

УДК: 553.981

С. Рибалка, асп.

E-mail: sergej.rybalka@gmail.com;

О. Карпенко, д-р геол. наук, проф.

E-mail: alexbrig@inbox.ru

Київський національний університет імені Тараса Шевченка
ННІ "Інститут геології", вул. Васильківська 90, м. Київ, 03022 Україна

КОЛЕКТОРСЬКІ ВЛАСТИВОСТІ ТЕРИГЕННИХ ПОРІД НА ВЕЛИКИХ ГЛИБИНАХ ЦЕНТРАЛЬНОЇ ЧАСТИНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

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

Важливим аспектом усього процесу підрахунку запасів нафти та газу є оцінка нижньої межі параметрів кондицій порід-колекторів, які безпосередньо впливають на розміри запасів вуглеводнів. Відомо, що зі збільшенням глибини залягання продуктивних відкладів закономірно погіршується статистичний зв'язок між пористістю, глинистістю та проникністю.

На прикладі трьох родовищ центральної частини Дніпровсько-Донецької западини показано статистичні закономірності розподілу пористості та проникності із глибиною залягання гірських порід. Фактичним матеріалом для статистичної вибірки служили лабораторні дані аналізу кернавого матеріалу з родовищ: Семиренківське родовище – 148 зразків, Кавердинське – 98, Комишнянське – 370.

Статистичний аналіз показав значний розкид значень коефіцієнта пористості в межах області прийнятих граничних значень проникності (0,8-1,0 фм²). Діапазон зміни значень Кп знаходиться в широких межах – від десятих відсотка до 13%. Відповідно, при використанні тільки одного граничного значення (Кп гр.) легко дійти хибних висновків щодо фільтраційно-ємнісних властивостей окремих пластів. Безсумнівно, глибокозалягаючі породи-колектори мають суттєву складову тріщинної проникності й пористості, що забезпечує добрі фільтраційно-ємнісні властивості продуктивним горизонтам, а значить, дослідження великих глибин є перспективним напрямом для пошуків та подальшої розробки родовищ вуглеводнів.

Ключові слова: Дніпровсько-Донецька западина, породи-колектори, пористість, проникність, великі глибини, тріщинуватість.

Вступ. Важливим етапом усього процесу підрахунку запасів нафти та газу є оцінка нижньої межі параметрів кондицій порід-колекторів, які безпосередньо впливають на розміри запасів вуглеводнів. Впродовж останнього десятиліття у зв'язку з широким застосуванням методів інтенсифікації нафтогазовилучення розпочалася одночасна розробка "традиційних" і "нетрадиційних" порід-колекторів на одному родовищі, що поставило перед фахівцями нелегку задачу їх поділу та вибору граничних значень підрахункових параметрів.

Запаси, які затверджуються Державною комісією України по запасах корисних копалин, мають низку параметрів кондицій, серед яких одним з найважливіших є граничне значення абсолютної проникності (Кпр). Згідно з офіційно затвердженим поняттям породи-колектора: "мінімальна абсолютна проникність колектора – це найменша абсолютна проникність колектора, за якої в початкових пластових умовах починається фільтрація вуглеводневого компонента пластового флюїду, що підраховується" [6]. Тобто, підраховані запаси вуглеводнів, які вміщуються в колекторах (породах, у яких величина фазової проникності відмінна від нуля), за промисловим значенням будуть віднесені до балансових, умовно балансових і позабалансових. На практиці граничне значення коефіцієнта проникності за недостатністю фактичного матеріалу для порід-колекторів часто приймають рівним 1 фм² (мД). При уточненні або наявності представницьких вибірок результатів лабораторних петрофізичних досліджень, промислових випробувань, граничне значення Кпр приймається рівним 0,6-0,8 мД [3]. Відповідно до цього, всі породи-колектори, що вміщують вуглеводні й мають значення абсолютної проникності менше граничного, відносяться до категорії "нетрадиційних".

