

ОСОБЛИВОСТІ ЛІТОФІЗИЧНОЇ СТРУКТУРИ ВІДКЛАДІВ СЕРЕДНЬОГО МАЙКОПУ ЧОРНОМОРСЬКО-ПІВНІЧНОКРИМСЬКОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РАЙОНУ

К.Г. Григорчук¹, В.П. Гнідець², О.М. Кохан³

(Рекомендовано акад. НАН України О.Ю. Лукіним)

¹ Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, Львів, Україна, E-mail: kosagri@ukr.net
Доктор геологічних наук, старший науковий співробітник.

² Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, Львів, Україна, E-mail: vgnidec@gmail.com
Кандидат геолого-мінералогічних наук, старший науковий співробітник.

³ Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, Львів, Україна, E-mail: kohanom8@gmail.com
Інженер I категорії.

Мета. Встановити просторово-вікові особливості літофізичної структури середньомайкопської товщі Чорноморсько-Північнокримського нафтогазоносного району з метою локалізації нафтогазоперспективних об'єктів. **Методика.** Літолого-петрографічний, літмологічний аналізи, літофізична інтерпретація літологічних розрізів свердловин. **Результати.** Створено моделі літофізичної структури відкладів середнього майкопу по окремих перетинах, що дозволило визначити особливості просторово-вікового розвитку флюїдоупорних горизонтів регіонального, зонального і локального поширення та порід-колекторів різного типу (порових, тріщинних). Встановлено домінування колекторів порового типу на північному (район Таврійської та Тендрівської площ) та південному (район площ Десантна, Гамбурцева, Сельського) бортах Північнокримського прогину, а тріщинних – у його приосьовій частині (район площ Голіцина, Флангова). **Наукова новизна.** Вперше на основі літофізичної інтерпретації літологічних розрізів відкладів середнього майкопу по окремих свердловинах визначено просторово-вікові особливості поширення флюїдоупорів та горизонтів тріщинних і порових порід-колекторів. **Практична значущість.** Виділено нафтогазоперспективні об'єкти антиклінального (структури Голіцина, Шмідта, Міжводненська, Штормова, Архангельського) та неантиклінального (Тендрівсько-Таврійська, Одесько-Осетрова, Каркінітсько-Борисівська ділянки) типів.

Ключові слова: літофізична та літмологічна структури; середньомайкопські відклади; Чорноморсько-Північнокримський нафтогазоносний район.

THE PECULIARITIES OF LITHOPHYSICAL STRUCTURE OF THE MIDDLE MAYKOPIAN DEPOSITS OF THE NORTH BLACK SEA – NORTH CRIMEAN OIL AND GAS DISTRICT

K.G. Grygorchuk¹, V.P. Gnidets², O.M. Kokhan³

(Recommended by academician of NAS of Ukraine O.Yu. Lukin)

¹ Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of NAS of Ukraine, Lviv, Ukraine, E-mail: kosagri@ukr.net
Doctor of geological sciences, senior research scientist.

² Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of NAS of Ukraine, Lviv, Ukraine, E-mail: vgnidec@gmail.com
Candidate of geological-mineralogical sciences, senior research scientist.

³ Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of NAS of Ukraine, Lviv, Ukraine, E-mail: kohanom8@gmail.com
Engineer I category.

Purpose. To set the spatial-temporal features of lithophysical structure of the Middle Maykopian strata of the Black Sea - Northern Crimea oil and gas district with the aim of localization of prospective oil and gas objects. **Method.** Lithology-petrographical, lithmological analyses, lithophysical interpretation of boreholes lithologic sections. **Results.** The models of lithophysical structure of the Middle Maykopian deposits have been created by separate

sections that allowed defining the features of spatial-temporal development of aquitard horizons of regional, zonal and local distribution and reservoir-rocks of different types (porous, fissure). Domination of porous type reservoir-rocks is set on the northern (Tavriyska and Tendrivska areas) and southern (Desantna, Gamburceva, Selsky areas) sides of the Northern Crimea depression and fissure – in his axial part (Golitsyn, Flangov areas). **Scientific novelty.** First on the basis of lithophysical interpretation of lithologic sections of the Middle Maykopian deposits on separate boreholes the spatial-temporal features of distribution of aquitards and horizons of fissure and porous reservoir-rocks are determined. **Practical significance.** The prospective oil and gas objects of anticline (structures of Golitsyn, Schmidt, Mizhvodnenska, Shtormova, Archangelsky) and non-anticline (Tendrivsko-Tavriyska, Odesa-Osetrova, Carkinite-Borysivska areas) types are distinguished.

Key words: lithophysical and lithmological structure; Middle Maykopian deposits; Black Sea-Northern-Crimea oil and gas region.

ОСОБЕННОСТИ ЛИТОФИЗИЧЕСКОЙ СТРУКТУРЫ ОТЛОЖЕНИЙ СРЕДНЕГО МАЙКОПА ЧЕРНОМОРСКО-СЕВЕРОКРЫМСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА

К.Г. Григорчук¹, В.П. Гнидец^{2,3}, О.М. Кохан³

(Рекомендовано акад. НАН Украины А.Е. Лукиным)

¹ Інститут геології і геохімії горючих ископаємих НАН України, Львов, Україна,

E-mail: kosagri@ukr.net

Доктор геологічних наук, старший научний співробітник.

² Інститут геології і геохімії горючих ископаємих НАН України, Львов, Україна,

E-mail: vgnidec@gmail.com

Кандидат геолого-мінералогічних наук, старший научний співробітник.

³ Інститут геології і геохімії горючих ископаємих НАН України, Львов, Україна,

E-mail: kohanom8@gmail.com

Інженер I категорії.

