

ИНСТРУКЦИЯ
по проведению
нейтронного и гамма-каротажа
аппаратурой СРК-42-220
и обработке результатов измерений

МИ 41-17-1397-04

Тверь-2004

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

**ИНСТРУКЦИЯ
по проведению нейтронного и гамма-каротажа
аппаратурой СРК-42-220 и
обработке результатов измерений**

МИ 41-17-1397-04

Тверь-2004

Предисловие

1 РАЗРАБОТАНА ООО «Нефтегазгеофизика»

Исполнители: Велижанин В.А., Глебов А.П., Пантюхин В.А.,
Саранцев С.Н., Точиленко Г.К., Хаматдинов Р.Т., Чер-
менский В.Г.

2 СОГЛАСОВАНА Заместителем руководителя ГЦИ СИ ВНИИМ

им. Д. И. Менделеева Александровым В. С.
Генеральным директором ООО «Уральский центр стан-
дартизации и сертификации геофизической и геологиче-
ской продукции Талалаев А. Г.

3 УТВЕРЖДЕНА Генеральным директором ООО «Нефтегазгеофизика»
Хаматдиновым Р. Т.

4 РАЗРАБОТАНА ВПЕРВЫЕ

Настоящая инструкция не может быть полностью или частично воспроиз-
ведена, тиражирована и распространена без разрешения ООО «Нефтегазгео-
физика»

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	6
2.5. Характеристика программного обеспечения аппаратуры	9
3. Методика калибровки аппаратуры	10
3.1. Базовая калибровка аппаратуры	10
3.2. Полевая калибровка аппаратуры	11
4. Методика скважинных измерений	12
4.1. Регистрируемые параметры	12
4.2. Дискретность данных по глубине, скорость каротажа	12
4.3. Порядок работы на скважине	13
4.4. Оформление и контроль качества измерений	14
5. Обработка результатов измерений	19
5.1. Обработка результатов измерений 2ННКт	19
5.1.1. Основные зависимости 2ННКт	19
5.1.2. Учет влияния условий измерений на результаты 2ННКт	19
5.1.3. Определение границ пластов и снятие отсчетов с кривых 2ННКт	20
5.1.4. Учет влияния условий измерений в скважине на результаты 2ННКт	23
5.1.4.1. Учет влияния диаметра скважины	23
5.1.4.2. Учет влияния параметров промывочной жидкости	24
5.1.4.3. Учет влияния промежуточного слоя	24
5.1.4.4. Учет влияние термобарических условий	25
5.1.5. Учет влияния геологических факторов на результаты 2ННКт	27
5.2. Обработка результатов измерений ГК	32
5.2.1. Определение границ пластов и снятие отсчетов с кривой ГК	32
5.2.2. Учет влияния условий измерений в скважине на результаты ГК	33
5.3. Технология проведения первичной обработки компенсированного нейтронного и гамма каротажа	35
6. Характеристика программного обеспечения первичной обработки	37
Список литературы	41
Приложение 1	42
Приложение 2	49
Приложение 3	51

ИНСТРУКЦИЯ
по проведению нейтронного и гамма-каротажа аппаратурой
СРК-42-220 и обработке результатов измерений
МИ 41-17-1397-04

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая инструкция регламентирует методику выполнения измерений аппаратурой СРК-42-220 при проведении стационарного нейтронного каротажа в модификации компенсированного нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (2ННКт) и интегрального гамма-каротажа (ГК). Дополнительно регистрируется кривая локатора муфт.

Здесь и далее под аппаратурой СРК-42-220 понимается аппаратурно-программный комплекс, обеспечивающий измерение мощности дозы естественной гамма-активности и водонасыщенной пористости пород методами гамма и компенсированного нейтронного каротажа по тепловым нейтронам, а также локацию муфтовых соединений. Аппаратура СРК-42-220 предназначена для исследования необсаженных и обсаженных нефтяных и газовых скважин. В зависимости от условий применения скважинный снаряд оснащается зондовой установкой 2ННКт-30/51 либо 2ННКт-25/46 с детекторами СНМ-56 на малом зонде и СНМ-67 на большом.

Аппаратура СРК-42-220 выпускается с зондами двух модификаций – для использования в низкопористых и высокопористых разрезах. В зависимости от условий применения допустимая скорость каротажа изменяется в пределах 200÷600 м/час, термобаростойкость – верхнее значение рабочей температуры 120°C, верхнее значение рабочего гидростатического давления 80 МПа.

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

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-42-220 применяется $Pu-Be$ источник со средней энергией нейтронов 4 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_p . Поэтому измеряемый при нейтронном каротаже параметр 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 – 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 нейтронпоглощающих 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, прокалбированный (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 аппаратуры СРК-42-220 не превышает $1.0 \pm 1.2 \%$ 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-42-220 значения этих коэффициентов равны

$$P_{Th} = 0.63 \text{ мкР/час} / 10^{-4} \%,$$

$$P_U = 1.50 \text{ мкР/час} / 10^{-4} \%,$$

$$P_K = 2.78 \text{ мкР/час} / \%,$$

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.

Регистрируемым параметром локатора муфтовых соединений (сплошности колонны) ЛМ является разность напряжений на измерительных обмотках датчика ЛМ, вызванная локальным изменением электромагнитных свойств ближайшего участка обсадной колонны.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА АППАРАТУРЫ СРК-42-220

2.1 Состав аппаратуры

В состав аппаратуры СРК-42-220 входят:

- скважинный прибор;
- техническое описание (ТО);
- 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-42-220 для работы в составе регистратора “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 СРК-42-220 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 4×10^7 н/сек.

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

2.2 Техническая характеристика аппаратуры

Аппаратура СРК-42-220 характеризуется следующими параметрами:

– длина, мм	2760
– максимальный диаметр, мм	43
– масса, кг	20
– макс. рабочая температура, °С	125
– макс. рабочее давление, МПа	88
– скорость каротажа, м/час	200÷600
– телеметрия	Манчестер-2, 22 кбод
– число регистрируемых каналов	10
– число измеряемых параметров	7
– канал ГК:	
тип детектора	CsJ(Na) или NaJ(Tl)
диапазон измерений, мкР/час	0.1÷250
основная отн. погрешность измерений, %	15
– канал 2ННКт:	
тип детектора	СНМ-56, СНМ-67
диапазон измерений, %	0÷40
основная отн. погрешность измерений, %	4.2 + 2.3(40/К _п -1)
– канал локатора муфт	не нормирован
– канал внутренней температуры прибора	не нормирован
– 3 технологических канала	не нормированы
– диапазон рабочих температур, °С	-10÷20
– верхнее значение рабочего гидростатического давления, МПа	80
– диапазон диаметров исследуемых скважин, мм	76÷350



Рис. 1. Общий вид скважинного прибора СРК-42-220

- 1 – головка прибора;
- 2 – охранный кожух;
- 3 – датчик локатора муфт;
- 4 – блок детектирования ГК;
- 5 – блок детектирования 2ННКт;
- 6 – блок электроники;
- 7 – источникодержатель

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

- по малому зонду – не менее 20000 имп/мин;
- по большому зонду – не менее 2000 имп/мин.

Чувствительность канала ГК с детектором CsJ(Na) не менее 700 имп/мин на 1мкР/час.

Отношение выходного сигнала локатора муфт нецентрированного модуля при прохождении муфты к сигналу фона неперфорированной трубы не менее 1:5.

2.3 Конструкция скважинного прибора

Общий вид скважинного прибора приведен на рис. 1, основными элементами которого являются: головка прибора (1), охранный кожух (2), датчик локатора муфт (3), блок детектирования ГК (4), зондовое устройство 2ННКт (5), блок электроники (6), источникодержатель (7). В приборной головке с одной стороны закреплен стандартный геофизический разъем и свечной мост. К головке консольно при помощи винтов крепятся локатор муфт, блок детектирования ГК, блок электронный и зонд 2ННК. Блок детектирования ГК содержит шасси, детектор NaJ(Tl) или CsI(Na), размером 30×170 мм, фотоэлектронный умножитель ФЭУ-102 с делителем напряжения. Детектор фиксируется от осевого перемещения амортизатором. Зонд 2ННК состоит из корытообразного шасси, в котором размещены счетчики медленных нейтронов типа СНМ-56 и СНМ-67, 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 скважинного прибора аппаратуры СРК-42-220 приведена на рис. 2, где отображены основные блоки прибора и схематично показано их соединение. Скважинный прибор содержит приборную головку (А1), локатор муфт (А2), электронный блок (А3), зонд 2ННКт (А4) и блок детектирования ГК (А5). В приборной головке установлен герметизирующий мост.

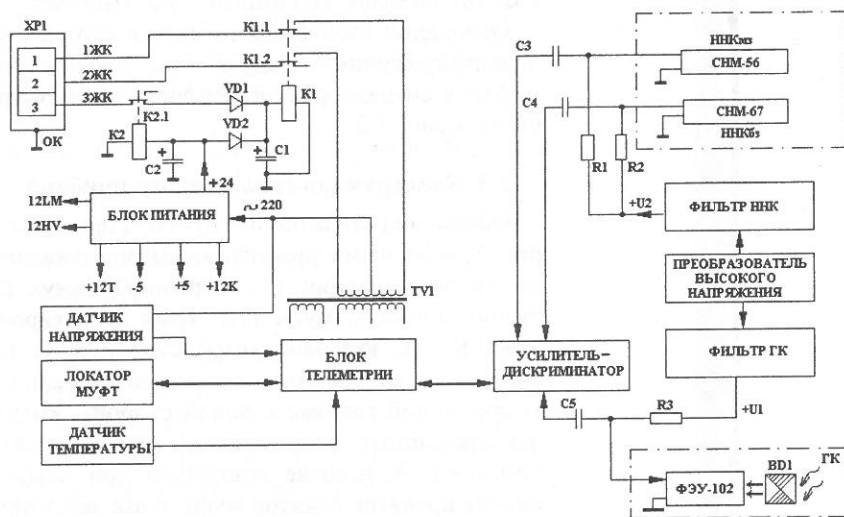


Рис. 2. Функциональная схема модуля СРК-42-220

Электронный блок А3 состоит из трех дискриминаторов (канала ГК, канала ННК-МЗ, канала ННК-БЗ), преобразователя (источника высокого напряжения питания ФЭУ и нейтронных счетчиков), блока телеметрии, блока питания, блока стабилизаторов и фильтра.

Регистрацию гамма квантов и их преобразование в электрические импульсы осуществляет блок детектирования канала ГК. В его состав входят сцинтилляционный детектор (кристалл йодистого натрия активированного таллием NaI(Tl) либо кристалл йодистого цезия активированного натрием CsI(Na)), оптически сочлененный с фотозлектронным умножителем (ФЭУ-102). Питание сцинтиблока осуществляется постоянным электрическим напряжением положительной полярности относительно корпуса модуля, от преобразователя вы-

сокого напряжения (рис. 2). В цепи питания ФЭУ установлен фильтр ГК, служащий одновременно для фильтрации напряжения питания ФЭУ и для изменения напряжения питания ФЭУ путем подбора гасящего резистора.

