

**ИНСТРУКЦИЯ**  
**по проведению нейтронного и гамма-каротажа**  
**аппаратурой СРК-76 и обработке результатов измерений**  
**МИ 41-17-1400-04**

---

**ВВЕДЕНИЕ**

Аппаратура СРК-76 предназначена для проведения стационарного нейтронного каротажа в модификации компенсированного нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (2ННКт) и интегрального гамма каротажа (ГК). Аппаратура выпускается в термобаростойком и обычном исполнениях, а также со встроеным каналом ГК и без него. Верхнее значение рабочей температуры в термобаростойком исполнении 185 °С, в обычном – 125 °С. Верхнее значение рабочего гидростатического давления в термобаростойком исполнении 150 МПа, в обычном – 80 МПа. В зависимости от условий применения допустимая скорость каротажа изменяется в пределах 200-800 м/час.

Инструкция по проведению и интерпретации данных нейтронного и гамма каротажа составлена по результатам научно-исследовательских и опытно-методических работ. Инструкция содержит сведения необходимые для ознакомления с технологией производства работ аппаратурой СРК-76, а именно: проведения базовой и полевой калибровок, настройки аппаратуры перед каротажем, выполнения работ в скважине, обработки результатов измерений и их комплексирования с данными других методов. Подробное описание каждого из этапов входит в состав документации соответствующего программного обеспечения.

**1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

Компенсированный нейтронный каротаж по тепловым нейтронам основан на облучении породы потоком быстрых нейтронов от ампульного источника и регистрации потока тепловых нейтронов на двух расстояниях от источника нейтронов. В аппаратуре СРК-76 применяется Pu-Be источник со средней энергией нейтронов около 4.5 МэВ. Измеряемые при нейтронном каротаже параметры определяются нейтронозамедляющими и нейтронопоглощающими характеристиками окружающих скважинный прибор породы и скважины.

Для условий нефтегазовой геологии на замедление нейтронов особо сильное влияние оказывает наличие в породе водорода, содержание которого в водо- и нефтенасыщенных неглинистых породах пропорционально общей пористости пласта  $K_{п.}$ . Поэтому измеряемый при нейтронном каротаже параметр  $K_{п.к}$  принято выражать в единицах пористости стандартной породы – водонасыщенного известняка.

Основные породообразующие элементы горных пород (O, Si, Al, Ca, Mg, Na, K), кроме железа, обладают низкими сечениями поглощения. Поэтому на поглощение нейтронов особое влияние в условиях нефтяных и газовых месторождений оказывает присутствие в породах элементов, обладающих повышенными и аномально высокими сечениями поглощения тепловых нейтронов, а именно: железа, хлора, бора, кадмия, иридия и некоторых редкоземельных элементов. Это позволяет использовать результаты 2ННКт для определения типа флюида при сильной минерализации (как правило, солями соляной кислоты – NaCl, KCl и др.) пластовых вод. Компенсационные (по сечению поглощения) свойства отношения показаний зондов установки 2ННКт, кроме того, допускают количественное (правда, с невысокой точностью) определение нейтронопоглощающих свойств породы – макросечения поглощения тепловых нейтронов.

Из-за малого радиуса зоны исследования метода (не более 25÷40 см) на показания 2ННКт сильное влияние оказывают параметры ближней зоны (диаметр скважины, наличие обсадной колонны, состав промывочной жидкости, положение прибора в скважине и др.).

Обработка результатов 2ННКт основана на использовании зависимостей показаний аппаратуры от параметров системы скважина-пласт. Основными являются зависимости, связывающие показания прибора с общей пористостью водонасыщенного известняка, а также поправки для учета влияния отличия скважинных условий измерений (диаметра скважины, плотности промывочной жидкости и ее минерализации, глинистой корки, температуры и давления) от стандартных. Для более глубокой обработки необходимы поправочные зависимости для учета влияния геологических факторов (минерального состава скелета породы, глинистости и др.).

Гамма-каротаж (ГК) основан на регистрации гамма-излучения естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ), содержащихся в горных породах. Поток и энергетический спектр регистрируемого гамма-излучения определяются массовой концентрацией, составом и пространственным распределением ЕРЭ, значением плотности породы и ее эффективного атомного номера  $Z_{эф}$ . В формировании показаний ГК в основном участвуют гамма-излучения уранового и ториевого рядов, а также изотопа калий-40.

Регистрируемым параметром ГК является поток гамма-излучения на детекторе, прокалиброванный (как правило) в мощности экспозиционной дозы, измеряемой в А/кг (система СИ) либо мкР/час (внесистемная единица). Связь между этими единицами определяется соотношением  $1\text{мкР/час}=716.7\text{пА/кг}$ .

Влияние эффективного атомного номера горных пород на показания канала ГК аппаратуры СРК-76 не превышает 1.0÷1.2 % на единицу изменения величины  $Z_{эф}$  и им можно пренебречь.

Связь исправленных за влияние скважинных условий измерений показаний ГК  $J_{ГК}$  с массовыми долями тория, урана и калия в пласте выражается соотношением

$$J_{ГК}=(C_{Th} \times P_{Th}+C_U \times P_U+C_K \times P_K) \times P_{SRS},$$

где  $C_{Th}$ ,  $C_U$ ,  $C_K$  – массовые доли тория, урана и калия,  $P_{Th}$ ,  $P_U$ ,  $P_K$  – коэффициенты, выражающие эту связь. Для аппаратуры СРК-76 значения этих коэффициентов равны

$$P_{Th}=0.35 \text{ мкР/час}/10^{-4}\%,$$

$$P_U=0.85 \text{ мкР/час}/10^{-4}\%,$$

$$P_K=1.67 \text{ мкР/час}/\%.$$

$P_{SRS}$  – множитель, учитывающий условия калибровки аппаратуры. Его значение равно 0.9 для калибровочных источников типа С-41 и 1.0 для источников типа ЕР.

## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА АППАРАТУРЫ

Аппаратура СРК-76 предназначена для исследования нефтяных и газовых скважин методами гамма и компенсированного нейтронного каротажа по тепловым нейтронам. Скважинный снаряд оснащен зондовой установкой 2ННКт-27/52 с детекторами СНМ-56 на малом и СНМ-80 большом зондах, работающих в коронном режиме, либо с детекторами 9.6НЕЗ/760/25НХ 8 и 25НЕЗ/304/50Н 5, соответственно, работающих в пропорциональном режиме. Аппаратура обеспечивает измерение водонасыщенной пористости пород по нейтронному каротажу и мощности дозы естественной гамма-активности пород (при наличии встроенного канала ГК).

### 2.1 Состав аппаратуры

В состав аппаратуры СРК-76 входят:

- скважинный прибор;
- техническое описание (ТО), включающее инструкции по эксплуатации и настройке;
- формуляр;
- интерпретационное обеспечение методов 2ННКт и ГК;
- программы первичной обработки зондов 2ННКт и ГК (получение исправленных за влияние скважинных условий измерений геофизических параметров 2ННКт и ГК);
- технические средства полевой калибровки и инструкция по ее проведению;
- технические средства базовой калибровки и инструкция по ее проведению.

Кроме того, при поставке СРК-76 для работы в составе регистратора “КАРАТ” либо со специализированным адаптером, обеспечивающего 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 СРК-76 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 нейтронного излучения ИБН-8-5 мощностью не более  $3 \times 10^7$  н/сек:

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

## 2.2 Техническая характеристика аппаратуры

Аппаратура СРК-76 (в термобаростойком исполнении и без канала ГК) характеризуется следующими параметрами:

– длина, не более мм	3350
– максимальный диаметр, мм	76
– масса, не более кг	80
– скорость каротажа, м/час	200 ÷ 800
– телеметрия	Манчестер-2, 22кбод
– число регистрируемых каналов	2
– число измеряемых параметров	1
– канал 2ННКт:	
тип детектора	СНМ-56, СНМ-80
диапазон измерений, %	0 ÷ 40
основная относительная погрешность измерений, %	4.2 + 2.3(40/K <sub>n</sub> -1)
– диапазон рабочих температур, °С	-10 ÷ 185
– верхнее значение рабочего гидростатического давления, МПа	150
– диапазон диаметров исследуемых скважин, мм	120 ÷ 350

Скорость счета в воде гелиевых счетчиков тепловых нейтронов при мощности источника нейтронов  $10^7$  н/сек:

- по малому зонду – не менее 30000 имп/мин;
- по большому зонду – не менее 2500 имп/мин.

Чувствительность канала ГК с детектором NaJ(Tl) не менее 1000 имп/мин на 1 мкР/час.

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



**Рисунок 1. Модуль SRK-76-1Т. Общий вид**  
1 – головка модуля, 2 – охранный кожух, 3 – блок комбинированный, 4 – зонд 2ННКт, 5 – камера источника с источникодержателем, 6 – нижняя стыковочная головка.

### 2.3 Конструкция скважинного прибора

Общий вид скважинного прибора приведен на рисунке 1, основными элементами которого являются: головка прибора (1), охранный кожух (2), электронный блок (3), зондовое устройство 2ННКт (4), камера источника нейтронов с источникодержателем (5), нижняя стыковочная головка (6).

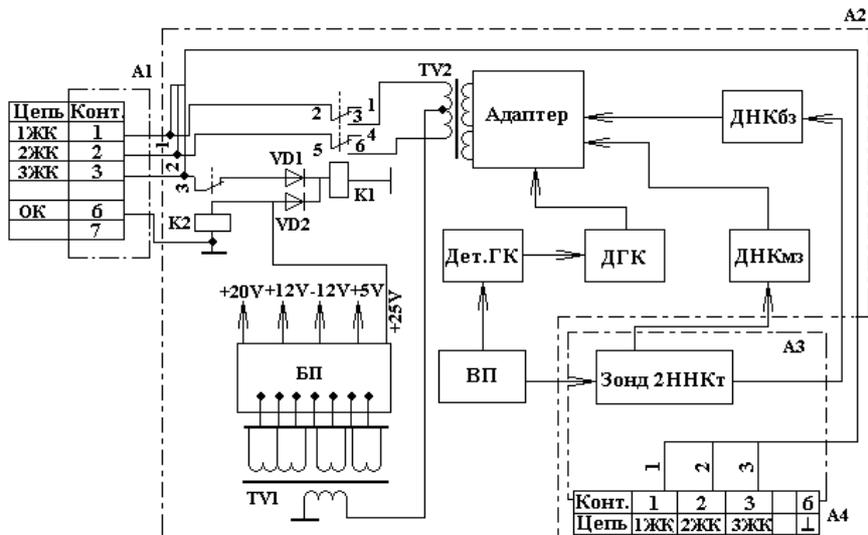
Зонд 2ННК состоит из корытообразного шасси, в котором размещены два счетчика медленных нейтронов типа СНМ-56 и СНМ-80 (либо 9.6НЕЗ/760/25НХ 8 и 25НЕЗ/304/50Н 5), водородосодержащие экраны из капролона и кадмиевые фильтры. Экраны поджаты пружиной, компенсирующей возможные изменения их размеров, вызванные изменением температуры окружающей среды. Конструкция и расположение экранов обеспечивают требуемую геометрию измерительной установки.

### 2.4 Схема функционирования скважинного прибора

Функциональная схема модуля СРК-76 проведена на рисунке 2. В состав модуля входят: приборная головка А1, электронный блок А2, зонд 2ННКт – А3 и нижняя стыковочная головка – А4.

Зонд 2ННКт содержит два высокоэффективных гелиевых счетчика нейтронов СНМ-56 (2ННКт-МЗ) и СНМ-80 (2ННКт-БЗ), которые регистрируют нейтроны и преобразуют их в электрические импульсы. Электрические импульсы с выходов двух счетчиков нейтронов поступают на входы соответствующих усилителей каналов 2ННКт-БЗ и 2ННКт-МЗ платы дискриминаторов. В каналах 2ННКт-БЗ и 2ННКт-МЗ платы дискриминаторов осуществляется не-

обходимое усиление, амплитудная селекция и формирование импульсов по амплитуде и длительности. Импульсы каналов 2ННКт-БЗ и 2ННКт-МЗ поступают на вход счетчиков процессора платы телеметрии. Плата телеметрии осуществляет:



**Рисунок 2. Схема электрическая функциональная**

- прием и дешифрацию команд, поступающих от цифрового каротажного регистратора;
- накопление импульсов каналов 2ННКт-БЗ и 2ННКт-МЗ в счетчиках процессора за время между опросами;
- установку уровней срабатывания дискриминаторов каналов 2ННКт-БЗ и 2ННКт-МЗ платы дискриминаторов;
- формирование и последовательную передачу в линию связи по запросу с цифрового каротажного регистратора данных каналов 2ННКт-БЗ и 2ННКт-МЗ, температуры в термостате скважинного модуля, значений уровней дискриминации каналов 2ННКт-БЗ и 2ННКт-МЗ;
- формирование и последовательную передачу в линию связи по отдельному запросу с цифрового каротажного регистратора номера модуля, номера версии и дату введения программы в память процессора;
- тест телеметрии для настройки приема данных каротажным регистратором.

Питание нейтронных счетчиков осуществляется через платы резисторов, расположенных в блоке фильтров, от преобразователя (источника высокого напряжения) постоянным стабилизированным электрическим напряжением положительной полярности относительно корпуса модуля.

Питание преобразователя, датчика температуры, плат дискриминаторов и телеметрии осуществляется от платы стабилизаторов, которая стабилизирует и фильтрует постоянные напряжения, вырабатываемые из переменного напряжения 220 В платой питания.

## 2.5 Характеристика программного обеспечения аппаратуры

В соответствии с разделом 2.1 в состав аппаратуры СРК-76 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 (естественной гамма-активности породы в единицах МЭД либо ЭМДУ по данным канала ГК и водонасыщенной пористости по нейтронному каротажу в процентах по данным канала 2ННКт). Характеристика программных средств первичной обработки данных СРК-76 приводится в разделе 6. Программные средства настройки, тестирования, калибровки и регистрации данных аппаратуры СРК-76 при каротаже привязаны к регистрирующему оборудованию. Комплектность и тип поставляемого программного продукта настройки, тестирования и др. определяются заказчиком.

Программное обеспечение настройки аппаратуры СРК-76 эксплуатируется при выполнении ремонтных работ на базе и предназначено для проведения:

- настройки приема сигналов каналов ГК, 2ННКт-МЗ, 2ННКт-БЗ и параметров опроса прибора; настройка приема сигналов осуществляется как в ручном, так и автоматическом режимах;
- 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 СРК-76 предназначено для операторского состава и эксплуатируется при проведении каротажных работ, обеспечивая:

- настройку приема сигналов каналов ГК, 2ННКт-МЗ, 2ННКт-БЗ и параметров опроса прибора;
- 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 СРК-76 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 СРК-76 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 и нейтронного 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 [8, 9]. Сопроводительная документация на аппаратуру СРК-76 должна содержать сведения о первичной калибровке каналов ГК и 2ННКт.

