

**Б.М. Полухтович**

канд. геол.-мінерал. наук  
ЛВ УкрДГРІ

**Т.М. Галко**

канд. геол. наук  
Центр проектування розробки газових  
і газоконденсатних родовищ УкрНДІГазу

**А.М. Кришталь**

ТОВ «Єврогаз України»

**Г.М. Якубенко**

Інститут геологічних наук НАН України

## Нафтогазоносність палеоценових карбонатних утворень Південного нафтогазоносного регіону

УДК 550.812:553.98(477)

*За результатами геологорозвідувальних робіт у Південному нафтогазоносному регіоні промислова газонасність палеоценової товщі встановлена в межах західних регіонів Рівнинного Криму та північно-західного шельфу Чорного моря. Тут же виявлено сприятливі умови для розвитку неантиклинальних пасток, пов'язаних передусім із виклинуванням колекторів. Нерозвіданими залишаються 64,5 млн т у.п. на акваторії і 21,5 млн т у.п. вуглеводнів на суходолі.*

*По результатам геологоразведочных работ в Южном нефтегазоносном регионе промышленная газонасность палеоценовых толщ установлена в границах западных районов Равнинного Крыма и северо-западного шельфа Черного моря. Здесь же выявлены благоприятные условия для развития неантиклинальных ловушек, связанных прежде всего с выклиниванием коллекторов. Неразведанными остаются 64,5 млн т у.т. на акватории и 21,5 млн т у.т. углеводородов на суше.*

*According to the results of exploration work the industrial gas content of Palaeocene formation in the southern oil and gas bearing region is found within the western regions of plain Crimea and the northwest shelf of the Black Sea. Favorable conditions for non-anticlinal traps were also found associated primarily with cutting-in of collectors. 64.5 million toe in the off-shore and 21.5 million toe of hydrocarbons on land remain unexplored.*

Промислова газонасність палеоценових відкладів доведена на Тарханкутському півострові та прилеглий акваторії Чорного моря. Газоконденсатні та газові поклади на суші відкрито переважно в 1960–63 рр., на морі – в 1975–87 рр. Газонасність палеоценових утворень Безіменного підняття виявлено лише 1996 р.

На сьогодні територія Північного Криму та прилегла акваторія Чорного моря покриті різними видами геофізичних зйомок неоднакового ступеня детальності та достовірності. Палеоценові карбонатні утворення суходолу вивчали сейсморозвідкою методом відбиття хвиль (МВХ) переважно на першому етапі проведення нафтогазопозукових робіт (до 1964 р.). У цей час вивчали також загальні риси їх будови, виявляли та готували до буріння локальні підняття у неглибокозалагаючих карбонатних відкладах палеоцену. Їх структурний план чітко характеризується за горизонтом відбиття Ш<sub>а</sub>, приуроченим до покрівлі карбонатної товщі ранньопалеоценового віку.

У межах акваторії палеоценові карбонатні відклади, що залагають на глибині до 3 км, вивчали переважно сейсморозвідкою МВХ, а потім більш складною модифікацією методу відбиття хвиль – спільної глибинної точки (МВХ–СГТ) на першому етапі геолого-геофізичних досліджень

морських акваторій України до початку 70-х років минулого століття. Уточнювали загальні риси їх геологічної будови порівняно з прилеглим суходолом Північного Криму, де вони вже були широко розбурені. При цьому виявляли локальні підняття і готували їх до пошукового буріння.

Усього у межах Криму проведено пошукових бурових робіт на палеоценові горизонти на 22 структурах. Окрім цього, ці утворення вивчали на 69 площах, де бурили глибокі свердловини на верхньо- та нижньокрейдові відклади. Тут відкрито сім газових і газоконденсатних родовищ. Коефіцієнт успішності становить 0,32.

У Північному Причорномор'ї палеоценові карбонатні породи вивчали за допомогою свердловин, які бурили на нижньокрейдові відклади.

На північно-західному шельфі Чорного моря пошукові роботи в породах палеоценового віку проводили на шести структурах. Окрім цього, такі утворення вивчали на семи об'єктах, де свердловини бурили на нижньокрейдові відклади. Розбуреність палеоценових відкладів акваторії становить 2,90 м/км<sup>2</sup>. Тут відкрито шість газових і газоконденсатних родовищ, три з яких за розмірами розвіданих запасів належать до середніх (Голіцинське, Одеське і Штормове).

