

ОСОБЛИВОСТІ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ТА ОЦІНКА ПЕРСПЕКТИВ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ВІДКЛАДІВ СЕРЕДНЬОГО МІОЦЕНУ І ВЕРХНЬОГО ОЛІГОЦЕНУ НА РОДОВИЩІ СУББОТІНА

¹С.Г.Вакарчук, ¹О.А.Шевченко, ¹Т.Є.Довжжок, ¹П.М.Чепіль, ¹М.В.Харченко, ²Ю.А.Караваєва

¹ Дочірнє підприємство "Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості" НАК "Нафтогаз України", 08132, Київська область, Києво-Святошинський район, м. Вишневе, тел./факс: (044) 4957741, e-mail: vakarchuk@naukannaftogaz.kiev.ua

² Київський національний університет імені Тараса Шевченка, 03022, м. Київ, вул. Васильківська, 90, e-mail: cgrph@univ.kiev.ua

Подается заглавная характеристика открытого в 2006 році нафтового родовища Субботина, що розташоване в межах Прикерченського шельфу Чорного моря. Розглядається перспективи газонасності середньоміоценових і верхньоолігоценових відкладів та пропонується геологічна модель їх будови. Визначено подальші напрямки геологорозвідувальних робіт.

Ключові слова: родовище, нафта, газ.

Дана общая характеристика открытого в 2006 г. нефтяного месторождения Субботина, расположенного в пределах Прикерченского шельфа Чёрного моря. Рассмотрены перспективы газонасности среднемиоценовых и верхнеолигоценовых отложений. Представлена геологическая модель их строения. Определены дальнейшие направления геологоразведочных работ.

Ключевые слова: месторождение, нефть, газ.

General description of the Sybbotina oil field opened in 2006 located within limits of the Prikerchenskiy shelf of the Black Sea was given. The considered prospects of gas-bearing of middle miocene and overhead oligocene sediments. The geological model of their structure was presented. The subsequent directions of geological survey works was defined.

Keywords: field, oil, gas.

Сьогодні одним зі шляхів зміцнення енергетичної незалежності держави є збільшення власного видобутку нафти і природного газу. Найбільш перспективною в цьому напрямку, безсумнівно, є територія українського сектора Чорного і Азовського морів. Сумарні початкові видобувні ресурси українського сектора акваторій Чорного та Азовського морів станом на 01.01.2006 р. (УкрДГРІ) оцінюються в 2279,2 млн.т. умовного палива, що складає близько 30% від всіх початкових видобувних ресурсів ВВ України. Водночас ступінь освоєння початкових ресурсів вуглеводнів морських акваторій України не перевищує 3%. Так, для Азовського моря ступінь освоєння початкових ресурсів складає 3,2%, для шельфу Чорного моря (глибина води до 100 м) – 7,0%, для глибоководної частини Чорного моря (глибина води понад 100 м) – 0%.

Враховуючи низьку ступінь освоєння вуглеводневого потенціалу і виходячи з світового досвіду проведення геологорозвідувальних робіт в інших нафтогазонасних регіонах саме в межах морських акваторій можливо очікувати відкриття найближчим часом значних за запасами родовищ нафти і газу, що певним чином і підтверджується результатами геологорозвідувальних робіт, проведених останнім часом.

Останніми роками значні обсяги геологорозвідувальних робіт у межах українських акваторій були сконцентровані в межах Прикер-

ченського шельфу Чорного моря. У результаті цих робіт в 2005 році було відкрито нафтове родовище Субботіна [1]. Це відкриття підтвердило промислову нафтогазонасність нового нафтогазонасного району.

У тектонічному відношенні структура Субботіна розташована в центральній частині Керченсько-Таманського прогину. До глибоководувальними роботами по горизонтах відбиття Па (P_3^1 – підшва відкладів майкопської серії) та ПІм (P_1^1 – підшва відкладів палеогену) як структурно-тектонічна пастка. По цих горизонтах структура являє собою асиметричну антиклінальну складку північно-східного простягання.