#### 3.1 Базовая калибровка аппаратуры

Базовая калибровка аппаратуры СРК-76 выполняется на установках УК-НК (канал 2ННКт) и УК-ГК (канал ГК при калибровке в единицах мощности экспозиционной дозы). При калибровке канала ГК в единицах эквивалентной массовой доли урана указанная операция проводится с использованием набора имитаторов ЭМДУ. Все операции калибровки выполняются в соответствии с инструкцией по ее проведению, а также документацией на программу базовой калибровки аппаратуры.

В качестве образцовых средств водонасыщенной пористости в установках УК-НК используются имитаторы пористого пласта (ИПП). В обязательный комплект ИПП должны входить три имитатора. Значения воспроизводимой ими пористости должны перекрывать весь регламентированный технической документацией на аппаратуру диапазон ее измерения. Предел допускаемой основной относительной погрешности измерений водонасыщенной пористости за время набора не менее 10000 импульсов по каждому из каналов НК не должен превышать значения  $4.2+2.3 \times (40/K_n - 1)$ , % [8].

Калибровку канала ГК проводят в трех точках, соответствующих  $0.2 \div 0.3$ ,  $0.5 \div 0.6$  и  $0.8 \div 0.9$  верхнего предела диапазона измерений. Основная относительная погрешность измерений  $\Delta = \Delta_{\text{сис}} + \alpha \times \Delta_{\text{сл}}$  для каждой точки должна удовлетворять условию  $\Delta \leq 15\%$  при калибровке в единицах МЭД и

$\Delta \leq 4.3 + 0.7 \times (200/J_{\text{ЭМДУ}} - 1) \%$  при калибровке в единицах ЭМДУ [9]. Выше  $\Delta_{\text{сист}}$  – систематическая погрешность,  $\Delta_{\text{сл}}$  – случайная погрешность,  $\alpha$  – коэффициент Стьюдента (равный при доверительной вероятности 0.95 и трех отсчетах значению 4.303) и  $J_{\text{ЭМДУ}}$  – измеренное значение ГК в эквивалентных массовых долях урана.

Результат базовой калибровки документируется в файле базовой калибровки с указанием даты ее проведения и параметров использованного оборудования (номер прибора, тип и номера источников, тип и номера калибровочных установок и др.). Файл базовой калибровки аппаратуры СРК-76 с результатами выполненных калибровочных работ передается в каротажные и интерпретационные службы.

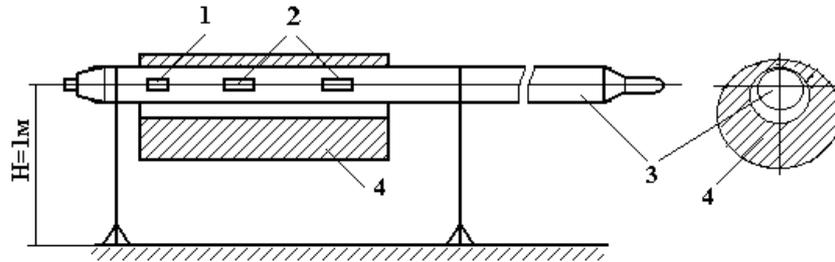
Кроме того, создается протокол базовой калибровки прибора, рекомендуемая форма которого приведена в таблицах 1 и 2 (см. Приложение 1).

### 3.2 Полевая калибровка аппаратуры

Полевая калибровка аппаратуры СРК-76 выполняется с целью установления пригодности ее использования и контроля стабильности параметров. Полевая калибровка аппаратуры СРК-76 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 2ННКт представляет собой цилиндр с полостью для размещения зонда, заполненный водородосодержащим веществом (гранулы полистирола, полиэтилена и др.) [7]. При измерениях прибор с ПКУ устанавливается на расстоянии не менее 100 см от поверхности земли (см. рисунок 3). Значение воспроизводимой ПКУ кажущейся пористости должны находиться в диапазоне 5÷35 %. Эти значения определяются при базовой калибровке совместно с конкретным скважинным прибором.

ПКУ для зонда ГК также представляет собой цилиндр с полостью для размещения зонда, заполненный веществом, воспроизводящим значение МЭД в диапазоне 15÷30 мкР/ч. Эти значения определяются при базовой калибровке прибора. Полевая калибровка выполняется в соответствии с инструкцией по калибровке, а также документацией на программу полевой калибровки аппаратуры.



**Рисунок 3. Схема установки прибора в ПКУ**

1 – источник нейтронов; 2 – детекторы малого и большого зондов, 3 – прибор; 4 – ПКУ.

## 4 СКВАЖИННЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ

### 4.1 Регистрируемые параметры

Аппаратура СРК-76 обеспечивает регистрацию следующих параметров:

- потока гамма-излучения естественной гамма-активности пород на детекторе канала в единицах скорости счета регистрируемых импульсов;
- потока тепловых нейтронов на детекторах каналов 2ННКт-МЗ и 2ННКт-БЗ в единицах скорости счета регистрируемых импульсов.

Рекомендуемой единицей измерения регистрируемых параметров зондов ГК и 2ННКт является скорость счета импульсов в минуту (имп/мин).

Расчетными параметрами являются естественная гамма-активность пород в единицах МЭД либо ЭМДУ и водонасыщенная пористость по нейтронному каротажу в процентах.

### 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 [1].

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

Скорость каротажа должна обеспечивать величину полной случайной погрешности, приведенной к пласту регламентированной мощности, при общих ( $h_{\min}=3\div 4$  м) исследованиях не более 7 % и не более 5 % при детальных ( $h_{\min}=1\div 2$  м) исследованиях. Кроме того, предел допустимой относительной погрешности определения водонасыщенной пористости для режима детальных исследований не должен превышать значения  $\pm[6.3+2.3(40/K_{\text{п}}-1)]$  % в пересчете на пласт мощностью 1 м [8].

Для выполнения этих требований скорость каротажа при общих исследованиях и дискретности записи по глубине  $10\div 20$  см не должна превышать  $300\div 350$  м/ч в высокопористом ( $K_{\text{п}}>15\div 20$  %) разрезе и  $400\div 450$  м/ч в низкопористом ( $K_{\text{п}}<15\div 20$  %) разрезе. При детальных исследованиях скорость не

должна превышать значений, соответственно, 200÷250 м/ч и 300÷350 м/ч. Приведенные выше скорости каротажа даны для источника нейтронов мощностью  $10^7$  н/сек.

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 [1] 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-ГК (выполняется при необходимости проведения полевой калибровки канала ГК (см. п. 3.2));
- проведение полевой калибровки канала ГК (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 гамма-активности ПКУ не превышает 5 %;
- установка в прибор источника нейтронов (все работы с источниками ионизирующих излучений проводятся в соответствии с нормами и правилами радиационной безопасности [10, 11]);
- установка скважинного прибора в ПКУ-НК (выполняется при необходимости проведения полевой калибровки канала 2ННКт, см. п. 3.2);
- проведение полевой калибровки канала 2ННКт (при необходимости ее проведения, см. 3.2) и принятие решения на использование аппаратуры; аппаратура допускается к исследованиям, если расхождение между измеренными и паспортными значениями пористости ПКУ не превышает  $[4.2+2.3 \times (40/K_p-1)]$  %;
- спуск прибора в скважину в интервал измерений; скорость спуска не должна превышать 5000 м/час;
- 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;

- редактирование записи (при выявлении брака записи исследования выполняются повторно);
- подъём и извлечение прибора из скважины; подъём прибора вне интервала исследования ведется со скоростью не более 5000 м/час;
- проведение полевой калибровки канала 2ННКт (выполняется с целью контроля стабильности работы аппаратуры и только в случае проведения калибровки до каротажа); расхождение между паспортными и измеренными до каротажа и после значениями пористости ПКУ не должно превышать  $[4.2+2.3 \times (40/K_n-1)]$  %;
- извлечение из прибора источника нейтронов;
- проведение полевой калибровки канала ГК (выполняется с целью контроля стабильности работы аппаратуры и только в случае проведения калибровки до каротажа); расхождение между паспортными и измеренными до каротажа и после значениями гамма-активности ПКУ не должно превышать 5 %;
- выключение аппаратуры;
- свертывание аппаратуры.

При спуске прибора в скважину и проведении каротажа обязательному контролю (дополнительно к [1]) 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 СРК-76 должен обязательно содержать сведения о геолого-технических условиях проведения измерений – диаметре скважины, давлении и температуре на забое, наличии обсадной колонны и ее параметрах (диаметре, толщине и материале, а также типе и плотности цемента), составе и свойствах промывочной жидкости (плотности и минерализации). При проведении полевой калибровки ее результаты также должны документироваться 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 [1], в соответствии с которой качество характеризуется тремя оценками – “хорошо”, ”удовлетворительно”, ”брак”. Бракованные материалы к обработке не допускаются.

Кроме общих положений инструкции [1] дополнительно контролируются следующие ниже параметры.

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

$$\bar{K}_n = \frac{\sum_{i=1}^n (K_{ni} \times h_i)}{\sum_{i=1}^n h_i}, \quad \Delta_i = K_{ni} - K_{ni,повт},$$

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

$$\delta_{ср} = 100 \times \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\Delta_i - \bar{\Delta})^2 \times h_i}{2 \times \bar{K}_n^2 \times \sum_{i=1}^n h_i}}.$$

Рекомендуется рассчитываемые значения  $\delta$  и  $\delta_{ср}$  приводить к пласту толщиной 1, 5 или 10 м. При этом должны выполняться следующие ниже требования.

Расхождение между основным и повторными замерами ГК (систематическая погрешность  $\delta_{ГК}$ ) по интервалам не менее 5 м не должно превышать  $\pm 6$  % для общих и  $\pm 5$  % для детальных исследований. Полная случайная погрешность канала ГК в тех же условиях не должна превышать  $\pm 10$  % и  $\pm 5$  %, соответственно [1, 9].

Расчет систематической и полной случайной погрешностей определения пористости породы по нейтронному каротажу, а также гамма-активности по ГК, выполняется (может быть выполнен) как при первичной обработке материалов, так и в пакете программ технического контроля качества.

В интервале контрольных измерений ГК толщины и конфигурации “опорных” пластов должны соответствовать значениям, установленным по данным выполненных ранее исследований.

Расхождение между основным и повторными измерениями для регистрируемых параметров 2ННКт (систематическая погрешность  $\delta_{2ННКт}$ ) по интервалам не менее 5 м (при отсутствии кавернозности и заметного желобообразования ствола скважины) не должно превышать  $\pm 1.5$  % абс. для общих и  $\pm 1.0$  % абс. для детальных исследований. Полная случайная погрешность канала 2ННКт в тех же условиях не должна превышать  $\pm 2$  % и  $\pm 1.5$  %, соответственно [1, 8].

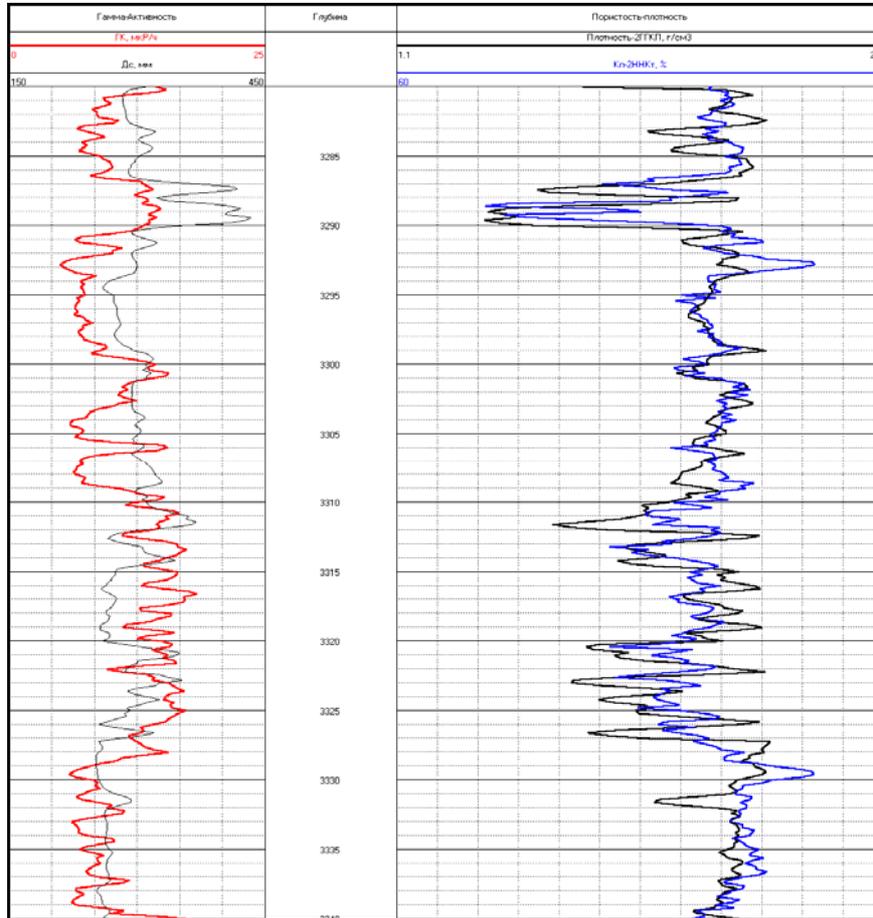
При выполнении полевой калибровки аппаратуры расхождение калибровочных значений до каротажа и после не должно превышать  $[4.2 + 2.3 \times (40/K_n - 1)]$  % для 2ННКт и 5 % для ГК.

В интервале контрольных измерений толщины и конфигурации опорных пластов по данным 2ННКт должны соответствовать значениям ранее выполненных исследований.

В пластах с известным литотипом породы и толщиной более 3÷5 м значения пористости, рассчитанные по показаниям короткого, длинного и отношению зондов с поправкой на этот литотип, должны воспроизводиться с абсолютной погрешностью не более  $\pm 1.5\%$  (в единицах пористости).

Общие требования к составу и форматам передаваемой заказчику документации определяются [1], дополнительные – соответствующими соглашениями заказчика и исполнителя работ.

Рекомендуемые форматы вывода калибровочных данных, результатов каротажа на твердых копиях и контроля качества измерений для аппаратуры СРК-76 приведены на рисунках 4, 5, 6 и в таблицах 3, 4, 5 и 6 Приложения 1.



