

О. Савчак

## ГЕОДИНАМІЧНІ І ГЕОХІМІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ЗАЛЯГАННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ АЗОВО-ЧОРНОМОРСЬКОГО РЕГІОНУ

*Забезпечення нафтою і газом — одна з найгостріших проблем сучасності. Особливо актуальна вона для України, яка задовольняє себе лише на 25% газом і 18% нафтою. Відтак національний пріоритет — збільшити запаси вуглеводнів, відкриваючи нові родовища. Для цього необхідні нові науково обґрунтовані концепції геологорозвідування нафти і газу.*

*Зауважимо, початкові видобувні ресурси вуглеводнів на родовищах України становлять близько 9,32 млрд т у.п., а нерозвідані, як база для нарощування видобутку, — 5,82 млрд т. З них на нафту і газовий конденсат припадають 1080 млн т. Звідси Україна може щорічно видобувати до 25–30 млрд м<sup>3</sup> газу, 3–5 млн т нафти з газовим конденсатом. Нарощення вуглеводневих енергоресурсів фахівці пов'язують з відкриттям нафтогазових родовищ на Прикерченському шельфі Чорного моря.*

### З ІСТОРІЇ ВІТЧИЗЯНОГО ПОШУКУ НАФТИ І ГАЗУ

Перші відомості про кримську нафту отримано в найдавніші часи, про що свідчать знахідки амфор<sup>1</sup>. У 1823–1825 рр. відомий російський промисловець Демидов організував експедицію для вивчення кримських надр. Саме тоді відібрали перші проби керченської нафти. Винахід у сер. ХІХ ст. газової лампи (львівський аптекар І. Лукаевич) підняв попит на нафту в Україні, а вдосконалення в 1987 р. двигуна внутрішнього згорання (Р. Дизель) спровокувало справжній світовий бум на неї.

Буріння на Керченському півострові розпочала низка американських, французьких, німецьких фірм ще в 1864 р. Че-

рез низьку ефективність<sup>2</sup> роботи припинились. У 20-х рр. ХХ ст. значні дослідження регіону провели відомі геологи Г. Абіх, М. Андрусов, А. Архангельський<sup>3</sup>. З 50-х рр. пошуки нафти і газу стали систематичними. Однак тодішні технічні засоби виключали глибоке буріння. У 1960 р. відкрито перше родовище газу в Рівнинному Криму — Задорненське — з дебітом 68 тис. м<sup>3</sup>/доба<sup>4</sup> [1].

Відкриття газових родовищ у Рівнинному Криму стало основою для прогнозування родовищ вуглеводнів і на шельфах Чорного й Азовського морів. Так, у 1975 р. на Голицинському родовищі отримано перший промисловий приплив газу на шельфі

<sup>1</sup> Нафту тоді застосовували для будівництва, освітлення, у медичних потребах, а пізніше у військовій справі.

<sup>2</sup> Порівняно з Бакинськими нафтовими районами.

<sup>3</sup> На честь цих геологів на Прикерченському шельфі Чорного моря названо кілька локальних родовищ.

<sup>4</sup> До речі, дебіти родовищ, відкритих пізніше як на шельфі, так і на суші Азово-Чорноморського басейну, становлять 62–87 тис. м<sup>3</sup>/доба.

Чорного моря, а в 1976 р. — перший газовий фонтан на шельфі Азовського (Північнокерченське родовище). Виявлення в 2006 р. першого нафтового родовища на шельфі Чорного моря — Суботівського — укотре довело пріоритетність і необхідність освоєння акваторій Чорного й Азовського морів.

На сьогодні на Півдні України відкрито 43 невеликих і дрібних переважно газових і газоконденсатних родовищ, поклади нафти встановлено на 5 родовищах. Розміщення родовищ нафти і газу контролює яскраво виражена субширотна тектонічна зональність: газові і газоконденсатні — акваторія Чорного моря, газонафтові — суходіл, нафтогазові — Керченський півострів з шельфом.

#### РОЛЬ ПРОСТОРОВОГО РОЗТАШУВАННЯ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ

**В**ивчення умов залягання і закономірностей просторового розташування вуглеводневих покладів завжди мало велике теоретичне і практичне значення. Від його достовірності залежить оцінка нафтогазонасності і врешті-решт — геолого-економічна ефективність пошуково-розвідувальних робіт.

Як показав аналіз нафтогазонасності Півдня України, розміщення і формування покладів вуглеводнів визначає передусім наявність структур-пасток. З відомих 43 родовищ 42 пов'язані з антиклінальними складками і лише одне — Приазовське газове — має неантиклінальний тип<sup>5</sup>. Отже, локальні антиклінальні складки — це основне вмістилище, резервуар природних вуглеводнів регіону. Вони лежать у широтному і субширотному напрямках практично

<sup>5</sup> Приазовське газове родовище приурочене до монокліналі і контролюється лінзами піщаних провістрків у глинах.

субпаралельно лініям витягнутих із заходу на схід розломів [2].

Просторове положення родовищ нафти і газу Південного нафтогазоносного регіону України свідчить, що вони приурочені в основному до двох крупних лінійних від'ємних геотектонічних одиниць — Індоло-Кубанського (Керченський півострів з шельфом) і Каркінітсько-Північнокримського (північно-західна частина шельфу Чорного моря, Рівнинний Крим) прогинів (рис. 1).

