

## АНАЛИЗ СПОСОБОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ПОРИСТОСТИ ПО ДАННЫМ АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

В. В. Тен

*Научный руководитель ассоциированный профессор Г.Т. Борисенко  
Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К.И. Сатпаева, г. Алматы, Казахстан*

В настоящей работе рассмотрены способы определения пористости коллекторов по диаграммам акустического каротажа на примере скважин месторождений восточного борта Прикаспийской впадины. Геофизические исследования выполнены для всего интервала глубин, поэтому выбор пластов для интерпретации основывался на представительности изученного керна

**Введение.** По данным литологического описания отобранных образцов пород месторождения Кенкияк керн представлен тонким переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Прямые качественные признаки при изучении таких скважин не обнаружены, так как бурение ведется с применением высокоминерализованных буровых растворов (подсолевые отложения) и больших гидростатических давлений [5]. Использование граничных значений геофизических параметров, а именно интервального времени и удельного электрического сопротивления, позволяет выделить те пропластки в продуктивной толще, для которых должны быть определены подсчетные параметры.

Выделение коллекторов в песчано-глинистых разрезах по акустическому каротажу (АК) сводится к выделению в разрезе интервалов, обладающих повышенной по сравнению с граничными значениями пористостью. Основой определения общей пористости по АК является измерение интервального времени пробега продольных волн через исследуемую породу.

В работе анализируются три метода определения коэффициентов пористости по акустическому методу: статистический метод; уравнение среднего времени (УСВ); кубическая зависимость Вахгольца.

1. Статистический метод [2,3] основан на подборе регрессивного уравнения, наиболее точно описывающего связь интервального времени с коэффициентами пористости, определенными в лабораторных условиях. На основе имеющихся лабораторных определений керна для терригенных подсолевых отложений месторождения получена линейная зависимость  $K_n$  (%):

$$K_{II} = 0,247\Delta T - 42 \quad (1)$$

2. Уравнение среднего времени [3,4]. Среди различных аналитических и эмпирических выражений, связывающих величины  $\Delta T$ , регистрируемые в скважинах, и коэффициенты пористости  $K_n$ , наибольшее распространение получило уравнение среднего времени. Оно справедливо для упрощенной модели породы, представленной чередованием минерального скелета и поровой жидкости в направлении пробега волны. В глинистых коллекторах коэффициент пористости определяется по формуле [2,4]:

$$K_{II} = \frac{(\Delta T - \Delta T_{СК}) - K_{ГЛ}(\Delta T_{ГЛ} - \Delta T_{СК})}{\Delta T_{ЖС} - \Delta T_{СК}} \quad (2)$$

3. Кубическая зависимость Вахгольца [1]. Коэффициент пористости определяется по формуле:

$$K_{II} = \frac{2a \left( \frac{10^6}{C} - \frac{10^6}{C_T} \right)}{b + \sqrt{b^2 - 4ac}} * 100, \quad (3)$$

где  $a$ ,  $b$ ,  $c$  – постоянные коэффициенты для пород с заданным составом, структурой и напряженным состоянием. Значения подбирались эмпирически:  $a = 1$ ,  $b = 400$ ,  $c = 1$ .  $C$ ,  $C_T$  – скорости упругой волны в породе и твердой фазе (при нулевой пористости), м/с.

Алгоритм определения коэффициента пористости по данным акустического каротажа [1]:

1. Коэффициент пористости определялся по формулам (1), (2), (3) для каждого интервала пласта с известной пористостью по керну.

2. Вычисляются абсолютная и относительная погрешности определения пористости по данным акустического каротажа:

$$\delta = |k_n^{AK} - k_n|, \quad \delta_{отн} = \frac{\delta}{K_{II}} \cdot 100 \quad (4)$$

3. Определяются средняя абсолютная и средняя относительная погрешности для всех определений:

$$\bar{\delta} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \delta_i, \quad \bar{\delta}_{отн} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \delta_{отнi} \quad (5)$$

Для оценки достоверности определения коэффициента пористости по различным методикам проведено сопоставление результатов расчета с результатами анализа керна, рассчитаны среднеквадратическая погрешность и достоверность определения коэффициента пористости.

1. Среднеквадратическая погрешность:

$$\delta = \sqrt{\frac{\sum \Delta^2}{n}}$$

(6)

По статистическому методу  $\delta = 0.44$ ; по УСВ  $\delta = 0.38$ ; по формуле Вахгольца  $\delta = 0.61$ .

2. Достоверность определения коэффициента пористости:

$$f_1 = \frac{\sum k_{п\text{керна}}}{\sum k_{п}}$$

(7)

По статистическому методу  $f_1 = 0.989$ ; по УСВ  $f_2 = 1.002$ ; по формуле Вахгольца  $f_3 = 0.977$ .

**Выводы.** В таблице приведены результаты сравнение коэффициентов пористости, определенных по керну и по приведенным уравнениям для акустического каротажа (по 82 определениям,  $K_{\text{керна, ср}} = 12,9\%$ ). Погрешности вычислены по формулам (4) и (5), при этом использованы средние значения по выборкам. Из таблицы видно, что относительные погрешности определения пористости меняются от 11.8 % (кубическая зависимость Вахгольца) до 6.81 % (уравнение среднего времени). Такой точности достаточно для оценки средней пористости пласта.

Таблица

Сравнение коэффициентов пористости, определенных по керну и акустическому каротажу

Способ определения	$K_n$ (АК), %	Абсолютная погрешность, %	Относительная погрешность, %	Коэффициент корреляции
Статистический	11,2	1,0	8,2	0,95
УСВ	11,5	0,7	6,81	0,94
Кубическая зависимость Вахгольца	10,7	1,4	11,8	0,71

#### Литература

1. Антонов Д.В. Оценка способов определения коэффициента пористости по данным акустического каротажа // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС, 2010. – Вып. 196. – С. 79-86.
2. Борисенко Г.Т., Исмаилова Г.А. Анализ возможностей акустического каротажа при изучении тонкослоистых разрезов // Вестник КазНТУ – Казань, 2012. – №4. – С. 26-30.
3. Вендельштейн Б.Ю. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. – М.: Недра, 1978. – 318 с.
4. Латышова М.Г. Мартынов В.Г., Соколова Т, Ф, Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин. – М.: Недра, 2007. – 327 с.
5. Прошляков Б.К., Гальянова Т.И., Пименов Ю.Г. Коллекторские свойства осадочных пород на больших глубинах. – М.; Недра, 1987. – 197 с.