

УДК 551.24+553.98(477.8)

Олеся САВЧАК

Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, Львів,
e-mail: igggk@mail.lviv.ua

**ГЕОДИНАМІЧНІ ТА ГЕОХІМІЧНІ АСПЕКТИ
НАФТОГАЗОНАГРОМАДЖЕННЯ
ЗАХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ**

Західний нафтогазоносний регіон є найголовнішим нафтогазовидобувним регіоном України та найстарішим за часом відкриття промислових родовищ вуглеводнів. Усього в регіоні відкрито 94 родовища: шість великих, вісім – середніх і 80 дрібних. Найбільше родовищ у Більче-Волицькому (47) та Бориславсько-Покутському (39) нафтогазоносних районах. У Закарпатській газоносній області відомо п'ять газових родовищ, у Карпатській – два нафтових і в межах Волино-Подільської – два газових. Проаналізовано геохімічний склад нафти і конденсату трьох структурно-тектонічних елементів регіону: зовнішня, внутрішня зони Передкарпатського прогину та складчасті Карпати. Порівняно склад природних вуглеводнів у межах регіону. На основі аналізу особливостей геологічної будови і нафтогазоносності та наявних геохімічних даних зроблено висновок про те, що формування покладів нафти і газу в Західному нафтогазоносному регіоні зумовлено як латеральною, так і вертикальною міграцією вуглеводнів.

Ключові слова: геохімічні особливості, міграція, вуглеводні, Західний нафтогазоносний регіон України.

Вступ. Нафтогазогеологічне районування Західного регіону України ґрунтується на виокремленні територій, близьких за історією геологічного розвитку, будовою та умовами нафтогазонагромадження.

Карпатська нафтогазоносна провінція. *Передкарпатська нафтогазоносна область:* Більче-Волицький та Бориславсько-Покутський нафтогазоносні райони. *Карпатська нафтогазоносна область:* Скибовий нафтогазоносний район, Кросненський перспективний район. *Закарпатська газоносна область:* Мукачівський та Солотвинський газоносні райони. *Волино-Подільська нафтогазоносна область:* Волинський нафтогазоносний район, Подільський перспективний район, Бузький газоносний район, Нестеровський перспективний район (Атлас..., 1998).

Усі ці області та райони нерівноцінні за вивченістю, потенційними ресурсами вуглеводнів, кількістю родовищ та фазовим станом покладів. Також є значні відмінності у віці продуктивних та перспективних комплексів, глибинах їхнього залягання.

© Олеся Савчак, 2018

ISSN 0869-0774. Геологія і геохімія горючих копалин. 2018. № 3–4 (176–177)

У Волино-Подільській нафтогазоносній області відкрито лише два газові родовища (у відкладах середнього і нижнього девону) (рис. 1). Є підстави вважати, що при подальшому вивченні їхня кількість збільшиться внаслідок розширення стратиграфічного діапазону та виявлення нових типів покладів. Окрім газових, тут можливе відкриття і нафтових скупчень.

У Більче-Волицькому нафтогазоносному районі з 47 родовищ – 45 газові і газоконденсатні з покладами в утвореннях міоцену та мезозою і тільки два – нафтові – одне на північному заході (Коханівське, верхня юра) і друге на південному сході (Лопушнянське, палеоген, крейда та верхня юра). Район детально вивчений бурінням і сейсмозрозвідкою, які свідчать про значні перспективи лише його південно-східної частини під насувом Покутсько-Буковинських Карпат (див. рис. 1).

Бориславсько-Покутський нафтогазоносний район є переважно нафтоносним: з 39 відкритих в утвореннях палеогену родовищ – 37 нафтові, нафтогазові та нафтогазоконденсатні і лише два – газоконденсатні. Зосереджені вони майже в усіх ярусах складок. Перспективи виявлення нових покладів пов'язують, насамперед, з їхніми зануреними частинами на глибинах понад 4–5 км. У Скибовому районі Карпатської нафтогазоносної області відомі лише два невеликі нафтові родовища в утвореннях палеогену і верхньої крейди. Нові поклади можуть бути відкриті тут у породах того ж віку на неглибоко занурених ділянках фронтальних скиб разом з параавтохтонними елементами Скибової, Кросненської та інших зон, а також у глибоко занурених відкладах нижньої крейди.

З п'яти газових родовищ, пов'язаних з неогеновою товщею Закарпатської газозносної області, чотири припадає на Мукачівський і одне – на Солотвинський газозносні райони.

Стратиграфічний діапазон промислової нафтогазоносності Заходу України охоплює інтервал від нижнього девону до пліоцену включно.

З девонськими утвореннями пов'язані промислові поклади газу у піщаних колекторах на Локацькому та Великомоствіському родовищах Волино-Подільської нафтогазоносної області.

Верхньоюрський розріз містить газове скупчення на Рудківському родовищі в північно-західній частині Більче-Волицької зони, а також нафтові – на Коханівському і Лопушнянському.

З верхньокрейдовими сенонськими пісковиками пов'язані значні за розмірами поклади газу на північному заході Більче-Волицької зони (Угерське, Більче-Волицьке, Меденицьке родовища) і нафти – у сеноманських пісковиках Лопушнянського родовища. Верхньокрейдові утворення флішової формації містять невеликі поклади нафти в межах Бориславсько-Покутської зони на Битків-Бабченському родовищі, а також Космацькому – на Покутті.

Непромислові скупчення газу у верхньокрейдових теригенних товщах з низькими колекторськими властивостями встановлено також на площі Тербля в Закарпатській області.

Палеоген є основним нафтогазоносним комплексом у Бориславсько-Покутській зоні. Для нього характерний розвиток на різних стратиграфічних рівнях (палеоцен, нижня, середня частина і верхи еоцену, олігоцен) горизонтів масивних пісковиків потужністю десятки і перші сотні метрів. У Скибовій

