

УДК 550.832.55

Н. Г. Лобода, В. А. Велижанин, А. А. Бубеев
ООО "Нефтегазгеофизика"

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКОГО НЕЙТРОННОГО ГАММА-КАРОТАЖА

Представлены результаты исследований методики обработки показаний аппаратуры спектрометрического нейтронного гамма-каротажа с использованием аппарата математического моделирования метода Монте-Карло.

Ключевые слова: спектрометрический нейтронный гамма-каротаж, математическое моделирование, методика обработки.

Первые публикации, посвященные применению спектрометрического нейтронного гамма-каротажа (СНГК) с ампульным источником, относятся к концу 1960-х годов [1, 2]. Временем реализации метода в нефтегазовой геофизике можно считать 90-е годы, когда появилась аппаратура ECS компании Schlumberger с программными средствами обработки, обеспечивающая определение массовых содержаний Si, Ca, Fe, S, Cl, H и некоторых других элементов [3, 4].

Суть метода состоит в облучении породы потоком быстрых нейтронов и регистрации (на некотором расстоянии от источника нейтронов) энергетического спектра гамма-излучения. Для ампульных источников нейтронов (Am–Be, Pu–Be и др.) регистрируемый спектр в основном является спектром радиационного захвата нейтронов. В силу пропорциональности интенсивности спектров радиационного захвата массовым содержаниям элементов в породе, а также уникальности характеристик спектров радиационного захвата элементов регистрируемый спектр $S(E)$ может служить основой для определения массовых содержаний элементов:

$$S(E) = S_{Ca}(E) \cdot Y_{Ca} + S_{Si}(E) \cdot Y_{Si} + S_{Fe}(E) \cdot Y_{Fe} + \dots, \quad (1)$$

где Y_i – относительный вклад i -го элемента (Ca, Si, Fe и др.) при разложении регистрируемого спектра на модельные спектры $S_i(E)$ элементов породы.

В 1980-х годах в ряде публикаций, например [5], была рассмотрена универсальная схема вычисления массовых содержаний элемен-

тов, использующая модель “замыкания” оксидов и позволяющая в дальнейшем определять литологический состав породы. Массовое содержание элементов в этой модели вычисляется по формуле

$$W_i = F \cdot Y_i / S_i, \quad (2)$$

где S_i – спектральная чувствительность детектора для i -го элемента; F – нормировочный множитель.

Значение F вычисляется из условия, что сумма весовых долей оксидов, входящих в состав модели породы, должна равняться единице:

$$F \cdot \sum_i \{X_i \cdot Y_i / S_i\} = 1, \quad (3)$$

где X_i – оксидный множитель, учитывающий весовые доли кислорода и углерода, входящих в состав модели. Численно оксидный множитель равен отношению молекулярной массы соответствующего оксида или карбоната i -го элемента к атомной массе i -го элемента.

Регистрируемый аппаратурой СНГК спектр $S(E)$ кроме формулы (1) может быть представлен и суммой спектров, сформированных несколькими геометрическими зонами:

$$S(E) = S_{\text{пл}}(E) + S_{\text{скв}}(E) + S_{\text{пр}}(E), \quad (4)$$

где $S_{\text{пл}}(E)$, $S_{\text{скв}}(E)$, $S_{\text{пр}}(E)$ – составляющие излучения пласта, скважины и прибора соответственно. В зависимости от конструкции зонда СНГК (материала охранного кожуха и других конструктивных элементов зонда, наличия фильтров и др.) и условий измерений в открытом либо закрытом стволе (диаметра скважины и колонны, минерализации пластовой и промывочной жидкости, пористости пласта и др.) суммарная доля излучения прибора и скважины в общем зарегистрированном спектре варьируется в очень широких пределах. В предельных случаях эта доля может достигать 80% от общего регистрируемого излучения.

Достоверность получаемых по схеме (1–4) массовых содержаний элементов во многом будет обусловлена качеством модельных спектров элементов $S_i(E)$, спектров прибора $S_{\text{пр}}(E)$ и скважины $S_{\text{скв}}(E)$ (цементного камня, обсадной колонны, промывочной жидкости), а также качеством учета вклада скважины и прибора в регистрируемый спектр.

Для анализа указанных факторов было проведено математическое моделирование метода, целью которого явились создание библиоте-

ки спектров породообразующих элементов и отработка ряда аспектов методики обработки данных СНГК, а именно:

- исследование влияния характеристик аппаратуры, и в первую очередь энергетического разрешения, на точность определения массовых содержаний элементов, разработка способов их учета;
- исследование влияния технических условий каротажа и схемы их учета при обработке данных СНГК;
- исследование взаимного влияния элементов на точность определения их массовых содержаний, разработка схемы обработки, обеспечивающей минимизацию погрешности их определения.

Математическое моделирование показаний аппаратуры СНГК

Математическое моделирование проводилось с помощью пакета программ MCNP5, адаптированного для решения данной задачи.

На рис. 1 приведена геометрия скважинного прибора, использованная при моделировании показаний аппаратуры СНГК. Прибор по-

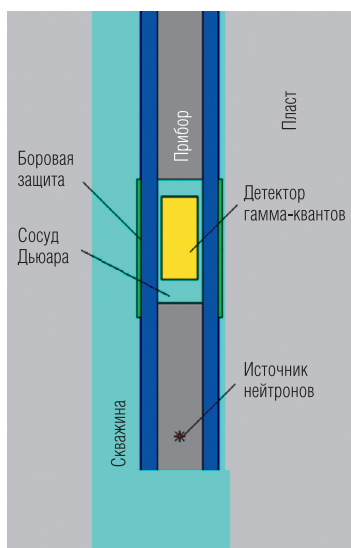


Рис. 1. Модель геометрии

мещен в стальной кожух. На зондовую часть кожуха нанесена борная защита. Точечный источник нейтронов Pu-Be располагается на оси прибора и изотропно излучает нейтроны в соответствии со спектральной весовой функцией. Гамма-излучение неупругого рассеяния нейтронов и радиационного захвата тепловых нейтронов регистрируется детектором, расположенным на фиксированном расстоянии от источника и размещенным в сосуде Дьюара. Энергетическая шкала имеет диапазон 0–10 МэВ и представлена 512 каналами.

