

МЕТОДИКА КІЛЬКІСНОГО ВИЗНАЧЕННЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО ВПЛИВУ НА ЕНЕРГЕТИЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ

О.О. Орлов, В.Г. Омельченко, О.М. Трубенко, Т.В. Омельченко

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42027

e-mail: geotom@nuing.edu.ua

Наводяться температурні характеристики родовищ вуглеводнів нафтогазоносних регіонів України і методика, розроблена для визначення кількісного коефіцієнта для оцінки впливу температурних умов на підвищення початкових пластових тисків у нафтогазових покладах.

Приводятся температурные характеристики месторождений углеводородов нефтегазоносных регионов Украины и разработанная методика определения количественного коэффициента для оценки влияния температурных условий на повышение начальных пластовых давлений в нефтегазовых залежах.

Temperature descriptions over of deposits of hydrocarbons of oil-and-gas-bearing regions of Ukraine and developed method of determination of quantitative coefficient are brought for estimation of influencing of temperature terms on the increase of initial plastovykh pressures in neftegazovykh beds.

На енергетичні властивості нафтових і газових покладів, які характеризуються пластовим тиском у пористому середовищі колектора, більшою чи меншою мірою впливає температура надр земної кори.

Вивчення закономірностей зміни температури в земній корі з глибиною і розподіл її по площі в окремих районах і областях має велике значення для вирішення геологічних і технічних завдань у ході пошуків, розвідки і розробки покладів нафти і газу. Знання температурного режиму в верхній оболонці земної кори полегшує розуміння процесів, пов'язаних із дослідженням тектоніки окремих регіонів, генезису вуглеводнів і їх накопичення в пастках, а також закономірностей переходу вуглеводнів з однієї фази в іншу. Крім того, інформація про температурні умови того або іншого регіону потрібна для успішного проведення спорудження глибоких свердловин і експлуатації нафтогазових покладів. Цією проблемою займалися В.Н. Матвієнко (1966), Л.І. Жильцова, І.С. Старобинець (1970), О.А. Калятин, Е.В. Кучерук (1975), В.Г. Осадчий, А.И. Лурье, В.Ф. Ерофеев (1976) та інші.

Відомо, що температура земної кори з глибиною підвищується. Оцінку збільшення температури з глибиною проводять за допомогою понять геотермічного ступеня і геотермічного градієнта.

Геотермічний ступінь (G) — це відстань (в метрах) по вертикалі, яка відповідає збільшенню температури гірських порід у розрізі земної кори з глибиною на 1°C . Геотермічний ступінь на глибині (H) визначають за формулою: $G = (H - h_{\text{пост}}) / (t_{\text{пл}} - t)$, де $h_{\text{пост}}$ — товщина поверхнього шару, нижче якого починає діяти закономірне підвищення температури, м; $t_{\text{пл}}$ — температура в пласті на глибині, $^{\circ}\text{C}$; t — середньорічна температура у певному районі або області на поверхні.

Геотермічний ступінь має різні значення і залежить від геологічної будови району. Менші значення геотермічного ступеня спостерігаються в зонах прояву магматизму, вулканізму, в тому числі грязьового. Тобто в цих районах температурні умови з глибиною зростають інтенсивно. Менш розігрітими є платформові ділянки земної кори. На платформах геотермічний ступінь збільшується, тому що зростання температур з глибиною відбувається повільніше порівняно з областями прояву магматичних процесів і з тектонічно активними зонами, особливо, у місцях прояву грязьового вулканізму. Середнє значення геотермічного ступеня в земній корі загалом по планеті складає 33 м на 1°C .

Геотермічний градієнт — величина, обернена до геотермічного ступеня, тобто кількість градусів за Цельсієм, що припадає на 100 м збільшення глибини. У середньому по світу геотермічний градієнт дорівнює $3,33^{\circ}\text{C}$ на 100 м, проте, у різних районах залежно від геологічної будови він також коливається в широких межах. У геосинклінальних областях, де спостерігаються процеси діапїризму, грязьового вулканізму геотермічний градієнт часто збільшується (відповідно геотермічний ступінь зменшується). У межах платформ геотермічний градієнт характеризується малими значеннями. На кристалічних щитах, де на поверхню виходять древні консолідовані гірські породи, геотермічний градієнт мінімальний, а геотермічний ступінь, відповідно, максимальний.

