

УДК 551.2:553.983

## **ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ЛЬВІВСЬКОГО ПАЛЕОЗОЙСЬКОГО ПРОГИНУ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ДИСТАНЦІЙНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ**

**В.Г. Омельченко, В.І. Дербаль, М.О. Карпенко**

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, [ovgeo@ukr.net](mailto:ovgeo@ukr.net)*

**Шифр роботи:** «ПРОГНОЗ».

**Актуальність:** Нарощування ресурсної бази для Національної енергетики тісно пов'язане із відкриттям нових покладів та родовищ нафти і газу. Львівський палеозойський прогин – один із перспективних районів, де у надрах знаходиться потужний потенціал нафтогазових ресурсів.

**Мета:** На основі комплексного аналізу матеріалів дистанційних зйомок та геолого-геофізичних даних дослідити елементи геотектоніки, структуро-контролюючі тектонічні порушення, які визначають розподіл нафтогазоносності Львівського палеозойського прогину.

**Завдання наукової роботи:** Проаналізувати результати комплексних геолого-геофізичних досліджень: дешифрування космічних зображень земної поверхні, структурних побудов по основних перспективно газонасних комплексах, тектонічного районування Львівського прогину та визначити перспективні ділянки.

**Використані методи:** Контрастно-аналоговий, морфометричний, морфографічний, ландшафтно-геоіндикаційний, палеоструктурний, морфоструктурного аналізу, математичної статистики.

**Загальна характеристика наукової роботи.**

**Структура роботи:** Зміст, вступ, основна частина (4 розділи), висновки, список використаної літератури.

**Ключові слова:** Східно-Європейська платформа, південно-західна окраїна, Львівський прогин, нафтогазоносність, тектонічні порушення, неотектоніка, геодинамічна активність, дистанційні дослідження.

УДК 553.982/981

## **ОСОБЛИВОСТІ РОЗУЩІЛЬНЕННЯ ТЕРИГЕННИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ**

**С.С. Куровець, Б.Й. Маєвський**

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
вул. Карпатська 15, Івано-Франківськ, Україна  
e-mail: [grn@nung.edu.ua](mailto:grn@nung.edu.ua)*

Процеси, що пов'язані з розущільненням порід в надрах Землі далеко ще не всі в достатній мірі досліджені. Загальновідомо, що з глибиною пористість має загальну тенденцію до зменшення.

Як відомо початкова пористість глин на поверхні складає близько 80%. У результаті збільшення з глибиною тиску і температури пористість глин зменшується до 35-10%. Подальше ущільнення глин пов'язане з витісненням глинистих матеріалів в проміжки між більш стійкими глинами, що призводить до зменшення пористості до 10 %. Початкова пористість рихлого, добре відсортованого піску сягає 38-45 %. Пористість зцементованого пісковика в найкращому випадку може сягати 30%. Пісковики з різною пористістю зустрічаються на різних глибинах незалежно від віку порід. Тим не менш з збільшенням глибини кількість прошарків високо пористих пісковиків зменшується. Зменшення пористості порід під дією температури та тиску з збільшенням глибини пов'язано з

обезводненням осадових порід і відтисненням пластових флюїдів в зоні менших температур та тисків (дефлюїдація).

На багатьох нафтових і газових родовищах України спостерігається погіршення колекторських властивостей порід-колекторів на крилах складок, що ускладнює розробку та випробування пошукових свердловин. В структурах з аномально високими пластовими тисками також відмічається збільшення ущільнення порід до крил складок. В склепінних частинах таких структур (Старуня, Дзвиняч) часто зустрічається зовсім розущільнені відклади (800-1000 м) Ця закономірність виражена на Бориславському, Долинському, Битківському та Гвіздецькому родовищах. Особливої уваги при вивченні розущільнення порід в структурах з АВПТ заслуговує наявність неущільнених глинистих порід на значних глибинах в присклепінних частинах антиклінальних складок.

