

УДК 550.832.44

Г.Т. БОРИСЕНКО, М.М. КАЛЫБЕКОВ, А.К. ИСАГАЛИЕВА

(Казахский национальный технический университет им. К.И. Сатпаева)

АНАЛИЗ СПОСОБОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ПОРИСТОСТИ ПО ДАННЫМ АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

Аннотация

Рассмотрены способы определения пористости коллекторов по диаграммам акустического каротажа на примере скважин месторождения Кенкияк восточного борта Прикаспийской впадины. Геофизические исследования выполнены для всего интервала глубин, поэтому выбор пластов для интерпретации основывался на представительности изученного керна. Использованы результаты определения коэффициентов пористости пород по артинским, сакмарским и ассыльскому горизонтам.

Ключевые слова: коэффициент пористости, интервальное время, порода, формула среднего времени, статистический метод, алгоритм определения коэффициента пористости.

Tірек сөздер: кеуектілік коэффициенті, интервалдық уақыт, тау жынысы, орташа уақыт формуласы, статистикалық әдіс, кеуектілік коэффициентін анықтау алгоритмі.

Keywords: porosity coefficient, interval transit time, formation, formula of average time, Wyllie Time Average equation, statistics analysis, algorithm of porosity coefficient determination.

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 давлениях [1]. Для определения граничных значений геофизических параметров пластов-коллекторов использован графический способ. Граничные значения информативных геофизических параметров определены путем построения графиков интегральной функции [2]. Использование граничных значений геофизических параметров, в нашем случае, 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 сводится к выделению в разрезе интервалов, обладающих повышенной, по сравнению с граничными значениями, пористостью. Выделение коллекторов по косвенным количественным признакам основано на следующих предпосылках: в каждом конкретном разрезе породы-коллекторы отличаются от вмещающих пород по пористости, глинистости, проницаемости, следовательно, и по геофизическим параметрам; граница между коллекторами и не коллекторами характеризуется граничными значениями коэффициентов пористости, глинистости, проницаемости и связанными с ними граничными значениями геофизических параметров. Установлены граничные значения для месторождения - коэффициент проницаемости $K_{pp} \geq 1 * 10^{-15} m^2$, пористости $K_p \geq 8,5\%$ [2]. Породы с коэффициентом пористости менее 8,5% в большинстве случаев непроницаемы и не могут быть коллекторами в изучаемом разрезе.

Исторически сложилось так, что при построении интерпретационных моделей по данным ГИС использовалось лишь небольшое количество параметров, это было обусловлено прежде всего недостаточной информативностью полученных данных. В большинстве случаев устанавливаются «односторонние» связи между фильтрационно-ёмкостными свойствами (ФЕС) горных пород и каким-либо геофизическим и петрофизическим параметрами [3]. По диаграммам интервального времени определяем коэффициент пористости, который позволяет сделать вывод о наличии пласта коллектора в разрезе скважины. Под пористостью горной породы понимается совокупность пустот (пор) между частицами ее твердой фазы в абсолютно сухом состоянии. Пористость пород в основном определяет содержание в породах жидкостей и газов и является одним из основных параметров, характеризующих их емкостные свойства. Поры горных пород могут быть взаимосвязанными и изолированными. Первые соответствуют открытой, а вторые – закрытой частям порового пространства породы. Общая (абсолютная) пористость породы равна суммарному объему открытых и закрытых пор. Количественно пористость оценивается коэффициентом, численно равным отношению объема пор V_{por} к объему образца породы $V_{обр}$ и выражается в долях единицы или процентах [4-6].

Основой акустической пористости является измерение интервального времени пробега продольных волн через исследуемую породу.

В работе анализируются три метода определения коэффициентов пористости по акустическому методу: 1 – статистический метод; 2 – уравнение среднего времени; 3 – кубическая зависимость Вахольца.

Статистический метод [6,7] основан на подборе регрессивного уравнения наиболее точно описывающего связь интервального времени с коэффициентами пористости определенными в лабораторных условиях. На основе имеющихся лабораторных определениях керна для терригенных подсолевых отложений месторождения получена линейная зависимость:

$$K_p = 0,247 \Delta T - 42, \% \quad (1)$$

Уравнение среднего времени [3-5]. Среди различных аналитических и эмпирических выражений, связывающих величины ΔT , регистрируемые в скважинах, и коэффициенты пористости K_p , наибольшее распространение получило уравнение среднего времени, которое справедливо для упрощенной модели породы, представленной чередованием участков, занимаемых минеральным скелетом и поровой жидкостью, в направлении пробега волны:

$$\Delta T_{\Pi} = (1 - K_{\Pi}) \Delta T_{CK} + K_{\Pi} \Delta T_{Ж} , \quad (2)$$

где ΔT_{CK} - интервальное время пробега волны в минеральном скелете при нулевой пористости, мкс/м; $\Delta T_{Ж}$ - интервальное время пробега волны в жидкости, мкс/м.

При использовании величин ΔT_{CK} и $\Delta T_{Ж}$, соответствующих минеральному скелету данной породы и составу флюидов в ее порах, уравнение (2) описывает связь $\Delta T = f(K_{\Pi})$ для слабоглинистых пород с межзерновой пористостью при атмосферных условиях.

