

Олександр ЛЮБЧАК, Юрій ХОХА, Володимир ХРАМОВ

**ЗАСТОСУВАННЯ МЕТОДИКИ КОНСТАНТ РІВНОВАГИ РЕАКЦІЙ  
ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ ГЛИБИН УТВОРЕННЯ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ  
(НА ПРИКЛАДІ ГАЗОВИХ РОДОВИЩ УКРАЇНИ)**

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

Розглянуто термодинамічні методи визначення складу будь-якої рівноважної системи за температурою та тиском. Наведено обмеження кожного з них. Запропоновано методику розрахунку глибини утворення природного газу за його хімічним складом.

Розгорнуто висвітлені основні етапи виконання розрахунку на прикладі продуктивного горизонту А-8 Машівського газоконденсатного родовища Машівсько-Шебелинського району Східного нафтогазового регіону. Перший етап полягає в оцінці вхідних даних і за необхідності їхньої корекції. Другий – це проведення розрахунків з отриманням єдиного можливого співвідношення мольних часток компонентів системи для заданих елементного складу, тиску та температури. Третій – інтерпретація отриманих даних. Результатом є середні значення глибини утворення природного газу заданого складу.

Наведено результати розрахунку для 73 родовищ (237 горизонтів), розташованих у Східному, Західному і Південному регіонах України. Встановлено, що для Східного регіону інтервал утворення природного газу становить від 40 до 137, Західного – від 12,3 до 161,5 і Південного – 27–181 км.

*Ключові слова:* природний газ, глибина утворення, термодинамічні методи, газові родовища.

**Аналіз попередніх публікацій та актуальність роботи.** Відомі два термодинамічні методи визначення складу будь-якої рівноважної системи за температурою та тиском: констант рівноваги незалежних реакцій та мінімізації енергії Гіббса. Перший, формально, є найбільш правильним, за умови коректної побудови рівнянь реакцій (Чекалюк, 1971). Його обмеженням є те, що не існує змоги скласти адекватний набір рівнянь для систем із вмістом багатьох компонентів з різних груп та гомологічних рядів. Другий метод, завдяки своїй гнучкості та можливості визначати рівноважний склад гетерогенних систем, набув широкої популярності останніми роками. Сьогодні на ньому базується все комерційне програмне забезпечення (UNITHERM, SUPCRT92, HCh (Шваров, 1999)).

Російський учений І. К. Карпов (1981) одним із перших у колишньому СРСР запропонував замість методу констант рівноваги незалежних реакцій використовувати метод мінімізації енергії Гіббса. На основі його робіт створено програмний комплекс, призначений для подібних розрахунків, – “Селектор-С”, який у своїх модифікаціях широко застосовується при визначенні

складу та термодинамічних функцій складних геологічних гомо- та гетерогенних систем (Термодинамическая..., 1998; Зубков и др., 2000).

На нашу думку, основною об'єктивною проблемою всіх цих методик є недосконалість визначення активності індивідуальних хімічних сполук за умов високих та надвисоких тисків та температур.

Сучасні програмні комплекси під час визначення активності використовують для нейонізованих сполук рівняння теплоємності з корекцією за модифікованою формулою Пенга–Робінсона. Діапазон точності цих залежностей обмежений температурою 1273 К та тиском 500 МПа, що викликає сумніви щодо можливості їхньої коректної екстраполяції до термобаричних умов верхньої мантії. Приклади розрахунків з такою екстраполяцією наведені в роботах (Термодинамическая..., 1998; Зубков и др., 2000).

Е. Б. Чекалюк (1967) визначав активності за графіками Ньютона, які охоплюють діапазон тисків лише до 100–200-кратних значень критичних тисків. Оцінка активності для більших тисків проводилася шляхом далекої екстраполяції даних. Він визначав активності індивідуальних компонентів за формулою, яка базується на експериментальних даних залежності активності води від тиску і температури (Чекалюк, 1971). Щоб перенести аналітичний вираз цієї залежності на інші речовини, було використано правило відповідних станів. Критеріями відповідності були критичні тиск, температура та об'єм.

У роботі ми використовували метод констант рівноваги незалежних реакцій. Для визначення активності запропоновано напівемпіричне рівняння стану (Любчак, 2009). Попередні розрахунки показали високу точність цього рівняння порівняно з вищезгаданими методиками, особливо для області приведеної температури  $T_R < 1$  у широкому діапазоні тисків і  $T_R > 1$  за високих та надвисоких тисків (Теоретичні..., 2007).

*Актуальність* проведеної роботи зумовлена необхідністю розробки нових пошукових критеріїв родовищ вуглеводнів, які, у свою чергу, неможливі без фундаментальних наукових досліджень.

**Мета роботи та методи досліджень.** Наша мета – встановити глибину утворення природних сумішей за термодинамічними умовами рівноваги та представити методику розрахунків. Розглянуто системи, які складаються з вуглеводнів та неорганічних баластних газів, в області температур та тисків, що реалізуються в земній корі та верхній мантії. Описана система з великим ступенем наближення відповідає природному газу (ПГ).

Ми використали *термодинамічний метод* – констант рівноваги незалежних реакцій, активності для якого визначали створеним рівнянням стану для високих термобаричних параметрів.

Основою роботи є припущення, що природні гази та газоконденсати – це рівноважні суміші. Тільки в такому випадку використання апарата класичної термодинаміки дозволяє визначити із задовільною точністю умови утворення цієї суміші. Як показали наші розрахунки, це припущення дійсне.

У роботі розглянуто 12 компонентів газів і газоконденсатів – 8 алканів (від метану до пентану, включно з ізомерами), азот, вуглекислий газ, гелій та сірководень. Вибір саме таких компонентів пов'язаний з тим, що вони сумар-

но становлять понад 99 % від складу ПГ і не менше ніж 50 % – газоконденсату (Атлас..., 1999).

Отже, глибину утворення ПГ визначають трьома етапами.

