

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ имени К.И.САТБАЕВА



Институт геологии и нефтегазового дела имени К. Турысова
Кафедра: Геофизика

Комплексная интерпретация материалов ГИС

для специальности 7М07105
«Нефтегазовая и рудная геофизика»

Истекова С.А.,
докт. геол.-минерал. наук,
проф. каф. Геофизики

АЛМАТЫ 2023

Лекция 6

- **ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЦ ПЛАСТОВ И ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ**



ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЦ ПЛАСТОВ

ПО ДИАГРАММАМ КАЖУЩЕГОСЯ СОПРОТИВЛЕНИЯ

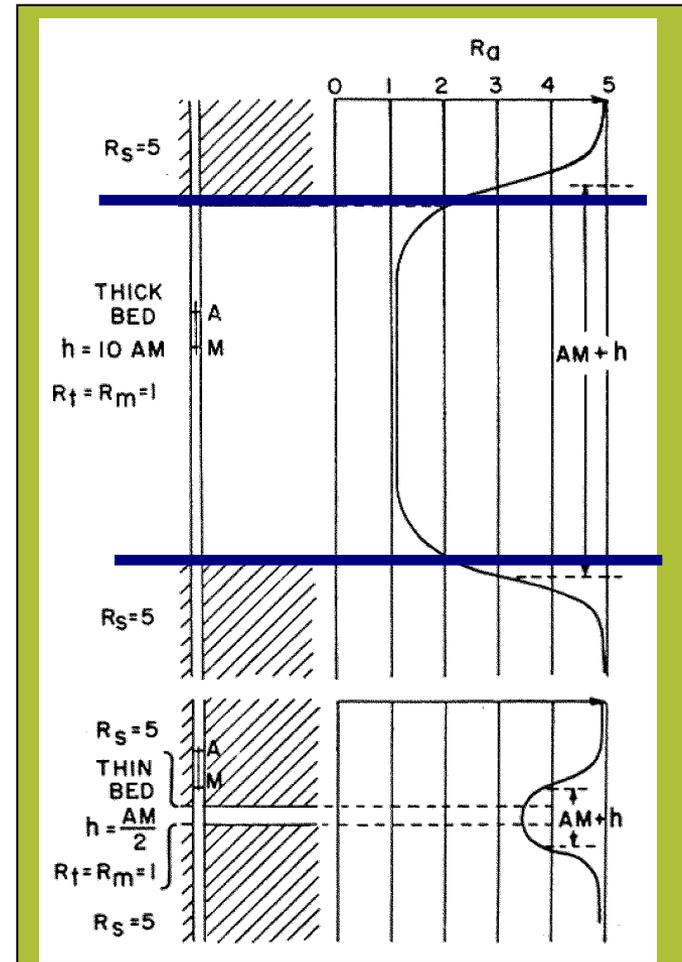
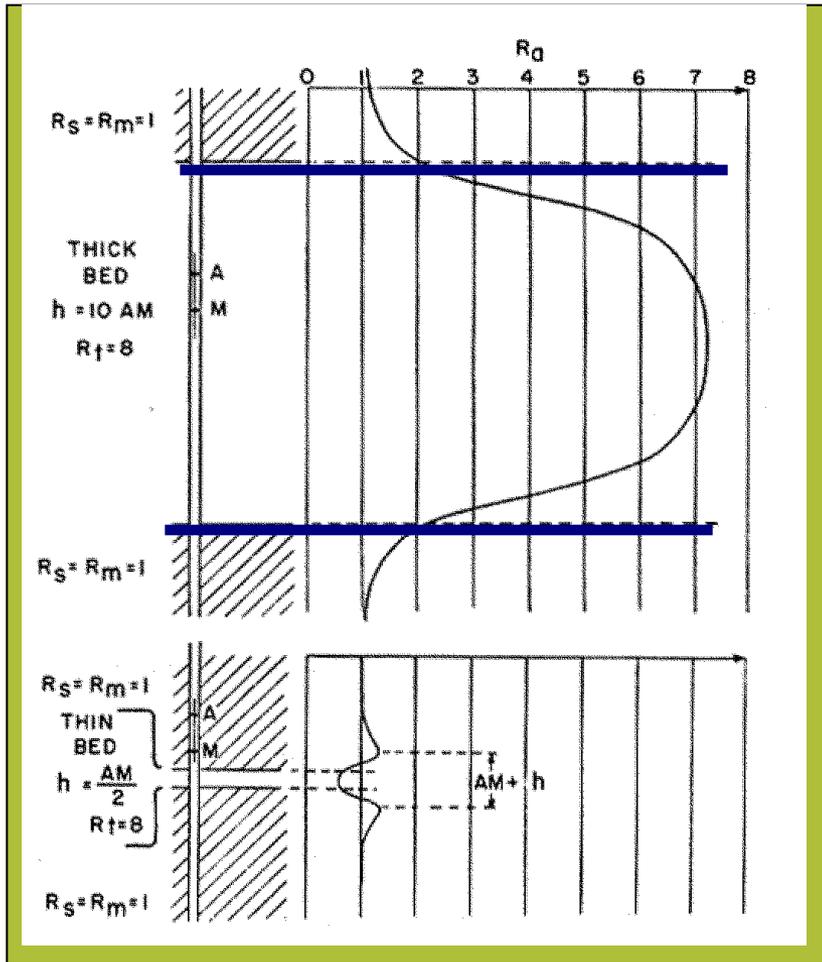
- Интерпретация диаграмм КС заключается в определении положения контактов пластов различного электрического сопротивления и в определении их истинного сопротивления.
Правила интерпретации зависят от типа зонда КС и соотношения между мощностью пласта и длиной зонда.
- Диаграммы кажущегося сопротивления служат средством расчленения разрезов исследуемых скважин.
- Способы определения границ и толщин пластов по диаграммам рк основаны на знании форм кривых кажущегося сопротивления против одиночных пластов и их пачек.
- Рассмотрим правила определения границ пластов высокого сопротивления, так как границы пластов низкого сопротивления являются одновременно кровлей или подошвой пластов высокого сопротивления и правила их определения аналогичны.
- Толщины пластов в каждом приведенном случае могут быть установлены по известным глубинам границ пластов (подошвы и кровли).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЦ ПЛАСТОВ ПО ДИАГРАММАМ ПОТЕНЦИАЛ-ЗОНДОВ

- На кривых кажущегося сопротивления, записанных потенциал-зондами, пласт ограниченной мощности при малом различии сопротивлений вмещающих пород выделяется аномалией, симметричной относительно середины пласта.
 - В связи с этим правила определения положения кровли и подошвы пласта по кривой r_k потенциал-зонда одинаковы.
-

Электрические методы ГИС

Метод КС - Conventional Current Logs



Кривые КС потенциал-зонда в случае непроводящих и проводящих слоев и положение границ пластов

Определение границ мощных пластов высокого сопротивления

$(AM < h \gg d_c)$

- Если $\rho_{\text{вм}} \approx \rho_p$, границы устанавливаются по точкам $\rho_{\text{к.гр}} = 4\rho_p$.
- С достаточной для практических работ точностью можно также пользоваться правилом, согласно которому точки кривой ρ_k потенциал-зонда, соответствующие границам пласта, смещены на расстояние $AM/2$ от начала крутого подъема кривой относительно оси глубин против пласта в сторону вмещающих пород низкого сопротивления.
- При определении границ пластов малой и средней толщины диаграммы потенциал-зондов используются редко.

Мощный пласт для потенциал-зонда

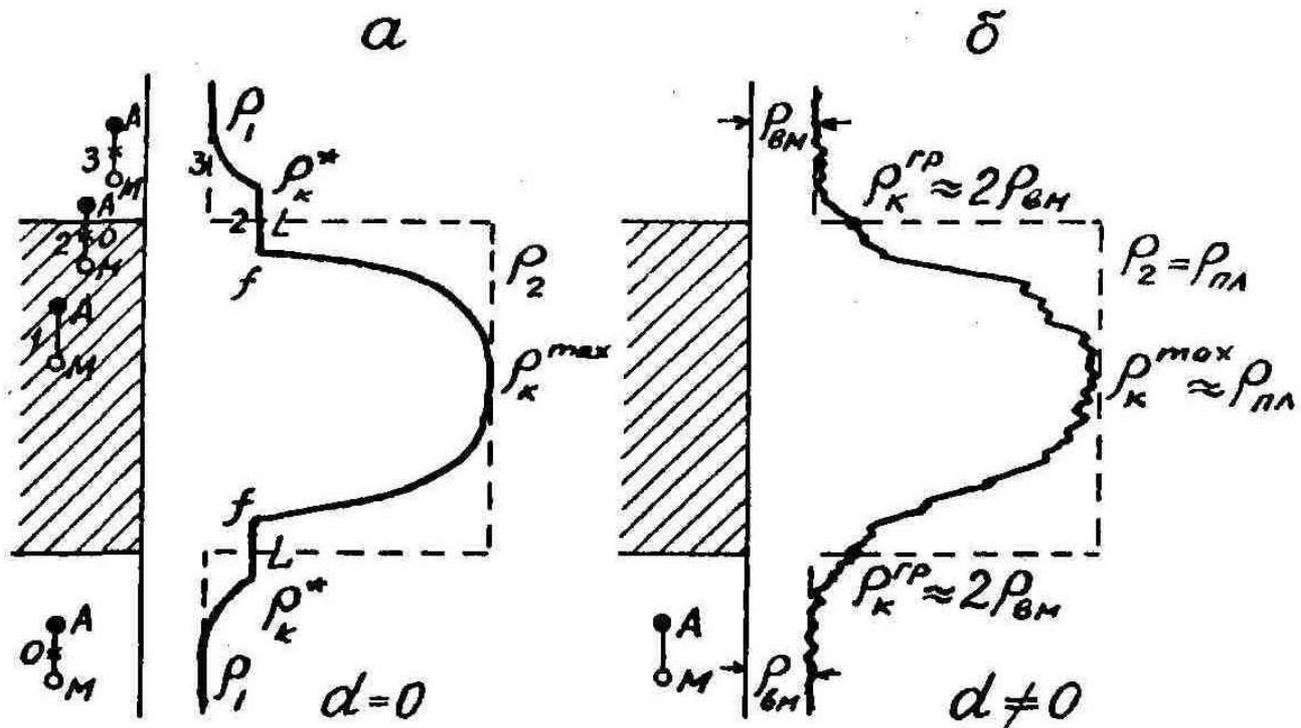
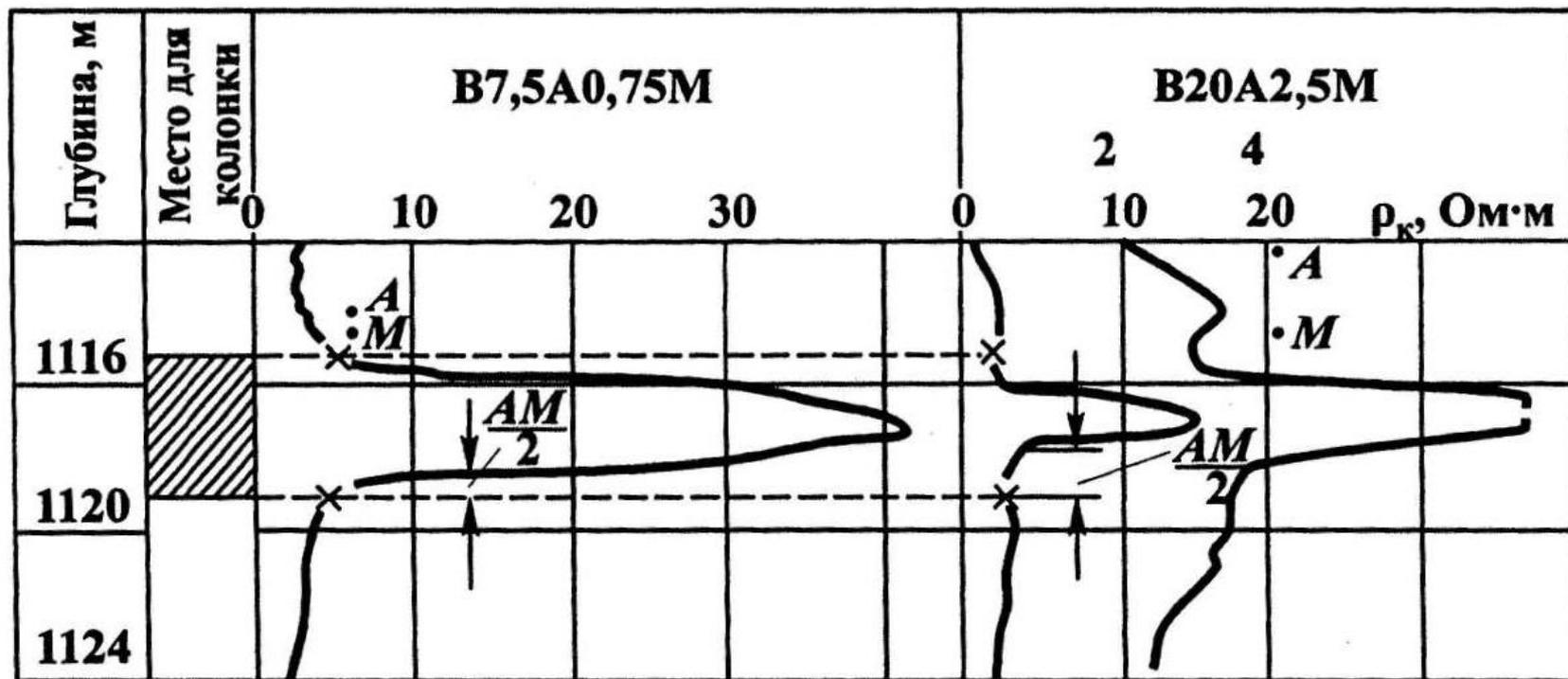


Рис. 6.3. Форма кривых КС над мощным пластом высокого сопротивления для потенциал-зонда в случае отсутствия (а) и при наличии (б) влияния скважины

Пример Найти границы пласта высокого сопротивления по диаграммам рк потенциал-зондов, приведенным на рис. Диаграммы записаны зондами В7,5А0,75М и В20А2,5М. Удельное сопротивление глинистого раствора $\rho_r = 1,4 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $r_{вм} = 4,5 \text{ Омм}$.

