

ИНСТРУКЦИЯ
по проведению литолого-плотностного гамма-гамма-каротажа
аппаратурой серии СГПЛ и обработке результатов измерений
МИ 41-17-1402-04

ВВЕДЕНИЕ

Аппаратура серии СГПЛ предназначена для проведения литолого-плотностного гамма-гамма каротажа в разрезах нефтяных и газовых скважин. Аппаратура выпускается в термобаростойком (180 °С, 150 МПа, СГПЛ-1Т) и обычном (120°С, 80 МПа, СГПЛ-73) исполнениях. В зависимости от условий применения допустимая скорость каротажа изменяется в пределах 200÷400 м/час.

Инструкция составлена по результатам научно-исследовательских и опытно-методических работ. Руководство содержит сведения необходимые для настройки аппаратуры серии СГПЛ перед каротажем, проведения измерений в скважине, обработки результатов измерений и их комплексирования с данными других методов.

1 ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МЕТОДА

Литолого-плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-ЛП) основан на регистрации рассеянного гамма-излучения, создаваемого ампульным источником гамма-квантов (в основном применяется изотоп Cs-137 с энергией гамма-излучения 662 кэВ). Проходя через породу, скважину и охранный кожух прибора гамма-кванты частично поглощаются, частично рассеиваются с потерей энергии. В результате на детектор поступает гамма-излучение, энергетический спектр которого существенно отличается от первичного спектра. Энергия, оставленная гамма-квантом в детекторе, преобразуется блоком детектирования в электрический импульс, заряд которого пропорционален суммарной энергии, оставленной гамма-квантом в детекторе. Спектр (распределение по амплитуде) электрических импульсов, регистрируемых прибором, называется аппаратурным спектром.

Основными видами взаимодействия гамма-излучения с веществом являются комптоновское рассеяние, фотоэлектрическое поглощение (фотоэффект) и образование пар электрон-позитрон с последующей аннигиляцией позитрона [1, 2]. Сечение образования пар Σ_{γ} отлично от нуля при энергии гамма-кванта E_{γ} более 1022 кэВ (т.е. при превышении суммарной энергии покоя электрона и позитрона) и примерно пропорционально величине $Z^2 \ln E_{\gamma} \times (\rho_{об} \times N/A)$, где Z – атомный номер элемента, $\rho_{об}$ – объёмная плотность вещества, N – число Авогадро, A – атомный вес элемента. Сечение фотоэффекта Σ_{τ} примерно пропорционально величине $Z^{4+5}/E_{\gamma}^3 \times (\rho_{об} \times N/A)$. Сечение комптоновского рассеяния

Σ_c примерно пропорционально величине $Z/E_\gamma \times (\rho_{об} \times N/A)$. Для основных породообразующих элементов горных пород в разрезах нефтегазовых скважин (Н, О, Si, Al, Ca, Mg, Na, K) сечение образования пар начинает играть заметную роль при энергии гамма-квантов более 3000÷4000 кэВ, а сечение фотоэффекта – при энергии менее 100÷150 кэВ. На рисунке 1 приведен ход зависимости сечений $\Sigma_c/\rho_{об}$, $\Sigma_\gamma/\rho_{об}$ и $\Sigma_\tau/\rho_{об}$ от энергии для типичного элемента горных пород – алюминия.

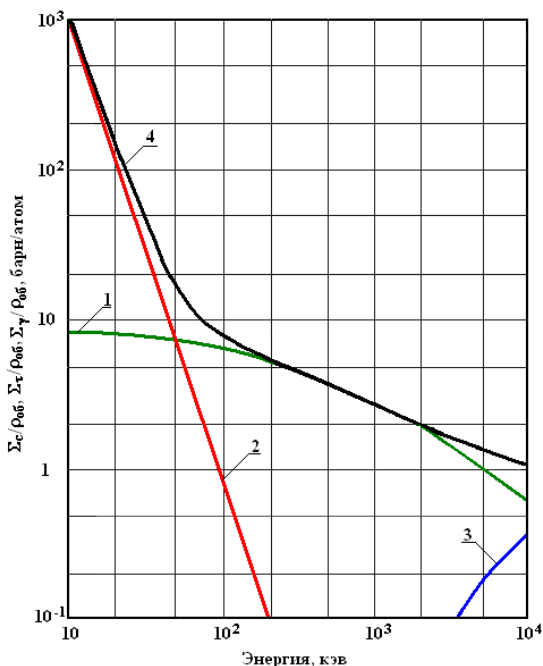


Рисунок 1. Сечения взаимодействия гамма-квантов для алюминия

Сечение комптоновского рассеяния $\Sigma_c/\rho_{об}$ – зеленая линия (1), сечение фотопоглощения $\Sigma_\tau/\rho_{об}$ – красная линия (2), сечение образования пар $\Sigma_\gamma/\rho_{об}$ – синяя линия (3), полное сечение – черная линия (4).

Таким образом, поток и энергетический спектр регистрируемого гамма-излучения определяются плотностью и атомным номером породы. Это обстоятельство используется в аппаратуре литолого-плотностного гамма-гамма каротажа для определения указанных параметров породы – плотности и эффективного атомного номера.

В области энергий от 150 до 2000 кэВ основным видом взаимодействия гамма-излучения с веществом является комптоновское рассеяние, величина которого, в соответствии с выше приведенными выражениями для сечений, пропор-

циональна плотности породы и ее атомному номеру. Сечение комптоновского рассеяния Σ_c для моносоединенных веществ может быть записано в виде:

$$\Sigma_c = \delta_c \times \rho_{об} \times (N \times Z/A), \quad (1)$$

где δ_c – сечение комптоновского рассеяния, рассчитанное на один электрон. Для большинства породообразующих элементов отношение Z/A близко к 0.5 и только для водорода $Z/A=1$. Как следствие, суммарное сечение в области энергий гамма-квантов, регистрируемых при плотностном каротаже ($\approx 0,15 \div 0,4$ МэВ), где преобладает комптон-эффект, с точностью выполнения соотношения $Z/A = \text{const}$ будет зависеть только от объемной плотности вещества.

Величину $\rho_e = 2 \times \rho_{об} \times (Z/A)$ называют электронной плотностью вещества. Для минерала, состоящего из нескольких элементов:

$$\rho_e = 2 \times \rho_{об} \times \sum (v_i \times Z_i / A_i), \quad (2)$$

где v_i – весовая доля i -го элемента. Для вещества, состоящего из нескольких компонент, ρ_e определяется с учетом объемной доли V_j каждой j -ой компоненты:

$$\rho_e = \sum (V_j \times \rho_{ej}),$$

где ρ_{ej} – электронная плотность j -ой компоненты.

Исходным положением при обосновании измеряемого параметра является тот факт, что показания плотностного гамма-гамма каротажа (ГГКП) в любой произвольной среде 1 будут такими же, как и в среде 2, если равны их электронные плотности $\rho_e(1) = \rho_e(2)$ [1, 2, 3]. В качестве основной среды (породы), для которой строятся интерпретационные зависимости и алгоритмы обработки показаний ГГКП, используется водонасыщенный известняк (CaCO_3 – кальцит). В этом случае измеряемое значение плотности совпадает с истинной объемной плотностью исследуемой среды. Для всех других литотипов пород и при ином характере их насыщения измеряемое значение плотности (назовем ее «эквивалентной» плотностью $\rho_{эkv}$) будет отличаться от истинного.

Таким образом, измеряемый параметр ГГКП – эквивалентная плотность породы. Она равна объемной плотности водонасыщенного известняка, обладающего такой же электронной плотностью, как и исследуемая порода.

Пусть имеем породу произвольного состава с электронной плотностью ρ_e . Показания в исследуемой породе будут равны показаниям в пласте водонасыщенного известняка с коэффициентом общей пористости $K_{п}$, если

$$\rho_e = (1 - K_{п}) \times \rho_{e(изв)} + K_{п} \times \rho_{e(вода)}, \quad (3)$$

где $K_{п}$ определяется через плотность минерального скелета известняка ρ_m , плотность воды ρ_v в поровом пространстве и объемную плотность породы $\rho_{об(изв)}$

$$K_{п} = (\rho_m - \rho_{об(изв)}) / (\rho_m - \rho_v), \quad (4)$$

Подставляя в (3) выражение (4) и численные значения плотностей кальция и воды из таблицы 1, получаем значение эквивалентной плотности исследуемой породы, равное объемной плотности водонасыщенного известняка:

$$\rho_{\text{эkv}} = \rho_{\text{об(изв)}} = 1.07 \times \rho_{\text{с}} - 0.188, \text{ г/см}^3 \quad (5)$$

Таблица 1 – параметры основных породообразующих минералов и флюидов

Минерал, Флюид	Химическая Формула	$\rho_{\text{об}}, \text{ г/см}^3$	$\rho_{\text{с}}, \text{ г/см}^3$	$\rho_{\text{эkv}}, \text{ г/см}^3$	$\rho_{\text{с}}$	$Z_{\text{эфф}}$
Вода	H ₂ O	1.00	1.1101	1.00	0.36	7.53
Нефть	CH ₂	0.76	1.1407	0.85	0.12	5.55
Метан	CH ₄	0.00072	0.0009	0.0009	0.095	5.20
Кальцит	CaCO ₃	2.71	2.708	2.71	5.08	15.71
Кальцит, K _п =35%	0.65×CaCO ₃ +0.35×H ₂ O	2.11	2.11	-----	4.23	-----
Кварц	SiO ₂	2.65	2.65	2.648	1.81	11.79
Кварц, K _п =35%	0.65× SiO ₂ +0.35×H ₂ O	2.07	2.07	-----	1.54	-----
Доломит	CaMg(CO ₃) ₂	2.87	2.863	2.876	3.14	13.75
Доломит, K _п =35%	0.65×CaMg(CO ₃) ₂ +0.35×H ₂ O	2.22	2.21	-----	2.66	-----
Полевой шпат	0.5KAlSi ₃ O ₈ +0.5NaAlSi ₃ O ₈	2.60	2.620	2.59	2.11	12.31
Ангидрит	CaSO ₄	2.96	2.957	2.977	5.05	15.69
Гипс	CaSO ₄ ×2H ₂ O	2.32	2.372	2.315	3.98	14.68
Галит	NaCl	2.165	2.074	2.032	4.65	15.33
Сильвин	KCl	1.984	1.916	1.863	8.51	18.14
Песчаник чистый		2.31	-----	-----	1.75	11.68
Глина типичная		2.65	-----	-----	3.42	14.08

В таблице 1 приведены значения минеральной, электронной и эквивалентной плотности основных минералов, наиболее часто встречающихся в разрезах нефтегазовых скважин, а также отдельных веществ, используемых для изготовления образцов плотности. Для большинства типов пород-коллекторов нефти и газа (известняков, доломитов, кварцевых и полимиктовых песчаников) измеряемый параметр $\rho_{\text{эkv}}$ с погрешностью не превышающей $\pm 0.02 \text{ г/см}^3$, равен объемной плотности пород. Поэтому далее в тексте и иллюстрациях измеряемый параметр обозначается $\rho_{\text{об}}$. В других породах, например пластах гипса, каменной соли и др., необходимо корректировать измеряемые значения плотности, пользуясь данными таблицы 1.

В диффузионном приближении [4] в области энергий 150÷1000 кэВ поток гамма-квантов $N_{\text{с}}$ на расстоянии R от источника можно представить в виде

$$N_{\text{с}} = C/R \times \exp(-\Sigma_{\text{с}} \times R) = C/R \times \exp(-A \times \rho_{\text{об}} \times R), \quad (6)$$

где C и A – некоторые константы. Из выражения (6) следует $\rho_{\text{об}} = a + c \times \log(N_{\text{с}})$.

Для измерения объемной плотности горных пород обычно используется двухзондовые измерительные установки. Совместная обработка показаний зондов таких установок обеспечивает исключение влияния промежуточной

среды благодаря существенно различной чувствительности их к изменению плотности пород, но близкой (либо равной) чувствительности к промежуточной среде.

Принцип измерения объемной плотности заключается в облучении горных пород потоком гамма-квантов от источника гамма-излучения цезий-137, регистрации рассеянных гамма-квантов двумя детекторами, расположенными на фиксированных расстояниях от источника и снабженных специальными коллиматорами, преобразовании их в потоки электрических импульсов, средние частоты следования которых связаны со значением эквивалентной плотности горных пород $\rho_{\text{экв}}$ (г/см³) функциональной зависимостью

$$\rho_{\text{экв}} = 2.59 - A \times \lg(C \times J_{\text{БЗ}} / J_{\text{МЗ}}), \quad (7)$$

где $J_{\text{БЗ}}$, $J_{\text{МЗ}}$ – средние частоты (имп/мин) следования выходных импульсов каналов большого и малого зондов (ГГК-БЗ и ГГК-МЗ), зарегистрированные в исследуемой среде; $C = J_{\text{МЗЭТ}} / J_{\text{БЗЭТ}}$ – нормирующий коэффициент; $J_{\text{МЗЭТ}}$, $J_{\text{БЗЭТ}}$ – средние частоты следования выходных импульсов каналов ГГК-МЗ и ГГК-БЗ, зарегистрированные в эталонной среде – на стандартном образце плотности с $\rho_{\text{эт}} = 2.59$ г/см³; A – коэффициент чувствительности зонда.

Таким образом, измерение объемной плотности горных пород $\rho_{\text{об}}$ сводится к определению коэффициента C , являющегося постоянной величиной для данного экземпляра модуля, измерению средних частот следования выходных импульсов каналов ГГК-МЗ и ГГК-БЗ модуля и вычислению значения плотности по формуле (7), имея ввиду соотношение (5).

