

Юрій ГЕРЛЬОВСЬКИЙ, Іванна КОЛОДІЙ

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

**ГЛИБИНИ УТВОРЕННЯ НАФТИ СУББОТІНСЬКОГО РОДОВИЩА
НА ПРИКЕРЧЕНСЬКОМУ ШЕЛЬФІ ЧОРНОГО МОРЯ
(за співвідношенням ізомерів бутану)**

Розроблено методику розрахунку тиску і температури за співвідношенням ізомерів бутану для вуглеводневої системи. Визначено розподіл температур і тисків, а також глибин у надрах Землі, що відповідають цим термодинамічним умовам. За цією методикою встановлено термобаричні умови та глибини утворення вуглеводневої системи для Субботінського родовища. Методику можна застосовувати і для інших співвідношень вуглеводнів, а також будь-яких сполук, що входять до складу природних вуглеводнів.

Ключові слова: співвідношення ізомерів, вуглеводнева система, термодинамічні умови.

У межах Прикерченського шельфу Чорного моря розташоване Субботінське нафтове родовище, пов'язане з антиклінальною структурою субширотного простягання, завдовжки 12 км, завширшки 5 км, з висотою (за сейсмічним горизонтом у палеоценових відкладах) приблизно 700 м. Північно-західний і південний борти ускладнені підкидо-насувами амплітудою 150–200 м.

Субботінське нафтове родовище відкрите параметричною св. № 403, де промислові припливи нафти і газу пов'язані з пісковиками нижньомайкопської підсерії.

Результати випробувань пошукових св. № 1, 2 дали можливість уточнити модель будови резервуарів та поширення продуктивних горизонтів, отримати геохімічні характеристики флюїдів та геобаротермічні параметри нафтогазоводонасичених горизонтів.

На всіх об'єктах вимірювані пластові тиски були надгідростатичними і перевищували умовні гідростатичні на 34–53 %, незалежно від якості пластового флюїду.

Характерно, що у св. № 1 зі зменшенням глибини випробування об'єктів (від об'єкта II до XI) коефіцієнт гідростатичності $K_r = P_{пл} / P_{ур}$ зростає від 1,31 до 1,53; а середній темп зростання пластового тиску з глибиною становить 7,8 МПа/100 м. Така особливість властива родовищам багатьох нафтогазових басейнів, у яких надгідростатичні тиски формуються шляхом вертикальних перетоків флюїдів. Визначення латеральних градієнтів коефіцієнта гідростатичності K_r не може бути свідченням наявності чи відсутності гідродинамічного зв'язку між об'єктами без зведення пластових тисків до

спільної для всіх об'єктів площини порівняння. Просторовий розподіл нафтогазоносних об'єктів між горизонтами флішоїдного типу пачок М-IV–М-VI у св. № 1 і 403 свідчить, що гідродинамічний зв'язок між ними відсутній, імовірно два різні масивно-пластові поклади нафти. Це підтверджують різні фізико-хімічні властивості пластових нафт та вод (Колодій В., Колодій І., 2009; Лазарук, 2009).

Отримані при випробуванні об'єктів результати вимірювань температур показують стан невстановленого температурного поля на момент вимірювання, оскільки методика підготовки свердловин до геотемпературних вимірювань не відповідала вимогам рівності геотемператур у свердловинному і геологічному середовищах. Тому більш-менш достовірними можна вважати результати вимірювання температури І об'єкта – 375 К (св. № 403), отримані до порушення теплового поля в стовбурі свердловини.

Густина нафт високодебітних продуктивних об'єктів коливається в межах 830,8–862,7 кг/м³, густина нафт із нафтопроявів – у межах 865–877,5 кг/м³.

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 (Стефанік і ін., 2012). Основою методики є розрахунок термодинамічної активності вуглеводнів, який визначається лише за даними експериментальних досліджень у широких межах тисків та температур (Чекалюк, Стефанік, 1983). Вхідними даними для запропонованої методики є фізичні властивості індивідуальних речовин – температура, загальний тиск і питомий об'єм. У розрахунках використано співвідношення концентрацій нормального бутану до ізобутану (табл. 1):

$$k_B = \frac{V_{C_4H_{10-n}}}{V_{C_4H_{10-i}}} \quad (1)$$

Для нормального бутану та ізобутану складено залежності з метою визначення критичних тиску, температури та об'єму (Визначення..., 2011). Щоб встановити глибини утворення вуглеводневих систем за співвідношенням ізомерів, необхідно:

- 1) створити базу даних хімічного складу вуглеводневих систем для родовищ України;
- 2) розробити методику розрахунку тиску і температури в природних вуглеводневих сумішах;

Т а б л и ц я 1. Співвідношення ізомерів бутану в нафтах Субботінського нафтового родовища

| Номер свердловини | Індекс горизонту | н-С ₄ Н ₁₀ , об. % | ізо-С ₄ Н ₁₀ , об. % | $k_B = \frac{n-C_4H_{10}}{izo-C_4H_{10}}$ |
|-------------------|------------------|---|---|---|
| 1 | М-III, IV | 2,43 | 0,98 | 2,47 |
| 2 | М-I | 1,16 | 0,48 | 2,42 |
| 2 | М-I | 0,96 | 0,45 | 2,13 |
| 403 | М-V | 0,79 | 0,43 | 1,84 |
| 403 | М-III | 0,6 | 0,29 | 2,07 |
| 403 | М-IV | 1,44 | 0,69 | 2,01 |

3) визначити термобаричні умови та діапазон глибин утворення природних вуглеводнів Субботінського родовища.

За формулою

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

встановлено термодинамічну активність компонента, а температуру, тиск і глибину утворення вуглеводнів за фактичним співвідношенням ізомерів.

