

ОЦІНЮВАННЯ ВПЛИВУ ГЕОЛОГІЧНИХ ЧИННИКІВ НА ЄМНІСНО-ФІЛЬТРАЦІЙНІ ВЛАСТИВОСТІ ТЕРИГЕННИХ КОЛЕКТОРІВ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

С.С. Куровець, І.В. Артим

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (0342) 727121,

e-mail: viartym@gmail.com

Встановлено, що основними геологічними чинниками, які визначають колекторські параметри теригенних порід Передкарпатського прогину, є їхній мінеральний склад і структурно-текстурні особливості та термобаричні фактори. 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 більші крупними і відсортованими зернами. Збільшення вмісту глинистого і карбонатного матеріалу різко погіршує ємнісно-фільтраційні властивості колекторів. Уцілювання і вторинні процеси (скремінення, кальцитоутворення, піритизація) негативно впливають на колекторські властивості порід, знижують їхню пористість і проникність.

Визначено залежності, які 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.

Ключові слова: теригенний колектор, пористість, проникність, Передкарпатський прогин, пісковик.

Установлено, что основными геологическими факторами, которые определяют коллекторные параметры теригенных пород Предкарпатского прогиба, является их минеральный состав и структурно-текстурные особенности, а также термобарические факторы. Минеральный состав породообразующих минералов, форма, размер осколочных зерен и пор, их взаиморазмещение, тип флюида и термодинамическое состояние определяют емкостно-фильтрационные свойства теригенных пород. Лучшими коллекторскими свойствами владеют песчаники, сложенные более крупными и отсортированными зернами. Увеличение количества глинистого и карбонатного материала в составе породы резко ухудшает емкостно-фильтрационные свойства коллекторов. Уплотнение и вторичные процессы (окремнение, кальцинация, пиритизация) негативно влияют на коллекторские свойства пород, понижая их пористость и проницаемость.

Определены зависимости, позволяющие прогнозировать максимальную пористость песчаников при их погружении вглубь. Приведенные данные изменения пористости песчано-глинистых пород показывают, что на больших глубинах большей межгранулярной пористостью и проницаемостью владеют отсортированные кварцевые песчаники с незначительным содержанием глинистого и карбонатного материала.

Ключевые слова: теригенный коллектор, пористость, проницаемость, Предкарпатский прогиб, песчаник.

The following main geological factors that determine the reservoir properties of the terrigenous rocks of the Pre-Carpathian foredeep were identified, namely: 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.

Key words: terrigenous reservoir, porosity, permeability, Pre-Carpathian foredeep, sandstone.

Вступ. Відомо, що видобуток нафти і газу в межах Передкарпатського прогину катастрофічно знижується. Родовища перебувають на останніх стадіях розробки або вже ліквідовані. Необхідною умовою забезпечення держави нафтою і газом є введення нових шляхів пошуку та розвідки як вже існуючих, так і нових родовищ. Задля вирішення цих задач необхідно більш детально вивчати шляхи та умови фор-

мування та накопичення нафти і газу в земній корі.

Не є секретом, що на формування покладів у породах впливає фільтраційно-ємнісні властивості колекторів: чим кращими є ці властивості у певних породах, тим більша ймовірність виявлення у них рентабельних для видобутку покладів вуглеводнів.

Вирішення багатьох задач пошуку, розвідки і освоєння родовищ, оцінка перспектив та підрахунок запасів вуглеводнів неможливі без всебічного вивчення колекторів і їх фільтраційно-ємнісних властивостей. Особливо актуальною ця проблема є для тріщинуватих, кавернозних, тонкошаруватих, низькопористих та подібних до них колекторів, які характеризуються неоднорідністю мінерального складу, складною будовою порового простору, різнонапруженим механічним станом. Результати досліджень свідчать, що фільтраційно-ємнісні властивості таких порід-колекторів різко змінюються як по вертикалі, так і по латералі під впливом седиментаційних, геотектонічних, геобаричних, геотермічних, геохімічних та низки інших геологічних чинників. Це вимагає всебічного вивчення та дослідження впливу геологічних чинників на фільтраційно-ємнісні властивості теригенних колекторів Передкарпатського прогину.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Ємнісно-фільтраційні властивості відкладів (породи) протягом геологічного часу змінюються залежно від спрямованості та інтенсивності тектонічних рухів, що, з одного боку, сприяють розширенню порового простору і створенню пастки для флюїдів, а, з іншого, – їх заліковуванню. Сила тяжіння є одним із головних факторів тектонічного розвитку геологічних структур, проте її роль може істотно змінюватись залежно від місця і масштабів спостереження. Це відповідає загальному положенню «гравітаційної тектоніки» про те, що всі переміщення матеріалу в Землі пов'язані з дією сили тяжіння. Гравітаційна нестійкість залежить не тільки від вертикальних, а й горизонтальних рухів, які викликаються латеральною неоднорідністю.

Отже, в товщі осадових порід сумарне поле напружень на фіксованій глибині залежить, в основному, від гравітаційної складової, що визначається тиском ущільнення (різниця між геостатичним і пластовим тисками) та тектонічною складовою поля напружень. При несуттєвій тектонічній активності або відсутності такої сумарне поле напружень в осадовій товщі буде визначатися лише величиною тиску ущільнення. В умовах насувоутворення тектонічна складова поля напружень різко зростає. При цьому суттєво збільшується величина сумарного поля напружень і в осадових породах інтенсивно розвиваються тектоногенні пружні і пластичні деформації. Зміна регіонального напруження, денудація, тектонічне підняття, гляціоізостатичне вирівнювання та інші природні фактори супроводжуються вторинними процесами, які впливають на ємнісно-фільтраційні властивості змінюють та розширюють літологічний спектр порід-колекторів. Як видно, характер вторинних процесів не обмежується пластом, а стосується всієї геологічної структури – природного резервуара. Природні резервуари товщі колекторів обмежені флюїдоупорами, де можливі процеси міграції, акумуляції і консервації ВВ.

При формуванні 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].

Зміни колекторських властивостей, в основному, пов'язані з геодинамічними процесами розвитку Карпатського регіону, в результаті чого властивостей колектора можуть набудити будь-які відклади, не зважаючи на їх літологічну характеристику у відповідних умовах розвитку та залягання. Отже, колекторські властивості породи залежать не лише від первинних (генетичних) чинників, що пов'язані з речовинним складом порід, але і вторинних, зумовлених процесами їх перетворення в результаті геологічних процесів, механізми та вплив яких для відповідних структур різний. Про вплив даних чинників можемо судити за фактичною характеристикою ємнісно-фільтраційних параметрів продуктивних об'єктів, отриманою за даними розробки (дебіт, видобуток, гідродинамічні випробування свердловин та інше).

На характер формування порід-колекторів та їх ємнісно-фільтраційних властивостей впливали швидкості осадонагромадження в осадових басейнах. Якщо брати до уваги загальну потужність 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 в кожній провінції відбувалися з різною інтенсивністю і спрямованістю катагенетичні зміни колекторських параметрів порід.

