

П. Ф. Гожик, М. М. Іванік, Н. В. Маслун, Г. В. Ключина

МЕТОДОЛОГІЯ СТВОРЕННЯ СТРАТИГРАФІЧНИХ СХЕМ ОСАДОВИХ БАСЕЙНІВ НАФТОГАЗОНОСНИХ РЕГІОНІВ УКРАЇНИ

Проанализированы теоретические и прикладные аспекты создания стратиграфических схем осадочных бассейнов на примере Западного (Карпаты) и Южного (Причерноморье, Крым, Азово-Черноморская акватория) регионов. Рассмотрены принципы построения детальных стратиграфических схем разных категорий – местных, региональных, корреляционных по комплексу методов (био-, лито-, сейсмо-стратиграфических). Охарактеризованы стратиграфические критерии перспектив нефтегазоносности.

The paper is devoted to theoretical and applied aspects of sedimentary basins stratigraphic chart development on the base of Carpathian and Azov – Black Sea regions. Consideration is given to principles of the detail stratigraphic charts development by the complex of methods. They are biostratigraphy, lithostratigraphy, seismostratigraphy ones. Stratigraphic criteria of the oil and gas saturation have been analyzed.

Вступ

Стратегія розвитку сучасної стратиграфії передбачає розробку напрямів наступного спрямування – фундаментального, методичного, практичного. Сучасний етап пов'язаний з подальшою деталізацією стратиграфічних шкал з використанням не тільки ярусних, зональних, а й інфрозональних підрозділів. Такий підхід передбачає комплексне обґрунтування підрозділів за різними ознаками з використанням при стратиграфічних побудовах різних методів – біо-, літо-, цикло-, сейсмо-, хемо-, магнітостратиграфічного, палеоекологічного, палеогеографічного, фаціального, седиментологічного та ін., а також подійної стратиграфії. Значна увага в стратиграфії приділяється фундаментальній проблемі – з'ясуванню історії розвитку Землі та її біосфери [16, 17, 22]. Але пріоритетною, чільною є проблема практичного застосування стратиграфії, що пов'язана з пошуками, розвідкою та розробкою родовищ корисних копалин (рудних, нерудних, особливо вуглеводнів). Вимоги, що виникають у зв'язку з дорозвідкою вже відкритих родовищ, виявленням нових нафтогазових об'єктів та досліджень маловивчених територій з перспективними вуглеводневими комплексами, потребують удосконаленої деталізованої, з високою роздільною здатністю, стратиграфічної основи, що повинна забезпечити детальність розчленування та обґрунтування

кореляції породних комплексів регіонального та міжрегіонального масштабів закритих седиментаційних басейнів. Аналогічні задачі стоять і для відкритих територій платформних і складчастих областей.

Для побудови стратиграфічних схем нового покоління необхідна насамперед актуалізація літологічних, стратиграфічних, біостратиграфічних і палеонтологічних даних по розрізах відкладів, а також залучення нових методик досліджень. Інтегрований аналіз наявної нової геологічної, літофаціальної, стратиграфо-палеонтологічної і геофізичної інформації надасть надійні результати для удосконалення існуючих і розробки нових стратиграфічних схем.

Враховуючи складну гетерохронну структурно-тектонічну будову території України, нормативними документами [24] регламентується складання місцевих, регіональних та кореляційних схем, де обов'язковою є кореляція стратонів зі стратонами суміжних територій та підрозділами Міжнародної стратиграфічної шкали (МСШ). Зважаючи на те, що в будь-якому одному типі стратиграфічних підрозділів неможливо відобразити все різноманіття ознак якостей і будови порід, в схемах необхідне застосування різних типів стратиграфічних підрозділів, що виділяються різними методами. Такий підхід дозволить більш ґрунтовно з'ясувати різнорангові геологічні події в межах відповідних вікових інтервалів. У зв'язку з необхідністю приведення регіональних стратиграфічних схем у строгу відповідність до вимог МСШ, яка є практично інструментом для глобальних кореляцій,

© П. Ф. Гожик, М. М. Іванік, Н. В. Маслун, Г. В. Ключина, 2013

в стратиграфічних схемах обов'язковим є наведення окремим розділом стратиграфічних підрозділів останньої затвердженої МСШ.

Методологія створення стратиграфічних схем осадових басейнів

Максимально можлива деталізація породно-шаруватих систем басейнової (регіональної) стратиграфії забезпечується системним підходом до конструювання стратиграфічних моделей відповідних регіонів.

В основі системно-стратиграфічної методології – дослідження основного об'єкта басейнової стратиграфії – породно-шаруватих седиментаційних тіл-систем будь-якої природи (тектонічної, евстатичної, кліматичної, еолової, комбінованої тощо) на принципах системності, цілісності, ієрархічності, координування, циклічності, системогенетичності та прогнозування.

Системність цих побудов у складнобудованих, структурно-тектонічних регіонах забезпечується розробкою схем різних категорій – місцевих, регіональних, кореляційних за комплексом методів (біо-, літо-, сейсмо-, магнітостратиграфічних тощо), коли визначаються просторово-часові закономірності формування різнорангових ізохронних породно-шаруватих систем (геологічних об'єктів). Тобто вирішується основна задача системної стратиграфії – виявлення, формулювання за відповідним регламентом законів побудови, співвідношень, формування (еволюції) та природи (генезису) геологічних об'єктів з метою створення комплексних різнорангових моделей.

При створенні схем нового покоління важливою є комплексна переінтерпретація первинної геологічної інформації з урахуванням нових даних і змін, що вносились до регіональних стратиграфічних шкал, удосконалення стратиграфічної основи.

Розробка схем – це колективна праця, коли створюються неформальні колективи різнофазових спеціалістів – стратиграфів, палеонтологів, літологів, геологів та геофізиків.

В нафтогазоносних регіонах України найбільш вживаними при стратифікації па-

леозою, мезозою та кайнозою є геофізичний та літостратиграфічний методи під контролем біостратиграфічного, який значною мірою відіграє роль каркасу в загальній структурі стратиграфічних досліджень. Два останніх переважають і в четвертинній стратиграфії. За цими методами здебільшого і проводиться детальна стратиграфікація розрізів. Недостатньо використовується при стратиграфічних побудовах такий інформативний метод, як сеймостратиграфія. Кожний з цих методів має різну роздільну здатність стратифікації, і тому комплексне їх застосування при вирішенні проблем на регіональному та місцевому рівнях дозволяє отримати детальну характеристику стратонів, окреслити межі як підрозділів МСШ – відділів, підвідділів, ярусів, так і регіональних – регіоярусів і місцевих стратонів.