Модель переноса нейтронов учитывает упругое и неупругое рассеяние, а также радиационный захват нейтронов. Модель переноса гамма-излучения включает фотоэлектрическое поглощение с последующим учетом флуоресцентных гамма-квантов, комптоновское рассеяние гамма-квантов, а также образование пар электрон–позитрон. Перенос электронов не моделируется, но гамма-излучение, индуцированное электронами, учитывается по модели тормозного излучения в толстой мишени.

Руководствуясь задачами, которые предстояло решать в дальнейшем, мы не стали пользоваться стандартными функциями кода MCNP, а адаптировали пакет программ для решения данной конкретной задачи. В соответствии с формулой (4) геометрию задачи условно поделили на три зоны (рис. 1): прибор, скважина, пласт. При регистрации гамма-излучения детектором формируются три (по месту рождения гамма-кванта) составляющих спектра: излучение прибора, скважины и пласта. Таким образом, выделение пластовой составляющей позволяет формировать спектры отдельных элементов. Полученные спектры не требуют корректировки за влияние прибора и скважины, их разрешение легко изменять в соответствии с разрешением аппаратуры.

Спектры, полученные математическим моделированием, не учитывают энергетическое разрешение аппаратуры, то есть являются спектрами поглощенной энергии с разрешением, определяемым канальностью расчетных спектров. Для приведения расчетных спектров к аппаратурному виду выполнялось преобразование

$$S_{\text{ап}}(E_0) = \int_0^{10} \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma(E)}} S_{\text{расч}}(E) \exp\left(-\frac{(E-E_0)^2}{2\sigma^2(E)}\right) dE,$$

где E_0 – энергия аппаратурного спектра; E – поглощенная энергия; $S_{\text{расч}}(E)$ – расчетный спектр поглощенной энергии; $S_{\text{ап}}(E)$ – аппара-

турный спектр; $\sigma(E)$ – функция, характеризующая энергетическое разрешение прибора (определялась по модельным замерам с реальной аппаратурой). Пример преобразования расчетного спектра поглощенной энергии в аппаратурный спектр приведен на рис. 2.

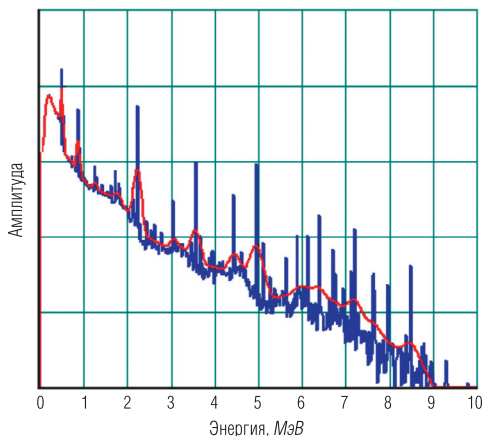


Рис. 2. Пример преобразования расчетного спектра поглощенной энергии в аппаратурный спектр:

синий цвет – спектр поглощенной энергии; красный цвет – аппаратурный спектр с разрешением 7% по линии водорода

Соответствие расчетных спектров, приведенных к аппаратурному виду, спектрам, зарегистрированным аппаратурой СНГК, проверялось по выполненным на натурных моделях замерам. На рис. 3 приведены измеренные и расчетные спектры в одних и тех же условиях измерений. Рис. 2, 3 наглядно показывают, что расчетные данные достаточно точно воспроизводят реальные показания аппаратуры СНГК и могут быть использованы для дальнейшей методической работы.

Формирование модельных спектров элементов

При определении массовых содержаний элементов в породе по показаниям СНГК мы изначально остановились на подходе, основанном на разложении исследуемого спектра на элементарные спек-



Рис. 3. Сопоставление измеренных и расчетных спектров:

а – бак с водой; б – водонасыщенный кальцит пористостью 0,8%, $d_c = 216$ мм; в – водонасыщенный кальцит пористостью 16,5%, $d_c = 216$ мм. Синий цвет – спектр математического моделирования; красный цвет – измеренный спектр

тры определяемых элементов. Очевидно, что погрешность определения массовых содержаний элементов в этом случае будет обусловлена в первую очередь качеством модельных спектров элементов. Расчет модельных спектров элементов выполнялся в геометрии, приведенной на рис. 1. Скважина диаметром 200 мм заполнена пресной

водой, прибор прижат к стенке скважины. Пример расчетного спектра с разделением излучения, идущего от прибора, скважины и пласта, приведен на рис. 4. В качестве модельного спектра рассматривался спектр гамма-излучения, возникшего при захвате нейтронов в пласте. Полученные спектры нормировались на один нейтронный захват, а их энергетическое разрешение изменялось в соответствии с разрешением аппаратуры.

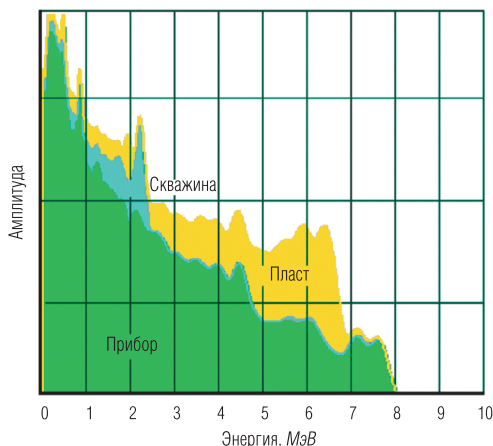


Рис. 4. Пример зонного (прибор, скважина, пласт) формирования спектра радиационного захвата

На рис. 5 представлены спектры элементов, которые были получены математическим моделированием. Для наглядности спектры вертикально разнесены и представлены в рабочем диапазоне энергий.

Качество модельных спектров элементов тестировалось путем разложения расчетных и измеренных спектров с известным содержанием компонент на элементарные спектры. Относительный вклад i -го элемента Y_i в регистрируемый спектр, полученный при разложении, сравнивался с теоретическим значением, вычисленным из условия

$$Y_i \approx \Phi_T \cdot \sigma_i \cdot N_i,$$

где Φ_T — поток тепловых нейтронов; σ_i — сечение захвата тепловых нейтронов для i -го элемента; N_i — ядерная концентрация i -го элемента.

