

УДК 551.24:553.98

ГЕОЛОГОПЕТРОФІЗИЧНІ ПАРАМЕТРИ ЯК КРИТЕРІЇ ОЦІНКИ КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ТА ЯКОСТІ ПОКРИШОК

O.М. Трубенко, С.Д. Федоришин

*IФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 40117,
e-mail: g e o t o m @ n u n g . e d u . u a*

Розглянуто результати вивчення колекторських властивостей складно-побудованих порід-колекторів та якості їх покришок. Визначено критеріальні ознаки окремих типів складно-побудованих порід-колекторів. Викладено характеристики та визначено перспективи прогнозування наявності комплексів гірських порід за літологічними типами, парагенетичними асоціаціями і відношенням їх до нафтогазоносності.

Ключові слова: колектор, мінеральний склад, пісковик, глина, породи-покришки, структура порового простору

Рассматриваются результаты изучения коллекторских свойств сложно-построенных пород-колекторов и качества их покрышек. Определены критериальные признаки отдельных их типов сложно-построенных пород-колекторов. Изложены характеристики и определены перспективы прогнозирования наличия комплексов горных пород по литологическим типам, парагенетичным ассоциациям и отношением их к нефтегазоносности.

Ключевые слова: коллектор, минеральный склад, песчаник, глина, породы-покрышки, структура порового пространства

The article deals with the investigation of complex-built reservoir rocks properties and the quality of the covers. The criterion features of the separate types of complex-built reservoir rocks have been defined. Reservoir characteristics given as well as estimated are the prospects of forecasting the availability of rock complexes according to their lithological types, paragenetic associations and relation to oil and gas preseuce.

Keywords: collector, mineral content, sandstone, clay, breed-rocks, porous space structure

Проблеми, які виникають в процесі енергетичного забезпечення України вуглеводнями, глибоко пов'язані із неоднозначністю трактування геологічної будови земної кори та складом матриці продуктивних нафтогазонасичених складно-побудованих порід-колекторів, окремих літологічно-стратиграфічних одиниць. Вихідні із цих формулювань завдання статті є актуальними і своєчасними.

Даним питанням займалися багато відомих вчених. Слід виділити праці Авгяна Г.М. «Петрофізика осадочних пород в глибинних умовах» (1975); Азматова В.І. «Методы изучения неоднородных коллекторов в связи с оценкой запасов нефти и газа» (1976); Гудака Н.С. «Изучение физических свойств пористых сред» (1970); Дахнова В.Н. «Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтенасыщенности пород» (1985) тощо. Але, на нашу думку, ще недостатньо достовірно встановлені критерійні ознаки окремих типів складнопобудованих колекторів.

Метою роботи є встановлення та визначення критерійних ознак окремих типів складно-побудованих колекторів, на основі яких можна спрогнозувати наявність скupчень вуглеводнів у геологічних розрізах складної будови.

Встановлення чинників, які зумовлюють неоднозначність геолого-геофізичних висновків, у процесі досліджень свердловин, що призводить до пропуску продуктивних порід-колекторів, дозволить підвищити інформатив-

ність геолого-геофізичних методів та обумовити приріст вуглеводнів у межах пошукових площ. Постановка та вирішення цього завдання є актуальним і необхідним як у процесі пошуку, так і на стадії розробки свердловин.

На основі досліджень колекторських властивостей порід нафтогазоносних регіонів України автори дійшли висновку, що при прогнозуванні розвитку та якості колекторів і флюїдоупорів в насамперед слід враховувати не тільки глибину їх сучасного залягання, але і мінеральний склад порід, структуру, текстуру, літологічні складні умови формування, тиск, температуру, вік, а також тектонічне середовище їх епігенезу і метагенезу. При прогнозуванні фільтраційних та смісничих властивостей порід на великих глибинах всі перелічені фактори набувають пріоритетного значення. Нами досліджувалися зразки порід різного геологічного віку нафтогазових родовищ, які були відібрані з глибини від 120 до 5000 м.

Вивчення їх проводилося макроскопічним, мікроскопічним, літологічним, петрофізичним, петрографічним, рентгено-структурним методами та методом ртутної порометрії.

