

Интерпретация данных ГИС

Содержание

ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

РАСЧЛЕНЕНИЕ ПРОДУКТИВНОЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ

КАЧЕСТВЕННАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ

Петрофизические свойства горных пород

Петрофизика – наука, изучающая физические свойства горных пород и насыщающих их флюидов. Объект изучения – образцы горных пород и пробы флюидов.

Оценка свойств пласта - количественная характеристика физических свойств геологического объекта, способного аккумулировать углеводороды

Какие данные геофизических исследований скважин важны для инженера – нефтяника ?

- Наличие пласта-коллектора
- Толщина (мощность) продуктивной части пласта
- Пористость
- Водонасыщенность - нефтегазонасыщенность
- Положение контактов флюидов
- Проницаемость

На какие вопросы может дать ответ такая информация ?

- Присутствует ли продуктивный пласт (группа пластов) в разрезе скважины ?**
- Сколько полезного продукта – нефти или газа – он (они) могут содержать ?**
- Сколько полезного продукта можно извлечь из пласта (пластов) при эксплуатации ?**
- В каком интервале произвести перфорацию после обсадки скважины ?**

Начальные балансовые запасы

$$V_{нефти} = C1 \cdot \phi(1 - S_w) \cdot h \cdot A$$

$$V_{газа} = C2 \cdot \phi(1 - S_w) \cdot h \cdot A$$

Где:

ϕ (доли) - пористость пласта

S_w (доли) - водонасыщенность

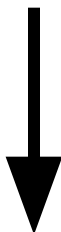
$\phi(1 - S_w)$ – часть объема пласта, содержащая углеводороды

h (метры) - толщина продуктивной части пласта

A (км²) – зона охвата (дренирования)

Способы получения информации о физических свойствах

Горная порода

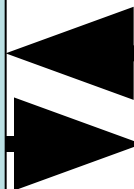


**КЕРН
СКВАЖИН**

Геологическая
формация (пласт)

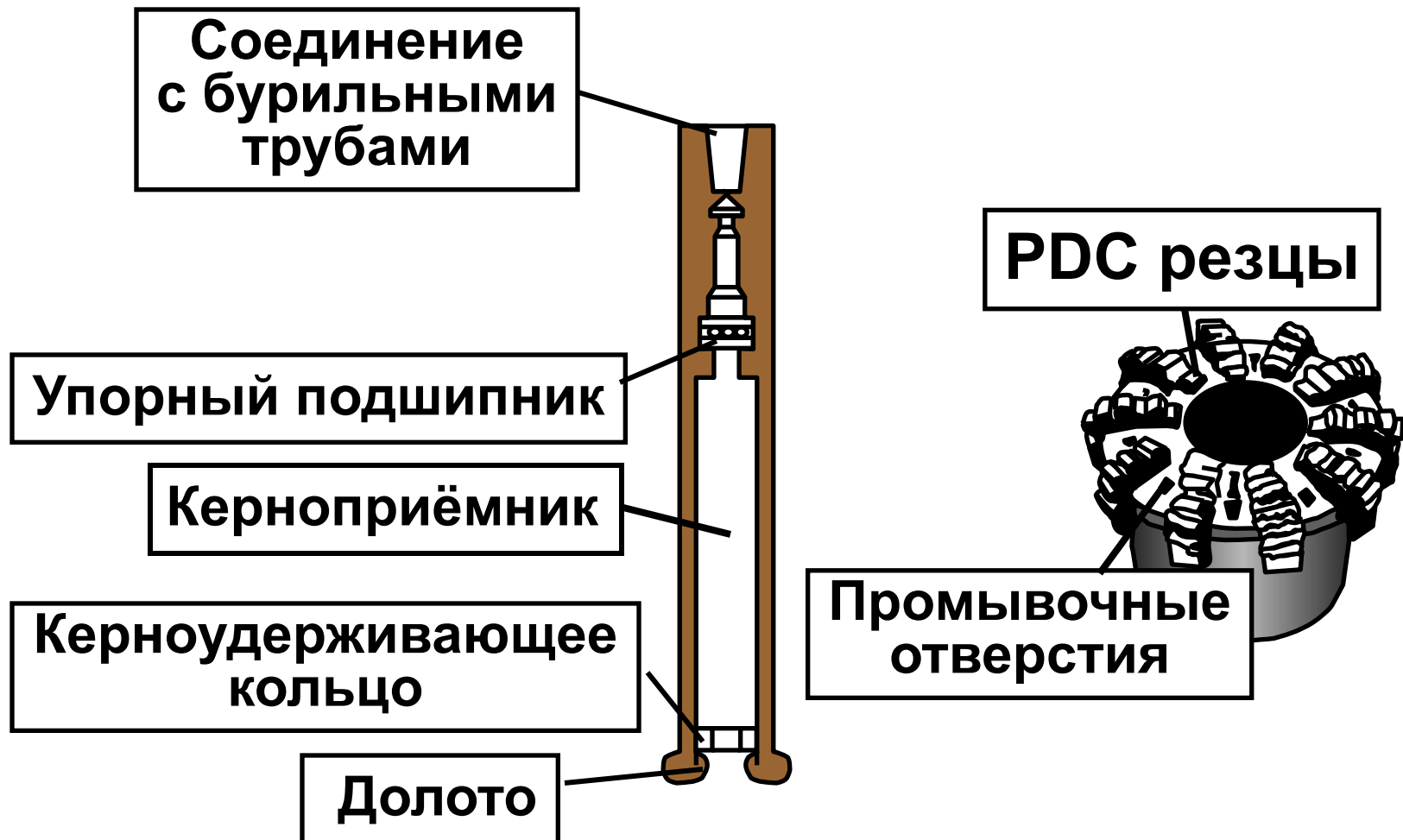


**ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ
ИССЛЕДОВАНИЯ
СКВАЖИН**

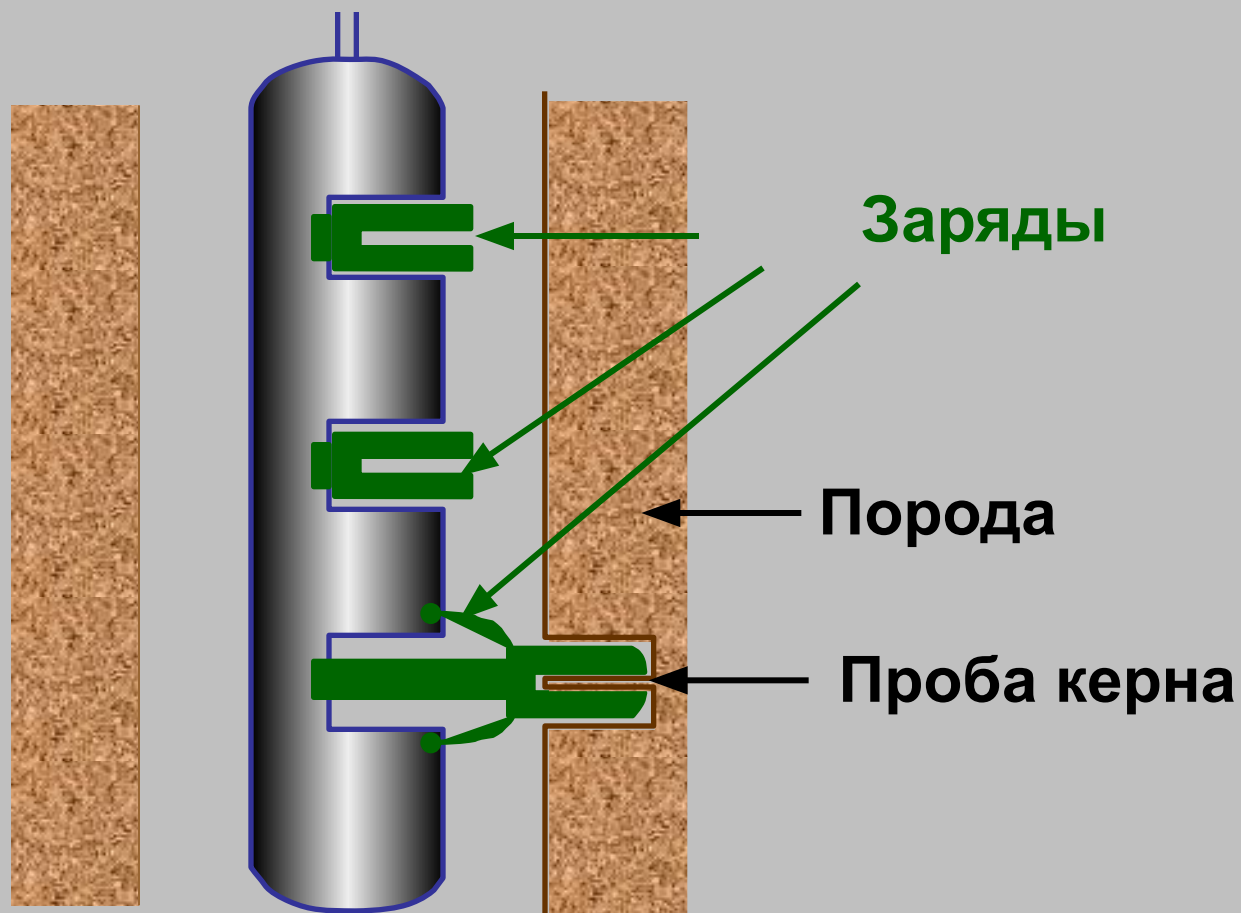


Отбор образцов керна

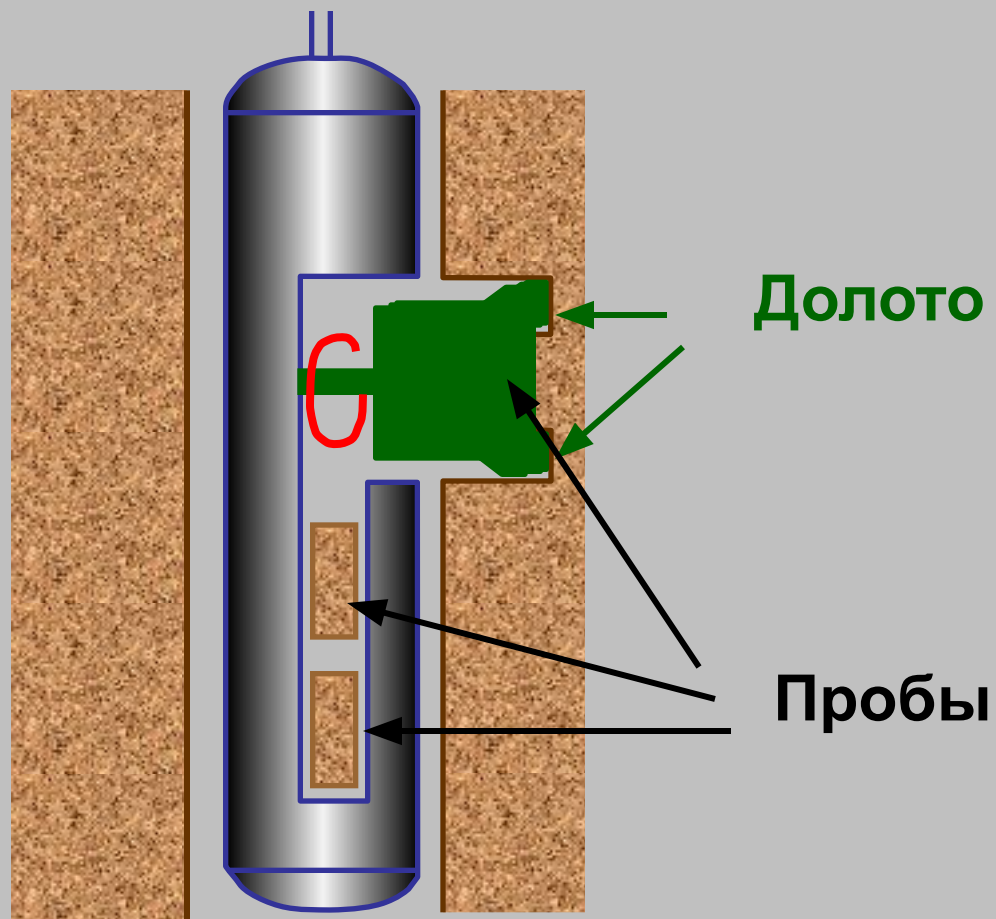
(Керноотборник – coring assembly and core bit)



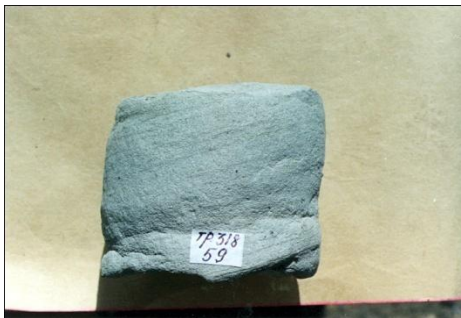
Боковой стреляющий грунтонос



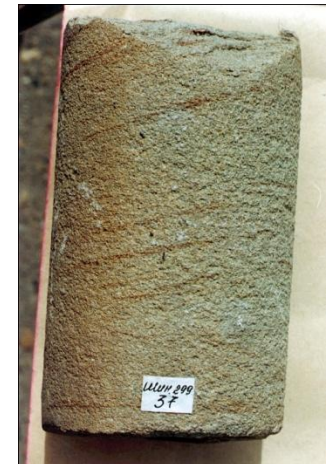
Боковой сверлящий грунтонос



Образцы керна



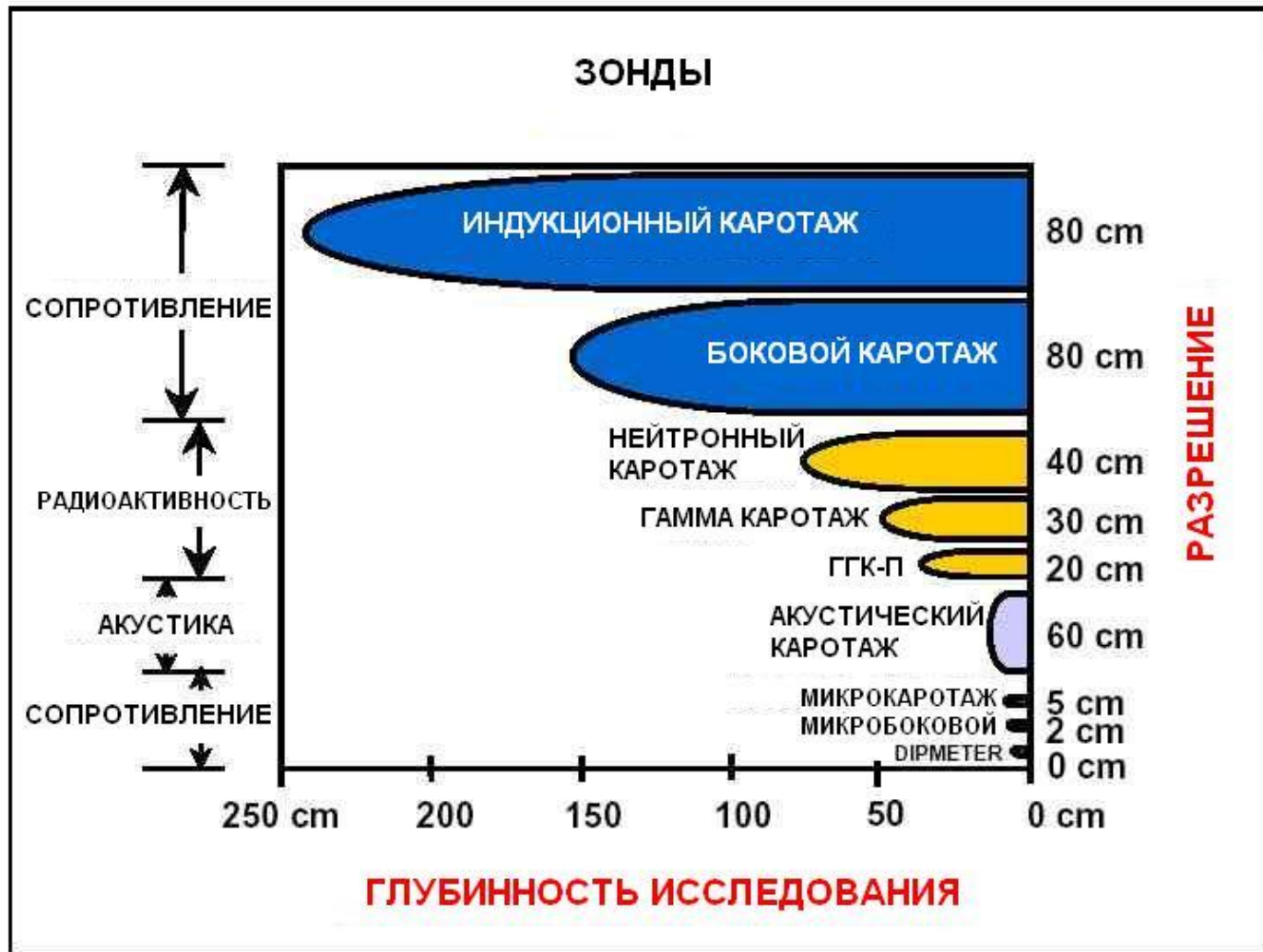
Отбор образцов керна для лабораторных исследований с выпиливанием цилиндров осуществляется с шагом 0.25 – 0.3 м по всему интервалу проходки



Каротаж и исследования керна обеспечивают информацию о:

- глубине залегания пластов**
- толщине (мощности) пластов**
- температуре**
- пластовом давлении**
- типах пород, слагающих пласты (глина, песчаник, известняк, доломит)**
- условиях залегания горных пород (азимут и угол падения)**
- наличии нефти или газа**
- фильтрационно-емкостных свойствах пород**
- насыщенности пород**
- положении контактов флюидов**

Разрешающая способность методов (зарубежные данные)



Соотношение масштабов изучения физических свойств отдельных типов пород и геологической формации



Сравнительная характеристика данных по керну и ГИС

Керн	ГИС
1. Детальная литолого-минералогическая характеристика 2. Точное определение физических и фильтрационно-емкостных параметров отдельных типов пород 3. Точечный отбор и малые размеры образцов 4. Недостаточная представительность для гетерогенных формаций	1. Упрощенная литологическая модель геологического разреза 2. Приближенная оценка физических и фильтрационно-емкостных свойств 3. Непрерывные измерения по всему стволу скважины 4. Оценка объемных параметров геологической формации в целом

Свойства горных пород

Геологическая характеристика

Литолого-минералогический состав

Структура и текстура

Условия осадконакопления

Вторичные изменения

Фильтрационно-емкостные свойства

Пористость

Проницаемость

Флюидонасыщенность

Капиллярное давление

Физические свойства

Плотность

Естественная радиоактивность

Акустические свойства
Электрические
свойства

Геологическая характеристика

Обломочные породы

- Состоят в основном из силикатов SiO_2
- Классифицируются по:
 - Размер зерна
 - Минеральный состав

Карбонатные породы

- Состоят в основном из карбонатных минералов

Известняк (Карбонат кальция, CaCO_3)

Доломит - ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$)

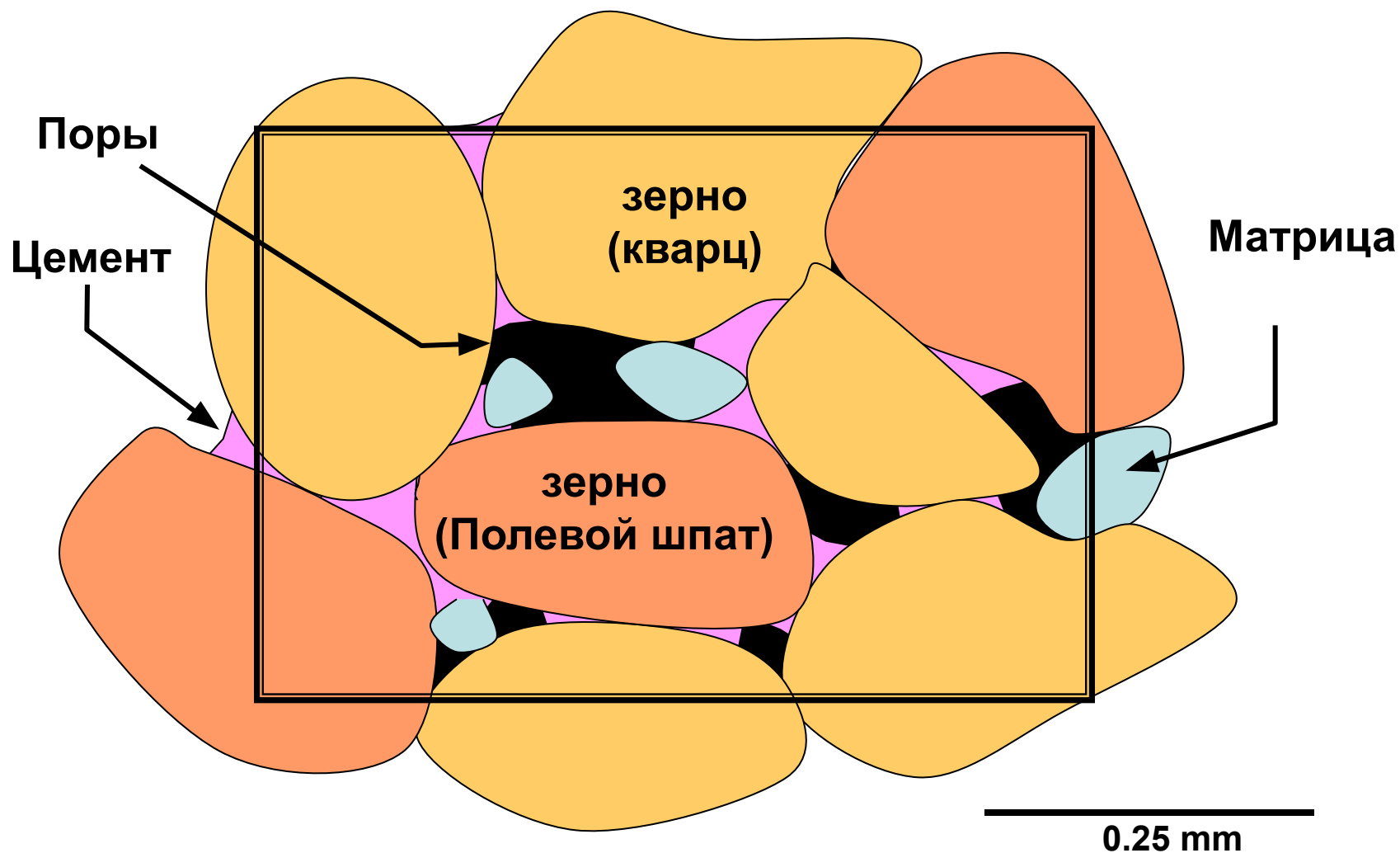
Химический, минералогический состав и плотность матрицы горных пород

