

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]:

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

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 $\lambda_{диф}$, определяемой выражением

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

В бесконечной однородной среде усредненный по пространству декремент затухания поля тепловых нейтронов совпадает с обратным временем жизни тепловых нейтронов. В скважинных условиях измеряемый 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 промысловой жидкости. Влияние других геолого-технических параметров условий измерений (минерализация пластовых вод, плотность промысловой жидкости, отклонение от стенок скважины и т. д.) должно

быть равным или даже меньшим по сравнению с их влиянием на показания зонда ИННК-НТ.

Вторая компонента $N_2(r, t)$ формулы (4) в значительной степени определяется сформировавшимся в пласте временным распределением потока тепловых нейтронов $N_{th}(r, t_0)$ на границе скважина–пласт на зонде r , который в момент времени t_0 (время выхода потока тепловых нейтронов на границу скважина–пласт) можно записать в виде

$$N_{th}(r, t_0) = A_{th}(r) \cdot \exp(-t_0 \cdot \lambda_{пл}), \quad (6)$$

где $\lambda_{пл}$ – декремент затухания поля тепловых нейтронов в пласте; $A_{th}(r)$ – амплитуда этого поля. С учетом (6) компонента $N_2(r, t)$ формулы (4) может быть записана в виде интеграла по времени выхода на границу скважина–пласт:

$$N_2(r, t) = \int_0^t N_{th}(r, t_0) \cdot \exp[-(t-t_0) \cdot \lambda_{пл}] \cdot dt_0. \quad (7)$$

После интегрирования (7) выражение для компоненты $N_2(r, t)$ принимает вид

$$N_2(r, t) = A_{пл}(r) \cdot \{\exp(-t \cdot \lambda_{пл}) - \exp(-t \cdot \lambda_{скв})\}, \quad (8)$$

где $A_{пл}(r)$ – амплитуда пластовой составляющей разложения (4). И тогда формула (4) принимает следующий вид:

$$N(r, t) = [A_{скв}(r) - A_{пл}(r)] \cdot \exp(-t \cdot \lambda_{скв}) + A_{пл}(r) \cdot \exp(-t \cdot \lambda_{пл}). \quad (9)$$

Оценке амплитуды $A_{скв}(r)$ скважинной составляющей в рамках модели (9) благоприятствует малая величина потока тепловых нейтронов, сформировавшегося в пласте сразу после выключения импульсного источника. Амплитуда скважинной составляющей $A_{скв}(r)$ всегда многократно (в десятки раз) больше амплитуды составляющей пласта $A_{пл}(r)$ для обычно используемых зондов импульсной аппаратуры. В соответствии с (9) оценка пластовых амплитуды $A_{пл}(r)$ и декремента затухания $\lambda_{пл}$ для условий скважинной геометрии возможна лишь при условии $\lambda_{скв} > \lambda_{пл}$, а лучше $\lambda_{скв} \gg \lambda_{пл}$. При приближении $\lambda_{пл}$ к $\lambda_{скв}$, в соответствии с (9), оценка пластовой амплитуды $A_{пл}(r)$ вызывает много проблем. Эти проблемы связаны с необходимостью ухода на большие времена задержки при оценке пластовых параметров, что в свою очередь резко увеличивает статистическую погрешность определения декремента затухания $\lambda_{пл}$ и особенно «амплитуды пласта» $A_{пл}(r)$. Кроме того, уход на большие времена задержки может иметь и технические ограничения.

Анализ свойств этих двух компонент модели (4)–(9) рассмотрим на материалах расчетов метода Монте-Карло и на данных замеров аппаратуры с зондом ИННК-Т. Математическое моделирование проводилось с использованием пакета программ MCNP5, адаптированного для решения данной задачи.

На рис. 1 приведены зависимости обратной величины «амплитуды скважины» $1/A_{\text{СКВ}}(r)$ от пористости известняка для зондов ИННК-Т длиной $r = 15, 30$ и 60 см. С увеличением длины зонда наблюдается характерное для надтеплового зонда в скважинных условиях измерений увеличение чувствительности параметра $1/A_{\text{СКВ}}(r)$ к пористости породы.

