

ДОСЛІДЖЕННЯ НЕОДНОРІДНОСТІ ПІЩАНО-АЛЕВРИТОВИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ РОДОВИЩ ЦЕНТРАЛЬНОЇ ЧАСТИНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

М.І.Манюк, С.С.Куровець, Б.Й.Маєвський

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42027,
e-mail: grn@nung.edu.ua

Проведені изучения литолого-коллекторских свойств продуктивных отложений месторождений центральной части Предкарпатского прогиба. Предложена классификация геологических объектов по степени неоднородности их литолого-коллекторских свойств. Установлено, что из всех характеристик микрон неоднородности наименьшей изменчивостью отмечается пористость, потом по степени возрастания вариации идет глинистость, карбонатность, а наибольшая изменчивость характерна проницаемости отложений продуктивных горизонтов.

The analyses of a non-uniformity of sand-silt rocks - headers of fields in a central part of a Precarpathians trough are conducted. The scheme of general classification of geologic objects for a variabilities of their petro-physic and collector properties are offered. It is established, that from all characteristics of seams micro non-uniformity the least variability on the reviewed fields marks a porosity, then on a degree of a variation ascending goes clay, carbonacy, and the greatest variability is characteric for a permeability of pay horizons deposits.

Проблемним завданням сучасної теорії і практики нафтової геології та раціональної розробки нафтових і газових родовищ Передкарпаття є оцінка та врахування неоднорідності продуктивних пластів, що необхідно як у підрахунку запасів вуглеводнів відповідних родовищ так і проектуванні подальшої їх розробки. Саме від ступеня вивченості геолого-геофізичних параметрів пласта та зміни його властивостей в об'ємі покладу і за його межами залежить правильність геологічних побудов і висновків, прогнозування розробки та ефективність заходів щодо їх удосконалення.

Підрозділи низки науково-дослідних інститутів і виробничих організацій працюють над проблемою вивчення колекторів та характеру їх неоднорідності.

Завдання ж наших досліджень полягає у вивченні літолого-колекторських властивостей продуктивних горизонтів родовищ центральної частини Передкарпатського прогину та встановлення кількісних критеріїв для оцінки їх неоднорідності. Це завдання вирішувалось за допомогою методів математичної статистики [1, 2], що підвищило достовірність і надійність висновків та рекомендацій.

У межах центральної частини Передкарпатського прогину продуктивними є колектори палеоценової, еоценової і менілітової товщин. Нафтоносність еоценових відкладів встановлена на Долинському родовищі в бистрицьких, вигодських і манявських відкладах, на Північнодолинському родовищі в бистрицьких і вигодських відкладах та на Струтинському родовищі тільки у вигодських відкладах. Нафтоносність палеоценових відкладів встановлена тільки на Долинському родовищі. На решті родовищ еоценові та палеоценові відклади повністю обводнені.

Відклади манявської світи у центральній частині Передкарпатського прогину розкрито багатьма розвідувальними та експлуатаційними свердловинами і вивчені дуже добре. Літологічно вони представлені тонко-ритмічним перешаруванням пісковиків, алевролітів та аргілітів (зеленувато-сірим флішем). Пісковики дрібно- і середньо зернисті, щільні, місцями окварцовані. Товщина їх у більшості випадків сягає 0,2-0,7 метра, рідше — 2-5 метрів. В окремих випадках (родовища Долина та Північна Долина) товщина піщаних горизонтів значно зростає і досягає сотень метрів. Піщанистість манявських відкладів у південно-східній частині Долинської структури досягає 10-15%, а на північно-західній переключалі вона значно вища і складає 40-47%. Північнодолинська структура характеризується збільшенням піщанистісті з південного сходу на північний захід. Піщанистість манявських відкладів, на схід від Долинської групи складок зменшується і на родовищах Струтинь, Спас досягає 5-12%. Манявські відклади тут представлені переважно глинистими породами. Колектори представлені малопотужними від 1 до 10 м пластами пісковиків і алевролітів, що залягають у товщі аргілітових порід. Кількість пластів коливається від 10 до 25, а їх загальна товщина 260 м.

