

ГЕОЛОГІЯ

УДК 553.98.2:551.24:552.5(477/7)

Я. Г. ЛАЗАРУК

Інститут геології і геохімії горючих копалин АН України, вул. Наукова, 3а, Львів, Україна, 79060, тел. +38(032)2632541, ел. пошта lazaruk_s@i.ua

РОЛЬ ГЕОДИНАМІКИ У ПРОСТОРОВОМУ РОЗПОДІЛІ ТРАДИЦІЙНИХ ТА НЕТРАДИЦІЙНИХ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНЕВОЇ СИРОВИНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

Мета. Встановлення залежності просторового розподілу вуглеводневих скупчень різного типу від геодинаміки регіону. **Методика.** Охарактеризовано основні етапи формування осадового чохла Дніпровсько-Донецької западини, вивчено геодинамічні чинники, які приводили до формування палеоландшафтів, виконано палеогеоморфологічні та літолого-фаціальні реконструкції, визначено особливості седиментаційних процесів, формування речовинного складу і структури осадових комплексів та розподілу в них вуглеводневих скупчень різних типів. **Результати.** Показаний взаємозв'язок в ряду тектоніка–рельєф–осадконагромадження, визначені геодинамічні чинники, які впливали на фаціально-формаційну зональність осадових комплексів і, відповідно, на просторовий розподіл вуглеводневих скупчень. За даними проведених досліджень встановлено, що геотектонічними режимами значною мірою контролювалися умови седиментації, які, своєю чергою, впливали на такі параметри нафтогазоносних резервуарів, як товщини піщано-алевритових порід-колекторів, порід-покришок та вміст порід-колекторів у розрізах продуктивних комплексів. Це визначило переважний тип вуглеводневих скупчень в осадовому комплексі – пластовий, масивно-пластовий, літологічно екранований. **Наукова новизна.** Геодинамічний режим суттєво впливав на розподіл формацій осадових комплексів регіону. Доведено, що впродовж раннього карбону Дніпровсько-Донецький грабен поступово заповнювався з північного заходу на південний схід мігруючою дельтою основної палеоріки за схемою поступового нарощування суходолу, притаманною як древнім, так і сучасним рікам. В результаті у розрізі карбону сформувалися паралічна, континентальна та морська формації, які на території западини залягають одна над одною і мають діахронні границі. Для різних формацій характерні різні типи покладів нафти і газу. **Практична значущість.** Для кожного з осадових комплексів карбону обґрунтовані зони, перспективні для пошуків традиційних покладів нафти і газу різного типу, газових покладів центральнобасейнового типу та скупчень сланцевого газу. Літологічно екрановані поклади вуглеводнів прогножуються на території всього регіону на бортах синкліналей у відкладах перехідної формації, а поклади центральнобасейнового типу та сланцевого газу – відповідно в центральній та південно-східній приосьових частинах ДДЗ в утвореннях морської формації.

Ключові слова: геотектоніка; розломи; седиментація; фація; формація; традиційні та нетрадиційні поклади вуглеводнів.

Вступ

Геодинаміка Землі визначає не лише глибинну будову нашої планети, а й прямо чи опосередковано впливає на формування ландшафтів, розподіл осадового та хемогенного матеріалу, утворення родовищ корисних копалин. Існує прямий зв'язок у ряду тектоніка – рельєф – седиментація – утворення, міграція та акумуляція вуглеводнів.

Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ) – основний регіон України за ресурсною базою, запасами та видобуванням нафти і газу. Відомі сьогодні родовища вуглеводнів розміщені в широкому глибинному інтервалі від 350 м до 6250 м та стратиграфічному діапазоні від протерозойського фундаменту до відкладів юрського періоду. Серед них є родовища традиційного типу,

пов'язані зі структурними формами осадового чохла – антикліналями, тектонічними та літологічними екранами, а також прогножуються значні за розмірами газові скупчення центральнобасейнового типу у низькопроникних піщано-алевритових породах та сланцевого газу – у глинистих товщах.

З питань формування, розміщення та типізації традиційних родовищ нафти і газу в регіоні відома низка публікацій [Барановская, Гавриш, 1981; Арсирій, Цыпко, 1991; Височанський, Тесленко-Пономаренко, 2005], менше відомо про нетрадиційні джерела вуглеводневої сировини: є проблеми з визначенням самого предмета досліджень, термінології [Лукін, 2010], а також з'ясування закономірностей розміщення ймовірних покладів [Ставицький, Голуб, 2011].

Мета

У статті запропоновано підхід до вирішення однієї з основних проблем нафтогазової геології – проблеми просторового розподілу вуглеводневих скопчень різного типу з позиції впливу геодинамічних особливостей формування регіону на седиментаційні процеси.

Методика

Охарактеризовано основні етапи формування осадового чохла ДДЗ, вивчено геодинамічні чинники, які призвели до різного ступеня диференціювання земної поверхні, виконано палеогеоморфологічні та літофаціальні реконструкції, визначено особливості седиментаційних процесів, формування речовинного складу і структури осадових комплексів та розподілу в них вуглеводневих скопчень різних типів.

Регіональна структура Прип'ятсько-Дніпровсько-Донецького рифта почала формуватися у пізньому девоні внаслідок відриву Українського кристалічного щита від тіла Східноєвропейського кратона під дією сил розтягування південно-західного напрямку. Це сталося в результаті субдукції Східноєвропейської плити приблизно за такою ж схемою, як, наприклад, відрив Аравійської плити від Африки з утворенням Червоного моря на початку олігоцену [Паталаха, 2006].

Девонсько-кам'яновугільну історію формування осадового чохла ДДЗ можна поділити на такі основні етапи: досередньодевонський платформний, середньодевонський дорифтовий, пізньодевонський рифтовий, турнейсько-ранньовізейський рифтово-синеклізний, пізньовізейсько-пізньокам'яновугільний синеклізно-платформний.

Досередньодевонський платформний етап виділено певною мірою умовно, оскільки докембрійський кристалічний фундамент розкритий лише поодинокими свердловинами. Разом з тим, результати сейсмозвідувальних робіт та факт зрізання древньої архей-протерозойської субмеридіонально орієнтованої складчастості крайовими розломами Дніпровсько-Донецького рифта дають підстави вважати, що структури Українського кристалічного щита і Воронезької антеклізи до закладення пізньодевонського рифта поширювалися і в його межі. Це узгоджується з результатами петрографічного та геохронологічного вивчення ядра кристалічного фундаменту, які свідчать, що на Українському щиті, Воронезькій антеклізі та в ДДЗ поширені граніти, гнейси, мігматити, пегматити та інші породи протерозою.

Середньодевонський платформний дорифтовий етап встановлений за структурно-формаційними особливостями ейфельського і живецького комплексів. Вони узгоджено залягають на

породах архейсько-протерозойського фундаменту. Літологічний склад комплексів близький до стратонів Східноєвропейської платформи, тобто відокремленої ДДЗ в середньому девоні ще не існувало. Літогенетичні типи порід представлені ритмічно збудованими наземно-, підводно-морськими відкладами і складені червоно- і сіроколірними пісковиками та алевролітами, аргілітами, вапняками. Джерелом теригенного матеріалу слугувала гумідна кора вивітрювання з виступів кристалічного фундаменту на місці сучасних Українського щита, Воронезької антеклізи та ДДЗ. Геотектонічний режим був типово платформним, про що свідчать пенепленізація широких вододілів, потужна кора вивітрювання, мілководний плоскодонний епіконтинентальний басейн. Ознаки вулканізму зафіксовано лише у північно-західній частині западини.

На початку наступного, пізньодевонського рифтового етапу істотно збільшилася контрастність тектонічних рухів, особливо вздовж крайових розломів, з наростанням інтенсивності почав проявлятися вулканізм. Формувалися великі тектоно-вулканічні структури, які обмежували доступ морських вод, що за аридизації клімату сприяло утворенню окремих басейнів уже в кінці воронезького часу. В них відклались строкатоколірні пірокластичні та теригенні породи, вапняки і мергелі, а згодом – теригенно-евапоритові товщі, складені ритмічним чергуванням пластів пісковиків, аргілітів, кам'яної солі, сульфатів, карбонатів. У теригенних розрізах значний об'єм займають пісковики – до 70 % (табл. 1).

Турнейсько-ранньовізейський рифтово-синеклізний етап проявився зменшенням диференційованості тектонічних рухів, згасанням вулканічної діяльності, більшою стабілізацією основних геоструктурних елементів. Оскільки з відкладами карбону пов'язана переважна більшість родовищ, охарактеризуємо його етапи детальніше. Зауважимо, що на кожному з етапів розвитку ДДЗ морфологія земної поверхні великою мірою визначалася блоками, обмеженими розломами різного порядку, основні з яких – крайові, прибортові, поперечні (рис. 1). Рухи цих блоків контролювали елементи седиментаційних басейнів. Домінантна роль у розподілі теригенного матеріалу належала крайовим розломам грабена. Суттєво впливали на цей процес і поперечні порушення. По них блоки фундаменту сходиноподібно опускалися з північного заходу на південний схід. Це зумовило недокомпенсацію центральної та південно-східної частин грабену на початку раннього карбону і лише надходження величезної кількості теригенного матеріалу сприяло зменшенню площі акваторії на кінець серпуховського віку.

