

# ГЕОЛОГО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ НАУКИ

*Artym I.*

*Assistant of the Department of Geology and Survey of Oil and Gas Deposits  
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas  
15 Karpatska Str., Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine*

## INFLUENCE ESTIMATION OF ROCKS GRANULOMETRIC COMPOSITION ON THE FILTRATION-CAPACITIVE PROPERTIES OF THE PRE-CARPATHIAN FOREDEEP TERRIGENOUS RESERVOIR

*Артим Інна Володимирівна*

*асистент кафедри геології та  
розвідки нафтових і газових родовищ,  
Івано-Франківський національний технічний  
університет нафти і газу, Україна*

## ОЦІНКА ВПЛИВУ ГРАНУЛОМЕТРИЧНОГО СКЛАДУ ПОРІД НА ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНІ ВЛАСТИВОСТІ ТЕРИГЕННИХ ВІДКЛАДІВ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

**Summary.** It is known that the main geological factors that determine the reservoir properties of the terrigenous rocks of the Pre-Carpathian foredeep are mineral composition, structural and texture features, and thermobaric factors. The mineral composition of the rock-forming minerals, the shape, the size of the fragmented grains and pores, their mutual placement, the type of fluid and the thermodynamic state determine the reservoir properties of terrigenous rocks. The best reservoirs are sandstones, compiled with larger and sorted grains. The increase of clay and carbonate material sharply worsens the reservoir properties of rocks. Sealing and secondary processes (sieving, calcifying, pyrolysis) negatively affect the reservoir properties of rocks, reduce their porosity and permeability.

Some dependencies were identified. These dependencies make it possible to predict the maximum porosity of sandstones, depending on their immersion in depth. The given porosity data of sandy-clayey rocks shows, that sorted quartz sandstones with insignificant contents of clayey and carbonate materials have greater intergranular porosity and permeability at great depths.

**Аннотация.** Установлено, что основными геологическими факторами, которые определяют коллекторные параметры терригенных пород Прикарпатского прогиба, есть их минеральный состав и структурно-текстурные особенности, а также термобарические условия. Минеральный состав породообразующих минералов, форма, размер обломочных зерен и пор, их взаимное размещение, тип флюида и термодинамическое состояние определяют емкостно-фильтрационные свойства терригенных пород. Лучшие коллекторные свойства имеют песчаники, которые сложены более крупными и отсортированными зернами. Увеличение содержания глинистого и карбонатного материала резко ухудшает емкостно-фильтрационные свойства коллекторов. Уплотнение и вторичные процессы (окремнение, кальцинация, пиритизация) негативно влияют на коллекторные свойства пород, понижают их пористость и проницаемость.

Определены зависимости, которые дают возможность прогнозировать максимальную пористость песчаников при их погружении на глубине. Приведенные данные изменения пористости песчано-глинистых пород свидетельствуют, что на больших глубинах большую межгранулярную пористость и проницаемость имеют отсортированные кварцевые песчаники с незначительным содержанием глинистого и карбонатного материала.

*Keywords: terrigenous reservoir, porosity, permeability, Pre-Carpathian foredeep, sandstone.*

*Ключевые слова: терригенный коллектор, пористость, проницаемость, Предкарпатский прогиб, песчаник.*

**Вступ.** Необхідною умовою для збільшення видобутку нафти і газу є введення нових підходів до пошуку та розвідки родовищ, як вже існуючих, так і нових. Одним із шляхів вирішення цих задач є більш детальне вивчення шляхів та умов формування покладів нафти і газу в земній корі. Відомо, що на формування покладів у породах впливають фільтраційно-ємнісні властивості (ФЄВ) порід-колекторів. Тобто чим кращими є ФЄВ порід-колекторів, що вміщують поклади нафти і газу, тим рентабельнішими є свердловини.