**Рисунок 4. Рекомендуемый формат вывода данных аппаратуры СРК-76 на твердых копиях**

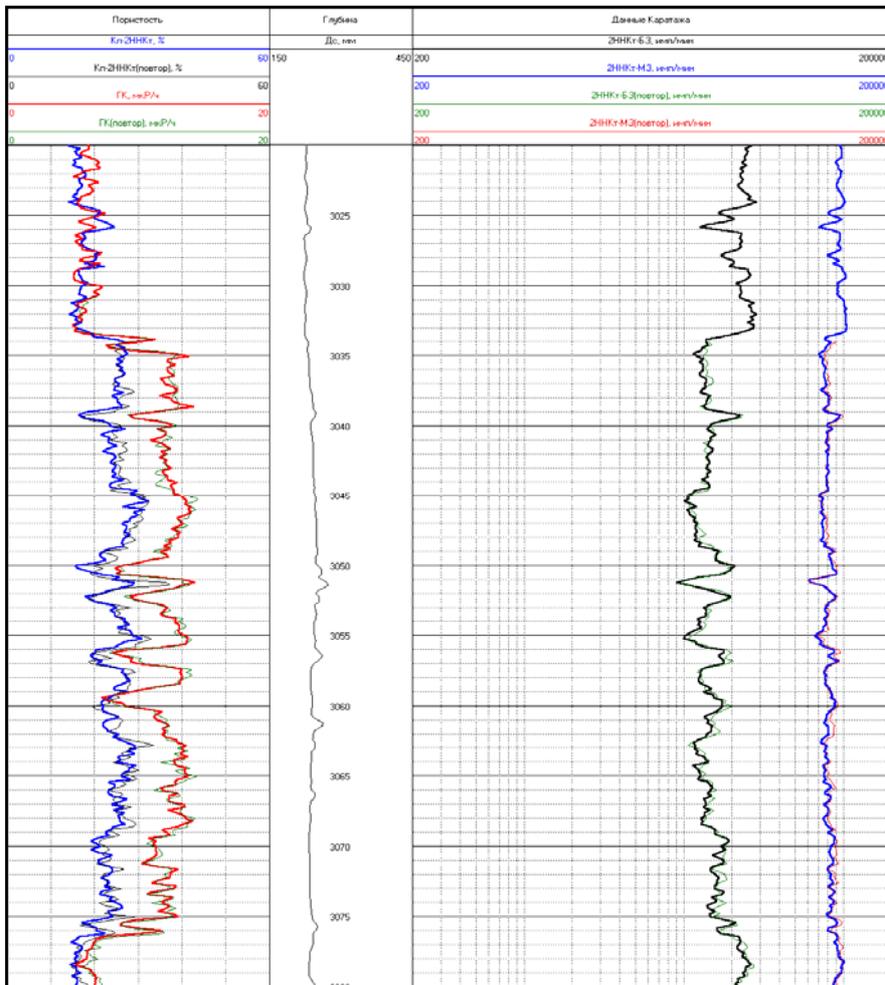
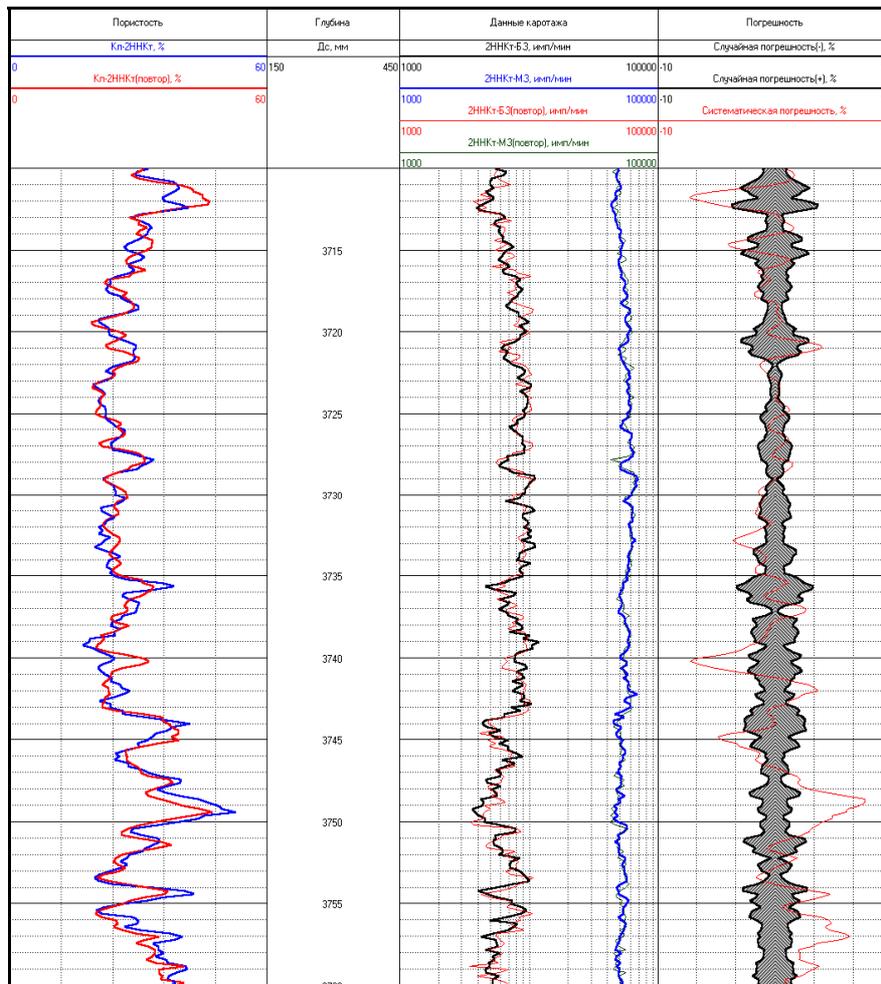


Рисунок 5. Сопоставление основного и повторного замеров  
 Аппаратура СРК-76, скорость каротажа 450 м/час, открытый ствол



**Рис. 6. Рекомендуемый формат вывода результатов технического контроля качества измерений**

Запись выполнена в необсаженной скважине без отклонителя на скважинном приборе, скорость каротажа 700÷750 м/час

## 5 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

### 5.1 Обработка результатов измерений 2ННКт

#### 5.1.1 Основные зависимости 2ННКт

Основные зависимости 2ННКт описывают связь между пористостью известняка представленного чистым кальцитом с плотностью  $2.71 \text{ г/см}^3$  и показаниями А аппаратуры в условиях принятых за стандартные, а именно:

- поры заполнены неминерализованной водой с плотностью  $1.00 \text{ г/см}^3$ ;
- скважина диаметром 196 мм заполнена неминерализованной водой;
- глинистая корка отсутствует, прибор лежит на стенке скважины;
- температура окружающей среды  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ , давление  $0.1 \text{ МПа}$ .

Значение А определяется выражением

$$A = (J_{МЗ}(K_n) / J_{БЗ}(K_n)) / (J_{МЗ}(K_n=100) / J_{БЗ}(K_n=100)),$$

где  $J_{МЗ}(K_n)$ ,  $J_{БЗ}(K_n)$  – показания малого и большого зондов в пласте с пористостью  $K_n$  (скорость счета в имп/мин),  $J_{МЗ}(K_n=100)$ ,  $J_{БЗ}(K_n=100)$  – показания малого и большого зондов в воде.

При работе в обсаженных скважинах в качестве основных выступают зависимости параметра А от пористости породы в следующих условиях:

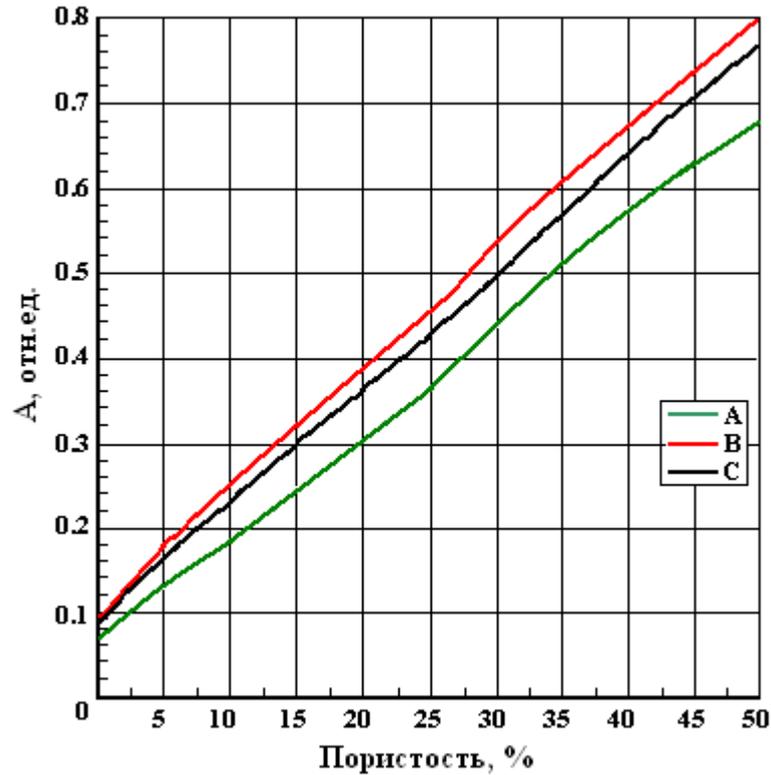
- порода представлена чистым кальцитом с плотностью  $2.71 \text{ г/см}^3$ ;
- поры заполнены неминерализованной водой с плотностью  $1.00 \text{ г/см}^3$ ;
- скважина диаметром 196 мм обсажена стальной колонной в вариантах 146 и 168 мм и толщиной  $h_{\text{кол}}=8 \text{ мм}$ ;
- плотность цемента  $\sigma_{\text{ц}}=1.80 \text{ г/см}^3$ ;
- колонна центрирована в скважине;
- прибор лежит на стенке обсадной колонны;
- температура окружающей среды  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ , давление  $0.1 \text{ МПа}$ .

Основные зависимости аппаратуры СРК-76 приведены на рисунке 7 и в таблицах 1 и 2.

#### 5.1.2 Учет влияния условий измерений на результаты 2ННКт

Определяемые по основным зависимостям значения пористости  $K_{п,к}$  отличаются от истинной пористости пласта  $K_n$  вследствие различий реальных геолого-технических условий измерений и условий, принятых при построении основных зависимостей. Переход от  $K_{п,к}$  ( $K_{п,ННК}$ ) к  $K_n$  осуществляется в несколько этапов:

$$K_{п,к} \Rightarrow K_{п,ННК} \Rightarrow K_{п,НК} \Rightarrow K_n.$$



**Рисунок 7. Основные зависимости аппаратуры СРК-76**

А – открытый ствол,  $d_c = 196$  мм; В – закрытый ствол,  $d_c = 196$  мм,  $d_k = 168$  мм,  $\sigma_{ц} = 1.80$  г/см<sup>3</sup>; С – закрытый ствол,  $d_c = 196$  мм,  $d_k = 146$  мм,  $\sigma_{ц} = 1.80$  г/см<sup>3</sup>

На первом этапе (при его выполнении) проводится учет влияния конечной мощности пласта и вмещающих пород на показания отдельных зондов 2ННКт (определение  $K_{п,ННК}$ ).

На втором этапе учитывается влияние скважинных условий проведения каротажа на измеряемые параметры аппаратуры (определение  $K_{п,НК}$ ).

Исправленное за влияние условий измерений значение  $K_{п,НК}$  используется на третьем этапе при определении параметров пласта (чаще в комплексе с другими методами) и в частности пористости пласта  $K_{п}$ .

**Таблица 1 – зависимости показаний А (МЗ/БЗ) зонда 2ННКт аппаратуры СРК-76 от диаметра необсаженной скважины ( $\sigma_p=1.00 \text{ г/см}^3$ ,  $C_p=0 \text{ г/л NaCl}$ )**

K <sub>п</sub> , %	d <sub>скв</sub> , мм					
	121	146	196	244	296	347
0	0.055	0.058	0.069	0.073	0.078	0.080
5	0.104	0.113	0.130	0.137	0.146	0.151
10	0.153	0.166	0.186	0.197	0.208	0.216
15	0.204	0.221	0.246	0.261	0.276	0.285
20	0.255	0.277	0.304	0.322	0.340	0.353
25	0.316	0.338	0.367	0.389	0.411	0.422
30	0.382	0.408	0.439	0.465	0.492	0.505
35	0.451	0.481	0.512	0.538	0.568	0.579
40	0.519	0.548	0.577	0.606	0.635	0.646
45	0.573	0.599	0.630	0.655	0.681	0.693
50	0.624	0.651	0.678	0.700	0.720	0.732

**Таблица 2 – зависимости показаний А(МЗ/БЗ) зонда 2ННКт аппаратуры СРК-76 от диаметра обсаженной скважины ( $\sigma_p=1.00\text{г/см}^3$ ,  $\sigma_{ц}=1.80\text{г/см}^3$ ,  $C_p=0\text{г/л NaCl}$ )**

K <sub>п</sub> , %	d <sub>скв</sub> , мм					
	d <sub>кол</sub> =146мм			d <sub>кол</sub> =168мм		
	196	244	296	196	244	296
0	0.089	0.108	0.139	0.089	0.108	0.140
5	0.166	0.191	0.235	0.179	0.207	0.251
10	0.232	0.256	0.303	0.251	0.280	0.329
15	0.299	0.320	0.367	0.322	0.350	0.397
20	0.362	0.380	0.421	0.387	0.412	0.450
25	0.428	0.446	0.481	0.454	0.477	0.507
30	0.497	0.511	0.534	0.531	0.546	0.565
35	0.570	0.579	0.592	0.605	0.611	0.626
40	0.642	0.648	0.652	0.673	0.671	0.679
45	0.709	0.710	0.707	0.739	0.735	0.733
50	0.770	0.764	0.754	0.799	0.790	0.777

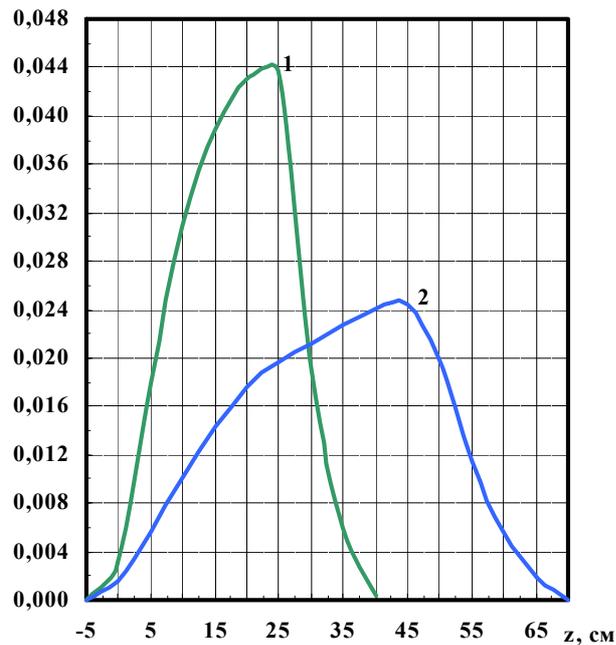
### 5.1.3 Определение границ пластов и снятие отсчетов с кривых 2ННКт

Показания J зондов 2ННКт в пачке пластов произвольной мощности описываются [2] выражением  $J(z_0)=J(K_{п,к}(z_0))$ , где J(K<sub>п</sub>) есть зависимость показаний зонда от пористости породы K<sub>п</sub>, а K<sub>п,к</sub> – текущая регистрируемая пористость по нейтронному каротажу. Значения K<sub>п,к</sub> определяются выражением

$$K_{п,к}(z_0) = \int_{-\infty}^{\infty} \varphi(z - z_0) K_{п,ННК}(z) dz, \quad \int_{-\infty}^{\infty} \varphi(z) dz = 1, \quad (1)$$

где  $z_0$  – текущее положение источника,  $\varphi(z)$  – функция осевой чувствительности зонда (осевой геометрический фактор),  $K_{п,ННК}(z)$  есть кажущаяся пористость породы в точке  $z$  в предположении неограниченной толщины текущего прослоя. Значения осевых геометрических факторов зондов аппаратуры СРК-76 приведены на рисунке 8. В соответствии с осевыми геометрическими факторами форма диаграмм зондов 2ННКт против одиночного пласта близка к симметричной. Разрешающая способность зондов  $H_{min}$  определяется их длиной (длина зонда+10см) и слабо зависит от условий залегания пласта. Здесь под разрешающей способностью зонда понимается минимальная мощность пласта, выделяемого по показаниям метода как пласт бесконечной мощности.

