

Сучасна оцінка перспектив нафтогазоносності та пріоритетні напрями пошуків нових родовищ вуглеводнів на Прикерченському шельфі Чорного моря

© Б. М. Полухтович¹, В. В. Гладун², Т. Є. Довжок²,
П. Я. Максимчук², С. М. Захарчук¹, П. М. Мельничук²,
Т. М. Галко², О. В. Волкова², В. П. Клочко³, 2012

¹Державна служба геології та надр України, Київ, Україна

²НАК "Нафтогаз України", Київ, Україна

³Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна

Надійшла 6 квітня 2012 р.

Представлено членом редколегії В. І. Старостенко

Проведенное в 2004—2006 гг. бурение параметрической скважины Субботина-403 в украинском секторе Прикерченского шельфа Черного моря ознаменовалось первым нефтяным фонтаном в акваториях морей Украины. Керченско-Таманский (Южно-Керченский) прогиб с зонами антиклинальных складок северо-восточного простирания после предварительной оценки ресурсов 2004 г. обогатился новым нефтяным месторождением — Субботинским и заслуживает современной оценки перспектив нефтегазоносности. На этой базе рассмотрены приоритетные направления геолого-геофизических и поисково-разведочных работ.

Drilling of parametric Subbotina-403 well in the Ukrainian sector of Kerch shelf of the Black Sea conducted in 2004-2006 was marked by the first oil gusher within water areas of Ukraine. Kerch-Taman (Pivdennokerchensky) flexure with zones of anticline folds of northeast strike after preliminary assessment of resources in 2004 was enriched with a new oil field Subbotina and deserves a modern assessment of the prospects of oil and gas. On this basis reasonable priorities of geological and geophysical exploration are substantiated.

За новітніми матеріалами сейсмозвідки та глибокого буріння виконана сучасна оцінка перспектив нафтогазоносності палеоцен-еоценових, майкопських і надмайкопських осадових утворень і на цій підставі обґрунтовані пріоритетні напрями сейсмозвідувальних і бурових робіт у межах акваторії Прикерченського шельфу Чорного моря [Исмагилов и др., 2001; Гаврилко та ін., 2007; Лукин та ін., 2008; Пашкевич и др., 2009; Захарчук та ін., 2010; Гожики та ін., 2011; Старостенко та ін., 2011] (рис. 1).

За новими даними, у палеоцен-еоценовому перспективному комплексі, як і раніше, прогнозують тільки скупчення вільного газу. Значно збільшена товщина нижньо-, середньо- та

верхньо-еоценових відкладів порівняно із товщиною, що передбачалася за аналогією з прилеглим суходолом Керченського й Таманського півостровів [Довжок та ін., 1996], і, відповідно, товщина порід-колекторів, представлених у розрізі порово-тріщинними й тріщинними мергелями, а також підвищена їх газонасиченість. За матеріалами геофізичних досліджень свердловин (ГДС), початкові сумарні ресурси газу збільшилися порівняно з попередньою оцінкою станом на 01.01.2004 р. [Захарчук та ін., 2007]. За сучасною оцінкою, початкові сумарні загальні ресурси газу палеоцен-еоценового комплексу дорівнюють 158,0 млрд м³, видобувні — 134,2 млрд м³. Отже, загальні ресурси збільши-

лися на 98 млрд м³, видобувні — на 83,2 млрд м³ порівняно з попередньою оцінкою.

Початкові сумарні загальні ресурси вуглеводнів нижньомайкопського нафтогазоносного підкомплексу становлять 494,3 млн т ум. п. (видобувні ресурси — 201,1 млн т ум. п.), у тому числі нафти — 362,4 млн т (видобувні — 90,6 млн т), вільного газу — 53,2 млрд м³ (видобувні — 45,2 млрд м³), розчиненого газу — 70,3 млрд м³ (видобувні — 59,8 млрд м³), конденсату — 8,4 млн т (видобувні — 5,5 млн т).

Щільність початкових сумарних загальних ресурсів вуглеводнів нижньомайкопського нафтогазоносного підкомплексу дорівнює 215,8 тис. т ум. п. на 1 км², видобувних — 66,5 тис. т ум. п. на 1 км².