Интервальное время пробега продольной волны ΔT , выраженное в мкс/м, связано со скоростью распространения волны V_{Π} (в м/с) соотношением:

$$\Delta T = \frac{10^6}{V_{\Pi}} , \quad (3)$$

Величина ΔT возрастает с увеличением пористости породы при прочих постоянных условиях. В соответствии с формулой (2) коэффициент пористости рассчитывают по формуле:

$$K_{\Pi} = \frac{\Delta T - \Delta T_{CK}}{\Delta T_{Ж} - \Delta T_{CK}} \quad (4)$$

Для воды, нефти и углеводородных газов $\Delta T_{Ж}$ зависит от состава этих флюидов и их термодинамического состояния. Уравнение (4) дает возможность определить пористость по данным акустического при отсутствии петрофизической связи между ΔT и K_{Π} для изучаемого объекта.

Для породы с рассеянной глинистостью уравнение среднего времени выражается:

$$\Delta T = \Delta T_{CK} (1 - K_{\Pi} - K_{ГЛ}) + \Delta T_{ГЛ} K_{ГЛ} + \Delta T_{Ж} K_{\Pi} , \quad (5)$$

где $\Delta T_{ГЛ}$ - интервальное время в глинистых частицах, мкс/м; $K_{ГЛ}$ - объемная глинистость коллектора, %.

В глинистых коллекторах коэффициент пористости определяется по формуле [8,10]:

$$K_{\Pi} = \frac{(\Delta T - \Delta T_{CK}) - K_{ГЛ} (\Delta T_{ГЛ} - \Delta T_{CK})}{\Delta T_{Ж} - \Delta T_{CK}} , \quad (6)$$

Уравнение среднего времени широко применяется для оценки пористости в сцепментированных песчаниках и карбонатах с межгранулярной или межкристаллической пористостью. Так как эмпирическое уравнение среднего времени работает в твердых породах, оно не дает достоверной пористости в плохо сцепментированных породах, газоносных зонах, породах с необычной текстурой наподобие карбонатных каверн. Пористость, получаемая по уравнению среднего времени в кавернах, часто ниже плотностной пористости. Разница между этими двумя значениями иногда называют вторичной пористостью и используют в качестве эмпирического индикатора каверн.

Основа акустического каротажа определения коэффициента пористости пород – наличие тесной взаимосвязи между интервальным временем и коэффициентом пористости. Величина ΔT_{Π} возрастает с увеличением пористости породы при прочих постоянных условиях. Величина ΔT_{CK} определена путем сопоставления интервальных времен с удельными электрическими сопротивлениями, снятыми с диаграмм бокового каротажа (ρ_K^{BM}). Интервальное время пробега упругой волны в жидкости определяется с учетом минерализации пластового давления и температуры [3,8]. При этом исходили из того, что глубинность метода, реализуемого с помощью аппаратуры СПАК, находится в пределах зоны проникновения, где породы в основном заполнены фильтратом бурового раствора.

3.Кубическая зависимость Вахгольца [8]. Коэффициент пористости определяется по формуле:

$$k_{\pi} = \frac{2a \left(\frac{10^6}{C} - \frac{10^6}{C_T} \right)}{b + \sqrt{b^2 - 4ac}} * 100, \quad (7)$$

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[8]:

1.Коэффициент пористости определялся по формулам (1), (4), (7) для каждого интервала пласта с известной пористостью по керну.

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

$$\begin{aligned} \delta &= |k_{\pi}^{AK} - k_{\pi}|, \\ \delta_{omn} &= \frac{\delta}{k_{\pi}} * 100, \end{aligned} \quad (8)$$

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

$$\begin{aligned} \bar{\delta} &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \delta_i, \\ \bar{\delta}_{omn} &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \delta_{omni}, \end{aligned} \quad (9)$$

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

1. Среднеквадратическая погрешность:

$$\delta = \sqrt{\frac{\sum \Delta^2}{n}} \quad (10)$$

по статистическому методу: $\delta = 0,44$; по уравнению среднего времени: $\delta = 0,38$; по формуле Вахгольца: $\delta = 0,61$.

2. Достоверность определения коэффициента пористости:

$$f_1 = \frac{\sum k_{\pi} \text{керн}}{\sum k_{\pi}} \quad (11)$$

по статистическому методу: $f_1 = 0,989$; по уравнению среднего времени: $f_2 = 1,002$; по формуле Вахгольца: $f_3 = 0,977$.

В таблице приведены результаты сравнение коэффициентов пористости, определенных по керну и акустическому каротажу (по 63 определениям, $K_{KEPH,CP} = 12,2\%$) по приведенным уравнениям. Погрешности вычислены по формулам(8) и (9), при этом использованы средние значения по выборкам.

