

Электрические методы

Дисциплина «Геофизические методы исследования скважин».

(Лекция 2)

Лобова Г.А.

Электрические методы

Методы естественного постоянного тока:

- а) методы потенциалов собственной поляризации в нефтяных и газовых скважинах:
 - обычный метод потенциалов ПС;
 - метод градиента ПС;

Методы искусственного электромагнитного поля:

– Методы постоянного и квазипостоянного тока:

- а) методы кажущегося сопротивления:
 - ● метод обычных зондов КС;
 - ● метод бокового электрического зондирования (БЭЗ);
 - ● метод микрозондирования (МКЗ);
 - ● резистивиметрия (Р);
 - ● метод микрозондов;
 - ● метод с автоматической фокусировкой тока (боковой каротаж);
 - ● метод потенциалов ВП;

Методы переменного тока:

• а) индукционные методы:

низкочастотные:

- обычный низкочастотный индукционный метод с продольным датчиком;
- индукционный метод с поперечным датчиком;
- индукционный метод переходных процессов;
- частотный индукционный метод.

высокочастотные:

- высокочастотный индукционный метод (ВИМ);
- волновой метод проводимости (ВМП);
- высокочастотный индукционный каротаж изопараметрического зондирования (ВИКИЗ).

б) диэлектрические методы:

- диэлектрический индуктивный метод (ДИМ);
- волновой диэлектрический метод (ВДМ);

Методы естественного постоянного тока

ПРИРОДА ЕСТЕСТВЕННЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОТЕНЦИАЛОВ В СКВАЖИНЕ

- **ОКИСЛИТЕЛЬНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ** (на контакте металлического электрода и бурового раствора-электролита) - $U_{ов}$.
- **ФИЛЬТРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ** (фильтрация флюида-электролита из пласта в скважину или наоборот) - $U_{ф}$.
- **ДИФфуЗИОННО-АДСОРБЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ** (на границе растворов разной концентрации) – $U_{да}$.

Диффузионно-адсорбционный потенциал

На **контакте двух разных растворов** возникает э.д.с, называемая диффузионным потенциалом и определяемая формулой Нернста

$$E_{cn} = \frac{U - V}{U + V} \cdot \frac{2.3RT}{hF} \cdot \lg \frac{C_1}{C_2} = K_{cn} \lg \frac{C_1}{C_2} = K_{cn} \lg \frac{\rho_2}{\rho_1},$$

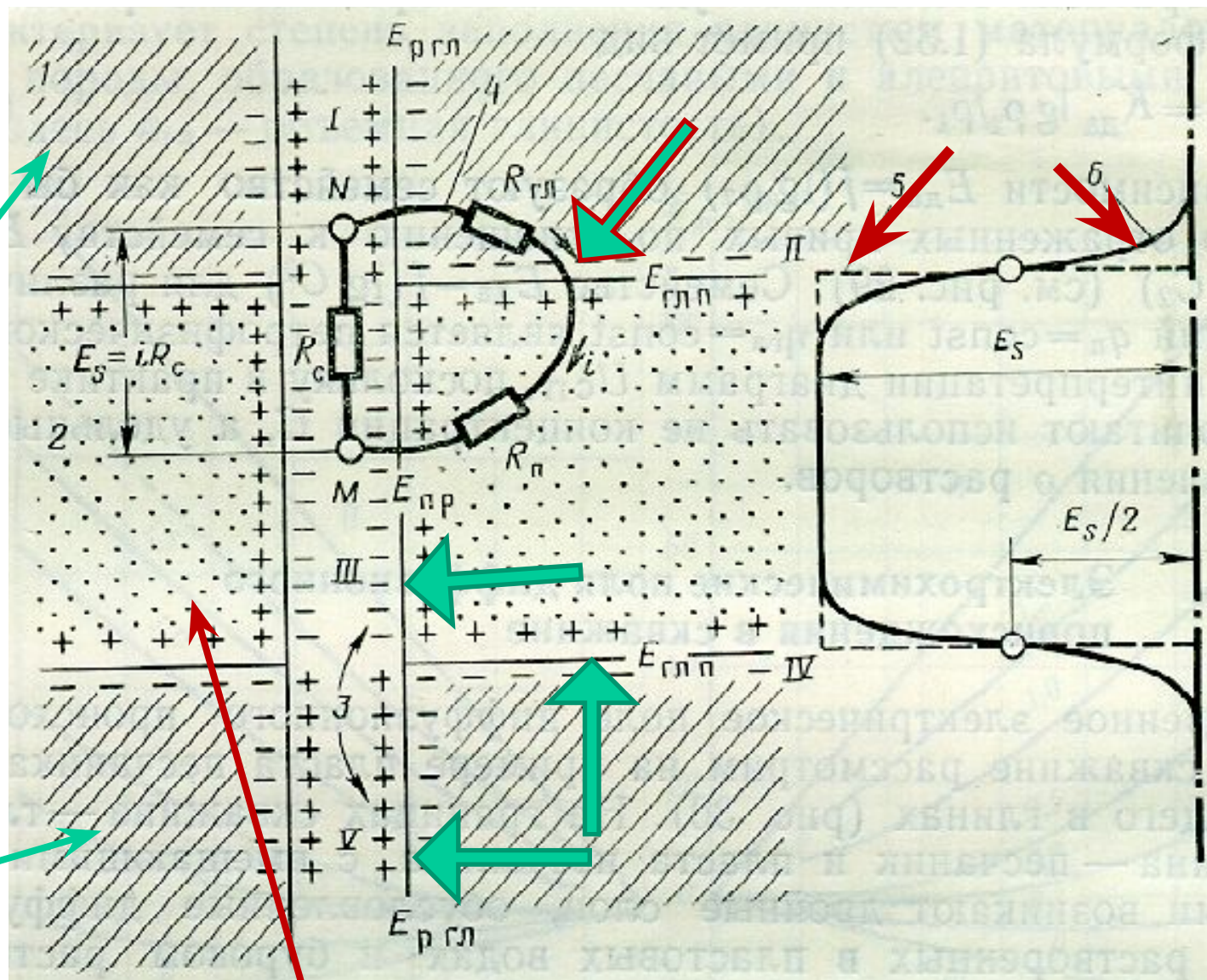
где U и V – подвижности катионов (+) и анионов (-); T – температура по Кельвину; R – газовая постоянная; F – число Фарадея; h – валентность ионов; C_1 и C_2 – концентрации, соответственно, более и менее концентрированного растворов; K_{cn} – коэффициент диффузионного потенциала контакта растворов; ρ_1 и ρ_2 – удельные сопротивления растворов.

**ВОЗНИКНОВЕНИЕ
ДИФфуЗИОННО-
АДСОРБЦИОННОГО
ПОТЕНЦИАЛА В
СКВАЖИНЕ**

$$E_s = i (R_{гг} + R_n + R_c).$$

$$\Delta U = i R_c =$$

$$= E_s - i (R_{гг} + R_n).$$

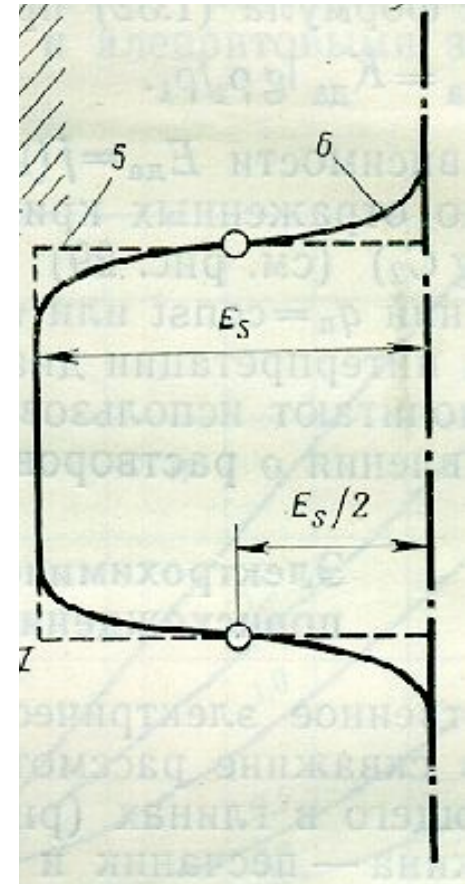
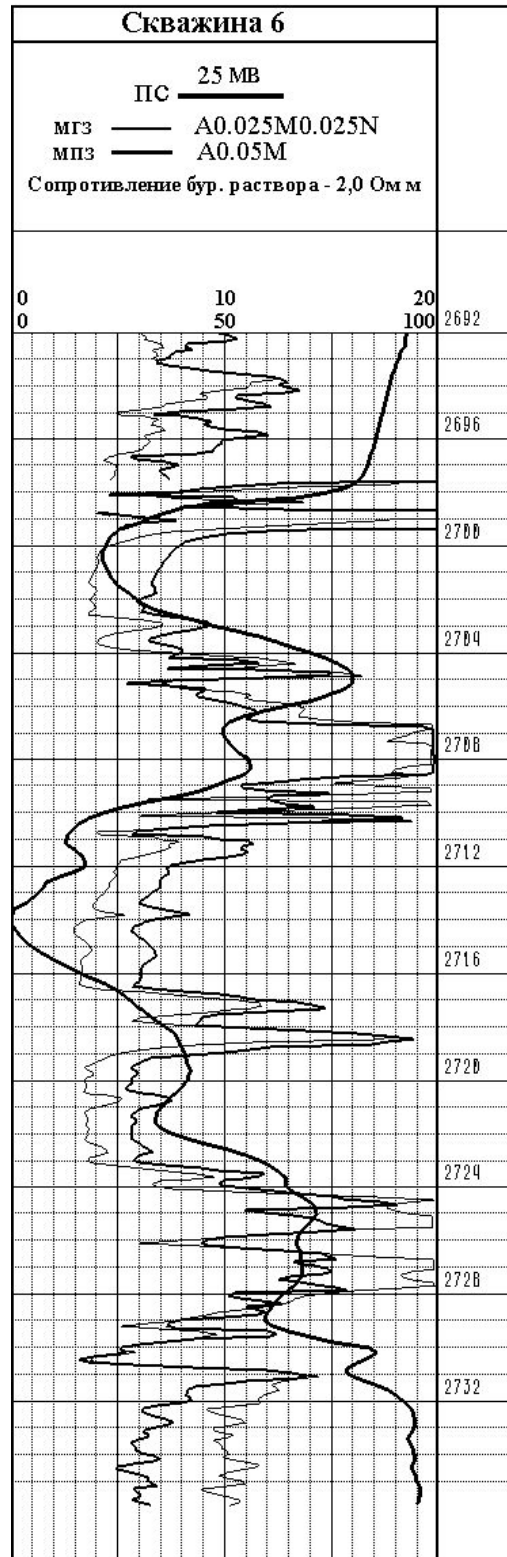
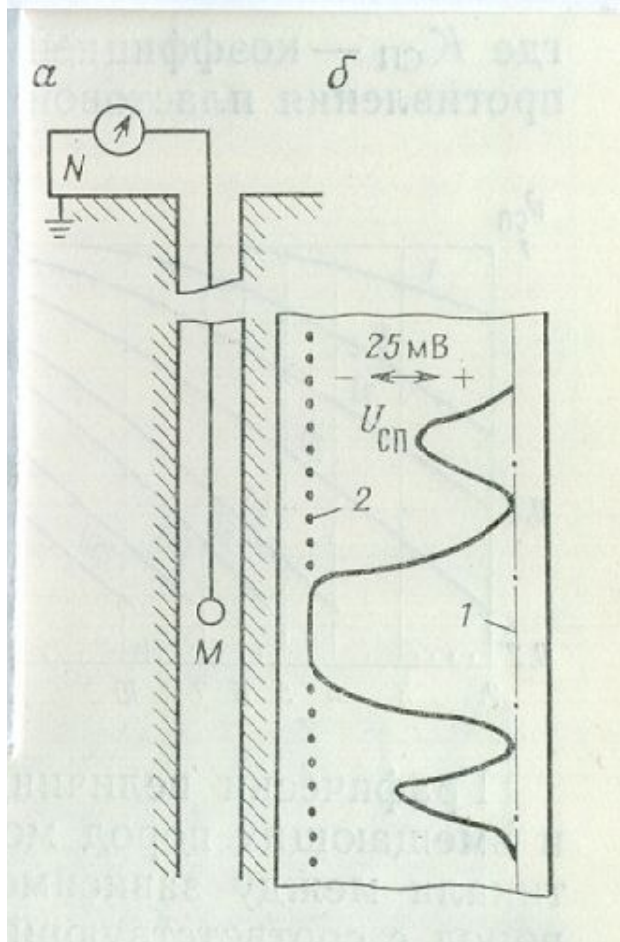


- 1 – вмещающие породы (глины); 2- пласт песчаника;
3 - двойные электрические слои на границах скважина-глина, глина-песчаник, песчаник-скважина; 4 – замкнутый электрический контур – эквивалентная электрическая схема поля СП в скважине; 5 – график E_s ; график $U_{сп}$

Решаемые задачи

- 1. Расчленение разрезов, выделение коллекторов.
- 2. Определение коллекторских свойств пластов.
- 3. Определение степени глинизации коллекторов.
- 4. Определение коэффициента пористости.

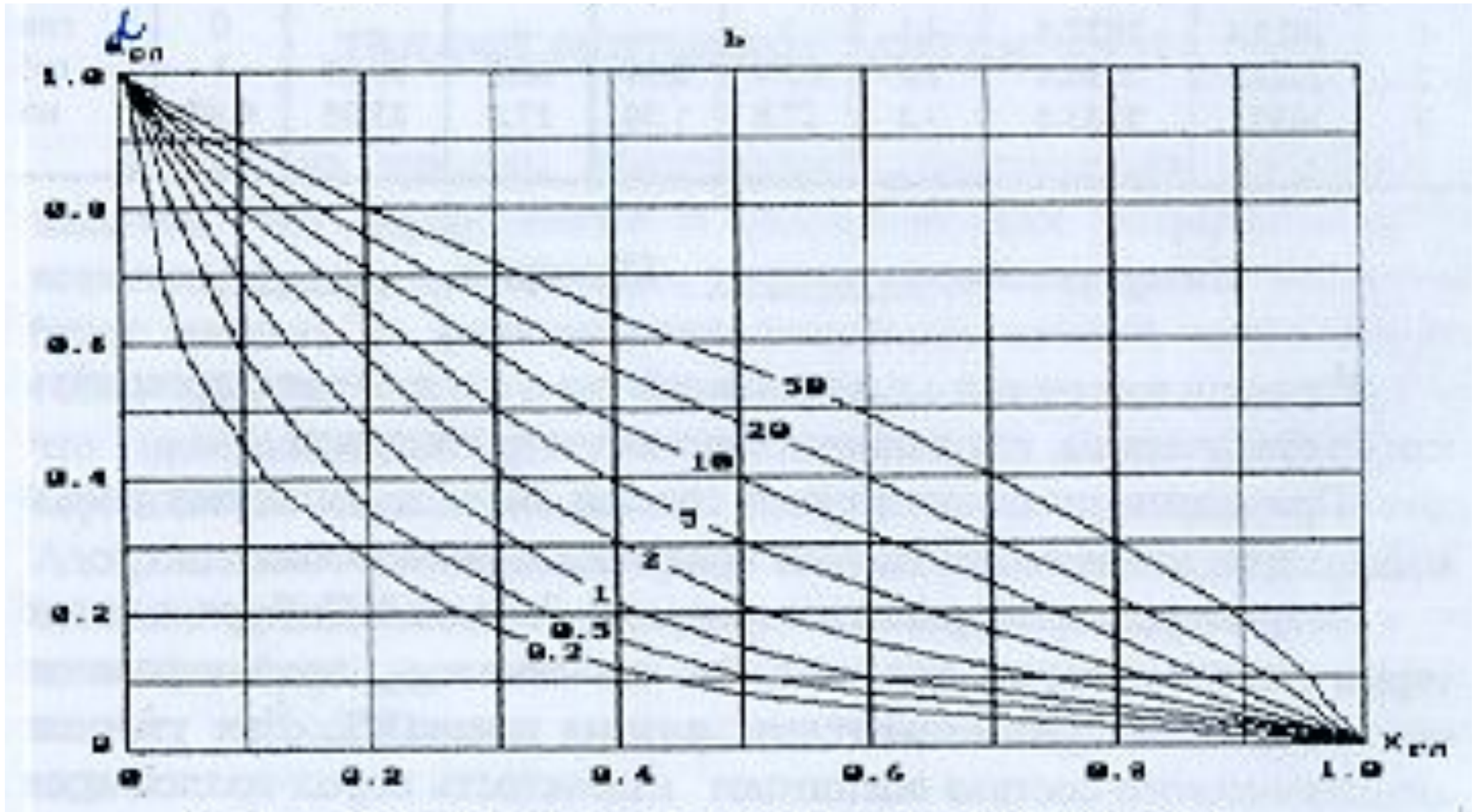
ДИАГРАММЫ МЕТОДА ПС



ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ АМПЛИТУДЫ
АНОМАЛИИ ПС - $\acute{\alpha}_{сп}$