Вирішення багатьох задач пошуку, розвідки і освоєння родовищ, оцінка перспектив нафтогазоносності та підрахунок запасів вуглеводнів неможливе без всебічного вивчення порід-колекторів і їх ФЄВ. Особливо актуально це є для тріщинуватих, кавернозних, тонкошаруватих, низькопористих та ін. колекторів, які характеризуються неоднорідністю мінерального складу, складною будовою порового простору, різнонапруженим механічним станом тощо. Результати досліджень свідчать, що ФЄВ таких порід-колекторів різко змінюються як по вертикалі,

так і по латералі під впливом седиментаційних, геотектонічних, геобаричних, геотермічних та низки інших геологічних чинників. Це, в свою чергу, визначає необхідність вивчення та дослідження впливу геологічних чинників на ФСВ теригенних колекторів Передкарпатського прогину.

**Аналіз останніх досліджень і публікацій.** Під час формування порід-колекторів у розрізах осадових товщ нафтогазоносних провінцій світу важливу роль відіграють геодинамічні процеси, тобто об'єднані в часі та просторі процеси деформування гірських порід, які впливають не тільки на їх деформацію та створення структурних форм-пасток, але й на їх колекторські властивості. Характерною особливістю поширення по площі великих родовищ є їх приуроченість до тектонічних вузлів, особливо до зон перетину розломів. Зокрема, вивчення просторового розміщення запасів нафти і газу в Передкарпатському прогині показало, що їх максимальні концентрації приурочені до площ, прилеглих до трьох найбільших тектонічних вузлів, з якими пов'язані Долинське, Битків-Бабченське і Бориславське родовища [1-4].

На характер формування порід-колекторів та їх ємнісно-фільтраційних властивостей впливали швидкості осадонагромадження в осадових басейнах. Якщо брати до уваги загальну товщину горизонтів відкладів, то згідно із Геохронологічною шкалою, найшвидше нагромаджувалися осади в сарматський вік у Передкарпатському прогині (0,60-1,60 мм/рік). Осадонагромадження в палеогенових відкладах у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину відбувалося з швидкістю 0,01-0,12 мм/рік. Залежно від тектонічних особливостей розвитку у кожній провінції ці процеси катагенетичних змін порід-колекторів відбувалися з різною інтенсивністю і направленістю.

На властивості природних резервуарів, окрім седиментаційних параметрів (особливості текстури, гранулометричного і мінералогічного складу зерен, кількості та складу цементу) значно впливають подальші перетворення порід, зокрема вторинні мінерали, що формуються в поровому просторі на стадії діагенезу.

Найважливішим параметром колекторів є пористість, яка забезпечує необхідну ємність покладу для нафти і газу. Згідно з експериментальними і теоретичними даними, величина пористості теригенних відкладів залежить від форми і величини зерен породи, ступеня їх відсортованості, цементації та ущільнення. Точно оцінити вплив форми і розміру уламкових зерен на величину пористості гірських порід досить важко, так як вони складені різними за формою частинками. Експериментальні модельні дослідження показують, що між пористістю порід і формою їх зерен спостерігається певний зв'язок. Якщо породи складені частинками однакового розміру, то найменша пористість характерна для порід з окатаними зернами, а найбільша – з

кутастими і плоскими частинками [5]. Припускають, що неокатані куласті уламки при седиментації сприятливіші для підвищення пористості осадів.

Одним з найважливіших петрофізичних параметрів порід-колекторів у нафтопромисловій геології є проникність, що характеризує їх здатність пропускати через себе рідини і газ. На проникність порід впливають мінеральний склад і тип цементувального матеріалу. Коефіцієнт проникності кварцових пісковиків, цементованих мінералами групи монтморилоніту, і деградованих слюд, які мають велику здатність до набухання, набагато нижчий, ніж у випадку з каолінітовим цементом. А. М. Цветкова [6] експериментально довела, що суміш із 90 % кварцового піску і 10 % монтморилонітових глин має проникність  $228,5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Такий же пісок з добавкою 10 % поліміктових глин має проникність  $1187 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , а з добавкою 10 % каолінітових глин –  $2304 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Структурний тип цементації впливає як на величину проникності, так і на кількісне співвідношення між величинами коефіцієнтів проникності і пористості. Меншу проникність мають пісковики з базальним типом цементації і порівняно більшу – з поровим типом [7]. Криві залежності  $\lg K_{np} = f(K_n)$  для колекторів з базальним типом цементації розміщуються нижче і з меншим кутовим коефіцієнтом, ніж криві залежності для колекторів з поровим, плівковим і регенераційним кварцовим типами цементації [7].

