

ГЕОЛОГІЯ РОДОВИЩ КОРИСНИХ КОПАЛИН

УДК 553.98/553.048

В. Михайлов, д-р геол. наук, проф., E-mail: vladvam@gmail.com
 М. Курило, канд. геол. наук, доц., E-mail: rika_m@ukr.net
 О. Андрєєва, канд. геол. наук, наук. співроб., E-mail: andreeva_ea@ukr.net
 Київський національний університет імені Тараса Шевченка
 Геологічний факультет, вул. Васильківська, 90, м. Київ, 03022, Україна

ПРИНЦИПИ ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНОЇ ОЦІНКИ НЕТРАДИЦІЙНИХ РЕСУРСІВ ВУГЛЕВОДНІВ

(Рекомендовано членом редакційної колегії д-ром геол. наук, проф. В.М. Гулієм)

Стаття присвячена питанню геолого-економічної оцінки нетрадиційних ресурсів вуглеводневої сировини, насамперед, сланцевого газу. Метою роботи є аналіз існуючих методів оцінки та підрахунку запасів родовищ вуглеводнів, визначення найважливіших факторів та критеріїв їх оцінки.

Проаналізовано сучасні методики геолого-економічної оцінки нетрадиційних ресурсів вуглеводневої сировини. Встановлено, що більшість методик побудовано переважно на тих же принципах, що використовуються для оцінки традиційної вуглеводневої сировини, та базуються на використанні об'ємного методу підрахунку запасів. Наведено основну формулу розрахунку ресурсів сланцевого газу. Охарактеризовано додаткові параметри кількісної оцінки ресурсів нетрадиційного газу в ущільнених породах. Наведено складові для визначення оцінки ймовірності наявності вуглеводнів на території тектонічного елемента: регіональні та локальні. Обґрунтовано доцільність використання коефіцієнту заповнення пастки як показника, що надає кількісну оцінку вуглеводневого заповнення пасток. Наведено коефіцієнти заповнення пасток продуктивних горизонтів ДДЗ. Запропоновано ці показники використовувати для коригування формул оцінки ресурсів як додаткового коефіцієнту.

Розглянуто фактори, що відіграють важливу роль при оцінці ресурсів сланцевого газу. Охарактеризовано основні технології видобутку вуглеводневої сировини нетрадиційного типу. Зауважено, що технології видобутку враховуються в традиційних методиках оцінки. Для нетрадиційних видів вуглеводнів важливим фактором також є коефіцієнт тріщинуватості, від якого значною мірою залежать колекторські властивості порід. Запропоновано враховувати показник диференціації перспективних площ за складністю геологічної будови. В закордонних методиках також використовуються показники вірогідності, які визначають ймовірність підтвердження ресурсної бази сланцевого газу. Наведено показники для різних регіонів світу та Дніпровсько-Донецького регіону. Коефіцієнт заповнення пастки, коефіцієнт тріщинуватості, показник диференціації перспективних площ за складністю геологічної будови, показник ймовірності підтвердження – всі ці показники запропоновано використовувати в якості додаткових показників при розрахунку нерозвіданих ресурсів сланцевого газу.

Наведено основні дані щодо прогнозних ресурсів сланцевого газу Східного нафтогазоносного регіону та визначено основні завдання подальших досліджень по оцінці нетрадиційних ресурсів вуглеводнів України.

Ключові слова: сланцевий газ, геолого-економічна оцінка, додаткові коефіцієнти, Україна.

Постановка проблеми та її зв'язок з важливими науковими чи практичними завданнями. Найважливішою економічною проблемою України, яка також має соціальне і навіть політичне значення, є проблема забезпечення паливно-енергетичними ресурсами. Справа в тім, що Україна тільки на 45–50% забезпечує себе власним газом (видобуток 18–20 млрд м³/рік) і на 10–15 % нафтою (3–4 млн т). Реальні запаси вуглеводнів, які можуть розглядатися як ресурсна база видобутку, складають близько 600 млрд м³ газу та близько 100 млн т нафти. Ці запаси не можуть забезпечувати стабільне нарощування власного видобутку вуглеводнів в Україні. Саме тому питання про нетрадиційні джерела вуглеводнів набувають для нашої країни особливо важливого значення. Це питання стало нагальним для світової спільноти після 2010 р, коли вперше за новітню історію, починаючи з відкриття газових гігантів Західного Сибіру, Росія уступила світове лідерство США (745,3 млрд м³ проти 582,9 млрд м³). Це відбулося у першу чергу завдяки нарощуванню розробки родовищ так званого сланцевого газу і газу ущільнених порід, яка перевищила 40% від загального видобутку США. Найважливіші сланцеві басейни США: Марселлус, Нью-Олбані, Барнет, Хейнсвілл та ін.

