

Олеся САВЧАК

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

ГЕОЛОГО-ГЕОХІМІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ МІГРАЦІЇ ТА ФОРМУВАННЯ ГАЗОВИХ РОДОВИЩ У НАФТОГАЗОНОСНИХ РЕГІОНАХ УКРАЇНИ

Проаналізовано геохімічний склад основних компонентів природного газу трьох нафтогазоносних регіонів України: Західного (40 родовищ Передкарпатського прогину, 4 родовища газу Закарпатського прогину та 2 родовища в межах Львівського палеозойського прогину), Східного (склад природних газів на 12 родовищах) та Південного (аналіз даних хімічного складу природних газів 8 родовищ акваторії прогину та 13 родовищ суходолу).

Порівняно склад природних вуглеводнів у межах Західного регіону по основних структурно-тектонічних елементах регіону: зовнішній, внутрішній зонах Передкарпатського прогину, Закарпатський прогин та Львівський палеозойський прогин; у межах Східного регіону – Північний борт западини, Південний борт западини та сама западина; в межах Південного – акваторія і суходіл. На основі цього визначено певну зональність поширення вуглеводневих компонентів природного газу в межах нафтогазоносних регіонів. Такий різний склад газів свідчить про самостійні джерела постачання вуглеводнів та різну тривалість шляху міграції останніх.

Аналіз особливостей поширення компонентів природного газу основних нафтогазоносних регіонів України та газозносності в сукупності дав змогу визначити основні аспекти процесів як латеральної, так і вертикальної міграції вуглеводнів.

Ключові слова: геохімічні особливості, міграція, вуглеводні, Західний, Східний, Південний нафтогазоносні регіони України.

Вступ. *Західний нафтогазоносний регіон України* приурочений до Карпатської нафтогазоносної провінції та поділяється на три нафтогазоносні області: Передкарпатську, область Складчастих Карпат і Закарпатську та Волино-Подільську нафтогазоносну область. Основною є Передкарпатська, де налічується понад 90 родовищ нафти і газу. Переважна більшість нафтових родовищ зосереджені в крейдово-палеогеновому фліші Внутрішньої зони, а газових – у моласах баденію і сармату Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Поклади вуглеводнів виявлені також у платформних породах крейдового і юрського віку, які складають фундамент прогину. У Скибовій зоні виявлено всього 2 нафтові родовища, а в Закарпатському прогині – 4 газові.

Формувалася головна Передкарпатська нафтогазоносна область на завершальному етапі розвитку Карпатської гірсько-складчастої споруди в суб-

дукційному геодинамічному режимі. Від крейдового періоду структура регіону утворювалася під впливом стискувальних зусиль, що спричинили підсув ділянок океанічної кори під континентальну та утворення покривів в осадовому чохла. Підсув відбувався з південного заходу на північний схід, і лише в міоцені його напрям змінився на зворотній, тобто, Східноєвропейська платформа підсулася під Карпати (Нафтогазоносні провінції..., 2002). Такий перебіг геодинамічної еволюції в Карпатському регіоні зумовив як його тектонічну зональність, так і закономірності розміщення родовищ нафти і газу, у тому числі і за фазовим складом вуглеводнів. Нафтонагромадження концентрується переважно у Внутрішній зоні прогину, а газонагромадження – у Зовнішній. Нафтові родовища, крім того, за простяганням прогину зосереджені в трьох нафтопромислових регіонах: Бориславському, Долинському і Битківському. Упродовж другої карпатської складчастості (кінець неогену) остаточно формуються пастки нафти і газу, а також активізуються тектонічні порухи вздовж розломів, а отже, створюються оптимальні умови для утворення вуглеводневих покладів.

Східний нафтогазоносний регіон України приурочений до Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної провінції, де виявлено понад 200 родовищ газу, газоконденсату і нафти, продуктивними є породи кристалічного фундаменту і відклади осадового чохла від девону до юри включно, а діапазон промислової нафтогазоносності перевищує 2500 м. Ареал розповсюдження газових і газоконденсатних родовищ захоплює переважно південно-східну і центральну частину Дніпровського грабена, де потужності відкладів і, відповідно, глибини залягання фундаменту є найбільшими. Крім того, тут спостерігається найвище «стояння» пруга (краю) мантійного (астеносферного) діаметру. Нафтогазові і нафтові скупчення дислоковані на північному заході Дніпровсько-Донецької западини і в Прип'ятському грабені, де покрівля астеносферного шару фіксується на 20–40 км глибше, ніж на сході. Зони нафтогазнагромадження і родовища в них тяжіють до глибинних, регіональних та субрегіональних скидів та утворених ними тектонічних елементів – поперечних піднять і депресій (перехідні між ними ділянки) і поздовжніх прибортових западин і структурних сходин.

Південний нафтогазоносний регіон України (Кримсько-Чорноморська нафтогазоносна провінція) включає материкову (Кримський п-ів) й акваторіальну (шельф Чорного і Азовського морів) частини, де відкрито приблизно 40 невеликих та дрібних переважно газових і газоконденсатних родовищ. Поклади нафти встановлені на декількох родовищах.

Формування й еволюція провінції відбувалися протягом альпійського циклу тектогенезу в геодинамічних режимах: субдукційному та задугового спредингу з періодами активізації в тріасі–ранній юрі, пізній юрі–ранній крейді, олігоцені–пліоцені.

Західний нафтогазоносний регіон. У межах Західного нафтогазоносного регіону особливості розподілу вмісту вуглеводневих складових природного газу відповідають загальновідомим зонам різної геологічної будови і перспектив газонасності. Найбільш схарактеризовані Зовнішня і Бориславсько-Покутська зони Передкарпатського прогину. Північно-західна частина зони характеризується більш високим вмістом етану, пропану і бута-

нів. Встановлені особливості зумовлені характером розподілу регіональних газоекранувальних товщ, літолого-фаціальним складом порід-колекторів, особливостями структурно-тектонічної будови, історико-генетичними умовами геологічного розвитку зазначеного регіону і формуванням родовищ (Атлас..., 1998).

Проаналізовано склад природних газів 40 родовищ Передкарпатського прогину; 4 родовища газу Закарпатського прогину та 2 родовища газу, розташовані в межах Львівського палеозойського прогину (рис. 1, табл. 1). Так, чисто метанові поклади (до 99,91 %) розташовані в межах Передкарпатського прогину із незначним вмістом (0,03 %) етану. У межах Львівського палеозойського прогину вміст метану становить 95,35–92,96 % та відповідно збільшений вміст етану від 0,24 до 2,00 %. У межах Закарпатського прогину за фазовим складом вміст метану змінюється від 96 до 53,86 % та відповідним збільшенням етану до 2,65. Спостерігається підвищений вміст азоту до 24,5 % (табл. 2). Основною складовою частиною газів Західного регіону є метан, вміст якого в межах Більче-Волицької зони і Волино-Поділля становить 91,0–99,8 %. Концентрація етану тут у середньому 0,1–0,2 %, але на деяких ділянках Рудківського, Меденицького, Дашавського, Кадобнянського, Косівського та інших родовищ досягає 0,5–1,0 %.

Пропану і бутану міститься 0,1–0,2 %, а в зазначених родовищах інколи 0,4–0,5 %. Максимальний вміст пентанів спостерігається в газах Рудківського і Дашавського родовищ (0,7–0,8 %), в інших їх не більше 0,1–0,2 %. Таким чином, концентрація гомологів метану у вільних газах регіону менша 1 %, через що їх можна вважати «сухими».

До «жирних», збагачених гомологами метану, належать гази, розчинені в нафтах. На Коханівському родовищі гомологів близько 4 %, Бориславському – 13–20, Долинському – 15, Битків-Бабченському – 10, Східницькому – 40 %. На Бориславському та Долинському виявлено збільшення їхньої кількості зі стратиграфічною глибиною, на Битків-Бабченському – аналогічне явище спостерігається в менілітових покладах у напрямку від структури Газова до структур Діл, Стара Копальня та Глибинна (Атлас..., 1998).

