

(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

є визначальним для існування газових покладів Локачинського родовища.

Склепінна частина газового покладу Великомоствського родовища знаходиться в ділянці гідроп'єзомінімуму. Гідрогеобарична напруженість спрямована з боку тектонічного розлому в напрямку газового покладу, що відображає механізм конвективного тепломасоперносу флюїдів із нижніх горизонтів у верхні ділянками розуцільнених тектонічних порушень.

Порівняльний аналіз гідрогеобаричних умов ЛПП та Зовнішньої зони Передкарпатського прогину на основі коефіцієнта гідростатичності дає змогу стверджувати, що гідрогеобаричне поле ЛПП у порівнянні з таким Зовнішньої зони Передкарпатського прогину відзначається значно меншою напруженістю. Причиною цього є слабкі прояви елізії у водоносних горизонтах ЛПП та відсутність витриманих літологічних та тектонічних екранів.

Гідрогеобаричне поле верхньопротерозойсько-кембрійсько-нижньодевонського водоносного поверху ЛПП, досліджене на основі коефіцієнта гідростатичності, проявляється у зменшенні гідрогеобаричної напруженості від 0,99 до 0,85 з північного заходу на південних схід та південний захід. Відсутність чіткої залежності значень коефіцієнта гідростатичності з глибинами залягання водоносних горизонтів вказує на невизначальність у даному випадку ролі геостатичного фактору (механізму елізії) на формування та існування гідрогеобаричного поля.

Визначальними чинниками створення гідрогеобаричного напруження водоносних горизонтів ЛПП є епігенетичні, основним серед яких є конвективний тепломасоперенос флюїдів із нижніх горизонтів у верхні вздовж тектонічних порушень, що підтверджується просторовим зв'язок розміщення ізоліній значень коефіцієнта гідростатичності з діагональними диз'юнктивними порушеннями.

Газові скупчення Локачинського та Великомоствського родовищ знаходяться у ділянках з підвищеними значеннями коефіцієнта гідростатичності. Розподіл коефіцієнта гідростатичності у перетині Локачинського газового родовища вказує на те, що його над гідростатичні значення пов'язані з наявними покладами газу.

Іван ГАФІЧ

**ЛІТОФАЦІАЛЬНІ ОСОБЛИВОСТІ ФОРМУВАННЯ ТА СТРУКТУРА
ПОРОВОГО ПРОСТОРУ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ
СЕМИРЕНКІВСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА**

ПрАТ «Нафтогазвидобування», м. Київ, e-mail: GafichIP@dtek.com

Семиренківське газоконденсатне родовище розташоване в центральній приосьовій частині ДДЗ. Воно приурочено до конседиментаційної антикліналі, генетично пов'язаної з девонським соляним ядром. Родовище знаходиться поблизу перетину протерозойських розломів фундаменту: Криворізько-Комарицького, Осьового та Андрушівсько-Хорольсько-Розсошинського. Крім того, на периферії родовища сейсморозвідкою