

**ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНІ ПАРАМЕТРИ МЕЖІ КОЛЕКТОР-ЕКРАН  
ПІСКОВИКІВ ДОНБАСУ**

Рассмотрена возможность существования газовых скоплений в локальных антиклинальных структурах с точки зрения наличия зоны разуплотнения и пород с экранирующей способностью, которые могут служить крышкой и (или) экраном. Экранирующая способность пород рассматривается по их абсолютной проницаемости. Сделан вывод, что ненарушенные в процессе складкообразования слои песчаника могут служить экраном газовой залежи при абсолютной проницаемости порядка  $10^{-16} \text{ м}^2$  (десятые доли миллиарда).

**FILTRATION –CAPACITIVE PARAMETERS OF LIMIT COLLECTOR-  
SCREEN OF DONBAS SANDSTONES**

Possibility of gas accumulations existence in local anticlinal structures has been considered from the viewpoint of the presence of volume expansion zone and rocks with shielding ability, which can be served as cover and (or) screen. Shielding ability of rocks is considered under there absolute permeability. The conclusion has been made that unmoved sandstones layers in the fold formation process can serve as a gas pool screen by absolute permeability of order  $10^{-16} \text{ m}^2$  (tenth particles of milidarsy).

В рамках вирішення проблеми забезпечення національної економіки України паливно-енергетичними ресурсами важливим доповненням до традиційних джерел природних енергоносіїв має стати видобуток метану, який зосереджений у великих обсягах у вугленосних відкладах. Метан є головним компонентом газів вугільних родовищ і його запаси за різними оцінками у Донбасі сягають від 3,8 до 25,0 трлн  $\text{м}^3$  [1, 2]. Але специфіка метановугільних родовищ Донбасу полягає у тому, що породи, які переважно вміщують вуглеводні – вугілля та пісковики – є практично непроникними, тому метан у них знаходиться, головним чином, у слабозв'язаному або нерухомому стані [3]. Мікропоклади та локальні скупчення вільного газу у більшості випадків пов'язані з тріщинуватими зонами. У роботі [4] В.В. Лукіновим було запропоновано механізм утворення скупчень вільного метану у локальних антиклінальних структурах, які ускладнюють монокліналі та виділяються за відхиленням гіпсометрії пласта від апроксимуючої поверхні. Цей механізм передбачає формування газового резервуара у склепінні антиклінальних складок у зоні розущільнення внаслідок тріщиноутворення, коли деформації вигину пісковиків перевищують граничні деформації розтягу, що спричиняє розвиток крихких деформацій розриву і поліпшує колекторські властивості (збільшує пористість та проникність уражених тріщинами шарів пісковіку). Однак для формування газового покладу необхідний не тільки природний резервуар, придатний для скупчення газу, але й екран, особливо у випадках,

коли структура незамкнена догори за піднесенням пласта і, з точки зору нафтогазової геології, є відкритою. Екраном покладу в цьому випадку можуть слугувати шари цього самого пісковика, які виположуються вгору за піднесенням і залишаються газонепроникними тому, що не порушені тріщинами. У цьому зв'язку актуальним є вивчення ймовірної наявності екранувальних властивостей непорушених шарів пісковиків.

Мета роботи – визначення головних чинників формування колекторських властивостей низькопористих теригенних порід та обґрунтування фільтраційних параметрів, зокрема абсолютної газопроникності, відкритої пористості та водо-газонасиченості колекторів, межі колектор–екран та флюїдоупорів.

