

550.232

МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР
М 58 НПО "Союзгеофизика"

Всесоюзный научно-исследовательский институт
ядерной геофизики и геохимии

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

по проведению исследований и
интерпретации данных нейтронного
каротажа с серийной аппаратурой

РК

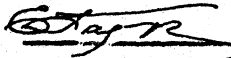


Москва - 1979

МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР
НПО "СОЮЗГЕОФИЗИКА"

Всесоюзный научно-исследовательский институт
ядерной геофизики и геохимии

"УТВЕРЖДАЮ"
ДИРЕКТОР ВНИИЯТ

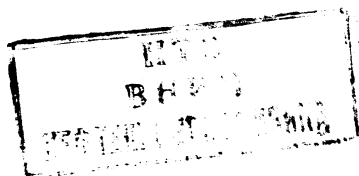
•  Е.В. Карус
17 октября 1978 г.

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРОВЕДЕНИЮ
ИССЛЕДОВАНИЙ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ
НЕЙТРОННОГО КАРТАЖА С СЕРИЙНОЙ АППАРАТУРОЙ РК
(с комплектом палеток)

Составители: Я.Н.Басин, Ю.В.Тюкаев
Научные редакторы: А.М.Блюменцев, В.А.Новгородов

В методических рекомендациях описаны вопросы методики проведения исследований, метрологии измерений и оценки качества диаграммного материала. Большое внимание уделено приемам индивидуальной интерпретации данных НК и обработке результатов, полученных "при ручной интерпретации". Дан комплект палеток для основной серийной аппаратуры, используемой на производстве.

Методические рекомендации рассчитаны на инженерно-технических работников промышленно-геофизических и промышленно-геологических производственных и научно-исследовательских предприятий, использующих нейтронные каротаж для исследования скважин.



ВВЕДЕНИЕ

При геофизических исследованиях скважин (ГИС) на нефтегазовых месторождениях широко используются приборы типа ДРСТ-3. Физическая характеристика зонда НГК этих приборов отличается от характеристики зондов ранее выпущенных приборов ДРСТ-1, палетки для которых даны во Временном наставлении^{*)}. В связи с этим потребовалось составить новые палетки НГК для прибора ДРСТ-3^{xx)}, которые строились по результатам измерений на натурных моделях НВ НИИГТ и РОМЭ ВНИИГТ (г.Раменское) с учетом измерений в скважинах с высоким отбором керна и расчетных данных^{xxx)}.

Многие геофизические предприятия не имеют палеток НГК для приборов ДРСТ-1 и СП-62, а при анализе старого материала и подсчете запасов часто возникает необходимость в повторной интерпретации кривых НГК, записанных этими приборами. Кроме того, при исследованиях высокотемпературных скважин (более 120°C) в настоящее время еще пользуются приборами типов СП-62, ТРКУ-100 и Р-3 на газоразрядных счетчиках.

Геофизическая характеристика зонда НГК приборов ТРКУ-100 и Р-3 близка к характеристике зонда НГК приборов СП-62, поэтому в данные рекомендации, кроме палеток НГК для приборов ДРСТ-3, включены палетки НГК для приборов СП-62 и ДРСТ-1, взятые из Временного наставления.

*) Басин Я.Н., Кухаренко Н.К., Тыхаев Ю.В. Методика определения пористости карбонатных пластов по данным нейтронного каротажа с серийной аппаратурой радиоактивного каротажа (Временное наставление). М., ВНИИГТ, 1968, 112 с. с ил.

xx*) Басин Я.Н., Тыхаев Ю.В. Палетки для аппаратуры ДРСТ-3 и ДРСТ-3м по методу НГК (проект). М., ВНИИГТ, 1977, 55 с. с ил.

xxx*) Поляченко А.Л., Петросян Л.Г., Шапошникова Т.А., Цейтлин В.Г. Альбом расчетных палеток нейтронного каротажа (проект). М., ВНИИГТ, 1977, 73 с. с ил.

За последние годы внесены существенные изменения в методику измерений при нейтронном каротаже, рекомендованы более современные средства метрологического обеспечения, повышены требования к оценке качества диаграммного материала, предложены новые приемы выбора спорных пластов - все эти вопросы отражены в предлагаемых методических рекомендациях.

При разработке методик количественной интерпретации кривых нейтронного каротажа часто возникают серьезные осложнения, ВНИИЯТ просит заинтересованные организации информировать о постановке и проведении таких работ с целью оказания им научно-методической помощи. Отзывы и замечания по данным методическим рекомендациям направлять по адресу: Москва 113208, Варшавское шоссе, 8, ВНИИЯТ.

В подготовке методических рекомендаций принимали участие сотрудники ВНИИЯТта С.М.Махмутов, З.А.Зиновьева, Л.М.Тюкаева, С. Романова, В.И.Уколова.

Большая помощь в организации экспериментальных работ и обсуждении результатов была оказана директором НВ НИИТта В.П.Иванкиным.

ВЫПОЛНЕНИЕ ИССЛЕДОВАНИЙ

§ I. Требования к аппаратуре

Аппаратура радиоактивного каротажа (РК) должна строго соответствовать установленному стандарту, приведенному в технической инструкции к ней. В частности, в канале ГК прибора ДРСТ-3 (ДРСТ-3м) в качестве детектора излучения следует устанавливать два спинтиляционных счетчика, в канале НГК геометрические параметры радиоактивного каротажного зонда и их допуски должны соответствовать значениям, приведенным в табл. I и на рис. I.

Таблица I

Геометрические параметры измерительной установки
аппаратуры ДРСТ-3 и ДРСТ-3м

№ пп	Наименование	Значение геометрических параметров, мм		
		НГК		ННК-Т
		ДРСТ-3	ДРСТ-3м	ДРСТ-3
1.	Расстояние между серединой источника и серединой детектора (l_3)	600 ± 10	600 ± 10	500 ± 5
2.	Расстояние между верхним концом источника и экраном	20 ± 5	20 ± 5	$4 - 9 \pm 1$
3.	Расстояние между нижним концом детектора и экраном	70 ± 5	70 ± 5	2 ± 1
4.	Толщины фильтров:			
	карбид бора	4 ± 1	4 ± 1	
	кадмий	$0,5 \pm 0,05$	$0,5 \pm 0,05$	
	свинец	$2,5 \pm 0,1$	$1,5 \pm 0,1$	

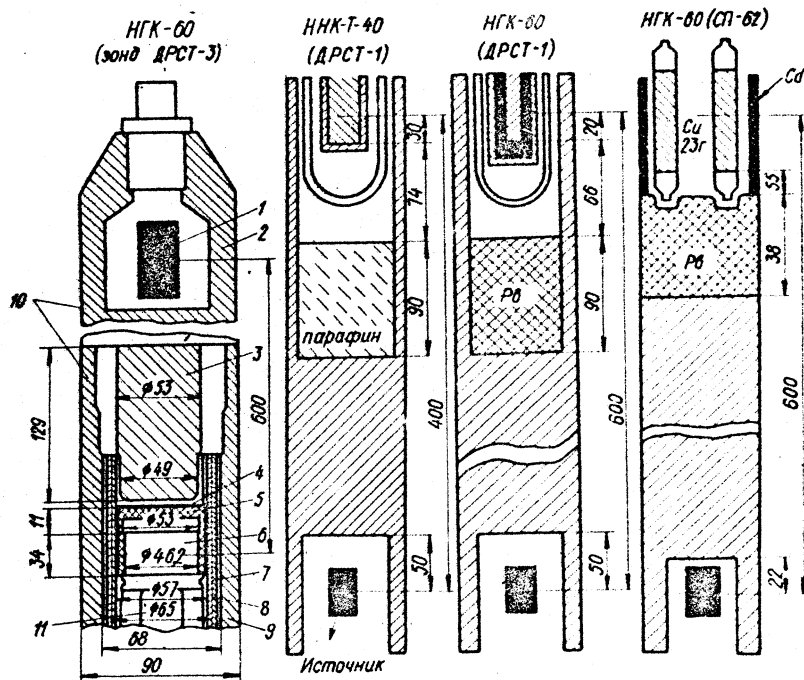


Рис. I. Схема зондовых устройств серийных приборов РК

- 1 - источник нейтронов; 2 - камера источника; 3 - свинцовый экран; 4 - кадмиевый фильтр;
 5 - борный фильтр; 6 - люминофор NaJ(Tl) ; 7 - стальная втулка; 8 - свинцовый фильтр;
 9 - кожух; 10 - стальной экран-удлинитель; 11 - фюз

Источник нейтронов в камере следует располагать строго по центру. Характеристики электронной схемы должны соответствовать техническим условиям:

взаимное влияние каналов не более 3 %;
нелинейность счетной характеристики на входе
регистратора при реальных максимальных скоростях
счета в рабочих условиях не более 2 %.

Если последнее требование не может быть выполнено, то необходимо периодически снимать счетные характеристики аппаратуры (кривые нелинейности) для внесения поправок в показания на нелинейность. Допускаемая нелинейность счетной характеристики достигается путем настройки линеаризатора выходного каскада панели РК (I-P4-III). Временная нестабильность измерений при непрерывной работе аппаратуры в течение 8 ч в условиях изменения температур на 10°C не должна превышать 2%, на 50°C - 3%, на 100°C и более - 5%. Стабильность измерений, от которой зависит их качество, достигается за счет:

правильного подбора счетчиков, пары ФЭУ-люминофор и режима их работы (протяженность плато счетчика должна быть не менее 100 В, наклон - не более 10 %);

надежной работы источника высоковольтного питания счетчиков (стабильность силы тока в процессе работы должна находиться в пределах $\pm 2\%$).

В качестве источника нейтронов рекомендуется применять плутониево-бериллиевый (Pu-Be) источник с выходом нейтронов около 10^7 н/с (период полураспада 24360 лет). Допускается применение полониево-бериллиевого источника с тем же выходом нейтронов (период полураспада 138,4 сут.). Активность источника должна выбираться с учетом обеспечения минимальной скорости счета в разрезе: для НГК она должна превышать фон естественного гамма-излучения в канале НГК не менее чем в 5 раз, для ННК-Т оставлять не менее 1000 имп./мин. Максимальные скорости счета не должны превышать предельных для данной аппаратуры РК (для ДРСТ-3 с панелью I-P4-III - 200 тыс. имп./мин.).

Измерения в скважинах следует выполнять с помощью стандартизированной и калиброванной аппаратуры.

§ 2. Метрологическое обеспечение аппаратуры

В общую схему метрологического обеспечения измерений входят следующие этапы:

- получение градуировочных зависимостей (палеток);
- стандартизация радиоактивных каротажных зондов рабочих приборов;
- периодическая проверка стандартности рабочих приборов;
- калибровка аппаратуры до и после проведения измерений в скважине. При выполнении указанных операций количественная интерпретация результатов измерений в скважинах приборами для нейтронного гамма-каротажа и нейтрон-нейтронного каротажа может быть проведена с контролируемой точностью. Основным нормируемым метрологическим показателем приборов НК является погрешность определения водородосодержания в единицах пористости K_n в линейном диапазоне зависимости показаний:

$$\begin{aligned} J & \text{ от } \log K_n; \\ J & = B - A \log K_n. \end{aligned} \quad (I)$$

Абсолютная погрешность определения $K_n - \Delta(K_n)$ прибором НК, обусловленная нестандартичностью измерительных установок рабочего и эталонного приборов в диапазоне линейной зависимости (при изменении K_n от 3 до 30%), не должна превышать 1%. Основной единицей измерения значений НК и НКН является величина условной (эталонной) единицы (усл.ед.), равная показаниям прибора, помещенного в бак с пресной водой (содержание солей в воде не более 0,5 г/л), за вычетом натурального (естественного) гамма-фона в воде при НК (при НКН фон отсутствует) - $J_{\text{эт. имп./мин.}}$. Значения НК выражаются как отношение $J_{\text{имп./мин.}}$ (за вычетом гамма-фона) к величине $J_{\text{эт. имп./мин.}}$.

$$J_{\text{усл.ед.}} = \frac{J_{\text{имп./мин.}}}{J_{\text{эт. имп./мин.}}} \quad (2)$$

Первый этап. Для получения градуировочных зависимостей образцовым эталонным прибором РК (образцовое средство измерений) выполняются градуировочные измерения на натуральных эталонных моделях пористых пластов (стандартные образцы водородосодержания - СОВ) с известными водонасыщенной пористостью и составом минерального скелета. По данным измерений на моделях строят палетки. Стенды СОВ созданы в ИВ НИИПТ (г.Саратов) и в РОМЭ ВНИИПТ (г.Раменское).