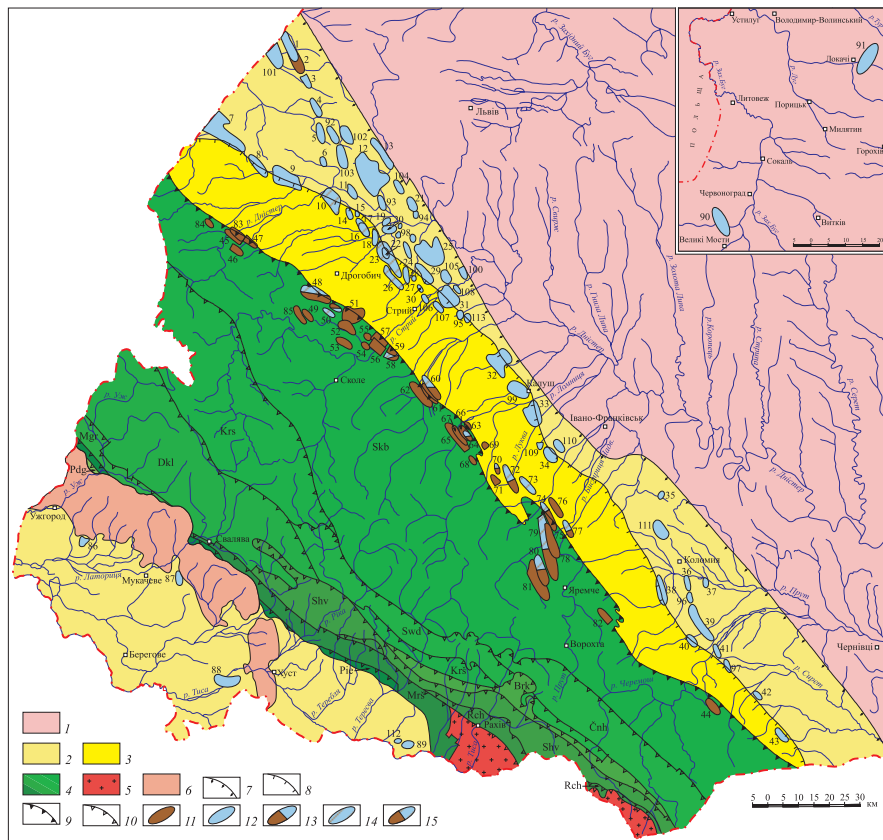


Рис. 1. Нафтові і газові родовища заходу України (Геодинамічні умови..., 2008):

1 – платформа; 2 – Зовнішня зона Передкарпатського прогину і Закарпатський прогин; 3 – Внутрішня зона Передкарпатського прогину, 4 – Карпати, 5 – Мармароський масив; 6 – Вигорлат-Гутинський хребет, 7 – північно-східна границя Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, 8 – північно-східна границя Внутрішньої зони Передкарпатського прогину (Стебницький насув), 9 – Береговий насув Карпат, 10 – границі Карпатських зон (Skb – Скибова, Krs – Кросненська, Swd – Свидовецька, Cnh – Черногорська, Krš – Красношорська, Dkl – Дуклянська, Mgr – Магурська, Brk – Буркутська, Shv – Сухівська, Rech – Рахівська, Mrš – Мармароська, Pie – Пієнінська, Pdg – Підгальська), 11–15 – родовища: 11 – нафтові, 12 – газові, 13 – газонафтові, 14 – газоконденсатні, 15 – нафтогазоконденсатні.

Родовища Передкарпатської нафтогазонової області

Родовища Більче-Волицького нафтогазонозного району: 1 – Свидницьке, 2 – Коханівське, 3 – Вижомлянське, 4 – Вишнянське, 5 – Нікловицьке, 6 – Макунівське, 7 – Хідновицьке, 8 – Садковицьке, 9 – Пинянське, 10 – Залужанське, 11 – Новосілівське, 12 – Рудківське, 13 – Городоцьке, 14 – Майницьке, 15 – Сусолівське, 16 – Грушівське, 17 – Тинівське, 18 – Східнодовгівське, 19 – Південнограбівське, 20 – Меденицьке, 21 – Малогорожанське, 22 – Опарське, 23 – Летнянське, 24 – Грудівське, 25 – Більче-Волицьке, 26 – Гайське, 27 – Кавське, 28 – Глинківське, 29 – Угерське, 30 – Південноугерське, 31 – Дашавське, 32 – Кадобнянське, 33 – Гринівське, 34 – Богородчанське, 35 – Черемхівсько-Струпківське, 36 – Пилипівське, 37 – Дебеславичське, 38 – Яблунівське, 39 – Косівське, 40 – Ковалівське, 41 – Черногузьке, 42 – Шереметівське, 43 – Красноільське, 44 – Лопушнянське, 92 – Орховицьке, 93 – Верещицьке, 94 – Рубанівське, 95 – Любешівське, 96 – Гуцулівське, 97 – Славецьке, 98 – Гірське, 99 – Калуське, 100 – Тейсарівське, 101 – Ретиченське, 102 – Добрянське, 103 – Дубаневичьке, 104 – Турабівське, 105 – Стриганецьке, 106 – Комарівське, 107 – Бережницьке, 108 – Лугівське, 109 – Північнобогородчанське, 110 – Старобородчанське, 111 – Коломийське, 113 – Східнолюбешівське.

Родовища Бориславсько-Покутського нафтогазонозного району: 45 – Старосамбірське, 46 – Південномонастирське, 47 – Блажівське, 48 – Бориславське, 49 – Новосхідницьке, 50 – Іванківське, 51 – Орів-Уличнянське, 52 – Соколовське, 53 – Заводівське, 54 – Південностинавське, 55 – Мельничинське, 56 – Стинавське, 57 – Семигинівське, 58 – Танявське, 59 – Янківське, 60 – Північнодолинське, 61 – Долинське, 62 – Вигодсько-Витвицьке, 63 – Чечвинське, 64 – Струтинське, 65 – Спаське, 66 – Рожнятівське, 67 – Спаське-Глибинне, 68 – Ріпнянське, 69 – Підлісівське, 70 – Луквинське, 71 – Руда-вельське, 72 – Росільнянське, 73 – Космацьке, 74 – Монастирчанське, 75 – Пнівське, 76 – Гвіздецьке, 77 – Південногвіздецьке, 78 – Пасічнянське, 79 – Битків-Бабченське, 80 – Довбушанське, 81 – Бистрицьке, 82 – Микуличинське, 83 – Страшевицьке.

Родовища Карпатської нафтогазонової області

84 – Стрільбицьке, 85 – Східницьке.

Родовища Закарпатської газонної області

86 – Русько-Комарівське, 87 – Станівське, 88 – Королівське, 89 – Солотвинське, 112 – Дібровське.

Родовища Волино-Поділля (на врізці)

90 – Великомоствіське, 91 – Локачівське.

Опрацювали:

А. П. Медведєв, О. С. Щерба, Б. П. Різун, В. П. Милославська, І. З. Побігун, 2007 р.

Тектонічна основа:

за О. С. Вяловим, С. П. Гавурово, В. В. Данишем, П. Н. Царенком, 1999 р.

зони Карпат породи цього віку продуктивні на Східницькому і Стрільбицькому родовищах.

Розподіл покладів по горизонтах палеогену нерівномірний: найменше їх в утвореннях палеоцену, найбільше – олігоцену. Останні містять промислові скупчення майже у всіх родовищах Бориславсько-Покутської зони і, таким чином, є регіонально нафтогазоносними.