Характеристика порід-колекторів та порід-флюїдоупорів продуктивних товщ, сформованих різними геотектонічними режимами

Characteristics of reservoir rocks and fluid trap rocks productive strata for medin different geotectonic regimes

Товща	Геотектонічний режим	Північно-західна частина (Прилуки-Мільки)			Перехід від північно-західної до центральної частини (Глинськ-Харківці-Перевозівка)			Центральна частина (Бугрувате-Солоха-Матвіївка)			Південно-східна частина (Октябрська-Мелехівка-Єфремівка-Ланне)			Характерні типи пасток вуглеводнів
		Товщина від-до, м	Частка піщано-алеври-тових порід у розрізі, %	Товщина від-до, м	Частка піщано-алеври-тових порід у розрізі, %	Товщина від-до, м	Частка піщано-алеври-тових порід у розрізі, %	Товщина від-до, м	Частка піщано-алеври-тових порід у розрізі, %	Товщина від-до, м	Частка піщано-алеври-тових порід у розрізі, %			
P	платформний	2-20 10	60	1-25 12	50	1-30 3	4-90 20	60	5-45 7	3-120 15	25	5-90 20	25	масивно-пластовий
C ₃	платформний	3-40 25	85	5-40 30	75	4-20 15	2-120 20	85	3-20 5	2-95 20	55	3-40 15	55	масивно-пластовий
C _{2m}	синеклізно-платформний	3-30 20	20	2-20 7	40	4-30 8	2-15 6	45	3-30 8	3-35 12	45	2-50 8	45	пластовий
C _{2в}	платформно-синеклізний	2-8 4	10	3-20 10	20	6-22 15	2-50 10	30	5-35 15	2-60 15	35	5-35 15	35	пластовий, пластовий літологічно обмежений
C _{1's}	синеклізно-мігеосинклінальний	1-5 3	5	1-5 3	5	20-70 50	2-70 15	15	6-70 25	5-25 10	25	10-40 20	25	пластовий, пластовий літологічно обмежений
C _{1v2}	синеклізно-мігеосинклінальний	2-20 7	35	4-45 10	30	10-30 20	10-15 12	10	10-40 20					пластовий, рідше пластовий літологічно екранований
C _{1v2} (ХІІ)	мігеосинклінальний	2-8 4	30	6-15 8	10	5-40 25	1-5 2	1	40-110 60					літологічно екранований
C _{1v1}	рифтово-синеклізний	2-10 5	40	2-6 3	5	5-90 30	1-5 3	2	3-25 10					пластовий, масивно-пластовий
C _{1t}	синеклізно-рифтовий	2-12 6	45	2-20 10	45	2-7 3	2-10 5	60	2-100 5					масивно-пластовий, пластовий
D ₃	рифтовий	2-12 5	40	4-20 15	65	4-20 10	4-15 10	70	2-7 4					пластовий, масивно-пластовий

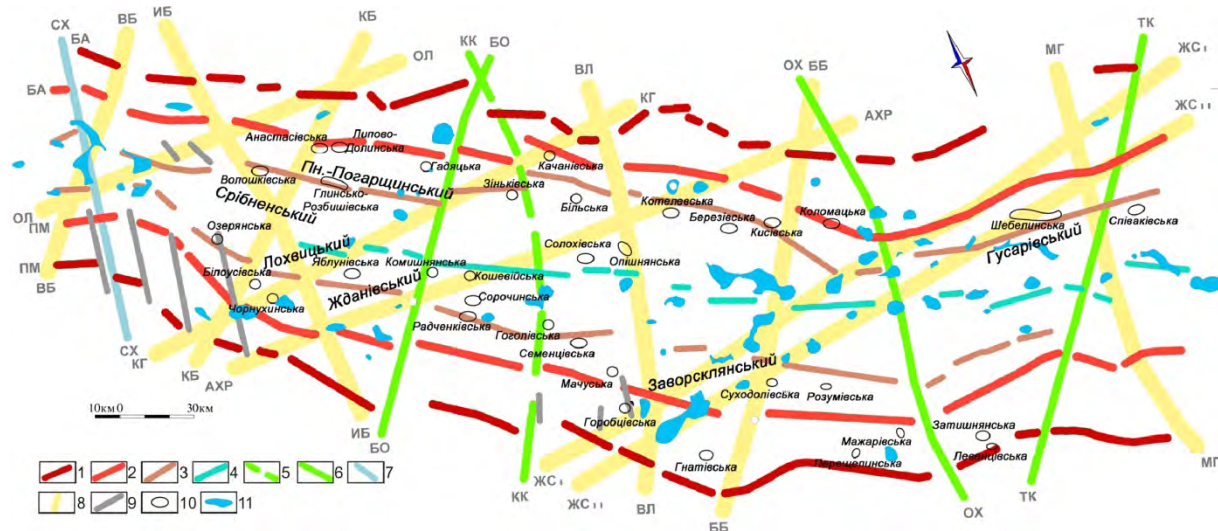


Рис. 1. Схема розломів Дніпровсько-Донецької западини за [Гавриш и др., 1989] з доповненнями і змінами автора

Fig. 1. Scheme of fractures of Dniprovsko-Donetska depression by [Gavrish et al., 1989] with additions and modifications of the author

Дорифтові глибинні розломи: 1 – крайові скиди (розломопари) Барановицько-Астраханського (БА) і Прип’ятсько-Маницького (ПМ) розломів, які розділяють бортові й прибортові зони ДДЗ; 2 – внутрішньорифтові розломопари Барановицько-Астраханського і Прип’ятсько-Маницького шовних розломів, які розділяють прибортові та приосьові зони ДДЗ за синеклізними відкладами; 3 – приосьові розломи, які обмежують зони прирозломних виступів фундаменту Дніпровсько-Донецького рифта або приосьові зони синеклізного чохла ДДЗ; 4 – осьовий розлом; дорифтові архейсько-протерозойські глибинні розломи: 5 – міжглибові: КК – Криворізько-Комаринський, ОХ – Орехово-Харківський; 6 – міжблокові мантіїні розломи протерозойського закладення і пізньодевонсько-мезозойської активізації: БО – Болтисько-Обоянський, ТК – Токмаківсько-Куп’янський; міжблоковий Смілівсько-Холмський (СХ); 8 – інші розломи, часто незрозумілого генезису, глибини закладення і проблематичного виділення, субмеридіональні: ІБ – Інгuleцько-Брянський, ВП – Верхівцівсько-Льговський, МГ – Мангунсько-Губкінський, субширотні: КГ – Київсько-Гадяцький, ОЛ – Овруцько-Лебединський, АХР – Андрушівсько-Хорольсько-Розсошинський, ЖС – Жмеринсько-Старобільський, північно-східні: ВБ – Володарсько-Бахмацький, КБ – Канівсько-Білопільський, ББ – Баштансько-Білгородський; регіональні розриви кристалічного фундаменту; 10 – локальні структури; 11 – соляні штоки

Транспортування уламкового матеріалу в ранньому карбоні здійснювалося ріками. Найбільша з них протікала вздовж північно-західної приосьової частини регіону, менші стікали в западину з Українського кристалічного щита та Воронежської антеклізи. У міру заповнення грабена осадками, починаючи з північного заходу, довжина основної вздовжосьової ріки, яка виникала у фазі регресії, поступово збільшувалась. Берегові лінії ранньокам’яновугільних басейнів нагадували вузькі параболі, розкриті в напрямку Донбасу. Біля вершин парабол розміщувалися дельти основної вздовжосьової палеоріки, гілки парабол наближалися за простяганням до крайових і прибортових розломів, де існували дельти невеликих, проте численних рік. Мілководність морського басейну та величезні об’єми твердого стоку сприяли утворенню у прибережній частині моря низки зон річкових виносів, у проксимальних частинах яких переважали піщані осадки. Від річкових виносів піски транспортувалися хвилями і вздовжбереговими течіями, формуючи у прибережній зоні смуги пляжів, барів, пересипів [Лазарук и др., 1990]. Протікаючи через прибережне мілководдя, маси річкових вод продовжували рухатись до

найглибшої центральної частини басейну у вигляді стічних течій, відкладаючи піщані смуги, перпендикулярні до берега. Між ними на підводному схилі накопичувався переважно алевритоглинистий матеріал. У центрі басейну була зона недокомпенсації, частково заповнена глинистими осадками. Так загалом виглядала схема осадконагромадження теригенного матеріалу в карбоні на території ДДЗ.

