

ПРОГНОЗУВАННЯ ФІЛЬТРАЦІЙНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПЛАСТІВ-КОЛЕКТОРІВ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН

І. О. Федак, Я. М. Коваль, Я. А. Войтович*

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: geophys@nuing.edu.ua*

Існує багато петрофізичних моделей, які описують взаємозв'язок проникності пласта-колектора з різноманітними параметрами структури порового простору і насичення гірської породи. Наявність великої кількості таких моделей пов'язана з неоднорідністю мінерального складу порід, форми і розміру зерен, які складають мінеральний скелет, а отже, і структури порового простору – одного із основних чинників, що впливають на величину коефіцієнта проникності. Суттєвий вплив має також характер насичення порового простору, характеристики і фізичний стан компонентів пластового флюїду. Сукупність згаданих вище чинників, що впливають на величину проникності пластів-колекторів, є причиною складності петрофізичних моделей, а їх мінливість дає змогу створити тільки узагальнені моделі, які необхідно адаптувати для кожного окремого пласта з метою досягнення необхідного рівня достовірності. Такий підхід вимагає великої кількості фактичного матеріалу, лабораторних досліджень і високої кваліфікації працівників. У даній роботі автори пропонують ефективний спосіб вирішення проблеми - визначення коефіцієнтів проникності пластів-колекторів за результатами геофізичних досліджень свердловин. Маючи значення коефіцієнта проникності пласта-колектора, визначене у свердловині одним з прямих методів, у решті свердловин автори пропонують визначати не абсолютне значення коефіцієнта проникності, а його відносну зміну. Така зміна згідно моделі Schlumberger тісно пов'язана зі зміною коефіцієнта залишкової води та пористості, які можна визначити за даними геофізичних досліджень свердловин.

Ключові слова: проникність; петрофізична модель; зв'язана вода; структура порового простору; пласт-колектор; ядерно-магнітний каротаж; геофізичні дослідження свердловин.

Существует много петрофизических моделей, описывающих взаимосвязь проницаемости пласта-коллектора с разными параметрами структуры порового пространства и насыщения горной породы. Наличие большого количества таких моделей связано с неоднородностью минерального состава пород, формы и размера зерен, составляющих минеральный скелет, и, соответственно, структуры порового пространства – одного из основных факторов, влияющих на величину коэффициента проницаемости. Существенное влияние имеет характер насыщения порового пространства, характеристики и состояние компонентов пластового флюида. Совокупность упомянутых выше факторов, влияющих на величину проницаемости пластов-коллекторов, является причиной сложности петрофизических моделей, а их изменчивость позволяет создать только обобщенные модели, которые необходимо адаптировать для каждого отдельного пласта с целью достижения необходимого уровня достоверности. Такой подход требует большого количества фактического материала, лабораторных исследований и высокой квалификации рабочих. Авторами предлагается эффективный способ решения проблемы определения коэффициентов проницаемости пластов-коллекторов по результатам геофизических исследований скважин. Имея значение коэффициента проницаемости пласта-коллектора, определенное в скважине одним из прямых методов, в остальных скважинах авторы предлагают определять не абсолютное значение коэффициента проницаемости, а его относительное изменение. Такое изменение согласно модели Schlumberger, тесно связано с изменением коэффициента остаточной воды и пористости, которые можно определить по данным геофизических исследований скважин.

Ключевые слова: проницаемость; петрофизическая модель; связанная вода; структура порового пространства; пласт-коллектор; ядерно-магнитный каротаж; геофизические исследования скважин.

Many petrophysical models describe the relationship of reservoir permeability with various parameters of the pore space structure and rock saturation. The presence of a large number of such models is due to the heterogeneity of the mineral composition of rocks, the shape, and size of grains that make up the mineral skeleton, and, accordingly, the structure of the pore space - one of the main factors influencing the permeability. The nature of the saturation of the pore space and the characteristics and physical state of the components of the formation fluid also has a significant effect. The combination of the above-mentioned factors influencing the value of reservoir permeability is the reason for the complexity of petrophysical models, and their variability allows for the creation of only

generalized models that need to be adapted for each layer to achieve the required level of reliability. This approach involves a lot of factual material, laboratory research, and highly qualified staff. In this paper, the authors propose an effective way to solve the problem of determining the permeability coefficients of reservoirs based on the results of well logging. Having the value of the reservoir permeability coefficient determined in the well by one of the direct methods, in other wells, the authors propose to determine not the absolute value of the permeability coefficient but its relative change. According to the Schlumberger model, such a change is closely related to the change in the residual water coefficient and porosity, which can be determined from the well logging data.

Key words: permeability, petrophysical model, bound water, pore space structure, reservoir, nuclear magnetic logging, well logging.