Аналіз останніх публікацій і виділення невирішених раніше частин загальної проблеми. Проблема сланцевого газу та інших нетрадиційних джерел вуглеводнів України висвітлена в цілому ряді публікацій, де розбираються питання геології, стратиграфії, нафтогазоносності перспективних стратиграфічних комплексів осадових басейнів та інших перспективних структур України [4–6, 8–10]. Там викладений значний новий фактичний матеріал по геологічній будові, структурним особливостям, літологічному, мінеральному і петрографічному складу потенційно нафтогазоносних порід, їх петрофізичним особливостям, колекторським і ємніс-

но-фільтраційним властивостям, їх нафтогазогенераційному потенціалу, формі знаходження вуглеводнів, компонентному складу вуглеводнів і співвідношенню їх ізотопів тощо. Але в цих та інших публікаціях відсутній геолого-економічний аналіз можливостей видобутку вуглеводневої сировини із нетрадиційних джерел, що, на наш погляд, є вирішальним в долі видобутку таких вуглеводнів на теренах України.

Треба відзначити, що Державною комісією України по запасах корисних копалин було запропоновано механізм оцінки ресурсів газу сланцевих товщ [7]. Але цей механізм, на наш погляд, є трансформацією традиційних підходів оцінки нафтогазоносності і не враховує цілий ряд особливостей, притаманних саме нетрадиційним типам сировини. На наш погляд, треба враховувати докорінну відмінність конвекційних та неконвекційних покладів вуглеводневої сировини, яка полягає в тому, що конвекційні родовища в межах седиментаційного басейну мають обмежений простір, чітко визначені розміри і запаси, а неконвекційні не мають. Тому підрахунок неконвекційних ресурсів вуглеводнів здійснюється на площі, обмеженій критерієм термічної зрілості порід та їх можливим нафтогазогенераційним потенціалом.

Формулювання цілей статті. У зв'язку з цим, головним завданням статті є критичний аналіз існуючих підходів до геолого-економічної оцінки неконвекційних покладів вуглеводнів, для чого проведений аналіз існуючих інструктивних матеріалів, наукових публікацій, інтернет-видань стосовно методів оцінки і підрахунку запасів традиційних і нетрадиційних видів родовищ вуглеводнів; аналіз досвіду провідних нафтогазодобувачих фірм з розробки родовищ сланцевого газу; розглянуто найважливіші фактори і критерії геолого-економічної оцінки.

Аналіз сучасних методик оцінки нетрадиційних ресурсів вуглеводневої сировини. Існуючі методики оцінки ресурсів сланцевого газу побудовані переважно

на тих же принципах, що використовуються для оцінки традиційної вуглеводневої сировини [1, 3]. Головні кількісні та якісні параметри оцінки ресурсів базуються на класифікаційних ознаках, які використовують для категоризації ресурсів традиційної вуглеводневої сировини, виділяються такі категорії ресурсів:

- **Перспективні ресурси C_3** – обсяги нафти та газу, пов'язані з об'єктами, підготовленими до глибокого буріння, кількісно оціненими за результатами геологічного, геофізичного, геохімічного та іншого вивчення ділянок надр в межах продуктивних площ з відомими родовищами нафти і газу певного геолого-промислового типу. Кількісні оцінки параметрів родовищ (покладів) нафти і газу визначаються на підставі інтерпретації геологічних, геофізичних та інших даних, а також статистичної аналогії. До категорії C_3 належать ресурси, для яких не встановлено прямих доказів типу, виду та властивостей вуглеводнів. На перспективних ділянках надр в межах нафтогазоносного району, які підготовлені до глибокого буріння та оконтурені перевіреними для даного району методами геологічних і геофізичних досліджень, ресурси категорії C_3 можуть бути пов'язані із пластами, продуктивність яких встановлена на відомих родовищах району; на флангах відомих родовищ – із невивченими або нерозкритими бурінням зануреними частинами покладів, що прилягають до запасів більш високих категорій.

- **Прогнозні ресурси D_1** – ресурси літостратиграфічних комплексів в межах регіональних структур з доведеною нафтогазоносністю. Їх кількісна оцінка проводиться за результатами регіональних геологічних, геофізичних і геохімічних досліджень і за аналогією з розвіданими родовищами у межах регіону, який оцінюється.

- **Прогнозні ресурси D_2** – ресурси нафти і газу літостратиграфічних комплексів, які оцінюються у межах значних структур, нафтогазоносність яких ще не доведена, а перспективи нафтогазоносності прогноуються на підставі даних геологічних, геофізичних і геохімічних досліджень. Кількісна оцінка прогнозних ресурсів цієї категорії проводиться за передбачуваними параметрами на підставі загальних геологічних уявлень і за аналогією з іншими, більш вивченими регіонами, де є розвідані родовища нафти і газу.

