

УДК 556.3:553,98(477)

Володимир КОЛОДІЙ¹, Іванна КОЛОДІЙ²

**ГІДРОГЕОЛОГІЧНІ УМОВИ
СУББОТІНСЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА
НА ПРИКЕРЧЕНСЬКОМУ ШЕЛЬФІ ЧОРНОГО МОРЯ**

¹Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, Львів,
e-mail: igggk@mail.lviv.ua

²Львівське відділення УкрДГРІ,
e-mail: lv_ukrdgri@polynet.lviv.ua

Субботінське нафтове родовище приурочене до антиклінальної складки в межах Південнокерченського прогину. Промислово нафтоносними є 4 об'єкти у верхній частині нижньомайкопських відкладів в інтервалі глибин 2003–2288 м. Решта об'єктів – водоносні, з нафтогазопроявами, слабопроникні, з невеликою флюїдо-віддачею. Нафти промислово нафтоносних об'єктів ІХ–ХІІ дещо легші, менш в'язкі та закипають за нижчої температури, ніж нафти нафтопроявів з нижчезалеглих об'єктів, а природні гази родовища – вуглеводневі, із підвищеним вмістом гомологів метану і незначною домішкою CO₂ та N₂.

Підземні води майкопських відкладів належать, головню, до гідрокарбонатно-натрієвого і, частково, хлоридно-магнієвого типу, а еоценових – до сульфатно-натрієвого. Останні два типи є сумішами природних вод і технічних рідин, що використовувалися при бурінні і випробуванні свердловин.

Ключові слова: нафтове родовище, Чорне море, шельф, нафта, газ, підземні води, пластові тиски, температура.

Субботінське нафтове родовище відкрите випробуванням майкопських відкладів параметричною св. № 403, закладеною в апікальній частині однойменної антиклінальної складки на Чорноморському шельфі, 25 км на південь від Керченського п-ова, у межах Південнокерченського (Керченсько-Таманського) прогину, розташованого між складчастими спорудами Криму і Кавказу (рис. 1). Зі свердловини отримано промислові припливи нафти в українській частині шельфу, що підтверджує високі перспективи відкриття в цьому районі нафтогазових родовищ, прогнозованих багатьма дослідниками (Нафтогазоперспективні..., 2006; Колодій В., Колодій І., 2007 та ін.).

Субботінська антиклінальна складка субширотного простягання має довжину 12 км за ширини 5 км та висоти (за сейсмічним горизонтом Іа в еоценових відкладах) приблизно 700 м. Північно-західне і південне крила складки ускладнені підкидо-насувами, амплітудою 150–200 м.

© Володимир Колодій, Іванна Колодій, 2009

ISSN 0869-0774. Геологія і геохімія горючих копалин. 2009. № 3–4 (148–149)



Рис. 1. Оглядова схема району досліджень

Параметричною св. № 403 під 51-метровою товщею води розкрито 4224 м осадової товщі, складеної послідовно антропогеновими (64 м), пліоценовими (84 м), нижньоміоценовими (556 м), майкопськими (2095 м) та палеогеновими (еоцен і палеоцен; 410 м) відкладами. У свердловині випробувано 4 об'єкти, з яких отримано промислові припливи нафти, вуглеводневого газу і пластової води (табл. 1).

Враховуючи результати буріння і випробування св. № 403, було пробурено пошукову св. 1-Субботінська глибиною 3114,5 м, що розкрила повну потужність нижньомайкопського продуктивного розрізу св. 403 (рис. 2). У свердловині випробувано 12 об'єктів, з яких два в еоценових, решта – у нижньомайкопських відкладах. Результати цих досліджень дали змогу суттєво уточнити модель будови резервуарів та поширення продуктивних горизонтів,

Таблиця 1. Результати випробувань нижньомайкопських відкладів у параметричній св. № 403 на площі Субботіна

