

ПРОГНОЗУВАННЯ ФІЗИЧНИХ ТА КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ У ГЕОЛОГІЧНИХ СТРУКТУРАХ ІЗ НЕТРАДИЦІЙНИМ ГАЗОМ

Пропонується розрахунок емпіричних співвідношень, які пов'язують об'ємний стиск, пористість та тиск у пористих породах довільного геологічного регіону. Проведено розрахунок кореляційних зв'язків та емпіричних залежностей між колекторськими властивостями і параметрами пружних хвиль, розрізнення сухих і флюїдонасичених порід на прикладі даних Залужанських свердловин. Проведено розрізнення флюїдів нафти і води за параметром густини. Побудовано алгоритм розрахунків.

Ключові слова: об'ємний стиск; пористість; тиск; геологічний регіон; нетрадиційний газ.

Вступ

У випадках тонкошаруватих геологічних розрізів з малими об'ємами покладів нафти й газу, з різкою зміною речовинного складу порід-колекторів застосування діагностичних ознак тривимірної сейсморозвідки під час прямого пошуку покладів нафти чи газу поза межами еталонних площ не дає результату, оскільки в реальних літологічно складно побудованих середовищах поведінка амплітудно-частотних характеристик часто невизначена [Лесной, 2010; Grechka, 2009].

Потрібен математичний апарат, який гарантував би геологічну змістовність інтерпретації та забезпечував би взаємну відповідність середовища, фізичних та колекторських властивостей порід. У роботі [Хекало, 2008] запропоновано підхід до цієї проблеми. Реальне геологічне середовище (гірські породи верхньої частини земної кори) ним змодельоване тріщинувато-пористим двофазним з заданими фізико-механічними властивостями й прийняте за квазіоднорідне та ізотопне, а фізичні й емпіричні залежності пов'язують стисливість, пористість і тиск для гірських порід зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

У поданій роботі ці співвідношення зв'язку спрощуються, уточнюються й узагальнюються для застосування до будь-якого геологічного регіону; проводиться розрізнення типу наповнювача пор: вода чи нафта. Методико-програмний комплекс відрізняється від відомих застосовністю до задач у необмежених областях та кардинально підвищеною точністю й об'єктивністю аналізу через врахування структурних і розсіювальних особливостей гірських порід (шаруватість, мікропористість).

Для виявлення типу наповнювача пор породи-колектора використовуються швидкості позовжних і поперечних хвиль, їх коефіцієнти поглинання або коефіцієнт Пуассона. Окреслено найбільш інформативні сейсмічні параметри для уточненої сейсмоакустичної розвідки газів на розглянутих площах. Надалі, з накопиченням результатів реальних обчислень, комплекс вдосконалюватиметься, аналізуватиметься поведінка розрахункових параметрів для виявлення передбачуваних законномірностей чи особливостей.

Мета роботи

1. Виведення емпіричних співвідношень, які пов'язують стисливість, пористість і тиск у флюїдонасичених та сухих породах для довільного геологічного регіону.
2. Проведення розрахунків для виявлення нетрадиційного газу.
3. Розрізнення нафти і води.
4. Побудова алгоритму та програмного забезпечення.

1. Емпіричні співвідношення

1.1. Виведення формул для підрахунку стисливості флюїдонасичених порід при експериментально вимірних значеннях пористості

Функціональний вираз зв'язку стисливості β та пористості ϕ для довільного заданого тиску P можна записати лінійною залежністю [Вербицкий, 1977]:

$$\beta^* = a + b \cdot \phi, \quad (1)$$

де $\beta^* = \beta \cdot 10^{11}$, Па⁻¹; a і b – залежні від тиску шукані константи; ϕ – коефіцієнт пористості породи, %. Відповідне рівняння параметричної оцінки функції регресії

$$L = \sum_{i=1}^n L_i^2 = \sum_{i=1}^n [(a + b \cdot \phi_i) - \beta_i^*]^2. \quad (2)$$

