

## ГЕОЛОГІЯ РОДОВИЩ КОРИСНИХ КОПАЛИН

УДК 622.324:553.983

В. Михайлов, д-р геол. наук, проф., директор  
E-mail: vladvam@gmail.com  
Київський національний університет імені Тараса Шевченка  
ННІ "Інститут Геології", вул. Васильківська, 90, м. Київ, 03022, Україна

### ПОШУКИ ТА ОЦІНКА НЕТРАДИЦІЙНИХ РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ В УКРАЇНІ

(Рекомендовано членом редакційної колегії д-ром геол. наук, проф. О.М. Карпенком)

Стаття присвячена розробці раціонального комплексу пошуків та геолого-економічної оцінки нетрадиційних ресурсів вуглеводневої сировини, насамперед, сланцевого газу. Основною метою цієї роботи є аналіз існуючих методів пошуків, визначення найважливіших факторів і критеріїв оцінки нетрадиційних родовищ вуглеводнів, розробка сучасних методів їх геолого-економічної оцінки.

Проаналізовано сучасні методи та методики пошуків і геолого-економічної оцінки нетрадиційних ресурсів вуглеводневої сировини. Визначено основні фактори локалізації та критерії прогнозу нетрадиційних покладів вуглеводнів, пов'язаних із сланцевими товщами і ущільненими колекторами, до яких належать площа сланцевого басейну, глибина залягання продуктивних товщ, товщини сланцевих горизонтів, умови утворення, вік вміщуючих порід, особливості залягання, структурні особливості, літологічний склад, мінералого-геохімічні особливості, ступень катагенезу (термічна зрілість порід), вміст органічної речовини (ОР), кількість органічного вуглецю ( $C_{org}$ ), загальна пористість і проникність, підвищена тріщинуватість порід, маловодність продуктивної товщі.

Розроблено оптимальну методику геологорозвідувальних робіт (ГРР) для вибору потенційно газонасних сланцевих товщ, яка повинна мати стадійний характер, включати ряд етапів і стадій з поступовим збільшенням детальності досліджень, ступеня обґрунтованості можливих ресурсів корисних копалин, виділенням все більш локальних об'єктів і обґрунтуванням доцільності їх подальшого вивчення. Запропоновано роботи з вивчення проблем нетрадиційних вуглеводнів проводити в три етапи: початковий, деталізаційний, оціночний.

Охарактеризовано додаткові параметри кількісної оцінки ресурсів нетрадиційного газу в ущільнених породах. Наведено регіональні та локальні складові визначення оцінки ймовірності наявності вуглеводнів. Запропоновано враховувати показник диференціації перспективних площ за складністю геологічної будови, показники вірогідності, які визначають ймовірність підтвердження ресурсної бази сланцевого газу, як додаткові показники запропоновано використовувати коефіцієнт заповнення пастки, коефіцієнт тріщинуватості, показник диференціації перспективних площ за складністю геологічної будови, показник ймовірності підтвердження. Наведено основні дані щодо прогнозних ресурсів нетрадиційних вуглеводнів нафтогазоносних регіонів (НГР) України, визначено основні завдання подальших досліджень з їх оцінки.

**Ключові слова:** нетрадиційні родовища вуглеводнів, пошуки, фактори і критерії, геолого-економічна оцінка.

**Постановка проблеми.** Енергетичні ресурси України значно виснажені багаторічною експлуатацією її надр як основного джерела енергетичної сировини спочатку Російської імперії, а потім СРСР (вугілля Донбасу, газ Шеллинка, нафта Прикарпаття і Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ)). Саме тому інтенсифікація ГРР на усі види енергетичної сировини є не тільки актуальною для нашої країни, але й життєво необхідною для її національної безпеки. Однією з альтернативних можливостей нарощування енергетичного потенціалу є пошуки та оцінка нетрадиційних родовищ вуглеводнів, до яких належать сланцевий газ; газ ущільнених порід-колекторів; сланцева нафта; метан вугільних родовищ; газові поклади імпактних структур; газогідрати. На території України є перспективи відкриття нетрадиційних родовищ вуглеводнів всіх перерахованих типів, що обумовлює актуальність розробки раціональної методики їх пошуків і геолого-економічної оцінки.

**Аналіз попередніх досліджень.** Починаючи з 2010 р. ряд творчих колективів, зокрема, Київський національний університет імені Тараса Шевченка, НАК "Нафтогаз України", ДП "Науканафтогаз", Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, інших установ і підприємств проводить дослідження проблеми нетрадиційних ресурсів вуглеводнів в Україні. Об'єктом досліджень були геологічні структури і стратони України, перспективні на виявлення покладів нафти і газу в низькопроникних породах (сланцях, аргілітах, алевролітах і пісковиках), які раніше вважалися або флюїдоупорами, або неколекторами і ніколи не розглядалися як можливе джерело вуглеводнів. Основною метою досліджень було виявлення, вивчення, аналіз і геотехнічна оцінка найбільш перспективних на пошуки нетрадиційних вуглеводнів об'єктів з метою їх подальшого детального дослідження. Зібраний значний новий фактичний матеріал по геологічній будові, струк-

турним особливостям, літологічному, мінеральному і петрографічному складу потенційно нафтогазоносних порід, їх петрофізичним властивостям і нафтогазогенеративному потенціалу, компонентному складу вуглеводнів і співвідношенню їх ізотопів. В результаті досліджень підготовлений ряд наукових праць, найбільш капітальним з яких є 8-томна монографія "Нетрадиційні джерела вуглеводнів України" [6-12].

Основною метою цієї статті було, на основі набутого досвіду досліджень, показати особливості пошуково-оціночних робіт на нетрадиційні джерела вуглеводнів в умовах України, особливо на початкових стадіях досліджень.