Вільний газ еоценового (газоконденсатного) покладу Битків-Бабченського родовища за хімічним складом є середнім між «сухими» газами Більче-Волицького нафтогазоносного регіону і «жирними» – Бориславсько-Покутського. Метану він містить 91 %, гомологів – 6 %.

Вміст етану в розчинених газах Бориславсько-Покутського нафтогазоносного регіону змінюється від 3 до 8 %. Найменше його в газі структури Діл, найбільше – у Ріпнянському родовищі. В інших випадках концентрація етану становить 5–6 %. Кількість пропану змінюється від 2 до 6 %, середнє – 4 %. Максимальною вона є в тих самих покладах, де найбільше й етану. Бутану в газах 0,5–4,0 %, пентанів – 1–3 %. Винятком є Східницьке родовище, де їх міститься відповідно 11 і 18 %.

Концентрація азоту змінюється в значних межах, але в цілому «сухі» гази бідніші на нього, ніж «жирні». У перших його, зазвичай, не більше 2 %, у других – 2–10 %. Збагачений азотом розчинений газ Східницького родовища (до 43 %), покладів Закарпатської газозоносної області (14,90–34,95 %) і меншою мірою Волино-Подільської нафтогазоносної області (3,5–4,1 %).

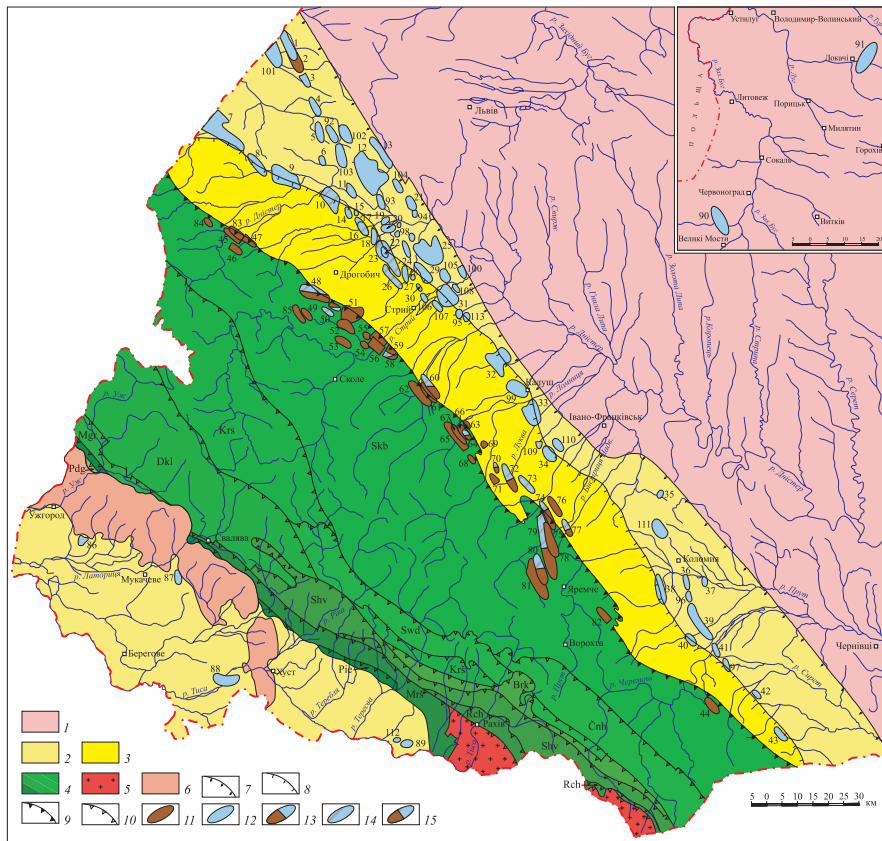


Рис. 1. Схема тектонічного районування та розташування родовищ нафти і газу Заходу України (Геодинамічні умови..., 2008; Савчак, 2018):

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, Rch – Рахівська, Mrš – Мармароська, Pie – Пієнінська, Pdg – Підгальська); 11–15 – родовища: 11 – нафтові, 12 – газові, 13 – газонафтові, 14 – газоконденсатні, 15 – нафтогазоконденсатні.

Родовища Передкарпатської нафтогазоносної області

Родовища Більче-Волицького нафтогазоносного району: 1 – Свидницьке, 2 – Коханівське, 3 – Вижомлянське, 4 – Вишнянське, 5 – Никловицьке, 6 – Макунівське, 7 – Хідновицьке, 8 – Саджовицьке, 9 – Пинянське, 10 – Залужанське, 11 – Новосілівське, 12 – Рудківське, 13 – Городоцьке, 14 – Майницьке, 15 – Сусолівське, 16 – Грушівське, 17 – Тинівське, 18 – Східнодовгівське, 19 – Південноградівське, 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 – Дубаневичське, 104 – Турабівське, 105 – Стриганецьке, 106 – Комарівське, 107 – Бережницьке, 108 – Лугівське, 109 – Північнобогородчанське, 110 – Старобородчанське, 111 – Коломийське, 113 – Східнолюбешівське.

Родовища Бориславсько-Покутського нафтогазоносного району: 45 – Старосамбірське, 46 – Південномонастирецьке, 47 – Блажівське, 48 – Бориславське, 49 – Новосхідницьке, 50 – Іванківське, 51 – Орів-Уличнянське, 52 – Соколовське, 53 – Заводівське, 54 – Південностинавське, 55 – Мельничинське, 56 – Стинавське, 57 – Семигинівське, 58 – Тянявське, 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-вецьке, 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 нафтогазоносної області

84 – Стрільбицьке, 85 – Східницьке.

Родовища Закарпатської газосної 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.

Т а б л и ц я 1. Характеристика вуглеводневих компонентів природного газу в межах Західного нафтогазоносного регіону (за Атлас..., 1998)

Родовище	Структурно-тектонічний елемент	CH ₄ , %	C ₂ H ₆ , %	C ₃ H ₈ , C ₄ H ₁₀ , %	N ₂ , %
Свидницьке	Передкарпатський прогин	98,84	0,10	0,12	0,885
		98,33	0,09	0,14	0,413
		99,19	0,10	0,10	0,541
		98,63	0,10	0,18	1,187
Вижомлянське	Передкарпатський прогин	98,61	0,44	0,21–0,07	0,21
		98,38	0,22	0,14–0,04	0,96
		97,82	1,02	0,14–0,04	0,76
		95,81	1,12	0,28–0,09	1,92
Вишнянське	Передкарпатський прогин	99,81	0,10	0,04	0,001
		99,53	0,07	0,04–0,01	0,24
		99,45	0,13	0,05–0,01	0,09
Никловицьке	Передкарпатський прогин	98,68	0,09	0,05	0,46
		95,41	0,47	0,44–0,04	1,46
		94,32	0,32	0,03	3,50
		98,18	0,65	0,02	1,96
Макунівське	Передкарпатський прогин	87,88	1,82	0,48–0,82	5,05
Хідновицьке	Передкарпатський прогин	98,35	0,13	0,045–0,02	0,80
		96,96	0,086	0,03–0,02	1,87
		98,34	0,283	0,333–0,05	0,85
Садковицьке	Передкарпатський прогин	98,09	0,037	–	1,553
		99,065	0,05	–	0,675
Пинянське	Передкарпатський прогин	99,11	0,21	0,13–0,08	0,11
		94,92	1,83	1,42–0,47	0,83
		96,74	0,20	0,017–0,004	2,34
Новосілківське	Передкарпатський прогин	98,02	0,83	–	0,61
		93,84	0,85	0,74	1,27
Рудківське	Передкарпатський прогин	98,21	0,20	0,10–0,05	1,12
		96,31	0,47	0,29–0,22	1,86
Майницьке	Передкарпатський прогин	95,23	1,15	0,43–0,22	1,73
Сусолівське	Передкарпатський прогин	97,39	–	0,339–0,23	1,111
		93,63	0,818	1,594–0,387	0,880
Східнодовгівське	Передкарпатський прогин	98,18	0,62	0,11–0,05	0,66
		99,09	0,33	0,19–0,07	0,05
		96,45	0,55	0,31–0,13	0,79

