

ГЕОЛОГІЯ

УДК 553.98.061.33

*В.М. Абеленцев, к. геол. н., зав. сектором,

**А.Й. Лур'є, д. г.-м. н., професор,

*Л.О. Мищенко, ст. наук. співр.,

*Український науково-дослідний інститут природних газів,

**Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна

ГЕОЛОГІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ ФЛЮІДНОЇ ЗОНАЛЬНОСТІ БАГАТОПЛАСТОВИХ РОДОВИЩ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

На прикладі Північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) розглянуті геологічні умови залягання багатопластових родовищ вуглеводнів з метою виявлення неорозвіданих перспективних ділянок. Розглянуто основні фактори, які впливають на особливості геологічної будови багатопластових родовищ: структурно-тектонічні, стратиграфічні, літолого-фаціальні, морфологічні, фільтраційно-ємнісні, гідрогеологічні, термобаричні. Проведено аналіз геологічних особливостей локалізації скупчень ВВ багатопластових родовищ Північної прибортової зони ДДЗ. За його результатом із застосуванням параметрів ефективних нафтогазонасичених порових об'ємів покладів ВВ визначені особливості вертикальної флюїдної зональності родовищ. За результатами співставлення ефективних нафтогазонасичених порових об'ємів по розрізу окремого родовища Північної прибортової зони ДДЗ визначений базовий горизонт, який характеризується найбільшим ефективним нафтогазонасиченим поровим об'ємом. Встановлені особливості флюїдної зональності кожного з родовищ відносно їх базових горизонтів, в результаті виділені три її типи. За встановленою типізацією флюїдної зональності здійснено прогнозування нових перспективних горизонтів та неорозвіданих ділянок в межах відкритих родовищ ДДЗ.

Ключові слова: багатопластові родовища, флюїдна зональність, поклади вуглеводнів, поровий об'єм, перспективи нафтогазоносності.

В.М. Абеленцев, А.И. Лурье, Л.А. Мищенко. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ФЛЮИДНОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ. На примере Северной прибортовой зоны ДДВ рассмотрены геологические условия залегания многопластовых месторождений углеводородов с целью выявления неоразведанных перспективных участков. Рассмотрены основные факторы, которые влияют на особенности геологического строения многопластовых месторождений: структурно-тектонические, стратиграфические, литолого-фациальные, морфологические, фильтрационно-емкостные, гидрогеологические, термобарические. Проведен анализ геологических особенностей локализации скопленений УВ многопластовых месторождений Северной прибортовой зоны ДДВ. Согласно его результату с применением параметров эффективных нефтегазонасыщенных поровых объемов залежей УВ определены особенности вертикальной флюидной зональности месторождений. По результатам сопоставления эффективных нефтегазонасыщенных поровых объемов по разрезу отдельного месторождения Северной прибортовой зоны ДДВ определен базовый горизонт, который характеризуется наибольшим эффективным нефтегазонасыщенных поровым объемом. Установлены особенности флюидной зональности каждого из месторождений относительно их базовых горизонтов, в результате выделены три ее типа. Согласно установленной типизации флюидной зональности осуществлено прогнозирование новых перспективных горизонтов и неоразведанных участков в пределах открытых месторождений ДДВ.

Ключевые слова: многопластовые месторождения, флюидная зональность, залежи углеводородов, поровый объем, перспективы нефтегазоносности.

Актуальність. Багаторічна практика розвідки та розробки родовищ Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) впевнено засвідчила, що родовища із значною кількістю по розрізу покладів вуглеводнів (ВВ), тобто багатопластові, характеризуються рядом специфічних ознак, які виникають при дорозвідці та розробці таких складнобудованих геологічних об'єктів.

На багатьох багатопластових родовищах, які тривалий час перебувають у розробці, в процесі їх експлуатаційного розбурювання, в межах встановлених раніше контурів нафтогазоносності, відкриті нові поклади ВВ. Наприклад: нафтові поклади у башкирських та серпуховських відкладах Гадяцького родовища, нафтові та газові поклади у верхньовізейських відкладах Тимофіївського та Куличихинського родовищ, газові

поклади у серпуховських відкладах Краснокутського родовища, нафтові поклади у московських відкладах Березівського родовища та ін. [1].