**Фактори локалізації та критеріїв прогнозу** нетрадиційних покладів вуглеводнів, пов'язаних із сланцевими товщами і ущільненими колекторами:

- *площа сланцевого басейну* – тисячі км<sup>2</sup>;
- *глибина залягання продуктивних товщ* – не більше 3–4 тис.м;
- *товщини сланцевих горизонтів* – десятки, до сотень метрів, мінімальна товщина перспективного горизонту – 30 м;
- *умови утворення* – переважно морські осадові породи, рідше озерні сланці;
- *вік вмісних порід* – палеозойський, рідше мезозойський, дуже рідко кайнозойський;
- *особливості залягання* – переважно горизонтально залягаючі товщі, інколи пологоскладчасті;
- *структурні особливості* – наявність системи тріщинуватості;
- *літологічний склад* – осадові глинисті та алевроглинисті породи більш-менш однорідного складу: сланці, чорні сланці, горючі сланці, аргіліти, алевроліти (рис. 1 а, б); для ущільнених колекторів – алевроліти, пісковики;
- *мінералого-геохімічні особливості* – підвищена кількість SiO<sub>2</sub>, піриту і різноманітних мікроелементів (Cu, Al, Cd, As, Pb, Hg, Co, Cr, Ni, V, Zn, U, Th, Ra<sup>226</sup>, Ra<sup>228</sup>, Rn);

• *ступень катагенезу (термічна зрілість порід)* – середня, від  $MK_2$  ( $R_o = 0,8$ ) до  $AK_2$  ( $R_o = 3,0$ ), температура генерації – більше  $90^\circ C$ ; високоперспективними є середня частина  $MK_4$  – нижня частина  $MK_5$  ( $R_o = 1,35-2,0$ ); середньоперспективними – середня частина  $MK_2$  – нижня частина  $MK_4$  ( $R_o = 0,80-1,34$ ) і верхня частина  $AK_2$  ( $R_o = 2,01-3,00$ ) (рис. 2);

• *вміст органічної речовини* – високий, понад 1% (рис. 3);

• *кількість органічного вуглецю* – значна, понад 1%;

• *загальна пористість і проникність* – низькі, нижня межа пористості 0,5–1,0%, проникності – 0,1 мД.

• *підвищена тріщинуватість порід* (рис. 4), але одночасно низька та помірна інтенсивність розвитку розривних порушень (висока ступінь їх розвитку знижує перспективність території);

• *маловодність* продуктивної товщі.



Рис. 1. Осадкові глинисті та алеврито-глинисті породи:

а – Гашинівська площа, С-3, інтервал 3544–3553 м, зр. 7 ГА – чорний сланець,  $D_3fr$ ; б – Південно-Коломацька площа, С-33, інтервал 5476–5484 м – чорні сланці

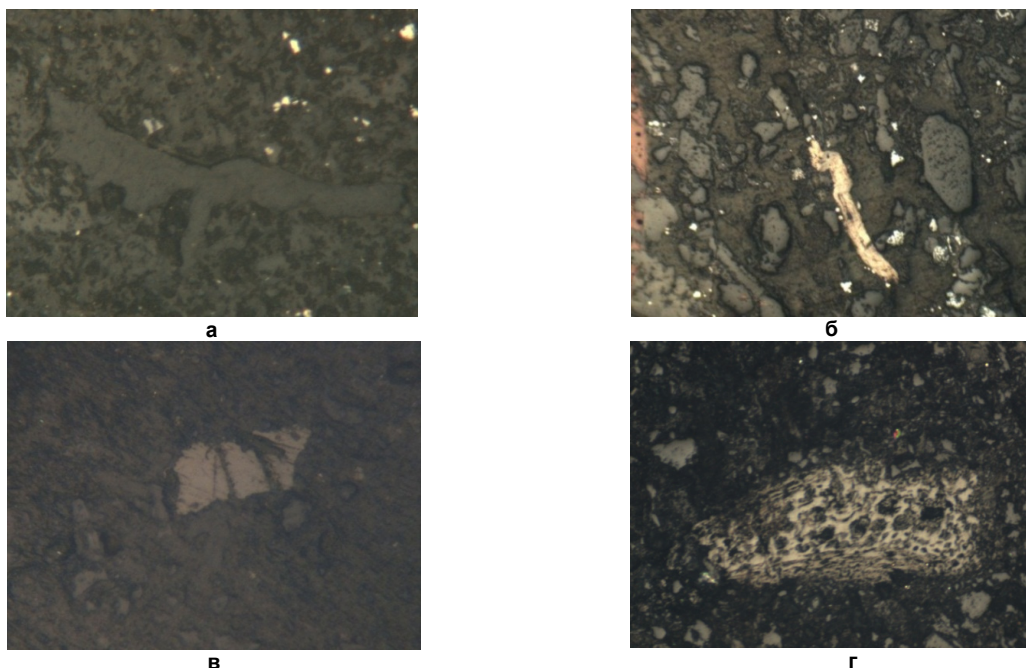


Рис. 2. Приклади термічної зрілості порід:

а – бітум в асоціації із вкрапленістю піриту. Аншліф 85 БК; б – вітротетриніт (антрацит) в асоціації з гематитом. Аншліф 81 БК; в – колотеленіт. Аншліф 103-АТ, св. Артемівська-1, глибина 3724 м,  $S_2m$ , аргіліт; г – фюзеніт, вітротетриніт. Аншліф. ЗЛ-5, св. Західно-Левенцівська-2, інт. 1420-1428 м,  $S_1s_1$ , аргіліт



Рис. 3. Збагачений ОР чорний сланець (св. Ніжинська-338, обр. 61 НЖ, інт. 3075–3084 м, візейський ярус,  $\times 10$ )



Рис. 4. Мікротріщинки у шліфі 13 ЄВ ( $\times 4$ )

**Методика пошуково-оціночних робіт.** Оптимальна методика ГРР для визначення потенційно газоносних сланцевих товщ повинна мати стадійний характер, включати ряд етапів і стадій з поступовим збільшенням детальності досліджень, ступеня обґрунтованості можливих ресурсів корисних копалин, виділенням все більш локальних об'єктів і обґрунтуванням доцільності їх подальшого вивчення. Враховуючи це, пропонується роботи з вивчення проблем сланцевого газу проводити в три етапи: початковий, деталізаційний, оціночний.

