

# ГЕОЛОГІЯ ТА РОЗВІДКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

УДК 553.981/982

## ПРОГНОЗУВАННЯ КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ НИЖНЬОКРЕЙДОВИХ ПОРІД СКИБОВОЇ ЗОНИ КАРПАТ

*М.І. Манюк, Б.Й. Маєвський, М.В. Ляху, В.Р. Хомин**ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42027,  
e-mail: manukomv@rambler.ru*

*На основі встановлення залежностей між відкритою пористістю і проникністю та комплексними геологічними параметрами здійснено прогнозування колекторських властивостей піщано-алевритових порід нижньої крейди центральної частини Скибової зони Карпат. У результаті встановлено, що на глибинах близько 6 км можуть існувати породи-колектори з високими показниками ємнісно-фільтраційних властивостей, здатні утримувати промислові скупчення вуглеводнів та віддавати їх у процесі розробки. Звідси очевидна висока перспективність нафтогазоносності спаської світи Скибових Карпат.*

*Оцінено ступінь впливу кожного з комплексних геологічних параметрів на значення пористості та проникності піщаників нижньоспаської підсвіти Скибової зони Карпат. Встановлено, що для перетворення пористості роль чинника динамокатагенеза – первинна, далі – дія експоненціальної геохронотерми, і це менший вплив здійснює експоненціальний хроноградієнт ущільнюючого тиску, що відповідає сучасним уявленням про умови формування теригенних колекторів на великих глибинах. Відповідно, у перетвореннях проникності на перший план виступає чинник динамокатагенеза, далі – експоненціального хроноградієнта ущільнюючого тиску, і відтак – експоненціальної геохронотерми. Такі дані відображають головні риси колекторів тріщинного типу, в яких основними шляхами фільтрації є тріщини.*

*Ключові слова: пористість, проникність, глибокостанурені горизонти, глибокостанурені теригенні колектори.*

*На основі встановлення залежностей між відкритою пористістю і проникністю та комплексними геологічними параметрами здійснено прогнозування колекторських властивостей піщано-алевритових порід нижнього мела центральної частини Скибової зони Карпат. В результаті встановлено, що на глибинах близько 6 км можуть існувати породи-колектори з високими показниками ємнісно-фільтраційних властивостей, здатні утримувати промислові скупчення вуглеводнів та віддавати їх у процесі розробки. Звідси очевидна висока перспективність нафтогазоносності спаської світи Скибових Карпат.*

*Оценена степень влияния каждого из комплексных геологических параметров на значение пористости и проницаемости песчаников нижнеспасской подсвечи Скибовой зоны Карпат. Установлено, что для превращения пористости роль фактора динамокатагенеза – первичная, далее – воздействие экспоненциальной геохронотермы, еще меньшее влияние имеет экспоненциальный хроноградиент уплотняющего давления, что отвечает современному представлению об условиях формирования терригенных коллекторов на большой глубине. Соответственно, в превращениях проницаемости на передний план выступает фактор динамокатагенеза, дальше – экспоненциального хроноградиента уплотняющего давления и следовательно экспоненциальной геохронотермы. Такие данные отображают главные характеристики коллекторов трещинного типа, в которых основными путями фильтрации являются трещины.*

*Ключевые слова: пористость, проницаемость, глубокопогруженные горизонты, терригенные коллекторы на больших глубинах.*

*On the basis of establishing the relationship between open porosity and permeability and complex geological characteristics the prediction of collector properties of sandy silts (aleurites) of the Carpathians Skybova zone central part has been made. It resulted in determination that at the depths of 6 km reservoir rocks with high indices of capacity and filtration properties can contain commercial hydrocarbon accumulations and produce output in the process of their development. Hence it is evident that oil-and gas-bearing formation of the Carpathians Skybova zona is very promising.*

*The degree of influence of each of complex geologic characteristics on porous and permeability value of Lower Spask subseries of strata in the Carpathians Skybova zone has been estimated. It has been determined that the dynamocatagenesis factor used for converting porosity is of the top priority, the factor of exponential geochronotherm is of the further importance and more less influence has the factor of exponential chronogradient of*

compaction pressure which conforms to the modern requirements about forming terrigenous reservoirs at great depths.