Основним методом біостратиграфічних досліджень осадових басейнів є мікропалеонтологічний, необхідність якого пов'язана з дефіцитом фактичного матеріалу, нечисленними зразками ядра. Концентрації мікрофосилій в породах, порівняно з макрорештками, на декілька порядків вища, що значно підвищує роздільну здатність мікропалеонтологічного методу порівняно з іншими. Для розчленування, вікової індексації відкладів, з'ясування особливостей осаждонакопичення, для розробки конкурентоспроможних біостратиграфічних шкал, глобальних кореляцій найчастіше застосовуються форамініфери та нанопланктон. Кремнієві мікрофосилії (дінофлагеляти, діатомеї, радіолярії, губки) використовуються менше. При створенні стратиграфічних схем Азово-Чорноморського регіону нами проаналізовано біостратиграфічні шкали за планктонними і бентосними форамініферами, нанопланктоном, а для четвертинних відкладів – за молюсками й остракодами, зіставлено їх з планетарними шкалами за іншими групами (діатомеї, диноцисти), що зробило можливою різнорангову кореляцію місцевих і регіональних підрозділів з підрозділами МСШ.

В основі літостратиграфічних побудов – регіональні і місцеві підрозділи (регіояруси, світи, пачки, верстви, горизонти), що є породно-шаруватими тілами-системами відповідних седиментаційних циклів, в яких

відображено речовинний склад, умови утворення та геодинамічні процеси. Використання літостратиграфічних підрозділів, особливо на перших етапах має відповідні труднощі, що пов'язано зі стратифікацією різнофаціальних, мінливих за речовинним складом, формою (лінзовидні тіла, кліноформи), структурою, умовами (шельфові, рифтогенні, депресивні, схилі фації) формаційних комплексів.

Важливою при стратиграфічних побудовах є проблема з'ясування характеру співвідношень різних типів (зокрема, біо- і літо-) стратиграфічних підрозділів. Літостратиграфічні підрозділи, що ґрунтуються на літологічних властивостях порід, є практично основними інструментами геологічного картування. Як правило, при встановленні та ідентифікації літостратиграфічних підрозділів ознака часу має підпорядковане значення, а чільними є умови утворення. Ідентичні за складом породи повторюються в часі та стратиграфічній послідовності, і межі майже всіх літостратиграфічних підрозділів "січуть" синхронні поверхні. Біостратиграфічні підрозділи відмінні від інших підрозділів тим, що викопні органічні рештки, за якими визначені ці підрозділи, протягом геологічного часу зазнають еволюційних змін і не повторюються в стратиграфічному літописі, що дозволяє відрізнити одновікові викопні комплекси і робити їх показниками геологічного часу. Тобто літостратиграфічні і біостратиграфічні підрозділи – це фундаментально різні типи підрозділів, що ґрунтуються на різних критеріях. Але ці підрозділи потребують комплексного інтегрованого обґрунтування при детальному літолого-стратиграфічному розчленуванні конкретних розрізів, виявленні просторово-часових співвідношень різнофаціальних товщ.

При розчленуванні осадових товщ нафтогазоносних регіонів через фрагментарне спостереження розрізів, незначний відбір керн (до 7%) в пошукових, розвідувальних і навіть параметричних свердловинах суттєво знижується можливість прямих геологічних методів. Даних про вік порід, їх літологічний склад зовсім недостатньо для впевненого розчленування і кореляції розрізів за біо- і літостратиграфічними методами в глибоко залягаючих відкладах. Тому для отримання

інформації про цілісну будову осадового комплексу необхідне застосування геофізичних методів, зокрема сейсмостратиграфії – однієї із складових стратиграфії.

Загалом, особливістю стратиграфічних побудов нафтогазоносних провінцій є переважання використання геофізичних методів, зокрема сейсморозвідки. Ці непрямі методи геологічних досліджень завдяки впровадженню нових технологій часто бувають єдиним інструментом відтворення будови осадових товщ, а створена сітка сейсмостратиграфічних профілів є основою ефективного проведення пошукових робіт і коректного прогнозу корисних копалин.

За цим методом фіксуються межі осадових тіл різного рангу, їх просторове положення, форма та співвідношення, визначаються геометрія, циклічний характер та загальна картина будови розрізів. Застосування комплексу біостратиграфічних, літолого-стратиграфічних, сейсмостратиграфічних даних робить більш доказовими і достовірними стратиграфо-кореляційні побудови. Навіть в тих випадках, коли в досліджуваних регіонах існують численні дані про вік та речовинний склад відкладів, велике значення непрямих геологічних методів, зокрема сейсмостратиграфічних, залишається, тому що тільки за ними можна визначити положення продатованих шарів, виявлених переривів, неузгодженостей залягання в більш потужних осадових тілах, їх співвідношення між собою.

Важливою є проблема визначення просторово-часової приуроченості переривів, незгідностей, умов формування породних комплексів, циклічності та динаміки седиментогенезу, що на пряму пов'язані з прогнозуванням стратиграфічних пасток вуглеводнів (ВВ).

Але комплексне застосування цих методів має, на жаль, поодинокі приклади і не впроваджено в необхідному обсязі в нафтогазоносних провінціях України.

Треба зазначити, що в останні роки у зв'язку з розвитком нових технологій вся стратиграфія, особливо в нафтогазовій галузі, часто зводиться до необхідності інтерпретації тільки якимось одним методом, наприклад, лише за даними каротажу. Вважається, що це завжди об'єктивна безперервна літологічна характеристика

розрізу, а візуальний опис літологічного складу стратонів, їх границь є суб'єктивним через малий вихід керна. Є також міркування, що будувати стратиграфію треба лише на даних буріння свердловин, тому що матеріали відслонень містять фрагментарні, неповні відомості про неї. Але ж стратиграфія завжди вивчала і вивчає матеріали, що отримані в результаті дослідження як відслонень, так і даних буріння свердловин, але різними методами відповідно до вимог різномасштабного картування, пошукових, пошуково-розвідувальних, експлуатаційних робіт.

Однак, чим більше бурилось свердловин, чим більше зростали бюджети геологічних організацій, тим більше заспокоювались геологи, вони обирали спрощену дорогу до кінцевої мети – відкриття родовищ корисних копалин, намагаючись обходитись застосуванням якогось одного методу (наприклад, геофізичного) чи взагалі обходитись без стратиграфічних досліджень.

Практичне спрямування стратиграфічних досліджень

В основних нафтогазоносних регіонах України – Західному (Карпати, Волино-Поділля), Східному (Дніпровсько-Донецька западина) та Південному (Причорномор'я, Крим, Азово-Чорноморська акваторія) – основні продуктивні вуглеводневі комплекси пов'язані з відкладами фанерозою та фундаменту осадових басейнів.