*Початковий етап* повинен включати:

- збір, узагальнення та аналіз даних по світових ресурсах вуглеводнів, пов'язаних із сланцевими товщами та ущільненими колекторами: геологічна будова сланцевих басейнів і окремих родовищ, їх склад, літологічні та фаціальні особливості газовмісних порід і порід, що асоціюють із продуктивними сланцями, технологія розробки тощо;

- збір та аналіз геологічних і сейсморозвідувальних даних, матеріалів ГДС, аналіз матеріалів бурових і геофізичних робіт; визначення інтервалів відбору керну в пробурених свердловинах, в товщах порід з можливими неконвекційними покладами вуглеводнів, аналізів керна нового матеріалу, обробка та переінтерпретація сейсморозвідувальної інформації;

- геологічний і літолого-стратиграфічний аналіз потенційних структур і товщ сланцевих басейнів.

Основним результатом робіт початкового етапу є виділення різноманітних і різновікових об'єктів в межах України, перспективних на виявлення покладів сланцевого газу (регіональний прогноз).

*Деталізаційний етап* повинен включати:

- аналіз матеріалів буріння і ГДС, даних сейсморозвідки, вивчення та оцінка механічних властивостей гірських порід з перспективних розрізів свердловин;

- вивчення речовинного складу, петрофізичних, петрографічних, мінералогічних особливостей сланців, їх систематика і типізація як можливих газовмісних об'єктів;

- геохімічні дослідження зразків керна свердловин минулих років;

- петрофізичні дослідження порід (визначення густини, пористості, проникності, акустичних та електричних властивостей тощо);

- визначення вмісту ОР, ступені її катагенічних перетворень, закономірностей розподілу Сорґ. та інших елементів (зокрема, урану) по розрізу та за простяганням;

- вивчення ступеню термічної переробки порід, відбивної здатності вітриніту;

- вивчення форми знаходження і компонентного (ізотопного) складу вуглеводнів;

- аналіз можливостей геофізичних методів, зокрема 3D моделювання, для попередньої оцінки потенційного значення сланцевих і флішових формацій, як джерела вуглеводнів;

- розробка рекомендацій щодо проведення подальших досліджень;

Основним результатом робіт деталізаційного етапу є виділення конкретних об'єктів, перспективних на виявлення покладів сланцевого газу (локальний прогноз) і визначення першочергових напрямків ГРР.

*Оціночний етап* повинен включати:

- проведення сейсмічних досліджень 2D або 3D, з метою проектування свердловин у випадку недостатнього геологічного вивчення;

- дослідне буріння з відбором керна, геофізичними замірами, випробуваннями;

- буріння тестових свердловин (горизонтальних) з метою оцінки продуктивності покладів;

- створення геолого-геохімічних моделей родовищ вуглеводнів нетрадиційного типу;

- розробка наукових основ оцінки ресурсів і запасів вуглеводнів цих джерел;

- геолого-економічна оцінка доцільності використання нетрадиційних родовищ вуглеводнів;

- вибір першочергових ділянок для подальших ГРР;

- виконання на першочергових ділянках сейсморозвідувальних робіт методом 3D;

- обґрунтування пілотного проекту буріння свердловини з необхідним комплексом досліджень і випробувань.

Основним результатом оціночного етапу є прогнозна геолого-економічна оцінка виділених об'єктів і обґрунтування доцільності проведення пошуково-розвідувальних робіт.

Важливу роль в дослідженнях нетрадиційних ресурсів вуглеводнів має переінтерпретація матеріалів ГДС для оцінки вмісту ОР в нафтоматеринських породах, визначення зміни літології і складу насичувальних флюїдів. До сучасних методів свердловинної геофізики належать методики Carbolog і DlogR К. Пассі (рис. 5).

Аналітичні дослідження повинні включати такі основні види аналізів:

- спектральний і хімічний аналізи;
- вивчення ступеня термічного перетворення порід (відбивної здатності вітриніту);

- ізотопний аналіз вуглецю;

- газ-пірохроматографічний аналіз;

- визначення компонентного складу вуглеводнів;

- хіміко-бітумінологічні дослідження;

- газометричні дослідження;

- піроліз за методикою Rock-Eval;

- термічний аналіз (рис. 6);

- петрофізичні дослідження.

При проведенні геохімічних пошуків і прогнозуванні скупчень вуглеводнів застосовують наступні методи: газовий (газогеохімічний), гідрогеохімічний, літогеохімічний, біогеохімічний, бітумінологічний, методи ізотопної геохімії.

**Принципи геолого-економічної оцінки нетрадиційних ресурсів вуглеводнів.** 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 С<sub>3</sub>, прогнозні ресурси Д<sub>1</sub>, прогнозні ресурси Д<sub>2</sub>. 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 наступні:

- площа газоносності;

- 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:



$$V_{геол} = F \times h \times K_p \times K_e \times f \times K_p,$$

де  $V_{геол}$  – геологічні ресурси газу;  $F$  – площа підраункової ділянки;  $h$  – потужність колектора (ефективна);  $K_p$  – коефіцієнт пористості;  $K_e$  – коефіцієнт газонасиче-

ності;  $f$  – 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.

