

ИНСТРУКЦИЯ
по проведению плотностного гамма-гамма каротажа аппаратурой
серии СГП и обработке результатов измерений
МИ 41-17-1401-04

ВВЕДЕНИЕ

Аппаратура серии СГП предназначена для проведения плотностного гамма-гамма каротажа в разрезах нефтяных и газовых скважин. Аппаратура выпускается в термобаростойком (185 °С, 150 МПа, СГП-76-1Т) и обычном (120 °С, 80 МПа, СГП-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 СГП перед каротажем, проведения измерений в скважине, обработки результатов измерений и их комплексирования с данными других методов.

1 ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МЕТОДА

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_{χ} 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, Са, Mg, Na, К) 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 рис. 1 приведен ход зависимости сечений $\Sigma_c/\rho_{об}$, $\Sigma_{\chi}/\rho_{об}$ и $\Sigma_{\tau}/\rho_{об}$ от энергии для типичного элемента горных пород – алюминия.

В области энергий от 150 до 2000 кэВ (см. рисунок 1) основным видом взаимодействия гамма-излучения с веществом является комптоновское рассеяние, величина которого, в соответствии с выше приведенными выражениями для сечений, пропорциональна плотности породы и ее атомному номеру. Сечение комптоновского рассеяния Σ_c для моноэлементных веществ можно записать в виде:

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

где δ_c – сечение комптоновского рассеяния, рассчитанное на один электрон. Для большинства порообразующих 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.

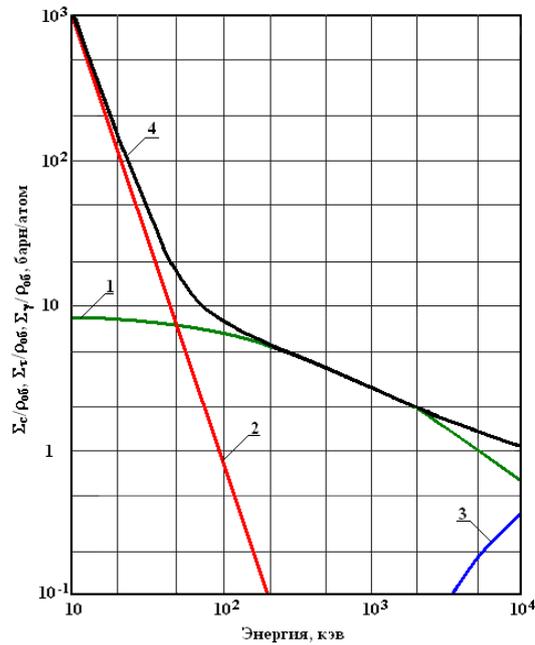


Рис. 1. Сечения взаимодействия гамма-квантов для алюминия

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

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 $\rho_{\text{экв}}$) 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 $K_{\text{п}}$, если

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

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

$$K_{\text{п}} = (\rho_{\text{м}} - \rho_{\text{об(изв)}}) / (\rho_{\text{м}} - \rho_{\text{в}}), \quad (4)$$

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

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

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 $\rho_{\text{экв}}$ с погрешностью не превышающей ± 0.02 г/см³, 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_c на расстоянии R от источника можно представить в виде

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

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

Таблица 1 – параметры основных породообразующих минералов и флюидов

Минерал, Флюид	Химическая Формула	$\rho_{об}$, г/см ³	ρ_e , г/см ³	$\rho_{эkv}$, г/см ³	P_e	$Z_{эф}$
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, $n=35\%$	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, $K_n=35\%$	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, $K_n=35\%$	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

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 $\rho_{эkv}$ (г/см³) функциональной зависимостью

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

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

Таким образом, измерение объемной плотности горных пород $\rho_{об}$ сводится к определению коэффициента C , являющегося постоянной величиной для данного экземпляра модуля, измерению средних частот следования вы-

ходных импульсов каналов ГГК-МЗ и ГГК-БЗ модуля и вычислению значения плотности по формуле (7), имея ввиду соотношение (5).

Петрофизическое уравнение, устанавливающее связь геофизического параметра $\rho_{\text{экр}}$ с объемными компонентами V_i интерпретационной модели породы $\vec{V} = (V_1, V_2, \dots, V_N)$, $V_1 + V_2 + \dots + V_N = 100$, описывается следующим ниже выражением

$$\rho_{\text{экр}} = (\rho_{\text{экр},1} \times V_1 + \rho_{\text{экр},2} \times V_2 + \dots + \rho_{\text{экр},N} \times V_N) / 100. \quad (8)$$

2 ХАРАКТЕРИСТИКА АППАРАТУРЫ

Аппаратура серии СГП предназначена для исследования нефтяных и газовых скважин методом плотностного гамма-гамма каротажа. Скважинный снаряд оснащен зондовой установкой 2ГГКП с детекторами NaJ(Tl) на малом и большом зондах. Аппаратура обеспечивает измерение эквивалентной плотности пород в разрезах нефтегазовых скважин.

2.1 Состав аппаратуры

В состав аппаратуры серии СГП входят:

- скважинный прибор;
- техническое описание (ТО);
- формуляр;
- интерпретационное обеспечение аппаратуры серии СГП;
- программа первичной обработки данных аппаратуры серии СГП (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 СГП 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 каротажом (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 СГП 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 СГП характеризуется следующими параметрами (в скобках приведены данные для термобаростойкой аппаратуры):

– длина, не более мм	3250 (3750))
– максимальный диаметр, мм	82 (90)
– масса, не более кг	70 (100)
– скорость каротажа, м/час	200÷400
– телеметрия	Манчестер-2, 22кбод
– число регистрируемых каналов	3
– число измеряемых параметров	1
– канал ГГКП:	
тип детектора	NaJ(Tl)
диапазон измерений, г/см ³	1.7÷3.0
основная относительная погрешность измерений, %	± 1.2 %
– диапазон рабочих температур, °С	-10÷120 (-10 ÷185)
– верхнее значение рабочего гидростатического давления, МПа	80 (150)
– диапазон диаметров исследуемых скважин, мм	100÷350 (120÷350)

2.3 Конструкция скважинного прибора

Общий вид скважинного прибора приведен на рисунке 2, основными элементами которого являются: электромеханический привод, обеспечивающий прижатие зондовой установки к стенке скважины, зондовое устройство ГГКП, состоящее из камеры источника гамма-квантов с источникодержателем, детекторов большого и малого зондов и электронного блока. Зонд ГГКП состоит из шасси, в котором размещены два детектора гамма-квантов NaJ(Tl) и два фотоэлектронных умножителя с делителями напряжения, экраны из вольфрама и свинцовые фильтры. Конструкция и расположение экранов обеспечивают требуемую геометрию измерительной установки.

2.4 Схема функционирования скважинного прибора

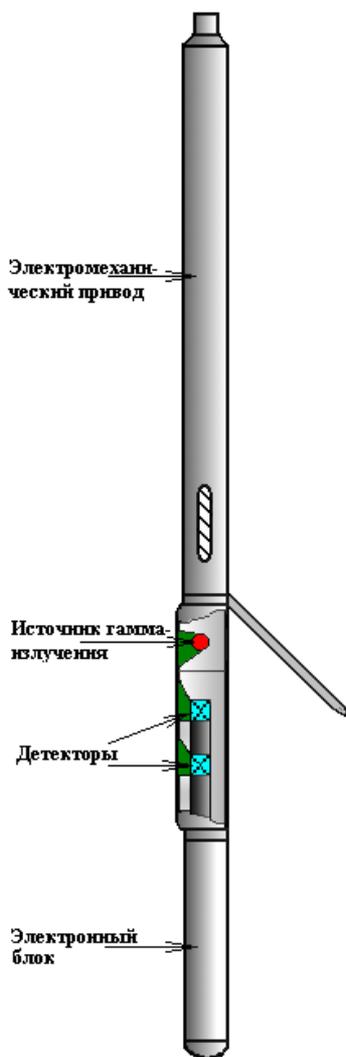


Рисунок 2. Модуль серии СГП. Общий вид

Структурная схема модуля СГП-76-1Т приведена на рисунке 3. На ней отображены его основные блоки и схематично показана их взаимосвязь.

