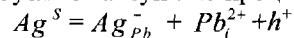




Залежність холлівської концентрації та рухливості вільних носіїв заряду від кількості введеного срібла характеризується немонотонною залежністю з максимумом, положення якого залежить від температури відпалу зразків. При температурі відпалу 228 °С максимум відповідає концентрації 0.5 ат.% Ag, а при температурі відпалу 300 °С – 0.3 ат.%.

Зразки бездомішкового п्लомбум телуриду отримані зі злитку з стехіометричної шихти методом холодного пресування з відпалом на повітрі при температурі 228 °С характеризуються n-типом провідності. Легування сріблом призводить до значного зменшення електропровідності, але переходу в р-тип не відбувається [2].

Для встановлення причин акцепторної дії срібла у  $PbTe$  було проведено кристалохімічний та квазіхімічний аналіз дефектної підсистеми  $PbTe:Ag$ . Зроблено висновок про заміщення сріблом атомів п्लомбуму, шляхом їх витіснення у міжвузля з наступною преципітацією.



Оскільки міжвузловий атом п्लомбуму є двократним донором ( $Pb_i^{2+}$ ), а атом аргентуму у катіонному вузлі – однократним акцептором  $Ag_{Pb}^-$ , то це може бути поясненням слабкої акцепторної дії срібла.

Такі припущення механізму дефектоутворення в п्लомбум телуриді легуваному сріблом підтверджуються встановленням збільшення сталої ґратки з ростом вмісту (Ag) та появою слідів фази чистого свинцю (Pb).

#### Посилання на джерела

1. Фреїк Д.М. Методи вимірювання теплопровідності напівпровідникових матеріалів (огляд) / Д.М. Фреїк, Р.Я. Михайльонка, В.М. Кланічка // Фізика і хімія твердого тіла. – 2004. – Т. 5, № 1. – С. 173–191.
2. Лоп'яно М.А. Термоелектричні властивості легуваного сріблом п्लомбум телуриду / М.А. Лоп'яно, С.І. Мудрий, С.В. Опасюк та ін. // Фізика і хімія твердого тіла. – 2016. – Т. 17, № 2. – С. 188–192. DOI: 10.15330/pcss.17.2.188–192

УДК (553.981:548.562):620.91

## ЩОДО ОЦІНКИ ГАЗОГЕНЕРУЮЧОГО ПОТЕНЦІАЛУ ОСНОВНИХ ГАЗОМАТЕРИНСЬКИХ ПОРІД У МЕЖАХ ЧОРНОГО МОРЯ

Трубенко О.М., Мазур М.П., Трубенко А.О., Ігнатюк О.Г.

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,  
Івано-Франківськ, Карпатська, 15, 76019, geotom@nung.edu.ua

Аналіз даних з цілого світу свідчить, що на сьогодні відкрито понад 250 родовищ газогідратів, прогнозні ресурси яких перевищують всі розвідані на Землі сумарні запаси вугілля, нафти і газу.

Не зважаючи на десятирічні дослідження газових гідратів, де виконано значний об'єм науково-дослідних робіт, але на даний час ще не вдалося досягнути значних результатів у теоретичних питаннях механізму їх утворення та існування, а також не встановлено однозначно межі їх просторового розміщення і не оцінені реальні їх ресурси. У зв'язку з тим, що у межах Чорного моря виконаний недостатній об'єм глибинного буріння, більшість даних використано по газоматеринським породам, які опубліковані переважно, по прибережній частині [1].

Стратиграфічний діапазон порід, який вважається в межах акваторії Чорного моря газоматеринським є досить широким від силуру до пліоцену включно. Основними газогенеруючими відкладами слід рахувати породи нижньої-середньої юри, аптсько-альбського ярусів, верхнього еоцену-нижнього олігоцену та міоцену. Одним з найперспективніших є олігоценово-нижньоміоценовий (майкопський) комплекс, складений аргілітами, пісковиками, алевролітами. Вивчення літології та особливостей розповсюдження відкладів майкопської серії шельфу та континентального схилу Чорного моря має значні перспективи оскільки з цими осадовими утвореннями, на нашу думку, пов'язані перспективи відкриття не тільки скупчень нафти і газу, а і газогідратних покладів.