Об'єкт; горизонт	Інтервал перфорації, м	Продукція – дебіт, м ³ /добу; діафрагма, мм	$\frac{P_{пл}, \text{МПа}}{\text{глибина, м}}$	$\frac{t, \text{°C}}{\text{глибина, м}}$	$\frac{P_{пл}}{P_{уг}}$
I М-VI	2635–2646	нафта – 5,8 газ – н. в.* вода – 78,2; 10,9 мм	$\frac{36,3}{2628}$	$\frac{102}{2628}$	1,39
II М-V	2504–2596	нафта – 72,0 газ – 67,2 тис. вода – 7,2; 5 мм	$\frac{35,2}{2575,5}$	$\frac{100}{2601}$	1,37
III М-III	2521–2533	нафта – 45,5; 5 мм	$\frac{34,5}{2527}$	$\frac{92}{2527}$	1,37
IV М-IV	2386–2435,4	нафта – 68,6; 5 мм	$\frac{33,5}{2410}$	$\frac{85}{2410}$	1,39

*н. в. – не визначали.

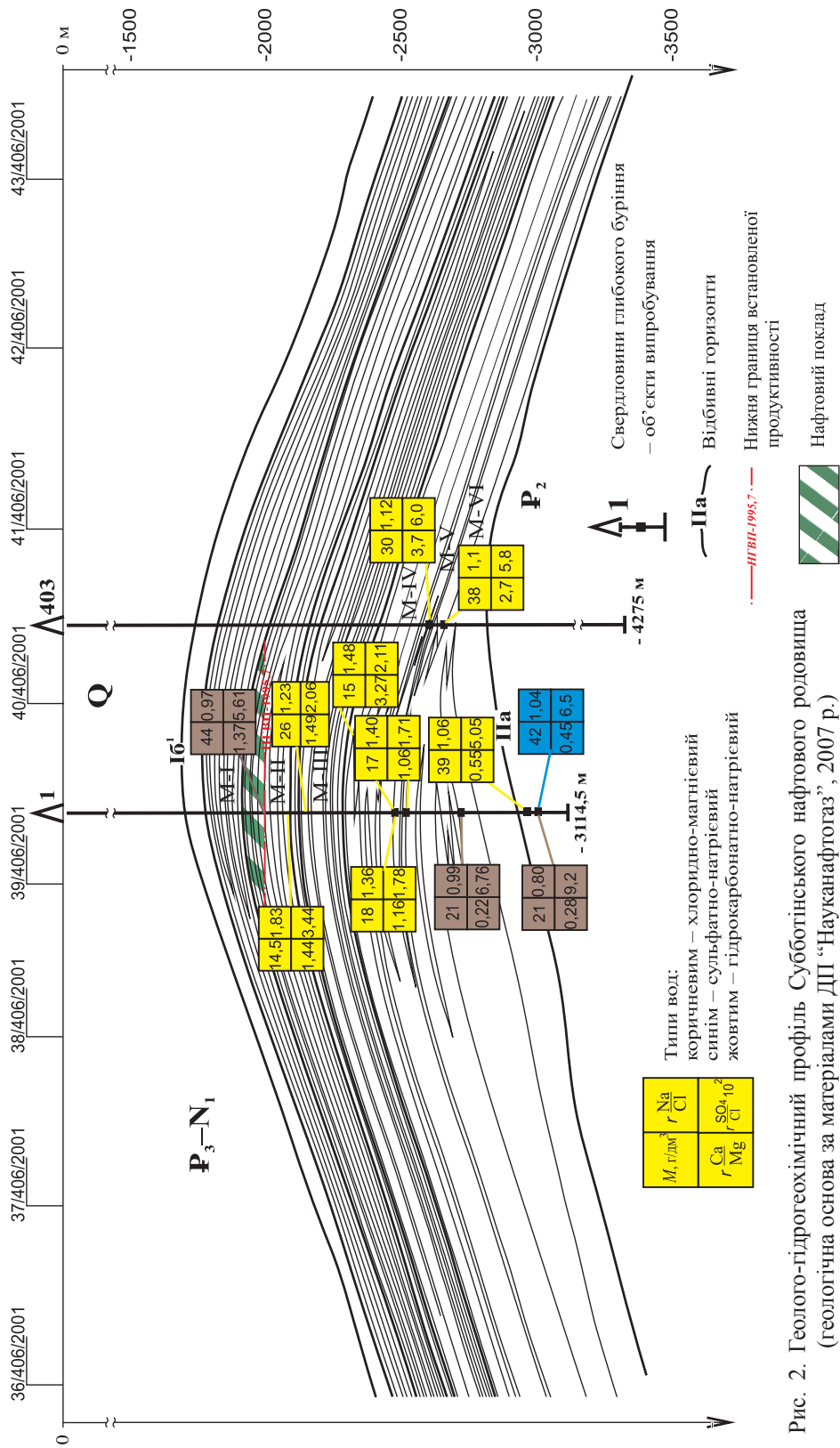


Рис. 2. Геолого-гідрогеохімічний профіль Субботінського нафтового родовища (геологічна основа за матеріалами ДП "Науканафтогаз", 2007 р.)

отримати геохімічні характеристики флюїдів, геобаричні і геотермічні параметри нафтогазоводонасичених горизонтів (табл. 2).

Крім вищезгаданих, випробувано два об'єкти з верхньої частини еоценових відкладів: I (3079–3093 м) та долучений до нього без встановлення ізоляційного моста інтервал 3015–3035 м (II). Судячи з непостійного складу отриманих рідин, мізерних дебітів припливів (11–16 дм³/год), із цих об'єктів були отримані технічні рідини з домішкою природних вод, а самі пласти, що випробовувалися, належать до слабопроникних. Пластовий тиск на глибині 3086 м становить 40,4 МПа, температура – 100 °С.

Геотермобаричні умови. Під час випробування свердловин глибинними манометрами і термометрами вимірювали пластові тиски і температури. На всіх об'єктах тиски були надгідростатичними, перевищуючи умовні гідростатичні на 34–53 %, незалежно від якості пластового флюїду.