Тепло в надрах земної кори генерується тепловими потоками з підкорових оболонок Землі в результаті розпаду радіоактивних елементів, а також гравітаційного ущільнення порід безпосередньо осадової товщі земної кори і тектонічних процесів, при яких здійснюються деформація великих мас гірських порід під час їх переміщень. Внаслідок цього механічна енергія може частково перетворюватися в теплово [8]. Підігрівання гірських порід збільшується

ся зі зменшенням їх теплопровідності. Так, відомо, що в розрізах осадової товщі земної кори, де переважають глинисті утворення, які характеризуються меншою теплопровідністю порівняно з іншими осадовими породами, геотермічні градієнти за рівних інших умов вищі, ніж у карбонатних породах у наслідок більшої теплопровідності останніх.

Проте за даними геологоастрономічних досліджень нема підстав вважати, що збільшення температури, яке спостерігається з глибиною у верхніх шарах земної кори відбувається за тією ж закономірністю і в її нижніх шарах та більш глибинних оболонках планети. Дані щодо джерел тепла і теплових режимів земної кулі не дають підстав вважати, що Земля тільки випромінює так зване початкове тепло і поступово охолоджується. Радіоактивні процеси, які проходять у земній корі, підтримують у ній тепловий режим і, навіть, розігрівають верхні оболонки Землі. Результати геоастрономічних досліджень, які проводилися вченими різних країн, дають підстави припускати, що геотермічний градієнт, відомий для верхніх шарів земної кори, зберігається тільки до глибини близько 20 км, відтак зростання температури сповільнюється.

Розглянемо такий приклад. Радіус Землі (вздовж великої осі) дорівнює 6 377 397 м. Якщо представити збільшення температури за закономірністю, яку встановлено у верхніх шарах земної кори (всередньому 3,3°C на 100 м або 1°C на 33 м), то в центрі земної кулі температура повинна була б становити 193 254°C. Це неможливо, оскільки земна куля не витримавши такої температури перетворилася б у газоподібну речовину. Навіть на поверхні Сонця, згідно з астрофізичними дослідженнями, температура не перевищує 9000°C.

Джерелами тепла в осадовій оболонці земної кори можуть слугувати різні фізико-хімічні процеси, які призводять до збільшення енергії (тобто пластових тисків у нафтогазових природних резервуарах). Температурні умови призводять до обезводнення мінералів з виділенням вільної води і вуглекислоти, розпаду органічної речовини та утворення газів, деструкції вже сформованої структури нафти та газу. У температурних умовах вуглеводневі сполуки збільшуються в об'ємі (особливо легкі фракції), що також підвищує пластовий тиск у нафтогазоносних покладах та природних резервуарах, що насичені водою з розчиненим у ній газом.

Процес виділення вільної води та вуглекислого газу при утворенні анортиту внаслідок метаморфічних процесів у вапняках з добавкою глинозему і кремнезему на глибинах з температурою понад 200°C добре описано П.Ф. Шпаком і Р.М. Новосілецьким [9]. Вказані дослідники наводять широко розповсюджену в природі хімічну реакцію, яка протікає в високотемпературних умовах на контакті карбонатних порід і каолініту, у результаті якої утворюється анортит, вільна вода і вуглекислий газ. Останні два флюїдних компоненти можуть проникати у

вищезалягаючі шари осадової товщі та утворювати в них аномально високі пластові тиски.

Можливість підвищення пластових тисків у покладах вуглеводнів за рахунок прогресуючого катагенезу розсіяної органічної речовини у відкладах, а також деструкції вже сформованих нафт наводяться в роботах О.А. Калятина і Е.В. Кучерука [2], В.С. Малик-Пашаева, Є.М. Халімова, В.Н. Серегіною [3]. Переконливі дослідні дані з утворення газів у процесі термічного розкладу органічної речовини у відкладах Тунгуської синеклізи наводяться в роботі Л.І. Жильцової, І.С. Старобінця [1] та ін. Можливість підвищення пластових тисків за рахунок збільшення об'ємі газів у вуглеводневій суміші в природному резервуарі в високотемпературних умовах вивчалась нами на прикладі покладах вуглеводнів у відкладах Сахарської плити в Алжирі [5].

