

УДК 553.98.061.43

 <https://doi.org/10.31996/mru.2018.3.37-41>

Г. М. БОНДАР, аспірантка (Інститут геологічних наук НАН України), Київ, Україна, Galyna-Bondar@i.ua, <https://orcid.org/0000-0001-8137-0123>

H. M. BONDAR, PhD student, Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine, Kyiv, Galyna-Bondar@i.ua, <https://orcid.org/0000-0001-8137-0123>

ГЕОЛОГІЧНІ УМОВИ ФОРМУВАННЯ ВТОРИННОЇ ПОРУВАТОСТІ І ЗАКОНОМІРНОСТІ ЇЇ РОЗПОДІЛУ В ГІРСЬКИХ ПОРОДАХ

GEOLOGICAL CONDITIONS OF SECONDARY POROSITY FORMATION AND ITS DISTRIBUTION IN ROCKS

Висвітлено проблему вторинної поруватості складних типів колекторів, що є основним компонентом загальної ефективної поруватості. Розглянуто різні аспекти цієї проблеми: походження і закономірності розвитку вторинної поруватості в гірській породі, залежності між структурою порового простору та її фільтраційними властивостями, формування покладів вуглеводнів на великих глибинах, роль постседиментаційних процесів в утворенні вторинної поруватості та тріщинуватості, а також питання прогнозування вторинної поруватості та її ролі для пошуків вторинних колекторів нафти й газу.

Ключові слова: колектор, вторинна поруватість, геостатичний тиск, постседиментаційні процеси.

The paper presents the problem of collectors secondary porosity, which is the main component of the total effective porosity. Different aspects of this problem are considered: the origin and distribution of secondary porosity in the rock, the dependency between the structure of the pore space and its filtration properties, the formation of hydrocarbons deposits at great depths, the role of post-sedimentation processes in the formation of secondary porosity and fractures, as well as the issue of secondary porosity prediction and its role in prospecting secondary oil and gas reservoirs.

Keywords: collector, secondary porosity, geostatic pressure, post-sedimentation processes.

Вступ. Сучасний стан вивчення проблеми складних колекторів характеризується щоразу збільшуваною цікавістю до пізнання структури порового простору й особливостей фільтрації в ньому флюїдів. Саме питання оцінки ємностей складних колекторів в останні роки набули високої актуальності і є предметом цього дослідження. Термін “вторинна поруватість” також потребує чіткого визначення, зумовленого геологічними процесами її утворення.

Виклад основного матеріалу. Вторинна поруватість має істотне, нерідко визначальне значення у формуванні ефективної ємності будь-якого типу колектора (порового, суто тріщинного, складного). Це зумовлено насамперед тим, що сучасні поклади нафти й газу переважно молодого віку; вони формувалися у відкладах, що зазнали неодноразових змін структурних і текстурних характеристик (зміна геометрії і морфології порового простору) і різною мірою речовинного складу порід. Первинна поруватість пласта-колектора найчастіше характерна для покладів стародавнього віку, що становлять невелику частину сучасних родовищ вуглеводнів.

З розгляду фактичного матеріалу нафтогазоносних басейнів випливає, що формування порожнинного простору колекторів визначається літологічними особливостями порід і тектонічними умовами їхнього залягання, а зумовлюється геологічною історією розвитку регіону. Чинником формування порожнин є термодинамічні і геохімічні процеси, що сприяють постседиментаційній зміні мінералогічного складу гірських порід.

Тектонічні умови залягання порід у різні етапи геологічної історії визначають чинники (трансгресивні і регресивні цикли, вертикальні, горизонтальні переміщення тощо), які сприяють розвитку дислокаційного і гідрохімічного епігене-

зу, утворенню тріщинуватості, а також чинники, що зумовлюють спрямованість та інтенсивність постседиментаційних перетворень гірських порід.

Літологічний склад відкладів і фаціальні умови їхнього накопичення визначають мінералогічний склад порід, розмір і відсортованість теригенного матеріалу, речовинний склад цементу, хімічний склад карбонатних утворень, структурні і текстурні особливості гірських порід.