Второй этап. Выполняется первичная стандартизация рабочих приборов РК, а в процессе их эксплуатации - периодическая метроло-

гическая поверка их стандартности на базовом поверочном стенде (БПС). В состав стенда входят:

бак с пресной водой диаметром не менее 1 м и высотой 1,5 м;
два имитатора пористых пластов (ИПП), в качестве которых используются две калибровочные стальные трубы разного диаметра с приспособлением для центрирования в них приборов^{х)};

устройство для спуска и подъема прибора в бак с трубами.

Базовый поверочный стенд может быть сконструирован как стационарная система, состоящая из трех заполненных водой баков, установленных один на другой, и жесткой сборки из двух труб разного диаметра (рис. 2), или как разборная система, состоящая из одного бака с водой, в который поочередно помещают одну из труб, допускаются и другие конструктивные решения. Эквивалентное водородосодержание $K_{n_{экв}}$, воспроизводимое БПС, имитируется воздушным кольцевым зазором между прибором и стенкой трубы. Между диаметром трубы d_t и значениями $J_{усл.ед.}$ для однотипных приборов с одинаковыми диаметром и толщиной трубы существует прямая линейная зависимость, пользуясь которой можно подобрать две трубы, обеспечивающие требуемое значение $J_{усл.ед.}$. Этим значениям $J_{(ипп-1)}$ и $J_{(ипп-2)}$ соответствуют значения эквивалентного водородосодержания в единицах пористости $K_{n_{экв1}}$ и $K_{n_{экв2}}$, установленные по градуировочной зависимости (I) для следующих нормализованных условий:

пласт-известняк пересечен скважиной диаметром 190 мм, поровое пространство и ствол которого заполнены пресной водой, температура воды - 20°C, давление - одна атмосфера;

прибор расположен на стенке скважины (палетка 1а). Рекомендуются значения $K_{n_{экв}}$, близкие к 3 и 30%, т.е. соответствующие крайним значениям пористости. При использовании прибора НК-Т для исследования песчаноглинистого разреза, для которого не характерны пласты - коллекторы с $K_n < 10\%$, допускается применять калибровочные трубы с $K_{n_{экв}}$, равными 10 и 40%.

Паспортизация калибровочных труб проводится путем измерения в них значений $J_{(ипп-1)}$ и $J_{(ипп-2)}$ эталонным прибором РК. По этим значениям, пользуясь градуировочной зависимостью для нормализован-

х) Аппаратура ДРСТ. Каналы НК-Т и НГК (методическая инструкция по поверке МИ-78):

xx) Рекомендуемые параметры калибровочных труб: НГК-60, ИПП-1 $d_t = 170$ мм, толщина 2 мм; ИПП-2 $d_t = 125$ мм, толщина 3 мм; НК-Т-50, ИПП-1 $d_t = 160$ мм, толщина 2 мм; ИПП-2 $d_t = 120$ мм, толщина 3 мм, дополнительная $d_t = 140$ мм, толщина 2 мм.

ных условий, определяются значения $K_{пэкв.1}$ и $K_{пэкв.2}$ с точностью до десятых долей процента. Стабильность параметров БПС контролируется раз в 6 мес. вторичным эталонным прибором. Отклонения параметров радиоактивного каротажного зонда вторичного эталонного прибора*) от образцового, определяемые по результатам измерений на СОВ, не должны приводить к погрешностям определения K_n по палеткам более чем на 0,5 % K_n .

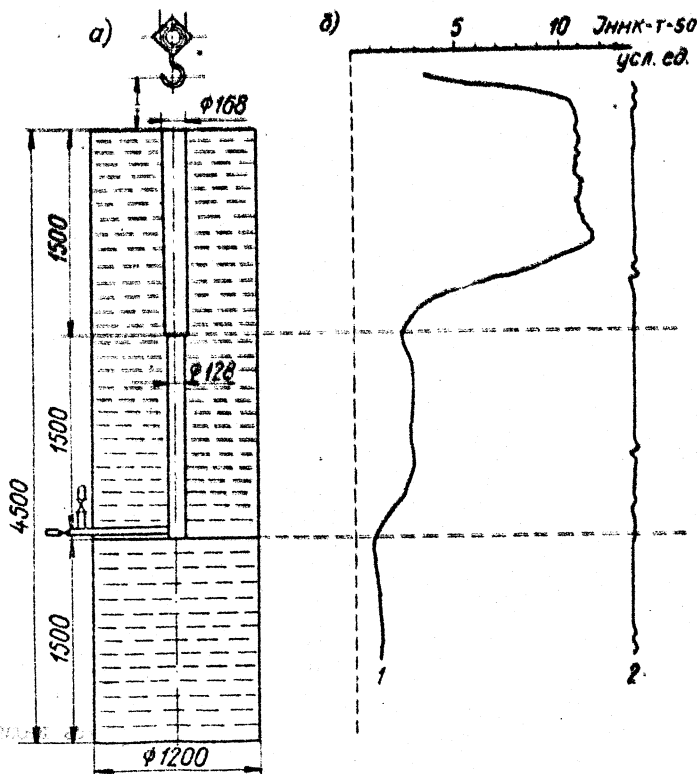


Рис.2. Измерения в базовом поверочном стенде
а - схема базового поверочного стенда (БПС); б - запись ННК-Т-50 с прибором ДРСТ-I в БПС;
1 - диаграмма показаний ННК-Т-50 в БПС при подъеме прибора со скоростью 20 м/ч; 2 - запись магнитных меток на кабеле.

*) Вторичный эталонный прибор аттестуется каждым предприятием на стенде СОВ по образцовому эталонному прибору.

В процессе стандартизации приборов РК выполняются следующие операции:

поверка размеров и взаимного расположения элементов радиоактивного каротажного зонда и приведение их в соответствие с эталонным (стандартным) прибором РК (см. табл. I и рис. I);

поверка установки плато счетчиков и счетной характеристики аппаратуры (нелинейность измерительного тракта);

метрологическая поверка на БПС - измерения в баке с водой и двух калибровочных трубах; по показаниям этих измерений (с вычетом натурального гамма-фона при НГК) вычисляются $J_{(ипп-I)}$ и $J_{(ипп-2)}$.

Для измерений пользуются пересчетным прибором, причем одновременно ведется запись на диаграммную ленту (см. рис. 2). В указанных трех средах (замеры в баке с водой и трубах разного диаметра) выполняют по три измерения с набором счета не менее 10000 импульсов при каждом измерении. Критерием стандартности l -того рабочего прибора РК является соответствие параметров зависимости (I) A_l и B_l их значениям для образцового эталонного прибора, приведенным в табл. 2*.)

Таблица 2

Значения параметров А и В для образцового эталонного прибора

Марка прибора	Тип зонда	Диаметр скважины, мм	Значения параметров, усл. ед.	
			А	В
ДРСТ-З	НГК-60	190	3,25	6,3
ДРСТ-1(ЗМ)	НГК-60	190	3,40	5,5
ДРСТ-З	НК-Т-50	190	13,5	26

Отклонения

$$\Delta A = \frac{(A_l - A) 100}{A} \quad \text{и} \quad \Delta B = \frac{(B_l - B) 100}{B}$$

не должны превышать 3 и 5 % соответственно. При этом условии будет выполнено основное метрологическое требование - погрешность, вызванная нестандартностью зонда и нарушением режимов измерения рабочего и эталонного приборов, не будет превышать 1 % водородосо-

*) Логарифм в зависимости (I) принят десятичным.

держания при $K_n \leq 30\%$. Параметры A_i и B_i вычисляются по следующим формулам:

$$A_i = \frac{J_{(инп-1)} - J_{(инп-2)}}{n}, \quad (3)$$

$$B_i = J_{(инп-1)} + A_i \lg K_{пэкв.1}, \quad (4)$$

$$n = \lg \frac{K_{пэкв.2}}{K_{пэкв.1}}. \quad (5)$$

Величина n является постоянной для каждого БПС.

Стандартизации подвергаются все новые приборы, а также приборы, прошедшие ремонт зонда, смену детекторов и источника. Наиболее частые причины нарушения стандартности аппаратуры:

отклонение длины зонда от номинальной;

нестандартное расположение экранов зонда и изменение их размеров (между детектором и источником);

изменение толщины цилиндрических фильтров на детекторе;

изменение расстояния от детектора до экрана зонда;

нарушение режима работы электронной схемы (нелинейность измерительного тракта, отсутствие счетчиков, неправильный подбор уровней дискриминации и т.д.).

Периодическая метрологическая поверка рабочих приборов выполняется не реже одного раза в квартал. Она сводится к проведению измерений в БПС (аналогичны измерениям, проводимым при стандартизации). Определяется коэффициент дифференциации $K_d = \frac{J_{(инп-1)} - J_{(инп-2)}}{J_{(инп-1)}}$ и сравнивается с аналогичной величиной, полученной при стандартизации. Расхождение между ними не должно превышать 2%. Постоянство K_d является критерием стабильности показаний прибора РК в процессе эксплуатации. Параметры A_i и B_i , вычисляемые при каждой поверке, должны находиться в пределах допусков для A и B , указанных в табл. 2.

Третий этап. При каждом въезде на скважину выполняется калибровка прибора РК. В процессе калибровки проводятся измерения на базе в баке с водой и в полевом калибровочном устройстве ПКУ, а затем измерения на скважине в ПКУ до и после каротажа. Если время проезда до скважины не превышает суток, допускается калибровка только на базе, включающая измерение в воде и в одной из калибро-

вочных труб с $K_{п_{экв1}}$, наиболее близкими к вероятной величине $K_{п}$ в разрезе.

По результатам измерения в баке с водой вычисляется приведенная величина условной единицы

$$J_{эт. пр.} = \frac{J_{эт. (имп/мин)} }{Q(t) 10^{-6} \text{ нейтр/с}}, \quad (6)$$

где $Q(t)$ — интенсивность нейтронного источника на момент калибровки, нейтр./с; $Q(t) = Q_0 e^{-0.693/T}$ — период полураспада, для полониевого-бериллиевого источника он равен 138,4 сут., для плутониевого-бериллиевого — 24360 лет;

t — интервал времени между временем паспортизации источника и использованием его для калибровки;

Q — интенсивность источника по паспорту.

Величина $J_{эт. пр.}$ характеризует чувствительность блока детектирования измерительной установки к потоку тепловых нейтронов при неизменной геометрии зонда. Критерием стабильности чувствительности блока детектирования каротажного зонда (качества настройки аппаратуры) является воспроизводимость величины $J_{эт. пр.}$. Допустимая погрешность воспроизводимости — 10% для Ро-Ве источника и 5% для Ри-Ве источника.

ПКУ представляет собой толстостенный полиэтиленовый цилиндр с воздушным кольцевым зазором между прибором и внутренней стенкой цилиндра. Толщина воздушного зазора определяет эквивалентную величину водородосодержания $K_{п_{экв. пку.}}$. Ее выбирают такой, чтобы

$K_{п_{экв. пку.}}$ было близким к 20%. При измерении с ПКУ зонд прибора удаляется на 2 м от посторонних предметов и поверхности земли. Показание в ПКУ (или в калибровочной трубе на базе) с учетом фона $J_{пку.}$ (усл.ед.) должно воспроизводиться по отношению к предыдущему измерению в тех же геометрических условиях (на базе между двумя вьездами на скважину или на скважине до и после каротажа), погрешность не должна превышать 3%. Расхождения между значениями $J_{пку.}$, измеренными на базе и на скважине, допускаются до 5%.

Паспортизация ПКУ, состоящая в определении $K_{п_{экв. пку.}}$, выполняется с помощью рабочего прибора РК одновременно с его метрологической поверкой. Поверка ПКУ производится так же, как и паспортизация, с периодичностью один раз в 6 мес. Расхождение между паспортными и замеренными значениями $J_{пку.}$ не должно превышать 2%. 13

§ 3. Проведение измерений

3.1. Виды ГИС подразделяются на общие или обзорные, детальные, специальные и повторные.