Нами зібрано інформацію про заміри температур у свердловинах продуктивних площ Внутрішньої та Зовнішньої зон Передкарпатського прогину, Дніпровсько-Донецької западини, Північного Криму і Керчинського півострова. Цікаво, що після зіставлення величин коефіцієнтів аномальності початкових пластових тисків (K_a) безпосередньо зі значеннями температур у продуктивних горизонтах цих областей (табл. 1) прямої залежності K_a від температури не виявлено. Це, на нашу думку, пов'язано, з тим, що в цитованих нафтогазових регіонах у разі збільшення об'ємі газів у покладах вуглеводнів відбувається інтенсифікація виходу легких компонентів із природних резервуарів у вміщуючі породи, які, як правило, володіють високою тріщинуватістю.

Як можна бачити з табл. 1, у родовищах нафти Внутрішньої зони Передкарпатського прогину при $t_{пл} = 89^\circ\text{C}$ коефіцієнт аномальності початкового пластового тиску $K_a = 1,34$ (Старосамбірське родовище); при $t_{пл} = 64^\circ\text{C}$ $K_a = 1,37$ (Бориславське родовище); при $t_{пл} = 93^\circ\text{C}$ $K_a = 1,15$ (Орив-Уличнянське родовище); при значно більший $t_{пл} = 102^\circ\text{C}$, K_a дорівнює лише 1,08 (Стинавське родовище) і т.д. У Зовнішній зоні вказаного прогину при $t_{пл} = 65^\circ\text{C}$ коефіцієнт аномальності початкового пластового тиску $K_a = 1,08$ (Залузанське родовище); при $t_{пл} = 64^\circ\text{C}$ K_a дорівнює 1,17 (Пинянське родовище) і т.д. У Дніпровсько-Донецькій западині залежності K_a від заміряних величин коефіцієнтів початкових пластових тисків у покладах вуглеводнів також не відмічається (див. табл. 1). У надрах продуктивних площ Північного Криму і Керченського півострова середні значення геотермічного ступеня дорівнює 20,8 м на 1°C. За рахунок розвитку діаліризму і грязьового вулканізму на сході Індольського прогину на Керчинському півострові. Але на Західножовтневій і Жовтневій площі, де G відповідно дорівнює 34,9 м на 1°C (глибина 3380 м) і 31,9 м на 1°C (глибина 2709 м). Чіткої залежності коефіцієнтів аномальності тиску в пластах від заміряних величин температури, як і від значення геотермічного ступеня, не спостерігається на території Криму і на Керченському півострові.

Так, в Міжводненському і Кіровському родовищах вуглеводнів при мінімальних значеннях геотермічного ступеня (15,3 і 17,4 м на 1°C), що свідчить про наявність тут екстремальних для району температурних умов, мають місце низькі величини пластових тисків, ймовірно, внаслідок посилення міграції газу з колекторів макро- і мікротріщинами, а також тектонічними розривами у вміщуючі породи і на поверхню.

Цікаво, що на схід від Керченського півострова за Керчинською затокою в Західно-Кубанському передгірському прогині Кавказу середнє значення геотермічного ступеня, за даними В.Н. Матвієнко [4], майже не змінюється і дорівнює 23,6 м на 1°C (табл. 2). Збільшення геотермічного ступеня в Західному Передкавказзі фіксується в напрямку платформових геоструктурних елементів [4].

На прикладі родовищ нафтогазоносних регіонів України нами розроблено методику визначення кількісного значення температурного коефіцієнта, що впливає на підвищення пласто-

вого тиску в природних резервуарах за рахунок температурних умов, які відрізняються від загального температурного фону для певного району або області.

Уявімо, що в нафтогазонасиченому природному резервуарі в точці на глибині 2000 м із середнім значенням густини пластових вод 1100 кг/м³ (у вищезалягаючій товщі порід) нормальний гідростатичний тиск

$$P_{\text{гiдp}} = 2000 \cdot 1100 \cdot 9,81 = 22 \text{ МПа.}$$

Заміряна температура на вказаній глибині $t_{\text{пл}} = 60^\circ\text{C}$. Якщо вплив температури на підвищення тиску в природному резервуарі виразити як добуток $P_{\text{гiдp}}$ і температури, то отримаємо абсурдну величину пластового тиску. Те саме буде, якщо обчислюватимемо цю величину як добуток $P_{\text{гiдp}}$ на фонове значення геотермічного ступеня G (наприклад на 45,1, що відповідає середньому значенню G для Внутрішньої зони Передкарпатського прогину).

