

глибин 1318-1327 м и 2555-2567м соответственно 82,5 и 162,9 мг/дм³ (рис. 2).

В районе Червоно-Донецкой структуры в интервале глубин 1280-1285 м содержание брома составляет 80,0 мг/дм³, а в интервале глубин 1825-1905м – 110,3 мг/дм³ (рис.3).

Выводы. В результате исследований было установлено, что подземные воды с высоким содержанием брома закономерно формируются на участках тепломассопереноса в районах раз-

вития антиклинальных структур и глубинных разломов, которые являются основным связующим элементом между глубинными частями земной коры и осадочными отложениями[4,5]. При этом одним из основных агентов тепломассопереноса выступают глубинные воды обогащенные бромом, восходящая разгрузка которых осуществляется на участках развития долгоживущих глубинных разломов.

Литература

1. Карцев А. А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений / А. А. Карцев. – М.: "Недра", 1972. – 280 с.
2. Крайнова С. Р., Швец В. М. Основы геохимии подземных вод / С. Р. Крайнов, В. М. Швец. – М.: "Недра", 1980. – 286 с.
3. Ломоносов И. С. Геохимия и формирование современных гидротерм Байкальской рифтовой зоны. – Новосибирск: Наука, 1974. – 166 с.
4. Суярко В. Г. Геохимия подземных вод восточной части Днепровско-Донецкого авлакогена/ В. Г. Суярко. – Харьков: изд. ХНУ им. В. Н. Каразина, 2006. – 296 с.
5. Суярко В. Г. Особенности формирования вертикальной гидрогеохимической зональности в мезозойских структурах Донецкого прогиба// Геол. журнал, 1984, №1. – С. 127-130.

УДК 553.98

Ю.М. Дмитровський, н.с.,

Український науково-дослідний інститут природних газів

ОСОБЛИВОСТІ ФЛЮЇДНОЇ ЗОНАЛЬНОСТІ БАГАТОПОКЛАДНИХ РОДОВИЩ ТА ВИЗНАЧЕННЯ МЕХАНІЗМУ ЇХ ВИНИКНЕННЯ (НА ПРИКЛАДІ КРЕМЕНІВСЬКОГО РОДОВИЩА)

На базі аналізу літературних джерел автором зроблені висновки про механізм утворення багатопокладних родовищ за рахунок вертикальної міграції по тектонічних порушеннях та особливості флюїдної зональності фазового стану покладів на прикладі західного склепіння Кременівського родовища. Передбачається, що по розрізу західного склепіння процес нафтогазонакопичення відбувся протягом трьох циклів. Зроблено припущення, що виходячи зі співвідношення фаз в покладах зверху-вниз по розрізу, перший цикл нафтогазонакопичення є найбільш "старим" - в покладах відбулася диференціація пластових флюїдів; другий цикл проміжний - процеси диференціації в ньому відбуваються сьогодні; третій цикл знаходиться на стадії формування покладів, тобто найбільш "молодим". Зроблено висновок про ймовірне існування газоконденсатного покладу в верхньодевонських відкладах з початковими запасами понад 5 млрд м³ газу.

Ключові слова: родовище, поклади, флюїдна зональність, запаси.

Ю.М. Дмитровський. ОСОБЕННОСТИ ФЛЮИДНОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ МНОГОЗАЛЕЖНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕХАНИЗМА ИХ ВОЗНИКНОВЕНИЯ (НА ПРИМЕРЕ КРЕМЕНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ).

На базе анализа литературных источников автором сделаны выводы о механизме образования многозалежных месторождений за счет вертикальной миграции по тектоническим нарушениям и особенностях флюидной зональности фазового состояния залежей на примере западного свода Кременовского месторождения. Предполагается, что по разрезу западного свода процесс нефтегазонакопления произошел в течение трех циклов. Сделано предположение, что исходя из соотношения фаз в залежах сверху-вниз по разрезу, первый цикл нефтегазонакопления есть наиболее "старым" – в залежах произошла дифференциация пластовых флюидов; второй цикл промежуточный – процессы дифференциации в нем происходят сегодня; третий цикл находится на стадии формирования залежей, то есть наиболее "молодым". Сделан вывод о вероятном существовании газоконденсатной залежи в верхнедевонских отложениях с начальными запасами более 5 млрд м³ газа.

