

# *Нафтогазова справа*

УДК 553.98

## **ПЕТРОФІЗИЧНІ ВЛАСТИВОСТІ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ КОЛЕКТОРІВ ПЕРЕДКАРПАТТЯ**

**В. І. Грицишин, С. Ф. Кучер**

*Карпатське управління геофізичних робіт;  
76000, м. Івано-Франківськ, вул. О. Блавацького, 22;  
тел. +380 (342) 77-55-63; e-mail: kugrvat@gmail.com*

*Розглянуто питання вивчення фізико-петрографічних параметрів порід-колекторів нижньосарматських відкладів Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину з використанням даних керна і результатів геофізичних досліджень свердловин. Зіставлено дані літолого-петрофізичних властивостей порід з геолого-геофізичними параметрами, що дало змогу провести оцінку підрахункових параметрів на Хідновицькому газовому родовищі.*

***Ключові слова:** колектор, петрофізичні параметри, пористість, проникність, питомий електричний опір, швидкість пружних коливань.*

### **1. Природні пористі середовища і їх заповнювачі**

#### **1.1 Породи-колектори нафти і газу**

Поклади нафти і газу приурочені до чисельних різновидностей гірських порід осадового та виверженого походження. У природних умовах поклади нафти і газу переважно приурочені до піщанистих і карбонатних відкладів.

Гірські породи, заповнені газом і нафтою, здатні їх віддавати у промислових кількостях, називаються колекторами. Велика частина нафтових і газових підземних резервуарів складена породами осадового походження: пісковиками, вапняками і доломітами.

Скупчення нафти і газу встановлені у відкладах різного походження, починаючи від кембрію і закінчуючи верхнім пліоценом. Відомі скупчення нафти і газу як в докембрійських, так і в більш молодих четвертинних відкладах.

Вивержені і метаморфічні породи можуть вміщувати вуглеводні, якщо вони внаслідок вивітрювання і тектонічних процесів набули вторинної пористості і тріщинуватості.

Розрізняють два типи колекторів: гранулярні і тріщинні. Переважно гранулярними колекторами є піщано-алевритові породи, які характеризуються міжзерною пористістю і міжзерною проникністю; вапняки і доломіти з пелітовою або трубчастою структурою також подібні до гранулярних колекторів.

Більшість відомих у світі покладів нафти і газу внаслідок структурних умов, наявності пластів малої товщини та інших причин характеризуються відносно невеликими промисловими запасами. Крім цього, у багатьох випадках відбір нафти і газу із продуктивних пластів може бути обмежений через низьку фільтраційну здатність гірських порід. Застосування методів інтенсифікації припливів нафти і газу (гідророзрив пласта, солянокислотна обробка та ін.) у більшості випадків покращує фільтраційні властивості привибійної зони свердловин.

Колекторські характеристики (пористість, проникність) залежать від крупності, відсортованості і окатаності мінеральних зерен, що складають породу, від компоновки зерен, видів і типів цементації, структури порових каналів, текстури порід, залягання в розрізі, різних співвідношень з супутними породами і тощо.

Вивчення і аналіз всіх наведених вище елементів дозволяє правильно оцінювати властивості колекторів, які значною мірою впливають на нафтонасиченість і нафтовіддачу. В цей же час встановлення функціональних і статистичних зв'язків між колекторськими властивостями і різними кількісними характеристиками теригенних порід відкриває широкі можливості для прогнозування цих властивостей за даними комплексу літолого-геологічних параметрів (гранулометричний склад, глибина залягання, густина, проникність і тощо) і геофізичних характеристик (питомий електричний опір, швидкість пружних коливань, радіоактивні властивості порід, потенціали самочинної поляризації і т.ін.).

Літолого-петрографічні дослідження тріщинних колекторів пов'язано з особливим підходом, оскільки ємність і фільтрація в них обумовлені структурно-генетичними особливостями тріщинуватих порід-колекторів, серед яких переважають карбонатні породи. В карбонатних породах порівняно рідше зустрічаються колектори порового типу, міжзернові пустоти в яких утворилися внаслідок первинної седиментаційної компоновки мінерального скелета гірської породи. Ємність в карбонатних колекторах частіше виникає внаслідок постседиментаційних процесів вилугування частинок скелета, доломітизації, перекристалізації. В даній статті способи вивчення фільтраційно-ємнісних властивостей карбонатних колекторів не розглядаються.

Колекторські властивості порід (пористість, проникність, газонасиченість) залежать від умов, при яких осади формувались, від діагенетичних і епігенетичних процесів, а також від проявів тектонічних сил. Формування осадових порід – тривалий і складний процес.

Властивості порід залежать не тільки від їх мінерального складу, але і від будови, яка визначається формою і розташуванням складових частин породи. Структурні і текстурні особливості порід впливають на їх ємнісні і фільтраційні властивості. За величиною зерен середовища осадових порід розрізняють структури псефітову, псамітову (піщанисту), алевритову і пелітову [1].

Псефітова структура властива грубоуламковим породам, які складаються з уламків розміром більше 2 мм. Псамітова структура характерна для пісковиків і пісків з розмірами частинок від 0,1 до 1-2 мм (при грубозернистій структурі переважають зерна розміром понад 1 мм, при крупнозернистій – від 0,5 до 0,25 мм, при дрібнозернистій – менше 0,25 мм).

Алевритова структура властива дрібноуламковим породам з розмірами частинок від 0,01 до 0,1мм (при крупнозернистій структурі переважають зерна від 0,1 до 0,05мм, при дрібнозернистій – від 0,05 до 0,01мм).

Пелітова структура характерна для тонкоуламкових гірських порід з розмірами частинок 0,01мм і менше (при мікрозернистій структурі переважають зерна від 0,01 до 0,001мм, при криптозернистій – 0,001мм і менше, при різнозернистій – менше 0,01мм). Виділення структурних типів порід ґрунтоване на вимірюванні величин переважаючих зерен.

Текстура гірської породи характеризується розміщенням і розподілом її складових частин. Основною текстурною ознакою осадових порід є їх шаруватість, яка пов'язана як з накопиченням осаду, так і з літифікацією.

Шаруватість в основному буває горизонтальною, похилою і неправильною. Зустрічаються плейчасті структури, які виникають внаслідок сповзання осадів по дну басейну, тектонічного змінання, гідратації ангідриту та ін.

Характер шаруватості впливає на фільтраційні властивості порід у вертикальному і горизонтальному напрямках, а також на вибір методів впливу на привибійну зону пласта (застосування гідророзриву пласта з метою збільшення припливу пластових флюїдів у свердловину).

Характер розподілу і розміщення пор є текстурною ознакою. В цей же час пористість залежить і від структури породи.