Постановка проблеми

Серед джерел енергії, які сьогодні використовують у світі, одними з основних є нафта і газ. Їх використовують у багатьох галузях переробної промисловості. Тому собівартість отриманої продукції суттєво залежить від собівартості вуглеводнів. У свою чергу, собівартість нафти і газу залежить як від складності геологічної будови покладу, так і від ефективності його розробки. Для створення проекту розробки родовища необхідно великий об'єм інформації з даними петрофізичних параметрів пластів-колекторів, левову частку яких отримують у результаті геофізичних досліджень свердловин (ГДС).

Коефіцієнт проникності є однією із ключових характеристик пласта-колектора та важливим параметром для проектних розрахунків розробки продуктивних горизонтів нафтогазових родовищ. Водночас даний показник легко визначається тільки високовартісними лабораторними і промисловими методами. Простіший спосіб визначення коефіцієнтів проникності гірських порід, який базується на використанні результатів ГДС, пов'язаний з труднощами математичного моделювання, обумовленими неоднорідністю мінерального скелету порід та мінливістю параметрів структури порового простору. Тому поставлена у роботі проблема і сьогодні залишається *актуальною*.

Для подолання проблеми необхідно вирішити ряд завдань. Зокрема, аналіз робіт вчених, які займалися вирішенням цієї проблеми, дасть змогу виявити чинники, що знижують ефективність запропонованих рішень на багатьох родовищах, і запропонувати власний нестандартний підхід. Також необхідно проаналізувати взаємозв'язки геофізичних параметрів гірських порід з коефіцієнтом проникності. Дослідити ефективність запропонованого підходу для визначення проникності пластів-колекторів різного типу.

Аналіз досліджень і публікацій

Над методологічним обґрунтуванням та створенням методик з оцінки проникності пластів-колекторів нафтогазових родовищ працю-

вало багато вчених. Найпростіше рівняння, яке дає змогу розрахувати коефіцієнт проникності, впливає з лінійного закону фільтрації Дарсі [1]:

$$K_{np} = \frac{Q\mu\Delta L}{\Delta P_{nl}F}, \quad (1)$$

де K_{np} – коефіцієнт проникності;
 Q – об'ємна витрата рідини;
 μ – динамічна в'язкість рідини;
 ΔL – довжина середовища фільтрації;
 ΔP_{nl} – перепад тиску;
 F – площа фільтрації.

Дане рівняння значною мірою враховує промислові характеристики пласта-колектора, але не враховує особливості геологічної будови гірської породи. Тому використання цього рівняння для визначення коефіцієнта проникності у більшості випадків є малоефективним.

Перспективним напрямком вивчення фільтраційних характеристик проникних гірських порід є дослідження структури їх порового простору. Окрім геометрії пор, істотний вплив на проникність пластів-колекторів мають властивості мінерального скелету матриці гірської породи, пористість, взаємодія флюїдів з поверхнею капілярів та їх питома поверхня. Але названі параметри можна врахувати безпосередньо за допомогою лабораторних досліджень, чого не скажеш про геометрію пор. Структура порового простору настільки складна, що її математичне вираження є дуже проблематичним. Тому роботи, які проводились у цьому напрямку, зводились до апроксимування реальних середовищ ідеалізованими моделями.

С. Сліхтер розглядав гранулярну модель [2], яка складалась із геометрично правильно упакованих однакових частинок у формі кулі і пор у вигляді ромбоєдра. В результаті математичного моделювання була отримана формула:

$$K_{np} = \frac{6.28 \times 10^{-3} \times K_n^{1.38} \times d^2}{1 - K_n}, \quad (2)$$

де K_{np} – коефіцієнт проникності;
 K_n – коефіцієнт пористості,
 d – діаметр сферичної частинки.

К. Терцагі [3] ускладнив модель С. Сліхтера, запропонувавши розглядати випадок хаотичного розташування сферичних частинок. За даних умов математична модель набула такої форми:

$$K_{np} = \varepsilon \frac{K_n^2 \times d^2}{(1 - K_n)^{2/3}}, \quad (3)$$

де K_{np} – коефіцієнт проникності;
 K_n – коефіцієнт пористості,
 d – діаметр сферичної частинки;
 ε – експериментальний коефіцієнт.

Тут необхідно зауважити, що як не намагались дослідники деталізувати та уніфікувати модель проникності, все одно у формулі з'являлись емпіричні коефіцієнти. І тільки вони давали змогу досягнути необхідної точності, адаптуючи модель до конкретного середовища.

У свою чергу, І. Козені [4] запропонував нові принципи структурного моделювання порового простору пористих середовищ і на основі них створив власну модель проникності:

$$K_{np} = \frac{K_n^2 \times d^2}{120 \times (1 - K_n)^2}, \quad (4)$$

де K_{np} – коефіцієнт проникності;
 K_n – коефіцієнт пористості,
 d – діаметр сферичної частинки.

Але необхідно зауважити, що під час виведення даної формули І. Козені припустив, що довжина каналу моделі у два рази перевищує довжину шляху фільтрації рідини, хоча реальне значення, ймовірно, дещо відрізняється від значення 2.