Відомо, що зі збільшенням глибини залягання продуктивних відкладів закономірно погіршується статистичний зв'язок між пористістю, глинистістю та проникністю в області невеликих (0,5-2 фм²) значень останньої [3]. Типовими в цьому відношенні є такі родовища – Східно-Полтавське, Семенцівське, Семиренківське, Байрацьке, Комишнянське, Кавердинське та ін. Тому встановлення граничних значень коефіцієнта проникності для продуктивних порід че-

рез граничне значення пористості без врахування типу колектора для глибокозалягаючих відкладів є не зовсім коректною процедурою, причому точність і достовірність подібних оцінок невисокі.

У цій статті висвітлено стан геологічного вивчення глибокозалягаючих продуктивних горизонтів за результатами лабораторних аналізів керна в межах трьох газоконденсатних родовищ, розташованих у центральній частині приосової зони Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), а саме Комишнянського, Семиренківського та Кавердинського (рис. 1).

Завдання – оцінити особливості зміни пористості й проникності на глибинах понад 4500 м, їхні граничні кондиційні значення та характеристики розподілу в розрізі на прикладах конкретних родовищ. Об'єктами дослідження є низка газоконденсатних родовищ, розташованих у найбільш заглибленій центральній частині ДДЗ. Частини геологічних розрізів, у яких виявлено продуктивні пласти, представлені переважно теригенними породами; колекторами є пісковики, меншою мірою алевроліти. Погіршення колекторських властивостей з глибиною, в основному, пов'язують з епігенетичними змінами порід, збільшенням вмісту вторинного цементу в міжзерновому просторі піщано-алевритових порід.

Виклад основного матеріалу. Комишнянське газоконденсатне родовище розташоване в Миргородському районі Полтавської області, за 22 км від м. Миргород. Об'єкт був виявлений ще у 1948 р. у відкладі неогену за результатами структурно-геологічної зйомки. При випробуванні параметричної свердловини на площі в 1984 р. з відкладів верхньовізейського під'ярусу (продуктивний горизонт В-22, інт. 5797-5827 м) отримано промисловий приплив газу та конденсату [1].

Візейські відклади залягають у вигляді структурного носа, розміщеного в окремому тектонічному блоці. З півдня він обмежений скидом амплітудою близько 50 м. Газоносність Комишнянського родовища пов'язана з відкладами візейського ярусу нижнього карбону (горизонти В-16, В-17, В-18, В-19, В-20, В-21, В-22, В-23, В-24). Поклади пластові тектонічно екрановані й літологічно обмежені. Колекторами є пісковики.

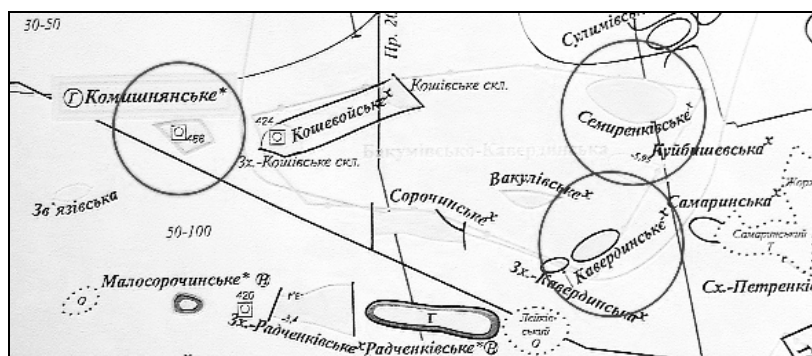


Рис. 1. Фрагмент карти нафтогазогеологічного районування ДДЗ (за І.І. Дем'яненком, 2011 р.)

За даними інтерпретації даних комплексу геофізичних досліджень, у параметричній свердловині 488 було виділено низку пластів для оцінки промислової продуктивності колекторів (ущільнені нафтогазонасичені піски з пористістю 7-9%) й отримано приплив у таких

горизонтах: В-16 (5048-5123 м), В-17 (5350-5338 м) та В-24 (6070-6074 м).

