

ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ КАЧАЛІВСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

¹В.В. Федорів, ²Я.М. Фтемов, ¹І.О. П'ятковська, ¹А.О. Трубенко

¹ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15,
e-mail: volodimir_fedoriv@email.ua

²Науково-дослідний і проектний інститут ПАТ «Укрнафта»;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Північний бульвар, 2, e-mail: ftuot76@gmail.com

Розглядаються результати лабораторних і геолого-геофізичних методів дослідження порід-колекторів складного типу візейських і турнейських відкладів Качалівського нафтогазоконденсатного родовища. Обґрунтовується зв'язок структурних і літологічних характеристик з геофізичними параметрами. В окремих випадках у візейських та турнейських відкладах багатоконпонентний склад матриці породи впливає на дійсне значення геофізичного параметра, що призводить до помилкових висновків про породо-колектор, характер насичення та глибину залягання.

У результаті статистичної обробки експериментальних лабораторних досліджень та даних геофізичних досліджень свердловин візейських та турнейських відкладів Качалівського нафтогазоконденсатного родовища побудовано петрофізичні моделі порід-колекторів, що дозволяють достовірно визначати фільтраційно-ємнісні параметри колекторів даного типу. Встановлені моделі можна використовувати як для визначення колекторських параметрів порід-колекторів даних відкладів, так і при проведенні оперативної інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин.

Ключові слова: порода-колектор, петрофізичні моделі, пористість, проникність.

Рассматриваются результаты лабораторных и геолого-геофизических методов исследования пород-коллекторов сложного типа визейских и турнейских отложений Качаловского нефтегазоконденсатного месторождения. Обосновывается связь структурных и литологических характеристик с геофизическими параметрами. В отдельных случаях в визейских и турнейских отложениях многокомпонентный состав матрицы породы влияет на действительное значение геофизического параметра, что приводит к ошибочным выводам о породе-коллекторе, характере насыщения и глубине залегания.

В результате статистической обработки экспериментальных лабораторных исследований и данных геофизических исследований скважин визейских и турнейских отложений Качалевского нефтегазоконденсатного месторождения построены петрофизические модели пород-коллекторов, позволяющие достоверно определять фильтрационно-емкостные параметры коллекторов данного типа. Установлены модели можно использовать как для определения коллекторских свойств пород-коллекторов данных отложений, так и при проведении оперативной интерпретации результатов геофизических исследований скважин.

Ключевые слова: порода-коллектор, петрофизические модели, пористость, проницаемость.

The results of laboratory, geological and geophysical research methods in Visean and Tournaisian reservoir rocks with complex type deposits of Kachalivske oil and gas condensate field were analysed. The connection of structural and lithological characteristics with geophysical parameters was substantiated. In some cases, in the Visean and Tournaisian deposits, the multicomponent composition of the rock matrix affects the actual value of geophysical parameter, leading to erroneous conclusions about the reservoir, the nature of the saturation and depth of occurrence.

As a result of the statistical processing of experimental laboratory studies and geophysical studies of wells in the Visean and Tournaisian deposits at Kachalivske oil and gas condensate field, petrophysical models of reservoir rocks were developed allowing reliable determination of poroperm properties of such reservoir rocks. The developed models can be used both for determination the reservoir rock parameters and for quick interpretation of geophysical research results.

Keywords: reservoir rock, petrophysical models, porosity, permeability.

Актуальність. Однією з проблем, що обумовлює зниження видобутку вуглеводнів із нафтогазових покладів у межах Дніпрово-Донецької западини, є складна будова порід-колекторів, які вивопнюють кам'яновугільні відклади. Дані геологічні розрізи вивопнені різними літологічними різновидами відкладів, а саме чистими та заглинизованими пісковиками, поліміктовими пісковиками, карбонатами та вапняками. Наявність таких порід-колекторів у геологічному розрізі свердловин значно ускла-

днюють як технологію, так і інтерпретацію результатів геофізичних досліджень свердловин (ГДС). Для усунення похибок при виділенні складнобудованих порід-колекторів та оцінки їх фільтраційно-ємнісних характеристик виникає необхідність удосконалити методику інтерпретації результатів ГДС шляхом моделювання петрофізичних взаємозв'язків параметрів порід-колекторів складної будови в умовах, наближених до пластових. Розроблені петрофізичні моделі підвищують інформативність геоло-

го-геофізичних досліджень порід-колекторів даного типу і дасть можливість більш точно визначити підрахункові параметри.