Розміри і форма пор значною мірою визначаються розміром і формою мінеральних зерен, з яких складається порода. Отже, розрізняють також структуру порового простору.

Колекторські властивості порід в значній мірі визначаються складом і структурою цементуючих речовин, але в основному вони залежать від взаєморозташування і кількісного співвідношення цементу і уламкових зерен, тобто від текстурних елементів породи.

Мінеральні речовини, які виповнюють у породі проміжки між більш крупними зернами і уламками і зчіплюють останні між собою, називаються цементом. Об'єм пористих проміжків зменшується в міру

збільшення кількості цементу. В теригенних породах-колекторах цемент призводить до зменшення величини перерізу порових каналів і, як наслідок, знижуються величини проникності, коефіцієнта нафтогазонасиченості та ін.

За речовинним складом цемент поділяється на два основні типи: мономінеральний і полімінеральний. Більш поширені глинисті цементи, менш поширені цементи хомогенного походження. Серед хомогенних цементів переважну роль відіграють карбонати, сульфати, оксиди і гідрооксиди різних елементів.

Вплив мінерального складу цементу на колекторські властивості порід визначається, головним чином, сорбційними властивостями мінералів цементу і мірою гідрофільності або гідрофобності останніх. Стосовно глинистих цементів, розрізняють такі структури, як пелітова та алевропелітова. Пелітова структура стосується глин з розміром частинок менше 0,01мм, а алевролітова вказує на присутність в них домішки тонкого алевритового матеріалу.

Хомогенні цементи можуть бути аморфними і зернистими. Розрізняють різнозернисті, тонкозернисті, середньозернисті та інші типи цементів.

Структура цементів також до деякої міри визначає колекторські властивості порід. Особливо велике значення під час оцінки порід-колекторів з точки зору їх ємнісних і фільтраційних властивостей, а також величини їх залишкової водонасиченості, має текстура цементів. За цією ознакою розрізняють такі основні типи цементу [2]: контактний (цемент дотику) – цементуюча речовина знаходиться тільки в місцях контактування уламкових зерен; згустковий (плямистий цемент) – матеріал цементу нерівномірно розподілений у породі у вигляді локальних ділянок; плівковий – цемент присутній у вигляді тонких шарів, що огортають зерна породи; поровий – речовина цементу знаходиться у проміжках між зернами породи; базальний – зерна занурені в цементуючу масу і не дотикаються між собою.

Переважно в породах спостерігається комбінація двох або більше названих типів цементациї з переважанням одного з них.

Найбільш сприятливим для колекторських властивостей порід є контактний тип цементациї, оскільки у цьому випадку спостерігається найбільша проникність, досить низька залишкова водонасиченість і в найменшій мірі проявляються сорбційні і гідрофільні властивості цементуючої речовини. Найменше сприятливим з цих точок зору є поровий і базальний типи цементациї.

### ***1.2 Форми залягання порід-колекторів у покладах нафти і газу***

Породи-колектори є складовою частиною нафтогазоносною світи, відображеною у відповідній літофації. З найбільш відомих поширеними є вапняки і доломіти, глини (сланці) з прошарками і лінзами пісковиків і пісків, пісковики і піски.

Необхідною умовою утворення нафтового і газового покладу є наявність у товщах, які формують геологічні структури, пористих тіл, здатних акумулювати розсіянні і мігруючі вуглеводні. Колектори, які складають масивні резервуари, літологічно можуть бути однорідними (Шебелинське газове родовище) або неоднорідними (Хідновицьке газове родовище).

### *1.3 Властивості пластових рідин і газів*

Більшість природних нафт на 95-99% складається із вуглеводню і водню. При цьому вміст вуглеводню коливається від 83 до 87,4%, а водню – від 9,3 до 15%.

Вуглеводні, які є присутніми в нафті, розподіляються на три класи: парафінові, нафтеніві і ароматичні.

В нафті в різній кількості є присутніми сірка, азот, кисень. Вміст сірки коливається від 0,01 до 5%. Вміст азоту в нафті не перевищує 1%. Вміст кисню в нафті не перевищує 2%.

Природний газ складається здебільшого з метану і в невеликій кількості містить азот.

В природному газі міститься метан ( $\text{CH}_4$ ), етан ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), пропан ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ), бутан ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ) і пентан ( $\text{C}_5\text{H}_{12}$ ). Густина чистого метану у співвідношенні до повітря 0,554.

Густина нафт коливається від 650 до 1000  $\text{кг/м}^3$ ; густина асфальту може сягати до 1100  $\text{кг/м}^3$ .

Газоконденсатна пластова система є сумішшю вуглеводнів з незначною домішкою неорганічних сполук (азот, вуглекислота, пари води, сірководень). У цій суміші 75-95% складає метан.

Нафта володіє високим електричним опором, завдяки чому її виявляють в розрізах свердловин. Діелектрична стала нафти – 2, льоду – 93,9, гірських порід – від 6 до 11.

Води нафтових і газових родовищ в залежності від умов залягання у співвідношенні до продуктивних горизонтів називають верхніми, підшовними і краєвими або контурними. В продуктивних пластах крім нафти і газу знаходиться залишкова вода. За характером мінералізації розрізняють води прісні, солоні і розсоли.

Підземні води насичені газом. Густина води визначається відношенням спостережуваної густини до густини, заміряної за стандартних умов (тиск – 1 МПа, температура – 15,5°C).

Питомий електричний опір є важливою фізичною властивістю і використовується при електрометрії свердловин. Питомий опір води залежить від її хімічного складу і температури, а також від тиску, який впливає на розчинність газу у воді. Питомий опір води з підвищенням температури зменшується.

**2. Петрофізичні основи вивчення колекторських властивостей піщанистих порід у тонкошаруватому розрізі.**

Експериментальні роботи з питань вивчення петрофізичних характеристик порід-колекторів в тонкошаруватих розрізах слід проводити в таких напрямках:

- мікроскопічне дослідження шліфів;
- визначення структури порового простору; за даними ртутної порометрії;
- визначення елементного складу порід за даними рентгено-структурного аналізу;
- визначення природи радіоактивності гірських порід за даними гамма-спектроскопії;
- вивчення гранулометричного складу піщано-глинистих порід;
- визначення коефіцієнтів пористості і проникності порід;
- вивчення електричних параметрів (параметра пористості і параметра насичення);
- вивчення швидкісних характеристик і зв'язок їх з пористістю і глинистістю;
- вивчення пористості і залишкової водонасиченості порід.

В основу вивчення петрофізичних характеристик у тонкопрошарковому розрізі нами розглянуто геолого-геофізичні матеріали по Хідновицькому газовому родовищу.

Хідновицьке газове родовище розташоване в північно-західній частині Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину і приурочене стратиграфічно до нижньосарматських відкладів.