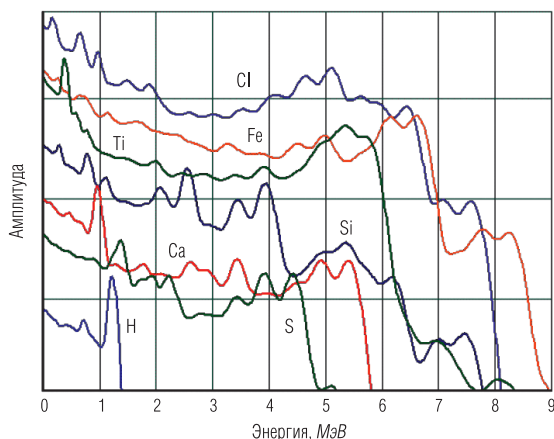


Рис. 5. Расчетные спектры элементов

Анализ полученных данных показал, что наибольшее различие между теоретическими и экспериментальными спектрами свойственно железу и водороду. Одной из причин этого несоответствия является существенная разница плотностей, при которых были сформированы элементарные спектры железа и водорода и плотности исследуемой породы. Для проверки этого предположения были рассчитаны элементарные спектры при различных значениях исследуемого параметра. Было выяснено, что конфигурация спектра мало зависит от плотности модели (рис. 6), следовательно, тот факт, что модели, используемые для получения модельных спектров, имеют разную плотность, можно учитывать путем изменения чувствительности детектора к данным элементам. В ходе сопоставления теоретических и экспериментальных данных были получены коэффициенты изменения чувствительностей элементов. Так, для железа и водорода их значения соответственно равны 1,18 и 0,65. Изменение чувствительности прибора к элементам позволяет получать корректные данные по содержанию элементов в породе. В табл. 1 приведены результаты сопоставления теоретических и расчетных данных для нескольких моделей, различных по составу и плотности. Содержания элементов и их доли в разложении нормированы на 100%.

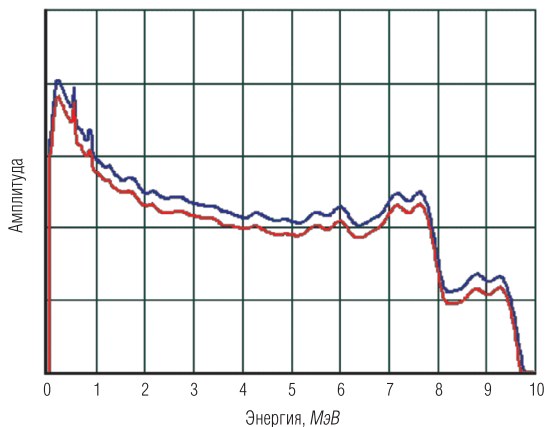


Рис. 6. Влияние плотности породы на амплитуду спектров:

синий цвет – спектр железа, полученный при плотности породы $2,50 \text{ г/см}^3$; красный цвет – спектр железа, полученный при плотности породы $5,25 \text{ г/см}^3$. Оба спектра приведены к одному акту захвата нейтрона в пласте

Таблица 1

Сравнительный анализ результатов разложения спектров

Номер модели	Элементы	Ожидаемые значения		Определяемые значения	
		$Y_i, \%$	$M_i, \%$	$Y_i, \%$	$M_i, \%$
1	Ca	4,71	7,91	4,66	7,82
	Si	24,28	76,67	24,31	76,64
	Fe	33,95	13,40	34,37	13,54
	H	37,05	2,03	36,66	2,00
2	Ca	2,91	7,65	2,98	7,93
	Si	15,01	74,16	14,71	73,65
	Fe	20,99	12,96	20,93	13,10
	H	61,09	5,23	61,38	5,32
3	Ca	3,55	7,26	3,44	7,17
	Si	17,24	66,26	16,68	65,44
	Fe	51,24	24,61	52,01	25,51
	H	27,96	1,86	27,74	1,88

Учет влияния ствола скважины и прибора

В соответствии с формулой (4) зарегистрированный прибором спектр гамма-излучения формируется из трех составляющих – излучения прибора, скважины и пласта. Как отмечалось выше, вклад той или иной составляющей в регистрируемый спектр непостоянен и зависит от сечения захвата тепловых нейтронов в пласте и элементах конструкции скважины (промывочная жидкость, обсадная колонна, цементный камень). Изменение свойств породы или элементов конструкции скважины влечет за собой изменение амплитуды суммарного спектра и перераспределение вкладов всех трех составляющих.

Для неэкранированной бором аппаратуры доля излучения прибора в регистрируемом спектре существенна и достигает 40–55% от всего сигнала. Доля излучения, поступающего от ствола скважины, сильно зависит от технических условий проведения каротажа (диаметра скважины, минерализации и плотности раствора и т. д.). В необсаженных скважинах малого диаметра, заполненных нефтью или водой, излучение ствола скважины минимально (порядка 11–17%). В скважинах большого диаметра, заполненных минерализованным раствором, доля скважинной составляющей может достигать более 30%. В табл. 2 приведены примеры перераспределения вкладов в зависимости от свойств породы и условий в скважине для аппаратуры без борной экранировки и с ней (по результатам математического моделирования).

Для аппаратуры с борной экранировкой доля излучения от прибора в общем регистрируемом спектре существенно падает. Примеры перераспределения вкладов в зависимости от свойств породы и условий в скважине для аппаратуры с борной экранировкой (по результатам математического моделирования) приведены в табл. 2 и на рис. 7.

По результатам математического моделирования спектр излучения прибора $\varphi_{\text{пр}}(E)$ для экранированной бором аппаратуры очень слабо зависит от условий измерений и может быть записан в виде

$$S_{\text{пр}}(E) = A \cdot \varphi_{\text{пр}}(E), \quad (5)$$

где A – мощность источника нейтронов; $\varphi_{\text{пр}}(E)$ – спектр излучения прибора для единичной мощности источника. Как и в случае со спектрами элементов породы, спектр излучения прибора $\varphi_{\text{пр}}(E)$ является стандартным для данного типа аппаратуры.