Аналіз будови, умов формування, особливостей розподілу газових, газоконденсатних, нафтових родовищ фіксує, що найбільші за розмірами і площею структури в акваторії Чорного моря: максимальні розміри 30×6,5 км, площа 764 км<sup>2</sup> (див. табл.). Найменші родовища суходолу: максимальні розміри 5,7×1,3 км, площа 27 км<sup>2</sup>.

**Каркінітсько-Північнокримський прогин** утворений у пізній крейді-ранньому неогені, виповнений крейдово-палеогеновими відкладами з потужністю осадового покриву до 8 км. Він охоплює північні райони Рівнинного Криму, прилеглі ділянки Присивашся, значну частину північно-західного шельфу Чорного моря. Тут відкрито 21 родовище газу і газоконденсату (13 на суші, 8 на шельфі) (рис. 1). Поклади нафти і газу мають різні розміри і площу: максимальний розмір нафтових — 31×12,5, площа — 342, газових — 19×4 і 300 відповідно.

**Індоло-Кубанський прогин** сформувався в олігоцен-міоцені. Його вісь по неогеновому комплексу порід проходить через південну частину Азовського моря, а по олігоценовому — зміщена на північ Керченського півострова. Максимальна потужність осадового покриву 8–9 км. Відкрито 19 родовищ, переважно нафтових (13 на суші, 6 в акваторії), одне з них у Прикерченській частині шельфу Чорного моря. Поклади

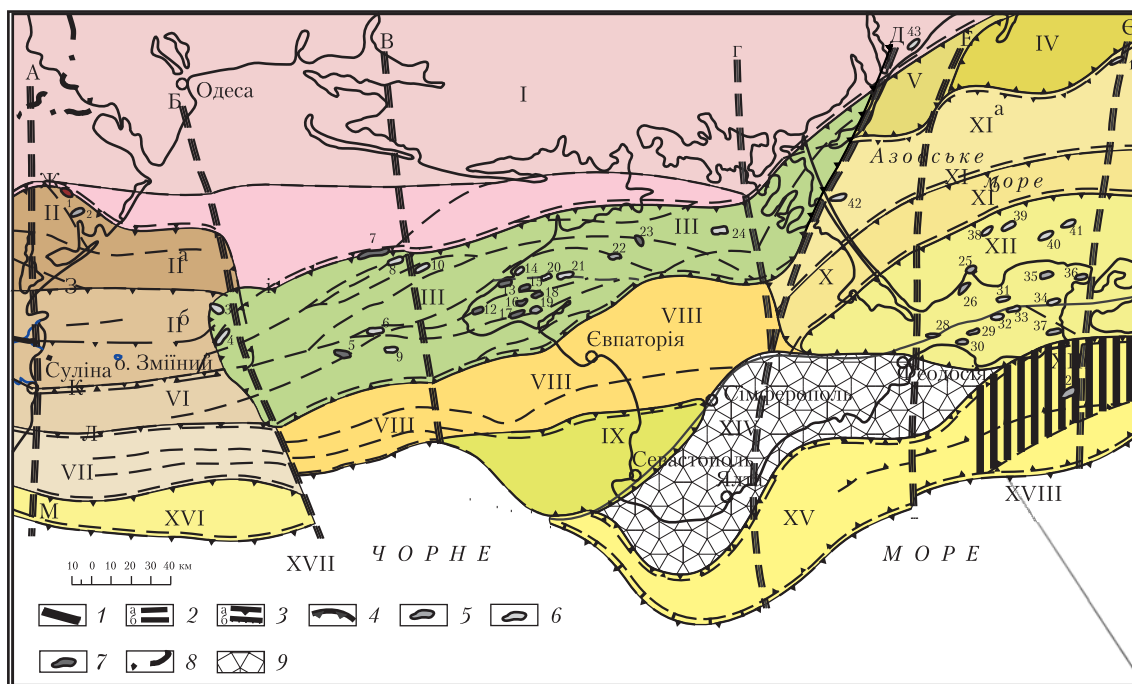


Рис. 1. Тектонічне районування Південного нафтогазоносного регіону України

1 – субмеридіональні глибинні розломи: А – Фрунзенсько-Арцизький, Б – Одеський, В – Миколаївський, Г – Консько-Білозерський, Д – Мелітопольсько-Новоцарицинський, Е – Корсаксько-Феодосіївський, Є – Керченський; 2а – основні субширотно регіональні розломи: Ж – Цигансько-ЧаDIRлунгзький, З – Болград-Сакський, І – Голицинсько-Азовський, К – Сулинсько-Тарханкутський, Л – Губкінсько-Донузлавський, М – Північноєвксський; 2б – розривні порушення; 3а – розривні порушення насувного характеру; 3б – розривні порушення скидового характеру; 4 – умовні границі тектонічних елементів; родовища: 5 – нафтові, 6 – газіві, 7 – газоконденсатні; 8 – локальні антиклінальні підняття; 9 – антиклінальні структури, розвідані бурінням з від’ємним результатом; 10 – державний кордон. Основні структурно-тектонічні елементи: I – Південноукраїнська монокліналь; II – Переддобрудзький прогин; IIa – Криловський прогин; IIб – Кілійсько-Зміїна зона підняття; III – Каркінітсько-Північнокримський прогин; IV – Північноазовський прогин; V – Чингульська сідловина; VI – вал Губіна; VII – Крайовий уступ; VIII – Іллічівсько-Каламітсько-Центрально-Кримська зона підняття; IX – Альмінська западина; X – Нижньогірська сідловина; XI – Центральноазовське підняття; XIa – Азовський вал; XIб – Тимашівська ступінь; XII – Індоло-Кубанський прогин; XIII – Керченсько-Таманський прогин; XIV – Мегантиклінорій Гірського Криму; XV – Прикримсько-Кавказька зона складок; XVI – Нижньодунайський прогин; XVII – Західночорноморський прогин; XVIII – Східночорноморський прогин