Модуль СГП-76-1Т состоит из головки А1, блока электромеханического привода А2, электронного блока А3 и блока детектирования А4.

Головка модуля предназначена для стыковки модуля через каротажный кабель с программно-управляемым каротажным регистратором.

Электромеханический привод предназначен для раскрытия и закрытия рычажной системы по команде с каротажной лаборатории. В состав электромеханического привода входит электродвигатель М (ДПМ-35Н1-04) и концевые выключатели S1 и S2. В режимах работы электромеханического привода (раскрытие/закрытие) по достижению штоком толкателя механизма прижимного устройства крайних положений (полное раскрытие или полное закрытие) контакты концевых выключателей S1 или S2 замыкаются на корпус модуля. Процессором блока управления привода 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 детектирования большого и малого зондов А4 представляет собой два сцинтилляционных детектора гамма-излучения, оптически сочлененных с соответствующим электронным фотоумножителем R3886. Блок детектирования осуществляет регистрацию гамма-квантов рассеянного гамма-излучения и преобразование их в электрические импульсы. Электрические импульсы

с выходов двух фотоэлектронных умножителей R3886 (каналы ГГК-МЗ и ГГК-БЗ) поступают на входы двух идентичных радиометрических каналов на плате дискриминаторов, расположенной в электронном блоке АЗ.

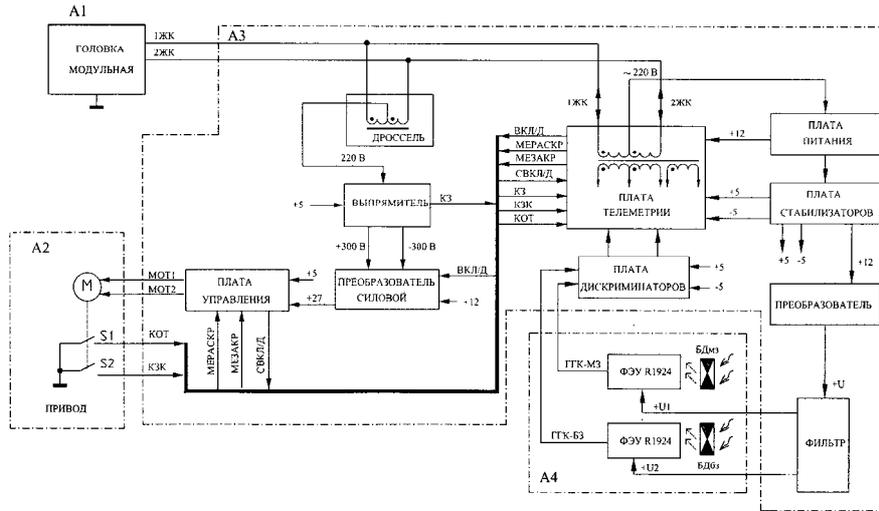


Рисунок 3. Структурная схема модуля СП-76-1Т

Блок электронный АЗ осуществляет необходимое усиление и амплитудную селекцию электрических импульсов от блока детектирования и передает полученную информацию через каротажный кабель на поверхность, где производится ее обработка с целью определения плотности горных пород. Блок электронный вырабатывает напряжение питания фотоэлектронных умножителей блока детектирования, а также напряжение питания двигателя электромеханического привода прижимного устройства. Блок электронный осуществляет управление режимами работы двигателя и контроль состояния привода.

Блок электронный АЗ состоит из преобразователя, фильтра, платы дискриминаторов, платы телеметрии, платы питания, платы стабилизаторов, дросселя L1 и источника питания двигателя (выпрямитель, преобразователь силовой, плата управления).

Питание фотоэлектронных умножителей блока детектирования осуществляется через фильтры от преобразователя (источника высокого напряжения) постоянным стабилизированным электрическим напряжением положительной полярности относительно корпуса модуля.

Плата телеметрии предназначена для организации двухстороннего обмена информацией в режиме запрос-ответ между скважинным модулем и каротажной лабораторией. Передача информации осуществляется в последова-

тельном цифровом биполярном фазоманипулированном коде (типа Манчестер-2) по двухпроводной линии связи.

Плата телеметрии осуществляет прием и дешифрацию команд, поступающих от цифрового каротажного регистратора, накопление импульсов каналов БЗ и МЗ в счетчиках процессора за время между опросами, управление режимами работы двигателя электромеханического привода прижимного устройства. Она формирует и последовательно передает в линию связи с цифровым каротажным регистратором данные каналов ГГК-МЗ и ГГК-БЗ, температуру в термостате электронного блока, сообщения о работе источника питания двигателя, состоянии электромеханического привода прижимного устройства. По отдельным запросам плата телеметрии осуществляет передачу номера модуля, номера версии, дату введения программы в память процессора и тест телеметрии для настройки уровней дискриминации входных устройств каротажного регистратора.

Источника питания двигателя состоит из выпрямителя, преобразователя силового и платы управления. Выпрямитель осуществляет выпрямление и фильтрацию переменного напряжения 220 В и защиту источника питания двигателя от перегрузок. Преобразователь силовой преобразует напряжение, поступающее с платы выпрямителя в постоянное напряжение 27 вольт. Плата управления вырабатывает напряжения, изменяющие направление вращения двигателя электромеханического привода прижимного устройства.

Плата питания блока электронного вырабатывает из переменного напряжения 220В постоянные напряжения, которые стабилизируются и фильтруются в плате стабилизаторов, а затем используются для питания плат дискриминаторов, телеметрии, выпрямителя, управления, а также преобразователя и преобразователя силового.

Структурная схема модуля СГП-73 приведена на рисунке 4.

Модуль СГП-73 состоит из головки А1, электромеханического привода А2, блока управления приводом А3 и блока ГГК А4.

Электромеханический привод аналогичен приводу модуля СГП-76-1Т с электродвигателем (М) ДПМ-35Н1-01. Блок управления электромеханическим приводом (БУП) осуществляет питание двигателя электромеханического привода прижимного устройства, управление режимами работы двигателя и контроль состояния привода. В состав блока управления электромеханическим приводом входят источник питания двигателя, плата телеметрии БУП, плата питания БУП и плата стабилизаторов БУП. 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.

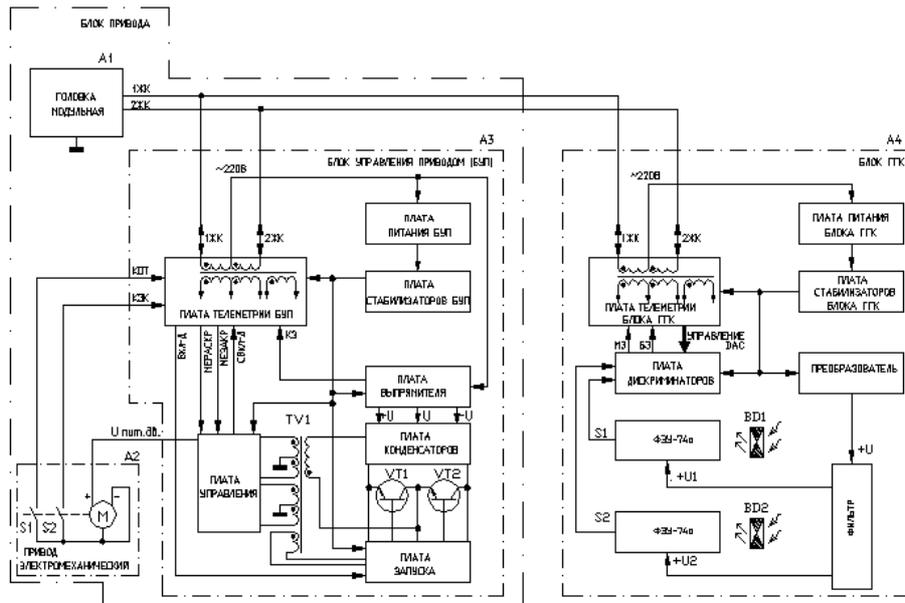


Рисунок 4. Структурная схема модуля СП-73

Источник питания двигателя преобразует переменное напряжение 220 В в постоянные напряжения 24 В отрицательной и положительной относительно корпуса модуля полярностей. Плата выпрямителя осуществляет выпрямление, фильтрацию переменного напряжения 220 В и защиту блока питания двигателя от перегрузок. Плата управления формирует напряжения отрицательной и положительной относительно корпуса модуля полярности для питания двигателя электромеханического привода прижимного устройства, а также вырабатывает напряжение индикации включения преобразователя. Плата телеметрии блока управления электромеханическим приводом предназначена для организации двухстороннего обмена информацией в режиме запрос-ответ между скважинным модулем и каротажной лабораторией. Передача информации осуществляется в последовательном цифровом биполярном фазоманипулированном коде (типа Манчестер-2) по двухпроводной линии связи. Плата телеметрии осуществляет прием и дешифрацию команд, поступающих от цифрового каротажного регистратора, запуск преобразователя, выключение блока питания двигателя при перегрузке, управление режимами работы двигателя электромеханического привода прижимного устройства, формирование и последовательную передачу в линию связи с каротажным регистратором сообщений о работе блока управления и состоянии электромеханического привода прижимного устройства.

