НПФ "Каротаж", лтд

АЛЬБОМ

ПАЛЕТОК и НОМОГРАММ

Данное издание палеток включает палетки, номограммы и зависимости, которые дают возможность понимать и анализировать каротажные материалы, зарегистрированные аппаратурой акустического, радиоактивного и электрического методов каротажа.

Полный объем палеточного обеспечения представлен в программном пакете "LOGTOOLS".

Условные обозначения и сокращения

Сп – минерализация пластового флюида
Спж – минерализация промывочной жидкости
dc – диаметр скважины
Dпз – диаметр промытой зоны
Dзп – диаметр зоны проникновения
D = (Dпз + Dзп)/2
hгк – толщина глинистой корки
hсл – толщина промежуточного слоя
H – толщина пласта
Rк – кажущееся сопротивление
Rп – сопротивление пласта
Rвм – сопротивление вмещающих пород
Rc – сопротивление промывочной жидкости
Rпз – сопротивление промытой зоны
Rсл – сопротивление промежуточного слоя
бпж – плотность промывочной жидкости
T – температура
P – давление
L – длина зонда

Примечание. Под сопротивлением понимается удельное электрическое сопротивление среды.

АК – акустический каротаж
БК – боковой каротаж
БКЗ – боковое каротажное зондирование
БМК – боковой микрокаротаж
ГК – гамма каротаж
ГГКп – плотностной гамма-гамма каротаж
ИК – индукционный каротаж
МК – микрокаротаж
НК – нейтронный каротаж
СГК – спектрометрический гамма каротаж

Влияние скважинных условий измерений на результаты гамма-каротажа (ГК)

При исследовании нефтегазовых скважин, заполненных промывочной жидкостью, показания приборов Jгк приводятся к стандартным условиям путем внесения поправок:

$$Jст = (Jгк - Jскв*P3)*P1*P2,$$ где

Jст – показания прибора, соответствующие стандартным условиям измерений (пласт известняка с плотностью б =2,71 г/см3, диаметр скважины dc = 200 мм, плотность промывочной жидкости бпж = 1,0 г/см3, раствор неактивен, глинистая корка отсутствует, прибор прижат); P1 – поправочный множитель, учитывающий ослабление излучения пласта промывочной жидкостью; P2 – множитель, приводящий показания ГК к объемной активности пород (P2 = б/2,71); P3 – поправочный множитель, учитывающий активность промывочной жидкости.

Величина Jскв определяет вклад излучения скважины в показания приборов для стандартных условий измерений и определяется:

– по минимальным в разрезе показаниям приборов Jгкmin (Jскв= Jгкmin/P3', где величина поправочного множителя P3' определяется для условий измерений величины Jгкmin) ;

– по известному отношению m радиоактивности глинопорошка Агп и глин Агл, надежно выделяющихся в разрезе (m = Агп/Агл), которое можно определить по данным лабораторных исследований, исходя из формулы Jскв= m*Jгл*(K2/K1)*(бр-1)/(бмгп-1)*(1/P3), где

Jгл – показания прибора в стандартных условиях против опорного пласта глин; K1 и K2 – соотношение излучения пласта и промывочной жидкости при одинаковой их радиоактивности (в стандартных условиях K2/K1=0,45), бпж и бмгп – плотность промывочной жидкости и минералогическая плотность глинопорошка. Величина P3 определяется для плотности промывочной жидкости бпж и стандартных условий измерений.

Учет глинистой корки толщиной hгк производится корректировкой плотности промывочной жидкости бпж :

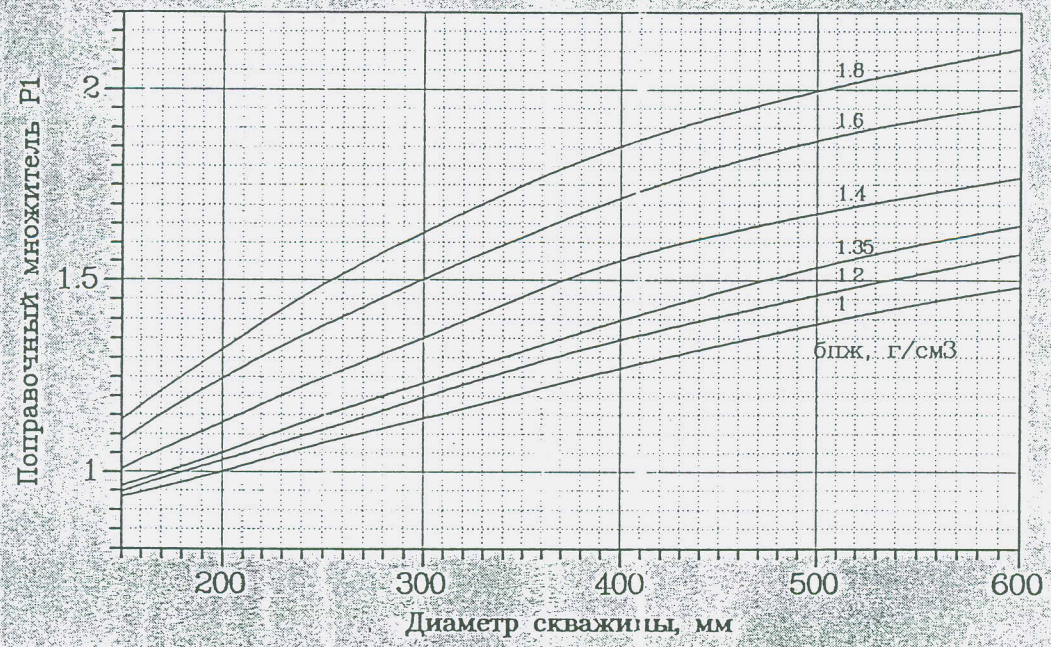
$$J'скв = \frac{бпж'-1}{бпж-1} Jскв,$$ где $бпж' = бпж*Al+бгк*(1-Al)$,

$$Al = [(dc-2hгк)/dc]^{**2}.$$

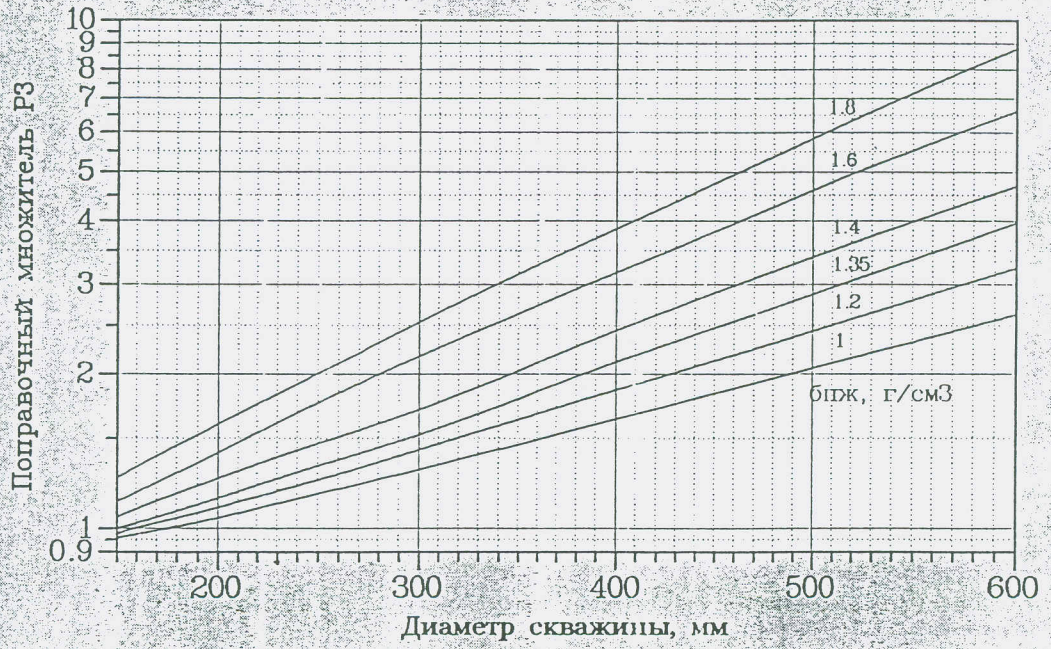
Плотность глинистой корки бгк обычно полагается равной 1,7 г/см3.

Гамма–каротаж. Поправки для учета ослабления излучения породы промывочной жидкостью

Прибор прижат к стенке скважины



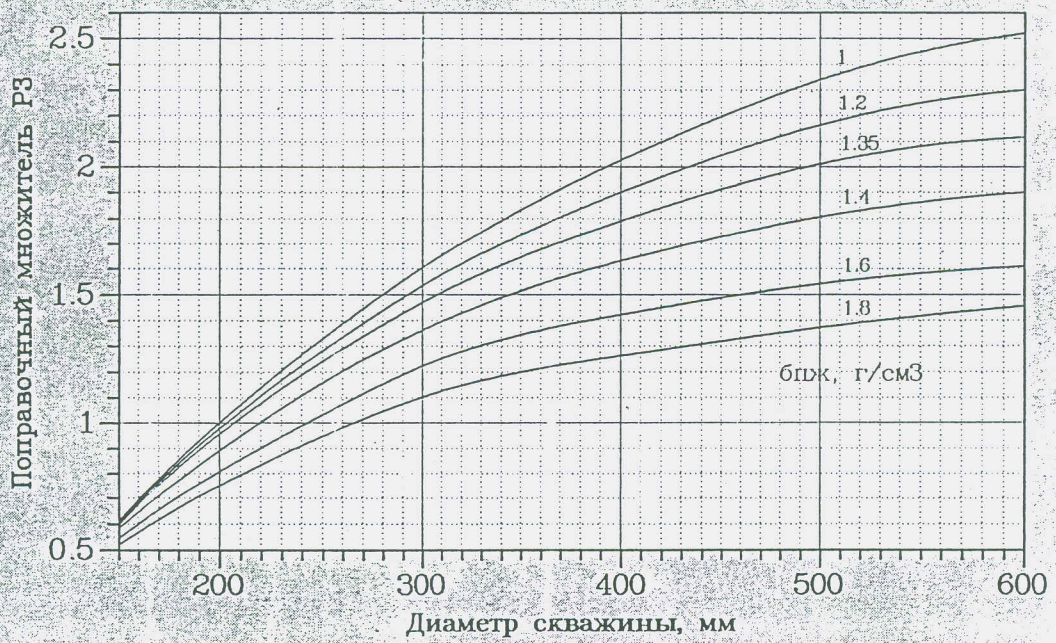
Прибор на оси скважины



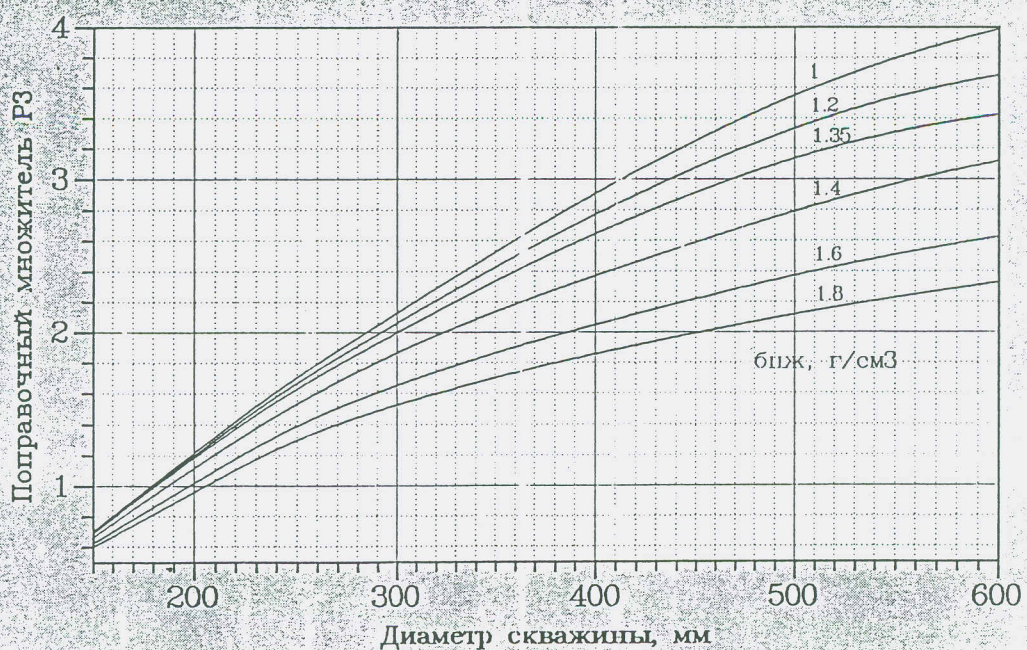
Промывочная жидкость с бпж > 1,35 г/см3 содержит баритг.

Гамма–каротаж. Поправки для учета влияния радиоактивности промывочной жидкости

Прибор прижат к стенке скважины



Прибор на оси скважины



Промывочная жидкость с бпж > 1,35 г/см3 содержат барит.

Влияние скважинных условий на результаты спектрометрического гамма-каротажа

Учет влияния условий измерений на показания СГК осуществляется с помощью корректировки коэффициентов калибровочной матрицы, которые определяются при измерениях на стандартных образцах (СО) содержания естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ) тория Th, урана U и калия K (не менее трех СО).

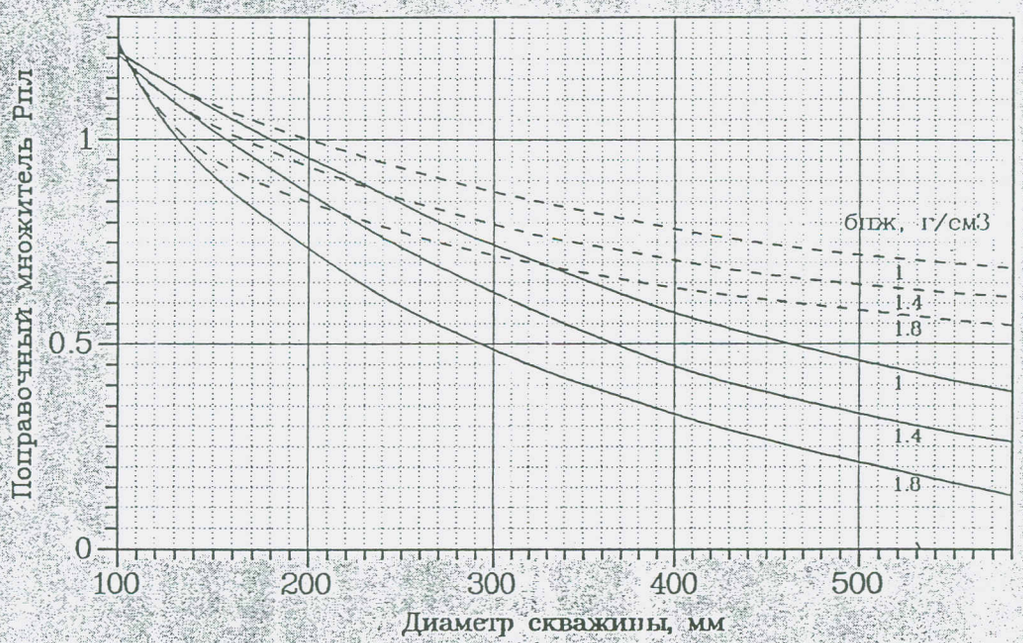
Коэффициенты матрицы , полученные при калибровке, умножаются на поправочные множители Рпл, что обеспечивает учет влияния ослабления гамма-излучения в промывочной жидкости при разных значениях dc и расположения прибора в скважине.

Умножением матрицы на поправочный коэффициент РЗ учитывается влияние радиоактивности промывочной жидкости.

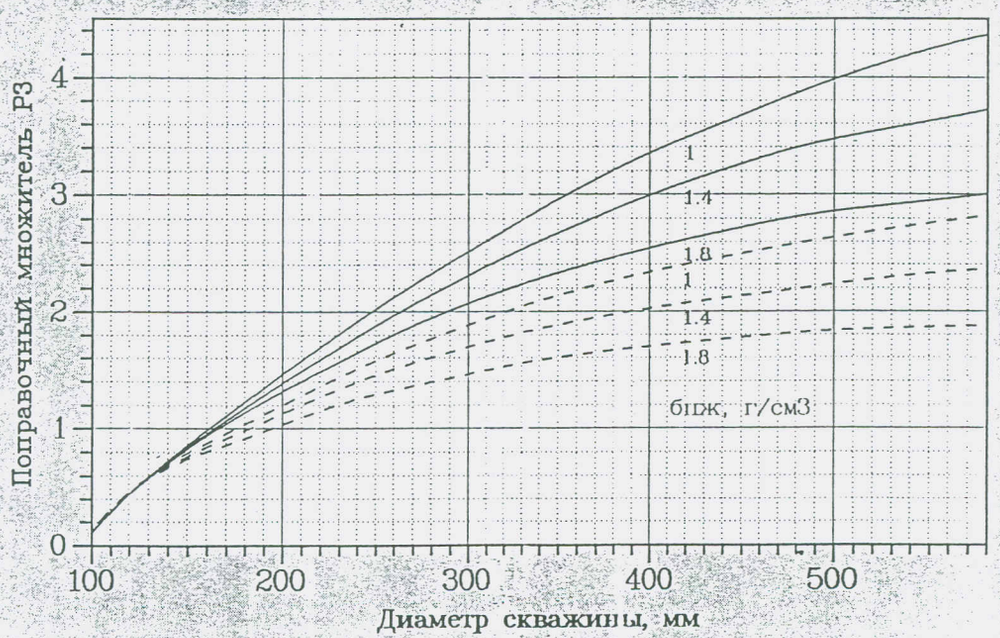
Примеры поправок для диагональных элементов калибровочной матрицы приведены в альбоме. Промежуточные положения прибора учитываются с помощью использования специальных симметрий поправочных зависимостей.

Поправки для спектрометрического гамма-каротажа (канал Th)

Учет ослабления излучения пласта промывочной жидкостью



Учет влияния радиоактивности промывочной жидкости



Сплошные линии – прибор на оси скважины, пунктирные – прижат к стенке скважины.

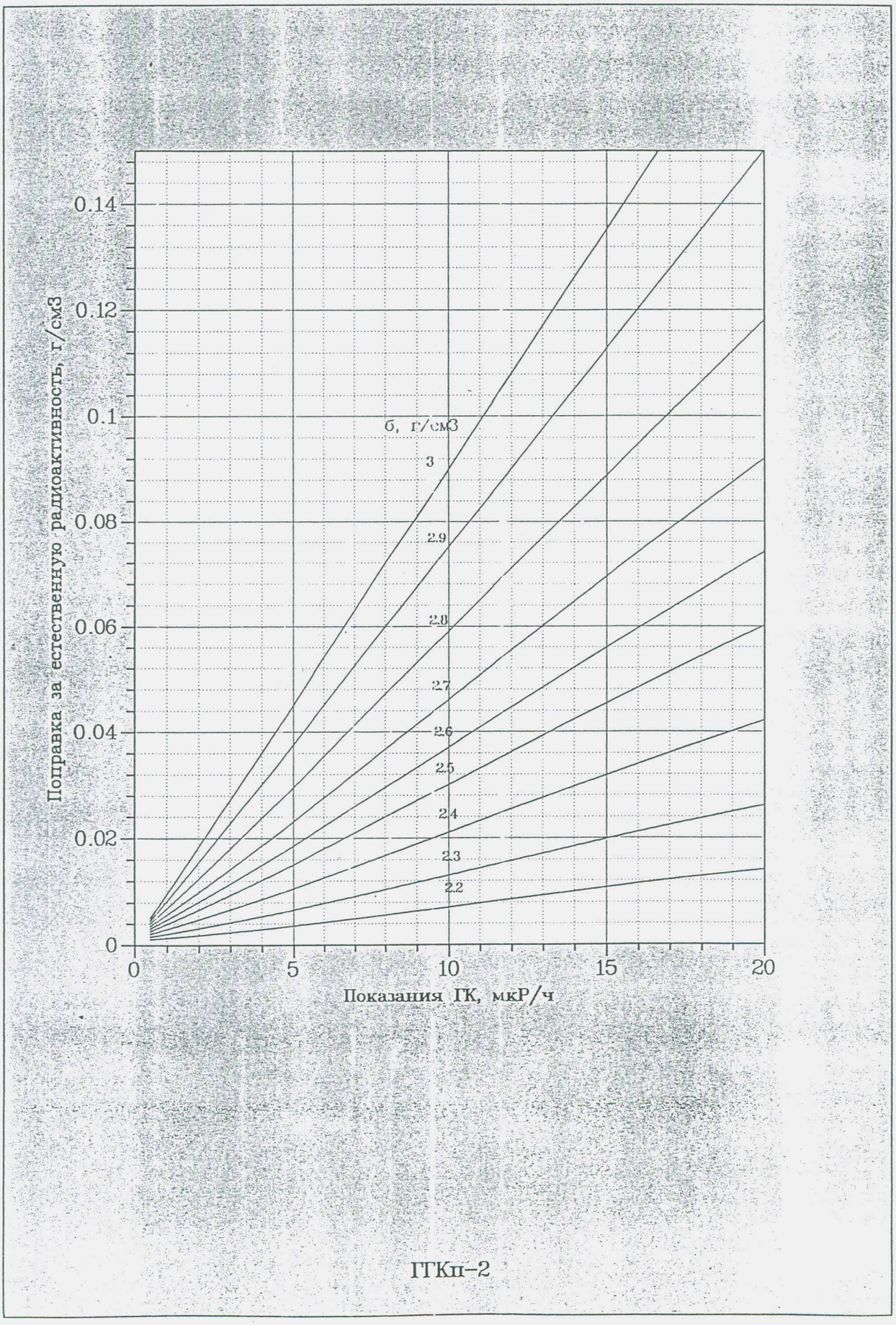
Влияние скважинных условий измерений на результаты плотностного гамма-гамма-каротажа (ГГКП)

Основные интерпретационные зависимости ГГКП получены для насыщенного пресной водой кальцита (CaCO3) с минералогической плотностью бм = 2,71 г/см3 при температуре Т = 20 оС и давлении Р = 0,1 МПа. Для этих условий измеряемое значение плотности (обозначаемое бггк) совпадает с истинной объемной плотностью породы . Во всех других случаях бггк отличается от истинного и рассчитывается по формуле: бггк = 1,07*бе - 0,188, г/см3, где бе - электронная плотность вещества .