Цель. Установить пространственно-возрастные особенности литофизической структуры среднемайкопской толщи Черноморско-Северокрымского нефтегазоносного района с целью локализации нефтегазоперспективных объектов. **Методика.** Литолого-петрографический, литмологический анализы, литофизическая интерпретация литологических разрезов скважин. **Результаты.** Построены модели литофизической структуры отложений среднего майкопа по отдельным профилям, что позволило определить особенности пространственно-возрастного развития флюидоупорных горизонтов регионального, зонального и локального распространения и пород-коллекторов различного типа (поровых, трещинных). Выявлено доминирование коллекторов порового типа на северном (район Таврической и Тендровской площадей) и южном (район площадей Десантная, Гамбурцева, Сельского) бортах Северокрымского прогиба, а трещинных – в его приосевой части (район площадей Голицына, Фланговая). **Научная новизна.** Впервые на основании литофизической интерпретации литологических разрезов отложений среднего майкопа по отдельным скважинам определены пространственно-возрастные особенности распространения флюидоупоров и горизонтов трещинных и поровых пород-коллекторов. **Практическая значимость.** Выделены нефтегазоперспективные объекты антиклинального (структуры Голицына, Шмидта, Межводненская, Штормовая, Архангельского) и неантиклинального (Тендровско-Таврический, Одесско-Осетровый, Каркинитско-Борисовский участки) типов.

Ключевые слова: литофизическая и литмологическая структуры; среднемайкопские отложения; Черноморско-Северокрымский нефтегазоносный район.

Основні риси геологічної будови досліджуваного району

Чорноморсько-Північнокримський нафтогазоносний район Південної нафтогазоносної області України охоплює акваторію північно-західного шельфу Чорного моря та суміжні суходоли Північного Причорномор'я та Рівнинного Криму, а в тектонічному відношенні – велику депресійну структуру – Північнокримський прогин.

Останній – від'ємна сильно видовжена в плані широтного простягання структура, асиметрична в розрізі, з крутим південним та похилим північним крилом. Осадове виповнення прогину, потужністю понад 8000 м, при потужності олігоцен-міоценових (майкопських) нашарувань понад 1600 м, а досліджених середньомайкопських (керлеутських) майже 500 м, представлено теригенно-карбонатними відкладами

крейди–еоцену та теригенними – олігоцену–міоцену. За матеріалами сейсмозвідки, підтверджених геологічними результатами, в осьовій зоні прогину глибини залягання підосви олігоценових відкладів змінюються від 0,3 до 2,5 км [Максимов, 1981]. Локальні антиклінальні підняття по олігоцен-міоценовому структурному поверху слабо виражені і найчастіше представлені структурними формами типу носів, флексур або терас з незначними амплітудами (30-100 м). Відкриті на сьогоднішній день родовища, що пов'язані з середньомайкопським комплексом (Голіцинське, Південно-Голіцинське, Шмідтівське, Архангельське та Кримське), пластово-склепінного типу і відносяться до категорій малих за початковими запа-

сами (рис. 1) [Деніга та ін., 1998]. Породи-колектори – піщано-алевритові горизонти низів (нижній керлеут), середини (середина верхнього керлеуту) та верхів (верхи верхнього керлеуту) середнього майкопу, ефективною потужністю 0,5–7 м. Характеризуються вони високою ємністю та проникністю: відкрита пористість порід у діапазоні глибин 400–1050 м змінюється від 15 до 38% (в середньому становить 26%), а проникність – $(0,7-560) \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Об'ємна щільність їх коливається від 1,69 до 2,1 г/см³ (середнє значення 1,8–2,0 г/см³), карбонатність – від 0 до 7,8% (середнє значення 0–1,99%). Наведені значення дозволяють віднести вивчені відклади до порід-колекторів І–ІІ класу за класифікацією [Ханин, 1969].