Общие исследования предназначаются для обзорного изучения геологического разреза, как правило, по всему стволу скважин с целью корреляции разреза между скважинами.

Детальные исследования выполняются с целью выделения коллекторов и изучения коллекторских свойств пластов для определения количественного водородосодержания.

Специальные исследования проводятся в оценочных скважинах для выработки критериев интерпретации и получения или уточнения петрофизических зависимостей.

Повторные исследования (включая фоновое измерение), как правило, выполняются в обсаженных долготреставивающих скважинах для выявления газоносных пластов, определения положения газожидкостного контакта (ГЖК), изучения фильтрационных свойств газоносных пластов по времени расформирования зоны проникновения.

3.2. Требования к точности измерений зависят от вида исследований, метрологических характеристик применяемой аппаратуры РК и геолого-геофизических особенностей разреза. Для обеспечения требуемой точности измерений и достоверной оценки погрешностей вводится определенный комплекс нормируемых характеристик для применяемой аппаратуры.

3.2.1. Характеристики преобразования:

цена деления шкалы (масштаб записи) — Π , усл.ед./см;
коэффициент дифференциации — K_d ;
масштаб глубин — H .

3.2.2. Характеристики статической (аппаратурной) погрешности*):

относительная систематическая (аппаратурная) погрешность измерений δ , %;
случайная (аппаратурная) погрешность измерений... $\sigma_{асл}$, %.

3.2.3. Динамические характеристики:

время интегрирования RC — интегратора T , с;
скорость подъема прибора V , м/ч.

*) Термины, соответствующие ГОСТ 16263-70 "Метрология. Термины и определения" и ГОСТ 8.009-72 "Нормируемые метрологические характеристики средств измерений", приводятся без пояснений.

Цена деления, масштаб глубин, скорость каротажа и постоянная РС - интегратора τ устанавливаются в соответствии с нормативными требованиями до проведения основного цикла измерений, остальные характеристики рассчитываются после проведения основного цикла измерений и проверок на скважине.

3.3. Нормативные требования и порядок установки характеристики преобразования аппаратуры.

3.3.1. Масштаб записи канала НК.

Цена деления шкалы $n \left(\frac{\text{усл.ед}}{\text{см}} \right)$ канала НК должна удовлетворять следующим требованиям: изменение водородосодержания на 1% для пластов в диапазоне пористости выше 10% должно соответствовать перемещению блика гальванометра (I:I) на диаграмме в среднем не менее чем на 4 мм, для пластов в диапазоне пористости ниже 10% - не менее чем на 8 мм. Весь диапазон изменения показаний должен быть записан на диаграмму без сдвига нуля в процессе измерения, для расширения диапазона записи допускаются:

постоянное смещение с помощью компенсатора (ГМП) нулевой линии на $0,8 J_{\min}^{\text{НК}}$ ($J_{\min}^{\text{НК}}$ - минимальная скорость счета в разрезе - фоновые показания, обычно эти показания соответствуют размытым глинам);

запись вторым, параллельно включенным гальванометром с такой же чувствительностью I:I (ноль сдвинут влево относительно первого гальванометра на ширину диаграммной ленты);

запись вторым гальванометром с чувствительностью I:5.

Масштаб записи канала НК устанавливается по результатам измерений в полевом калибровочном устройстве или против опорного пласта с известным значением $J_{\text{оп}}$ (усл.ед.).

Пересчетным устройством измеряются скорости счета (в имп/мин) в ПКУ или против опорного пласта:

каналом НК - $J_{\text{ПКУ}}$ или $J_{\text{оп}}$;

каналом ГК - $J_{\text{фон}}^{\text{ГК}}$.

Отклонение блика гальванометра ℓ_m , соответствующее выбранной цене деления шкалы $n \left(\frac{\text{усл.ед}}{\text{см}} \right)$, будет равно

$$\ell_m = \frac{J_{\text{ПКУ}}(\text{оп}) \text{ усл.ед}}{n} \left(1 + \frac{J_{\text{фон}}^{\text{ГК}} \text{ имп/мин.}}{J_{\text{ПКУ}}(\text{оп}) \text{ имп/мин.}} \cdot a_{\text{эф}} \right), \quad (7)$$

где $a_{\text{эф}}$ - отношение чувствительности детекторов каналов НК и ГК.

Масштаб устанавливается регулятором чувствительности канала НК, с помощью которого блик гальванометра смещается на шкале I:I на ℓ_m (см) вправо от нулевой линии. Затем включают калибратор панели, выбрав такую частоту калибратора J_k имп/мин, при которой отклонение блика гальванометра будет не менее 8 см (если ширина ленты 8 см, то следят за бликом второго гальванометра (I:I) с нулем, сдвинутым влево). Определяется выбранный масштаб записи (в $\frac{\text{ИМП/МИН.}}{\text{СМ}}$)
$$n^* = \frac{J_k}{\ell_k},$$
 где ℓ_k - отклонение блика гальванометра от калибратора. Частота калибратора измеряется пересчетным прибором.

3.3.2. Масштаб записи канала ГК.

Цена деления шкалы канала ГК должна удовлетворять следующим требованиям:

$$n_{ГК} = \begin{cases} 0,5 \text{ или } 0,75 \frac{\text{мкр/л}}{\text{см}}, J_y^{\max} \leq 10 \text{ мкр/л}; \\ 1 \frac{\text{мкр/л}}{\text{см}}, J_y^{\max} > 10 \text{ мкр/л}, \end{cases}$$

где $J_y^{\max}$ - гамма-активность породы в разрезе (обычно глин). Нулевая линия сдвигается компенсатором влево на $0,8 J_{\min}^{ГК}$ ($J_{\min}^{ГК}$ - минимальные показания ГК в разрезе).

При записи диаграмм ГК включаются два гальванометра с чувствительностью I:I и I:5 или третий гальванометр с чувствительностью I:25 (в зависимости от диапазона изменения показаний ГК в разрезе). Для установления масштаба записи ГК используется эталонный источник излучения.

3.3.3. Масштаб глубин при записи диаграмм.

Масштаб глубин для различных видов исследований должен составлять: для общих - I:500; детальных - I:200; специальных и повторных - I:200 или I:50.

3.4. Нормативные требования и порядок установки динамических характеристик.

Нормативные требования к допустимым статическим и динамическим погрешностям приведены в табл. 3.

**Допустимые статистические и динамические
погрешности измерений**

Метод каротажа	Допустимые погрешности при различных видах исследований, %											
	общие				детальные				повторные и специальные			
	δq	$\sigma_{\delta q}$	$\sigma_{\sigma_{\delta q}}$	dq	δq	$\sigma_{\delta q}$	$\sigma_{\sigma_{\delta q}}$	dq	δq	$\sigma_{\delta q}$	$\sigma_{\sigma_{\delta q}}$	dq
НК	3	2	4	20	2	1	3	5	1*	1	2	5
ГК	5	2	6	20	3	2	5	5	2	1	3	5

3.4.1. Постоянная времени τ RC-интегратора должна удовлетворять условию

$$\tau = \frac{3 \cdot 10^5}{J_{cp} \cdot \sigma_{cmq}} \quad (8)$$

где J_{cp} - средняя скорость очета в интервале исследований;
 σ_{cmq} - допустимая относительная среднеквадратическая погрешность за счет натуральных флуктуаций радиоактивных процессов (табл. 3), %. При каротаже на панели РК устанавливают значение постоянной времени, наиболее близкое к расчетному.

3.4.2. Скорость подъема прибора.

Наибольшая допустимая скорость перемещения прибора должна быть такой, чтобы динамическая погрешность измерения d амплитуды для пластов минимальной мощностью h_{min} (м) не превышала допустимого значения для выбранной постоянной времени. Допустимая скорость определяется по формуле

$$V_g = \frac{\ell_z - h_{min}}{\tau [\ln(dq\%) - 4,6]} \cdot 3600. \quad (9)$$

Значения dq в зависимости от вида исследований приведены в табл. 3, h_{min} обычно принимается равной 1,5-2 м.

3.5. Порядок проведения работ в скважине:

- 1) включается аппаратура и проверяется ее работоспособность;
- 2) выполняются калибровочные измерения с ПКУ возле устья скважины пересчетным устройством с записью на ленту. На ленте указывается время начала и окончания калибровочных измерений;

*) Для интервалов разреза $H > 300$ м при повторных и специальных исследованиях допускается $\delta q = 2\%$.

3) выбираются масштабы записи в каждом канале и уровни компенсации фона. На ленту записываются нулевые положения бликов гальванометров, их отклонения (когда прибор находится в ПКУ или против опорного пласта), фиксируются значения при включенном калибраторе без компенсатора фона и с ним. Запись на ленту ведется в течение I—I,5 мин. с T , выбранным для измерения по скважине;

4) прибор с включенным питанием опускается ниже верхней точки интервала исследований на $\left(\frac{H_{\kappa 2}}{2}\right)$, и выполняется первая контрольная запись протяженностью $\left(\frac{H_{\kappa 2}}{2}\right)$. Достаточная протяженность контрольного измерения $H_{\kappa 2}$ вычисляется по формуле

$$H_{\kappa 2} = \frac{2 \cdot 10^3}{J_{cp}} \sqrt{\left(1 + \frac{\xi_1}{h_{min}}\right)}. \quad (10)$$

где J_{cp} — среднее значение на кривой РК, мВ/мм.

Затем прибор опускают на забой. При спуске с помощью осциллографа проверяются работоспособность прибора в скважинных условиях и правильность выбранных масштабов (по величине отклонения бликов гальванометров на визуальной шкале фоторегистратора);

5) выполняются дискретные измерения в точке, соответствующей нижней границе интервала исследований за время $T_{tr} = 100 \tau^{max}$;

6) выполняется вторая контрольная запись (начиная от нижней точки интервала) протяженностью $\frac{H_{\kappa 2}}{2}$. При повторных и специальных исследованиях вторая контрольная запись выполняется по всему исследуемому интервалу (дубль). После окончания контрольной записи проверяется положение нулевой линии (отбейка нуля на диаграмме путем отключения измерительных каналов);

7) выполняется основная запись. В процессе записи через каждый час проверяется положение нулевой линии. По окончании записи производится повторное измерение на точке за время T_{tr} , а затем записываются отклонения блика от калибратора с компенсатором и без него (по п.3.3.1);

8) выполняются повторные калибровочные измерения с ПКУ. Изменение и регулировка масштаба в процессе записи не допускаются; включение или выключение компенсатора разрешается лишь в тех слу-

чаях, когда в разрезе встречается интервал с непредвиденными аномальными показаниями. Указание времени начала и конца контрольных и точечных записей калибровочных измерений с ПКУ и основной записи обязательно. При работе в открытом стволе контрольные и точечные измерения выполняются на участках с номинальным и уменьшенным диаметром скважины.

§ 4. Оценка качества измерений

Диаграммы РК должны удовлетворять общим требованиям, предъявляемым к диаграммным материалам ГИС: точность привязки по глубине (с допустимой погрешностью), соответствие выбранных режимов измерения оптимальным (с точностью 10%). Операции поверки, калибровки и контрольных измерений должны выполняться в соответствии с требованиями. По окончании измерений необходимо проверить соответствие характеристик нормативным значениям.

4.1. При наличии двух опорных пластов определяются фактический $K_{зф}$ и расчетный $K_{зр}$ коэффициенты дифференциации.

$$K_{зф} = \frac{J_{оп2}^{(P)} \lg(K_{п1}) - J_{оп1}^{(P)} \lg(K_{п2})}{J_{оп2}^{(P)} \lg(K_{п1}/40) - J_{оп1}^{(P)} \lg(K_{п2}/40)}, \quad (11)$$

где

- $J_{оп1}^P$ и $J_{оп2}^P$ — показания против первого и второго опорных пластов соответственно;
- $K_{п1}$ и $K_{п2}$ — их пористость (%);
- $J_{оп1}^P$ и $J_{оп2}^P$ — показания при $K_{п1}$ и $K_{п2}$, снятые с палеточных зависимостей для данных скважинных условий. Расхождение между $K_{зф}$ и $K_{зр}$ не должно превышать 5%.