Плотность, г/см ³	Минерал	Состав
2.65	Кварц	SiO ₂
2.55 - 2.63	Полевой шпат	(K, Na)(AlSi ₃ O ₈)
2.71 – 3.96	Карбонаты	(Fe)/(Ca, Mg)CO ₃
2.30 - 2.96	Сульфаты (гипс, ангидрит)	(Ca)SO ₄ (2H ₂ O)
2.40 – 2.77 – 3.30	Слюда	K ₂ Al ₄ [Si ₆ Al ₂ O ₂₀](OH,F) ₄

Химический, минералогический состав и плотность флюидов порового пространства

Плотность, г/см³	Минерал	Состав
1.0	Вода пресная	H₂O
1.0 -1.2	Вода соленая	H₂O
0.7 – 0.9	Нефть	C_nH_k
0.001 – 0.004	Газ	CH₄

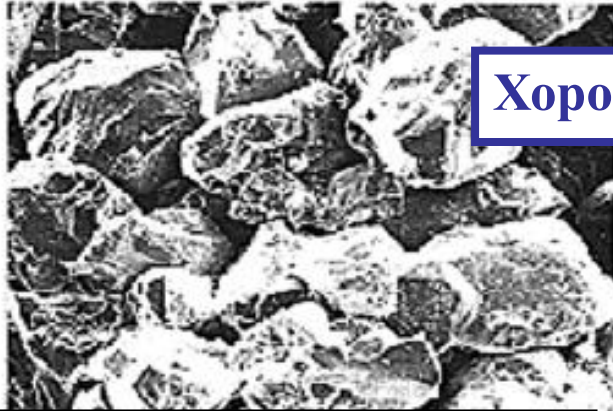
Геологическая характеристика



Структура порового пространства зависит от:

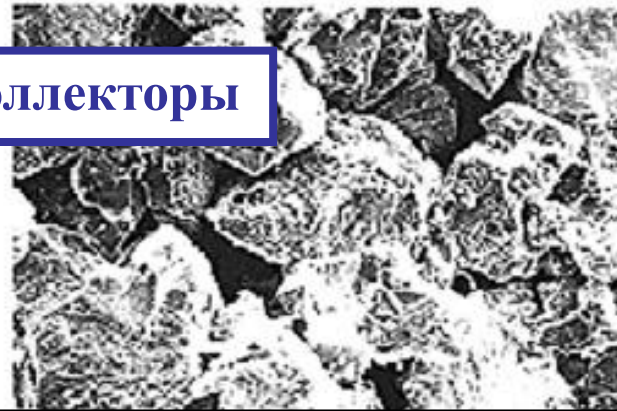
- Сортировки частиц, слагающих горную породу
- Упаковки зерен и формы межзерновых контактов
- Формы и окатанности зерен скелета
- Условий осадконакопления
- Наличия и количества глинистого материала

Влияние глинистости на пористость и проницаемость

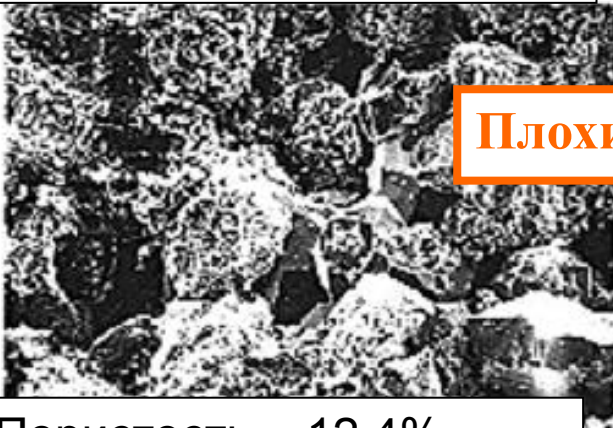


Хорошие коллекторы

Пористость = 12,6%
Проницаемость = 127мДа

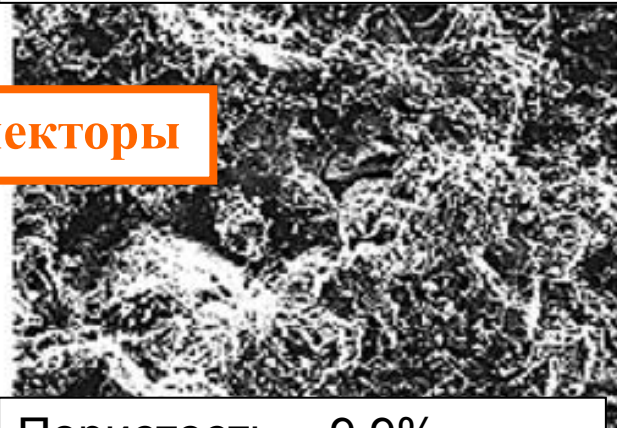


Пористость = 11,0%
Проницаемость = 41,3мДа



Плохие коллекторы

Пористость = 12,4%
Проницаемость = 9,7мДа

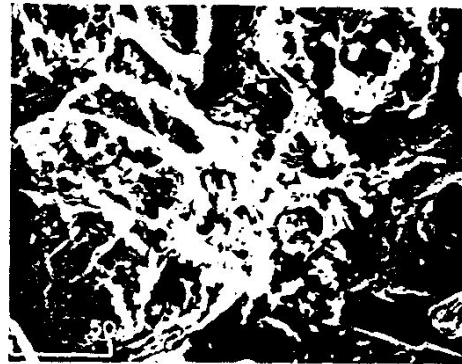
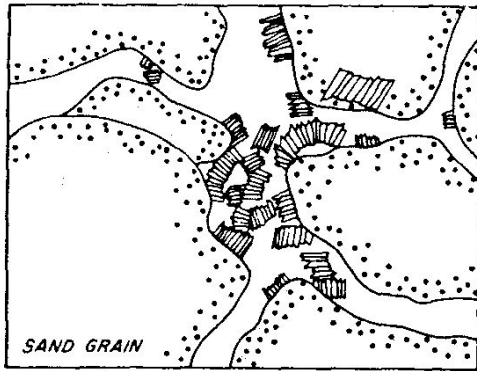


Пористость = 9,9%
Проницаемость = 0,9мДа

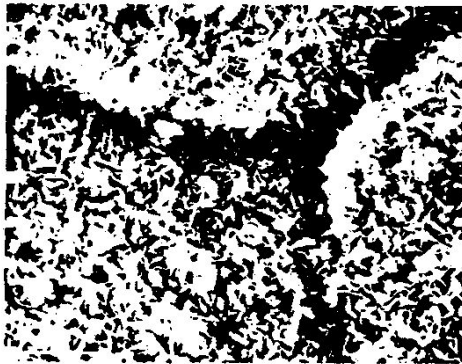
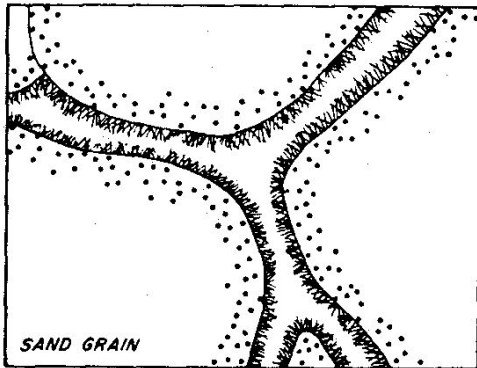
Химический, минералогический состав и физические свойства глинистых минералов

Плотность, г/см ³	Минерал	Состав	СЕС, meg/100g
2.60 - 2.68	Каолинит	$\text{Al}_4[\text{Si}_4\text{O}_{10}](\text{OH})_8$	3-15
2.60 - 3.30	Хлорит	$(\text{Mg}, \text{Fe}^{+2}, \text{Fe}^{+3}, \text{Mn}, \text{Al})_{12}[(\text{Si}, \text{Al})_8 \text{O}_{20}](\text{OH})_{16}$	<10
2.60 - 2.90	Иллит	$\text{K}_{1.5-1.0}\text{Al}_4[\text{Si}_{6.5-7.0}\text{Al}_{1.5-1.0}\text{O}_{20}](\text{OH})_4$	10-40
2.00 – 3.00	Смектит	$(1/2\text{Ca}, \text{Na})_{0.7}(\text{Al}, \text{Mg}, \text{Fe})_4[(\text{Si}, \text{Al})_8 \text{O}_{20}](\text{OH})_4 n\text{H}_2\text{O}$	80-150
2.00 – 2.30	Цеолит	$\text{K}_{x/n}\text{Al}_x\text{Si}_y\text{O}_{2(x+y)} z \text{H}_2\text{O}$	100-500

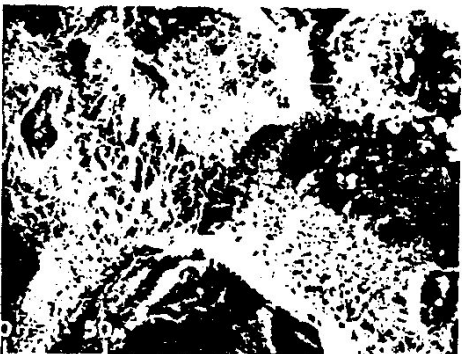
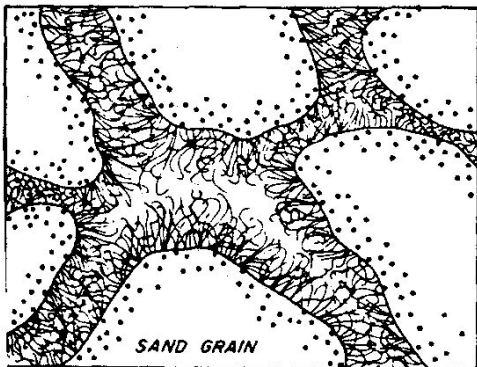
Дискретный - каолинит



Линейчатый - хлорит



Волокнистый - иллит



Агрегаты различных типов глин в поровом пространстве

В зависимости от типа глин заполнение порового пространства происходит по-разному. Наиболее благоприятен дискретный тип (**каолинит**) в отличие от волокнистого (**иллит**), заполняющего поры в виде перемычек между песчаными зернами.

Фильтрационно-емкостные свойства пористость

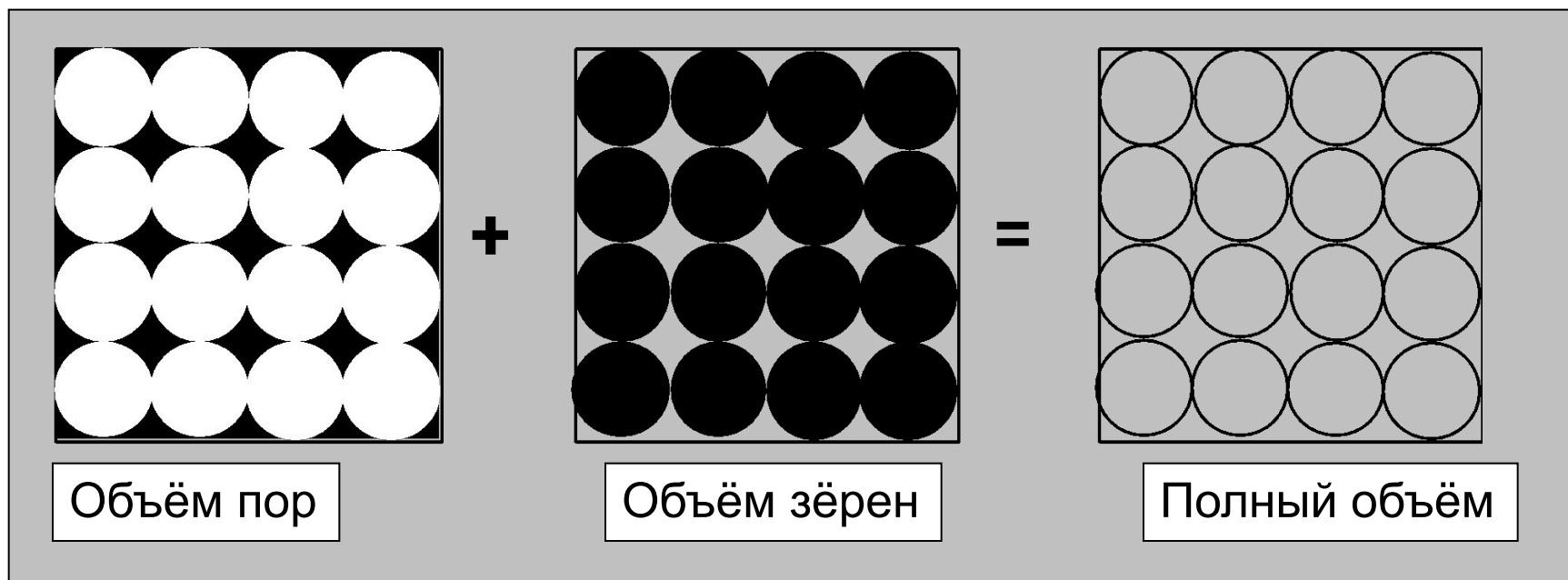
ПОРИСТОСТЬ - степень способности горной породы удерживать флюиды. Она измеряется в процентах от общего объема горной породы.

Выделяют следующие виды пористости:

- *Межзерновая пористость*
- *Трещиноватая пористость*
- *Каверновая пористость*

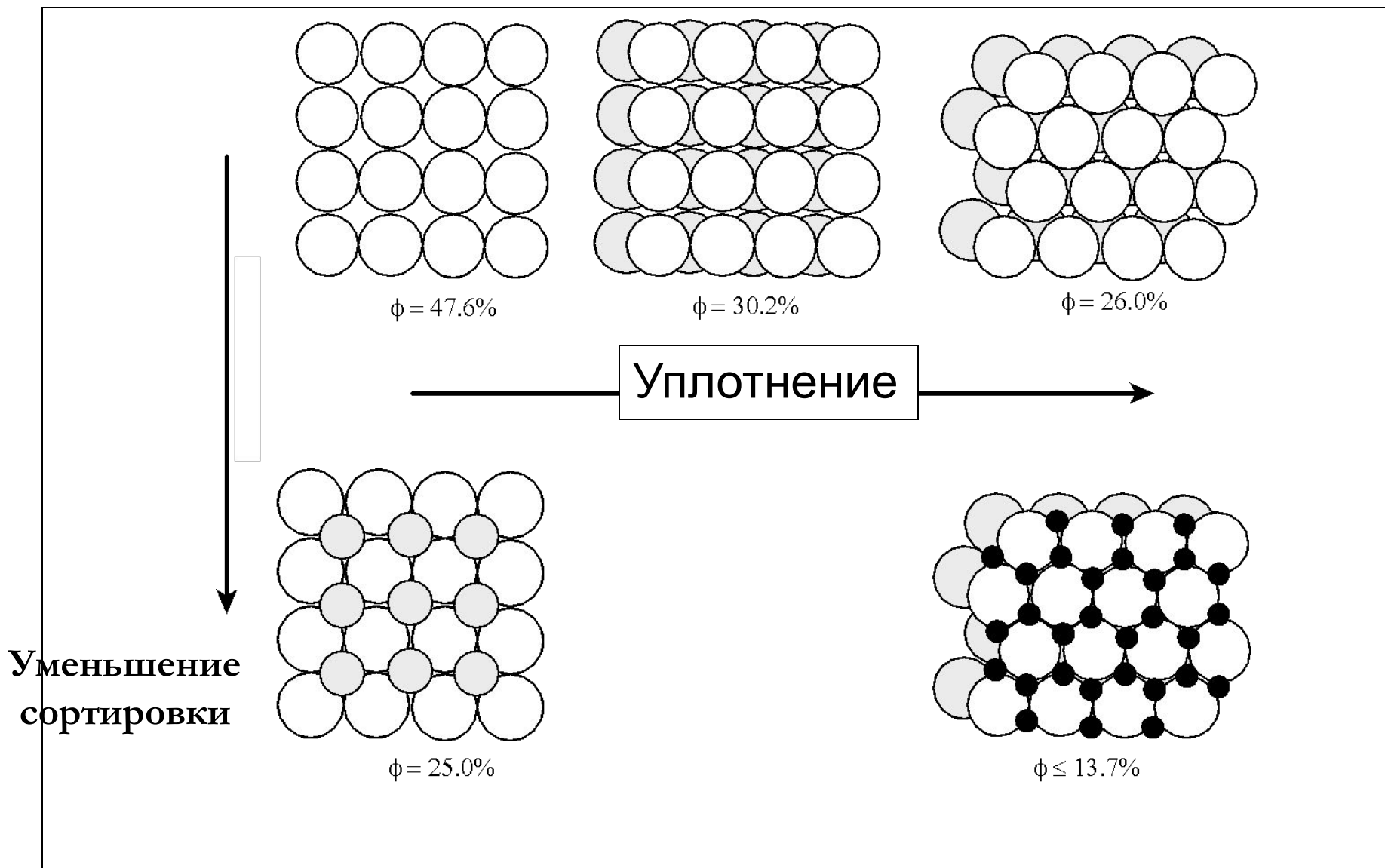
Пористость в песках и песчаниках различается по размеру зерен, их распределению, по форме зерен, типу упаковки, цементации и содержанию глин. Эти параметры контролируют всю геометрию пор и значение пористости.

Пористость в карбонатных породах по значениям может намного больше различаться, чем в песчаниках.



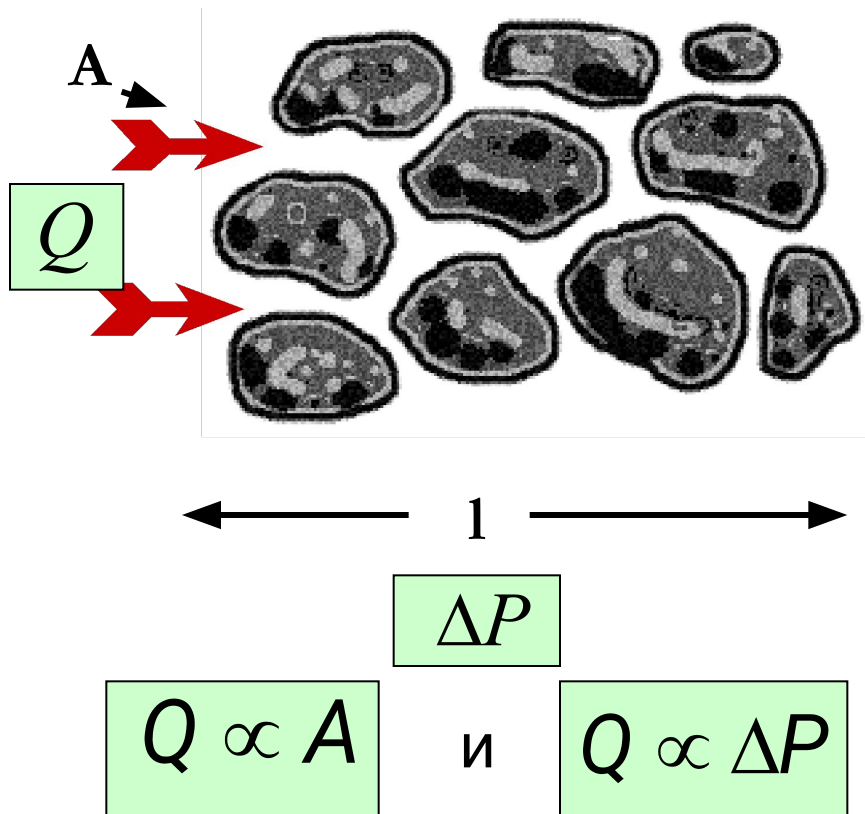
$$\text{Пористость, } \varphi\% = \frac{\text{Объём пор}}{\text{Полный объём}} \times 100$$

пористость



Фильтрационно-емкостные свойства: проницаемость

Проницаемость (K) – свойство пород пропускать через себя жидкости, газы и их смеси при перепаде давлений (мера фильтрационной проводимости)



Закон
Дарси

$$Q = \frac{k \cdot A \cdot \Delta P}{l \cdot \mu}$$

Q	Объемный расход жидкости
ΔP	Перепад давления
A	Площадь сечения
l	Длина пористой среды
μ	Динамическая вязкость

Граничные условия закона Дарси

- Ламинарный поток через пористую среду
- Отсутствие химических реакций между средой и фильтрующимся реагентом
- Однофазное насыщение среды
- Несжимаемая жидкость

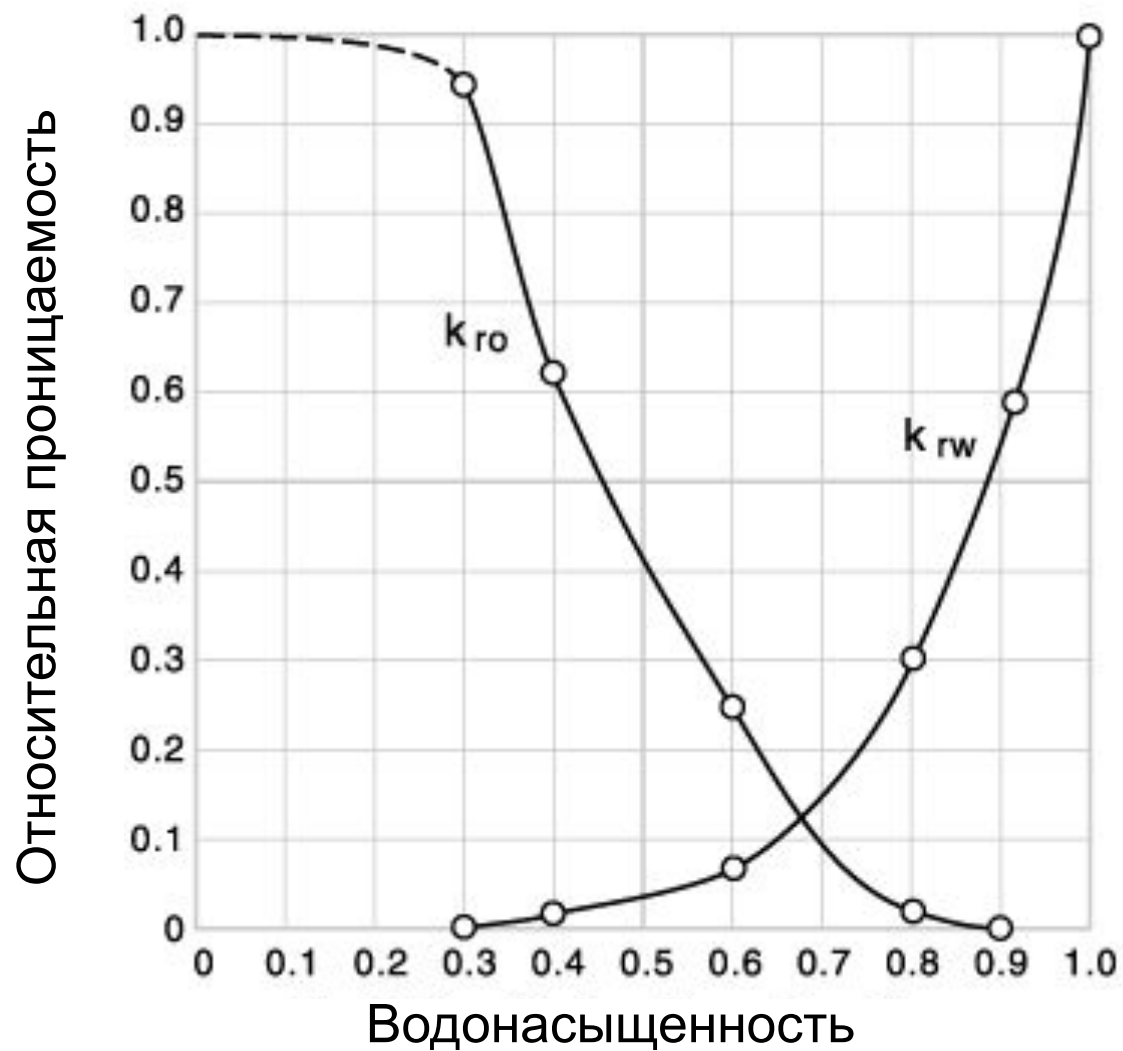
[К] = m^2 , mkm^2 , дарси, миллидарси

Виды проницаемости

- Абсолютная проницаемость – мера проницаемости, не зависящая от типа флюида
- Эффективная (фазовая) проницаемость - проницаемость одного флюида в присутствии одного или большего количества других флюидов
- Относительная проницаемость - отношение эффективной проницаемости при насыщении одним флюидом к абсолютной проницаемости при 100 % насыщении

Фильтрационно-емкостные свойства

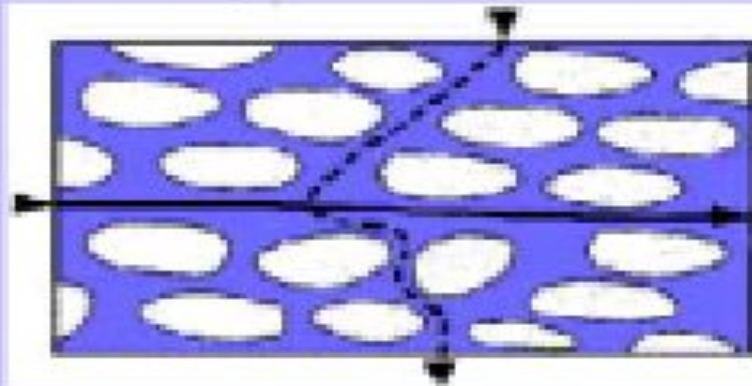
относительная проницаемость



Величина проницаемости связана с формой и размерами частиц скелета и упаковкой их в породе. Проницаемость является ориентированным в пространстве параметром, который можно описать вектором или, более правильно, тензором 2-ого порядка.