Поток гамма-квантов комптоновского интервала энергий (более 150 кэВ) является источником гамма-квантов более низких энергий, т.е. интервала энергий преимущественно фотоэлектрического поглощения (менее 150 кэВ). Это позволяет представить (в нулевом приближении) поток гамма-квантов N_p на детекторе в области энергий ниже 150 кэВ в виде произведения потока гамма-квантов комптоновского интервала энергий N_c на вероятность P_c быть непоглощенным при пролете до детектора, а именно

$$N_p = N_c \times P_c, \quad (8)$$

$$P_c \approx \alpha \times (Z / E_{\gamma c} \times (\rho_{\text{об}} \times N / A)) / \{ Z / E_{\gamma c} \times (\rho_{\text{об}} \times N / A) + Z^{4+5} / E_{\gamma p}^3 \times (\rho_{\text{об}} \times N / A) \},$$

где α есть коэффициент, учитывающий ослабление потока N_c при прохождении его до детектора, $E_{\gamma c}$, $E_{\gamma p}$ – средние энергии регистрируемых гамма-квантов комптоновского и фотоэлектрического интервалов. На рисунке 2 схематически изображены спектры рассеянного гамма-излучения для трех сред с постоянной плотностью, но различным значением Z , иллюстрирующие приведенную выше зависимость.

Из выражения (8) следует, что отношение N_p / N_c будет в основном определяться зарядом среды Z , в которой распространяются гамма-кванты, а именно

$$N_p / N_c = \alpha / (1 + \beta \times Z^{3+4}), \quad (9)$$

где β – некоторый коэффициент.

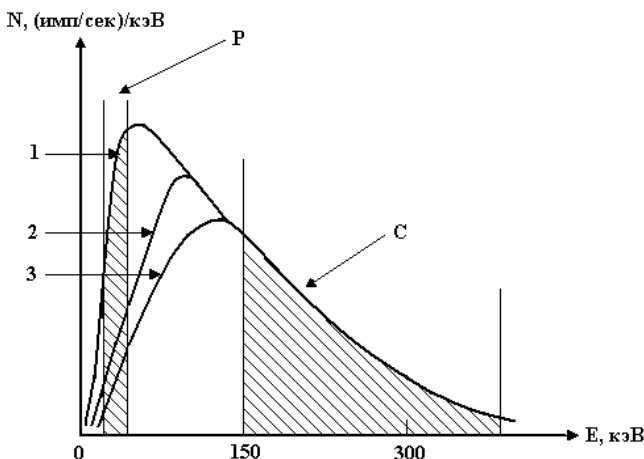


Рисунок 2. Спектры (схематические) рассеянного гамма-излучения в средах с постоянной плотностью и различным значением Z

1 – среда с низким значением Z , 2 – среда с промежуточным значением Z , 3 – среда с высоким значением Z . P – область преимущественно фотоэлектрического поглощения, C – область преимущественно комптоновского рассеяния.

Для интервала энергий, используемых в литолого-плотностном каротаже, показатель степени при Z принимается равным 3.6. Кроме того, для характеристики заряда среды часто используется, так называемый, индекс фотоэлектрического поглощения $P_e = (Z/10)^{3.6}$, пропорциональный сечению фотоэффекта на электрон [5, 6]. С учетом этих условий выражение (9) принимает вид

$$N_p/N_c = \alpha / (1 + \gamma \times P_e). \quad (10)$$

Отсюда следует

$$P_e = (\alpha / (N_p/N_c) - 1) / \gamma. \quad (11)$$

Таким образом, определение индекса фотоэлектрического поглощения среды P_e сводится к измерению потока рассеянного гамма-излучения в двух энергетических окнах, соответствующих комптоновской и фото областям спектра, и расчете P_e по установленной на моделях сред связи $P_e = F(N_p/N_c)$, аналогичной (11).

На рисунке 3 приведен пример аппаратного спектра прибора СГПЛ-73 в блоках алюминия (Al , $\rho_{э\text{кв}} = 2.59 \text{ г/см}^3$, $P_e = 2.66$) и мрамора ($CaCO_3$, $\rho_{э\text{кв}} = 2.71 \text{ г/см}^3$, $P_e = 5.08$), а также спектр реперного источника, используемого для стабилизации энергетической шкалы спектрометра.

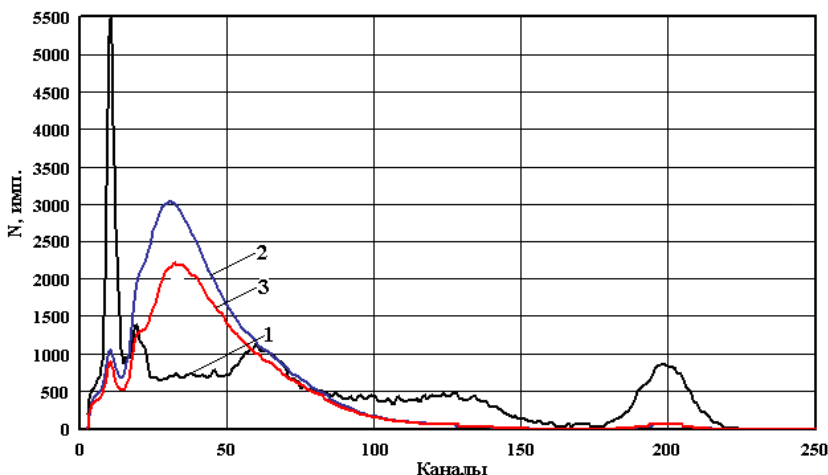


Рисунок 3. Аппаратурные спектры литологического зонда прибора СГПЛ-73

1 – реперный спектр (x15); 2 – спектр на АДО; 3 – спектр на мраморе

В аппаратуре серии СГПЛ стабилизация энергетической шкалы выполняется по пикам с энергией 662кэВ (реперного источника Cs-137) и ≈ 32 кэВ (характеристического излучения бария, являющегося продуктом бета-распада Cs-137, и частично йода детектора).

Петрофизические уравнения, описывающие связь геофизических параметров $\rho_{\text{эКВ}}$ и P_e с объемными компонентами V_i интерпретационной модели породы $\vec{V} = (V_1, V_2, \dots, V_N)$, $V_1 + V_2 + \dots + V_N = 100$, описываются следующими ниже выражениями:

$$\rho_{\text{эКВ}} = (\rho_{\text{эКВ},1} \times V_1 + \rho_{\text{эКВ},2} \times V_2 + \dots + \rho_{\text{эКВ},N} \times V_N) / 100,$$

$$P_e = (P_{e,1} \times \rho_{e,1} \times V_1 + P_{e,2} \times \rho_{e,2} \times V_2 + \dots + P_{e,N} \times \rho_{e,N} \times V_N) / (\rho_{e,1} \times V_1 + \rho_{e,2} \times V_2 + \dots + \rho_{e,N} \times V_N), \quad (12)$$

$$\rho_{e,i} = (\rho_{\text{эКВ},i} + 0.188) / 1.07, \quad i = 1, 2, \dots, N.$$

2 ХАРАКТЕРИСТИКА АППАРАТУРЫ

Здесь и далее под аппаратурой серии СГПЛ понимается аппаратно-программный комплекс, обеспечивающий измерение плотности и индекса фотоэлектрического поглощения породы.

Аппаратура серии СГПЛ предназначена для исследования нефтяных и газовых скважин методом литолого-плотностного гамма-гамма каротажа. Скважинный снаряд оснащен трех зондовой установкой (ЗГГК-ЛП) с детекторами NaJ(Tl) на малом, большом и литологическом зондах. Аппаратура

обеспечивает измерение эквивалентной плотности и индекса фотоэлектрического поглощения пород в разрезах нефтегазовых скважин.

2.1 Состав аппаратуры

В состав аппаратуры серии СГПЛ входят:

- скважинный прибор;
- техническое описание (ТО);
- формуляр;
- интерпретационное обеспечение аппаратуры серии СГПЛ;
- программ первичной обработки данных аппаратуры серии СГПЛ (получение исправленных за влияние скважинных условий измерений геофизических параметров);
- технические средства полевой калибровки и инструкция по ее проведению;
- технические средства базовой калибровки и инструкция по ее проведению.

Кроме того, при поставке аппаратуры серии СГПЛ для работы в составе каротажной станции серии “КАРАТ” либо со специализированным адаптером, обеспечивающим связь прибора с компьютером, аппаратура комплектуется:

- программным обеспечением настройки и тестирования прибора на базе (для ремонтных служб предприятия);
- программным обеспечением тестирования прибора перед каротажем (для операторского состава);
- программным обеспечением регистрации;
- программным обеспечением полевой калибровки и инструкцией по ее проведению;
- программным обеспечением базовой калибровки и инструкцией по ее проведению.

Технические и программные средства полевой и базовой калибровок аппаратуры СГПЛ поставляются по специальному требованию заказчика.

Аппаратура работает в комплексе с регистрирующим оборудованием, обеспечивающим прием и передачу информации в коде Манчестер-2, каротажным подъемником с трехжильным грузонесущим кабелем длиной до 7000 м, источником гамма-излучения Cs-137 активностью не менее 1.20×10^{10} Бк ($90 \div 100$ мгэкв Ra).

Подробные сведения об аппаратуре приведены в техническом описании и инструкции по эксплуатации.

2.2 Техническая характеристика аппаратуры

Аппаратура серии СГПЛ характеризуется следующими параметрами (в скобках приведены значения для термобаростойкой аппаратуры):

– длина, не более мм	3350 (3950)
– максимальный диаметр, мм	86 (100)
– масса, не более кг	70 (100)
– скорость каротажа, м/час	200÷400
– телеметрия	Манчестер-2, 22кбод
– число регистрируемых каналов	256 канальный спектр+16
– число измеряемых параметров	2
– канал плотности:	
тип детектора	NaJ(Tl)
диапазон измерений, г/см ³	1.7÷3.0
основная относительная погрешность измерений, %	± 1.2
– канал индекса фотопоглощения:	
тип детектора	NaJ(Tl)
диапазон измерений, ед. Р _e	1.0÷7.0
основная погрешность измерений, ед. Р _e	± 0.2
– диапазон рабочих температур, °С	-10÷120 (-10÷185)
– верхнее значение рабочего гидростатического давления, МПа	80 (150)
– диапазон диаметров исследуемых скважин, мм	120÷350

2.3 Конструкция скважинного прибора

Общий вид скважинного прибора серии СГПЛ приведен на рисунке 4, основными элементами которого являются: электромеханический привод, обеспечивающий прижатие зондовой установки к стенке скважины, зондовое устройство ЗГГК-ЛП, состоящее из камеры источника гамма-квантов с источником-держателем, детекторов большого, малого и литологического зондов и электронного блока.

Зонд ЗГГК-ЛП состоит из шасси, в котором размещены три детектора гамма-квантов NaJ(Tl) с фотоэлектронными умножителями и делителями напряжения, экраны из вольфрама и фильтры. Конструкция и расположение экранов обеспечивают требуемую геометрию измерительной установки.

2.4 Схема функционирования скважинного прибора

Структурная схема модуля СГПЛ-1Т приведена на рисунке 5, отображает его основные блоки и схематично показывает их взаимосвязь.

Модуль СГПЛ-1Т состоит из геофизического разъема 19, электромеханического привода с блоком управления приводом и блока электроники ЗГГК-ЛП. Геофизический разъем модуля предназначен для стыковки модуля через каротажный кабель с программно-управляемым каротажным регистратором. Электромеханический привод предназначен для раскрытия и закрытия ры-

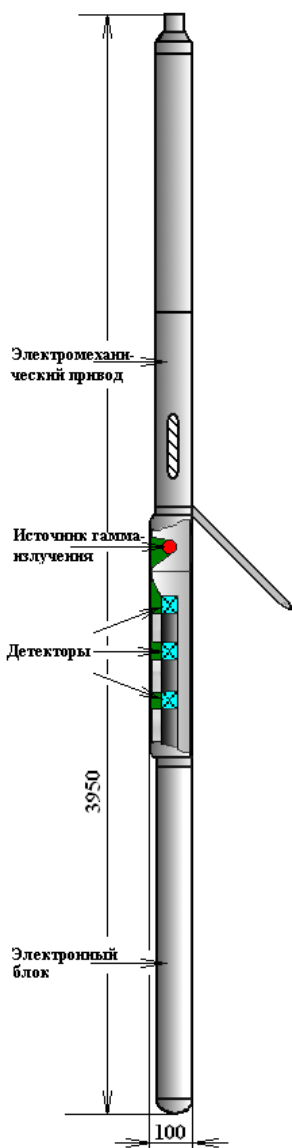


Рисунок 4. Общий вид скважинного прибора СГПЛ-1Т

чайной системы по команде с каротажной лаборатории. В состав электромеханического привода входят: силовой преобразователь 16, блок управления приводом 13, блок привода 11, включающий в себя электродвигатель. При питании двигателя электромеханического привода прижимного устройства напряжением отрицательной полярности двигатель вращается в одну сторону и происходит раскрытие рычага, а при питании напряжением положительной полярности двигатель вращается в другую сторону и рычаг закрывается. В обоих режимах работы электромеханического привода по достижению штоком толкателя механизма прижимного устройства крайних положений (полное раскрытие или полное закрытие) контакты концевых выключателей замыкаются на корпус модуля. Процессором блока управления приводом анализируется ток потребления двигателя. При превышении тока потребления некоторой величины блок питания двигателя выключается и двигатель останавливается. Таким образом, механизм привода и сам двигатель предохраняются от перегрузки.

Блок управления электромеханическим приводом 13 (БУП) осуществляет питание двигателя электромеханического привода прижимного устройства, управление режимами работы двигателя и контроль состояния привода. Блок управления формирует напряжения отрицательной и положительной относительно корпуса модуля полярности для питания двигателя электромеханического привода прижимного устройства, а также вырабатывает напряжение индикации включения преобразователя.