Блок ГГК регистрирует рассеянное гамма-излучение и передает полученную информацию через каротажный кабель на поверхность, где производится ее обработка. В состав блока ГГК входят блок детектирования, преобразователь (источник питания ФЭУ), фильтр, плата дискриминаторов, плата телеметрии блока ГГК, плата питания блока ГГК и плата стабилизаторов блока ГГК. Регистрацию гамма-квантов и их преобразование в электрические импульсы осуществляет блок детектирования большого и малого зондов блока ГГК, который представляет собой два сцинтилляционных детектора гамма-излучения, оптически сочлененных с соответствующими электронными фотоумножителями ФЭУ-74А. Электрические импульсы с выходов двух фотоэлектронных умножителей ФЭУ-74А (каналы ГГК-МЗ и ГГК-БЗ) поступают на входы двух идентичных радиометрических каналов платы дискриминаторов, где осуществляется их необходимое усиление и амплитудная селекция.

Питание фотоумножителей блока детектирования осуществляется через фильтры от преобразователя (источника высокого напряжения) постоянным стабилизированным электрическим напряжением положительной полярности относительно корпуса модуля.

Плата телеметрии блока ГГК предназначена для организации двухстороннего обмена информацией в режиме запрос-ответ между скважинным модулем и каротажной лабораторией. Передача информации осуществляется в последовательном цифровом биполярном фазоманипулированном коде (типа Манчестер-2) по двухпроводной линии связи.

Плата телеметрии блока ГГК осуществляет прием и дешифрацию команд, поступающих от цифрового каротажного регистратора, накопление импульсов каналов БЗ и МЗ в счетчиках процессора за время между опросами, установку уровней срабатывания дискриминаторов каналов ГГК-МЗ и ГГК-БЗ, формирование и последовательную передачу в линию связи с каротажным регистратором данных каналов ГГК-МЗ, ГГК-БЗ, температуры в скважинном модуле, уровней дискриминации каналов ГГК-МЗ, ГГК-БЗ и по отдельному запросу – номера модуля, версии, дату введения программы в память процессора и тест телеметрии для настройки уровней дискриминации входных устройств каротажного регистратора.

Плата питания блока ГГК вырабатывает из переменного напряжения 220В постоянные напряжения, которые стабилизируются и фильтруются в плате стабилизаторов, а затем используются для питания платы дискриминаторов, телеметрии и преобразователя.

2.5 Характеристика программного обеспечения аппаратуры

В соответствии с разделом 2.1 в состав аппаратуры серии СГП 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 СГП приводится в разделе 6. Программные средства настройки, тестирования, калибровки и регистрации данных аппаратуры серии СГП при каротаже привязаны к регистрирующему оборудованию. Комплектность и тип поставляемого программного продукта настройки, тестирования и др. определяются заказчиком.

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

- настройки приема сигналов каналов ГГКП-МЗ, ГГКП-БЗ и параметров опроса прибора;
- 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 СГП предназначено для операторского состава и эксплуатируется при проведении каротажных работ, обеспечивая:

- настройку приема сигналов каналов ГГКП-МЗ, ГГКП-БЗ и параметров опроса прибора;
- управление 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 СГП 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 СГП 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 СГП должна содержать сведения о первичной калибровке.

3.1 Базовая калибровка аппаратуры

Базовая калибровка аппаратуры серии СГП 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 должны входить три модели плотности. Значения воспроизводимой ими плотности должны перекрывать весь регламентированный технической документацией на аппаратуру диапазон ее измерения. Предел допускаемой основной погрешности измерений объемной плотности за время набора не менее 10000 импульсов по каждому из каналов ГГКП не должен превышать значения ± 0.03 г/см³.

Результат базовой калибровки документируется в файле базовой калибровки с указанием даты ее проведения и параметров использованного оборудования (номер прибора, тип и номер источника, тип и номер калибровочных установок и др.). Файл базовой калибровки аппаратуры серии СГП 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 СГП выполняется с целью установления пригодности ее использования и контроля стабильности параметров. Полевая калибровка аппаратуры серии СГП 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 инструк-

цией по ее проведению, а также документацией на программу полевой калибровки аппаратуры.

Полевое калибровочное устройство (ПКУ) для зонда ГГКП представляет собой цилиндр, изготовленный из алюминия марки АД0, с цилиндрической фрезеровкой для размещения зонда [5, 6]. При измерениях прибор с ПКУ устанавливается на расстоянии не менее 100 см от поверхности земли (см. рисунок 5). Значение воспроизводимой ПКУ кажущейся плотности должно находиться в диапазоне $1.80 \div 2.80 \text{ г/см}^3$. Это значение определяется при базовой калибровке совместно с конкретным скважинным прибором.

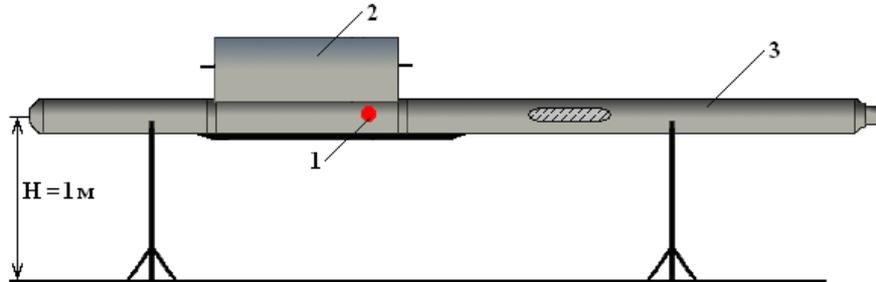


Рисунок 5. Схема установки прибора и ПКУ

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 параметры

Аппаратура серии СГП обеспечивает регистрацию потока рассеянного гамма-излучения пород на детекторах большого и малого зондов в единицах скорости счета регистрируемых импульсов;

Рекомендуемой единицей измерения регистрируемых параметров зондов ГГКП является скорость счета импульсов в минуту (имп/мин).

Расчетным параметром является объемная плотность пород в г/см^3 .

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 [7, 8].

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 % при общих исследованиях (для пластов мощностью $h_{\min} = 3 \div 4 \text{ м}$) и не более 3 % при детальном исследовании (h_{\min}

=1÷2 м). Для выполнения этих требований скорость каротажа при общих исследованиях и дискретности записи по глубине 10÷20 см не должна превышать 300÷350 м/ч. Приведенные выше скорости каротажа даны для источника цезий-137 активностью $(1.28 \pm 0.3) \times 10^{10}$ 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 [7, 8] и технологической схемой, обеспечиваемой используемым регистратором, при выполнении следующих пунктов:

- развертывание аппаратуры, ее включение, настройка и проверка работоспособности;
- прогрев в течение 10÷15 минут (этот пункт выполняется при необходимости проведения полевой калибровки (см. п. 3.2), в противном случае прогрев аппаратуры следует совмещать со спуском в скважину);
- установка скважинного прибора в ПКУ-ГГК (выполняется при необходимости проведения полевой калибровки канала ГГКП, 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 [11,12]);
- проведение полевой калибровки канала ГГКП (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 плотности не превышает 0.05 г/см^3 ;
- 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;
- подъем и извлечение прибора из скважины; подъем прибора вне интервала исследования ведется со скоростью не более 5000 м/час;

- проведение полевой калибровки канала ГГКП (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;
- выключение аппаратуры;
- извлечение из прибора источника гамма-квантов;
- свертывание аппаратуры.