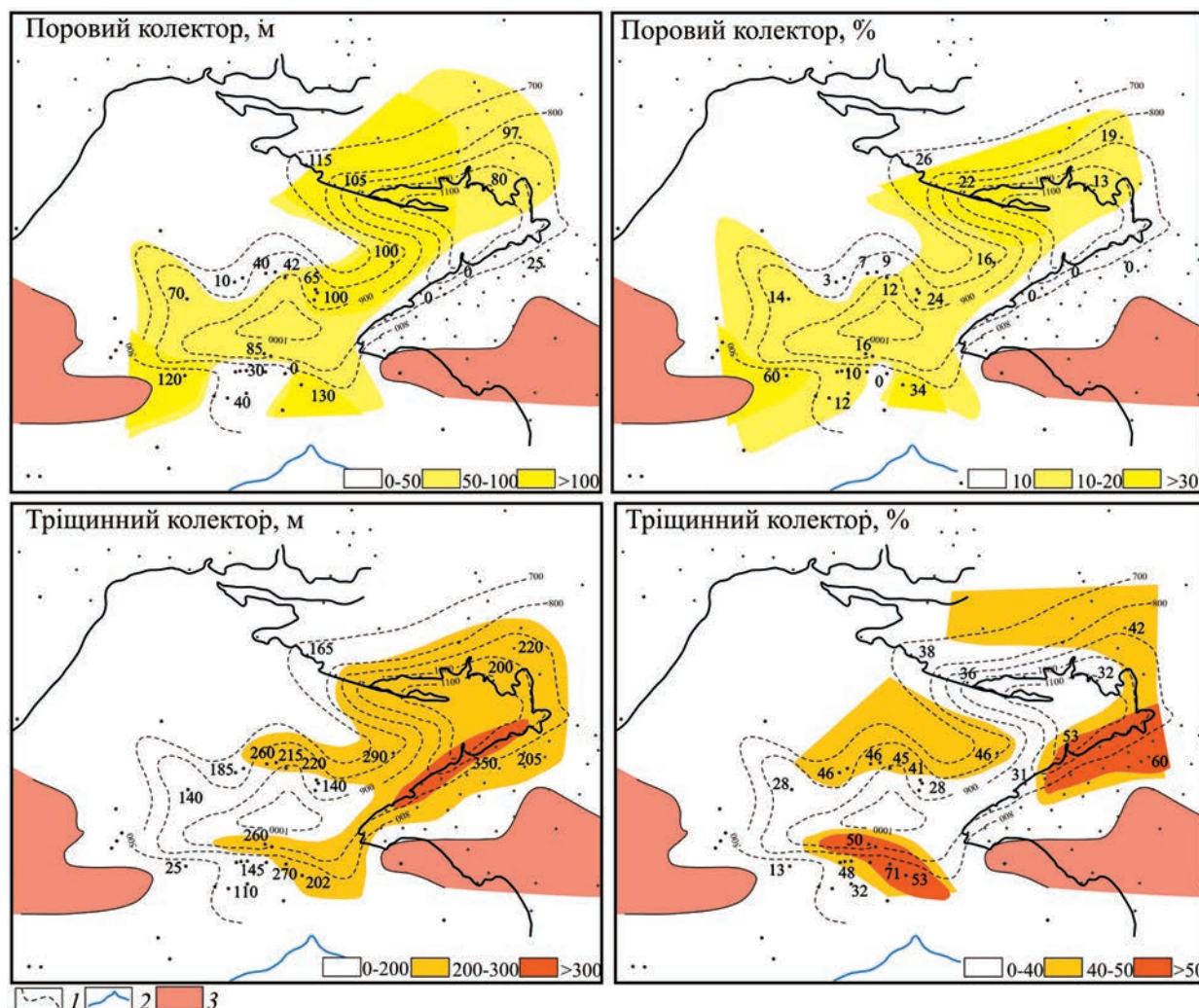


Рис. 1. Карти потужностей (ізопахіт, м) та поширення колекторів порового і тріщинного типів у середньомайкопській товщі Північнокримського осадово-порідного басейну

1 – ізопахіти; 2 – сучасна брівка шельфу; 3 – відсутність відкладів

Fig. 1. The maps of thicknesses (isopach map, m) and distribution of porous and fissure types of reservoir rocks in the Middle Maykopian of the sedimentary-rock basin

1 – isopachous line; 2 – present shelf edge; 3 – absence of deposits

Перспективність в нафтогазопошуковому відношенні майкопського комплексу і зумовила актуальність літофізичного вивчення середньомайкопських нашарувань Чорноморсько-Північнокримського нафтогазоносного району.

Мета роботи – встановити особливості просторово-часових варіацій літофізичної структури середньомайкопських нашарувань Чорноморсько-Північнокримського нафтогазоносного району та надати оцінку перспектив їх нафтогазоносності.

По середньомайкопських нашаруваннях Північнокримського прогину виконано комплекс літологічних, літмологічних та мінералого-петрографічних досліджень. Літологічні дослідження базувались на інтерпретації комплексу ГДС 30 морських свердловин. Результати літологічних досліджень слугували основою літмологічного аналізу, проведеного за методикою, апробованою [Григорчук та ін., 2009]. Вивчення мінерального складу порід у шліфах (понад 200 шліфів) виконано за стандартною методикою на поляризаційному мікроскопі. Отримані в результаті досліджень дані детально описані та проаналізовані в попередній нашій праці [Григорчук та ін., 2009]. В представленій роботі ці ж дані подаються в контексті просторово-вікового розвитку порід-колекторів і резервуарів різного типу.

Результати досліджень

Середньомайкопські утворення в складі керлетського регіоярису в межах південних районів України мають значне просторове поширення, але повнота їх розрізу та потужність характеризуються суттєвими варіаціями. Найбільш повні розрізи середнього майкопу розкриті в межах акваторії північно-західного шельфу Чорного моря, де виявлені два практично ізометричних депоцентри: Михайлівський і Таврійський з потужностями товщі понад 650 м [Григорчук та ін., 2009]. Натомість, у Західному та Північному Причорномор'ї, Рівнинному Криму та Крайовому уступі їх розріз скорочений (25–300 м). Редукція останнього тут відбувається як у результаті закономірного зменшення потужності та виклинювання окремих горизонтів, так і внаслідок їх розмивання. Розмиті або не сформовані з різних причин верхні горизонти середнього майкопу встановлені в межах Рівнинного Криму, Західного та Північного Причорномор'я, нижні – валу Губкіна, Крайового уступу.

Літологічний склад середньомайкопської товщі Північнокримського осадово-породного басейну є доволі одноманітний. Основу складають глинисті утворення (до 70% розрізу), які відрізняються за вмістом алевроліто-псамітових і карбонатних компонентів, з локальним включенням прошарків дрібнозернистих пісковиків та алевролітів. Роль останніх зростає при наближенні до джерел зносу уламкового матеріалу або в межах певних структурно-морфологічних форм басейну.

Дані *літмологічного аналізу* засвідчують широке поширення в межах регіону глинистих літмітів (поля VI та VII, від 0 до 76%, у середньому 48%).

