ГЕОЛОГІЯ РОДОВИЩ КОРИСНИХ КОПАЛИН

УДК 553.98:550.8

DOI: <http://doi.org/10.17721/1728-2713.88.08>В. Михайлов, д-р геол. наук, проф.,
E-mail: vladvam@gmail.com;О. Карпенко, д-р геол. наук, проф.,
E-mail: karpenko.geol@gmail.com;Київський національний університет імені Тараса Шевченка,
ІНІ "Інститут геології", вул. Васильківська, 90, м. Київ, 03022, УкраїнаПЕРСПЕКТИВИ НЕТРАДИЦІЙНОЇ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ
ПІВДЕННОЇ ПРИБОРТОВОЇ ЗОНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

(Представлено членом редакційної колегії д-ром геол. наук, проф. В.В. Огарем)

На основі аналізу численних робіт і публікацій, вивчення керна свердловин, переінтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин, дослідження геохімічних особливостей і ступеня термальної переробки нафтогазовмісних товщ визначено перспективи нетрадиційної нафтогазоносності геологічних структур Зачепилівсько-Левенцівського валу південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), яка відповідає Руденківсько-Пролетарському нафтогазоносному району. На основі проведених досліджень доведено, що термальна зрілість порід південної прибортової зони в межах Зачепилівсько-Левенцівського валу є вкрай нерівномірною як за площею, так і у розрізі, і лише на окремих ділянках (свердловина Багатойська-25, Керносівська-2) або на глибинах понад 1500 м (свердловина Зачепилівська-100), чи навіть 2700 м (свердловина Улянівська-18), сягає прийнятних величин, достатніх для газоутворення. Тому, незважаючи на достатньо високий вміст S_{org} , який, як правило, значно перевищує 1–2 %, перспективність цієї ділянки південної прибортової зони ДДЗ щодо відкриття великих покладів сланцевого газу чи газу ущільнених порід є вельми проблематичною. Найбільш перспективною ділянкою цієї частини південної прибортової зони щодо комплексу показників, які характеризують потенційно газовмісні сланцеві породи, є район св. Багатойська-25 і Керносівська-2. Прогнозні ресурси сланцевого газу цієї ділянки можуть бути попередньо оцінені в 40–50 млрд м³. Це треба враховувати при плануванні подальших геологорозвідувальних робіт на сланцевий газ. З аналізу даних можна виділити інтервали глибин, на яких збагачені органікою породи здатні генерувати нафту – від 900 до 3100 м, жирний газ з конденсатом – від 2100 до 4000 м і сухий газ – від 2300 до глибше 4000 м.

Ключові слова: сланцевий газ, ущільнений колектор, нафтогазоносний басейн, ресурси, геофізичні дослідження свердловин.

Постановка проблеми. Проблема пошуків нетрадиційних джерел вуглеводнів, насамперед сланцевого газу і газу ущільнених порід-колекторів, пов'язана з поступовим виснаженням традиційних родовищ нафти і газу. Успішні дослідження цієї проблеми вже призвели до суттєвого збільшення видобутку природного газу в США і Канаді, дослідження в цій сфері розвиваються у багатьох країнах світу (Австралія, Китай, Німеччина, Російська Федерація, Велика Британія, Швеція, Польща тощо) (Ambrose et al., 2009; Castillo et al., 2012; EIA Analysis..., 2011; Hadro, 2010; Kuuskraa et al., 2011; Landa, 2012; U.S. Geological..., 2012). Поки що Україна багато в чому залишалася в стороні від цього процесу, хоча вже з 2010 р. НАК "Нафтогаз України" проводить дослідження щодо пошуків сланцевого газу та інших нетрадиційних джерел вуглеводнів в Україні з метою нарощування енергетичної бази нашої держави.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Результати цих робіт віддзеркалені в численних науково-виробничих звітах і наукових публікаціях (Вижва та ін., 2014; Загнітко та Михайлов, 2014; Лукин, 2010^{1,2}, 2011; Михайлов та ін., 2011, 2014; Михайлов та Ємець, 2014; Михайлов та Загнітко, 2015; Нетрадиційні джерела..., 2014¹⁻⁸; Vyzyva and Mikhailov, 2013). Цими дослідженнями визначено основні геологічні критерії оцінки перспектив газонасності сланцевих порід, виділено перспективні стратиграфічні комплекси нафтогазоносних регіонів (НГР) України, проведено оцінку ресурсів сланцевого газу і сланцевої нафти в їхніх межах, виділено ділянки для проведення подальших геологорозвідувальних робіт (ГРР), розроблено стратегію пошуків сланцевого газу та інших нетрадиційних ресурсів вуглеводнів в Україні. Результати досліджень засвідчують значні перспективи відкриття родовищ сланцевого газу та інших нетрадиційних джерел вуглеводнів у межах Східного, Західного та Південного НГР. Під час підготовки статті проведено аналіз численних робіт, присвячених особливостям геологічної будови, стратиграфії, нафтогазоносності Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), зокрема її південної прибортової зони (Бенько і др., 2005; Вертюх, 2007, 2018; Карпенко, 2017, 2018; Несіна та ін., 2012).

Виділення нероз'язаних раніше частин загальної проблеми. Невирішеним залишається питання щодо прогнозу оцінки тієї частини південної прибортової зони ДДЗ, яка відповідає Руденківсько-Пролетарському нафтогазоносному району стосовно нетрадиційних скопіння нафти і газу.

Формулювання цілей статті. Об'єктом досліджень є геологічні структури та формації південно-східного флангу Зачепилівсько-Левенцівського валу, перспективні на виявлення нетрадиційних покладів вуглеводнів. Основною метою роботи було оцінити перспективність цієї частини південної прибортової зони ДДЗ на поклади сланцевого газу і газу ущільнених порід-колекторів.

Геологічна будова південної прибортової зони ДДЗ. ДДЗ є частиною однойменної нафтогазоносної галузі. Її загальна площа 101,8 тис. км². Серед нафтогазоносних структур України за розвіданими запасами, потенційними ресурсами і видобутком вуглеводнів (ВВ) вона посідає провідне місце. ДДЗ вивчена потужною товщею осадових порід від середньодевонських до четвертинних. Для них характерний різноманітний літологічний склад і широкий набір фаціальних обстановок – від морських (аргіліти, алевроліти, пісковики, вапняки) до лагунних (вапняки, сіль, крейда, ангідрити) і континентальних (вугілля, строкатобарвні породи). Глибини залягання підшви осадової товщі збільшуються у напрямку з північного заходу на південний схід, а також від бортів до її осьової частини, що призводить до поступового зменшення потужностей порід і чітко простежується на регіональних профілях. Максимальна товщина відкладів у найбільш занурених частинах западини досягає 15–17 км. У ДДЗ установлена промислова продуктивність палеозойських і мезозойських утворень. Переважна більшість родовищ нафти і газу зосереджена в палеозойських відкладах. ДДЗ характеризується поздовжньою і поперечною зональністю, основними структурними елементами є поздовжні зони: приосьова, південна та північна прибортові, південний та північний борти.