Аналіз опублікованих праць. Питанням петрофізичного моделювання фільтраційно-ємнісних характеристик порід-колекторів займався ряд вчених, зокрема В.Н. Дахнов, М.Г. Латишова, Б.Ю. Вендельштейн, В.П. Тузов, А.А. Ханін та інші [1, 4, 10] і заклали основи, розробивши методичні рекомендації та способи інтерпретації результатів промислової геофізики. Також певний внесок у розвиток петрофізичного моделювання зробили такі відомі вчені, як Н.Ю. Нестеренко, Б.І. Тульбович, Л.І. Орлов, Є.Н. Карпов, В.Г. Тапоров, В.О. Федішин, М.М. Елланський, О.М. Карпенко та інші [2, 3, 5, 6, 8, 9]. Значна кількість вже згаданих науковців у своїх працях висвітлюють особливості фільтраційно-ємнісних моделей, які характеризують окремі групи літотипів конкретних геологічних розрізів. Побудова фільтраційно-ємнісних моделей для конкретних відкладів нафтогазових родовищ є першочерговою задачею при достовірній інтерпретації результатів промислової геофізики. Однак, через недостатнє вивчення кернового матеріалу та неповноту геофізичних досліджень свердловин, виникає потреба у побудові петрофізичних моделей порід-колекторів складнобудованих розрізів.

Мета даної статті – дослідити та встановити зв'язок між фільтраційно-ємнісними характеристиками порід-колекторів візейських та турнейських відкладів Качалівського нафтогазоконденсатного родовища та структурою порового простору і геофізичними параметрами. Побудувати петрофізичні моделі взаємозв'язків фізичних та колекторських параметрів типу “кern-кern” та “кern-геофізика” для порід-колекторів згаданих вище відкладів.

Методи дослідження. Основними методами досліджень є експериментальні лабораторні вимірювання петрофізичних параметрів порід-колекторів на представницьких колекціях керну, відібраного з продуктивних горизонтів візейських та турнейських відкладів Качалівського нафтогазоконденсатного родовища. Отримані результати оброблялися методом математичної статистики.

Для встановлення петрофізичних моделей фільтраційно-ємнісних характеристик проведено аналіз геолого-геофізичних досліджень порід-колекторів візейських та турнейських відкладів Качалівського нафтогазоконденсатного родовища.

В окремих випадках у візейських та турнейських відкладах багатокомпонентний склад матриці породи впливає на дійсне значення геофізичного параметра, що стає причиною помилкових висновків про породу-колектор та характер її насичення.

В основу побудови фільтраційно-ємнісної моделі візейських та турнейських відкладів Качалівського родовища було поставлено те,

що петрофізичні моделі різного типу порід-колекторів базуються на будові матриці породи, мінералогічному складі цементу та структурі порового простору.

Фізико-літологічні властивості продуктивних горизонтів Качалівського родовища вивчені, в основному, за результатами лабораторних досліджень керна. Прив'язка керна до розрізу проводилася за даними контрольних замірів довжини бурильного інструменту, а також ув'язувалася з каротажними діаграмами.

Продуктивні горизонти візейських відкладів складаються, в основному, із перешарування пісковиків і алевролітів, інколи з прошарками вапняків та аргілітів. Візейський ярус представлений продуктивними горизонтами В-18, В-21-22 і В-23.

Пісковики сірі і темно-сірі з коричневим відтінком, нерівномірнзернисті. Для крупнозернистих пісковиків характерний нерівномірно розподілений каоліново-карбонатний цемент, для дрібнозернистих – кварцовий регенераційний з полімінеральним. Також присутній нерівномірно розподілений вуглисті матеріал і сульфідна (піритова) мінералізація. Карбонатні пісковики містять залишки мікрофауни і форамініфер. Аргіліти темно-сірі, тонкодисперсні, гідрослюдистого складу, місцями вапнисті з відбитками фауни і дрібним детритом. Вапняки темно-сірі, частково перекристалізовані, місцями глинисті, детритусові, місцями піщані, іноді піритизовані, містять залишки криноїдей, остракод, брахіопод, пелеципод, моховаток, голок морських їжаків, спікул губок, трубчастих водоростей, форамініфер).

Питомий електричний опір колекторів змінюється в межах 1,0-38,6 Ом·м, величина природної гамма-активності – 2,4-6,7 мкР/год. Деякі пласти вирізняються значною глинистістю, а також підвищеним вмістом радіоактивних мінералів, що призводить до збільшення природної гамма-активності в досліджуваних колекторах. Інтервальний час пробігу повздовжньої хвилі в породі – 202-260 мкс/м. Пористість проникних різновидів складає від 7,6 % до 19,8 %, що вказує на хороші фільтраційно-ємнісні характеристики порід-колекторів.