Таблица 2

Доля излучения, поступающего от прибора, скважины и пласта
в зависимости от условий измерений

Геолого-технические условия измерений	Аппаратура без борной экранировки			Аппаратура с борной экранировкой		
	Излучение, %			Излучение, %		
	при- бора	сква- жины	пла- ста	при- бора	сква- жины	пла- ста
Известняк, пористость 20%, пластовая вода – пресная, раствор в скважине – пресная вода, $d_c = 244 \text{ мм}$	55	17	28	20	24	56
Известняк, пористость 20%, пластовая вода – пресная, раствор в скважине – пресная вода, $d_c = 200 \text{ мм}$	54	13	33	19	19	62
Известняк, пористость 20%, пластовая вода – пресная, минерализация раствора 50 г/л, $d_c = 200 \text{ мм}$	47	26	27	16	32	52
Известняк, пористость 20%, пластовая вода – пресная, минерализация раствора 250 г/л, $d_c = 200 \text{ мм}$	34	39	27	14	47	39
Известняк, пористость 20%, минерализация пластовой воды 250 г/л, раствор в скважине – пресная вода, $d_c = 200 \text{ мм}$	46	12	42	17	13	70
Известняк, пористость 20%, пластовая вода – пресная, раствор в скважине – пресная вода, $d_c = 200 \text{ мм}$, $d_k = 146 \text{ мм}$	40	34	26	16	41	43

Спектр излучения скважины $S_{\text{скв}}(E)$ в случае открытого ствола при наличии близкого по длине зонда тепловых нейтронов можно представить в виде

$$S_{\text{скв}}(E) = A \cdot F_{\text{скв}}(N_T, d_c, \sigma_{\text{пж}}, C_{\text{пж}}) \cdot N_T \cdot \varphi_{\text{скв}}(E), \quad (6)$$

где $F_{\text{скв}}(N_T, d_c, \sigma_{\text{пж}}, C_{\text{пж}})$ – палеточная зависимость; d_c – диаметр скважины; $\sigma_{\text{пж}}$ – плотность ПЖ; $C_{\text{пж}}$ – минерализация ПЖ; N_T – по-

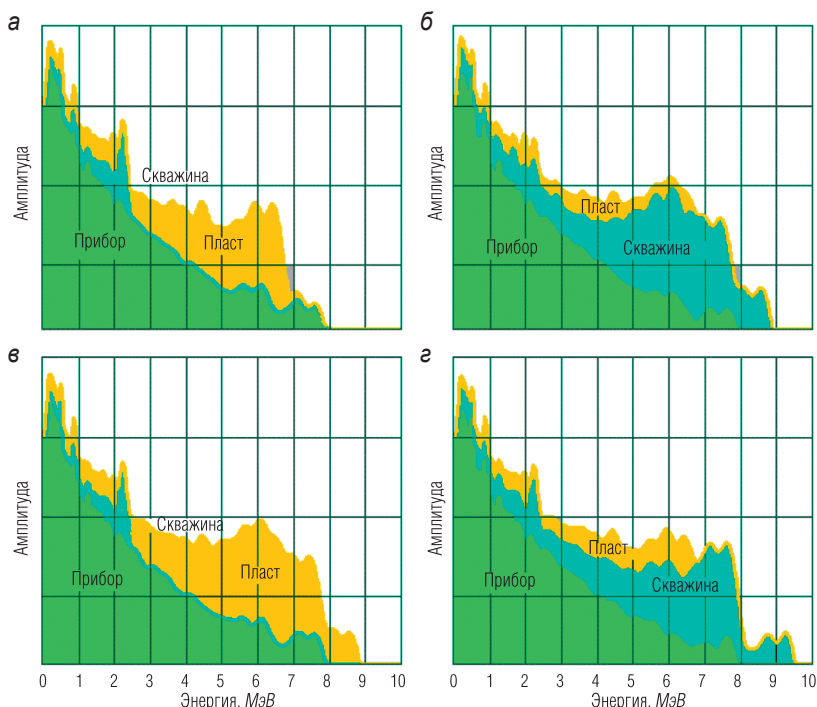


Рис. 7. Распределение скважинной, приборной и пластовой составляющих в различных геолого-технических условиях измерений:

а – известняк, пористость 20%, пластовая вода и раствор в скважине – пресная вода, $d_c = 216$ мм; б – известняк, пористость 20%, пластовая вода – пресная, минерализация раствора 250 г/л, $d_c = 216$ мм; в – известняк, пористость 20%, минерализация пластовой воды 250 г/л, раствор в скважине – пресная вода, $d_c = 216$ мм; г – известняк, пористость 20%, пластовая вода и раствор в скважине – пресная вода, $d_c = 216$ мм, $d_k = 146$ мм

ток тепловых нейтронов (показания близкого по длине зонда по тепловым нейтронам в условных единицах); $\varphi_{\text{СКВ}}(E)$ – спектр излучения скважины для единичной мощности источника. Спектр $\varphi_{\text{СКВ}}(E)$ формируется из спектров элементов в соответствии с составом промысловой жидкости. По результатам расчетов методом Монте-Карло палеточная зависимость $F_{\text{СКВ}}(N_T, d_c, \sigma_{\text{ПЖ}}, C_{\text{ПЖ}})$ представляет собой монотонную, слабо меняющуюся функцию. На рис. 8 приведен пример

зависимости $N_T \cdot F_{\text{СКВ}}$ (N_T , d_c , $\sigma_{\text{ПЖ}}$, $C_{\text{ПЖ}}$) для ряда условий измерений. При построении зависимостей использовались данные, полученные для разных литотипов пород (известняк, песчаник). Аналогичные зависимости были построены для скважин, заполненных глинистым и минерализованным раствором.