На результаты измерения плотности пород изменение диаметра скважины в диапазоне от 160 до 300 мм, а также тип и вещественный состав промывочных жидкостей не влияют. Аппаратура обеспечивает исключение влияния промежуточного слоя между поверхностью измерительной установки ГГКП и стенкой скважины (глинистая корка,локальные каверны), если толщина промежуточного слоя не превышает 20 мм.

Величина бггк будет ниже истинной плотности за счет влияния естественного гамма-излучения. Корректировка бггк за влияние естественного гамма-излучения осуществляется по данным ГК. Величина поправки корректируется на активность используемого при каротаже источника Q (умножается на Qст/Q, где Qст = 1,28*10**10 Вк).

Поправка за влияние естественной радиоактивности горных пород на результаты плотностного гамма–гамма каротажа



ГГКп–2

Влияние скважинных условий измерений на результаты нейтронного каротажа (НК)

Основные зависимости (палетки) НК описывают связь между пористостью известняка и показаниями прибора в условиях, принятых за "стандартные":

- порода состоит из чистого кальцита плотностью 2,71 г/см3;
- поры заполнены неминерализованной водой плотностью 1г/см3;
- скважина диаметром 200 мм заполнена неминерализованной водой плотностью 1 г/см3;
- глинистая корка отсутствует, прибор прижат к стенке скважины;
- температура окружающей среды 20 оС, давление 0,1 МПа.

По основным зависимостям определяются "кажущиеся" значения пористости Кпнк, совпадающие с истинными значениями Кп только для перечисленных стандартных условий. Переход от Кпнк к Кп осуществляется в два этапа. На первом этапе учитывается влияние технических условий измерений (изменения диаметра скважины,параметров промывочной жидкости и промежуточного слоя между прибором и стенкой скважины, температуры и давления). Исправленное за влияние технических условий значение Кпнк используется на втором этапе для определения пористости, литологии, насыщенности и других параметров пород в комплексе с данными других методов ГИС.

Учет влияния технических условий измерений обычно осуществляется путем последовательного внесения поправок в величину Кпнк при строгом соблюдении рекомендуемого порядка внесения поправок.

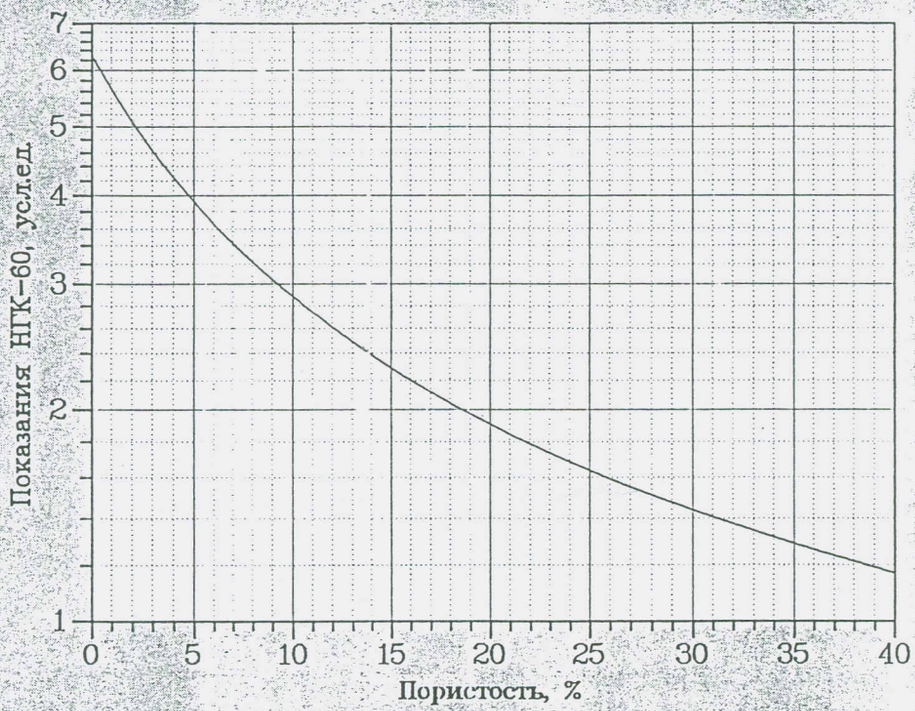
Поправочные зависимости на влияние различных факторов для различных модификаций НК и типов приборов получены по результатам экспериментов на моделях горных пород и расчетов методом Монте-Карло. Программы обработки проводят определение Кп по многомерным зависимостям, соответствующим конкретным условиям измерений с учетом взаимного влияния факторов.

Промывочная жидкость характеризуется типом (глинистые, известково-битумные и др. с добавками утяжелителей и без них), плотностью бпж и минерализацией Спж. Для ННКт поправки за плотность и минерализацию аддитивны, а для ННКнт влияние минерализации связано лишь с изменением плотности промывочной жидкости.

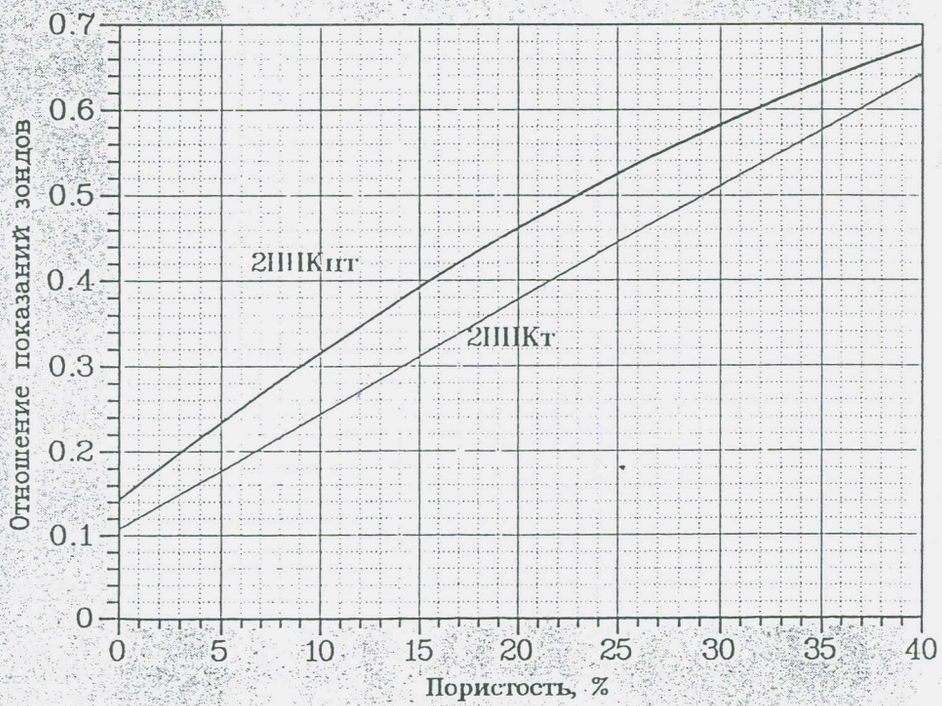
Влияние термобарических условий измерений на показания НК обусловлено изменением плотности и водородосодержания пластовой жидкости в зависимости от температуры Т и давления Р, относительным изменением (аномалией) плотности пласта за счет влияния Т и Р при одинаковой его влажности, изменением плотности и водородосодержания промывочной жидкости в зависимости от Т и Р. Поправки на влияние двух первых факторов вводятся на этапе геологической интерпретации. Поправки на влияние последнего фактора вводится при учете влияния плотности промывочной жидкости.

Основные зависимости для нейтронного каротажа

Нейтронный гамма–каротаж



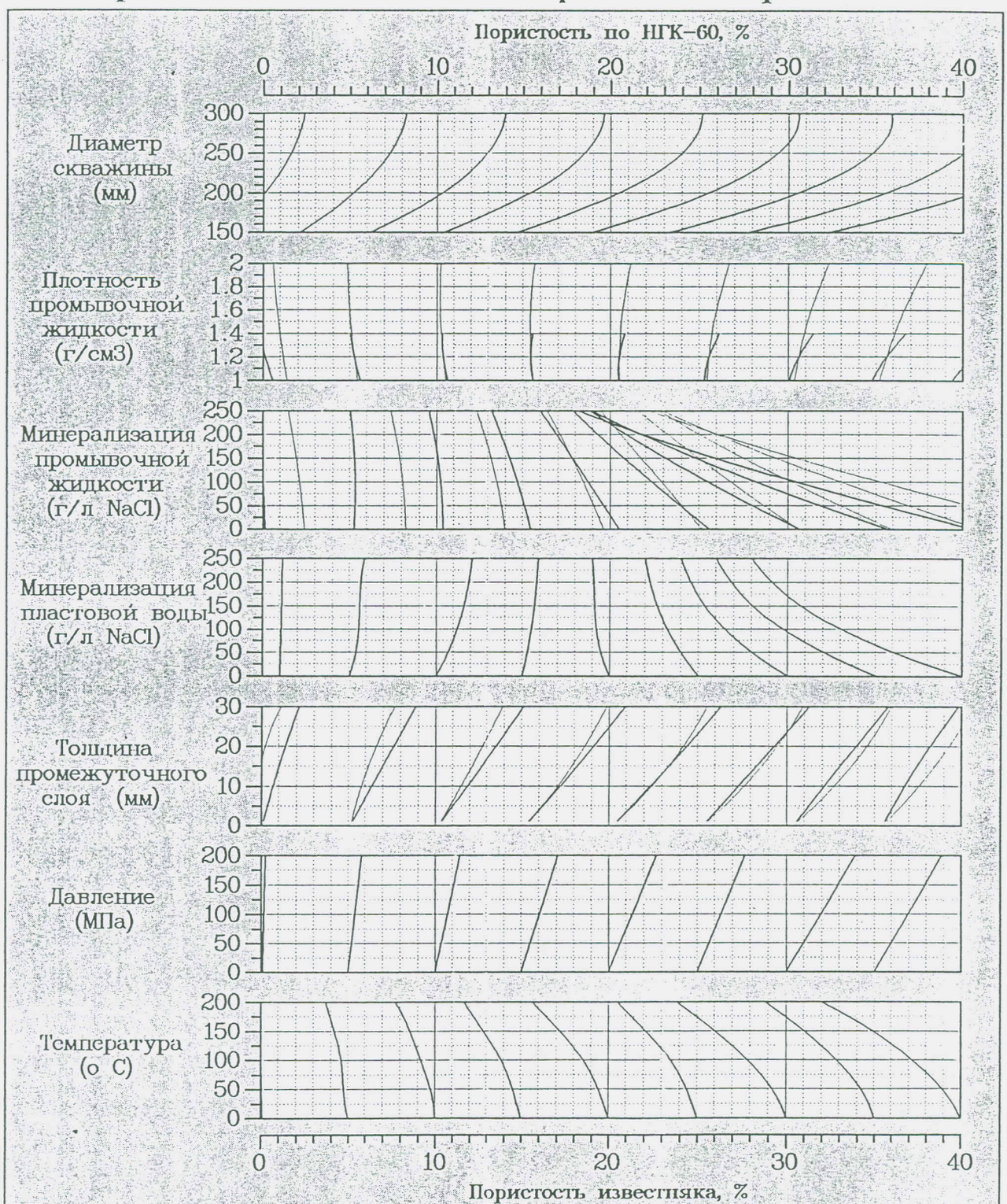
Компенсированный нейтронный каротаж



НК–2

Нейтронный гамма–каротаж

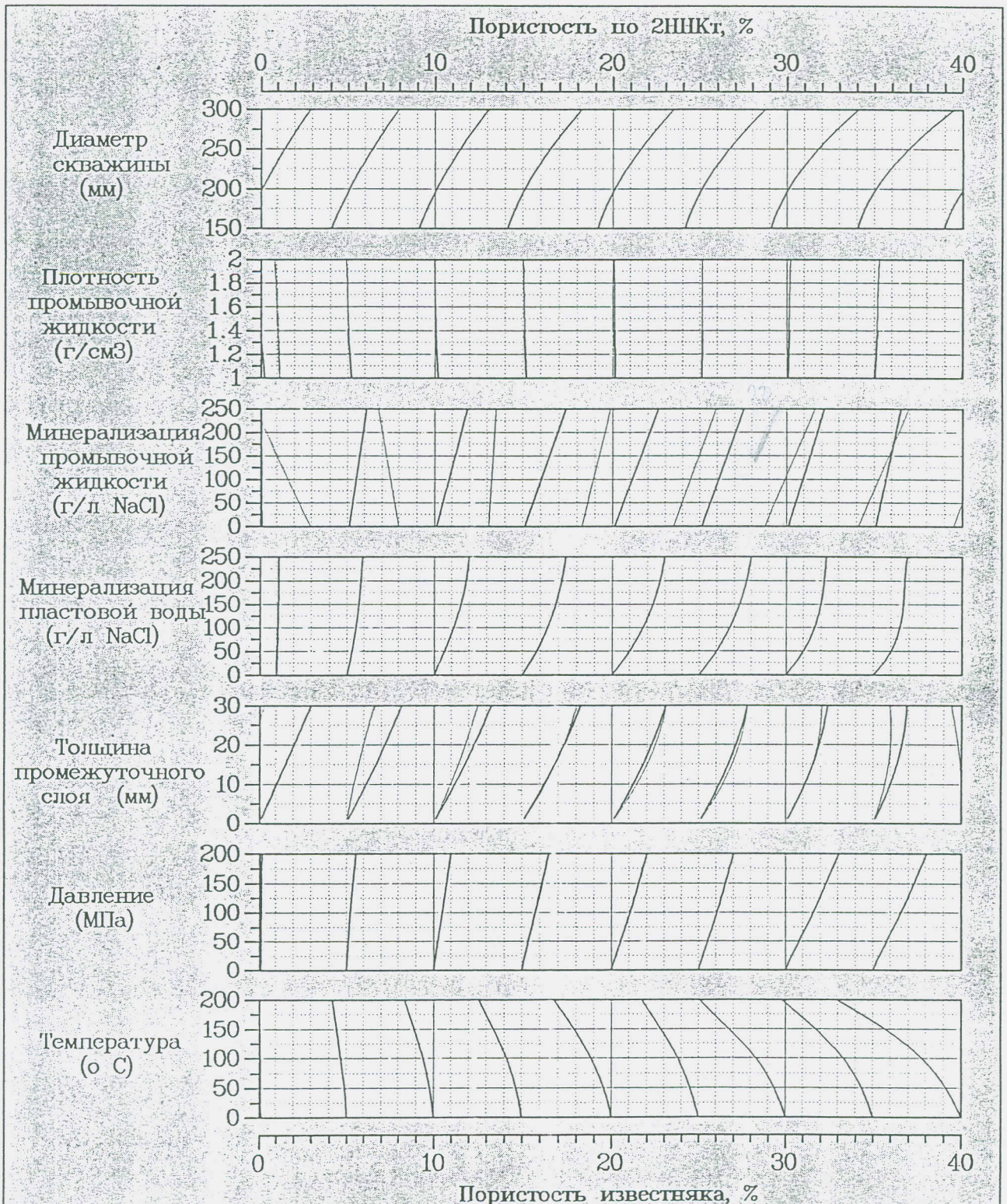
Номограммы для введения поправок в открытом стволе



На палетках для учета:

- плотности промывочной жидкости (ПЖ):
  толстые линии – для глинистой ПЖ, тонкие – для глинистой ПЖ с баритом;
- минерализации ПЖ (предполагается Сп=Спж) :
  толстые линии – dc = 200 мм, тонкие – dc = 300 мм;
- толщины промежуточного слоя:
  толстые линии – отклонение прибора от стенки скважины,
  тонкие – толщина глинистой корки.

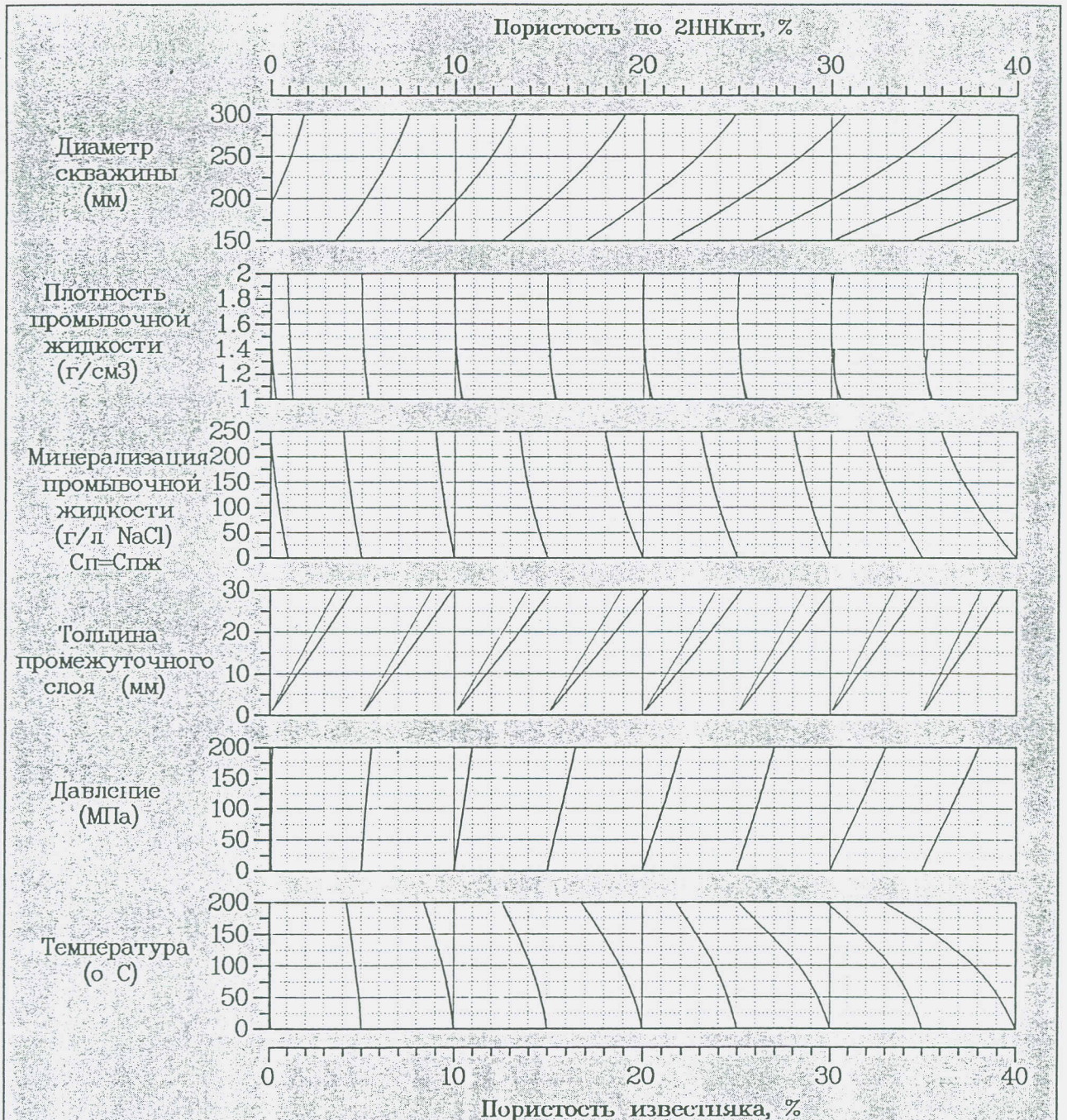
Компенсированный нейтронный каротаж
Номограммы для введения поправок в открытом стволе



На палетках для учета:
- плотности промывочной жидкости (ПЖ):
  толстые линии – для глинистой ПЖ, тонкие – для глинистой ПЖ с баритом;
- минерализации ПЖ (предполагается Сп=Спж) :
  толстые линии – dc = 200 мм, тонкие – dc = 300мм;
- толщины промежуточного слоя:
  толстые линии – отклонение прибора от стенки скважины,
  тонкие – толщина глинистой корки.

НК–4

Компенсированный нейтронный каротаж
Номограммы для введения поправок в открытом стволе



На палетках для учета:
- плотности промывочной жидкости (ПЖ):
  толстые линии – для глинистой ПЖ, тонкие – для глинистой ПЖ с баритом;
- толщины промежуточного слоя:
  толстые линии – отклонение прибора от стенки скважины,
  тонкие – толщина глинистой корки.