Недоліком усіх згаданих моделей є те, що вони працюють в умовах добре відсортованих частинок однорідних пластів із гранулярним типом пористості, які зустрічається рідко, і можуть бути застосовані тільки для неконсолідованих середовищ.

Подальші дослідження розвивались у напрямку дослідження структурних моделей капілярного типу, які краще описують реальні гірські породи. Наслідком таких робіт стала модель Козені-Кармана [5]:

$$K_{np} = \frac{K_{nd}^3}{f T_e^2 S_{\phi v}^2}, \quad (5)$$

де K_{np} – коефіцієнт проникності;
 K_{nd} – коефіцієнт динамічної пористості;
 f – стала Козені;
 T_e – гідравлічна звивистість;
 $S_{\phi v}$ – питома поверхня фільтрації.

Аналізуючи дану модель, ми знову стикаємось з проблемою браку кернавого матеріалу та, відповідно, результатів лабораторних дослі-

джень, за допомогою яких можна оцінити структурні характеристики порового простору пласта-колектора.

Сьогодні прийнято такі параметри, як гідравлічна звивистість гірської породи, питома поверхня каналу фільтрації тощо, апроксимувати геофізичними характеристиками, отриманими за даними геофізичних досліджень свердловин. В цьому напрямку працювали Старостін В. А. [6], Карпенко О. М. [7], Вижва С. А., Безродна І. М. [8] та інші. Також суттєвий внесок у вирішення даної проблеми зробили науковці компанії Schlumberger. Зокрема дані ядерно-магнітного каротажу дають змогу використовувати модель вільного флюїду (модель Коатса) [9]:

$$K_{np} = \left[\left(\frac{K_{n.e\phi}}{C} \right)^2 \times \left(\frac{FFI}{BVI} \right) \right]^2, \quad (6)$$

де K_{np} – коефіцієнт проникності;
 $K_{n.e\phi}$ – коефіцієнт ефективної пористості;
 C – емпіричний коефіцієнт;
 FFI – частка вільного флюїду та BVI – доля сумарно зв'язаної води – параметри, які визначаються за даними ЯМК.

Також існує інша конкуруюча SDR-модель (модель середнього геометричного значення спектру релаксації за часом) [9]:

$$K_{np} = AT_{2геом}^2 K_{n.e\phi}, \quad (7)$$

де K_{np} – коефіцієнт проникності;
 A – емпіричний коефіцієнт, який залежить від типу колектора;
 $T_{2геом}$ – середній час релаксації, який розраховується як геометричне середнє спектру сигналу;

$K_{n.e\phi}$ – коефіцієнт ефективної пористості.

Як бачимо, наявність емпіричних коефіцієнтів вказує на необхідність адаптації цих моделей до умов конкретного середовища. Дана особливість, звичайно, не є проблемою за наявності вибірки кернавого матеріалу, який дає змогу провести налаштування моделей. Також необхідно зауважити, що, на жаль, сучасна апаратура ядерно-магнітного каротажу не використовується вітчизняними геофізичними підприємствами, хоча є однією з найефективніших для вирішення багатьох завдань при дослідженні нафтогазових свердловин.

Отже, проведений аналіз основних моделей і підходів до визначення коефіцієнтів проникності гірських порід, показав, що на сьогодні уніфікованої моделі немає, і, за великим рахунком, не може бути, оскільки гірські породи, які складають продуктивні горизонти на

нафтогазових родовищах, завжди мають індивідуальні особливості геологічної будови, що пов'язано з унікальністю умов їх нагромадження. Ефективна модель може поєднати у собі взаємозв'язки ряду петрофізичних, геофізичних та промислових параметрів, які безпосередньо впливають на характер проникності або опосередковано пов'язані з цим процесом. Але врахування вище згаданих параметрів при визначенні коефіцієнтів проникності завжди буде потребувати великої кількості фактичного матеріалу: керну, лабораторних досліджень, результатів випробувань продуктивних інтервалів, пробної або промислової експлуатації продуктивних пластів-колекторів тощо. На практиці моделювання відбувається шляхом адаптації існуючих узагальнюючих моделей до певних відкладів, що призводить до появи похибок при визначенні коефіцієнтів проникності конкретних пластів-колекторів, часто досить суттєвих. У роботі пропонується новий підхід, який дає змогу спростити процес розрахунку коефіцієнтів проникності пластів-колекторів.