У процесі розробки багатопластових родовищ виникають ряд негативних явищ (вибіркове обводнення; прориви газу, пластової води в нафтонасичені інтервали та ін.), які значно ускладнюють вилучення ВВ з покладів [2, 3]. Проведений авторами аналіз [4] структури запасів ВВ свідчить, що саме в межах багатопластових родовищ сконцентровані значні об'єми залишкових запасів ВВ. Так, на родовищах центральної частини Північної прибортової зони ДДЗ (Гадяцькому, Куличихинському, Тимофіївському, Котелевському, Березівському, Степовому, Краснокутському родовищах) сумарні залишкові запаси умовного палива становлять понад 100 млн

т. Але, саме за рахунок багатопластової будови цих родовищ, дані запаси характеризуються як защемлені [5] та важковидобувні [6].

Крім практичного напрямку вивчення геологічних особливостей локалізації скупчень ВВ, які притаманні багатопластовим родовищам, не менш важливе значення має теоретичний аспект, а саме – встановлення механізму їх утворення, визначення причин вертикальної фазової зональності ВВ, вивчення різкої диференціації пластових тисків від гідростатичних до аномально високих у покладах та ін.

Аналіз останніх досліджень і публікацій.

Родовища з наявністю по розрізу декількох покладів ВВ за І.В. Височанським [7] обґрунтовано пропонується характеризувати як «багатопкладними». Авторами термін «багатопластові» родовища вживається свідомо за наступною причиною. У статті вивчаються як самі поклади ВВ, так і геологічні умови, в яких вони локалізуються. Тобто, об'єктом дослідження є потенційна пастка, яка може бути представлена горизонтом, пластом, лінзою та іншим геологічним тілом і яка на даний час ще не встановлена.

Вивченню геологічних особливостей багатопластових родовищ ДДЗ та ускладнень, які виникають в процесі їх розробки, в останні роки присвячено ряд робіт [4, 5, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13 та ін.].

Викладення основного матеріалу. У статті розглядаються особливості геологічної будови багатопластових родовищ Північної прибортової зони ДДЗ з позицій структурно-тектонічних, стратиграфічних, літолого-фаціальних, морфологічних (типи пасток), фільтраційно-ємнісних, гідрогеологічних та термобаричних факторів (чинників) з метою визначення закономірностей вертикальної зональності локалізації покладів ВВ.

Об'єктом досліджування обрані багатопластові родовища центральної частини Північної прибортової зони ДДЗ (Гадяцьке, Куличихинське, Тимофіївське, Котелевське, Березівське, Степове, Краснокутське та ін.) як найбільш показові з позиції проявлення вищеперелічених факторів.

У структурно-тектонічному відношенні, згідно загальноприйнятого районування (Ю.О. Арсірій, 2002, 2009), родовища, що досліджуються, розташовані в центральній частині Північної прибортової зони ДДЗ. Згідно схеми тектонічного районування Дніпровського грабену, з позиції тектонічної активності, родовища приурочені до мобільної підзони Північної прибортової зони [14].

З проведеного авторами аналізу по локалізації багатопластових родовищ відносно структурно-тектонічних зон в цілому в межах ДДЗ

встановлено, що крім розглянутої підзони, багатопластові родовища тяжіють ще до інших тектонічних елементів: до мобільної підзони Південної прибортової зони (Кременівське, Личківське, Виноградівське, Перещепинське та ін. родовища); до підзони крупних валів і депресій осьової частини (Яблунівське, Скоробагатьківське, Глинсько-Розбишівське та ін. родовища); до північної бортової зони ДДЗ (Юліївське, Скворцівське, Наріжнянське, Дружелюбівське та ін. родовища).

Крім того, зроблено висновок, що родовища з масивно-пластовими покладами теж тяжіють до певних тектонічних елементів. Так, до підзони передмезозойських соляних куполів приосьової зони ДДЗ [14], або Машівсько-Шебелинської депресії (за І.В. Височанським) приурочені великі за запасами газу родовища з масивно-пластовими покладами (Шебелинське, Західно-Хрестищенське, Єфремівське, Кегичівське, Мелихівське та ін.). Результати детальних досліджень по даних родовищах приведені в роботі [15].

Встановлено, що для багатопластових родовищ центральної частини Північної прибортової зони притаманна наявність субширотних тектонічних глибинних розломів та розривів [7], як правило лістричного типу, незгідного залягання шарів порід, високоамплітудних. Крім того, субширотні порушення ускладненні субмеридіональними міжформаційними розривами північно-східного простягання, як правило малоамплітудними. Зрозуміло, що на родовищах ДДЗ практично кожний поклад ускладнений тектонічними порушеннями різного орієнтування. При аналізі фактичного матеріалу зроблено висновок, що родовища з масивно-пластовими покладами (Шебелинське, Машівське, Медведівське, Мелихівське та ін.) ускладнені тектонічними порушеннями в значно більшій мірі, ніж багатопластові родовища.