В літологічному відношенні продуктивна частина розрізу представляє собою потужну товщу піщано-алеврито-глинистих відкладів з широким діапазоном змінювань фізико-літологічних властивостей як по площі, так по заляганню.

Породи нижнього сармату широко розповсюджені в Більче-Волицькій зоні Передкарпатського прогону. Нижньосарматський підярус складається з піщано-глинистої товщі дашавської світи. Світа, в основному, виражена глинами з прошарками алевролітів, пісковиків і туфів.

Туфи мають своєрідну електричну характеристику – низькі електричні опори і позитивні аномалії потенціалів самочинної поляризації.

У розрізах горизонтів відзначається циклічність, яка характеризується поступовою зміною глинистих порід на піщанисті з наявністю в покрівлі циклів прошарків низькоомних туфів.

Вивчення фізико-літологічної характеристики розрізу проводилось за даними лабораторних визначень зразків порід.

Літологічний склад порід визначався в шліфах і з допомогою гранулометричного аналізу.

Глини під мікроскопом складаються із найдрібніших частинок глинистих мінералів, які представлені гідролюдами з незначною домішкою монтморилоніту.

Пісковики світло-сірі, різнозернисті, вапняковисті, слюдисті (від слабозцементованих до міцних), поліміктові і олігоміктові.

Середньо- і високопористі пісковики сірі, середньої міцності і слабозцементовані, олігоміктові (кварцові). Цемент пісковиків глинистий і глинисто-карбонатний. Тип цементації – поровий, порово-базальний.

Механічний склад пісковиків:

Розмір зерен 1,0-0,5мм – 8-28%;

Розмір зерен 0,5-0,25мм – 15-22%;

Розмір зерен 0,25-0,1мм – 13-37%;

Розмір зерен 0,1-0,01мм – 5-17%;

Розмір зерен 0,01 і менше – 2-3%.

### 2.1 Пористість

Лабораторними методами визначалась абсолютна і відкрита пористість. Значення відкритої пористості пісковиків і алевролітів коливається від 1 до 40%.

Оскільки відбір керна сильно ускладнює процес буріння і є дискретним методом вивчення розрізу, геофізичні методи дозволяють отримувати безперервну інформацію про розріз, отже, цей метод є найбільш ефективним під час вивчення ефективних товщин, пористості і газонасиченості колекторів.

З метою ув'язки параметрів геофізичних досліджень з лабораторними даними кернового матеріалу був вивчений і проаналізований весь фондовий геофізичний і геологічний матеріал, який дозволив встановити кореляційні зв'язки між геофізичними параметрами, пористістю і газонасиченістю.

Оскільки на Хідновицькому родовищі не весь керновий матеріал був досліджений на предмет вивчення петрофізичних характеристик, особливо в умовах, наближених до пластових, для оцінки колекторів були використані залежності, встановлені для аналогічних відкладів на розвідувальних площах Летня, Залужани та ін. На Летнянському родовищі відібрано велику кількість зразків (461 шт.), побудовані такі залежності:

$$P_n = 0,845 \cdot K_n^{-1,83}, \quad r = -0,95, \quad (1)$$

$$\Delta T = 186 + 5,187 \cdot K_n, \quad r = 0,91, \quad (2)$$

$$\Delta T = 173,09 + 4,66 \cdot K_n + 2,45 \cdot K_{гл}, \quad R = 0,88, \quad (3)$$

$$P_n = 1,038 \cdot K_b^{-1,782}, \quad r = -0,97, \quad (4)$$

$$K_{в.з.} = 125,9 \cdot e^{-0,0727 \cdot K_n}, \quad r = -0,94, \quad (5)$$

де  $P_n$  – параметр пористості ;

$K_n$  – коефіцієнт відкритої пористості (для формул 2; 3; і 5 –  $K_n$ , %);

$\Delta T$  – інтервальний час, мкс/м;

$K_{гл}$  – коефіцієнт об'ємної глинистості, %;

$P_n$  – параметр насичення;

$K_b$  – коефіцієнт водонасиченості;

$K_{в.з.}$  – коефіцієнт залишкової водонасиченості, %.

Графіки рівнянь (1)-(5) представлені на рисунках 1-4.

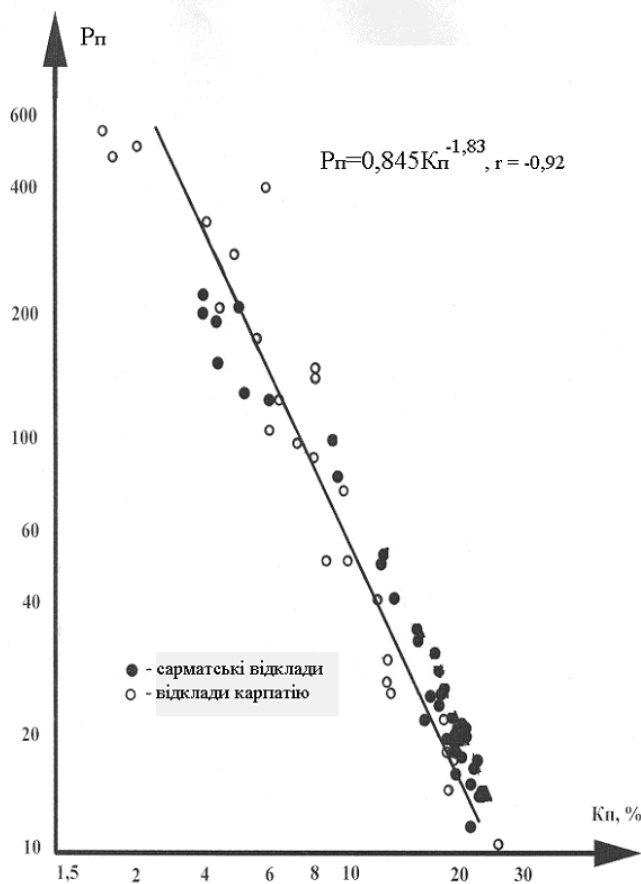


Рис.1. Залежність  $P_{п}=(K_{п})$  для пісковиків нижньосарматських відкладів по Летнянській площі

Для анізотропних товщ характерним є те, що опір промитої зони за даними бокового мікрокаротажу (БМК) занижений через значну заглинизованість піщанистих проверстків, тож визначення  $K_{п}$  за даними БМК не дає позитивних результатів. Для нижньосарматських відкладів площі Залужани було встановлено залежності між пористістю, опором промитої зони або опором пласта і глибиною залягання  $H$  (км). Залежності мають такий вигляд:

$$K_{п} = 19,0845 - 3,1727 \cdot H + 0,0426 \rho_{п} / \rho_{в}, \quad (6)$$

$$K_{п} = 21,4629 - 2,756 \cdot H - 0,0797 \rho_{зп} / \rho_{ф}, \quad (7)$$

де  $\rho_{п}$ ,  $\rho_{зп}$ ,  $\rho_{в}$ ,  $\rho_{ф}$  – відповідно питомий електричний опір пласта, зони проникнення, пластової води, фільтрату промивальної рідини (ПР), Ом·м;  $H$  – глибина залягання пласта, км.