Цей комплекс порід має значну товщину, оскільки він сформувався у межах прогинів, які переважно перебували у процесі занурення, хоча і нерівномірного. Так зокрема товщина майкопських відкладів у Каркінітсько-Північнокримському прогині в його осьовій частині досягає 1600 м, дещо зменшується на бортах до 500-600 м, при глибині залягання біля 300-2500 м. У центральній частині Індоло-Кубанського прогину, в його центральній частині товщина відкладів перевищує 4000 м, та зменшується в бортах до 1000 м і повністю виклинюється в передгірських районах Криму. У межах Чорноморської мегазападини товщина відкладів змінюється від 0-1500 м до 4000-5000 м. У прогинах Сорокіна, Керченсько-Таманського, Туапсинського товщина майкопської серії більше 4000 м, при глибині її залягання понад 6000 м [2].

У результаті комплексного дослідження кернавого та промислово-геофізичного матеріалів по свердловинах, які розкрили даний розріз, у межах акваторії Чорного моря, виділено нижньо-, середньо- і верхньоеоценові, нижньо-, середньо- і верхньомайкопські, середньо-, верхньоміоценові, нижньо-, середньо- і верхньопліоценові та антропогенові відклади. Одним з найперспективніших є олігоценово-нижньоміоценовий (майкопський) комплекс, складений аргілітами, пісковиками, алевролітами.

Вивчення літології та особливостей розповсюдження відкладів майкопської серії шельфу Чорного моря має значні перспективи оскільки з цими осадовими утвореннями, на нашу думку, пов'язані перспективи відкриття газогідратних покладів.

Незважаючи на широке площове поширення відкладів еоцену і майкопу, нафтогазоматеринська характеристика цих відкладів висвітлена тільки в окремих працях [3, 4]. Особливо це стосується порід верхнього еоцену і нижнього майкопу з центральних, найбільш занурених і складних для визначення нафтогазогенераційного потенціалу прогинів.

Органічна речовина порід майкопу представлена трьома морфологічними типами: дисперсно-розсіяним, гумусоподібно-аморфним і вуглигим. У зразках порід рідко є присутній один тип органічної речовини, зазвичай зустрічаються два або три типи. Також можна виділити, що дуже рідко домінує тонкодисперсна органічна речовина, на долю інших різновидів припадає незначна концентрація. Форма гумусоподібного типу ОР ниткоподібна, довгаста, лінзовидна і приривчаста. Вуглисті типи ОР відзначаються у вигляді зерен в основному алевритового розміру. За різними даними, зона термогазогенерації у прогинах Чорноморського регіону має широкий стратиграфічний діапазон від еоцену до верхнього міоцену і товщина цієї зони становить декілька кілометрів. Найсприятливіші характеристики газогенерації виявлені у глинах еоцену і нижнього майкопу. Майкопські глинисті породи містять гумусово-сапропелеві органічні речовини, серед яких переважають сапропелеві ОР [5].

На думку багатьох дослідників, генераційний потенціал майкопських відкладів має великий потенціал. Зокрема їх органічна речовина містить кероген II/III типу,  $C_{орг} = 0,12 - 18,1$  %. Параметр  $(S_1+S_2) = 0,71 - 127,33$  кг ВВ/т породи,  $H_I = 110-680$  міліграм ВВ/г  $C_{орг}$ . Проте за деякими дослідженнями відмічено, що кращим генераційним потенціалом володіє лише нижня частина майкопської серії [6].