Певне уявлення про вплив структуроформувальних факторів на ФСВ гранулярних порід-колекторів можна отримати у результаті дослідження штучно сформованих зразків порід [8]. Зразки складені зернами діаметром від 0,177 до 0,707 мм і глинистим матеріалом, вміст якого становив 1-15 г на 50 г зразка. Пористість сформованих зразків змінювалася від 10,1 % до 31 %, а проникність – від  $0,14 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  до  $180 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Найбільше на пористість таких зразків впливає коефіцієнт відсортованості і середній розмір зерен. Погіршення відсортованості піщаних зерен зменшує пористість зразків. При зменшенні середнього значення діаметрів зерен пористість зразка зростає із збільшенням відсортованості зерен. Меншою мірою на пористості зразка відображається вміст глинистого матеріалу.

Проникність штучних зразків визначається, в основному, середнім радіусом пор  $R_n$ . Коефіцієнт кореляції між параметрами  $\lg K_{np}$  і  $R_n$  становить 0,94. Спостерігається також зв'язок між параметрами  $\lg K_{np}$  і  $K_n$  ( $r = 0,69$ ). На проникність більш помітно впливає кількість глинистого матеріалу. Коефіцієнт кореляції між параметрами  $\lg K_{np}$  і  $C_{gl}$  рівний -0,65. Розмір зерен майже не впливає на коефіцієнт проникності, а їхнє сортування значно покращує фільтраційні параметри зразка. Це дає підстави стверджувати, що на величину проникності визначальний вплив має структура порового простору, а не розміри пор.

**Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми.** Хоча дослідженню порід-колекторів надавалася належна увага, проте системного вивчення впливу літолого-структурних особливостей на колекторські і фізичні властивості піщано-алевритових порід фактично не проводилося. Тому **метою статті** є оцінка впливу літолого-структурних особливостей порід на їхні петрофізичні параметри. Дана задача вирішувалася нами на основі системного аналізу.

**Виклад основного матеріалу.** Вплив основних структуроформуючих факторів на колекторські і фізичні властивості гранулярних порід вивчалися на штучносформованих зцементованих середовищах і на зразках керн з піщано-алевритових відкладів продуктивних товщ Передкарпатського прогину.

На рисунках 1-3 показано характер впливу гранулометричного складу порід на фільтраційно-ємнісні параметри теригенних сарматських відкладів Крукеницької западини Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. На ФСВ піщано-алевритових порід сарматських відкладів найбільшою мірою впливає цементация глинисто-розчинною фракцією. Вміст глинистих частинок  $C_{2l}$  і карбонатності  $C$  призводить до зменшення пористості  $K_n$ . Зв'язок параметра  $K_n$  з глинисто-розчинною фракцією лінійний  $K_n = 32,56 - 0,73(C_{2l} + C)$ . Коефіцієнт кореляції між параметрами  $K_n$  і  $(C_{2l} + C)$  рівний  $-0,75$ , причому карбонатність більш різко понижуює коефіцієнт пористості ( $r = 0,66$ ). Як видно з рисунку, вплив глинисто-розчинної фракції чіткіше проявляється у породах, які залягають на менших глибинах і перебувають на початкових стадіях катагенезу. Для піщано-алевритових порід сармату, залеглих на глибинах понад 3000 м, зв'язок пористості з фактором цементации виражений слабше.