Характерно, що зі зменшенням глибини випробування об'єктів у св. № 1 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 нафтогазо-

Таблиця 2. Результати випробувань нижньомайкопських відкладів у пошуковій св. № 1 Субботінського нафтогазового родовища

Об'єкт; горизонт	Інтервал перфорації, м	Продукція – дебіт, м ³ /добу; діафрагма, мм	$\frac{P_{пл}, \text{МПа}}{\text{глибина, м}}$	$\frac{t, \text{°C}}{\text{глибина, м}}$	$\frac{P_{пл}}{P_{ур}}$
III	2944–2955	техн. рідина – 0,99	$\frac{39,6}{2948}$	$\frac{98}{2948}$	1,34
IV М-VII	2730–2738	техн. рідина, плівка нафти, слабкий газ	$\frac{38,2}{2734}$	$\frac{98}{2734}$	1,40
V М-VII	2690–2698	нафта – 0,03 техн. вода – 1,6	$\frac{37,94}{2694}$	$\frac{98}{2694}$	1,41
VI М-V, М-VI	2487–2532	вода з газом – 25,5	$\frac{36,0}{2509}$	$\frac{92}{2509}$	1,44
VII М-IV	2425–2441	вода з газом – 18	$\frac{35,2}{2433}$	$\frac{89}{2433}$	1,45
VIII М-IV	2330–2358	нафта – 0,2 вода з газом – 5,2	$\frac{34,5}{2344}$	$\frac{87}{2344}$	1,47
IX М-III, М-IV	2278–2298	нафта – 70,1 вода* – 25,9; 6,0	$\frac{34,2}{2238}$	$\frac{91}{2238}$	1,53
X М-III	2227–2260	нафта – 20,3; 4,5	$\frac{33,7}{2244}$	$\frac{88}{2244}$	1,50
XI М-III	2170–2195	нафта – 50,8; 3,6	$\frac{33,3}{2182}$	$\frac{86}{2182}$	1,53
XII М-II	2003–2020	нафта – 5,0; 2,5	$\frac{29,2}{2011}$	$\frac{80}{2011}$	1,45

*За результатами дебітометрії вода надходила з інтервалу 2294,2–2296,2 м – верхів аналога продуктивного горизонту М-4 (проміжна вода).