Деталі седиментаційних процесів, що вплинули на різноманітність морфології піщаних тіл, визначались співвідношенням характеру занурення субстрату та швидкості седиментації. Серед тектонічних чинників формування товщ насамперед необхідно відзначити напрямок регіонального занурення території, ступінь її порушення розломами, інтенсивність переміщення блоків по розломах. Кількість транспортованого уламкового матеріалу та темпи його нагромадження залежали від положення базису ерозії, її інтенсивності, складу порід областей зносу, їхньої віддаленості від зон акумуляції, транспортувальних можливостей алювіальних систем, рельєфу морського дна, активності хвильової динаміки палеобасейнів.

На початку турнейсько-ранньовізейського рифтово-синеклізного етапу розвитку ДДЗ на північному заході регіону та на вузьких смугах його прибортових частин існувала розвинена система турнейських річкових ерозійно-тектонічних долин різного порядку [Лукин, 1974]. В їх локалізації суттєву роль відігравали порушення, лінійні кори вивітрювання, девонські ефузиви, гряди залістих кварцитів. У приосьовій частині північно-західної центрикліналі Срібнянського палеопрогину основною вздовжосью палеорікою була сформована наземна піщана дельта з системою протоків. Піщано-алевролітові відклади авандельти швидко переходять у морські карбонатно-глинисті утворення, а в приосьовій, недокомпенсованій частині басейну на великих глибинах прогноуються глинисті відклади невеликої товщини. Пісковики турнейського ярусу погано відсортовані, мають невисокі фільтраційно-емнісні властивості, проте насиченість розрізу піщаними породами значна – 45–60 %. Глинисті пропластки між пісковиками, як правило, алевритисті з товщинами у середньому 3–5 м, їхні екранувальні властивості невисокі, як правило, вони не можуть утримувати поклади вуглеводнів.

На початку ранньовізейського віку локалізацію дельтових систем визначав Володарсько-Бахмацький поперечний розлом, тому в приосьовій частині западини на південний схід від меридіана Ярошівської-Щурівської площ панували умови глинистої седиментації, тільки в прибортових частинах регіону піщані виноси палеорік простежені дещо далі на схід (рис. 2).

Будова нижньовізейських порід-колекторів приблизно така сама, як і турнейських, проте фільтраційно-емнісні властивості вищі (табл. 1). Їхній вміст у розрізі північно-західної частини регіону досягає 40 %, істотно зменшуючись у південно-східному напрямку. Товщини глинистих пластів зазвичай коливаються у межах 8–15 м.

Після спокійного тектонічного режиму другої половини раннього візе, під час якого відклалися осадки глинисто-карбонатної нижньовізейської плити, на початку верхньовізейського часу в приосьовій частині регіону виділилася вузька зона швидкого опускання (рис. 3), обмежена з північного заходу Канівсько-Білопольським поперечним розломом. Піщано-алевритовий матеріал концентрувався переважно по периферії Срібнянського, Лохвицького, Березоволуцького прогинів, решту їхніх об'ємів заповнили здебільшого глинисті осадки. Компенсація прогинів завершилася лише в кінці формування комплексу XIIa мікрофауністичного горизонту. Для піщаних порід комплексу характерна лінзоподібна будова, їхній вміст у розрізі зменшується від 30 % у північно-західній частині ДДЗ до 1 % у центральній частині регіону. Пласти розділені надійними екранами – тонкодисперсними аргілітами завтовшки зазвичай 25–30 м.

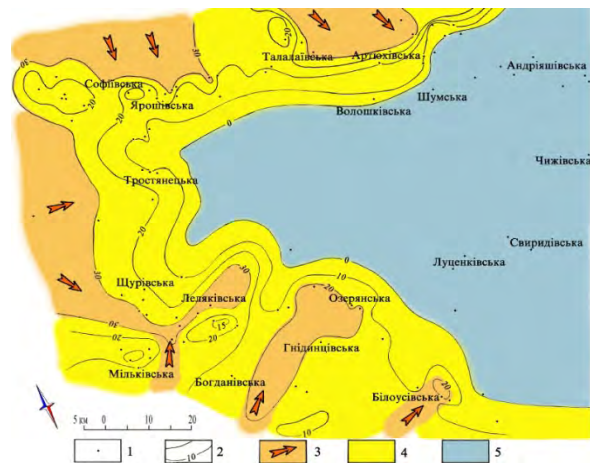


Рис. 2. Літолого-фаціальна схема відкладів нижньовізейського продуктивного горизонту B-26:

1 – свердловини; 2 – ізопахіти піщано-алевролітових порід, м; 3 – пісковики авандельт з позначенням напрямку течії седиментаційних вод; 4 – алевроліти дистальних частин авандельт; 5 – аргіліти відкритого моря

Fig. 2. Lithofacies scheme of sediments of Lower Visean productive horizon B-26

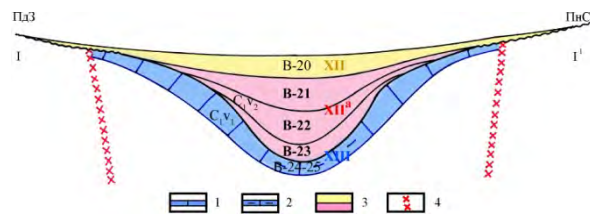


Рис. 3. Схематичний розріз відкладів нижньої частини верхньовізейського під'ярусу вхрест простягання ДДЗ. (Положення профілю див. рис. 6):

1 – вапняки; 2 – вапняки глинисті, 3 – піщано-глинисті відклади; 4 – крайові розломи западини. Римськими цифрами позначені мікрофауністичні горизонти, арабськими – продуктивні горизонти

Fig. 3. Schematic section of sediments of the lower part of Upper Visean substage of cross trend DDD. (Profile Position see Fig. 6)

Після відкладення XIIa мікрофауністичного горизонту в прогинання поступово втяглися борти западини. Результати палеогеографічних реконструкцій за теригенно-мінералогічними компонентами [Лукин, 1974] свідчать про те, що у пізньовізейський час основна маса уламкового матеріалу олігоміктового кварцового і граувако-кварцового складу транспортувалася великими палеоріками в північно-східному напрямку з Українського щита. У меншій кількості уламковий матеріал зносився з Воронежського масиву, де розмивалися кварц-каолінові кори вивітрювання на залишках кристалічних порід. На рис. 4 для прикладу зображено схему поширення пісковиків різних генетичних типів продуктивного горизонту B-17n верхньовізейського під'ярусу. Смуги

алювіальних та дельтових пісковиків вздовж-осьової палеоріки зафіксовані на північний захід від району Глинсько-Розбишівської структури. Уступ в палеорельєфі, яким контролювалося положення берегової лінії, створений конседиментаційними рухами блоків Болтисько-Обоянського поперечного розлому (рис. 1). Тут сформувалася Харківцівсько-Перевозівська дельтова споруда, сумарна товщина пісковиків якої досягає 45 м. Далі від берега на схилі дистальної частини авандельти (Солохівська, Опішнянська структури) розріз суттєво глинистий, піщані пласти залягають окремими лінзами, їхня загальна товщина не перевищує 10–15 м. Ще далі на південний схід розріз горизонту В-17н складений, вірогідно, глинистими породами невеликої товщини, недостатньої для компенсації палеобасейну.

У серпуховський час суходіл ще далі просу-нувся на південний схід. Берегова лінія басейну досягала Солохівської площі, через яку простягається зона Верхівцівсько-Льговського поперечного розлому (рис. 1). На суходолі протікали дві великі палеоріки (рис. 5), які відклали смуги алювіальних пісковиків у річкових долинах. У межах опущеного східного блока згаданого розлому ці палеоріки сформували єдину велику дельтову споруду, в якій сумарні товщини пісковиків на Матвіївській площі перевищують 70 м. Менші ріки приносили уламковий матеріал з бортів западини. Ці ріки теж приносили велику кількість уламкового матеріалу для формування

дельтової споруди. Дистальна її частина в ДДЗ бурінням не встановлена, вона залягає на великих глибинах у південно-східній частині западини. Ще далі, у відкритому Донбасі, зафіксовано флішодний тип верхньосерпуховського розрізу [Лукин, 1974].

Отже, дельтові споруди древніх рік пов'язані з розломами. Крім того, вони істотно впливали і на напрямок русел палеорік та їхніх приток, а також положення берегових ліній ранньокам'яновугільних басейнів. Наприклад, осьовим розломом ДДЗ контролювалася долина вздовж-осьової палеоріки на час відкладення верхньовізейського горизонту В-17н, а приосовою розломною парою – дві великі палеоартерії на час відкладення верхньосерпуховського горизонту С-5. Інгулецько-Брянський та Верхівцівсько-Льговський розломи визначали положення лівих приток основної вздовж-осьової палеоріки, які стікали з Воронежського масиву в западину у районах відповідно Скороходівської та Бугруватівської структур. Праві притоки час від часу виникали в зоні перетину Канівсько-Білопольського та Київсько-Гадяцького розломів (район Гніденцівської та Білоусівської структур). Та й самі берегові лінії палеобасейнів часто контролювалися відповідними розломами, наприклад, Київсько-Гадяцьким на час формування пісковиків горизонту В-17н або Андрушівсько-Хорольсько-Розсошинським – горизонту С-5.