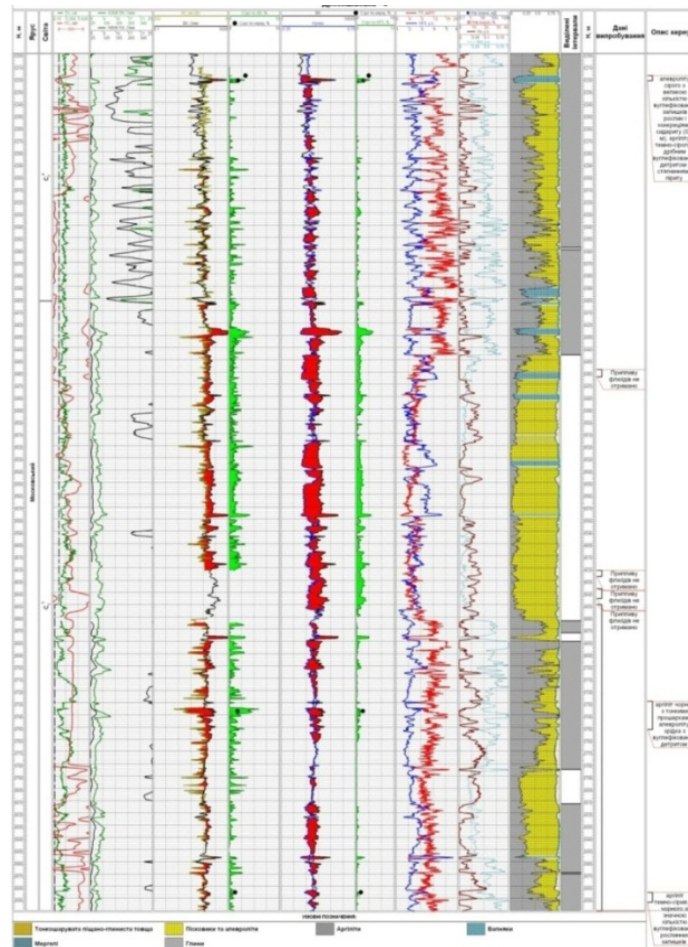


Рис. 5. Промислово-геофізична характеристика та результати кількісної переінтерпретації даних ГДС в розрізі св. Дробишівська-4 (фрагмент)

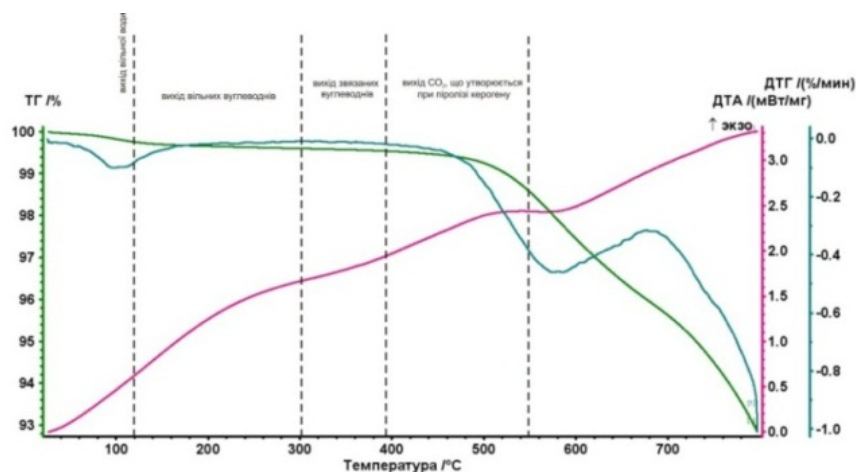


Рис. 6. Термограма зразка Ліщинська-47:

TG – термогравіметрична крива; DTG – диференційно-термогравіметрична крива;  
3 – ДТА – крива диференційно-термогравіметричного аналізу

Для переведення геологічних ресурсів газу у видобувні використовують коефіцієнт вилучення газу  $K_{вил.}$ , який для традиційних газових родовищ приймається рівним 0,85, а для нетрадиційних коливається в межах 0,25–0,50. Використовують також інші абсолютні та відносні показники, які характеризують перспективність оцінюваної площі:

- вміст газу – відношення об'єму газу (в  $m^3$  або куб. фут) на масу порід (в тонах);
- 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** [5]. За різними оцінками ресурси сланцевого газу в Україні коливається від 1–2 до 20–25 трлн м<sup>3</sup>. 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<sup>3</sup>, а найменші значення 1,2 трлн м<sup>3</sup> подані в матеріалах агенції EIA [14].

В закордонних методиках використовують додаткові коефіцієнти (як правило, знижуючи), які враховують якісні характеристики оцінюваних площ. Зокрема, програмний продукт FASPUM нерозвідані ресурси вільного газу оцінює, виходячи із наступної формули:

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

де  $A$  – площа пастки,  $F$  – коефіцієнт заповнення пастки,  $H$  – потужність резервуару,  $\Phi$  – 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 тектонічного елемента.

Оцінка ймовірності наявності вуглеводнів 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 (терігенний чи карбонатний);

Оцінка ймовірності наявності покладу ВВ включає визначення наступних складових: наявність пастки; ефективна пористість; акумуляція ВВ; частка газу; частка нафти; коефіцієнт вилучення нафти (%); коефіцієнт вилучення газу (%).

В наведеній вище формулі привертає увагу коефіцієнт заповнення пастки ( $F$ ), який надає кількісну оцінку вуглеводневого заповнення пасток. Його використання обґрунтоване наступним. По-перше, від наявності даних про заповнення ВВ пасток продуктивних горизонтів і стратиграфічних комплексів багато в чому залежить наукове обґрунтування ГРП. По-друге, 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.

