій та ін., 2011; Гожик та ін., 2010]. Вона полягає у визначенні територіального розміщення зон, які активно впливають на умови формування та зберігання покладів ВВ, визначаючи місця активізації сучасних геодинамічних процесів, формування зон тріщинуватості та розущільнення гірських порід, шляхи міграції до земної поверхні різних за складом і походженням флюїдів, в тому числі і тих, що є індикаторами покладів ВВ. СТАГД основним чином базувалися на ряді головних вимог щодо максимальної інформативності отриманих даних. За цих обставин основна увага при виконанні досліджень приділялась вирішенню двох основних задач:

1) визначенню геоструктурної позиції площі дослідження на основі аналізу розломно-блокової тектоніки та дешифрування аеро- та космофотознімків;

2) встановленню характеру показників нафтогазоносності, що, з одного боку, ви-

значають шляхи міграції ВВ і цим створюють умови для пошуків та оконтурювання їх покладів, з іншого – дозволяють оцінити сучасну герметичність потенційних пасток ВВ, необхідну для їх накопичення та збереження, на основі картування зон сучасної геодинамічної активності.

СТАГД на представленій території передбачала виконання комплексу польових та лабораторних досліджень за такою схемою: геоструктурні дослідження, структурно-неотектонічне дешифрування аеро- і космофотознімків, польові термометричні, геохімічні (за вільними ВВ) та еманційні дослідження, обробка отриманих експериментальних даних і побудова картографічного матеріалу.

Геоструктурні дослідження ґрунтувалися на аналізі існуючої геологічної та геофізичної інформації і мали на меті аналіз розломно-блокової тектоніки з урахуванням геодинамічних і морфокінематичних характеристик розломів та форм їх відображення у фундаменті і чохлах. Структурно-неотектонічне дешифрування космо- та аерофотознімків виконувалося з метою виявлення неотектонічно активних порушень на основі їх закономірного зв'язку з певними типами сучасних структур і формами рельєфу за допомогою структурного аналізу ландшафтно-геоморфологічних особливостей сучасної поверхні Землі. Геоструктурна інформація була вихідною при виборі оптимальної мережі станцій інструментальних польових робіт, що включали атмогеохімічні, термометричні та еманційні дослідження.

Теоретичною основою геохімічних пошуків родовищ ВВ були уявлення про дифузійно-фільтраційний масоперенос вуглеводневих газів (та низькомолекулярних рідких ВВ) із нафтогазових покладів у перекриваючі осадові породи [Жуков и др., 2011; Соколов, 1971; Справочник..., 1998]. При пошукових роботах газометрична зйомка виконувалась з метою виявлення аномалій концентрацій метану та його гомологів, а також алкенів. За просторовим розміщенням та інтенсивністю аномалій оцінювалася загальна перспективність території досліджень. Радонометричні дослідження базувалися на уявленнях про зв'язок аномалій радону з розривними порушеннями та надали інформацію про просторове положення розломних зон підвищеної проникності [Багрій, 2003]. Основу

термометричних досліджень складала уявлення про температурні аномалії як індикатори теплових потоків з місць накопичення ВВ. Були враховані дані про особливості характеру температурних аномалій, які полягали у різному відображенні нафтових та газових покладів у теплових полях. Газові поклади характеризуються наявністю позитивних температурних аномалій, в той час як для нафтових покладів характерні найбільш низькі значення теплового потоку [Осадчий и др., 1974; Чекалюк та ін., 1974].

Геохімічна зйомка виконувалася одночасно з еманційною та термометричною. Відбір проб проводився в тих самих точках і з тієї ж глибини. Відбір проб придонної води був виконаний пробовідбірником-дегазатором ПДБК-2М та модифікованим ПДБК-3М, приладами, розробленими фахівцями Інституту геологічних наук НАН України. Проби газів досліджувалися на хроматографі "Кристаллюкс-4000М", а радонетрія здійснювалася в автономній лабораторії на борту судна. Експедиційні термометричні дослідження виконувалися шляхом занурення спеціально розроблених термозондів у донні відклади на глибину до 1 м з одночасним вимірюванням глибини занурення.

Обробка та інтерпретація даних польових досліджень передбачала аналіз просторового розміщення та зіставлення аномалій показників СТАГД на основі ПС-технологій та методів математико-статистичного аналізу. З урахуванням цих даних були проаналізовані перспективи нафтогазоносності прикерченського шельфу.

Об'єкт досліджень

Сучасні уявлення про будову прикерченського шельфу базуються переважно на даних геофізичних досліджень, які проводилися з 1976 р. В результаті виконання цих робіт у межах прикерченського шельфу було вирішено ряд питань щодо структурно-геологічних особливостей даної території та виявлено понад 30 локальних структур у кайнозойських відкладах. Сучасна карта фонду структур території досліджень наведена на рис. 1.