Турнейські відклади представлені переважно з перешаруванням пластів пісковиків, алевролітів та аргілітів, інколи зустрічаються прошарки вапняків. Турнейський ярус представлений продуктивними горизонтами Т-2а, Т-2-б і Т-3.

Літологічний розріз турнейського ярусу представлений переважно перешаруванням пластів пісковиків, алевролітів та аргілітів, інколи зустрічаються прошарки вапняків. Пісковики світло-сірі, різнозернисті, гравійні, олігоміктового складу з полімерним (гідрослюдисто-каоліновий і кальцитовий) цементом. Аргіліти темно-сірі до чорних, алевритисті і вапнякові з відбитками брахіопод, остракод. Вапняки сірі і темно-сірі до чорних, різнозернисті, місцями глинисті, частково перекристалізовані, органогенно-детритові (моховатки, криноїдеї, залишки брахіопод, остракод, пелеципод, гаст-

ропод, спікул губок, місцями численні водорості).

Питомий електричний опір колекторів змінюється в межах 9,2-55,3 Ом·м, величина природної гамма-активності – 2,2-4,7 мкР/год. Інтервальний час пробігу повздовжньої хвилі в породі – 203-266 мкс/м. Пористість проникних різновидів складає від 8,2 % до 11,2 %.

Для побудови фільтраційно-смісної моделі були сформовані вибірки, в які ввійшли такі величини і параметри: K_n , $K_{пр}$, P_n , $K_{нг}$, K_b , ΔT , ΔL_γ та ін.

При аналізі лабораторних даних кернів відкладів візейського і турнейського горизонтів спостерігається ідентичність їх фізичних властивостей. Так, значення пористостей, проникностей, параметрів пористості та насиченості для продуктивних горизонтів знаходяться в одному полі кореляції.

При зіставленні пористості і абсолютної проникності, які одержані в результаті лабораторних досліджень кернів, спостерігається достатньо тісний кореляційний зв'язок між цими параметрами (рис. 1):

$$K_{пр} = 265515 \cdot K_n^{4,646}, \quad R^2 = 0,8687. \quad (1)$$

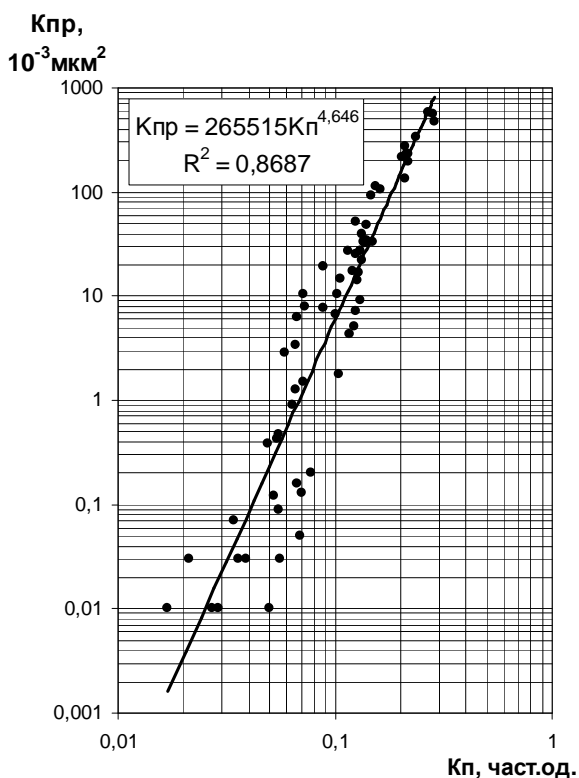


Рисунок 1 – Зіставлення пористості та проникності для візейських і турнейських відкладів Качалівського нафтогазоконденсатного родовища

Розкид точок зумовлений впливом глинистості, тріщинуватості, гранулометричного складу. Аналіз показує, що залежність $K_{пр}=f(K_n)$ можна використовувати для оцінки значень $K_{пр}$ досліджуваних відкладів за відомою величиною пористості, а також для вибору критичних значень K_n і $K_{пр}$.

Основою для визначення коефіцієнтів пористості та нафтогазонасиченості стали матеріали лабораторних та геофізичних досліджень свердловин.

