

**І.Д. Багрій, М.Ю. Грига,
З.Я. Войцицький, С.Д. Аксьом, І.Є. Мамишев**

Інститут геологічних наук НАН України

ПРОГНОЗУВАННЯ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ НА СТРУКТУРІ ГЛИБОКА ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ СТРУКТУРНО-ТЕРМО-АТМОГЕОХІМІЧНИХ (СТАГ) ДОСЛІДЖЕНЬ

Реалізовано комплекс структурно-термо-атмогеохімічних (СТАГ) досліджень, який являє собою новітню інноваційну методику пошуку та прогнозування покладів вуглеводнів (патент № 28176 від 31.03.2009 р.). Наведено результати полігонних СТАГ досліджень, основу яких склали атмогеохімічні, термометричні та еманційні методи. В межах структури Глибока (Керченсько-Таманський шельф Чорного моря) виділено перспективну ділянку.

Ключові слова: Чорне море, вуглеводні, атмогеохімічні, термометричні, еманційні методи.

Вступ

На території північно-східної акваторії Чорного моря виявлено ряд нафтогазоперспективних об'єктів, сумарна перспективна нафтогазоносність яких складає 257 млн тон у. п. [6]. До фонду підготовлених об'єктів станом на 01.01.2013 віднесені структури Абіха, Керченська, Південно-Керченська, Личагіна та Глибока. Підготовка об'єктів до глибокого буріння потребує комплексних досліджень перспектив нафтогазоносності, особливостей флюїодинамічних та структурно-тектонічних умов у межах локальних структур.

Методика структурно-термо-атмогеохімічних (СТАГ) досліджень об'єднує прямопошукові атмогеохімічні, термометричні та еманційні методи. Дає можливість виявляти прояви нафтогазоносності структур, досліджувати аномальні зміни концентрацій мігруючих з надр вуглеводнів, реєструвати теплові аномалії і зони сучасної геодинамічної активності. Отримані дані можуть суттєво впливати на рішення при постановці розвідувального буріння.

Основною метою СТАГ методики є визначення перспектив нафтогазоносності об'єктів досліджень. Її надійність підтверджено реалізацією на понад 80 об'єктах на суші та в морських акваторіях

© І.Д. БАГРІЙ, М.Ю. ГРИГА, З.Я. ВОЙЦИЦЬКИЙ,
С.Д. АКСЬОМ, І.Є. МАМИШЕВ, 2013

[2,3,5], а висока точність визначається використанням новітньої інноваційної апаратури та сучасних методів обробки даних. Метою проведення СТАГ комплексу робіт в межах структури Глибока є визначення нафтогазоперспективних ділянок.

Об'єкт досліджень

Північно-східна частина акваторії Чорного моря являє собою складну континентальну окраїну з активною і пасивною частинами. Активна частина — це акваторія, суміжна з гірськоскладчатою спорудою Криму, пасивна — Керченсько-Таманська. Остання відноситься до релікта давньої континентальної окраїни, для якої характерні наявність порівняно широкого шельфу, відсутність зони Беньюфа та зниження сейсмічної активності [5].

Структура Глибока міститься в південно-західній частині Керченсько-Таманського міжпериклінального прогину, який являє собою південне відгалуження західної центрикліналі Індоло-Кубанського прогину. Через весь прогин простежуються складчасті структури, які за сейсмічними даними картуються як лінійні, прирозломні або тектонічно обмежені підняття. Вони об'єднуються у декілька добре виражених в олігоцені, міоцені і пліоцені антиклінальних зон, розділених вузькими глибокими синкліналями і розломами [5].

До однієї з таких зон відноситься структура Глибока, яка являє собою брахіантисклінальну складку субширотного простягання, південне та північне крила якої ускладнені тектонічними порушеннями. Структура Глибока закартована в мезокайнозойських відкладах по горизонтах відбиття Па — в підшві відкладів майкопу, III — в покрівлі палеоцену, III_m — в покрівлі відкладів верхньої крейди, III_г — в підшві відкладів верхньої крейди, IV — в підшві відкладів нижньої крейди.

За сучасною схемою нафтогазогеологічного районування площа робіт входить до складу Керченсько-Таманського нафтогазоносного району Індоло-Кубанської нафтогазоносної області. По аналогії з перспективними структурами Керчі й Тамані, а також структурою Суботіна, нафтогазоносність структури Глибока в першу чергу пов'язують з відкладами палеоценового й еоценового комплексів, зокрема, з майкопськими відкладами, для яких характерний найбільш значний віковий діапазон нафтогазонакопичення в Азово-Чорноморському басейні.