У стратиграфічному відношенні поклади ВВ багатопластових родовищ центральної частини Північної прибортової зони ДДЗ встановлені по всьому осадовому чохлау в різних стратиграфічних комплексах (таблиця) від девонського (Куличихинське, Тимофіївське та ін. родовища) до мезозойського (Більське та ін. родовища). Найбільша кількість (від 5 до 10) продуктивних горизонтів відмічається у розрізах верхньовізейських відкладах Гадяцького, Куличихинського, Тимофіївського, Котелевського та Березівського родовищ та у розрізах верхньосерпуховських відкладах Гадяцького та Котелевського родовищ.

У літолого-фаціальному відношенні поклади ВВ у багатопластових родовищах району

Диференціація концентрації запасів вуглеводнів по розрізу багатопластових родовищ північної прибортової зони ДДЗ

Гадяцьке НГКР			Куличихинське НГКР			Тимофіївське НГКР			Котелевське ГКР		Березівське ГКР (західне скл.)		Березівське ГКР (східне скл.)	
гори- зонт	Ωг, млн м ³	Ωн, млн м ³	гори- зонт	Ωг, млн м ³	Ωн, млн м ³	гори- зонт	Ωг, млн м ³	Ωн, млн м ³	гори- зонт	Ωг, млн м ³	гори- зонт	Ωг, млн м ³	горизонт	Ωг, млн м ³
М-5н		0,104												
Б-10	0,175		В-14	0,083	0,053									
Б-11		0,145	В-15	0,617	0,072	С-7	3,71							
Б-12		0,067	В-15а	0,367	0,029									
С-3в		0,76	В-16	1,528	0,049	В-16в	7,38	0,39						
С-3н		0,12	В-17	2,093		В-16с	5,5							
С-4в		0,439	В-20	0,896	0,093	В-17н	19,0							
С-5в		0,118	В-21	2,308		В-20	1,267	0,373						
С-5н		0,177							Б-7	0,873				
													М-6	
									С-2	0,82				
									С-3	0,95				
В-15	0,048								С-4	6,412				
В-16	11,89		Т-1	8,407	2,180	Т-1	54,8	13,12	С-5	58,637	С-5	20,1	С-5	14,48
									С-6	0,863				
									В-14	1,41	В-14	0,87		
									В-15	1,0				
В-17	0,413								В-16а	3,24	В-16а	8,36	В-16а ₁	10,1
В-18	8,778								В-166	20,45	В-166	5,51	В-16а ₂	6,7
В-20	4,29								В-20-21	0,61				
											В-21-226	0,661	В-21-226	0,712
									В-24	0,163				
									В-25-26	26,8	В-266	2,52	В-266	0,24
											В-26в	0,555	В-26в	0,812
Σ	25,594	1,93	Σ	16,299	2,476	Σ	91,657	13,883	Σ	122,228	Σ	38,576	Σ	33,044

дослідження в переважній більшості складені теригенними відкладами. Колектори представлені середньо- та дрібнозернистими поліміктовими пісковиками та алевролітами, глинистими, переважно з карбонатним цементом. Багатопластові поклади з хомогенними відкладами розповсюджені, як правило, на родовищах Північної бортової та Південної прибортової зон ДДЗ. У фаціальному відношенні продуктивні горизонти багатопластових родовищ, переважно верхньовізейського та верхньосерпуховського віку, представлені прибережно-морськими, в меншій мірі – озерно-болотяними фаціями.

У морфологічному відношенні будова покладів ВВ багатопластових родовищ представлена різноманітними типами пасток. На родовищах Північної прибортової зони ДДЗ, згідно класифікації В.І. Височанського [16], переважають поклади пластового типу, антиклінальні, тектонічно екрановані та літологічно обмежені. До даного типу пасток віднесені наступні поклади: у горизонтах В-20, В-16 Гадяцького родовища; у горизонтах Т-1, В-20-21, В-17, В-17 Куличихинського родовища; у горизонтах Т-1, В-17, В-16 Тимофіївського родовища; у горизонтах В-25-26, В-20-21, В-16, С-5 Котелевського родовища; В-26, В-16, С-5 Березівського родовища. Нижче та вище покладів пластового типу локалізуються поклади ВВ у літологічно обмежених пастках лінзовидного типу, до яких віднесені наступні поклади: нижньобашкирські та верхньосерпуховські Гадяцького родовища; у горизонтах В-20, С-7 Тимофіївського родовища; у горизонтах Б-7, С-2, С-3, С-4, В-14, В-15 Котелевського родовища; В-21-22, В-14 Березівського родовища.