Всебічні дослідження дали змогу виявити ряд особливостей, пов'язаних з нафтогазовим потенціалом та структурно-тектонічною

позицією північно-східної акваторії Чорного моря [Гожик та ін., 2011; Гожик та ін., 2010а; Гожик та ін., 2010б; Довжок та ін., 1996; Лукин, 2008; Порфирьев и др., 1978; Чебаненко и др., 1988; Шнюков, Зиборов, 2004].

За структурно-тектонічною позицією територія досліджень приурочена до Керченсько-Таманського периклінального прогину. В регіональному плані він виділяється як структурне ускладнення альпійської складчастої області у вигляді депресії з плоским дном і відносно невисокими бортами, що сформувалася на зчленуванні двох орогенних систем з різними глибинними осередками гороутворення. На півночі він з'єднується з Індольським передовим прогином. Південним його обмеженням є Бар'ерна зона антиклінальних підняттяв. На південному заході він розкривається у прогин Сорокіна. Деякі дослідники вважають Керченсько-Таманський прогин складовою частиною олігоцен-міоценового передового Індоло-Кубанського прогину, що має велику потужність альпійського чохла, особливо майкопської серії, та складну складчасту структуру. Результати сучасних сейсморозвідувальних робіт підтверджують, що у формуванні структурних планів мезокайнозойських відкладів у цьому районі значну роль відіграють складчасто-насувні дислокації. Підняття являють собою асиметричні складки з крутими крилами та властиві як майкопським, так і домайкопським відкладам. Окремі складки утворюють ланцюги антиклінальних підняттяв, ускладнених тектонічними порушеннями. Найбільш імовірно, що складкоутворення відбулося внаслідок стиснення, пов'язаного з основними фазами гороутворення Криму.

Аналіз космогеологічної інформації [Гожик та ін., 2010а] дозволив визначити, що структуроутворююча роль розломів різного напрямку та їх вплив на формування потенційних пасток змінювалися у часі залежно від зміни геодинамічних режимів. Прямим наслідком цього є неузгодженість структурних планів різних структурно-стратиграфічних комплексів, що фіксується за даними сейсморозвідки. Для відкладів крейдового віку, які накопичувалися в умовах переважającego розтягування, домінуючим, найвірогідніше, був північно-східний структурний план деформацій, успадкований від струк-

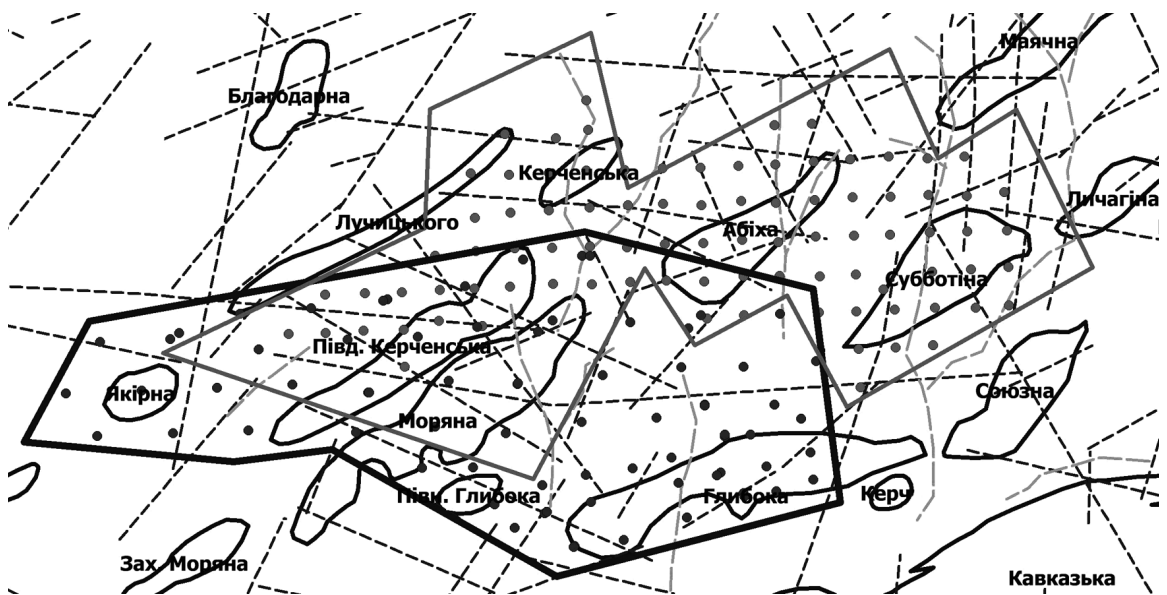


Рис. 1. Зведена карта фонду структур північно-східної акваторії Чорного моря за 2013 р. та карта космолінеаментів з полігонами СТАГД. Чорним обведено полігон СТАГД 2013 р., сірим – полігон СТАГД 2002 р. Точками позначено станції комплексних експедиційних робіт

