

Висновки. За електрометричними даними досить чітко виділяються три групи вапняків, що зумовлюється змінами їх хімічного складу та пористості.

Залежність питомого опору порід від їх водонасичення має експоненціальний характер та високий коефіцієнт кореляції.

Вимірювання питомого електричного опору під тиском дало можливість оцінити питомий електричний опір досліджених порід в пластових умовах.

Питомий електричний опір порід-колекторів є важливою характеристикою стану гірських порід і слугує одним із критеріїв при виділенні перспективних інтервалів.

Лабораторні петроелектричні дослідження дали змогу оцінити колекторські властивості порід інтервалу 3010 – 3022 м. В результаті аналізу матеріалів лабораторних петроелектричних досліджень побудовано ряд кореля-

ційних залежностей: коефіцієнта пористості від параметра пористості (рівняння Арчі) при лабораторних та пластових умовах; коефіцієнта збільшення питомого електричного опору від тиску та коефіцієнта водонасиченості.

За значеннями параметра пористості та нафтогазонасичення досліджені породи відносяться до колекторів IV та V класів – пористість низька та дуже низька [2].

1. Вижва С.А., Рева М.В., Гожик А.П., Онищук В.І., Онищук І.І. Петроелектричні дослідження керну свердловини Чорноморського шельфу // Вісн. Київ. ун-ту. Сер.Геологія. – 2008. – № 44 – С. 4–8. 2. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения пород. – М., 1975. 3. Пархоменко Э.И. Электрические свойства горных пород. – М., 1965. 4. Петрофизика. Справочник. / Под ред. Н.Б. Дортман / ч.1. – М., 1992. 5. Петрофизика. Справочник. / Под ред. Н.Б. Дортман / ч.2. – М., 1992. 6. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых. Справочник геофизика. – М., 1984.

Надійшла до редколегії 23.11.09

УДК 550.8.013

О. Маковець, асп., О. Карпенко, д-р. геол. наук, проф.,
Г. Башкіров, канд. геол.-мінералог. наук

ОЦІНКА НАФТОГАЗОНАСИЩЕННЯ ПОРІД МАЙКОПУ РОДОВИЩА СУББОТИНА ЗА ДАНИМИ КОМПЛЕКСУ ГДС

(Рекомендовано членом редакційної колегії д-ром геол.-мінералог. наук, проф. В.М. Курганським)

Продуктивні відклади майкопу нафтогазового родовища Субботіна є типовими для величезної за простяганням і товщиною тонкошаруватої теригенної товщі українського сектору шельфу Чорного моря. За своєю структурою та геолого-геофізичними характеристиками породи-резеруари нафти і природного газу відносяться до так званих "колекторів складної будови". Необхідні нові підходи і методи, призначені для виявлення продуктивних інтервалів, усунення неоднозначності інтерпретаційних висновків і підвищення точності в отриманні ємнісно-фільтраційних параметрів складнобудованих порід-колекторів. Тут наведено приклад комплексного використання наявного геолого-геофізичного матеріалу із застосуванням лінійного дискримінантного аналізу.

The productive Maykopian deposits of Subbotina oil-and-gas field are the typical for infinite strike and thickness of fissile terrigenous strata of Ukrainian sector of Black Sea shelf. On the structure and geological-geophysical characteristics oil-and-gas reservoirs referred to so-called "complex structure reservoirs". It is necessary to use a new approaches and the methodology intended for eliciting of production ranges, interpretation results uncertainty elimination and accuracy enhancement in obtaining of complex reservoirs bulk properties. Here brought an example of complex realization of available geological-geophysical data with linear discriminant analysis using.

