

ним методом на стадії, предшествуючій постановке детальних сейсморазведочних работ;

— дальнєйшеє повнєшенє ролї аєрокосмічєскої інформації в рєшеннї нефтєгазопосікових задач. Это позволїт значїтельно сократїть срокї дослідвань (с 12 до 2—3 мєсяцєв).

Таким образом, выполненнїй цикл апробации спутниковой технологии прогноза залежей нефти и газа в производственном режиме на площадях Западно-Сибирской и Днепровско-Припятской нефтегазоносных провинций по состоянию на сегодняшний день показывает высокую степень подтвержденности результатов прогноза (не менее 0.8). Это свидетельствует об адекватности теоретических моделей нефтегазогеологических, неогеодинамических и флюидогеодинамических процессов, составляющих научную основу спутниковой технологии, реальным моделям, обоснованности методики проводимых исследований. Указанные факты дают основание утверждать, что разрабатываемая спутниковая технология прогноза залежей нефти и газа отвечает современным требованиям и позволяет оптимизировать нефтегазовый процесс, реализовать решение задачи развития собственной минерально-сырьевой базы Украины за счет ускорения и удешевления процесса выявления нефтегазовых месторождений.

1. Перерва В. М., Лялько В. И., Архипов А. И. и др. Прямой поиск залежей нефти и газа дистанционными методами (предварительный опыт, перспективы развития). — К.,

- 1995.—83 с.—(Препринт / НАНУ. ЦАКИЗ НАНУ).
2. Брукс Р. Р. Биологические методы поисков полезных ископаемых. — М.: Недра, 1986.—311 с.
 3. Мовчан Л. И., Каневский В. А., Семичаевский В. Д. и др. Фитоиндикация в дистанционных исследованиях. — К.: Наук. думка, 1993.—305 с.
 4. Зорькин Л. М., Карус Е. В., Кузнецов О. Л. и др. Явление парагенезиса субвертикальных зонально-кольцеобразных геофизических, геохимических и биохимических полей в осадочном чехле земной коры // Открытие от 24.07.80, № 234.
 5. Ребрин Ю. К. Оптико-электронное разведывательное оборудование летательных аппаратов. — Киев: КВВАИУ, 1988.—449 с.
 6. Авлиани Г. В. Эвристические методы в распознавании образов. — Тбилиси, 1988.—77 с.
 7. Перерва В. М. та ін. Оптимізація процесів пошуку та розробки родовищ нафти і газу на основі супутникових технологій // Методичний посібник по тематичній інтерпретації матеріалів аєрокосмічних зйомок «Нові методи в космічному землезнавстві». — К., 1999.—С. 202—211.
 8. Архипов О. І., Перерва В. М., Левчик О. І. та ін. Оптичні аномалії рослинності як індикатор покладів вуглеводнів // «Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології та геофізики»: Доп. наук. конф. — К., 2000.—С. 52—57.
 9. Архипов А. И. и др. Аэрокосмические методы исследования геозекологической обстановки в районах нефтедобычи // Науч. тр. Нац. Горной академии Украины.—1999.—1, № 7.—С. 83—86.
 10. Товстюк З. М., Перерва В. М., Архипов О. І. и др. О возможности использования оптических характеристик растительности для картирования активных разломов // Науч. тр. Нац. Горной академии Украины.—2000.—1, № 9.—С. 70—72.
 11. Перерва В. М. Геодинамічні основи супутникових технологій пошуку промислових скупчень вуглеводнів // Нові методи в аєрокосмічному землезнавстві. — Київ: ЦАКДЗ ПН НАН України, 1999.—С. 165—194.

Геотермічний режим та оцінка перспектив нафтогазоносності північно-західної частини шельфу Чорного моря

В. Г. Осадчий, О. А. Приходько, І. І. Грицик

Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України та НАК «Нафтогаз України», Львів

Одним з перспективних регіонів України з нарощування запасів вуглеводнів є український сектор акваторії Чорного моря. За даними геолого-геофізичних досліджень в межах північно-західної частини шельфу Чорного моря виділяються: Придобрудзький нафтогазоносний район з Алібейською та Зміїною зонами; Каркінітський нафтогазоносний район з Бакальською, Голицинською, Михайлів-

ською і Гамбурцівсько-Тарханкутською зонами; Крайовий та Нижньодунайський перспективні райони [1].

В північно-західній частині відкрито більше десяти промислових та непромислових газових та газоконденсатних родовищ. Колекторами є пісковики, вапняки та мергелі верхньої крейди, палеоценеоцену та верхнього олігоцену—нижнього міоцену. Ро-

довища багатопластові (Голіцинське) та однопластові (Штормове). Глибина залягання продуктивних горизонтів від 500 до 2190 м [2].

