

## **ОЦІНКА ПЕРСПЕКТИВ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ КРЕЙДОВОГО ПОРОДНОГО КОМПЛЕКСУ УКРАЇНСЬКОГО СЕКТОРУ АКВАТОРІЙ ЧОРНОГО ТА АЗОВСЬКОГО МОРІВ З ЛІТОЛОГО-СТРАТИГРАФІЧНИХ ПОЗИЦІЙ**

**І.І. Іщенко**

*(Рекомендовано акад. НАН України П.Ф. Гожиком)*

*Центр нафтогазогеологічних досліджень Науково-дослідного інституту нафтогазової промисловості, м. Вишневе, Київська область, Україна,*

*E-mail: ishchenko@naukanaftogaz.kiev.ua*

*Кандидат геологічних наук, завідувач відділу перспектив нафтогазоносності осадових басейнів.*

Оцінено перспективи нафтогазоносності крейдового породного комплексу українського сектору акваторій Чорного та Азовського морів з літолого-стратиграфічних позицій.

*Ключові слова:* літолого-стратиграфічні критерії нафтогазоносності, оцінка перспектив нафтогазоносності, крейдовий породний комплекс, український сектор акваторій Чорного та Азовського морів.

## **ASSESSMENT OF HYDROCARBON POTENTIAL OF CRETACEOUS ROCKS COMPLEX OF UKRAINIAN BLACK AND AZOV SEAS SECTOR WITH LITHOLOGIC AND STRATIGRAPHIC OPINIONS WAS REALIZED**

**I.I. Ishchenko**

*(Recommended by academician of NAS Ukraine P.F. Gozhik)*

*CENTRE for PETROLEUM GEOLOGY STUDIES of SE «NAUKANAFTOGAZ», Vyshneve, Kyiv Oblast, Ukraine,*

*E-mail: ishchenko@naukanaftogaz.kiev.ua*

*Candidate of geological sciences, head of sedimentary basins hydrocarbon exploration dept.*

Assessment of hydrocarbon potential of Cretaceous rocks complex of Ukrainian Black and Azov seas sector with lithologic and stratigraphic opinions was realized.

*Key words:* lithological and stratigraphical criteria of hydrocarbon content, evaluation of petroleum potential, Cretaceous, the Ukrainian sector of the Black and Azov Seas.

## **ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕЛОВОГО ПОРОДНОГО КОМПЛЕКСА УКРАИНСКОГО СЕКТОРА АКВАТОРИЙ ЧЕРНОГО И АЗОВСКОГО МОРЕЙ С ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКИХ ПОЗИЦИЙ**

**И.И. Ищенко**

*(Рекомендовано акад. НАН Украины П.Ф. Гожиком)*

*Центр нефтегазогеологических исследований Научно-исследовательского института нефтегазовой промышленности, г. Вишневое, Киевская область, Украина,*

*E-mail: ishchenko@naukanaftogaz.kiev.ua*

*Кандидат геологических наук, заведующий отделом перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов.*

Оценены перспективы нефтегазоносности мелового породного комплекса украинского сектора акваторий Черного и Азовского морей с литолого-стратиграфических позиций.

*Ключевые слова:* литолого-стратиграфические критерии нефтегазоносности, оценка перспектив нефтегазоносности, меловой породный комплекс, украинский сектор акваторий Черного и Азовского морей.

## Вступ

На сьогоднішній день в українському секторі акваторій Чорного та Азовського морів відклади крейди розкриті бурінням на 22 площах (18 на північно-західному шельфі Чорного моря та чотири в акваторії Азовського моря). Крейдові відклади розкриті в розрізах 40 свердловин (36 на північно-західному шельфі Чорного моря та чотири в акваторії Азовського моря).

У відкладах крейди відкрито газове родовище Шмідта (верхня крейда, маастрихт). Тут спостерігалися непромислові припливи газу на Голіцинському й Одеському родовищах та на Каркінітській, Фланговій та Штильовій площах, а також численні нафтогазопрояви. Все це говорить про певні перспективи крейдових відкладів на пошуки вуглеводнів (ВВ) та про значний вуглеводневий потенціал означеної території. Більшість дослідників (О.Т. Богаєць, М.І. Євдошук, П.М. Мельничук, М.І. Павлюк, Б.М. Полухтович та ін.) розглядають крейдові відклади як один із основних об'єктів пошуків скупчень ВВ в межах морських акваторій Півдня України. За даними ЛВ УкрДГРІ (2008 р.), початкові сумарні ресурси мезозойського комплексу українського сектору Чорного та Азовського морів становлять близько 657,6 млн т у.п.

Враховуючи те, що більша частина структур акваторії Чорного та Азовського морів вже розбурена по відкладах кайнозою і в той же час приблизно 70% структур цієї ж території виявлені та підготовлені для буріння по відбиваючих горизонтах крейди, основні перспективи нафтогазоносності пов'язуються саме з крейдовим породним комплексом.

Тому актуальним є проведення оцінки перспектив нафтогазоносності крейдового породного комплексу, зокрема з літолого-стратиграфічних позицій.

## Матеріали та методика

Матеріалом для проведення досліджень слугували результати детальних стратиграфічних та літолого-петрографічних досліджень керна матеріалу з розрізів глибоких свердловин, що розкрили крейдові

відклади в межах українського сектору акваторій Чорного та Азовського морів.

В роботі використано біо-, літо-, сейсмомостратиграфічний, літолого-петрографічний, геофізичний методи та метод палеогеографічних реконструкцій.