В 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 брахіантікліналях – 0,51 (нафтою – 0,36; газом – 0,56) і неантіклінальних на геміантікліналях – 0,60 (газом). Антіклінальні пастки на похованих брахіантікліна-

лях 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**. У загальному коефіцієнті вилучення вуглеводнів із надр враховують технології видобутку і виробничо-технологічні втрати вуглеводнів. При видобутку вуглеводневої сировини нетрадиційного типу 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 свердловин.

Для нетрадиційних видів вуглеводнів важливим фактором, який може суттєво впливати на продуктивність свердловин, є **коефіцієнт тріщинуватості**, від якого 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).

При оцінці ресурсів вуглеводнів нетрадиційних видів доцільно вводити поправочний коефіцієнт на **складність геологічної будови** площі. Складність геологічної будови ускладнює підрахунок видобувних ресурсів. Для визначення цього коефіцієнту можна рекомендувати загальноприйнятту класифікацію, яка використовується в чинних нормативних документах [1, 3, 4]. За складністю геологічної будови, умовами залягання і мінливостю властивостей продуктивних пластів виділяються поклади:

- простої будови, продуктивні пласти яких характеризуються витриманістю товщини і колекторських властивостей у плані і в розрізі ( $K$  піщанистості  $>0,7$ ,  $K$  розчленування  $<2,6$ );

- складної будови зі значною мінливістю товщини і колекторських властивостей продуктивних пластів у плані і в розрізі, з літологічним заміщенням колекторів слабопроникними породами, наявністю тектонічних порушень ( $K$  піщанистості  $<0,7$ ,  $K$  розчленування  $>2,6$ );

- дуже складної будови, де характерні літологічні заміщення, тектонічні порушення, невитриманість товщини і колекторських властивостей продуктивних пластів.

При проведенні початкової геолого-економічної оцінки і розрахунку видобувних ресурсів можна також використовувати показники вірогідності, які визначають ймовірність підтвердження ресурсної бази сланцевого газу [5]. Зокрема, для покладів різних родовищ показники вірогідності можуть коліватися від 12% (формація SanAlfredo в Панамі) до 75% (формації MuakwaOtorPark і MontneyShale в Канаді). Для ресурсів сланцевого газу ДДЗ цей показник є низьким і складає 16%, що підвищує ризик проведення ГРП.

Для удосконалення методик підрахунку нерозвіданих ресурсів сланцевого газу можна використовувати додаткові параметри (табл. 1), які відображають геологічні та технологічні аспекти їх видобутку [5].

Таблиця 1

## 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 непідтвердження видобувних ресурсів в складі геологічних через наявність ускладнень будови ділянки
Ризик/ймовірність підтвердження	Врахування геолого-економічних характеристик залежно від ступеня геологічного вивчення достовірності даних

## Висновки.

1. Методика досліджень нетрадиційних ресурсів вуглеводнів повинна включати такі складові частини:

- вивчення світового досвіду досліджень нафтогазоносних сланцевих порід;
- аналіз матеріалів раніше проведених досліджень, включаючи буріння;
- вивчення і опробування керну свердловин;
- вивчення мінерального і петрографічного складу порід (опис шліфів і аншліфів);
- петрофізичні дослідження порід (густина, пористість, проникність тощо);
- вивчення вмісту та закономірностей розподілу ОР та інших компонентів;
- вивчення ступеню термічної переробки порід (відбивна здатність вітриніту);
- вивчення компонентного та ізотопного складу газів;
- переінтерпретація матеріалів ГДС.

2. Для підрахунку ресурсів нетрадиційного газу передбачені такі параметри:

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

Додатковими показниками та коефіцієнтами можуть слугувати:

- коефіцієнт заповнення пастки;
- коефіцієнт тріщинуватості;
- показник диференціації перспективних площ за складністю геологічної будови;

- ризик / ймовірність підтвердження.

3. Перспективними стратиграфічними комплексами нетрадиційних ресурсів вуглеводнів в Україні є: в Східному НГР: верхньодевонський, нижньо-, середньо- і верхньокам'яновугільні; в Західному регіоні: кембрійський, силурійський, олігоцен-міоценовий; в Південному регіоні: девонський, кам'яновугільний, тріас-юрський, апт-альбський, олігоцен-міоценовий.

4. Перспективними площами на сланцевий газ в Східному НГР є Артемівська, Гашинівська, Євгенівська і Зачепилівська. Продуктивні товщі на них представлені чорними сланцями, аргілітами та алевролітами з прошарками пісковиків верхнього девону – нижнього карбону. Для цих площ попередньо оцінені прогнозні ресурси газу категорії  $D_2$  в кількості (млрд  $m^3$ ): Артемівська – 600; Гашинівська – 128; Євгенівська – 320; Зачепилівська – 210.

5. В Східному НГР в північно-західній частині ДДЗ виділяється ряд площ і горизонтів, перспективних на виявлення покладів сланцевої нафти:

- візейська товща чорних вуглефікованих аргілітів Ніжинської площі товщиною 41 м, вміст ОР – 4,23%, Сор<sub>г</sub> – 6,13–7,77%, R<sub>o</sub> – 0,95–1,70, пористість – 0,7–2,2%;
- серпуховська товща аргілітів з шарами алевролітів і пісковиків Хорольської площі товщиною 42–183 м, вміст Сор<sub>г</sub> – 2,99–3,54%, R<sub>o</sub> – 1,00–1,08, пористість – 8,0–8,2%;
- візейська товща перешарування аргілітів і алевролітів Хорольської площі товщиною 42–115 м, Сор<sub>г</sub> – 3,95–5,53 %, R<sub>o</sub> – 1,03–1,74, пористість – 10,5%;
- фаменська товща аргілітів Кінашівської площі товщиною 23–124 м, Сор<sub>г</sub> – 1,15–4,43%, R<sub>o</sub> – 1,07, пористість – 3,2–8,9%.

