

щений вміст метану і відносно збільшений вміст газу з розрахунку на одиницю об'єму проби.

Для мікрровключених розчинів із піротинової зони, за даними ультрамікрохімічного аналізу включень, характерний стабільно високий вміст магнію (85,5–110,0 г/л) (притаманний для зразків з карналітової частини калійної товщі) при вмісті калію –19,0–25,0 г/л. Особливо слід відмітити виявлений в розчинах окремих включень істотний вміст кальцію (до 7 г/л), що не типово для розрізу калійної товщі і свідчить про значну метаморфізацію захованих маточних розчинів, можливу їх деяку міграцію.

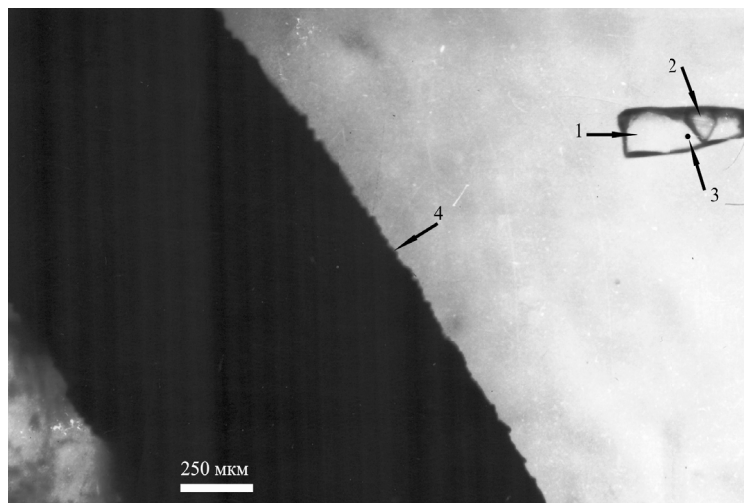


Рисунок. Трифазове включення біля піротинової трубки в гніздовому виділенні галіту. «Ядро» зони піротинізації в сильвінітах пласта АБ. 1 –розсіл; 2 – кристалик-в'язень карналіту; 3 – мікрокраплина вуглеводнів; 4 – піротинова трубка

Спираючись на отримані дані, та враховуючи раніше проведені мінералого-петрографічні дослідження сульфідної мінералізації Верхньокамського родовища, вважаємо, що піротин є продуктом розкristалізації гелей і пов'язаний з циркуляцією мінералізованих розчинів, які в цілому сприяли перетворенню всієї соленосної товщі.

**Людмила СКАКАЛЬСЬКА, Андрій НАЗАРЕВИЧ**

### **МЕТОДИКА ВИЯВЛЕННЯ ВОДОНАФТОГАЗОНОСНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ У РОЗРІЗАХ СВЕРДЛОВИН**

Карпатське відділення Інституту геофізики ім. С. І. Субботіна  
НАН України, м. Львів, e-mail: skakalska.sbigph@gmail.com

Представлено розроблену комплексну математичну методику для виявлення водонафтогазоносних порід-колекторів у розрізах свердловин за даними каротажів і кернових досліджень. Методика базується на адекватній фізико-математичній моделі твердої пористої гірської породи з емпіричними співвідношеннями між пружними й колекторськими характеристиками гірських порід. Ключовими використано: параметр стисливості порід – у спів-

відношеннях та дані акустичного (АК) чи сейсмічного (СК) каротажу конкретних досліджуваних свердловин – у розрахунках.

Основою методики є фізико-математична модель гірської породи, застосовувана Т. З. Вербицьким з колегами, як адекватна для даної задачі, оптимальна щодо відтворення комплексу пружних та колекторських характеристик реальних гірських порід і взаємозв'язків між ними (враховує теорію Ф. Гассмана, енергетичний підхід І. Ешелбі і ін.). Виведені на її базі узагальнені теоретичні співвідношення між пружними (швидкості пружних хвиль, пружні модулі) і колекторськими (пористість) параметрами порід враховують вплив тиску (глибини), пористості, нелінійної пружності – структурних і розсіювальних особливостей гірських порід (шаруватість, мікропористість).

Емпіричні кореляційні співвідношення між фізичними та колекторськими характеристиками порід створюються за фактичними даними для порід-колекторів конкретних нафтогазоносних територій, із застосуванням статистичних методів.

На основі таких теоретичних та емпіричних співвідношень побудовано прогнозний функціонал як пошуковий засіб для виявлення та розрізнення типу наповнювача пор порід. Він є функцією мінімізації модуля відхилення розрахованої швидкості пружних хвиль у досліджуваному шарі (прошарку) розрізу від такої ж, отриманої за даними інтервального часу акустичного чи сейсмокаротажу. Функціонал дає можливість чітко розрізнити газ і різновид рідкого флюїду (нафта, вода) у порах породи-колектора розрізу свердловини.

У випадках відсутності даних АК чи СК для конкретних свердловин або глибинних інтервалів їх розрізів розроблено варіанти прогнозної методики з використанням даних інших, виконаних для цього розрізу, каротажів. Зокрема, для отримання числових значень швидкостей за АК побудовано і перевірено кореляційні залежності за даними гамма-каротажу, електричного каротажу (методу самочинної поляризації), методу офсетів.

Для практичної реалізації створеної прогнозної методики розроблено відповідні алгоритми розрахунків і програмні продукти у середовищах Fortran та Excel.

Методику апробовано на реальних даних розрізів ряду свердловин Ліщинської, Бучацької, Лудинської, Залужанської, Зарічнлянської, Никловицької, Орховицької структур Західного нафтогазоносного регіону України. Підтверджено та уточнено результати попередніх досліджень. У розрізах виявлено нові водонафтогазоперспективні шари, прошарки, непроникні шари – екрани та покришки.