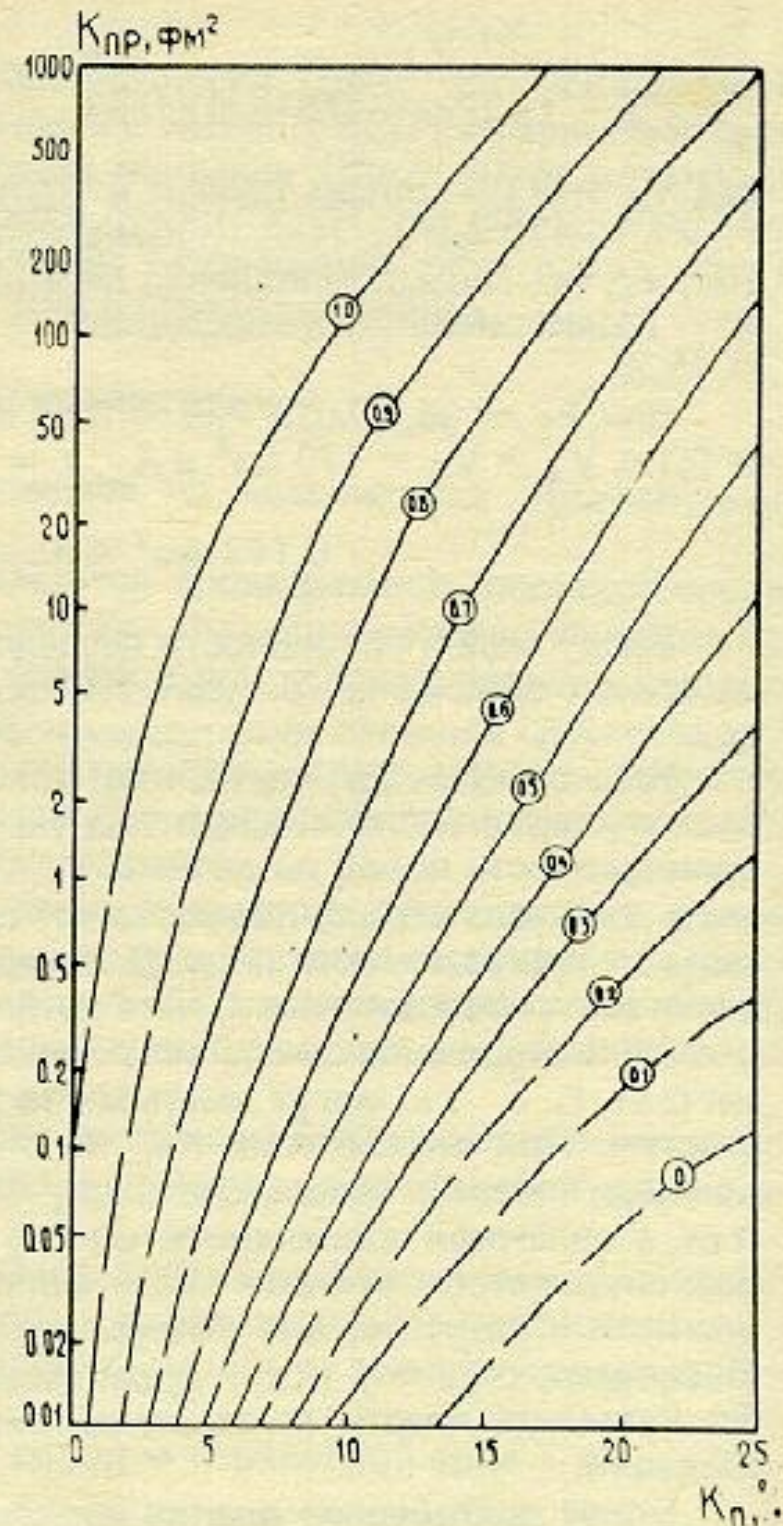
$$\acute{\alpha}_{сп} = E_s / E_{s \max}$$

НОМОГРАММА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ГЛИНИСТОСТИ
ПО ВЕЛИЧИНЕ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ АМПЛИТУДЫ АНОМАЛИИ ПС ($\dot{A}_{\text{ПС}}$).
 $R_{\text{П}}/R_{\text{ЗП}} = \text{CONST}$



ОЦЕНКА ПРОДУКТИВНОСТИ ОБЪЕКТА ГИС ПО $\alpha_{пс}$ И $K_{п}$

Рис. 21. Палетка для определения проницаемости пластов по значениям пористости и относительной амплитуде ПС. Шифр кривых — $\alpha_{пс}$.



Интерпретация диаграмм ПС.

Определение литологии пласта

№п/п	К_{гл}	Литология
1	0 – 0,1	Крупнозернистый песчаник (КЗП)
2	0,1 – 0,2	Среднезернистый песчаник (СЗП)
3	0,2 – 0,3	Мелкозернистый песчаник (МЗП)
4	0,3- 0,4	Тонкозернистый песчаник (ТЗП)
5	0,4 – 0,5	Крупнозернистый алевролит (КЗА)
6	0,5 – 0,6	Среднезернистый алевролит (СЗА)
7	0,6- 0,7	Мелкозернисты алевролит (МЗА)
8	0,7 – 0,8	Тонкозернистый алевролит (ТЗА)
	больше 0,8	Аргиллит

Область применения метода ПС

1. Необсаженные скважины.
2. РВО.
3. $C_{\text{ф}}$ меньше $C_{\text{в}}$.

Методы искусственного электромагнитного поля

- Каротаж сопротивления (КС) – метод электрического каротажа, основанный на измерении удельного кажущегося электрического (УЭС) сопротивления горной породы – *рк.*
- Электрический каротаж КС основан на различии горных пород в электропроводности.
- величиной, характеризующей способность горной породы пропускать электрический ток, служит удельной электрическое сопротивление.

Удельное электрическое сопротивление (У.Э.С.) горных пород

- Известно, что $R = \rho \frac{l}{S}$ где
- ρ – удельное электрическое сопротивление каналов, по которым течет ток
- R – электрическое сопротивление проводника
- l – длина каналов
- S – сечение каналов
- Чем $> \rho$ и l , тем $> R$
- Чем $> S$, тем $< R$

Факторы, определяющие У.Э.С. осадочных горных пород

- 1) породообразующие минералы (минеральный скелет)+ примеси рудных минералов
- 2) поровое пространство (пустоты)
- 3) пластовые флюиды, заполняющие поры (пластовая вода, нефть, газ)

Влияние на У.Э.С. породообразующих минералов

Кальцит - $\rho = 10^9 - 10^{14}$ (Ом·м)

Кварц - $\rho = 10^{12} - 10^{16}$ (Ом·м)

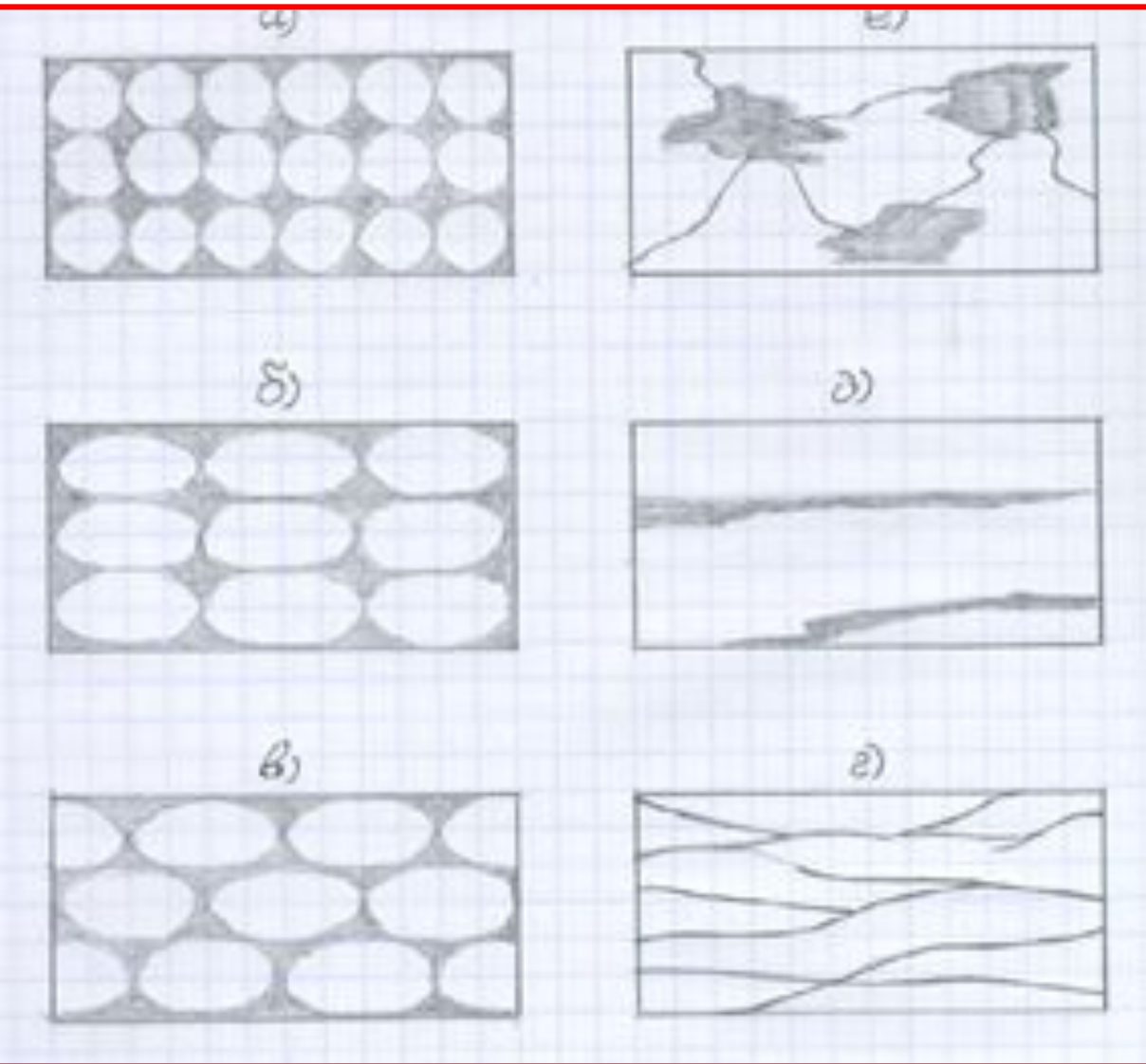
диэлектрики

Слагают **до 90-95%** объема осадочных горных пород, однако имеют вклад в общее У.Э.С. только **5-10%**

Влияние примеси рудных минералов

- Пирит - $\rho = 10^{-5} - 10$ (Ом·м)
 - Магнетит - $\rho = 10^{-5} - 10^{-2}$ (Ом·м)
- проводники
- Содержание в осадочных горных породах не $>5\%$
 - Эти минералы характеризуют восстановительную обстановку (природа низкоомных нефтеносных коллекторов!!)

Влияние порового пространства на У.Э.С. горных пород



а), б), в) – гранулярная пористость
(преимущественно первичная ,
гидрофильная)

г), д), е) – трещинная, кавернозная
пористость
(преимущественно вторичная,
гидрофобная)

а) – минимальное У.Э.С. (при
постоянном $k_{п}$ и У.Э.С. флюида),
е) – максимальное У.Э.С.



скелет (зерна) породы



поровое пространство

Влияние пластовых флюидов на У.Э.С. горных пород

а) от концентрации солей

$$T=0(\text{const})$$

При увеличении концентрации солей (С) от 10 до 20 кг/см³

$\rho_{в}$ уменьшается от 1 до 0,5 Ом*м

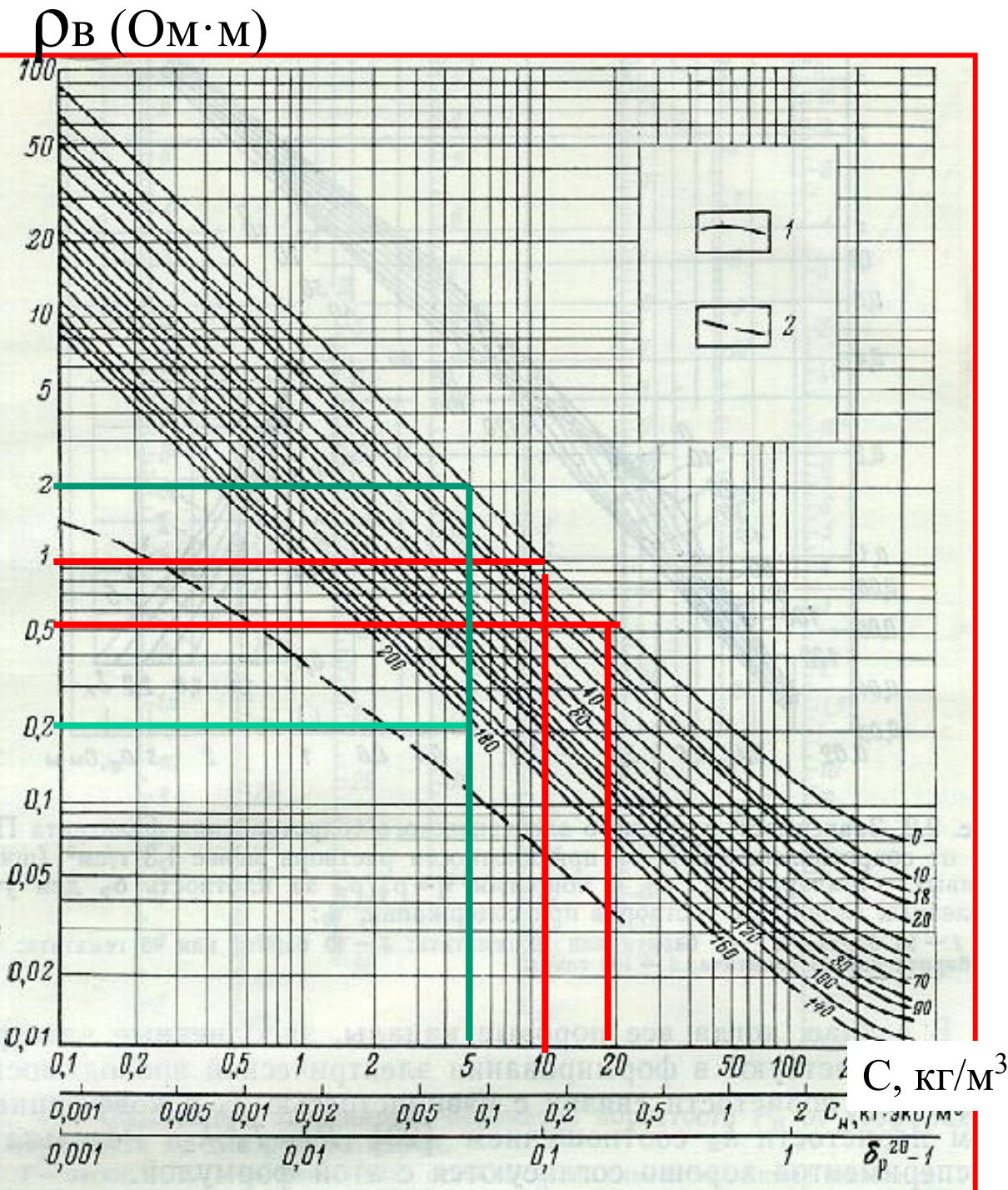
б) от температуры флюида

$$C=5(\text{const})$$

При увеличении Т от 0°С до 180 °С

$\rho_{в}$ уменьшается от 2 до 0,2 Ом*м

(в нефтяном пласте Т =50÷200 °С)