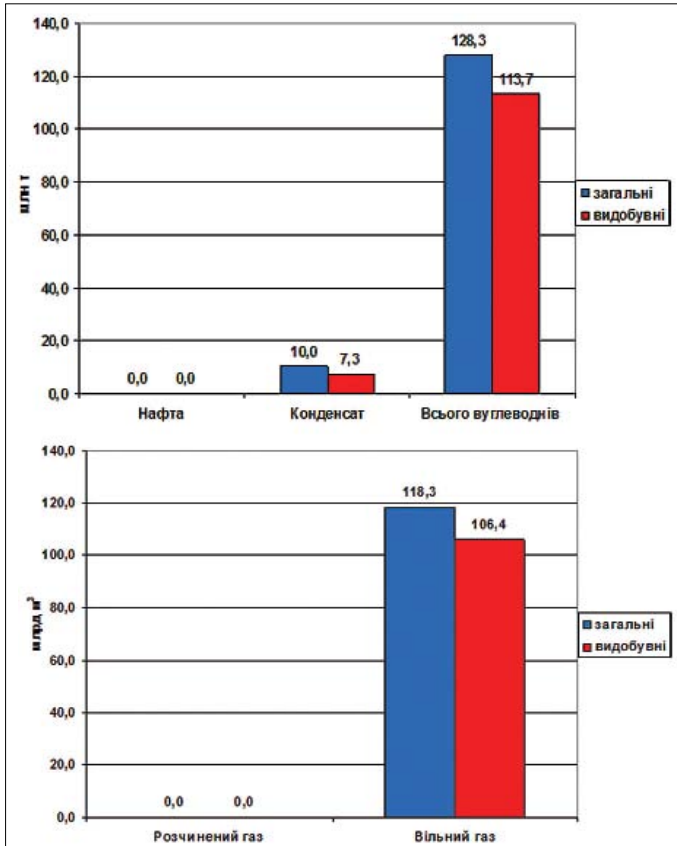


Рис. 1. Початкові сумарні ресурси вуглеводнів палеоценового комплексу Каркінітсько-Північнокримського прогину у межах українського сектору акваторії північно-західного шельфу Чорного моря станом на 01.01.2012 р.

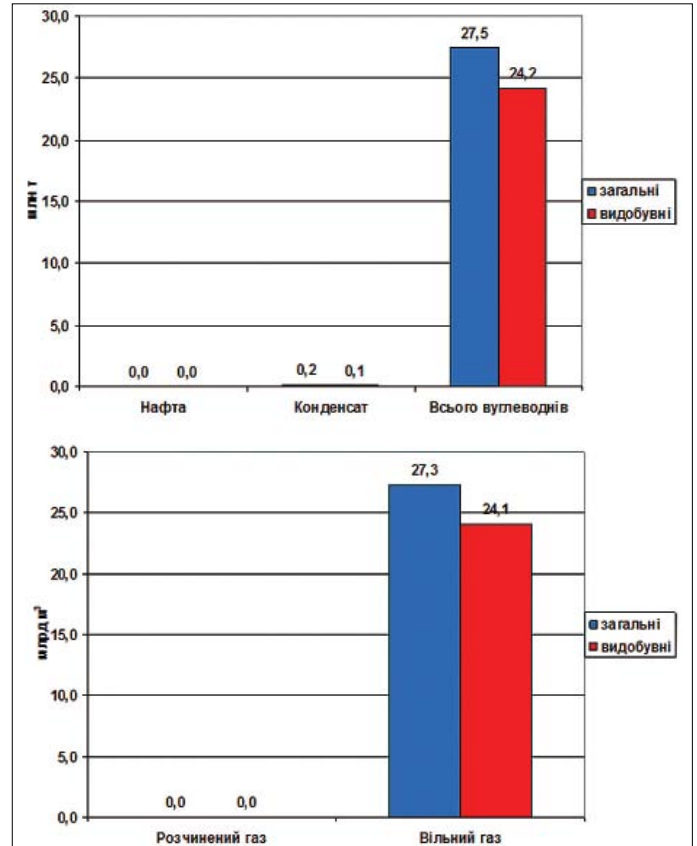


Рис. 3. Початкові сумарні ресурси вуглеводнів палеоценового комплексу Каркінітсько-Північнокримського прогину у межах суходолу станом на 01.01.2012 р.