Так как $r_{вм} > \rho_r$, следует воспользоваться правилами, изложенными выше. Точки $R_{кгр}$, соответствующие границам пласта, отмечены на диаграммах крестиками. Заштрихованная область - пласт высокого сопротивления.



Кривая КС над тонким пластом (потенциал-зонд).

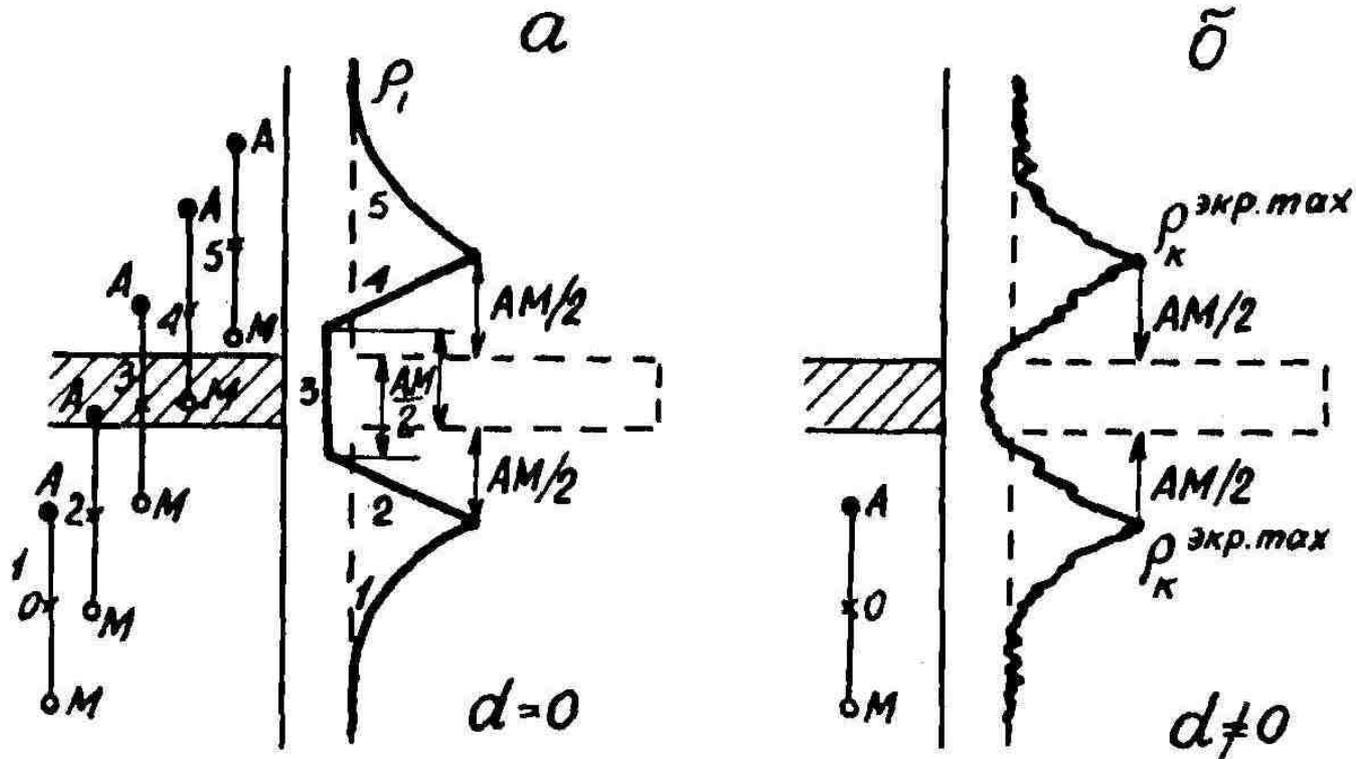


Рис. 6.5. Форма кривых КС над тонким пластом высокого сопротивления для потенциал-зонда в случае отсутствия (а) и при наличии (б) влияния скважины

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЦ ПЛАСТОВ ПО ДИАГРАММАМ ГРАДИЕНТ-ЗОНДОВ

- На диаграммах кажущегося сопротивления, записанных градиент-зондами, в большинстве случаев границы пластов совпадают с экстремальными значениями R_k

Пласты большой и средней толщины ($AO < h \gg dc$).

1. На диаграммах r_k последовательных градиент-зондов подошва и кровля пласта высокого сопротивления находятся по точкам, расположенным на расстояниях $MN/2$ ($AB/2$) ниже точек R_{kmax} и R_{kmin} .
 - Если расстояние MN невелико (0,1-0,25 м) и в данном масштабе глубин диаграммы это смещение не имеет значения, то подошва и кровля пласта определяются по точкам r_{kmax} и R_{kmin}
 - Если размер зонда велик и во много раз превышает диаметр скважины, то на кривой r_k вблизи кровли пласта высокого сопротивления наблюдается участок с пониженным кажущимся сопротивлением (на теоретических кривых он равен размеру зонда AO), а точка r_{kmin} в кровле пласта практически не отмечается.
 - В этих случаях кровля находится на расстоянии, равном размеру зонда, выше точки a (рис.).
2. На диаграммах r_k обращенных градиент-зондов подошва и кровля пласта высокого сопротивления, находятся по точкам, смещенным на $MN/2$ ($AB/2$) вверх от точек r_{kmax} и r_{kmin} .
 - Это смещение учитывается лишь при крупных масштабах глубин или больших MN . При использовании зондов больших размеров подошва пласта устанавливается способом, аналогичным изложенному в п. 1 для кровли пласта

Интерпретация диаграмм КС

Мощные пласты высокого сопротивления.

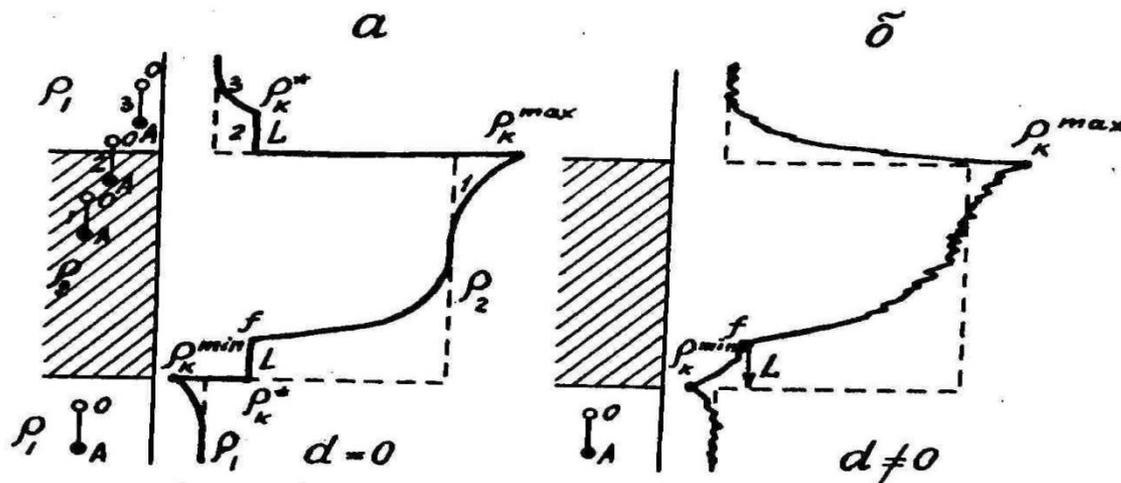


Рис. 6.1. Форма кривых КС над мощным пластом высокого сопротивления для обращенного градиент-зонда в случае отсутствия (а) и при наличии (б) влияния скважины

Мощный пласт высокого сопротивления для последовательного градиент-зонда

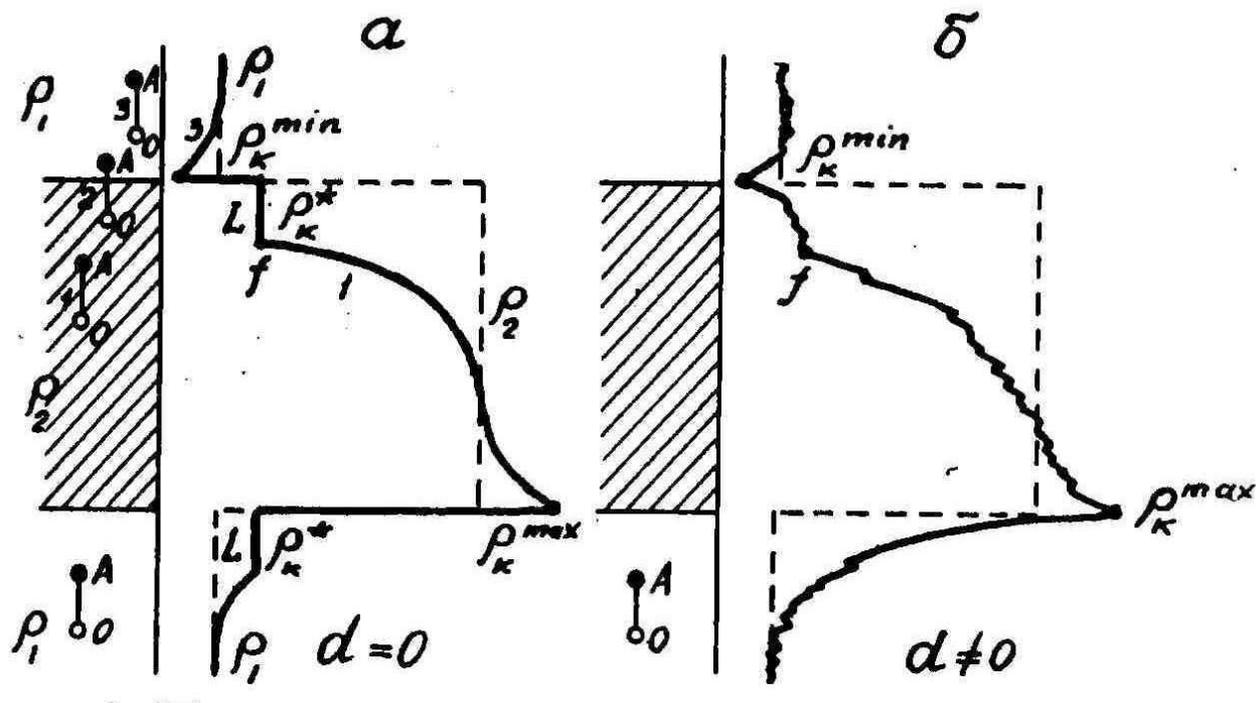


Рис. 6.2. Форма кривых КС над мощным пластом высокого сопротивления для последовательного градиент-зонда в случае отсутствия (а) и при наличии (б) влияния скважины

Мощные пласты низкого сопротивления.