*Етап I.* Оцінюємо вхідні дані хімічного складу ПГ щодо можливості проведення розрахунків. Усі дані ділимо на дві групи: задовільні (підлягають розрахункам) та незадовільні (з різних причин розрахунку не підлягають). Детально зупинимось на тлумаченні незадовільних даних, які, у свою чергу, поділяються на такі, що цілком не придатні, та ті, що можна скоректувати, тобто, сума компонентів яких не збігається зі 100 % менш ніж на 4 %. В іншому випадку отримані значення мають суттєві розбіжності.

У разі такої розбіжності вхідні дані перераховували за формулою:

$$v_i^* = \frac{100 \cdot v_i}{\sum_i v_i},$$

де  $v_i$  – мольна доля  $i$ -го компонента (%) у вихідних даних. Отже, після такого перерахунку сума мольних часток компонентів системи зводиться до 100 %, а це є обов'язковою умовою проведення подальших розрахунків.

Також корекції для розрахунку піддаються значення хімічного складу ПГ, для яких у довідниковій літературі наведені ізо- та нормальна форми бутану та пентану. Ці сполуки ми враховуємо як суму всіх ізомерних форм і для  $C_4H_{10}$ , і для  $C_5H_{12}$ , що пов'язано зі складністю визначення коефіцієнтів рівняння стану для ізомерних форм алканів, які відрізняються від нормальної. Особливості ізомерних форм бутану та пентану враховували в ізобарно-ізотермічному потенціалі за стандартного тиску.

Не підлягають розрахункам дані хімічного складу ПГ із трьома типовими ознаками. У табл. 1–3 ми позначили їх зірочками. Отже, перший випадок (\*) – сума компонентів не збігається зі 100 % більш ніж на 4 %, а розраховані за цими даними тиски та температури мають суперечливі значення. Для таких хімічних складів ПГ розрахунки не проводили. Пояснити цю якість вхідних даних, коли сума компонентів не становить 100 %, неможливо.

Другий випадок (\*\*) – порушення тенденції до зменшення концентрації вуглеводнів уздовж гомологічного ряду (або важчих гомологів більше, ніж легших, або легший відсутній за наявності важчого). У таких випадках розрахунки не виявляли відповідного рівноважного складу ПГ. Ці результати впевнено підтверджують класифікацію В. Ніконова, за якою вуглеводневі гази є сукупністю взаємопов'язаних та розташованих у певній послідовності сполук (Ніконов, 1961). Послідовність являє собою функцію, яка різко зменшується від метану в бік високомолекулярних членів. Проведена В. Ніконовим перевірка для родовищ Углівського басейну показала, що в 20 % проб газу (168 із 848) були відхилення від концентрації гомологів уздовж гомологічного ряду. У нашій роботі по газових родовищах України це відхилення становить 29 %. Щоб пояснити ці факти, необхідно і надалі проводити дослідження щодо встановлення кількості джерел або імпульсів вуглеводневих флюїдів, що формують поклад.

Третій випадок (\*\*\*) – відомі дані по алканах лише для метану. Алгебраїчні особливості складеної нами системи рівнянь не дозволяють розраховувати подібні системи через відсутність розв'язку, хоча поклади з таким хімічним складом існують.

Таблиця 1. Хімічний склад та середня глибина утворення родовищ природного газу Західного регіону

Родовище	Індекс горизонту	Хімічний склад									Середня глибина, км	
		СН <sub>4</sub>	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	Н <sub>2</sub> S	СО <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	Не		
Локацьке	I	92,96	2,00	0,54	0,202	0	0	0,14	4	0,281	<b>92</b>	
	II	93,35	0,85	0,09	0,027	0	0,02	0,58	5,2	0,226	<b>55</b>	
	III	95,35	0,24	0,02	0,022	0	0,02	0,22	3,8	0,303	<b>24,5</b>	
	IV	92,35	1,18	0,42	0,216	0,069	0,02	0,61	4,5	0,21	<b>93,5</b>	
	V	93,26	0,82	0,21	0,154	0,018	0,02	0,39	5,1	0	<b>82,5</b>	
	VI	93,71	1,32	0,36	0,1	0,071	0,02	0,46	3,5	0,17	<b>89</b>	
	VII	95,26	0,84	0,10	0,055	0,013	0,02	0,37	3	0,13	<b>58</b>	
Велико-мостівське	Л-1	93,28	2,59	0,28	0	0	0	0,3	3,19	0,15	<b>85</b>	
Свидницьке	ВД-5	98,74	0,11	0,01	0,001	0,003	0	0,3	0,845	0	<b>21</b>	
	ВД-6	98,84	0,10	0,12	0	0	0	0,05	0,885	0,003	<b>**</b>	
	ВД-7	98,33	0,09	0,14	–	0	0	–	0,413	0,004	<b>**</b>	
	ВД-8	99,19	0,10	0,10	–	0	0	0,04	0,541	0,004	<b>**</b>	
	ВД-9, 10	99,28	0,11	0,09	0	0	0	0,11	0,4	0	<b>23,5</b>	
	ВД-11–14	98,63	0,10	0,18	–	0	0	0,23	1,187	0,004	<b>**</b>	
Вижомлянське	НД-8	98,61	0,44	0,21	0,11	0,06	0	0,37	0,21	0	<b>68</b>	
	НД-9А	98,50	0,55	0,09	0,05	0,01	0	0,43	0,36	0	<b>62,5</b>	
	НД-9Б	98,44	0,58	0,06	0,03	0,01	0	0,21	0,57	0	<b>61,5</b>	
	НД-10	98,38	0,22	0,14	0,08	0,01	0	0,19	0,96	0	<b>58</b>	
	Бонівський блок											
	НД-9А	97,82	1,02	0,14	0,08	0,01	0	0,16	0,76	0	<b>65,5</b>	
НД-9Б	95,81	1,12	0,28	0,13	0,03	0	0,43	1,92	0	<b>74</b>		
Вишнівське	ВД-12	98,57	–	–	0	0	–	0,2	1,23	–	<b>***</b>	
	ВД-13	99,81	0,10	0,04	0	0	0	0,05	0,001	0	<b>19,5</b>	
	НД-4	99,53	0,07	0,04	0,02	0,006	0	0,1	0,24	0	<b>45</b>	
	НД-5	99,70	0,08	0,05	0,02	0	0	0,05	0,1	0	<b>44</b>	
	НД-6	99,60	0,09	0,04	0,06	0	–	0,22	0,002	–	<b>**</b>	
	НД-7	99,45	0,13	0,05	0,015	0	0	0,26	0,09	0	<b>40,5</b>	
Никло-вицьке	НД-3	98,68	0,09	0,05	0	0	0	0,73	0,46	0,004	<b>39,5</b>	
	НД-4	95,41	0,47	0,44	0,16	0	0	1,44	1,46	0,0054	<b>83,5</b>	
	НД-7	94,32	0,32	0,03	0	0	0	0,87	3,5	0,0017	<b>38,5</b>	
	НД-8	98,18	0,65	0,02	0	0	0	0,21	1,96	0	<b>47,5</b>	
Макунівське	НД-15	87,88	1,82	0,48	1,02	0,433	–	1,466	5,047	–	<b>**</b>	
Хідновицьке	ВД-13	98,35	0,13	0,05	0,02	0,05	–	0,15	0,8	–	<b>**</b>	
	НД-1	96,96	0,09	0,03	0,02	0,075	–	0,78	1,87	–	<b>**</b>	
	НД-2	98,89	–	–	0	0	–	0,15	0,921	0,894	<b>***</b>	
	НД-3	98,61	0,24	0,08	0,05	0	0	0,1	0,71	0,006	<b>48</b>	
	НД-4	98,57	0,24	0,10	0,07	0	0	0,1	0,86	0	<b>48</b>	
	НД-5	98,34	0,28	0,33	0,05	0	–	0,1	0,85	0,003	<b>**</b>	
	НД-7	97,45	0,42	0,00	0	0	0	0,1	2,03	0,009	<b>34,5</b>	