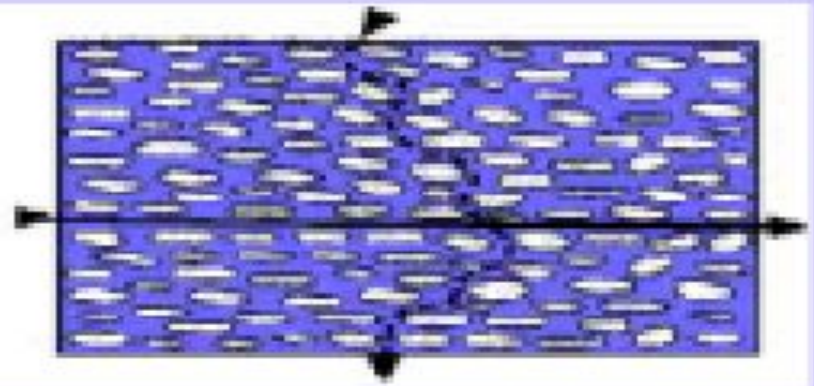
Влияние размера и формы зерен на проницаемость

большие вытянутые зерна



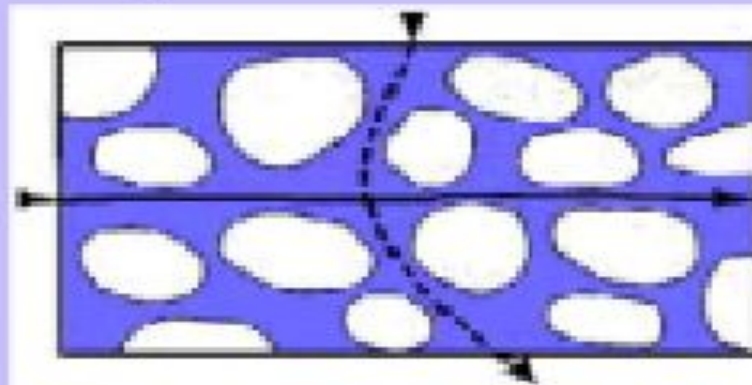
гориз. прон. 2000 мД
верт. прон. 800 мД

маленькие вытянутые зерна



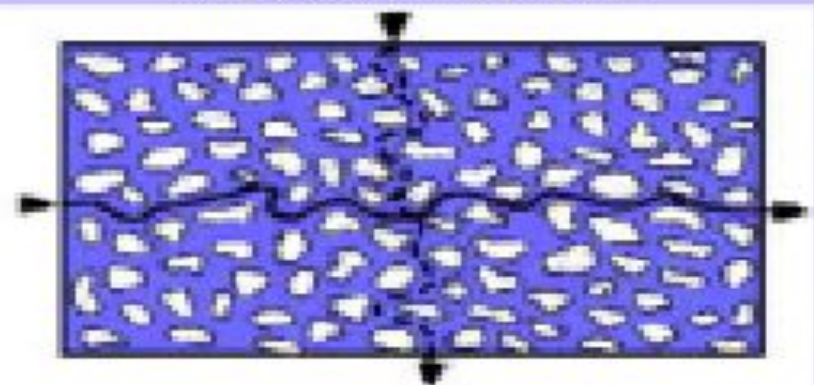
гориз. прон. 800 мД
верт. прон. 50 мД

большие округлые зерна



гориз. прон 2000 мД
верт. прон. 1500 мД

очень маленькие зерна
неправильной формы

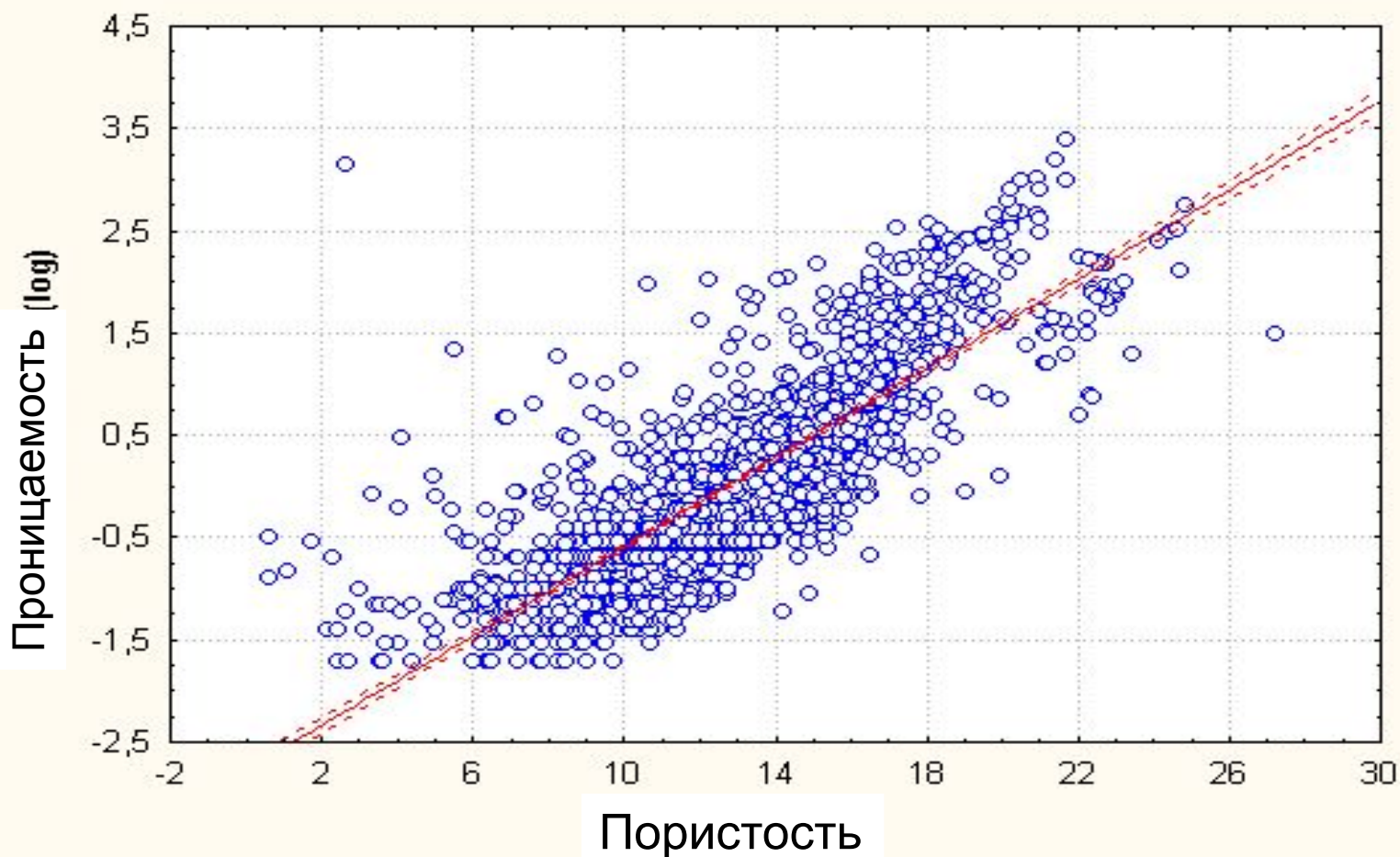


гориз. прон. 150 мД
верт. прон. 15 мД

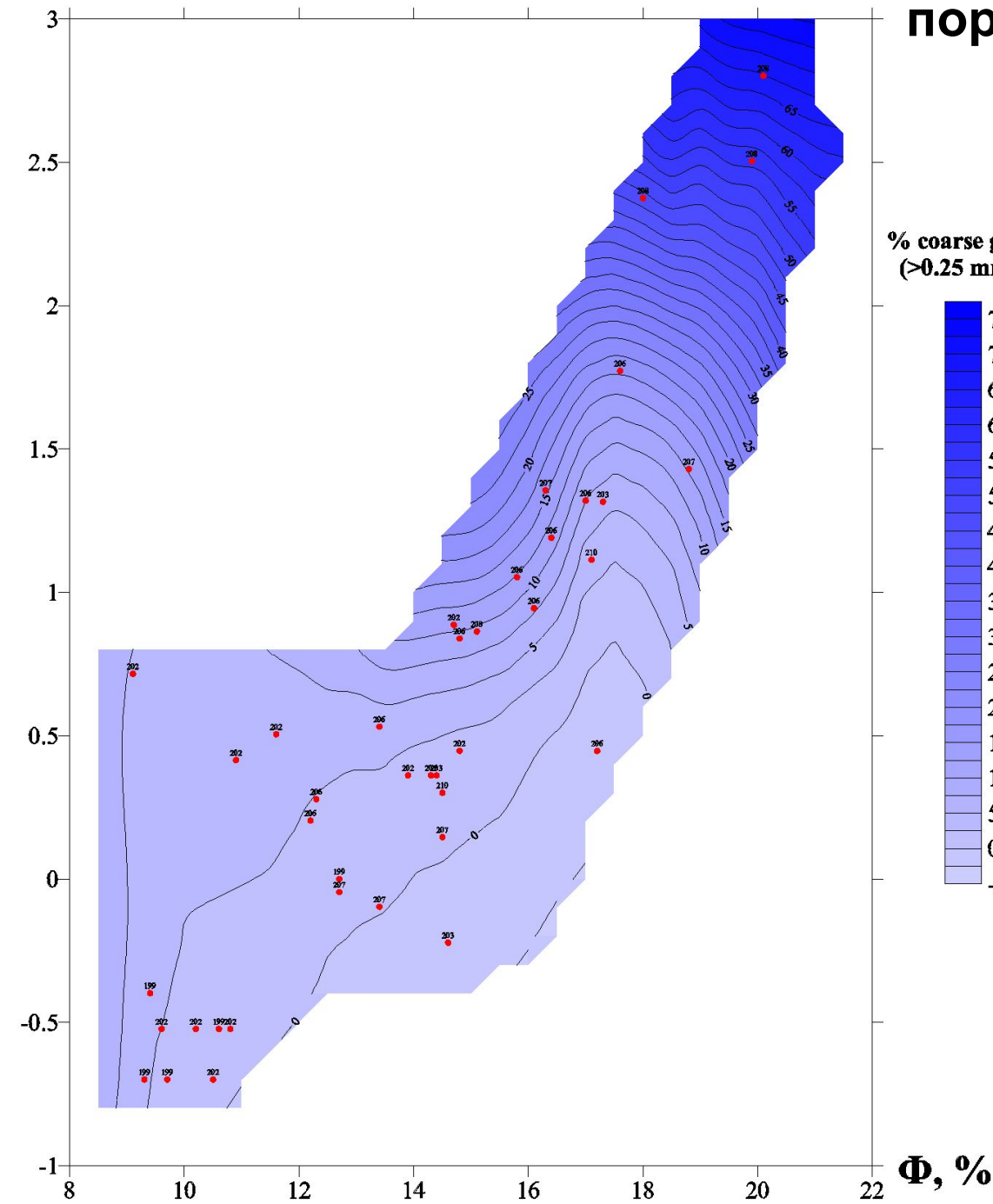
пористость - проницаемость корреляция

$$\text{PERM}(\log) = -2,770 + ,21800 * \text{POR}$$

Correlation: $r = ,81499$

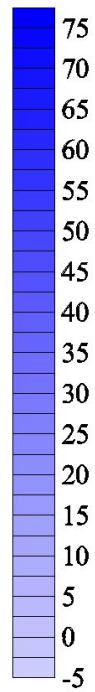


K, mD



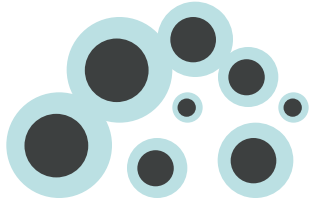
пористость – проницаемость
- корреляция

% coarse grains
(>0.25 mm)



Φ, %

Модель идеального грунта



закон Дарси + закон Пуазейля

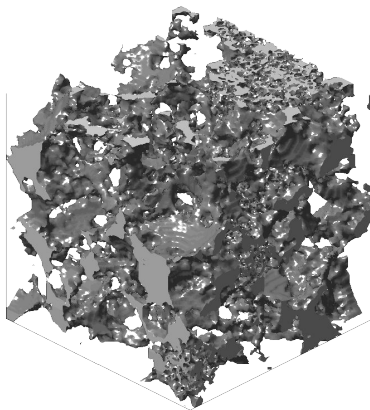


$$k = \frac{r^2}{8} \phi_e$$

+

параметр формы	извилистость	удельная поверхность
F	τ	S_{gv}

Реальная пористая среда



$$k = \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} \frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2}$$

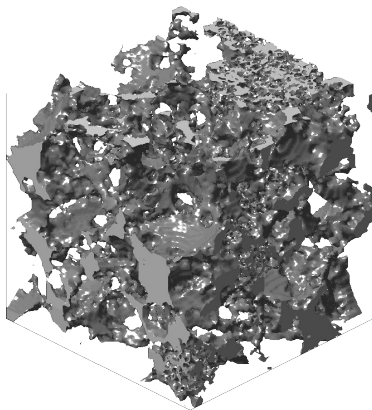
уравнение Кармена-Козени

FZI (Flow Zone Indicator) – индикатор гидравлического типа коллектора

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F_s \tau} S_{gv}}$$

характеризует структуру порового пространства и включает:

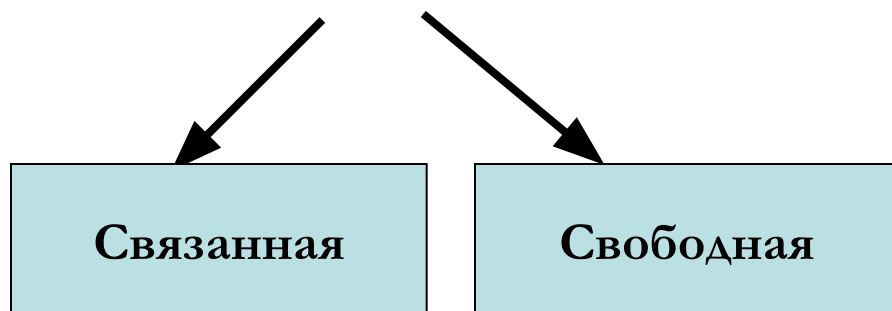
параметр формы	извилистость	удельная поверхность
F_s	τ	S_{gv}



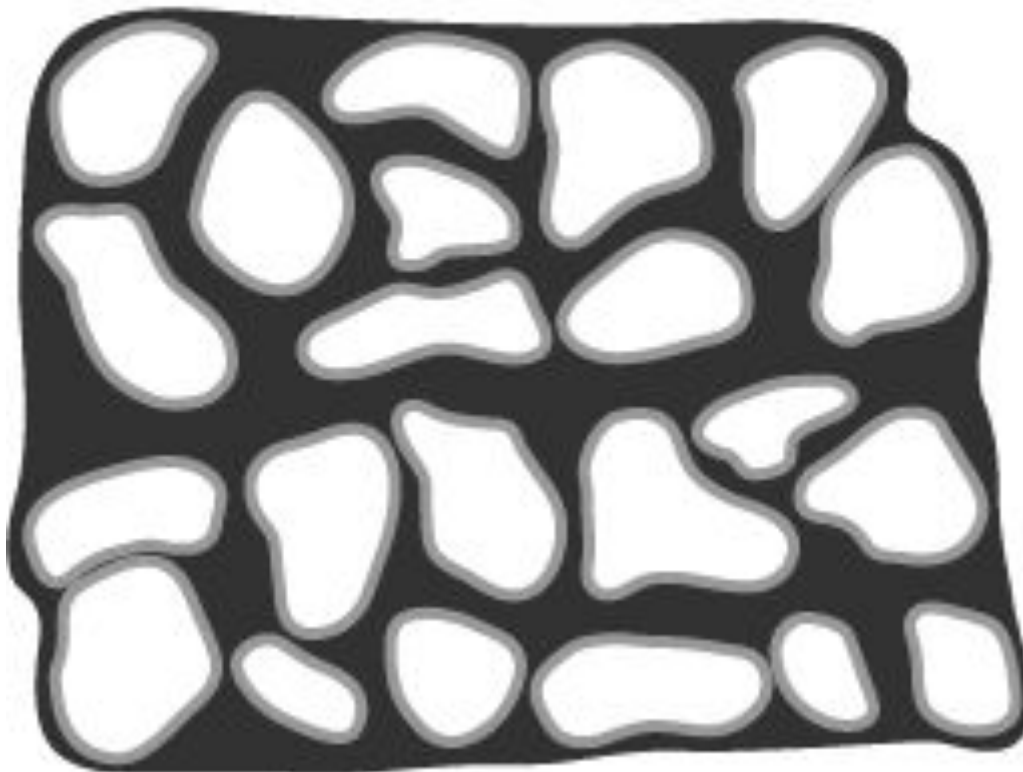
$$k = \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} FZI^2$$

**основное уравнение для оценки
проницаемости**

Фильтрационно-емкостные свойства флюидонасыщенность



Коллектор насыщенный водой и нефтью



Коллектор насыщенный водой, нефтью и газом



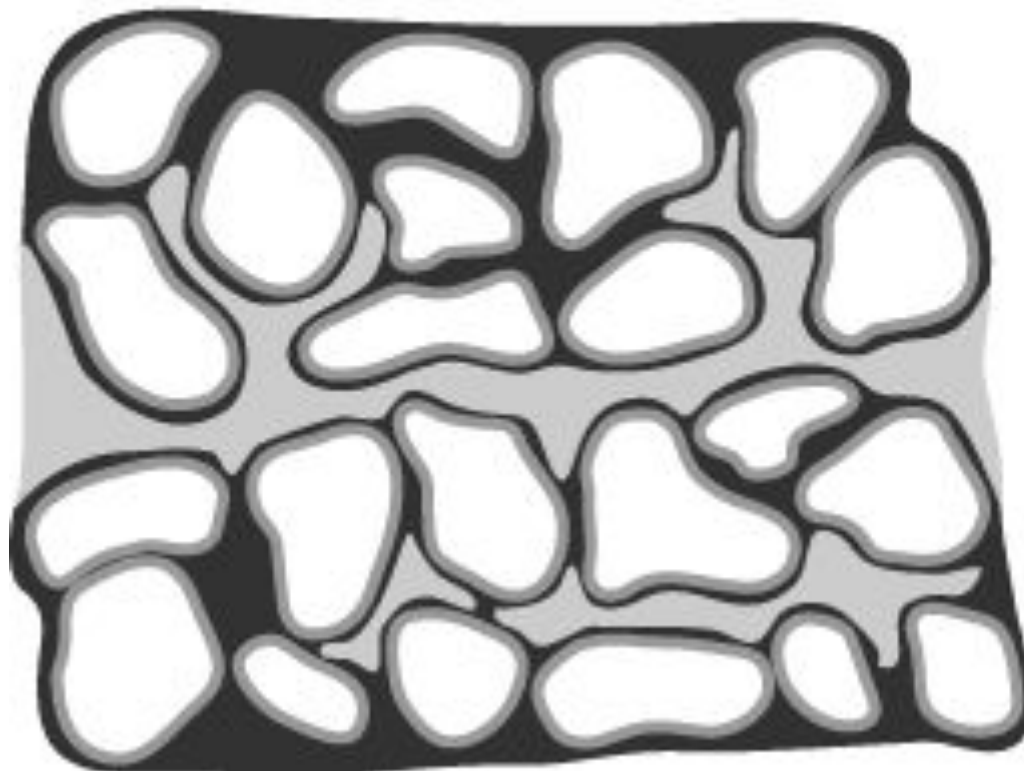
Нефть



Вода



Газ



Фильтрационно-емкостные свойства капиллярное давление

- Капиллярное давление в горных породах обусловлено следующими факторами:
- Наличием гидрофильной или гидрофобной пористой среды, пронизанной капиллярами
- Наличием флюида
- Силами поверхностного натяжения между твердой фазой и флюидом (флюидами)
- Поверхностное натяжение – энергия на единицу площади (сила на единицу расстояния), действующая на поверхности между фазами
- Горные породы – твердые фазы.
- Вода, нефть и/или газ – флюиды.