екстраполюється методом найменших квадратів (МНК). Обчислюються коефіцієнти b та a :

$$b = \left(\sum_{i=1}^n \beta_i^* - n \cdot a \right) / \left(\sum_{i=1}^n \phi_i \right) \quad (3)$$

$$a = \frac{-\sum_{i=1}^n \beta_i^* \cdot \sum_{i=1}^n \phi_i^2 + \sum_{i=1}^n \phi_i \cdot \sum_{i=1}^n (\beta_i^* \cdot \phi_i)}{\left(\sum_{i=1}^n \phi_i \right)^2 - n \cdot \sum_{i=1}^n \phi_i^2} \quad (4)$$

виразу (1) для наперед заданих значень пористості ϕ та тиску P .

Для експериментальних даних центральної частини Західного нафтогазового регіону України ($\beta^* = 5,410$ Па⁻¹) усереднене значення стисливості,

розраховане за формулами (3, 4) — $\beta^* = 5,409 \text{ Па}^{-1}$, у статті [Хекало, 2008] — $\beta^* = 4,89 \text{ Па}^{-1}$.

1.2. Виведення формул для підрахунку стисливості флюїдонасичених порід при експериментально вимірних значеннях тиску у свердловині

Знаючи нелінійність зв'язку стисливості та тиску [Петкевич, Вербицкий, 1965], подамо функціональні залежності параметрів a і b в (1) від тиску P у вигляді:

$$a = A + C \cdot P^*, \quad (5)$$

$$b = D \cdot (P^*)^S. \quad (6)$$

$P^* = P / P_0$; $P_0 = 1 \text{ МПа}$.

A, C, D, S – константи, які визначаємо МНК.

Вирази для розрахунку S, D :

$$S = \left[n \cdot \sum_{i=1}^n (\ln P_i^* \cdot \ln b_i) - \sum_{i=1}^n (\ln P_i^*) \cdot \sum_{i=1}^n (\ln b_i) \right] / \left[n \cdot \sum_{i=1}^n (\ln P_i^*)^2 - \left(\sum_{i=1}^n \ln P_i^* \right)^2 \right], \quad (7)$$

$$\ln D = \sum_{i=1}^n (\ln (b_i) - S \cdot \ln (P_i^*)). \quad (8)$$

Формується емпірична залежність для стисливості насиченої рідиною породи за формулами (1), (5)-(8):

$$\beta^{*\phi} = 1,939 - 4,32 \cdot 10^{-3} \cdot P^* + 0,27 \cdot \phi \cdot (P^*)^{-0,186}. \quad (9)$$

2. Порядок розрахунків для розрізнення сухих і флюїдонасичених гірських порід за даними АК (СК)

Формуємо залежність $\beta^{*\phi}$ від тиску згідно (9).

Знаходимо густини сухих та флюїдонасичених порід для конкретної свердловини. Вираховуємо коефіцієнт об'ємного стиску K_T матриці породи при пористості $\phi = 0$ і дії ефективного тиску на породу $P = 80 \text{ МПа}$. Обчислюємо коефіцієнт Пуассона та модуль зсуву для твердої матриці породи [Корн, 1970]. Послідовно визначаємо формули зв'язків між пружними параметрами сухої породи. Підраховуємо пружні модулі зсуву в сухих породах, використовуючи експериментальні дані пружних модулів зсуву породи з рідкими включеннями. Функціональні залежності, що враховують довільну концентрацію включень і пов'язують модуль зсуву в сухих породах з відповідними значеннями об'ємного стиску і модуля зсуву для флюїдонасичених порід [Хекало, 2008], формуємо у вигляді:

$$\mu_{i+1}^c = 1 / \left[1 / \mu_i^c - (5 - v^T) / 3 \cdot \frac{15(\mu_{i+1}^\phi - \mu_i^\phi) + 4\mu_i^\phi \mu_{i+1}^\phi (\beta_{i+1}^\phi - \beta_i^\phi)}{15\mu_i^\phi \mu_{i+1}^\phi} \right], \quad (10)$$

$$\mu_i^c = \frac{\rho_o^c \cdot \mu_i^\phi}{\rho_1^\phi}; i = 1, 2, \dots, n - 1; \quad (11)$$