Предметом досліджень є та частина південної прибортової зони ДДЗ, яка відповідає Руденківсько-Пролетарському

нафтогазоносному району. Основною структурою району є Зачепилівсько-Левенцівський вал, який простежується вздовж крайового розлому на відстань понад 150 км, від Зачепилівського нафтогазоконденсатного до Левенцівського газоконденсатного родовища. До нього приурочені більш дрібні структури (Горобцівська, Зачепилівська, Лимарська та ін.). Крім того, виділяються структури, що приурочені до Михайлівсько-Голубівського валу (Новомиколаївська, Гратівська, Гупалівська, Перещепинська, Багатойська та ін.), а також структури, які приурочені до крайового розлому (Юр'ївська, Ульяновська, Левенцівська та ін.).

Стратиграфічний розріз району складений утвореннями девонського, кам'яновугільного, пермського, мезозойського і кайнозойського віку, які зі структурною незгідністю перекривають глибокометаморфізовані породи кристалічного фундаменту, що було встановлено в ряді свердловин (напр., на Зачепилівській площі фундамент розкритий св. № 412 на глибині 4236 м, а св. № 13 – на глибині 1830 м).

Відклади нижнього карбону переважно представлені чорними і темно-сірими аргілітами, глинами, пісковиками, глинистими вапняками. Вважається, що турнейські

та візейські відклади формувалися переважно в морських умовах, а серпуховські – в умовах узбережно-морських заболочених рівнин, заток і прибережного моря.

Для відкладів середнього карбону характерне зростання товщини від бортів до осової частини западини. Башкирський ярус у нижній частині представлений пачкою піщано-глинистих відкладів, перекритою потужною (50–400 м) глинисто-карбонатною морською товщею ("башкирська плита"), а у верхній (100–1500 м) – циклічним перешаруванням пісковиків і глин з карбонатними і вуглистими прошарками. Московський ярус (150–1800 м) складений пісковиками і аргілітами з прошарками вапняків і вугілля.

Палеозой перекритий теригенними відкладами тріасової (300–600 м), юрської (до 365 м), крейдової (до 140 м) систем і кайнозойськими відкладами (100–200 м).

Нафтогазоносність південної прибортової зони ДДЗ. У межах нафтогазоносного району відомо 30 родовищ вуглеводнів, переважно газоконденсатних (*Атлас родовищ...*, 1998). Переважна більшість покладів вуглеводнів приурочена до відкладів нижнього карбону: турнейських, візейських, серпуховських, хоча встановлена також нафтогазоносність відкладів девону, башкирського та московського ярусів середнього карбону і навіть юри (табл. 1). Продуктивні горизонти зустрічаються на глибинах від 500 до 6900 м.

Таблиця 1

Стратиграфічна приуроченість покладів вуглеводнів південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини

Родовище	Девон	Карбон					Юра
		Нижній відділ			Середній відділ		
		турнейський	візейський	серпуховський	башкирський	московський	
Мачуське ГК		+					
Лиманське НГК			+				
Горобцівське ГК			+	+			
Зачепилівське НГК		+	+	+			
Решетниківське ГН				+	+		+
Суходолівське НГК				+	+		
Руденківське ГК		+	+				
Степне ГК				+	+		
Новогригорівське НГК			+	+	+	+	
Розумівське ГК				+	+	+	
Гнатівське НГК		+	+				
Новомиколаївське (Мовчанівське) ГК		+					
Михайлівське Г			+				
Юр'ївське НГК			+				
Гупалівське ГК			+				
Дмухайлівське ГК		+					
Мусієнківське ГК			+				
Кременівське НГК			+	+	+		
Рясківське ГК		+					
Віноградівське ГК			+	+			
Новоселівське ГК			+	+	+		
Східно-Новоселівське НГК			+	+	+		
Личківське НГК	+						
Пролетарське ГК			+	+	+	+	
Перещепинське ГК		+	+	+	+		
Голубівське НГ			+	+			
Східно-Голубівське ГК		+			+		
Багатойське ГК	+	+		+			
Катеринівське ГК					+		
Левенцівське ГК				+	+		

Поклади вуглеводнів, як правило, пластові й пластово-склепінні, тектонічно- та літологічно екрановані, пов'язані з брахіантикліналями, де найчастіше приурочені до пластів пісковиків, рідше карбонатів. Зустрічаються багатопластові поклади, пов'язані із соляними структурами.

Що стосується проблеми нетрадиційних покладів вуглеводнів у цьому районі, то з цієї точки зору авторами

були проведені дослідження нафтогазовмісних товщ Зачепилівської структури (свердловини Зачепилівська-90, 100), а також ряду структур за простяганням Зачепилівсько-Левенцівського валу (свердловини Ливенська-1, 3, 7; Личківська-64; Ульяновська-18; Багатойська-25; Західно-Левенцівська-1, 2; Керносівська-1, 2) (рис. 1).

Рис. 1. Схема розміщення родовищ вуглеводнів, наведених у статті.

Пунктирна лінія – границя південного борту ДДЗ. Родовища: 1 – Лиманське, 2 – Зачепилівське, 3 – Руденківське, 4 – Ливенське, 5 – Юр'ївське, 6 – Личківське, 7 – Пролетарське, 8 – Ульяновське, 9 – Багатовське, 10 – Керносівське, 11 – Західно-Левенцівське, 12 – Левенцівське

Нами було детально вивчено особливості геологічної будови Зачепилівського родовища, яке розміщується у межах Зачепилівсько-Левенцівського валу в південній прибортовій частині ДДЗ. Формування валу тісно пов'язано з Південним крайовим порушенням. Глибина залягання ранньодокембрійського фундаменту різко збільшується у північно-східному напрямку від 1,5 до 4,5 км, при цьому амплітуда крайового порушення за даними буріння може перевищувати 2,5 км. Загалом на формування структур осадового чохла впливали як блокові рухи фундаменту, так і солянокупольна тектоніка.

