

НПФ "Каротаж", лтд

АЛЪБОМ
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
Дпз	—	диаметр промытой зоны
Дзп	—	диаметр зоны проникновения
$D = (D_{пз} + D_{зп})/2$		
h _{гк}	—	толщина глинистой корки
h _{сл}	—	толщина промежуточного слоя
H	—	толщина пласта
R _к	—	кажущееся сопротивление
R _п	—	сопротивление пласта
R _{вм}	—	сопротивление вмещающих пород
R _с	—	сопротивление промывочной жидкости
R _{пз}	—	сопротивление промытой зоны
R _{сл}	—	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 промысловой жидкостью, показания приборов $J_{гк}$ приводятся к стандартным условиям путем внесения поправок

$$J_{ст} = (J_{гк} - J_{скв} \cdot P_3) \cdot P_1 \cdot P_2, \text{ где}$$

$J_{ст}$ — показания прибора, соответствующие стандартным условиям измерений (пласт известняка с плотностью $\rho = 2,71 \text{ г/см}^3$, диаметр скважины $d_c = 200 \text{ мм}$, плотность промысловой жидкости $\rho_{пж} = 1,0 \text{ г/см}^3$, раствор неактивен, глинистая корка отсутствует, прибор прижат); P_1 — поправочный множитель, учитывающий ослабление излучения пласта промысловой жидкостью; P_2 — множитель, приводящий показания ГК к объемной активности пород ($P_2 = \rho / 2,71$); P_3 — поправочный множитель, учитывающий активность промысловой жидкости.

Величина $J_{скв}$ определяет вклад излучения скважины в показания приборов для стандартных условий измерений и определяется

— по минимальным в разрезе показаниям приборов $J_{гкmin}$ ($J_{скв} = J_{гкmin} / P_3'$, где величина поправочного множителя P_3' определяется для условий измерений величины $J_{гкmin}$);

— по известному отношению m радиоактивности глинопорошка $A_{гп}$ и глин $A_{гл}$, надежно выделяющихся в разрезе ($m = A_{гп} / A_{гл}$), которое можно определить по данным лабораторных исследований, исходя из формулы $J_{скв} = m \cdot J_{гл} \cdot (K_2 / K_1) \cdot (\rho_p - 1) / (\rho_{пж} - 1) \cdot (1 / P_3)$, где $J_{гл}$ — показания прибора в стандартных условиях против опорного пласта глин; K_1 и K_2 — соотношение излучения пласта и промысловой жидкости при одинаковой их радиоактивности (в стандартных условиях $K_2 / K_1 = 0,45$), $\rho_{пж}$ и $\rho_{пжп}$ — плотность промысловой жидкости и минералогическая плотность глинопорошка. Величина P_3 определяется для плотности промысловой жидкости $\rho_{пж}$ и стандартных условий измерений.

Учет глинистой корки толщиной $h_{гк}$ производится корректировкой плотности промысловой жидкости $\rho_{пж}$:

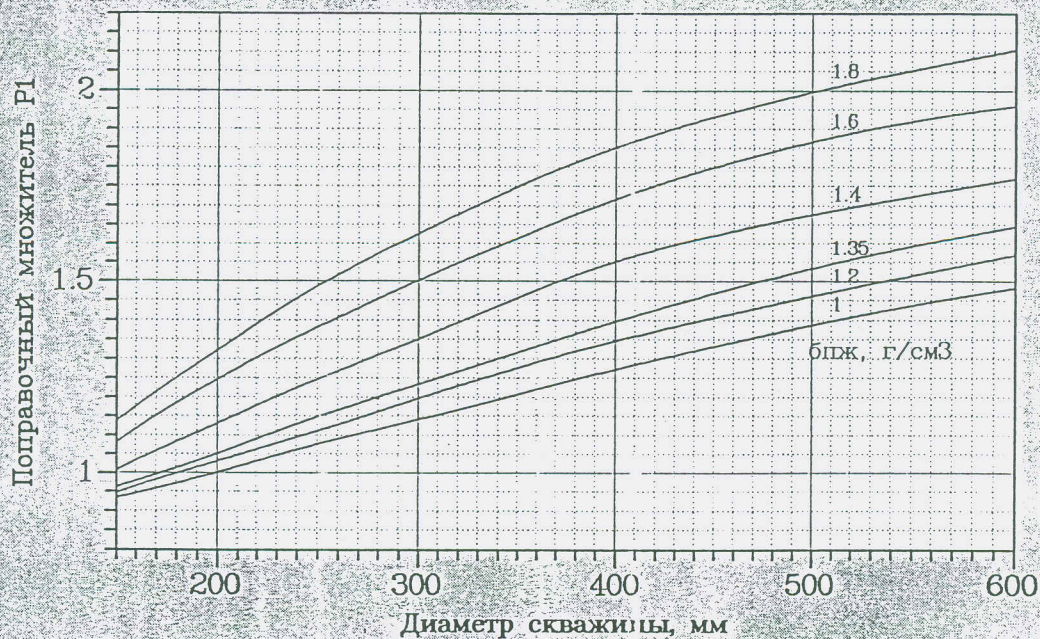
$$J'_{скв} = \frac{\rho_{пж}' - 1}{\rho_{пж} - 1} J_{скв}, \text{ где } \rho_{пж}' = \rho_{пж} \cdot A_1 + \rho_{гк} \cdot (1 - A_1),$$

$$A_1 = [(d_c - 2h_{гк}) / d_c]^{**2}.$$

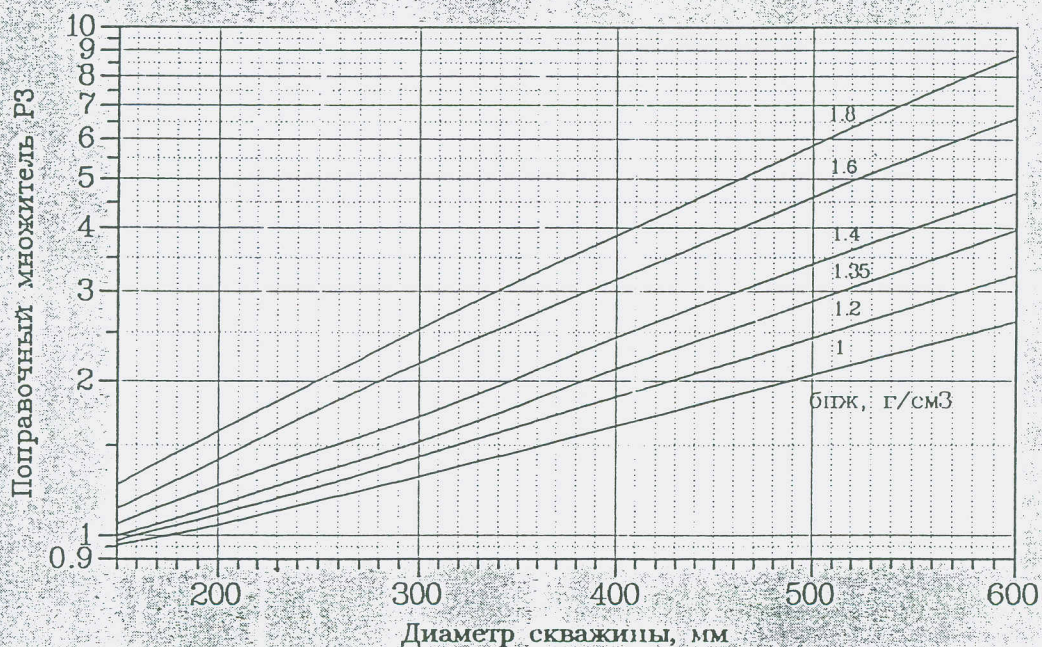
Плотность глинистой корки $\rho_{гк}$ обычно полагается равной $1,7 \text{ г/см}^3$.

Гамма-каротаж. Поправки для учета ослабления излучения породой промывочной жидкостью

Прибор прижат к стенке скважины



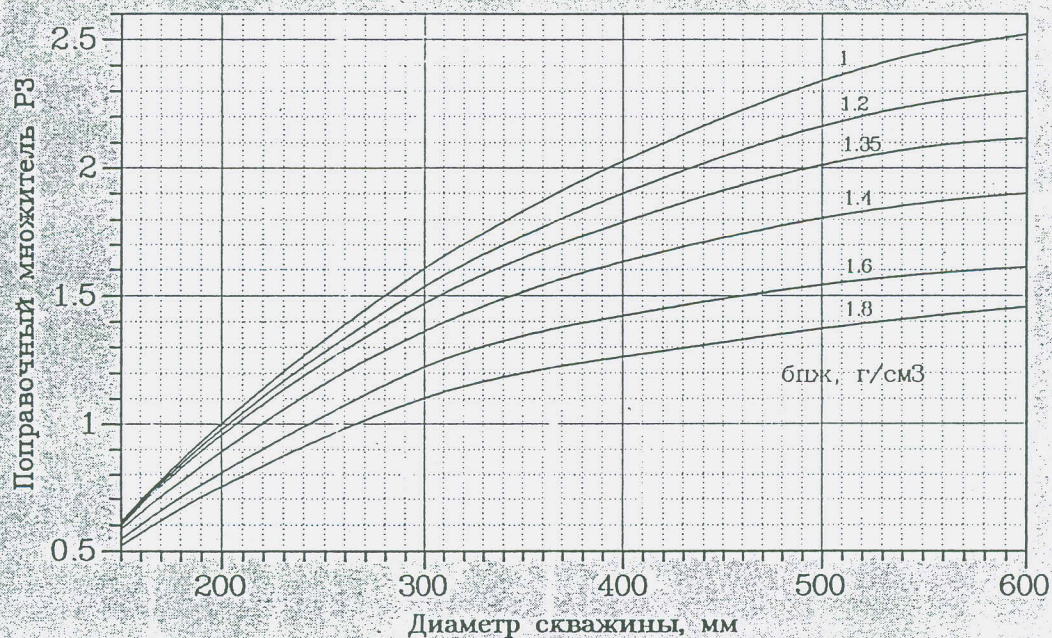
Прибор на оси скважины



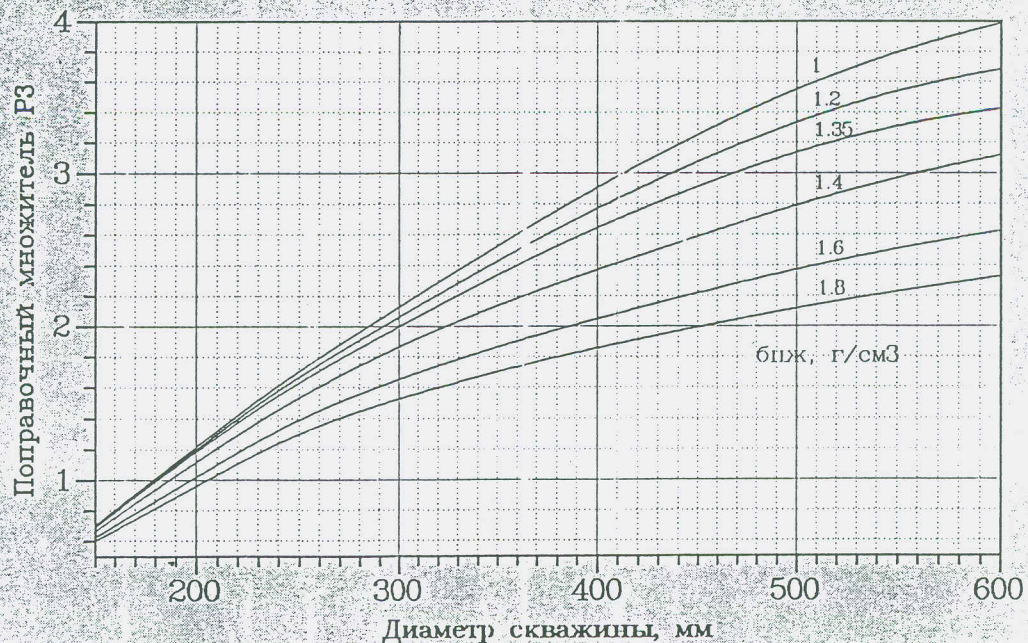
Промывочная жидкость с бпж > 1,35 г/см³ содержит барит.

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).

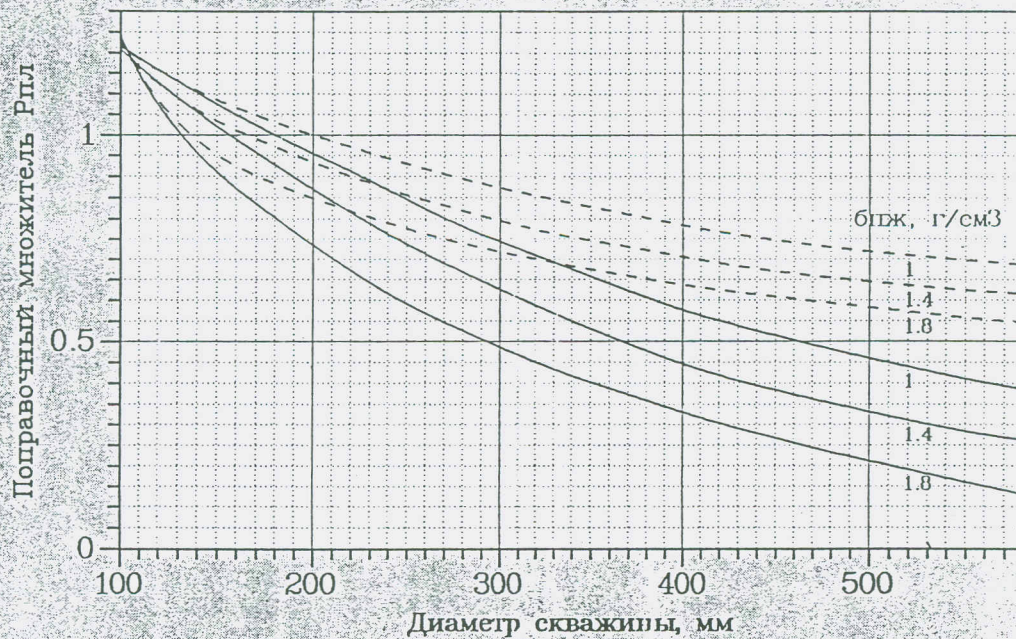
Коэффициенты матрицы, полученные при калибровке, умножаются на поправочные множители $R_{пл}$, что обеспечивает учет влияния ослабления гамма-излучения в промывочной жидкости при разных значениях d_c и расположения прибора в скважине.

Умножением матрицы на поправочный коэффициент R_3 учитывается влияние радиоактивности промывочной жидкости.

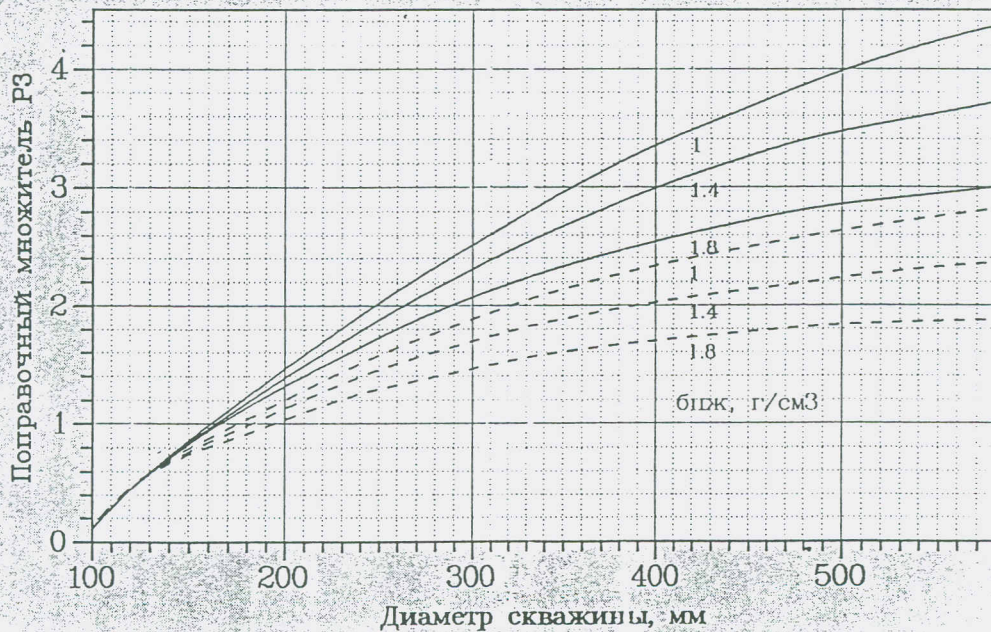
Примеры поправок для диагональных элементов калибровочной матрицы приведены в альбоме. Промежуточные положения прибора учитываются с помощью использования специальных симметрий поправочных зависимостей.

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.

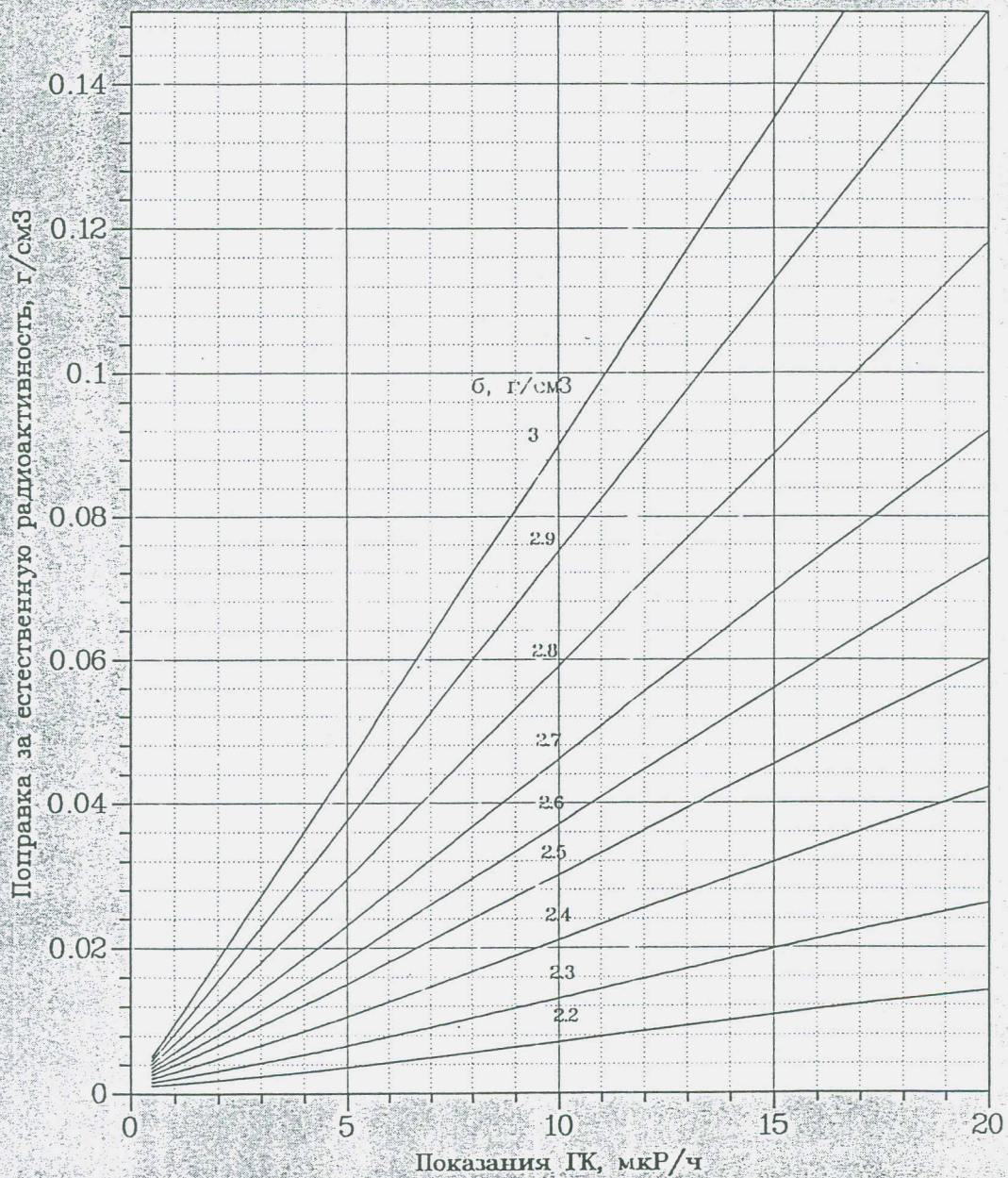
Влияние скважинных условий измерений на результаты плотностного гамма-гамма-каротажа (ГГКП)

Основные интерпретационные зависимости ГГКП получены для насыщенного пресной водой кальцита (CaCO_3) с минералогической плотностью $\rho_m = 2,71 \text{ г/см}^3$ при температуре $T = 20^\circ\text{C}$ и давлении $P = 0,1 \text{ МПа}$. Для этих условий измеряемое значение плотности (обозначаемое $\rho_{\text{ггк}}$) совпадает с истинной объемной плотностью породы. Во всех других случаях $\rho_{\text{ггк}}$ отличается от истинного и рассчитывается по формуле: $\rho_{\text{ггк}} = 1,07 \cdot \rho_e - 0,188$, где ρ_e — 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 $\rho_{\text{ггк}}$ будет ниже истинной плотности за счет влияния естественного гамма-излучения. Корректировка $\rho_{\text{ггк}}$ за влияние естественного гамма-излучения осуществляется по данным ГГК. Величина поправки корректируется на активность используемого при каротаже источника Q (умножается на $Q_{\text{ст}}/Q$, где $Q_{\text{ст}} = 1,28 \cdot 10^{10} \text{ Вк}$).

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



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 1 г/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.