Fig. 1. Areas of structural-thermo-geochemical studies at the north-western Black Sea shelves. Black contours – exploration areas in 2013, grey contours – exploration areas in 2002, points – stations of studies

турного плану складчастих споруд мезозоїд Криму. Дислокації чохла у цей час визначалися системою флексур з можливими ускладненнями у вигляді терас, структур облямування та ущільнення, гравітаційних складок. З ними можуть бути пов'язані фації піщаних барів, кліноформ та рифогенних споруд, сприятливі для формування літологічних пасток ВВ.

Вирішальну роль у формуванні сучасної структури району досліджень відігравали орогенні розломно-складчасті дислокації в умовах наростаючого стиснення. Вони картується у вигляді замкнених локальних антикліналей північно-східного простягання, ускладнених співскладчастими порушеннями. Найбільш типовими спряженими структурними порушеннями в цей час були широтні підкиди. За механізмом формування вони здебільшого пов'язані з утворенням субгоризонтальних (лістричних) блокових переміщень. Як відомо, з дислокаціями цього типу у багатьох районах пов'язано формування екранів ВВ тектонічного типу. Слід відмітити, що подібні горст-антиклінальні форми, обмежені з півночі «зворотніми скидами», є продуктивними на північно-західному шельфі Чорного моря.

Високу нафтогазоперспективність цього району обумовлюють численні антиклінальні підняття, деякі з яких є значно більшими у порівнянні з продуктивними структурами на прилеглому суходолі. На території досліджень встановлено ряд критеріїв нафтогазоносності: великі потужності осадових комплексів, їх літолого-фаціальна різноманітність, наявність колекторів і покришок, велика кількість локальних структур, ускладнених тектонічними порушеннями, що формують структурні зони.

Результати досліджень

Більш ніж десятирічний досвід відпрацювання методики СТАГД у межах північно-східної акваторії Чорного моря дозволив визначити перспективи нафтогазоносності сумарної площі, яка становить близько 800 км. В процесі СТАГД були проведені дослідження нафтогазоперспективності семи локальних структур, а саме Субботіна, Абіха, Керченської, Якірної, Південно-Керченської, Моряної і Глибокої. На структурі Субботіна розрахунок нафтогазоперспективного контуру передував буровим роботам, і свердловини Субботіна-403, Субботіна-1 та Субботіна-2, які дали промисловий приплив ВВ, увійшли в

її межі [Гожик та ін., 2010а]. Для інших структур, за умов відсутності глибокого буріння, результати СТАГД є надійним методом, що підтверджують їх нафтогазоперспективність.

Дослідження були проведені на території двох полігонів. На першому спостереження виконані в 2002-2003 рр. по мережі 2,5x2,5 км, а на другому – в 2013 р. в основному по мережі 4,5x3,5 км, за винятком ділянки в межах структури Глибока, де мережа спостережень становила 2x3 км. З метою узгодження даних спостережень полігони перекривались, дещо згущаючи мережу станцій спостережень (рис. 1).

За результатами СТАГД була виявлена схожість особливостей розподілу структурно-термоатмогеохімічних показників для більшої частини СТАГД полігонів, які в подальшому розгляді були об'єднані в одну площу СТАГД. Винятком стала структура Глибока, яка була розглянута окремо, виходячи з аналізу особливостей розподілу концентрацій атмогеохімічних показників, високої густоти мережі спостережень та особливостей її просторового розміщення.

Визначення перспектив нафтогазоносності базувалося на використанні математико-статистичної обробки результатів СТАГД та побудові карт, які об'єднують корисну інформацію за атмогеохімічними, термометричними та еманційними показниками. Аналіз всіх картографічних результатів комплексних досліджень дозволив з високою достовірністю визначити перспективи нафтогазоносності території.

На території досліджень були отримані дані зі 150 пунктів СТАГД про концентрацію насичених ВВ: метану (CH_4), етану (C_2H_6), пропану (C_3H_8), ізобутану (iC_4H_{10}), бутану (nC_4H_{10}), ізопентану (iC_5H_{12}), пентану (C_5H_{12}), гексану (C_6H_{14}); ненасичених ВВ: етилену (C_2H_4), пропілену (C_3H_6); радону (Rn), а також про температуру донних відкладів (Т). Було визначено кореляційні зв'язки між ВВ, проаналізовано карти розподілу концентрацій суми ВВ, радону та розподілу температури донних відкладів.