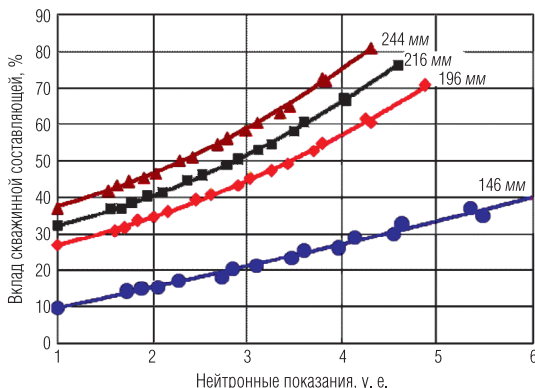


Рис. 8. Зависимость излучения скважины от нейтронных показаний

В случае обсаженного ствола излучение скважины, а также излучения обсадной колонны и цементного камня могут быть представлены в виде, аналогичном формуле (6).

Таким образом, показания нейтронного зонда позволяют сформировать спектры излучения прибора и скважины в конкретных условиях измерений. Следствием данного факта являются два способа учета технических условий измерений при решении задачи определения содержаний породообразующих элементов в пласте.

Первый способ заключается в следующем. Сначала выделяется пластовая составляющая зарегистрированного спектра путем вычитания излучения прибора и скважины, предварительно исправленных за мощность источника нейтронов, и лишь затем определяются содержания отдельных элементов путем разложения пластового спектра.

Второй способ не предусматривает выделения пластовой составляющей. Раскладывается зарегистрированный спектр, а суммарное излучение прибора и скважины (в дальнейшем скважинная состав-

ляющая) является одним из компонентов разложения. Преимущество последней схемы – автоматический учет мощности источника нейтронов. Доля скважинной составляющей при корректном разложении должна равняться отношению мощности источника при каротаже к мощности источника, используемого при формировании набора стандартных спектров.

Были протестированы обе схемы разложения. Погрешность определения массовых содержаний элементов оказалась выше в случае, когда использовался алгоритм без выделения пластовой составляющей. Наибольшие значения погрешности наблюдались при определении элементов, которые присутствовали как в пласте, так и скважине. К таким элементам относятся водород, хлор, железо, кальций. В подобных ситуациях массовые содержания этих элементов в пласте, как правило, являются заниженными за счет увеличения скважинной составляющей. Систематическое увеличение погрешности может достигать 2–3%. Проведенный анализ результатов разложения спектров, полученных математическим моделированием, показал очевидность выбора схемы учета влияния скважинной и приборной составляющих путем вычитания их из суммарного зарегистрированного спектра. Данная схема обеспечивает определение массовых содержаний элементов с точностью до 2%, для водорода и хлора погрешность составляет порядка 0,1–0,3%.

Влияние энергетического разрешения аппаратуры на результаты интерпретации данных

При обработке спектров еще одним источником погрешности определения массовых содержаний элементов являются изменяющиеся характеристики аппаратуры, а именно температурный дрейф энергетической шкалы и изменение энергетического разрешения.

Необходимость согласования энергетических шкал измеренных и модельных спектров очевидна, и эта проблема достаточно хорошо освещена в работах по спектрометрии. Здесь акцентируется внимание на исследовании влияния энергетического разрешения на точность определения содержаний элементов.

На расчетных данных имитировался процесс изменения энергетического разрешения регистрируемых спектров относительно модельных спектров. Проведенные исследования показали, что несо-

гласованность энергетического разрешения в первую очередь увеличивает погрешность определения водорода за счет некорректного учета влияния скважины и, как следствие, погрешность определения и других элементов. На рис. 9 представлена зависимость абсолютной погрешности массовых содержаний от величины рассогласования энергетического разрешения регистрируемого и модельных спектров в случае двухкомпонентной породы. Рассогласование энергетического разрешения на 1,5% увеличивает погрешность определения водорода на 0,3%, при этом содержание водорода в породе в общем случае не превышает 1–2%.

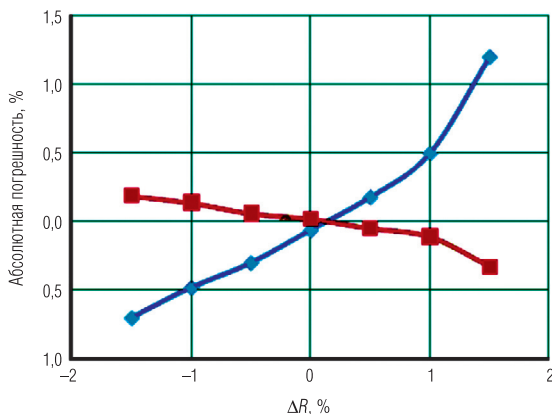


Рис. 9. Влияние рассогласованности разрешения аппаратуры и модельных спектров на точность определения массовых содержаний:

голубой цвет – кальций; красный цвет – водород

Кроме того, ухудшение энергетического разрешения исследуемого спектра приводит к тому, что при разложении определяются элементы, которые на самом деле отсутствуют в породе. Так, при разложении спектров водонасыщенных песчаников, не согласованных по энергетическому разрешению с модельными спектрами, ошибочно определяется сера. При несогласованности энергетического разрешения 1–1,5% возможно определение серы с массовым содержанием до 1,5%. Поскольку содержание серы в горных породах незначительно (кроме ангидритов), то погрешность измерений будет сопоставима с ее содержанием.

Проведенный анализ результатов математического моделирования показал необходимость согласования энергетического разрешения зарегистрированных и модельных спектров в процессе обработки данных СНГК. Для обеспечения точности определения массового содержания водорода 0,2% и уменьшения погрешности определения других элементов несогласованность энергетического разрешения не должна превышать 0,5%.

Влияние набора элементов на погрешность определения их массовых содержаний

Основной набор элементов, определяемых по данным СНГК, включал в себя кремний, кальций, железо, серу, хлор и водород. Погрешность определения относительных массовых содержаний указанных элементов в породах без включения других элементов по результатам разложения спектров математического моделирования приведена в табл. 3.