Таблица – Сравнение коэффициентов пористости, определенных по керну и акустическому каротажу

Способ определения	K_{II} АК, %	абсолютная погрешность, %	относительная погрешность, %	Коэффициент корреляции
статистический	11,2	1,0	8,2	0,95
уравнение среднего времени	11,5	0,7	5,73	0,94
кубическая зависимость Вахгольца	10,7	1,5	12,3	0,71

Из таблицы видно, что относительные погрешности определения пористости меняются от 12,3% (кубическая зависимость Вахгольца) до 5,73% (уравнение среднего времени). Такой точности достаточно для оценки средней пористости пласта.

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Прошляков Б.К., Гальянова Т.И., Пименов Ю.Г. Коллекторские свойства осадочных пород на больших глубинах - М.:Недра,1987.-197с.
- 2 Борисенко Г.Т., Байгазиева Г.Т. Определение граничных значений проницаемости, пористости, глинистости и карбонатности для пластов коллекторов в тонкослоистых разрезах. Материалы Научно-практической конференции КОУ. 2012г. С. 182-186.
- 3 Ивакин Б.Н., Карус Е.В., Кузнецов О.Л. Акустический метод исследования скважин - М.:Недра,1978.-320с.
- 4 Венделштейн Б.Ю. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. М.:Недра,1978.-318с.
- 5 Латышова М.Г. Мартынов В.Г., Соколова Т, Ф, Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин. М.: Недра,2007.-327с.
- 6 Борисенко Г.Т., Исмаилова Г.А. Анализ возможностей акустического каротажа при изучении тонкослоистых разрезов .Вестник КазНТУ №4,с 26-30,2012г.
- 7 Антонов Д.В. Оценка способов определения коэффициента пористости по данным акустического каротажа // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд.АИС.2010.Вып.196.С.79-86.
- 8 Darwin V.Ellis, Julian M.Singer “Well Logging for Earth Scientists”. Springer Science+Business Media B.V., 2008г.

REFERENCES

- 1 Proshlyakov, B. K., Galyanova, T. I., Pimenov, Yu. G., *Reservoir Qualities of sedimentary rocks at high depths*, Nedra, 1987, p. 197.
- 2 Borisenko, G. T., Baygaziyeva, G.T., *Determination of boundary values for porosity, permeability, clayiness and carbonate content for reservoirs in thin-bed cuts*, Materials of the Scientific and Practical Conference KOU, 2012, p. 182-186.
- 3 Ivankin, B. N., Karus, Ye. B., Kuznetsov, O. L., *Method of Sonic Well Logging*, Nedra, 1978, 320p.
- 4 Vendelstein, B. Yu. *Geophysical methods of reservoir characteristics determination*, Nedra, 1978, 318p.
- 5 Latishova, M.G., Martynov, V.G., Sokolova, *Manual for Interpretation of Well Logging data and diagrams*, Nedra, 2007, 327p.
- 6 Borisenko, G. T., Ismailova, G. A., *Performance capabilities of Sonic Logs while analyzing the thin-bed cuts*, KNTU Times #4, 2012, p26-30.
- 7 Antonov, D. V., *Evaluation of methods for porosity coefficient determination using Sonic Log Data*, Karotazhnik NTV, 2010, p79-86.
- 8.Darwin V.Ellis, Julian M.Singer “Well Logging for Earth Scientists”. Springer Science+Business Media B.V., 2008г.

Г.Т. Борисенко, М.М. Қалыбеков, А.К. Исағалиева

(К.И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық университеті, Алматы қ.)

АКУСТИКАЛЫҚ КАРОТАЖ ДЕРЕКТЕРІ БОЙЫНША КЕУЕКТІЛІК
КОЭФФИЦИЕНТІН АНЫҚТАУ ӘДІСТЕРІНІҢ ТАЛДАУЫ

Резюме

Акустикалық диаграммалар бойынша Каспий теңізі ойпатының шығыс бортының Кенқияқ мұнай көнішіндегі бұрғыланған ұнғымалар мысалында коллекторлардың кеуектілік коэффициентін анықтау әдістері карастырылған. Геофизикалық зерттеулер тереңдіктің барлық интервалдарында орындалғандықтан, талдау үшін алынған пласт зерттелген керн көрнектілігі негізінде таңдалған. Кеуектілік коэффициентін анықтау нәтижелері артин, сакмар және ассель горизонттары бойынша пайдаланылған.

Тірек сөздер: кеуектілік коэффициенті, интервалдық уақыт, тау жынысы, орташа уақыт формуласы, статистикалық әдіс, кеуектілік коэффициентін анықтау алгоритмі.

G.Borisenko, M. Kalybekov, A. Issagaliyeva

(Kazakh National Technical University after K.I. Satpayev, Almaty)

ANALYSIS OF DETERMINATION OF POROSITY COEFFICIENTS USING SONIC LOG DATA

Summary

In this paper the methods of determination of porosity coefficient using Sonic Log data are considered on the example of Kenkiyak oilfield located in the Eastern side of the Caspian Sea region. Well logging operations of all given depth intervals were done, therefore, the formations to be interpreted was based on the presented core analyses. Results of Porosity coefficient determination for Artinskian, Sakmarian and Asselian horizons were used.

Keywords: porosity coefficient, interval transit time, formation, formula of average time, Wyllie Time Average equation, statistics analysis, algorithm of porosity coefficient determination.

Поступила 13.11.2013 г.