Зокрема, за даними групи ЮНЕСКО МДУ результати піролізу зразків грязевулканічних брекчій з центральної частини моря і з прогину Сорокіна (69 проаналізованих проб), такі: 10 % віднесені до глин середнього майкопу і мають підвищений генераційний потенціал, який становить від 6 до 19 кг вуглеводнів на тону породи; 25 % проб складені глинами нижнього і середнього міоцену, останні характеризуються середніми генераційним потенціалом; решта 65 % проб мають дуже низький генераційний потенціал. Значення водневого індексу і показника термічної зрілості органічної речовини вказаних візрців свідчать, що кероген відноситься до II і III типів. Накопичення органічної речовини відбувалося в морських і прибережних морських умовах. Термічна зрілість органічної речовини невисока (від  $410^\circ$  до  $434^\circ$ ) [7].

За даними [3, 7] майкопські відклади характеризуються градаціями катагенезу МК<sub>1-3</sub>, вмістом  $C_{орг}$  до 0,7 %, бітумоїдний коефіцієнт сягає 7,7, що свідчить про інтенсивні процеси утворення бітумів і вуглеводнів, хоч ступінь катагенетичного перетворення органічної речовини і, як слідство нафтоматеринський потенціал товщі, значно змінюються за її простяганням залежно від палеогеографічних умов осадконагромадження, швидкості прогинання, геотермічного режиму, літології тощо.

На базі виконаного аналізу глибин залягання і товщин стратиграфічних підрозділів еоценових і майкопських відкладів, із використанням даних літологічних та геохімічних параметрів, нами попередньо встановлені райони поширення потенційно газоматеринських порід. Залягання основних газопродуючих верхньо-еоценових і нижньомайкопських глин, які збагачені органічним вуглецем, прогнозується в Західночорноморській, Центральнорноморській та Східночорноморській западинах та у прогині Сорокіна.

#### Посилання на джерела

1. Баженова О.К. Общие закономерности нефтеобразования в осадочных бассейнах Кавказско-Скифского региона [Текст] / О.К. Баженова, Н.П. Фадеева, Ю.А. Петриченко, М.Л. Сент-Жермес, Е.Е. Тихомирова // Геодинамика и нефтегазовые структуры Черноморско-Каспийского региона. Тезисы докладов. – Симферополь, 2002. – 26-28 с.

2. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України : монографія. У 8 кн. Кн. 3. Південний нафтогазоносний регіон / В. А. Михайлов, І. М. Куровець, Ю. М. Сеньковський, С. А. Вижда, К. Г. Григорчук, В. М. Загнітко, В. П. Гнідець, О. М. Карпенко, С. С. Куровець - К. : ВПЦ "Київський університет", 2014. – 215 с.

3. Пономарева, Л.П. Рассеянное органическое вещество и адсорбционные свойства майкопских отложений западной части Азовского моря [Текст] / Л.П. Пономарева, Г.Г. Ткаченко, Ю.И. Деркач // Нефтематеринские свиты и принципы их диагностики. – М.: Наука, 1979. – 175-182 с.

4. Иванов, М.К. Фокусированные углеводородные потоки на глубоководных окраинах континентов: Автореферат докторской диссертации. [Текст] – М. – 1999. – 74 с.

5. Углеводородный потенциал Восточно-Черноморского нефтегазоносного бассейна на основе моделирования / Т. Р. Месхи, А. Л. Мейснер, Н. П. Фадеева, Е. Н. Полудеткина // Сборник докладов международной научно-практической конференции Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности. — Санкт-Петербург, 2008.

6. Афанасенков А.П., Никишин А.М., Обухов А.Н. Геологическое строение и углеводородный потенциал Восточно-Черноморского региона. – М.: Научный мир, 2007. – 172 с.

7. Геохимическая характеристика и нефтегазоматеринский потенциал мезозойских и кайнозойских отложений Восточного Причерноморья / О.К. Баженова, Н.П. Фадеева, А.М. Никишин и др. // Вестник МГУ. — Т. 6 из 4 Геология. — МГУ Москва, 2006. — С. 43–51.