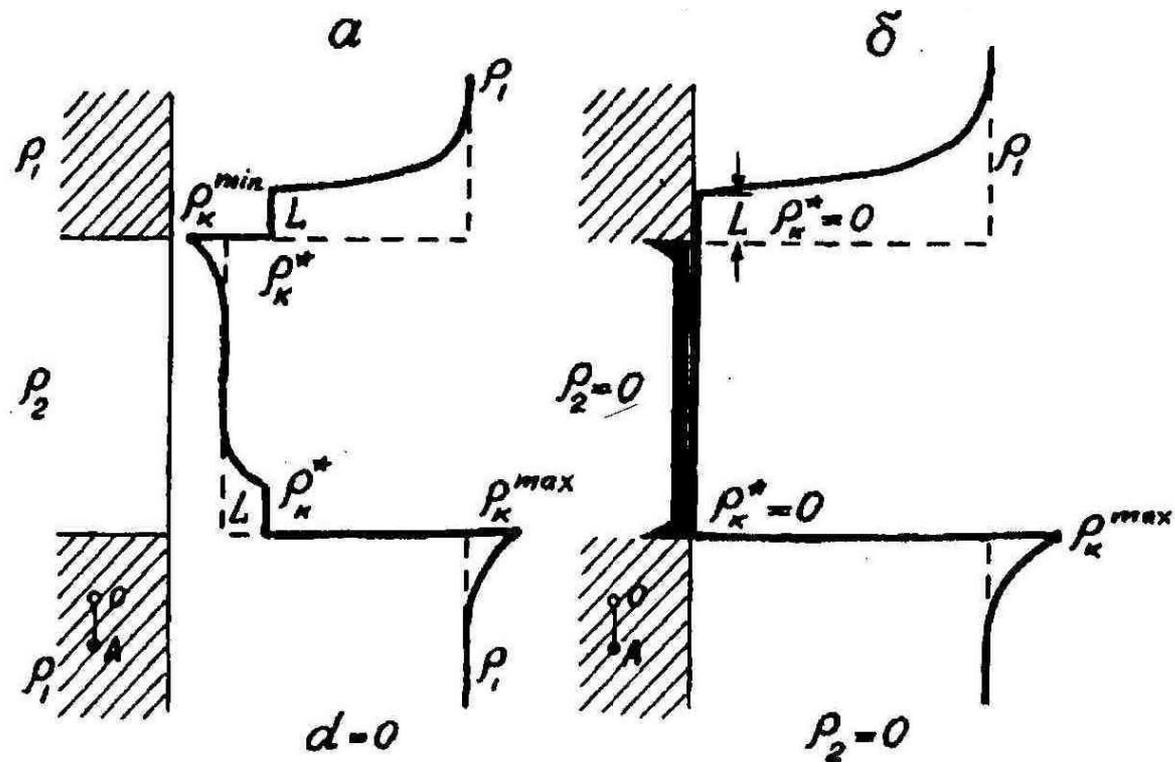


Рис. 6.6. Форма кривой КС для обращенного градиент-зонда над мощным пластом низкого сопротивления (а) и над отрезком металла (б) в скважине

Пласты средней мощности.

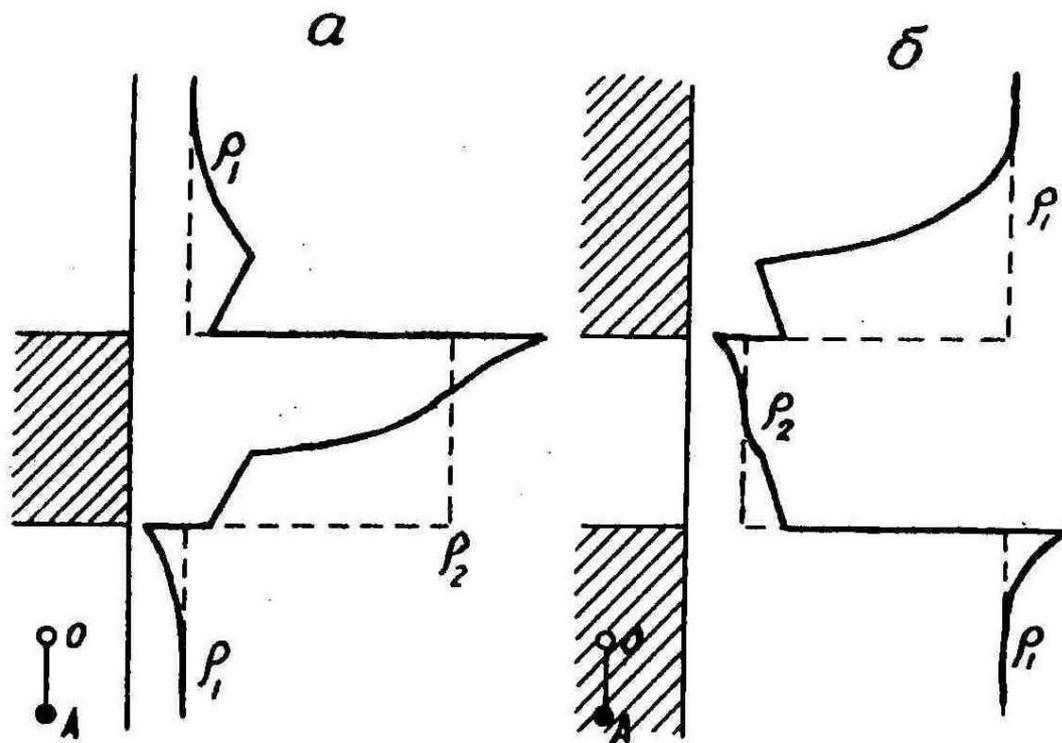


Рис. 6.7. Аномалии КС над пластами средней мощности высокого (а) и низкого (б) сопротивления

Пласты сложного строения.

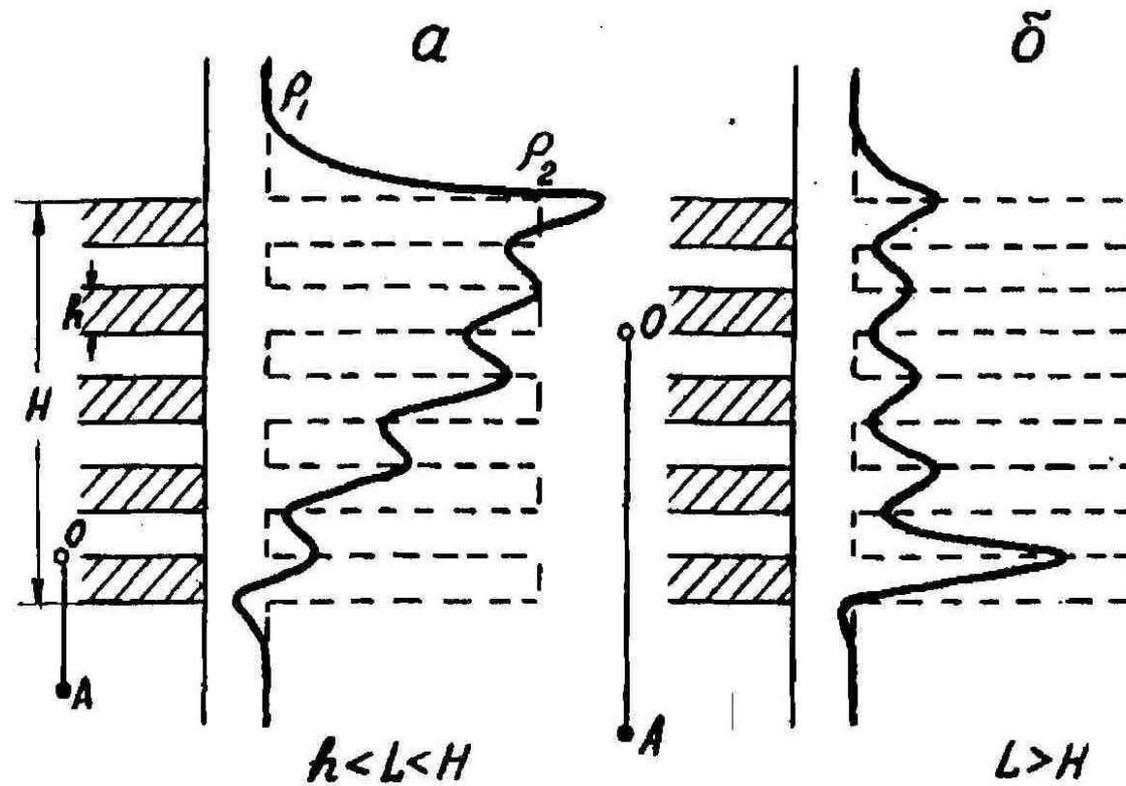
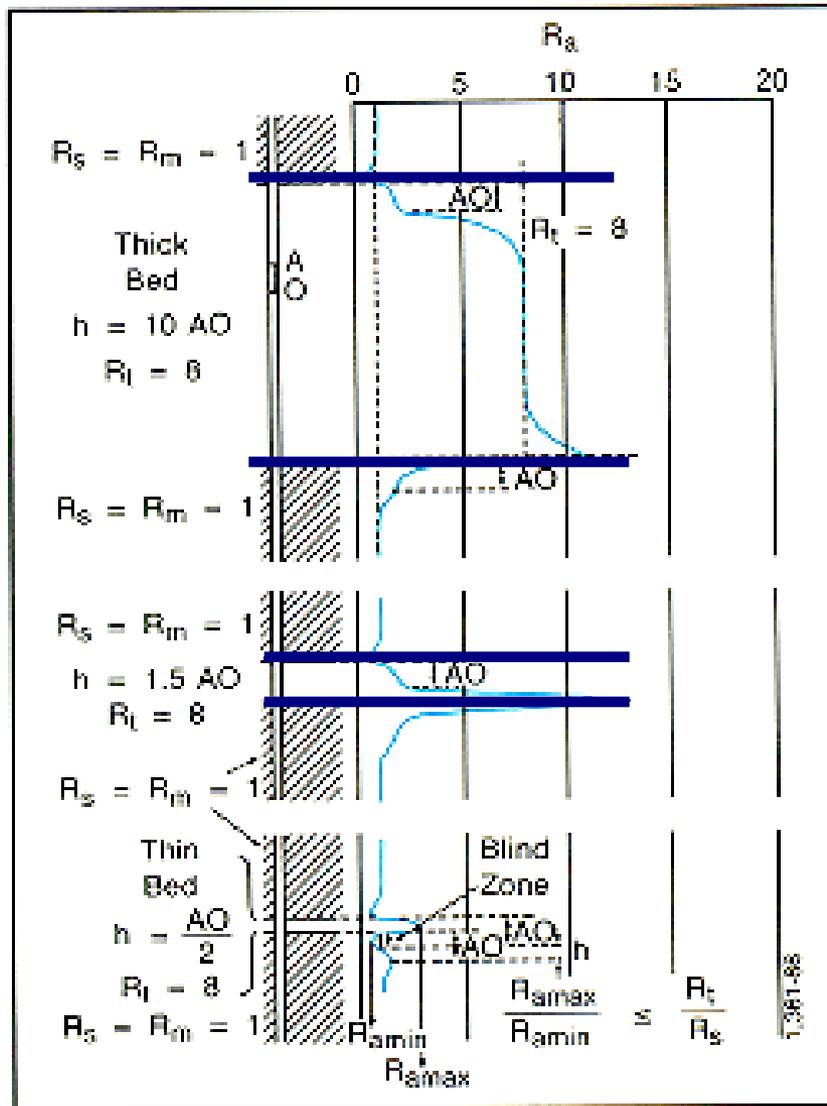


Рис. 6.8. Форма кривых КС над пачкой тонких пластов для обращенного градиент-зонда при условии $h < L < H$ (а) и $L > H$ (б)