Закономірність зменшення пористості і проникності з глибиною характерна для всіх нафтогазоносних провінцій України [1]. Результати узагальнення і статистичної обробки колекторських параметрів встановлено, що коефіцієнти кореляції між коефіцієнтом пористості і глибиною залягання піщано-алевритових порід для Зовнішньої і Внутрішньої зон Передкарпатського прогину рівні відповідно  $-0,67$  і  $-0,54$ . Коефіцієнти кореляції між проникністю і глибиною для зон Передкарпатського прогину рівні відповідно  $-0,74$  і  $-0,51$ . Найчіткіше закономірність зміни пористості і проникності з глибиною виражена для порід неогену, які літифіковані до стадії МК-3 і зазнали незначних катагенетичних перетворень. В девонських відкладах, які знаходяться на стадії глибинного катагенезу, залежності колекторських параметрів порід-колекторів від глибини залягання не спостерігається.

Основними процесами погіршення колекторських властивостей на стадії глибинного катагенезу є структурні перетворення, які відбуваються з неоднаковою інтенсивністю у колекторах різного мінерального складу. Пісковики з підвищеним вмістом глинистого матеріалу поступово втрачають ефективну пористість і проникність.

Загальні тенденції в зміні коефіцієнта пористості з глибиною розглянемо для неогенових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину Найбільш чутливі до ущільнення в теригенних розрізах глинисті породи. У міру того, як збільшується глибина залягання, зростає геостатичний тиск вищезалягаючих порід та підвищується температура, глини ущільнюються і перетворюються в аргіліти.

В глинах пористість змінюється, в основному, в результаті механічного ущільнення. Хімічні процеси в порах глин в процесі катагенезу відіграють невелику роль.

Для глинистих порід неогену Крукеницької западини Передкарпатського прогину, які перебувають на стадії початкового катагенезу, рівняння Езі має вигляд:

$$K_n^H = 36,6 e^{-0,57H},$$

де  $H$  – глибина залягання порід в км. В даному випадку коефіцієнт необоротного ущільнення рівний  $40,7 \cdot 10^{-4} \text{ см}^2/\text{кг}$ .

Дещо по-іншому відбувається ущільнення піщано-глинистих порід з глибиною. Пористість глинистих пісковиків і алевролітів зменшується, в основному, за рахунок ущільнення глинистого матеріалу і цементувальної маси. Обкатаність гранулярних кварцових зерен і їх висока механічна міцність обумовлює меншу піддатливість піщано-алевритових порід до ущільнення. Експериментально зменшити коефіцієнт пористості однорідних добре відсортованих пісків до значень менше 25,9 % без розтріскування зерен не вдається. Проте, в природних пісковиках, які піддалися тривалій дії геологічного тиску, спостерігається значне зменшення пористості з глибиною без руйнування кластичних зерен. В умовах тривалої дії гірського тиску збільшується розчинність мінерального скелета в точках контактів зерен, де розвиваються найбільші напруження, оскільки згідно з принципом Ріккіша односторонньо стиснений кристал інтенсивніше розчиняється. Розчинена речовина випадає на поверхнях зерен, які перебувають у менш напруженому стані, і тим самим зменшують об'єм порового простору. Піщано-глинисті породи з різним вмістом глинистої і карбонатної компонент мають неоднакові емнісно-фільтраційні параметри на стадії седиментогенезу і в процесі занурення на великі глибини ущільнюються з різною інтенсивністю. Необоротний коефіцієнт ущільнення зростає зі збільшенням відносної глинистості піщано-алевритових порід і зменшується у міру покращення відсортованості псамітової фракції. Характер зміни пористості і проникності піщано-алевритових порід неогену в Крукеницькій западині Передкарпатського прогину приблизно описується рівняннями регресії:

$$K_n = 99,59 - 23,865 \cdot \lg H - 0,63 \cdot C - 0,158 \cdot C_{2n}; R = 0,898$$

$$\text{Lg}K_{np} = 18,557 - 4,93 \cdot \lg H - 0,85 \cdot \ln C - 0,03 \cdot C_{2n}; R = 0,786$$

де  $C_{gl}$  і  $C$  – ваговий вміст глинистого і карбонатного матеріалу.