Методика структурно-термо-атмогеохімічних досліджень

СТАГ дослідження проводилися в рамках академічної термо-газогеохімічної та геологічної експедиції 75-го рейсу НДС «Професор Водяницький» по сітці спостережень 2х3 км в межах осьової частини структури Глибока, її північного схилу та прогину, який розділяє ланцюжок склепінь однойменної структурної зони від структур Моряна, Абіха та Суботіна по мезокайнозойських відкладах (рис.1). В основу запропонованого комплексу структурно-термо-атмогеохімічних (СТАГ) досліджень покладено нові науково-методичні та прикладні розробки Багрії І. Д., які було впроваджено колективом співробітників ІГН НАН України як експрес-метод прогнозування неотектонічно активних зон підвищеної флюїдопроникності з метою вирішення пошукових та геоекологічних задач [2, 3, 5]. Такі зони контролюють канали енерго-масопереносу, в тому числі міграцію з надр до земної поверхні різних за складом та походженням газів.

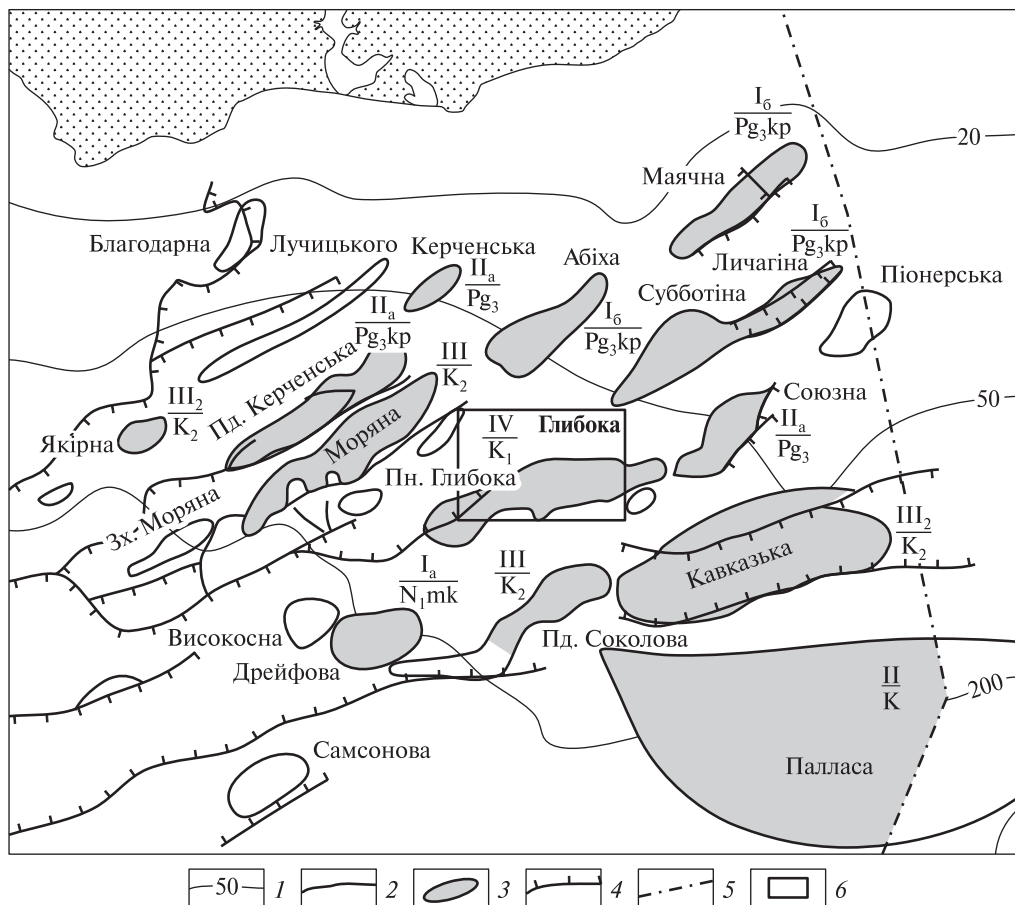


Рис. 1. Карта фонду структур Керченсько-Таманського шельфу Чорного моря. Умовні позначення: 1 — ізобати; 2 — берегова лінія; 3 — локальні структури; 4 — порушення різного типу; 5 — державний кордон України; 6 — площа СТАГ досліджень

В структурі СТАГ досліджень можна виділити такі етапи: геолого-структурне обґрунтування території, експедиційні та лабораторно-аналітичні дослідження і математико-статистична обробка та картографування одержаних результатів.