Структура порового простору (геометрія пор) гірської породи настільки складна, що її кількісна характеристика зустрічає принципові ускладнення. Можливим шляхом вирішення цієї проблеми є створення математичних структурних моделей порового простору, які обумовлюючи різноманітні варіанти геометрії пор, дозволяють встановити кількісні співвідношення між тими чи іншими властивостями породи та факторами, що визначають структуру породи. Існує багато структурних моделей порового простору гірських порід та відповідних методик розрахунків головних фізичних властивостей, у тому числі проникності. Суть існуючих моделей структури порового простору гірських порід детально висвітлена у монографії Є.С. Ромма [5], яка безпосередньо присвячена цьому питанню. Класифікаційна схема існуючих моделей структури порового простору гірських порід ґрунтується на 4-х найпростіших елементах форми пор. Це, насамперед, міжзернові порожнини, капіляри, щілини, а, також, сферичні порожнечі. За цим принципом виділяються 5 основних груп моделей порового простору – гранулярна, капілярна, сіткова, тріщино-капілярна та нелінійно-пружна. Які у свою чергу можна розділити на 9 підгруп, саме до складу яких входять окремі конкретні моделі. Більшості моделей притаманні суттєві недоліки, вони не є універсальними і мають обмежені області застосування. З огляду на це виконання конкретних завдань потребує вибору структурної моделі найбільшою мірою придатної для умов досліджень.

Проаналізувавши переваги та недоліки кожної із запропонованих різними дослідниками моделей, а також можливі галузі їх застосування (велика частина моделей розроблена стосовно неконсолідованим, тобто пухким, великозернистим утворенням з високою пористістю), було зроблено висновок, що для зцементованих порід, які відносяться до колекторів порового типу, найбільш прийнятною є капілярно-статистична модель Е. Маршалла [5]. Відповідно до обраної структурної моделі абсолютна проникність є функцією коефіцієнту відкритої пористості та розміру основних фільтрувальних каналів:

$$K_{np} = \frac{K_n^2 \cdot r^2}{8}, \quad (1)$$

де  $K_{np}$  - коефіцієнт абсолютної проникності,  $m^2$ ;  $K_n$  - коефіцієнт відкритої пористості, частки одиниці;  $r$  - розмір основних фільтрувальних каналів, м.

Перевірка справедливості отриманих Е. Маршаллом співвідношень була проведена за даними вивчення зразків гірських порід, у тому числі і пісковиків, отриманими різними дослідниками і засвідчила, що запропонована капілярно-статистична модель достатньо ефективно описує зв'язок між головними властивостями піщаних порід-колекторів нафти і газу [5]. Слід зазначити також, що саме цю модель успішно використав В.М. Добринін [6] для побудови теорії стисливості колекторів, в умовах їх природного залягання, відзначивши, що саме рівняння Е. Маршалла є найбільш зручним для вивчення зміни коефіцієнта проникності від тиску та температури. Формула (1) дозволяє не тільки оцінити абсолютну проникність гірської породи виходячи з її відкритої пористості та розміру основних фільтрувальних каналів, але і вирішувати зворотні задачі, наприклад, розрахувати граничне значення пористості, за яким порода починає набувати ознаки колектора промислового типу згідно класифікації [7], тобто, значення пористості, за яким проникність перевищить  $1 \cdot 10^{-15} m^2$  (1 мД). Формула для визначення коефіцієнту відкритої пористості, як функції розміру головних фільтрувальних каналів при заданій проникності, набуває вигляд:

$$K_n = \sqrt{\frac{8K_{np}}{r^2}}, \quad (2)$$

На рис.1 представлена залежність (суцільна лінія) коефіцієнта відкритої пористості, за яким проникність дорівнює  $1 \cdot 10^{-15} m^2$  (1 мД), від розміру основних фільтрувальних каналів, відповідно до формули (2).