В результате регистрации гамма-кванта сцинтиблоком на выходе последнего появляется импульс напряжения отрицательной относительно “земли” полярности, амплитуда которого пропорциональна энергии, оставленной гамма-квантом в сцинтилляционном детекторе. Далее этот импульс через разделительный конденсатор С5 поступает на усилитель-дискриминатор канала ГК (рис. 2), где после усиления сигнал подается на вход компаратора. Входные сигналы, амплитуда которых ниже порога дискриминации, не вызывают срабатывания компаратора. Порог дискриминации компаратора программно-управляемый и может быть изменен по команде от бортового компьютера. Таким образом, осуществляется селекция входных сигналов, устраняющая возможность регистрации шумов блока детектирования и возможных помех, возникающих при работе электронных схем. В результате работы усилителя-дискриминатора канала ГК гамма-кванты, энергия которых превышает некоторый заданный уровень, преобразуются в импульсы электрического напряжения положительной относительно “земли” полярности.

Регистрация нейтронов и их преобразование в электрические импульсы осуществляется зондовым устройством 2ННК, содержащим два высокоэффективных гелиевых счетчика нейтронов СНМ-56 и СНМ-67, установленные в каналах ННК-МЗ и ННК-БЗ, соответственно. Питание счетчиков осуществляется постоянным стабилизированным электрическим напряжением положительной полярности с блока преобразователя высокого напряжения, значение которого (1700+1800) В обеспечивает работу счетчиков в режиме коронного разряда. В цепи питания счетчиков установлен фильтр ННК, обеспечивающий снижение уровня электрических помех обусловленных, в основном, пульсациями питающего напряжения, до допустимого значения. Выходные сигналы счетчиков, имеющие форму коротких импульсов отрицательной полярности, через разделительные конденсаторы С3 и С4 подаются на входы соответствующих усилителей каналов ННК-МЗ и ННК-БЗ соответственно. Усиленные сигналы поступают на вход компаратора. Порог дискриминации программно-управляемый и может быть изменен по команде от бортового компьютера. Входные сигналы, амплитуда которых ниже порога дискриминации, не вызывают срабатывания компаратора. Таким образом, осуществляется селекция входных сигналов, устраняющая возможность прохождения на выход дискриминатора сигналов малой амплитуды, обусловленных током короны нейтронных счетчиков и возможными помехами, возникающими при работе электронных схем. Таким образом, в результате работы усилителей-дискриминаторов нейтронных каналов сигналы со счетчиков нейтронов, амплитуда которых превышает некоторый заданный уровень, преобразуются в импульсы электрического напряжения положительной относительно “земли” полярности.

Импульсы положительного напряжения, нормализованные по амплитуде, отражающие факт регистрации гамма-кванта в сцинтиблоке, нейтрона в детекторе ближнего зонда либо в детекторе дальнего зонда, считаются процессором блока дискриминаторов. Далее по двунаправленной линии связи сочитанная информация передается по соответствующему запросу в процессор блока телеметрии.

Блок телеметрии предназначен для организации двухстороннего обмена информацией в режиме запрос-ответ между скважинным прибором и каротажной станцией. Передача информации по геофизическому каротажному кабелю осуществляется в последовательном цифровом биполярном двухуровневом фазоманипулированном коде (типа Манчестер-2). Блок телеметрии по команде от наземного измерительного комплекса осуществляет выдачу в линию связи следующих информационных сигналов:

- количество зарегистрированных импульсов в канале ГК (одно слово);
- количество зарегистрированных импульсов в канале ННК-БЗ (одно слово);
- количество зарегистрированных импульсов в канале ННК-МЗ (одно слово);
- температуру в скважинном модуле (два слова);
- напряжение питания модуля (одно слово);
- напряжение локатора муфт (одно слово);
- уровень дискриминации канала ГК (одно слово);
- уровень дискриминации канала ННК-БЗ (одно слово);
- уровень дискриминации канала ННК-МЗ (одно слово).

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

Датчик напряжения питания прибора выдает на блок телеметрии частоту, пропорциональную измеренному напряжению.

Температура электронного блока скважинного прибора измеряется датчиком температуры и цифровым кодом по последовательному интерфейсу подается на блок телеметрии.

Блок локатора муфт (сплошности колонны труб) представляет собой электромагнитную систему, состоящую из двух соосно расположенных катушек. Каждая катушка состоит из возбуждающей и приёмной обмоток, намотанных на ферритовом сердечнике. Возбуждающие обмотки включены последовательно и питаются переменным напряжением. В приемных катушках под действием возбуждающего переменного магнитного поля генераторной катушки возникает переменное напряжение, зависящее от магнитных свойств окружающей среды (в рабочих условиях ближайшего участка обсадной или насосно-компрессорной трубы). Информационным параметром при осевой неоднородности (нарушении сплошности) колонны труб выступает разность амплитуд напряжения на приемных обмотках.

2.5 Характеристика программного обеспечения аппаратуры

В соответствии с п. 2.1 в состав аппаратуры СРК-42-220 входит набор программных средств, поддерживающий всю технологическую цепочку эксплуатации аппаратуры от ее первичной настройки при ремонте и изготовлении до получения исправленных за влияние скважинных условий измерений геофизических параметров – естественной гамма-активности пород в единицах МЭД либо ЭМДУ и водонасыщенной пористости по нейтронному каротажу в процентах. Характеристика программных средств первичной обработки данных СРК-42-220 приводится в разделе 6. Программные средства настройки, тестирования, калибровки и регистрации данных аппаратуры СРК-42-220 привязаны к регистрирующему оборудованию. Комплектность и тип поставляемого программного продукта настройки, тестирования и др. определяются заказчиком.

Программное обеспечение настройки аппаратуры СРК-42-220 эксплуатируется при проведении ремонтных работ на базе и предназначено для проведения:

- корректировки уровней дискриминации каналов ГК, 2ННКт-МЗ, 2ННКт-БЗ;
- 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-42-220 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-42-220 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 МЕТОДИКА КАЛИБРОВКИ АППАРАТУРЫ

Калибровка аппаратуры СРК-42-220 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 и проведения количественной интерпретации результатов каротажа [8, 9].

Сопроводительная документация на аппаратуру СРК-42-220 должна содержать сведения о первичной калибровке каналов ГК и 2ННКт.

3.1 Базовая калибровка аппаратуры

Базовая калибровка аппаратуры СРК-42-220 выполняется на установках УК-НК (канал 2ННКт) и УК-ГК при калибровке канала ГК в единицах мощности экспозиционной дозы либо с использованием набора имитаторов ЭМДУ при калибровке канала ГК в единицах эквивалентной массовой доли урана, в соответствии с инструкцией по калибровке, а также документацией на программу базовой калибровки аппаратуры.

В качестве образцовых средств водонасыщенной пористости в установках УК-НК используются имитаторы пористости пласта (ИПП). В обязательный комплект ИПП должны входить три имитатора. Значения воспроизводимых ими пористостей должны покрывать 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 ± 0.3 , 0.5 ± 0.6 и 0.8 ± 0.9 верхнего предела диапазона измерений. Основная относительная погрешность измерений $\Delta = \Delta_{\text{сист}} + \alpha \times \Delta_{\text{сл}}$ 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, α – 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-42-220 с результатами выполненных калибровочных работ передается в каротажные и интерпретационные службы.

Кроме того, создается протокол базовой калибровки прибора, рекомендуемая форма которого приведена в табл. 1 и 2 Приложения 1.

3.2 Полевая калибровка аппаратуры

Полевая калибровка аппаратуры СРК-42-220 выполняется с целью установления пригодности ее использования и контроля стабильности параметров. Полевая калибровка аппаратуры СРК-42-220 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 калибровке, а также документацией на программу полевой калибровки аппаратуры.

Полевые калибровочные 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. рис. 3). Значение воспроизводимой ПКУ кажущейся пористости должны находиться в интервале 5 ± 35 %. Эти значения определяются при базовой калибровке совместно с конкретным скважинным прибором.

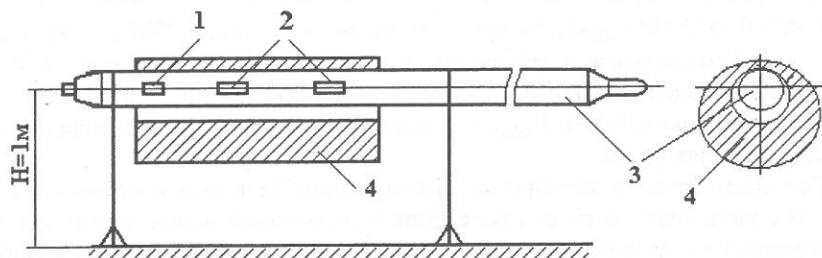


Рис. 3. Схема установки прибора в ПКУ

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

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.

4 МЕТОДИКА СКВАЖИННЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

4.1 Регистрируемые параметры

Аппаратура СРК-42-220 обеспечивает регистрацию следующих параметров:

- потока гамма-излучения естественной активности пород на детекторе канала ГК в единицах скорости счета регистрируемых импульсов;
- потока тепловых нейтронов на детекторах каналов 2ННКт-МЗ и 2ННКт-БЗ в единицах скорости счета регистрируемых импульсов;
- сигнала локатора муфт;
- температуры внутри прибора;
- напряжения на головке прибора;
- уровней дискриминации каналов ГК, 2ННКт-МЗ, 2ННКт-БЗ.

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 ($h_{\min}=3+4$ м) исследованиях не более 7 % и не более 5 % при детальном ($h_{\min}=1+2$ м) исследованиях. Кроме того, предел допускаемой полной относительной погрешности определения водонасыщенной пористости для режима детальном исследований не должен превышать значения $\pm[6.3+2.3(40/K_n-1)]$ % в пересчете на пласт мощностью 1 м [8].

Для выполнения этих требований скорость каротажа при общих исследованиях и дискретности записи по глубине 10÷20 см не должна превышать 400÷450 м/ч в высокопористом ($K_n>15+20$ %) разрезе и 600÷650 м/ч в низкопористом ($K_n<15+20$ %) разрезе. При детальном исследованиях скорость не должна превышать значений, соответственно, 200÷250 м/ч и 350÷400 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 снижении скорости каротажа. Рекомендуемые значения выбираются из ряда 5, 10, 20 см. Дискретность записи при детальном исследованиях 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. 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. 3.2);
- 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. 3.2);
- проведение полевой калибровки канала 2ННКт (при необходимости ее проведения, см. п. 3.2);
- спуск прибора в скважину в интервал измерений; скорость спуска не должна превышать 6000 м/час;

- проведение каротажа с повторением интервала (не менее 50 м) с наибольшей дифференциацией 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 ведётся со скоростью не более 6000 м/час;
- проведение полевой калибровки канала 2ННКт (выполняется с целью контроля стабильности работы аппаратуры и только в случае проведения калибровки до каротажа);
- 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);
- выключение аппаратуры;
- свертывание аппаратуры.

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

Файл с записью каротажа аппаратурой СРК-42-220 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 выполнении полевой калибровки ее результаты 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 [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 δ и полной случайной $\delta_{\text{сл}}$ погрешностей, приведенных к пласту регламентированной толщины:

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

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

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

Рекомендуется рассчитываемые значения δ и $\delta_{\text{сл}}$ 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 $\delta_{\text{ГК}}$) 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].