Определение пористости и минерального состава пород по данным радиоактивного и акустического каротажа

Для практической интерпретации в алгоритмах обработки используются петрофизические уравнения РК и АК, сформулированные в рамках единой для всех методов объемной модели горной породы. Петрофизические уравнения связывают исправленные за скважинные условия геофизические параметры с объемными содержаниями минеральных компонентов скелета и флюида и универсальны для широкого класса пород – коллекторов нефти и газа.

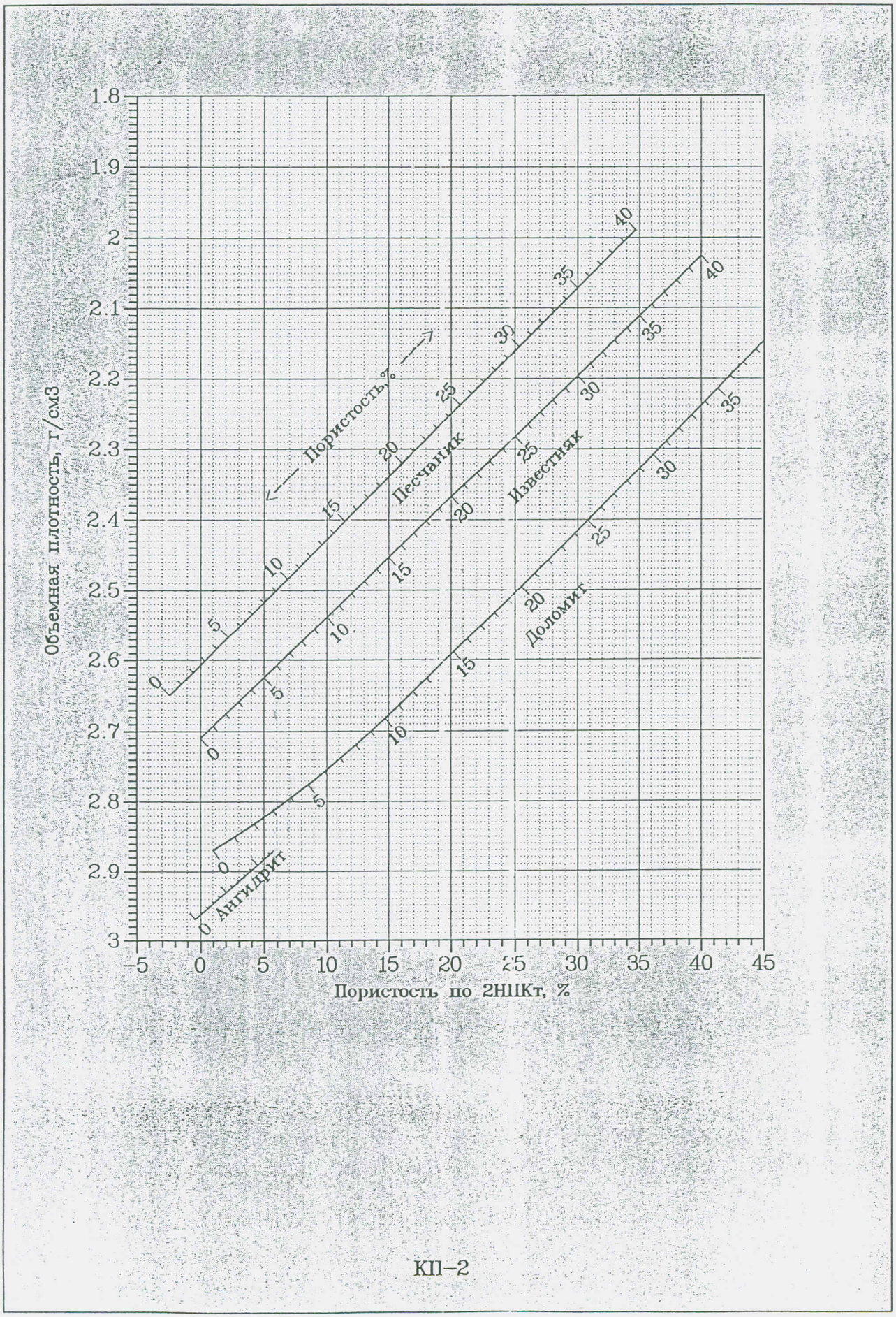
Библиотеки интерпретационных зависимостей, необходимые для построения петрофизических моделей и количественной оценки минерального состава и пористости пород содержат полную информацию для учета компонентного состава твердой, и жидко-газообразной фаз породы, структуры пустотного пространства и скелета породы, характера взаимодействия между твердой и жидкой фазами. Интерпретационные зависимости для отдельных методов получены с помощью физического и математического моделирования с детальным учетом особенностей скважинных измерений и параметров аппаратуры.

Параметры, учитываемые при интерпретации данных РК и АК

	Параметр	Диапазон изменения
1	Коэффициент пористости Кп (%)	0–50
2	Тип порового пространства	любой
3	Коэффициент нефте-, водо-, газонасыщенности Кн, Кв, Кг (%)	0–100
4	Объемное содержание минералов : кальцита, доломита, ангидрита,угля, кварца, полевых шпатов, гипса, каолинита, гидрослюды, хлорита и монтмориллонита (%)	0–100
5	Минерализация пластовых вод (г/л NaCl)	0–300
6	Весовое содержание примесей бора (мг/см3)	0–20
7	Весовое содержание примесей железа (мг/см3)	0–100

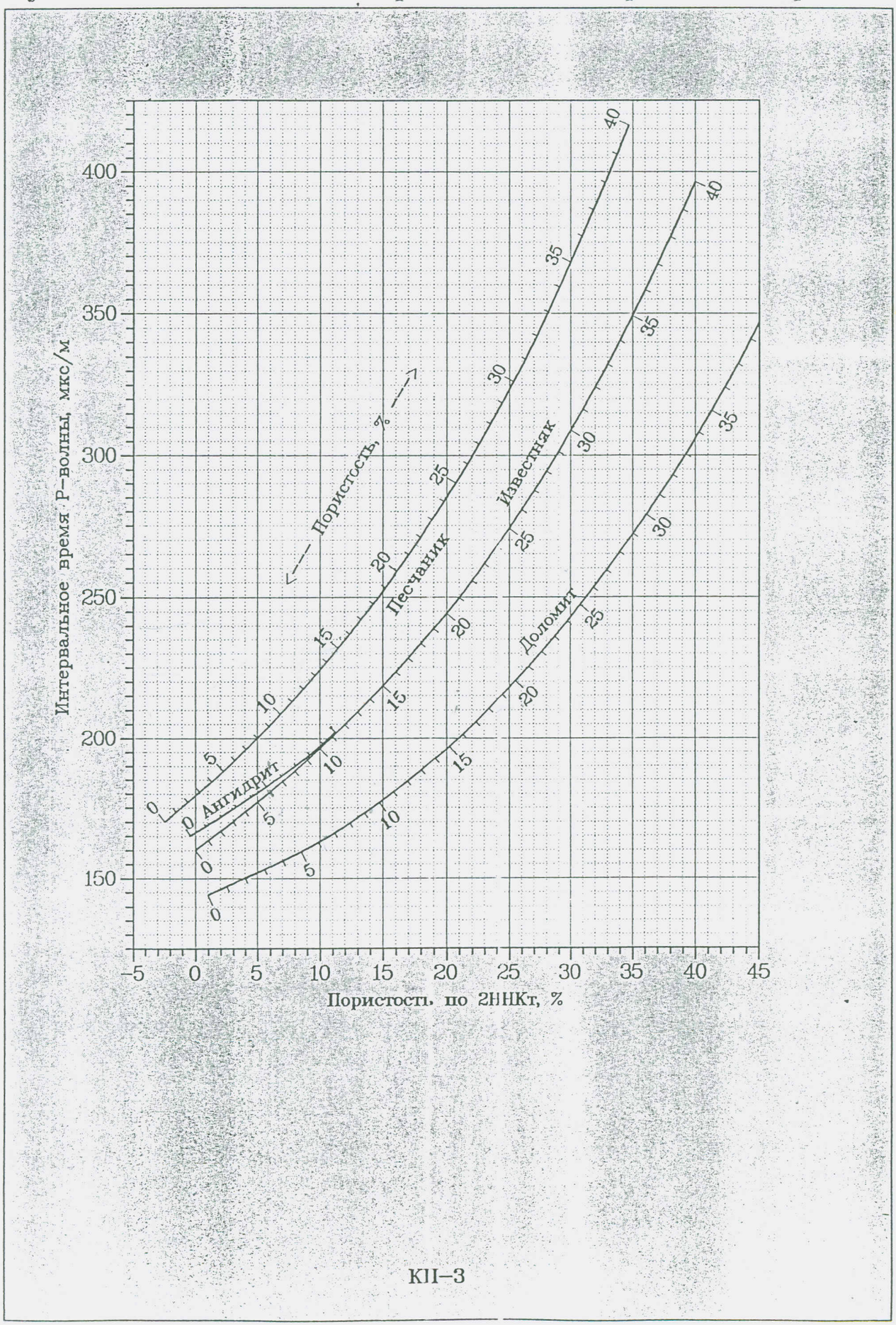
В альбоме приведены палетки для основных литотипов пород, объединяющие нейтронный, плотностной и акустические методы каротажа. Палетки построены для пресных пластовой воды и промывочной жидкости, бпж = 1 г/см3. Зависимости для интервального времени пробега Р-волны построены по уравнению Реймера-Ханта-Гарднера.

Определение пористости и литологии по данным плотностного и компенсированного нейтронного каротажа



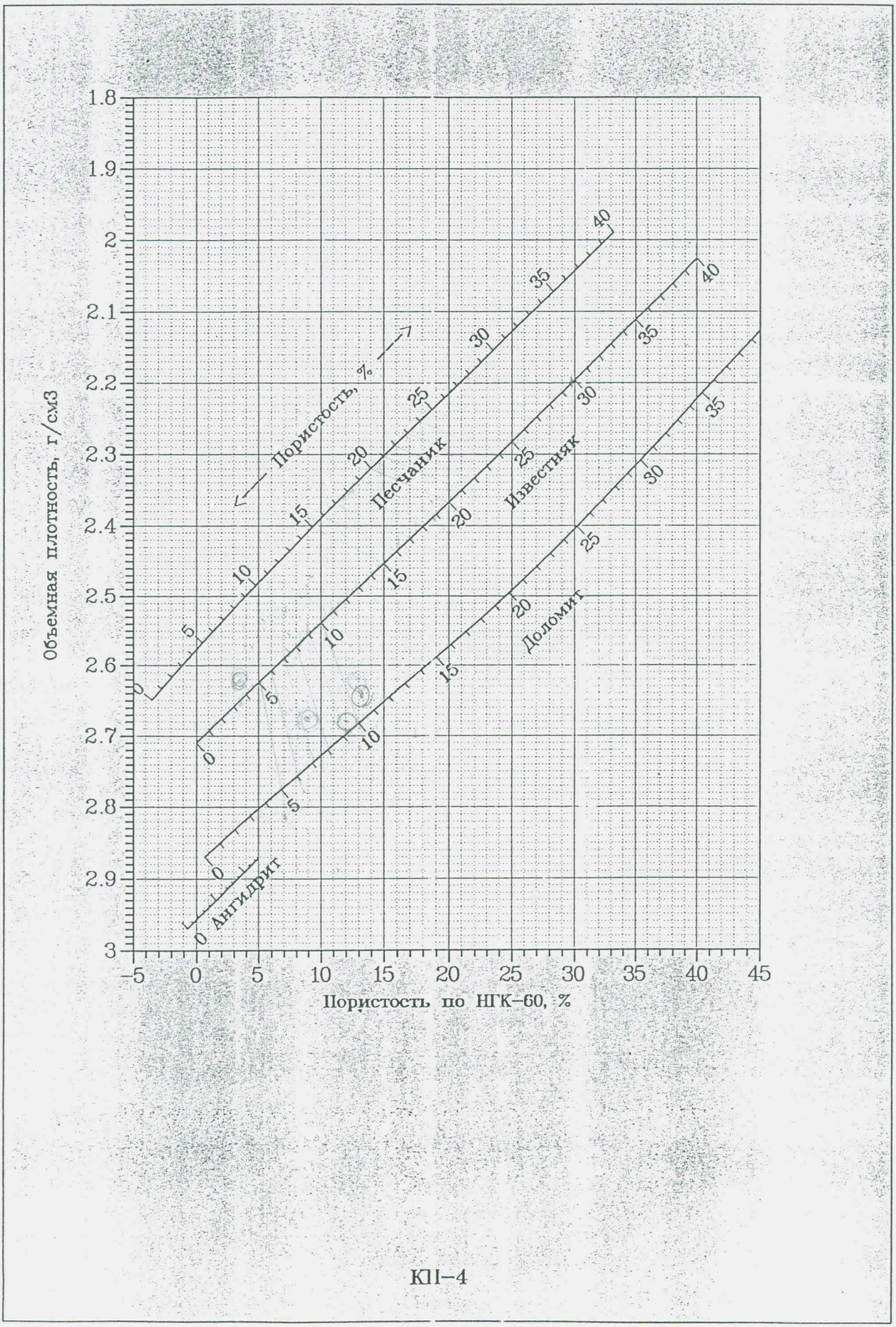
КП–2

Определение пористости и литологии по данным акустического и компенсированного нейтронного каротажа

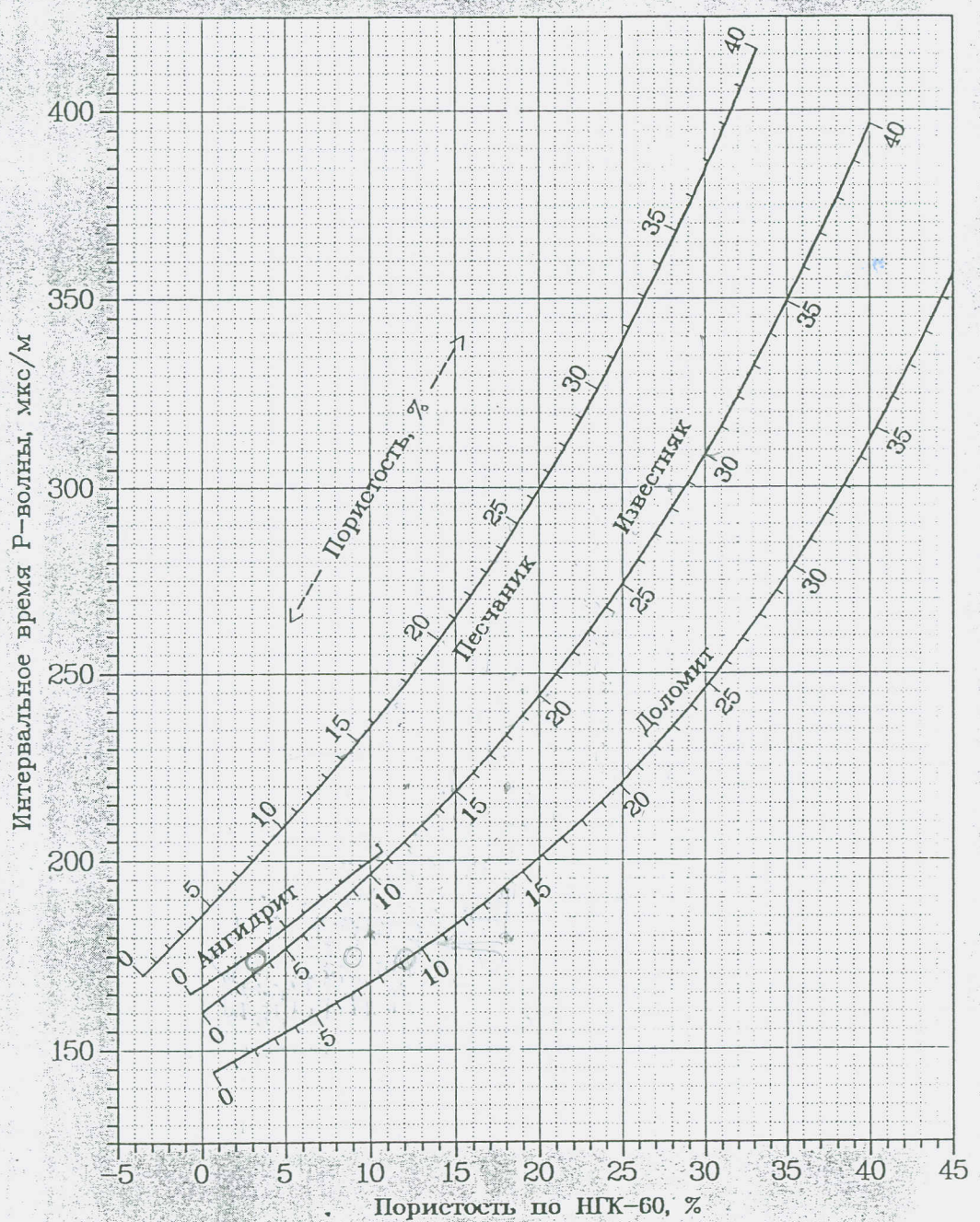


КП–3

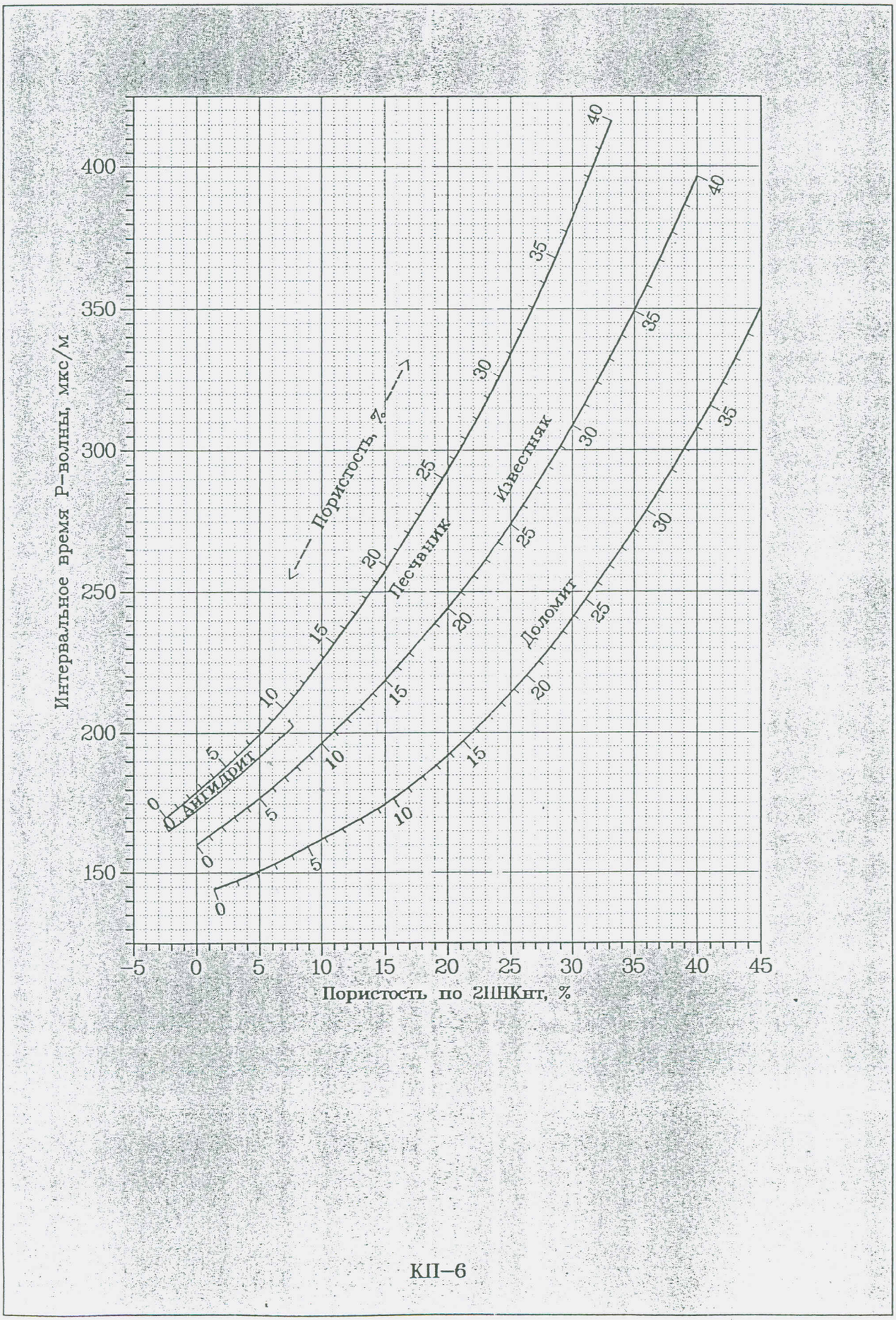
Определение пористости и литологии по данным плотностного и нейтронного гамма-каротажа