У першу чергу розглянемо вплив дії тиску на зразок породи, що насичена пластовим флюїдом. У цьому випадку тиск рідини у пустотному просторі протидіє всебічному стисканню скелета породи. Деформація породи буде визначатись градієнтом тиску і, відповідно, коефіцієнтом стискання скелету та пустотного

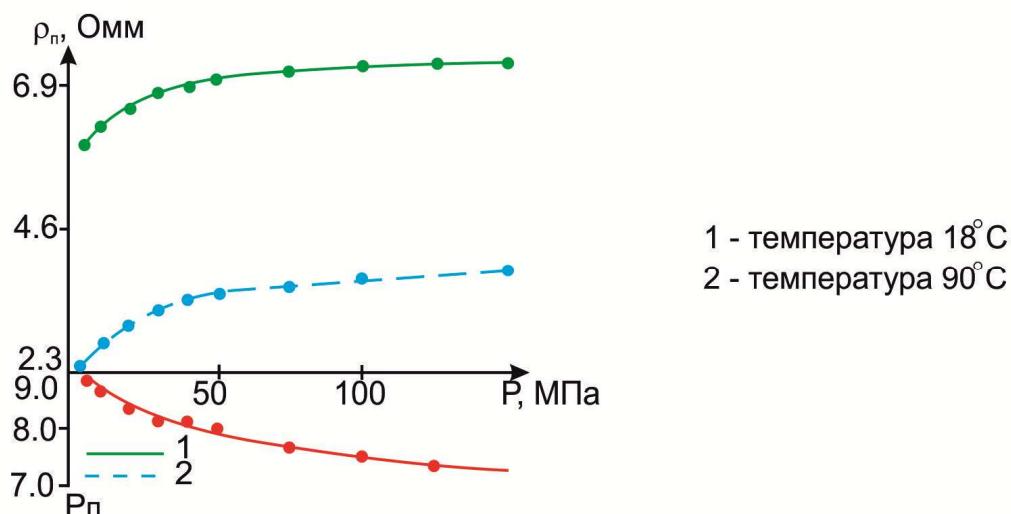


Рисунок 1 – Вплив тиску і температури на питомий електричний опір для порід-колекторів поліміктового типу

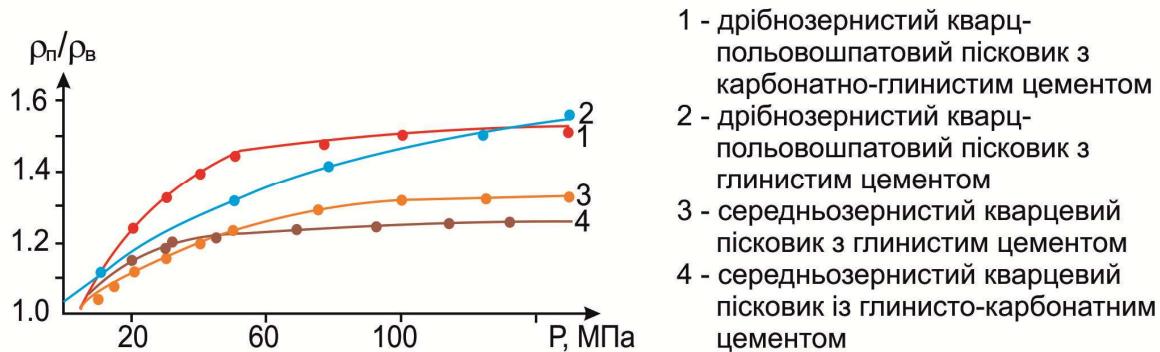


Рисунок 2 - Відносна зміна відносного електричного опору від тиску для порід-колекторів поліміктового типу

простору породи-колектора, які розраховують-ся за формулами:

$$\beta_{ck} = -\frac{1}{V} \left(\frac{dV_n}{dP} \right) P_{nl}, \quad \beta_{nop} = -\frac{1}{V_{nop}} \left(\frac{dV_n}{dP} \right) P_{nop}^t, \quad (1)$$

де β_{ck} ; β_{nop} – відповідно коефіцієнта стискання скелета породи та її пустотного простору.

