

Олеся САВЧАК

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

**ГЕОХІМІЧНІ АСПЕКТИ ПРОЦЕСІВ
МІГРАЦІЇ ТА АКУМУЛЯЦІЇ ВУГЛЕВОДНІВ
СХІДНОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РЕГІОНУ УКРАЇНИ**

Східний нафтогазоносний регіон України є наймолодшим за часом відкриття промислових родовищ вуглеводнів і найбільшим за обсягом розвіданих запасів і прогнозних ресурсів. Він приурочений до Дніпровсько-Донецької западини. У ньому відкрито понад 240 родовищ вуглеводнів. Проаналізовано геохімічний склад нафт і конденсатів трьох основних структурно-тектонічних елементів регіону: північного, південного бортів і западини та порівняно склад природних вуглеводнів у межах регіону. Аналіз особливостей геологічної будови і нафтогазоносності в сукупності з наявними геохімічними даними дозволив зробити висновок про те, що формування покладів нафти і газу в Східному нафтогазоносному регіоні зумовлено як латеральною, так і вертикальною міграцією вуглеводнів.

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

Вступ. Східний нафтогазоносний регіон України є наймолодшим за часом відкриття промислових родовищ вуглеводнів і найбільшим за обсягом розвіданих запасів і прогнозних ресурсів. Його представляє Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область, що є частиною Прип'ятсько-Донецької нафтогазоносною провінції. У тектонічному плані область розташована у межах однойменної западини, яка входить до складу трансконтинентального Сарматсько-Туранського лінеаменту, який перетинає Східноєвропейську платформу з південного сходу на північний захід і відокремлює Український кристалічний щит від Руської плити (Атлас..., 1998).

Згідно з сучасними поглядами на формування тектонічно активних зон земної кори в геологічній історії Дніпровсько-Донецького рифта можна виокремити два основні цикли розвитку. Перший припадає на рифей. Рифтова система цього періоду збереглася донині у вигляді грабена, який простежується від Донбасу на північний захід до лінії Зіньків-Шишаки. Рифейський цикл був початком прояву інтенсивних тектонічних рухів, що створили найглибший і найскладніший за будовою елемент Східноєвропейської платформи (Атлас..., 1998).

У другому циклі виокремлюють передавлагогенову, авлакогенові, синеклізо-міогеосинклінальну та синеклізну стадії. Передавлагогенова стадія почалася в ейфельський вік середнього девону після довгої перерви в осадо-

нагромадженні і руйнування утворень Сарматського щита. У цей час на фоні решток рифейського грабена знову виникає смуга прогинання північно-західного напрямку. Площа акумуляції девонських відкладів суттєво більша, ніж у попередньому циклі. Одночасно з зануренням території і седиментацією в її межах формувалася система глибинних розломів. Багато з них досягали мантиї і служили провідними каналами для магми. Розломи зумовили блокову будову ложа докембрійських утворень і мобільність його складових частин протягом другого періоду розвитку рифта. Диференційовані рухи блоків змінювалися в часі як за напрямками, так і за інтенсивністю. Авлакогенава стадія включає три етапи: девонський, девонсько-кам'яновугільний та кам'яновугільний. Це була найактивніша тектонічна стадія, яка відобразилася в мозаїчному характері зміни потужностей окремих товщ, їхніх літофацій, у різноманітності речовинного складу порід та бурхливій вулканічній діяльності на території всієї западини. Під час девонсько-кам'яновугільного етапу з'явилися перші ознаки соляного тектогенезу, безперервно-переривчасті прояви якого продовжуються донині. Наприкінці цієї стадії формуються крайові розломи. Синеклізно-міogeосинклінальна стадія розділяється на три етапи: верхньовізейсько-серпуховський, середньокам'яновугільний та верхньокам'яновугільно-пермський. На відміну від утворень попередньої стадії, цим відкладам притаманна відносна латеральна літолого-фаціальна витриманість внаслідок накопичення в єдиному Дніпровсько-Донецькому седиментаційному басейні. Його швидке компенсоване прогинання охопило значно більшу, порівняно з попередньою стадією, територію. Максимальні товщини відкладів усіх трьох етапів тяжіють до приосьової зони регіону і в південно-східній його частині сягають за десятикілометрову межу, що вже не вкладається в поняття звичайної платформної структури. Уздовж басейну не було жодних стабільних поперечних границь, за якими б мінявся речовинний склад нашарувань, всі зміни мали поступовий еволюційний характер. Найбільші трансгресії в кам'яновугільний період відбулися у пізньому візе і ранньому башкирі. Осади цих часів поширені далеко за межами Дніпровського грабена. Наприкінці стадії розпочалося розмежування Дніпровсько-Донецької западини і Донбасу: після регіонального здіймання і дислокації відкладів у западині відновився режим прогинання й осадонагромадження. Саме під час цієї стадії відбувалася найсуттєвіша дислокація осадової товщі Дніпровсько-Донецької западини – з'явилися структури північно-західного напрямку. Остання тріас-четвертинна синеклізна стадія мала чотири етапи: індійсько-норійський, юрський, сеноман-маастрихтський та кайнозойський. Регіон розвивався одночасно з іншими прогинами Східноєвропейської платформи. Дещо інший вигляд мають утворення тріасового періоду індійсько-норійського етапу. Відклади всіх світ тріасу мають моласоїдний характер, що вказує на компенсуючу роль западини стосовно Донбасу. Найбільша трансгресія відбулась під час сеномансько-маастрихтського етапу, коли теплий пізньокрейдвий басейн захопив усю південну частину Руської платформи. Дислокації цього періоду переважно плікативного типу. Лише в межах активних солянокупольних структур формувалася розгалужена сітка тектонічних порушень. Відклади кожної з трьох стадій розвитку за-

падини мають характерну будову і властиві структурні поверхи, які у свою чергу складаються із підповерхів.

Для бортів характерні невеликі товщини осадових товщ (максимальні сумарні потужності 3-4 км), їхнє полого залягання, порушеність палеозою розгалуженими системами малоамплітудних диз'юнктивів, похованих під мезокайнозойськими відкладами. У тектонічному плані – це найменш активні елементи регіону (рис.1).