Відклади вигодської світи у межах досліджуваної частини прогину характеризуються значною літолого-фаціальною мінливістю. Піщані породи не мають значного поширення. Ізопахіта нульової товщини пісковиків описує фігуру, яка нагадує трикутник, одна з вершин якого обернена на північ [3]. Внутрішня зона цієї фігури ускладнена смуговидними зонами підвищеної товщини пісковиків (до 100 метрів) складної конфігурації. Піщані породи найбільше поширені в межах Долинської та Північнодолинської складок. Вказана світа представлена

товщею масивних товстошаруватих пісковиків, інколи брилового характеру, які розділені прошарками аргілітів та алевролітів товщиною до декількох метрів. На Струтинському родовищі максимальна піщанистість спостерігається в центральній частині родовища і зменшується в північно-західному напрямку (до 40-60%), а в бік Ріпнянської складки заміщається глинистим матеріалом. Пісковики характеризуються різкою літологічною мінливістю, характер їх залягання в більшості випадків лінзовидний. Колекторами нафти є пласти пісковика товщиною від 10 до 40 м. Повна товщина вигодських пісковиків досягає 120,1 м, ефективна 82,5 м. Колектори неоднорідні за пористістю та проникністю: пористість коливається в межах від 10 до 12,3%, середня – 12,5%; проникність $3-26,4 \times 10^{-3}$ мкм². Досліджувані об'єкти (поклади) характеризуються багатопластовістю, кількість піщаних прошарків у експлуатаційних об'єктах коливається від 5 до 20-25, причому товщина їх змінюється від 0,1 до 40 м.

Відклади менілітової світи у досліджуваній частині прогину представляють собою товщу карбонатно-глинисто-алевролитового складу з підпорядкованою роллю піщано-алевролитових кременисто-карбонатних і туфогенних пірокластичних порід. Найбільш повний розріз цих відкладів розкритий на Долинському та Спаському родовищах, де їх товщина досягає 600-1300 метрів. За літолого-фаціальними ознаками менілітова світа поділяється на три підсвіти: нижньо-, середньо-, верхньоменілітову.

Нижньоменілітова підсвіта представлена аргілітами, які перешаровуються з алевролітами, рідше пісковиками, товщиною від декількох сантиметрів до кількох метрів. Піщані породи нижньоменілітової підсвіти поширені на всій території досліджуваної частини прогину. Чіткої закономірності в розподілі цих порід не спостерігається. Зона підвищених товщ піщаних порід спостерігається в районі Струтинського родовища. Пласти пісковиків усіх горизонтів невитримані по площі, інколи повністю виклинюються. Загальна товщина нижньоменілітових відкладів по території, що досліджується сягає 100-315 метрів.

Середньоменілітова підсвіта характеризується значною карбонатністю порід і складена прошарками аргілітів, алевролітів, пісковиків. Її товщина зменшується з південного заходу на північний схід до повної відсутності. Загальна товщина середньоменілітових відкладів нестійка і сильно змінюється по площі дослідження як у північно-східному, так і у південно-західному напрямках. У районі Долини сягає 150-180 метрів, а на родовищі Струтинь і Спас – 300-350 метрів.

Верхньоменілітова підсвіта за літологічним складом дуже подібна на нижньоменілітову. У південно-західному напрямку від Долинського родовища з одночасним збільшенням товщини верхньоменілітових відкладів зростає кількість піщано-аргілітових пластів, при цьому максимальне їх накопичення відзначається на Спаському та Струтинському родовищах.

Туфітові породи найбільшу товщину мають у Береговій Скибі Карпат та в глибинних складках, які розміщені близько до Карпат. У міру віддалення в бік Зовнішньої зони потужність туфітового горизонту зменшується до декількох метрів і аж до повного виклинювання. Товщина верхньоменілітової підсвіти за рахунок різного ступеня розмиву нестійка по площі і змінюється від 20 до 40 метрів на Північно-долинській, Танявській, Нижньострутинській складках до 1200 метрів на Спаському родовищі.