Correspondingly the factor of dynamocatagenesis is in the foreground in permeability conversions, further is the factor of exponential chronogradient of compaction pressure and finally is the factor of exponential geochronotherm. Such data reflect the main of the features of the fractured-type reservoirs in which fractures are the basic ways of filtration.

Keywords: porosity, permeability, deep immersed horizons, terrigenous collectors at great depths.

Проблема перспектив нафтогазоносності глибокозалагаючих відкладів Карпатської нафтогазоносної провінції, особливо Передкарпатського прогину та Скибової зони Карпат, у міру вичерпання запасів у верхніх шарах стає більш актуальною і до сьогодні є предметом дискусій [1, 2, 3, 4]. Особливим об'єктом досліджень є розріз нижньокрейдових відкладів центральної частини Скибової зони Карпат, розкритий нещодавно пробуреними свердловинами 1-Шевченково, 1-Луги, 1-Мізунь під палеогеновим комплексом порід, що дало можливість розширити уявлення про геологічну будову, нафтогазоносність, склад та колекторські властивості цих відкладів на глибині.

Так, у свердловині 1-Луги в процесі випробування інтервалу 6192-6260 м (нижньоспаська підсвіта нижньої крейди), отримано приплив пластової води з рясною плівкою легкої нафти. Дебіт води густиною 1,149 г/см<sup>3</sup> становив 12 м<sup>3</sup>/добу при вільному переливі на устя свердловини, й газу – 60 м<sup>3</sup>/добу. У свердловині 1-Шевченково ознаки нафтогазонасиченості спостерігалися на ще більших глибинах. Так, у розрізі відкладів спаської світи нижньої крейди (в інтервалі глибин 6926-7420 м) за висновком БКЗ виділено 13 шарів пісковиків, що містять нафту. У процесі буріння свердловини на глибині 7013-7015 м зафіксована плівка нафти на глинистому розчині, густина якого при цьому знижувалася з 1,70 до 1,50 г/см<sup>3</sup>. Особливо слід виокремити інтенсивні газопрояви, що мали місце при досягненні глибини вибою 7520 м. При закритому превенторі тиск на його викидах зростає до 22 МПа. Інтенсивні газопрояви стали перешкодою для проведення до вибою каротажних робіт і призвели до ускладнення стовбура свердловини. Загалом у даній свердловині інтенсивні газопрояви відзначалися в інтервалах: 3000-3300 м, 5700-5800 м, 6800-7150 м й 7230-7520 м.

Таким чином, нижньокрейдові відклади в межах Скибової зони Карпат, розкриті свердловинами 1-Луги й 1-Шевченково, на значних глибинах є нафтогазоносними. Повсюдно із всіх випробовуваних об'єктів у них відзначалися припливи вуглеводнів.

Відсутність промислових припливів із нижньокрейдових відкладів Скибової зони Карпат не може однозначно вказувати на відсутність промислових скупчень. Так, на території Польщі свердловини Кузьміна-1, а потім і Кузьміна-2, розкрили відклади нижньої крейди (спаська світа) і довели наявність у них добрих колекторів та присутність вуглеводневих розчинених газів у пластових водах [5].

Стосовно нижньокрейдових відкладів Скибової зони Українських Карпат, особливо акту-

альним є питання щодо наявності колекторів на глибинах залягання нижньоспаських відкладів, оскільки за даними лабораторного вивчення кернового матеріалу вона сягає 2-3 %, а за даними інтерпретації даних промислової геофізики, в межах спаської світи Орівської та Берегової скиб Карпат (на глибині 5-7 км) виділені пісковики й алевроліти з переважаючими значеннями відкритої пористості від 5 % до 7 % (іноді сягає 12 %).