Загальні ресурси сланцевої нафти Східного НГР за аналогією з формацією Баккен Північної Америки оцінюються в 2–2,5 млрд бар. (280–350 млн т).

6. Прогнозні ресурси вуглеводнів нетрадиційного типу в межах України наведені в табл. 2.

Таблиця 2

## Прогнозні ресурси вуглеводнів нетрадиційного типу в межах України

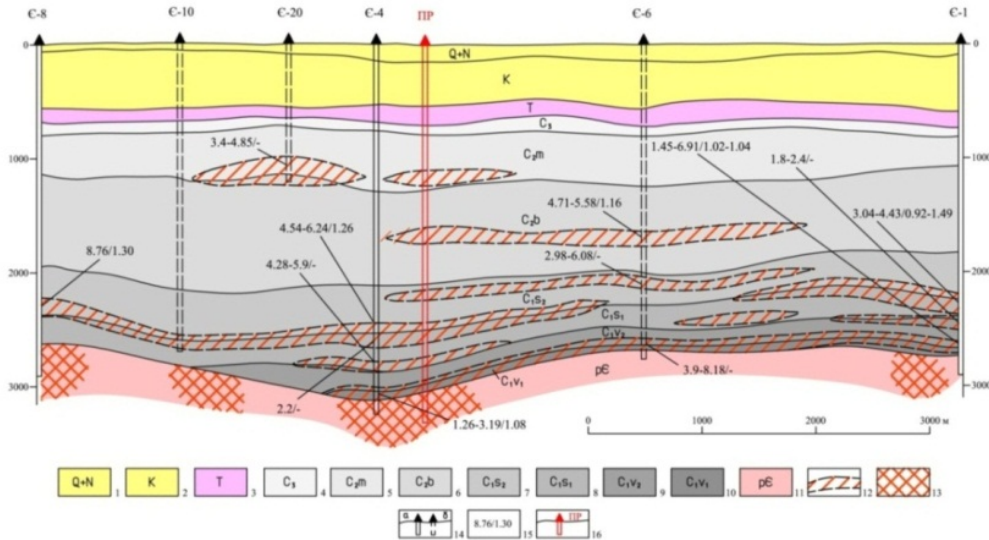
<b>Сланцевий газ:</b> Східний НГР – 10–14 трлн $m^3$ Західний НГР – 1–4 трлн $m^3$ Південний НГР – 2–7 трлн $m^3$ <b>Всього – 13–25 трлн <math>m^3</math></b>	<b>Сланцева нафта:</b> Східний НГР – 300–350 млн т Західний НГР – 50–100 млн т Південний НГР – 150–200 млн т <b>Всього – 500–650 млн т</b>
<b>Газ ущільнених порід-колекторів:</b> Східний НГР – 3–8 млрд $m^3$ Західний НГР – 1–3 трлн $m^3$ <b>Всього – 4–11 трлн <math>m^3</math></b>	<b>Метан вугільних родовищ:</b> Донецький вугільний басейн – 3,5 трлн $m^3$ Львівсько-Волинський вугільний басейн – 0,5 трлн $m^3$ <b>Всього – 4 трлн <math>m^3</math></b>

Певні перспективи газонасності можуть бути також пов'язані з імпактними структурами і з газогідратами Чорного моря. Однак, треба мати на увазі, що реальні видобувні ресурси покладів вуглеводнів нетрадиційного типу будуть набагато меншими і, скоріш за все, не бу-

дуть перевищувати 10 % від прогнозованих. Справа в тім, що структура перспективних територій являє собою подібність "слоеного пирога", з неодноразовим повтором у розрізі продуктивних комплексів лінзоподібної форми, які можуть стоншуватися і виклинуватися по

простяганню, з такими частинами розрізу, де вміст газу порівняно низький і не становить економічного інтересу (рис. 7). Тобто, сланцевим газом в тій чи іншій мірі насичений весь розріз девону і карбону ДДЗ, це все є гігантський газonosний басейн, але різні його частини, як і різні частини розрізу насичені газом в різному ступені.

Тому питання наявності покладів сланцевого газу для ДДЗ має не стільки геологічний, скільки геолого-економічний характер. Головним завданням є визначення найперспективніших для розробки ділянок розрізу, де видобуток газу може бути найдоцільнішим (площа, товщина, геохімічні показники тощо).



**Рис. 7. Модель будови сланцевогазових покладів Євгеніївської ділянки**

- 1 – кайнозой; 2 – крейда; 3 – триас; 4 – верхній карбон; 5–6 – середній карбон, московський (5) і башкирський (6) яруси; 7–10 – нижній карбон, верхньо- (7) і нижньосерпухівський (8), верхньо- (9) і нижньовізейських (10) під'яруси; 11 – докембрій; 12 – сланцевогазові поклади; 13 – зони розуцільнення в породах фундаменту, сприятливі для накопичення газу; 14 – свердловини в площині розрізу (а), їх проєкції (б); 15 – в чисельнику – вміст  $C_{org}$ , в знаменнику – значення відбитої здатності вітриніту; 16 – проєктна свердловина

