

ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ НИЖНЬОКРЕЙДОВИХ ВІДКЛАДІВ І ПЕРСПЕКТИВИ ЇХ ОСВОЄННЯ В МЕЖАХ ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОГО ШЕЛЬФУ ЧОРНОГО МОРЯ

П.М.Мельничук

ДАТ "Чорноморнафтогаз", 95000, м. Сімферополь, пр. Кірова / пер. Совнаркомівський, 52/1,
тел. (0652) 511151, e-mail: office@gas.crimea.ua

Рассматриваются особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности нижнемеловых отложений северо-западного шельфа Черного моря. Выявлены новые нефтегазоперспективные объекты в отложениях нижнего мела. По результатам сейсморазведочных работ установлено, что большинство геологических объектов в отложениях нижнего мела приурочены к тектонически-экранированным и литолого-стратиграфическим ловушкам.

The features of a geological feature and outlook of oil and gas bearing of Lower Cretaceous deposits of northwest shelf of the Black Sea are esteemed. Detected new oil and gas objects in deposits of the lower Cretaceous. By results of seismic works of activities is established that the majority of geologic objects in deposits of the lower Cretaceous are dated for tectonic-and-screened and lithologic-and-stratigraphic traps.

Підвищений геологічний інтерес до нижньокрейдового комплексу північно-західного шельфу Чорного моря пов'язаний з тим, що найбільш великі локальні підняття у відкладах палеоцену і вищезалегаючих комплексах уже опішуковані, а також з тим, що нижньокрейдові відклади за даними УкрДГРІ містять 238,0 млн. т умовного палива (31,6 % від всіх ресурсів).

До 1995 р. відклади нижньої крейди були вивчені недостатньо в зв'язку з тим, що сейсморозвідувальні дослідження не давали достовірної інформації про їх геологічну будову. Це було пов'язано з тим, що при виконанні сейсморозвідувальних робіт використовувались низькочастотні джерела випромінювання, які не забезпечували отримання надійної інформації з глибин залягання порід 3,5-5,5 км.

Загалом технологія робіт була налаштована на картування верхньої частини розрізу (неоген, палеоцен, частково верхня крейда).

За результатами буріння і випробування пошукових свердловин на північно-західному шельфі Чорного моря встановлена промислова газонасність відкладів неогену, майкопу, еоцену, палеоцену, верхньої крейди [1], а перспективні породи нижньої крейди вивчені фрагментарно через те, що свердловини розкрили їх в неоптимальних умовах, або ці породи були зовсім відсутні.

І тільки після 1995 р. у зв'язку з виконанням на північно-західному шельфі Чорного моря регіональних сейсморозвідувальних профілів, а також внаслідок пошукових робіт на новому методичному рівні з використанням високочастотних випромінювачів сучасних систем обробки отриманої інформації та їх інтерпретації стало можливим вперше достовірно вивчити особливості геологічної будови перспективних нафтогазоносних порід нижньої крейди.

Нижньокрейдові породи є основною нафтогазоматеринською товщею в розрізі осадово-

го чохла Причорноморсько-Кримської нафтогазоносної області. В них містяться розсіяні органічні речовини (РОР) змішаного сапропелево-гумусового типу. Дослідженнями на 62 взірцях вставлено їх вміст 1 %. На сьогодні доказано (И.В.Высоцкий, Б.А.Соколов, 1975), що промисловою нафтоматеринська товща може бути тільки тоді, коли на 1 км² вміст РОР буде становити не менше 1 млн. т. Ці умови можуть бути виконані для порід нижньої крейди, де їх товщина перевищує 200 м з відповідною літологією.

Товщина нижньокрейдових відкладів в районі північно-західного шельфу Чорного моря на порядок перевищує вказану. Ці породи послідовно пройшли всі чотири стадії нафтогазоутворення. До глибин 1,6 км виділяється верхня газова зона, від 1,6 до 3,7 км – зона головної фази нафтогазоутворення (ГФН), в інтервалі від 3,7 до 4,5 км – газоконденсатна і більше 4,5 км в умовах жорсткого термобаричного режиму – нижня газова зона.

Крім осадово-міграційної теорії походження вуглеводнів, в останні роки оцінка перспектив нафтогазоносності розглядається і з точки зору геодинамічних умов розвитку Азово-Чорноморського регіону. Припускається, що осадові відклади разом з розсіяною в них органічною речовиною потрапляють в зону субдукції, де в результаті дії високих температур і тисків генеруються вуглеводні, які зонами розломів мігрують у відповідні пастки і утворюють різного типу поклади [2].

На межі рівнинного і гірського Криму встановлена палесубдукційна зона (сутура) верхньоярського-нижньокрейдового віку [3]. Ця мезозойська структура продовжується на захід вздовж північної межі гірського Криму і виходить на Північно-Евксинський розлом. Це означає, що вздовж цього розлому проходив достатньо інтенсивний процес субдукції, пов'язаний з закриттям Палеотетису.