Вхідні дані та методи дослідження

В основу роботи покладено дослідження пластів-колекторів Розпашнівського газоконденсатного родовища, яке розташоване у південно-східній частині Дніпровсько-Донецької западини і представляє собою складнопобудовану складку північно-західного простягання. Продуктивні пласти-колектори залягають у відкладах нижньопермських і верхньокам'яновугільних горизонтів і є газоносними. Це, як правило, пісковики, рідше – вапняки. За своєю петрографічною характеристикою пісковики поділяються на: гравелістисті, дрібнозернисті, середньозернисті та крупнозернисті різного ступеня зцементованості та щільності. За мінеральним складом пісковики мономіктові і поліміктові; зустрічаються вапняковисті. В поліміктових різновидах є польові шпати, уламки кварцитів, кремнів, діабазів, ортоклазу, олігоклазу. Зустрічаються також уламки апатиту, біотиту, мусковіту та одиничні зерна акцесорних мінералів – гранату і циркону. Цемент мінерального скелету за своїм складом полімінеральний. Глиниста складова цементу представлена, як правило, каолінітом, рідше гідролітою. Розподіл цементу нерівномірний. У відкладах верхнього карбону зустрічаються пори трикутної, щілиноподібної та звивистої форми. Дані пласти-колектори відносять до гранулярно-порового типу. Продуктивні горизонти характеризуються макро- і мікронеоднорідністю, що пов'язано з мінливістю умов нагромадження

осадів. Макронеоднорідність виражається у зміні фільтраційно-ємнісних характеристик пластів-колекторів як вздовж їхнього розрізу, так і за їх простяганням. Мікронеоднорідність відбивається у мінливості пористого середовища за рахунок текстурних і структурних особливостей, що впливає на їх колекторські властивості, а, відповідно, і на петрофізичні зв'язки між окремими параметрами. Гравеліти і гравелітові пісковики характеризуються гіршими ємнісними характеристиками, але в багатьох випадках зберігають добрі колекторські властивості. Колекторські характеристики продуктивних горизонтів за даними лабораторних досліджень характеризуються відкритою пористістю у діапазоні від 6 % до 24 %, і газопроникністю у діапазоні від 1 мД до 2400 мД. Води верхньокам'яновугільних відкладів за своїм хімічним складом хлоридно-натрієво-кальцієві, високомінералізовані – до 223 г/л (верхньопермські – до 256 г/л).

Найефективнішим методом визначення пористості пластів-колекторів, звичайно, є прямі дослідження керна матеріалу, відібраного у свердловинах. Але геологічний розріз Розпашнівського газоконденсатного родовища не повністю висвітлений кернам матеріалом, що пов'язано з руйнуванням тих зразків, які володіють високою пористістю і, відповідно, гіршою механічною міцністю. У зв'язку з цим під час визначення коефіцієнтів пористості пластів-колекторів широко застосовувались результати геофізичних досліджень свердловин. Зокрема методів електричного, акустичного та радіоактивного каротажів.

Визначення коефіцієнтів пористості з використанням даних електричного каротажу проводилось за величиною питомого електричного опору промитої зони ρ_{mn} і, в окремих випадках, за даними про величину питомого електричного опору зони проникнення ρ_{zn} . При розрахунках використовувались петрофізичні залежності $P_n = f(K_n)$, отримані у лабораторії в умовах, наближених до свердловинних. Значення питомого електричного опору промитої зони ρ_{mn} визначалось за даними БМК за методикою, розробленою у ВНДИГеофізика [10].

За даними акустичного каротажу коефіцієнти пористості K_n визначались з використанням рівняння середнього часу. Час пробігу пружної хвилі у гірській породі визначали на зразках керну в лабораторних умовах у камері високого тиску. Час пробігу пружної хвилі у рідині визначали за відповідною палеткою з урахуванням мінералізації, температури і тиску [10]. Отримані розрахункові значення K_n виявились

дещо завищеними (у порівнянні зі значеннями, отриманими за керном) у інтервалах з добрим виносом керну, що пов'язано з структурою пласта та глинистістю, яку враховували за даними гамма-каротажу.

За даними нейтронного гамма-методу коефіцієнти пористості визначались за емпіричною залежністю інтенсивності вторинного гамма-поля від водневмісту середовища $I_{n\gamma}=f(W)$ [11]. Істинні значення коефіцієнтів пористості розраховувались з врахуванням частки зв'язаної води за формулою:

$$K_n = W - W_{зв} \times K_{зл}, \quad (8)$$

де W – загальний водневміст пласта;

$W_{зв}$ – водневміст зв'язаної води;

$K_{зл}$ – коефіцієнт об'ємної глинистості.

Об'ємну глинистість визначали через значення подвійного різницевого параметру за емпіричною залежністю $K_{зл}=f(\Delta I_\gamma)$ [11].

Проникність пластів-колекторів вивчалась у лабораторних умовах на зразках керну та моделюванням зв'язаної води за допомогою методики центрифугування, а також на основі статистичного аналізу петрофізичних залежностей залишкового водонасичення і фільтраційно-емнісних характеристик гірських порід. Зокрема, нижня межа проникності для газонасичених пластів-колекторів визначалась за залежностями між фазовою проникністю за газом і абсолютною проникністю $K_{np.фаз}=f(K_{np.абс})$ [11]. Для визначення граничних значень проникності також використовувались кореляційні зв'язки фазової проникності з відкритою і ефективною пористістю. Як співвідношення відкритої і ефективною пористостей використовувалась формула [11]:

$$K_{n.эф} = K_{n.від} \times (1 - K_{ез}), \quad (9)$$

де $K_{n.эф}$ – коефіцієнт ефективною пористості;

$K_{n.від}$ – коефіцієнт відкритою пористості;

$K_{ез}$ – коефіцієнт залишкового водонасичення.