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. Вуглеводні, які циркулюють в поровому просторі, впливають на характер поверхневих сил на місці контактування з породою і сповільнюють утворення регенерованих зерен кварцу, процеси аутигенного мінералоутворення. Аналіз інтенсивності цих процесів у водоносній і нафтоносній частинах продуктивної товщі дозволяє розмірковувати про відносний час і тривалість формування покладу. У випадку постійного

вмісту регенованих зерен кварцу в приконтурній частині з наближенням до склепінної ділянки покладу можна зробити висновок про нетривалий час формування покладу в структурі. Сtribкоподібне збільшення їх вмісту в породі нижче ВНК свідчить про швидку стабілізацію формування і відсутність його суттєвих переміщень.

Своєрідність седиментації (генезису) піщано-алевритових відкладів і особливості їх розповсюдження обумовлюють специфічні характеристики піщаних колекторів, які за макро- і мікроструктурою та фізико-хімічними властивостями помітно відрізняються від карбонатних. Пористі кварцові пісковики утворюються в простіших обставинах, ніж карбонати. Вони складені відносно стабільними компонентами, менш схильними до фізичних і хімічних перетворень, що зумовлює погіршення пористості після відкладення. Деталі історії тектонічного розвитку, виявлені на основі рекогносцирувальних геологічних і геофізичних робіт, полегшують достовірний прогноз насамперед області розвитку і акумуляції піщаних осадів, а також зон розповсюдження порових карбонатів.

Найважливішим параметром колекторів є пористість, яка забезпечує необхідну ємність покладу для нафти і газу. За генезисом пористість поділяється на первинну та вторинну. До первинної відноситься пористість, утворена в процесі осадоагломерації і формування породи. До вторинної – пористість, внаслідок подальших катагенетичних процесів, що призводять, зокрема, до дроблення породи і виникнення у ній тріщин і каверн. У теригенних породах розвинута переважно міжзернова і тріщинна пористість, а у карбонатних породах – тріщинно-кавернозна.

В процесі осадоагломерації формується первинний обсяг порід, що у міру їх занурення зменшується через ущільнення, дегідратацію і цементацію уламкового матеріалу. На подальших стадіях петрогенезу (катагенезу, метаморфізму) важливу роль у формуванні ємнісно-фільтраційних властивостей відіграють термодинамічні умови середовища і геохімічна активність пластових флюїдів. Під дією високих тисків і температур відбувається розчинення уламкових зерен, заміщення одних мінералів іншими – більш стійкими. В теригенних породах утворюється регенераційний кварц, розвиваються конформні та інкорпораційні структури, відбувається розкristалізація карбонатного цементу і в породах розвивається вторинна і тріщинна пористість.

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, оскільки вони складені різними за формою частинками. Форма зерен характеризується, насамперед, ступенем обкатаності та ізометричністю. За ступенем обкатаності виділяють дуже добре обкатані,

добре обкатані, помірно обкатані, слабо обкатані і необкатані уламки. Ізометричність зерен описується їх розмірами за трьома взаємоперпендикулярними осями. Розрізняють ізометричні зерна, помірно, різно і досконало анізотропні. 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 обкатаними зернами, а найбільша – з кутастими і плоскими частинками [5]. Припускають, що необкатані кутасті уламки при седиментації сприяють для підвищення пористості осадів.

Одним з найважливіших петрофізичних параметрів порід-колекторів у нафтопромисловій геології є проникність, що характеризує їх здатність пропускати крізь себе рідини і газ. Оскільки в природних умовах відбуваються різні види фільтрації в пористих середовищах рідин і газів або їх суміші, то розрізняють абсолютну, фазову (ефективну) і відносну проникність. Абсолютна проникність визначається за наявності у породі лише однієї будь-якої фази. Фазова характеризує проникність породи для газу або рідини за наявності в порах багатфазових систем. Відносна проникність – це відношення фазової проникності середовища до абсолютної для окремої фази.

На проникність порід впливають мінеральний склад і тип цементувального матеріалу. Коефіцієнт проникності кварцових пісковиків, зцементованих мінералами групи монтморилоніту, і деградованих слюд, які мають велику здатність до набухання, набагато нижчий, ніж у випадку з каоліновим 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 % каолінових 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 на графіках нижче і з меншим кутовим коефіцієнтом, ніж криві залежності для колекторів з поровим, плівковим і регенераційним кварцовим типами цементації [33].

Певне уявлення про вплив структуроформувальних факторів на ємнісно-фільтраційні характеристики гранулярних порід-колекторів можна отримати в 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 $180 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Найбільшою мірою на пористість таких зразків

впливає коефіцієнт сортованості і середній розмір зерен. Погіршення сортованості піщаних зерен спричинило зменшення пористості зразка. При зменшенні середнього значення діаметрів зерен пористість зразка зростає із збільшенням відсортованості зерен. Меншою мірою на пористості зразка відбивається вміст глинистого матеріалу.

Проникність штучно сформованих зразків визначається, в основному, середнім радіусом пор R_n . Коефіцієнт кореляції між параметрами lgK_{np} і R_n становить 0,94. Спостерігається зв'язок між параметрами lgK_{np} і K_n ($r = 0,69$). На проникність порівняно з пористістю більш помітно впливає кількість глинистого матеріалу. Коефіцієнт кореляції між параметрами lgK_{np} і C_{gl} рівний -0,65. Розмір зерен майже не впливає на коефіцієнт проникності, а їхнє сортування значно покращує фільтраційні параметри зразка.

Виділення невіршених 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 літологічних особливостей порід на їхні петрофізичні параметри. Дана задача вирішувалася нами шляхом системного аналізу.

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

На рисунках 1-3 показано характер впливу гранулометричного складу порід на ємнісно-фільтраційні параметри теригенних відкладів Крукеницької западини Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. Кореляційні зв'язки між ємнісно-фільтраційними параметрами і показниками гранулометрії наведено в таблиці 1. На ємнісно-фільтраційні властивості піщано-алевритових порід сарматських відкладів найбільшою мірою впливає цементация глинисто-розчинною фракцією. Вміст глинистих частинок C_{gl} і карбонатності C призводить до зменшення пористості K_n . Зв'язок параметра K_n з глинисто-розчинною фракцією лінійний $K_n = 32,56 - 0,73(C_{gl} + C)$. Коефіцієнт кореляції між параметрами K_n і $(C_{gl} + C)$ рівний -0,75, причому карбонатність більш різко знижує коефіцієнт пористості ($r = 0,66$). Як видно з рисунку, вплив глинисто-розчинної фракції чіткіше проявляється в породах, які залягають на менших глибинах і перебувають на початкових стадіях катагенезу. Для піщано-алевритових порід сармату, залеглих на глибинах більших 3000 м, зв'язок пористості з фактором цементация 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 знижується. Вплив медіанного діаметра зерен на ємність чіткіше проявляється для піщано-алевритових порід, які зазнали суттєвих катагенетичних змін.