## Обговорення результатів

Геологічну будову, проблеми та перспективи нафтогазоносності крейдових відкладів Південного нафтогазоносного регіону України вивчали багато дослідників: Б.К. Блавадзе, О.Т. Богаєць, В.Г. Бондаренко, Г.К. Бондарчук, С.Г. Вакарчук, М.Є. Герасимов, В.В. Гладун, В.В. Глушко, В.П. Гнідець, П.Ф. Гожик, К.Г. Григорчук, Б.І. Денега, Т.Є. Довжок, Г.Н. Доленко, П.І. Дякович, С.М. Захарчук, М.І. Євдошук, С.М. Єсипович, І.В. Карпенко, В.П. Ключко, В.В. Колодій, А.Ф. Коморний, П.Я. Максимчук, П.М. Мельничук, О.Т. Москальський, М.І. Павлюк, Л.Г. Плахотний, Л.Ф. Плотнікова, Б.М. Полухтович, О.Д. Самарський, Ю.М. Сеньковський, О.С. Ступка, І.І. Чебаненко, П.Ф. Шпак, Л.М. Якушин та ін., що висвітлено у публікаціях [Актуальні..., 2007; Вакарчук, Іщенко, 2010; Вуглеводневий..., 2007; Геологія..., 1979; Геологія..., 1986; Гожик та ін., 2006; До пошуків..., 2005; Єсипович, 2003; Іщенко, Якушин, 2007; Іщенко, Якушин, 2008 та ін.]. Наші дослідження доповнюють раніше проведені та деталізують оцінку перспектив нафтогазоносності крейдового породного комплексу з літолого-стратиграфічних позицій.

Для оцінки перспектив нафтогазоносності крейдового породного комплексу українського сектору акваторій Чорного та Азовського морів з літолого-стратиграфічних позицій були визначені основні критерії нафтогазоносності, головними з яких, на думку автора, є літологічні (речовинний склад відкладів, їх пористість та проникність), палеогеографічні (фаціальна належність) та стратиграфічні (повнота розрізів ярусів, встановлення та виявлення границь зон ерозійного зрізу відкладів). Саме ці критерії головним чином і контролюють закономірності розповсюдження колекторів та покришок, їх поєднання в резервуарах та зв'язок з нафтогазоматеринськими товщами.

### **Літологічні критерії**

Для визначення літолого-петрофізичних особливостей порід крейдового породного комплексу було проведено аналіз та узагальнення попередніх лабораторних досліджень керна матеріалу з розрізів свердловин українського сектору акваторій Чорного та Азовського морів, а також власні літолого-петрофізичні дослідження кам'яного матеріалу. Лабораторні дослідження виконано в лабораторії Київського національного університету ім. Тараса Шевченка. Узагальнення отриманих результатів наведено нижче.

*Нижньокрейдовий* породний комплекс представлений карбонатними (вапняками глинистими органогенно-детритовими) та теригенними (пісковики та алевроліти) утвореннями альбського віку. Більш давні відклади нижньої крейди на акваторіях дослідження бурінням на сьогодні не розкриті [Гожик та ін., 2006].

Проведеними літолого-петрофізичними дослідженнями встановлено, що породи-колектори альбу мають середні та низькі ємнісні та фільтраційні властивості [Вакарчук, Іщенко, 2010; Іщенко, Якушин, 2007]. Карбонатні породи-колектори (вапняки глинисті органогенно-детритові) відносяться до карбонатних колекторів V класу з низькими ємнісними та фільтраційними властивостями. Тип колекторів тріщинно-поровий та тріщинно-кавернозно-поровий. Відкрита пористість колекторів за даними лабораторних досліджень керна становить до 1,7%, газопроникність – 0,01 мД. Теригенні породи-колектори (пісковики та алевроліти) відносяться до теригенних колекторів III класу з середніми ємнісними та фільтраційними властивостями. Тип колекторів поровий та тріщинно-поровий. Відкрита пористість колекторів за даними лабораторних досліджень керна змінюється від 2,0 до 22,0%, газопроникність – від 0,01 до 11 мД.

Літологічна характеристика головних теригенних порід-колекторів альбу (алевроліти та пісковики) наведена нижче.

#### *Алевроліти* (рис. 1, а)

Алевроліти темно-сірі до чорних, середньо- та добре зцементовані, в основному кварцові, рідше кварц-польовошпатові, середньо- та дрібнозернисті, іноді з домішкою

уламків псамітової розмірності, нерівномірно глинисті.

У складі алевролітів, окрім кварцу, відмічаються польові шпати (5-10%), гідрослюда (15-20%), зерна гранату, циркону, рутилу, епідоту, цеозиту, турмаліну, апатиту. Серед аутигенних мінералів широко розвинутий глауконіт.

Уламковий матеріал кутастий, напівобкатаний, сортований посередньо.

Цемент глинистий, кварцово-глинистий та глинисто-кварцово-карбонатний. Тип цементації поровий, контактово-поровий і контактний. Вміст цементу змінюється від 10 до 30%, у середньому 20%.

Поровий простір колекторів утворюють переважно міжзернові пори розміром 5-12 мкм.

Відкрита пористість колекторів за даними лабораторних досліджень керна коливається від 7,0 до 22,0%, в середньому 10,6%, за даними ГДС – від 7,5 до 23,5% і в середньому 11,5%. Газопроникність змінюється від 0,001 до 5 мД, в окремих випадках досягаючи 17 мД.

#### *Пісковики* (рис. 1, б)

Пісковики сірі до темно-сірих, дрібнозернисті, рідше дрібно-середньозернисті, у поодиноких випадках крупнозернисті з домішкою зерен гравійного розміру, в основному кварцові, рідше польовошпатово-кварцові, міцні, метаморфізовані. Текстура пісковиків шарувата.

Уламковий матеріал напівобкатаний, коонований, відсортований переважно посередньо, рідше погано.

У складі пісковиків, крім кварцу, відмічаються польові шпати (5-15%), гідрослюда (10-15%), зерна гранату, циркону, рутилу, епідоту, цеозиту, турмаліну, апатиту. Серед аутигенних мінералів найбільше розвинуті глауконіт та пірит.

Цемент, в цілому, глинистий, кварцово-глинистий та глинисто-кварцово-карбонатний. Тип цементації поровий та контактово-поровий. Вміст цементу змінюється від 15 до 40%, у середньому 20%.

Поровий простір колекторів утворюють переважно міжзернові пори розміром 15-25 мкм, іноді відмічаються внутрішньоцементні пори до 20-25 мкм.

Відкрита пористість колекторів за даними лабораторних досліджень керна

змінюється від 2,9 до 15,0%, в середньому 6,4%, за даними ГДС – від 2,4 до 20,1% і в середньому 8,5%. Газопроникність змінюється від 0,01 до 11 мД.

Означені породи-колектори переважають в межах більшої частини території північно-західного шельфу Чорного моря. Передбачаються вони також на прикерченському шельфі Чорного моря.