$\varphi(z)$ , отн.ед.

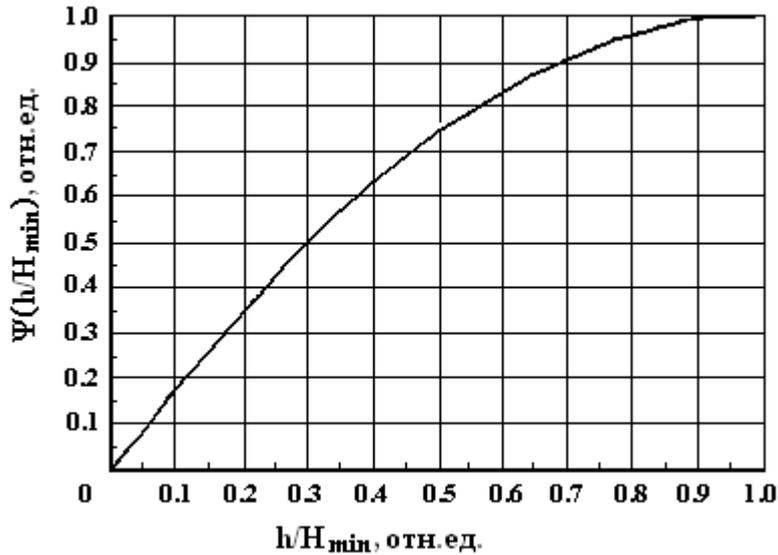


**Рисунок 8. Осевые геометрические факторы зондов аппаратуры СРК-76**  
1 – ближний зонд (МЗ), 2 – дальний зонд (БЗ)

Определение мощности пластов по показаниям зондов 2ННКт следует проводить на уровне половины амплитуды аномалии, что обеспечивает ее оценку с точностью не хуже 15 см. При этом в пластах с пониженными по

сравнению с вмещающими породами показаниями значение их толщины будет завышено и наоборот. Положение границ пластов для данного способа определяется положением точек со значением 1/2 амплитуды аномалии.

Значения отсчетов в одиночных пластах мощностью менее разрешающей способности зондов могут быть исправлены за влияние вмещающих пород выражением  $K_{п,ННК} = [K_{п,к} - (1 - \Psi) K_{п,вм}] / \Psi$ , где  $K_{п,вм}$  есть кажущаяся пористость вмещающего пласта либо нижележащего при толщине одиночного прослоя, в последнем случае, более  $1/2 \cdot H_{min}$ ,  $K_{п,к}$  – подлежащая исправлению кажущая пористость пласта, определенная по экстремальным показаниям,  $\Psi = \Psi(h)$  – поправочная функция, зависящая от мощности  $h$  пласта. График функции  $\Psi(h)$  приведен на рисунке 9.



**Рисунок 9. Поправочная функция на влияние вмещающих пород при конечной толщине  $h$  одиночного пласта**

Другой способ снятия отсчетов с диаграмм нейтронного каротажа и исправление их за влияние вмещающих пород (пригодный и в случае тонкого переслаивания пластов) состоит в проведении обратной фильтрации данных нейтронного каротажа на основании (1), например, путем минимизации функции невязки вида

$$\int_{-\infty}^{\infty} \left[ \int_{-\infty}^{\infty} \varphi(z - z_0) K_{п,ННК}(z) dz - K_{п,к}(z_0) \right]^2 dz_0 = \min, \quad (2)$$

где  $K_{п,к}(z_0)$  – значение регистрируемой пористости по НКт в точке  $z_0$ .

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

В случае аппаратуры СРК-76 данный способ должен применяться отдельно к каждому из зондов с последующим восстановлением показаний  $J$  зондов 2ННКт и их использованием при расчете параметра  $A$ .

#### **5.1.4 Учет влияния условий измерений в скважине на результаты 2ННКт**

Итак, на втором этапе учитывается влияние скважинных условий измерений, обусловленных наличием либо отсутствием обсадной колонны, изменением диаметра скважины, параметров промывочной жидкости ПЖ и промежуточного слоя между прибором и стенкой скважины, температуры и давления. Учет многомерного характера зависимости показаний 2ННКт от скважинных условий измерений в программном обеспечении первичной обработки 2ННКт аппаратуры СРК-76 выполнен путем многомерной аппроксимации поправки к показаниям.

Во всех ниже приводимых таблицах поправок значения не оговоренных параметров считаются стандартными, т.е. соответствующими условиям получения основной зависимости.

##### **5.1.4.1 Учет влияния диаметра скважины**

Зависимости показаний  $A$  зондов 2ННКт аппаратуры СРК-76 в открытом стволе для диаметров скважин в интервале от 120 до 350 мм приведены в таблице 1. Для промежуточных значений диаметров скважин зависимости определяются линейной интерполяцией. Аналогичные зависимости для скважин с закрытым стволом, обсаженных колонной диаметром 146 и 168 мм при плотности цементного камня  $1.80 \text{ г/см}^3$ , приведены в таблице 2.

##### **5.1.4.2 Учет влияния параметров промывочной жидкости**

Промывочная жидкость, заполняющая ствол скважины, по своим физико-химическим свойствам отличается от свойств пресной воды, используемой при получении основных зависимостей. Корректный учет свойств ПЖ обеспечивается путем учета типа ПЖ, плотности  $\sigma_p$  и минерализации  $C_p$ .

В таблицах 3 и 4 приведены поправки за влияние плотности и минерализации ПЖ на глинистой основе.

##### **5.1.4.3 Учет влияния промежуточного слоя**

Поправки за влияние промежуточного слоя определяются его толщиной, плотностью и минерализацией. Поправки для условия  $\sigma_{пс}=1.00 \text{ г/см}^3$  и минерализации  $C_{пс}=0 \text{ г/л NaCl}$  приведены в таблице 5.

**Таблица 3 – Поправка  $\Delta K_n(\sigma_p)\%$  на влияние плотности промывочной жидкости на глинистой основе на отношение показаний зондов А аппаратуры СРК-76**

Диаметр скважины, мм	Плотность ПЖ, г/см <sup>3</sup>	$K_n, \%$							
		0	5	10	15	20	30	40	50
146	1.20	0.0	-0.2	-0.2	-0.2	-0.3	-0.4	-0.5	-0.6
	1.60	0.1	0.1	0.0	0.0	-0.1	-0.3	-0.6	-0.9
196	1.20	0.1	-0.1	-0.2	-0.2	-0.2	-0.1	0.0	0.2
	1.60	0.1	0.0	0.0	-0.1	-0.2	-0.2	-0.1	0.3
244	1.20	0.1	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.6	1.8
	1.60	0.1	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.6	1.7
296	1.20	0.1	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	1.0	2.0
	1.60	0.1	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.9	1.9
347	1.20	0.1	0.4	0.5	0.6	0.7	1.0	1.4	2.2
	1.60	0.1	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	1.1	1.8

**Таблица 4 – поправка  $\Delta K_n(C_p, C_n)\%$  на влияние минерализации промывочной жидкости на отношение показаний зондов А аппаратуры СРК-76**

Диаметр скважины, мм	$C_p=C_n, \text{ г/л NaCl}$	$K_n, \%$							
		0	5	10	15	20	30	40	50
146	50	0.1	-0.6	-1.3	-1.7	-2.1	-2.2	-1.8	-0.7
	100	0.2	-1.3	-2.4	-3.1	-3.3	-3.0	-1.7	0.8
	250	0.3	-1.6	-3.2	-4.1	-4.7	-3.9	-1.7	3.1
196	50	0.2	-0.8	-1.6	-2.1	-2.5	-2.7	-2.2	-1.1
	100	0.3	-1.3	-2.4	-3.1	-3.4	-3.2	-1.8	0.6
	250	0.4	-1.7	-3.4	-4.4	-4.8	-4.1	-1.8	3.4
244	50	0.2	-0.8	-1.7	-2.2	-2.6	-2.7	-2.3	-1.3
	100	0.2	-1.3	-2.6	-3.4	-3.6	-3.3	-1.8	0.8
	250	0.1	-1.7	-3.5	-4.8	-5.1	-4.0	-2.2	3.7
296	50	0.2	-0.9	-1.7	-2.2	-2.5	-2.6	-2.1	-1.1
	100	0.2	-1.3	-2.5	-3.3	-3.5	-3.4	-1.8	0.9
	250	0.1	-1.7	-3.4	-4.8	-5.1	-4.0	2.3	3.9
347	50	0.2	-0.8	-1.6	-2.0	-2.3	-2.5	-2.1	-1.0
	100	0.2	-1.3	-2.5	-3.3	-3.4	-3.3	-1.7	1.1
	250	0.0	-1.6	-3.3	-4.7	-5.0	-4.0	-2.2	4.0

**Таблица 5 – поправка  $\Delta K_p(h_{пс})$ , % на влияние промежуточной среды между прибором и стенкой скважины на отношение показаний зондов А аппаратуры СРК-76**

Диаметр скважины, мм	$\sigma_{пс}$ , г/см <sup>3</sup>	$h_{пс}$ , мм	$K_p$ , %						
			0	5	10	15	20	30	40
146	1.0	10	-0.3	-0.7	-1.0	-1.0	-1.0	-0.7	-0.2
		20	-0.5	-1.5	-2.0	-2.0	-1.9	-1.4	-0.4
	1.7	10	-0.2	-0.3	-0.5	-0.4	-0.4	-0.2	0.1
		20	-0.3	-0.5	-1.0	-0.9	-0.8	-0.4	0.2
196	1.0	10	-0.6	-1.4	-1.6	-1.5	-1.4	-1.3	-1.0
		20	-1.1	-2.6	-3.0	-2.9	-2.7	-2.5	-1.8
	1.7	10	-0.4	-0.7	-0.8	-0.7	-0.6	-0.4	-0.1
		20	-0.6	-1.5	-1.6	-1.5	-1.3	-0.8	-0.2
244	1.0	10	-0.9	-1.8	-2.2	-2.3	-2.4	-2.2	-2.0
		20	-1.5	-3.3	-4.0	-4.2	-4.4	-4.1	-3.7
	1.7	10	-0.4	-1.0	-1.1	-1.1	-1.1	-0.8	-0.3
		20	-0.8	-2.0	-2.3	-2.2	-2.1	-1.8	-0.7
296	1.0	10	-1.1	-2.0	-2.4	-2.5	-2.6	-2.4	-2.2
		20	-1.8	-3.7	-4.4	-4.7	-4.8	-4.4	-4.1
	1.7	10	-0.7	-1.2	-1.4	-1.3	-1.2	-1.0	-0.6
		20	-1.2	-2.3	-2.6	-2.6	-2.5	-1.9	-1.1

**Примечание:** поправки на влияние глинистой корки даны относительно палетки с плотностью промывочной жидкости 1.20 г/см<sup>3</sup>.

#### 5.1.4.4 Учет влияния параметров колонны

Параметрами, описывающими влияние обсадной колонны на показания 2ННКт, являются ее диаметр, толщина и состав. Зависимости показаний в обсаженной скважине для стандартных условий измерений и типового набора диаметров колонн входят в состав основного интерпретационного обеспечения (см. таблицу 2).

Влияние толщины обсадной колонны в основном определяется нейтронными диффузионными характеристиками материала колонны и потому с хорошей точностью может быть представлено выражением  $J(K_p, h_{кол}) = F(h_{кол}) \times J(K_p, h_{кол}=8)$  либо  $A(K_p, h_{кол}) = F(h_{кол}) \times A(K_p, h_{кол}=8)$ . Значение поправочной функции  $F(h_{кол})$  приведено в таблице 6.

#### 5.1.4.5. Учет влияния параметров цементного камня

Влияние цементного камня на показания 2ННКт в основном определяются его толщиной и плотностью. Соответствующие поправки на влияние плотно-

сти цементного камня при различных диаметрах скважины приведены в таблице 7.

**Таблица 6 – поправочный множитель  $F(h_{кол})$  на влияние толщины стальной колонны на результаты измерений аппаратурой СРК-76**

Зонд	$h_{кол}$ мм	$K_{п}$ , %					
		0	5	10	20	30	40
2ННКт	12	1.03	1.05	1.06	1.06	1.06	1.05

**Таблица 7 – поправка  $\Delta K_p(d_k, \sigma_c, d_c)$ , % на влияние плотности цементного камня между колонной и стенкой скважины на результаты измерений аппаратурой СРК-76**

$\sigma_c$ , г/см <sup>3</sup>	$d_k$ , мм	$d_c$ , мм	$K_{п}$ , %				
			0	10	20	30	40
1.00	168	196	0.1	-0.3	-0.4	-0.6	-0.4
		244	0.1	-0.8	-1.0	-1.2	-1.3
1.00	146	196	0.2	-0.2	-0.4	-0.5	-0.5
		244	0.0	-2.5	-3.0	-3.5	-3.8

*Примечание:* поправки даны относительно палетки с  $\sigma_c=1.80$  г/см<sup>3</sup> для соответствующих диаметров скважины и обсадной колонны

#### 5.1.4.6 Учет влияния термобарических условий

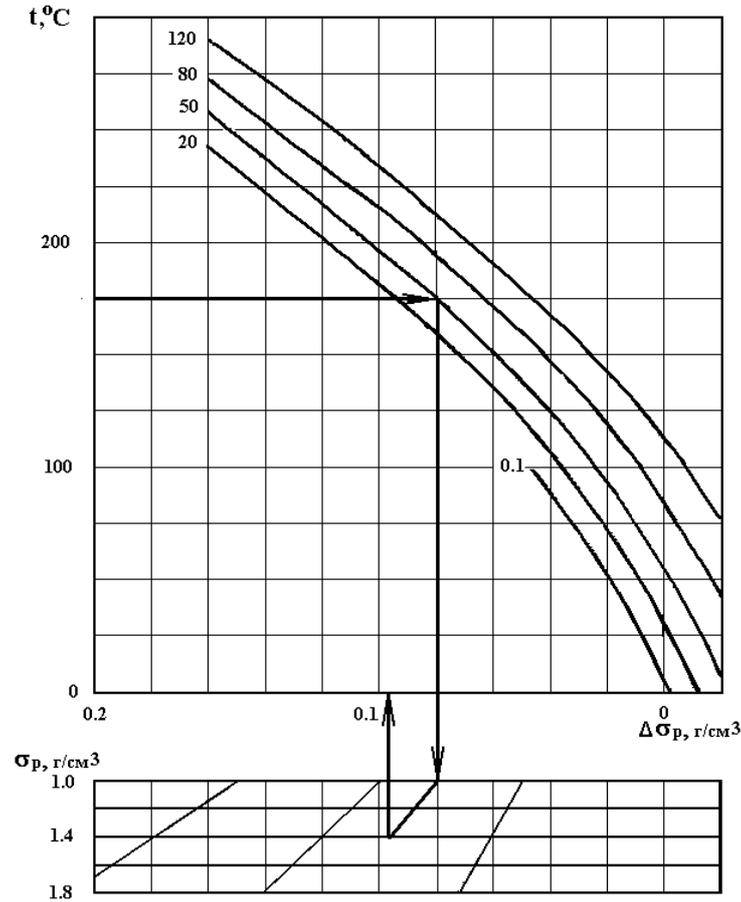
Влияние термобарических условий на показания зонда 2ННКт обусловлено следующими факторами:

- изменением плотности и водородосодержания пластовой жидкости;
- дефектом плотности пласта по отношению к плотности породы равного водородосодержания;
- изменением плотности и водородосодержания промывочной жидкости;
- изменением диффузионных параметров среды тепловых нейтронов.