носних басейнів (наприклад, Внутрішньої зони Передкарпатського прогину), у яких надгідростатичні тиски формуються шляхом перетоків флюїдів знизу в товщі, надійно ізольовані від земної поверхні (Колодій, 1983). Визначення латеральних градієнтів коефіцієнта гідростатичності не може вказувати на наявність чи відсутність 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 флішодного типу пачок М-IV–М-VI у св. № 1 і 403 свідчить, що гідродинамічний зв'язок між ними відсутній.

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. Як відомо, дослідження температур останнього вздовж стовбура свердловини проводять згори донизу, після відповідного часу перебування в спокої, натомість випробування об'єктів на приплив починають знизу. Тому більш-менш надійними можна вважати результати вимірювання температури об'єкта I, отримані до порушення теплового поля в стовбурі. Таким чином, найвірогідніше значення геотермічного градієнта у склепінній частині Субботінського родовища в інтервалі глибин 2000–3000 м коливається між 3,5 і 4,0 °C/100 м.

Геохімічна характеристика флюїдів. У пробах нафти визначали густину, в'язкість, температуру початку кипіння. За цими параметрами проби, відібрані з об'єктів, інтерпретованих як продуктивні (IX–XI) і водоносні (з яких, крім води, отримали плівки нафти – III, V, VI, VIII), суттєво відрізняються: густина нафт високодебітних продуктивних об'єктів коливається в межах 830,8–862,7 кг/м³ (середнє – 845,4 кг/м³), натомість нафтопроявів – у межах 865,5–877,5 кг/м³. Так само змінюються температура початку кипіння нафти (середня – 70,6 проти 102,5 °C) та кінематична в'язкість (середня – 9,00 проти 21,0 мм²/с).

Вільні гази родовища мають такий вуглеводневий склад (% об.): вміст метану коливається в межах 89,4–95,9; його гомологів – від 2,2 до 9,7; CO₂ – 0,03–1,14; N₂ – 0,8–4,62 (80 % значень – менше ніж 1,0). Відношення CH₄/C₂₊ змінюється в межах 9,2–13,7 і тільки в трьох пробах (об'єкти VI і VII) становило 26,4; 29,5 та 44,4 (табл. 3).

Газонасиченість проб води, отриманих при випробуванні об'єктів IV, VII, VIII, становила відповідно 0,40; 0,75 і 1,25 м³/м³. Враховуючи наявність надгідростатичних пластових тисків, за таких вмістів газу води всіх вивчених об'єктів родовища відзначаються дефіцитом газонасиченості (від 66 до 90 %). Зазначимо, що ці води містять техногенні домішки, про що свідчать їхня мінералізація і хімічний склад.

При випробуванні св. № 403 і Субботінська-1 отримано проби з об'єктів верхньої частини еоценових і нижньомайкопських відкладів, а також глибинні проби води та проби з устя при самовиливі з об'єктів, розташованих в інтервалі від 3086 до 2020 м (табл. 4). Середні значення співвідношення rNa/rCl становлять у сульфатно-натрієвих, хлоридно-магнієвих і гідрокарбонатно-натрієвих водах відповідно 1,027; 0,979 і 1,340.

Таблиця 3. Хімічний склад газів нижньомайкопських відкладів у св. Субботінська-1 (% об.)

Об'єкт випробування	Інтервал випробування, м	CH ₄	Сума важких вуглеводнів*, C ₂ H ₆ +	CO ₂	N ₂	Коефіцієнт сухості, $\frac{CH_4}{C_2H_6+}$
XII	2003–2020	92,98	6,72	0,10	0,20	13,8
XI	2170–2195	92,36	6,61	0,33	0,20	14,0
X	2227–2260	91,87	7,95	0,05	0,13	11,6
IX	2278–2295	89,77	9,69	0,36	0,18	9,3
VIII	2330–2358	90,85	8,93	0,03	0,19	10,2
VII	2425–2441	95,60	3,58	0,54	0,28	26,7
VI	2487–2532	94,68	3,21	1,14	0,97	29,5
VI	2487–2532	96,53	2,16	1,14	0,17	44,6

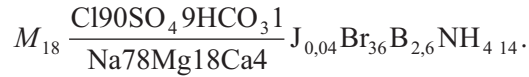
*Важкі вуглеводні: етан, пропан, і-бутан, н-бутан, і-пентан, н-пентан, неопентан, гексан + важчі вуглеводні.