Ключевые слова: месторождение, залежи, флюидная зональность, запасы.

Багатопокладні по розрізу родовища (за термінологією І. В. Височанського, М. П. Зюзькевича [1]) встановлені у багатьох нафтогазових провінціях світу. При цьому, навіть на завершальній стадії розробки часто виявляють нові пропущені поклади, що є однією з особливостей багатопокладних родовищ. Тому для прогнозу нафтогазоносності необхідним є детальне вивчення механізму їх виникнення та аналіз флюїдної зональності.

Багатопокладна будова поля нафтогазоносності встановлена на багатьох родовищах Дніпровсько-Донецької западини, наприклад: Кременівське, Яблунівське, Личківське, Перещепинське, Михайлівське, Левенцівське, Зачепилівське тощо.

В процесі геологічного вивчення та за результатами розробки покладів вуглеводнів встановлено, що Кременівське родовище характеризується значним поверхом нафтогазоносності – понад 1000 м від покрівлі гор. Б-8 до

підшови гор. В-21. При цьому, по розрізу у відкладах середнього та нижнього карбону спостерігається чергування покладів з різним фазовим станом (газоконденсатні, газоконденсатні з нафтовою облямівкою, газонафтові, нафтогазові, нафтові з газовою шапкою, нафтові).

В даній статті, на базі аналізу літературних джерел, розглянуто особливості флюїдної зональності покладів вуглеводнів, а також здійснена спроба визначити механізм їх виникнення на прикладі Кременівського нафтогазоконденсатного родовища. Саме на цій базі можливо спрогнозувати наявність ще невідкритих покладів вуглеводнів в межах багатопокладних родовищ.

Найбільш показово багатопокладність та особливості флюїдного стану родовища спостерігаються на західному склепінні Кременівської структури.

На сьогоднішній час віцілому у башкирських, серпуховських та візейських відкладах Кременівського родовища виділяється сорок один поклад вуглеводнів [2]. По розрізу західного склепіння поле нафтогазоносності є наступним (зверху-вниз). В покрівлі поверху нафтогазоносності, в гор. Б-10, встановлений незначний газоконденсатний поклад. Нижче по розрізу, в гор. Б-12, залягає основний нафтовий поклад з незначною газовою шапкою. В серпуховських горизонтах С-3-4, В-1-2, В-3-4 встановлені виключно газоконденсатні поклади. В гор. В-6-7 локалізується основний нафтовий поклад. У нижньосерпуховських та верхньовізейських горизонтах В-9-10, В-11-12, В-15, В-16в, В-17, В-18, В-20 встановлені газоконденсатні поклади. В гор. В-16н встановлений газоконденсатний поклад з незначною нафтовою облямівкою. В гор. В-19 встановлений газонафтовий поклад, в гор. В-21 – газовий поклад з підстелюючою нафтовою облямівкою.

З аналізу флюїдного стану покладів вуглеводнів західного склепіння випливає, що по розрізу нафтогазоносності встановлено три зони нафтонакопичення – гор. Б-12, В-6-7, В-21. Всі газоконденсатні поклади характеризуються досить низькими ($69-95 \text{ г/м}^3$) газоконденсатними факторами.

В тектонічному відношенні Кременівське родовище приурочене до однойменної брахіантіклінальної складки субширотного простягання. В склепінній частині антикліналь ускладнена двома основними поперечними розривними порушеннями скидового типу. Вони розмежовують складку на три блоки: західний, центральний та східний.

