

УДК (551.781.5/.782.11:552.08):553.98](262.5-16)

С. Орач, асп., ст. геолог,
E-mail: stepanorach@gmail.com,
Київський національний університет імені Тараса Шевченка,
ТОВ "Галс ЛТД", пров. Лабораторний, 3, м. Київ, Україна,
В. Петруняк, канд. геол. наук, мол. наук. співроб.,
E-mail: vasilpetruniak@gmail.com,
Київський національний університет імені Тараса Шевченка,
ННІ "Інститут геології", вул. Васильківська, 90, м. Київ, 03022, Україна

АНАЛІЗ ЛІТОЛОГО-ФАЦІАЛЬНИХ КРИТЕРІЇВ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ МАЙКОПСЬКИХ ВІДКЛАДІВ ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОГО ШЕЛЬФУ ЧОРНОГО МОРЯ

(Рекомендовано членом редакційної колегії д-ром геол. наук, проф. В.А. Михайловим)

Наведено результати визначення літолого-фаціальних критеріїв нафтогазоносності олігоцен-нижньоміоценової товщі порід північно-західного шельфу Чорного моря. За останнє десятиліття у відкладах майкопської серії відкритий ряд нових нафтових і газових родовищ у Південному нафтогазоносному регіоні України. Більшість цих родовищ зосереджена в українському секторі акваторій Чорного та Азовського морів. Пошук і розвідку таких родовищ значно ускладнено через високий ступінь латеральної та вертикальної неоднорідності майкопських відкладів, що зумовлено літолого-фаціальною зональністю басейну та циклічністю процесу седиментації, а також різноманіттям типів пустотного простору навіть у межах одного літотипу. Роботу було виконано для оцінки перспектив нафтогазоносності досліджуваної території та визначення критеріїв, які контролюють закономірності розповсюдження колекторів і покришок, а також їх поєднання в резервуарах та зв'язок з нафтогазоматеринськими товщами. Як головні літолого-фаціальні критерії нафтогазоносності було виділено літолого-стратиграфічні (речовинний склад відкладів, пористість, проникність, стратиграфічні рівні поширення порід-колекторів, особливості будови та повнота розрізів стратонів, прослідковування границі зон ерозійного зрізання) та палеогеографічні (фаціальна приналежність). Вихідними даними для статті слугували матеріали буріння 55 параметричних та пошуково-розвідувальних свердловин на північно-західному шельфі Чорного моря, дослідження кернового матеріалу, геофізичні дослідження свердловин (ГДС) та результати геологічної інтерпретації даних сейсмозвідки. Для проведення дослідження використовувались такі методи: літолого-фаціальний аналіз, аналіз даних ГДС та геолого-промислової інформації, циклостратиграфічний аналіз та кореляція розрізів свердловин, гранулометричний та текстурний аналізи, літолого-петрографічні методи, метод палеогеографічних реконструкцій.

Ключові слова: майкоп, літофації, північно-західний шельф Чорного моря, стратиграфічні критерії, палеогеографічні критерії.

Вступ. Геологорозвідувальні роботи на нафту та газ розпочато в акваторіях Чорного та Азовського морів у 60-і роки минулого століття. За цей період у акваторіях українського сектору морів відкрито 15 родовищ вуглеводнів, з них 8 на північно-західному шельфі (ПНЗШ), 6 – в Азовському морі і 1 на Прикерченському шельфі Чорного моря. Поклади відкритих родовищ приурочені до кайнозойських відкладів, зокрема, палеоценових (Архангельське, Голіцина, Штормове, Безіменне, Одеське), еоценових (Безіменне, Одеське, Морське), олігоцен-нижньоміоценових (Архангельське, Голіцина, Шмідта, Південно-Голіцинське, Кримське, Субботіна, Стрілкове, Північно-Казантипське), середньоміоценових (Архангельське, Північно-Керченське, Північно-Булганацьке) та верхньоміоценових (Північно-Казантипське, Східноказантипське, Північно-Булганацьке) [5–6].