В 2005 році у межах структури була пробурена параметрична свердловина №403. Проектна глибина свердловини – 4300 м, фактична глибина – 4300 м, проектний горизонт – палеоцен-верхня крейда, фактично досягнутий горизонт – нижній еоцен. Свердловина розкрила такий стратиграфічний розріз (знизу догори): нижній еоцен – бахчисарайський регіоярус (товщина 500 м), середній еоцен – сімферопольський, новопавлівський та кумський регіояруси (810 м), верхній еоцен – альмінський регіоярус (115 м), нижній олігоцен – нижня частина майкопської серії (1035 м), верхній олігоцен – середня частина майкопської серії (350 м), нижній міоцен – верхня частина майкопської серії

(540 м), середній міоцен – чокракський, караганський та конкський регіояруси (360 м) (згідно з розбивками ДАТ „Чорноморнафтогаз” – тортон), верхній міоцен – сарматський, меотичний і понтійський регіояруси (110 м), пліоцен-четвертинні відклади (400 м) [2].

У свердловині за результатами проведених випробувань чотирьох об'єктів з відкладів нижнього олігоцену (нижній майкоп) отримано припливи нафти з дебітами від 6 до 72 м³/добу та газу 67,2 тис.м³/добу на 5 мм діафрагмі.

Відтак було пробурено пошукову свердловину № 1, яка закладена в склепінній частині структури на відстані 1,2 км на південний захід від параметричної свердловини № 403. Основними завданнями буріння було уточнення геологічної будови і підтвердження нафтогазоносності майкопських відкладів. Проектна глибина свердловини – 3100 м, скоригована проектна глибина – 3140 м, фактична глибина – 3140 м, проектний горизонт – P_{g2}², фактично досягнутий горизонт – P_{g2}². Свердловиною розкриті відклади середнього міоцену-пліоцену (137-818 м), майкопської серії (818-2977 м), еоцену (2977 м – вибій) [3].

У свердловині Субботіна № 1 випробувано дванадцять об'єктів (всі у відкладах нижнього олігоцену). В результаті виконаних робіт з випробування з першого по восьмий об'єкти промислових припливів нафти не отримано (I-III об'єкти – слабопроникні, IV-VIII об'єкти інтерпретуються як водоносні). З дев'ятого по дванадцятий об'єкти отримали промислово припливи нафти з дебітами від 5 до 70,1 м³/д.

В літологічному відношенні відклади нижнього олігоцену представлені чергуванням аргілітів, пісковиків і алевролітів.

Аргіліти темно-сірі до чорних, щільні, міцні, слабкослюдисті, ділянками тріщинуваті, шаруваті. Прошарки горизонтально орієнтовані, від 0,1 см до 0,5 см виповнені сірими алевролітами, зустрічаються вклюдження сидериту. Порода глинисто-гідрослюдистого складу, однорідна з домішкою (5,0–30,0%) алевритового матеріалу. Кластичний матеріал рівномірно розповсюджений у породі, представлений кутуватими зернами кварцу, лусочками мусковіту, глауконітом алевритової розмірності та горизонтально орієнтованими лусочками мусковіту. Мікротекстура паралельно орієнтована, мікроверстувата, неоднорідна, ділянками мікрохвиляста.

Пісковики сірі, темно-сірі, зеленувато-сірі, дрібно-середньозернисті, глауконіт-кварцові середньої міцності з нерівним зламом. Порода з сильним запахом нафти. Цемент глинистий, глинисто-карбонатний, карбонатний контактового, порово-контактного, порового типу. Порода ділянками інтенсивно просякнута коричневими, світло-коричневими вуглеводнями. Цемент складає 10,0-25,0 % породи.