При спуске прибора в скважину и проведении каротажа обязательному контролю (дополнительно к [7, 8]) подлежат стабильность приема данных (количество сбоев по приему данных не должно превышать 1 на 10 метров записи) и параметров питания аппаратуры.

Файл с записью каротажа аппаратурой серии СГП должен обязательно содержать сведения о геолого-технических условиях проведения измерений – диаметре скважины, давлении и температуре на забое, составе и свойствах промысловой 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 [7, 8], в соответствии с которой качество характеризуется тремя оценками – “хорошо”, “удовлетворительно”, “брак”. Бракованные материалы к обработке не допускаются.

Кроме общих положений инструкции [7, 8] дополнительно контролируются следующие ниже параметры.

В интервале перекрытия проводится расчет относительных систематической δ и полной случайной $\delta_{сл}$ погрешностей, приведенных к пласту регламентированной толщины:

$$\begin{aligned} \bar{\rho}_{об} &= \sum_{i=1}^n (\rho_{обi} \times h_i) / \sum_{i=1}^n h_i, \quad \Delta_i = \rho_{обi} - \rho_{обi повт}, \\ \bar{\Delta} &= \sum_{i=1}^n (\Delta_i \times h_i) / \sum_{i=1}^n h_i, \quad \delta = 100 \times \bar{\Delta} / \bar{\rho}_{об}, \\ \delta_{сл} &= 100 \times \sqrt{\sum_{i=1}^n (\Delta_i - \bar{\Delta})^2 \times h_i} / \sqrt{2 \times \bar{\rho}_{об}^2 \times \sum_{i=1}^n h_i}. \end{aligned} \tag{9}$$

Рекомендуется рассчитываемые значения δ и $\delta_{сл}$ приводить к пласту толщиной 2, 5 или 10 м. При этом должны выполняться следующие ниже требования. Расчет систематической и полной случайной погрешностей определения объемной плотности породы выполняется (может быть выполнен) как при первичной обработке материалов, так и в пакете программ технического контроля качества.

Расхождение между основным и повторными замерами ГГКП (систематическая погрешность) по интервалам не менее 5 м не должно превышать ± 0.04 г/см³ для общих и ± 0.03 г/см³ для детальных исследований. Полная случайная погрешность канала плотности в тех же условиях не должна превышать ± 5 % и ± 3 %, соответственно [7, 8].

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 ГГКП толщины и конфигурации “опорных” пластов должны соответствовать значениям, установленным по данным выполненных ранее исследований.

При выполнении полевой калибровки аппаратуры расхождение калибровочных значений до каротажа и после не должно превышать ± 0.03 г/см³.

Общие требования к составу и форматам передаваемой заказчику документации определяются [7, 8], дополнительные – соответствующими соглашениями заказчика и исполнителя работ.

Рекомендуемые форматы вывода калибровочных данных, результатов каротажа на твердых копиях и контроля качества измерений для аппаратуры СРК-73 приведены на рисунках 6, 7, 8, и в таблицах 2, 3 Приложения 1.

5 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

5.1 Обработка результатов измерений 2ГГКП

Основная зависимость аппаратуры плотностного каротажа описывают связь между эквивалентной плотностью породы и показаниями малого и большого зондов аппаратуры $\rho_{эkv} = F(J_{БЗ}/J_{МЗ})$ в стандартных условиях.

Основная зависимость аппаратуры серии СГП описывается выражением

$$\rho_{эkv} = 2.59 - 1.73 \times \lg(C \times J_{БЗ}/J_{МЗ}).$$

Определяемые по основным зависимостям значения $\rho_{эkv,к}$ могут отличаться от истинных их значений вследствие различий реальных геолого-технических условий измерений и условий, принятых при построении основных зависимостей. Переход от $\rho_{эkv,к}$ к $\rho_{эkv}$ осуществляется в несколько этапов.

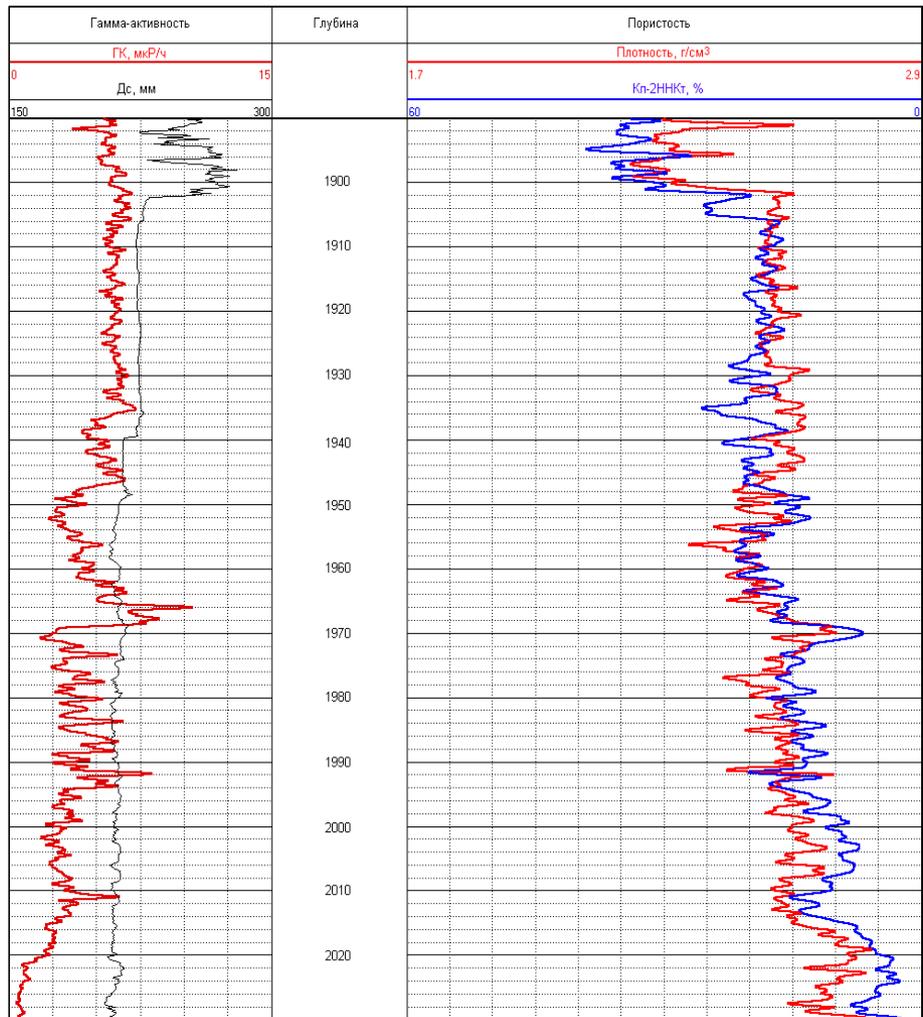


Рисунок 6. Рекомендуемый формат вывода данных аппаратуры СГП-73 на твердых копиях