Метод КС - Conventional Current



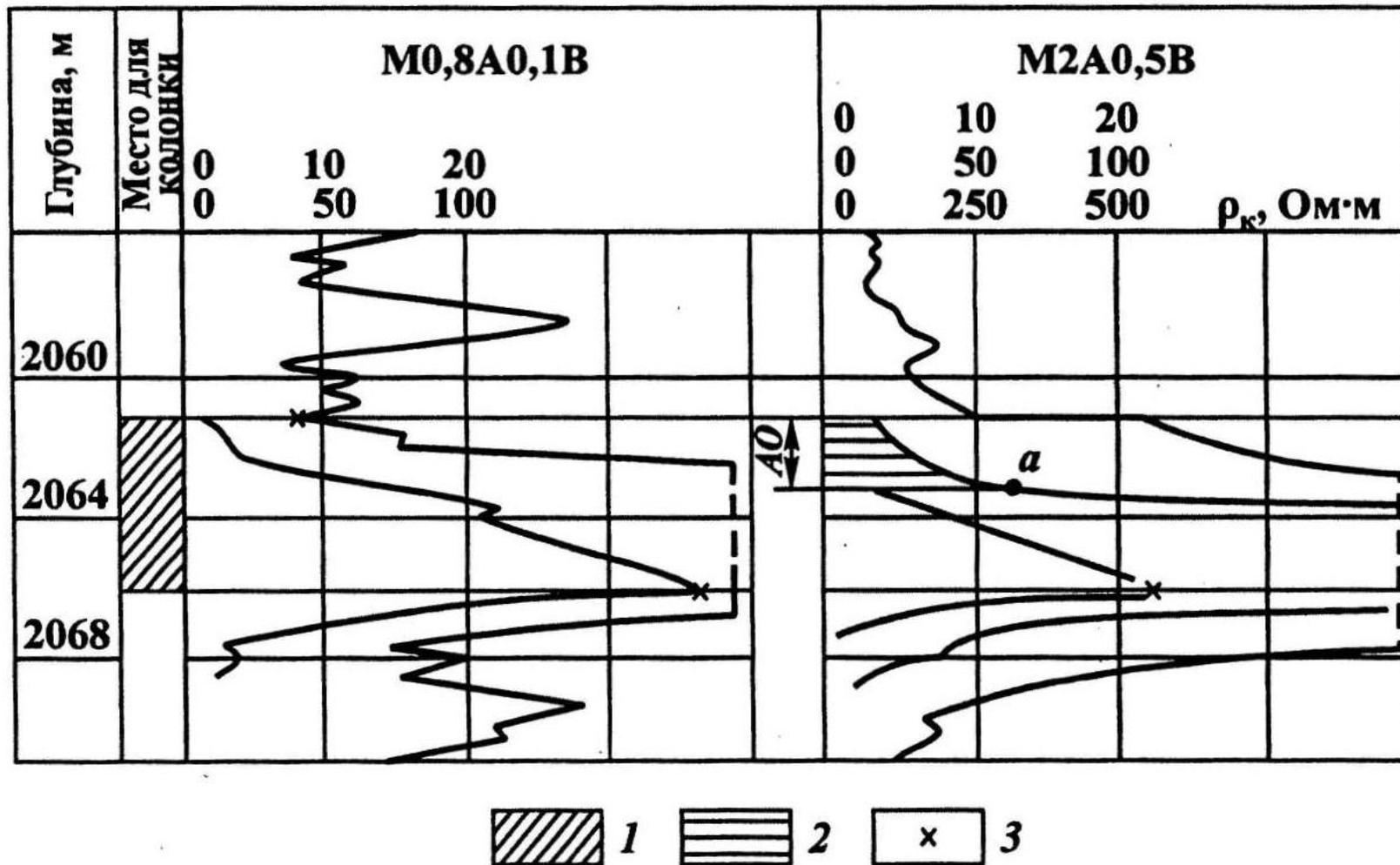
**Определение
границ пластов
высокого
сопротивления по
точкам минимума
(кровля) и
максимума
(подошва)**

Fig. 7-5—Lateral curves—bed more resistive than adjacent formations.

Пример. Найти границы пластов высокого и низкого сопротивлений по диаграммам градиент-зондов (см. рис).

- Отметить интервалы, где кажущееся сопротивление особенно сильно отличается от истинного в результате влияния соседнего пласта. Диаграммы зарегистрированы последовательными градиент-зондами М0,8А0,1В и М2А0,5В.
 - Границы пластов находят по точкам $r_{кmax}$ и $r_{мин}$. Величина поправки $AB/2$ для первого зонда ничтожно мала, а для второго при масштабе глубин диаграммы 1:200 она составляет 1,25 мм.
 - Интервал резкого снижения кажущегося сопротивления на диаграмме большего зонда равен длине зонда и расположен со стороны минимума r_k в кровле пласта.
-

Пример определения границ пласта высокого сопротивления по диаграммам градиент-зондов:



1 - пласт высокого сопротивления ; 2 - зона пониженного кажущегося сопротивления;
3 - границы пласта

Пласты малой толщины ($h < \lambda_0$).

- Для определения границ тонких пластов по диаграммам градиент-зондов больших размеров имеются лишь приближенные способы.
- Границы пластов лучше выделять по диаграммам микрозондов, экранированного зонда, а иногда и каверномера.
- Изложенные выше правила справедливы для установления границ однородных пластов.
- Если границы нечеткие и имеет место постепенное изменение литологических и физических свойств при переходе от одного пласта к другому, формы кривых кажущегося сопротивления и способы определения границ усложняются.

Тонкие пласты высокого сопротивления.

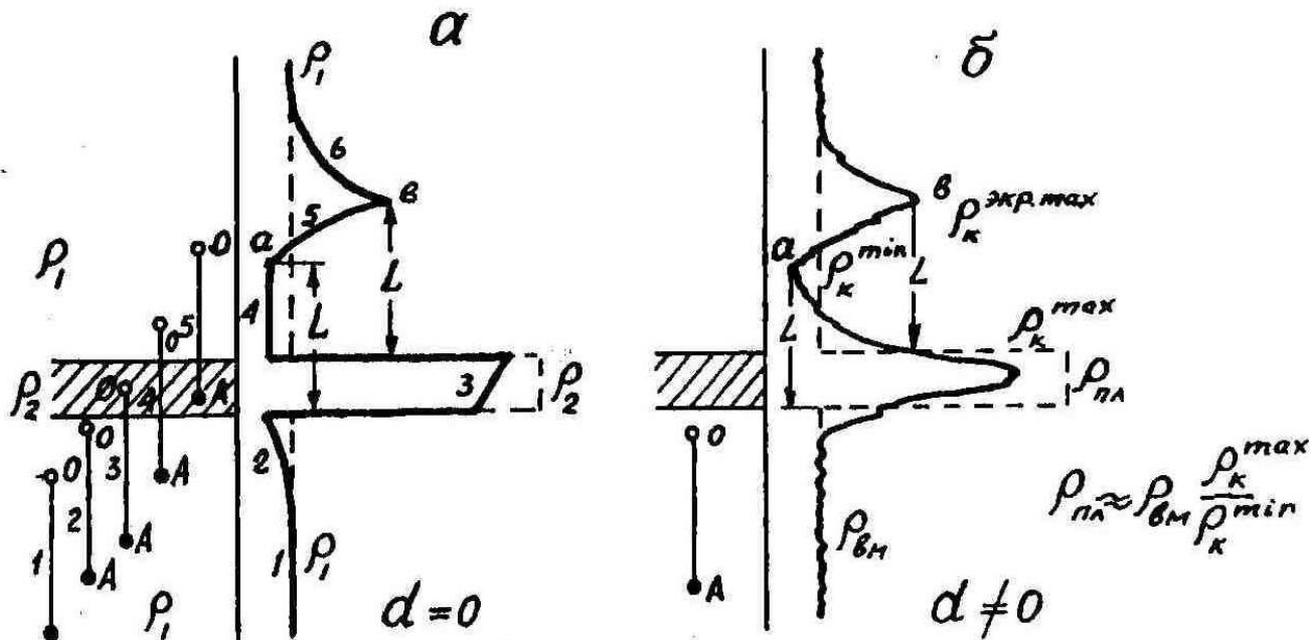


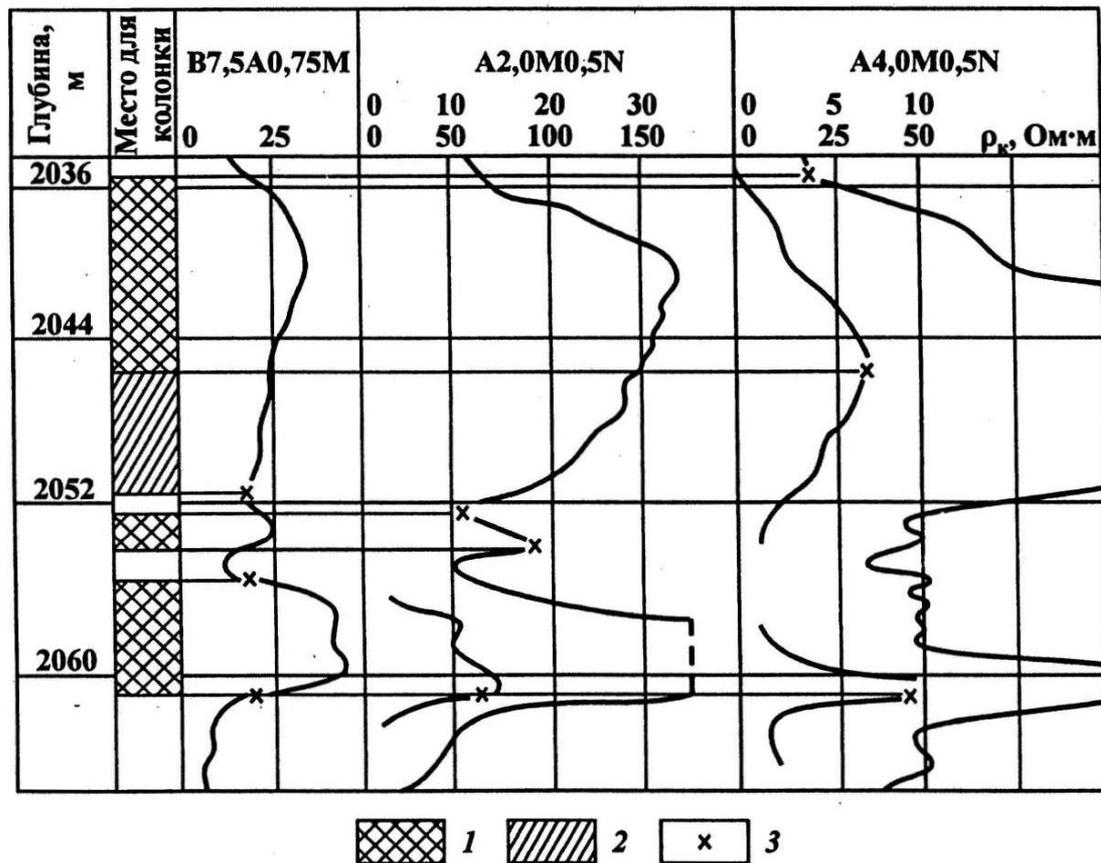
Рис. 6.4. Форма кривых КС над тонким пластом высокого сопротивления для обращенного градиент-зонда в случае отсутствия (а) и при наличии (б) влияния скважины

- В этих случаях следует выделять переходные зоны.
- При выделении пластов и составлении разреза важно учитывать известные формы кривых рк для разных пластов и зондов, влияние эффектов экранирования одного пласта другим и уметь находить интервалы, где кажущееся сопротивление в значительной степени искажено влиянием соседних пластов.

В этих интервалах кривая рк не отражает распределения истинных Удельных сопротивлений пластов в разрезе.

- Интервалы, где наблюдается экранирование, по возможности следует исключить из рассмотрения, или выбирать диаграммы таких зондов, на которых данный участок разреза не попадает в интервал экранирования.

Пример . Найти границы пластов высокого и низкого сопротивлений по диаграммам рк (рис.). Выделить переходные зоны (зона постепенного изменения сопротивления)



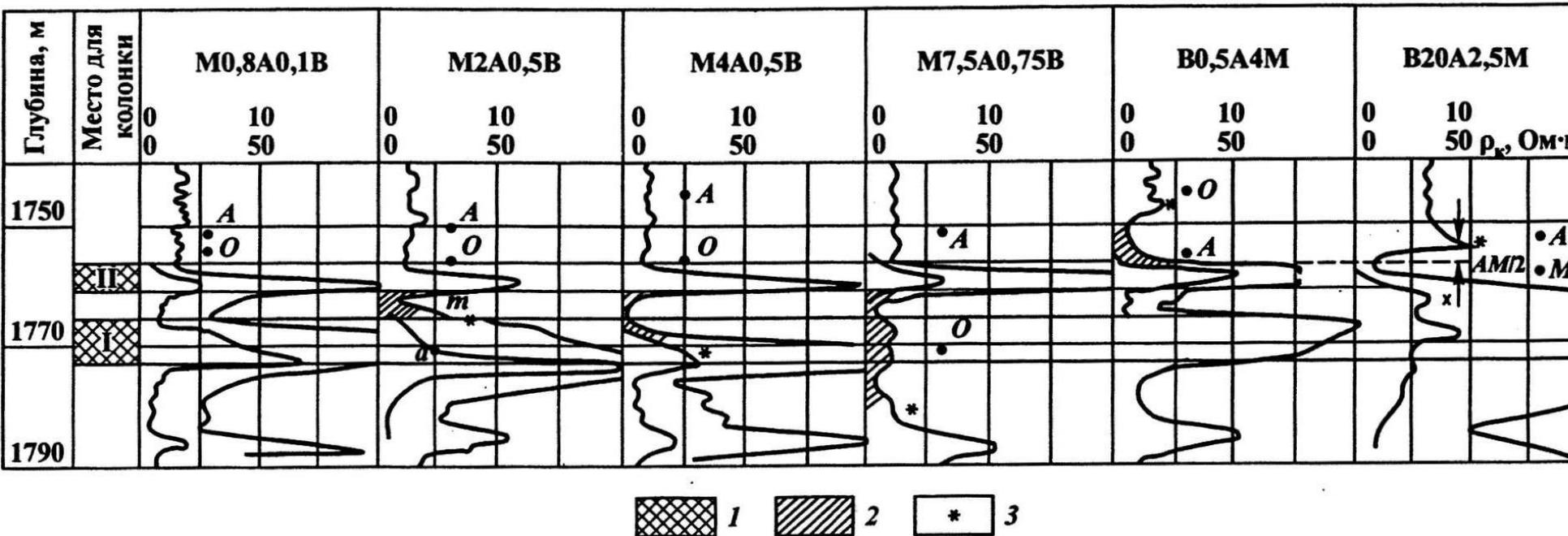
На диаграммах последовательных градиент-зондов А2М0,5N и А4М0.5N пласт в интервале 2036-2051,6 м определяется аномалией, не характерной для градиент-зондов. Отсутствуют максимумы ркма в его подошве.

