

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

ВВЕДЕНИЕ

Аппаратура серии АИМС предназначена для проведения импульсного спектрометрического нейтронного гамма-каротажа. Аппаратура выпускается в исполнении – максимальная рабочая температура 120 °С, максимальное рабочее давление 100 МПа. В зависимости от условий применения и требований к точности измерений допустимая скорость каротажа изменяется в пределах 25÷80 м/час.

Методическое руководство составлено по данным научно-исследовательских и опытно-методических работ. Содержит сведения необходимые для настройки аппаратуры перед каротажем, для проведения измерений в скважине и обработки результатов измерений.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Импульсный спектрометрический нейтронный гамма-каротаж (ИНГКС) основан на регистрации гамма-излучения неупругого рассеяния (ГИНР) и радиационного захвата (ГИРЗ) нейтронов, генерируемых высокочастотным излучателем быстрых нейтронов. В модификации углеродно-кислородного каротажа используемый генератор излучает импульсы нейтронов 14 МэВ с некоторой фиксированной частотой (~10 кГц). Первые соударения нейтронов с энергией 14 МэВ с ядрами окружающей среды обычно являются неупругим рассеянием, при котором нейтрон теряет большую часть энергии, передавая ее рассеивающему ядру. Возврат ядра из возбужденного состояния (снятие возбуждения) сопровождается гамма-излучением, имеющим характерный для каждого элемента энергетический спектр. В таблице 1.1 приведены основные линии спектров гамма-излучения неупругого рассеяния нейтронов для некоторых породообразующих элементов, а также элементов, входящих в состав конструкции скважины и скважинного прибора [1, 2].

Так при неупругом рассеянии на ядрах углерода образуются гамма-кванты с энергией, в основном, 4.43 МэВ, а на ядрах кислорода с энергией 6.13 МэВ и 7.1 МэВ. После потери энергии на неупругих соударениях примерно до 1 МэВ последующие соударения представляют собой упругое рассеяние, при котором нейтроны постепенно теряют энергию, пока не замедлятся до тепловой энергии. Упругое рассеяние не сопровождается гамма-излучением. За-

медлившихся до тепловой энергии, нейтроны захватываются ядрами. При этом наблюдается мгновенное гамма-излучение радиационного захвата. Каждому элементу также характерен свой энергетический спектр ГИРЗ. Пример основных линий спектров радиационного захвата нейтронов приведен в таблице 1.1. Параллельно часть нейтронов вступает в ядерные реакции, при которых захват нейтрона приводит к образованию радиоактивного ядра другого элемента. Вновь возникшее ядро распадается с испусканием бета или гамма-излучения наведенной активности (ГИНА), характеризующегося величиной энергии и периодом полураспада. Процесс замедления быстрых нейтронов длится нескольких первых микросекунд, поэтому спектры ГИНР регистрируются в процессе излучения импульса нейтронов излучателем, длительность которого составляет $15 \div 25$ мксек. Время жизни тепловых нейтронов в типичных разрезах колеблется от 100 до 500 мксек. Таким образом, во время нейтронного импульса тепловые нейтроны от предыдущих импульсов, а так же те нейтроны, энергия которых приблизилась к энергии тепловых нейтронов во время импульса, продолжают генерировать гамма-излучение радиационного захвата. При регистрации спектров ГИНР это излучение, наряду с гамма-излучением наведенной активности, является фоновым. Через несколько микросекунд после окончания вспышки, когда ГИНР практически отсутствует, гамма-излучение наведенной активности является фоновым уже для спектров ГИРЗ. Чистые спектры ГИНР и ГИРЗ для последующего их анализа получают после вычитания из измеренных спектров соответствующих фоновых спектров (рисунок 1.1).

Таблица 1.1 – Наиболее характерные линии ГИНР и ГИРЗ основных породообразующих элементов и элементов конструкции скважины и скважинного прибора, наблюдаемые в регистрируемых спектрах

Элемент	ГИНР, МэВ	ГИРЗ, МэВ
Водород, H	-	2.23
Кислород, O	6.13; 7.1	-
Углерод, C	4.43	-
Кремний, Si	1.78	3.54; 4.93
Кальций, Ca	3.74; 3.90; 4.49	1.94; 4.42; 5.90; 6.42
Железо, Fe	0.84; 1.25 и более	5.92; 6.02; 7.28; 7.63; 7.65
Алюминий, Al	1.02; 3.80, 4.41	1.78
Натрий, Na	0.44; 2.00; 2.7, 4.43	0.47; 2.75; 3.98; 6.40
Калий, K	2.52; 2.81; 3.59	0.77; 1.62; 2.07; 5.38
Магний, Mg	1.37, 4.12	1.81; 2.83; 3.92
Хлор, Cl	2.50; 3.60; 4.10	1.95; 6.11; 6.62; 7.41
Бор, B	-	0.48

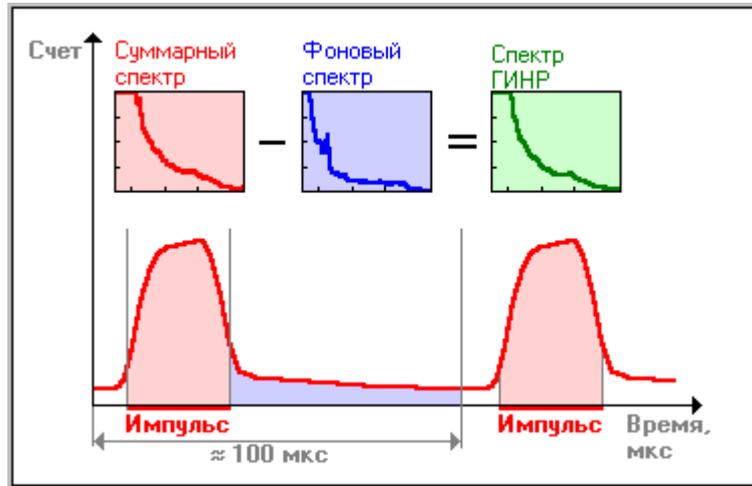


Рисунок 1.1. Схема временной селекции ГИНР и ГИРЗ в единичном цикле излучения генератора нейтронов в измерениях ИНГКС-С/О

Спектры гамма-излучения единичного цикла измерений (на квант глубины) формируются из спектров единичного цикла излучения генератора нейтронов путем их суммирования в пределах кванта глубины (см. рисунок 1.2). Временной спектр аппаратуры АИМС-СП состоит из 23 каналов (рисунок 1.2). Красными точками на рисунке отмечены середины временных каналов. Первые 15 каналов имеют длительность 2 мкс, следующие 7 каналов – 6 мкс и последний 23 канал имеет длительность, соответствующую длительности единичного цикла излучения генератора нейтронов минус 72 мкс.

Последовательность одиночных вспышек при частоте работы генератора ≈ 10 кГц.

Проходя через породу, скважину и охранный кожух прибора гамма-кванты радиационного захвата и неупругого рассеяния нейтронов частично поглощаются, частично рассеиваются с потерей энергии. В результате на детектор поступает спектр гамма-излучения, отличающийся от первичного спектра. Поглощенная сцинтилляционным детектором энергия гамма-кванта преобразуется в световые вспышки-сцинтилляции.

При этом суммарная энергия образовавшихся фотонов пропорциональна энергии, оставленной гамма-квантом в детекторе. Далее фотоэлектронный умножитель (ФЭУ) оптически сочлененный с детектором конвертирует световой импульс в электрический импульс. Заряд, собираемый с выхода ФЭУ, при прочих равных условиях, пропорционален суммарной энергии сцинтилляции люминофора детектора, и, следовательно, энергии, оставленной гамма-квантом в детекторе. Спектр (распределение по амплитуде) электриче-

ских импульсов, регистрируемых прибором, называется аппаратным спектром. Пример таких спектров приведен на рисунке 1.3.

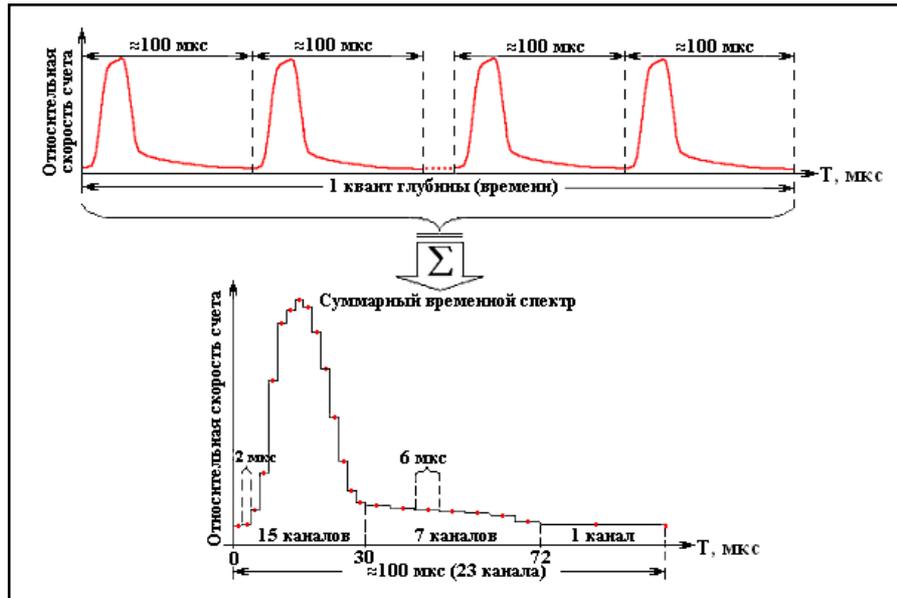


Рисунок 1.2. Схема формирования временного спектра единичного цикла измерений

Регистрируемые спектры ГИНР и ГИРЗ являются суперпозицией аппаратных спектров отдельных элементов

$$S_{\text{ГИНР}}(E) \approx (m_{\text{O}} \times \sigma_{\text{in,O}} \times S_{\text{ГИНР,O}}(E) + m_{\text{C}} \times \sigma_{\text{in,C}} \times S_{\text{ГИНР,C}}(E) + m_{\text{Si}} \times \sigma_{\text{in,Si}} \times S_{\text{ГИНР,Si}}(E) + \dots),$$

$$S_{\text{ГИРЗ}}(E) \approx (m_{\text{H}} \times \sigma_{\text{a,H}} \times S_{\text{ГИРЗ,H}}(E) + m_{\text{Ca}} \times \sigma_{\text{a,Ca}} \times S_{\text{ГИРЗ,Ca}}(E) + m_{\text{Si}} \times \sigma_{\text{a,Si}} \times S_{\text{ГИРЗ,Si}}(E) + \dots),$$

где $\sigma_{\text{a,i}}$ и $\sigma_{\text{in,i}}$ – сечения захвата и неупругого рассеяния i-ого элемента, m_i – массовое содержание i-ого элемента.

На рисунке 1.4 приведен пример формирования регистрируемых спектров ГИНР и ГИРЗ из спектров отдельных элементов.

Анализ спектров ГИНР и ГИРЗ, в силу индивидуальных их особенностей для элементов, составляющих породу (см. рисунок 1.4), позволяет определять массовые содержания углерода, кислорода, кальция, кремния и ряда других элементов в породе, обеспечивая тем самым решение задач оценки пористости, литологического состава, нефтенасыщенности и др.

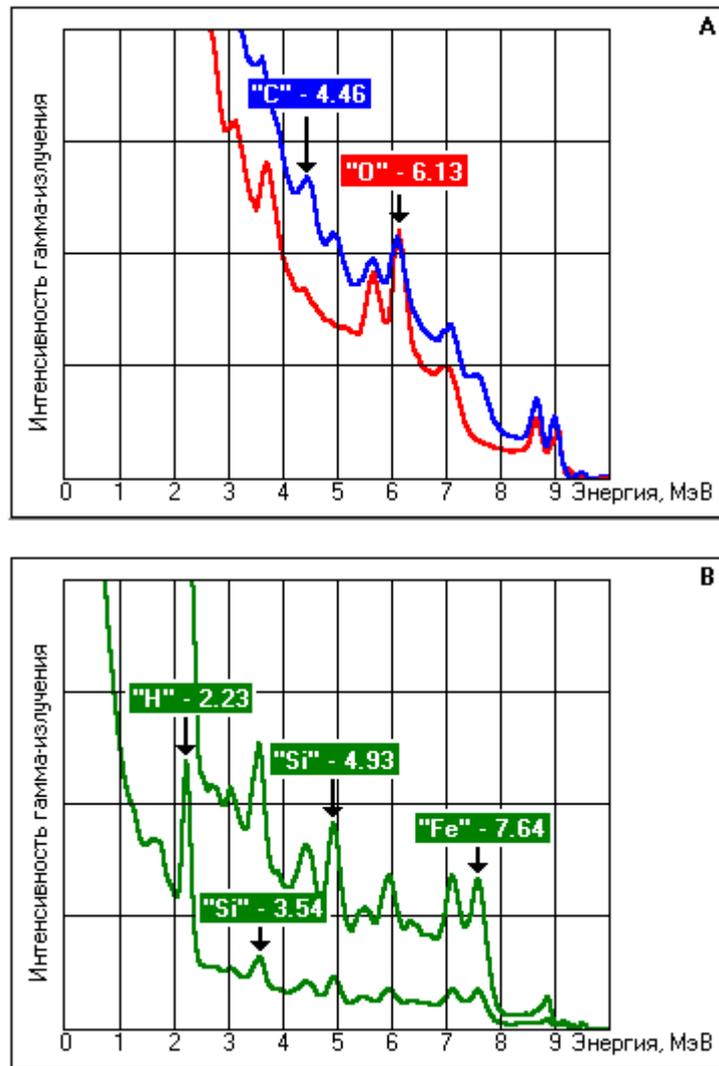


Рисунок 1.3. Пример аппаратных спектров неупругого рассеяния (А) и радиационного захвата нейтронов (В) прибора АИМС-СП

Красный спектр – водонасыщенный песчаник, синий спектр – нефтенасыщенный песчаник.



Рисунок 1.4. Пример формирования аппаратных спектров радиационного захвата нейтронов из спектров отдельных элементов

Определение текущей нефтенасыщенности по зарегистрированным спектрам ГИНР и ГИРЗ может быть выполнено несколькими путями. Наиболее распространенными являются расчеты нефтенасыщенности по нормализованным кривым $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{\text{ГИНР}}$ либо приращению кривой $\langle C/O \rangle$, опирающиеся на зависимости указанных параметров от нефтенасыщенности, пористости и минерального состава породы, полученные на моделях [3, 4]. Здесь $\langle C/O \rangle$ есть отношение скоростей счета, полученных интегрированием спектра неупругого гамма-излучения $S_{\text{ГИНР}}(E)$ в энергетических окнах, характерных гамма-излучению неупругого рассеяния нейтронов на ядрах углерода и кислорода (отношение “неупругих” каналов углерода J_C и кислорода J_O):

$$J_C = \int_{E_{C1}}^{E_{C2}} S_{\text{ГИНР}}(E) \cdot dE, \quad J_O = \int_{E_{O1}}^{E_{O2}} S_{\text{ГИНР}}(E) \cdot dE,$$

где E_{C1} , E_{C2} – границы энергетического окна углерода, E_{O1} , E_{O2} – границы энергетического окна кислорода. Соответственно, $\langle Ca/Si \rangle_{\text{ГИНР}}$ – отношение “неупругих” каналов кальция J_{Ca} и кремния J_{Si} . Рассмотрим несколько подробнее характер зависимости $\langle Ca/Si \rangle_{\text{ГИНР}}$ и $\langle C/O \rangle$ от свойств пласта.

Спектр неупругого рассеяния нейтронов $S_{\text{ГИНР}}(E)$, после очистки его от наложенного спектра радиационного захвата, в наиболее информативной его области (1.5÷7.0 МэВ) главным образом определяется гамма-излучением кислорода, углерода, кремния и кальция (см. таблицу 1.1). В глинистых коллек-

торах незначительно добавляется гамма-излучение алюминия (3.80 МэВ), содержание которого в глинах может достигать 10÷15 % массовых (см. таблицу 1.2). В разрезах с высокой минерализацией пластовых вод добавляется небольшое мешающее влияние хлора (2.50 и 3.60 МэВ). Тогда, для традиционно используемых энергетических окон (углерод – [4.15, 4.75] МэВ, кислород – [5.25, 6.70] МэВ, кальций – [2.95, 4.15] МэВ, кремний – [1.60, 1.95] МэВ), принимая во внимание слабое влияние глинистой компоненты коллекторов, показания в каналах углерода, кислорода, кальция и кремния могут быть записаны следующим образом.

Показания неупругого канала кислорода (скорость счета в энергетическом окне кислорода) представляются в виде:

$$J_O = A_O \{ K_n \times (1 - K_n) \times M_{O, \text{вода}} + (1 - K_n) (V_{\text{пес}} \times M_{O, \text{пес}} + (1 - V_{\text{пес}}) \times M_{O, \text{кар}}) + M_{O, \text{фон}} \} + \Phi \times \{ a + b(1 - K_n) \},$$

где A_O – коэффициент, отражающий чувствительность детектора в энергетическом интервале кислорода, плотность быстрых нейтронов вблизи детектора и вероятность неупругого рассеяния на кислороде; $M_{O, \text{вода}}$, $M_{O, \text{пес}}$, $M_{O, \text{кар}}$ – массовые содержания кислорода в воде, песчанике и карбонатной примеси скелета породы; $M_{O, \text{фон}}$ – эквивалентное массовое содержание кислорода в фоновой составляющей излучения. Фон включает излучение прибора, жидкости в стволе скважины, обсадной колонны и цементного камня. Член $\Phi \times \{ a + b(1 - K_n) \}$ отражает вклад излучения с более высокой энергией в окно кислорода (в том числе и от скважины). Поскольку в неупругом спектре излучения с более высокой энергией в основном определяется также кислородом (линия 7.1 МэВ), то при корректном вычитании захватного спектра членом $\Phi \times \{ a + b(1 - K_n) \}$ можно пренебречь, одновременно несколько увеличив коэффициент A_O . Таким образом, мы будем иметь

$$J_O = A_O \{ M_O + M_{O, \text{фон}} \},$$

где $M_O = K_n \times (1 - K_n) \times M_{O, \text{вода}} + (1 - K_n) (V_{\text{пес}} \times M_{O, \text{пес}} + (1 - V_{\text{пес}}) \times M_{O, \text{кар}})$.

Показания неупругого канала углерода (скорость счета в энергетическом окне углерода), с учетом изложенного выше и используемого энергетического окна, представляются в виде

$$J_C = A_C \{ K_n \times K_n \times M_{C, \text{нефть}} + (1 - K_n) (1 - V_{\text{пес}}) \times M_{C, \text{кар}} + M_{C, \text{фон}} \} + J_O \times \{ a + b(1 - K_n) \}$$

или

$$J_C = A_C \{ M_C + M_{C, \text{фон}} \} + J_O \times \{ a + b(1 - K_n) \},$$

$$M_C = K_n \times K_n \times M_{C, \text{нефть}} + (1 - K_n) (1 - V_{\text{пес}}) \times M_{C, \text{кар}},$$

где A_C – коэффициент, отражающий чувствительность детектора в энергетическом интервале углерода, плотность быстрых нейтронов вблизи детектора и вероятность неупругого рассеяния на углероде; $M_{C, \text{нефть}}$, $M_{C, \text{кар}}$ – массовые содержания углерода в нефти и карбонатных примесях скелета породы;

$M_{C,фон}$ – эквивалентное массовое содержание углерода в фоновой составляющей излучения.

Отношение показаний каналов углерода к кислороду $J_C/J_O = \langle C/O \rangle$ запишется в виде

$$\langle C/O \rangle = A_C/A_O \{M_C + M_{C,фон}\} / \{M_O + M_{O,фон}\} + \{a + b(1 - K_n)\}. \quad (1)$$

Соответственно, для показаний каналов неупругого излучения кальция и кремния можно записать

$$J_{Ca} = A_{Ca} \{(1 - K_n)(1 - V_{пес}) \times M_{Ca,кар} + M_{Ca,фон}\} + \Phi_1 \times \{a + b(1 - K_n)\},$$

$$J_{Si} = A_{Si} \{(1 - K_n) \times V_{пес} \times M_{Si,пес} + M_{Si,фон}\} + \Phi_2 \times \{a + b(1 - K_n)\},$$

где члены $\Phi_1 \times \{a + b(1 - K_n)\}$ и $\Phi_2 \times \{a + b(1 - K_n)\}$ отражают вклад излучения с более высокой энергией (в том числе и от скважины), $M_{Si,фон}$ – эквивалентное массовое содержание кремния в фоновой составляющей излучения. Поскольку $M_{Si,пес} \gg M_{Si,фон}$, а энергетический канал кремния ([1.60, 1.95] МэВ) находится в более низкой энергетической области по отношению к остальному излучению, то $A_{Si} \{(1 - K_n) \times V_{пес} \times M_{Si,пес} + M_{Si,фон}\} \ll \Phi_2 \times \{a + b(1 - K_n)\}$ и показания $\langle J_{Si} \rangle$ можно представить в виде $J_{Si} \approx \Phi \times \{a^* + b^*(1 - K_n)\}$. Отсюда отношение показаний канала кальция к каналу кремнию $J_{Ca}/J_{Si} = \langle Ca/Si \rangle_{ГИНР}$, с учетом условия $M_{Ca,кар} \gg M_{Ca,фон}$, будет равно

$$\langle Ca/Si \rangle_{ГИНР} = [A_{Ca} \{(1 - K_n)(1 - V_{пес}) \times M_{Ca,кар}\} + \Phi_1 \times \{a + b(1 - K_n)\}] / [\Phi \times \{a^* + b^*(1 - K_n)\}].$$

Поскольку J_{Si} слабо меняющаяся с пористостью величина, то $\langle Ca/Si \rangle_{ГИНР}$ можно представить в виде

$$\langle Ca/Si \rangle_{ГИНР} = (1 - K_n) \times \{A \times M_{Ca} + B\} + C, \quad (2)$$

где $M_{Ca} = (1 - V_{пес}) \times M_{Ca,кар}$. Выражения (1) и (2) описывают так называемые верные диаграммы [3], используемые для расчета насыщенности по данным ИНГКС-C/O в схемах с нормализацией и приращением кривых $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{ГИНР}$. Коэффициенты А, В и С, стоящие в этих уравнениях, определяются по модельным данным.

В таблице 1.2 приведены массовые содержания некоторых элементов основных породообразующих минералов и флюидов. Поскольку массовое содержание кислорода в минералах примерно постоянно, выражение для M_O можно записать в следующем виде $M_O = K_n \times (1 - K_n) \times M_{O,вода} + (1 - K_n) \times M_{O,пес}$. Тогда же выражение (1) можно переписать в следующем виде

$$\{M_O + M_{O,фон}\} \times \{\langle C/O \rangle - \{a + b(1 - K_n)\}\} = A_C/A_O \{K_n \times K_n \times M_{C,нефть} + (1 - K_n)(1 - V_{пес}) \times M_{C,кар} + M_{C,фон}\}.$$

Используя выражение (2), запишем

$$(1 - K_n)(1 - V_{пес}) \times M_{C,кар} = \{\langle Ca/Si \rangle_{ГИНР} - (1 - K_n) \times B - C\} \times M_{Ca,кар} / (M_{C,кар} \times A).$$

Таблица 1.2 – Массовые содержания некоторых элементов в основных породообразующих минералах

Минерал	Плотность, г/см ³	Массовое содержание элемента, %				
		O	C	Ca	Si	Al
Кальцит	2.71	47.95	11.99	40.06	-----	-----
Кварц	2.65	53.25	-----	-----	46.75	-----
Полевой шпат	2.60	47.39	-----	-----	31.21	10.00
Доломит	2.87	52.01	13.02	21.75	-----	-----
Ангидрит	2.96	46.99	-----	29.44	-----	-----
Уголь	1.40	-----	92.30	-----	-----	-----
Каолинит	2.62	55.77	-----	-----	21.77	20.91
Хлорит	2.72	51.82	-----	-----	15.17	9.72
Гидрослюда	2.90	48.19	-----	-----	21.16	20.33
Монтмориллонит	2.40	53.27	-----	-----	31.19	14.98
Вода	1.00	88.99	-----	-----	-----	-----
Нефть	0.86	-----	85.71	-----	-----	-----
Газ	0.0007	-----	75.01	-----	-----	-----

Выражение $\{<C/O>-a+b(1-K_n)\}$ представляет собой приведенное к нулю в водонасыщенном песчанике отношение каналов углерода к кислороду. Обозначим его через $\delta_{C/O}$, а через $\Delta_{C/O}$ – приведенное к нулю в водонасыщенном песчанике и исправленное за литологию отношение каналов углерода к кислороду

$$\Delta_{C/O} = \delta_{C/O} - A_C/A_O \{ [<Ca/Si>_{ГИНР} - (1-K_n) \times B - C] \times \beta - M_{C,фон} \} / \{ M_O + M_{O,фон} \},$$

где $\beta = M_{Ca,кар} / (M_{C,кар} \times A)$. Поскольку $\{M_O + M_{O,фон}\}$ слабо меняющаяся величина, то $A_C/A_O \times M_{C,фон} / \{M_O + M_{O,фон}\}$ выступает как дополнительное смещение за влияние скважины при приведении к нулю отношения каналов $<C/O>$, а $\beta \times [A_C/A_O] / \{M_O + M_{O,фон}\}$ – как скорректированный масштабный коэффициент на влияние литологии между $<C/O>$ и $<Ca/Si>_{ГИНР}$. После проведенных преобразований имеем $A_C/A_O \{ K_n \times K_n \times M_{C,нефть} \} = \Delta_{C/O} \times \{ M_O + M_{O,фон} \}$, откуда выражение для расчета коэффициента нефтенасыщенности будет выглядеть следующим образом

$$K_n = \Delta_{C/O} \times \{ K_n \times (M_{O,вода} - M_{O,пес}) + M_{O,пес} + M_{O,фон} \} / \{ K_n \times (A_C/A_O \times M_{C,нефть} + \Delta_{C/O} \times M_{O,вода}) \}.$$

Приведенная схема в литературе называется оценкой нефтенасыщенности по приращению $<C/O>$ [3, 4].