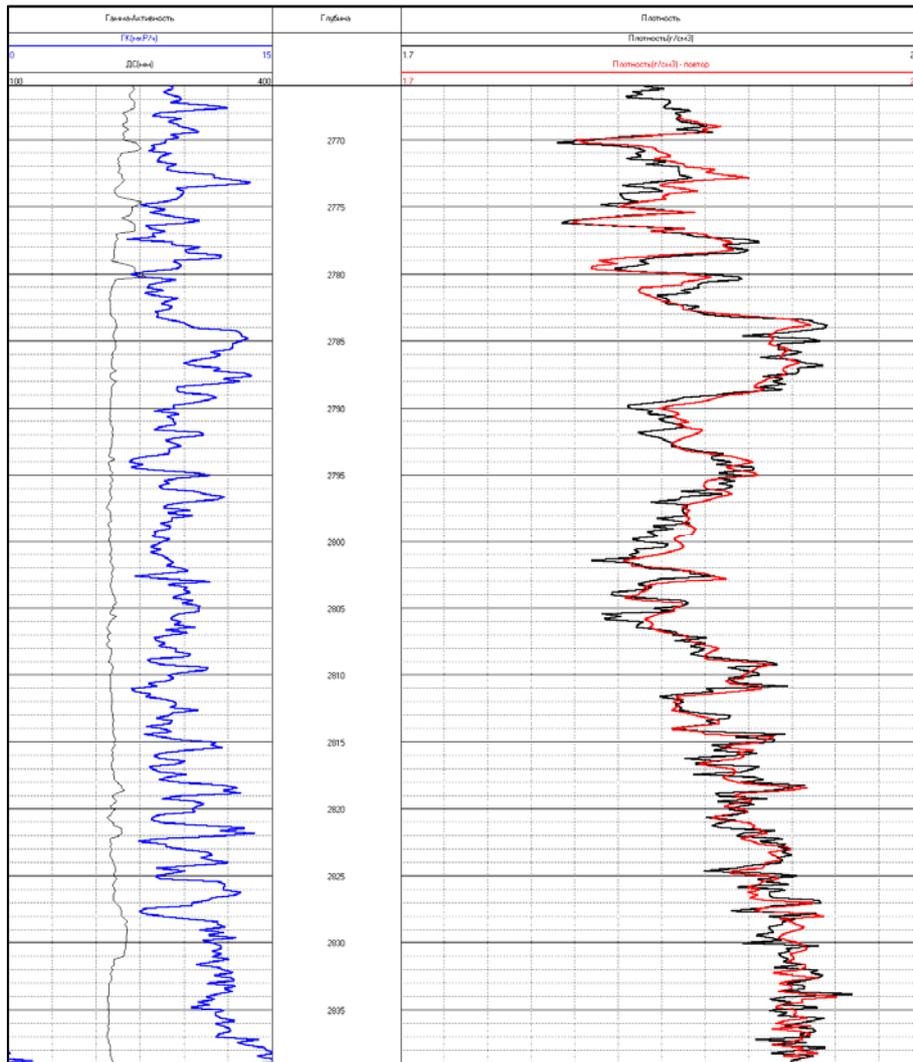


Рисунок 7. Сопоставление основного и повторного замеров
 Аппаратура СГП-73, скорость каротажа 300 м/час, открытый ствол

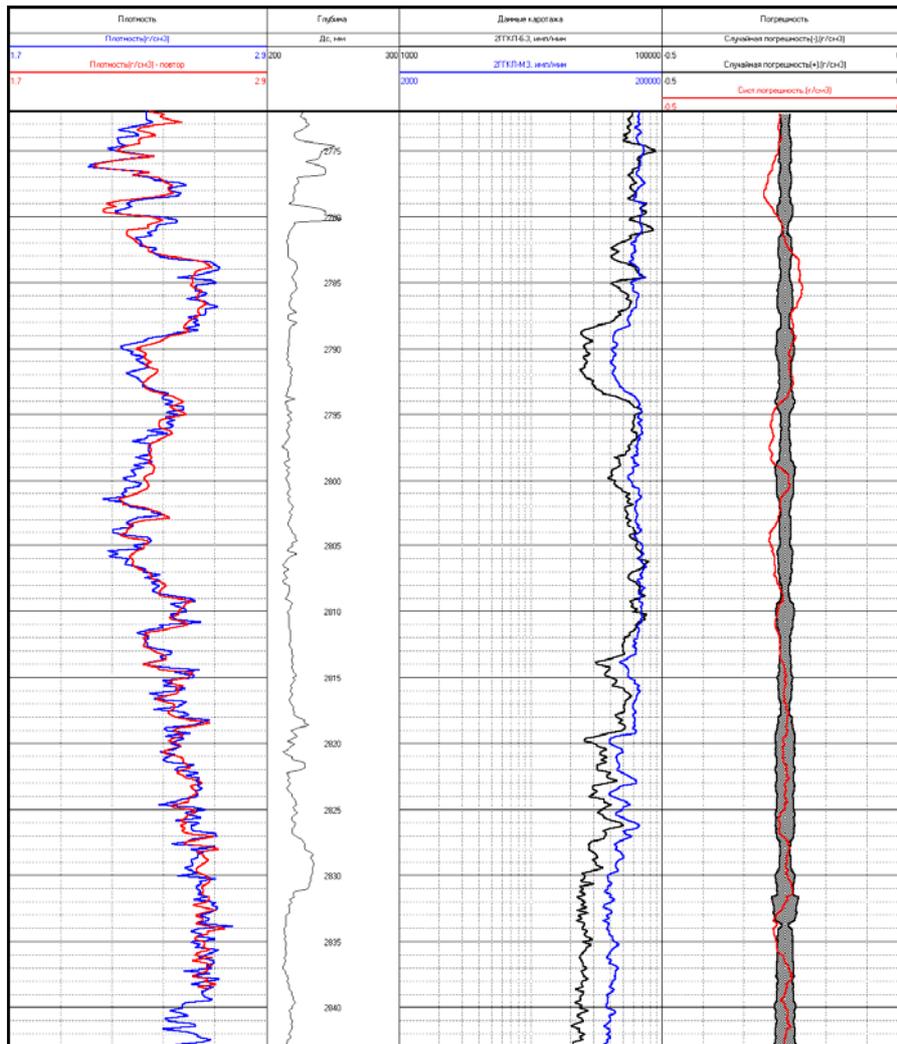


Рисунок 8. Рекомендуемый формат вывода результатов технического контроля качества измерений

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

На первом этапе (при его выполнении) проводится учет влияния конечной мощности пласта и вмещающих пород на показания отдельных зондов аппаратуры плотностного каротажа серии СГП и определение $\rho_{\text{ЭКВ,ГГК}}$. На втором этапе учитывается влияние скважинных условий проведения каротажа на измеряемые параметры аппаратуры. Исправленные за влияние условий измерений значения $\rho_{\text{ЭКВ}}$ используется на третьем этапе при определении параметров пласта (чаще в комплексе с другими методами). Первый и второй этапы выполняются при проведении первичной обработки данных плотностного гамма-гамма каротажа, третий – при проведении комплексной интерпретации.

5.1.1 Определение границ пластов и снятие отсчетов с кривых 2ГГКП

Показания J плотностных зондов аппаратуры серии СГП в пачке пластов произвольной мощности описываются, аналогично зондам НК [9], выражением $J(z_0)=J(\rho_{\text{ЭКВ,К}}(z_0))$, где $J(\rho_{\text{ЭКВ}})$ есть зависимость показаний зонда от плотности породы $\rho_{\text{ЭКВ}}$, а $\rho_{\text{ЭКВ,К}}$ – текущая регистрируемая плотность по каротажу. Значения $\rho_{\text{ЭКВ,К}}$ определяются выражением

$$\rho_{\text{ЭКВ,К}}(z_0)=\int_{-\infty}^{\infty}\varphi(z-z_0)\rho_{\text{ЭКВ,ГГК}}(z)dz,\int_{-\infty}^{\infty}\varphi(z)dz=1, \quad (10)$$

где z_0 – текущее положение источника, $\varphi(z)$ – функция осевой чувствительности зонда (осевой геометрический фактор), $\rho_{\text{ЭКВ,ГГК}}(z)$ есть кажущаяся плотность породы в точке z в предположении неограниченной толщины текущего прослоя. Значения осевых геометрических факторов зондов аппаратуры серии СГП приведены на рисунке 9.

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. При этом границам пласта соответствует середина амплитуды аномалии кривой. 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 проводится по участкам диаграммы с одинаковыми (с точностью до статистических флуктуаций) значениями, при этом пласту присваивается значения $\rho_{\text{ЭКВ}}$, усредненные в пределах этого участка.