Ці регіони характеризуються складною структурно-тектонічною будовою, поліфаціальним, циклічним складом відкладів, широким розвитком як карбонатних, так і теригенних формацій, неповними геологічними розрізами, складними типами колекторів, кліноформ та інших пасток нафти і газу. В низці прогнозних критеріїв перспектив нафтогазоносності (за П. Ф. Шпаком, І. І. Чебаненком), серед яких тип геотектонічного режиму, розподіл розривних дислокацій в осадовій товщі, просторово-часове розміщення виявленої нафтогазоносності, літолого-стратиграфічний є досить вагомим фактором з'ясування закономірностей розміщення покладів нафти і газу [26, 27, 29, 31].

Згідно із системним принципом при побудові стратиграфічних схем застосовувались як традиційні біо- та літостратиграфічні, так і спеціальні (сейсмо-, магніто-, клімато-, циклостратиграфічні) методи до виділення різнорангових стратонів.

За аналізом літолого-стратиграфічних, фаціальних, седиментологічних критеріїв виконано:

- детальну стратифікацію розрізів за комплексом методів;

- виділено різнорангові фаціальні системи відповідних просторово-часових рівнів, виконано аналіз потужностей на підставі регіональних досліджень (біо-, літо-, сеймо-стратиграфічне розчленування);

- діагностовано і визначено породно-шаруваті системи, речовинний склад та структуру різнорангових відповідної генези стратонів (регіояруси, світи, товщі, верстви, ритми, цикліти);

- проаналізовано просторово-часове поширення та фаціальні особливості нафтогазоносних продуктивних комплексів;

- встановлено циклічність седиментогенезу на основі формаційно-циклічного методу та палеоседиментологічних реконструкцій;

- виявлено просторово-часову приуроченість переривів, перехідних верств, незгідностей, розмивів, які на пряму пов'язані з прогнозуванням стратиграфічних пасток.

Такий концептуальний підхід застосовано авторами при стратиграфічних дослідженнях в нафтогазоносних провінціях. Так, інтерпретація великих обсягів геологічного матеріалу в Передкарпатському прогині виконана за комплексом методів, серед яких стратиграфічні (макро-, мікро-фауністичні, петрографічні та літологічні) дослідження були обов'язковою складовою. Проведено комплексне літолого-стратиграфічне вивчення з детальним розчленуванням, кореляцією свердловин, побудовою стратиграфічних регіональних та місцевих схем [1, 9, 10, 12]. На цьому підґрунті складено практично всі проекти розвідки і розробки родовищ Карпат. Прикладом системного підходу до встановлення геологічної будови можуть бути Долинське, Спаське, Битківське та інші родовища Передкарпатського прогину, єдина надглибока свердловина

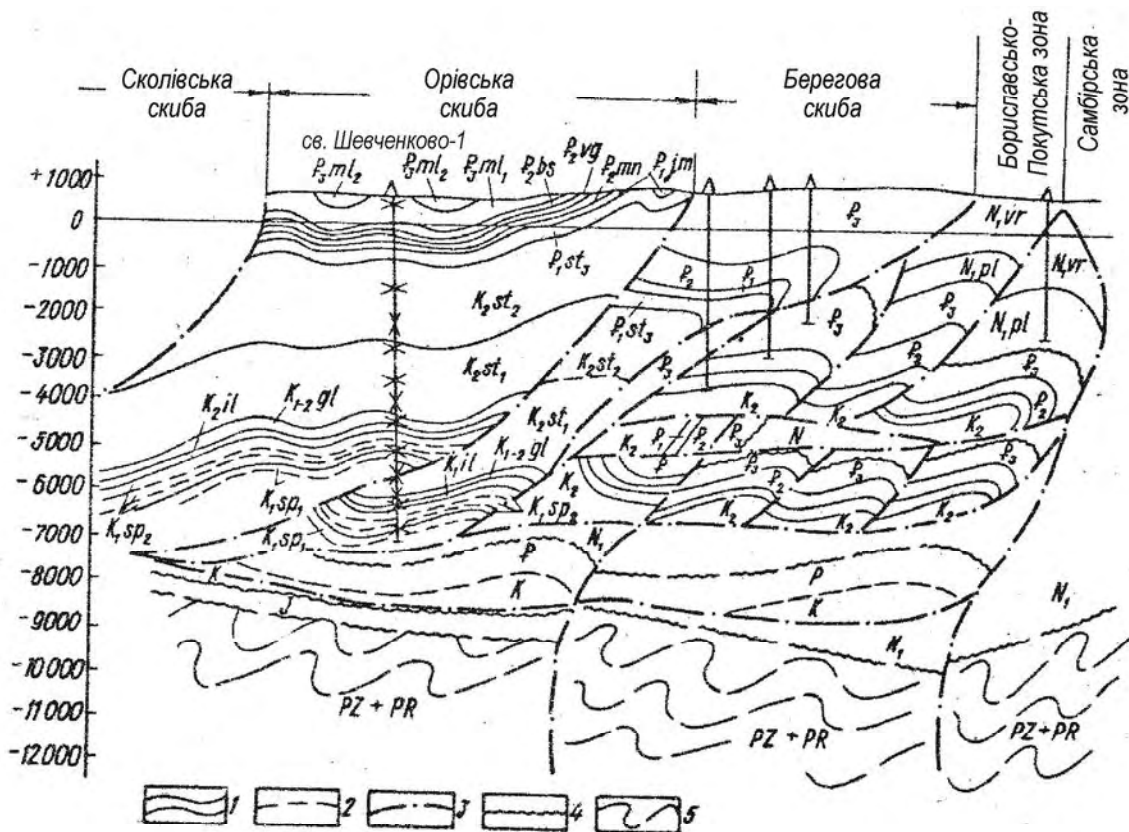


Рис. 1А. – Геологічний профіль району свердловини Шевченково-1: 1 – стратиграфічні межі світ і підсвіт; 2 – межі пачок; 3 – тектонічні порушення, надвидги; 4 – незгідне залягання порід; 5 – складчастий фундамент

на в Україні – Шевченково-1 в Карпатах, де за мікрофауністичними, літолого-петрографічними методами доведена багатоярусна будова палеогенових і крейдових відкладів та наявність переривів (рис. 1А, 1Б) [19]. Зазначимо, що концепція багатоярусної будови родовищ Карпат, зокрема Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину, що розроблена П.Ф. Шапом, почалася зі встановлення за біолітостратиграфічними даними підвернутого крила потужних олігоценових відкладів Північно-Долинського родовища [8, 32, 33].

В Азово-Чорноморському регіоні з метою детальної стратифікації основних нафтогазоперспективних об'єктів проведено ревізію стратифікації мезокайнозойських розрізів та виконано зіставлення місцевих стратиграфічних підрозділів за даними різних авторів, здійснено узагальнення і систематизацію існуючого матеріалу з біолітостратиграфії, фаціальних і седиментологічних даних, а також проведено довив-

чення ядерного матеріалу зі свердловин багатьох піднятих. При розчленуванні розрізів кайнозою виконано зіставлення мікрофауністичних, літологічних та геофізичних (стандартного каротажу) характеристик. Переінтерпретовано дані біолітостратиграфічних досліджень палеогенового, неогенового та четвертинного розрізів [2, 3, 13, 14, 18–21, 23, 28].

