

# ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

## КРАТКИЕ СООБЩЕНИЯ

УДК 550.832

### Определение пористости карбонатных коллекторов по данным нейтронного каротажа

**В.Н. Косков**

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 614990, Пермь, Комсомольский пр., 29

E-mail: koskov.vn@yandex.ru

(Статья поступила в редакцию 20 марта 2014 г.)

Изложена методика определения пористости карбонатных коллекторов при подсчёте запасов нефти и газа по диаграммам НГК и ННКт с использованием единой зависимости.

Ключевые слова: *нейтронный каротаж, пористость, карбонатные коллекторы.*

Для определения пористости в карбонатных пластах-коллекторах при подсчёте запасов углеводородного сырья наиболее часто используются две модификации нейтронного каротажа (НК): НГК – нейтронный гамма-каротаж и ННКт – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам. Показания нейтронного каротажа зависят в основном от содержания водорода в скелете горной породы. Некоторое влияние оказывают химический состав и плотность скелета породы, диаметр скважины, наличие глинистой корки на стенках скважины, литологический состав породы, термобарические условия и т.д. Влияние этих факторов незначительно и практически не требует внесения поправок в показания НК. Наибольшее влияние оказывает минерализация скважинной жидкости ( $C_m$ ) из-за присутствия хлора с аномальным сечением поглощения нейтронов в буровом растворе и в прилегающих к скважине частях пласта-коллектора. Необходимость введения по-

правки за минерализацию наблюдается лишь в случаях, когда  $C_m$  составляет 20 г/л и более (минерализация скважинной жидкости принимается равной средней минерализации смеси фильтрата бурового раствора и пластовых флюидов).

Надёжное определение пористости требует использования двойного разностного параметра  $\Delta J_{НК}$ :

$$\Delta J_{НК} = (J_{НК}^{пл} - J_{НК}^{min}) / (J_{НК}^{max} - J_{НК}^{min})$$

и проведения измерений против двух опорных пластов с известными свойствами ( $J_{НК}^{min}$  и  $J_{НК}^{max}$ ) и против пласта-коллектора  $J_{НК}^{пл}$ . В качестве опорных горизонтов принимаются показания НК против плотных карбонатных пород (непроницаемых известняков и доломитов) интенсивностью  $J_{НК}^{max}$ , например, против известняков башкирского и турнейского ярусов и показания НК против глинистых пород интенсивностью  $J_{НК}^{min}$ , например, против глинистых пород верейского и тульского горизонтов.

### Определение пористости по НГК

Для получения значения  $\Delta J_{\text{НГК}}$  используют по аналогии вышеприведённую формулу

$$\Delta J_{\text{НГК}} = (J_{\text{НГК}}^{\text{пл}} - J_{\text{НГК}}^{\text{min}}) / (J_{\text{НГК}}^{\text{max}} - J_{\text{НГК}}^{\text{min}}).$$

При проведении НГК регистрируется сумма собственного нейтронного гамма-излучения и естественного фона по ГК. Поэтому во все эти суммарные величины вводятся поправки на глинистость с кривой ГК с учётом аппаратного коэффициента  $k$  путём их вычитания из показаний НГК [1]. При использовании радиокаротажной аппаратуры с ламповыми счетчиками  $k = 0,625$ , со сцинтилляционными счетчиками  $k = 0,3$  (аппаратура ДРСТ-1) или  $k = 0,2$  (аппаратура ДРСТ-3).

Для определения  $K_{\text{п}}$  по НГК используют зависимость  $\Delta J_{\text{НГК}} = f(K_{\text{п}})$ , построенную по данным керновых исследований для изучаемого месторождения.

### Определение пористости по ННКт

При определении  $K_{\text{п}}$  по диаграммам ННКт используется методика интерпретационного обеспечения аппаратуры радиоактивного каротажа РКС-3, основанная на применении зависимости показаний ННКт, составленных по результатам замеров на моделях пластов, от пористости пород по керну. По этой методике интерпретируют не саму кривую ННКт, а кривую водородосодержания  $W$  (кривую пористости на диа-

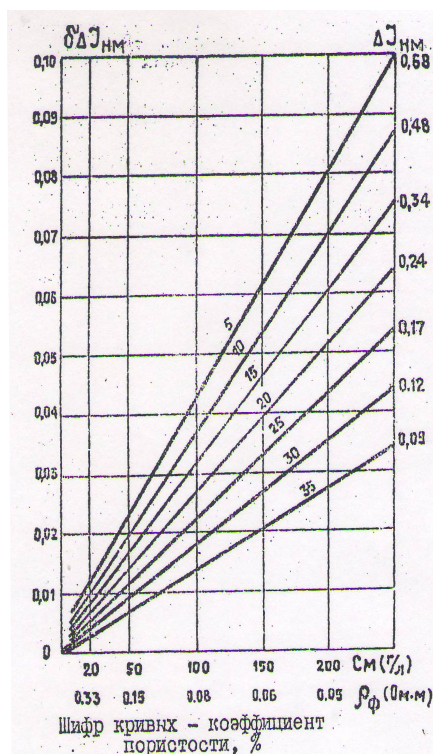
грамме ННКт) с последующим учётом ряда поправок.