**Список використаних джерел**

1. Вивчення фізичних властивостей гранулярних порід-колекторів до підрахунку запасів нафти і газу об'ємним методом: методичні вказівки / ДКЗ України, ЛВ УкрДГРІ. – Київ-Львів, 2010. – 42 с.
2. Демяненко І.І. Особливості розподілу покладів вуглеводнів в гіпсометричних поверхнях нафтогазосносності фанерозою Дніпровсько-Донецької западини та основні принципи їх пошуку і розвідки: автореф. дис. ... доктора геол. наук: 04.00.17 / І.І. Демяненко – К., 1998. – 39 с.
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 – Наказ ДКЗ України N 46 від 10 липня 1998 р.
4. Методичні вказівки з оцінки ресурсів газу сланцевих товщ – Наказ ДКЗ України № 625 від 29 грудня 2012 р.
5. Михайлов В. Принципи геолого-економічної оцінки нетрадиційних ресурсів вуглеводнів / В. Михайлов, М. Курило, О. Андреева // Вісник КНУ. Геологія. – 2014. – № 1 (65). – С. 31–35.
6. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. I. Нетрадиційні джерела вуглеводнів: огляд проблеми / І.М. Куровець, В.А. Михайлов, О.Ю. Зейкан та ін. – К.: Ніка-центр, 2014. – 208 с.
7. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. II. Західний нафтогазосносний регіон / Ю.З. Крупський, І.М. Куровець, Ю.М. Сеньковський та ін. – К.: Ніка-центр, 2014. – 400 с.
8. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. III. Південний нафтогазосносний регіон / В.А. Михайлов, І.М. Куровець, Ю.М. Сеньковський та ін. – К.: ВПЦ Київський університет, 2014. – 215 с.
9. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. IV. Східний нафтогазосносний регіон: аналітичні дослідження / В.А. Михайлов, С.А. Вижва, В.М. Запінко та ін. – К.: ВПЦ Київський університет, 2014. – 431 с.
10. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. V. Перспективи освоєння ресурсів сланцевого газу та сланцевої нафти у Східному нафтогазосносному регіоні України / С.Г. Вакарчук, О.Ю. Зейкан, Т.С. Довжок та ін. – К.: ТОВ "ВТС ПРИНТ", 2013. – 240 с.
11. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. VI. Перспективи освоєння ресурсів уцільненого газу у Східному нафтогазосносному регіоні України / С.Г. Вакарчук, Т.С. Довжок, К.К. Філюшкін та ін. – К.: ТОВ "ВТС ПРИНТ", 2014. – 208 с.
12. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. VII. Метан вугільних родовищ, газогідрати, імпакті структури і накладені западини Українського щита / В.А. Михайлов, О.Ю. Зейкан, А.М. Коваль та ін. – К.: Ніка-центр, 2013. – 368 с.
13. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. VIII. Теоретичне обґрунтування ресурсів нетрадиційних вуглеводнів осадових басейнів України / В.А. Михайлов, С.Г. Вакарчук, О.Ю. Зейкан та ін. – К.: Ніка-центр, 2014. – 280 с.

14. U.S. Energy Information Administration. Annual Energy Review. – Режим доступу: <http://pubs.er.usgs.gov/publication/ofr87414B>.

**References**

1. Study of the physical properties of granular reservoir rocks in the calculation of oil and gas volumetric method: Methodical instruction. (2010). DKZ Ukraini, LV UkrDGRI. Kyiv-Lviv, 42 p. [in Ukrainian].
2. Dejanenko 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: avtoref. dis. ... dr. geol. sci. : 04.00.17, Kyiv, 39p. [in Ukrainian].
3. Instruction for Mineral Resources Classification of State Fund of Mineral Resources of the geological-economic study of resources of perspective areas and reserves of oil and gas. (1988). Order of the State Commission of Ukraine on Mineral Resources N 46 from July 10, 1988. [in Ukrainian].
4. Methodological guidelines for estimation of shale gas resources strata. Методичні вказівки з оцінки ресурсів газу сланцевих товщ. (2012). Order of the State Commission of Ukraine on Mineral Resources N 625 of December 29, 2012. [in Ukrainian].
5. Mykhailov V., Kurilo M., Andreeva O. (2014). Unconventional Hydrocarbon Resources: Geological and Economic Evaluation. Visnyk Taras Shevchenko National University of Kiev. Geology, 1 (65), 31–35. [in Ukrainian].
6. Kurovets I.M., Mykhailov V.A., Zeikan O.Yu., Krupsky Yu.Z. et al. (2014). Unconventional sources of hydrocarbons of Ukraine: Monograph. In 8 books. Book 1. Unconventional source of hydrocarbons: problem review. K.: Nika-centre, 208 p. [in Ukrainian].
7. Krupsky Yu.Z., Kurovets I.M., Senkovsky Yu.M., Mykhailov V.A. et al. (2014). Unconventional sources of hydrocarbons of Ukraine: Monograph. In 8 books. Book 2. Western gas-bearing region. K.: Nika-centre, 400 p. [in Ukrainian].
8. Mykhailov V.A., Kurovets I.M., Senkovsky Yu.M., Vyzva S.A. et al. (2014). Unconventional sources of hydrocarbons of Ukraine: Monograph. In 8 books. Book 3. South oil-gas-bearing region. K.: PPC "Kiev University", 222 p. [in Ukrainian].
9. Mykhailov V.A., Vyzva S.A., Zagnitko V.M., Ogar V.V. et al. (2014). Unconventional sources of hydrocarbons of Ukraine: Monograph. In 8 books. Book 4. Eastern oil-gas-bearing region. Analytical investigations. K.: PPC "Kiev University", 424 p. [in Ukrainian].
10. Vacarchuk S.G., Zeikan O.Yu., Dovzhok T.E., Mykhailov V.A. et al. (2013). Unconventional sources of hydrocarbons of Ukraine: Monograph. In 8 books. Book 5. Development potential of shale gas and shale oil resources in Eastern oil-gas-bearing region of Ukraine. K.: "VTS Print", 240 p. [in Ukrainian].

11. Vacarchuk S.G., Dovzhok T.E., Filyushkin K.K., Kabyshv Y.B. et al. (2014). Unconventional sources of hydrocarbons of Ukraine: Monograph. In 8 books. Book 6. Development potential of tight gas resources in the East Ukraine petroleum province. K.: "VTS Print", 208 p. [in Ukrainian].