*Верхньокрейдовий* породний комплекс представлений карбонатними (вапняками пелітоморфними з органічними рештками, вапняками шламово-детритовими та пісковикоподібними, вапняками органогенно-детритовими та мергелями органогенними) породами маастрихту, карбонатними (вапняками пелітоморфними з органічними рештками, вапняками шламово-детритовими і пісковиковоподібними та вапняками органогенно-детритовими) та теригенними (пісковиками, алевролітами та гравелітами) породами кампану, карбонатними (вапняками пелітоморфними з органічними рештками, вапняками шламово-детритовими і пісковиковоподібними та вапняками органогенно-детритовими) породами сантону, карбонатними (вапняками пелітоморфними з органічними рештками, вапняками шламово-детритовими і пісковиковоподібними та вапняками органогенно-детритовими) породами коньяку, карбонатними (вапняками пелітоморфними з органічними рештками, вапняками органогенно-детритовими та мергелями органогенними) породами турону та карбонатними (вапняками органогенно-детритовими та мергелями), теригенними (пісками, пісковиками, алевролітами та гравелітами), вулканогенними (туфами та туфопісковиками) та метаморфічними породами (сланцями) сеноману.

Проведеними літолого-петрофізичними дослідженнями встановлено, що породи-колектори верхньокрейдового породного комплексу мають середні та низькі ємнісні та фільтраційні властивості [Вакарчук, Іщенко, 2010; Іщенко, Якушин, 2007]. Гарними ємнісними та фільтраційними властивостями характеризуються лише такі:

– Карбонатні породи-колектори маастрихту (вапняки пелітоморфні з органічними рештками та вапняки шламово-детритові і пісковиковоподібні), що відносяться

до колекторів III класу. Тип колекторів тріщинно-поровий та тріщинно-кавернозно-поровий. Відкрита пористість колекторів за даними лабораторних досліджень керна змінюється від 4 до 20%, газопроникність – від 0,01 до 17 мД.

– Карбонатні породи-колектори кампану (вапняки органогенно-детритові), які належать до карбонатних колекторів III класу. Тип колекторів тріщинно-поровий та тріщинно-кавернозно-поровий. Відкрита пористість колекторів за даними лабораторних досліджень керна коливається від 4 до 17%, газопроникність, на жаль, не вимірювалась.

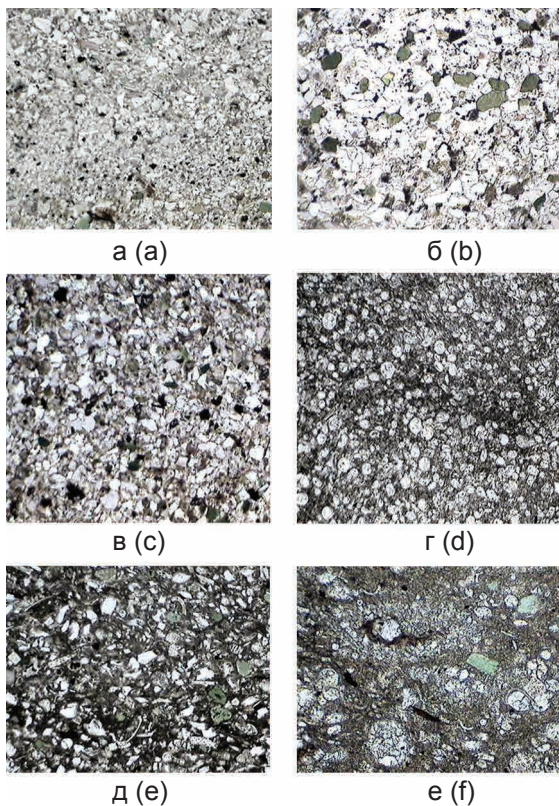
– Теригенні породи-колектори кампану (гравеліти, пісковики та алевроліти), що відносяться до теригенних колекторів II-IV класу. Тип колекторів поровий та тріщинно-поровий. Відкрита пористість колекторів за даними лабораторних досліджень керна змінюється від 3,0 до 37,0%, газопроникність – від 0,01 до 320 мД.

– Теригенні породи-колектори сеноману (піски, пісковики, алевроліти та гравеліти), що належать до теригенних колекторів II класу. Тип колекторів поровий та тріщинно-поровий. Відкрита пористість колекторів за даними лабораторних досліджень керна становить від 1,0 до 33,0%, газопроникність – від 0,01 до 614 мД.

Літологічна характеристика головних теригенних (алевроліти та пісковики) та карбонатних (вапняки органогенно-детритові, шламово-детритові та пелітоморфні з органічними рештками) порід-колекторів верхньокрейдового породного комплексу наведена нижче.

#### *Пісковики* (рис. 1, в)

Пісковики сірі, темно-сірі, зеленкуваті, коричневаті, тонкозернисті, дрібнозернисті та дрібно-середньозернисті, кварцові та кварцово-польовошпатові, середньої міцності. Кластичний матеріал представлений напівобкатаними та необкатаними, деколи кородованими зернами кварцу (60,0-80,0%), глауконітом (5,0-10,0%), польовими шпатами (20-35%), лусочками мусковіту (1,0%), уламками слюдисто-кварцових сланців (1,0%). Достатньо часто відмічаються рештки мікрофауни та рослинного детриту. Серед аутигенних мінералів присутній глауконіт, сидерит та пірит.



**Рис. 1.** Породи-колектори крейдових відкладів українського сектору акваторій Чорного та Азовського морів з підвищеними колекторськими властивостями

а – алевроліт кварц-польовошпатовий глауконітовий (тут і далі: без аналізатора, довжина кадру 4 мм); б – пісковик різнозернистий кварц-польовошпатовий з глауконітом; в – пісковик тонкозернистий олігоміктово-кварцовий глауконітовий; г – вапняк органогенно-детритовий форамініферово-пітонеловий; д – вапняк шламово-детритовий; е – вапняк пелітоморфний з органічними рештками

**Fig. 1.** Cretaceous reservoir rocks with enhanced porosity properties in the Ukrainian part of Black and Azov seas

а – quartz-feldspar glauconitic siltstone (hereinafter: without analyzer, frame length 4 mm); б – quartz-feldspar, with glauconite, inequigranular sandstone; в – oligomictic quartz-glauconitic fine grained sandstone; д – biogenic-detrital foraminiferal (Pinotella) limestone; е – mud-detrital limestone; ф – pelitomorphic limestone with organic remnants

Уламковий матеріал кутастий, необкатаний, сортований посередньо і погано.

