

рівняно з Волино-Подільською монокліналлю і Люблінсько-Львівським прогином.

8. Ступінь постдіагенетичних змін палеозойських відкладів сягає катагенезу і метагенезу, що зумовлено як заглибленням порід на глибину до 2-3 км, так і впливом тектонічного стресу в зонах розломів. Про це свідчить карбонат-сульфідна свинцево-цинкова мінералізація (Сміденський і Стобихівський металогенічні райони) палеозойських відкладів, яка відбулась, ймовірно, під дією катагенетичних водно-вуглеводневих розчинів високої газонасиченості.

Найперспективнішими на сланцевий газ в межах ВППд є ділянки Томашівська, Головнянська і Любомльська, що відповідають однойменним тектонічним блокам. Перспективність цих ділянок визначається тим, що в їхніх межах максимально поширена сіроколірна вапняково-аргілітова підформація граптолітового силуру, представлена кладнівською світою нижнього силуру, забродською, оleshківською, новинською, меломанською, гушинською світами верхнього силуру, томашівською світою верхнього силуру-нижнього девону та селяхівською світою нижнього девону, складеною потужністю до 695 м. Найбільший інтерес в даному відношенні викликають ті стратони, що складені тімно-сірими до чорних аргілітами та мергелями і містять маркуючі горизонти бентонітових глин, які можуть бути екрануючими щодо вуглеводнів.

Томашівська перспективна ділянка цілком, а Головнянська північною частиною знаходяться на території Шацького Національного природного парку, що викликає занепокоєння з огляду на можливість негативного впливу на екосистему паку в разі виявлення і промислового освоєння покладів сланцевого газу на цих ділянках.

Ірина МИХАЙЛІВ

**ЗАСТОСУВАННЯ ІМІТАЦІЙНОГО СТАТИСТИЧНОГО
МОДЕЛЮВАННЯ ПРИ ПІДРАХУНКУ ЗАПАСІВ НАФТИ І ГАЗУ**

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
м. Івано-Франківськ, e-mail: iramykhailiv@ukr.net

Підрахунок запасів нафти і газу виконується з метою визначення їх кількості, придатної для промислового використання і є основою для проектування подальшої розробки родовища. Існуючі на сьогодні методи підрахунку запасів поділяються на дві групи: детерміністичні (об'ємний, статистичний, матеріального балансу, падіння пластового тиску) та імовірнісні (імітаційне статистичне моделювання).

При імовірнісних методах кожний із параметрів формули підрахунку запасів розглядається як випадкова величина, а запаси – як функція цих випадкових параметрів, у вигляді інтервальної оцінки (гістограми). За побудованим графіком інтегральної імовірності визначається імовірність того, що «істинні» запаси попадуть у заданий інтервал значень. Тобто, на відміну від

детерміністичних методів, де результат підрахунку представляє собою «єдину» точкову величину, при імовірнісних – вони мають вигляд інтервалу можливих значень запасів.

Імовірнісні методи часто застосовують для оцінки ресурсів та підрахунку запасів на початкових стадіях вивчення родовища, оскільки вони виконуються в умовах дефіциту геолого-геофізичної інформації. Також, останнім часом значну увагу почали приділяти імовірнісним методам в зв'язку з тим, що вони дозволяють класифікувати запаси за міжнародними стандартами з визначенням «порогових» оцінок – мінімальної (90 %), базової (50 %) та максимальної (10 %), тобто характеризувати імовірність того, що реальні запаси виявляться більшими, ніж запаси у поточному інтервалі. У той же час виникає питання щодо доцільності використання методу Монте-Карло для підрахунку запасів нафти і газу родовища, яке тривалий час перебуває у промисловій розробці. Оскільки введення родовища в промислову розробку відбувається за результатами закінченої розвідки і у структурі його запасів спостерігається переважання розвіданої групи, відповідно величина запасів родовища підрахована об'ємним методом мала би відповідати «пороговій» оцінці наближеній до максимальної (10 %).

