

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

О.М. Трубенко, С.Д. Федоришин

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 40117,
e-mail: geotom@nung.edu.ua

Розглянуто результати вивчення колекторських властивостей складно-побудованих порід-колекторів та якості їх покоришок. 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-покоришки, структура порового простору

Рассматриваются результаты изучения колекторских свойств сложно-построенных пород-колекторов и качества их покоришек. Определены критеріальні признаки отдельных их типов сложно-построенных пород-колекторов. Изложены характеристики и определены перспективы прогнозирования наличия комплексов горных пород по литологическим типам, парагенетичним асоціаціям и отношением их к нефтегазоносности.

Ключевые слова: колектор, мінеральний склад, пісковик, глина, породи-покоришки, структура порового простору

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 presence.

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

Проблеми, які виникають у 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 літолого-стратиграфічних одиниць. Виходячи із цих формулювань завдання статті є актуальними і своєчасними.

Даним питанням займалися багато відомих вчених. Слід виділити праці Авгяна Г.М. «Петрофізика осадочних порід в глибинних умовах» (1975); Азματοва В.И. «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 складнобудованих колекторів.

Метою роботи є встановлення та визначення критерійних ознак окремих типів складно-побудованих колекторів, на основі яких можна спрогнозувати наявність скупчень 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 обумовить 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, літолого-фаціальні умови формування, тиск, температуру, вік, а також тектонічне середовище їх епігенезу і метагенезу. При прогнозуванні фільтраційних та ємнісних 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

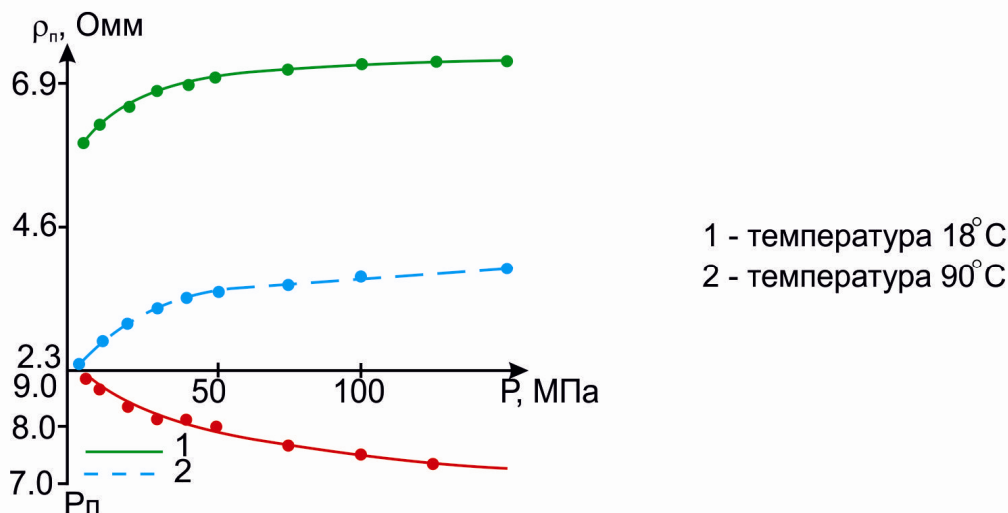


Рисунок 1 – Вплив тиску і температури на питомий електричний опір для порід-колекторів поліміктового типу