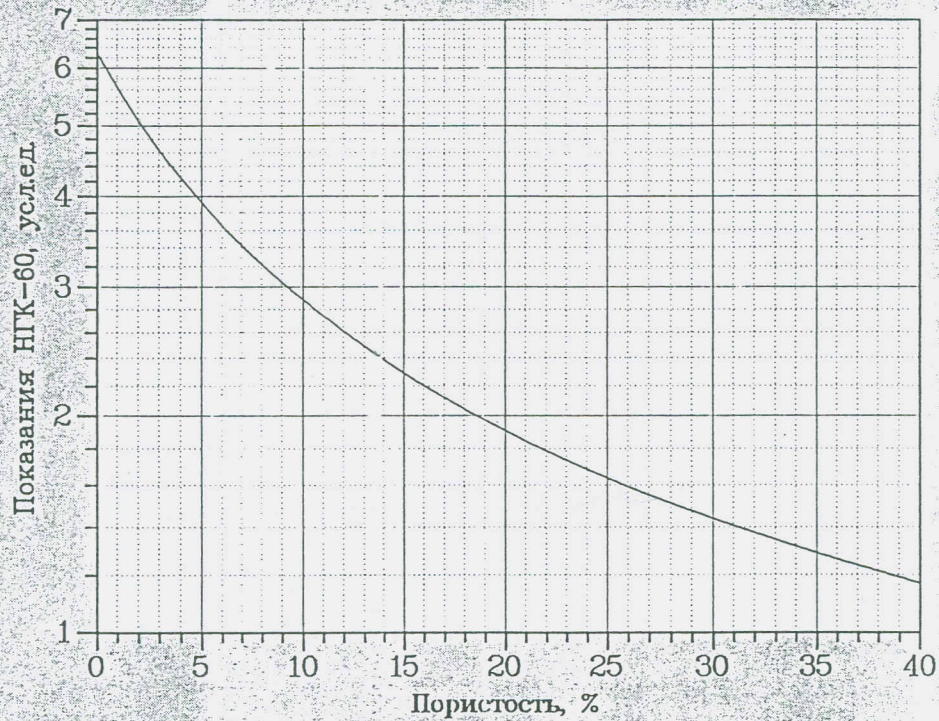
Поправочные зависимости на влияние различных факторов для различных модификаций НК и типов приборов получены по результатам экспериментов на моделях горных пород и расчетов методом Монте-Карло. Программы обработки проводят определение Кп по многомерным зависимостям, соответствующим конкретным условиям 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 НКт поправки за плотность и минерализацию аддитивны, а для НКнт влияние минерализации связано лишь с изменением плотности промывочной жидкости.

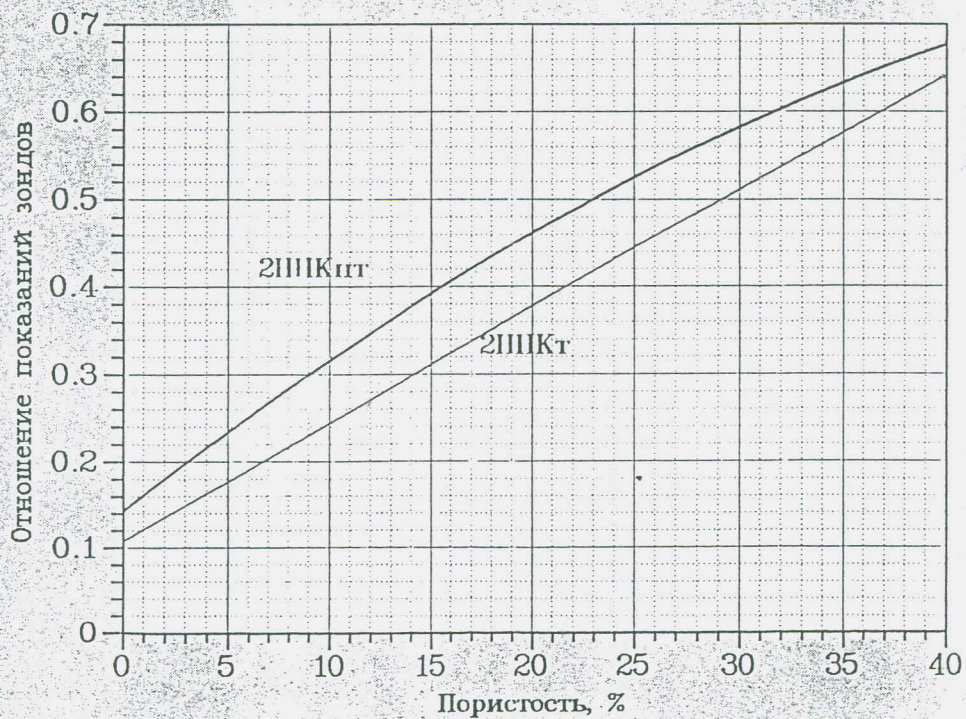
Влияние термобарических условий измерений на показания НК обусловлено изменением плотности и водородосодержания пластовой жидкости в зависимости от температуры Т и давления Р, относительным изменением (аномалией) плотности пласта за счет влияния Т и Р при одинаковой его влажности, изменением плотности 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 вводятся при учете влияния плотности промывочной жидкости.

Основные зависимости для нейтронного каротажа

Нейтронный гамма-каротаж

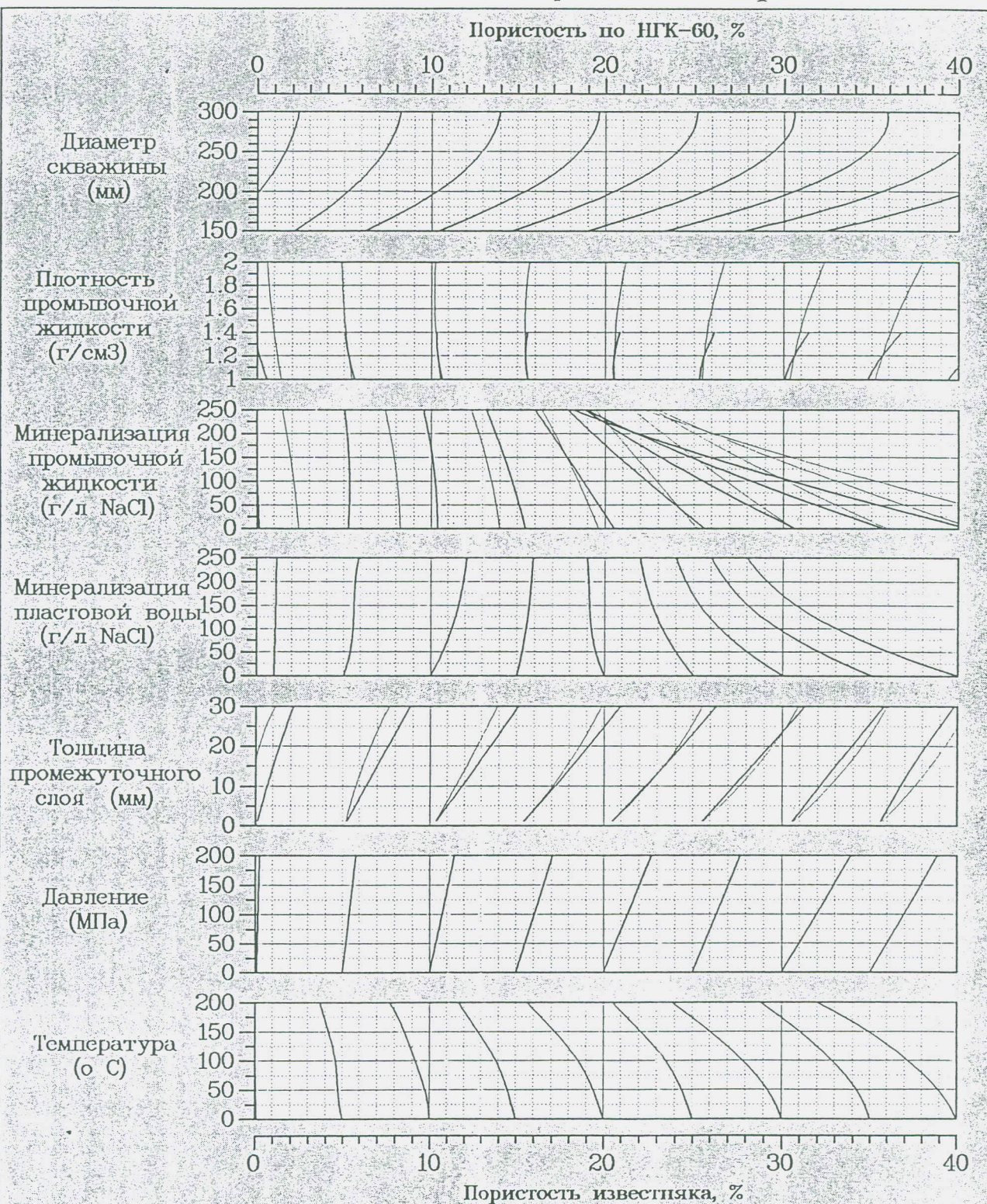


Компенсированный нейтронный каротаж



Нейтронный гамма-каротаж

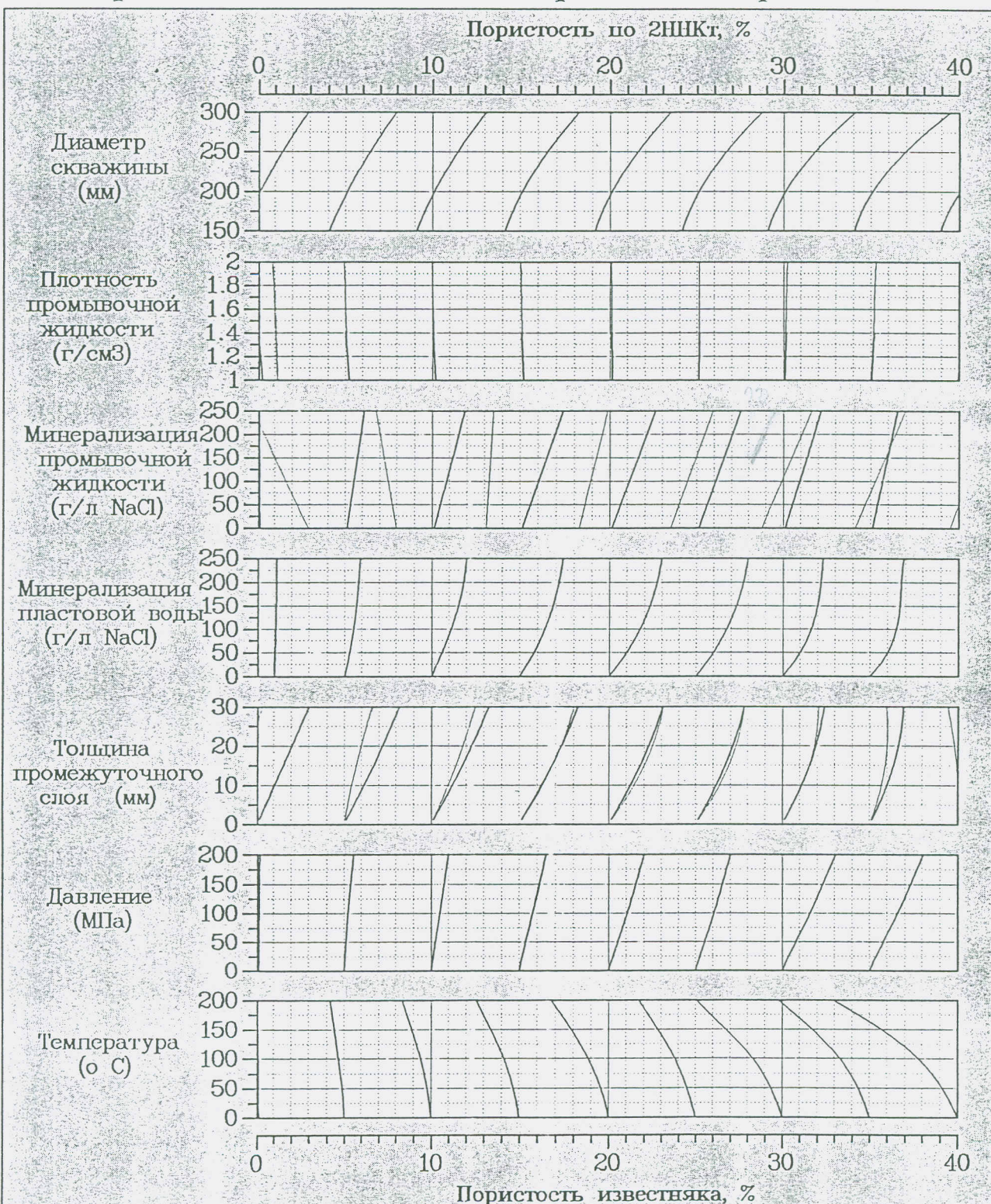
Помограммы для введения поправок в открытом стволе



На палетках для учета:

- плотности промывочной жидкости (ПЖ):
толстые линии - для глинистой ПЖ, тонкие - для глинистой ПЖ с баритом;
- минерализации ПЖ (предполагается $S_p = S_{пж}$):
толстые линии - $d_c = 200$ мм, тонкие - $d_c = 300$ мм;
- толщины промежуточного слоя:
толстые линии - отклонение прибора от стенки скважины,
тонкие - толщина глинистой корки.

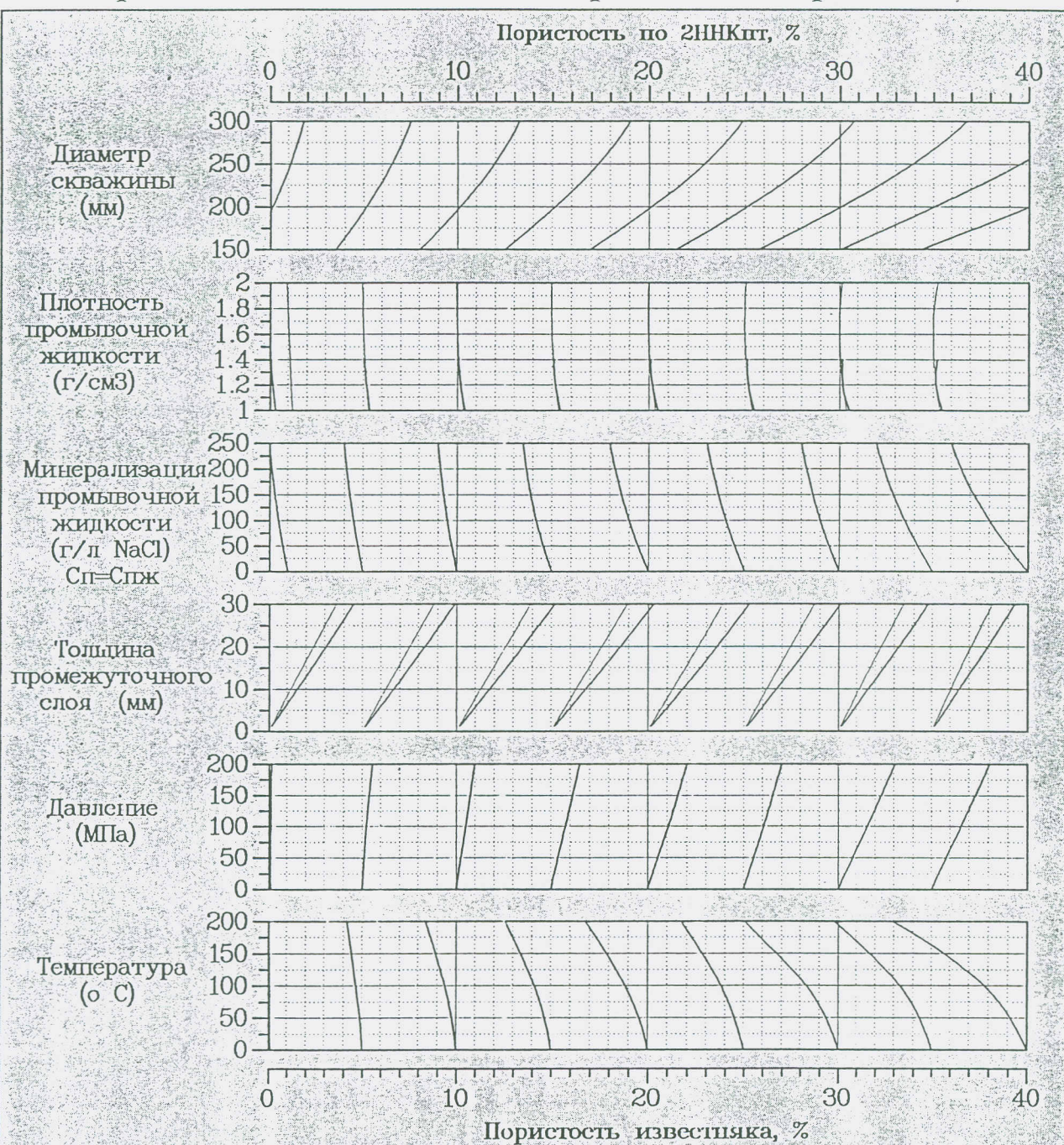
Компенсированный нейтронный каротаж Номограммы для введения поправок в открытом стволе



На палетках для учета:

- плотности промывочной жидкости (ПЖ):
толстые линии - для глинистой ПЖ, тонкие - для глинистой ПЖ с баритом;
- минерализации ПЖ (предполагается $Sp = Spж$):
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 Помограммы 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.

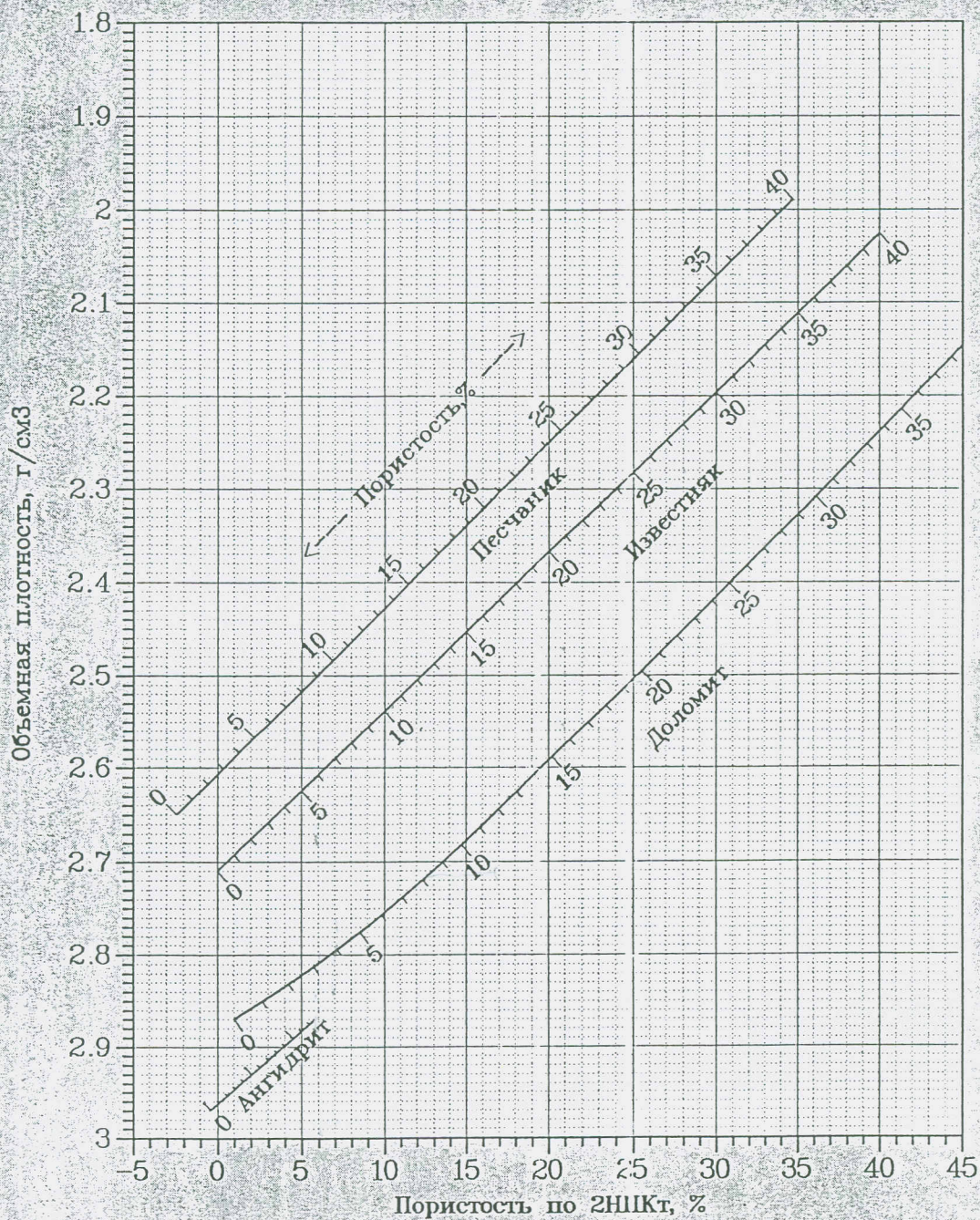
Библиотеки интерпретационных зависимостей, необходимые для построения петрофизических моделей и количественной оценки минерального состава и пористости пород содержат полную информацию для учета компонентного состава твердой, и жидко-газообразной фаз породы, структуры пустотного пространства и скелета 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

