

УДК 550.832

В. А. Велижанин, В. Г. Черменский
ООО "Нефтегазгеофизика"

К ВОПРОСУ О ПОГРЕШНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ С/О-КАРОТАЖА АППАРАТУРОЙ АИМС

Рассмотрены вопросы контроля качества каротажных исследований текущей нефтенасыщенности породы аппаратурой АИМС.

Ключевые слова: горные породы, нефтенасыщенность, каротаж, точность определения.

В массовом порядке в России С/О-каротаж начал применяться для решения задачи оценки текущей нефтенасыщенности коллекторов с 1999 г. на базе аппаратуры АИМС. Исследования проведены в нескольких тысячах скважин. В методическом плане был пройден путь от так называемых "нормализованных отношений" [5] до "приращения кривой $\langle C/O \rangle$ " [6] и разложения спектров. В настоящее время основной для аппаратуры АИМС принятая методика "приращения кривой $\langle C/O \rangle$ ", модифицированная с учетом влияния глинистости коллектора на оценку нефтенасыщенности. Такое решение было обусловлено двумя факторами: во-первых, более высокой устойчивостью алгоритма, реализующего данную методику, и более высокой технологичностью указанной методики при тех же либо меньших требованиях к точности определения неконтролируемых и слабо контролируемых условий проведения каротажа, а именно: плотности цемента, диаметра скважины, минерализации пластового флюида и т. д.; во-вторых, крайне ограниченным числом натурных моделей пластов. Последнее условие связано с выполнением действенного контроля результатов математического моделирования показаний аппаратуры, которые в дальнейшем должны использоваться в схемах с разложением регистрируемых спектров. Поскольку ряд требований к характеристикам аппаратуры С/О-каротажа зависит от используемой методики обработки, то ниже все рассуждения будут относиться к методике "приращения кривой $\langle C/O \rangle$ ". Здесь также не будут рассматриваться погрешности оценки текущей нефтенасыщенности, обусловленные неконтролируемыми изменениями параметров ближней зоны

(диаметра скважины, толщины и диаметра обсадной колонны, плотности цемента и др.). Анализ влияния этих факторов был рассмотрен в ряде статей [1, 2, 4]. Однако с точки зрения текущего (на конкретной скважине) применения аппаратуры и выбранной методики обработки результатов измерений указанные погрешности не являются параметрами, контролирующими собственно качество проведенных каротажных исследований и их интерпретацию. Ниже рассмотрены вопросы контроля качества каротажных исследований при решении задачи оценки текущей нефтенасыщенности породы аппаратурой АИМС с позиции инструментальной погрешности метода и погрешности методики выполнения измерений и обработки их результатов.

Модель оценки текущей нефтенасыщенности коллекторов k_n в рамках методики "приращения кривой $\langle C/O \rangle$ " и неизменности условий измерений в скважине для случая терригенных отложений (без учета глинистости) записывается в следующем виде:

$$\begin{aligned} k_{n\omega} &= (\langle C/O \rangle_{\text{опор}} - \langle C/O \rangle)/DCOR, \\ k_n &= k_{n\omega} \times \omega/k_{\text{п.общ}}, \end{aligned} \quad (1)$$

$$DCOR = g \times (\sigma_n/0,80) \times \omega/(1 - \omega) \times (c + d \times V_{\text{кар}}),$$

где ω – общее водородосодержание породы; $k_{\text{п.общ}}$ – общая пористость породы, σ_n – плотность нефти в пластовых условиях; g – коэффициент чувствительности аппаратуры к насыщению; c и d – константы палеточных зависимостей аппаратуры; $V_{\text{кар}}$ – содержание карбонатных примесей в породе. Опорная кривая $\langle C/O \rangle_{\text{опор}}$ определяется выражением

$$\langle C/O \rangle_{\text{опор}} = \langle C/O \rangle_{\text{вода}} - (\omega_{\text{вода}} - \omega) \times (A + B \times V_{\text{кар}}), \quad (2)$$