Продовження табл. 1

Родовище	Структурно-тектонічний елемент	CH ₄ , %	C ₂ H ₆ , %	C ₃ H ₈ , C ₄ H ₁₀ , %	N ₂ , %
Південно-грабівське	Передкарпатський прогин	92,77	0,82	0,7–0,18	3,77
Меденицьке	Передкарпатський прогин	96,18	0,35	0,20–0,17	27,1
		95,15	0,73	0,47–0,25	2,87
Малогорожанське	Передкарпатський прогин	96,90	0,12	0,10–0,08	1,55
		97,72	0,12	0,10–0,08	1,52
Опарське	Передкарпатський прогин	97,95	0,13	0,05	1,44
		98,48	0,09	0,02–0,09	1,30
		98,01	0,20	0,07	1,40
Грудівське	Передкарпатський прогин	99,37	0,33	0,03–0,02	0,12
		98,10	0,20	0,07–0,01	1,48
		93,92	1,73	0,69–0,27	2,51
		75,63	2,38	3,09–1,21	16,36
Більче-Волицьке	Передкарпатський прогин	99,57	0,08	0,02	0,26
		97,48	0,21	0,13–0,04	1,91
		98,24	0,10	0,06	1,10
Кавське	Передкарпатський прогин	99,24	0,03	0,03–0,01	0,1
		99,91	0,03	0,025–0,005	0,825
		98,91	0,03	0,1	0,72
Глинківське	Передкарпатський прогин	96,636	0,797	1,538–0,297	0,08
Угерське	Передкарпатський прогин	99,22	0,05	0,02	0,61
		97,53	0,70	0,29–0,80	0,84
		98,40	0,11	0,11–0,20	1,07
Південно-угерське	Передкарпатський прогин	97,84	0,54	0,23	1,314
Дашавське	Передкарпатський прогин	97,83	0,16	0,04–0,02	1,14
		98,54	0,14	0,03	0,80
		98,63	0,28	0,07	0,64
		99,01	0,50	0,12	0,22
Кадобнянське	Передкарпатський прогин	98,35	0,08	0,07	1,32
		98,72	0,17	0,04	–
Гринівське	Передкарпатський прогин	99,05	0,04	0,09	0,80
		98,89	0,06	0,09	0,93
		98,24	0,18	0,11	1,47
		95,60	0,6	0,30	3,00

Продовження табл. 1

Родовище	Структурно-тектонічний елемент	CH ₄ , %	C ₂ H ₆ , %	C ₃ H ₈ , C ₄ H ₁₀ , %	N ₂ , %
Богородчанське	Передкарпатський прогин	98,10	0,67	0,08	0,75
		97,78	0,60	0,32	0,90
Черемхівсько-Струпківське	Передкарпатський прогин	97,49	0,226	0,031	1,96
Пилипівське	Передкарпатський прогин	98,72	0,06	0,04–0,01	0,73
		99,22	0,14	0,04–0,02	0,43
Дебеславецьке	Передкарпатський прогин	99,40	0,17	0,02	0,35
		98,40	0,05	0,03	0,66
		96,36	0,0147	0,02	2,56
Яблунівське	Передкарпатський прогин	96,21	0,96	0,15–0,04	2,22
Косівське	Передкарпатський прогин	99,10	0,40	0,10	–
		94,30	5,30	0,20	–
Ковалівське	Передкарпатський прогин	91,77	1,110	1,990–0,580	–
		94,44	0,075	0,023–0,009	4,36
		94,33	1,003	0,176–0,080	2,53
		91,84	0,430	0,090–0,110	5,78
Чорногузьке	Передкарпатський прогин	92,73	0,16	0,07–0,059	5,41
		90,60	0,31	0,48–0,092	7,13
		94,49	0,12	0,006	4,33
		98,17	0,12	0,004	1,51
		80,04	0,69	0,06–0,034	16,65
Шереметівське	Передкарпатський прогин	95,13	0,02	0,03–0,003	3,96
		71,45	0,06	0,12–0,05	24,46
		89,75	0,39	0,07–0,02	7,78
Красноільське	Передкарпатський прогин	98,81	0,03	–	0,79
		88,56	0,26	0,05	8,87
Тинівське	Передкарпатський прогин	97,89	1,97	–	0,07
		97,23	2,32	–	0,02
Городоцьке	Передкарпатський прогин	97,61	0,004	0,004	0,05
		99,08	0,26	0,03	0,41
Русько-Комарівське	Закарпатський прогин	66,89	2,15	0,97–0,28	29,07
		56,56	4,77	1,09–0,22	36,55
		62,24	1,85	0,23–0,03	33,10
		63,60	3,01	1,89–0,60	29,51
Станівське	Закарпатський прогин	96,07	0,43	0,07–0,03	3,15

Продовження табл. 1

Родовище	Структурно-тектонічний елемент	CH ₄ , %	C ₂ H ₆ , %	C ₃ H ₈ , C ₄ H ₁₀ , %	N ₂ , %
Королівське	Закарпатський прогин	64,00	0,93	0,47–0,09	24,50
Солотвинське	Закарпатський прогин	53,86	2,65	1,34–0,32	23,06
Локацьке	Львівський палеозойський прогин	92,96	2,00	0,54–0,115	4,0
		95,35	0,24	0,02–0,022	3,8
		93,26	0,82	0,21–0,088	5,1
		95,26	0,84	0,10–0,039	3,0
Великомостівське	Львівський палеозойський прогин	93,28	2,59	0,28	3,19
Луквинське	Передкарпатський прогин	91,8	3,0	1,3–0,19	2,00
		82,2	8,3	3,8–0,87	3,39
		87,3	6,6	3,3–0,42	0,46
		79,3	9,6	6,6–0,91	0,27
Струтинське	Передкарпатський прогин	92,4	3,38	4,88–0,34	0,39

Т а б л и ц я 2. Зональність розповсюдження вуглеводневих компонентів природного газу в межах Західного нафтогазоносного регіону

Структурно-тектонічний елемент	Сума вуглеводневих компонентів (Σ _B), %	CH ₄ , %	C ₂ H ₆ , %	C ₃ H ₈ , C ₄ H ₁₀ , %	N ₂ , %
Зовнішня зона Передкарпатського прогину	99,88–75,25	99,81–71,45	1,82–0,06	1,99–0,01	27,1–0,03
Внутрішня зона Передкарпатського прогину	99,94–81,23	99,91–75,63	1,97–0,03	3,09–0,004	16,36–0,02
Закарпатський прогин	96,53–55,39	96,07–53,86	4,77–0,43	1,34–0,03	36,55–3,15
Львівський палеозойський прогин	95,61–94,45	95,35–92,96	2,59–0,24	0,21–0,02	5,1–3,0

Кількість вуглекислоти в «сухих» газах Більче-Волицького НГР та Волино-Подільської нафтогазоносної області не перевищує 0,5–0,6 %. У «жирних» газах Бориславсько-Покутського НГР її концентрація зростає у два–три рази, досягаючи в Ріпнянському і Східницькому родовищах 4,03–4,50 %. Найбільше вуглекислоти зафіксовано в покладах Солотвинського (24,7 %) та Королівського (10,57 %) родовищ Закарпатської газоносної області (Атлас..., 1998).

Такий різний склад газів свідчить про самостійні джерела постачання вуглеводнів та різну тривалість шляху міграції останніх (Савчак, 2015, 2017а, 2018).