Особливості будови олігоцен-нижньоміоценової товщі південних районів України детально вивчено в межах Причорноморського мегапрогину на основі аналізу понад сотні розрізів свердловин у Північному Причорномор'ї, Присивашші, на північно-західному шельфі Чорного моря, шельфі Азовського моря, на Керчинському півострові тощо [7]. За останнє десятиліття у відкладах майкопської серії відкрито ряд нових нафтових і газових родовищ у Південному нафтогазоносному регіоні України. Більшість цих родовищ зосереджена в українському секторі акваторій Чорного та Азовського морів. Пошук і розвідку таких родовищ значно ускладнено через високий ступінь латеральної та вертикальної неоднорідності майкопських відкладів, що зумовлено літолого-фаціальною зональністю басейну та циклічністю процесу седиментації, а також різноманіттям типів пустотного простору навіть у межах одного літотипу [9]. Стратиграфічне положення майкопської серії, обґрунтування її віку в межах північно-західного шельфу Чорного моря досить детально розглянуто в підсумкових роботах останнього десятиріччя [1, 3–4, 9].

Матеріали і методи. Вихідними даними для статті слугували матеріали буріння 55 параметричних та пошуково-розвідувальних свердловин на північно-західному шельфі Чорного моря, дослідження кернового матеріалу, геофізичні дослідження свердловин (ГДС) та результати геологічної інтерпретації даних сейсмозвідки.

Методи дослідження: літолого-фаціальний аналіз, аналіз даних ГДС та геолого-промислової інформації, циклостратиграфічний аналіз та кореляція розрізів свердловин, гранулометричний та текстурний аналізи, літолого-петрографічні методи, метод палеогеографічних реконструкцій.

Результати дослідження.

Літолого-стратиграфічні критерії. Розріз олігоцен-нижньоміоценового комплексу території дослідження представлений переважно теригено-глинистими породами. Дослідженнями встановлено 10 основних літотипів: 1) піски різнозернисті, переважно дрібно- й середньозернисті, та алеврити з малопотужними прошарками глин; 2) піски, слабозцементовані пісковики та алеврити, з підпорядкованою кількістю алевролітів глинистих та глин; 3) алевроліти та алевроліти глинисті; 4) алевроліти глинисті з прошарками глин; 5) тонке перешаровування алевролітів, алевролітів глинистих з глинами та глинами алевритовими; 6) тонке перешаровування глин, глин алевритових з алевролітами глинистими; 7) глини алевритові з прошарками алевролітів та пісковиків; 8) глини алевритові; 9) глини та глини алевритисті; 10) глини.

У цілому майкопська серія складена аргілітами, що перешаровуються із дрібно-середньозернистими алевролітами з рідкісними прошарками пісковиків і сидериту. Уламкові породи характеризуються середньодрібнозернистим складом, горизонтальною, косою й хвилястою шаруватістю й містять велику кількість обвуглених рослинних решток. Для кожної пачки характерне тонке перешаровування алевролітів і аргілітів, причому аргіліти переповнені вуглефікованим матеріалом [2].

© Орач С., Петруняк В., 2016

Проведеними дослідженнями встановлено, що середня піщаність олігоцен-нижньоміоценового комплексу для північно-західного шельфу Чорного моря становить 56%. По горизонтах цей показник такий: планорбеловий горизонт – 56%, молочанський горизонт – 50%, керлеутський горизонт – 61%, нижньоміоценовий горизонт – 77%.

Детально проаналізовано розрізи планорбелового, молочанського, керлеутського та нижньоміоценового горизонтів на родовищах шельфу Чорного моря. Відклади молочанського горизонту на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря (Архангельському, Голіцинському, Південно-Голіцинському, Кримському та Шмідта) мають середній показник піщаності 27–31%.

Колектори в олігоцен-нижньоміоценовому комплексі представлені теригенними алевро-піщаними породами, їх відносять до гранулярних колекторів порового типу. Переважно, колектори представлені алевроитами, на які припадає від 80% до 90% від усіх колекторів. Існують певні стратиграфічні й географічні зональності у розподілі колекторів. Так, на північно-західному шельфі основна промислова продуктивність пов'язана з породами-колекторами, представленими алевролітами. В стратиграфічному відношенні найбільша кількість пісковиків зустрічається у відкладах нижнього майкопу.

Проведені дослідження виявили, що у літологічному відношенні більш-менш задовільними ємнісними властивостями характеризуються алевроліти та піско-

вики. На основі узагальнення результатів раніше виконаних та власних літолого-петрографічних досліджень, складено нижче наведену узагальнюючу характеристику основних типів порід-колекторів олігоцен-нижньоміоценового комплексу.