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

Расхождение между основным и повторными измерениями для регистрируемых параметров 2ННКт (систематическая погрешность $\delta_{2\text{ННКт}}$) по интервалам не менее 5 м (при отсутствии кавернозности и заметного желобообразования ствола скважины) не должно превышать $\pm 4\%$ отн. для общих и $\pm 3\%$ отн. для детальных исследований. Полная случайная погрешность канала 2ННКт в тех же условиях не должна превышать $\pm 5\%$ и $\pm 3\%$, 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-42-220 приведены на рис. 4, 5, 6 и в табл. 3, 4 и 5 Приложения 1.

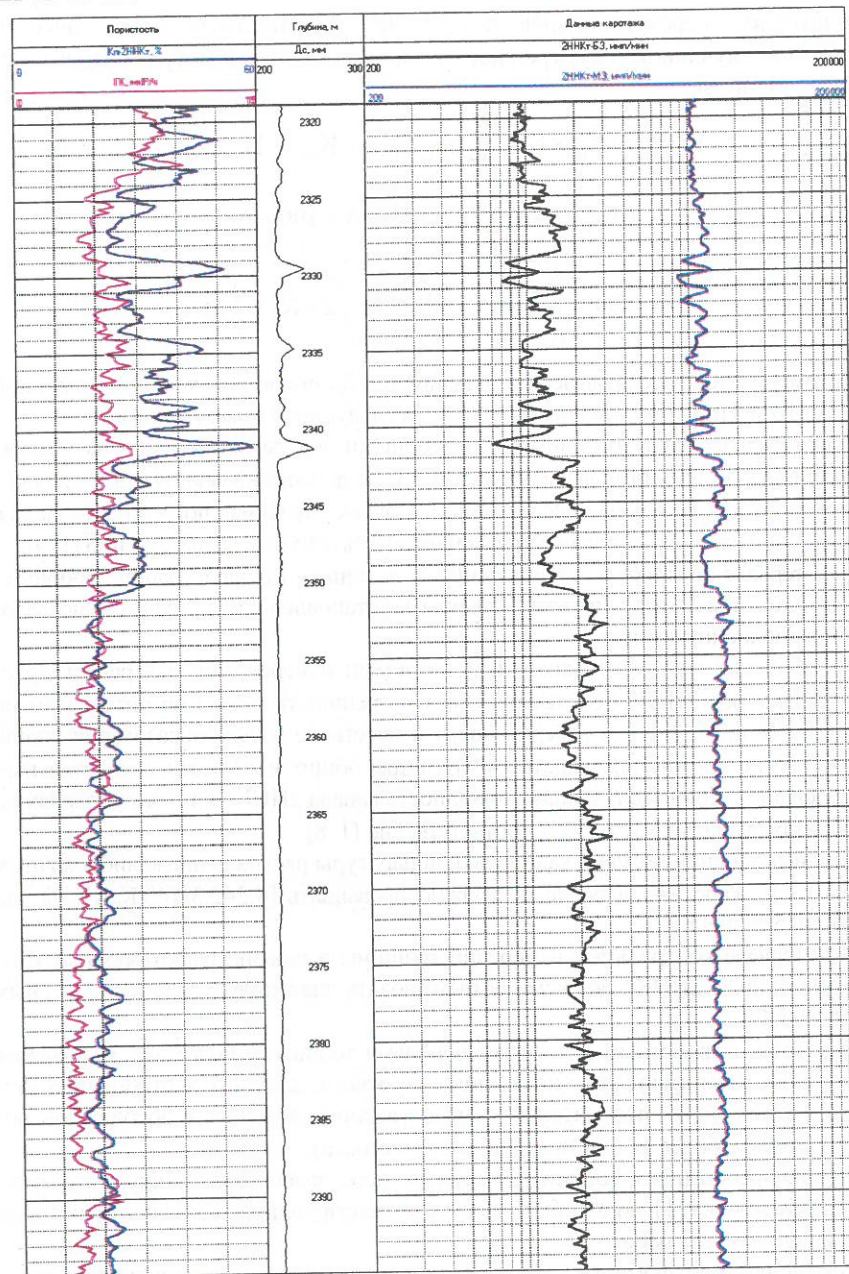


Рис. 4. Рекомендуемый формат вывода результатов каротажа на твердых копиях
Запись выполнена в обсаженной скважине, скорость каротажа 350÷400 м/сек

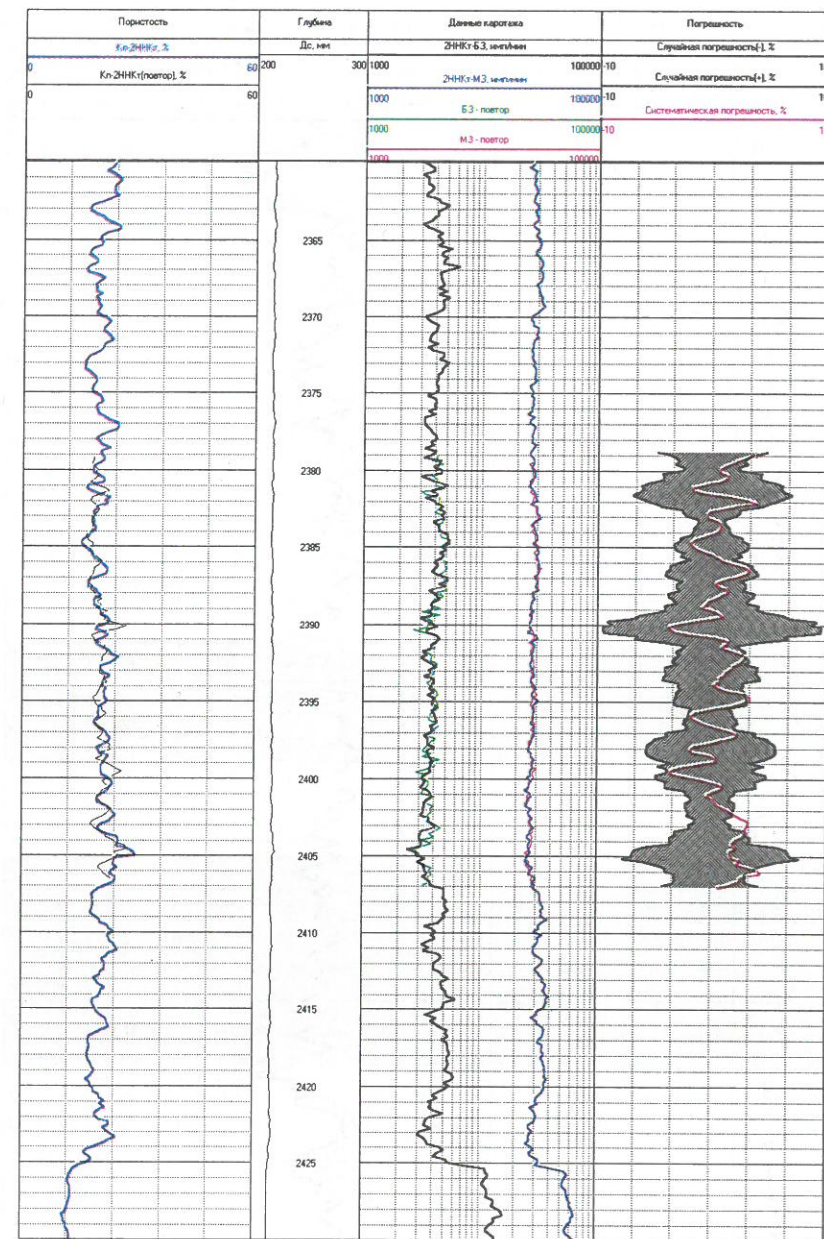


Рис. 5. Рекомендуемый формат вывода результатов технического контроля
качества измерений
Запись выполнена в обсаженной скважине, скорость каротажа 350÷400 м/час

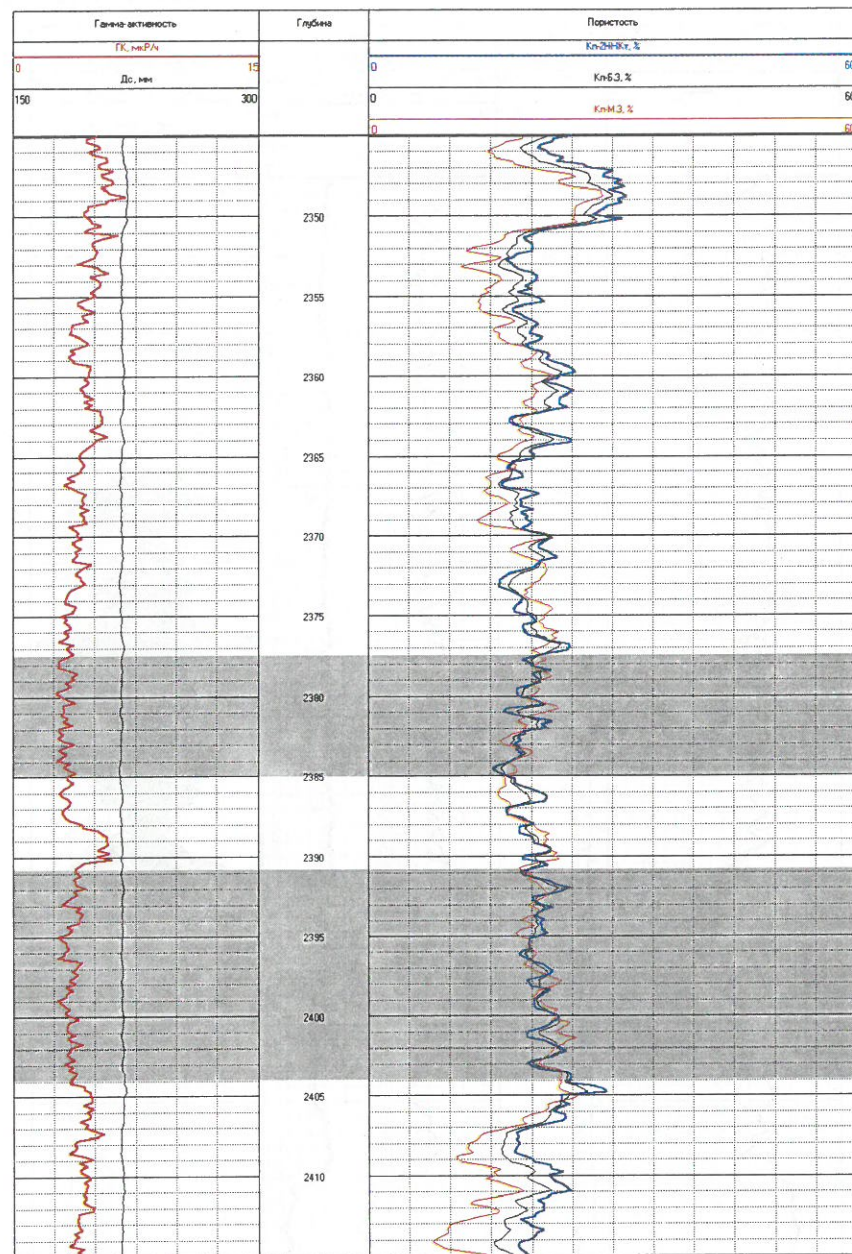


Рис. 6. Рекомендуемый формат контроля качества измерений по пластам с известной литологией
Запись выполнена в обсаженной скважине, скорость каротажа 350-400 м/сек

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 г/см^3 и параметром А аппаратуры в условиях, принятых за стандартные, а именно:

- поры заполнены неминерализованной водой с плотностью 1.00 г/см^3 ;
- скважина диаметром 200 мм заполнена неминерализованной водой;
- глинистая корка отсутствует, прибор лежит на стенке скважины;
- температура окружающей среды 20°C , давление 0.1 МПа .