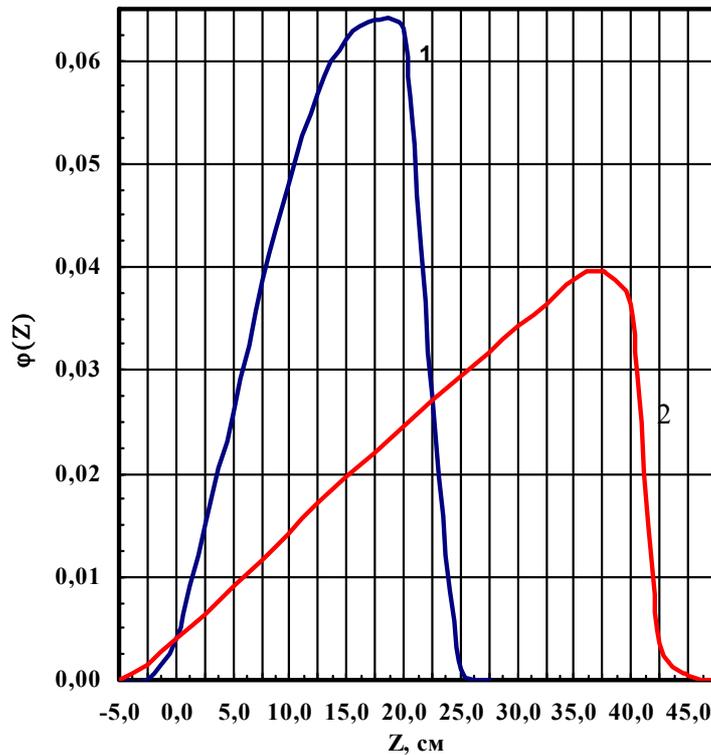


Рисунок 9. Осевые геометрические факторы малого (1) и большого (2) зондов аппаратуры серии СГП

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

$$\rho_{\text{экв, ГГК}} = [\rho_{\text{экв, к}} - (1 - \Psi)\rho_{\text{экв, вк}}] / \Psi, \quad (11)$$

где $\rho_{\text{экв, вк}}$ — 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 10.

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 (10), например, путем минимизации функции невязки вида

$$\int_{-\infty}^{\infty} \left(\int_{-\infty}^{\infty} \varphi(z-z_0) \rho_{\text{ЭКВ,ГГК}}(z) dz - \rho_{\text{ЭКВ,К}}(z_0) \right)^2 dz_0 = \min, \quad (12)$$

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

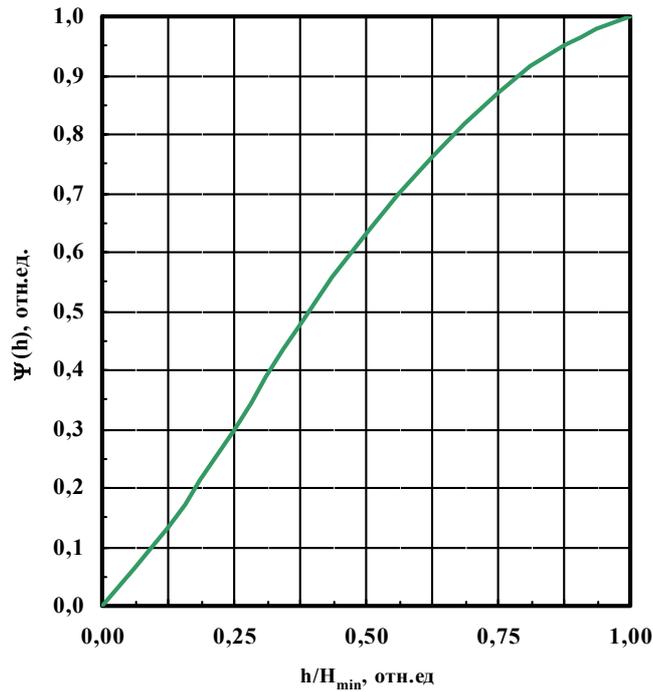


Рисунок 10. Поправочная функция на влияние вмещающих пород при конечной толщине h одиночного пласта

Для успешного решения (12) 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 СГП данный способ должен применяться отдельно к каждому из зондов с последующим восстановлением показаний J зондов аппаратуры и их использованием при расчете геофизического параметра – плотности породы.

5.1.2 Учет влияния условий измерений в скважине на результаты 2ГГКП

На результаты измерения плотности пород изменение диаметра скважины в диапазоне от 100 до 350 мм, а также тип и вещественный состав промысловых жидкостей (при отсутствии глинистой корки либо каверны) не влияют. Аппаратура обеспечивает исключение влияния промежуточной среды между поверхностью измерительной установки ГГКП и стенкой скважины (глинистая корка, локальные каверны), если толщина промежуточной среды не превышает 20 мм.

5.1.3 Учет влияния естественной радиоактивности горных пород на результаты 2ГГКП

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

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

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

где $\alpha_{БЗ}$ и $\alpha_{МЗ}$ - чувствительности каналов БЗ и МЗ к естественному гамма-излучению, характерные для данного типа аппаратуры. Их значения для аппаратуры серии СГП равны 40 и 20, соответственно. Далее проводится расчет плотности с исправленными значениями $J_{БЗ}$ и $J_{МЗ}$, равными $J_{БЗ,исп} = J_{БЗ} - \Delta J_{БЗ}$, $J_{МЗ,исп} = J_{МЗ} - \Delta J_{МЗ}$.

5.1.4 Определение пористости пород по данным 2ГГКП

По результатам ГГКП может быть определена общая пористость пород, представленная объемами межзерновых (гранулярных) пор, каверн и трещин. Коэффициент общей пористости K_p , % связан с объемной плотностью $\rho_{об}$, г/м³ соотношением

$$K_p = (\rho_m - \rho_{об}) / (\rho_m - \rho_{ф}), \%$$

где ρ_m – минеральная плотность пород; $\rho_{ф}$ – плотность флюида, заполняющего поровое пространство. Минеральная плотность пород, возможных коллекторов нефти и газа, изменяется в широких пределах: от 2.55 г/см³ (полимиктовые песчаники) до 2.87 г/см³ (доломиты) и зависит от минерального состава скелета пород, типа цемента, примесей глин, сульфатов, углей и тяжелых минералов [10].

В проницаемых пластах величина $\rho_{ф}$ соответствует плотности фильтрата промысловой жидкости ПЖ, и зависит от его минерализации. При бурении скважин на минерализованных промысловых жидкостях $\rho_{ф}$ изменяется от 1.00 до 1.20 г/см³. Влияние температуры и давления на $\rho_{ф}$ учитывается по номограмме, изображенной на рисунке 11.

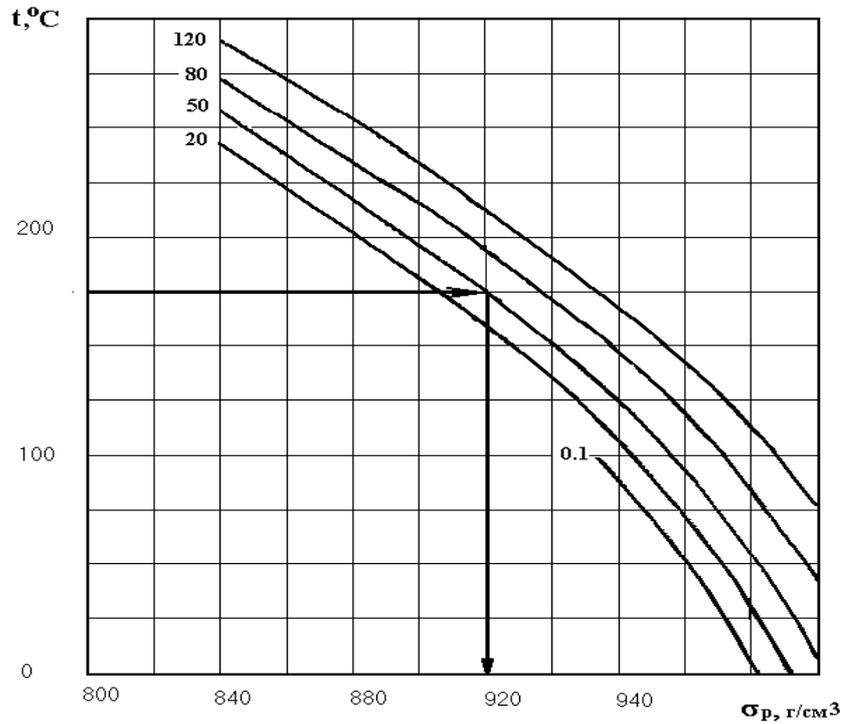


Рисунок 11. Зависимость плотности воды от температуры и давления
 Шифр кривых – давление, МПа. Стрелкой показано направление снятия отсчета для условий $t = 180$ °С, $P = 50$ МПа.