У Дніпровському грабені зафіксовані максимальні потужності і найбільша стратиграфічна повнота розрізу всього фанерозою. Висока тектонічна активність зумовила формування структур різного порядку в основному південно-західного спрямування. Будова осадового чохла грабена характеризується поздовжньою і поперечною зональністю. Вздовж грабена виокремлюється північна та південна прибортові і між ними приосьова зони, які належать до структур другого порядку. Прибортові зони відзначаються максимальною тектонічною активністю упродовж всієї історії формування регіону. Їм властиве стрімке збільшення потужності відкладів у напрямку приосьової зони, суттєва порушеність докембрійського ложа диз'юнктивами різної амплітуди, активна блокова тектоніка. Приосьова зона – це найзануреніша частина грабена, де зафіксовані максимальні потужності всього розрізу фанезою. Для неї характерні найбільші масиви соляних утворень, великі розміри структур низьких порядків. Загальна товщина відкладів на південному сході зони за даними сейсмічних досліджень перевищує 18 км. Поперек грабена виділяються: північно-західна центрикліналь з мозаїчним розташуванням комплексів порід різних стадій розвитку регіону і дрібно блоковою структурою докембрійського фундаменту; центр грабена з переважним поширенням доміант синеклізо-міогеосинклінальної стадії і жолобоподібною будовою кристалічного ложа, в межах якого відклади різного віку занурюються в напрямку приосьової зони; південно-східна центрикліналь, де в напрямку Донбасу на фоні домінуючого верхньовізейсько-серпуховського комплексу починають поступово з'являтися відклади синеклізної стадії. Особливе місце в регіоні займає зона надрозломних структур, яка знаходиться на продовженні південної прибортової зони в межах південно-східної центрикліналі Дніпровського грабена. Починають поступово з'являтися відклади синеклізної стадії. Особливе місце в регіоні займає зона надрозломних структур, яка знаходиться на продовженні південної прибортової зони в межах південно-східної центрикліналі Дніпровського грабена. Цей тектонічний елемент успадкував як деякі риси відкритого Донбасу, так і западини. У межах грабена встановлені структури третього порядку: вали, виступи, сідловини, депресії. Переважна більшість від'ємних структур третього порядку отримала назву «депресія», деякі з них, сформовані завдяки проявам галокінезу (Атлас..., 1998).

Об'єкт дослідження. Локальні підняття – це брахіантикліналі, зрідка куполи, а ще рідше – антикліналі. Багатостадійний розвиток западини, наявність трьох соленосних товщ, вулканічна діяльність, блокова тектоніка та значна дислокованість відкладів зумовили суттєву диференціацію будови локальних структур. Серед них є наскрізні і поховані, вторинні і залишкові, конседиментаційні та постседиментаційні. Багато додатних структур чет-

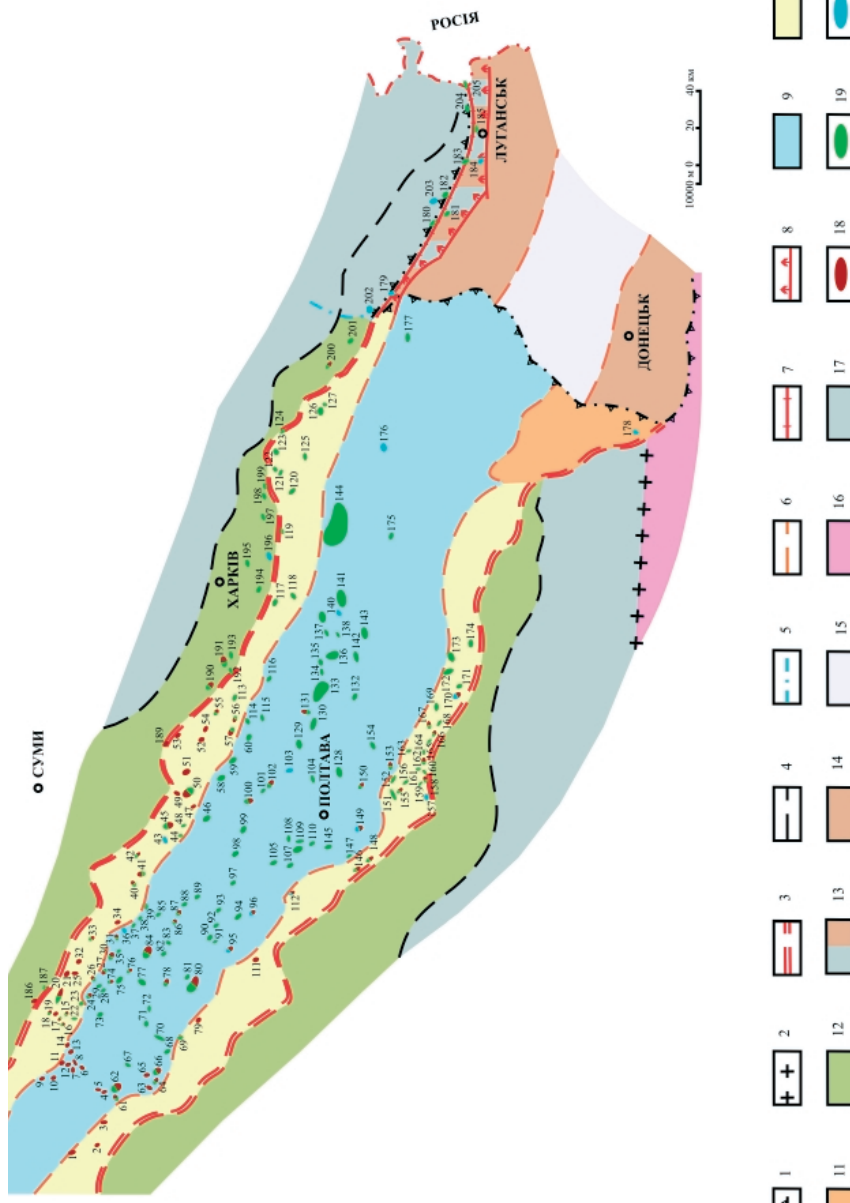


Рис. 1. Схема тектонічного районування та розташування родовищ нафти і газу Східного нафтогазоносного регіону України. Умовні позначення див. с. 13.

Умовні позначення до рис. 1.

Тектонічні границі: 1 – Східноєвропейської платформи; 2 – Українського кристалічного щита, складових частин западини; 3 – палеозойського грабена; 4 – мезокайнозойської синеклизи; тектонічних елементів палеозойського грабена та Донбасу; 5 – поперечні; 6 – поздовжні. Диз'юнктивні порушення: 7 – регіональні та субрегіональні скиди; 8 – регіональні та субрегіональні насуви. Елементи тектонічного районування: поздовжні зони западини: 9 – приосьова; 10 – південна та північна прибортові; 11 – надрозломних структур; 12 – південного та північного бортів; Поздовжні зони Донбасу: 13 – перехідна між складчастим Донбасом та схилом Воронежської антеклізи; 14 – південна та північна дрібних складок; 16 – Український кристалічний щит; 17 – схили Українського кристалічного щита і Воронежської антеклізи; Родовища: 18 – нафти; 19 – нафти; 20 – газу.

