Корецький Богдан Сергійович, студент

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,

м. Івано-Франківськ, Україна

<https://orcid.org/0009-0003-0936-7095>

Розловська Світлана Євгеніївна, к.геол.н., доцент

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,

м. Івано-Франківськ, Україна

<https://orcid.org/0000-0002-9259-6774>

**ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ПОРИСТОСТІ ДЛЯ СЕРПУХІВСЬКИХ ВІДКЛАДІВ ПІВНІЧНОЇ ПРИБОРТОВОЇ ЗОНИ ДДЗ ЗА ДАНИМИ АКУСТИЧНОГО ТА ГАММА КАРОТАЖІВ**

Пористість є однією з найважливіших властивостей порід-колекторів, від яких залежить накопичення вуглеводнів та їхня віддача при розробці. При геофізичних дослідженнях нафтогазових свердловин з метою оцінки ємнісних параметрів колекторів актуальною є задача визначення за даними АК пористості теригенних колекторів з врахуванням глинистості, особливо на етапі оперативної інтерпретації даних ГДС [1]. Точність визначення пористості за геофізичними методами відіграє ключову роль при побудові просторової моделі колекторів та розумінні їхньої продуктивності. Важливим кроком цього процесу є з’ясування емпіричної залежності для пористості, яка визначається за даними ГДС.

Для виведення емпіричної формули було зібрано та проаналізовано множинні кореляційні залежності між зразками порід, для яких відома пористість за керном, та відповідними значеннями акустичного та гамма каротажів для серпухівських відкладів нафтогазоконденсатного родовища північної прибортової зони ДДЗ . Аналіз одержаних залежностей показує, що між параметрами *∆T* і *Кп* спостерігається задовільний кореляційний зв’язок (рис. 1), а при введенні в залежності різницевого параметру гамма-каротажу (ГК) *∆Iγ* для врахування глинистості тіснота зв’язку стає ще більшою [2]. Залучення в кореляцію параметра *∆Iγ* дозволяє не тільки покращити кореляційний зв’язок, а й закономірно підвищити точність оцінки пористості за АК, оскільки враховує параметр глинистості для колекторів.

n = 32

Кп, %

Рисунок 1 – Залежність пористості, визначеної за керном, та інтервальним часом пробігу початку поздовжньої хвилі

Для отримання рівняння визначення коефіцієнта пористості були взяті лабораторні значення за керном для колекторів верхньо-серпуховських відкладів, інтервальний час пробігу вступу поздовжньої хвилі для відповідник горизонтів, та значення різницевого параметра ГК *∆Iγ* для низки свердловин нафтогазоконденсатного родовища. У результаті було отримано залежність

*Кп=-27.769+0.186∆T -8.708∆Iγ*, R = 0,8965.

Високий коефіцієнт кореляції характеризує тісний зв’язок між коефіцієнтом пористості, інтервальним часом пробігу поздовжньої хвилі та подвійним різницевим параметром ГК. Внесення параметра глибини в статистичну залежність не вплинуло б на тісноту зв’язку, тому що діапазон зміни глибин залягання серпуховських відкладів невеликий.

Визначена залежність була використана для розрахунку значень пористості серпухівських колекторів для свердловин, кернові дані яких не брали участі у статистичному аналізі у ході виведення емпіричних залежностей. На рисунку 2 наведено зіставлення пористостей, які були визначені за цим рівнянням та на керновому матеріалі.

n = 23

КпАК+ГК, %

Кпкерн, %

Рисунок 2 – Порівняння значень пористості, визначених за виведеною емпіричною залежністю та за керном та АК-ГК для колекторів серпуховських відкладів

Порівняння значень пористості показало, що значення *Кп*, визначених за знайденою залежністю добре співпадають зі значеннями пористості за керном (R=0,94). Таким чином, використання методу АК в комплексі з ГК для оцінки пористості дає надійні результати.

1. Фролова С.Є. Врахування глинистості порід-колекторів при визначенні коефіцієнта пористості за матеріалами акустичного каротажу. - Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.-Івано-Франківськ.-2010.-№1(34).-С.132-137.

2. Розловська С.Є., Ганженко Н.С.,Муц К.І. Зіставлення різних способів визначення коефіцієнта пористості теригенних колекторів з врахуванням глинистості за даними акустичного каротажу. - Геодинаміка. – Львів. – 2013.- №1(14).–С.154-159.