Блок электроники ЗГГК-ЛП (см. рисунок 5) содержит выпрямитель входного напряжения 18, блок преобразования вторичных напряжений 17, неуправляемый блок высокого напряжения большого и малого зондов 9, управляемый блок высокого напряжения литологического зонда 8, блок аналого-цифрового преобразования аналого-код 12, блок усилителей-дискриминаторов 10, блок накопления амплитудных спектров (блок

памяти) 14, блок центрального процессора (блок телеметрии) 15, блок детектирования с фотоэлектронными умножителями (ФЭУ) 5, 6, 7, с соответствующими сцинтилляционными детекторами 2, 3, 4. ФЭУ и детекторы расположены в охранном вольфрамовом экране и с соответствующими коллимационными окнами 23, 24, 25. Внутри вольфрамового экрана там же расположен ампульный источник Cs-137 напротив соответствующего коллимационного окна 22, реперный источник литологического зонда 26.

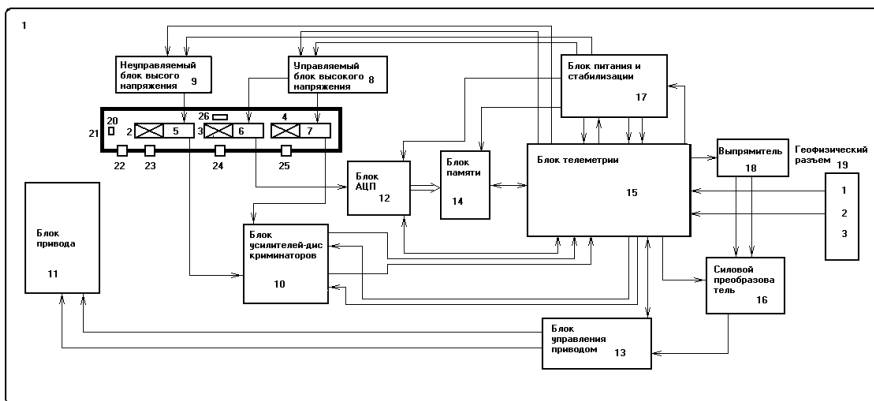


Рисунок 5. Структурная схема модуля СГПЛ-1Т

Прибор работает следующим образом. К каротажной станции прибор подключается через геофизический кабель. При подаче на 1-ю и 2-ю жилы геофизического каротажного кабеля питания прибора, начинает работать блок преобразования вторичных напряжений 17. При появлении вторичных напряжений внутри скважинного прибора начинают работать остальные блоки скважинного прибора. Блок центрального процессора 15 сбрасывает в состояние “по умолчанию” блок накопления амплитудных спектров 14, блоки высокого напряжения 8 и 9 и блок преобразования аналог-код 12.

Управление двигателем производится блоком телеметрии 15 по команде оператора, а напряжение на двигатель подается с силового преобразователя 16.

Блок высокого напряжения 8 выполнен программно управляемым, т.е. его выходным напряжениям можно управлять командами с наземной каротажной станции, изменяя тем самым коэффициент усиления информационного сигнала. При установке “по умолчанию” напряжение питания всех ФЭУ устанавливается на значения, полученные по результатам настройки прибора. Интегральные каналы малого и большого зондов (детекторы 2 и 4, ФЭУ 5 и 7 и соответствующие им усилители-дискриминаторы) настроены и работают в режиме “плато счетной характеристики”. Выведение на режим “плато” происходит путем снятия счетной характеристики при изменении напряжения

питания соответствующих ФЭУ с блока высокого напряжения малого и большого зондов 9. Детектор 3, соответствующие ему ФЭУ 6 и блок преобразования аналог-код 12 работают в спектрометрическом режиме. Реперный источник 26, находясь в непосредственной близости от детектора 3, обуславливает появление в спектре, регистрируемом детектором 3 пиков полного поглощения реперного источника. По этим пикам проводят стабилизацию энергетической шкалы. Это происходит путем изменения напряжения питания ФЭУ с управляемого блока высокого напряжения среднего зонда 8.

Источник 20 испускает в окружающую среду гамма-кванты. Окно 22 служит для коллимирования потока гамма-квантов в заданном направлении. Рассеянные в окружающей среде гамма-кванты через коллимационные окна 23, 24, 25 попадают на соответствующие детектора 2, 3, 4. В результате взаимодействия гамма-квантов с люминофором сцинтилляционного детектора последний преобразует энергию гамма-излучения в световые вспышки – сцинтилляции. Фотоэлектронный умножитель конвертирует световой импульс в импульс электрический. Заряд этого импульса, а при прочих равных условиях его амплитуда пропорциональна энергии зарегистрированного гамма-кванта.

По такому принципу работают все три сборки “детектор + ФЭУ” данного прибора. Токовый импульс с выхода ФЭУ 6 спектрометра литологического зонда поступает на вход преобразователя аналог-цифра 12, где преобразуется в соответствующий цифровой код, который устанавливается на выходе блока преобразователя аналог-цифра 12 и является пропорциональным энергии, оставленной гамма-квантом в сцинтилляционном детекторе. Блок накопления амплитудных спектров 14 инкрементирует содержимое ячейки, адрес которой соответствует цифровому коду, установленному на выходе блока преобразователя аналог-цифра 12. Таким образом, в блоке накопления амплитудных спектров 14 происходит накопление спектра гамма-излучения. Токовые импульсы с выхода ФЭУ 5 и ФЭУ 7 поступают на соответствующие входы усилителя-дискриминатора большого и малого 10 зондов. Там полезный сигнал усиливается до цифрового уровня, а шумы ФЭУ, находящиеся ниже уровня дискриминации, отрезаются. После этого цифровые импульсы с усилителя-дискриминатора 10 поступают на соответствующие счетные входы блока центрального процессора 15. По соответствующей команде с наземной каротажной станции накопленный спектр из блока накопления амплитудных спектров 14 переписывается в блок центрального процессора 15, который начинает передавать информацию на поверхность. Одновременно считываются с обнулением в буферные регистры и передаются на поверхность количества импульсов с усилителей-дискриминаторов большого и малого 10 зондов, сосчитанные блоком центрального процессора 15. Блок накопления амплитудных спектров 14 обнуляет содержимое памяти и прибор снова готово к накоплению очередного спектра.

2.5 Характеристика программного обеспечения аппаратуры

В соответствии с п. 2.1 в состав аппаратуры серии СГПЛ входит набор программных средств, поддерживающих всю технологическую цепочку ее эксплуатации – от первичной настройки при ремонте и изготовлении до получения геофизических параметров, исправленных за влияние скважинных условий измерений. Характеристика программных средств первичной обработки данных аппаратуры серии СГПЛ приводится в разделе 6. Программные средства настройки, тестирования, калибровки и регистрации данных аппаратуры серии СГПЛ при каротаже привязаны к регистрирующему оборудованию. Комплектность и тип поставляемого программного продукта настройки, тестирования и др. определяются заказчиком.

Программное обеспечение настройки аппаратуры серии СГПЛ эксплуатируется при проведении ремонтных работ на базе и предназначено для проведения:

- настройки приема сигналов каналов ГГК-МЗ, ГГК-БЗ, ГГК-ЛЗ и параметров опроса прибора;
- настройки энергетической шкалы спектрометра;
- управления электромеханическим приводом;
- цифрового и графического просмотра принимаемой информации;
- чтения и просмотра “электронного” номера прибора, версии программного кода и даты его прошивки в прибор;
- записи регистрируемой информации в файл (например, при испытаниях аппаратуры на термостабильность).

Программное обеспечение тестирования, полевой калибровки и регистрации данных аппаратуры серии СГПЛ предназначено для операторского состава и эксплуатируется при проведении каротажных работ, обеспечивая:

- настройку приема сигналов каналов ГГК-МЗ, ГГК-БЗ, ГГК-ЛЗ и параметров опроса прибора;
- настройку энергетической шкалы спектрометра;
- управления электромеханическим приводом;
- цифровой и графический просмотр принимаемой информации;
- чтение и просмотр “электронного” номера прибора, версии программного кода и даты его прошивки в прибор;
- проведение полевой калибровки аппаратуры с целью установления ее работоспособности; результат полевой калибровки документируется в файл и доступен для анализа при контроле качества выполненного каротажа;
- проведение каротажа с расчетом геофизических параметров в реальном масштабе времен и визуализацией их на экран дисплея в удобном для оператора формате.

Программное обеспечение базовой калибровки аппаратуры серии СГПЛ предназначено для метрологических служб предприятия.

Подробное описание этих программных продуктов поставляется с технической документацией на аппаратуру в соответствии с условиями ее эксплуатации (с используемыми регистрирующими средствами).

3 КАЛИБРОВКА АППАРАТУРЫ

Калибровка аппаратуры серии СГПЛ осуществляется аккредитованными 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 детекторов гамма излучения или ремонта механических узлов зондовых устройств аппаратуры. Данные калибровки являются основанием для оценки качества аппаратуры (пригодности ее использования в качестве средства измерения) и проведения количественной интерпретации результатов каротажа. Сопроводительная документация на аппаратуру серии СГПЛ должна содержать сведения о первичной калибровке.

3.1 Базовая калибровка аппаратуры

Базовая калибровка аппаратуры серии СГПЛ выполняется на моделях плотности пород (СОП). Все операции калибровки выполняются в соответствии с инструкцией по ее проведению, а также документацией на программу базовой калибровки аппаратуры.

Образцы плотности горных пород представляют собой монолитные либо гетерогенные модели, изготовленные из алюминиевых и магниевых сплавов. В обязательный комплект входят три модели с плотностью в диапазоне $2.00 \div 2.80$ г/см³ и значением индекса фотоэлектрического поглощения в диапазоне $2.0 \div 6.0$ ед. P_e , а также имитатор для изменения регистрируемого значения P_e . Воспроизводимые значения плотности и индекса фотоэлектрического поглощения должны перекрывать весь регламентированный технической документацией на аппаратуру их диапазон изменения. Предел допускаемой основной погрешности измерений объемной плотности за время набора не менее 20000 импульсов по каналам ГГК-МЗ и ГГК-БЗ не должен превышать значения ± 0.03 г/см³. Предел допускаемой основной погрешности измерений индекса фотоэлектрического поглощения за время набора не менее 100000 импульсов по каналу ГГК-ЛЗ не должен превышать значения ± 0.20 ед. P_e .

Результат базовой калибровки документируется в файле базовой калибровки с указанием даты ее проведения и параметров использованного оборудования (номера прибора, типа и номера источника, типа и номера калибровочной установки и др.). Файл базовой калибровки аппаратуры серии СГПЛ с

результатами выполненных калибровочных работ передается в каротажные и интерпретационные службы.

Кроме того, создается протокол базовой калибровки прибора, рекомендуемая форма которого приведена в таблице 1 Приложения 1.

3.2 Полевая калибровка аппаратуры

Полевая калибровка аппаратуры серии СГПЛ выполняется с целью установления пригодности ее использования и контроля стабильности параметров. Полевая калибровка аппаратуры серии СГПЛ выполняется в случае невозможности проведения базовой калибровки в установленный регламентом срок (например, при работе в удаленном от базы регионе) либо в случае ее включения в обязательный регламент работ с данной аппаратурой на скважине (на конкретном объекте работ). Полевая калибровка выполняется с использованием полевых калибровочных устройств в соответствии с инструкцией по ее проведению, а также документацией на программу полевой калибровки аппаратуры.

Полевое калибровочное устройства (ПКУ) для зонда ЗГГК-ЛП представляет собой цилиндр, изготовленный из алюминия марки АДО, с цилиндрической фрезеровкой для размещения зонда [7, 8] и имитатора изменения регистрируемого значения P_e . При измерениях прибор с ПКУ устанавливается на расстоянии не менее 100 см от поверхности земли (см. рисунок 6). Значение воспроизводимой ПКУ кажущейся плотности должно находиться в диапазоне $2.00 \div 2.80 \text{ г/см}^3$, а индекса фотоэлектрического поглощения в диапазоне $2.0 \div 6.0 \text{ ед.} P_e$. Эти значения определяются при базовой калибровке совместно с конкретным скважинным прибором. Имитатор изменения P_e должен обеспечивать смещение индекса фотоэлектрического поглощения не менее чем на 1.5 ед. P_e .

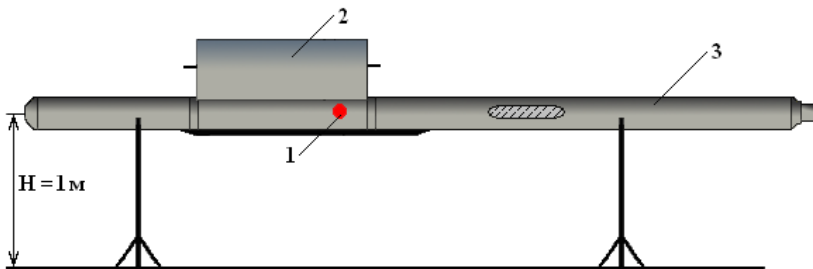


Рисунок 6. Схема установки прибора и ПКУ

1 – источник гамма-квантов; 2 – ПКУ; 3 – прибор.

Время набора данных при проведении полевой калибровки должно обеспечивать величину статистической погрешности в каналах малого и большого зондов не более 0.5 %.

4 СКВАЖИННЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ

4.1 Регистрируемые и расчетные параметры

Аппаратура серии СГПЛ обеспечивает регистрацию следующих параметров:

- потока рассеянного гамма-излучения на детекторах большого и малого зондов в единицах скоростей счета регистрируемых импульсов;
- спектра рассеянного гамма-излучения на детекторе литологического зонда;
- внутренней температуры прибора и других технологических параметров (значения параметра усиления, уровня дискриминации и стробирования сигнала с детектора литологического зонда).

Рекомендуемой единицей измерения регистрируемых параметров зондов ГГК-МЗ и ГГК-БЗ является скорость счета импульсов в минуту (имп/мин).

Расчетными параметрами являются объемная плотность пород в г/см^3 и индекс фотоэлектрического поглощения в ед. P_e .

4.2. Дискретность записи данных по глубине, скорость каротажа

Дискретность записи данных по глубине и скорость каротажа определяются мощностью пласта $h_{\min}$, подлежащего количественной обработке [9, 10].