Результати дослідження впливу гранулометричного складу на ємнісно-фільтраційні параметри палеогенових відкладів Передкарпатського прогину і теригенних порід девону Волино-Подільської плити аналізувалися в попередніх публікаціях [9]. 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 цементация. Коефіцієнт кореляції між пористістю та вмістом карбонатного цементу і глинистої фракції становить -0,75 і -0,74 відповідно. Для піщаних порід девону Волино-Подільської плити зв'язок пористості з параметрами гранулометричного складу виражений слабше.

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:

$$lgK_{np} = 21,663 D + 0,069 \quad r = 0,67$$

Швидкість зростання проникності зі збільшенням медіанного діаметра неоднакова. Це пов'язано з ідентичним зростанням пористості з різною формою і звивистістю порових каналів, мінеральним складом цементувального матеріалу. З глибиною 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.

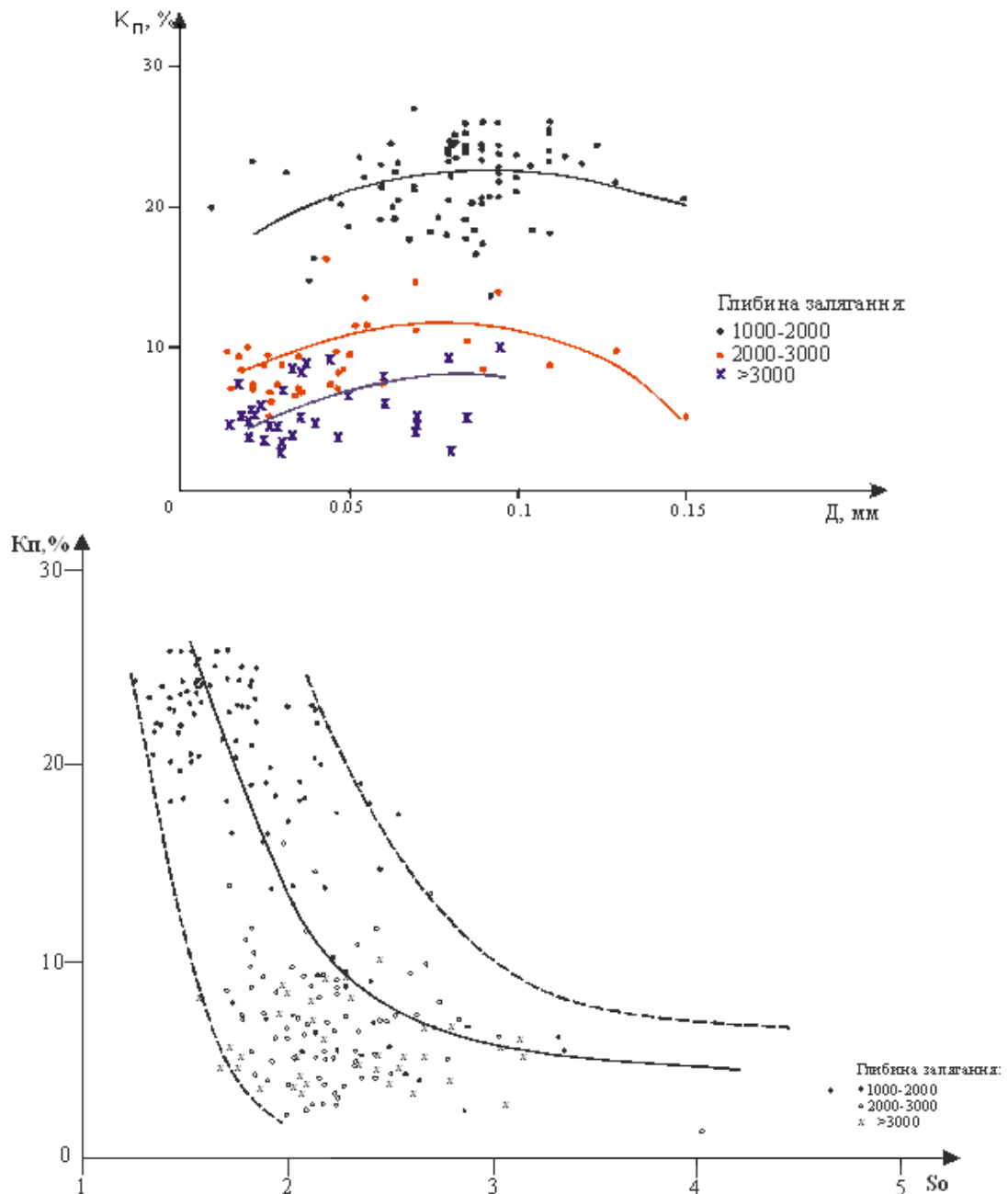


Рисунок 1 – Залежність пористості піщано-алевритових порід сарматських відкладів Передкарпатського прогину від медіанного радіусу кластичних зерен, їх відсортованості і глибини залягання

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

Про вплив літолого-структурних характеристик на петрофізичні властивості свідчать результати досліджень порід-колекторів, проведених ЦНДЛ ВАТ “Укрнафта” [10].

У шліфах, які виготовлені з піщано-алевритових порід із різних родовищ Прикарпаття, вивчався склад уламкової фракції і цементувального матеріалу, визначалися гранулометричний склад, відкрита пористість і проникність. Методом ртутної порометрії оцінювалися діаметри порових каналів. В результаті до-

слідження виявлено тісні статистичні зв’язки проникності і пористості з середнім діаметром уламкових зерен середнім радіусом порових каналів порід-колекторів (рис. 4). Залежність між абсолютною проникністю K_{np} і середнім радіусом порових каналів добре описується формулою:

$$K_{np} = aD^b c^{cD},$$

де K_{np} – проникність, 10^{-3} мкм²;
 D – середній діаметр зерен, мкм;
 a, b, c – емпіричні коефіцієнти, які залежно від величини пористості змінюються в межах:

$$1,039 < a < 3,923;$$

$$4,077 < b < 12,752;$$

$$-0,435 < c < -0,0124.$$

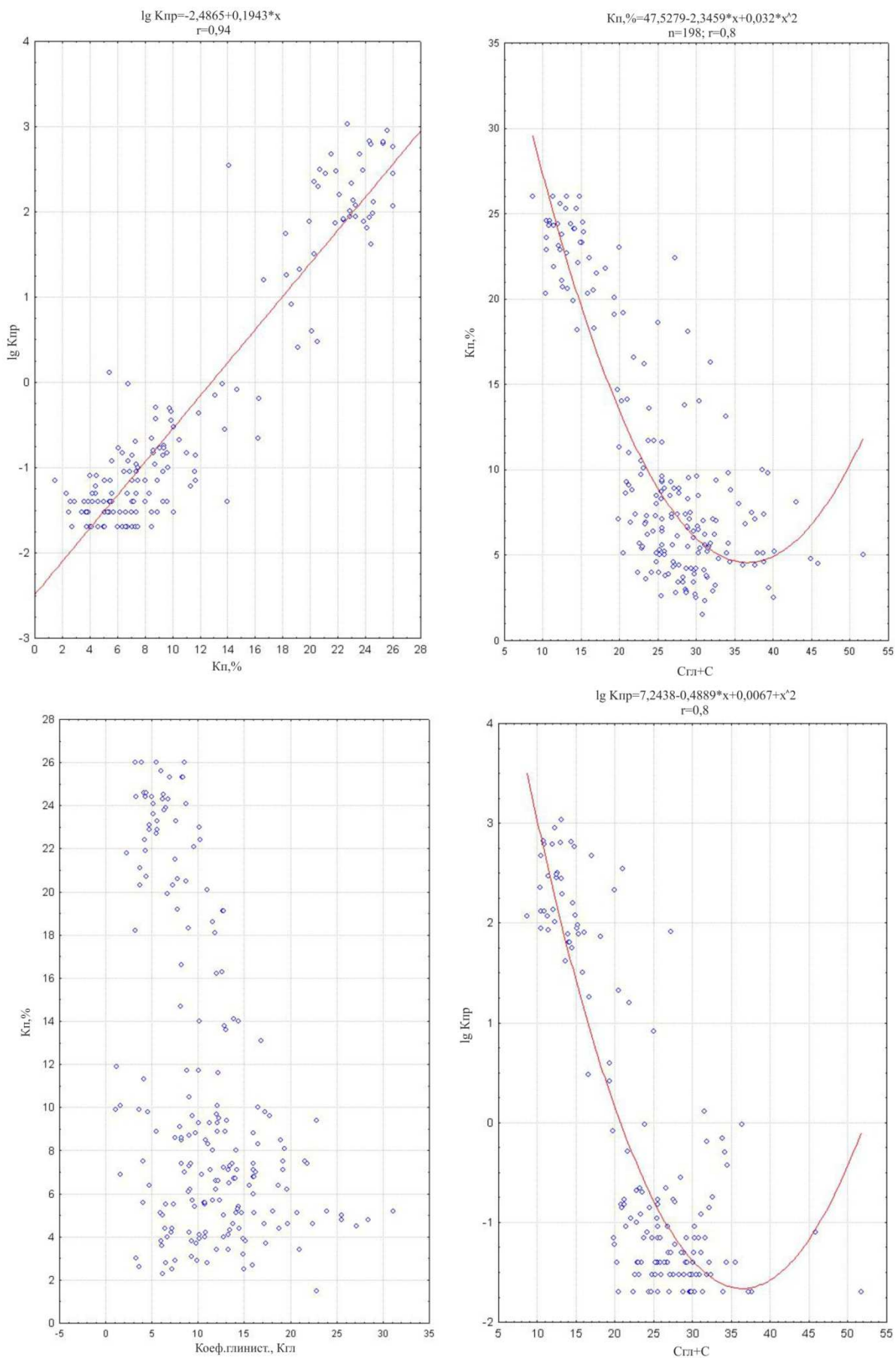


Рисунок 2 – Залежність пористості і проникності піщано-алевритових порід сарматських відкладів Передкарпатського прогину від їх глинистості і карбонатності

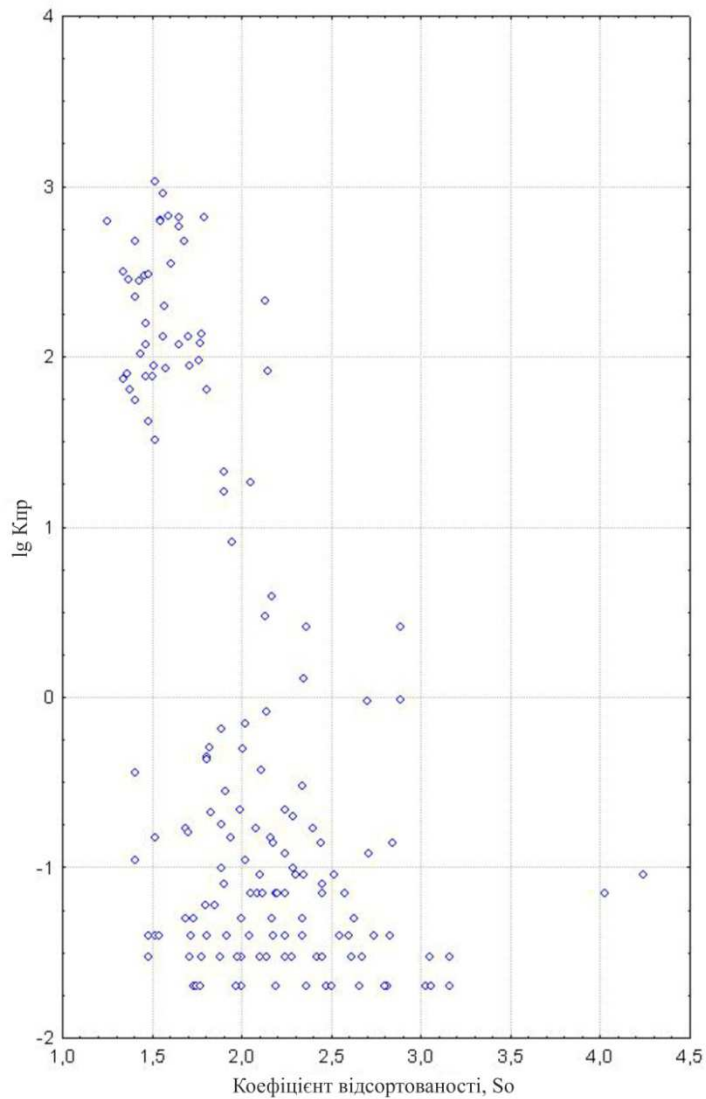
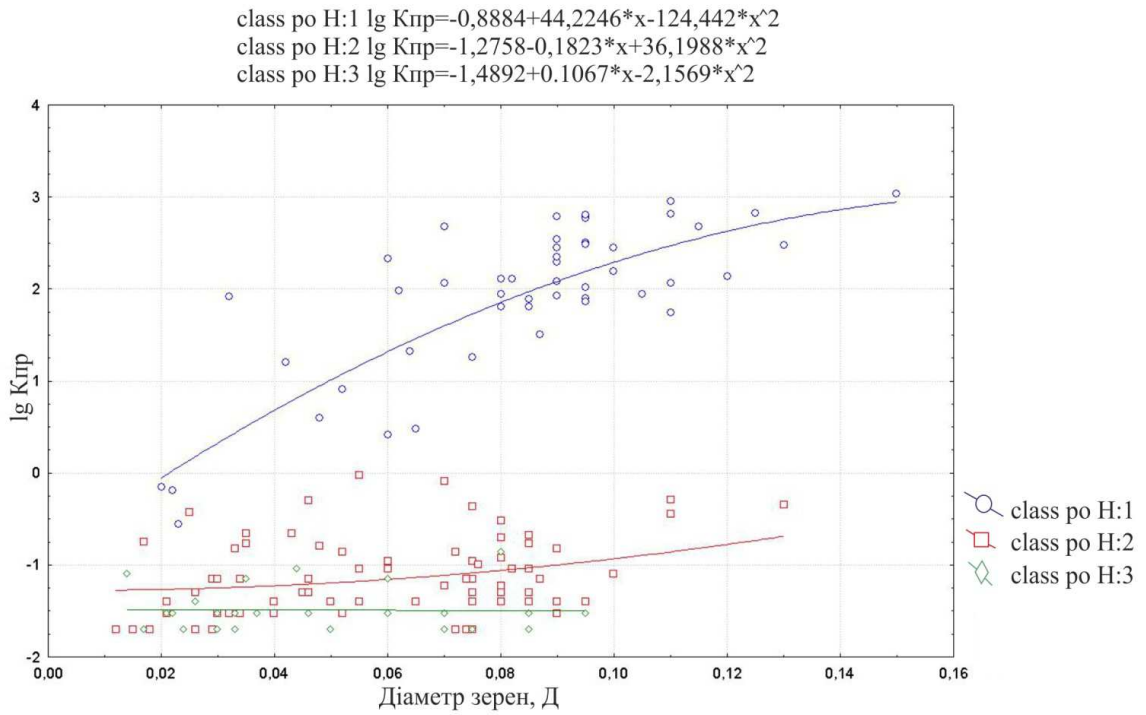