Алевроліти кварцові світло-сірі і сірі, щільні, міцні, з прошарками темно-сірого алевритистого аргіліту з запахом нафти. Цемент глинистий, глинисто-слюдищений. Місцями порода інтенсивно просякнута темно-коричне-

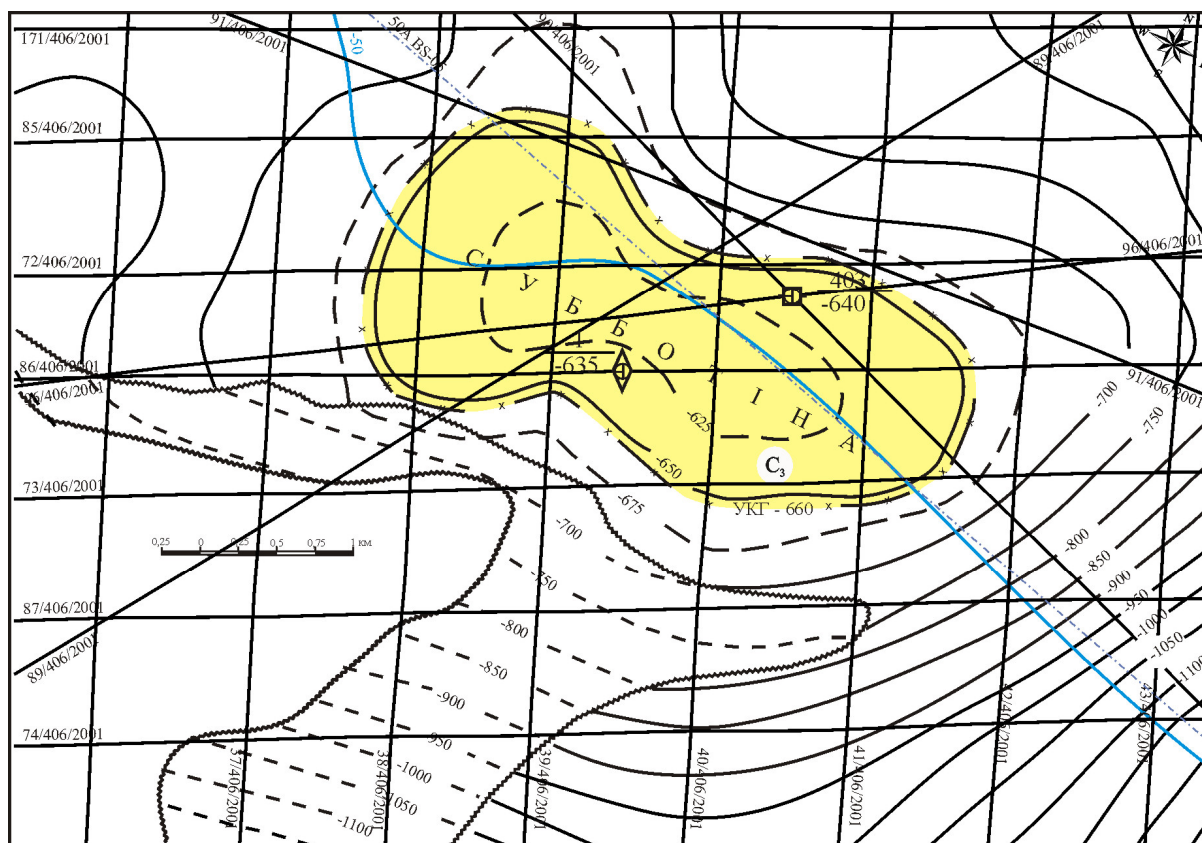
вими вуглеводнями. Шаруватість від горизонтальної до 10°, місцями хвиляста.

Пласти колектори представлені пісковиками і алевролітами. Коефіцієнт відкритої пористості змінюється від 0,08 до 0,33 і в середньому складає 0,17%. Проникність змінюється 0,1 мД до 47 мД, у середньому – 4,4 мД.