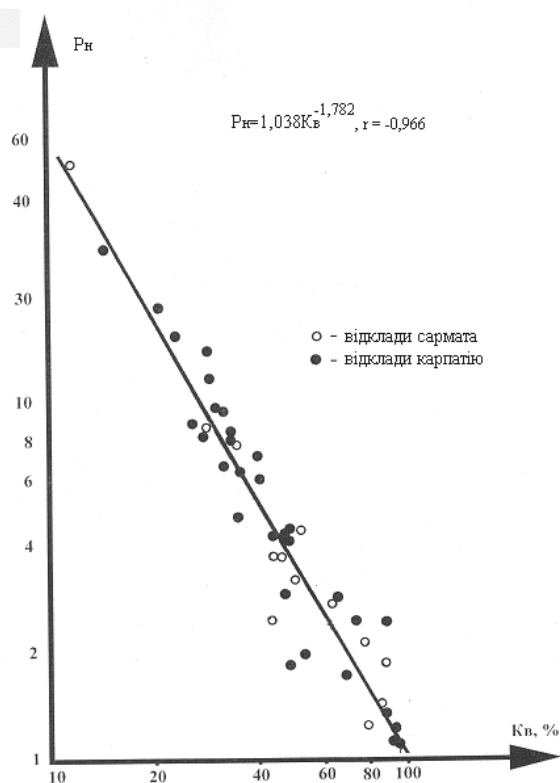


Рис.2. Графік залежності  $P_k = f(K_b)$  для відкладів сармату Летнянського газового родовища

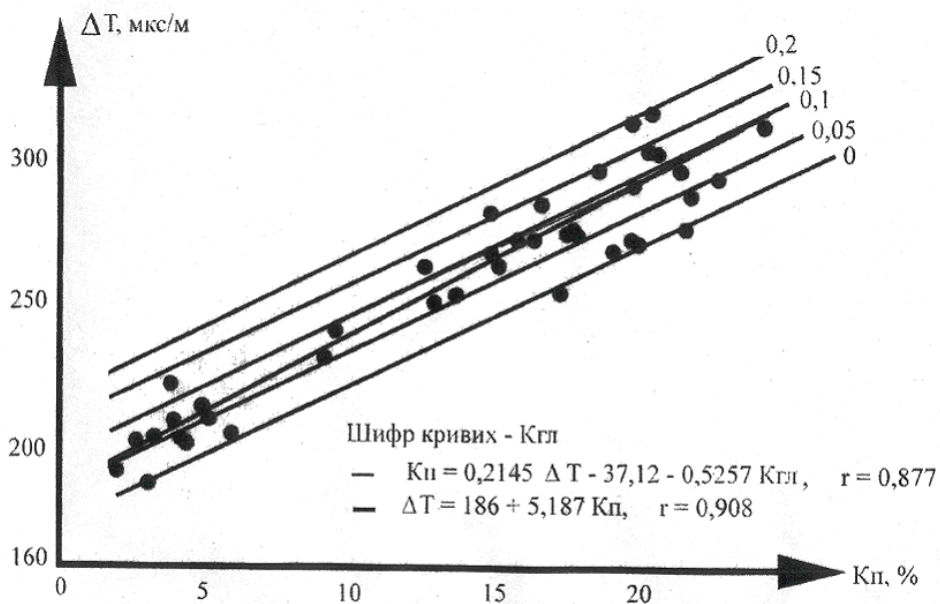


Рис.3. Графік залежності  $\Delta T = f(K_{п})$

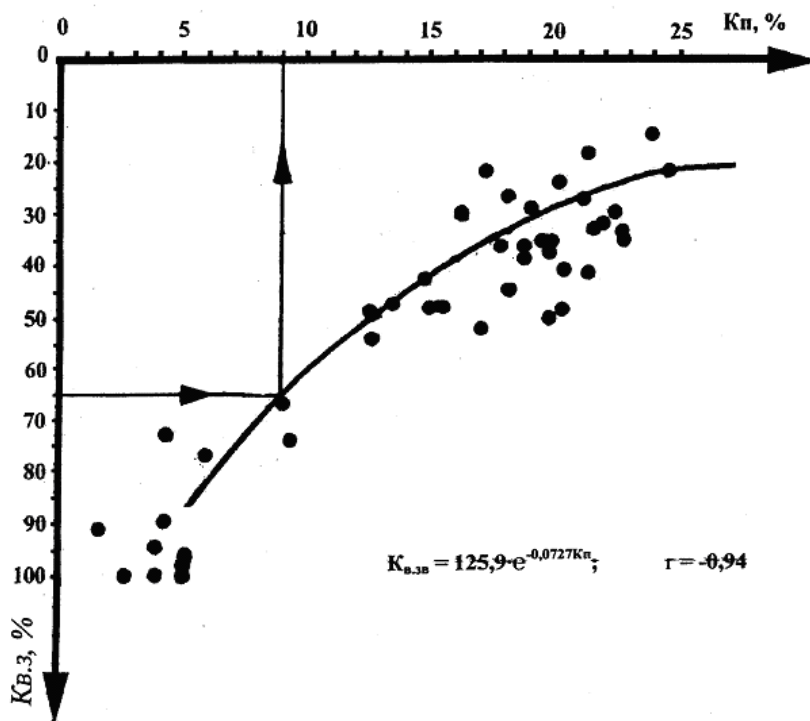


Рис.4. Графік залежність  $K_{в,з}=f(K_{в})$  для відкладів сармату Летнянського газового родовища

### 3 Визначення коефіцієнтів пористості за даними ГДС

#### 3.1 Визначення коефіцієнтів пористості за даними акустичного каротажу

Коефіцієнти пористості за даними АК визначались відповідно для чистих і заглинзованих колекторів (2) і (3). У величину  $\Delta T$  вводились поправки за розуцільнення, а для заглинзованих порід і за глинистість. Коефіцієнт глинистості визначався за даними гамма-каротажу (ГК). Для цього використовувались залежності між коефіцієнтом об'ємної глинистості  $K_{гл}$  і подвійним різницеvim параметром  $\Delta I_{\gamma}$  (рис.5). Формула цієї залежності така:

$$K_{гл} = 31,24 \cdot \Delta I_{\gamma} + 3,9848. \quad (8)$$

Для визначення  $K_{п}$  за даними АК також застосовувалось рівняння середнього часу з врахуванням глинистості:

$$K_{п} = \frac{\Delta T_{пл} - \Delta T_{ск}}{\Delta T_{р} - \Delta T_{ск}} - K_{гл} \frac{\Delta T_{гл} - \Delta T_{ск}}{\Delta T_{р} - \Delta T_{ск}}, \quad (9)$$

де  $\Delta T_{пл}$ ,  $\Delta T_{гл}$ ,  $\Delta T_{ск}$ ,  $\Delta T_{р}$  – відповідно інтервальний час у пласті, в глинах, скелеті і промивальній рідині.  $\Delta T_{р}$  прийнято 640 мкс/м,  $\Delta T_{ск}=186$  мкс/м.