Родовища: 1 – Монастирищенське; 2 – Малодівичське; 3 – Прилуцьке; 4 – Шурівське; 5 – Маківське; 6 – Тростянецьке; 7 – Купинське; 8 – Петрушівське; 9 – Західнософіївське; 10 – Софіївське; 11 – Бережівське; 12 – Гайове; 13 – Ярошівське; 14 – Північноярошівське; 15 – Маглахівське; 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 – Липоводолинське; 32 – Роменське; 33 – Південнопанасівське; 34 – Шагравинське; 35 – Кулябчинське; 36 – Русанівське; 37 – Побиванське; 38 – Валюхівське; 39 – Гадяцьке; 40 – Куличихинське; 41 – Тимофіївське; 42 – Новотроїцьке; 43 – Червонозаряєвське; 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 – Сахалівське; 57 – Карайкозівське; 58 – Котелевське; 59 – Березівське; 60 – Степове; 61 – Мильківське; 62 – Леляківське; 63 – Левківське; 64 – Богданівське; 65 – Світличне; 66 – Гнідичівське; 67 – Озерянське; 68 – Білоусівське; 69 – Чорнухинське; 70 – Мехедівське-Голотівщинське; 71 – Луценківське; 72 – Свиридівське; 73 – Волошківське; 74 – Кампанське; 75 – Андріяшівське; 76 – Василівське; 77 – Рудівсько-Червонозаводське; 78 – Скоробагатське; 79 – Селохівське; 80 – Яблунівське; 81 – Північнояблунівське; 82 – Червонолуцьке; 83 – Свистунівське; 84 – Глинсько-Розбишівське; 85 – Клинсько-Краснознаменське; 86 – Середняківське; 87 – Західнохарківське; 88 – Східнохарківське; 89 – Перевозівське; 90 – Комишнянське; 91 – Південнокомишнянське; 92 – Західнокомишнянське; 93 – Кошовийське; 94 – Сорочинське; 95 – Малосорочинське; 96 – Радченківське; 97 – Семиренківське; 98 – Західносолохівське; 99 – Солохівське; 100 – Отішнянське; 101 – Наташинське; 102 – Матвіївське; 103 – Рунівщинське; 104 – Східнополтавське; 105 – Готолівське; 106 – Джерельне; 107 – Семенівське; 108 – Байрацьке; 109 – Макарицьке; 110 – Абазівське; 111 – Кибинцівське; 112 – Сагайдацьке; 113 – Мар'їнське; 114 – Краснокутське; 115 – Кисівське; 116 – Коломацьке; 117 – Шуринське; 118 – Безпалівське; 119 – Білозірське; 120 – Волохівське; 121 – Південноградівське; 122 – Борисівське; 123 – Шевченківське; 124 – Іскрівське; 125 – Вишневе; 126 – Північнолоубівське; 127 – Максальське; 128 – Машівське; 129 – Чутівське; 130 – Розпашнівське; 131 – Новоукраїнське; 132 – Ланнівське; 133 – Західнохрестинське; 134 – Червоноярське; 135 – Західностаровірівське; 136 – Ведмедівське; 137 – Східноведмедівське; 138 – Котлярівське; 139 – Мелехівське; 140 – Західнофреміївське; 141 – Єфреміївське; 142 – Західнососнівське; 143 – Кегичівське; 144 – Шебелинське; 145 – Мачуське; 146 – Лиманське; 147 – Горобіївське; 148 – Зачепилівське; 149 – Решетниківське; 150 – Суходолівське; 151 – Руденківське; 152 – Степне; 153 – Новогригорівське; 154 – Розумівське; 155 – Гнатівське; 156 – Новомиколайівське; 157 – Михайлівське; 158 – Юр'ївське; 159 – Гупалівське; 160 – Дмухайлівське; 161 – Мусятківське; 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 – Мироділівське; 176 – Сиваківське; 177 – Дробишівське; 178 – Лаврентіївське; 179 – Червонопопівське; 180 – Борівське; 181 – Муратівське; 182 – Каптанівське; 183 – Лобачівське; 184 – Слов'янське; 185 – Вергунське; 186 – Турутинське; 187 – Володимирівське; 188 – Хухрянське; 189 – Прокопенківське; 190 – Скворцівське; 191 – Юліївське; 192 – Наріжянське; 193 – Огульцівське; 194 – Островецьке; 195 – Безлюдівське; 196 – Плагівське; 197 – Ртищівське; 198 – Коробочинське; 199 – Леб'язьке; 200 – Дружелюбівське; 201 – Зайцівське; 202 – Макіївське; 203 – Путилинське; 204 – Кондрашівське; 205 – Вільхове.

вертого порядку ускладнені соляним тектогенезом. Соляні діапіри мають форму круглих або еліпсоподібних штоків, порожнин, виповнених сіллю, та кільцевих систем. Формування соляних піднять супроводжується утворенням специфічних систем диз'юнктивних порушень. Для соляного тектогенезу характерне утворення нових структур – як додатних, так і від'ємних (Атлас..., 1998; Савчак, 2015, 2016).

Від часу отримання перших нафтопроявів на Роменському піднятті в Дніпровсько-Донецькій нафтогазоносній провінції відкрито понад 240 родовищ вуглеводнів. Промислова продуктивність встановлена в широкому стратиграфічному діапазоні: від юрських до архейсько-протерозойських утворень. Всього в розрізі фанерозою виокремлено 99 продуктивних горизонтів з покладами вуглеводнів.

До чисто газових належить всього 10 невеликих за запасами родовищ. Промислові скупчення газу виявлені в усьому продуктивному розрізі і в значному інтервалі глибин. Найближчі до поверхні поклади трапляються на глибинах 450 м. На глибинах понад 5000 м відомі поклади в 34 родовищах.

Газоконденсатних родовищ – 115, вони розташовані у південно-східній частині регіону в широкому стратиграфічному діапазоні – від відкладів юри до утворень докембрійського фундаменту (див. рис.1). Їхнє просторове розміщення має свої особливості. Найбільші газоконденсатні поклади зосереджені у північній прибортовій зоні.

Нафти виявлені в нафтових, нафтогазових, газонафтових та нафтогазоконденсатних родовищах. Відкрито 32 нафтових родовища. Основні поклади розміщені в крайній північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини та в межах Охтирського структурного виступу (див. рис. 1). Найглибший поклад у турнейських утвореннях (5050 м), а найближче до поверхні поклади залягають на глибині 500 м.

Результати дослідження. Геохімічні дослідження складу нафти і конденсату проводилися по трьох основних структурно-тектонічних елементах регіону: північному, південному борту та западині (табл. 1, 2).

Склад конденсатів у трьох структурно-тектонічних елементах регіону по латералі характеризується майже однаковими фізико-хімічними параметрами, проте груповий склад та вміст смолисто-асфальтенових компонентів змінюються із збільшенням глибини. Густина конденсату суттєво не змінюється з глибиною залягання покладу (табл. 3).

Закономірної зміни вмісту смолисто-асфальтенових компонентів у конденсатах із глибиною не спостерігається (рис. 2).

Найлегші конденсати (із найбільшим вмістом метанових вуглеводнів від 77 % – північний борт до 57 % – западина) розташовані на більших глибинах (від 4300 до 5400 м). Із наближенням до поверхні (1300 м північний борт) збагачуються нафтовими компонентами (до 46 %).