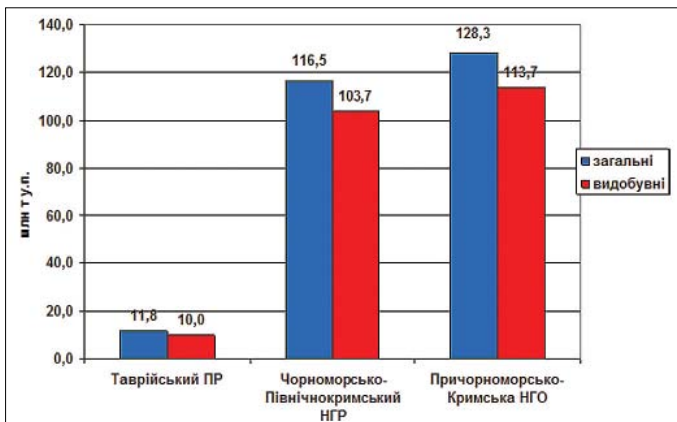


Рис. 2. Розподіл початкових сумарних ресурсів вуглеводнів палеоценового комплексу українського сектору акваторії північно-західного шельфу Чорного моря за елементами нафтогазогеологічного районування

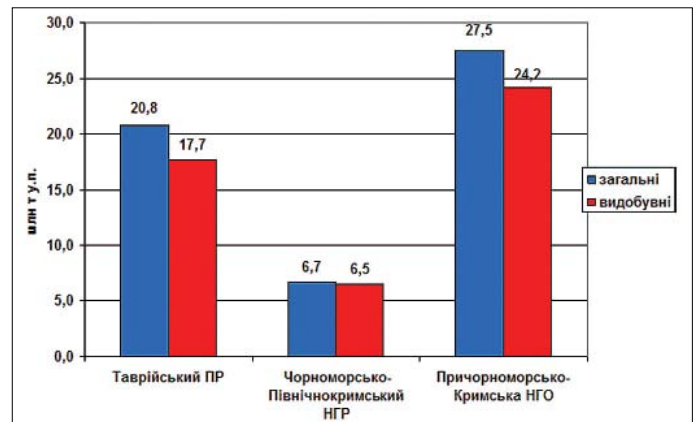


Рис. 4. Розподіл початкових сумарних ресурсів вуглеводнів палеоценового комплексу суходолу за елементами нафтогазогеологічного районування

У цілому, на досліджуваній території й акваторії коефіцієнт успішності становить 0,46.

Серед 13 родовищ району з продуктивними палеоценовими горизонтами є одне вироблене, яке використовують для газосховища (Глібівське), два – в розробці (Голіцина та

Штормове). Краснополянське газоконденсатне скупчення підготовлене до розробки, а Оленівське знаходиться в дослідно-промисловій експлуатації. Одеське, Безіменне, Чорноморське, Карлавське, Кіровське, Задорненське – у консервації. На двох родовищах (Архангельському і Шмідтівському)

оцінка газонасності палеоцену фактично не завершена. Таким чином, у результаті проведених геологорозвідувальних робіт встановлено промислову газонасність палеоценової товщі в межах північно-західних районів Рівнинного Криму та північно-західного шельфу Чорного моря. Тут же виявлено сприятливі умови для розвитку неантиклінальних пасток, пов'язаних передусім із виклинюванням колекторів (Західногалицька ділянка) [1–3].

Частка розвіданих запасів газу і конденсату палеоценових покладів становить 65,4 % (або 47 480 тис. т у. п.) від сумарних початкових ресурсів Причорноморсько-Кримської нафтогазоносної області. До запасів палеоцен-еоценового комплексу входить 170 тис. т у. п. Одеського еоценового покладу.

У цілому за величиною розвіданих запасів палеоценові утворення є домінуючими серед нафтогазоносних комплексів Південного регіону України (понад 45% від сумарних початкових геологічних запасів родовищ регіону).