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

Скорость каротажа должна обеспечивать измерение объемной плотности породы с погрешностью не более 5 %, а индекса фотопоглощения – не более 7 %, при общих исследованиях (для пластов мощностью $h_{\min}=3\div4$ м) и не более 3 и 5 %, соответственно, при детальном исследовании ($h_{\min}=1\div2$ м). Для выполнения этих требований скорость каротажа при общих исследованиях и дискретности записи по глубине 20 см не должна превышать $300\div350$ м/ч. Приведенные выше скорости каротажа даны для источника цезий-137 активностью 1.28×10^{10} Бк.

Повышение детальности исследований достигается уменьшением шага дискретизации (квантования) по глубине при одновременном (пропорциональном) снижении скорости каротажа. Рекомендуемые значения выбираются из ряда 5, 10, 20 см. Дискретность записи при детальном исследовании должна выбираться из ряда 5, 10 см.

4.3 Порядок работы на скважине

Измерения на скважине проводятся в соответствии с [9, 10] и технологической схемой, обеспечиваемой используемым регистратором, при выполнении следующих пунктов:

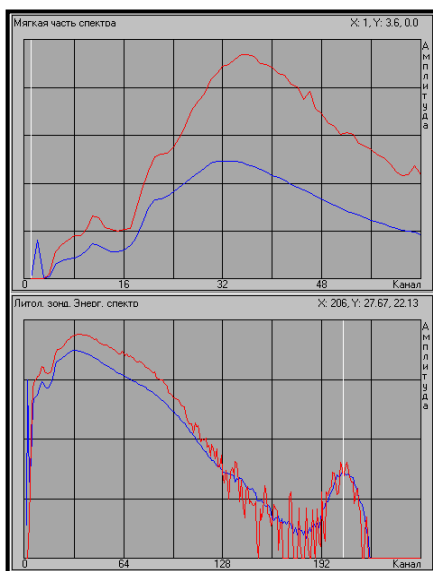
- развертывание аппаратуры и ее включение (в соответствии с техническим описанием), настройка приема данных и проверка работоспособности;

- прогрев в течение 10÷15 минут (этот пункт выполняется при необходимости проведения полевой калибровки (см. 3.2), в противном случае прогрев аппаратуры может быть совмещен со спуском в скважину);
- настройка энергетической шкалы литологического канала в соответствии с энергетической шкалой опорного спектра базовой калибровки используемого комплекта аппаратуры; эта операция может быть выполнена как в автоматическом, так и ручном режимах;
- установка скважинного прибора в ПКУ (выполняется при необходимости проведения полевой калибровки каналов измерения плотности (2ГГК-П) и индекса фотоэлектрического поглощения (ГГК-ЛП), см. п. 3.2);
- установка в прибор источника гамма-квантов (все работы с источниками ионизирующих излучений проводятся в соответствии с нормами и правилами радиационной безопасности [13, 14]);
- проведение полевой калибровки канала ГГК-ЛП (при необходимости ее проведения, см. п. 3.2) и принятие решения на использование аппаратуры; аппаратура допускается к исследованиям, если расхождение между измеренными и паспортными значениями не превышают 0.05 г/см³ при измерении плотности и 0.35 ед.Р_е при измерении индекса фотоэлектрического поглощения;
- спуск прибора в скважину в интервал измерений; скорость спуска не должна превышать 5000 м/час;
- раскрытие прижимного устройства прибора;
- проведение каротажа с повторением интервала (не менее 50 м) с наибольшей дифференциацией показаний либо интервала, представляющего наибольший интерес; скорость записи при проведении повторного замера должна соответствовать скорости записи основного замера; перед спуском на интервал повтора обязательно закройте прижимное устройство прибора;
- редактирование записи (при выявлении брака записи исследования выполняются повторно);
- закрытие прижимного устройства прибора;
- подъём и извлечение прибора из скважины; подъем прибора вне интервала исследования ведется со скоростью не более 5000 м/час;
- проведение полевой калибровки каналов 2ГГК-П и ГГК-ЛП (выполняется с целью контроля стабильности работы аппаратуры и только в случае проведения калибровки до каротажа); расхождение паспортных значений и результатов калибровки до каротажа и после не должно превышать 0.05 г/см³ при измерении плотности и 0.35 ед.Р_е при измерении индекса фотоэлектрического поглощения;
- выключение аппаратуры;
- извлечение из прибора источника гамма-квантов;

– свертывание аппаратуры.

При спуске прибора в скважину и проведении каротажа обязательному контролю (дополнительно к [9, 10]) 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 – реперные пики (Cs-137, 662 кэВ) текущего регистрируемого спектра и спектра базовой (полевой) калибровки не должны расходиться более чем на 2÷4 канала (см. рисунок 7).

а)



б)

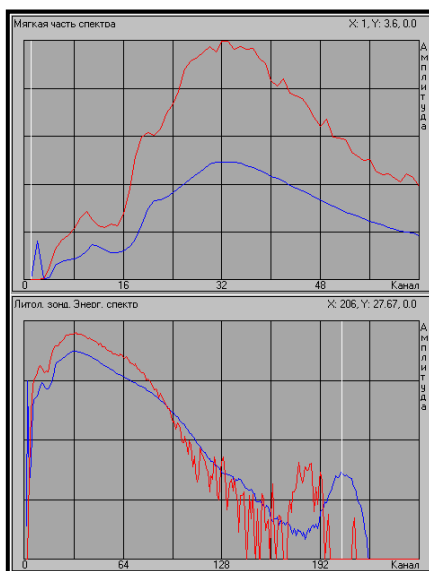


Рисунок 7. Аппаратура СГПЛ-1Т. Визуализация спектров в режиме измерений

Пример правильной (а) и неправильной (б) настройки энергетической шкалы спектрометра. Синим цветом показан спектр базовой калибровки, красным – текущий зарегистрированный спектр.

Файл с записью каротажа аппаратурой серии СГПЛ должен обязательно содержать сведения о геолого-технических условиях проведения измерений – диаметре скважины, давлении и температуре на забое, составе и свойствах промывочной жидкости (плотности и минерализации, использованных утяжелителях). При проведении полевой калибровки ее результаты также должны быть задокументированы в файл с записью каротажа.

4.4 Оформление и контроль качества измерений

Редактирование результатов каротажа является обязательным этапом, выполняемым оператором на скважине после завершения измерений данным (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 [9, 10], в соответствии с которой качество характеризуется тремя оценками – “хорошо”, “удовлетворительно”, “брак”. Бракованные материалы к обработке не допускаются.

Кроме общих положений инструкции [9, 10] дополнительно контролируются следующие ниже параметры.

В интервале перекрытия проводится расчет относительных систематической δ и полной случайной $\delta_{\text{сл}}$ погрешностей объемной плотности и индекса фотоэлектрического поглощения породы, приведенных к пласту регламентированной толщины:

$$\begin{aligned}\bar{\rho}_{\text{об}} &= \sum_{i=1}^n (\rho_{\text{оби}} \times h_i) / \sum_{i=1}^n h_i, \quad \Delta_i = \rho_{\text{оби}} - \rho_{\text{обиПОВТ}}, \\ \bar{\Delta} &= \sum_{i=1}^n (\Delta_i \times h_i) / \sum_{i=1}^n h_i, \quad \delta = 100 \times \bar{\Delta} / \bar{\rho}_{\text{об}}, \\ \delta_{\text{сл}} &= 100 \times \sqrt{\sum_{i=1}^n (\Delta_i - \bar{\Delta})^2 \times h_i / 2 \times \bar{\rho}_{\text{об}}^2 \times \sum_{i=1}^n h_i}.\end{aligned}\tag{13}$$

Аналогично выполняется расчет для P_e . Рекомендуется рассчитываемые значения δ и $\delta_{\text{сл}}$ приводить к пласту толщиной 2, 5 или 10 м. При этом должны выполняться следующие ниже требования.

Расхождение между основным и повторными замерами аппаратуры серии СГПИ (систематическая погрешность) по интервалам не менее 5 м не должно превышать ± 0.04 г/см³ по плотности и ± 0.30 ед. P_e по индексу фотоэлектрического поглощения для общих и, соответственно, ± 0.03 г/см³ и ± 0.20 ед. P_e – для детальных исследований. Полная случайная погрешность каналов плотности и индексу фотоэлектрического поглощения в тех же условиях не должна превышать ± 5 % и ± 3 %, соответственно [9, 10].

Средние значения поправки (кривая **DRHO**) за влияние промежуточной среды в интервалах с номинальным диаметром скважины при отсутствии глинистой корки не должны превышать ± 0.03 г/см³. При анализе **DRHO** убедитесь в правильности введенных значений мощности гамма-источника при калибровке и каротаже.

В интервале контрольных измерений аппаратуры серии СГПЛ толщины и конфигурации “опорных” пластов по кривым плотности и индекса фотоэлектрического поглощения должны соответствовать значениям, установленным по данным выполненных ранее исследований.

При выполнении полевой калибровки аппаратуры расхождение калибровочных значений до каротажа и после не должно превышать $\pm 0.03 \text{ г/см}^3$ по плотности и $\pm 0.20 \text{ ед.Р}_e$ – по индексу фотоэлектрического поглощения.

Общие требования к составу и форматам передаваемой заказчику документации определяются [9, 10], дополнительные – соответствующими соглашениями заказчика и исполнителя работ.

Рекомендуемые форматы вывода калибровочных данных, результатов каротажа на твердых копиях и контроля качества измерений для аппаратуры серии СГПЛ приведены на рисунках 8, 9, 10 и в таблицах 2, 3 Приложения 1.

5 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

5.1 Обработка результатов измерений аппаратуры серии СГПЛ

Основные зависимости аппаратуры литолого-плотностного каротажа описывают связь между эквивалентной плотностью породы и показаниями малого и большого зондов аппаратуры $\rho_{\text{экв}} = F(J_{\text{БЗ}}/J_{\text{МЗ}})$, а также между индексом фотоэлектрического поглощения и показаниями литологического $J_{\text{ЛЗ-плот}}$ и плотностного $J_{\text{ЛИТ-плот}}$ каналов литологического зонда $\text{Р}_e = F(J_{\text{ЛЗ-лит}}/J_{\text{ЛЗ-плот}})$ в стандартных условиях.

Основные зависимости аппаратуры СГПЛ-73 и СГПЛ-1Т приведены на рисунке 11.

Определяемые по основным зависимостям значения $\rho_{\text{экв,к}}$ и $\text{Р}_{e,к}$ могут отличаться от истинных их значений вследствие различий реальных геологотехнических условий измерений и условий, принятых при построении основных зависимостей. Переход от $\rho_{\text{экв,к}}$, $\text{Р}_{e,к}$ к $\rho_{\text{экв}}$, Р_e осуществляется в несколько этапов.

На первом этапе (при его выполнении) проводится учет влияния конечной мощности пласта и вмещающих пород на показания отдельных зондов аппаратуры литолого-плотностного каротажа серии СГПЛ и определение $\rho_{\text{экв,ГТК}}$ и $\text{Р}_{e,ГТК}$. На втором этапе учитывается влияние скважинных условий проведения каротажа на измеряемые параметры аппаратуры. Исправленные за влияние условий измерений значения $\rho_{\text{экв}}$ и Р_e используется на третьем этапе при определении параметров пласта (чаще в комплексе с другими методами).