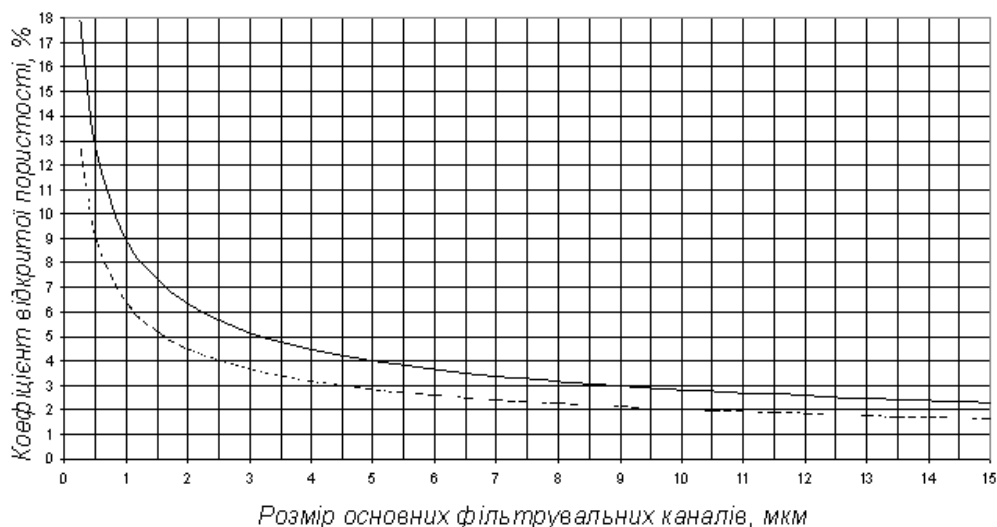


Рис.1 - Залежність значення відкритої пористості межі колектор-екран від розміру фільтрувальних каналів (суцільна лінія – абсолютна проникність дорівнює  $1 \cdot 10^{-15} m^2$ ; пунктирна лінія –  $5 \cdot 10^{-16} m^2$ )

Область, розташована вище за суцільну лінію, характеризує породи з добрими фільтраційними параметрами, які можуть бути колектором. Область, що розташована під суцільною лінією, характеризує породи з низькою проникністю, яка не перевищує  $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  (1 мД). На рисунку (див.рис. 1) добре видно, що графік функції «відкрита пористість – розмір фільтрувальних каналів», за заданою проникністю, має перегин у діапазоні  $5 \cdot 10^{-7} - 1,5 \cdot 10^{-6} \text{ м}$  (0,5-1,5 мкм), а за розміром каналів менше  $5 \cdot 10^{-7} \text{ м}$  (0,5 мкм) ліва гілка графіка асимптотично наближається до осі ординат. Тобто, за розміром порових каналів менше  $5 \cdot 10^{-7} \text{ м}$  (0,5 мкм) порода різко втрачає свої фільтраційні властивості. У роботі [8] наведені результати дослідження порового простору пісковиків Більче-Волицької зони з діапазоном пористості 1,4-26,2 % і проникності (0,001-30,6)  $10^{-15} \text{ м}^2$  методом ртутної порометрії, які проводилися О.В. Шереметою. За розміром порових каналів ним були виділені такі структурні різновиди порового середовища:

- а) переважають порові канали радіусом  $(1-10) \cdot 10^{-6} \text{ м}$ , вміст порових каналів радіусом менше  $1 \cdot 10^{-7} \text{ м}$  мінімальний;
- б) порові канали радіусом  $0,1 \cdot 10^{-6} \text{ м}$  до  $1,0 \cdot 10^{-6} \text{ м}$  і більше близькі за вмістом та переважають у загальному об'ємі;
- в) переважають порові канали радіусом  $0,1 \cdot 10^{-6} - 1,0 \cdot 10^{-6} \text{ м}$ , підвищений вміст порових каналів радіусом  $1 \cdot 10^{-7} \text{ м}$ ;
- г) порові канали  $0,1 \cdot 10^{-6} - 1,0 \cdot 10^{-6} \text{ м}$  і менше  $1 \cdot 10^{-7} \text{ м}$  близькі за вмістом;
- д) переважають порові канали радіусом менше  $1 \cdot 10^{-7} \text{ м}$ .

