

УДК 550.832.53

В. А. Велижанин
ООО «Нефтегазгеофизика»

ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ИМПУЛЬСНОГО НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖА

Рассмотрены традиционная модель обработки данных импульсного нейтронного каротажа по тепловым нейтронам расчетами метода Монте-Карло и скважинными измерениями. Дана информационная интерпретация некоторых параметров двухкомпонентной модели обработки временного спектра.

Ключевые слова: импульсный нейтронный каротаж, пористость, декремент затухания, сечение захвата, модель обработки.

Обработка данных нейтронного каротажа по тепловым нейтронам обеспечивает оценку пористости и времени жизни нейтронов в породе. Оценка пористости породы традиционно выполняется по отношению показаний двух зондов, а сечение захвата – способом декремента затухания, характеризующим изменение во времени плотности тепловых нейтронов:

$$\lambda = -d [\ln N(r, t)]/dt, \quad (1)$$

где $N(r, t)$ – поле тепловых нейтронов в зонде r в момент времени t ; λ – декремент затухания во времени этого поля. Физический смысл декремента затухания вытекает из уравнения нестационарной диффузии, которым может быть описано поле тепловых нейтронов после выключения импульсного источника [1–3]:

$$\lambda(r, t) = -1/N(r, t) \cdot dN(r, t)/dt = v \cdot \Sigma_a \cdot v \cdot D \cdot \Delta N(r, t)/N(r, t), \quad (2)$$

где Δ – оператор Лапласа; D – коэффициент диффузии, $D = v/(3\Sigma_{tr})$; Σ_{tr} – транспортное сечение тепловых нейтронов; Σ_a – сечение поглощения тепловых нейтронов; v – средняя скорость движения теплового нейтрона; λ – декремент затухания поля тепловых нейтронов $N(r, t)$. В соответствии с (2) декремент затухания является суммой двух слагаемых: обратной величине времени жизни тепловых нейтронов $1/\tau_a = v \cdot \Sigma_a \equiv \lambda_a$ и диффузионной поправки $\lambda_{\text{диф}}$, определяемой выражением

$$\lambda_{\text{диф}}(r, t) = -v \cdot D \cdot \Delta N(r, t)/N(r, t). \quad (3)$$

В бесконечной однородной среде усредненный по пространству декремент затухания поля тепловых нейтронов совпадает с обратным временем жизни тепловых нейтронов. В скважинных условиях измеримый декремент затухания зависит от пространственно-временных координат и может быть как больше, так и меньше λ_a .

Оценка декремента затухания поля нейтронов в породе для скважинных условий измерений, как правило, выполняется в двухкомпонентной модели [3]:

$$N(r, t) = N_1(r, t) + N_2(r, t), \quad (4)$$

где $N_1(r, t)$ – поток тепловых нейтронов на зонде r , временное распределение которых сформировалось в скважине (ближней зоне); $N_2(r, t)$ – поток сформировавшихся в пласте тепловых нейтронов и зарегистрированных зондом длиной r . Модель (4) разложения временного спектра особенно актуальна при малых временах жизни тепловых нейтронов в пласте (минерализованные пластовые воды, высокая глинистость, засоление пласта и др.). Не останавливаясь на алгоритмах разложения (4), которые используются на практике, рассмотрим физическую суть компонент этого представления.

Компонента ближней зоны $N_1(r, t)$ в соответствии с ее модельным описанием в формуле (4) может быть записана в виде

$$N_1(r, t) = A_{\text{СКВ}}(r) \cdot \exp(-t \cdot \lambda_{\text{СКВ}}), \quad (5)$$

где $\lambda_{\text{СКВ}}$ – декремент затухания поля тепловых нейтронов в скважине; $A_{\text{СКВ}}(r)$ – с точностью до множителя, учитывающего поглощение нейтронов в скважине, есть поток сформировавшихся в пласте и в скважине надтепловых нейтронов. Зависимость $A_{\text{СКВ}}(r)$ от сечения поглощения тепловых нейтронов в скважине является фактически единственным отличием этого параметра от измеряемого *надтепловым зондом* потока нейтронов. Это означает, что амплитуда скважинной составляющей разложения потока тепловых нейтронов $N(r, t)$ может быть использована для оценки пористости породы по *надтепловым нейтронам*.

Из сказанного выше ясно, что основными мешающими факторами определения пористости по амплитуде скважинной компоненты в формулах (4), (5) будут диаметр скважины и минерализация промысловочной жидкости. Влияние других геолого-технических параметров условий измерений (минерализация пластовых вод, плотность промысловочной жидкости, отклонение от стенки скважины и т. д.) должно