У теригенних породах вторинна поруватість утворюється здебільшого внаслідок зміни структури і меншою мірою речовинного складу цементу породи. Причому в деяких регіонах і в поровому колекторі (піщано-алевритових породах) вторинна поруватість має визначальне значення (нижній карбон Волго-Уральської області, нижньокам'яновугільні відклади Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ)).

Формування вторинної поруватості колекторів відбувається під впливом динамічного навантаження внаслідок розчинення цементу і корозії уламкового матеріалу.

Зокрема, динамічне навантаження (тиск уміщувальних товщ на пласт-колектор, що не деформований складчастістю) може неабияк впливати на зміну морфології і геометрії порожнинного простору.

Найбільші зміни якісних і кількісних характеристик порожнинного простору порід відбуваються в процесі взаємодії відкладів і флюїдів, що циркулюють у них. Мінеральні компоненти розчинів, мінералогічний склад порід, термодинамічні умови їхнього розвитку та інші чинники (наявність органічної речовини (ОР), склад утворюваних газів, тектонічна активність регіону) зумовлюють інтенсивність і спрямованість гідродинамічних процесів. Оскільки більшість із цих чинників змінюється в часі, то і спрямованість та інтенсивність процесів зміни порід також мають змінний характер.

Фактичні дані свідчать про те, що гідрохімічні процеси йдуть зазвичай зі зміною структури порового простору (особливо характерного для карбонатних порід), що призводить до зміни якісних характеристик ємності колектора.

Багато дослідників зазначає, що в розвитку гідрохімічних процесів є певна вертикальна зональність. Так, найліпші умови вилуговування порід характерні для осадової товщі, що розміщується в зоні активного водообміну. За даними М. С. Кавєєва [1965 р.], у сучасних фізико-географічних умовах на території гідродинамічного розвантаження потужність такої зони не перевищує 75–100 м, на площах живлення – 200 м.

Вилуговування головним чином карбонатних порід спостерігається в зонах інтенсивної тріщинуватості, які перебувають в умовах вільного водообміну. Розподіл зон тріщинуватості нерідко зумовлює “вибірковий” характер розподілу ділянок вилуговування порід. Інша картина спостерігається в зонах утрудненого водообміну. Верхні частини цих зон схильні зазвичай до процесів кальцитизації, нижні – доломітизації та гіпсування [1].

У розрізі осадової товщі різних регіонів чергування зон вилуговування і кольтатації порід може повторюватися кілька разів. Формування зональності гідрохімічних процесів відбувається в періоди регіональних перерв в осадонакопиченні [8].

Судячи з розподілу в розрізі осадової товщі порід-колекторів, їхнє зональне розміщення визначають перерви (незгідності), як регіональні, так і локальні, що може слугувати однією з пошукових ознак зон розвитку колекторів, ємність яких зумовлена постседиментаційними перетвореннями порід (формування органогенних структур, прояв процесів палеокарста, утворення каверн, стилітів, вторинних пор тощо).

Зони підвищеної проникності пов'язані із зонами взаємоперетинів тектонічних порушень за визначальною ролі постседиментаційних і геодинамічних процесів у формуванні колекторських властивостей складно побудованих порід-колекторів, зокрема на великих глибинах. Унаслідок незворотної деформації процеси ущільнення забезпечують підвищення екранувальних властивостей порід. Водночас треба зважати на те, що нерівномірне тривісне стиснення зумовлює об'ємно-“пошарову” деструкцію породи, що призводить до різкого збільшення поверхні інтенсивного термодинамічного, фізико-хімічного та іншого впливу, а також їхньої взаємодії. У цих умовах активізуються процеси вилуговування, обмінних реакцій, цементації тощо, зокрема механо-хімічні процеси, що істотно змінює фізико-механічні властивості породних масивів, а також колекторські та екранувальні параметри [5].

За особливостями генезису такі морфоструктури породного масиву і резервуари можна поділити на первинні й вторинні. Можливі також їхні комбіновані (змішані) типи.

Первинні – це ті, в яких морфоструктури породного масиву не зазнали геодинамічного стиснення, а колектор і супровідні в покрівлі і підшві флюїдотриви представлені відповідними їм фізичними властивостями осадів (порід), зокрема перетвореними внаслідок діа- та катагенезу. До того ж колекторськими, як відомо, можуть бути теригенні (переважно піщані), карбонатні та інші утворення; екранувальними – глинисті, галогенні, глинисто-карбонатні та інші породи.