Поправка за термобарические условия определяется как сумма поправок за влияние перечисленных факторов. Влиянием второго и четвертого факторов на показания зонда 2ННКт можно пренебречь [3], так как их величина даже в условиях высоких температур ( $t > 150$  °С) не превосходит  $0.1 \div 0.2$  % пористости.

Поправка за изменение плотности и водородосодержания пластовой жидкости вводится на этапе учета влияния геологических условий измерений 5.1.5.

Поправка за изменение плотности и водородосодержания промывочной жидкости вводится на этапе учета влияния плотности ПЖ путем определения ее “эффективной” плотности  $\sigma_p = \sigma_p^{\circ} + \Delta\sigma_p$ , где  $\sigma_p^{\circ}$  – плотность ПЖ в нормальных условиях, а  $\Delta\sigma_p$  – поправка, определяемая по приведенной на рисунке 10 номограмме как функция температуры  $t$  и давления  $p$ .



**Рисунок 10. Номограмма для расчета “эффективной” плотности ПЖ в зависимости от термобарических условий каротаж**

Шифр кривых – давление, МПа. Стрелкой показано направление снятия отсчета для условий  $t = 180 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $P = 50 \text{ МПа}$ ,  $\sigma_p = 1.4 \text{ г/см}^3$ .

### 5.1.5 Учет влияния геологических факторов на результаты 2ННКт

Исправленное за влияние технических условий измерений значение кажущейся пористости  $K_{п,НК}$  с необходимой для практики точностью описывается выражением (петрофизической моделью) следующего вида [4, 5, 6]

$$K_{п,НК} = K_{пw} + \sum_i V_i (1 - W_i) \Delta K_{п,i} (K_{пw}) / \left( 1 + \sum_i V_i W_i \right) + \Delta K_{па} (K_{пw}, \Delta \Sigma_a), \quad (3)$$

$$K_{пw} = K_{п} + \Delta K_{п}, \quad \sigma + \Delta K_{пw},$$

где  $V_i$  – объем  $i$ -ой компоненты породы,  $W_i$  – водородный индекс  $i$ -ой компоненты породы (для воды в нормальных термобарических условиях  $W_B=1.00$ , для минералов, не содержащих связанную воду  $W_i=0.00$ ).

Поправка  $\Delta K_{пв}$  за отличие водородосодержания пластового флюида и минералов скелета породы с учетом температуры и давления от значения водородосодержания в условиях, принятых за стандартные, определяется выражением

$$\Delta K_{пв} = K_{п} \times [(1 - K_{н} - K_{г})W_{в} + K_{н}W_{н} + K_{г}W_{г} - 1] + K_{п.св}W_{в.св} + \sum_i V_i W_i,$$

где  $W_{в}$ ,  $W_{н}$ ,  $W_{г}$ ,  $W_{в.св}$  – водородные индексы воды подвижной, нефти, газа и воды связанной с учетом давления и температуры.

Поправка  $\Delta K_{п\sigma}$  за дефект плотности породы определяется по палеточным зависимостям в соответствии с типом аппаратуры и расчетным геофизическим параметром (пористость по показаниям зонда, по отношению показаний зондов и др.) как функция дефекта плотности  $\Delta\sigma = \sigma - \sigma^\circ$  и водородосодержания  $K_{пв} = K_{п} + \Delta K_{пв}$  породы. В приведенных выражениях плотность породы  $\sigma$  определяется как

$$\sigma = K_{п}[(1 - K_{н} - K_{г})\sigma_{в} + K_{н}\sigma_{н} + K_{г}\sigma_{г}] + K_{п.св}\sigma_{в.св} + (1 - K_{п})\sigma_{ск},$$

где  $\sigma_{ск}$  – плотность скелета породы,  $\sigma_{в}$ ,  $\sigma_{н}$ ,  $\sigma_{г}$ ,  $\sigma_{в.св}$  – плотность воды подвижной, нефти, газа и воды связанной с учетом температуры и давления;  $\sigma^\circ$  – расчетная плотность породы, соответствующая данному водородосодержанию  $K_{пв}$  и данному минеральному составу скелета породы, но без учета влияния температуры давления на плотность компонент

$$\sigma^\circ = \sigma_{во}K_{пв} + (1 - K_{пв}) \sum_i V_i (\sigma_{iо} - \sigma_{во}W_i) / \sum_i V_i (1 - W_i),$$

где  $\sigma_{во}$  – плотность воды в стандартных условиях,  $\sigma_{iо}$  – плотности минералов, учитываемые в поправках за влияние минерального состава скелета породы.

Поправки  $\Delta K_{п,i}(K_{пв})$  на влияние минерального состава скелета породы (отвечающие условию полного замещения скелета стандартной породы – известняка заданным  $i$ -ым минералом) и поправка  $\Delta K_{па}(K_{пв}, \Delta\Sigma_a)$  на влияние изменения сечения поглощения тепловых нейтронов  $\Delta\Sigma_a = \Sigma_a - \Sigma_{ао}$  породы определяются по палеточным зависимостям в соответствии расчетным геофизическим параметром как функция водородосодержания и дефекта сечения поглощения.

В таблице 8 перечислены минералы, их параметры и химические формулы, для которых в таблице 9 приведены поправки  $\Delta K_{п,i}(K_{пв})$  на влияние минерального состава.

**Таблица 8 – список породообразующих минералов и флюидов, учитываемых при интерпретации данных аппаратуры СРК-76**

Минерал, флюид	Химическая формула	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Водородосодержание, %
Вода	H <sub>2</sub> O	1.00	100.0
Нефть	CH <sub>2</sub>	0.76	108.0
Метан	CH <sub>4</sub>	0.00072	0.00018
Кальцит	CaCO <sub>3</sub>	2.71	0.0
Кварц	SiO <sub>2</sub>	2.65	0.0
Доломит	CaMg(CO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	2.87	0.0
Полевой шпат	0.5KAlSi <sub>3</sub> O <sub>8</sub> +0.5NaAlSi <sub>3</sub> O <sub>8</sub>	2.60	0.0
Ангидрит	CaSO <sub>4</sub>	2.96	0.0
Гипс	CaSO <sub>4</sub> ×2H <sub>2</sub> O	2.32	48.7
Каолинит	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> ×2SiO <sub>2</sub> ×2H <sub>2</sub> O	2.62	36.6
Хлорит	5MgO×Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> ×3SiO <sub>2</sub> ×4H <sub>2</sub> O	2.72	35.4
Гидрослюда	K <sub>2</sub> O×3Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> ×6SiO <sub>2</sub> ×2H <sub>2</sub> O	2.90	13.1
Монтмориллонит	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> ×4SiO <sub>2</sub> ×H <sub>2</sub> O	2.40	12.0

**Таблица 9 – поправка на влияние минерального состава породы на результаты каротажа аппаратурой СРК-76**

Минерал	Зонд	K <sub>пв</sub> , %						
		0	5	10	20	30	40	50
Кварц	2ННКТ-МЗ/БЗ	1.6	3.0	4.0	5.7	6.5	6.6	6.1
	ННКТ-МЗ	4.5	5.3	5.9	6.7	6.9	6.7	5.9
	ННКТ-БЗ	2.2	4.2	5.0	5.8	6.2	6.5	6.7
Доломит	2ННКТ-МЗ/БЗ	- 1.2	- 1.4	- 1.5	- 1.8	- 2.0	- 2.1	- 2.1
	ННКТ-МЗ	3.2	3.2	3.1	2.8	2.5	2.0	1.4
	ННКТ-БЗ	0.5	0.1	- 0.1	- 0.3	- 0.5	- 0.5	- 0.5
Полевой Шпат	2ННКТ-МЗ/БЗ	1.3	1.5	1.6	2.0	2.6	3.3	4.1
	ННКТ-МЗ	0.0	- 0.5	- 1.0	- 1.6	- 1.9	- 1.9	- 1.7
	ННКТ-БЗ	1.6	0.9	0.8	0.9	1.1	1.5	1.9
Ангидрит	2ННКТ-МЗ/БЗ	0.8	0.0	- 0.7	- 1.7	- 2.3	- 2.2	- 2.3
	ННКТ-МЗ	- 3.2	- 3.9	- 4.5	- 5.4	- 5.6	- 5.3	- 4.5
	ННКТ-БЗ	1.7	- 0.6	- 1.8	- 2.9	- 3.4	- 3.5	- 3.6
Гипс	2ННКТ-МЗ/БЗ	- 1.2	- 4.5	- 7.2	- 10.7	- 11.9	- 11.1	- 8.7
	ННКТ-МЗ	- 4.3	- 5.9	- 7.2	- 8.8	- 9.2	- 8.6	- 7.0
	ННКТ-БЗ	0.3	- 5.3	- 7.9	- 10.1	- 10.5	- 10.0	- 9.9

**Продолжение таблицы 9**

Минерал	Зонд	K <sub>пв</sub> , %						
		0	5	10	20	30	40	50

	ННКт-БЗ	0.3	- 5.3	- 7.9	-10.1	-10.5	-10.0	- 9.9
Каолинит	2ННКт-МЗ/БЗ	- 1.8	- 4.1	- 6.0	- 8.6	- 9.6	- 9.3	- 7.9
	ННКт-МЗ	2.2	1.6	1.1	0.5	0.4	0.3	0.2
	ННКт-БЗ	1.8	- 2.0	- 3.9	- 5.4	- 5.7	- 5.3	- 5.0
Хлорит	2ННКт-МЗ/БЗ	- 1.9	- 3.8	- 5.5	- 8.1	- 9.9	-10.9	-11.4
	ННКт-МЗ	3.1	3.0	2.8	2.4	2.1	1.7	1.4
	ННКт-БЗ	- 0.6	- 2.0	- 2.9	- 4.2	- 5.1	- 6.0	- 7.0
Гидрослюда	2ННКт-МЗ/БЗ	- 0.9	- 3.2	- 5.0	- 7.0	- 7.2	- 5.8	- 2.9
	ННКт-МЗ	- 1.6	- 3.4	- 4.8	- 6.7	- 7.4	- 7.1	- 5.8
	ННКт-БЗ	1.0	- 3.7	- 5.8	- 7.0	- 6.9	- 5.8	- 4.5
Монтморил- лонит	2ННКт-МЗ/БЗ	1.4	2.8	3.9	5.5	6.4	6.6	6.3
	ННКт-МЗ	3.3	4.4	5.2	6.1	6.1	5.2	3.7
	ННКт-БЗ	1.8	3.9	4.7	5.5	5.8	6.0	6.0

В таблицах 10 и 11 приведены поправки за дефект плотности породы  $\Delta K_{п,\sigma}$  и сечения поглощения тепловых нейтронов  $\Delta K_{па}(K_{пв}, \Delta \Sigma_a)$ . Связь дефекта сечения поглощения тепловых нейтронов с массовым содержанием бора  $C_B$  (мг) определяется выражением  $\Delta \Sigma_a = 0.05 \times C_B$ .

**Таблица 10 – Поправка  $\Delta K_{п,\sigma}$ , % на влияние дефекта плотности  $\Delta \sigma$  породы на показания аппаратуры СРК-76**

Зонд	$\Delta \sigma$ , г/см <sup>3</sup>	$K_{пв}$ , %					
		0	5	10	20	30	40
2ННКт	- 0.10	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.0
	- 0.20	1.0	1.3	1.5	2.0	2.9	4.0
	- 0.30	1.5	1.9	2.3	3.4	5.1	7.2
	- 0.40	2.2	2.6	3.0	4.7	7.3	10.3
	- 0.50	2.6	3.2	3.8	6.0	9.4	13.3
ННКт-МЗ	- 0.10	0.6	0.7	0.8	1.5	2.6	4.2
	- 0.20	1.0	1.2	1.3	2.0	3.3	5.9
	- 0.30	1.3	1.5	1.6	2.4	3.7	5.5
	- 0.40	1.6	1.8	1.9	2.7	4.0	5.7
	- 0.50	1.8	2.0	2.2	2.9	4.2	5.9
ННКт-БЗ	- 0.10	0.6	0.7	0.8	1.0	1.6	2.2
	- 0.20	1.0	1.2	1.4	2.0	3.2	4.4
	- 0.30	1.4	1.6	2.0	3.0	4.8	6.6
	- 0.40	1.8	2.3	2.7	4.0	5.4	8.8
	- 0.50	2.2	2.9	3.4	5.0	8.0	11.0

**Таблица 11 – Поправка  $\Delta K_{па}$ , % на влияние дефекта сечения поглощения  $\Delta \Sigma_a$  тепловых нейтронов породы на показания аппаратуры СРК-76**