Таблиця 1 – Геотермічні ступені в надрах родовищ нафти і газу нафтових і газових регіонів України (за О.О.Орловим [3])

Родовище	Глибина, м	Заміряна температура в пласті, °C	Геотермічний ступінь на глибинах Н	Коефіцієнт аномальності пластового тиску K_a
1	2	3	4	5
Зовнішня зона Передкарпатського прогину				
Залужанське	2075,5	65	37	1,08
Пинянське	2058	64	37,4	1,17
Садковицьке	1345	37	47,9	0,87
Кавське	851	33	35,3	0,9
Мединицьке	1393	59	27,8	0,98
Більче-Волицьке	1116	42,7	33	0,95
Угерське	1091	39	36,3	0,93
Косівське	792	26	46,4	—
Ковалівсько-Черешенське	2025	66	35,5	0,91
Великомостівське	2394	60	46,9	1,04
середнє значення геотермічного ступеня у межах досліджуваних глибин становить для Зовнішньої зони 38,4 м на 1°C				
Внутрішня зона Передкарпатського прогину і Скибової зони Карпат				
Старосамбірське	3460	89	43,2	1,34
Бориславське	2350	64	42,7	1,37
Орів-Уличнянське	3767	93	43,8	1,15
Стинявське	3785	102	40,7	1,08
Північнодолинське	3255	80	43,1	1,04
Долинське	2303	66	40,4	1,27
Долинське	3204	76	47,8	—
Космацьке	2950	86	38,3	—
Росільнянське	3002	75	45,4	1,3
Пнівське	2390	57	49,7	—
Битківське	2475	48	63,3	1,12
Лужанське	3000	78	43,4	—
Лужанське	4000	100	43,9	—
Лужанське	5000	120	45,0	1,72
Лужанське	6000	140	45,7	1,61
середнє значення геотермічного ступеня у межах досліджуваних глибин становить для Внутрішньої зони прогину і Скибової зони Карпат 45,1 м на 1°C				

Продовження таблиці 1

1	2	3	4	5
Дніпровсько-Донецька западина				
Монастирищенське	3355	97	37,6	1,10
Прилуцьке	1602	63	29,1	1,16
Мільковське	3000	89	36,9	1,03
Леляківське	1850	48	46,1	1,02
Богданівське	2495	85	31,9	1,09
Гнединцівське	1730	45	46,6	1,02
Великобубнівське	3105	95	35,6	1,02
Чижевське	3750	105	38,6	1,07
Глинсько-Розбишевське	3748	101	40,2	1,13
Новотроїцьке	3400	87	42,9	1,04
Чорнухинське	2957	84	38,8	1,00
Рибальське	3384	91	40,7	1,17
Малосорочинське	2257	79	31,7	1,06
Потічанське	1720	59	33,6	1,03
Лиманське	1700	54	36,8	1,00
Зачепилівське	1350	36	48,0	1,10
Машівське	4060	108	40,5	1,11
Опошнянське	3695	101	39,6	1,22
Солохівське	3120	88	38,9	—
Новогригорівське	2000	70	32,1	1,00
Перещепинське	2640	75	39,3	1,02
Східноновоселівське	1922	53	42,6	1,01
Миколаївське	2693	94	32,7	1,02
Західнососновське	3676	78	52,4	—
Шебелинське	2430	64	43,3	1,15
Миролобівське	2420	73	37,1	1,04
Голубівське	984	31	42,6	—
Левінцівське	750	30	33,9	1,02
Західнохрестищенське	3400	76	49,9	1,18
Меліховське	3100	72	45,5	1,19
Верхньоланнівське	3400	74	51,4	1,18
Західномедведицьке	3190	75	47,5	1,26
Кременівське	2215	64	39,4	1,10
Волохівське	3060	83	40,7	1,02
Краснопопівське	2311	92	27,4	—
Борівське	1510	55	35,0	1,02
Вергунське	1165	35	43,0	1,05
Вільхівське	1669	57	33,9	1,05
середнє значення геотермічного ступеня у межах досліджуваних глибин становить для ДДЗ 39,5 м на 1°С				
Північний Крим і Керченський півострів				
Чорноморське	2144	108	21,9	0,51
Карлівське	3342	131	27,6	0,99
Краснополянське	1096	61	21,6	1,00
Західнооктябрське	3380	107	34,9	1,19
Октябрське	2709	95	31,9	1,10
Міжводненське	225	25	15,3	0,84
Кіровське	987	67	17,4	0,94
Джанкойське	545,5	36	21,2	1,14
Стрілковське	475	28	26,8	—
Мошкарівське-Куйбишевське	1767	80	25,3	1,52
Мошкарівське	2133	95	25,1	1,88
Малобабченське	272	20,8	25,9	—
Глібівське	1090	63,5	20,4	1,00
середнє значення геотермічного ступеня у межах досліджуваних глибин становить для Північного Криму і Керченського півострова 24,2 м на 1°С				