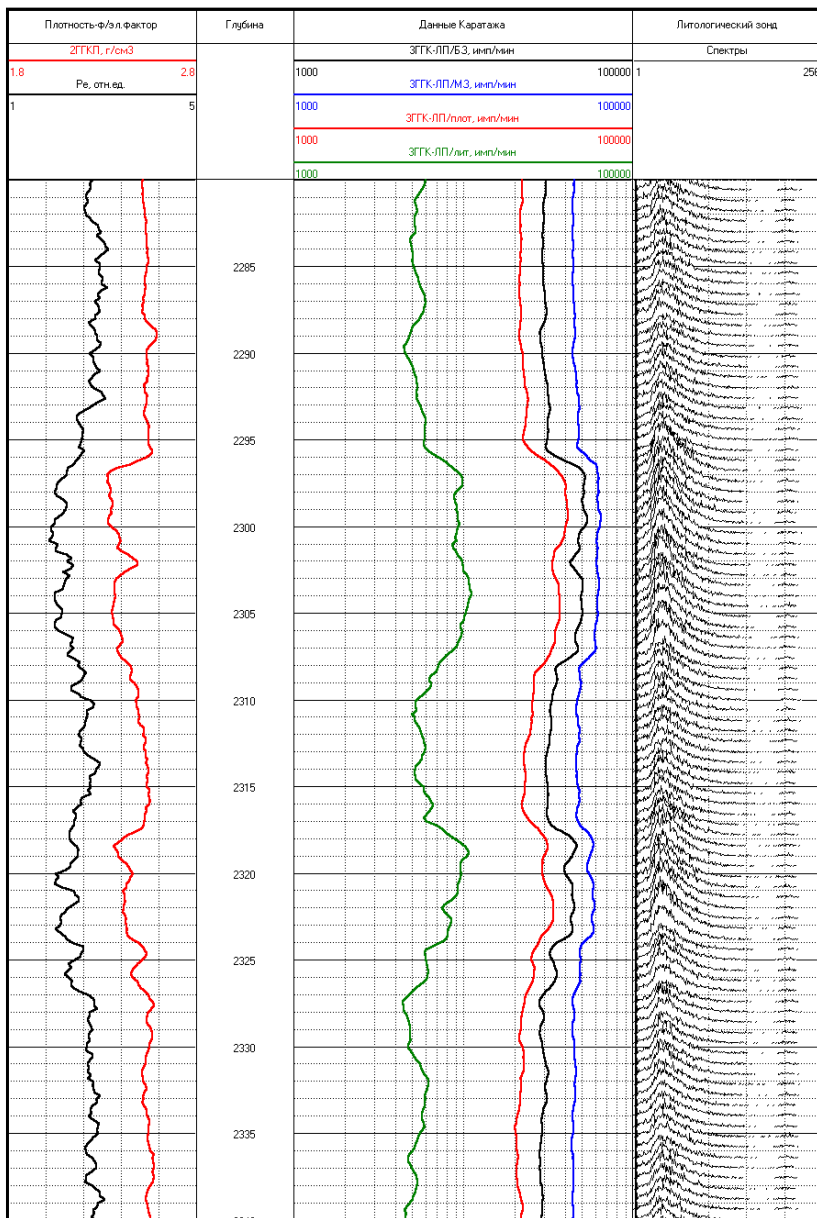


Рисунок 8. Рекомендуемый формат вывода данных аппаратуры СГПЛ на твердых копиях

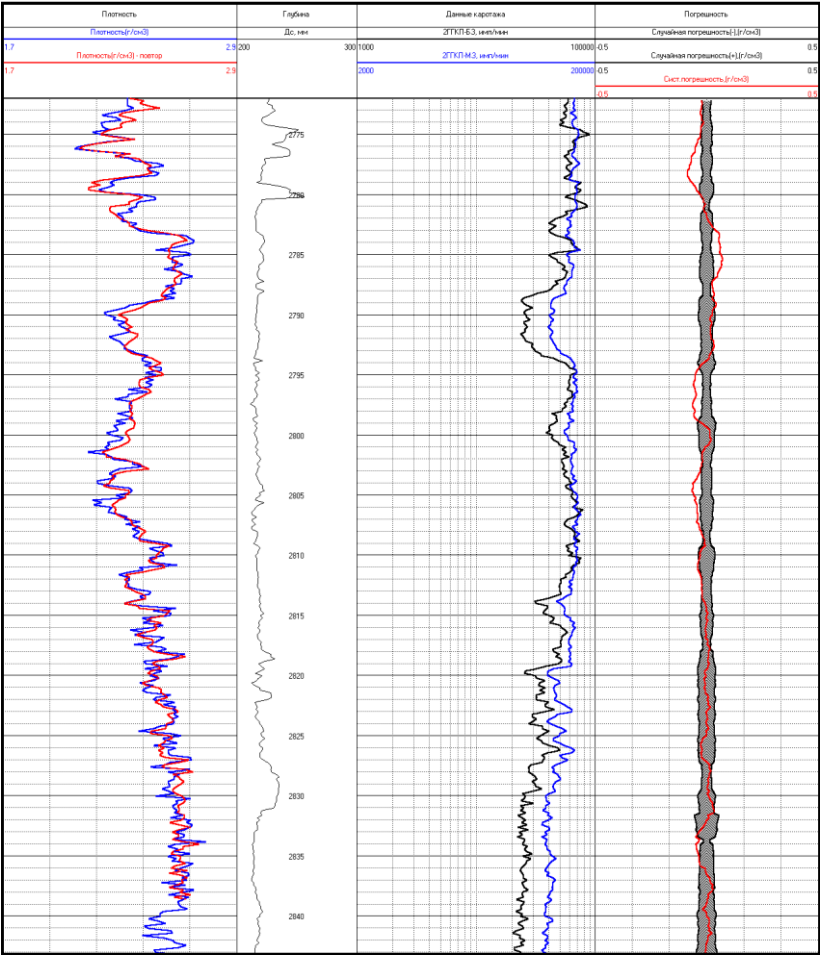


Рисунок 9. Рекомендуемый формат вывода результатов технического контроля качества измерений аппаратуры серии СГПЛ (канал плотности)

Запись выполнена в скважине номинальным диаметром 216 мм со скоростью 300÷350 м/час

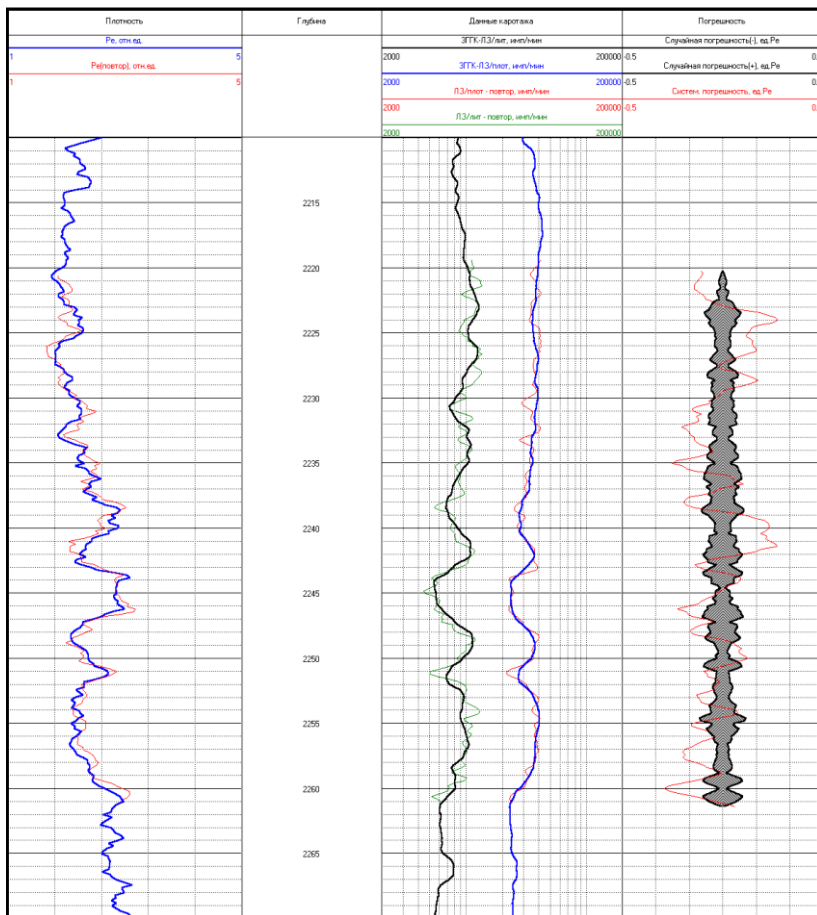


Рисунок 10. Рекомендуемый формат вывода результатов технического контроля качества измерений аппаратуры серии СГПЛ (канал индекса фотопоглощения)

Запись выполнена в скважине номинальным диаметром 216 мм со скоростью 300÷350 м/час

5.1.1 Определение границ пластов и снятие отсчетов с кривых литолого-плотностного каротажа

Показания J плотностных зондов аппаратуры серии СГПЛ в пакке пластов произвольной мощности описываются, аналогично зондам НК [11], выражением $J(z_0)=J(\rho_{\text{экр},k}(z_0))$, где $J(\rho_{\text{экр}})$ есть зависимость показаний зонда от плот-

ности породы $\rho_{\text{ЭКВ}}$, а $\rho_{\text{ЭКВ,К}}$ – текущая регистрируемая плотность по каротажу. Значения $\rho_{\text{ЭКВ,К}}$ определяются выражением

$$\rho_{\text{ЭКВ,К}}(z_0) = \int_{-\infty}^{\infty} \varphi(z - z_0) \rho_{\text{ЭКВ,ГГК}}(z) dz, \quad \int_{-\infty}^{\infty} \varphi(z) dz = 1, \quad (14)$$

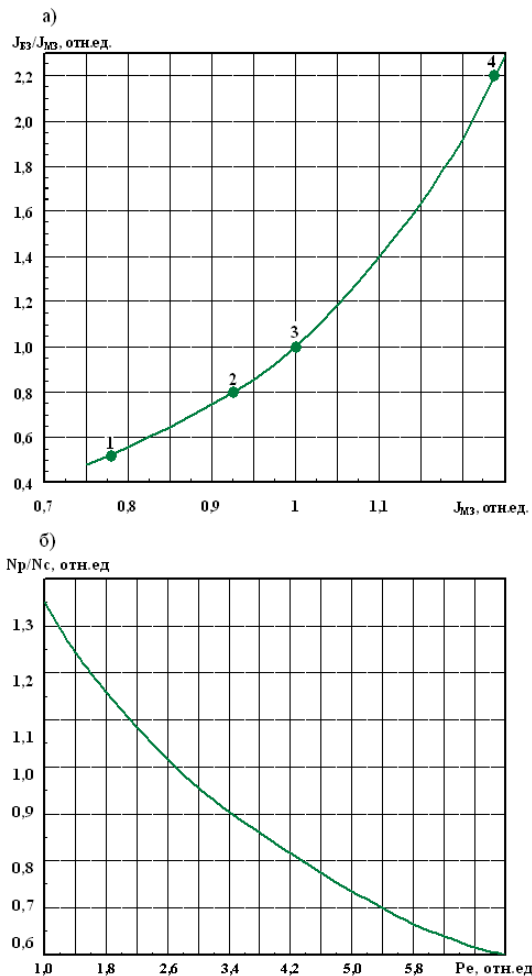


Рисунок 11. Основные зависимости аппаратуры СГПЛ-73

а) – основная зависимость плотностного канала аппаратуры СГПЛ-73: 1 – алюминиево-титановый блок, $\sigma_{\text{ЭКВ}}=2.91$ г/см³; 2 – алюминиевый блок, $\sigma_{\text{ЭКВ}}=2.703$ г/см³; 3 – алюминиевый блок, $\sigma_{\text{ЭКВ}}=2.594$ г/см³; 4 – алюминиево-магниевый блок, $\sigma_{\text{ЭКВ}}=2.119$ г/см³; б) – основная зависимость литологического канала аппаратуры СГПЛ-73.

где z_0 – текущее положение источника, $\varphi(z)$ – функция осевой чувствительности зонда (осевой геометрический фактор), $\rho_{\text{экв,ГТК}}(z)$ есть кажущаяся плотность породы в точке z в предположении неограниченной толщины текущего прослая. Значения осевых геометрических факторов зондов аппаратуры серии СГПЛ приведены на рисунке 12.

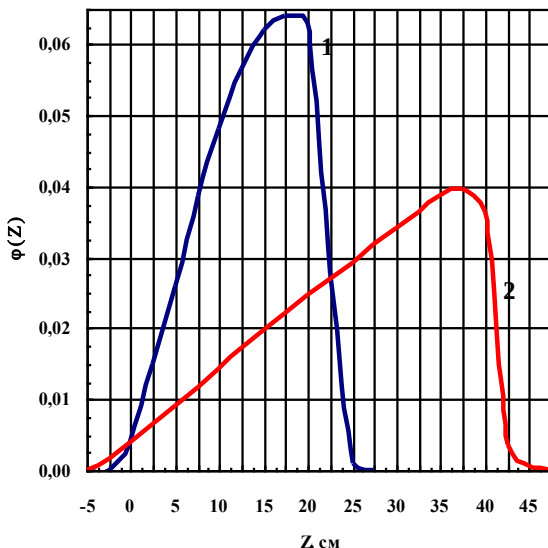


Рисунок 12. Осевые геометрические факторы малого (1) и большого (2) зондов аппаратуры СГПЛ-1Т

В соответствии с осевыми геометрическими факторами форма диаграмм зондов плотностного каротажа против одиночного пласта не симметрична. Разрешающая способность зондов $H_{\min}$ определяется их длиной (длина зонда +5 см) и слабо зависит от условий залегания пласта. Здесь под разрешающей способностью зонда понимается минимальная мощность пласта, выделяемого по показаниям метода как пласт бесконечной мощности.

За точку записи диаграммы плотности принята середина расстояния между источником гамма-квантов и детектором большого зонда. За точку записи диаграммы индекса фотоэлектрического поглощения принята середина расстояния между источником гамма-квантов и детектором литологического зонда. При этом границам пласта соответствует середина амплитуды аномалии кривых. Погрешность определения границ пластов по этому способу не превышает $\pm(10 \div 15)$ см. Мощность пласта определяется как разность глубин соответствующих границ пласта.

Отсчет значений плотности и индекса фотопоглощения проводится по участкам диаграммы с одинаковыми (с точностью до статистических флюк-

туаций) значениями, при этом пласту присваиваются значения $\rho_{\text{экв}}$ и P_e , усредненные в пределах этого участка.

Значения отсчетов плотности в одиночных пластах мощностью менее разрешающей способности зондов могут быть исправлены за влияние вмещающих пород выражением

$$\rho_{\text{экв,ГТК}} = [\rho_{\text{экв,к}} - (1 - \Psi)\rho_{\text{экв,вм}}] / \Psi, \quad (15)$$

где $\rho_{\text{экв,вм}}$ есть кажущаяся плотность вмещающего пласта либо нижележащего при толщине одиночного прослоя, в последнем случае, более $\frac{1}{2} H_{\text{min}}$, $\rho_{\text{экв,к}}$ – подлежащая исправлению кажущаяся плотность породы, определенная по экстремальным показаниям, $\Psi = \Psi(h)$ – поправочная функция, зависящая от мощности h пласта. График функции $\Psi(h)$ приведен на рисунке 13.

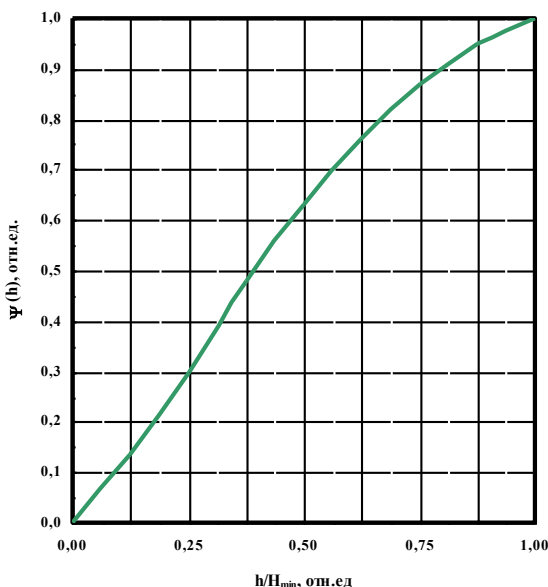


Рисунок 13. Поправочная функция на влияние вмещающих пород при конечной толщине h одиночного пласта

Другой способ снятия отсчетов с диаграмм плотностного каротажа и исправление их за влияние вмещающих пород (пригодный и в случае тонкого переслаивания пластов) состоит в проведении обратной фильтрации данных плотностного каротажа на основании (14), например, путем минимизации функции невязки вида

$$\int_{-\infty}^{\infty} (\varphi(z-z_0) \rho_{\text{экв,ГТК}}(z) dz - \rho_{\text{экв,к}}(z_0))^2 dz = \min, \quad (16)$$

где $\rho_{\text{экв,к}}(z_0)$ – значение регистрируемой плотности в точке z_0 .