Фізико-хімічні властивості нафт трьох структурно-тектонічних елементів відрізняються. Так, найлегші нафти із густиною від 325,9 до 725 кг/м³, з меншим вмістом смол та сірки розміщуються в межах западини. Їхній груповий склад відзначається підвищеним вмістом метанових вуглеводнів (до 59 %) і відповідно збідненим – ароматичними (до 9 %). Легкі нафти із густиною від 577 до 896 кг/м³ містяться в межах південного борту западини, від-

Таблиця 1. Характеристика газоконденсатів Східного нафтогазоносного регіону України (за 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	нафтонові	ароматичні	
Краснокутське	4725	795,2	143,6	0,39	0,97	2,0	0,009	30,1	28,4	21,5	
Кісівське	5026	801,2	171,7	-	1,24	2,25	0,029	51,4	26,5	22,1	
Арпохівське	3994 4019	811 796	- --	- --	- --	1,5 0,9-	0,2 1,0	- --	- --	- --	
Коржівське	4304 4421	795,5 796,5	150,63 140,61	0,07 0	1,23 0,17	1,41 1,48	0,03 0,017	58 43	25 34	17 23	
Перекопівське	4747 4784	798 772	127,68 127,60	0,008 0	0,38 0,1	0,72 0,79	0,013 0,01	42,59 46	29,73 38	27,68 26,5	
Ярмолинцівське	4556 4522 4622	800 786 775	147,16 129,17 123,74	0,04 - -	1,88 0,64 0,11	4,43 0,35 1,13	0,06 0,07 -	52 37,5 29	34 34,5 29	14 28 20	
Кулябчинське	4580	779	131,88	0	0	1,46	0	59	24	17	
Валюхівське	5180 5298 5410	784,7 790,8 774,7	125,8 141,6 115,8	0,01 0,01 0,006	0,27 0,33 0,32	0,35 0,32 0,41	0,004 0,002 0,004	47,9 46,1 52,2	23,3 30,1 22,6	28,8 23,8 25,2	
Більське	4090	821,5	145,5	0,01	1,61	2,16	-	39,3	39,9	29,8	
Заторянське	4945	808,5	159,1	0,28	0,98	1,67	-	-	-	-	
Котелевське	4400 4420 4510 4570 5300 5646	791,4 778,6 793,4 801,4 804,8 773,3	148,4 137,3 148,2 155,9 127,4 129,6	0,14 0,06 0,16 0,19 0,04 0,09	0,84 0,47 0,94 0,86 0,97 0,46	0,16 0,34 0,57 0,40 0,36 0,04	0,007 0,003 0,010 0,007 0,009 0,005	55,2 57,7 54,0 57,6 42,3 -	29,7 28,8 30,2 27,5 28,9 -	15,1 13,5 15,8 14,9 28,8 -	

Продовження табл. 1

Родовище	Глибина залигання покрівлі продуктивного горизонту, м	Густина, кг/м ³	Молеку- лярна маса	Вміст, мас. %				Груповий склад вуглеводнів, %			
				асфальтени	смоли	парафіни	сірка	метанові	нафтенові	ароматичні	
Березівське	4564	799,7	158,8	0,19	1,14	1,13	0,01	55	28,1	17,1	
	5298	829,9	133,35	0,05	0,99	0,51	0,003	34,5	27,6	37,9	
	5412	853,9	162,89	0,05	0,26	1,15	0,007	32,5	27,6	39,7	
Степове	4862	798	149,8	0,26	0,83	0,97	-	53,5	27,2	19,3	
	4934	791	150,8	0,32	0,50	1,94	-	57,0	24,8	18,2	
Чорнухинське	2935	800	325	0,12	1,04	1,32	0,03	56	36	8	
Луценківське	5050	774	122	0	0,169	0,80	0,05	-	-	-	
	5265	757	126	0	0,140	0,23	0,03	-	-	-	
Волошківське	4680	788,1	136	-	0,36	1,84	0,02	57	26	17	
Андріянівське	4540	793,2	163,13	0,01	1,74	1,73	0,19	53	32,5	14,5	
	4603	785,2	148,66	0,02	0,13	2,48	0,05	59	23,6	17,5	
	5229	774,2	140,20	-	-	1,86	0,15	61	24,0	15,0	
	5080	769,1	129,7	-	-	1,58	0,044	51	29	20	
Рудівсько- Червоно- заводське	5215	763,7	116,7	-	-	0,89	0,048	56	26	18	
	5164	781,8	119,7	-	-	1,98	0,05	56	24	20	
	5262	786,8	146,2	-	-	0,92	0,046	50	32	18	
	5406	791,8	143,5	-	-	0,33	0,07	57	30	13	
Перевозівське	5297	786,8	139	0,01	0,32	0,30	-	59,8	22,3	17,9	
Комішнянське	5092	794,3	136	-	1,0	0,87	-	52,8	26,3	20,9	
	5792	794,7	160	-	0,42	0,16	-	57,0	27,1	15,9	
Південно- комишнянське	4989	807,1	151,1	-	0,9	0,03	-	46,5	34,6	18,9	
	5465	788,8	144,3	-	0,94	1,16	-	60,3	20,4	19,3	
Сорочинське	3863	781	134,98	-	-	2,57	0,002	18	27	55	
Західно- солохівське	4621	782,3	135,1	0,05	0,79	0,47	0,006	58,9	21,8	19,3	
	4521	780	134	0,02	0,64	0,42	0,017	59,8	21,6	18,6	
	4572	809,7	145,5	0,03	1,54	2,16	0,005	47,6	23,5	22,9	

Продовження табл. 1

Родовище	Глибина залагання покрівлі продуктивного горизонту, м	Густина, кг/м ³	Молеку- лярна маса	Вміст, мас. %				Груповий склад вуглеводнів, %			
				асфальтени	смоли	парафіни	сірка	метанові	нафленові	ароматичні	
Опишанське	3040	808	-	-	0,06	2,06	0,011	59,03	24,13	16,84	
	3690	817,4	-	-	0,18	2,68	0,009	50,81	18,98	30,21	
	3790	788,2	-	-	0,23	0,56	0,005	60,12	25,83	14,05	
	4000	825,5	-	-	0,56	1,2	0,01	49,98	28,75	21,27	
Джерельне	4080	807,2	156,6	0,91	0,92	0,009	56,1	29,8	14,1		
Семенцівське	4175	790,2	142,3	0,10	0,47	0,34	0,06	51,0	32,8	16,2	
	4311	795,4	155,5	0,08	1,01	0,77	0,02	54,0	29,2	16,8	
	4231	785,0	145,2	0,06	0,35	0,49	0,003	59,8	26,9	13,3	
	4304	795,6	151,4	0,10	0,48	0,81	0,005	56,0	27,5	16,5	
	4337	796,5	143,6	0,15	0,59	0,49	0,05	54,8	30,7	14,5	
Байрацьке	4580	768,8	120,6	-	0,8	0,07	0,006	51,5	24,4	24,1	
	4675	798,5	128,0	0,1	0,24	0,6	0,006	61,2	15,2	19,7	
Абазівське	4036	799,8	128	19	0,93	0,10	0,006	51,0	33,9	15,1	
	4230	776,8	141	26	0,56	1,40	0,003	52,8	29,9	17,3	
	4010	756,6	132	13	0,34	0,27	0,005	52,9	28,6	18,5	
Червоноярське	3200	800	145	0,02	0,39	0,09	-	54,6	21,5	22,4	
Шуринське	3846	787,7	129,0	0,01	0,15	0,52	0,006	55,6	30,1	14,3	
Талалаївське	3446	791,0	142,5	0,25	1,44	1,55	0,11	-	-	-	
	3676	784,7	130,0	0,16	1,78	1,79	0,088	46,57	33,47	19,96	
Миколаївське	4150	770	130	сліди	0,082	1,08	-	-	-	-	
	4163	755	117	-	0,36	0,05	-	66,82	21,6	11,58	
Мар'їнське	4397	806,3	124,4	-	-	2,49	0,001	-	-	-	
	4821	797,7	165,3	0,16	0,66	5,42	0,004	-	-	-	
Безпалівське	4384	786,6	135,1	0,04	0,32	0,54	0,004	52,2	29,4	18,4	
Білозірське	4619	743,5	124,9	0,06	0,40	0,07	0,002	-	-	-	