Етап геолого-структурного обґрунтування території включав систематизацію та аналіз всіх наявних матеріалів і даних з геології і тектоніки, здебільшого зі структурних особливостей. Додатково були використані результати дешифрування матеріалів аеро- і космічних зйомок з метою виявлення космолінеamentів та кільцевих структур, які несуть інформацію про геолого-структурні особливості та сучасні геологічні процеси.

Наступний етап СТАГ досліджень включав площинне опробування придонного шару води на вуглеводні, радон, вуглекислий газ, водень та гелій, а також термометрію донних відкладів. В процесі експедиційних газометричних досліджень на судні було відібрано проби придонного шару морської води з метою визначення вмісту метану та його гомологів, алкенів, вуглекислого газу, водню, гелію та радону. Відбір проб придонної води було виконано пробовідбірником-дегазатором ПДБК-2М та модифікованим ПДБК-3М (в глибоководних зонах) —

приладами, розробленими фахівцями ІГН НАН України. Проби газів досліджувалися на хроматографах «Цвет-560», ЛХМ 8М і «3700» та «Кристаллюкс-4000М», а радонетрія здійснювалася в автономній мінілабораторії на борту судна. Експедиційні термометричні дослідження виконувалися зануренням спеціально розроблених термозондів у донні відклади на глибину до 1 м. В процесі комплексу експедиційних СТАГ досліджень було отримано матеріали з 30 пунктів відбору даних, в сумарній кількості 340 вимірювань.

Статистична обробка результатів СТАГ досліджень базувалась на визначенні кореляційних зв'язків між зареєстрованими величинами. Розрахунок коефіцієнтів лінійної кореляції Пірсона дозволив виявити наявність або відсутність лінійних зв'язків між зареєстрованими вуглеводнями на території досліджень.

Карту сумарної концентрації вуглеводнів було побудовано за результатами кореляційного аналізу. На основі цієї карти, а також карт розподілу температури донних відкладів та розподілу концентрації радону були визначені перспективи нафтогазоносності структури Глибока. Для уточнення картографічного матеріалу було визначено границі між аномальними та фоновими значеннями [4].

Результати структурно-термо-атмогеохімічних досліджень

На території досліджень було отримано дані з 30 пунктів СТАГ досліджень про концентрацію насичених вуглеводнів: метану (CH_4), етану (C_2H_6), пропану (C_3H_8), ізобутану ($i\text{C}_4\text{H}_{10}$), бутану ($n\text{C}_4\text{H}_{10}$), ізопентану ($i\text{C}_5\text{H}_{12}$), пентану (C_5H_{12}), гексану (C_6H_{14}); ненасичених вуглеводнів: етилену (C_2H_4), пропілену (C_3H_6); радону (Rn) та температуру донних відкладів (Т). Було визначено кореляційні зв'язки між вуглеводнями, побудовано карти розподілу концентрацій суми вуглеводнів, радону та розподілу температури донних відкладів з визначеними, де було можливо, межами між фоновими, мінімально-аномальними та аномальними значеннями.

Результати кореляційного аналізу подано у вигляді матриці коефіцієнтів парної кореляції Пірсона (рис. 2). Точне визначення наявності кореляційних зв'язків між вуглеводнями було визначене з рівнем надійності 5 % шляхом порівняння отриманих коефіцієнтів кореляції Пірсона з їх критичним табличними значеннями, враховуючи кількість значень у виборці.

Аналізуючи результати кореляційного аналізу, зареєстровані вуглеводні можна розділити на три групи. До першої належить метан, який фактично не корелює з іншими вуглеводнями. Розподіл його концентрації в межах території досліджень має тенденцію до поступового збільшення значень з північного сходу на південний захід. До другої групи відносяться ненасичені вуглеводні, для яких характерна наявність від'ємних лінійних зв'язків з бутаном, ізопентаном і гексаном та відсутність зв'язків з пропаном та ізобутаном. Зона підвищеної концентрації етилену та пропілену оконтурює осьову частину структури Глибока з півночі. Третю групу складають усі зареєстровані насичені вуглеводні, для яких характерні взаємні значущі лінійні зв'язки. А саме, пропан, ізобутан, бутан, ізопентан, пентан та гексан.