Практично наскрізний розвиток псамоалевритових літмітів простежується в південно-західній частині вивченого регіону (площі Олімпійська, Десантна, Гамбурцева). Тут при потужності середньомайкопської товщі 40–200 м в її розрізі домінують утворення змішаного (III, до 100%) та псамітового (II, до 61%) класифікаційних полів [Григорчук та ін., 2009].

Широкий розвиток псамоалевритових літо-типів у розрізі спостерігається і на півночі регіону (Таврійська, Херсонська площі), де сумарна потужність середньомайкопської товщі варіює від 60 до 450 м. Виділяються тут літміти усіх шести класифікаційних полів, але при цьому сумарний об'єм утворень псамоалевритових полів (II, III, IV, V) становить 45–65%. На решті території частка псамоалевритових літмітів в розрізі середньомайкопської товщі не перевищує 25%.

Доволі однозначно у розрізі виділяються три субрегіональні кластогенні пачки (M_C-I, M_C-II та M_C-III) [Григорчук та ін., 2009]. Перша з них (M_C-I) базальна, потужністю 20–80 м, проявляється переважно у склепіннях та на схилах конседиментаційних підняттях у північних, західних та східних районах вивченого регіону. Розріз її характеризується тонким перешаруванням алевролітів (0,2–1,0 м) та аргілітів (0,5–4,0 м), іноді пісковиків (0,1–0,5 м).

Друга пачка (M_C-II) тяжіє до середньої частини розрізу середнього майкопу і спостерігається практично в межах усієї вивченої території. Потужність сягає 20–40 м, а літологічна структура характеризується перешаруванням пластів пісковиків (30%, потужністю 0,5–2,0 м) та алевролітів (55%, потужністю 1,0–5,0 м) з поодинокими прошарками аргілітів (15%, потужністю до 1,5 м).

Третя пачка (M_C-III) досить чітко проявляється лише у розрізах на схилах Української монокліналі, де її потужність перевищує 50 м. У південному напрямку (в межах депоцентрів седиментаційного басейну) вона різко виклинюється. Розріз її характеризується перешаруванням псамітів (потужністю до 10 м) та алевролітів (0,5–15,0 м) з поодинокими прошарками аргілітів (1,0–3,0 м).

Враховуючи дані [Григорчук та ін., 2009] та положення [Григорчук, 1994] про залежність розвитку порід-колекторів різних типів від літологічної структури розрізу товщі, визначено особливості просторово-часових варіацій літофізичних властивостей середньомайкопської товщі Північнокримського прогину.

Правомірність застосування даного підходу знаходимо у ряді робіт, які розглядають відклади з подібною до майкопських нашарувань літологічною структурою розрізу. Так, спостереженнями у відслоненнях доведено, що у тонкошаруватому алевроліто-глинистому розрізі значного розвитку набуває здебільшого субгоризонтальна (по нашаруванню) тріщинуватість [Шустов, 1960]. Натомість, при переважанні у товщі монолітних піщаних породних шарів тріщини практично відсутні.

Подібні особливості відмічені і при дослідженні менілітових відкладів (літогенетичний і віковий аналог майкопських утворень) Карпатського регіону [Бортницкая, 1963]. Цікаві дані були отримані при проходці тунелю між річками Тересля та Рика [Кульчицький, 1963]. Так, всупереч очікуванням, найбільші припливи води спостерігалися не з товстошаруватих пісковиків, а з тонкоритмічних (алевроліто-глинистих) частин палеоцен-еоценового розрізу. Причиною цього, згідно з [Лукин, Ларин, 2003], є і перепади тисків на контактах піщано-алевролітових прошарків з аргілітами, що сприяє формуванню тріщин природного гідророзриву, а також сколу та розтягу.

Отже, виходячи з наведеного, розрізи тонкоритмічного (0,2–2,0 м) чергування піщано-алевролітових порід (до 40–50% розрізу) з аргілітами розглядаємо як інтервали домінування колекторів тріщинного типу, а при наявності більш потужних (понад 2–3 м) та численних (майже 50–60% розрізу) шарів алевролітів і пісковиків – як інтервали розвитку колекторів порового типу [Попп та ін., 2000]. Хоча, на нашу думку, у майкопському (чи менілітовому) типі розрізу чисто

порові колектори відсутні, вони є, скоріше, комбінованими – тріщинно-(каверно)-поровими. Інтервали розрізу з домінуванням глинистих літотипів (понад 50–60% розрізу) та малопотужними (до 1–1,5 м) прошарками алевролітів розглядаємо як флюїдоупорні горизонти.

У зв'язку із зазначеним очевидним є те, що поширення пачок різного типу порід-колекторів та флюїдоупорів проявляє певну узгодженість з характером розвитку літмітів. У зонах виразних латеральних літомологічних заміщень прогнозуємо формування субвертикальної тріщинуватості. Остання утворюється внаслідок нерівномірності гравітаційного ущільнення літологічних тіл різного складу.

Враховуючи викладене, було побудовано декілька перетинів (рис. 1, 2) прогнозованої літофізичної будови середньомайкопської товщі, які дозволили встановити характер просторово-вікового поширення різнорангових резервуарів в її розрізі та з'ясувати їх внутрішню структуру. В цілому, простежується тенденція домінування колекторів порового типу на північному та південному бортах Північнокримського прогину.

У першому випадку – це райони Таврійської і Тендрівської площ. Так, у св. Тендрівська-19 пачка порових колекторів у верхах середнього майкопу досягає товщини 200 м. Натомість, у середній частині розрізу розвинуті менш потужні (до 40 м) горизонти порових колекторів.