За сейсмічними даними досить детально розшифровано будову мезокайнозойського осадового комплексу північно-західного шельфу, континентального схилу та бортів Західно-Чорноморської западини, прикерченського шельфу, западини Сорокіна та інших геоструктурних елементів Східно-Чорноморської западини [6, 7]. Виділено сейсмокомплекси і показано їх співвідношення в Західно- і Східно-Чорноморській западинах. Уточнено геологічну будову палеогенових та неогенових відкладів.

Так, при інтерпретації сейсмопрофільов, відповідно до сейсмічної характеристики,

Міжнародна стратиграфічна шкала		Регіональні стратиграфічні підрозділи		СКИБОВА ЗОНА						
				ОРІВСЬКА СКИБА		БЕРЕГОВА СКИБА				
СИСТЕМА	ВІДДІЛ	Ярус, під'ярус	Світа	Підсвіта	Глибина, м	Літологічна колонка	Потужність, м	Глибина, м	Літологічна колонка	Потужність, м
					ПАЛЕОГЕНОВА	ОЛІГОЦЕН		Менілітова		550
ЕОЦЕН	Бистрицька	684								
	Виготська	784								
	Манявська	980								
ПАЛЕОЦЕН	Датський	Ямненська	Верхня	1056	200					
КРЕЙДОВА	ВЕРХНІЙ	Верхньо-кампанський - маастрихтський	Стрийська	Середня	1260	1550				
				Нижня	3040	1400				
					4997	6218	6607	190		
	НИЖНІЙ	Верхньо-туронський - нижньо-сантонський	Головнинська	Верхня	5165	130	6218	6818	160	
			Клемкінська	Нижня	5318	100	6926	95		
				Спаська	Верхня	5638	260	7288	330	
Баремський, аптський		Нижня	6218		420	7523	280			

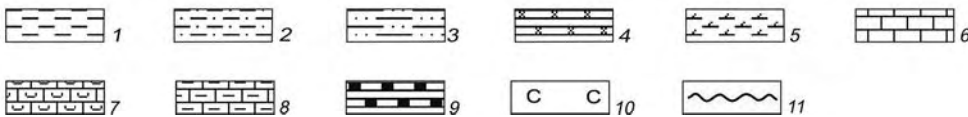


Рис. 15. Розріз крейда-палеогенових відкладів свердловини Шевченково-1: 1 – глини; 2 – глини алевритисті; 3 – алевроліти; 4 – пісковики; 5 – глини вапнисті; 6 – вапняки; 7 – вапняки органогенно-детритові; 8 – мергелі; 9 – силіцити; 10 – сидеритові породи; 11 – перерив

палеоценовий комплекс обмежений сейсмічними поверхнями III_m (межа крейди – палеоцену), III (палеоцен-еоценова межа) (рис. 2). В цьому діапазоні виділяються декілька літокомплексів – білокам'янський, качинський, які мають складну часово-просторову структуру. Сейсмічна поверхня II_b фіксує покрівлю середнього еоцену. Сейсмокомплекс об'єднує утворення бахчисарайського, новопавлівського та кумського регіорусів, кожний з яких має свою специфічну літофаціальну структуру та історію геологічного розвитку. II_a – це покрівля еоцену – підосва олігоцену, що є, як правило, ерозійною; I_a – підосва міоцену (покрівля майкопу); I_p – допліоценова ерозійна поверхня. Між цими відбивальними горизонтами в неогені виділяється, принаймні, 10 кореляційних рівнів, що відображають біолітофаціальні просторово-часові етапи розвитку седиментаційного басейну.

Тобто, картуються великі літостратиграфічні формаційні комплекси, в яких зафіксовано складний циклічний спектр еволюції осадового морського седиментогенезу з такими суттєвими різноранговими регулятивними чинниками, як час утворення, геодинамічні, тектонічні, морфоструктурні тощо [4].

Треба зазначити, що використання тільки одного з наведених методів часто призводить до неоднозначного трактування геологічної позиції розрізів, що зумовлено значною мірою понятійними аспектами, а саме – різними розумінням обсягів, рангів номенклатури стратонів, що використовуються при стратифікації розрізів. Дослідники застосовуються різні, часом застарілі варіанти стратиграфічних схем [25]. У Південному нафтогазоносному регіоні, як свідчить аналіз стратиграфічної інформації, при сейсмостратиграфічних побудовах та детальній стратифікації розрізів найчастіше застосовується номенклатура МСШ. Регіональні стратони майже не використовуються, і відклади, що розкриваються свердловинами, стратифікуються у ранзі відділів, підвідділів, ярусів, а тому часто об'єднуються різні за віком породні комплекси, зменшується можливість детальної стратифікації у ранзі світ, верств, пачок, а відповідно – їх кореляції при геологічному вивченні нафтогазоперспективних структур

сейсморозвідкою, складанні проектів пошуків, розвідки, розробки родовищ та підрахунку запасів ВВ.

Перспективним у системному блоці є також шлях тісного інтегрування з седиментологічним аналізом, з реконструкцією еволюції палеобасейнів, моделюванням процесів, що відбулися в них.

В кайнозойському формаційному комплексі шельфу та континентального схилу Західно- і Східно-Чорноморської западин, зокрема олігоцен-міоценовому (майкопському), та вперше детально охарактеризованому четвертинному спостерігається різнорангова циклічність теригенного, карбонатно-теригенного, карбонатного седиментогенезу, прояв аноксидних умов, пірито- та сидеритоутворення (рис. 3, 4). Вони можуть слугувати натурним полігоном для прогнозування покладів у різних морфогенетичних та седиментаційних типах теригенних тіл.

В майкопському, четвертинному комплексах присутні прибережно-мілководно-морські, руслові, акумулятивно-підводно-дельтові відклади, виноси морських течій (превалюючий тип на континентальному схилі в майкопських і четвертинних відкладах), конуси виносу, алювіальні виноси у морські депресії. Всі вони утворюють акумулятивні тіла відповідного генезису. Поширені, особливо на континентальному схилі, депресивно-циклічні відклади, що утворені підводними зсувами і морськими течіями, турбідитово-каньйонні, контуритові (контурні морські течії). Визначення ареалів їх поширення на шельфі та схилах Західно- та Східно-Чорноморської западин має прогностичне значення для встановлення детальної стратиграфічної структури місцевих стратиграфічних підрозділів та свідчить про перспективність пошуку ВВ, що приурочені до зон розвитку контуритів, турбідитів, фенів турбідитових потоків у глибоководних акваторіях та переривів.