На території СТАГД було виділено ряд особливостей, визначених за результатами кореляційного аналізу [Харченко, 2008] атмогеохімічних показників. По-перше, були виявлені значущі кореляційні зв'язки між газо- та пароподібними ВВ, які в основному

характеризуються значеннями коефіцієнтів кореляції Пірсона понад 0,40. Пароподібні ВВ на території досліджень представлені пентаном та гексаном. По-друге, на площі досліджень визначена відсутність кореляційних зв'язків алканів з алкенами, в той час як на північно-західному шельфі Чорного моря подібні зв'язки є типовими для більшості територій, на яких були проведені СТАГД, зокрема на Одеському і Безіменному газових родовищах. По-третє, на Північній площі СТАГД між метаном, який сягає 99% і більше від сумарної концентрації зареєстрованих ВВ, та його гомологами були виявлені значущі та в деяких випадках прямі (коефіцієнт кореляції Пірсона понад 0,9 з пропаном та ізобутаном) генетичні зв'язки. З огляду на зазначене аномалії метану є достовірним і максимально інформативним показником прогнозування покладів ВВ на території СТАГД.

Кarti розподілу концентрації метану були побудовані шляхом проведення процедури нормування зі зведенням даних до шкали від 0 до 1 у межах кожного полігону СТАГД. На картах розподілу концентрацій метану (рис. 2, а) майже всі структури виділяються в геохімічному полі у вигляді кільцевих аномалій, присутність яких є одним з пошукових критеріїв покладів ВВ [Соколов, 1971]. Вони характеризуються особливою формою аномального поля з максимальними значеннями на периферії та мінімальними в центральній частині кільцевої аномалії. Для більшості структур на площі СТАГД максимальні значення атмогеохімічних показників орієнтовно збіглися з їх контурами по підшві майкопу. Подібні кільцеві аномалії були виявлені на структурах Субботіна, Керченська та Абіха і спільна – для сусідніх Південно-Керченської і Моряної структур. Особливості розподілу температури (рис. 2, б) на Північній площі вказують на наявність як газових (і/або газоконденсатних), так і нафтових покладів у межах структур Субботіна, Абіха, Якірна, Південно-Керченська і Моряна. Тут характерні мінімально аномальні та у випадку останніх двох структур – мінімальні значення теплового потоку, виражені в найменших температурних показниках.

На структурі Глибока встановлена відсутність кореляції метану з його гомологами. В той самий час структура характеризується контрастною аномалією суми ВВ