Для порід-колекторів візейських та турнейських відкладів визначення зв'язку типу $P_n=f(K_n)$ між питомим електричним опором водонасиченої породи і коефіцієнтом пористості проводилось в термобаричних умовах, наближених до пластових. Петрофізична модель між параметром пористості P_n і коефіцієнтом відкритої пористості K_n для порід-колекторів, що досліджувались, побудована шляхом математичного моделювання та характеризується наступними рівняннями:

візейські відклади:

$$P_n = \frac{0,5664}{K_n^{2,1368}}, \quad R^2 = 0,91; \quad (2)$$

турнейські відклади:

$$P_n = \frac{0,7886}{K_n^{1,9598}}, \quad R^2 = 0,95. \quad (3)$$

На рисунку 2 наведено петрофізичні моделі $P_n=f(K_n)$ для візейських і турнейських відкладів. Аналіз показує, що значення P_n і K_n між собою тісно пов'язані – коефіцієнт кореляційного відношення достатньо високий і становить 0.91-0.95. Слід зауважити, що кут нахилу лінії регресії між P_n і K_n для турнейських відкладів менший, ніж для візейських, однак, кореляційні зв'язки для даних відкладів подібні. Виходячи із вищесказаного, можна припустити побудову зведених петрофізичних моделей для візейських та турнейських відкладів.

У зв'язку із недостатньою інформативністю кернавого матеріалу та складною геологічною будовою порід-колекторів візейських та турнейських відкладів Качалівського родовища, для визначення коефіцієнта пористості, були залучені результати інших методів промислової геофізики, а саме: акустичного та радіоактивних методів.

В основу використання акустичного методу для оцінки пористості покладено залежність, яка встановлена між швидкістю поширення пружної хвилі (інтенсивного часу пробігу повздовжньої хвилі в породі ΔT) і коефіцієнтом пористості K_n .

Серед різних емпіричних і аналітичних виразів, які пов'язують величину ΔT з коефіцієнтом пористості K_n , найпоширенішим є рівняння середнього часу [1, 4] для порід з міжзерновою пористістю, чистих неглинистих порід з мономінеральним складом скелету:

$$\Delta T_n = (1 - K_n) \cdot \Delta T_{ск} + K_n \cdot \Delta T_p, \quad (4)$$

для глинистих колекторів:

$$\Delta T_n = (1 - K_n - K_{гл}) \cdot \Delta T_{ск} + K_n \cdot \Delta T_p + K_{гл} \cdot \Delta T_{гл}, \quad (5)$$

де $\Delta T_{ск}$ – інтервальний час пробігу хвилі в скелеті породи, мкс/м;

$\Delta T_{гл}$ – інтервальний час пробігу хвилі в глинистій компоненті, мкс/м;

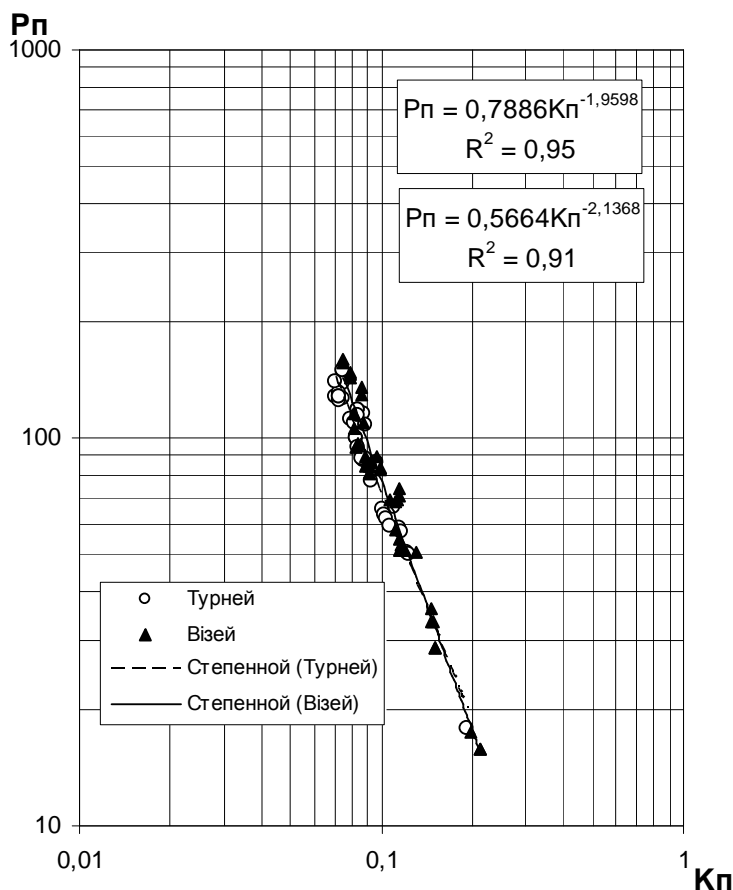


Рисунок 2 – Петрофізична модель $P_n=f(K_n)$ для візейських та турнейських відкладів Качалівського нафтогазоконденсатного родовища

ΔT_p – інтервальний час пробігу хвилі в рідині, мкс/м;

K_n – коефіцієнт пористості, част. од.;

K_{gl} – коефіцієнт глинистості, який характеризує вміст глинистого матеріалу в породі, част. од.