Для успешного решения (16) дискретность каротажных данных должна обеспечивать не менее 5 точек на пласт мощностью $H_{\min}$, что возможно при шаге опроса прибора не более 5 см, $\rho_{\text{экв,ГГК}}(z)$ предполагается при этом кусочно-постоянной функцией, а мощности выделяемых пластов должны быть не менее $\frac{1}{2} H_{\min}$.

В случае аппаратуры серии СГПЛ данный способ должен применяться отдельно к каждому из зондов с последующим восстановлением показаний J зондов аппаратуры и их использованием при расчете геофизических параметров – плотности и индекса фотоэлектрического поглощения.

5.1.2 Учет влияния условий измерений в скважине на результаты литолого-плотностного каротажа

На результаты измерения плотности пород изменение диаметра скважины в диапазоне от 120 до 350 мм, а также тип и вещественный состав промывочных жидкостей (при отсутствии глинистой корки либо каверны) не влияют. Аппаратура обеспечивает исключение влияния промежуточной среды между поверхностью измерительной установки ЗГГК-ЛП и стенкой скважины (глинистая корка, локальные каверны) на результаты определения плотности при любом вещественном составе промывочных жидкостей, если толщина промежуточной среды не превышает $10 \div 15$ мм. Обработка плотностных каналов совместно с данными литологического зонда обеспечивает учет влияния промежуточной среды до $20 \div 25$ мм.

При оценке индекса фотоэлектрического поглощения толщина промежуточной среды не должна превышать $5 \div 10$ мм, при этом в составе промывочной жидкости не должно быть утяжелителей (барита, гематита и др.).

5.1.3 Учет влияния естественной радиоактивности горных пород на результаты литолого-плотностного каротажа

Корректировка результатов за влияние естественной радиоактивности горных пород осуществляется по данным гамма-каротажа (ГК). Поправки $\Delta J_{\text{БЗ}}$ и $\Delta J_{\text{МЗ}}$ за влияние естественной радиоактивности пород, вычитаемые из значений скоростей счета по каналам большого и малого зондов, определяется выражениями:

$$\Delta J_{\text{БЗ}} = J_{\text{ГК}}(\text{мкР/ч}) \times \alpha_{\text{БЗ}}((\text{имп/мин})/(\text{мкР/ч})),$$

$$\Delta J_{\text{МЗ}} = J_{\text{ГК}}(\text{мкР/ч}) \times \alpha_{\text{МЗ}}((\text{имп/мин})/(\text{мкР/ч})),$$

где $\alpha_{\text{БЗ}}$ и $\alpha_{\text{МЗ}}$ – чувствительности каналов БЗ и МЗ к естественному гамма-излучению, характерные для данного типа аппаратуры. Их значения для аппаратуры СГПЛ-73 равны 50 и 20, соответственно. Далее проводится расчет плотности с исправленными значениями $J_{\text{БЗ}}$ и $J_{\text{МЗ}}$, равными $J_{\text{БЗ,исп}} = J_{\text{БЗ}} - \Delta J_{\text{БЗ}}$, $J_{\text{МЗ,исп}} = J_{\text{МЗ}} - \Delta J_{\text{МЗ}}$.

Аналогично проводится корректировка литологического и плотностного каналов литологического зонда

$$\Delta J_{\text{ЛЗ-лит}} = J_{\text{ГК}}(\text{мкР/ч}) \times \alpha_{\text{ЛЗ-лит}}((\text{имп/мин})/(\text{мкР/ч})),$$

$$\Delta J_{\text{ЛЗ-плот}} = J_{\text{ГК}}(\text{мкР/ч}) \times \alpha_{\text{ЛЗ-плот}}((\text{имп/мин})/(\text{мкР/ч})),$$

$$J_{\text{ЛЗ-лит, ИСП}} = J_{\text{ЛЗ-лит}} - \Delta J_{\text{ЛЗ-лит}}, \quad J_{\text{ЛЗ-плот, ИСП}} = J_{\text{ЛЗ-плот}} - \Delta J_{\text{ЛЗ-плот}}.$$

Значения параметров $\alpha_{\text{ЛЗ-лит}}$ и $\alpha_{\text{ЛЗ-плот}}$ для аппаратуры СГПЛ-73 равны 2.0 и 5.0, соответственно.

5.1.4 Определение пористости пород по данным литолого-плотностного каротажа

По результатам оценки плотности (канал 2ГГК-П) может быть определена общая пористость пород, представленная объемами межзерновых (гранулярных) пор, каверн и трещин. Коэффициент общей пористости K_p , % связан с объемной плотностью $\rho_{\text{об}}$, г/см³ соотношением

$$K_p = (\rho_m - \rho_{\text{об}}) / (\rho_m - \rho_f), \%, \quad (17)$$

где ρ_m – минеральная плотность пород; ρ_f – плотность флюида, заполняющего поровое пространство. Минеральная плотность пород, возможных коллекторов нефти и газа, изменяется в широких пределах: от 2.55 (полимиктовые песчаники) до 2.87 г/см³ (доломиты) и зависит от минерального состава скелета пород, типа цемента, примесей глин, сульфатов, углей и тяжелых минералов [12].

В проницаемых пластах величина ρ_f соответствует плотности фильтрата промывочной жидкости ПЖ и зависит от его минерализации. При бурении скважин на минерализованных промывочных жидкостях ρ_f изменяется от 1.00 до 1.20 г/см³. Влияние температуры и давления на ρ_f учитывается по номограмме, изображенной на рисунке 14.

Исключением являются случаи бурения скважин на нефилтрующих растворах типа ИБР или ИЭР, а также большой остаточной нефтегазонасыщенности пластов в зоне исследования 2ГГК-П. В указанных случаях требуется более тщательное обоснование модели порового заполнения. В газонасыщенных пластах вычисляемое с помощью (18) значение $K_p(2\text{ГГК-П})$ завышается.

Таким образом, необходимым условием определения K_p по результатам 2ГГК-П является достоверность знания минеральной плотности и плотности насыщающих породу флюидов. Погрешность определения пористости в основном определяется неконтролируемыми изменениями плотности минерального скелета.

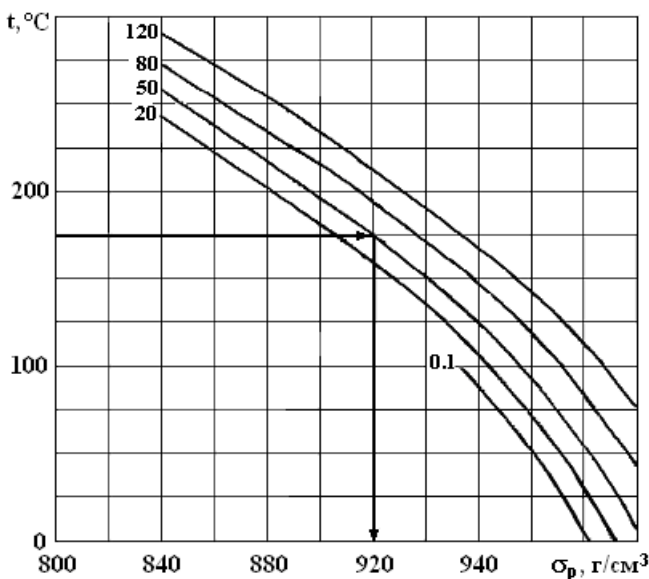


Рисунок 14. Зависимость плотности воды от температуры и давления

Шифр кривых – давление, МПа. Стрелкой показано направление снятия отсчета для условий $t = 180\text{ }^{\circ}\text{C}$, $P = 50\text{ МПа}$

Для песчано-глинистых терригенных отложений минеральная плотность пород за счет вариаций содержания в скелете кварца, полевых шпатов и глинистых минералов меняется, в ряде случаев, незначительно ($\pm 0.04\text{ г/см}^3$) и потому пористость можно оценивать непосредственно по показаниям 2ГГК-П с погрешностью $2\div 3\%$.

Для карбонатных отложений, скелет которых преимущественно сложен из смеси двух минералов – кальцита и доломита, непосредственная оценка пористости по значению $\rho_{об}$ невозможна, так как погрешность ее определения на каждые 15 % изменения содержания доломита (либо известняка) составляет 2 %. Погрешность определения пористости карбонатных отложений в 2 % создают также 10 % вариации содержания ангидрита либо 20 % вариации содержания глинистых минералов.

Использование в комплексе ГИС индекса фотоэлектрического поглощения позволяет существенно расширить его возможности при решении целого ряда задач [2, 15]. Так, включение в оценку пористости карбонатных отложений, представленных в основном кальцитом и доломитом, параметра P_e позволяет проводить определение плотности скелета с погрешностью не более $\pm 0.03\text{ г/см}^3$ и, как следствие, погрешность определения K_n составит не более $\pm 2\%$. Аналогичные результаты достигаются в случае ангидритизации известняков. Для терригенных отложений, в силу значительного отличия P_e типичных пес-

чаников и глин (см. таблицу 1), оценка пористости пород может быть также улучшена при привлечении параметра P_e . На рисунке 15 приведены примеры типичных кроссплотов для оценки пористости и глинистости песчано-глинистых пород, пористости и доломитизации карбонатных отложений по комплексу ($\rho_{об}$ - P_e).

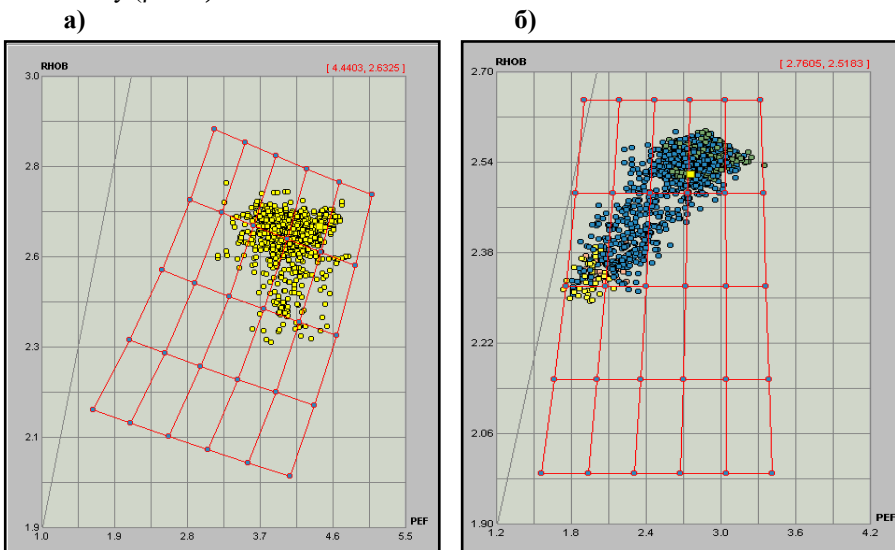


Рисунок 15. Пример использования комплекса ($\rho_{об}$ - P_e) для оценки пористости и литологии породы

а) – кварцевая песчано-глинистая порода; б) – глинистые доломитизированные известняки

5.2 Технология проведения первичной обработки литолого-плотностного гамма-гамма каротажа

Проведение первичной обработки данных литолого-плотностного каротажа аппаратурой серии СГПЛ, целью которой является получение исправленных за влияние скважинных условий измерений геофизических параметров и окончательный контроль технического качества каротажа, состоит в выполнении следующих этапов:

- выбор LIS-файла с данными каротажа аппаратуры серии СГПЛ, подлежащих первичной обработке;
- ввод/контроль технических параметров условий проведения каротажа (диаметра скважины, плотности ПЖ и др.);
- ввод/определение условий обработки (учитываемых при обработке параметров условий проведения каротажа);
- просмотр калибровочных данных и установление факта их наличия; при отсутствии калибровочных данных дальнейшая работа выполняется с

- базовой калибровкой, соответствующей (по номеру) использованной при каротаже аппаратуре;
- импорт дополнительных кривых (кавернометрии, гамма-каротажа и др.), используемых при обработке данных аппаратуры серии СГПЛ (эта операция выполняется при наличии этих данных);
 - увязка (проверка соответствия) данных каротажа аппаратуры серии СГПЛ по глубине к ранее выполненному комплексу ГИС;
 - определение типа фильтрации данных при привязке энергетической шкалы и проведение привязки энергетической шкалы зарегистрированных при каротаже спектров;
 - контроль качества привязки энергетической шкалы; кривые **CLDT** и **SLDT** не должны иметь срывов, интервалы срывов должны быть переработаны с измененными параметрами привязки; текущие средние, в интервале 1 м, значения кривой **ESLD** должны сохраняться с погрешностью не более 5 %;
 - выбор методики обработки (характера фильтрации данных ЗГГК-ЛП, типа обрабатываемых данных, основного литологического типа либо модели породы при определении K_n); основной литологический тип породы выбирается в случае обработки только кривой $\rho_{об}$ исходя из характера дальнейшего использования K_n (ГГКП) – при обработке в комплексе с другими геофизическими параметрами выбирается “ИЗВЕСТНЯК”, в противном случае выбирается литологический тип соответствующий изучаемым пластам-коллекторам; при работе с комплексом “ $\rho_{об}$ - P_e ” выбирается модель породы, в рамках которой будет выполнена оценка пористости;
 - расчет геофизических параметров метода ЗГГК-ЛП, исправленных за влияние скважинных условий измерений;
 - контроль соответствия полученных данных ранее выполненным замерам, априорной информации (как правило, показаниям в опорных пластах) и согласованности между собой (см. п. 4.4); при обнаружении недопустимого расхождения данных (п. 4.4) расчет геофизических параметров ЗГГК-ЛП рекомендуется выполнить по методике с предварительным восстановлением калибровочных данных по опорному пласту;
 - выполнение описанного регламента обработки с файлом контрольного замера;
 - вход в режим технического контроля качества и выдача заключения по качеству полученных данных; при выполнении контроля качества убедитесь в правильности увязки по глубине кривых основного R_{HOB} , PEF и повторного R_{HO*} , $PEF*$ замеров; форма заключения по качеству материала приведена в Приложении 2.