Физические свойства естественная радиоактивность

- Естественная радиоактивность – способность горных пород к самопроизвольному испусканию гамма-квантов различной энергии за счет превращения одного изотопа в другой – радиоактивного распада
- Радиоактивность горных пород обусловлена преимущественно содержанием в них радиоактивных изотопов K^{40} , U^{238} , Th^{232}
- Единицы измерения радиоактивности – грамм-эквивалент радия на 1 грамм породы – концентрация радиоактивных элементов в горной породе, при которой возникает гамма-излучение такой же интенсивности, как при распаде 1 г Ra (г-экв Ra/г, или пг-экв Ra/г). $1 \text{ пг-экв Ra/г} = 10^{-12} \text{ г-экв Ra/г} = 16.5 \text{ API}$
- Измерение интегральной радиоактивности – радиометрия, гамма-каротаж, измерение концентраций основных радиоактивных элементов – гамма-спектрометрия, селективный гамма каротаж

РАСЧЛЕНЕНИЕ ПРОДУКТИВНОЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ

РАСЧЛЕНЕНИЕ ПРОДУКТИВНОЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ

Расчленение продуктивной части разреза скважины — это выделение **слоев** различного литологического состава, установление последовательности их залегания и в конечном итоге выделение коллекторов и непроницаемых разделов между ними. Решаются эти задачи с помощью комплекса методов изучения разрезов. В этом комплексе в настоящее время основное место занимают геофизические методы, которыми в обязательном порядке исследуются скважины всех категорий.

Выделению коллекторов по геофизическим данным способствует наличие характерных показаний на различных **геофизических кривых**. Интерпретация кривых наиболее достоверна при совместном использовании в комплексе геофизических и геологических исследований. При этом следует иметь в виду, что керн в ряде случаев не дает достаточно полного представления о положении границ в разрезе залежи.

Выделение коллекторов в терригенном и карбонатном разрезах имеет свои особенности.

Песчаные и алевролитовые коллекторы в терригенных разрезах, являющиеся обычно поровыми коллекторами, выделяются наиболее надежно по совокупности диаграммы ПС, кривой ГК и кавернограммы - по наибольшему отклонению кривой ПС от линии глин, по минимальной гамма-активности на кривой ГК, по сужению диаметра скважины на кавернограмме в результате образования глинистой корки при бурении скважины. Для выделения малопористых плотных песчано-алевролитовых коллекторов проводят дополнительно электрическое микрозондирование, нейтронный гамма-каротаж, гамма-гамма-каротаж и акустический каротаж.

Для распознавания глинистых коллекторов используют следующий комплекс: амплитуды кривой ПС, удельные сопротивления, кавернограммы, кривые микрокаротажа, гамма-каротажную кривую.

Коллекторы в карбонатном разрезе (известняки и доломиты) имеют различные структуры пустотного пространства. Распознавание отдельных типов по геологическим и геофизическим материалам весьма сложно.

Петрофизические свойства микрокавернового карбонатного коллектора близки к таким же свойствам гранулярных песчаных коллекторов. Выделение коллекторов в карбонатном разрезе в этом случае заключается в расчленении разреза теми же методами на плотные и пустотные породы и в выделении среди последних высокопористых разностей. При тонком переслаивании плотных и пористых разностей наиболее надежные результаты могут быть получены по данным микрозондирования.

Для выделения в карбонатном разрезе трещиноватых и кавернозных пород разработаны специальные комплексы геофизических исследований и их интерпретации:

электрометрия, нейтронный каротаж, результаты анализа керна; проведение повторных измерений в скважине при смене растворов (метод двух растворов); совместное использование данных радиометрии и акустического каротажа и др.

Учитывая отмеченные особенности подходов к расчленению терригенного и карбонатного разрезов, для каждого конкретного объекта (продуктивного горизонта, толщи) в зависимости от литологического состава пород, слагающих разрез, толщин отдельных слоев и пластов выбирается определенный комплекс геофизических исследований скважин, включающий методы, наиболее информативные в данных конкретных условиях.

Далее приведены типичные кривые различных геофизических методов, позволяющих выделять интервалы пород-коллекторов в разрезах скважин.

Условные обозначения:

R_k – кажущееся удельное сопротивление

$\Delta U_{сп}$ – потенциал самопроизвольной поляризации

I_γ - интенсивность естественного гамма излучения

$I_{\gamma\gamma}$ - интенсивность вторичного гамма излучения

$I_{n,t}; I_{n,n}; I_{n,\gamma}$ – интенсивность гамма излучения по методам ННКТ, ННКН, НГК

Δt_p – интервальное время пробега волны (АК)

D_c – диаметр скважины (результат исследований каверномером)

D_n – номинальный диаметр скважины

$T_{пр}$ – время проходки (бурения)

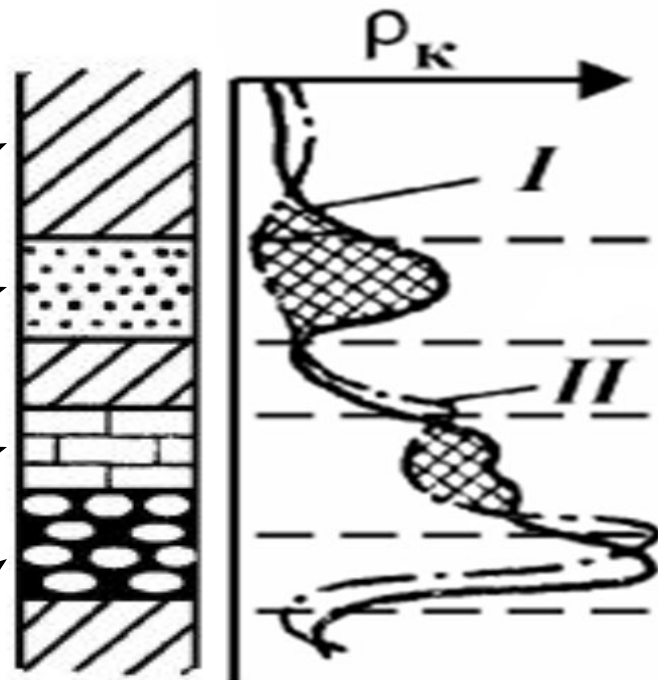
Песчано-глинистый разрез

Глины

Пески

Песчаники рыхлые

Песчаники плотные



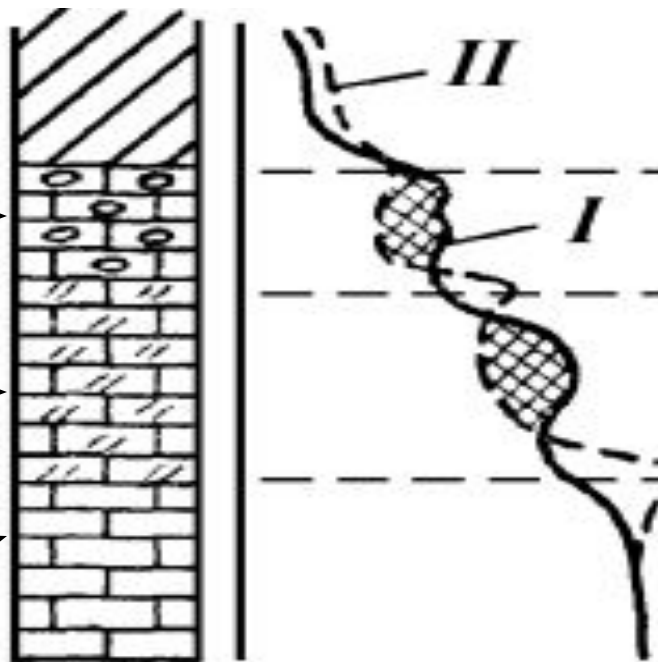
Метод сопротивлений
Выделение коллекторов по расхождению кривых кажущихся сопротивлений ρ_k зондов малого и большого размера;

Карбонатный разрез

Известняки кавернозные

Известняки трещиноватые

Известняки плотные



I – малый потенциал-зонд

II - средний градиент-зонд

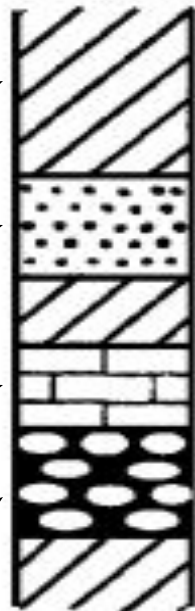
Песчано-глинистый разрез

Глины

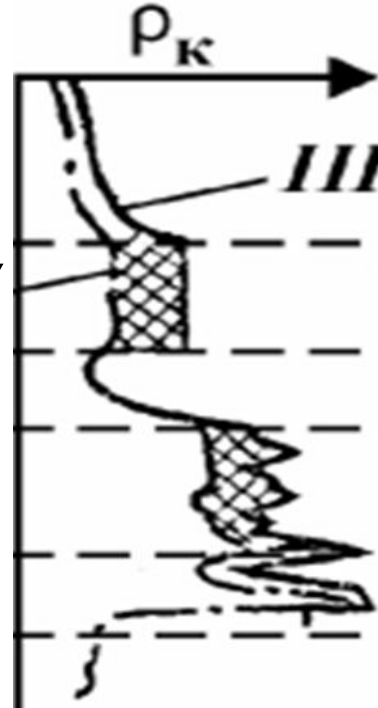
Пески

Песчаники рыхлые

Песчаники плотные



IV



метод микрозондов

(МЗ) по
положительному
приращению
микропотенциал-зонда
(МПЗ) над
микроградиент-зондом
(МГЗ):

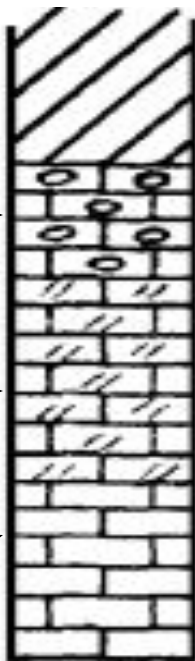
$$\Delta \rho_{к.мз} = \rho_{к.мз} + \rho_{к.мгз}$$

Карбонатный разрез

Известняки
кавернозные

Известняки
трещиноватые

Известняки
плотные



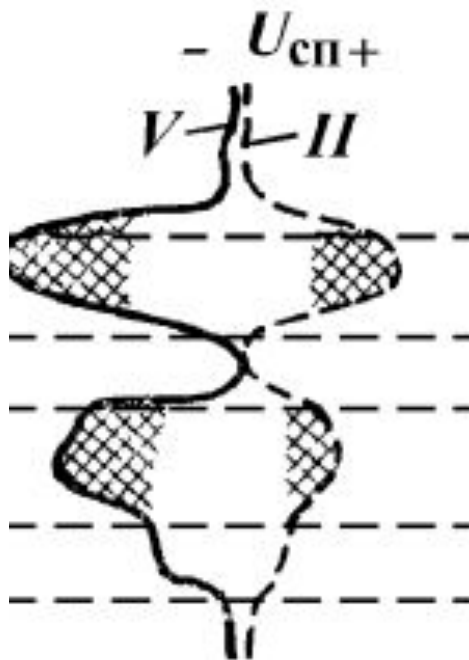
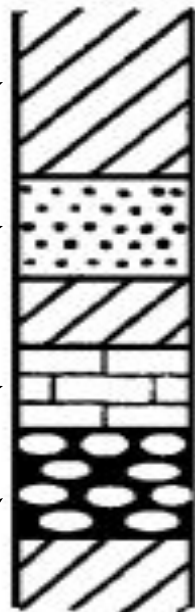
Песчано-глинистый разрез

Глины

Пески

Песчаники рыхлые

Песчаники плотные



Метод потенциалов
собственной
поляризации (СП)

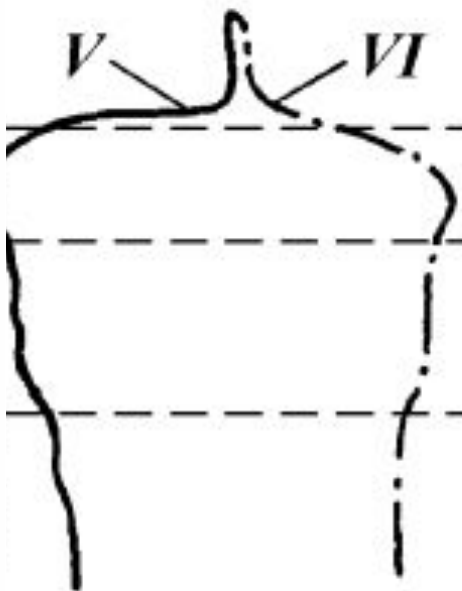
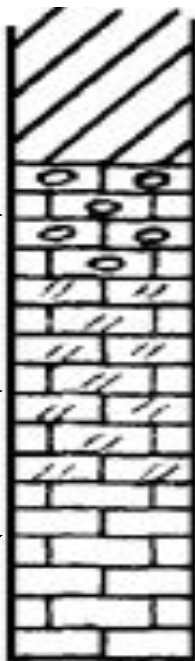
- по отрицательной
аномалии $\Delta U_{сп}$;

Карбонатный разрез

Известняки
кавернозные

Известняки
трещиноватые

Известняки
плотные



V: $P_{\phi} > P_z$

VI : $P_{\phi} < P_z$

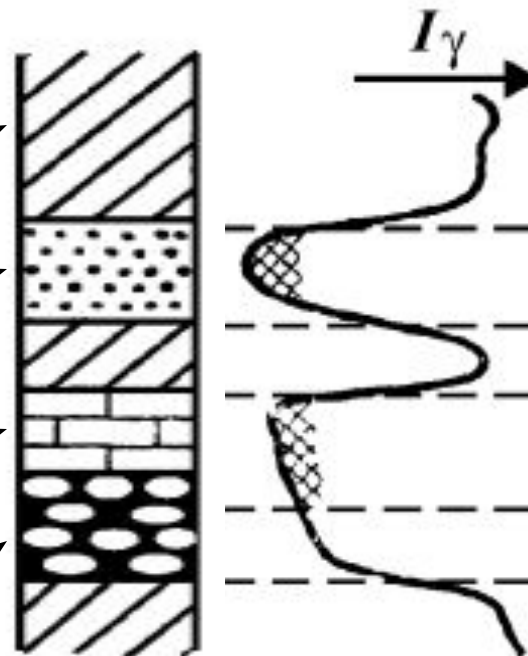
Песчано-глинистый разрез

Глины

Пески

Песчаники рыхлые

Песчаники плотные



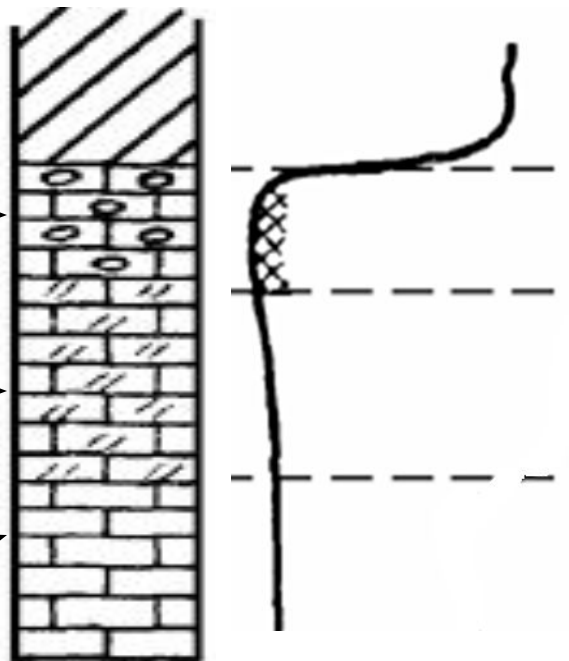
метод естественного
гамма-излучения (ГМ) —
по низким значениям I ;

Карбонатный разрез

Известняки
кавернозные

Известняки
трещиноватые

Известняки
плотные



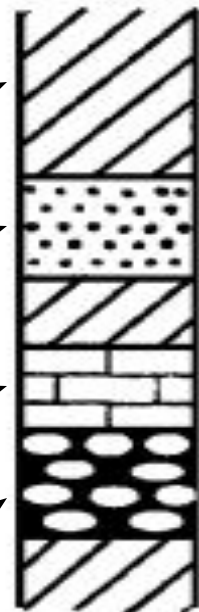
Песчано-глинистый разрез

Глины

Пески

Песчаники рыхлые

Песчаники плотные



гамма-гамма метод
(ГГМ)

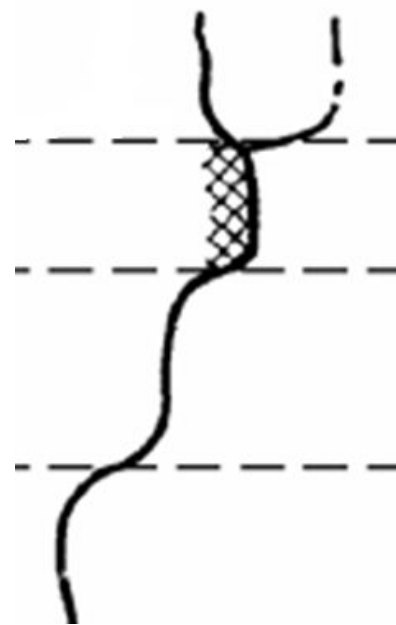
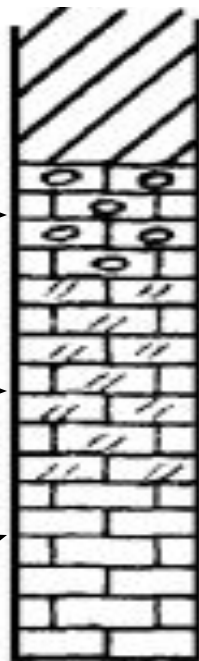
— по повышенным
значениям I ;

Карбонатный разрез

Известняки
кавернозные

Известняки
трещиноватые

Известняки
плотные



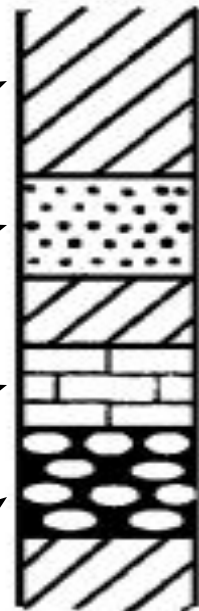
Песчано-глинистый разрез

Глины

Пески

Песчаники рыхлые

Песчаники плотные



$I_{\gamma, и}$



метод изотопов

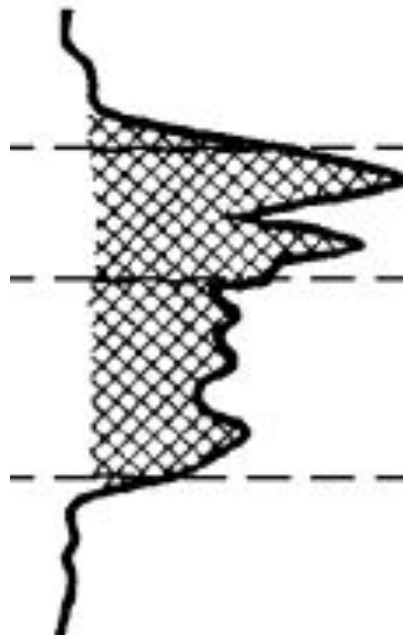
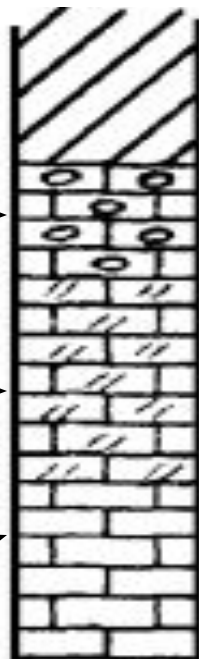
— по повышенным значениям I в сравнении с фоновыми значениями после закачки изотопов;

Карбонатный разрез

Известняки
кавернозные

Известняки
трещиноватые

Известняки
плотные



Песчано-глинистый разрез

Глины

Пески

Песчаники рыхлые

Песчаники плотные

Карбонатный разрез

Известняки
кавернозные

Известняки
трещиноватые

Известняки
плотные

$I_{n,n} (L > L_n)$

Нейтронные и нейтронные
гамма-методы (ННМ и НГМ)

— по понижающимся
значениям $1n,t$; $1n,n$; $1n,\gamma$
(карбонатные коллекторы);
при высокой минерализации
вод по хлору коллекторы
могут выделяться
повышенными значениями I_n
и пониженными значениями
 I_n , измеренными зондами
разного размера (L и L_n);