Разом з цим в межах району дослідження за результатами аналізу сейсморозвідувальних робіт за методикою 3D, встановлено новий перспективний пошуковий об'єкт – лінзовидні клиноформні тіла [1, 17], що залягають на схилах западин (прогинів) Північної прибортової зони у верхньовізейських відкладах (ХІа МФГ) в гор. В-21, В-22, В-23. Авторами обґрунтовано, що з величезної групи неантиклінальних літологічних пасток саме клиноформні тіла становлять найбільший інтерес, оскільки є ідеальними пастками.

Пласти-колектори багатопластових родовищ характеризуються наступними параметрами. Загальні та ефективні товщини не перевищують перших десятків метрів. Практично кожний поклад ВВ контролюється власним флюїдорозділом. Висота покладів не перевищує перших сотень метрів.

Фільтраційно-ємнісні властивості (ФСВ) пластів-колекторів багатопластових родовищ Північної прибортової зони ДДЗ характеризуються широким діапазоном зміни ефективних

нафтогазонасичених товщин, коефіцієнтів пористості, нафтогазонасиченості, проникності. Граничні значення коефіцієнтів відкритої пористості для візейських та турнейських відкладів складають 8-9%, для верхньосерпуховських – 10-11%, башкирських – 12%. Граничні значення коефіцієнтів проникності для нижньокам'яновугільних відкладів становлять близько $0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Навіть в межах одного покладу ВВ спостерігається різка диференціація ФСВ: коефіцієнтів відкритої пористості – від граничної до 30%; коефіцієнтів проникності – від граничної до $600 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Крім того, по розрізу багатьох покладів ВВ встановлені прошарки, які характеризуються аномальними параметрами з максимальними значеннями ФСВ відносно вище- та нижчезалягаючих відкладів [18].

У гідрогеологічному відношенні продуктивні горизонти багатопластових родовищ Північної прибортової зони ДДЗ, які зосереджені у турнейських, візейських та серпуховських відкладах, приурочені до нижнього (другого) гідрогеологічного поверху Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну. Пластові води представлені хлоркальцієвими розсолами з мінералізацією 80-280 г/л. Однак, верхньосерпуховські та верхньовізейські водоносні горизонти, наприклад родовищ Котелевсько-Березівської зони, значно відрізняються між собою мінералізацією та хімічним складом підземних вод. Так, верхньосерпуховські горизонти мають хлоркальцієві розсоли з мінералізацією 170–260 г/л і дебітами до 35 м³/добу, а верхньовізейські – ті ж самі розсоли, але з мінералізацією 86–157 г/л і дебітами до 40 м³/добу. Аналогічна ситуація спостерігається і на Куличихинському родовищі у турнейських та візейських відкладах. Так, води турнейських відкладів характеризуються високою мінералізацією – до 276 г/л. Дебіт води сягав 60 м³/добу. Пластові води продуктивних пластів візейських відкладів характеризуються трохи меншою мінералізацією (212–248 г/л). Дебіт води сягав до 5,2 м³/добу.

У термобаричному відношенні багатопластові родовища Північної прибортової зони ДДЗ характеризуються наступними ознаками. Початкові пластові тиски у нафтогазонасиченому і водонасиченому поровому просторі башкирських та серпуховських відкладів на всіх родовищах по типу гідростатичні. Розподіл початкових пластових тисків у верхньовізейських, нижньовізейських та турнейських відкладах складніший. Так, на Гадяцькому, Куличихинському, Тимофіївському та Котелевському родовищах початкові пластові тиски гідростатичні; на Березівському, Степовому, Краснокутському родовищах – аномально високі.

Поклади ВВ багатопластові родовища Північної прибортової зони ДДЗ локалізуються в широкому діапазоні пластових температур. На глибинах залягання (4100-4300 м) башкирських та верхньосерпуховських відкладів пластові температури складають 100-105 °С. Фазовий стан покладів на Гадяцькому родовищі – нафтовий, на Тимофіївському, Котелевському, Березівському – газоконденсатний. На глибинах залягання верхньовізейських відкладів (3700-5100 м) у газоконденсатних покладах пластові температури змінюються від 95-110 °С (Гадяцьке, Куличихинське, Тимофіївське родовища) до 110-130 °С (Котелевське, Березівське родовища). На глибинах залягання нижньовізейсько-турнейських відкладів (3900-4600 м) пластові температури змінюються від 100-112 °С (у газоконденсатних покладах з нафтовими об'ємками Куличихинського та Тимофіївського родовищ) до 120-145 °С (у газоконденсатних покладах Котелевського та Березівського родовищ).