де ρ_o^c, ρ_1^ϕ – об'ємні густини породи, сухої та першого шару флюїдонасиченої; v^T – коефіцієнт Пуассона твердої фази породи; $\beta_i^\phi, \beta_{i+1}^\phi$ – стисливість, а $\mu_i^\phi, \mu_{i+1}^\phi$ – модулі зсуву i -го та $i+1$ -го шару флюїдонасиченої породи. Для отримання масиву значень стисливості сухих порід зв'язок між модулями зсуву, коефіцієнтом Пуассона і пружним модулем об'ємного стиску сформуємо у вигляді:

$$\beta_{i-1}^c = \beta_i^c + \frac{15 \cdot (2 - v^T)}{4 \cdot (5 - v^T)} \cdot \left(\frac{1}{\mu_{i-1}^c} - \frac{1}{\mu_i^c} \right), \quad (12)$$

$$\beta_n^c = \frac{3 \cdot \rho_o^\phi}{\rho_o^c \cdot (3 / \beta_n^\phi + 4 \cdot \mu_n^\phi) - 4 \cdot \mu_n^c \cdot \rho_o^\phi} \quad (13)$$

$i = n, n - 1, \dots, 2$.

Аналогічно як для (9), проведемо побудову виразу для обчислення стисливості в сухих породах:

$$\beta^{*c} = 2,032 + 0,482 \cdot 10^{-3} \cdot P^* + 6,367 \cdot 10^{-16} \cdot (P^*)^{0,112} \cdot \phi^c, \quad (14)$$

де $\beta^{*c} = \beta^c \cdot 10^{11} \text{ Па}^{-1}$;

ϕ^c – відкрита пористість сухої породи, %.

Вирази для підрахунку швидкостей поздовжніх і поперечних хвиль [Петкевич, Вербицкий, 1965] формуємо як залежності від стисливості. Для розрахунку використовуємо емпіричні (9), (14) та теоретичні (10)-(13) залежності.

Вираховуємо значення функціоналу [Хекало, 2008]:

$$\Phi = \min_{\phi_{\min} \leq \phi \leq \phi_{\max}} \left\{ \left| V_p^c - V_p^{AK(CK)} \right|, \left| V_p^\phi - V_p^{AK(CK)} \right| \right\}. \quad (15)$$

$V_p^{AK(CK)}$ отримуються при дослідженнях свердловин методом акустичного чи сейсмокаротажу.

Проведені розрахунки параметра V_s/V_p показали для нафтогазового середовища свердловини Залужани-18: $0,52 \div 0,55$ – ознака наявності газу і $0,41 \div 0,44$ – нафти; для свердловини Залужани-19: $0,60 \div 0,62$; $0,65$ – газу і $0,58$ – води.

3. Виявлення води у поровому просторі породи

Оскільки в макротріщинах газ перебуває і у водорозчиненому стані, то для його пошуку доречно вміти виокремити воду як наповнювач пор породи.

З рівняння середнього часу для густин [Джеваншир, Бржестовская, 1992; Корн, 1970] отримано вираз для визначення типу флюїду, коли маємо значення пористості. Густинні константи для твер-

дої та рідкої компонент породи вибираються з літературних джерел [Корн, 1970] або підраховуються на основі експериментальних даних у кожному окремому випадку (практично, це близько 6 %). В обраному нами прикладі для свердловини Залужани-19 похибка становить $\approx 0,055$.