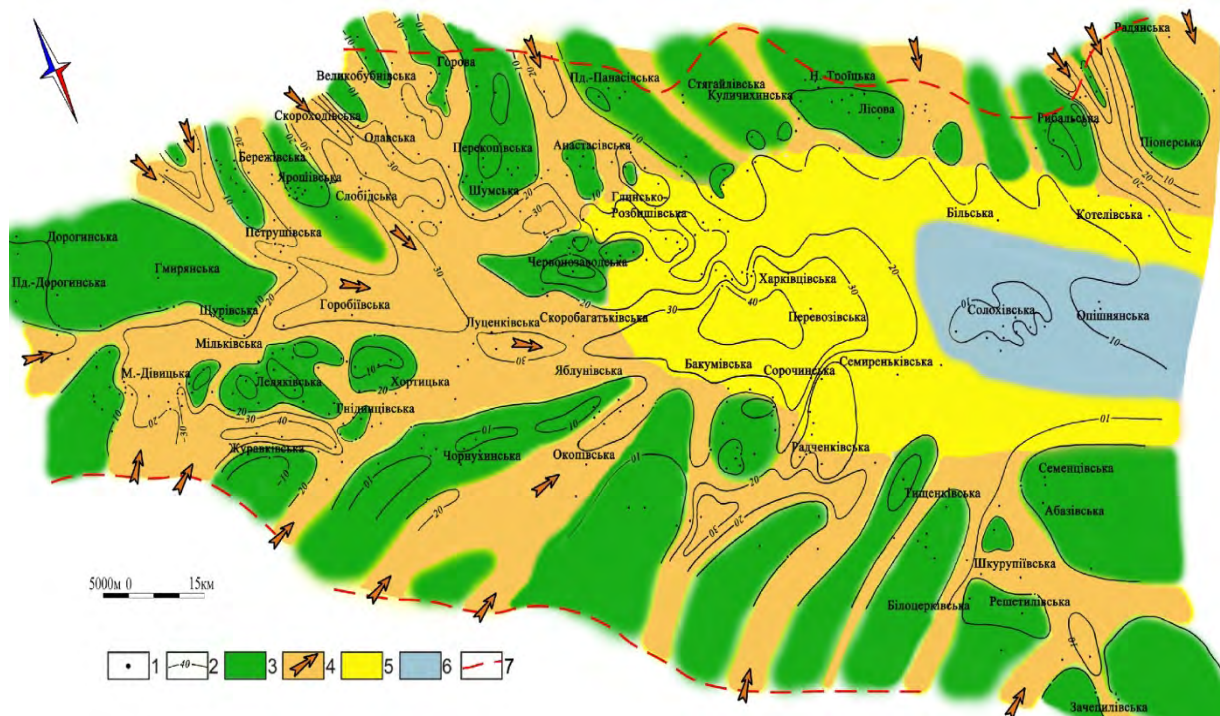


Рис. 4. Літолого-фаціальна схема відкладів верхньовізейського продуктивного горизонту В-17н 1 – свердловини; 2 – ізопахіти піщано-алевролітових порід, м; 3 – аргіліти низинного суходолу; 4 – пісковики і алевроліти річкових долин з позначенням напрямку течії седиментаційних вод; 5 – пісковики й алевроліти авандельт і пляжів; 6 – аргіліти і вапняки відкритого моря; 7 – крайові розломи западини

Fig. 4. Lithofacies scheme of sediments of Upper Visean productive horizon B-17n



Рис. 5. Літолого-фаціальна схема відкладів верхньосерпухівського продуктивного горизонту С-5. Умовні позначення див. рис. 4

Fig. 5. Lithofacies scheme of sediments of Upper Serpukhovian productive horizon C-5. Legend see Fig. 4

Внаслідок постійної міграції берегових ліній пісковики серпухівського ярусу мають загалом покривний характер з товщинами у середньому 5–10 м, порівняно високі колекторські властивості. Вони займають не більше від чверті розрізу, решту якого утворюють 20–25-метрові непроникні пачки аргілітів. Частка пісковиків у розрізі зростає з північного заходу на південний схід западини від 5 до 25 %.

Для середньо-верхньокам'яновугільного синеклізно-платформного етапу характерні високі темпи занурення дна западини по поперечних розломах у напрямку Донбасу. Морський басейн досяг максимальних розмірів. Область постачання уламкового матеріалу слугували переважно кристалічні породи Українського щита і значно меншою мірою – центральних і північно-західних ділянок Воронежської антеклізи. У розрізі збільшилися частки перехідних і континентальних літофацій: сіро- і строкатобарвних руслових, дельтових, авандельтових пісковиків і алевролітів, глинистих і вугільних відкладів озер і боліт. Суттєво зменшилася кількість морських аргілітів і вапняків. Вміст пісковиків у розрізах середнього карбону зростає знизу догори і з північного заходу на південний схід від 10–20 % до 35–45 %.

У пізньому карбоні внаслідок встановлення платформного тектонічного режиму відклалися червоноколірні теригенні породи зі зменшеним набором літогенетичних типів, представлені чергуванням алювіальних руслових пісковиків із заплавами болотними аргілітами. На усіх ділянках регіону насиченість розрізу верхнього карбону пісковиками надзвичайно висока – до 75–85 %. Товщини пластів інколи перевищують сотню

метрів, становлячи в середньому декілька десятків метрів. Глинисті пласти малопотужні, зазвичай 8–15 м, не витримані за площею, з невисокими екранувальними властивостями.

Зростання інтенсивності висхідних тектонічних рухів та інверсія під час ранньопермського платформного етапу формування регіону призвели до утворення підвищеного рівнинного суходолу. У невеликому за площею картамиському басейні сформувалася червоноколірна товща алевро-глинистих порід з пропластками сірих глин і кварцграувакових пісковиків. Ріст складок Донбасу обмежував доступ морських вод на територію западини з аридним кліматом, тому в микитівсько-слов'янський час відклалися евапорити, які ритмічно перешаровуються з теригенними породами й органомінерними карбонатами. За ступенем літологічної розчленованості теригенна товща нижньої пермі подібна до відкладів верхнього карбону з дещо меншим вмістом пісковиків у розрізі.

Підсумовуючи викладене, можна констатувати, що внаслідок постійного занурення грабена в карбоні у напрямку Донбасу западина поступово заповнювалася осадами з північного заходу на південний схід за схемою бокового нарощування (рис. 6). Істотне збільшення товщини нижньовізейських продуктивних горизонтів В-26-27 зафіксовано у північно-західній частині Срібнянського прогину, на рівні Щурівської – Горобіївської площ. Помітне зростання градієнтів товщин ХПа мікрофауністичного горизонту спостерігається вже у південно-східній частині прогину, в районі Горобіївки – Свиридівки. Депоцентр решти відкладів верхньовізейського під'ярусу був розміщений у районі Харківців –

Перевозівки. У серпуховський вік центр осадо-нагромадження перемістився до Матвіївської площі, а в башкирський і московський – ще далі на південний схід. Нарощування прибережного суходолу теригеними осадками дельт добре вивчене для великих сучасних рік – Міссісіпі [Prior, Coleman, 1980], Амазонки, Нігеру [Ford, Golonka, 2003; Brusco et al., 2004], Гангу, Магамау [Peters et al., 2000], деяких невеликих рік, які розвантажуються поблизу західних берегів Норвегії [Ehrlich, Gabrielsen, 2004] та інших.

Бокове заповнення недокомпенсованих басейнів виносимами древніх рік – доволі поширене явище у геологічній історії планети, наприклад, майковськими – в Терсько-Каспійському прогині, ранньодевонськими – у Тимано-Печорському прогині, ранньокрейдовими – на території Західного Сибіру [Кисилев і др., 2007] (рис. 7).

На рис. 8 зображено розріз дельтової споруди р. Нігер, який демонструє бокове нарощування суходолу з відповідним набором осадових формацій [Graue, 2000]. Не є винятком у цьому аспекті й кам'яновугільні відклади ДДЗ. Клиноподібна будова осадових товщ достатньо чітко простежується не лише вздовж простягання регіону, а й від бортів до осі ДДЗ (рис. 9). Відповідно зміщуються у просторі й формації товщ карбону. Північно-західні частини кожної з продуктивних товщ, показаних на профілі рис. 6, належать до паралічної формації. Вона найбагатша за літолого-фаціальним складом і представлена морськими вапняками і аргілітами, алевролітами і пісковиками річкових виносів та морського узбережжя, вугіллям й аргілітами боліт, річкових стариць, заплавл, пісковиками та алевролітами алювіального та озерного походження.