Алевроліти. Перший тип (рис. 1). Алевроліти сірі, зеленувато-сірі, коричнювато-сірі, темно-сірі, погано- та середньозцементовані, кварцові та польовошпат-кварцові дрібно- та тонкозернисті, іноді з домішкою уламків псамітової розмірності, нерівномірноглинисті.

Уламковий матеріал кутастий, необкатаний, сортований посередньо і погано, в поодиноких випадках – добре. В складі алевролітів крім кварцу і польових шпатів відмічається гідрослюда, уламки кременистих порід, поодинокі зерна гранату та циркону. Відмічено включення піриту.

Цемент, в основному, глинистий та глинисто-слюдистий. Тип цементациї поровий, базально-поровий, рідше контактово-поровий. Вміст цементу змінюється у широких межах, від 15% до 40%, при середньому значенні 24–27%.

Поровий простір колекторів утворюють, переважно, міжзернові пори розміром 7–18 мкм. Відкрита пористість колекторів, за даними лабораторних досліджень керну, змінюється від 7,5% до 31% і в середньому в продуктивній частині становить 19,5%. Газопроникність змінюється від $0,7 \times 10^{-3}$ мкм² до 120×10^{-3} мкм².

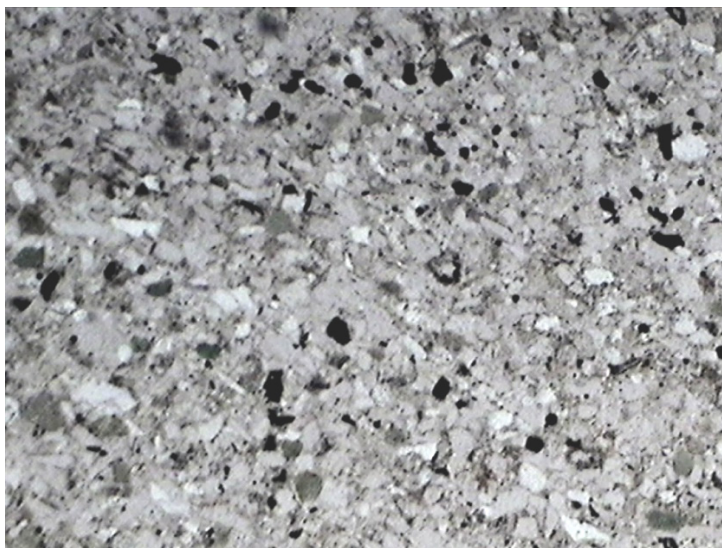


Рис. 1. Алевроліт дрібнозернистий кварцовий з глауконітом (без аналізатора, довжина кадру 4 мм)

Другий тип (рис. 2). Алевроліти сірі, зеленувато-сірі, темно-сірі, середньо- та добрецементовані, в основному кварцові, рідше кварц-польовошпатові, середньо- та дрібнозернисті, іноді з домішкою уламків псамітової розмірності, нерівномірноглинисті.

Уламковий матеріал кутастий, напівобкатаний, сортований – посередньо.

У складі алевролітів крім кварцу відмічаються польові шпати (5–10%) гідрослюда (15–20%), зерна гранату, циркону, рутилу, епідоту, цюзіту, турмаліну, апатиту. З аутигенних мінералів широко розвинутий глауконіт.

Цемент глинистий, глинисто-слюдистий, каварцово-глинистий та глинисто-карбонатний. Тип цементациї поровий, контактово-поровий і контактовий. Вміст цементу змінюється від 10% до 30% при середньому вмісті – 20%.

Поровий простір колекторів утворюють, переважно, міжзернові пори розміром 5–15 мкм. Відкрита пористість колекторів, за даними лабораторних досліджень керну, змінюється від 8,0% до 24% і в середньому в

продуктивній частині становить 12%. Газопроникність змінюється від $1,2 \times 10^{-3}$ мкм² до 35×10^{-3} мкм², в окремих випадках досягаючи 56×10^{-3} мкм².

Пісковики. Перший тип (рис. 3). Пісковики сірі, темно-сірі, зеленувато-сірі, коричнювато-сірі тонкозернисті, дрібнозернисті та дрібно-середньозернисті, кварцові, польовошпат-кварцові та кварц-польовошпатові, середньої міцності, плитчасті. Кластичний матеріал представлений напівобкатаними та необкатаними, деколи корокованими, зернами кварцу (60,0–80,0%), глауконітом (5,0–10,0%), польовими шпатами (20–35%), лусочками мусковіту (1,0%), уламками кременистих порід (1,0%). Достатньо часто відмічаються рештки рослинного детриту. З аутигенних мінералів присутні глауконіт, сидерит та пірит. Уламковий матеріал кутастий, необкатаний, сортований посередньо та погано.