Вторинні нафтогазові резервуари та вуглецево-вуглеводневі структури – це, зокрема, ті, в яких колектор і екрануваль-

ні складники утворюються внаслідок впливу геодинамічних, механо-фізико-хімічних, термодинамічних та інших процесів на ущільнені, щільні або метаморфічні породи різного речовинного складу [5].

У схемі класифікації нафтогазових резервуарів (рисунок), яку ми запропонували, вторинні резервуари поділено на дві групи: гіпергенні, відомі за виявленими родовищами вуглеводнів у карбонатах і корі вивітрювання кристалічних порід, і порівняно менш відомі – тектоногенні.

Останні (а також перехідні) сьогодні особливо важливі, позаяк перспективи нафтогазоносності первинних резервуарів у ДДЗ дуже обмежені.

Пошук тектоногенних резервуарів є порівняно новим напрямом виявлення нафтогазових родовищ на глибинах понад 5000 м, де первинних резервуарів через високий катагенез майже немає.

Серед тектоногенних резервуарів вирізняються тектоклазові, поширеніші в зонах розтягнення та менше розвинені на великих глибинах, і дилатансогенні, які за певних умов можуть розвиватися в зонах геодинамічного стиснення.

Експериментально засвідчено, що в разі тривісного нерівномірного стиснення в умовах, обмежених спадною гілкою повної діаграми “напруження–деформація”, за сприятливих термодинамічних, а також фізико-хімічних умов певні за складом і міцністю висококатагенізовані або щільні породи можуть неабияк змінювати фільтраційно-ємнісні властивості (у разі дилатансії поліпшувати флюїдоємнісні та фільтраційні, а в разі ущільнення – флюїдоекранувальні) [5].

Отже, вторинні нафтогазові резервуари та вуглецево-вуглеводневі структури, котрі містять вторинний колектор, а також верхній та нижній (для нафти) флюїдоекрани, утворюються в умовах впливу на інтенсивно змінені, катагенізовані і метаморфізовані породи механо-тектонічних (стиснення), механо-хімічних, термодинамічних, фізико-хімічних та інших процесів. Потрібно зауважити нерівномірність впливу їх на неоднорідні за речовинним складом та фізико-механічними властивостями породи. Постседиментаційні перетворення порід з формуванням вторинної поруватості, як запевняють деякі дослідники [4], властиві переважно карбонатним товщам. Ліпші ємнісно-фільтраційні параметри притаманні біоморфним органогенно-детритовим і органогенно-уламковим вапнякам.

На пізніших етапах постседиментаційних змін, пов'язаних з утворенням нових мінералів (процеси кальцитизації, сульфатизації, засолонення), формування і збереження вторинної поруватості зазвичай ускладнені, так само як і роль епігенетичної доломітизації в її утворенні. В одних випадках (“закорковування” пор вилуговування і тріщин) епігенетична доломітизація відіграє негативну, а в інших (метасоматичні заміщення кристалів кальциту доломітом) – позитивну роль. Найсуперечнішим у питанні про ступінь впливу на формування вторинних порожнин у процесі постседиментаційних перетворень породи є перекристалізація. Більшість дослідників вважає, що процеси перекристалізації в кінцевому підсумку зумовлюють збільшення порового простору. Інші дослідники стверджують, що цей процес має негативний вплив на формування вторинної поруватості [6]. Детальні літолого-петрографічні дослідження, проведені в останні роки для розрізів різних регіонів, свідчать про те, що перекристалізація є позитивним чинником у формуванні вторинної поруватості, хоча роль



Рисунок. Схема класифікації природних нафтогазових резервуарів

її для різних типів порід неоднозначна. Загалом визначено, що незалежно від віку гірських порід і геологічних умов на розвиток вторинної поруватості позитивно впливають процеси перекристалізації, метасоматичної доломітизації і вилуговування [2].

Седиментаційні перерви будь-якої тривалості реєструються ознаками денудації, за якими встановлюється, з одного боку, періодичність епох карбонатонакопичення, а з іншого – зв'язок з регресивними циклами, що сприяють постседиментаційному перетворенню порід.