Платформні епіконтинентальні відклади палеогену нафтоносні на південному сході Більче-Волицької зони (Лопушнянське родовище).

Міоцен є другим основним газоносним горизонтом на заході України. До нього приурочена більшість родовищ північно-західної частини Більче-Волицької зони, де продуктивними є піщані відклади нижнього сармату на Угерському, Більче-Волицькому, Рудківському, Хідновицькому, Пинянському, Залужанському, Летнянському та інших родовищах.

Відклади верхнього бадену газоносні в центральній і південно-східній частинах Більче-Волицької зони.

У Закарпатському прогині встановлена промислова газоносність бадену, сармату і пліоцену. На відміну від Більче-Волицької зони, стратиграфічний діапазон промислової газоносності неогену тут ширший за рахунок нижнього бадену (Солотвинське родовище) і верхів сармату–пліоцену (Королівське родовище), однак поклади газу менші, ніж у Передкарпатті.

Родовища нафти та газу регіону пов'язані з пастками склепінного або комбінованого типу, у формуванні яких суттєву роль відігравали тектонічне екранування та літологічне обмеження пластів.

Найбільш складні та різноманітні умови газонафтоагромадження у Більче-Волицькому нафтогазоносному районі. Масивні поклади приурочені до ерозійних виступів юрських та крейдових утворень в ядрах міоценових антиклінальних структур (Рудківська, Більче-Волицька, Угерська). На Лопушнянському родовищі наявні масивне (юра), пластові склепінні тектонічно екрановані (крейда) і літологічно обмежене (палеоген) скупчення вуглеводнів. У баденських породах (Гринівське, Богородчанське, Косівське та інші родовища) пастки переважно літологічно обмеженого типу завдяки лінзоподібному розвитку колекторів. У сарматському комплексі більшість покладів знаходиться в антикліналях, однак у їхньому розміщенні важливу роль відіграє і фактор літологічного обмеження, унаслідок чого скупчення газу часто розташовані на перикліналях та крилах піднять (Пинянське, Залужанське та інші родовища). У смузі, що прилягає до Самбірського покриву, виявлені поклади пластового типу, екрановані з південного заходу насупом (Кавське, Угерське та інші родовища). Для смуги Краковецького розлому, яка має східчасту будову, характерні пастки, що тектонічно екрануються скидами як на зануреному, так і на піднятому блоці (Макунівське, Новосілівське родовища).

У Бориславсько-Покутському нафтогазоносному районі скупчення вуглеводнів пов'язані з асиметричними, часто лежачими антикліналями. Поклади пластові склепінні та масивно-пластові, здебільшого тектонічно екрановані поперечними скидами і скидо-зсувами (Бориславське, Орів-Уличнянське, Долинське та інші родовища). Інколи нафтогазоносні периклінальні частини структур екрановані скидами, натомість колектори склепінних частин обводнені (Луквинське, Рудавецьке та інші родовища). Відомі також скупчення

вуглеводнів у підвернутих крилах складок, екранованих по підйому пласта насувами, а по простяганню – поперечними скидо-зсувами (Рожнятівське, Спаське-Глибинне, Битків-Бабченське родовища). Невитриманість палеогенових колекторів зумовила наявність на деяких родовищах пасток пластового склепінного тектонічно екранованого та літологічно обмеженого типу (Орів-Уличнянське, Струтинське та інші родовища).

У Скибовому нафтогазоносному районі поклади за типом подібні (Східницьке і Стрільбицьке родовища) до виявлених у Бориславсько-Покутському.

На родовищах Закарпатської газоносної області розвинуті складні за будовою комбіновані пастки: пластові склепінні тектонічно екрановані, літологічно обмежені (Русько-Комарівське, Станівське, Королівське) і лише на Солотвинському – склепінні масивні тектонічно екрановані.

Скупчення вуглеводнів Волино-Подільської нафтогазоносної області, як правило, пластові склепінні, літологічно обмежені (Великомостівське, Локацьке родовища).

Родовища регіону здебільшого багатопластові, причому нерідко включають поклади різних типів. Однопластові виявлені переважно у Бориславсько-Покутському нафтогазоносному районі (Орів-Уличнянське, Південномонастирецьке, Південностинавське, Рудавецьке, Рожнятівське, Спаське-Глибинне) і лише одне (Малогорожанське) – у Більче-Волицькому. По ряду родовищ Бориславсько-Покутського НГР (Соколовецьке, Микуличинське та інші) і трьох – Закарпатської газоносної області (Королівське, Станівське, Солотвинське) відомо лише по одному скупченню.

Найбільші глибини, з яких отримані промислові припливи нафти, становлять 5700–5800 м у Бориславсько-Покутській зоні (Соколовецьке родовище) і 4180–4464 м у Більче-Волицькій (Лопушнянське родовище).

Результати дослідження. Геохімічні дослідження складу нафти і конденсату проводили в трьох структурно-тектонічних елементах регіону: зовнішній та внутрішній зонах Передкарпатського прогину та складчастих Карпатах (табл. 1, 2).

Фізико-хімічні властивості вуглеводнів регіону. Густина нафт змінюється у широкому діапазоні: важкі відомі у юрських утвореннях Коханівського і Вишнянського родовищ (до 1014 кг/м³), у приконтатних частинах деяких покладів Бориславсько-Покутського нафтогазоносного району (880–920 кг/м³); легкі (750–800 кг/м³) трапляються у верхніх горизонтах Бориславського, Долинського, Битків-Бабченського родовищ. Густина олігоценових нафт у середньому становить 840–850 кг/м³, еоценових та палеоценових – 840–860 кг/м³. Нафти крейдових відкладів Скибового нафтогазоносного району мають меншу густину – 770–840 кг/м³, що пояснюється їхньою фільтрацією з нижніх горизонтів розрізу.

Більшість родовищ містить нев'язкі нафти (Глибинна складка Бориславського, Долинське, Битків-Бабченське, Східницьке та інші); середні за в'язкістю вони у Бориславському піднасуві, олігоценовому покладі Струтинського, Орівській ділянці Орів-Уличнянського та Стрільбицькому родовищі; в'язкі – у Коханівському, Блажівському, еоценовому покладі Струтинського та приконтатних частинах Бориславського і Битків-Бабченського родовищ; на деяких (Східницьке, Бориславське) цей показник зростає з глибиною залягання.