Зазначається, що у такій послідовності медіанний розмір порових каналів змінюється від  $3,0 \cdot 10^{-6} \text{ м}$  до  $0,1 \cdot 10^{-7} \text{ м}$  і менше. Також було визначено, що розподіл пор у породі закономірно відбивається на її фільтраційно-ємнісних властивостях. Так у породах-колекторах зі структурою «б», незважаючи на істотне пониження пористості, проникність залишається достатньо високою, що зумовлене наявністю порових каналів збільшеного розміру. Навпаки, у породах-колекторах зі структурою «в» у разі збереження відносно високих показників пористості проникність не перевищує  $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Породи зі структурою «г» належать до перехідних від колекторів до неколекторів, а породи зі структурою «д» – до неколекторів [8]. Ці експериментальні дані повною мірою підтверджують розрахунки, виконані за формулою (2) та проілюстровані відповідним графіком (див. рис.1).

Як відомо, основна частина порового простору пісковиків Донбасу [2, 9-12] і аналогічних їм низькопористих колекторів ДДЗ [8], сформована порами розміром  $10^{-8} - 10^{-6} \text{ м}$ , а пори розміром  $10^{-7} \text{ м}$  та менші недоступні для фільтрації флюїдів, оскільки зайняті зв'язаною водою. Тобто, мінімальний розмір порових каналів, доступних для фільтрації, складає порядок  $10^{-6} \text{ м}$ , що може відповідати колекторам промислового значення низької проникності (V клас), розмір фільтрувальних каналів яких, згідно класифікації [7], складає одиниці мікрон. Отримані у роботах [2, 11] результати засвідчили, що більшість диференціальних кривих пористості пісковиків Донбасу, з відкритою

пористістю 2,89 – 8,32 %, мають вузький максимум, який лежить у діапазоні порових каналів радіусом  $3,8 \cdot 10^{-7}$  –  $5,0 \cdot 10^{-7}$  м, фільтраційний об'єм середовища формують макро- (1,0-3,0 мкм) та субмакропоры (0,1-1,0 мкм), які займають до 50 % загального порового об'єму. На графіках розподілу диференціальної пористості пісковиків, наведених у вказаних роботах [2, 11], можна побачити, що основна частина фільтраційного об'єму зосереджена у проміжку  $5,0 \cdot 10^{-7}$  –  $1,0 \cdot 10^{-6}$  м (0,5-1,0 мкм). Прийнявши цей діапазон розмірів основних фільтрувальних каналів, отримуємо відповідних йому значень коефіцієнта відкритої пористості, а саме 9,0 – 12,6 %. Це означає, що пісковики з меншою відкритою пористістю зазвичай мають проникність, що не перевищує  $1 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup> (1 мД), тобто є низькопроникними. І, навпаки, породи з розміром порових каналів  $5,0 \cdot 10^{-7}$  –  $1,0 \cdot 10^{-6}$  м (0,5-1,0 мкм) можуть виявляти ознаки колектора, здатного пропускати та накопичувати флюїди, за коефіцієнтом відкритої пористості не менше 9,0 – 12,6 %. Останнє зауваження справедливе за умовою, що вся відкрита пористість сформована порами вказаних розмірів. З урахуванням того, що в реальних умовах частина пористості сформована порами меншого розміру, гірські породи можуть виявляти ознаки колектора з покращеними властивостями, тобто з проникністю не менш  $1 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup> (1 мД), за більшими значеннями коефіцієнту відкритої пористості, залежно від того яка частина порового об'єму придатна для фільтрації флюїду. Чим більший обсяг порового простору сформований порами розміром  $10^{-7}$  м і меншими, тим за більшою відкритою пористістю порода набуває здатності фільтрувати та накопичувати флюїди, тобто властивості колектора. З іншого боку, твердження про те, що породи з розмірами порових каналів не більше  $5,0 \cdot 10^{-7}$  –  $1,0 \cdot 10^{-6}$  м (0,5-1,0 мкм) та відкритою пористістю до 9 -12,6 % можуть бути, за певних умов, флюїдоупорами або покришками газового покладу, можна вважати вірним. Такою умовою є істотна дія капілярних сил у поровому просторі, подолання якої та початок фільтрації газу через водонасичені породи потребує значного перепаду тиску. Цей тиск називається тиском прориву і, власне, є найменшим перепадом тиску, необхідним для витіснення взаємонерозчинних флюїдів [8, 13]. У даному випадку – витіснення залишкової пластової води, що насичує породи.