На формування порового простору порід впливає відсортованість кластичних зерен. Піщано-алевритовим породам, складеним з краще відсортованих зерен, властива більша відкрита пористість. Причому, вплив коефіцієнта асиметрії розподілу діаметрів зерен на ємність піщано-алевритових порід непомітний. Діаметр зерен слабо впливає на пористість порід. Зв'язок коефіцієнта пористості з середнім діаметром зерен нелінійний. Зі збільшенням медіанного діаметра кластичних зерен до 0,15 мм пористість дещо зростає, а при подальшому збільшенні  $D$ , пористість понижуюється. Вплив медіанного діаметра зерен на ємність чіткіше проявляється для піщано-алевритових порід, які зазнали суттєвих катагенетичних змін.

Найтісніший зв'язок коефіцієнта пористості з коефіцієнтом відсортованості і медіанним діаметром зерен спостерігається для менілітових відкладів Передкарпатського прогину. Так, коефіцієнт кореляції між параметрами  $K_n$  і  $S_0$  для пісковиків Долинської і Тянявської площ становить  $-0,87$ , а між  $K_n$  і  $D$   $-0,76$ . Так само на ємність порід впливає фактор цементации. Коефіцієнт кореляції між пористістю та вмістом карбонатного цементу і

глинистої фракції становить  $-0,75$  і  $-0,74$  відповідно.

На коефіцієнт водопроникності значно впливає хімічний склад води і твердої фази породи, який визначає товщину плівки зв'язаної води. Якщо в дифузних порах переважають іони натрію, то породи містять багато зв'язаної води і водопроникність мінімальна. При кальцієвих дифузних шарах набухання глинистої фракції менше, і тому проникність більша.

Характер впливу медіанного діаметра зерен найчіткіше проявляється для піщано-глинистих порід сармату Передкарпатського прогину, які залягають на малих глибинах.

Зв'язок проникності з медіанним діаметром нелінійний. Для порід, які перебувають в зоні початкового катагенезу (до глибини 2200 м), залежність коефіцієнта проникності від величини медіанного діаметра апроксимується рівнянням:

$$\lg K_{пр} = 21,663 D + 0,069 r = 0,67$$

Швидкість зростання проникності зі збільшенням медіанного діаметра неоднакова. Це пов'язано з ідентичним зростанням пористості з різною формою і звивистістю порових каналів, мінеральним складом цементного матеріалу. Зі збільшенням глибини такий зв'язок слабшає. Більшою мірою на проникність піщано-алевритових порід впливає сортування кластичних зерен. Коефіцієнт проникності різко зменшується з погіршенням ступеня відсортованості зерен породи. Зв'язок проникності порід з коефіцієнтом асиметрії практично відсутній.

Результати спільного аналізу даних ФСВ і гранулометрії свідчать, що на проникність більшою мірою впливає діаметр кластичних зерен, а на пористість – їх сортування.

**Висновки.** Встановлені залежності дають змогу прогнозувати максимальну пористість пісковиків при їхньому зануренні на глибині. Наведені дані зміни пористості піщано-глинистих порід свідчать, що на великих глибинах більшу міжгранулярну пористість і проникність мають відсортовані кварцові пісковики з незначним вмістом глинистого і карбонатного матеріалу. Різниця у величинах коефіцієнтів необоротного ущільнення пісковиків і глинистих порід пояснюється, в основному, різним темпом зростання температури з глибиною геологічного розрізу, яка значною мірою впливає на інтенсивність катагенетичних перетворень в породах.

Таким чином, основними геологічними чинниками, які визначають колекторські параметри теригенних порід, є їхній мінеральний склад і структурно-текстурні особливості, а також термобаричні умови, в яких вони перебувають. Мінеральний склад породотвірних мінералів, форма, розмір уламкових зерен і пор, їх взаємне розміщення, тип флюїду і термодинамічний стан визначають ємнісно-фільтраційні властивості теригенних порід. Кращі колекторські властивості мають пісковики, складені більш крупними і відсортованими зернами. Збільшення вмісту

глинистого і карбонатного матеріалу різко погіршує ФЄВ порід-колекторів. Ущільнення і вторинні процеси (скременіння, кальцитутворення, піритизація) негативно впливають на колекторські властивості порід, понижують їхню пористість і проникність.

