POROSITY LOGS

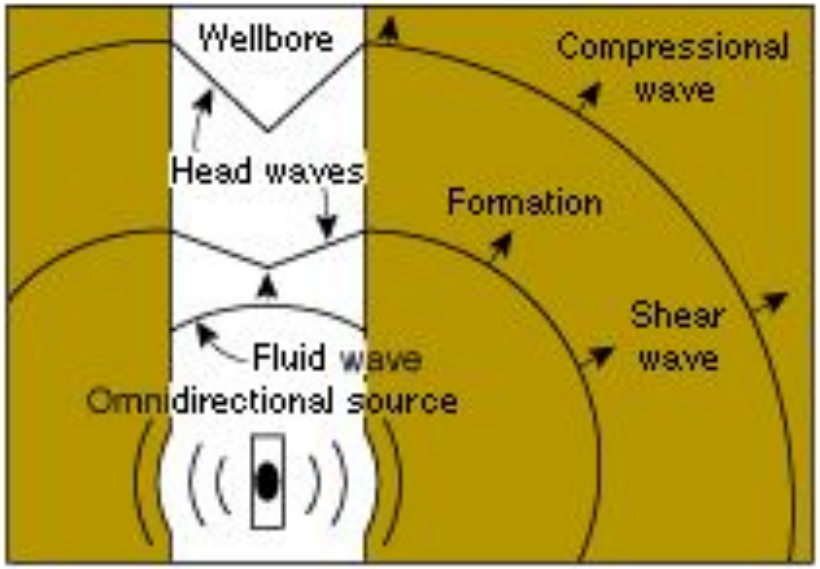
ACOUSTIC LOG

Введение

Акустический каротаж измеряет время пробега упругих волн в породах, пройденных скважиной.

Дает возможность рассчитать пористость, если известна литология.

Физические основы



Продольная (compression):

76 мксек/фут

Поперечная (shear): 139мксек/фут

Волна-помеха: 200 мксек/фут

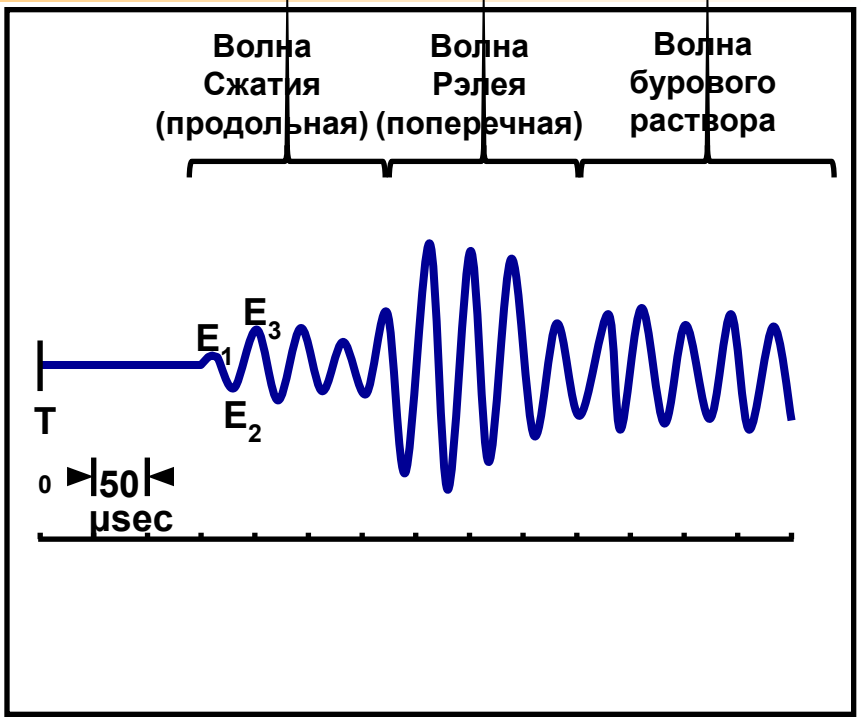
Диаметр скважины: 10 дюймов

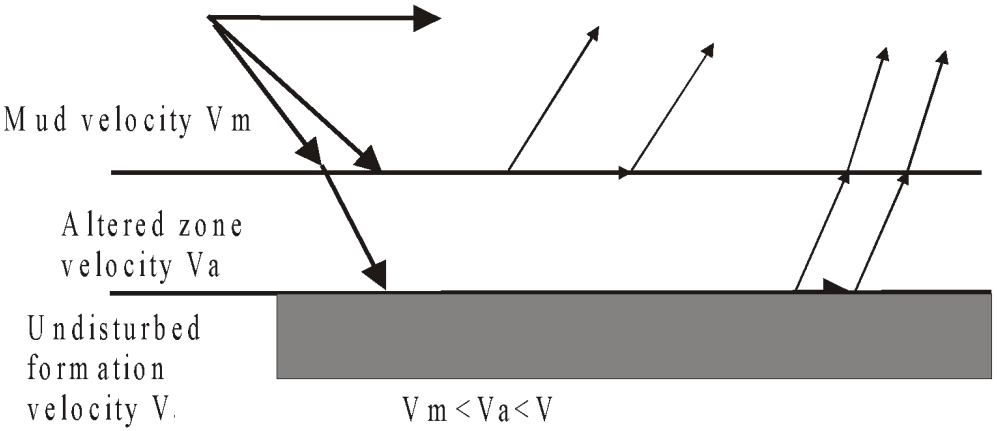
Время: 1 мксек

Источник: 25-кГц

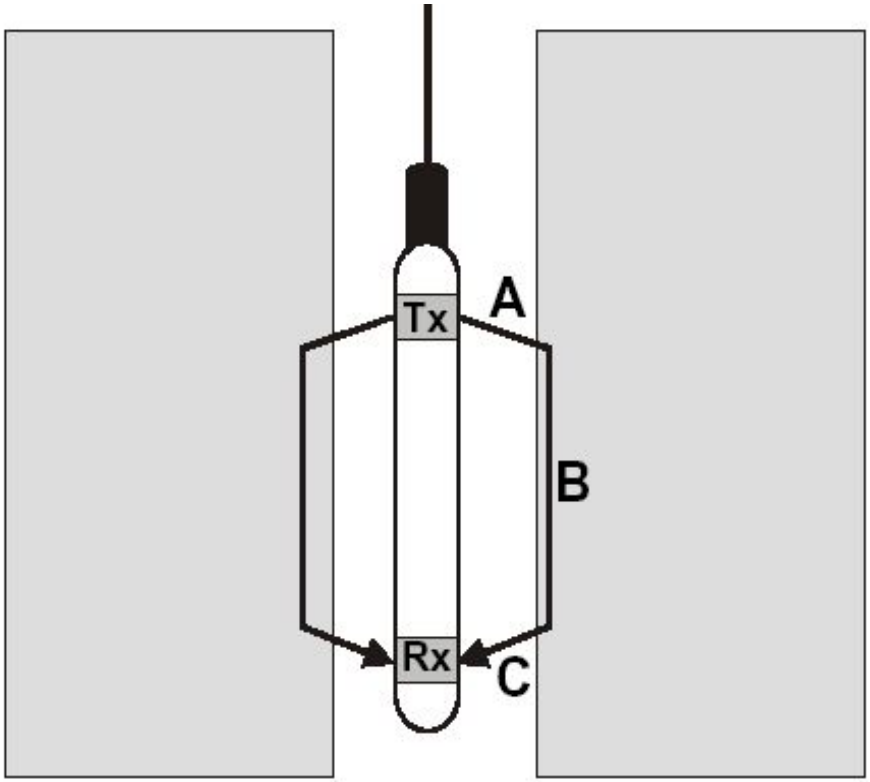
Принцип исследования

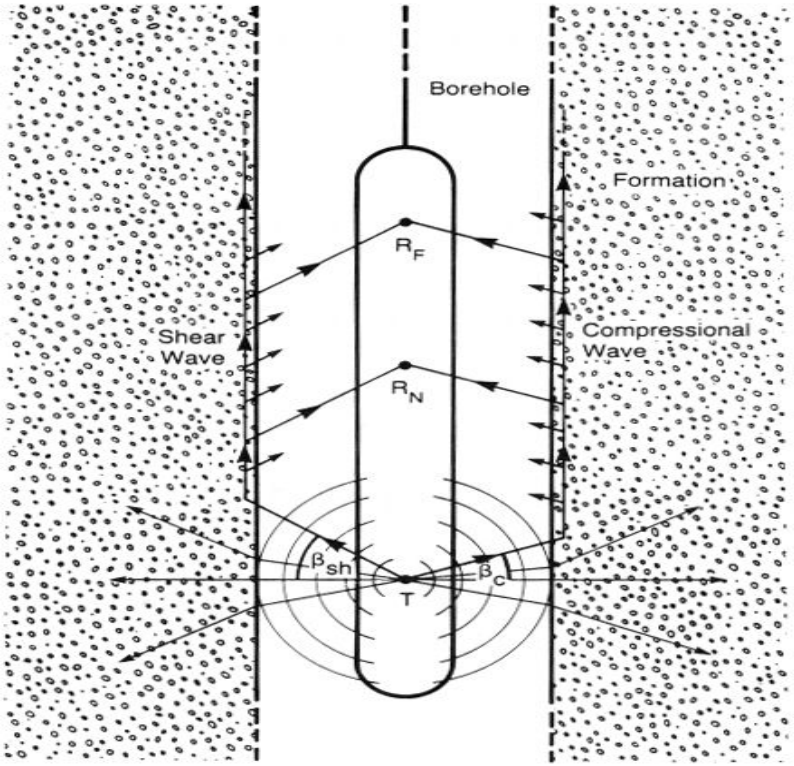
Волновая картина, зарегистрированная звукоприемником