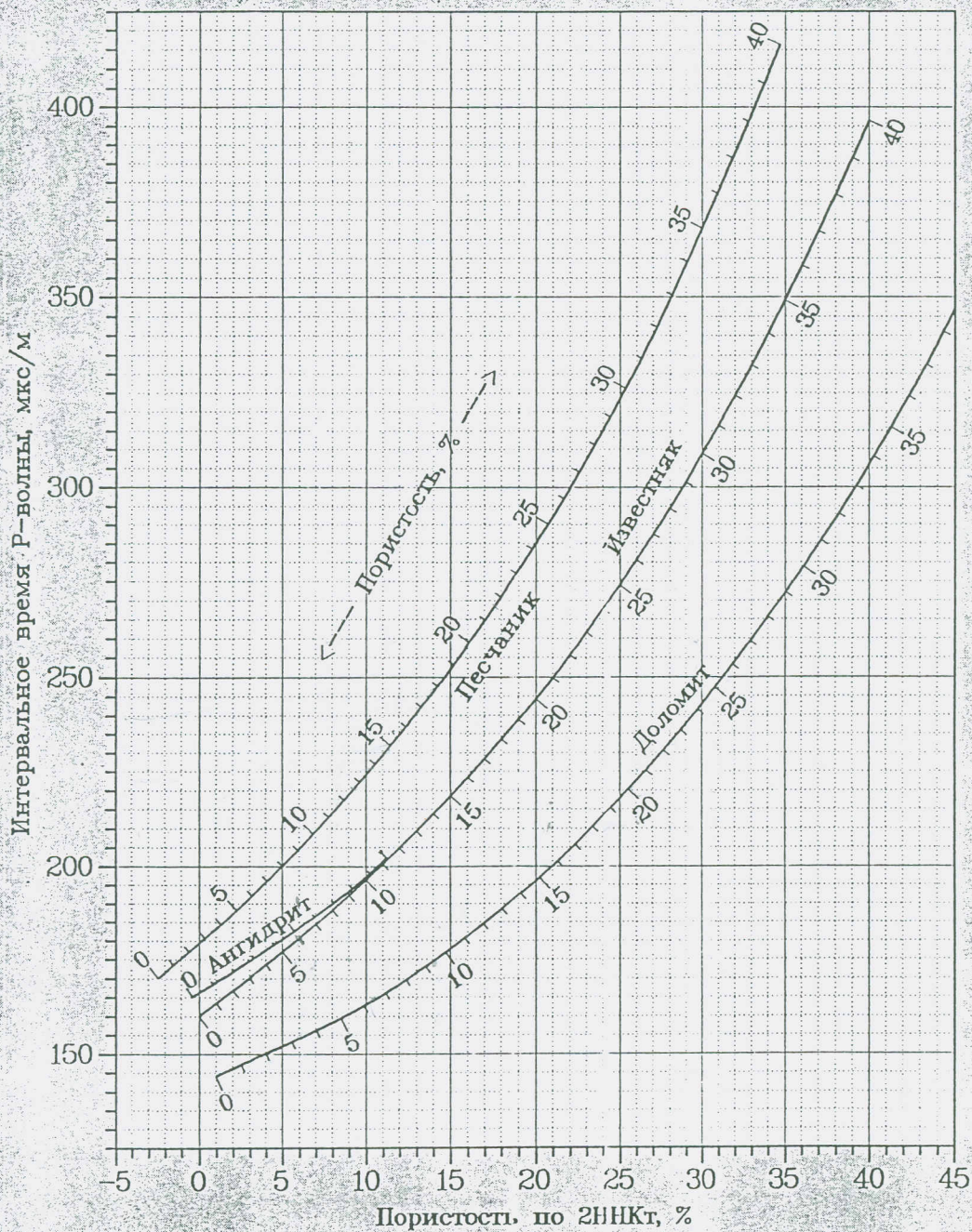
Параметр	Диапазон изменения
1 Коэффициент пористости K_p (%)	0–50
2 Тип порового пространства	любой
3 Коэффициент нефте-, водо-, газонасыщенности K_n , K_v , K_g (%)	0–100
4 Объемное содержание минералов : кальцита, доломита, ангидрита, угля, кварца, полевых шпатов, гипса, каолинита, гидро- слоды, хлорита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

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

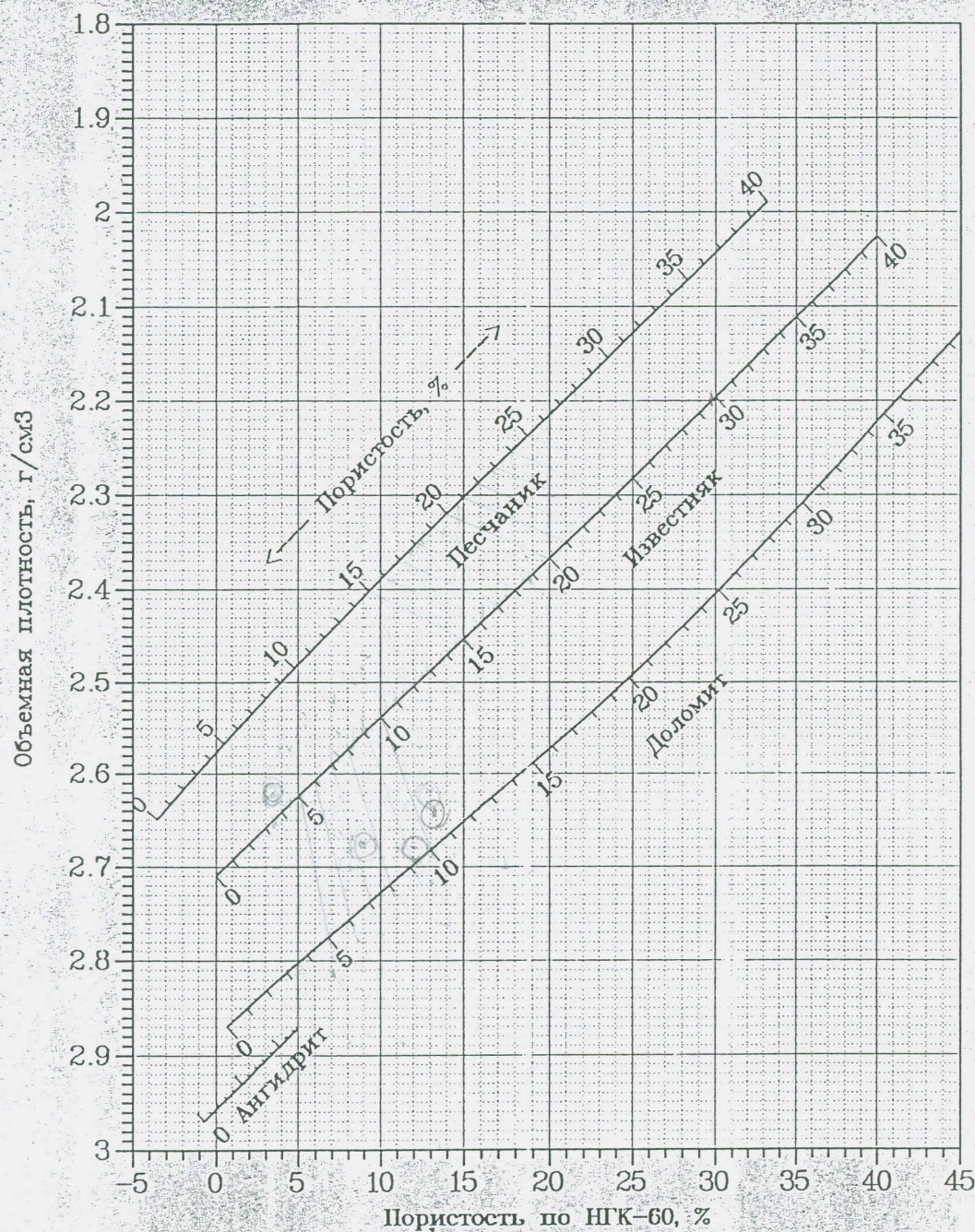
Определение пористости и литологии по данным плотностного и компенсированного нейтронного каротажа



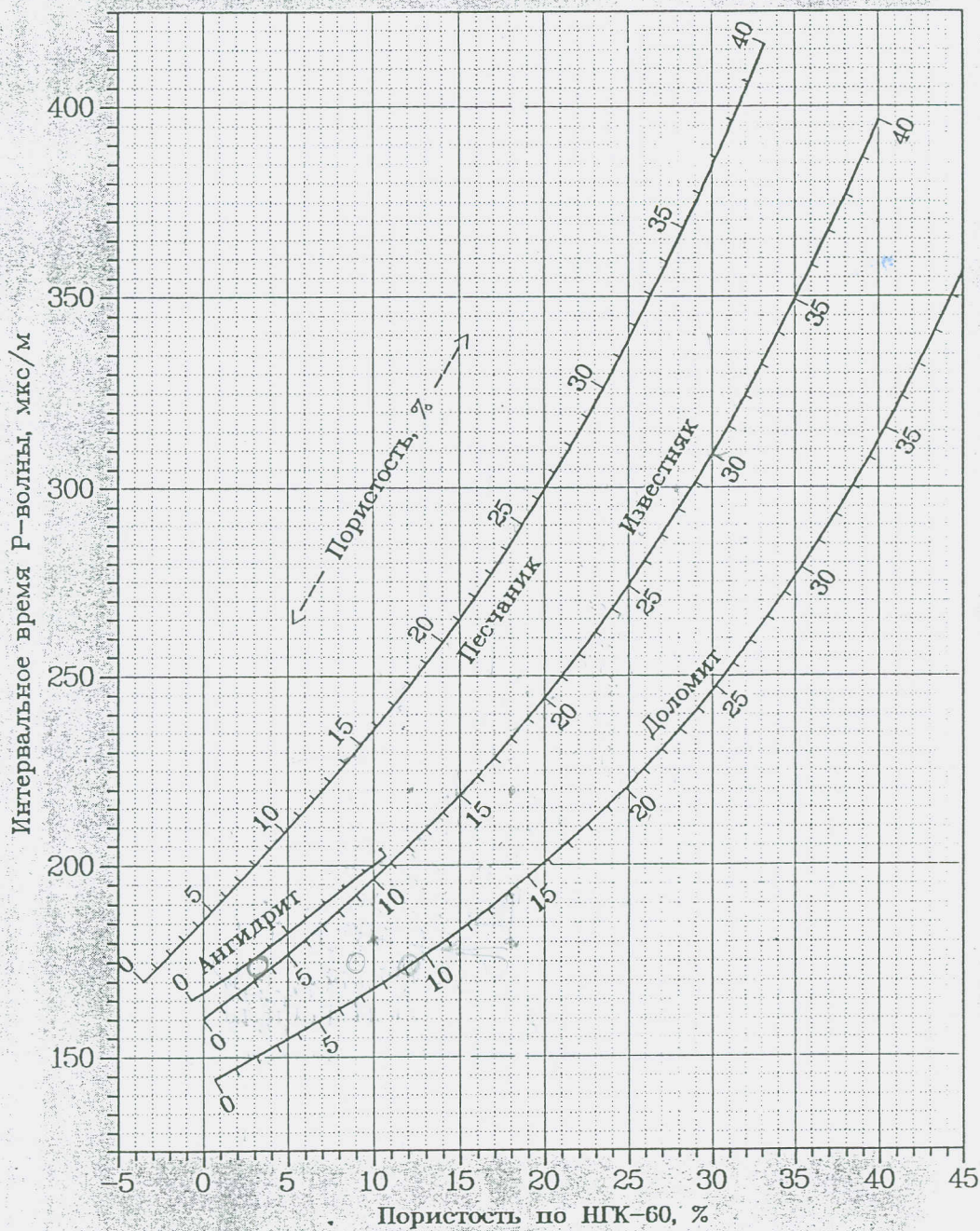
Определение пористости и литологии по данным акустического и компенсированного нейтронного каротажа



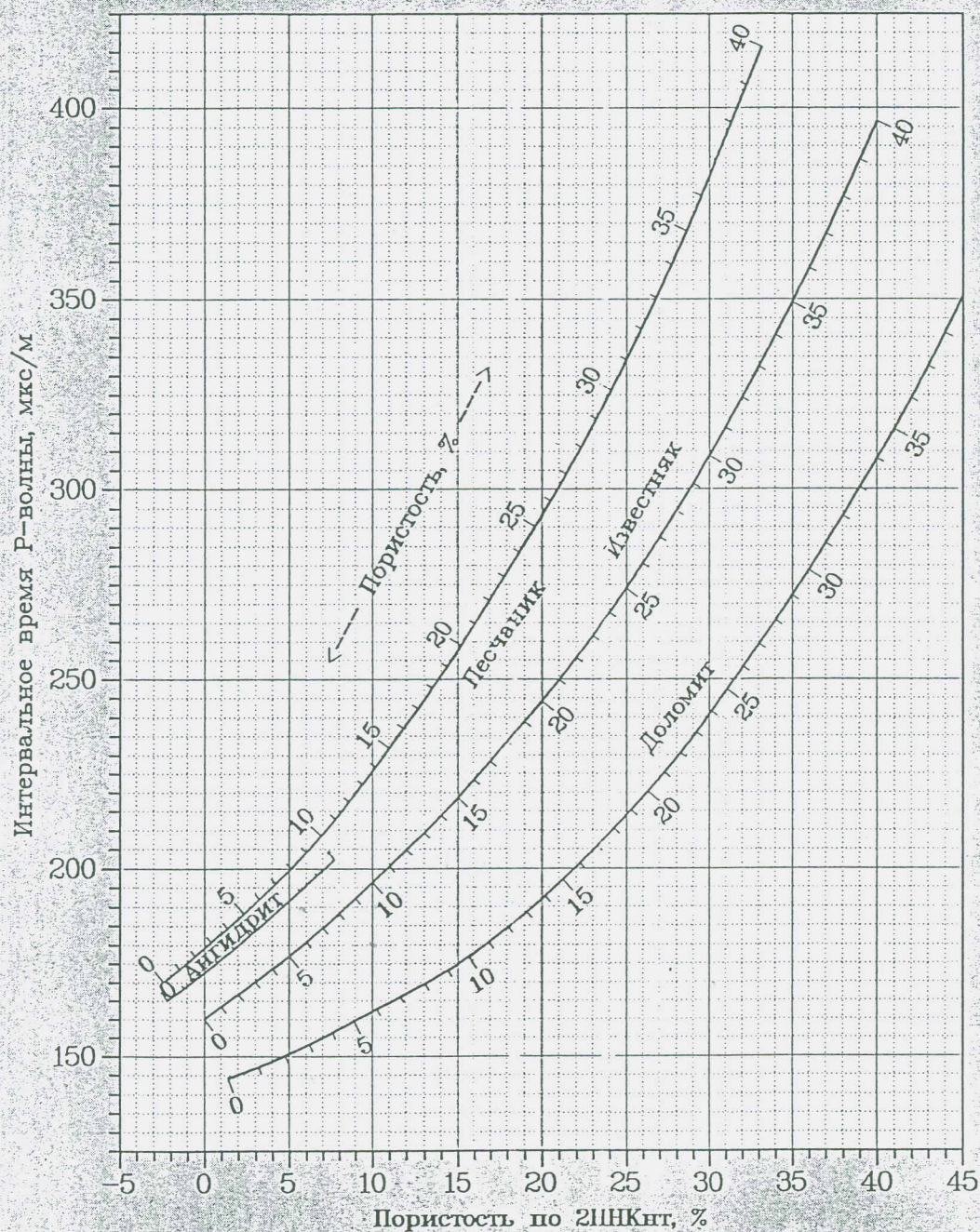
Определение пористости и литологии по данным плотностного и нейтронного гамма-каротажа



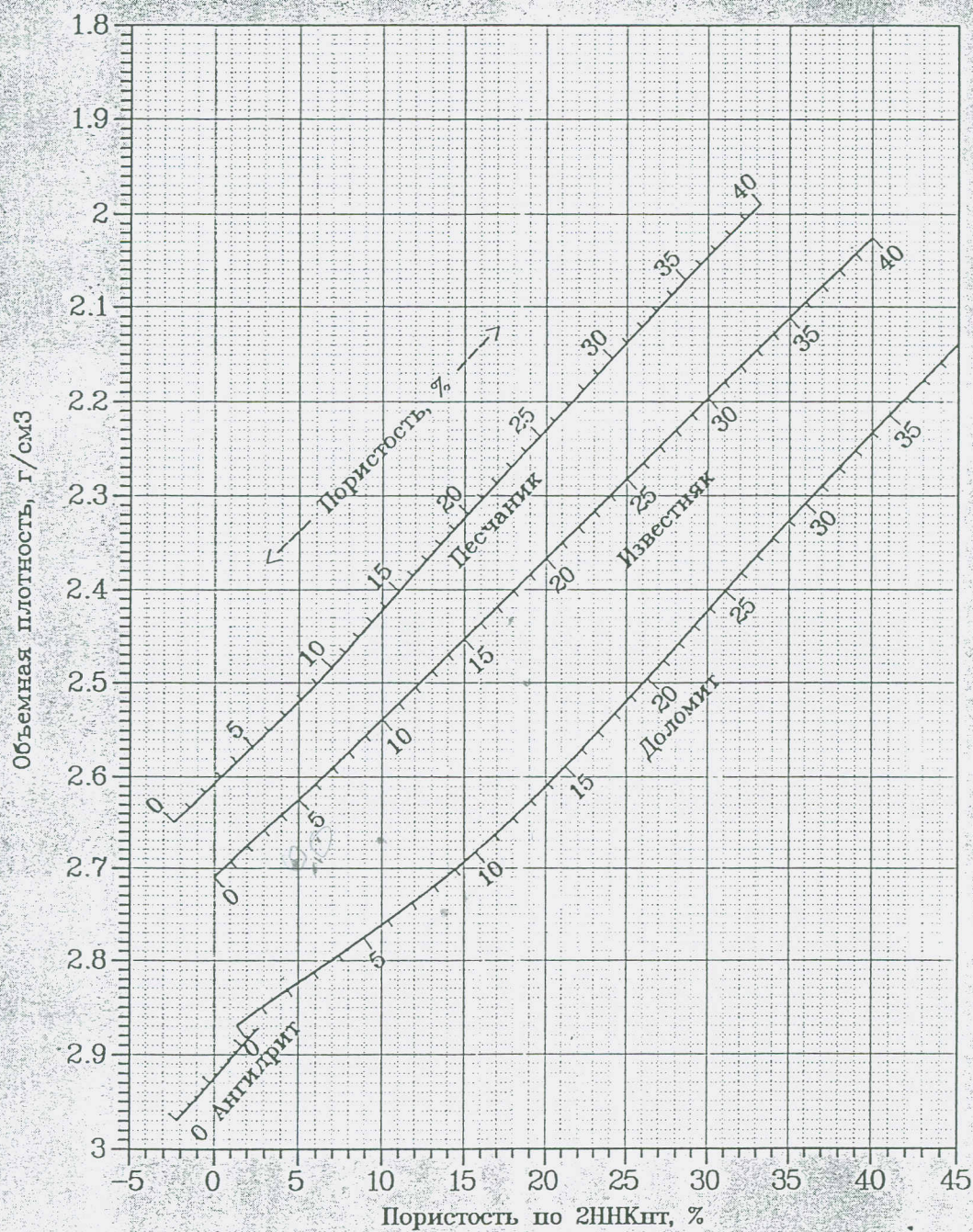
Определение пористости и литологии по данным акустического и нейтронного гамма-каротажа



Определение пористости и литологии по данным акустического и компенсированного нейтронного каротажа



Определение пористости и литологии по данным
плотностного и компенсированного нейтронного каротажа



Определение пористости и литологии по данным плотностного и акустического каротажа