Продовження табл. 1

Родовище	Індекс горизонту	Хімічний склад									Середня глибина, км
		CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	He	
Садковицьке	ВД-12	98,59	-	-	0	0	-	0,21	1,178	0,001	***
	ВД-13	98,78	-	-	0	0	-	0,3	0,92	-	***
	НД-1	98,09	0,04	-	0	0	-	0,29	1,553	0,0016	12,3
	НД-2	98,37	-	-	0	0	-	0,31	1,32	-	***
	НД-3А	99,07	0,05	-	0	0	-	0,2	0,675	0,002	13,5
	НД-4Б	98,42	-	-	0	0	-	0,225	1,329	0,0016	***
	НД-4	98,69	-	-	0,2	0	-	0,839	0,23	-	***
Пиняньське	ВД-14	99,11	0,21	0,13	0,08	0,01	0	0,4	0,11	0	51,5
	НД-1	99,11	0,21	0,13	0,08	0,01	0	0,4	0,11	0	51,5
	НД-5	95,57	-	-	0	0	-	0,4	2,03	-	*/***
	НД-6	94,92	1,83	1,42	0,47	0	0	0,4	0,83	0,0015	99
	НД-7	98,16	-	-	0	0	-	0,2	1,63	0,005	***
	НД-8	96,74	0,20	0,07	0,045	0,003	0	0,736	2,336	0,057	37
	НД-9	95,15	-	-	0	0	-	0,5	4,391	0,058	***
Новосілівське	НД-9	98,02	0,83	0,00	0	0	0	0,54	0,61	0	45,5
	НД-16	93,84	0,85	0,74	0,64	0,6	0	1,86	1,27	0	109
Рудківське	НД-8	98,21	0,20	0,10	0,05	0,014	0	0,13	1,12	0	51,5
	НД-9	98,21	0,20	0,10	0,05	0,014	0	0,13	1,12	0	51,5
	J-h	96,31	0,47	0,29	0,22	0,046	0	0,19	1,86	0,016	70
Майніцьке	НД-13	95,23	1,15	0,45	0,44	0,29	0	0	1,73	0	93,5
Сусолівське	НД-15А	97,39	-	0,34	0,521	0,221	-	0,418	1,111	-	**
	НД-15Б	93,63	0,82	1,59	1,275	0,43	-	1,311	0,88	-	**
Східнододтвське	НД-13	98,45	0,24	0,09	0,07	0,02	0	0,52	0,61	0	56
	НД-14	98,18	0,62	0,11	0,08	0,08	0	0,31	0,66	0	63,5
	НД-16, бл. св. 3	99,09	0,33	0,19	0,11	0,06	0	0,19	0,05	0	64
	НД-16, бл. св. 1	96,46	0,39	0,23	0,78	0,11	0	0,19	0,05	0	**
	НД-16, бл. св. 7	96,45	0,55	0,31	0,27	0,2	0	1,23	0,79	0	77,5
Південно-грабінське	h	92,77	0,82	0,70	0,45	0	0,05	1,26	3,77	0	92
Медєнницьке	h-sn	96,18	0,35	0,20	0,17	0,1	0,1	0	2,71	0	61
	sn	95,15	0,73	0,47	0,25	0,38	0	0,15	2,87	0	**
Малоторо-жанське	br + ts	96,90	0,12	0,10	0,08	0,08	0,378	0,77	1,55	0	54,5
	h	97,72	0,12	0,10	0,08	0,08	0,075	0,1	1,52	0	54,5