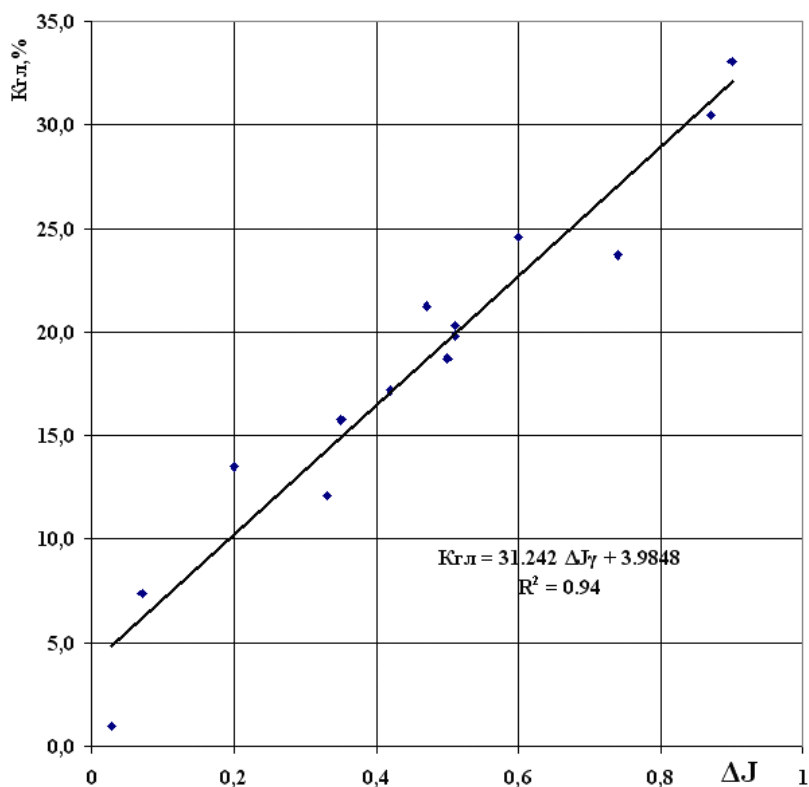


Рис.5. Графік залежності  $K_{гл}$  від  $\Delta J_{\gamma}$  для сармат-баденських відкладів Передкарпаття

**3.2. Визначення коефіцієнтів пористості за даними методів ПС і ГК**

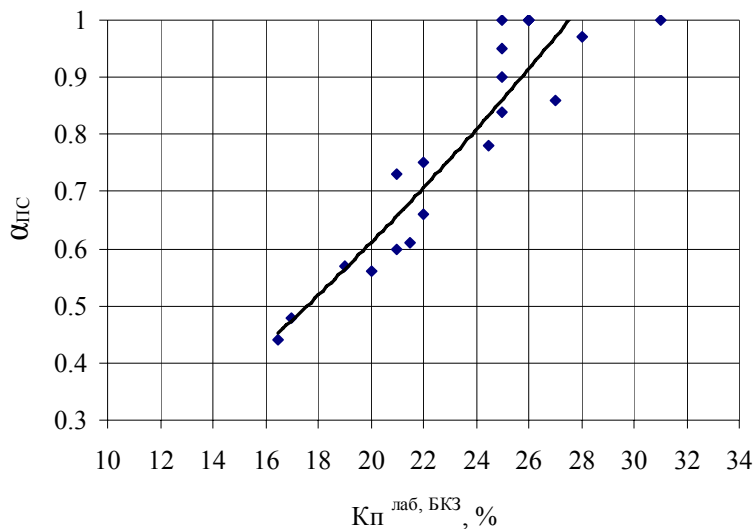


Рис.6. Залежність  $\alpha_{ПС}=f(K_{п})$  для нижньосарматських відкладів Хідновицького родовища

Для побудови графічної залежності  $\alpha_{\text{ПС}}=f(K_{\text{П}})$  для колекторів Хідновицької площі були використані пласти з мінімальною глинистістю і найбільшою пористістю. Графічна залежність (рис.6) описана рівнянням:

$$K_{\text{П}} = 19,7\alpha_{\text{ПС}} + 4,74, \quad (10)$$

Оскільки товщина окремих піщанистих прошарків є невеликою і крива ПС значною мірою знівельована, тож нами замість параметра  $\alpha_{\text{ПС}}$  використовувався параметр  $\alpha_{\text{ГК}}=1-\Delta I_{\gamma}$

### 3.3. Оцінка газонасиченості піщанисті порід за даними ГДС

Одним з важливих питань на площах Зовнішньої зони є визначення коефіцієнтів газонасиченості за даними методу опору. Для нижньо-сарматських відкладів у праці [3] рекомендується залежність (4), встановлена на зразках порід Летнянського газового родовища у камері при встановленому тиску з одноразовим визначенням залишкової водонасиченості і питомого електричного опору води.

Для порівняння величин  $K_{\text{Г}}$ , одержаних за даними опору з використанням залежності (4), ми проводили оцінку газонасиченості виділених колекторів у продуктивній частині розрізу через ефективну пористість. Для цього визначали коефіцієнти зв'язаної води  $K_{\text{В.З}}$  за залежністю (5). Цю залежність встановлено для неогенових відкладів Передкарпаття [4].

Отже, використавши залежність (5) за величиною  $K_{\text{В.З}}$  і  $K_{\text{П}}$  для колекторів у контурі газонасиченості, розраховуємо коефіцієнт ефективної пористості за формулою:

$$K_{\text{П.еф}} = K_{\text{П}}(1-K_{\text{В.З}}), \quad (11)$$

Звідси визначаємо максимально можливе значення  $K_{\text{Г.ММ}}$  за формулою:

$$K_{\text{Г.ММ}} = K_{\text{П.еф}}/K_{\text{П}} = 1-K_{\text{В.З}}. \quad (12)$$

### 4. Обґрунтування нижніх меж параметрів колекторів

Петрофізичні залежності між параметрами порід і зв'язки між продуктивністю та газопроникністю випробуваних об'єктів і їхніми фільтраційно-ємнісними параметрами мають кореляційний характер.