Таблиця 2 – Температурні характеристики майкопських відкладів Західного Передкавказзя [4]

Родовище, площа	№ св.	Глибина, м		Температура, °С		Геотермічний ступінь, м/°С
		покрівля	підшва	покрівля	підшва	
Олександрівська	Р-5	215	900	31,4	85,7	12,6
Армавіро-Убеженська	К-197	300	495	42,5	54	17,8
Армавірська	31	515	1380	53,4	104,6	16,9
Південно-Радянська	3	680	1810	53,8	106,	21,6
Чайкінська	1	330	1420	42,7	93,4	21,5
Розшеватська	Р-34	532	1144	34,9	67,1	19,0
Тульська	27	500	1100	39	76	16,2
Майкопська	12	1260	1690	66	93,5	15,6
Велика	8	1190	2040	63,8	115,1	16,6
Ладозька	3	1155	2100	61,8	106,6	21,1
Теміргоєвська	2	1150	2025	62,8	103	21,8
Краснодарська	1	2810	4200	92,6	137	31,4
Ново-Дмитрієвська	14	1814	2400	63,5	89	23,0
Центральне поле	163	600	1200	35,8	60,2	24,6
Калузька	9	1958	2449	78,2	99,5	23,0
Ключева	300	1785	2510	69,5	95,8	27,6
Ахтиро-Бугундирська	770	1455	1900	51,3	63,6	36,2
Березанська	22	1053	1570	50	75	20,8
Челбаська	16	880	1260	49	65	23,7
Криловська	2	725	1050	34,5	48,5	23,2
Терновська	1	615	1220	33,3	62,5	20,7
Ново-Петровська	1	550	810	25	32,3	35,6
Ленінградська	14	535	860	27,1	36,9	33,2
Стора-Минська	2	545	860	30,5	40,5	31,5
Воронцівська	3	700	855	28,5	32,9	35,2

середнє значення геотермічного ступеня у межах досліджуваних глибин становить для Західного Передкавказзя 23,6 м на 1°С

Таким чином, необхідно спочатку визначити температурний коефіцієнт, який вказує на те, у скільки разів підвищується тиск у природному резервуарі відносно загального температурного фону того чи іншого району (або області) за рахунок існуючої температури на даній глибині.

Наші міркування полягають ось у чому. Відомо, що для приведення об'ємів вуглеводневих газів з пластових умов до стандартної температури 20°С, тобто до поверхневих умов, користуються поправкою на температуру.

$$f = (T + t_{CT}) / (T + t_{ПЛ}),$$

де: $T = -273^{\circ}\text{C}$ (для розрахунків приймаємо числове значення), $t_{CT} = 20^{\circ}\text{C}$ і $t_{ПЛ}$ – заміряна температура пласта, °С.

Якщо в даному виразі t_{CT} замінити на t_G (температура в пласті при середньому значенні геотермічного ступеня), то за допомогою поправки: $f_G = (T + t_G) / (T + t_{ПЛ})$ можна приводити об'єми газів до умов пластових температур, що відповідає середньому значенню геотермічного ступеня для району або області.

Температуру в пласті до середнього значення геотермічного ступеня t_G можна обчислити з формули геотермічного ступеня, якщо в ній величину $t_{ПЛ}$ замінити на t .

$$G_{CP} = (H - h_{ПОСТ}) / (t_G - t),$$

звідки:

$$t_G = [H - h_{ПОСТ} + (G_{CP} t)] / G_{CP},$$

де: H – глибина пласта, м; $h_{ПОСТ}$ – глибина шару від поверхні з постійною температурою (тобто шару, де збільшення температури з глибиною ще не спостерігається), м; t – середньорічна температура повітря на поверхні, °С.

За допомогою величини, зворотнього значення температурної поправки $1/f_G = (T + t_{ПЛ}) / (T + t_G)$ в умовах аномальних температур можна враховувати збільшення об'ємів вуглеводневих сполук у пласті та появи у зв'язку з цим в природному резервуарі деякого іншого тиску. Назвемо цю величину температурним коефіцієнтом $\beta_T = 1/f_G$.