Родовища: 1 – Східносаратське; 2 – Жовтоярське; 3 – Безіменне; 4 – Одеське; 5 – Штормове; 6 – Архангельське; 7 – Голицинське; 8 – Південноголицинське; 9 – Кримське; 10 – Шмідтівське; 11 – Морське; 12 – Оленівське; 13 – Чорноморське; 14 – Ярилгацьке; 15 – Карлавське; 16 – Краснополянське; 17 – Західнооктябрське; 18 – Глібівське; 19 – Октябрське; 20 – Кіровське; 21 – Задорненське; 22 – Серебрянське; 23 – Тетянівське; 24 – Джанкоїське; 25 – Актаське; 26 – Семенівське; 27 – Суботівське; 28 – Владиславівське; 29 – Куйбишівське; 30 – Мошкарівське; 31 – Поворотне; 32 – Фонтанівське; 33 – Олексіївське; 34 – Придорожне; 35 – Войківське; 36 – Борзівське; 37 – Приозерне; 38 – Північноказантипське; 39 – Східноказантипське; 40 – Північнобулганакське; 41 – Північнокерченське; 42 – Стрількове; 43 – Приазовське

відрізняються за розмірами і площею: максимальні нафтові мають розмір –  $8 \times 3$  км, площу –  $24 \text{ км}^2$ , газові –  $14 \times 4$  км і  $25 \text{ км}^2$  відповідно (див. табл.).

Простягання структур у Каркінітсько-Північнокримському прогині субширотно, в Індоло-Кубанському – субмеридіональне. За морфологією локальні структури

**Зіставлення будови й умов формування родовищ нафти, газу, газоконденсату  
Південного нафтогазоносного регіону України**

		Каркінітсько-Північнокримський прогин		Індоло-Кубанський прогин	
Характеристика структури-пастки		Акваторія	Суходіл	Нафта	Газ
Початок формування локальної складки		Пізня крейда	Рання крейда	Пізня крейда	Рання крейда
Максимальні розміри складок, км		30×6,5	5,7×1,3	8×3	14×4
Площа локальної складки (граничні значення, км <sup>2</sup> )		53–342	5–27	0,39–24	1,5–25
Коефіцієнти інтенсивності складкоутворення (мінімальні і максимальні)		7–0,1	63–10	44–512	9–28
Простягання структур		Субширотне		Субширотне, субмеридіональне	
Генетичні типи локальних складок		Диз'юнктивно-плікативні, плікативні		Диз'юнктивно-плікативні, плікативні	
Морфологія структур		Лінійні складки, брахіантикліналі		Брахіантикліналі	
Типи вуглеводневих покладів		Тектонічно екрановані, пластові склепінні	Масивно-пластові склепінні, тектонічно екрановані, літологічно обмежені	Пластові склепінні, тектонічно екрановані	
Фазовий склад вуглеводнів	Газ	CH <sub>4</sub> – 99% C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> – 0,1% C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> – 0,04%	CH <sub>4</sub> – 82% C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> – 0,4% C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> – 0,05%		CH <sub>4</sub> – 89% C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> – 1,6% C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> – 0,7%
	Нафта		ρ=765 кг/м <sup>3</sup> Груповий склад ароматичні – 18% нафтенів – 39% метанів – 42%	ρ=560–914 кг/м <sup>3</sup> Груповий склад ароматичні – 38% нафтенів – 55% метанів – 12%	
	Газоконденсат	ρ=735–817 кг/м <sup>3</sup>	ρ=731–802 кг/м <sup>3</sup>	ρ=758–803 кг/м <sup>3</sup>	

першого прогину – лінійні антиклінальні складки, другого – брахіантикліналі<sup>6</sup>.

За розмірами локальних піднять, вираженістю, морфологічним типом, співвід-

<sup>6</sup> Антикліналь – складка шарів гірських порід, у центральній частині якої за перетину горизонтальною площиною лежать древніші, ніж на периферії, породи. Крила антикліналі похилені в обидва боки від місця перегину – замка. Його зазвичай називають склепінням. За положенням осьової площини, що проходить через місце найбільшого перегину верств, розрізняють пряму, похилу, лежачу, перевернуту антикліналі; за формою в плані – лінійно витягнуту й округлу (брахіантикліналь).

ношенням структурних планів, щільністю структур виділено чотири райони локальної складчастості.