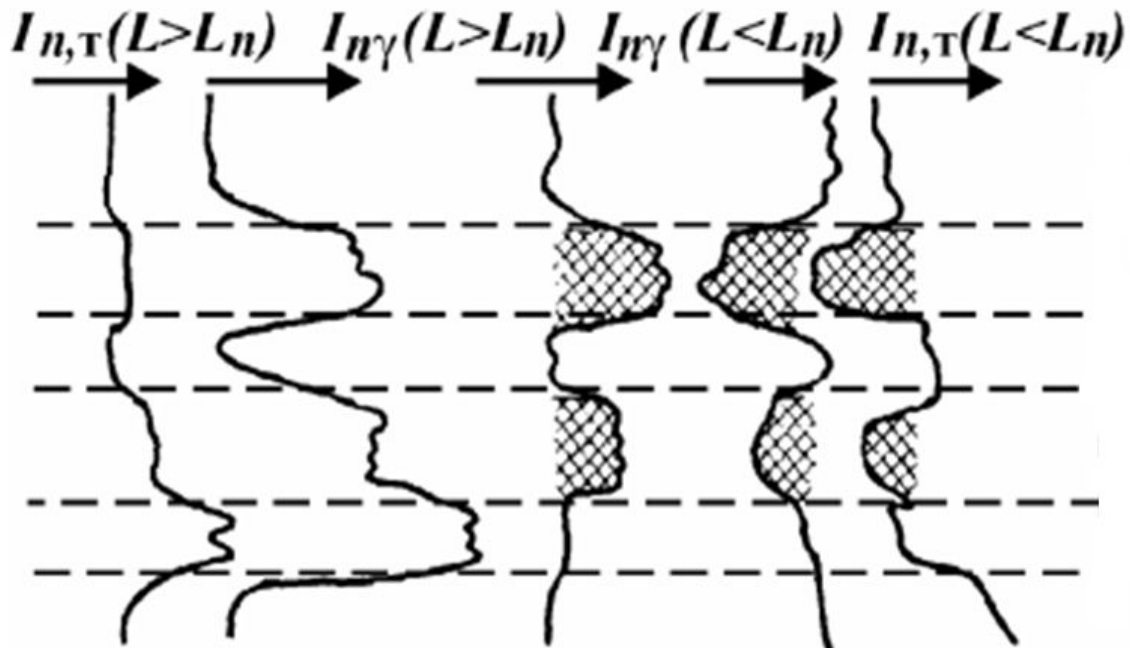
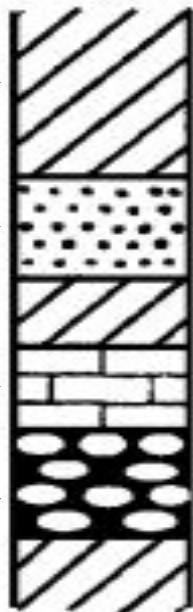
Песчано-глинистый разрез

Глины

Пески

Песчаники рыхлые

Песчаники плотные

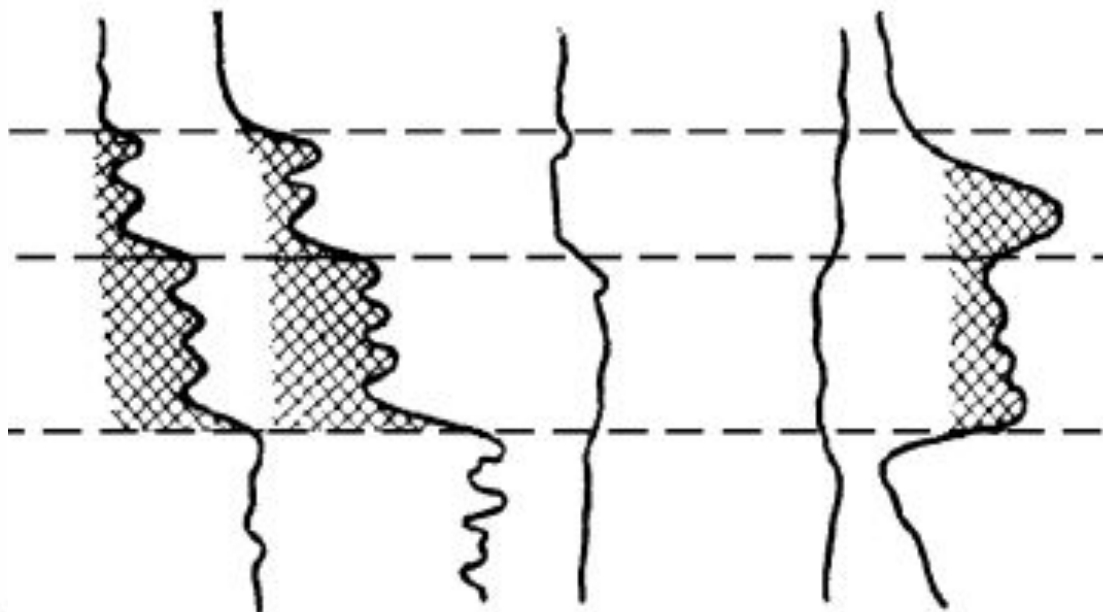
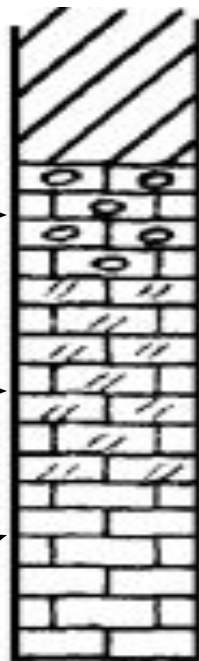


Карбонатный разрез

Известняки
кавернозные

Известняки
трещиноватые

Известняки
плотные



Песчано-глинистый разрез

Глины

Пески

Песчаники рыхлые

Песчаники плотные

Карбонатный разрез

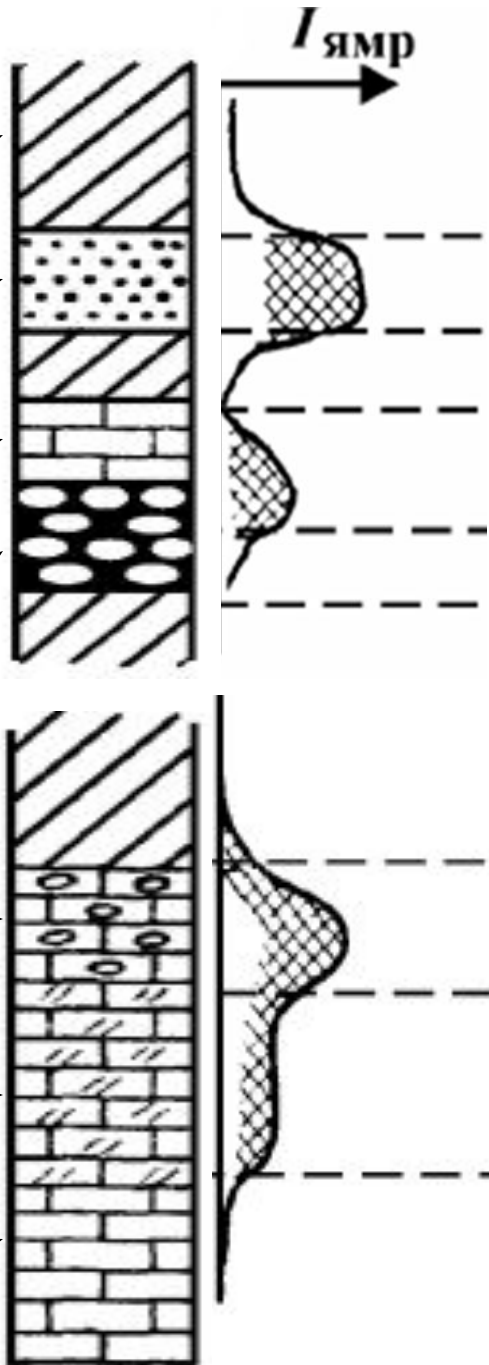
Известняки
кавернозные

Известняки
трещиноватые

Известняки
плотные

$I_{\text{ямр}}$

метод ядерного магнитного
резонанса (ЯМР) — по
повышенному значению $I_{\text{ямр}}$;



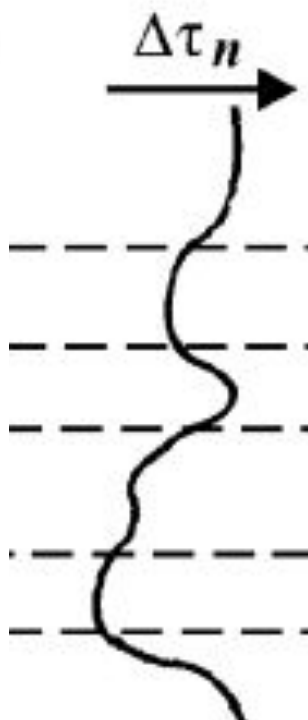
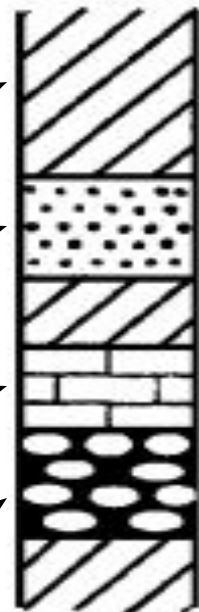
Песчано-глинистый разрез

Глины

Пески

Песчаники рыхлые

Песчаники плотные



ультразвуковой метод

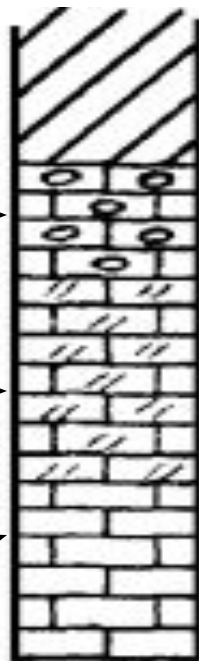
— по достаточно высоким значениям интервального времени пробега волны $\Delta\tau_n$;

Карбонатный разрез

Известняки
кавернозные

Известняки
трещиноватые

Известняки
плотные



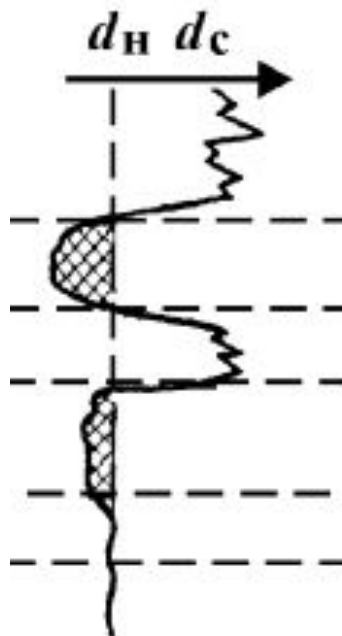
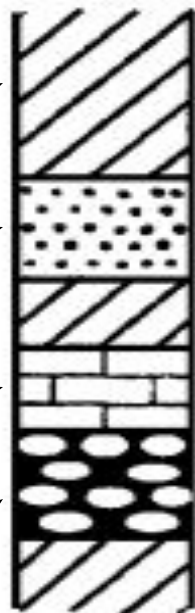
Песчано-глинистый разрез

Глины

Пески

Песчаники рыхлые

Песчаники плотные



метод кавернометрии

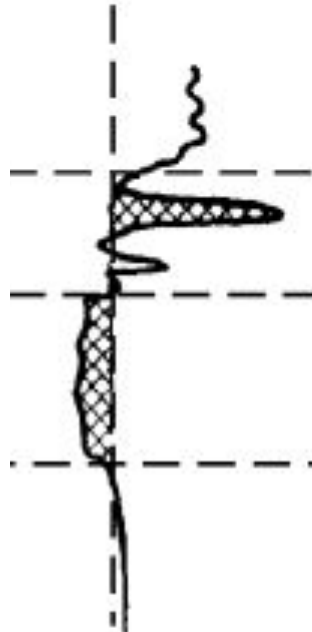
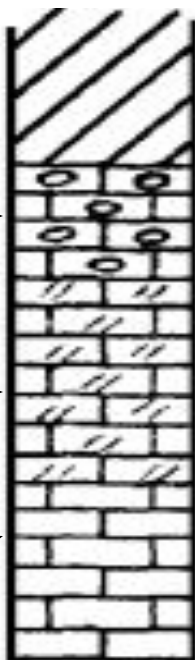
— по увеличению
толщины глинистой корки
(сужению диаметра
ствола скважины d_C по
сравнению с
номинальным ее
диаметром d_H);

Карбонатный разрез

Известняки
кавернозные

Известняки
трещиноватые

Известняки
плотные



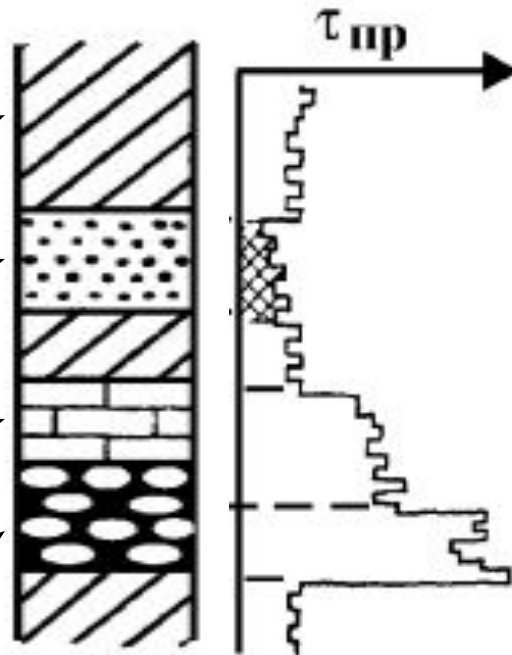
Песчано-глинистый разрез

Глины

Пески

Песчаники рыхлые

Песчаники плотные



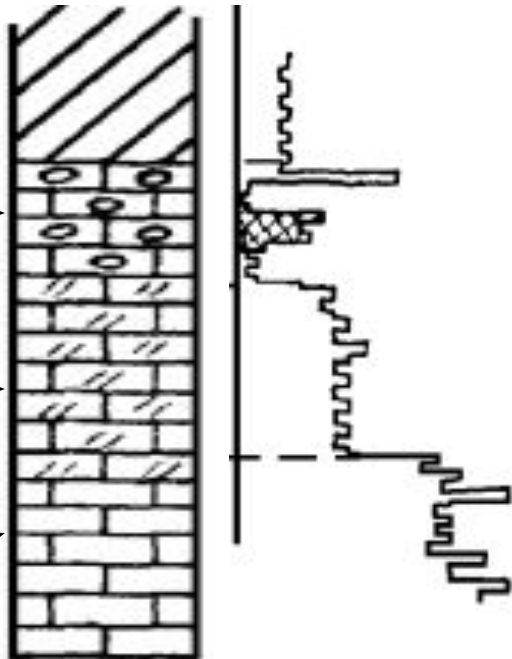
метод продолжительности
проходки — по НИЗКИМ
значениям $T_{пр}$.

Карбонатный разрез

Известняки
кавернозные

Известняки
трещиноватые

Известняки
плотные



Песчаники характеризуются:

- широким диапазоном изменения ρ_k (**кажущегося сопротивления**, измеренного методом **электрокаротажа**) ; для газоносных и нефтеносных пород обычно характерны высокие значения ρ_k , для водонасыщенных — низкие;
- отрицательными аномалиями $\Delta U_{сп}$ (**потенциала самопроизвольной поляризации**), уменьшающимися при увеличении глинистости песчаного пласта;
- более высокими, чем у глин, значениями $\rho_{кз}$ (**сопротивления измеренного микрозондами**), при этом $R_{кмз} > R_{кмгз}$ (кривые расходятся, сопротивление по микропотенциал зонду $>$ чем по микроградиент зонду);
- низкими значениями I_γ (**интенсивность** естественного гамма излучения, измеренного методом гамма-каротажа) , повышающимися против глинистых полимиктовых и глауконитовых песчаников;

- понижением значений $I_{\gamma\gamma}$ (**интенсивность гамма излучения, измеренная методом гамма-гамма каротажа**) и Δt_p (**интервальное время пробега, измеренное с помощью акустического каротажа**) с уменьшением пористости и возрастанием их с увеличением глинистости;
- широким диапазоном изменений I_n (**интенсивность гамма излучения, измеренного с помощью нейтронного гамма каротажа**) , и I_n в зависимости от пористости, степени цементации и характера насыщенности;
- уменьшением d_c (**диаметра скважины**) из-за образования глинистой корки.

Глины обычно характеризуются:

- низкими значениями ρ_k (**кажущегося сопротивления**, измеренного методом **электрокаротажа**), которые увеличиваются при повышении плотности и карбонатности глин;
- положительными аномалиями ΔU_p (**потенциал самопроизвольной поляризации**) (кривая занимает крайнее правое положение);
- высокими значениями I_γ (**интенсивность** естественного гамма излучения, измеренного методом гамма-каротажа);
- высокими значениями $I_\gamma \gamma$ (**скорость счёта гамма-квантов, измеренная методом гамма-гамма каротажа**) и Δt_p (**интервальное время пробега, измеренное с помощью акустического каротажа**), снижающимися в более плотных разностях;

- низкими показателями $I_{n,\gamma}$ и I_n ;
- увеличением d_c по сравнению с d_H ;
- максимальными значениями Δt_p ;

Глинистые сланцы характеризуются более высокими, чем у глин, значениями r_k , $I_n v$ и I_n , большими показателями $\Delta U_{сп}$, более низкими значениями I_{vv} и Δt_p ; незначительным увеличением d_c или номинальным его значением.

Карбонатные породы (известняки и доломиты) характеризуются:

- широким диапазоном изменения r_k в зависимости от типа и значения пористости, характера насыщения; нефтегазонасыщенные породы имеют более высокие значения r_k , чем водонасыщенные;
- отрицательными амплитудами $\Delta U_{сп}$, уменьшающимися при увеличении глинистости;
- низкими значениями I_{γ} , возрастающими с увеличением глинистости;
- низкими значениями $I_{\gamma\gamma}$, возрастающими с увеличением пористости пород;
- широким диапазоном изменения I_n и I_n в зависимости от пористости, плотности пород и характера их насыщения;
- низкими значениями Δt_p , увеличивающимися при повышении глинистости;
- зависимостью величины d_c от структуры пустотного пространства: в плотных разностях $d_c = d_H$, в карстовых полостях $d_c \gg d_H$, в карбонатных породах с трещинным пустотным пространством возможно $d_c > d_H$, в породах с межзерновой пористостью $d_c < d_H$;

При изучении разрезов скважин **выделяются**:

- 1) общая толщина горизонта (пласта) — расстояние от кровли до подошвы, определяемое в стратиграфических границах;
- 2) эффективная толщина, равная общей толщине за вычетом толщины прослоев неколлекторов, выделенных в разрезе горизонта;
- 3) нефтенасыщенная (газонасыщенная) толщина, равная суммарной толщине прослоев нефтегазонасыщенных коллекторов.

В чисто нефтяной зоне залежи (во внутреннем контуре нефтеносности) эффективная толщина равна нефтенасыщенной. В водонефтяной (водогазовой) зоне пласта нефтенасыщенная (газонасыщенная) толщина определяется как часть эффективной в интервале от его кровли до поверхности ВНК или ГВК.

Значения **эффективной** и **нефтегазонасыщенной** толщин в пределах площади залежи различаются, иногда довольно существенно. Для отображения изменения названных толщин строятся карты в изолиниях, называемые картами изопакит (изопакиты - линии равных значений толщины).

Метод построения карты изопакит такой же, как и структурной карты, — линейная интерполяция. В пределах внутреннего контура нефтегазонасыщенные значения конфигурации изопакит эффективной и продуктивной толщин совпадают. От внутреннего контура к внешнему идет закономерное уменьшение нефтегазонасыщенной толщины. Внешний контур нефтегазонасыщенный одновременно является линией нулевых значений эффективной нефтегазонасыщенной толщины, т.е. фактически границей залежи.

От полноты комплекса геофизических исследований, правильного его выбора, для конкретных условий, освещенности разреза керном зависит степень детальности расчленения разреза скважины.

Еще раз следует отметить, что в терригенном разрезе петрофизические свойства пород обусловлены глинистостью и поэтому здесь наиболее информативны показания ρ_k , U_{sp} и I_{γ} . Карбонатные породы в основном различаются по типу пустотного пространства и его величине, поэтому в карбонатном разрезе более информативны нейтронные и акустические методы и метод сопротивлений.

Результаты расчленения разреза скважины представляются в виде литологической колонки, на которой приводятся кривые основного комплекса геофизических исследований.

Выделение коллекторов и неколлекторов позволяет определить в каждой скважине один из важных параметров, необходимый как для подсчета запасов, так и для эффективной организации разработки залежей и эксплуатации отдельных скважин, — толщины пластов и горизонта.

Качественная интерпретация

Качественная интерпретация

Интерпретация данных скважинных геофизических исследований часто бывает **качественной**, т.е. по графикам тех или иных параметров, полученных вдоль ствола скважины. Визуально выделяются **аномалии** (минимумы, максимумы, средние, нулевые значения и др.). По ним оценивается **местоположение пластов с разными физическими свойствами**, а затем дается геологическое истолкование разреза.

Последовательность качественной интерпретации:

- Визуальный анализ диаграмм**
- Выделение пластов и определение их границ**
- Качественная оценка литологического состава пород**
- Выделение проницаемых пластов-коллекторов**
- Качественная оценка характера насыщения пласта (вероятный тип флюида)**

Геологическое расчленение разрезов скважин и, в частности, определение литологии, мощности слоев, наличия различных полезных ископаемых - главное назначение геофизических методов исследований скважин. Эти задачи в ходе качественной интерпретации решаются в такой последовательности.

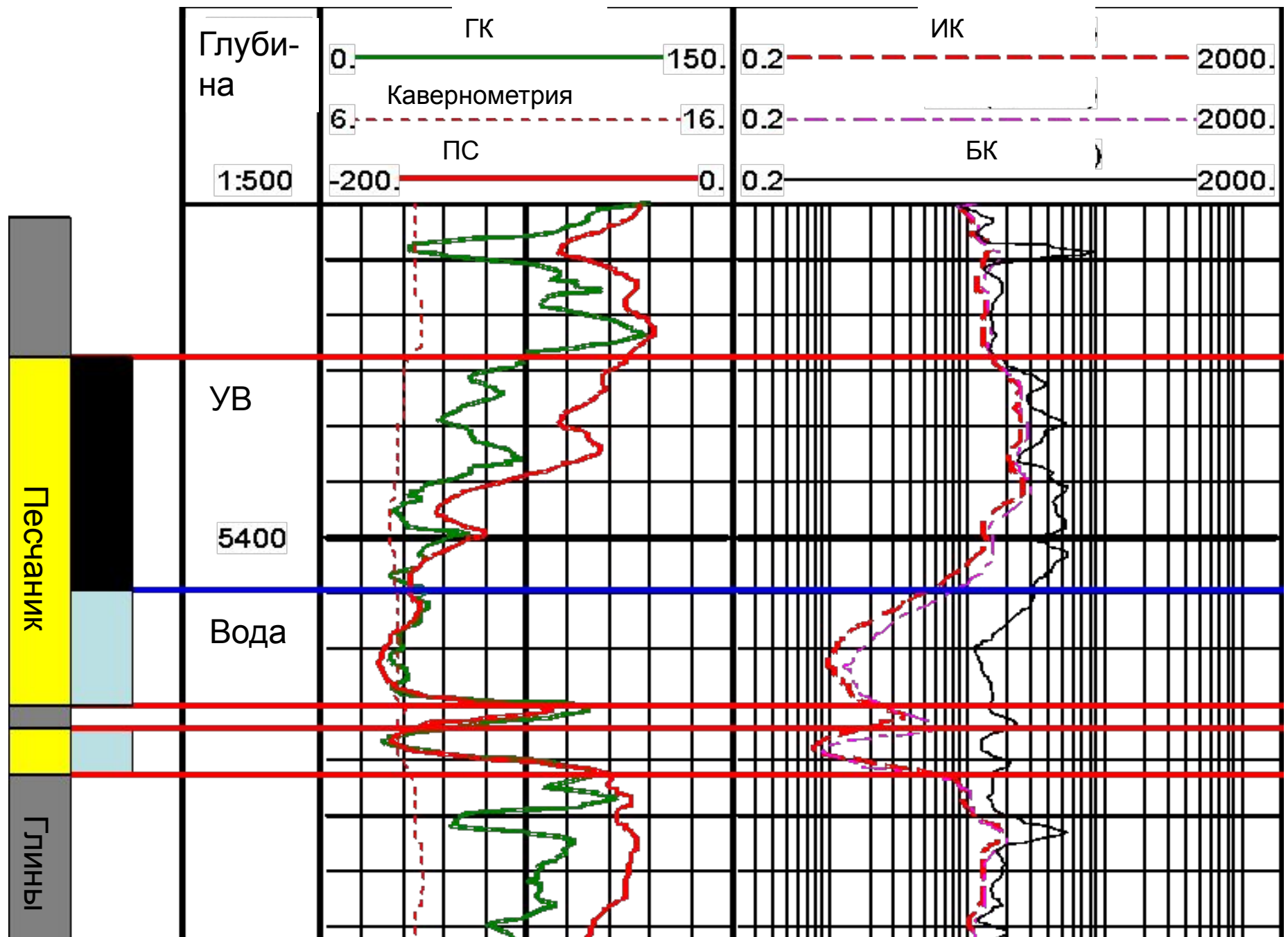
1) На диаграммах, полученных разными методами, выделяются аномалии: максимумы, минимумы, положительные, отрицательные, повышенные, пониженные, средние, нулевые значения тех или иных параметров поля.