Оценка нефтенасыщенности коллекторов с использованием нормализованных отношений $<C/O>$ и $<Ca/Si>_{ГИНР}$ [4] предполагает, что для любого

значения пористости пласта эффект влияния литологии на $\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{ГИНР}}$ линейно связан с эффектом влияния литологии на $\langle \text{C/O} \rangle$ некоторым коэффициентом γ при условии совмещения кривых $\langle \text{C/O} \rangle$ и $\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{ГИНР}}$ на водонасыщенном пласте. В этом случае по текущему значению $\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{ГИНР}}$ определяется соответствующее ему минимальное значение $\langle \text{C/O} \rangle_{\text{мин}} = \langle \text{C/O} \rangle_{\text{опор}} + \gamma \times (\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{ГИНР}} - \langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{ГИНР, опор}})$, где $\langle \text{C/O} \rangle_{\text{опор}}$ и $\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{ГИНР, опор}}$ есть значения $\langle \text{C/O} \rangle$ и $\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{ГИНР}}$, приводящие к совмещению указанных кривых на водонасыщенном пласте. Тогда значение нефтенасыщенности будет определяться выражением $K_n = [\langle \text{C/O} \rangle - \langle \text{C/O} \rangle_{\text{мин}}] / D_{\text{сог}}$. Здесь $D_{\text{сог}}$ есть разница значений $\langle \text{C/O} \rangle$ в нефте- и водонасыщенных пластах с пористостью оцениваемого коллектора.

Известным также является способ, когда значения нефтенасыщенности находят путем решения уравнения

$$\vec{A}\vec{C} + \vec{J} + \vec{E},$$

где \vec{A} – калибровочная матрица, $\vec{J} = (J_1, J_2, \dots, J_n)$ – число импульсов, зарегистрированных за единицу времени в каналах захватного и неупругого спектров в интервалах энергий $[E_{1,1}, E_{2,1}], \dots, [E_{1,n}, E_{2,n}]$

$$J_k = \int_{E_{1,k}}^{E_{2,k}} S_{\text{ГИРЗ}}(E) dE, k = 1, n_0 \text{ и } J_k = \int_{E_{1,k}}^{E_{2,k}} S_{\text{ГИНР}}(E) dE, k = n_0 + 1, n,$$

где $\vec{C} = (C, O, Si, Ca)$ – определяемые содержания (массовые доли) углерода, кислорода, кремния, кальция и т.д., либо $\vec{C} = (V_{\text{нефть}}, V_{\text{вода}}, V_{\text{песч}}, V_{\text{карб}})$ – определяемые объемные содержания нефти, воды, песчаника, примесей карбонатов и т.д., \vec{E} – дисперсия случайной ошибки, $S_{\text{ГИРЗ}}(E)$, $S_{\text{ГИНР}}(E)$ – спектры радиационного захвата и неупругого рассеяния нейтронов. Матрица \vec{A} находится при калибровке аппаратуры.

Возможна и комбинация этих методов.

Независимо от выбранной методики обработки данных ИНГКС-С/О, технология определения нефтенасыщенности пластов аппаратурой импульсного спектрометрического нейтронного гамма-каротажа включает последовательное выполнение нескольких этапов. Для аппаратуры серии АИМС такими этапами являются настройка/контроль параметров аппаратуры, проведение измерений в скважине (каротаж), обработка результатов каротажа.

Контроль/настройка аппаратуры выполняется на базе геофизического предприятия и включает:

- контроль/выставление энергетической шкалы;
- контроль/настройку выхода генератора нейтронов;
- регистрацию опорных спектров в калибровочной установке с известными характеристиками;
- контроль линейности шкалы энергий и разрешения аппаратуры;

– контроль чувствительности аппаратуры.

Этап проведения измерений на скважине включает операции:

- выставление энергетической шкалы в соответствии с энергетической шкалой при настройке аппаратуры;
- регистрацию энергетически-временных спектров гамма-квантов;
- контроль стабильности и удержание текущей энергетической шкалы аппаратуры в соответствии с энергетической шкалой при выполнении настройки.

Этап обработки измерений включает:

- точную привязку энергетической шкалы зарегистрированных спектров к энергетической шкале опорных спектров;
- выделение гамма-спектров неупругого рассеяния и радиационного захвата нейтронов, очищенных от взаимного наложения;
- определение текущей нефтенасыщенности пород.

В настоящем методическом руководстве рассматриваются перечисленные выше технологические этапы решения задачи определения текущей нефтенасыщенности с позиции требований, предъявляемых к их выполнению.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА АППАРАТУРЫ

Здесь и далее под аппаратурой импульсного спектрометрического нейтронного гамма-каротажа серии АИМС понимается аппаратурно-программно-методический комплекс, обеспечивающий решение задачи определения текущей нефтенасыщенности пород в разрезах нефтяных и газовых скважин.

2.1 Состав аппаратуры

В состав аппаратуры серии АИМС входят:

- скважинный прибор;
- программное обеспечение настройки и тестирования прибора;
- технические средства и программное обеспечение базовой калибровки, инструкция по ее проведению;
- программное обеспечение полевой калибровки и инструкция по ее проведению;
- программное обеспечение регистрации;
- программно-методическое обеспечение первичной обработки данных каротажа (контроль качества данных каротажа, получение спектров с привязанными энергетическими шкалами, расчет интегральных параметров);
- интерпретационное и программно-методическое обеспечение оценки текущей нефтенасыщенности горных пород.

Аппаратура работает в комплексе с регистрирующим оборудованием, обеспечивающим прием-передачу информации в коде Манчестер-2 и управ-

ление режимами работы прибора в процессе каротажа, каротажной станцией с трехжильным грузонесущим кабелем длиной до 7000 м.

Программные средства настройки, тестирования, калибровки и регистрации данных аппаратуры серии АИМС функционируют в составе регистратора “КАРАТ” либо модема, обеспечивающих связь прибора с компьютером.

Комплектность поставки технических и программных средств определяется требованиями заказчика. Подробные сведения об аппаратуре приведены в техническом описании и инструкции по эксплуатации.

2.2 Техническая характеристика аппаратуры

Аппаратура серии АИМС (на примере скважинного прибора АИМС-СП) характеризуется следующими параметрами:

Диаметр	90 мм
Длина	3600 мм
Максимальная рабочая температура	120 °С
Максимальное рабочее давление	100 МПа
Детектор сцинтилляционный ВГО	56×130 мм
Интегральная нелинейность энергетической шкалы, не более	3 %
Разрешение по линии ¹³⁷ Cs, не более	12 %
Частота генерации нейтронов	10 кГц
Ресурс работы излучателя, не менее	200 часов
Питание скважинного прибора:	
блока электроники	≈220 В
блока генератора нейтронов	+180±230 В
Ширина окна временного анализатора	2÷6 мксек
Количество каналов в спектре	256
Количество регистрируемых спектров	23
“Мертвое время” спектрометрического тракта, не более	1.5 мксек
Код телеметрии	‘Манчестер II’
Скорость приема-передачи данных по геофизическому кабелю	20 кБод

2.3 Конструкция скважинного прибора

Общий вид скважинного прибора АИМС-СП приведен на рисунке 2.1.

Основными элементами прибора являются: головка прибора, охранный кожух блока электроники, охранный кожух блока генератора нейтронов и блока детектирования, блок генератора нейтронов, блок детектирования, блок электроники, соединительная муфта, защита от прямого излучения. Охранный кожух блока электроники изготавливается из сплава титана, охранный кожух блока детектирования и генератора – из сплава циркония. Блок детектирования скважинного прибора АИМС-СП, состоящий из кристалла ВГО и ФЭУ с делителем, размещается в металлическом термостате.

2.4 Схема функционирования скважинного прибора

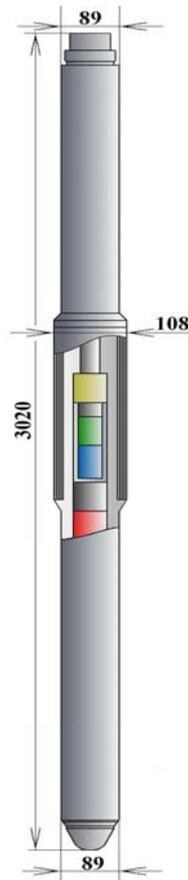


Рисунок 2.1. Общий вид скважинного прибора АИМС-СП

На рисунке 2.2 приведена функциональная схема скважинного прибора серии АИМС.

Скважинный прибор работает следующим образом. К каротажной станции скважинный прибор подключается через геофизический каротажный кабель, сочлененный с головкой скважинного прибора (1). При подаче на головку скважинного прибора напряжения питания (для прибора АИМС-СП – это 220 В переменного напряжения 50 Гц) начинает работать блок вторичных электропитаний (4). В результате его работы появляются необходимые напряжения для питания блока детектирования (9+10), блока преобразования “аналог-код” (7), блоков накопления амплитудно-временных спектров (5, 6), блока центрального процессора (3). При появлении питания блок центрального процессора (3) начинает работать по программе, хранящейся в его Flash-памяти. В результате этого происходит очистка памяти блоков накопления амплитудно-временных спектров (5, 6), программирование необходимых параметров блока преобразования “аналог-код” (7) (положение строба, положение уровня дискриминации), настройка блока высокого напряжения питания ФЭУ (12). Блок питания высокого напряжения ФЭУ (12) программно-управляемый – то есть его выходным напряжением, которое запитывает ФЭУ (9), можно управлять по командам с наземного компьютера, изменяя тем самым коэффициент усиления информационного сигнала. При установке “по умолчанию” напряжение питания ФЭУ (9) устанавливается блоком питания высокого напряжения (12) на значение, полученное по результатам настройки скважинного прибора.

Обычно при температуре 20 °С состояние «по умолчанию» обеспечивает положение энергетической шкалы скважинного прибора в заданной рабочей области. Параллельно «по умолчанию» происходит программирование блока телеметрии (задается частота приема-передачи, код информационного обмена с бортовой ЭВМ), расположенного в блоке центрального процессора (3). При этом один из двух блоков накопления амплитудно-временных спектров (5, 6) включается в режим накоп-

ления спектров с блока преобразования «аналог-код» (7), другой – в режим работы с блоком центрального процессора (3). После этого скважинный прибор готов к приему управляющих команд с поверхности, передаваемых 20 битным кодом “Манчестер-2”, (3 бита старта, 16 информационных бит, 1 бит паритета).

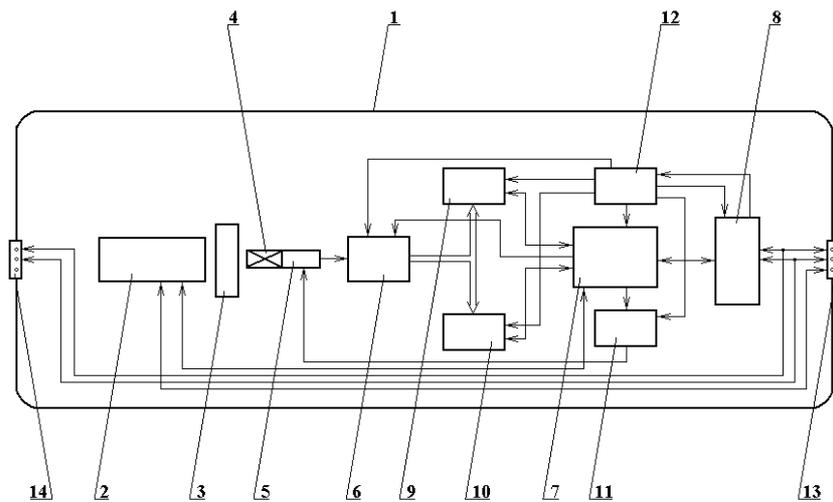


Рисунок 2.2. Функциональная схема скважинного прибора АИМС-СП

1 – блок разъема головки скважинного прибора; 2 – плата коммутации; 3 – блок центрального процессора; 4 – блок преобразования вторичных напряжений; 5, 6 – блоки накопления амплитудно-временных спектров; 7 – блок преобразования “аналог-код”; 8 – 19-ти штырьковый разъем; 9 – фотоэлектронный умножитель; 10 – детектор гамма-квантов; 11 – импульсный генератор нейтронов; 12 – блок питания высокого напряжения. Датчики измерения температуры блока питания генератора нейтронов и блока электроники расположены, соответственно, в блоках 11 и 3

Набор команд скважинного прибора включает в себя команды:

- передать накопленные спектры;
- включить/выключить генератор нейтронов;
- увеличить/уменьшить коэффициент усиления аналогового тракта;
- опустить/поднять нижний уровень дискриминатора аналогового тракта;
- сдвинуть вправо/влево положение строка при оцифровке входных сигналов аналогового тракта;
- передать тест скважинного прибора.

Формирование спектров в скважинном приборе происходит следующим образом. В результате взаимодействия гамма-квантов с люминофором сцинтилляционного детектора (10) последний преобразует энергию гамма- излу-

чения в световые вспышки – сцинтилляции. При этом суммарная энергия испускаемых фотонов пропорциональна энергии, оставленной гамма-квантом в детекторе. Далее ФЭУ (9) конвертирует световой импульс в импульс электрический. Заряд, собираемый с выхода ФЭУ (9), при прочих равных условиях, пропорционален суммарной энергии сцинтилляций люминофора детектора (10), и, следовательно, энергии, оставленной гамма-квантом в детекторе. В традиционных схемах включения ФЭУ являются источниками тока, на выход которых подключены преобразователи «ток-напряжение» блока преобразования “аналог-код” (7). В силу конечного значения времени свечивания сцинтиллятора и пролета электронов между электродами ФЭУ, наличия паразитных емкостей в конструкции ФЭУ и входных каскадов усилителей, импульс напряжения, получаемый с системы “детектор+ФЭУ+усилитель” может быть описан некоторой функцией, в первом приближении, гауссоидой. Амплитуда этого импульса, при сохранении неизменности вышперечисленных параметров, будет пропорциональна, в конечном итоге, энергии зарегистрированного гамма-кванта.

Токовый импульс с анода ФЭУ (9) поступает на вход преобразователя “аналог-код”. Преобразователь “аналог-код” состоит, в свою очередь, из преобразователя “ток-напряжение”, устройства дискриминации импульсов, амплитуда которых ниже допустимого уровня, системы определения пика информационного импульса и старта АЦП на преобразование. Блок центрального процессора (3) выставляет на блок преобразования «аналог-код» (7) нижний уровень дискриминации информационных сигналов, и положение стробирующего импульса, по переднему фронту которого происходит запуск на преобразование АЦП. При правильной настройке скважинного прибора уровень дискриминации отсекает аппаратные шумы, и стробирующий импульс находится точно посередине информационного сигнала. В результате преобразования на выходе блока преобразования “аналог-код” (7) появляется цифровой код, пропорциональный энергии, оставленной гамма-квантом в сцинтилляционном детекторе.

С выхода блока преобразования “аналог-код” (7) данные поступают на вход блоков накопления амплитудно-временных спектров (5, 6). Один из двух блоков накопления амплитудно-временных спектров (5) или (6) включается в режим накопления спектров, другой, соответственно, через блок центрального процессора (3) может передавать в это время по запросам с поверхности информацию на бортовой компьютер. Оцифровка входных сигналов происходит по 256-уровням квантования.

Подача постоянного, положительного относительно земли +180÷230 В питания по 3-ей жиле на генератор нейтронов (11) активизирует его работу. Внутри генератора начинают формироваться необходимые для нормального функционирования нейтронной трубки режимы работы. Блок центрального процессора (3) считывает с генератора его текущее состояние, называемое статус генератора, и передает на бортовой компьютер. Как только статус ге-

нератора становится “ГОТОВ”, по команде “ВКЛЮЧИТЬ ГЕНЕРАТОР НЕЙТРОНОВ” скважинный генератор нейтронов (11) начинает генерировать пачки нейтронных импульсов с частотой около 10 кГц. Одновременно с началом каждого импульса нейтронов с нейтронного генератора (11) на блоки накопления амплитудно-временных спектров (5, 6) поступают импульсы синхронизации, относительно которых происходит временной анализ. Так в течении первых двух микросекунд по поступлению импульса синхронизации амплитудные спектры регистрируются в первый временной канал, в течении следующих двух микросекунд – во второй временной канал и т.д. Ширина первых 15 временных каналов составляет 2 мксек, последующих, за исключением последнего, по 6 мксек, длительность последнего временного канала ограничивается новым приходом импульса синхронизации. Таким образом, в соответствующем блоке накопления амплитудно-временных спектров (5, 6), подключенным для работы с блоком преобразования “аналог-код” (6), происходит процесс формирования амплитудно-временных спектров. По окончании кванта накопления бортовой компьютер соответствующей командой переключает между собой блоки (7) и (8). Из блока, в котором только что произошло накопление данных, информация теперь может передаваться на поверхность. Тем временем, пока идет передача накопленных данных на поверхность, свободный от этого блок накопления амплитудно-временных спектров продолжает регистрацию.

Технологическая информация передается одновременно по команде передачи зарегистрированных спектров и представляет собой:

- код высоковольтного напряжения питания ФЭУ;
- код положения стробирующего импульса;
- код положения нижнего уровня дискриминации;
- температуру электронного блока скважинного прибора;
- данные состояния генератора нейтронов (анодное напряжение на нейтронной трубке, температура генератора нейтронов, заданный ток пеннинга нейтронной трубки, реальный ток пеннинга нейтронной трубки, напряжение питания генератора нейтронов, анодный ток (питание хранилища газа нейтронной трубки), статус генератора нейтронов (0 – готов, 8 – отказ работы, несовпадение серийного номера, 9 – отказ работы, исчерпан ресурс трубки и др.), время наработки генератора);
- количество нейтронных импульсов за время кванта.

По отдельному запросу дополнительно выдается “электронный” номер прибора, дата прошивки программного обеспечения и его версия.

Нейтронный генератор ИНГ-06 состоит из моноблока излучателя, блока питания и управления.

Моноблок излучателя состоит из нейтронной трубки, источника высокого напряжения и высоковольтного делителя, мишень нейтронной трубки находится под высоким потенциалом. Трубка снабжена антидинаatronным устройством, подавляющим вторичные электроны, эмитируемые мишенью

вследствие ионной бомбардировки. Запирающий потенциал снимается с резистора, включенного последовательно в цепь высоковольтного питания трубки. Источник высокого напряжения гальванически связан с землей через измерительный резистор.

Блок питания и управления генератора ИНГ-06 состоит из модулятора анодного напряжения для питания ионного источника нейтронной трубки, схемы питания натекателя, управляемого преобразователя напряжения для питания источника высокого напряжения, микропроцессорного модуля

Микропроцессорный модуль генератора ИНГ-06 управления содержит измерительный узел, узел исполнительных устройств, встроенный интерфейс для обмена информацией с микропроцессором блока электроники аппаратуры ряда АИМС. Алгоритм управления режимами работы нейтронной трубки содержится в энергонезависимой памяти.

Ресурс генератора ИНГ-06 ограничен запылением внутренней поверхности стеклянного баллона нейтронной трубки, что в свою очередь приводит к высоковольтным пробоям в трубке. С увеличением времени наработки величина нейтронного выхода относительно начала ресурса практически не меняется. Это свойство генератора обеспечивается применением самонабивной, самовосстанавливающейся мишени, содержащей 50 % ${}^1_0\text{H}^2$ + 50 % ${}^1_0\text{H}^3$. Бомбардирующие ионы, производимые ионным источником, также состоят из 50 % ${}^1_0\text{H}^2$ + 50 % ${}^1_0\text{H}^3$.

2.5 Характеристика программного обеспечения тестирования аппаратуры

Программное обеспечение тестирования и настройки аппаратуры серии АИМС функционирует в операционной среде DOS. Программное обеспечение настройки аппаратуры АИМС-СП эксплуатируется при проведении ремонтных работ на базе. Программное обеспечение тестирования – при проведении скважинных измерений.

Программы настройки и тестирования аппаратуры серии АИМС функционируют в составе регистратора “КАРАТ” либо модема, обеспечивающего связь прибора с компьютером, и предназначены для проверки работоспособности прибора и настройки канала ИНГКС-С/О, а именно:

- настройки приема сигналов и параметров опроса прибора;
- цифрового и графического просмотра принимаемой информации;
- чтения и просмотра “электронного” номера прибора, версии программного продукта и даты его прошивки в прибор;
- управления режимами работы прибора и генератора нейтронов.

Для ремонтных служб предприятия дополнительно предоставляется возможность:

- управления и ручной корректировки технологических параметров (уровней дискриминации и стробирования информационного сигнала, высокого напряжения ФЭУ) измерительного тракта;

- автоматического контроля настройки параметров измерительного тракта (уровней дискриминации и стробирования информационного сигнала).

Подробное описание функций и пользовательского интерфейса этого программного продукта поставляется с технической документацией на аппаратуру в соответствии с условиями ее эксплуатации (используемыми регистрирующими средствами).

3 МЕТОДИКА КАЛИБРОВКИ АППАРАТУРЫ

Калибровка аппаратуры серии АИМС осуществляется метрологическими службами геофизического предприятия в соответствии с прилагаемой к комплекту аппаратуры инструкцией, в которой регламентированы условия, средства и операции калибровки, описана методика калибровки метрологических параметров аппаратуры.

Калибровка осуществляется при вводе аппаратуры в эксплуатацию и периодически, один раз в квартал, в процессе эксплуатации, а также после смены детектора гамма-излучения или ремонта механических узлов зондового устройства аппаратуры. Данные калибровки являются основанием для оценки качества и проведения количественной интерпретации результатов каротажа.

3.1 Базовая калибровка аппаратуры

Базовая калибровка аппаратуры серии АИМС выполняется с целью:

- контроля и настройки параметров измерительного тракта аппаратуры;
- настройки энергетической шкалы;
- настройки выхода генератора нейтронов;
- регистрации опорных спектров в калибровочных установках с известными характеристиками;
- контроля интегральной линейности шкалы энергий и разрешения аппаратуры;
- определения метрологических характеристик аппаратуры;
- записи калибровочных данных в файл базовой калибровки для использования на этапах полевой калибровки, регистрации и обработки результатов измерений.

Первичная базовая калибровка аппаратуры серии АИМС выполняется на государственных стандартных образцах (ГСО) массовых содержаний элементов при вводе ее в эксплуатацию.

Периодическая базовая калибровка аппаратуры серии АИМС выполняется метрологическими службами геофизического предприятия в аттестованных калибровочных устройствах, обеспечивающих настройку энергетической шкалы, контроль ее параметров и определение относительной чувствительности параметра g_{COR} к насыщению:

$$g_{COR} = (J_C(\text{нефть})/J_O(\text{нефть}) - (J_C(\text{вода})/J_O(\text{вода})) / (J_C(\text{вода})/J_O(\text{вода})),$$

где $J_C(\text{нефть})$, $J_O(\text{нефть})$, $J_C(\text{вода})$, $J_O(\text{вода})$ – соответственно скорости счета в энергетических окнах углерода и кислорода в углеводородонасыщенной модели и скорости счета в энергетических окнах углерода и кислорода в водонасыщенной модели, полученные интегрированием спектра ГИНР.

Настройка энергетической шкалы выполняется по пикам водорода (2.23 МэВ) и железа (7.64 МэВ). Для аппаратуры серии АИМС, регистрирующей 256 канальные энергетические спектры, ширина канала, обеспечивающая качественную интерпретацию данных, должна находиться в диапазоне 32÷38 кэВ. Контроль интегральной линейности энергетической шкалы осуществляется по пикам углерода (4.43 МэВ) и кислорода (6.13 МэВ). Интегральная нелинейность энергетической шкалы в диапазоне от 2.00 до 8.00 МэВ не должна превышать 3 %. Относительная чувствительность параметра g_{COR} к насыщению передается в обрабатывающий комплекс программ в качестве основного калибровочного параметра. Результат базовой калибровки документируется в файле базовой калибровки с указанием даты ее проведения и параметров использованного оборудования (номера прибора, типа и номера калибровочной установки и др.). Файл базовой калибровки передается в интерпретационные службы предприятия. Кроме того, создается протокол базовой калибровки прибора, рекомендуемая форма которого приведена в таблице 3.1.