На наведених розподілах ядерних значень K_p і K_{pr} Комишнянського родовища (рис. 2) спостерігається помітне зниження фільтраційно-ємнісних властивостей (ФЄВ) пісковиків і алевролітів з глибиною.

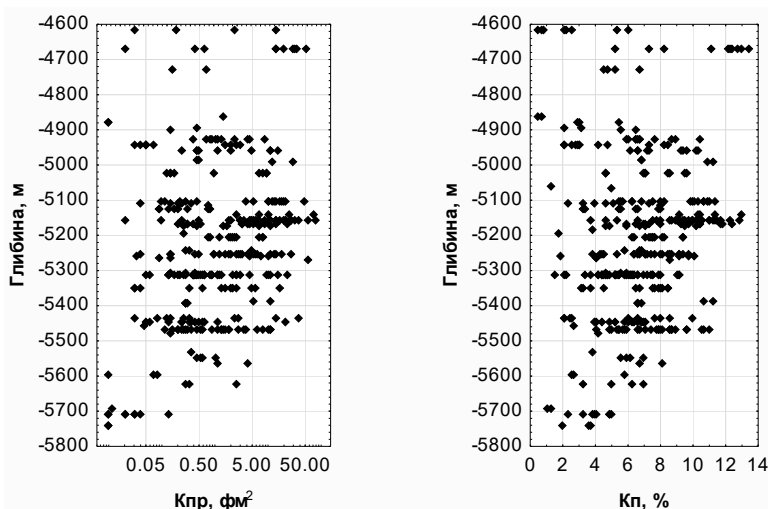


Рис. 2. Розподіл значень $K_{пр}$ і $K_{п}$ пісковиків і алевролітів Комишнянського газоконденсатного родовища по глибині залягання продуктивних відкладів

На рис. 3 наведено статистичні розподіли значень коефіцієнтів пористості й абсолютної проникності для піщано-алевритових порід візейського ярусу. Наведені гістограми відповідають класичним уявленням про теоретичні закони розподілів імовірностей: коефіцієнт пористості – нормальний закон розподілу, коефіцієнт проникності – логнормальний закон розподілу. Слід відзначити, що окремих характерних груп колекторів, які б виділялися певними фільтраційно-ємнісними характеристиками, не виявлено, – статистичні розподіли, наведені на рис. 3, мають одномодальний характер. Тобто, помітна група колекторів із пористістю переважно трицинного типу з високою проникністю та низькою пористістю статистично не проявляється.

На рис. 4 наведено залежність абсолютної проникності від пористості для піщано-алевритових порід візейського ярусу Комишнрянського газоконденсатного родовища. Тут можна виділити три області, що утворені (або обмежені) перетином ліній, які відповідають граничним значенням, встановленим при підрахунок запасів вуглеводнів: $K_p=6,5\%$, $K_{pr}=0,9 \text{ фм}^2$. Аналіз розподілу ФЄВ дозволяє зробити такі припущення. Область значень параметрів № 1 формується за рахунок, в основному, міжзернової пористості й відповідає за наявність "класичних" кондиційних колекторів. В області № 2 переважає тріщинно-поровий тип колектора. Тут існування кондиційних порід-колекторів підтверджується відносно високими значеннями коефіцієнта проникності, ви-

цими за критичне. Величина пористості низька, тому фільтраційні властивості формуються, в основному, за рахунок формування тріщин (тріщинної пористості). Під номером 3 знаходиться область існування неколекторів (проте, сюди, ймовірно, можуть потрапити й породи-колектори "нетрадиційного" типу – ущільнені пісковики й алевроліти у разі їх доведеної газонасиченості). Взагалі, у світлі нових поглядів на розповсюдження вуглеводнів у земній корі, їх промислових скупчень, що доведені отриманням значних приростів видобутку газу й нафти з нетрадиційних покладів, граничні значення параметрів пластів, які враховуються при оцінці привабливості (у тому числі, комерційної) виявлених родовищ, мають встановлюватися з урахуванням типу покладу (також – колектора).