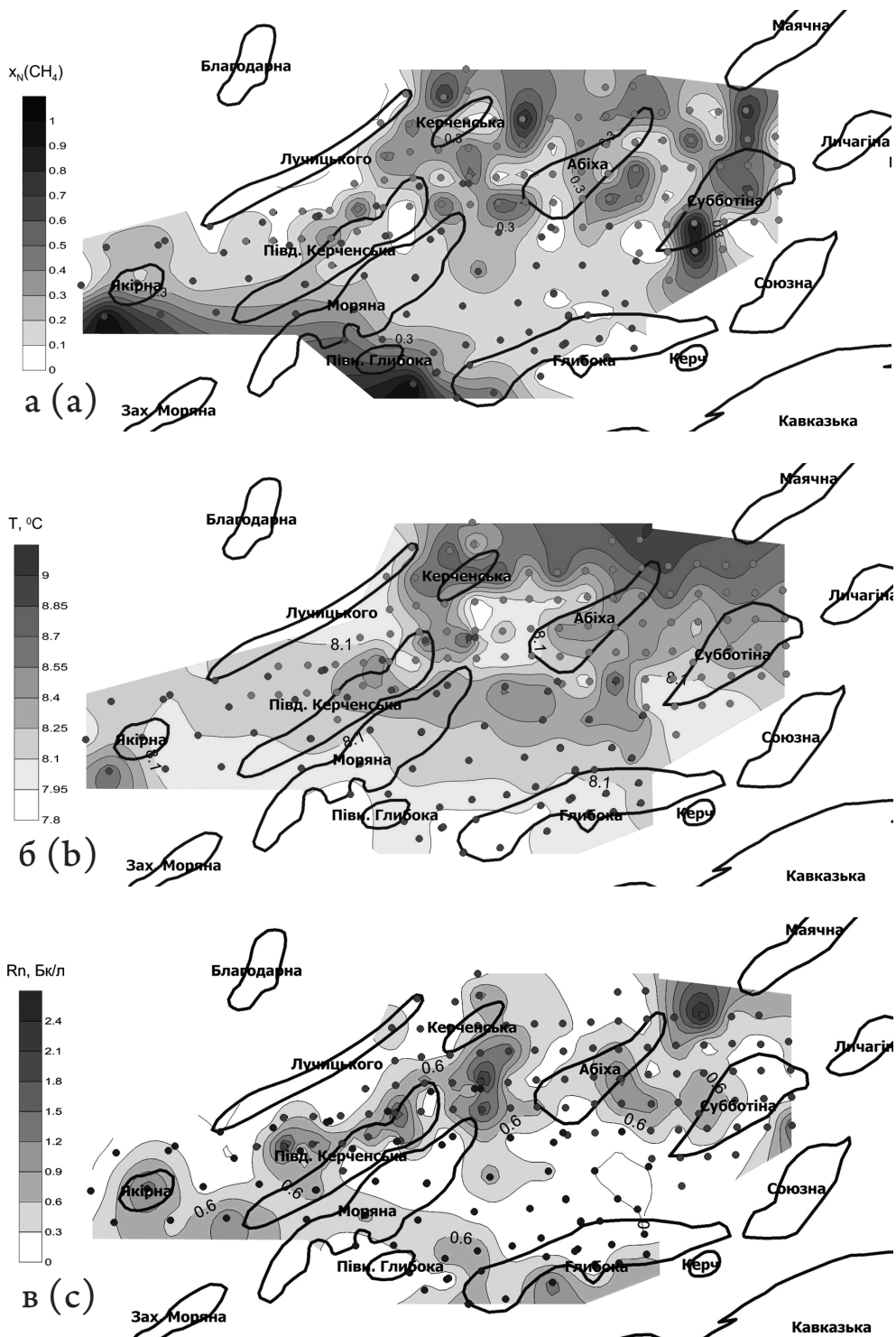


Рис. 2. Картографічні результати СТАГД

а – карта розподілу концентрацій метану; б – карта розподілу температури донних відкладів; в – карта розподілу концентрацій радону

Fig. 2. Cartographic results of studies

а – methane distribution in the near-bottom water layer; б – temperature in the bottom sediments; в – radon distribution in the near-bottom water layer

(пропану, бутанів, пентанів та гексану). Ще одна особливість даної території полягає в мінімальних температурних показниках у межах структури Глибока, які в комплексі з особливостями геохімічних параметрів свідчать про можливість виявлення тут переважно нафтового покладу.

Аномальне радонове поле, яке є картувальною ознакою тектонічно напружених зон, проходить із заходу на південь та із заходу на північний схід і збігається з розміщенням розломних зон, виділених за геолого-геофізичними та космогеологічними дослідженнями (рис. 2, в).

Локальні підвищення концентрації радону, які простежуються в межах антиклінальних структур, можуть бути ознакою наявності каналів розвантаження газових потоків. Мінімальні значення концентрацій радону спостерігаються в межах синкліналі, що відділяє структуру Глибока від інших структур площі досліджень та є найбільш геодинамічно-стабільною територією.

За результатами СТАГД та інтерпретації структурних карт і часових розрізів був реалізований прогноз нафтогазоперспективності прикерченського шельфу Чорного моря.

Висновки

Підводячи підсумки проведених СТАГД на території прикерченського шельфу Чорного моря, можемо надати характеристику нафтогазоперспективним ділянкам, виділеним в його межах. Перспективна ділянка Субботіна майже повністю відповідає замкнутому контуру однойменної структури по горизонту відбиття IIa в підшві майкопської серії. Південна межа ділянки в загальних рисах збігається з трасою тектонічного порушення, що ускладнює присклепінну частину структури Субботіна, яке, очевидно, є екрануючим. Для нафтогазоперспективної ділянки характерна видовженість в напрямку північного занурення структури, яка майже збігається з видовженням в цьому ж напрямку північного крила, що утворює значну асиметрію в будові крилових частин і свідчить про можливе існування тут нафтогазоперспективних неантиклінальних пасток ВВ. Перспективна ділянка Абіха відповідає виділеній за даними сейсморозвідувальних досліджень однойменній структурі по відкладах нижнього майкопу, які є продуктивними на родовищі Субботіна.

Перспективна на нафту та газ ділянка

має чіткий однозначний контур, видовжена в північно-східному напрямку. Слід відмітити, що ускладнюючі структуру Абіха тектонічні порушення мають північно-східне простягання. Керченська перспективна ділянка уточнена за даними СТАГД, відповідає однойменній структурі по відкладах мезокайнозою. Вона має північно-східне простягання і дещо більша по площі від контурів виділеної Керченської структури по горизонтах відбиття IIa в підшві майкопу, III – в покрівлі палеоцену та IV – в підшві нижньої крейди, що пояснюється наявністю ореолу розсіювання, так як структура інтенсивно ускладнена підкидонасувною тектонікою і, можливо, наявністю покладів ВВ в середньому майкопі, оскільки по покрівлі олігоцену вона витягується в південно-західному напрямку.