Таблиця. Результати імітаційного моделювання результатів підрахунку запасів нафти

Рік	Діапазон зміни запасів, тис. т		Інтервальна оцінка	Затверджені ДКЗ
	min	max		
1965	4100	44800	$P_{(90)}=16950$ тис. т $P_{(50)}=26600$ тис. т $P_{(10)}=36000$ тис. т	$C_1 - 5780$ тис. т $C_2 - 25662$ тис. т відповідають $\square 30\%$
1978	3870	56200	$P_{(90)}=23100$ тис. т $P_{(50)}=34800$ тис. т $P_{(10)}=45800$ тис. т	$A+B - 22820$ тис. т C_1 пзб – 4038 тис. т відповідають $\square 50\%$
2009	10120	48100	$P_{(90)}=17910$ тис. т $P_{(50)}=26700$ тис. т $P_{(10)}=35010$ тис. т	$C_1 - 24002$ тис. т. відповідають $\square 50\%$

З метою співставлення величин запасів нафти підрахованих з об'ємним методом з результатами імітаційного статистичного моделювання нами методом Монте-Карло виконана оцінка запасів нафти нижньоменілітового покладу Орів-Уличнянського родовища, з яким пов'язані запаси промислового значення категорії C_1 . Родовище розташоване у Дрогобицькому районі Львівської області та приурочене до першого структурно-тектонічного ярусу північно-західної частини Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину. Відкрите у 1962 р., у 1965 р. введено у ДПР, у 1969 р. – у промислову розробку. Розвідувальні роботи повністю закінчені у 1972 р., за їх результатами встановлено наявність двох окремих покладів – Орівського та Уличнянського, які розділені зоною низькопроникних колекторів і контролюються ВНК на різних гіпсометричних рівнях. Підрахунок запасів із подальшим затвердженням їх у ДКЗ СРСР та ДКЗ України виконувався у 1965 р. (опрацьовано фактичні дані 16 свердловин), 1978 р. (дані 104 свердловин) та 2009 р. (дані 116 свердловин).

Для співставлення з величинами запасів нафти підрахованих об'ємним методом нами методом Монте-Карло виконана оцінка запасів на вищезазначені дати, базуючись на фактичних даних пробурених на той час свердловин. Кожний з підрахункових параметрів, що входить у відому формулу М. О. Жданова моделювався за нормальним розподілом у інтервалах, що визначаються похибкою оцінки цього самого параметру. Визначені «порогові» оцінки запасів наведені у таблиці.

Дані, наведені у таблиці, дозволяють зробити висновок, що запаси затверджені ДКЗ України (2009) відповідають «базовій» пороговій оцінці, яка залишилась незмінною – на рівні закінчення розвідувальних робіт, однак всі запаси покладу за ступенем геологічного вивчення віднесені до групи розвіданих. Так, аналіз історії вивчення родовища показав, що геологорозвідувальні роботи проведені за недостатньо обґрунтованою методикою, вони проводились двома розвідувальними організаціями за різними, не пов'язаними між собою, проектами. Таке безсистемне розміщення свердловин призвело до надлишкового згущення свердловин у центральній частині покладу, однак значна південно-західна частина площі залишилась зовсім не висвітленою бурінням. Тобто, у даному випадку моделювання результатів підрахунку методом Монте-Карло показує, що на родовищі є низка завдань, які не були вирішені протягом його розвідки та тривалої промислової розробки, однак окреслюють перспективи щодо можливого збільшення його запасів.

Марта МОРОЗ, Ярослава ЯРЕМЧУК

**ОСОБЛИВОСТІ МІНЕРАЛЬНОГО СКЛАДУ ВЕРХНЬОЮРСЬКИХ
КАРБОНАТНИХ ПОРІД ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ
ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ
ЗА ДАНИМИ КОМПЛЕКСНОГО ТЕРМІЧНОГО АНАЛІЗУ**

Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, м. Львів,
e-mail: iggk@mail.lviv.ua

На основі використання комплексного термічного (диференціально-термічного та термогравіметричного) методу деталізовано мінеральний склад верхньоюрських карбонатних порід Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Встановлено, що основними породотвірними мінералами карбонатних порід є кальцит і доломіт, проте трапляються породи змішаного складу, які проявляються у вигляді кальциту з домішкою доломіту (доломітисті й доломітові вапняки) та доломіту з домішкою кальциту (вапнисті та вапнякові доломіти). Слід зазначити, що у північно-західній частині Зовнішньої зони Передкарпатського прогину домінують вапняки, тоді як у його південно-східній частині поряд з останніми поширені доломіти та породи змішаного складу. З домішок виявлено пірит, гідроокиси заліза, глинисті мінерали.