Основні фактори міграції вуглеводнів у Західному нафтогазоносному регіоні. Установлено такі критерії процесів *латеральної міграції* вуглеводнів:

- газоносність в основному в межах регіону крейдово-баденських відкладів;

- диференційоване розташування зон: газонагромадження (Більче-Волицький нафтогазоносний район) та нафтогазонагромадження (Бориславсько-Покутський);

- зональність просторового поширення вуглеводневих компонентів природного газу: у зовнішній зоні Передкарпатського прогину вміст метану змінюється від 99,82 до 75,25 %, у внутрішній зоні цього прогину – від 99,94 до 81,23 %, у межах Львівського палеозойського прогину – від 95,61 до 94,45 % та в Закарпатському прогині – від 96,53 до 55,39 %.

Далі перелічено критерії процесів *вертикальної міграції* вуглеводнів:

- наявність здебільшого багатопластових родовищ, причому нерідко включають поклади різних типів;

- великий поверх нафтогазоносності (змінюється від 50 до 5700 м);

- зміна складу природних газів зверху вниз від чисто метанових до збагачених гомологами метану;

- наявність аномально високих пластових тисків.

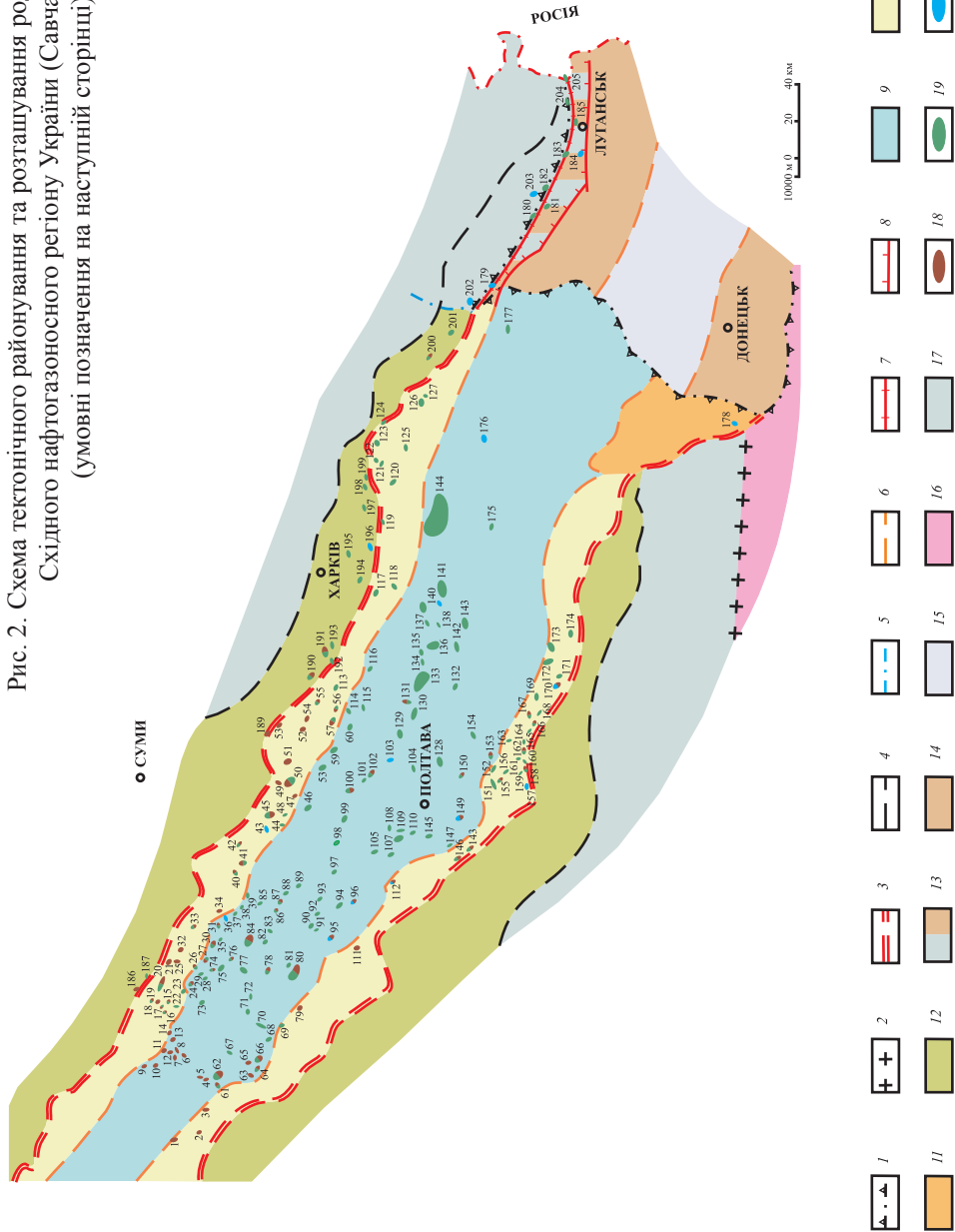
Східний нафтогазоносний регіон. При оцінці розвіданих і прогнозних запасів етану, пропану і бутанів у вільному газі було встановлено ряд особливостей просторового розподілу цих компонентів.

У межах Східного нафтогазоносного регіону особливості в загальному залежать від будови осадового покриву, яка, у свою чергу, контролюється системою поздовжніх і поперечних глибинних порушень. Склад і вміст компонентів вільного газу змінюються як уздовж осьової частини Дніпровсько-Донецької западини (з північного заходу на південний схід), так і в поперечному напрямку до її бортів. При цьому встановлено основні зони газонагромадження: південно-східна, центральна та північно-західна.

Проаналізовано склад природних газів на 12 родовищах (рис. 2, табл. 3). Так, у межах Дніпровсько-Донецької западини вміст газу метану змінюється від 62,5 (Співківське родовище) до 98,7 % (Рунівщинське). Гомологи метану складають відповідно від 2,41 до 0,7 %. У межах південного борту западини вміст метану змінюється від 89,71 до 98,4 %, гомологи метану – від 1,96 до 0,22 %. Склад газу північного борту западини такий: метану – від 86,59 до 96,12 %, його гомологи складають відповідно 6,13 % та 1,24 %.

За фазовим складом розміщення вуглеводнів по структурно-тектонічним елементам Дніпровсько-Донецької западини наступне (табл. 4): більш

Рис. 2. Схема тектонічного районування та розташування родовищ нафти і газу Східного нафтогазоносного регіону України (Савчак, 2017б)
(умовні позначення на наступній сторінці)



Умовні позначення до рис. 2

Тектонічні границі: 1 – Східноєвропейської платформи; 2 – Українського кристалічного щита; 3 – палеозойського грабена; 4 – мезокайнозойської синеклизи; 5 – поперечні; 6 – поздовжні; 7 – регіональні порушення; 8 – регіональні складки; 9 – приосоєва; 10 – південна та субрегіональні складки; 11 – Бабчинське; 12 – південна та субрегіональні насуви; 13 – південна та субрегіональні складки; 14 – надрозломні структури; 15 – великі антиклінали Донбасу; 16 – Український кристалічний щит; 17 – схили Українського кристалічного щита і Воронезької антеклизи; 18 – нафти; 19 – газоконденсату; 20 – газу.