4.2. Статические погрешности измерений определяются по результатам регистрации на точках и по контрольным записям.

4.2.1. По результатам обработки записей на точке определяются время корреляции случайных помех T_K и среднеквадратическая аппаратурная погрешность измерений на точке. Для этого с диаграммы

считываются значения в точках, следующих через интервал времени $2 \cdot T$, и определяются следующие параметры:

а) средняя скорость схода на точке

$$J_{срт} = \frac{\sum_{i=1}^N J_i}{N}, \quad (12)$$

где N - количество отсчетов, J_i - отсчеты;

б) статистическая погрешность

$$\sigma_{ст} = \sqrt{\frac{3 \cdot 10^5}{J_{срт} \cdot T}}; \quad (13)$$

в) среднеквадратическая погрешность измерений на точке

$$\sigma_T = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (J_i - J_{срт})^2}{N \cdot J_{срт}^2}} \cdot 100\%; \quad (14)$$

г) нормированная автокорреляционная функция (АКФ)

$$R(m) = \frac{1}{\sigma_T^2 \cdot (N-m)} \sum_{i=1}^{N-m} (J_i - J_{срт})(J_{i+m} - J_{срт}), \quad (15)$$

где $m = 1 + N/2$ - лаг АКФ. По АКФ на уровне 0,2 определяются время корреляции случайных помех T_K ;

исправленная на коррелированность значений среднеквадратическая погрешность измерений на точке

$$\sigma_{Tu} = \sigma_T \sqrt{\frac{T_K}{2 \cdot T}}; \quad (16)$$

д) аппаратурная погрешность измерений на точке, приведенная к пласу мощностью I м,

$$\sigma_{ат} = \sqrt{\frac{(\sigma_{Tu}^2 - \sigma_{ст}^2) \cdot V \cdot T}{1800}}. \quad (17)$$

Величина $\sigma_{ат}$ не дает полного представления о величине аппаратурной погрешности измерений (инструментальной погрешности), так как не включает погрешностей, которые могут возникнуть при движении измерительного прибора (искрение коллектора, влияние вибрации и ударов, изменение температурного режима и др.) В то же время величина $\sigma_{ат}$ позволяет судить о нестабильности работы аппаратуры (влияние изменения напряжения питания, естественные шумы электронных схем и др.).

4.2.2. По результатам обработки контрольных записей оцениваются систематическая и случайная аппаратурная погрешности. Для этого диаграммы основной и контрольной записей увязываются по губине и расчленяются на пласты. В них отсчитываются существенные значения по кривым основной (X_i) и контрольной (Y_i) записей. Используются пласты, в которых четко выделяется плато на обоих замерах, по ним определяются:

а) абсолютная систематическая погрешность измерений

$$\bar{A} = \frac{\sum A_i h_i}{\sum h_i}, \quad (18)$$

где h_i - мощность пласта, $A_i = X_i - Y_i$;

б) средняя скорость счета в интервале контрольной записи

$$\bar{X} = \frac{\sum X_i \cdot h_i}{\sum h_i}; \quad (19)$$

в) относительная систематическая погрешность измерений

$$\delta = \frac{\bar{A}}{\bar{X}} \cdot 100\%; \quad (20)$$

г) среднеквадратический разброс случайных помех, приведенный к пласту средней мощности - S^* и к пласту мощностью $h_i = 1 \text{ м} - S$,

$$S = \sqrt{\frac{\sum (A_i - \bar{A})^2 \cdot h_i}{2 \cdot \bar{X}^2 \cdot \sum h_i}}; \quad S^* = \sqrt{\frac{\sum (A_i - \bar{A})^2 h_i}{2 \bar{X}^2 N h_i}}; \quad (21)$$

д) статистическая погрешность измерений, приведенная к пласту средней мощности - $\sigma_{срл}^*$ и к пласту мощностью $h_i = 1 \text{ м} - \sigma_{срл}$,

$$\sigma_{срл} = \frac{\sqrt{(V/60) \sum X_i \cdot \sum h_i}}{\sum X_i h_i} \cdot 100\%; \quad \sigma_{срл}^* = \frac{1}{\bar{X}} \cdot \sqrt{\frac{V/60 \sum X_i}{N h_i}}; \quad (22)$$

е) случайная аппаратурная погрешность измерений, приведенная к пласту мощностью 1 м,

$$\sigma_{асл} = \sqrt{(S)^2 - (\sigma_{срл})^2}; \quad (23)$$

ж) левая граница доверительного интервала для систематической погрешности

$$\theta = \delta - S \sqrt{\frac{TK}{T(N-1)}}. \quad (24)$$

После определения величин погрешностей $\sigma_{асл}$ и θ они сравниваются с допустимыми значениями, приведенными в табл.3. Результаты измерений удовлетворяют требованиям при выполнении следующих условий:

$$\begin{aligned}\sigma_{ат} &\leq \sigma_{аг}; \\ \sigma_{асл} &\leq \sigma_{аг}; \\ \theta &\leq \delta_{г}.\end{aligned}$$

Если фактические погрешности превышают допустимые, необходимо выяснить причины, приводящие к увеличению погрешностей, и повторить измерения. Значительное превышение величин $\sigma_{ат}$ над $\sigma_{асл}$ — признак наличия помех, возникающих при движении прибора.

При интерпретации необходимо определять погрешность существенных значений для пласта фактической мощности $h_{пл}$. Она равна

$$S_h = \frac{S \sqrt{h_1}}{\sqrt{h_{пл}}} . \quad (25)$$

Величина S_h служит для оценки достоверности данных по пластовой количественной интерпретации.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ

§ 5. Палетки для интерпретации данных НГК

5.1. Описание палеток

Диаграммы НГК отражают влияние факторов, которые можно разбить на две группы:

геологические или пластовые, связанные со свойствами изучаемых пород в разрезе скважины (пористостью, литологией, минералогией скелета, характером насыщения и т.д.);

технические или скважинные, обусловленные влиянием конструкции скважины (диаметр, способ крепления — колонной, цементное кольцо), флюидов, заполняющих скважину, и глинистой корки на ее стенках.

Были изучены зависимости значений методов НГК и ННК от изменения пластовых и скважинных факторов. Зависимости получены для стандартного радиоактивного каротажного зонда серийной аппаратуры РК (см.рис.1).

Зависимости значений НГК-60 от логарифма водонасыщенной пористости известняков $J=f(\log K_n)$ служат для определения водородосодержания (в единицах этой пористости - K_n) пород, пересекаемых скважиной.

Стандартными условиями измерения считаются измерения при атмосферном давлении 1 ат и температуре 20°C в пласте чистого известняка (не содержит глинистого материала, гипса, доломита, ангидрита и других примесей с нейтронными свойствами, отличающимися от известняков), насыщенного пресной водой (менее 10 г NaCl/л), пересеченного скважинами диаметрами 130, 190, 243, 290 мм, которые заполнены пресной водой (менее 0,5 г NaCl/л); прибор расположен на стенке скважины.

На палетках I а, б, в приведены зависимости значений НГК-60 от K_n при различной минерализации жидкости, заполняющей ствол скважины и пласт, для необсаженной и обсаженной скважин. В интервале изменения K_n от 3 до 25 % эти зависимости практически линейны.

Чувствительность метода НГК-60 к изменению пористости иллюстрируется кривыми (рис.3), построенными на основе зависимостей

$J=f(\log K_n)$. По оси ординат откладываются значения параметра чувствительности γ , рассчитанные из соотношения

$$\gamma = \frac{(J_1 - J_2)/J_{cp}}{K_{n2} - K_{n1}} = \frac{\Delta J/J_{cp}}{\Delta K_n} = \frac{\delta J}{\Delta K_n} \quad (26)$$

Параметр γ представляет собой среднее относительное изменение δJ значений НГК-60 при изменении водонасыщенной пористости на 1 % для заданного интервала пористости.

На рис. 3 приняты следующие интервалы K_n : I и 5; 5 и 10; 10 и 20; 20 и 30; 30 и 40%. Из рисунка видно, что величина γ уменьшается от 11 до 7 % при изменении диаметра скважины d_c от 130 до 290 мм в интервале K_n I-5 %. С увеличением пористости величина γ заметно уменьшается для скважины Φ 190 мм: от 9,4% при $K_n = 3$ % до 2,6 % при $K_n = 30$ %. (аппаратура ДРСТ-3, НГК-60).

Для НГК-60 с прибором СП-62, а также ДРСТ-I, ДРСТ-3м характеристика их чувствительности примерно такая же.

Интегральную чувствительность измерительной установки нейтронного каротажа принято выражать через коэффициент относительной дифференциации $K_d = \frac{J_1}{J_{40}}$, где J_1 и J_{40} — показания в пластах пористостью I и 40 %. В табл. 4 приведены значения K_d для разных типов аппаратуры.

Таблица 4

Коэффициент дифференциации K_d показаний НК
в карбонатных пластах пористостью I и 40 %

Тип аппаратуры	Значения K_d для различных диаметров скважины			
	150 мм	200 мм	250 мм	300 мм
СП-62	5,3	4,1	3,3	3,0
ДРСТ-I (3м)	5,8	4,6	3,7	3,4
ДРСТ-3	6,4	5,1	4,2	3,8

Примечание. Скважина необсаженная, прибор на стенке скважины; пласт и скважина заполнены пресной водой.

Из табл. 4 видно, что величина дифференциации максимальна для аппаратуры ДРСТ-3, несколько меньше — для ДРСТ-I (3м) и минимальна для аппаратуры СП-62.

Для интерпретации данных НК с использованием показаний в опорных пластах, например палетки 2 а, б, в, приведены зависимости относительного разностного параметра

$$q = \frac{J_x - J_{100}}{J_1 - J_{100}} \quad (27)$$

от логарифма водонасыщенной пористости известняка. Значения J_1 и J_{100} — показания НК в пластах с водородосодержанием, равным I и 100 % при заполнении пласта пресной водой или нефтью, J_x — значение НК в изучаемом пласте. Палетки даны для различных номинальных диаметров необсаженных и обсаженных скважин при заполнении пласта и скважины пресной и соленой водой. Эти зависимости линейны в диапазоне изменения K_d от 3 до 30 % и почти не зависят от диаметра скважины.

Если условия измерения отличаются от стандартных, но постоянны для всего исследуемого интервала, необходимо пользоваться нестандартными палетками, построенными для заданных скважинных усло-

вий. С этой целью в комплект палеток включены зависимости показаний НГК от диаметра скважины, толщины глинистой корки, минерализации бурового раствора и флюида в пласте, например палетки 3, 6, 7 и 8.

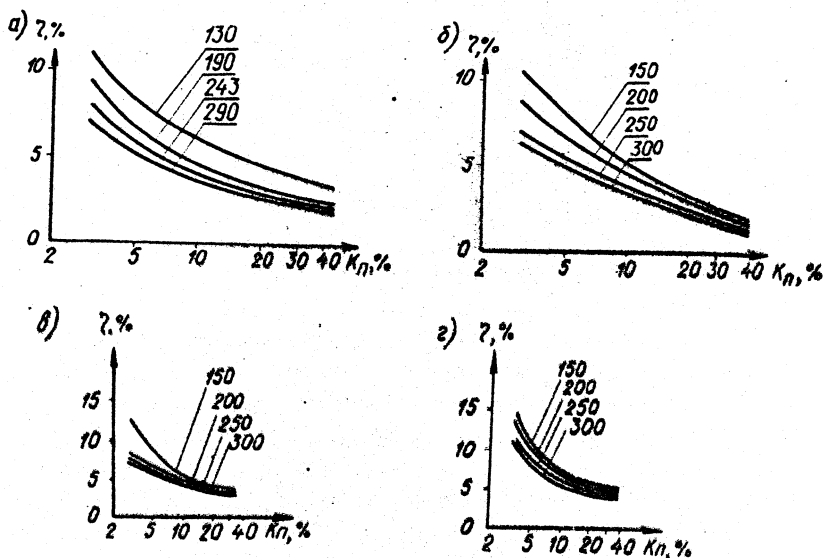


Рис.3. Зависимость чувствительности измерений методом НК от пористости известняков для различных типов аппаратуры.