Значение А определяется выражением

$$A = (J_{мз}(K_p) / J_{бз}(K_p)) / (J_{мз}(K_p=100) / J_{бз}(K_p=100)),$$

где $J_{мз}(K_p)$, $J_{бз}(K_p)$ – показания малого и большого зондов (регистрируемые параметры) в пласте с пористостью K_p (скорость счета в имп/мин), $J_{мз}(K_p=100)$, $J_{бз}(K_p=100)$ – показания малого и большого зондов в воде.

Основные зависимости зондов 2ННКт-25/46 и 2ННКт-30/51 аппаратуры СРК-42-220 приведены на рис. 7.

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_p вследствие различий реальных геолого-технических условий измерений и условий, принятых при построении основных зависимостей. Переход от $K_{п,к}(K_{п,ннк})$ к K_p осуществляется в несколько этапов:

$$K_{п,к} \Rightarrow K_{п,ннк} \Rightarrow K_{п,нк} \Rightarrow K_p.$$

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_p .

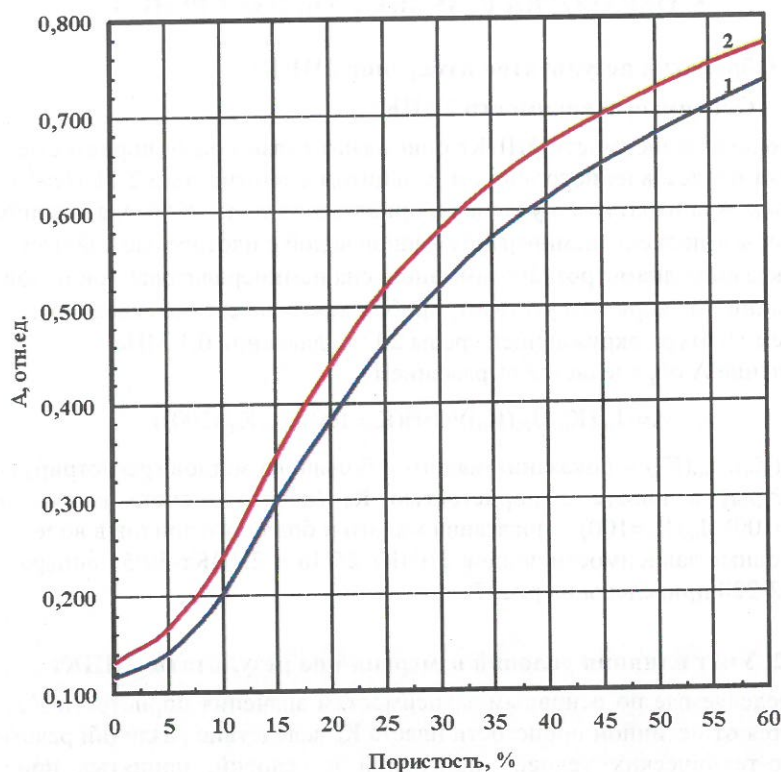


Рис. 7. Основные зависимости аппаратуры СРК-42-220
1 – зонд 2ННКт - 25/46, 2 – зонд 2ННКт - 30/51

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 $J(K_{п,к})$ есть зависимость показаний зонда от пористости породы $K_{п,к}$, а $K_{п,к}$ – текущая регистрируемая пористость по нейтронному каротажу. Значения $K_{п,к}$ 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-42-220 приведены на рис. 8. В соответствии с осевыми геометрическими факторами форма диаграмм зондов 2ННКт против одиночного пла-

ста близка к симметричной. Разрешающая способность зондов $H_{мин}$ определяется их длиной (длина зонда +10 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.

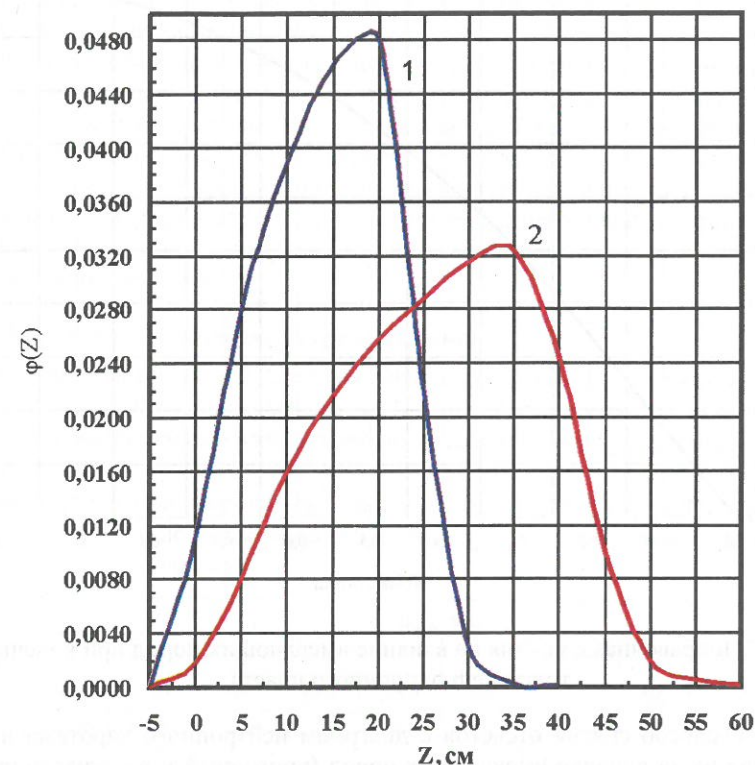


Рис. 8. Осевые геометрические факторы зондов ННКт-25(1) и ННКт-46(2)

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.

Значение отсчетов в одиночных пластах мощностью менее разрешающей способности зондов может быть исправлено 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 $1/2 H_{\min}$, $K_{п,к}$ - 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 рис. 9.

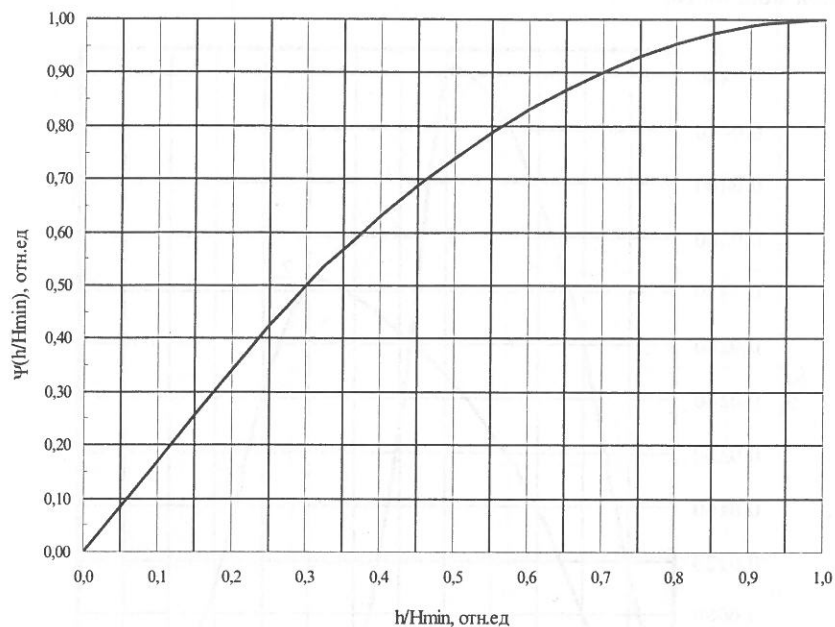


Рис. 9. Поправочная функция на влияние вмещающих пород при конечной толщине h одиночного пласта

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 кусочно-постоянной функцией, а мощности выделяемых пластов должны быть не менее $1/2 H_{\min}$.

В случае аппаратуры СРК-42-220 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

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/СРК-42-220 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 для диаметров скважин в интервале от 100 до 350 мм приведены в табл. 1. Для промежуточных значений диаметров скважин зависимости определяются линейной интерполяцией.

Таблица 1 - зависимости показаний A аппаратуры СРК-42-220 от диаметра необсаженной скважины ($\sigma_p=1.00$ г/см³, $C_p=0$ г/л NaCl, $h_{nc}=0$ см)

$K_{п, \%}$	$d_{скв}, \text{ мм}$									
	зонд 2ННКт-25/46					зонд 2ННКт-30/51				
	96	146	196	244	350	96	146	196	244	350
0	0.096	0.105	0.112	0.120	0.135	0.111	0.122	0.130	0.139	0.156
5	0.127	0.134	0.142	0.151	0.168	0.154	0.162	0.172	0.183	0.203
10	0.177	0.190	0.203	0.215	0.242	0.213	0.228	0.244	0.258	0.291
15	0.236	0.268	0.300	0.320	0.362	0.272	0.309	0.346	0.369	0.417
20	0.308	0.349	0.385	0.413	0.458	0.354	0.402	0.443	0.475	0.526
25	0.381	0.421	0.459	0.487	0.530	0.432	0.477	0.520	0.552	0.600
30	0.438	0.478	0.518	0.546	0.586	0.490	0.534	0.579	0.610	0.655
35	0.490	0.529	0.568	0.600	0.639	0.540	0.598	0.626	0.661	0.704
40	0.528	0.570	0.611	0.645	0.682	0.576	0.621	0.666	0.703	0.743
45	0.565	0.604	0.644	0.680	0.720	0.610	0.652	0.695	0.734	0.777
50	0.594	0.635	0.676	0.712	0.756	0.635	0.679	0.723	0.762	0.808

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 σ_p и минерализации C_p .

В табл. 2 и 3 приведены поправки за влияние плотности и минерализации ПЖ на глинистой основе.