Враховуючи те, що породоутворюючі мінерали характеризуються незначним коефіцієнтом стискання скелету, найбільш інформативним є коефіцієнт стискання пор. Зміна цього коефіцієнта з глибиною відбувається за гіперболічним законом. Як видно із рисунків 1 та 2, параметр пористості зразків керну зменшується із зростанням тиску. Величина зміни у тиску 150 МПа може досягати 18,2 % від абсолютної величини, причому крива пористості повторює криву зміни питомого електричного опору. Загалом питомий електричний опір насичених мінералізованою водою порід-колекторів зростає зі збільшенням ефективного тиску та температури. Для розрахунку питомого електричного опору зразків керну, вимірюних у термобаричних умовах, можна скористатись диференційним рівнянням:

- 1 - дрібнозернистий кварц-польовошпатовий пісковик з карбонатно-глинистим цементом
- 2 - дрібнозернистий кварц-польовошпатовий пісковик з глинистим цементом
- 3 - середньозернистий кварцевий пісковик з глинистим цементом
- 4 - середньозернистий кварцевий пісковик із глинисто-карбонатним цементом

$$\begin{aligned} \frac{d\rho_i}{\rho_i} &= \frac{1}{\rho_i} \left[\frac{d\rho_i}{dP_{ie}} \right] D_{ie}^{t^0} \cdot dP_{ad} + \\ &+ \frac{1}{\rho_i} \left[\frac{d\rho_i}{dP_{ie}} \right] D_{ad}^{t^0} dP_{ie} + \frac{1}{\rho_i} \cdot \frac{d\rho_i}{dt} dt =, \quad (2) \\ &= K_{ek} dP_{ad} - \hat{E}_{ia} dP_{ie} - \alpha t \rho dt \end{aligned}$$

де: K_{ek} – коефіцієнт відносної зміни питомого електричного опору на одиницю ефективного напруження, визначених при ізотермічному стисканні; ρ_n – питомий електричний опір; P_{ie}^0 – пластовий тиск з врахуванням температури; P_{ef} – ефективний тиск; K_{mb} – коефіцієнт зміни електричного опору води на одиницю зміни пластового тиску; αt , ρ – коефіцієнти, визначені при ізобаричному нагріванні або охолодженні водонасиченої породи під впливом температури.

Визначається K_{ek} при $P_{nl} = t^0 = const$ і залежить від ефективного пластового тиску. У зв'язку з незначним стиском твердої фази, пластовий тиск не вносить суттєвих змін у величину коефіцієнта K_{ek} .

Таким чином, значення коефіцієнта K_{ek} для порід-колекторів визначається величиною ефективної напруги, яка призводить до зміни звикистості порових каналів та їх об'ємної вологості.

Величина $(at)\rho$ коефіцієнту залежить також від зміни електропровідності вільної і зв'язаної води у зразках породи, обумовленої зміною геометрії і об'єму пустот внаслідок теплового розширення її скелету, а також наявності температуропровідних включень. У наближенному вигляді рівняння зв'язку питомого електричного опору порід-колекторів з пластовим тиском можна записати у вигляді:

$$\frac{\rho_i(D_{ie} t)}{\rho} \approx \frac{\rho_{\delta\hat{a}\hat{o}} - \rho_{\delta ie}}{\rho_{\hat{a}\hat{o}}} \cdot \frac{\rho_{\delta ie}}{\rho_{\hat{a}\hat{o}} D_{ie}} \cdot \frac{\rho_t^0}{\rho_{\hat{a}\hat{o}}}, \quad (3)$$

де: $\rho_n(P_{n,t})$ - питомий електричний опір породи у пластових умовах; ρ_{at} - питомий електричний опір породи у атмосферних умовах;

$$\frac{\rho_{\delta\hat{a}\hat{o}} - \rho_{\delta ie}}{\rho_{\hat{a}\hat{o}}}; \frac{\rho_{\delta ie}}{\rho_{\delta t}} \text{ і } \frac{\rho D_{\hat{a}\hat{o}}}{\rho(D_{ie})} - \text{відносні змінні}$$

ні питомого електричного опору породи від ефективного і пластового тисків за умови, що $P_{ef} - P_{pl} = const$; $\rho_{\delta it}$, $\rho_{\delta i}$ - питомий електричний опір при початковому і поточному поровому тиску.