Шифр кривых - диаметр скважины, мм

- а) НГК-60 с аппаратурой ДРСТ-3; б) НГК-60 с аппаратурой СП-62;
в) ННК-Т-40 с аппаратурой ДРСТ-3(1); г) ННК-Т-50 с аппаратурой ДРСТ-3(1)

Если условия измерений отличаются от стандартных и меняются по разрезу, то для определения действительной величины пористости вначале определяется фиктивная величина K_n для стандартных условий по палетке (например I, а) - $K_{n\phi}$, а затем вносятся поправки

ΔK_n в единицах пористости на отклонение реальных условий измерения от стандартных. С этой целью в комплект палеток включены зависимости поправки ΔK_n на величину отклонения от стандартных значений следующих параметров: диаметра скважины, толщины глинистой корки, минерализации бурового раствора и пластового флюида (см. палетки 5 и 9).

5.2. Влияние пластовых и скважинных условий измерения

5.2.1. Влияние глинистой корки. Зависимость показаний НГК от толщины глинистой корки изучалась на моделях пластов; глинистая корка имитировалась слоем воды^{*)}. Результаты измерений на моделях пластов представлены в двух вариантах:

в форме поправок δJ к показаниям метода для учета влияния глинистой корки в двух градациях толщины $h_r = 1$ и 2 см при различной пористости пластов (палетка 9б);

в форме поправок ΔK_n к величине пористости, определенной по НГК в стандартных условиях, т.е. в предположении, что корка отсутствует, также в двух градациях (палетка 9а).

Влияние глинистой корки на показания метода увеличивается с увеличением диаметра скважины и уменьшается с увеличением пористости пластов; от минерализации флюида оно практически не зависит. Глинистая корка влияет на результаты определения K_n по значениям НГК-60 примерно одинаково для аппаратуры ДРСТ-1 и СП-62 и несколько выше (в среднем на 20%) для аппаратуры ДРСТ-3 и ДРСТ-3м.

Поправка ΔK_n максимальна при значении пористости 15-20%, уменьшается с уменьшением и увеличением пористости и возрастает с увеличением диаметра скважины. Так, в пластах средней пористости при толщине глинистой корки 1 см поправки ΔK_n в скважинах диаметрами 190 и 243 мм составят соответственно 1,5 и 2,5%. Толщина глинистой корки определяется по данным кавернометрии с точностью 0,5 см. При низкой пористости (до 5 %) абсолютная ошибка ее определения из-за погрешности оценки h_r равна 0,5 %, при средней пористости пласта 10-15 % относительная ошибка составляет 5 %, а с увеличением пористости до 20-30 % эта ошибка уменьшается в 1,5-2 раза.

^{*)} Экспериментально установлено, что влияние реальной глинистой корки на показания НГК примерно на 30 % ниже, чем влияние слоя воды такой же толщины.

5.2.2. Влияние диаметра скважины. Различие в диаметре скважины может быть следствием применения при бурении долот номиналов, не предусмотренных на палетке, или "вывалов" породы (образование каверн) в процессе вскрытия пластов. В первом случае целесообразно, пользуясь зависимостями НК от диаметра скважины, например палеткой 3 и основной палеткой I построить соответствующую зависимость $J = f(\log K_n)$ для реального диаметра. Во втором случае, когда диаметр скважины отличается от номинального лишь на отдельных участках, вводятся поинтервально поправки в показания НК по зависимости δJ (палетка 4) или в получаемые данные о пористости пласта по зависимости для номинального диаметра в виде поправки ΔK_n от d_c (палетка 5).

Влияние изменения диаметра скважины уменьшается с увеличением номинального диаметра скважины и пористости пласта, например изменение диаметра скважины (Δd_c) на 1 см при $d_c = 190$ мм приводит к изменению показаний НК на 5 % при пористости 1 % и до 1 % при пористости 30 %. Поправка, учитывающая изменение диаметра скважины в единицах пористости ΔK_n , так же как и для глинистой корки наиболее высока при средних значениях пористости $K_n = 15$ %, достигает 1 % на 1 см изменения диаметра и уменьшается до 0,2-0,5 % на краях диапазона пористости.

5.2.3. Влияние хлоросодержания жидкости, заполняющей пласт и скважину. Влияние хлоросодержания пластов и бурового раствора на значения НК существенно зависит от пористости пласта и соотношения содержания хлора в пласте и скважине. Это очень сложная зависимость. В комплект палеток включены зависимости значений НК от содержания хлора в скважине, пласте и одновременно в скважине и пласте.

С увеличением диаметра скважины и содержания хлора в буровом растворе влияние хлоросодержания на значения НК-60 возрастает. При K_n 1 % оно меняется от 3 до 7 % для скважин диаметром 190 - 243 мм. Для пласта, заполненного пресной водой, с увеличением пористости влияние хлоросодержания раствора возрастает и при пористости 15 % достигает максимума - 20 %, а затем уменьшается до 10-12 % с увеличением пористости до 37 % (см. палетку 6а).

Влияние хлоросодержания пласта на значения НГК-60 сравнительно невелико при низких и средних значениях пористости пласта (до $\Delta K_n = 15\%$ эффект не превышает 5-6 % при хлоросодержании до 170 г $NaCl/l$), при увеличении пористости пласта влияние хлоросодержания увеличивается почти линейно до 35 % при $K_n = 37\%$ (см. палетку 6б).

Суммарный эффект влияния хлоросодержания на значения НГК-60 при заполнении минерализованной жидкостью одновременно пласта и скважины несколько иной (см. палетку 6 в).

При изменении пористости от 1 до 5 % значения НГК-60 увеличиваются, при $K_n = 5\%$ и хлоросодержании 170 г $NaCl/l$ эффект достигает 10 %, с увеличением пористости пласта до 15-16% он незначительно уменьшается и резко увеличивается (до 42 %) при $K_n = 37\%$.

Поправки в определение пористости на влияние хлора при диаметре скважины до 200 мм, минерализации жидкости, заполняющей скважину и пласт, до 50 г $NaCl/l$ и пористости пласта ниже 15 % можно не вводить. В этом случае абсолютная погрешность ΔK_n определения пористости за счет того, что не учитывается влияние хлора, не будет превышать 0,5%.

§ 6. Обработка результатов измерений

Количественной интерпретации подлежат диаграммы, соответствующие требованиям § 4. В заголовке диаграмм, кроме общепринятых сведений, следует указывать: тип аппаратуры, тип и количество детекторов, длину зонда, тип и активность источника на момент измерения, величину условной единицы (имп./мин); данные калибровки в БПС и ПКУ, масштаб записи (усл.ед./см и имп./мин/см), постоянные времени интегрирующей ячейки, скорость каротажа.

6.1. Последовательность обработки материалов.

6.1.1. По диаграмме НГК исследуемый разрез скважины расчленяется на пласты, границы которых определяются согласно общепринятой методике* по началу изменения показаний (подъему и спаду кривой НГК).

* Комаров С.Г. Геофизические методы исследования скважины. М., "Недра", 1973, 367 с. с илл.

Выделенные пласты должны удовлетворять следующим условиям:

быть достаточно однородными по значениям НК, изменения значений должны находиться в пределах $\pm 2\sigma_{\text{г}}$ от среднего в части кривой, не искаженной инерционностью аппаратуры;

минимальная мощность пласта должна быть не меньше длины зонда;

различие в значениях между отдельными пластами должно превышать $2\sigma_{\text{г}}$.

6.1.2. По диаграммам других методов каротажа, значения которых связаны с пористостью, глинистостью, характером насыщения, рассматриваются характеристики выделенных пластов и при необходимости уточняются их границы.

6.1.3. Оценивается степень однородности выделенных пластов:

а) пористые пласты с включением непроницаемых прослоев - глини и уплотненных пород;

б) пласты, представленные чередованием проницаемых (пористых) и непроницаемых прослоев.

Для оценки степени однородности пластов используют диаграммы микрозондов - бокового микрозонда, бокового каротажа, гамма-каротажа, а также керновые данные.

6.1.4. В каждом из выделенных пластов определяют осредненные значения НК в пределах изменения кривой НК не более $2\sigma_{\text{г}}$, если мощность пластов более чем на 0,4-0,6 м превышает ширину участков кривой, искаженных инерционностью аппаратуры. Для тонких пластов с $h < 4VT$, для которых это условие не выполняется, принимают экстремальные значения НК.

6.1.5. Экстремальные значения НК тонких пластов исправляют с учетом инерционности аппаратуры при помощи палетки 38, а.

Выбрав кривую, соответствующую фактическим условиям измерения, например I200 ($V = 400$ м/ч, $T = 3$ с.), - один из рекомендуемых режимов при детальных измерениях, - устанавливают минимальную мощность пласта, для которого не требуется вносить поправку $d \leq 5\%$ (в данном случае $h_{\min} = 1,5$ м). Для пластов меньшей мощности определяют $I-d = \frac{\Delta J}{\Delta J_{\infty}}$ и вычисляют искомую амплитуду значений $\Delta J_{\infty} = J_i - J_{i-1}$, по величине $\Delta J = J - J_{i-1}$, где J - значение НК, не исправленное на инерционность.

Для практического использования удобнее определять величину

$$\Delta = J_i - J = \frac{(J - J_{i-1})}{1-d}, \quad (28)$$

откладывая ее с тем же знаком от фактического значения J , непосредственно на диаграмме получают приведенное значение НГК.

6.1.6. Из полученных значений НГК вычитается величина, обусловленная интенсивностью гамма-излучения за счет естественной радиоактивности горных пород. Для этого используются значения канала ГК с учетом различной чувствительности к гамма-излучению детекторов каналов НГК и ГК по формуле:

$$J_{\text{НГК.исп.}} = J_{\text{НГК}} - (aJ_{\text{ГК}} + b). \quad (29)$$

Значения коэффициентов a и b определяют, пользуясь корреляционным графиком значений каналов НГК и ГК по разрезу скважины, записанных без источника нейтронов. На рис. 4 приведен пример такого графика

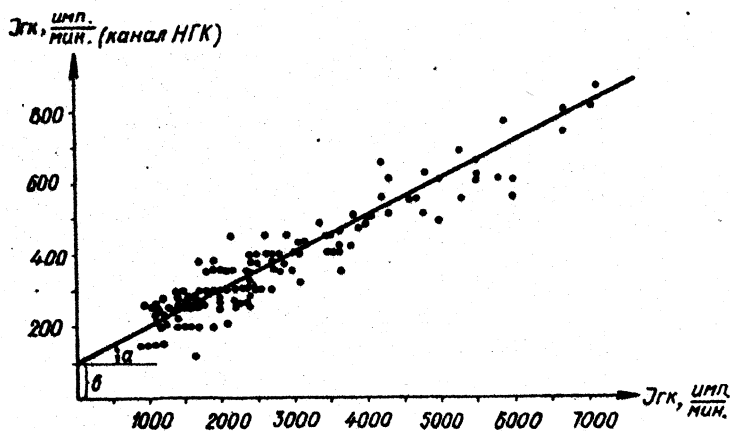


Рис. 4. Зависимость между показаниями ГК, зарегистрированными в каналах НГК (без источника) и ГК по скв. N322 Оренбургского месторождения

ГК по скв. N322 Оренбургского месторождения. Для этого графика $a = 0,1$; $b = 100$ имп./мин.

§ 7. Масштабирование кривых НК

Масштабирование кривых, записанных однозондовыми измерительными установками нейтронного каротажа, может быть выполнено в основном тремя различными способами:

- опорных пластов, когда известна пористость (водородосодержание) каких-либо пластов в разрезе;
- статистическим способом обработки данных измерений;
- способом взаимной градуировки по кривым различных методов.