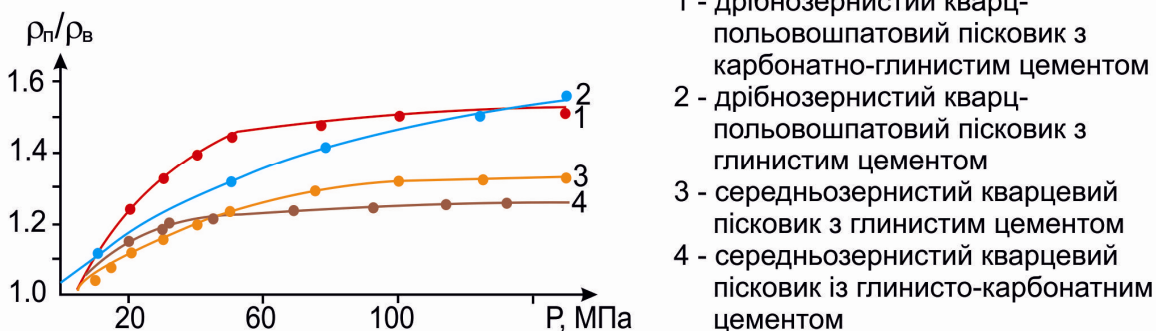


Рисунок 2 - Відносна зміна відносного електричного опору від тиску для порід-колекторів поліміктового типу

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

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

де $\beta_{ск}$; $\beta_{пор}$ – відповідно коефіцієнта стиснення скелета породи та її пустотного простору.

Враховуючи те, що породоутворюючі мінерали характеризуються незначним коефіцієнтом стиснення скелету, найбільш інформативним є коефіцієнт стиснення 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, виміряних у термобаричних умовах, можна скористатись диференціальним рівнянням:

$$\frac{d\rho_n}{\rho_n} = \frac{1}{\rho_n} \left[\frac{d\rho_n}{dP_{ef}} \right] P_{nl}^{t^0} \cdot dP_{ef} + \frac{1}{\rho_n} \left[\frac{d\rho_n}{dP_{nl}} \right] P_{ef}^{t^0} dP_{nl} + \frac{1}{\rho_n} \cdot \frac{d\rho_n}{dt} dt =, \quad (2)$$

$$= K_{ск} dP_{ef} - K_{мс} dP_{nl} - \alpha t \rho dt$$

де: $K_{ск}$ – коефіцієнт відносної зміни питомого електричного опору на одиницю ефективного напруження, визначених при ізотермічному стиснанні; ρ_n – питомий електричний опір; $P_{nl}^{t^0}$ – пластовий тиск з врахуванням температури; P_{ef} – ефективний тиск; $K_{мс}$ – коефіцієнт зміни електричного опору води на одиницю зміни пластового тиску; $\alpha t, \rho$ – коефіцієнти, визначені при ізобаричному нагріванні або охолодженні водонасиченої породи під впливом температури.

Визначається $K_{ск}$ при P_{nl} і 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 $K_{ск}$.

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

Величина $(\alpha t)\rho$ коефіцієнту залежить також від зміни електропровідності вільної і зв'язаної води у зразках породи, обумовленої зміною геометрії і об'єму порожнин внаслідок теплового розширення її скелету, а також наявності температуропровідних включень. У наближеному вигляді рівняння зв'язку питомого електричного опору порід-колекторів з пластовим тиском можна записати у вигляді:

$$\frac{\rho_n(P_{nl}t)}{\rho} \approx \frac{\rho_{pef} - \rho_{pnl}}{\rho_{am}} \cdot \frac{\rho_{pnl}}{\rho_{am}P_{nl}} \cdot \frac{\rho_{ef}^t}{\rho_{am}}, \quad (3)$$

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

$\frac{\rho_{pef} - \rho_{pnl}}{\rho_{am}}$; $\frac{\rho_{pnl}}{\rho_{pt}}$ і $\frac{\rho_{pef}}{\rho(P_{nl})}$ - відносні зміни питомого електричного опору породи від ефективного і пластового тисків за умови, що $P_{ef} - P_{nl} = const$; ρ_{pnt} , ρ_{pn} - 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 $\frac{\rho_v}{\rho_v^t}$, отримаємо:

$$\frac{P_p^{ef}}{\rho_n} \approx \frac{P_n^{ef}}{P_n} \cdot \frac{P_n^{P_{noch}}}{P_n^{P_{nl}}} \cdot \frac{P_{nl}^t}{P_{ef}^t}, \quad (4)$$