Цемент, в основному, глинистий та глинисто-слюдистий. Тип цементациї поровий, базально-поровий, рідше контактово-поровий. Вміст цементу змінюється від 18% до 40%, при середньому значенні 25%.



Рис. 2. Алевроліт кварц-польовошпатовий глауконітовий (без аналізатора, довжина кадру 4 мм)



Рис. 3. Алевроитовий пісковик тонкозернистий олігоміктово-кварцовий глауконітовий (без аналізатора, довжина кадру 4 мм)

Поровий простір колекторів утворюють, переважно, міжзернові пори розміром 10–30 мкм. Відкрита пористість колекторів, за даними лабораторних досліджень керну, змінюється від 8,2% до 32,3% і в середньому в продуктивній частині становить 23%. Газопроникність змінюється від $1,1 \times 10^{-3}$ мкм² до $350,0 \times 10^{-3}$ мкм².

Другий тип (рис. 4). Пісковики сірі та світло-сірі, іноді з зеленуватим відтінком, дрібнозернисті, рідше дрібно-середньозернисті, у поодиноких випадках крупнозернисті з домішкою зерен гравійного розміру, в основному кварцові, рідше польовошпат-кварцові, міцні. Текстура пісковиків шарувата.



Рис. 4. Пісковик різнозернистий кварц-польовошпатовий з глауконітом (без аналізатора, довжина кадру 4 мм)

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

У складі пісковиків, крім кварцу, відмічаються польові шпати (5–15%), гідроксиди (10–15%), зерна гранату, циркону, рутилу, епідоту, цюзіту, турмаліну, апатиту. З аутигенних мінералів найбільш широко розвинуті глауконіт та пірит.

Цемент, в основному, глинистий, глинисто-слюдистий, кварцово-глинистий, карбонатно-глинистий та глинисто-карбонатний. Тип цементації поровий та контакт-но-поровий. Вміст цементу змінюється від 15 до 40% при середньому значенні 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 керну, змінюється від 8,4% до 25,1% і в середньому в продуктивній частині становить 17%. Газопроникність змінюється від $0,5 \times 10^{-3}$ мкм² до $61,1 \times 10^{-3}$ мкм².

Виділені вище типи колекторів характеризуються певним стратиграфічним розподілом. Так, алевроліти першого типу характерні для відкладів верхнього, середнього та нижнього майкопу північно-західного шельфу Чорного моря. Алевроліти другого типу поширені у відкладах молочанського горизонту нижнього майкопу північно-західного шельфу. Пісковики першого типу зустрічаються у відкладах нижнього майкопу (молочанський, рідше, планорбеловий, горизонт) [8].

Стратиграфічний розріз олігоцен-нижньоміоценових відкладів території дослідження характеризується складною геологічною будовою та наявністю регіональних та локальних перерв. Стратиграфічні незгідності у данному випадку можуть розглядатися як один з критеріїв нафтогазоносності регіону.

У межах північно-західного шельфу Чорного моря олігоценові відклади залягають згідно або незгідно й утворюють як розрізи стратиграфічно повні, так і з численними локальними перервами, випадінням окремих пачок на деяких підняттях, що, на нашу думку, пов'язане, перш за все, з морфоструктурними особливостями седиментаційного олігоценового басейну [10, с. 35–41].

Найбільш повні розрізи олігоцену-нижнього міоцену спостерігаються в межах Каркінітського прогину за винятком його західного замикання (Одеська площа). Значні перерви в осадконакопиченні встановлено в межах Каламітсько-Центрально-Кримського підняття. Гіауси відносяться до категорії явних стратиграфічних перерв.

Встановлено ряд регіональних стратиграфічних перерв у осадконакопиченні: пізній керлеут-ранній міоцен та ранній міоцен-середній міоцен. У межах Каламітсько-Центрально-Кримського підняття перерва в осадконакопиченні встановлена на рівні еоцен-ранній міоцен, тобто з розрізу випадає уся олігоценова товща порід.