1. Південноукраїнська монокліналь з відносно великими локальними підняттями, незначними амплітудами. Головним чином це сховані складки, які виположуються до гори, утворюючи морфологічні ускладнення на фоні монокліналі.

2. У Рівнинному Криму найбільша щільність структур, а також великі амплітуди складок, що зростають з глибиною. Вони ускладнені розривними порушеннями, при-

чому тектонічна розчленованість збільшується з глибиною.

3–4. Шельфи Чорного й Азовського морів. Тут щільність структур значно менша, ніж на суші, а розміри більші<sup>7</sup>.

Під час детальних геолого-геофізичних зіставлень на основі структурних побудов виявлено, що більшість локальних структур розташована не розрізнено і хаотично, а приурочена до певних розломно-тектонічних елементів і групується в декілька зон, витягнутих у субширотному напрямку.

За умовами утворення виділяють два генетичні типи структур: плікативні<sup>8</sup> і диз'юнктивно-плікативні<sup>9</sup> (рис. 2).

**Родовище Голицина** — типово лінійна структура з чітко вираженою асиметрією крил (північне крутіше за південне) (рис. 3). По подошві пліоценових відкладів лежить брахіантиклінальна складка розмірами 30×6,5 км (по останній замкнутій ізогіпсі –180 м). Вона двосклепінна: розміри західного 10,5×6,5 км, амплітуда — 120 м; східного — 7×2,5 км, амплітуда — 40 м. По подошві міоценових відкладів структура односклепінна, розміри 31×12,5 км, амплітуда — 200 м. По подошві еоценових відкладів (по ізогіпсі –2300 м) односклепінна, розміри 29,5×7 км, амплітуда — 200 м. Склепіння складки зміщене на південь. По подошві верхньокрейдових відкладів (по ізогіпсі –4200 м) розміри структури 32×5,5 км, амплітуда 1100 м. Складка ускладнена двома склепіннями: західне розмірами 6,5×2 км, амплітуда 500 м; східне (по ізогіпсі –3700 м) 9×4,2 км і 600 м відповідно. Амплітуда складки росте з глибиною (по подошві пліоценових відкладів 40 м,

<sup>7</sup> Голицинське родовище за довгою віссю сягає 30 км.

<sup>8</sup> Плікативні складки — структури, які не зазнавали впливу тектоніки.

<sup>9</sup> Диз'юнктивно-плікативні складки — структури, на формування яких безпосередньо впливали розривні порушення.

а по подошві верхньокрейдових відкладів збільшується до 1100 м).

Структура Голицина зароджується як прирозломна складка і протягом пізньокрейдового і палеогенового періодів формування структурного плану безпосередньо зазнає розривного порушення. Типова брахіантиклінальна складка з обширним склепінням у міоценовий час і двосклепінна в пліоцені. На структурних картах (рис. 3) нанесено контури газового і газоконденсатного покладів.

Структури другого типу сформовані в тиллових частинах розривно-тектонічних смуг. Найчастіше вони розташовані за складками першого типу, займаючи положення тильних з півдня. Характерна тут Штормова (рис. 4), де порівняно з Голицинською більш заокруглені форми, значно пологіші кути падіння крил, мала видовженість. Це типові брахіантиклінали, мають майже ізометричну будову, не зачеплені розривною тектонікою, не зазнавали значних зміщень склепінь і перебудови структурних планів у процесі формування. Такі особливості свідчать, що такі структури поставали у спокійніших тектонічних умовах, ніж попередні.

**Родовище Штормове** (рис. 4). По подошві відкладів середнього неогену (по ізогіпсі –250 м) структура має односклепінну будову, розміри 14,5×4,5 км, амплітуда 40 м. По подошві відкладів середнього палеогену (по ізогіпсі –1900 м) розміри 13×3,5 км, амплітуда — 150 м. По подошві верхньокрейдових відкладів (по ізогіпсі — 2400 м) розміри 14,5×4 км, амплітуда — 400 м. Складка односклепінна. Отже, вона типово брахіантиклінальна з майже ізометричною будовою, не ускладнена розривною тектонікою, не зазнала значних зміщень склепінь і перебудови структурних планів. На рис. 4 нанесено контур газоконденсатного покладу.

Розривна тектоніка визначальна у формуванні плікативної. Саме вздовж субширотних дислокацій виникають лінійні зони локальних антиклінальних складок,

Структурно тектонічний елемент	Гене́за складчастості	Тип складок		Локальна структура	Модель пасток	Вік	Типи вуглеводневих покладів
ШЕЛЬФ ЧОРНОГО МОРЯ	зони сти́ску	діз'юктивно-підкативні	Насувна	Голицинська		$P_3$ $P_1^2$	Пластовий тектонічно екранований
			Насувна	Одеська		$P_2^1$	Пластовий склепінний тектонічно екранований
			Надрозломна	Архангельська		$N_1$ $P_3$	Пластовий склепінний
			Насувна	Шмідтівська		$P_3$ $P_1^1$ $K_2^M$	Пластовий склепінний Пластовий тектонічно екранований
			Піднасувна	Прогнозна		$K_2$	Пластовий склепінний
			Клиновидна	Прогнозна		$N$ $K_1$	Пластовий склепінний тектонічно екранований
	зони розпінчення ізоста́зі	діз'юктивно-підкативні	Плакатикліналь	Південно-голицинська		$N_1$	Пластовий склепінний
				Штормова		$P_3^1$	Пластовий склепінний
				Кримська		$P_3$	Пластовий склепінний
			Пов'язана зі скидами	Прогнозна		$K_1$ $N_1^2$	Пластовий тектонічно екранований
			Грабенова	Прогнозна		$K_1$ $N_1$	Пластовий склепінний тектонічно екранований