Существенным недостатком такой оценки пористости является игнорирование промыслово-геофизических особенностей горных пород, отвечающих конкретному геологическому объекту. Она ориентирована на некую усреднённую (универсальную для любых отложений) модель пласта.

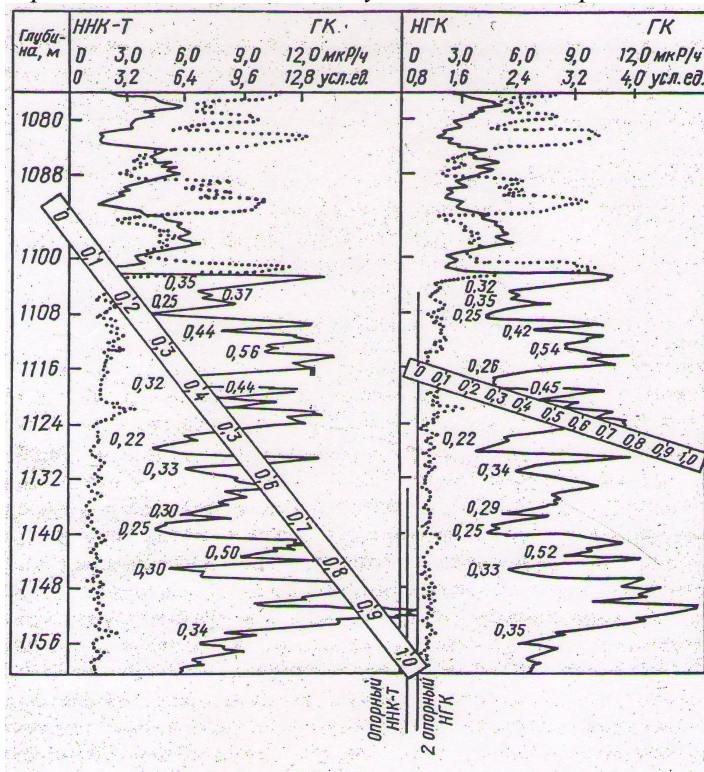
Для получения более достоверных значений  $K_{\text{п}}$  необходимо использовать результаты анализа керна по конкретному месторождению. Поэтому была рассмотрена возможность использования единой зависимости  $\Delta J_{\text{НК}} = f(K_{\text{п}})$  для определения пористости по величинам двойного разностного параметра, установленного как по диаграммам НГК, так и по диаграммам ННКт. Принятие таких мер диктовалось и тем, что при подсчёте запасов нефти и газа какого-либо месторождения обычно присутствуют как диаграммы НГК (старый фонд скважин), так и диаграммы ННКт новых скважин. В связи с этим была предпринята попытка сопоставить значения  $\Delta J_{\text{НК}}$ , определённые для одних и тех же пластов-коллекторов по ряду скважин месторождений Пермского Прикамья как по НГК, так и по ННКт. Так как при ННКт фон ГК практически равен нулю (в отличие от НГК), значения  $\Delta J_{\text{ННКт}}$  уточнялись лишь за счёт введения поправки  $\delta \Delta J_{\text{ННКт}}$  за минерализацию скважинной жидкости.

**Таблица 1.** Пример определения поправок  $\delta \Delta J_{\text{ННКт}}$  за минерализацию скважинной жидкости для башкирских карбонатных отложений Шумовского месторождения