Таблица 2 – поправка $\Delta K_n(\sigma_p)\%$ на влияние плотности промывочной жидкости на глинистой основе на показания А зондов 2ННКт-25/46 и ННКт-30/51 аппаратуры СРК-42-220

Зонд	Диаметр скважины, мм	Плотность ПЖ, г/см ³	K _n , %				
			0	10	20	30	40
2ННКт-25/46	146	1.15	0.2	0.2	0.3	0.5	0.8
		1.35	0.5	0.5	0.6	1.3	2.2
		1.85	1.9	1.9	2.4	4.5	7.1
	196	1.15	0.3	0.3	0.4	0.6	1.0
		1.35	0.8	0.9	1.0	1.8	3.4
		1.85	2.6	2.7	3.3	6.0	9.6
	244	1.15	0.4	0.4	0.5	0.7	1.1
		1.35	0.9	0.9	1.1	2.2	3.4
		1.85	3.0	2.8	3.6	6.9	10.3
2ННКт-30/51	146	1.15	0.2	0.2	0.3	0.4	0.6
		1.35	0.4	0.4	0.5	1.0	1.8
		1.85	1.5	1.5	1.8	3.0	5.0
	196	1.15	0.3	0.3	0.4	0.5	0.8
		1.35	0.6	0.6	0.8	1.2	2.0
		1.85	1.6	1.8	2.0	4.0	6.0
	244	1.15	0.3	0.3	0.4	0.5	0.9
		1.35	0.7	0.7	0.9	1.4	2.4
		1.85	1.8	1.9	2.1	4.5	6.5

5.1.4.3 Учет влияния промежуточного слоя

Поправки за влияние промежуточного слоя определяются его толщиной, плотностью и минерализацией. Поправки для условия $\sigma_{nc}=1.00$ г/см³ и минерализации $C_{nc}=0$ г/л NaCl приведены в табл. 4.

Таблица 3 – поправка $\Delta K_n(C_p, C_n)\%$ на влияние минерализации промывочной жидкости на показания А зондов 2ННКт-25/46 и 2ННКт-30/51 аппаратуры СРК-42-220

Зонд	Диаметр скважины, мм	C _p =C _n , г/л NaCl	K _n , %				
			0	10	20	30	40
2ННКт-25/46	146	50	-1.1	-0.9	-1.3	-1.7	-3.0
		100	-1.8	-1.4	-2.1	-2.7	-4.5
		200	-2.5	-1.8	-1.8	-1.3	-1.1
	196	50	-1.1	-0.6	-1.4	-2.0	-3.0
		100	-1.9	-1.0	-2.2	-3.1	-4.7
		200	-2.6	-1.4	-1.9	-1.6	-0.9
	244	50	-1.1	-0.7	-1.5	-2.0	-3.5
		100	-1.9	-1.2	-2.3	-3.0	-5.2
		200	-2.6	-1.5	-2.0	-1.5	-1.4
2ННКт-30/51	146	50	-0.6	-0.6	-0.8	-1.2	-1.8
		100	-1.2	-1.0	-1.4	-1.8	-2.8
		200	-1.6	-1.2	-1.6	-1.0	-0.6
	196	50	-0.5	-0.6	-0.9	-1.3	-1.8
		100	-1.0	-1.0	-1.5	-1.6	-2.8
		200	-1.5	-1.4	-1.7	-1.2	-0.5
	244	50	-0.5	-0.7	-1.0	-1.4	-1.8
		100	-1.0	-1.2	-1.4	-1.6	-2.0
		200	-1.5	-1.5	-1.5	-1.2	-0.5

5.1.4.4 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], т.к. их величина даже в условиях высоких температур ($t > 150$ °C) не превосходит 0.1±0.2 % пористости.

Таблица 4 – поправка $\Delta K_n(h_{nc})$, % на влияние промежуточной среды между прибором и стенкой скважины на показания А зондов 2ННКТ-25/46 и 2ННКТ-30/51 аппаратуры СРК-42-220

Зонд	Диаметр скважины, мм	σ_{nc} , г/см3 hпс, мм		K_n , %				
				0	10	20	30	40
2ННКТ-25/46	146	1.0	10	-2.4	-1.4	-2.4	-3.4	-4.3
			20	-4.5	-2.6	-4.6	-7.0	-8.9
			30	-5.4	-3.8	-7.1	-11.1	-14.0
		1.7	10	-1.3	-0.7	-0.7	-0.6	0.0
			20	-2.5	-1.3	-1.3	-1.2	0.2
			30	-3.7	-2.0	-2.0	-1.9	0.4
	196	1.0	10	-2.5	-1.0	-2.5	-3.9	-4.5
			20	-4.6	-2.1	-4.8	-7.8	-9.2
			30	-5.7	-3.1	-7.6	-12.5	-14.4
		1.7	10	-1.4	-0.5	-0.8	-0.9	0.1
			20	-2.7	-1.0	-1.6	-1.6	0.1
			30	-4.0	-1.6	-2.5	-2.5	-0.1
	244	1.0	10	-2.5	-1.2	-2.7	-3.8	-5.0
			20	-4.7	-2.2	-5.3	-7.7	-10.0
			30	-5.8	-3.1	-8.3	-12.3	-15.5
1.7		10	-1.4	-0.5	-1.0	-1.1	-0.3	
		20	-2.7	-1.1	-1.9	-2.0	-0.4	
		30	-4.0	-1.6	-2.9	-3.0	-0.6	
2ННКТ-30/51	146	1.0	10	-1.9	-1.0	-1.8	-2.6	-3.4
			20	-3.4	-1.8	-3.2	-5.0	-6.0
			30	-4.2	-2.7	-5.0	-7.5	-8.5
	196	1.0	10	-2.0	-0.9	-1.8	-2.8	-3.8
			20	-3.8	-1.8	-3.4	-5.4	-7.5
			30	-4.4	-2.8	-5.4	-8.0	-9.5
	244	1.0	10	-2.0	-1.0	-2.0	-3.0	-4.2
			20	-4.0	-2.0	-3.8	-5.8	-8.0
			30	-5.0	-3.0	-5.8	-8.5	-10.5

Поправка за изменение плотности и водородосодержания пластовой жидкости вводится на этапе учета влияния геологических условий измерений п. 5.1.4.

Поправка за изменение плотности и водородосодержания промывочной жидкости вводится на этапе учета влияния плотности ПЖ путем определения ее “эффективной” плотности $\sigma_p = \sigma_p^0 + \Delta\sigma_p$, где σ_p^0 – плотность ПЖ в нор-

мальных условиях, а $\Delta\sigma_p$ – поправка, определяемая по приведенной на рис. 10 зависимости как функция температуры t и давления p .

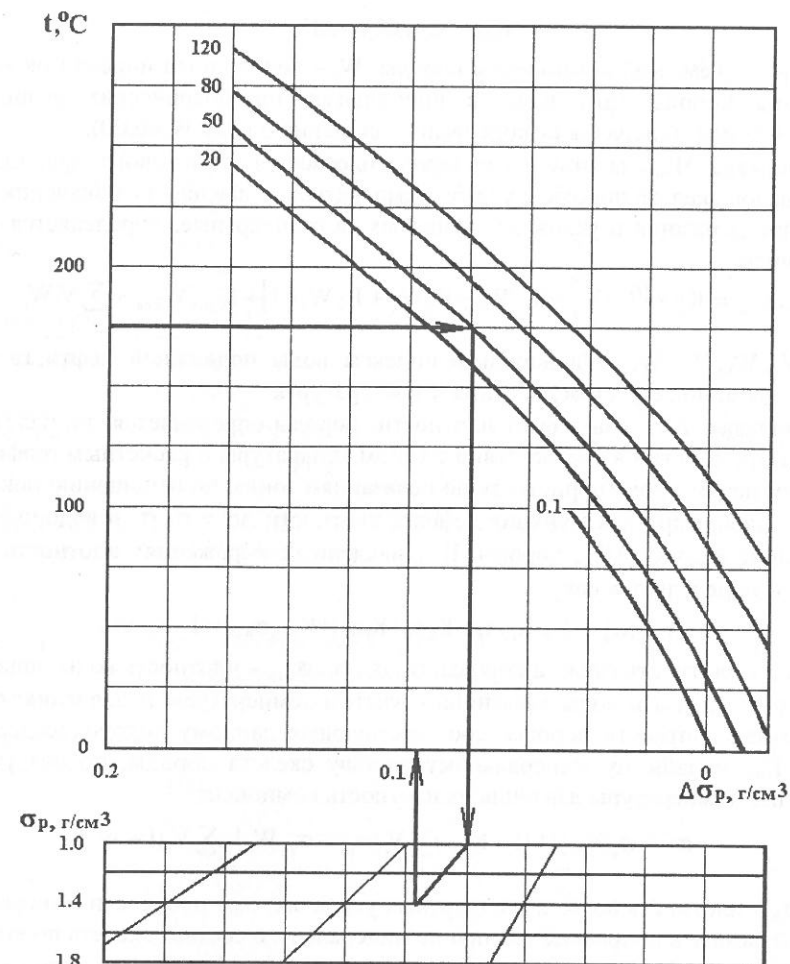


Рис. 10. Номограмма для расчета “эффективной” плотности ПЖ в зависимости от термобарических условий каротажа
Шифр кривых – давление, МПа. Стрелкой показано направление снятия отсчета для условий $t = 180$ °C, $P = 50$ МПа, $\sigma_p = 1.4$ г/см³.

5.1.5 Учет влияния геологических факторов на результаты 2ННКТ

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

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

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

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

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

где W_b , $W_{п}$, $W_{г}$, $W_{в,св}$ – 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 $\Delta \sigma = \sigma - \sigma^0$ и водородсодержания $K_{пw} = K_{п} + \Delta K_{пw}$ породы. В приведенных выражениях плотность породы σ определяется как

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

где $\sigma_{ск}$ – плотность скелета породы, σ_b , $\sigma_{п}$, $\sigma_{г}$, $\sigma_{в,св}$ – плотность воды подвижной, нефти, газа и воды связанной с учетом температуры и давления; σ^0 – расчетная плотность породы, соответствующая данному водородсодержанию $K_{пw}$ и данному минеральному составу скелета породы, но без учета влияния температуры давления на плотность компонент

$$\sigma^0 = \sigma_{во} K_{пw} + (1 - K_{пw}) \sum_i V_i (\sigma_{i0} - \sigma_{во} W_i) / \sum_i V_i (1 - W_i),$$

где $\sigma_{во}$ – плотность воды в стандартных условиях, σ_{i0} – плотности минералов, учитываемые в поправках за влияние минерального состава скелета породы.

Поправки $\Delta K_{п,i}(K_{пw})$ на влияние минерального состава скелета породы (отвечающие условию полного замещения скелета стандартной породы – известняка заданным i -ым минералом) и поправка $\Delta K_{пa}(K_{пw}, \Delta \Sigma_a)$ на влияние изменения сечения поглощения тепловых нейтронов $\Delta \Sigma_a = \Sigma_a - \Sigma_{a0}$ породы определяются по палеточным зависимостям в соответствии расчетным геофизическим параметром как функция водородсодержания и дефекта сечения поглощения.

В табл. 5 перечислены минералы, их параметры и химические формулы, для которых в табл. 6 приведены поправки $\Delta K_{п,i}(K_{пw})$ на влияние минерального состава.