Глибина залягання покладів коливається в межах глибин від 1300 м (покрівля гор. Б-10) до 2350 м (підшови гор. В-21). Термобаричні умо-

ви покладів наступні. Розподіл пластових тисків по розрізу кам'яновугільних відкладів за типом гідростатичний – початкові пластові тиски в продуктивній частині розрізу складають 13,2-24,0 МПа. Для визначення розподілу пластових температур по розрізу західного склепіння були використані дані св. 2 та св. 20, які знаходяться в межах контуру нафтогазоносності практично по всіх покладах. Середні значення геотермічного градієнта по розрізу покладів дорівнює $0,03 \text{ }^\circ\text{C/м}$, в продуктивній частині розрізу пластові температури складають 38-70 $^\circ\text{C}$.

З аналізу розподілу пластових тисків і температур випливає, що поклади вміщуються в породах, ступінь катагенезу яких відносяться до МК₁ та МК₂, тобто відповідає головній фазі нафтоутворення. Але, при цьому, матеріали щодо пластових тисків та температур не пояснюють наявну циклічність, що простежується в розподілі фазового стану покладів по розрізу родовища.

Механізм формування багатопокладних родовищ бачиться наступним.

Багатьма дослідниками припускається, що формування покладів вуглеводнів відбувається за рахунок вертикальної міграції з глибокозалягаючих горизонтів, каналами для яких є тектонічні порушення або зони тріщинуватості [3-7]. Так, зокрема, В. А. Кривошея вважає, що "...формування нафтових та газових родовищ западини пов'язане з циклічними процесами вертикальної міграції та якісною відмінністю мігруючих вуглеводнів останнього етапу – переважанням газової фази. Розподіл покладів по вертикалі визначається особливістю розвитку пасток та сіткою тектонічних порушень" [8]; І. В. Височанський, В. В. Колодій, Л. І. Корніленко щодо формування покладів вуглеводнів відмічають – "...що основне значення мала вертикальна міграція, а її шляхами були тектонічні порушення та тріщинуваті зони, по яких виникло вертикальне переміщення флюїдів. Доказом цьому є встановлення на ряді родовищ гідрохімічної аномалії в межах газоносної частини розрізу. Високомінералізовані хлоркальцієві розсоли змінюються на менш мінералізовані (з 320 г/л до 2-50 г/л). Це свідчить про струминну вертикальну міграцію газу по порушенням та переносі вод у пароподібному стані з наступною конденсацією в певних термобаричних умовах" [9]; С. В. Литвин та ін. вважають, що "Висока щільність запасів Кременівського родовища скоріш за все пов'язана з наявністю розломів, що підводять флюїди, через те, що родовище знаходиться у прирозломній бортовій зоні западини з менш глибоким заляганням фундаменту та характеризується меншими товщи-

нами у нижньокам'яновугільних відкладах»[10].

Що стосується Кременівського родовища (В. К. Гавриш), то механізм утворення багатопластових покладів пояснюється тим, що порушення скидового типу, розвиваючись на фоні зростаючо-спадаючих рухів земної кори, сприяли формуванню регіональних розломів, жолобоподібних або мульдopodobних прогинів та протяжних валів у крайових сприятливих частинах рифтів. До зони головного скиду, як правило, приурочені родовища нафти і газу, наприклад, Кременівське, Михайлівське, Левенцівське та інші родовища в зоні Припятьсько-Маницького глибинного розлому [11].

Вищевикладене стає підставою для висновку, що багатопокладність Кременівського родовища можна пояснити саме вертикальною міграцією по тектонічних порушеннях в період активізації тектонічних рухів.

Більшість дослідників приходять до висновку, що вертикальна міграція нафти відбувається в стані суб- та надкритичних (для води) гомогенних газорідних сумішей. Крім того, формування власне нафти є складним процесом фазової диференціації, конденсації та полімеризації відносно простих молекул вуглеводнів та їх радикалів в більш складні з'єднання.