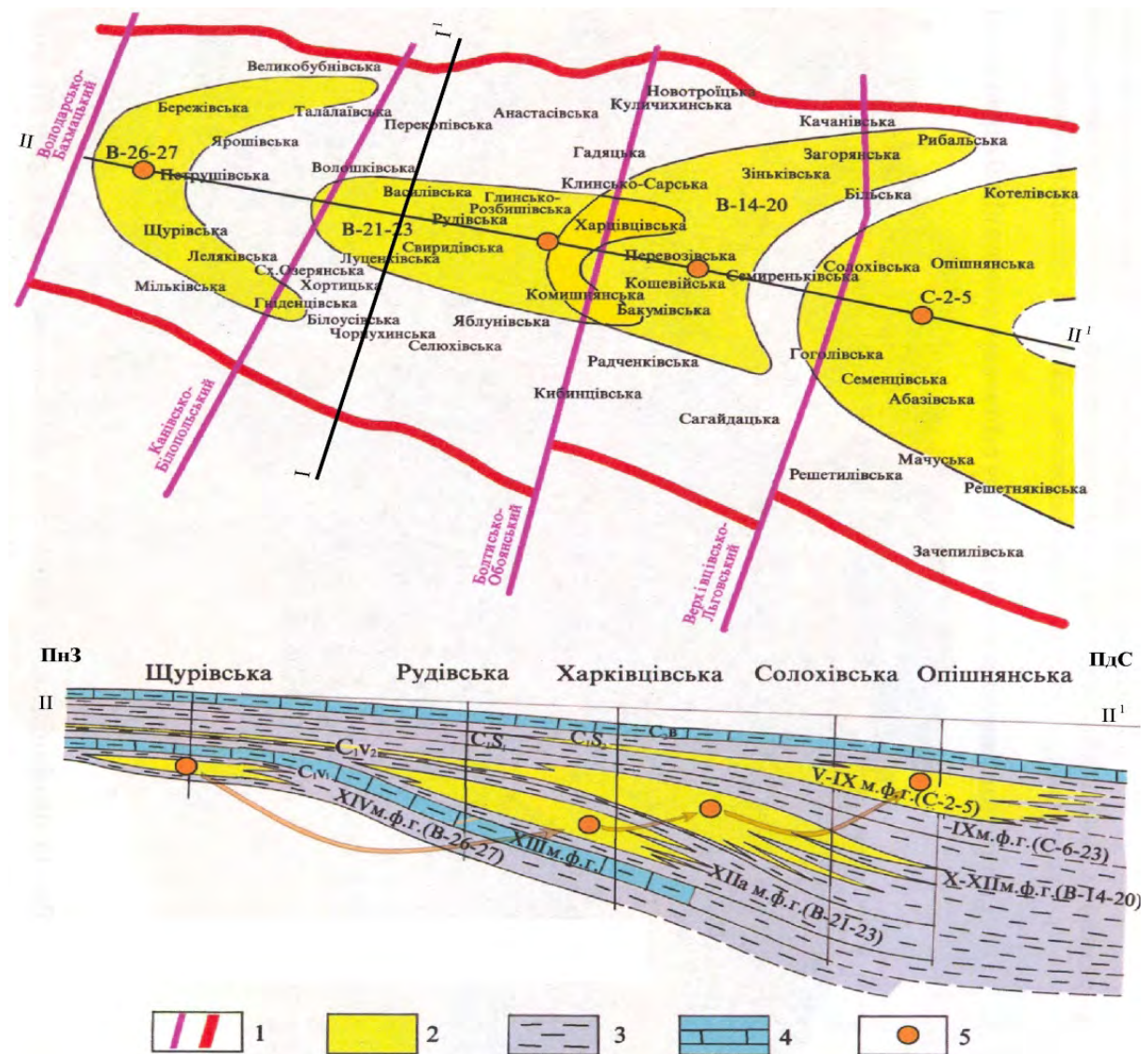


Рис. 6. Схема переміщення депоцентрів перехідної формації у ранньому карбоні:

1 – розломи; 2 – пісковики; 3 – аргіліти; 4 – вапняки; 5 – депоцентри перехідної формації

Fig. 6. Scheme of moving of depo centers of transitional formation in the early Carboniferous

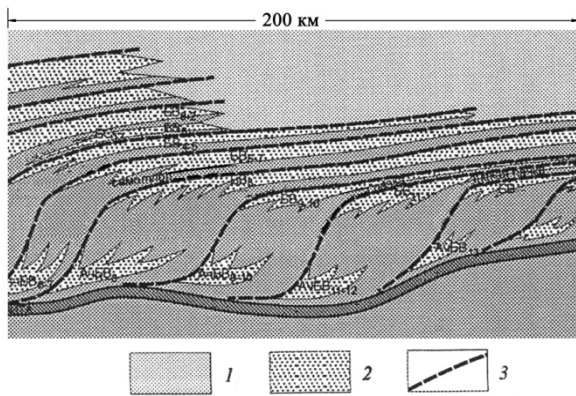


Рис. 7. Принципова кліноформна модель неокомського продуктивного комплексу Західного Сибіру, за [Кисилев и др., 2000]: 1 – прибережно-континентальні відклади; 2 – піщано-алевролітові морські відклади; 3 – границі кліноформ

Fig. 7. Fundamental clinoform model of Neocomian productive complex of Western Siberia, after [Kysylevet al., 2000]

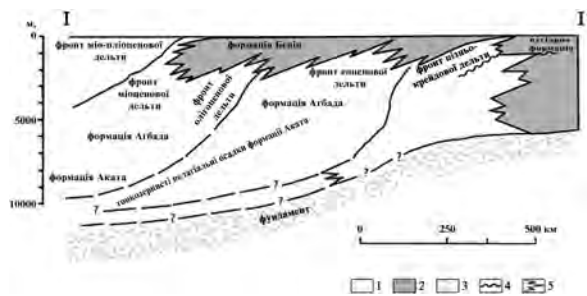


Рис. 8. Схематичний поздовжній розріз дельтової споруди р. Нігер, за [Graue, 2000]: 1 – морські фації; 2 – континентальні фації; 3 – комплекс фундаменту; 4 – стратиграфічні неузгодження; 5 – границі формаций

Fig. 8. Schematic longitudinal section of the delta structure of the Niger, after [Graue, 2000]

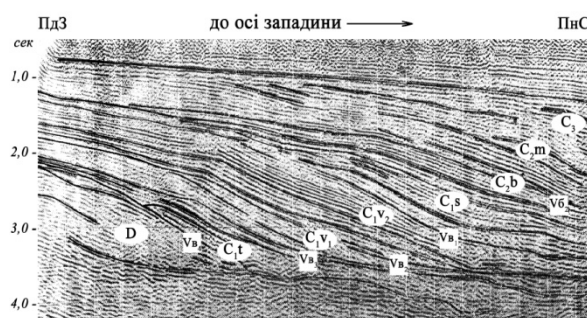


Рис. 9. Часовий розріз товщі бокового заповнення відкладами карбону південної прибортової частини ДДЗ на ділянці Руденки – Новогригорівка: відбивні сейсмічні горизонти: V_{b4} – турнейського ярусу, V_{b3} – нижньовізейського під'ярусу, V_{b2} – верхньовізейського під'ярусу, V_{b1} – башкирського ярусу

Fig. 9. Time section of side-fill sediments strata of Carboniferous of southern part of DDD on the site Rudenky-Novohryhorivka

У складі перехідної формації (жовтий колір, рис. 6), яка змінює у південно-східному напрямку паралічну, континентальних порід немає. Вона вміщує здебільшого пісковики й алевроліти пляжів, бар'єрів, пересипів та річкових виносів у басейн і меншою мірою – вапняки і глинисті породи відкритого моря.

Морська формація, яка простягається ще далі на південний схід і має найбільшу товщину, представлена найбіднішим літолого-фаціальним складом. Вона суттєво глиниста. Серед аргілітів залягають тонкі проверстки алевролітів морських течій.

Наприклад, товща верхньовізейського під'ярусу на території північно-західної частини регіону приблизно до Свиридівської структури складена відкладами паралічної формації, центральної його частини, в районі Рудівки і Перевозівки – переважно перехідної формації, а південно-східної частини, починаючи від Семиренківської площі, – морської формації. Відклади серпуховського ярусу на ділянці від Щурівської до Харківцівської площі представлені утвореннями паралічної формації, в районі Солохівської – Опішнянської структур – перехідної формації, а ще далі на південний схід, аж до Донбасу, формування вказаного віку утворені відкладами морської формації [Лукин, 1974].

Геодинаміка була визначальним чинником фаціально-формаційної зональності осадового чохла ДДЗ. Упродовж найактивніших періодів розвитку регіону значна контрастність і різноспрямованість тектонічних рухів спричинили швидку зміну умов осадконагромадження: континентальних, морських, перехідних, що разом з вулканічними проявами визначило надзвичайно строкату картину просторового розподілу літофацій.

