

а вміст йоду в них коливається від 0,63 до 5,78 мг/дм<sup>3</sup>. При цьому закономірності між мінералізацією та вмістом йоду не спостерігається. Нижче зони вилугування галогенної товщі залягає картамишська свита мідистих піщаників, підземні води якої є високомінералізованими розсолами (мінералізація до 343 г/дм<sup>3</sup>). Йод у цих водах зазвичай має концентрації 5–7 мг/дм<sup>3</sup>, але по деяких структурах (Співаківська, Шебелинська, Червоно-Донецька структури) його концентрації збільшуються до 10–17 мг/дм<sup>3</sup> і досягають значень 21,25–32,98 мг/дм<sup>3</sup>. Підземні води кам'яновугільного віку характеризуються високим значенням мінералізації (230–270 г/дм<sup>3</sup>). Йод у них присутній завжди, а найбільші значення галогену зафіксовані на Співаківській, Балаклівській та Шебелинській структурах (12,7–31,75 мг/дм<sup>3</sup>).

При дослідженні концентрацій йоду у водах глибоких горизонтів за окремими структурами, а також за окремими свердловинами в межах однієї структури спостерігаються різні закономірності. Збільшення вмісту йоду з глибиною спостерігається за деякими свердловинами на Співаківській, Шебелинській, Шевченківській та інших структурах. Зовсім протилежна закономірність спостерігається на інших свердловинах цих структур, де зі збільшенням глибини залягання водоносних горизонтів та комплексів вміст йоду спочатку збільшується, а потім зменшується.

Згідно з наведеними даними про підземні води північного борту Дніпровсько-Донецької западини впливає, що йод знаходиться майже в усіх геологічних комплексах, однак його вміст не скрізь однаковий. У зоні активного водообміну концентрації галогену незначні. Однак у зоні ускладненого й вельми ускладненого водообміну вміст йоду зростає. Зазвичай у підземних водах цих зон концентрація галогену не нижче ніж 5 мг/дм<sup>3</sup>, а по деяких структурах вміст йоду досягає промислових значень.

**Юрій ГЕРЛЬОВСЬКИЙ**

## **ВИЗНАЧЕННЯ ГЛИБИН УТВОРЕННЯ ВУГЛЕВОДНЕВИХ СИСТЕМ ЗА СПІВВІДНОШЕННЯМ ІЗОМЕРІВ БУТАНУ**

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

*«...теория происхождения нефти не может считаться завершённой до тех пор, пока она не впишется как единичный случай в общую схему эволюции Земли»*

Э. Б. Чекалюк

Глибини утворення вуглеводневих систем у надрах Землі визначаються за найрізноманітнішими співвідношеннями компонентів системи: коефіцієнт сухості; коефіцієнт збагачення вуглеводнями; коефіцієнт насичення води газом; відношення вмісту і нормального бутану до ізобутану та ін. (Высоцкий, 1979). Ці коефіцієнти побудовані на основі численних дослідів та мають

кореляційний характер. Вони встановлюють взаємозв'язок між співвідношенням кількостей окремих компонентів та умовами залягання деяких родовищ.

Запропонована методика дозволяє визначити температуру, тиск та глибини утворення вуглеводневих систем у надрах Землі за співвідношенням ізомерів вуглеводнів, що базується на даних хімічного аналізу природних сумішей вуглеводнів певних родовищ.

Основою методики є розрахунок термодинамічної активності вуглеводнів у широких межах тисків та температур.

Визначальними параметрами запропонованої методики є фізико-хімічні властивості індивідуальних речовин – температура, загальний тиск і питомий об'єм.

У розрахунках використано наступне співвідношення:

$$\frac{C_4H_{10-n}}{C_4H_{10-i}}$$

для якого складена залежність з метою визначення критичних тиску, температури та об'єму.

Для визначення глибин утворення вуглеводневих систем за співвідношенням ізомерів бутану:

1) розроблена методика розрахунку тиску і температури в природних вуглеводневих сумішах;

2) визначено розподіл температур і тиску в надрах Землі, а також глибин, що відповідають цим термодинамічним умовам;

3) визначено діапазон глибин утворення природних вуглеводнів певного родовища (Стефанік і ін., 2012).