Початкові сумарні загальні ресурси вуглеводнів середньомайкопського перспективного підкомплексу оцінено у 62,7 млн т ум. п. (видобувні — 25,2 млн т ум. п.), у тому числі нафти — 46,0 млн т ум. п. (видобувні — 11,4 млн т), вільного газу — 5,9 млрд м³ (видобувні — 5,0



Рис. 1. Оглядова карта українського сектора Керченсько-Таманського прогину (фонд нафтогазоперспективних об'єктів станом на 01.01.2011 р.), за О.В. Волковою (2011), на основі карти фонду структур Львівського відділення (ЛВ) УкрДГРІ станом на 01.01.2011 р., геолого-геофізичних матеріалів ЛВ УкрДГРІ, ДГП "Укргеофізика", ДП "Науканафтогаз" НАК "Нафтогаз України" та ін. [Гожик та ін., 2011]: 1 — родовища (а — нафтові, б — нафтогазові, в — газоконденсатні); 2 — нафтогазоперспективні структури (а — підготовлені до глибокого буріння, б — виявлені сейсморозвідкою, в — прогнозно-перспективні); 3 — параметрична свердловина 403-Субботіна (продуктивна); 4 — пошукова свердловина 1-Субботіна (продуктивна); 5 — ізобати, м; 6 — тектонічні порушення; 7 — межі тектонічних елементів прогину (I — Керченсько-Таманський (Південнокерченський) шельф Чорного моря (український сектор) 0 —(100—200) м: I. 1 — Північний борт Керченсько-Таманського (Південнокерченського) прогину (український сектор), I. 2 — Приосьова (Осьова) зона Керченсько-Таманського (Південнокерченського) прогину (український сектор), I. 3 — Південний борт Керченсько-Таманського (Південнокерченського) прогину (український сектор), I. 4 — бар'ерна зона (відокремлює Керченсько-Таманський прогин з півдня від валу Шатського і Туапсинського прогину і є можливим продовженням Анапського виступу Південно-Західного Кавказу).

млрд м³), розчиненого газу — 8,9 млрд м³ (видобувні — 6,2 млрд м³) і конденсату — 1,9 млн т (видобувні — 1,2 млн т). Щільність початкових сумарних загальних ресурсів вуглеводнів середньомайкопського перспективного підкомплексу становить 51,0 тис. т ум. п. на 1 км², видобувних — 14,8 тис. т ум. п. на 1 км².

Початкові сумарні загальні ресурси вуглеводнів верхньомайкопського перспективного підкомплексу дорівнюють 50,0 млн т ум. п. (видобувні — 20,8 млн т), у тому числі нафти — 36,0 млн т (видобувні — 8,9 млн т), вільного газу — 7,0 млрд м³ (видобувні — 6,0 млрд м³) і розчиненого газу — 7,0 млрд м³ (видобувні — 5,9 млрд м³). Конденсат не передбачається. Щільність початкових сумарних загальних ресурсів вуглеводнів верхньомайкопського підкомплексу становить 21,4 тис. т ум. п. на 1 км², видобувних — 6,4 тис. т ум. п. на 1 км².

Початкові сумарні загальні ресурси середньоміоцен-пліоценового перспективного комплексу оцінено у 33,0 млн т ум. п. (видобувні — 17,1 млн т), у тому числі нафти — 17,8 млн т (видобувні — 4,4 млн т), вільного газу — 11,8 млрд м³ (видобувні — 9,9 млрд м³), розчиненого газу — 3,4 млрд м³ (видобувні — 2,8 млрд м³). Конденсат не прогнозується. Щільність початкових сумарних загальних ресурсів вуглеводнів середньоміоцен-пліоценового перспективного комплексу становить 11,1 тис. т ум. п. на 1 км², видобувних — 4,8 тис. т ум. п. на 1 км².