Продовження табл. 1

Родовище	Глибина заягання покрівлі продуктивного горизонту, м	Густина, кг/м ³	Молеку- лярна маса	Вміст, мас. %				Груповий склад вуглеводнів, %				
				асфальтени	смоли	парафіни	сірка	метанові	нафтонові	ароматичні		
Південно- граківське	2154	752,8	127,3	0,07	0,9	0,17	-	-	-	-	-	-
	4100	764,6	163,8	0,26	0,72	0,32	-	77,7	11,8	-	10,5	-
Борлівське	1863	712,9	97,3	0,02	0,48	-	0,005	-	-	-	-	-
	3439	757,6	138,88	0,01	0,93	0,93	-	72,5	13,8	-	13,7	-
Іскрівське	3439	784,5	163,83	0,19	0,54	2,08	-	61,0	21,1	-	17,9	-
	3540	766,0	140,73	0,02	0,37	0,93	-	73,8	11,1	-	15,7	-
	3605	744,2	112,09	0,01	0,61	0,10	-	73,8	7,6	-	18,6	-
	3735	715,5	111,13	-	0,17	0,57	-	-	-	-	-	-
	3910	730,9	133,9	-	0,16	0,01	-	91,4	4,2	-	4,4	-
Вишнівське	2931	780,8	131,9	-	0,55	0,54	-	15	20,3	-	64,7	-
	2999	773,95	124,75	0,01	0,49	0,12	-	18,3	34,5	-	47,2	-
Руденківське	3170	774,2	154,15	0,09	0,85	1,37	-	75,2	16,4	-	8,4	-
	3706	747,0	133,78	0,03	0,39	0,01	-	80,0	11,4	-	8,7	-
Степне	1825	732	122,0	-	0,33	-	-	68,6	21,9	-	9,5	-
	1800	755	112,3	сліди	0,28	-	-	32,56	39,97	-	11,63	-
Капітанівське	1529	755,8	-	-	-	-	-	53,6	43,1	-	3,3	-
	1345	777	-	-	-	-	0,149	41,53	46,64	-	4,64	-
Лобачівське	1609	745	-	-	-	-	0,0118	48,53	40,00	-	5,64	-
	1871	743	-	-	-	-	0,0046	43,83	45,16	-	0,85	-
Володимирівське	2506	734,5	108,12	-	-	0,59	0	57	31	-	12	-
	3360	756,0	131,1	-	-	-	0,004	62,1	29,5	-	8,4	-
Наріжянське	3506	781,5	120,9	-	-	0,42	-	16,38	34,26	-	15,62	-
	3570	757,3	117,3	-	-	0,38	0,007	77,7	11,8	-	19,6	-

Продовження табл. 1

Родовище	Глибина залигання покрівлі продуктивного горизонту, м	Густина, кг/м ³	Молеку- лярна маса	Вміст, мас. %				Груповий склад вуглеводнів, %		
				асфальтени	смоли	парафіни	сірка	метанові	нафтенові	аромагнічні
Островерхівське	3724	772,6	121,3	0,05	0,31	0,27	0,004	40,6	39,1	20,3
	3862	830,6	130,6	0,08	1,26	0,83	0,004	16,9	36,9	46,2
	3995	778,7	112,5	0,02	0,15	0,54	0,003	51,5	25,4	23,1
Безлюдівське	2905	768,0	127,1	0,05	0,95	0,24	–	45,6	38,2	18,2
Ртищівське	2964	757,5	110	–	–	–	0,0123	23,86	39,54	21,25
	3364	804,4	153	–	0,67	1,36	1,120	50,30	18,80	30,90
	3384	790,1	151	0,2	0,50	3,93	0,0144	35,64	20,05	21,29
Коробочкинське	3050	773,4	138	0,14	0,42	0,20	0,09	39,7	37,9	22,4
Зайцівське	1400	698,2	98,1	–	–	–	0,011	53,83	34,01	1,13
Новоселівське	2205	710	103,6	–	–	–	–	48,85	26,68	5,02
	2350	757	96,2	–	–	–	–	49,15	26,11	4,57
	2517	713	105,6	–	–	–	0,003	41,68	27,34	7,48
Сх. новоселівське	1885	714	102,7	–	0,42	сліди	0,014	56,48	32,52	4,2
Личківське	3751	766,2	161,2	0,2	0,57	5,58	–	14,3	15,4	70,3
Перешепинське	3559	748,9	139,0	0,02	0,51	0,29	–	68,2	16,4	15,4
Багатойське	2423	749,8	115,0	–	0,28	–	–	52,4	42,2	5,4

Таблиця 2. Характеристика нафти Східного нафтогазоносного регіону України (за 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	нафтові	метанові
Монастирищенське	3356	783	827	13,6	8,4	1,34	0,1	4,44	41,25	54,31
Малодівицьке	2687	740	828	1,93	10,54	0,37	0,53	10,8	40,4	48,8
	2782	577	809	1,49	7,29	0,16	0,36	21,3	27,7	50,9
	2752	671	826	2,1	8,7	0,4	1,2	14,1	42,0	43,6
	2884	713	825	2,06	7,77	1,1	0,32	10,1	45,2	44,8
Прилуцьке	1496	794,6	824	8,56	16,62	1,48	0,23	-	-	-
	1706	801,7	828	0,9	10,44	0,38	0,18	-	-	-
	1795	791,27	825	5,15	4,7	0,70	0,29	-	-	-
Тростянецьке	4915	666	779	1,95	1,21	0,12	0,03	9,35	23,34	58,54
Купинське	4270	725	833	5,28	2,23	0,67	0,08	20,38	29,77	49,85
Бережівське	4174	736,9	809,4	3,08	3,14	0,35	0,41	34,6	58,1	14,22
Північноярошівське	3967	325,2	842,4	3,73	4,85	2,86	0,28	-	27	59
Матлахівське	3292	642,6	830,3	2,02	6,89	2,21	0,51	14,38	43,83	41,79
	3592	714,0	855,7	4,63	5,39	0,95	0,083	23,7	36,9	39,33
Скороходівське	3328	741,3	819,0	0,45	2,02	0,26	0,11	20,26	22,22	57,40
	3629	597,1	792,8	0,92	2,70	0,23	0,07	14,10	31,02	54,88
Артохівське	3985	753	839	5,34	1,41	0,31	0,06	25	15	60
Житне	3153	731	806,2	2,88	4,6	0,39	0,13	18,7	36,02	43,04
Коржівське	4168	600,9	813,3	3,36	2,76	0,56	0,16	17,4	36,4	46,2
Перекопівське	4404	601	811	3,5	4,06	0,66	0,092	14,25	29,51	58,47
	4496	518	811	2,25	3,32	0,065	0,083	15,58	37,92	46,5
Шатравинське	4346		810	2,34	1,9	20,14	0,11	14,01	37,54	46,22
	4386		824	1,4	1,9	20,14	0,11	16,7	41,2	42,5
Східнорогінцівське	2959	724	871	1,9	5,9	1,2	0,22	-	-	-
	3060	666,7	827	1,22	6,2	2,4	0,48	-	-	-
	3137	714,9	-	1,30	11,0	2,25	0,30	-	-	-

