

ГЕОЛОГІЯ ТА РОЗВІДКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

УДК 553.98

ВИЯВЛЕННЯ ЗАЛЕЖНОСТІ МІЖ ФАЗОВИМ СТАНОМ СКУПЧЕНЬ ВУГЛЕВОДНІВ І ПЛАСТОВИМИ ТЕМПЕРАТУРОЮ ТА ТИСКОМ ПІВДЕННОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ

¹М.В.Ляху, ²Р.М. Ляху

¹ ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42027,
e-mail: public@nung.edu.ua

² Науково-дослідний проектний інститут ВАТ «Укрнафта»,
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Північний бульвар ім. Пушкіна, 2, тел. (0342) 717930

Розглядається проблема встановлення залежності між фазовим станом скупчень вуглеводнів і пластовими температурами та тиском для нафтових, газових, нафтогазових та газоконденсатних родовищ Південного нафтогазового регіону України як одного з найбільш перспективних районів відкритих нових родовищ вуглеводнів. Встановлено: для 33 родовищ вуглеводнів залежність між градієнтом пластового тиску і глибиною залягання покладів; залежність між градієнтом пластового тиску і пластовою температурою; співвідношення між станом вуглеводнів і пластовими температурами та тиском. Доведено, що пластові температура і тиск разом є важливими чинниками, які суттєво впливають на фізичний стан вуглеводнів на глибині. Нафтовим, нафтогазовим, газовим і газоконденсатним родовищам встановлені межі змін градієнтів пластових тисків та величини пластової температури.

Ключові слова: пластові температури і тиск, залежність, градієнт пластового тиску, скупчення вуглеводнів

Рассматривается проблема установления зависимости между фазовым состоянием скопленных углеводородов и пластовыми температурой и давлением для нефтяных, газовых, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений Южного нефтегазового региона Украины как одного из наиболее перспективных районов открытия новых месторождений углеводородов. Установлено: для 33 месторождений углеводородов зависимость между градиентом пластового давления и глубиной залегания залежей; зависимость между градиентом пластового давления и пластовой температурой; соотношение между состоянием углеводородов и пластовыми температурой и давлением. Доказано, что пластовые температуры и давление вместе являются важными факторами, которые существенно влияют на физическое состояние углеводородов на глубине. Нефтяным, нефтегазовым, газовым и газоконденсатным месторождениям установлены границы изменения градиентов пластовых давлений и величин пластовой температуры.

Ключевые слова: Пластовые температура и давление, зависимость, градиента пластового давления, скопления углеводородов

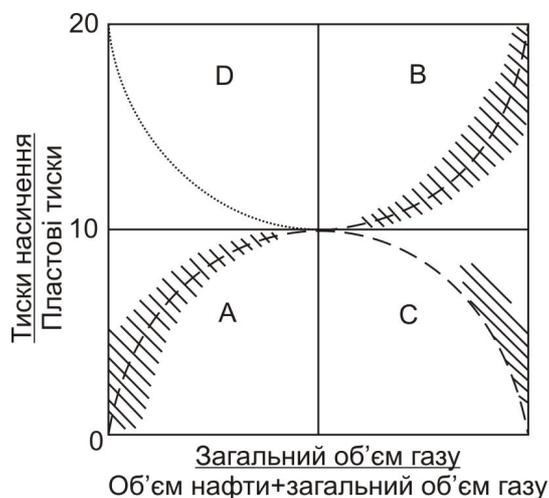
The problem of establishment of dependence is examined between the phase state of accumulations of hydrocarbons and layer temperature and pressure for the oil, gas, oil and gas and gas condensate deposits of the South oil and gas region of Ukraine, as one of the most perspective districts of opening of new deposits of hydrocarbons. It is set: for 33 deposits of hydrocarbons dependence between the gradient of layer pressure and depth of bedding of beds; dependence between the gradient of layer pressures and by the depth of bedding of beds; dependence between the gradient of layer pressure and layer temperature; between's by the state of hydrocarbons and by a layer temperature and pressure. It is well-proven that layer temperatures and pressure together are important factors which substantially influence on the bodily condition of hydrocarbons on a depth. It is set the scopes of change of gradients of layer pressures and sizes of layer temperature for oil, oil and gas and condensate fields

Keywords: layer temperature and pressure, dependence, gradient of layer pressure, hydrocarbons deposit

Пластові температура і тиск разом є важливими чинниками, що суттєво впливають на фізичний стан вуглеводнів на глибині. Обидва ці параметри можуть бути визначені за допомогою свердловинного каротажу.