Припокрівельна пачка доволі різко редукує у західному, східному та південному напрямках частково за рахунок заміщення колекторами тріщинного типу. Так, у св. Таврійська-9 та -1 потужність порових колекторів вже не перевищує 20–30 м. Середній горизонт також характеризується нестабільною будовою: по латералі він розбивається на дві одиниці та заміщується тріщинними колекторами. У низах середньомайкопського розрізу в районі Таврійської площі (св. Таврійська-9) розвинута потужна пачка (понад 100 м) колекторів порового типу, які представлені дрібно-середньозернистими пісковиками, поровий простір яких місцями залікований карбонатними мінералами.

Подібна картина поширення порід-колекторів спостерігається і на південному борті прогину (рис. 2). Так, у св. Десантна-1 розвинута єдина (в об'ємі усього середнього майкопу) пачка, складена поровими (потужністю близько 100 м) та тріщинними (до 30 м) колекторами (у припідшовній та припокрівельній частинах

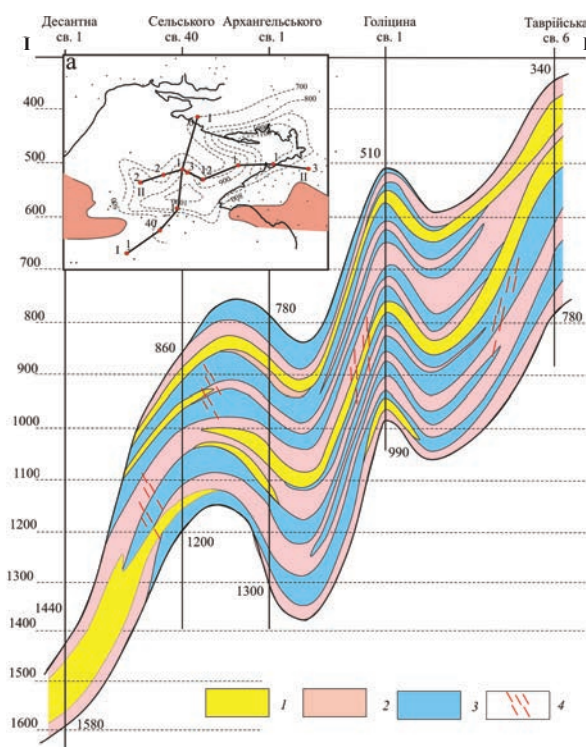


Рис. 2 (початок). Модель розвитку порід-колекторів і резервуарів Північнокримського прогину. Середній майкоп. Профіль I-I; а – положення профілів

Породи-колектори: 1 – порові, 2 – тріщинні; 3 – флюїдоупори; 4 – субвертикальна тріщинуватість

Fig. 2 (beginning). Model of reservoir-rocks and reservoirs development of the Northern- depression. Middle Maikopian. Profile I-I; а – position of profiles

Reservoir-rocks: 1 – porous, 2 – fissure; 3 – aquifers; 4 – sub-vertical fractures

розрізу). У напрямку св. Сельського-40 та Архангельського-1 порові колектори доволі різко виклинюються; натомість, тріщинні – зростають у товщині до 40–50 м.

Аналогічні особливості характерні і для площі Гамбурцева (св. 2), де у низах розрізу зафіксована потужна (до 150 м) пачка порід-колекторів: два горизонти порових різновидів, які розмежовані горизонтом тріщинних колекторів.

На площах, що розташовані ближче до освої зони Каркінітсько-Північнокримського прогину, розріз характеризується дещо по-іншому: домінування тріщинних колекторів та тонка ритмічність розвитку колекторських горизонтів порового типу. Так, у св. Голіцина-1 фіксуються три горизонти (до 20 м) порових колекторів (у верхній, середній та нижній частинах розрізу) та вісім пачок (до 40–50 м) колекторів тріщинного типу (рис. 2), які розмежовані флюїдоупорами (до 20–40 м). Тріщинні колектори представлені різною мірою алевритистими аргілітами з

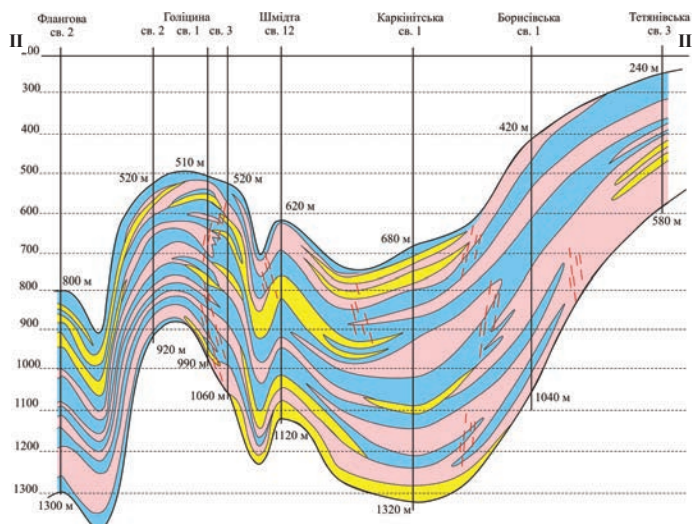


Рис. 2. (закінчення). Профіль II-II

Fig. 2. (termination). Profile II-II

розвитком переважно пошарових тріщин розкритістю до 0,02–0,03 мм. Власне, з припокрівельної пачки подібних утворень отримані припливи газу (10–305 тис. м³/добу) на однойменному родовищі.