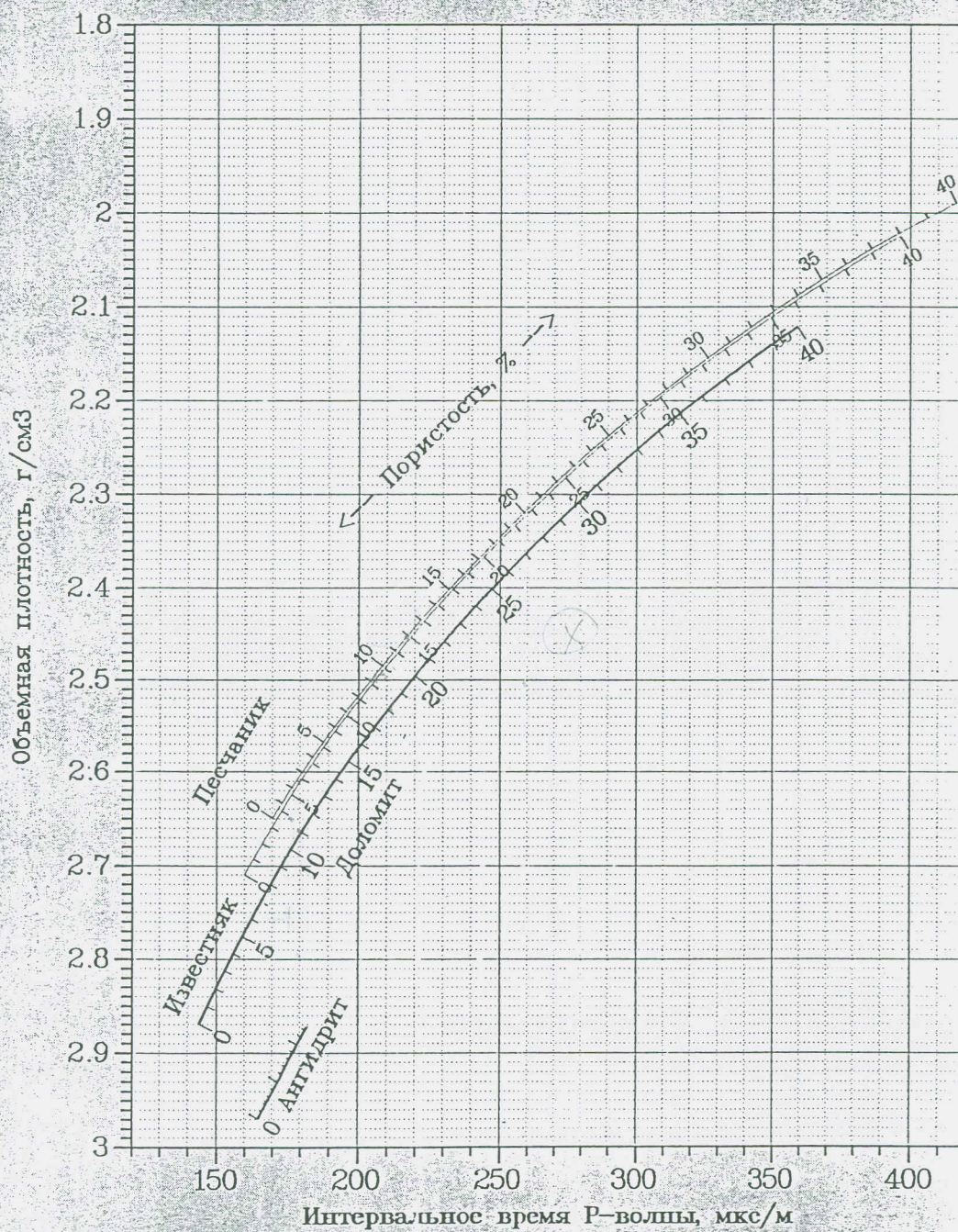
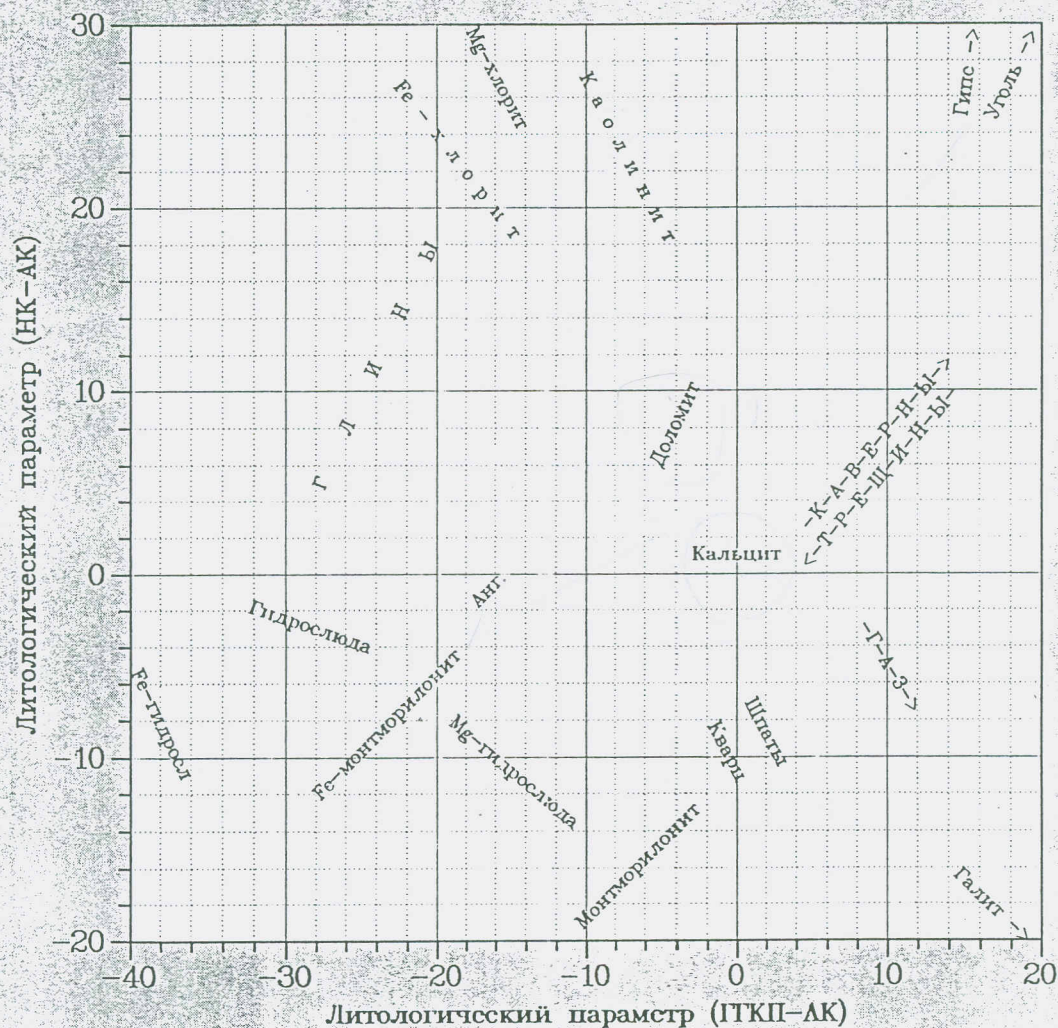
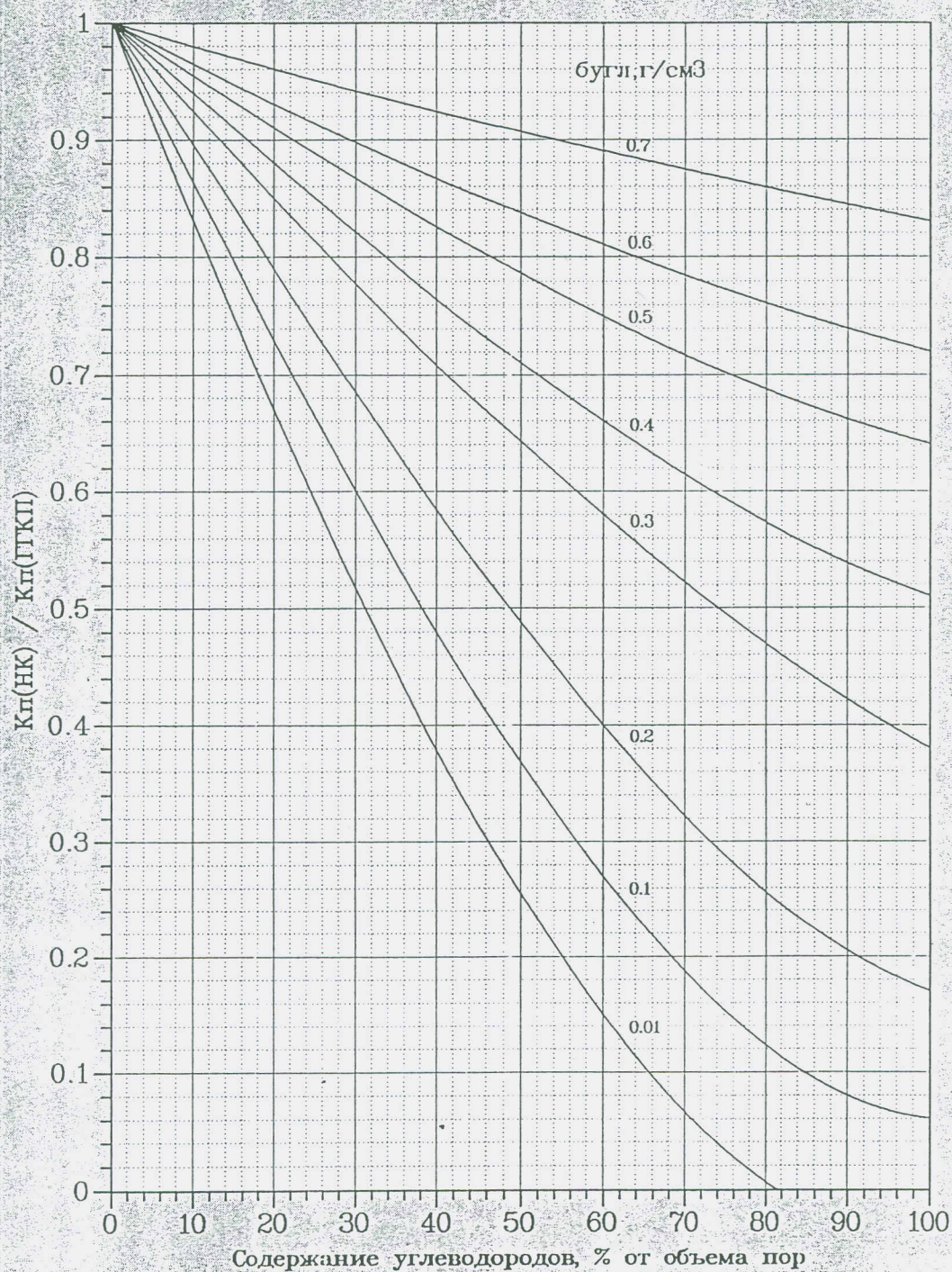


График для определения минерального состава пород



Лито-логические параметры вычисляются по геофизическим параметрам, исправленным за скважинные условия измерений.
Начало наименований минералов на графике соответствует значению пористости $K_{п} = 0$.

Определение плотности и содержания углеводородов по данным нейтронного и плотностного каротажа



Значения $K_{п(НК)}$ и $K_{п(ГГКП)}$ 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 $R_{пз}$ в промытой зоне (диаметр промытой зоны — $D_{пз}$), изменяется линейно от $R_{пз}$ до $R_{п}$ в зоне проникновения (диаметр зоны проникновения — $D_{зп}$). Средний диаметр зоны проникновения $D = (D_{пз} + D_{зп})/2$, при этом зафиксирован параметр $(D_{пз} - d_c)/(D_{зп} - d_c) = 0,25$. 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

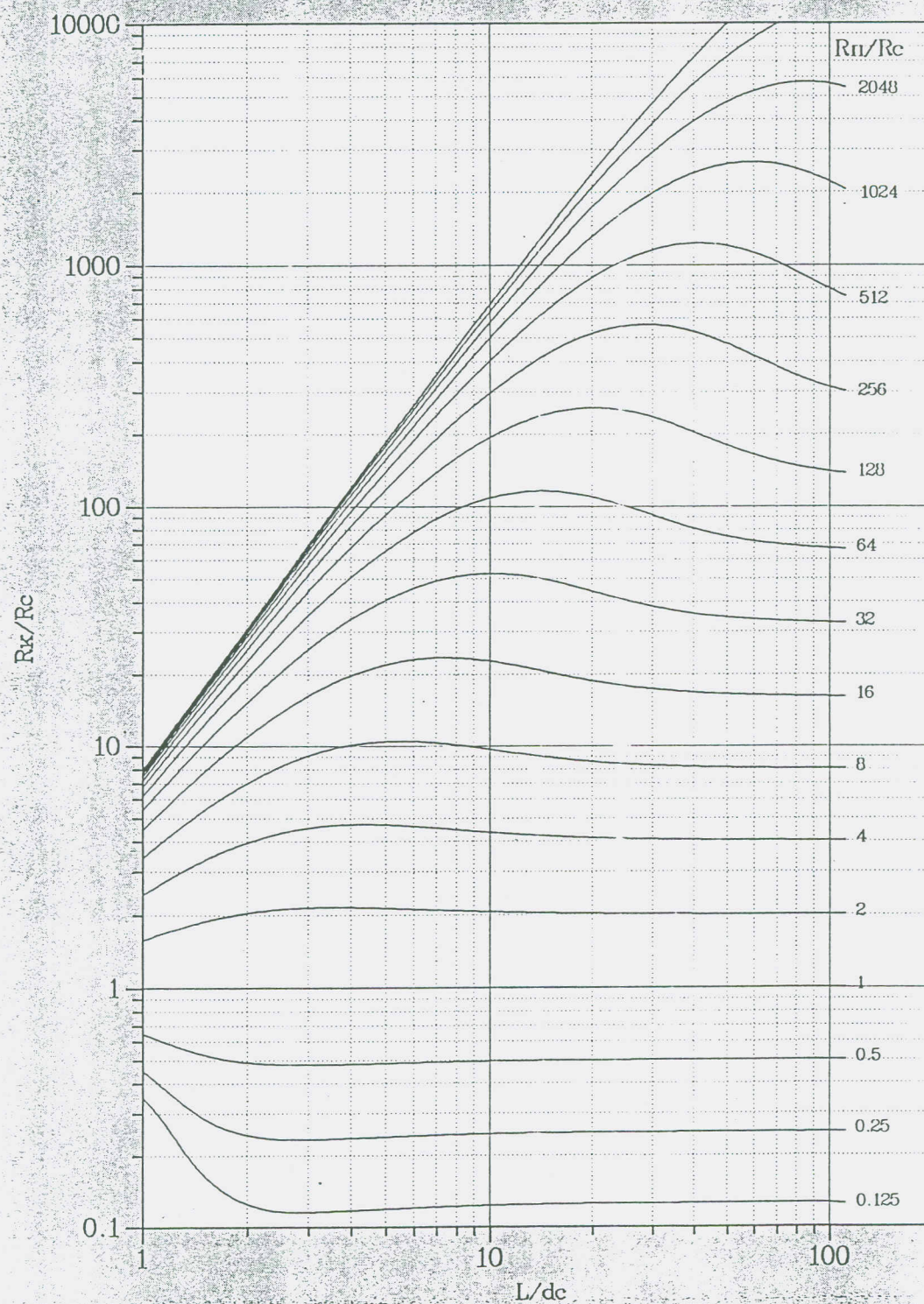
$$G(D) = (R_k - R_{кп})/(R_{кпз} - R_{кп}), \quad (1)$$

где R_k — кажущееся сопротивление для трехслойной модели среды, $R_{кп}$, $R_{кпз}$ — кажущиеся сопротивления для двухслойной модели с сопротивлением пласта, равным $R_{п}$ и $R_{пз}$ 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

$$G(H) = (R_k - R_{квм})/(R_{кп} - R_{квм}),$$

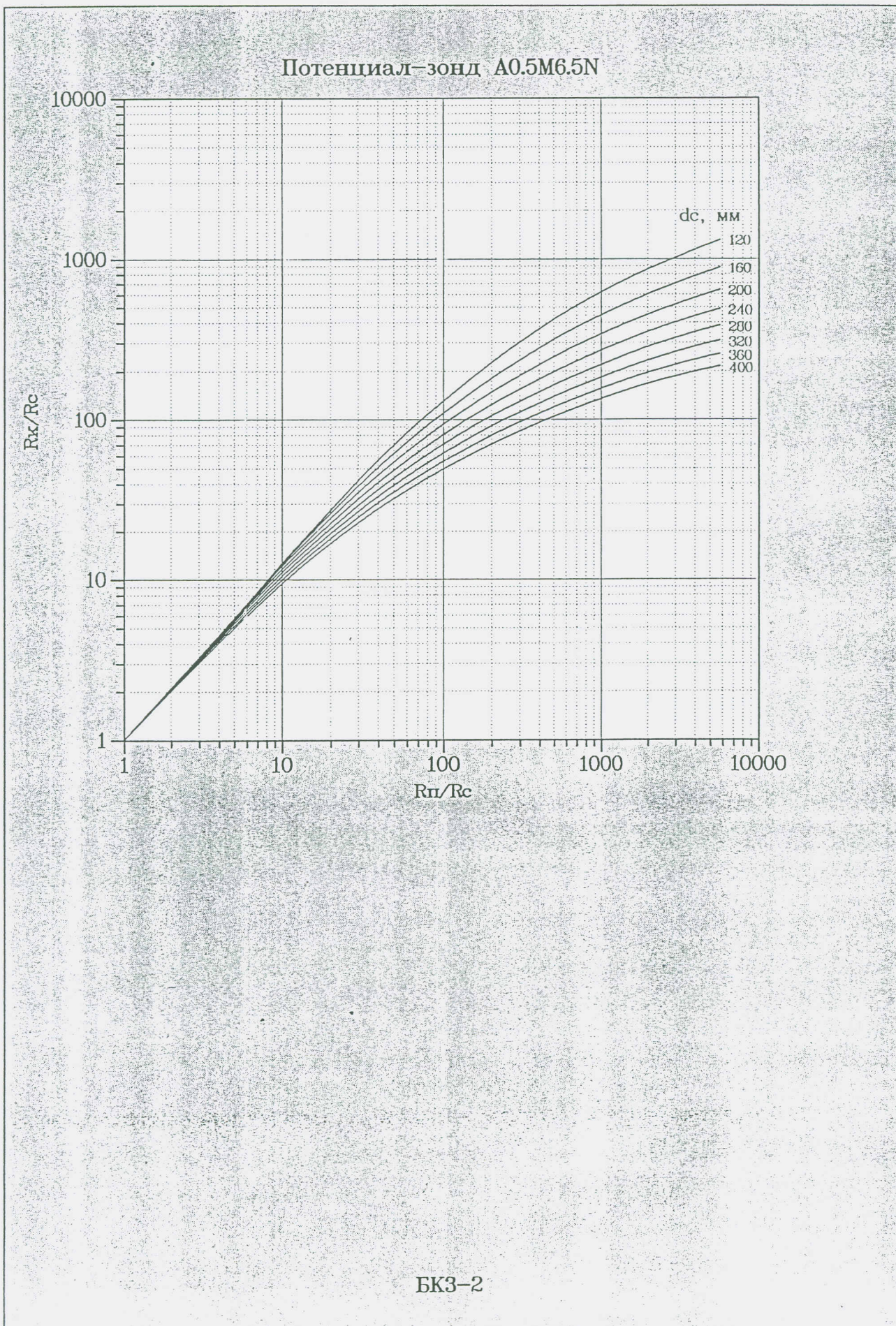
где R_k — кажущееся сопротивление для пласта толщиной H , $R_{квм}$, $R_{кп}$ — кажущиеся сопротивления для пласта неограниченной толщины с сопротивлением, равным $R_{вм}$ и $R_{п}$ соответственно.