Внесення поправки за глинистість при визначенні пористості за акустичним методом здійснюється різними способами. Один із таких способів є побудова номограми Г.Р. Пікета [7], при якій вплив глинистості на величину K_n враховується за результатами гамма-методу.

Враховуючи вищесказане, нами встановлена єдина петрофізична модель $K_n^k=f(\Delta T_n, \Delta I_\gamma)$ для порід-колекторів візейських та турнейських відкладів, яка апроксимується виразом (рис. 3):

$$K_n^{AK} = 0,219 \cdot \Delta T_n - 12,857 \cdot \Delta I_\gamma - 35,229; \quad (6)$$

$$R^2 = 0.87,$$

де ΔT_n – інтервальний час пробігу повздовжньої хвилі у пласті, мкс/м;

ΔI_γ – подвійний різницевий параметр.

У ряді випадків інформація результатів акустичного каротажу відсутня. Для вирішення питання щодо визначення прористості побудовано петрофізичну модель $K_n^k=f(\Delta I_{ny}, \Delta I_\gamma)$, що апроксимується виразом (рис. 4):

$$K_n^{HTK} = 31,769 - 29,784 \cdot \Delta I_{ny} - 20,268 \cdot \Delta I_\gamma; \quad (7)$$

$$R^2 = 0.78.$$

Для правомірності визначення коефіцієнта пористості для візейських та турнейських відкладів, проведено зіставлення визначення коефіцієнта пористості за рівнянням середнього часу та за спільним використанням результатів АК і ГК (рис. 5). Як видно з наведеного рисунку, основна кількість точок лежить в межах від плюс 20 % до мінус 20 %, кутовий коефіцієнт прямої близький до одиниці, а коефіцієнт кореляції досягає 0,98. Це вказує на відсутність систематичних похибок, достовірність розрахованих значень пористості та можливість використання даних залежностей при підрахунку запасів.

Визначення коефіцієнта газонасиченості проводилось за загальноприйнятою методикою. У результаті аналізу лабораторних та свердловинних результатів для порід-колекторів візейських та турнейських відкладів побудовано петрофізичну модель $P_n=f(K_n)$ (рис. 6). Як видно з рисунку, між цими параметрами спостерігається тісний кореляційний зв'язок:

візейські відклади:

$$P_n = \frac{1.0329}{K_n^{1.577}}, \quad R^2 = 0.92, \quad (8)$$

турнейські відклади:

$$P_n = \frac{1.051}{K_n^{1.4483}}, \quad R^2 = 0.96. \quad (9)$$

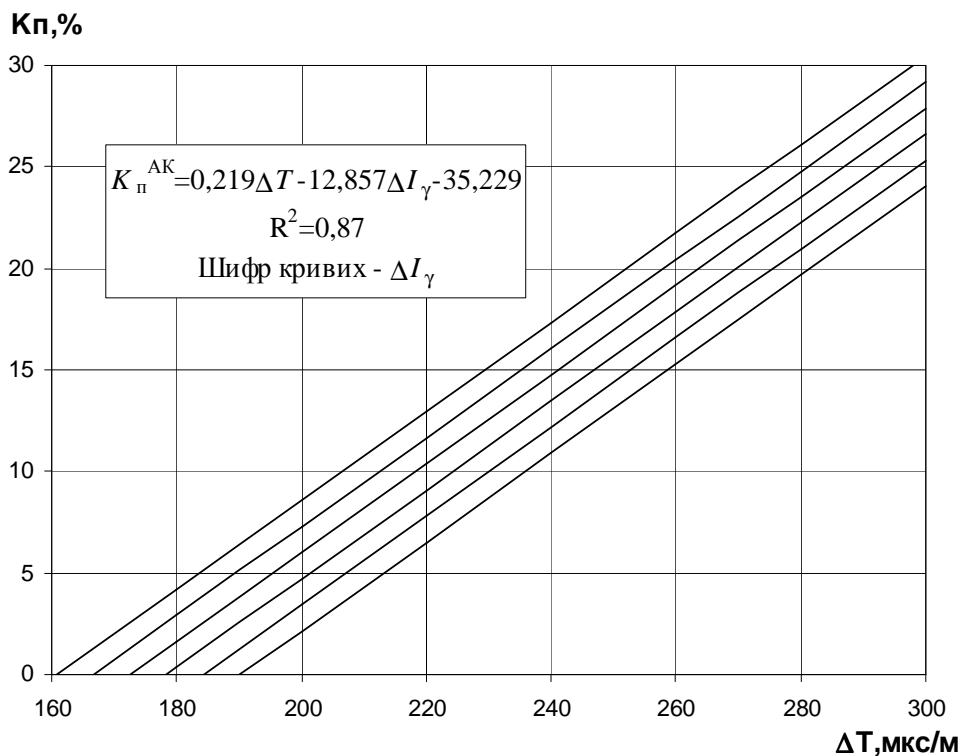


Рисунок 3 – Номограма для визначення пористості за даними АК-ГК для візейських та турнейських відкладів Качалівського родовища

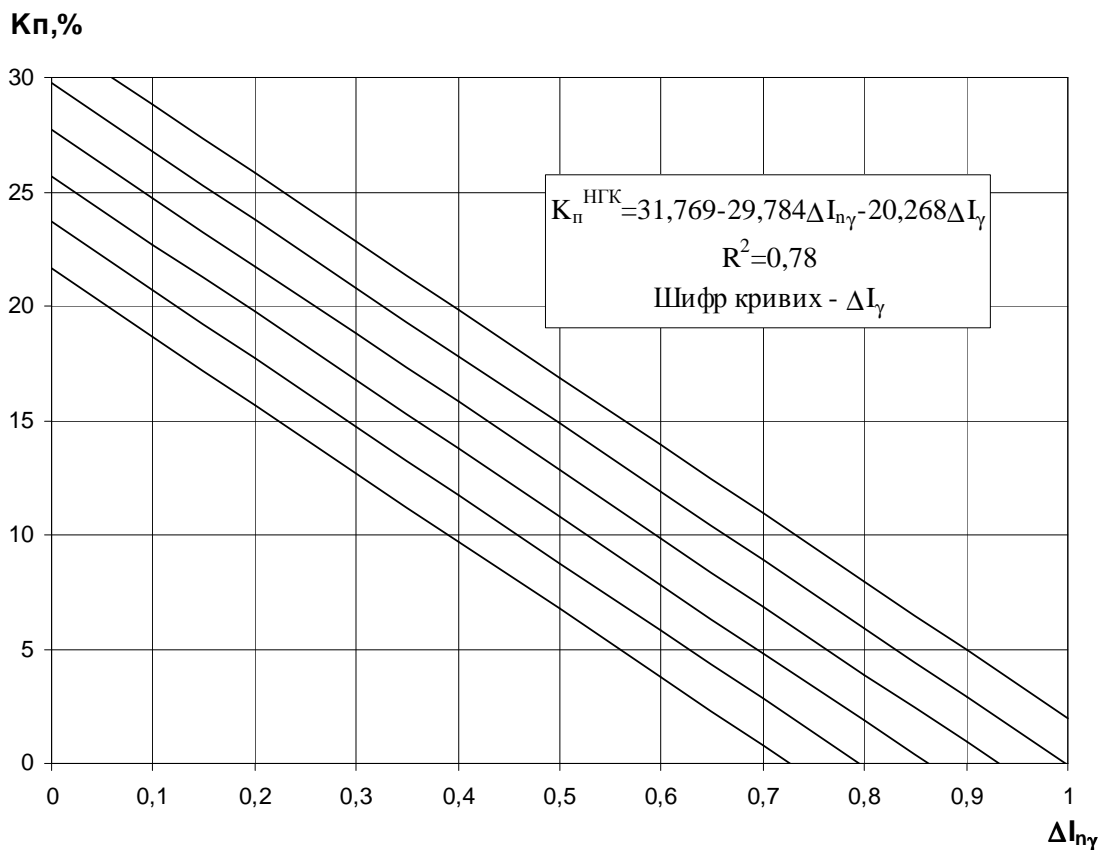


Рисунок 4 – Номограма для визначення пористості за даними НГК-ГК для візейських та турнейських відкладів Качалівського родовища