Такий характер поширення колекторів у середньомайкопській товщі зберігається і в напрямку св. Флангова-2 (рис. 2); натомість, у св. Шмідта-12 доволі чітко виділяються лише чотири колекторські пачки. Нижня, потужністю близько 100 м, складена двома горизонтами (20–40 м) порових колекторів, які розділені тріщинними різновидами. Ця пачка перекрита флюїдоупором (до 80 м). Вище, під екраном товщиною до 100 м, фіксується горизонт тріщинних колекторів (до 30 м). Над ними залягає пачка порових колекторів потужністю близько 40 м, що виклинюється як у західному, так і східному напрямках.

Припокрівельна частина середнього майкопу складена тріщинними колекторами (близько 80 м), які різко виклинюються в бік площі Голіцина, а в напрямку св. Каркінітська-1 частково заміщуються колекторами порового типу. Часом тріщинки переходять у мікрокавернозні зонки з роздувами до 0,1–0,15 мм. В алевролітах також спостерігається різноспрямована мікротріщинуватість. Власне, з цієї частини розрізу у св. Шмідта-25 отримані промислові припливи газу дебітом 85,5–141,2 тис. м³/добу.

Розріз середнього майкопу у св. Архангельського-1, Кримська-1 та Центральна-1 характеризується широким розвитком потужних колекторських пачок (рис. 2). Максимально останні

проявляються у св. Центральна-1, де спостерігаються три пачки (до 200 м у середній частині товщі), які складені чергуванням горизонтів порід-колекторів різного типу. Подібна картина характерна і для відкладів, що розкриті св. Архангельського-1. Власне, з верхньої пачки, яка представлена тут комбінацією порових та тріщинних колекторів, отримані припливи газу дебітом 60–118 тис. м³/добу.

Відсутність продукції з даної пачки у св. Центральна-1 може бути пов'язана з моноклінальним заляганням колекторських горизонтів, які поступово піднімаються у напрямку Кримської структури (рис. 2). На схилах останньої горизонти порових колекторів виклинюються, і в

його склепінній частині колектори представлені виключно тріщинними типами: чотири пачки товщиною по 50–60 м, які розмежовані флюїдоупорами потужністю до 30 м. Розвиток субвертикальних зон тріщинуватості поряд з відносно незначною товщиною екрануючих горизонтів, на нашу думку, може сприяти утворенню єдиного резервуару під припокрівельним флюїдоупором. Власне, з цього інтервалу розрізу у св. Кримська-1 отримано приплив газу дебітом 10 тис. м³/добу.

В результаті проведених досліджень надано прогноз нафтогазоносних об'єктів у відкладах середнього майкопу північно-західного шельфу Чорного моря (рис. 3).