Как и следовало ожидать, изменение диаметра скважины и поглощающих свойств (сечения захвата нейтронов) промывочной жидкости существенно влияют на величину амплитуды скважины в формулах (4)–(9). На рис. 2 приведены зависимости обратной величины амплитуды скважины от пористости известняка для зонда ИННК-Т аппаратуры АИНК-76П в скважинах разного диаметра.

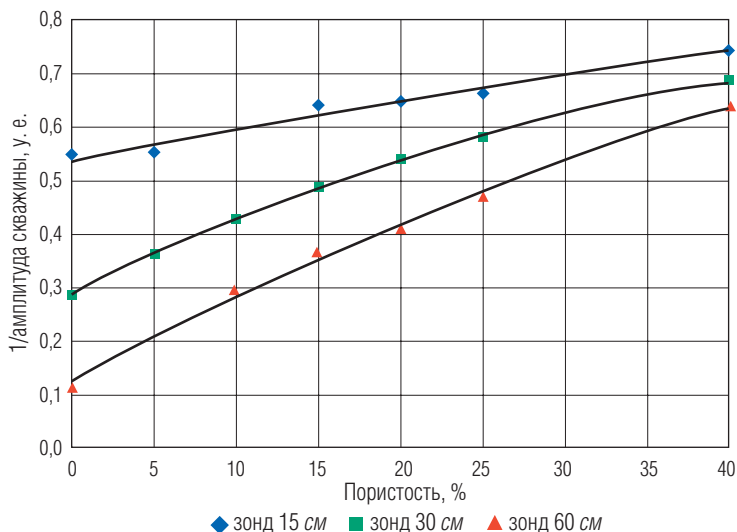


Рис. 1. Пример зависимости обратной величины амплитуды скважины $1/A_{\text{СКВ}}$ от пористости известняка для зондов ИННК-Т длиной 15, 30 и 60 см. Скважина с открытым стволом диаметром 200 мм заполнена пресной промывочной жидкостью, прибор прижат к стенке скважины

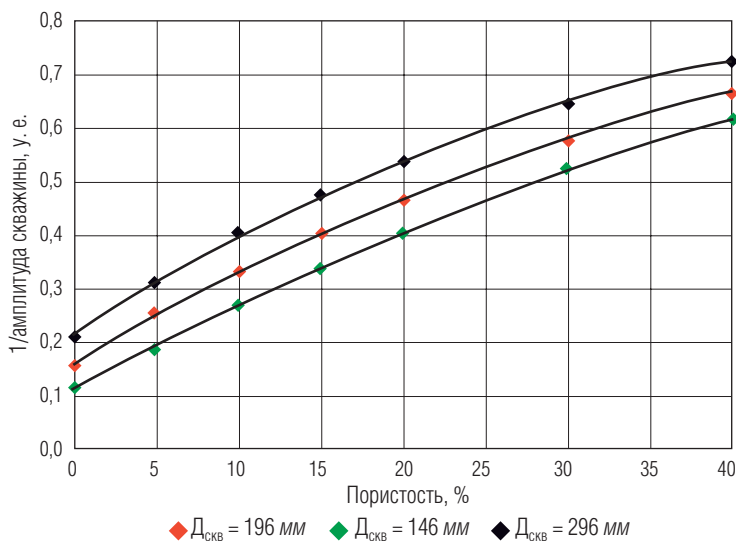


Рис. 2. Пример зависимости обратной величины амплитуды скважины от пористости известняка для зонда ИННК-Т аппаратуры АИНК-76П для скважин разного диаметра. Скважины с открытым стволом заполнены пресной промывочной жидкостью, прибор прижат к стенке скважины