Таблиця 4. Хімічний склад (%-екв.) і мікроелементи (мг/дм³) підземних вод нижньомайкопських відкладів Субботінського нафтового родовища

Об'єкт випробування	Інтервал, м	Мінералізація, г/дм ³	Формула Курлова	J	Br	B	NH ₄
XII	2003–2020	44,0	$\frac{Cl_{93}SO_4 5HCO_3 2}{Na_{90}Ca_6Mg_4}$	4,5	34,7	28,1	155,7
X	2227–2260	14,8	$\frac{Cl_{54}HCO_3 44SO_4 2}{Na_{99}}$	14,7	16,3	144,1	42,5
IX	2227–2260	24,5	$\frac{Cl_{75}HCO_3 23SO_4 2}{Na_{98}Ca_1Mg_1}$	11,9	23,9	130,7	68,7
VIII	2330–2358	19,5	$\frac{Cl_{87}HCO_3 7SO_4 6}{Na_{85}Ca_{12}Mg_3}$	4,6	25,6	68,7	21,4
VII	2425–2441	15,5	$\frac{Cl_{67}HCO_3 32SO_4 1}{Na_{98}Ca_1}$	15,3	24,5	192,9	35,9
VI	2487–2532	17,5	$\frac{Cl_{70}HCO_3 26SO_4 1}{Na_{99}}$	14,5	25,0	183,3	15,1
V	2690–2698	21,2	$\frac{Cl_{87}HCO_3 7SO_4 6}{Na_{86}Mg_{11}Ca_3}$	5,5	26,5	32,3	18,2
IV	2730–2738	30,9	$\frac{Cl_{91}SO_4 4HCO_3 4}{Na_{97}Mg_2Ca_1}$	4,0	53,0	41,6	44,6
III	2945–2955	17,1	$\frac{Cl_{72}HCO_3 16SO_4 11}{Na_{99}}$	н. в.	н. в.	н. в.	н. в.
Св. 403 I	2635–2646	37,5	$\frac{Cl_{86}HCO_3 9SO_4 5}{Na_{96}Ca_3Mg_1}$	н. в.	н. в.	н. в.	н. в.
Св. 403 II	2555–2596	30,0	$\frac{Cl_{83}HCO_3 12SO_4 5}{Na_{93}Ca_6Mg_1}$	3,0	12,5	109,5	131,9

Примітки: н. в. – не визначали; Св. – параметрична свердловина.

Перш ніж аналізувати гідрогеохімічні особливості родовища, розташованого в акваторії моря, відзначимо, що основою технічних рідин є морська вода. Вода Чорного моря – хлоридно-магнієвого типу, складу:



Підземні води того самого типу мають менший вміст натрію, значно більші співвідношення rNa/rCl та вмісти йоду, бору й амонію. Отже, за цими характеристиками можна відрізнити морські води, що використовуються як технологічні при бурінні і випробуванні свердловин, і мало змінені морські. У припливах зі свердловин серед вод хлоридно-магнієвого типу чисто морських не встановлено. Незначне техногенне збагачення підземних вод натрієм супроводжується суттєвим зростанням їхньої загальної мінералізації – до 60–87 г/дм³, неприаманної природним водам. Про штучний характер цих рідин свідчать низькі вмісти в них мікроелементів.

Таким чином, природними підземними водами можна вважати найбільш поширені на родовищі води гідрокарбонатно-натрієвого типу з найвищими вмістами мікроелементів, що супутні нафтоносним об'єктам з низькими значеннями співвідношення $rSO_4/rHCO_3$.