в) от состава флюида

У.Э.С. нефти $10^9 \div 10^{16}$ Омм

газа $10^{12} \div 10^{14}$ Омм

пластовых вод от 10^2 до 10 Ом·м

**У.Э.С. будет зависеть от количества связанной
пластовой воды.**

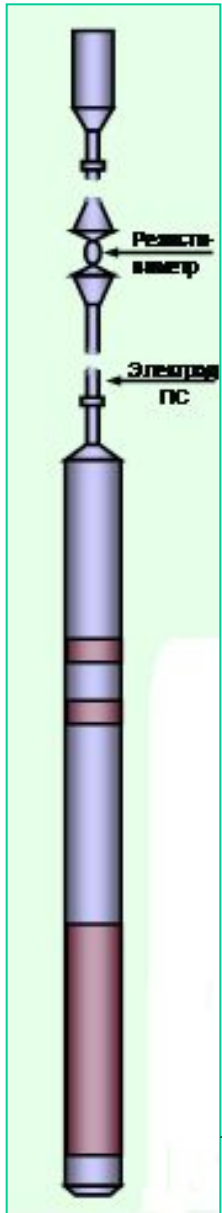
У.Э.С. горных пород

- **Глины – У.Э.С. от 0,5 до 5 (Ом·м)**
- **Песчаники – У.Э.С. от 5 до 50÷60 (Ом·м)**
- **Угли – У.Э.С. составляет первые сотни Ом·м**

У.Э.С. горных пород

- Для коллекторов Западной Сибири
- $\rho_{п} < 4$ (Омм) – водоносные
- $\rho_{п} > 6$ (Омм) – нефтеносные ?

МЕТОД КС. СХЕМЫ ИЗМЕРЕНИЙ



Электроды *A* и *B* – питающие
(токовые)

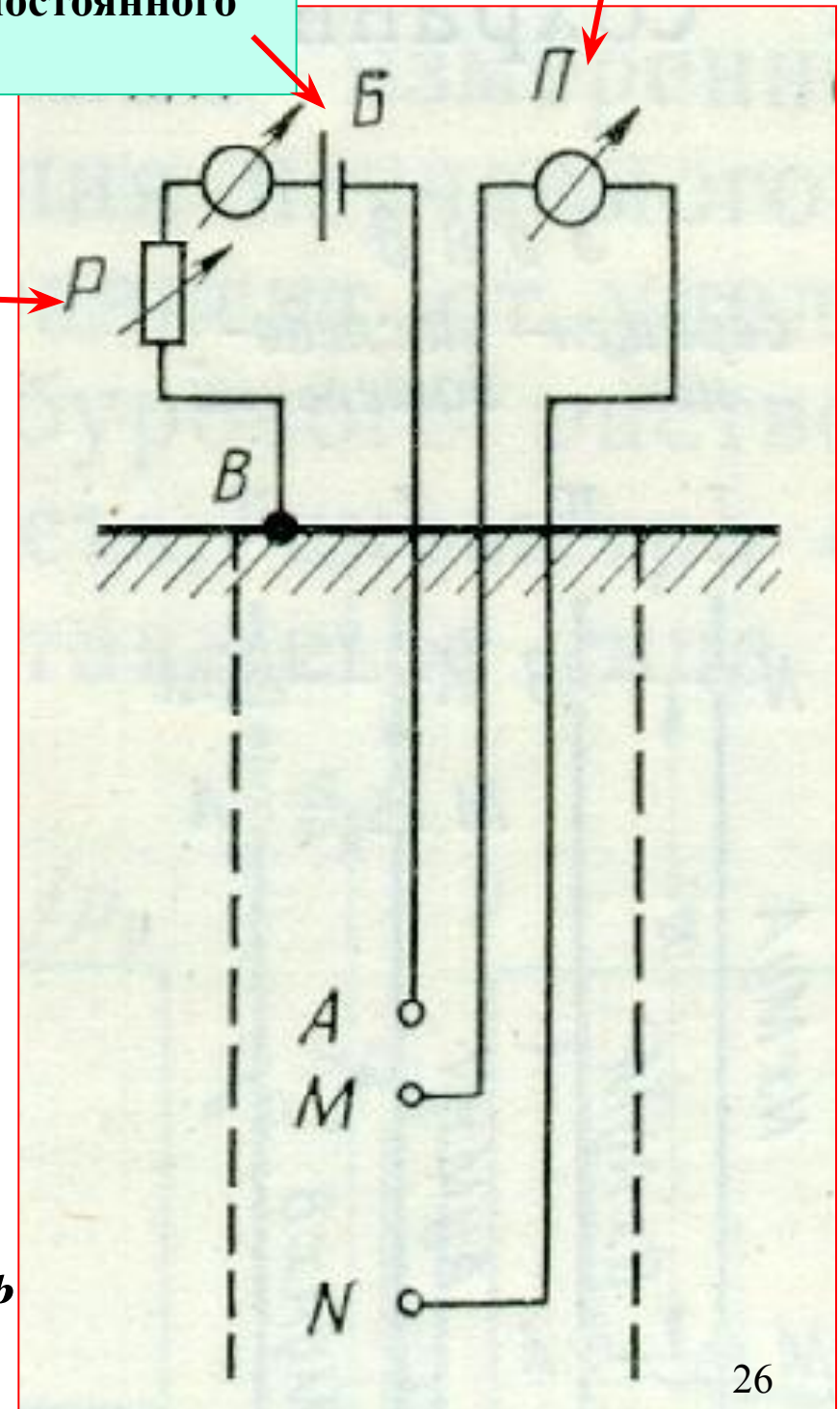
Электроды *M* и *N* – измерительные

При постоянном значении *I* запись показаний идет в «масштабе ρ »

Источник постоянного тока

Реостат

Прибор для измерения разности потенциалов



МЕТОД КС.

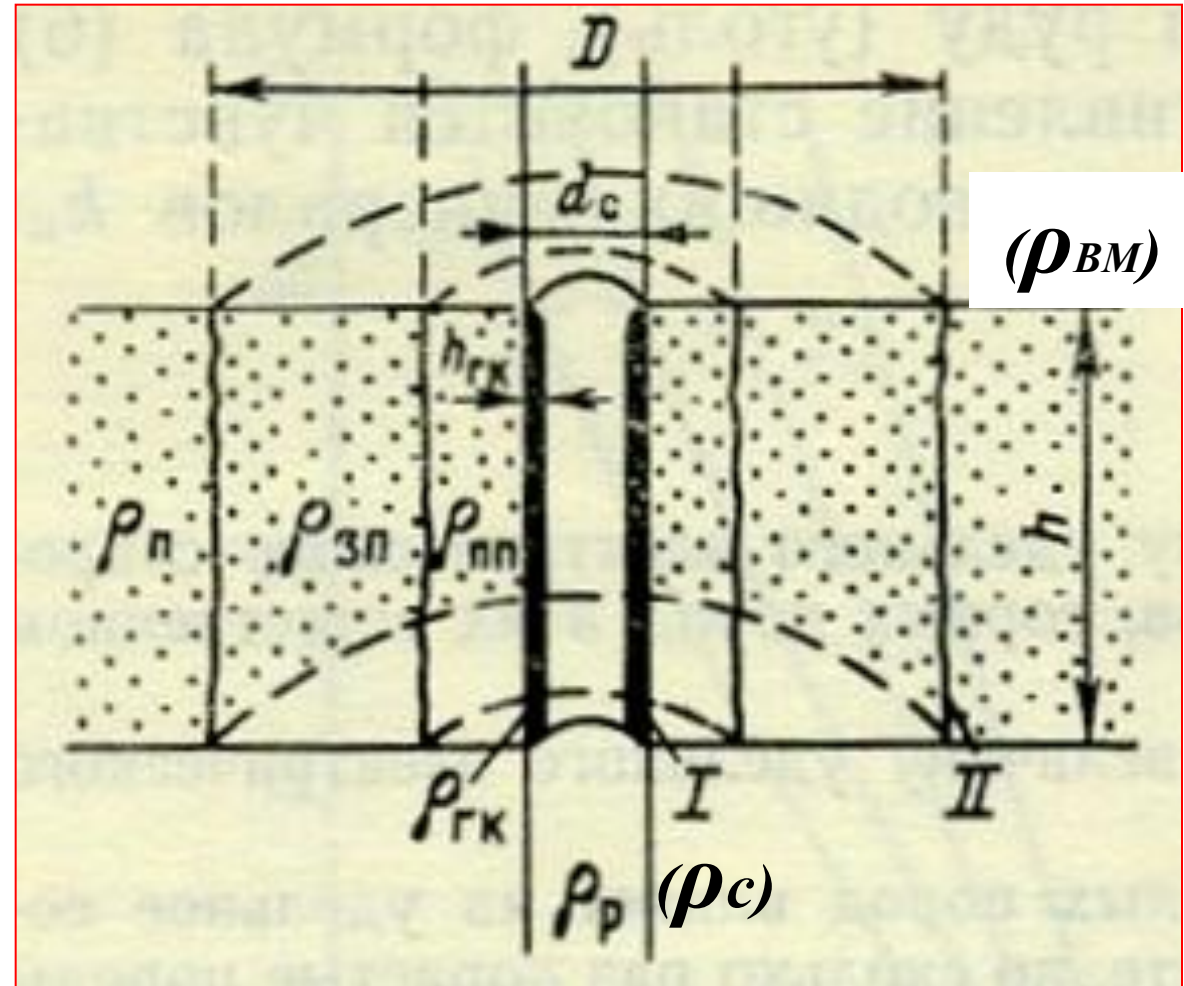
ПРОСТРАНСТВЕННОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ У.Э.С. ПЛАСТА- КОЛЛЕКТОРА

$$\rho = K \frac{\Delta U}{I}$$

$$\rho_K = K \frac{\Delta U}{I}$$

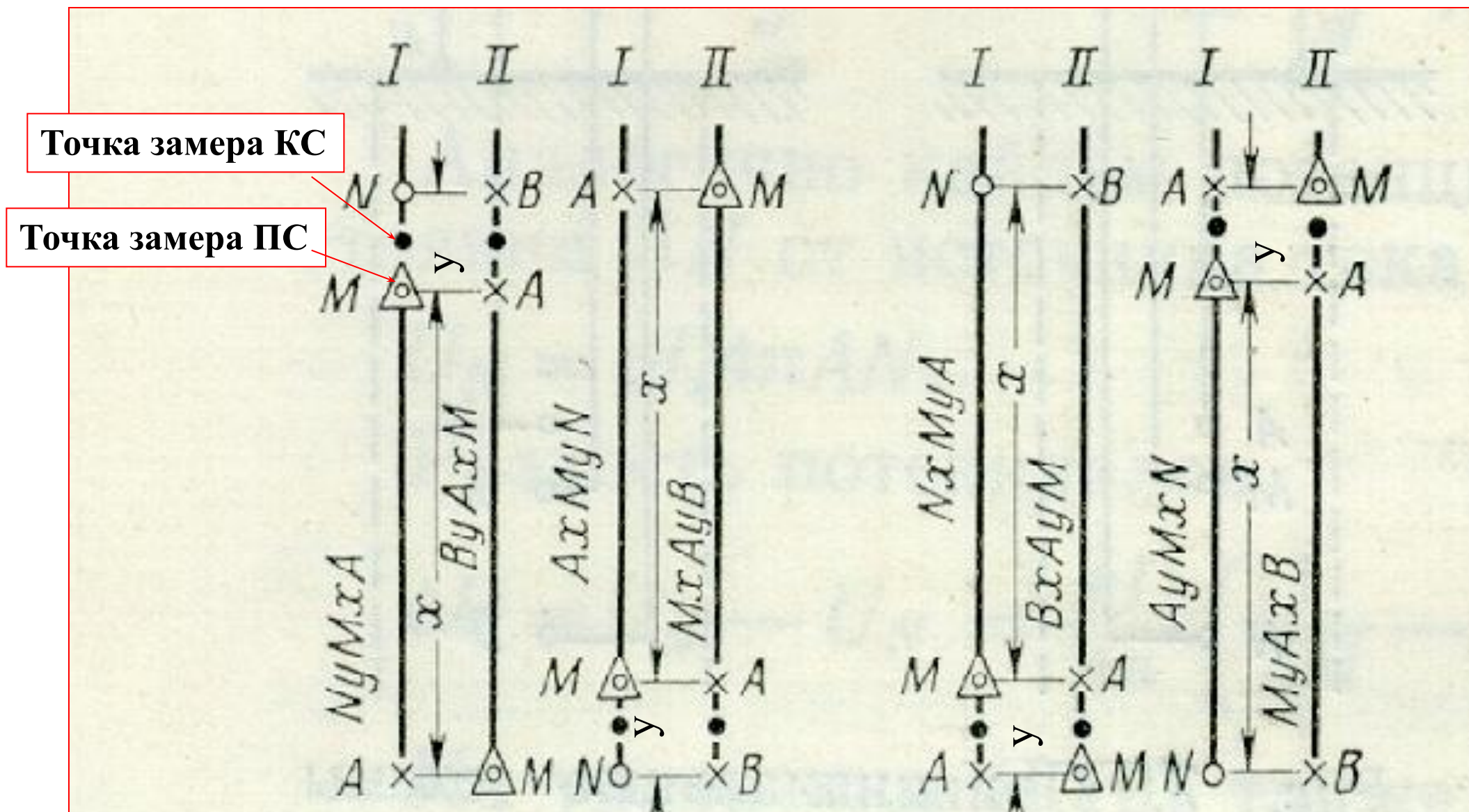
K – const, I – const, тогда

$$\rho_K = f(d_c, \rho_c, D, \rho_{zn}, \rho_{nn})$$



I – стенка скважины; II – граница между зоной проникновения и неизменной частью пласта;

МЕТОД КС. ОБОЗНАЧЕНИЕ ЗОНДОВ



Зонд обозначается наименованием электродов и расстояниями между ними в метрах сверху вниз (например: I- N0,5M2A).

Точка записи- середина сближенных электродов (условно).