Розрахунки свідчать: при $t_{ПЛ}$, що співпадає чи мало відрізняється від величини t_G , величина β_T практично буде дорівнювати одиниці. Температурний коефіцієнт β_T вносить відчутні корективи в розрахунки початкового пластового тиску тільки у разі суттєвих відхилень пластових температур від величин t .

У табл. 1 наведено значення геотермічних ступенів, розраховані для площ нафтогазових регіонів України. У цих же таблицях вказується середнє значення геотермічних ступенів для зон у межах досліджуваних глибин у

пробурених і досліджених свердловинах, а також величини метеорологічних параметрів (t і $h_{\text{ДОСТ}}$) для зон Передкарпатського прогину, Дніпровсько-Донецької западини і для Кримської області (вони відповідно становлять 9°C і 3 м, 8°C і 4 м, 10°C і 2 м).

Як приклад наводимо розраховані величини β_T для широко відомих покладів нафти і газу Долинського і Бориславського родовищ у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину.

У Долинському родовищі нафти на глибині $H = 2303$ м, $t_{\text{ПЛ}} = 66^{\circ}\text{C}$. Середній геотермічний ступінь $G_{\text{СР}}$ для Внутрішньої зони Передкарпатського прогину (табл. 1) дорівнює $45,1$ м на 1°C . Розрахунок температури, що відповідає середньому значенню геотермічного ступеня за формулою

$$t_G = [2303 - 3 + (45,1 \cdot 9)] / 45,1 = 60^{\circ}\text{C}.$$

Отже, в даному пласті Долинського нафтового родовища температура в пласті на 6°C вище за значення температури, яка відповідає значенню t_G у цій області.

За формулою $f_G = (T + t_G) / (T + t_{\text{ПЛ}})$ визначаємо температурну поправку для нафтового покладу Долинського родовища. Вона дорівнює $(273 + 60) / (273 + 66) = 0,98$.

Тоді, провівши приведення розрахунків до пластових умов, $\beta_T = 1 / f_G = 1 / 0,98 = 1,02$.

Таким чином, у Долинському нафтовому родовищі, яке характеризується підвищеним пластовим тиском з коефіцієнтом аномальності $K_a = 1,27$, вплив температурних умов на тиск дуже малий – лише в $1,02$ рази. На це також вказує те, що $t_{\text{ПЛ}}$ перевищує t_G всього на декілька градусів (6°C). Аномальність пластового тиску в Долинському родовищі генетично пов'язана, на нашу думку, з дією тектонічних сил, що доведено в [7].

У Бориславському нафтовому родовищі (піднасув) $H = 2350$ м; $t_{\text{ПЛ}} = 64^{\circ}\text{C}$ (табл. 1). Застосовуючи ті ж формули, що в попередньому прикладі, знаходимо:

$$t_G = [2350 - 3 + (45,1 \cdot 9)] / 45,1 = 61^{\circ}\text{C},$$

звідси

$$f_G = (273 + 61) / (273 + 64) = 0,99$$

$$\text{і } \beta_T = 1 / 0,99 = 1,01.$$

Отримана величина β_T недостатня для пояснення природи підвищеного тиску в Бориславському родовищі нафти. Це свідчить про те, що у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину температурні умови майже не впливають на підвищення пластових тисків. У роботі [7] під час розрахунку пластового тиску в цьому родовищі був врахований тектонічний складкоутворювальний фактор, що сприяло отриманню більш точних розрахунків початкового пластового тиску в Бориславському родовищі нафти на глибині 2350 м.

На нашу думку, вплив температури на підвищення пластового тиску в колекторах істотно може проявлятися тільки в умовах великих і надвеликих глибин і у разі відносно ретельної захороненості колекторів. У таких умовах виникнення і збереження високоенергетичних покладів вуглеводневої сировини, що характеризуються високими пластовими тисками, можливо також за рахунок поступлення в осадові породи високотемпературних елізійних вод і ювенільної водяної пари і газів.

Виявлені закономірності розподілу температурних режимів у відкладах використовують як допоміжні критерії для прискорення виявлення зон нафтогазонакопичення.

Велику роль у справі прогнозування перспектив нафтогазонасності відіграють палеогеотермічні дослідження. Вони полягають у визначенні температурних умов у відкладах, що відбувалися у геологічному минулому.