Проведений аналіз геологічних особливостей локалізації скупчень ВВ багатопластових родовищ Північної прибортової зони ДДЗ засвідчив, що вони характеризуються певними рисами, які притаманні саме даній зоні.

Для покладів вищеперелічених родовищ характерні наступні геологічні ознаки:

- приуроченість родовищ, з позиції тектонічної активності, до мобільної підзони Північної прибортової зони ДДЗ; наявність субширотних тектонічних глибинних розломів та розривів, ускладненість субмеридіональними міжформаційними розривами;

- широкий стратиграфічний поверх нафтогазоносності – від девонських (Куличихинське, Тимофіївське та ін. родовища) до юрських відкладів (Більське родовище). Найбільша кількість продуктивних горизонтів відмічається у верхньовізейських та верхньосерпуховських відкладах;

- великий гіпсометричний поверх нафтогазоносності – глибини залягання верхніх продуктивних горизонтів в межах 1400 м (Більське родовище), нижніх – в межах глибин 6000 м (Котелевське родовище);

- товщина поверху нафтогазоносності понад 2000-3000 м;

- переважають поклади пластового типу, антиклінальні, тектонічно екрановані та літологічно обмежені; в меншій мірі – поклади у літологічно обмежених пастках лінзовидного типу;

- наявність багаточисельних дрібних покладів в окремих горизонтах, розділених ущільненими ділянками, які неспівпадають в плані контурів (площ) покладів ВВ; наявність нових неан-

тиклінальних пасток ВВ, які виявлені в процесі геологічного вивчення родовища (площі);

- різка диференціація ФЄВ порід-колекторів по площі та розрізу покладу і в цілому по родовищу;

- встановлені прошарки, які характеризуються аномальними параметрами з максимальними значеннями ФЄВ відносно вище- та нижчезалягаючих відкладів;

- диференціація по розрізу флюїдного стану покладів ВВ – в основному родовища газоконденсатні, але є ряд родовищ нафтогазоконденсатних;

- різка диференціація по площі та розрізу пластових тисків у покладах від гідростатичних до аномально високих.

Слід відмітити, що ряд геологічних особливостей, таких як значний поверх нафтогазоносності, наявність дрібних за розмірами покладів, різка диференціація ФЄВ та ін., характерні для багатьох багатопластових родовищ ДДЗ, наприклад, Солохівсько-Матвіївської групи родовищ приосьової зони, Північно-Скворцівської групи родовищ (Юліївське, Скворцівське, Кузьмичівське, Недільне та ін.) Північної бортової зони западини [4] та ін.

За результатом проведеного аналізу геологічних особливостей локалізації скупчень ВВ багатопластових родовищ Північної прибортової зони ДДЗ для визначення їх вертикальної флюїдної зональності авторами пропонується застосовувати значення ефективних нафтогазонасичених порових об'ємів покладів ВВ як параметра, що в більш повній мірі характеризує внутрішню, дискретну будову кожного з родовищ. Такий параметр, по-перше, характеризує концентрацію запасів ВВ у покладі певного стратиграфічного комплексу, по-друге – є “масштабною лінійкою” для покладів різного фазового стану (газових, газоконденсатних та нафтових), по-третє – свідчить про повноту (ступінь) заповнення структурно-літологічних пасток конкретних родовищ. У сукупності значення ефективних нафтогазонасичених порових об'ємів та сумарної маси флюїдів (газ, конденсат, нафта), яка в них сконцентрована, несуть інформацію щодо механізму виникнення багатопластових родовищ, можливих шляхів надходження ВВ, що дає можливість для прогнозування нових перспективних площ та недорозвіданих ділянок родовищ. Методичне застосування ефективних нафтогазонасичених порових об'ємів для визначення особливостей флюїдної зональності багатопластових родовищ викладена у роботах [19, 20].

Для визначення вертикальної флюїдної зональності (концентрації запасів ВВ у певних стратиграфічних комплексах) в таблиці наведені

ефективні нафтогазонасичені порові об'єми кожного встановленого продуктивного горизонту.