Таблица 3

Погрешность определения
массовых содержаний элементов в породе

Элемент	Абсолютная погрешность, %
Si	2
Ca	2
Fe	1,5
S	1,5
H	0,3
Cl	0,3 (минерализация < 200 г/л) 1 (минерализация > 200 г/л)

В дальнейшем список определяемых элементов был расширен за счет натрия, титана, гадолиния. При этом исследовалось изменение погрешности определения массовых содержаний за счет изменения размерности задачи и неучета присутствия в породе вышеперечисленных элементов. Элементы добавлялись в рассмотрение поэтапно. Сначала была оценена погрешность определения массовых содержа-

ний элементов при разложении спектров, содержащих излучение натрия. Было установлено, что доля излучения натрия перераспределяется между кальцием, кремнием и водородом. Большая часть излучения определяется как кальций, и его содержание увеличивается на 3–5% при содержании натрия 3–6%. Таким образом, в породах, в состав которых входит натрий, содержание кальция будет завышенным и полученные данные будут нуждаться в корректировке. После дополнительных исследований по этой проблеме было установлено, что включение натрия в набор определяемых элементов позволяет не только корректно оценивать содержания кальция, но и уменьшает систематическую погрешность в определении других элементов. Спектры, восстановленные с участием натрия в разложении, намного лучше воспроизводят зарегистрированный спектр. На рис. 10 приведен пример восстановления зарегистрированного спектра по разложению с участием натрия и без него.

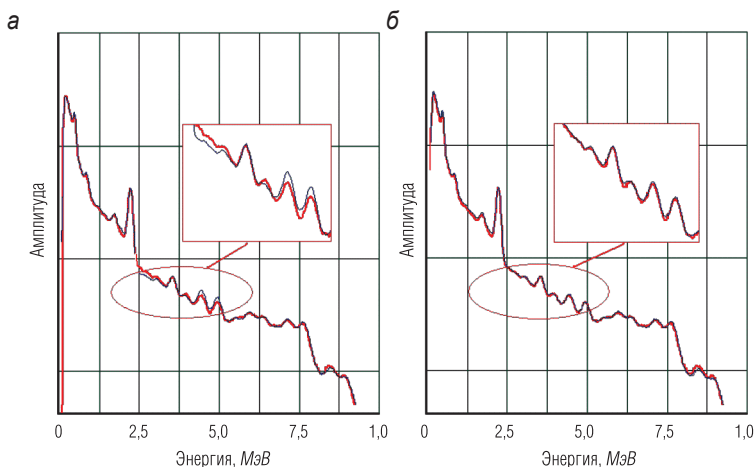


Рис. 10. Пример восстановления спектра без участия натрия в разложении (а) и с участием натрия в разложении (б):

красный цвет – расчетный спектр; синий цвет – восстановленный спектр

В дальнейшем в разложение были добавлены титан и гадолиний. Содержание этих элементов в породах мало, но за счет большого се-

чения захвата тепловых нейтронов они могут вносить значительный вклад в регистрируемый спектр.

Спектр радиационного захвата титана имеет характерную форму. Это позволяет определять массовое содержание титана с точностью до 0,2%, не увеличивая при этом погрешность определения других элементов.

Спектр захвата гадолиния не имеет явно выраженных энергетических линий (рис. 11). Включение гадолиния в разложение внесло неопределенность в определении массовых содержаний кальция и натрия. При этом определяемое содержание натрия было сильно заниженным, а содержание кальция имело завышенное значение. Для устранения сложившейся ситуации был разработан алгоритм поэтапного включения элементов в разложение. На первом этапе определяется содержание натрия и зарегистрированный спектр корректируется за его излучение. После этого исправленный спектр вновь подвергается разложению для определения содержания остальных элементов. Данная схема позволила разделять излучения натрия и кальция и на качественном уровне определять содержание гадолиния.

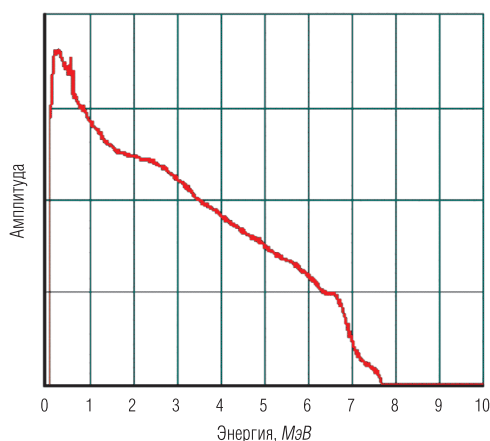


Рис. 11. Спектр радиационного захвата гадолиния

Исследование спектров, содержащих излучение алюминия, показало, что отсутствие алюминия в разложении влияет только на опреде-

ление массового содержания железа. Это объясняется тем, что спектры радиационного захвата алюминия и железа в области от 6,5 до 8 МэВ близки по конфигурации. Включение алюминия в разложение также не позволяет однозначно определять его в составе породы. Кроме того, дальнейшее увеличение числа элементов, участвующих в разложении, приводит к росту погрешности разложения. По-видимому, похожие проблемы явились причиной оценки массового содержания алюминия по данным СНГК косвенно. Метод оценки содержания алюминия рассмотрен в зарубежной литературе [6, 7].

Выводы

Проведенные исследования показали, что по данным СНГК возможно определение массовых содержаний таких элементов, как кремний, кальций, железо, сера, натрий, хлор, водород, титан и гадолиний. Выбранная схема обработки данных СНГК обеспечивает следующую точность определения массовых содержаний основных породообразующих элементов: кальция, кремния, железа – 2–3%, натрия, серы – 1,5%, водорода, титана и хлора – 0,2–0,3%. Содержание гадолиния определяется на качественном уровне.

ЛИТЕРАТУРА

1. Блюменцев А. М. и др. Спектрометрия гамма-излучения радиационного захвата нейтронов как метод оценки состава железистых пород и руд // *Radioisotope Instruments in Industry and Geophysics*. Vol. II. Vienna, 1966.
2. Якубсон К. И., Эйфе К. Г. Использование спектрометрии гамма-излучения, возникающего под действием нейтронов, для исследования элементного состава горных пород // *Radioisotope Instruments in Industry and Geophysics*. Vol. II. Vienna, 1966.
3. Grau J. A., Herron M. M. and Herron S. L. Spectroscopy: The Key to Rapid, Reliable Petrophysical Answers // *Oilfield Review*. Summer, 2005.
4. Grau J. A., Schweitzer J. S. Elemental Concentrations from Gamma-ray Spectroscopy Logs // *Nucl. Geophys.* 1988. Vol. 2. № 3. P. 175–181.
5. Herron S. L. Method and Apparatus for Determining Elemental Concentrations for Gamma-ray Spectroscopy Tools. U. S. Patent 5,471,057. November, 1995.
6. Herron M. M., Herron S. L. Quantitative Lithology: Open and Cased Hole Application Derived from Integrated Core Chemistry and Mineralogy Data Base. In: Harvey, P.K. & Lovell, M.A. (eds) *Core-Log Integration*, Geological Society, London, Special Publications, 136. P. 81–95.