Інтенсивна трансформація палеорельєфів призвела до постійної міграції фаціальних зон, що не сприяло утворенню стабільних границь між ділянками поширення пісковиків і аргілітів. Це стосується найактивніших тектонічних фаз розвитку регіону, передусім верхньодевонського рифтового етапу. Теригенний розріз верхнього девону складений тонкими, невитриманими по площі пластами пісковиків і аргілітів, у якому частка пісковиків досягає 65–70 % (табл. 1). За такої будови глинисті пласти девону неспроможні забезпечити надійного екранування промислових покладів вуглеводнів. Це ж стосується й утворень турнейського ярусу, а також меншою мірою – нижньовізейського під'ярусу, сформованих упродовж рифтово-синеклізного тектонічного режиму. Підтвердженням цієї тези є і те, що багато покладів у згаданих відкладах масивно-пластові (горизонт Т-1 Рибальцівського, Новотроїцького, Козіївського родовищ, горизонт Т-3 Руденківського та Т-1-2-3 Мачуського, Т і Д Яблунівського родовищ та ін.). Декотрі з них доволі високі, як, наприклад, 326-метровий нафтогазовий поклад горизонту Т-1 Тимофіївського родовища чи 548-метровий газоконденсатний поклад горизонту Т Яблунівського родовища. Все це свідчить про

невелику ймовірність утворення літологічно екранованих пасток вуглеводнів у девонських і турнейських теригенних товщах.

Відкладам, сформованим у континентальних умовах під час платформних тектонічних режимів у пізньому карбоні й ранній пермі, теж притаманна значна розчленованість теригенних розрізів, домінування піщано-алевритових пластів над глинистими (піскуватість до 75–85 %). За наявності якісної покришки у межах антикліналей в цих товщах теж формуються масивно-пластові поклади (горизонти Г-10-13 Машівського, Ведмедівського, Г-10-13, К-1-2 Західнохрещищенського, Г-11-13, А-2, Г-11-13 Гнідинцівського родовищ тощо). Поклади згаданого типу входять до складу найбільших українських газоконденсатних родовищ: Шебелинського, Єфремівського з висотами відповідно 1180 та 1500 м. Поза антикліналями промислових покладів вуглеводнів, пов'язаних з літологічними екранами, поки що не встановлено. Тому пошуки літологічно екранованих пасток у відкладах верхнього карбону і пермі малоперспективні.

Натомість найбільше шансів виявити пастки цього типу у товщах, які відкладалися упродовж міогеосинклінального тектонічного режиму. Швидке занурення території, прибережно-морські умови седиментації, диференціація уламкового матеріалу, пов'язана зі стабільним формуванням основних тектонічних елементів, створили найкращі умови для акумуляції піщаних тіл з протяжними границями їхнього заміщення глинистими відкладами. Крім того, в басейні формувалися достатньо потужні глинисті пласти-флюїдоупори. За таких умов відклалися породи ХІа мікрофауністичного горизонту, які залягають у подошві верхньовізейської товщі. У розрізі цього комплексу вміст 4–8-метрових пластів пісковиків не перевищує 30 %, вони розділені 25–30-метровими глинистими пачками. За протяганням пісковики заміщуються глинистими породами. Все це зумовило утворення літологічно екранованих пасток, заповнених вуглеводнями. Поклади такого типу встановлені в горизонтах В-21-24 на Волошківському, Рудівсько-Червонозаводському, Луценківському, Свиридівському, Мехедівсько-Голотівщинському, Комишнянському та інших родовищах, запаси газу і конденсату в яких коливаються від 1 до 32 одиниць умовного палива.

Зменшення тектонічної активності ДДЗ протягом зміни міогеосинклінального режиму на початку пізньовізейського часу синеклізним, а до кінця карбону – і платформним призвело до поступового зменшення ступеня літологічної розчленованості розрізу. Це зменшило ймовірність утворення літологічно екранованих пасток, які за величиною могли б забезпечити промислові скупчення вуглеводнів. Натомість зростає можливість утворення масивно-пластових резервуарів для покладів нафти і газу.

У відкладах верхньовізейського під'ярусу і серпуховського ярусу (синеклізо-міогеосинклінальний тектонічний режим) переважна більшість покладів – у пластових склепінних пастках антиклінальних піднять. Інколи ці пастки літологічно обмежені, як, наприклад, у горизонтах В-20 Юліївського, Солохівського, Харківцівського родовищ, В-19 – Західносолохівського, Коржівського, Анастасівського родовищ, С-5 – Котельвського, Матвіївського, Семенцівського родовищ. На Пролетарському родовищі більшість пластових склепінних покладів обмежені літологічними екранами (в горизонтах В-14н, С-20, С-17в, С-8н, С-8в, С-6-7, С-4в).

Поза антиклінальними підняттями відомі декілька літологічно екранованих покладів: на Кисівському (горизонт С-5) і Багатійському (горизонти С-1-2) структурних носах, а також Сорочинське родовище (горизонт В-18) на монокліналі.

У товщі башкирського ярусу, сформованого під час платформно-синеклізного тектонічного режиму, літологічно екранований поклад за межами піднять відомий лише у горизонті Б-13 слабо вираженого Катеринівського структурного носа, хоч доволі багато покладів з літологічним обмеженням встановлено у склепіннях антикліналей, переважно у нижній частині башкирського ярусу: в горизонтах Б-11-13 Суходолівського, Б-12 Опішнянського, Б-10 Пролетарського, Б-5 Вільхівського родовищ. З іншого боку, наростання платформних тенденцій тектогенезу в башкирі сприяло зростанню піскуватості розрізу і як наслідок – утворенню масивно-пластових пасток для вуглеводневих скупчень (горизонти Б-10-12 Чутівського родовища).

У відкладах московського ярусу (синеклізно-платформний режим) роль літологічного чинника в екрануванні вуглеводневих скупчень ще менша. Відомі літологічно обмежені поклади лише в горизонтах М-3, 5, 7 Волохівського, М-3, 4-6 Вергунського та декількох інших піднять.

Зауважимо, що піскуватість верхньовізейського, серпуховського та башкирського розрізів не перевищує 30–35 % за товщини порід-флюїдоупорів не менше за 15–20 м, а в утвореннях московського ярусу зі зростанням вмісту пісковиків до 40–45 % товщина глинистих пластів зменшується до 7–9 м (табл. 1).

Все викладене стосувалося традиційних вуглеводневих покладів – як антиклінальних, так і неантиклінальних. Перспективи виявлення нових родовищ нафти і газу в антиклінальних пастках ДДЗ невисокі, оскільки більшість структур вже розбурені, фонд перспективних антиклінальних об'єктів практично вичерпаний. Невеликі за розмірами структури залягають на значних глибинах (понад 5,5–6 км), їх запаси не перевищують 1 одиниці умовного палива.

Літологічно екрановані пастки можливі на схилах синкліналей другого порядку передусім у відкладах верхньовізейського під'ярусу та серпу-

ховського ярусу. Особливе місце займає піщано-глиниста товща ХПа мікрофауністичного горизонту, який залягає у підшві верхньовізейських відкладів. Практика геологорозвідувальних робіт свідчить про те, що з ним можна пов'язувати суттєві перспективи виявлення газоконденсатних родовищ зі значними запасами.

Встановлені закономірності фаціально-формаційної зональності карбону ДДЗ дають змогу прогнозувати значні перспективи пошуків нетрадиційних скупчень вуглеводневої сировини. На правій частині геологічного профілю (рис. 6) видно, як від меридіана Солохівської площі у напрямку Донбасу в приосьовій частині ДДЗ перехідна глинисто-піщана товща візейського ярусу поступово змінюється морською алевро-глинистою, а ще далі до південного сходу – переважно глинистою. Алевро-глиниста товща вміщує величезні об'єми низькопористих колекторів, зазвичай лінзоподібної будови. Вони можуть бути резервуарами для газових покладів так званого центральнобасейнового типу, які не приурочені до позитивних структурних елементів, а дислокуються в приосьових, найзаглибленіших частинах регіону та на бортах синклінальних структур другого порядку. Про це свідчать достатньо високий вміст органічної речовини в породі (в середньому 3–5%), ступінь катагенезу МК₁-МК₄, достатній для утворення газу, аномально високі пластові тиски, численні газопроявлення під час буріння свердловин та непромислові припливи газу.

Потужна глиниста товща візейських, серпуховських та башкирських відкладів, яка змінює описані вище алевро-глинисті відклади в південно-східному напрямку, може бути джерелом так званого сланцевого газу.

Для налагодження промислового видобування газу центральнобасейнового типу та сланцевого газу необхідно застосовувати методи збільшення (а для глинистих товщ і створення) проникності порід, чого можна досягти лише техногенним формуванням тріщин. Сучасні технології пропонують для цього застосовувати гідророзрив пласта. Проте це високотехнологічні роботи, потребують значних капіталовкладень, їх важко вести на великих глибинах (понад 3 км). Оскільки можливі втрата контролю над процесом утворення тріщин, застосування шкідливих хімічних реагентів для технічних рідин та проблеми з утилізацією останніх, масові гідророзриви пластів можуть становити суттєву загрозу для навколишнього середовища.

У регіоні розпочато вивчення ймовірних нетрадиційних вуглеводневих скупчень. Однак буріння пілотної свердловини 400-Біляївська за участю компанії "Шелл" з метою оцінки ресурсної бази покладів центральнобасейнового типу не завершилось успіхом через аварію свердловини. У липні 2014 р. компанія оголосила рішення про припинення подальших робіт на території ДДЗ.