Аналіз світового досвіду свідчить, що перспективи наращування розвіданих запасів нафти і газу слід пов'язувати, з так званими, "нетрадиційними" колекторами із складними літолого-петрофізичними характеристиками. Одними з таких об'єктів, в межах південного нафтогазонасного регіону України, є складнобудовані "тонкошаруваті колектори" майкопського комплексу. В той же час, процес наращування темпів освоєння вуглеводневих ресурсів цих комплексів, значною мірою стримується відсутністю відповідних методик вивчення такого типу колекторів, виділення їх у розрізі та визначення їх промислових параметрів. У літологічному відношенні відклади майкопу представлені піщано-глинистою товщею, з істотним переважанням глинистих порід. Колектори в майкопському комплексі представлені теригенними алевроито-піщаними породами і відносяться до гранулярних колекторів порового типу. На Прикерченському шельфі, у продуктивному розрізі, кількість колекторів, які представлені пісковиками досягає 40-50 %. В стратиграфічному відношенні найбільша кількість пісковиків зустрічається у відкладах нижнього майкопу.

Для задач якісної інтерпретації – виділення пластів-колекторів, оцінки їх характеру насичення – необхідна значна за об'ємом статистична інформація, яка ґрунтується на результатах численних випробувань пластів та інтервалів розрізів свердловин. Безумовно, за відсутності такої інформації, для створення вирішальних правил поділу пластів розрізу на колектори і неколектори, на водонасичені, продуктивні і некондиційні породи за даними ГДС, можна використовувати апріорну інформацію, отриману в ході вивчення аналогічних відкладів на сусідніх площах або родовищах. Проте, під час вивчен-

ня складних типів розрізів, коли спостерігається значна мінливість літофаціальних і колекторських характеристик порід на території досліджень, ефективне використання "сусідньої" інформації досить проблематичне.

У процесі досліджень методами промислової геофізики складних, у геологічному відношенні, розрізів, виникають ситуації, коли існуючі стандартні методи інтерпретації не забезпечують отримання однозначних відповідей щодо характеру насичення гірських порід. Це пов'язано з тим, що стандартні або "класичні" способи інтерпретації даних ГДС орієнтовані на використання формалізованих, спрощених петрофізичних моделей. У таких моделях або алгоритмах інтерпретації в явному вигляді присутні 2-4 геофізичні або петрофізичні параметри. Виходячи з того, що будь-який геологічний об'єкт досліджень є дуже складною системою з позицій системного аналізу або математичної статистики, у будь-яких петрофізичних моделях повинні бути відображені зв'язки між значно більшою кількістю параметрів, ніж звичайно прийнято. У даному випадку присутній цілий спектр характеристик порід, які вкрай ускладнюють роботу геофізиків-інтерпретаторів: тонкошарувата будова (з прошарками колекторів від одиниць до перших десятків сантиметрів), підвищений вміст К-польових шпатів і уламкових порід ("поліміктівність"), значна ущільненість порід на глибинах понад 2000–3000 м, тріщинуватість порід. Окрім того, мінералізація пластових вод складає 20–30 г/л, температура перевищує 100 °С.

Наведені характеристики тонкошаруватого розрізу за умови використання типового комплексу геофізичних досліджень, обмеженого звичайним набором методів електричного каротажу – ПС, БКЗ, ІК, БК, БМК, МКЗ, ра-

© Маковець О., Карпенко О., Башкіров Г., 2010

діоактивними методами – ГК, НГК (або ДННК), інколи ГГК-Щ, плюс звичайний ультразвуковий АК, значно ускладнюють проведення якісної і кількісної геологічної інтерпретації. Використання технологій, спеціально орієнтованих під тонкошаруватий розріз [4, 5] також не завжди дозволяють використовувати їх переваги через часто обмежену кількість "методів пористості" (нейтронний каротаж і АК), поліміковість розрізу, малу мінералізацію пластових вод. Слабо відрізняються за електричними характеристиками водонасичені і нафтогазоносні об'єкти. Пористість порід-колекторів на глибинах більше 2000 м, як правило, не перевищує 16 – 20 %. Основна кількість зразків пісковиків і алевролітів за лабораторними даними має значно менший коефіцієнт пористості.