Висновки

Виведено емпіричні співвідношення зв'язку відкритої пористості, зовнішнього навантаження і стисливості для порід сухих та з рідкими включеннями на прикладі доступних нам експериментальних даних центральної частини Західного нафтогазоносного регіону України. Пораховано значення пружних модулів.

З використанням принципів прогнозного методу проведено дослідження з виявлення газу в тонких шарах гірської породи. Отримані результати показано на кількох вище описаних прикладах. Запропоновано спосіб виявлення води в поровому просторі породи за параметром густини.

Роботу виконано за підтримки проекту № 5726 "Методико-програмний комплекс для сейсмоакустичної розвідки сланцевих газів на основі адекватних моделей структурної механіки".

Література

Вербицкий Т.З. Физическая природа нелинейной упругости геологических сред с фазовыми микронеоднородностями и особенности распределения в них упругих волн / Т.З. Вербицкий. – К.: Геофиз. сб. АН УССР, вып.75. – 1977. – С. 16-24.

Джеваншир Р.Д. Оценка пористости и компонентного состава пород по данным ГИС на ПК с использованием методов математической алгебры / Р.Д. Джеваншир, Т.С. Бржестовская. – Баку: ИПГНГМ АН Азербайджана: Геология нефти и газа. – 1992. – № 8.

Корн Г. Справочник по математике для научных работников и инженеров / Г. Корн, Т. Корн. – М.: Наука. – 1970. – 720 с.

Лесной Г. Возможности определения скоростной модели с эллиптической анизотропией с помощью прямого преобразования сейсмограмм общих источников в сейсмические изображения геологической среды // Геолог України. – 2010. – № 4(32). – С. 69–75.

Математическое моделирование в сейсморазведке / [Т.З. Вербицкий, Р.С. Починайко, Ю.П. Стародуб, А.С. Федоришин]. – К.: Наук. думка. – 1985. – 275 с.

Петкевич Г.И. Акустические исследования горных пород в нефтяных скважинах / Г.И. Петкевич, Т.З. Вербицкий. – К.: Наук. думка. – 1970. – 126 с.

Петкевич Г.И. Исследование упругих свойств пористых геологических сред, содержащих жидкости / Г.И. Петкевич, Т.З. Вербицкий. – К.: Наук. думка. – 1965. – 76 с.

Хекало П.І. Прогнозування фізичних і колекторських властивостей гірських порід за теоретико-емпіричними залежностями / П.І. Хекало. – К.: Геофиз. журн., 2008. – С.151-160. – 30, № 6.

Grechka V. Application of Seismic Anisotropy in the Oil and Gas Industry. EAGE Publication by, Houten. – 2009.

PREDICTION OF PHYSICAL AND RESERVOIR PROPERTIES OF RESERVOIR ROCKS IN GEOLOGICAL STRUCTURES WITH UNCONVENTIONAL GAS

L.V. Skakal's'ka

A calculation of the empirical relationships that link the volumetric compression, porosity and pressure in porous rocks of an arbitrary geological region is suggested. The calculation of correlations and empirical relationships between reservoir properties and parameters of elastic waves is conducted by the data of Zaluszany's wells, which distinguish dry and oil-gas saturated rocks. A detection of oil and water by the density parameter is proposed. A unified algorithm for these calculations is built.

Key words: compression volume; porosity; pressure; geological region; unconventional gas.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ И КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ В ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СТРУКТУРАХ С НЕТРАДИЦИОННЫМ ГАЗОМ

Л.В. Скакальська

Предлагается расчет эмпирических соотношений, связывающих объемное сжатие, пористость и давление в пористых породах произвольного геологического региона. Проведен расчет корреляционных связей и эмпирических зависимостей между коллекторскими свойствами и параметрами упругих волн, различение сухих и флюидонасыщенных пород на примере данных Залужанских скважин. Проведено различение флюидов нефти и воды по параметру плотности. Создан алгоритм расчетов.

Ключевые слова: объемное сжатие; пористость; давление; геологический регион; нетрадиционный газ.