7. Herron M. M., Herron S. L. Quantitative Lithology: An Application for Open and Cased Hole Spectroscopy // Transactions of the SPWLA Thirty-Seventh Annual Logging Symposium. New Orleans, LA, June 16–19, 1996. Paper E.

Н. Г. Козыряцкий
ООО "Нефтегазгеофизика"

ВОЗМОЖНОСТЬ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ КОРПОРАТИВНОЙ СТАНДАРТИЗАЦИИ В РАМКАХ МЕЖДУНАРОДНОЙ АИС

Рассмотрено состояние стандартизации в области ГИРС, а также необходимость создания Системы корпоративной стандартизации. Высказаны конкретные предложения.

Ключевые слова: геофизический сервис, скважина, корпоративная стандартизация, нормативная база.

Одной из наиболее важных и актуальных проблем сегодняшнего геофизического сервиса является повышение конкурентоспособ-

ности и качества предоставляемых услуг, что в немалой степени обусловлено возрастанием доли зарубежной аппаратуры и оборудования, используемых для геофизических исследований и работ в скважинах (ГИРС), а также достаточно напористым, если не агрессивным, проникновением зарубежных и транснациональных компаний на отечественный рынок геофизических услуг. Причем наши зарубежные “партнеры”, а вернее, конкуренты, приходят на российский рынок геофизических услуг, вооруженные сотнями стандартов, мы же – только Технической инструкцией, которая часто содержит ссылки на несуществующие стандарты или стандарты 20–30-летней давности. Как справедливо отмечается в [3], решение этой проблемы невозможно без актуализации существующей и создания новой нормативной базы в области ГИРС.

Основной объем действующих в настоящее время нормативных документов в области ГИРС был введен в действие в конце 70-х – начале 80-х годов прошлого столетия. Легитимность их применения в настоящее время обусловлена только лишь отсутствием ограничений по срокам их действия. Массив этих документов, непосредственно относящихся к ГИРС, насчитывает свыше 500 единиц, причем документов “высокого” уровня – ГОСТов и руководящих документов (РД) бывшего Госстандарта – первые десятки.

Таким образом, весь нормопорядок в области ГИРС обеспечивался документами отраслевого уровня (ОСТАми бывших союзных и республиканских министерств, методическими указаниями (МУ) и инструкциями (МИ), руководящими документами (РД, РДС) и др.).

Несмотря на солидный “возраст” этих документов – их абсолютное большинство действует уже в течение 20–30 лет! – они все еще востребованы, ибо, к сожалению, альтернативы им нет. Например, в период с 2003 по 2008 гг. в Технический комитет по стандартизации ТК 440 с просьбой о предоставлении этих документов обратилось свыше 230 геофизических организаций и предприятий России, Украины, Казахстана, Беларуси и Узбекистана, при том что документы определенно устарели и не соответствуют ни современному уровню технического прогресса в геофизическом приборостроении, ни современным геофизическим технологиям, ни многим федеральным законодательным актам. Беда в том, что и эта, пусть весьма несовершенная, нормативная база ГИРС может исчезнуть и для этого сегодня есть, по крайней мере, две причины.

Первая причина – отсутствие заказчика на актуализацию существующей и разработку новой нормативной документации отраслевого уровня в лице ведомств федерального уровня (министерства, агентства или комитета) и, как следствие, отсутствие централизованного финансирования.

Вторая причина вытекает из Федерального закона о техническом регулировании [5], в соответствии с которым такая категория нормативных документов, как “отраслевые стандарты”, не предусмотрена. Предусматриваются общие технические и специальные технические регламенты (ст. 8 ФЗ № 184), а также национальные стандарты и стандарты организаций (ст. 13 ФЗ № 184). Таким образом, отраслевая (равно как и межотраслевая) стандартизация оказалась вне закона, а другими словами – ликвидирована.

Вряд ли стоит в рамках этой статьи поднимать вопрос о значении стандартизации для обеспечения безопасности при проведении ГИРС, единства измерений при ГИС, унификации, совместимости и т. д.

Национальных стандартов, в качестве которых сегодня действуют ГОСТы, детально регламентирующие эти вопросы, в области ГИРС нет и в обозримом будущем их разработка не предвидится. Использование иностранных стандартов, о чем к месту и не к месту призывают различные официальные органы и издания, может иметь результаты, абсолютно противоположные ожидаемым. Для примера приведем цитату из журнала “Стандарты и качество” [1]: “Россия имеет отрицательный опыт прямого применения иностранных стандартов. Так, потери российских подрядчиков при реализации проекта “Сахалин-II” на базе прямого применения иностранных стандартов составили, по экспертным оценкам, 5–7 млрд долларов США”.

Поскольку законодательными актами понятие “стандарт организации” трактуется и как стандарт отдельно взятой организации, и как стандарт объединения юридических лиц в любой форме (объединение, ассоциация, корпорация и т. п.), то очевидно, что решение возникшей проблемы – это создание Системы корпоративной стандартизации в рамках сообщества организаций и предприятий, функционирующих в сфере ГИРС. И не менее очевидно, что в роли такого сообщества должна выступать Международная Ассоциация научно-технического и делового сотрудничества по геофизическим исследованиям и работам в скважинах (АИС), объединяющая свыше 220 организаций и предприятий – от вузов, НИИ, КБ и заводов до производителей и за-

казчиков ГИРС, причем не только в России, но и в ближнем и дальнем зарубежье. АИС успешно функционирует уже в течение 20 лет и имеет определенный опыт нормотворчества – достаточно вспомнить работы по проектированию сметных норм на ГИРС.