Производится расчленение разреза на пласты, выясняются их положение и мощность, которая может быть определена по ширине большинства аномалий (ПС, КС и др.). Кровля или подошва пластов выделяется по экстремумам КС, измеренным градиент-зондом, $ln\gamma$, $I_{\gamma\gamma}$, акустическому каротажу.

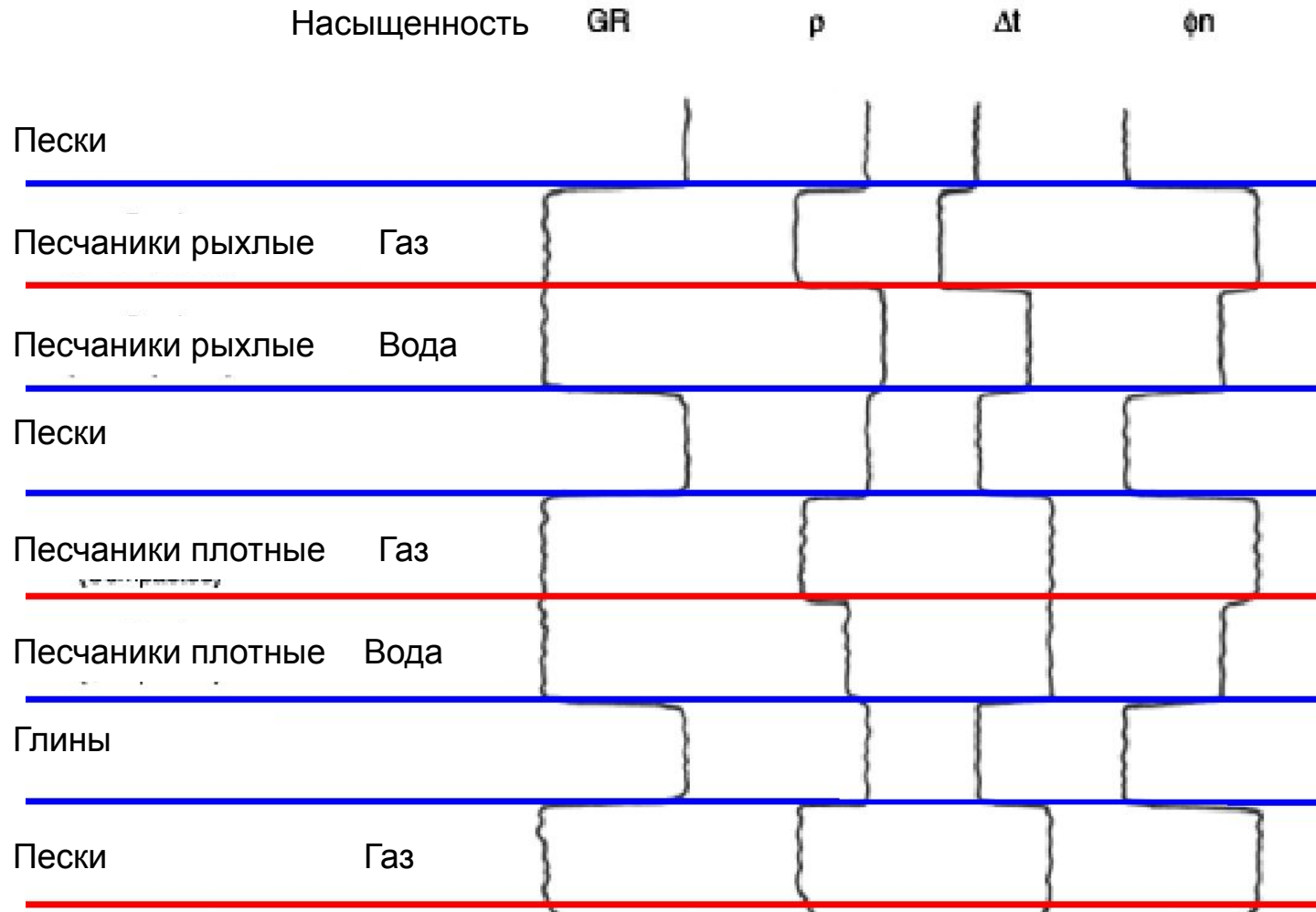
2) Проводится корреляция одинаковых по виду аномалий по соседним скважинам. Сначала выделяются **опорные горизонты** (реперы), т.е. такие участки диаграмм, которые связаны с выдержанными по простиранию пластами, четко отличающимися по физическим свойствам от окружающих пород (например, в песчано-глинистых отложениях репером может быть пласт глин, слой известняков). Затем по каротажным диаграммам соседних скважин проводится корреляция всех слоев с одинаковым типом и формой аномалий.

3) Следующий этап интерпретации - сопоставление полученных по аномалиям разных методов каротажа пластов с определенными литологическими комплексами, или геологическое истолкование результатов. Для увязки геофизических данных с литологией используют все сведения по геологическому строению района, в том числе данные картировочного бурения, поинтервального отбора керна, анализа образцов, полученных с помощью грунтоносов, а также шлама и буровой жидкости в процессе проходки скважин.

В результате сопоставления геологических данных с типичными диаграммами каротажа, полученными разными методами, составляют нормальные или сводные геолого-геофизические разрезы, которые служат "эталонном" для интерпретации всех материалов каротажа в данном районе. При подготовке этих разрезов используют диаграммы, полученные стандартными зондами, однотипной аппаратурой, с учетом характера бурового раствора, обсадных колонн и т.д. При сопоставлении нормальных или сводных геолого-геофизических разрезов, а также при интерпретации материалов используют наборы типичных аномалий геофизических параметров, полученных теоретическим и экспериментальным путем.



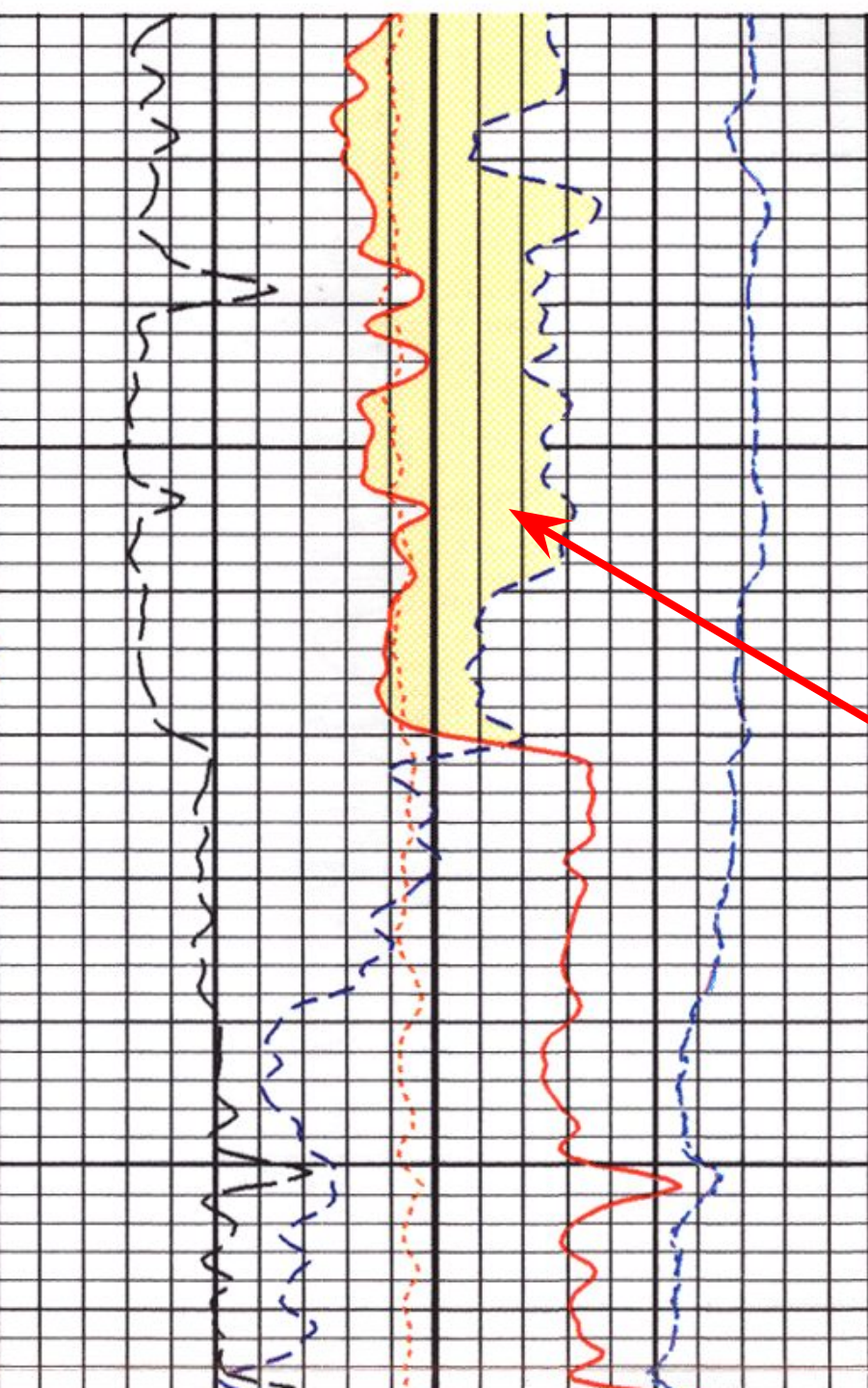
Влияние газа на показания методов ГИС



Влияние газа на показания методов ГИС:

Наблюдается
обратное
расхождение кривых
нейтронной и
плотностной
пористости

ГАЗ



Изверженные породы на диаграммах естественного поля (ПС) выделяются слабыми аномалиями положительного и отрицательного знака. Кажущиеся сопротивления (КС) у этих пород высокие (сотни и тысячи Ом*м), вызванные потенциалы (ВП) небольшие. На графиках акустического и магнитного методов они выявляются максимумами.

Полиметаллические, железные, сульфидные руды отличаются следующими аномалиями: интенсивными максимумами и минимумами ПС (особенно сульфидные руды), минимумами КС, максимумами ВП, повышенными значениями естественного гамма-излучения, скорости распространения упругих волн и магнитной восприимчивости (особенно у железных руд), пониженной интенсивностью рассеянного гамма-излучения.

Карбонатные породы характеризуются отрицательными значениями ПС, высокими сопротивлениями (сотни и даже тысячи Ом*м) у плотных пород и низкими сопротивлениями (десятки Ом*м) у трещиноватых и обводненных, небольшими аномалиями вызванных потенциалов. На диаграмме гамма-каротажа они выделяются низкими значениями $ln\gamma$ $I_{\gamma\gamma}$, а на диаграммах нейтронных методов больших зондов - повышенными и у сухих пород и пониженными у трещиноватых и обводненных. Они отличаются высокими скоростями распространения упругих волн и очень низкими значениями магнитной восприимчивости

Песчаники и пески на диаграммах собственной поляризации выделяются, как правило, отрицательными аномалиями; сопротивление их меняется от долей Ом*м у песков, насыщенных минерализованными водами, до сотен Ом*м у сцементированных песчаников; вызванные потенциалы бывают повышенными, особенно если в породе присутствуют глинистые частицы. Естественное гамма-излучение песчаников и песков по сравнению с глинами невелико, а вторичное гамма-излучение большое.

Глины и глинистые сланцы отмечаются на диаграммах положительными аномалиями ПС, низкими сопротивлениями (1 - 50 Ом*м), малыми значениями вызванных потенциалов. Гамма-излучение у глин выше, чем у всех других осадочных пород. На диаграммах нейтронных методов глины отличаются минимумами, тем большими, чем больше их кавернозность, пористость и влагонасыщенность. Скорость распространения упругих волн у глин больше, чем у песков, и меньше, чем у песчаников.

Угли отличаются резкими положительными значениями ПС, широким диапазоном изменения КС (от единиц у антрацитов до сотен Ом*м у коксующихся и газовых углей), максимумами вызванных потенциалов. На диаграммах ядерных, акустических и магнитных методов пласты угля выделяются минимумами.

Приведенный обзор особенностей аномалий, наблюдаемых при каротаже против разных пород, показывает, что по данным одного-двух методов трудно судить о литологии пород, пройденных скважиной.

Имея же несколько параметров (4 - 8), литологическую характеристику разреза можно дать довольно точно. Геологическую интерпретацию каротажных диаграмм можно проводить автоматически, применяя электронные вычислительные машины. Проще всего такую обработку вести при цифровой регистрации геофизических полей в скважинах.

По данным интерпретации диаграмм каротажа и корреляционных разрезов в изученном районе можно построить геологические разрезы, структурные карты, карты мощностей и решить другие геологические задачи.

Количественная интерпретация

Количественная интерпретация

К количественной интерпретации ГИС относится точное определение мощности пластов и их физико-геологических характеристик.

С помощью теоретических кривых, номограмм, таблиц, имеющихся для каждого скважинного метода, можно вести количественную, а чаще всего полуколичественную (оценочную) интерпретацию. Конечная цель такой интерпретации - определение мощности и физических свойств выделенных в разрезе пластов, оценка литологии коллекторских, фильтрационных свойств, наличия тех или иных полезных ископаемых (особенно нефти, газа, воды и др.) и т.п.

Последовательность количественной интерпретации:

- **Определение литологического состава пород**
- **Определение пористости**
- **Определение глинистости**
- **Коррекция пористости за глинистость**
- **Определение водонасыщенности**
- **Прогнозирование проницаемости**

При разведочном и промышленном (эксплуатационном) бурении на нефть и газ геофизические методы исследования скважин служат не только для геологической документации разрезов, но и для оценки пористости, проницаемости, коллекторских свойств пород, а также их промышленной продуктивности. По данным каротажа выделяются нефтегазоносные пласты и осуществляется перфорация обсадных колонн.

При решении указанных задач первым этапом интерпретации является качественное выделение перспективных на нефть или газ пластов. По данным комплексных геофизических исследований в скважинах выделяются породы, которые могут быть коллекторами, т.е. отличаются большой пористостью, проницаемостью, малой глинистостью.

Породы с хорошими коллекторскими свойствами характеризуются отрицательными значениями собственных потенциалов, повышенными или пониженными величинами КС (в зависимости от того, чем заполнены поры: нефтью или водой), минимумами естественного и вызванного гамма-излучения.

Наоборот, осадочные породы с повышенной глинистостью, являющиеся плохими коллекторами, выделяются положительными аномалиями ПС, низкими величинами КС, пониженными значениями вызванных потенциалов, максимумами I_{ny} , I_{yy} на больших зондах.

Важный этап интерпретации каротажных диаграмм - разделение коллекторов на **водо-** и **нефтегазосодержащие**. Так, водонасыщенные, особенно минерализованными водами, породы отличаются минимумами КС, пониженными (за счет содержания хлора в воде), повышенными скоростями распространения и малым затуханием упругих волн (по сравнению с теми же породами, но сухими).

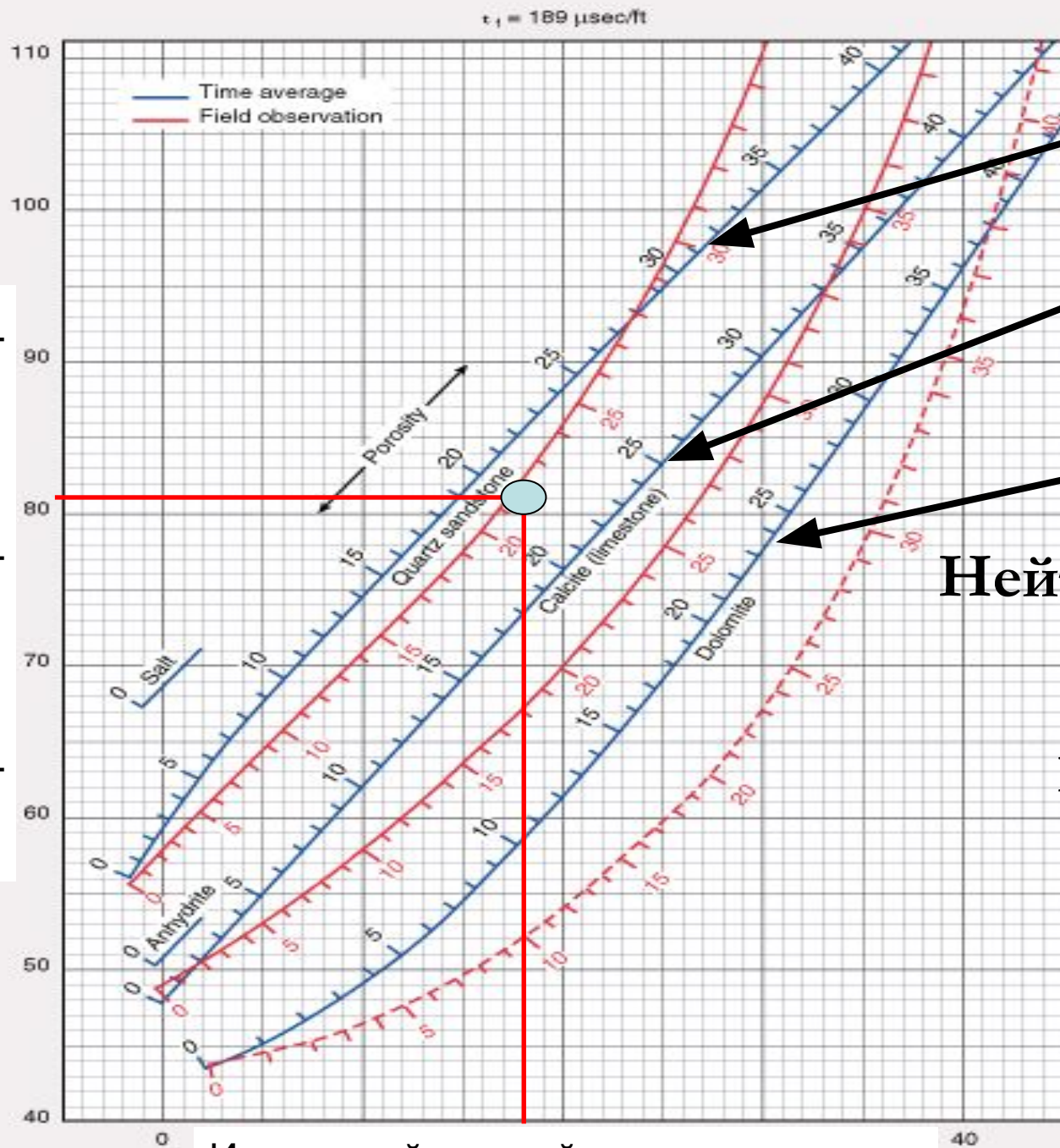
Нефтегазонасыщенные коллекторы выделяются **высокими** (иногда средними) значениями **КС**, пониженными величинами I_{ny} , I_{yy} , **пониженными** скоростями распространения и большим затуханием упругих волн. По остальным параметрам водо- и нефтесодержащие коллекторы, как правило, не различаются.

Пористость горных пород характеризуется коэффициентом пористости, являющимся отношением объема пор и пустот в горной породе к общему объему породы. С помощью специальных теоретических и эмпирических формул, графиков и номограмм величина может быть определена различными методами: ПС, КС с разной длиной зонда (в том числе микрокаротаж и боковое каротажное зондирование), нейтронным, гамма-гамма, акустическим.

Комплекс разных параметров необходим не только для уточнения значений коэффициентов пористости, но и как материал для обработки данных, полученных другими методами.

Так, для определения пористости по данным ПС или НГК необходимо знать удельное сопротивление бурового раствора, которое оценивается по данным резистивиметрии. Определенные разными способами величины коэффициентов пористости усредняются и сравниваются с лабораторными измерениями на образцах пород изучаемого района и с данными других геологических методов.