Рисунок 3 – Залежність коефіцієнта проникності від діаметра зерен і коефіцієнта відсортованості

Таблиця 1 – Кореляційна матриця петрофізичних і гранулометричних параметрів

	H, км	C, %	C _{гдл} +C	K _п , %	lgK _{пр}	Густина	K _{гдл}	Д _{зер}	S	S ₀
H, км	1	0,29	0,59	-0,74	-0,77	0,75	0,55	-0,29	-0,06	0,42
C, %		1	0,63	-0,66	-0,60	0,63	-0,05	-0,13	0,01	0,10
C _{гдл} +C			1	-0,75	-0,77	0,74	0,74	-0,36	0,09	0,50
K _п , %				1	0,94	-0,95	-0,46	0,28	0,12	-0,45
lgK _{пр}					1	-0,92	-0,53	0,30	0,1	-0,4
Густина						1	0,46	-0,30	-0,09	0,42
K _{гдл}							1	-0,34	0,07	0,58
Д _{зер}								1	-0,07	-0,21
S									1	-0,45
S ₀										1

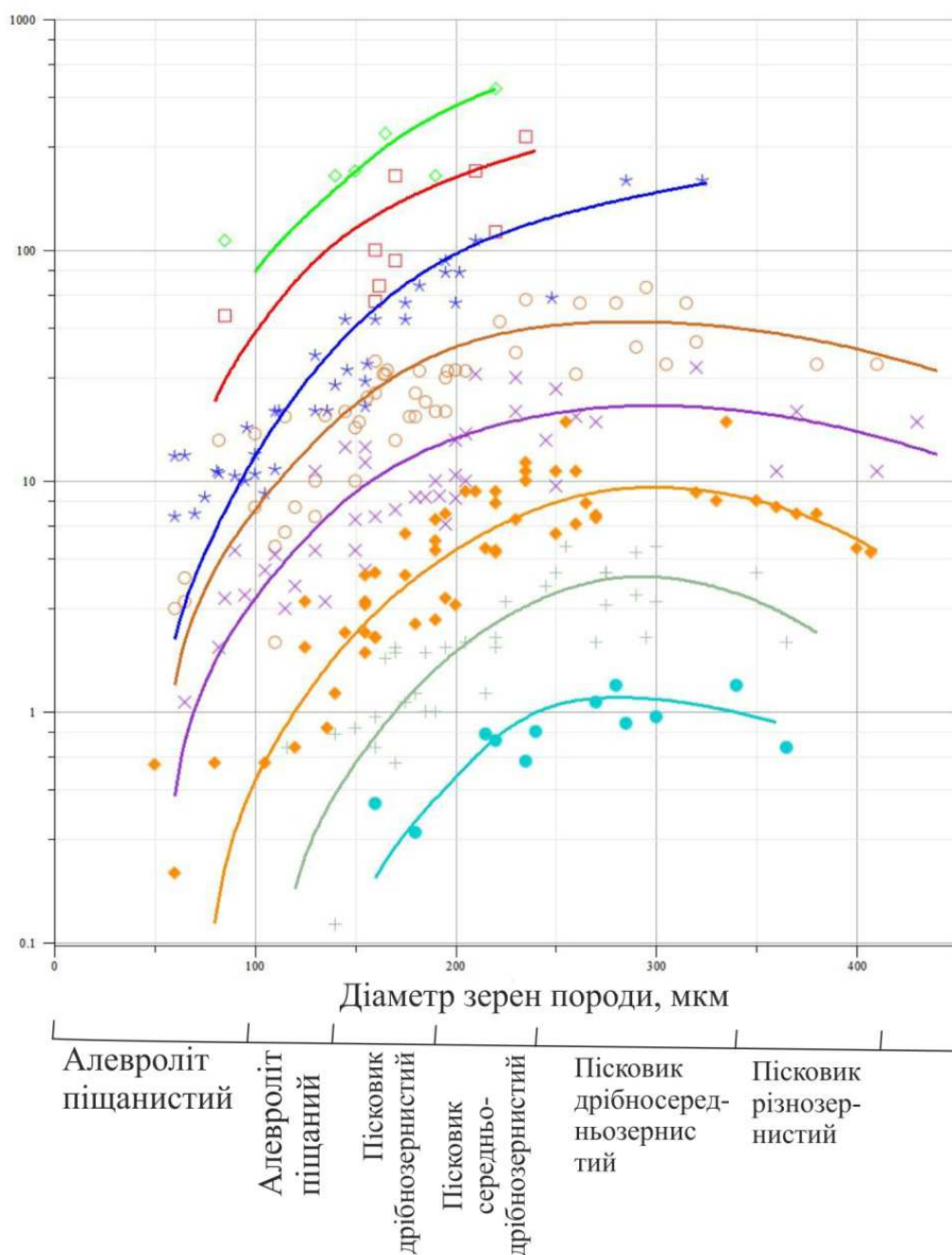


Рисунок 4 – Залежність проникності порід від середнього діаметра зерен порід. Шифр кривих – пористість [10]

Результати статистичної обробки лабораторних даних, в тому числі і наших, показують, що між коефіцієнтами проникності і пористості існує прямий зв'язок, який можна приблизно описати рівнянням:

$$\lg K_{np} = a K_n + b.$$

Емпіричні коефіцієнти a і b для колекторів Передкарпатського прогину залежно від стадійності катагенетичних перетворень змінюються в межах 0,225–0,32 і 2,52–3,54. Коефіцієнт кореляції між параметрами $\lg K_{np}$ і K_n становить 0,67–0,87. Зі збільшенням глибини залягання коефіцієнт a зростає, коефіцієнт b зменшується, а залежність між величинами проникності і пористості стає тіснішою.