Важливим аспектом стратиграфічних побудов є кореляція основних нафтогазоносних породних комплексів, зокрема палеоценового, еоценового, майкопського, неогенового з відповідними стратонами генетично подібних родовищ Альпійського складчастого поясу (Середземного моря, Карпат, Кавказько-Чорноморської нафтогазоносною провінції Росії, Каспійського моря).

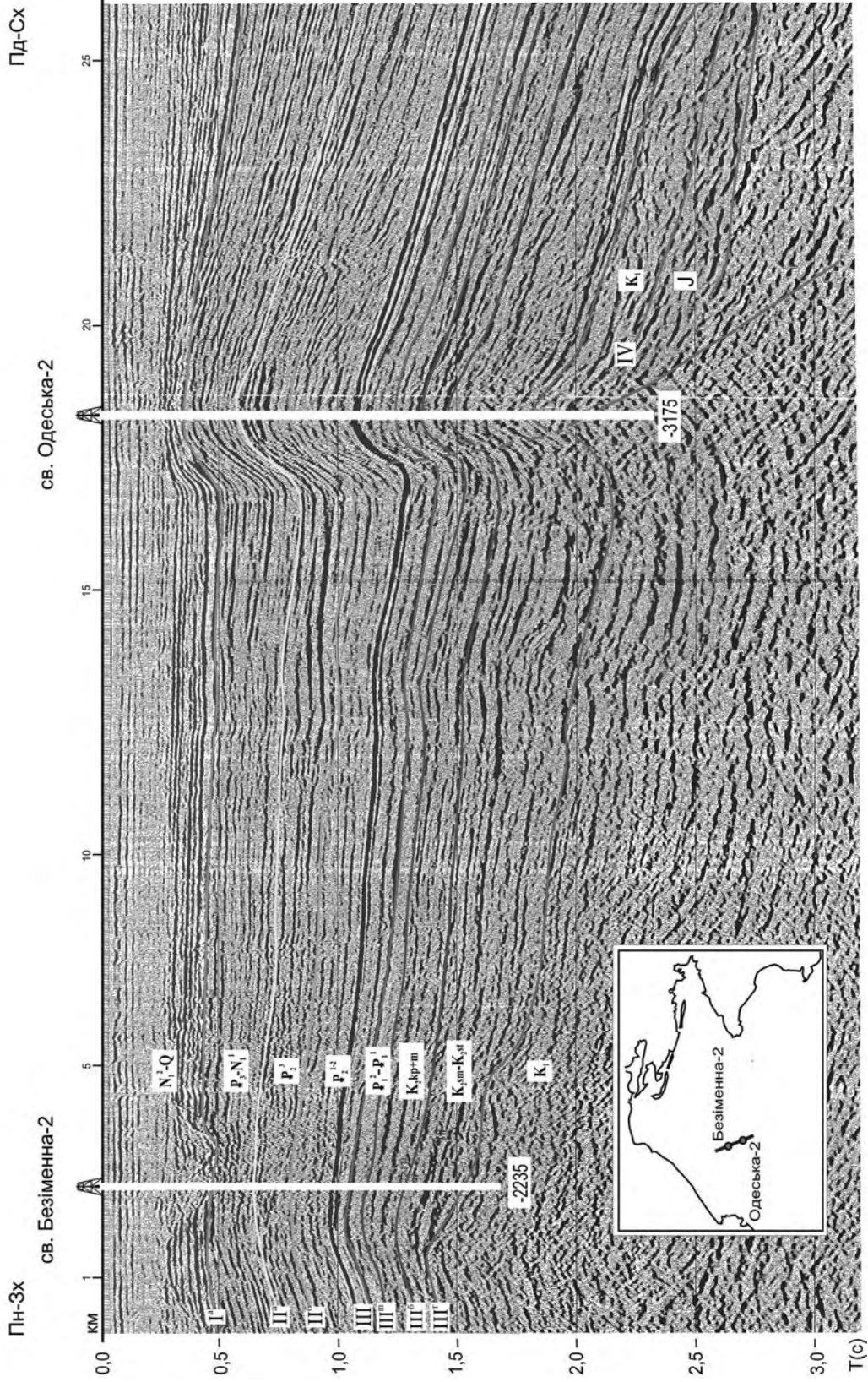


Рис. 2. Фрагмент часового розрізу профілю UBS-94-23 структур Одеська і Безіменна (інтерпретація ТЦ ДГП "Укргеофізика") [4]