Родовища: 1 – Монастирищенське; 2 – Малодівицьке; 3 – Прилуцьке; 4 – Щурівське; 5 – Макіївське; 6 – Троїтанське; 7 – Купчинське; 8 – Петрушівське; 9 – Західнософіївське; 10 – Софіївське; 11 – Бережівське; 12 – Гайове; 13 – Ярошівське; 14 – Північноярошівське; 15 – Матлахівське; 16 – Скороходівське; 17 – Нинівське; 18 – Ромашівське; 19 – Бабчинське; 20 – Великобубнівське; 21 – Східнорогинцівське; 22 – Талалаївське; 23 – Миколаївське; 24 – Артохівське; 25 – Житне; 26 – Коржівське; 27 – Перекопівське; 28 – Шумське; 29 – Ярмолинцівське; 30 – Анастасівське; 31 – Липоводолінське; 32 – Роменське; 33 – Південнопанасівське; 34 – Шаптинське; 35 – Кулябчинське; 36 – Русанівське; 37 – Побиванське; 38 – Валюхівське; 39 – Гадяцьке; 40 – Куличихинське; 41 – Тимофіївське; 42 – Новотроїцьке; 43 – Червонозаярське; 44 – Пірківське; 45 – Качанівське; 46 – Більське; 47 – Сухівське; 48 – Загорянське; 49 – Ясенівське; 50 – Рибальське; 51 – Бугруватівське; 52 – Західнокозіївське; 53 – Радянське; 54 – Козіївське; 55 – Качалівське; 56 – Сахалінське; 57 – Карайкозівське; 58 – Котелевське; 59 – Березівське; 60 – Степове; 61 – Мильківське; 62 – Лесяківське; 63 – Левківське; 64 – Богданівське; 65 – Світличне; 66 – Гнідинцівське; 67 – Озерянське; 68 – Білоусівське; 69 – Чорнухинське; 70 – Мехедівсько-Гологітшинське; 71 – Луценківське; 72 – Свирідівське; 73 – Волощівське; 74 – Кампанське; 75 – Андріяшівське; 76 – Василівське; 77 – Рудівсько-Червонозаводське; 78 – Скоровагатське; 79 – Селюхівське; 80 – Яблунівське; 81 – Північнояблунівське; 82 – Червонолуцьке; 83 – Свистунівське; 84 – Глинсько-Розбишівське; 85 – Клинсько-Краснознаменське; 86 – Середняківське; 87 – Західнохарківське; 88 – Східнохарківське; 89 – Перевозівське; 90 – Комишанське; 91 – Південнокомішнянське; 92 – Західнокомішнянське; 93 – Кошовийське; 94 – Сорочинське; 95 – Малосорочинське; 96 – Радченківське; 97 – Семиренківське; 98 – Західносолохівське; 99 – Солохівське; 100 – Опішнянське; 101 – Нагайківське; 102 – Матвійське; 103 – Рунівщинське; 104 – Східнополтавське; 105 – Гоголівське; 106 – Джерельне; 107 – Семенівське; 108 – Байрацьке; 109 – Макарівське; 110 – Абазієвське; 111 – Кибинцівське; 112 – Сагайдацьке; 113 – Мар'їнське; 114 – Краснокутське; 115 – Кисівське; 116 – Коломашівське; 117 – Шуринське; 118 – Безалівське; 119 – Білозірське; 120 – Волохівське; 121 – Південнограківське; 122 – Борівське; 123 – Шевченківське; 124 – Іскрівське; 125 – Вишневецьке; 126 – Північнолоубівське; 127 – Максальське; 128 – Машівське; 129 – Чутівське; 130 – Розпашівське; 131 – Новоукраїнське; 132 – Ланнівське; 133 – Західнохрестинське; 134 – Червоноярське; 135 – Західностаровірівське; 136 – Ведмедівське; 137 – Східноведмедівське; 138 – Котлярівське; 139 – Мелехівське; 140 – Західнофремівське; 141 – Єфремівське; 142 – Західнососнівське; 143 – Кегичівське; 144 – Шелбінське; 145 – Мачуське; 146 – Лиманське; 147 – Горобцівське; 148 – Зачепилівське; 149 – Решетниківське; 150 – Суходолівське; 151 – Руденківське; 152 – Степанівське; 153 – Новогригорівське; 154 – Розумівське; 155 – Гнатівське; 156 – Новомиколаївське; 157 – Михайлівське; 158 – Юр'ївське; 159 – Гупалівське; 160 – Дмухайлівське; 161 – Мусієнківське; 162 – Кременівське; 163 – Рясківське; 164 – Виноградівське; 165 – Новоселівське; 166 – Східноновоселівське; 167 – Личківське; 168 – Пролетарське; 169 – Перещепинське; 170 – Голубівське; 171 – Східноголубівське; 172 – Багатойське; 173 – Катеринівське; 174 – Левенцівське; 175 – Мирлобівське; 176 – Співаківське; 177 – Дробитівське; 178 – Лаврентіївське; 179 – Червонопопівське; 180 – Борівське; 181 – Муратівське; 182 – Капітанівське; 183 – Лобачівське; 184 – Слов'янське; 185 – Вергунське; 186 – Турутинське; 187 – Володимирівське; 188 – Хухрянське; 189 – Прокопенківське; 190 – Скворцівське; 191 – Юліївське; 192 – Наріжнянське; 193 – Огульцівське; 194 – Острорівське; 195 – Безлюдівське; 196 – Платівське; 197 – Ртищівське; 198 – Коробочинське; 199 – Леб'язьке; 200 – Дружелюбівське; 201 – Зайцівське; 202 – Макіївське; 203 – Путилинське; 204 – Кондрашівське; 205 – Вільхове

Т а б л и ц я 3. Характеристика вуглеводневих компонентів природного газу в межах Східного нафтогазоносного регіону

Родовище	Структурно-тектонічний елемент	CH ₄ , %	C ₂ H ₆ , %	C ₃ H ₈ , C ₄ H ₁₀ , %	N ₂ , %
Русанівське	западина	80,71	7,79	3,45–0,69	3,27
Рунівщинське	западина	98,7	0,1	0,5	1,1
Західноєфремівське	западина	91,52	3,99	0,71–0,23	2,74
Співаківське	западина	94,4	2,10	0,5	1,6
		89,0	2,60	0,62	6,5
		62,5	1,95	0,26	28,2
		90,2	2,5	0,48	6,0
Мачурське	південний борт	95,51	2,97	0,11–0,06	0,09
Михайлівське	південний борт	98,4	0,18	0,4	1,6
		92,02	0,06	0,18	0,14
		96,17	–	0,8	–
		91,00	0,18	0,22	0,05
Лаврентіївське	південний борт	89,71	1,95	0,013	7,76
		92,02	0,07	0,002	7,35
Червонозаярське	північний борт	87,21	5,66	2,52–0,49	1,6
		96,12	1,16	0,12–0,03	0,04
		89,41	3,35	0,47–0,06	0,017
		86,88	4,77	0,45–0,08	0,036
Червонопопівське	північний борт	93,1	0,15	0,15–0,34	0,12
		92,96	1,58	0,74–0,64	0,14
		94,67	2,05	0,77–0,52	0,14
		89,53	4,17	2,22–1,45	0,17
Платівське	північний борт	88,76	8,0	1,07	0,79
Макіївське	північний борт	86,59	4,52	1,78	3,82
Путильське	північний борт	87,11	4,29	1,78	4,0

Т а б л и ц я 4. Зональність розповсюдження вуглеводневих компонентів природного газу в межах Східного нафтогазоносного регіону

Структурно-тектонічний елемент	Сума вуглеводневих компонентів (Σ _B), %	CH ₄ , %	C ₂ H ₆ , %	C ₃ H ₈ , C ₄ H ₁₀ , %	N ₂ , %
Північний борт западини	94,77–97,74	86,59–96,12	5,66–0,15	2,52–0,12	4–0,036
Південний борт западини	92,9–96,172	89,71–96,17	2,97–0,06	0,220–0,0022	7,35–0,05
Западина	74,04–98,91	62,5–98,7	7,79–0,1	3,75–0,11	28,2–1,1

метанові (CH₄) поклади розташовані в межах північного та південного борти западини з незначним вмістом азоту, а в межах самої западини природний склад газу збагачений метаном, спостерігається збільшення азоту.

Основні фактори міграції вуглеводнів у Східному нафтогазоносному регіоні. Аналіз особливостей геологічної будови і нафтогазоносності в сукупності з наявними геохімічними даними дозволяє дійти висновку про те, що формування покладів нафти і газу в Східному нафтогазоносному регіоні зумовлено як латеральною, так і вертикальною міграцією вуглеводнів (Савчак, 2017а).