Кристалічний фундамент представлений метаморфізованими сланцюватими пісковиками і хлорит-серицитовими сланцями раннього докембрію. Зі структурною незгідністю вони перекриті відкладами франського і фаменського ярусів девону, у складі якого виділяють горизонти:

- **воронезький** ($D_3 fr_3 vr$) – чергування пісковиків, аргілітів, мергелів, глинистих вапняків (на свіжому зламі у кернах часто відчувається запах ВВ) – 702 м;
- **євланівсько-лівенський** ($D_3 fr_3 ev-lv$) (нижня сольова товща) – галіт із прошарками доломітів, аргілітів, алевролітів, карбонатів – 365 м;
- **законсько-єлєцький** ($D_3 fm_1 zd-el$) – перешарування пісковиків і конгломератів, рідше алевролітів, гравелітів, аргілітів, ефузивів і вапняків (мають запах нафти) – 290 м;
- **єлєцько-лебедянський** ($D_3 fm_1 el-lb$) – кам'яна сіль із прошарками глин, мергелів, ангідритів, аргілітів, пісковиків, доломітів, доломітизованих вапняків – 570 м;
- **данково-лебедянський** ($D_3 fm_2 dn-lb$) – переверстування строкатих пісковиків, гравелітів, конгломератів – 220 м;
- **озерсько-хованський** ($D_3 fm_2 oz-hv$) (лиманська і руденківська світи) – карбонатна товща: лиманські шари – вапняки із прошарками аргілітів; руденківські шари – криїдні вапняки і пісковики – 573 м.

Кам'яновугільна система представлена відкладами нижнього і середнього відділів, у складі яких виділяють яруси:

- **турнейський** ($C_1 t$) – піщано-глиниста товща (пісковики, алевроліти, аргіліти, вапняки); карбонатна (вапняки із прошарками пісковиків і вуглистих аргілітів) і теригенна (пісковики із прошарками алевролітів і аргілітів) пачки – 380–450 м;
- **візейський** ($C_1 v$) – у складі під'ярусів:
 - **нижньовізейського** ($C_1 v_1$) – темно-сірі до чорних вуглисті аргіліти, пісковики, чергування вапняків і вапнякових пісковиків, у верхній частині – 45-метровий пласт пісковика (продуктивний горизонт В-15) – 59–275 м;
 - **верхньовізейського** ($C_1 v_2$) – чорні аргіліти, алевроліти із прошарками пісковиків і вапняків; перешарування пісковиків, алевролітів, аргілітів – 235–366 м;
- **серпуховський** ($C_1 s$) – у складі під'ярусів:
 - **нижньосерпуховського** ($C_1 s_1$) – аргіліти та алевроліти з вуглистими і піритизованими рослинними рештками, рідкісні пласти пісковиків і вапняків – 301–425 м;
 - **верхньосерпуховського** ($C_1 s_2$) – аргіліти, прошарки пісковиків, вапняків, мергелів, бурого вугілля; зверху перешарування пісковиків, вуглистих алевролітів, аргілітів, зрідка вапняків – 80–143 м;
- **башкирський** ($C_2 b$) – аргіліти із прошарками вапняків, вугілля, пісковиків – 149–699 м.

Палеозой перекритий теригенними відкладами тріасової (350–603 м), юрської (до 365 м), крейдової (до 140 м) систем і кайнозойськими відкладами (120–210 м).

Установлено, що інт. 955–983 м серпуховського ярусу в св. Зачепилівська-90 складений перспективними щодо сланцевого газу чорними сланцями, дуже збагаченими органічною речовиною (ТОС – 5,60–12,24 %) (табл. 2), але низький ступінь їхнього термального перетворення (R_o – 0,47–0,68) не дозволяє оцінювати цей інтервал як перспективний (табл. 3).

Таблиця 2

Результати термічного аналізу проб порід південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини

№ пр.	Інтервал, м	Вік	Температурні межі, С°				ТОС, %
			< 120 С°	120–300 С°	300–390 С°	390–550 С°	
Св. Зачепилівська-90							
132 3Ч	971–975	C ₁ s	1,17248	0,63127	0,51075	4,46438	5,60640
131 3Ч	983–979	C ₁ s	1,29302	0,98099	1,02651	10,22903	12,23653
Св. Зачепилівська-100							
133 3Ч	1270–1278	C ₁ s ₁	0,64059	0,13806	0,35412	2,71058	3,20276
134 3Ч	1435–1443	C ₁ v	0,67054	0,20435	0,29333	2,62647	3,12415
21 3А		C ₁ v	0,57614	0,35457	0,09007	1,43360	1,87824
22 3А	1590–1598	C ₁ v	1,59221	1,33701	0,87216	3,29415	5,50332
23 3А	1680–1688	C ₁ t	0,18679	0,43530	0,14467	1,56453	2,14450
23-1 3А	1680–1688	C ₁ t	0,03330	0,25087	0,10818	1,17542	1,53447
24 3А	1688–1695	C ₁ t	0,21222	0,48605	0,24631	1,31914	2,0515
25 3А	1750–1758	C ₁ t	0,33469	0,08502	0,12139	2,30255	2,50896

Таблиця 3

Результати виміру відбивної здатності вітриніту порід південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини

Свердловина	Проба	Інтервал	Індекс	Порода	Кількість замірів	Середнє
Зачепилівська-90	132 ЗЧ	971–975	C _{1s}	Сланець	17	0,68
	131 ЗЧ	983–979	C _{1s}	Сланець	5	0,47
Зачепилівська-100	133 ЗЧ	1270–1278	C _{1s1}	Аргіліт	8	0,61
	134 ЗЧ	1435–1443	C _{1v}	Аргіліт	7	0,75
	23-3А	1680–1688	C _{1t}	Алевроліт	14	1,10
	24-3А	1688–1695	C _{1t}	Алевроліт	12	1,74
	25-3А	1750–1758	C _{1t}	**	7	1,29
Ливенська-7	ЛІВ-7	3120	C _{1v1}	Аргіліт	21	0,7
Ливенська-1	ЛІВ-8	1720–1728	C _{1v1}	Пісковик	30	0,5
	ЛІВ-10	1999–2008	D _{3fm2}	Пісковик	17	0,5
Личківська-64	ЛИЧ-1	2630–2638	C _{1s1}	Пісковик	26	0,8
	ЛИЧ-2	2885–2892	C _{1v}	Алевроліт	32	0,9
Ульянівська-18	УЛ-1	2325–2340	C _{1s1}	Аргіліт	38	0,6
	УЛ-7	2544–2557	C _{1s1}	Алевроліт	31	0,8
	УЛ-6	2715–2723	C _{1v2}	Аргіліт	49	1,2
Багатойська-25	БАГ-6	3708–3716	C _{1s2}	Аргіліт	24	1,2
	БАГ-3	3981–3989	C _{1s1}	Аргіліт	34	1,2
	БАГ-8	4335–4342	C _{1v2}	Аргіліт	33	1,4
Західно-Левенцівська-1	З-Л-1	946–954		Аргіліт	35	0,7
	З-Л-2	1540–1548	C _{1s1}	Пісковик	39	0,8
Західно-Левенцівська-2	З-Л-5	1420–1428	C _{1s1}	Аргіліт	33	0,8
Керносівська-2	КЕР-4	1779–1786	C _{1s2}	Алевроліт	20	0,9
	КЕР-5	2153–2158	C _{1s1}	Аргіліт	59	1,1

** Перешарування чорних аргілітів, алевролітів і дрібнозернистих пісковиків.

Водночас у св. Зачепилівська-100 за результатами вивчення керн, проведення аналізів і переінтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин (ГДС) в інтервалі 1400–1610 м виділена потужна (210 м) товща турнейсько-візейських відкладів, представлених переважно глинистими породами з підвищеними значеннями ОР (ТОС = 1,5–5,5 %) і достатнім ступенем термічної зрілості порід ($R_o = 0,75–1,74$). Прогнозні ресурси газу категорії D₂ оцінені в 210 млрд м³ (Нетрадиційні джерела..., 2014^{4,8}). Звертає увагу, що і у св. Зачепилівська-100 верхня частина розрізу до глибини близько 1500 м характеризується низьким ступенем термального перетворення ($R_o = 0,50–0,84$).