Розглянемо фазову модель нафти і газу на глибині, запропоновану М.Ш. Моделевським і Е.І. Парновим [1]. Ця модель ілюструє фазові співвідношення між нафтами, нафтою і газом, газом, конденсатом і нафтою, як безперервний

ряд газоподібного і рідинного стану зі збільшенням пластових тисків вказують на можливе існування ще одного, відмінного від інших, стану суміші, яка поки що не зустрінена в природі, єдиного стану за суперкритичних тиску і температур (коли весь газ розчинений в нафті), названого нафтовим конденсатом (рис. 1).



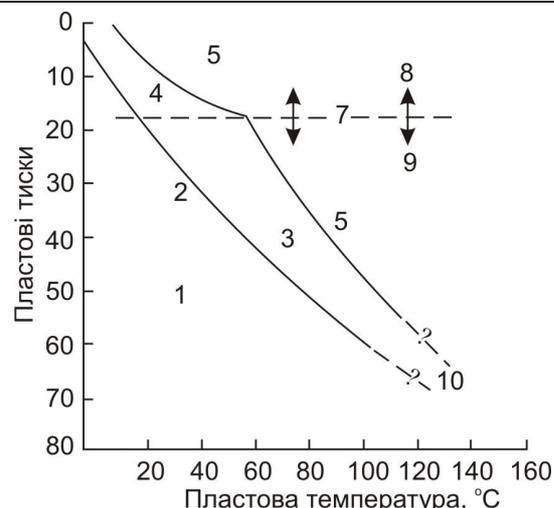
A – нафта, B – газ и нафта, C – газовий конденсат и нафта, D - нафтовий конденсат

Рисунок 1 – Модель фізичного стану вуглеводнів на глибині (за М.Ш. Моделевським і Є.І. Парновим, 1967)

Дані В.В. Байбакова та інших [2] про розподіл 220 покладів вуглеводнів у залежності від пластових температур і тиску в осадовому розрізі схематично зображені на рис. 2.

Як можна бачити з рис. 2, з ростом тиску за постійної температури спостерігається тенденція до переходу від газу до газового конденсату і легкої нафти. Це вказує на сповільнений вплив тиску на деструкцію вуглеводнів у розрізі осадових порід. Проте, поза сумнівом, температура є ключовим чинником при перетворенні вуглеводнів. Нафтові поклади можуть існувати на великій глибині, якщо температурний градієнт низький. При вивченні деяких площ вздовж побережжя Мексиканської затоки (США) Д.Дж. Тимко і У.Х. Фертель [3] виявили, що практично нормальні градієнти тиску і температури розповсюджуються до великих глибин. Вони також зробили висновок, що такі глибокозалегаючі горизонти все ще високоперспективні щодо крупних скупчень нафти.

У багатьох дослідників, праці яких пов'язані з бурінням, існує хибна думка, що високі градієнти пластового тиску пов'язані з великими глибинами. Це не обов'язково. Так, наприклад, на побережжі Мексиканської затоки та в інших районах на великих глибинах спостерігалися майже нормальні градієнти порового тиску. Такі глибокозалегаючі горизонти залишаються високоперспективними на скупчення нафти. Таким чином, глибина сама по собі не є визначальною умовою для утворення крупних покладів нафти.



1 – область практичної відсутності вуглеводнів; 2 – мінімальні тиски і температура в нафтогазоносних провінціях; 3 – область існування нафти (щільність 0,9-0,7 г/см³); 4 – озокерит, асфальтит і тяжка нафта (<18% легких фракцій, щільність 0,9-0,8 г/см³); 5 - газ, дуже невелика кількість відкладів легкої нафти чи конденсату; 6 - газ, газовий конденсат; 7 - катагенез; 8 – тиск и температура відіграють меншу роль; 9 – температура и тиск відіграють значну роль; 10 – можливий перетин на глибині приблизно 8-10 км

