

¹Анатолій ГАЛАМАЙ, ¹Дарія СИДОР, ¹Олександр ЛЮБЧАК,
²Менг ФАНВЕЙ

**НОВИЙ МЕТОД ВСТАНОВЛЕННЯ ГЛИБИНИ ДАВНІХ
СОЛЕРОДНИХ БАСЕЙНІВ (ЗА ДАНИМИ ДОСЛІДЖЕННЯ ГАЗОВО-
РІДКИХ ВКЛЮЧЕНЬ У ГАЛІТІ)**

¹ Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, м. Львів;
e-mail: halamay.an@rambler.ru

² Nanjing Institute of Geology and Paleontology, CAS, Nanjing, China;
e-mail: mengfanwei2004@hotmail.com

Глибину давніх солеродних басейнів з достатньо точним наближенням можна встановити, якщо відоме значення тиску у первинних рідких включеннях у придонному галіті.

За поведінкою газової фази в момент розгерметизації включень ми визначили абсолютне значення тиску у газОВО-рідких включеннях у галіті ордовицького басейну Ордос (Центральний Китай). Постседиментаційні перетворення цих соленосних відкладів відбувалися за температури 58–72 °С та тиску в декілька десятків МПа. Про збереження високої інформативності первинних включень свідчить однаковий хімічний склад їхніх розсолів, що відмінний від хімічного складу розсолів вторинних включень, і відносно невисокий внутрішній тиск. Тому ми вважаємо, що внутрішній тиск у первинних включеннях у шевроновому галіті характеризує умови седиментації на дні басейну.

Тиск був визначений в кубічних первинних газОВО-рідких включеннях розміром близько 25–30 мкм. Газова фаза в момент їхнього розкриття збільшувалась у діаметрі приблизно у 2 рази. Як свідчить практика, для розрахунку питомого об'єму газів в умовах кімнатних температур та значень тисків у межах від стандартного до перших десятків атмосфер, можна використовувати рівняння Менделєєва – Клайперона. Якби газ був повністю нерозчинний, то початковий тиск дорівнював кубічному ступеню відносного збільшення радіуса бульбашки, але в даному випадку виділяється лише певна частина розчиненого газу. Враховуючи факт збільшення розчинності газів із зростанням тиску та зменшення температури, приходимо до наступного рівняння:

$$\frac{P_1}{P_0} = \frac{P_{\max}}{P_0} - k_2 \cdot \frac{R \cdot T}{P_0} \cdot [r(p_1) - r(p_0)] \quad (1),$$

де $P_0 = 101325$ Па – стандартний атмосферний тиск (після розгерметизації включення), P_1 (Па) – тиск у включенні до його розгерметизації, P_{\max} (Па) – найбільший тиск у включенні, який можливий за умови незалежності розчинності газу від тиску, $R = 8.31441$ Дж/(моль К) – універсальна газова стала, $T = 291$ К (18 °С) – температура дослідів, $r(p_1) - r(p_0)$ – різниця розчинності газу відповідно за невідомого (який визначаємо) та стандартного тисків (моль/м³).

Рівняння (1) є лінійною функцією P_1/P_0 від $r(p_1) - r(p_0)$, де вираз попереду квадратних дужок – коефіцієнт кутового нахилу прямої а P_{\max}/P_0 – відрізок, що відтинає пряма на осі P_1/P_0 (рисунок). Коефіцієнт k_2 виражає відношення

об'єму розсолу включення до початкового об'єму газу:

$$k_2 = \frac{3}{4 \cdot \pi} \cdot \left(\frac{L}{R_1} \right)^3 - 1$$

де L – довжина ребра включення (27 мкм), R_1 – радіус газової фази до розгерметизації включення (9 мкм).

З поправкою на зміну тиску над кривою поверхнею (Жуховицький, Шварцман, 1968) максимальний тиск виражається наступним чином:

$$\frac{P_{\max}}{P_0} = k_1^3 + \frac{2 \cdot \sigma}{R_1 \cdot P_0} \cdot (k_1^2 - 1) \quad (2),$$

де значення коефіцієнта поверхневого натягу σ для концентрованих розчинів знаходиться в межах 0,073 – 0,093 Н/м і майже не впливає на точність розрахунків (нами прийнято значення $\sigma = 0,083$ Н/м). Коефіцієнт відносного лінійного збільшення газової фази k_1 визначається як відношення кінцевого R_0 до початкового R_1 (радіуси кривизни поверхні):

$$k_1 = \frac{R_0}{R_1}$$

Для суміші газів вираз у квадратних дужках (1) визначається як сума добутоків мольної частки компонента на різницю розчинності даного компонента при початковому та кінцевому тисках. Але у лівій та правій частинах (1) знаходиться невідома величина (P_1). Тому для розв'язку залежності (1) доцільно використати графічний метод, який потребує мінімум розрахунків і володіє високою наочністю.