Для рішення теоретичних та прикладних проблем нафтогазової геології та геофізики досліджуваного регіону даних з розподілу теплового потоку недостатньо, тому виникла необхідність провести детальне вивчення розподілу геотермічних параметрів з використанням нових даних, отриманих в процесі пошукових робіт та переінтерпретації геотермічних матеріалів, опублікованих раніше. Нагромаджений досвід з визначення оптимальної кількості геотермічних параметрів, які дозволяють дати найбільш повну та достовірну інформацію по їх розподілу можуть бути [4]:

— розподіл «фонових» регіональних температур на глибині 2000 м, що обумовлено найбільшою кількістю даних по замірах температур в глибоких свердловинах;

— розподіл значень середніх геотермічних градієнтів в інтервалі «нейтральний шар» — максимальна глибина заміру температури в свердловині. Ця величина необхідна для прогнозування розподілу температур на різних глибинних зрізах;

— розподіл температур на глибині 5000 м. Прогноз температур на даному зрізі необхідний для розробки технічних завдань та геологічних побудов при проектуванні закладення надглибоких свердловин і рішення питань міграції вуглеводнів та формування їхніх покладів;

— карта глибин залягання ізотермічної поверхні 150 °С, як основа прогнозу фазового стану вуглеводнів на великих глибинах для більш достовірного підрахунку запасів нафти, газоконденсату та газу в осадовому чохла.

Незначний об'єм буріння на шельфі, відсутність даних замірів температур, геотермічних градієнтів в глибоких свердловинах, розрізена геотемпературна інформація при проведенні геофізичних досліджень та випробуванні свердловин — це причина малої кількості кондиційного геотермічного фактичного матеріалу для побудови карт розподілу геотермічних параметрів, як в вертикальному розрізі осадової товщі, так і по площі об'єкта досліджень. Використано дані геотермічних замірів по 22 глибоких свердловинах, 112 замірів температури при випробуванні можливих продуктивних горизонтів та 72 термограми, знятих при проведенні геофізичних досліджень свердловин. Це дозволило визначити геотермічний режим шельфової зони північно-західної частини Чорного моря та побудувати карти розподілу геотермічних параметрів.

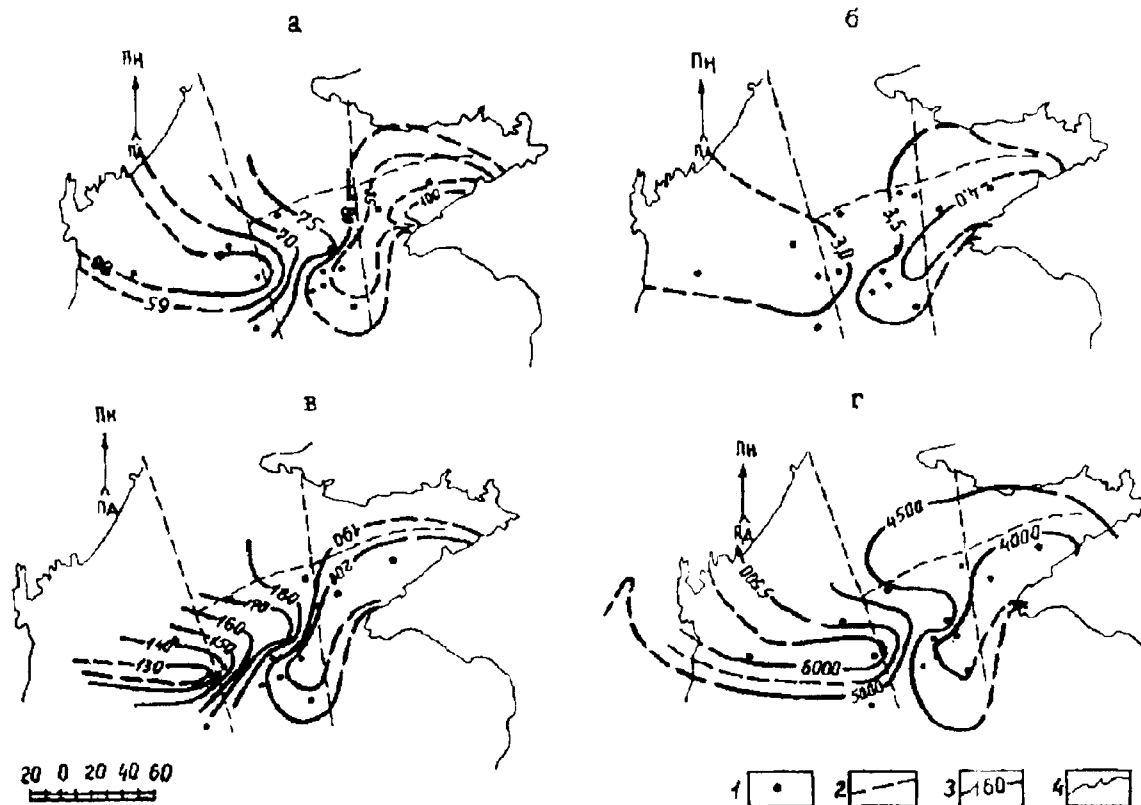
На рис. 1, а наведена карта розподілу регіональних «фонових» температур на глибині 2000 м. Найбільше забезпечений фактичним матеріалом Каркінітський нафтогазоносний район, в межах