Семиренківське газоконденсатне родовище розташоване в Шишацькому районі Полтавської області. Буріння розпочате в 1974 р. свердловиною 2, при випробуванні якої в 1990 р. з верхньовізейських відкладів (продуктивний горизонт В-17в, інт. 5329-5366 м) було одержано фонтан газу дебітом 191 тис м³ і конденсату – 31,2 т/добу через діафрагму діаметром 14 мм [1].

Промислово газоносними є відклади горизонтів В-166+в (5003-5096 м), В-17а (5246-5301 м), В-17б (5246-5301 м), В-17в (5314-5404 м), В-19 (5547-5619 м) верхньовізейського під'ярусу. Поклади масивно-пластові, або пластові тектонічно екрановані.

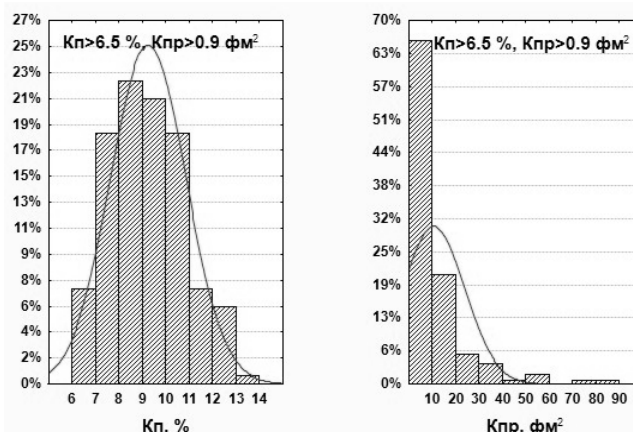


Рис. 3. Гістограми розподілу значень K_p і K_{pr} пісковиків і алевролітів Комишнянського газоконденсатного родовища (за умови $K_p > 6,5\%$ і $K_{pr} > 0,9 \text{ фм}^2$)

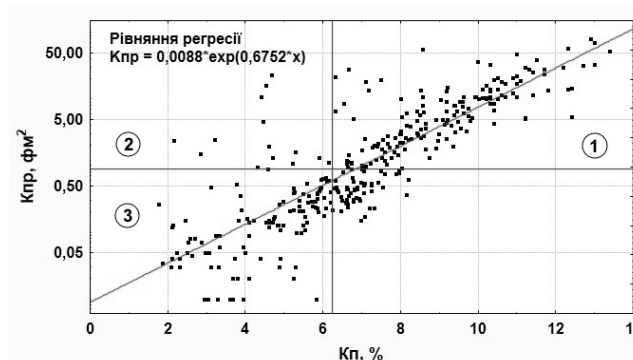


Рис. 4. Графік залежності K_{pr} від K_p для пісковиків та алевролітів візейського ярусу Комишнянського газоконденсатного родовища:

- 1 – область існування кондиційних колекторів, переважно з міжзерною пористістю;
2 – область існування тріщинно-порового типу колектора; 3 – область відсутності порід-колекторів.
На наведених нижче глибокозалагаючих газоконденсатних родовищах спостерігається аналогічна ситуація

Кавердинське газоконденсатне родовище розташоване в Шишацькому районі Полтавської області. Родовище відкрите у листопаді 1997 р. пошуковою свердловиною 2, при випробуванні якої з верхньовізейських відкладів (пласт В-18б) отримали приплив газу з конденсатом [1].

Газоконденсатні поклади виявлені у верхньовізейських відкладах нижнього карбону і приурочені до продуктивних горизонтів В-16а-д (4582-4750,5 м), В-17а-д (4799-4910 м), В-18а-б (5013-5224 м).