Это свидетельствует о постепенном уменьшении сопротивления к подошве пласта. Такую же характеристику дает и потенциал-зонд В7,5А0,75М. Подошва пласта находится на глубине 2051,6 м, что установлено по началу переходной зоны с учетом показаний других геофизических методов

Пример определения границ неоднородного по сопротивлению пласта по диаграммам комплекса зондов:

1 - пласт высокого сопротивления; 2 - переходная зона; 3 - границы пласта

Пример определения границ пластов при наличии экранирования одного пласта другим:



1 - пласты высокого сопротивления;

2,3- зоны экранированных минимумов и максимумов соответственно

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЦ И ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА ПЛАСТОВ ПО ДИАГРАММАМ НЕФОКУСИРОВАННЫХ МИКРОЗОНДОВ

- При изучении разрезов скважин с помощью микрозондов измеряется кажущееся сопротивление в очень малом объеме пород вблизи стенки скважины.
- Исследование проводится двумя зондами А0,025М0,025N и А0,05М, именуемыми соответственно градиент- и потенциал-микрозондами.
- Поскольку их размеры очень малы, границы пластов по диаграммам рк находят по крутым подъемам кривых с большой точностью.
- Показания микрозондов в значительной степени зависят от условий прилегания их электродов к стенке скважины.
- В связи с тем что эти условия различны против пластов, имеющих разный литологический состав, по диаграммам микрозондов расчленяют разрез и выделяют некоторые группы пород.

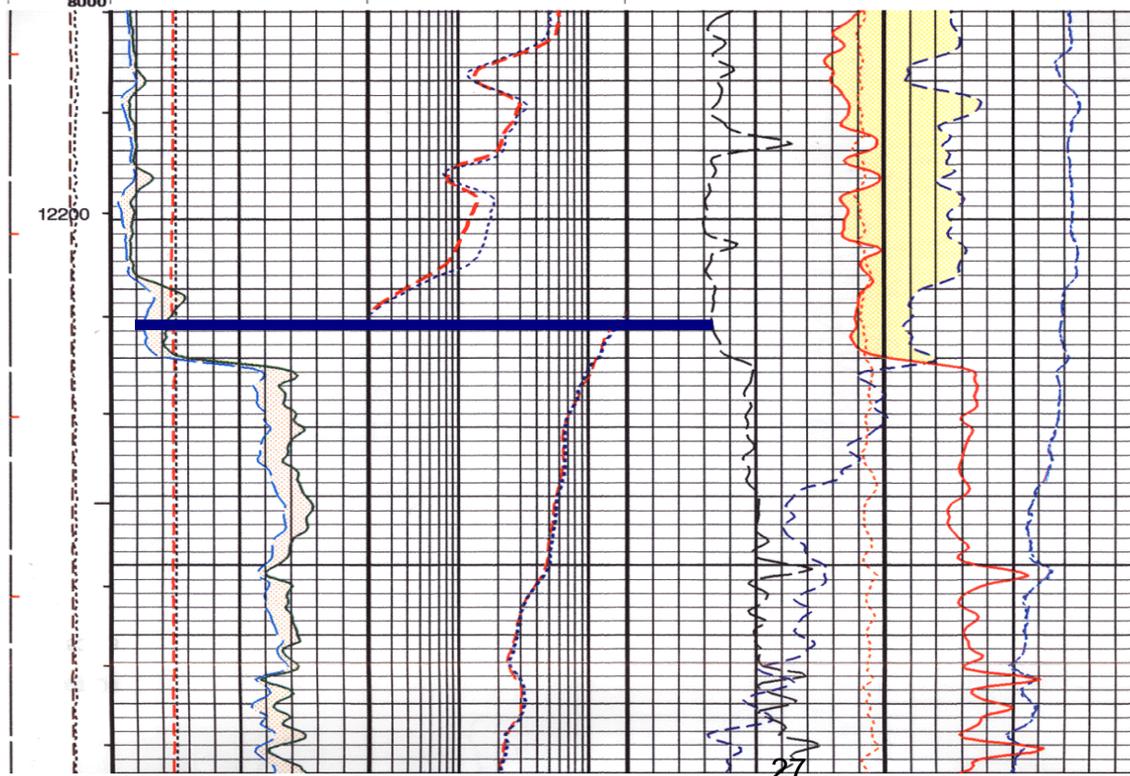
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНИЦ ПЛАСТОВ ПО ДИАГРАММАМ КАЖУЩЕЙСЯ ЭЛЕКТРОПРОВОДНОСТИ ИНДУКЦИОННЫХ ЗОНДОВ

- Индукционный метод является одним из электрических методов, предназначенных для исследования сухих скважин, скважин, заполненных нефтью, раствором на нефтяной основе или раствором низкой минерализации. Применение других методов электрометрии в указанных условиях невозможно или ограничено.
- Индукционные зонды относятся к установкам с фокусирующими устройствами, что позволяет улучшать разрешающую способность зондов по толщине и увеличивать глубинность исследования изучаемой среды по радиусу.
- Индукционными зондами измеряют кажущуюся электропроводность пространства (в мСм/м).
- Шкала диаграммы - линейная относительно кажущейся электропроводности и гиперболическая относительно кажущегося удельного сопротивления.
- Кривые кажущейся электропроводности в пластах ограниченной толщины практически симметричны относительно середины пласта, если подстилающие и покрывающие пласты имеют одинаковую электропроводность.
- Переходный процесс на границах занимает существенно больший интервал глубин, чем на диаграммах экранированных зондов, и ветви аномалии против пласта более пологи.
- В большинстве случаев границы пластов можно определить по точкам перегиба на кривых σ_k или по величине средней электропроводности.
- Если диаграмма σ_k записана в нескольких масштабах, средняя электропроводность или точка перегиба определяются на том участке диаграммы, где изменение σ_k против границы записано полностью.

Индукционный метод

| | | | | | |
|------------------------------|----------------------|-----------------------------|--------------------------------|----------------------------------|--------|
| Spectroscopy Gamma Ray (SGR) | | | | | |
| 0 | (GAPI) | 150 | | | |
| Computed Gamma Ray (CGR) | | | | Delta-T Long Spacing Near (DTLN) | |
| 0 | (GAPI) | 150 | 140 | (US/F) | 40 |
| Washout | | IL-Deep Resistivity (ILD) | Bulk Density (RHOB) | | |
| | | (OHMM) | 2000 | 1.95 | 2.95 |
| Uranium Indicator | | IL-Medium Resistivity (ILM) | PhotoElectric Factor (PEF) | Delta-T Long Spacing Far (DTLF) | |
| | | (OHMM) | 2000 | 0 | 10 |
| | | | | 140 | (US/F) |
| Head Tension (HTEN) (LBF) | Calliper (CALI) (IN) | IL-Medium Resistivity (ILM) | Neutron Porosity (NPHI) | | |
| 6 | | (OHMM) | 20 | 0.45 | -0.15 |
| -200 | 1800 | | | | |
| Tension (TENS) (LBF) | Bit Size (BS) (IN) | IL-Deep Resistivity (ILD) | Bulk Density Correction (DRHO) | | |
| 6 | | (OHMM) | 20 | -0.25 | 0.25 |
| 3000 | | | | | |

Определение границ пласта



УДЕЛЬНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ВОДОНОСНЫХ ПОРОД И ЕГО ОЦЕНКА ДЛЯ ЗАДАННОГО РАЗРЕЗА

- Удельное сопротивление горных пород в общем случае зависит от состава породообразующих минералов и характера жидкостей, заполняющих поровое пространство.
- Главными породообразующими минералами большинства пород осадочного комплекса являются: кварц, полевой шпат, слюда, кальцит. Их удельное сопротивление изменяется в пределах 10^7 - 10^{15} Ом-м, что соответствует хорошим и первоклассным техническим изоляторам.
- Исходя из этого считается, что удельное сопротивление зерен скелета осадочных пород в целом бесконечно велико и влиянием его минерального состава можно пренебречь.
- При прохождении электрического тока через такие породы основную роль играет поровая вода, содержащая растворенные соли. Поэтому удельное сопротивление породы пропорционально удельному сопротивлению поровой воды.
- Поровое пространство пород в естественном залегании в большинстве случаев предельно насыщено водой. Исключение составляют породы, залегающие выше горизонта грунтовых вод, а также нефтяные, газовые и битумосодержащие коллекторы.

$$\rho_{вп} = P_{п} \rho_{в}.$$

Уравнение Арчи:



Удельное сопротивление породы $\rho_{вп}$, обладающей межзерновой пористостью, при 100%-м заполнении пор водой с удельным сопротивлением $\rho_{в}$ оценивается соотношением

$$\rho_{вп} = P_{п} \rho_{в}.$$

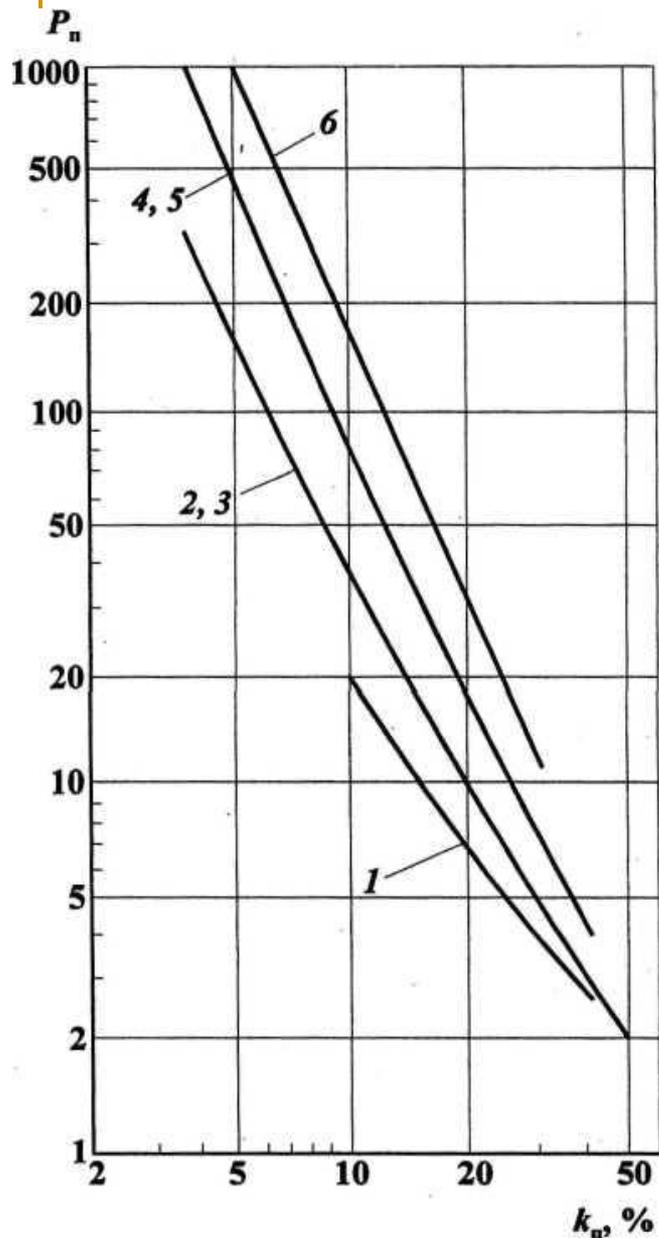
Здесь $P_{п}$ - параметр пористости, связанный с общей пористостью породы $k_{п}$ эмпирической зависимостью

$$P_{п} = a_m / k_{п}^m,$$

где a_m и m - константы для конкретного типа пород.

Для разных типов отложений a_m изменяется в пределах 0,4-1,0, $m = 1,3+2,2$.

Структурный показатель m , характеризующий крутизну кривой, зависит от степени цементации и ряда других факторов, связанных с изменением типа, возраста и условий залегания горных пород.



Зависимость параметра пористости

$P_n = R_{вп}/R_{в}$, от коэффициента пористости K_p для терригенных и карбонатных пород:

- 1 - пески; 2 - слабосцементированные песчаники;
- 3 - ракушняка и глинистые известняки;
- 4 - среднесцементированные песчаники;
- 5-6 - известняки и доломиты:
- 5 - крупнокристаллические средней уплотненности,
- 6 - плотные, тонкокристаллические

Пример. Оценить пределы изменения удельного сопротивления $R_{вп}$ водонасыщенных песчаников девона одного из месторождений Башкирии, если известно, что пластовые воды имеют удельное сопротивление 0,046 Ом-м при $t = 18^\circ\text{C}$, а коэффициент пористости K_p , изменяется от 17 до 20 %.

Коллектор по типу относится к среднесцементированным.

В пластовых условиях $t = 35^\circ\text{C}$.