где $\langle C/O \rangle$ – отношение счетов в каналах неупругого излучения углерода и кислорода; $\langle C/O \rangle_{\text{вода}}$ – значение $\langle C/O \rangle$ в опорном, водонасыщенном пласте; $\omega_{\text{вода}}$ – водородосодержание опорного, водонасыщенного пласта; A и B – константы палеточных зависимостей аппаратуры. Кривая "карбонатности" для терригенного разреза определяется выражением

$$\begin{aligned} V_{\text{кар}} &= (\langle Ca/Si \rangle - \langle Ca/Si \rangle_{\text{опор}})/\Delta \langle Ca/Si \rangle, \\ \Delta \langle Ca/Si \rangle &= D + E \times \omega, \\ \langle Ca/Si \rangle_{\text{опор}} &= \langle Ca/Si \rangle_{\text{песч}} + C \times (\omega_{\text{песч}} - \omega), \end{aligned} \quad (3)$$

где $\langle \text{Ca/Si} \rangle$ – отношение счетов в каналах неупругого излучения кальция и кремния; $\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{песч}}$ – значение $\langle \text{Ca/Si} \rangle$ в опорном пласте песчаника; $\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{опор}}$ – опорная кривая $\langle \text{Ca/Si} \rangle$ для расчета “карбонатности” коллекторов; $\Delta \langle \text{Ca/Si} \rangle$ – разность значений $\langle \text{Ca/Si} \rangle$ в известняке и песчанике; C, D, E – константы палеточных зависимостей аппаратурьи. Здесь опущено обоснование получения модели (1–3). Оно приведено в методическом руководстве [3].

В соответствии с моделью (1–3) для расчета k_h и принятыми выше ограничениями на условия проведения измерений погрешность оценки текущей нефтенасыщенности коллекторов в рамках методики “приращения кривой $\langle \text{C/O} \rangle$ ” определяется:

- погрешностью кривых $\langle \text{C/O} \rangle$ и $\langle \text{Ca/Si} \rangle$, полученных по спектру зарегистрированного неупругого гамма-излучения;
- погрешностью кривой общего водородосодержания породы;
- погрешностью “палеточных зависимостей” $\langle \text{C/O} \rangle$ и $\langle \text{Ca/Si} \rangle$ от пористости, нефтенасыщенности и состава породы, диаметра скважины и обсадной колонны;
- погрешностью геолого-технических параметров условий проведения каротажа (температура, давление, плотность нефти).

Рассматривая указанные погрешности независимыми, среднеквадратическую погрешность определения k_h можно записать в виде

$$\delta k_h = k \times ((\delta \langle \text{C/O} \rangle)^2 + (\delta \langle \text{Ca/Si} \rangle)^2 + (\delta \omega)^2 + (\delta g)^2 + \dots)^{1/2}, \quad (4)$$

где $\delta \langle \text{C/O} \rangle, \delta \langle \text{Ca/Si} \rangle, \delta \omega, \delta g, \dots$ – погрешности $\langle \text{C/O} \rangle, \langle \text{Ca/Si} \rangle, \omega, g$ и т. д. в единицах погрешности k_h .

Геолого-технические параметры всегда, а кривая водородосодержания породы чаще всего являются внешними по отношению к аппаратурно-методическому комплексу АИМС. В предположении неизменности геолого-технических условий измерений погрешность определения k_h за счет этих факторов в основном исключается используемой методикой, а именно, введением опорных по насыщению и литологии пластов. В противном случае погрешность определения k_h непредсказуема. При определении пористости погрешность измерения k_h в соответствии с (1–3) в большей степени определяется случайной составляющей погрешности определения водородосодержания породы. Величина этой погрешности примерно пропорциональна погрешности определения пористости. Систематическая составляющая погрешности определения пористости (водородосодержания)

породы в 1,5–2 раза меньше (по сравнению со случайной составляющей) влияет на погрешность определения k_n . В целом погрешность определения нефтенасыщенности коллекторов за счет этих факторов не превышает 4–5% абс.