Т а б л и ц я 1. Характеристика газоконденсатів Західного нафтогазоносного регіону України (Атлас..., 1998)

Родовище	Глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту, м	Густина, кг/м ³	Молекулярна маса	Вміст, мас. %				Груповий склад вуглеводнів, %		
				асфальтени	смоли	парафіни	сірка	метанові	нафтені	ароматичні
Залужанське	3280	817	147	–	0,5	4,35	–	–	–	–
Грушівське	1720	750	–	–	–	–	–	100	–	–
Летнянське	1654	812,7	178	–	0,93	10,3	0,06	60	24	16
	1485	723,0	104	–	0,11	0,03	0,02	56	36	8
Гайське	1563	820,4	153	–	0,13	–	–	22	53	25
	1650	699,6	98	–	0,119	–	0,01	60,5	33,5	6,0
	1820	751,5	125	–	0,68	6,4	0,07	64,0	25,0	11,0
	1550	740,6	123	–	0,19	–	0,02	72,0	25,0	3,0
Космацьке	2507	728	99	0,04	0,1	0,4	0,03	–	73,0	12,7
	2780	710	98	0,01	0,06	0,07	0,08	–	77,9	15,6
Монастирчанське	3520	776	137	0,51	0,57	1,94	–	–	–	–
Іванківське	3053	763	–	–	0,2	0,1	0,024	–	–	–
	2170	847,3	224	2,9	9,3	5,5	0,68	–	58,3	13,9
Північно-долинське	2695	755	102	–	до 1	3,3	0,3	–	–	–
	2172	776,2	151	0,4	0,36	0,88	–	60,0	21,0	18,4
Росільнянське	2420	781,0	133	–	0,10	13,3	0,14	60,0	19,7	18,9
	3260	808	168	–	1,2	6,9	–	–	–	–
Південно-гвіздецьке	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Битків-Бабченське	1900	751	131	–	0,54	0,41	0,03	60	23	17

Т а б л и ц я 2. Характеристика нафт Західного нафтогазоносного регіону України (Атлас..., 1998)

Родовище	Глибина залягання покривлі продуктивного горизонту, м	Густина, кг/м ³		Вміст, мас. %					Груповий склад вуглеводнів, %		
		пластової	дегазованої	парафіни	смоли	асфальтени	сірка	ароматичні	нафтенові	метанові	
Коханівське	1300	949	982	2,5	26,1	17,5	5,14	-	-	-	
Лопушнянське	4080	647,5	822,0	7,69	4,84	0,26	0,16	-	-	-	
	4200	658,8	823,8	8,86	4,36	0,15	0,13	-	-	-	
	4300	675,0	839,5	8,41	4,63	0,45	0,35	-	-	-	
Старосамбірське	3075	757,2	850,0	7,3	5,4	0,1	1,75	-	-	-	
	3285	755,0	846,3	6,0	22,0	1,8	0,33	-	-	-	
Південно-монастирське	4440	823,5	860,3	11,4	13,6	1,95	0,36	-	-	-	
Блажівське	3000	850,7	876,0	8,14	8,68	4,85	2,0	-	-	-	
	3100	805,7	840,6	12,43	6,81	1,55	2,32	-	-	-	
Новосхідницьке	3900	564	844,2	3,92	17,76	4,63	0,2	-	-	-	
	4550	660	842,9	4,77	15,0	1,15	0,31	-	-	-	
Орив-Уличнянське	2562	687	854	7,9	25,0	2,5	0,41	-	-	-	
	3100	677	837	2,2	12,0	0,4	0,13	-	-	-	
Соколовецьке	5700	679	813	0,06	1,44	0,12	0,164	-	-	-	
Заводівське	4280	676,5	840,0	5,6	10,05	0,44	0,16	-	-	-	
	4460	549,0	834,0	5,6	10,87	1,16	0,138	-	-	-	
Південностінавецьке	4350	711,5	848,6	12,68	5,44	0,29	0,32	-	-	-	
Мельничанське	4497	676	838	7,01	5,84	0,70	0,18	-	-	-	
	4710	654	843	8,60	4,85	0,75	0,46	-	-	-	

Продовження табл. 2

Родовище	Глибина залягання покривлі продуктивного горизонту, м	Густина, кг/м ³		Вміст, мас. %				Груповий склад вуглеводнів, %		
		пластової	дегазованої	парафіни	смоли	асфальтени	сірка	ароматичні	нафтенові	метанові
Стинавське	3310	660	839,0	6,3	16,0	–	0,36	–	–	–
	3550	727	851,6	10,3	4,0	0,8	–	–	–	–
Семигнівське	4350	–	847	7,21	5,48	0,35	–	–	–	–
Янківське	5170	–	823,6	10,5	4,3	–	0,17	–	–	–
Долинське	50	–	769	0,21	7,0	–	0,17	–	–	–
	1600	696	837	8,00	5,4	0,63	0,30	32	25	43
	2200	677	844	8,25	6,0	1,00	0,32	21	29	50
Вигодсько-Витвицьке	3250	676	843	9,8	14,7	0,5	0,34	–	–	–
Чечвинське	2400	–	854	9,04	7,43	1,10	0,09	–	–	–
	2450	–	855	13,13	10,12	0,49	0,21	–	–	–
Спаське	1094	728	841	9,4	16,2	–	0,44	–	–	–
	2400	–	840	11,8	18,0	–	0,22	–	–	–
	1300	–	849	8,9	6,1	0,1	0,35	17,0	–	66,7
	665	744	830	10,4	9,1	0,04	0,26	–	–	–
Рожнятівське	4470	613	851	9,60	5,36	0,03	0,13	–	–	–
Спаське-Глибинне	4410	613	850	14,49	6,52	0,15	0,12	–	–	–
Ріпнянське	10	–	840	1,16	8,71	–	–	–	–	–
	100	–	822	–	14,65	–	–	–	–	–
	500	–	842	до 2,29	8,32	–	до 0,64	–	–	–
Підлісівське	2740	–	856	1,13	0,41	0,20	0,02	–	–	–
	2270	811	861	9,51	11,16	0,86	0,54	–	–	–