Поверхні незгідностей осадових відкладів являють собою "поверхні субаеральних перерв седиментації", що є зонами вивітрювання та ерозії. Вони утворюють ділянки підвищеної вторинної поруватості внаслідок процесів розчинення й вивітрювання. У карбонатних формаціях для регіонів з добре вивченою геологічною історією зони поблизу поверхонь незгідностей може бути розглянуто для надання рекомендацій щодо пошуків у них порід-колекторів.

Нині поклади в колекторах таких зон експлуатують у багатьох регіонах світу [7]. Передусім це високопродуктивна товща доломітизованих і оолітових вапняків Саудівської Аравії.

Важливим чинником, що впливає на формування вторинних порожнин, є шляхи міграції флюїдів, головним чином тріщини. Мінералогічний склад флюїдів у тріщинах свідчить про те, що в осадовому комплексі порід відбувається інтенсивне переміщення великих мас мінеральної речовини у вертикальному напрямку. Причому площинний розподіл таких зон інтенсивної вертикальної міграції флюїдів визначається активністю тектонічного розвитку басейну. Вторинні пори в таких зонах можуть бути утворені на декількох етапах геологічного розвитку регіону. У цих випадках відзначається неодноразове перетворення порожнинності порід, що зумовлено багаторазовими змінами мінералізації та компонентного складу фільтраційних розчинів.

Отже, на формування вторинної поруватості порід-колекторів впливають такі чинники:

- тектонічно активний розвиток регіону (кількість регресивних циклів, їхня тривалість, диз'юнктивна тектоніка, наявність розломів з довготривалою історією розвитку тощо);
- палеогідрогеологічні показники регіону (наявність агресивних розчинів на різних етапах геологічного розвитку, розподіл зон вільного і утрудненого водообміну, наявність мінеральних і температурних каталізаторів у розчинах і т. ін.);
- речовинний склад порід (розподіл у розрізі формацій за потужністю та латераллю).

Тектонічну активність і фаціальні умови в розвитку вторинної поруватості може бути розглянуто як регіональний показник, тоді як гідрохімічні процеси зумовлюють зональний розподіл порід-колекторів із вторинною ємністю [7].

Вторинна поруватість властива пісковицям будь-якого мінерального складу і структури, поширена в усьому віковому діапазоні осадового чохла і може сформуватися на будь-якій глибині, переважно в породах, що не зазнали метаморфізму.

Первинна міжзернова поруватість пісків неабияк змінюється на ранніх стадіях діагенезу з ущільненням і цементациєю осаду. На пізніших стадіях діагенезу формуванню вторинної поруватості сприяють процеси вивільнення кремнезему, карбонатів та інших окислів під впливом головним чином вод, що виділюються під час зневоднення глинистих осадів, зазвичай розміщених усередині піщаних комплексів або у суцільстві з ними.

Іншим чинником формування вторинної поруватості в піщаних породах слугує утворення порожнин унаслідок вилуговування карбонатного матеріалу під впливом вуглекислоти, що виділяється під час цих процесів в ОР глинистих осадів.

Діагенетичні процеси в пісковицях зумовлюють генетичну, геометричну та кількісну характеристику пор, розподіл їх у породі.

У процесі епігенезу тип вторинної поруватості і форма пор можуть змінюватися, але майже завжди значення вторинної поруватості або дорівнює значенню первинної поруватості або найчастіше перевищує його, що притаманне багатьом нафтогазоносним басейнам світу [10].

Найчастіше в породах піщаних відкладів вторинна поруватість представлена:

- міжгранулярною поруватістю;
- порожнинами вибіркового розчинення (вилуговування) деяких компонентів породи;
- мікропорами глинистого складника піщаних порід, головним чином цементувального матеріалу;
- порожнинами, які виникли завдяки тріщинуватості.

Дуже рідко порода-колектор характеризується одним типом пір, зазвичай спостерігається певне співвідношення різновидів порожнин.

Виявлено, що максимальні значення вторинної поруватості спостерігаються в мілководних фаціях вапняків, а мінімальні характерні для глибоководних фацій. Ці дані добре ілюструють результат досліджень колекторських властивостей вапнякових порід головних нафтогазоносних регіонів США і Європи [11].