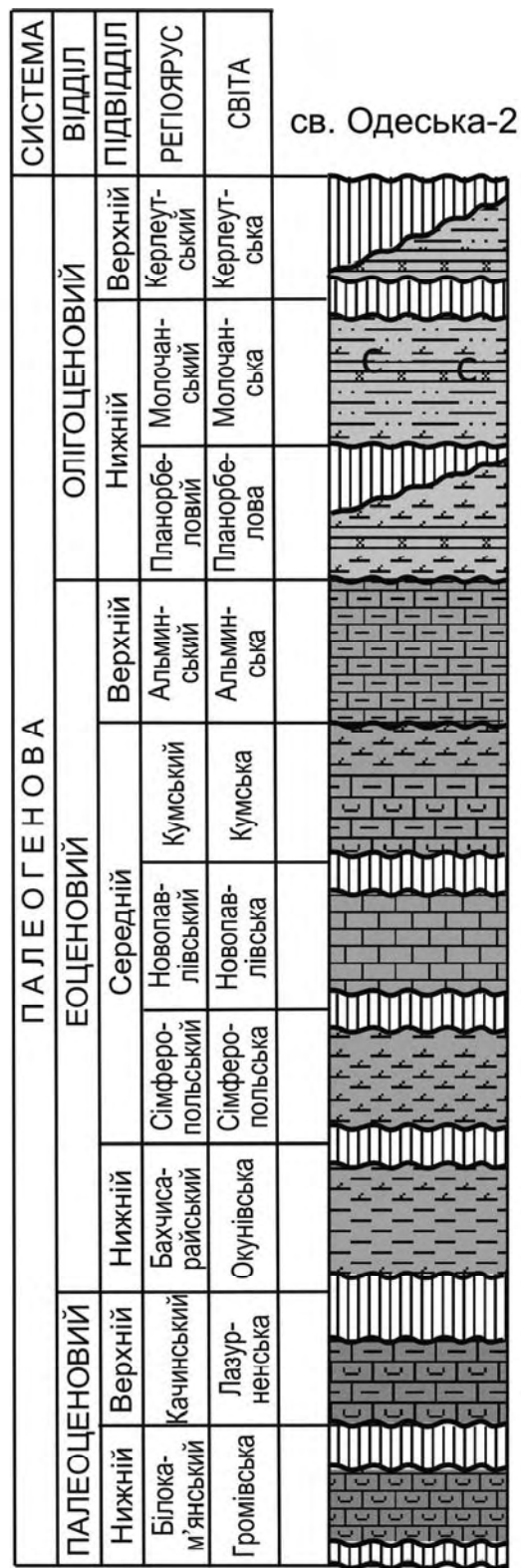
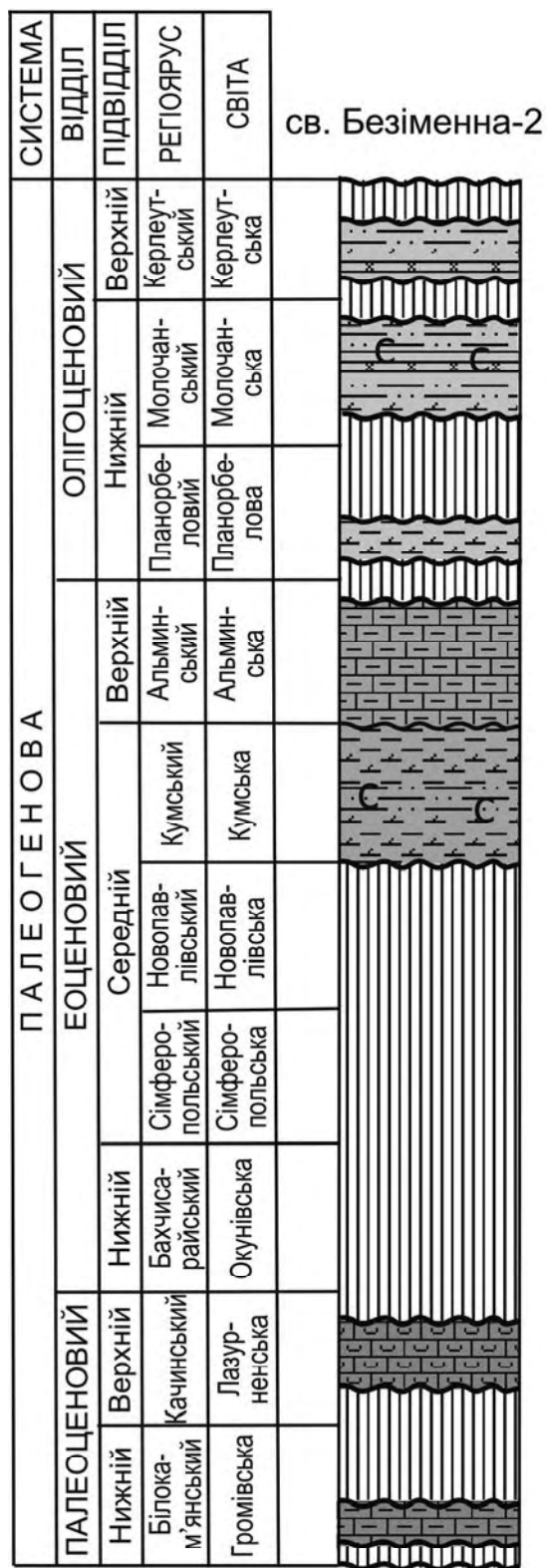


Рис. 3. Фрагмент розрізу палеогенових відкладів свердловин Безіменна-2 і Одеська-2. Умовні позначення див. на рис. 15

МЛН РОКІВ	ПАЛЕОМАГНІТНА ШКАЛА (Shackleton et al., 1995)		МСШ		Загальні стратигр. підрозд.		РЕГІОНАЛЬНІ СТРАТИГРАФІЧНІ ПІДРОЗДІЛИ								
	Орто-зона	Субзона	СИСТЕМА	ВІДДІЛ	ЯРУС	РОЗДІЛ	ЛАНКА	Ізотопна стадія	Кліматоліти	Горизонти, підгоризонти					
									Субаеральні відклади		Морські шельфові відклади				
0,011	Б Р Ю Н Е С	Блейк	ЧЕТВЕРТИННА	ПЛЕЙСТОЦЕН	Юній	НЕОПЛЕЙСТОЦЕН	Тарантіан*	Верхня	ГОЛОЦЕН		1	Голоценовий (<i>h</i>)		Азово-Чорноморський (<i>az-ch</i>)	
0,024									2	Бузький (<i>bg</i>)	Причорноморський (<i>bg₃</i>) Дофіновський (<i>bg₂</i>) <i>bg₁</i>	Новоєвксинський (<i>ne</i>)			
0,057									3	Вітачівський (<i>vt</i>)	<i>vt₂</i> <i>vt₁</i>	Антський (<i>at</i>)			
0,071									4	Удайський (<i>ud</i>)		Тарханкутський (<i>tk</i>)			
0,127									5	Прилуцький (<i>pl</i>)	<i>pl₃</i> <i>pl₂</i> <i>pl₁</i>	Карангатський (<i>kg</i>)	<i>kg₂</i> <i>kg₁</i>		
0,186									6	Тясминський (<i>ts</i>)		Алювіальні відклади			
0,242									7	Кайдацький (<i>kd</i>)	<i>kd₃</i> <i>kd₂</i> <i>kd₁</i>	Євксино-узунларський (<i>eu</i>)			
0,301									8	Дніпровський (<i>dn</i>)		Алювіальні відклади			
0,334									9	Потягайлівський (<i>pt</i>)		Палеоузунларський (<i>pz</i>)			
0,364									10	Орельський (<i>or</i>)		Алювіальні відклади			
0,427									11	Завадівський (<i>zv</i>)	<i>zv₃</i> <i>zv₂</i> <i>zv₁</i>	Давньоєвксинський (<i>de</i>)			
0,474									12	Тилігульський (<i>tl</i>)		Постчаудинський (<i>pd</i>)			
0,828									13	Лубенський (<i>lb</i>)	<i>lb₃</i>	Верхньочаудинський (<i>cd₂</i>)			
0,562									14		<i>lb₂</i>				
0,621									15		<i>lb₁</i>				
0,659									16	Сульський (<i>sl</i>)		Алювіальні відклади			
0,712									17	Мартоносський (<i>mr</i>)	<i>mr₃</i>	Нижньочаудинський (<i>cd₁</i>)			
0,76									18		<i>mr₂</i>				
0,787									19		<i>mr₁</i>				
0,793	20	Приазовський (<i>pr</i>)		Гурійський											
0,865	21	Широкинський (<i>sh</i>)	<i>sh₃</i>												
1,24	22-35		<i>sh₂</i> <i>sh₁</i>												
1,3	36-40	Іллічівський (<i>il</i>)		Гурійський											
1,54	41-53	Крижанівський (<i>kr</i>)	<i>kr₃</i> <i>kr₂</i> <i>kr₁</i>												
1,8	54-64	Березанський (<i>br</i>)													
	Геласій		ПЛОЦЕН	Береговський (<i>bv</i>)		Куяльницький									