Таблица 5 – список породообразующих минералов и флюидов, учитываемых при интерпретации данных аппаратуры СРК-42-220

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

Таблица 6 – поправка на влияние минерального состава породы на результаты каротажа аппаратурой СРК-42-220

Минерал	Зонд	K _{пw} , %				
		0	10	20	30	40
Кварц	2ННКТ-25/46	1.7	5.1	5.6	6.0	6.2
	2ННКТ-30/51	2.6	4.9	5.5	5.6	5.3
Доломит	2ННКТ-25/46	-0.9	-1.4	-2.4	-3.2	-5.6
	2ННКТ-30/51	-0.4	-2.2	-3.6	-4.1	-4.2
	ННКТ-25	6.4	7.8	5.9	4.8	2.9
Полевой шпат	2ННКТ-25/46	1.1	2.1	2.6	2.7	2.8
	2ННКТ-30/51	1.0	2.0	2.4	2.5	2.6
	ННКТ-25	-2.1	-3.3	-3.7	-3.2	-2.7
Ангидрит	2ННКТ-25/46	0.5	-0.9	-1.4	-1.2	-1.0
	2ННКТ-30/51	0.8	-1.0	-1.5	-1.3	-1.1
Гипс	2ННКТ-25/46	-3.4	-9.3	-11.3	-11.2	-11.0
	2ННКТ-30/51	-3.5	-10.0	-12.1	-12.5	-12.2
Каолинит	2ННКТ-25/46	-2.4	-5.4	-6.3	-7.0	-7.6
	2ННКТ-30/51	-2.1	-4.2	-6.2	-7.1	-7.5
	ННКТ-25	4.2	4.2	2.6	1.9	1.2

Продолжение таблицы 6

Минерал	Зонд	K _{пw} , %				
		0	10	20	30	40
Хлорит	2ННКт-25/46	-3.3	- 6.2	-8.3	-10.0	-13.2
	2ННКт-30/51	-2.6	- 6.5	-8.2	-9.8	-12.5
Гидрослюда	2ННКт-25/46	-1.5	- 6.5	-6.6	-6.3	- 5.8
	2ННКт-30/51	-1.7	- 6.8	-7.5	-7.2	- 6.7
Монтморил- лонит	2ННКт-25/46	2.0	5.1	6.0	6.4	6.2
	2ННКт-30/51	2.0	4.6	5.6	6.7	6.4
Пирит	2ННКт-25/46	0.8	-6.8	-10.8	-11.4	-12.2
	2ННКт-30/51	1.0	-7.3	-11.4	-12.5	-12.9

В табл. 7 и 8 приведены поправки за дефект плотности породы $\Delta K_{п\sigma}$ и сечения поглощения тепловых нейтронов $\Delta K_{па}(K_{пw}, \Delta \Sigma_a)$. Связь дефекта сечения поглощения тепловых нейтронов с массовым содержанием бора C_B (мг) определяется выражением $\Delta \Sigma_a = 0.05 \times C_B$.

Таблица 7 – поправка $\Delta K_{п\sigma}$, % на влияние дефекта плотности $\Delta \sigma$ породы на показания аппаратуры СРК-42-220

Зонд	$\Delta \sigma$, г/см ³	K _{пw} , %				
		0	10	20	30	40
2ННКт-25/46	- 0.10	0.9	1.4	1.5	1.6	1.6
	- 0.20	1.3	2.8	3.0	3.1	3.1
	- 0.30	1.8	3.9	4.5	4.8	4.8
	- 0.40	2.2	5.1	6.0	6.7	6.8
	- 0.50	2.5	6.0	7.1	8.7	8.8
2ННКт-25	- 0.10	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3
	- 0.20	0.2	0.7	1.0	1.3	1.7
	- 0.30	0.1	1.3	2.0	2.6	3.3
	- 0.40	-0.2	2.0	3.1	4.1	5.5
	- 0.50	-0.7	2.6	4.4	6.0	8.3
2ННКт-30/51	- 0.10	0.8	1.2	1.3	1.4	1.4
	- 0.20	1.2	2.5	2.7	2.9	2.9
	- 0.30	1.6	3.6	4.1	4.3	4.3
	- 0.40	2.0	4.6	5.8	6.2	6.2
	- 0.50	2.3	5.6	6.6	8.1	8.1

Таблица 8 – Поправка $\Delta K_{па}$, % на влияние дефекта сечения поглощения тепловых нейтронов породы по показаниям зондов 2ННКт-25/46 и 2ННКт-30/51 аппаратуры СРК-42-220

Зонд	Дефект сечения, см ⁻¹	K _п , %				
		0	10	20	30	40
2ННКт-25/46	0.005	- 1.0	- 3.1	- 3.8	- 3.0	- 2.3
	0.01	- 1.7	- 5.7	- 6.0	- 5.2	- 4.4
	0.02	- 2.4	- 7.5	- 7.5	- 6.8	- 6.3
	0.04	- 3.0	- 9.1	- 9.2	- 8.4	- 7.8
2ННКт-46	0.005	- 2.0	- 4.7	- 5.7	- 6.2	- 6.3
	0.01	- 3.2	- 8.3	-10.3	-10.7	-11.0
	0.02	- 4.8	-12.0	-13.9	-15.8	-17.5
	0.04	- 6.5	-15.3	-18.9	-22.3	-25.2
2ННКт-30/51	0.005	- 0.8	- 3.7	- 3.2	- 2.8	- 2.1
	0.01	- 1.5	- 6.0	- 5.9	- 4.6	- 3.4
	0.02	- 2.2	- 7.2	- 7.0	- 5.6	- 4.4
	0.04	- 2.6	- 8.9	- 9.6	- 7.5	- 5.4

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 $\Delta K_{п,i}(K_{пw})$, $\Delta K_{па}(K_{пw}, \Delta \Sigma_a)$ и $\Delta K_{п\sigma}$ для зондов $J_{МЗ}$, $J_{БЗ}$, $J_{МЗ}/J_{БЗ}$, можно использовать для оперативного решения целого ряда задач, например:

- определения пористости и доломитизации в слабглинистом карбонатном разрезе с низкой газонасыщенностью;
- определения пористости и глинистости в терригенном разрезе с низкой газонасыщенностью;
- определения пористости и газонасыщенности в слабглинистом 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. рис. 11).

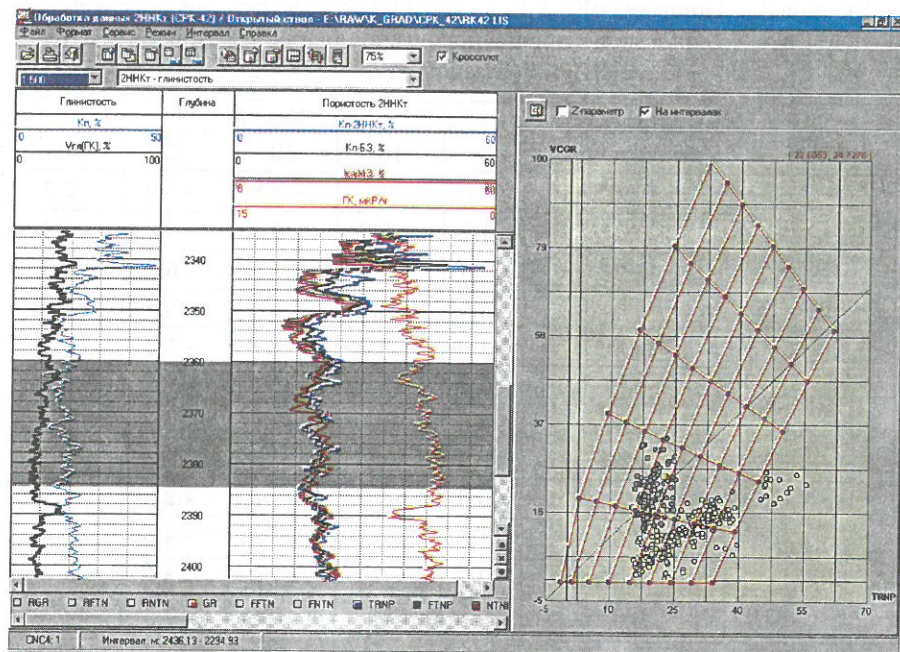


Рис. 11. Пример определения пористости кварцевой песчано-глинистой породы по данным 2ННК и ГК

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^3 пересечен скважиной диаметром 200 м, плотность ПЖ равна 1.20 г/см^3 , раствор неактивен, глинистая корка отсутствует, прибор прижат к стенке скважины.

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 $\beta = \Delta J_{\text{ГК, max}} / \Delta J_{\text{ГК, } \infty}$, где $\Delta J_{\text{ГК, max}}$ – зарегистрированная амплитуда аномалии, $\Delta J_{\text{ГК, } \infty}$ – величина аномалии для

пласта той же активности, но бесконечной толщины. Зависимость β от мощности пласта приведена на рис. 12.

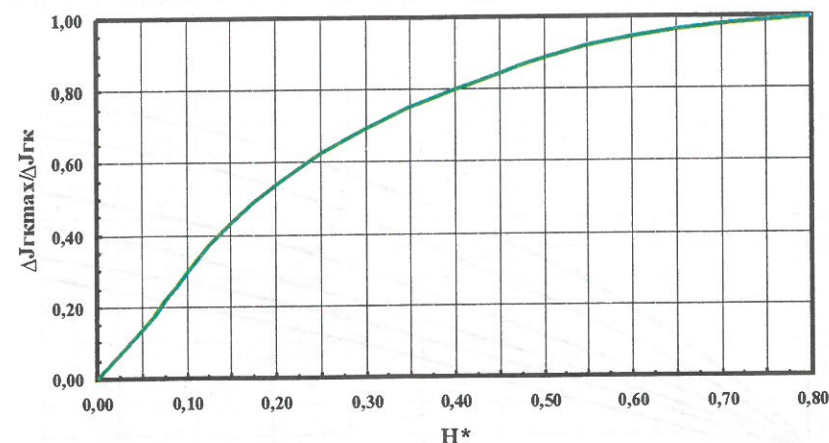


Рис. 12. Поправочный множитель на влияние конечной мощности пласта

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

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

где $J_{\text{ГК, исп}}$ – показания прибора, приведенные к типовым условиям измерений; $J_{\text{ГК}}$ – показания прибора против исследуемого пласта, исправленные за влияние вмещающих; P_1 – поправочный множитель, учитывающий ослабление излучения пласта буровым раствором (конструкцией скважины), его значение для открытого ствола приведено на рис. 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 σ – плотность исследуемого пласта; P_3 – поправочный множитель, учитывающий активность промывочной жидкости; его значение приведено на рис. 15.

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

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

и ПЖ при равной их радиоактивности в типовых условиях (табл.9), $\sigma_{пж}$, $\sigma_{гп}$ – плотность ПЖ и минералогическая плотность глинопорошка (обычно $\sigma_{гп} = 2.50$), величина P_3 определяется для условий измерения величины $J_{гп}$.