У структурному відношенні структура Субботіна у відкладах нижнього олігоцену (горизонт відбиття Па) є асиметричною антиклінальною складкою північно-східного простягання. Південне крило структури ускладнене порушеннями типу скид та підкид, амплітудою відповідно 100-150 м та 150-300 м, північно-неузгодженим скидом амплітудою 50-150 м. Кути падіння південного крила складки – 35-40°, північного – 20-30°. Розміри пастки по горизонту відбиття Па в межах замкненої ізогіпси мінус 3520 м складають 12 x 5 км, амплітуда – 700 м, площа – 34 км².

Таким чином, за результатами буріння свердловин №1 і №403 була встановлена промислова нафтогазоносність відкладів нижнього олігоцену (нижній майкоп). Що стосується горизонтів, які залягають вище у відкладах верхнього олігоцену (середній майкоп) і міоцену, то випробування їх не проводилося. Водночас за результатами виконаної ДП „Науканафтогаз” (відділення ІАЦ) інтерпретації матеріалів ГДС по свердловинах № 403 і № 1 у відкладах верхнього олігоцену (середній майкоп) і середнього міоцену (чокракський, караганський та конкський регіояруси) виділено ряд перспективних горизонтів, що інтерпретуються як газонасичені. Обробка та інтерпретація даних ГДС проводилась в робочому проекті системи програм GeoFrame. Пласти характеризуються зниженням природної гамма-активності, збереженням номінального діаметра свердловини, від'ємною аномалією ПС, мають ознаки гранулярного колектора [3]. Питомий електричний опір за даними ІК – БК становить 1,9-2 Омм, за БКЗ 4-6 Омм. Пористість змінюється в інтервалі: К_п = 9 – 30%, К_{гл} = 0,34 – 0,4. Пласти колектори мають аномально високі значення інтервального часу за даними АК, що характерно для газових покладів.

У відкладах середнього міоцену було виділено три продуктивні горизонти – Тр-1, Тр-2 і Тр-3 (конкський, чокракський, караганський регіояруси відповідно). Інтервал глибин залягання продуктивних горизонтів – 630-800 м. Продуктивні горизонти представлені пісковиками. Сумарна ефективна товщина 28 м, коефіцієнт відкритої пористості у середньому – 0,24, газонасиченість – 0,71. В літологічному відношенні відклади середнього міоцену представлені чергуванням сірих та темно-сірих глин, сірих алевролітів, дрібнозернистих пісковиків, мергелів і органічно-детритових вапняків. Чокракські відклади складені черепашково-детритовими вапняками з прошарками конгломератів, мергелями та пісковиками. Караганські відклади – за даними свердловин пробурених на Керченському півострові, представлені мергелями, пісками, глинистими пісковиками, рід-



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

- | | | |
|---|--|---|
| <p>33 406/2001 Сейсмічні профілі MBX СГТ</p> <p>50A Bs-05</p> <p>-1400 Ізогіпси горизонту відбиття Ікп поблизу покрівлі кона</p> <p>-2000 Ізогіпси горизонту відбиття Ім поблизу підшви меотиса (покрівля кона у розмиві)</p> | <p>зона розмиву поблизу покрівлі караган-чокраку</p> <p>зона розмиву поблизу підшви кона</p> <p>ізобани</p> <p>умовний контур газонасності</p> | <p>Пробурені свердловини</p> <p>номер свердловини</p> <p>абсолютна в'ідмітка горизонту відбиття</p> <p>403 параметрична</p> <p>1 пошукова</p> |
|---|--|---|

Рисунок 1 – Структурна карта по горизонту відбиття Ікп (за даними «Причорномор» ДРГП)

ше вапняками, конгломератами, строматолітами. Відклади конкського регіоярису складені в основному глинами з підпорядкованими прошарками мергелів, пісків та пісковиків.