Для визначення залишкового водонасичення чистих пісковиків, яке зумовлено структурою їх порового простору, застосована методика стохастичного прогнозу залежності кількості залишкової води від середнього радіуса пор $K_{ез}=f(r_{cp})$. Стохастична залежність будувалась за результатами досліджень залишкового водонасичення методом центрифугування взірців порід. Середній радіус пор визначався за формулою:

$$r_{cp} = \sqrt{\frac{K_{np}}{K_n}}, \quad (10)$$

де K_{np} – коефіцієнт проникності;

K_n – коефіцієнт пористості.

Коефіцієнт залишкового водонасичення глинистої і пілітизованої частини нижньопермських і верхньокам'яновугільних пісковиків Розпашнівського газоконденсатного родовища враховували за формулами [12]:

$$K_{зл}^{зв} = \frac{K_{зл} \times K_n^{зл}}{K_n \times (1 - K_n^{зл})}, \quad (11)$$

$$K_{зл}^{pl} = \frac{K_{pl} \times K_n^{pl}}{K_n \times (1 - K_n^{pl})}, \quad (12)$$

де $K_{зл}$ – коефіцієнт глинистості;

$K_n^{зл}$ – коефіцієнт пористості глинистої фракції;

K_{pl} – коефіцієнт поліміктовості, який характеризує ступінь пілітизації зерен скелету породи;

K_n^{pl} – коефіцієнт пористості пілітизованої частини зерен скелету породи.

Результати досліджень

У своїй роботі автори запропонували ефективний спосіб вирішення проблеми визначення коефіцієнтів проникності пластів-колекторів за результатами геофізичних досліджень свердловин. Маючи значення коефіцієнта проникності пласта-колектора, визначене у сусідній свердловині одним з прямих методів, автори пропонують визначати коефіцієнт проникності того ж пласта-колектора у досліджуваній свердловині не в абсолютному вираженні, а в його відносній зміні. Для цього пропонують скористатися моделлю Schlumberger (6), яка зв'язує коефіцієнт проникності з кількістю залишкової води та пористістю породи, що визначаються за даними геофізичних досліджень свердловин. В результаті емпіричний коефіцієнт C скоротиться, і коефіцієнт зміни проникності буде визначатись наступним чином:

$$\alpha = \frac{K_{np1}}{K_{np2}} = \frac{K_{n1}^4 \times K_{зв2}^2}{K_{n2}^4 \times K_{зв1}^2}, \quad (13)$$

де α – коефіцієнт зміни проникності;

K_{np1} – відоме значення проникності;

K_{np2} – шукане значення проникності;

K_{n1} і K_{n2} – значення коефіцієнтів пористості досліджуваних пластів-колекторів;

$K_{зв1}$ і $K_{зв2}$ – значення коефіцієнта залишкової води досліджуваних пластів-колекторів.

Значення коефіцієнтів пористості, які потрібні для проведення розрахунків за згаданою вище формулою, визначають за широко вживаними методиками з використанням результатів акустичних, радіоактивних чи ядерно-магнітних методів дослідження свердловин

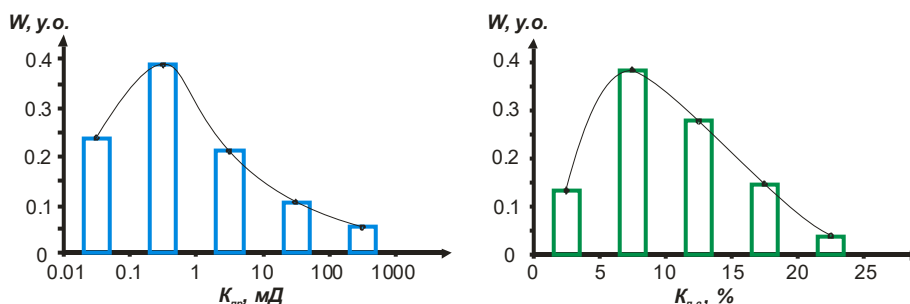


Рисунок 1 – Гістограми розподілу коефіцієнта проникності та коефіцієнта відкритої пористості нижньопермських і верхньокам'яновугільних горизонтів Розпашнівського газоконденсатного родовища