Нами виконана спроба комплексно використати наявний геолого-геофізичний матеріал, отриманий під час досліджень двох перших свердловин, пробурених на площі Субботіна. Численні інтервали випробувань в розрізах перших пошукових свердловин дозволили сформулювати 3 багатомірні вибірки значень геофізичних параметрів. Розподіл основних статистичних характеристик геофізичних параметрів методів типового комплексу каротажу для інтервалів розрізів свердловин, в яких здійснювались численні випробування пластів зображено на рис. 1 – 4. Пряме надійне (достовірне) розчленування геологічного розрізу свердловини на пласти з різним характером насичення за наведеними на рисунках характеристиками ускладнено внаслідок наявності значних площ перекриття розподілів даних геофізичних методів. За таких обставин ефективне використання методів "розпізнавання образів", чому є численні приклади їх застосування в площині промислової геофізики [1, 3]. Для цього нами була задіяна технологія реалізації лінійного дискримінантного аналізу [6]. Фізичний зміст лінійної дискримінантної функції полягає в тому, що вона представляє собою рівняння гіперплощини в багатовимірному

просторі ознак, і ця площина проведена таким чином, що по один бік від неї знаходиться максимальна кількість об'єктів однієї групи, а по інший бік – максимальна кількість об'єктів альтернативної групи. Дискримінантний аналіз дає змогу не тільки розв'язувати задачі класифікації, але й визначати інформативність окремих класифікаційних ознак, тобто допомагає підбирати раціональний комплекс геофізичних параметрів або методів досліджень. Реалізація дискримінантного аналізу можлива в середовищі багатьох комерційних програм, математичних пакетів, наприклад, Statistica 7.0.

Для суттєвого збільшення об'ємів вибірок нами було використано поточкові значення геофізичних параметрів з кроком 0,4 м по розрізам свердловин. Причому, в інтервалах перфорації, звідки було отримано значні припливи флюїдів, були задіяні для формування еталонних вибірок лише ділянки розрізу з підвищеною піскуватістю (виділені за допомогою від'ємних аномалій ПС, ГК). Для того, щоб можна було об'єднувати в одну вибірку покази геофізичного параметра Π_i , які залежать від параметрів свердловини та умов вимірювань, з різних свердловин, були використані процедури суттєвого зменшення впливу останніх на покази електричних методів каротажу:

$$\Pi_{i, \text{відн.}} = \frac{\Pi_i - \Pi_{\text{эл}}}{\Pi_{\text{эл}}},$$

де $\Pi_{i, \text{відн.}}$ – відносні покази геофізичного параметру після перетворення в точці i ; $\Pi_{\text{эл}}$ – покази геофізичного параметра напроти обраного пласта (пачки) глин.

Для показів радіоактивних методів була використана інша процедура:

$$\Pi_{i, \text{відн.}} = \frac{\Pi_i}{\Pi_{\text{эл}}}$$

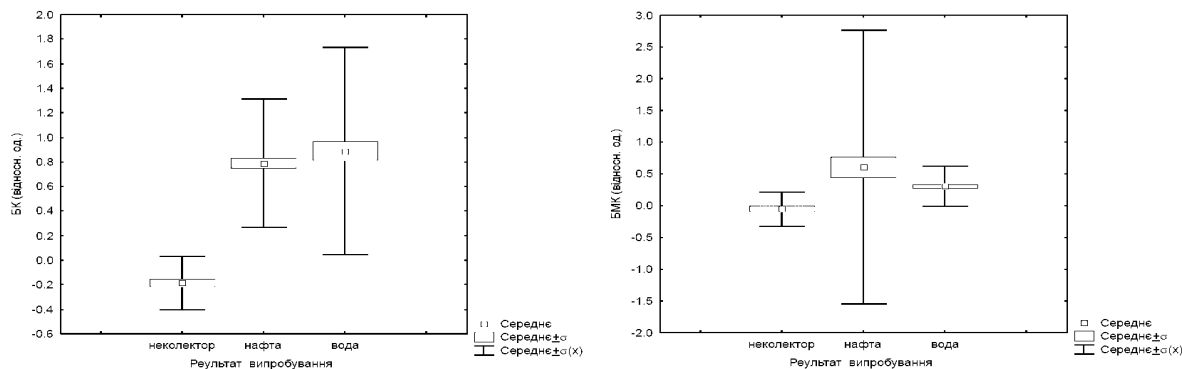


Рис. 1. Статистичні розподіли відносних показів зондів БК і БМК (бокс-плот) залежно від характеру насичення порід для нижньої частини майкопу. Родовище Субботіна