Проби з нижньої частини розкритого розрізу належали до сульфатно-натрієвого типу, кілька проб – до хлоридно-магнієвого, а переважна більшість – до гідрокарбонатно-натрієвого (класифікація вод за В. Суліним (Сулін, 1949)). Найбільш мінералізованими були води сульфатно-натрієвого типу (у середньому 42,7 г/дм³), найменше – гідрокарбонатно-натрієвого (18,5 г/дм³) і хлоридно-магнієвого (20,8 г/дм³). Слід відзначити, що морська вода хлоридно-магнієвого типу використовувалася при бурінні і випробуванні свердловин на морі як технічна, що ускладнювало інтерпретацію отриманих гідрогеохімічних даних. Середні значення відношення rNa/rCl становили в названих типах вод відповідно 1,027; 0,979 і 1,340.

Привертає увагу відсутність, зазвичай, найбільш мінералізованих підземних вод хлоридно-кальцієвого типу. Наймінералізованішими виявилися сульфатно-натрієві води (39,9–87,0; середнє – 50,9 г/дм³). До найменш мінералізованих належать хлоридно-магнієві (19,3–44,0; середнє – 20,8 г/дм³), що (за винятком однієї проби) відрізняються від вод сучасного Чорного моря значеннями rNa/rCl і вмістом мікроелементів, та гідрокарбонатно-натрієві (14,0–70,0; середнє – 18,5 г/дм³). Доволі помітне зменшення мінералізації сульфатно-натрієвих солянок супроводжується дуже незначним зменшенням rNa/rCl , натомість гідрокарбонатно-натрієвим водам у такому випадку властиве суттєве зростання цього відношення (рис. 3). Ще однією особливістю підземних вод родовища є переважання у всіх типах вод (за винятком трьох проб вод підвищеної солоності) магнієвих іонів над кальцієвими, характерне для сучасних чорноморських вод (рис. 4). Відношення $\frac{rCa}{rMg} > 1$ притаманне тільки частині вод гідрокарбонатно-натрієвого типу, головнo тим, що залягають на суходолі (Мошкарівська, Куйбишевська, Дубровська, Фонтанівська, Горностаївська площі) (рис. 5). Між вмістами в підземних водах сульфатів і гідрокарбонатів існує добре помітна зворотна залежність (рис. 6), особливо при порівнянні відношень $rSO_4/rHCO_3$ і rNa/rCl у водах гідрокарбонатно-

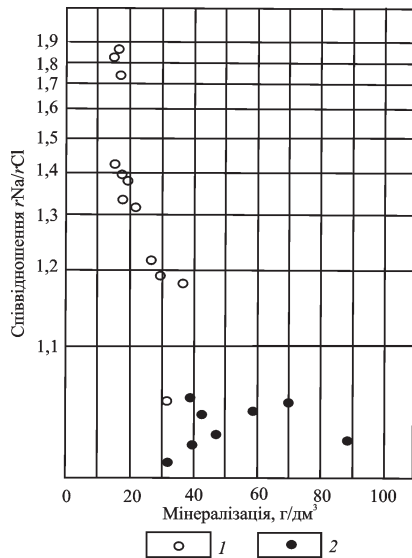


Рис. 3. Співвідношення мінералізації і rNa/rCl у водах Субботінського родовища.
Типи вод: 1 – гідрокарбонатно-натрієвий; 2 – сульфатно-натрієвий.

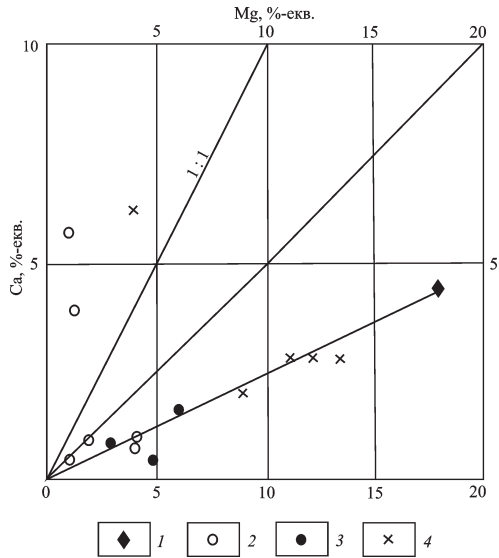


Рис. 4. Залежність між вмістами rCa і rMg (%-екв./дм³):
1 – вода Чорного моря; типи вод: 2 – гідрокарбонатно-натрієвий; 3 – сульфатно-натрієвий; 4 – хлоридно-магнієвий.