Ступінь термальної переробки порід. Для уточнення ступеня термальної переробки порід у межах південної прибортової зони ДДЗ було проведено вивчення відбивної здатності вітриніту, описано аншліфи порід св. Ливенська-1, 7, Личківська-64, Ульянівська-18, Багатойська-25, Західнолевенцівська-1, 2, Керносівська-2. Згідно із результатами досліджень вітриніт у палеозойських відкладах південної прибортової зони ДДЗ представлений здебільшого мацералами вітродетриніту – тонкофрагментованими вітринізованими рослинними рештками, які зустрічаються окремо чи зцементовані аморфним вітринітовим матеріалом. Менш розповсю-

джені мацерали колотеленіту, коловітриніту, колодетриніту, вітриніту, фюзеніту, детриніту, зовсім зрідка – теловітриніту і геловітриніту (рис. 2–10).

У свердловинах південної прибортової зони ДДЗ зафіксовано нерівномірний ступінь термальної переробки порід. У св. Ливенська-1, 7 відбивна здатність вітриніту не перевищує 0,5–0,7 % для відкладів девону і візе; у св. Західнолевенцівська-1, 2 – 0,7–0,8 % для відкладів серпуховського ярусу, у св. Личківська-64 – 0,9 % для відкладів візейського ярусу і 0,8 % для відкладів серпуховського ярусу; у св. Ульянівська-18 – 1,2 % для відкладів візе і 0,6–0,8 % – для відкладів серпухова. Разом із тим, у св. Багатойська-25 відклади як візейського, так і серпуховського ярусів карбона мають достатній ступінь термічної переробки (R_o 1,2–1,4), а у св. Керносівська-2 відбивна здатність вітриніту дорівнює 0,9–1,1 % для відкладів серпуховського ярусу. Таким чином, найбільш перспективною ділянкою південної прибортової зони (із вивчених нами) є район св. Багатойська-25 і Керносівська-2. Це треба враховувати при плануванні подальших геологорозвідувальних робіт на сланцевий газ.

Загалом, середні значення відбиття вітриніту в заміряних зразках південної прибортової зони ДДЗ коливаються від 0,5 %, що відповідає недозрілій органіці, до 1,4 %, що характеризує дозрілу органічну речовину.

Рис. 2. Вітриніт. Аншліф ЛІВ-10, св. Ливенська-1, інт. 1999–2008, D_{3fm2}, аргіліт Рис. 3. Вітродетриніт. Аншліф КЕР-5, св. Керносівська-2, інт. 2153–2158, C_{1s1}, аргіліт Рис. 4. Фюзеніт, колотеленіт, пірит. Аншліф ЗЛ-2, св. Західнолевенцівська-1, інт. 1540–1548, C_{1s1}, пісковик

Рис. 5. Колотелініт. Аншліф БАГ-3, св. Багатовська-25, інт. 3981–3989, C_{1v2} , вуглисті аргіліт

Рис. 6. Колодетриніт. Аншліф БАГ-8, св. Багатовська-25, інт. 4335–4342, C_{1v1} , аргіліт

Рис. 7. Колодетриніт, гелініт, глобулярний пірит. Аншліф ЗЛ-5, св. Західно-Левенцівська-2, інт. 1420–1428, C_{1s1} , аргіліт

Рис. 8. Колодетриніт, вітродетриніт. Аншліф ЗЛ-1, св. Західно-Левенцівська-1, інт. 946–954, C_{1s1} , аргіліт

Рис. 9. Фюзеніт, вітродетриніт. Аншліф ЗЛ-5, св. Західно-Левенцівська-2, інт. 1420–1428, C_{1s1} , аргіліт

Рис. 10. Детриніт, гематит. Аншліф ЛІВ-8, св. Ливенська-1, інт. 1720–1728, C_{1v1} , пісковик

З аналізу даних можна виділити інтервали глибин, на яких збагачені органікою породи здатні генерувати нафту – від 900 до 3100 м, жирний газ з конденсатом – від 2100 до 4000 м і сухий газ – від 2300 до глибше 4000 м.

Геохімічні особливості порід і газів. Основними типами порід, що містять ущільнений (сланцевий) газ, є

глинисті та алевритові сланці різного мінерального складу. Головними мінералами таких порід є монтморилоніт, каолініт, хлорит, гідроліти, кварц, опал, карбонати, інколи рудні мінерали та бітуми. Геохімічні особливості порід південної прибортової зони ДДЗ наведено в табл. 4.

Таблиця 4

Геохімічні особливості порід південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини

№ проби	Інтервал, м	Індекс	Порода	C_{org} , %	H_2O , %	$U \cdot 10^{-4}$, %	$CO_{2карб.}$, %
Свердловина Зачепилівська-90							
13-3А	971–975	C_{1s}	Аргіліт	9,80	2,76	4,3	0,16
132-3С	971–975	C_{1s}	Сланець	10,27	2,27	4,8	0,88
131-3С	983–979	C_{1s}	—	23,74	2,53	6,1	0,88
Свердловина Зачепилівська-100							
133-3С	1270–1278	C_{1s1}	Аргіліт	4,28	1,37	3,9	1,21
134-3С	1435–1443	C_{1v}	Аргіліт	4,04	1,45	4,2	0,88
4-3С	1680–1688	C_{1t}	Вапняк	4,58	2,76	2,5	4,95
Свердловина Ливенська-3							
Лів-15	1550–1558	C_{1v2}	Вапняк	6,60	2,70	9,8	3,85
Лів-13	1640–1648	C_{1v2}	—	6,06	2,38	7,8	8,80
Свердловина Личківська-64							
Лич-3	2885–2892	C_{1v}	Алевроліт	4,70	1,64	3,7	0,41
Свердловина Ульяновська-18							
Ул-2	2325–2340	C_{1s1}	Аргіліт	10,36	2,04	7,4	0,16
Свердловина Багатовська-25							
14*	3294–3301	C_{1s}	Аргіліт	5,38	1,18	3,7	0,34
15*	3708–3712	C_{1s}	Алевроліт	5,16	1,20	3,3	0,33
16*	3825–3833	C_{1v2}	Аргіліт	3,94	0,80	3,1	0,05
Баг-5	3825–3833	C_{1s2}	—	4,32	1,00	3,3	0,11
Баг-7	3825–3833	C_{1s2}	—	2,58	0,94	2,7	0,33
17*	3981–3989	C_{1v2}	Пісковик	1,38	0,24	1,9	0,14
18*	4157–4163	C_{1v2}	Аргіліт	3,02	0,52	2,8	0,05
19*	4335–4342	C_{1v2}	Мергель	4,82	1,10	9,8	6,32
20*	4378–4386	C_{1v1}	Вапняк	2,84	0,84	4,9	16,64
Баг-11	4378–4386	C_{1v1}	—	2,60	1,68	5,2	2,75
Баг-13	4523–4531	C_{1t}	Аргіліт	1,20	0,66	0,8	23,1
Свердловина Керносівська-1							
31*	2954–2961	C_{1v2}	Аргіліт	3,62	0,60	3,2	0,69
32*	3004–3011	C_{1v2}	—	2,72	0,64	3,0	0,05
33*	3270–3277	C_{1v2}	—	4,88	0,56	3,4	0,05
34*	3466–3472	C_{1v2}	—	7,90	2,12	4,6	2,75

№ проби	Інтервал, м	Індекс	Порода	C _{орг.} , %	H ₂ O ⁺ , %	U·10 ⁻⁴ , %	CO _{2карб.} , %
35*	3472–3478	C _{1v2}	Вапняк	6,92	1,30	7,1	7,15
Кер-13	3472–3478	C _{1v}	Аргіліт	7,12	1,88	5,2	4,40
Кер-16	3900–3903	C _{1t}	Вапняк	1,70	0,98	1,4	30,52
36*	3903–3906	C _{1t}	—	2,32	0,80	1,7	35,75
Свердловина Керносівська-2							
Кер-2	1612–1619	C _{1s2}	Аргіліт	3,48	1,46	3,8	1,10
Кер-6	2153–2158	C _{1s1}	—	4,10	1,04	3,8	0,38
Кер-9	2609–2616	C _{1s1}	Вапняк	5,20	1,04	5,1	0,41
Кер-11	3860–3864	?	—	2,78	0,72	1,0	26,4
Свердловина Веселівська-300біс							
21*	3617,8–3624,5	C _{2m}	Аргіліт	4,14	0,96	3,3	0,05
22*	3713–3717	C _{2m}	—	5,64	1,58	5,2	< 0,05
23*	3758–3761	C _{2m}	Алевроліт	4,64	0,78	4,3	1,10
24*	3818–3824	C _{2m}	—	3,80	0,52	4,5	0,69
Свердловина Комишеваська-4							
37*	1442–1428	C ₃	Алевроліт	2,86	1,22	4,3	0,05
38*	1448–1458	C ₃	—	4,64	1,24	4,9	0,05
39*	1937–1945	C _{2m}	Аргіліт	4,90	1,06	5,0	0,05
40*	2293–2302	C _{2m}	—	12,58	0,64	6,3	2,75
41*	2303–2307	C _{2m}	—	2,56	1,04	3,7	< 0,05
42*	2981–2988	C _{2b}	Алевроліт	2,10	0,94	2,4	< 0,05
43*	3380–3390	C _{1s}	Аргіліт	6,44	0,76	3,7	0,22
44*	3390–3398	C _{1s}	—	5,26	0,96	3,0	0,05
45*	3610–3620	C _{1v2}	—	4,82	0,80	3,1	< 0,05
46*	3620–3631	C _{1v2}	Алевроліт	4,48	0,76	3,0	0,33
47*	3795–3807	C _{1v1}	Аргіліт	4,82	0,68	2,7	8,52
48*	3807–3816	C _{1v1}	—	4,32	0,80	2,4	< 0,05
49*	3816–3822	C _{1v1}	—	4,46	0,68	2,1	< 0,05
50*	4325–4332	D ₃	—	5,54	0,80	2,5	0,22
51*	4341–4350	D ₃	—	3,88	0,58	2,3	0,05

* Проби зі звіту В.В. Огаря (2012 р.).

Звертає увагу на себе збагаченість досліджених порід C_{орг.} та C_{карб.} Перший показник характеризує валовий вміст кєрогена, а другий – карбонатних мінералів. Як видно з таблиці, вміст кєрогена, як правило, значно перевищує граничні показники в 1–2 %, сягаючи в деяких пробах 10–12 % (зокрема у пробах Зачепилівської та Комишеваської площ). У досить монотонно розподілений у

сланцевих товщах і зазвичай міститься в кількостях, значно вищих за нижню межу його виявлення. Діапазон вмісту урану становить від 0,8 до 9,8 × 10⁻⁴ %.

Для вивчення складу газів зразків перспективних інтервалів Зачепилівської площі було проведено газово-пірохроматографічний аналіз на газовому хроматографі ЛХМ-8Мд з детектором теплопровідності; газ-носії – гелій, сорбент – полісорб-1, температура піролізу – 250, 450 і 650°C (табл. 5).

Таблиця 5

Результати визначення складу газів методом піролізу. Свердловина Зачепилівська-90.
Зразок 132 3Ч (971–975 м). Чорний сланець. Наважка 0,265 г

Компоненти	Об'єм продуктів піролізу, мкл/г	Маса продуктів піролізу, мкг/г					Масова частка компонентів, %
		Температурні межі, °C					
		50–850	50–250	250–450	450–650	650–850	
H ₂	7164,45	–	6,95	193,36	444,50	644,80	0,064480
N ₂	11,25	12,09	–	1,98	–	14,08	0,001408
CO	5731,44	15,85	293,21	1141,13	5714,11	7164,30	0,716430
CH ₄	4856,39	0,39	205,13	2140,39	1136,12	3482,03	0,348203
CO ₂	4958,82	349,50	1485,39	1258,21	6710,47	9803,58	0,980358
H ₂ O	35,06	9419,83	11740,98	5990,94	7911,85	35063,61	3,506361
C ₂ H ₄	232,95	–	45,25	229,71	18,56	293,52	0,029352
C ₂ H ₆	411,95	–	107,88	437,12	14,01	559,01	0,055901
NO	–	–	–	–	–	–	–
H ₂ S	1230,28	–	39,64	1268,37	585,40	1893,41	0,189341
SO ₂	–	–	–	–	–	–	–
COS	–	–	–	–	–	–	–
CS ₂	778,87	–	246,49	1025,40	–	1271,89	0,127189
C ₃ H ₆	–	–	–	–	–	–	–
C ₃ H ₈	54,34	–	109,71	–	–	109,71	0,010971
C _n H _m	25,66	–	69,28	–	–	69,28	0,006928
Сума	22757,41	9797,68	13731,66	10726,02	21917,05	56172,40	5,617240

Не виявлено: N₂O, NH₃, F₂, O₂.