Цемент, в цілому, глинистий та глинисто-карбонатний. Тип цементації поровий, базально-поровий, рідше контактово-поровий. Вміст цементу змінюється від 18 до 40%, при середньому 25%.

Поровий простір колекторів утворюють переважно міжзернові пори розміром 10-30 мкм.

Відкрита пористість колекторів за даними лабораторних досліджень керн коливається від 2,9 до 29,0% і в середньому становить 10,8%, за матеріалами ГДС – від 8,2 до 24,3% і в середньому 12,5%. Газопроникність змінюється від 0,5 до 614 мД.

*Органогенно-детритові вапняки (рис. 1, г)*

Дуже розповсюджені на території дослідження. Трапляються по всьому розрізу від верхнього сеноману до верхів маастрихту, утворюючи іноді потужні пласти до 20-50 м. Найбільше вони представлені у відкладах турону, коньяку, сантону, кампану та в низах маастрихту, рідше у відкладах верхнього сеноману та у верхній частині маастрихту.

Вапняки темно-сірі до білих, масивні, щільні, міцні, тріщинуваті, зі сутуро-стило-

літовими швами, виповненими темно-сірим глинистим матеріалом. Вапняки пелітоморфні з карбонатністю до 98%. Основна тканина породи – карбонатна, пелітоморфна. До 60-70% породи складають черепашки багатокамерних форамініфер, коколітів чи пітонел та їхній детрит. В пелітоморфній основній масі трапляється доломіт.

Ємнісний простір цих вапняків формують в основному первинні міжфрагментарні пори, меншою мірою внутрішньоформенні пори, пори вилуговування та каверни.

Фільтрація забезпечується частково міжфрагментарними каналами і тріщинами. Тип колектора тріщинно-поровий та тріщинно-кавернозно-поровий. Відкрита пористість змінюється від 2,5 до 18-20%. Проникність коливається від 0,01 до 0,72 мД, головним чином за рахунок широкого розвитку тріщинуватості – до 7,5 мДмкм<sup>2</sup>.

*Шламово-детритові вапняки (рис. 1, д)*

Дуже поширені на досліджуваній території. Трапляються по всьому розрізу від верхнього сеноману до маастрихту, утворюючи потужні пласти до 20 м. Найбільше вони представлені у відкладах сантону-маас-

трихту, рідше у відкладах сеноману та турону – коньяку.

Вапняки зеленувато-сірі, масивні, щільні, міцні. Текстура нечітко виражена шарувата, директивна, що спричинено наявністю тонких лінзочок до 1 см по довгій осі (лінзоподібних відокремлень) мікритового карбонату та орієнтацією плоских подовжених зерен детриту. Структура органо-генно-детритова, псамітова, тонкоуламкова з розміром детритової складової та псамітової домішки від 0,1 до 0,05 мм. Склад породи: детрит спікул губок, голок їжаків, форамініфер, водоростей, радіолярій, остракод – 60%, теригенна домішка (уламки кварцу та польових шпатів) – 5%, глауконіт – 2%, рудні мінерали, мікритовий кальцит – 32%.

Описані вапняки формуються внаслідок перемиву та перевідкладення в середній частині шельфу нижче мулової лінії тонкого вапнякового детриту.

Ємнісний простір цих вапняків формують як первинні міжфрагментарні пори, так і меншою мірою внутрішньоформені пори, пори вилуговування та каверни. Фільтрація забезпечується частково міжфрагментарними каналами і тріщинами.

Тип колектора тріщинно-поровий та тріщинно-кавернозно-поровий. Відкрита пористість змінюється від 4,0 до 18%, іноді досягаючи 27%. Проникність змінюється від 0,01 до 7,5 мД, головним чином за рахунок широкого розвитку тріщинуватості – до 15 мД.

*Вапняки пелітоморфні з органогенними рештками (рис. 1, е)*

Широко розповсюджені на досліджуваній території. Трапляються по всьому розрізу від верхнього сеноману до верхів маастрихту, утворюючи потужні пласти до 10-60 м. Найбільше вони представлені у відкладах сантону–маастрихту, рідше у відкладах сеноману та турону–коньяку.

Вапняки пелітоморфні, сірі, лінзоподібношаруваті, неоднорідні, зі слідами мулоїдів. Структура породи пелітоморфна з елементами органогенної. Складається із пелітоморфної карбонатної маси з розміром зерен кальциту менше 0,002 мм та із 5-25% розсіяних черепашок форамініфер та їх детриту. В породі присутня розсіяна вуглефікована органічна речовина, значно

піритизована, розподілена нерівномірно. В незначній кількості присутній теригенний матеріал (до 1-3%), що представлений алевритовими уламками кварцу та блідо-зеленим глауконітом. Дуже рідко в породі спостерігаються дрібні гнізда агрегатної кременистої речовини халцедонового типу, що виповнює біоморфні елементи.

Ємнісний простір пелітоморфних (мікритових) вапняків з органічними рештками формують, в цілому, пори вилуговування органо-генних решток, частково внутрішньоформені пори і пори роздувів по тріщинах. Фільтрація забезпечується виключно тріщинами. Тип колектора тріщинно-поровий. Відкрита пористість змінюється від 4,0 до 20,0%, іноді досягаючи 25%. Проникність коливається від 0,01 до 17 мД, часом за рахунок широкого розвитку тріщинуватості – до 25 мД.

Означені типи колективів переважають у відкладах маастрихтського, кампанського та сеноманського ярусів та розповсюджені в межах більшої частини акваторії північно-західного шельфу Чорного моря та акваторії Азовського моря. Передбачаються вони також на прикерченському шельфі Чорного моря.