Погрешность “палеточного обеспечения” в приведенной выше модели имеет две составляющие. Первая составляющая погрешности определяется достигнутым уровнем точности зависимостей $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle$ от пористости, нефтенасыщенности и состава породы, диаметра скважины и обсадной колонны. В силу ограниченного числа натурных моделей пластов в полном объеме оценить данную погрешность не представляется возможным. Ее оценка в значительной степени носит экспертный характер и не превышает 5% абс. в пересчете на нефтенасыщенность. Вторая составляющая погрешности определяется качеством изготовления и настройки аппаратуры. Опыт производства и эксплуатации аппаратуры АИМС показал, что чувствительность к нефтенасыщенности для разных комплектов аппаратуры изменяется в диапазоне $\pm 10\text{--}15\%$ относительно некоторого среднего прибора, а чувствительность к литологии составляет $\pm 5\text{--}7\%$. Причины такого разброса, по-видимому, комплексные. Это и неточности в изготовлении зонда, и погрешности в настройке и характеристиках спектрометрического тракта аппаратуры, и возможно, изменение параметров генератора нейtronов при используемой схеме вычитания захватного гамма-излучения. Поскольку погрешность чувствительности к литологии связана с погрешностью определения k_n в рассматриваемой методике коэффициентом, равным примерно 0,2 [3], то в рассматриваемой технологической схеме не предполагается периодического контроля данного параметра. В случае чувствительности к нефтенасыщенности g оцениваемое значение k_n просто обратно пропорционально значению этого параметра. Неучет данного фактора приводит к ошибке определения нефтенасыщенности в 10–15% отн., что потребовало ввода в технологическую схему работы с аппаратурой АИМС периодического определения и контроля параметра чувствительности к насыщению на метрологической установке и учета результата измерений в последующих этапах обработки. В целом погрешность “палеточного обеспечения” в приведенной выше модели расчета нефтенасыщенности и используемой технологической схеме не превышает 5–7% абс.

Погрешность кривых $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle$ определяется, прежде всего, статистической погрешностью измерений, параметрами спектро-

метрического тракта (линейностью и точностью энергетической шкалы, энергетическим разрешением) и лишь потом алгоритмом расчета $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle$. Поскольку составляющие погрешностей кривых $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle$ являются независимыми, то собственно погрешности $\delta\langle C/O \rangle$ и $\delta\langle Ca/Si \rangle$ можно рассматривать как среднеквадратические. Влияние алгоритмов расчета кривых $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle$ и параметров спектрометрического тракта исследовалось как по результатам реальных измерений аппаратурой АИМС, так и на материалах математического моделирования [1–4]. Результаты этих работ, с одной стороны, определили требования к параметрам спектрометрического тракта и алгоритмам расчета кривых $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle$, а с другой стороны, позволили выработать технологическую схему работы с аппаратурой АИМС – от настройки до решения конечной задачи. Суть этих требований состоит в следующем [6]:

- на базе геофизического предприятия с определенной периодичностью выполняется настройка/калибровка аппаратуры, которая включает:
 - выставление энергетической шкалы;
 - контроль линейности шкалы энергий и разрешения аппаратуры;
 - контроль/измерение чувствительности аппаратуры;
 - контроль/настройку выхода генератора нейтронов;
 - запись опорных спектров в калибровочной установке с известными характеристиками. Пример протокола базовой калибровки аппаратуры АИМС приведен в табл.;
- при проведении измерений в скважине энергетическая шкала аппаратуры автоматически выставляется и в течение всего каротажа удерживается в соответствии с энергетической шкалой записанного опорного спектра;
- на этапе обработки результатов измерений в скважине проводятся:
 - повторная точная привязка энергетической шкалы зарегистрированных спектров к энергетической шкале опорного спектра;
 - выделение гамма-спектров неупругого рассеяния и радиационного захвата нейтронов, очищенных от взаимного наложения;
 - расчет кривых $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle$.

На все указанные технологические этапы определены и выставлены требования с позиции определения текущей нефтенасыщенности, которые приведены в методическом руководстве [3]. Выполнение этих

Таблица

Пример протокола базовой калибровки аппаратуры АИМС-СП

П Р О Т О К О Л
базовой калибровки аппаратуры АИМС-СП

Организация:

Дата проведения калибровки: 28-01-07

Номер калибруемой аппаратуры: 16

Калибруемый зонд – ИНГКС-С/О

Используемое оборудование:

– калибровочная установка номер	1
– генератор нейtronов номер	074528

Результаты калибровки:

– отношение каналов углерод/кислород в воде, отн. ед.	0,49
– погрешность отношения <COR> в воде, %	1,2
– отношение каналов кальций/кремний в воде, отн. ед.	1,38
– погрешность отношения <LIRI> в воде, %	0,8
– скорость счета в захватном канале, имп/с	24 251
– скорость счета в неупругом канале, имп/с	31 023
– сечение захвата нейтронов, с. и.	26,6
– отношение каналов углерод/кислород в нефти, отн. ед.	0,93
– погрешность отношения <COR> в нефти, %	1,2
– отношение каналов кальций/кремний в нефти, отн. ед.	1,37
– погрешность отношения <LIRI> в нефти, %	0,8
– чувствительность аппаратуры по углероду, %	50,7
– энергетическая чувствительность, кэВ/канал	36,1
– линейность энергетической шкалы, %	98,9
– разрешение спектрометрического канала, %	10,8

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Модуль АИМС-СП номер 16 годен к эксплуатации

Следующая калибровка должна быть проведена не позднее 28-04-07

Исполнители: _____

требований позволяет минимизировать ошибку определения нефтегазоносности за счет рассматриваемых факторов до 3–5% абс. в пересчете на $k_{\text{н}}$.