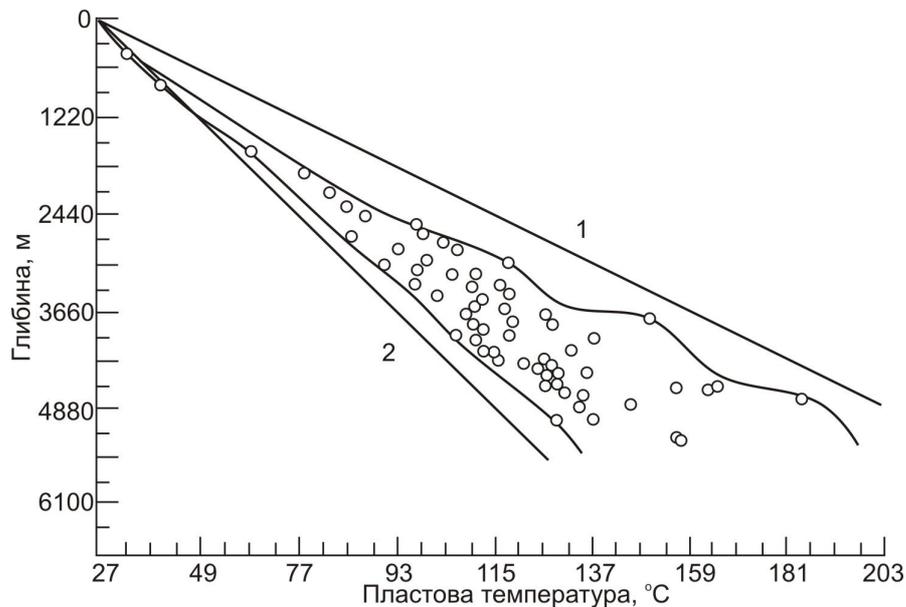
Рисунок 2 – Співвідношення між станом вуглеводнів і пластовою температурою і тиском для 220 покладів, приурочених до осадового розрізу (за В.В. Байбаковим та ін., 1969)

Перед тим як зробити висновки про перспективність цілого району або комплексу розбитих скидами крупних структур, необхідно ретельно і всебічно вивчити і зрозуміти зв'язок пластових тисків і температур з структур. Слід зауважити, що глибокозалегаючі структури і піски в піщано-глинистому розрізі досить часто розглядаються як високоперспективні без будь-якого врахування термодинамічних умов – температур і тисків.

В 1970 році Д.Дж. Тимко і У.Х. Фертель оприлюднили важливі дані про співвідношення тиску-температури у 60 свердловинах побережжя Мексиканської затоки у США. На рис. 3 зображено залежність між температурою і тиском у цих свердловинах, де середні геотермічні градієнти коливаються в межах від 1,8 °C/100 і до 3,6 °C/100.

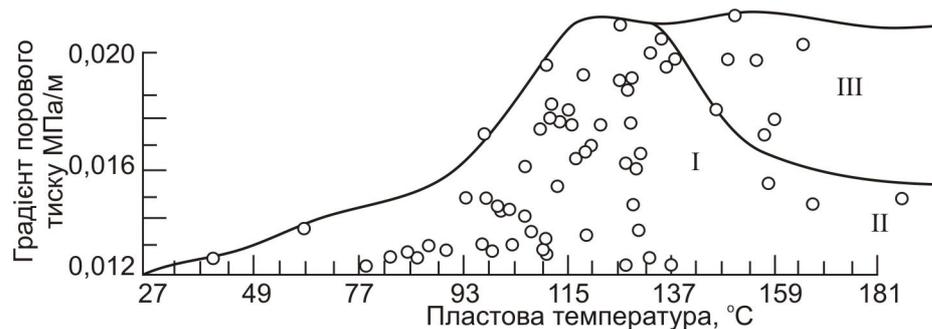
Але найбільш важливі результати досліджень зображені на графіку залежності між градієнтом пластового тиску і температурою (рис. 4).

При розгляді рисунку 4 заслуговує на увагу колоподібна область існування вуглеводнів, яка охоплює градієнти тиску від 0,0115 до 0,0217 МПа/м і відповідні пластові температури між 104-185°C. Температурний інтервал 102-143°C збігається з інтервалом найбільш високих градієнтів тиску у вуглеводневих зонах.