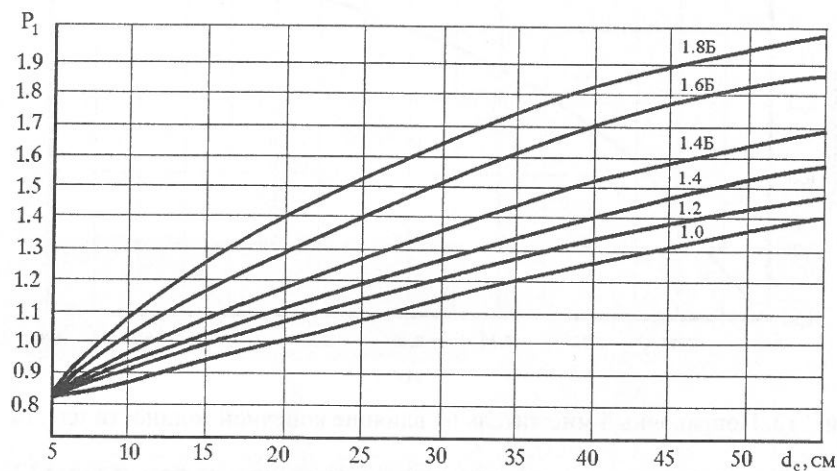


Рис. 13. График для определения множителя P_1 . Прибор на стенке скважины
Шифр кривых – плотность ПЖ. Символом “Б” обозначены ПЖ, содержащие барит

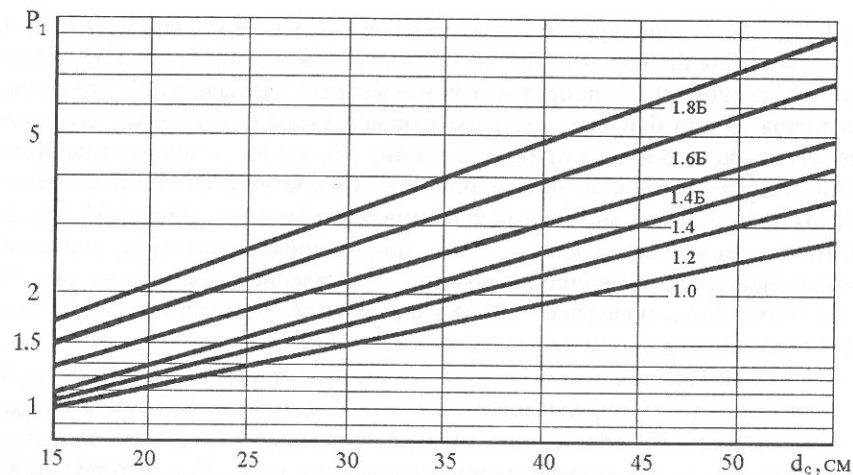


Рис. 14. График для определения множителя P_1 . Прибор на оси скважины
Шифр кривых – плотность ПЖ. Символом “Б” обозначены ПЖ, содержащие барит

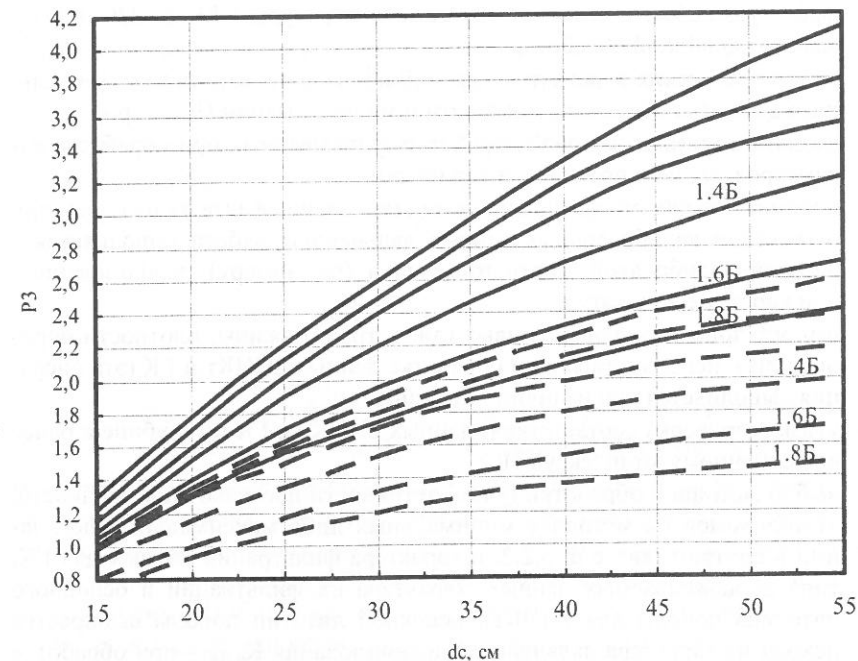


Рис. 15. График для определения поправочного множителя P_3 на влияние радиоактивности ПЖ

Сплошные линии – прибор на оси скважины, пунктиры – прижат к стенке скважины

Таблица 9 – отношение излучения пласта и ПЖ при равной их радиоактивности в типовых условиях

Параметр	Тип радиоактивности			
	Калий	Торий	Уран	Смесь
Отношение K2/K1	0.375	0.493	0.537	0.450

Значение m примерно равно 0.50, т.к. радиоактивность глин примерно вдвое выше радиоактивности глинопорошков.

Учет глинистой корки проводится соответствующей корректировкой плотности промывочной жидкости.

5.3 Технология проведения первичной обработки компенсированного нейтронного и гамма каротажа

Проведение первичной обработки данных ГК и 2ННКт состоит в выполнении следующих этапов:

- выбор Lis-файла с данными каротажа аппаратуры СРК-42-220, подлежащих первичной обработке;
- ввод 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 аппаратуры;
- 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 $K_{п.нк}$ – при обработке в комплексе с другими геофизическими параметрами выбирается “ИЗ-ВЕСТНЯК”, 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);
- проведение расчета геофизических параметров;
- 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 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; 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 $\vec{V} = (V_1, V_2, \dots, V_N)$:

$$J_{ГК,исп} = F_{ГК}(\vec{V}),$$

$$K_{п.нк} = F_{нк}(\vec{V}),$$

...

...

...

Здесь $V_1, V_2, \dots, V_N$ – объемные компоненты интерпретационной модели ($V_1 + V_2 + \dots + V_N = 100$), $\vec{F} = (F_{ГК}, F_{нк}, \dots)$ – 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 состава компонент, их гранулометрических характеристик и некоторых других параметров.

Список мнемоник регистрируемых и формируемых (расчетных) кривых аппаратуры СРК-42-220 приведен в Приложении 3.

6 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРВИЧНОЙ ОБРАБОТКИ

Программное обеспечение первичной обработки данных каротажа аппаратурой СРК-42-220 предназначено для расчета исправленных за влияние скважинных условий измерений геофизических параметров ГК (мощности экспозиционной дозы) и 2ННКт (водонасыщенной пористости по нейтронному каротажу). Формат записи обрабатываемых данных – LIS. При работе с данными, записанными в LAS-формате, предварительно выполняется их конвертация в LIS-формат. Программное обеспечение реализовано в операционных средах DOS и WINDOWS.

Программы первичной обработки обеспечивают выполнение следующих основных функций:

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

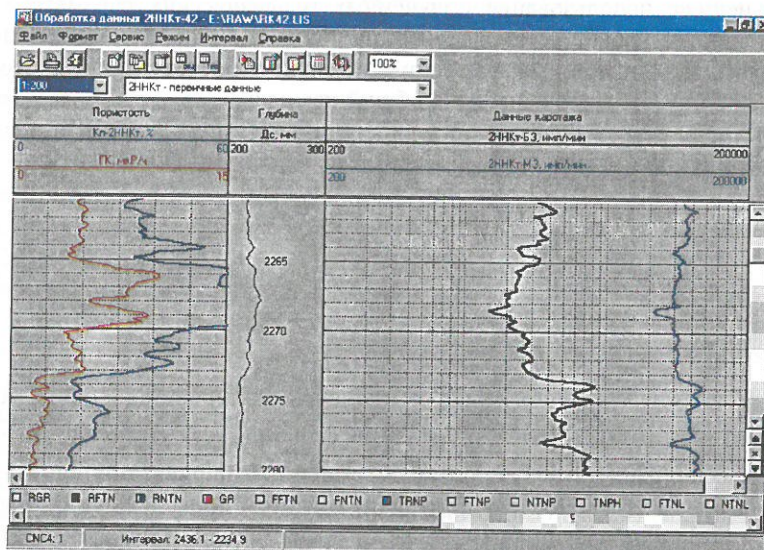


Рис. 16. Основной интерфейс для графического и цифрового просмотра данных

- 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 (рис. 17);

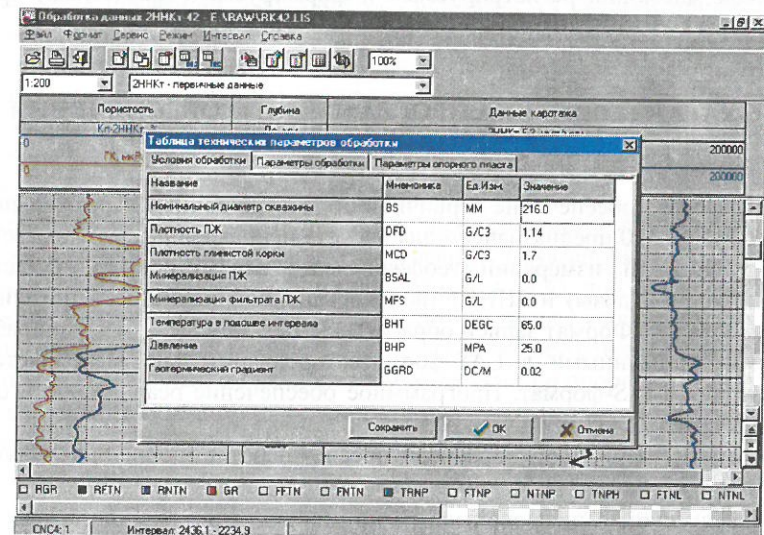


Рис. 17. Просмотр и корректировка условий обработки 2HMK

- просмотр и ввод (выбор из файла базовой калибровки) данных калибровки аппаратуры СРК-42-220 (рис. 18);

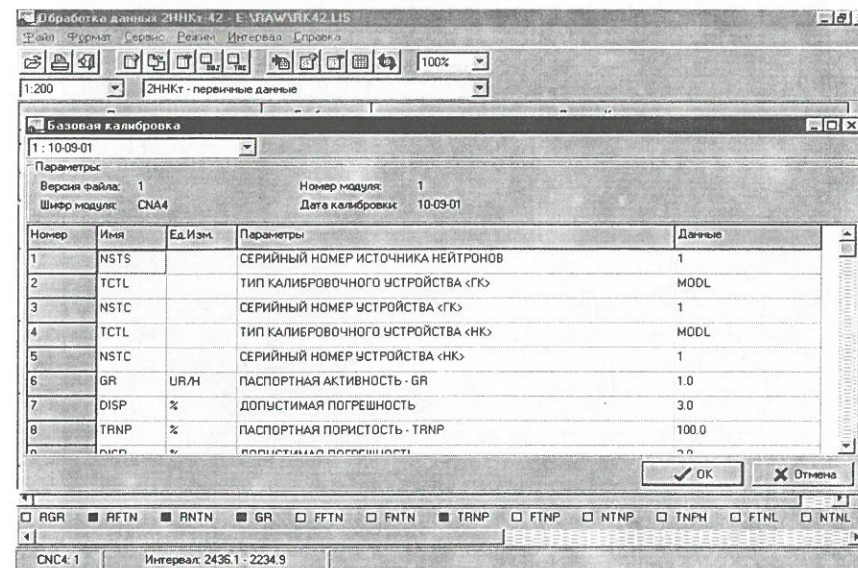


Рис. 18. Выбор калибровочных данных из файла базовой калибровки аппаратуры СРК-42-220

- первичную обработку данных каротажа в режимах непосредственного использования калибровочных данных и с предварительным восстановлением калибровочных данных по опорному пласти (рис. 19);
- документирование результатов, параметров и условий обработки в файле (рис. 20).