МЕТОД КС. КЛАССИФИКАЦИЯ ЗОНДОВ

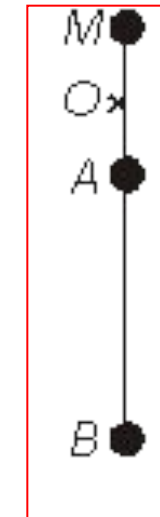
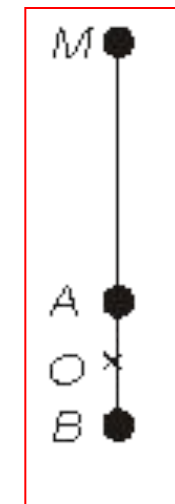
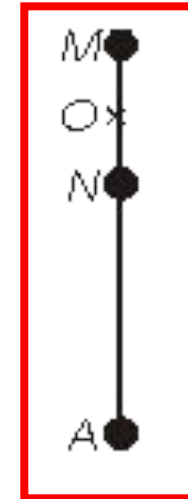
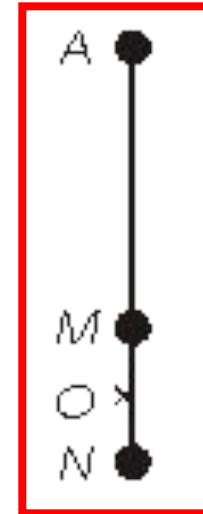
А. По типу питания:

1. однополюсной (прямого питания),
когда в скважине один питающий электрод.

$$K_{\text{ПП}} = 4\pi \frac{AM \cdot AN}{MN}$$

2. Двухполюсной (взаимного питания),
когда в скважине два питающих электрода

$$K_{\text{ВП}} = 4\pi \frac{AM \cdot BM}{AB}$$

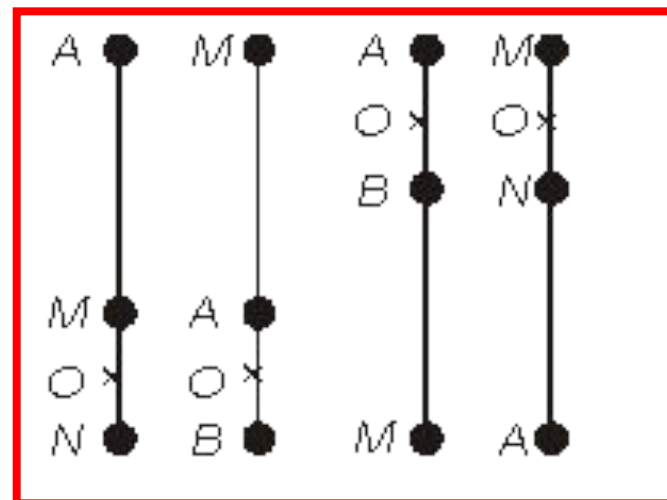


Электроды одного назначения (питающие-*A* и *B* или измерительные *M* и *N*)
называются парными.

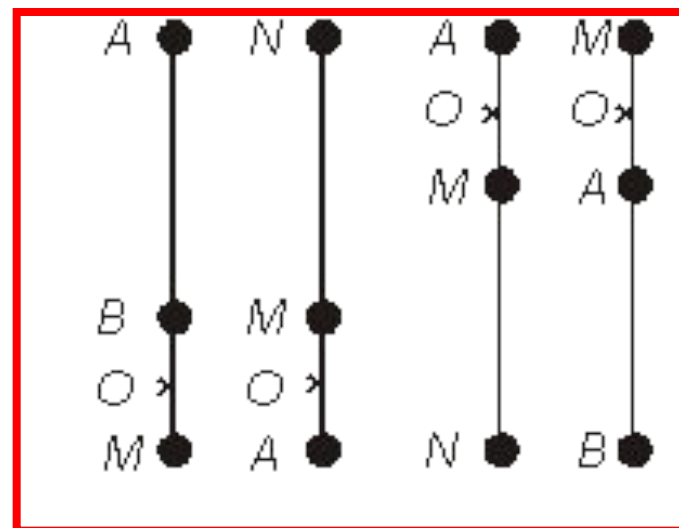
МЕТОД КС. КЛАССИФИКАЦИЯ ЗОНДОВ

Б. По расстоянию между парными электродами

1. Градиент-зонды- расстояние между парными электродами (MN и АВ) меньше расстояния от одного из них до непарного



2. Потенциал-зонды- расстояние между парными электродами существенно больше, чем до одного из непарных.



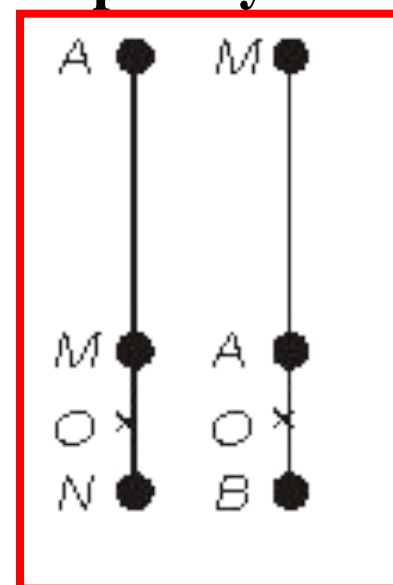
МЕТОД КС. КЛАССИФИКАЦИЯ ЗОНДОВ

В. По расположению парных электродов к непарному

1. Последовательный (подошвенный) зонд-

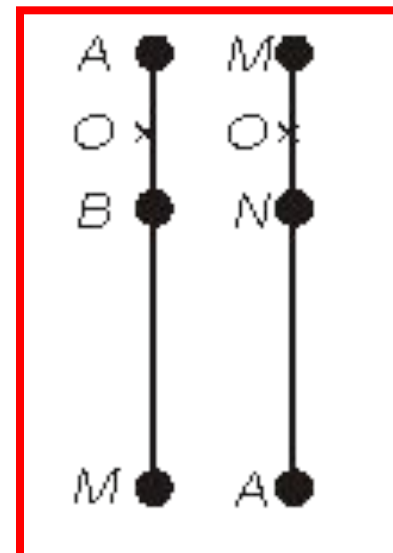
парные электроды расположены ниже непарного .

При движении зонда от забоя к устью отбивается подошва пласта.



2. Обращенный (кровельный) зонд-

Парные электроды расположены выше непарного.
Лучше отбивается кровля пласта



МЕТОД КС. ОБОЗНАЧЕНИЕ ЗОНДОВ

$AxMyN$ – *градиент-зонд*, прямого питания, подошвенный (стандартный зонд)

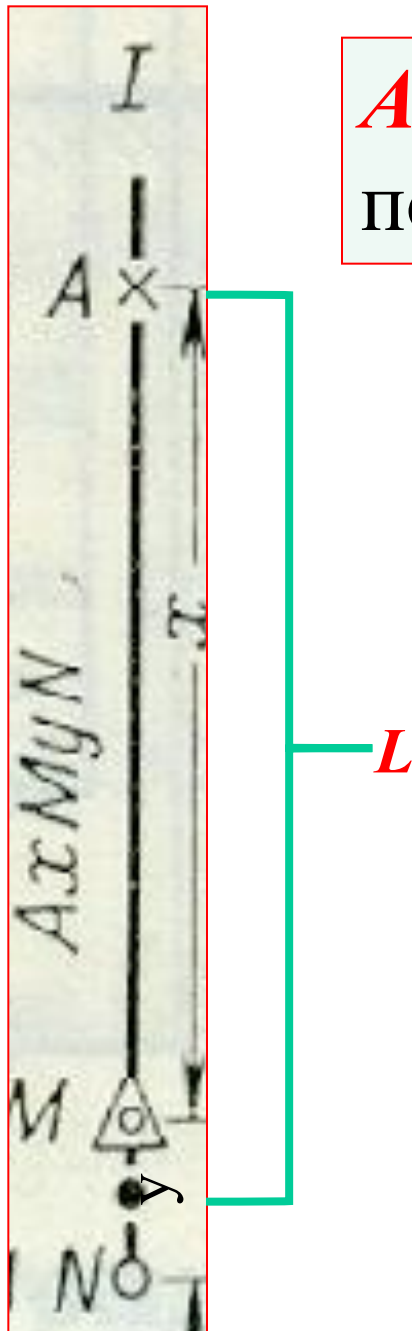
$$L = x + y/2 \quad \text{- размер градиент-зонда}$$

Глубинность исследования $\approx L$

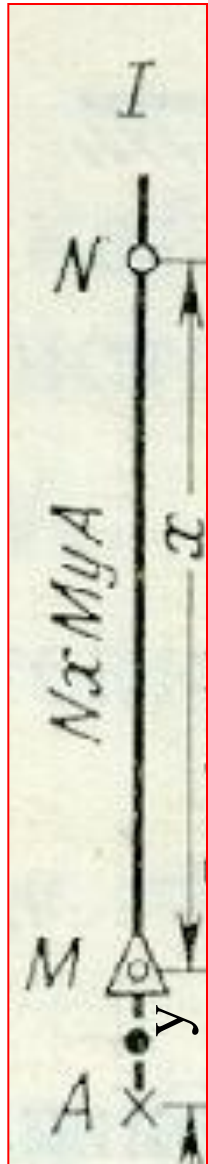
Условия для идеального градиент-зонда:

$$\overline{MN} \rightarrow 0, \overline{AM} \rightarrow \overline{AN} \rightarrow \overline{AO} \quad \text{тогда} \quad \rho_{\hat{E}} = 4\pi \overline{AO}^2 \cdot \frac{E}{I}$$

$$\overline{AM} > 5 \overline{MN} \quad \text{-реальный идеальный зонд}$$



МЕТОД КС. ОБОЗНАЧЕНИЕ ЗОНДОВ



N x M y A – потенциал-зонд, прямого питания

$l = y(AM)$ – размер потенциал-зонда

Глубинность исследования $\approx 2l$

Условия для идеального потенциал-зонда:

$$\overline{MN} = \infty$$

тогда

$$\rho_{\hat{E}} = 4\pi \overline{AM} \cdot \frac{U_i}{I}$$

$$\overline{MN} > 10 \overline{AM}$$

-реальный идеальный зонд

- Градиент-зонд- лучшая дифференциация вдоль ствола.
- Потенциал-зонд – больше глубина исследования в радиальном направлении.

МЕТОД КС. Диаграммы ЗОНДОВ

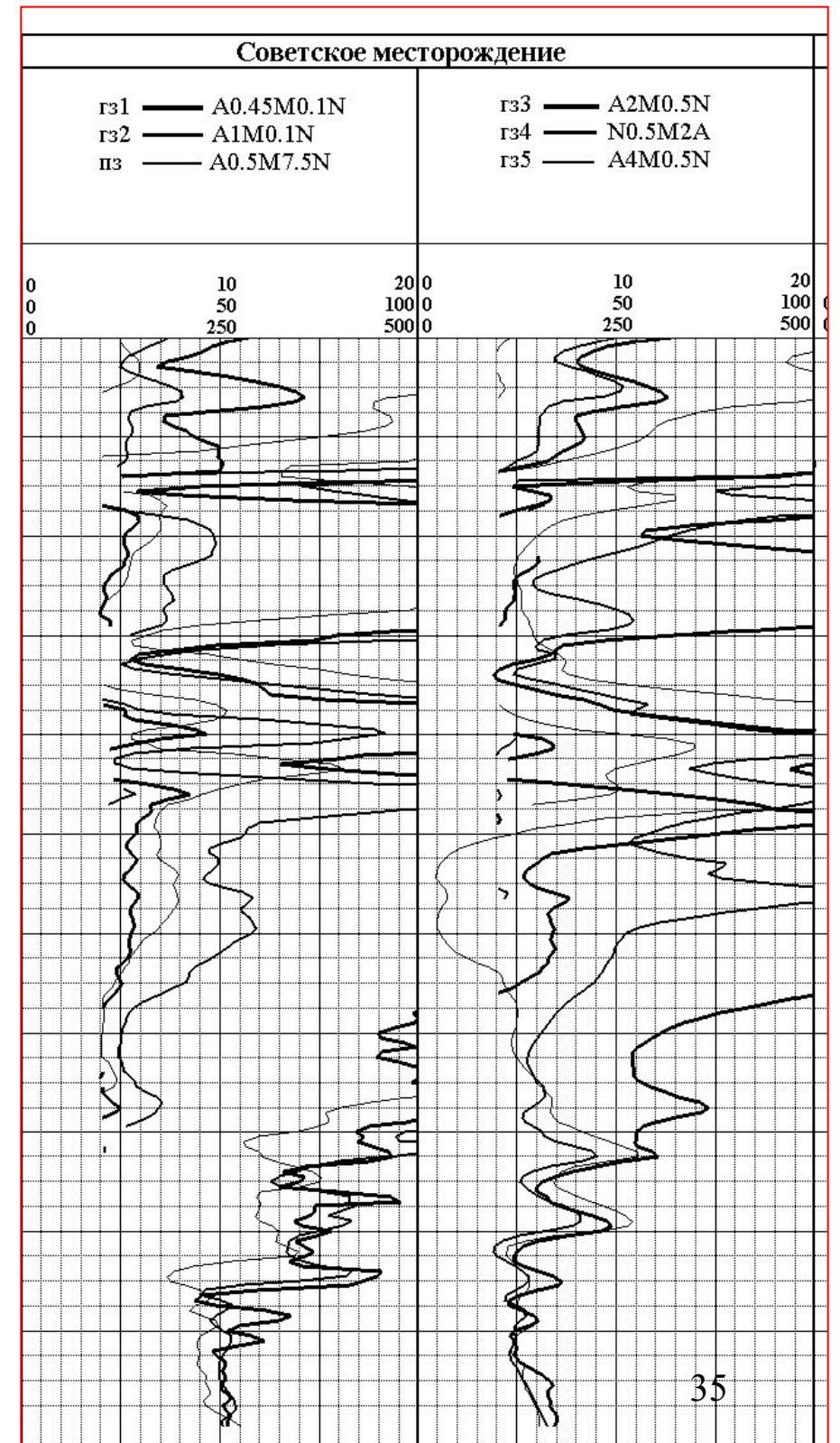
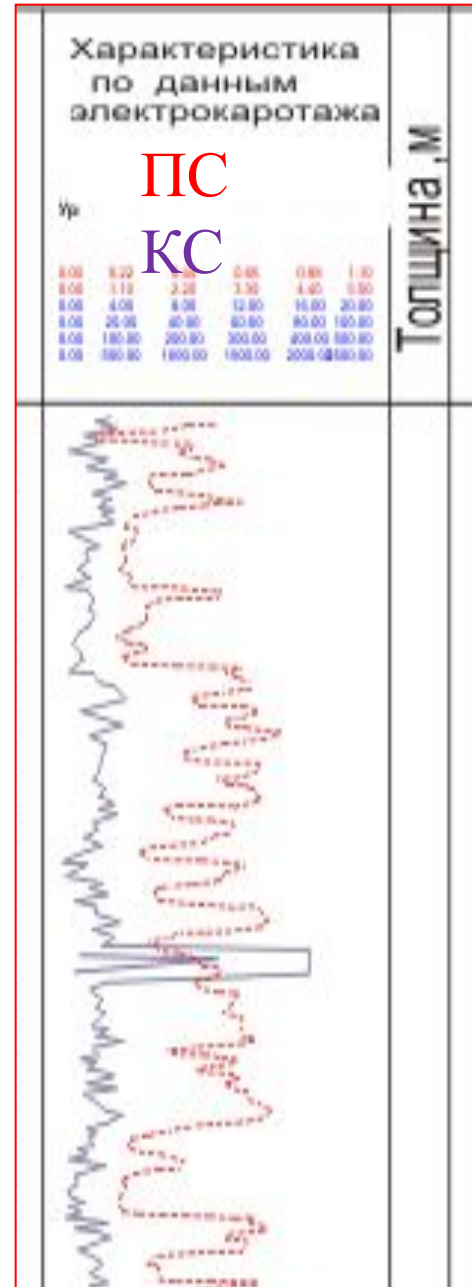
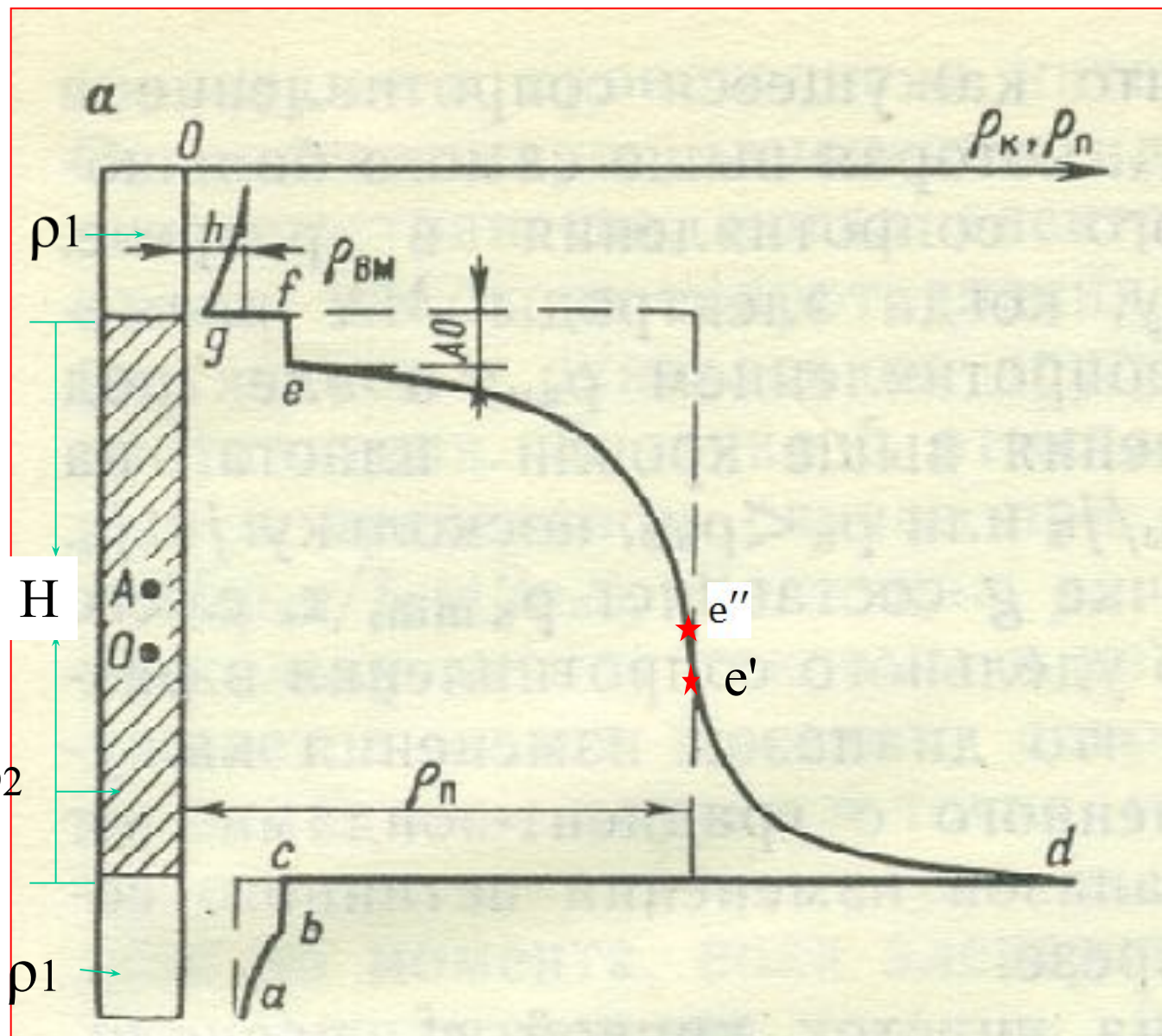