якого, до речі, відкрита більшість родовищ вуглеводнів. Значення температур закономірно зменшується зі сходу (Тарханкутський півострів) на захід і змінюється від 100 до 65 °С (зона Одеського глибинного розлому). Необхідно відмітити, що ізотермою температури 80 °С виділяється максимально прогріта зона (80—100 °С), яка чітко пов'язана з розподілом температур на однойменній глибині суші Тарханкутського півострова. Ізотерма 75 °С являє собою границю менш прогрітого району шельфу, який тяжіє до Придобрудзького прогину. В цьому районі значення температури коливається від 75 до 60 °С. Встановлена значна площа розповсюдження найнижчих температур (60 °С). За геофізичними дослідженнями глибинні регіональні розломи на температурному полі виділяються слабо, що пояснюється недостатньою кількістю фактичного матеріалу.

Розподіл середніх «фонових» регіональних геотермічних градієнтів подано на рис. 1, б. Повністю підтверджено наявність в межах досліджуваної території двох різнопрогрітих зон: зона високих значень геотермічного градієнту (3.5—4.0 °С/100 м), яка тяжіє до Кримського півострова та зона низьких його значень (3.0 °С/100 м), яка притаманна Придобрудзькому прогину. Складається враження, що трасування Одеського глибинного розлому (його південна частина) за даними сейсмічних досліджень проведено не досить вдало. Після його перетину з поздовжнім глибинним тектонічним порушенням (Голіцинське), він різко змінює напрям і відхиляється на північний схід, приблизно на 15—20 км. При наявності достатнього геолого-геофізичного матеріалу слід розглянути це припущення детальніше. На рис. 1, в подана карта розподілу регіональних «фонових» прогнозних температур на глибині 5000 м. Враховуючи те, що проведена досить далека, екстраполяція (від 3000 до 5000 м), та недостатня кількість матеріалів про глибинну геолого-геофізичну будову (літологічний склад порід, їх теплопровідність, значення теплового потоку та інше) межа розподілу геотермічних параметрів на досліджуваній території дещо розмита і не так чітко фіксується Одеським глибинним розломом, але все ж виділяється високопрогріта (170—200 °С) східна та низькопрогріта (130—170 °С) західна зона шельфу.

Згідно з встановленою просторовою зональністю розповсюдження покладів вуглеводнів в осадовому чохла земної кори, а саме, що у теплих зонах, як правило, розповсюджені газові та газоконденсатні поклади, а в холодніших — нафтові [3], перспективи нафтоносності шельфу Чорного моря слід пов'язувати з Придобрудзьким нафтогазоносним районом, особливо із Зміїною зоною.

Для оцінки фазового стану вуглеводнів дослід-



Карта розподілу геотермічних параметрів північно-західного шельфу Чорного моря (М 1:500000): а — температур на глибині 2000 м; б — середніх геотермічних градієнтів; в — прогнози температур на глибині 5000 м; г — карта глибин залягання ізотермічної поверхні 150 °С. Умовні позначення: 1 — точки спостереження, 2 — тектонічні порушення, 3 — ізолінії розподілу геотермічних параметрів, 4 — берегова лінія

жуваної території побудовано карту глибин залягання ізотермічної поверхні 150 °С (рис. 1, г). Для східної частини шельфу (границя — Одеський глибинний розлом) глибина залягання ізотермічної поверхні змінюється від 4000 м (Крим) до 4500 м (Одеський розлом). В північно-західній частині від 5000 м (Одеський розлом) до 6000 м (район острова Зміїний).

Таким чином, поклади нафти можуть бути відкриті на глибинах до 6000 м в межах Крайового перспективного району, Алібейській та Зміїній зонах. Відкриття нафтових родовищ в Каркінітському нафтогазоносному районі малоімовірне. Це обумовлено термобаричними умовами, геохімічними

перетвореннями та процесами тепломасопереносу в інтервалі фундамент — «поверхня Землі».

1. Деркач М. П., Крупський Б. Л., Гладун В. В. та ін. Освоєння ресурсів газу і нафти Українського сектора акваторії Чорного і Азовського морів // Геологія і геохімія горючих копалин.—2001.—№ 1.—С. 3—19.
2. Ларченков Е. П. Нафтогазоносність Чорного моря // Геологія Чорного и Азовского морей. — 2000.—С. 136—142.
3. Осадчий В. Г., Лурье А. И., Ерофеев В. Ф. Геотермические критерии нефтегазоносности недр. — Киев: Наук. думка, 1976.—142 с.
4. Осадчий В. Г., Приходько О. А., Грицик І. І. Оцінка перспектив регіональної нафтогазоносності півдня України за геотермічними параметрами // Геологія горючих копалин України.—2001.—С. 192—193.