Таблиця 1 — Характеристика структур північно-західного шельфу Чорного моря за відкладами нижньої крейди

№ п/п	Назва площі	Остання замкнута ізогіпса (км)	Площа структури (км ²)	Амплітуда (м)	Розміри (км)	Ресурси (млн.т.у.п.)	Глибина моря (м)
1.	Розломна	3,6	81,6	600	18,2 x 6	18,3	38
2.	Медуза	0,7	317,9	500	32,6 x 13	25,1	22
3.	Зміїна	0,9	225	650	10 x 30	29,2	30
4.	Янтарна	1,8	315	1000	49,4 x 8,5	26,0	40
5.	Рифтова	4,6	213,6	1500	16 x 17,8	42,3	45
6.	Кулісна	6,0	72	1400	24 x 4	14,0	51
7.	Рифтова-1	5,6	86	1200	23 x 5	40,3	45
8.	Гордієвича	5,6	158	800	51 x 6	100,0	35
9.	Губкіна	1,4	800	1000	64 x 15	15,1	39
10.	Зональна	2,5	70	550	23 x 4	14,4	60

Враховуючи синхронність процесу субдукції і утворення Каркінітського прогину, а також потужність осадового чохла, розвиток вулканізму дає підстави говорити про те, що цей прогин має рифтогенний характер і свідчить про підвищені перспективи нафтогазоносності нижньокрейдових відкладів.

Таким чином, як з точки зору осадово-міграційної теорії походження вуглеводнів, так і з точки зору тектоніки літосферних плит найбільш перспективними на сьогоднішній день в межах північно-західного шельфу Чорного моря є нижньокрейдові відклади, особливо в Каркінітському прогині.

З врахуванням наявних сучасних геолого-геофізичних матеріалів та результатів їх обробки нами виявлені особливості геологічної будови відкладів нижньої крейди і визначені перспективи їх нафтогазоносності.

За результатами сейсмозв'язувальних робіт встановлено, що більшість геологічних об'єктів у відкладах нижньої крейди приурочені до тектонічно-екранових і літолого-стратиграфічних пасток.

Колектори даного комплексу представлені різними уламковими (пісковики, гравеліти, алеволіти), а також ефузивно-осадовими і вулканогенними породами з дуже широким діапазоном фільтраційно-ємнісних властивостей. Їх тіла різної фаціальної природи групуються у пачки і товщі. Грубоуламкові піщані тіла з найбільшими значеннями фільтраційно-ємнісних властивостей приурочені до нижньокрейдових колекторських горизонтів А-21 (базальна гравелітово-піщана пачка), А-20, А-19, та А-18. У межах рівнинного Криму з ними пов'язано понад 30 вуглеводневих скупчень. Ознаки нафтогазоносності нижньокрейдових теригенних колекторів виявлені також на шельфі Чорного моря (Північно-Голіцинська, Каркінітська, Десантна площі).

Морфологія тіл теригенних колекторів наперед контролюється їх фаціальною природою, яка в межах Чорноморського регіону характеризується закономірною палегеоморфологічною зональністю.

Із заходу – північного заходу на схід – південний схід (від Придністров'я до Криму) спостерігається послідовна зміна алювіальних і наземно-дельтових відкладів підводно-дельтовими і морськими депресійними фаціями. Відповідно до цього руслові та рукавоподібні піщані тіла змінюються гирловими барями і підводними дельтами і турбідитами, що дає підстави сподіватися на широкий розвиток літолого-стратиграфічних і комбінованих пасток у межах регіону.

Ємнісно-фільтраційні властивості нижньокрейдових теригенних колекторів змінюються в широкому діапазоні і відповідають 1-5 класам. Відкрита пористість нижньокрейдових пісковиків, гравелітів і алеволітів становить 1-30 %, здебільшого 15-20 %. Ще ширшим є діапазон газопроникності – від менше $0,01 \cdot 10^{-15}$ до $1000 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ і більше. Найвищі значення фільтраційно-ємнісних властивостей характерні для пухких пісковиків і гравелітів з вторинним внутрішньопоровим каоліновим цементом.

Для регіонально витриманої базальної грубоуламкової піщаної пачки кондиційними колекторами порового типу вважаються пісковики з такими параметрами: пористість понад 6 %, проникність понад $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, газонасиченість – понад 70 %.

На підставі фактичних геолого-геофізичних матеріалів північно-західного шельфу Чорного моря нами виконаний аналіз існуючих структур (об'єктів) і також виявлено ряд нових, раніше невідомих об'єктів по відкладах нижньої крейди. По кожній структурі проведена оцінка початкових прогностичних ресурсів і визначений їх рейтинг, виходячи із умов, що площа структури займає понад 20 км² при глибині води до 80 м. На підставі кількісної оцінки перше місце займає Каркінітський нафтогазоносний район з Голіцинською зоною нафтогазоносності.