Дальнейшее использование полученных геофизических параметров возможно либо на уровне, установленных на конкретном объекте, корреляцион-

ных связей $\rho_{\text{экв}}$, P_e с параметрами породы (пористостью, глинистостью и др.), либо путем включения их в общий комплекс обрабатываемых геофизических параметров в рамках интерпретационной модели объекта исследования $\vec{V} = (V_1, V_2, \dots, V_N)$:

$$\begin{aligned}\rho_{\text{экв}} &= F_{\text{ГГКП}}(\vec{V}) \\ P_e &= F_{\text{ГГКЛ}}(\vec{V}) \\ &\dots\end{aligned}\tag{18}$$

Здесь $V_1, V_2, \dots, V_N$ – объемные компоненты интерпретационной модели ($V_1 + V_2 + \dots + V_N = 100$), $\vec{F} = (F_{\text{ГГКП}}, F_{\text{ГГКЛ}}, F_{\text{НК}}, \dots)$ – функции, связывающие значения геофизических параметров породы с объемными компонентами породы (петрофизические связи; для $\rho_{\text{экв}}$ и P_e см. (12)). Последний вариант наиболее полно использует информационные возможности метода. Решение приведенной выше системы (18) может быть выполнено многими способами. Наиболее сложным моментом в этом случае всегда является создание интерпретационной модели объекта исследования, а именно: определение размерности модели, минерального и микропримесного состава компонент, их гранулометрических характеристик и некоторых других параметров. Включение в комплекс P_e существенно расширяет его возможности по анализу минерального состава породы и, как следствие, выбора интерпретационной модели. Комплексирование литолого-плотностного гамма-гамма каротажа с данными нейтронного и акустического методов, наряду с общей пористостью, позволяет в карбонатных отложениях определять (либо повысить точность определения) доломитизацию, ангидритизацию и загипсованность пород, в терригенных разрезах – глинистость.

Список мнемоник регистрируемых и расчетных кривых аппаратуры СГПЛ-73 и СГПЛ-1Т приведен в Приложении 3.

6. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРВИЧНОЙ ОБРАБОТКИ

Программное обеспечение первичной обработки данных каротажа аппаратурой СГПЛ-73 и СГПЛ-1Т предназначено для расчета исправленных за влияние скважинных условий измерений геофизических параметров – объемной плотности и индекса фотоэлектрического поглощения пород. Дополнительно может быть выполнен расчет общей пористости породы в предположении некоторого, выбранного модельного ее построения, как по данным объемной плотности, так и по комплексу “объемная плотность – индекс фотоэлектрического поглощения”. Программное обеспечение первичной обработки позволяет проводить обработку результатов каротажа в скважинах с открытым стволом. Формат записи обрабатываемых данных – LIS. Программное обеспечение реализовано в операционной среде WINDOWS-98 и выше.

Программа первичной обработки обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- выбор файла для обработки;
- графический и цифровой просмотр данных каротажа, расчетных и сопровождающих кривых (рисунок 16);
- просмотр, корректировку и ввод условий (диаметра скважины, плотности и минерализации ПЖ и др.) и параметров (признаков и способов учета диаметра скважины, плотности ПЖ и др.) обработки первичной информации (рисунок 17);

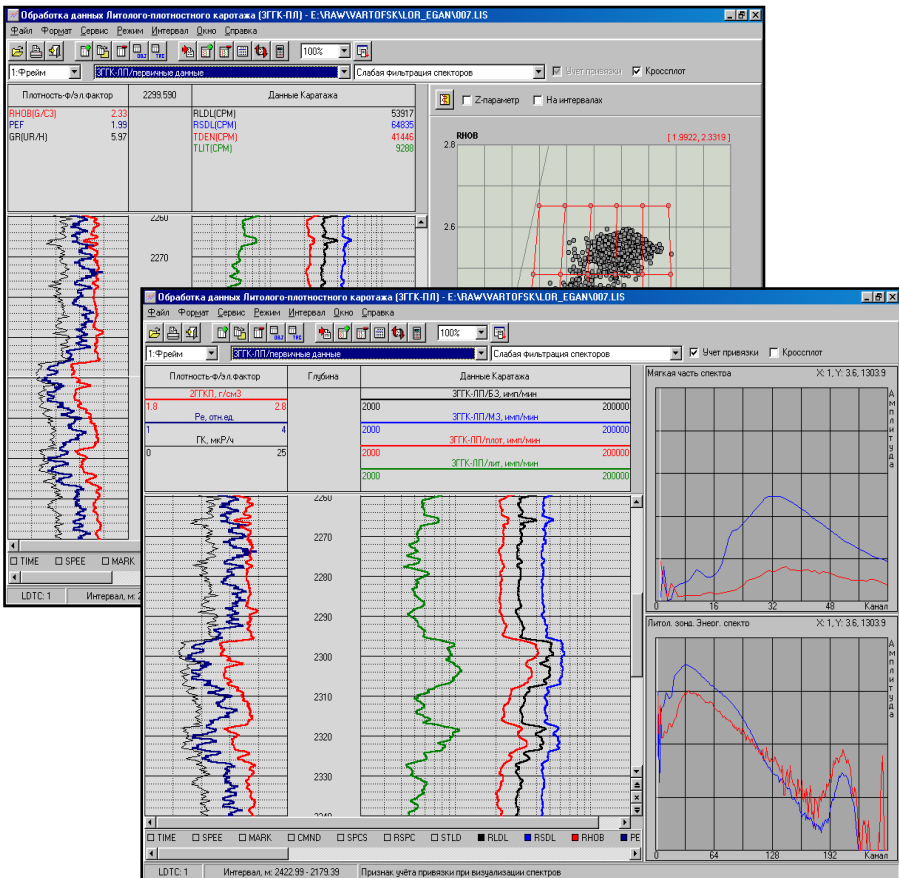


Рисунок 16. Интерфейс графического и цифрового просмотра данных каротажа

Название	Мнемоника	Ед. Изм.	Значение
Номинальный диаметр скважины, мм	BS	MM	216.0
Плотность ПЖ, г/см ³	DFD	G/C3	1.15
Минерализация ПЖ, г/л	BSAL	G/L	0.1
Давление на забое скважины, МПа	MPA	BHP	30.0
Температура на забое скважины, град.С	DEGC	BHT	80.0
Чувствительность БЗ, (имп/мин)/(мР/час)	CLZ		40.0
Чувствительность ЛЗ (литол.кан.), (имп/мин)/(мР/час)	CMLZ		2.0
Чувствительность...			
Активность ис...			
Активность ис...			

Название	Мнемоника	Ед. Изм.	Значение
Признак коррекции за диаметр скважины	HSCO		Да
Признак коррекции за глинистую корку	MCCO		Да
Признак коррекции за ПЖ	MWCO		Да
Признак коррекции за гамма-активность	GRC		Да
Признак ПЖ	MCOB		Глинистая
Тип основы ПЖ	BHFL		Вода
Левая граница пика 32.1 кеВ, канал	LRCS		9
Правая граница пика 32.1 кеВ, канал	RRCS		15

Сохранить ☒ OK ☒ Отмена

Рисунок 17. Просмотр и корректировка условий обработки первичных данных ЗГГК-ЛП

- просмотр и ввод (выбор из файла базовой калибровки) данных калибровок аппаратуры СГПЛ (рисунок 18);
- документирование результатов, параметров и условий обработки в файле (рисунок 19);
- первичную обработку данных каротажа в режимах непосредственного использования калибровочных данных и с корректировкой по опорному пласти (рисунок 19).

Дополнительно программы первичной обработки предоставляют следующие сервисные функции:

- увязку кривых по глубине;

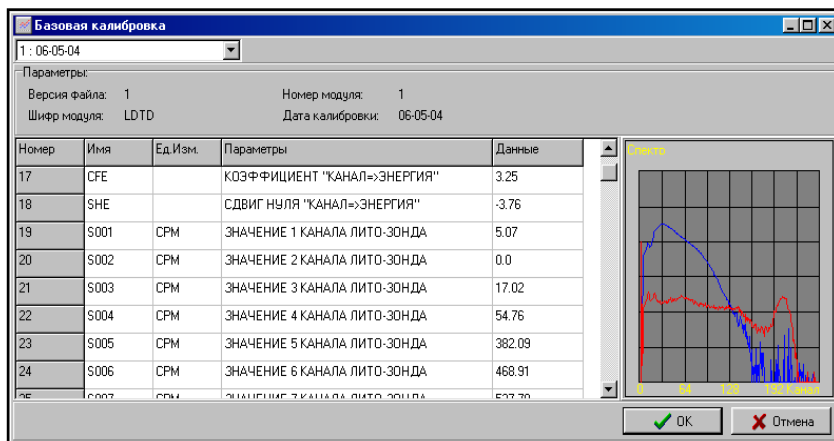


Рисунок 18. Просмотр и выбор базовой калибровки аппаратуры СГПЛ-1Т

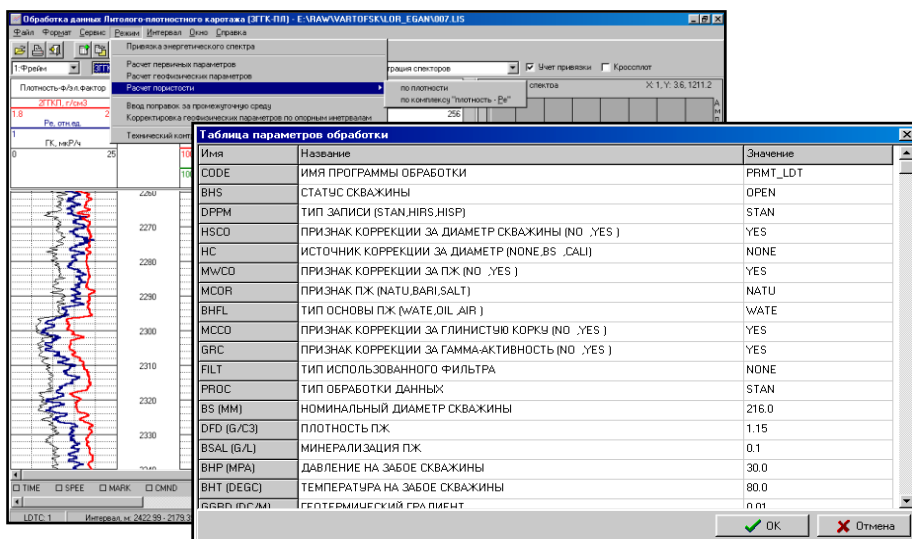


Рисунок 19. Режимы обработки данных, документирование условий обработки

- контроль качества измерений по повторному замеру;
- фильтрацию кривых, устранение единичных сбоев, линейные преобразования с кривыми;
- импортирование данных из других файлов;
- ввод и корректировку форматов визуализации данных;
- конвертирование результатов обработки $LIS \Rightarrow LAS$.

Подробное описание этого программного продукта поставляется вместе с аппаратурой серии СГПЛ либо с пакетом программ первичной обработки данных каротажа LogPwin [16].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. У. Фано, Л. Спенсер, М. Бергер. Перенос гамма-излучения. – М., Госатомиздат, 1963.
2. Гулин Ю. А. Гамма-гамма метод исследования нефтяных скважин. – М., Недра, 1975г., 160 с ил.
3. Методические указания по проведению плотностного гамма-гамма каротажа в нефтяных и газовых скважинах аппаратурой СГП2-АГАТ и обработке результатов измерений./ Р.Т.Хаматдинов, А.Ф.Зотов, Ф.Х.Еникеева. – Калинин, ВНИГИК, 1988г.
4. Дядькин И.Г. К теории гамма-гамма каротажа буровых скважин. – “Изв. АН СССР. Сер. геофизическая”, 1955, 4.
5. Bertozzi W., Ellis D.V., Wahl J.S. The physical foundation of formation lithology logging with gamma rays. – Geophysics, vol. 46, no. 10, 1981, p.1439-1455.
6. Schultz W.E., Nunley A., Kampfer J.G., Smith H.D. Dual-detector lithology measurements with a new spectral density log. – 26th annual SPWLA symposium, June 1985.
7. Двухканальная радиометрическая аппаратура НК и ГГК./ Ю.А.Гулин, Ю.И.Соколов, А.Ф.Ведехин и др. – В сб.”Вопросы разработки нефтяных месторождений и добычи нефти. Уфа, 1961г.
8. Теоретические и экспериментальные исследования при разработке образцов плотности для метрологического обеспечения плотностного гамма-гамма каротажа нефтяных и газовых скважин./ Р.Т.Хаматдинов, В.Е.Камаев, В.А.Велижанин, А.Ф.Зотов – Деп.ВИНИТИ, №8572-В, 1985г.
9. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах.- М., 2001г.
10. Аппаратура плотностного гамма-гамма каротажа нефтегазовых скважин. Параметры, характеристики, требования. Методы контроля и испытаний. СТ ЕАГО-030-01. М.,1996г.
11. Велижанин В.А., Тугаринова Л.Н. Построение диаграмм нейтронного каротажа на границе и в пачке пластов произвольной мощности. – Разведочная геофизика. Отечественный производственный опыт. Экспресс-информация /ВНИИ экономики минерального сырья и геологоразведочных работ. ВИЭМС. М., 1987, вып. 8, с.10-12.
12. Определение ёмкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного каротажа (наставление по интерпретации с комплексом палеток)/ И. В. Головацкая, Ю. А. Гулин, Ф. Х. Еникеева, В. А. Велижанин и др. – Калинин: изд-во ВНИГИК, 1984г.
13. Нормы радиационной безопасности НРБ–99. СП 2.6.1.758-99.
14. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности. СП 2.6.1.799-99.
15. Gardner J.S., Dumanoir J.L. Litho-density log interpretation. – 21th annual SPWLA symposium, July 1980.