Влияние диаметра скважины на величину $A_{\text{СКВ}}$, в пересчете на измеряемую пористость породы, сопоставимо с влиянием этого фактора на показания одиночного зонда по надтепловым нейтронам ИННК-НТ. На рис. 3 приведены зависимости обратной величины амплитуды скважины от пористости известняка для зонда ИННК-Т аппаратуры АИНК-76П в различных технических условиях измерений. Как следует из приведенных на рис. 3 данных, влияние минерализации промывочной жидкости $C_{\text{ПЖ}}$ на величину $A_{\text{СКВ}}$ очень существенно и лишь несколько ниже влияния этого фактора на показания одиночного зонда по тепловым нейтронам ИННК-Т. В то же время влияние минерализации пластовых вод $C_{\text{ПЛ}}$ в пересчете на измеряемую пористость породы полностью соответствует влиянию этого фактора на показания зонда ИННК-НТ. На рис. 3 также приведена зависимость $1/A_{\text{СКВ}}$ для прибора, отклоненного от стенки скважины на 2 см. Отклонение от стенки скважины влияет в 2–3 раза меньше на величину $A_{\text{СКВ}}$ по сравнению с влиянием этого фактора

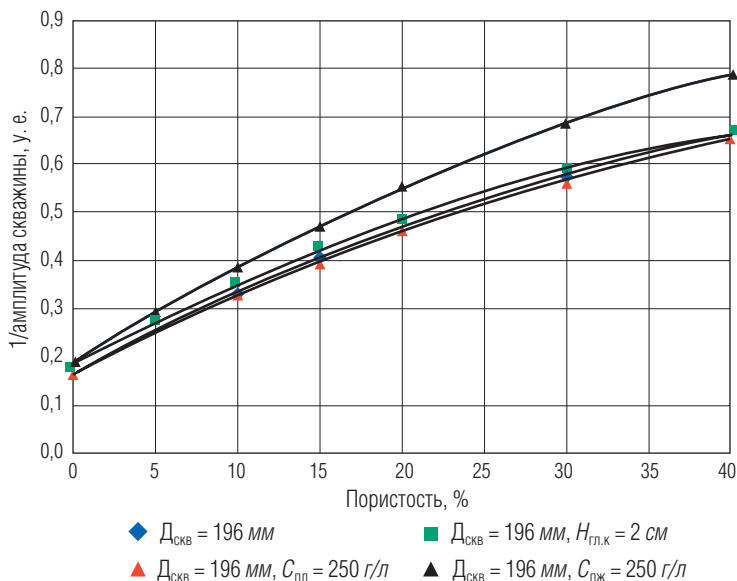


Рис. 3. Пример зависимости обратной величины амплитуды скважины от пористости известняка для зонда ИННК-Т аппаратуры АИНК-76П в различных технических условиях измерений. Скважина с открытым стволом

на показания зонда ИННК-НТ. Использование отношения $A_{\text{скв}}(r_1)/A_{\text{скв}}(r_2)$ уменьшает влияние диаметра скважины, минерализации промывочной жидкости и отклонения прибора от стенки скважины в 3–6 раз.

На рис. 4 приведен пример расчета пористости по данным компенсированного зонда по надтепловым нейтронам 2ИННК-НТ аппаратуры АПРК-3ИННК-90 и по результатам определения $A_{\text{скв}}$ по данным одиночного зонда ИННК-Т этой же аппаратуры. Сходимость кривых пористостей, полученных двумя способами, достаточно хорошая.

Теперь обратимся к амплитуде пласта $A_{\text{пл}}$ в формулах (4)–(9). На рис. 5 приведены зависимости $1/A_{\text{пл}}(r)$ от пористости известняка для зондов ИННК-Т длиной r , равной 15, 30, 45 и 60 см. Моделирование методом Монте-Карло выполнено для следующих условий измерений: прибор диаметром 90 мм прижат к стенке скважины диаметром 200 мм, скважина заполнена пресной водой.