Для того, щоб виключити вплив питомого електричного опору вільного флюїду, зв'язаного із зміною температури, помножимо праву і ліву частини рівності на відношення питомих

опорів електроліту $\frac{\rho_{\hat{a}}}{\rho_{\hat{a}}^t}$, отримаємо:

$$\frac{P_{\delta\hat{a}\hat{o}}}{\rho_i} \approx \frac{D_i^{D_{\hat{a}\hat{o}}}}{D_i} \cdot \frac{D_i^{D_{\hat{a}\hat{o}}}}{D_i^{D_{ie}}} \cdot \frac{D_{ie}^t}{P_{\hat{a}\hat{o}}}, \quad (4)$$

де: $D_i^{D_{ie} t}$ - параметр пористості породи в заданих термодинамічних умовах; P_n - аналогічно тільки за початкових атмосферних умов;

$\frac{D_i^t}{D_i}$ - відношення, що характеризує часткову зміну параметра пористості за рахунок впливу температури.

Нами встановлено, що зміна тиску обтискання до 50 МПа практично не впливає на параметр пористості (P_n). Враховуючи це, можна записати:

$$\frac{D_i^{D_{\hat{a}\hat{o}}}}{D_i} = \frac{D_{\delta\hat{o}}^{D_{\hat{a}\hat{o}}}}{\rho_i}. \quad (5)$$

Підставивши вираз 4 у формулу 5, отримаємо:

$$\frac{D_i^{D_{ie} t}}{P_n} \approx \frac{P_n}{D_i} \cdot \frac{D_i^{D_{\hat{a}\hat{o}}}}{D_i^{D_{ie}}} \cdot \frac{D_{ie}^t}{D_{\hat{a}\hat{o}}}, \quad (6)$$

де $\frac{D_i^{D_{\hat{a}\hat{o}}}}{D_i} ; \frac{D_i^{D_{\hat{a}\hat{o}}}}{D_i^{D_{ie}}}$ - відповідно відношення,

що вказують на часткові зміни параметра пористості породи під дією ефективної напруги при умовах $P_{no}=const$, $P_{ef}=0$, $t=const$. Отримане рівняння вказує на зв'язок параметра пористості із питомим електричним опором породи і використовується для оцінки величини електропровідності породи-колектора.

Узагальнення результатів дослідження вище вказаних різновидів порід дозволило виділити головні мінерали, що входять до складу цементів за значних змін вмісту уламкового матеріалу. Нижче наводимо коротку характеристику комплексів досліджуваних порід за литологічними типами, парагенетичними асоціаціями і відношенням їх до нафтогазоносності.

Перший літологічний тип. Представленій пісковиками (та їх різновидами), які вміщують близько 70-90% уламків, серед яких кварц (60-70%), кварцит (2-10%), ортоклас, мікроклін, рідко зустрічаються домішки карбонатних та глинистих порід. Аутигенні мінерали формують цемент та визначають колір породи. Відсотковий вміст аутигенних мінералів нестабільний і коливається в межах від 10 до 30%. Загалом це - комплексні цементи, представлені глинистими, кварцевими, рідко гідросялюдистими і карбонатними мінералами. Дуже часто ці цементи вміщують домішки глауконіту і хлориту. Досить розповсюджена у прошарках цього типу порід локалізація піриту і марказиту (псевдоморфози їх за вуглефікованими уламками). Розсіяна органічна речовина практично відсутня.

Зазвичай ці пісковики білого, білувато-сіруватого і зеленувато-сіруватого кольору, володіють масивними, лінзувато-шаруватими, рідко-косошаруватими і плямистими текстурами; структури цементів згусткові, кварцитовидні, плівкові.

Порівняння даних руттної порометрії, рентгено-структурного аналізу і мікроскопії дали можливість виділити серед піщанистих різновидів два типи порід за нафтогазоносністю: локальні і пластові неколектори.