Для визначення граничних параметрів порід нами використані дослідження на керновому матеріалі для Летнянського родовища, зокрема залежності між пористістю, проникністю і ефективним радіусом пор.

Залежність між фазовою і абсолютною проникністю (рис.7) має такий вигляд:

$$K_{\text{пр}}^{\text{абс}} = 8,1557 \cdot K_{\text{пр.ф}}^{0,66881}, \quad R^2=0,9662 \quad (13)$$

де  $K_{\text{пр}}^{\text{абс}}$  – абсолютна проникність, мД;

$K_{\text{пр.ф}}$  – фазова проникність за гексаном, мД.

Згідно з цією залежністю абсолютна проникність величиною  $0,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> відповідає значенню  $K_{\text{пр.ф}}=0,065 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Цю величину слід вважати мінімально можливою, оскільки за графіком  $Q_{\text{Г}}=f(K_{\text{пр.ф}})$  при значенні  $K_{\text{пр.ф}}=0,065 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> одержані промислові дебіти газу від

5,77 тис.м<sup>3</sup>/д (св. 5-Вижомлянська) до 8,57 тис.м<sup>3</sup>/д (св. 1-Вижомлянська) (див. рис.8). За графіком (рис.9) величина  $K_{пр}^{абс}=0,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> відповідає значенню середнього радіусу пор  $K_{еф}=0,5$  мкм, що згідно з [4] може бути прийняте за межеве значення.

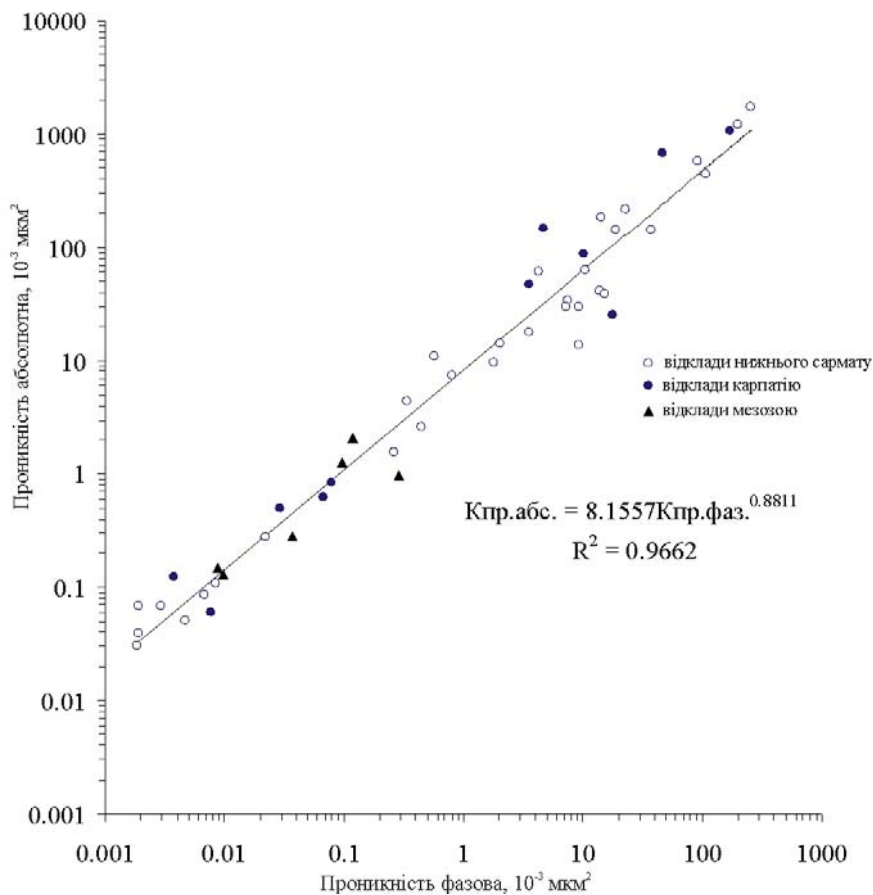


Рис.7. Залежність абсолютної проникності від фазової порід-колекторів Летнянського газового родовища

На представницькій виборці взірців на Летнянському родовищі визначена залишкова водонасиченість методом капілярметрії, а також вивчена залежність ємнісно-фільтраційних властивостей від кількості і складу цементу. За наявності цементу в породі 25% і більше, порода становиться неколектором.

Визначення нижніх меж параметрів колекторів проводилося за методикою, яка полягає в тому, що абсолютна проникність визначається за графіком її залежності від фазової проникності (рис.7 і 10). Таким чином, нижні межі значень фазової проникності, відкритої пористості та залишкової водонасиченості, для нижньосарматських колекторів складають:

$K_{пр.ф} = 0,065 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ;  $K_{пр}^{abc} = 0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ;  $K_{п.гр} = 9,0\%$ ;  $K_{в.з} = 65\%$ .

Отже, вказані нижні межі значень пористості та водонасиченості за аналогією можуть бути використані і для колекторів Хідновицького газового родовища. Умови осадоутворення одновікових нижньосарматських відкладів у межах вказаних родовищ були адекватними, а фізико-літологічні властивості порід у розрізах свердловин є ідентичними.

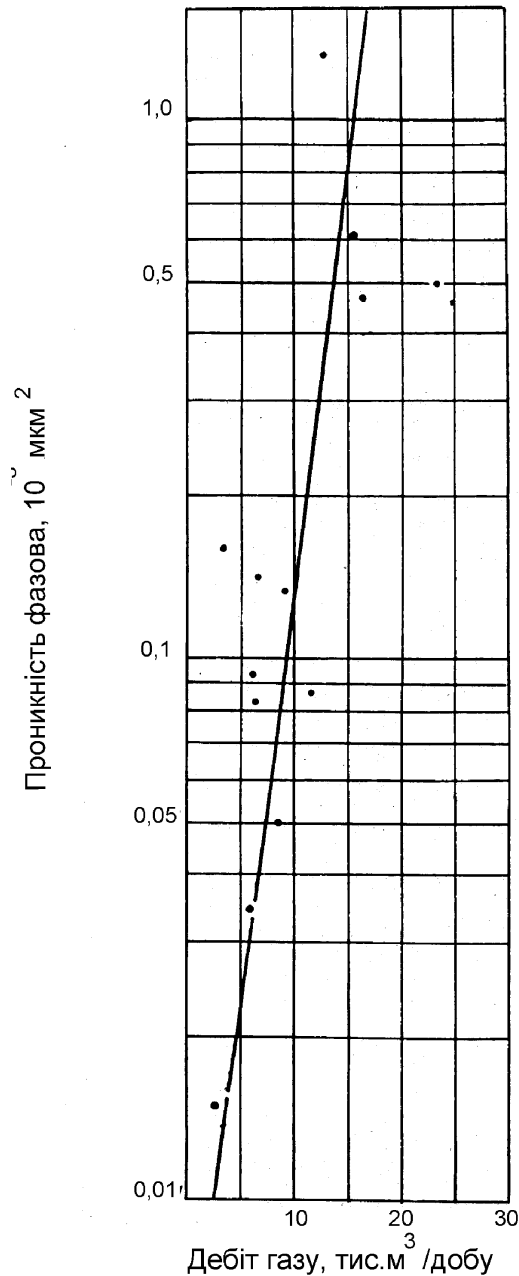


Рис.8. Залежність дебіту газу від фазової проникності по КВТ Вижомлянського газового родовища