Калибровка выполняется в соответствии с инструкцией по калибровке, а также документацией на программу базовой калибровки аппаратуры. В качестве вторичных средств калибровки используются две емкости специальной конструкции, заполненные водой и углеводородосодержащим веществом.

3.2 Полевая калибровка аппаратуры

Полевая калибровка аппаратуры серии АИМС выполняется перед проведением каротажа в скважине с целью:

- установления работоспособности аппаратуры;
- контроля (либо настройки) энергетической шкалы аппаратуры в соответствии с энергетической шкалой при базовой калибровке;
- регистрации опорного спектра, используемого для автоматического удержания (привязки) энергетической шкалы спектрометра в процессе каротажа.

При выполнении полевой калибровки необходимо придерживаться следующих правил:

- запись опорного спектра должна проводиться прогретой в течение 8÷10 минут аппаратурой;

Таблица 3. 1 – Протокол базовой калибровки аппаратуры АИМС-СП

ПРОТОКОЛ

базовой калибровки аппаратуры АИМС-СП

Организация:

Дата проведения калибровки: 28-10-03

Номер калибруемой аппаратуры: 12

Калибруемый зонд - ИНГКС-С/О

Используемое оборудование:

- | | |
|---------------------------------|---|
| – калибровочная установка номер | 1 |
| – генератор нейтронов номер | 1 |

Результаты калибровки:

- | | |
|---|----------|
| – отношение каналов углерод/кислород в воде, отн.ед. | 0.49 |
| – погрешность отношения <COR> в воде, % | 1.28 |
| – отношение каналов кальций/кремний в воде, отн.ед. | 1.38 |
| – погрешность отношения <LIRI> в воде, % | 0.79 |
| – скорость счета в захватном канале, имп/сек | 24251.26 |
| – скорость счета в неупругом канале, имп/сек | 31023.54 |
| – сечение захвата нейтронов, с.и. | 26.63 |
| – отношение каналов углерод/кислород в нефти, отн.ед. | 0.93 |
| – погрешность отношения <COR> в нефти, % | 1.21 |
| – отношение каналов кальций/кремний в нефти, отн.ед. | 1.37 |
| – погрешность отношения <LIRI> в нефти, % | 0.80 |
| – 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 12 годен к эксплуатации

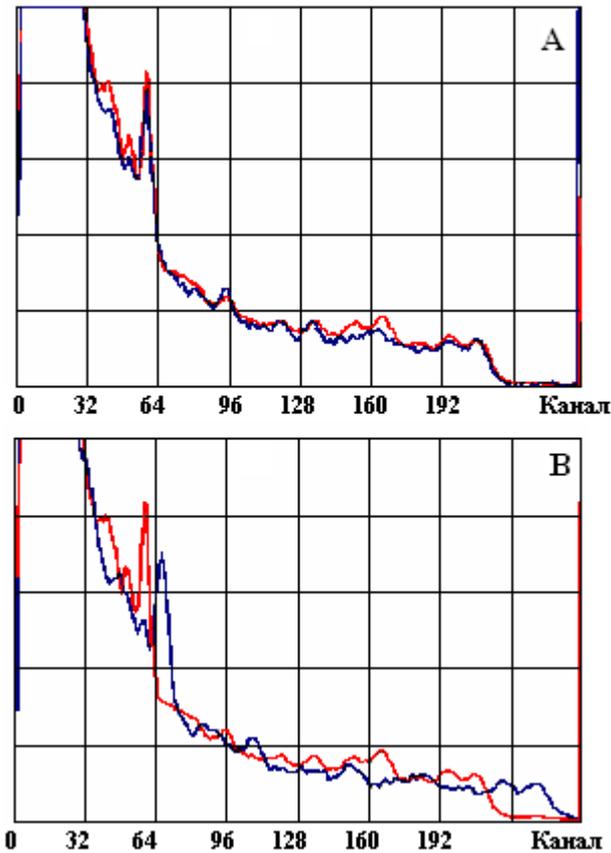
Следующая калибровка должна быть проведена не позднее 28-01-04

Исполнители: _____

- энергетическая шкала спектрометра при записи опорного спектра должна быть выставлена в соответствии с ее положением при проведении базовой калибровки; разность положений пика водорода при базовой и полевой калибровках не должна превышать двух каналов, пика железа – 5÷6 каналов;
- запись опорного спектра необходимо выполнять вне интервала исследований.

На рисунке 3.1 приведен пример правильного (а) и неправильного (b) выставления энергетической шкалы аппаратуры АИМС-СП.

Рисунок 3.1. Пример правильного (А) и неправильного (В) выставления энергетической шкалы аппаратуры АИМС-СП



Красный спектр – опорный калибровочный спектр, синий спектр – текущий зарегистрированный спектр

Полевая калибровка аппаратуры серии АИМС является обязательным этапом при выполнении каротажа. Полевая калибровка выполняется в соответствии с инструкцией на аппаратуру, а также документацией на программу полевой калибровки аппаратуры.

Данные полевой калибровки документируются в файл с записью каротажа и должны быть доступны при обработке материалов каротажа.

3.3 Характеристика программного обеспечения калибровки аппаратуры

Программное обеспечение проведения калибровки аппаратуры серии АИМС функционирует в операционной среде DOS. Полевая калибровка аппаратуры серии АИМС является составным элементом каротажа и по этой причине рассматривается ниже, в разделе скважинных измерений. Программа базовой калибровки аппаратуры серии АИМС функционируют в составе регистратора “КАРАТ” либо модема, обеспечивающего связь прибора с компьютером, и реализует следующие функции:

- настройку приема сигналов и параметров опроса прибора;
- цифровой и графический просмотр принимаемой информации;
- чтение и просмотр “электронного” номера прибора, версии программного продукта и даты его прошивки в прибор;
- управление режимами работы прибора и генератора нейтронов;
- управление и ручная корректировка параметров измерительного тракта (уровней дискриминации и стробирования сигнала, высокого напряжения ФЭУ);
- автоматический контроль настройки параметров измерительного тракта (уровней дискриминации и стробирования сигнала);
- проведение базовой калибровки аппаратуры серии АИМС.

Подробное описание функций и пользовательского интерфейса этого программного продукта поставляется с технической документацией на аппаратуру в соответствии с условиями ее эксплуатации (используемыми регистрирующими средствами и техническими средствами базовой калибровки).

4 МЕТОДИКА СКВАЖИННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

4.1 Регистрируемые и первичные расчетные параметры

Аппаратура серии АИМС обеспечивает регистрацию следующих параметров:

- потока гамма-излучения неупругого рассеяния и гамма-излучения радиационного захвата нейтронов в виде амплитудно-временных аппаратурных спектров;
- температуры прибора в блоке электроники и блоке генератора нейтронов;
- технологических параметров генератора нейтронов;
- технологических параметров спектрометрического канала.

В процессе каротажа с целью контроля проводимых измерений формируется ряд первичных расчетных параметров. Список мнемоник и единиц измерения основных регистрируемых и первичных расчетных параметров приведен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Список основных регистрируемых и первичных расчетных параметров аппаратуры АИМС-СП

№ п/п	Мнемо-ника	Название	Единица измерения
1	SH01, ..., SH23	256-канальные энергетически-временные спектры гамма-квантов неупругого рассеяния и радиационного захвата нейтронов	имп/квант
2	STIC	Время накопления спектров	сек
3	ECHN	Коэффициент преобразования шкалы	отн.ед.
4	ECHS	Сдвиг нуля энергетической шкалы	канал
5	HPRS	Качество привязки энергетической шкалы по линии водорода	отн.ед.
6	FERS	Качество привязки энергетической шкалы по линии железа	отн.ед.
7	CTCR	Счет в интегральном канале захватного гамма-излучения	имп/сек
8	ITCR	Счет в интегральном канале неупругого гамма-излучения	имп/сек
9	RIC	Отношение каналов ITCR/CTCR	отн.ед.
10	RCOR	Первичное отношение “неупругих каналов” углерода и кислорода CIR/OIR, <C/O>	отн.ед.
11	RLIR	Первичное отношение “неупругих каналов” кальция и кремния CAIR/SIIR, <Ca/Si>_{неупр}	отн.ед.
12	RCAS	Первичное отношение “захватных каналов” кальция и кремния CACR/SICR, <Ca/Si>_{захв}	отн.ед.
13	SECO	Статистическая погрешность определения RCOR	%
14	SELI	Статистическая погрешность определения RLIR	%
15	SELC	Статистическая погрешность определения RCAS	%
16	CIR	Счет в канале неупругого излучения углерода	имп/сек
17	OIR	Счет в канале неупругого излучения кислорода	имп/сек
18	CAIR	Счет в канале неупругого излучения кальция	имп/сек
19	SIIR	Счет в канале неупругого излучения кремния	имп/сек
20	CACR	Счет в канале захватного излучения кальция	имп/сек
21	SICR	Счет в канале захватного излучения кремния	имп/сек
22	FECR	Счет в канале захватного излучения железа	имп/сек
23	HCR	Счет в канале захватного излучения водорода	имп/сек
24	SIGM	Сечение захвата нейтронов по данным ГИРЗ	с.и.
25	PUSK	Частота запуска генератора нейтронов	кГц
26	ITEM	Температура в блоке электроники	°С
27	AMPL	Параметр управления высокого напряжения ФЭУ	отн.ед.

№ п/п	Мнемоника	Название	Единица измерения
28	STRB	Параметр управления уровня стробирования сигнала	отн.ед.
29	LEVL	Параметр управления уровня дискриминации сигнала	отн.ед.
30	TWNG	Время работы генератора нейтронов	минуты
31	OKNG	Статус состояния генератора нейтронов	отн.ед.
32	ITNG	Температура в блоке генератора нейтронов	°С
33	AUNG	Анодное напряжение нейтронной трубки	кВольт
34	AING	Анодный ток нейтронной трубки	отн.ед.
35	IPSG	Установленный ток пеннинга нейтронной трубки	отн.ед.
36	IPRG	Реальный ток пеннинга нейтронной трубки	отн.ед.
37	UNG	Напряжение на генераторе нейтронов	Вольт

4.2 Дискретность записи данных по глубине, скорость каротажа

Дискретность записи данных по глубине и скорость каротажа определяются минимальной мощностью пласта H_{\min} , подлежащего количественной обработке [5].

Дискретность регистрации данных по глубине должна обеспечивать не менее 5 точек на пласт, подлежащий количественной обработке.

Скорость каротажа должна обеспечивать величину статистической погрешности первичных расчетных параметров **RCOR**, **RLIR**, **RCAS**, **CIR**, **OIR**, **SIIR** и **CAIR**, приведенную к пласту мощностью H_{\min} , не более 1 %. При мощности подлежащего количественной обработке пласта не менее 1÷1.5 м и выходе нейтронной трубки, обеспечивающем скорость счета в интегральном канале захватного гамма-излучения **CTCR** не менее 15000÷20000 имп/сек, скорость проведения каротажа не должна превышать 55÷60 м/час. При этом рекомендуемое число проходов (число записей в интервале исследования) должно быть равно двум. Повышение точности проводимых измерений достигается путем снижения скорости каротажа и/или увеличения количества проходов.

Повышение детальности исследований достигается уменьшением шага дискретизации по глубине при одновременном снижении скорости каротажа. Рекомендуемые значения выбираются из ряда 10, 20 см.

4.3 Порядок работы на скважине

Измерения на скважине проводятся в соответствии с технической инструкцией [5] и технологической схемой, обеспечиваемой используемым регистратором, при выполнении следующих операций:

- развертывание и включение регистрирующей аппаратуры;
- ввод данных по скважине;
- выбор регистрирующего комплекса, ввод идентификационных номеров скважинных приборов, источников излучения и метрологического оборудования;
- развертывание скважинной аппаратуры.

Далее порядок работ на скважине относится к аппаратуре серии АИМС:

- включение питания прибора и проверка его работоспособности в режиме тестирования;
- выключение питания и спуск прибора в скважину в интервал с температурой не ниже 20 °С; скорость спуска прибора не должна превышать 3000÷3500 м/час;
- повторное включение питания прибора и прогрев аппаратуры в течение 10÷15 минут;
- настройка приема данных и проверка работоспособности скважинного прибора в режиме тестирования и приема спектров;
- включение питания генератора нейтронов и проверка его работоспособности;
- доставка прибора на подошву интервала каротажа;
- включение генератора нейтронов и настройка энергетической шкалы спектрометра;
- проведение полевой калибровки аппаратуры с записью калибровочного спектра;
- проведение каротажа с повторением всего интервала записи; скорость записи при проведении повторного замера должна соответствовать скорости записи основного замера;
- выключение генератора нейтронов;
- редактирование записи;
- выключение питания генератора и скважинного прибора, подъем и извлечение прибора из скважины (при качественно выполненной записи); скорость подъема прибора не должна превышать 3000÷3500 м/час;
- свертывание аппаратуры.

При спуске прибора в скважину и проведении каротажа обязательному контролю (дополнительно к [5]) подлежат стабильность приема данных (количество сбоев по приему данных не должно превышать 1 на 10 метров записи) и параметров питания аппаратуры. При проведении каротажа дополнительно следует визуально контролировать качество стабилизации энергетической шкалы – характерные пики полного поглощения захватного гамма-излучения железа (7.65 и 7.63 МэВ) текущего регистрируемого спектра и

спектра базовой калибровки не должны расходиться более чем на $6 \div 10$ каналов. В противном случае погрешность оценки нефтенасыщенности начинает существенно возрастать. На рис. 4.1 приведена ситуация, когда положения пиков железа (7.65 МэВ) калибровочного и текущего зарегистрированного спектров разошлись более чем на 12 каналов.

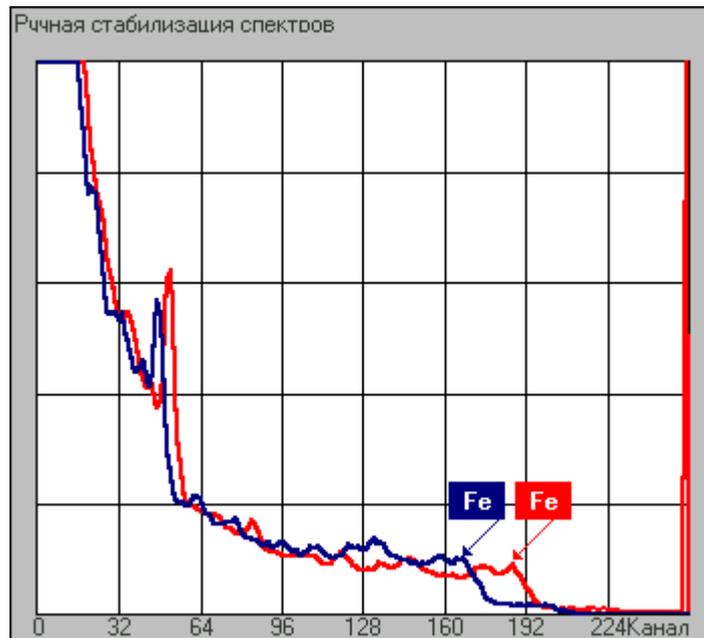


Рисунок 4.1. Пример недопустимого ухода энергетической шкалы при проведении каротажа аппаратурой АИМС-СП

Красный спектр – калибровочный спектр, белый спектр – текущий зарегистрированный спектр.

4.4 Характеристика программного обеспечения проведения каротажа

Программное обеспечение проведения каротажа аппаратурой серии АИМС функционирует в операционной среде DOS. Комплекс программного обеспечения проведения каротажа аппаратурой серии АИМС включает программы инициализации, тестирования, полевой калибровки и, собственно, регистрации данных каротажа. Программы функционируют в составе регистратора “КАРАТ” либо модема, обеспечивающего связь прибора с компьютером. Программы обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- выбор калибровочных данных, форматов визуализации и параметров опроса прибора;
- настройку приема данных с прибора;

- цифровой и графический просмотр принимаемой информации;
- проведение полевой калибровки аппаратуры с привязкой энергетической шкалы спектрометрического тракта;
- проведение каротажа и запись данных;
- управление режимами работы прибора и генератора нейтронов;
- управление режимами опроса прибора;
- управление режимами стабилизации энергетической шкалы (с возможностью ручной ее корректировки);
- формирование контрольных кривых и их визуализация.

Подробное описание функций и пользовательского интерфейса этого программного продукта поставляется с технической документацией на аппаратуру в соответствии с условиями ее эксплуатации (используемыми регистрирующими средствами).

4.5 Оформление и контроль качества измерений

Редактирование результатов каротажа является обязательным этапом, выполняемым оператором на скважине после завершения измерений очередным прибором. Этап редактирования обеспечивает увязку данных по магнитным меткам и точкам записи, а также подготовку файла для проведения контроля качества каротажа. Основные положения контроля качества измерений регламентируются технической инструкцией [5], в соответствии с которой, качество характеризуется тремя оценками – “хорошо”, ”удовлетворительно”, ”брак”. Бракованные материалы к обработке не допускаются.

Кроме общих положений технической инструкции [5] дополнительно контролируются следующие ниже параметры.

В интервале перекрытия (во всем интервале измерений), после выполнения привязки энергетической шкалы, проводится расчет относительных систематической δ и полной случайной $\delta_{сл}$ погрешностей первичных расчетных параметров, приведенных к пласту регламентированной толщины

$$H_{\min} = \sum_{i=1}^n h_i :$$

$$\bar{C} = \frac{\sum_{i=1}^n (C_i \times h_i)}{\sum_{i=1}^n h_i}, \quad \Delta_i = C_i - C_{i,повт},$$

$$C = (J_C / J_O, J_{Ca} / J_{Si}, J_C, J_O, J_{Ca}, J_{Si}, \dots),$$

$$\bar{\Delta} = \frac{\sum_{i=1}^n (\Delta_i \times h_i)}{\sum_{i=1}^n h_i}, \quad \delta = 100 \times \bar{\Delta} / \bar{C},$$

$$\delta_{\text{сл}} = 100 \times \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n (\Delta_i - \bar{\Delta})^2 \right) \times h_i} / 2 \times \bar{C}^2 \times \sum_{i=1}^n h_i,$$

где J_C, J_O, \dots - скорости счета в энергетических окнах углерода, кислорода и др., h_i – дискретность записи каротажа.

Рекомендуется рассчитываемые значения δ и $\delta_{\text{сл}}$ приводить к пласту толщиной $H_{\text{min}}=2$ м. При этом должны выполняться следующие требования. Полные относительные случайные погрешности измерений скоростей счета для интегральных окон ГИРЗ и ГИНР (**CTCR, ITCR**), приведенные к пласту мощностью 2 м, должны быть не более 1.5 %. Относительные систематические погрешности, приведенные к пласту той же мощности, для перечисленных выше параметров должны быть не более 2 %. Для отношений скоростей счета в энергетических окнах углерода, кислорода, кальция и кремния по ГИНР (**RCOR, RLIR**), а также скоростей счета в энергетических окнах кальция и кремния по ГИРЗ (**RCAS**), полные относительные случайные погрешности, приведенные к пласту мощностью 2 м, должны быть не более 2 %, а относительные систематические погрешности в тех же условиях не должны превышать 3 %.

По всему интервалу записи контролируется качество стабилизации энергетической шкалы по пикам полного поглощения линий захватного излучения водорода (2.23 МэВ) и железа (7.63 и 7.65 МэВ) – кривые **HPRS** и **FERS**, соответственно. Кривая **HPRS** есть отношение скоростей счета, полученных интегрированием захватного спектра в энергетических окнах [2.23, 2.43] МэВ и [2.13, 2.43] МэВ. Кривая **FERS** есть отношение скоростей счета, полученных интегрированием захватного спектра в энергетических окнах [7.40, 7.80] МэВ и [7.40, 8.20] МэВ. Текущие средние в интервале 1 м значения кривых **HPRS** и **FERS**, полученные после выполнения привязки энергетической шкалы, должны сохраняться с точностью не хуже ± 5 % отн.

Общие требования к составу и форматам передаваемой Заказчику документации определяются технической инструкцией [5], дополнительные – соответствующими соглашениями Заказчика и исполнителя работ.

Рекомендуемые форматы вывода результатов каротажа на твердых копиях для аппаратуры серии АИМС приведены ниже в связи с рассмотрением конкретных этапов обработки. В таблице 4.2 и на рисунке 4.2 приведен пример выдачи табличного и графического (в формате вывода твердой копии) заключения о характере насыщения пластов-коллекторов.

Таблица 4.2 – Пример выдачи табличного заключения о характере насыщения пластов по результатам исследований аппаратурой АИМС-СП

ООО «НЕФТЕГАЗГЕОФИЗИКА»

УТВЕРЖДАЮ

**Заключение о характере насыщения пластов
по результатам интерпретации данных исследований аппаратурой
С/О-каротажа (АИМС-СП)**

Компания: Диаметр скважины: 216 мм
 Скважина: Диаметр эксп. колонны: 146 мм
 Куст: Альтитуда: 112.4 м
 Площадь: Интервал обработки: х670÷х764
 м
 Дата проведения каротажа: 01.01.03 Иск. забой:
 Дата выдачи заключения: 01.02.03 Инт. перфорации:

№ п/п	Интервал, м		Интервал в а.о., м			Пласт	ГИС		Литология	ИНГКС-С/О	
	Кровля	Подшва	Кровля	Подшва	Н		Кп, %	Кгл, %		Кн, %	Насыщение
1	X670,0	X677,6	X470,4	X478,0	7.6	-----	18,8	15.0	Песч. гл.	23	Вода
2	X677,6	X678,6	X478,0	X479,0	1.4	-----	9,2		Плотн.		НК
3	X678,6	X685,8	X479,0	X486,2	7.2	-----	18,5	17.0	Песч. гл.	20	Вода
4	X752,4	X753,2	X552,7	X553,5	0.8	-----	15,1	18.0	Песч. гл.	38	Нефть
5	X753,2	X754,2	X553,5	X554,5	1.0	-----	19,7	6.0	Песч.	52	Нефть
	X754,6	X756,2	X554,9	X556,5	1.6	-----	5,6		Плотн.		НК
6	X756,2	X757,4	X556,6	X557,8	1.2	-----	17,9	15.0	Песч. гл.	61	Нефть
7	X757,4	X759,2	X557,8	X559,6	1.8	-----	19,1	14.0	Песч. гл.	62	Нефть
8	X759,2	X760,4	X559,6	X560,8	1.2	-----	20,1	7.0	Песч.	56	Нефть
9	X760,4	X761,8	X560,8	X562,2	1.4	-----	19,8	5.0	Песч.	38	Вода+Нефть
10	X761,8	X763,0	X562,2	X563,4	1.2	-----	19,5	8.0	Песч.	30	Вода+Нефть
11	X763,0	X763,6	X563,4	X564,0	0.6	-----	18,1	7.0	Песч.	21	Вода
12	X763,6	X764,2	X564,0	X564,6	0.6	-----	12,0	35.0	Аргиллит		НК

Каротаж провел: _____

Обработку провел: _____

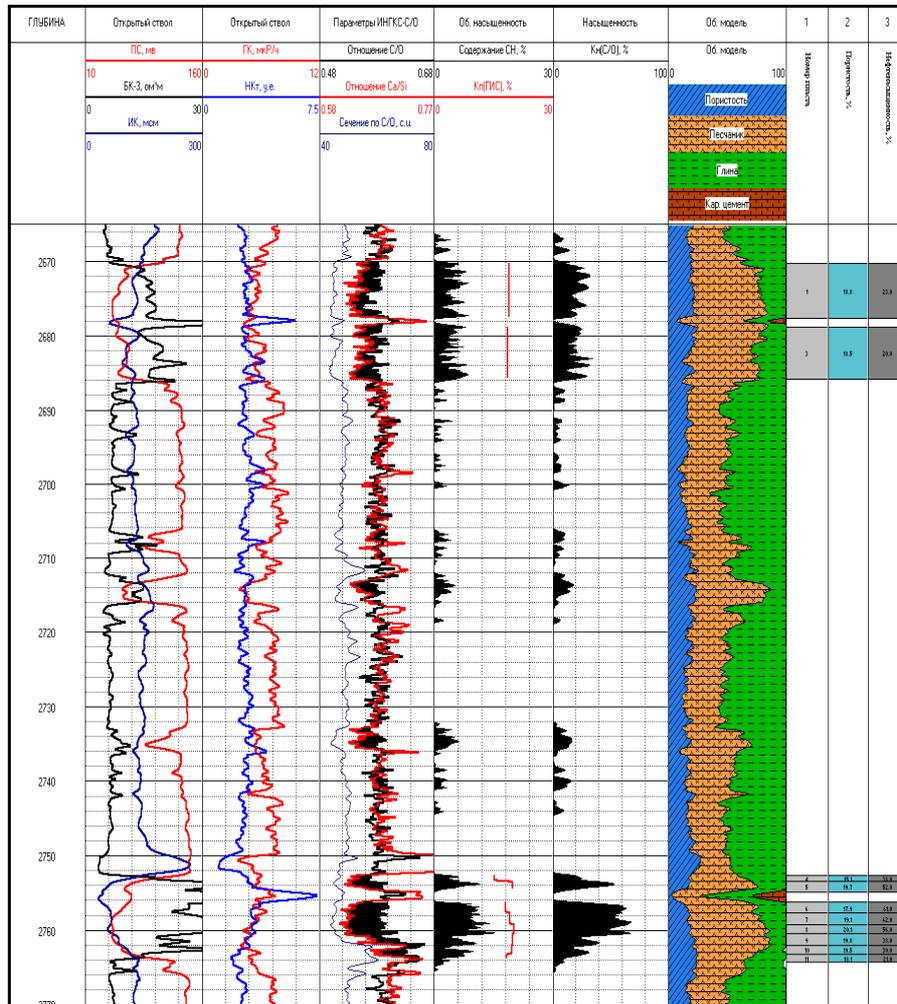


Рисунок 4.2. Пример вывода на твердую копию заключения о характере насыщения пластов по результатам исследований аппаратурой С/О-каротажа (АИМС-СП)

4.6 Характеристика программного обеспечения редактирования и контроля качества каротажа

Программное обеспечение редактирования и контроля качества каротажа аппаратурой серии АИМС функционирует в операционной среде Windows-98/2000/XP и выше. Минимальные требования к компьютеру – оперативная

память не менее 32 Мб, видеоадаптер не менее 512 кб видеопамати. Указанный комплекс программ позволяет выполнить следующие функции:

- осуществить увязку данных по глубине с учетом магнитных меток, точек записи аппаратуры и результатов предыдущих каротажей, устранить единичные сбои и выполнить фильтрацию;
- провести расчет контрольных параметров, оценку статистической погрешности измерений, а также систематической и полной случайной погрешностей по повторному замеру;
- сформировать и выдать табличное заключение по качеству выполненных работ, а также произвести выдачу твердых копий первичных данных каротажа.