Враховуючи їх концентрації, було складено карту розподілу сумарної концентрації вуглеводнів на території досліджень (рис. 3, а). Цей аналіз дозволив визначити наявність нафтогазоперспективної площі в межах структури Глибока. Цей прогноз спирається на уявлення про перспективні ділянки як території,

<i>r</i>	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₃ H ₈	<i>i</i> C ₄ H ₁₀	<i>n</i> C ₄ H ₁₀	C ₃ H ₆	<i>i</i> C ₅ H ₁₂	<i>n</i> C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄
CH ₄	1,00	-0,04	-0,30	0,07	-0,05	0,29	-0,19	-0,07	0,19
C ₂ H ₄	-0,04	1,00	0,22	0,18	-0,60	0,78	-0,44	0,33	-0,45
C ₃ H ₈	-0,30	0,22	1,00	0,40	0,34	0,14	0,50	0,66	0,46
<i>i</i> C ₄ H ₁₀	0,07	0,18	0,40	1,00	0,23	0,15	0,55	0,37	0,38
<i>n</i> C ₄ H ₁₀	-0,05	-0,60	0,34	0,23	1,00	-0,29	0,74	0,11	0,62
C ₃ H ₆	0,29	0,78	0,14	0,15	-0,29	1,00	-0,48	0,38	-0,19
<i>i</i> C ₅ H ₁₂	-0,19	-0,44	0,50	0,55	0,74	-0,48	1,00	0,57	0,78
<i>n</i> C ₅ H ₁₂	-0,07	0,33	0,66	0,37	0,11	0,38	0,57	1,00	0,57
C ₆ H ₁₄	0,19	-0,45	0,46	0,38	0,62	-0,19	0,78	0,57	1,00

Рис. 2. Матриця коефіцієнтів парної кореляції Пірсона (*r*) вуглеводнів на площі СТАГ досліджень. Сірим підкреслено значущі коефіцієнти, рівень надійності для яких складає 5%. Жирним шрифтом виділено коефіцієнти, для яких наявні значущі від'ємні зв'язки.