$\rho_{\text{ф}}$ , ом·м	$C_{\text{м}}$ , г/л	Для $K_{\text{п}} (W_{\text{рег}}) = 10\%$				Для $K_{\text{п}} (W_{\text{рег}}) = 20\%$			
		$K_{\text{п}}^{\text{исп}}$ , %	$\Delta K_{\text{п}}$ , %	$\Delta J_{\text{ННКт}}^{\text{испр}}$	$\delta \Delta J_{\text{ННКт}}$	$K_{\text{п}}^{\text{исп}}$ , %	$\Delta K_{\text{п}}$ , %	$\Delta J_{\text{ННКт}}^{\text{испр}}$	$\delta \Delta J_{\text{ННКт}}$
-	0	10,0	0	0,480	0	20,00	0	0,241	0
0,33	20	9,7	0,30	0,490	0,010	19,58	0,42	0,248	0,007
0,15	50	9,4	0,60	0,500	0,020	19,18	0,82	0,255	0,014
0,08	100	8,93	1,07	0,517	0,037	18,46	1,54	0,268	0,027
0,06	150	8,46	1,54	0,534	0,054	17,82	2,18	0,280	0,039
0,05	200	8,03	1,97	0,550	0,070	17,17	2,83	0,293	0,052



**Рис.1.** Палетка для введения поправок за минерализацию скважинной жидкости в показания НКт для бакирских карбонатных отложений Шумовского месторождения



**Рис. 2.** Сопоставление результатов определения пористости карбонатных коллекторов по диаграммам НК и НКт (скв. 41, Чайковская площадь, линии опорных пластов проведены с учётом влияния минерализации скважинной жидкости и фона естественного гамма-излучения; для оперативного снятия показаний  $\Delta J_{НК}$  применялась масштабная линейка, разбитая в долях двойного разностного параметра от 0 до 1)

Величина её определялась по номограмме для фиксированных значений  $S_m$  или  $\rho_f$  по кривой регистрируемой  $W_{рег}$ . По разности  $W_{рег} - K_{п}$  определяют величину изменения пористости  $\Delta K_{п}$  и соответствующую ей поправку  $\delta \Delta J_{ННКт}$  (см. таблицу).

На основе таблицы была построена палетка (см. рис.1), обеспечивающая удобство при определении поправок на практике. Например, при интерпретации диаграммы ННКт в скважине, пробуренной на солёном растворе с удельным сопротивлением 0,08 Ом·м (что соответствует минерализации скважинной жидкости 100 г/л), для пласта-коллектора с  $\Delta J_{ННКт} = 0,27$  величина поправки  $\delta \Delta J_{ННКт} = 0,03$ . Отсюда исправленное значение  $\Delta J_{ННКт}^{испр.} = 0,30$ , что соответствует определённому значению пористости по зависимости  $\Delta J_{НК} = f(K_{п})$  для конкретного месторождения (в частности, для Шумовского месторождения с зависимостью  $K_{п} = -33,4 \lg \Delta J_{НК} - 0,64 K_{п} = 16,8 \%$ ).

Установлено, что значения  $\Delta J_{НК}$ , определённые по НГК и ННКт, практически совпадают (см. рис.2).

## Выводы

1. Доказана возможность использования зависимости  $\Delta J_{НК} = f(K_{п})$  в качестве единой зависимости определения пористости по диаграммам НГК и ННКт.
2. Предлагаемая методика использования единой зависимости позволяет более объективно и достоверно оценивать пористость карбонатных коллекторов при подсчёте запасов углеводородного сырья.

## Библиографический список

1. Косков В. Н., Косков Б.В. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС: учеб. пособие / Перм. гос. техн. ун-т. Пермь, 2007. 317 с.
2. Методические указания по проведению измерений и основам интерпретационного обеспечения аппаратуры радиоактивного каротажа РКС-3 (К4-823) / ВНИИНефтепромгеофизика. Уфа, 1988.

# Estimation of the Carbonate Reservoirs Porosity Using the Neutron Logging Data

V.N. Koskov

Perm National Research Polytechnical University, 29 Komsomolsky Pr., 614990, Perm, Russia E-mail: koskov.vn@yandex.ru

The article presents a methodology for determining the porosity of carbonate reservoirs for evaluation of oil and gas reserves using a single dependence for neutron-gamma and neutron-neutron logs.

Key words: *neutron logging, porosity, carbonates reservoirs.*

## References

1. Koskov V.N., Koskov B.V. 2007. Geofizicheskie issledovaniya skvazhin i interpretatsiya dannykh GIS [Geophysical borehole investigations and data interpretation]. Perm, Perm State Tech. Univ., p. 317.
2. Metodicheskie ukazaniya po provedeniyu izmereniy i osnovam interpretatsii obe-

specheniya apparatury radioaktivnogo karotazha RKS-3 (K4-823) [Methodical instruction for conducting the measurements and on the basics of data interpretation of radioactive logging instrument RKS-3 (K4-823)]. Ufa. VNIINeftepromgeofizika, 1988.