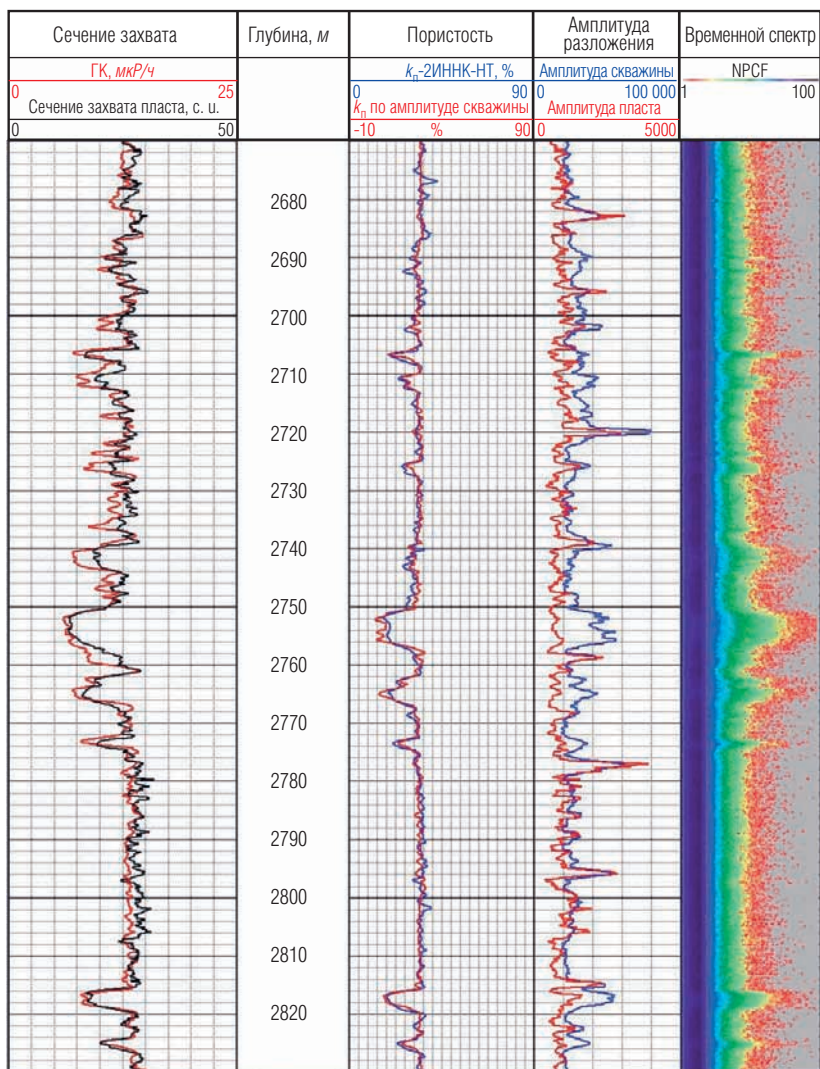


Рис. 4. Аппаратура АИНК-76П. Пример сопоставления пористости по данным зонда 2ИННК-НТ и пористости по амплитуде скважины, полученной из разложения временного спектра зонда ИННК-Т. Кривые «Амплитуда скважины» и «Амплитуда пласта» приведены без нормировки на время набора спектра

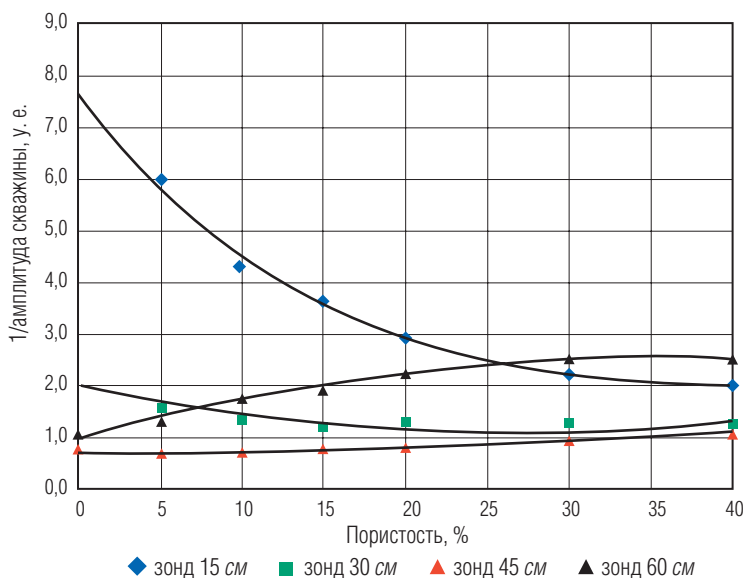


Рис. 5. Пример зависимости обратной величины амплитуды пласта от пористости известняка для зондов ИННК-Т длиной 15, 30, 45 и 60 см. Скважина с открытым стволом диаметром 200 мм заполнена пресной промывочной жидкостью, прибор прижат к стенке скважины