За формулою

$$a_{T[C_nH_{2n+2}]}^P = \frac{P_{C[C_nH_{2n+2}]}}{P_{C[H_2O]}} = \frac{\exp \left\{ \tau A_0 \left( \frac{P_R + \Pi}{P_{0R} + \Pi} \right)^m + B_0 (1 - \tau) \left( \frac{P_R + H}{P_{0R} + H} \right)^n \right\}}{\exp \left\{ C_0 \left[ \sqrt{1 - \tau} - \tau \ln \sqrt{\frac{1}{\tau} (1 + \sqrt{1 - \tau})} \right] \right\}} \quad (1)$$

визначена термодинамічна активність компонента, а температура, тиск і глибина утворення вуглеводнів за фактичним співвідношенням ізомерів.

У результаті обробки табличних даних отримано наступні значення постійних коефіцієнтів для розрахункової формули (1), де  $\tau = \frac{T_{0R}}{T_R}$ ;  $A_0 =$

7,1786;  $B_0 = 11,621$ ;  $C_0 = 2,2500$ ;  $\Pi = 50,000$ ;  $H = 62,000$ ;  $m = 0,7200$ ;  $n = 0,1625$ . Параметрам вихідної точки  $P_{0R} = \frac{5000}{P_C}$ ;  $T_{0R} = \frac{673,2}{T_C}$  відповідають

$P_{0R} = 22.727$  та  $T_{0R} = 1.0399$ .

Зауважимо, що результат розв'язаного рівняння повинен знаходитися в межах тисків та температур, що існують у надрах Землі. Ці граничні геобаротермічні умови в земній корі та верхній мантії Землі визначають глибини утворення вуглеводнів (Чекалюк, 1971; Чекалюк, Стефанік, 1983).

Запропонована методика визначення критичних параметрів вуглеводнів природної нафти дає змогу визначити їх теоретично і надалі застосовувати для визначення термодинамічної активності компонентів складних вуглеводневих систем залежно від глибини утворення покладу.

Розроблений спосіб розрахунку глибин утворення природних сумішей вуглеводнів на основі співвідношення ізомерів бутану показав, що:

1. Вуглеводневі компоненти родовищ Волино-Подільської нафтогазоносної області утворені в межах глибин 13–29 км.

2. Вуглеводневі компоненти родовищ Передкарпатської нафтогазоносної області:

а) Більче-Волицького нафтогазоносного району утворені в межах глибин 37–82 км;

б) Бориславо-Покутського нафтогазоносного району утворені в межах глибин 53–115 км.

3. Родовища Карпатської нафтогазоносної області утворені в межах глибин 17–38 км.

4. Родовища Закарпатської газозоносної області утворені в межах глибин 16–34 км.

Встановлені глибини утворень свідчать про високу ймовірність неорганічного способу утворення вуглеводневих компонентів нафти, газу та газоконденсатів у процесі синтезу з низькомолекулярних сполук.

*Высоцкий И. В.* Геология природного газа. – М. : Недра, 1979. – 392 с.

*Стефанік Ю., Герльовський Ю., Кульчицька-Жигайло Л.* Глибини утворення нафтоподібних систем у надрах Землі за співвідношенням ізомерів бутану та пентану (на прикладі Новогригорівського нафтогазоконденсатного родовища) // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2012. – № 1–2 (158–159). – С. 5–18.

*Чекалюк Э. Б.* Термодинамические основы минерального происхождения нефти. – Киев : Наук. думка, 1971. – 256 с.

*Чекалюк Э. Б., Стефанік Ю. В.* Предельная термодинамическая активность воды и парциальные активности кислорода, водорода и углерода в геотермобарных условиях на больших глубинах // Геология и геохимия горючих ископаемых. – 1983. – Вып. 60. – С. 9–14.

**Ірина ГЕТМАНЮК**

### **ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОНОСНОСТІ БІЛЬЧЕ-ВОЛИЦЬКОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА**

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

На сьогоднішній день прогнозування та виявлення нових покладів вуглеводнів є вкрай необхідним для нарощування ресурсної бази України. Нові поклади вуглеводнів можуть бути виявлені у верхньодашавських відкладах Більче-Волицького родовища.

Більче-Волицьке газове родовище розташоване в північно-західній частині Косівсько-Угерської підзони Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. Калуський глибинний розлом являється північно-східною та східною границею, по якому Більче-Волицька зона відділяється від південно-західного