Палеогеографічні критерії. В результаті проведеного палеогеографічного аналізу з реконструкції палеогеографічних обстановок утворення відкладів олігоцен-нижнього міоцену (майкопу) можна зробити такі узагальнення:

- на досліджуваній території в мілководному нормально-солоному басейні теригенні осадки формувалися гряди бар'єрних островів. У міру зростання островів, широкі ділянки басейну відокремлювалися від моря, формуючи лагуни й затоки. На лагунні умови осадконакопичення вказують структурно-текстурні ознаки порід (темне забарвлення, включення одного типу порід у інший – лінзи дрібнозернистого піску в глинах, прошарки глин у пісках, погане сортування матеріалу), невелика кількість решток бентосу, як у якісному, так і в кількісному відношенні, наявність численних слідів мулоїдів, а також низький гідродинамічний режим;

- у межах досліджуваної території в олігоцен-ранньоміоценову епоху формування відкладів відбувалося в шельфових умовах у різних фаціальних зонах – від лагунно-затокової (переважно глинисто-алевритові породи) до відкритого моря (алевропелітові осадки й лінзоподібні шари алевролітів та пісковиків). У районі сучасних монокліналей у цей час утворювалися переважно алевроглинисті осадки літоралі з шарами й лінзами піщаних осадків барів, валів і мілін.**Висновки.** Підсумовуючи сказане, зробимо припущення, що саме успадкований та інверсійний розвиток структурно-тектонічних елементів території дослідження, різноамплітудні рухи блоків на тлі неодноразових трансгресій і регресій моря в олігоцен-ранньоміоценовий час зумовили характер та тривалість перерв у осадконакопиченні, а також становлення та розвиток своєрідних палеогеографічних умов, виникнення й розповсюдження басейнів седиментації та закономірності формування потужностей різновікових стратиграфічних підрозділів. Крім того, враховуючи результати аналізу з реконструкції палеогеографічних обстановок утворення відкладів олігоцену-нижнього міоцену (майкопу), треба констатувати, що найбільш сприятливими фаціальними зонами для утворення в їхніх межах порід-колекторів у олігоцен-ранньоміоценову епоху були лагунно-затокова та морська.

Таким чином, у результаті проведених досліджень на основі комплексного аналізу кернового матеріалу вперше виділено основні літотипи осадкових порід олігоцен-нижньоміоценового (майкопського) комплексу північно-західного шельфу Чорного моря та встановлено умови їх утворення.

У подальшому, на основі отриманих результатів буде здійснено виділення та картування перспективних територій у межах північно-західного шельфу Чорного моря, як додатковий критерій перспектив нафтогазоносності використовуватиметься така градація території: високо-перспективна територія – піщанистість менше 30%, перспективна – 30–60%, безперспективна – 60–100%.

Список використаних джерел:

1. Барг І. М. Стратиграфія і геологічне розвиток Равнинного Криму і Керченського півострова в міоценову епоху : моногр. / І. М. Барг, Ю. Д. Степаняк. – Д.: Моноліт, 2003. – 170 с.
2. Геология и нефтегазоносность шельфов Черного и Азовского морей / [Бобылев В. Е., Железняк Ю. В., Шиманов И. А. и др.]; отв. ред. Ю. Б. Казмин. – М.: Недра, 1979. – 184 с.
3. Геолого-структурно-термоатомохімічне обґрунтування нафтогазоносності Азово-Чорноморської акваторії : моногр. / П. Ф. Гожик, І. Д. Багрий, З. Я. Войцицький та ін. – К.: Логос, 2010. – 419 с.
4. Детальна стратифікація майкопських відкладів північно-західного шельфу Чорного моря / Н. В. Маслун, М. М. Іванік, Н. Н. Цихоцька, Г. В. Ключина // Біостратиграфічні критерії розчленування та кореляції відкладів фанерозою України : 36. наук. пр. ІГН НАН України. – К., 2005. – С. 15–59.
5. Есипович С. М. Поисковые работы в зоне поднятий Голицына-Шмидта : отчет по объекту 52/87 за 1987 год / С. М. Есипович ; Союзморгео. – 52/87. – 1987. – С. 11.
6. Коробко Т. И. Поисковые работы МОВ ОГТ в южной части с-з шельфа Черного моря : отчет по объекту 50/87-Г за 1987 год / Т. И. Коробко ; Союзморгео. – 50/87. – 1987. – С. 21–23.
7. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України : монографія. У 8 кн. Кн. III. Південний нафтогазоносний регіон / В. А. Михайлов, І. М. Куровець, Ю. М. Сеньковський та ін. – К.: Ніка-центр, 2014. – 215 с.
8. Плахотный Л. Г. Особенности распределения песчано-алевритовых пачек в майкопских отложениях на юге Украины / Л. Г. Плахотный, В. А. Григорьева, И. С. Гайдук // Геол. журнал. – 1971. – № 31. – С. 38–50.
9. Стратиграфія мезокайнозойських відкладів північно-західного шельфу Чорного моря / П. Ф. Гожик, Н. В. Маслун, Л. Ф. Плотнікова та ін. – К.: Інститут геологічних наук НАН України, 2006. – 171 с.
10. Georgiev G. Geology and hydrocarbon systems in the western Black sea / G. Georgiev // Turkish Journal of Earth Sciences. – 2012. – № 21. – P. 723–754.