Колекторами нафти загалом по менілітовій світі є невитримані по площі пісковики і алевроліти, товщина яких сягає 450 м, ефективна 47,8 м. Середнє значення пористості нижньоменілітових відкладів складає 10,1%, середньоменілітових – 9,1% і верхньоменілітових – 9,7%. Проникність не перевищує 3×10^{-3} мкм² і тільки у нижньоменілітових відкладах вона сягає на деяких ділянках покладу 110×10^{-3} мкм².

Нами простежено вплив карбонатності і глинистості на пористість і проникність. Виявлено (рис. 1 і рис. 2), що зростання вмісту карбонатного цементу від 4 до 34% спричинює зниження пористості від 16 до 2% (рис. 1, а). У той же час подібне зниження пористості простежується у разі зростання глинистості від 4 до 50% (рис. 1, б). Аналогічна картина спостерігається під час вивчення проникності: зростання карбонатності від 2 до 28% призводить до зниження проникності від 1000×10^{-3} мкм² до нуля (рис. 2, а); а зростання глинистості від 4 до 46% знижує проникність від 1000 до 1×10^{-3} мкм² (рис. 2, б). При цьому необхідно відзначити, що збільшення карбонатності на 5% знижує емність піщано-алевролитових порід у 1,5 рази, а фільтраційні властивості в 2,5-3 рази (рис. 1, 2).

Вивчення неоднорідності комплексу гірських порід, які пов'язані між собою загальними особливостями накопичення і перетворення відкладів проводилось нами за їх мікро- та макронеоднорідностями. А саме в ході вивчення мікронеоднорідності комплексу гірських порід враховувались ті властивості гірської породи, які описують мінливість її складу в межах кожного окремого пласта і є найменшою літолого-стратиграфічною одиницею, яка різко відрізняється за своїми властивостями від вище і нижче залеглих порід, у першу чергу характеристики порового простору: зернистість, пористість, проникність, гідропровідність. У ході вивчення макронеоднорідності комплексу порід брались до уваги ті характеристики комплексу послідовно залеглих пластів, які описують його мінливість у вертикальному розрізі і по площі поширення (загальна і ефективна потужність комплексу відкладів і окремих пластів, розчленованість розрізу, вміст у ньому різних за літологією пластів і пропластків, витриманість пластів по площі).

З метою оцінки мінливості або неоднорідності продуктивних відкладів використані такі характеристики, як дисперсія або середньоквадратичне відхилення, а для порівняння рядів