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

$\frac{P_n^t}{P_n}$ - 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:

$$\frac{P_n^{ef}}{P_n} = \frac{P_p^{ef}}{\rho_n}. \quad (5)$$

Підставивши вираз 4 у формулу 5, отримаємо:

$$\frac{P_n^{P_{nl}t}}{P_n} \approx \frac{P_n^{P_{ef}}}{P_n} \cdot \frac{P_n^{P_{noch}}}{P_n^{P_{nl}}} \cdot \frac{P_{nl}^t}{P_{ef}^t}, \quad (6)$$

де $\frac{P_n^{P_{ef}}}{P_n}$; $\frac{P_n^{P_{noch}}}{P_n^{P_{nl}}}$ - відповідно відношення,

що вказують на часткові зміни параметра пористості породи під дією ефективною напруги при умовах $P_{noch} = const$, $P_{ef} = 0$, $t = const$. 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 літологічними типами, парагенетичними асоціаціями і відношенням їх до нафтогазоносності.

Перший літологічний тип. Представлений пісковиками (та їх різновидами), які вміщують близько 70-90% уламків, серед яких кварц (60-70%), кварцит (2-10%), ортоклаз, 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 цементы, представлені глинистими, кварцевими, рідко гідрослюдистими і карбонатними мінералами. Дуже часто ці цементы 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, білуватосірого і зеленувато-сірого кольору, володіють масивними, лінзуватими шаруватими, рідко-косозаруватими і плямистими текстурами; структури цементів згусткові, кварцитовидні, півкові.

Порівняння даних ртутної порометрії, рентгено-структурного аналізу і мікроскопії дали можливість виділити серед піщаних 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. Представлений алевролітами, які вміщують від 50 до 60% кварцитових уламків, аутигенні мінерали формують цемент та визначають забарвлення породи.

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

На значну увагу заслуговують алевроліти, які вміщують гідролюдистий (з домішками аутигенного кварцу, серициту, іліту), хлоритовий і глауконітовий цементу (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 незначними домішками уламкового кварцу (10-20%). Ці породи зазвичай темносірого, чорного, дуже рідко світло-сірого забарвлення, більш-менш багаті розсіяною органікою. Текстури їх масивні, "сланцюваті", зрідка тонко- та мікрошаруваті і дуже рідко лінзуватопаруваті. Домінують структури: пелітоморфні (скритокристалічні), лепідобластові, дуже рідко сплутанолускуваті;

- особлива увага приділялася дослідженню аргілітів без домішок уламків.

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

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

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 середовищі.

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 хомогенними вапняками. Структура їх пелітоморфна, а текстура – плямиста. Найчастіше це прибережно-лагуний утворення, які вміщують незначні домішки глинистої речовини. Дані породи мають регіональне поширення і можуть бути хорошими флюїдоупорами. Однак, коли такі породи будуть розташовані по-

близу 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, декотрі літологічні ознаки порід, специфічні особливості складу вуглеводневих скупчень, склад водорозчинних газів, особливості хімічного складу підземних вод, локальні прояви мінералізації, метаморфізму, дислокацій, ознаки пересування мінеральних речовин та інші показники.

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

Вивчення парагенезисів 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 однакового 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 dna басейну). Такі пласти володіють кращою просторовою витриманістю, можуть генетично розміщуватися в зоні виклинювання 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 басейні з доволі стійкими фаціями, фізико-хімічним і гідродинамічним середовищем.

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

За результатами досліджень впливу дії тиску на зразок породи, що насичена пластовим флюїдом, встановлено законність взаємозв'язків параметра насичення із температурою при фіксованих ефективних тисках (P_{ef}) 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. Строганов // Геология нефти и газа. – 1965. – №3. – С.36-38.

3 Клубова Т.Т. Роль глинистых минералов в преобразовании органического вещества и формировании первичного 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 Бригиневиц Л.А. Парагенезис мінералів у четвертинних відкладах на території Чернівецької області / Л.А. Бригиневиц, О.М. Грубенко // 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. Федоришиним