В середньомайкопських відкладах виділено також три продуктивні горизонти – МС-1, МС-2, МС-3. Інтервал залягання – 1200-1400 м, сумарна ефективна товщина – 35 м, коефіцієнт відкритої пористості – 0,11-0,2; газонасиченість – 0,57. Найбільш перспективним у відношенні нафтогазонасності є інтервал 1214-1314 м (продуктивний горизонт МС-1), представлений перешаруванням пісковиків, алевролітів і аргілітів. За результатами вивчення керна матеріалу відклади середнього майкопу представлені перешаруванням пісковиків, алевролітів і глин при істотному домінуванні останніх. Глини темно-сірі до чорних, щільні, аргілітоподібні, середньої міцності, слюдисті, субгоризонтальношаруваті, невапнисті, тріщинуваті з прошарками пісковиків та світло-сірих алевролітів. Пісковики зеленувато-сірі, місцями світло-сірі, кварцово-глауконітові, дрібнозернисті, глини-

ті, слюдисті, слабкоцементовані, прошарками переходять у пісок дрібнозернистий, кварцовий з глауконітом. Потужність прошарків пісковиків – до 35 см. Вздовж тріщин зустрічаються нальоти та гнізда світло- і зеленувато-сірого дрібнозернистого піщанистого матеріалу. Відмічаються субгоризонтальні дзеркала ковзання.

Перспективність середньоміоценових і верхньооліоценових відкладів на структурі Субботіна підтверджується промисловою їх продуктивністю на родовищах, що розташовані поблизу – Приозерному, Борзівському, Мошкарівському, Владиславівському та інших [4-6]. У морській свердловині Рифова-302 розкриті нафтонасичені піски тортону (460-475м), пісковики та мергелі сармату (310-317м, 340-355м). В межах Таманського півострова поклади нафти у відкладах середнього міоцену встановлені на Благовіщенському, Старотитаровському, Сорельганському, Біло-Хуторському родовищах [7].

Найбільш повну інформацію щодо будови відкладів середнього міоцену дають структурні карти, побудовані по таких горизонтах відбиття