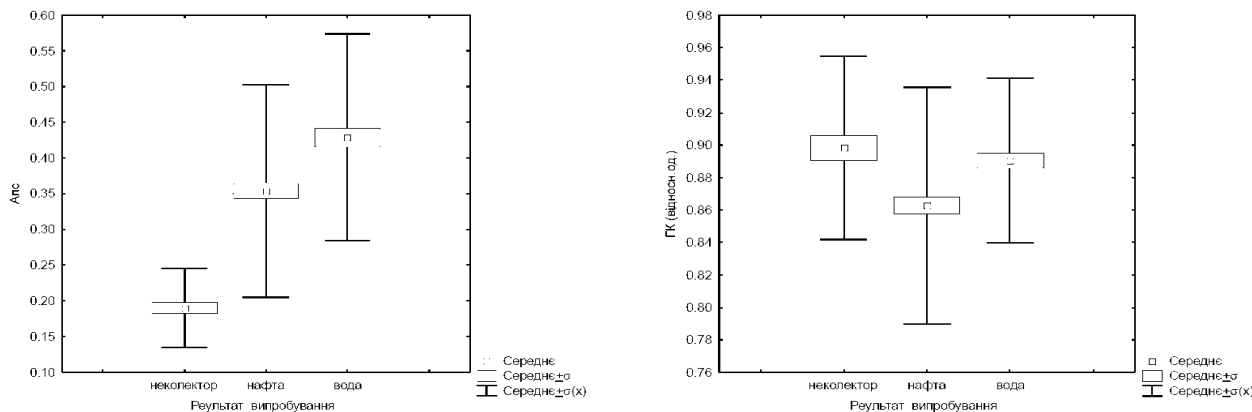


Рис. 2. Статистичні розподіли відносних показів методу ПС (aPS) і відносного параметра ГК (бокс-плот) залежно від характеру насичення порід для нижньої частини майкопу. Родовище Субботіна

Основне завдання лінійного дискримінантного аналізу в ході дослідження конкретних відкладів, – це підвищення інформативності геофізичних досліджень в процесі виявлення додаткових газонасичених пластів у розрізі, які не були розкриті перфорацією, а також – проведення оцінки ефективності даного способу в умовах обмеженої кількості геофізичної інформації, представленої тільки основними традиційними методами ГДС.

Умовою використання дискримінантного аналізу є відповідність розподілу ймовірностей вхідних величин нормальному теоретичному закону розподілу випадкових величин. Тому обов'язковим етапом підготовки даних є дослідження особливостей їх розподілів. Для перевірки на найкращу відповідність теоретичному закону розподілу доцільними в даній ситуації є непараметричний критерій Колмогорова-Смірнова λ і критерій χ^2 . Встанов-

лено, що лише розподіли α_{PC} , ΔT і I_{γ} підпорядковуються нормальному закону, а значення інших величин – логнормальному. Тому в подальших розрахунках використовувались безпосередньо величини α_{PC} , ΔT і I_{γ} , а для інших – натуральні логарифми їх значень.

Тестування ефективності розділення порід за характером насичення на власні еталонних масивах показало, що однозначно виділяються породи-неколектори (100 %). Виділення нафтонасичених колекторів і водонасичених в межах інтервалів випробувань при тестуванні дискримінантних функцій показало ефективність відповідно 82,4 і 84,4 %. Це досить високий показник за умови обмеженої кількості інформації, отриманої за результатами досліджень геофізичними методами.