При цьому в нижніх структурних поверхах, зокрема в нижньокам'яновугільних відкладах, поклади сформувалися переважно завдяки латеральній міграції флюїдів, а в залеглих вище літолого-стратиграфічних комплексах – вертикальній. Тектонічна будова регіону впливала на неодноразове переформування покладів, що мало місце в період найбільшої тектонічної активності. Крім того, на формування і переформування покладів впливав соляний тектогенез.

Про велику роль *латеральної міграції* у формуванні промислових скупчень вуглеводнів свідчить:

- регіональна нафтогазоносність нижньокам'яновугільних відкладів, причому на низці родовищ продуктивність встановлена тільки в цих відкладах;

- присутність в розрізі нижньокам'яновугільних відкладів відносно добре витриманих за простяганням піщаних пачок – шляхів латеральної міграції – і потужної товщі переважно глинистих порід (серпуховський ярус – верхи візейського ярусу), що перекриває піщані пачки і забезпечує герметизацію нижньокам'яновугільного резервуара;

- приуроченість багатьох родовищ нафти і газу до зон, перехідних від найбільш опущених до найбільш підвищених ділянок і до периферичних частин великих прогинів;

- збільшення щільності вуглеводнів при простеженні цього показника за покладами, приурочених до одного й того самого резервуара, у напрямку від приосьової частини западини до її борти;

- наявність обширних ділянок моноклінального залягання порід, що складають прибортові зони западини (північну і південну) і борти великих прогинів, з якими іноді пов'язані несклепінні поклади нафти і газу (Північноголубівське, Руденківське, Білоусівське родовища).

Про широкий розвиток процесів *вертикальної міграції* вуглеводнів вказує:

- наявність значної кількості багатопластових родовищ, у яких поклади нерідко встановлені в стратиграфічному діапазоні від нижньокам'яновугільних до тріасових і юрських включно. Такі родовища пов'язані з антиклінальними складками, ускладненими диз'юнктивними порушеннями;

- великий поверх нафтогазоносності на низці родовищ, іноді перевищує 800–1000 м (родовища південно-східної частини регіону);

- у багатьох випадках поклади, приурочені до різновікових відкладів, подібні за щільністю і хімічним складом вуглеводнів;

- існування аномально високих тисків на низці родовищ, які контролюються нижньопермськими ангідрито-соленосними покришками (південно-східна частина западини).

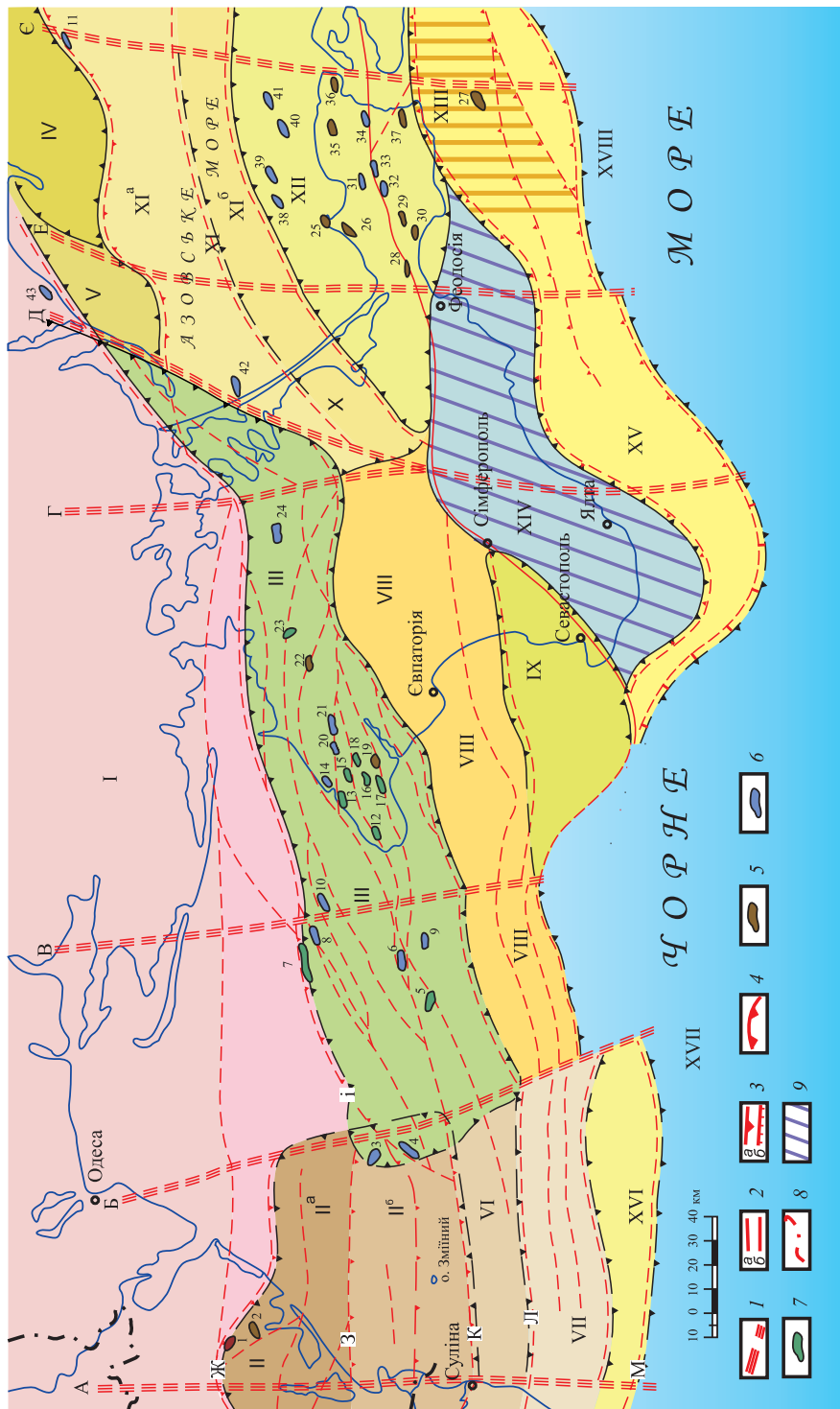


Рис. 3. Схема тектонічного районування та розташування родовищ нафти і газу Південного нафтогазоносного регіону України (Савчак, 2003) (умовні позначення на наступній сторінці)

Умовні позначення до рис. 3:

I – субмеридіональні глибинні розломи; А – Фрунзеньсько-Арцизький, Б – Одеський, В – Миколаївський, Г – Консько-Білозерський, Д – Мелітопольсько-Новоарцизький, Е – Корсаксько-Феодосійський, Є – Керченський, 2а – основні субшироготно регіональні розломи: Ж – Цигансько-Чадирлунзький, З – Болград-Сакський, І – Голицинсько-Азовський, К – Сулинсько-Тарханкутський, Л – Губкінсько-Донузлавський, М – Північноєвський; 2б – розривні порушення; 3а – розривні порушення насувного характеру; 3б – розривні порушення скидового характеру; 4 – умовні границі тектонічних елементів; родовища: 5 – нафтові; 6 – газові; 7 – газоконденсатні; 8 – державний кордон; 9 – гірський Крим.

Основні структурно-тектонічні елементи: I – Південноукраїнська монокліналь; II – Переддобрудзький прогин; III – Криловський прогин; IV – Кілійсько-Зміїна зона підняття; V – Каркінітьсько-Північнокримський прогин; VI – Чингульська сідловина; VII – вал Губіна; VIII – Крайовий уступ; IX – Іллічівсько-Каламітсько-Центрально-Кримська зона підняття; X – Нижньогірська сідловина; XI – Центральноевське підняття; XII – Азовський вал; XIII – Тимашівська ступінь; XIV – Керченсько-Таманський прогин; XV – Мегантиклінорій Гірського Криму; XVI – Прикримсько-Кавказька зона складок; XVII – Нижньодунайський прогин; XVIII – Східночорноморський прогин; XIX – Західночорноморський прогин.