Отже, питання промислової нафтогазоносності нетрадиційних покладів вуглеводнів ДДЗ залишається нез'ясованим.

Результати

За даними проведених досліджень встановлено, що геотектонічними режимами значною мірою контролювалися умови седиментації, які, своєю чергою, впливали на такі параметри нафтогазоносних резервуарів, як товщини піщано-алевритових порід-колекторів, порід-покришок та вміст порід-колекторів у розрізах продуктивних комплексів, що і визначило переважний тип вуглеводневих скупчень в осадовому комплексі.

Наукова новизна і практична значущість

Геодинамічний режим істотно впливав на розподіл формацій осадових комплексів регіону. Доведено, що впродовж раннього карбону Дніпровсько-Донецький грабен поступово заповнювався з північного заходу на південний схід мігруючою дельтою основної палеоріки за схемою поступового нарощування суходолу, притаманною як сучасним, так і древнім рікам. Це спричинило утворення у відкладах карбону паралічної, континентальної та морської формацій, які на території западини залягають одна під одною і мають діахронні границі.

Найперспективнішим комплексом для пошуків літологічно екранованих покладів вуглеводнів є відклади перехідної формації, які сформувались під час міогеосинклінального (насамперед, комплекс ХПа мікрофауністичного горизонту), менше – синеклізно-міогеосинклінального режимів (верхньовізейсько-серпуховський комплекс) на бортах від'ємних структур другого порядку: Шилівського, Орданівського, Григорівського прогинів. Перспективними для пошуків газових покладів центральнобасейнового типу можуть бути нижньо-середньокам'яновугільні відклади морської формації в приосьових частинах западини на значній території від Солохівської структури до Донбасу (Максимівський, Лихачівський, Григорівський, Грушинський, Семнівський, Барвенківський, Торецький та інші прогини). На цих самих територіях, тільки дещо ближче до Донбасу, у відкладах нижнього і середнього карбону можуть залягати великі поклади сланцевого газу.

Висновки

1. Різна інтенсивність опускання Дніпровсько-Донецького грабена та його бортів, диференційовані рухи блоків по тектонічних порушеннях різного напрямку, неоднакові прояви вулканізму упродовж різних етапів геологічного формування регіону призвели до формування різноманітних ландшафтів, які, своєю чергою, визначили особливості седиментаційних процесів, відображених у фаціально-формаційній зональності осадових комплексів.

2. За найактивнішого рифтового (пізній девон-турне) і найспокійнішого платформного (пізній карбон) тектонічних режимів утворилися надзвичайно мінливі за літологією товщі. Значна розчленованість порід-колекторів та порід-покришок цього віку не може забезпечити існування літологічно та тектонічно екранованих пасток з суттєвими об'ємами. У згаданих комплексах за наявності надійних покришок найімовірніші поклади вуглеводнів, пов'язані з антиклінальними пастками.

3. Стабільність геоструктурних елементів упродовж формування западини в міогеосинклінальному, синеклізно-міогеосинклінальному тектонічних режимах (відклади візейського та серпуховського ярусів) сприяли формуванню протяжних границь літологічного заміщення теригенних порід-колекторів глинистими породами і, як наслідок, – утворенню літологічно екранованих пасток вуглеводнів з достатніми розмірами для акумуляції в них промислових покладів нафти і газу.

4. У карбоні ДДЗ заповнювалася осадками за схемою бокового нарощування у напрямку Донбасу і від бортів до приосьової частини западини. Відповідно з часом переміщувалися і депоцентри алевро-глинистих морських фацій, з якими можуть бути пов'язані суттєві ресурси газових покладів центральнобасейнового типу та сланцевого газу.

Література

- Арсирій Ю. А. Влияние режима седиментации на формирование неантиклинальных ловушек палеозоя Днепровско-Донецкой впадины / Ю. А. Арсирій, А. К. Цыпко // *Методы поисков и прогнозирования нетрадиционных ловушек нефти и газа на территории Украины*: сб. науч. тр. – Львов, УкрНИГРИ, 1991. – С. 5–10.
- Барановская Н. Я. Особенности распределения тектонически экранированных залежей углеводородов в Днепровско-Донецкой впадине и оптимальная методика их поисков / Н. Я. Барановская, В. К. Гавриш – К.: Ин-т геол. наук, 1981.– 66 с.
- Височанський І. В. Моделювання умов утворення несклепінних пасток вуглеводнів / І. В. Височанський, В. М. Тесленко-Пономаренко // *Питання розвитку газової промисловості України*. – Харків, УкрНДІГаз. 2005. – Вип. 33. – С. 84–91.
- Кисилев В. П. Строение и нефтегазоносность пограничных отложений юры и мела Юганского Приобья по геофизическим данным / В. П. Кисилев, В. А. Казаненков, Н. А. Павлова // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – М. ВНИИОЭНГ. 2007. – № 6. – С. 47–58.
- Лазарук, Я. Г. Критерии выделения перспективных нефтегазоносных объектов в отложениях серпуховского яруса Степновской моноклинали Днепровско-Донецкой впадины / Я. Г. Лазарук, В. Г. Крейденков, Р. Я. Поляк // *Геолого-геофизические критерии открытия новых месторождений нефти и газа*: сб. науч. тр. – Львов, УкрНИГРИ, 1990. – С. 52–59.
- Лукин А. Е. Формации и вторичные изменения каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины. – М.: Недра, 1974. – 102 с.
- Лукин А. Е. Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Статья 1. Современное состояние проблемы сланцевого газа (в свете опытов освоения его ресурсов в США) / А. Е. Лукин // *Геологический журнал*. – 2010, № 3. – С. 17–33.
- Паталаха Є. І. Український щит як архітектурна споруда неогеою / Є. І. Паталаха // *Геологический журнал*. – 2006. – № 1. – С. 7–12.
- Ставицький Е. А. Результати комплексних досліджень та обґрунтування перспективних зон і полігонів для пошуків сланцевого газу / Е. А. Ставицький, П. С. Голуб // *Мінеральні ресурси України*. – 2011. – № 2. – С. 4–12.
- Bruso J. M. Geology will support further discoveries in Gulf of Guinea's Golden Rectangle / J. M. Bruso, S. L. Getz, R. L. Walkice // *Oil & Gas Journal*, 2004, Feb., pp. 16–28.
- Ehrlich R. The complexity of a ramp-flat-ramp fault and its effect on hanging-wall structuring: an example from the Njord oil field, offshore mid-Norway / R. Ehrlich, R. Gabrielsen // *Petroleum Geoscience*, 2004, vol. 10, no. 4, pp. 305–317.
- Ford D. Phanerozoic paleogeography, paleoenvironment and lithofacies maps of the circum-Atlantic margins / D. Ford, J. Golonka // *Marine and Petroleum Geology*, 2003, vol. 20. pp. 249–285.
- Graue K. Mud volcanoes in deepwater Nigeria / K. Graue // *Marine and Petroleum Geology*, 2000, vol. 17, pp. 959–974.
- Peters K. E. A New Geochemical-Sequence Stratigraphic Model for the Mahakam Delta and Makassar Slope, Kalimantan, Indonesia / K. E. Peters, J. W. Shedden, A. Sulaeman // *AAPG Bull.*, 2000, v. 84, no 1, pp. 12–43.
- Prior D. E. Active slides and flows in under-consolidated marine sediments on the slopes of the Mississippi delta. Marine slides and other mass movements / D. E. Prior, J. M. Coleman. Ed. S. Saxov, J. K. Nienwenhuis, N. Y. Plenum press, 1980, pp. 21–49.

Я. Г. ЛАЗАРУК

Институт геологии и геохимии горючих ископаемых НАН Украины, ул. Научная, 3а, Львов, Украина, 79060, тел. +38(032)2632541, эл. почта lazaruk_s@i.ua

РОЛЬ ГЕОДИНАМИКИ В ПРОСТРАНСТВЕННОМ РАСПРЕДЕЛЕНИИ
ТРАДИЦИОННЫХ И НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ
ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ

Цель. Установление зависимости пространственного распределения углеводородных скоплений различного типа от геодинамики региона. **Методика.** Охарактеризованы основные этапы формирования осадочного чехла Днепровско-Донецкой впадины, изучены геодинамические факторы, которые приводили к формированию палеоландшафтов, выполнены палеогеоморфологические и литолого-фациальные реконструкции, определены особенности седиментационных процессов, формирования вещественного состава и структуры осадочных комплексов и распределения в них углеводородных скоплений различных типов. **Результаты.** Показана взаимосвязь в ряду тектоника–рельеф–осадконакопление, определены геодинамические факторы, которые влияли на фациально-формационную зональность осадочных комплексов и, соответственно, на пространственное распределение углеводородных скоплений. По данным проведенных исследований установлено, что геотектоническими режимами в значительной степени контролировались условия седиментации, которые в свою очередь влияли на такие параметры нефтегазоносных резервуаров, как толщины песчано-алевритовых пород-коллекторов, пород-покрышек и содержание пород-коллекторов в разрезах продуктивных комплексов. Это определило преобладающий тип углеводородных скоплений в осадочном комплексе – пластовый, массивно-пластовый, литологически экранированный. **Научная новизна.** Геодинамический режим существенно влиял на распределение формаций осадочных комплексов региона. Доказано, что в течение раннего карбона Днепровско-Донецкий грабен постепенно заполнялся с северо-запада на юго-восток мигрирующей дельтой основной палеореки по схеме постепенного наращивания суши, присущей как современным, так и древним рекам. В результате в разрезе карбона сформировались параличская, континентальная и морская формации, которые на территории впадины залегают друг над другом и имеют диахронные границы. Для разных формаций характерны различные типы залежей нефти и газа. **Практическая значимость.** Для каждого из осадочных комплексов карбона обоснованы зоны, перспективные для поисков традиционных залежей нефти и газа различного типа, газовых залежей центральнобассейнового типа, скоплений сланцевого газа. Литологически экранированные залежи углеводородов прогнозируются на территории всего региона на бортах синклиналей в отложениях переходной формации, а залежи центральнобассейнового типа и сланцевого газа – соответственно в центральной и юго-восточной приосевых частях ДДЗ в образованиях морской формации.