Вторинна поруватість далеко не обмежується, як раніше вважали, лише розміром тріщин і розвиненими в них розширеннями (кавернами, карстовими порожнинами). Вторинна поруватість дуже поширена в блоках гірської породи будь-якого літологічного складу, зокрема метаморфічних і вивержених породах. Вторинна поруватість у цих породах, представлена ємністю тріщин і утвореними в них кавернами та будь-якими іншими порожнинами, є лише одним з багатьох компонентів загальної вторинної поруватості.

Сформоване на сьогодні уявлення про будову складного колектора і його різновидів, що мають “подвійну” поруватість, є загальноновизнаним. “Подвійна” поруватість передбачає наявність двох ємнісних середовищ. Одне з них – поруватість міжзернового середовища блоків гірської породи (матриця), друге – тріщинна поруватість, тобто ємність самих тріщин. Закони фільтрації в цьому “подвійному” середовищі будуть, очевидно, справедливі в тому разі, якщо тріщинна проникність буде набагато вищою за міжзернову.

Зауважимо також, що пори складних колекторів, представлені сукупністю порожнин вторинного походження, є сприятливими об'єктами для різновидів гідравлічного розриву та кислотного оброблення пласта-колектора під час інтенсифікації видобутку нафти й газу.

Структура порового простору гірських порід, як відомо, формується внаслідок складного поєднання різних чинників, що по-різному впливають на поруватість нафтогазового колектора. Для складних колекторів ця структура визначається розмірами пор, їхньою формою, шляхами зв'язку між порами, властивостями стінок пор, розподілом пор і їхнім співвідношенням, а також впливом постседиментаційних перетворень і тектонічних деформацій останніх стадій у розвитку систем неотектонічної тріщинуватості.

Загалом формування порового простору складних колекторів можна представити як функцію хімічних, літолого-мінералогічних і тектонічних чинників, з яких тектонічний, зрозуміло, є головним. До цих чинників належать:

- основа – об'єм мінералів, їхній розподіл, мінеральний і хімічний склад, морфологія зерен;
- цемент – склад, кількість і розподіл щодо зерен і основи;
- постседиментаційні зміни – позитивні й негативні процеси та їхній вплив на формування вторинної поруватості;

– тектонічні деформації – їхня роль під час утворення вторинної ємності.

Майже у всіх нафтогазоносних басейнах формування ємності в продуктивних карбонатних товщах генетично пов'язується з агресивними розчинами, які мігрували по тріщинах.

Дані про пізніше походження заповнених нафтою, газовими флюїдами тріщин і пов'язаного з ними міжзернового середовища (матриці) у карбонатних породах [3] свідчать про утворення в них вторинної поруватості (В. Н. Озябкіна, 1978), що зумовлено впливом глибинних розчинів (реакція гірських порід з глибинною вуглекислою) [9].

Виявлено, що вторинні порожнини дуже розвинені не тільки в карбонатних і піщаних відкладах, а й в теригенних та ефузивних породах. Серед карбонатних порід порівняно широкий розвиток вторинної поруватості (до 14 % і більше) характерний для первинно-неоднорідних структур, наприклад органогенних, біогермних і рифогенних.

Дослідженнями також встановлено, що вторинні порожнини як у карбонатних, так і в теригенних, ефузивних і метаморфічних породах спостерігаються на великих глибинах.

Отже, інтенсивність прояву вторинної поруватості в гірських породах зумовлена:

- вихідним речовинним складом гірської породи і її структурою;
- постседиментаційними процесами (перекристалізацією, доломітизацією, вилуговуванням);
- ступенем тріщинуватості гірських порід.

Найважливішими чинниками в утворенні вторинної поруватості в гірських породах є термобаричні умови геологічного середовища. Тиск, що зумовлює напружений стан гірської породи, як відомо, є наслідком сумарного впливу на пласт-колектор різноспрямованих тисків породного масиву (геостатичного, пластового та порового). Гірський тиск передається породами, а всередині породи – зернами (скелетом), що утворюють пласт-колектор. Йому протидіє пластовий і поровий тиски.

Сумарний (ефективний) тиск впливає не тільки на формування вторинної поруватості, а й на ступінь досконалості гідродинамічного зв'язку нафтогазонасиченої частини пласта-колектора із зонами розвантаження і живлення. А оскільки цей тиск зумовлюється насамперед тектонічним чинником, у визначенні умов розвитку вторинної поруватості в гірських породах-колекторах геотектонічний чинник є панівним.