Пример табличного заключения по техническому качеству выполненных каротажных работ приведен в таблице 4.3. На рисунке 4.3 приведен пример формата твердой копии по техническому качеству каротажа. Более подробное описание функций и пользовательского интерфейса этого программного продукта приведено в разделе 6.

5 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

Методика обработки результатов измерений полученных аппаратурой серии АИМС с целью определения нефтенасыщенности породы является двух-этапной. На первом этапе, с целью получения литологической характеристики породы – содержания карбонатных примесей, выполняется разложение спектров гамма-излучения радиационного захвата нейтронов на искомые компоненты в рамках интерпретационной модели. Второй этап обработки представляет собой комбинацию оценок с использованием нормализованных кривых $\langle C/O \rangle$, $\langle Ca/Si \rangle_{\text{ГИНР}}$ и приращений кривой $\langle C/O \rangle$. Второй этап обработки использует гамма-спектры неупругого рассеяния нейтронов. Оба этапа опираются на некоторое модельное представление исследуемой терригенной породы – интерпретационную модель.

5.1 Интерпретационная модель породы

Терригенная порода рассматривается в следующей интерпретационной модели:

$$\begin{aligned} V_{\text{пес}} + V_{\text{кар}} + V_{\text{гл}} + K_{\text{п}} &= 1, \\ V_{\text{гл}} &= V_{\text{гл.мин}} / (1 - K_{\text{п.гл}}), \\ V_{\text{кар}} &= V_{\text{кар.мин}} / (1 - K_{\text{п.кар}}), \\ K_{\text{п}} &= K_{\text{пн}} / K_{\text{п}}, \end{aligned}$$

Таблица 4.3 – Пример заключения по оценке качества при регистрации

ЗАКЛЮЧЕНИЕ					
по техническому контролю качества					
каротажных работ аппаратурой АИМС					
Скважина № 222 Месторождение Горное					
Интервал перекрытия		2293.60÷2466.40			
Оператор		Иванов В.			
Примечание: В ходе каротажа произошел сбой питания					
Прибор: PNGB № 3					
Интегральный счет в канале захватного гамма-излучения (норма – 10000÷35000)					14499
Нелинейность энергетической шкалы (норма – < 3 %)					1.1 %
Энергетическая чувствительность, кЭВ/канал (норма – 32÷40)					38
Степень деформации энергетической шкалы, % (норма – < 15 %)					10 %
Процент выхода за допустимые границы систематической погрешности (< 3 %)					0.0 %
Процент выхода за допустимые границы случайной погрешности (< 2 %)					0.0 %
Интервал оценки качества каротажа 2293.60÷2466.40 м					
№ п/п	Кровля, м	Подшва, м	Параметры	Систематическая, %	Случайная, %
1	2461.40	2466.40	RCOR	-1.1201	0.5301
			RLIR	-0.3714	0.3512
			RCAS	-0.5679	0.4248
2	2456.40	2461.40	RCOR	-0.9303	0.5115
			RLIR	-0.7404	0.6123
			RCAS	-0.4366	0.5165
3	2456.40	2461.40	RCOR	-0.2849	0.9268
			RLIR	-0.3290	0.4728
			RCAS	-0.4685	0.6424
4	2446.40	2451.40	RCOR	-0.2478	0.6708
			RLIR	-0.9223	0.4458
			RCAS	-0.3568	0.6077
5	2441.40	2446.40	RCOR	0.1811	0.4073
			RLIR	-1.2630	0.5527
			RCAS	-0.4009	0.6648
Оценка качества результата: хорошо					

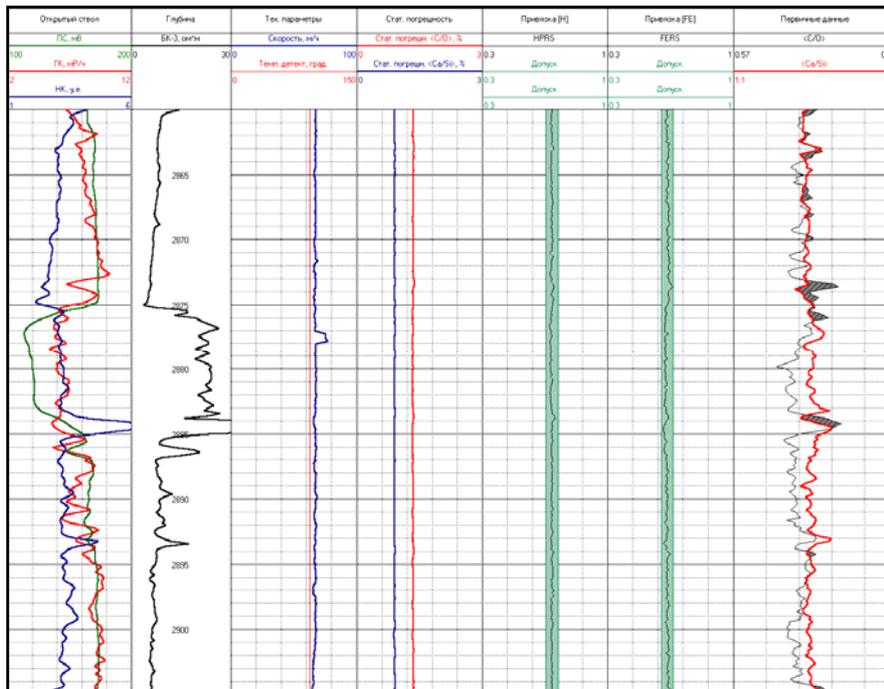


Рисунок 4.3. Пример вывода на твердую копию первичных данных и заключения о качестве каротажных работ аппаратурой АИМС-СП

где $V_{\text{пес}}$, $V_{\text{кар}}$, $V_{\text{гл}}$ – объемные содержания песчаника, карбонатных примесей и глин, соответственно; $K_{\text{п.гл}}$, $V_{\text{гл.мин.}}$ – пористость, обусловленная адсорбированной водой, и содержание глинистых и других минералов в компоненте, идентифицируемой как глина; $K_{\text{п.кар}}$, $V_{\text{кар.мин.}}$ – пористость, обусловленная микрокапиллярной водой, и содержание известняка, доломита и других минералов в компоненте, идентифицируемой как карбонатная примесь; $K_{\text{п}}$ – открытая пористость породы (без учета пористости глин и карбонатных примесей); $K_{\text{пн}}$, $K_{\text{пв}}$ – пористости, насыщенные нефтью и водой, соответственно; $K_{\text{н}}$ – коэффициент нефтенасыщенности.

5.2 Методика оценки нефтенасыщенности

Как было сказано выше, реализованная методика оценки нефтенасыщенности представляет собой гибрид нескольких схем, описанных в разделе 1.

На первом этапе выполняется точная привязка энергетической шкалы спектров $S(E)$, зарегистрированных при каротаже, к энергетической шкале калибровочных спектров $S_0(E)$. Суть процедуры состоит в определении коэффициентов a и b линейного преобразования энергетической шкалы теку-

шего спектра к энергетической шкале калибровочного спектра по методу наименьших квадратов

$$\sum_{n=1}^N [S_0(E(n)) - S(a \times E(n) + b)]^2 = \min_{a,b},$$

где a и b - коэффициенты преобразования. Требования к стабильности энергетической шкалы рассматриваемой схемы обработки при 10 % погрешности оценки нефтенасыщенности составляют примерно 40-60 кэВ [6], что соответствует чуть более одному каналу шкалы (в аппаратуре серии АИМС энергетическая шкала представлена 256 каналами). При этом дрейф энергетического разрешения измерительного тракта относительно базового значения на $\pm 3\%$ абс. для принятой методики обработки не приводит к заметному увеличению погрешности определения нефтенасыщенности. Качество стабилизации контролируется по пикам водорода (2.23 МэВ, кривая **HPRS**) и железа (7.65 МэВ, кривая **FERS**). Для обеспечения указанной точности текущие средние, на интервале 1 м, значения кривых **HPRS** и **FERS**, полученные после выполнения привязки энергетической шкалы, должны сохраняться с точностью не хуже $\pm 5\%$ отн.

При привязке шкалы дополнительно, по пику кремния (3.54 МэВ), контролируется ее интегральная нелинейность. Интегральная нелинейность энергетической шкалы в диапазоне [1.60, 8.00] МэВ не должна превышать 3 %. Пример формата вывода на твердую копию результатов стабилизации и контроля качества энергетической шкалы при документации данного этапа приведен на рисунке 5.1.

Следующим шагом обработки является получение гамма-спектров неупругого рассеяния нейтронов $S_{\text{ГИНР}}(E)$, очищенных от наложенных на них спектров радиационного захвата $S_{\text{ГИРЗ}}(E)$. Чистые спектры ГИНР для последующего их использования получают путем вычитания из зарегистрированных спектров ГИНР спектров ГИРЗ (при вычитании фона ГИРЗ автоматически вычитается фон ГИНА). Эта процедура контролируется по компенсации пиков водорода и железа в спектре $S_{\text{ГИНР}}(E)$. Контроль получаемых после этой процедуры спектров ГИНР (с точки зрения чистоты их очистки от спектров ГИРЗ) является следующим важным элементом обработки данных ИНГКС-С/О. Для рассматриваемой методики обработки данных ИНГКС-С/О суммарная погрешность определения нефтенасыщенности породы не превышает $\pm 10\%$ абс., если погрешность привязки энергетической шкалы составляет ± 40 кэВ, а доля захватного гамма-излучения в спектре ГИНР не более $\pm 5\%$ [6]. Поскольку операция вычитания спектра ГИРЗ контролируется интерпретатором, то при ее выполнении следует иметь в виду, что перевычитание захватного спектра приводит к большей погрешности оценки нефтенасыщенности, чем неполное его вычитание.

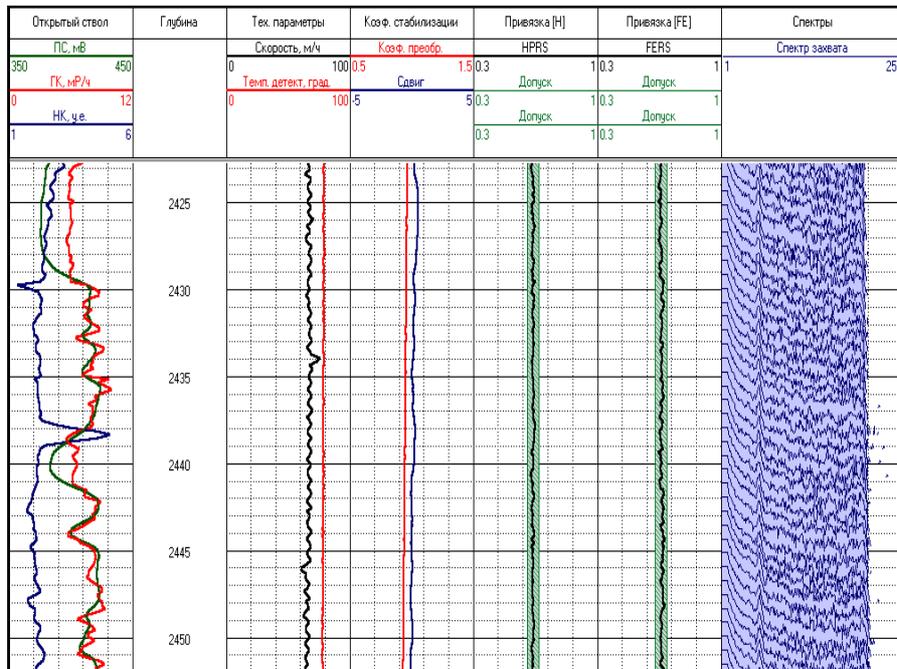


Рисунок 5.1. Пример формата вывода на твердую копию результатов стабилизации и контроля качества энергетической шкалы

Следующим этапом обработки является собственно расчет нефтенасыщенности исследуемых коллекторов. На первом шаге этого этапа определяется карбонатность исследуемых пластов $V_{кар}$. Основным вариантом ее получения является разложение спектра захватного гамма-излучения тепловых нейтронов. Разложение выполняется в модели фон, песчаник, известняк. Для разложения используется интервал энергий 2.5÷8.0 МэВ. Фон включает излучения прибора, жидкости в стволе скважины, обсадной колонны и цементного камня. Набор фоновых спектров с различными характеристиками перечисленных параметров был получен измерениями на моделях и расчетами метода Монте-Карло. На моделях же были получены и спектры кварцевого песчаника и известняка. Величина абсолютной погрешности разложения оценивается, примерно, в 5÷7 %. Для учета “карбонатности” коллекторов в терригенных разрезах с общей пористостью 15÷35 % такая неоднозначность приводит к погрешности определения нефтенасыщенности в 2÷3 %абс. Кривая “карбонатности” может быть также внешней информацией по отношению к ИНГКС-С/О.

Дальнейший расчет нефтенасыщенности выполняется по схеме, которая представляет собой комбинацию оценок с использованием нормализованных кривых $\langle C/O \rangle$, $\langle Ca/Si \rangle_{ГИНР}$ и приращений кривой $\langle C/O \rangle$. Следующим шагом

в этой схеме является расчет кривых интегральных счетов **CTCR** ($J_{ГИРЗ}$) и **ITCR** ($J_{ГИНР}$), кривых скоростей счета в энергетических окнах углерода **CIR** (J_C), кислорода **OIR** (J_O), кальция **CAIR** (J_{Ca}), **CACR** ($J_{Ca,ГИРЗ}$), кремния **SIIR** (J_{Si}), **SICR** ($J_{Si,ГИРЗ}$) и др., а также их отношений **RIC=ITCR/CTCR**, **RCOR=CIR/OIR**, **RLIR=CAIR/SIIR**, **RCAS=CACR/SICR** и сечения “захвата” нейтронов **SIGM** ($\Sigma_{C/O}$) по данным ИНГКС-С/О. Сечение $\Sigma_{C/O}$ определяется по спектру ГИРЗ во временном окне [36,96] мксек. Кроме того, проводится расчет статистических погрешностей **RCOR (SECO)**, **RLIR (SELI)**, **RCAS (SELC)**. Рассчитываемые значения статистических погрешностей, приведенные к пласту толщиной 1 м, не должны превышать $1 \pm 1.5\%$. Пример формата вывода на твердую копию результатов оценки статистической погрешности определения параметров **RIC**, **RCOR**, **RLIR**, **RCAS** приведен на рисунке 5.2.

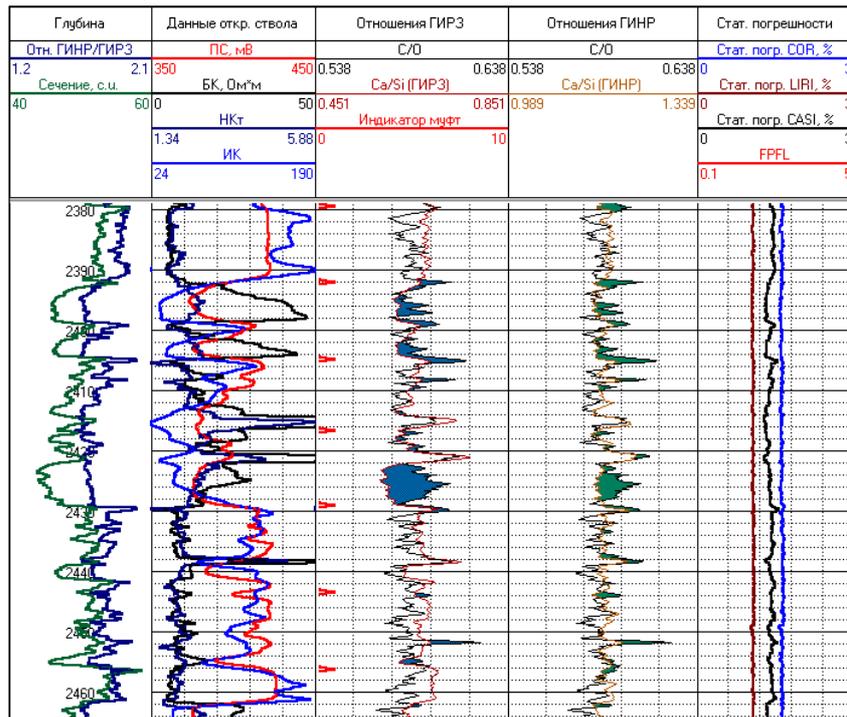


Рисунок 5.2. Пример формата вывода на твердую копию результатов оценки статистической погрешности первичных расчетных параметров аппаратуры АИМС-СП

Кроме того, для выполнения оценки нефтенасыщенности коллекторов в рамках рассматриваемой схемы необходимо наличие кривых пористости и глинистости. Основной вариант получения K_n и $V_{гг}$ – результат предшествующей обработки открытого либо закрытого ствола. Допускается также оперативная оценка указанных параметров:

- пористости с привязкой к опорному пласту (в узком диапазоне значений) по данным ИНГКС-С/О (кривая **RIC**), нейтронного либо плотностного каротажей;
- глинистости по данным ПС, ГК либо СГК (торий, торий+калий).

При учете влияния глинистости на результаты С/О-каротажа предполагается постоянство минерального состава пластов глин и глини, содержащихся в коллекторах. Учет влияния глинистости на параметры $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{ГИНР}$ выполняется следующим образом. Выбирается интервал неразмытых глин и, принимая во внимание аддитивность параметров $\langle C/O \rangle$, $\langle Ca/Si \rangle_{ГИНР}$ относительно компонент объемной модели породы, проводится их корректировка за глинистость $\langle C/O \rangle = [\langle C/O \rangle \cdot V_{гг} + \langle C/O \rangle_{гг}] / (1 - V_{гг})$, $\langle Ca/Si \rangle_{ГИНР} = [\langle Ca/Si \rangle_{ГИНР} \cdot V_{гг} + \langle Ca/Si \rangle_{ГИНР,гг}] / (1 - V_{гг})$, где $\langle C/O \rangle_{гг}$, $\langle Ca/Si \rangle_{ГИНР,гг}$ – значения параметров в пласте глин. Корректировка за глинистость проводится только в интервалах коллекторов. Кривая признака коллектора либо формируется на этапе обработки данных ИНГКС-С/О как совокупный признак выбранных интерпретатором условий, либо импортируется из заключения открытого ствола. При отсутствии интервала неразмытых глин корректировка за глинистость не проводится. Дальнейшая работа выполняется в предположении трехкомпонентности породы – пористость (вода+нефть), песчаник, карбонатные примеси. При этом значения $V_{пес}$, $V_{кар}$, K_n также корректируются за глинистость (при ее учете выше) $V_{пес} = V_{пес} / (1 - V_{гг})$, $V_{кар} = V_{кар} / (1 - V_{гг})$, $K_n = K_n / (1 - V_{гг})$.

Поскольку величина поправки параметров $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{ГИНР}$ за глинистость в коллекторах небольшая, то используемое значение глинистости может быть получено в рамках линейной модели по данным ПС, ГК либо СГК (торий, торий+калий), а именно:

$$V_{гг} = (I - I_{\min}) / (I_{\max} - I_{\min}),$$

где I_{\min} , I_{\max} , I – минимальные (в чистом коллекторе), максимальные (в пласте глин) и текущие значения перечисленных выше кривых. Нелинейность связи с глинистостью может быть учтена зависимостью вида $V_{гг} = V_{гг} / [\varepsilon - (1 - \varepsilon) \times V_{гг}]$, где ε – некоторая характерная для данного разреза константа.

Следует также иметь в виду, что пористость исследуемых коллекторов, полученная по данным нейтронного $K_{п,НК}$ либо плотностного гамма-гамма $K_{п,ГГК}$ каротажа, должна быть исправлена в рамках принятой выше интерпретационной модели за влияние глин.

Так пористость по нейтронному каротажу для используемой нами интерпретационной модели терригенной породы определяется выражением

$$K_{п,НК} = K_{п,общ} + V_{гг,мин.} \times \Delta K_{п,гг} + V_{пес} \times \Delta K_{п,пес},$$

где $\Delta K_{п,гг}$, $\Delta K_{п,пес}$ – поправки на влияние минерального состава глин (включая химически связанную воду) и скелета породы, соответственно, $K_{п,общ} = K_{п} + V_{гл} \times K_{п,гг} + V_{кар} \times K_{п,кар}$. Тогда значение пористости по нейтронному каротажу в пласте глин будет определяться выражением $K_{п,НК-гг} = K_{п,гг} + (1 - K_{п,гг}) \times \Delta K_{п,гг}$. Если значение $K_{п,НК}$ определено по палетке для песчаника, соответствующего по составу скелета исследуемой породе, то $K_{п,НК} = K_{п,общ} + V_{гл,мин} \times \Delta K_{п,гг}$. И в этом случае, принимая во внимание соотношение $K_{п,общ} = K_{п} + V_{гл} \times K_{п,гг} + V_{кар} \times K_{п,кар}$, значение необходимой нам пористости, при условии корректировки параметров $\langle C/O \rangle$, $\langle Ca/Si \rangle_{ГИНР}$ за глинистость породы, будет определяться выражением $K_{п} = K_{п,НК} - V_{гл} \times K_{п,НК-гг}$, а $K_{п,НК-гг}$ есть значение пористости опорного пласта глин по нейтронному каротажу. Если корректировка параметров $\langle C/O \rangle$, $\langle Ca/Si \rangle_{неупр}$ за глинистость породы не проводилась, то $K_{п} = K_{п,НК} - V_{гл} \times (K_{п,НК-гг} - K_{п,гг})$. Следует иметь в виду, что относительный (на единицу объема глин) объем воды, адсорбированной поверхностью глинистых частиц, в коллекторе и глинистом пласте могут отличаться. В основном это связано с характером распределения глинистого материала. Учет этого фактора может быть выполнен путем корректировки значения $K_{п,НК-гг}$ по фактическим (априорным) данным.

При использовании данных плотностного гамма-гамма каротажа рассчитанное значение пористости $K_{п,ггк} = (\sigma_{ск} - \sigma) / (\sigma_{ск} - \sigma_{фл})$ также корректируется (в рамках используемой интерпретационной модели породы) за пористость глин, при условии корректировки параметров $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{ГИНР}$ за глинистость породы, и за наличие карбонатных примесей выражением $K_{п} = K_{п,ггк} - V_{гл} \times K_{п,гг} + V_{кар} \times (\sigma - 1) \times 0.02$. Здесь $K_{п,ггк}$ есть пористость по данным плотностного каротажа, σ – плотность породы по данным плотностного гамма-гамма каротажа, $\sigma_{ск} = \sigma_{пес}$ – плотность скелета породы, $\sigma_{фл}$ – плотность флюида. Если корректировка параметров $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{ГИНР}$ за глинистость породы не проводится, то $K_{п} = K_{п,ггк} + V_{кар} \times (\sigma - 1) \times 0.02$.