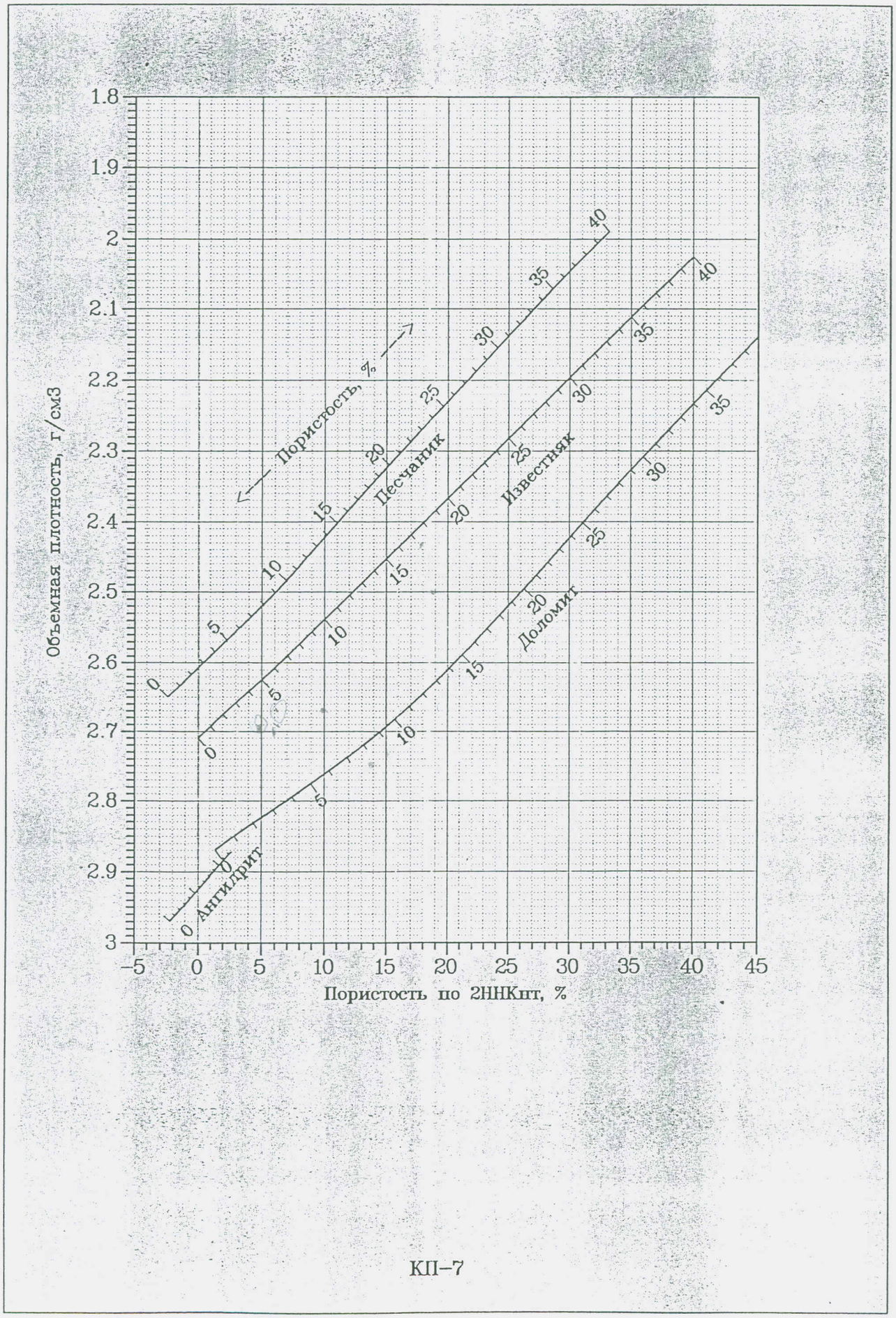
Определение пористости и литологии по данным акустического и нейтронного гамма–каротажа



Определение пористости и литологии по данным акустического и компенсированного нейтронного каротажа



Определение пористости и литологии по данным плотностного и компенсированного нейтронного каротажа



КП–7

Определение пористости и литологии по данным плотностного и акустического каротажа

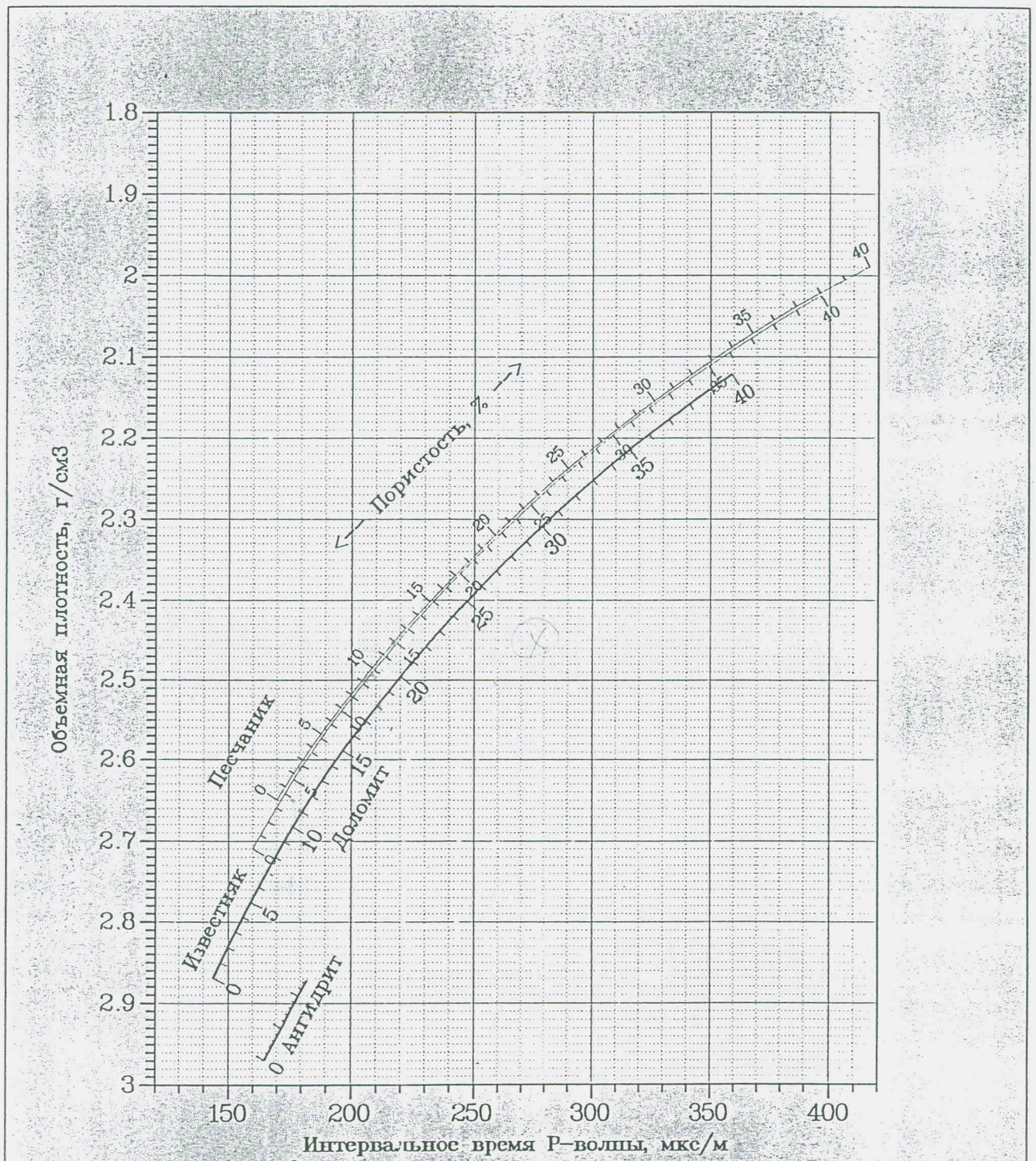
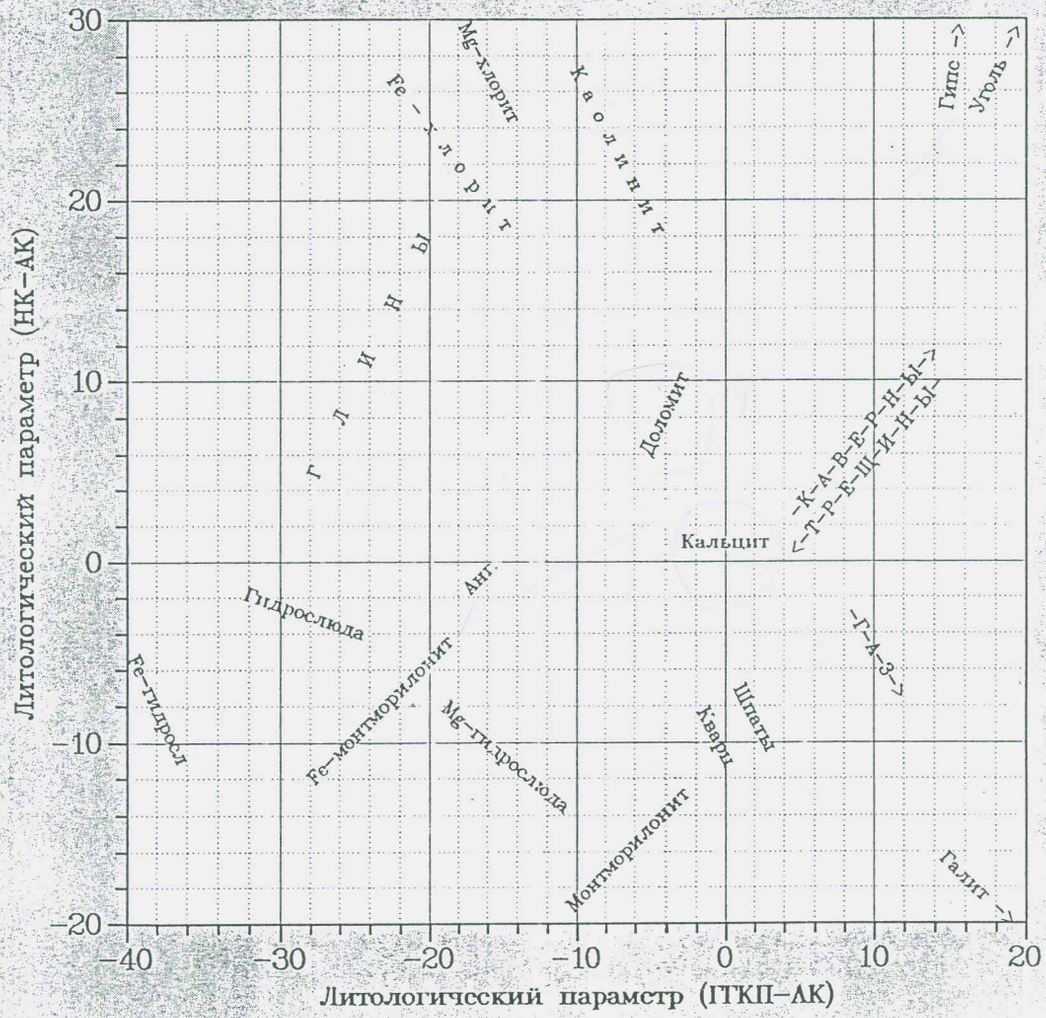
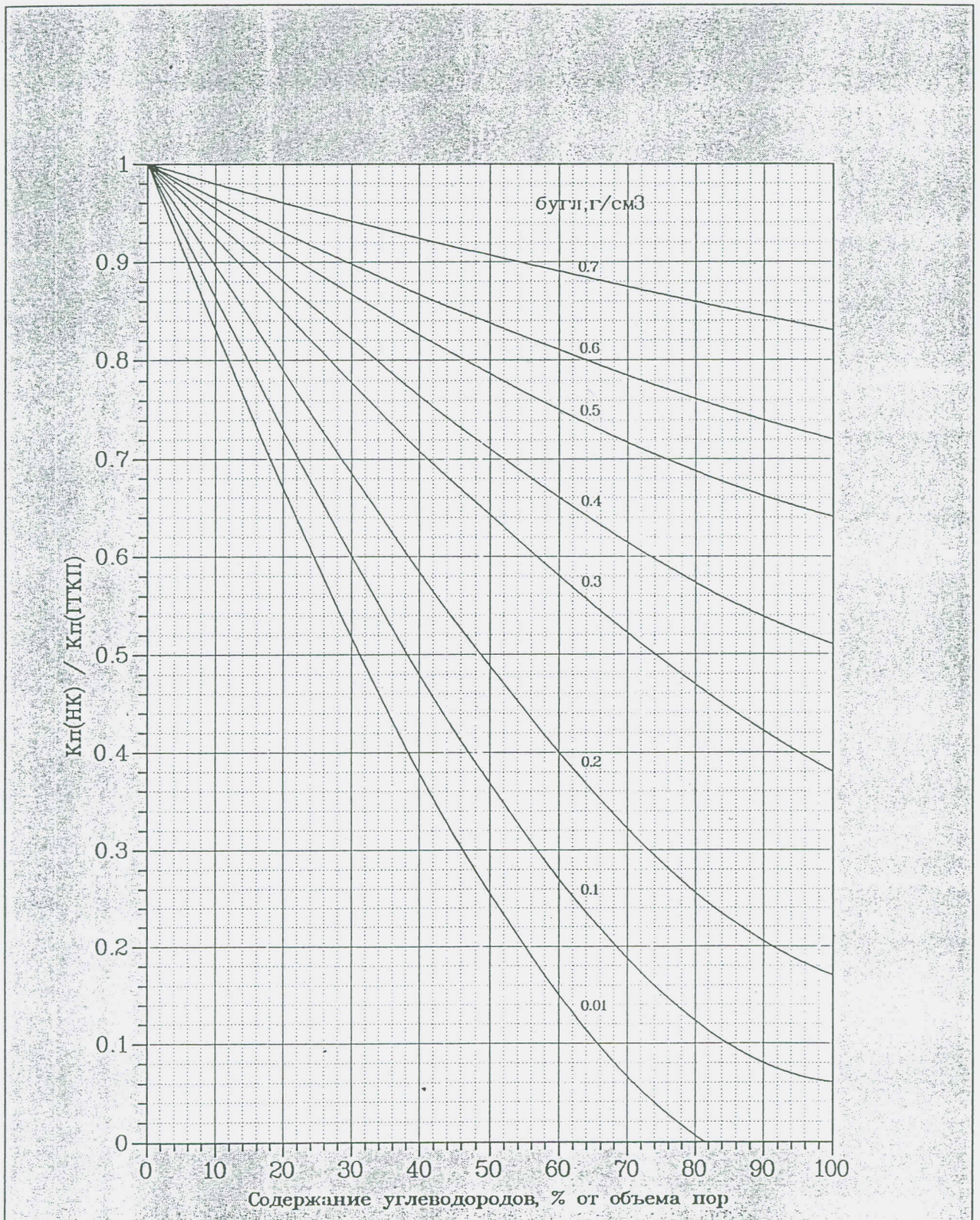


График для определения минерального состава пород



Литологические параметры вычисляются по геофизическим параметрам, исправленным за скважинные условия измерений.
Начало наименований минералов на графике соответствует значению пористости Кп = 0.

Определение плотности и содержания углеводородов по данным нейтронного и плотностного каротажа



Значения Кп(НК) и Кп(ГГКП) скорректированы за влияние условий измерений и литологии пород. бугл – плотность углеводородов.

Обработка данных электрического и индукционного каротажа

При комплексной обработке материалов электрического и индукционного каротажа используется модель одиночного пласта ограниченной мощности, пересеченного скважиной.

При наличии проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт предполагается, что сопротивление в радиальном направлении изменяется следующим образом: оно постоянно и равно Rпз в промытой зоне (диаметр промытой зоны – Dпз), изменяется линейно от Rпз до Rп в зоне проникновения (диаметр зоны проникновения – Dзп). Средний диаметр зоны проникновения D = (Dпз+Dзп)/2, при этом зафиксирован параметр (Dпз–dc)/(Dзп–dc) = 0,25. Приведенные в альбоме зависимости получены в основном путем математического моделирования (в предположении, что зона проникновения ступенчатая). Радиальные и вертикальные характеристики зондов индукционного каротажа (ИК) рассчитаны по теории Долля. Под псевдогеометрическим фактором зоны проникновения для зондов БК понимается

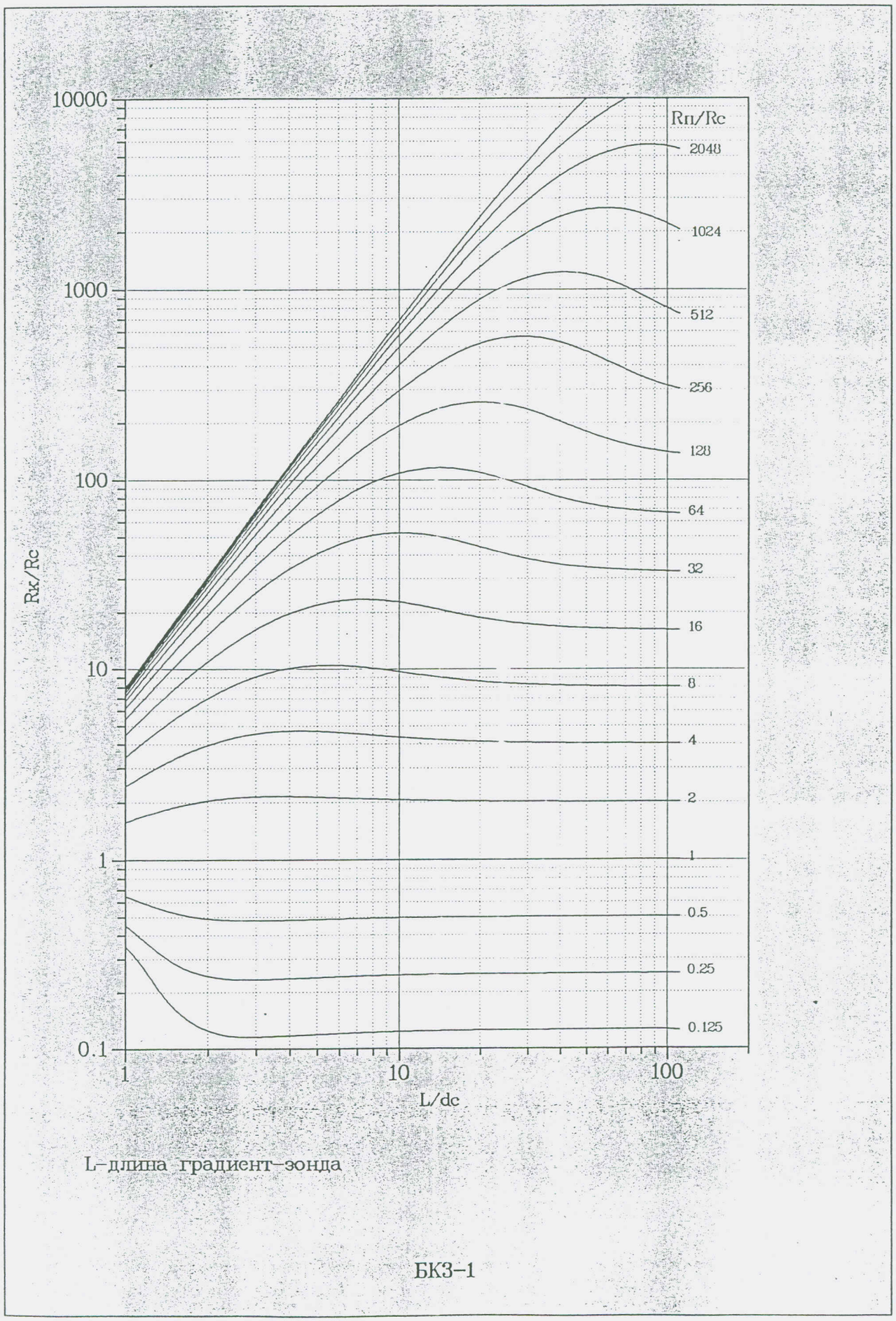
$$G(D) = (Rк - Rкп)/(Rкпз - Rкп), \qquad (1)$$

где Rк – кажущееся сопротивление для трехслойной модели среды, Rкп, Rкпз – кажущиеся сопротивления для двухслойной модели с сопротивлением пласта, равным Rп и Rпз соответственно. Аналогично вводится понятие псевдогеометрического фактора для зондов ИК (заменяя в (1) кажущееся сопротивление на кажущуюся проводимость). Псевдогеометрический фактор пласта для зондов БК определяется как

$$G(H) = (Rк - Rквм)/(Rкп - Rквм),$$

где Rк – кажущееся сопротивление для пласта толщиной H, Rквм, Rкп – кажущиеся сопротивления для пласта неограниченной толщины с сопротивлением, равным Rвм и Rп соответственно.