Для подсчета воспользуемся формулой $R_{вп} = P_n R_{в}$.

По графику рис. 1 найдем $R_{в} = 0,033$ Ом-м; P_n для среднесцементированных коллекторов колеблется от 31 до 16,5.

Следовательно, удельное сопротивление песчаников варьирует в следующих пределах: $R_{вп} = (16,5 \div 31) \cdot 0,033 = 0,55 \div 1,00$ Ом-м.

- В сложных карбонатных коллекторах кроме межзерновых пор (Кпмз) присутствуют также трещины, каверны и крупные пустоты выщелачивания, которые часто называются вторичными порами.
- Кроме карбонатов, к породам со сложным (смешанным) типом пористости относятся некоторые терригенные и вулканогенные породы. Коэффициент общей пористости таких пород

$$k_{\text{п.общ}} = k_{\text{пмз}}(1 - k_{\text{пвт}}) + k_{\text{пвт}},$$

а коэффициент вторичной пористости $k_{\text{пвт}}$ является суммой коэффициентов трещинной $k_{\text{пт}}$ и каверновой $k_{\text{пк}}$ пористости.

- В породе со смешанным типом пористости различают блоки с межзерновыми порами и систему вторичных пор.
- Простейшей породой со смешанной пористостью является трещинно-межзерновая порода с пористостью блоков $K_{пбл} = K_{пмз}$ и коэффициентом трещиноватости $K_{пТ}$.

$$P_{пт} = \rho_{впт} / \rho_v = P_{пбл} / (P_{пбл} k_{пт} A + 1),$$

- Параметр пористости $P_{пт}$ и $\rho_{впт}$ такой породы при насыщении трещин и блоков водой с удельным сопротивлением ρ_v определяется формулой

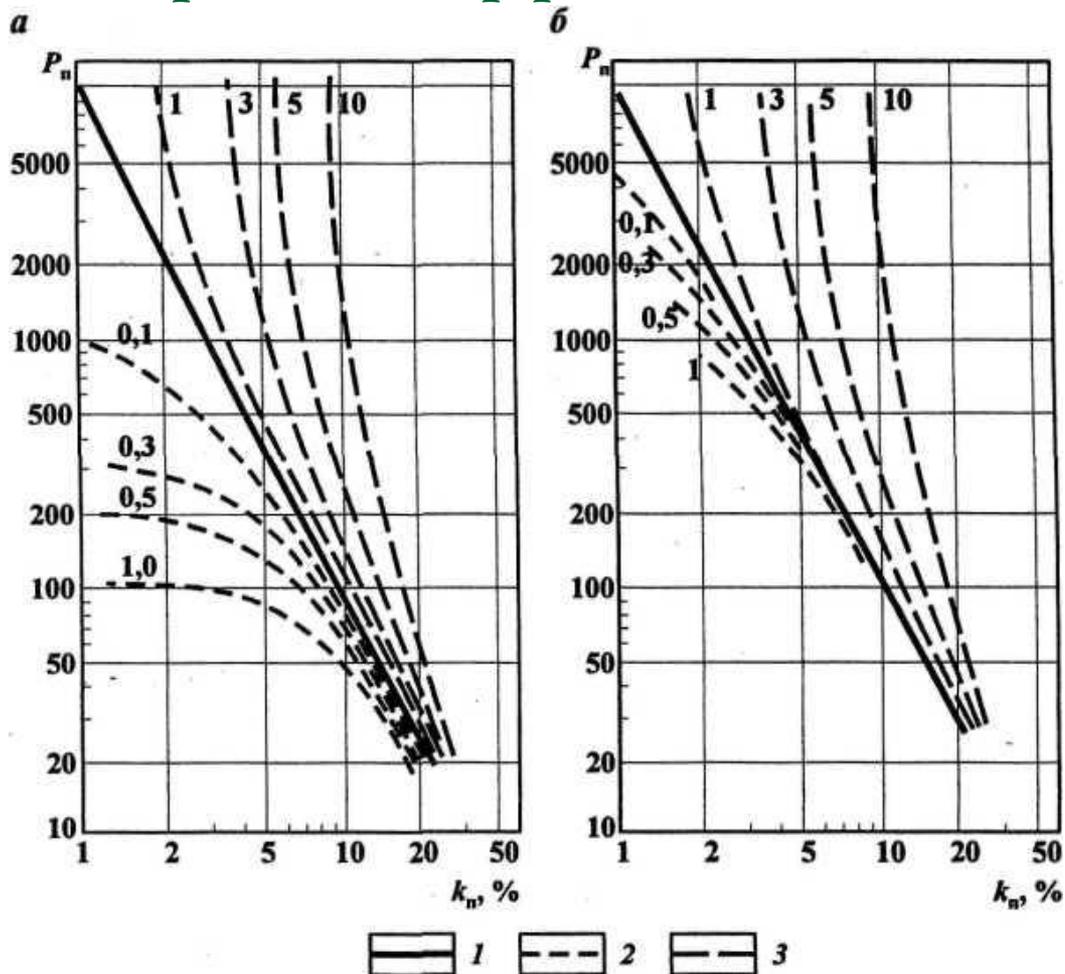
$$\rho_{впт} = P_{пт} \rho_v.$$

- где $P_{пбл}$ - параметр пористости блоков, рассчитываемый по формуле $K_{пбл} = K_{пмз}$ для заданной межзерновой пористости блоков
- A - коэффициент, величина которого зависит от ориентации трещин относительно направления, в котором измеряется удельное сопротивление.

Значения коэффициента A для трещинных пород с различными направлениями трещиноватости [3]

| Модель | Характеристика модели трещинно-межзерновой породы | A |
|----------|--|-----|
| <i>a</i> | Все трещины расположены перпендикулярно к направлению измерения $\rho_{впт} = \rho_{впбл}$ | 0 |
| <i>б</i> | Все трещины расположены параллельно к направлению измерения $\rho_{впт}$ | 1 |
| <i>в</i> | Трещины образуют две системы, величина $k_{пт}$ разделена между ними поровну; одна система ориентирована параллельно измерению $\rho_{впт}$, другая – перпендикулярно | 1/2 |
| <i>г</i> | Трещины образуют три взаимно перпендикулярные системы с распределением между ними значения $k_{пт}$ равными долями | 2/3 |

Зависимости параметра пористости трещинных и кавернозных пород от коэффициента общей пористости



а - все поры заполнены пластовой водой p_c ; б - трещины и каверны заполнены водой $P_f = 10 P_v$, а межзерновые поры - водой P_v ; кривые для коллекторов:

1 - межзерновых, 2 - трещинных (шифр кривых - k_{em}), 3 - кавернозных (шифр кривых - $K_{пк}$)

УДЕЛЬНОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПОРОД И ЕГО ОЦЕНКА ДЛЯ ЗАДАННЫХ ТИПОВ КОЛЛЕКТОРОВ

- В породах-коллекторах часть объема пор может быть насыщена нефтью или газом. Поскольку нефть и газ практически не проводят электрический ток, удельное сопротивление нефтегазонасыщенной породы $\rho_{нп}$ возрастает в P_n раз по сравнению с ее удельным сопротивлением при полной водонасыщенности $\rho_{вп}$:

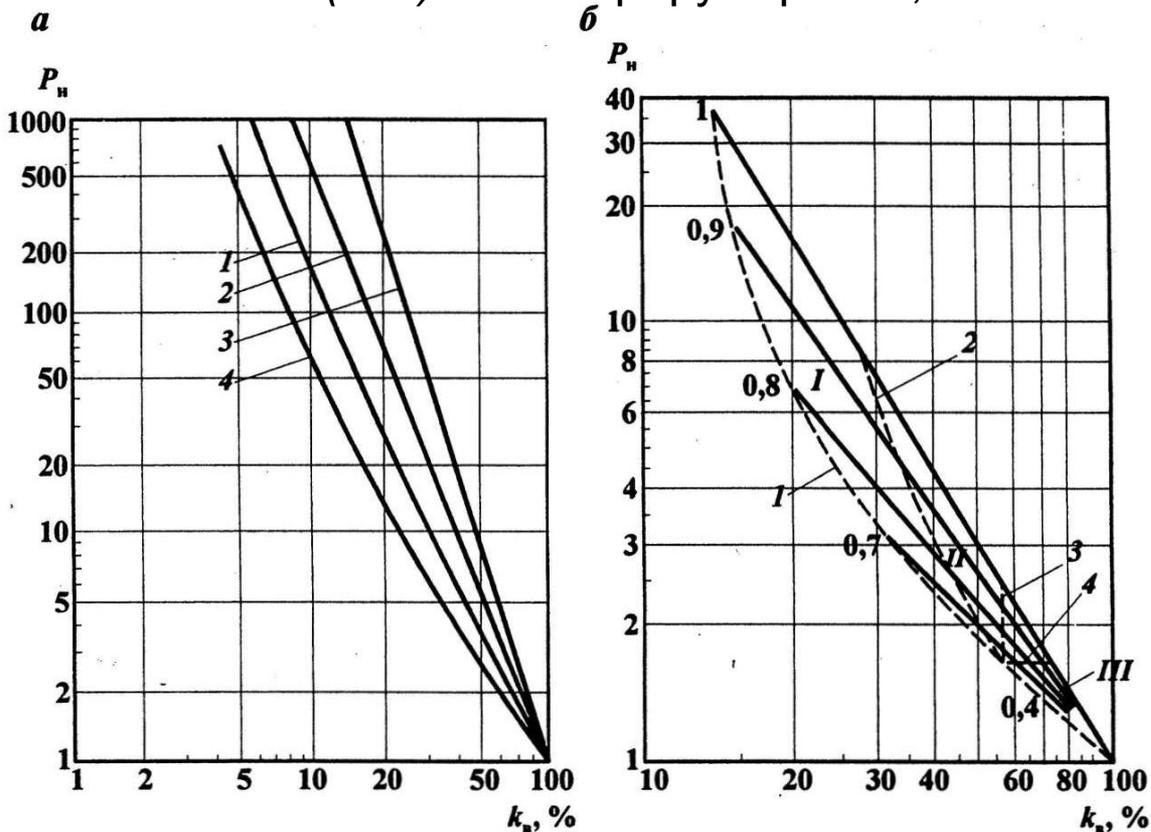
$$P_n = \rho_{нп} / \rho_{вп}; P_{нп} = P_n \rho_{вп}.$$

- Величину P_n называют параметром насыщения. Он связан с коэффициентом водонасыщенности породы k_v соотношением

$$P_n = a_n / k_v^n,$$

где a_n и n - эмпирические постоянные, величины которых зависят от структуры порового пространства, глинистости пород и избирательной смачиваемости поверхности пор водой и углеводородами.

Усредненные связи параметра насыщения $P_{нг}$ с $K_{в}$ ($K_{нг}$) иллюстрирует рис. 7, а.



Пример. Оценить удельное сопротивление нефтенасыщенного коллектора, представленного кварцевым среднесцементированным песчаником с пористостью 24 %, если удельное сопротивление поровой воды 0,05 Омм, а коэффициент нефтенасыщенности изменяется от 70 до 93 %.

Коллектор гидрофильный. При $K_{н} = 70-93\%$ имеем $P_{в} = 9-230$ (см. рис. 7, а), откуда $P_{нп} = P_{н} P_{п} P_{в} = (9-230) 150,05 = 6,74-172$ Омм.

Рис. 7. Зависимости параметра насыщения $P_{н} = \rho_{нп}/\rho_{вп}$ от коэффициента водонасыщения $k_{в}$ порового пространства:

а - кривые для коллекторов: 1 - гидрофильных, 2, 3 - слабогидрофобных и гидрофобных песчано-глинистых соответственно; 4 - карбонатных; б - кривые для разных показателей глинистости $\alpha_{СП}$ (шифр кривых): 1 - $P_{н.пр} = f(k_{в.св})$, 2 - $P_{н}^* = f(k_{в}^*)$, 3 - $P_{н.кр} = f(k_{в.кр})$, 4 - $P_{н}^{**} = f(k_{в}^{**})$; I - III - области соответственно однофазного (нефть), двухфазного (нефть с водой) и однофазного (вода) течения жидкости

Пример . По данным комплекса диаграмм, приведенных на рис., определить границы пластов, выделить коллекторы, глины и плотные пласты.