В. А. Кривошея відмічає, що формування газоконденсатних систем пов'язане з диференційним розчиненням вуглеводнів нафти перших циклів в газовій фазі. Широкий діапазон змін термодинамічних умов та співвідношення об'ємів нафта-газ визначають широкий спектр зміни складу та властивостей газоконденсатних систем, а при наближенні до глибини 5 км виникає зближення групового та структурно-групового складу нафти та конденсату. Зокрема В. А. Терещенко вважає "...Широкий розвиток висхідної міграції вуглеводнів із зон генерації у вищезалігаючі відклади призводить до суттєвого ускладнення нормальної вертикальної зональності. Основним наслідком вертикального перерозподілу вуглеводнів в ДДз є: 1) формування багатопокладних родовищ зі складним чергуванням по розрізу покладів нафти і газу; 2) концентрація їх основних запасів під головними регіональними флюїдоупорами"[12].

Формування багатопокладних родовищ Лінецьким В. Ф. пояснюється розподілом фільтраційно-ємнісних властивостей – "...шляхами вертикальної міграції нафти в осадовій товщі є порожнини тріщин та тектонічних порушень, які володіють незрівнянно більшою проникністю, ніж розсічені ними малопроникні та неоднорідні пористі середовища.", "нафта, що піднімається по тектонічному розриву, буде запов-

нювати лише ті пористі пласти, проникність яких порівняна з проникністю розриву. В пласт з меншою проникністю нафта не поступає. Цим пояснюється чергування нафтоносних та водоносних горизонтів, що спостерігається в багатопластових нафтових родовищах." [2, с. 162-163].

Вище по тексту вказувалось, що зони нафтонакопичення приурочені до трьох горизонтів: Б-12, В-6-7, В-21. На підставі проведеного аналізу щодо розподілу покладів, автор статті приходить до висновку, що по розрізу нафтогазоносності західного склепіння Кременівського родовища можливо виділити три цикли флюїдонакопичення (див. табл.). Перший цикл простежується від гор. Б-12 до гор. В-4 включно. Другий цикл – від гор. В-6-7 до гор. В-19 включно. Третій цикл – з гор. В-20-21 до, можливо, девонських відкладів включно. В покрівлі кожного циклу локалізується нафтовий або нафтогазовий поклади, нижче по розрізу в межах кожного циклу 3-4 газоконденсатних поклади.

Фазова зональність, яка спостерігається по розрізу західного склепіння, дає підставу стверджувати, що перший цикл є найбільш "старим". Доказом цього є наявність незначної газової шапки в нафтовому покладі гор. Б-12, тобто у покладі відбулась диференціація пластових флюїдів. Другий цикл є проміжним, процеси диференціації в ньому відбуваються сьогодні. Про це свідчить відсутність газової шапки в нафтовому покладі гор. В-6-7. Відповідно, третій цикл знаходиться на стадії формування покладів, тобто є найбільш "молодим". Пояснення такої циклічності автором теж бачиться в диференціації проникності порід, що раніше було висловлено в роботі [2]. Найбільш високі значення (до $550 \times 10^{-15} \text{ м}^2$) встановлені в гор. Б-12, який віднесений до першого циклу; середні (до $300 \times 10^{-15} \text{ м}^2$) встановлені в гор. В-6-7 другого циклу флюїдонакопичення; дещо нижчі (до $200 \times 10^{-15} \text{ м}^2$) значення проникності встановлені в гор. В-20-21 третього циклу. Така ж сама диференціація спостерігається стосовно розподілу по розрізу значень пористості. Так, в першому циклі флюїдонакопичення значення пористості коливаються в межах 17-25 %, в другому – 14-20 %, в третьому циклі – 12-16 %. Можливо саме диференціацією значень проникності та пористості і пояснюється зональність, яка спостерігається на західному склепінні родовища. Тобто, газорідна суміш, яка рухалась по тектонічних порушеннях в період їхньої активізації заповнювала пастки з найкращими фільтраційно-ємнісними властивостями, які поступово погіршуються від гор. Б-12 до гор. В-20-21.