Продовження табл. 1

Родовище	Індекс горизонту	Хімічний склад									Середня глибина, км
		СН <sub>4</sub>	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	Н <sub>2</sub> S	СО <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	Не	
Опарське	НД-3	97,95	0,13	0,05	0,05	0,03	0	0,1	1,44	0	<b>49,5</b>
	НД-4	98,48	0,09	0,02	0,09	0,04	–	0,07	1,3	–	<b>**</b>
	НД-5	98,06	0,18	0,04	0,05	0,03	–	0,9	1,5	–	<b>**</b>
	НД-7	98,35	0,16	0,07	0,11	0,04	–	0,12	1,3	–	<b>**</b>
	НД-8	98,40	0,15	0,04	0,04	0,05	–	0,3	1,4	–	<b>**</b>
	НД-9	98,01	0,20	0,07	0,07	0,03	0	0,4	1,4	0,003	<b>54,5</b>
Грулівське	НД-9В	99,00	0,19	0,21	0,02	0	0	0,26	0,51	0	<b>46</b>
	НД-9В, бл. св. 1	98,10	0,92	0,17	0,033	0	0	0,16	0,53	0	<b>60</b>
	НД-9В, бл. св. 2	99,37	0,33	0,03	0,59	0,7	–	0,1	0,12	–	<b>*/**</b>
	НД-9В, бл. св. 6	99,73	0,09	0,03	0,02	0	0	0,11	0,02	0	<b>41,5</b>
	НД-13А м	98,10	0,20	0,07	0,02	0	0	0,1	1,48	0,03	<b>47,5</b>
	НД-13А м, бл. св. 1	93,92	1,73	0,69	0,53	0,37	0	0,24	2,51	0	<b>99</b>
НД-13А м, бл. св. 2	75,63	2,38	3,09	1,78	0,69	–	0,05	16,36	–	<b>**</b>	
Більче-Волицьке	НД-5–7	99,57	0,08	0,02	0,03	0	0	0,06	0,26	0	<b>43</b>
	НД-8, 9	98,29	0,19	0,12	0,08	0	0	0,14	1,2	0	<b>53</b>
	НД-10–13	97,48	0,21	0,13	0,1	0	0	0,15	1,91	0	<b>57,5</b>
	НД-14–17	99,32	0,15	0,08	0,05	0	0	0,09	0,3	0	<b>57,5</b>
	sn + h	98,24	0,10	0,06	0,06	0,04	0	0,1	1,1	0	<b>51</b>
Кавське	НД-4	99,24	0,03	0,03	0,01	0	0	0,2	0,1	0	<b>16</b>
	НД-5	99,41	0,04	0,03	0,01	0	–	0,25	0,26	–	<b>16</b>
	НД-7	99,91	0,03	0,03	0,005	0	–	0,2	0,825	–	<b>16</b>
	НД-8	98,99	0,05	0,02	0,02	0	–	0,26	0,62	–	<b>21</b>
	НД-9	98,91	0,03	0,10	0,1	0	–	0,3	0,72	–	<b>**</b>
Глин-ківське	Гельвет (h)	99,64	0,80	1,54	0,67	0,225	0	0,054	0,08	0	<b>107,5</b>
Угерське	ВД-14, НД-1	99,22	0,05	0,02	0	0	–	0,1	0,61	–	<b>15</b>
	НД-2–4	98,50	–	–	0	0	–	–	–	–	<b>***</b>
	НД-8, 9	98,10	0,57	0,26	0,12	0,02	0	0,2	0,81	0	<b>76</b>
	НД-10	98,10	0,57	0,26	0,12	0,02	–	0,2	0,81	–	<b>72</b>
	sn + h	98,40	0,11	0,11	0,2	0,3	–	0,1	1,07	–	<b>**</b>
Південно-угерське	sn + h	97,84	0,54	0,23	0	0	0	0,05	1,314	0,004	<b>77</b>
Дашавське	ВД-13	98,92	0,15	0,00	0	0	0	0	0,92	0	<b>31</b>
	НД-2	97,83	0,16	0,04	0,02	0	0	0,8	1,14	0	<b>43</b>
	НД-4	98,02	0,32	0,08	0	0	0	0,2	1,4	0	<b>53,5</b>
	НД-5	98,54	0,14	0,03	0	0	0	0,5	0,8	0	<b>40,5</b>
	НД-8	98,63	0,28	0,07	0	0	0	0,38	0,64	0	<b>53</b>

Продовження табл. 1

Родовище	Індекс горизонту	Хімічний склад									Середня глибина, км
		CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	He	
Дашавське	НД-9А	98,62	0,39	0,11	0,02	0	0	0,38	0,48	0	<b>58</b>
	НД-9Б	99,01	0,5	0,12	0,1	0	0	0,15	0,22	0	<b>72</b>
	НД-9Г	98,83	0,18	0,08	0	0	0	0,22	0,69	0	<b>49</b>
	НД-9АГТ	97,00	–	–	0	0	–	0,4	2	–	<b>***</b>
Калобнянське	s <sub>1</sub>	98,35	0,08	0,07	0,05	0,03	0	0,1	1,32	0	<b>54,5</b>
	b <sub>2</sub>	98,72	0,17	0,04	0,03	0	0	1	0	0	<b>53</b>
Гринівське	3	99,05	0,04	–	0,09	0	–	–	0,8	–	<b>**</b>
	4	99,18	0,03	–	0,5	0	–	0,1	0,52	–	<b>**</b>
	7	98,96	–	–	0,14	0	–	0,2	0,66	–	<b>**</b>
	8-Б	98,89	0,06	–	0,09	0	–	–	0,93	–	<b>**</b>
	10-Б	98,89	0,10	–	0,11	0	–	0,1	0,02	–	<b>**</b>
	10-В	97,87	–	–	0,22	0	–	0,1	1,81	–	<b>**</b>
	12-А	98,95	–	–	0,18	0	–	0,2	0,65	–	<b>**</b>
	12-Б	99,11	–	–	0,24	0	–	0,15	0,48	–	<b>**</b>
	13	98,24	0,18	–	0,11	0	–	–	1,47	–	<b>**</b>
	7 Калуш	93,25	–	–	0,17	0	–	–	6,58	–	<b>**</b>
8-В Калуш	95,60	0,60	0,40	0,3	0,1	0	0	3	0	<b>99,5</b>	
8-Г Калуш	93,60	–	–	0,18	0	–	0,1	6,08	–	<b>**</b>	
Богородчанське	2	98,10	0,67	0,08	0	0	0	0,4	0,75	0	<b>66,5</b>
	3	97,78	0,60	0,32	0	0	0	0,56	0,9	0	<b>95,5</b>
Черемхівсько-Струпківське	В-II	97,49	0,23	0,03	0	0	0	0,22	1,96	0	<b>41,5</b>
Пилипівське	В-I	98,72	0,06	0,04	0,03	0	0	0	0,73	0	<b>45,5</b>
	В-II	99,22	0,14	0,04	0,03	0,013	0	0	0,43	0,01	<b>57</b>
Дебеславичьке	В-I	99,40	0,17	0,02	0	0	0	0	0,35	0	<b>37,5</b>
	В-II	98,40	0,05	0,03	0	0	–	–	0,66	–	<b>16</b>
	В-III	98,60	0,03	0,03	0,04	0	–	–	0,72	–	<b>**</b>
	В-IV	96,36	0,01	0,02	0	0	–	–	2,56	–	<b>**</b>
Яблунівське	I-2, III-2	96,21	0,96	0,15	0,08	0,04	0	0,28	2,22	0	<b>77,5</b>
Косівське	5	99,50	0,22	–	0	0,18	–	0,1	–	–	<b>**</b>
	6	99,10	0,40	0,10	0	0,2	–	0,2	–	–	<b>**</b>
	8	99,55	0,30	–	0	0	–	0,15	–	–	<b>34</b>
	1-а-1-б	99,70	0,07	–	0	0,14	–	0,09	–	–	<b>**</b>
	2-а-2-б	94,30	5,30	0,20	0	0,2	–	–	–	–	<b>**</b>
Ковалівське	I	91,77	1,11	1,99	2,08	1,47	–	–	–	–	<b>**</b>
	II	94,44	0,08	0,02	0,014	0,011	0,005	–	4,36	0,001	<b>**</b>
	III	94,33	1,00	0,18	0,13	0,22	–	–	2,53	–	<b>*</b>
	V	91,84	0,43	0,09	0,22	0,06	–	–	5,78	–	<b>**</b>