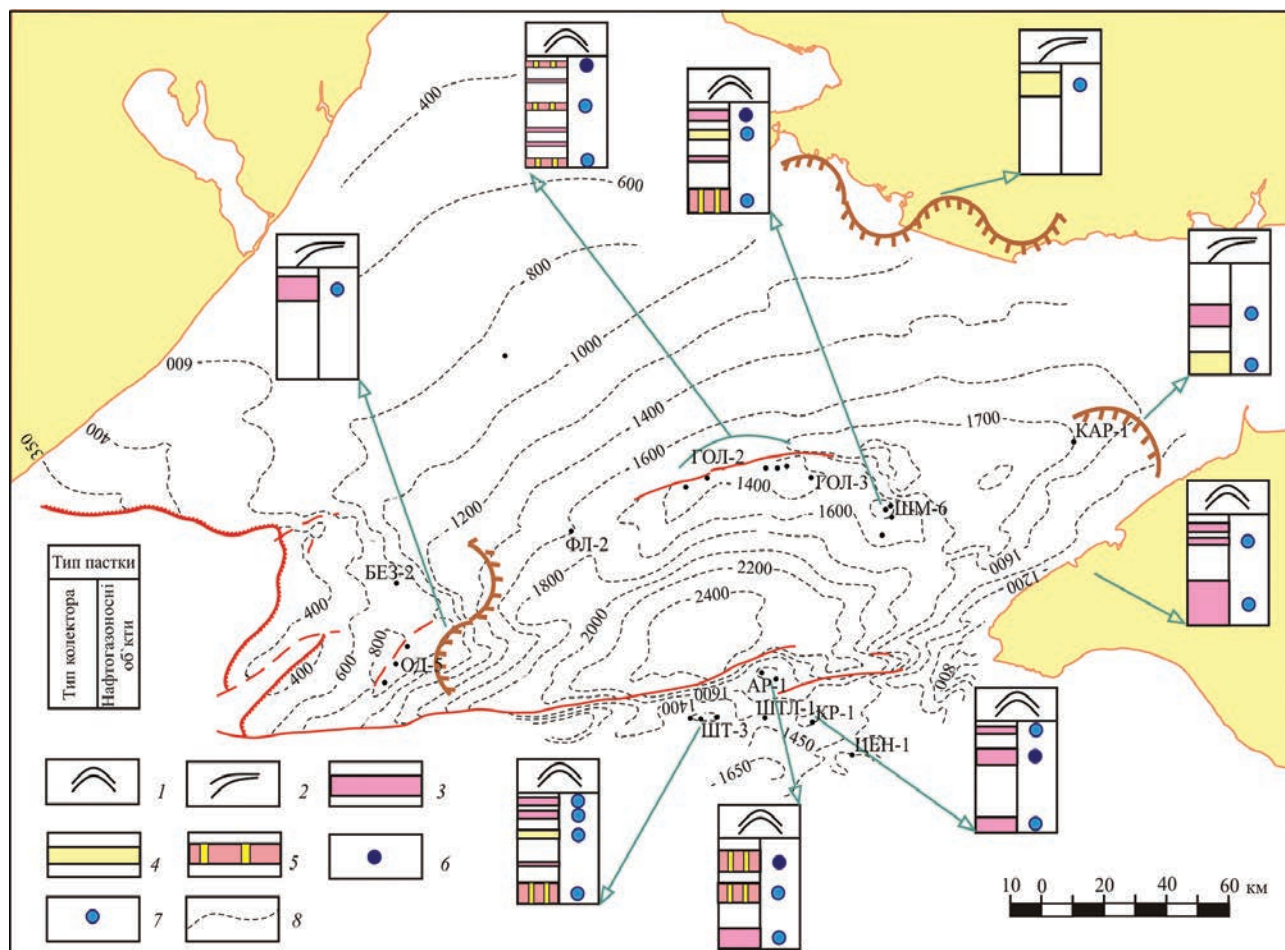


Рис. 3. Нафтогазоперспективні об'єкти у відкладах середнього майкопу Північнокримського прогину

Тип пастки: 1 – структурний, 2 – неструктурний. Тип колектора: 3 – тріщинний, 4 – поровий, 5 – тріщинно-поровий. Поклади вуглеводнів: 6 – виявлені, 7 – прогносні. 8 – ізогіпси по підшві майкопських нашарувань. Площі: БЕЗ – Безіменна, ОД – Одеська, ФЛ – Флангова, ГОЛ – Голіцинська, ШМ – Шмідта, КАР – Каркінітська, ЦЕН – Центральна, КР – Кримська, ШТЛ – Штильова, ШТ – Штормова, АР – Архангельського

Fig. 3. Oil and gas prospect objects in the Middle Maykopian deposits of the depression

Type of trap: 1 – structural, 2 – non structural. Type of reservoir-rock: 3 – fissures, 4 – porous, 5 – fissure-porous. Deposits of hydrocarbon: 6 – found, 7 – forecasts. 8 – isohypses of maykop deposits floor. Areas: BEZ – Bezimenna, OD – Odeska, FL – Flangova, GOL – Golitsyna, SHM – Shmidta, KAR – Karkinitska, TSEN – Tsentralna, KR – Krymska, SHTL – Shtylova, SHT – Shtormova, AR – Archangelskogo

Перспективні об'єкти у пастках антиклінального типу

Площа Голіцина. Для відкладів середнього майкопу характерний вузький і латерально неоднорідний (орієнтований) характер розвитку порових колекторів, що чітко фіксується при порівнянні поздовжнього та поперечного перетинів (рис. 2). Порові колектори спостерігаються головним чином у св. 3 – локальні малопотужні тіла субмеридіонального простягання.

У розрізі прогнозується широкий розвиток субвертикальної літогенетичної тріщинуватості, що могло сприяти флюїдним перетокам між резервуарами різних гіпсометричних рівнів. З припокрівельного резервуару (тріщинні і порові колектори) отримано промисловий приплив газу. У середній частині і низах розрізу продуктивні горизонти характеризуються подібними особливостями, що дає підстави віднести їх до категорії нафтогазоперспективних.

Площа Шмідта. Відклади середнього майкопу площі характеризуються наявністю трьох потужних горизонтів колекторів (до 100 м), які перекриті екрануючими пачками товщиною до 80 м (рис. 3). З верхнього (тріщинний колектор) отримано промисловий приплив газу. Нафтогазоперспективними є порові колектори середньої частини та комбіновані – нижньої частини розрізу.

Площа Міжводненська. У розрізі досліджуваної товщі прогнозується розвиток трьох резервуарів, які складені тріщинними колекторами. З верхнього одержано промисловий приплив газу (св. Ярилгацька-1 та -2, інт. 206–250 м, дебіти газу 5–15 тис. м³/добу). На 100 м нижче по розрізу локалізований аналогічний за об'ємом та структурою горизонт, а у низах товщі виділена потужна (близько 200 м) пачка тріщинних колекторів. Ці об'єкти ми розглядаємо як нафтогазоперспективні.

Площа Штормова. Варто зазначити, що відклади майкопської серії у пробурених на цій структурі свердловинах не випробувалися. Результати ж наших досліджень вказують, що ці нашарування становлять певний економічний інтерес. Так, нами у розрізі середнього майкопу площі виділено чотири перспективних об'єкти (рис. 3). Перший і другий (згори) представлені колекторами тріщинного, третій – порового, четвертий – комбінованого (порового та тріщинного) типів.

Площа Архангельського. У товщі середнього майкопу виділено три потужні пачки порід-колекторів комбінованого тріщинно-порового типу. З верхньої отримано промисловий приплив газу (св. 1, інт. 806–812 та 855–891 м, дебіти газу 63,5–118 тис. м³/добу). Натомість, у двох нижніх, аналогічних за будовою, відсутні явні структурні передумови для формування антиклінальної пастки (рис. 3). Отже, ці об'єкти відносимо до категорії умовно перспективних.

Перспективні об'єкти у пастках неантиклінального типу

Тендрівсько-Таврійська ділянка. У верхній частині середнього майкопу даної ділянки локалізована потужна пачка колекторів порового типу (рис. 2), яка виклинюється між св. Тендрівська-19 та Таврійська-1. Виходячи з палеоокеанографічних реконструкцій, в межах ділянки прогнозується розвиток вузлових акумулятивних тіл типу «гирловий бар» і «бар'єрний острів» та їх різке виклинювання у північному напрямку [Григорчук та ін., 2009]. Оскільки в літофізичній структурі останніх домінуючу роль відіграють порові породи-колектори, дана субшироко видовжена зона виклинювання відноситься нами до нафтогазоперспективних об'єктів з пастками неантиклінального типу (рис. 3).