Продовження табл. 2

Родовище	Глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту, м	Густина, кг/м ³		Вміст, мас. %				Груповий склад вуглеводнів, %			
		пластової	дегазованої	парафіни	смоли	асфальтени	сірка	ароматичні	нафтоєні	метанові	
Роменське	52	-	856,8	58,5				-	-	-	-
Яснівське	4026		833,5	6,08	0,98	0,73	-	-	-	-	
Бугруватівське	3234	899,5	962,5	2,8	13,3	16,3	-	-	-	-	
	3327	892,1	945,4	1,6	16,4	7,8	-	-	-	-	
	3480	876,9	916,7	5,2	27,2	6,2	0,8	-	-	-	
	3625	933,8	967,5	1,8	11,0	16,2	1,0	-	-	-	
	3835	644	859,4	2,6	4,5	1,1	-	-	-	-	
3863	608,3	840,4	5,8	5,8	1,1	-	30	21	49		
Західнокозівське	4209	638,7	-	1,2	2,7	0,9	0,2	-	-	-	
	4444	538,5	-	3,2	2,6	0,71	0,2	-	-	-	
	4483	698,1	-	5,9	5,1	-	0,2	-	-	-	
Радянське	3081	732	849	3,4	4,3	0,28	0,08	30	42	28	
Козівське	3894	668		4,4	5,1	-	0,34	-	-	-	
	4114	-		7,2	5,3	1,35	0,27	-	-	-	
Левківське	3120	-	839,5	5,26	7,5	6,6	0,46	30	20	50	
Світличне	3788	-	820	2,37	2,68	0,20	0,055	9,04	13,53	13,04	
Селюхівське	3060	712,5	836,8	4,15	5,67	0,84	0,37	-	-	-	
Кибинцівське	1065	850	-	5,2	2,8	-	0,59	-	-	-	
	1565	861,3	-	4,18	9,32	0,22	0,67	32,67	23,46	43,87	
	1605	861,0	-	-	-	-	0,52	-	-	-	
Сагайдацьке	1041	896	-	1,26	8,0	-	0,74	-	-	-	
	1690	842	-	4,49	2,6	0,18	-	-	-	-	
Голубівське	1325	789	844	6,39	7,58	0,122	0,077	-	-	-	
Прокопенківське	2515	877	-	5,9-7,16	4,3-13,0	3,05	0,8	9,75	61,81	18,5	

повідно із більшим вмістом смол та зменшеним вмістом метанових вуглеводнів до 54 %. Найважчі нафти (густина 608–899,5 кг/м³) розташовані у північному борті западини, відповідно збіднені метановими вуглеводнями до 18,5 %.

Таблиця 3. Характеристика конденсатів структурно-тектонічних елементів Східного нафтогазоносного регіону України

Структурно-тектонічний елемент	Густина, кг/м ³	Вміст, мас. %			Груповий склад вуглеводнів, %		
		смоли	парафіни	сірка	метанові	нафтені	ароматичні
Північний борт западини	734,5–830,6	0,082–3,93	0,05–5,42	0,001–1,12	16,38–77,7	11,8–46,64	0,85–46,2
Південний борт западини	763,7–853,9	0,1–1,88	0,03–2,25	0,002–0,048	30,1–61	22,3–39,9	8–28,8
Западина	772–853,9	0,11–1,88	0,04–4,43	0,002–0,8	29–60,3	20,4–39,9	8–29,8

Таблиця 4. Зміна групового складу вуглеводнів конденсату із глибиною залягання продуктивного горизонту

Структурно-тектонічний елемент	Родовище	Глибина залягання продуктивного горизонту	Вміст вуглеводнів, %		
			метанові	нафтені	ароматичні
Північний борт западини	Шуринське	3846	55,6	30,1	14,3
	Талалаївське	3676	46,57	33,47	19,96
	Миколаївське	4163	66,82	21,6	11,58
	Безпалівське	4384	52,2	29,4	18,4
	Півд.граківське	4100	77,7	11,8	10,5
	Капітанівське	1529	53,6	43,1	3,3
	Лобачівське	1345	41,53	46,64	4,64
		1609	48,53	40,00	5,64
		1871	43,83	45,16	0,85
	Володимирівське	2506	57	31	12
	Нарижнянське	3360	62,1	29,5	8,4
		3506	16,38	34,26	15,62
		3570	77,7	11,8	19,6
	Островецьке	3724	40,6	39,1	20,3
		3862	16,9	36,9	46,2
		3995	51,5	25,4	23,1
	Безлюдівське	2905	45,6	38,2	18,2
	Ртицівське	2964	23,86	39,54	21,25
		3364	50,30	18,80	30,90
		3384	35,64	20,05	21,29
Коробочкинське	3050	39,7	37,9	22,4	
Зайцівське	1400	53,83	34,01	1,13	

Продовження табл. 4

Структурно- тектонічний елемент	Родовище	Глибина залягання продуктивного горизонту	Вміст вуглеводнів, %		
			метанові	нафте- нові	арома- тичні
Западина	Краснокутське	4725	30,1	28,4	21,5
	Кисівське	5026	51,4	26,5	22,1
	Коржівське	4304	58	25	17
		4421	43	34	23
	Перекопівське	4747	42,59	29,73	27,68
		4784	46	38	26,5
	Ярмолинцівське	4556	52	34	14
		4622	29	29	20
	Кулябчинське	4580	59	24	17
	Валюхівське	5180	47,9	23,3	28,8
5410		46,1	22,6	25,2	
Більське	4090	39,3	39,9	29,8	
Котелевське	4400	55,2	29,7	15,1	
	4570	57,6	27,5	14,9	
	5300	42,3	28,9	28,8	
Западина	Березівське	4564	55	28,1	17,1
		5298	34,5	27,6	37,9
		5412	32,5	27,6	39,7
	Степове	4862	53,5	27,2	19,3
		4934	57,0	24,8	18,2
	Чорнухинське	2935	56	36	8
	Волошківське	4680	57	26	17
	Андріянівське	4540	53	32,5	14,5
		4603	59	23,6	17,5
		5229	61	24,0	15,0
Перевозівське	5297	59,8	22,3	17,9	
Комишнянське	5092	52,8	26,3	20,9	
	5792	57,0	27,1	15,9	
Півд. комишнянське	4989	46,5	34,6	18,9	
	5465	60,3	20,4	19,3	
Південний борг западини	Руденківське	3170	75,2	16,4	8,4
		3706	80,0	11,4	8,7
	Степне	1825	68,6	21,9	9,5
		1800	32,56	39,97	11,6
	Перещепинське	3559	68,2	16,4	15,4
Багатьойське	2423	52,4	42,2	5,4	

Густина нафт із глибиною зменшується та нафти збагачуються метановими вуглеводнями: в межах південного борту від 43 до 54 % (відповідно глибини 1565 і 3356 м); північного борту від 28 до 46 % (відповідно глибини 3081 та 4346 м) та в межах западини від 13 до 58 % (глибини 3788 та 4915 м).

