

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

зафіксовано декілька локальних порушень осадового чохла в основному регіональному простяганні.

Основні запасами поклади належать верхньовізейським продуктивним горизонтам В-19, В-18 та В-17, менші – В-16. Їхні колекторські властивості у значній мірі визначили умови седиментації. Порооди-колектори згаданих горизонтів є відкладами виносів древніх річкових систем у прибережну частину моря. Найвищими ємнісно-фільтраційними властивостями володіють перемиті хвилями пісковики барів та морських обмілин з боку відкритого моря, дещо меншими – піщані утворення стічних течій. Пористість продуктивних пісковиків коливається від 6,0 до 12,0 %, проникність – від 0,1 до  $50,18 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ .

Однак в осадовій товщі родовища існують, очевидно, і резервуари, значною мірою сформовані проривами глибинних флюїдів по розломах в осадовий чохол, у результаті чого раніше непроникні низькопористі породи набувають властивостей кондиційних колекторів.

За результатами комплексних лабораторних досліджень великої кількості кернового матеріалу з верхньовізейських горизонтів В-19–В-16, а також частково горизонтів В-24–26 нижньовізейського та ФМ-1 фаменського ярусів встановлені такі факти.

1. Піщані породи-колектори мають численні ознаки вторинної мінералізації. На формування їхніх колекторських властивостей впливали гіпогенно-метасоматичні процеси (взаємодія порід з вуглекислими, сірководневими, кремнієво-солянокислими та метанового ряду гідротермами), що призвело до утворення вторинних колекторів. На це вказують конформно-інкорпораційні з'єднання регенераційних облямівок зерен кварцу, часто кородованих карбонатами різного складу, гідрослюдизація та пелітизація польових шпатів, які місцями теж кородовані карбонатами, пертитові та антипертитові вростки. Слюди в породі гідратовані, карбонатизовані, розщеплені за спайністю. Цементи полімінеральні: каоліново-карбонатні, карбонатні (кальцит-анкеритові, сидеритові), сульфат-карбонатні; контактово-порового або базального типу. В цементі, стилітових швах, прожилках, порах та тріщинах трапляються виділення вторинних кальциту, сидериту, анкериту, доломіту, бариту, каолініту, мусковіту, біотиту, дикіту, альбіту і цеолітів, вуглистої речовини, що покращена піритом.

2. Значну частку в породах-колекторах займають пустоти вторинного походження.

3. В породах присутні каолінит та дикіт – мінерали, які є універсальними індикаторами нафтидометасоматозу, а також хімічні елементи Но та Ть, що свідчать про глибинне походження флюїдоносних гідротерм.

4. Пори сполучені між собою тріщинами різної генерації. Вони утворюють складні системи макро- та мікротріщинуватості, які мають повсюдний розвиток з різним ступенем інтенсивності. Густина тріщин помітно зростає з глибиною. Формування систем тріщин зумовлено поєднанням гідродинамічних, хімічних, фізичних та інших чинників. Суттєву роль у фільтрації флюїдів відіграють, очевидно, тріщини природного гідророзриву, які виникають внаслідок адіабатичних та ізотермічних процесів. Їхня ширина коливається від часток міліметра до 2 см. Поверхня

стінок нерівна, горбиста, дрібно- та грубостовпчаста, ямкова, місцями з дзеркалами ковзання, покрита макроскопічно однорідною темноколірною пелітоморфною полімінеральною речовиною, в складі якої є графіт, покращений піритом, анкерит, сидерит, мусковіт, кальцит та інші мінерали (широкий спектр акцесорних та рудних мінералів) – сліди ін'єкцій глибинних флюїдів. Лабораторні дослідження свідчать, що шляхами міграції слугують щілинні пори, тріщини подібні порові канали та мікротріщини шириною від 1,57 мкм до 231 мкм та протяжністю від 4,07 мкм до 720 мкм.

5. Пластова вода глибоких горизонтів має дуже низьку мінералізацію і утворилася, можливо, в результаті ендегенних реакцій.

Викладені факти дозволяють зробити висновок, що ємнісний простір порід-колекторів Семиренківського родовища утворений в основному процесами седиментогенезу, однак на його формування суттєво вплинули і пост седиментаційні ендегенні процеси. При цьому міграція і акумуляція вуглеводнів супроводжувалася перенесенням та концентрацією елементів-супутників (гази, метали, галогени, лантаноїди). Все вищенаведене може свідчити, що ділянка Семиренківського родовища з сусідніми площами відноситься до зони інтенсивного газонакопичення, пов'язаного з новітнім станом активізації земної кори та дегазації надр.

**Юрій ГЕРЛЬОВСЬКИЙ**

**ВИЗНАЧЕННЯ ГЛИБИНИ УТВОРЕННЯ ТА УМОВ ФОРМУВАННЯ  
ВУГЛЕВОДНІВ ЗА СПІВВІДНОШЕННЯМ ІЗОМЕРІВ БУТАНУ  
ДОЛИНСЬКОГО НАФТОВОГО РОДОВИЩА**

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

*«...теорія походження нафти не може вважатися завершеною до тих пор, поки вона не впишеться як одиничний випадок в загальну схему еволюції Землі.»*

*Э. Б. Чекалюк*

Розроблена методика визначення температури і тиску за співвідношенням ізомерів бутану в умовах земної кори та верхньої мантії Землі та встановлення діапазону глибин утворення природних вуглеводневих систем. Вона дозволяє отримати достовірні результати в діапазоні температур і тисків, що існують в земній корі і верхній мантії (Чекалюк, 1971).

За цією методикою проведено розрахунки щодо встановлення термобаричних умов утворення індивідуальних алканів та їх ізомерів в межах тисків і температур, що відповідають граничним умовам земної кори та верхньої мантії, а також визначено діапазон глибин утворення вуглеводневих систем за співвідношенням ізомерів бутану.

За співвідношенням ізомерів бутану, можна стверджувати, що вуглеводні Долинського родовища утворилися при температурі 1363-1404 К, тиску 1783-3975 МПа і на глибині 59-128 км (таблиця).