12. Mykhailov V.A., Zeikan O.Yu., Koval A.M., Zagnitko V.M. et al. (2013). Unconventional sources of hydrocarbons of Ukraine: Monograph. In 8 books. Book 7. Coalbed methane, gas hydrates, impact structures and superimposed depressions of the Ukrainian Shield. K.: Nika-centre, 368 p. [in Ukrainian].

13. Mykhailov V.A., Vacarchuk S.G., Zeikan O.Yu., Kasyanchuk S.V. et al. (2014). Unconventional sources of hydrocarbons of Ukraine: Monograph. In 8 books. Book 8. Theoretical substantiation of unconventional hydrocarbon resources in sedimentary basins of Ukraine. K.: Nika-centre, 280 p. [in Ukrainian].

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

Надійшла до редколегії 10.06.16

V. Mykhailov, Dr. Sci. (Geol.), Prof., Director  
E-mail: vladvam@gmail.com  
Taras Shevchenko National University of Kyiv  
Institute of Geology, 90 Vasylykivska Str., Kyiv, 03022 Ukraine

## PROSPECTION AND ESTIMATION OF UNCONVENTIONAL HYDROCARBON DEPOSITS IN UKRAINE

*The article discusses problems of geological and economic evaluation of unconventional hydrocarbon resources, mainly shale gas. Purpose of work is analysis of the existing methods of evaluation and calculation of hydrocarbons reserves; determination of the most important factors and criteria of their evaluation. Modern methods of prospecting, geological and economic estimation of unconventional hydrocarbon resources are analyzed. The main factors of localization and prognosis criteria of unconventional hydrocarbon deposits associated with shale strata and sealed reservoirs are the size of shale basin area, depth of production formation, the thickness of the shale horizons, the age of host rocks, features of occurrence, structural, lithological, mineralogical and geochemical features (thermal maturity of species), high content of soil organic matter and organic carbon, total porosity and permeability, increased rate of rocks fracturing. All these searches about the problems of unconventional hydrocarbons should be carried out in three stages: initial, detailed and estimated. The basic formula for evaluation of shale gas resources is given, with additional parameters of quantitative evaluation of unconventional gas resources in the compacted rocks being characterized. The coefficients of filling traps for productive horizons of Dnieper-Donets Basin are given. These data are proposed to use as additional coefficients for formula correction. Factors that are important at the estimation of shale gas resources are examined. The most important factor for unconventional hydrocarbon types is the coefficient of fracturing, which largely affects the properties of collector rocks. The differentiation coefficient of perspective areas depending on complexity the geological structure is also proposed to be taken into account. Coefficients used for different regions of the world and the Dnieper-Donetsk region are shown. The coefficient of filling trap, the coefficient of fracturing, the differentiation coefficient of perspective areas depending on complexity the geological structure, the probability coefficients are the coefficients proposed to use as additional parameters for calculation unexplored resources of shale gas. Masic data about expected resources of shale gas in Eastern oil and gas region are shown.*

**Keywords:** unconventional hydrocarbon deposits, prospecting, factors, criteria, geological and economic evaluation.

В. Михайлов, д-р геол. наук, проф., директор  
E-mail: vladvam@gmail.com  
Киевский национальный университет имени Тараса Шевченко  
УНИ "Институт Геологии", ул. Васильковская, 90, г.Киев, 03022, Украина

## ПОИСКИ И ОЦЕНКА НЕТРАДИЦИОННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В УКРАИНЕ

*Статья посвящена разработке рационального комплекса поисков и геолого-экономической оценки нетрадиционных ресурсов углеводородов, в первую очередь, сланцевого газа. Целью работы является анализ существующих методов поисков, определение важнейших факторов и критериев оценки нетрадиционных месторождений углеводородов, разработка современных методов их геолого-экономической оценки. Проанализированы современные методы и методики поисков и геолого-экономической оценки нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья. Определены основные факторы локализации и критерии прогноза нетрадиционных залежей углеводородов, связанных со сланцевыми толщами и уплотненными коллекторами, к которым относятся: площадь сланцевого бассейна, глубина залегания продуктивных толщ, мощность сланцевых горизонтов, условия образования, возраст вмещающих пород, особенности залегания, структурные особенности, литологический состав, минералого-геохимические особенности, степень катагенеза (термическая зрелость пород), содержание органического вещества, количество органического углерода, общая пористость и проницаемость, повышенная трещиноватость пород, маловодность продуктивной толщи. Разработана оптимальная методика геологоразведочных работ для выявления потенциально газоносных сланцевых толщ, которая включает ряд этапов и стадий с постепенным увеличением детальности исследований, степени обоснованности возможных ресурсов полезных ископаемых, выделением локальных объектов и обоснованием целесообразности их дальнейшего изучения. Предложено работы по изучению проблем нетрадиционных углеводородов проводить в три этапа: начальный, детализационный, оценочный. Охарактеризованы дополнительные параметры количественной оценки ресурсов нетрадиционного газа в уплотненных породах. Приведены региональные и локальные составляющие оценки вероятности наличия углеводородов. Предложено учитывать показатель дифференциации перспективных площадей по сложности геологического строения, показатели вероятности, которые определяют вероятность подтверждения ресурсной базы сланцевого газа, как дополнительные показатели, предложено использовать коэффициент заполнения ловушки, коэффициент трещиноватости, показатель дифференциации перспективных площадей по сложности геологического строения, показатель вероятности подтверждения ресурсов. Приведены основные данные о прогнозных ресурсах нетрадиционных углеводородов нефтегазоносных регионов Украины, определены основные задачи дальнейших исследований по их оценке.*

**Ключевые слова:** нетрадиционные месторождения углеводородов, поиски, факторы и критерии, геолого-экономическая оценка.