Дуже газонасичена проба, зокрема відновними газами, особливо воднем і метаном (вміст метану сягає майже 0,35 % за масою від кількості всього матеріалу і

майже третину від усіх відновних газів), містить досить високу частку важких, у тому числі маслянистих гомологів, що дозволяє прогнозувати високу перспективність як газо-, так і нафтоносності таких товщ.

Висновки. За результатами проведеного аналізу фактичного матеріалу лабораторних досліджень керна з потенційно сланцевих товщ розрізів нафтогазових родовищ у свердловинах південної прибортової зони ДДЗ зафіксовано нерівномірний ступінь термальної переробки порід.

Зокрема доведено, що термальна зрілість порід південної прибортової зони в межах Зачепилівсько-Левенцівського валу є вкрай нерівномірною як за площею, так і в розрізі й лише на окремих ділянках (свердловини Багатойська-25, Керносівська-2) або на глибинах понад 1500 м (свердловини Зачепилівська-100), чи навіть 2700 м (свердловина Ульянівська-18), сягає прийнятних величин, достатніх для газоутворення. Тому, незважаючи на достатньо високий вміст S_{org} , який, як правило, значно перевищує 1–2 %, перспективність цієї ділянки південної прибортової зони ДДЗ щодо відкриття великих покладів сланцевого газу чи газу ущільнених порід є величезною проблематичною. Скоріш за все, тут не слід очікувати великих покладів нетрадиційного газу, які мають значну товщину, хоч локальні лінзоподібні поклади товщиною до декількох десятків метрів можуть мати місце. Особливо це стосується району свердловин Багатойська-25 і Керносівська-2. Прогнозні ресурси сланцевого газу цієї ділянки за аналогією з подібними структурами відомих сланцевих басейнів світу можуть бути попередньо оцінені в 40–50 млрд m^3 .

Таким чином, найбільш перспективною ділянкою південної прибортової зони (із вивчених нами) щодо комплексу показників, які характеризують потенційно газовмісні сланцеві породи, є район св. Багатойська-25 і Керносівська-2. Це треба враховувати при плануванні подальших геологорозвідувальних робіт на сланцевий газ. З аналізу даних можна виділити інтервали глибин, на яких збагачені органікою породи здатні генерувати нафту – від 900 до 3100 м, жирний газ з конденсатом – від 2100 до 4000 м і сухий газ – від 2300 до глибше 4000 м.

Список використаних джерел

- Атлас родовищ нафти і газу України. (1998). У 6 т. Ред. М.М. Іванюта, В.О. Федішин, Б.І. Денег та ін. Львів: УНГА.
- Бенько, В., Лукин, А., Гладун, В. и др. (2005). Богатойско-Орельско-Затышнський мегаатолл – крупний ареал нефтегазоаккумуляции на юго-востоке Днепровско-Донецкой впадины. *Геолог України*, 1, 16–17.
- Вертюх, А.М. (2007). Розчленування та попластова кореляція нижньовізейських відкладів, їх розповсюдження та мінливість літологічного складу у південній прибортовій зоні ДДЗ. *Проблеми нафтогазової промисловості*, 5, 29–34.
- Вертюх, А.М. (2018). Геологічна будова та перспективи нафтогазоносності нижнього карбону південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини. *Дис. канд. геол. наук*: 04.00.01. Київ.
- Вижва, С.А., Михайлов, В.А., Онищук, Д.І., Онищук, І.І. (2014). Петрофізичні параметри порід, перспективних на сланцевий газ (ділянки східного сектору Дніпровсько-Донецької западини). *Геологічний журнал*, 36, 1, 145–157.
- Загнітко, В.М., Михайлов, В.А. (2014). Геохімічні особливості газової складової газонасних сланцевих товщ України. *Вісник Київського національного університету. Геологія*, 1 (64), 11–17.
- Карпенко, І.О. (2017). Нафтогазова система південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини. *Дис. ... кандидата геол. наук*: 04.00.17 – геологія нафти і газу. Київ.
- Карпенко, І.О. (2018). Нафтогазова система Дніпровсько-Донецької западини. Кн. 1. Південна прибортова зона. Saarbrücken.
- Лукин, А.Е. (2010¹). Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Ст. 1. Современное состояние проблемы сланцевого газа (в свете опыта освоения его ресурсов в США). *Геол. журн.*, 3, 17–32.
- Лукин, А.Е. (2010²). Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Ст. 2. Черносланцевые комплексы Украины и перспективы их газонасности в Вольно-Подольи и Северо-Западном Причерноморье. *Геол. журн.*, 4, 7–24.
- Лукин, А.Е. (2011). Перспективы сланцевой газонасности Днепровско-Донецкого авлакогена. *Геол. журн.*, 1, 21–41.
- Михайлов, В.А., Огар, В.В., Зейкан, О.Ю. та ін. (2011). Перспективи газонасності сланцевих відкладів східного сектору Дніпровсько-Донецької западини. *Геолог України*, 2, 51–58.
- Михайлов, В.А., Сметько, О.В. (2014). Рівень дозрілості органічної речовини Дніпровсько-Донецької западини у зв'язку з перспективою відкриття родовищ нетрадиційного газу. *Вісник Київського національного університету. Геологія*, 1 (64), 48–53.

Михайлов, В., Курило, М., Андреева, О. (2014). Принципи геолого-економічної оцінки нетрадиційних ресурсів вуглеводнів. *Вісник Київського національного університету. Геологія*, 2 (65), 40–44.

Михайлов, В.А., Загнітко, В.Н. (2015). Геолого-геохимические основы оценки газонасности сланцевых толщ Украины. Saarbrücken, Palmarium academic publishing.

Несіна, Н., Здорovenko, М., Шкроб, Т., Дяченко, К. (2012). Візейський карбонатний масив на Ливенській структурі (центральна частина південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини). *Геолог України*, 1–2, 83–86.

Нетрадиційні джерела вуглеводнів України (2014¹). Кн. I. Нетрадиційні джерела вуглеводнів: огляд проблеми. К.: Ніка-центр.

Нетрадиційні джерела вуглеводнів України (2014²). Кн. II. Західний нафтогазоносний регіон. К.: Ніка-центр.

Нетрадиційні джерела вуглеводнів України (2014³). Кн. III. Південний нафтогазоносний регіон. К.: ВПЦ Київський університет.

Нетрадиційні джерела вуглеводнів України (2014⁴). Кн. IV. Східний нафтогазоносний регіон: аналітичні дослідження. К.: ВПЦ "Київський університет".