Двухслойная палетка БКЗ градиент-зондами

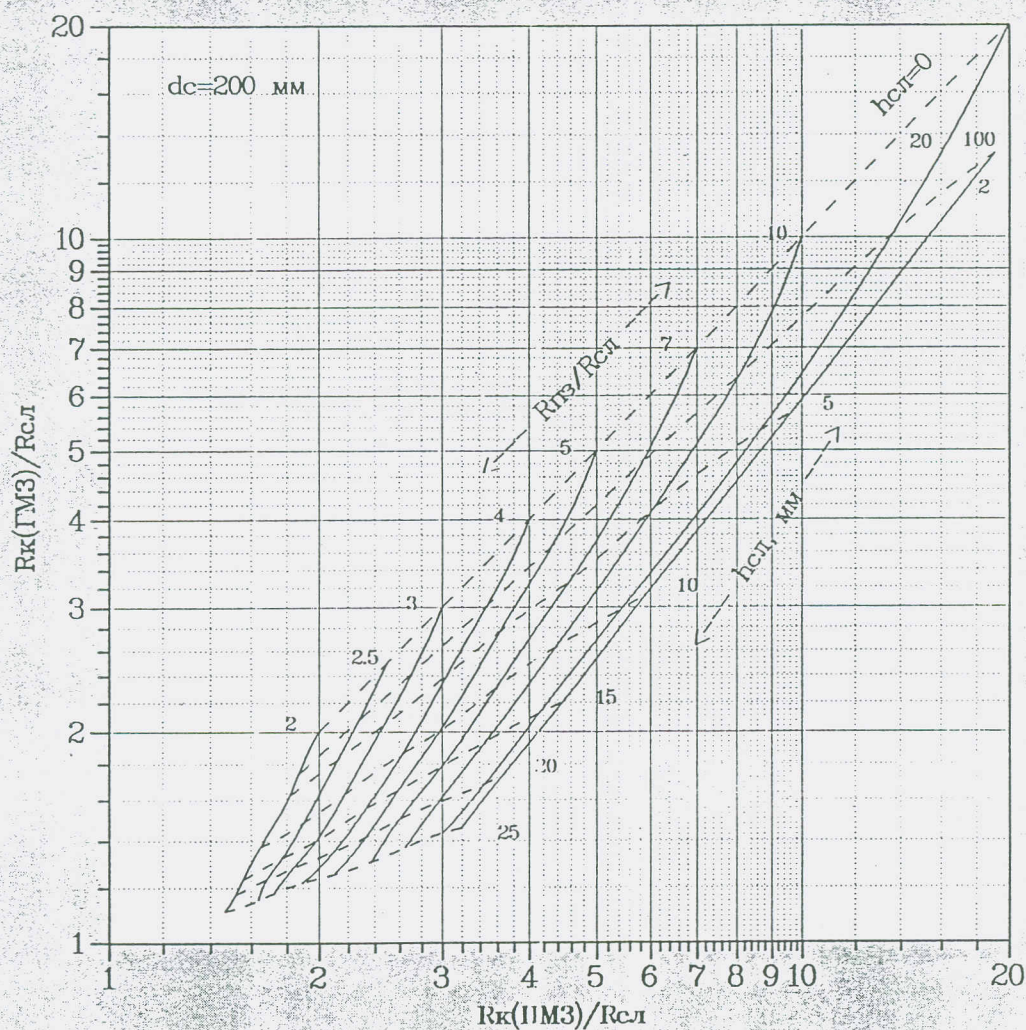


L-длина градиент-зонда

Поправка за влияние скважины для потенциал-зонда

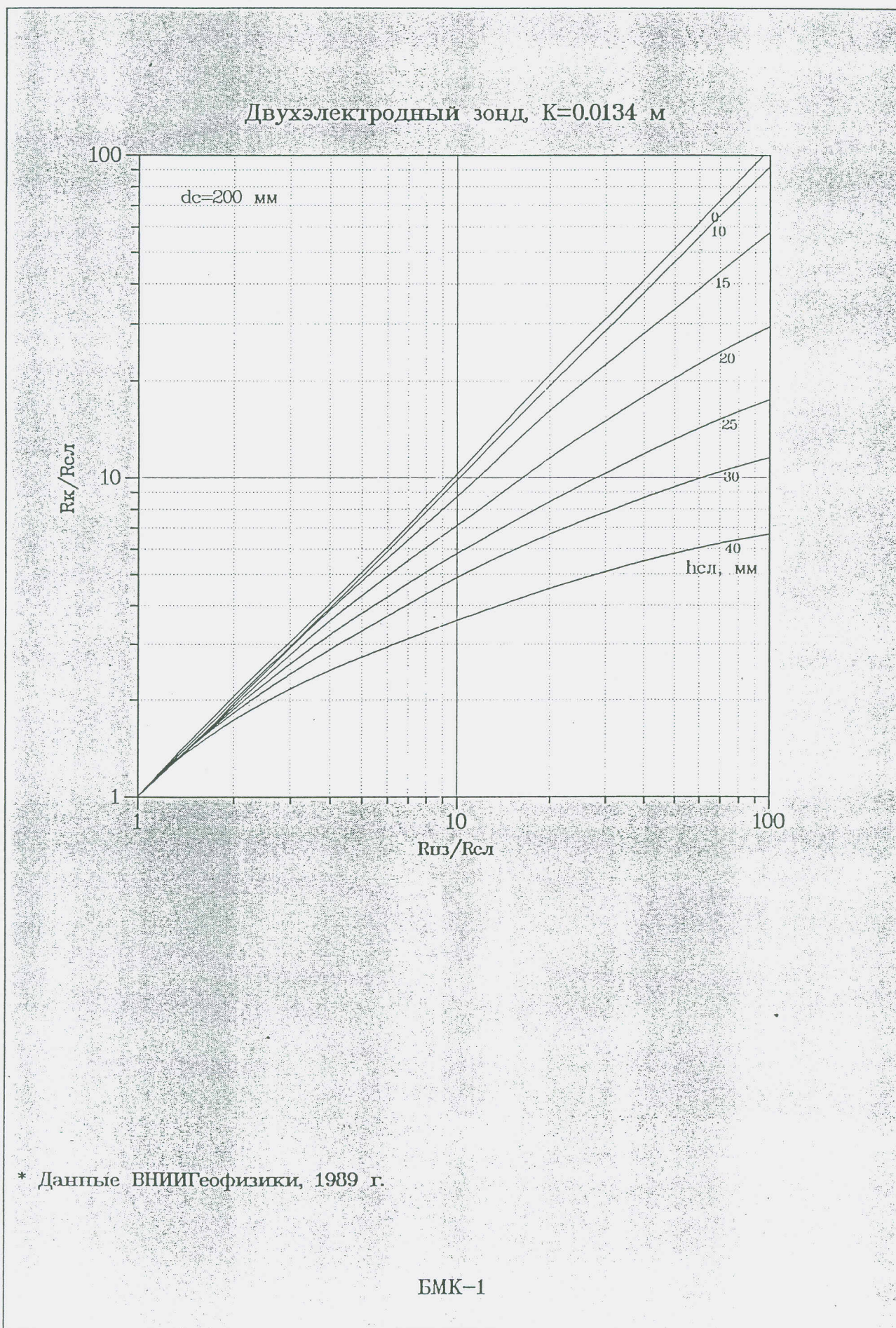


Палетка для обработки данных микрокаротажа



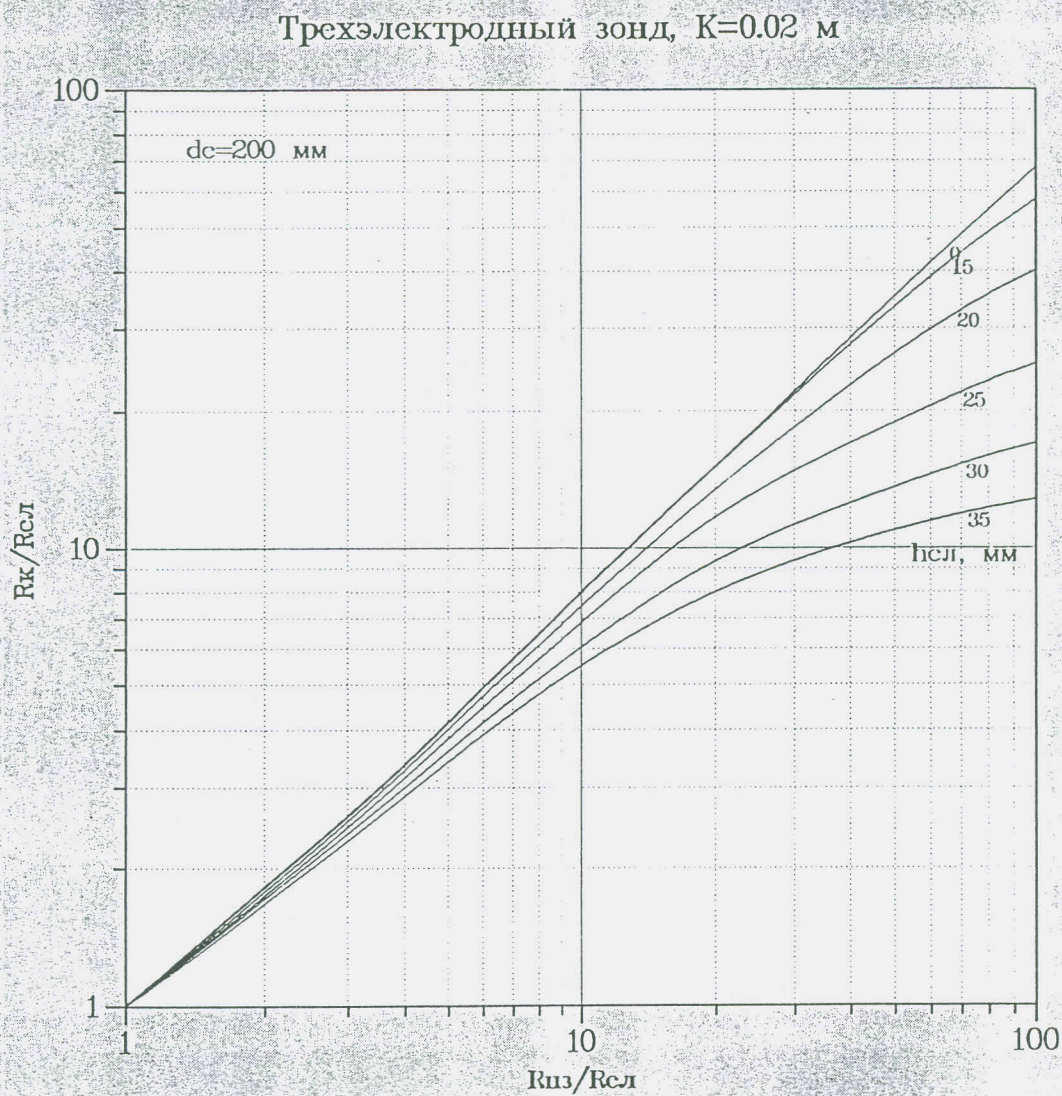
ГМЗ – градиент-микрозонд с коэффициентом зонда $K=0.34\text{м}$
 ПМЗ – потенциал-микрозонд с коэффициентом зонда $K=0.48\text{м}$.
 Диаметр кривизны башмака (размер $100 \times 200 \text{ мм}$) равен 200мм

Палетка для обработки данных бокового микрокаротажа*



* Данные ВНИИГеофизики, 1989 г.

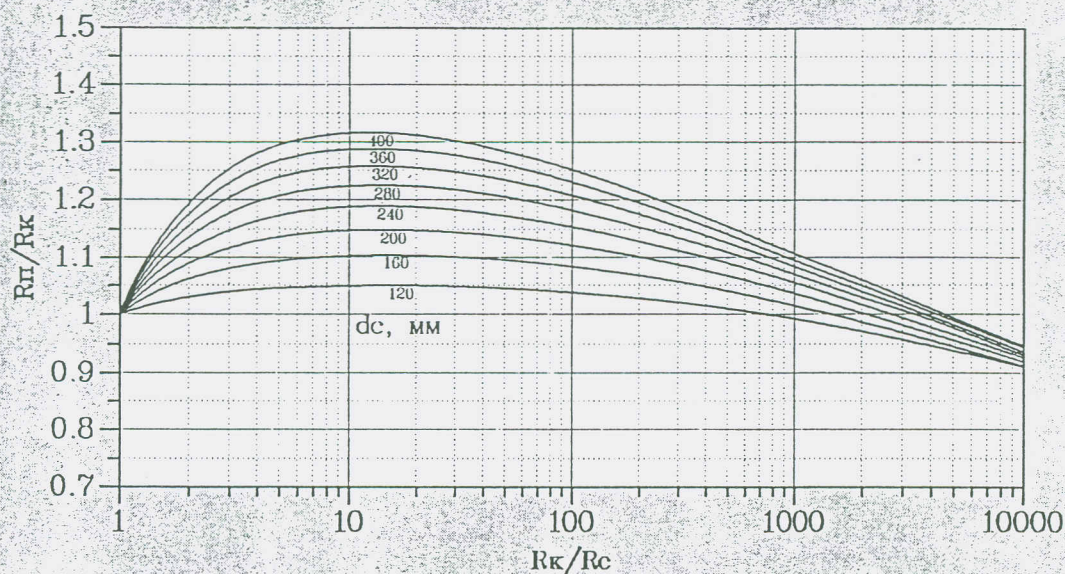
Палетка для обработки данных бокового микрокаротажа*



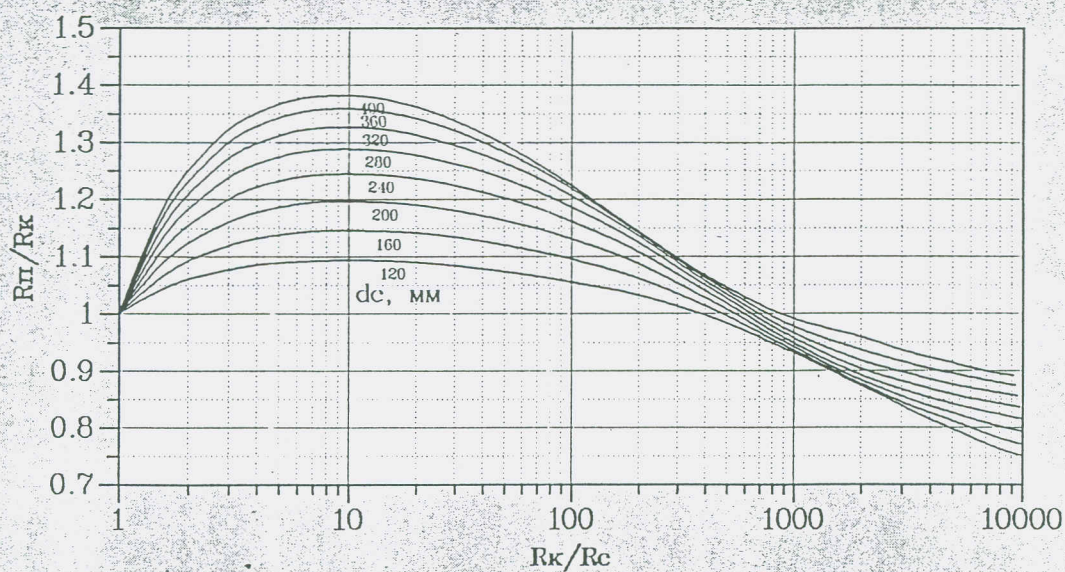
* Данные ВНИИ Геофизики, 1989 г.

Поправка за влияние скважины для бокового каротажа

Зонд БК-3 , аппаратура ЭК-1

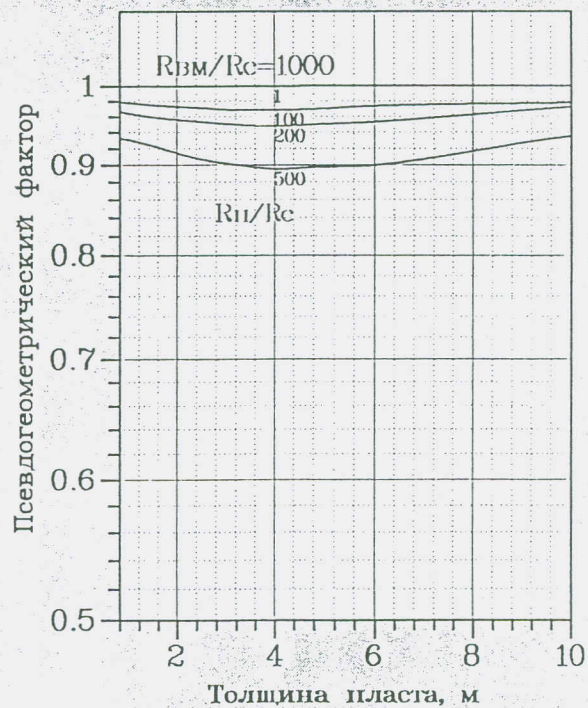
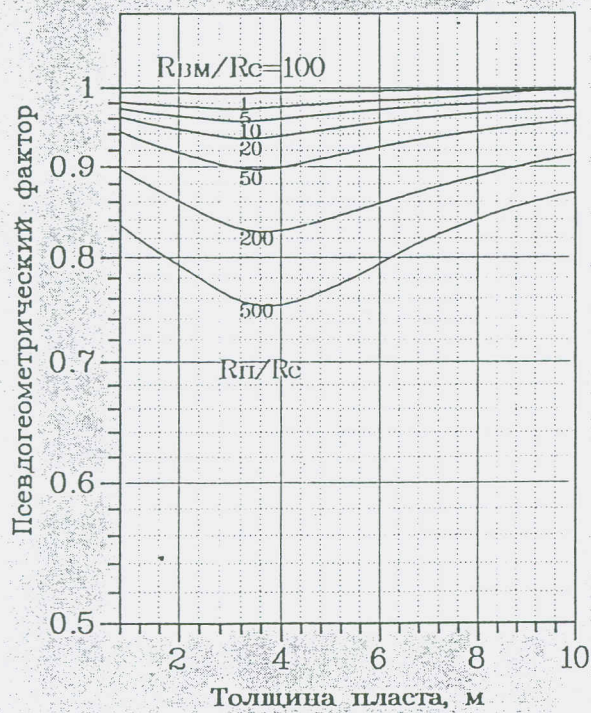
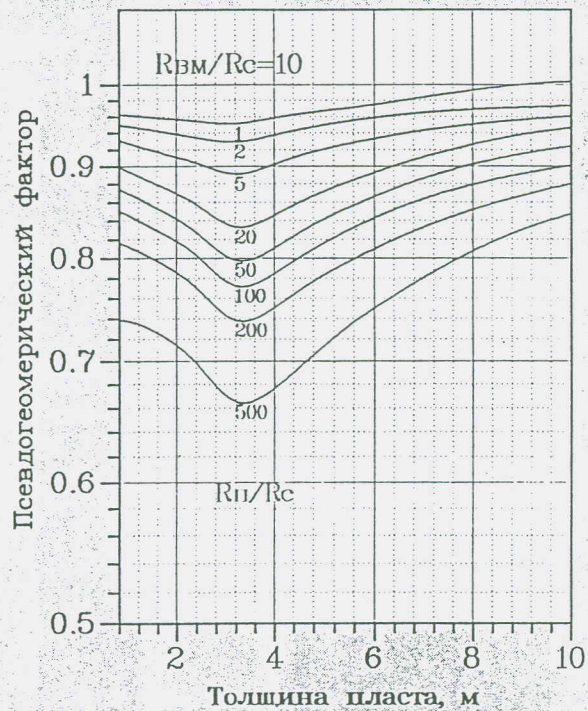
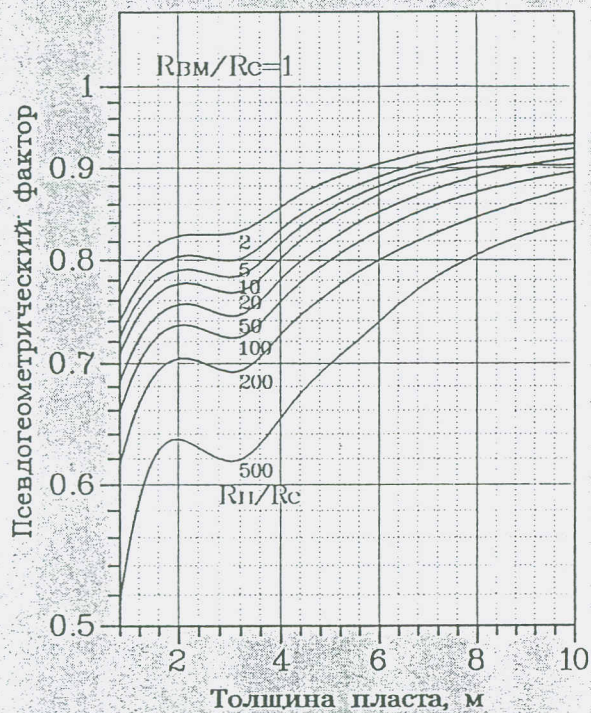


Зонд БК-3 , аппаратура Э-1, АБКТ



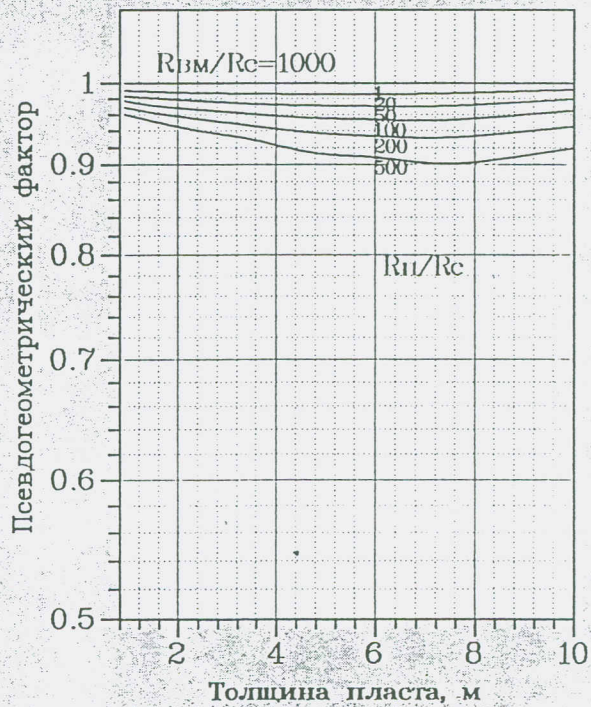
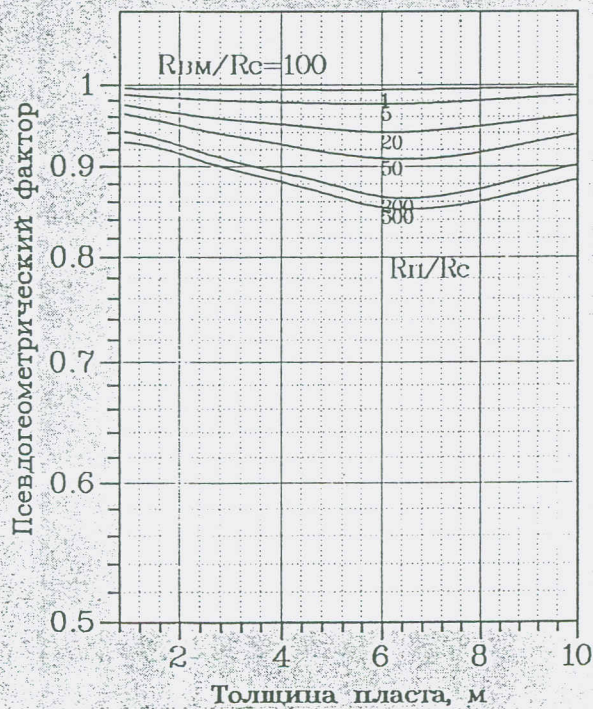
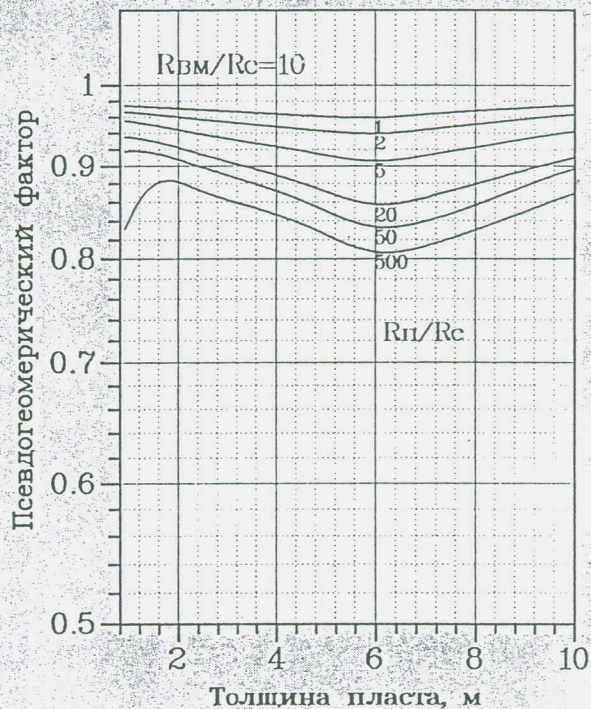
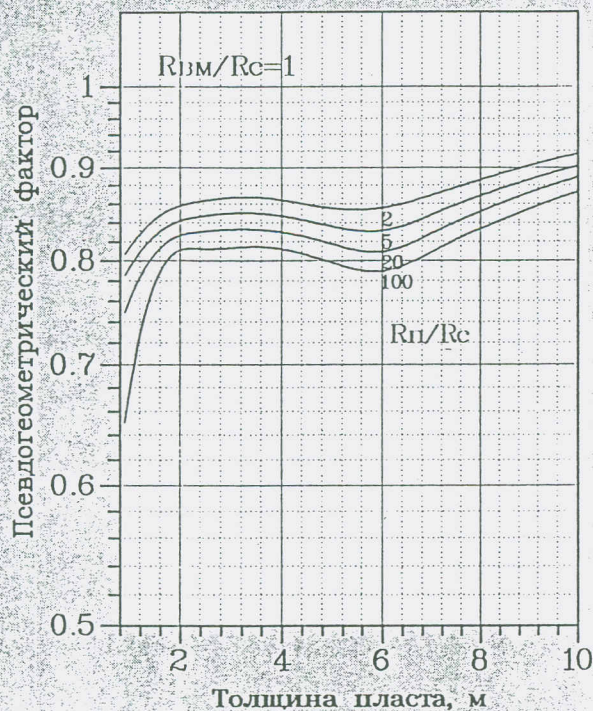
Влияние толщины пласта на показания зонда БК-3

Аппаратура Э-1, АБКТ



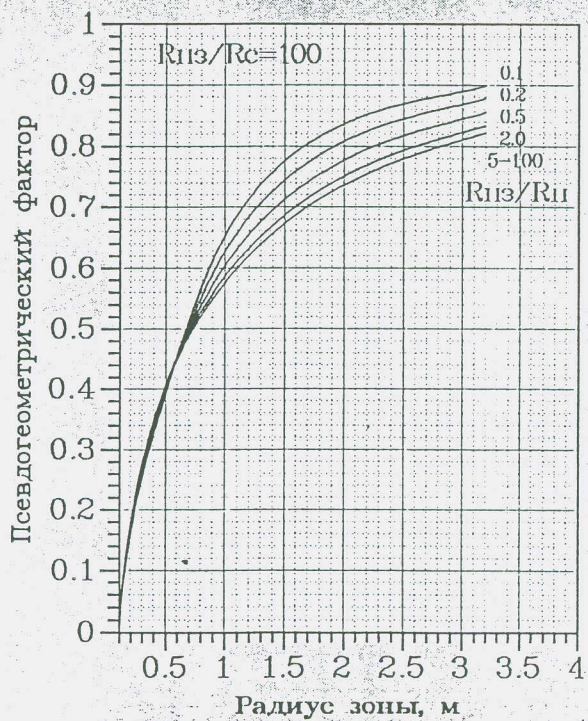
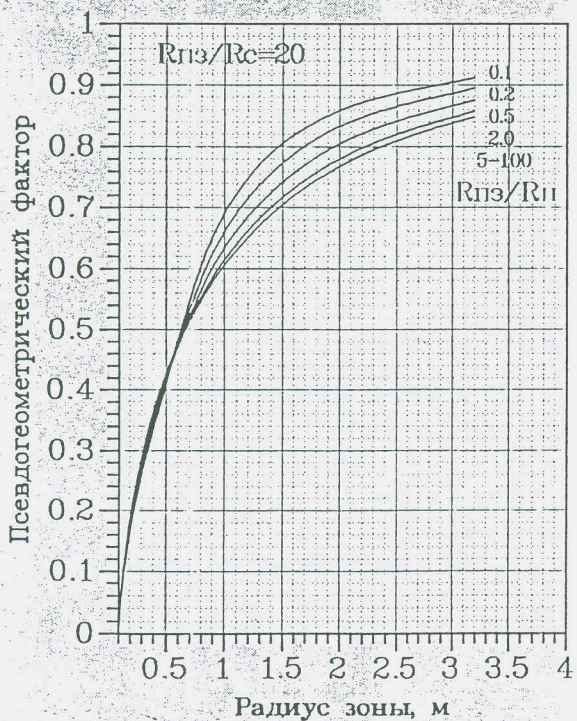
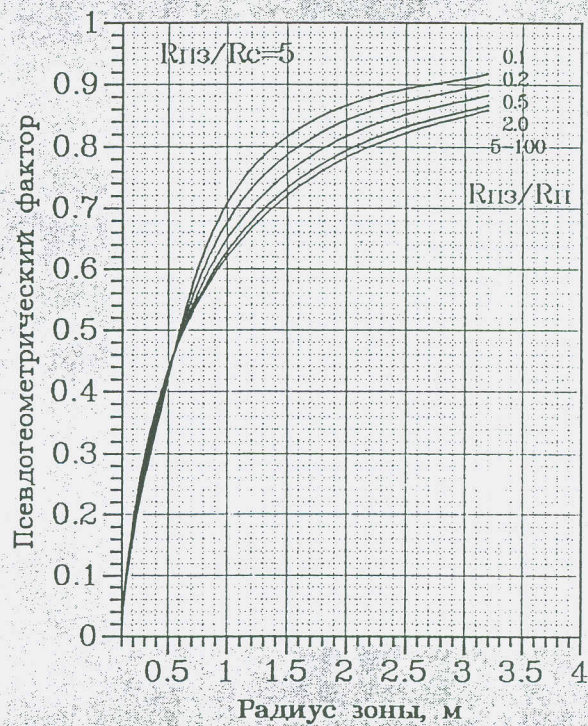
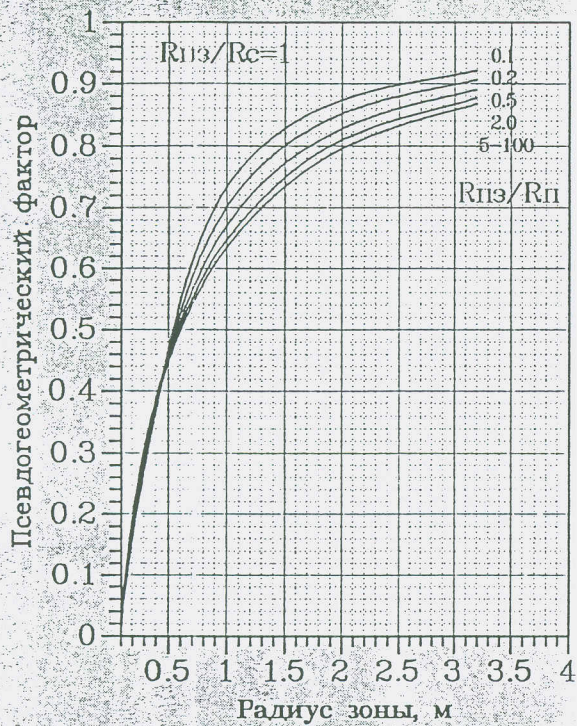
Влияние толщины пласта на показания зонда БК-3