16. Пакет программ первичной обработки каротажных данных – LogPwin.
Руководство пользователя. ООО “Нефтегазгеофизика”, Тверь, 2003

Таблица 1

ПРОТОКОЛ
базовой калибровки аппаратуры СГПЛ-73

Организация: _____.

Дата проведения калибровки: _____.

Номер калибруемой аппаратуры: _____.

Калибруемый зонд: ЗГГК-ЛП

Используемое оборудование:

- образцы плотности (МОБ) номер _____
- источник гамма-квантов Cs-137 номер _____
- активность источника Cs-137, А/кг·10⁻⁹ _____

Результаты калибровки

Фон+репер	МЗ (имп/мин)	
	БЗ (имп/мин)	
	ЛЗ-лит(имп/мин)	
	ЛЗ-плот(имп/мин)	
Замер с источником МОБ-1 (Al) $\rho_{\text{экв}}=2,59 \text{ г/см}^3$ $P_e=2.66 \text{ ед. } P_e$	МЗ (имп/мин)	
	БЗ (имп/мин)	
	ЛЗ-лит(имп/мин)	
	ЛЗ-плот(имп/мин)	
Замер с источником МОБ-1+Fe (Al+Fe) $\rho_{\text{экв}}=2,59 \text{ г/см}^3$ $P_e=\dots\dots\dots \text{ ед. } P_e$	МЗ (имп/мин)	
	БЗ (имп/мин)	
	ЛЗ-лит(имп/мин)	
	ЛЗ-плот(имп/мин)	

Погрешность калибровки плотностного канала, %

Погрешность калибровки литологического канала, %

Контроль калибровки плотностного канала

Калибровочное устройство	Канал	Счет, имп/мин	Измеренная плотность, г/см ³	Погрешность измерений, г/см ³	Допустимая погрешность г/см ³
МОБ – 2 $\rho_{\text{экв}} = \dots \text{ г/см}^3$ $P_e = \dots \text{ ед. } P_e$	МЗ				
	БЗ				
МОБ – 3 $\rho_{\text{экв}} = \dots \text{ г/см}^3$ $P_e = \dots \text{ ед. } P_e$	МЗ				
	БЗ				

Контроль калибровки литологического канала

Калибровочное устройство	Канал	Счет, имп/мин	Измеренный ф/эл.фактор	Погрешность измерений	Допустимая погрешность
МОБ – 2 $\rho_{\text{экв}} = \dots \text{ г/см}^3$ $P_e = \dots \text{ ед. } P_e$	ЛЗ-лит				
	ЛЗ-плот				
МОБ – 3 $\rho_{\text{экв}} = \dots \text{ г/см}^3$ $P_e = \dots \text{ ед. } P_e$	ЛЗ-лит				
	ЛЗ-плот				

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Модуль СГПЛ-73 номер _____

(заключение о пригодности к работе)

Следующая калибровка должна быть проведена не позднее _____
(дата калибровки)Исполнитель: _____
(ФИО)

Таблица 2 – Рекомендуемые форматы вывода данных базовой и полевой калибровок зонда ЗГГК-ЛП на твердых копиях результатов каротажа аппаратуры СГПЛ-1Т

Литолого-плотностной каротаж – зонд ЗГГК-ЛП

Модуль: **СГПЛ-1Т**

Калибровочная таблица

Номер модуля:

Номер источника гамма-квантов:

Номер калибровочного устройства:

Тип калибровочного устройства:

Предел погрешности $\langle \mathbf{RHOB} \rangle$, г/см³: 0.03

Предел погрешности $\langle \mathbf{PEF} \rangle$, ед.Р_с: 0.25

Дата проведения калибровки:

Параметр	Базовые данные		Полевые данные		Единица измерения
	Al	Al+Fe	Al	Al+Fe	
RSDL/МЗ					СРМ (имп/мин)
RLDL/БЗ					СРМ (имп/мин)
RLIT/ЛЗ					СРМ (имп/мин)
RDEN/ЛЗ					СРМ (имп/мин)
RHOB/ρ_{об}	2.59				Г/СЗ (г/см ³)
PEF/Р_с	2.66				(ед. Р _с)

Примечание к таблице 2: **RSDL**, **RLDL** – скорость счета (имп/мин) в каналах большого и малого зондов ГГК-П; **RLIT**, **RDEN** – скорость счета (имп/мин) в литологическом и плотностном каналах ГГК-Л; **RHOB** – объемная плотность по плотностному каротажу; **PEF** – индекс фотоэлектрического поглощения.

Таблица 3 – Рекомендуемый формат вывода данных параметров обработки зонда ЗГГК-ЛП на твердых копиях результатов каротажа аппаратурой СГПЛ-1Т

Модуль: СГПЛ-1Т	
Литолого-плотностной каротаж – параметры обработки	
Имя программы обработки	Prmt_ldt.exe
Дата выполнения обработки	01-01-2004
Статус скважины (OPEN, CASE)	OPEN
Тип записи (STAN, HIRS, HISP)	STAN
Признак коррекции за диаметр скважины (NO, YES)	YES
Источник коррекции за диаметр (NONE, BS, CALI)	CALI
Признак коррекции за ПЖ (NO, YES)	YES
Признак ПЖ (NATU, BARI, SALT)	NATU
Тип основы ПЖ (WATE, OIL, AIR)	WATE
Признак коррекции за глинистую корку (NO, YES)	YES
Признак коррекции за гамма-активность (NO, YES)	NO
Тип использованного фильтра	POLY
Тип обработки данных	STAN
Мертвое время интегральных каналов, мксек	10.0
Номинальный диаметр скважины, мм	216.0
Плотность ПЖ, г/см ³	1.14
Минерализация ПЖ, г/л NaCl	0.00
Плотность фильтрата ПЖ, г/см ³	1.00
Минерализация образца фильтрата ПЖ, г/л NaCl	0.00
Давление на забое скважины, Мпа	32.0
Температура на забое скважины	95.0
Геотермический градиент, °C/100м	3.00
Минерализация пластовой воды, г/л NaCl	20.0
Средний наклон скважины, °C	15.0
Средняя скорость каротажа, м/час	350.

Примечание. В табл. 3 приняты следующие обозначения:

OPEN – необсаженные скважины, **CASE** – обсаженные скважины;

STAN – стандартный (общий) режим каротажа ($\Delta l=20$ см, $v=400\div 600$ м/час);

HIRS – режим с повышенным разрешением (детальный, $\Delta l\leq 10$ см, $v\leq 350$ м/час);

HISP – запись с повышенной скоростью (общий режим, $\Delta l=20$ см, $v\geq 600$ м/час);

NO, YES – признак коррекции (НЕТ, ДА);

NONE, BS, CALI – источник коррекции за диаметр (нет коррекции, номинальный диаметр, каверномер); **NATU, BARI, SALT** – признак ПЖ (глинистая, утяжеленная, соленая); **WATE, OIL, AIR** – тип основы ПЖ (водная, нефтяная, сухая скважина);

POLY, ... – тип использованного фильтра (полиномиальный, ...);

STAN, HIRS – тип обработки данных (стандартный, с высоким разрешением).

ОАО “.....”
Трест “.....”

УТВЕРЖДАЮ

Главный геолог

.....

“___” _____ 2003г.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

по техническому контролю качества
каротажных работ аппаратуры СГПЛ-1Т

Скважина Месторождение
НГДУ: “.....”
СУПР

Дата исследования 02-04-03

Интервал каротажа 2719.80÷2956.60 м

Интервал перекрытия 2772.80÷2843.20 м

Диаметр кондуктора: 245 мм

Глубина кондуктора: 723м

Диаметр колонны (скважины): 216 мм

Глубина колонны: 0 м

Забой: 2956 м

Плотность промывочной жидкости: 1.14 г/см³

Минерализация промывочной жидкости: 0 г/л

Сопротивление промывочной жидкости: 0 Ом·м

Температура на забое: 0 °С

Давление на забое: _____ МПа

Оператор: _____

Интерпретатор: _____

Начальник КИП: _____

Примечание:

Интервал оценки качества каротажа 2772.80÷2843.20 м

Прибор СГПЛ-1Т/LDTE номер 12

№ п/п	Кровля, м	Подошва, м	Параметры	Систематическая, %	Случайная, %
1.	2843.20	2833.40	RHOV PEF	-0.0055 -0.15	0.0343 0.10
2.	2833.20	2823.40	RHOV PEF	0.0002 -0.05	0.0342 0.12
3.	2823.20	2813.40	RHOV PEF	-0.0001 0.04	0.0300 0.15
4.	2813.20	2803.40	RHOV PEF	-0.0349 0.11	0.0247 0.08
5.	2803.20	2793.40	RHOV PEF	-0.0275 0.09	0.0262 0.11
6.	2793.20	2783.40	RHOV PEF	0.0383 0.16	0.0264 0.05
7.	2783.20	2773.40	RHOV PEF	-0.0321 0.05	0.0224 0.12
8.	2773.40	2772.80	RHOV PEF	-0.0263 -0.10	0.0158 0.07

Процент выхода за допустимые границы погрешностей: 62.5000 %

Оценка качества результата: удовлетворительно

Дата: 23.04.03

ПРИЛОЖЕНИЕ 3**Список мнемоник регистрируемых и расчетных кривых аппаратуры
СГПЛ-73 и СГПЛ-1Т**

Мнемоника	Название
RSPC	Первичные спектры литологического зонда
SLDT	Сдвиг энергетической шкалы зарегистрированных спектров относительно шкалы спектра базовой калибровки
CLDT	Коэффициент преобразования энерг. шкалы зарегистрированных спектров относительно шкалы спектра базовой калибровки
STLD	Время накопления данных
ITDL	Внутренняя температура прибора
CMDO	Команды управления оператора
CMDC	Команды автоматического управления
ALDD(E)	Параметр управления уровнем усиления сигнала ЛЗ
LLDD(E)	Параметр управления уровнем дискриминации сигнала ЛЗ
SLDD(E)	Параметр управления положением стробирования сигнала ЛЗ
RLDL	Скорость счета в канале БЗ – первичные данные
RSDL	Скорость счета в канале МЗ – первичные данные
FLDL	Скорость счета в канале БЗ – фильтрованные данные
FSDL	Скорость счета в канале МЗ – фильтрованные данные
RHOB	Плотность по данным 2ГГК-П (эквивалентная плотность)
DPOR	Пористость по данным 2ГГК-П
DRHO	Поправка за влияние глинистой корки
RLIT	Первичная скорость счета в литологическом канале ЛЗ
TLIT	Исправленная скорость счета в литологическом канале ЛЗ
RDEN	Первичная скорость счета в плотностном канале ЛЗ
TDEN	Исправленная скорость счета в плотностном канале ЛЗ
PEF	Индекс фотоэлектрического поглощения
ESLD	Признак качества привязки энергетической шкалы по пику Cs-137
MTRS	Признак состояния питания привода
DVCS	Признак состояния “открытия-закрытия” прижимной системы
PPEL(R)	Случайная погрешность определения индекса фотоэлектрического поглощения по данным ГГК-ЛП по перекрытию
PESR	Систематическая погрешность определения индекса фотоэлектрического поглощения по данным ГГК-ЛП по перекрытию
PEDL(R)	Случайная погрешность определения плотности по данным 2ГГК-П по перекрытию
SERD	Систематическая погрешность определения плотности по данным 2ГГК-П по перекрытию
VDOL	Объемное содержание доломита по комплексу ($\rho_{об}$ - P_e)
VCDP	Объемная глинистость породы по комплексу ($\rho_{об}$ - P_e).

МИ 41-17-1402-04

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

ИНСТРУКЦИЯ

**по проведению литолого-плотностного гамма-гамма-каротажа
аппаратурой серии СГПЛ и обработке результатов измерений**

МИ 41-17-1402-04

Тверь-2004

Предисловие

1 РАЗРАБОТАНА ООО «Нефтегазгеофизика»

Исполнители: В.А. Велижанин, А.В. Вершинин,
С.Н. Саранцев, Г.К. Точиленко, В.Р. Хаматдинов,
В.Г. Черменский

2 СОГЛАСОВАНА Заместителем руководителя ГЦИ СИ ВНИИМ

им. Д. И. Менделеева Александровым В. С.

Генеральным директором ООО «Уральский центр
стандартизации и сертификации геофизической и геоло-
гической продукции Талалаев 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 ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МЕТОДА	1
2 ХАРАКТЕРИСТИКА АППАРАТУРЫ	7
2.1 Состав аппаратуры	8
2.2 Техническая характеристика аппаратуры	8
2.3 Конструкция скважинного прибора	9
2.4 Схема функционирования скважинного прибора	9
2.5 Характеристика программного обеспечения аппаратуры	13
3 КАЛИБРОВКА АППАРАТУРЫ	14
3.1 Базовая калибровка аппаратуры	14
3.2. Полевая калибровка аппаратуры	15
4 СКВАЖИННЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ	16
4.1 Регистрируемые и расчетные параметры	16
4.2 Дискретность записи данных по глубине, скорость каротажа	16
4.3 Порядок работы на скважине	16
4.4 Оформление и контроль качества измерений	19
5 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ	20
5.1. Обработка результатов измерений аппаратуры серии СГПЛ	20
5.1.1 Определение границ пластов и снятие отсчетов с кривых литолого-плотностного каротажа	23
5.1.2 Учет влияния условий измерений в скважине на результаты литолого-плотностного каротажа	27
5.1.3 Учет влияния естественной радиоактивности горных пород на результаты литолого-плотностного каротажа	27
5.1.4 Определение пористости пород по данным литолого-плотностного каротажа	28
5.2 Технология проведения первичной обработки литолого-плотностного гамма-гамма каротажа	30
6 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРВИЧНОЙ ОБРАБОТКИ	32
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	37
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	38
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	42
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	44