В целом суммарная, но без учета статистики, среднеквадратическая погрешность определения нефтенасыщенности при выполнении всех требований технологии работ с аппаратурой АИМС составляет 7–9%. Статистическая погрешность кривых $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle$ определяется статистической погрешностью счетов в “окнах” углерода, кислорода, кальция и кремния, полученных интегрированием спектра гамма-квантов неупругого рассеяния нейтронов. При выходе генератора нейтронов на уровне $6-8 \times 10^7 \text{ н/с}$ и используемых в аппаратуре АИМС детекторах гамма-квантов типичная скорость счета в перечисленных “окнах” изменяется от 600–800 имп/с (для углерода) до 2000–2400 имп/с (для кальция). При указанных выше скоростях счета в “окнах” для обеспечения суммарной погрешности (приведенной к пласту мощностью 1,5 м) определения нефтенасыщенности не выше 10% скорость каротажа при двукратном проходе интервала исследований не должна превышать 45–55 м/ч.

Резюмируя сказанное выше, можно выделить следующие направления работ для снижения погрешности определения нефтенасыщенности аппаратурой АИМС, а именно:

- уточнение и расширение объема палеточного обеспечения аппаратуры, что прежде всего требует заметного расширения существующего парка аттестованных натурных моделей пластов, если не для построения палеток, то хотя бы для контроля и привязки результатов математического моделирования;
- повышение термостабильности спектрометрического тракта аппаратуры и особенно в направлении сохранения линейности энергетической шкалы при изменении температуры, контролировать и тем более корректировать которую (линейность) в процессе каротажа и после его выполнения не всегда представляется возможным;
- совершенствование метрологического контроля аппаратуры АИМС и в целом технологии проведения работ;
- совершенствование либо разработка методики, менее чувствительной к параметрам ближней зоны (диаметру скважины, плотности цемента, толщины обсадной колонны и др.).

Есть и другие направления исследований, но приведенные выше являются основными для решения задачи повышения точности определения нефтенасыщенности коллекторов аппаратурой АИМС. Необходимость работы по расширению объема и уточнению палеточного обеспечения касается всех типов используемой отечественной

аппаратуры С/О-каротажа, а необходимость совершенствования методологического обеспечения относится ко всей эксплуатируемой отечественной аппаратуре. Однако в последнем случае возможны различия в подходах и требованиях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Велижсанин В. А., Лобода Н. Г., Меженская Т. Е. и др. Некоторые вопросы методического обеспечения аппаратуры АИМС при определении текущей нефтенасыщенности коллекторов // Геофизический вестник. 2003. № 12. С. 10–16.
2. Велижсанин В. А., Лобода Н. Г., Черменский В. Г. Исследование погрешности определения нефтенасыщенности коллекторов по данным С/О-каротажа // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2006. Вып. 2–4. С. 144–153.
3. Инструкция по проведению импульсного спектрометрического нейтронного гамма-каротажа аппаратурой серии АИМС и обработке результатов измерений при оценке текущей нефтенасыщенности пород (терригенные отложения) // МИ 41-17-1399-04. Тверь: Нефтегазгеофизика. 2004.
4. Лобода Н. Г., Велижсанин В. А., Черменский В. Г. Определение содержания карбонатных примесей в терригенных породах по данным спектрометрического нейтронного гамма-каротажа // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2005. Вып. 2. С. 38–45.
5. Caldwell R. L., Mills W. R., Hickman J. B. Gamma-radiation from inelastic scattering of 14 MeV neutrons by common earth elements. Nucl. Sci. and Eng. 1960. Vol. 8. N 3. P. 173–178.
6. Jacobson A., Ethridge R. and Simpson G. A new small-diameter, high-performance reservoir monitoring tool. SPWLA 39th Annual Logging Symposium. May 26–29. 1998.

Получена 11.08.08