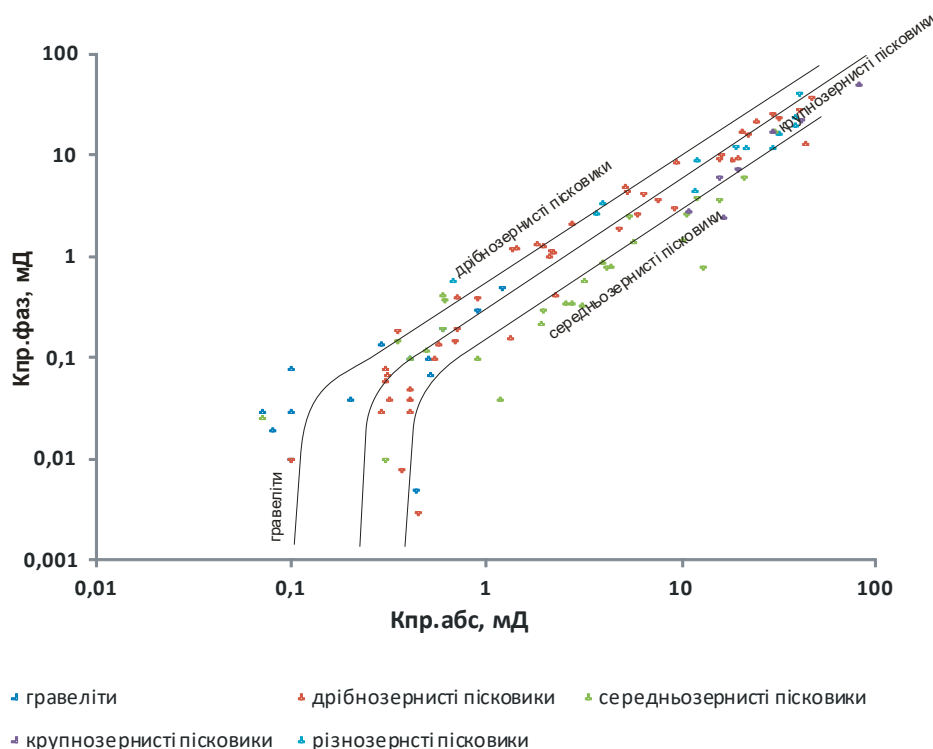


Рисунок 2 – Залежність між фазовою і абсолютною проникністю нижньопермських і верхньокам'яновугільних горизонтів Розпашнівського газоконденсатного родовища

[12]. Коефіцієнти зв'язаної води найефективніше визначати за результатами ядерно-магнітного каротажу та методикою, розробленою фірмою Schlumberger [9].

В даній роботі були використані результати лабораторних досліджень керна матеріалу та геофізичних досліджень свердловин [12], проведених Полтавською ЕГДС, об'єднанням Полтавнафтогазгеологія, Івано-Франківським інститутом нафти і газу та лабораторією колекторів УкрНДГРІ. Аналіз вибірки керна за параметрами проникності та пористості вказує на логнормальний їх розподіл (рис. 1), що дозволяє використовувати їх для дослідження зв'язків з іншими петрофізичними і геофізичними параметрами.

Як показали дослідження керна матеріалу, проникність пластів-колекторів нижньопермських і верхньокам'яновугільних горизонтів Розпашнівського газоконденсатного родовища значною мірою визначається вмістом так званих глухих пор. Аналіз досліджень дав підстави зробити висновок про часте завищення величини визначених значень залишкової води, що може бути пов'язано з особливістю структури порового простору поліміктових колекторів. Отримана залежність $K_{пр.фаз} = f(K_{пр.абс})$ є цьому підтвердженням (рис. 2). Із графіків залежності видно, що фазова проникність, знижуючись пропорційно зі зниженням абсолютної проникності при фазовій проникності, рівній 0,1 мД, різко змінює характер залежності. А

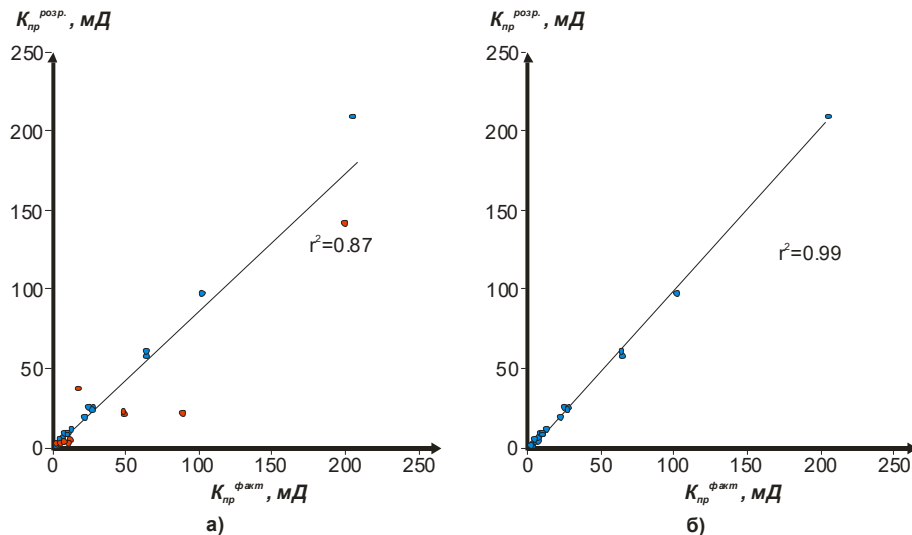


Рисунок 3 – Зіставлення фактичних і розрахункових значень проникності для різнотипових (а) та однотипових (б) за структурою порового простору нижньопермських і верхньокам'яновугільних горизонтів Розпашнівського газоконденсатного родовища

саме, при незмінних значеннях абсолютної проникності на цій ділянці фазова проникність прямує до нуля.