Рис. 2. Геодинамічні моделі пасток і типи вуглеводневих покладів шельфу Чорного моря

цікаві у плані нафтогазонагромадження. Лінії розривних порушень тут відіграють роль надійного геодинамічного критерію і вказівника для пошуків структур-пасток

нафти і газу. До фронтальних ділянок розривних порушень приурочені більш контрастні, високоамплітудні, асиметричні структури; до тилкових ділянок роз-

рівно-тектонічних смуг — майже симетричні брахіантикліналі.

Розподілу нафтогазоносності в Південному нафтогазоносному регіоні також властива певна закономірність. Розміщення вуглеводневих покладів чітко підпорядковане регіональному тектонічному плану. Вони пов'язані з певними структурно-тектонічними зонами, мають добре виражену субширотну зональність, зумовлену тектонічними формами. Це підкреслює залежність нафтогазонагромадження насамперед від тектоніки.

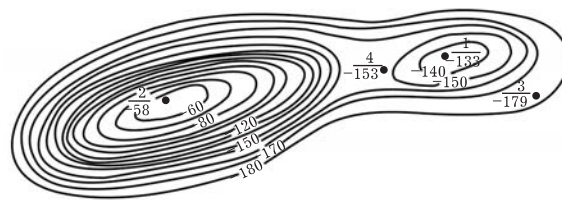
Побудовано геодинамічні моделі, де показано співвідношення між структурно-тектонічним елементом регіону, генезисом складчастості (зони тектонічних зусиль), видом складок, моделлю пасток вуглеводнів і типом їхніх покладів (рис. 2). Це оприявнює зв'язок останніх зі складками і стилем складчастості.

У зонах стиску формуються диз'юнктивно-плікативні локальні структури, розташовані у фронтальних ділянках розривно-тектонічних смуг. З ними пов'язані пластові, тектонічно екрановані (родовища Голицина, Одеське, Шмідта) і пластові склепінні (Архангельське) поклади. У перших складки насувні, а в останньому — надрозломні. Серед прогнозних покладів вуглеводнів виділено типи, причетні до піднасувних (пластових склепінних) і клиноподібних (тектонічно екранованих) складок.

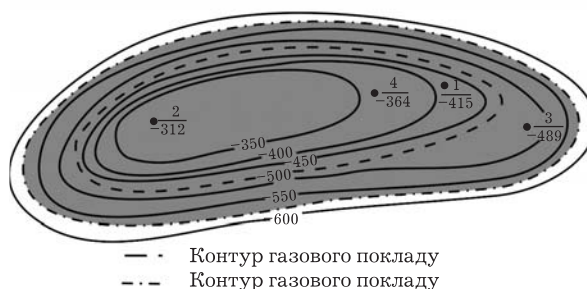
З тектонічними зусиллями розущільнення й ізостації сполучені пластово-склепінні поклади (родовища Південноголицинське, Штормове, Кримське, Шмідта). У цьому стилі складчастості передбачають також виявлення диз'юнктивних складок, пов'язаних зі скидами, і грабенових, де можливе відкриття пластових тектонічно обмежених покладів вуглеводнів.

Зіставлення будови й умов формування структур шельфу і суходолу демонструє низку спільних (субширотне простягання

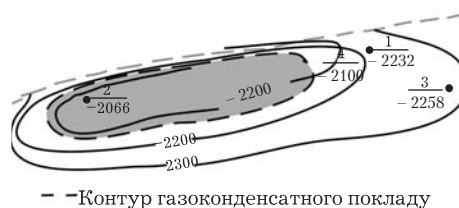
I Структурна карта підшови пліоценових відкладів



II Структурна карта підшови еоценових відкладів



III Структурна карта підшови еоценових відкладів



VI Структурна карта підшови верхньокрейдових відкладів

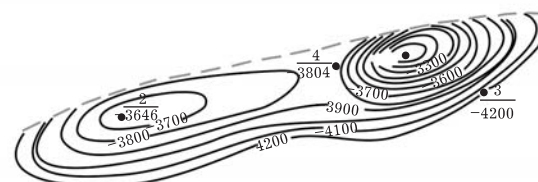
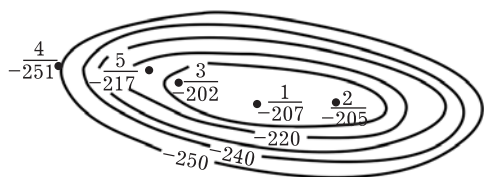