Далее выбирается интервал опорного коллектора с известным насыщением (как правило, водоносный). Проводится корректировка кривых $\langle C/O \rangle$, $\langle Ca/Si \rangle_{ГИНР}$ на влияние пористости с учетом их карбонатности

$$\begin{aligned} \langle C/O \rangle_{испр} &= \langle C/O \rangle - (K_{п,опор} - K_{п}) \times (A + B \times V_{кар}), \\ \langle Ca/Si \rangle_{ГИНР,испр} &= \langle Ca/Si \rangle_{ГИНР} + (K_{п,опор} - K_{п}) \times (C - D \times V_{кар}), \end{aligned}$$

где А, В, С и D – некоторые константы (постоянные для данного типа аппаратуры), $K_{п,опор}$ – пористость опорного коллектора в долях единицы. Значения констант для аппаратуры АИМС-СП получены на моделях (см. рис.5.3) и равны А=0.04, В=0.06, С=0.30, D=0.23.

В интервале опорного водоносного коллектора проводится совмещение кривых $\langle C/O \rangle_{испр}$ и $\langle Ca/Si \rangle_{ГИНР,испр}$. При наличии остаточного насыщения совмещенных кривых $\langle C/O \rangle_{испр}$ и $\langle Ca/Si \rangle_{ГИНР,испр}$ проводится с учетом заданного интерпретатором $K_{п}$. Последнее означает, что результат интерпретации в опорном пласте будет совпадать с назначенным значением $K_{п}$. Далее, с уче-

том пористости опорного пласта, проводится нормализация совмещенных кривых $\langle C/O \rangle_{\text{испр}}$ и $\langle Ca/Si \rangle_{\text{ГИНР,испр}}$, т.е. выравнивание их чувствительностей к литологии. Функция, обеспечивающая выравнивание чувствительностей к литологии, есть отношение разницы значений $\langle Ca/Si \rangle_{\text{ГИНР}}$ в водонасыщенном известняке и песчанике к разнице значений $\langle C/O \rangle$ в этих же средах. Для аппаратуры серии АИМС данная функция представима в виде $P_{\text{лит}} = a + b \times (1 - K_{\text{п,опор}}) / K_{\text{п,опор}}$, где a и b – некоторые константы. По данным модельных работ значения констант a и b для аппаратуры АИМС-СП равны, соответственно, 3.00 и 0.075. Для контроля данных формируются кривые максимальных значений $\langle C/O \rangle_{\text{max}}$ и $\langle Ca/Si \rangle_{\text{max}}$. Превышение $\langle C/O \rangle_{\text{испр}}$ над $\langle C/O \rangle_{\text{max}}$ свидетельствует о присутствии угля в пласте, либо примесей карбонатных разностей (при их не учете), либо углерода в ближней зоне. Превышение $\langle Ca/Si \rangle_{\text{ГИНР,испр}}$ над $\langle Ca/Si \rangle_{\text{max}}$ свидетельствует, как правило, о наличии каверны.

Текущая нефтенасыщенность рассчитывается как разность нормализованных кривых $\langle C/O \rangle_{\text{норм}}$ и $\langle Ca/Si \rangle_{\text{ГИНР,норм}}$ отнесенная к разности D_{COR} значений $\langle C/O \rangle$ в нефте- и водонасыщенной породе при соответствующих значениях пористости и содержании примесей карбонатов

$$K_{\text{н}} = (\langle C/O \rangle_{\text{норм}} - \langle Ca/Si \rangle_{\text{ГИНР,норм}}) / D_{\text{COR}},$$

$$\langle C/O \rangle_{\text{норм}} = (\langle C/O \rangle_{\text{испр}} - \langle C/O \rangle_{\text{испр,опор}}),$$

$$\langle Ca/Si \rangle_{\text{ГИНР,норм}} = (\langle Ca/Si \rangle_{\text{испр}} - \langle Ca/Si \rangle_{\text{испр,опор}}) / P_{\text{лит}}.$$

Для аппаратуры серии АИМС функция D_{COR} описывается выражением

$$D_{\text{COR}} = g \times (\sigma_{\text{н}} / 0.80) \times K_{\text{п}} / (1 - K_{\text{п}}) \times (c + d \times V_{\text{кар}}),$$

где c и d – некоторые константы, которые для аппаратуры АИМС-СП равны 0.11 и 0.02, соответственно; $\sigma_{\text{н}}$ – плотность нефти в пластовых условиях; g – коэффициент чувствительности, определяемый при метрологии аппаратуры.

Представленная схема расчета нефтенасыщенности опирается на линейность связи эффекта литологии кривых $\langle C/O \rangle$ и $\langle Ca/Si \rangle_{\text{ГИНР}}$ при любом значении пористости пласта. Фактором, который может привести к серьезным систематическим погрешностям в определении $K_{\text{н}}$, является характеристика ближней зоны против исследуемого пласта (диаметр скважины, плотность и состав цемента и др.). Величина погрешности в определении нефтенасыщенности, при изменении параметров ближней зоны против исследуемого пласта по сравнению с параметрами ближней зоны против опорного пласта, может составлять десятки процентов (см. таблицы 5.1 и 5.2). В таблице 5.1 приведена оценка погрешности определения нефтенасыщенности кварцевого песчаника для изложенной методики обработки при неконтролируемом (не учитываемом при интерпретации) изменении плотности цемента на 0.40 г/см^3 для скважин диаметром 196 и 296 мм. Так изменение плотности цемента на 0.40 г/см^3 против оцениваемого пласта по отношению к опорному приводит к систематической погрешности определения нефтенасыщенности примерно в 20 % в скважинах диаметром 196 мм обсаженных 146 мм колонной. Дополнительное, неконтролируемое изменение диаметра скважины (d_c) против оцениваемого пласта по отношению к

опорному влечет за собой 7 % систематическую погрешность определения K_n на каждые 10 мм увеличения d_c . В таблице 5.2 приведена оценка погрешности определения нефтенасыщенности кварцевого песчаника при неконтролируемом (не учитываемом при интерпретации) изменении диаметра скважины от 216 до 244 мм для двух значений плотности цемента. В интервалах с плотностью цемента 1.80 г/см³ изменение диаметра скважины на 28 мм против оцениваемого пласта по отношению к опорному приводит к систематической погрешности определения нефтенасыщенности примерно в 15÷20 %. В интервалах с плотностью цемента 1.00 г/см³ аналогичное изменение диаметра скважины приводит к систематической погрешности определения нефтенасыщенности в 40÷45 %. Поэтому при интерпретации данных ИНГКС-С/О на предмет определения нефтенасыщенности коллекторов необходимо контролировать состояние цементного камня и ствола скважины против опорных и исследуемых пластов. Для всех рассмотренных параметров ближней зоны перевычитание спектра ГИРЗ при получении спектра ГИНР приводит к значительному увеличению погрешности оценки K_n пласта.

Таблица 5.1 – Погрешность определения нефтенасыщенности кварцевого песчаника при неконтролируемом изменении плотности цемента

Доля захватного спектра, %	Смещение энергетической шкалы, кэВ					
	0		40		-40	
	$d_c=196\text{мм}$	$d_c=296\text{мм}$	$d_c=196\text{мм}$	$d_c=296\text{мм}$	$d_c=196\text{мм}$	$d_c=296\text{мм}$
-10	36.0	140	42.0	125	30.0	140
-5	27.0	110	35.0	105	25.0	120
0	20.0	95	25.0	85	17.0	100
5	15.0	75	17.0	75	12.0	80
10	14.0	60	12.0	55	10.0	62

Примечание. Расчет погрешности оценки нефтенасыщенности выполнен для случая неконтролируемого изменения плотности цемента на 0.40 г/см³ (от 1.80 до 1.40 г/см³ гельцемент). Диаметр обсадной колонны 46 мм.

Поправка на влияние технических условий каротажа вносится на последнем этапе, т.е. непосредственно в значение нефтенасыщенности. Объем палеочного обеспечения в настоящее время ограничен двумя параметрами – плотностью цемента и диаметром скважины.

В таблице 5.3 приведены мнемоники и единицы измерения выходных расчетных и сопровождающих параметров (кривых) при решении задачи оценки нефтенасыщенности пород по данным аппаратуры серии АИМС.

Описанная процедура обработки повторяется с файлом повторного замера. По результатам двух замеров формируется кривая усредненной нефтенасыщенности, а также кривые систематической и случайной среднеквадратических погрешностей.

Таблица 5.2 – Погрешность определения нефтенасыщенности кварцевого песчаника при неконтролируемом изменении диаметра скважины

Доля захватного спектра, %	Смещение энергетической шкалы, кэВ					
	0		40		-40	
	$\sigma_{\text{цем}}=1.80$	$\sigma_{\text{цем}}=1.00$	$\sigma_{\text{цем}}=1.80$	$\sigma_{\text{цем}}=1.00$	$\sigma_{\text{цем}}=1.80$	$\sigma_{\text{цем}}=1.00$
-10	30.	70.	40.	75.	20.	65.
-5	20.	50.	30.	60.	15.	55.
0	15.	45.	25.	45.	10.	45.
5	10.	35.	15.	35.	8.	35.
10	6.	25.	10.	30.	5.	25.

Примечание. Расчет погрешности оценки нефтенасыщенности выполнен для случая неконтролируемого изменения диаметра скважины на 28 мм (от 216 до 244 мм). Диаметр обсадной колонны 146 мм, плотность цемента дана в г/см³.

6. ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

Программный комплекс **LogPWin-AIMS**, предназначенный для обработки данных импульсного спектрометрического нейтронного гамма каротажа, функционирует на PC с операционной системой MS-Windows 98/2000/XP и обеспечивает выполнение следующих функций: редактирование первичных каротажных данных, контроль качества регистрируемых и расчетных кривых, оценку текущей нефтенасыщенности пород, формирование заключения с выдачей твердой копии, запись результатов обработки в форматах LAS и LIS для передачи заказчику.

Программный комплекс состоит из набора файлов данных и исполняемых файлов. Набор исполняемых файлов (программ) по функциональным характеристикам можно разбить на следующие группы:

- организующие и управляющие программы;
- программы просмотра и редактирования данных;
- программы обработки;
- служебные программы.

Все исполняемые файлы, расположены в одном каталоге, кроме организующей программы, которая вынесена в головной каталог системы. Назначение конкретных программ пакета описано ниже.

Набор файлов данных также состоит из нескольких групп.

Таблица 5.3 – Список расчетных и сопровождающих параметров при решении задачи оценки нефтенасыщенности

№ п/п	Мнемоника	Название	Единица измерения
1	VCL	Объемная глинистость породы, $V_{гд}$	%
2	VCAR	Объемная карбонатность породы, $V_{кар}$	%
3	VPOR	Пористость породы, K_p	%
4	VCIO	Нефтенасыщенность породы по единичному замеру по данным ГИНР, K_n	%
5	VCIM	Нефтенасыщенность породы по данным ГИНР усредненная, K_n	%
6	VCCO	Оценка нефтенасыщенности породы по единичному замеру по данным ГИРЗ	%
7	VCCM	Оценка нефтенасыщенности породы по данным ГИРЗ усредненная	%
8	VOH	Объемная нефтенасыщенность породы по единичному замеру по данным ГИНР, $K_{пн}$	%
9	VOIM	Объемная нефтенасыщенность породы по данным ГИНР усредненная, $K_{пн}$	%
10		Систематическая погрешность оценки нефтенасыщенности	%
11		Случайная среднеквадратическая погрешность оценки нефтенасыщенности	%
12	CFL	Признак “коллектор/неколлектор”	отн.ед.
13	COR	Отношение “неупругих каналов” углерода и кислорода с корректировкой за пористость	отн.ед.
14	LIRI	Отношение “неупругих каналов” кальция и кремния с корректировкой за пористость	отн.ед.
15	CASI	Отношение “захватных каналов” кальция и кремния с корректировкой за пористость	отн.ед.
16	COMX	Кривая максимальных значений COR	отн.ед.
17	LIMX	Кривая максимальных значений LIRI	отн.ед.
18	CAMX	Кривая максимальных значений CASI	отн.ед.
19	CORN	Нормализованное отношение “неупругих каналов” углерода и кислорода	отн.ед.
20	LIRN	Нормализованное отношение “неупругих каналов” кальция и кремния	отн.ед.
21	CASN	Нормализованное отношение “захватных каналов” кальция и кремния	отн.ед.

Файлы описаний и словарей предназначены для распознавания данных в системе и правильного управления этими данными.

Конфигурационные файлы обеспечивают подключение новых исполняемых файлов к системе и организацию пользовательских меню.

Файлы палеточных зависимостей используются программами первичной обработки каротажных данных.

Справочные файлы предназначены для облегчения работы пользователя и, как правило, содержат информацию по функциям и управлению клавиатурой и мышью для соответствующих исполняемых файлов.

Служебные файлы предназначены для внутреннего использования программами комплекса.

Каждая группа файлов данных расположена в отдельном каталоге, путь к которому указан в конфигурационном файле “**LogTools.Env**”, расположенном в головном каталоге пакета и создаваемом при первом запуске комплекса. Служебные файлы размещены в том же каталоге, что и файлы описаний.

6.1 Монитор комплекса и его функции

Монитор программного комплекса – это главное меню (см. рисунок 6.1), из которого вызываются все функции комплекса.

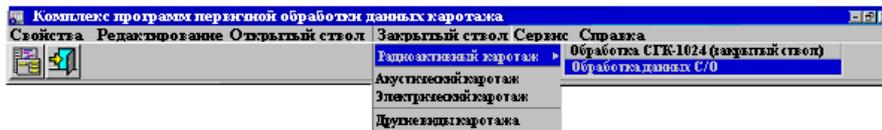


Рисунок 6.1. Главное меню комплекса

В таблице 6.1 приведен список основных функций комплекса **LogPWin-AIMS**.

При первом запуске пакета автоматически вызывается окно, настраивающее главный файл пакета “**LogTools.Env**”, содержащий пути к каталогам программ и данным. Файл **LogTools.Env** располагается в корневой директории комплекса и является текстовым. Каждая строка этого файла имеет следующую структуру.

Левая часть строки – ключевое слово, обозначающее тот или иной тип данных. Ключевые слова не могут быть изменены пользователем.

Правая часть строки (сразу после разделителя, в качестве которого используется символ “=” – равно) – путь к каталогу, в котором содержится необходимые данные. Имя пути не должно иметь пробелов и должно быть не более 52 символов. Строка должна иметь длину не более 78 символов.

В таблице 6.2 описаны все ключевые слова файла “**LogTools.Env**”, для которых должны быть указаны правильные имена каталогов. Все имена путей, кроме имени пути в строке “**PATH_MAIN=...**”, должны заканчиваться символом “\” (обратная косая черта). Например:

```
PATH_MAIN = C:\LOG_PWIN
PATH_EXE = C:\LOG_PWIN\EXE\
```

Таблица 6.1 – Список основных функций комплекса LogPWin-AIMS

1	Свойства	Настройка Настройка рабочего каталога Выход
2	Редактирование	Конвертирование из стандарта LAS в LIS Редактор LAS-файлов Редактор LIS-файлов Формирование LIS-файла регистрации
3	Открытый ствол	Данные элементы меню содержат перечень программ обработки данных каротажа
4	Закрытый ствол	
5	Сервис	Редактор калибровочных файлов Редактор форматов Редактор заголовка твердой копии Редактор просмотра и корректировки файла имен и стандартов представления
6	Справка	Данные элементы меню вызывает справку по головной программе комплекса и вывод сведения о комплексе, ее версии и авторских правах.

Конфигурация комплекса формируется по требованию пользователя и может корректироваться самим пользователем (рисунок 6.2). В настройках комплекса присутствует функция установки рабочего каталога. В результате при выборе файлов открывается рабочий каталог. Файлы, сохраняемые по умолчанию, например, при печати в графический файл, при конвертировании из LAS в LIS, помещаются в указанный рабочий каталог.

6.2 Программное обеспечение редактирования первичных данных

Программы обработки, предусмотренные комплексом, работают с данными в формате “LIS”. Данные, регистрируемые приборами, записываются в формате “псевдо-LIS”. Для обработки необходимо преобразовать файлы из формата “псевдо-LIS” в формат “LIS”. Комплекс содержит конвертор, позволяющий выполнить данную операцию, – “**Формирование LIS-файла регистрации**”. Данный режим преобразует файл, получаемый при каротаже на регистраторах типа “КАРАТ”, в файл стандарта LIS. При конвертировании файла регистрации выполняется функция увязки данных каротажа по магнитным меткам с учетом точек записи формируемых объектов/кривых. Данный режим можно вызвать, выбрав в меню команду “**Режим|Редактирование файла регистрации**”. В появившемся окне откорректируйте необходимые параметры (рисунок. 6.3). Редактирование осуществляется либо прямым вводом символов на клавиатуре, либо нажатием левой клавиши мыши на стрелках расположенных справа от строки ввода.

Таблица 6.2 – Описание ключевых слов файла LogTools.Env

Путь	Пояснение	Пример
PATH_MAIN (main directory)	Путь к каталогу, в котором находится головная программа комплекса “Monitor.Exe” и файл “LogTools.Env”.	=D:\LOG_PWIN
PATH_EXE	Путь к каталогу, в котором находятся все программы, вызываемые из головной программы.	=D:\LOG_PWIN\EXE\
PATH_STND (standards)	Путь к каталогу, содержащему необходимые файлы описания.	=D:\LOG_PWIN\STND\
PATH_HELP (help, document)	Путь к каталогу, содержащему справочные файлы для программ пакета.	=D:\LOG_PWIN\HLP\
PATH_CONF	Путь к каталогу, содержащему файлы конфигураций.	=D:\LOG_PWIN\CONF\
PATH_MTRL	Путь к каталогу, содержащему базовые калибровочные файлы.	=D:\LOG_PWIN\MTRL\
PATH_CHART	Путь к каталогу, содержащему файлы с интерпретационными зависимостями и палетками	=D:\LOG_PWIN\CHART\ \
PATH_FORMAT_PRMT	Путь к каталогу, содержащему файлы с форматами визуализации каротажных данных в программах обработки	=D:\LOG_PWIN\FMT_P RMT\
PATH_RAW	Путь к каталогу, в котором находятся LIS-файлы, содержащие результаты регистрации.	=D:\LOG_PWIN\RAW\
PATH_LIS_DATA (log data)	Путь к каталогу, в котором находятся LIS-файлы данных.	=D:\LOG_PWIN\RAW\LI S\
PATH_LAS_DATA	Путь к каталогу, в котором находятся LAS-файлы данных.	=D:\LOG_PWIN\RAW\L AS\
PATH_TEXT	Путь к каталогу, в котором находятся текстовые файлы и файлы заголовков твердой копии.	=D:\LOG_PWIN\TEXT\
PATH_BMP	Путь к каталогу, в котором находятся графические файлы, используемые при выводе.	=D:\LOG_PWIN\BMP\

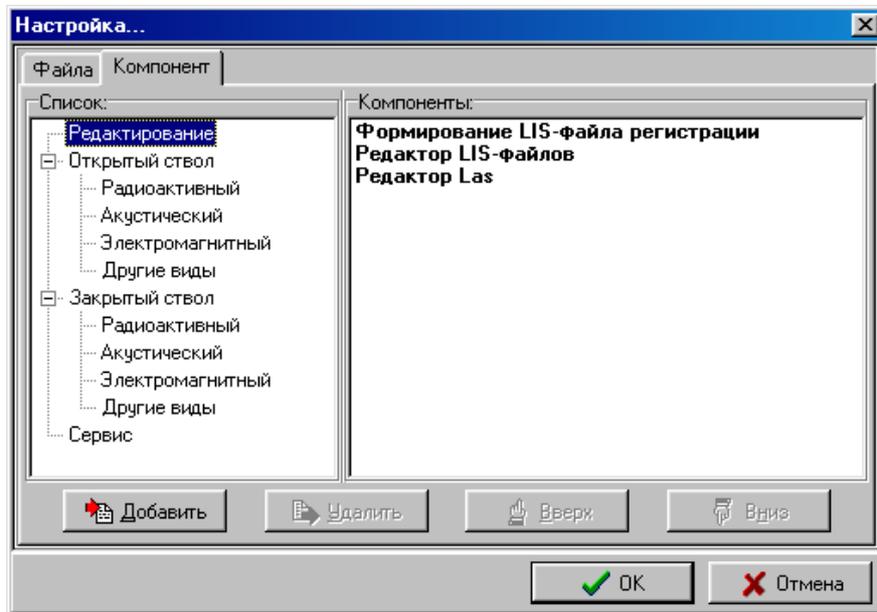


Рисунок 6.2. Вид окна “Настройка комплекса”

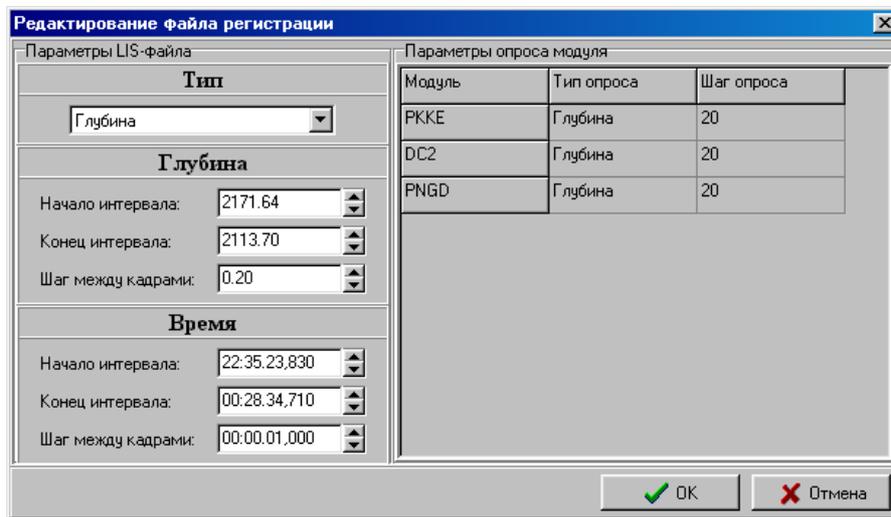
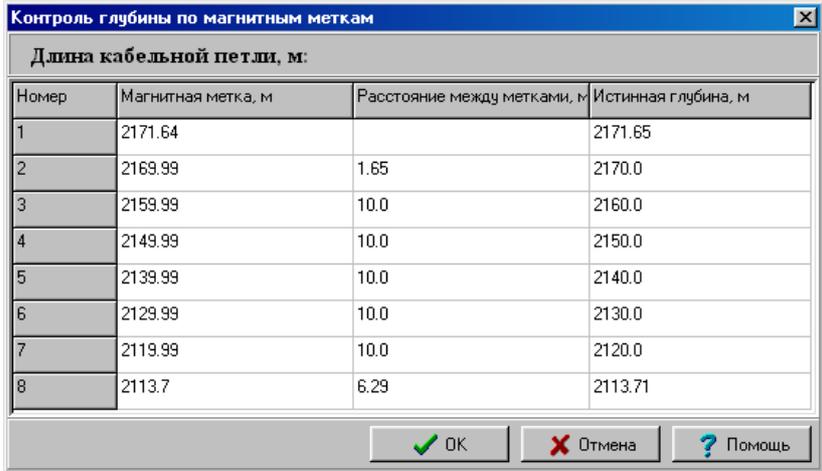


Рисунок 6.3. Вид окна “Редактирование файла регистрации”

Нажатие кнопки “OK” приводит к появлению формы для редактирования магнитных меток (рисунок 6.4.) Редактирование осуществляется только в колонке “Истинная глубина”. Глубины вводятся в метрах. Если необходимо

произвести редактирование со сдвигом глубин, начиная с редактируемой глубины, то перед вводом истинной глубины необходимо нажать сочетание клавиш “**Ctrl+Enter**”, а затем вводить истинную глубину. Исключение магнитной метки выполняется нажатием клавиши “**Space**”. Сочетание клавиш “**Ctrl+Space**” возвращает исходный протокол магнитных меток.



Номер	Магнитная метка, м	Расстояние между метками, м	Истинная глубина, м
1	2171.64		2171.65
2	2169.99	1.65	2170.0
3	2159.99	10.0	2160.0
4	2149.99	10.0	2150.0
5	2139.99	10.0	2140.0
6	2129.99	10.0	2130.0
7	2119.99	10.0	2120.0
8	2113.7	6.29	2113.71

Рисунок 6.4. Вид окна “Контроль глубины по магнитным меткам”

Нажатие кнопки “**OK**” приводит к конвертации файла регистрации. Вид окна после выполнения указанной операции приведен на рисунок 6.5.

Дополнительные режимы конвертации обеспечивают корректировку магнитных меток и точек записи, а также конвертацию данных отдельного модуля.