Аппаратура ЭК-1



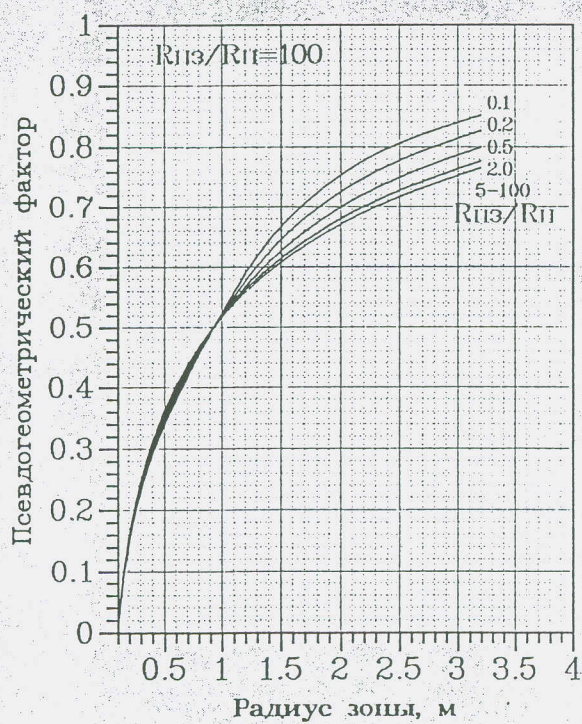
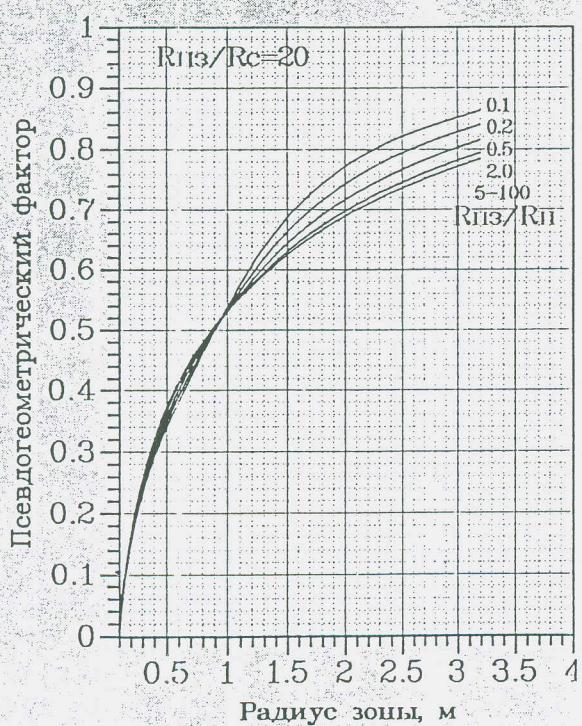
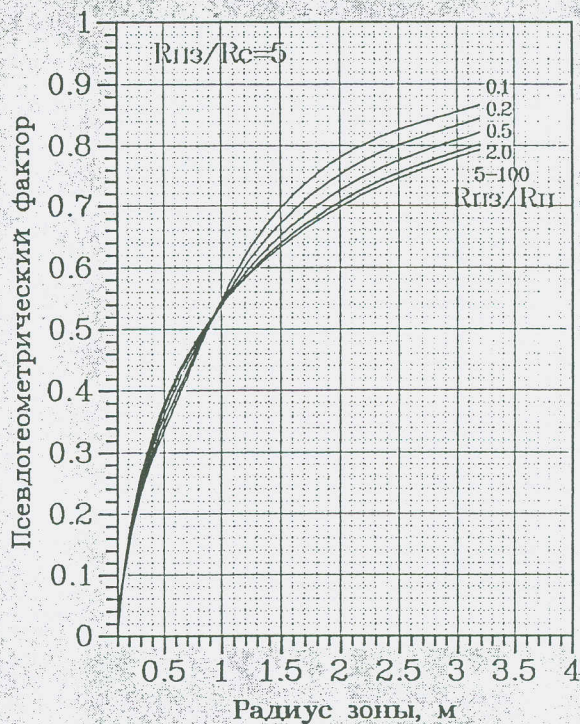
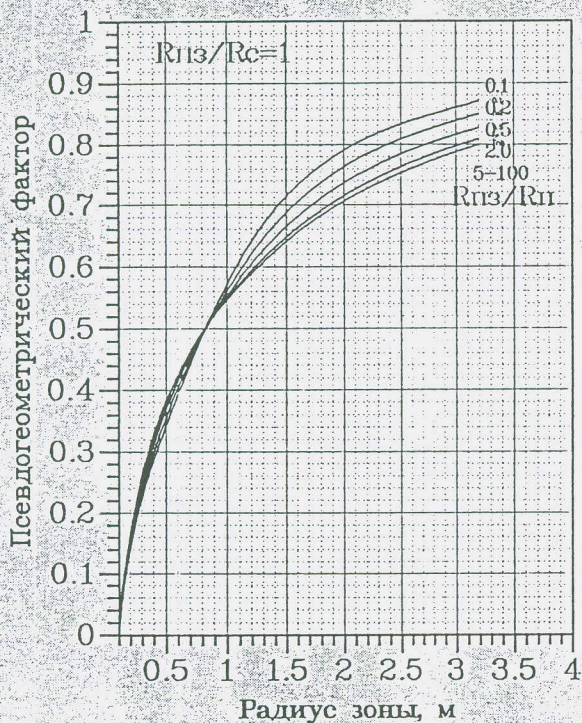
Влияние зоны проникновения на показания зонда БК-3

Аппаратура Э-1, АБКТ



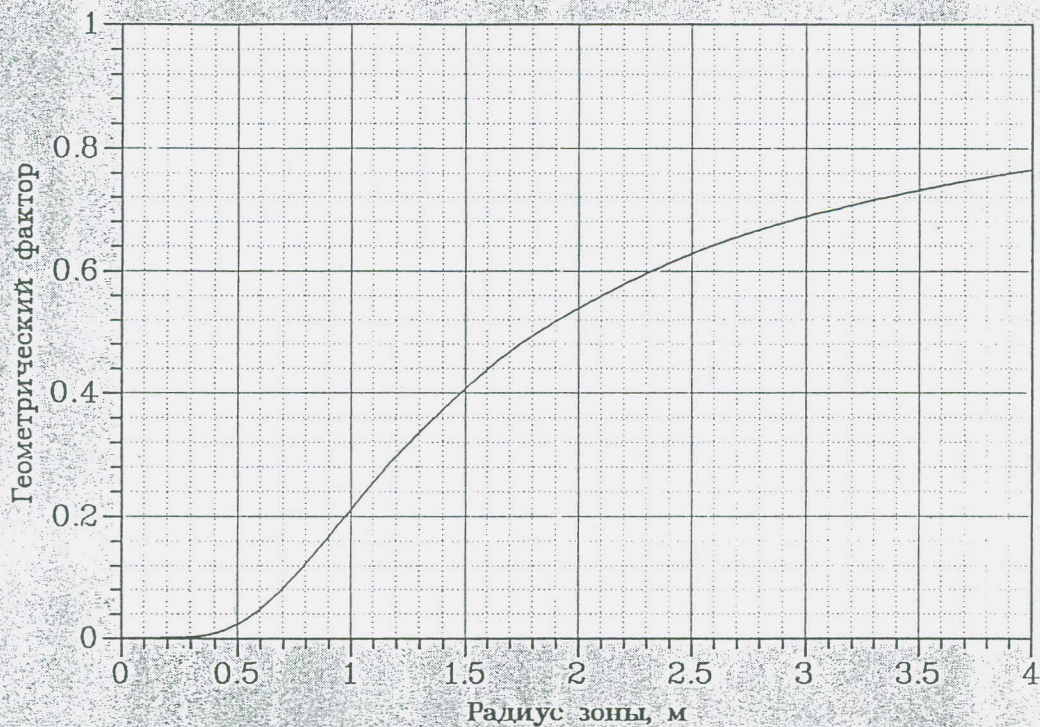
Влияние зоны проникновения на показания зонда БК-3

Аппаратура ЭК-1

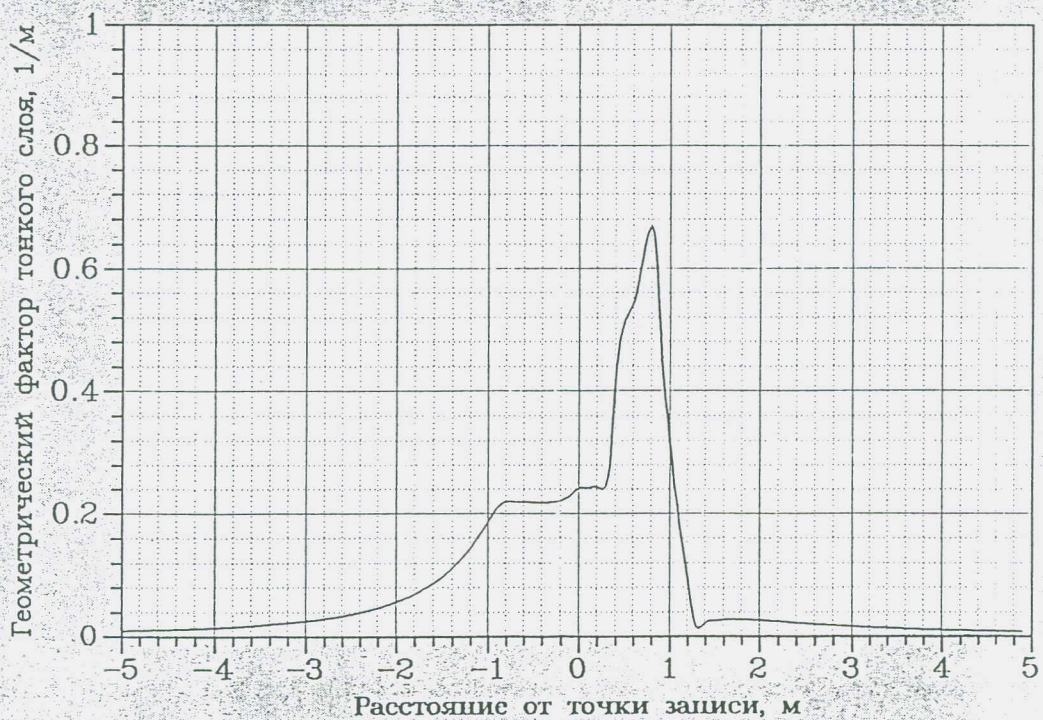


Характеристики зонда 7И1.6 (аппаратура ЛИК-5, ИК-П)

Интегральная радиальная характеристика зонда

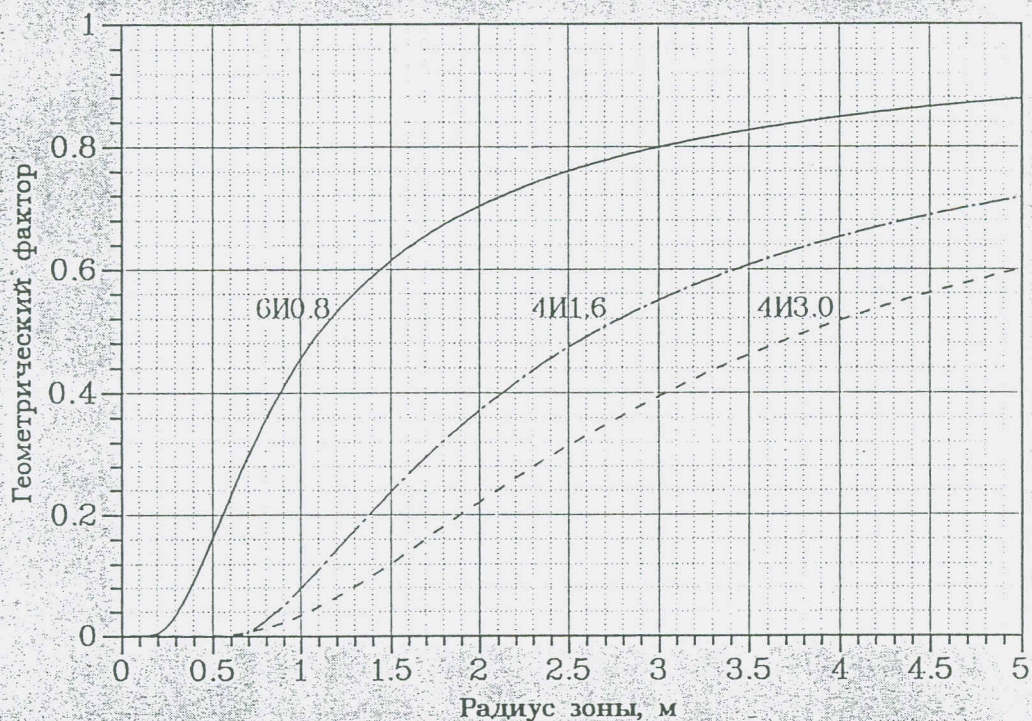


Дифференциальная вертикальная характеристика зонда

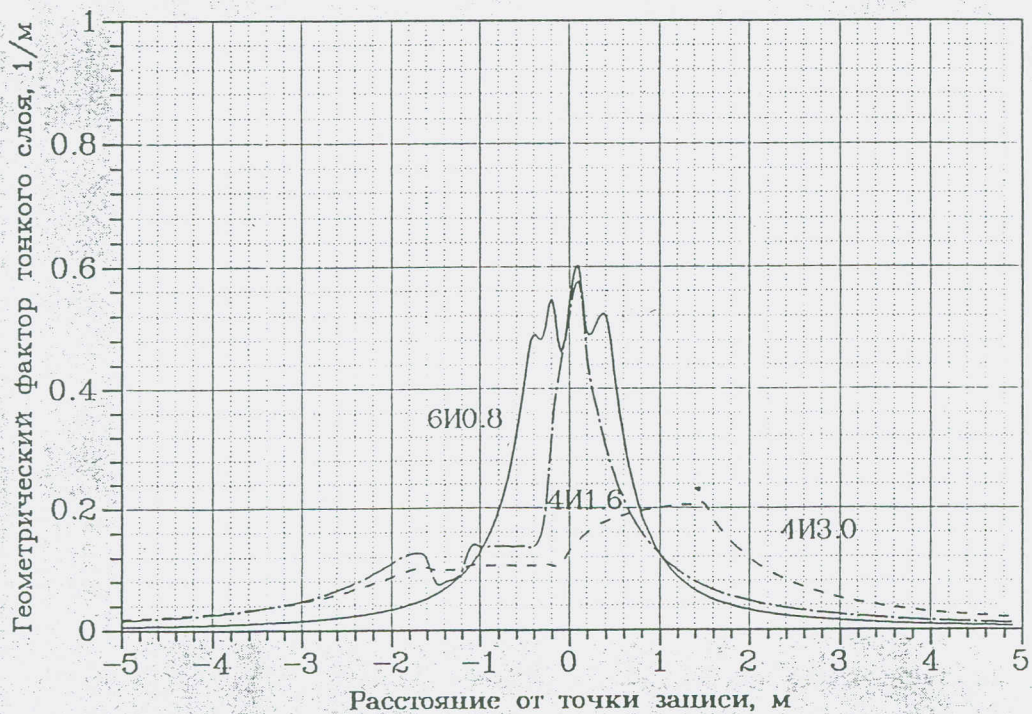


Характеристики зондов ИК (аппаратура ИКЗ-1, ИКЗ-И)

Интегральные радиальные характеристики зондов

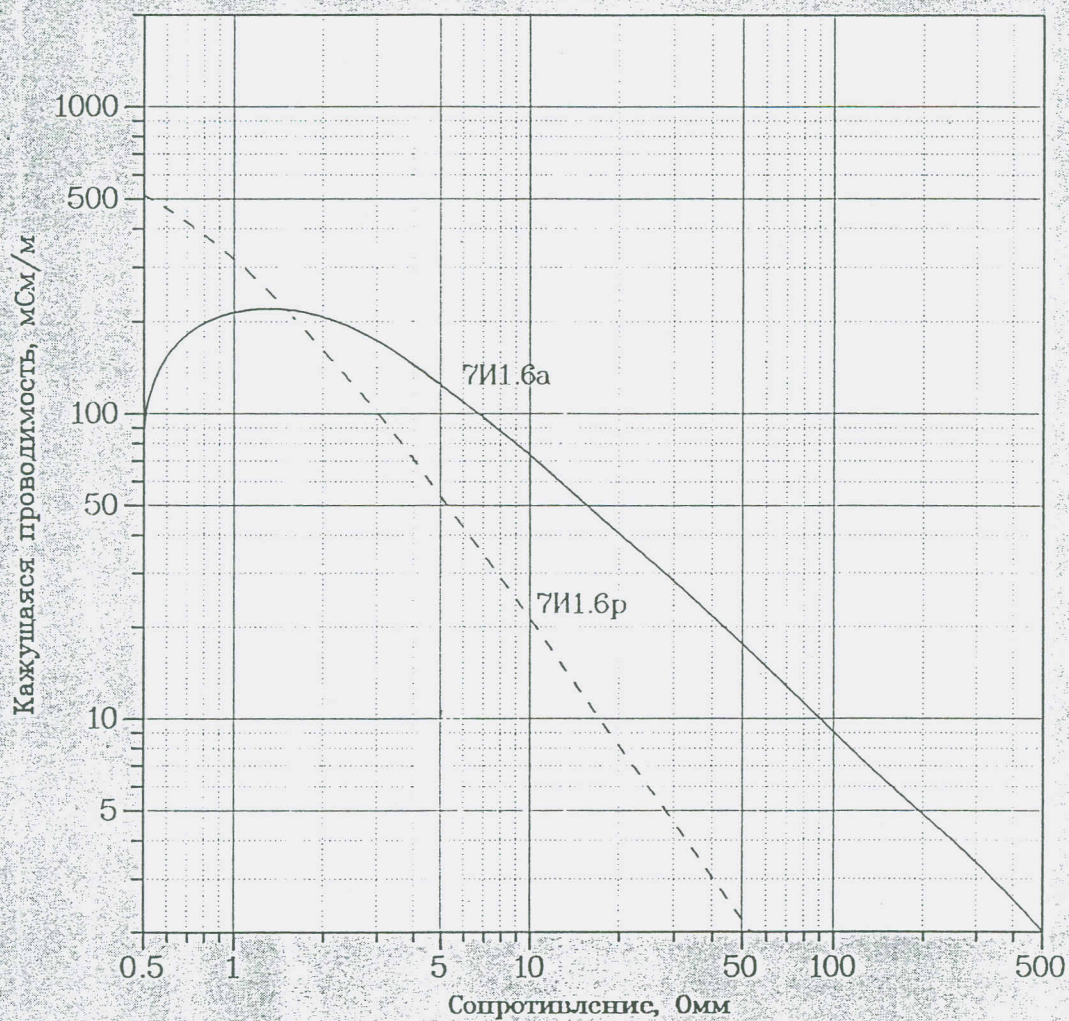


Дифференциальные вертикальные характеристики зондов



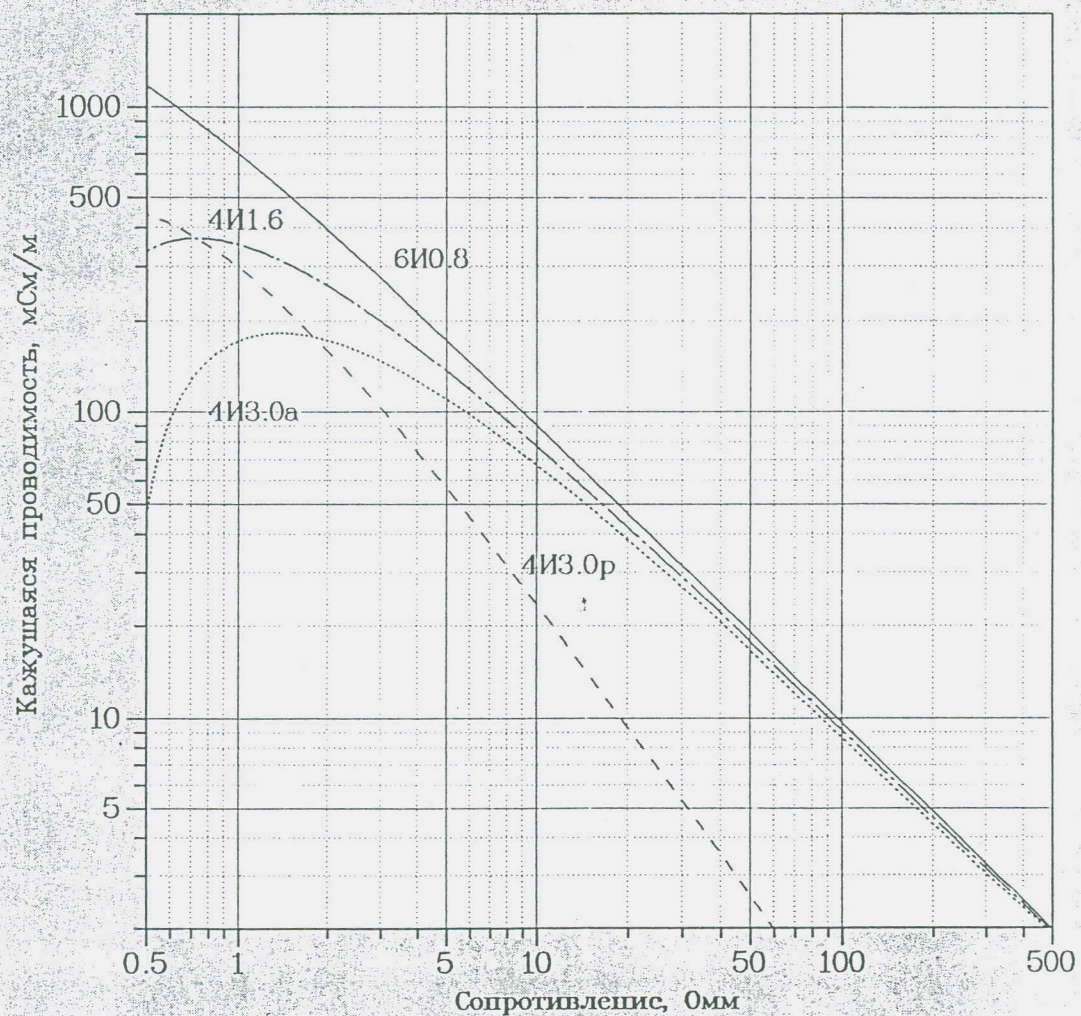
Поправка за скин-эффект для индукционного каротажа