Продовження табл. 2

Родовище	Глибина залягання покривлі продуктивного горизонту, м	Густина, кг/м ³		Вміст, мас. %				Груповий склад вуглеводнів, %				
		пластової	дегазованої	парафіни	смоли	асфальтени	сірка	ароматичні	нафтенові	метанові		
Рудавецьке	1020	–	854	7,9	8,8	0,5	–	–	–	–	–	–
Пнівське	1720	655	834	10,5	24	1,7	–	–	–	–	–	–
	3100	606	830	10,0	10	0,5	0,22	–	–	–	–	–
Гвіздецьке	1457	681	851	8,0	5,2	1,3	0,21	–	–	–	–	–
	1690	710	867	9,6	6,2	2,5	0,26	–	–	–	–	–
	1919	741	870	10,4	7,5	2,3	0,27	–	–	–	–	–
Пасічнянське	2400	532	846	10,4	6,9	0,6	0,21	–	–	–	–	–
Бистрицьке	2000	702	841	8,3	6,1	0,8	0,17	14,5	–	68,7	–	–
	2100	682	832	8,9	5,7	0,7	0,17	17,4	–	66,4	–	–
	2100	691	838	8,6	7,1	0,5	0,29	–	–	–	–	–
	3200	–	841	8,6	0,7	0,296	0,12	–	–	–	–	–
Микуличинське	2200	803	874,1	7	12,3	2,76	0,65	–	–	–	–	–
Страшевицьке	2900	717	843	15,8	5,67	0,26	0,27	–	–	–	–	–
Стрільбицьке	0	–	849,2	2,7	27	–	до 0,5	5	28	67	–	–
	210	–	859,0	2,3	–	4,4	0,4	–	–	–	–	–
	250	871,2	877,6	7,03	12,3	4,02	1,05	–	–	–	–	–
Східницьке	220	–	826,1	2,0	13,0	–	до 0,13	21,7	23,7	54,5	–	–
	270	197	828,3	0,8	10,0	–	до 0,26	19,45	20,85	59,7	–	–
	420	205	857,0	9,98	–	–	–	–	–	–	–	–
Луквинське	1200	726	834	9,5	12,3	0,3	–	19,5	–	66,2	–	–
	1125	740	837	9,7	17,0	0,4	–	16,4	–	66,3	–	–
	1343	–	836	10,7	13,0	0,2	–	14,6	–	75,5	–	–

Продовження табл. 2

Родовище	Глибина залягання покривлі продуктивного горизонту, м	Густина, кг/м ³		Вміст, мас. %			Груповий склад вуглеводнів, %			
		пластової	дегазованої	парафіни	смоли	асфальтени	сірка	ароматичні	нафтенові	метанові
Струтинське	1650	696	859	7,35	40,0	—	—	—	—	—
	2050	692	842	11,19	14,5	1,67	0,29	—	—	—
	2420	687	853	9,46	14,9	1,57	0,39	—	—	—
Довбушанське	1900	733	853	0,9	8,5	1,08	0,46	—	—	—
	1600	—	857	7,6	17,0	1,20	0,35	—	—	—
Бориславське	160	798	856,8	0,5	28,0	1,1	0,42	—	—	—
	2250	790	860,0	6,9	10,6	1,8	0,33	—	—	—
	2700	838	897,9	9,2	13,7	7,6	0,78	—	—	—
Іваніківське	2938	739	884	13,4	29,6	1,78	—	—	—	—
Танявське	3680	650	841	12,4	9,3	1,2	0,36	13,1	62,9	—
Північнодолинське	2350	612	830	9,3	6,1	0,9	0,17	—	—	—
	2695	625	839	11,6	8,2	0,7	0,16	31	24	45
Росільнянське	2380	632	821	6,0	5,8	0,15	0,14	—	—	—
Південногвіздецьке	2500	604	818,7	6,9	4,2	0,19	0,12	—	—	—
	2700	686	855,3	9,8	8,8	1,90	0,32	—	—	—
	3260	750	880,0	9,0	13,4	5,13	—	—	—	—
Битків-Бабченське	1000	789	855	12,5	18,7	1,3	0,32	36	33	31
	1300	781	858	8,9	12,8	1,1	0,68	—	—	—
	2340	748	858	11,2	17,4	2,0	0,37	—	—	—
	1600	765	865	9,86	18,82	—	0,56	29	43	28

Фракційний склад нафт змінюється у широких межах. Вміст легких вуглеводнів у середньому становить 10–20 %, але інколи знижується до 5 або зростає до 50 %. Найменше легких вуглеводнів у нафтах Північнодолинського, а також Глибинних складок Бориславського та Битків-Бабченського родовищ, найбільше – у нафтах Ріпнянського, Східницького, Битків-Бабченського (Берегова скиба) родовищ, де поклади залягають на невеликих глибинах. За вмістом сірки нафти поділяються на малосірчисті (до 0,3 %), середньо- (0,3–1,0 %) та високосірчисті (понад 1,0 %). Перші відомі на родовищах Карпатської нафтогазоносної області. Тут сірки, зазвичай, від 0,3 до 0,5 %. У нафтах Орів-Уличнянського родовища та складки Стара Копальня вміст сірки значно менший. Багато сірки (1–8 %) у нафтах зони контакту нафта–вода (Коханівське, Бориславське, Битків-Бабченське родовища та Орівська ділянка Орів-Уличнянського). За груповим складом нафти переважно метано-нафтеніві, нафтенно-метанові, ароматико-нафтенно-метанові та ароматичні. Здебільшого у Передкарпатській нафтогазоносній області вони належать до перших двох класів, а у Карпатській нафтогазоносній області – до ароматико-нафтенного і нафтенно-ароматичного. До класу ароматичних належать нафти приконтактних зон (Коханівське, Битків-Бабченське родовища).

За вмістом парафіну нафти регіону діляться на три групи: слабopарафіністості (менш ніж 2 %), парафіністості (2–6 %) та високopарафіністості (понад 6 %). Перша група – це нафти переважно невеликих старих промислів Карпатської нафтогазоносної області та Коханівського родовища Передкарпатської нафтогазоносної області, третя – Блажівського, Бориславського, Північнодолинського, Долинського, Струтинського, Спаського, Битків-Бабченського, Стрільбицького і частково Східницького родовищ. Решта нафт належить до другої групи.

За вмістом смолисто-асфальтенових компонентів нафти регіону також діляться на три групи: малосмолисті (менш ніж 5 %) – нафти Східницького, Ріпнянського та Уличнянської ділянки Орів-Уличнянського родовища, невеликих промислів Карпатської нафтогазоносної області. Смолисті (5–10 %) – нафти Бориславського, Долинського, Струтинського, Спаського, Битків-Бабченського та Орівської ділянки Орів-Уличнянського родовища. До високосмолистих (понад 10 %) належать нафти приконтактних зон (Атлас..., 1998).

Густина газоконденсату залежить від вмісту смолисто-асфальтенових компонентів (рис. 2).

Із збільшенням глибини залягання продуктивного горизонту збільшується густина газоконденсату (рис. 3).

Закономірної зміни вмісту смолисто-асфальтенових компонентів із глибиною не спостерігається, але зафіксовано глибини (інтервал від 2000 до 3500 м), де конденсати збагачені згаданими складовими (рис. 4).