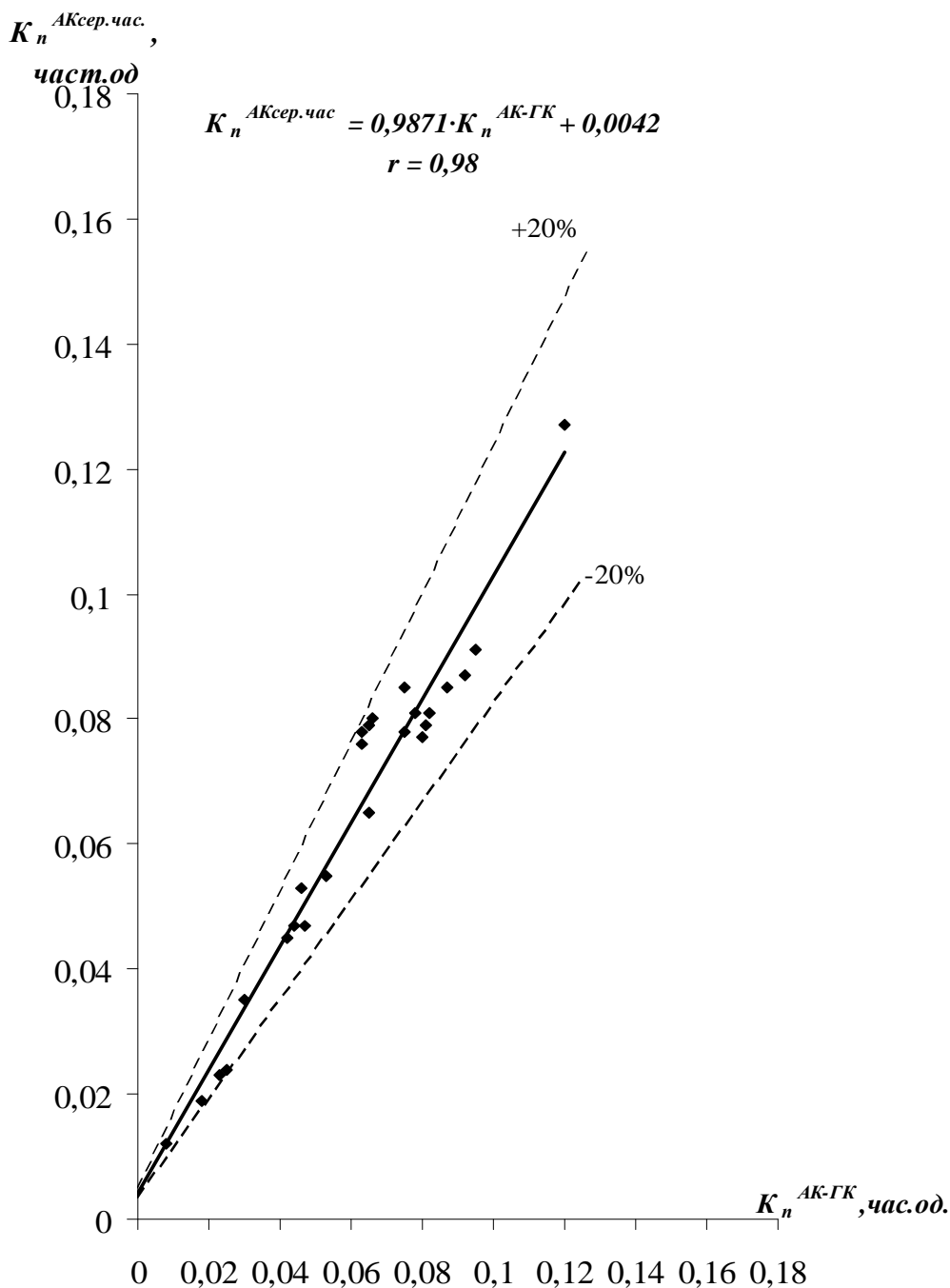


Рисунок 5 – Зіставлення коефіцієнтів пористості, визначених за рівнянням середнього часу та за залежністю типу $K_p=f(\Delta T_n, \Delta I_\gamma)$

Висновки та завдання подальших досліджень. У результаті статистичної обробки експериментальних лабораторних досліджень та даних геофізичних досліджень свердловин візейських та турнейських відкладів Качалівського нафтогазоконденсатного родовища побудовано петрофізичні моделі, що дозволяють достовірно визначати фільтраційно-ємнісні параметри порід-колекторів даного типу (Рис. 1-6). Встановлені моделі можна використовувати як для визначення колекторських параметрів порід-колекторів даних відкладів, так і при проведенні оперативної інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин.

Завданнями наступних досліджень є побудова фільтраційно-ємнісних моделей порід-колекторів інших нафтогазових родовищ з подальшим використанням при поточковій інтерпретації даних промислової геофізики та виділенні газоносних об'єктів даного родовища.

Література

1 Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтенасыщенности пород / В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1985. – 310 с.