Деякими дослідниками [14-16] у ДДЗ та Причорноморсько-Кримській провінції, з метою диференційованої оцінки колекторських властивостей гірських порід, у межах кожного фізичного параметру виділені зони: «неколектор», перехідна «колектор-неколектор», «промислові колектори». Перехідна зона у вказаних геологічних провінціях характеризується газопроникністю  $5 \cdot 10^{-16}$  -  $1 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup> (0,5-1,0 мД) та відкритою пористістю 5-10 %. Якщо аналогічно виділити перехідну зону «колектор-неколектор» (область між кривими на графіку див. рис.1) і визначити за формулою (2) відкриту пористість, відповідну проникності  $5 \cdot 10^{-16}$  м<sup>2</sup> (0,5 мД), отримаємо для того ж діапазону фільтрувальних каналів  $5,0 \cdot 10^{-7}$  –  $1,0 \cdot 10^{-6}$  м (0,5-1,0 мкм) значення коефіцієнта відкритої пористості, які дорівнюватимуть 6,3–9,0 % (див. рис.1

пунктирна лінія). У цьому випадку перехідна зона «колектор-неколектор» визначається параметрами коефіцієнту відкритої пористості у межах 6,3 – 9,0 %.

Права частина графіку, що відображає проникність та відкриту пористість порід з розмірами головних фільтрувальних каналів  $1,0 \cdot 10^{-5}$ – $1,5 \cdot 10^{-5}$  м (10–15 мкм), характеризує колектори тріщинного типу, які можуть набувати високої проникності, більшої  $1 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup> (1 мД), за коефіцієнтом відкритої пористості 2,3 – 2,8 %, що також цілком відповідає відомим даним про фактичну пористість тріщинних колекторів [7, 17].

Слід зауважити, що графіки, наведені на рис. 1, відображають зв'язок проникності з відкритою пористістю та розмірами основних фільтрувальних каналів, без урахування зв'язаної води, яку можуть містити породи. Іншими словами, вказані графіки (див. рис.1), відповідають випадку, коли ефективна пористість дорівнює відкритій. За наявності зв'язаної води граничні значення пористості, що розділяють породи з покращеними колекторськими властивостями від низькопроникних порід переміщуються до області вищих значень коефіцієнта відкритої пористості. До прикладу, за залишковою водонасиченістю 10 % та розмірах фільтрувальних каналів  $1 \cdot 10^{-6}$  м (1 мкм), граничне значення коефіцієнта відкритої пористості колектора для проникності  $1 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup> (1 мД) складе 9,9 %, за залишковою водонасиченістю 20 % - 12,4 %, при 30 % - 17,7 % і так далі.

Велика залишкова водонасиченість є головною перешкодою для можливості породи мати фільтраційно-ємнісні властивості сприятливі для накопичення газу. Якщо розглядати вимоги до умов існування газових скупчень з точки зору мінімального газонасичення, яке може спостерігатися у породному масиві, ступінь заповнення пор пісковиків газом має бути не меншим за 50 %. Ця умова є необхідною для формування газового покладу [18-20]. Тобто газовий поклад у породному масиві може сформуватися, коли кількість зв'язаної води (залишкова водонасиченість) не перевищує 50 %. Приймавши 50 % за межу, після якої формування газових скупчень, з огляду на високу залишкову водонасиченість, є неможливим, можна визначити яка відкрита пористість пісковиків відповідає цьому значенню. Такий розрахунок можна здійснити за допомогою емпіричної формули, яка є залежністю залишкової водонасиченості від коефіцієнту відкритої пористості для пісковиків Донбасу [21].

$$K_{ze} = 90,56 - 11,57 K_n + 0,54 K_n^2, \quad (3)$$

де  $K_{ze}$  – коефіцієнт залишкового водонасичення пісковиків, %;  $K_n$  – коефіцієнт відкритої пористості, %.