Найбільшою густиною характеризуються нафти на родовищах Карпат (відповідно з невеликими глибинами). На родовищах внутрішньої зони Карпат закономірної зміни густини не виявлено (рис. 5).

Одним із чинників, що впливають на зміну густини нафт, є вміст у них смолисто-нафтенних компонентів (рис. 6). Так, із збільшенням вмісту смол збільшується густина нафти.

Висновки. Аналіз особливостей геологічної будови і нафтогазоносності в сукупності з наявними геохімічними даними дає змогу дійти висновку, що фор-

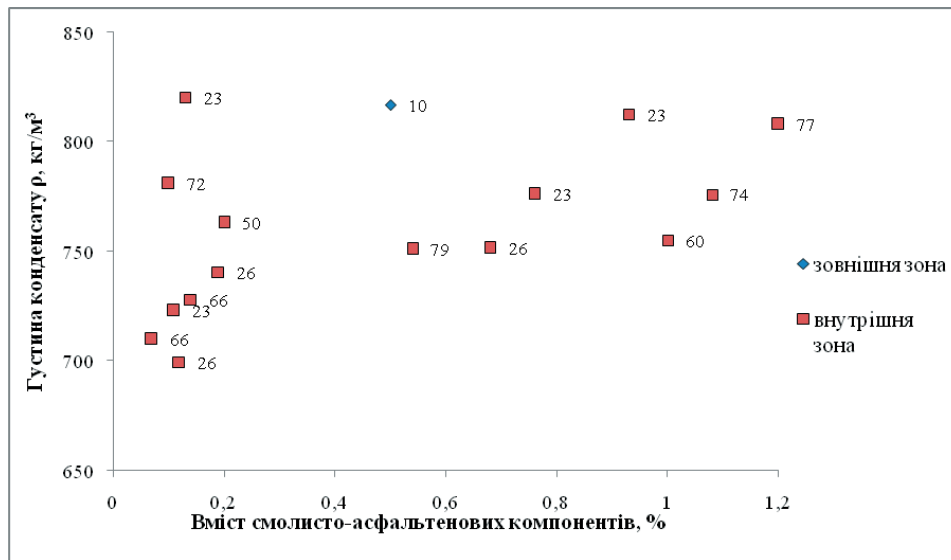


Рис. 2. Залежність густини конденсату від вмісту смолисто-асфальтенових компонентів. Цифрами позначено газоконденсатні родовища, які розміщено на рис. 1

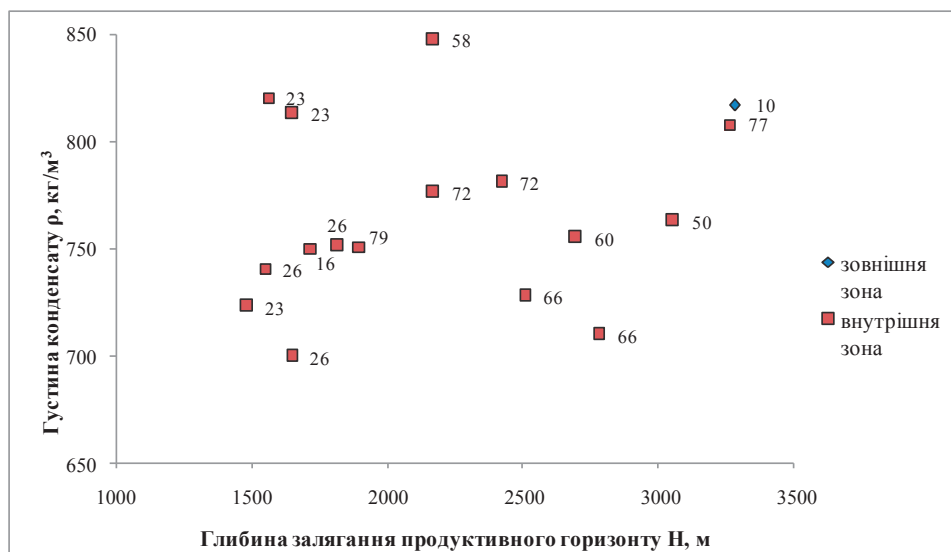


Рис. 3. Зміна густини конденсату з глибиною залягання. Цифрами позначено газоконденсатні родовища, які розміщено на рис. 1

мування покладів нафти і газу в Західному нафтогазоносному регіоні зумовлено як латеральною, так і вертикальною міграцією вуглеводнів, а порівняльний аналіз геохімічного складу нафт та конденсатів Західного нафтогазоносного регіону України дозволив виокремити такі особливості (Савчак, 2015, 2017):

1. На основі проведеного комплексу досліджень та порівняльного аналізу нафт виокремлено групи нафт: важкі – густиною до 1014 кг/м³ у юрських утвореннях; легкі 840–850 кг/м³ в олігоценевих та 770–840 кг/м³ в еоценових відкладах.

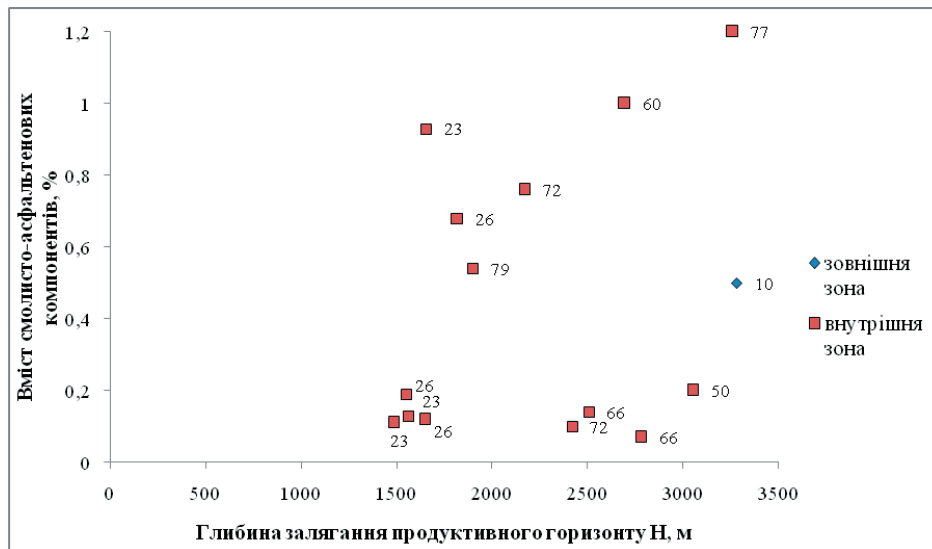


Рис. 4. Зміна вмісту смолисто-асфальтенових компонентів конденсату з глибиною залягання продуктивного горизонту. Цифрами позначено газоконденсатні родовища, які розміщено на рис. 1