Більшість методик оцінки ресурсів нетрадиційного газу базуються на використанні об'ємного методу підрахунку запасів. Показниками, які необхідні для підрахунку об'ємним методом у газових родовищах, є:

- площа газонасиченості;
- ефективна та газонасичена товщини і об'єм газонасичених порід;
- середні коефіцієнти відкритої пористості, тріщинуватості, кавернозності, газонасиченості;
- початкові і поточні пластові тиски та умови замірів; їх середні значення;
- поправки на температуру і відхилення від закону Бойля-Маріотта;
- середній вміст конденсату у газі;
- коефіцієнт, що враховує мольну частку "сухого" газу.

Для розрахунку ресурсів сланцевого газу використовується формула:

$$V_{\text{геол}} = F \times h \times K_p \times K_r \times f \times K_p$$

де $V_{\text{геол}}$ – геологічні ресурси газу; F – площа підрахункової ділянки; h – потужність колектора (ефективна); K_p – коефіцієнт пористості; K_r – коефіцієнт газонасиченості; f – поправка на температуру для приведення об'єму газу до стандартної температури; K_p – поправка на тиск для приведення об'єму газу до об'єму при стандартному тиску.

Для переведення геологічних ресурсів газу у видобувні використовують коефіцієнт вилучення газу $K_{\text{вил}}$, який для традиційних газових родовищ приймається рівним

0,85, для газу в щільних колекторах рекомендують значення коефіцієнту визначати методом експертних оцінок на основі досвіду видобутку такого газу. Для щільних колекторів коефіцієнт вилучення коливається в межах 0,25–0,50. Вітчизняні фахівці пропонують використовувати показник 0,35 для газу щільних колекторів (в незалежності від регіональних особливостей площ, які оцінюються). В роботах по визначенню кількості ресурсів нетрадиційного газу часто коефіцієнт газонасиченості для всіх комплексів і ділянок прийнято на рівні 0,65 без врахування регіональних і локальних особливостей ділянок.

В багатьох опублікованих роботах також використовують інші абсолютні та відносні показники, які характеризують перспективність оцінюваної площі:

- вміст газу – відношення об'єму газу (в м^3 або куб. фут) на масу порід (в тоннах);
- щільність ресурсів газу – відношення об'єму газу на одиницю площі;
- денна продуктивність свердловини (для розвіданих родовищ) та ін.

Додаткові параметри кількісної оцінки ресурсів нетрадиційного газу в ущільнених породах та їх об'єднання. За експертними оцінками ресурси сланцевого газу в Україні коливається від 1–2 до 20–25 трлн м^3 . Така різниця в оцінках обумовлена насамперед відсутністю фактичного матеріалу; ймовірнісним характером багатьох показників, закладених в розрахунках, а також відмінностями у вітчизняних і закордонних методиках оцінки. Так, вітчизняні оцінки коливаються в межах 10–25 трлн м^3 , а найменші значення 1,2 трлн м^3 подані в матеріалах агенції EIA [13].

У зарубіжних методиках використовують додаткові поправкові (найчастіше зменшуючі) коефіцієнти, які враховують якісні характеристики оцінюваних площ. Зокрема, програмний продукт FASPUM [12] нерозвідані ресурси вільного газу оцінює, виходячи із наступної формули:

$$Q_r = 43,560 A F H A (1 - S_w) (P_c / T) (1 / Z) (T_{sc}),$$

де A – площа пастки, F – коефіцієнт заповнення пастки, H – потужність резервуару, Φ – ефективна пористість колектора, S_w – водонасиченість резервуару, P_c – початковий тиск, T – пластова температура, Z – коефіцієнт стиснення газу, T_{sc} – стандартна температура, P_{sc} – стандартний тиск.

Програмний продукт дозволяє визначати нерозвідані ресурси з урахуванням 14-ти ймовірностей та 7 геологічних ознак. Ймовірності розділені на 2 групи: регіональні – ті, що характеризують ймовірність наявності вуглеводнів (ВВ) на території тектонічного елемента та локальні – ймовірність наявності покладу ВВ у локальному об'єкті цього тектонічного елемента [2].

Оцінка ймовірності наявності вуглеводнів (ВВ) на території тектонічного елемента включає визначення складових:

- Наявність джерел ВВ;
- Час формування пасток;
- Міграція ВВ;
- Наявність колекторів;
- Загальна перспективність тектонічного елемента (добуток ймовірностей 1, 2, 3, 4);
- Ймовірність наявності покладу в локальному об'єкті (добуток ймовірностей 8, 9, 10 з другої групи);
- Літологія резервуара (теригенний чи карбонатний).