1 – геотермічний градієнт, рівний $3,6^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$; 2 – геотермічний градієнт, рівний $1,8^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$

Рисунок 3 – Взаємозв'язок між температурою і аномально високим тиском у 60 свердловинах побережжя Мексиканської затоки (за Д.Дж. Тимко і У.Х. Фертель, 1970)



I – вуглеводні і водоносні пласти; II – здебільшого газ; III – водоносні пласти (з розчиненим газом)

Рисунок 4 – Залежність між градієнтом порового тиску і пластової температури в 60 свердловинах з аномально-високим тиском на побережжі Мексиканської затоки (за Д.Дж. Тимко і У.Х. Фертель, 1970)

Цей температурний інтервал лежить переважно в зоні другої стадії дегідратації глин, виділеної Дж. Ф. Берстом [4], тобто в зоні максимального розповсюдження флюїду. З рис. 4 бачимо, що за подальшого підвищення температури величина аномально високих градієнтів тисків набуває тенденції щодо зворотної зміни, і зменшується у потенціальних пластах-колекторах, що збігається з одночасним збільшенням об'єму газу. Водночас через звичайно високі градієнти тисків такі зміни спостерігаються у високотемпературних водоносних пластах і зонах з непромисловими нафто- і газопроявами.

Нижче розглянемо можливість встановлення для скупчень вуглеводнів в осадовому розрізі Південного нафтогазоносного регіону України подібних до залежностей між фазовим станом і термобаричними умовами для скупчень вуглеводнів світу. В таблиці 1 наведені заміри пластових тисків і температур у 33 родовищах вуглеводнів, що використані для побудови наведених нижче залежностей.

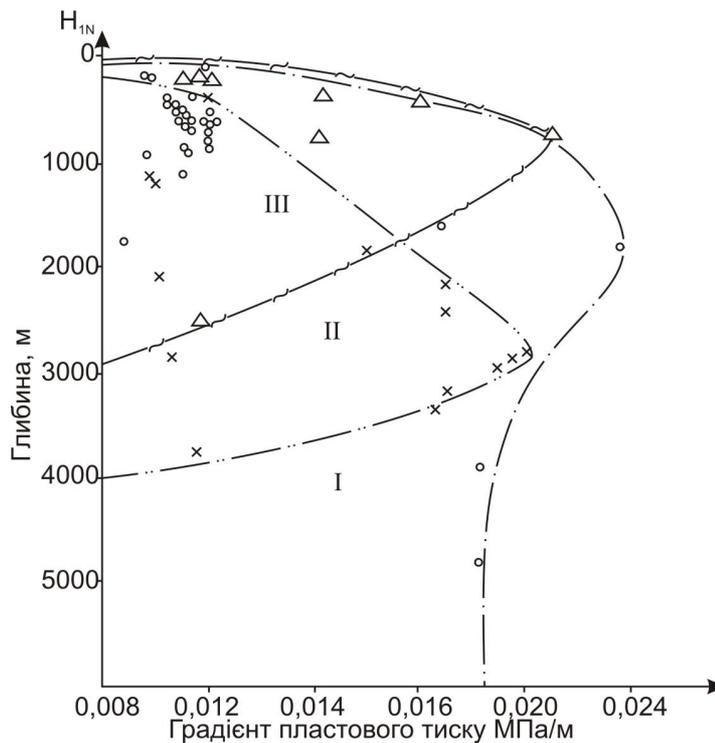
На побудованому нами рис. 5 зображена графічна залежність між пластовими тисками і глибиною залягання для 33 родовищ вуглеводнів Південного нафтогазоносного регіону. Тут спостерігається зростання аномально високих пластових тисків з глибиною. До глибини 3500м спостерігається зростання градієнту пластового тиску від $0,09\text{-}0,0235\text{ МПа/м}$ для всіх родовищ, а нижче спостерігається зменшення градієнтів пластового тиску. Водночас для нафтових (нафтогазових) родовищ спостерігається своя закономірність. Градієнти пластових тисків для них змінюються від $0,015\text{-}0,0175\text{ МПа/м}$ в інтервалі глибин $200\text{-}950\text{ м}$, а на глибині 2650 м градієнт пластового тиску буде рівний $0,012\text{ МПа/м}$. Газовим родовищам притаманні такі значення градієнтів пластових тисків: від $0,0095\text{-}0,023\text{ МПа/м}$ в межах глибин $190\text{-}1760\text{ м}$ і зменшення значення градієнту пластового тиску на глибині 4800 м до $0,0173\text{ МПа/м}$. Для газоконденсатного родовища характерні значення