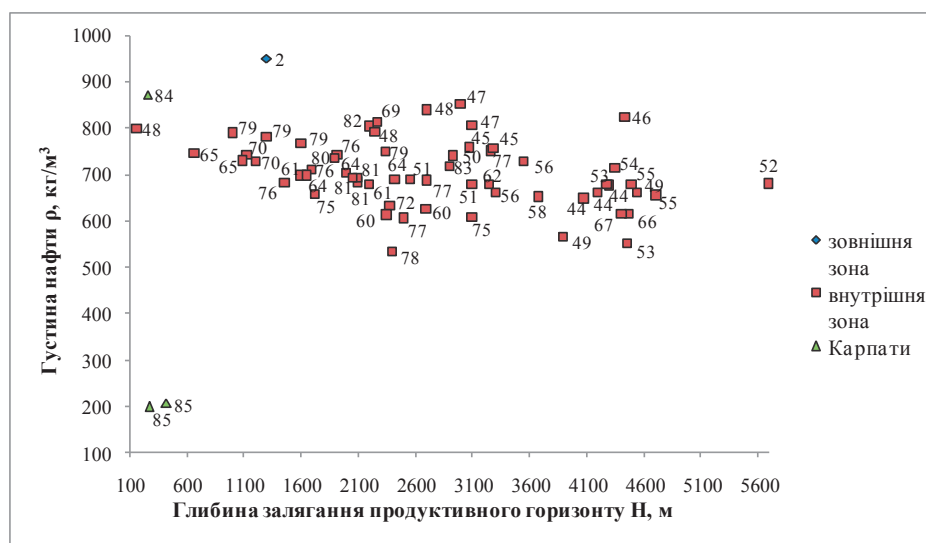


Рис. 5. Зміна густини нафти з глибиною залягання продуктивного горизонту. Цифрами позначено нафтові родовища, які розміщено на рис. 1

2. Розташування різних за складом нафт тісно пов'язується із напрямком міграції та акумуляції покладів. У напрямку міграції нафти стають важчими, у них збільшується вміст нафтенів. Догори розрізом вони змінюються від парафінових до нафтеневих. Такий розподіл нафт – дуже легкі в нижніх горизонтах і важчі у верхніх – свідчить про вертикальну міграцію нафти із спільного джерела надходження нафтових вуглеводнів.

3. За компонентним складом нафти можна класифікувати як переважно метаново-нафтеневі, ароматико-нафтені-метанові та ароматичні.

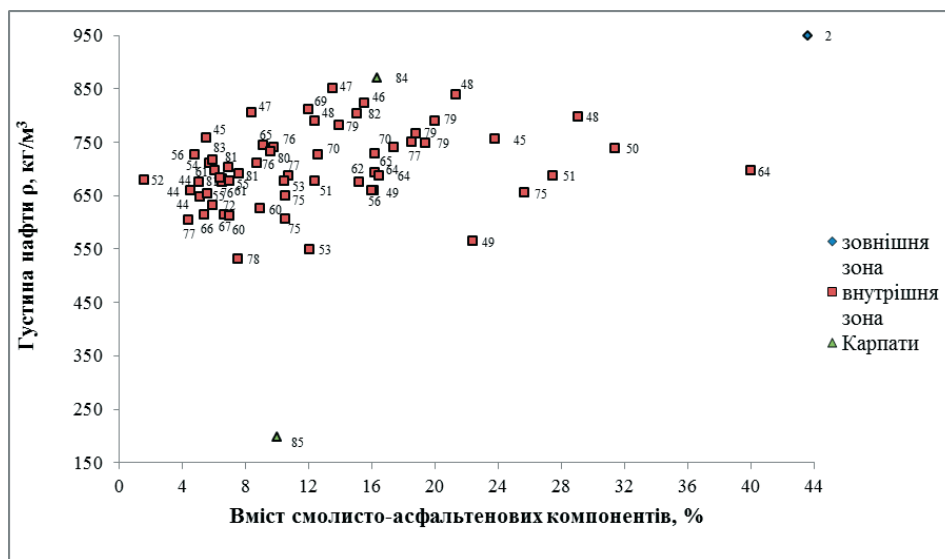


Рис. 6. Залежність між густиною нафти та вмістом смолисто-асфальтенових компонентів. Цифрами позначено нафтові родовища, які розміщено на рис. 1

Збільшення в нафтах метанових вуглеводнів і зменшення ароматичних із глибиною (це, насамперед, зміна термобаричних умов залягання і формування нафтових покладів) приводить до зміни її фізико-хімічних властивостей.

4. На багатопластових родовищах спостерігається тенденція до зменшення густини із глибиною, що властиво приблизно 70 % усіх нафтових родовищ світу (Доленко, 1990). Це є доказом того, що міграція нафти відбувалася по вертикалі і поклади сформувалися одночасно із спільного джерела надходження вуглеводневих компонентів. Коли внаслідок міграції проходить частковий перетік із нижніх пластів у верхні, то за напрямком міграції можуть зменшуватися густина нафти, її смолистість або ж склад нафт по розрізу практично однаковий (рис. 7).

Особливості розміщення нафтових і газових родовищ належать до актуальних проблем у зв'язку з практичними потребами відкриття нових родовищ, новими теоретичними уявленнями і даними про будову нафтогазоносних регіонів. Ґрунтуючись на наявних геологічних матеріалах, можна знайти взаємозв'язки між розломною тектонікою і положенням нафтових і газових родовищ (Карпатська нафтогазоносна провінція, 2004).

Сучасні матеріали з будови регіону, зокрема його глибоких зон, дали підстави для продовження цілеспрямованого дослідження проблеми. Серед них слід відзначити такі: встановлення двоярусної будови осадової товщі Карпат – наявність насунених флішових товщ алохтона і підстилаючих платформних відкладів автохтона; наявність нафтових скупчень в автохтоні Карпат, наприклад, Лопушнянського родовища в Україні та Носувського в Польщі; існування нафтових покладів у мезозойських відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину; відкриття нафтових і газових родовищ у межах прилеглої до Карпат країни Східноєвропейської платформи (Локачинське і Великомоствіське).