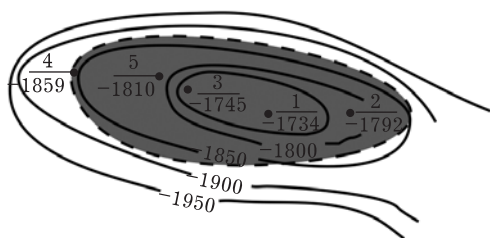
Рис. 3. Родовище Голицина (структурні карти)

локальних структур, типи вуглеводневих покладів, будова антикліналей) і відмінних (творення локальних структур суходолу починається раніше, ніж в акваторії) ознак. З наведених даних видно, що нафтогазоносні структури формуються неодноразомно і з різною інтенсивністю: найбільша в нафтових родовищах Індоло-Кубанського прогину, значно повільніша —

I Структурна карта підосви пліоценових відкладів



II Структурна карта підосви еоценових відкладів



--- Контур продуктивного горизонту П-ХІ

III Структурна карта підосви еоценових відкладів

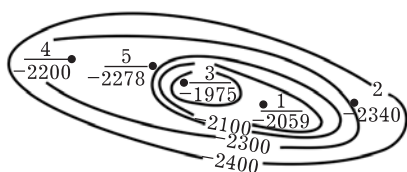


Рис. 4. Родовище Штормове (структурні карти)

у газових структур акваторії. Результат — пологі протяжні значної площі і розмірів багатопластові газові родовища акваторії та незначні за розмірами і площею брахіантиклінальні структури Індоло-Кубанського прогину.

Поширення вуглеводневих компонентів природного газу зональне (див. табл.). Стосовно фазового складу: суто метанові (до 99%  $\text{CH}_4$ ) поклади розташовані в акваторії Чорного моря, з меншим вмістом метану (89%) — в Індоло-Кубанському прогині. На суходолі природний склад газу збіднений метаном (82%).

Аналіз геохімічного складу покладів нафти і газу породив висновки, що розміщення на родовищі покладів газу із суто метановим складом зменшує ймовірність покладів нафти і навпаки, бо для нафтового залягання потрібні крім метанових ще і значно важчі (нафтові й ароматичні) вуглеводні.

Генетичну природу таких відмін з'ясуємо з геодинаміки Причорномор'я і Криму. В альпійську тектонічну епоху тут сформувався зовнішній виступ Східноєвропейської платформи (сучасна територія Кримського півострова), зумовлений внутрішньою будовою фундаменту її південної окраїни. У новітній історії Чорноморського регіону через зіткнення Євразійської та Африкано-Аравійської літосферних плит Центральнo-Кримський виступ виявився на стику з Кіршехірським блоком з боку Африкансько-Аравійського континенту. Так виробились особливості регіональної та локальної складчастості. Через нерівномірність смуги колізій у зонах виступів (Кримський півострів) і колізійних ніш (шельфи Чорного й Азовського морів) складчастість мала свої відмінності. Півострів лежить на зовнішньому виступі Східноєвропейської платформи, на місці зіткнення літосферних плит, тоді як морські акваторії, відповідно, у ніші колізійної смуги.

#### ГЕОХІМІЧНІ РИСИ РОЗТАШУВАННЯ РОДОВИЩ

Геохімія нафти і газу вивчає історію виникнення хімічних елементів цих копалин, їх розвиток і зміни за різних термобаричних і хімічних умов. Її завдання — застосувати хімічні принципи в дослідженні походження, перетворення, переміщення нафт і газів для прогнозу і відкриття родовищ. За складом нафти можуть значно відрізнятися, тому знання їхніх особливостей має важливе практичне значення.



Геохімічні риси розташування покладів нафт і конденсатів різного складу визначають геолого-геохімічні умови їх надходження, вік, глибина, літологічні і гідрогеологічні умови залягання [3]. Для визначення змін фізико-хімічних властивостей газоконденсатів і нафт використано такі параметри: густина, вміст парафінів, смол, асфальтенів, сірки. За результатами досліджень зафіксовано зміни з глибиною і по латералі.

За нашою інформацією, нафти і конденсати родовищ акваторії та суходолу Каркінітсько-Північнокримського і заходу Індоло-Кубанського прогину суттєво відрізняються. Так, на родовищах акваторії першого прогину з покладами газоконденсату (Голицина, Шмідта, Штормове) (див. табл.) на глибинах –1981 – –2993 м густина газоконденсату 735–817 кг/м<sup>3</sup>. У газоконденсатних покладах суходолу, розташованих у діапазоні глибин –460 – –4400 м, це 731–802 кг/м<sup>3</sup>.

Характеристика конденсатів на родовищах Індоло-Кубанського прогину: поклади розташовані на глибинах –2241 – –3335 м, густина 758–803 кг/м<sup>3</sup>. Чимало смол містять конденсати (1–6%), парафіни (0,18%). Поклади нафт на заході прогину лежать на глибинах –600 – –25 м, густина 560–914 кг/м<sup>3</sup>. Груповий склад вуглеводнів (див. табл.): метанових 10–12%, нафтових – 50–55%, ароматичних – 33–38%. Густина нафтових покладів суходолу Каркінітсько-Північнокримського прогину (глибина –1708 м) 765 кг/м<sup>3</sup>. Груповий склад вуглеводнів: метанових – 42,5%, нафтових – 39,4%, ароматичних – 18%.