Таким чином, на цей час початкові сумарні загальні ресурси олігоцен-пліоценових відкладів Прикерченського шельфу Чорного моря оцінено у 640 млн т ум. п. (видобувні — 234,2 млн т), із них нафти — 462,2 млн т (видобувні — 115,3 млн т), вільного газу — 77,9 млрд м³ (видобувні — 66,1 млрд м³), розчиненого газу — 89,6 млрд м³ (видобувні — 46,1 млрд м³) і конденсату — 10,3 млн т (видобувні — 6,7 млн т) за щільності видобувних ресурсів — 63,9 тис. т ум. п. на 1 км².

Загалом початкові сумарні загальні ресурси вуглеводнів осадового чохла Прикерченського шельфу Чорного моря оцінено у 892,2 млн т ум. п. (видобувні — 448,2 млн т), у тому числі нафти — 462,2 млн т (видобувні — 115,3 млн т), вільного газу — 324,1 млрд м³ (видобувні — 275,3 млрд м³), розчиненого газу — 89,6 млрд м³ (видобувні — 46,1 млрд м³) і конденсату — 16,3 млн т (видобувні — 11,5 млн т). Слід зазначити що, для юрського, нижньокрейдяного і верхньокрейдяного комплексів переоцінку ресурсів не проводили, оскільки жодних нових даних не отримано.

Отже, порівняно з попередньою оцінкою вуглеводневого потенціалу осадового покриву українського сектора акваторії Прикерченського шельфу Чорного моря за станом вивченості на 01.01.2004 р., тобто до проведення глибокого буріння, величина початкових сумарних загальних ресурсів збільшилась на 624,3 млн т ум. п. (видобувних — на 237,9 млн т), у тому числі нафти на 432,2 млн т (видобувних — на 106,3 млн т), вільного газу на 105,2 млрд м³ (видобувних — на 89,2 млрд м³), розчиненого газу на 86,6 млрд м³ (видобувних — на 43,7 млрд м³) і конденсату на 0,3 млн т (видобувні ресурси не збільшились).

Зазначене дає підстави рекомендувати збільшення обсягів геологорозвідувальних робіт на нафту і газ у межах українського сектора акваторії Прикерченського шельфу Чорного моря за такими напрямками освоєння високого нафтогазового потенціалу (рис. 2):

- вивчення моделі геологічної будови нерозкритого бурінням доеоценового розрізу осадового покриву та перспектив його нафтогазоносності, а також зокрема підтвердження розвитку підкидо-насувної тектоніки;

- дослідження структурних планів невивченої сейсмозвідувальною перспективною північної прибережної плитководної (до глибини моря 5—10 м) перехідної (граничної) зони шельфу з метою виявлення пасток антиклінального і неантиклінального типів, які тут прогнозують за аналогією з південною смугою Керченського півострова;

- уточнення геологічної будови виявлених локальних підняття і підготовка їх для пошукового буріння;

- оконтурення виявлених і пошуки нових скупчень нафти і газу у майкопських і середньоміоцен-пліоценових відкладах родовища Субботіна та прилеглих, підготовлених до буріння локальних структур.

З метою реалізації цих стратегічних напрямів рекомендується проведення пошуково-детальних сейсмозвідувальних досліджень методом спільної глибинної точки (МСГТ) у масштабі 1 : 50 000 в районі нафтогазоперспективних локальних структур з високим рейтингом: Маячної, Моряни, Піонерської (Західнопіонерської), Південносоколова, Кавказької та Якірної для їх підготовки до пошукового буріння на майкопські нафтогазоносні та надмайкопські перспективні утворення. Крім того, сейсмозвідувальні роботи пропонуються у прибережній зоні на схід від меридіана мису