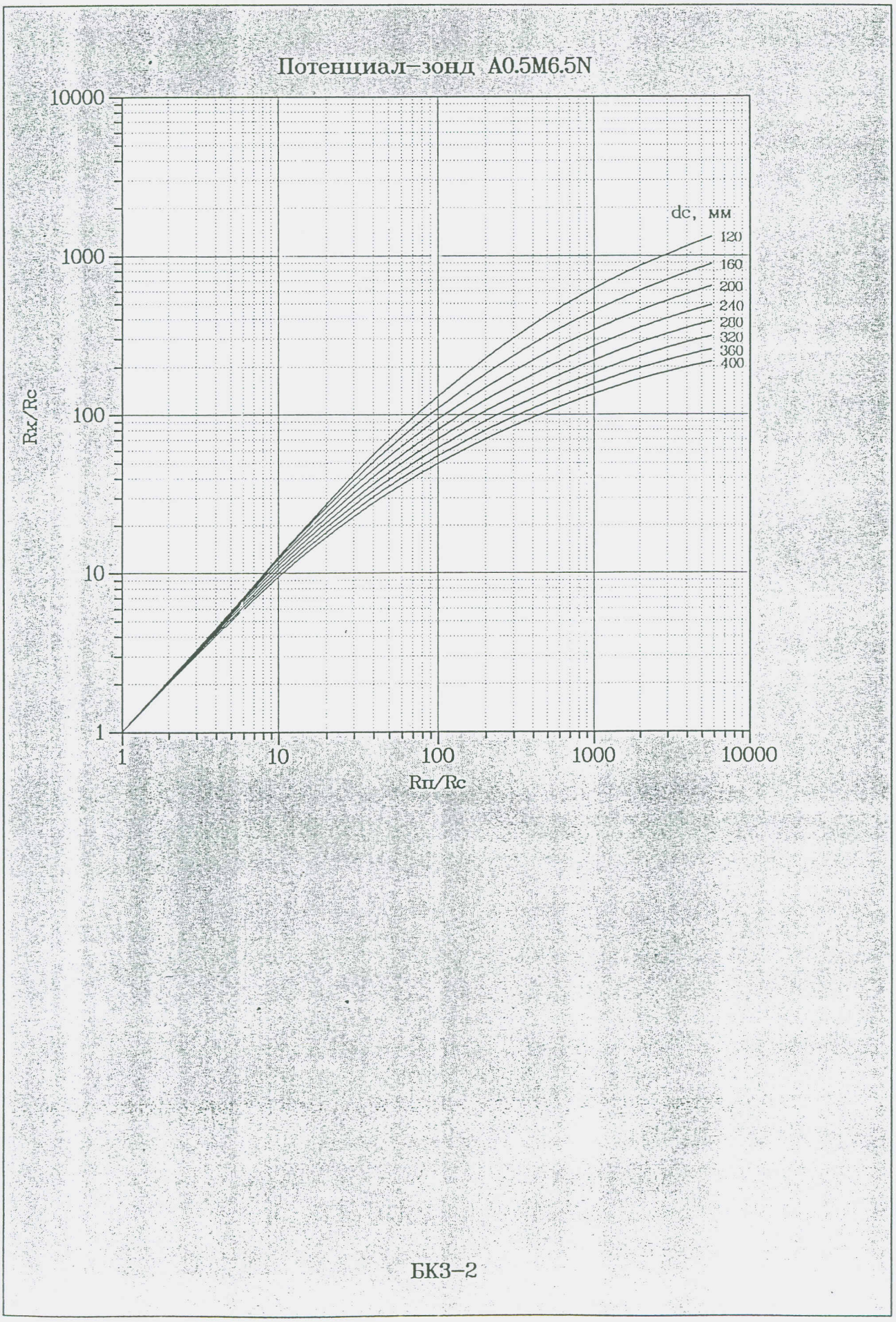
Двухслойная палетка БКЗ градиент-зондами



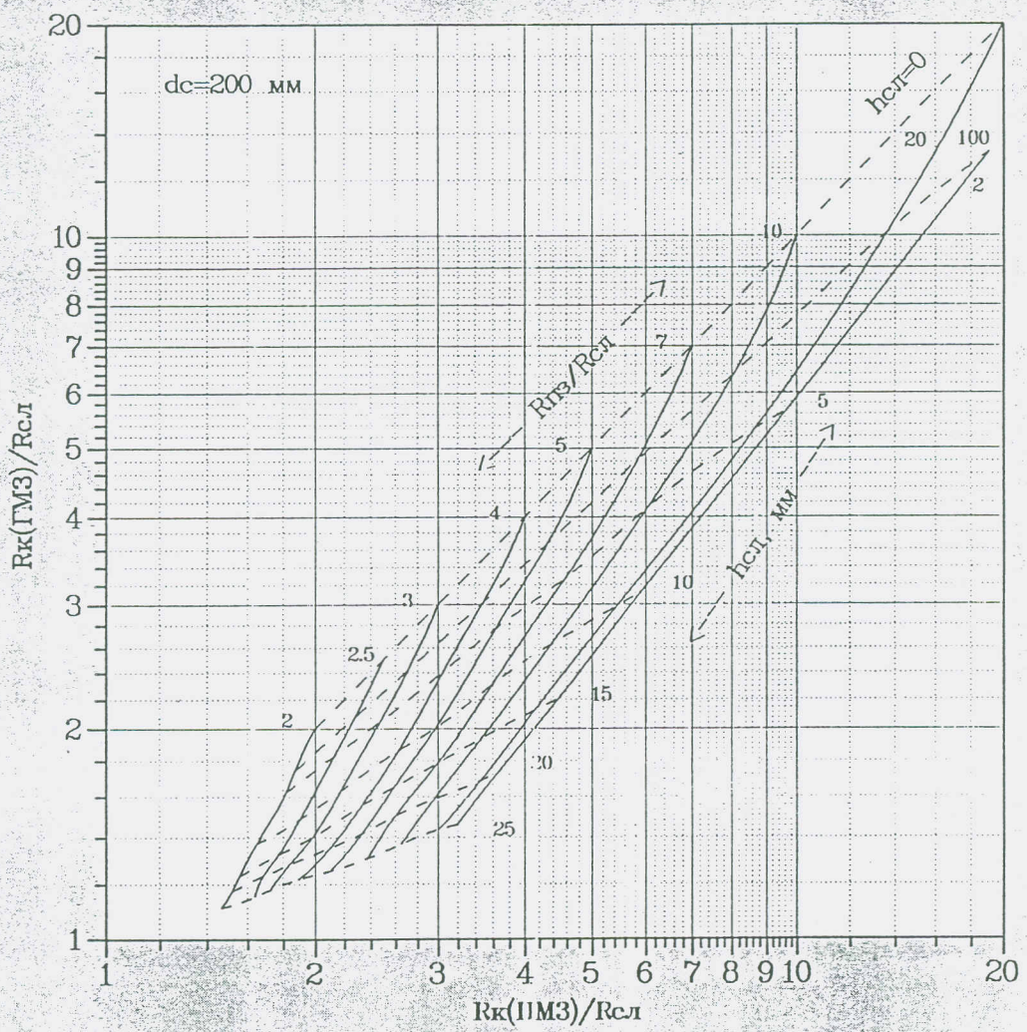
L-длина градиент-зонда

БКЗ-1

Поправка за влияние скважины для потенциал–зонда

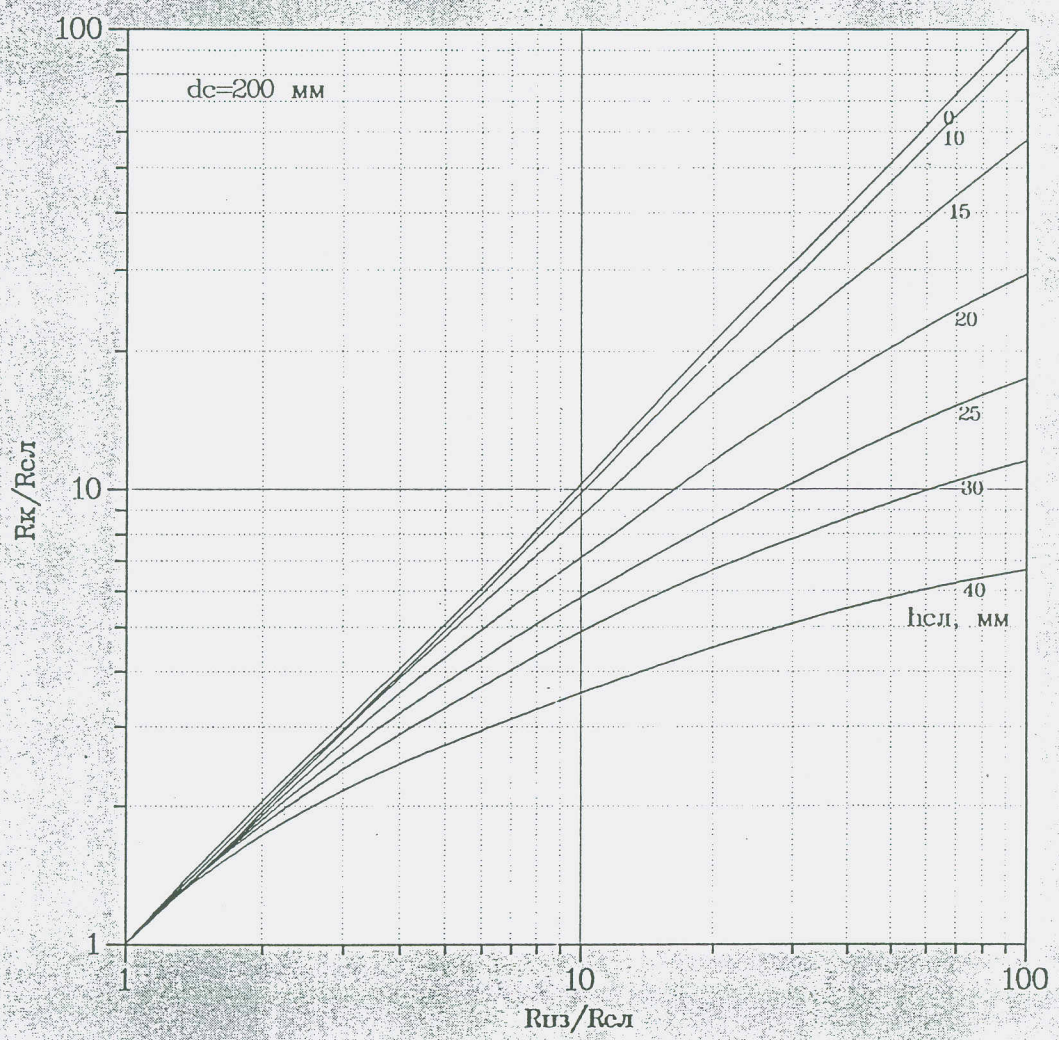


Палетка для обработки данных микрокаротажа



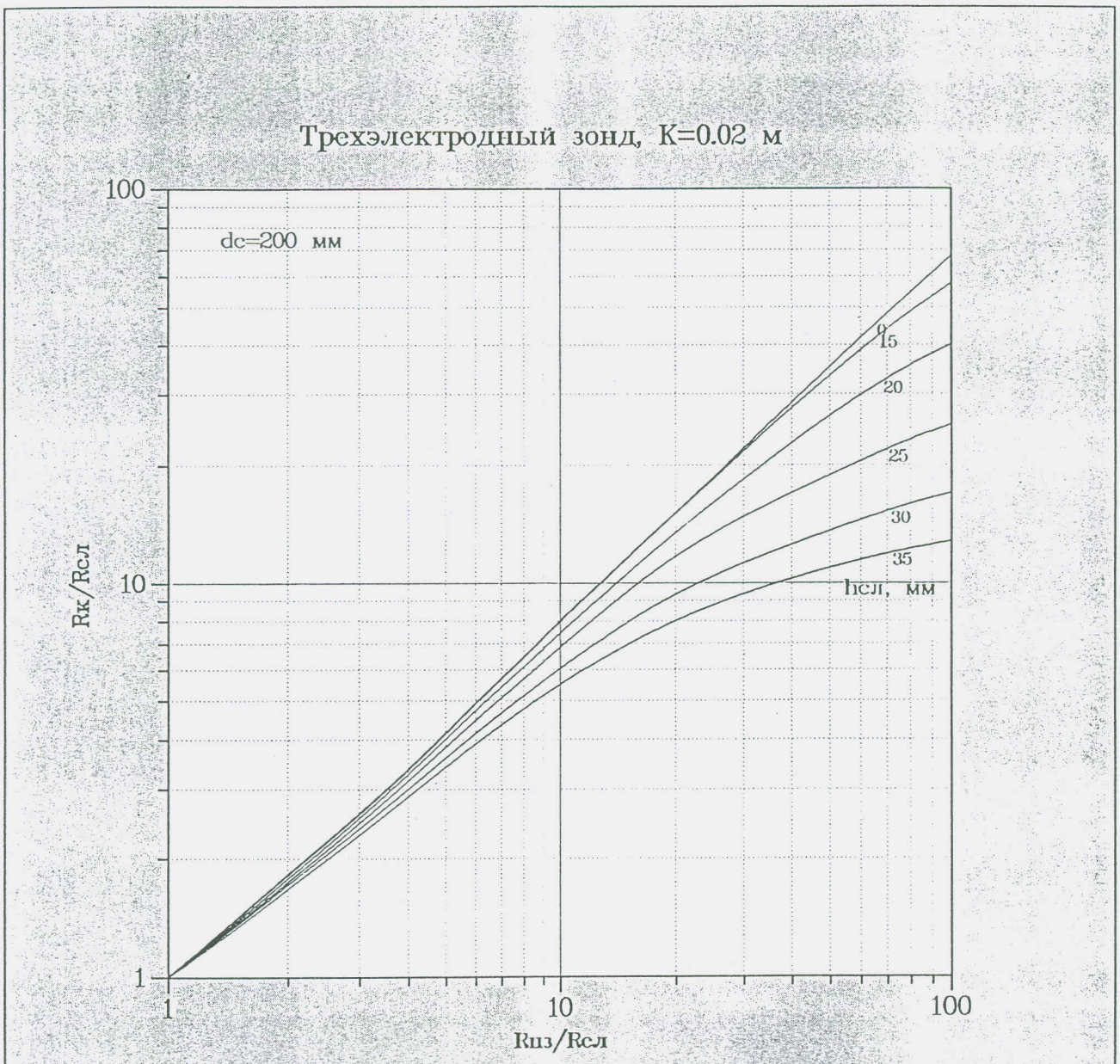
ГМЗ – градиент-микрозонд с коэффициентом зонда К=0.34м;
ПМЗ – потенциал-микрозонд с коэффициентом зонда К=0.48м.
Диаметр кривизны башмака (размер 100х200 мм) равен 200мм

Палетка для обработки данных бокового микрокаротажа*



* Данные ВНИИГеофизики, 1989 г.

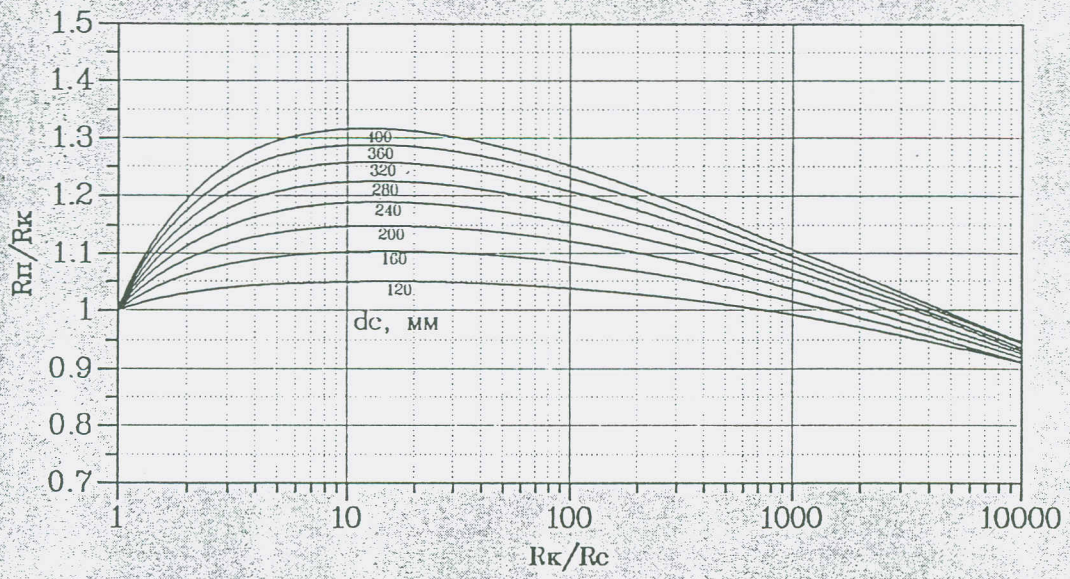
Палетка для обработки данных бокового микрокаротажа*



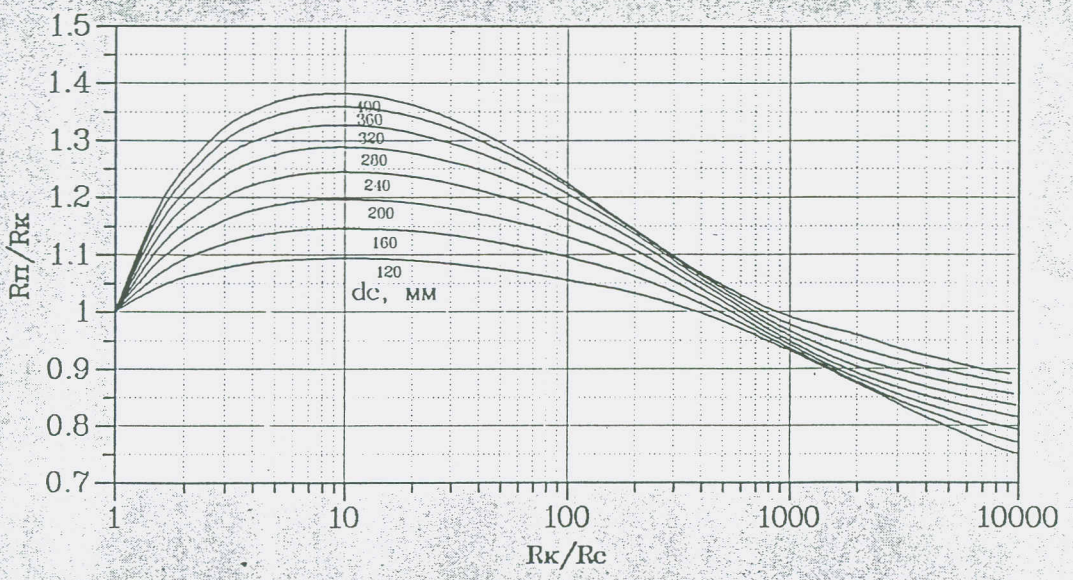
* Данные ВНИИГеофизики, 1989 г.