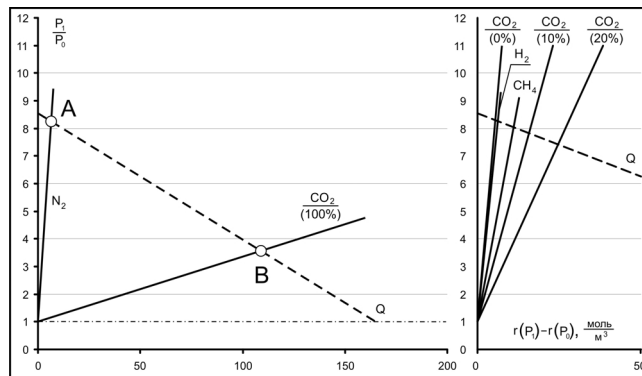


Рисунок. Залежність початкового тиску чистих газів від їхньої розчинності в умовах експерименту. Побудовано за даними (Павлов і др., 1987)

Параметри всіх прямих, що описують розчинність індивідуальних газів (N_2 , H_2 , CH_4 і CO_2) залежать тільки від температури проведення дослідів. Тому потрібно лише встановити значення коефіцієнтів R_1 , k_1 і k_2 за якими будується пряма Q. Точки перетину окремих прямих, які характеризують розчинення газу, з прямою Q визначає парціальний (приведений до стандартного) тиск даного газу.

Дослідження складу розчинених газів у розсолах первинних і ранньодіагенетичних включень у галіті різних часових періодів фанерозою

(Петриченко, 1988; Галамай, 2004; Литвинюк, 2007; Сидор, 2013) і, зокрема, ордовіку (Kovalevych et al., 2006) показують, що вміст N_2 і CH_4 у рідких включеннях становить від 69,7 до 99,9%, а CO_2 і H_2 містяться в них у незначній кількості (вміст CO_2 лише в окремих випадках може сягати 23,8 %). Як видно на рисунку, тиск у первинних включеннях у галіті досліджуваних відкладів становить близько 8 атм., а отже потужність товщі розсолів басейну Ордос на стадії садки галіту досягала 60 м.

Василь ГАРАСИМЧУК

ГІДРОГЕОБАРИЧНІ УМОВИ ГАЗОНОСНОСТІ ЛЬВІВСЬКОГО ПАЛЕОЗОЙСЬКОГО ПРОГИНУ

Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, м. Львів,
e-mail: igggk@mail.lviv.ua

Пластовий тиск – важлива ознака, яка характеризує енергію водоносних, нафтоносних і газоносних горизонтів. З'ясування характеру і генези пластових тисків водо-нафто-газоносних структур дає розуміння будови природних гідродинамічних систем, закономірностей формування, просторового розміщення і збереження вуглеводневих скупчень.

Дослідження гідрогеобаричних умов Львівського палеозойського прогину (ЛПП) проводилося на основі фактичних даних (109 замірів) первинних гідростатичних тисків, пластових температур, геохімічних характеристик вод, літолого-стратиграфічних та ємнісно-фільтраційних умов, отриманих з фондів ДП «Львівгазвидобування», ДП «Західукргеологія», що були визначені при опробуванні пошукових та розвідувальних свердловин.

Встановлено, що гідрогеобаричні поля верхньопротерозойського, кембрійського, та нижньодевонського водоносних комплексів проявляються у закономірному зменшенні значень гідростатичних тисків, приведених до однієї площини порівняння, від їхніх центральних до периферійних частин.

Теригенний склад порід, умови палеогідрогеологічного розвитку та тектонічні особливості зумовили утворення та збереження у межах цих комплексів елізійної водонапірної системи, гідрогеобаричне напруження у якій розповсюджується від місць найбільшого прогинання осадових товщ басейну до його периферійних частин.

У середньо- та верхньодевонському водоносних комплексах ЛПП гідрогеобаричне напруження спрямоване від периферії до його центральної (найбільш зануреної) частини.

Периферійні частини прогину у місцях неглибокого залягання середньо- та верхньодевонського водоносних комплексів відповідають характеристикам інфільтраційної водонапірної системи, гідрогеобаричне напруження у якій спрямоване від областей живлення до областей розвантаження. Динаміка вод у глибоких горизонтах цих комплексів значно обмежена, а то і повністю відсутня.

Поклади Локачинського та Великомоствівського газових родовищ, які поширені в межах середньо- та верхньодевонського водоносного комплексів, пов'язані як з п'езомаксимумами, так і п'езомініумами загального гідрогеобаричного тла ЛПП. Локальний гідрогеобаричний фактор також не