Різний кореляційний зв'язок між коефіцієнтами проникності і пористості пояснюється неоднаковою залежністю цих величин від літологічних і структурних особливостей породи. Найслабше виражений цей зв'язок для піщано-алевритових порід, які складені різними за розмірами кластичними зернами і мають різну питому поверхню.

Проникність порід залежить не тільки від коефіцієнта пористості, а й від структури порового простору, зокрема від розміру порових каналів. Результати порометрії для теригенних порід Зовнішньої зони Передкарпатського прогину показано на рисунках 5 і 6.

За результатами порометричних досліджень побудовано гістограми та функції розподілу радіусів пор і обчислені величини середніх значень порових каналів (R), а також середніх значень ефективних каналів ($>0,4$ мкм). Величини середніх значень порових каналів в породах з однаковою пористістю можуть відрізнятися майже на порядок, а величина проникності - на порядок і більше. При одних і тих же значеннях пористості більшу проникність мають пісковики, складені добре відсортованими зернами і мінімальним вмістом цементувального матеріалу, а мінімальну проникність - дрібнозернисті заглинизовані пісковики і алевроліти. Величина порових каналів найбільшою мірою впливає на проникність породи, коефіцієнт парної кореляції між величинами $\lg K_{np}$ і R становить 0,80 (табл. 2). Зв'язок між величинами K_n і R слабший. Коефіцієнт кореляції між ними - 0,77.

Для загальної сукупності досліджуваних порід зв'язок проникності з пористістю описується рівнянням $\lg K_{np} = -3,5105 + 0,2147 K_n$ з коефіцієнтом кореляції 0,77. Для добре відсортованих пісковиків цей зв'язок виражений набагато сильніше. Рівняння регресії має вигляд

$$\lg K_{np} = -2,4 + 0,245 K_n, r = 0,93.$$

Закономірність зменшення пористості і проникності з глибиною характерна для всіх нафтогазоносних провінцій України [11, 12]. 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 [13]. В девонських відкладах, які знаходяться на стадії глибинного катагенезу, залежності колекторських параметрів порід-колекторів від глибини залягання не спостерігається. Збереженню ємнісно-фільтраційних властивостей порід на великих глибинах сприяють присутність флюїдів і надгідростатичні пластові тиски [14]. В зонах надгідростатичних пластових тисків (НГПТ) породи розущільнені і мають кращі ємнісно-фільтраційні властивості. Зони НГПТ пов'язані переважно з газоносними горизонтами. Так, в зоні НГПТ (на глибинах понад 2000 м) на Грушівському родовищі середнє значення K_p продуктивних колекторів рівне 20,8 %, а поза її межами водоносних колекторів - 12,3 %. Відсутність відмінності між колекторськими властивостями водо- і нафтогазонасичених порід може свідчити про або різку зміну структурно-літологічних особливостей відкладів по площі, або порівняно недавнє формування родовища.

Основними процесами пониження 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 щодо зміни коефіцієнта пористості з глибиною розглянемо для неогенових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Найбільш чутливими до ущільнення в теригенних розрізах є глинисті породи. У міру того, як збільшується глибина залягання, зростає геостатичний тиск вищезалягаючих порід та підвищується температура, глини ущільнюються і перетворюються в аргіліти. Зміну коефіцієнта пористості порід з глибиною характеризує коефіцієнт незворотного ущільнення β_n , який визначається за рівнянням [15]

$$\beta_n \approx -1 / 0,14(1 - K_n) \cdot K_n \cdot \Delta K_n / \Delta H,$$

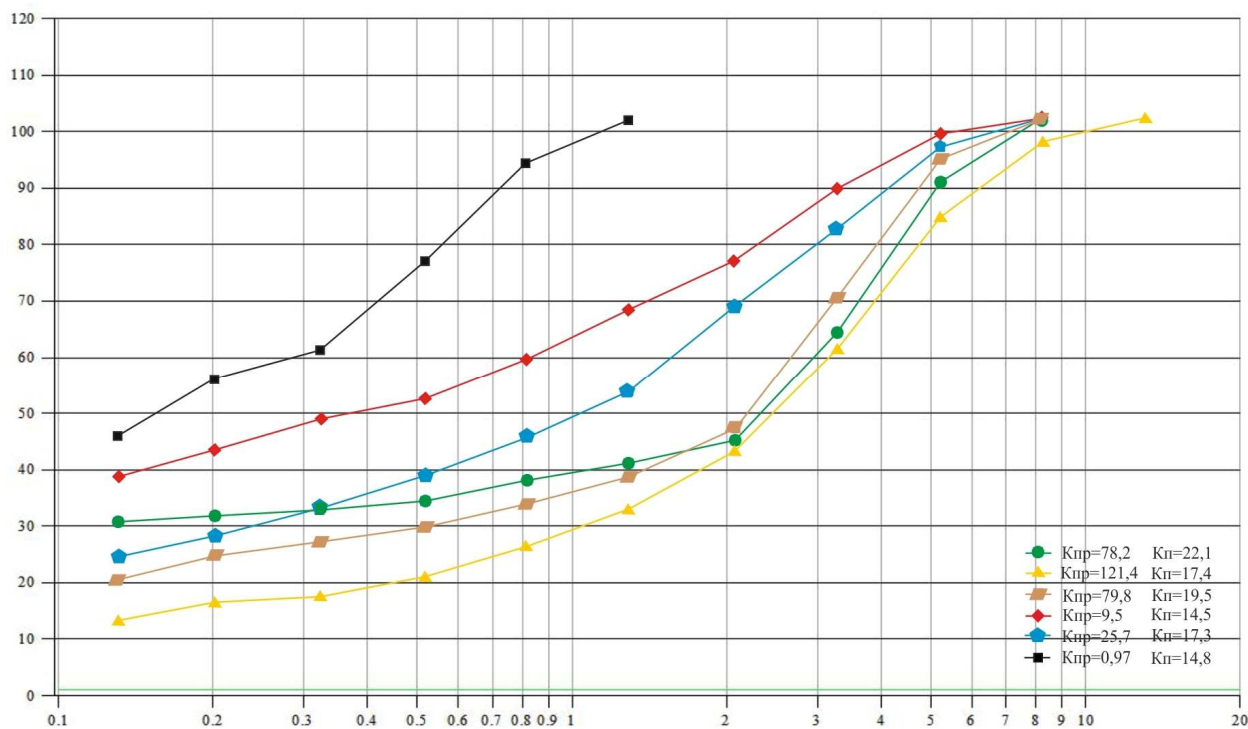
де K_n - коефіцієнт пористості порід;