Продовження табл. 1

Родовище	Індекс горизонту	Хімічний склад									Середня глибина, км
		CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	He	
Чорногузьке	s <sub>1</sub> I	90,85	0,24	0,02	0,016	0	0	0,01	7,82	0	<b>51</b>
	s <sub>1</sub> II	92,73	0,16	0,07	0,056	0	0	0,1	5,41	0	<b>64</b>
	s <sub>1</sub> III	91,98	0,19	0,15	0,02	0	0	0,48	6,58	0	<b>56</b>
	s <sub>1</sub> IV	90,60	0,51	0,48	0,335	0,126	0	0,65	7,13	0	<b>104</b>
	b I,	94,49	0,12	0,01	0	0	0	0,2	4,33	0,009	<b>31,5</b>
	бл. св. 1										
	b I,	96,89	0,03	0,00	0	0	0	0,06	2,45	0,008	<b>14,5</b>
	бл. св. 2										
	b II,	98,17	0,12	0,00	0	0	0	0,1	1,51	0	<b>24</b>
	бл. св. 1										
b II,	89,29	0,45	0,28	0,103	0,1	0	0,85	7,16	0	<b>88</b>	
бл. св. 3											
b III	94,15	0,45	0,43	0,3	0,13	0	0,9	3,07	0	<b>98</b>	
b IV	80,04	0,69	0,06	0,038	0	0	1,65	16,65	0,02	<b>80</b>	
Шереметівське	I	95,13	0,02	0,03	0,003	0	–	0,05	3,96	–	<b>**</b>
	II	71,45	0,06	0,12	0,15	0,07	–	0,83	24,46	–	<b>**/**</b>
	III	89,75	0,39	0,07	0,03	0,01	0	0,61	7,78	0	<b>65,5</b>
Краснолівське	I	98,81	0,03	0,00	0	0	0	0,31	0,79	0	<b>16</b>
	II	–	–	–	0	0	–	–	–	–	<b>*</b>
	III	–	–	–	0	0	–	–	–	–	<b>*</b>
	IV	88,56	0,26	0,05	0	0	–	0,05	8,87	–	<b>40</b>
Тинівське	НД-2	97,42	1,96	0,00	0	0	0	0,05	0,05	0	<b>134</b>
	НД-3	97,89	1,97	0,00	0	0	0	0,05	0,07	0	<b>128,5</b>
	НД-4	97,52	1,68	0,00	0	0	0	0,74	0,05	0	<b>119</b>
	НД-5	97,23	2,32	0,00	0	0	0	0,41	0,02	0	<b>134</b>
Городище	ВД-13-НД-2 бл. св. 1	97,61	0,00	0,00	0,026	0	–	0,05	0,05	–	<b>**</b>
	ВД-13-НД-2 бл. св. 4	99,08	0,26	0,03	0	0	0	0,22	0,41	0	<b>45,5</b>
Русько-Комарівське	Л-2	61,68	1,69	0,95	0,41	0,1	0	0,11	35,06	0	<b>130</b>
	Д-2	66,89	2,15	0,97	0,5	0,13	0	0,27	29,07	0	<b>104,25</b>
	Д-3	56,56	4,77	1,09	0,46	0,12	0	0,45	36,55	0	<b>156,5</b>
	Д-4	56,13	2,23	0,83	0,29	0,07	0	1,2	39,16	0	<b>119,5</b>
	Д-5	62,24	1,85	0,23	0,33	0	0,17	1,35	33,1	–	<b>**</b>
	Б-1	61,00	4,01	1,06	0,29	0,11	0	0,87	32,67	0	<b>136,5</b>
Б-3	63,60	3,01	1,86	1,23	0,32	0	0,44	29,51	0	<b>144,5</b>	
Станівське	s <sub>1</sub>	96,07	0,43	0,07	0,06	0	0	0,22	3,15	0	<b>51</b>
Королівське	pn	64,00	0,93	0,47	0,17	0,07	0	9,9	24,5	0	<b>110</b>
Солотвинське	нв	53,86	2,65	1,34	0,73	0,2	0	18,14	23,06	0,01	<b>161,5</b>



Т а б л и ц я 2. Хімічний склад та середня глибина утворення родовищ природного газу Східного регіону