7.1. Способ двух опорных пластов

7.1.1. Исходные данные:

1) водородосодержание в единицах пористости двух опорных пластов - $K_{п_{оп1}}$ и $K_{п_{оп2}}$. Эти величины должны отличаться не менее чем на половину диапазона изменения пористости в разрезе; коэффициент дифференциации $K_d = \frac{J_{оп1}}{J_{оп2}}$ значений НК в опорных пластах $J_{оп1}$ и $J_{оп2}$ должен быть $\geq 1,8$; погрешность S_h (25) для измерений против опорного пласта должна быть не более 2 %. В качестве опорных пластов могут использоваться:

любой достаточно мощный и однородный пласт с известным значением содержания водорода (пористости);

размытые глины (каверна), значения НК для которых близки к показанным в воде; в обсаженной скважине каверна может быть заполнена цементом с водородосодержанием около 50 %;

пласт с устойчивым модальным (наиболее вероятным) значением суммарного водородосодержания, установленным по результатам анализа керна;

2) минералогия опорных пластов и характер их насыщения;

3) скважинные условия измерений против опорных пластов: диаметр скважины (d_c), толщина глинистой корки (h_r), минерализация флюида в скважине (C_c) и в прискважинной зоне (C_n), сведения о колонне и заполнении затрубного пространства в случае обсаженной скважины.

7.1.2. Порядок операций:

1) корректируются значения $J_{оп1}$ и $J_{оп2}$ по соответствующим палеткам (палетки 4 и 9б) с учетом переменных скважинных условий против опорных пластов, если они отличаются от стандартных

(изменения толщины глинистой корки и диаметра скважины). Минерализация бурового раствора и пластовой жидкости обычно постоянна по всему разрезу необсаженной скважины;

2) выбираются зависимости $J = f(K_n)$ и $q = f(K_n)$ для данных скважинных и пластовых условий, постоянных по всему изучаемому разрезу. При отсутствии такой зависимости для данных условий в комплекте палеток, она строится с использованием вспомогательных палеток, например 3 и 6;

3) определяются значения J_1 и J_{100} .
 J_1 - значение НК в пласте с пористостью I % для фактической минерализации бурового раствора в скважине; J_{100} - значение НК в емкости с пресной водой. Если в качестве опорных используются пласты с другой пористостью $K_{n_{оп1}}$ и $K_{n_{оп2}}$ и значениями $J_{оп1}$ и $J_{оп2}$, то величины J_1 и J_{100} находятся расчетным путем. Для этого по палетке $q = f(K_n)$ (палетка 2) для данных скважинных условий определяют значения $q_{оп1}$ и $q_{оп2}$, соответствующие величинам $K_{n_{оп1}}$ и $K_{n_{оп2}}$. После этого определяют значения J_1 и J_{100} (имп./мин.) по формулам:

$$J_1 = \frac{J_{оп1} (1 - q_{оп2}) - J_{оп2} (1 - q_{оп1})}{q_{оп1} - q_{оп2}}; \quad (30)$$

$$J_{100} = \frac{q_{оп1} \cdot J_{оп2} - q_{оп2} \cdot J_{оп1}}{q_{оп1} - q_{оп2}}; \quad (31)$$

4) вычисляются значения параметра q_x для каждого интерпретируемого пласта по исправленным существенным значениям НК (см. формулу 27);

5) определяется величина фиктивной пористости $K_{n_{ф}}$ для каждого пласта $K_{n_{ф}}$ по значениям q_x , для чего пользуются выбранной зависимостью $q = f(K_n)$ для данных скважинных и пластовых условий измерений;

6) величину $K_{n_{ф}}$ исправляют с учетом влияния скважинных условий измерений (см. § 8);

7) результаты всех перечисленных операций определения пористости K_{np} сводятся в таблицу.

В табл.5 приведены результаты определения K_{np} по скв. № 85 Оренбургского месторождения.

7.2. Различные варианты интерпретации по методу двух опорных пластов

7.2.1. В изучаемом разрезе не наблюдается существенных (более 30 %) изменений в значениях ГК, за исключением отдельных глинистых прослоев, и нет необходимости вносить поправки в показания НГК на инерционность аппаратуры.

В этом случае возможна упрощенная интерпретация с использованием масштабной линейки пористости, построенной для заданных условий по соответствующей зависимости $J=f(K_{np})$. На рисунках 5 и 6 показаны примеры построения рабочей и масштабной линеек. Масштабные линейки с базой различной длины строятся путем пропорционального изменения полученных шкал, приведенных на рис. 6.

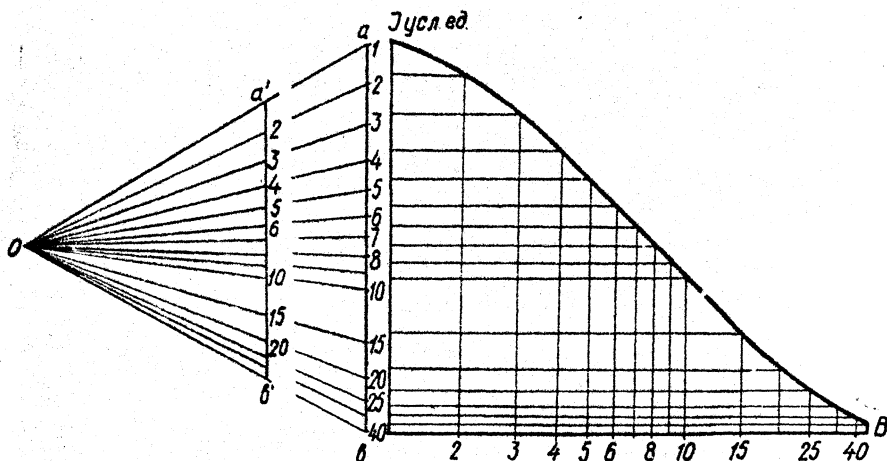
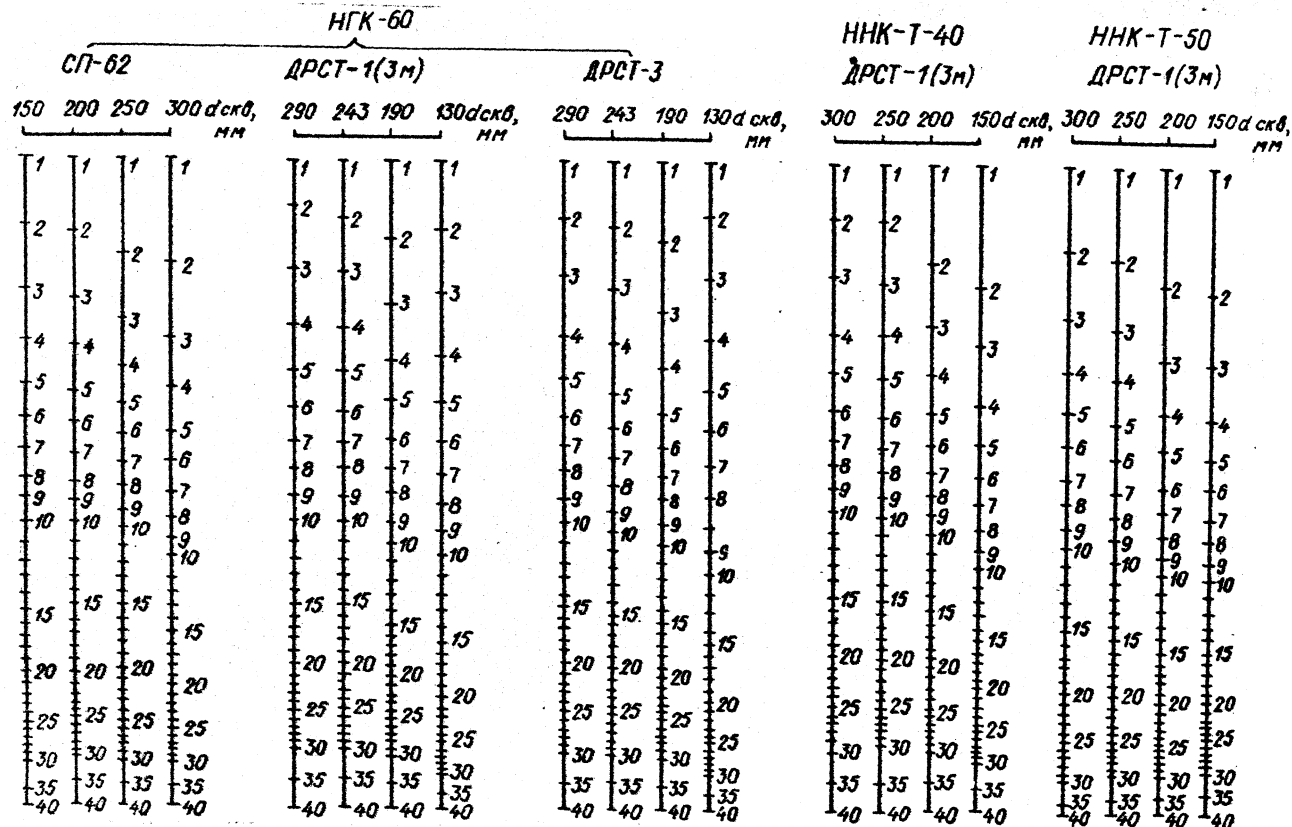


Рис.5. Схема построения масштабной линейки для определения пористости по значениям нейтронного каротажа

Для пользования масштабной линейкой на диаграмме параллельно оси глубин проводят опорные линии, соответствующие значениям в

Определение значений пористости пластов
по данным НГК скв. N85 Оренбургского месторождения
 $d_{\text{скв.}} = 190 \text{ мм}$, $\rho = 0,08 \text{ Ом}$

Интервал глубин, м	Мощность пласта, м	$J_{\text{НГК}}$, мВ/мм	$J_{\text{НГК}}$, с учетом на вели- чину на мВ/мм	$J_{\text{НГК}}$, мВ/мм	$J_{\text{НГК}}$, исправ- ленное на ГК. мВ/мм	q , отн. ед.	$K_{\text{нр}}$, %	h_r , см	ΔK_n , % на h_r	Δd_c , см	K_n , % на Δd_c	K_n ест., %
1804,8-1805,6	0,8	30000	30324	600	30164	0,76	3,7	0,4	0,4			3,3
1805,6-1806,4	0,8	26400	26670	600	26510	0,65	7,7	1,8	1,7			4,0
1809,6-1812,8	3,2	32400	32400	600	32240	0,83	2,9	0,4	0,4			2,5
1813,6-1815,2	1,6	23100	23100	600	22940	0,59	7,0	1,6	1,6			5,4
1815,2-1816,8	1,6	30000	30000	600	29840	0,75	3,9	0,6	0,6			3,3
1827,6-1829,2	1,6	33000	33000	600	32840	0,85	2,7	-	-	0,6	0,4	2,3
1829,2-1831,6	2,4	28200	28200	600	28040	0,70	4,6	0,4	0,4			4,2
1834,8-1836,0	1,2	27000	26946	600	26786	0,66	5,5	0,2	0,2			5,3
1837,2-1838,8	1,6	29400	29400	600	29240	0,73	4,1	-	-	-	-	4,1
1846,8-1848,0	1,2	32400	32499	600	32339	0,83	2,9	0,2	0,2			2,7
1851,6-1853,2	1,6	22800	22800	600	22640	0,53	8,7	2,4	2,4			6,3
1860,4-1862,4	2,0	24600	24600	700	24430	0,58	7,0	0,2	0			7,0
1864,8-1866,2	1,4	29100	29100	700	28930	0,72	4,2	0,8	0,8			3,4
1868,8-1870,8	2,0	30000	30000	600	29340	0,75	3,8	0,4	0,4			3,4
1871,6-1873,2	1,6	15600	15600	600	15440	0,30	19,2	2,8	3,6			15,6
1873,2-1874,8	1,6	26400	26400	600	26240	0,64	5,8	0,8	0,8			5,0
1874,8-1876,4	1,6	18600	18600	600	18440	0,40	13,5	1,0	1,5			12,0
1880,0-1881,6	1,6	17400	17400	600	17240	0,36	15,0	1,4	2,0			13,0
1883,6-1885,6	2,0	24000	24000	600	23840	0,56	7,5	-	-	-	-	7,5
1886,8-1889,0	2,2	16200	16200	600	16040	0,32	18,0	3,0	3,8			14,2



опорных пластах. Предварительно к значениям $J_{оп1}$ и $J_{оп2}$, которые были исправлены на ГК (согласно п. 6.6), прибавляют среднюю величину поправки на ГК (естественную радиоактивность пласта по данным ГК) и находят значения $J_{оп1}$ и $J_{оп2}$, затем проводят на диаграмме опорные линии, соответствующие значениям $J_{оп1}$ и $J_{оп2}$. На рис. 7 показан пример определения водородосодержания указанным способом по скв. № 85 Оренбургского месторождения. В качестве опорных приняты пласты:

с наиболее вероятной пористостью $K_{п_{оп1}} = 1,5\%$ и значением НГК $J_{оп1} = 35950$ имп./м;

пласт в интервале 1874,8–1876,4 с $K_{п_{оп2}} = 12\%$ и $J_{оп2} = 19300$ имп./мин.