Зонд	$\Delta\Sigma_a$ , см <sup>-1</sup>	$K_{pw}$ , %						
		0	5	10	20	30	40	60
2ННКТ-МЗ/БЗ	0.005	- 0.8	- 1.3	- 1.9	- 2.1	- 2.3	- 2.3	- 2.0
	0.01	- 1.5	- 2.3	- 3.5	- 3.7	- 4.0	- 4.1	- 3.8
	0.02	- 2.1	- 3.4	- 5.2	- 5.7	- 6.9	- 7.1	- 7.0
	0.04	- 2.2	- 4.0	- 6.7	- 7.3	- 8.7	- 9.7	-10.0
ННКТ-МЗ	0.005	- 0.8	- 1.8	- 2.4	- 3.1	- 3.9	- 4.0	- 4.2
	0.01	- 1.6	- 3.4	- 4.4	- 6.1	- 7.7	- 7.9	- 8.2
	0.02	- 2.9	- 6.4	- 7.7	- 11.4	- 14.1	- 14.4	- 15.4
	0.04	- 4.0	- 8.7	- 10.7	- 16.2	- 18.5	- 18.8	- 20.1
ННКТ-БЗ	0.005	- 0.8	- 1.4	- 2.0	- 2.4	- 2.9	- 3.0	- 3.2
	0.01	- 1.5	- 2.6	- 3.9	- 4.7	- 5.5	- 5.8	- 6.2
	0.02	- 2.2	- 4.3	- 6.4	- 7.7	- 10.1	- 10.4	- 11.2
	0.04	- 2.6	- 5.5	- 8.4	- 10.3	- 13.1	- 14.0	- 17.0

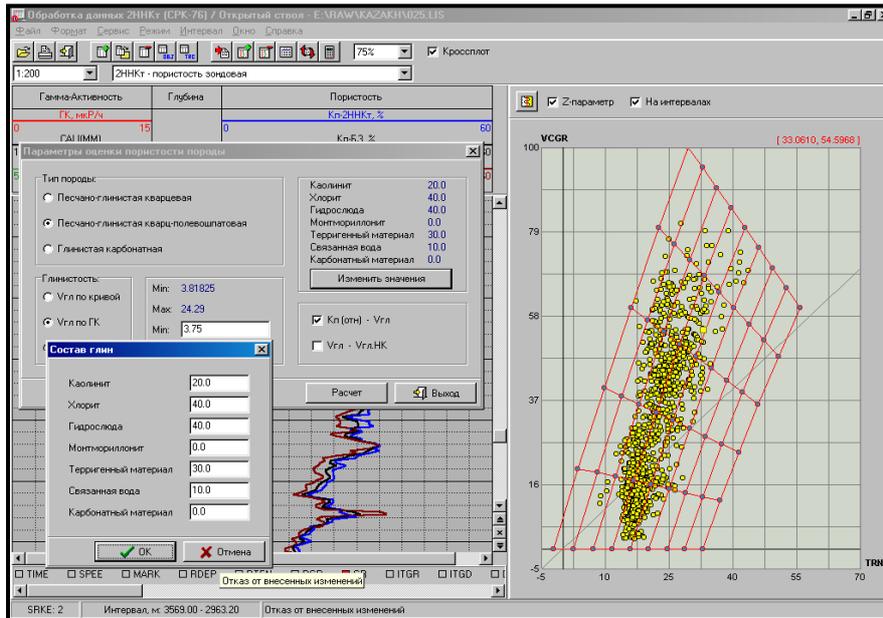
В соответствии с петрофизическим уравнением (3) реализуемые компенсированными зондами комплексы  $K_{п,НК}(МЗ/БЗ)-K_{п,НК}(БЗ)$  и  $K_{п,НК}(МЗ/БЗ)-K_{п,НК}(МЗ)$ , учитывая различие в величинах поправок  $\Delta K_{п,i}(K_{pw})$ ,  $\Delta K_{па}(K_{pw}, \Delta\Sigma_a)$  и  $\Delta K_{по}$  для зондов  $J_{МЗ}$ ,  $J_{БЗ}$ ,  $J_{МЗ}/J_{БЗ}$ , можно использовать для оперативного решения целого ряда задач, например:

- определения пористости и доломитизации в слабоглинистом карбонатном разрезе с низкой газонасыщенностью;
- определения пористости и глинистости в терригенном разрезе с низкой газонасыщенностью;
- определения пористости и газонасыщенности в слабоглинистом карбонатном и терригенном разрезах;
- определения пористости и сечения поглощения тепловых нейтронов в разрезах со слабо изменяющейся литологией.

Примеры решения некоторых из перечисленных выше задач приведены на кроссплотах (см. рисунок 11).

## 5.2 Обработка результатов измерений ГК

Первичная обработка ГК (в полном соответствии с НК) состоит в приведении показаний к стандартным условиям измерений, которые определяются следующими параметрами – пласт известняка с плотностью 2.71 г/см<sup>3</sup> пересечен скважиной диаметром 200 мм, плотность ПЖ равна 1.20 г/см<sup>3</sup>, раствор неактивен, глинистая корка отсутствует, прибор прижат к стенке скважины.



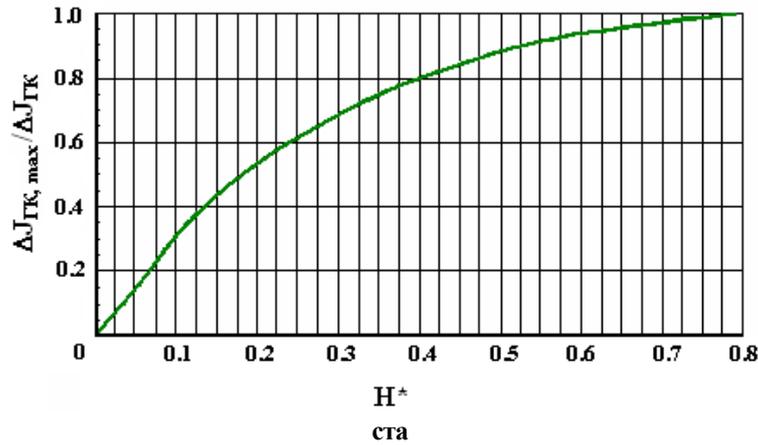
**Рисунок 11. Пример определения минерального состава глини и оценки пористости и глинистости кварц-полевошпатовой песчано-глинистой породы по данным 2ННКт и ГК**

**5.2.1 Определение границ пластов и снятие отсчетов с кривой ГК**

Форма кривой ГК против пластов конечной мощности и повышенной гамма-активности для прижатого к стенке скважины прибора слабо зависит от технических условий измерений и определяется плотностью пласта. Границы пласта определяются положением точек со значением 1/2 амплитуды аномалии при произвольной его толщине. В пластах ограниченной мощности амплитуда аномалии занижена на величину  $A = J_{ГК, \max} / J_{ГК, \infty}$ , где  $J_{ГК, \max}$  – зарегистрированная амплитуда аномалии,  $J_{ГК, \infty}$  – величина аномалии для пласта той же активности, но бесконечной толщины.

Зависимость A от мощности пласта приведена на рисунке 12.

**Рисунок 12. Поправочный множитель на влияние конечной мощности пла-**



**5.2.2 Учет влияния условий измерений в скважине на результаты ГК**

Исправленные за влияние конечной мощности пластов показания ГК приводятся к типовым условиям путем внесения поправок

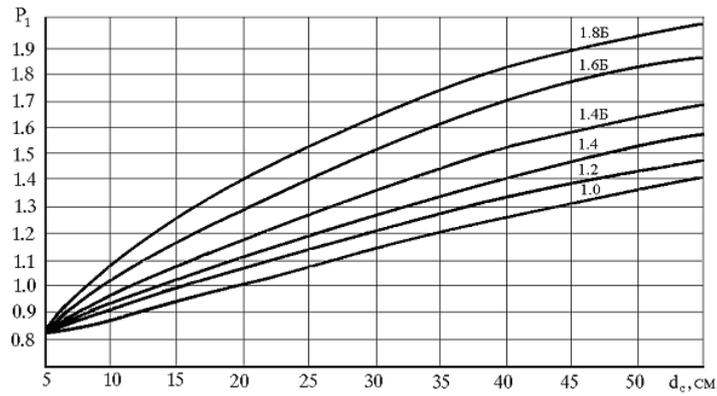
$$J_{ГК,исп} = (J_{ГК} - J_{ГК,скв} \times P_3) \times P_2 \times P_1,$$

где  $J_{ГК,исп}$  – показания прибора, приведенные к типовым условиям измерений;  $J_{ГК}$  – показания прибора против исследуемого пласта, исправленное за влияние вмещающих;  $P_1$  – поправочный множитель, учитывающий ослабление излучения пласта буровым раствором (конструкцией скважины), его значение для открытого ствола приведено на рисунках 13, 14;  $P_2$  – множитель, приводящий показания ГК к объемной активности в соответствии с объемной моделью, принятой для методов радиоактивного каротажа;  $P_2 = \sigma / 2.71$ , где  $\sigma$  – плотность исследуемого пласта;  $P_3$  – поправочный множитель, учитывающий активность промывочной жидкости; его значение приведено на рисунке 15.

Величина  $J_{ГК,скв}$  определяет вклад излучения скважины в показания зонда ГК и определяется одним из следующих способов:

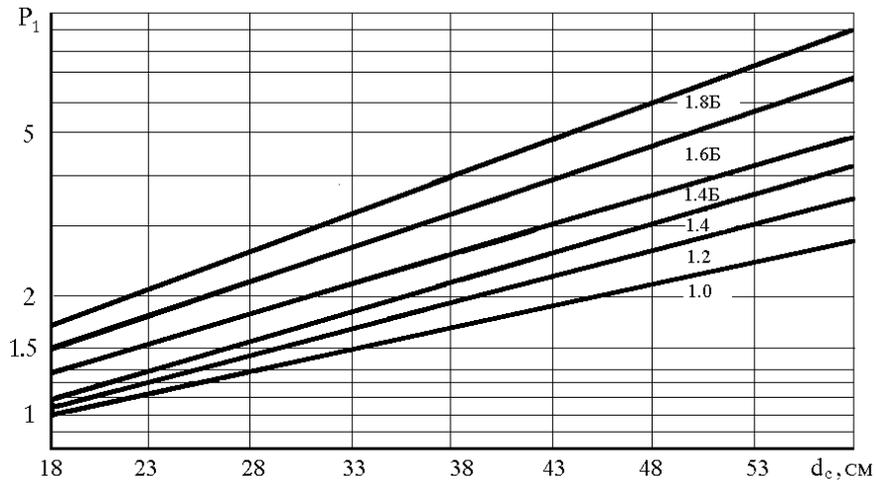
- по минимальным в разрезе показаниям прибора  $J_{ГК,min}$   $J_{ГК,скв} = J_{ГК,min} / P_3$ , где величина  $P_3$  определяется для условий измерения величины  $J_{ГК,min}$ ;
- по известному отношению  $m$  радиоактивности глинопорошка  $A_{гп}$  и глин  $A_{гл}$ , надежно выделяющихся в разрезе  $m = A_{гп} / A_{гл}$ , которое можно определить по данным лабораторных исследований  $J_{ГК,скв} = m \times J_{гл} \times (K_2 / K_1) \times (\sigma_{пж} - 1) / (\sigma_{гп} - 1) / P_3$ , где  $J_{гл}$  – показания прибора в типовых условиях против опорного пласта глин,  $K_2 / K_1$  – отношение излучения пласта и ПЖ при равной их радиоактивности в типовых условиях (таблица 12),  $\sigma_{пж}$ ,  $\sigma_{гп}$  – плотность ПЖ и минералогическая плотность глинопорошка (обыч-

но  $\sigma_{гп} = 2.50$ ), величина  $P_3$  определяется для условий измерения величины  $J_{гп}$ .



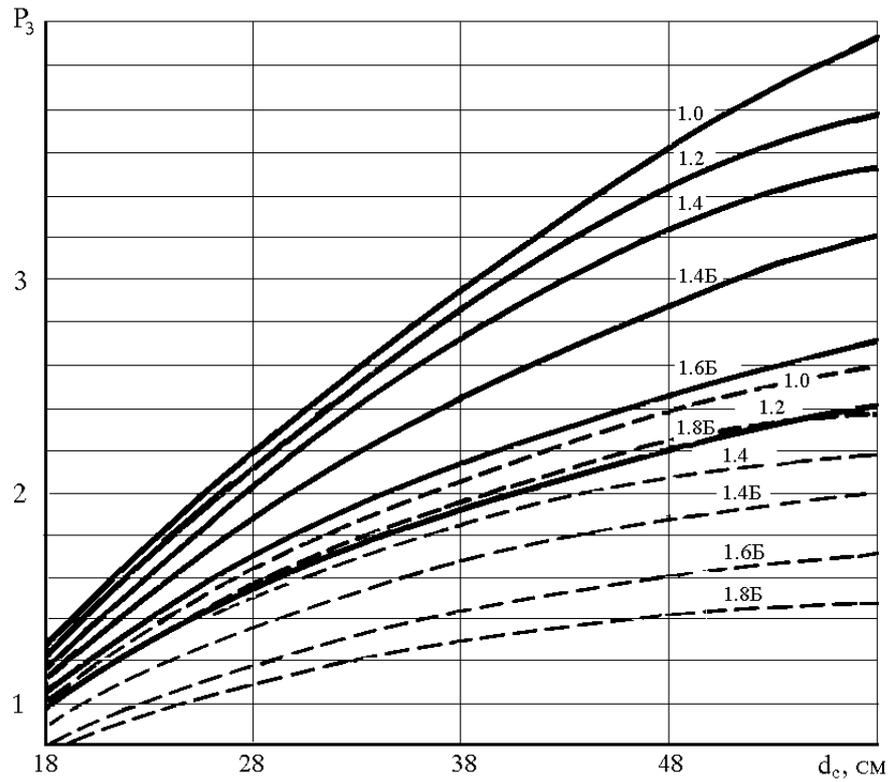
**Рисунок 13. График для определения множителя  $P_1$ . Прибор на стенке скважины**

Шифр кривых – плотность ПЖ. Символом “Б” обозначены ПЖ, содержащие барит



**Рисунок 14. График для определения множителя  $P_1$ . Прибор на оси скважины**

Обозначения как на рисунке 13



**Рисунок. 15. График для определения поправочного множителя  $P_3$  на влияние радиоактивности ПЖ**

Сплочные линии – прибор на оси скважины, пунктиры – прижат к стенке скважины. Шифр кривых как на рисунке 13

Значение  $m$  примерно равно 0.50, так как радиоактивность глин примерно вдвое выше радиоактивности глинопорошков.

Учет глинистой корки проводится соответствующей корректировкой плотности промывочной жидкости.