5.2 Технология проведения первичной обработки плотностного гамма-гамма каротажа

Проведение первичной обработки данных 2ГГКП, 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 СГП, 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 ГГКП (эта операция выполняется при наличии этих данных);
- увязка (проверка соответствия) данных ГГКП по глубине к ранее выполненному комплексу ГИС;
- выбор методики обработки (характер фильтрации данных ГГКП, тип обрабатываемых данных, основной литологический тип породы при определении K_n); основной литологический тип породы выбирается исходя из характера дальнейшего использования K_n (ГГКП) – при обработке в комплексе с другими геофизическими параметрами выбирается “ИЗ-ВЕСТНЯК”, в противном случае выбирается литологический тип соответствующий изучаемым пластам-коллекторам;
- расчет геофизических параметров метода ГГКП, 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 ГГКП рекомендуется выполнить по методике с предварительным восстановлением калибровочных данных по опорному пластику;
- 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 РНОВ и повторного РНО* замеров; форма заключения по качеству материала приведена в Приложении 2.

Дальнейшее использование полученных геофизических параметров возможно либо на уровне установленных на конкретном объекте корреляционных связей $\rho_{об}$ с параметрами породы (пористостью, глинистостью и др.), либо путем включения их в общий комплекс обрабатываемых геофизических параметров в рамках интерпретационной модели объекта исследования

$$\vec{V} = (V_1, V_2, \dots, V_N):$$

$$\rho_{об} = F_{ГГК}(\vec{V})$$

...
...
...

Здесь V_1, V_2, \dots, V_N – объемные компоненты интерпретационной модели ($V_1+V_2+\dots+V_N=100$), $\vec{F} = (F_{ГГК}, F_{НК}, \dots)$ – функции, связывающие значения геофизических параметров породы с объемными компонентами породы (петрофизические связи). Последний вариант наиболее полно использует информационные возможности методов. Решение приведенной выше системы 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. Комплексование плотностного гамма-гамма каротажа с данными нейтронного и акустического методов, наряду с общей пористостью, позволяет определять в карбонатных отложениях степень доломитизации, ангидритизацию и загипсованность пород, в терригенных разрезах – глинистость.

Список мнемоник регистрируемых и расчетных кривых аппаратуры серии СГП приведен в Приложении 3.

6. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРВИЧНОЙ ОБРАБОТКИ

Программное обеспечение первичной обработки данных каротажа аппаратурой серии СГП предназначено для расчета исправленных за влияние скважинных условий измерений геофизических параметров ГГКП (объемная плотность пород и общая пористость). Программное обеспечение первичной обработки позволяет проводить обработку результатов каротажа в скважинах с открытым стволом. Формат записи обрабатываемых данных – LIS. При работе с данными, записанными в LAS-формате, предварительно выполняется их конвертация в LIS-формат. Программное обеспечение реализовано в операционной среде WINDOWS-98 и выше.

Программы первичной обработки обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- графический и цифровой просмотр данных каротажа, расчетных и сопровождающих кривых (рисунок 12);
- 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 12);
- просмотр и ввод (выбор из файла базовой калибровки) данных калибровок аппаратуры серии СГП (рисунок 13);
- документирование результатов, параметров и условий обработки в файле (рисунок 13);

- первичную обработку данных каротажа в режимах непосредственного использования калибровочных данных и с корректировкой по опорному пласти (рисунок 13).

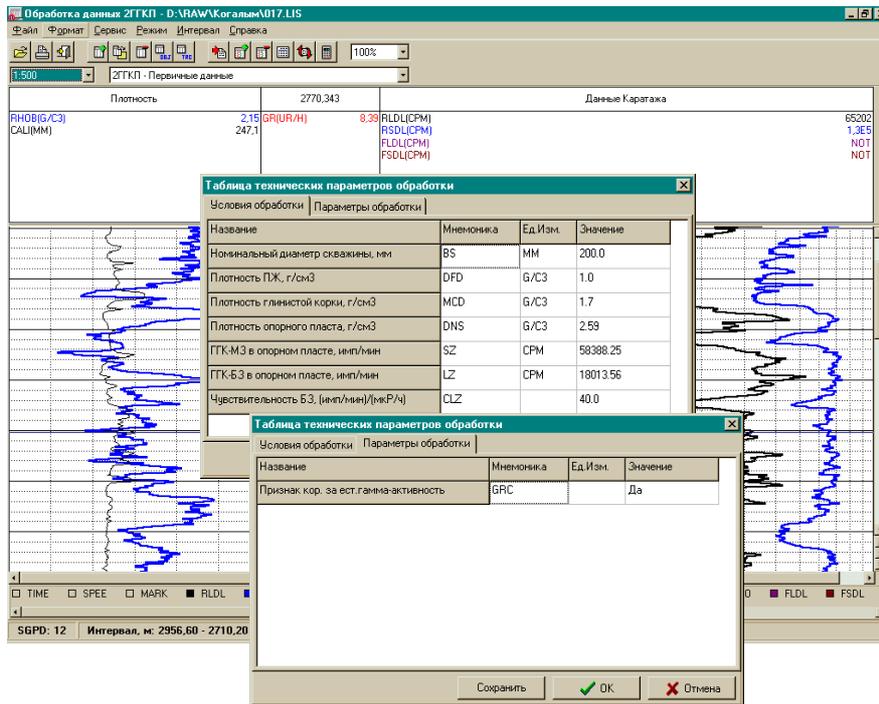


Рисунок 12. Интерфейс графического и цифрового просмотра данных

Дополнительно программы первичной обработки предоставляют следующие сервисные функции:

- увязку кривых по глубине;
- 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⇒LAS.

Подробное описание этого программного продукта поставляется вместе с аппаратурой серии СГП либо с пакетом программ первичной обработки данных каротажа **LogPwin** [13].

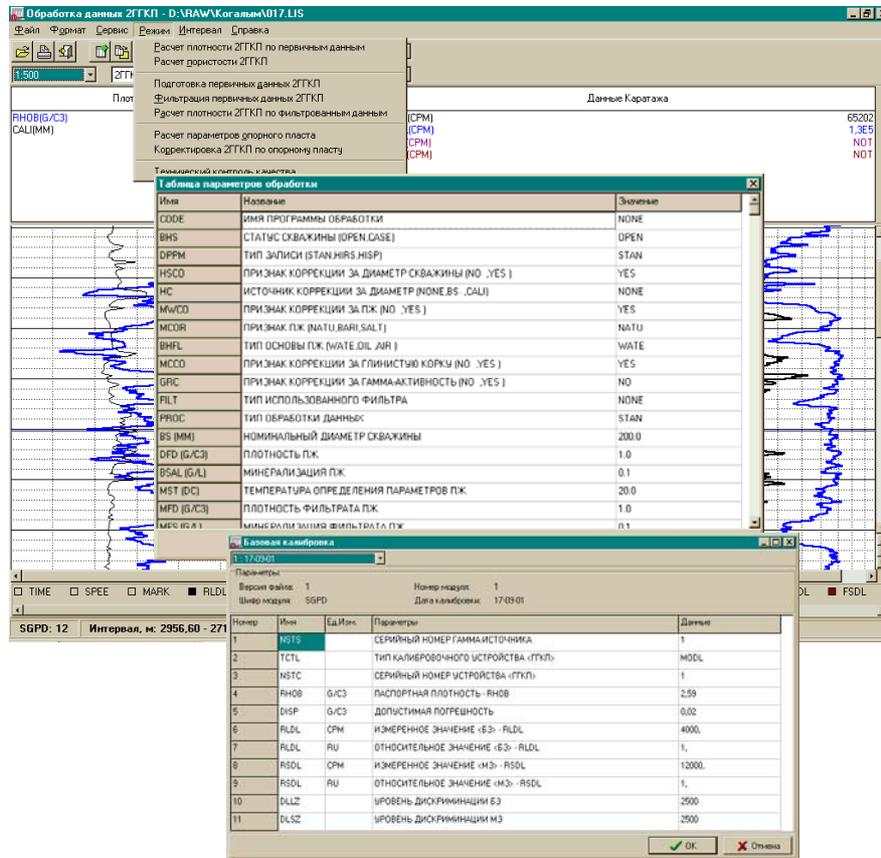


Рисунок 13. Просмотр и корректировка условий обработки первичных данных 2ГГКП

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. 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.
6. 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.
7. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах.- М., 2001г.
8. Аппаратура плотностного гамма-гамма каротажа нефтегазовых скважин. Параметры, характеристики, требования. Методы контроля и испытаний. СТ ЕАГО-030-01. М.,1996г.
9. 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.
10. 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.
11. Нормы радиационной безопасности НРБ–99. СП 2.6.1.758-99.
12. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности. СП 2.6.1.799-99.
13. Пакет программ первичной обработки каротажных данных – LogPwin. Руководство пользователя. ООО “Нефтегазгеофизика”, Тверь, 2003.