6.3 Программное обеспечение технического контроля качества каротажа

Технический контроль качества каротажа выполняется оператором на скважине после этапа редактирования первичных данных, обеспечивая оценку:

- стабильности выхода генератора;
- линейности энергетической шкалы;
- допустимого диапазона преобразования энергетической шкалы регистрируемых спектров;
- относительной систематической и полной случайной погрешностей первичных расчетных данных в интервалах перекрытия, расчет статистических погрешностей кривых **CTCR**, **ITCR**, **RCOR**, **RLIR**, **RCAS**;

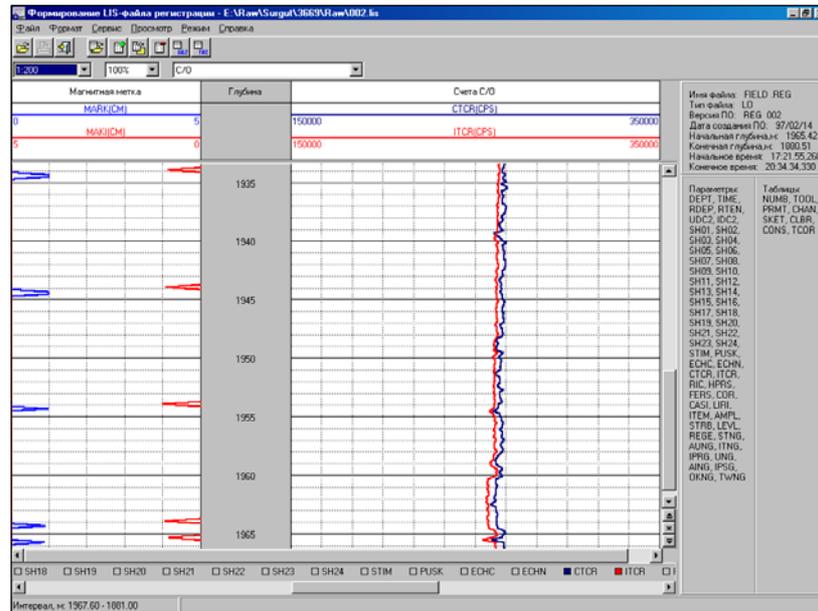


Рисунок 6.5. Вид окна после выполнения конвертации файла регистрации

– качество стабилизации энергетической шкалы по пикам полного поглощения линий захватного излучения водорода (HPRS) и железа (FERS) по всему интервалу записи.

Пример формата твердой копии по техническому качеству каротажа приведен на рисунке 4.3, и пример табличного заключения по оценке качества каротажа приведен в таблице 4.3. Пользовательский интерфейс этой программы совпадает с интерфейсом программы оценки нефтенасыщенности и потому здесь не рассматривается.

6.4 Программное обеспечение оценки текущей нефтенасыщенности

6.4.1 Оценка качества первичных данных каротажа

Первым этапом обработки данных каротажа является оценка качества первичных данных. При этом контролируются технологические параметры, форма и стабильность временной вспышки, а также форма и стабильность энергетических спектров.

6.4.1.1. Оценка качества первичных данных по технологическим параметрам

Оценка качества первичных данных каротажа начинается с просмотра технологических кривых LIS-файла, фиксирующих работу прибора в процес-

се каротажа **ITCR, CTCR, SPEE, PUSK, OKNG, ITNG, AUNG, AING, IPSG, IPRG, UNG, UDC2, IDC2**. Эти кривые выведены на экран в формате “Технологический”. Кривые подразделяются на интегральные счета, параметры каротажа и характеристики работы генератора (рисунок 6.6).

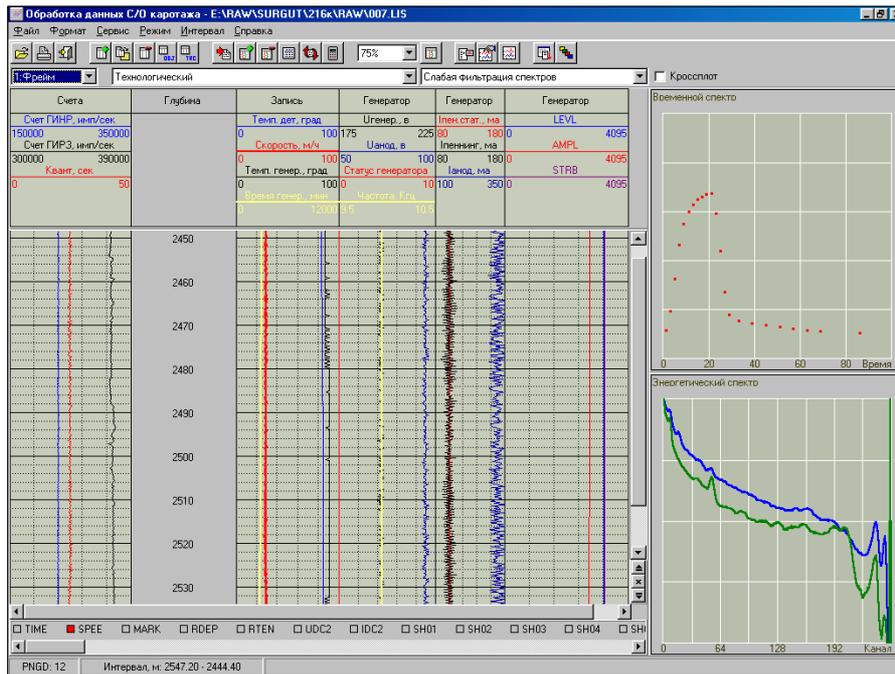


Рисунок 6.6. Оценка качества записи по технологическим кривым

По уровню интегрального счета захватного спектра можно делать вывод об уровне выхода генератора нейтронов, что определяет статистическую погрешность данных и, соответственно, достоверность результата обработки. Интегральный счет захватного спектра **CTCR** должен быть не менее 10000 имп/сек. При более низком уровне **CTCR** рекомендуется, если возможно, поднять выход генератора нейтронов.

Скорость каротажа (кривая **SPEE**) должна выдерживаться на постоянном уровне $\approx 40 \div 60$ м/час и не должна иметь рывков (резкого увеличения).

Кривые **PUSK, OKNG, AUNG, AING, IPSG, IPRG, UNG**, характеризующие работу генератора при проведении каротажа (см. таблицу 4.1), должны быть без срывов и достаточно постоянны.

6.4.1.2. Оценка качества первичных данных по стабильности временного спектра

Временной спектр должен иметь стабильную форму. Изменение формы спектра (рисунок 6.7) вносит погрешность в рассчитываемые интегральные параметры, т.к. от формы временного спектра зависит величина коэффициента вычитания фона ГИРЗ при получении “чистого” спектра ГИНР. Случаи, когда меняется форма временной вспышки генератора, а фоновый фактор остается постоянным, приводят к перевычитанию или к недovyчитанию фона ГИРЗ из суммарного спектра.

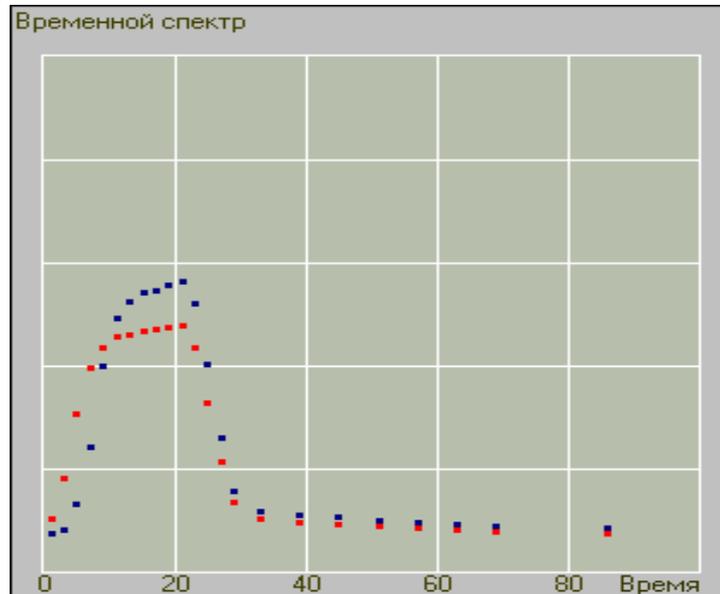


Рисунок 6.7. Пример изменения формы временной вспышки в процессе записи

6.4.1.3 Оценка качества первичных данных по стабильности энергетических спектров

На первом этапе энергетические спектры оцениваются визуально. Положение так называемого «железного склона» в начале каротажа должно находиться в области 202÷212 канала. Растяжение (сжатие) спектра в процессе каротажа не должно приводить к смещению «железного склона» более чем на $\pm 10 \div 15$ каналов (рисунок 6.8), иначе запись считается неудовлетворительного качества.



Рисунок 6.8. Пример критичной деформации энергетического спектра

Несоблюдение данных условий приводит к сильной деформации спектра при стабилизации энергетической шкалы, и, как следствие, к потере информации. В результате значительно снижается достоверность результата. Резкое сжатие спектра может также наблюдаться в случае прохождения намагниченных участков колонны. Размытость энергетических спектров (низкое энергетическое разрешение) наблюдается при перегрузке измерительного тракта, критическом увеличении температуры в скважине, меняющейся намагниченности колонны и др. (см. рисунок 6.9). В реальных случаях степень размытости спектра все же позволяет выделить характерные пики водорода и железа, поэтому стабилизация энергетической шкалы выполняется корректно.

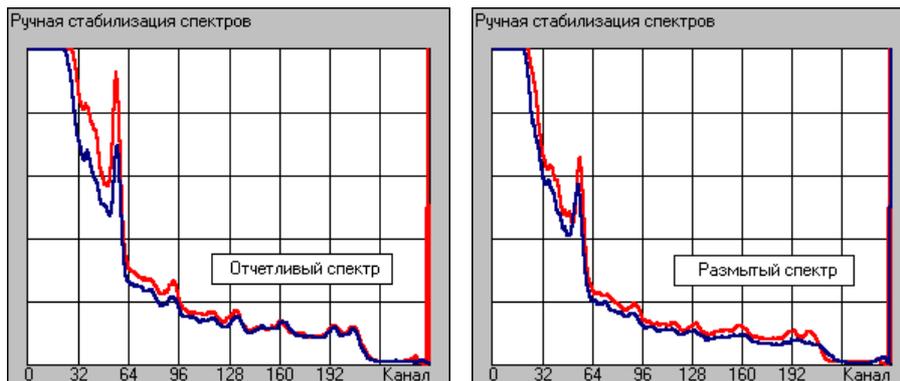


Рисунок 6.9. Сравнение четкости характерных пиков энергетического спектра

6.4.2 Задание опорного спектра

Следующим этапом обработки является выполнение стабилизации энергетической шкалы. Процесс стабилизации означает привязку энергетической шкалы каждого (по глубине) спектра к некоторому опорному спектру. Это выполняется с помощью линейного преобразования спектра, которое учитывает сдвиг нуля и коэффициент растяжения-сжатия (см. п.5.2). Таким образом, для стабилизации необходимо задать опорный спектр.

6.4.2.1. Выбор опорного спектра из файла калибровок

Опорные, калибровочные спектры хранятся в калибровочном файле. Файл калибровок для аппаратуры АИМС-СП называется “PNGD.CLS” и находится в каталоге “MTRL” корневого каталога системы LogPwin-AIMS. Калибровочный файл содержит набор калибровок для разных приборов АИМС-СП, которые включают калибровочные данные и опорный калибровочный спектр. Одна запись в файле калибровок унифицируется по номеру прибора и дате записи (рисунок 6.10).

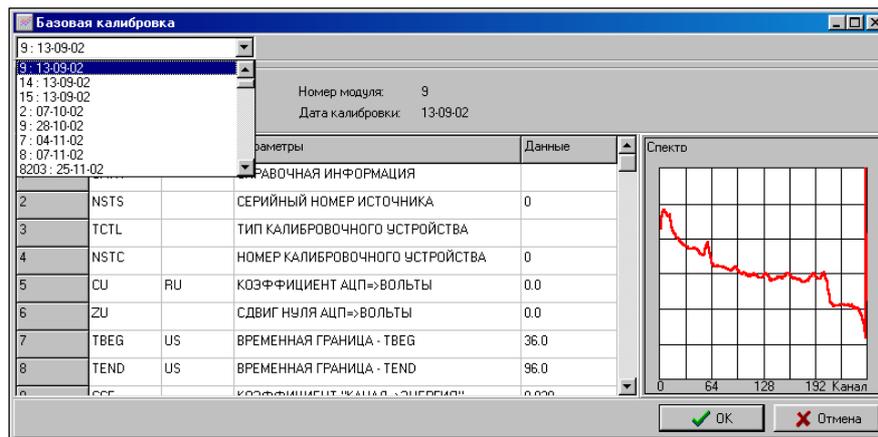


Рисунок 6.10. Выбор опорного спектра из калибровочного файла

Из этого файла выбирается калибровка, соответствующая номеру прибора, которым сделана текущая запись в скважине. Далее необходимо сопоставить выбранный опорный спектр со скважинными спектрами в режиме “Ручной стабилизации”, чтобы определить соответствует ли он скважинным данным (см. рисунок 6.11). В случае отсутствия в калибровочном файле опорного спектра, согласующегося со скважинными спектрами, необходимо создать рабочий, опорный спектр.



Рисунок 6.11. Пример сопоставления опорного спектра скважинным данным

6.4.2.2 Создание опорного спектра по скважинным данным

Скважинные спектры неизбежно растягиваются или сжимаются в той или иной степени в процессе записи. Поэтому для формирования опорного калибровочного спектра необходимо выбрать участок со слабо меняющейся шкалой и средним, для данной записи, положением железного склона. В этом случае будет выполняться наименьшее преобразование остальных скважинных спектров при их стабилизации по созданному опорному спектру. Затем на основании выбранного спектра суммируются и усредняются по глубине спектры (около $10 \div 16$) с тем же положением железного склона и четко выраженными характерными пиками. Далее для каждого характерного пика задается соответствующая ему энергия (рисунок 6.12).

Сформированный энергетический опорный спектр можно использовать в текущем сеансе работы или сохранить в калибровочный файл (рисунок 6.13). Для сохранения в калибровочном файле, нужно указать номер прибора и дату создания опорного спектра для дальнейшего использования.

6.4.2.3 Стабилизация энергетической шкалы спектров

Как только задан опорный спектр, согласующийся со скважинными спектрами, можно переходить к стабилизации энергетической шкалы. Она выполняется в автоматическом или ручном режиме.

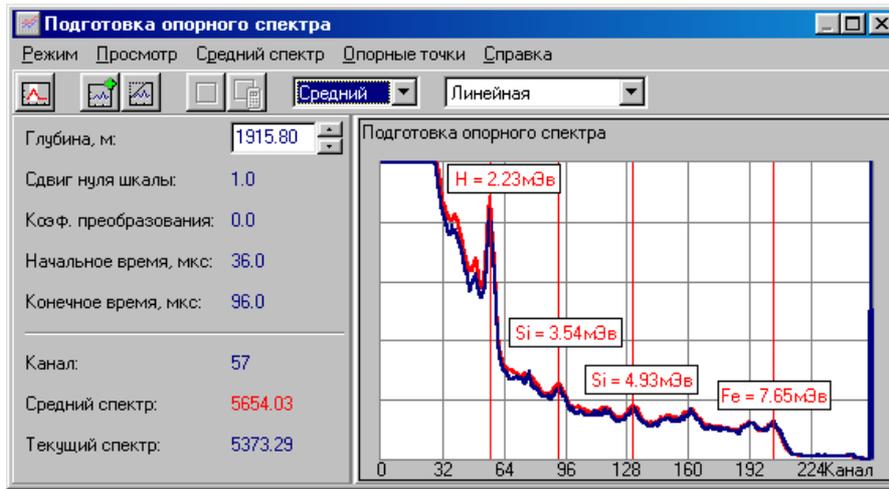


Рисунок 6.12. Формирование опорного спектра

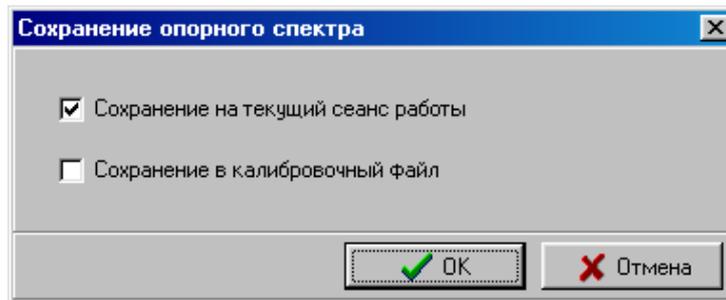


Рисунок 6.13. Сохранение опорного спектра

6.4.2.3.1 Автоматическая стабилизация спектров

При стабилизации энергетической шкалы определяются коэффициенты линейного преобразования (коэффициент сдвига нуля и коэффициент растяжения-сжатия), которым каждый текущий (по глубине) спектр приводится в соответствие с опорным. В случае, когда нет необходимости в сдвиге нуля энергетической шкалы, целесообразно выполнять стабилизацию без сдвига нуля, т.к. это подразумевает меньшие преобразования спектров, что соответственно вносит меньшую погрешность в результат. По завершению автоматической стабилизации обязателен просмотр спектров в режиме ручной стабилизации для визуального контроля результатов привязки.

6.4.2.3.2 Ручная стабилизация спектров

Режим ручной стабилизации позволяет просмотреть на экране каждый (по глубине) спектр с наложенным на него опорным спектром и с помощью комбинации клавиш (**Left**, **Right**, **C/Left**, **C/Right**) сдвинуть, растянуть или сжать текущий скважинный спектр (рисунок 6.14). В ситуациях, когда автоматическая стабилизация дает некорректный результат, производится ручная корректировка энергетической шкалы.

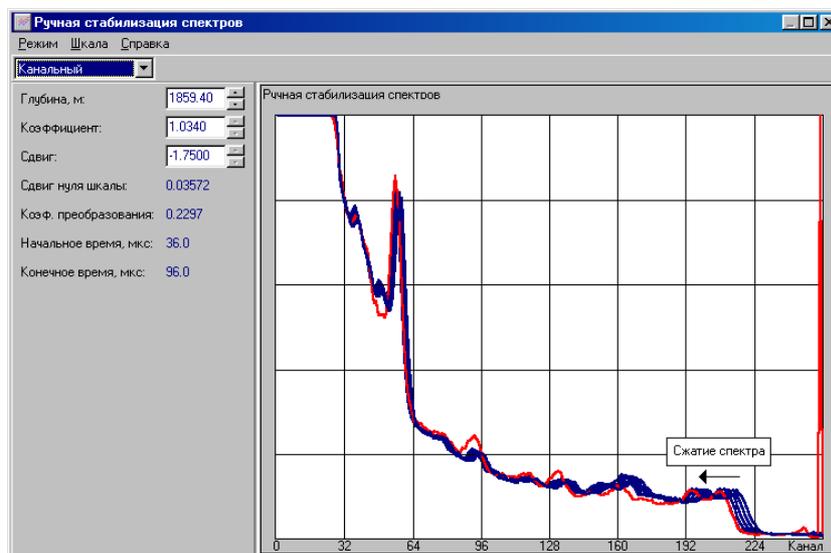


Рисунок 6.14. Ручная стабилизация энергетических спектров

6.4.2.3.3 Оценка результатов привязки

После процесса стабилизации на экран выводятся результаты стабилизации в виде кривых в формате “**Стабилизация спектров**”: коэффициента сдвига – **ЕСНС** (рисунок 6.15/[1]); коэффициента растяжения-сжатия – **ЕСНН** (рисунок 6.15/[1]); параметра качества привязки энергетической шкалы по пику водорода – **НPRS** (рисунок 6.15/[2]); параметра качества привязки по пику железа – **FERS** (рисунок 6.15/[2]). Параметры качества привязки пиков водорода и железа выводятся с указанием диапазона предельных, допустимых значений ($\pm 5\%$ от значений опорного спектра, рисунок 6.15/[3]). В случае выхода параметров **НPRS** и **FERS** за предельные значения признак качества привязки спектров – **ЕСFL** принимает ненулевое значение (рисунок 6.15/[4]). Кривая **ЕСFL** отражает спектры, претерпевшие предельные искажения как за счет факторов условий измерений при каротаже, так и преобразования энергетической шкалы в процессе стабилизации. Погрешность оцен-

ки нефтенасыщенности на участках с ненулевым значением ECFL будет повышенной.

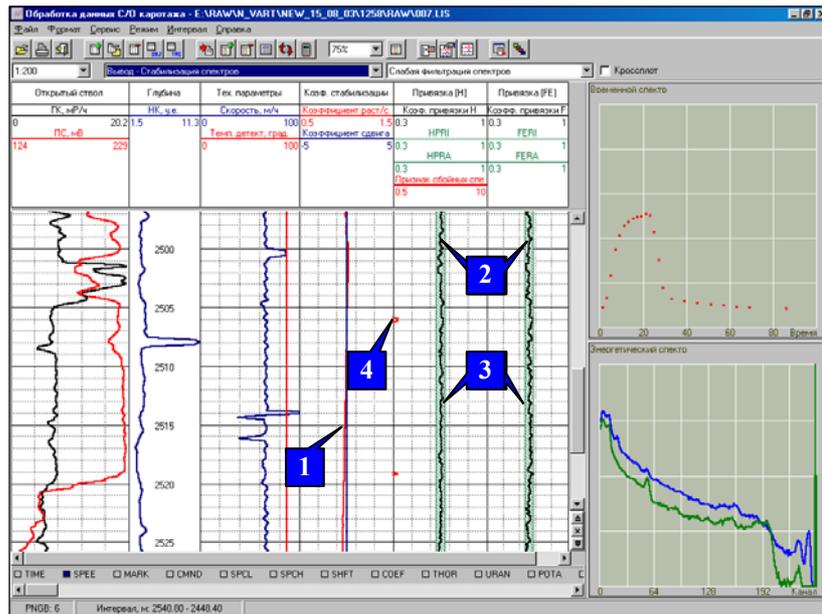


Рисунок 6.15. Контроль качества стабилизации энергетических спектров

6.5 Задание технических параметров

Технические параметры задаются в “Таблице технических параметров” (рисунок 6.16).

6.5.1 Параметры обработки

Критерий выбора временного окна интегрирования спектра ГИНР – начало и конец нейтронной вспышки. Понятия “начало” и “конец” нейтронной вспышки имеют условный характер, так как определяются не по времени импульса быстрых нейтронов, а по временному спектру регистрируемого гамма-излучения. Началом вспышки можно считать точку, в которой уровень счета достиг 10 % от амплитуды вспышки. Концом вспышки считается предпоследняя точка до угасания вспышки – рисунок 6.17. Целесообразно брать не последнее время отсчета угасания вспышки, а предпоследнее, т.к. на этапе угасания вспышки в суммарном спектре появляется значительная составляющая от захватного излучения, что осложняет процесс выделения из суммарного спектра чистого неупругого.

Таблица технических параметров обработки					
Параметры обработки		Параметры условий измерений		Дополнительные условия	
Название	Мнемоника	Ед.Изм.	Значение		
Левая граница неупругого спектра, мксек	LTIS	US	6.0		
Правая граница неупругого спектра, мксек	RTIS	US	28.0		
Левая граница захватного спектра, мксек	LTCS	US	36.0		
Правая граница захватного спектра, мксек	RTCS	US	96.0		
Фоновый фактор	NVAL		0.4		

Рисунок 6.16. Задание технических параметров

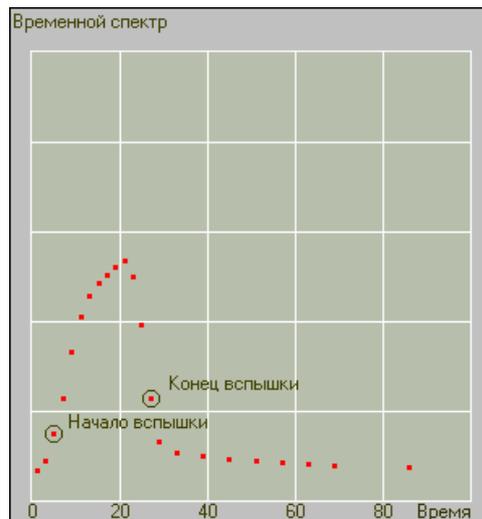


Рисунок 6.17. Определение временного окна ГИНР

Временное окно интегрирования фона выбрано [36, 96] мксек и не подлежит изменению. Временное окно интегрирования ГИРЗ также рекомендуется брать в диапазоне [36, 96] мксек.

“Чистый” спектр ГИНР является результатом вычитания из суммарного спектра фонового, который представлен спектром ГИРЗ от текущей и предыдущих вспышек. Корректность (полнота) вычитания спектра ГИРЗ определяется подбором коэффициента $K_{фон}$, на который надо умножить фоновый

спектр перед его вычитанием из спектра, зарегистрированного во время вспышки нейтронов (рисунок 6.18/[1]), и проверяется в режиме визуального просмотра спектров (рисунок 6.18).