Родовище	Індекс горизонту	Хімічний склад									Середня глибина, км
		CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	He	
Русанівське	T-1	80,71	7,79	3,45	0,86	0,14	0,000074	3,75	3,27	0,027	<b>136,5</b>
Червоно-загарське	B-25H	87,21	5,66	2,52	0,67	0,07	0,24	2,01	1,6	0,023	<b>127</b>
	T-1a	87,21	5,66	2,52	0,67	0,07	0,24	2,01	1,6	0,023	<b>121</b>
	T-16	89,41	3,35	2	0,7	0,12	0,32	2,3	1,78	0,017	<b>115</b>
	T-1B	86,88	4,77	1,12	0,59	0,14	0	0,34	6,12	0,036	<b>127,5</b>
Рунівщинське	I-1	98,7	0,2	0,5	0	0	–	0,05	1,1	0,5	<b>**</b>
Західно-сфремівське	A-6, A-8, Г-4, Г-9	91,52	3,99	0,71	0,23	0,09	0	0,035	2,74	0,061	<b>105,5</b>
Михайлівське	B-15	98,4	0,18	0,13	0,4		–	–	1,6	0,059	<b>**</b>
	B-16	92,02	0,06	0,08	0,18		–	1,8	5,5	0,14	<b>**</b>
	B-17	96,17	–	–	0,8		–	0,65	2,38	–	<b>**</b>
	B-21	91	0,18	0,02	0,22		–	–	9	0,05	<b>**</b>
Співаківське	A-5	94,4	2,1	0,5	0,3	0	0	1,1	1,6	0,071	<b>96</b>
	A-5	89	2,6	0,62	0,11	0	0	1,2	6,5	0,103	<b>102</b>
	A-7	62,5	1,95	0,26	0,12	0	–	0,3	28,2	0,048	<b>*</b>
	A-7	90,2	2,5	0,48	0,16	0	0	0,5	6	0,099	<b>68</b>
Лаврентівське	C-17	89,71	1,95	0,013	0,0033	0,0019	–	0,26	7,76	0,25	<b>94,5</b>
	C-21	92,02	0,07	0,002	0,004	0,0005	–	0,14	7,35	0,27	<b>40</b>
Червоно-попівське	I-2	93,1	0,15	0,15	0,34		–	–	0,12	6,14	<b>**</b>
	M-7	92,96	1,58	0,74	0,48	0,16	–	0,64	0,14	3,3	<b>137</b>
	B-1	94,67	2,05	0,77	0,39	0,13	–	0,65	0,15	1,2	<b>136</b>
	B-12	89,53	4,17	2,22	1,07	0,38	–	0,68	0,17	1,78	<b>84,5</b>
Платівське	C-17–18	88,76	8	1,07	0,26	0,13	0	0,44	0,79	0,029	<b>123</b>
Макіївське	M-3	86,59	4,52	1,78	0,6	0,14	0	1,96	3,82	0,081	<b>110,5</b>
Путинське	C-4	87,11	4,26	1,78	0,81	0,43	0	1,27	4	0,016	<b>70</b>

Т а б л и ц я 3. Хімічний склад та середня глибина утворення родовищ природного газу Південного регіону

Родовище	Індекс горизонту	Хімічний склад									Середня глибина, км
		СН <sub>4</sub>	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	Н <sub>2</sub> S	СО <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	He	
Одеське	Е-1	98,3	0,31	0	0	0	0	0,34	1,04	0	<b>28,75</b>
	ВП	98,4	0,35	0	0	0	0	0,35	0,8	0	<b>32,15</b>
	НП	98,5	0,36	0	0	0	0	0,38	0,74	0	<b>32,15</b>
Південно-голицинське	М-III	99,2	0,11	0,05	0	0	0	0,2	0,34	0	<b>23</b>
	М-IV	98,89	0,12	0,04	0	0	0	0,2	0,57	0	<b>29,75</b>
Шмідтівське	М-III	98,74	0,3	0,1	0	0	0	0,1	0,76	0	<b>36</b>
	М-IV	98,67	0,3	0,05	0	0	0	0,55	0,43	0	<b>33</b>
	М-V	98,7	0,39	0,04	0,02	0	0	0,1	0,52	0	<b>40</b>
	П-XI	90,03	5	1,28	0,7	0,33	0	1,98	0,68	0	<b>131,5</b>
	К <sub>2</sub>	86,26	4,78	1,7	0,68	0,28	0	5,5	0,75	0	<b>128</b>
Архангельське	Н-1	98,95	–	0,005	0	0	–	–	–	–	<b>**</b>
	М-III	98,96	0,271	0,06	0,006	0	0	0,081	0,627	0	<b>29,75</b>
	М-V	99,14	0,249	0,049	0,008	0	0	0,069	0,45	0	<b>29,75</b>
Кримське	Q <sub>3</sub>	98,6	0,17	0,059	0,002	0	0	0,11	0,77	0	<b>35</b>
Кіровське	I+II	81,8	10,6	3,8	1,8	0,4	0	0,2	1,4	0	<b>181</b>
Ярилгацьке	М-2 (II)	92,23	0,16	0,07	0	0	0	0,22	4,27	0	<b>26,5</b>
Задорненське	P <sub>1</sub>	94,6	0,6	0,4	0,5	0	–	0,9	3,00	–	<b>73</b>
Джанкойське	А	97,3	0,3	0,15	0,05	0	0	0,09	2,16	0	<b>29,5</b>
	Б	97,3	0,4	0,05	0,04	0	0	0,2	2	0	<b>32</b>
	В	96,04	0,6	0,15	0	0	0	0,5	2,2	0	<b>38</b>
	Г	96,69	0,4	0,11	0	0	0	0,6	2,5	0	<b>33,5</b>
Приазовське	НС-1	97,8	0,33	0,24	0,13	0	0	0,19	1,4	0	<b>65</b>
	НС-2	82,2	0,55	0,39	0,3	0,2	0	0,51	15,9	0	<b>115</b>
Стрілкове	IV	96,51	–	–	0	0	–	0,17	1,5	–	<b>***</b>
	V	96,51	0,04	0,02	0	0	–	0,1	–	–	<b>*</b>
	VI	90,2	0,03	–	0	0	–	0,3	–	–	<b>*</b>
Морське	Q <sub>3</sub>	98,4	–	–	0	0	–	0,3	1,3	–	<b>***</b>
Північно-керченське	Н-IV	94,5	2,7	1,2	0,4	0	0	0,8	0,35	0	<b>106,5</b>