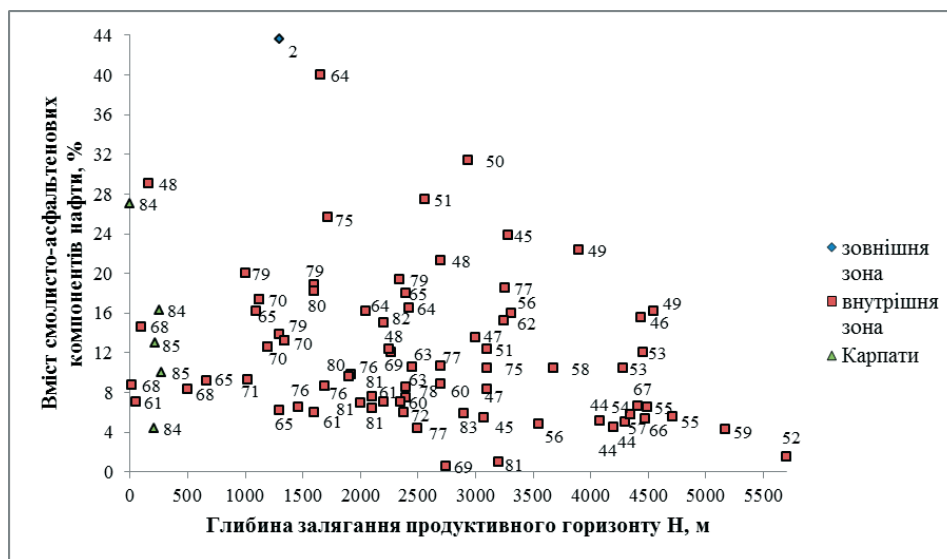


Рис. 7. Зміна вмісту смол у нафті з глибиною залягання продуктивного горизонту. Цифрами позначено нафтові родовища, які розміщено на рис. 1

Нафтогазоносні області і зони нафтогазоагромадження в українській частині Карпатської нафтогазоносної провінції відрізняються геологічною будовою, кількістю родовищ і їхніми запасами. Головними тут є нафтові Бориславське, Долинське, Битківське і розвідане під насупом Буковинських Карпат Лопушнянське родовища (Геодинамічні умови..., 2008).

Дослідження умов формування нафтогазових родовищ ґрунтується на уявленнях про походження нафти і газу як теоретичній базі. Відомо, що багато карпатських геологів вбачало джерело нафтових вуглеводнів у менілітових сланцях флішового олігоценового комплексу. Відкриття нафти і газу в автохтоні Карпат беззаперечно довело відсутність їхнього генетичного зв'язку з флішовим комплексом (Карпатська нафтогазоносна провінція, 2004).

Водночас неорганічна гіпотеза глибинної нафти дає підстави сподіватися на вирішення питань формування її родовищ. Головними вихідними твердженнями, прийнятими при розробці проблеми, слід вважати такі: нафтогазоносність пов'язана з ділянками тектонічної активізації земної кори – рифтогенними структурами; єдиними шляхами припливу вуглеводнів були розломи земної кори, що в умовах Карпат трасуються тільки в автохтонних відкладах; підкарпатські розломи складають єдину систему розломів із перикратоном Східноєвропейської платформи, у тому числі й Волино-Подільської плити; найсприятливішими каналами припливу глибинних вуглеводнів є ділянки перетину крайових і поперечних глибинних розломів, які визначають джерела нафтогазонасичення осадового покриву; у випадку перекриття субстрату, де проявляються розломи, синеклізними або насупними структурами, глибинні вуглеводні в межах останніх перерозподіляються між пастками, використовуючи як шляхи міграції локальні дислокації; зональність розміщення нафтових і газових родовищ, відмінності в складі вуглеводнів із покладами міоценового і мезозойського віку родовищ Більче-Волицької зони зумовлена

асинхронністю їхнього формування (Карпатська нафтогазоносна провінція, 2004). Найімовірніше, нафтові скупчення сформувалися в пізньоміоценовий, а газові – у пізньопліоценовий час; на шляхах міграції струмів глибинної флюїдної системи збагачується набутими з вмисних порід бітумами та іншими компонентами; вуглеводневі утворення акумулюються в поровому і тріщинно-каверновому просторі пасток унаслідок витіснення ними пластових вод; акумуляція вуглеводнів охоплює усі придатні пастки від фундаменту до приповерхневих зон, а в окремих випадках вуглеводні прориваються до поверхні, утворюючи численні нафтогазопрояви; якщо енергія флюїдної системи є недостатньою для ефективного витіснення води, останні залишаються малопродуктивними або непродуктивними. У розрізі утворюється вертикальний ряд неоднорідно насичених вуглеводнями пластів – від великих промислових скупчень до дрібних нафтогазопроявів (Карпатська нафтогазоносна провінція, 2004).

Атлас родовищ нафти і газу : у 6 т. / Гол. ред. М. М. Іванюта. – Л., 1998. – Т. 4–5. Західний нафтогазоносний регіон.

Геодинамічні умови формування нафтогазоносних провінцій України / М. Павлюк, М. Галабуда, Б. Різун та ін. // *Геологія і геохімія горючих копалин*. – 2008. – № 3 (144). – С. 16–25.

Доленко Г. Н. Геологія і геохімія нафти і газу. – Київ : Наук. думка, 1990. – 254 с.

Савчак О. З. Геодинамічні аспекти розташування родовищ нафти і газу нафтогазоносних провінцій України // *Геологія горючих копалин : матер. Міжнар. наук. конф.* (Київ, 2–4 верес. 2015 р.). – К., 2015. – С. 96–98.

Савчак О. З. Геохімічні аспекти процесів нафтогазонагромадження нафтогазоносних регіонів України // *Геологія і геохімія горючих копалин*. – 2017. – № 1–2 (170–171). – С. 154–156.

Стаття надійшла
08.11.2018

Olesya SAVCHAK

GEODYNAMIC AND GEOCHEMICAL ASPECTS OF OIL AND GAS ACCUMULATION OF THE WESTERN OIL AND GAS REGION OF UKRAINE

The Western oil-gas region of Ukraine is the most important oil- and gas-producing region of Ukraine and is the oldest one as to the time of discovery of commercial deposits of hydrocarbons. In all 94 fields were discovered in the region. Six of them belong to great, eight – to middle and eighty – to small. The greatest amount of fields is in the Bilche-Volytsa (47) and the Boryslav-Pokuttya (39) oil-gas regions. In the Transcarpathian gas-bearing region five gas fields are known, in the Carpathian – two oil fields and within the limits of the Volyn-Podillya area – two gas fields. We have analysed the geochemical composition of oil and condensate for 3 structural-tectonic elements of the region: outer, inner zone of the Carpathian Foredeep and Folded Carpathians and the comparative analysis of the composition of natural hydrocarbons within the limits of the region was carried out. The analysis of peculiarities of the geological structure and oil and gas presence in the totality with available geochemical data has allowed us to come to a conclusion that formation of oil and gas deposits in the Western oil- and gas-bearing region is caused both lateral and vertical migration of hydrocarbons.