Опрацювавши табличні дані, ми отримали такі значення постійних коефіцієнтів для розрахункової формули (1), де $\tau = \frac{T_{OR}}{T_R}$; $A_0 = 7,1786$; $B_0 = 11,621$; $C_0 = 2,2500$; $\Pi = 50,000$; $H = 62,000$; $m = 0,7200$; $n = 0,1625$. Параметрам вихідної точки $P_{OR} = \frac{5000}{P_C}$; $T_{OR} = \frac{673,2}{T_C}$ відповідають $P_{OR} = 22,727$ і $T_{OR} = 1,0399$.

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

Підвищений діапазон температур, тисків і глибин можна пояснити такими причинами:

1. Похибкою при лабораторному розділенні малих кількостей ізомерів бутану.

2. Визначення малих кількостей речовин будь-якими хімічними чи іншими методами також призводить до певних похибок, що потім відображаються на точності співвідношень ізомерів бутану.

3. Неточне визначення коефіцієнта термодинамічної активності.

Незважаючи на вказані вище неточності визначення, хімічні дані та проведені термодинамічні розрахунки за співвідношенням ізомерів бутану показали, що нафта Субботінського родовища утворилася за температури 1591–1658 К, тиску 2825–6150 МПа, на глибині 89–191 км (табл. 2).

Т а б л и ц я 2. Термобаричні умови та глибини утворення нафти Субботінського родовища за співвідношенням ізомерів бутану

| Значення коефіцієнта k_b | Діапазон температур T , К | | Діапазон тисків P , МПа | | Діапазон глибин H , км | |
|----------------------------|-----------------------------|-------|---------------------------|--------|--------------------------|-----|
| | від | до | від | до | від | до |
| 2,47 | 1 967 | 2 081 | 4 717 | 10 061 | 145 | 302 |
| 2,42 | 1 896 | 1 998 | 4 241 | 9 109 | 131 | 276 |
| 2,13 | 1 538 | 1 595 | 2 411 | 5 321 | 78 | 168 |
| 1,84 | 1 257 | 1 291 | 1 464 | 3 284 | 49 | 108 |
| 2,07 | 1 474 | 1 525 | 2 165 | 4 796 | 70 | 153 |
| 2,01 | 1 413 | 1 460 | 1 950 | 4 333 | 64 | 139 |
| Середнє | 1 591 | 1 658 | 2 825 | 6 150 | 89 | 191 |

Зауважимо, що на первинний хімічний склад вуглеводнів впливає вертикальна міграція глибинними розломами і зонами розущільнення, яка супроводжується фізико-хімічною взаємодією мінерального середовища та флюїдів, а також фазовими перетвореннями останніх унаслідок мінливості геологічних і термодинамічних умов у надрах Землі. Можливість міграції зумовлена низкою чинників, що характеризують фізико-хімічний стан вуглеводнів у різних термобаричних умовах. Основний з них полягає в тому, що газоподібні вуглеводні добре розчиняються в підземних водах, причому їхня розчинність значно збільшується з підвищенням тиску і температури.

Одержані результати вказують на можливість глибинного синтезу вуглеводнів нафтового ряду, їхню міграцію через проникні зони разом з іншими мантийними флюїдами та акумуляцію в осадовому чохлі.

Для обрахунку глибин утворення вуглеводневих систем за представленою методикою можна застосовувати інші співвідношення вуглеводнів, а також сполуки, що входять до складу вуглеводнів.

Визначення критичних параметрів вуглеводнів природної нафти / Ю. Стефанік, Ю. Герльовський, О. Любчак, Т. Тенюк // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2011. – № 3–4 (156–157). – С. 33–39.

Колодій В., Колодій І. Гідрогеологічні умови Субботінського нафтового родовища на Прикерченському шельфі Чорного моря // Там само. – 2009. – № 3–4 (158–159). – С. 107–117.

Лазарук Я. Г. Ймовірні моделі нафтових покладів родовища Субботіна Прикерченського шельфу Чорного моря // Азово-Чорноморський полігон изучения геодинамики и флюидодинамики формирования месторождений нефти и газа : тез. докл. VIII Междунар. конф. “Крым – 2009”. (Крым, Ялта, 14–18 сент. 2009 г.). – Симферополь, 2009. – С. 110–112.

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.

Стаття надійшла
04.12.13

Yuriy HERLYOVSKY, Ivanna KOLODIY

**DEPTHS OF OIL EVOLUTION OF THE SUBBOTIN FIELD
ON THE KERCH SHELF OF THE BLACK SEA
(based on correlation of butane isomers)**

The method of calculating the pressure and temperature ratios of isomers of butane for hydrocarbon systems is developed. Determined are the distribution of temperatures and pressures and depths in the earth's interior that meet these thermodynamic conditions. By this method thermobaric conditions and the depth of formation of hydrocarbon isomers are defined by the ratio of butane isomers for the Subbotin field. In spite of some inaccuracy one can assert that by the relationship between butane isomers of oil from the Subbotin field was formed at temperature of 1591–1658 K, pressure 2825–6150 MPa and at depths of 89–191 km. It should be noted that the initial chemical composition of hydrocarbon migration affects vertical faults and zones of thinning, accompanied by physical and chemical interaction of environment and mineral fluids and phase transformations as a result of past geological variability and thermodynamic conditions in the bowels of the Earth. The possibility of migrations is due to several factors which characterize the physico-chemical state of hydrocarbons in different thermobaric conditions. The obtained results indicate the possibility of deep hydrocarbon synthesis of a number of oil, they migrate through permeable zones with other mantle fluids and accumulation in the sedimentary cover. When calculating the depth of formation of hydrocarbon systems with given technique one can use other values of hydrocarbons and compounds included in natural hydrocarbons.