Наблюдается характерный для однородной среды инверсионный характер зависимости потока тепловых нейтронов от пористости породы при изменении длины зонда. На коротких зондах значения $A_{пл}$ растут с увеличением пористости породы, а на длинных зондах падают с увеличением пористости. При пористости известняка более 25–30% чувствительность показаний $A_{пл}$ к пористости в вышеуказанных условиях измерений резко падает.

Причин такого поведения $A_{пл}$ от пористости пласта несколько. Первая причина следует из выражений (4)–(9) для пластовой составляющей модели (4). С увеличением пористости пласта значение его декремента затухания $\lambda_{пл}$ приближается к декременту затухания скважины $\lambda_{скв}$, что в соответствии с моделью (9) требует ухода на большие времена задержки при оценке $\lambda_{пл}$. С другой стороны, уход на большие времена задержки приводит к значительному увеличению статистической погрешности определения $\lambda_{пл}$ при незначительной

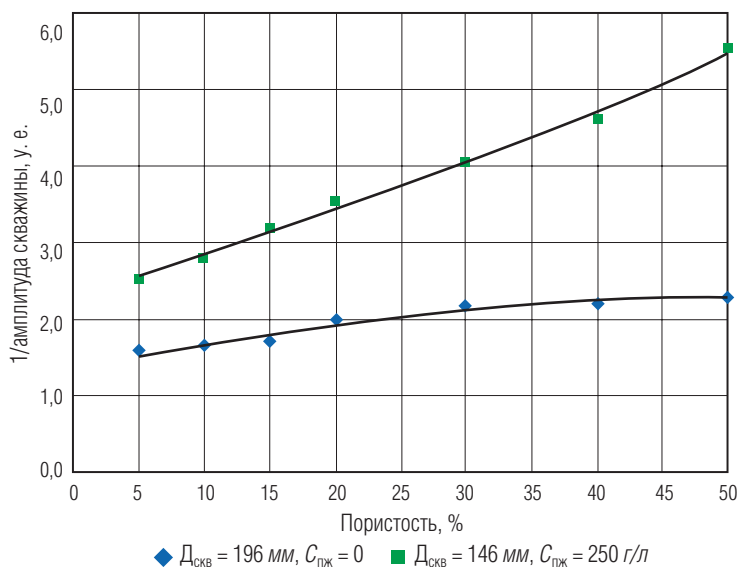


Рис. 6. Пример зависимости обратной величины амплитуды пласта от пористости известняка для зонда ИННК-Т аппаратуры АИНК-76П для двух значений минерализации промывочной жидкости. Скважина с открытым стволом, прибор прижат к стенке скважины

корректировке самой величины $\lambda_{\text{пл}}$. Компромисс в решении этого вопроса всегда находится на стороне меньшей статистической погрешности определения $\lambda_{\text{пл}}$. Вторая причина связана с уменьшением различия в амплитудах скважины и пласта с увеличением пористости породы, что приводит к ошибке оценки амплитуды скважины. Данная ошибка не столь значительна для самой этой величины, но в силу многократного превышения $A_{\text{скв}}$ над $A_{\text{пл}}$ заметно сказывается на оценке амплитуды пласта.

По этим причинам с ростом декремента затухания (сечения захвата) скважины $\lambda_{\text{скв}}$ правая граница диапазона уверенного определения амплитуды пластовой составляющей разложения (9) заметно смещается в сторону больших пористостей. Приведенные на рис. 6 результаты математического моделирования показаний аппаратуры АИНК-76П в скважине с открытым стволом, заполненной промывочной жидкостью с минерализацией 0 и 250 г/л NaCl, подтверждают сказанное выше.