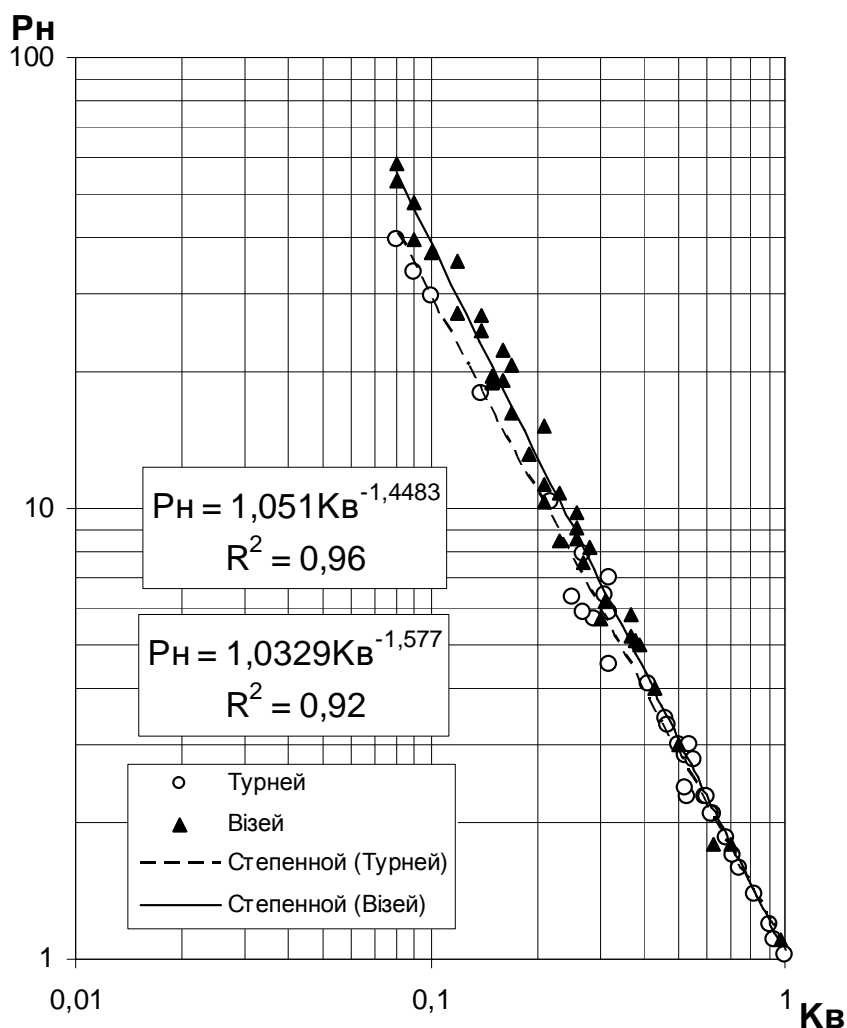


Рисунок 6 – Петрофізична модель $P_n=f(K_b)$ для візейських та турнейських відкладів Качалівського нафтогазоконденсатного родовища

2 Элланский М.М. Единая теоретическая модель проницаемости продуктивных отложений с межгранулярным типом пустот / М.М. Элланский // Геофизика. – 2001. – №6. – С. 28-37.

3 Карпенко А.Н. Петрофизическая модель электропроводности тонкослойной глинисто-песчаной толщи / А.Н. Карпенко // Геофизический журнал. – 2002. – т.24. – №1. – С. 103-109.

4 Латышова М.Г. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин / М.Г. Латышова, Б.Ю. Вендельштейн, В.П. Тузов. – М.: Недра, 1990. – 312 с.

5 Нестеренко Н.Ю. Обоснование граничных и кондиционных значений параметров пород-коллекторов / Н.Ю. Нестеренко // Геология нефти и газа. – 1996. – №3. – С.40-41.

6 Орлов Л.И. Петрофизические исследования коллекторов нефти и газа / Л.И. Орлов, Е.Н. Карпов, В.Г. Тапоров. – М.: Недра, 1987. – 216 с.

7 Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник / Под ред. В.М. Добрынина. – М.: Недра, 1988. – 476 с.

8 Тульбович Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа / Б.И. Тульбович – М.: Недра, 1979. – 199 с.

9 Федишин В.О. Дослідження водопроницності низькопористих порід / В.О. Федишин // Геологія і геохімія горючих копалин. – 1999. – №4. – С.111-116.

10 Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и их изучение / А.А. Ханин – М.: Недра. 1976. – 363 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
18.04.18

Рекомендована до друку
професором **Чудиком І.І.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
канд. техн. наук **Ставичним Є.М.**
(НДП ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)