$\Delta K_n / \Delta H$ - середній градієнт зміни пористості в досліджуваному інтервалі глибин. Якщо припустити, що коефіцієнт β_n глинистих порід не залежить від глибини їхнього залягання, то зміна пористості з глибиною описується рівнянням:

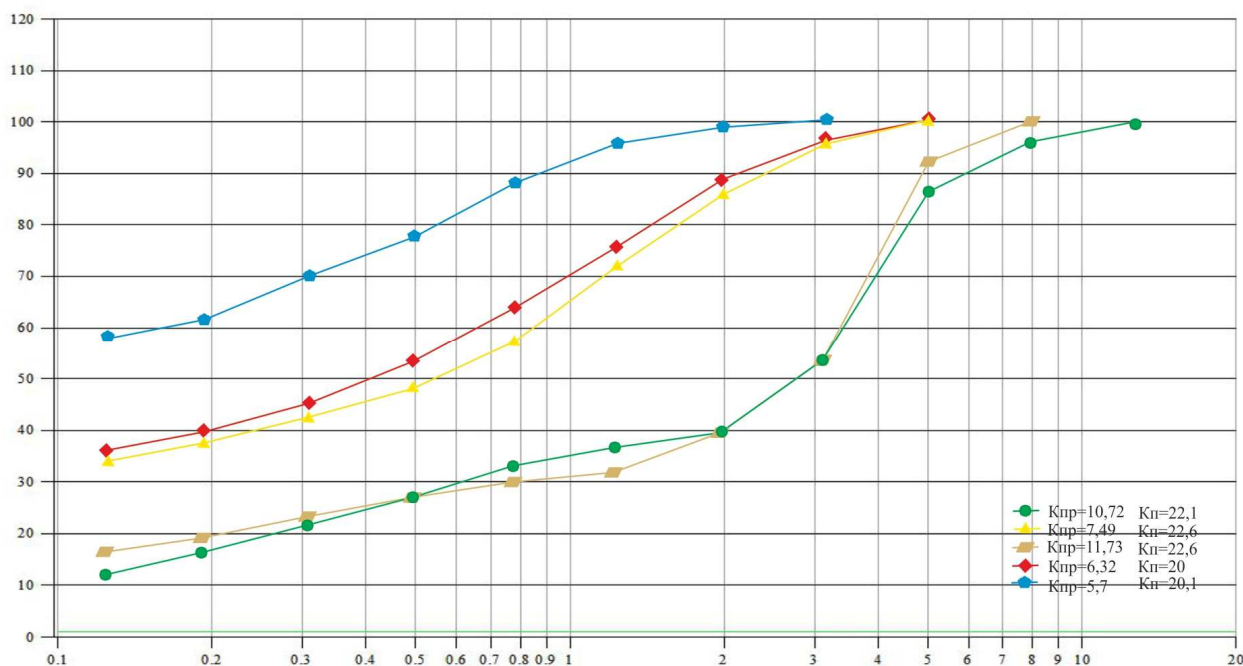
$$\Delta K_n^H / K_n^0 \approx e^{-0,14\beta_n H} / 1 - K_n^0 [1 - e^{-0,14\beta_n H}],$$

де K_n^H - коефіцієнт пористості на глибині H , K_n^0 - те саме в приповерхневому інтервалі.

Якщо знехтувати зміною зовнішнього об'єму породи, то дане рівняння набуває вигляду рівняння Л.Ф. Езі: $K_n^H = K_n^0 e^{-0,14\beta_n H}$, яке в практиці часто використовується для опису змін коефіцієнта пористості глинистих порід з глибиною.



а)



б)

а) горизонту НД-15 Летнянської площі; б) горизонту НД-9 Більче-Волицької площі

Рисунок 5 – Кумулятивні функції розподілу радіусів порових каналів для піщано-алевритових порід

В глинах пористість змінюється зазвичай внаслідок механічного ущільнення. Хімічні процеси в порах глин в процесі катагенезу відіграють незначну 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, км. В даному випадку коефіцієнт незворотного ущільнення рівний $40,7 \cdot 10^{-4} \text{ см}^2/\text{кг}$.

Децю по-іншому відбувається ущільнення піщано-глинистих порід з глибиною. Пористість глинистих пісковиків і алевролітів зменшується здебільшого за рахунок ущільнення