Акустические зонды

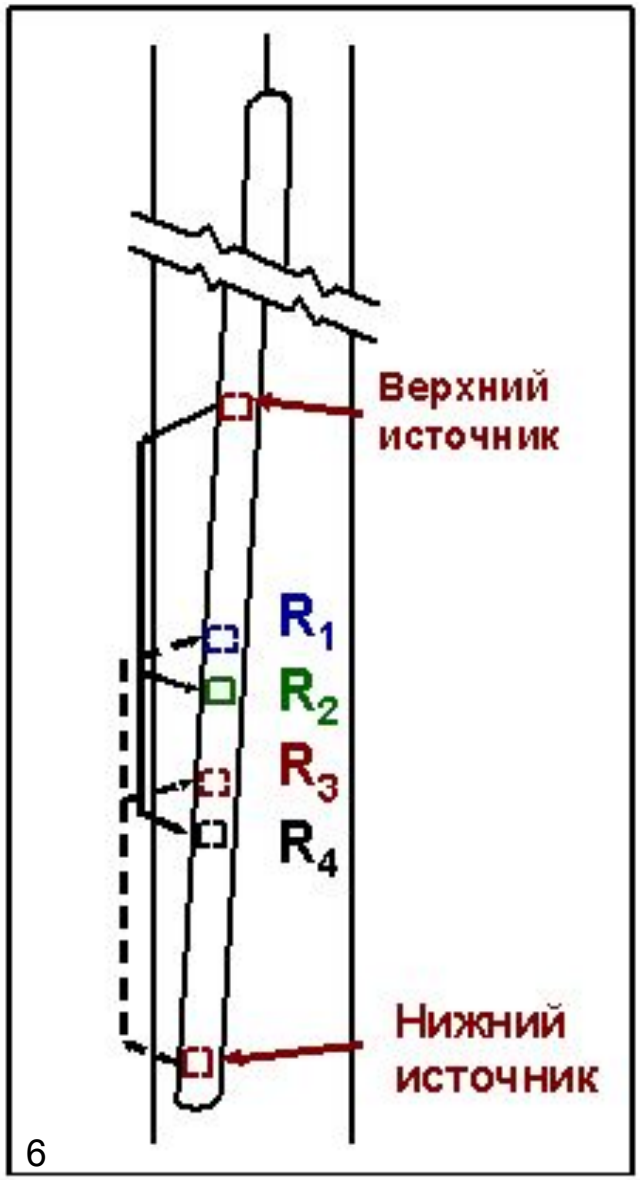




Двухэлементный акустический зонд (с одним приемником)

Трехэлементный акустический зонд (с двумя приемниками)

Акустические зонды



BoreHole Compensated (BHC) tool

Компенсированная система с двумя передатчиками

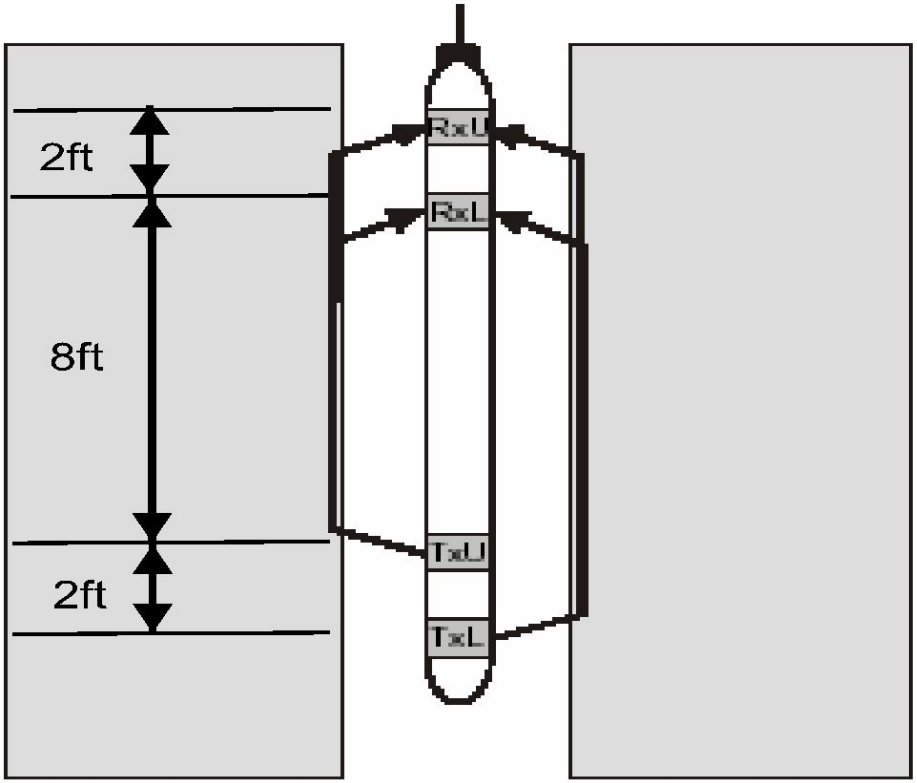
Снижение паразитных эффектов:

- **угол наклона прибора**
- **изменение диаметра скважины**

Усреднение показаний приемников

Акустические зонды

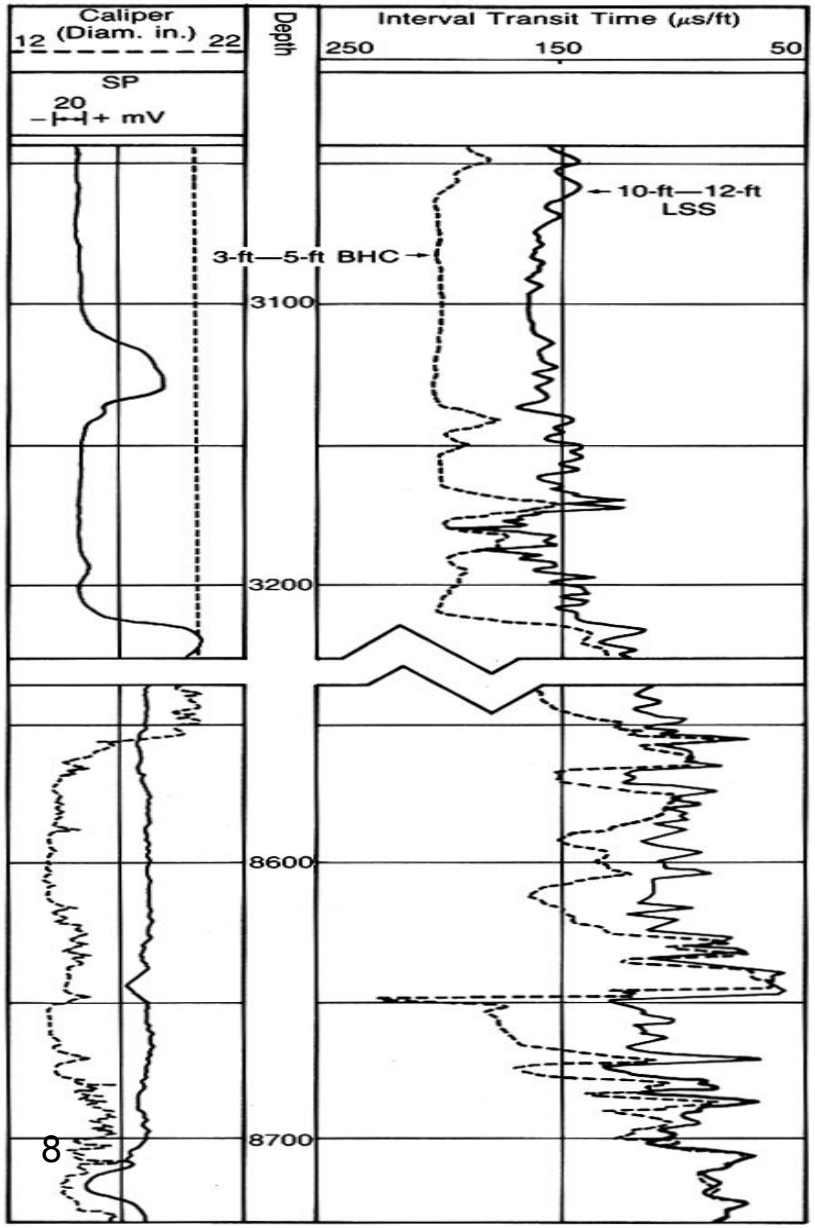
Long Spacing Sonic (LSS) tool



Больший радиус исследования

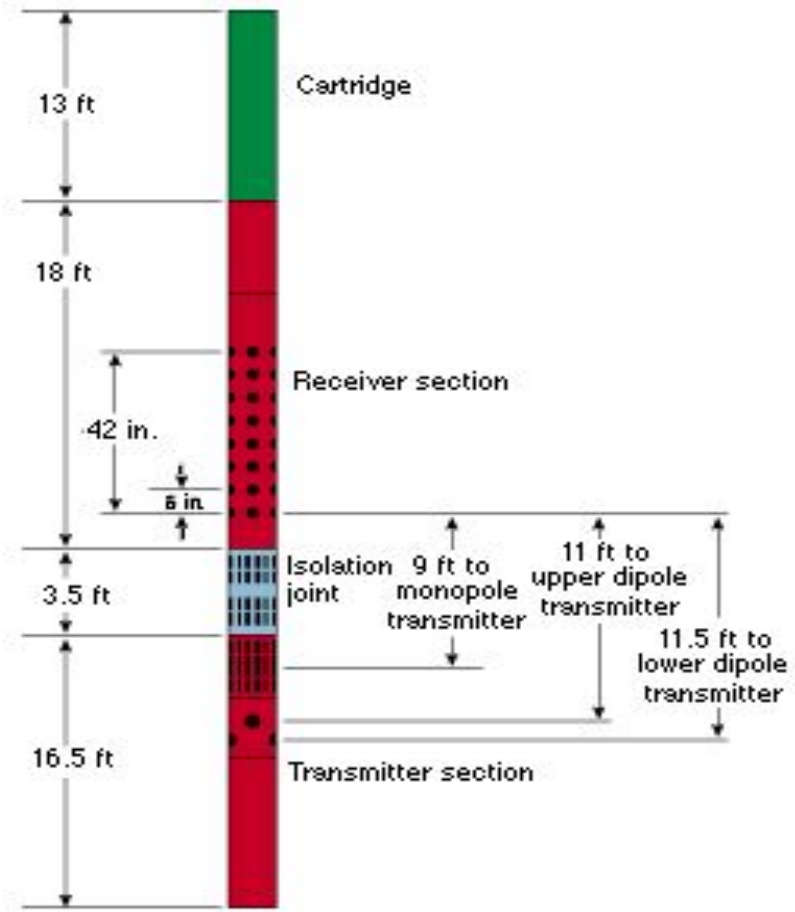
Применение эффективно в скважинах большого диаметра и в разуплотненных породах