Орієнтовно палеотемператури встановлюють за результатами вивчення твердих включень органічної речовини, які містяться у досліджуваних відкладах. Ступінь і характер перетворення органічної речовини залежить від тих термобаричних умов, в яких вона знаходилась у вмисних породах у геологічному минулому. Під дією палеотемператур органічна речовина змінюється. Відтак породи, в яких міститься ця речовина, охолоджуються до рівня сучасних температур, причому ступінь змін органічної речовини залишається сталим. У цьому полягає суть палеогеотермічного методу, який дає підстави робити висновки про наявність максимальних температур у минулі часи у досліджуваних відкладах. Під час вивчення нафтогазонасних товщ палеогеотермічний метод зводиться переважно до визначення оптичних властивостей твердих складників органічної речовини, які входять до мікрокомпонентів груп гумініту, вітриніту і мінтиніту. Ступінь термогенетичного перетворення органічної речовини гумінітів і вітринітів визначають за показником оптичного відбиття, а груп мінтиніту – за люмінесценцією, кольором і прозорістю цієї речовини. Розподіл палеотемператур у тому чи іншому горизонті графічно зображують на палеогеотермічних схемах або картах. Для зручності вивчення зміни палеотемператур по вертикальному розрізу того чи іншого району користуються поняттям палеогеотермічного градієнта. Це – приріст палеотемператур на 1000 м в інтервалі між двома палеогеотермічними неузгодженнями. Палеогеотермічне неузгодження – це різниця палеотемператур у розрізі досліджуваного району між будь-якими відкладами, що залягають вище і нижче розмитой поверхні, яка засвідчує наявність перерв у осадонакопиченні в літогенетичному процесі геологічної історії району або області.

Література

- 1 Жильцова Л.И. Новообразование углеводородных газов при термическом разложении ОВ осадочных пород Тунгуской синеклизы [Текст] / Л.И. Жильцова, И.С. Старобинец – М.: Недра, 1970 – 486 с.
- 2 Калятин О.А. О зависимости аномально высоких пластовых давлений от температур в залежах нефти и газа Западно-Тунгуской впадины [Текст] / О.А. Калятин, Е.В. Кучерук // Изв. Вузов, Геология и разведка. – 1975. – № 7. – С. 44-47.
- 3 Мелик-Пашаев В.С. Аномально высокие пластовые давления на нефтяных и газовых месторождениях [Текст] / В.С. Мелик-Пашаев, Э.М. Халимов, В.Н. Серегина – М.: Недра, 1983. – 184 с.
- 4 Матвиенко В.Н. О величине геотермической ступени в майкопских отложениях Западного Предкавказья [Текст] / В.Н. Матвиенко // Геология нефтяных и газовых Урало-Поволжья, Кавказа и Средней Азии. – М.: Недра, 1966. С. 138-142.
- 5 Орлов А.А. Значения высоких потенциалометрических уравнений в пластовых водах при поисках нефтяных месторождений на примере Алжирской Сахары [Текст] / Орлов А.А., Будз М.О., Ризун Б.П. [и др.] // Изв. вузов, Нефть и Газ. – 1976. – №12. – С. 4-14.
- 6 Орлов А.А. Аномальные пластовые давления в нефтегазоносных областях Украины [Текст] / А.А. Орлов. – Львов: Вища школа. Изд-во при Львов. ун-те, 1980. – 188 с.
- 7 Концепція геодинамічного походження аномальних пластових тисків в осадовій оболонці земної кори [Текст] / [Орлов О.О., Євдошук М.І. Омельченко В.Г. Трубенко О.М.] – Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. – 2007. – №3(24) і №4(25). – С. 18-23 і С. 30-41.
- 8 Осадчий В.Г. Геотермические критерии нефтегазоносности недр [Текст] / В.Г. Осадчий, А.И. Лурье, В.Ф. Ерофеев. – Киев: Наукова думка, 1976. – 143 с.
- 9 Шпак П.Ф. Природа и распределение аномально высоких пластовых давлений флюидов в нефтегазоносных бассейнах [Текст] / П.Ф. Шпак, Р.М. Новосилецкий // Геологический журнал. – 1979. – Т. 39. – № 3. – С. 1-11.

Стаття постуила в редакційну колегію

13.10.08

Рекомендована до друку професором

Д. Д. Федоршиним