Результати співставлення ефективних нафтогазонасичених порових об'ємів багатопластових родовищ Північної прибортової зони ДДЗ, а саме: Гадяцького, Куличихинського, Тимофіївського, Котелевського, Березівського, свідчать про наступне.

У стратиграфічному відношенні поклади даних родовищ приурочені, в основному до серпуховських, візейських та турнейських відкладів, в меншій мірі – до башкирських та московських відкладів. Поклади ВВ родовищ, що досліджуються, можна приурочити до двох поверхів нафтогазонасиченості (таблиця): башкирсько-серпуховського та візейсько-турнейського.

Як слідує з таблиці, по розрізу нафтогазонасиченості кожного з родовищ можливо виділити продуктивний горизонт з максимальним значенням ефективного порового об'єму та, відповідно, з максимальною концентрацією запасів ВВ для даного родовища.

Так, на Гадяцькому родовищі найбільший газонасичений поровий об'єм приурочений до верхньовізейських відкладів, нафтогазонасичений поровий об'єм на Куличихинському та Тимофіївському родовищах – до турнейських відкладів, газонасичений поровий об'єм на Котелевському та Березівському родовищах – до верхньосерпуховських відкладів. Таким чином, по розрізу кожного родовища встановлюється основний (базовий) горизонт, який характеризується найбільшим початковим нафтогазонасиченим поровим об'ємом. На Гадяцькому родовищі базовим є горизонт В-16 з газонасиченим поровим об'ємом 11,89 млн м³ (що становить 43% від загального нафтогазонасиченого порового об'єму на всьому родовищі); на Куличихинському родовищі – горизонт Т-1 з нафтогазонасиченим поровим об'ємом 10,587 млн м³ (56%); на Тимофіївському родовищі – також горизонт Т-1 з нафтогазонасиченим поровим об'ємом 67,92 млн м³ (64%); на Котелевському родовищі – горизонт С-5 з газонасиченим поровим об'ємом 58,637 млн м³ (48%); на Березівському родовищі – також горизонт С-5 з газонасиченим поровим об'ємом 34,58 млн м³ (48%).

Підкреслимо, що, згідно проведеного аналізу геологічних особливостей локалізації скупчень ВВ багатопластових родовищ, відклади базових горизонтів характеризуються як витримані по площі з найкращими ФСС.

Встановлена особливість флюїдної зональності кожного з родовищ відносно їх базових горизонтів. Визначено, що базові горизонти “розсікають” по розрізу ефективні нафтогазонасичені порові об'єми на декілька поверхів, що до-

зволяє типізувати родовища та визначити спільні риси.

В роботі розглянуті багатопластові родовища, які характеризуються максимальними поверхами нафтогазонасиченості та кількістю продуктивних горизонтів (Більське, Глинсько-Розбишівське та ін. родовища). Встановлено, що дані родовища мають триповерхову будову: базовий горизонт та комплекси продуктивних горизонтів, які залягають вище та нижче від нього. Нами такий тип вертикальної флюїдної зональності родовищ вважається як “умовно завершений”. Під даним терміном розуміється максимальне заповнення первинним вуглеводневим флюїдом потенційних пасток по розрізу родовища. Теоретичні аспекти даного питання знаходяться на стадії вивчення і будуть висвітлені в подальших роботах.

До першого типу вертикальної флюїдної зональності віднесені родовища (Гадяцьке, Котелевське), у розрізі яких горизонти з меншими ефективними нафтогазонасиченими поровими об'ємами по розрізу залягають нижче та вище базового горизонту. При цьому простежується наступна закономірність. Сумарні ефективні газонасичені порові об'єми покладів, які залягають нижче базового горизонту, близькі за значенням порового об'єму базового горизонту. Поклади цих горизонтів, як правило, пластові, склепінні. Вище від базового горизонту залягають поклади із значно меншими значеннями порового об'єму. Поклади цих горизонтів літологічно обмежені, несклепінні. Перший тип вертикальної флюїдної зональності вважаємо як “умовно завершений”.

До другого типу вертикальної флюїдної зональності віднесені родовища (Куличихинське, Тимофіївське), у розрізі яких горизонти з меншими ефективними нафтогазонасиченими поровими об'ємами по розрізу залягають вище базового горизонту. Поклади вищезалягаючих горизонтів переважно пластові, в меншій мірі – літологічно обмежені. Другий тип вертикальної флюїдної зональності вважаємо як “умовно незавершений, підбазовий”.