### Список використаних джерел

1. Бойко Г.Е. Прогнозирование нефтегазоносности по генетическим показателям. – К.: Наук. думка, 1982. – 252 с.
2. Бойко Г.Е. Тектоногенез и нефтегазоносность осадочных бассейнов. – К.: Наук. думка, 1989. – 204 с.
3. Бойко Г.Е., Анисеев С.Г. Структура Карпатского поднадвига / по данным решения обратной гравиметрической задачи // Тектоника и нефтегазоносность поднадвиговых зон. - М.: Наука, 1990. – С. 35-41.
4. Маєвський Б.Й., Окрепкий І.Р. Перспективні зони глибинного нафтогазонагромадження в Передкарпатському

прогині // Нафтова і газова промисловість. – 1997. – № 1. – С. 7-10.

5. Кобранова В. Н. Петрофизика: Учебник для вузов. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Недра, 1986. – 392 с.

6. Цветкова М. А. К методике определения эффективной пористости пород-коллекторов с помощью окрашенной бекелитовой смолы. В сб. «Методика исследования поровых коллекторов» Тр. Всесоюз. научно-исслед. гел. развед. нфт. ин-та, 1954.

7. Карпов П.А. Основные закономерности и природа изменения коллекторов нефтегазоносных отложений девона Волгоградской области: автореферат дис. докт. геол.-минер. наук / Карпов П. А. Саратов, 1969. - 39 с.

8. Башкиров Г.А. К вопросу о влиянии структуроформирующих факторов (гранулометрический состав, цементация и уплотнение) на некоторые петрофизические параметры // Геофизическая диагностика нефтегазоносных и угленосных разрезов: Сб. науч. тр. – К.: Наук. думка, 1989. – С. 92-102.

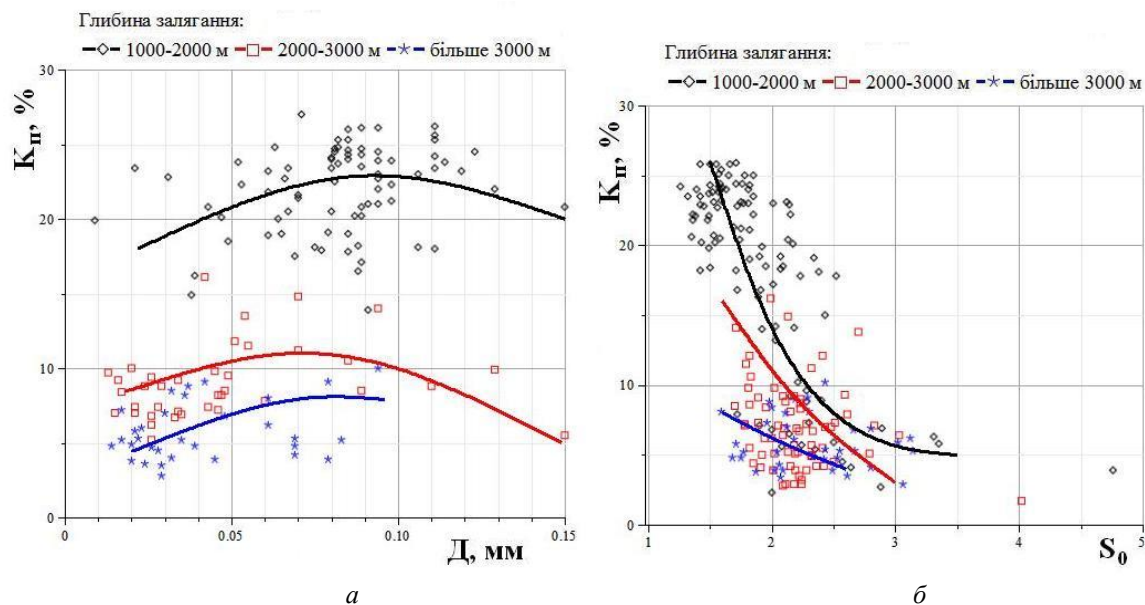


Рис. 1. Залежність пористості піщано-алевритових порід сарматських відкладів Передкарпатського прогину від глибини залягання і  
 а) медіанного радіусу кластичних зерен;  
 б) відсортваності кластичних зерен.