Оцінка ймовірності наявності покладу ВВ включає визначення наступних складових:

1. Наявність пастки;
2. Ефективна пористість;
3. Акумуляція ВВ;
4. Частка газу;
5. Частка нафти;
6. Коефіцієнт вилучення нафти (%);

7. Коефіцієнт вилучення газу (%).

У наведеній вище формулі привертає увагу **коефіцієнт заповнення пастки** (F), який надає кількісну оцінку вуглеводного заповнення пасток. Його використання обґрунтоване наступним:

- від наявності даних про заповнення ВВ пасток продуктивних горизонтів і стратиграфічних комплексів багато в чому залежить наукове обґрунтування геолого-розвідувальних робіт (ГРР);

- особливості будови різних типів пасток і коефіцієнтів їх заповнення ВВ, визначені за матеріалами розвіданих покладів, дають змогу використовувати ці дані при оцінці нафтогазоносності конкретних перспективних структур на невивченій території.

У роботі [2] визначені коефіцієнти заповнення пасток продуктивних горизонтів фанерозою ДДЗ, які становлять: для кам'яновугільних відкладів – 0,53, нижньопермських – 0,70, юрських – 0,26, фанерозойських – 0,50. Пастки основних нафтогазоперспективних нижньокам'яновугільних відкладів мають середній коефіцієнт заповнення 0,53 (нафтою – 0,38, газом – 0,54). Заповнення вуглеводнями пасток різних типів структур неоднакове. Середній коефіцієнт заповнення пасток наскрізних структур становить 0,53 (нафтою – 0,36; газом – 0,57), у тому числі антиклінальних пасток на брахіантикліналях – 0,51 (нафтою – 0,36; газом – 0,56) і неантиклінальних на геміантикліналях – 0,60 (газом). Антиклінальні пастки на похованих брахіантикліналях характеризуються середнім коефіцієнтом заповнення, рівним 0,47 (нафтою – 0,46, газом – 0,48). Визначені показники можуть використовуватися для коригування формул оцінки ресурсів введенням додаткового коефіцієнту.

Важливу роль при оцінці ресурсів сланцевого газу та визначенні їх видобувної частини відіграють **технологічні фактори**. Технологія видобутку вуглеводневої сировини нетрадиційного типу відрізняється від традиційних технологічних і технічних рішень. При видобутку використовують технології горизонтального або похило-спрямованого буріння (directionaldrilling), гідравлічного розриву пласта (hydraulicfracturing) та 3D-сейсмічного моделювання покладів. Ці методи дозволяють отримати високий, комерційно привабливий дебіт газу зі свердловини [11]. Буріння горизонтальних та похило-спрямованих свердловин використовується через те, що чимало природних тріщин у пластах нетрадиційного газу є вертикальними. Відтак, при бурінні вертикального свердловин більша їх частина виявляється незадіяною. Проходження горизонтальної частини стовбура свердловини через весь пласт дозволяє перетнути більшість таких щілин. Порівняно з традиційним бурінням, такі свердловини покривають принаймні вчетверо більші площі під землею та дозволяють втричі скоротити обсяг використання земель на поверхні. Розміщення на одному майданчику кластеру з кількох горизонтальних свердловин дозволяє ще більше скоротити ці площі, а отже зменшити негативний вплив на довкілля, витрати на розбудову інфраструктури та експлуатаційні витрати, а також знизити рівень шуму та інтенсивність руху вантажного транспорту.

У традиційних методиках у загальному коефіцієнті вилучення вуглеводнів із надр враховують технології видобутку, а також виробничо-технологічні втрати вуглеводнів – кількість нафти, природного газу, газового конденсату, які витрачаються на здійснення технологічних процесів видобування, підготовки до транспортування, транспортування нафти, природного газу та газового конденсату в межах нафтогазопромислового об'єкту.

Для нетрадиційних видів вуглеводнів важливим фактором, який може суттєво впливати на продуктивність свердловин, є **коефіцієнт тріщинуватості**, від яко-

го значною мірою залежать колекторські властивості порід. Розвиток тріщинуватості значною мірою визначає концентрацію запасів вуглеводнів, які часто розміщені вздовж тектонічних порушень, особливо в зонах їх перетинів, зон максимального розвитку тріщинуватості. Коефіцієнт тріщинуватості встановлюється окремо для кожного об'єкту (перспективна площа, її ділянки тощо).