Сравнение LSS и BHC



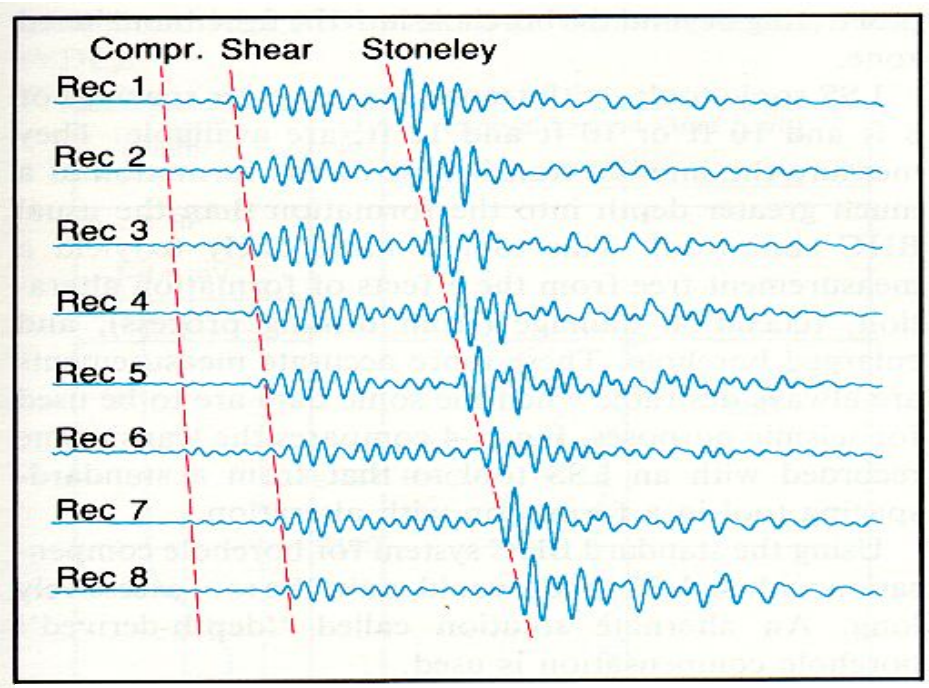
LSS исследует непромытую зону, показания ближе к реальности

Акустические зонды



Array sonic tool

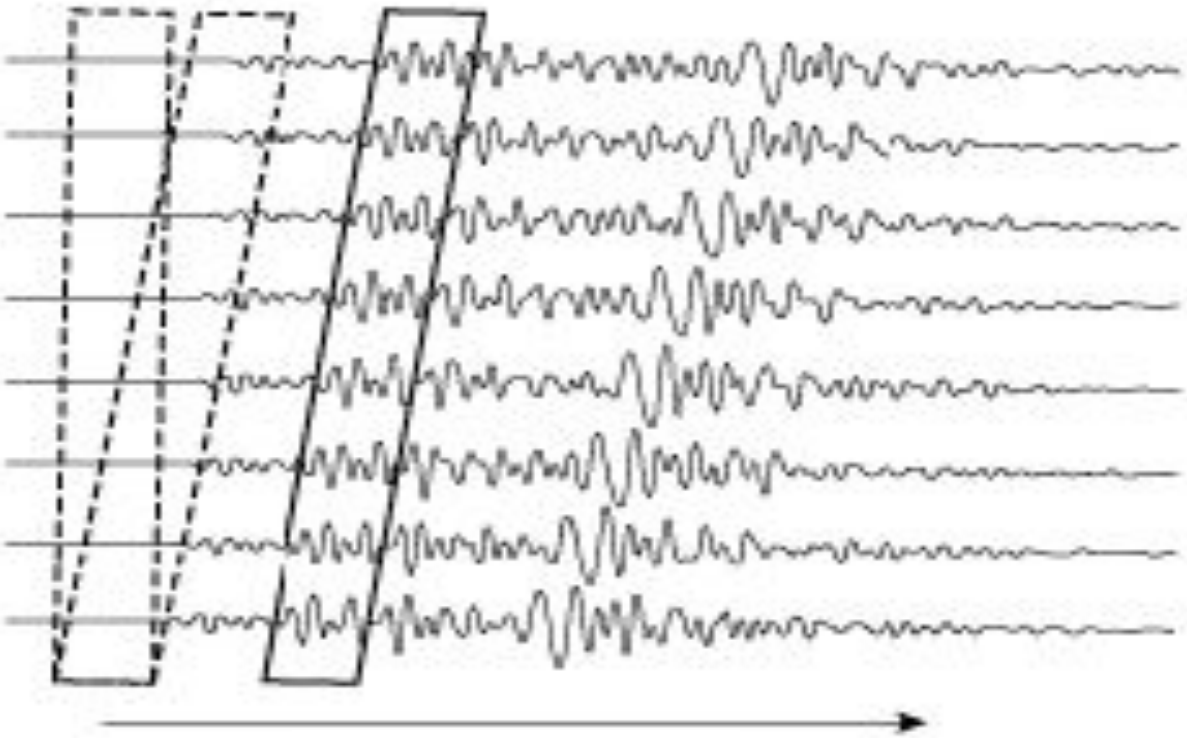
(широкополосный зонд)



Пример записи восьмиканального акустического зонда

Обработка времени прихода волны

Время вступления



Время

Обработка времени прихода волны

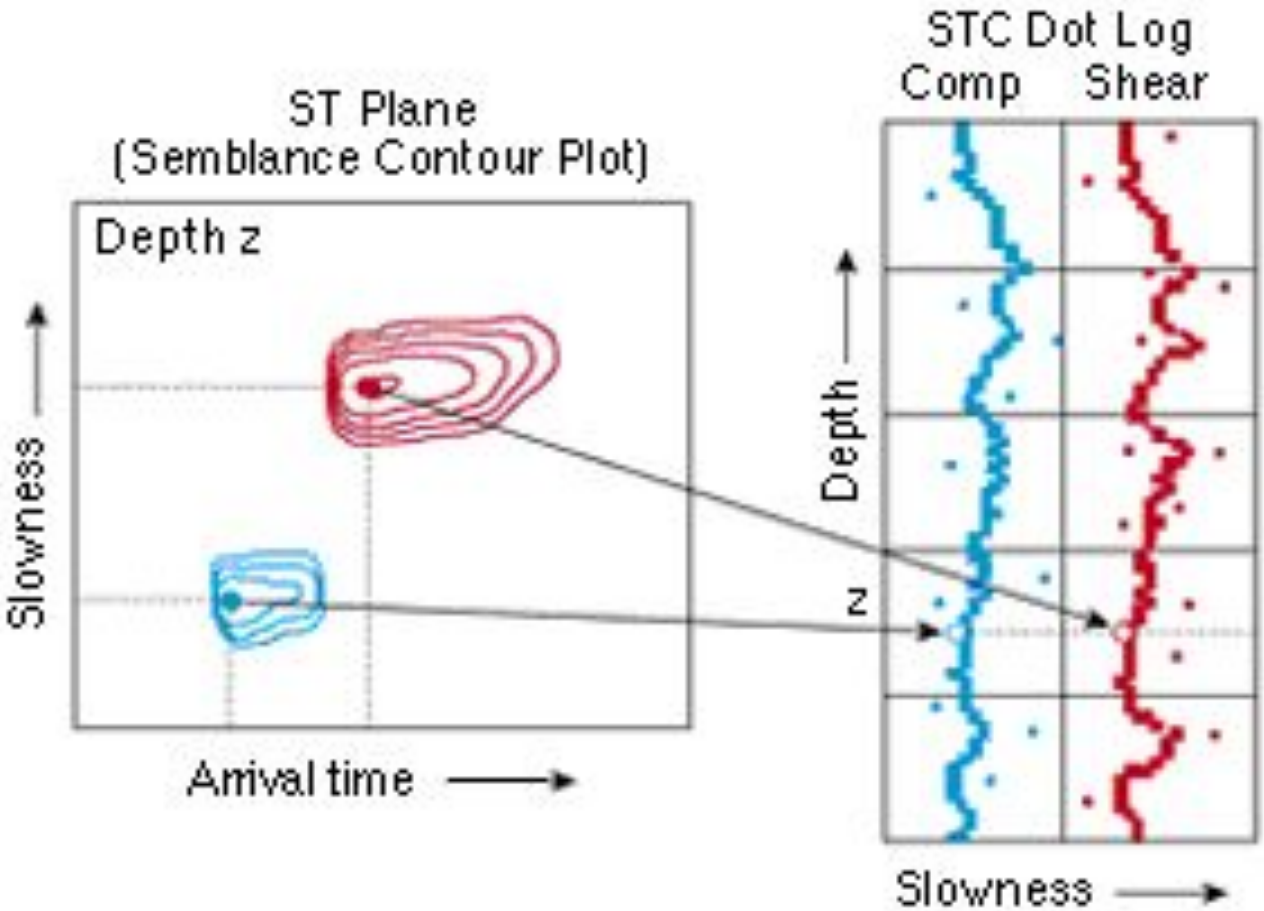
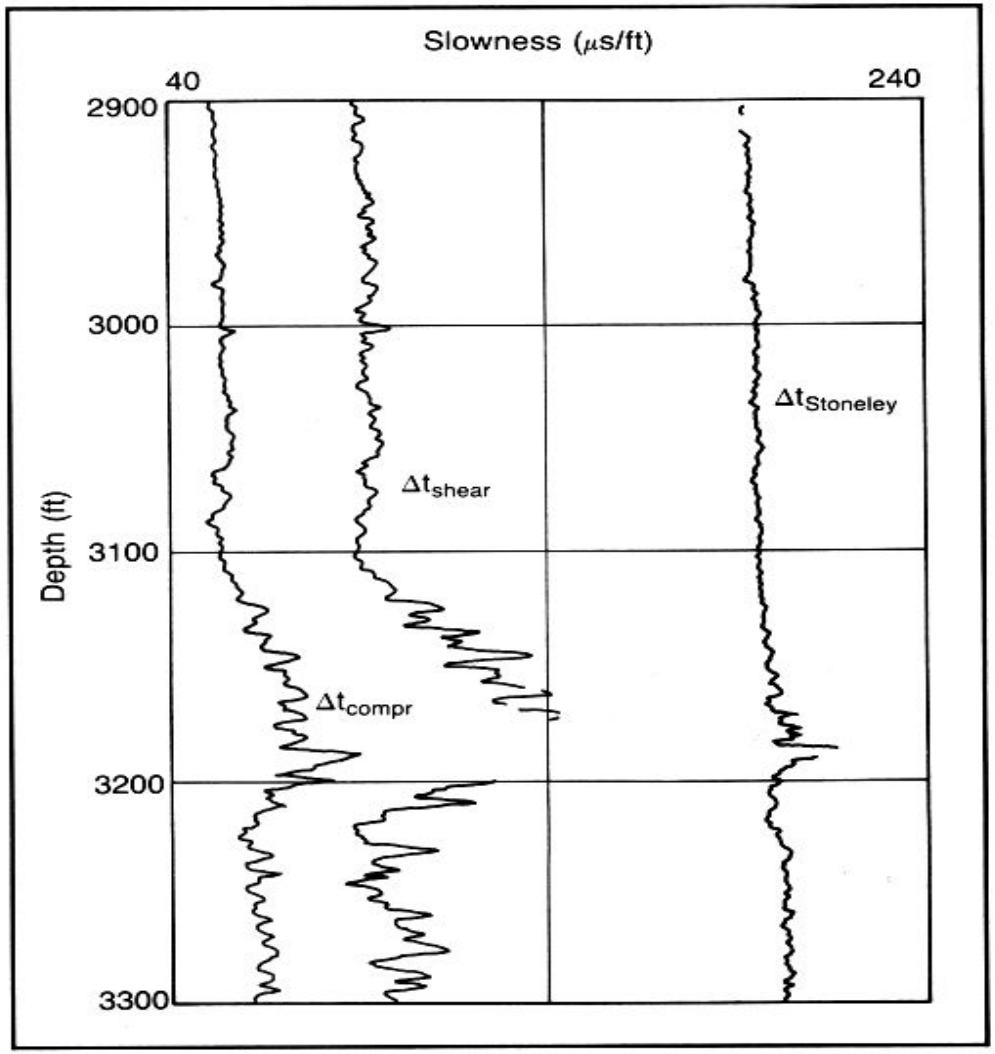