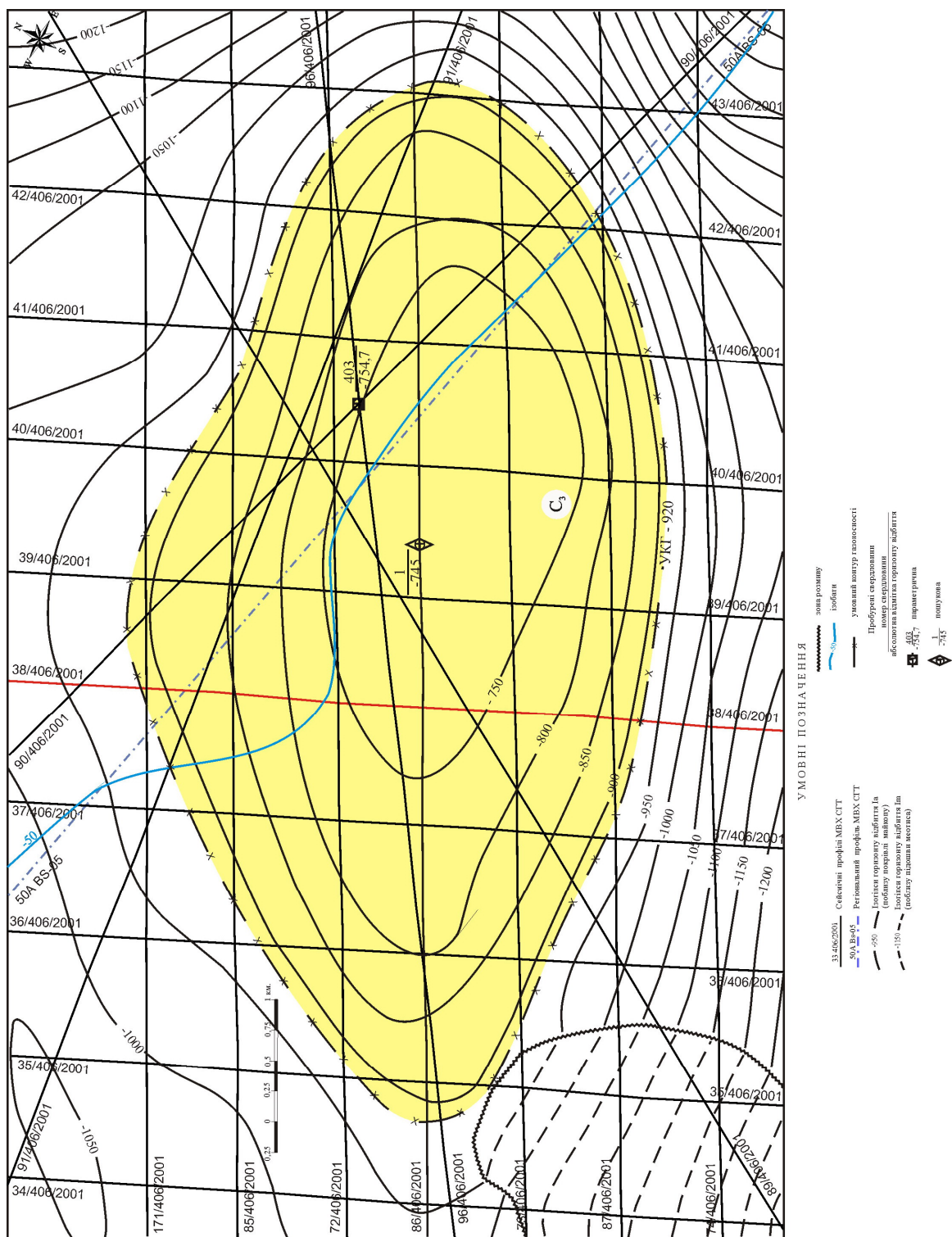


Рисунок 3 – Структурна карта по горизонту відбиття Іа

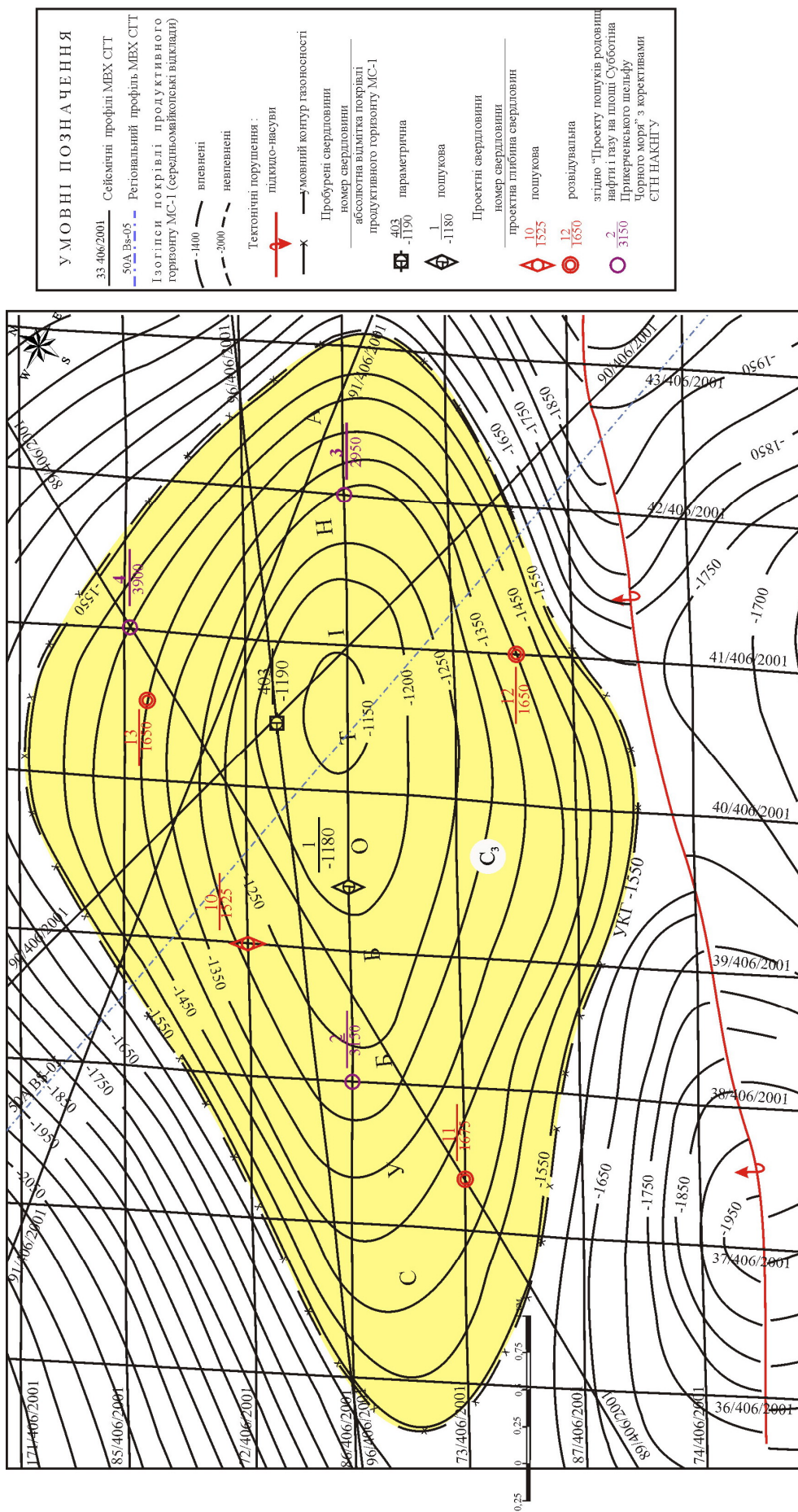


Рисунок 4 – Структурна карта покритві продуктивного горизонту МС-1 (відклади верхнього олігоцену)

На рівні середньомайкопських відкладів структура є вже достатньо значною за розміром антиклінальної складкою, амплітуда якої сягає 400-500 м (рис. 4). Площа структури в межах ізогіпси -1550 м (горизонт МС-1) становить 19 км².

Очікується, що поклади газу в горизонтах МС-1, МС-2, МС-3 і Тр-1, Тр-2, Тр-3 в межах структури Субботіна будуть пластові, склепінні. Інтервал залягання продуктивних горизонтів в апікальній частині прогнозованої пастки складає 630-1350 м.

Таким чином, на Субботінському родовищі відокремлюються два поверхи нафтогазоносності: нижній – нафтоносний (нижній олігоцен (нижній майкоп)), та верхній – газonosний (середній міоцен і верхній олігоцен (середній майкоп)). З метою прискорення освоєння вуглеводневого потенціалу родовища рекомендується проводити пошуки та розвідку покладів ВВ зазначених поверхів окремо – різними мережами свердловин.

Для пошуку і розвідки газових покладів рекомендується пробурити одну незалежну пошукову свердловину (№ 10) в апікальній частині структури та три залежних – розвідувальні (№ 11-13) (рис.4).

Буріння пошукової незалежної свердловини № 10 передбачається в присклепіневій частині структури Субботіна на 800 м північно-західніше від свердловини № 1. Проектна глибина свердловини – 1525 м, проектний горизонт – Р_{g3}².