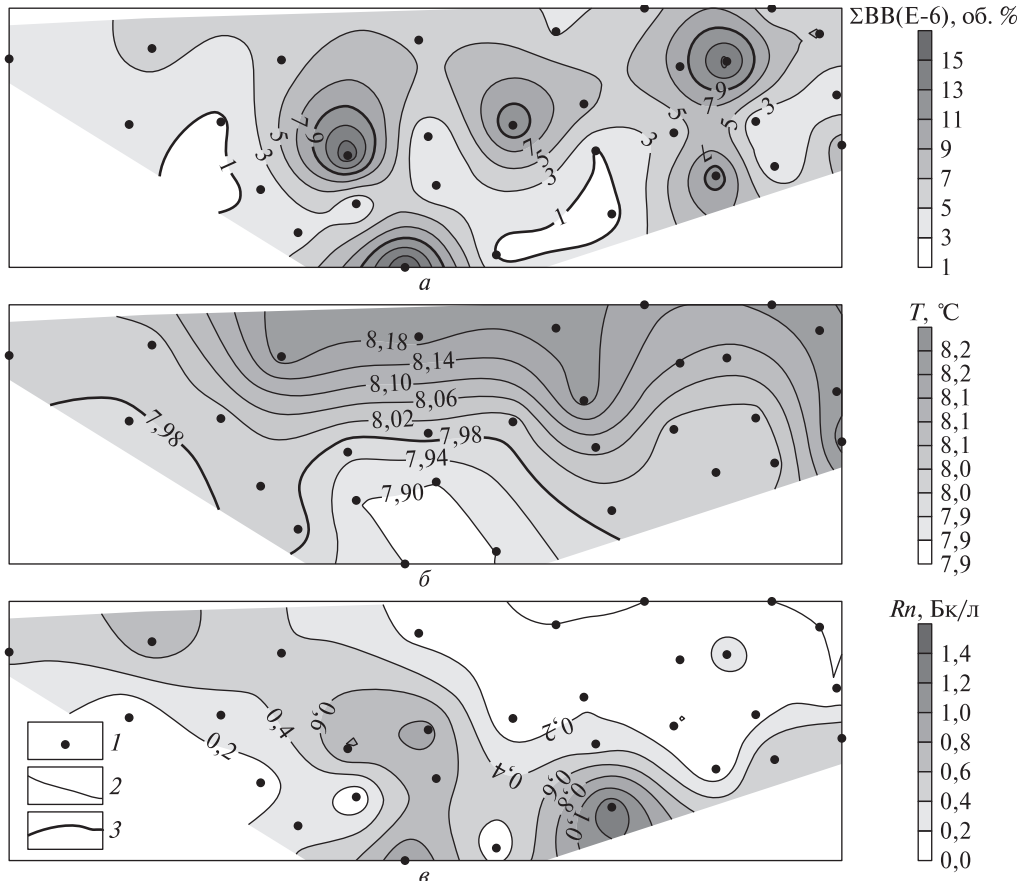


Рис. 3. Картографічні результуючі СТАГ досліджень: *a* — карта розподілу сумарної концентрації вуглеводнів; *b* — карта розподілу температури донних відкладів; *v* — карта розподілу концентрації радону. Умовні позначення: 1 — пункти отримання СТАГ даних; 2 — межа між фоновими та мінімально-аномальними значеннями; 3 — межа між фоновими і мінімально-аномальними значеннями. На рис. 3, *a* ізолінія 1 — межа між мін.-аномальними і аномальними значеннями

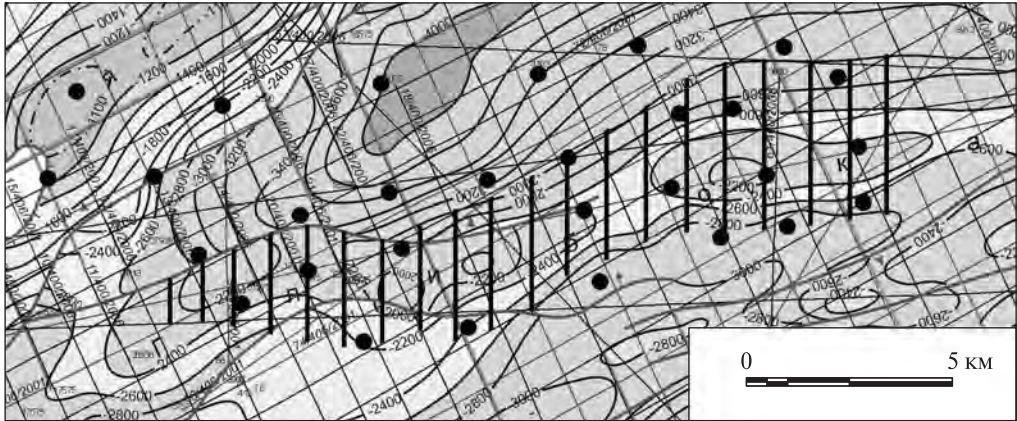


Рис. 4. Схема просторового розташування ділянки, перспективної на пошуки вуглеводнів (на основі структурної карти по умовному горизонту відбиття Па (P_{3mk} , підшва майкопської серії). Перспективну ділянку позначено штриховкою. Точками позначені пункти СТАГ досліджень

де максимальні значення газових параметрів оконтурюють мінімально аномальні або фонові, тобто для яких характерне явище хало-ефекту [7, 9, 10]. Саме такі особливості прояву геохімічних аномалій простежуються в межах осьової частини досліджуваної структури.

На території досліджень температура зменшується з півночі на південь та виділяється мінімальними значеннями в межах осьової частини структури Глибока (рис. 3, б). Зони знижених значень температури можуть виникати над нафтовими покладами, на відміну від підвищених температурних показників, характерних для газових родовищ [8]. Перспективність виявлення нафтових покладів у межах структури Глибока також підтверджується наявністю ізопентану, пентану та гексану.

Розподіл концентрацій радону на площі досліджень не рівномірний і характеризується більшими значеннями в межах західної та південної її частини (рис. 3, в). Максимальні значення сконцентровані на проміжних перехідних територіях між західною частиною структури Глибока та її східними склепіннями. Підвищені значення концентрацій радону контролюють розломні зони підвищеної проникності [1], в той час як на території, де концентрації радону мінімальні, забезпечуються геодинамічні умови для формування пасток вуглеводнів та збереження приурочених до них покладів [5].

Сумарний аналіз картографічного матеріалу та додаткової інформації, отриманої в процесі СТАГ досліджень, дозволив визначити перспективну нафтогазоносну площу в межах структури Глибока (рис. 4).