Скориставшись формулою (3) отримуємо значення відкритої пористості, яке дорівнює 4,4 %. Це мінімальна відкрита пористість, яка може бути властива газонасиченим нетріщинуватим пісковикам. Отримане значення є цілком реальним. Наприклад, у роботі [8] зазначається, що породи з відкритою пористістю трохи більшою за 4 % вже мають ефективну пористість. Це значення коефіцієнту відкритої пористості також співпадає з нижньою межею

відкритої пористості для викидонебезпечних пісковиків, коли газовий фактор втрачає свою роль і виникнення викидів порід і газу стає неможливим [18]. За даними В.В. Лукінова [22] коефіцієнт відкритої пористості 4-5 % можна прийняти як нижню межу при визначенні викидонебезпечності пісковиків Донбасу. Робота [23] також містить висновок, що нижньою межею викидонебезпечності пісковиків треба вважати значення абсолютної пористості 4,5 %. Аналогічні результати отримані К. Кевінгом [24] під час дослідження викидонебезпечності пісковиків кам'яновугільних відкладів в Ібенбюренському районі землі Північний Рейн-Вестфалія (ФРН) – викидонебезпечні пісковики характеризуються пористістю понад 5 %.

Мінімальне значення коефіцієнта відкритої пористості та мінімальний ступінь заповнення пор газом газонасичених пісковиків, дозволяють визначити мінімальне значення коефіцієнта ефективної пористості, яке може спостерігатися у пісковиків, що можуть вміщувати скупчення газу. Мінімальний коефіцієнт ефективної пористості за розрахунком дорівнює 2,2 %. Отримане значення цілком узгоджується з відомими фактичними даними. В.О. Федішин [8] наводить для низькопористих теригенних порід подібні мінімальні значення ефективної пористості у межах 2,3-2,6 %.

Таким чином, пісковики зон середнього і пізнього катагенезу, непорушені тріщинами, з відкритою пористістю до 4,4 % є непроникними. Пісковики непорушені тріщинами з відкритою пористістю менше 6,3-9,0 %, характеризуються низькою проникністю – не більше  $5 \cdot 10^{-16}$ - $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  (0,5-1,0 мД), тобто, можуть мати екранувальну здатність, і можуть слугувати покришкою або екраном газового покладу за умови, якщо фільтрація газу через них потребує істотного тиску прориву. Нетріщинуваті пісковики з відкритою пористістю у межах 6,3-9,0 % умовно можна віднести до перехідної зони «колектор-неколектор», а пісковики з відкритою пористістю 9,0-12,6% та більше, за умови незначної кількості зв'язаної води та проникності понад  $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  (1 мД) – до колекторів порового типу.

#### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Лукинов В. В. Тектоника метаноугольных месторождений Донбасса / В. В. Лукинов, Л. И. Пимоненко. – К. : Наукова думка, 2008. – 352 с.
2. Угленородный массив Донбасса как гетерогенная среда / А. Ф. Булат, Е. Л. Звягильский, В. В. Лукинов и др. – К. : Наук.думка, 2008. – 412 с.
3. Лукинов В. В. Прогнозная оценка извлекаемых ресурсов подвижного метана природных и техногенных скоплений на угольных месторождениях / В. В. Лукинов // Геолог України. – 2009. – № 3. – С. 45 – 48.
4. Лукинов В. В. Горно – геологические условия образования скоплений свободного метана на угольных месторождениях / В. В. Лукинов // Науковий вісник НГУ – № 4. – 2007. – С. 55 – 59.
5. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. / Е. С. Ромм.- Л.: Недра, 1985.-240 с.
6. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. / В. М. Добрынин.-М.: Недра, 1970.-239 с.

7. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. / А. А. Ханин-М.: Недра, 1969.-368 с.
8. Федешин В. О. Низкопористі породи-колектори газу промислового значення / В. О. Федешин – К. : УкрДГРІ, 2005. –148 с.
9. Ходот В.В., Премыслер Ю.С. Метаноёмкость выбросоопасных пород Донбасса и максимальная энергия газа, освобождающаяся при их разрушении и измельчении // Техника безопасности, охрана труда и горноспасательное дело.-1969.- № 11-12.- С.29-30.
10. Абрамов Ф.А. Свойства выбросоопасных песчаников как породы-коллектора / Ф. А. Абрамов, Г. А Шевелёв.-К.: Наук.думка, 1972.- 98 с.
11. Шевелёв Г.А. Динамика выбросов угля, породы и газа. / Г. А. Шевелёв - К.: Наук.думка, 1989.-160 с.
12. Забигайло В.Е. Выбросоопасность горных пород Донбасса / В. Е. Забигайло, В. В. Лукинов, А. З. Широков. – К.: Наукова думка, 1983. – 288 с.
13. Визначення тиску прориву вуглеводневих флюїдів крізь породи-покришки. Методика дослідження. СОУ 73.1-41-08.11.06:2005. – К. : Держгеолслужба України, 2005. – 16 с.
14. Закономерности изменения гранулярных коллекторов и их нефтегазоносности в Днепровско – Донецкой впадине до глубины 7 км / Г. Н. Доленко, А. Е. Киселёв, В. А. Кривошея и др. // Геол. журн.- 1982. - № 5. – С. 10–19.
15. Закономерности изменений гранулярных коллекторов и их нефтегазоносности в северо-западной части Днепровско- Донецкой впадины до глубины 5,5 км / Г. Н. Доленко, А. Е. Киселёв, П. М- Лагола и др.// Геол. журн.– 1982. - № 6.- С. 24-32.
16. Закономерности изменений поровых коллекторов и их нефтегазоносности в Причерноморско – Крымской провинции до глубины 5 км / Г. Н. Доленко, А. Е. Киселёв, А. Т. Богаец и др. // Геол. журн. – 1983.- №1.- С. 1–19.
17. Прошляков Б. К. Коллекторские свойства осадочных пород на больших глубинах. / Б. К. Прошляков, Т. И. Гальянова, Ю. Г. Пименов - М. :Недра, 1987.- 200 с.
18. Безручко К.А. Газонасыщенность и пористость выбросоопасных песчаников / К. А. Безручко // Уголь Украины . -1994 .-№1 . – С . 48 – 49 .
19. Лукинов В.В., Безручко К. А. Газоносність та газонасиченість пісковиків Донбасу різного ступеня постдіагенетичних перетворень / В. В. Лукинов, К. А. Безручко // Геологія і геохімія горючих копалин.-1993.- №1 (82).–С.56–60.
20. Безручко К. А. Взаємодія фаз системи «вода-газ» у гірських породах та формування покладів природного газу / К. А. Безручко // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2010. – № 2 (151). – С. 5 – 21.
21. Лукинов В. В. Чинники формування колекторських властивостей низькопористих теригенних порід / В. В. Лукинов, К. А. Безручко Стаття 1. Вплив розміру фільтрувальних каналів на проникність низькопористих теригенних порід // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2009. – № 2 (147). – С. 5 – 17.
22. Лукинов В. В. О закономерностях изменения открытой пористости выбросоопасных песчаников / В. В. Лукинов // Геомеханика управления состоянием напряженного газонасыщенного массива.-1985.- С. 47-50.
23. Вередя В.С., Канана Я.Ф., Левенштейн М.Л. Связь выбросоопасности песчаников с эпигенезом угленосных отложений / В. С. Вередя, Я. Ф. Канана, М. Л. Левенштейн // Уголь.- 1983.-№ 2.- С. 55.
24. Кевинг К. Геологические предпосылки выбросов газа на каменноугольных шахтах / К. Кевинг // Глюкауф.-1981.-№ 13.- С. 15-18.