### ***Палеогеографічні критерії (фаціальна належність)***

В результаті палеогеографічних реконструкцій з метою з'ясування умов утворення крейдових відкладів можна зробити такі узагальнення:

1. Протягом альбського віку на досліджуваній території формування відкладів відбувалося в умовах відкритого шельфу на фоні розвитку регіональної альбської трансгресії в різних фаціальних зонах – від мілководної морської (переважно глинисто-алевритові породи) до відкритого моря (карбонатні відклади). Значний вплив на особливості осадоконакопичення мав вулканізм.

2. Пізньокрейдний етап розвитку морського басейну та території дослідження складається з трьох підетапів: сеноманського (трансгресивний), турон-сантионського (регресивно-стабільний) та кампан-маастрихтського (трансгресивно-регресивного) [Іщенко, Якушин, 2007]. Протягом сеноманського підетапу морський басейн мав значну площу та чітку фаціальну зональність від прибережної (супралітораль) до морської (сублітораль). Найбільш сприятливими фаціальними зо-

нами для утворення в їх межах порід-колекторів є прибережна (піски, пісковики та алевроліти), мілководно-морська (вапняки пелітоморфні з органічними рештками) та морська (вапняки органогенно-детритові). Впродовж турон-сантонського підетапу морський басейн мав обмежену площу та плямисту фаціальну зональність від прибережної (супралітораль) до морської (сублітораль). Найбільш сприятливими фаціальними зонами для утворення в їх межах порід-колекторів є прибережна (вапняки шламово-детритові і пісковиковоподібні), мілководно-морська (вапняки пелітоморфні з органічними рештками) та морська (вапняки органогенно-детритові). Протягом кампан-маастрихтського підетапу розвитку морський басейн мав найбільшу за пізньокрейдову епоху площу та широку фаціальну зональність від прибережної (супралітораль) до морської (сублітораль). Найбільш сприятливими фаціальними зонами для утворення в їх межах порід-колекторів є прибережна (пісковики та піски, вапняки пісковиковоподібні), мілководно-морська (вапняки пелітоморфні з органічними рештками) та морська (вапняки органогенно-детритові та шламово-детритові).

### **Стратиграфічні критерії**

Невід'ємною частиною геологічного літопису є стратиграфічні перериви. Вони зумовлені безліччю причин, пов'язаних не тільки з захороненням тих або інших геологічних тіл, але і з подальшою їх переробкою – розмивом, руйнуванням та іншими процесами.

Стратиграфічний розріз мезозойських відкладів території дослідження характеризується складною геологічною будовою та наявністю регіональних, зональних та локальних переривів в осадконакопиченні [Іщенко та ін., 2007].

Визначення явних стратиграфічних переривів є одним із критеріїв оцінки нафтогазонасності, оскільки до них приурочені зони ерозійного зрізу та виклинювання відкладів, з якими пов'язується утворення літолого-стратиграфічних пасток. На цих ділянках внаслідок розмиву утворюються зони розущільнення, вторинної тріщинуватості та кавернозності. При перекриванні потенційно перспективних відкладів екрануючою товщею створюються необхідні умови для зберігання

покладів ВВ. Означені ділянки утворені регіональними, зональними та локальними переривами в осадконакопиченні.

### *Регіональні перериви в осадконакопиченні*

Дослідженнями виявлено лише один регіональний перерив у осадконакопиченні: маастрихт-палеоценовий.

### *Зональні перериви в осадконакопиченні*

#### *Північно-західний шельф Чорного моря.*

Встановлено ряд зональних стратиграфічних переривів в осадконакопиченні (Каркінітський район), зокрема середньосантонський та ранньокампанський. Для структурно-тектонічних районів облямування Каркінітського прогину, окрім описаних вище, встановлено також пізньосеноманський, туронський, коньякський та з раннього по пізній сантон. Більшість гіатусів відноситься до категорії явних стратиграфічних переривів.

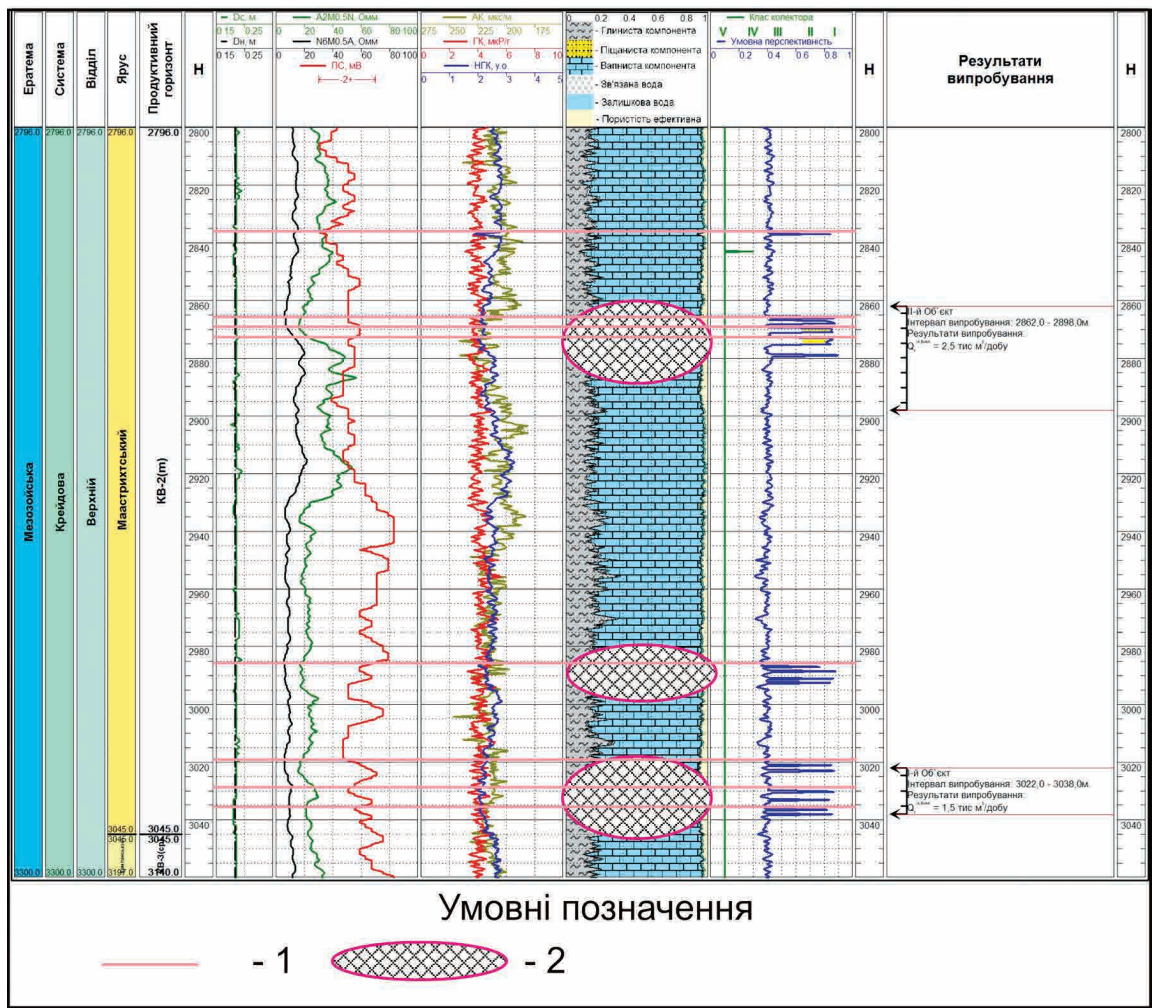
*Український сектор акваторії Азовського моря.* Встановлено ряд зональних стратиграфічних переривів в осадконакопиченні: протягом туронського та коньякського віків, у ранньо- та середньосантонський час, упродовж пізнього маастрихту. Гіатуси належать до категорії явних стратиграфічних переривів.