При аналізі залежності проникності від пористості досліджено, що часто одній величині пористості відповідає декілька значень проникності, оскільки у вибірці є породи з різним гранулометричним складом, а отже, різним вмістом і розподілом у породі глинистого матеріалу, який суттєво впливає на проникність.

Незважаючи на те, що на Розпашнівському газоконденсатному родовищі пласти-колектори представлені, в основному, пісковиками, викликають інтерес також гравелітові різновиди гірських порід. При своїй низькій пористості вони мають підвищену, у порівнянні з пісковиками, проникність. При випробуванні свердловин, які розкрили перешарування пісковиків і гравелітів, отримують великі дебіти газу. У зв'язку з цим для випадку застосування запропонованої у роботі методики обов'язковою є ідентифікація проникних інтервалів, яка здійснюється за комплексом методів ГДС [10].

За запропонованим у роботі підходом проведено серію розрахунків, який, з одного боку, підтвердив можливість визначення відносної зміни коефіцієнта проникності досліджуваного пласта-колектора по відношенню до так званого опорного за величинами пористості та кількістю зв'язаної води, а, з іншого боку, вказав на існуючі у цьому випадку обмеження. Зокрема, проводячи розрахунки коефіцієнтів проникності з використанням запропонованого підходу було виявлено, що позитивні результати отри-

mano у випадку, коли брались в обробку пласти-колектори з ідентичною структурою порового простору. Тобто, коли обидва пласти є пісковиками (припустимо, дрібнозернистими середньозцементованими, або крупнозернистими середньо зцементованими), то кореляція фактичного значення коефіцієнта проникності пласта (отриманого за даними лабораторних досліджень керну) та розрахованого значення (з використанням коефіцієнта зміни проникності), є високою $r^2=(95\div 99)\%$ (рис. 3 б) і похибка коливається в межах 1,5-5%. Якщо ж в розрахунок брались породи з різною структурою порового простору (припустимо, пісковик дрібнозернистий щільний та середньозернистий середньозцементований або різнозернистий середньозцементований та крупнозернистий середньо зцементований), то похибка визначення сягала 50-90%.

Висновки

Аналіз попередніх наукових досліджень із проблеми прогнозування фільтраційних властивостей нафтогазових пластів-колекторів вказав на існування широкого спектру літофаціальних чинників, які суттєво впливають на проникну здатність гірських порід, що на сьогоднішній день знайшло своє відображення у численних математичних моделях. Основним трендом для цих моделей, як виявилось, є їх адаптація до індивідуальних особливостей кожного окремого пласта, що виражається у підборі відповідних коефіцієнтів петрофізичного рівняння. Дана робота дає початок новому напрямку у вирішенні даної проблеми, пропону-

ючи визначати абсолютну величину проникності пласта-колектора за її відносною зміною по площі продуктивного покладу. Проведені розрахунки на фактичному матеріалі Розпашнівського газоконденсатного родовища з використанням моделі проникності, розробленої фірмою Schlumberger, підтвердили справедливості запропонованого у роботі підходу, який покликаний спростити роботу інженерів-інтерпретаторів під час оцінки фільтраційних характеристик продуктивних горизонтів. Виявлені обмеження даного підходу спонукають до продовження досліджень у даному напрямку.

Література

1. Добрынин В. М., Вендельштейн Б. Ю., Кожевников Д. А. Петрофизика (физика горных пород): Учеб. для вузов. 2-е изд. перераб. и доп. под редакцией доктора физико-математических наук Д. А. Кожевникова. М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004, 368с. ил. ISBN 5-7246-0295-4.

2. Slichter C. S. Theoretical investigations of the motion of ground waters. 19th Am. Rep. U. S. Geol. Survey, 1899, v.2, P. 295-384.

3. Терцаги К. Строительная механика грунта на основе его физических свойств. М.-Л.: Госстройиздат, 1933. 392с.

4. Kozeny J. Uber capillare leitend des wassers im boden. Sitzung berichte akad. wiss. Wien Nat. Kl., 1927. 271p.

5. Ромм Е. С. Структурные модели порового пространства горных пород. Л.: Недра, 1985. 240 с.

6. Старостин В. А., Нагорняк Р. І. Фільтраційна модель нафтогазових родовищ як критерій контролю виявлення пропущених продуктивних інтервалів. *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ*. 2014. № 1(50). С.140–150.