Ключевые слова: геотектоника, разломы, седиментация, фация, формация, традиционные и нетрадиционные залежи углеводородов.

Ya. G. LAZARUK

ІНННК НАС of Ukraine, Naukova street 3a, Lviv, Ukraine, 79060, tel. +38(032)2632541, e-mail lazaruk_s@i.ua

THE ROLE OF GEODYNAMICS IN SPATIAL DISTRIBUTION OF TRADITIONAL
AND NONTRADITIONAL DEPOSITS OF HYDROCARBON RESOURCES
OF DNIPROVSKO-DONETSKA DEPRESSION

Target. Finding subordination of spatial distribution of hydrocarbon accumulation of different types because of region geodynamics. **Methods.** The main stages of sedimentary cover forming of Dniprovsko-Donetska depression have been characterized, geodynamic factors led to forming of paleolandscapes have been studied, paleogeomorphic and lithology-facial reconstructions have been done, peculiarities of sedimentation processes, forming of composition and structure of sedimentary complexes and distribution of hydrocarbon accumulation of different types there have been fixed. **Results.** Corelation in a line tectonics-relief-sedimentation has been shown, geodynamic factors influenced on facial-formation zonation of sedimentary complexes and, conformably, on spatial distribution of hydrocarbon accumulation have been determined. According to the research geotectonic regimes controlled conditions of sedimentations, which influenced on such parameters of oil and gas bearing reservoirs as thickness of sand silt reservoir rocks, cap rocks and reservoir rocks content in the sections of productive complexes. This determined overwhelming type of hydrocarbon accumulation in sedimentary complex – bedded, massive-bedded, lithology screened. **Novelty.** Geodynamic regime substantially influenced on distribution of formations of sedimentary complexes of the region. It was proved that during Early Carbon Dniprovsko-Donetskyi graben gradually was filled up from northern west to southern east by migrating delta of main paleoriver according to scheme of gradual increase of dry land, inherent both modern and ancient

rivers. As the results, in the section of Carbon paralic, continental and marine formations were formed, which are bedding under each other and have diachronic boundaries. For different formations there are different types of deposits of oil and gas. **Practical importance.** Perspective zones for searching traditional oil and gas deposits of different types, gas deposits of central basin type and accumulation of shale gas have been found for each sedimentary complex. Lithology screened deposits of hydrocarbons are predicted on the territory of all the region on the walls of synclines in deposits of transitional formation and deposits of central basin type and shale gas – conformably in central and southern east preaxial parts of DDD in deposits of marine formation.

Key words: geotectonics, fractures, sedimentation, facies, formation, traditional and nontraditional deposits of hydrocarbons.

REFERENCES

- Arsirij Ju. A., Cypko A. K. *Vlihanie rezhima sedimentacii na formirovanie neantiklinal'nyh lovushek paleozoja Dneprovsko-Donckoj vpadiny* [Effect of mode of sedimentation on the formation of non-anticlinal traps Paleozoic Dnieper-Donets Basin]. *Metody poiskov i prognozirovanie netradicionnyh lovushek nefti i gaza na territorii Ukrainy. Sb. nauch. tr. – L'vov, UkrNIGRI, 1991, pp. 5–10.*
- Baranovskaja N. Ja., Gavrish V. K. *Osobennosti raspredelenija tektonicheski jekranirovannyh zalezhej uglevodorodov v Dneprovsko-Donckoj vpadine i optimal'naja metodika ih poiskov* [Features tectonically shielded distribution of hydrocarbon deposits in the Dnieper-Donets Basin and the optimal method of searching]. *K. In-t geol. nauk, 1981, 66 p.*
- Vysochans'kyj I. V., Teslenko-Ponomarenko V. M. *Modelyuvannya umov utvorennja nesklepinnykh pastok vuhlevodniv* [Modelling of conditions of formation of non-anticlinal hydrocarbon traps]. *Pytannya rozvytku hazovoyi promyslovosti Ukrainy. Kharkiv, UkrNDIHaz, 2005, vol. 33, pp. 84–91.*
- Kisilev V. P., Kazanenkov V. A., Pavlova N. A. *Stroenie i neftegazonosnost' pogranychnyh otlozhenij jury i mela Juganskogo Priob'ja po geofizicheskim dannym* [Structure and oil and gas frontier Jurassic and Cretaceous Yugansk Priobje geophysical data]. *Geologija, geofizika i razrabotka nefjtjanyh i gazovyh mestorozhdenij. M., VNIIOENG, 2007, no 6, pp. 47–58.*
- Lazaruk, Ja. G., Krejdenkov V. G., Poljak R. Ja. *Kriterii vydelenija perspektivnyh neftegazonosnyh obektov v otlozhenijah serpuhovskogo jarusa Stepnovskoj monoklinali Dneprovsko-Donckoj vpadiny* [Criteria for selection of promising oil and gas facilities in the sediments of the Serpukhov tier Stepnovskaya monoclines Dnieper-Donets Basin]. *Geologo-geofizicheskie kriterii otkrytija novyh mestorozhdenij nefti i gaza. Sb. nauch. tr. L'vov, UkrNIGRI, 1990, pp. 52–59.*
- Lukin A. E. *Formacii i vtorychnye izmenenija kamennougol'nyh otlozhenij Dneprovsko-Donckoj vpadiny* [Formations and secondary changes of coal deposits of the Dnieper-Donets Basin]. *M., Nedra, 1974, 102 p.*
- Lukin A. E. *Slancevyj gaz i perspektivy ego dobychi v Ukraine. Stat'ja 1. Sovremennoe sostojanie problemy slancevogo gaza (v svete opytov osvoenija ego resursov v SShA)* [Shale gas and the prospects of its production in Ukraine. Article 1. Current status of shale gas (in the light of experience of development of its resources in the United States)]. *Geologichnij zhurnal, 2010, no 3, pp. 17–33.*
- Patalakha Ye. I. *Ukrayins'kyj shchyt yak arkhitekturna sporuda neoheju* [Ukrainian shield as architectural structure neoheju]. *Heolohichnyj zhurnal, 2006, no 1, pp. 7–12.*
- Stavyts'kyj E. A., Holub P. S. *Rezultaty kompleksnykh doslidzen' ta obhruntuvannya perspektivnykh zon i polihoniv dlya poshukiv slantsevoho hazu* [Results of comprehensive research and justification promising areas and ranges to search for shale gas]. *Mineral'ni resursy Ukrainy, 2011, no 2, pp. 4–12.*
- Bruso J. M., Getz S. L., Walkice R. L. *Geology will support further discoveries in Gulf of Guinea's Golden Rectangle. Oil & Gas Journal, 2004, Feb., pp. 16–28.*
- Ehrlich R., Gabrielsen R. *The complexity of a ramp-flat-ramp fault and its effect on hanging-wall structuring: an example from the Njord oil field, offshore mid-Norway. Petroleum Geoscience, 2004, vol. 10, no. 4, pp. 305–317.*
- Ford D., Golonka J. *Phanerozoic paleogeography, paleoenvironment and lithofacies maps of the circum-Atlantic margins. Marine and Petroleum Geology, 2003, vol. 20, pp. 249–285.*
- Graue K. *Mud volcanoes in deepwater Nigeria. Marine and Petroleum Geology, 2000, vol. 17, pp. 959–974.*
- Peters K. E., Shedden J. W., Sulaeman A. *A New Geochemical-Sequence Stratigraphic Model for the Mahakam Delta and Makassar Slope, Kalimantan, Indonesia. AAPG Bull, 2000, v. 84, no 1, pp. 12–43.*
- Prior D. E., Coleman J. M., Saxov Ed. S. *Active slides and flows in underconsolidated marine sediments on the slopes of the Mississippi delta. Marine slides and other mass movements. Nienwenhuis. N. Y. Plenum press, 1980, pp. 21–49.*

Надійшла 4.12.2014 р.