До третього типу вертикальної флюїдної зональності віднесені родовища (Березівське), у розрізі яких горизонти з меншими ефективними нафтогазонасиченими поровими об'ємами по розрізу залягають нижче базового горизонту. Поклади нижчезалягаючих горизонтів переважно літологічно обмежені, в меншій мірі – пластові. Третій тип вертикальної флюїдної зональності вважаємо як “умовно незавершений, надбазовий”.

Для всіх трьох типів розрізу вертикальної флюїдної зональності родовищ встановлена цікава закономірність (таблиця). Так, сумарні ефе-

ктивні нафтогазонасичені порові об'єми продуктивних горизонтів, які залягають вище- або нижче базового горизонту, виявились близькими за значенням поровому об'єму базового горизонту. Тобто, запаси ВВ певних продуктивних комплексів, які розосереджені по площі та розрізу в різноманітних пастках (переважно лінзовидних), за об'ємами дорівнюють запасам ВВ, які сконцентровані лише в одному базовому покладі. Така закономірність не випадкова. Її можливо пояснити лише з позиції вертикальної міграції ВВ та циклічності (стадійності) формування покладів [9, 10, 11, 12, 13]. Дане питання також знаходиться на стадії вивчення.

Висновки. Встановлені закономірності вертикальної флюїдної зональності багатопластових родовищ, а саме їх типізація, дає можливість здійснити прогнозування нових перспективних горизонтів та недорозвіданих ділянок в межах відкритих родовищ ДДЗ.

На багатопластових родовищах, які віднесені до другого типу вертикальної зональності, перспективні горизонти та недорозвідані ділянки слід очікувати нижче базових горизонтів. Перспективи нафтогазонасиченості слід пов'язувати:

- Північна прибортова зона ДДЗ: на Куличинському та Тимофіївському родовищах – з верхньодевонськими відкладами;

- Північний борт ДДЗ: на Дружелюбівському родовищі – з башкирськими горизонтами Б-2-3-4; на Скворцівському та Юліївському родовищах – з верхньовізейськими горизонтами В-16-20 і породами кори вивітрювання та кристалічного фундаменту;

- Південна прибортова зона ДДЗ: на Кременівському родовищі – з турнейськими та верхньодевонськими відкладами; на Личківському родовищі – з верхньодевонськими відкладами.

На багатопластових родовищах, які віднесені до третього типу вертикальної зональності, перспективні горизонти та недорозвідані ділянки слід очікувати вище базових горизонтів. Так, на Березівському, Степовому та Краснокутському родовищах перспективи нафтогазонасиченості слід пов'язувати з верхньосерпуховськими та московськими відкладами.

Таким чином, за встановленими закономірностями флюїдної зональності родовищ Північної прибортової зони ДДЗ визначені типи багатопластових родовищ, що дало можливість здійснити прогнозування нових перспективних горизонтів та недорозвіданих ділянок в межах відкритих родовищ ДДЗ.

Література

1. Абеленцев, В.М. Геологічні умови виділення залишкових запасів і дорозвідки родовищ вуглеводнів північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини [Текст] : монографія / В.М. Абеленцев, А.Й. Лур'є, Л.О. Міценко. – Х.: ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2014. – 192 с. – Бібліогр. : с. 183–190. – ISBN 978-966-285-098-7.
2. Абеленцев, В.М. Щодо причин зародження та дії механізму вибіркового обводнення газоконденсатних покладів [Текст] / В.М. Абеленцев // Зб. наук. пр. Питання розв. газової пром-ті України: Харків, УкрНДІгаз – 2004. – Вип. 37. – С. 199-202.
3. Абеленцев, В.М. Особливості обводнення газоконденсатних та нафтових покладів родовищ Дніпровсько-Донецької западини [Текст] / В.М. Абеленцев, А.Й. Лур'є, М.Ю. Нестеренко // Вісник ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2013. – № 1084, випуск 39. – Харків. – С. 9-14.
4. Лур'є, А.Й. Геологічні особливості багатопластових родовищ вуглеводнів як основа визначення критеріїв їх дорозвідки [Текст] / А.Й. Лур'є, В.М. Абеленцев, Л.О. Міценко // Вісник ХНУ імені В. Н. Каразіна – 2015. – № 1157, випуск 42. – Харків. – С. 27-31.
5. Абеленцев, В.М. Умови виникнення зацмелених газових скупчень в процесі вибіркового обводнення покладів [Текст] / В.М. Абеленцев, Т.Я. Сусяк // Вісник ХНУ імені В. Н. Каразіна – 2015. – № 1157, випуск 42. – Харків. – С. 7-11.
6. Абеленцев, В.М. Особливості видобутку вуглеводнів із родовищ, які перебувають на завершальній стадії їх розробки [Текст] / В.М. Абеленцев, Л.З. Лещенко // зб. Вісник ХНУ імені В. Н. Каразіна – 2010. – № 924. – Харків. – С. 6-9.
7. Височанський, І.В. Наукові засади пошуків несклепінних пасток вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькому авлакогені [Текст] : монографія / І.В. Височанський. – Х.: ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2015. – 236 с. – Бібліогр. : с. 224-235. – ISBN 978-966-285-195-3.
8. Дем'яненко, І.І. Проблеми і оптимізація нафтогазопошукових і розвідувальних робіт на об'єктах Дніпровсько-Донецької западини [Текст] : монографія / І.І. Дем'яненко. – Чернівці.: ЦНТЕІ, 2004. – 220 с. – Бібліогр. : с. 206–217. – ISBN 966-7905-50-0.
9. Линецький В.Ф. Миграция нефти и формирование ее залежей [Текст] / В.Ф. Линецький. – Киев : «Наукова думка», 1965. – 200 с.
10. Завьялов В.М. Условия аккумуляции нефти и газа и закономерности размещения их в Днепровско-Донецкой впадине [Текст] / В.М. Завьялов. – М. : «Недра», 1973. – 120 с.
11. Терещенко В.А. Некоторые закономерности размещения залежей нефти и газа в связи со стадиями преобразования пород и геотемпературными условиями [Текст] / В.А. Терещенко // Тезисы докладов Республиканского совещания.– Львов, 1977. – С. 140–141.