Родовище	Індекс горизонту	Хімічний склад									Середня глибина, км
		CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	He	
Куйбишевське	Блок 1	96,1	2,2	0,7	0,4	0	0	0,3	0,3	0	<b>92,5</b>
	Блок 2	94,6	2,4	0,7	0,3	0,15	0	1,3	0,3	0,4	
Олексіївське	П <sub>1</sub> -2	92,76	5,33	0,97	0,1	0	0	2,3	0,55	0	<b>135,5</b>
Поворотне	М-3	91,5	2,5	0,43	0,16	0,06	–	0,4	1,03	–	*
Придорожнє	М-5	95,48	1,88	0,78	0,75	0,28	0	0,53	3,71	0	<b>99,5</b>

*Етап II.* На другому етапі виконують розрахунки за алгоритмом, який застосовують для п'яти геобаротермічних зон (слабко- та сильнопрогрітої (Чекалюк, 1971) та трьох проміжних (Любчак, Хоха, 2008), для яких температури і тиски визначали лінійною інтерполяцією). На рисунку показано лише фрагменти трьох зон (голубий колір шрифту в лівій частині рисунка).

Результат розрахунку виводиться на лист Excel та являє собою таблицю (див. рисунок), де, для зручності, кількість рядків зменшена і деякі колонки з контрольною інформацією не показані. Вхідні дані хімічного складу родовища наведено у верхній частині рисунка чорним кольором, результат перерахунку до 100 % – зеленим.

**Дані по компонентному складу газу:**

вхідні	92,13	3,63	0,84	0,19	0,03	2,11	0,03	0,07	0	Σ	99,03
приведені	92,985	3,664	0,898	0,192	0,030	2,130	0,030	0,071	0	Σ	100

  

	T, K	P, МПа	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	He	H <sub>2</sub> S	h, км
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
I	1600	2370	95,530	1,671	0,498	0,092	0,010	2,097	0,030	0,070	0,000	78
	1700	2770	94,623	2,131	0,818	0,186	0,025	2,112	0,030	0,070	0,000	91
	1800	3200	93,369	2,665	1,301	0,358	0,057	2,135	0,030	0,071	0,000	103
	1900	3700	91,530	3,303	2,042	0,678	0,129	2,171	0,031	0,072	0,000	118
	2000	4220	89,042	3,986	3,054	1,204	0,264	2,226	0,032	0,074	0,000	135
	2100	4800	85,458	4,749	4,448	2,070	0,530	2,313	0,033	0,077	0,000	153
II	1500	2775	95,237	1,836	0,593	0,118	0,013	2,102	0,030	0,070	0,000	89
	1600	3303	93,882	2,458	1,105	0,280	0,040	2,125	0,030	0,070	0,000	106
	1700	3828	91,954	3,171	1,880	0,595	0,104	2,162	0,031	0,072	0,000	122
	1800	4400	89,049	3,989	3,079	1,198	0,252	2,224	0,032	0,074	0,000	139
	1900	5050	84,652	4,871	4,843	2,290	0,575	2,332	0,033	0,077	0,000	158
III	1300	2555	96,066	1,378	0,317	0,048	0,004	2,088	0,030	0,069	0,000	84
	1400	3040	95,077	1,929	0,645	0,129	0,014	2,104	0,030	0,070	0,000	99
	1500	3580	93,532	2,624	1,232	0,324	0,046	2,131	0,030	0,071	0,000	111
	1600	4235	90,777	3,552	2,381	0,809	0,147	2,186	0,031	0,073	0,000	134
	1700	4885	86,710	4,550	4,074	1,733	0,381	2,277	0,032	0,076	0,000	153
	1800	5600	80,514	5,573	6,527	3,400	0,886	2,435	0,035	0,081	0,000	175

Діапазони P, T/h

Вивід результатів розрахунку на лист Excel

1. Задаємо масив даних  $(P, T/h)$ , де визначеній температурі (перша колонка) відповідає тиск (друга колонка), а їхній парі  $(P, T)$  – глибина (остання колонка). Для достатньої щільності розрахунків вибрали крок температур – 100 К.

2. Для кожної пари  $P, T$  обчислюємо активності індивідуальних компонентів з допомогою розробленого авторами напівемпіричного рівняння стану (Любчак, 2009). Його застосування зумовлене перевіреною надійністю до 25 000 МПа (Теоретичні..., 2007). Результати не відображені на рисунку, але використовуються в подальших розрахунках.

3. Отримані значення активностей індивідуальних компонентів підставляємо в систему термохімічних рівнянь (Любчак, 2009), результатом рішення якої є отримання співвідношення мольних часток компонентів ПГ для заданих елементного складу та пари  $P, T$  (приклад виділено на рисунку бузковим прямокутником). Зауважимо, що отримані співвідношення мольних часток компонентів ПГ (кожен рядок на рисунку з 3-ї по 11-ту колонку включно) є єдино можливими для даної пари  $P, T$  та елементного складу в рівновазі.

4. Перевіряємо, чи відповідають отримані дані закону збереження маси: тобто, сума мольних часток системи має становити 1.

*Eman III* – інтерпретація результатів розрахунків.

1. Для кожного окремого компонента заданого хімічного складу підбираємо відповідні  $P, T/h$ . На рисунку зеленими лініями підкреслені розраховані значення мольних часток, максимально наближені до вхідних даних. Зробивши проєкцію в колонки 1, 2 та 12, ми встановили значення тиску, температури та глибини  $(P, T/h)$  для кожного окремого компонента.

2. Беручи до уваги попередні значення  $P, T/h$  для окремих складників, встановлюємо інтервал  $P, T/h$  для всієї суміші ПГ, який охоплює  $P, T/h$  кожного окремого компонента (червоний колір на рисунку).