Також при оцінках ресурсної бази родовищ вуглеводнів нетрадиційних видів доцільно вводити поправковий коефіцієнт на складність геологічної будови площі, яка оцінюється. Загалом ускладнення геологічної будови ускладнює підрахунок видобувних ресурсів у промислових категоріях запасів. Для визначення цього коефіцієнту можна рекомендувати загальноприйняту класифікацію, яка використовується в чинних нормативних документах [1, 3]. За складністю геологічної будови, умовами залягання і мінливістю властивостей продуктивних пластів виділяються, незалежно від величини запасів родовища, такі поклади або експлуатаційні об'єкти:

- простої будови, що пов'язані з не порушеними або слабо порушеними структурами; їхні продуктивні пласти характеризуються витриманістю товщин і колекторських властивостей у плані і в розрізі (коефіцієнт піщанистості більше 0,7 і коефіцієнт розчленування менше 2,6);

- складної будови, що характеризуються значною мінливістю товщин і колекторських властивостей продуктивних пластів у плані і в розрізі, літологічними заміщеннями колекторів слабопроникними породами або наявністю тектонічних порушень (коефіцієнт піщанистості менше 0,7 і коефіцієнт розчленування більше 2,6);

- дуже складної будови, для яких характерні літологічні заміщення, тектонічні порушення, так і невитриманість товщин і колекторських властивостей продуктивних пластів.

У роботах зарубіжних фахівців при проведенні початкової геолого-економічної оцінки і розрахунку видобувних ресурсів також використовують такі показники, як вірогідність, які визначають імовірність підтвердження ресурсної бази сланцевого газу. Зокрема, для різних країн встановлені такі показники вірогідності (табл. 1).

Як бачимо, для вітчизняних ресурсів сланцевого газу, зокрема, Дніпровсько-Донецького регіону, рекомендований показник вірогідності є низьким і складає 16%. Відповідно, це підвищує ризик проведення ГРР.

Для удосконалення методик підрахунку нерозвіданих ресурсів сланцевого газу можна використовувати додаткові параметри (табл. 2), які відображають геологічні та технологічні аспекти їх видобутку.

Висновки. За оцінками прогнозні ресурси сланцевого газу Східного НГР становлять 10–12 трлн м³ (усього в Україні – 13–17 трлн м³), щільного газу – 3–4 трлн м³ (всього 4–6 трлн м³), сланцевої нафти – 300–350 млн т (усього 500–650 млн т). Прогнозні ресурси метану вугільних родовищ оцінюються в 3,0–3,5 трлн т. Певні перспективи газоносності можуть бути також пов'язані з імпактними структурами та газогідратами Чорного моря.

Однак, треба мати на увазі, що реальні видобувні ресурси покладів вуглеводнів нетрадиційного типу будуть набагато меншими і, скоріш за все, не будуть перевищувати 10% їх прогнозних ресурсів. Результати геологічних вивчень свідчать про дуже складну форму і невитриманість у розрізі та за простяганням покладів сланцевого газу: структура перспективних територій дуже шарувата, з неодноразовим повторенням в розрізі продуктивних комплексів лінзоподібної форми, потужність яких може зменшуватися і виклинуватися по простяганням, з такими частинами розрізу, де вміст газу порівняно низький і не має промислового інтересу. Таким чином, сланцевим газом в тій чи іншій мірі насичений весь розріз девону і карбону ДДЗ. Це все є гігантським газоносним басейном, але різні його частини, як і різні частини розрізу мають різні кількісні і якісні харак-

теристики газонасиченості. Питання промислового значення покладів сланцевого газу має не стільки геологічний, скільки геолого-економічний характер.

Серед визначених завдань подальших досліджень є проведення початкової та попередньої геолого-економічної оцінки за допомогою рекомендованих методик з метою визначення перспективних для освоєння ділянок.

Таблиця 1

Реґіон	Басейн	Формація	Показники вірогідності		
			Play* Success Factor	Prospective Area Success Factor	Composite Success Factor
Канада	AppalachianFoldBelt	Utica	100	40	40
	WindsorBasin	HortonBluff	50	40	20
	HomRiver	MuakwaOtorPark	100	75	75
		Evakho	80	75	60
	Cordova	MuakwaOtorPark	80	50	40
	Liard	LowerBosoFover	80	50	40
	DeepBasin	MontneyShale	100	75	75
		DiogPhosphate	80	50	40
Мексика	ColoradoGroup	ZWS &FishScales	80	50	40
	BurgosBasin	EagleFordShale	80	50	40
		TithorianShale	50	50	25
	SabinasBasin	EagleFordShale	40	40	16
		TithorianShale	40	20	8
	TampicoBasin	Pirrients	60	40	24
	TupanPlatform	Tamauiipas	40	50	20
		Pirrients	40	50	20
VeracrusBasin	U.K.Maltrata	40	40	16	
Північ Південної Америки	MaracaiboBasin	LaLura	50	50	25
	Cavambo Sub-Basin	LaLura	50	60	30
		Capacho	50	60	30
Південь Південної Америки	Nouqoun	LosMoles	80	50	40
		VacaMuorta	80	60	48
	SanJorge	AguadaBandera	50	40	20
		Pozo D-129	60	40	24
	Austral-Magalanos	Linoceramus	50	50	25
		MagnasVordes	50	50	25
Parana	SanAlfredo	30	40	12	
Польща	BalticBasin	SilurianShales	80	50	40
	LublinBasin	SilurianShales	60	40	24
	PodlasicDepression	SilurianShales	60	50	30
Східна Європа	BalticBasin	SilurianShales	60	50	30
	Dnieper-Donets Basin	ViseanShales	40	40	16
	LublinBasin	SilurianShales	60	40	24
Західна Європа	North Sea-German Basin	PosidoniaShale	60	50	30
		NamurianShale	60	50	30
		WoodenShale	50	40	20
	ParisBasin	P-C Shale	60	60	36
	ScandinaviaRegion	AlumShale	50	40	20
	South-East FrenchBasin	TorrosNiores	50	50	25
		LiassicShale	60	50	30
	N.UK.PetroleumSystem	BowlandShale	40	50	20
S.UK.PetroleumSystem	LiassicShale	40	50	24	