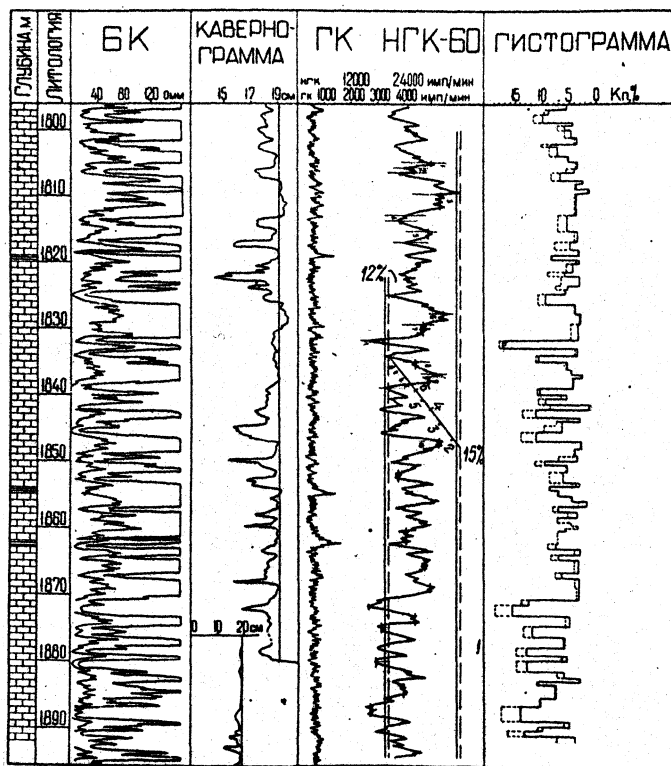


Рис. 7. Пример определения пористости по скв. № 85 Оренбургского месторождения с применением масштабной линейки

Среднее значение на диаграмме ГК составляет 800 имп./мин., а поправка - 180 имп./мин., по данным, приведенным на рис.4. Опорные линии, соответствующие значениям в опорных пластах, увеличенным на 180 имп./мин. ($J'_{оп1} = 36130$ имп./мин. и $J'_{оп2} = 19480$ имп./мин.), проведены на рис.7 пунктиром. На диаграмму накладывают масштабную линейку, совмещая значения $K_{оп1}$ и $K_{оп2}$ на линейке с соответствующими опорными линиями ($J'_{оп1}$ и $J'_{оп2}$) на диаграмме. Затем с масштабной линейки для каждого выделенного пласта снимают величины K_{ϕ} , соответствующие существенным значениям J для этих пластов.

7.2.2. Один из опорных пластов отличается по минеральному составу от пород изучаемого разреза. В этом случае используют результаты измерений по одной из оценочных скважин с известными значениями K_{ϕ} по керну в изучаемом разрезе. Пласты с известными значениями пористости в ней принимаются в качестве опорных. Определяют K'_{ϕ} по нейтронному каротажу для опорного пласта с другим минеральным составом (например, опорный пласт карбонатный, а исследуемый разрез представлен терригенными отложениями, и наоборот). Величина K'_{ϕ} будет отличаться от фактической величины на поправки на минеральный состав. В дальнейшем при интерпретации результатов исследований скважин значение пористости для этого опорного пласта принимается равным K'_{ϕ} . Последующие операции выполняются по п. 7.2.1.

7.2.3. В качестве второго из опорных пластов используется каверна.

В этом случае результаты измерений в необсаженной скважине против каверны приводят к значениям в пресной воде ($J_{\text{пр}} = J_{100}$), используя экспериментально полученную номограмму (рис.8). Учет минерализации бурового раствора и размеров каверны предусматривается для двух вариантов:

мощность каверны против пласта размытых глин велика, прибор при каротаже перемещается по стенке каверны; в этом случае параметром каверны служит ее диаметр d_k ;

мощность пласта размытых глин мала, прибор при каротаже перемещается по стенке скважины и удален от стенки каверны; в этом случае параметром каверны служит расстояние прибора от стенки каверны, равное $\frac{d_k - d_c}{2}$, где d_c - диаметр скважины. По данным о вели-

числе J_{100} и значениям для первого опорного пласта $J_{оп1}$ вычисляются значения НК в пласте с $K_n = 1\% J_1$;

$$J_1 = - \frac{J_{оп1} - J_{100} (1 - q_{оп1})}{q_{оп1}} \quad (32)$$

Дальнейшие операции выполняются по п. 7.2.1.

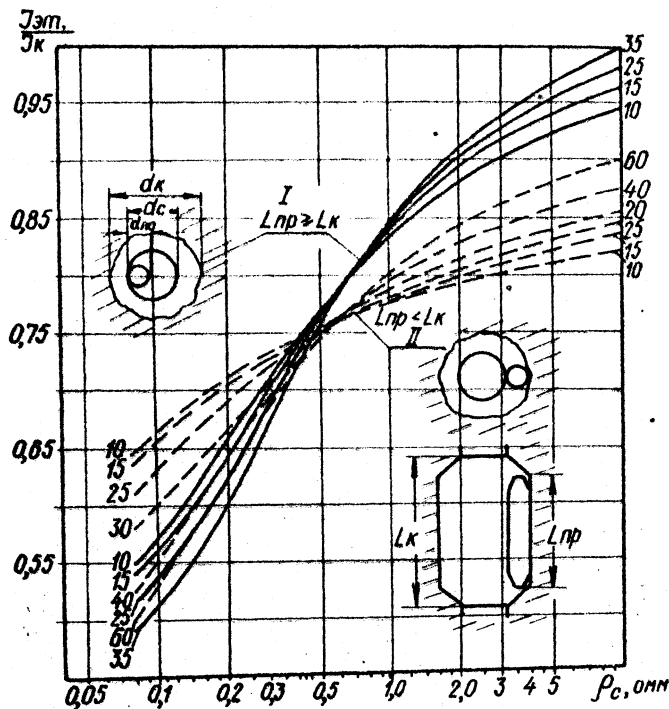


Рис. 8. Номограмма для приведения фактических показаний НГК в каверне (J_K) к показаниям в пресной воде ($J_{эт}$)

В случае обсаженной скважины суммарное водородосодержание в зацементированной каверне при $d_K < 2d_c$ принимают равным 40%, при $d_K > 2d_c - 50\%$.

7.2.4. В качестве одного из опорных используется пласт с максимальным (наиболее вероятным) значением пористости $K_{пн}$, величина и устойчивость которой для продуктивного разреза по площади исследуемого месторождения предварительно установлена на основании ста-

тистической обработки результатов анализа керна^{*)}. Признаком устойчивости K_{nn} служит постоянство положения максимума на распределении пористости (по мощностям), определенной по керну для разных скважин по площади месторождения; среднеквадратическое отклонение K_{nn} должно быть не более $\pm 1\%$. Для песчано-глинистого разреза вычисляется величина модального значения водородосодержания ω_m , которая принимается равной сумме модальных значений открытой пористости и объемного содержания кристаллизационной воды глинистого цемента. Найденное значение K_{nn} или ω_m приписывают наиболее вероятным показаниям НГК (J_m) в интервале преобладающих типов пород или коллекторов.

Величину J_m определяют следующим образом:

находят диапазон изменения пористости K_n для типа пород, в которых определяются J_m , по данным керна ($K_{n1} - K_{n2}$) и соответствующие им значения нейтронного каротажа ($J_{n1}^* - J_{n2}^*$);

с учетом возможных изменений скважинных условий измерения (минерализация, глинистая корка, диаметр скважины) по палеткам уточняют значения J_{n1}^* и J_{n2}^* и определяют уточненные границы диапазона ($J_{n1} - J_{n2}$);

в пределах установленного диапазона значений НК от J_{n1} до J_{n2} снимают существенные значения (J) для пропластков по всему изучаемому разрезу (с поправками на линейность, инерционность аппаратуры и естественное гамма-излучение);

в значение J , пользуясь вспомогательными палетками (4,96), вносят поправки на изменение диаметра скважины, толщины глинистой корки и минерализации. Величину K_n для выбора δJ принимают для всего диапазона от J_{n1} до J_{n2} постоянной, соответствующей модальному значению пористости - K_{nn} (ω_m);

весь диапазон значений НК от J_{n1} до J_{n2} разбивают на градации, принимая величину одной градации (имп./мин.), равной $\frac{\sigma_{\text{сн}}}{100} \% J_{n1}^*$ (примерно 3 % от скорости счета J_{n1}^*);

подсчитывают суммарную мощность пропластков для каждой из градаций;

^{*)} Методика определения пористости и глинистости пролуктивных пластов по данным радиоактивного каротажа / Ю.П. Баллас, И.И. Гасин, Н.К. Кухаренко, Ю.В. Тихаев. — Разведочная геофизика, М. Недра, вып. 55, с. 109-116.

находят градацию, которой соответствует максимальная суммарная мощность пропластков. Средняя скорость счета для этой градации является наиболее вероятным значением J_m , которому соответствует наиболее вероятное значение пористости K_{pm} или водородосодержания ω_m .

Примером может служить процесс интерпретации материалов по скв. N 85 Оренбургского месторождения. Распределение пористости по данным керна полимодальное, но первая мода со стороны низких значений пористости устойчива по месторождению и равна 1,5 %. Кривая распределения по пористости, соответствующая однородной совокупности для первой моды, имеет диапазон от $K_{p1} = 0,5\%$ до $K_{p2} = 3\%$.

По данным кавернометрии наблюдается увеличение диаметра скважины до 3 см, при этом толщина глинистой корки достигает 2,5 см. Из-за изменения толщины глинистой корки и увеличения диаметра скважины уменьшаются значения НГК против этих пластов до величины фиктивной пористости $K_{np} = 5\%$. В связи с этим J_{n1} следует принимать равным максимальным значениям J_{max} в карбонатном разрезе, а J_{n2} — соответствующим величине $K_n = 5\%$ и равным $0,75 \cdot J_{max}$ для данных скважинных условий измерения и применяемой аппаратуры. Во всем интервале изменения НГК от J_{max} до $0,75 \cdot J_{max}$ выделяют пропластки, определяют существенные значения $J_{НГК}$ вносят поправки в эти значения для пропластков с учетом скважинных условий измерений с использованием соответствующих палеток 4 и 9б и получают исправленные значения J . Если толщина глинистой корки или диаметр скважины изменяется больше, чем на 2 см, необходимо построить дополнительные поправочные графики $\delta J = f(K_n)$, пользуясь палетками 3 и 8. Результаты этих операций сведены в табл. 6.