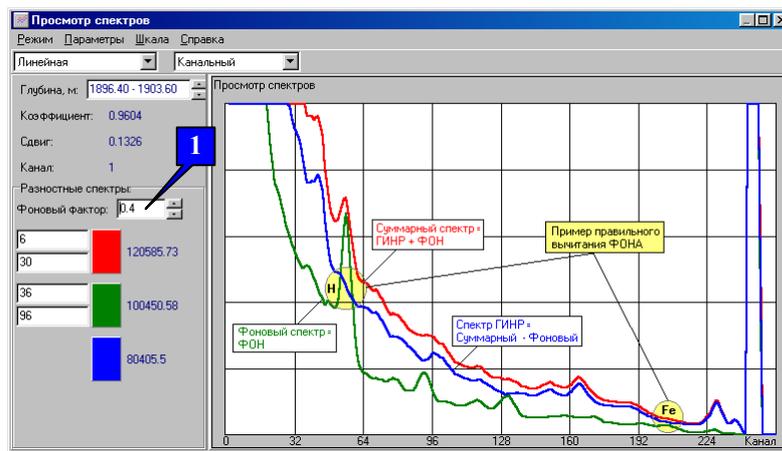


Рисунок 6.18. Определение фоновый фактора

Правильность вычитания фоновый спектра контролируется по исчезновению (выравниванию площадки на спектре ГИНР) характерного пика ГИРЗ от ядер водорода 2.23 МэВ и пика ГИРЗ от ядер железа 7.65 МэВ. Ниже указан пример перевычитания фоновый спектра из суммарного (рисунок 6.19). Перевычитание вносит большую погрешность в результат обработки, чем невычитание.

6.5.2. Параметры условий измерений

Параметры условий измерений, учитываемые при обработке, – это диаметр колонны, диаметр скважины, плотность углеводородов в нормальных условиях, температура и давление в исследуемом интервале, необходимые для корректировки плотности углеводородов в условиях скважины.

6.5.3. Дополнительные параметры

Дополнительными параметрами являются признаки фильтрации сбояв при расчете, тип фильтрации, границы рассмотрения временного спектра (рекомендуются 5÷250) и мертвое время каналов ИНГК-С (рекомендуется 1.5).

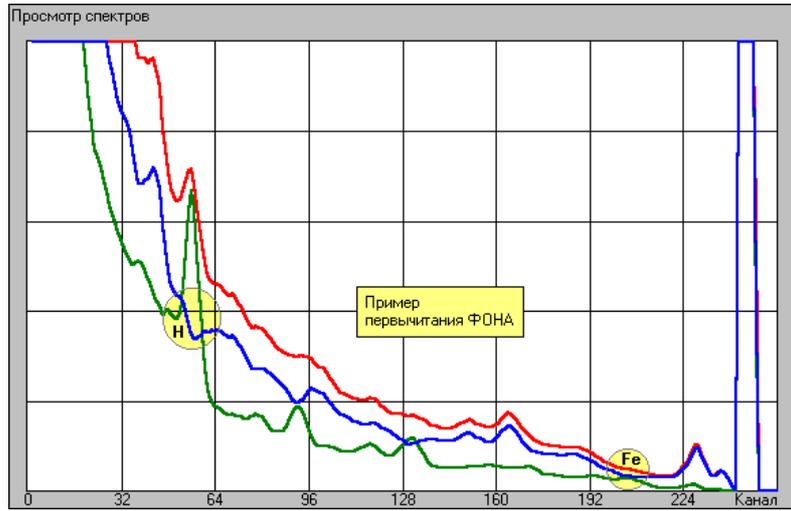


Рисунок 6.19. Пример перевычитания фонового спектра из суммарного спектра

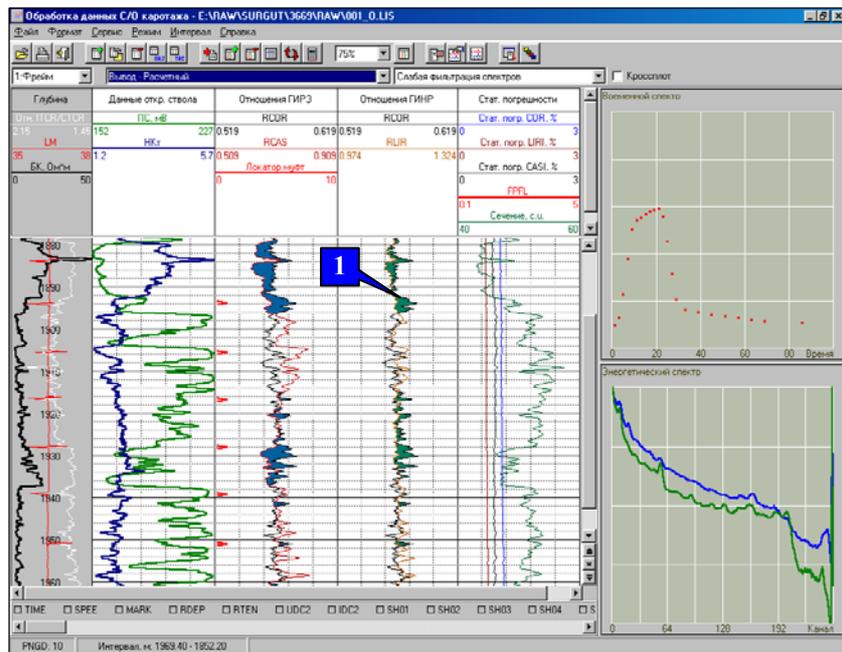


Рисунок 6.20. Результаты расчета интегральных параметров

6.6 Расчет первичных геофизических параметров

На следующем этапе рассчитываются интегральные параметры ИНГКС-С/О: **ITCR, CTCR, CIR, OIR, SPIR, CAIR, SICR, SACR, RIC, RCOR, RLIR, RCAS, SIGM** (см. таблицу 4.1).

По завершению расчета первичных параметров на экран выводятся рассчитанные кривые в формате «**Расчетные кривые**» (рисунок 6.20). В указанном формате кривые <C/O> и <Ca/Si>_{ГИНР} выводятся в диапазонах, позволяющих совместить эти кривые по их среднему значению, между ними отмечается область превышения <C/O> над <Ca/Si>_{ГИНР} (рисунок 6.20/[1]). Далее в обработку привлекаются данные открытого ствола.

6.7 Ввод данных открытого ствола

Данные открытого ствола используются на разных этапах обработки. На рассматриваемом этапе необходимы кривые открытого ствола, позволяющие выполнить увязку данных каротажа по глубине. Увязка проводится исходя из корреляций расчетных кривых ИНГКС-С/О с кривыми открытого ствола: ПС – **RCAS**, ПС - **RLIR**, ГК – **RCAS**, ГК – **RLIR**, ГК – **SICR**, НК – **RIC** (рисунок 6.21). Данные вводятся из LAS или LIS-файла с помощью операции «Импорт».

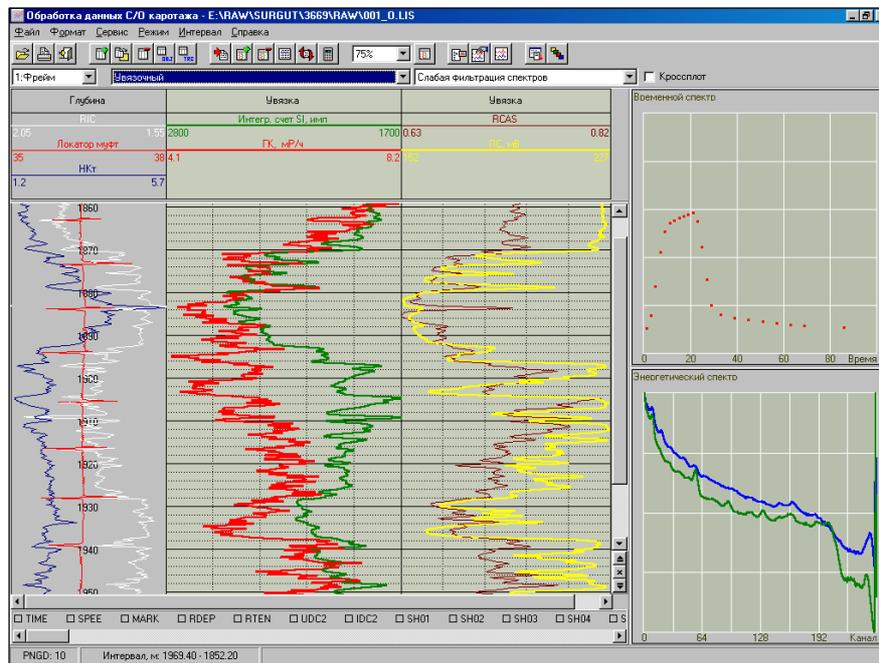


Рисунок 6.21. Увязка данных С/О с данными открытого ствола

6.8 Увязка первичных данных

Для увязки первичных данных необходимо перейти в формат “Увязочный”, в котором кривые размещены для сопоставления (рисунок 6.21). При увязке необходимо в одну связку выбрать все кривые, находящиеся в обрабатываемом файле, за исключением введенных извне. Процесс увязки рекомендуется выполнять тщательно, за один этап, т.к. при выполнении сжатия-растяжения по глубине записи спектров не аппроксимируются, а исключаются или множатся. Поэтому многократные сжатия-растяжения по глубине приведут к искажению записей спектров и потере информации, и повторные расчеты по этим данным дадут менее достоверный результат.

6.9 Ввод поправки за влияние муфт

На кривых отношений интегральных параметров – **RCOR**, **RLIR**, **RCAS** наблюдаются искажения, вызванные влиянием муфт (рисунок 6.22), что связано со значительной намагниченностью непосредственно самих муфт. Степень влияния муфт не одинакова в разных скважинах, ее можно оценить только визуально по указанным кривым. Влияние муфт выражается в том, что кривая **RCOR** в области муфт резко возрастает, давая ложное приращение. Показания же кривых **RLIR** и **RCAS** при этом уменьшаются.

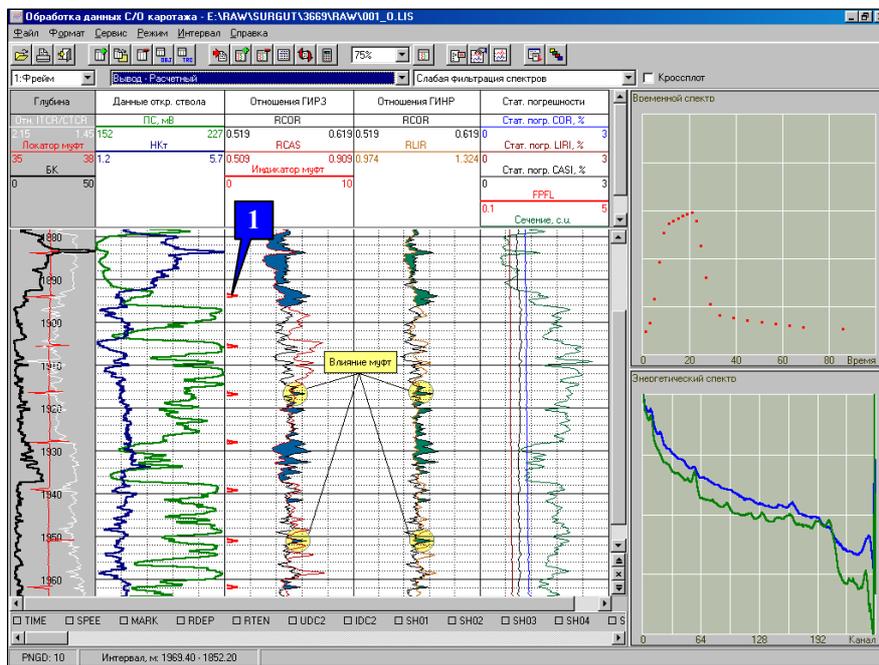


Рисунок. 6.22. Поправка за влияние муфт



6.9.1 Создание индикатора муфт

Скорректировать эти изменения можно, уменьшив на определенную величину кривую $\langle C/O \rangle - RCOR$, или, увеличив на определенную величину показания кривых $\langle Ca/Si \rangle_{Гинр} - RLIR$ в области муфт. Сложность заключается в том, что муфты располагаются друг от друга не на равном расстоянии по глубине. Поэтому их можно выделить только вручную по локатору муфт или по кривой **RIC**, задав в этих интервалах (≈ 0.6 м) признак поправки за муфты – индикатор муфт (рисунок 6.22/[1]).

6.9.2 Определение приращения на муфтах

Далее следует определить величину, на которую необходимо откорректировать первичные кривые – уменьшить показания кривой **RCOR** и/или увеличить показания **RLIR**. Наличие ложного приращения ярко отмечается на интервалах глин и на водоносных интервалах.

6.9.3 Ввод поправки

Поправка вводится по индикатору муфт в кривую $\langle C/O \rangle$ по вызову пункта меню «Режим/Ввод поправки за муфты» (рисунок 6.23). Для выполнения операции указывается величина корректировки в виде коэффициента. В некоторых случаях чувствительность к муфтам у кривых **RLIR** и **RCAS** неодинакова, это соответственно предполагает ввод поправок в кривые $\langle Ca/Si \rangle_{Гинр}$ и $\langle Ca/Si \rangle_{Гирз}$ при разных коэффициентах корректировки. Операция выполняется по пункту меню «Режим/Расчет задач калькулятора/Поправка Ca/Si за муфты».

Ввод поправки за влияние муфт следует проводить после каждого пересчета первичных геофизических параметров.

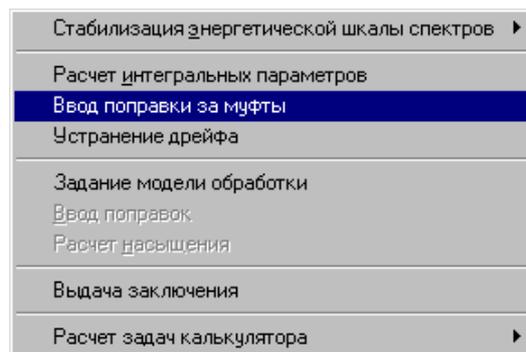


Рисунок 6.23. Меню расчета поправок за влияние муфт

6.10. Устранение дрейфа

В редких случаях может наблюдаться дрейф кривых $\text{Ca/Si}_{\text{ГИНР}}$ и $\text{Ca/Si}_{\text{ГИРЗ}}$, что прослеживается по уровню значений кривых Ca/Si в однотипных коллекторах. Когда этот уровень меняется, необходимо перед вводом поправок устранить дрейф кривых Ca/Si . Операция выполняется по пункту меню «Режим/Устранение дрейфа». Для выполнения операции необходимо выделить интервалы однотипных коллекторов. В результате корректировки за дрейф будет выполнена интерполяция показаний Ca/Si по выделенным интервалам на уровень показаний в самом нижнем интервале.

6.11. Задание модели обработки

Модель обработки определяет дальнейший этап расчета – ввод поправок, который позволяет:

- выполнить нормировку кривой C/O и кривых Ca/Si на водонасыщенном коллекторе;
- ввести поправку за пористость;
- ввести поправку за глинистость;
- ввести поправку за карбонатность;
- учесть эффективную пористость при расчете $K_{\text{ц}}$.

Для ввода указанных поправок необходимо:

- задать водоносный интервал;
- задать интервал типичного коллектора или пористость в интервале типичного коллектора;
- задать интервал типичных глин;
- указать, а в случае отсутствия рассчитать кривую общей пористости;
- указать, а в случае отсутствия рассчитать кривую глинистости;
- указать, а в случае отсутствия рассчитать признак коллектора.

6.11.1 Задание модельных опорных интервалов

Перечисленные типы интервалов используются для снятия базовых показаний, которые применяются в дальнейших расчетах. Интервал типичного коллектора задается для снятия в нем показаний пористости. В интервалах воды и глин снимаются показания кривой C/O и кривых Ca/Si . Критерием выбора водоносного коллектора и глины является их однородность и достаточная мощность (не менее 1 м). Для выбранного обводненного интервала должна быть известна остаточная нефтенасыщенность, значение которой необходимо указать (рисунок 6.24/[1]). В качестве интервала глин необходимо выбирать однородный участок глин с не размытым стволом скважины. При этом следует контролировать первичные показания кривой $\langle \text{C/O} \rangle$ и кривых $\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{ГИНР}}$ и $\langle \text{Ca/Si} \rangle_{\text{ГИРЗ}}$ на выбранных интервалах – они должны быть достаточно однородны.

Рисунок 6.24. Задание модели обработки

Требуемые интервалы выделяются по введенным в обработку кривым открытого ствола согласно заключению по открытому стволу. Интервалы можно выделить в интерактивном режиме, а затем задать их типы (рисунок 6.25).

Заданные интервалы можно поместить в любой формат из рабочего списка форматов, например, в формат вывода. Для этого нужно выбрать формат из списка и указать признак переноса – рисунок 6.24/[5]. Модельные интервалы – коллектор, вода, глина автоматически отражаются в форматах “Расчетный” и “Анализ насыщения”.

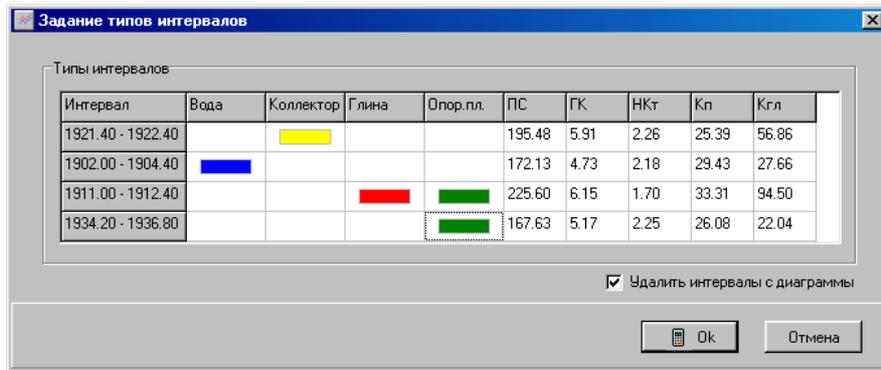


Рисунок 6.25. Задание типов интервалов

6.11.2 Выбор или расчет кривых, используемых для ввода поправок

В случае наличия кривых общей пористости, глинистости, карбонатности и признака коллекторов их необходимо ввести в обрабатываемый файл. Важно, чтобы эти кривые присутствовали в водоносном интервале и в интервале глин. В случае отсутствия значений пористости в требуемых интервалах, например, в водоносном, дальнейший расчет возможен, но при вводе поправки за пористость в искомом интервале будет использована не реальная пористость, а базовая пористость, т.е. пористость типичного коллектора. В случае отсутствия значений глинистости в интервале глин дальнейший расчет невозможен.

Формально для введения поправки в качестве требуемой для этого кривой можно выбрать любую кривую из списка кривых обрабатываемого файла. Также при необходимости можно рассчитать требуемую кривую.

Расчет кривой глинистости. Кривую глинистости предлагается рассчитать по ПС, по ГК или по торию. Выбор зависит от того, какая кривая наиболее точно отражает реальную глинистость в исследуемом интервале. После установки метода расчета необходимо указать показания соответствующего метода в глинах и показания в коллекторе (рисунок 6.26).

Критерием корректности рассчитанной глинистости является ее уровень в «чистых глинах» $\approx 95\%$ и в «чистом коллекторе» $\approx 3\div 5\%$. Рассчитываемая кривая глинистости имеет мнемонику – **VCL**. В случае если кривая глинистости недостаточно корректна, лучше не вводить поправку за глинистость.

Расчет кривой пористости по НК - VPOR. Расчет по НК выполняется методом опорных пластов. Для расчета в терригенных отложениях указывается интервал плотного пропластка (с высокими показаниями НК) и интервал типичного коллектора. В случае отсутствия плотного пропластка выбирается интервал размытых глин. Затем необходимо указать значения пористости в этих интервалах (рисунок 6.27). Критерием корректности расчета могут быть значе-

ния $K_{п\text{ общ}}$ из заключения по открытому стволу, при этом важно учесть, что для ввода поправок используется пористость, не содержащая в себе воду глин (см.

Расчетная кривая (ПС, Мв): SP

Показания ПС в чистом коллекторе: 152.7130

Показания ПС в глинах: 226.5640

Козфициент нелинейности: 1.0000

Расчет Отмена

п. 5.2).

Рисунок 6.26. Расчет глинистости по ПС

Выбор кривой (НК, у.е.): NKT

Опорные пласты

Кровля, м	Подшва, м	NKT	Пористость, %
1911.00	1912.40	1.7021	
1934.20	1936.80	2.2544	26.2000

Расчет Отмена

Рисунок 6.27. Расчет пористости по НК

Расчет кривой признака коллектора – CFL. Признак коллектора используется при расчете нефтенасыщенности, для указания тех интервалов, в ко-

торых будет рассчитываться K_n . Для расчета признака предлагается выбрать набор кривых, по которым выделяются коллектора, например, K_n , $K_{гн}$, ПС, ГК, НКт. Затем нужно указать диапазон значений этих кривых, который соответствует коллектору. В результате в точках, где выбранные кривые принимают значения в заданном диапазоне, признак коллектора примет значение, указывающее, что это коллектор (=1) (рисунок 6.29/[1]).

6.11.3 Задание влажности глин

Для ввода поправки за эффективную пористость требуется задать коэффициент влажности глин (рисунок 6.24/[3]).

По завершении задания всех параметров для ввода поправок указывается признак их учета. Согласно этому признаку поправка учитывается при общем вводе поправок, или не учитывается (рисунок 6.24/[4]). Это позволяет рассматривать и сравнивать различные варианты расчета.

Заданная модель обработки – модельные интервалы, базовая пористость, мнемоники опорных кривых пористости и глинистости, остаточный K_n в водоносном интервале, дополнительные сдвиги кривых Ca/Si можно сохранить в обрабатываемом LIS-файле, как параметры обработки, нажав кнопку “Сохранить” (см. рисунок 6.24). В результате они будут восстановлены при любом последующем сеансе работы с этими данными.

6.12 Ввод поправок

На основе заданной модели обработки выполняется ввод поправок. В результате рассчитываются кривые:

- **CORN** – исправленное с учетом заданной модели обработки отношение **RCOR**;
- **LIRN** – исправленное с учетом заданной модели обработки отношение **RLIR**;
- **CASN** – исправленное с учетом заданной модели обработки отношение **RCAS**;
- **COMX** – кривая максимальных значений **RCOR**;
- **LIMX** – кривая максимальных значений **RLIR**;
- **CAMX** – кривая максимальных значений **CASI**.

Рассчитанные кривые отображаются на экране в формате “**Расчетный (нормализация)**” (рисунок 6.28). При превышении кривыми соответствующих им максимальных значений область превышения окрашивается в красный цвет. На выделенные участки следует обратить особое внимание. Такая ситуация наблюдается в плотных либо угольных пропластках, а также при наличии каверн. Поскольку максимальные значения интегральных параметров рассчитываются по палеточным данным для заданной в модели пористости, то описанные выше превышения возможны также и в случае некорректно заданной пористости.

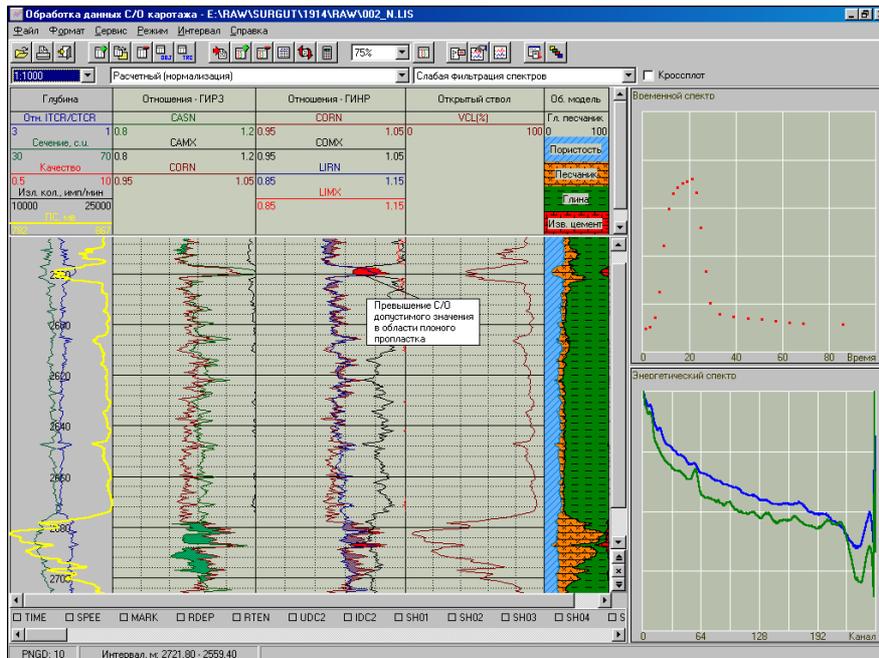


Рисунок 6.28. Результат ввода поправок

6.13 Расчет нефтенасыщенности

После ввода поправок выполняется расчет нефтенасыщенности (рисунок 6.29). При расчете используется заданная модель обработки.