Поправка за влияние скважины для бокового каротажа

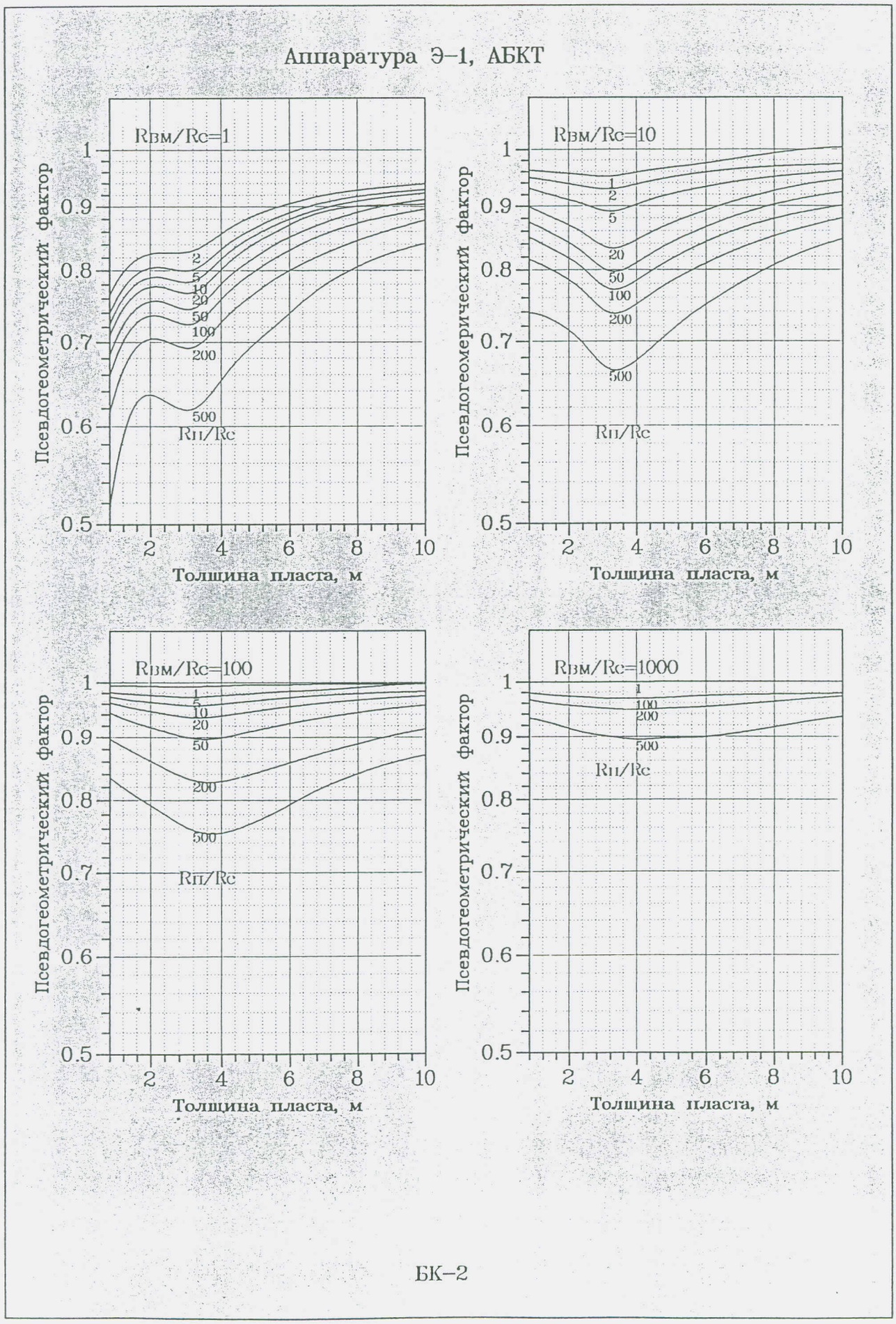
Зонд БК–3 , аппаратура ЭК–1



Зонд БК–3 , аппаратура Э–1, АБКТ

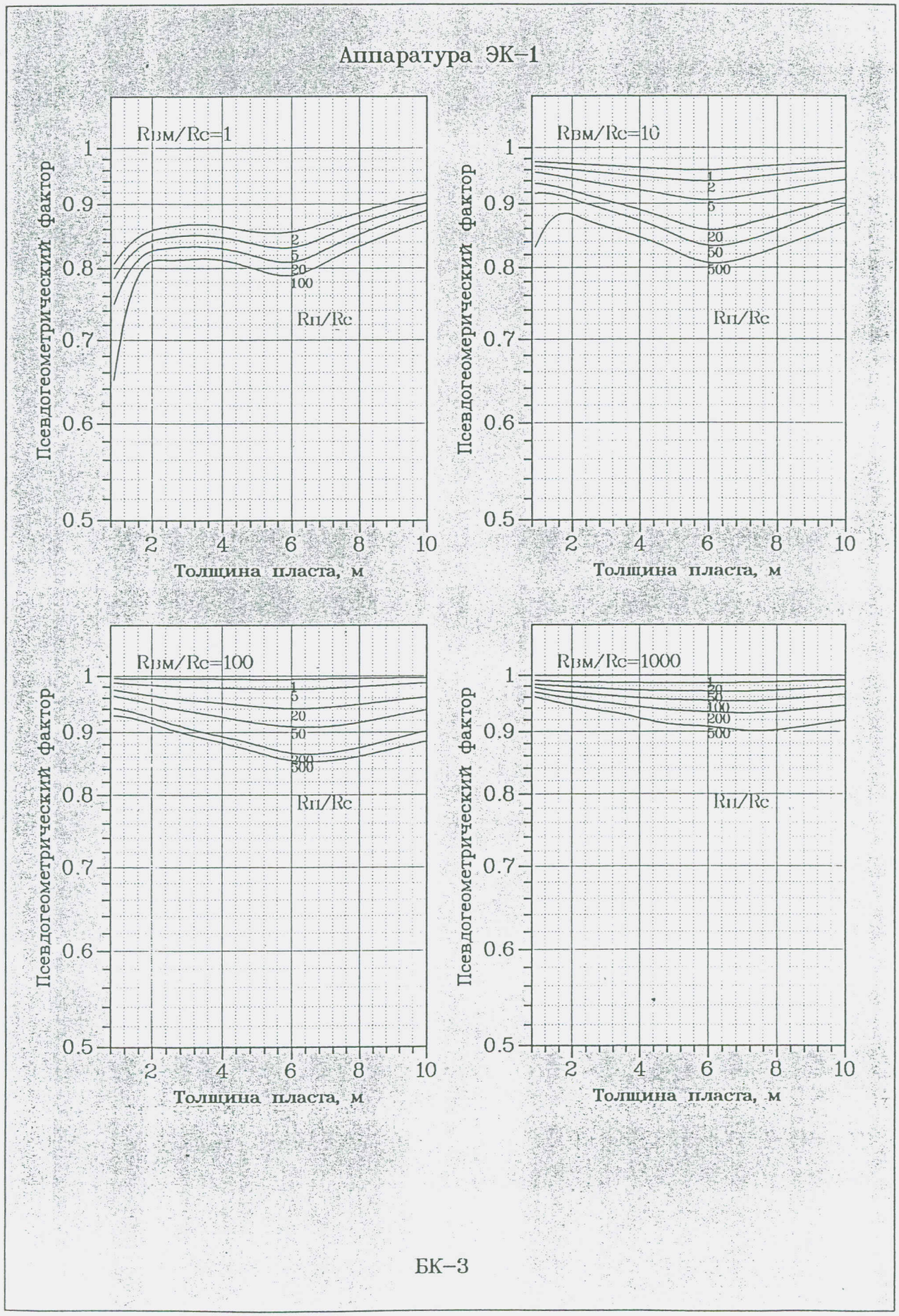


Влияние толщины пласта на показания зонда БК–3



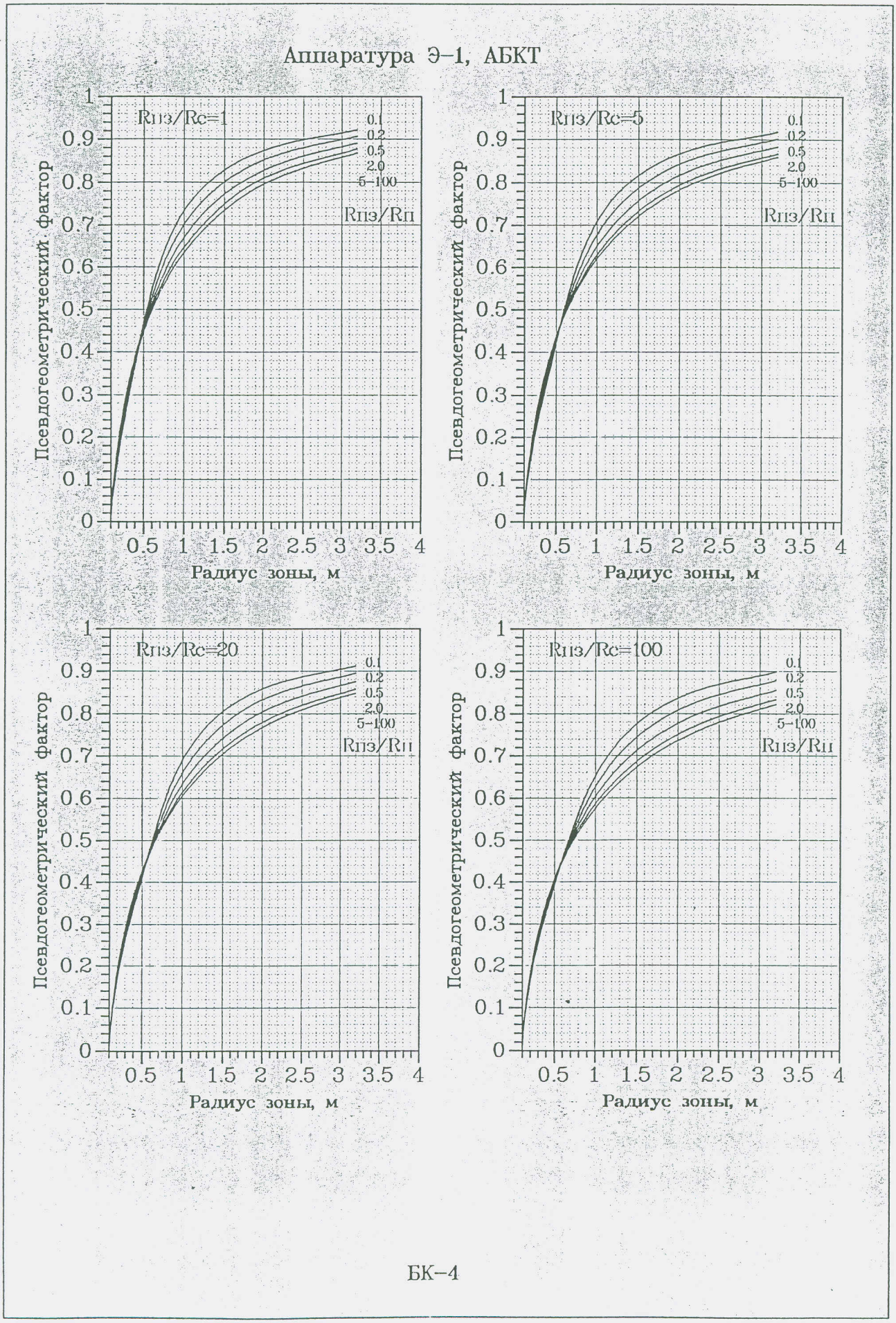
Влияние толщины пласта на показания зонда БК–3

Аппаратура ЭК–1

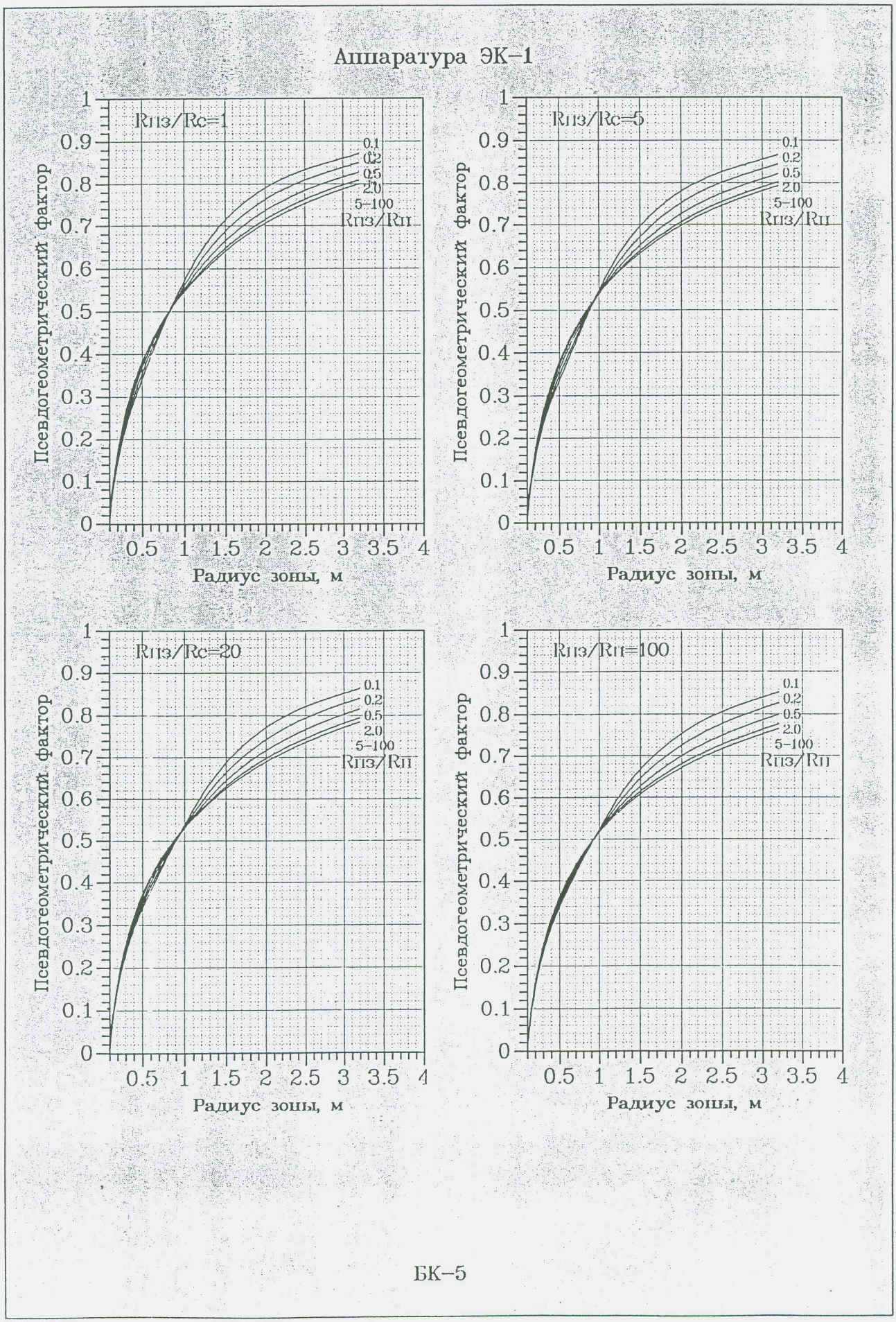


БК–3

Влияние зоны проникновения на показания зонда БК–3

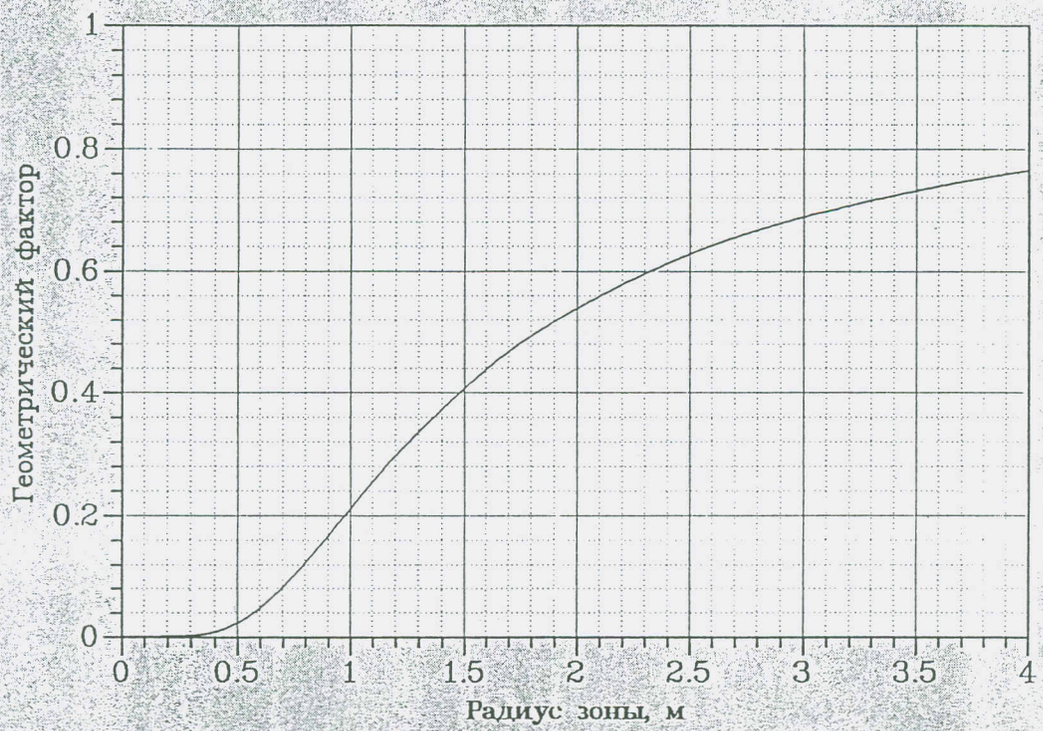


Влияние зоны проникновения на показания зонда БК–3

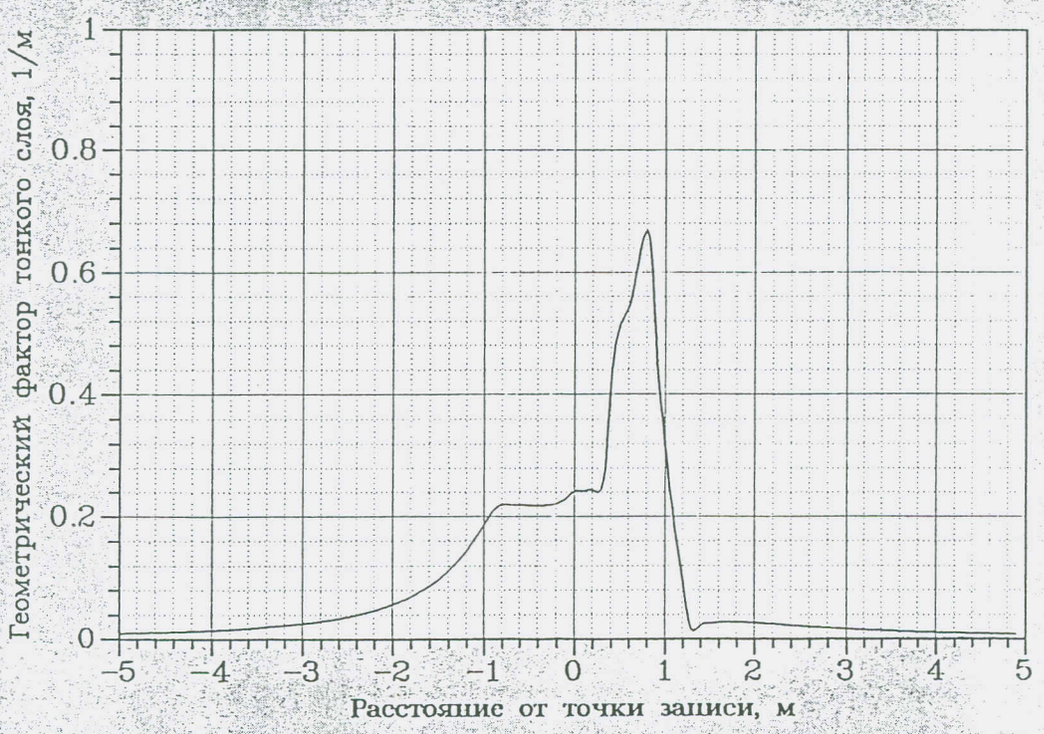


Характеристики зонда 7И1.6 (аппаратура АИК–5, ИК–П)

Интегральная радиальная характеристика зонда

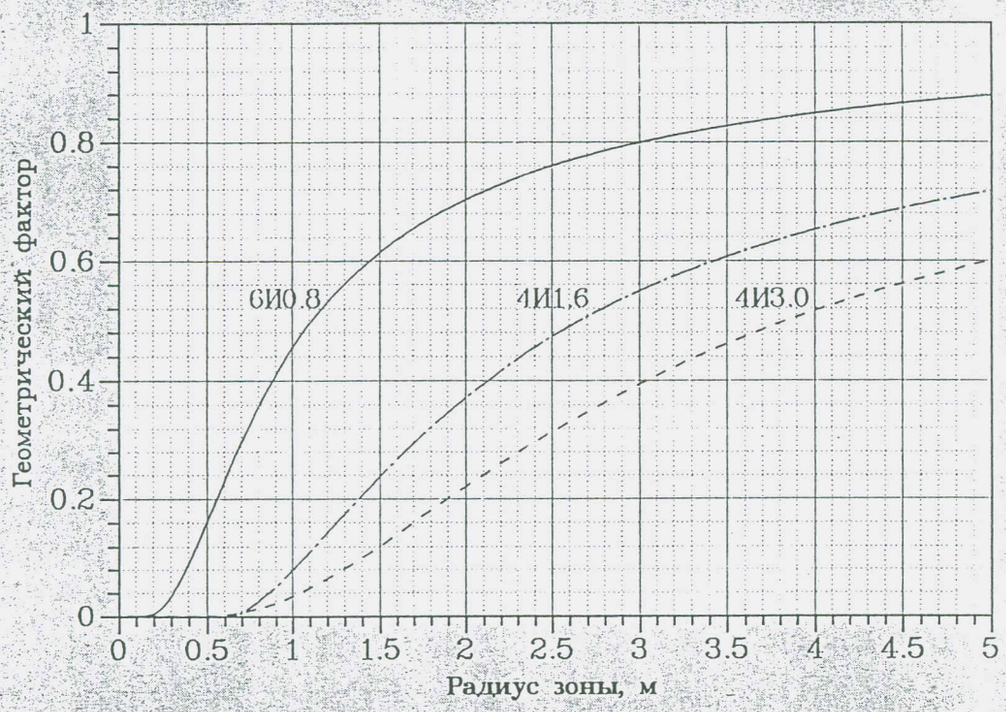


Дифференциальная вертикальная характеристика зонда

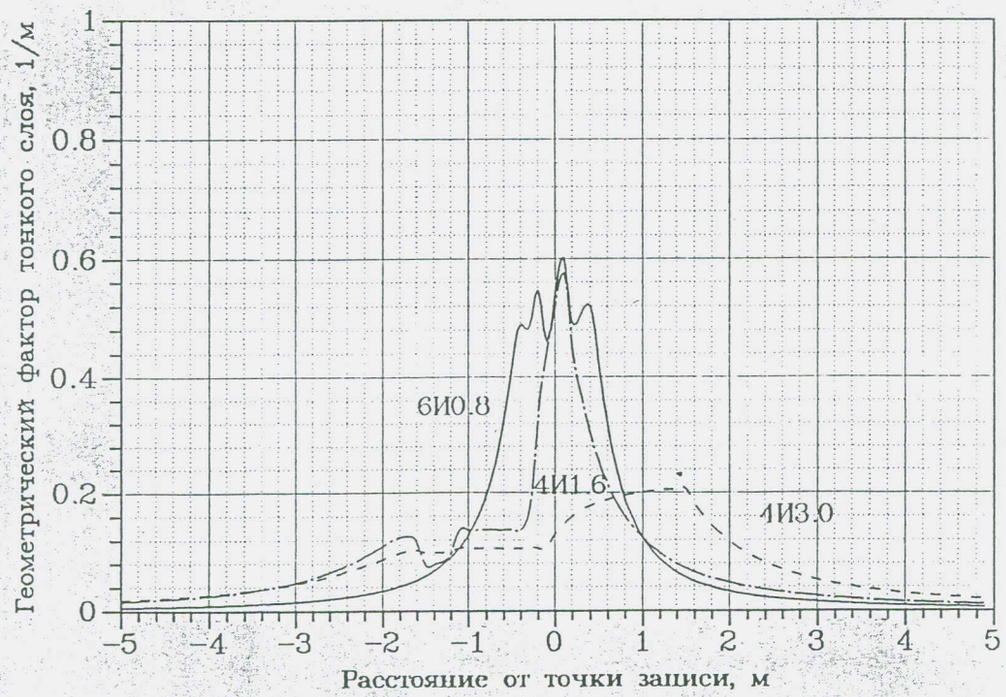


Характеристики зондов ИК (аппаратура ИКЗ–1,ИКЗ–II)