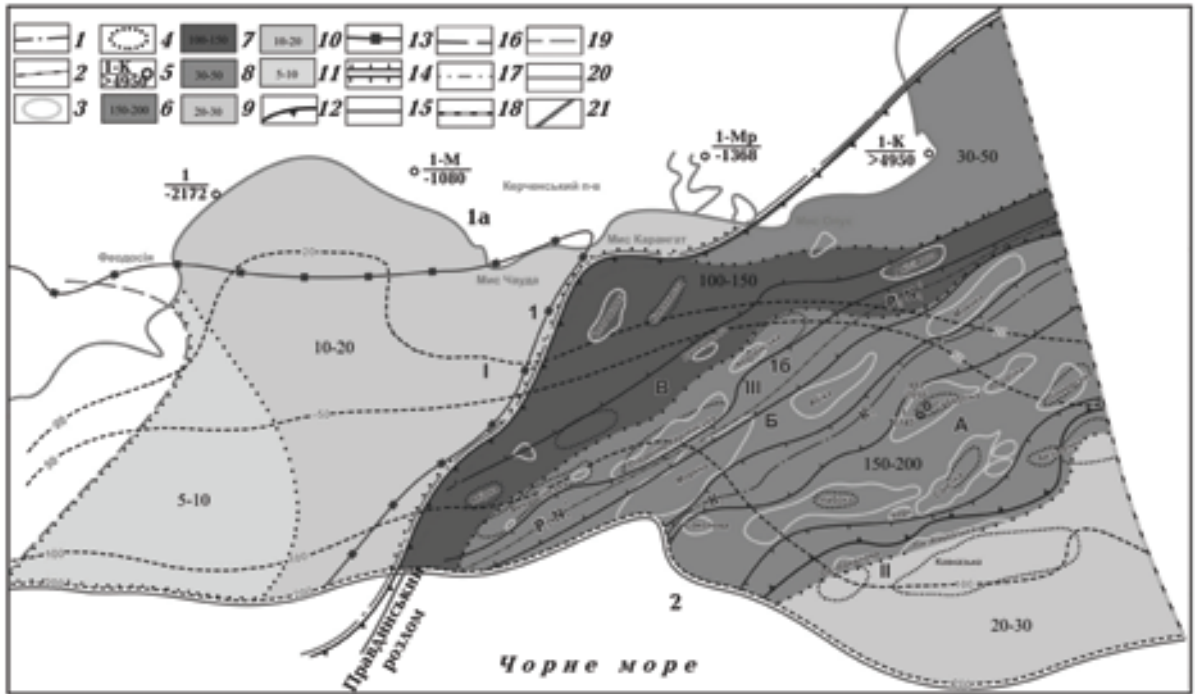


Рис. 2. Карта перспектив нафтогазоносності Прикерченського шельфу Чорного моря. Склали С.М. Захарчук, Б.М. Полухтович, О.М. Федун, 2011: 1 — вісь прогину у відкладах майкопу (горизонт Па); 2 — вісь прогину у відкладах верхньої крейди (горизонт III_г); контури локальних піднять (за Г.Г. Марковою, В.В. Напрасною та ін. 2003 р.): 3 — у відкладах майкопу, 4 — у верхній крейді; 5 — глибокі свердловини (над рискою — номер та індекс площі, під рискою — позначка підшови майкопу, м; ділянки з різною питомою щільністю початкових сумарних вуглеводнів ресурсів вуглеводнів (тис. т ум. палива на 1 км²); 6 — категорія, 150—200; 7 — категорія, 100—150; 8 — категорія, 30—50; 9 — категорія 20—30; 10 — категорія, 10—20; 11 — категорія, 5—10; межі: 12 — Керченсько-Таманського (Південно-керченського) прогину, 13 — Феодосійського виступу східного занурення мегаструктури Гірського Криму, 14 — зон антиклінальних складок (А — Південнобортової, Б — Приосьової, В — Північнобортової), 15 — нафтогазоносних провінцій, 16 — нафтогазоносних областей (НГО), 17 — нафтогазоносних районів (НГР), 18 — економічної зони України; 19 — ізобати морського дна, м; 20 — берегова лінія; розривні порушення: 21 — Правдинський розлом. Головні тектонічні структури: I — Феодосійський виступ складчасто-блокової структури Гірського Криму, за В.Й. Самсоновим, 1983 р.; II — Бар'єрна зона (за матеріалами сейсморозвідки), за В.М. Андрєєвим, Д.А. Туголосовим та ін.; III — Південно-керченський (Керченсько-Таманський) прогин, за матеріалами сейсморозвідки і НДР. Нафтогазогеологічне районування: 1 — Індоло-Кубанська НГО; 1а — Південнокерченський НГР, 1б — Субботінський НГР; 2 — Східночорноморська перспективна область.