* Play – нетрадиційне родовище

Таблиця 2

Додаткові показники при розрахунку нерозвіданих ресурсів сланцевого газу	
Назва показника	Мета та особливості визначення та розрахунку
Коефіцієнт заповнення пастки	Вдосконалення коефіцієнту вилучення газу з врахуванням геологічних особливостей освоєння сланцевого газу. Визначення окремо по перспективним площам або їх ділянкам
Коефіцієнт тріщинуватості	Вдосконалення коефіцієнту вилучення газу з врахуванням технологічних особливостей освоєння сланцевого газу. Визначення окремо по перспективним площам або їх ділянкам
Показник диференціації перспективних площ за складністю геологічної будови	Врахування не підтвердження видобувних ресурсів в складі геологічних через наявність ускладнень будови ділянки
Ризик/ймовірність підтвердження	Врахування геолого-економічних характеристик в залежності від ступеня геологічного вивчення достовірності даних

Список використаних джерел

1. Вивчення фізичних властивостей гранулярних порід-колекторів до підрахунку запасів нафти і газу об'ємним методом. Методичні вказівки, (2010). Київ-Львів, 1-46.

Study of the physical properties of granular reservoir rocks in the calculation of oil and gas volumetric method. Methodical instructions, (2010) [Vyvchennya fizychnykh vlastyvostry granulyarnykh porid-kolektoriv do pidrahunku zapasiv nafty i gazu obyemnym metodom. Methodychni vказivky]. Kyiv-Lviv, 1-46 (In Ukrainian).

2. Демяненко І.І., (1998). Особливості розподілу покладів вуглеводнів в гіпсометричних поверхнях нафтогазоносності фанерозою Дніпровсько-Донецької западини та основні принципи їх пошуків і розвідки: автореф. дис. ... доктора геол. наук. К, 19.

Demjanenko I.I., (1998). Features of the distribution of hydrocarbons in the oil and gas hypsometric layers phanerozoic Dnieper-Donetsk Depression, and basic principles of their prospecting and exploring [Osoblyvosti rozpodilu pokladiv vuhlevodniv v hipsometrychnykh poverkhakh naftogazonosnosti fanerozoju Dniprovsko-Donetskoji zapadyny ta osnovni pryncypu jikh poshukiv i rozvidky: avtoref. dis. ... dr. geol. nauk]. Kyiv, 19 (In Ukrainian).

3. Інструкція із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу, (1998). Наказ ДКЗ України від 10 липня 1998 р., N 46.

Instructions for Mineral Resources Classification of State Fund of Mineral Resources to the geological-economic study of resources of perspective areas and reserves of oil and gas, (1998). [Instrukcija iz zastosuvannja

Klasifikaciji zapasiv i resursiv korysnykh kopalyn derzhavnoho fondu nadr do heoloho-ekonomichnoho vyvchennja resursiv perspektivnykh diljanok ta zapasiv rodovysch nafty i hazu). Order of the State Commission of Ukraine on Mineral Resources from July 10, 1998, N 46 (In Ukrainian).

4. Лукин А.Е., (2010). Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Статья 1. Современное состояние проблемы сланцевого газа (в свете опыта освоения его ресурсов в США). Геологический журнал, 3, 17–32.

Lukin A.E., (2010). Shale gas and its extraction prospects in Ukraine. Article 1. Current state of shale gas (in the light of experience of development of its resources in the United States) [Slancevyj gaz i perspektivy ego dobychi v Ukrainie. Stat'ja 1. Sovremennoe sostojanie problemy slancevogo gaza (v svete opyta osvoinenja ego resursov v SShA)]. *Geological Journal*, 3, 17-32 (In Russian).

