

РЕЗУЛЬТАТЫ АПРОБАЦИИ МЕТОДА ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПЬЕЗОПРОВОДНОСТИ ПЛАСТА

¹Д. т. н., Закиров А. А.,
¹Ст. преп., Каришиев А. Х.,
¹Асс., Шохакимова А. А.,
²Агзамова С. А.

¹Узбекистан, Ташкент,
Ташкентский государственный технический университет;
²инженер лаборатории «Физика пласта»
АО «ИГИРНИГМ», Ташкент, Узбекистан

Abstract. This paper discusses the results of testing the method of determining the coefficient of diffusivity of formation and conditions depending on the efficiency of extraction of hydrocarbons. Definitions and diffusivity coefficient reservoir the well test, hydrolistening layers and methods and goals labeled injection fluids. It provides accurate and specific testing of the proposed method in a number of fields in Uzbekistan, the time response to the disturbance, depending on the distance between the wells and filtration-capacitive properties of reservoirs and line speed signal propagation in inter-well space.

Эффективность извлечения углеводородов во многом зависит от скорости распространения давления в объеме залежи, которая характеризуется коэффициентом пьезопроводности пласта, определяемая формулой В.Н. Щелкачева:

$$\kappa = \frac{k}{\mu\beta}, \quad (1)$$

где k – коэффициент проницаемости; μ – динамическая вязкость жидкости; β – коэффициент упругости пласта.

Для определения коэффициента пьезопроводности пласта обычно используют результаты гидродинамических исследований скважин, гидропрослушивания пластов и закачки меченых жидкостей, проведение которых требуют значительные материальные затраты. Так как параметры продуктивных пластов являются случайными величинами для определения коэффициента пьезопроводности пласта было предложено использовать метод математической статистики, основанный на вероятностном подходе.

При решении задач, связанных с воздействием на процессы, необходимо определить, как быстро может та или иная система реагировать на это воздействие. Время, проходящее с момента воздействия на систему до момента её ответной реакции, называется запаздывания.

Время запаздывания определяется с помощью взаимно-корреляционной функции. Эта функция имеет максимум при разности времени, равной времени прохождения сигнала в системе или времени запаздывания [2].

Пусть имеется система, на вход которой подается сигнал $x(t)$, представляющий собой временной ряд, а выходом системы является временной ряд $y(t)$. Коэффициент взаимной ковариации между $x(t)$ и $y(t)$ при задержке k определяется по формуле:

$$v_{xy}(k) = M[(x_1 - m_x)(y_{t+k} - m_y)] \quad (2)$$

где: M – символ математического ожидания; m_x и m_y – соответственно математическое ожидание, определяющее уровень, относительно которого колеблется временной ряд $x(t)$ и $y(t)$.

Взаимно-корреляционная функция представляется в виде:

$$R_{xy}(k) = \frac{v_{xy}(k)}{G_x G_y}, \quad (3)$$

где: G_x и G_y – соответственно среднеквадратичное отклонение рядов $x(t)$ и $y(t)$:

$$G_x = \sqrt{R_{xx}(0)}; \quad G_y = \sqrt{R_{yy}(0)}. \quad (4)$$

Необходимо отметить, что метод взаимно-корреляционной функции на практике также используется для анализа процесса вытеснения нефти водой [2]. При этом количество закачиваемой воды $x(t)$ является входом системы, дебит жидкости $y(t)$ и дебит $z(t)$ – её выходами.

Как видно из вышеприведенной сущности аппарата взаимно-корреляционной функции, позволяющей определить время запаздывания, она наиболее полно соответствует механизму исследований по методам гидропрослушивания пластов и закачки меченых жидкостей (индикаторные, трассерные и др.)

Применение метода взаимно-корреляционной функции на ранней стадии – в период пробной эксплуатации месторождения исключает проявление ряда недостатков характерных для других методов. Например, в период пробной эксплуатации работают только несколько поисковых и разведочных скважин давшие промышленные притоки нефти, из-за небольших отборов нефти и незначительного снижения пластового давления влияние законтурной водоносной области нет или незначительно, добывается практически безводная нефть, что ставит все скважины в одинаковые исходные условия и др.

Согласно предлагаемому алгоритму расчета коэффициента пьезопроводности пласта в межскважинном пространстве скважины по датам ввода их в эксплуатацию разделяются на возмущающие и реагирующие, затем составляется карта показывающая направление возмущений.

Для последующего анализа выбираются участки и пары возмущающих и реагирующих скважин.

По данным месячной добычи нефти для каждой пары скважин рассчитываются значения взаимно-корреляционной функции, а затем строится график их динамики изменения. Из которых, по максимальному значению взаимно-корреляционной функции определяется время реагирования (t) для каждой пары скважин.

Определив из карты расстояние между скважинами (R), рассчитываются скорости распространения сигналов от возмущающих до реагирующих скважин, т.е. линейное распространение сигналов:

$$v = \frac{R}{t}. \quad (5)$$

Коэффициент пьезопроводности пласта определяется по формуле Э.Б. Чекалюка:

$$\kappa = \frac{R^2 - r^2}{\pi t}, \quad (6)$$

Апробация предлагаемого метода на ряде месторождений Узбекистана показала, что время реагирования на возмущение в зависимости от расстояния между скважинами и фильтрационно-ёмкостных свойств коллекторов изменяются в довольно широких пределах от $2,592 \cdot 10^6$ до $12,701 \cdot 10^6$ с. Скорость линейного распространения сигнала в межскважинном пространстве также изменяется в достаточно широких пределах от $41,880 \cdot 10^6$ м/с до $268,518 \cdot 10^6$ м/с, а коэффициент пьезопроводности от $0,0067$ м²/с до $1,5171$ м²/с.

Сопоставление полученных значений этих параметров с данными гидродинамических исследований скважин дают вполне удовлетворительные результаты, что позволяет рекомендовать предлагаемый метод использовать для оценки распространения сигнала в объёме залежи.

ЛИТЕРАТУРА

1. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. / Ш.К. Гиматудинов, И.И. Дунюшкин, В.М. Зайцев и др. – М.: Недра, 1988. – 302 с.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. – М.: 1977. – 228 с.