3. Повторюємо описані вище дії ще 4 рази для кожної геотермобаричної зони (5 зон). Слід зазначити, що діапазони глибин для всіх родовищ, де проводили перевірку методики, збігалися для різних геобаротермічних зон. Тому для спрощення та пришвидшення обчислення надалі можна скористатися даними розрахунків за однією геотермобаричною зоною.

4. На основі масиву значень  $P, T/h$  суміші ПГ для п'яти геобаротермічних зон виводимо середнє значення глибини утворення природного газу заданого хімічного складу.

**Отримані результати.** Під час виконання роботи ми опрацювали дані із 73 газових родовищ України, з яких для дев'яти розрахунки не проведені (що становить 12 %). Для вищезгаданих родовищ знайдені дані по 237 горизонтах (для 69 з них (29 % від загальної кількості) глибину утворення не визначали). Результати наведено в табл. 1–3, де вказано усереднену глибину утворення рівноважної суміші даного складу, яка для Східного регіону становить від 40 до 137, Західного – від 12,3 до 161,5 і Південного – 27–181 км.

**Напрями подальших досліджень** – інтерполювати отримані дані на карти нафтогазоносних регіонів України для встановлення наявності або відсутності кореляційних зв'язків з:

- крупними геоструктурними одиницями або/та зонами;
- мінералого-петрографічним складом земної кори та верхньої мантії;

- розподілом теплових потоків;
- розподілом гравітаційних мінімумів та максимумів;
- магнітними полями;
- пластовими тисками і температурами.

**Висновки:**

1. Термодинамічні умови залягання природних газів родовищ України не відповідають рівноважним, які реалізуються на значно більших глибинах. Подібний ефект пояснюється лише вертикальною міграцією газової суміші з місця утворення до місця залягання.

2. Глибини утворення природного газу України становлять від 12,3 до 181 км. Для Східного регіону інтервал утворення ПГ – від 40 до 137, Західного – від 12,3 до 161,5 та Південного – 27–181 км.

*Атлас родовищ нафти і газу України : у 6 т. / Гол. ред. М. М. Іванюта. – Львів : Центр Європи, 1999. – Т. 1–6.*

*Зубков В. С., Бычинский В. А., Карпов И. К. Термодинамическая устойчивость мантийных углеводородов // Геология нефти и газа. – 2000. – № 2. – С. 59–63.*

*Карпов И. К. Физико-химическое моделирование на ЭВМ в геохимии. – Новосибирск : Наука, 1981. – 247 с.*

*Любчак А. В., Хоха Ю. В. Термобарические условия образования алканов (C<sub>1</sub>–C<sub>20</sub>) в земной коре и верхней мантии // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы : матер. Всерос. конф. – М. : ГЕОС, 2008. – С. 300–303.*

*Любчак О. В. Термобаричні умовини утворення природного газу в надрах Землі // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2009. – № 1 (146). – С. 18–24.*

*Никонов В. Н. Тяжелые углеводороды и их соотношения в газах нефтяных и газовых залежей // Геология нефти и газа. – 1961. – № 8. – С. 15–21.*

*Теоретичні основи розрахунку геотехнологічних процесів вилучення паливно-енергетичних ресурсів з надр Землі / Д. В. Брик, Ю. В. Стефанік, Ю. В. Хоха, О. В. Любчак // Углехим. журн. – 2007. – № 3–4. – С. 64–70.*

*Термодинамическая модель системы C–H в условиях высоких температур и давлений / В. С. Зубков, А. Н. Степанов, И. К. Карпов, В. А. Бычинский // Геохимия. – 1998. – № 1. – С. 95–101.*

*Чекалюк Э. Б. Нефть верхней мантии Земли. – Киев : Наук. думка, 1967. – 256 с.*

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

*Шваров Ю. В. Алгоритмизация численного равновесного моделирования динамических геохимических процессов // Геохимия. – 1999. – № 6. – С. 646–652.*

Стаття надійшла  
03.02.10

Oleksandr LYUBCHAK, Yuriy KHOKHA, Volodymyr KHRAMOV

**APPLICATION OF METHODS OF EQUILIBRIUM CONSTANTS  
OF REACTIONS FOR DETERMINATION OF DEPTH  
OF EVOLUTION OF NATURAL GASES  
(ON THE PATTERN OF THE GAS FIELDS OF THE UKRAINE)**

Thermodynamic methods for content determination were assessed through critical analysis based on temperature and pressure. Methods for determination of the depth of generation of natural gases using the technique of equilibrium constants of independent reaction, that are founded on created semi-empirical equation of state, were proposed. Stages of the work execution were widely elucidated on the pattern of the productive horizon A-8 of the Mashivka gas-condensate field, the Mashivka-Shebelinka region, eastern oil-gas region.

*First stage:* assessment of input data.

- satisfactory (are taken into account);
- unsatisfactory (impossible to be calculated):

1. The sum of the mixture components does not coincide with 100 per cent more than 4 per cent.

2. Disturbance of dependence along homologues row of alkanes (percentage content of heavy is greater than that one of light, the absence of data, for example for ethane, if there are such data available for butane etc.);

3. Data available on alkanes for methane only (methods do not allow to calculate similar system);

4. Sum up the values of concentration of all isomer forms for butane and pentane each separately.

*Second stage:* calculation.

- set data array  $P, T/h$  with step  $T = 100$  K;

- calculate activities of individual components for every pair  $P, T$ ;

– put values of activities into the system of equations with obtaining a single possible relationship between mole particles of the system components for given concentration and given pair  $P, T$ ;

- check the correspondence of obtained results with the law of perdurability of matter.

*Third stage:* interpretation of obtained data.

– select corresponding  $P, T$  for every component of predetermined chemical composition;

- determine a depth interval for mixture;

- repeat described steps for all thermobaric zones (5 zones);

– define the average value for a depth of evolution of natural gas of predetermined composition.

Basing on the proposed methods, it was possible to calculate and to quote the results of the average depth of the evolution of natural gas for 73 fields (237 horizons) located in the territory of the Ukraine in the eastern, western and southern regions.

It was established that the interval of the evolution of natural gas for the eastern region is from 40 to 137 km, for the western region: from 12.3 to 161.5 km, and for the southern region: from 27 to 181 km.