References:

1. Barg, I.M., Stepanjak, Ju.D. (2003). *Stratigrafija i geologicheskoe razvitie Ravninnogo Kryma i Kerchenskogo poluostrova v miocenovuju jepohu*. Dnepropetrovsk: Monolit. [in Russian].

2. Bobylev, V.E., Zheleznyak, J.V., Shimanov, I.A. (1979). *Geologiya i neftegazonosnost' shelfov Chernogo i Azovskogo morej*. Moscow: Nedra. [in Russian].
3. Gozhyk, P.F., Bahriy, I.D., Voytsyts'kyk, Z.Ya., Hladun, V.V., Maslun, N.V., Znamens'ka, T.O. et al. (2010). Heoloho-strukturno-termoatmoheokhimichne obgruntuvannya naftohazonosnosti Azovo-Chornomors'koyi akvatoriyi. Kyiv: Lohos. [in Ukrainian].
4. Maslun, N.V., Ivanik, M.M., Tsykhots'ka, N.N., Klyushyna, H.V. (2005). Detal'na stratifikatsiya maykops'kykh vidkladiv pivnichnozakhidnoho shelfu Chornoho morya. *Biostratyhrafichni kryterii rozchlenuvannya ta korelyatsii vidkladiv fanerozoju Ukrainy Zb. nauk. pr. IHN NAN Ukrayiny*. (pp. 153–159). Kyiv. [in Ukrainian].
5. Esipovich, S.M. (1987). *Poiskovyie raboty v zone podnyatiy Golitsyna-Shmidta*. Otchet 52/87. [in Russian].
6. Korobko, T.I. (1987). *Poiskovyie raboty MOV OGT v juzhnoj chasti s-z shelfa Chernogo morya*. (pp. 21–23). Otchet 50/87-G. [in Russian].

7. Mykhaylov, V.A., Kurovets, I.M., Sen'kovskyy, Yu.M., Vyzhva, S.A., Hryhorchuk, K.H., Zahnitko, V.M. et al. (2014). *Netradytsiyni dzherela vuhlevodniv Ukrayiny*. Vol.3. Pivdennoy naftohazonosnyy rehion. Kyiv. [in Ukrainian].
8. Plahotnyj, L.G., Grigor'eva, V.A., Gajduk, I.S. (1971). Osobennosti raspredeleniya peschano-alevritovykh pakchek v majkopskikh otlozheniyah na juze Ukrainy. *Geol. zhurnal*, 31, 38–50. [in Russian].
9. Gozhyk, P.F., Maslun, N.V., Plotnikova, L.F., Ivanik, M.M., Yakushyn, L.M., Ishchenko, I.I. (2006). *Stratyhrafiya mezokaynozoy's'kykh vidkladiv pivnichno-zakhidnoho shelfu Chornoho morya*. Kyiv: Institute of Geological Sciences of the National Academy of Sciences of Ukraine. [in Ukrainian].
10. Georgiev, G. (2012). Geology and hydrocarbon systems in the western Black sea. *Turkish Journal of Earth Sciences (Turkish J. Earth Sci.)*, 21, 723–754.