Нетрадиційні джерела вуглеводнів України (2013⁵). Кн. V. Перспективи освоєння ресурсів сланцевого газу та сланцевої нафти в Східному нафтогазоносному регіоні. К.: ТОВ "ВТС ПРИНТ".

Нетрадиційні джерела вуглеводнів України (2014⁶). Кн. VI. Перспективи освоєння ресурсів газу щільних порід в Східному нафтогазоносному регіоні. К.: ТОВ "ВТС ПРИНТ".

Нетрадиційні джерела вуглеводнів України (2013⁷). Кн. VII. Метан вугільних родовищ, газогідрати, імпакті структури і наклади западини Українського щита. К.: Ніка-центр.

Нетрадиційні джерела вуглеводнів України (2014⁸). Кн. VIII. Теоретичне обґрунтування ресурсів нетрадиційних вуглеводнів осадових басейнів України. К.: Ніка-центр.

Ambrose, W.A., Potter, E.C., Briceno, R. (2009). An "Unconventional" Future for Natural Gas in the United States. *Thursday, February 12*.

EIA Analysis & Projections (2011). World shale gas resources: An initial Assessment of 14 regions outside the United States. *U.S. Energy Information Administration*.

Hadro, J. (2010). Shale gas exploration strategy. *Przegląd Geologiczny*, 58, 250–258.

Integrated Approach for Shale Gas Reservoir Characterization: Stress Analysis and Sweet Spot Discrimination. (2012). *Hampson-Russell Software and Services, CGGVeritas. Geoph. Soc. Houston J.*, 10–14.

Kuuskraa, V., Stevens, S., Van Leeuwen, T., Moodhe, K. (2011). World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. Advanced Resources International, Inc. Arlington, VA USA. Wykonane dla: U. S. Energy Information Administration, Office of Energy Analysis, U.S. Department of Energy, Washington, DC 20585.

Lainda, N. (2012). Introduction To Shale Gas Formation Evaluation. Formation and Reservoir Solutions. Halliburton.

U.S. Geological Survey Oil and Gas Assessment Team (2012). Variability of distribution of well-scale estimated ultimate recovery for continuous (unconventional) oil and gas resources in the United States. *U.S. Geological Survey Open-File Report 2012-1118*.

Vyzva, S.A., Mikhailov, V.A. (2013). Implications for unconventional hydrocarbons exploration and production in Ukraine. *75th European Association of Geoscientists and Engineers Conference and Exhibition 2013 Incorporating SPE EUROPEC 2013: Changing Frontiers*, 4927–4931.

References

- Ambrose, W.A., Potter, E.C., Briceno, R. (2009). An "Unconventional" Future for Natural Gas in the United States. *Thursday, February 12*.
- Atlas of oil and gas of Ukraine. (1998). At 6 books. Ed. Ivanuta, M.M., Fedyshin, V.O., Denega, B.I. et al. Lviv: UNGA.
- Benko, V., Lukin, A., Gladun V. et al. (2005). The Bogatoy-Orel-Zatyshnysky megaatoll – a large area of oil and gas accumulation in the southeast of the Dnieper-Donetsk depression. *Geologist of Ukraine*, 1, 16–17.
- Castillo, G., Sena, A., Chessier, K. et al. (2012). Integrated Approach for Shale Gas Reservoir Characterization: Stress Analysis and Sweet Spot Discrimination. *Hampson-Russell Software and Services, CGGVeritas. Geoph. Soc. Houston J.*, 10–14.
- EIA Analysis & Projections (2011). World shale gas resources: An initial Assessment of 14 regions outside the United States. *U.S. Energy Information Administration*.
- Hadro, J. (2010). Shale gas exploration strategy. *Przegląd Geologiczny*, 58, 250–258.
- Karpenko, I.O. (2017). The oil and gas system of the southern edge zone of the Dnieper-Donetsk depression. *Dis. ... Cand. Geol. Sciences: 04.00.17*. K.
- Karpenko, I.O. (2018). Oil and gas system of the Dnieper-Donetsk depression. Book 1. Southern edge area. Saarbrücken.
- Kuuskraa, V., Stevens, S., Van Leeuwen, T., Moodhe, K. (2011). World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. Advanced Resources International, Inc. Arlington, VA USA. Wykonane dla: U. S. Energy Information Administration, Office of Energy Analysis, U.S. Department of Energy, Washington, DC 20585.
- Lainda, N. (2012). Introduction To Shale Gas Formation Evaluation. Formation and Reservoir Solutions. Halliburton.
- Lukin, A.E. (2010¹). Shale gas and prospects for its production in Ukraine. Art. 1. The current state of the shale gas problem (in the light of the experience of developing its resources in the USA). *Geol. journal*, 3, 17–32.

Lukin, A.E. (2010²). Shale gas and prospects for its production in Ukraine. Art. 2. Black shale complexes of Ukraine and the prospects of their gas content in Volyn-Podolia and the Northwest Black Sea. *Geol. journal*, 4, 7–24.

Lukin, A.E. (2011). Prospects for shale gas content of the Dnieper-Donetsk aulacogen. *Geol. journal*, 1, 21–41.

Mykhailov, V., Kurilo M., Andreeva O. (2014). Principles of geological and economic evaluation of unconventional hydrocarbon resources. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 2 (65), 40–44.

Mykhailov, V.A., Emets O.V. (2014). Maturity level of organic matter of the Dnieper-Donetsk basin due to the prospect of unconventional gas deposits openin. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 1 (64), 48–53.

Mykhailov, V.A., Ogar V.V., Zeykan O.Yu. et al. (2011). Prospects for gas-bearing shale deposits of eastern part of Dnieper-Donetsk depression. *Geologist of Ukraine*, 2, 51–58.

Mykhailov, V.A., Zagnitko V.N. (2015). Geological and geochemical basics for evaluation of gas-bearing shale strata of Ukraine. Saarbrücken, Germany: Palmarium academic publishing.

Nesina, N., Zdorovenko M., Shkrob T., Dyachenko K. (2012). Viseysky carbonate massif on the Leven structure (the central part of the southern edge zone of the Dnieper-Donetsk depression). *Geologist of Ukraine*, 1–2, 83–86.

U.S. Geological Survey (2012). Oil and Gas Assessment Team. Variability of distribution of well-scale estimated ultimate recovery for continuous (unconventional) oil and gas resources in the Unites States. U.S. Geological Survey Open-File Report 2012-1118.

Unconventional sources of hydrocarbons of Ukraine (2013⁵). Book 5. Development potential of shale gas and shale oil resources in Eastern oil-gas-bearing region of Ukraine. Kyiv: "Print".

Unconventional sources of hydrocarbons of Ukraine (2013⁷). Book 7. Coalbed methane, gas hydrates, impact structures and superimposed depressions of the Ukrainian Shield. Kyiv: Nika-centre.