У зв'язку з важливістю проблеми і необхідністю розв'язання завдань прогнозування колекторних властивостей нижньокрейдових порід на великих глибинах нами за методикою Резникова А.Н. [6], суть якої полягає в дослідженні кореляційних залежностей відкритої пористості і проникності теригенних порід від комплексних показників, що враховують особливості геотермічної, геобаричної і тектонодинамічної історії розвитку осадових басейнів, проведено дослідження залежності відкритої пористості та проникності нижньоспаських пісковиків Орівської скиби Карпат від комплексних геологічних параметрів: експоненціальної геохронотерми (ЕГХТ)  $E_t$ , експоненціального хроноградієнта ущільнюючого тиску (ЕХГУТ)  $E_B$  і умовного показника динамокатагенеза (УПДК)  $D$ . Відповідно експоненціальна геохронотерма (ЕГХТ)  $E_t$  розраховувалась нами за методикою [7], умовний показник динамокатагенеза (УПДК)  $D$  визначався згідно з [6]. Як геобаричний чинник використовувався ущільнюючий тиск (ефективна напруга [8]). Відповідно, узявши за основу рівняння оцінки фонових значень відкритої пористості  $m_0$  (рівняння 1) і проникності  $\lg K_{\max}$  (рівняння 2) пісковиків у зоні катагенезу згідно з [6].

$$m_0 = 22,3 + 3,5E_t - 1,3E_B - 21,6D \pm 0,23, \quad (1)$$

$$\lg K_{\max} = 2,653 + 0,236E_t - 0,452E_B - 1,642D \pm 0,31 \lg K_{\max}. \quad (2)$$

Спробуємо спрогнозувати значення емнісно-фільтраційних властивостей порід нижньої крейди (нижньоспаської підсвіти) Орівської скиби Карпат, глибина залягання яких за даними буріння свердловини 1-Шевченково складає орієнтовно 6 км, відповідно до промислових досліджень пластовий тиск, заміряний на глибині 6001 м, складає 100 МПа, а температура – 145 °С.

Пісковики нижньоспаської підсвіти цієї скиби Карпат – темно-сірі, вапнисті (14,1-24,3 %), середньодрібнозернисті, алевритові. Склад кварцовий, з домішками філітів (10 %), лусочок мусковіту і карбонатних залишків фауни (5 %). Цемент кальцитовий, місцями кремений, порового типу. У порах переважає

Таблиця 1 – Прогнозні значення пористості та проникності нижньоспаських пісковиків Орівської скиби Карпат

Перспективний нафтогазоносний комплекс	Середня глибина залягання, км	ЕГХТ (E <sub>t</sub> )	ЕХГУТ (E <sub>B</sub> )	УПДК (D)	Пористість (m <sub>0</sub> ), %	Проникність (k), 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>
Нижньоспаська підсвіта (нижня крейда)	6,0	1,85	1,60	0,72	11 ± 0,23	15,5 ± 2,5

глауконіт з мікротріщинами, заповненим кальцитом і піритом. У безцементних ділянках зерна кварцу з'єднані шляхом втискування і регенерації. Текстура пісковиків мікрошарувата.

Отже, проведемо відповідні розрахунки. Для цього спочатку розрахуємо значення комплексного показника E<sub>t</sub> – експоненціальної геохронотерми (ЕГХТ) за формулою [7]:

$$E_t = 10^{t \cdot \lg T / 1000}, \quad (3)$$

де: t – пластова температура, °С;  
T – вік досліджуваних порід, млн. років.

Отже, E<sub>t</sub> = 10<sup>145·lg70/1000</sup> = 1,85.

Наступний крок – розрахунок значення комплексного показника експоненціального хроноградієнта ущільнюючого тиску (ЕХГУТ) за формулою (4) згідно з [6]:

$$E_{\bar{B}} = 10^{\bar{B} / 1000}, \quad (4)$$

де

$$\bar{B} = 10 \times (\sigma - P_0) / \lg T; \quad (5)$$

σ – геостатичний тиск на глибині залягання досліджуваного горизонту, МПа;

P<sub>0</sub> – пластовий тиск на глибині залягання досліджуваного горизонту, МПа.