Диаграмма КС ВЫСОКООМНЫЙ МОЩНЫЙ ПЛАСТ ПОДОШВЕННЫЙ ГРАДИЕНТ-ЗОНД (А x М y N)



$L = AO$ – длина зонда

Условие:

1) $y = \leq 0,2 L$

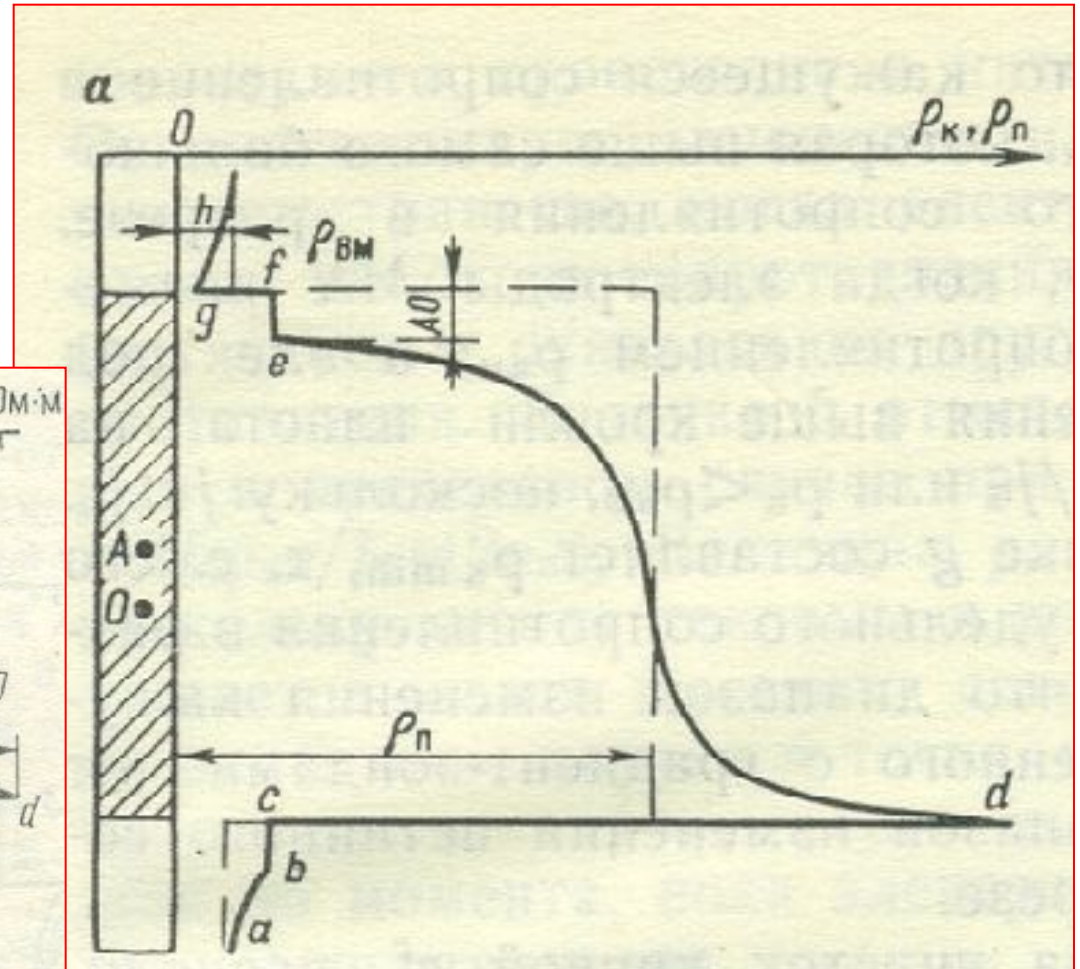
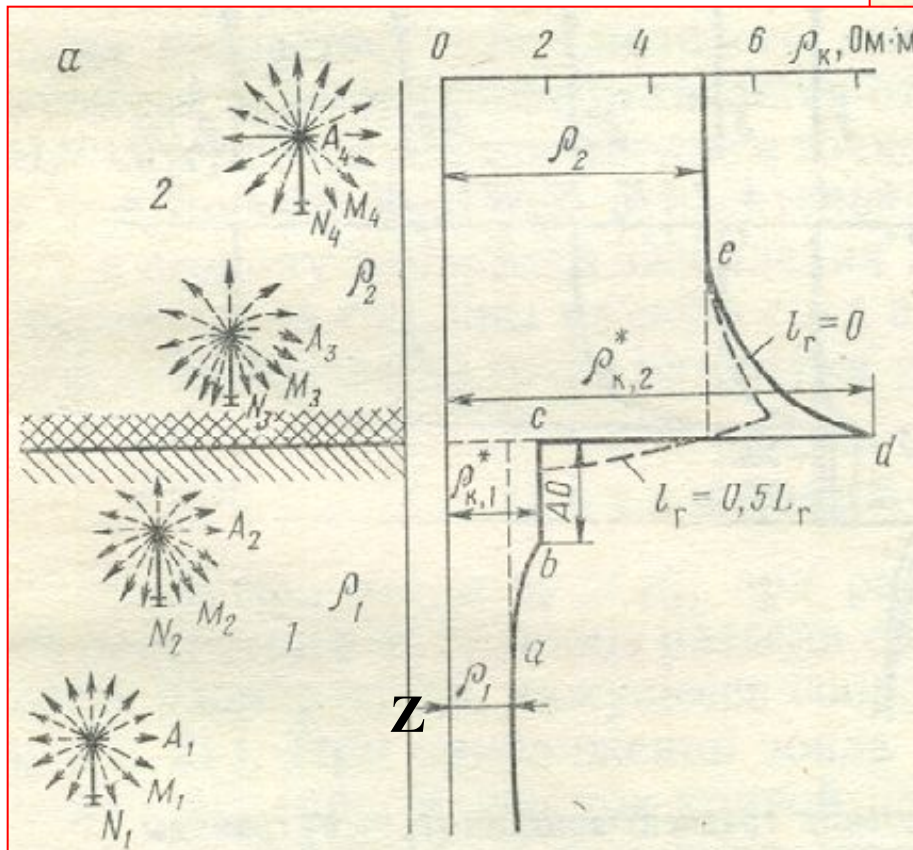
2) $\rho_2 \geq 5 \rho_1$

3) $H \geq L$

Без учета $d_c, \rho_c, D, \rho_{3\Pi}$

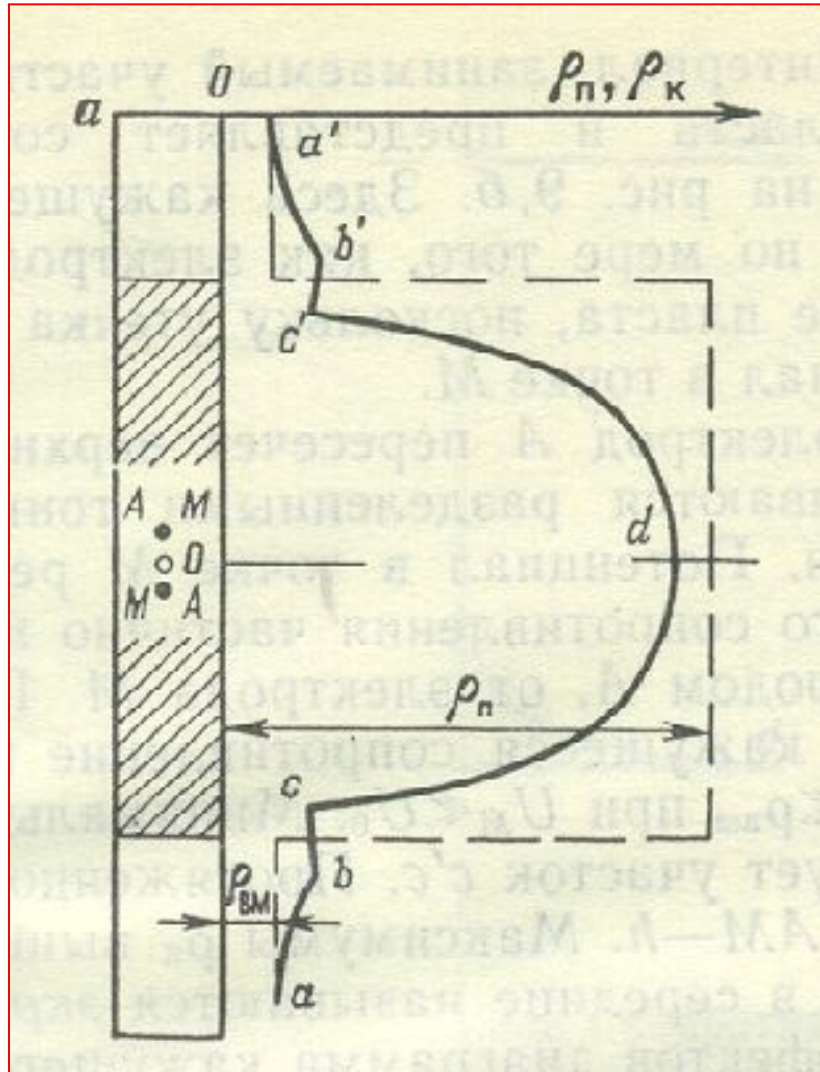
Диаграмма КС ВЫСОКООМНЫЙ МОЩНЫЙ ПЛАСТ ПОДОШВЕННЫЙ ГРАДИЕНТ-ЗОНД

$h=10AM$



Z- расстояние до границы раздела

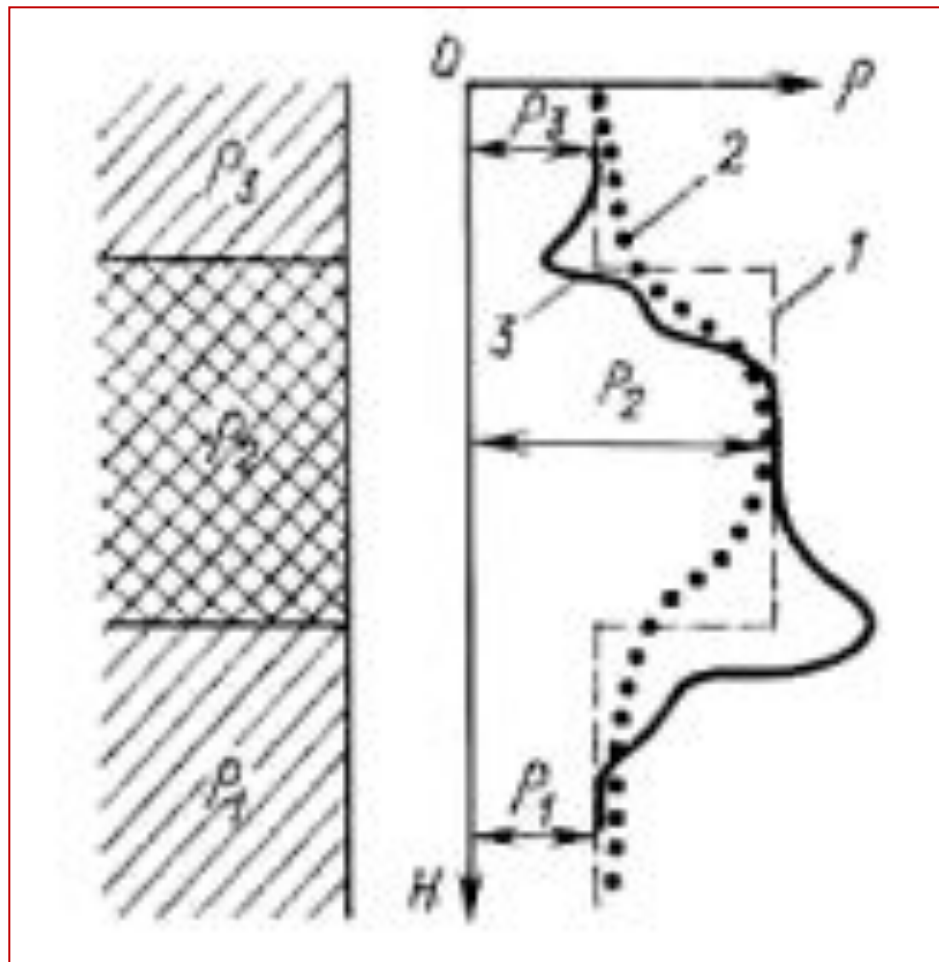
Диаграмма КС ВЫСОКООМНЫЙ МОЩНЫЙ ПЛАСТ ПОТЕНЦИАЛ-ЗОНД