Слід зауважити, що колекторами на всіх названих родовищах є піщано-алевритисті породи, а поклади розташовані безпосередньо в зоні великих глибинних розломів (Ю.А. Зарубін, М.І. Мачужак) [4]. Відповідно, можна очікувати їх приуроченість до резервуарів з підвищеною тріщинуватістю, оскільки поява тріщинуватості в розрізі носить досить складний характер і визначається розвитком тектонічних деформацій, що й обумовлює відносно значні дебіти газу при досить посередніх

емнісно-фільтраційних властивостях [5]. Як правило, такі зони розуцільнення виникають внаслідок тріщиноутворення в склепінні антиклінальних складок, коли деформації вигину пісковиків перевищують граничні деформації розтягу, що спричиняє розвиток крихких деформацій розриву й поліпшує колекторські властивості (В.В. Лукінов, О.О. Орлов, О.М. Трубенко та ін.).

Фактичним матеріалом для статистичної вибірки служили лабораторні дані аналізу кернавого матеріалу з родовищ: Семиренківське родовище – 148 зразків, Кавердинське – 98, Комишнянське – 370.

У табл. 1 наведено граничні значення кондиційності коефіцієнтів пористості та проникності порід-колекторів газоконденсатних родовищ, отримані шляхом співставлення результатів інтерпретації даних ГДС і результатів випробувань пластів (наявні у відповідних звітах з підрахунків запасів вуглеводнів по родовищах).

Таблиця 1

Середні граничні значення коефіцієнтів пористості та проникності на досліджуваних родовищах (без урахування типу пористості колектора)

	Семиренківське ГКР	Кавердинське ГКР	Комишнянське ГКР
$K_p, \%$	6,5	7	6,5
$K_{pr}, \text{фм}^2$	0,7	1,2	0,9

Основна частина проникності (рис. 4, область 2) формується за рахунок тріщинуватості (тектонічного, літогенетичного та іншого походження). В той же час, існує група теригенних порід із переважно порово-тріщинним типом колектора, який можна виявити при мікропетрографічних дослідженнях. Проте, за даними ГДС теоретично можливо, а на практиці доволі складно встановити переважаючий тип колектора. Роботами фахівців ННІ "Інститут геоло-

гії" Київського національного університету імені Тараса Шевченка (проф. Г.Т. Продайвода, проф. С.А. Вижива, ст. наук. співроб. І.М. Безродна [2]) доведено, що за спеціально розробленими методиками за даними АК, НГК (ННК), ГГК-Щ можна не лише встановити переважаючий тип колектора, але й визначити кількісно вміст окремих складових пустотного простору гірських порід [2]. Таким чином, з'являється додаткова можливість підвищити точ-

ність оцінки підрахункових параметрів, граничних значень пористості для кожного типу колектора та збільшити геологічні запаси вуглеводнів на родовищах за рахунок залучення низькопористих, але проникних, продуктивних теригених порід-колекторів із переважаючим тріщинним компонентом пористості.

Висновки. Аналіз отриманих даних дає змогу зобразити такі висновки. Спостерігається значний розкид значень коефіцієнта пористості, виміряних на зразках керну з продуктивних горизонтів, у межах області прийнятих граничних значень проникності ($0,8-1,0 \text{ фм}^2$). Діапазон зміни значень K_p знаходиться в широких межах – від десятих відсотка до 13%. Відповідно, при використанні тільки одного граничного значення ($K_p \text{ гр.}$), що не рідко відбувається на практиці, легко дійти хибних висновків щодо ФЄВ окремих пластів. При виявленні пластів-колекторів за даними геофізичних досліджень свердловин, особливо на великих глибинах (понад 4000 м), слід оцінювати тип пористості, визначати величини вторинної пористості та коефіцієнта проникності. Без таких оцінок існує ймовірність пропуску продуктивних пластів. Безсумнівно, глибокозалегаючим породам-колекторам притаманна суттєва складова тріщинної проникності й пористості, що забезпечує добрі ФЄВ продуктивним горизонтам, а значить, великі глибини є перспективним напрямом для пошуків та подальшої розробки родовищ вуглеводнів.