**Таблиця 1 – Пластові температури і тиски в родовищах вуглеводнів
Південного нафтогазоносного району**

№ з/п	Родовище	Флюїд	Глибина, м	Пластова температура, °С	Пластовий тиск, МПа	Гradient пластового тиску, МПа/м
1	2	3	4	5	6	7
1	Голіцинське газоконденсатне	газ+конденсат	480	29	5,4	0,011
			555	30	6,1	0,11
			565	33	6,75	0,012
			2123	114	35,75	0,017
2	Південноголіцинське газове	газ	575	29,5	6,5	0,011
			657	-	7,4	0,011
3	Шмідтівське газове	газ	650	40	7,85	0,012
			690	43	8,26	0,012
			700	43	8,56	0,012
4	Штурмове газоконденсатне	газ+конденсат	1800	44,4	26,4	0,015
5	Архангельське газове	газ	614	-	6,7	0,011
			806	-	9,6	0,012
			853	-	10,6	0,012
6	Кримське газове	газ	860	39	9,5	0,011
7	Оленівське газоконденсатне	газ+конденсат	402	32	4,5	0,011
8	Чорноморське газоконденсатне	газ+конденсат	2078	108	20,8	0,010
9	Краснополянське газоконденсатне	газ+конденсат	1063	58	9,6	0,09
			1096	65	10,6	0,097
10	Західнооктябрське газоконденсатне	газ+конденсат	2894	110	30,4	0,0105
11	Октябрське нафтове	нафта	2500	95	29,8	0,0119
12	Кіровське газове	газ	976	67	9,3	0,0095
13	Глебівське газоконденсатне	газ+конденсат	918	68,4	11,0	0,012
14	Карловське газоконденсатне	газ+конденсат	1126	70	11,1	0,098
15	Ярилгадське газове	газ	210	19	20,4	0,097
16	Задорнинське газове	газ	552	30	5,9	0,0107
17	Серебрянське нафтове	нафта	1763	70	15,8	0,0896
18	Татянівське газоконденсатне	газ+конденсат	3774	130	40,7	0,0108
19	Джанкойське газове	газ	331	26,5	3,8	0,0115
			507	33,7	6,2	0,0122
			558	38	6,9	0,0123
			875	48	9,5	0,0108
20	Приазовське газове	газ	71	20	0,85	0,0119
			97	21	0,85	0,0088
21	Стрілкове газове	газ	425	31,2	4,5	0,0106
			464	32,3	5,0	0,0108
			508	33,9	5,6	0,0110
22	Морське газове	газ	615	27,5	7,0	0,0114
23	Північно-Керченське газове	газ	1100	31	12,9	0,0117
24	Південносиваське газоконденсатне	газ+конденсат	2241	87	38,2	0,017

Продовження таблиці 1

1	2	3	4	5	6	7
25	Сименівське (Білокамінське) нафтове	нафта	180	20	1,8	0,010
			190	21	2,3	0,012
			200	21,5	2,5	0,0125
			215	22	2,7	0,0126
			265	23	2,9	0,0109
26	Актаське (Мисове) нафтове	нафта	300	39,5	4,31	0,0144
27	Куйбишевське газове	газ	1590	80	26,8	0,0168
			1700	95	40	0,0235
28	Олексіївське газове	газ	3100	142	57,1	0,0184
29	Поворотне газове	газ	3900	151	71,4	0,0184
30	Фонтанівське газоконденсатне	газ+конденсат	2640	131	53,6	0,0203
			2735	1333	53,7	0,0126
			2970	135	53,9	0,018
			3125	137	54	0,017
			3335	140	55	0,0165
31	Борзівське нафтогазове	нафта+газ	240	33	5,02	0,0209
32	Придорожнє газове	газ	4800	187	89,4	0,0186
33	Приозерне нафтове	нафта	450	40	7,3	0,016
			506	43	6,8	0,014