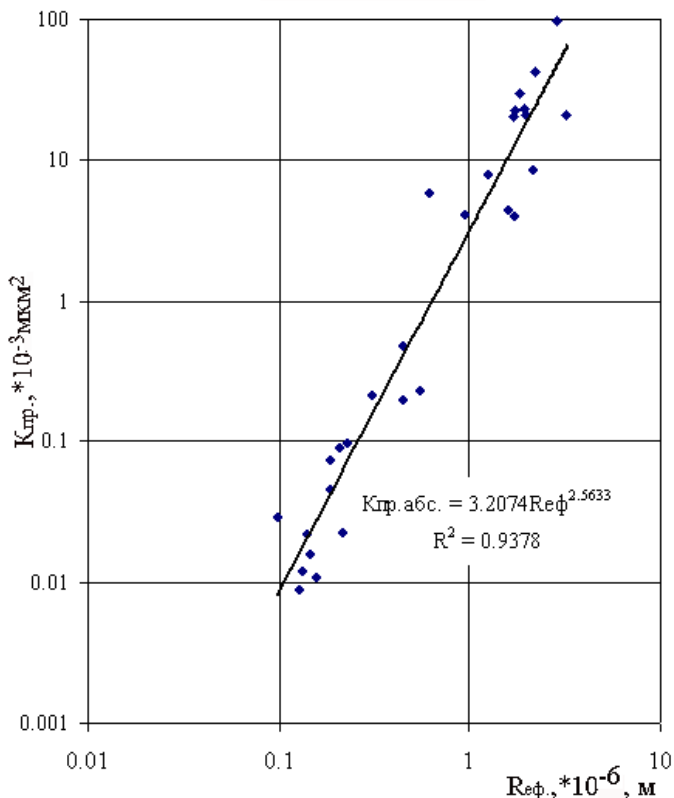


Рис.9. Залежність між абсолютною проникністю і ефективним радіусом пор (N1s1). Вижомлянське газове родовище

**4.1 Виділення колекторів і визначення ефективних товщин**

Ефективну товщину колекторів з однорідною нафто- або газонасиченістю визначають як приведену до вертикальної свердловини різницю між загальною товщиною і сумарною товщиною заглинзованих прошарків – неколекторів. Якщо позначити частку глинистих (або ущільнених) прошарків у пласті через  $X_{гл}$  або  $X_{щ}$ , то ефективна товщина колектора може бути обчислена за такою формулою:

$$h_{еф} = H_{зар}(1 - X_{гл(щ)}). \tag{14}$$

Частку сумарної товщини глинистих (ущільнених) прошарків визначають за даними ГК і БМК. Інколи використовують криві мікрозондів і мікрокавернометрії. Якщо тонкопрошарковий пласт вміщує одночасно глинисті і ущільнені прошарки, то ефективна товщина знаходиться як

$$h_{еф} = H_{зар}(1 - X_{гл} - X_{щ}). \tag{15}$$

В основу виділення тонких глинистих прошарків за даними ГК нами покладена величина  $\Delta I_{\gamma,гр}$  з врахуванням граничного значення  $K_{гл,гр} = 25\%$ . Підставляючи це значення в формулу (8), знаходимо  $\Delta I_{\gamma,гр} = 0,67$ .

Для пісковиків даного родовища мінімальне значення  $\Delta I_{\gamma_{\min}}$  становить 3,3 мкР/год (усереднене по всіх свердловинах), а максимальне значення в глинах  $\Delta I_{\gamma_{\max}}=12$  мкР/год. Для встановлення  $\Delta I_{\gamma_{\text{гп}}}$  використовується рівняння подвійного різницевого параметра:

$$\Delta I_{\gamma} = \frac{I_{\gamma} - I_{\gamma_{\min}}}{I_{\gamma_{\max}} - I_{\gamma_{\min}}} \quad (16)$$

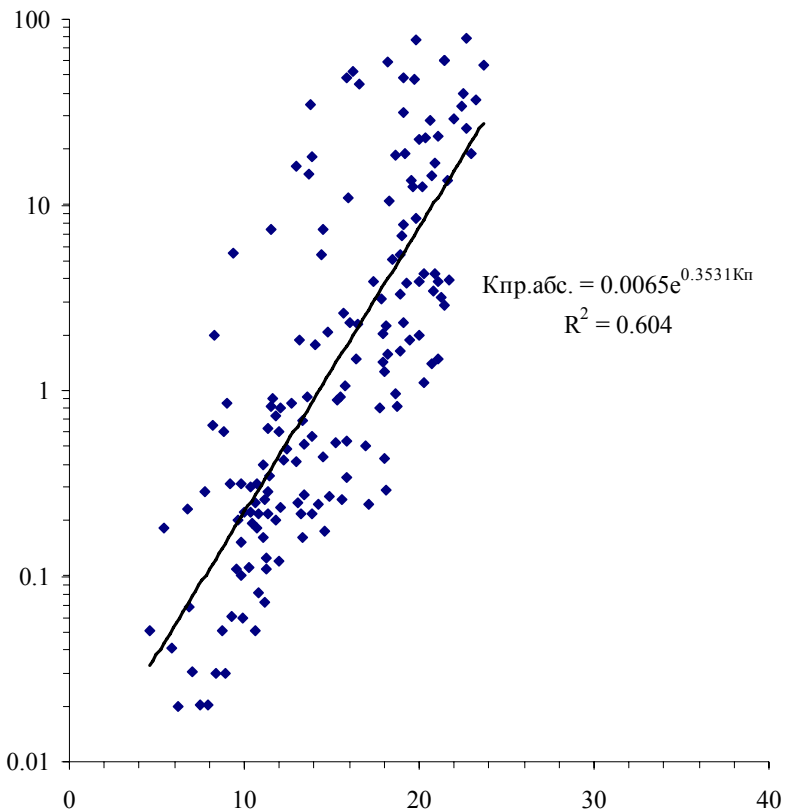


Рис.10. Зв'язок між пористістю та абсолютною проникністю сарматських колекторів Вижомлянського і Летнянського газових родовищ

Після обчислення за цим рівнянням отримаємо  $I_{\gamma_{\text{гп}}}$  рівненної лінії, що становить 9,13 мкР/год. Враховуючи те, що в окремих свердловинах  $I_{\gamma_{\min}}$  коливається від 2,8 до 4,0 мкР/год, нами прийнято граничне значення для колекторів  $I_{\gamma_{\text{гп}}}=9,5$  мкР/год.