Перспективна ділянка Південно-Керченсько-Моряна охоплює майже повністю апікальну частину Південно-Керченської структури по відкладах мезокайнозою та північно-східну частину структури Моряна по цих же відкладах. Перспективна ділянка, як і закартовані за даними сейсморозвідки вищезгадані структури, має чітке північно-східне простягання. Тенденція на розділення обширної Південно-Керченсько-Моряної перспективної ділянки з північного сходу відмічається своєрідним затокоподібним врізанням північно-східної частини контуру в південно-східному напрямку. Враховуючи те, що наявність відкладів майкопу прогнозується в розрізі не в повному обсязі, на структурі Моряна основні перспективи нафтогазоносності слід пов'язувати з еоцен-палеоцен-крейдовими відкладами.

Перспективна ділянка Якірна відповідає літологічно екранованій пастці по відкладах нижнього майкопу (горизонт IIa), які в південно-східному напрямку розмиваються, як і відклади еоцену і палеоцену. Перспективна ділянка має тенденцію до розвитку в південно-східному напрямку, подібно до трьохсклепінної лінійно-втягнутої складки північно-східного простягання по крейдових відкладах. Крила складки ускладнені тектонічними розломами.

Перспективна ділянка Глибока має чітке субширотне простягання та розміщена вздовж осьової частини Глибоківського лан-

цюжка структур, які за даними сейсморозвідки з півночі та півдня ускладнені підкидонасувною тектонікою. В межах центрального склепіння структури по відкладах майкопу, еоцену, палеоцену та верхньої крейди аномальна нафтогазоперспективна ділянка ніби розділяється вузькою зоною, утворюючи пеліжми з півночі та півдня.

Отже, за результатами СТАГД на прикер-

ченському шельфі Чорного моря прогноуються перспективи нафтогазоносності усіх антиклінальних структур. Оскільки більшість прогнозних ділянок приурочені до розломних зон сучасної активації, цей регіон потребує обов'язкового довивчення за методикою СТАГД та сейсморозвідувальними роботами.

Список літератури / Reference

1. *Багрій І. Д.* Прогнозування розломних зон підвищеної проникності гірських порід для вирішення геоекологічних та пошукових задач. Київ: ІГН НАН України, 2003. 149 с.

Bagriy I. D. Prognostication of a fault zones of an increase permeability of rocks for the decision of geoeological and searching tasks. Kyiv, IGS NAS of Ukraine, 2003. 149 p. (in Ukrainian).

2. *Багрій І. Д., Гладун В. В., Гожик П. Ф., Крупський Б. Л., Ключко В. П., Почтаренко В. І., Бенько В. М., Знаменська Т. О., Дубосарський В. Р., Лихван В. М.* Нафтогазоперспективні об'єкти України. Прогнозування нафтогазоперспективних об'єктів Дніпровсько-Донецької газонафтононої області з застосуванням комплексу нетрадиційних приповерхневих методів досліджень. Київ: Варта, 2007. 535 с.

Bagriy I. D., Gladun V. V., Gozhik P. F., Krupsky V. L., Klochko V. P., Pochtarenko V. I., Benko V. M., Znamenska T. O., Dubosarsky V. R., Lihvan V. M. Potential Oil and Gas Fields in Ukraine. Prediction of Potential Oil and Gas Fields in Dneper-Donetsk Gas and Oil Area with the Implementation of the Integrated Set of Untraditional Near-Surface Research Methods. Kyiv: Varta, 2007. 535 p. (in Ukrainian).

3. *Багрій І. Д., Гожик П. Ф., Почтаренко В. І., Аксьом С. Д., Дубосарський В. Р., Мамишев І. Є., Кізлат А. М., Палій В. М.* Прогнозування геодинамічних зон та перспективних площ для видобутку шахтного метану вугільних родовищ Донбасу. Київ: Фоліант, 2011. 236 с.

Bagriy I. D., Gozhik P. F., Pochtarenko V. I., Aks'om S. D., Dubosarsky V. R., Mamyshev I. E., Kizlat A. M., Paliy V. M. A forecast of the geodynamic zones and promising areas for coal-seam methane recovery at the coal mines of the Donets Basin. Kyiv: Foliant, 2011. 236 p. (in Ukrainian).

4. *Гожик П. Ф., Багрій І. Д., Войцицький З. Я., Гладун В. В., Маслун Н. В., Знаменська Т. О., Аксьом С. Д., Ключина Г. В., Іванік О. М., Ключко В. П., Мельничук П. М., Палій В. М., Цьоха О. Г.* Геолого-структурно-термоатмогеохімічне обґрунтування нафтогазоносності Азово-Чорноморської акваторії. Київ: Логос, 2010. 419 с.