Отже, на основі проведеного комплексу досліджень та порівняльного аналізу в межах регіону виокремлено три групи нафт: дуже легкі, лугкі та важкі (табл. 5, табл. 6).

Таблиця 5. Фізико-хімічна характеристика нафт Східного нафтогазоносного регіону України

Структурно-тектонічний елемент	Густина, кг/м ³	Вміст, мас. %			Груповий склад вуглеводнів, %		
		смоли	парафіни	сірка	метанові	нафтенові	ароматичні
Північний борт западини	608,3-899,5	5,8-13,3	5,8-2,8	0,08-0,8	18,5-49	21-61,8	9,75-30
Південний борт западини	577-896	2,6-16,62	0,9-13,6	0,077-0,74	43,6-54,31	23,46-45,2	4,44-32,67
Западина	325,9-725	1,21-7,5	2,37-3,73	0,03-0,46	59-13,04	13,53-58,1	9,04-34,6

Таблиця 6. Зміна групового складу вуглеводнів у нафтах залежно від глибини залягання продуктивних горизонтів

Структурно-тектонічний елемент	Родовище	Глибина залягання продуктивного горизонту, м	Вміст вуглеводнів, %		
			ароматичні	нафтенові	метанові
Південний борт западини	Монастирищенське	3356	4,44	41,25	54,31
	Малодівицьке	2687	10,8	40,4	48,8
		2782	21,3	27,7	50,9
		2752	14,1	42,0	43,6
		2884	10,1	45,2	44,8
Кибинцівське	1565	32,67	23,46	43,87	
Западина	Тростянецьке	4915	9,35	23,34	58,54
	Купинське	4270	20,38	29,77	49,85
	Бережівське	4174	34,6	58,1	14,22
	Левківське	3120	30	20	50
	Світличне	3788	9,04	13,53	13,04
Північний борт западини	Житнє	3153	18,7	36,02	43,04
	Шатравинське	4346	14,01	37,54	46,22
		4386	16,7	41,2	42,5
Радянське	3081	30	42	28	

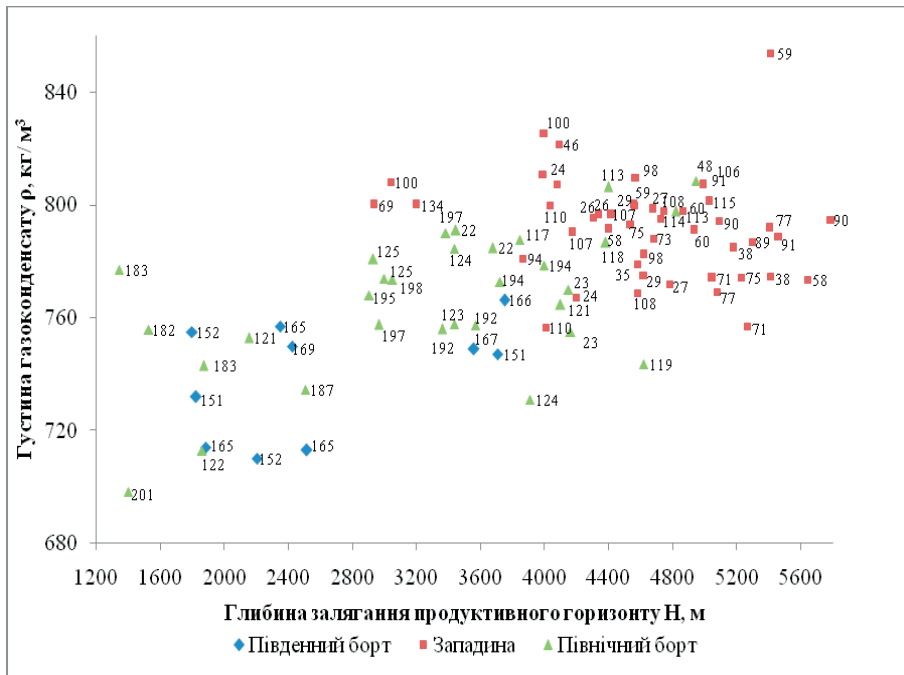


Рис. 2. Зміна густини конденсатів із глибиною залягання продуктивного горизонту. Цифрами позначено газоконденсатні родовища, розміщені на рис.1.

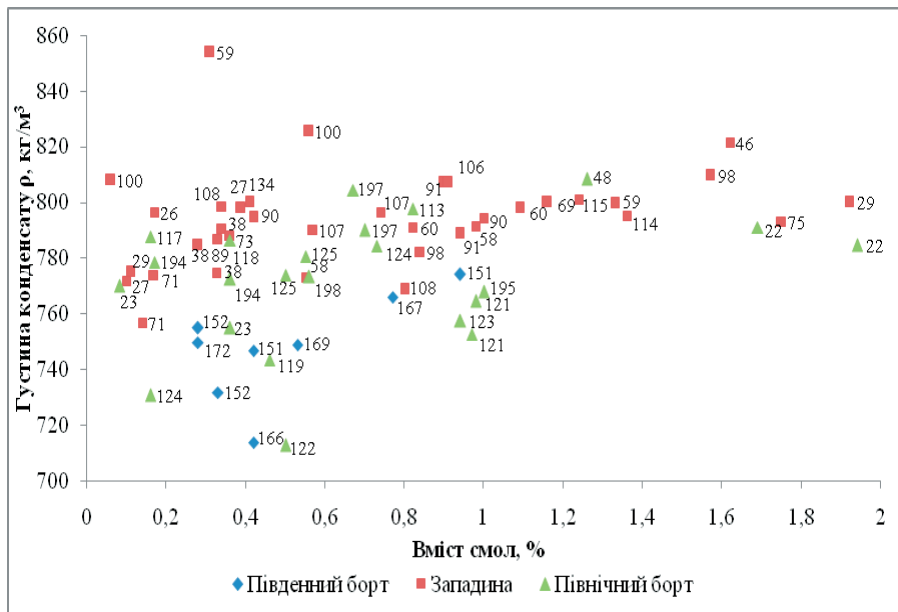


Рис. 3. Залежність густини конденсатів від вмісту в них смолисто-асфальтенових компонентів. Цифрами позначено нафтові родовища, розміщені на рис.1.