Залежну від результатів буріння свердловини № 10 розвідувальну свердловину № 11 проектується пробурити у південно-західній частині пастки на 2,13 км південно-західніше від свердловини № 1. Проектна глибина – 1675 м, проектний горизонт – Р_{g3}². Залежну від результатів буріння свердловин № 10 та 11 розвідувальну свердловину № 12 проектується пробурити у південно-східній частині пастки на південний схід від свердловини № 1 на відстані 1,93 км та 1,7 км на південь від свердловини № 403. Вона закладається в контурі нафтогазоносності горизонтів Тр-3, МС-1, МС-2 та МС-3. Проектна глибина – 1650 м, проектний горизонт – Р_{g3}². Залежну від результатів буріння свердловин № 10-12 розвідувальну свердловину № 13 проектується пробурити у північно-східній частині пастки на 0,88 км північніше від параметричної свердловини № 403 та 1,95 км на північний схід від проектною свердловини № 10. Вона закладається в контурі нафтогазоносності горизонтів Тр-3, МС-1, МС-2 та МС-3. Проектна глибина – 1650 м, проектний горизонт – Р_{g3}².

Результати буріння і випробування дадуть змогу виявити продуктивні горизонти середнього міоцену та верхнього олігоцену (середнього майкопу), встановити фільтраційно-ємнісні характеристики пластів-колекторів, отримати якісні та кількісні дані для здійснення геолого-економічної оцінки відкритих покладів.

Сумарна оцінка перспективних ресурсів горизонтів МС-1, МС-2, МС-3 і Тр-1, Тр-2, Тр-3 за коефіцієнта заповнення пасток 0,8 складає 15,0 млн. т. у.п. (оцінка ДП „Науканафтогаз”).

Слід зазначити, що враховуючи достатньо високу ресурсну базу і невелику глибину залягання прогнозногазоносних горизонтів першочерговим для освоєння має бути саме верхній верхньоолігоценно-середньоміоценовий газonosний поверх.

Література

1 Дякович П. Перші результати буріння на Прикерченському шельфі Чорного моря / П. Дякович, Е. Колодій, Л. Мінтузова та ін. // Геодинамика, сейсмичность и нефтегазоносность Черноморско-Каспийского региона: сб. тез докладов. – Симферополь, 2005. – С. 23-24.

2 Гожик П.Ф. Результати буріння першої глибокої свердловини на Керченському шельфі Чорного моря (структура Субботіна) та їх значення для планування подальших геологорозвідувальних робіт / Гожик П.Ф., Гладун В.В., Багрій І.Д., Знаменська Т.О., Маслун Н.В., Мельничук П.М. // Геол. журн. – 2006. – № 2-3. – С. 103-114.

3 Єгер Д.О. Ефективність застосування нової методики комплексного аналізу геолого-геофізичних даних для прогнозування нафтогазоносності (на прикладі структури Субботіна в Чорному морі) / Єгер Д.О., Попадюк І.В., Стомба С.М., Ратушний В.С., Хрящевська О.І., Макеєв В.Г., Горбунов В.І., Губич І.Б. // Геологія нафти і газу. – 2008. – № 2. – С.4-7.

4 Програма освоєння вуглеводневих ресурсів українського сектору Чорного і Азовського морів. [скл. Довжок Є.М., Шпак П.Ф., Ільницький М.К.]. – К.: 1996. – 21 с.

5 Герасимов М.Е. Закономерности образования, пространственного размещения структур и перспективы нефтегазоносности южного региона Украины / Герасимов М.Е., Бондарчук Г.К., Скорик А.И. // – Сб. докл. IV Международной конференции. – Гурзуф, 2003. – С. 61-70.

6 Атлас родовищ нафти і газу України / [редкол.: Федішин В.О. (голова) та ін.]. – Львів: Центр Європи, 1998. – Т.6: Південний нафтогазоносний регіон. – 1998. – 222 с. – ISBN 966-7022-04-8.

7 Нафтогазоносний потенціал Керченсько-Таманського шельфу Чорного моря, континентального схилу і глибоководної западини Чорного моря / [Є.М. Довжок, Б.О.Бялюк, М.К. Ільницький та ін.]. – К.: УНГІ, 1996. – 175 с.

Стаття поступила в редакційну колегію
22.07.09

Рекомендована до друку професором
Б. Й. Маєвським