Далі знайдемо σ:

$$\sigma = H \times 0,023, \quad (6)$$

де H – глибина залягання досліджуваного горизонту, м. H = 6000м.

Так,

$$\sigma = 6000 \times 0,023 = 138 \text{ МПа}.$$

Звідси

$$\bar{B} = 10 \times (\sigma - P_0) / \lg T_n =$$

$$10 \times (138 - 1000) / \lg 70 = 205,4.$$

Отже, маючи всі необхідні дані, знайдемо значення комплексного показника ЕХГУТ за формулою (4)

$$E_{\bar{B}} = 10^{\bar{B} / 1000} = 10^{205,4 / 1000} = 1,60.$$

Відтак знаходимо значення комплексного показника УПДК (D) за формулою (7) згідно з [6]:

$$D = 0,10N + 0,12 \pm 0,15D, \quad (7)$$

де N – глибина залягання досліджуваного горизонту, км.

$$D = 0,10 \times 6,0 + 0,12 = 0,72 \pm 0,108.$$

Підставимо отримані значення у рівняння (1) – рівняння оцінки фонових значень відкритої пористості (m<sub>0</sub>) та отримаємо:

$$m_0 = 22,3 + 3,5 \times 1,85 - 1,3 \times 1,60 -$$

$$- 21,6 \times 0,72 \pm 0,23 = 11 \pm 0,23\%.$$

Відповідно, підставивши отримані значення у рівняння (2) – рівняння оцінки фонових значень проникності (K), отримаємо:

$$\lg K_{\max} = 2,653 + 0,236 \times 1,85 - 0,452 \times 1,60 - 1,642 \times 0,72 \pm 0,31 \lg K_{\max} = 1,19.$$

Отже, фонове значення максимальної проникності пісковиків нижньоспаської підсвіти Скибової зони Карпат на глибині 6000 м становитиме (15,5±2,5)×10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>.

У таблиці 1 вказані прогнозні значення пористості та проникності нижньоспаських пісковиків Орівської скиби Карпат перспективного нафтогазоносного горизонту, з якої бачимо, що навіть на глибині 6000 м можуть існувати породи-колектори з високими емнісно-фільтраційними показниками, які, в свою чергу, здатні утримувати у собі промислові скупчення вуглеводнів та віддавати їх у процесі розробки.

Наведені дані добре корелюються із даними досліджень гранулярної пористості порід-колекторів глибокозанурених горизонтів, здійсненою за методикою Мончака Л.С з використанням геолого-статистичного моделювання [9].

Визначення ступеня впливу кожного із комплексних геологічних параметрів на значення пористості та проникності пісковиків нижньоспаської підсвіти на глибині 6 км показало, що для перетворення пористості (рівняння (1)) роль чинника УПДК первинна (-64,5%), на другому місці знаходиться ЕГХТ (26,8%) і на третьому – ЕХГУТ (-8,6%), тобто на пористість пісковиків в зоні катагенезу негативно впливають тектоно-динамічні по движки, ущільнюючий тиск і позитивно – тривала дія високих температур. У перетвореннях проникності на перший план виходить чинник УПДК (-50,2%), далі чинники ЕХГУТ (-30,9%) та ЕГХТ (-18,9%). Це відповідає сучасним уявленням про умови формування теригенних колекторів на значних глибинах.

Однак, на відміну від рівняння (1), у рівнянні (2) зафіксоване зростання і стимулюючий вплив комплексного чинника ЕХГУТ (-8,6% до -18,9%), а також зменшення впливу комплексного чинника УПДК (-64,5% до -50,2%). Усі ці особливості рівняння (2) добре відображають основні риси колекторів тріщинного типу, в яких основними шляхами фільтрації є тріщини. Їх провідність, зазвичай, покращується за високих температур. Сейсмотектонічні процеси сприяють виникненню нових тріщин і розкриттю старих, заповнених кальцитом і гіп-

сом, а зростання ущільнюючого тиску призводить до змикання тріщин. Останній чинник добре відомий нафтогазопромисловим геологам, які вказували на зниження коефіцієнтів продуктивності нафтових свердловин у часі [10].