Создание Системы корпоративной стандартизации АИС (СКС АИС) в организационном плане – задача не из самых сложных или неподъемных. В России сохранились кадровый потенциал, а также информационная и нормативная базы для решения этой задачи. Проблема заключается только в объединении специалистов под эгидой АИС, например в форме “Координационного совета АИС по стандартизации и метрологии”. Кроме того, это не будет связано с крупными инвестициями и не должно привести к попыткам проводить оценку “во что нам обойдется стандартизация вообще и создание такого совета в частности”. А вот во что обойдется “несоздание” СКС АИС – можно говорить уже сейчас. Как минимум – необходимость оказывать сервисные услуги по зарубежным стандартам, невозможность “состыковать” информацию по одной и той же скважине, полученную разными геофизическими предприятиями, развал системы метрологического обеспечения скважинных измерений, неприемлемое снижение уровня безопасности как используемой техники, так и технологий проведения ГИРС и т. д.

Кроме того, отсутствие современной нормативной базы в области ГИРС дает повод различным государственным структурам, в первую очередь выдающих разного рода разрешительные документы (имеются в виду Ростехнадзор, Роспотребнадзор, территориальные органы Ростехрегулирования и пр.), выполнять требования нормативных документов, не имеющих никакого отношения не только к ГИРС, но и к геологоразведке вообще.

Несовершенство российских законов (здесь речь идет о законах, имеющих то или иное отношение к изучению и охране недр или с которыми приходится сталкиваться геофизическому сообществу), их расплывчатость и неоднозначность, противоречивость по отношению друг к другу – все это уже стало “притчей во языцех” и поводом трактовать их так, как нужно тому или иному чиновнику в конкретной ситуации. Беда еще и в том, что нестыковка законов друг с другом наблюдается не только между российскими законами внутри России, но и между российскими законами и законами стран СНГ, посвященными одной и той же теме. Законы об обеспе-

чении единства измерений Российской Федерации [6] и Республики Казахстан [2] настолько разные, что это реально тормозит развитие рынка геофизической техники.

Неоднозначность и противоречивость законов породили выражение “закон, что дышло – куда повернешь, туда и вышло”. Надо противопоставить этому “дышлу” четкую научно-техническую политику в области ГИРС, выразителем (носителем) которой должны быть корпоративные стандарты АИС.

Законы, конечно, соблюдать надо, но именно те законы, которые продиктованы здравым смыслом и жесткой необходимостью. Вопросы безопасности и качества измерений при ГИРС – это приоритет! Если состоится Система корпоративной стандартизации АИС, то регламентированный в ее стандартах уровень требований безопасности должен быть много выше, чем это прописано в нормативных актах федерального уровня, ибо последние, с одной стороны, не могут учесть специфику ГИРС, а с другой стороны, не могут быть такими конкретными, как стандарты АИС. При соответствующем согласовании стандартов АИС с надзорными органами можно существенно сократить количество “разборок” с последними.

На Западе работы по стандартизации в области геологоразведки проводятся в корпоративных институтах, к примеру, в Американском институте нефти (API), финансируемых бизнес-структурами [4]. Рассчитывать, что крупные российские нефтяные компании пойдут на финансирование корпоративной стандартизации в области ГИРС, скорее всего, не приходится, поэтому и создание, и функционирование СКС АИС в полной мере зависит от готовности членов Ассоциации оказывать финансовую поддержку этим работам. К слову сказать, затраты эти невелики и, как показывает практика, абсолютно оправданы.

Какими могли бы быть приоритетные направления работ при создании СКС АИС или, как принято говорить в среде стандартизаторов, что должно быть объектом стандартизации для стандартов АИС?

Безусловно, в первую очередь, вопросы безопасности – требования безопасности к аппаратуре и оборудованию для ГИРС и правила безопасного ведения работ на скважинах, на базах геофизических предприятий, в испытательных и метрологических лабораториях.

Так как результат ГИС – это измерительная информация, к качеству которой в силу объективных причин предъявляются все более

высокие требования, то вторым, не менее важным, объектом корпоративной стандартизации должны стать элементы системы метрологического обеспечения ГИС – система передачи единиц физических величин, методики калибровки, методики выполнения измерений, требования к метрологическим службам, эталонной базе и т. д.

В рамках одной статьи трудно перечислить все задачи, стоящие перед СКС АИС. Жизненные реалии подскажут и объекты стандартизации, и их приоритетность. Главное, чтобы работы в рамках СКС АИС обеспечивали эффективность и конкурентоспособность отечественного геофизического сервиса.

Можно говорить, что одна из задач корпоративной стандартизации АИС – защита производителей и потребителей скважинной аппаратуры и оборудования, а также сервисных компаний от искусственно созданного несовершенной законодательной и правовой базой “прокрустова ложа”, достижение взаимопонимания между заказчиками и подрядчиками, а также надзорными органами, и обеспечение свободного развития рынка геофизических услуг.

Автор предлагает отнести к данной публикации как к приглашению к дискуссии и высказать свое мнение по поднятым вопросам всех, кого эта публикация заинтересовала.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Воронин Г. П.* Техническое регулирование спустя семь лет: больше вопросов, чем ответов // Стандарты и качество. 2010. № 6. С. 28–34.
2. Закон Республики Казахстан № 53-ІІ “Об обеспечении единства измерений” от 7 июня 2000 г. (с изменениями, внесенными Законом РК от 09.06.04 г. № 558-ІІ).
3. *Ларина И. Л.* Некоторые вопросы стандартизации при производстве геофизических исследований и работ в газовых и нефтяных скважинах // НТВ “Караотажник”. Тверь: Изд. АИС. 2009. № 3. С. 144–148.
4. Основы корпоративной стандартизации нефтегазового оборудования / Под ред. А. И. Владимирова и В. Я. Кершенбаума. М.: НП “Национальный институт нефти и газа”, 2004.
5. Федеральный закон № 184-ФЗ “О техническом регулировании” от 27 декабря 2002 г.
6. Федеральный закон № 102-ФЗ “Об обеспечении единства измерений” от 26 июня 2008 г.