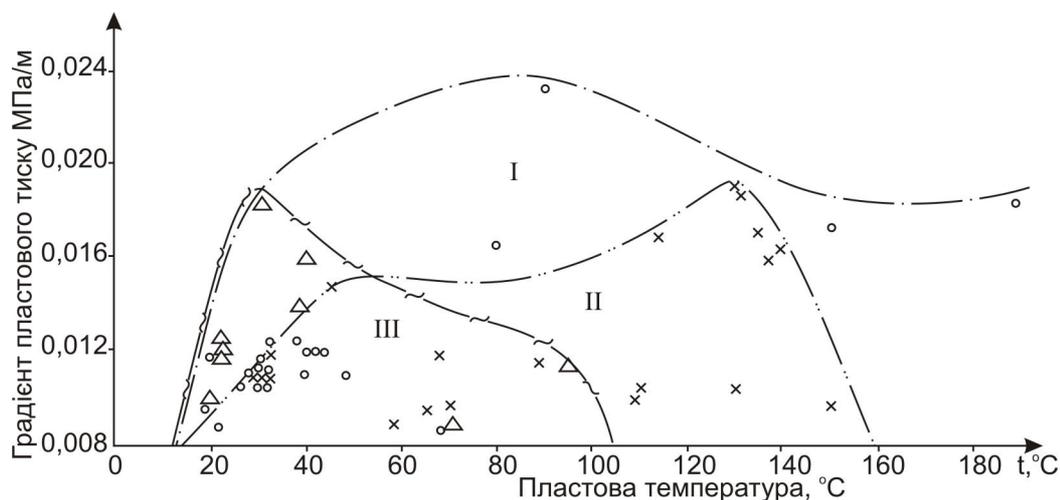
○ – газові родовища; х – газоконденсатні родовища; Δ - нафтові (нафтогазові родовища)
 I – область газових родовищ; II – область газоконденсатних родовищ;
 III – область нафтових (нафтогазових) родовищ

Рисунок 5 – Залежність між градієнтом пластових тисків і глибиною залягання покладів для 33 родовищ Південного нафтогазоносного регіону

градієнтів пластових тисків від 0,0105-0,0173 МПа/м в інтервалі глибин 350-3850 м.

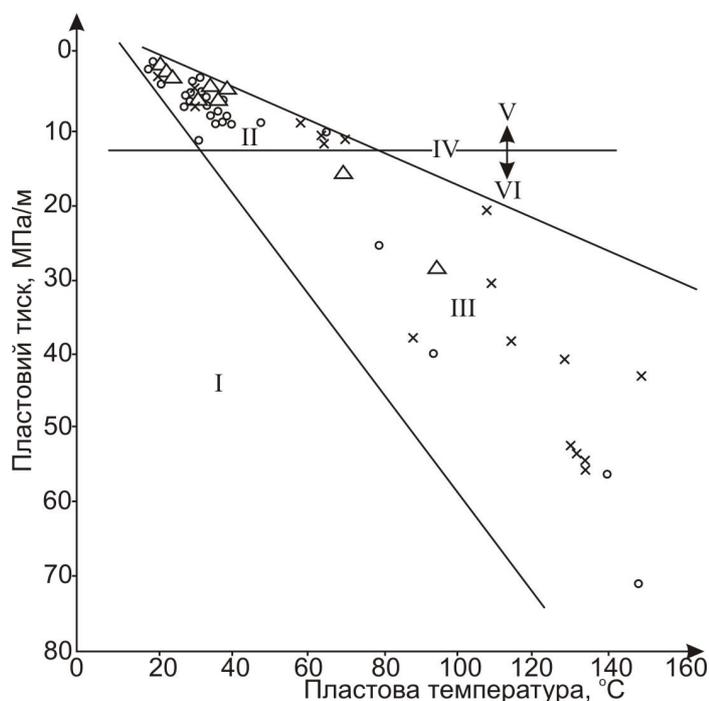
Нами досліджено зв'язок між градієнтом пластового тиску і температурою для 33 родовищ вуглеводнів Південного нафтогазоносного району (рис. 6). Як бачимо, область існування

скупчень вуглеводнів в осадовій товщі Південного нафтогазоносного регіону обмежується градієнтами пластового тиску від 0,009-0,0235 МПа/м і, відповідно, пластовими температурами – 20-187°C. Температурний інтервал 20-140°C збігається з інтервалом найбільш високих