### *Локальні перериви в осадконакопиченні*

Виявлено ряд локальних переривів, завдяки яким у розрізах внаслідок поверхневої денудації, розчинення та вилуговування утворюються зони розущільнення, вторинної тріщинуватості та кавернозності. Описані перериви встановлені на всіх стратиграфічних рівнях мезозойського розрізу, але найбільше їх у верхньокрейдовому породному комплексі. Вони виявлені як на границях ярусів та під'ярусів, так і всередині останніх. Найбільша кількість локальних переривів встановлена у сеномані, кампані та маастрихті. Нижче наведено приклади деяких з них (рис. 2).

### **Оцінка перспектив нафтогазонасності мезозойського породного комплексу українського сектору акваторій Чорного та Азовського морів з літолого-стратиграфічних позицій**

Детальні літолого-стратиграфічні дослідження крейдових порід дозволили визначити основні стратиграфічні рівні поширення кондиційних порід-колекторів у досліджуваних відкладах: альбський (нижньокрейдовий), сеноманський, кампанський



**Рис. 2.** Локальні перериви та формування зон розуцільнення, вторинної тріщинуватості та кавернозності в розрізі св. 2-Флангова

1 – локальний перерив в осадконакопиченні; 2 – зона розуцільнення, вторинної тріщинуватості та кавернозності

**Fig. 2.** Local unconformities and formation of dilation zones, secondary fracture and cavernous in section of well Flangova-2

1 – local break in sedimentation; 2 – dilation, secondary fracturing and cavernous zone

та маастрихтський (верхньокрейдові). Саме відклади цих ярусів є найбільш перспективними в нафтогазоносному відношенні. По них проведено оцінку перспектив нафтогазоносності в межах українського сектору акваторій Чорного та Азовського морів та виділені ділянки поширення кондіційних порід-колекторів, перспективні для пошуків ВВ.

#### Перспективні об'єкти

У фонді нафтогазоперспективних об'єктів [Фонд..., 2011] Державної геологічної

служби та ДАТ «Чорноморнафтогаз» в акваторіях Південного регіону України на 01.01.2011 р. налічується 61 перспективний виявлений об'єкт (з яких 48 в акваторії Чорного моря і 13 – Азовського) та 21 підготовлений об'єкт до пошуково-розвідувального та параметричного буріння (з яких 21 в акваторії Чорного моря та два – Азовського). З 61 виявленого об'єкта 31 виявлений у нижньокрейдових відкладах, п'ять – у верхньокрейдових. З 21 підготовленого об'єкта до пошуково-розвідувального та



параметричного буріння 11 підготовлені по відкладах нижньої крейди, два – верхньої крейди.

За результатами проведеного аналізу верхньокрейдових структур з літолого-стратиграфічних позицій встановлено, що в межах перспективних ділянок поширення кондиційних порід-колекторів в українському секторі акваторії Чорного моря локалізується 31 структура, в межах українського сектору акваторії Азовського моря – сім. Найбільш перспективними серед них є Штормова глибинна, Штильова, Дипломна, Західнокрейдяна, Тарханкутська, Східношмідта, Зональна, Альбатрос, Прибійна, Каламітська, Абіха, Керченська, Личагіна, Лучицького, Маячна, Південнокерченська, Союзна, Якірна, Моряна, Кавказька (акваторія Чорного моря) та Олімпійська (акваторія Азовського моря).

За результатами проведеного аналізу нижньокрейдових структур з літолого-стратиграфічних позицій встановлено, що в межах перспективних ділянок поширення кондиційних порід-колекторів в українському секторі акваторії Чорного моря локалізуються 39 структур, в межах українського сектору акваторії Азовського моря – сім. Найбільш перспективними серед них є Штормова глибинна, Губкіна, Штильова, Дипломна, Західнокрейдяна, Тарханкутська, Зональна, Альбатрос, Прибійна, Каламітська, Абіха, Керченська, Личагіна, Лучицького, Маячна, Південнокерченська, Союзна, Якірна, Моряна, Кавказька (акваторія Чорного моря) та Олімпійська (акваторія Азовського моря).

## Висновки

Комплексний аналіз, узагальнення і критичне переосмислення всього фактичного матеріалу по крейдових відкладах українського сектору акваторій Чорного та Азовського морів дозволяє автору стверджувати таке:

1. Порооди-колектори альбу мають середні та низькі ємнісні та фільтраційні властивості. Основні перспективи пов'язуються з теригенними колекторами (пісковики та алевроліти), що відносяться до теригенних колекторів III класу з середніми ємнісними та фільтраційними властивостями.

Означені колектори переважають в межах більшої частини території північно-західного шельфу Чорного моря. Передбачаються вони також на прикерченському шельфі Чорного моря.