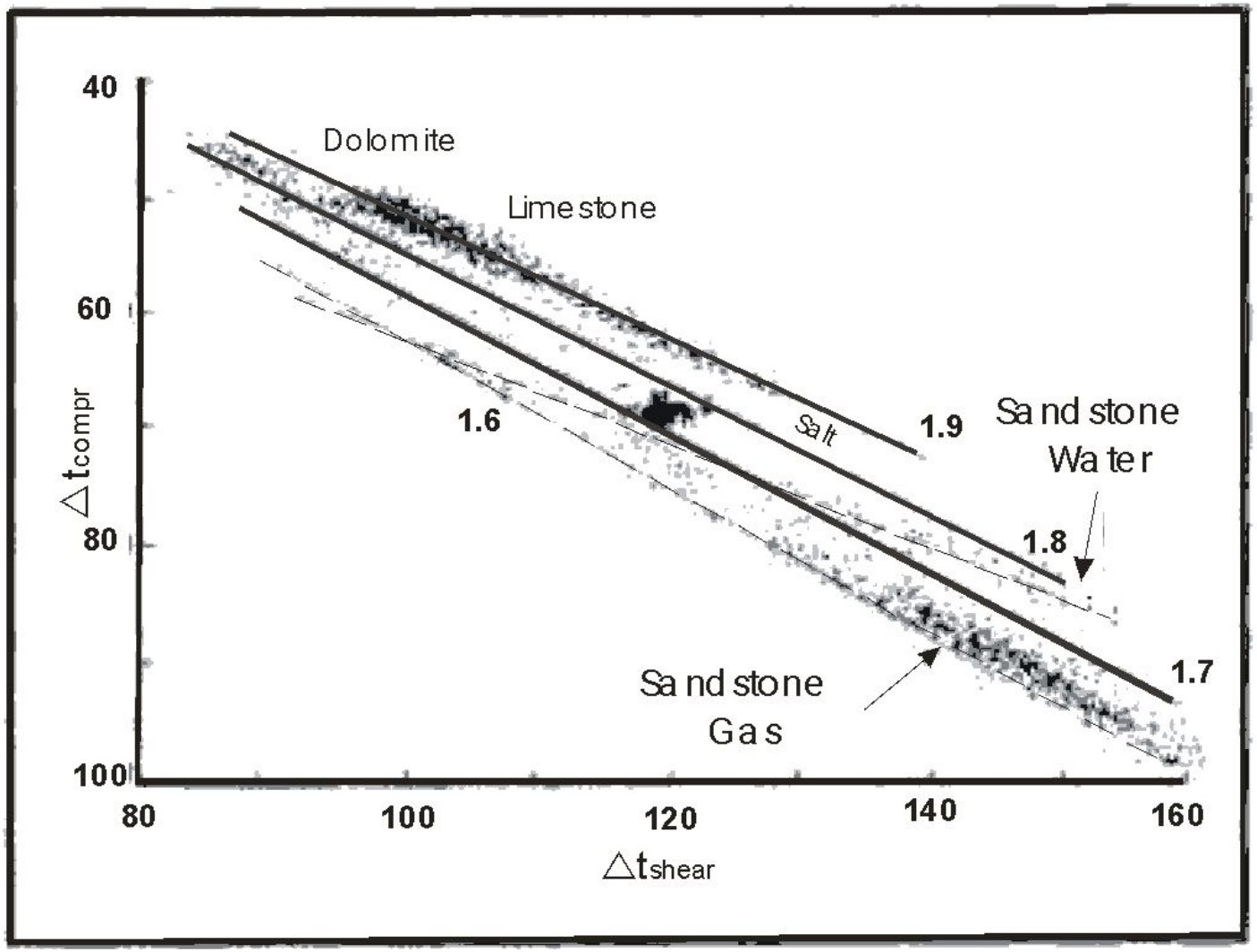
График зависимости величины запаздывания от времени обнаруживает две области. Первая область– это продольная волна, вторая – поперечная волна. В рыхлых формациях это разделение может не быть явным, существует разброс относительно среднего времени