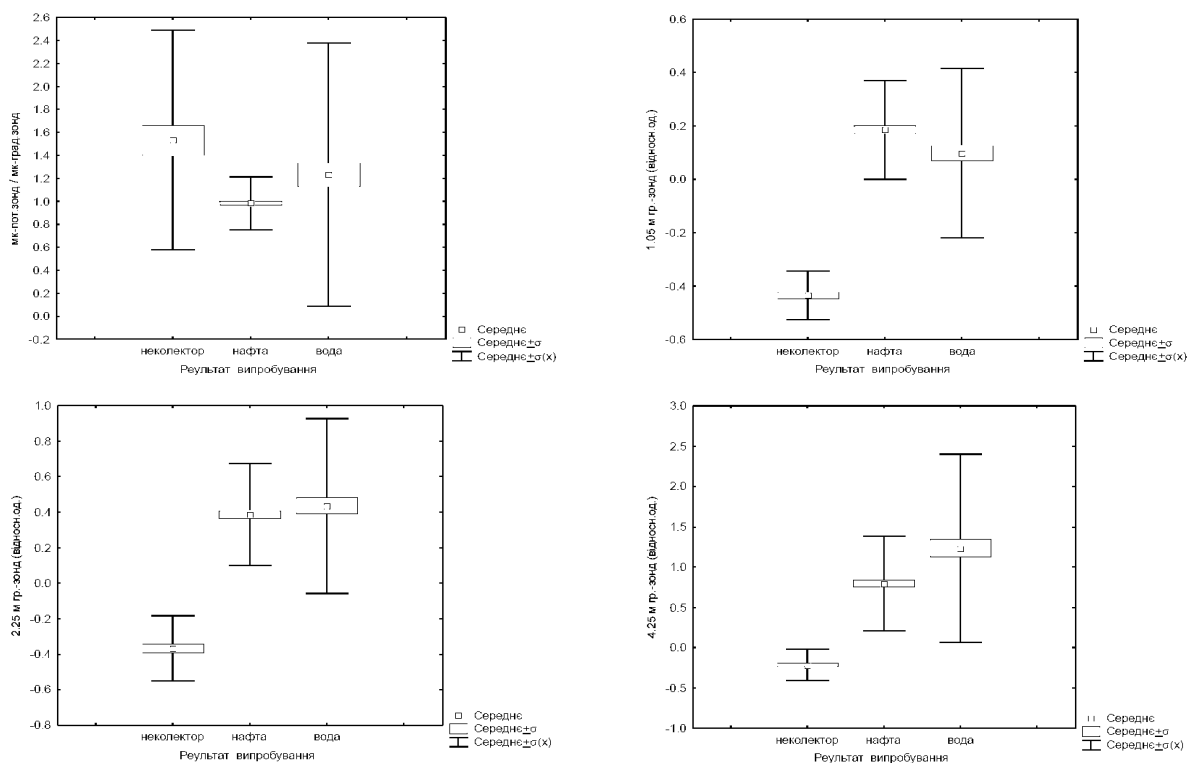


Рис. 3. Статистичні розподіли відносних показів мікрозондів, 1.05, 2.25 і 4.25 м градієнт-зондів (бокс-плот) залежно від характеру насичення порід для нижньої частини майкопу. Родовище Субботіна