2. Порооди-колектори верхньокрейдового породного комплексу мають середні та низькі ємнісні та фільтраційні властивості. Гарними ємнісними та фільтраційними властивостями характеризуються такі:

– Карбонатні порооди-колектори маастрихту (вапняки пелітоморфні з органічними рештками та вапняки шламово-детритові і пісковиковоподібні), що відносяться до колекторів III класу. Тип колекторів тріщинно-поровий та тріщинно-кавернозно-поровий. Відкрита пористість колекторів за даними лабораторних досліджень керна коливається від 4 до 20%, газопроникність – від 0,01 до 17 мД.

– Карбонатні порооди-колектори кампану (вапняки органогенно-детритові), які належать до карбонатних колекторів III класу. Тип колекторів тріщинно-поровий та тріщинно-кавернозно-поровий. Відкрита пористість колекторів за даними лабораторних досліджень керна коливається від 4 до 17%, газопроникність, на жаль, не вимірювалась.

– Теригенні порооди-колектори кампану (гравеліти, пісковики та алевроліти), що відносяться до теригенних колекторів II-IV класу. Тип колекторів поровий та тріщинно-поровий. Відкрита пористість колекторів за даними лабораторних досліджень керна змінюється від 3,0 до 37,0%, газопроникність – від 0,01 до 320 мД.

– Теригенні порооди-колектори сеноману (піски, пісковики, алевроліти та гравеліти), що належать до теригенних колекторів II класу. Тип колекторів поровий та тріщинно-поровий. Відкрита пористість колекторів за даними лабораторних досліджень керна становить від 1,0 до 33,0%, газопроникність – від 0,01 до 614 мД.

Означені типи колекторів переважають, головним чином, у відкладах маастрихтського, кампанського та сеноманського ярусів і розповсюджені в межах більшої частини акваторії північно-західного шельфу Чорного моря та акваторії Азовського моря. Передбачаються вони також на прикерченському шельфі Чорного моря.

3. За результатами палеогеографічних реконструкцій можна зробити висновок, що карбонатні утворення крейдового періоду відносяться до відкладів мілководного шельфу. Для морського басейну крейдового періоду чітко прослідковується фаціальна зональність від прибережної (супралітораль) до морської (сублітораль). Найбільш сприятливими фаціальними зонами для утворення в їх межах порідколекторів були мілководно-морська та морська.

4. Альбський породний комплекс недостатньо вивчений з літолого-стратиграфічних позицій через неповне розкриття відкладів цього віку більшістю свердловин. Встановлено ряд локальних переривів в осадконакопиченні на межі середнього і верхнього альбу та у відкладах середнього і нижнього альбу. Виявлені гіатуси відносяться до категорії явних стратиграфічних переривів.

## Список літератури / References

1. Актуальні напрямки пошуків і розвідки покладів нафти і газу в Південному нафтогазоносному регіоні України / В.М. Гаврилко, С.М. Захарчук, Б.М. Полухтович та ін. Зб. наук. праць УкрДГРІ. 2007. № 2. С. 270-278.

*Actual trends of hydrocarbon exploration in the Southern petroleum province Ukraine / V.M. Gavrylko, S.M. Zakharchuk, B.M. Polukhtovych et al. Zbirnyk naukovykh prats UkrDGRI, 2007, № 2, P. 270-278 (in Ukrainian).*

2. Вакарчук С.Г., Іщенко І.І. Складнобудовані карбонатні колектори верхньокрейдових відкладів українського сектору акваторії Чорного та Азовського морів. В кн.: Проблеми нафтогазової промисловості [гол. ред. Швидкий О.А.]. Київ, 2010. Вип. 8 С 16–21. (Збірник наукових праць ДП «Науканафтогаз» НАК «Нафтогаз України»).

*Vakarchuk S.G., Ishchenko I.I., 2010. Complex carbonate reservoirs of the Upper Cretaceous sediments of the Black and Azov seas. In: Problems of Petroleum Industry [Editor-in-Chief O.A. Shvydkyy]. Kyiv, Issue 8, P. 16–21. (Proc. SE «Naukanaftogaz», NJSC «Naftogaz of Ukraine») (in Ukrainian).*

3. Вуглеводневий потенціал морських акваторій та суходолу Півдня України / С.М. Захарчук, П.М. Мельничук, О.М. Озерний, Б.М. Полухтович, В.О. Федішин, О.М. Федун. Зб. наук. праць УкрДГРІ. 2007. № 2. С. 261-269.

*Hydrocarbon potential of the South of Ukraine onshore and offshore / S.M. Zakharchuk, P.M. Mel-*

*nickuk, O.M. Ozerniy, B.M. Polukhtovych, V.O. Fedyshyn, O.M. Fedun. Zbirnyk naukovykh prats UkrDGRI, 2007, № 2, P. 261-269 (in Ukrainian).*

5. Верхньокрейдовий породний комплекс характеризується складною геологічною будовою та значною кількістю регіональних, зональних та локальних переривів, завдяки яким у розрізах внаслідок поверхневої денудації, розчинення та вилуговування утворюються зони розущільнення, вторинної тріщинуватості та кавернозності. Описані перериви встановлені як на границях ярусів та під'ярусів, так і всередині останніх. Більшість гіатусів належать до категорії явних стратиграфічних переривів.

6. Проведено оцінку перспектив нафтогазоносності крейдового породного комплексу українського сектору акваторії Азовського та Чорного морів з літолого-стратиграфічних позицій та виділено найбільш перспективні структури для подальших геологорозвідувальних робіт на нафту і газ.

*nichuk, O.M. Ozerniy, B.M. Polukhtovych, V.O. Fedyshyn, O.M. Fedun. Zbirnyk naukovykh prats UkrDGRI, 2007, № 2, P. 261-269 (in Ukrainian).*

4. Геология и нефтегазоносность шельфов Черного и Азовского морей / В.В. Бобылев, В.Е. Железняк, Ю.В. Шиманов и др. Москва : Недра, 1979. 184 с.

*Geology and petroleum potential of the Black and Azov seas shelves / V.V. Bobylev, V.Ye. Zheleznyak, Yu.V. Shimanov et al. Moscow : Nedra, 1979. 184 p. (in Russian).*

5. Геология шельфа УССР. Нефтегазоносность / А.Т. Богаец, Г.К. Бондарчук, И.В. Леськив и др. Киев : Наук. думка, 1986. 152 с.