Результаты исследования

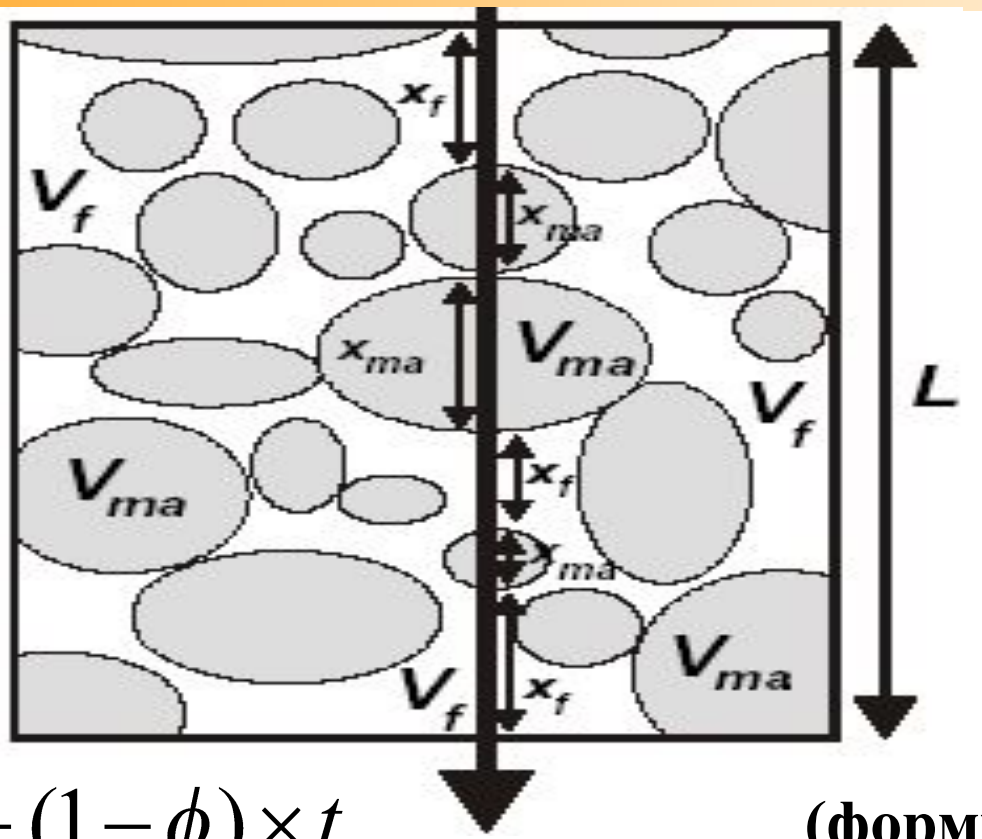


Типичные волны, измеряемые прибором

Определение матрицы и флюида



Расчет пористости



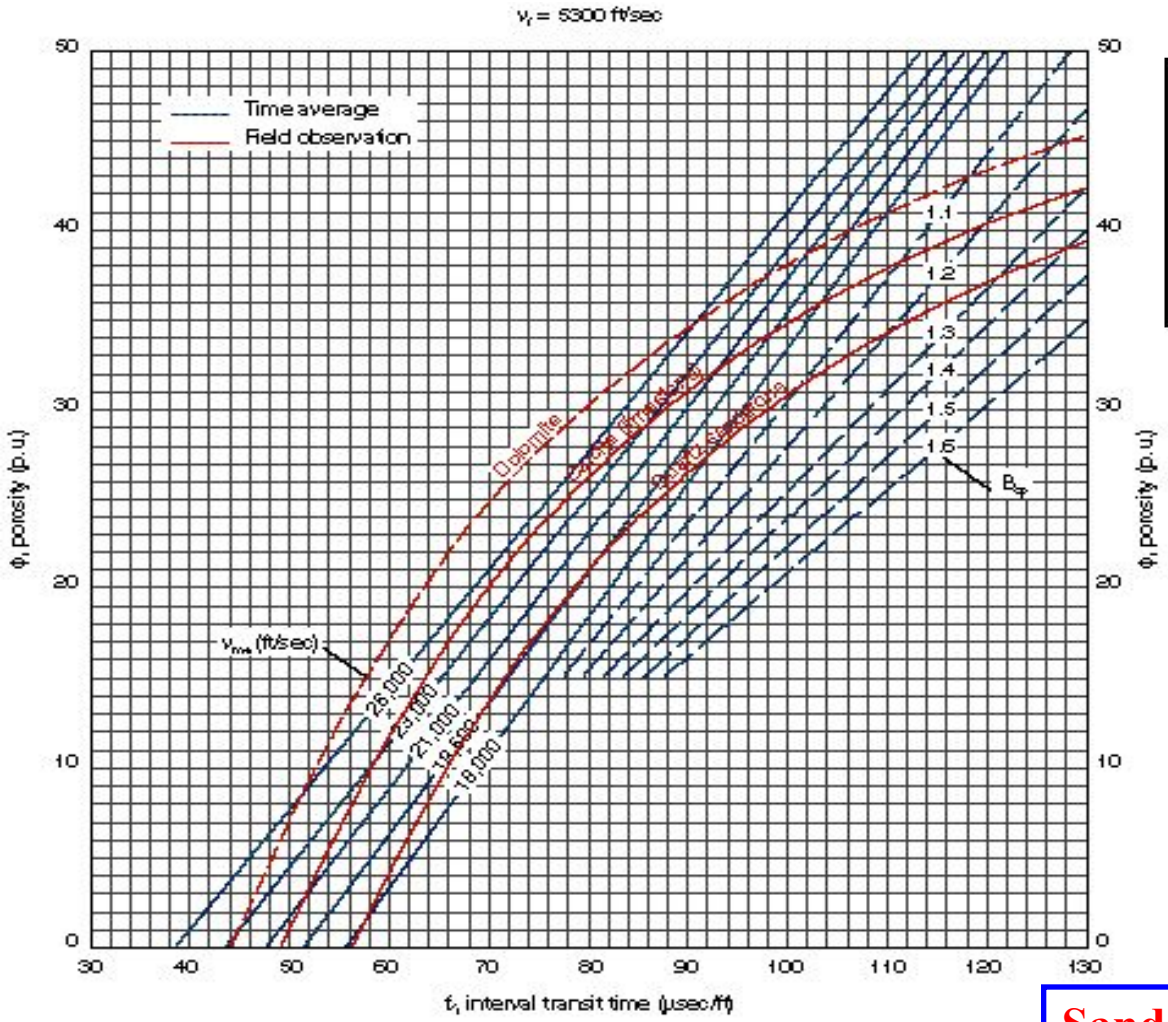
$$\Delta t = \phi \times t_f + (1-\phi) \times t_{ma}$$

(формула Wyllie)

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Δt_f=189 μs/ft (пресный раствор)

Определение пористости



- Wyllie
  $\Phi = (\Delta t_{log} - \Delta t_m)/(\Delta t_f - \Delta t_m)$
- Raymer-Hunt-Gardner
  $\Phi = 0.625 \times (\Delta t_{log} - \Delta t_m)/\Delta t_{log}$

(Δt_f = Δt fluid, Δt_m = Δt Matrix)

Sandstone $\Delta t \approx$ 51-55 μs/ft ≈ 1.7 мкс/см

Limestone $\Delta t \approx$ 47.5 μs/ft ≈ 1.5 мкс/см

Dolomite $\Delta t \approx$ 43.5 μs/ft ≈ 1.3 мкс/см

Особенности

АК «не видит» изолированные поры и трещины.

- **Нейтронный и плотностной каротаж фиксируют общую пористость.**
- **Плотностной каротаж (глубина исследования ≈4 дюйма)**
- **Нейтронный каротаж (глубина исследования ≈10 дюймов)**
- **С помощью АК есть возможность выделения вторичной пористости.**

$$\phi_{total} = \frac{\phi_N + \phi_D}{2}$$

$$\phi_{secondary} = \phi_{total} - \phi_{sonic}$$

Эффект глин и разуплотненности

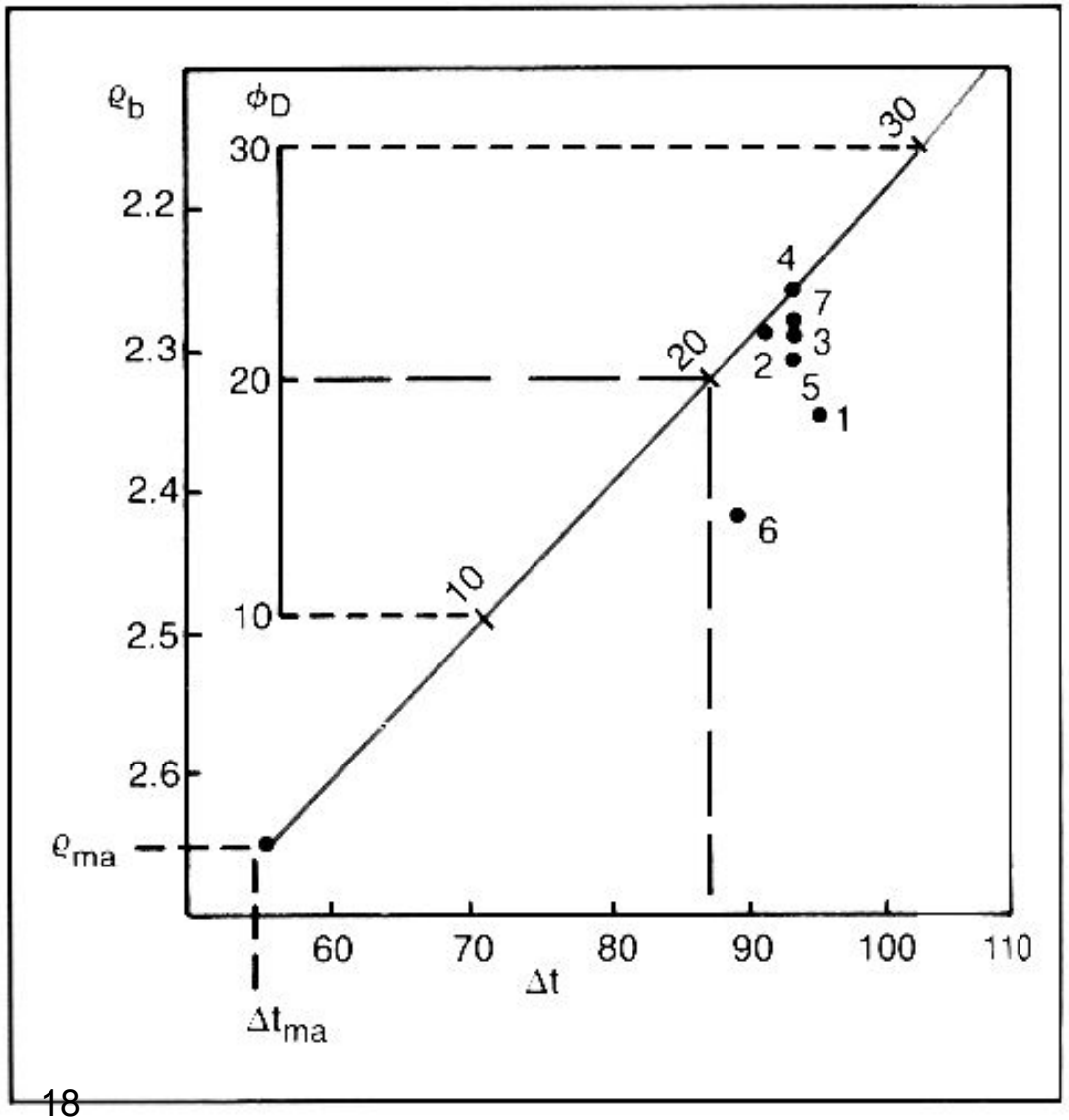
Наличие глин пропорционально увеличивает показания пористости