Другим за рейтинговою оцінкою визнаний Каламітський район з Крайовою зоною прогнозованого газонакопичення, і третім – Нижньопрутсько-Кілійський нафтогазоносний район з

Кілійською зоною прогнозованого газонакопичення.

Виходячи з рейтингової оцінки перспектив нафтогазоносності районів і зон, визначені основні напрямки геологорозвідувальних робіт у межах північно-західного шельфу Чорного моря.

Першочоговою територією для постановки геологорозвідувальних робіт є район відкритих газових родовищ (Одеське, Безіменне), де виявлено ряд перспективних структур Кутова, Рифтова, Осетрова, Янтарна.

Також заслуговує на увагу другий район робіт, який об'єднує перспективні об'єкти нижньої крейди, що залягають під Голіцинським і Штормовим газоконденсатними родовищами.

Таким чином, на сьогоднішній день встановлені нові особливості геологічної будови відкладів нижньої крейди, які за своїми ємніс-

термальних процесів у Карпатському регіоні відповідає напрямку розвитку Карпатської дуги ними властивостях здатні утримувати значні ресурси вуглеводнів, а їх освоєння в найближчі роки може суттєво збільшити розвідані запаси і забезпечити стабільний видобуток газу і конденсату на території північно-західного шельфу Чорного моря.

Література

1. Прогноз поисков нефти и газа на юге УССР и прилегающих акваториях // Под ред. В.В. Глушко, С.П. Максимова. – М.: Недра, 1981. – 240 с.
2. Гаврилов В.П. Происхождение нефти. – М.: Наука, 1986. – С. 90-95
3. Герасимов М.Е. О геодинамике и нефтегазоносности Черноморского региона // Геология нефти и газа. – 1995. – № 8. – С. 4-11.

УДК 553.981:553.3.078:552.18

ГЕОДИНАМІЧНІ УМОВИ ФОРМУВАННЯ І РОЗПОВСЮДЖЕННЯ РУДО-НАФТОГАЗОНОСНОСТІ В КАРПАТСЬКОМУ РЕГІОНІ

Б.Й.Маєвський, В.Р.Хомин

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42027, e-mail: khomyn@rambler.ru

Показано, что процесс рудонефтегазонакопления в Карпатском регионе в значительной степени контролируется его геодинамическими особенностями развития. Выявлено, что с высокотемпературными (300-340°C) минералообразующими флюидами Закарпатья в основном связаны углеводородные газы (метан) и углисто-графитовые и высокометаморфизированные пиробитумные вещества (антраксолиты, кериты), а с понижением их температур до 200-140-60°C в сторону Складчатых Карпат и Предкарпатского прогиба в их составе все больше появляются и жидкие углеводороды. Глубинный характер рудонефтегазовых флюидов, которые пронизывают мел-палеогеновый алохтон, указывает на возможность формирования рудных и углеводородных скоплений на разных глубинах Карпатского региона.

Is rotined, that the process of or, oil and gas accumulation in the Carpathian region is largely controlled by its geodynamic features of progressing. Is detected, that with hyperthermal (300-340°C) the mineral-formation fluids of the Transcarpathian basically connect hydrocarbon gases (methanes) and carbon-graphitic and hich-metamorphism pirobitumes matter (antraksolites, kerites), and with depressing of their temperatures up to 200-140-60°C in the party of the Folding Carpathians and of the Precarpathian trough in their structure there are also fluid hydrocarbons ever more. Plutonic nature of or, oil and gas contain fluids, which one dive through Cretaceous – Paleogenic allokhon, points a capability of forming ore and hydrocarbon of accumulations on miscellaneous depthes the Carpathian region.

На сьогодні дуже важливою є проблема дослідження впливу геодинамічного розвитку Карпатського регіону на характер його рудо-нафтогазоносності. Для вирішення даної проблеми необхідно створити модель формування рудо-нафтогазоносності досліджуваного регіону та на підставі неї обґрунтувати ймовірність нафтогазоносності глибокостанурених горизонтів. З цією метою нами використано значний наявний розрізнений матеріал, у тому числі і власні дослідження з цього питання.

Наявний на сьогодні геолого-геохімічний матеріал вказує на те, що головний напрямок міграції вулканічних і пов'язаних з ними гідро-

і з часом поширюється із заходу на схід. Колізійний етап розвитку призвів до формування Карпатської складчастої дуги і проявлення потужного вулканізму в її внутрішній частині. У зовнішній флішовій зоні Карпат і в Передкарпатському прогині вулканізм не мав значення самостійного фактора в геодинамічному розвитку регіону.

Геодинамічний розвиток Карпатської складчастої споруди сприяв як процесам рудоутворення, так і нафтогазоутворення та відповідно формуванню їх покладів і особливостям їх розташування. Основними рудовуглеводневопідви-