5. Лукин А.Е., (2010). Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Статья 2. Черносланцевые комплексы Украины и перспективы их газоносности в Волыно-Подольи и Северо-Западном Причерноморье. Геологический журнал, 4, 7–24 (In Russian).

Lukin A.E. (2010). Shale gas and its extraction prospects in Ukraine. Article 2. Black shale complexes of Ukraine and the prospects for their gas bearing in the Volyn-Podolia and the North-Western Black Sea region [Slancevyj gaz i perspektivy ego dobychi v Ukrainie. Stat'ja 2. Chernoslancevyje kompleksy Ukrainy i perspektivy ih gazonosnosti v Volyno-Podolii i Severo-Zapadnom Prichernomor'e]. *Geological Journal*, 4, 7-24.

6. Лукин А.Е. (2011). Перспективы сланцевой газоносности Днепровско-Донецкого авлакогена. Геологический журнал, 1, 21–41.

Lukin A.E. (2011). Prospects for shale gas bearing Dnieper-Donets aulacogene [Perspektivy slancevoj gazonosnosti Dneprovsko-Donetskogo avlakogena]. *Geological Journal*, 1, 21-41 (In Ukrainian).

7. Методичні вказівки з оцінки ресурсів газу сланцевих товщ (2012). Наказ Державної комісії України по запасах корисних копалин № 625 від 29 грудня 2012 р.

Methodological guidelines for estimation of shale gas resources strata, (2012). Order of the State Commission of Ukraine on Mineral Resources № 625 of December 29, 2012 (In Ukrainian).

8. Михайлов В.А., Чепіль П.М., (2012). Перспективи нафтогазоносності імпактних структур Українського щита. Геолог України, 1–2, 72–82.

Mykhailov, V.A, Chepil P.M., (2012). Hydrocarbon potential impact structures Ukrainian Shield [Perspektivy naftogazonosnosti i mpaktykh struktur Ukrayinskogo schyta]. *Ukrainian Geologist*, 1-2, 72-82 (In Ukrainian).

9. Михайлов В.А., Гладун В.В., Зейкан О.Ю., Чепіль П.М., (2012). Перспективи відкриття в Україні нетрадиційних родовищ нафти, пов'язаних зі сланцевими і флішовими відкладами. Нафтогазова промисловість, 1, 55–59.

Mykhailov V.A, Gladun V.V., Zeykan A.U., Chepil P.M., (2012). Prospects opening in Ukraine unconventional oil associated with shale and flysch sediments [Perspektivy vidkryt'ja v Ukraini netradycijnykh rodovysch nafty, povjzanykh zi slancevymy i flishovymy vidkladamy]. *Oil and gas industry*, 1, 55-59 (In Ukrainian).

10. Михайлов В.А., Огар В.В., Зейкан О.Ю., (2011). Перспективи газоносності сланцевих відкладів Дніпровсько-Донецької западини. Геолог України, 2, 51–58.

Mykhailov V.A., Ogar V.V., Zeykan O., (2011). Prospects for shale gas content of sediments Dnieper-Donets depression [Perspektivy hazonosnosti slancevykh vidkladiv Dniprovsko-Donckoji zapadyny]. *Ukrainian Geologist*, 2, 51-58 (In Ukrainian).

11. Нетрадиційний газ: як скористатися шансом?, (2012). К.: "Діксі груп", 1–80.

Unconventional gas: how to use the chance?, (2012) [Netradycijnyj haz: jak skorystatsja shansom?]. К.: "Diksi group", 1-80 (In Ukrainian).

12. Стрижак В.П., (2003). Геологічна будова Центральної частини Дніпровсько-Донецького рифтогену та її нафтогазоносність: автореф. дис. кандидата геол. наук. К, 19.

Stryzhak V.P., (2003). The geological structure of the central part of the Dnieper-Donets riftohenu and its oil and gas [Heolohichna budova Centralnoji chastyny Dniprovsko-Donckoho rjftohenu ta jiji naftogazonosnist: avtoref. dis. ... kand. geol. nauk]. Kyiv, 19 (In Ukrainian).

13. U.S. Energy Information Administration. *Annual Energy Review*. <http://pubs.er.usgs.gov/publication/ofr87414B>.

Надійшла до редколегії 03.07.14

V. Mykhailov, Dr. Sci. (Geol.), Prof. E-mail: vladvam@gmail.com
M. Kurilo, Cand. Sci. (Geol.), Assos. Pfof. E-mail: rika_m@ukr.net
O. Andreeva, Cand. Sci. (Geol.), Research Associate E-mail: andreeva_ea@ukr.net
Geological Faculty, Taras Shevchenko National University of Kyiv
90, Vasylykivska Str., Kyiv, 03022 Ukraine

UNCONVENTIONAL HYDROCARBON RESOURCES: GEOLOGICAL AND ECONOMIC EVALUATION

The paper considers the issue of geological and economic evaluation of unconventional hydrocarbon resources – shale gas, namely. The purpose of the work is to review the methods employed to estimate and evaluate hydrocarbon reserves, with factors and criteria to be determined.