$H \geq 10 AM$,
 где AM – расстояние между
 сближенными электродами.

$$\rho_{ВП} < \rho_{П}$$

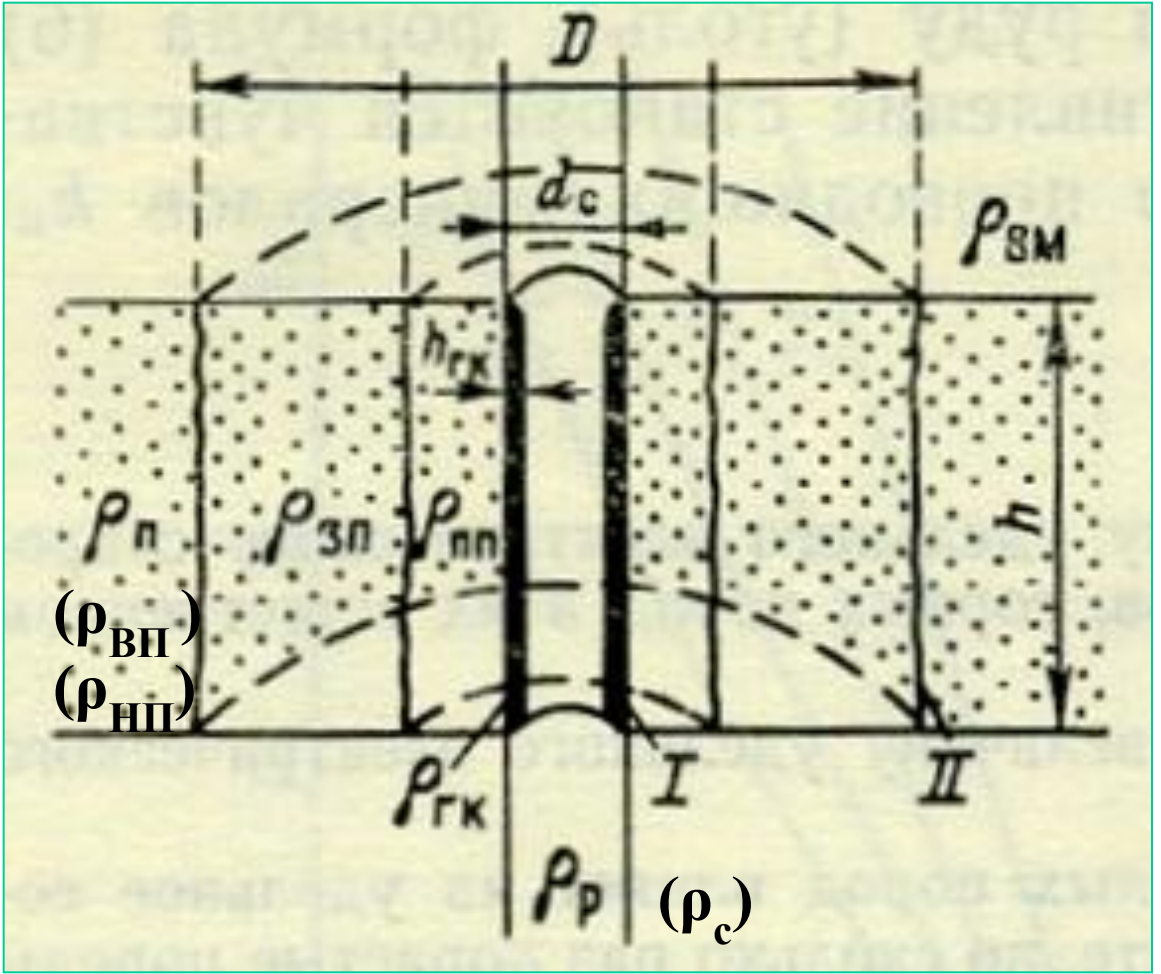
Кровля (подошва) пласта
 отбивается на середине полочки
 (AM (cb) = y)



Диаграммы удельного электрического сопротивления: истинного (1) и кажущегося для потенциал-зонда (2) и градиент-зонда (3) в пласте высокого сопротивления большой мощности

Радиальная характеристика объекта исследований

- h – толщина пласта-коллектора
- $h_{ГК}$ – толщина глинистой корки
- $\rho_{ГК}$ – У.Э.С. глинистой корки;
- $\rho_{ЗП}$ - У.Э.С. зоны проникновения;
- $\rho_{ПП}$ – У.Э.С. промытой части пласта;
- $\rho_{ВМ}$ – У.Э.С. вмещающей толщи;



$(\rho_{ВП})$ У.Э.С. водонасыщенного пласта
 $(\rho_{НП})$ У.Э.С. нефтенасыщенного пласта

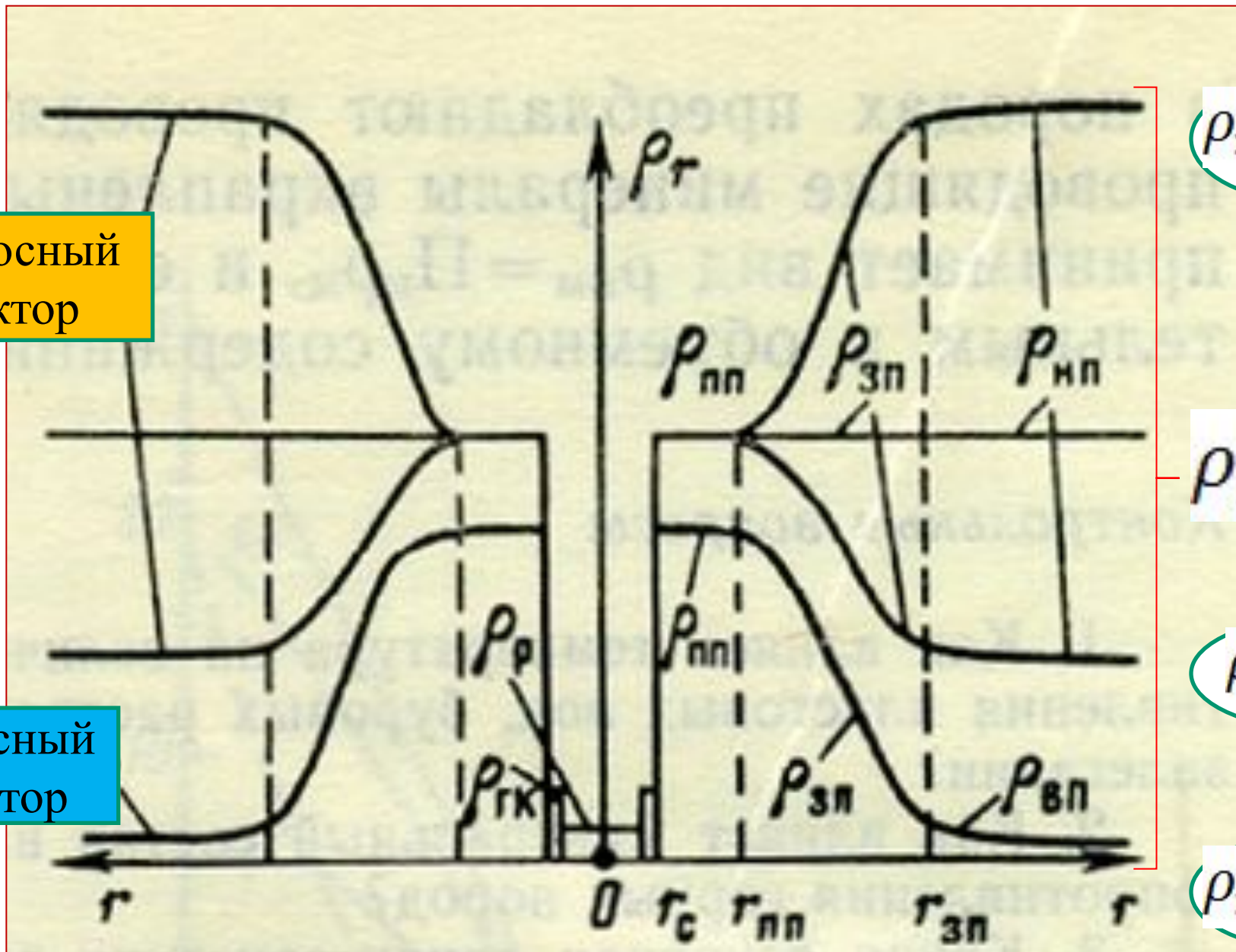
$\rho_{П}$ – У.Э.С. неизменной части пласта

d_c - диаметр скважины
 D - диаметр зоны проникновения

Радиальная характеристика У.Э.С. В коллекторах при различном насыщении

Нефтеносный коллектор

Водоносный коллектор



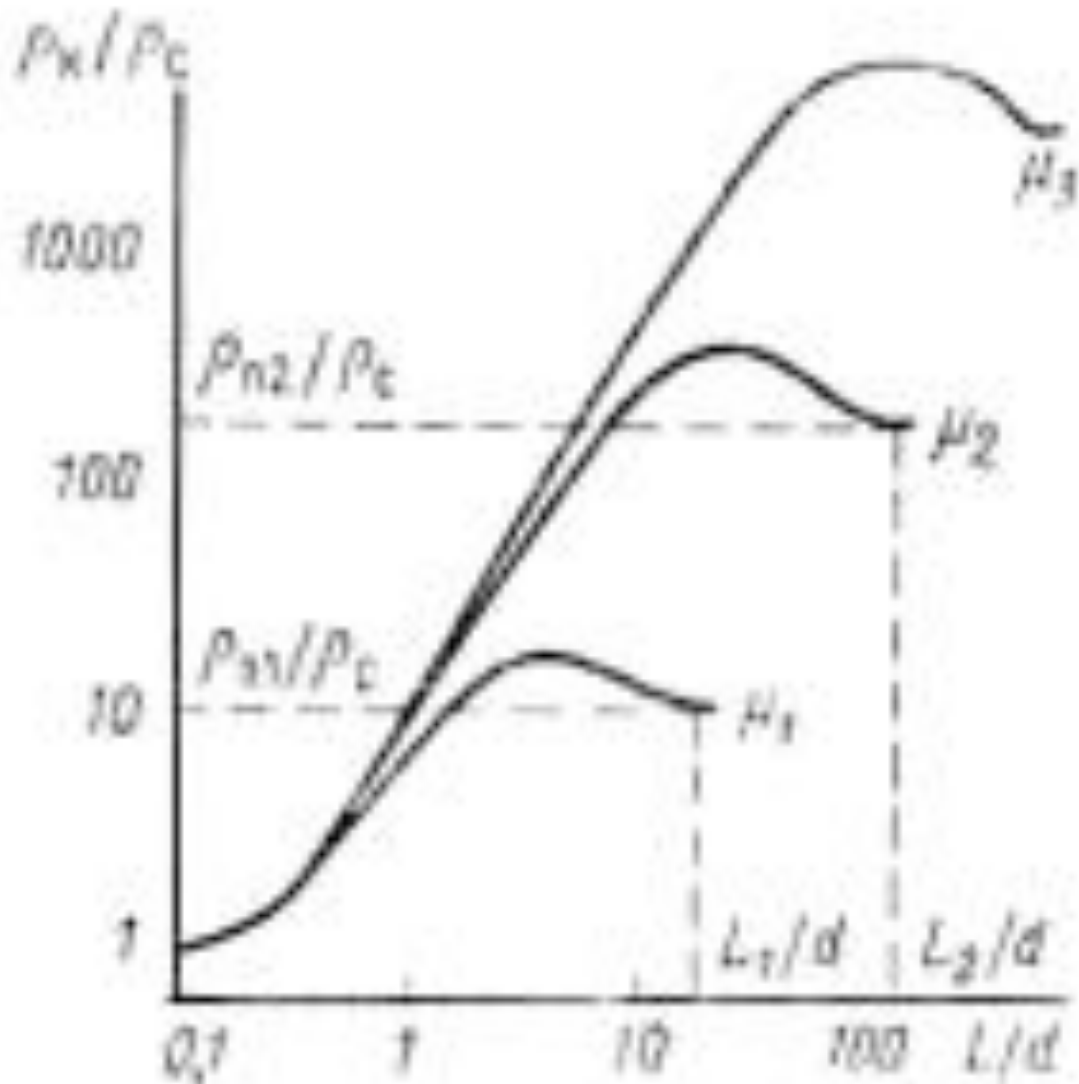
$\rho_{зп} < \rho_{п}$

$\rho_{п}$

$\rho_{зп} = \rho_{п}$

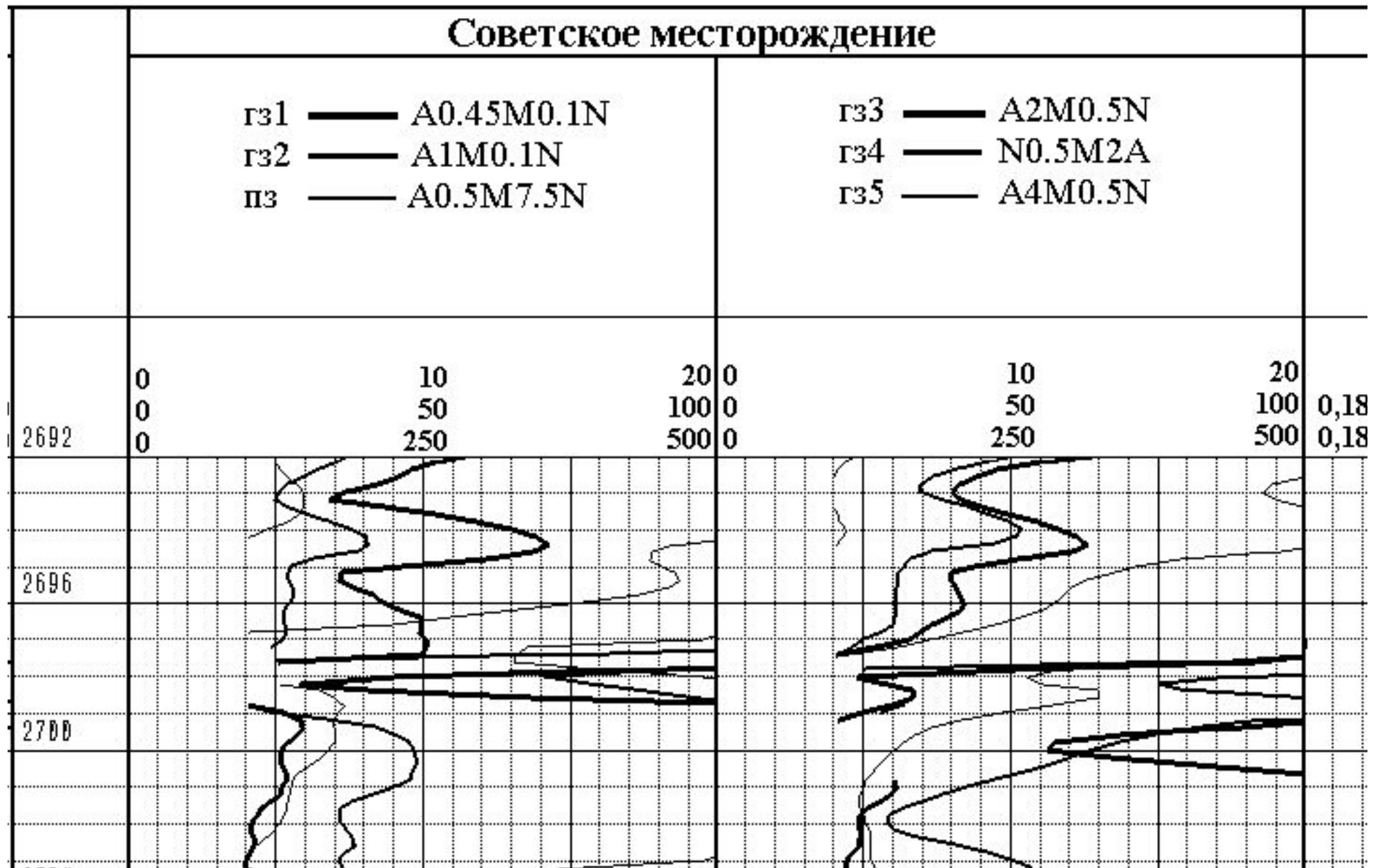
$\rho_{зп} > \rho_{п}$

- $\rho_k = f(\rho_{\text{п}}, \rho_{\text{зп}}, D, \rho_{\text{с}}, d_{\text{с}}, K)$