Одесько-Осетрова ділянка. У верхній частині середнього майкопу у межах західної центрикліналі Каркінітсько-Північнокримського прогину за палеоокеанографічними побудовами прогнозується розвиток акумулятивних вузлових утворень вздовжберегових барів, у розрізі яких переважають породи-колектори тріщинного типу (рис. 2). Внаслідок виклинювання останніх у західному напрямку в межах Одесько-Осетрової ділянки локалізований нафтогазоперспективний об'єкт неантиклінального типу (рис. 3).

Каркінітсько-Борисівська ділянка. У середній частині досліджуваного розрізу виявлено потужне (до 100 м) тіло тріщинних порід-колекторів, що виклинюється в північно-східному напрямку (між св. Каркінітська-1 та Борисівська-1). У низах розрізу подібні особливості властиві двом пачкам порових колекторів, які відносимо до нафтогазоперспективних об'єктів неантиклінального типу (рис. 3).

Список літератури

Бортницькая В.М. Коллекторские свойства пород Долинского нефтяного месторождения. *Вопросы геологии нефтегазоносных районов Украины*. Москва, 1963. С. 369–374. (Тр. УкрНИГРИ; Вып. 3).

Григорчук К.Г. Флюїодинамічні аспекти катагенезу. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 1994. № 3–4. С. 11–22.

Григорчук К.Г., Гнідець В.П., Баландюк Л.В., Кохан О.М. Літологія і седиментогенез майкопських відкладів Каркінітсько-Північнокримського осадово-породного басейну. Ст. 3. Середній майкоп. Геологічна палеоокеанографія та седиментогенез. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2009. № 3–4. С. 55–69.

Денега Б.І., Німець М.В., Павлюк М.І. та ін. Атлас родовищ нафти і газу України. Т. 6. Південний регіон. Львів, 1998. 222 с.

Кульчицький Я.О. Время и условия формирования нефтегазовых залежей в Восточных Карпатах. *Геология и нефтегазоносность территории УССР*. Москва, 1963. С. 80–90. (Тр. УкрНИГРИ; Вып. 5).

References

Bortnitskaya, V.M., 1963. Reservoir properties of rocks of the Dolinsky oil field. *Questions of geology of oil and gas bearing regions of Ukraine*. Moscow, p. 369–374, (Trudy UkrNIGRI; Iss. 3) (in Russian).

Grygorchuk, K.G., 1994. Fluidodynamics aspects of catagenesis. *Geologiya i geohimiya goryuchih kopalyn*, № 3-4, p. 11–22 (in Ukrainian).

Grygorchuk, K.G., Gnidets, V.P., Balandyuk, L.V., Kokhan, O.M., 2009. Lithology and sedimentogenesis of the Maykopian deposits of the Karkitit-Northern Crimea sedimentary-rock basin. Article 3. Middle Maykopian. Geological paleoceanography and sedimento-lithogenesis. *Geologiya i geohimiya goryuchih kopalyn*, № 3-4 (148-149), p. 55-69 (in Ukrainian).

Denega, B.I., Nimets, M.V., Pavlyuk, M.I. et al., 1998. Atlas of oil and gas fields of Ukraine. Vol. 6. Southern Region. Lviv, 222 p. (in Ukrainian).

Kulchitsky, Ya.O., 1963. Time and conditions for the formation of oil and gas deposits in the Eastern Carpathians. *Geology and oil and gas potential of the territory of the USSR*. Moscow. p. 80-90, (Trudy UkrNIGRI; Iss. 5) (in Russian).

Лукин А.Е., Ларин С.Б. Генетические типы трещиноватости пород глубокозалегающих нефтегазоносных комплексов. *Геол. журн.* 2003. № 3 (305). С. 9–25.

Максимов С.П. Прогноз поисков нефти и газа на юге УССР и на прилегающих акваториях. Москва: Недра, 1981. 239 с.

Попп І.Т., Григорчук К.Г., Щерба О.С., Кілін І.В., Пивовар І.Г. Літогенетичні передумови формування порід-колекторів менілітових відкладів Заводівського родовища. *Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології*. Київ, 2000. Т. 2. С. 207-212.

Ханин А.А. Порода-коллекторы нефти и газа и их изучение. Москва: Недра, 1969. 365 с.

Шустов В.А. К вопросу о трещиноватости и битуминозности третичных отложений юго-восточной части Северного Сахалина. *Тр. ВНИГРИ*. 1960. Вып. 163, № 5. С. 178–198.

Lukin, A.E., Larin, S.B., 2003. Genetic types of fracture of rocks of deep-lying oil and gas bearing complexes. *Geologichnyy zhurnal*, № 3 (305), p. 9–25 (in Russian).

Maksimov, S.P., 1981. Forecast of the search for oil and gas in the south of the Ukrainian SSR and in the adjacent water areas. Moscow: Nedra, 239 p. (in Russian).

Popp, I.T., Grygorchuk, K.G., Scherba, O.S., Kilyn, I.V., Pyvovar, I.G., 2000. Lithogenetic preconditions for the reservoir-rocks formation of Menilitian deposits of the Zavadivske field. *Theoretical and applied problems of petroleum geology*. Kyiv, vol. 2, p. 207-212 (in Ukrainian).

Khanin, A.A., 1969. The reservoir-rocks of oil and gas and researching of them. Moscow: Nedra, 365 p. (in Russian).

Shustov, V.A., 1960. On the fracture and bitumen content of Tertiary deposits in the south-eastern part of. *Trudy UkrNIGRI*, vol. 163, № 5, p. 178-198 (in Russian).

Стаття надійшла
11.04.2017