Отже, на основі встановлення залежностей відкритої пористості та проникності від комплексних геологічних параметрів здійснено прогнозування колекторських властивостей піщано-алевритових порід нижньої крейди центральної частини Скибової зони Карпат. У результаті, встановлено що на глибинах близько 6 км можуть існувати породи-колектори з високими показниками ємнісно-фільтраційних властивостей, здатні утримувати промислові скупчення вуглеводнів та віддавати їх у процесі розробки. Звідси очевидна висока перспективність нафтогазонасності спаської світи Скибових Карпат.

Оцінено ступінь впливу кожного із комплексних геологічних параметрів на значення пористості та проникності пісковиків нижньоспаської підсвіти Скибової зони Карпат. Встановлено, що для перетворення пористості роль чинника УПДК – первинна, далі – ЕГХТ і ще менший вплив здійснює ЕХГУТ, що відповідає сучасним уявленням про умови формування теригенних колекторів на великих глибинах. Відповідно, у перетвореннях проникності на передній план виступає чинник УПДК, далі – ЕХГУТ і відтак ЕГХТ. Такі дані добре відображають головні риси колекторів тріщинного типу, в яких основними шляхами фільтрації є тріщини.

## Література

- 1 Крупський Ю.З. Геодинамічні умови формування і нафтогазонасність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України: [монографія] / Юрій Крупський. – К.: УкрДГРІ, 2001. – 144с.
- 2 Колодій В.В. Геобаричні умови Карпатської нафтогазонасної провінції / В.В. Колодій, Л.Т. Бойчевська, Л.В. Курилюк // Мінеральні ресурси України. – 1997. – №1-2. – С.17-21.
- 3 Диденко В. Умовия формирования нефтяных месторождений Скибовой зоны Восточных Карпат / Диденко Володимир // Умовия формирования и закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений Украины. – К.: Наук. думка, 1967. – С. 349-354.
- 4 Трушкевич Р.Т. Формування покладів нафти і газу у західному регіоні України / Р.Т. Трушкевич, Л.П. Швай // Нафтова і газова промисловість. – 1998. – №4. – С.7-9.
- 5 Маєвський Б.Й. Нафтогазонасні провінції світу: підручник для ВНЗ / Маєвський Борис, Євдошук Микола, Лозинський Олег. – К.: Наукова думка, 2002. – 403с.
- 6 Резников А.Н. Новый метод оценки перспективных и прогнозных ресурсов нефти и газа / Резников А.Н. // Геология нефти и газа. – 1998. – № 3. – С.9-21.
- 7 Резников А.Н. Хронобаротермические условия размещения углеводородных скоплений / А.Н. Резников // Советская геология. – 1982. – № 6. – С.17-30.
- 8 Мончак Л.С. Основы геологии нефти и газа: підручник для ВНЗ / Мончак Лев, Омельченко Валерій. – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 255с.
- 9 Прогнозування перспектив нафтогазонасності глибокозанурених горизонтів Передкарпатського прогину з використанням геологостатистичного моделювання / Б.Й. Маєвський, В.Р. Хомин, Т.В. Здерка, С.С. Куровець, М.І. Манюк // Геоінформатика, 2007. – № 1. – С. 54-61.
- 10 Маєвський Б.Й. Тектонічна тріщинуватість та продуктивність нафтоносних горизонтів родовищ Долинського нафтопромислового району / Б.Й. Маєвський, Г.Ю. Бойко, М.І. Манюк // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2000. – №2. – С. 41-49.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
17.11.10*

*Рекомендована до друку професором  
Д.Д. Федоришиним*