*Geology of the UkrSSR shelf. Petroleum potential / A.T. Bogayets, G.K. Bondarchuk, I.V. Leskiv et al. Kiev: Naukova Dumka, 1986. 152 p. (in Russian).*

6. 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. Київ : Логос, 2006. 171 с.

*Gozhyk P.F., Maslun N.V., Plotnikova L.F., Ivanik M.M., Yakushin L.M., Ishchenko I.I., 2006. Stratigraphy of Meso-Cenozoic sediments in the Black sea northwestern shelf. Kyiv : Logos, 171 p. (in Ukrainian).*

7. До пошуків нафти і газу у глибинних надрах Азовського моря / І.І. Чебаненко, В.О. Краюшкін, П.Ф. Гожик, В.Г. Кучеров, В.П. Клочко, П.Я. Максимчук. *Тектоніка і стратиграфія*. 2005. Вип. 34. С. 27-37.

*Towards exploring of oil and gas in the deep entrails of the Sea of Azov / I.I. Chebanenko, V.O. Krayushkin, P.F. Gozhyk, V.G. Kucherov, V.P. Klochko, P.Ya. Makymchuk*, 2005. *Tectonika i Stratigrafiya*, Issue 34, P. 27-37 (in Ukrainian).

8. Єсипович С.М. Історія геологічного розвитку та перспективи нафтогазоносності українських шельфових зон. *Нафтова і газова промисловість*. 2003. № 4. С. 3-5.

*Yesypovych S.M.*, 2003. History of geological development and prospecting for oil and gas offshore Ukraine. *Naftova i gazova promyslovist*, № 4, P. 3-5 (in Ukrainian).

9. Іщенко І.І., Якушин Л.М. Літолого-петрографічні особливості крейдових карбонатних колекторів північно-західного шельфу Чорного моря В кн. *Проблеми нафтогазової промисловості*: [відп. ред. Д.О. Єгер]. Київ, 2007. Вип. 5. С. 137-139. (Збірник наукових праць ДП «Наука нафтогаз» НАК «Нафтогаз України»).

*Ishchenko I.I., Yakushin L.M.*, 2007. Litho-petrographic features of the Cretaceous carbonate reservoirs of the the Black sea northwestern shelf. In: *Problems of Petroleum Industry* [Editor-in-Chief D.O. Yeger]. Kyiv, Issue 5, P. 137-139. (Proc. SE «Naukanaftogaz», NJSC «Naftogaz of Ukraine») (in Ukrainian).

10. Іщенко І., Якушин Л. Еволюція умов осади-конакопичення в крейдовий час на території північно-західного шельфу Чорного моря. *Вісн. КНУ ім. Т.Шевченка*. 2008. Вип. 43. С.20-22.

*Ishchenko I., Yakushin L.*, 2008. Evolution of sedimentation settings during Cretaceous time within the Black sea northwestern shelf. *Visnuk Shevchenko KNU*, Issue 43, P. 20-22 (in Ukrainian).

11. Іщенко І.І., Якушин Л.М., Плотнікова Л.Ф. Встановлення переривів в осади-конакопиченні у крейдових розрізах свердловин північно-західного шельфу Чорного моря. *Тектоніка і стратиграфія*. 2007. Вип. 35. С. 113-124.

*Ishchenko I.I., Yakushin L.M., Plotnikova L.F.*, 2007. Recognition of sedimentation breaks in the Cretaceous sequence of the Black sea northwestern shelf by well data. *Tectonika i Stratigrafiya*, Issue 35, P. 113-124 (in Ukrainian).

12. Максимчук П.Я. Особливості геологічної будови та перспективи нафтогазоносності українського сектора Азовського моря. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2004. № 3. С.37-54.

*Makymchuk P.Ya.*, 2004. Peculiarities of geological structure and petroleum potential of the Ukrainian part of Sea of Azov. *Geologiya i geokhimiya goryuchykh kopalyn*, № 3. P. 37-54 (in Ukrainian).

13. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Геологія нижньої крейди Причорноморсько-Кримської нафтогазоносної області / В.П. Гнідець, К.Г. Григорчук, С.М. Захарчук, П.М. Мельничук, Б.М. Полухтович, М.І. Євдошук та ін. Львів; Київ: ЕКМО, 2010. 248 с.

*Oil and gas prospects in Ukraine. Geology of the Lower Cretaceous in the Peri-Black Sea-Crimean petroleum province / V.P. Gnidets, G.K. Grygorchuk, S.M. Zakharchuk, P.M. Melnichuk, B.M. Polukhtovych, M.I. Yevdoshchuk et al.* Lviv; Kyiv: EKMO Publ., 2010. 248 p. (in Ukrainian).

14. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Теоретичне і практичне обґрунтування пошуків нафти і газу в акваторіях України / П.Ф. Гожик, І.І. Чебаненко, В.П. Клочко, М.І. Євдошук, В.О. Краюшкін та ін. Київ: ЕКМО, 2010. 200 с.

*Oil and gas prospects in Ukraine. Theoretical and practical substantiation hydrocarbon prospecting offshore Ukraine / P.F. Gozhyk, I.I. Chebanenko, V.P. Klochko, M.I. Yevdoshchuk, V.O. Krayushkin et al.* Kyiv: EKMO Publ., 2010. 200 p. (in Ukrainian).

15. Павлюк М.І. Мезозой-кайнозойська еволюція і нафтогазоносність Азово-Чорноморського шельфу: автореф. дис. ... д-ра геол. наук. Львів: ІГГГК НАН України, 1997. 29 с.

*Pavlyuk M.I.*, 1997. Meso-Cenozoic evolution and petroleum potential of the Azov-Black Sea shelf. Dr. geol. sci dis. Lviv: IGGFF NAS Ukraine, 29 p. (in Ukrainian).

16. Фонд об'єктів в нафтогазоносних регіонах України станом на 01.01.2011 р. Львів, 2011. 49 с.

*Prospects portfolio of Ukraine's petroleum provinces by 01.01.2011.* Lviv, 2011. 49 p.

Стаття надійшла  
15.05.2013