Опук до межі зони економічних інтересів України на площі близько 500 км².

Параметричне буріння рекомендовано проводити по двох профілях: поздовжньому (із сходу на захід): свердловини Союзна-416 (проектна глибина — 5000 м, горизонт — крейда—палеоген) — Субботіна-403 (пробурена — 4300 м, нижній еоцен) — Абіха-404 (5000 м, крейда) — Південнокерченська-405 (4500 м, крейда), та поперечному (з півдня на північ): свердловини Кавказька-419 (5000 м, юра) — Глибока-417 (5000 м, крейда—палеоген) — Субботіна-403 (пробурена) — одна із виявлених структур у плитководній зоні (проектні гли-

бина і горизонт, а також назву визначатимуть після проведення сейсморозвідки МСГТ).

Із перелічених першочерговою вважаємо параметричну свердловину Абіха-404. На структурі за даними сейсморозвідки МСГТ прогнозується розмив середньоміоценових—пліоценових і, можливо, верхів нижньоміоценових відкладів. Це дасть можливість за проектної глибини 5000 м розкрити перспективні верхньокрейдяно-нижньопалеоценові карбонатні та глинисто-карбонатні утворення на повну товщину. Не виключено, що геохімічна аномалія, яка спостерігається на площі Абіха, пов'язана з наявністю нафтогазових покладів у ниж-

ньомайкопських продуктивних пісковиках — аналогах порід, розвіданих на родовищі Субботіна. Екраном для них слугує потужна глиниста товща у верхах нижнього майкопу. За новими матеріалами сейсмозвідки 3D структуру Абіха виділено за горизонтами відбиття Іб₁, Па, III і III_m, приуроченими відповідно до підшви міоценових відкладів, покривлі еоценових утворень, палеоцену та нижньої частини верхньої крейди. За горизонтом відбиття Па складка Абіха є антикліналю субширотного простягання. Її розміри у межах гранично замкнутої ізогіпси мінус 2500 м становлять 15,0 × 2,0 км, амплітуда — 800 м, площа — 32,0 км². Менші розміри структури простежують по горизонтах, що залягають глибше. Так, площа пастки в палеоцен-еоценових відкладах зменшується до 7,0 км², а у верхньокрейдяних — до 3,5 км². У зв'язку зі змінами у будові складки порівняно з паспортом 2002 р. виникла потреба у перерахунку перспективних ресурсів вуглеводнів. За останньою оцінкою (2009 р.), величина перспективних видобувних ресурсів коду класу 333 у комплексах становить:

- майкопському — 9,3 млн т нафти і 2,1 млрд м³ газу;
- палеоцен-еоценовому — 3,2 млрд м³ газу;
- верхньокрейдяному — 2,2 млрд м³ газу.

Усього на структурі Абіха підраховано 9,3 млн т нафти та 7,5 млрд м³ газу, або 16,8 млн т ум. п., що на 8,8 млн т ум. п. більше від попередньої оцінки (2002 р.).

Пошукове буріння на родовищі Субботіна

рекомендується завершити проводкою св. 4 (2700 м, нижній еоцен) у склепінні складки. Після цього пропонується перейти до розвідувального буріння з метою оконтурення покладів нафти та газу і підготовки даних для підрахунку розвіданих запасів. Зокрема, на південному крилі структури поки що не пробурено жодної свердловини. Короткочасне випробування колекторів торгону у пошуковій св. 2 за допомогою випробувача пластів на трубах не дало однозначних результатів. Протягом 8 хв стояння на припливі отримано 1,4 м³ розгазованого фільтрату промивальної рідини. Тому вважаємо, що пошукове буріння на міоценові відклади слід проводити за окремим проектом.