Время пробега широко варьирует – 60-170 µsec/ft

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \times \frac{1}{B_p}$$

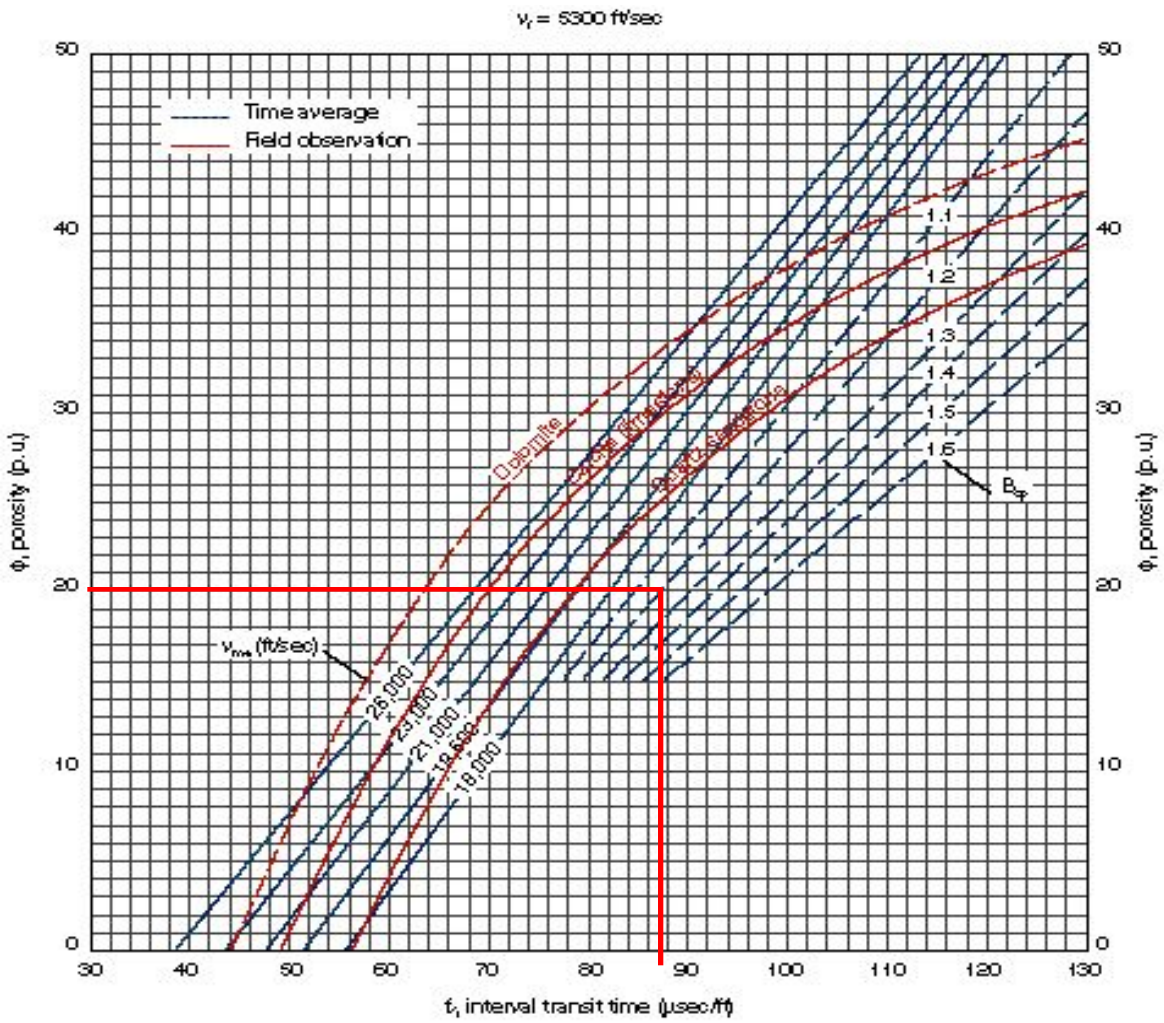
B_p приблизительно равноΔt в смежных глинистых пластах, деленное на 100.

Определение коэффициента B_p



Если есть данные плотностного или нейтронного каротажа

Определение коэффициента B_p



$$B_p = 1.2$$

Влияние насыщения

В песчаниках с обычной пористостью (15-25%) зона проникновения больше глубины исследования, поэтому показания не зависят от насыщения пласта

В высокопористых (30%) и высокопроницаемых песчаниках зона проникновения мала, поэтому показания завышаются для газа и нефти

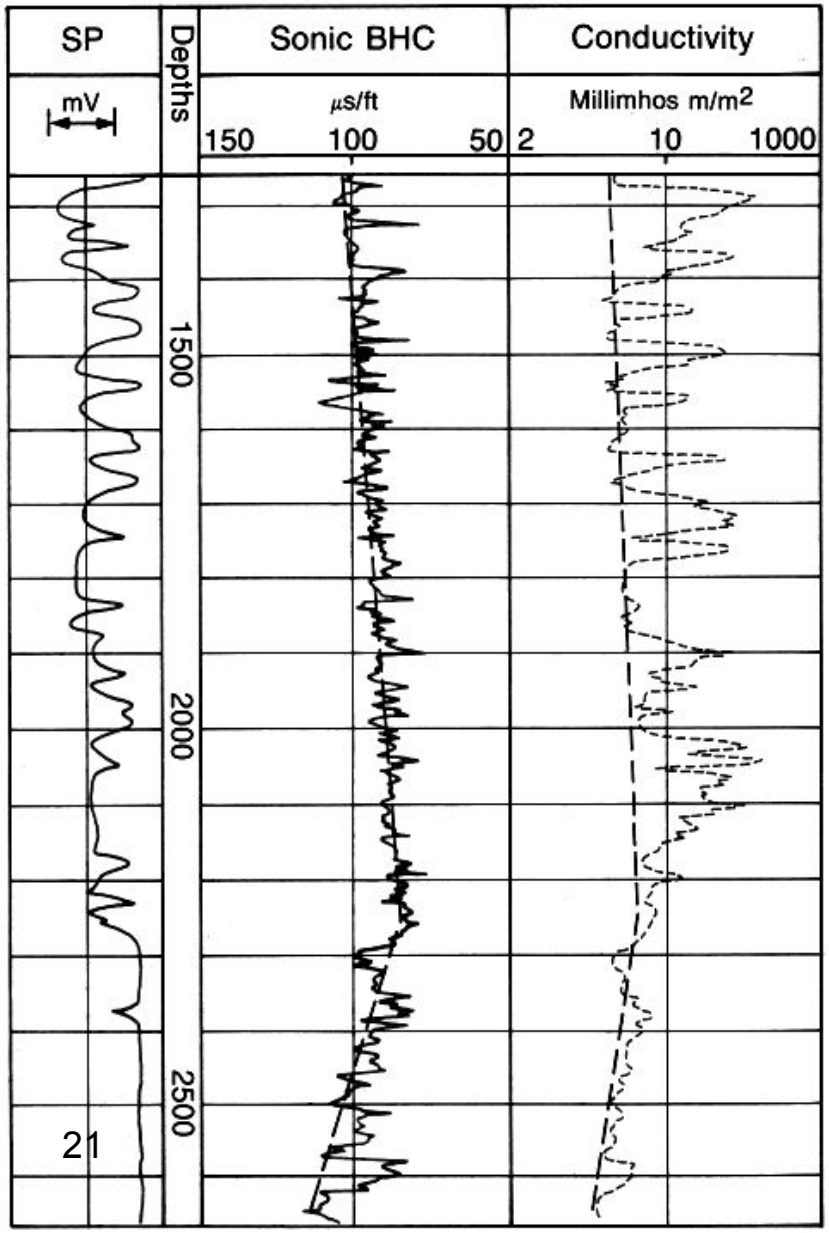
for oil $\varphi T = \varphi A \cdot 0.9$

for gas $\varphi T = \varphi A \cdot 0.7$

φA = **Original acoustic porosity**

φT = **Corrected porosity**

Определение зон АВПД



В покрышках происходит растрескивание породы и заполнение трещин водой, что вызывает увеличение показаний АК

Разрешение и глубина

Разрешающая способность зависит от :

- **длины зонда**
- **базы**

Глубина исследования (0.12-0.6 м) зависит от:

- **длины зонда**
- **мощности источника**

Резюме

1. **Акустический каротаж предназначен для определения пористости. Формула Вилли – основа. В песчано-глинистых породах необходимо учитывать скорость распространения волны в глинах.**

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Sandstone Δt ≈ 51-55 μs/ft ≈1,7 мкс/см

Limestone Δt ≈ 47.5 μs/ft ≈1,5 мкс/см

Dolomite Δt ≈ 43.5 μs/ft ≈1,3 мкс/см

Fresh water Δt ≈ 189 μs/ft ≈6,2 мкс/см

Резюме

2. Основной прибор – BHC, LSS эффективно применяется в скважинах большого диаметра и для разуплотненных пород.
3. АК совместно с нейтронным и/или с плотностным позволяет определять вторичную пористость.
4. В глинистых пластах и неконсолидированных песчаниках необходимо учитывать сжимаемость глин и рыхлость пород.
5. АК позволяет выделять зоны АВПД.
6. Интерпретация поперечных волн позволяет изучать механические свойства горных пород, а отношение $\Delta ts/\Delta tc$ – литологию.