Повторный замер обрабатывается по выше указанной схеме с теми же исходными параметрами обработки. Прежде необходимо проверить корректность заданных параметров в условиях второго замера. Например, выбор опорного спектра. Первоначально выбирается тот же опорный спектр, что и при обработке первого замера. Если он не согласуется со скважинными спектрами второго замера, то для обработки этого замера создается свой калибровочный спектр.

Увязку замеров рекомендуется проводить по кривой **RCAS** из первого замера. Для этого **RCAS** импортируется в файл второго замера с именем **UCAS** и по кривой **UCAS** производится увязка. Кривые, требуемые для задания модели, а также индикатор муфт (**LMS**) целесообразно импортировать из файла первого замера. Следует обратить внимание, что при увязке импортированные из первого замера кривые (в том числе и индикатор муфт), не нужно помещать в связку.

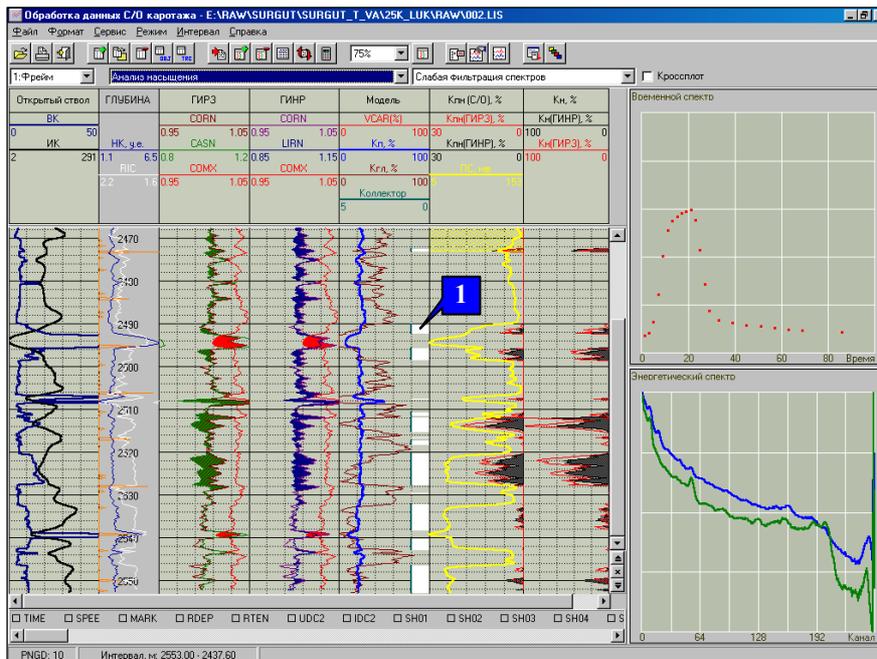


Рисунок 6.29. Результаты расчета нефтенасыщенности

6.14 Выдача заключения

По завершению обработки данных двух замеров формируется заключение. Для формирования заключения объединяются результаты обработки по двум замерам. Во второй обработанный файл вводятся рассчитанные кривые из первого замера. Затем результат усредняется и отображается на экране в формате “Оценка сходимости” (рисунок 6.30).

Соответствующие кривые (результаты двух замеров и их средние) помещаются в один трек в одном масштабе, что позволяет оценить сходимость результата визуально. Помимо этого можно выдать табличное заключение по качеству каротажа и заключение по результатам обработки.

Качество записи аппаратурой оценивается по двум замерам. Для этого производится расчет погрешностей (рисунок 6.31). Далее формируются поля для выдачи шапки (рисунок 6.32), и выдается документ (рисунок 6.33), содержащий статистическую оценку по двум замерам и характеристику качества записи, сделанную на основе сравнения рассчитанных погрешностей и заданных максимально допустимых погрешностей по кривым **RCOR**, **RCLIR**, **RCAS**, **VCIO**, **VCCO**.

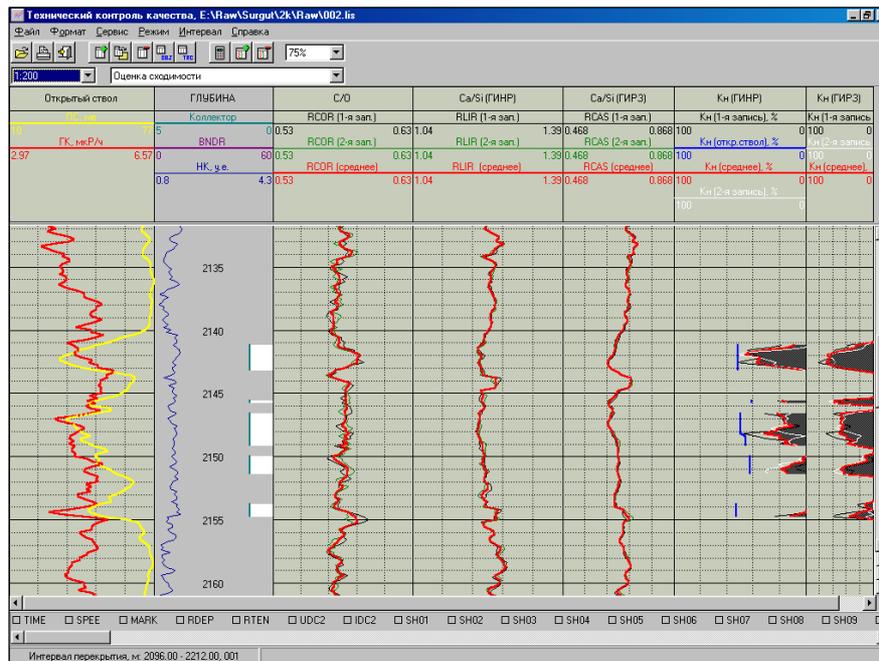


Рисунок 6.30. Выдача заключения. Усреднение двух замеров

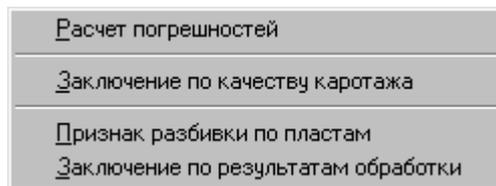


Рисунок 6.31. Сервис при формировании заключения

6.15 Формирование табличного заключения по результатам обработки

На основе усредненных по двум замерам результатам обработки формируется табличное заключение о текущей нефтенасыщенности по С/О-каротажу (рисунок 6.34) – заполняются стандартные поля заключения (рисунок 6.34/[1]), указываются исследуемые объекты (рисунок 6.34/[2]), задается разбивка на пропластки (рисунок 6.34/[3]), указывается состав и наименование кривых, по которым будут братья отчеты (рисунок 6.34/[4]). Для заключения необходимо создать шаблон документа согласно требованиям заказчика в формате “RTF”. Пример такого шаблона существует в каталоге “STND” корневого каталога системы – “KnConcl.rtf”.

Корректировка заключения

Скважина: 2k

Месторождение: Вачимовское

Дата исследования: 5-12-03

Диаметр кондуктора, мм: 0 Глубина кондуктора, м:

Диаметр колонны, мм: Глубина колонны, м:

Забой, м:

Плотность ПЖ, г/см³: 1.2 Минерализация ПЖ, г/л:

Сопротивление ПЖ, Ом*м:

Температура на забое, град.С: 72 Давление на забое, МПа:

Прибор: PNGD Номер: 10

Шаг вывода данных: Пять метров

Детальное исследование

OK

Рисунок 6.32. Формирование полей для шапки

В примере шаблона заведены мнемоники, обозначенные символами “@@” для каждого из вводимых стандартных полей. При подготовке печатной формы значения этих полей будут заполнены данными, указанными пользователем (рисунок 6.34/[1] и рисунок 6.37).

При подготовке заключения вводятся (рисунок 6.34/[2]) исследуемые объекты – наименование пласта, его кровля и подошва (рисунок 6.35). В результате в документе отсчеты будут сгруппированы согласно указанным пластам.

Табличное заключение содержит пластовые отсчеты по указанному набору кривых. Разбивка на пласты выполняется в интерактивном режиме (рисунок 6.34/[3]). При добавлении пропластка указывается его кровля и подошва (рисунок 6.36).

В документ помещаются отсчеты по заданному набору кривых. Первоначальный набор кривых включает Кп(ГИС), Кгл, Кн(ГИС), Кн(С/О), Кн(С/О) – отсчеты. Указанный набор корректируется. При добавлении кривой в набор задается соответствующее ей табличное наименование (рисунок 6.37).

Заклучение

Файл Печать Справка

Counter View Cyt

Прибор: РН02 Номер: 10

Номер	Кровля м	Подоба м	Параметр	Систематическая %	Случайная %
1	2542.40	2552.40	PCOR	0.1875	0.4044
			RLIR	0.1509	0.3861
			RCSAS	0.5763	0.3462
			VCI0		
			VCC0		
2	2532.40	2542.40	PCOR	0.7180	0.5209
			RLIR	0.4068	0.2599
			RCSAS	0.5702	0.2714
			VCI0		
			VCC0		
3	2522.40	2532.40	PCOR	0.3897	0.3995
			RLIR	0.3204	0.2557
			RCSAS	0.1403	0.3180
			VCI0		
			VCC0		
4	2512.40	2522.40	PCOR	0.1020	0.4662
			RLIR	0.0244	0.2868
			RCSAS	0.0923	0.3538
			VCI0		
			VCC0		
5	2502.40	2512.40	PCOR	0.2234	1.7107
			RLIR	0.2701	0.7650
			RCSAS	0.0471	1.0170
			VCI0		
			VCC0		
6	2492.40	2502.40	PCOR	0.2056	0.5040
			RLIR	0.0810	0.3087
			RCSAS	0.2368	0.6932
			VCI0		
			VCC0		

Процент выхода за допустимые границы погрешностей: 0.0 %

Оценка качества результата: хорошо

Line: 69 Col: 61 Modified

Рисунок 6.33. Пример формы заключения по качеству картожа

Таблицное заключение

Заказчик: НГТ

Сделка: НГТ

Месторождение: Горное

Дата исследования: 01.01.01

Пласть: АС5-6: 2101.6 - 2131.2

Глобус: Петров И

Примечание: Обстоятельства, осложняющие интерпретацию.

Интервал	Коэффициент пористости - Кп, %	К(открытый сквад) %	К(по СД) %	К(по СД) - оценка %
2102.4 - 2103.0	22.3	5.0	0.0	0.0
2102.8 - 2104.8	26.2	5.0	2.6	2.6
2105.0 - 2105.8	21.4	5.0	3.1	3.1
2118.8 - 2119.6	26.4	5.0	1.6	1.6
2119.8 - 2121.2	24.1	5.0	1.7	1.7
2125.8 - 2126.2	22.7	5.0	4.2	4.2
2126.4 - 2126.8	19.5	5.0	2.9	2.9
2128.4 - 2129.0	25.2	5.0	1.6	1.6
2129.2 - 2130.0	22.0	5.0	1.7	1.7
2130.4 - 2131.2	22.7	5.0	5.4	5.4

Печать Выход

Рисунок 6.34. Формирование табличного заключения



Пласт:

Мнемоника	Кровля	Подшва
АС5-6	2101.6	2131.2

Ok Отмена

Рисунок 6.35. Ввод исследуемых объектов

Кровля, м:

Подшва, м:

OK Отмена

Рисунок 6.36. Добавление пласта

Задавая наименования, необходимо указывается разделитель строк – “#” для разделения наименования на подстроки при выводе в таблицу. В таблице столбцы, соответствующие кривым из заданного набора, можно также перемещать, переименовывать и удалять. Отсчеты для заданного набора кривых снимаются с кривых автоматически, за исключением “KNT – Кн (по C/O) – отсчеты”. В кривой **KNT** содержатся отсчеты, снятые с кривой **VCIM**, и отредактированные с учетом мощности пропластков и конфигурации **VCIM**. При завершении формирования заключения содержимое столбца “Кн (по C/O) – отсчеты” сохраняется в кривой **KNT**. Отредактированные отсчеты Кн (по C/O) могут быть помещены в печатное заключение и использованы в диаграмме при выдаче текстовой колонки с отсчетами по нефтенасыщенности (таблица 6.3).

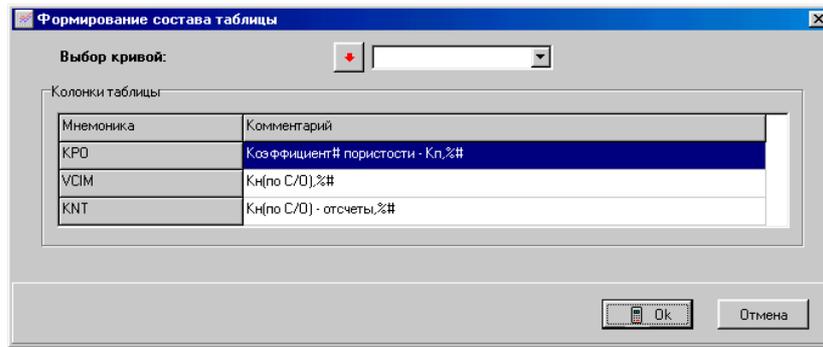


Рисунок 6.37. Формирование состава таблицы

Таблица 6.3 – Пример заключения по текущей насыщенности по C/O-каротажу

ЗАКЛЮЧЕНИЕ				
о текущем насыщении по C/O-каротажу				
Скважина: № 1 Месторождение: Горное				
Заказчик: НГТ				
Дата исследования: 01.01.01				
Интервал заключения 2095.60-2212.00 м				
Прибор АИМС № 10 (Тверь)				
Пласт AC5-6: 2101.60-2131.20				
Интервал, м	Кoeff. пористости – Kп, %	Kн (открытый ствол), %	Kн (по C/O), %	Kн (по C/O) – отсчеты, %
2102.4-2103.0	22.3	5.0	0.0	0.0
2103.8-2104.8	26.2	5.0	2.6	2.6
21.05.0-2105.8	21.4	5.0	9.1	9.1
2118.8-2119.6	26.4	5.0	1.6	1.6
2119.8-2121.2	24.1	5.0	1.7	1.7
2125.8-2126.2	22.7	5.0	4.2	4.2
2126.4-2126.8	19.5	5.0	2.9	2.9
2128.4-2129.0	25.2	5.0	1.6	1.6
2129.2-2130.0	22.0	5.0	1.7	1.7
2130.4-2131.2	22.7	5.0	5.4	5.4

Примечание: обстоятельства, осложняющие интерпретацию.

Инженер-геофизик: Петров. _____

Для заключения необходимо создать шаблон документа согласно требованиям заказчика в формате “RTF”. Пример такого шаблона существует в каталоге “STND” корневого каталога системы – “KnConcl.rtf”.

В указанном примере присутствует набор полей, обозначенных символами @@ в шаблоне. При печати эти поля заполняются значениями, указанными при формировании заключения (стандартные поля заключения – рисунок 6.34/[1]) в следующем соответствии: @@WN – скважина; @@FN – месторождение; @@ZAK – заказчик; @@DATE – дата исследования. Остальные помеченные поля согласно указанным мнемоникам считываются из LIS-файла.

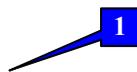
6.16 Формирование твердой копии

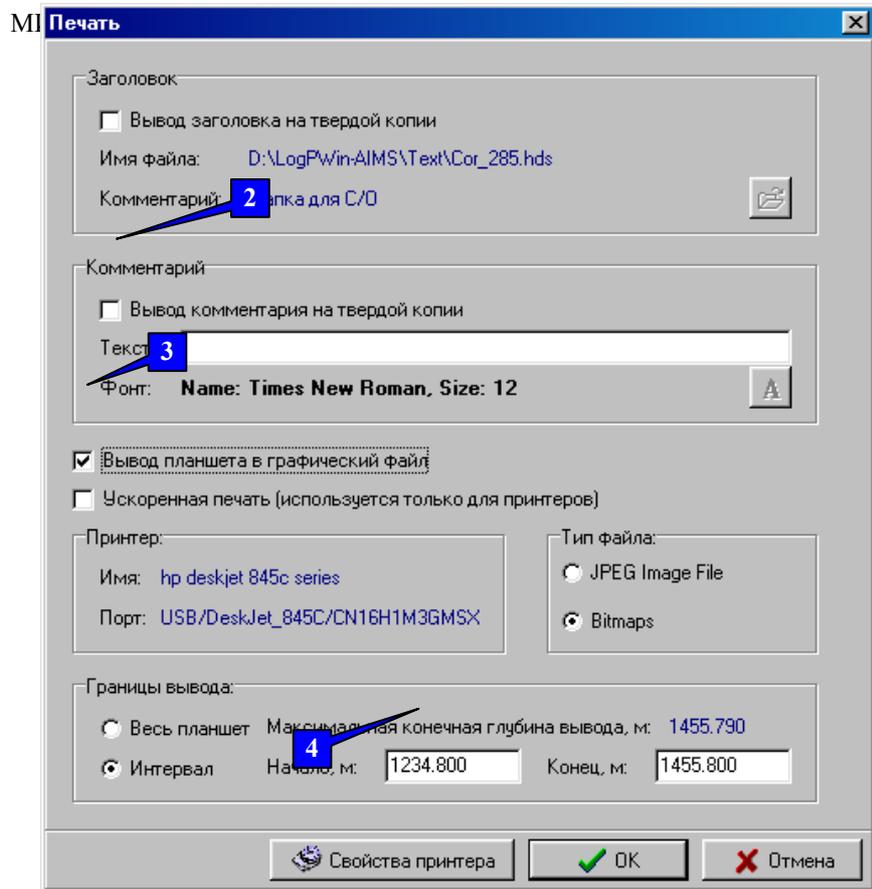
Для формирования твердой копии необходимо создать формат вывода данных, в котором данные будут представлены на твердой копии. Если такой формат уже создан, то необходимо его выбрать. Комплекс позволяет создавать различные объекты для представления данных, в том числе объемную модель, литологическую колонку, текстовую колонку, текстовую строку, маркер (например, для отметки зоны перфорации) и т.д. Вывод твердой копии возможен на бумагу и в графический файл (рисунок 6.38).

При выводе на печать возможна печать с “заголовком твердой копии” (рисунок 6.38/[1]). Шаблоны заголовков твердой копии создаются в редакторе заголовков твердой копии. При печати выбирается созданный шаблон заголовка, для которого в последствии заполняются текущие поля. При указании признака вывода заголовка печатается заголовок твердой копии и далее каротажные данные в том же представлении, что и на экране. Вместо заголовка может быть указан комментарий к диаграмме (рисунок 6.38/[2]), при этом он будет выведен над диаграммой. Для вывода данных в графический файл указывается признак вывода – рисунок 6.38/[3]. В результате будет создан файл с именем текущего LIS-файла и расширением «bmp». Этот файл будет помещен в рабочий каталог, установленный в настройке. Можно указать интервал вывода твердой копии – (рисунок 6.38/[4]).

В случае необходимости формирования LAS-файла для передачи заказчику рабочий LIS-файл конвертируется в формат “LAS”, при этом в формируемый LAS-файл помещаются кривые, требуемые заказчиком. Далее в редакторе LAS-файлов редактируется при необходимости шапка и комментарии к кривым.

Рисунок 6.38. Вывод твердой копии





СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Филиппов Е.М. Ядерная разведка полезных ископаемых. Справочник. К., “Наукова думка”, 1978, 588с.
2. Caldwell R.L., Mills W.R., Hickman J.B. Gamma-radiation from inelastic scattering of 14MeV neutrons by common earth elements. – Nucl. Sci. and Eng., 1960< vol. 8, N 3, p.173-178.
3. A.Jacobson, R.Ethridge, and G.Simpson, “A NEW SMALL-DIAMETER, HIGH-PERFORMANCE RESERVOIR MONITORING TOOL”, SPWLA 39th Annual Logging Symposium, Mae 26-29, 1998.
4. Roscoe B.A., Stoller C., Adolph R.A., Boutemy Y., Cheeseborough J.C. III, Hall J.S., McKeon D.C., Pittman D., Seeman B. and Thomas S.R.: “A New Throung-Tubing Oil-Saturation Measurement System”, paper SPE 21413, presented at the SPE Middle East oil Show, Bahrain, November 16-19, 1991.
5. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. – М., 2001г.
6. Некоторые вопросы методического обеспечения аппаратуры АИМС при решении задачи определения текущей нефтенасыщенности коллекторов. – Геофизический вестник, № 12, Москва, 2003г./Велижанин В.А., Лобода Н.Г., Меженская Т.Е., Хаматдинов Р.Т., Черменский В.Г., Глебочева Н.К., Теленков В.М.

МИ 41-17-1399-04

**ГЦИ СИ ВНИИМ им. Д. И. Менделеева
ООО «Нефтегазгеофизика»**

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-2004

Предисловие

1 РАЗРАБОТАНА ООО «Нефтегазгеофизика»

Исполнители: Велижанин В.А., Бортасевич В.С., Лобода Д.Р., Меженская Т.Е., Саранцев С.Н., Теленков В.М, Хаматдинов Р.Т., Черменский В.Г. («Нефтегазгеофизика») и Глебочева Н.К. (СНГФ)

2 СОГЛАСОВАНА Заместителем руководителя ГЦИ СИ ВНИИМ

им. Д. И. Менделеева Александровым В. С.
Генеральным директором ООО «Уральский центр стандартизации и сертификации геофизической и геологической продукции Талалаем А. Г.

3 УТВЕРЖДЕНА Генеральным директором ООО «Нефтегазгеофизика»

Хаматдиновым Р. Т.

4 РАЗРАБОТАНА ВПЕРВЫЕ

Настоящая инструкция не может быть полностью или частично воспроизведена, тиражирована и распространена без разрешения ООО «Нефтегазгеофизика»

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	1
1 Общие положения	1
2 Характеристика аппаратуры	11
2.1 Состав аппаратуры	11
2.2 Техническая характеристика аппаратуры	12
2.3 Конструкция скважинного прибора	12
2.4 Схема функционирования скважинного прибора	13
2.5 Характеристика программного обеспечения тестирования аппаратуры	17
3 Методика калибровки аппаратуры	18
3.1. Базовая калибровка аппаратуры	18
3.2. Полевая калибровка аппаратуры	19
3.3 Характеристика программного обеспечения калибровки аппаратуры	22
4 Методика скважинных измерений	22
4.1 Регистрируемые и первичные расчетные параметры	22
4.2 Дискретность записи данных по глубине, скорость каротажа	24
4.3 Порядок работы на скважине	25
4.4 Характеристика программного обеспечения проведения каротажа	26
4.5 Оформление и контроль качества измерений	27
4.6 Характеристика программного обеспечения редактирования и контроля качества каротажа	30
5. Обработка результатов измерений	31
5.1 Интерпретационная модель породы	31
5.2 Методика оценки нефтенасыщенности	33
6 Программное обеспечение обработки результатов измерений	41
6.1 Монитор комплекса и его функции	43
6.2 Программное обеспечение редактирования первичных данных	44
6.3 Программное обеспечение технического контроля качества каротажа	47
6.4 Программное обеспечение оценки текущей нефтенасыщенности	48
6.4.1 Оценка качества первичных данных каротажа	48
6.4.1.1 Оценка качества первичных данных по технологическим параметрам	48
6.4.1.2 Оценка качества первичных данных по стабильности временного спектра	50
6.4.1.3 Оценка качества первичных данных по стабильности энергетических спектров	50
6.4.2 Задание опорного спектра	52
6.4.2.1 Выбор опорного спектра из файла калибровок	52
6.4.2.2 Создание опорного спектра по скважинным данным	53

6.4.2.3 Стабилизация энергетической шкалы спектров	53
6.4.2.3.1 Автоматическая стабилизация спектров	54
6.4.2.3.2 Ручная стабилизация спектров	55
6.4.2.3.3 Оценка результатов привязки	55
6.5 Задание технических параметров	56
6.5.1 Параметры обработки	56
6.5.2 Параметры условий измерений	58
6.5.3 Дополнительные параметры	58
6.6 Расчет первичных геофизических параметров	60
6.7 Ввод данных открытого ствола	60
6.8 Увязка первичных данных	61
6.9 Ввод поправки за влияние муфт	61
6.9.1 Создание индикатора муфт	62
6.9.2 Определение приращения на муфтах	62
6.9.3 Ввод поправки	62
6.10 Устранение дрейфа	63
6.11 Задание модели обработки	63
6.11.1 Задание модельных опорных интервалов	63
6.11.2 Выбор или расчет кривых, используемых для ввода поправок	65
6.11.3 Задание влажности глин	67
6.12 Ввод поправок	67
6.13 Расчет нефтенасыщенности	68
6.14 Выдача заключения	69
6.15 Формирование табличного заключения по результатам обработки	70
6.16 Формирование твердой копии	75
Список литературы	77