Gozhik P. F., Bagriy I. D., Voitsytskiy Z. Ya., Gladun V. V., Maslun N. V., Znamenska T. O., Aks'om S. D., Kliushyna G. V., Ivanik O. M., Klochko V. P., Mel'nichouk P. M., Paliy V. M., Tsiokha O. G. Geological-Structural-thermo-atmogeochemical substantiation of the petroleum presence in the Azov-Black sea aquatory. Kyiv: Logos, 2010. 419 p. (in Ukrainian).

5. *Гожик П. Ф., Євдошук М. І., Ставицький Е. А., Гладун В. В., Галко Т. М., Полухтович Б. М., Прокураков О. А., Захарчук С. М., Верховцев В. Г., Ключко В. П., Максимчук П. Я., Довжок Т. Є., Федун О. М., Колодій Е. О., Колодій І. В., Седлерова О. В., Коваль А. М., Пахолок О. В., Мельничук П. М., Данилевич В. Я., Федішин А. І., Тарковська В. А., Ткаченко А. І., Волкова О. В., Романюк В. А., Вархоляк Л. А.* Нафтогазоперспективні об'єкти України. Наукові і практичні основи пошуків родовищ вуглеводнів в українському секторі прикерченського шельфу Чорного моря. Київ: ВП «ЕДЕЛЬВЕЙС», 2011. 439 с.

Gozhik P. F., Yevdoschuk M. I., Stavitskiy E. A., Gladun V. V., Galko T. M., Poluhtovych B. M., Proskuriakov O. A., Zaharchuk S. M., Verkhovtsev V. G., Klochko V. P., Maksimchuk P. Ya., Dovzhok T. E., Fedun O. M., Kolodiy E. O., Kolodiy I. V., Sedlerova O. V., Koval A. M., Pakholok O. V., Melnychuk P. M., Danilevych V. Ya., Fedyshyn A. I., Tarkovska V. A., Tkachenko A. I., Volkova O. V., Romanyuk V. A., Varkholyak L. A. Potential Oil and Gas Fields in Ukraine. Scientific and practical foundations of searches hydrocarbon deposits in the Ukrainian sector of the Prikerchenskiy Black Sea shelf. Kyiv: "Edelweis", 2011. 439 p. (in Ukrainian).

6. *Гожик П. Ф., Маслун Н. В., Войцицький З. Я., Іванік М. М., Ключина Г. В.* Стратиграфічна будова кайнозойських відкладів прикерченського шельфу та Східно-Чорноморської западини. *Геол. журн.* 2010а. № 1 (330). С. 7-41.

Gozhik P. F., Maslun N. V., Voitsytskiy Z. Ya., Ivanik M. M., Kliushyna G. V., 2010a. Stratigraphic structure of Cenozoic sediments of Prikerchenskiy shelf and Eastern Black Sea basin. *Geol. zhurnal*, № 1 (330), P. 7-41 (in Ukrainian).

7. Гожик П. Ф., Чебаненко І. І., Клочко В. П., Євдошук М. І., Краюшкін В. О., Франчук В. Г., Крупський Б. Л., Гладун В. В., Максимчук П. Я., Галко Т. М., Кришталь А. М., Полухтович Б. М., Захарчук С. М., Мельничук П. М., Багрій І. Д., Довбиш Н. С., Седлєрова О. В., Смірнов І. В., Якубенко Г. М. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Теоретичне і практичне обґрунтування пошуків нафти і газу в акваторіях України. Київ: ЕКМО, 2010. 200 с.

Gozhik P. F., Chebanenko I. I., Klochko V. P., Yevdoschuk M. I., Krayushkin V. O., Franchuk V. G., Krupsky B. L., Gladun V. V., Maksimchuk P. Ya., Galko T. M., Kryshstal A. M., Poluhtovich B. M., Zaharchuk S. M., Melnichuk P. M., Bagriy I. D., Dovbysh N. S., Sedlerova O. V., Smirnov I. V., Yakubenko G. M. Potential Oil and Gas Fields in Ukraine. Theoretical and practical justification of oil and gas exploration in the waters of Ukraine. Kyiv: EKMO, 2010. 200 p. (in Ukrainian).

8. Довжок Є. М., Бялюк Б. О., Ільницький П. М. Нафтогазонасний потенціал Керченсько-Таманського шельфу Чорного моря, континентального схилу і глибоководної западини Чорного моря. Київ, 1996. 175 с.

Dovzhok E. M., Byalyuk B. O., Ilnitskiy P. M. Oil and gas potential of Kerch-Taman Black Sea shelf, the continental slope and deep basin of the Black Sea. Kyiv, 1996. 175 p. (in Ukrainian).