Родовища: I – Східносаратське; 2 – Жовгоярське; 3 – Безіменне; 4 – Одеське; 5 – Штормове; 6 – Архангельське; 7 – Голицинське; 8 – Південноголицинське; 9 – Кримське; 10 – Шмідтівське; 11 – Морське; 12 – Оленівське; 13 – Чорноморське; 14 – Ярилгацьке; 15 – Карлавське; 16 – Краснополянське; 17 – Західнооктябрське; 18 – Глбівське; 19 – Октябрське; 20 – Кіровське; 21 – Задорненське; 22 – Серебрянське; 23 – Тетянівське; 24 – Джанкойське; 25 – Актаське; 26 – Семенівське; 27 – Суботівське; 28 – Владиславівське; 29 – Куйбішівське; 30 – Мошкарівське; 31 – Поворотне; 32 – Фонтанівське; 33 – Олексіївське; 34 – Придорожне; 35 – Войківське; 36 – Борзівське; 37 – Приозерне; 38 – Північноказантипське; 39 – Східноказантипське; 40 – Північнобулганакське; 41 – Північнокерченське; 42 – Стрілкове;

43 – Приазовське

Зазначимо, що деякі поклади своїм існуванням зобов'язані перетоку вуглеводнів із сусідніх родовищ уздовж поверхні стратиграфічної незгідності (поклади нафти Гнідинцівського і Леляківського родовищ, які залягають під пересажською товщею).

Південний нафтогазоносний регіон. Більшість родовищ природних вуглеводнів Південного нафтогазоносного регіону (Чорноморсько-Кримської нафтогазоносної провінції) розташовані в межах Каркінітсько-Північно-кримського прогину. У триас-юрський і ранньокрейдовий час тут формується грабен-рифт, обмежений двома розривними порушеннями. У пізній крейді-ранньому неогені на місці грабен-рифту утворюється депресія, яка охоплює вже значно більшу площу, обмежуючись з півночі Голицинським (Саксько-Голицинським), а на півдні – Георгіївсько-Кримським (Губкінсько-Донузлавським) розломами. Південний борт прогину, порівняно з північним, є більш вузьким і пологим. Характерною особливістю його будови є зміщення осі по палеогенових відкладах на північ відносно найбільш прогнutoї зони по підшві крейдових відкладів. Потужність осадового покриву в межах прогину досягає 8–10 км (Савчак, 2019).

У його акваторіальній частині виявлено 7 дрібних і середніх за запасами газових і газоконденсатних родовищ, а на території прилеглого суходолу Рівнинного Криму відкрито 2 нафтові й одинадцять дрібних газових і газоконденсатних родовищ (рис. 3).

Стратиграфічний діапазон нафтогазоносності в межах Каркінітсько-Північнокримського прогину змінюється від нижньокрейдових до неогенових відкладів.

Ми проаналізували дані хімічного складу природних газів 8 родовищ акваторіальної частини прогину та 13 родовищ суходолу. Одеське родовище: газ метановий на 98,4 %, гомологи метану – 0,35 %, вміст вуглекислого газу – 0,35 %, вміст азоту – 0,8 %. Родовище Голицина – склад природних газів: метану – 99,73 %, гомологи метану – 0,3 %, вміст вуглекислого газу – 0,35 %, вміст азоту – 0,7 %. Родовище Південноголицина – склад газів: вміст метану – 98,89 %, його гомологи – 0,1 %, вміст вуглекислого газу – 0,2 %, азоту – 0,4 %. Родовище Шмідта – склад природних газів: вміст метану – 98,03 %, гомологи метану – 0,39 %, вміст вуглекислого газу – 1,98 %, вміст азоту – 0,67 %. Штормове родовище – хімічний склад природних газів: метану – 86 %, його гомологи – 2,9 %, вміст вуглекислого газу – 0,31 %, азоту – 2,2 %. Архангельське родовище: газ метановий на 99 %, його гомологи становлять 0,2 %, вміст вуглекислого газу – 0,1 %, азоту – 0,62 %. Кримське родовище – склад природних газів: гомологи – 0,17 %, вміст вуглекислого газу – 0,11 %, азоту – 0,77 %.

Характеристика природних газів родовищ суходолу Каркінітсько-Північнокримського прогину: Чорноморське газоконденсатне родовище: вміст метану – 91,3 %, його гомологи – 3,3 %, вміст вуглекислого газу – 0,8 %, азоту – 0,9 %. Краснополянське газоконденсатне родовище: вміст метану – 78 %, його гомологи – 7,5 %, вуглекислого газу – 2,5 %, азоту – 7,5 %. Родовище Західнооктябрське – склад природних газів: метану – 80 %, його гомологи – 3,4 %, вуглекислий газ – 0,33 %, азот – 2,3 %. Родовище Октябрське: вміст метану – 64,5 %, його гомологи складають 10,4 %, вуглекислий газ – 0,9 %, азот – 4,6 %. Родовище Кіровське: метан – 81,8 %, гомологи метану –

10,6 %, вуглекислий газ – 0,2 %, азот – 1,4 %. Родовище Глібівське: вміст метану – 82,3 %, його гомологи складають 6,3 %, вуглекислий газ – 0,9 %, азот – 2,7 %. Карлавське газоконденсатне родовище – склад природних газів: метан – 91 %, гомологи метану – 3,8 %, вуглекислий газ – 1,82 %, азот – 1,58 %. Ярилгацьке газове родовище: метан – 92 %, його гомологи – 0,16 %, вуглекислий газ – 0,22 %, азот – 4,27 %. Задорненське газове родовище: вміст метану – 94 %, його гомологи складають 0,6 %, вуглекислий газ – 0,9 %, вміст азоту – 3,0 %. Серебрянське родовище: метану – 42,94 %, гомологи – 22,02 %, вміст вуглекислого газу – 0,64 %, азот – 0,34 %. Оленівське газоконденсатне родовище: метану – 94,9 %, гомологи – 2,7 %, вуглекислий газ – 0,2 %, азот – 0,5 %.

Співставлення хімічного складу природних газів акваторії та суходолу Каркінітсько-Північнокримського прогину (табл. 5) вказує на те, що в акваторії він складається на 97,69 % із метану, 0,76 % займають гомологи метану. Відзначено незначний вміст CO₂ – до 0,6 %, та азоту – 0,74 %. На суходолі: газ на 79,87 % метановий, гомологи складають 4,15 %, вуглекислий газ – 1,22 %, азот – 2,91 %.

Різниця складів природних газів в акваторії та на суходолі вищезгаданого прогину свідчить про їхні самостійні джерела постачання вуглеводнів або про різну тривалість шляху міграції вуглеводнів.

Субширотна лінійність і зональність у поширенні локальних складок осадового покриву зумовлені лінійними зонами тектонічних порушень лістричного характеру. Маючи у верхніх горизонтах круте падіння, ці тектонічні порушення виположуються вниз за розрізом, змінюючи площину скиду до майже горизонтальної, перетворюючись у класичний зсув чи насув. Тангенціальні зусилля стиску мали напрямок з півдня на північ, і саме вони привели до виникнення лістричних розривів і відповідно зон поширення локальних складок.

У межах Каркінітсько-Північнокримського прогину на основі умов формування регіонального структурного плану, аналізу геолого-геофізичних матеріалів, особливостей будови та умов формування локальних антикліналей та особливостями фазового складу природних газів виокремлено зони поширення локальних структур та зони можливого нафтогазонагромадження: Голицинська зона складок (структури – Одеська, Безіменна, Голицина, Південноголицина, Шмідта). Гамбурцевська зона складок (структури – Гамбурцева, Штормова, Архангельська, Кримська, Оленівська, Чорноморська, Краснополянська, Західнооктябрська, Глібівська). Бакальська зона складок (структури – Каркінітська, Ярилгацька, Серебрянська, Тетянівська).