POROSITY LOGS

Formation Density Log

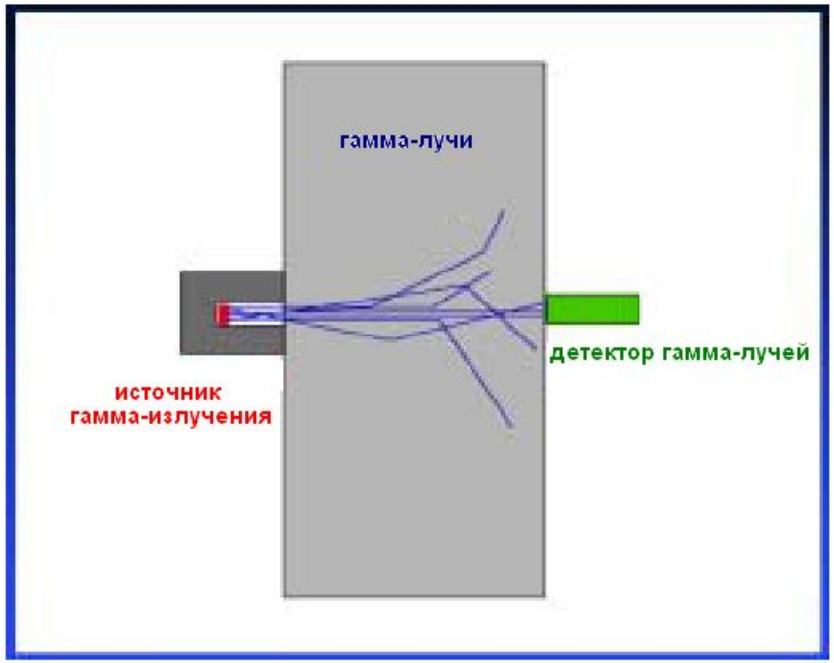
Введение

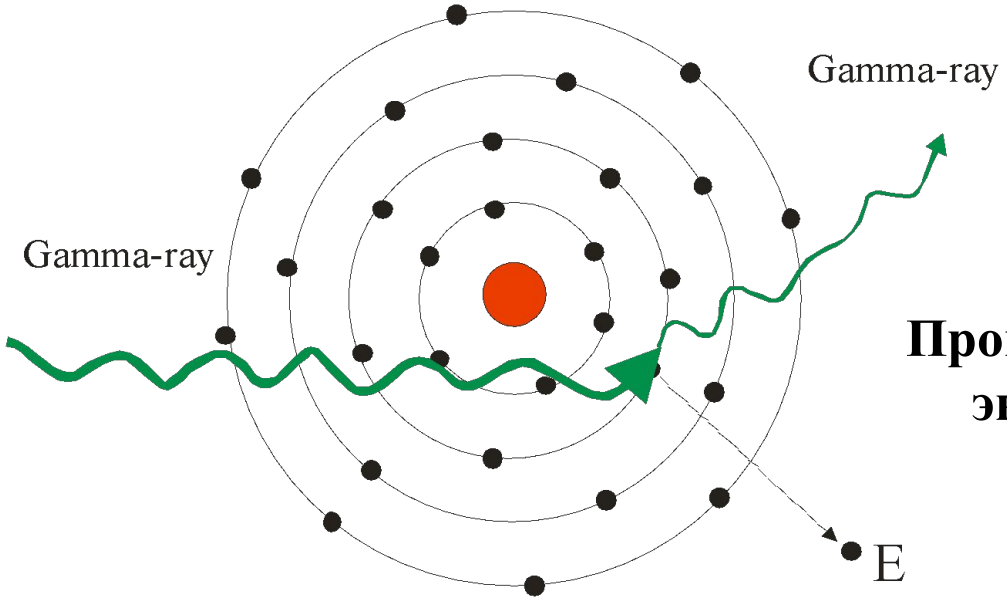
Используется для:

- **Расчета пористости**
- **Выделения газонасыщенных интервалов**
- **Предсказания интервалов с АВПД**
- **Определения литологии**

Принцип исследования

Комптоновское рассеяние





Процесс является преобладающим при энергии гамма-квантов 0.5-3 МэВ

Теория метода

- **Вероятность комптоновского взаимодействия испускаемых источником γ-квантов пропорциональна числу электронов N_e в единице объема вещества (электронной плотности), которое связано с плотностью:**

$$Ne = N * \frac{Z}{A} * \rho_b$$

- **N - число Авогадро ($6.02*10^{23}$)**
- **Z - заряд ядра**
- **A - атомная масса**
- **ρ_b - плотность вещества**

Теория метода

Для элементов, составляющих горные породы, отношение 2Z/A (Z<30) является достаточно постоянным и практически равно 1. Соответственно, число электронов в единице объема пропорционально плотности среды.

Величина измеряемого гамма-излучения определяется в основном электронной плотностью среды, окружающей прибор, пропорциональной объемной плотности, и не зависит от изменений ее вещественного состава.

Чем больше плотность – тем больше рассеяние.

Сравнение плотности

Compound	Composition	Actual Bulk Density, ρ_b	2 Z/A	Effective Electron Density, ρ_e	Apparent Bulk Density, ρ_a
Quartz	SiO_2	2.654	0.9985	2.650	2.648
Calcite	$CaCO_3$	2.710	0.9991	2.708	2.710
Dolomite	$CaCO_3.MgCO_3$	2.870	0.9977	2.863	2.876
Anhydrite	$CaSO_4$	2.960	0.9990	2.957	2.977
Sylvite	KCL	1.984	0.9657	1.916	1.863
Halite	NaCl	2.165	0.9581	2.074	2.032
Gypsum	$CaSO_4.2H_2O$	2.320	1.0222	2.372	2.351
Anthracite (low)		1.400	1.030	1.442	1.355
Anthracite (high)		1.800	1.030	1.852	1.796
Coal (Bituminous)		1.200	1.060	1.272	1.173
Coal		1.500	1.060	1.590	1.514
Pure Water	H_2O	1.000	1.1101	1.110	1.000
Salt Water	200,000 ppm NaCl	1.146	1.0797	1.237	1.135
Oil	$(CH_2)_n$	0.850	1.1407	0.970	0.850
Methane	CH_4	ρ_m	1.247	$1.247\rho_m$	$1.335\rho_m$-0.188
Gas	$C_{1.1}H_{4.2}$	ρ_g	1.238	$1.238\rho_g$	$1.325\rho_g$-0.188

- $\rho_a=1.07*\rho_e-0.188$
- ρ_a – кажущаяся плотность (показания прибора)
- ρ_b откалибровано на матрице, насыщенной водой. Плотности точно известны.

Плотность воды

Плотность воды зависит от:

- **минерализации**
- **температуры**
- **давления**

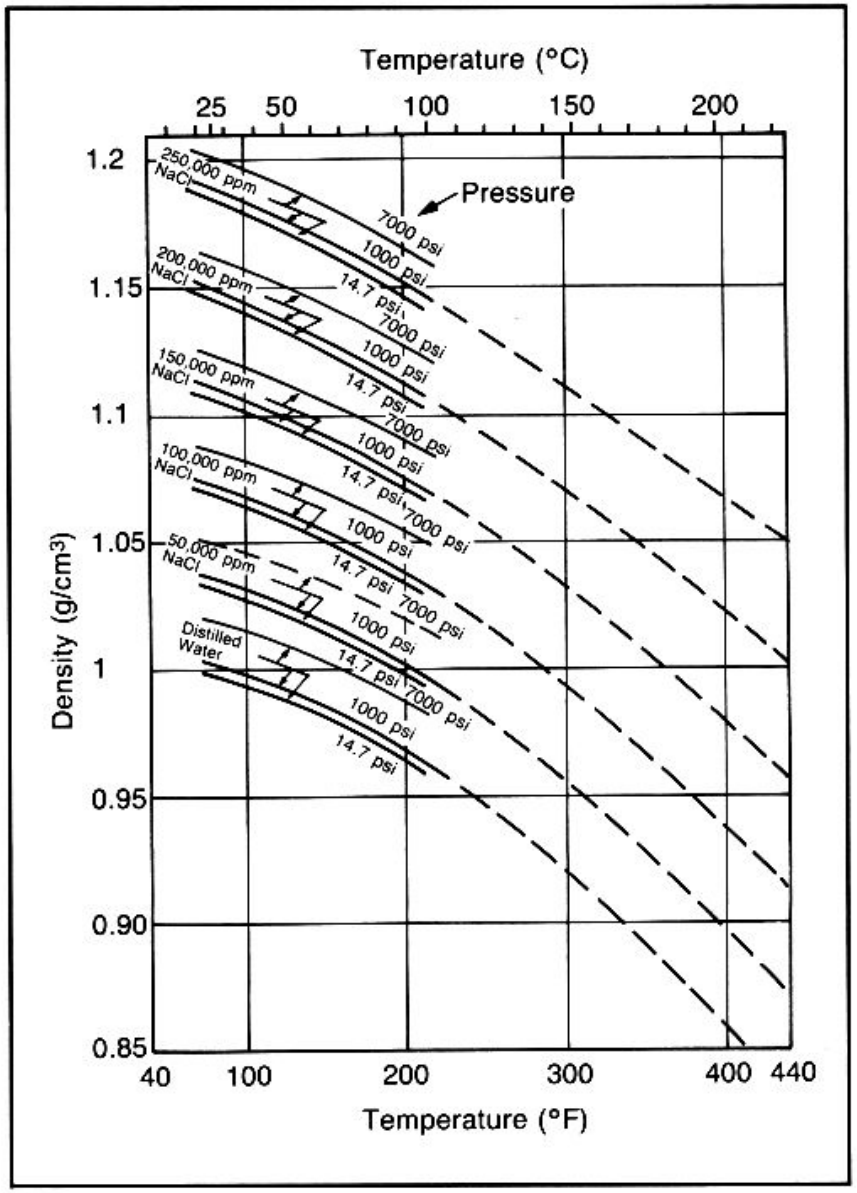
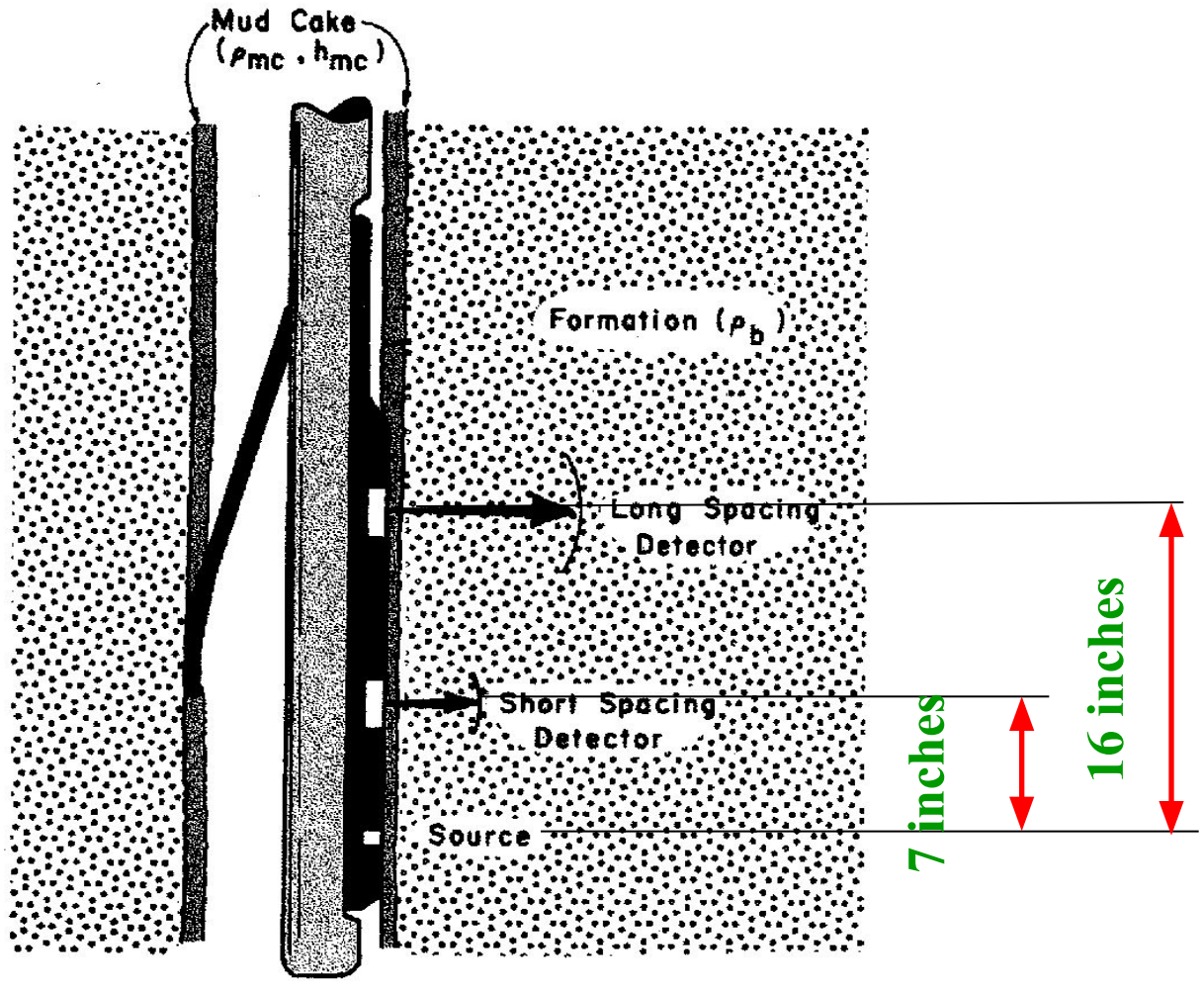