На діаграмах гамма-каротажу наводились рівненні лінії  $I_{\gamma_{\text{гп}}}$  і до колекторів відносились виділені прошарки пісковиків, гамма-активність яких не перевищувала 9,5 мкР/год. У пластах, де поряд з глинистими прошарками знаходились ущільнені різновиди пісковиків і алевролітів, вони вилучались із загальної товщини пласта. Для ідентифікації щільних прошарків використовувались криві БМК, БК, МК, на яких ущільнені прошарки за опором перевищували опір проникливих прошарків.



Товщина пористих піщанистих прошарків в продуктивній частині розрізу становила 0,2-0,4 м.

Виділення порових колекторів за даними непрямих кількісних критеріїв обумовлено такими передумовами.

В досліджуваному розрізі породи-колектори відрізняються від неколекторів значеннями фільтраційно-ємнісних властивостей, а відповідно і значеннями геофізичних характеристик, які відображають пористість ( $\Delta T_{гр}$ ,  $\Delta I_{пг-гр}$ ,  $R_{п.гр}$ ) і глинистість ( $\alpha_{пс.гр}$ ,  $\Delta I_{г.гр}$ ) порід.

Згідно з працею [5] одним з петрофізичних способів встановлення граничних значень може послужити зіставлення коефіцієнтів пористості з залишковою водонасиченістю  $K_{в.з}$  гідрофільного колектора. За величиною  $K_{в.з}$  розраховують коефіцієнт ефективної пористості  $K_{п.еф}$  (11), що характеризує частку об'єму пор, яку можуть займати вуглеводні. Значення  $K_{п}$ , яке відповідає  $K_{в.з}=1$  або  $K_{п.еф}=0$ , можна приймати за  $K_{п.гр}$ . Воно є нижнім межовим значенням пористості для гідрофільного міжзеренного колектора, оскільки при  $K_{п}=K_{п.гр}$  гідрофільна порода не містить вуглеводнів. Однак при виділенні промислово-продуктивних колекторів для підрахунку запасів і проектування розробки покладу потрібно користуватись критерієм визначення  $K_{п.гр}$ , який відповідає значенню  $K_{в.з}=K_{в}-K_{г.з}$ , де  $K_{г.з}$  – коефіцієнт залишкової газонасиченості.

Дослідження відносної фазової проникності при двофазній фільтрації (вода+газ) в колекторах з різною проникністю показує, що зі зменшенням  $K_{пр}$  коефіцієнт  $K_{в.з}$ , який характеризує наявність зв'язаної води у породі, закономірно зростає, звужуючи область двофазної фільтрації, тоді як межа, що характеризується значенням  $K_{в}=K_{в}^{**}$  для різних колекторів, практично не переміщується зі зменшенням  $K_{пр}$  і відповідає діапазону  $K_{в}^{**}=0,7-0,85$  [5] в різних колекторах. Таким чином, значення  $K_{в}^{**}=1-K_{г.з}$  у першому наближенні можна прийняти сталим і воно окреслює діапазон  $K_{в.з}<K_{в}<1$ , для якого рух газу у порах неможливий. При цій умові порода з  $K_{в.з}\geq K_{в}^{**}$ , яка вміщує газ в об'ємі пор  $K_{п}(1-K_{в.з})$ , не дає припливу пластового флюїду під час випробування.

Для Вижомлянської площі залежність між  $K_{в.з}$  і  $K_{п}$  має такий вигляд:

$$K_{в.з}=0,04 K_{п}^{-1,7}. \quad (17)$$

Згідно з цією формулою при  $K_{п.гр}=9\%$  значення  $K_{в.з.гр}=67\%$  майже відповідає значенню  $K_{в.з.гр}$  і для аналогічних відкладів Летнянського родовища.

Для встановлення ефективності геофізичних методів під час проведення обчислень коефіцієнтів пористості за даними ГДС були використані методи опору (БКЗ, БК, БМК), метод потенціалів самочинної поляризації (ПС), методи акустичного і гамма-каротажу. Для цього використовувались петрофізичні залежності, наведені у попередніх розділах. Нижче наводимо результати таких обчислень (див. таблицю) у свердловинах Хідновицького газового родовища.



*Література*

1. Ханин А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов / А.А.Ханин. – М.: Недра, 1976. – С. 295.
2. Швецов М.С. Петрография осадочных пород / М.С.Швецов. – М.: Гостоптехиздат, 1948. – С. 416.
3. Грицишин В.И. “Комплексное изучение коллекторов нефтеносных и газоносных месторождений Предкарпатья”, отчет / В.И.Грицишин. – Ивано-Франковск, ИФИНГ, 1987. – С. 68-81.
4. Грицишин В.І. Петрофізична характеристика колекторів нафтових і газових родовищ Карпатського регіону і Дніпровсько-Донецької западини / В.І.Грицишин. – Івано-Франківськ: Лілея НВ, 2012. – С. 273.
5. Вендельштейн Б.Ю. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробования и испытаний продуктивных пластов / Б.Ю.Вендельштейн, В.Ф.Козяр, Г.Г.Яценко. – Калинин, 1990. – 261 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії 11.10.2012 р.*

*Рекомендовано до друку д.т.н., професором **Мойсишиним В.М.**, д.т.н., професором **Дорошенко В.М.**(м. Київ)*

**PHYSICAL PETROLEUM PROPERTIES OF OIL AND GAS COLLECTORS OF PRECARPATYA**

**V. I. Grytsyshyn, S. F. Kucher**

*Carpathians management of geophysical works;  
76000, Ivano-Frankivs'k, O. Blavatsky str., 22;  
ph. +380 (342) 77-55-63; e-mail: kugrvat@gmail.com*

*The question of study of physical petrography parameters of breeds-collectors of low Sarmat deposits of the Bilche-Volitsky area of the Pre-Carpathians bending is considered with the use of data of kern and results of geophysical researches of mining holes. Data of litology petroleum physical properties of breeds are confronted with geology-geophysical parameters, that allowed to conduct estimation of account parameters on the Hidnovitsky gas deposit. Il. 10, Bibl. 5*

**Keywords:** *collector, petroleum physical parameters, porosity, permeability, specific electric resistance, speed of resilient vibrations.*