**Таблица 12 – отношение излучения пласта и ПЖ при равной их радиоактивности в типовых условиях**

Параметр	Тип радиоактивности			
	Калий	Торий	Уран	Смесь
Отношение $K_2/K_1$	0.375	0.493	0.537	0.450

### 5.3 Технология проведения первичной обработки компенсированного нейтронного и гамма каротажа

Проведение первичной обработки данных ГК и 2ННКт, 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 СРК-76, подлежащих первичной обработке;
- ввод/контроль технических параметров условий проведения каротажа (номинального диаметра скважины, плотности и минерализации 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 (диаметра скважины, плотности породы и др.), используемых при обработке данных 2ННКт и ГК (эта операция выполняется при наличии этих данных);
- увязка (проверка соответствия) данных 2ННКт и ГК по глубине к ранее выполненному комплексу ГИС;
- выбор методики обработки (учета активности промывочной жидкости, выполняемой по методике минимальных либо максимальных показаний в соответствии с п. 5.2.2, и характера фильтрации данных для ГК; типа обрабатываемых данных, характера их фильтрации и основного литотипа породы для 2ННКт); основной литотип породы выбирается исходя из характера дальнейшего использования  $K_{п,ГК}$  – при обработке в комплексе с другими геофизическими параметрами выбирается “ИЗВЕСТ-НЯК”, в противном случае выбирается литотип соответствующий изучаемым пластам-коллекторам; при использовании методики минимальных показаний значение  $J_{ГК,скв}$  принимается равным минимальным значениям ГК и корректируется только на диаметр скважины; при использовании методики максимальных показаний значение  $J_{ГК,скв}$  определяется по отношению радиоактивности глинопорошка (по данным лабораторных исследований) и глин, надежно выделяющихся в разрезе (см. п. 5.2.2);
- расчет геофизических параметров методов ГК и 2ННК, 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 пара-

- метров 2ННКт 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 (TRNP, GR) и повторного (TRN\*, GR\*) 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  $K_{п,НК}$  и  $J_{ГК,исп}$  с параметрами породы (пористостью, глинистостью и др.), либо путем включения их в общий комплекс обрабатываемых геофизических параметров в рамках интерпретационной модели объекта исследования  $\vec{V} = (V_1, V_2, \dots, V_N)$ :

$$\begin{aligned} J_{ГК,исп} &= F_{ГК}(\vec{V}), \\ K_{п,НК} &= F_{НК}(\vec{V}), \\ &\dots \\ &\dots \\ &\dots \end{aligned}$$

Здесь  $V_1, V_2, \dots, V_N$  – объемные компоненты интерпретационной модели ( $V_1+V_2+\dots+V_N=100$ ),  $\vec{F} = (F_{ГК}, F_{НК}, \dots)$  – функции, связывающие значения геофизических параметров породы с объемными компонентами породы (петрофизические связи). Последний вариант с учетом приведенных петрофизических связей 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 составов компонент, их гранулометрических характеристик и некоторых других параметров.

Список мнемоник регистрируемых и расчетных кривых аппаратуры СРК-76 приведен в Приложении 3.

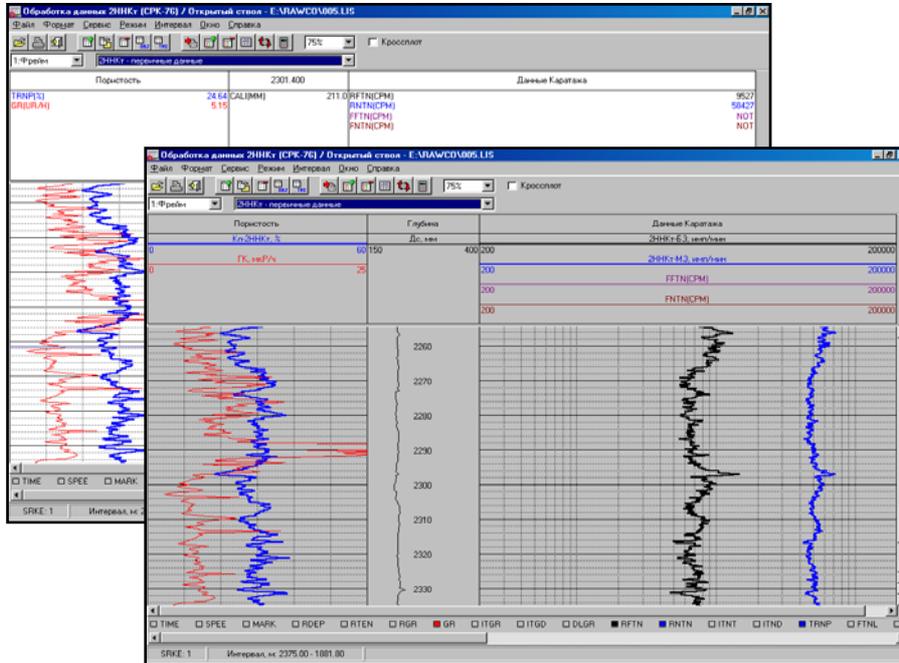
## **6 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРВИЧНОЙ ОБРАБОТКИ**

Программное обеспечение первичной обработки данных каротажа аппаратурой СРК-76 предназначено для расчета исправленных за влияние скважинных условий измерений геофизических параметров ГК (мощности экспозиционной дозы) и 2ННКт (водонасыщенной пористости по нейтронному каротажу). Программное обеспечение первичной обработки позволяет проводить

обработку результатов каротажа в скважинах с открытым и закрытым 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.

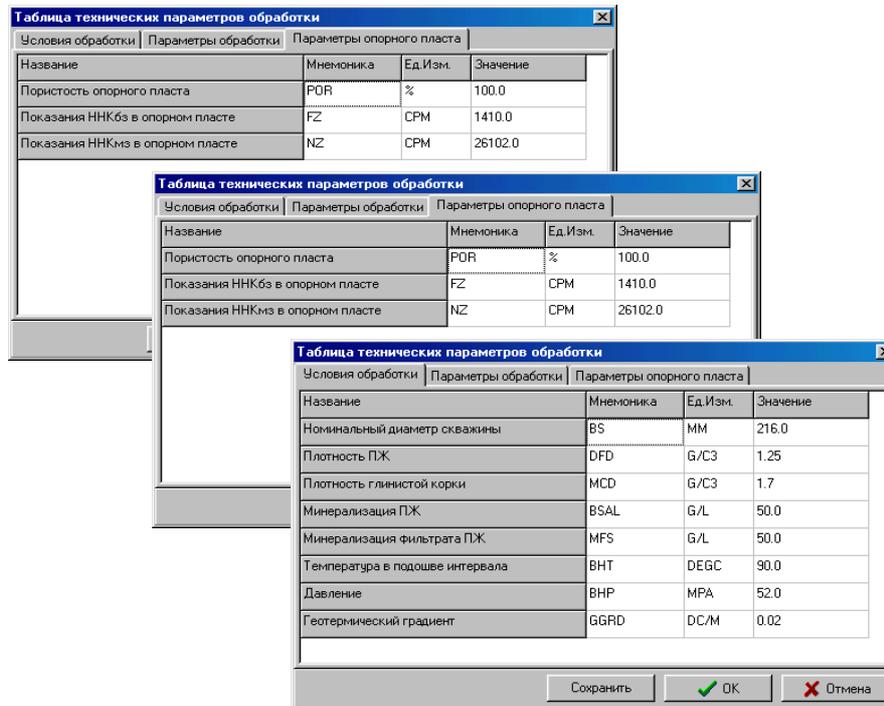
Программы первичной обработки обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- графический и цифровой просмотр данных каротажа, расчетных и сопровождающих кривых (рисунок 16);



**Рисунок 16. Интерфейс графического и цифрового просмотра данных каротажа**

- просмотр, корректировку и ввод условий (номинального 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);
- просмотр и ввод (выбор из файла базовой калибровки) данных калибровок аппаратуры СРК-76 (рис. 18);



**Рисунок 17. Просмотр и корректировка условий обработки первичных данных 2ННКт**

- документирование результатов, параметров и условий обработки в файле (рис. 18);
- первичную обработку данных каротажа в режимах непосредственного использования калибровочных данных и с предварительным восстановлением калибровочных данных по опорному пласту (рисунки 18, 19).

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;
- оценку пористости и глинистости песчано-глинистых пород с настройкой на минеральный состав глин;

– оценку пористости и доломитизации слабглинистых карбонатных пород.

Последние две функции используются только для оперативной оценки коллекторских параметров породы.

Подробное описание данного программного продукта поставляется вместе с аппаратурой СРК-76 либо с пакетом программ первичной обработки данных каротажа **LogPWin** [12].

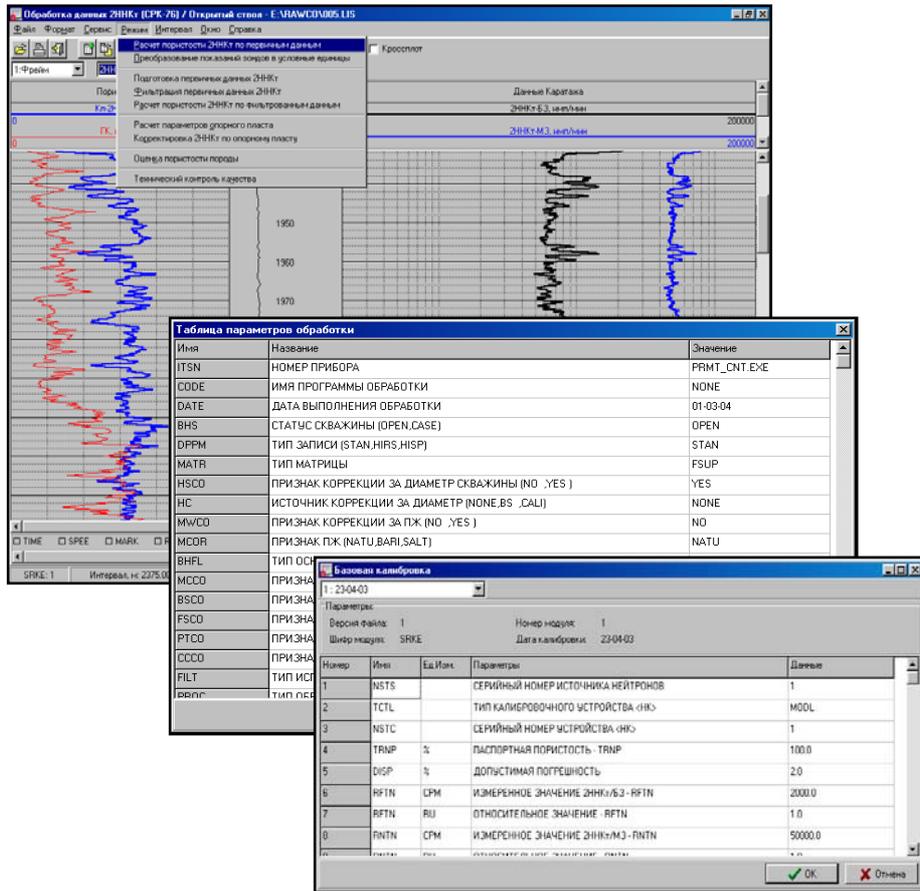


Рис. 18. Режимы первичной обработки данных 2ННКт

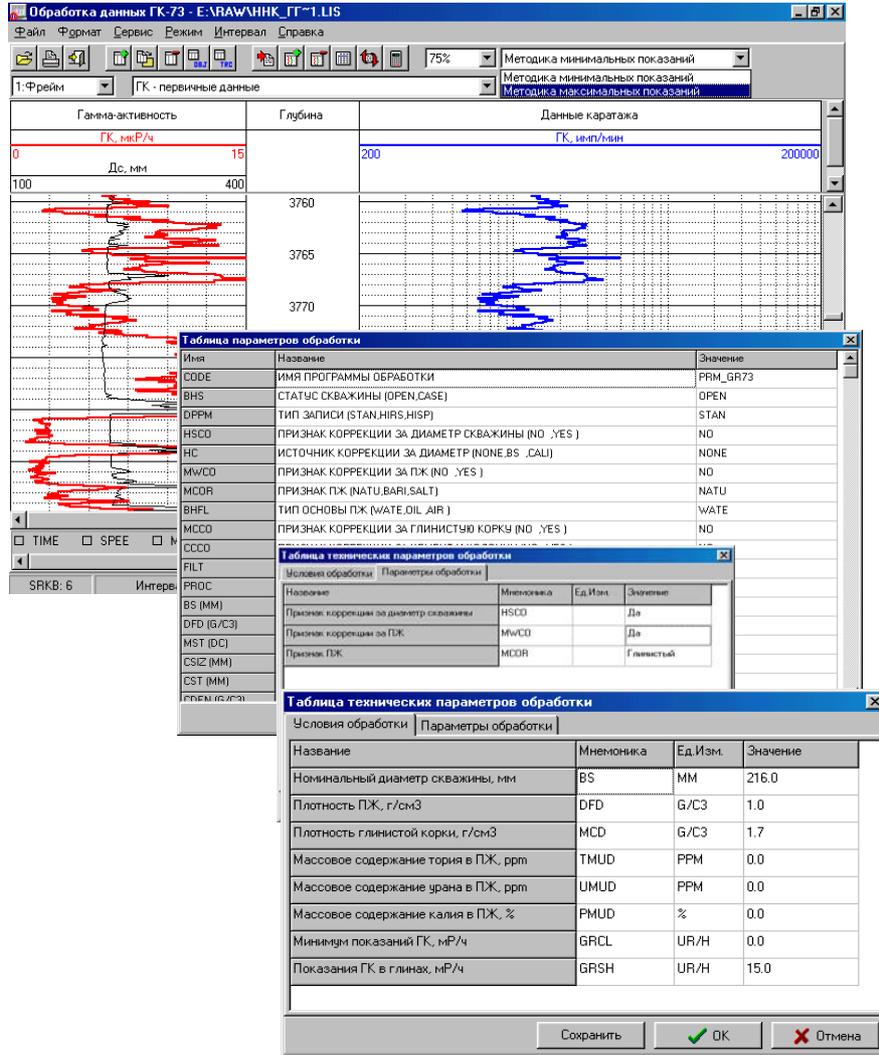


Рисунок 19. Режимы первичной обработки данных ГК

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. – М., 2001г.
2. 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.
3. Велижанин В.А. Опыт учета влияния термобарических условий на показания аппаратуры нейтронного каротажа. – Разведочная геофизика. Отечественный производственный опыт. Экспресс-информация /ВНИИ экономики минерального сырья и геологоразведочных работ. ВИЭМС. М., 1987, вып. 11, с.13-15.
4. Методические указания по проведению нейтронного и гамма каротажа в нефтяных и газовых скважинах аппаратурой СРК и обработке результатов измерений. – Калинин: НПО “Союзпромгеофизика”, 1989, 81 с., 21 ил., 15 таб., 8 библ.
5. Велижанин В.А. Модель зависимости “нейтронной пористости” от глинистости пород. – Разведочная геофизика. Отечественный производственный опыт. Экспресс-информация /ВНИИ экономики минерального сырья и геологоразведочных работ. ВИЭМС.М.,1987, вып. 7.
6. Велижанин В.А., Еникеева Ф.Х., Журавлев Б.К. Петрофизическая модель нейтронного каротажа. – Автоматизированная обработка данных геофизических и геолого-технологических исследований нефтегазовых скважин и подсчет запасов нефти и газа с применением ЭВМ: Сб. статей/Мингео СССР, НПО “Союзпромгеофизика”, Калинин, 1989.
7. Гольдштейн Л.М., Хаматдинов Р.Т., Велижанин В.А. Полевое калибровочное устройство для аппаратуры нейтронного каротажа. - Геофизическая аппаратура, 1990, вып. 93, с.122-128.
8. Аппаратура стационарного нейтронного каротажа нефтегазовых скважин. Параметры, характеристики, требования. Методы контроля и испытаний. СТ ЕАГО-031-01. М., 1996.
9. Аппаратура интегрального гамма-каротажа нефтегазовых скважин. Параметры, характеристики, требования. Методы контроля и испытаний. СТ ЕАГО-031-01. М., 1996.
10. Нормы радиационной безопасности НРБ–99. СП 2.6.1.758-99.
11. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности. СП 2.6.1.799-99.
12. Пакет программ первичной обработки каротажных данных – LogP-win. Руководство пользователя. ООО “Нефтегазгеофизика”, Тверь, 2003.