9. Коржов Ю. В., Исаев В. И., Жильцова А. А. Проблемы нефтепоисковой геохимии и обобщающая схема миграции углеводородных флюидов. Изв. Томского политехн. ун-та. 2011. Т. 318, № 1.

Korzhev Yu. V., Isayev V. I., Zhiltsova A. A., 2011. Problems of the oil exploration geochemistry and generalizing scheme of the migration of hydrocarbon fluids. *Izvestiya of Tomsk Polytechn. University*, Vol. 318, № 1 (in Russian).

10. Лукин А. Е. О перспективах нефтегазонасности прикерченского шельфа. Геол. журн. 2008. № 2 (323). С. 7-20.

Lukin A. E., 2008. On the prospects of oil and gas potential of the Prikerchenskiy shelf. *Geol. zhurnal*, № 2 (323), P. 7-20 (in Russian).

11. Осадчий В. Г., Куксов Г. А., Ковалик В. В. Морская геотермосъемка. Киев: Наук. думка, 1974. 104 с.

Osadchiy V. G., Kuksov G. A., Kovalik V. V. Sea geothermal survey. Kiev: Naukova Dumka, 1974. 104 p. (in Russian).

12. Порфирьев В. Б., Соллогуб В. Б., Чекунов А. В., Гаркаленко И. А., Пустильников М. Р., Краюшкін В. А., Клочко В. П., Семенов А. В., Шиманский А. А. Строение и нефтегазонасность северной части Черного моря и сопредельных территорий. Киев: Наук. думка, 1978. 160 с.

Porfiryev V. B., Sollogub V. B., Chekunov A. V., Garkalenko I. A., Pustilnikov M. R., Kraiushkin V. A., Klochko V. P., Semenov A. V., Shimanskii A. A. Structure and oil and gas potential on the north part of the Black Sea and adjacent areas. Kiev: Naukova Dumka, 1978. 160 p. (in Russian).

13. Соколов В. А. Геохимия природных газов. Москва: Недра, 1971. 333 с.

Sokolov V. A. Geochemistry of natural gases. Moscow: Nedra, 1971. 333 p. (in Russian).

14. Справочник по геохимии нефти и газа / под ред. С. Г. Неручева. СПб.: Недра, 1998. 576 с.

Handbook of geochemistry of oil and gas / edited by S. G. Neruchev. SPb: Nedra, 1998. 576 p. (in Russian).

15. Харченко М. А. Корреляционный анализ. Учебное пособие для вузов. Воронеж, 2008.

Kharchenko M. A. Correlation analysis. Textbook for High Schools. Voronezh, 2008 (in Russian).

16. Чебаненко І. І., Довгаль Ю. М., Знаменська Т. А., Клочко В. П., Кудрявцева М. Н., Потопчук І. С., Радзивил В. Я., Слензак О. І., Токovenko В. С., Трипольська М. І., Верховцев В. Г., Шаталов Н. Н. Тектоника Северного Причерноморья. Киев: Наук. думка, 1988. 164 с.

Chebanenko I. I., Dovgal Yu. M., Znamenska T. A., Klochko V. P., Kudriavtseva M. N., Potapchuk I. S., Radzivil V. Ya., Slenzak O. I., Tokovenko V. S., Tripolskaia M. I., Verkhovtcev V. G., Shatalov N. N. Tectonics of the Northern Black Sea. Kiev: Naukova Dumka, 1988. 164 p. (in Russian).

17. Чекалюк Е. Б., Федорцев І. М., Осадчий А. Г. Польова геотермічна зйомка. Київ: Наук. думка, 1974. 103 с.

Chekalyuk E. B., Fedortsev I. M., Osadchyi V. G. Geothermal field survey. Kyiv: Naukova Dumka, 1974. 103 p. (in Ukrainian).

18. Шнюков Е. Ф., Зиборов А. П. Минеральные богатства Черного моря. Киев, 2004. 277 с.

Shnyukov E. F., Ziborov A. P. Mineral wealth of the Black Sea. Kiev, 2004. 277 p. (in Russian).

19. Свідоцтво України № 28176 авторського права на твір «Комплексна методика (структурно-термо-атмогеохімічних досліджень (СТАГД))» / Багрій І.Д., Гожик П.Ф.; заявник і власник Інститут геологічних наук НАН України. 31.03.2009.

Patent № 28176 "A comprehensive methodology (Structural-thermo-atmogeochimical research (STAGR))" / Bagriy I. D., Gozhik P. F., applicant and owner IGS NAS of Ukraine. 31.03.2009 (in Ukrainian).

Стаття надійшла
12.02.2014