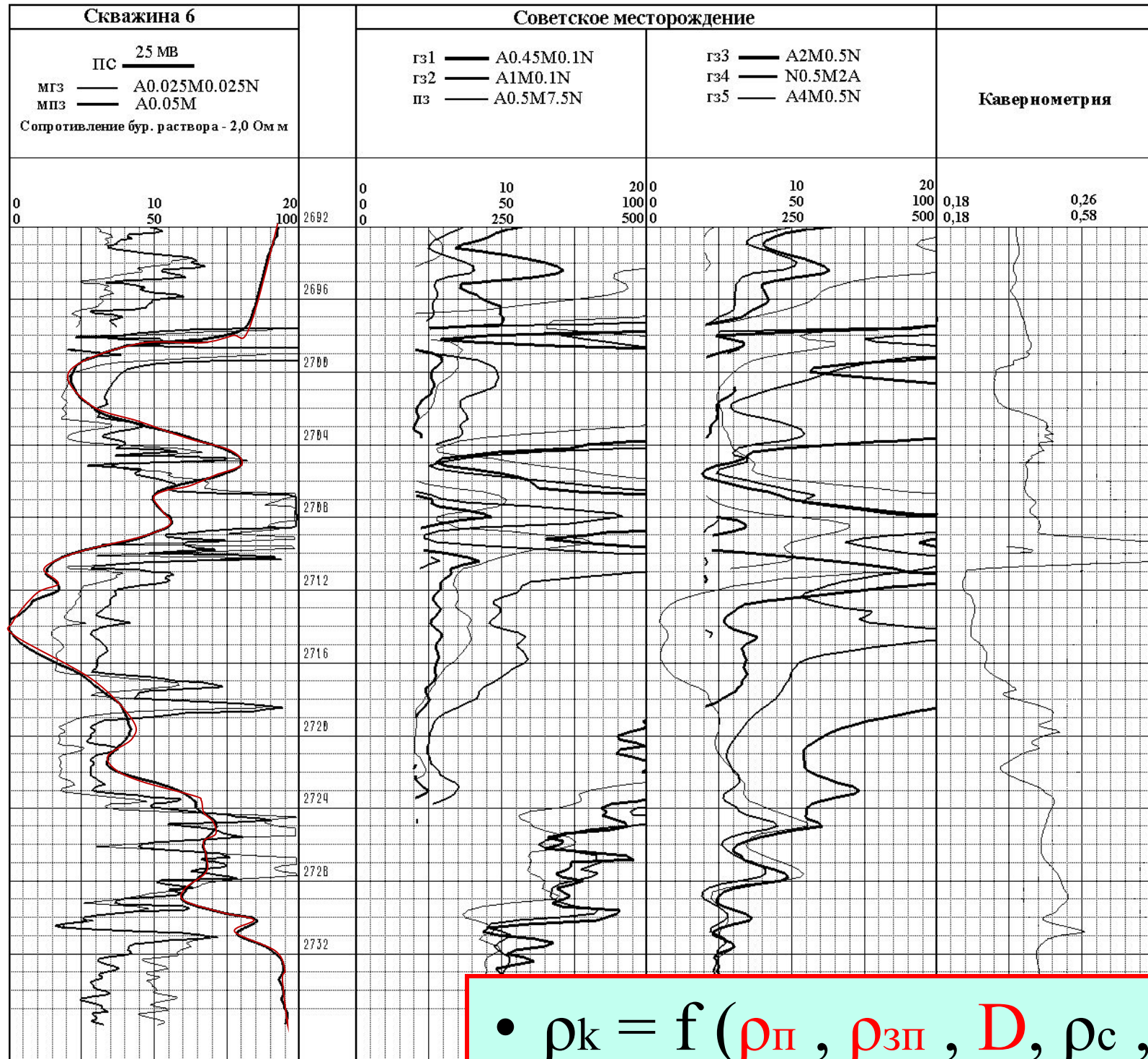


Графики зависимости логарифма ρ_n/ρ_c от логарифма L/d .

МЕТОД БЭЗ. РАЗМЕР И ТИПЫ ЗОНДОВ.



ДИАГРАММЫ ЗАРЕГИСТРИРОВАННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ В СКВАЖИНЕ

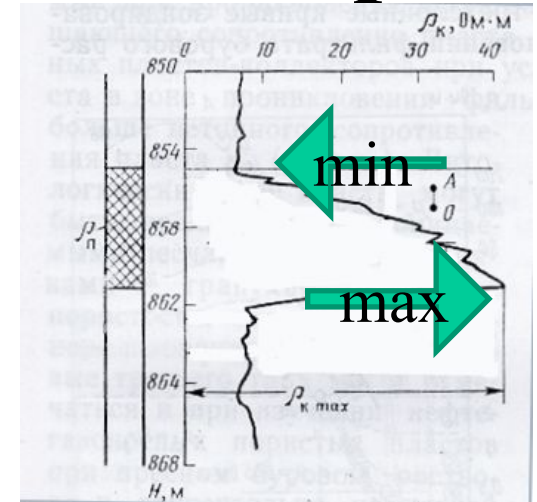


- $\rho_k = f(\rho_{\Pi}, \rho_{3\Pi}, D, \rho_c, d_c, K)$

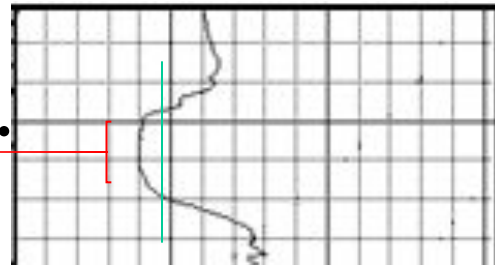
Построение кривых БЭЗ $\rho_k = f(L)$

1. Определение границ пластов-коллекторов.

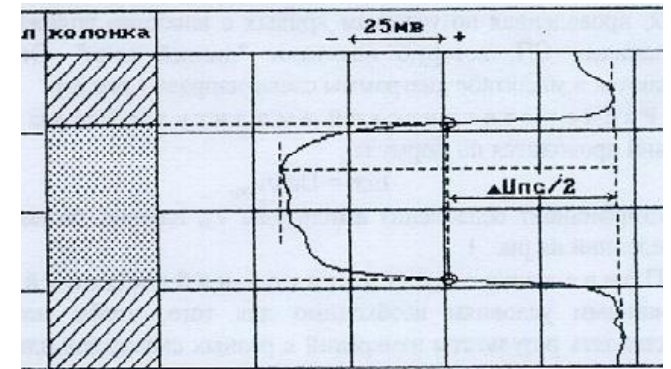
а) Подошвенный MAX и кровельный MIN кривой ρ_k .



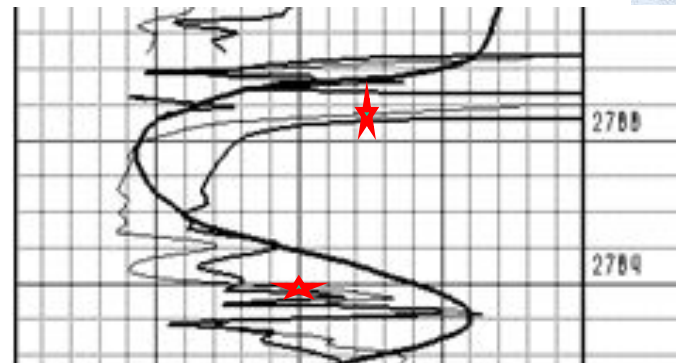
б) По диаграммам кавернометрии.



в) По диаграммам ПС.

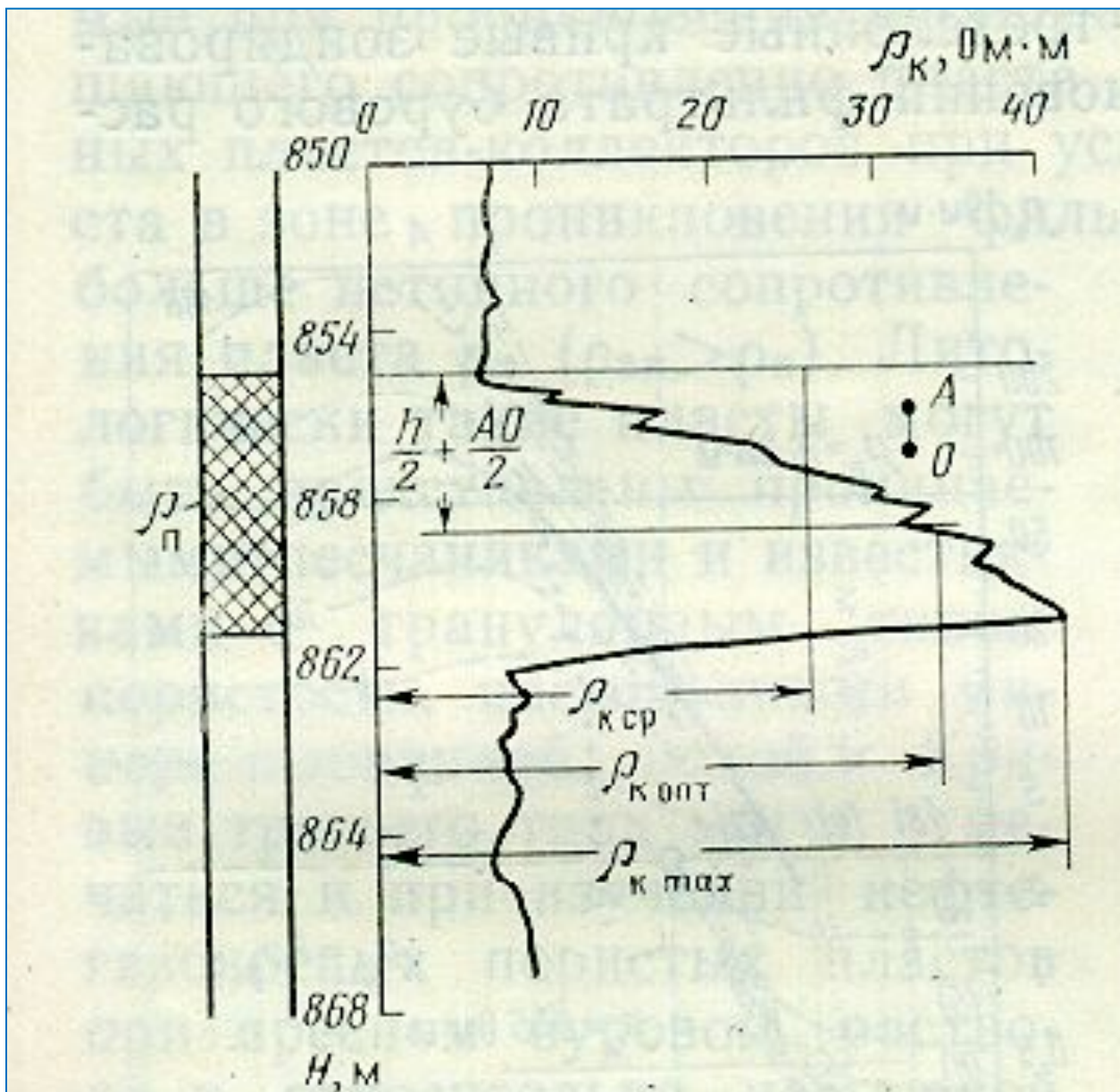


г) По диаграммам микрозондов.



Построение кривых БЭЗ $\rho_k = f(L)$

2. Определение типов отсчетов ρ_k и снятие их с диаграмм.



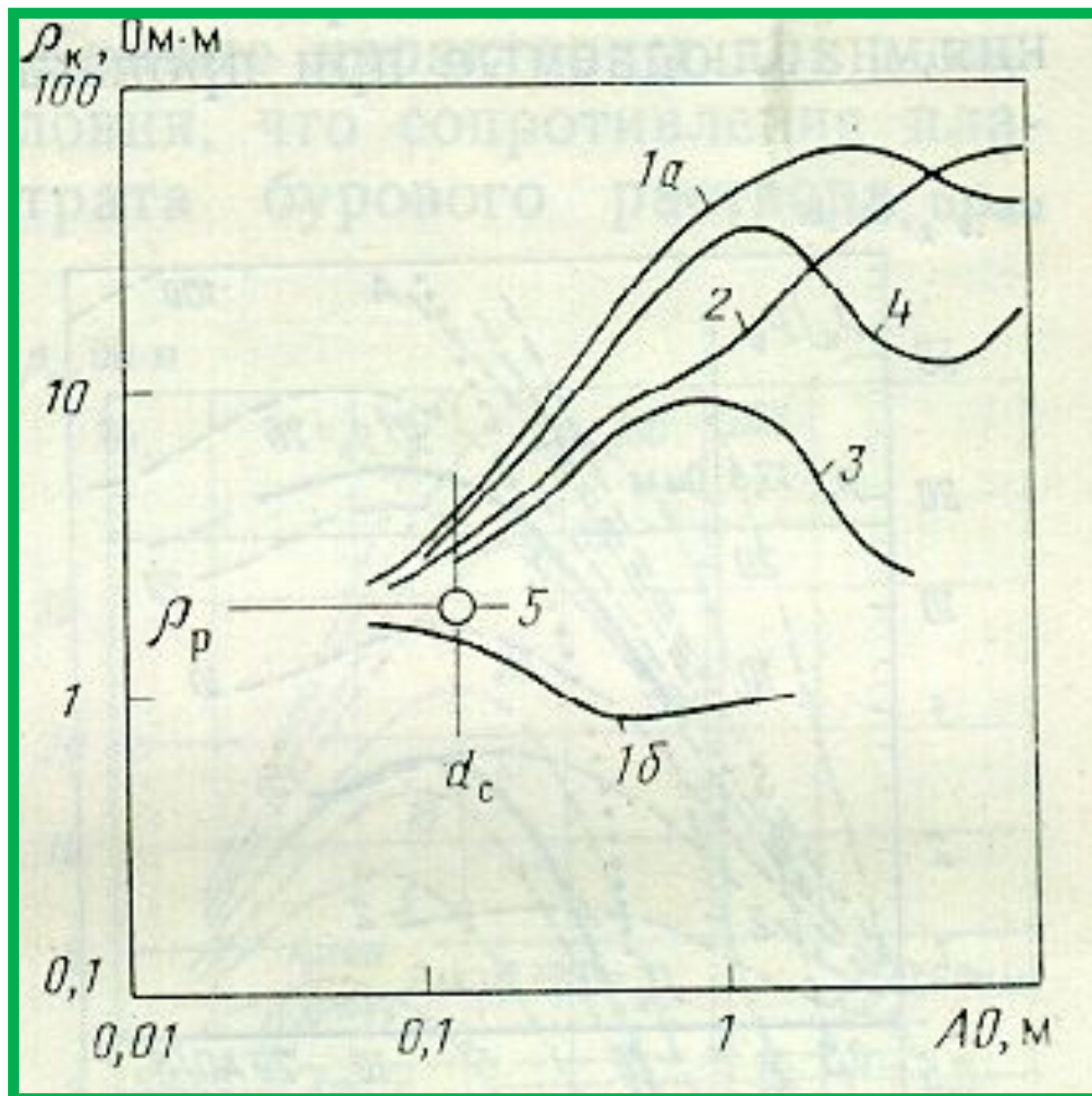
Если $h/dc < 16$,
 $\rho_k \text{ max}$ ($h < 5 \text{ м}$)

Если $25 > h/dc > 16$,
 $\rho_k \text{ опт}$ ($h \sim 5 \text{ м}$)

Если $h/dc > 25$, то
 $\rho_k \text{ ср}$ ($h > 5 \text{ м}$)

Построение кривых БЭЗ $\rho_k = f(L)$

3. Построение практических кривых БЭЗ.