Стадії формування покладів Кременівського родовища

Горизонт	Абс. відм. залягання горизонту, м апик. частина контакт газ, нафта-вода	Ефективний поровий об'єм, млн м ³		Флоїдний стан покладу	Цикл флоїдо-накопичення	Примітка		
		газонасичений	нафтонасичений					
Б-12	-1253	0,13 (21 %)	0,48 (79 %)	нафтогазовий	I	Цикл є найбільш старим. Побічним доказом цього є наявність незначної газової шапки в нафтовому покладі гор. Б-12, тобто у покладі відбулась диференціація пластових флоїдів		
							
	-1278,9							
С-3-4	-1303	0,262		газоконденсатний				
							
	-1323,4							
В-1-2	-1562,2	3,8		газоконденсатний				
							
	-1484							
В-3-4	-1537	0,1		газоконденсатний				
							
	-1545							
Σ		4,292 (90 %)	0,48 (10 %)					
В-6-7	-1609		0,378	нафтовий	II	Другий цикл є проміжним, процеси диференціації в ньому відбуваються сьогодні. Про це свідчить відсутність газової шапки в нафтовому покладі гор. В-6-7		
							
	-1649							
В-16	-1876	0,682		газоконденсатний				
							
	-1905,3							
В-17	-1941	0,36		газоконденсатний				
							
	-1977							
В-18	-1982	0,834		газоконденсатний				
							
	-2018,7							
В-19	-2048	0,257		газоконденсатний				
							
	-2064,3							
Σ		2,133 (85 %)	0,378 (15 %)					
В-20	-2107	3,04		газоконденсатний	III	Третій цикл є найбільш молодим - на стадії формування покладів. Відносно перших двох циклів спостерігається дефіцит газонасиченого порового об'єму		
							
	-2252,2							
В-21	-2151	7,724 (69 %)	3,44 (31 %)	газонафтовий				
							
	-2234,2							
Σ		10,764 (76 %)	3,44 (24 %)					

Автором встановлено, що в першому та другому циклах співвідношення газонасичених ефективних порових об'ємів до нафтонасичених дорівнює як 8,5-9 до 1-1,5, тобто 85-90 % порового об'єму займає газ і 10-15 % нафта. І це не випадково – скоріш за все в газорідній суміші, яка надходила по тектонічним порушенням, важких вуглеводнів, які сформували нафтові поклади було не більш 10-15 відсотків. Але третій цикл є виключенням – в покладах гор. В-

20-21 76 % порового об'єму приходить на газ, 24 % на нафту. Тобто, відносно перших двох циклів, явно спостерігається дефіцит газонасиченого порового об'єму. Проведені розрахунки свідчать про те, що недорозвіданий газонасичений поровий об'єм повинен складати не менше ніж 20 млн м³, в якому може зосереджуватися приблизно 5 млрд м³ газу. Саме за такої величини газонасиченого порового об'єму співвідношення фаз буде аналогічним двом попереднім.

Аналіз геофізичних матеріалів нижньовізейських та турнейських горизонтів, що залягають нижче гор. В-21 встановив, що дані відклади складені ущільненими породами. Тому потенційний газоконденсатний поклад може локалізуватись у верхньодевонських, верхньофаменських відкладах озерсько-хованського горизонту. Доказом цьому може бути той факт, що на сусідньому Личківському родовищі 80 % об'ємів вуглеводнів зосереджено у верхньодевонських горизонтах ФМ-2, ФМ-3. В межах західного склепіння Кременівського родовища верхньодевонські відклади розкриті лише в св. 3, 60 та 92.

В св. 3, за даними геофізичних досліджень, інтервал верхньодевонських відкладів на гл. 2577-2871 м вважається нафтогазонасиченим та був рекомендований до випробування. В св. 60, за даними геофізичних досліджень, інтервали у верхньодевонських відкладах на гл. 2560-2640 м (данковсько-лебедянські відклади), 2520-2526 м (озерсько-хованські відклади) рекомендовані та випробувані – отримані припливи пластової води з високим вмістом розчиненого газу. У св. 92, за даними геофізичних досліджень, верхньодевонські відклади характеризуються високими фільтраційно-ємнісними властивостями з

Кп більше ніж 10 %, та, за даними газового каротажу, підвищеними значеннями газонасиченості, що є доказом їх перспективності. Тобто, на сьогоднішній час верхньодевонські відклади західного склепіння залишаються недорозвіданими та можуть локалізувати більше 5 млрд м³ газу.