Локальні породи-неколектори характеризуються нерівномірним розподілом у матриці згусткового або кварцитоподібного цементу, у зв'язку з чим втрачають проникність, але, володіючи незначним поровим простором, мають проникність, яка становить $K = 1 \cdot 10^{-16} \text{ м}^2$. У цьому випадку можна припустити, що поряд з такими породами можуть знаходитися породи колектори. Загалом такі породи ми вважаємо локальними неколекторами.

Пластові неколектори представлені кварцитовими та глинистими пісковиками; володіють масивною текстурою, кварцитоподібною або згустковою структурою цементу, характеризуються присутністю окремих ізольованих пор, а також пор радіусом менше 0,1 мкм. Такі породи є пластовими неколекторами і можуть бути добрими флюїдоупорами.

Другий літологічний тип. Представленій алевролітами, які вміщують від 50 до 60% кварцитових уламків, аутигенні мінерали формують цемент та визначають забарвлення породи.

Зазвичай вони світлосірі, зеленувато-сірі, зірдка темносірого кольорів. Текстури їх лінзувато-шаруваті, масивні, косошаруваті, зірдка тонкошаруваті і плямисті. Структури цементу: згусткові та плівкові. Органічна речовина (1-3%) розсіяна в глинистому субстраті. Зірдка органічна речовина представлена дрібними вуглисто-типу частинками і разом з глинистою речовиною виповнює тонкі прошарки в породах.

На значну увагу заслуговують алевроліти, які вміщують гідрослюдистий (з домішками аутигенного кварцу, серициту, іліту), хлоритовий і глауконітовий цементи (з домішками аутигенного кварцу, монтморилоніту, доломіту, іліту, кальциту), мають масивні текстури і згустково-плівковий тип структури цементу. Такі породи характеризуються відсутністю проникності за даними ртутної порометрії, а дослідження їх під мікроскопом виявили наявність ізольованих пор та пор радіусом менше 0,1 мкм. Ці породи витримані в просторі і можуть бути хорошими флюїдоупорами.

Третій літологічний тип представлений двома різновидами:

- аргілітами, основна маса, яких складена з вищезгаданих аутигенних мінералів, іноді з не-значними домішками уламкового кварцу (10-20%). Ці породи зазвичай темносірого, чорного, дуже рідко світло-сірого забарвлення, більш-менш багаті розсіяною органікою. Текстури їх масивні, "сланцеваті", зірдка тонко- та мікрошаруваті і дуже рідко лінзувато-шаруваті. Домінують структури: пелітоморфні (скритокристалічні), лепідобраштові, дуже рідко сплутано-лускуваті;

- особлива увага приділяється дослідженю аргілітів без домішок уламків.

Вивчення парагенезісів аутигенних мінералів виявило наявність у них монтморилоніту з домішками серициту, кальциту, іліту, доломіту, хлориту та каолініту.

Ці породи зазвичай чорно-сірі і чорні, зірдка світло-сірого забарвлення. Текстури їх тонкошаруваті, паралельношаруваті і "сланцеваті".

Для аргілітів характерною ознакою є наявність у їх складі значного вмісту розсіяної органічної речовини, що свідчить про спокійні морські умови утворення їх на великих глибинах (в холістатичних ділянках басейну) у відновленому та лужному середовищах.

Наявність вказаних мінералогічних та текстурно-структурних особливостей будови порід свідчить про наявність регіональних та локальних екрануючих горизонтів нафтових і газових родовищ, тобто дані породи можуть бути хорошими флюїдоупорами [1].

Четвертий літологічний тип представлений хемогенними вапняками. Структура їх пелітоморфна, а текстура – плямиста. Найчастіше це прибережно-лагунні утворення, які вміщують незначні домішки глинистої речовини. Дані породи мають регіональне поширення і можуть бути хорошими флюїдоупорами. Однак, коли такі породи будуть розташовані поблизу тектонічного порушення, вони можуть набути характеристик тріщинного колектора.

