

***Літологічна характеристика і колекторські властивості
продуктивних товщ нижньосарматських відкладів
зовнішньої зони Передкарпатського прогину***

Колекторами газу у нижньосарматських відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину є пісковики і алевроліти. Товщина газонасичених пластів пісковиків змінюється від 0,1 до 1-2м рідко до 5м. Це здебільшого щільні пісковики, текстура масивна і верстувата. Пісковики вапнисті. Цемент глинистий, карбонатний, глинисто-карбонатний. Тип цементації - поровий, поровобазальний. За складом пісковики кварцові, олігоміктові і поліміктові. Кварцеві пісковики мають алевропсамітову структуру. Переважають зерна розміром 0,1-0,3мм. Уламкову частину (60-90% об'єму породи) складають слюда, гострокутні і слабо обкатані зерна кварцу і польового шпату. Різниця у складі, вмісті і характері розподілу цементуючого матеріалу, мінеральних включень і інтенсивності вторинних перетворень зумовлює широкий діапазон зміни їх пористості.

Аналіз петрофізичних залежностей нижньосарматських колекторів дозволило нам виділити три класи колекторів за величиною проникності: 1- високопроникні, високоемнісні і високопродуктивні; 2- проникні, середньо-емнісні, продуктивні; 3- низькопроникні, малоємнісні, непродуктивні. В колекторах 1 класу (а ними є пласти пісковиків товщиною більше 1м) проникність, пористість і вміст цементу не взаємопов'язані. Нижні межі параметрів порід цього класу, встановлені за петрофізичними залежностями, відповідають значенням, при яких між параметрами починають проявлятися взаємозв'язки. В колекторах 2 класу існують тісні залежності між проникністю, пористістю і карбонатністю, нижні межі яких встановлені за петрофізичними залежностями і дорівнюють значенням, при яких зв'язки між параметрами практично перестають простежуватись. В колекторах 3 класу зв'язків між основними колекторськими властивостями не виявлено. Збільшення карбонатності від 27 до 40% не впливає на пористість, з пластів, складених породами 3 класу, при випробуванні отримують непромислові припливи газу.

Оцінено вплив геостатичного тиску на колекторські властивості піщано-глинистих порід нижньосарматських відкладів.

Встановлено, що з глибиною міцність і щільність нижньо-сарматських пісковиків зростають. Нижче 4000 м в них спостерігається заміщення кварцу карбонатами, а також регенерація кварцу і кременистого цементу. Текстура пісковиків нечітка, зерна кварцу сильно кородовані і регеновані, польові шпати карбонатизовані. В результаті, регенерації кремнезем перевідкладається, і навколо кварцових зерен утворюються регенераційні кайомки. Ущільнення і цементация колекторів під тиском залягаючих вище порід супроводжуються витісненням з глини "міжшарової", води і попаданням її у вище- і нижчезалягаючі проникні пісковики. Разом з цією водою в пори пісковиків надходять глинистий матеріал, який спочатку розміщується на стиках крайніх зерен пласта і обволікає їх, а із зануренням осадків на значні глибини відтискується далі та заповнює поровий простір, зменшуючи його корисну ємність. Встановлено, що глибина проникнення твердих частинок у пісковики досягає 45-50мм і залежить від розміру та форми пелітових частинок, їх мінерального складу, розміру пор, а також особливо від величини перепаду тиску і часу. З ростом глибини залягання, а отже, і тиску, пелітові частинки і солі проникають у пісковики все глибше, що веде до погіршення колекторських властивостей пластів. На пласти великої потужності цей фактор майже не впливає, то для пластів малої (менше 1м) він досить відчутний.

Дослідження залежностей між пористістю, газонасиченістю, вмістом карбонатного цементу, максимальними значеннями товщини піщаних проверстків і піскуватістю розрізів показали, що між цими параметрами існують тісні кореляційні зв'язки. Зокрема, чим швидше відбувається зміна фацій і відповідно піскуватість, тим більше відрізняються ділянки за фільтраційно ємкісними властивостями, дебітами і запасами. Тому є всі підстави для використання коефіцієнта піскуватості як основного критерію оцінки колекторських властивостей розрізів. Газові поклади в нижньосарматських горизонтах Зовнішньої зони повсюдно зосереджені на перехідних ділянках від високої до низької піскуватості. Слід зазначити, що зовнішній контур

газоносності збігається з лінією максимальних значень піскуватості. Площини газоводяних контактів родовищ відхилені на 2° від зовнішнього контуру до внутрішнього, тобто в бік зменшення піскуватості. У регіональному

плані лінійний характер зниження піскуватості горизонтів у сукупності із структурно-тектонічними умовами є одним з основних факторів формування неантиклінальних пасток і розподілу в них покладів газу.

1- Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
2- Науково-дослідний проектний інститут ПАТ «Укрнафта»