Початкові сумарні ресурси вуглеводнів палеоценового карбонатного комплексу акваторії українського сектора північно-західного шельфу Чорного моря у межах Каркінітсько-Північнокримського прогину станом на 01.01.2012 р. наведено у табл. 1 та 2 та на рис. 1 і 2.

Таблиця 1

Початкові сумарні ресурси вуглеводнів палеоценового комплексу Каркінітсько-Північнокримського прогину у межах українського сектора акваторії північно-західного шельфу Чорного моря станом на 01.01.2012 р.

Тип вуглеводнів	Ресурси	
	загальні	видобувні
Всього, млн т у.п., у т.ч.:	128,3	113,7
нафти, млн т	–	–
конденсату, млн т	10,0	7,3
вільного газу, млрд м <sup>3</sup>	118,3	106,4
розчиненого газу, млрд м <sup>3</sup>	–	–

Таблиця 2

Розподіл початкових сумарних ресурсів вуглеводнів палеоценового комплексу північно-західного шельфу Чорного моря за елементами нафтогазогеологічного районування

Елементи нафтогазогеологічного районування	Ресурси, млн т у.п.	
	загальні	видобувні
Причорноморсько-Кримська НГО, у т.ч.:	128,3	113,7
Таврійська ПР	11,8	10,0
Чорноморсько-Північнокримський НГР	116,5	103,7

У табл. 3 і 4 та на рис. 3 і 4 наведено стан початкових сумарних ресурсів вуглеводнів палеоценового комплексу суходолу Каркінітсько-Північнокримського прогину.

Таблиця 3

Початкові сумарні ресурси вуглеводнів палеоценового комплексу Каркінітсько-Північнокримського прогину у межах суходолу станом на 01.01.2012 р.

Тип вуглеводнів	Ресурси	
	загальні	видобувні
Всього, млн т у.п., у т.ч.:	27,5	24,2
нафти, млн т	–	–
конденсату, млн т	0,2	0,1
вільного газу, млрд м <sup>3</sup>	27,3	24,1
розчиненого газу, млрд м <sup>3</sup>	–	–

Таблиця 4

Розподіл початкових сумарних ресурсів вуглеводнів палеоценового комплексу суходолу за елементами нафтогазогеологічного районування

Елементи нафтогазогеологічного районування	Ресурси, млн т у.п.	
	загальні	видобувні
Причорноморсько-Кримська НГО, у т.ч.:	27,5	24,2
Таврійський ПР	20,8	17,7
Чорноморсько-Північнокримський НГР	6,7	6,5

Отже, ступінь освоєння початкових сумарних ресурсів на акваторії становить 49,7 %, тобто нерозвіданими залишаються 64,5 млн т у.п., на суходолі ступінь їх освоєння сягає 21,8 %, тобто нерозвіданими залишаються 21,5 млн т вуглеводнів.

Перспективна площа на акваторії досягає 21,45 тис. км<sup>2</sup>, на суходолі – 1,04 тис. км<sup>2</sup>. Щільність ресурсів на акваторії – 4,8 тис. т у.п./км<sup>2</sup>, на суходолі – 2,2 тис. т у.п./км<sup>2</sup>.

Ці дані свідчать про необхідність зосередження пошуків і розвідки вуглеводнів палеоценового комплексу насамперед у надрах північно-західного шельфу Чорного моря.

#### Список літератури

1. **Атлас** родовищ нафти і газу України: в 6 т. / Заред. М.М. Іванюти, В.О. Федішина, Б.І. Денегі, Ю.О. Арсірія, Я.Г. Лазарука. – Львів: УНГА, 1998. – Т. VI : Південний нафтогазоносний район. – 222 с.
2. **Нафтогазоперспективні** об'єкти України. Наукові і практичні основи пошуків родовищ вуглеводнів у північно-західному шельфі Чорного моря / П.Ф. Гожик, І.І. Чебаненко, М.І. Євдошук [та ін.]. – К.: Вид. дім «ЕКМО», 2007. – 232 с.
3. **Нафтогазоперспективні** об'єкти України. Теоретичне і практичне обґрунтування пошуків нафти і газу в акваторіях України / П.Ф. Гожик, І.І. Чебаненко, В.П. Клочко [та ін.]. – К.: Вид. дім «ЕКМО», 2010. – 200 с.