Unconventional sources of hydrocarbons of Ukraine (2014¹). Book 1. Unconventional source of hydrocarbons: problem review. Kyiv: Nika-centre.

Unconventional sources of hydrocarbons of Ukraine (2014²). Book 2. Western gas-bearing region. Kyiv: Nika-centre.

Unconventional sources of hydrocarbons of Ukraine (2014³). Book 3. South oil-gas-bearing region. Kyiv: Kiev University.

Unconventional sources of hydrocarbons of Ukraine (2014⁴). Book 4. Eastern oil-gas-bearing region. Analytical investigations. Kyiv: Kiev University.

Unconventional sources of hydrocarbons of Ukraine (2014⁶). Book 6. Development potential of tight gas resources in the East Ukraine petroleum province. Kyiv: "VTS Print".

Unconventional sources of hydrocarbons of Ukraine (2014⁸). Book 8. Theoretical substantiation of unconventional hydrocarbon resources in sedimentary basins of Ukraine. Kyiv: Nika-centre.

Vertyukh, A.M. (2007). Stratification and layer correlation of Lower V deposits, their distribution and variability of lithological composition in the southern instrument area DDD. *Problems of oil and gas industry*, 5, 29–34.

Vertyukh, A.M. (2018). Geological structure and prospects of oil and gas content of the Lower Carboniferous zone of the southern instrument zone of the Dnieper-Donetsk depression. *Dis. ... Cand. Geol. Sciences: 04.00.01*. K.

Vizhva, S.A., Mykhailov V.A., Onishchuk D.I., Onishchuk I.I. (2014). Petrophysical parameters of rocks promising for shale gas (sites of the eastern sector of the Dnieper-Donetsk depression). *Geophysical journal*, 36, 1, 145–157.

Vyzva, S.A., Mikhalov, V.A. (2013). Implications for unconventional hydrocarbons exploration and production in Ukraine. 75th European Association of Geoscientists and Engineers Conference and Exhibition 2013 Incorporating SPE EUROPEC 2013: *Changing Frontiers*, 4927–4931.

Zagnitko, V.M., Mykhailov, V.A. (2014). Geochemical features of the gas component gas-bearing shale strata of Ukraine. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 1 (64), 11–17.

Надійшла до редколегії 01.10.19

V. Mykhailov, Dr. Sci. (Geol.), Prof.,
E-mail: vladvam@gmail.com;
O. Karpenko, Dr. Sci. (Geol.), Prof.,
E-mail: karpenko.geol@gmail.com;
Taras Shevchenko National University of Kyiv,
Institute of Geology, 90 Vasykivska Str., Kyiv, 03022, Ukraine

PROSPECTS OF UNCONVENTIONAL OIL AND GAS POTENTIAL OF THE SOUTHERN ZONE OF DNEPER-DONETSK DEPRESSION

Based on the analysis of numerous works and publications, the studying of core samples, the interpretation of well-logging data, the studying of geochemical features and the degree of thermal processing of oil and gas strata, the prospects for unconventional oil and gas potential of geological structures and formations of the Zachepiliv-Liventsivsk shaft of the southern zone of the Dnieper-Donetsk Depression (DDD) are determined, which corresponds to the Rudenivsko-Proletarsky oil and gas region. Based on the studies, it is proved that the thermal maturity of the rocks of the southern zone within the Zachepiliv-Liventsivsk shaft is extremely uneven both in area and in section and only in certain areas (Bagatoyaska-25, Kernosivska-2 wells), or at depths greater than 1500 m (well Zachepilivska-100) or even 2700 m (well Ulyanivska-18), reaches favorable values sufficient for gas generation. Therefore, despite the rather high content of TOC, which, as a rule, significantly exceeds 1–2 %, the prospects of this section of the southern zone of the DDD with respect to the discovery of shale gas or gas of tight rocks are very problematic. According to the set of indicators characterizing potentially gas-containing shale rocks, the most promising section of this part of the southern zone is the well area. Bagatoyaska-25 and Kernosivska-2. Predicted shale gas resources of this section can be preliminary estimated at 40–50 billion m³. This should be taken into account when planning further exploration for shale gas. From the data analysis, one can distinguish depth intervals at which rocks enriched with organic matter can generate oil – from 900 to 3100 m, fatty gas with condensate – from 2100 to 4000 m and dry gas – from 2300 to deeper than 4000 m.

Keywords: shale gas, tight reservoir, oil and gas basin, resources, well logging.

B. Михайлов, д-р геол. наук, проф.,
E-mail: vladvam@gmail.com;
А. Карпенко, д-р геол. наук, проф.,
E-mail: karpenko.geol@gmail.com;
Киевский национальный университет имени Тараса Шевченко,
УНИ "Институт геологии", ул. Васильковская, 90, г. Киев, 03022, Украина

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕТРАДИЦИОННОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮЖНОЙ ПРИБОРТОВОЙ ЗОНЫ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ

На основе анализа многочисленных работ и публикаций, изучения керна скважин, переинтерпретации данных геофизических исследований скважин, исследования геохимических особенностей и степени термальной переработки нефтегазовых толщ определены перспективы нетрадиционной нефтегазоносности геологических структур Зачепиловско-Ливенцовского вала южной прибортовой зоны Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ), которая соответствует Руденковско-Пролетарскому нефтегазоносному району. На основе проведенных исследований доказано, что термальная зрелость пород южной прибортовой зоны в пределах Зачепиловско-Ливенцовского вала является крайне неравномерной как по площади, так и в разрезе, и только на отдельных участках (скважины Багатойская-25, Керносковская-2) или на глубинах более 1500 м (скважина Зачепиловская-100), или даже 2700 м (скважина Ульяновская-18), достигает благоприятных величин, достаточных для газобразования. Поэтому, несмотря на достаточно высокое содержание $S_{орг}$, которое, как правило, значительно превышает 1–2 %, перспективность этого участка южной прибортовой зоны ДДВ в отношении открытия залежей сланцевого газа или газа уплотненных пород весьма проблематична. Наиболее перспективным участком этой части прибортовой зоны по комплексу показателей, характеризующих потенциально газосодержащие сланцевые породы, является район скв. Багатойская-25 и Керносковская-2. Прогнозные ресурсы сланцевого газа этого участка могут быть предварительно оценены в 40–50 млрд м³. Это надо учитывать при планировании дальнейших геологоразведочных работ на сланцевый газ. Из анализа данных можно выделить интервалы глубин, на которых обогащенные органикой породы способны генерировать нефть – от 900 до 3100 м, жирный газ с конденсатом – от 2100 до 4000 м и сухой газ – от 2300 до глубже 4000 м.

Ключевые слова: сланцевый газ, уплотненный коллектор, нефтегазоносный бассейн, ресурсы, геофизические исследования скважин.