Таблица 1

<b>ПРОТОКОЛ</b>	
<b>базовой калибровки аппаратуры СРК-76</b>	
Организация:	_____ .
Дата проведения калибровки:	_____ .
Номер калибруемой аппаратуры:	_____ .
Калибруемый зонд:	ГК
Используемое оборудование:	
– калибровочная установка .....	номер .....
– тип источника гамма-квантов	.....
– номер источника гамма-квантов	.....
<b>Результаты калибровки:</b>	
– значение 1 мкР/час, имп/мин	_____
– естественный фон, имп/мин	_____
– ошибка измерений, %	_____
– допустимая ошибка измерений, %	_____
– число калибровочных точек	_____
– значение 1 калибровочной точки, мкР/час	_____
– показания зонда, имп/мин	_____
– значение 2 калибровочной точки, мкР/час	_____
– показания зонда, имп/мин	_____
– значение 3 калибровочной точки, мкР/час	_____
– показания зонда, имп/мин	_____
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b>	
Зонд ГК аппаратуры СРК-76 номер _____	
(заключение о пригодности к работе)	
Следующая калибровка должна быть проведена не позднее _____	
(дата калибровки)	
Исполнитель:	_____ (ФИО)



**Таблица 3 – рекомендуемые форматы вывода данных базовой и полевой калибровок зонда 2ННКт на твердых копиях результатов каротажа аппаратуры СРК-76**

Компенсированный нейтронный каротаж  
 Модуль: **СРК-76** Дата калибровки: .....

**Калибровочная таблица**

Дата калибровки: .....  
 Номер модуля: .....  
 Номер источника нейтронов: .....  
 Номер калибровочного устройства: .....  
 Тип калибровочного устройства: .....

Предельная погрешность, % : 1.50

Параметр	Базовые данные		Полевые данные		Единица измерения
	ВОДА	ИПП	Перед каротажем	После каротажа	
<b>RNTN/МЗ</b>	.....	.....	.....	.....	имп/мин
<b>RFTN/БЗ</b>	.....	.....	.....	.....	имп/мин
<b>TRNP/К<sub>п</sub></b>	100	.....	.....	.....	%

*Примечание.* **RNTN, RFTN** – скорость счета (имп/мин) в каналах ближнего и дальнего детекторов зонда 2ННКт. **TRNP** – водонасыщенная пористость по нейтронному каротажу.

**Таблица 4 – Рекомендуемые форматы вывода данных базовой и полевой калибровок зонда ГК на твердых копиях результатов каротажа аппаратуры СРК-76**

<b>Гамма-каротаж</b>					
Модуль: <b>СРК-76</b>					
<b>Калибровочная таблица</b>					
Номер модуля: .....					
Номер калибровочного устройства: .....					
Тип калибровочного устройства: .....					
Предельная погрешность, % : 5.00					
	<b>Базовые данные</b>		<b>Полевые данные</b>		
Параметр	Стандарт	ПКУ	Перед каротажем	После каротажа	Единица измерений
<b>RGR/ГК</b>	.....	.....	.....	.....	имп/мин
<b>GR /ГК</b>	1.00	.....	.....	.....	мкР/час

*Примечание.* **RGR** – скорость счета (имп/мин) в канале зонда ГК. **GR** – естественная активность по ГК.

**Таблица 5 – Рекомендуемый формат вывода данных параметров обработки зонда 2ННКт на твердых копиях результатов каротажа аппаратурой СРК-73П**

Модуль: <b>СРК-76</b>	
Компенсированный нейтронный каротаж - параметры обработки	
Имя программы обработки	<b>Prmt_cnt.exe</b>
Дата выполнения обработки	01-01-2004
Статус скважины ( <b>OPEN, CASE</b> )	<b>OPEN</b>
Тип записи ( <b>STAN, HIRS, HISP</b> )	<b>STAN</b>
Тип матрицы ( <b>LIME, SAND,...</b> )	<b>LIME</b>
Признак коррекции за диаметр скважины ( <b>NO, YES</b> )	<b>YES</b>
Источник коррекции за диаметр ( <b>NONE, BS, CALI</b> )	<b>CALI</b>
Признак коррекции за ПЖ ( <b>NO, YES</b> )	<b>YES</b>
Признак ПЖ ( <b>NATU, BARI, SALT</b> )	<b>NATU</b>
Тип основы ПЖ ( <b>WATE, OIL, AIR</b> )	<b>WATE</b>
Признак коррекции за глинистую корку ( <b>NO, YES</b> )	<b>YES</b>
Признак коррекции за минерализацию ПЖ ( <b>NO, YES</b> )	<b>NO</b>
Признак коррекции за минерализацию пласта ( <b>NO, YES</b> )	<b>NO</b>
Признак коррекции за давление-температуру ( <b>NO, YES</b> )	<b>NO</b>
Признак коррекции за цемент и колонну ( <b>NO, YES</b> )	<b>NO</b>
Тип использованного фильтра	<b>POLY</b>
Тип обработки данных	<b>STAN</b>
Номинальный диаметр скважины, мм	216.0
Плотность ПЖ, г/см <sup>3</sup>	1.14
Минерализация ПЖ, г/л NaCl	0.00
Температура определения параметров ПЖ, °С	20.0
Плотность фильтрата ПЖ, г/см <sup>3</sup>	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 <sup>3</sup>	_____
Плотность цемента, г/см <sup>3</sup>	_____
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. 5 приняты следующие обозначения:

**OPEN** – необсаженные скважины;

**CASE** – обсаженные скважины;

**STAN** – стандартный (общий) режим каротажа ( $\Delta h=20\text{см}$ ,  $v=400-600\text{м/час}$ );

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

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

**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, кв. песчаник и т.д.)

**Таблица 6 – Рекомендуемый формат вывода данных параметров обработки зонда ГК на твердых копиях результатов каротажа аппаратурой СРК-76**

Модуль: <b>СРК-76</b>	
Интегральный гамма-каротаж – параметры обработки	
Имя программы обработки	<b>Prm_gr76.exe</b>
Дата выполнения обработки	01-01-2004
Статус скважины ( <b>OPEN, CASE</b> )	<b>OPEN</b>
Тип записи ( <b>STAN, HIRS, HISP</b> )	<b>STAN</b>
Тип матрицы ( <b>LIME, SAND,...</b> )	<b>LIME</b>
Признак коррекции за диаметр скважины ( <b>NO, YES</b> )	<b>YES</b>
Источник коррекции за диаметр ( <b>NONE, BS, CALI</b> )	<b>CALI</b>
Признак коррекции за ПЖ ( <b>NO, YES</b> )	<b>YES</b>
Признак ПЖ ( <b>NATU, BARI, SALT</b> )	<b>NATU</b>
Тип основы ПЖ ( <b>WATE,OIL, AIR</b> )	
Признак коррекции за глинистую корку ( <b>NO, YES</b> )	
Признак коррекции за цемент и колонну ( <b>NO, YES</b> )	
Признак коррекции за ПЖ ( <b>NO, YES</b> )	<b>YES</b>
Признак ПЖ ( <b>NATU, BARI, SALT</b> )	<b>NATU</b>
Тип основы ПЖ ( <b>WATE, OIL, AIR</b> )	<b>WATE</b>
Признак коррекции за глинистую корку ( <b>NO, YES</b> )	<b>YES</b>
Признак коррекции за минерализацию ПЖ ( <b>NO, YES</b> )	<b>NO</b>
Признак коррекции за минерализацию пласта ( <b>NO, YES</b> )	<b>NO</b>
Признак коррекции за давление-температуру ( <b>NO, YES</b> )	<b>NO</b>
Признак коррекции за цемент и колонну ( <b>NO, YES</b> )	<b>NO</b>
Тип использованного фильтра	<b>POLY</b>
Тип обработки данных	<b>STAN</b>
Номинальный диаметр скважины, мм	216.0
Плотность ПЖ, г/см <sup>3</sup>	1.14
Температура определения параметров ПЖ, °С	20.0
Плотность фильтрата ПЖ, г/см <sup>3</sup>	1.00
Температура определения параметров фильтрата ПЖ, °С	20.0
Диаметр обсадной колонны, мм	_____
Толщина обсадной колонны, мм	_____
Плотность обсадной колонны, г/см <sup>3</sup>	_____

## Продолжение таблицы 6

Плотность цемента, г/см <sup>3</sup>	
Минимум показаний ГК, мкР/час	3.50
Показания ГК в глинах, мкР/час	14.0
Давление на забое скважины, МПа	32.0
Температура на забое скважины	95.0
Геотермический градиент, °С/100м	3.00
Средний наклон скважины, °С	15.0
Средняя скорость каротажа, м/час	350

*Примечание.* В табл. 6 приняты следующие обозначения:

**OPEN** – необсаженные скважины;

**CASE** – обсаженные скважины;

**STAN** – стандартный (общий) режим каротажа ( $\Delta h=20\text{см}$ ,  $v=400\div 600\text{м/час}$ );

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

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

**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 .....

.....  
"\_\_\_"\_\_\_\_\_ 2004г.

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

**по техническому контролю качества  
каротажных работ аппаратуры СРК-76**

Скважина \_\_\_\_\_ Месторождение \_\_\_\_\_

НГДУ: .....

Дата исследования 02-07-01  
Интервал каротажа 2968.40 - 3197.00 м  
Интервал перекрытия 3024.00 - 3082.20 м

Диаметр кондуктора: 245 мм  
Глубина кондуктора: 723 м  
Диаметр колонны: 168 мм  
Глубина колонны: 3199 м  
Забой: 3199 м

Плотность промывочной жидкости: 1.15 г/см<sup>3</sup>  
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 3024.00-3082.20 м

**Прибор SRK7 № 1**

№ п/п	Кровля, м	Подошва, м	Параметры	Систематическая, %	Случайная, %
1.	3082.20	3072.40	TRNP	2.7459	2.2573
2.	3072.20	3062.40	TRNP	1.6046	1.7727
3.	3062.20	3052.40	TRNP	1.2373	1.2413
4.	3052.20	3042.40	TRNP	1.2211	1.5504
5.	3042.20	3032.40	TRNP	-0.3282	1.9572
6.	3032.40	3024.00	TRNP	-1.4553	1.6649

Процент выхода за допустимые границы погрешностей: 25.0 %

Оценка качества результата: удовлетворительно

Дата: 01.04.04

**Список мнемоник регистрируемых и расчетных кривых аппаратуры  
СРК-76**

<b>Мнемоника</b>	<b>Название</b>
<b>RFTN</b>	Скорость счета в канале БЗ – первичные данные
<b>RNTN</b>	Скорость счета в канале МЗ – первичные данные
<b>FFTN</b>	Скорость счета в канале БЗ – фильтрованные данные
<b>FNTN</b>	Скорость счета в канале МЗ – фильтрованные данные
<b>FTNL</b>	Показания 2ННКт-БЗ в условных единицах
<b>NTNL</b>	Показания 2ННКт-МЗ в условных единицах
<b>TRNP</b>	Пористость по данным 2ННКт
<b>FTNP</b>	Пористость по данным 2ННКт-БЗ
<b>NTNP</b>	Пористость по данным 2ННКт-МЗ
<b>RGR</b>	Скорость счета в канале ГК – первичные данные
<b>GR</b>	Гамма-активность породы по данным ГК
<b>VCGR</b>	Объемная глинистость породы по данным ГК
<b>VCSP</b>	Объемная глинистость породы по данным ПС
<b>VCNL</b>	Объемная глинистость породы по данным НК
<b>VDNL</b>	Объемная доломитизация породы по данным НК
<b>TNPH</b>	Пористость по данным 2ННКт с корректировкой за состав
<b>PEPL(R)</b>	Случайная погрешность определения пористости по данным 2ННКт по перекрытию
<b>SERP</b>	Систематическая погрешность определения пористости по данным 2ННКт по перекрытию

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

**ИНСТРУКЦИЯ**

**по проведению нейтронного и гамма-каротажа аппаратурой СРК-76  
и обработке результатов измерений**

**МИ 41-17-1400-04**

Тверь-2004

Предисловие

1 РАЗРАБОТАНА ООО «Нефтегазгеофизика»

Исполнители: В.А. Велижанин, В.В. Климок, Н.Г. Лобода,  
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 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	1
2 ХАРАКТЕРИСТИКА АППАРАТУРЫ	3
2.1 Состав аппаратуры	3
2.2 Техническая характеристика аппаратуры	4
2.3 Конструкция скважинного прибора	5
2.4 Схема функционирования скважинного прибора	5
2.5 Характеристика программного обеспечения аппаратуры	7
3 КАЛИБРОВКА АППАРАТУРЫ	8
3.1 Базовая калибровка аппаратуры	8
3.2 Полевая калибровка аппаратуры	9
4 СКВАЖИННЫЕ ИЗМЕРЕНИЯ	10
4.1 Регистрируемые параметры	10
4.2 Дискретность данных по глубине, скорость каротажа	10
4.3 Порядок работы на скважине	11
4.4 Оформление и контроль качества измерений	12
5 ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ	17
5.1 Обработка результатов измерений 2ННКт	17
5.1.1 Основные зависимости зонда 2ННКт	17
5.1.2 Учет влияния условий измерений на результаты 2ННКт	17
5.1.3 Определение границ пластов и снятие отсчетов с кривых 2ННКт	19
5.1.4 Учет влияния условий измерений в скважине на результаты 2ННКт	22
5.1.4.1 Учет влияния диаметра скважины	22
5.1.4.2 Учет влияния параметров промывочной жидкости	22
5.1.4.3 Учет влияния промежуточного слоя	22
5.1.4.4 Учет влияния параметров колонны	24
5.1.4.5 Учет влияния параметров цементного камня	24
5.1.4.6 Учет влияния термобарических условий	25
5.1.5 Учет влияния геологических факторов на результаты 2ННКт	26
5.2 Обработка результатов измерений ГК	30
5.2.1 Определение границ пластов и снятие отсчетов с кривой ГК	31
5.2.2 Учет влияния условий измерений в скважине на результаты ГК	32
5.3 Технология проведения первичной обработки компенсированного нейтронного и гамма-каротажа	35
6 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРВИЧНОЙ ОБРАБОТКИ	36
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	41
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	42
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	50
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	52