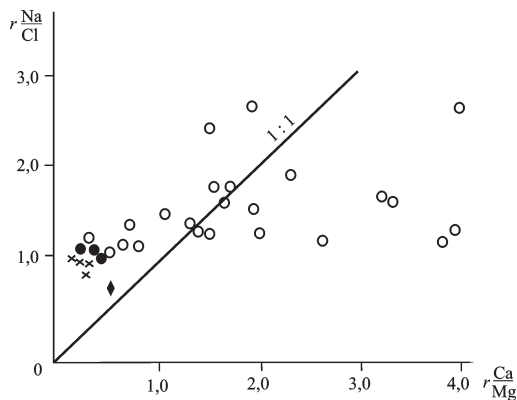


Рис. 5. Залежність rCa/rMg від rNa/rCl .
Умовні позначення див. рис. 4.

натрієвого типу нафтоносних об'єктів (рис. 7), що може інтерпретуватися як результат відновлення сульфат-іонів у присутності нафт. У пробах вод Субботінського нафтового родовища в лабораторії фізико-хімічних аналізів ДАТ “Чорноморнафтогаз”, крім макрокомпонентів, визначали мікроелементи і мікрокомпоненти (йод, бор, бром, амоній) та обчислювали показники їхнього відносного вмісту

$$-\frac{J \cdot 100}{M}; Cl/Br; \frac{B \cdot 100}{M}; \frac{NH_4 \cdot 100}{M}.$$

Найбільше збагачені йодом води гідрокарбонатно-натрієвого типу (абсолютний вміст – 14,1 мг/дм³, відносний – 76). Хлоридно-магнієві і сульфатно-натрієві води містять його значно менше (абсолютний вміст – 4,07 і 4,11 мг/дм³, відносний – 17 і 12 відповідно).

Найменше середнє хлорбромне відношення, наближене до вод океану, також притаманне гідрокарбонатно-натрієвим водам – 279, проти 464 – у хлоридно-магнієвих і 429 – сульфатно-натрієвих.

Найбільші абсолютний (157 мг/дм³) і відносний (890) вмісти бору зафіксовані у водах гідрокарбонатно-натрієвого типу, менші (35,5 мг/дм³ і 182) – хлоридно-магнієвого і найменші (25,4 мг/дм³ і 79) – сульфатно-натрієвого.

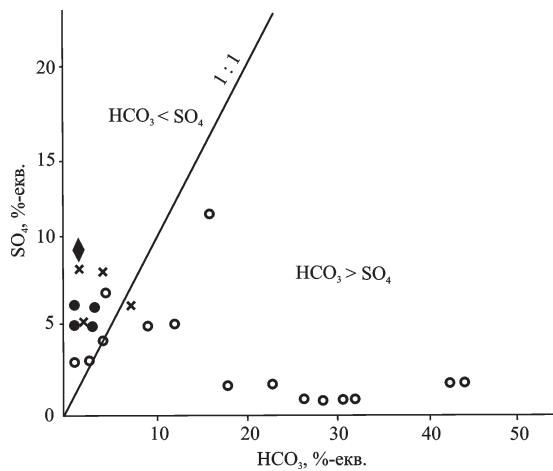


Рис. 6. Залежність між вмістами rSO_4 та $rHCO_3$ (%-екв./дм³). Умовні позначення див. рис. 4.