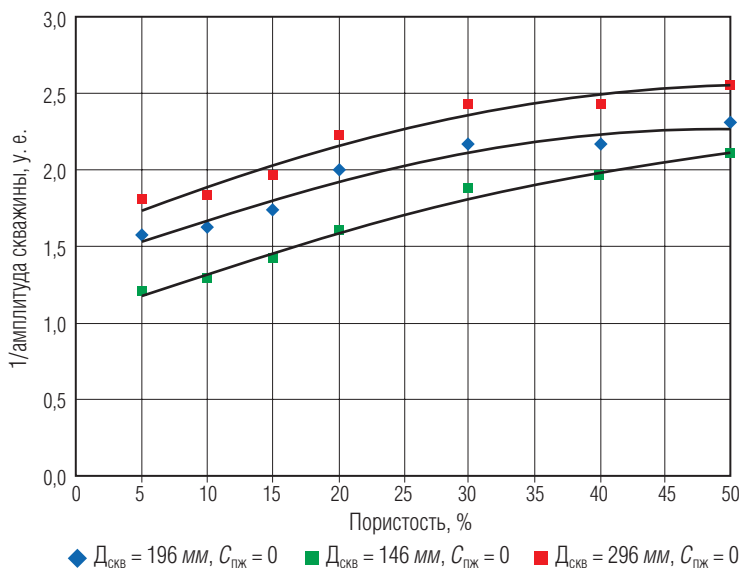


Рис. 7. Пример зависимости обратной величины амплитуды пласта от пористости известняка для зонда ИННК-Т аппаратуры АИНК-76П в скважинах различного диаметра. Скважины с открытым стволом, прибор прижат к стенке скважины

На рис. 7 приведены зависимости обратной величины амплитуды скважины от пористости известняка для зонда ИННК-Т аппаратуры АИНК-76П в скважинах разного диаметра. Влияние диаметра скважины на величину $A_{пл}$, в пересчете на измеряемую пористость, заметно выше влияния этого фактора на показания одиночного зонда по тепловым нейтронам ИННК-Т. Влияние других геолого-технических факторов на величину $A_{пл}$, в пересчете на измеряемую пористость, сопоставимо или больше влияния аналогичных факторов на показания одиночного зонда по тепловым нейтронам ИННК-Т.

Выводы

Таким образом, проведенные исследования модели (4) разложения временного спектра зонда ИННК-Т на скважинную и пластовую составляющие показали следующее:

1. Амплитуда скважинной компоненты $A_{\text{скв}}$ модели разложения (4) практически отражает показания *надтеплого* зонда ИННК-НТ и, как следствие, может быть использована для расчета пористости породы по *надтепловым нейтронам*. Использование отношения скважинных амплитуд разложения (4) на двух зондах $A_{\text{скв}}(r_1)/A_{\text{скв}}(r_2)$ для расчета пористости породы снижает влияние технических условий каротажа на результаты измерения *надтепловой* пористости в 3–6 раз.
2. Амплитуда пластовой компоненты $A_{\text{пл}}$ модели разложения (4), несмотря на тесную связь со сформированным в пласте полем тепловых нейтронов, лишь ограниченно может быть использована для оценки пористости породы в силу высокой зависимости оценки величины $A_{\text{пл}}$ от скважинных условий измерений (минерализации промывочной жидкости, диаметра скважины, отклонения прибора от стенки скважины и др.).

ЛИТЕРАТУРА

1. Кожеевников Д. А. Нейтронные характеристики горных пород и их использование в нефтепромысловой геологии. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1982. 221 с.
2. Шимелевич Ю. С., Кантор С. А., Школьников А. С. и др. Физические основы импульсных нейтронных методов исследования скважин. М.: Недра, 1976. 160 с.
3. Ellis D. V., Singer J. M. Well Logging for Earth Scientists. Published by Springer, 2008.

Рецензент кандидат техн. наук В. Н. Даниленко