Звідси випливає, що коефіцієнт необоротного ущільнення кварцових пісковиків з мінімальним вмістом глинистого і карбонатного цементу рівний  $36,9 \cdot 10^{-4}$  см<sup>2</sup>/кг. Ці залежності дозволяють прогнозувати максимальну пористість пісковиків при їхньому зануренні на глибині.

Проведені нами дослідження на родовищах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину вказують на те, що різниця у мінеральному складі та інтенсивності вторинних перетворень нижньосарматських пісковиків зумовлює широкий діапазон зміни їх пористості.

Склад глинистих мінералів баденських і нижньосарматських порід у межах глибин 1487-3805 м подібний. Приблизно з глибин 2650-2850 м як у баденських, так і в нижньосарматських відкладах кількість монтморилоніта різко зменшується. Основне місце у складі глинистої частини займають змішаношарові утворення з однаковим співвідношенням пакетів гідрослюди і монтморилоніту ( $z/m = 1,5/1$ ). З глибиною в складі глин переважає гідрослюда – до 80% [2]. У процесі переходу монтморилоніту у гідрослюду звільняється значна кількість «міжшарової» води (у монтморилоніті її вміст становить 24 %, а в гідрослюдах – до 10 %).

З глибиною ступінь катагенетичних перетворень осадових відкладів зростає, і відповідно, погіршуються фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів. Завдяки дегідратації щільність неогенових відкладів починає зростати і вони літифікуються до аргілітоподібних верстуватих товщ. Витіснення з глин міжшарової води та їх літифікація супроводжується формуванням у літологічно обмежених резервуарах АВПТ [3], що зумовлює поряд з вторинними перетвореннями утворення різного типу вторинної ємності (особливо тріщинуватості) і відповідно покращення фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів.

Для утворення колектора в щільних породах необхідні достатня кількість рідини та відповідний тиск, що можливо в шаруватих породах з чергуванням щільних і глинистих прошарків. При збільшенні тиску глинисті породи є постачальниками води, яка в щільних прошарках зменшує їх міцність та викликає розущільнення. За таких умов повинно втримуватись відповідне співвідношення потужності прошарків для даної глибини, будь-які відхилення можуть вивести систему з рівноваги і процес зміни ємнісно-фільтраційних властивостей може проходити в напрямку розущільнення чи, навпаки, ущільнення. Отже, тонкошаруватий характер розрізу відкладів є важливою передумовою формування корисної ємності в ослаблених зонах на границях різних літотипів, що веде до формування пошарової тріщинуватості. Такій характеристиці розрізу найбільш відповідають відклади менілітового віку, продуктивні товщі яких представлені в основному перешаруванням малопотужних зцементованих піщаників, аргілітів або інших малопроникних шарів, складених алеврито-піщаними різновидностями та аргілітовими прошарками, де неможливо говорити про рівномірність, ізотропність гранулярної порової системи чи її наявність як такої. Покращення ємнісно-фільтраційних властивостей пов'язане зокрема з геодинамічними процесами розвитку Карпатського регіону, в результаті яких властивостей колектора можуть набути різні відклади у відповідних умовах їх розвитку та залягання, не зважаючи на їх літологічну характеристику.

1. Куровець І.М. Оцінка впливу геологічних факторів на петрофізичні властивості теригенних колекторів / І.М. Куровець, Г.Й. Притулка // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2001. – № 4. – С. 81-92.

2. Маевский Б.И. Геолого-геохимические условия формирования и пространственного размещения залежей газа и нефти Внешней зоны Предкарпатского прогиба: автореф. дис. канд. геол.-мин. наук: спец. 04.00.17 «Геология нефти и газа», 1973. – 22 с.

3. Щерба В.М. Газовые месторождения Предкарпатья / В.М. Щерба, И.С. Павлюх, А.С. Щерба. – Киев: Наук. думка, 1987. – 148 с.