○ – газові родовища; х – газоконденсатні родовища; Δ - нафтові (нафтогазові родовища)
 I – область газових родовищ; II – область газоконденсатних родовищ;
 III – область нафтових (нафтогазових) родовищ

Рисунок 6 – Залежність між градієнтом пластового тиску і пластовою температурою для 33 родовищ Південного нафтогазоносного району



○ – газові родовища; х – газоконденсатні родовища; Δ - нафтові (нафтогазові родовища)
 I – область практичної відсутності флюїдів; II – область існування покладів газу, нафти, газоконденсату за пластових тисків від 0,85-12,5 МПа/м і пластових температур від 20-70°C (зона скупчень більшості родовищ вуглеводнів); III – область існування покладів газу, газоконденсату і нафти з пластовими тисками від 12,5-72 МПа/м і, відповідно, температур від 70-150°C; IV – лінія катагенезу; V – зона, де тиск і температура відіграють меншу роль у формуванні покладів вуглеводнів; VI – зона, де температура і тиск відіграють велику роль у формуванні покладів вуглеводнів.

Рисунок 7 – Співвідношення між станом вуглеводнів і пластовими температурою і тиском для 33 родовищ Південного нафтогазоносного району, приурочених до осадового розрізу

градієнтів пластових тисків у вуглеводневих зонах. Нафтовим і нафтогазовим родовищам характерна така область: градієнти пластового тиску від 0,009-0,018 МПа/м і відповідно пластової температури від 20-95°C. Газовим родовищам характерні градієнти пластових тисків

від 0,009-0,023 МПа/м і, відповідно, пластові температури від 20-187°C. Газоконденсатні родовища характеризуються такими значеннями градієнтів пластових тисків: від 0,009-0,019 МПа/м і відповідно пластовими температурами 30-150°C.

Нами також було побудовано залежність між пластовими тисками і температурами для цих же 33 родовищ Південного нафтогазоносного регіону (рис. 7). Зображена залежність (рис. 7) підтверджує дані В. В. Байбакова та ін. про закономірність розподілу покладів вуглеводнів в осадовому розрізі Південного нафтогазоносного регіону. Підтверджується також і те, що із ростом тиску за постійної температури спостерігається тенденція до переходу від газу до газового конденсату і нафти. Це вказує на сповільнений вплив тиску на деструкцію вуглеводнів у розрізі осадових порід Південного нафтогазоносного регіону України. Крім цього, дана залежність ілюструє, що температура без сумніву є основним чинником впливу на перетворення вуглеводнів, а поклади нафти можуть існувати на великій глибині, якщо температурний градієнт низький.

Висновки: Пластові температура і тиск є одним з важливих чинників, що впливають на фазовий стан вуглеводнів Південного нафтогазоносного регіону України.

За результатами проведених нами досліджень можна стверджувати, що між фазовим станом вуглеводнів 33 родовищ Південного нафтогазоносного регіону та пластовими температурами і тиском у них виявленні такі ж закономірності, що й встановлені іншими дослідниками для родовищ вуглеводнів інших нафтогазоносних районів світу.

Нафтовим і нафтогазовим, газовим і газо-конденсатним родовищам Південного нафтогазоносного регіону встановлені межі змін градієнтів пластових тисків і значень пластової температури, що буде сприяти підвищенню ефективності пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ в даному районі.

Література

- 1 Моделевский М.Ш. Физическое состояние нефти и газа на глубине / М.Ш. Моделевский, Е.П. Парнов: докл. АН СССР. – 1967. – Том 175. – С. 1372-1374.
- 2 Байбаков В.В. Влияние термодинамических условий на размещение углеводородных залежей / В.В.Байбаков, В.Е.Карачинский, В.Г.Осадчий и др.: докл. АН СССР. – 1969. – Том 187. – С. 899-902.
- 3 Timko D.J. Hydrocarbon accumulation and geopressure relationship and prediction of well economics with log-calculated geopressures. SPE 2990, 45th AIME Fall Meet., Houston, Texas, October; also J. Pet. Technol., 23: 923-933. 1971.
- 4 Burst J. F. Diagenesis of Gull Coast clayey sediments and its possible relation to petroleum migration. Bull. Am. Assoc. Pet. Geol., 53: 73-93.

Стаття поступила в редакційну колегію
20.01.10

Рекомендована до друку професором
Б. Й. Масвським