Список використаних джерел

1. Атлас родовищ нафти і газу України: в 6 т. / УНГА; за ред. М. М. Іванюта, В. О. Федішин, Б. І. Деніга [та ін.]. – Л.: Центр Європи, 1998. – Т. 2.
2. Геофізичні методи оцінки продуктивності колекторів нафти і газу / Г. Т. Продайвода, С. А. Вижва, І. М. Безродна, Т. Г. Продайвода. – К.: Вид.-поліграф. центр "Київ. ун-т", 2011. – 367 с.
3. Карпенко О. М. Оптимізація граничних значень параметрів порід-колекторів і вдосконалення методик інтерпретації даних ГДС – шлях до приросту запасів вуглеводнів / О. М. Карпенко // Друга науково-практична конференція "Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування": мат. конф., 5-8 жовтня 2015 р., Трускавець. – К., 2015. – С. 140-143.

S. Rybalka, Postgraduate Student

E-mail: sergej.rybalka@gmail.com;

O. Karpenko, Dr. Sci. (Geol.), Prof.

E-mail: alexbrig@inbox.ru

Institute of Geology, Taras Shevchenko National University of Kyiv

90 Vasylykivska Str., Kyiv, 03022 Ukraine

CENTRAL PART OF DNIEPER-DONETS BASIN: RESERVOIR PROPERTIES OF DEEP-LAID TERRIGENOUS ROCKS

Estimating oil and gas reserves is irrelevant without exploring lower boundary environment of reservoir rocks, which directly affect the capacity of hydrocarbon reserves. The increasing depth of the productive sediments is known to naturally derate porosity, permeability, and clay content.

In the case of three central fields of the Dnieper-Donets basin there are given statistical patterns of porosity and permeability distribution relative to depth of rocks. Core material from the deposits that follow became the actual samples for statistical and laboratory analysis: 148 samples from the Semyrenkivsk field, 98 samples from the Kaverdinsk field, and 370 samples from the Komyshnyansk field, namely.

Statistical analysis shows significant variations in the ratio of porosity within the adopted permeability limit values ($0.8-1.0 \text{ фм}^2$). The range of K_p values of K_{por} varies from 0.1% to 13%. Accordingly, the use of only one threshold value ($K_{por \text{ lim}}$) can result in false conclusions about the filtration and capacitive properties of individual layers. Inherent fracture permeability and porosity, which is indicative of deep-laid reservoir rocks, provides good filtration and capacitive properties of producing strata, making greater depths a promising direction for further prospecting for and development of hydrocarbon deposits.

Keywords: Dnieper-Donetsk basin, reservoir rocks, porosity, permeability, great depth, fracturing.

C. Рыбалка, асп.

E-mail: sergej.rybalka@gmail.com;

A. Карпенко, д-р геол. наук, проф.

E-mail: alexbrig@inbox.ru

Киевский национальный университет имени Тараса Шевченко,

УНИ "Институт геологии", ул. Васильковская, 90, г. Киев, 03022, Украина

КОЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ

Важным аспектом всего процесса подсчета запасов нефти и газа является оценка нижней границы параметров кондиций пород-колекторов, которые непосредственно влияют на размеры запасов углеводородов. Известно, что с увеличением глубины залегания продуктивных отложений закономерно ухудшается статистическая связь между пористостью, глинистостью и проницаемостью.

На примере трех месторождений центральной части Днепро-Донецкой впадины показаны статистические закономерности распределения пористости и проницаемости с глубиной залегания горных пород. Фактическим материалом для статистической выборки служили лабораторные данные анализа кернового материала месторождений углеводородов: по Семьренковскому месторождению – 148 образцов, Кавердинскому – 98, Комышнянскому – 370.