1а, б- двухслойная;

1)-против непроницаемых пород

(ρ_c, ρ_{II})

2) -против коллекторов с

большой зоной проникновения

$(D) (\rho_c, \rho_{зп})$

(трещиноватые коллекторы)

3) $\rho_{зп} \approx \rho_{II} (\rho_{ф} \approx \rho_{в})$ – в

неизменной части пласта

2- трехслойная

(при понижающем
проникновении ПЖ $(\rho_{зп} < \rho_{II})$);

3-трехслойная,

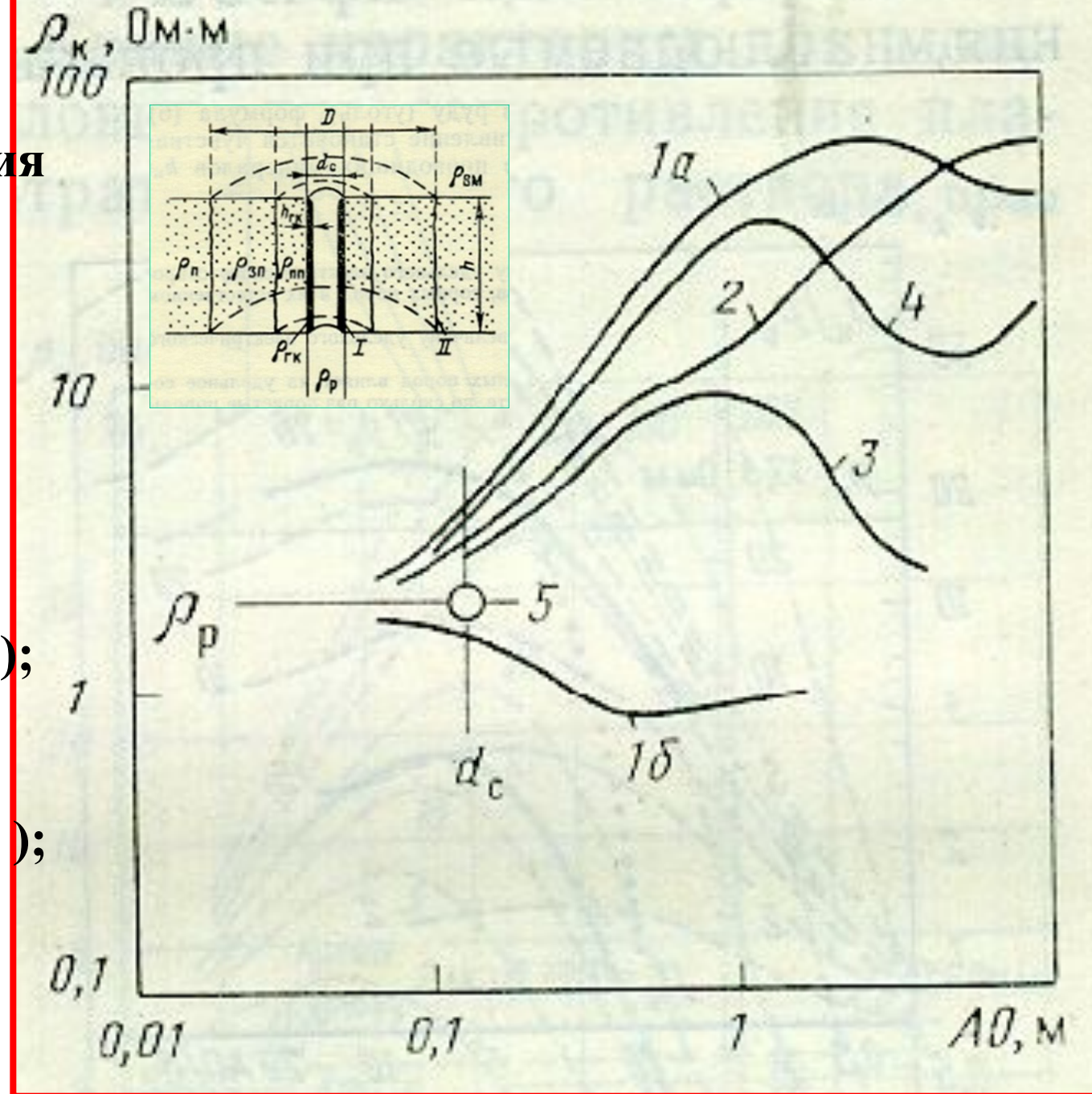
(при повышающем
проникновении ПЖ, $(\rho_{зп} > \rho_{II})$);

(тип для разрезов Западной
Сибири);

4- в тонком пласте высокого
удельного сопротивления

5-крест кривой

ТИПЫ КРИВЫХ БЭЗ

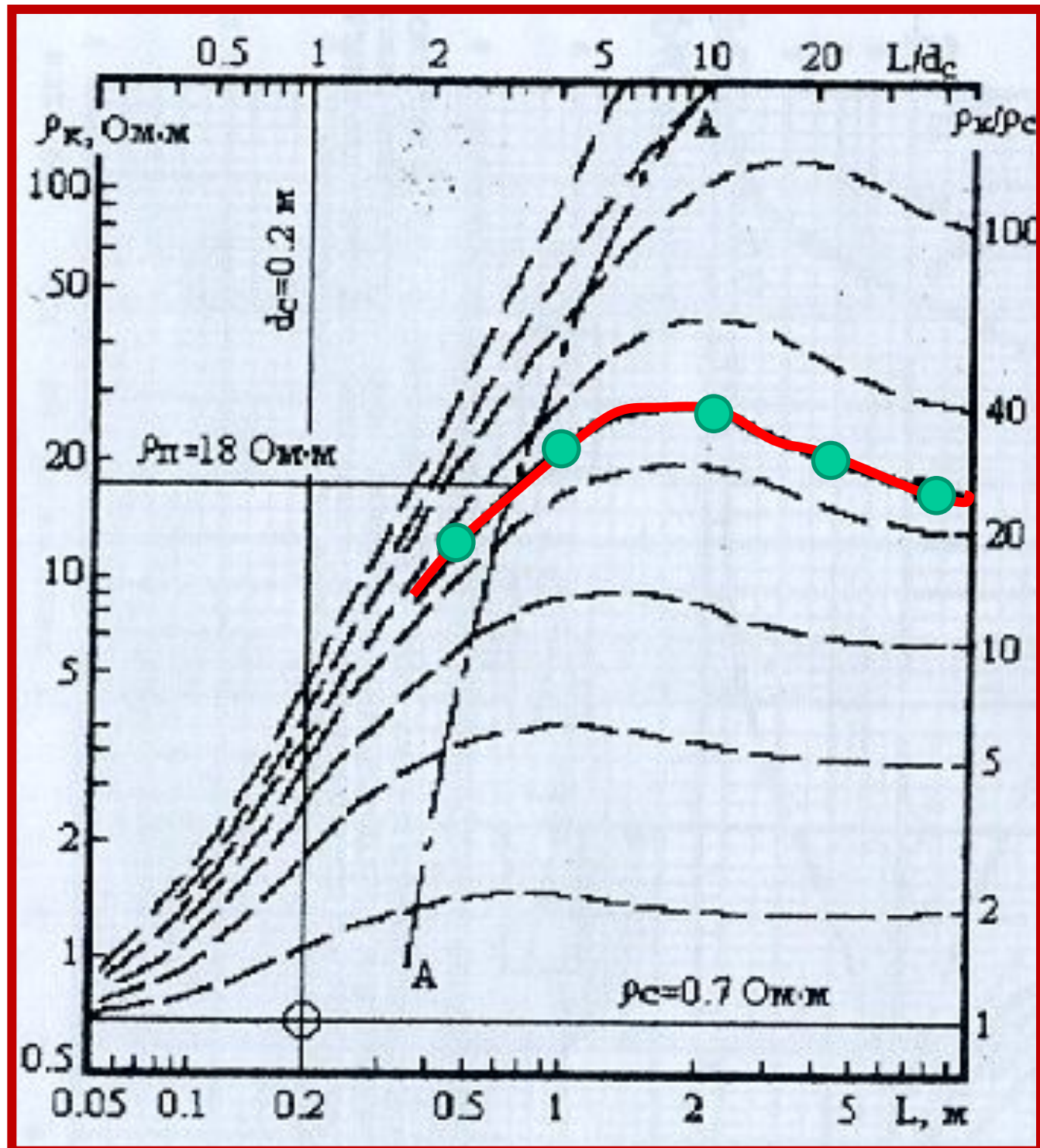


ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДВУХСЛОЙНЫХ КРИВЫХ БЭЗ.

ДВУСЛОЙНЫЕ
ПАЛЕТКИ

шифр кривых $\mu = (\rho_{\Pi} / \rho_c)$

$$\rho_{\Pi} = \mu \times \rho_c$$



ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ТРЕХСЛОЙНОЙ КРИВОЙ БЭЗ

шифр кривых

$$\mu = \rho_{зп} / \rho_c = b$$

$$a = D/d_c$$

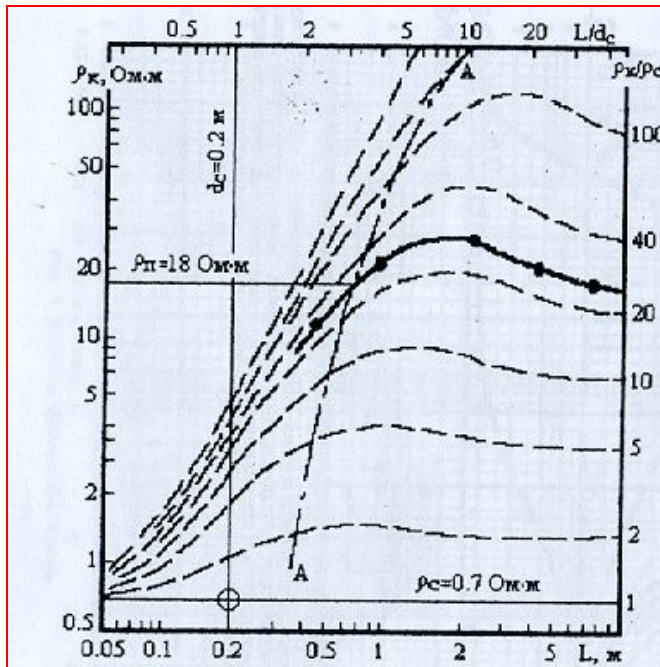
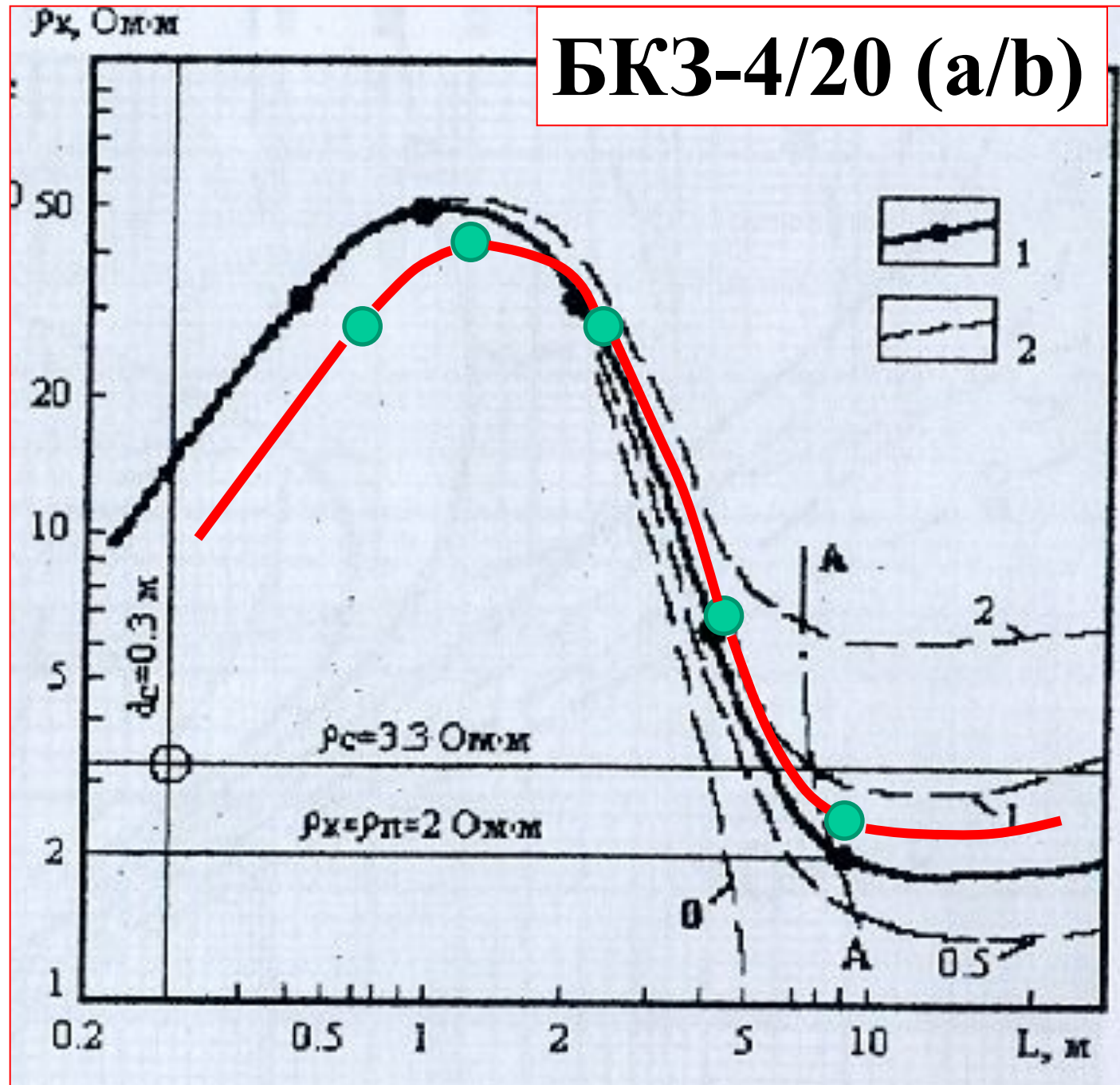


Рис. 4 Интерпретация двухслойной кривой зондирования по двухслойной палетке.

БКЗ-4/20 (a/b)



Ограничения метода БЭЗ

1. Необсаженные скважины
2. Буровой РВО
3. Вертикальные скважины
4. Не для резко неоднородных пачек пластов
5. Не для пластов очень высокого У.Э.С.
6. Не для очень низких значений ρ_c