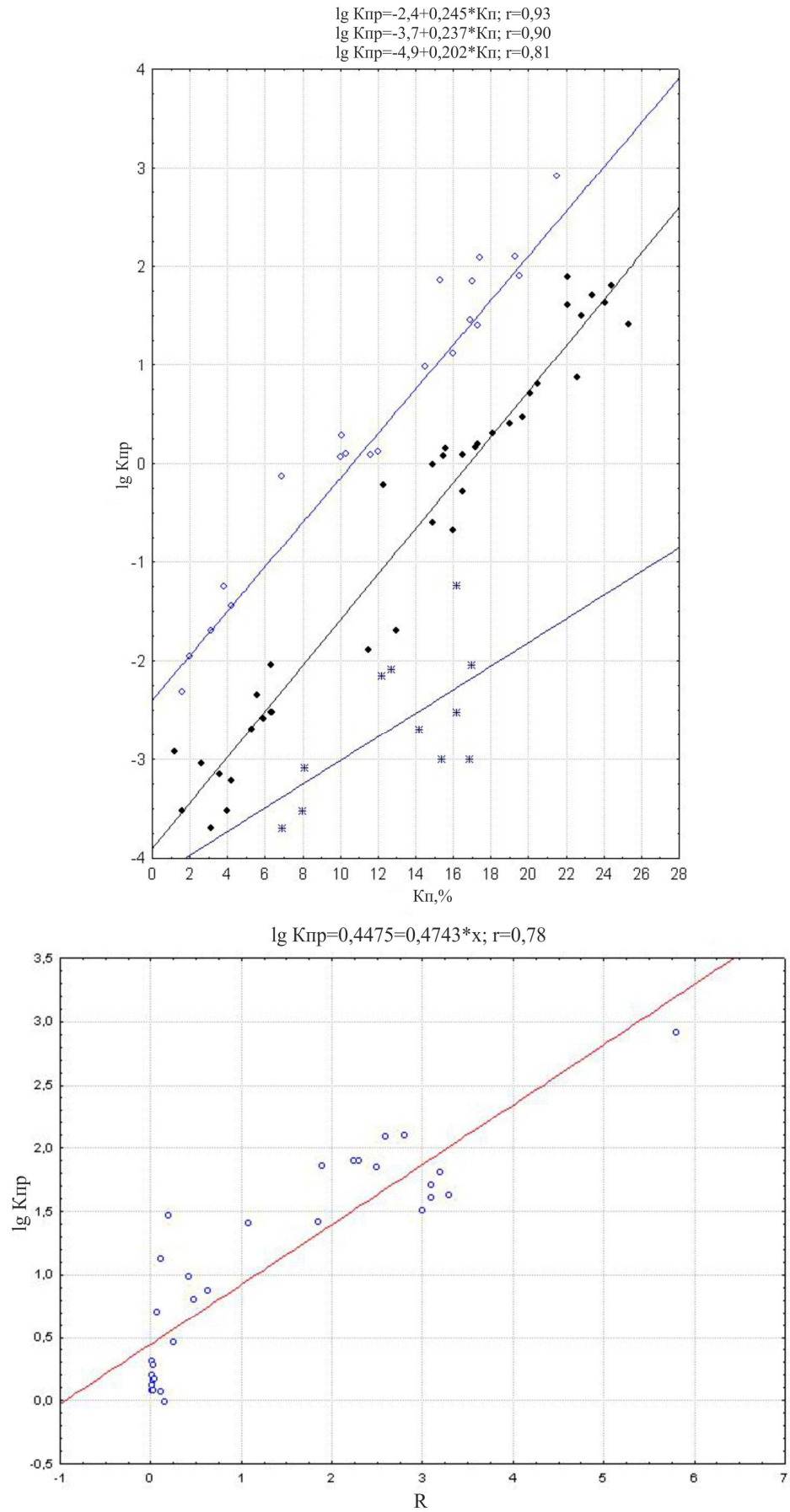


Рисунок 6 – Залежність коефіцієнтів пористості $Kп$ і проникності $Kпр$ від величини порових каналів R і r

Таблиця 2 – Кореляційна матриця петрофізичних і порометричних параметрів

	H, км	σ , г/см ³	K _п , %	lgK _{np}	C, %	R	r ₁ >0,4	$\sum r > 0,4\%$
H, км	1	0,03	-0,3	-0,05	-0,02	0,08	0,25	0,47
σ , г/см ³		1	-0,95	-0,77	-0,12	-0,77	-0,73	-0,83
K _п , %			1	0,77	-0,001	0,6	0,65	0,62
lgK _{np}				1	-0,51	0,8	0,78	0,84
C, %					1	0,43	-0,18	-0,15
R						1	0,97	0,84
r ₁ >0,4							1	0,84
$\sum r > 0,4\%$								1

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 [16]. 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, зменшуючи цим об'єм порового простору. Піщано-глинисті породи з різним вмістом глинистої і карбонатної компонент мають неоднакові ємнісно-фільтраційні параметри на стадії седиментогенезу і в процесі занурення на великій глибині ущільнюються з різною інтенсивністю. Незворотний коефіцієнт ущільнення зростає зі збільшенням відносної глинистості піщано-алевритових порід і зменшується у міру покращення сортованості псамітової фракції. Характер зміни пористості і проникності піщано-алевритових порід неогену в Крукеницькій западині Передкарпатського прогину приблизно описується рівняннями регресії:

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

$$R = 0,898;$$

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

$$R = 0,786$$

де $C_{2л}$ і C – ваговий вміст глинистого і карбонатного матеріалу.

Звідси випливає, що коефіцієнт незворотного ущільнення кварцових пісковиків з мінімальним вмістом глинистого і карбонатного цементу рівний $36,9 \cdot 10^{-4}$ см²/кг.

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 незворотного ущільнення пісковиків і глинистих порід пояснюється, в основному, різним темпом зростання температури з глибиною в геологічному розрізі, яка значною мірою впливає на інтенсивність катагенетичних перетворень в порах порід.

Таким чином, основними геологічними чинниками, які визначають колекторські параметри теригенних порід, є їхній мінеральний склад і структурно-текстурні особливості та термобаричні фактори. 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 ємнісно-фільтраційні властивості колекторів. Ущільнення і вторинні процеси (скремениння, кальцітоутворення, піритизація) негативно впливають на колекторські властивості порід, понижують їхню пористість і проникність.

Література

- 1 Бойко Г.Е. Прогнозирование нефтегазонасности по генетическим показателям / Г.Е. Бойко. – К.: Наук. думка, 1982. – 252 с.
- 2 Бойко Г.Е. Тектоногенез и нефтегазонасность осадочных бассейнов / Г.Е. Бойко. – К.: Наук. думка, 1989. – 204 с.
- 3 Бойко Г.Е. Структура Карпатского поднадвига (по данным решения обратной гравиметрической задачи) / Г.Е. Бойко, С.Г. Аникеев // Тектоника и нефтегазонасность поднадвиговых зон. – 1990. – С. 35-41.

- 4 Маєвський Б.Й. Перспективні зони глибинного нафтогазоагромадження в Передкарпатському прогині / Б.Й. Маєвський, І.Р. Окрепкий // Нафтова і газова промисловість. – 1997. – № 1. – С. 7-10.
- 5 Кобранова В. Н. Петрофізика: учебник для вузов.; 2-е изд. перераб. и доп. / В. Н. Кобранова. – М.: Недра, 1986. – 392 с.
- 6 Цветкова М. А. К методике определения эффективной пористости пород-коллекторов с помощью окрашенной бекелитовой смолы / М. А. Цветкова // 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 / Г.А. Башкиров // Геофизическая диагностика нефтегазоносных и угленосных разрезов: Сб. науч. тр. – К.: Наук. думка, 1989. – С. 92-102.
- 9 Розробка петрофізичних моделей складнопобудованих колекторів вуглеводнів на літогеодинамічній основі / Куровець І. М., Осадчий В. Г., Грицик І. І. та ін. // Звіт про НДР Б-4/01., Львів, 2005. – 291 с.
- 10 Штурман І.Т. Літологічні особливості та фізичні властивості колекторів Прикарпаття / І.Т. Штурман, В.Д. Михайлюк // Перспективи нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів осадових басейнів України. – Івано-Франківськ: Факел, 2005. – С. 207-216.
- 11 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.
- 12 Петкевич Г.И. Волновой акустический каротаж / Г.И. Петкевич, Г.П. Косьяненко // В монографии “Применение АК при решении геологических задач”. – К.: Наук. думка, 1982. – С. 102-105.
- 13 Розробка комплексних критеріїв діагностики нафтогазових об’єктів, що містять складнопобудовані породи-колектори методами традиційної і нетрадиційної геофізики / С.О. Лизун, І.М. Куровець, Г.Й. Притулка та ін. // Звіт заключний. – Львів, 2000. – 167 с.
- 14 Куровець І.М. Петрофізична зональність сарматських відкладів північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину / І.М. Куровець, К.А. Олійник, Г.Й. Притулка // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2004. – № 3. – С. 16–25.
- 15 Добрынин В.М. Деформация и изменение физических свойств коллекторов нефти и газа / В.М. Добрынин. – М.: Недра, 1970. – 240 с.
- 16 Энгельгард В. Поровое пространство осадочных пород / В. Энгельгард. – М.: Недра, 1964. – 152 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

05.05.17

Рекомендована до друку

професором Чудиком І.І.

(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)

канд. геол. наук Ставичним Є.М.

(НДПІ ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)