Крім дорозвідки нафтового родовища Субботіна рекомендується введення в пошукове буріння структури Личагіна, що розміщується поблизу, на майкопські відклади. На ній передбачається розріз майкопської серії, близький до розрізу площі Субботіна. У разі отримання позитивних результатів параметричного буріння на структурах Абіха, Глибокій, Кавказькій і Союзній рекомендується почати на них пошукове буріння передусім на майкопський і надмайкопський комплекси. За отримання позитивних результатів на Союзній складці також передбачається введення в пошукове буріння Східносоюзної пастки, яка розміщується на східній перикліналі цієї складки.

Рекомендовані пріоритетні напрями геофізичних досліджень і бурових робіт сприятимуть відкриттю нових родовищ вуглеводнів.

Список літератури

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

Гожик П. Ф., Євдошук М. І., Ставицький Е. А., Гладун В. В., Галко Т. М., Полухтович Б. М., Проскураков О. А., Захарчук С. М., Верховцев В. Г., Клочко В. П., Максимчук П. Я., Довжок Т. Є., Федун О. М., Колодій І. В., Колодій Е. О., Сеглерова О. В., Коваль А. М., Пахолок О. В., Мельничук П. М., Данилевич В. Я., Федюшин А. І., Тарковська В. А., Ткаченко А. І., Волкова О. В., Романюк В. А., Вархоляк Л. А. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Наукові і практич-

ні основи пошуків родовищ вуглеводнів в українському секторі Прикерченського шельфу Чорного моря. — Київ: Едельвейс, 2011. — 440 с.

Довжок Т. Є., Бялюк Б. О., Ільницький М. К., Мельничук П. М., Клочко В. П., Шпак П. Ф., Іванюта М. М., Марухняк М. Й., Шпілов А. Л., Чебаненко І. І., Токовенко В. С., Окуловський С. М., Пустовойт С. П. Нафтогазоносний потенціал Керченсько-Таманського шельфу Чорного моря, континентального схилу і глибоководної западини Чорного моря. — Київ: Укр. нафтогаз. ін-т, 1996. — 175 с.

Захарчук С. М., Мельничук П. М., Озерний О. М., Полухтович Б. М., Федюшин В. О., Федун О. М.

- Вуглеводневий потенціал морських акваторій та суходолу півдня України // Зб. наук. праць УкрДГРІ. — 2007. — № 2 — С. 261—269.
- Захарчук С.М., Полухтович Б.М., Мельничук П.М. Тектонічна зональність та пріоритетні напрямки пошуків нових родовищ вуглеводнів Прикерченського шельфу Чорного моря // Азово-Чорноморський полігон изучения геодинамики и флюїодинамики формирования месторождений нефти и газа // VIII Междунар. конф. "Крым-2009" (г. Ялта, 14—18 сент. 2009 г.): Тез. докл. — Симферополь: Ассоциация геологов г. Симферополя, 2010. — С. 150—156.
- Исмагилов Д.И., Козлов В.Н., Терехов А.А., Мартиросян В.Н. Новые данные о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности российской части Керченско-Таманского шельфа // Геология нефти и газа. — 2001. — № 3. — С. 19—22.
- Лукин А.Е. О перспективах нефтегазоносности Прикерченского шельфа // Геол. журн. — 2008. — № 2. — С. 7—20.
- Пашкевич И.К., Макаренко И.Б., Русаков О.М., Старостенко В.И., Кутас Р.И., Легостаева О.В., Лебедь Т.В. Разломная тектоника консолидированной коры Керченско-Таманского прогиба Черного моря по данным анализа потенциальных полей // Азово-Чорноморський полігон изучения геодинамики и флюїодинамики формирования месторождений нефти и газа // VIII Междунар. конф. "Крым-2009" (г. Ялта, 14—18 сент. 2009 г.): Тез. докл. — Симферополь: Ассоциация геологов г. Симферополя, 2009. — С. 99—101.
- Старостенко В.І., Крупський Б.А., Пашкевич І.К., Русаков О.М., Макаренко О.М., Легостаева О.В., Лебідь Т.В. Розломна тектоніка і перспективи нафтогазоносності українського сектора північно-східної частини Чорного моря // Нафт. і газ. пром-сть. — 2011. — № 1. — С. 7—10.