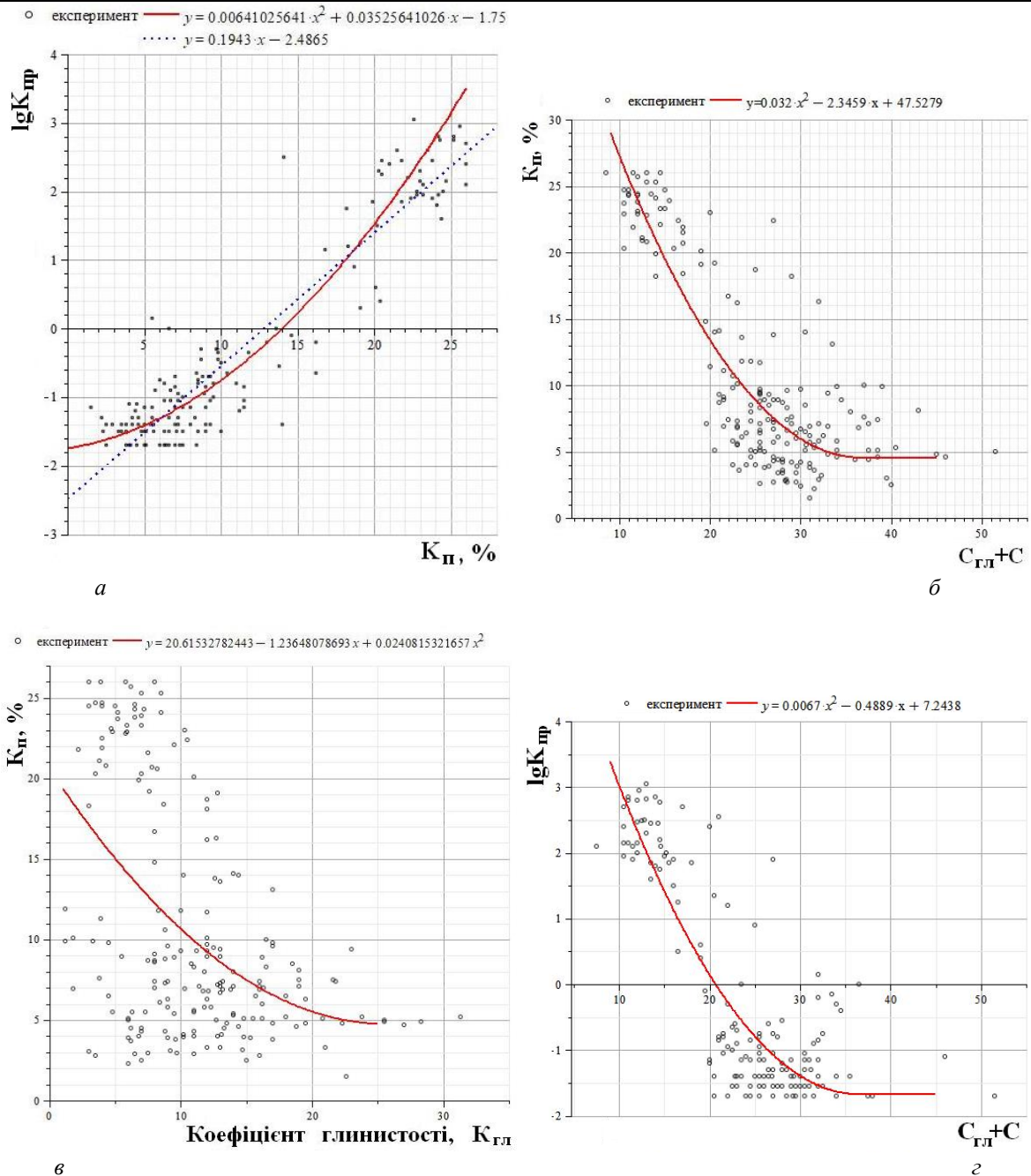
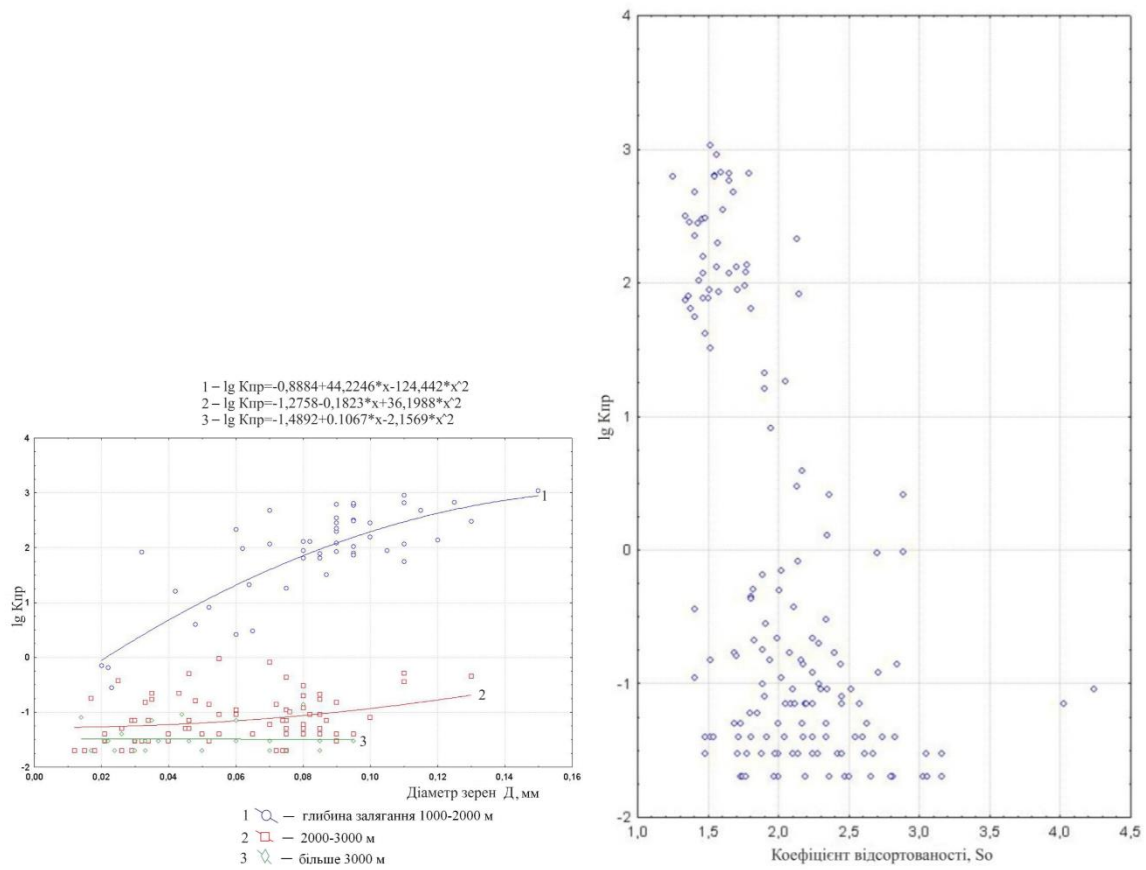


Рис. 2. Залежності петрофізичних і гранулометричних параметрів піщано-алевритових порід сарматських відкладів Передкарпатського прогину:  
 а – проникності від пористості; б – пористості від глинистості і карбонатності;  
 в – пористості від коефіцієнта глинистості; г – проникності від глинистості і карбонатності.



*a*

*б*

*Рис. 3. Залежність коефіцієнта проникності від:  
 а – діаметра зерен;  
 б – коефіцієнта відсортованості.*