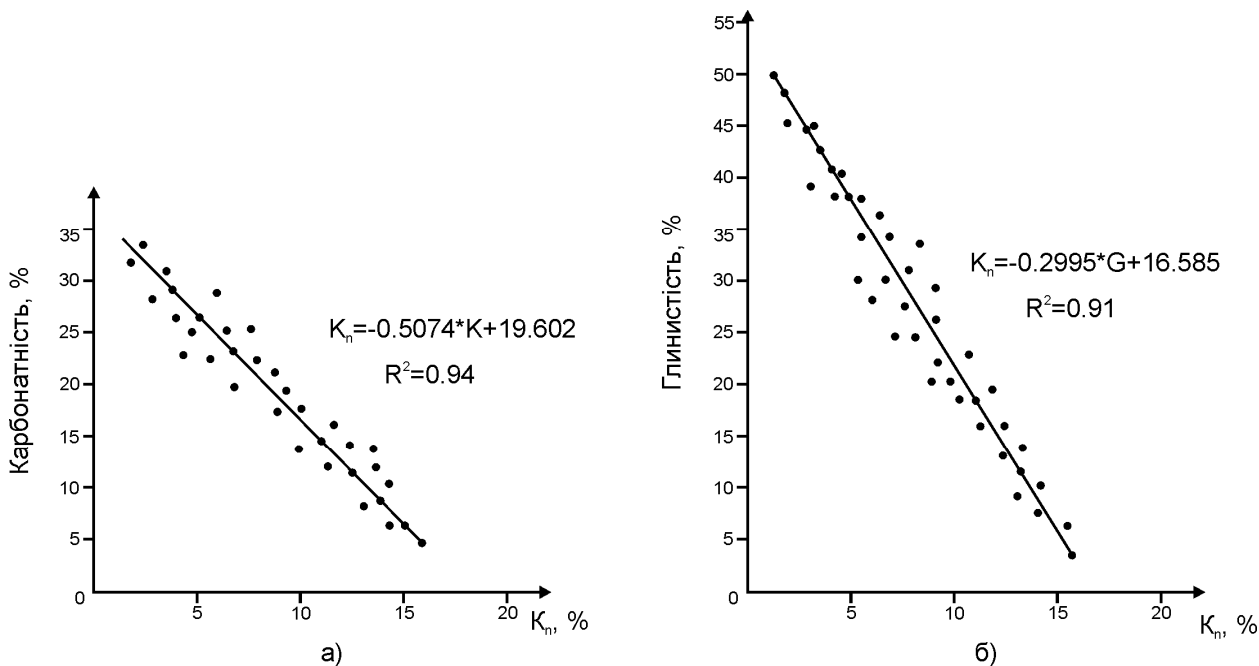


Рисунок 1 — Залежність коефіцієнта відкритої пористості K_n піщано-алевритових колекторів від карбонатності (а) та глинистості (б)

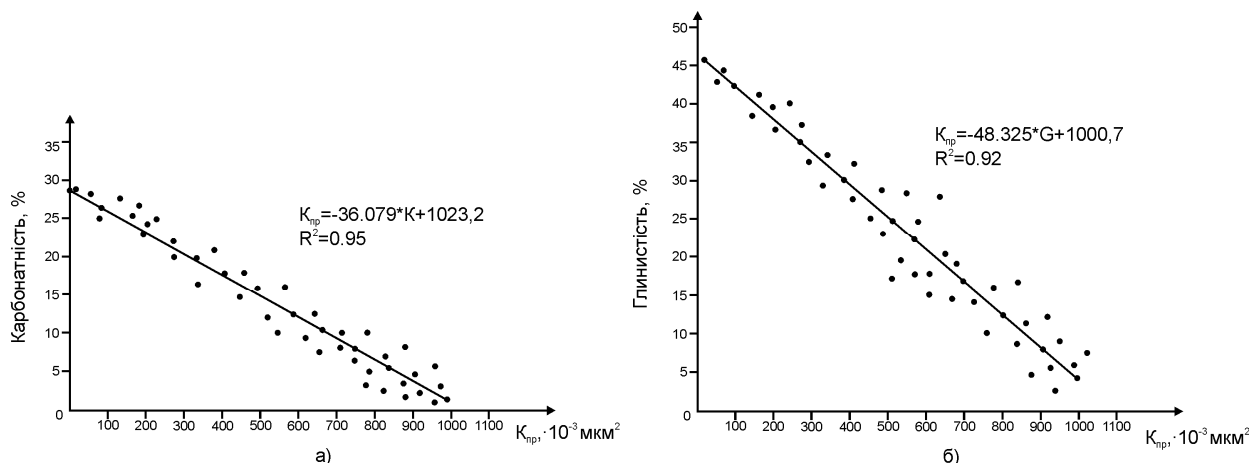


Рисунок 2 — Залежність коефіцієнта проникності $K_{пр}$ піщано-алевритових колекторів від карбонатності (а) та глинистості (б)

розподілу, які складаються із сукупностей з різними розмірностями, використано коефіцієнт варіації. Неоднорідність статистичного ряду, визначалась із відношення найбільшого значення ряду розподілу до його середньої величини $P = X_{max} / X_{сер.}$ і за величиною цього відношення визначався вид розподілу, а саме характер і степінь асиметрії.