Весь интервал изменения показаний от $J_{max} = 41500$ до $0,75 \cdot J_{max} = 31000$ разбивают на градации шириной 3 % от J_{max} , т.е. равной округленно 1200 имп./мин, и подсчитывают суммарную мощность

Определение наиболее вероятного значения НГК
(пласти с $K_n \leq 5\%$)

№ пла- стов	h , м	$J_{НГК}$, ИМП./МИН.	$J_{НГК}$, ИНЕРЦИОН- НОСТЬ, ИМП./МИН.	$J_{ГК}$, ИМП./МИН.	$J_{НГК}^*$, ИСПРАВ- ЛЕННОЕ НА ГК, ИМП./МИН.	Δd_c , см	$J_{ИМП. МИН.}$, ИСПРАВЛЕН- НОЕ НА h_r и Δd_c
3	0,4	27000	28330	900	28140	1	29293
6	0,8	30000	31566	1000	31366	0,5	32055
8	0,8	31200	32604	1100	32394	1	33819
12	0,4	32400	34290	1200	34070	1	35637
15	0,4	27000	28260	2300	27930	1	29075
30	0,4	26400	28290	1000	28090	2,5	32123
36	1,4	29100	29154	1000	28954	3	32399
38	0,8	32400	32616	700	32446	2,5	35950
39	1,4	30000	30048	800	29868	2	32406
41	0,8	28200	28362	900	28172	2,5	31045
43	0,6	29100	29910	700	29740	2,5	33070
45	2,6	28200	28200	1400	27960	3,5	31566
49а	0,6	29400	29832	1500	29582	2	32096
51	2,0	27000	27000	1500	26750	2	28890
54	0,4	29400	29190	1600	28930	2	31360
55	0,8	30000	29865	1200	29645	2	32164
56	0,4	31500	32025	2500	31675	2	34462
57	0,8	30000	30108	5000	29508	2	32104
58	1,2	28800	28798	4000	28598	2	30971
59	0,8	33900	34251	5500	33601	2	36658
60	1,4	30000	30024	6500	29274	2	31820
62	2,6	30900	30900	9500	29850	1,5	31760
63	2,4	31800	31800	11500	30550	1,5	32505
64	2,0	30000	30000	8000	29100	2	31514
65	2,8	29400	29400	6000	28700	2	31082

пропластков в каждой градации. Строят кривую распределения $J_{НГК}$ (рис.9). Первый максимум приходится на градацию от 35500 до

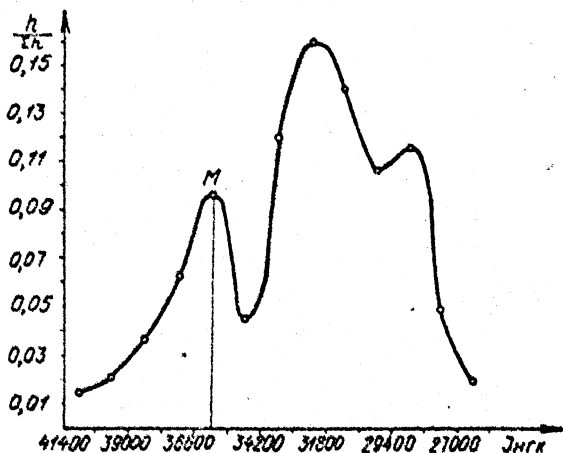


Рис.9 Распределение $J_{НГК}$ по мощностям в плотных карбонатных породах (скв. № 85 Оренбургского месторождения)

36600 имп./мин. Следовательно, $J_M = 35900$ имп./мин, это значение НГК соответствует пористости $K_{pM} = 1,5 \%$.

7.3. Метод одного опорного пласта

Исходные данные при количественной интерпретации диаграмм:

1) величина пористости $K_{оп}$ опорного пласта;

В качестве опорного может быть использован любой пласт из рассмотренных в методе двух опорных пластов, однако желательно, чтобы эта величина $K_{оп}$ была близка к реальному диапазону определяемых K_p , лучше всего, если она будет находиться в середине диапазона;

2) скважинные условия измерения против опорного пласта;

3) эталонная зависимость показаний НГК от пористости для данных скважинных условий измерений.

7.3.1. Порядок операций:

1) снимают с диаграммы существенные значения НК (в имп./мин) против опорного пласта известной пористости ($J_{оп}^*$);

2) вносят поправки в $J_{оп}^*$ на переменные скважинные условия против опорного пласта и получают $J_{оп}$,

- 3) для величины $K_{n_{оп}}$ по соответствующей зависимости $J = f(K_n)$ определяют значение $J_{оп}$ в условных единицах;
- 4) вычисляют величину J_{100} (показание в пресной воде):

$$J_{100 \text{ (имп./мин.)}} = \frac{J_{оп \text{ (имп./мин.)}}}{J_{оп \text{ (усл.ед.)}}};$$

5) для каждого пропластка вычисляют величину J_x (усл.ед.), равную

$$J_x \text{ (усл.ед.)} = \frac{J_x \text{ (имп./мин.)}}{J_{100 \text{ (имп./мин.)}}};$$

6) пользуясь соответствующей палеткой $J = f(K_n)$ и величинами J_x (усл.ед.) определяют значение $K_{n_{ф}}$ для каждого пропластка, далее корректируют $K_{n_{ф}}$ с учетом влияния скважинных условий и определяют K_n .

Интерпретация с одним опорным пластом может выполняться и по схеме для двух опорных пластов. В этом случае вычисленная величина J_{100} принимается в качестве значения для второго опорного пласта с $K_{n2} = 100 \%$, $J_{оп}$ - в качестве значения для первого опорного пласта, используется также формула (30) или масштабная линейка пористости.

Следует иметь в виду, что при использовании способа одного опорного пласта достоверные результаты могут быть получены только в том случае, когда измерения выполняются строго стандартной аппаратурой с соблюдением всех требований ее метрологической поверки. В противном случае, погрешность определения пористости будет возрастать по мере удаления величин пористости исследуемого пласта от опорного пласта. В табл.7 приведены возможные погрешности определения пористости способом одного опорного пласта из-за нестандартности прибора на примере измерений прибором ДРСТ-3(м), в котором уменьшена толщина свинцового фильтра - детектора на 1 мм при использовании палеток $J = f(K_n)$ для аппаратуры ДРСТ-3.

§8. Определение истинного водородосодержания пласта в единицах пористости

8.1. Внесение поправок на изменение скважинных условий измерений.

Если условия измерений отличаются от стандартных, то для определения K_n в величину $K_{n_{ф}}$, определяемую описанным способом, вно-

Таблица 7

Погрешность ΔK_n определения пористости способом одного опорного пласта при использовании прибора ДРСТ-3(м) по палеткам для ДРСТ-3
(в процентах от объема породы)

Пористость опорного пласта, %	Погрешность определения пористости при различных значениях пористости изучаемого пласта										
	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30	40
1	0	+0,15	+0,25	+0,4	+0,6	+1,3	+1,5	+2,0	+2,5	+3,5	-
3	-0,38	-0,2	0	0	+0,3	+0,5	+0,5	+1,5	+2,0	+3,0	-
5	-0,45	-0,2	-0,05	0	0	+0,10	+0,5	+1,0	+1,5	+2,5	-
10	-0,45	-0,35	-0,30	-0,30	-0,10	0	+0,5	+1,0	+1,5	+2,0	+2,0
20	-0,80	-0,65	-0,65	-0,60	-0,60	-0,55	-0,50	0	+0,5	+1,0	+1,5
40	-	-	-	-	-4,0	-6,1	-7,0	-8,0	-6,0	-6,0	0

сются поправки ΔK_n в единицах пористости на отклонение фактических условий измерений от стандартных:

поправку $\Delta K_n (d_c)$ на отклонение диаметра скважины от номинального определяют по палетке 5а, пользуясь в качестве исходных данных величинами $K_{n\phi}$ и Δd_c , последняя определяется по кавернограмме;

поправку $\Delta K_n (h_r)$ на отклонение прибора от стенки скважины из-за наличия глинистой корки определяют по палетке 9а. Исходные данные: номинальный диаметр скважины, величина $K_{n\phi}$ и толщина глинистой корки, определенная по кавернограмме (или каким-либо другим способом), $h_r = \frac{d_{с.н.} - d_c}{2}$, где $d_{с.н.}$ — номинальный диаметр скважины. При высокоминерализованной промывочной жидкости для определения поправки ΔK_n используется та же палетка; поправку $\Delta K_n (C_c, C_n)$ на содержание хлора в промывочной жидкости и пласте определяют по палетке 5б. При высокой минерализации воды (~ 170 г NaCl/л) следует пользоваться палеткой 1б при заполнении скважины и пласта высокоминерализованной жидкостью или палеткой 1в при заполнении пласта высокоминерализованной жидкостью и скважины пресной промывочной жидкостью. Для промежуточных минерализаций предлагается строить отдельные нестандартные палетки, пользуясь зависимостями, приведенными на палетках 6 а, б, в. При минерализации выше чем на палетках допускается экстраполяция зависимостей от минерализации жидкости.

8.2. Исправленное значение K_n находится как алгебраическая сумма $K_{n\phi}$ и всех поправок ΔK_n . При этом $\Delta K_n (d_c)$ берется со знаком "минус", если диаметр скважины больше номинального, и со знаком "плюс", если он меньше номинального; $K_n (h_r)$ всегда берется со знаком "минус"; $K_n (C_c, C_n)$ — со знаком "плюс", если содержание хлора больше номинального.

8.3. Достоверность результатов определения фактического водородосодержания пластов оценивается путем их сопоставления с результатами определения пористости по керну в неглинистых пластах с той же литологией. Для чистых неглинистых известняков, насыщенных водой или нефтью, определяемое суммарное водородосодержание численно равно пористости.

На рис. 10 показано распределение величины $\Delta K_n = K_n - K_{n\text{нк.}}$ по скв. № 362 Оренбургского газоконденсатного месторождения.

Величина $K_{n_{НГК}}$ определена способом одного опорного пласта с модальной пористостью ($K_{n_{НГК}} = 1,5\%$). Распределение K_n построено для трех групп пород:

1) $K_n \leq 2,5\%$; 2) $6\% \geq K_n > 2,5\%$; 3) $K_n > 6\%$.

В породах первой группы систематическая погрешность определения пористости составляет $\pm 0,2\%$, среднеквадратичное отклонение пористости - $\pm 0,9\%$. В породах второй группы систематическая погрешность составляет $0,4\%$, а среднеквадратичное отклонение

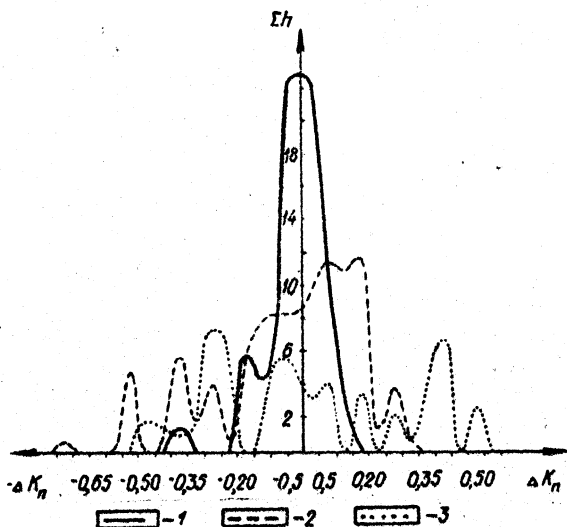


Рис.10. Распределение $\Delta K_n = (K_{n_{НГК}} - K_{n_{каверн}})$ по мощностям для пород с различным диапазоном пористости (скв. N 362 Оренбургского месторождения)

1 - породы с $K_n \leq 2,5\%$; 2 - породы с $6\% \geq K_n > 2,5\%$;

3 - породы с $K_n > 6\%$

ние пористости по НГК - $\pm 2,2\%$. В породах третьей группы систематическая погрешность отсутствует, а среднеквадратичное отклонение составляет $\pm 3\%$. Увеличение дисперсии величин ΔK_n в породах второй и третьей групп связано с влиянием на показания НГК остаточной газонасыщенности, глинистости, доломитизации отдельных интервалов разреза, а также с погрешностями оценки пористости по керну, связанными с кавернозностью и неполным выносом более пористых разностей пород.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
ВЫПОЛНЕНИЕ ИССЛЕДОВАНИЙ	5
§ 1. Требование к аппаратуре	5
§ 2. Метрологическое обеспечение аппаратуры	8
§ 3. Проведение измерений	14
§ 4. Оценка качества измерений	19
ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ	22
§ 5. Палетки для интерпретации данных НК	22
§ 6. Обработка результатов измерений	28
§ 7. Масштабирование кривых НК	31
§ 8. Определение истинного водородосодержания пласта в единицах пористости	43

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРОВЕДЕНИЮ
ИССЛЕДОВАНИЙ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ
НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖА С СЕРИЙНОЙ АППАРАТУРОЙ РК
(с комплектом палеток)

Ответственный за выпуск

И.Е.Колико

Редактор

Л.П.Левчик

Техн. редактор

А.И.Сафонова

Подписано в печать 28.08.79 Л-79293 Формат 60x84^I/16

Бумага писчая Ротапринт Печ.л. 7,25 Усл.печ. 6,74

Уч.изд.л. 6,5 Заказ 156 Тираж 600 экз. Цена 98 коп.

113105, Москва, Варшавское шоссе, 8, ВНИИАТ