12. Доленко, Г.Н. Разломная тектоника и нефтегазоносность Украины [Текст] / Г.Н. Доленко, С.А. Варичев, В.В. Колодий и др. – Киев : «Наукова думка», 1989. – 116 с.
13. Высочанский И.В. Тектонические нарушения и вопросы нефтегазоносности (особенности тектоники Днепро-Донецкого авлакогена) [Текст] / И.В. Высочанский, В.В. Крот, И.И. Чебаненко и др. – Киев: ИГН АН УССР, 1990. – 38 с.
14. Арсирий, Ю.А. К вопросу о строении и тектоническом районировании прибортовых зон Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / Ю.А. Арсирий, А.Б. Холодных, В.П. Стрижак // Геологический журнал, 2002. – №4. – Киев. – С. 33-41.
15. Кривуля, С.В. Критерії дорозвідки великих родовищ вуглеводнів у нижньопермсько-верхньокам'яновугільних відкладах Дніпровсько-Донецької западини [Текст] : монографія / С.В. Кривуля. – Х.: УкрНДІгаз, НТУ «ХП», 2014. – 174 с. – Бібліогр. : с. 160–172. – ISBN 978-966-2166-93-4.
16. Высочанський, І.В. Структури-пастки нафти і газу плат формових регіонів (на прикладі Дніпровсько-Донецької западини) [Текст]: дис. ... д. геол.-мінер. наук: 04.00.17: у вигляді наукової доповіді / Высочанський Іларіон Володимирович – Львів, 1994. – 61 с.
17. Мищенко, Л.А. Особенности поисков залежей углеводородов в неантиклинальных клиноформных телах Днепровско-Донецкой впадины [Текст] : Л.А. Мищенко. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т.9. – №2. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/28_2014.pdf
18. Абеленцев, В.М. Дослідження неоднорідності порового середовища пластів-колекторів з метою оптимізації вилучення вуглеводнів [Текст] / В.М. Абеленцев, А.Й. Лур'є, Л.О. Міщенко // Вісник ХНУ імені В. Н. Каразіна – 2014. – № 1128, випуск 41. – Харків. – С. 9-14.
19. Абеленцев, В.М. Оцінка диференціації щільності залишкових запасів та їх об'ємів по площі та розрізу покладів газоконденсатного горизонту С-5 Західно- та Східно-Березівського родовищ [Текст] / В.М. Абеленцев // “Питання розвитку газової промисловості України” УкрНДІгаз, 2002. – Вип. XXX. – Харків. – С. 23-31.
20. Лур'є, А.І. Нові дані про геологічну будову та газонасність верхньовізейських покладів Гадяцького родовища [Текст] / А.І. Лур'є, В.М. Абеленцев, Є.С. Бікман, Л.О. Міщенко // “Питання розвитку газової промисловості України” УкрНДІгаз, 2004. – Вип. XXXIII. – Харків. – С. 10-12.