Аппаратура АИК-5, ИК-П



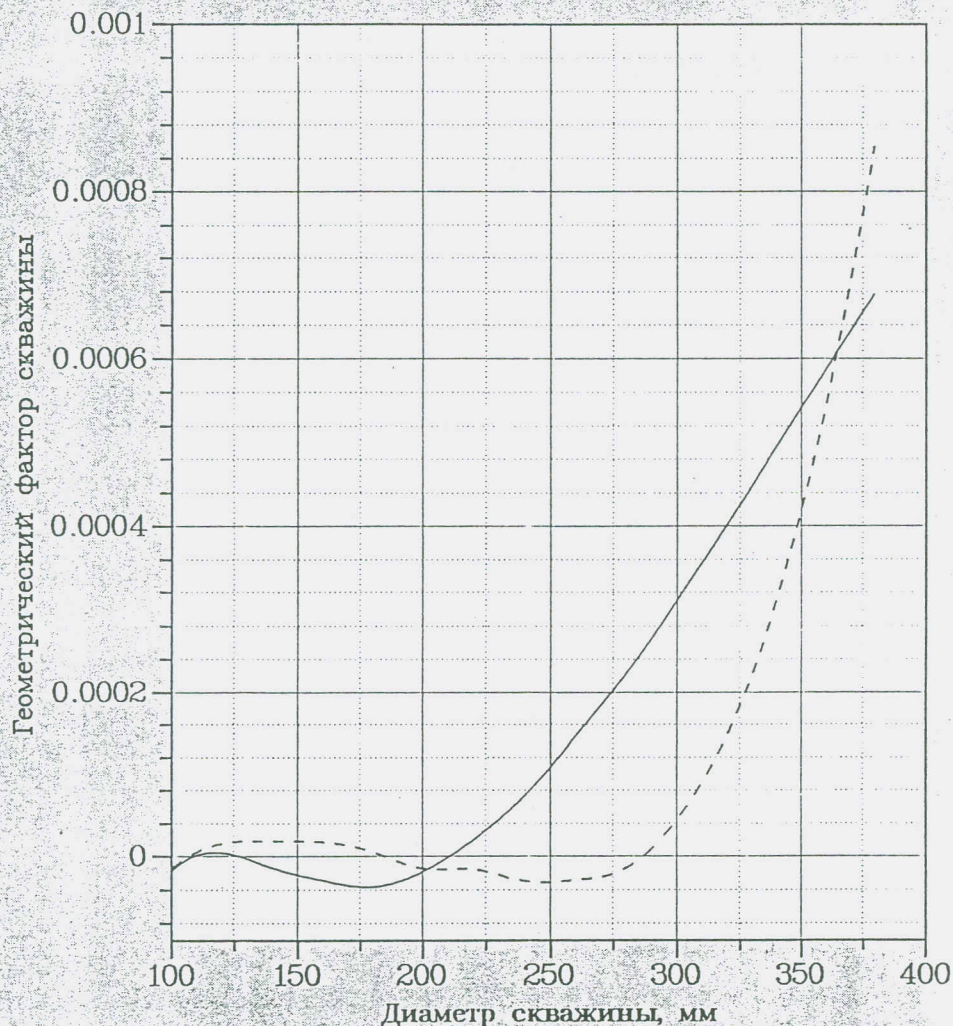
Поправка за скин-эффект для индукционного каротажа

Аппаратура ИКЗ-1, ИКЗ-П



Индукционный каротаж. Влияние скважины

Аппаратура АИК-5, ИК-П

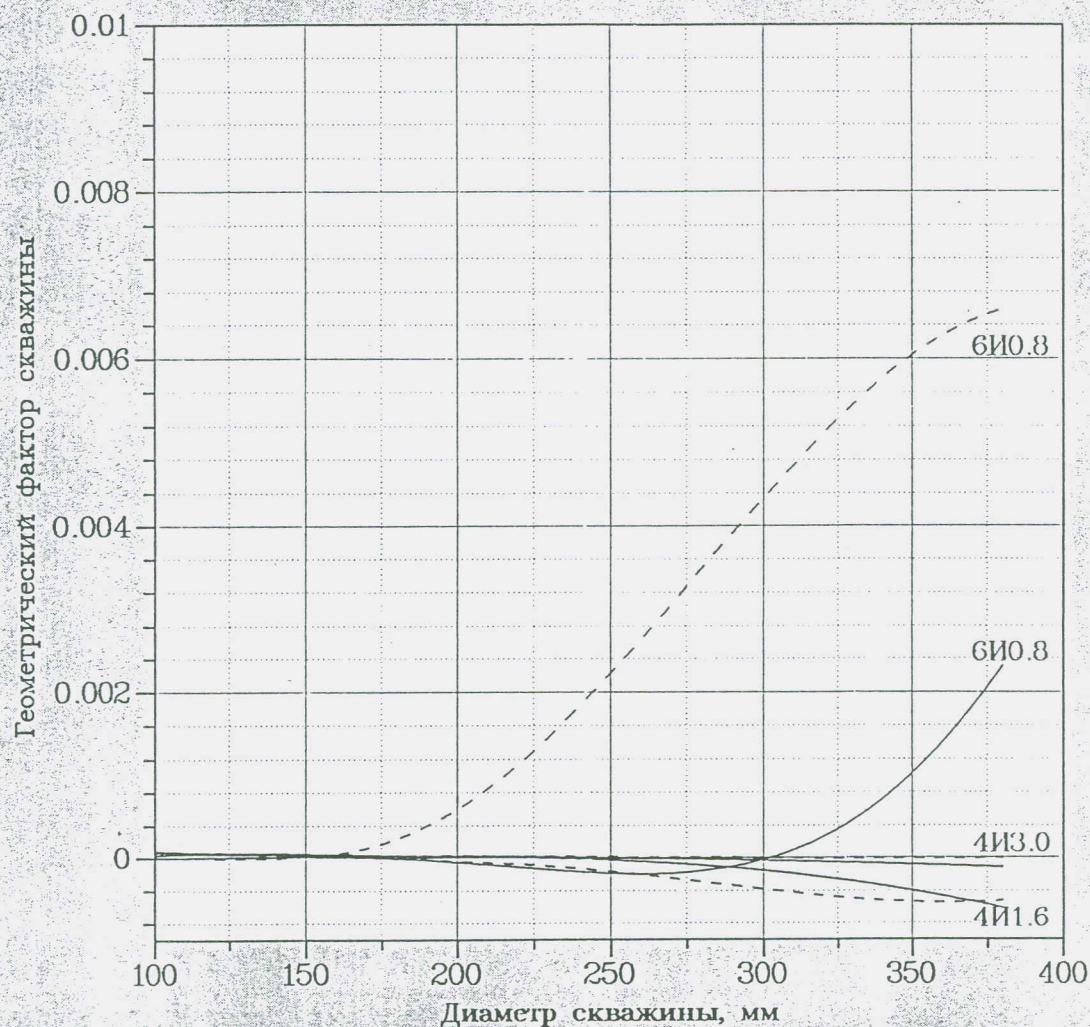


Сплошная линия – прибор на оси скважины,
пунктирная – прибор на стенке скважины.

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 $1000 \cdot G_c(d_c)/R_c$, где $G_c(d_c)$ – геометрический фактор скважины для диаметра d_c , R_c – сопротивление промывочной жидкости.

Индукционный каротаж. Влияние скважины

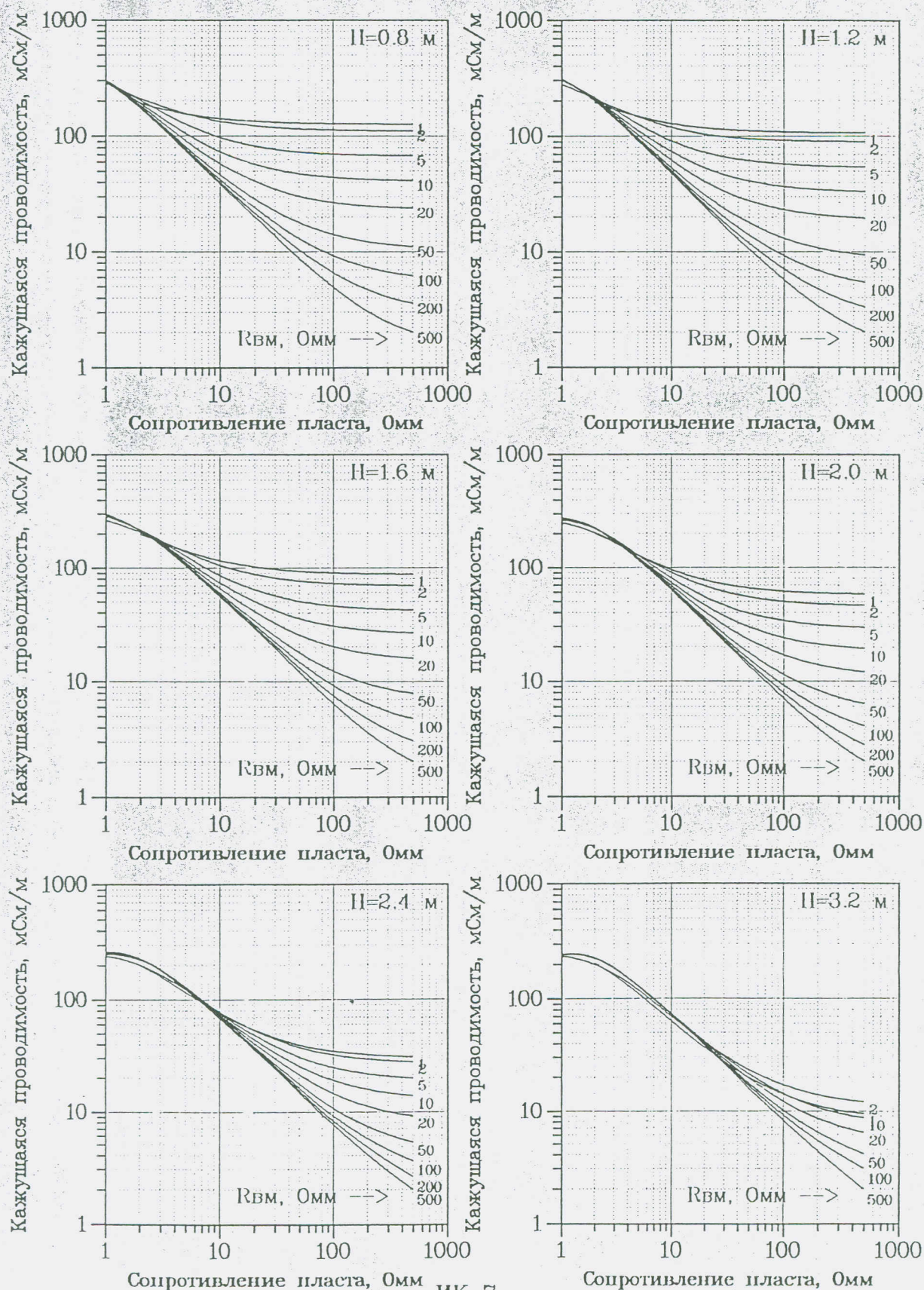
Аппаратура ИКЗ-1, ИКЗ-П



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

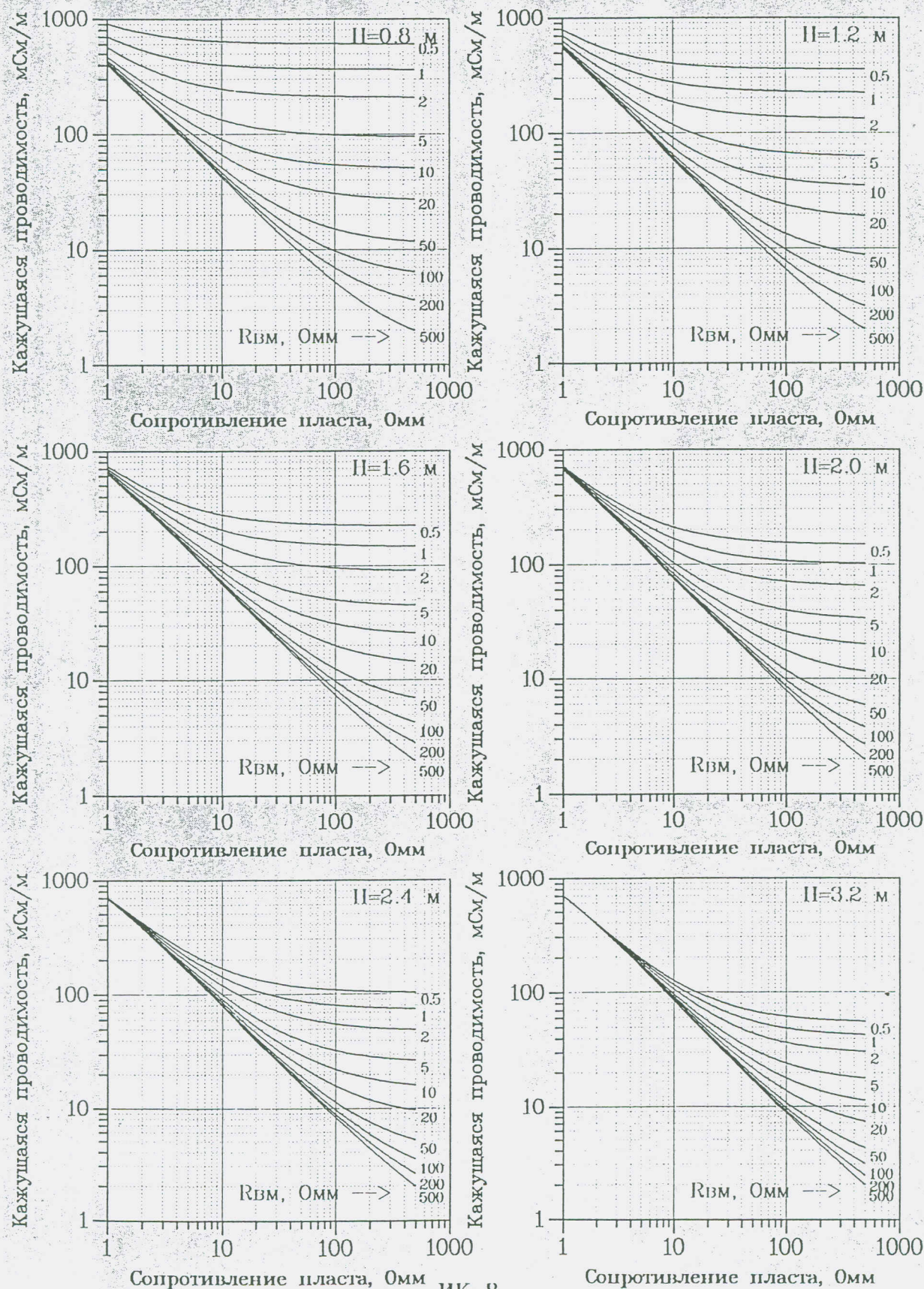
Влияние вмещающих пород на показания зондов ИК

Зонд 7И1.6а, аппаратура АИК-5, ИК-П



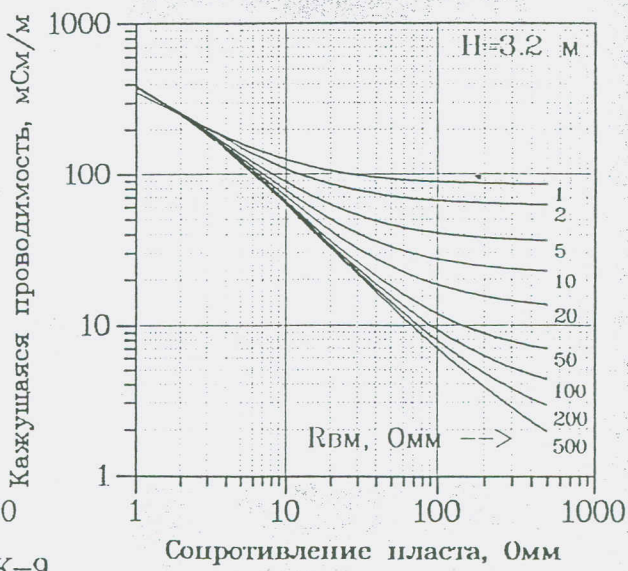
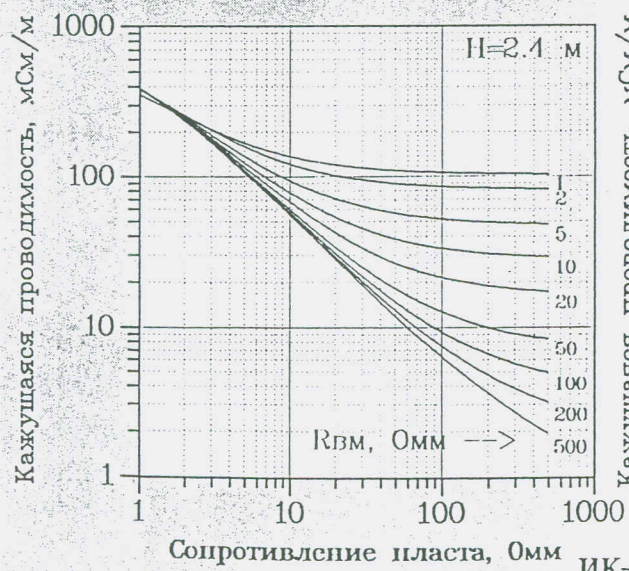
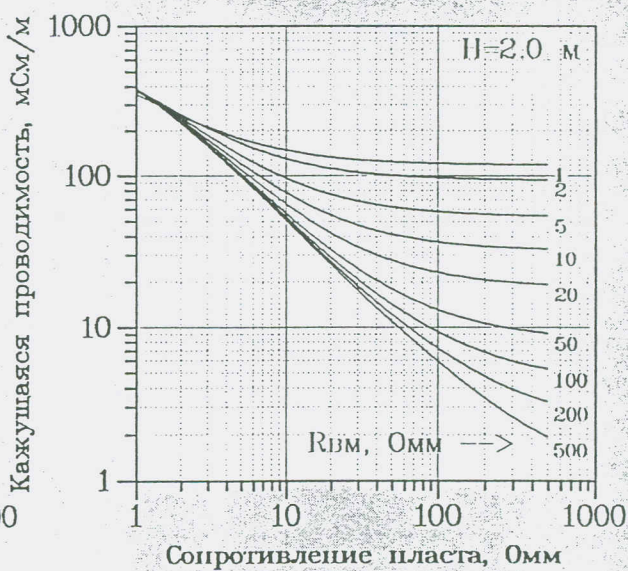
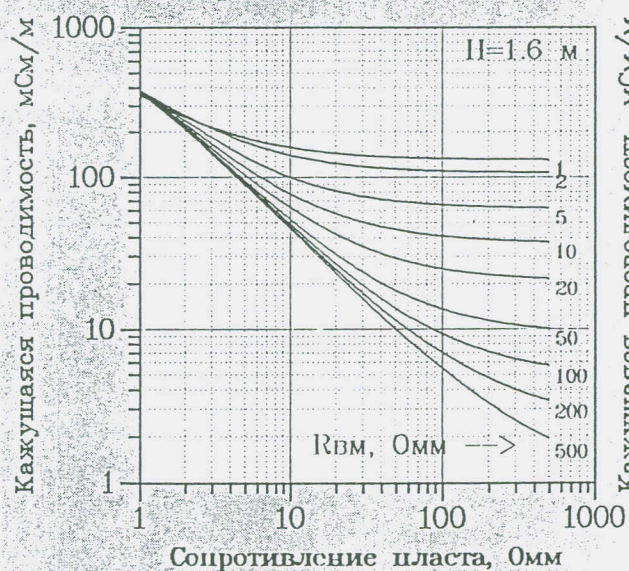
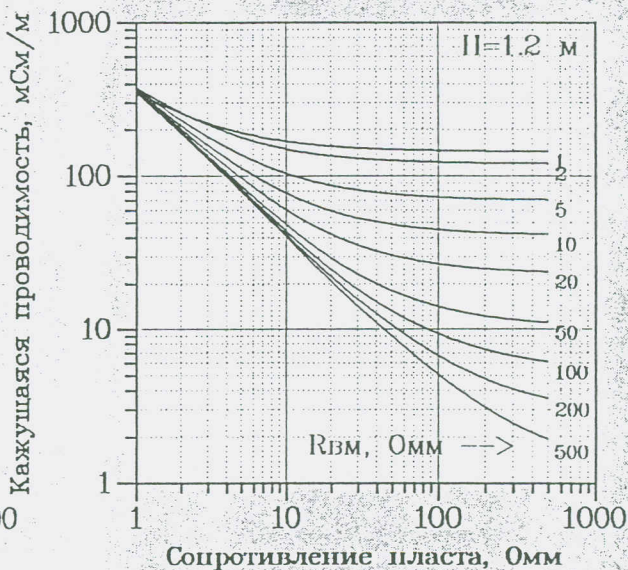
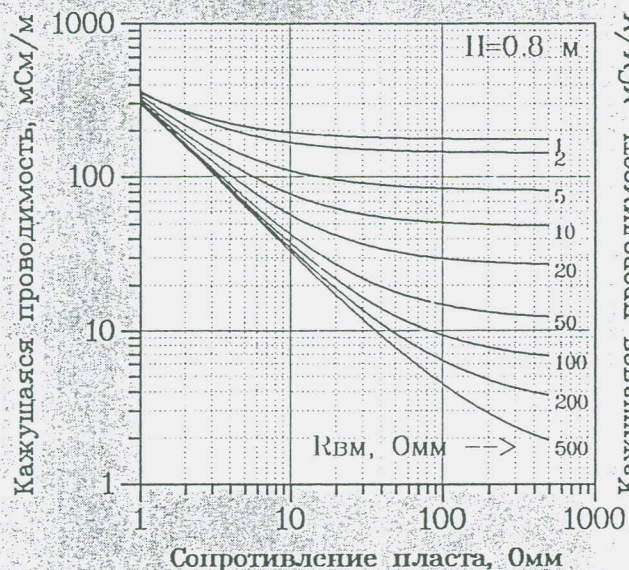
Влияние вмещающих пород на показания зондов ИК