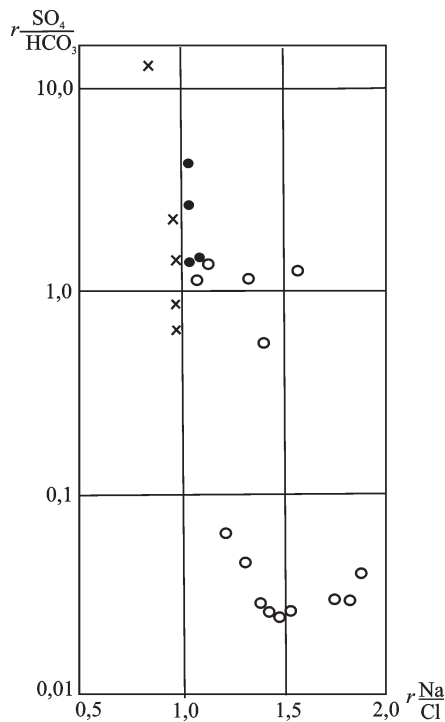


Рис. 7. Залежність між $rSO_4/rHCO_3$ та rNa/rCl (%-екв./дм³). Умовні позначення див. рис. 4.

Аналогічним є розподіл амонію, середній вміст якого (абсолютний – 0,4 мг/дм³, відносний – 253) властивий водам гідрокарбонатно-натрієвого типу, проміжний (40,1 мг/дм³ і 133) – хлоридно-магнієвого і мінімальний (36,1 мг/дм³ та 79,7) – сульфатно-натрієвого. Таким чином, за абсолютними і відносними щодо мінералізації вмістами мікроелементів (мікрокомпонентів) підземні води утворюють такий ряд у порядку зменшення: гідрокарбонатно-натрієві > хлоридно-магнієві > сульфатно-натрієві. Зворотний ряд розподілу за типами вод належить величині відношення Cl/Br : хлоридно-магнієвий > сульфатно-натрієвий > гідрокарбонатно-натрієвий.

Отже, саме пластовими водами Субботінського родовища є слабо мінералізовані води гідрокарбонатно-натрієвого типу, значно поширені в нафтоносних осадових товщах неогенових басейнів та грязьових вулканах Східночорноморського і Південнокаспійського регіонів.

Колодій В. В. Подземные воды нефтегазоносных провинций и их роль в миграции и аккумуляции нефти. – Киев : Наук. думка, 1983. – 248 с.

Колодій В., Колодій І. Гідрогеологічні ознаки нафтогазоносності Прикерченського шельфу Чорного моря // Геодинаміка, тектоніка і флюїдодинаміка нафтогазоносних регіонів України : тез. докл. VII Міжнародн. конф. "Крим-2007". – Симферополь, 2007. – С. 216–218.

Нафтогазоперспективні об'єкти України. Наукові і практичні основи пошуків вуглеводнів в Азовському морі / П. Ф. Гожик, І. І. Чебаненко, В. О. Краюшкін і ін. – К. : ПП “ЕКМО”, 2006. – 340 с.

Сулин В. А. О классификации природных вод // Тр. лаб. гидрогеол. проблем. – 1949. – Т. 3. – С. 86–98.

Стаття надійшла
02.03.09

Volodymyr KOLODIY, Ivanna KOLODIY

HYDROGEOLOGICAL CONDITIONS OF SUBBOTIN OIL FIELD IN KERCH SHELF OF THE BLACK SEA

Subbotin oil field is 25 km to south of the coast of Kerch peninsula. Four industrial oil-bearing beds are bounded with Maykopian (Oligocene–Miocene) strata at depths of 2003–2288 m. The other eight low permeability objects contain non-industrial oil, gas and water-bearing shows.

The productive series is flees-like. Inside the oil-bearing layers occurs the water-bearing one. Natural gases of the field are hydrocarbon with heightened content of the weighty gaseous hydrocarbons.

The strata pressure in all objects, indifferently oil or water-bearing, are super-hydrostatic: P_{st}/P_{hyd} ratio ranged from 1.3 to over 1.5. The underground waters are mainly of hydrocarbonate sodium type with salty 14–23 g/dm³ rarely. Similar waters are distributed in the oil fields and mud volcanoes of all Black Sea–Caspian region: Kerch, Taman peninsula, Pre-Caucasian foredeep, Western (Azerbaijan) and Eastern (Turkmenistan) parts of South Caspian intermountains deep, that is to say, Neogene sedimentary basins of the East Black Sea and South Caspian regions.