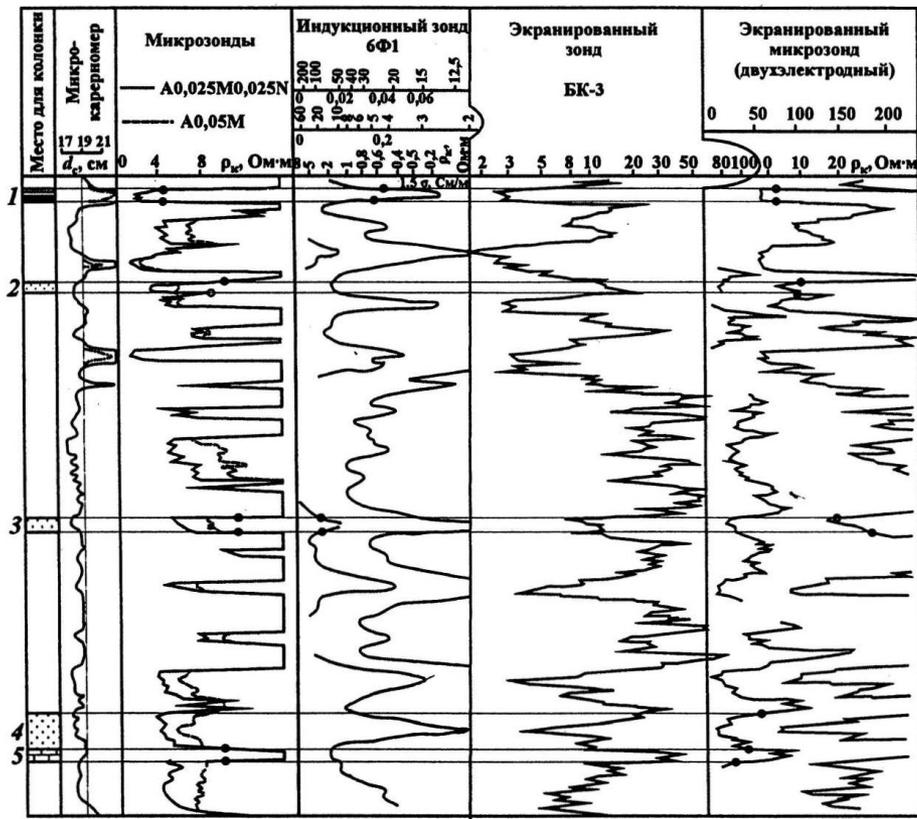


Рис. 15. Комплекс диаграмм, зарегистрированных фокусированными зондами и микрозондами в сложнопостроенном карбонатном разрезе. Пласты: 1 – глина; 2–4 – коллекторы с межзерновой пористостью; 5 – плотная порода

Используя диаграммы комплекса фокусированных зондов и микрозонда, выделяем плотный пласт по максимуму кажущегося сопротивления и минимальной электропроводности (пласт 5). Находим пласт глины с каверной по минимальному r_k (пласт 1) и пласты-коллекторы, для которых $r_{kpmz} > R_{kгмз}$ (пласты 2-4). Отмечаем, что коллекторы обладают разными характеристиками кажущегося сопротивления по данным индукционного 6Ф1, экранированного (БК-3) и микроэкранированного (МК) зондов. Обратим внимание на особенности разреза: малые толщины пластов, большой диапазон изменения сопротивления в них, практическое отсутствие однородных пластов. Разрез относится по типу к сложнопостроенным. В связи с этими особенностями изучать характеристики пластов-коллекторов необходимо только с помощью комплекса фокусированных зондов.

МЕТОД ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ

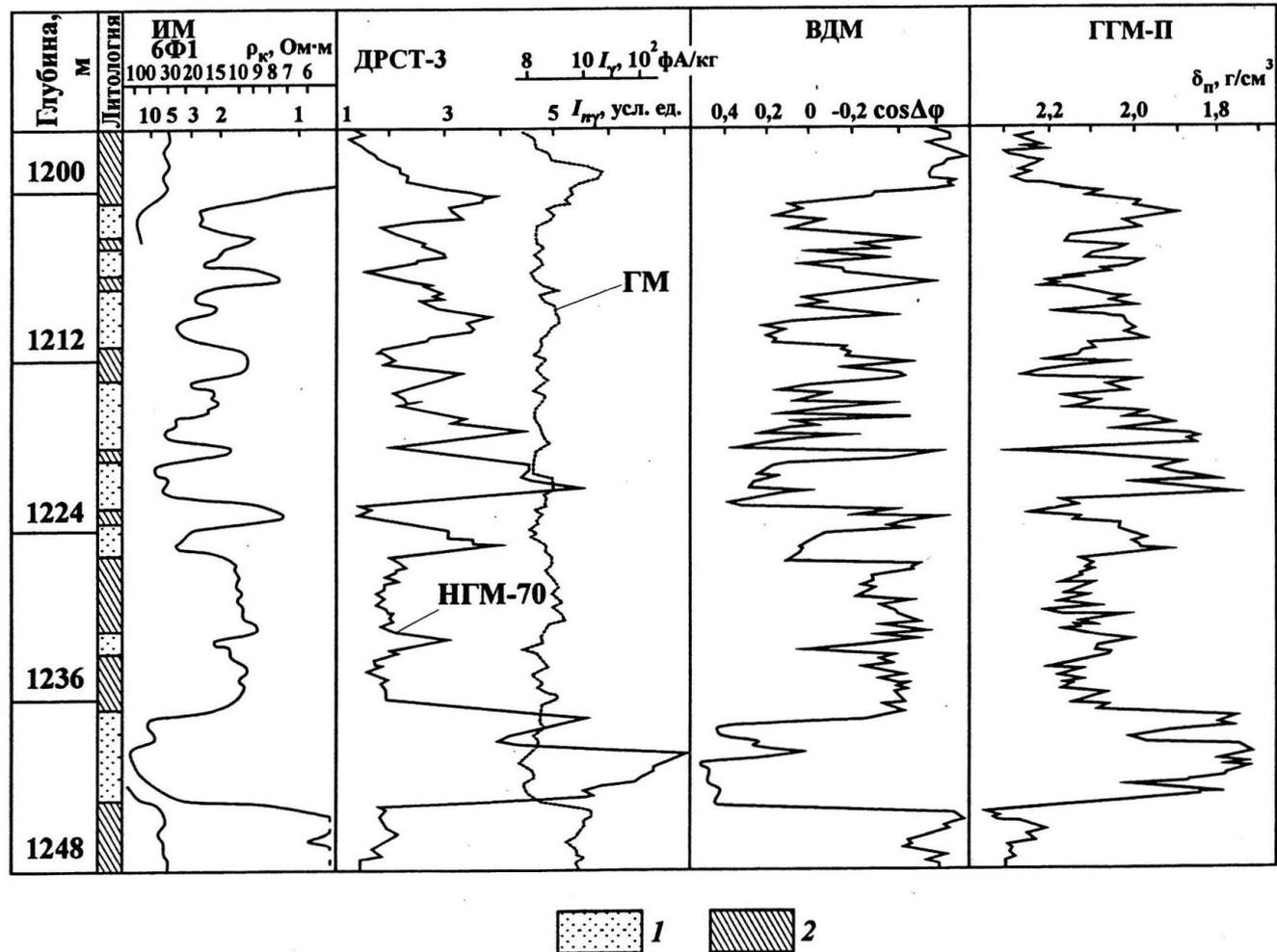
- Диэлектрическая проницаемость ϵ наряду с удельным электрическим сопротивлением ρ и магнитной проницаемостью μ является физическим свойством породы, определяющим характер электромагнитного поля.
- Абсолютная диэлектрическая проницаемость определяется соотношением $\epsilon_a = D/E$, показывающим, во сколько раз напряженность электрического поля E в данном диэлектрике меньше напряженности поля индукции D в вакууме.
- Чаще пользуются не абсолютной ϵ_a , а относительной диэлектрической проницаемостью $\epsilon = \epsilon_a / \epsilon_0$, характеризующей отношение величины ϵ_a данной среды к значению ϵ_0 абсолютной диэлектрической проницаемости в вакууме.
- Значение ϵ всегда больше единицы вследствие поляризации диэлектрика в электрическом поле. Для большинства минералов осадочных пород типична поляризация смещения ($\epsilon = 4-10$).
- Ориентационная поляризация характерна для воды ($\epsilon = 81$) и нефти ($\epsilon = 2-3$). Величина ϵ осадочных пород определяется в основном их влажностью w , возрастая с увеличением w , поскольку значение ϵ для воды на порядок выше, чем для минерального скелета.
- Для мономинеральной полностью водонасыщенной осадочной породы

$$\epsilon_{вп} = k_{п} \epsilon_{в} + (1 - k_{п}) \epsilon_{ск},$$

Петрофизические основы метода диэлектрической проницаемости

- определяют возможности при решении задач:
- 1) разделения коллекторов на продуктивные и водоносные при незначительной их глинистости;
- 2) дифференциации разреза, представленного слабоглинистыми и неглинистыми продуктивными коллекторами, по пористости;
- 3) литологического расчленения терригенного разреза в его продуктивной или водоносной части по глинистости.

Пример использования волнового диэлектрического метода для изучения терригенного разреза



1 - коллектор; 2 - неколлектор

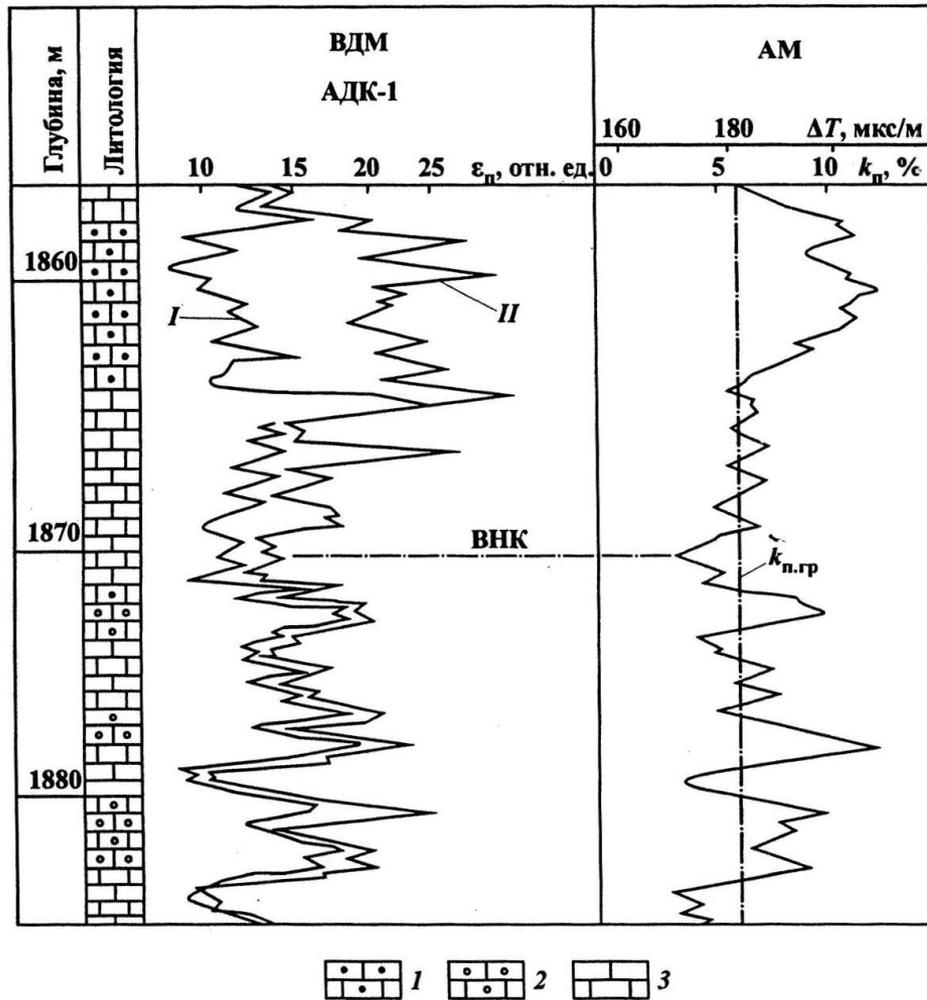


Рис. 47. Пример использования волнового диэлектрического метода для изучения коллекторов в карбонатном разрезе со сменой промывочной жидкости:

I, II – кривые ВДМ, полученные соответственно при заполнении скважины РНО и после замены РНО на РВО; *1* – нефтенасыщенные коллекторы; *2* – водонасыщенные коллекторы; *3* – преимущественно плотные породы

На диаграммах собственной поляризации СП

- На диаграммах собственной поляризации, записанных в скважинах, против границ пластов отмечается плавное изменение потенциалов без резких скачков.
- Это объясняется тем, что двойные электрические слои, образующие статические амплитуды СП - ΔE , распределены в проводящем пространстве и являются источниками тока СП - $I_{сп}$, текущего вблизи границ раздела пластов.