Интервальное время мсек/фут



Кварцевый песчаник

Кальцит

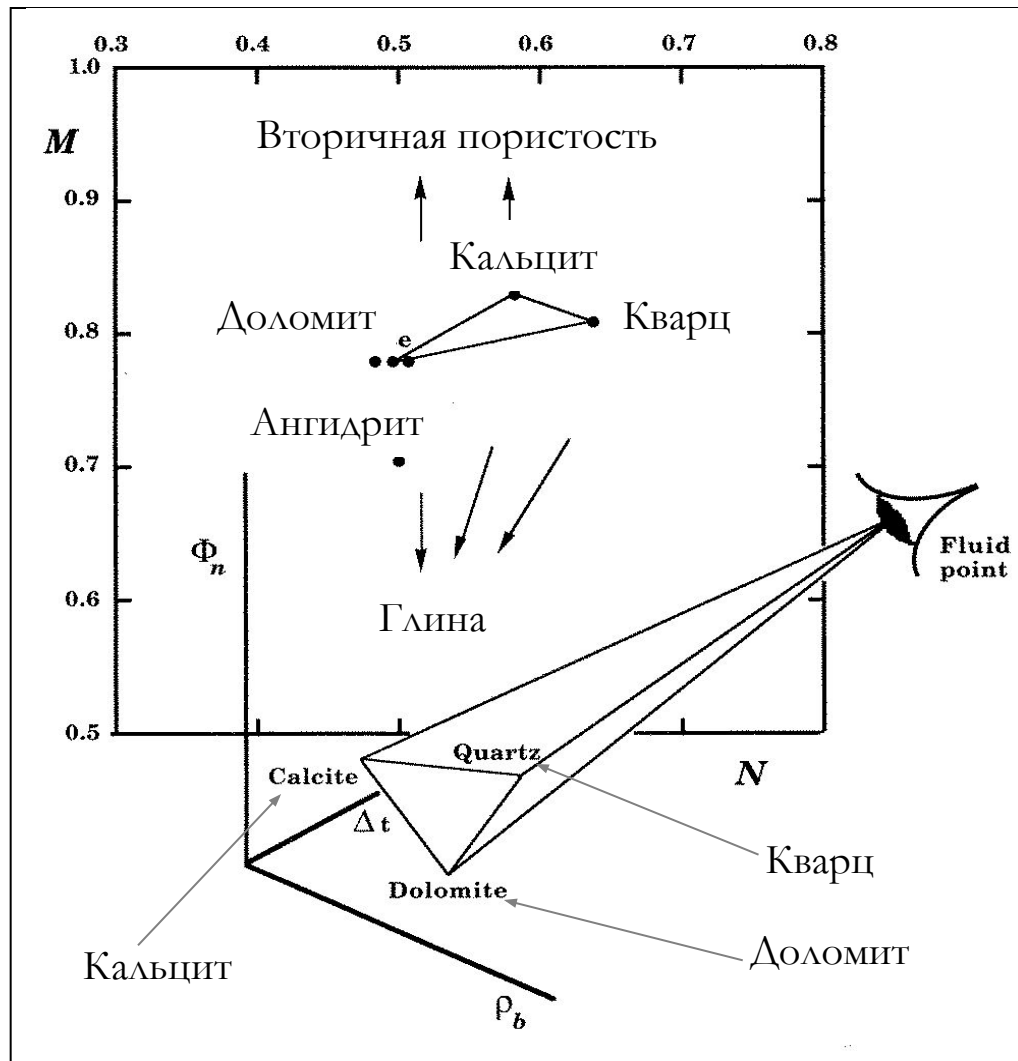
Доломит

Нейтронно-звуковая
диаграмма

Пористость = 21.4%

Индекс нейтронной пористости

Определение литологического состава пород сложных коллекторов



М - N Диаграмма

$$M = \frac{\Delta t_{fl} - \Delta t}{\rho_b - \rho_{fl}} \cdot 0.01 \quad N = \frac{\phi_{Nfl} - \phi_N}{\rho_b - \rho_{fl}}$$

	Пресный р-р	Солёный р-р
ρ_{fl}	1.0	1.1
$\phi_{N_{fl}}$	1.0	1.0
Δt_{fl}	189	185

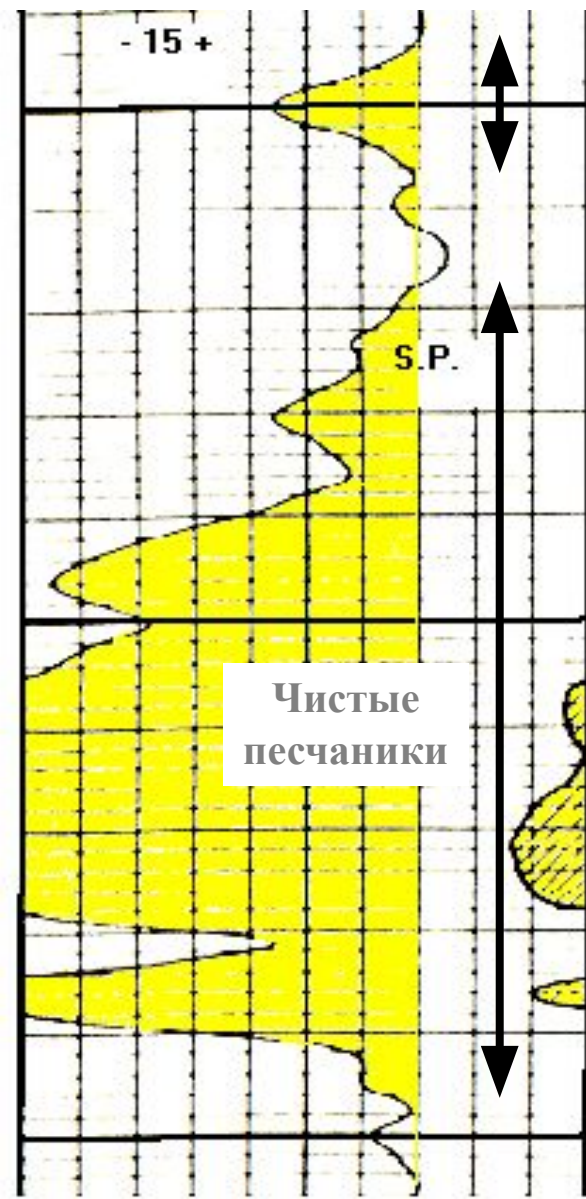
Минерал	Пресный р-р		Сол. р-р	
	М	N*	М	N*
Песчаник 1	0.810	0.636	0.835	0.667
Песчаник 2	0.835	0.636	0.862	0.667
Известняк	0.827	0.585	0.854	0.621
Доломит 1	0.778	0.489	0.800	0.517
Доломит 2	0.778	0.500	0.800	0.528
Доломит 3	0.778	0.513	0.800	0.542
Ангидрит	0.702	0.504	0.718	0.533
Гипс	1.015	0.296	1.064	0.320
Соль			1.269	1.086

М и N различается для разных минералов

Качественная оценка водонасыщенности методом наложения диаграмм

- Первоочередное значение имеет каротаж сопротивлений длинными зондами.
- Первоочередное значение имеют акустический и литоплотностной каротажи как методы определения пористости.
- В пористых влажных породах (зонах с низким сопротивлением и высокой пористостью) наложение кривой пористости на диаграмму глубинного электрического зонда показывает сохранение параллельности кривых и на глубине.
- Углеводороды идентифицируются там, где наблюдается различие кривых – большое сопротивление и большая пористость.

Качественная оценка водонасыщенности пород



Водонасыщенность

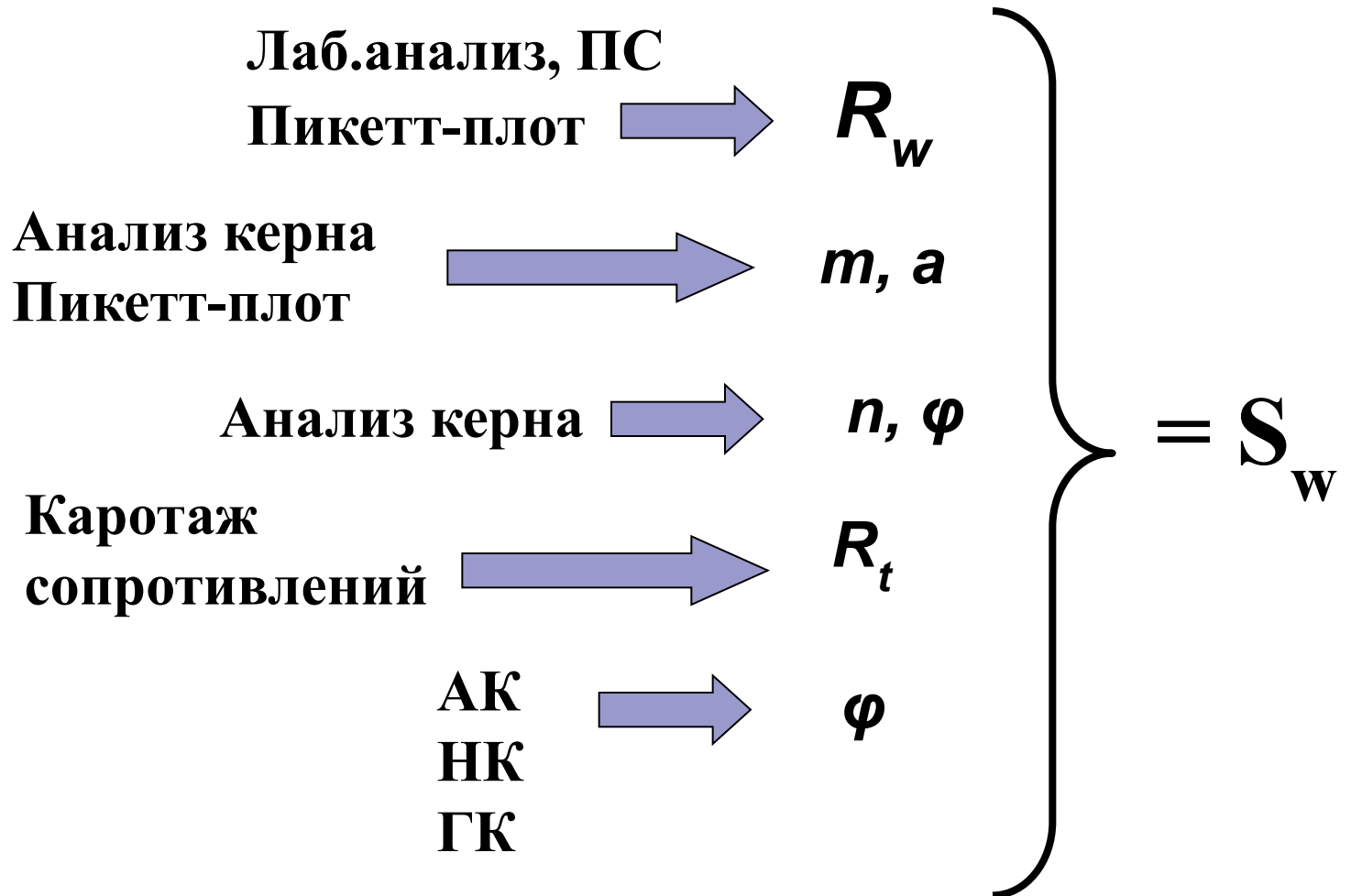
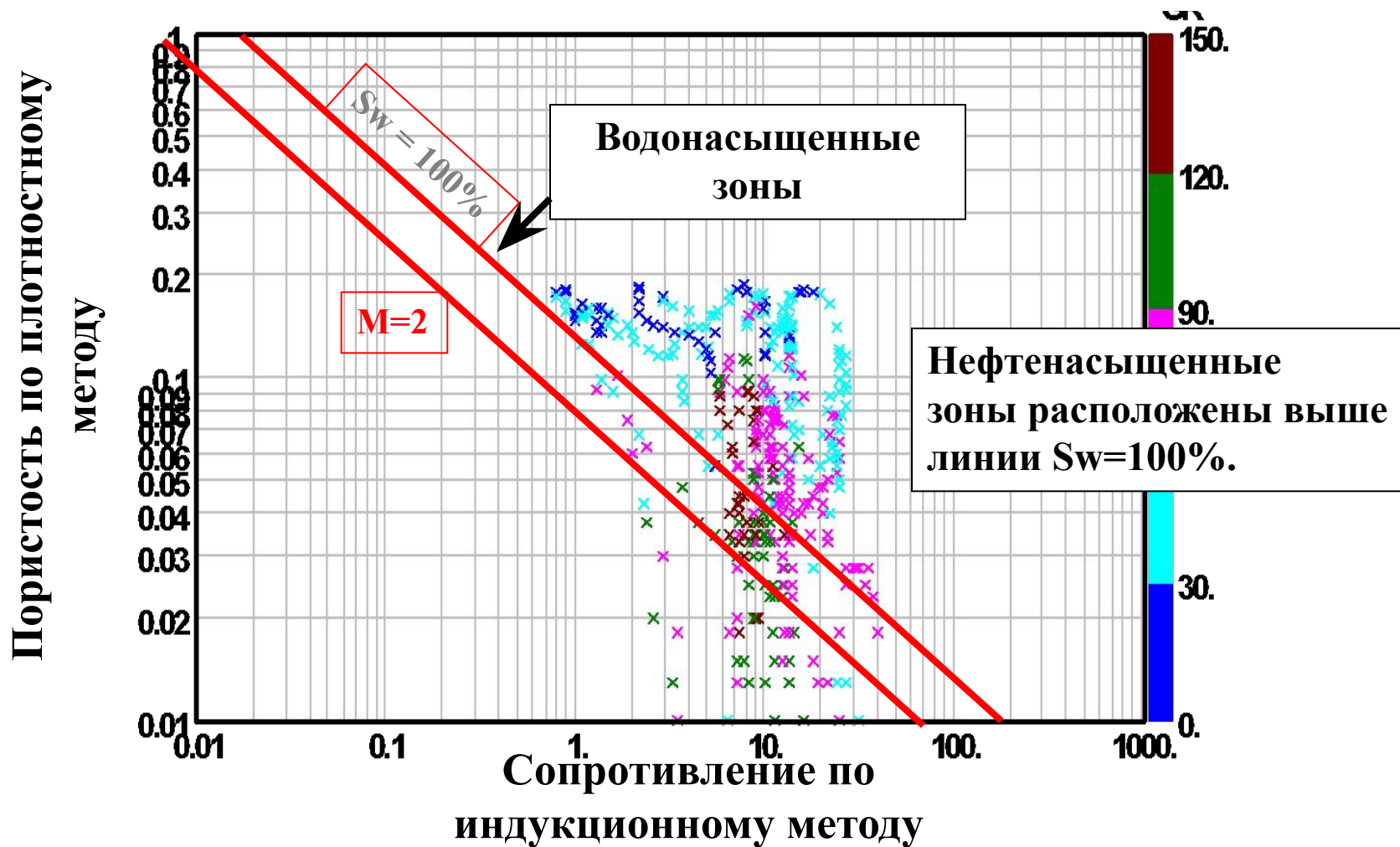
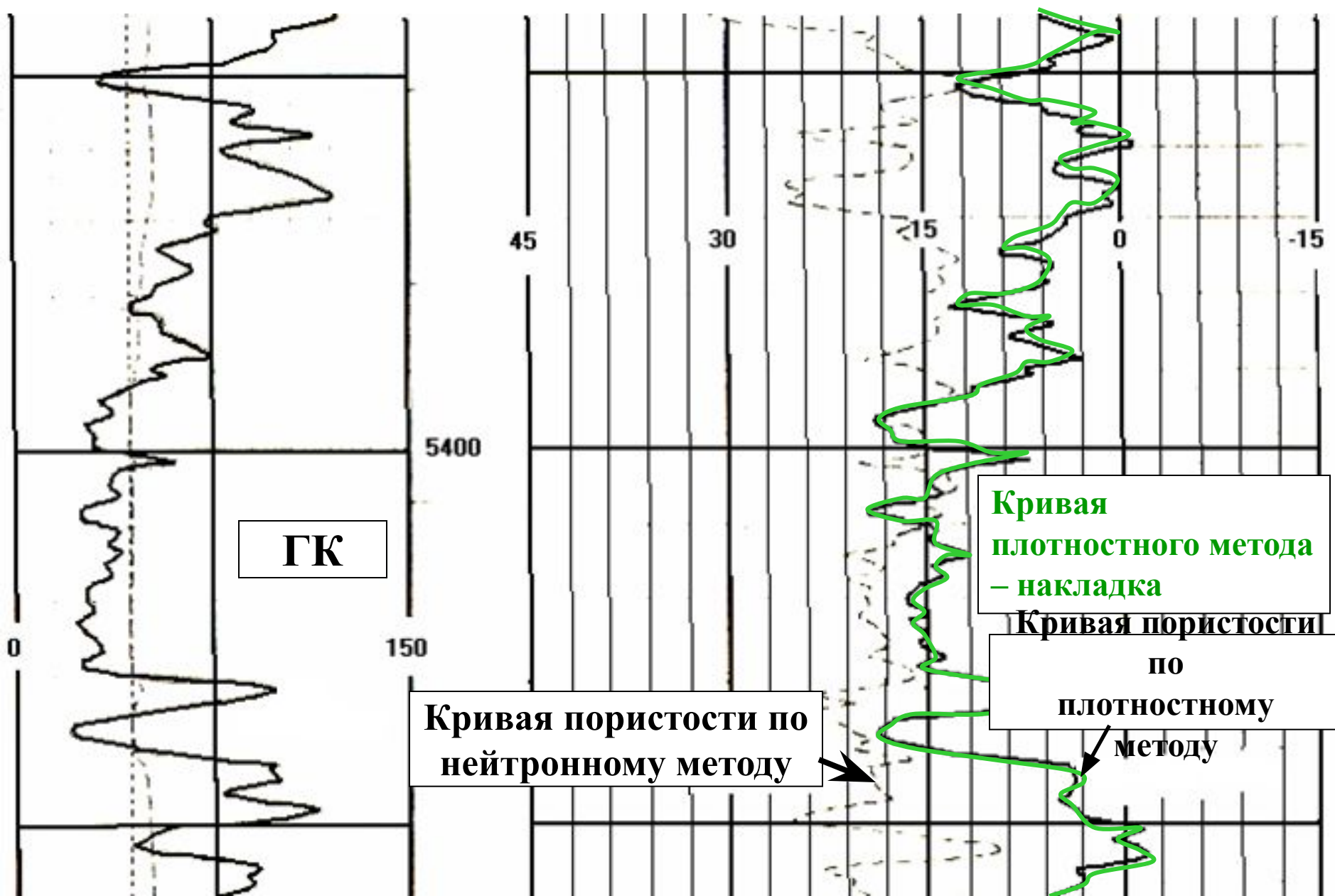


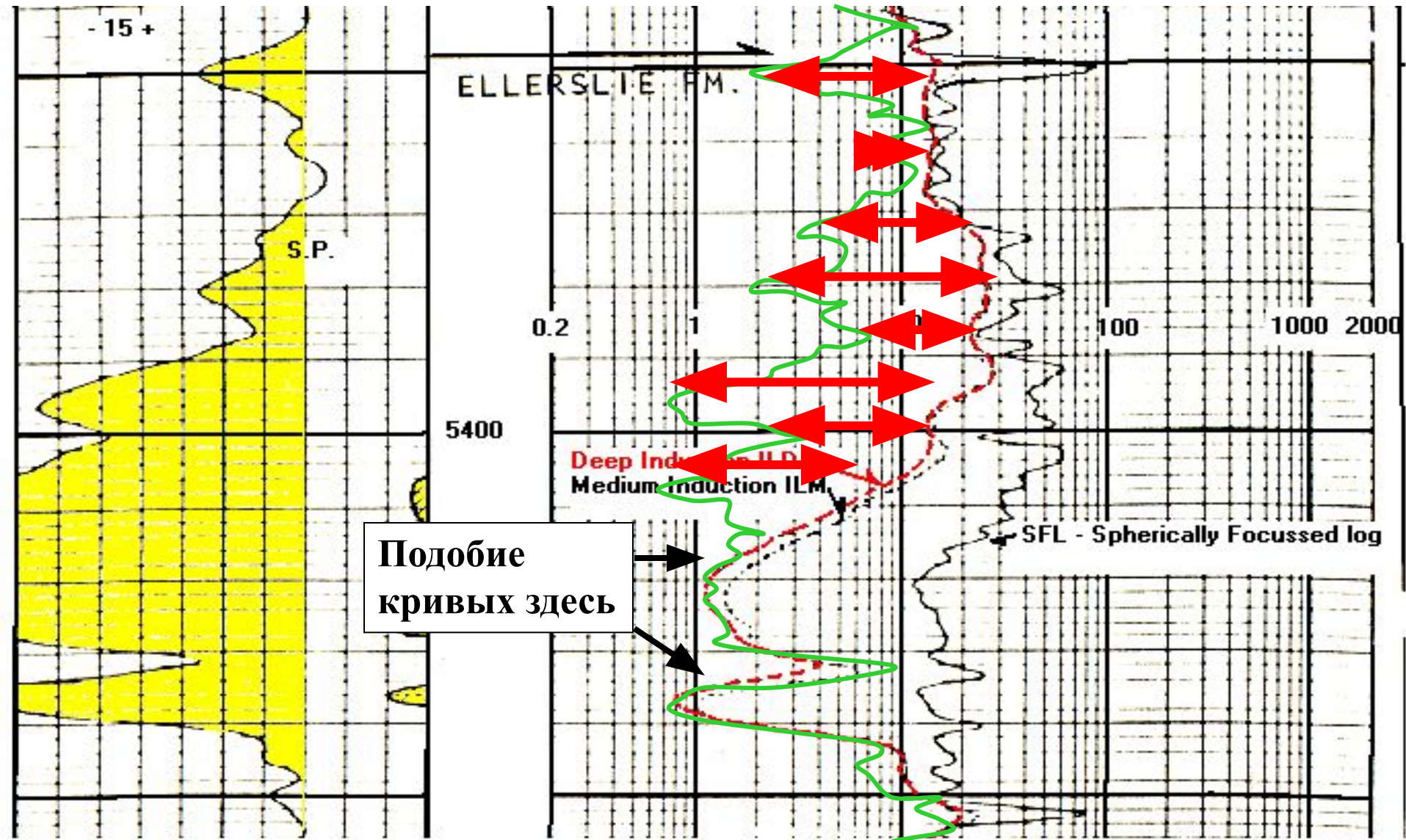
Диаграмма Пикетта - Pickett Plot сопротивление – пористость



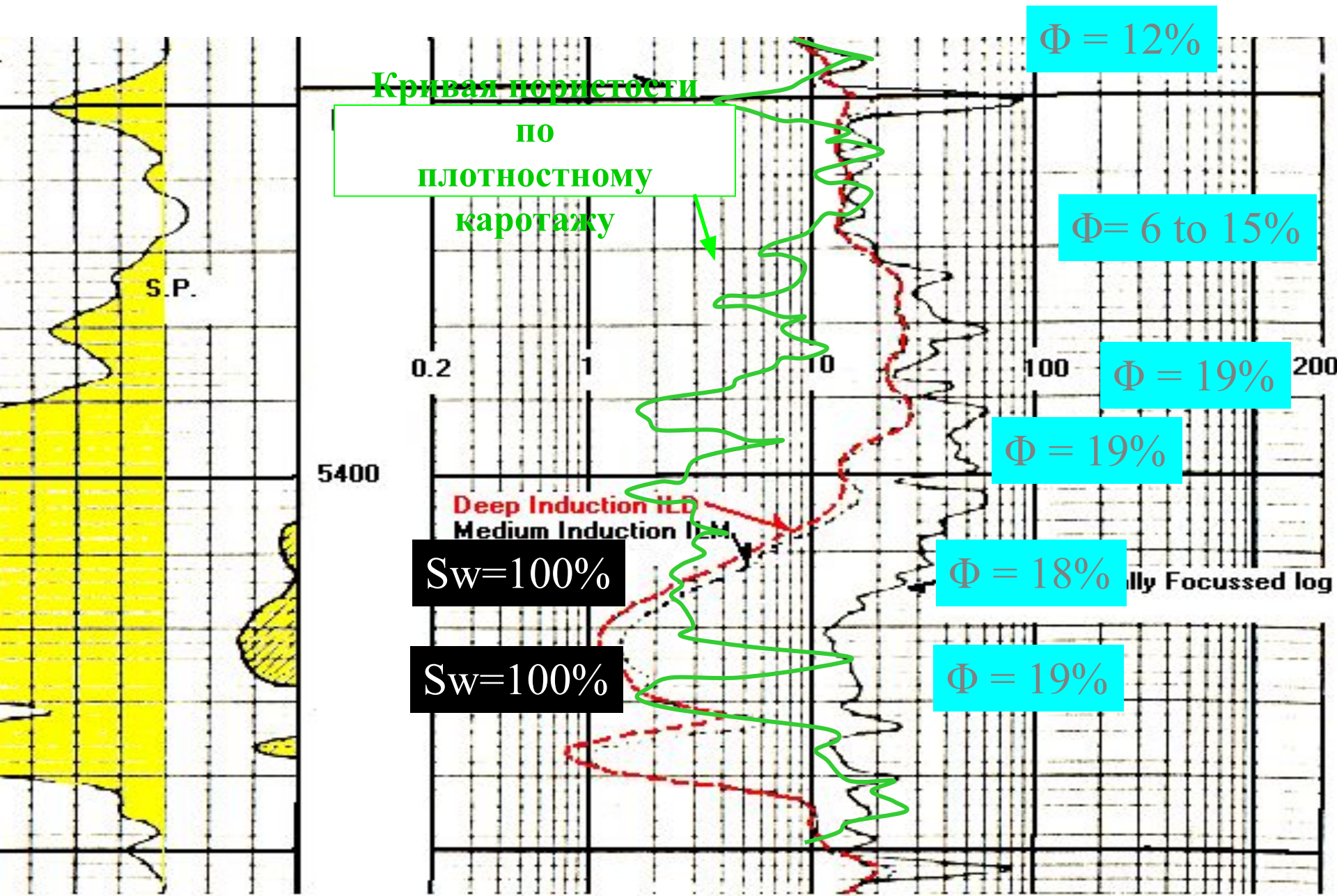
Качественная оценка водонасыщенности



Затем мы работаем с кривыми каротажа, совместимыми по масштабам перекрытия. Плотностная диаграмма в масштабе каротажа сопротивлений определяет сейчас R_0 – сопротивление влажного (содержащего воду) пласта.