Зонд 6И0.8, аппаратура ИКЗ-1, ИКЗ-П



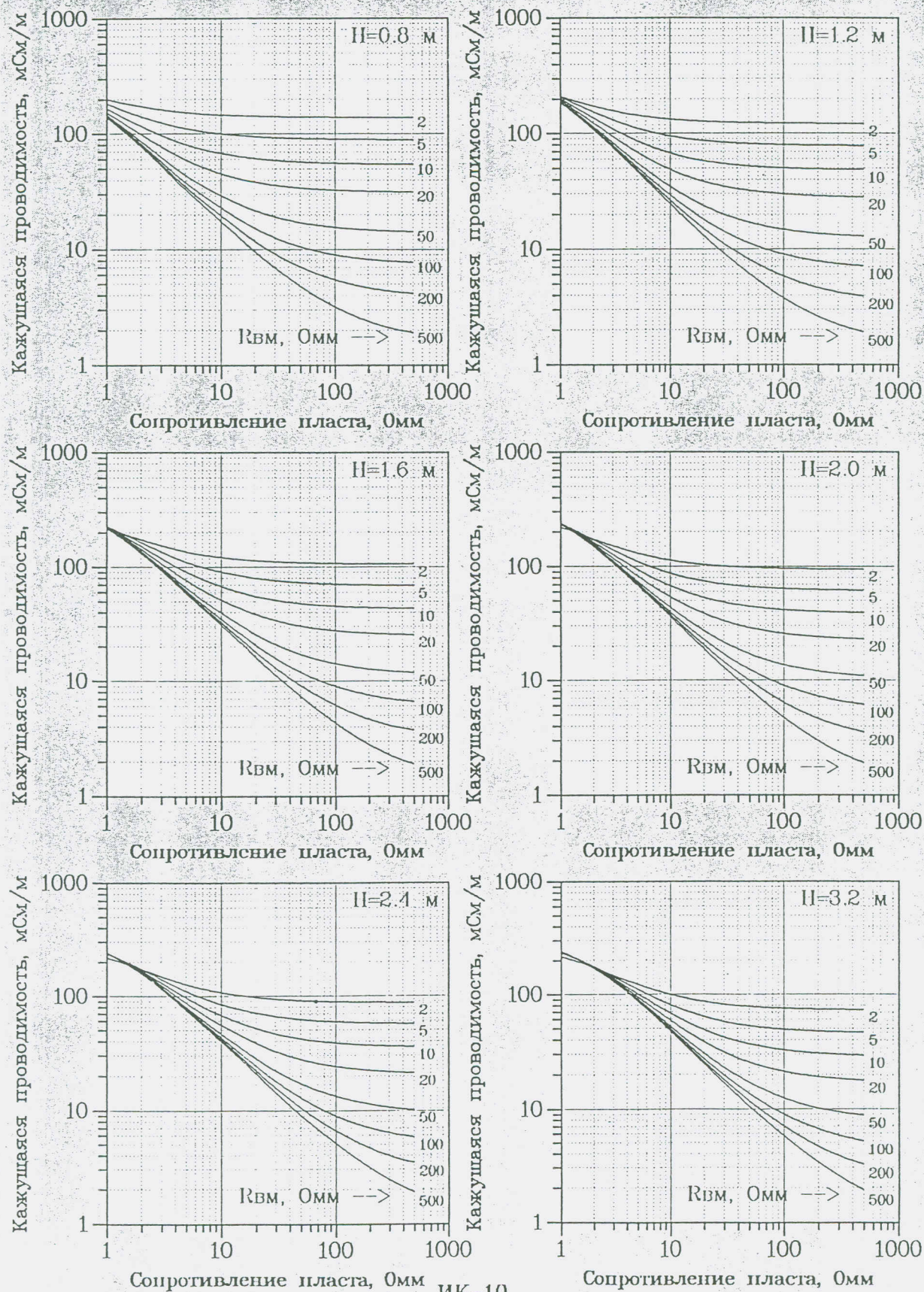
Влияние вмещающих пород на показания зондов ИК

Зонд 4И1.6, аппаратура ИКЗ-1, ИКЗ-П



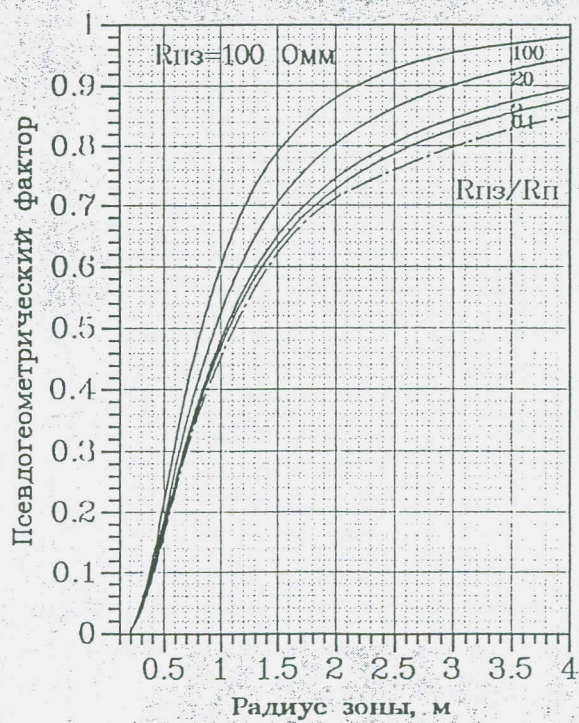
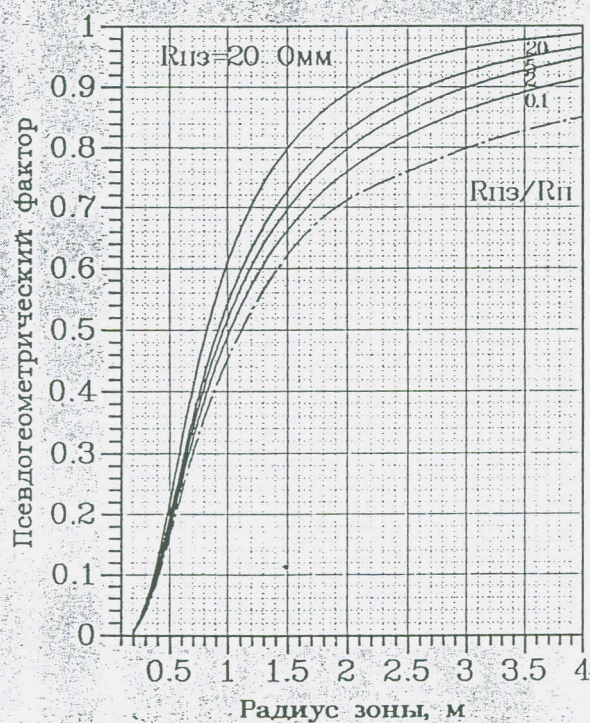
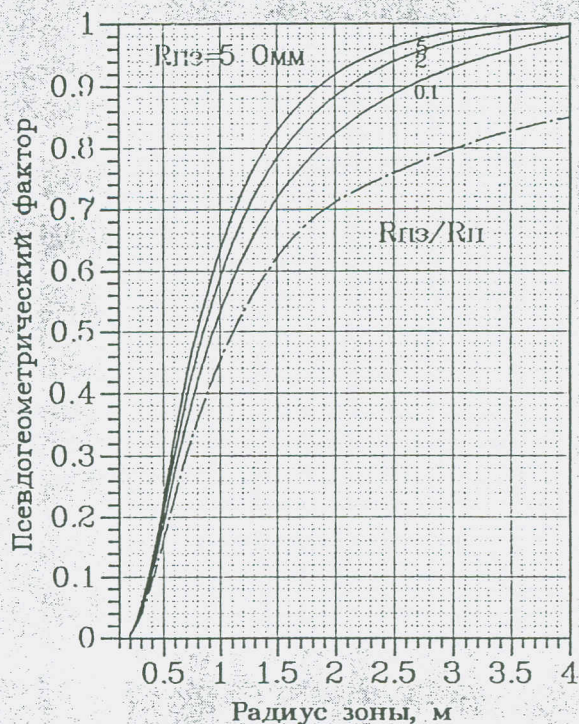
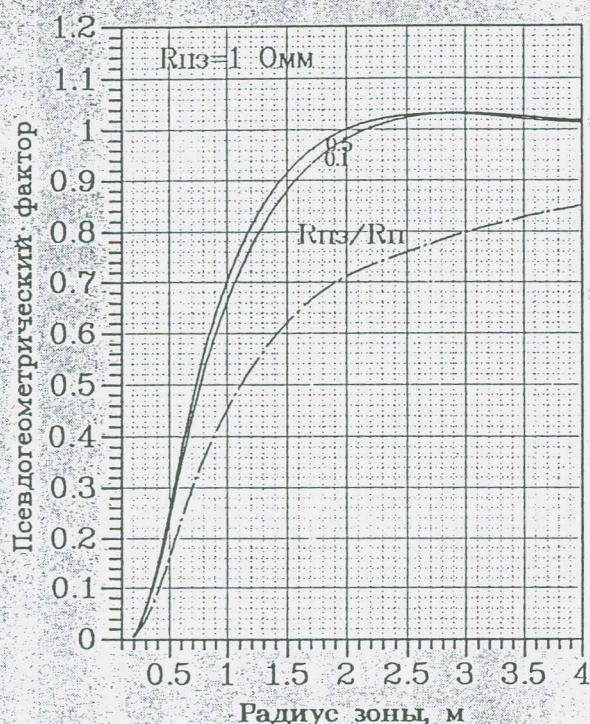
Влияние вмещающих пород на показания зондов ИК

Зонд 4ИЗ.0а, аппаратура ИКЗ-1, ИКЗ-П



Влияние зоны пропикновения на показания зондов ИК

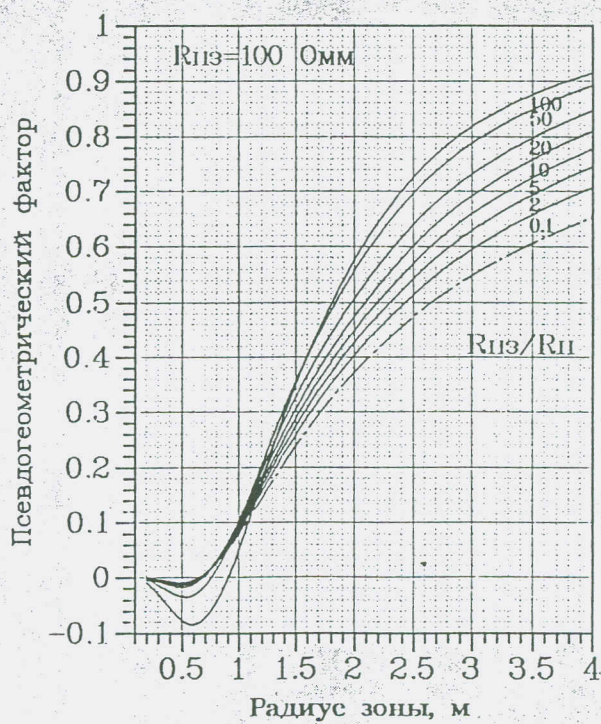
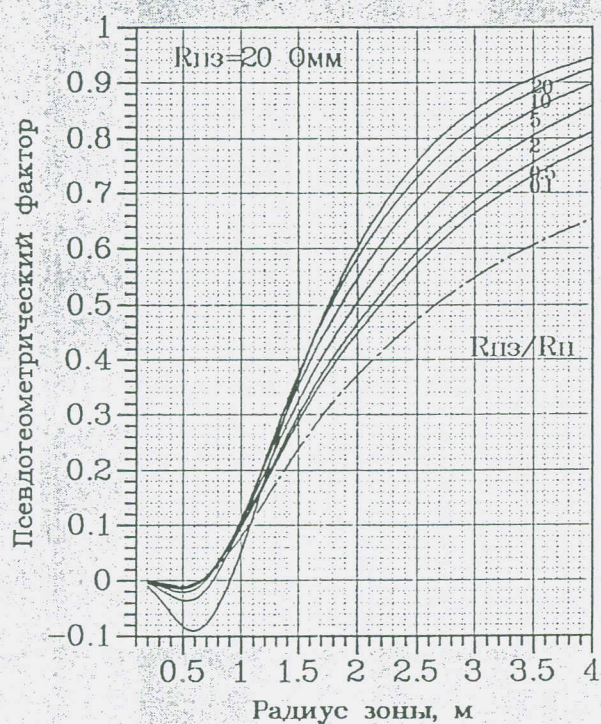
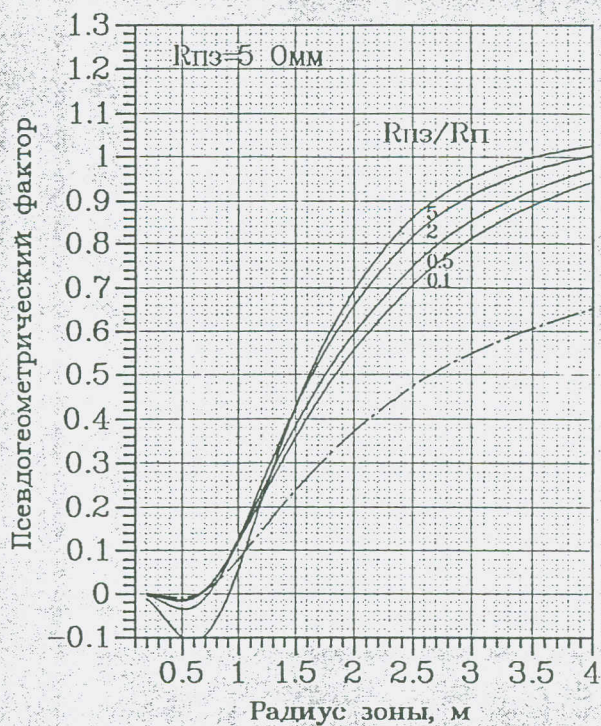
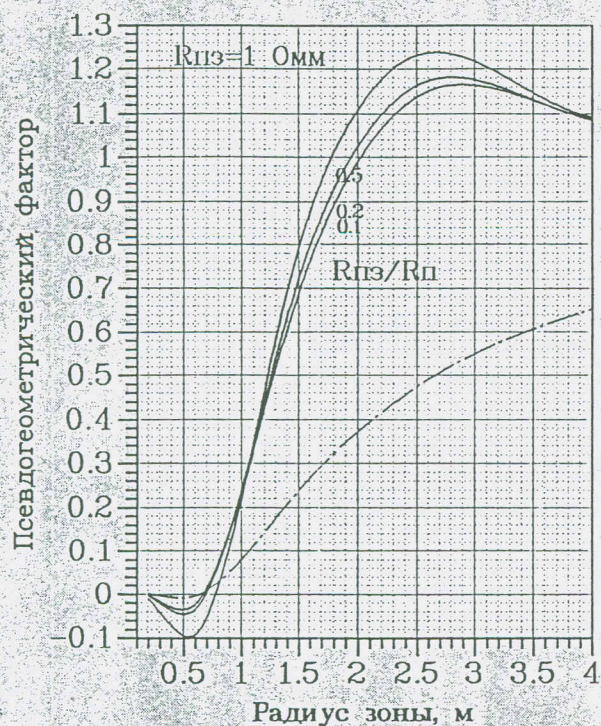
Зонд 6И0.8. Аппаратура ИКЗ-1, ИКЗ-П.



Штрих-пунктирная линия – геометрический фактор в приближении
Доля

Влияние зоны проникновения на показания зондов ИК

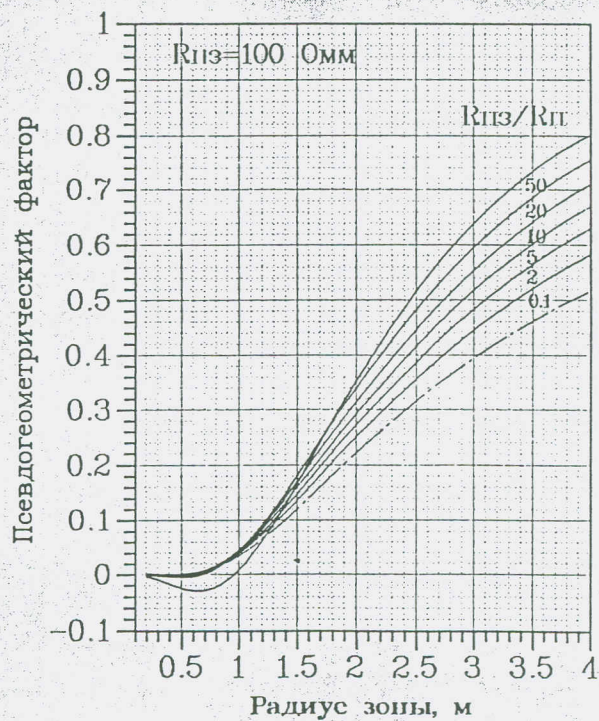
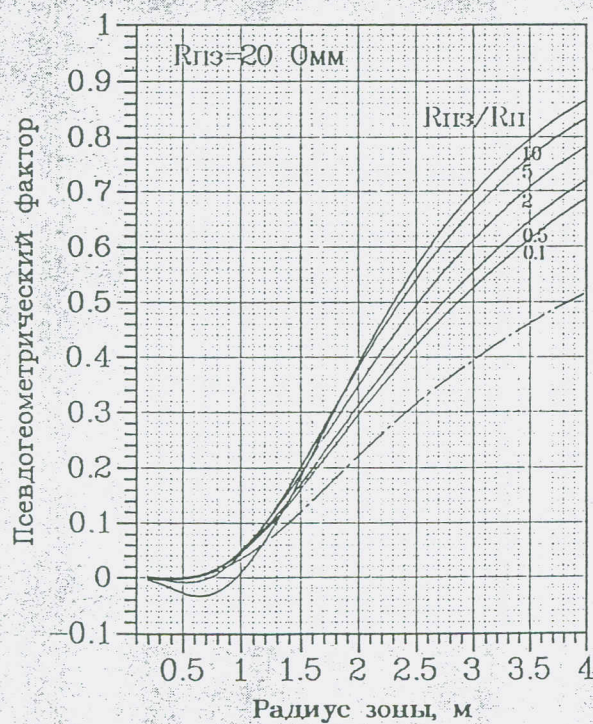
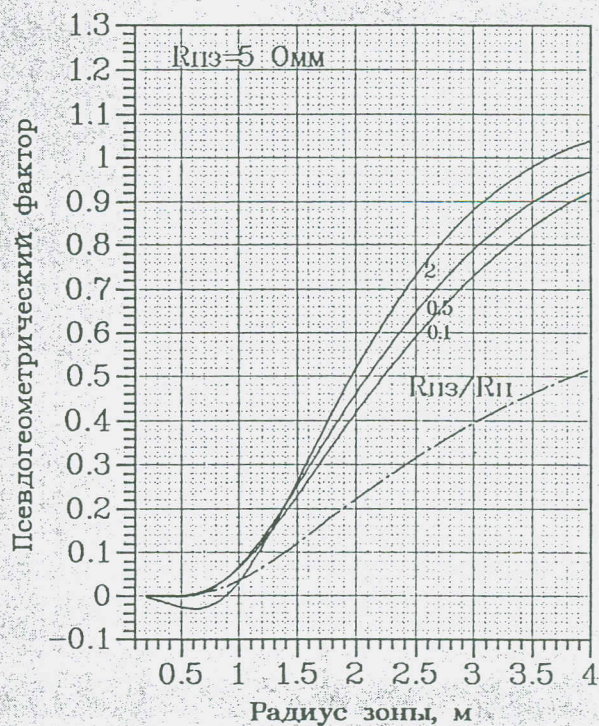
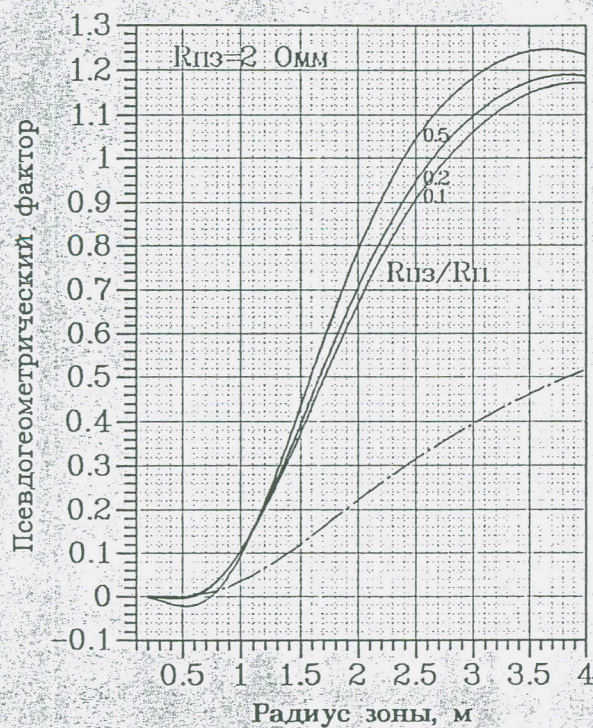
Зонд 4И1.6. Аппаратура ИКЗ-1, ИКЗ-П.



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 — геометрический фактор в приближении Долля