Рис. 4. Стратиграфічна схема четвертинних відкладів України [24]. * Яруси не ратифіковано

Як приклад, слід зазначити, що продуктивні нафтогазоносні комплекси – палеоценові, еоценові, олігоцен-неогенові (майкопські) відклади північно-західного шельфу континентального схилу Західно-Чорноморської западини, шельфу та континентального схилу Східно-Чорноморської западини, прогину Сорокіна, мають літо- і біостратиграфічні ознаки, що подібні до палеоценових, еоценових та олігоцен-міоценових (менілітових) відкладів Передкарпатського прогину. Крім біолітофаціальних, седиментологічних особливостей, аналогії спостерігаються в структурно-морфологічній моделі структури Субботіна з насувними структурами Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину, зокрема Долинського, Спаського родовищ [6, 8, 11]. Тобто, це суттєві критеріальні стратиграфічні, седиментологічні, формаційні ознаки, що засвідчують вуглеводневу перспективність прикерченського шельфу та континентального схилу Східно-Чорноморської западини і прогину Сорокіна, північно-західного шельфу, континентального схилу Західно-Чорноморської западини.

Встановлення детальної хроностратиграфічної структури осадового комплексу, історико-геологічних типів вуглеводневих комплексів, відтворення еволюції осадконакопичення на шельфах та в Західно- та Східно-Чорноморській западинах є підґрунтям для визначення стратиграфічних прогнозних критеріїв. Для цього виконано аналіз літолого-стратиграфічних та фаціальних критеріїв на підставі регіональних досліджень (біо-, літо-, сеймо-стратиграфічне розчленування), значна увага приділялась: детальної стратифікації розрізів за комплексом методів; аналізу потужностей; виділенню і діагностиці породно-шаруватих систем; визначенню речовинного складу та структури різнорангових, відповідної генези стратонів (регіояруси, світи, товщі, верстви, ритми, цикліти), переривів; аналізу просторово-часового поширення та фаціальних особливостей нафтогазоносних продуктивних комплексів; встановленню циклічності седиментогенезу, палеоседиментологічним реконструкціям.

Таким чином, комплексне застосування прямих біо-, літо- та стратиграфічних методів та непрямого сеймо-стратиграфічно-

го є більш ефективним не тільки при детальних стратиграфічних побудовах, а і для вирішення практично всіх основних аспектів осадової геології – структурного, речовинного, геодинамічного та прогнозного.

Висновки

Застосування комплексу біо-, літо-, сеймо-стратиграфічних даних робить більш доказовими і достовірними стратиграфічні і кореляційні побудови. Висока роздільна здатність кореляційних побудов за різними методами може порівнюватись з точністю біозонального поділу в стратиграфічній методиці і забезпечується її системністю, комплексністю та можливістю перехресної перевірки висновків.

Такий системний підхід до створення стратиграфічних схем осадових басейнів нафтогазоносних регіонів України дозволив деталізувати геологічну будову Західного та Південного нафтогазоносних регіонів України. Зокрема, розшифровано будову мезокайнозойського осадового комплексу північно-західного шельфу, континентального схилу та бортів Західно-Чорноморської западини, прикерченського шельфу, западини Сорокіна та інших геоструктурних елементів Східно-Чорноморської западини. Виділено сеймокомплекси і показано їх співвідношення. Виконано аналіз потужностей, визначено морфологію, літологічний склад, стратиграфічне положення, циклічність осадконакопичення палеогенових, неогенових та четвертинних відкладів.

В створених стратиграфічних схемах вперше показано просторово-часову приуроченість переривів, неузгодженостей та обґрунтовано їх прогнозне значення, що напряму пов'язано з прогнозуванням стратиграфічних пасток, в яких міститься більшість значних покладів ВВ на родовищах-гігантах світу. Зі стратиграфічними пастками пов'язані не тільки окремі поклади, але і нафтогазоносні зони, серед яких і ті, що вміщують гігантські запаси бітумоїдів.

Відтворена хроностратиграфічна структура осадового комплексу дозволила встановити стратиграфічну приуроченість продуктивних (колекторських) горизонтів, екрануючих товщ, їх склад, ієрархію, зв'язок з відповідними типами пасток, покладів вуг-

леводнів тощо. Особливо це важливо для оптимального планування пошуково-розвідувальних та експлуатаційних робіт.

Просторово-часовий аналіз різнорангових стратонів, умов формування їх породних комплексів робить можливим виділення кліноформ (вторинні акумулятивні палеосхили) – цього особливого морфогенетичного стратону седиментаційних циклів, що сформований у відповідних палеоседиментаційних умовах і виокремлюється за сейсмостратиграфічними даними. Виділення цих структурно-генетичних форм в Азово-Чорноморському регіоні набуває важливого прогностичного значення, враховуючи, що основні запаси нафти за категорією C_3 , а також 90% запасів і видобутку газоконденсатів сконцентровані саме в зонах розвитку кліноформ [5, 15].

Встановлено, що суттєвою критеріальною ознакою значних перспектив нафтогазоносності Азово-Чорноморського регіону є кореляційна ідентифікація – стратиграфічна, формаційна, седиментологічна, геодинамічна, в тому числі еволюції крайових прогинів – у межах Альпійського нафтогазового поясу, зокрема Карпатського, Азово-Чорноморського, Кавказького, Каспійського регіонів.

Список літератури

1. Андреева-Григорович А. С., Вялов О. С., Гавура С. П. и др. Объяснительная записка к региональной стратиграфической схеме палеогеновых отложений Украинских Карпат. – Киев, 1984. – 51 с. – (Препр. / АН Украины. Ин-т геол. наук; 84-19).
2. Геология шельфа УССР. Литология / Отв. ред. В. И. Мельник. – Киев: Наук. думка, 1985. – 189 с.
3. Геология шельфа УССР. Стратиграфия / Отв. ред. Ю. В. Тесленко. – Киев: Наук. думка, 1984. – 184 с.
4. Гожик П. Ф., Багрій І. Д., Войцицький З. Я., Гладун В. В., Маслун Н. В., Знаменська Т. О., Аксьом С. Д., Ключина Г. В., Іванік О. М., Ключко В. П., Мельничук П. М., Палій В. М., Цюха О. Г. Геолого-структурно-термоатмогеохімічне обґрунтування нафтогазоносності Азово-Чорноморської акваторії. – К.: Логос, 2010. – 419 с.
5. Гожик П. Ф., Краюшкин В. А., Ключко В. П. Нефть и природный газ мирового континентального склона // Доп. НАН України. – 2005. – № 7. – С. 103–107.