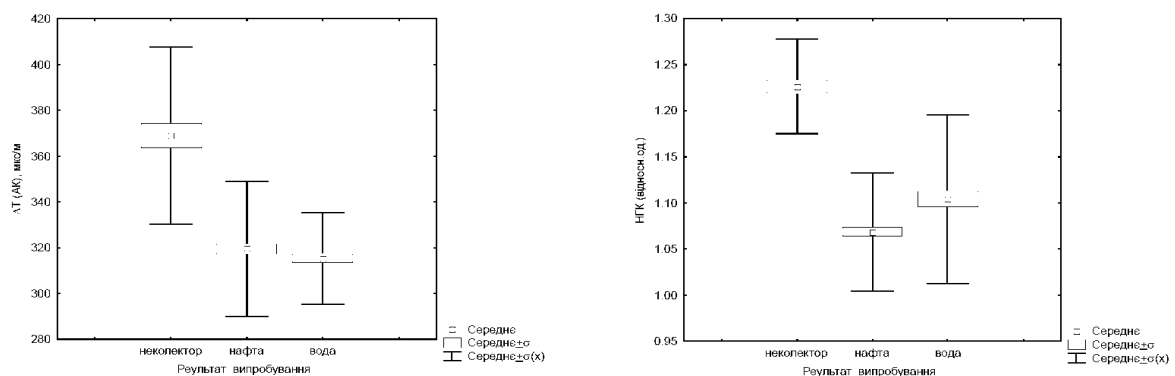


Рис. 4. Статистичні розподіли показів методу АК (ΔT) і відносного параметра HГК (бокс-плот) залежно від характеру насичення порід для нижньої частини майкопу. Родовище Субботіна

На рис. 5 зображено результати оцінки характеру насичення порід у глинисто-піщаному розрізі майкопсь-

кого комплексу з використанням методу дискримінантного аналізу.

Права колонка є графічним зображенням імовірності розподілу гірських порід за характером насичення (нагадаємо, на початковому етапі підготовки даних було проведено осереднення геофізичних параметрів з кроком 0,4 м глибини). Як бачимо в інтервалах глибин, розкритих перфорацією, характеристика порід розрізу за даними дискримінантного аналізу відповідає результатам випробувань. Розподіл імовірності віднесення порід до відповідних груп за характером насичення виконаний формально, тому в деяких інтервалах з'явилися досить високі значення. Імовірність наявності газонасичених порід на рівні 0,98 – 0,99 свідчить про те, що ознаки таких порід досить близькі до статистичних характеристик центру відповідної еталонної групи. Слід підкреслити, що розраховані і представлені на рис.4 є власні імовірнісними характеристиками подібності до центів певних класів багатомірних розподілів за обраним комплексом геофізичних ознак. Ці імовірнісні ха-

рактеристики певною мірою є відображенням характеру насичення порід, але їх не можна порівнювати або отождествлювати з коефіцієнтом нафтогазонасичення. У певних інтервалах за переважаючими ймовірностями однієї групи з'являються ознаки іншої. Це можна розглядати як прояв декількох чинників, у тому числі обмеженої вхідної геофізичної інформації, спрощеної лінійної моделі дискримінантної функції, дуже складної структури реальної фізико-геологічної моделі розрізу і т.д. У такому випадку слід враховувати лише основну складову імовірності характеру насичення порід.

У межах інтервалів перфорації навіть за однозначних результатів випробувань знаходяться різні групи порід з різними колекторськими властивостями. Тому вибірки в еталонних групах не можна вважати однорідними. Це призводить до певного зменшення ефективності класифікації під час дискримінантного аналізу.