Т а б л и ц я 5. Характеристика природних газів акваторіальної частини та суходолу Каркінітсько-Північнокримського прогину

Структурно-тектонічний елемент	CH ₄	гомологи	CO ₂	N ₂
Акваторія	97,69	0,76	0,66	0,74
Суходіл	79,87	4,15	1,22	2,91

Т а б л и ц я 6. Характеристика природних газів зон поширення локальних складок Каркінітсько-Північнокримського прогину

Структурно-тектонічний елемент	CH ₄	гомологи	CO ₂	N ₂
Голицинська зона складок	96,84	0,78	0,88	0,63
Гамбурцевська зона складок	87,63	2,53	0,69	2,41
Бакальська зона складок	92,40	10,02	2,01	2,46

Характеристика природних газів зон поширення локальних складок Каркінітсько-Північнокримського прогину наведена в табл. 6.

Голицинська зона: вміст метану – 96,84 %, гомологи метану становлять 0,78 %, вміст вуглекислого газу – 0,88 %, вміст азоту – 0,63 %. Гамбурцевська зона: вміст метану – 87,63 %, його гомологи – 2,53 %, вміст CO₂ – 0,69 %, вміст азоту – 2,41 %. Бакальська зона: вміст метану – 92,40 %, гомологи метану складають 10,02 %, вміст вуглекислого газу – 2,01 %, вміст азоту – 2,46 %.

Зміна складу газів від чисто метанових до збагачених гомологами метану в південному напрямку в межах Каркінітсько-Північнокримського прогину, імовірно, вказує на те, що Голицинський розлом є основним шляхом міграції вуглеводневих флюїдів із глибинних осередків, а інші розривні порушення є похідними. Оскільки, по-перше, він є основним структуроформувальним елементом, який визначає стиль тектоніки і розвиток самого прогину з максимальними потужностями осадового покриву; по-друге, мав значний вплив на будову і умови формування основної зони локальних антиклінальних складок; по-третє, це значний його вплив на формування основної зони нафтогазонагромадження в регіоні.

Основні фактори процесів міграції та акумуляції вуглеводнів Південного нафтогазозносного регіону України. Аналіз особливостей регіональної будови, умов формування окремих локальних структур, нафтогазозносності та фазового складу родовищ вуглеводнів нафтогазозносного регіону дозволяє дійти висновку про те, що формування покладів нафти і газу зумовлено як латеральною, так і вертикальною міграцією вуглеводнів.

Аспекти процесів *латеральної міграції* вуглеводнів:

– регіональна нафтогазозносність у межах провінції палеоцен-олігоценових відкладів (причому на низці родовищ продуктивність встановлена тільки в цих стратиграфічних горизонтах);

– наявність в осадовому покриві різномасштабних горизонтальних переміщень: шар'язів, насувів, ретронасувів, лістричних розривних порушень, які маючи у верхніх горизонтах круте падіння, виположуються донизу за розрізом, змінюючи площину скиду до майже горизонтальної;

– диференційоване розташування зон: газонагромадження (акваторія Каркінітсько-Північнокримського прогину) та нафтогазонагромадження (Індоло-Кубанський прогин);

– збільшення густини вуглеводнів при простеженні цього показника у покладах родовищ Каркінітсько-Північнокримського і Індоло-Кубанського прогинів у напрямку їх бортових частин;

– зональність просторового розповсюдження вуглеводневих компонентів природного газу в межах Причорноморсько-Кримської нафтогазоносною провінції: на північно-західному шельфі Чорного моря – газ метановий на 99 %, у Рівнинному Криму – вміст метану становить 87 %, в Індоло-Кубанському прогині – вміст метану 72 %, на шельфі Азовського моря – газ метановий на 96 %.

На розвиток процесів *вертикальної міграції* вуглеводнів вказують такі аспекти:

- зміна пологого горизонтального залягання в нижніх стратиграфічних горизонтах лістричних розривних порушень на круте вертикальне у верхніх;
- більшість родовищ Причорноморсько-Кримської нафтогазоносною провінції є багатошаровими;
- великий поверх нафтогазоносності (змінюється від 2260 м – родовище Шмідта, акваторія Каркінітсько-Північнокримського прогину, до 675 м – Фонтанівське родовище Індоло-Кубанського прогину);
- зміна складу природних газів зверху вниз від чисто метанових до збагачених гомологами метану;
- наявність аномально високих пластових тисків на родовищах Причорноморсько-Кримської нафтогазоносною провінції.

Ряд наведених особливостей дозволив дійти висновків, що на родовищах у нижніх стратиграфічних горизонтах осадового покриву формування покладів проходило завдяки домінуванню ролі латеральної міграції вуглеводнів лістричними розривними порушеннями, а надходження природних вуглеводнів у більш пізні горизонти відбувалось вертикальною міграцією.

Робота виконана в рамках цільової програми наукових досліджень Відділення наук про Землю НАН України «Розвиток геологічних, геофізичних наук, технологій і нагромадження ресурсів корисних копалин в Україні та вивчення, прогнозування і мінімізація надзвичайних ситуацій».

Атлас родовищ нафти і газу України : 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.

Нафтогазоносні провінції України (геодинамічний аспект) / М. І. Павлюк, С. О. Варічев, Б. П. Різун, О. З. Савчак // Там само. – 2002. – № 1. – С. 3–12.

Савчак О. З. Геохімічні особливості нафт і конденсатів Південного нафтогазоносного регіону України // Там само. – 2003. – № 3–4. – С. 27–37.

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

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

Савчак О. Геохімічні аспекти процесів міграції та акумуляції вуглеводнів Східного нафтогазоносного регіону України // Там само. – 2017б. – № 3–4 (172–173). – С. 9–29.

Савчак О. Геодинамічні та геохімічні аспекти нафтогазонагромадження Західного нафтогазоносного регіону України // Там само. – 2018. – № 3–4 (176–177). – С. 5–20.

Савчак О. З. Геолого-геохімічні особливості розміщення родовищ нафти і газу нафтогазоносних провінцій України // Тези доп. Наук. конф., присвяченої 50-річчю Ін-ту геохімії, мінералогії та рудоутворення ім. М. П. Семененка НАН України (Київ, 14–16 трав. 2019 р.). – К., 2019. – Т. 2. – С. 82–84.

Стаття надійшла
15.02.2019

Olesya SAVCHAK

**GEOLOGICAL-GEOCHEMICAL FEATURES
OF MIGRATION AND FORMATION OF GAS FIELDS
IN OIL- AND GAS-BEARING REGIONS OF UKRAINE**

Geochemical composition of main components of natural gas has been analysed for three oil- and gas-bearing regions of the Ukraine, namely: Western (40 fields of the Precarpathian deep, 4 gas fields of the Transcarpathian deep and 2 gas fields located within the limits of the Lviv Paleozoic deep), Eastern (composition of natural gases at 12 fields) and Southern (analysis of data on chemical composition of natural gases from 8 fields in the water area of the deep and 13 fields on land).

Comparative analysis of the composition of natural hydrocarbons has been carried out within the limits of the Western region based on the main structural-tectonic elements of the region: outer and inner zones of the Precarpathian deep, the Transcarpathian deep and the Lviv Paleozoic deep; within the Eastern region – the Northern edge of the deep and the deep itself; within the Southern region – water area and land. On this basis the definite zonality of the distribution of hydrocarbon components of natural gases within the bounds of the oil-gas regions has been determined. Such different composition of gases testifies to independent sources of hydrocarbon supply and different duration of migration of the latter.

The analyses of the features of the distribution of the components of natural gas of main oil- and gas-bearing regions of the Ukraine and of the gas presence in the aggregate have enabled us to determine main aspects of the processes both of lateral and vertical migration of hydrocarbons.

Keywords: geochemical features, migration, hydrocarbons, Western, Eastern and Southern oil-gas regions of Ukraine.