6. Гожик П. Ф., Маслун Н. В., Войцицький З. Я., Іванік М. М., Ключина Г. В. Стратиграфічна будова кайнозойських відкладів прикерченського шельфу та Східно-Чорноморської западини // Геол. журн. – 2010. – № 1. – С. 7–41.
7. Гожик П. Ф., Маслун Н. В., Плотнікова Л. Ф., Іванік М. М., Якушин Л. М., Іщенко І. І. Стратиграфія мезокайнозойських відкладів північно-західного шельфу Чорного моря. – К.: Логос, 2006. – 171 с.
8. Григорчак Л. В., Іванік М. М., Маслун Н. В. Первые результаты сверхглубокого бурения на Северо-Долинской нефтегазовой структуре (Предкарпатье) // Стратиграфия, условия формирования, состав и свойства осадочных пород Украины. – Киев: Наук. думка, 1973. – С. 14–15.
9. Григорчак Л. В., Іванік М. М., Маслун Н. В. Палеоценові відклади Берегової та Орівської Скибової зони Карпат і Передкарпатського прогину в межиріччі Стрий–Ломниця та їх літофасціальні особливості // Тектоніка і стратиграфія. – 1973. – № 6. – С. 40–44.
10. Іванік М. М., Григорчак Л. В., Маслун Н. В. К вопросу о расчленении менилитовой свиты Предкарпатского прогиба // Геол. журн. – 1971. – Т. 31, № 3. – С. 96–102.
11. Іванік М. М., Решетников Я. М., Сорока М. М. Геологическое строение нефтяного месторождения Спас // Нефть и газ. пром-сть. – 1965. – № 2(22). – С. 3–5.
12. Іванік М. М., Маслун Н. В., Сельський В. К. Про стратиграфічний поділ палеогенових відкладів південно-східної частини Внутрішньої зони Передкарпатського прогину // Доп. УРСР. Сер. Б. – 1970. – № 10. – С. 894–896.
13. Ключина Г. В. Літолого-мінералогічне дослідження олігоценівих відкладів північно-західного шельфу Чорного моря з метою кореляції // Сучасні проблеми літології та мінералогії осадових басейнів України та суміжних територій: Зб. наук. пр. ІГН НАН України. – К., 2008. – С. 82–86.
14. Краєва Е. Я., Іванік М. М. Фораминиферы и спонгиофауна палеогеновых отложений черноморского побережья Керченского полуострова // Ископаемая фауна и флора Украины. – Киев: Наук. думка, 1983. – С. 65–70.
15. Лукин А. Е. Литогеодинимические факторы нефтегазоаккумуляции в авлакогенных бассейнах. – Киев: Наук. думка, 1997. – 224 с.

16. Лукин О. Ю., Шпак П. Ф., Лизун С. О., Дворянин Е. С., Крупський Б. Л. Вуглеводневі ресурси рифогенно-карбонатних комплексів нафтогазової області регіонів України та перспективи їх освоєння // Геол. журн. – 1999. – № 3. – С. 7–16.
17. Лукін О. Ю. Вуглеводневий потенціал надр України // Там же. – 2008. – № 1. – С. 7–25.
18. Маслун Н. В., Иноземцев Ю. И., Оровецкий Ю. Ю. Нижнекайнозойские отложения Крымского континентального склона Черного моря (результаты 37-го рейса НИС "Академик Вернадский"). – Киев, 1989. – 36 с. – (Препр. / АН УССР. Ин-т геол. наук; 89-13).
19. Маслун Н. В., Іванік М. М., Цихоцька Н. Н., Ключина Г. В. Детальна стратифікація майкопських відкладів північно-західного шельфу Чорного моря // Біостратиграфічні критерії розчленування та кореляції відкладів фанерозою України. – К., 2005. – С. 153–159.
20. Маслун Н. В., Сельский В. К., Дистрианов В. М., Петрова Р. Н. Стратиграфическая характеристика мел-палеогеновых отложений первой сверхглубокой скважины в Карпатах 1-Шевченко // Тектоника и стратиграфия. – 1980. – № 18. – С. 72–83.
21. Мороз С. А., Сулимов И. Н., Гожик П. Ф. Геологическое строение Северного Черноморья. – Киев: Наук. думка, 1995. – 182 с.
22. Осадочные бассейны: методика изучения, строение, эволюция / Под ред. Ю. Г. Леонова, Ю. А. Воложа. – М.: Науч. мир, 2004. – 525 с. – (Тр. РАН; Вып. 543).
23. Стратиграфическая схема фанерозойских образований Украины для геологических карт нового поколения. Графические приложения. – Киев, 1993.
24. Стратиграфічний кодекс України. – К., 2012. – 66 с.
25. Хрящевская О. И., Стомба С. Н., Стифенсон Р. А. Одномерное моделирование истории тектонического погружения Черного (северо-западный шельф) и Азовского морей в мелу – неогене // Геофиз. журн. – 2007. – Т. 29, № 5. – С. 28–49.
26. Чебаненко И. И. Проблема нефтегазоносности Украины в свете разломно-блоковой тектоники ее территории // Докл. АН СССР. – 1966. – Т. 168, № 6. – С. 1387–1389.
27. Чебаненко І. І., Краюшкін В. О., Євдощук М. І. та ін. Проблема малих глибин нафтогазоносних регіонів України // Геологія горючих копалин України: Матеріали міжнар. конф. – К., 2001. – С. 286–289.
28. Шнюков Е. Ф., Маслун Н. В., Иноземцев Ю. И., Оровецкий Ю. Ю. Новые данные о геологическом строении континентального склона Южного Крыма // Геол. журн. – 1990. – № 3. – С. 88–98.
29. Шпак П. Ф. Геологическое строение и нефтегазоносный потенциал Украины. – Киев, 1992. – 32 с. – (Препр. / АН Украины. Ин-т геол. наук; 92-2).
30. Шпак П. Ф. Нафтогазоносність України і проблеми забезпечення вуглеводневою сировиною // Геол. журн. – 1996. – № 1–2. – С. 113–117.
31. Шпак П. Ф., Чебаненко И. И., Ключко В. П. и др. Оценка нефтегазоносного потенциала подводных недр Черного и Азовского морей с позиций разломно-блоковой тектоники. – К., 1993. – 63 с. – (Препр. / АН Украины. Ин-т геол. наук; 93-6).
32. Шпак П. Ф. Научные основы поисков нефтяных и газовых месторождений на территории Украины: Автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – М., 1981. – 48 с.
33. Шпак П. Ф., Шакин В. А. Поперечные поднятия и нефтегазоносность структур Предкарпатского прогиба // Геол. журн. – 1970. – Т. 30, вып. 5. – С. 112–116.

Ин-т геол. наук НАН України,
Київ
E-mail: klushina_av@mail.ru

Стаття надійшла
06.02.13