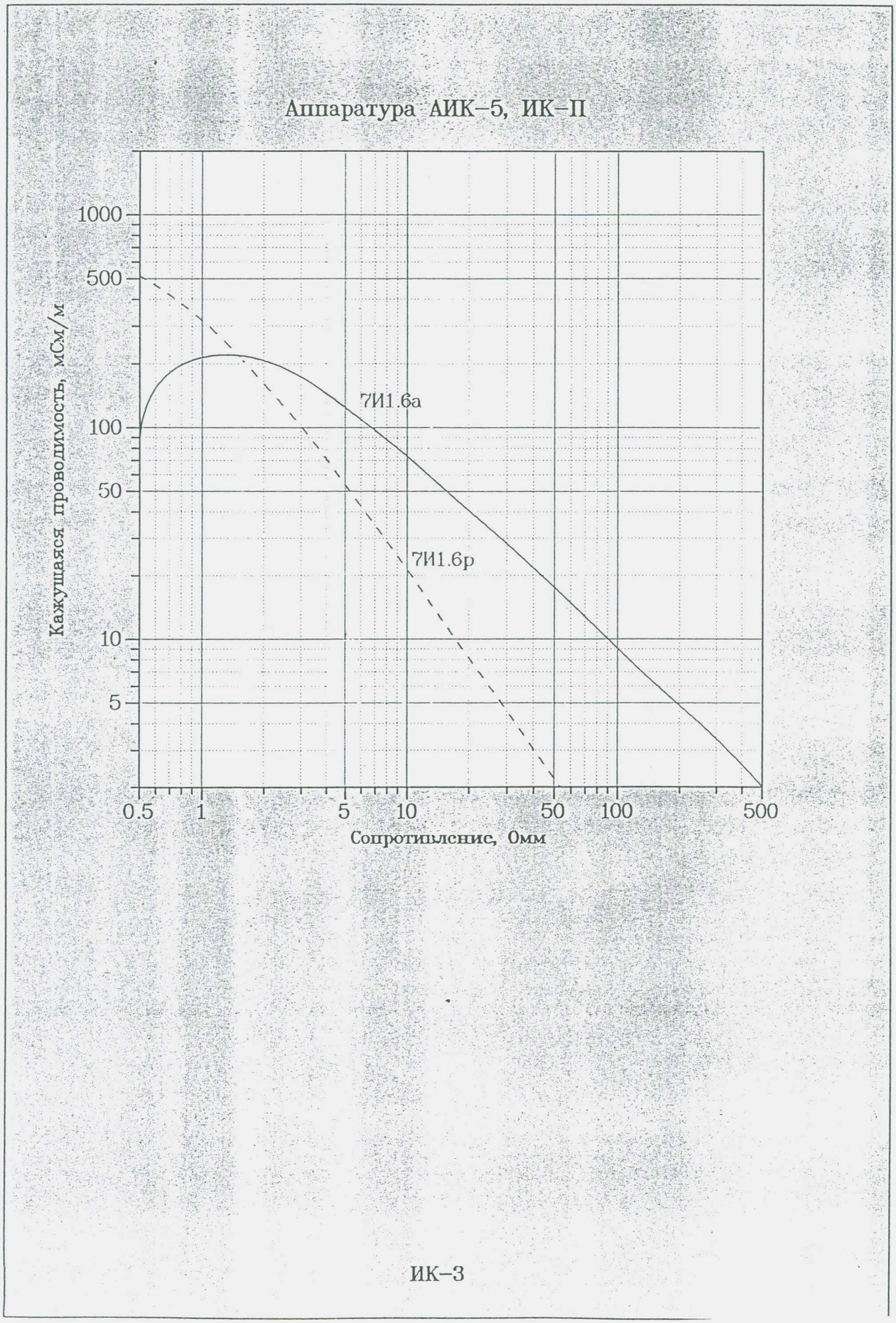
Интегральные радиальные характеристики зондов



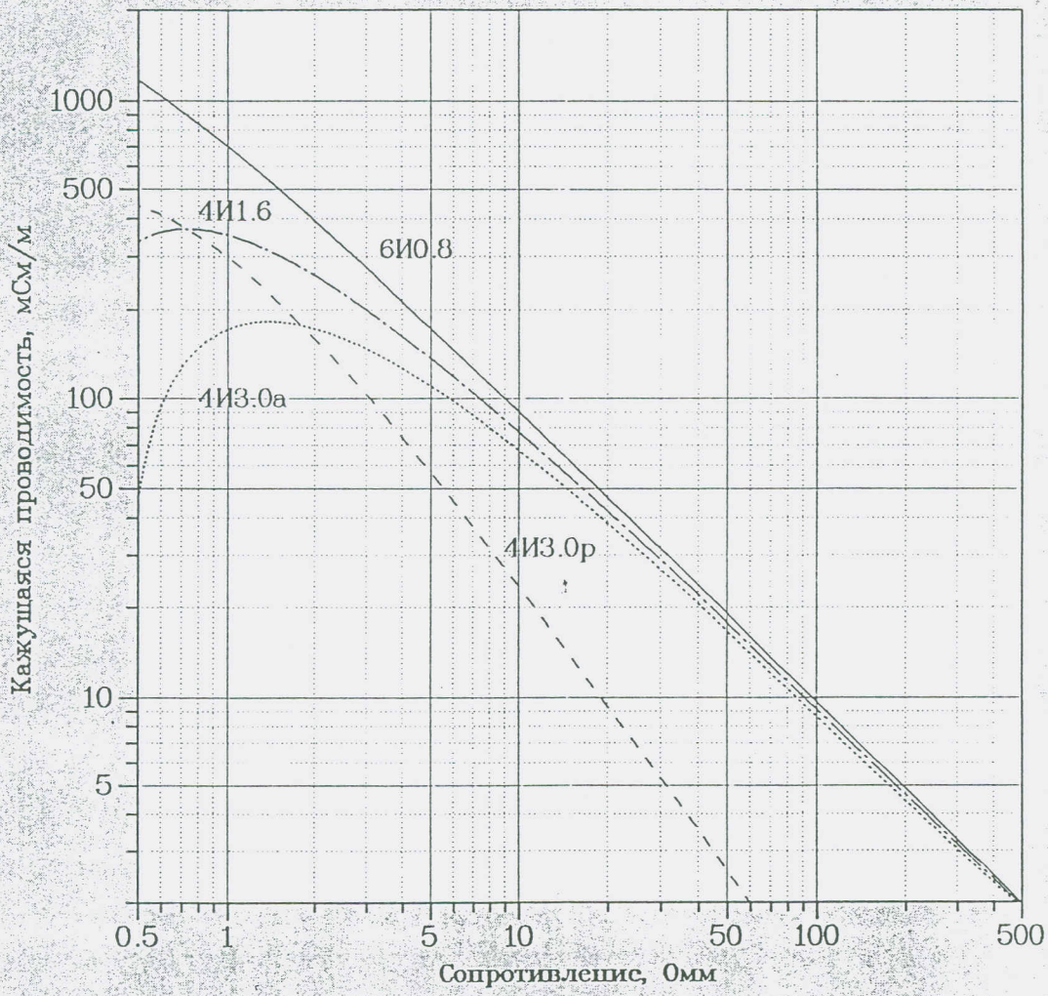
Дифференциальные вертикальные характеристики зондов



Поправка за скин–эффект для индукционного каротажа

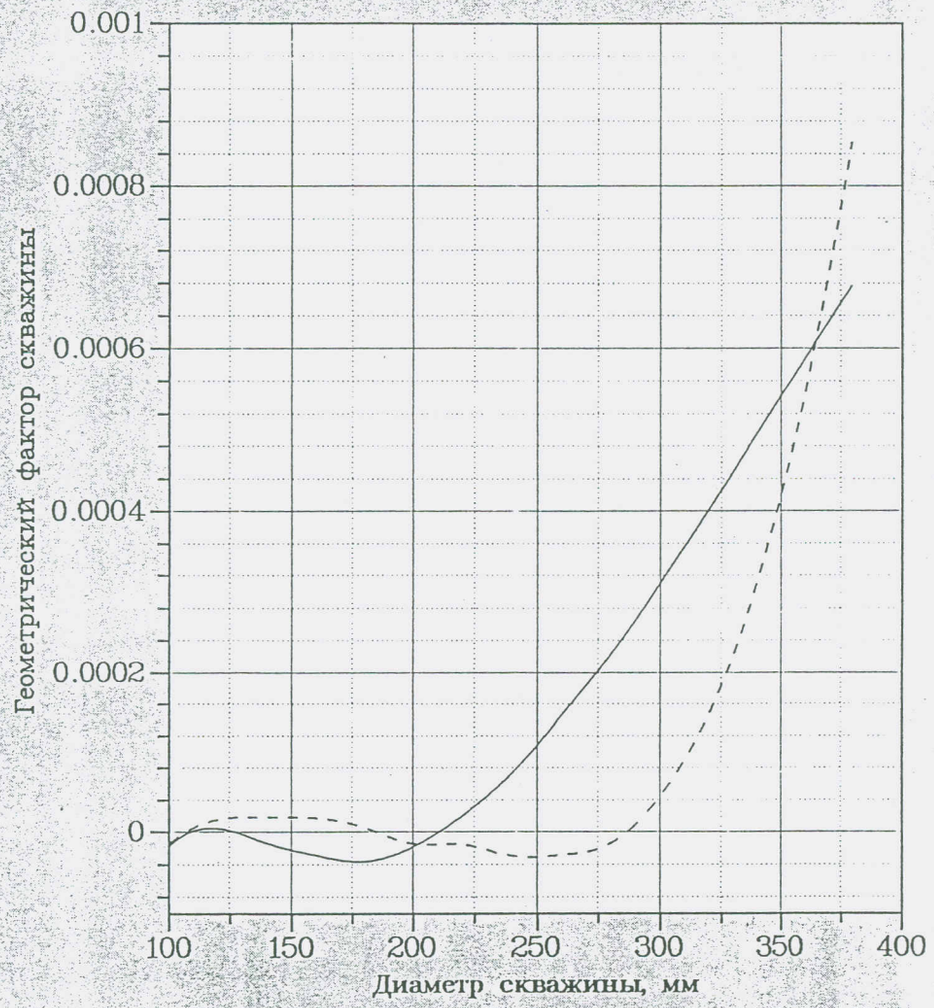


Поправка за скин–эффект для индукционного каротажа



Индукционный каротаж. Влияние скважины

Аппаратура АИК–5, ИК–II

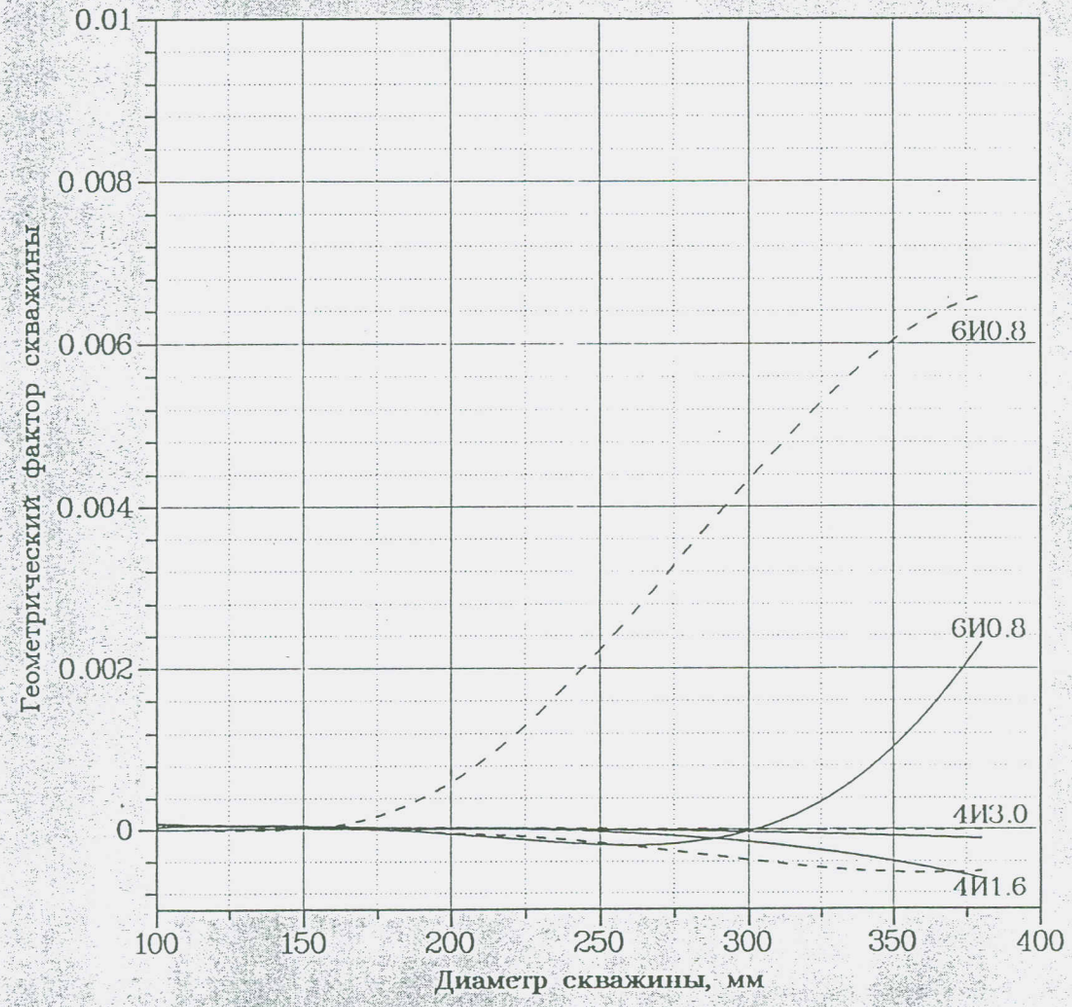


Сплошная линия – прибор на оси скважины,
пунктирная – прибор на стенке скважины.

При введении поправки за влияние скважины для активной компоненты кажущейся проводимости предполагается, что она аддитивна и должна быть вычтена из показаний до введения каких–либо других поправок. При этом величина поправки равна 1000* Gc(dc)/Rc , где
Gc(dc) – геометрический фактор скважины для диаметра dc,
Rc – сопротивление промывочной жидкости.

Индукционный каротаж. Влияние скважины

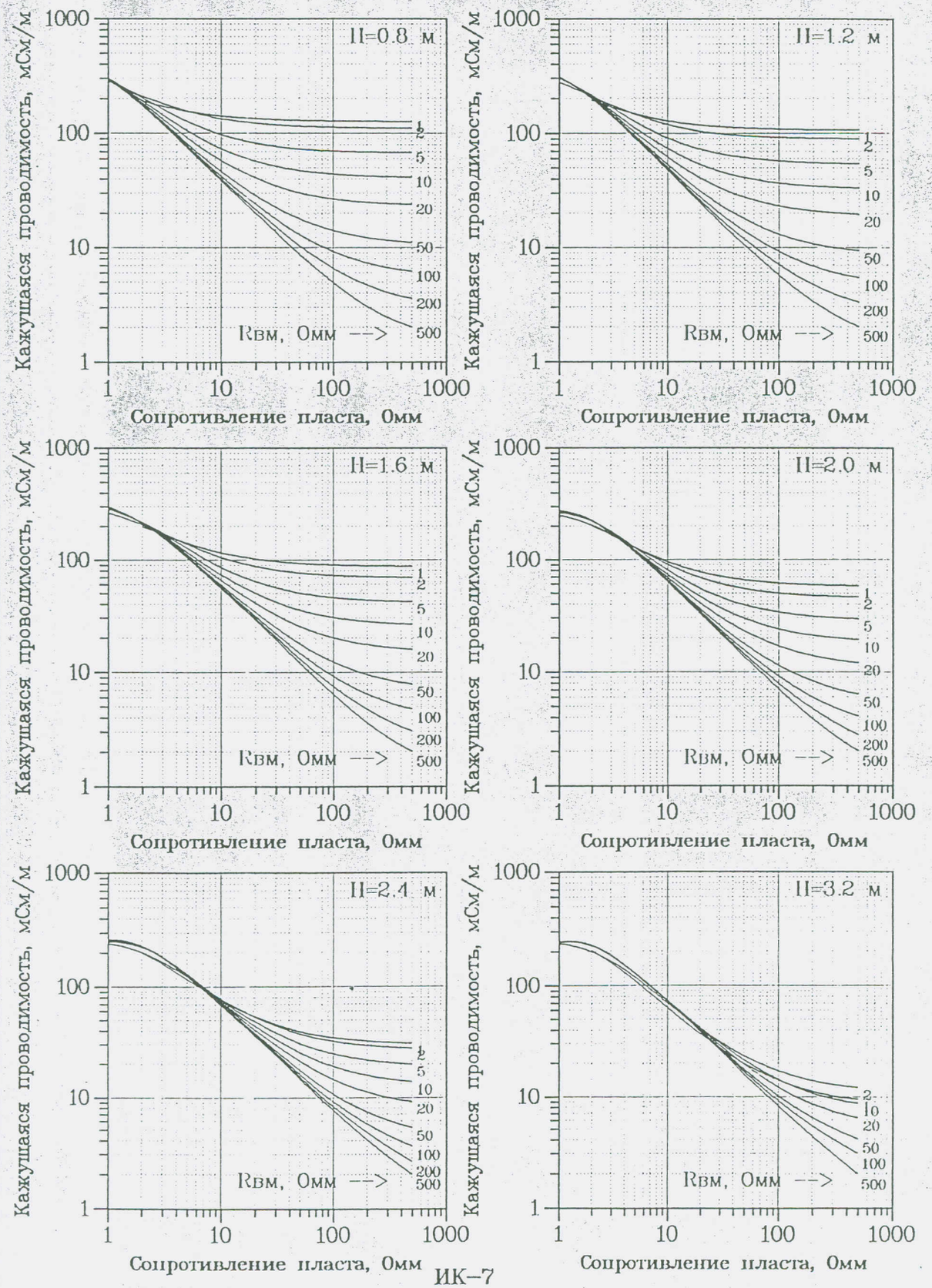
Аппаратура ИКЗ–1, ИКЗ–П



Сплошная линия – прибор на оси скважины,
пунктирная – прибор на стенке скважины.