Недостатньо вивчена роль температурного чинника у формуванні ємності колекторів, а їхніх різновидів і поготів. З'ясовано, що початкова висока температура в товщі порід (або далі її підвищення) сприяє зростанню ефективного тиску в пласті-колекторі.

Роль температурного чинника у формуванні вторинної поруватості разом з постседиментаційними процесами особливо зростає в поєднанні з геостатичним тиском. Наприклад, продуктивні пласти-колектори мають вторинну поруватість, яка сформувалася внаслідок геотектонічних, флюїдодинамічних та фізико-хімічних процесів на глибині понад 10 км (Західний Техас, Мексиканська затока).

Висновок. Найбільші кількісні характеристики вторинної поруватості карбонатних порід спостерігаються у відкладах поблизу поверхонь перерв в осадонакопиченні, де взаємодіють два чинники формування порожнин: розчинення і вивітрювання.

Формування порового простору складних типів колекторів являє собою функцію фізико-хімічних, тектонічних, літолого-петрографічних і флюїдодинамічних процесів.

Виникнення вторинної поруватості в продуктивних карбонатних породах пов'язується здебільшого з впливом розчинів, які мігрують у тріщинах.

Головними чинниками, що визначають формування складних типів колекторів, є тектонічна тріщинуватість, яка зумовлена умовами фільтрації, та вторинна поруватість, що утворює основну ємність цих типів колекторів.

Великий вплив на формування вторинної поруватості має сумарний (ефективний) тиск. Роль геостатичного тиску, що зумовлює зміну структурних і текстурних характеристик породи, проявляється в гідродинамічному зв'язку пласта-колектора із зонами розвантаження та живлення.

У поєднанні з геостатичним тиском зростає і температурний чинник, що сприяє утворенню вторинної поруватості на великих глибинах.

ЛІТЕРАТУРА

1. Багринцева К. И. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. – Москва: Недра, 1977. – 231 с.
2. Бондар Г. М. Роль постседиментаційних процесів в утворенні колекторських властивостей гірських порід//Мінеральні ресурси України. – 2017. – № 4. – С. 21–23.
3. Булова И. А. Роль перекристаллизации карбонатных пород в формировании порового пространства (на примере нижнекембрийских отложений Южной Якутии)//Влияние вторичных изменений пород осадочных комплексов на их нефтегазосность. – Л.: ВНИГРИ, 1982. – С. 94–103.
4. Вылцан И. А. Карбонатные формации как индикатор геотектонического режима в осадконакоплении//Карбонатные формации Сибири и связанные с ними полезные ископаемые. – Новосибирск: Наука, 1982. – С. 168–172.
5. Євдошчук М. І., Кришталь А. М., Бондар Г. М. Геодинамічні умови формування та класифікація природних нафтогазових резервуарів//Геологічний журнал. – 2017. – № 3 (360). – С. 5–12.
6. Каледя Г. А., Калистова Е. А. Перекристаллизация карбонатных пород палеозоя Русской платформы//Литология и полезн. ископ. – 1970. – № 6. – С. 50–62.
7. Леворсен А. Геология нефти и газа. – Москва: Мир, 1970. – 638 с.
8. Максимова С. В. Постседиментационные изменения палеозойских карбонатных пород в разных тектоно-седиментационных условиях//Карбонатные формации Сибири и связанные с ними полезные ископаемые. – Новосибирск: Наука, 1982. – С. 39–45.
9. Озьябкин В. Н. Опыт получения палеогидрогеологической информации о вторичной изменчивости карбонатных пород подземными водами//Тр. ВНИГРИ. – 1978. – С. 129–138.
10. Schmidt V., McDonald D. A. Texture and recognition of secondary porosity in sandstones//Soc. Econ. Paleontol. and Miner. Spec. Publ. – 1979. – № 26. – P. 209–225.
11. Scholle P. A. Porosity prediction in shallow vs. deepwater limestones//J. Petrol. Technol. – 1981. – Vol. 33. – № II. – P. 2236–2242.