Дополнительно программы первичной обработки предоставляют следующие сервисные функции:

- увязку кривых по глубине;
- контроль качества измерений по повторному замеру;
- фильтрацию кривых, устранение единичных сбоя, линейные преобразования с кривыми;
- импорт данных из других файлов;
- ввод и корректировку форматов визуализации данных;
- конвертирование результатов обработки LIS⇒LAS.

Подробное описание этого программного продукта поставляется вместе с аппаратурой СРК-42-220 либо с пакетом программ первичной обработки данных каротажа LogPwin [12].

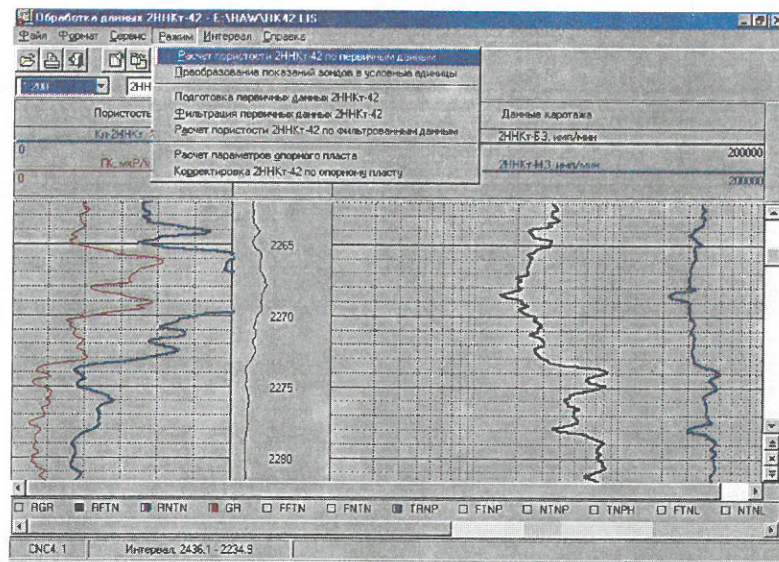


Рис. 19. Режимы обработки данных 2ННКт аппаратуры СРК-42-220

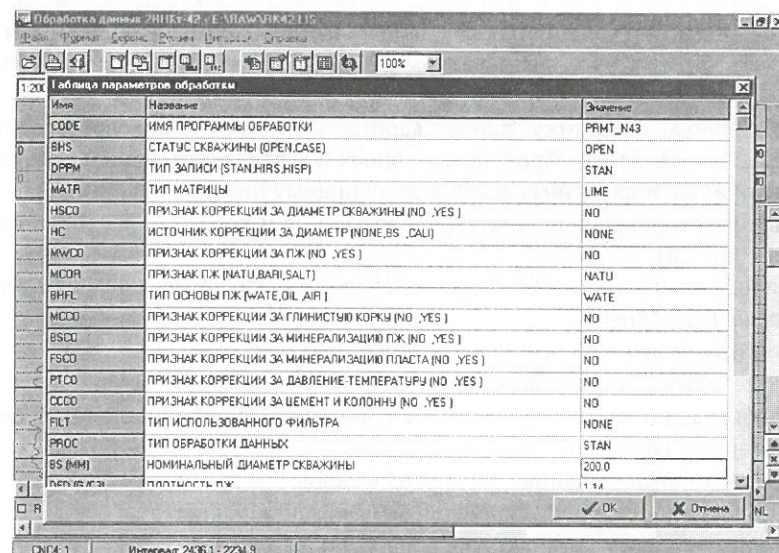


Рис. 20. Документирование параметров и условий обработки данных 2ННКт аппаратуры СРК-42-220

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах.- М., 2001 г.
- 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 библи.
- 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 – LogPwin. Руководство пользователя. ООО “Нефтегазгеофизика”, Тверь, 2003.

Таблица 1

ПРОТОКОЛ
базовой калибровки аппаратуры СРК-42-220

Организация: _____

Дата проведения калибровки _____

Номер калибруемой аппаратуры: _____

Калибруемый зонд: **ГК**

Используемое оборудование:

- калибровочная установка номер
- тип источника гамма-квантов
- номер источника гамма-квантов

Результаты калибровки:

- 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 _____

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Зонд **ГК** аппаратуры **СРК-42-220** номер _____

(закключение о пригодности к работе)

Следующая калибровка должна быть проведена не позднее _____

(дата калибровки)

Исполнитель: _____

(ФИО)

Таблица 2

ПРОТОКОЛ
базовой калибровки аппаратуры СРК-42-220

Организация: _____

Дата проведения калибровки: _____

Номер калибруемой аппаратуры: _____

Калибруемый зонд: **2ННКт -25/46**

Используемое оборудование:

- имитаторы пористости (ИПП) номер ИПП-1
ИПП-2
ИПП-3
- источник нейтронов ИБН8-5 номер _____
- активность источника, н/сек _____

Результаты калибровки:

Фон в воде	МЗ (имп/мин)	
	БЗ (имп/мин)	
Замер в воде систочником	МЗ (имп/мин)	
	БЗ (имп/мин)	

Устройство, пористость паспортная	Канал	Счет, имп/мин	Измеренная пористость, %	Погрешность измерений, %	Допустимая погрешность %
ИПП-1 K _п =, %	МЗ				
	БЗ				
ИПП-2 K _п =, %	МЗ				
	БЗ				
ИПП-3 K _п =, %	МЗ				
	БЗ				

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Зонд **2ННКт -25/46** аппаратуры **СРК-42-220** номер _____

(закключение 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-42-220

Компенсированный нейтронный каротаж
Модуль: СРК-42-220

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	
RNTN/MЗ					имп/мин
RFTN/БЗ					имп/мин
TRNP/К _п	100				%

Гамма-каротаж
Модуль: СРК-42-220

Калибровочная таблица

Номер модуля :

Номер калибровочного устройства:

Тип калибровочного устройства :

Предельная погрешность, % : 5.00

Параметр	Базовые данные		Полевые данные		Единица измерения
	СТАНДАРТ	ПКУ	Перед каротажем	После каротажа	
RGR/TK					имп/мин
GR/GK	1.00				мкР/час

Примечание. RNTN, RFTN – скорость счета (имп/мин) в каналах ближнего и дальнего детекторов зонда 2ННКт, а также в канале зонда ГК. TRNP – водонасыщенная пористость по нейтронному каротажу, GR – естественная активность по ГК.

Таблица 4 – рекомендуемый формат вывода данных параметров обработки зонда 2ННКт на твердых копиях результатов каротажа аппаратурой СРК-42-220

Модуль: СРК-42-220	Prmt_n43.exe
Компенсированный нейтронный каротаж - параметры обработки	01-01-2001
Имя программы обработки	OPEN
Дата выполнения обработки	STAN
Статус скважины (OPEN, CASE)	LIME
Тип записи (STAN, HIRS, HISP)	YES
Тип матрицы (LIME, SAND,...)	CALI
Признак коррекции за диаметр скважины (NO, YES)	YES
Источник коррекции за диаметр (NONE, BS, CALI)	NATU
Признак коррекции за ПЖ (NO, YES)	WATE
Признак ПЖ (NATU, BARI, SALT)	YES
Тип основы ПЖ (WATE, OIL, AIR)	NO
Признак коррекции за глинистую корку (NO, YES)	NO
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)	POLY
Тип использованного фильтра	STAN
Тип обработки данных	216.0
Номинальный диаметр скважины, мм	1.14
Плотность ПЖ, г/см ³	0.00
Минерализация ПЖ, г/л NaCl	20.0
Температура определения параметров ПЖ, °C	1.00
Плотность фильтрата ПЖ, г/см ³	0.00
Минерализация образца фильтрата ПЖ, г/л NaCl	20.0
Температура определения параметров фильтрата ПЖ, °C	
Диаметр обсадной колонны, мм	
Толщина обсадной колонны, мм	
Плотность обсадной колонны, г/см ³	
Плотность цемента, г/см ³	32.0
Давление на забое скважины, МПа	95.0
Температура на забое скважины	3.00
Геотермический градиент, °C/100м	20.0
Минерализация пластовой воды, г/л NaCl	15.0
Средний наклон скважины, °C	350.
Средняя скорость каротажа, м/час	

Примечание. В табл. 4 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 5 – рекомендуемый формат вывода данных параметров обработки зонда ГК на твердых копиях результатов каротажа аппаратурой СРК-42-220

Модуль: СРК-42-220	
Интегральный гамма-каротаж - параметры обработки	
Имя программы обработки	Prm_gr42.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)	
Признак коррекции за глинистую корку (NO, YES)	
Признак коррекции за цемент и колонну (NO, YES)	
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
Температура определения параметров ПЖ, °C	20.0
Плотность фильтрата ПЖ, г/см ³	1.00
Температура определения параметров фильтрата ПЖ, °C	20.0
Диаметр обсадной колонны, мм	_____
Толщина обсадной колонны, мм	_____
Плотность обсадной колонны, г/см ³	_____
Плотность цемента, г/см ³	_____
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, °C/100м	3.00
Средний наклон скважины, °C	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).

ОАО "....."
Трест "....."

УТВЕРЖДАЮ

Главный геолог

" " 2003г.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

по техническому контролю качества
каротажных работ аппаратуры **СРК-42-220**

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/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 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: 01.04.03

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Список мнемоник регистрируемых и расчетных кривых аппаратуры
СРК-42

№ п/п	Мнемоника	Название
1.	RFTN	Скорость счета в канале БЗ – первичные данные
2.	RNTN	Скорость счета в канале МЗ – первичные данные
3.	FFTN	Скорость счета в канале БЗ – фильтрованные данные
4.	FNTN	Скорость счета в канале МЗ – фильтрованные данные
5.	FTNL	Показания 2ННКт-БЗ в условных единицах
6.	NTNL	Показания 2ННКт-МЗ в условных единицах
7.	TRNP	Пористость по данным 2ННКт
8.	FTNP	Пористость по данным 2ННКт-БЗ
9.	NTNP	Пористость по данным 2ННКт-МЗ
10.	RGR	Скорость счета в канале ГК – первичные данные
11.	GR	Гамма-активность породы по данным ГК

Подписано в печать 11.06.2004 г.
Формат 60 x 84 ¹/₁₆. Бумага офсетная. Гарнитура Times.
Печать офсетная. Усл. печ. л. - 2,7.
Тираж 100 экз. Заказ № 124.

Отпечатано в типографии ООО "Издательство ГЕРС".
Лицензия ПД № 5-0012 от 4.07.2000.
170000, г. Тверь, ул. Новоторжская, 12Б.
Тел.: (0822) 76-11-00.