Статистический анализ показал значительный разброс значений коэффициента пористости в пределах области принятых предельных значений проницаемости ($0,8-1,0 \text{ фм}^2$). Диапазон изменения значений K_p находится в широких пределах – от десятых процента до 13%. Соответственно, при использовании только одного предельного значения ($K_p \text{ гр.}$) легко прийти к ошибочным выводам относительно фильтрационно-емкостных свойств отдельных пластов. Несомненно, глубокозалегающим породам-колекторам присуща существенная составляющая трещинной проницаемости и пористости, что обеспечивает хорошие фильтрационно-емкостные свойства продуктивным горизонтам, а значит, большие глубины являются перспективным направлением для поисков и дальнейшей разработки месторождений углеводородов.

Ключевые слова: Днепро-Донецкая впадина, породы-колекторы, пористость, проницаемость, большие глубины, трещиноватость.

4. Мачужак М. І. Перспективи відкриття значних за запасами родовищ газу на великих глибинах у Дніпровсько-Донецькій западині / М. І. Мачужак, А. В. Лизанець // Нафтогазова галузь України. – К., 2013. – № 3. – С. 20-23.

5. Мачужак М. І. Трещиноватость горных пород и особенности разработки газоконденсатных залежей на больших глубинах в Днепро-Донецкой впадине / М. І. Мачужак, Ю. А. Зарубин, В. А. Кривошея // Проблемы нафтогазової промисловості: [зб. наук. пр.] – К., 2005. – Вип. 1. – С. 128-133.

6. Наказ Державної комісії України по запасах корисних копалин "Положення про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу" від 27.11.2006 № 316. – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/z1383-06>.

References

1. Ivanyuta, M.M., Fedyshyn, V.O., Deneha, B.I. (1998). *Atlas of oil and gas fields in Ukraine [Atlas rodovyschch nafty i hazu Ukrayiny]*. (Vol. 2). Lviv: Tsentr Yevropy. [In Ukrainian].

2. Prodaivoda, H.T., Vyzhva, S.A., Bezrodna, I.M., Prodaivoda, T.H. (2011). *Geophysical methods for evaluating productivity of oil and gas reservoirs [Heofizychni metody otsinky produktyvnosti kolektoriv nafty i hazu]*. Kyiv: Kyivskiy universytet, 367 p. [In Ukrainian].

3. Karpenko, O.M. (2015). Optimization of the limit values of the parameters of reservoir rocks and improvement of methods of well logging data interpretation - a way to increase hydrocarbon reserves [Optimizatsiia hranychnykh znachen parametriv porid-kolektoriv i vdoskonalennia metodyk interpretatsii danykh HDS – shliakh do pryrostu zapasiv vuhlevodniv]. *Subsoil use in Ukraine: Perspectives of investment* (Ukraine, Truskavets, October 5-8, 2015). (pp. 140-143). Kyiv. [In Ukrainian].

4. Machuzhak, M.I., Lyzanets, A.V. (2013). The prospects of discovery significant deposits of gas at great depths in the Dnieper-Donets Basin [Perspektyvy vidkryttia znachnykh za zapasamy rodovyschch hazu na velykykh hlybynakh u Dniprovsko-Donetskii zapadyni]. *Naftohazova haluz Ukrainy*, 3, 20 23. [In Ukrainian].

5. Machuzhak, M.Y., Zarubyn, Yu.A., Kryvosheia, V.A. (2005). Fracturing of rocks and features of the development of gas condensate deposits at great depths in the Dnieper-Donets Basin [Treshchynovost hornnykh porod y osobennosti razrabotki hazokondensatnykh zalezhei na bolshykh hlubynakh v Dneprovsko-Donetskoi vpadyne]. *Problemy naftohazovoi promyslovosti* (Vol. 1, pp. 128-133). Kyiv. [In Russian].

6. Order of the State Commission of Ukraine on Mineral Resources "Regulations on the feasibility study of conditions for the calculation of reserves oil and gas fields". 27.11.2006, №316. (n.d.). [zakon5.rada.gov.ua](http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/z1383-06). Retrieved from <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/z1383-06>. [In Ukrainian].

Надійшла до редколегії 22.01.16