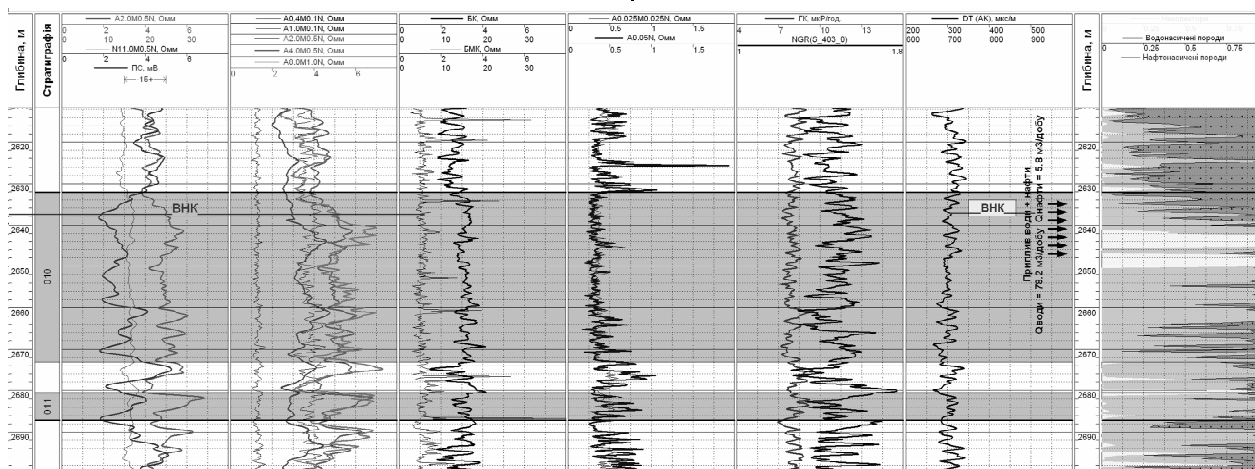


Рис. 5. Фрагмент розрізу свердловини родовища Субботіна

Висновок. Можна вважати, що за невеликої кількості методів промислово-геофізичних досліджень, у разі відсутності необхідної інформації для проведення якісної інтерпретації даних ГДС, використання альтернативного способу дискримінантного аналізу, як методу виявлення продуктивних порід-колекторів, є доцільним. Метод може бути ефективно застосовано на відкритих родовищах вуглеводнів у процесі пошуків раніше невиявлених продуктивних пластів у складних типах розрізів, наприклад, відкладах майкопу. Для його використання потрібна наявність двох обов'язкових умов: каротажних даних, записаних у цифровій формі, та достатня кількість інтервалів випробувань з отриманими припливами різних флюїдів (нафта або газ і пластова вода) та з відсутністю дебітів останніх для створення еталонних груп.

1. Журавлев В.П. Определение удельного электрического сопротивления анизотропных пластов // Прикладная геофизика. – М., 1968. – Вып. 51. – С. 170-187.
2. Карпенко О.М., Булмасов О.В. Застосування нейронмережових технологій при інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин // Геоінформатика. – 2005. – №1. – С. 71 – 79.
3. Карпенко О.М., Федоришин Д.Д. Оцінка продуктивності розрізу свердловин при обмеженому комплексі промислово-геофізичних досліджень // Наук. Вісник ІФНТУНГ. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. – 2002 № 1(2). – С. 16-20.
4. Карпенко О.М., Федоришин Д.Д. Статистична модель тонкошарового розрізу свердловини за даними ГДС // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. – 2003. – № 2(7). – С. 44-49.
5. Логовская Г.К., Саркисова Е.А. Выделение нефтегазоносных объектов в разрезах с песчано-глинистыми слоистыми коллекторами. // Обзор ВИЭМС. Сер. Регион. развед. и промысл. геофизика. – М., 1982.
6. Федосеев Г.С., Бабич В.В., Зауков В.В. и др. Распознавание образов в задачах качественного прогноза рудных месторождений. – Новосибирск, – 1980.

Надійшла до редколегії 27.11.09

UDC 550.8.056

H. Guliyev, Dr., physical-mathematical sciences,
H. Aghayev, Ph.D., geologic-mineralogical sciences, N. Shirinov, engineer

THE RESEARCH OF THE INFLUENCE OF THE PRESSURE TO THE VALUES OF ELASTIC PARAMETERS OF GEOLOGICAL MEDIUM ON THE BASIS OF SEISMIC AND WELL DATA

(Рекомендовано членом редакційної колегії д-ром фіз. – мат. наук, проф. Б.П. Масловим)

The questions on definition of fundamental elastic parameters on the basis of non-classic base model including the development of the software for preparation of 2D thin layered models of real environment and also the calculation of the sections of elastic parameters of the environment are considered.

Розглянуто питання по визначенню фундаментальних пружних параметрів на основі неklasичної базової моделі, що включає розробку програмного забезпечення для підготовки двохвимірних тонкошарових моделей реального середовища, а також розрахунки розрізів пружних параметрів середовища.

Introduction. The modern state of techniques, technologies of the field and well geophysical investigations

allow to record data regarding the medium with high accuracy. More productive computers and effective