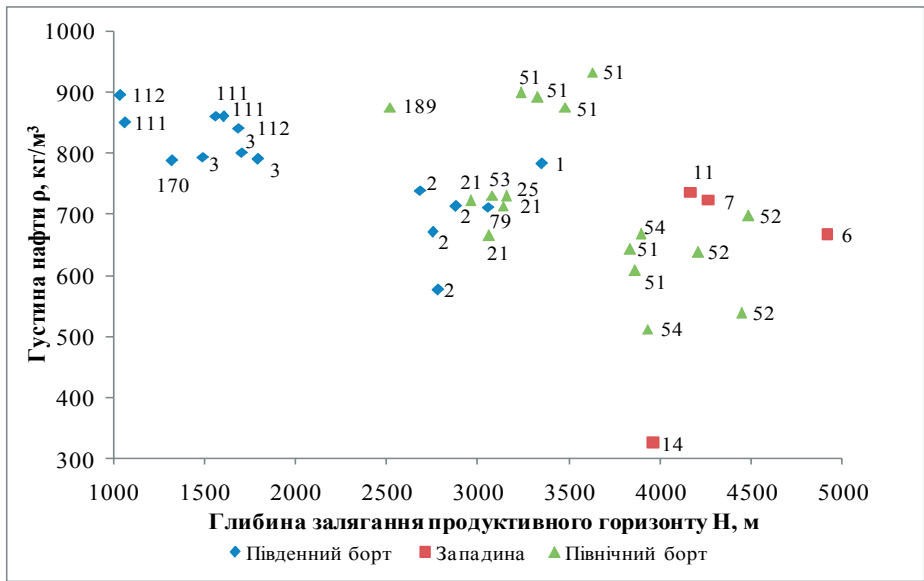


Рис. 4. Зміна густини нафти з глибиною залягання продуктивного горизонту. Цифрами позначено нафтові родовища, розміщені на рис.1.

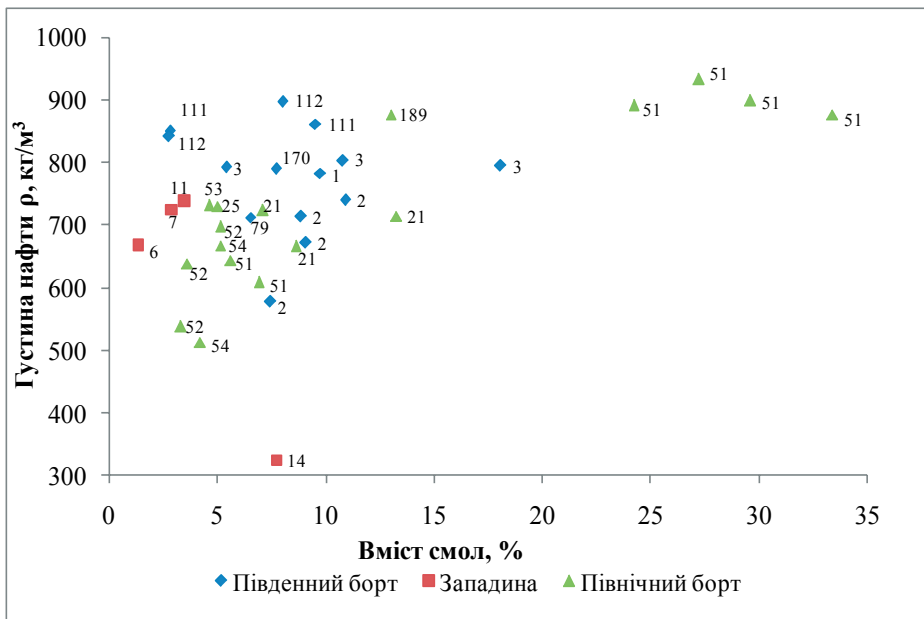


Рис. 5. Залежність густини нафти від вмісту в ній смолисто-асфальтенових компонентів. Цифрами позначено нафтові родовища, розміщені на рис.1.

На основі проведеного комплексу досліджень та порівняльного аналізу геохімічного складу нафт та конденсатів Східного нафтогазоносного регіону України виокремлено такі групи нафт: дуже легкі ($600\text{--}780\text{ кг/м}^3$), легкі ($800\text{--}890\text{ кг/м}^3$) та важкі ($608\text{--}899,5\text{ кг/м}^3$). 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 нафти змінюються від парафінових до нафтових (Савчак, 2017).

Такий розподіл нафт – дуже легкі в нижніх горизонтах, а більш важчі в верхніх – свідчить її про вертикальну міграцію із спільного джерела надходження нафтових вуглеводнів.

За компонентним складом нафти можна класифікувати на метано-нафтового, нафтово-ароматичного, ароматичного типу.

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 (Доленко, 1990).

Висновки. 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. У нижніх структурних поверххах, зокрема в нижньокам'яновугільних відкладах, поклади сформувалися переважно внаслідок латеральної міграції флюїдів, натомість у вищих літолого-стратиграфічних комплексах – внаслідок вертикальної міграції. Тектонічна будова регіону впливала на неодноразове переформування покладів, особливо в період найбільшої тектонічної активності. Крім того, на формування і переформування покладів впливав і соляний тектогенез.

Про значну 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 здебільшого глинистих порід (серпуховський ярус – верхи визейського ярусу), що перекриває піщані пачки і забезпечує герметизацію нижньокам'яновугільного резервуару; 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 ж резервуару, в напрямку від приосьової частини западини до її бортів; 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) (Савчак, 2016).

На широкий розвиток процесів вертикальної міграції вуглеводнів вказує: наявність значної кількості багатопластових родовищ, в 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); в ряді випадків поклади, приурочені до різновікових відкладів, подібні за щільніс-

тю і хімічним складом вуглеводнів; існування аномально високих тисків на низці родовищ, які контролюються нижньопермськими ангідрито-соленосними покриттями (південно-східна частина западини). Зазначимо, що деякі поклади існують завдяки перетоку вуглеводнів із сусідніх родовищ уздовж поверхні стратиграфічної незгідності.

Стаття надійшла
29.08.2017

Атлас родовищ нафти і газу України : у 6 т. / гол. ред. М. М. Іванюта. – Л., 1998. – Т. 1–3 : Східний нафтогазоносний регіон.

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 вер. 2015). – К, 2015. – С. 96–98.

Савчак О. З. Геохімічний аспект процесів міграції вуглеводнів Східного нафтогазоносного регіону України // Перспективи нарощування ресурсної бази нафтогазової енергетики : Міжнар. наук.-техн. конф. (25–27 трав. 2016) – Ів.-Франківськ, 2016. – С. 104–106.

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

Olesya Savchak

GEOCHEMICAL ASPECTS OF THE PROCESSES OF HYDROCARBON MIGRATION AND ACCUMULATION OF THE UKRAINE'S OIL- AND GAS-BEARING REGION

The Eastern oil- and gas-bearing region of Ukraine is the youngest one as regards the discovery of commercial hydrocarbon deposits and the greatest one in terms of volume of explored reserves and hypothetical resources. It is confined to the Dnieper-Donets Depression. There were more than 240 hydrocarbon deposits discovered here. We have analysed the geochemical composition of oil and condensate for 3 main structural- tectonic elements of the region: northern, southern edges and depression, as well as we have carried out comparative analysis of the composition of natural hydrocarbons within the limits of the region. The analysis of the peculiarities of geological structure and oil and gas presence together with available geochemical data has made it possible to come to a conclusion about that the formation of oil and gas deposits in the Eastern oil- and gas-bearing region was caused both by lateral and vertical migration of hydrocarbons.