Для вирішення тектонічних задач можуть бути застосовані, крім загальноприйнятих параметрів та ознак, додаткові показники, які отримані на основі узагальнення картографічних матеріалів (геоморфологічних, гідрографічних) і характеристик річкових систем, специфіки окремих стратиграфічних комплексів, деякотрі літологічні ознаки порід, специфічні особливості складу вуглеводневих скупчень, склад водорозчинних газів, особливості хімічного складу підземних вод, локальні прояви мінералізації, метаморфізму, дислокаций, ознаки перевування мінеральних речовин та інші показники.

Виявлення детальної повної тектонічної гратки за якісними показниками допоможуть здійснити конкретні прогнози на відкриття нових нафтових і газових родовищ.

Вивчення парагенезів аутигенних мінералів та структури порового простору порід дали змогу виявити такі перспективи для прогнозування як колекторів, так і флюїдоупорів [2, 3, 4, 5].

Пісковики, які мають однаковий парагенезис аутигенних мінералів, але відрізняються типом структури цементу, матимуть різну проникність (аж до її зникнення), що пояснюється згустковим характером розподілу цементу. Останні в результаті цього локально втрачають свою проникність. Тому ми розглядаємо такі породи як локальні неколектори, поблизу яких можуть знаходитися горизонти, де залягають продуктивні колектори.

Пісковики та інші уламкові породи, які мають власний парагенезис аутигенних мінералів, ми вважаємо за необхідне розглядати як самостійні геологічні тіла, що сформовані на тлі відносних змін геохімічних і гідродинамічних умов осадконакопичення (при коливних рухах дна басейну). Такі пласти володіють кращою просторовою витриманістю, можуть генетично розміщуватися в зоні викиннювання колекторів, а також слугувати одним з пошукових критеріїв.

Алевроліти, які володіють загальним парагенезисом аутигенних мінералів з аргілітами (і іншими сусідніми породами), можуть розглядатися як локальні пластові неколектори. Вони утворилися при локальному привносі уламкового матеріалу замуленими потоками під час активізації розмиву на сусідній суші в басейн з доволі стійкими фаціями, фізико-хімічним і гідродинамічним середовищем.

Значну зміну парагенезіс аутигенних мінералів виявляє рентгеноструктурний аналіз зразків порід флюїдоупорів, що дозволяє зrozуміти та розкрити якісні особливості і геологічну роль різноманітних покришок.

За результатами досліджень впливу дії тиску на зразок породи, що насичена пластовим флюїдом, встановлено закономірності взаємозв'язків параметра насичення із температурою при фіксованих ефективних тисках (P_{eff}) дозволяє більш достовірно прогнозувати коефіцієнт нафтогазовилучення на нафтогазових родовищах.

Подальші дослідження будуть спрямовані на встановлення впливу складу матриці породи, типу насичуючого флюїду, зв'язаної води та інших чинників на величину електропровідності породи-колектора, що дасть змогу підвищити ефективність електричних методів.

Література

1 Глинистые минералы и проблемы нефтегазовой геологии / С.Г. Саркисян, Д.Д. Котельников. – М. : Недра, 1980. – 232 с. – 2-е изд., перераб. и доп.

2 Дикенштейн Г.Х. Роль глинистых покрышек при формировании газовых залежей / Г.Х. Дикенштейн, Г.А. Аржевский, В.П. Странов // Геология нефти и газа. – 1965. – №3. – С.36-38.

3 Клубова Т.Т. Роль глинистых минералов в преобразовании органического вещества и формировании первого пространства коллекторов / Т.Т. Клубова. – М.: Наука, 1965. – 106 с.

4 Клубова Т.Т. Глинистые минералы и их роль в генезисе, миграции и аккумуляции нефти / Т.Т. Клубова. – М.: Недра, 1973. – 254 с.

5 Бригиневич Л.А. Парагенезис мінералів у четвертинних відкладах на території Чернівецької області / Л.А. Бригиневич, О.М. Трубенко // Наукові вісті інституту менеджменту та економіки. – 2004. – № 2(6). – С. 186–196.

Стаття надійшла до редакційної колегії

05.07.11

Рекомендована до друку професором
Д.Д. Федоршиним