Склад конденсатів у трьох структурно-тектонічних елементах регіону по латералі характеризується практично однакови-ми фізико-хімічними параметрами, проте груповий склад конденсатів, густина, вміст смолисто-асфальтенових компонентів змінюються з глибиною продуктивного горизонту. Так, з її збільшенням збіль-

шується величина метанових вуглеводнів від 50 до 67% через збіднення ароматичними вуглеводнями, обсяг яких падає з 28 до 12%. Закономірної зміни вмісту смолисто-асфальтенових компонентів з глибиною не виявлено, але зафіксовано глибини (інтервал 2000–3000 м), де конденсати збагачені смолисто-асфальтеновими складниками.

Наведені дані свідчать, що найлегші конденсати (з найбільшим вмістом насичених вуглеводнів до 88%) розташовані на більших глибинах, а з наближенням до денної поверхні вони збіднюються метановими компонентами і збагачуються ароматичними (до 28%).

Вважають, що всі нафти світу за головними фізико-хімічними властивостями однотипні, а їхній склад міняється у процесі міграції. Зі збільшенням глибини залягання (відповідно зростають температури і тиски) зменшується густина нафти, причому цього, серед іншого, становить вміст смолисто-асфальтенових компонентів. З його збільшенням збільшується густина. Легші нафти залягають глибоко, що вимагає глибокого буріння. Відповідно, важкі розташовані ближче (до сотень метрів), але технології їх видобутку суттєво дорожчі.

З урахуванням цієї інформації розглянемо фізико-хімічні властивості нафт суходолу Каркінітсько-Північнокримського й Індоло-Кубанського прогинів, склад яких має суттєві відмінності (див. табл.).

У першому випадку значно менші густини, кількість смол, сірки. Груповий склад відзначається підвищеним вмістом метанових вуглеводнів (до 42,5%) і збідненим – ароматичних (до 18,1%). Нафти другого прогину збіднені метановими вуглеводнями (до 12%) і збагачені ароматичними (до 38%). Отже, нафти суходолу Каркінітсько-Північнокримського прогину дуже легкі, малосмолисті, а Індоло-Кубанського – легкі, більш смолисті, з підвищеним вмістом сірки. З глибиною нафти збагачуються

метаново-нафтовими вуглеводнями (до 82%) і, відповідно, збіднюються важкими ароматичними складовими (38–18%), через що втрачають густину.

На основі комплексу досліджень і порівняльного аналізу Півдня України виділимо дві групи нафт: дуже легкі і легкі. Густина перших 560–779 кг/м<sup>3</sup>, других – 817–914 кг/м<sup>3</sup>. Розташування різних за складом нафт тісно пов'язується з напрямком міграції та акумуляції покладів. У напрямку міграції нафти стають важчими. Такий розподіл – дуже легкі в нижніх горизонтах, важчі у верхніх – свідчить про вертикальну міграцію зі спільного джерела надходження нафтових вуглеводнів.

За компонентним складом нафти бувають нафтово-ароматичні (глибини –200 м), метаново-нафтово-ароматичні (–2500 м). У свою чергу розташування легких нафт на суходолі Каркінітсько-Північнокримського прогину, а важчих у Індоло-Кубанському може говорити про різні джерела надходження нафтових вуглеводнів у ці структурно-тектонічні зони регіону.

На багатошарових родовищах густина зменшується з глибиною (як у приблизно 70% нафтових родовищ світу), доводячи, що міграція нафти відбувалася по вертикалі і поклади сформувались одночасно зі спільного джерела надходження вуглеводневих компонентів.

#### **ЗВАЖАЮЧИ НА ПЕРСПЕКТИВУ**

За допомогою геодинамічного підходу нафтогазонасність Півдня України оцінюють диференційовано. За нашими прогнозами, найбільш перспективні в плані великих родовищ нафти і газу західні і східні частини Чорноморської акваторії. Саме тут виникали сприятливі умови для формування великих стійких антиклінальних структур, спроможних акумулювати нафту і газ. Тут же, у тилівій частині острівних дуг, в окремі епохи внаслідок тиліводужного

розтягу виникали рифтові структури. За структурно-формаційними критеріями їх фіксують на північному заході Чорноморського шельфу. Це прямий критерій нафтогазонасності, підтверджений на багатьох континентальних окраїнах (Перська затока, Північне, Норвезьке, Баренцеве, Карське моря та ін.).

Особливо перспективний захід Чорного моря, бо тут ширша смуга мілководного шельфу, яка тривалий час була ввігнутою частиною окраїни палеоконтиненту Євразія. На неї менше впливало континентальне зіткнення, також вона цілком доступна сучасним технологіям буріння і видобутку вуглеводнів на морі.

Центральна частина разом з Кримським півостровом через дію тривалих, інтенсивних зусиль стиску менш сприятлива для формування великих антиклінальних форм, а отже, для нагромадження нафти і газу. Це стосується шельфу, континентального схилу, а також власне глибоководної западини Чорного моря.

Практична цінність одержаних результатів полягає в удосконаленні методики і більш цілеспрямованому розвідуванні нафтових залягань у Південному нафтогазонасному регіоні. Пошуки вуглеводневих покладів у зонах локальних структур, порушених насупною тектонікою і характерними саме їм типами вуглеводневих покладів, мають відрізнятися за методикою від робіт у зонах розвитку локальної складчастості зі стабільним характером структур й успадкуванням структурних планів, де поширені округлі, ізометричні складки, не зачеплені розривами і притаманними їм типами нафтових і газових покладів.