7. Karpenko O., Myrontsov M., Karpenko I., Sobol V. Detection conditions of gas-saturated layers by the result of complex interpretation of nonelectrical well logging data. *Conference "Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment"*, Kyiv, 2020. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202056034>

8. Вижва С. А., Безродна І. М. Визначення структури пустотного простору складнобудованих порід за даними петроакустичних досліджень Семиреньківської площі. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка*. 2016. №3(74). С.11-17. ISSN 1728-3817

9. Coates, G., et al. A new characterization of bulk-volume irreducible using magnetic resonance, paper QQ, *38th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 14 p. Also published in 1997 in DiaLog (London Petrophysical Society). 1997. vol. 5, no. 6. P. 9–16. Later revised and published in *The Log Analyst*, v. 39, no. 1, p. 51–63.

10. Латышова М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС: Учеб. пособие для вузов. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. 327 с.: ил. ISBN 978-5-8365-0299-7.

11. Анализ результатов геофизических исследований скважин Распашновского газоконденсатного месторождения и использование этих данных для обоснования коллекторов и величин подсчетных параметров / [В. Н. Проскурняк, И. О. Муляр, К. Ф. Кривоносова и др.]: Сводное заключение. Полтава: Полтавская экспедиция по геофизическим исследованиям в скважинах, 1989, 293с.

12. Старостин В.А. Коваль Я.М. Индивидуальное моделирование электропроводности газонасыщенных порід-колекторів складної будови. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2008. №1(26). С. 30-37.

13. Старостин В. А., Федак І. О., Старостин А. В. Возможности идентификации коллекторов Семиреньского родовища за параметрами порового простору. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2004. № 4(13). С.48 – 52.

References

1. Dobryinin V. M., Vendelshteyn B. Yu., Kozhevnikov D. A. Petrofizika (fizika gorniyh porod): Ucheb. dlya vuzov. 2-e izd. pererab. i dop. pod redaksiyey doktora fiziko-matematicheskikh nauk D. A. Kozhevnikova. M.: FGUP Izdatelstvo «Neft i gaz» RGU nefti i gaza im. I. M. Gubkina, 2004, 368s. il. ISBN 5-7246-0295-4. [in Russian]

2. Slichter C. S. Theoretical investigations of the motion of ground waters. 19th Am. Rep. U. S. Geol. Survey, 1899, v.2, P. 295-384.

3. Tertsagi K. Stroitel'naya mehanika grunta na osnove ego fizicheskikh svoystv. M.-L.: Gosstroyizdat, 1933. 392p. [in Russian]

4. Kozeny J. Uber capillare leitend des wassers im boden. Sitzung berichte akad. wiss. Wien Nat. Kl., 1927. 271p.

5. Romm E. S. Strukturnyie modeli porovogo prostranstva gorniyh porod. L.: Nedra, 1985. 240 p. [in Russian]

6. Starostin V. A., Nahorniak R. I. Filtratsiina model naftohazovykh rodovyskh yak kryterii

kontroliu vyavlennia propushchenykh produktyvnykh intervaliv. *Rozvidka i rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2014. No 1(50). P.140–150. [in Ukrainian]

7. Karpenko O., Myrontsov M., Karpenko I., Sobol V. Detection conditions of gas-saturated layers by the result of complex interpretation of nonelectrical well logging data. *Conference "Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment"*, Kyiv, 2020. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202056034>

8. Vyzhva S. A., Bezrodna I. M. Vyznachen- nia struktury pustotnoho prostoru skladnopobudo- vanykh porid za danymy petroakustychnykh dos- lidzhen Semyrenkivskoi ploshchi. *Visnyk ky- ivskoho natsionalnoho universytetu imeni Tarasa Shevchenka.* 2016. No3(74). P.11-17. ISSN 1728-3817 [in Ukrainian]

9. Coates, G., et al. A new characterization of bulk-volume irreducible using magnetic resonance, paper QQ, *38th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions*, 14 p. Also published in 1997 in *DiaLog* (London Petrophysical Society). 1997. vol. 5, no. 6. P. 9–16. Later revised and published in *The Log Analyst*, v. 39, No. 1, P. 51–63.

10. Latyishova M.G., Martyinov B.G., Soko- lova T.F. *Prakticheskoe rukovodstvo po interpre- tatsii dannykh GIS: Ucheb. posobie dlya vuzov.* M.: OOO «Nedra-Biznestsentr», 2007. 327 p.: il. ISBN 978-5-8365-0299-7. [in Russian]

11. Analiz rezultatov geofizicheskikh issledo- vaniy skvazhin Raspashnovskogo gazokondensat- ного mestorozhdeniya i ispolzovanie etih dannykh dlya obosnovaniya kollektorov i velichin pod- schetnykh parametrov. [in Russian]

12. Starostin V.A. Koval Ya.M. Indyvidualne modeliuвання elektroprovodnosti hazonasychenykh porid-kolektoriv skladnoi budovy. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2008. No1(26). P. 30-37. [in Ukrainian]

13. Starostin V.A., Fedak I.O., Starostin A.V. Mozhlyvosti identyfikatsii kolektoriv Semenivskoho rodovyshcha za parametry porovoho prostoru. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2004. No 4(13). P. 48 – 52. [in Ukrainian]