Виходячи з того, що відмінність геологічних об'єктів за їх неоднорідністю повинна відображатися у функціях розподілу параметрів, що характеризують неоднорідність того чи іншого об'єкту нами пропонується класифікацію типів розподілу розглядати як класифікацію самих об'єктів за ступенем їх неоднорідності. Результати проведених оцінок і порівнянь щодо неоднорідності піщано-алевритових порідколекторів центральної частини Передкарпатського прогину на основі яких створено загаль-

ну класифікацію геологічних об'єктів за характером мінливості їх властивостей наведено в таблиці 1.

Відповідно до наведеної класифікації встановлено, що в межах центральної частини Передкарпатського прогину такі параметри мікронеордності, як глинистість, піщаність, пористість мають симетричні або слабо ліво-асиметричні розподіли. Карбонатність характеризується нормальним або слабо право-асиметричним розподілом. Проникність має право-асиметричний або логнормальний розподіл, що характерно для дуже мінливих утворень. Розподіл величин ефективної потужності як поодиноких пластів, так їх сум по окремих свердловинах, а також кількості пластів по свердловинах (неоднорідність розрізу) задовольняють нормальний закон в основному з правою асиметрією, що говорить про значну неоднорі-

Таблиця 1 – Загальна класифікація геологічних об'єктів за характером мінливості їх властивостей

Класи симетрії	Характер мінливості	Показник неоднорідності $P = X_{\max}/X_{\text{сер}}$	Коефіцієнт варіації	Приклад
Ліво – асиметричний	Стійкий	1,1-2,0	0,05-0,5	Пористість, глинистість, піщаність, загальна потужність відкладів
Симетричний	Слабко-мінливий	2,0	0,5	Пористість, глинистість, карбонатність, піщаність, ефективна потужність
Право-асиметричний	Мінливий	2,0-11	0,5-5,0	Ефективна потужність, карбонатність, частково проникність
	Дуже мінливий	>11,0	>5,0	Проникність

дність розрізу. Коефіцієнти варіації знаходяться в межах 0,50-0,86.

Проведена нами порівняльна оцінка горизонтів продуктивної товщі досліджуваних об'єктів за ступенем їх неоднорідності, за величиною коефіцієнта варіації та характеристик їх мікро- та макронеоднорідностей показала, що найбільш неоднорідними виявились відклади менілітової світи, а найменшим показником неоднорідності характеризуються вигодські відклади. При цьому слід зауважити, що кількісні оцінки, які були одержані в результаті виконаних досліджень, співпадають з якісними оцінками цих об'єктів, які були отримані в процесі розробки Долинського, Північнодолинського, Вигода-Витвицького, Струтинського, Спаського родовищ (покладів) [4].

Отже, в результаті проведених досліджень нами вивчено ступінь впливу глинистість і карбонатності на пористість та проникність. Встановлено, що найбільш інтенсивне зниження пористості і проникності пов'язане зі зростанням карбонатності; запропоновано схему загальної класифікації геологічних структур за характером мінливості їх літолого-колекторських властивостей; встановлено, що зі всіх

характеристик мікронеоднорідності пластів найменшою мінливістю на розглянутих родовищах відзначається пористість, потім глинистість, карбонатність і найбільша мінливість характерна проникності відкладів продуктивних горизонтів.

Література

1. Дементьев Л.Ф. Системные исследования в нефтегазопромысловый геологии. – М.: Недра, 1988. – 204 с.
2. Смирнов Н.В., Дунин-Барковский Н.В. Краткий курс математической статистики для технических приложений. – М.: Физматгиз, 1959. – 186 с.
3. Кузьмик Л.М., Окрепкий І.Р., Штурмак І.Т. Вплив палеотектонічного і літофасіального чинників на розміщення та умови формування покладів нафти і газу у палеогенових відкладах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину // Нафтова і газова промисловість. – 2002. – №6. – С. 6-8.
4. Атлас родовищ нафти і газу України. Т. 4-5 / За заг. ред. М.М.Іванюти. – Львів: УкрДГРІ, 1998.