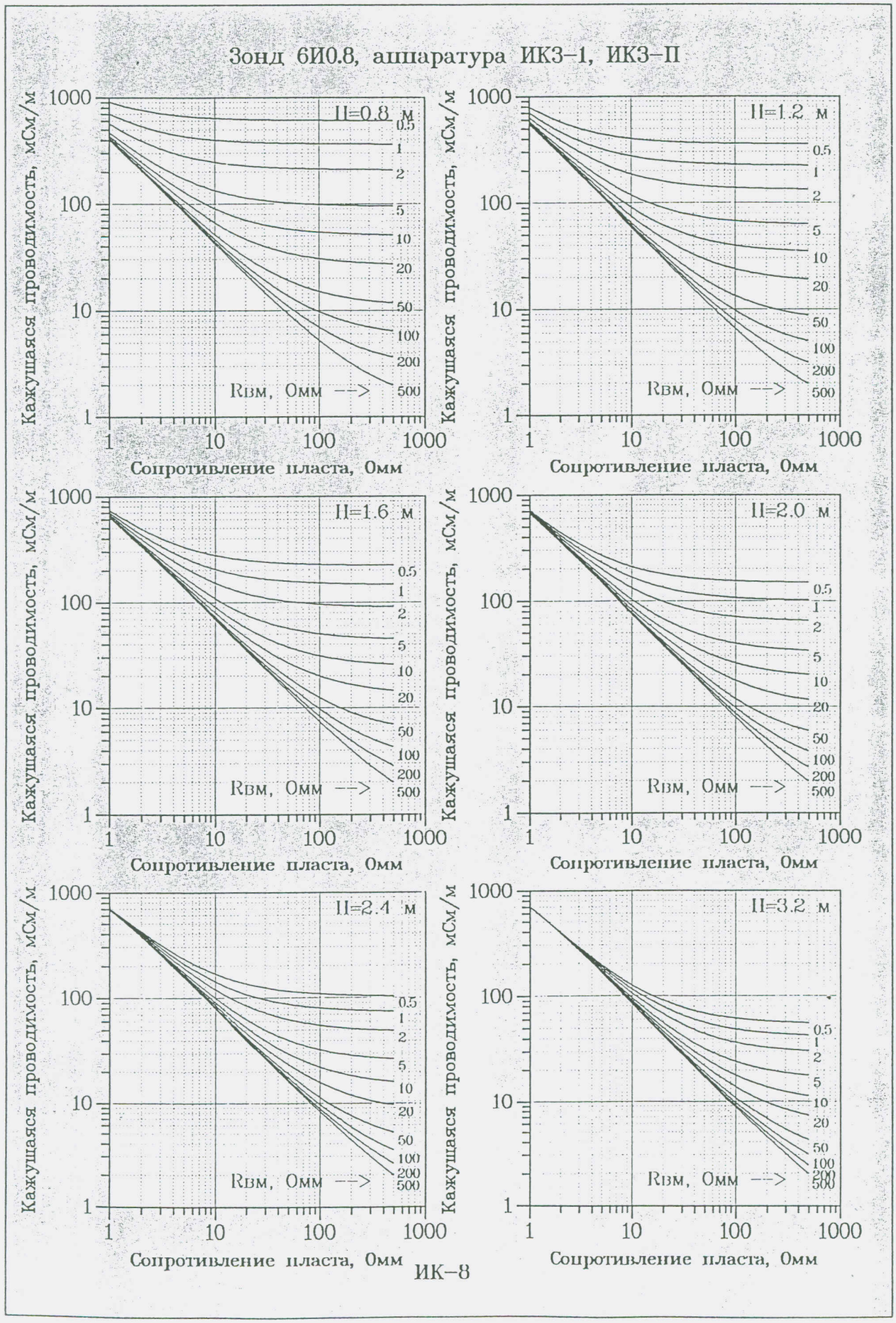
Влияние вмещающих пород на показания зондов ИК

Зонд 7И1.6а, аппаратура АИК–5, ИК–II



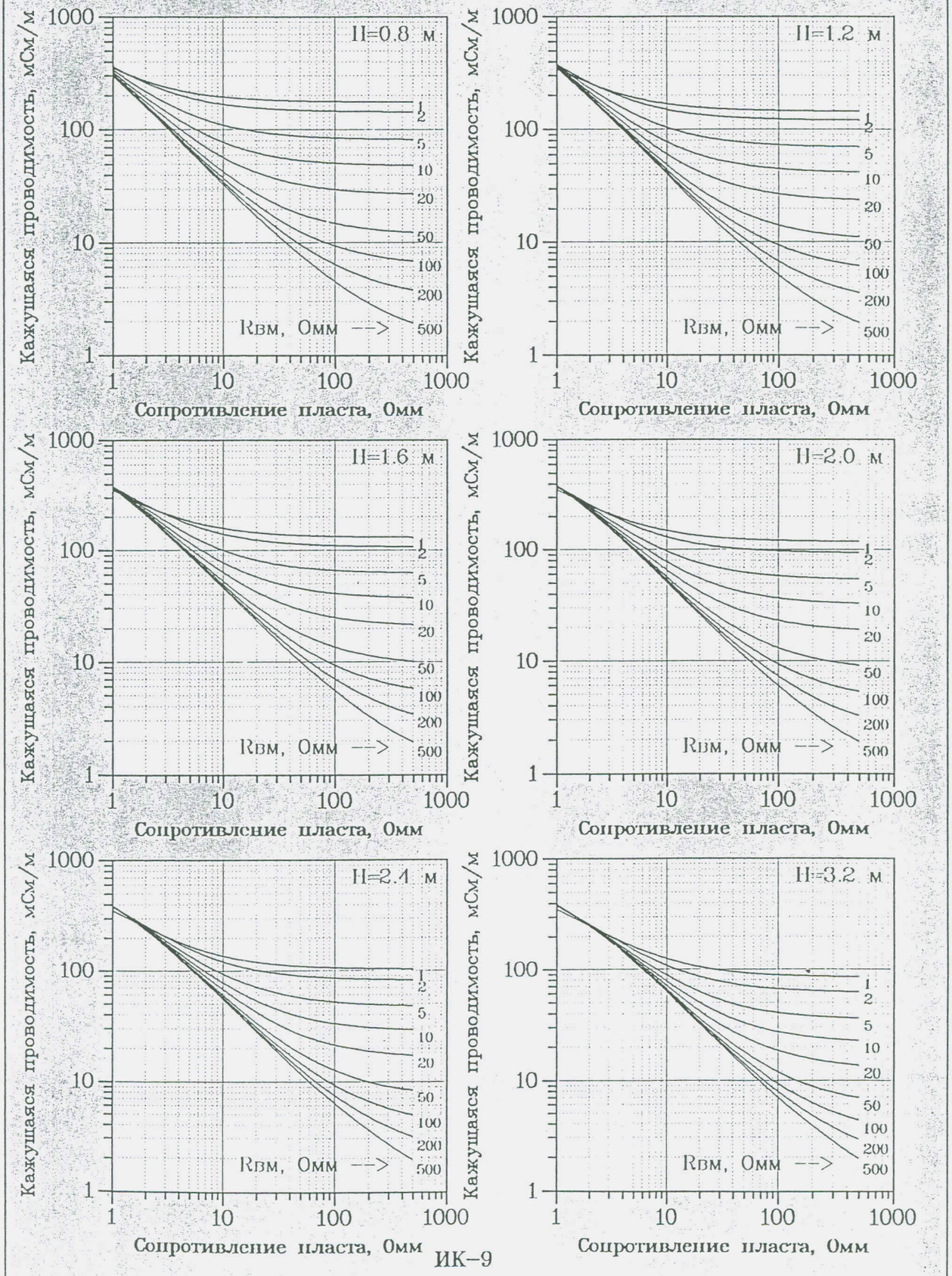
Влияние вмещающих пород на показания зондов ИК

Зонд 6И0.8, аппаратура ИКЗ–1, ИКЗ–П

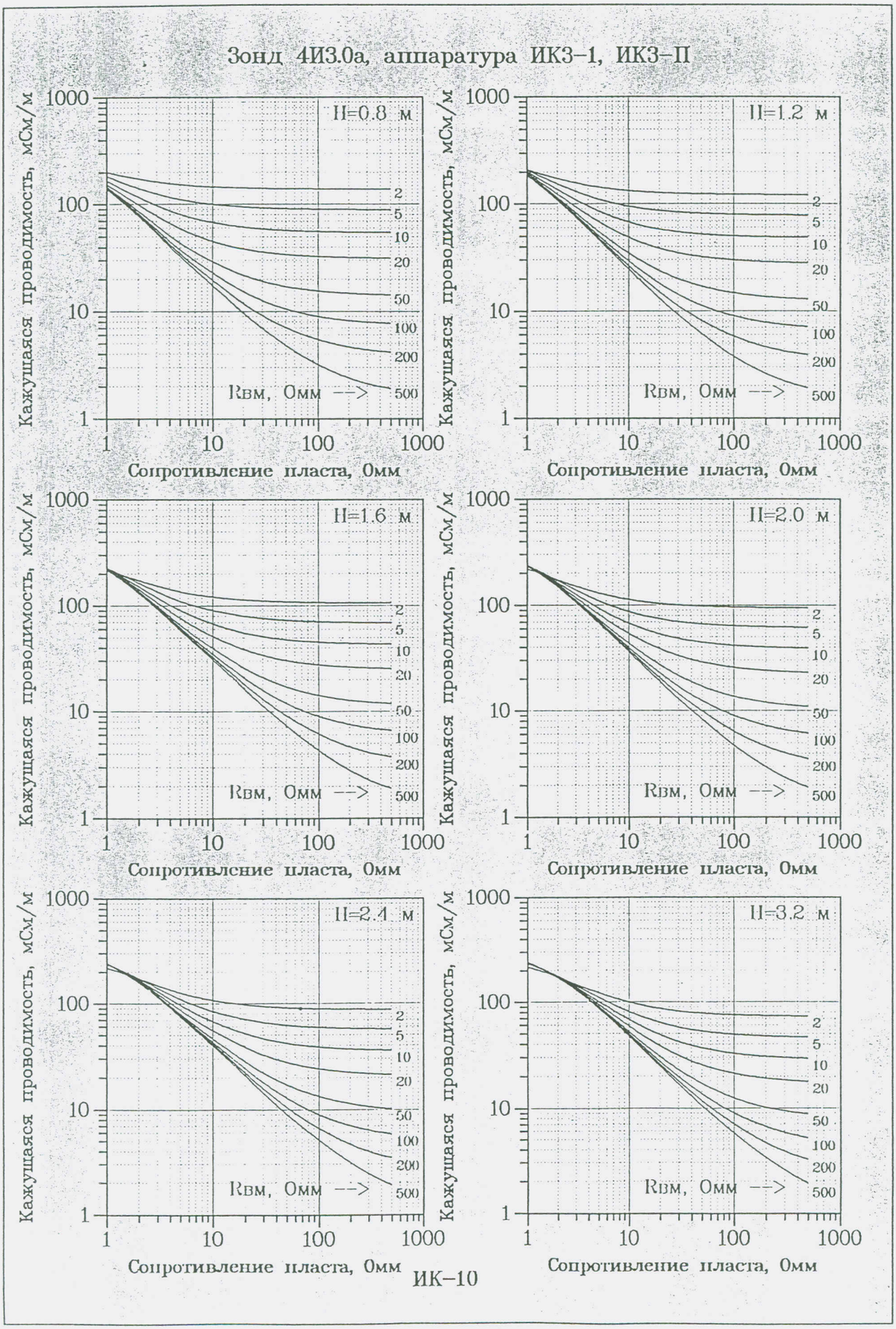


Влияние вмещающих пород на показания зондов ИК

Зонд 4И1.6, аппаратура ИКЗ–1, ИКЗ–П



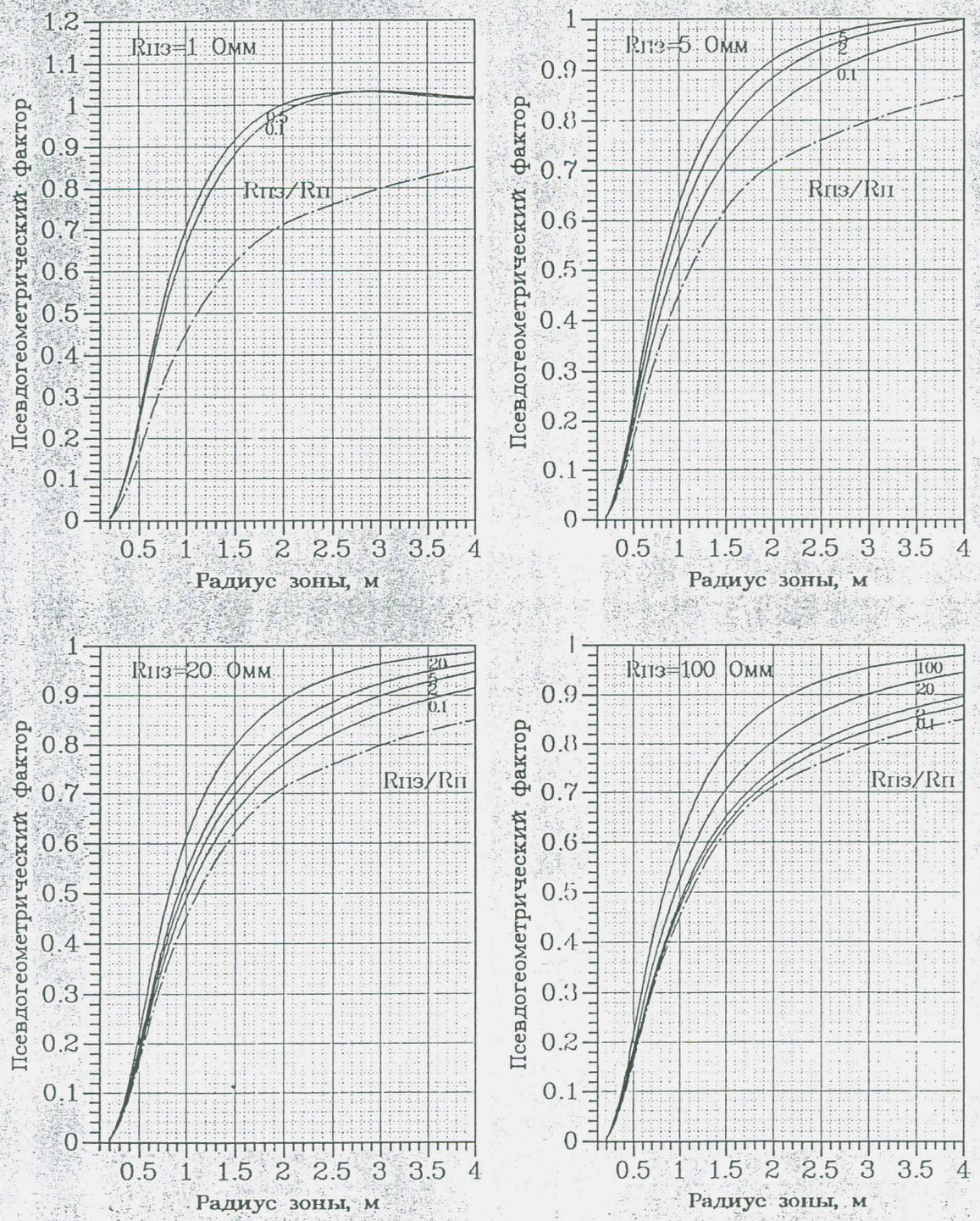
Влияние вмещающих пород на показания зондов ИК



ИК–10

Влияние зоны проникновения на показания зондов ИК

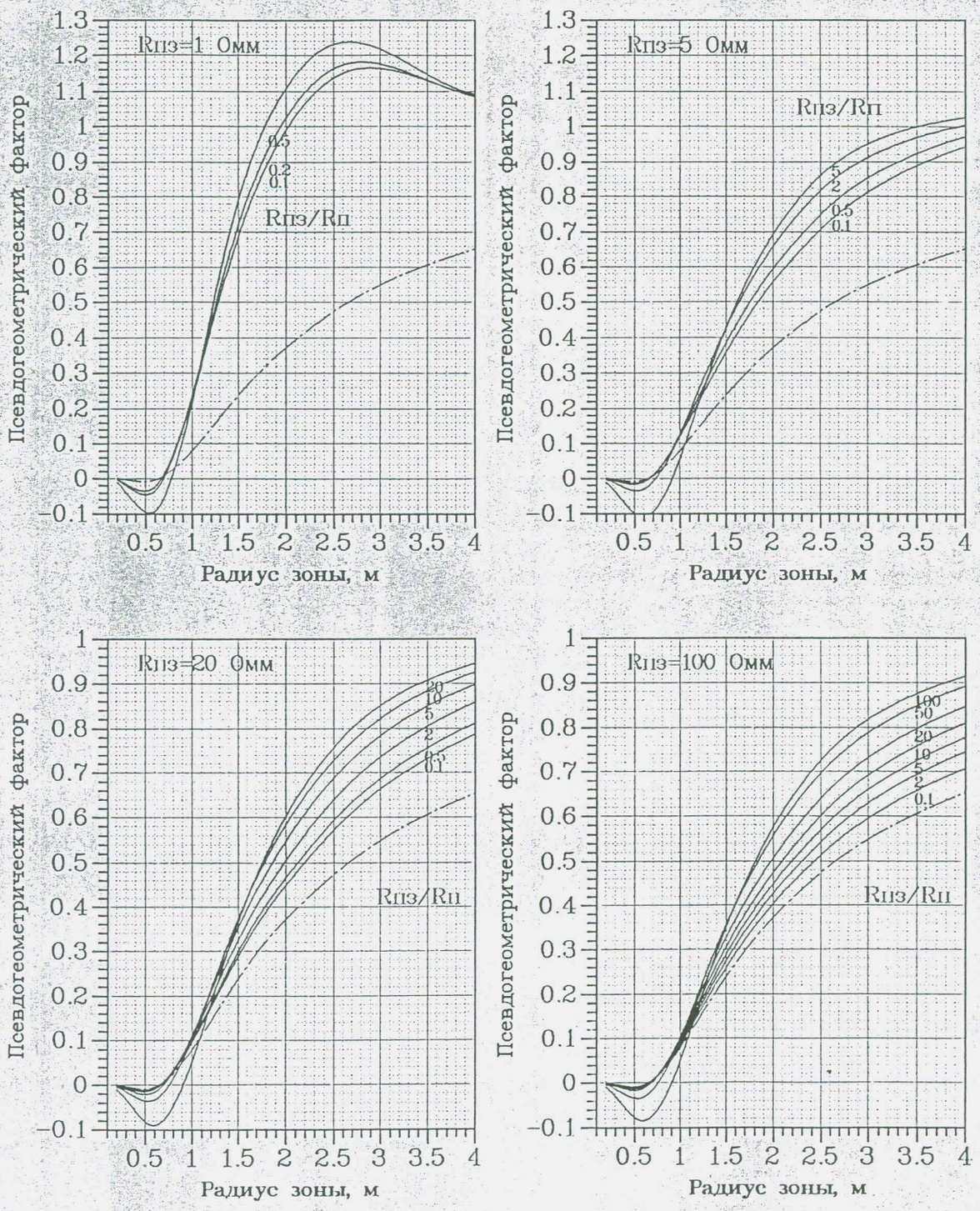
Зонд 6И0.8. Аппаратура ИКЗ–1,ИКЗ–П.



Штрих–пунктирная линия – геометрический фактор в приближении Долля

Влияние зоны проникновения на показания зондов ИК

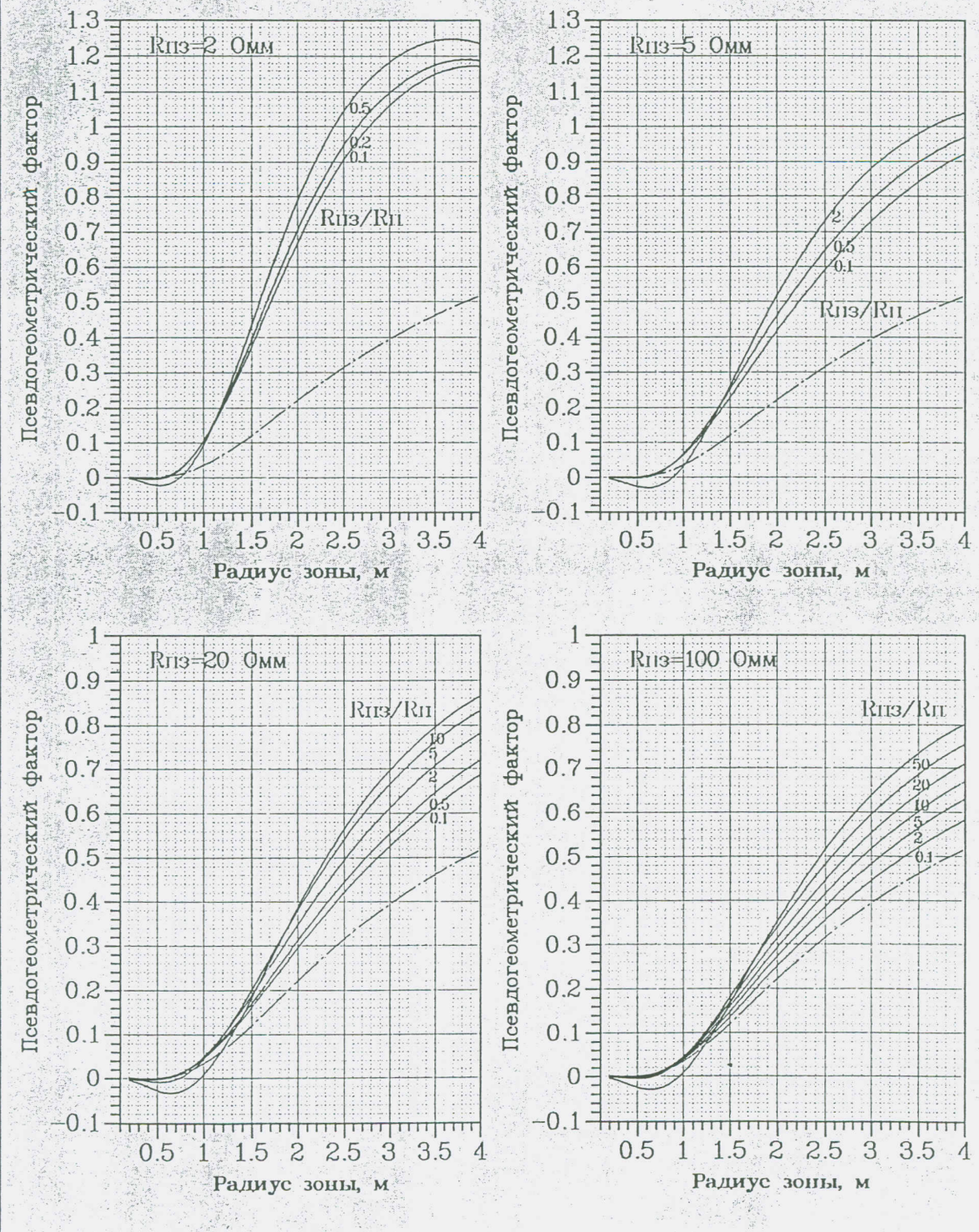
Зонд 4И1.6. Аппаратура ИКЗ–1,ИКЗ–П.



Штрих–пунктирная линия – геометрический фактор в приближении Долля

Влияние зоны проникновения на показания зондов ИК

Зонд 4ИЗ.0а. Аппаратура ИКЗ–1,ИКЗ–П.



Штрих–пунктирная линия – геметрический фактор в приближении Долля