Статическая аномалия СП

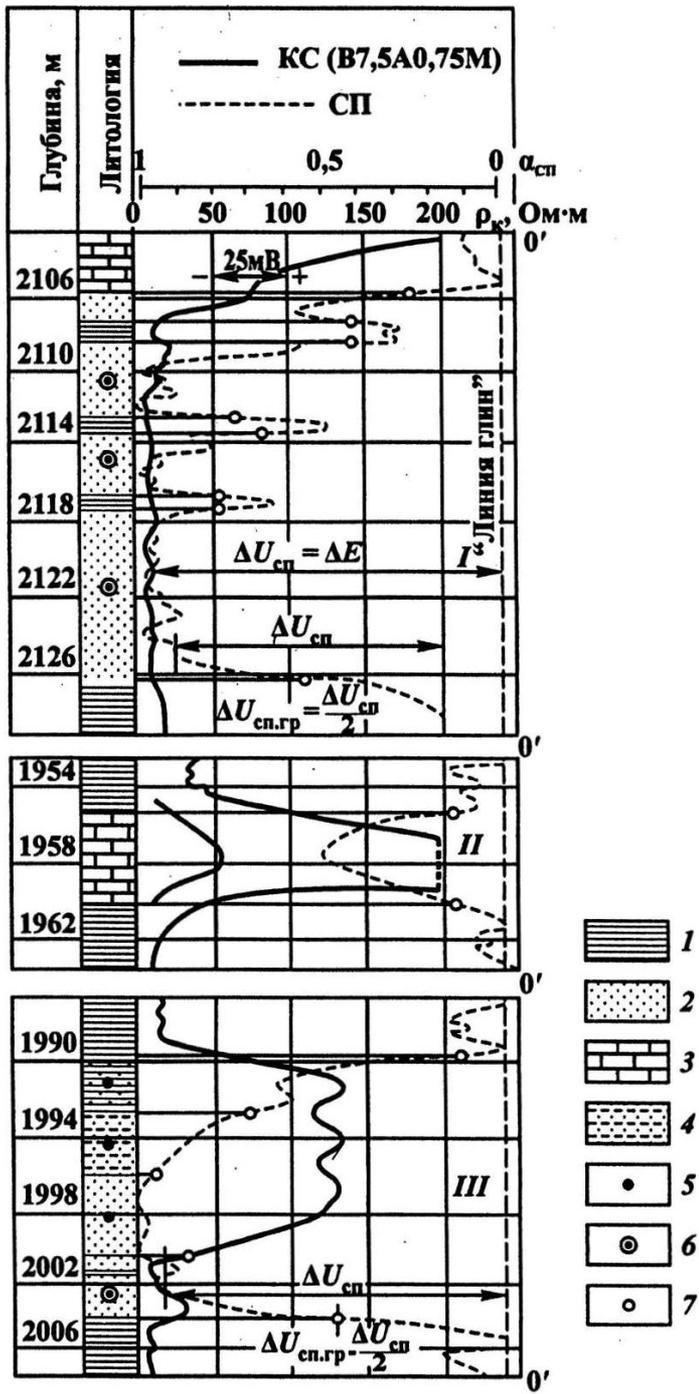
- определяется произведением силы тока $I_{СП}$, текущего по замкнутой цепи, последовательно включающей пласты песчаника сопротивлением $R_{п}$, вмещающих глин сопротивлением $R_{ВМ}$ и скважины сопротивлением $R_{СК}$

$$\begin{aligned}\Delta E &= I_{СП}(R_{СКВ} + R_{п} + R_{ВМ}) = I_{СП}R_{СКВ} + I_{СП}(R_{п} + R_{ВМ}) = \\ &= \Delta U_{СП} + I_{СП}(R_{п} + R_{ВМ}).\end{aligned}$$

- Регистрируемая аномалия СП определяется произведением силы тока и сопротивления скважины $\Delta U_{СП} = I_{СП}R_{СКВ}$

Первичная интерпретация диаграмм СП

- сводится к определению границ и оценке литологической характеристики пластов. Чаще всего интерпретация диаграмм СП ведется в комплексе с данными других электрических методов.
- Когда среда по сопротивлению близка к однородной, точки кривой СП, соответствующие границам пластов, определяются амплитудой $\Delta U_{СП} \approx \Delta E,$
- Следовательно, для нахождения границ пласта большой мощности невысокого сопротивления, достаточно разделить ветви аномалии СП в кровле и подошве пласта пополам и против точек, где найти границы пласта. $\Delta U_{гб} = \Delta \dot{E}/2.$
- Для пластов ограниченной толщины высокого сопротивления при $r_p = r_{вм}$ или $r_{зп} > r_p$ определение толщины и границ пластов следует производить по палеткам.



Литологическая характеристика пласта может быть определена в результате комплексной интерпретации диаграмм СП и КС по характерным признакам.

Пример совместной интерпретации диаграмм СП и КС по участкам разреза скважины (терригенио-карбонатный

1 - глина; 2 - песчаник; 3 - известняк; 4 - глинистый песчаник; 5 - нефть; 6 - вода; 7 - точки перегиба кривой

- При постоянстве минерализации и химического состава пластовых вод

$$\Delta U_{СП} \approx \Delta E = -k_{СП} \lg(\rho_{\phi}/\rho_{в}) \quad \lg(\rho_{\phi}/\rho_{в}) = \text{const}$$

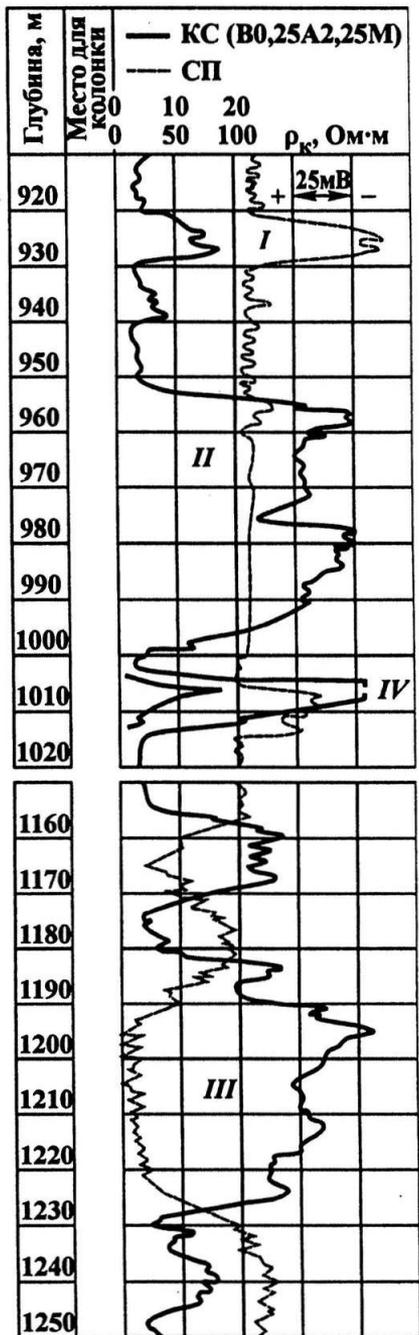
- Если раствор в скважине однороден, и амплитуда аномалии СП против пласта будет зависеть только от адсорбционной способности и распределения глинистого материала в объеме пород.
- Литологическая характеристика пласта может быть определена в результате комплексной интерпретации диаграмм СП и КС по характерным признакам.
- Пользуясь таким простейшим определителем, следует помнить, что в нем даны характеристики только наиболее ясно выраженных типов пород.
- В разрезах же могут быть встречены литологические разности с промежуточными физическими свойствами, которые будут характеризоваться также промежуточными величинами ρ_k и $U_{СП}$

- При переменной минерализации пластовых вод амплитуда СП будет зависеть от $\lg(\rho_{\phi}/\rho_{в})$.
- Для пластов чистых песчаников большой толщины при $\rho_{\phi} > \rho_{в}$ амплитуда $\Delta U_{СП} < 0$;
- а при $\rho_{\phi} = \rho_{в}$ $\Delta U_{СП} = 0$.
- . Если, кроме того, изменяется еще и адсорбционная способность (глинистость) песчаников, то качественная интерпретация диаграмм СП без учета данных других методов затруднена.

- Количественная интерпретация диаграмм СП заключается в определении статической амплитуды ΔE по величине наблюдаемой амплитуды $\Delta U_{сп}$
- В пластах ограниченной толщины и особенно при высоком их сопротивлении

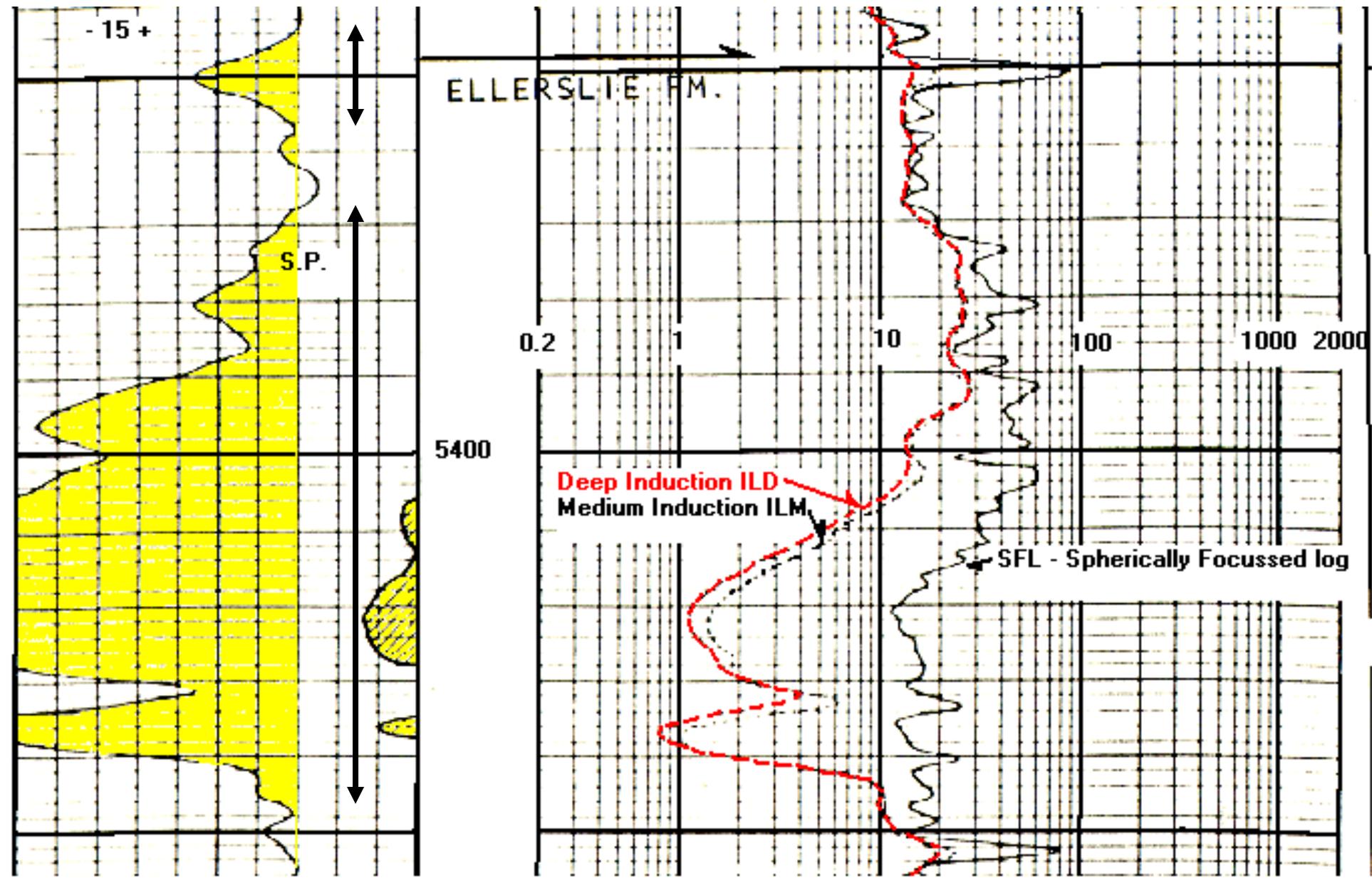
$$\Delta U_{сп} < \Delta E.$$

- В общем случае неоднородной среды $\Delta U_{сп}/\Delta E = \nu_{сп} = f(h/d_c; \rho_{п}/\rho_p; \rho_{вм}/\rho_p; \rho_{зп}/\rho_p; D/d_c)$.



- Диаграммы СП и КС в терригенном разрезе:
 $\rho_{p18} = 1,76 \text{ Ом}\cdot\text{м}; d_c = 298 \text{ мм}$

Двойной индукционный (Dual Induction) – боковой (SFL) -
ПС (SP) каротажи.



Контрольные вопросы

1. Основные условия и правила интерпретации кривых КС
2. Методика выделения границ пласта потенциал-зондом
3. Методика выделения границ пласта градиент-зондом
4. Какие факторы влияют на искажение кривых КС при выделении границ пластов
5. Методика выделения границ пластов методами индукционного каротажа
6. От каких факторов зависит и для чего используют удельное электрическое сопротивление водоносных пластов.
7. Физические основы и применения Метода Диэлектрической Проницаемости
8. Какие факторы необходимо учитывать при интерпретации диаграмм СП
9. Основные задачи решаемые методом СП
10. Почему важно проводить комплексную интерпретацию методов электрического каротажа