REFERENCES

1. Bagrinetsva K. I. Carbonate rocks – collectors of oil and gas. – Moscow: Nedra, 1977. – 231 p. (In Russian).
2. Bondar H. M. The role of post-sedimentation processes in the formation of collector properties//Mineralni resursy Ukrainy. – 2017. – № 4. – P. 21–23. (In Ukrainian).
3. Buova I. A. The recrystallization role of carbonate rocks in the formation of porous space (using the example of the lower Cambrian deposits of Southern Yakutia)//Vliyanie vtorichnyh izmenenij porod osadocnyh kompleksov na ih neftegazonosnost. – Leningrad, 1982. – P. 94–103. (In Russian).
4. Vylcan I. A. Carbonate formations as an indicator of the geotectonic regime in sedimentation//Karbonatnye formacii Sibiri i svyazannye s nimi poleznye iskopaemye. – Novosibirsk: Nauka, 1982. – P. 168–172. (In Russian).
5. Yevdoshchuk M. I., Kryshchal A. M., Bondar H. M. Geodynamic conditions for formation and classification of natural oil and gas reservoirs//Neolohichnyi zhurnal. – 2017. – № 3 (360). – P. 5–12. (In Ukrainian).

6. Kaleda G. A., Kalistova E. A. Recrystallization of Paleozoic carbonate rocks on the Russian platform//Litologiya i poleznye iskopaemye. – № 6. – 1970. – P. 50–62. (In Russian).

7. Levorsen A. Geology of oil and gas. – Moskva: Mir, 1970. – 638 p. (In Russian).

8. Maksimova S. V. Post-sedimentation changes in Paleozoic carbonate rocks in different tectonic sedimentation conditions//Karbonatnye formacii Sibiri i svyazannye s nimi poleznye iskopaemye. – Novosibirsk: Nauka, 1982. – P. 39–45. (In Russian).

9. Ozyabkin V. N. Experience in obtaining paleohydrogeological information about secondary changes of carbonate rocks by groundwater//Tr. VNIIGRI – 1978. – P. 129–138. (In Russian).

10. Schmidt V., McDonald D. A. Texture and recognition of secondary porosity in sandstones//Soc. Econ. Paleontol. and Miner. Spec. Publ. – 1979. – № 26. – P. 209–225.

11. Scholle P. A. Porosity prediction in shallow vs. deepwater limestones//J. Petrol. Technol. – 1981. – Vol. 33. – № II. – P. 2236–2242.

Рукопис отримано 12.07.2018.



Редакція приймає оригінальні, раніше не опубліковані статті геологічної, геолого-мінералогічної та технічної тематик.

Статті треба надсилати в друкованому (два примірники) й електронному вигляді, бажано українською мовою.

Обсяг однієї наукової статті – до 12 стор. машинопису через 2 інтервали (разом з табл., фото, рис. та підписами до них, бібліографічним списком, анотацією), оглядовою – 6–7 стор., інформаційного повідомлення – 3–4 стор.

До рукопису потрібно додати акт експертизи й такі відомості про автора/авторів: прізвище, ім'я та по батькові (повністю); учене звання й учений ступінь; посада чи професія; місце роботи (назва установи чи організації); адреса місця роботи, номер телефону; адреса місця проживання, номер телефону, електронна адреса.

До кожної статті обов'язково навести: індекс УДК, реферат (мовою оригіналу та англійською), бібліографічний список за алфавітом (оформлений відповідно до сучасних вимог), рисунки, таблиці та підписи до них (окремі файли).

Комп'ютерні макети рисунків приймаються в разі дотримання таких умов.

Р а с т р о в а графіка: чорно-біле зображення – *.tif чи *.psd (Adobe PhotoShop); повнокольорове зображення – *.tif, *.eps, *.psd-формат, розрізнення 300 dpi. Кольорова модель СМҮК, чорний колір в одному каналі.

В е к т о р н а графіка: файли формату *.ai, *.eps (Adobe Illustrator) чи *.cdr (CorelDraw). Використані шрифти мають бути подані окремо або переведені в криві. Растрову графіку до векторного макета не заносити.

- Редколегія може не поділяти думок автора.

- Автори відповідають за точність викладених фактів, даних, цитат, бібліографічних довідок, написання географічних назв, власних імен, геологічних термінів тощо.

Рішення про публікацію статті в журналі приймається на основі незалежної експертизи, яку організовує редакція журналу.