The material studied reveals most methods to have been mainly devised to estimate traditional hydrocarbons – volumetric method, namely. The paper proposes a fundamental formula for shale gas resource evaluation. Additional criteria for quantitative evaluation of the unconventional gas resources in the compacted rocks are also characterized. The paper provides factors, both regional and local ones, necessary to estimate hydrocarbons probability on the tectonic site. There is grounded a fill factor to be a quantitative index to hydrocarbon traps. Hydrocarbon trap saturation coefficients for effective pays of the Dnieper-Donets Basin are stated. The indices mentioned above are proposed to be considered an additional factor when modifying resource estimators.

The paper examines other factors affecting the evaluation of shale gas resources. It reviews basic technologies used to produce unconventional hydrocarbons, with mining technologies to be involved in traditional evaluations. Fracturing coefficient is supposed to be an important factor for unconventional hydrocarbons, which largely affects the properties of collector rocks. Perspective area index differentiated on the complexity of the geological structure is proposed to be also taken into account. Probability factor is traditionally considered in the state-of-the-art technologies as an indicator of shale gas presence, which indices for different regions of the world and the Dnieper-Donetsk region are given in the paper. The fill factor, fracturing coefficient, perspective area coefficient differentiated on the complexity of the geological structure, probability factor are proposed to be applied as additional factors when evaluating shale gas resources.

The paper shows estimates on shale gas resources in the eastern petroleum region of Ukraine and sets objectives of further research into unconventional hydrocarbon resources in the country.

Key words: shale gas, geological and economic evaluation, additional coefficients, Ukraine.

В. Михайлов, д-р геол. наук, проф., vladvam@gmail.com
М. Курило, канд. геол. наук, доц., rika_m@ukr.net
Е. Андреева, канд. геол. наук, науч./сотрудник, andreeva_ea@ukr.net
Киевский национальный университет имени Тараса Шевченко
Геологический факультет, ул. Васильковская, 90, г. Киев, 03022, Украина

ПРИНЦИПЫ ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ НЕТРАДИЦИОННЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

Статья посвящена вопросу геолого-экономической оценки нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья, прежде всего, сланцевого газа. Целью работы является анализ существующих методов оценки и подсчета запасов месторождений углеводородов, определения важнейших факторов и критериев их оценки.

Проанализированы современные методики геолого-экономической оценки нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья. Установлено, что большинство методик построено преимущественно на тех же принципах, которые используются для оценки традиционного углеводородного сырья, и базируются на использовании объемного метода подсчета запасов. Приведена основная формула расчета ресурсов сланцевого газа. Охарактеризованы дополнительные параметры количественной оценки ресурсов нетрадиционного газа в уплотненных породах. Приведены составляющие для определения оценки вероятности наличия углеводородов на территории тектонического элемента: региональные и локальные. Обоснована целесообразность использования коэффициента заполнения ловушки как показателя, который дает количественную оценку углеводородного заполнения ловушек. Приведены коэффициенты заполнения ловушек для различных продуктивных горизонтов ДДЗ. Предложено эти показатели использовать для корректировки формул оценки ресурсов в качестве дополнительного коэффициента.

Рассмотрены факторы, которые играют важную роль при оценке ресурсов сланцевого газа. Охарактеризованы основные технологии добычи углеводородного сырья нетрадиционного типа. Замечено, что технологии добычи учитываются в традиционных методиках оценки. Для нетрадиционных видов углеводородов важным фактором также является коэффициент трещиноватости, от которого в значительной мере зависят коллекторские свойства пород. Предложено также учитывать показатель дифференциации перспективных площадей по сложности геологического строения. В иностранных методиках также используются показатели вероятности, определяющие вероятность подтверждения ресурсной базы сланцевого газа. Приведены показатели для различных регионов мира и Днепровско-Донецкого региона. Коэффициент заполнения ловушки, коэффициент трещиноватости, показатель дифференциации перспективных площадей по сложности геологического строения, показатель вероятности подтверждения – все эти показатели предложено использовать в качестве дополнительных показателей при расчете неразведанных ресурсов сланцевого газа.

Приведены основные данные относительно прогнозных ресурсов сланцевого газа Восточного нефтегазоносного региона. Определены основные задачи дальнейших исследований по оценке нетрадиционных ресурсов углеводородов Украины.

Ключевые слова: сланцевый газ, геолого-экономическая оценка, дополнительные коэффициенты, Украина.