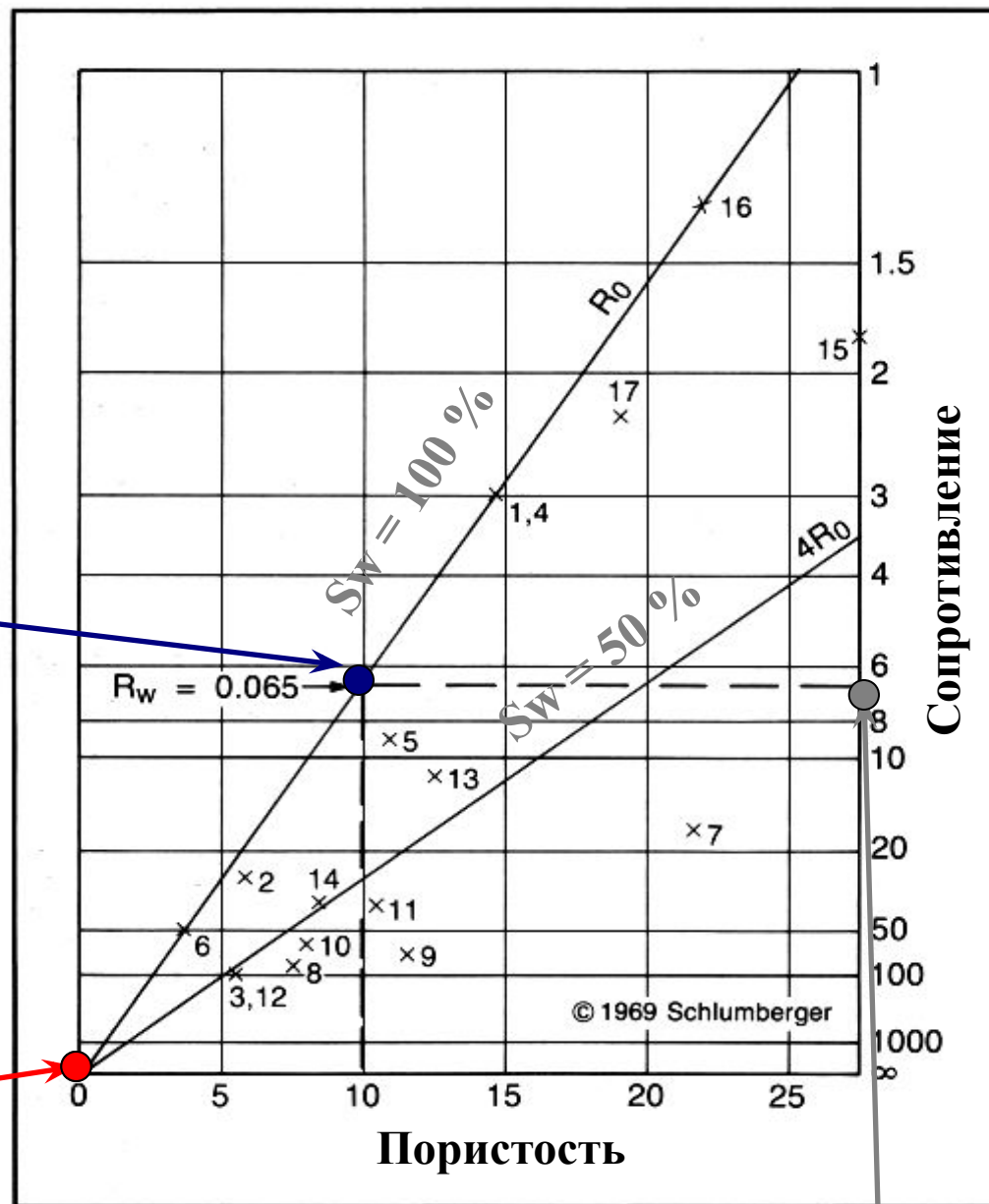
Сопоставление результатов анализа пористости(Φ) и водонасыщенности (S_w) на основе плотностного и индукционного каротажей



Количественная оценка водонасыщенности

Сопротивление пластовой воды

Матрица



Сопротивление пласта, на 100 %
насыщенного водой

Свойство пород пропускать жидкости или газы через систему взаимосоединяющихся пор называется **проницаемостью**. Коэффициент проницаемости пород зависит от коэффициента пористости, характера, формы пор, размера зерен и поверхности порового пространства.

Оценить величину коэффициента проницаемости можно по данным исследования скважин методами **естественных потенциалов**, **сопротивлений** и **вызванной поляризации** с использованием материалов анализа керна, по которым определяется литология пройденных скважиной пластов и размер зерен. Для разных типов пород имеются свои эмпирические зависимости коэффициента проницаемости от геофизических параметров.

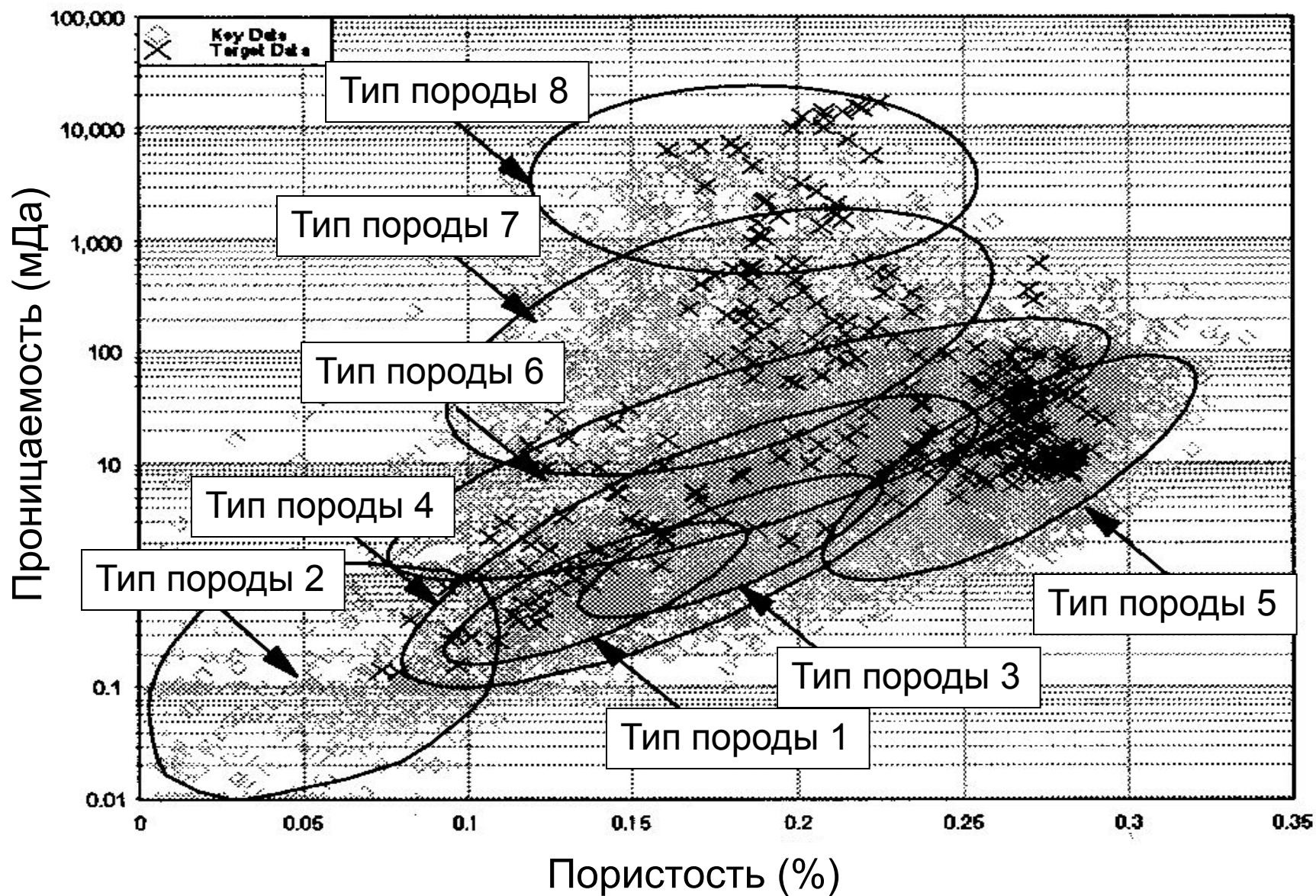
К **количественной интерпретации** результатов ГИС относится также определение **коэффициентов водонасыщения**, **нефтенасыщения**, **газонасыщения** и некоторых других свойств пласта и насыщающей его жидкости, по которым можно судить о продуктивности пластов и предполагаемой отдаче скважиной воды, нефти и газа.

Прогнозирование проницаемости

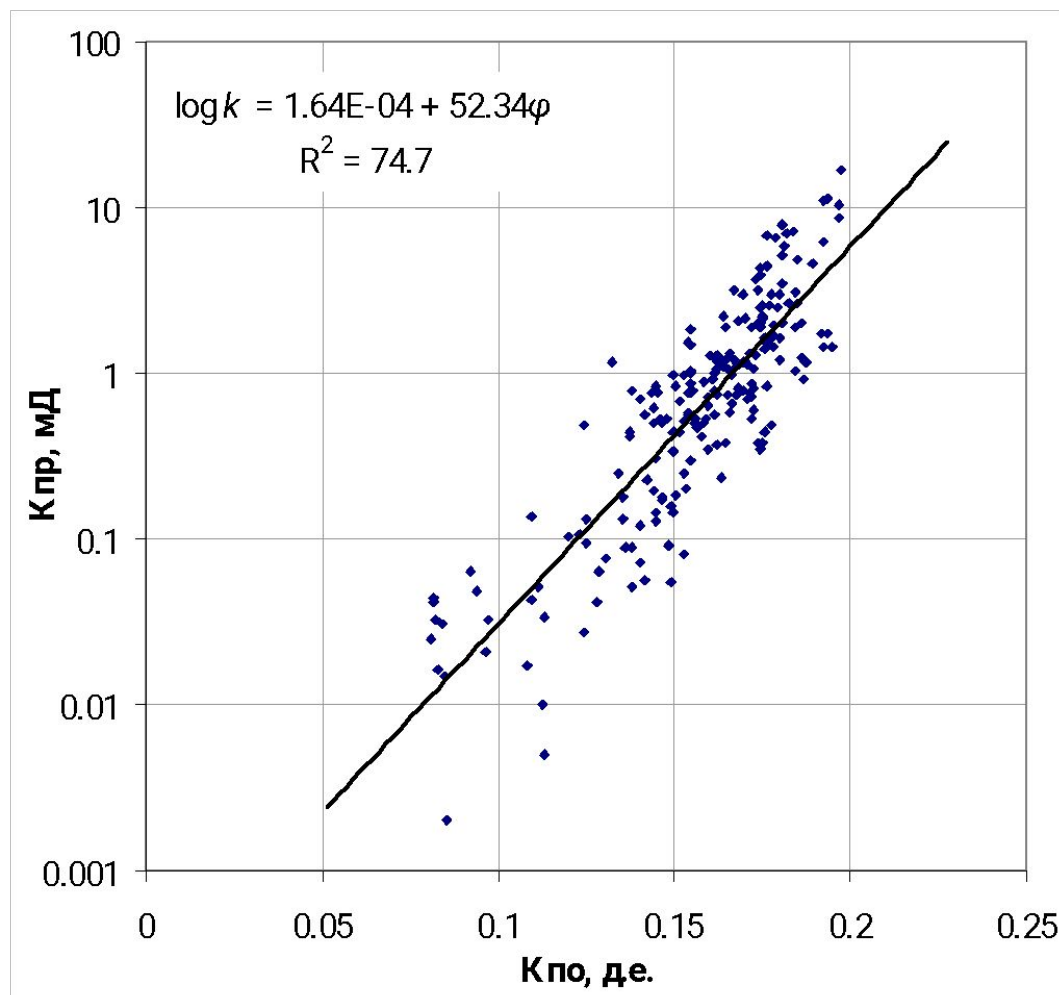
Методы определения проницаемости

- Анализ керна
- Корреляционные зависимости
- Гидродинамические исследования
- Геофизические методы - ЯМР

График зависимости проницаемости от пористости



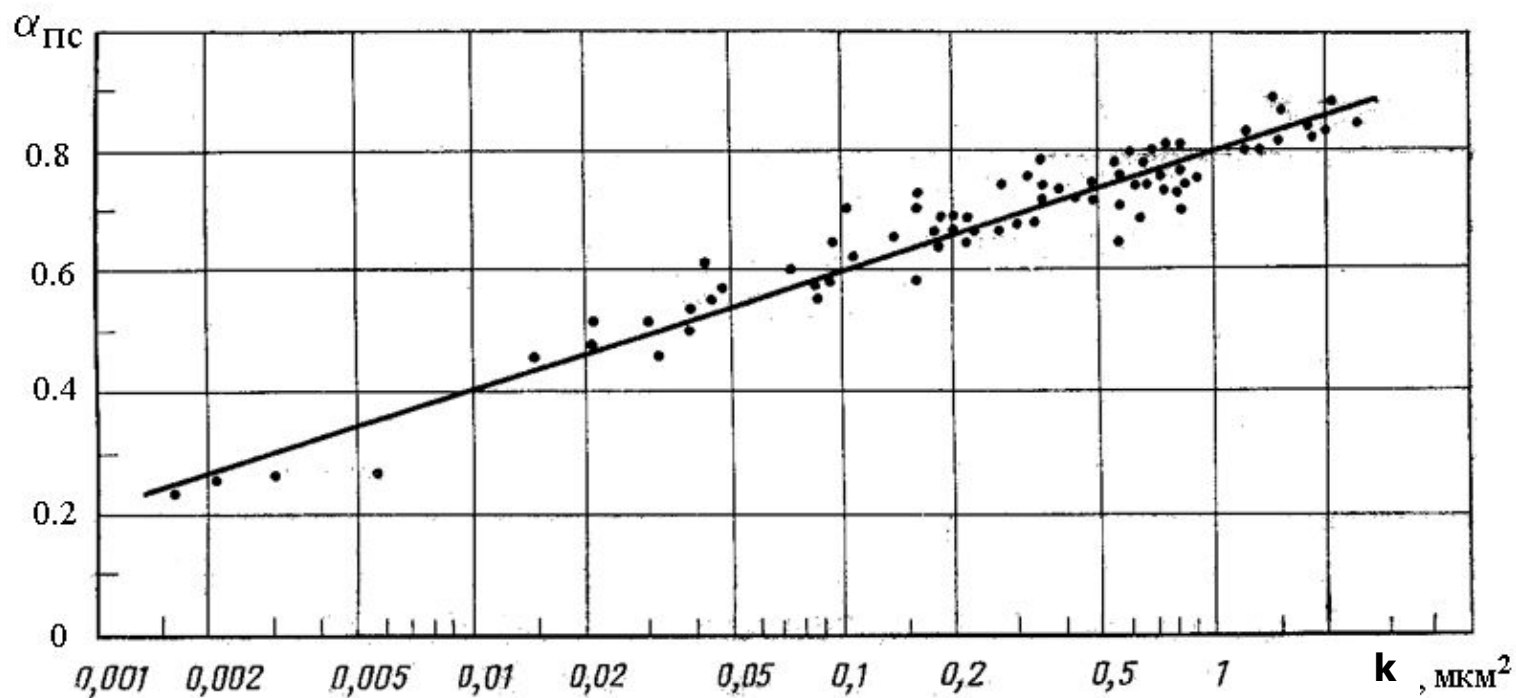
Типичные формы связи проницаемость - пористость



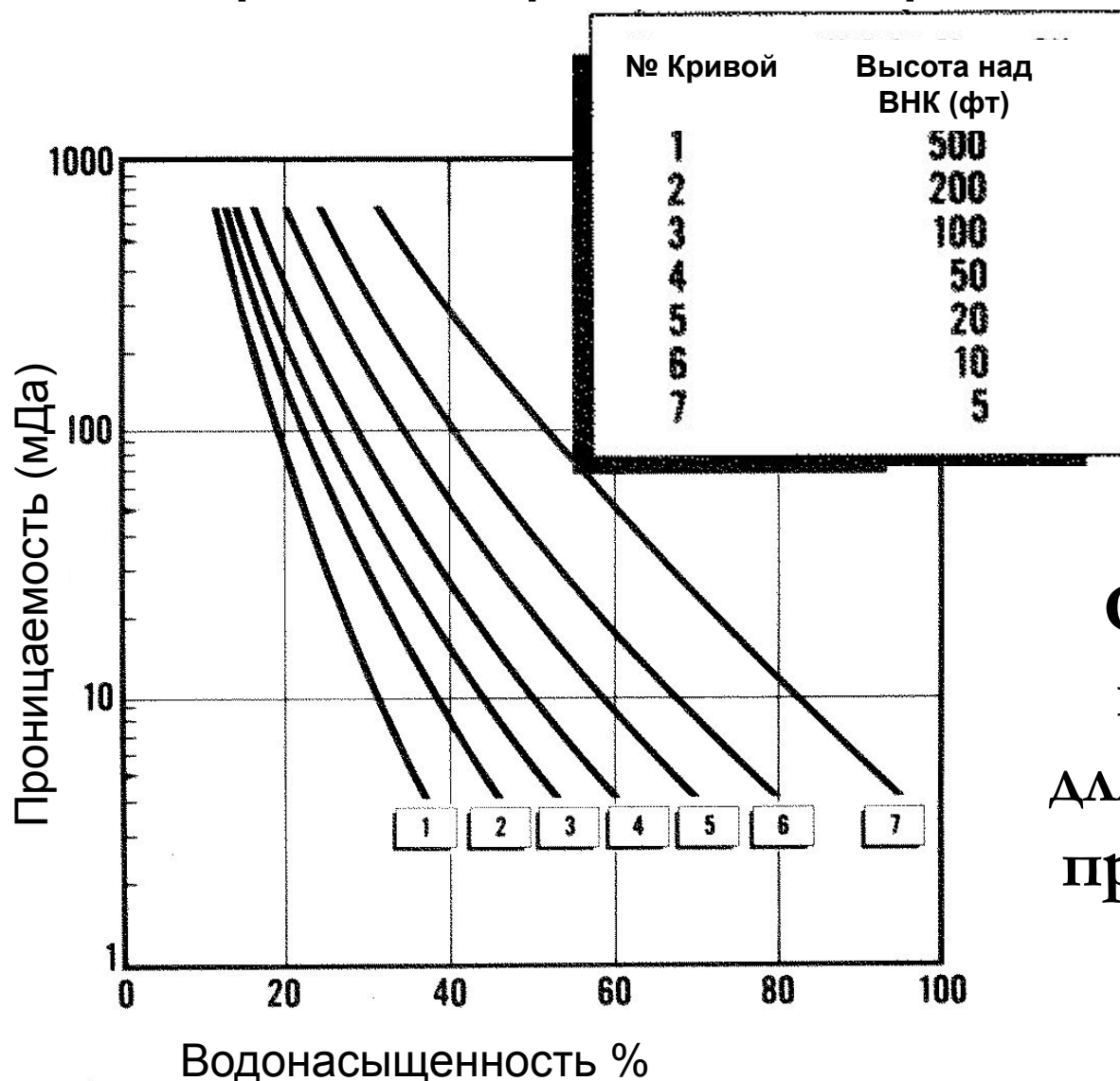
Оптимальная зависимость проницаемости от пористости для образцов керна из пласта АС12 Левобережного участка Приобского месторождения

Проницаемость по диаграммам ПС

Корреляционная связь между $\alpha_{\text{ПС}}$ и k для терригенных отложений юго-восточной части Западной Сибири



прогнозирование проницаемости



Обобщенная
номограмма
для определения
проницаемости

Определение проницаемости по ЯМР