Під час буріння в зонах першого типу слід передбачати зміщення склепінь складок і контурів вуглеводневих покладів з глибиною в північному напрямку, а це говорить про необхідність буріння нахилених свердловин.

Після вивчення геохімічних особливостей складу нафти і газу проведено геохімічне районування нафтогазоносних провінцій [3]. Воно ґрунтується на тому, що генерація вуглеводнів у астеносфері мантії, міграція їх по глибинних розломах з астеносферних джерел до земної поверхні, формування нафтових і газових родовищ у сприятливих структурно-тектонічних і літолого-фаціальних ділянках осадової товщі здійснюється одночасно на завершальних етапах геодинамічного розвитку нафтогазоносних провінцій. Газ синтезується на менших глибинах, а нафта на більших (з глибиною зростають температури і тиски), тож легко виділяти зони газового і нафтового нагромадження.

На Півдні України зафіксовано диференційоване розташування зон нафтогазонагромадження: газонагромадження (акваторія Чорного моря), газонафтонагромадження (суша), нафтогазонагромадження (Індоло-Кубанський прогин), а також просторову зональність вуглеводневих компонентів природного газу: на шельфі Чорного моря — газ метановий на 99%, у Рівнинному Криму — на 87%, в Індоло-Кубанському прогині — на 72%, на Азовському шельфі — на 96%.

Щиро сподіваємося, що наші результати у визначенні особливостей зв'язку нафтогазоносності з типами структур і стилем локальної складчастості, процесів складкоутворення і нафтогазонагромадження вдосконалять методику і планування пошуку вуглеводнів у Азово-Чорноморському регіоні.

1. Геология шельфа УССР. Нефтегазоносность [Текст] / А.Т. Богаец, Г.К. Бондарчук, И.В. Леськив и др., под ред. Е.Ф. Шнюкова; Ин-т геол. наук АН УРСР. — К.: Наук. думка, 1986. — 152 с.
2. Савчак О. Структурні умови формування нафтових і газових родовищ Азово-Чорноморського шельфу [Текст] / Савчак Олеся Зіновіївна. — К.: Наукова думка, 2010. — 92 с.: 18 вклейок.
3. Доленко Г.Н. Геология и геохимия нефти и газа [Текст]: научное издание / Григорий Назарович Доленко. Отв. ред. В.К. Гавриш; Ин-т геологии и геохимии горючих ископаемых АН УССР. — К.: Наук. думка, 1990. — 254 с.

*О. Савчак*

#### ГЕОДИНАМІЧНІ І ГЕОХІМІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ЗАЛЯГАННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ АЗОВО-ЧОРНОМОРСЬКОГО РЕГІОНУ

Резюме

У статті висвітлено низку теоретично і практично важливих питань нафтогазової геології. Досліджено будову, умови формування, особливості нафтогазоносності локальних структур-пасток, виявлено геодинамічні і геохімічні особливості розміщення родовищ нафти і газу, міграції природних вуглеводнів Південного нафтогазоносного регіону України. Вивчено структурно-тектонічні характеристики умов формування структур-пасток природних вуглеводнів на основі теорії тектоніки літосферних плит. Установлено зв'язок нафтогазоносності з типами структур і стилем локальної складчастості в регіоні, побудовано геодинамічні моделі пасток вуглеводнів. Дано кількісну оцінку складкоформуванню в межах регіону. Досліджено зміни фізико-хімічних властивостей газоконденсатів і нафт з глибиною і по латералі, виявлено тісний зв'язок різних за складом нафт з напрямком і джерелом міграції вуглеводнів. Визначено основні фактори латеральної та вертикальної міграції, а також акумуляції вуглеводнів Півдня України.

*Ключові слова:* нафтогазоносність, складкоформування, міграція та акумуляція вуглеводнів.

*О. Savchak*

#### GEODYNAMIC AND GEOCHEMICAL SPECIALTIES OF OIL AND GAS FIELDS LOCATION IN AZOV AND BLACK SEA AREA

Abstract

The file of theoretically and practically important problems of oil-and-gas geology is described. The structure, formation conditions, particularities of oil-and-gas bearing in local trapping structures are studied. The geodynamic and geochemical specialties of oil and gas fields location, of natural hydrocarbons migration in South oil-and-gas bearing area of Ukraine are detected. The structure and tectonic features of nature hydrocarbons trapping structures formation are surveyed on the bases of lithosphere plates tectonics theory. The connection between oil-and-gas bearing and structure types as well as local folding style in area is found. The geodynamic models of hydrocarbon traps are made. The fold formation through the area is quantitatively estimated. The changes of physical and chemical properties in oils and gas condensates as to depth and lateral are viewed. The connection between different in composition oils and the direction and source of hydrocarbons migration is detected. The key factors of South-Ukrainian hydrocarbons lateral and vertical migration as well as their accumulation are pointed.

*Keywords:* oil-and-gas bearing, fold formation, hydrocarbons migration and accumulation.