Висновки

За результатами СТАГ досліджень виділено перспективну ділянку субширотного простягання в межах осьової частини структури Глибока, для якої прогнозується виявлення переважно нафтових покладів.

Висока інтенсивність радонового поля в межах структури може свідчити про існування геодинамічно активних зон, які можуть негативно впливати на цілісність вуглеводневих пасток. Зважаючи на це, є необхідність у детальніших дослідженнях структури Глибока.

Уточнення меж перспективної ділянки та точніше виділення зон радонових аномалій можливі за умов згущення сітки СТАГ спостережень на території досліджень.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Багрій І.Д. Прогнозування розломних зон підвищеної проникності гірських порід для вирішення геоекологічних та пошукових задач. — К.: ІГН НАН України, 2003. — 149 с.
2. Багрій І.Д., Гладун В.В., Гожик П.Ф. та ін. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Прогнозування нафтогазоперспективних об'єктів Дніпрово-Донецької газонафтоносною області з застосуванням комплексу нетрадиційних приповерхневих методів досліджень. — К.: Варта, 2007. — 535 с.
3. Багрій І.Д., Гожик П.Ф., Почтаренко В.І. Прогнозування геодинамічних зон та перспективних площ для видобутку шахтного метану вугільних родовищ Донбасу. К.: Фоліант, 2011. — 236 с.
4. Ворошилов В.Г. Математическое моделирование в геологии. Учебное пособие. Томск: Изд. ТПУ, 2001. — 124 с.
5. Гожик П.Ф., Багрій І.Д., Войцицький З.Я. та ін. Геолого-структурно-термоатмогеохімічне обґрунтування нафтогазоносності Азово-Чорноморської акваторії. — К.: Логос, 2010. — 419 с.
6. Енергетична безпека України в Чорноморському регіоні. Аналітична доповідь / О.Л. Михайлюк, О.Є. Калашникова / за ред. О.О. Воловича. — Одеса: Вид-во «Фенікс», 2011. — 55 с.
7. Коржов Ю.В., Исаев В.И., Жильцова А.А. Проблемы нефтепоисковой геохимии и обобщающая схема миграции углеводородных флюидов. // Известия Томского политехнического университета. — 2011. — Т. 318. — № 1.
8. Осадчий В.Г., Куксов Г.А., Ковалик В.В. Морская геотермосъемка. — К.: Наук. думка, 1974.
9. Соколов В.А. Геохимия природных газов. — М.: Недра, 1971. — 333 с.
10. Справочник по геохимии нефти и газа / под ред. С. Г. Неручева. — СПб.: Недра, 1998. — 576 с.
11. Харченко М.А. Корреляционный анализ. Учебное пособие для ВУЗов. — Воронеж, 2008.

Статья поступила 25.09.2013

І.Д. Багрій, М.Ю. Грига, С.Я. Войцицький, С.Д. Аксем, І.Е. Мамышев

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА СТРУКТУРЕ ГЛУБОКАЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ СТРУКТУРНО-ТЕРМО-АТМОГЕОХИМИЧЕСКИХ (СТАГ) ИССЛЕДОВАНИЙ

Реализовано комплекс структурно-термо-атмогеохимических (СТАГ) исследований, который представляет собой новую инновационную методику поиска и прогнозирования залежей углеводородов (патент № 28176 от 31.03.2009 р.). Приведены результаты полигонных СТАГ исследований, основу которых составили атмогеохимические, термометрические и эманационные исследования. В пределах структуры Глубокая (Керченско-Таманский шельф Черного моря) выделен перспективный участок.

Ключевые слова: Черное море, углеводороды, атмогеохимические, термометрические, эманационные исследования.

I.D. Bagriy, M.Yu. Griga, S.Ya. Voyutsuskiy, S.D. Aksiom, I.Ye. Mamushev

PROGNOSING ACCUMULATIONS OF HYDROCARBONS IN THE GLUBOKAYA FEATURE BY STRUCTURAL THERMO-ATMOGEOCHEMICAL (STAG) STUDIES

The results of marine investigation are provided. They were carried out with the newly developed and patented technique using special equipment (patent of Ukraine № 28176, dated Marth, 2009). Methodologically, it is a development of generalizing forecast conceptions using atmogeochemical, thermometric and emanation methods. Using this technique perspective area is distinguished for Gluboka field (Kerch-Taman shelf of the Black Sea).

Key words: Black Sea, hydrocarbons, atmogeochemical, thermometric, emanation methods.