Таблица 1

ПРОТОКОЛ
базовой калибровки аппаратуры серии СГП

Организация: _____.

Дата проведения калибровки: _____.

Номер калибруемой аппаратуры: _____.

Калибруемый зонд: 2ГГКП

Используемое оборудование:

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

Результаты калибровки:

Естественный фон	МЗ (имп/мин)	
	БЗ (имп/мин)	
Замер на МОБ-1 (2.59 г/см ³) с источником	МЗ (имп/мин)	
	БЗ (имп/мин)	

Калибровочное Устройство	Канал	Счет, имп/мин	Измеренная плотность, г/см ³	Погрешность измерений, г/см ³	Допустимая погрешность г/см ³
МОБ – 2 ρ _{об} = г/см ³	МЗ				
	БЗ				
МОБ – 3 ρ _{об} = г/см ³	МЗ				
	БЗ				
Полевое калибровочное устройство, ПКУ	МЗ				
	БЗ				

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Модуль СГП - ... 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 2ГГКП на твердых копиях результатов каротажа аппаратуры серии СГП

Плотностной гамма-гамма каротаж
 Модуль: СГП-...

Калибровочная таблица

Дата калибровки:

Номер модуля:

Номер источника гамма-квантов:

Номер калибровочного устройства:

Тип калибровочного устройства:

Предельная погрешность, г/см³: 0.02

Параметр	Базовые данные		Полевые данные		Единица измерения
	Алюминий	ПКУ	Перед каротажем	После каротажа	
RSDL/МЗ	имп/мин
RLDL/БЗ	имп/мин
RHOВ/ρ _{об}	2.59	г/см ³

Примечание. RSDL, RLDL – скорость счета (имп/мин) в каналах большого и малого зондов 2ГГКП. RHOВ – объемная плотность по плотностному каротажу.

Таблица 3 – Рекомендуемый формат вывода данных параметров обработки зонда 2ГГКП на твердых копиях результатов каротажа аппаратурой серии СГП

Модуль: СГП-...	
Плотностной каротаж - параметры обработки	
Имя программы обработки	Prmt_DNS.exe
Дата выполнения обработки	01-01-2001
Статус скважины (OPEN, CASE)	OPEN
Тип записи (STAN, HIRS, HISP)	STAN
Тип матрицы (LIME, SAND,...)	LIME
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 минерализацию ПЖ (NO, YES)	NO
Признак коррекции за минерализацию пласта (NO, YES)	NO
Признак коррекции за давление-температуру (NO, YES)	NO
Признак коррекции за цемент и колонну (NO, YES)	NO
Тип использованного фильтра	POLY
Тип обработки данных	STAN
Номинальный диаметр скважины, мм	216.0
Плотность ПЖ, г/см ³	1.14
Минерализация ПЖ, г/л NaCl	0.00
Температура определения параметров ПЖ, °С	20.0
Плотность фильтрата ПЖ, г/см ³	1.00
Минерализация образца фильтрата ПЖ, г/л NaCl	0.00
Температура определения параметров фильтрата ПЖ, °С	20.0
Диаметр обсадной колонны, мм	_____
Толщина обсадной колонны, мм	_____
Плотность обсадной колонны, г/см ³	_____
Плотность цемента, г/см ³	_____
Давление на забое скважины, Мпа	32.0
Температура на забое скважины	95.0
Геотермический градиент, °С/100м	3.00
Минерализация пластовой воды, г/л NaCl	20.0

Средний наклон скважины, °С	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 ($\Delta h=20$ см, $v=400-600$ м/час);

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

HISP – запись с повышенной скоростью (общий режим, $\Delta h=20$ 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).

LIME, SAND, ... – тип матрицы породы (известняк, кварцевый песчаник и т.д.)

ОАО "....."
Трест "....."

"УТВЕРЖДАЮ"

Главный геолог

"___" _____ 2003г.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

по техническому контролю качества
каротажных работ аппаратуры серии СГП.

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 SGPD Номер 12

№ п/п	Кровля, м	Подш-ва, м	Параметры	Систематическая, %	Случайная, %
1.	2843.20	2833.40	RHOВ	-0.0055	0.0343
2.	2833.20	2823.40	RHOВ	0.0002	0.0342
3.	2823.20	2813.40	RHOВ	-0.0001	0.0300
4.	2813.20	2803.40	RHOВ	-0.0349	0.0247
5.	2803.20	2793.40	RHOВ	-0.0275	0.0262
6.	2793.20	2783.40	RHOВ	0.0383	0.0264
7.	2783.20	2773.40	RHOВ	-0.0321	0.0224
8.	2773.40	2772.80	RHOВ	-0.0263	0.0158

Процент выхода за допустимые границы погрешностей: 62.000 %

Оценка качества результата: удовлетворительно

Дата: 23.04.03

**Список мнемоник регистрируемых и расчетных кривых аппаратуры
плотностного гамма-гамма каротажа серии СГП**

№ п/п	Мнемоника	Название
1.	RLDL	Скорость счета в канале БЗ – первичные данные
2.	RSDL	Скорость счета в канале МЗ – первичные данные
3.	FLDL	Скорость счета в канале БЗ – фильтрованные данные
4.	FSDL	Скорость счета в канале МЗ – фильтрованные данные
5.	RHOВ	Плотность по данным ГГКП (эквивалентная плотность)
6.	DPOR	Пористость по данным ГГКП
7.	DRHO	Поправка за влияние глинистой корки
8.	RRHO	Плотность породы первичная (эквивалентная плотность)
9.	DLLZ	Уровень дискриминации в канале БЗ
10.	DLSZ	Уровень дискриминации в канале МЗ
11.	M(Z)SGP	Признак состояния привода открытия-закрытия прижимной системы
12.	PEDL(R)	Случайная погрешность определения пористости по данным 2ГГКП по перекрытию
13.	SERD	Систематическая погрешность определения пористости по данным 2ГГКП по перекрытию

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

**ИНСТРУКЦИЯ
по проведению плотностного гамма-гамма каротажа
аппаратурой серии СГП и
обработке результатов измерений**

МИ 41-17-1401-04

Тверь-2004

Предисловие

1 РАЗРАБОТАНА ООО «Нефтегазгеофизика»

Исполнители: В.А. Велижанин, А.П. Глебов,
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 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. Физические основы метода	1
2. Характеристика аппаратуры	5
2.1. Состав аппаратуры	5
2.2. Техническая характеристика аппаратуры	6
2.3. Конструкция скважинного прибора	6
2.4. Схема функционирования скважинного прибора	7
2.5. Характеристика программного обеспечения аппаратуры	11
3. Калибровки аппаратуры	12
3.1. Базовая калибровка аппаратуры	13
3.2. Полевая калибровка аппаратуры	13
4. Скважинные измерения	14
4.1. Регистрируемые параметры	14
4.2. Дискретность записи данных по глубине, скорость каротажа	14
4.3. Порядок работы на скважине	15
4.4. Оформление и контроль качества измерений	16
5. Обработка результатов измерений	17
5.1. Обработка результатов измерений 2ГГКП	17
5.1.1. Определение границ пластов и снятие отсчетов с кривых 2ГГКП	21
5.1.2. Учет влияния условий измерений в скважине на результаты 2ГГКП	23
5.1.3. Учет влияния естественной радиоактивности горных пород на результаты 2ГГКП	24
5.1.4. Определение пористости пород по данным 2ГГКП	24
5.2. Технология проведения первичной обработки плотностного гамма-гамма каротажа	
6. Характеристика программного обеспечения первичной обработки	25
Список литературы	30
Приложение 1	31
Приложение 2	35
Приложение 3	37