Надійшла до редколегії 06.09.16

S. Orach, Postgraduate Student, Senior Geologist
E-mail: stepanorach@gmail.com
Taras Shevchenko National University of Kyiv
"Gals LTD"
prov. Laboratory 3, Kyiv,
V. Petruniak, Cand. Sci. (Geol.), Research Associate,
E-mail: vasilpetruniak@gmail.com
Taras Shevchenko National University of Kyiv
Institute of Geology, 90 Vasylkivska Str., Kyiv, 03022, Ukraine

OIL- AND GAS-BEARING CAPACITY LITHOFACIES CRITERIA ANALYSIS OF MAIKOP DEPOSITS IN THE NORTHWESTERN BLACK SEA SHELF

The article focuses on the results of Oligocene-Lower Miocene complexes of the Black Sea West shelf litho-facial oil and gas occurrence criteria determination. A number of oil and gas fields have been discovered in Maikop deposits within South oil and gas Region of Ukraine for the last decade. Most of these deposits are concentrated in Ukrainian part of the Black Sea and Azov Sea waters. Search and exploration of these fields is complicated by the high level of vertical and lateral heterogeneity of Maikop deposits, due to litho-facial zonality of the basin and cyclical nature of sedimentary process, also by variety of hollow space types even within one lithotype. This work was made for hydrocarbon potential estimation of explored area, and to determine criteria which control collectors and seals spreading regularity and also their combination in reservoirs and relation with oil-and gas-bearing rocks. Following criteria were identified as main in litho-facial sense: litho-stratigraphic (composition of deposits, porosity, permeability, reservoir rocks stratigraphic levels extent, structural features and geological units completeness, erosion zone boundaries) and paleogeographic (reservoir facies). Initial data for this article were drilling data of 55 parametric and exploration wells of the Black sea North-West shelf, core material analysis, geophysical wells research (GWR) and geological interpretation of seismic data results. Following methods were used in research: litho-facial analyses, GWR data and geological and industrial information analyses, cycle stratigraphic analysis and well log correlations, particle size and texture analysis, litho-petrographic methods, paleogeographic reconstruction method.

Keywords: Maikop, litho-facies, Black seas North-West shelf, stratigraphic criteria, paleogeographic criteria.

C. Орач, асп., ст. геолог,
E-mail: stepanorach@gmail.com,
Киевский национальный университет имени Тараса Шевченко,
ООО "Галс ЛТД", пер. Лабораторный 3, г. Киев, Украина,
В. Петруняк, канд. геол. наук, млад. науч. сотрудник,
E-mail: vasilpetruniak@gmail.com,
Киевский национальный университет имени Тараса Шевченко,
УНИ "Институт геологии", ул. Васильковская, 90, г. Киев, 03022, Украина

АНАЛИЗ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫХ КРИТЕРИЕВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МАЙКОПСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО ШЕЛЬФА ЧЕРНОГО МОРЯ

Приведены результаты определения литолого-фациальных критериев нефтегазоносности олигоцен-нижнемиоценовой толщи северо-западного шельфа Черного моря. За последнее десятилетие в отложениях майкопской серии открыт ряд новых нефтяных и газовых месторождений в Южном нефтегазоносном регионе Украины. Большинство этих месторождений сосредоточено в украинском секторе акватории Черного и Азовского морей. Поиск и разведка таких месторождений значительно затруднены из-за высокой степени латеральной и вертикальной неоднородности майкопских отложений, что обусловлено литолого-фациальной зональностью бассейна и циклическостью процесса седиментации, а также многообразием типов пустотного пространства даже в пределах одного литотипа. Данная работа была выполнена для оценки перспектив нефтегазоносности исследуемой территории и определения критериев, контролирующих закономерности распространения коллекторов и покрышек, а также их сочетание в резервуарах и связь с нефтегазоматеринскими толщами. Как главные литолого-фациальные критерии нефтегазоносности были выделены литолого-стратиграфические (вещественный состав отложений, пористость, проницаемость, стратиграфические уровни распространения пород-коллекторов, особенности строения и полнота разрезов стратона, прослеживание границы зон эрозионного среза) и палеогеографические (фациальная принадлежность). Исходными данными для статьи служили материалы бурения 55 параметрических и поисково-разведочных скважин на северо-западном шельфе Черного моря, исследования ядерного материала, геофизические исследования скважин (ГИС) и результаты геологической интерпретации данных сейсморазведки. Для проведения исследования использовались следующие методы: литолого-фациальный анализ, анализ данных ГИС и геолого-промысловой информации, циклостратиграфический анализ и корреляция разрезов скважин, гранулометрический и текстурный анализы, литолого-петрографические методы, метод палеогеографических реконструкций.

Ключевые слова: майкоп, литофация, северо-западный шельф Черного моря, стратиграфические критерии, палеогеографические критерии.