На підставі проведеного аналізу, автором зроблені наступні висновки:

- формування багатопкладних родовищ зумовлено вертикальною міграцією газорідної суміші по тектонічних порушеннях в періоди їх активізації;

- по розрізу західного склепіння Кременівського родовища припускається існування трьох циклів нафтогазонакопичення;

- зроблено припущення, що, виходячи із флюїдної зональності покладів по розрізу, в найбільш молодих відкладах, від гор. Б-12 до гор. В-5 включно поклади вуглеводнів є найбільш “старими”, і навпаки – в гор. В-20-21 поклади є найбільш “молодими”;

- зроблено висновок про вірогідне існування газоконденсатного покладу в верхньодевонських відкладах з початковими запасами більше ніж 5 млрд м³.

Література

1. Височанський І. В. Нові аспекти систематизації нафтогазонасичених структур / І. В. Височанський, М. П. Зюзькевич // Збірник: “Питання розвитку газової промисловості України”. Харків, УкрНДІгаз, вип. XXVII, 1999. – С. 113-116.
2. Корективи геологічної будови Кременівського НГКР з метою уточнення запасів вуглеводнів та надання рекомендацій щодо буріння додаткових свердловин: Звіт про НДР: 100 ХГВ / 2009-2009 (тема 49.204/2009-2010) / УкрНДІгаз; Абеленцев В. М., Дмитровський Ю. М. – Харків, 2010. – 190 с.
3. Линецький В. Ф. Міграція нафти і формування її залежностей // Київ, «Наукова думка» 1965. – 200 с.
4. Завьялов В. М. Умовляння акумуляції нафти і газу і закономірності розміщення їх в Дніпровсько-Донецькій впадині // М., «Недра», 1973. – 120 с.
5. Новосилецький Р. М. Геогидродинамічні та геохімічні умовляння формування залежностей нафти і газу України // М., «Недра», 1975. – 228 с.
6. Разломная тектоника и нефтегазоносность Украины / Доленко Г. Н., Варичев С. А., Колодій В. В., і др. // Київ, «Наукова думка», 1989. – 116 с.
7. Тектонические нарушения и вопросы нефтегазоносности (особенности тектоники Днепро-Донецкого авлакогена) / Височанський І.В., Крот В.В., Чебаненко І.І., Ключко В.П. // Київ, ИГН АН УССР, 1990. – 38 с.
8. Кривошея В. А. Особенности распределения залежностей и фазовое состояние углеводородных систем в пределах Днепро-Донецької впадини // Происхождение нафти і газу і закономірності утворення і розміщення їх залежностей. Тезиси докладів Республіканського совещання. – Львов, 1977. – С. 132.
9. Височанський І. В. О вертикальній міграції углеводородов в Днепро-Донецької впадині / І. В. Височанський, В. В. Колодій, Л. І. Корниленко // Происхождение нафти і газу і закономірності утворення і розміщення їх залежностей. Тезиси докладів Республіканського совещання. – Львов, 1977. – С. 117-118.
10. Литвин С. В. Закономірності розміщення газових залежностей в нижнекаменноугольних отложениях Днепро-Донецької впадини / С. В. Литвин, М. Е. Долуда, Е. І. Уманова // Происхождение нафти і газу і закономірності утворення і розміщення їх залежностей. Тезиси докладів Республіканського совещання. – Львов, 1977. – С. 143-144.
11. Гавриш В. К. Влияние глубинных разломов на закономірності розміщення нафтяних і газових месторождень // Происхождение нафти і газу і закономірності утворення і розміщення їх залежностей. Тезиси докладів Республіканського совещання. – Львов, 1977. – С. 72-73.
12. В. А. Терещенко. Некоторые закономірності розміщення залежностей нафти і газу в зв'язі со стадіями преобразования пород і геотемпературними умовами // Происхождение нафти і газу і закономірності утворення і розміщення їх залежностей. Тезиси докладів Республіканського совещання. – Львов, 1977. – С. 140-141.