Схема исследования

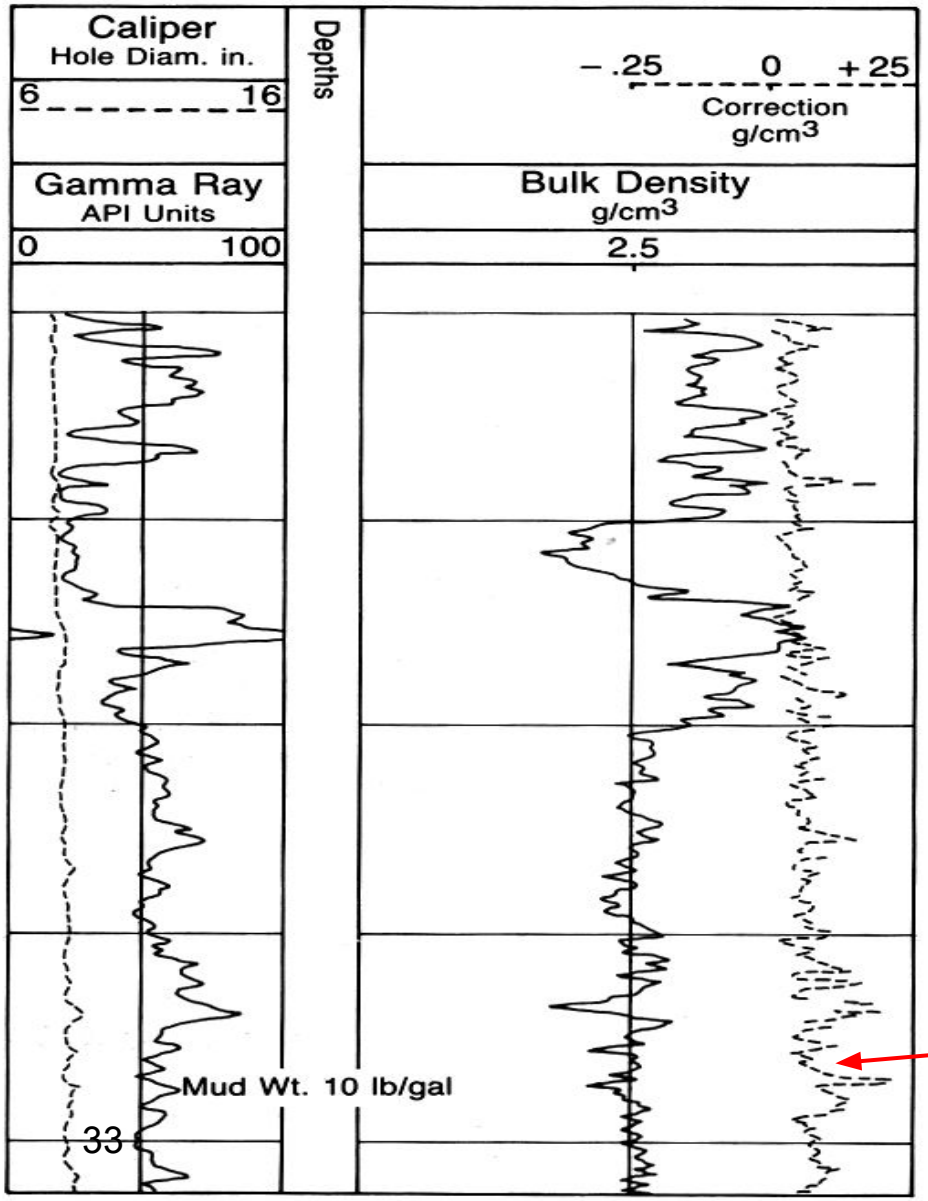
FDC – Compensated Formation Density Tool



Source: Cs^{137}
0.66 MeV

Глубинность – 13 см (5 дюймов)
Скорость – 400 м/ч
Вертикальное разрешение – 26 см (10 дюймов)

Пример

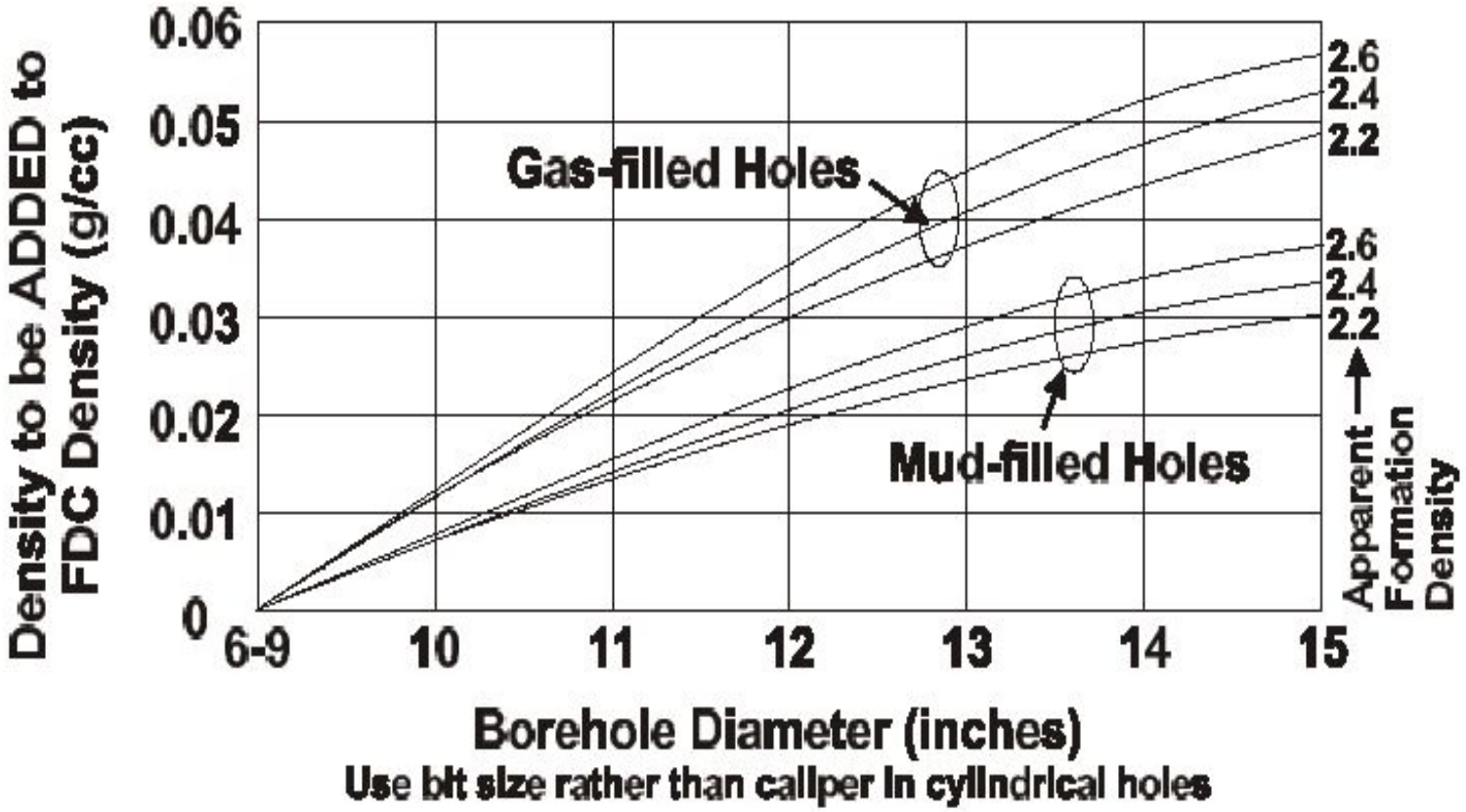


На треке присутствует кривая Δρ. Она контролирует качество регистрируемой кривой. Качество кривой зависит от равномерности прижима ближнего и дальнего детектора. В скважине с ровными стенками отклонения кривой Δρ равны нулю.

Одновременно записываются данные кавернномера.

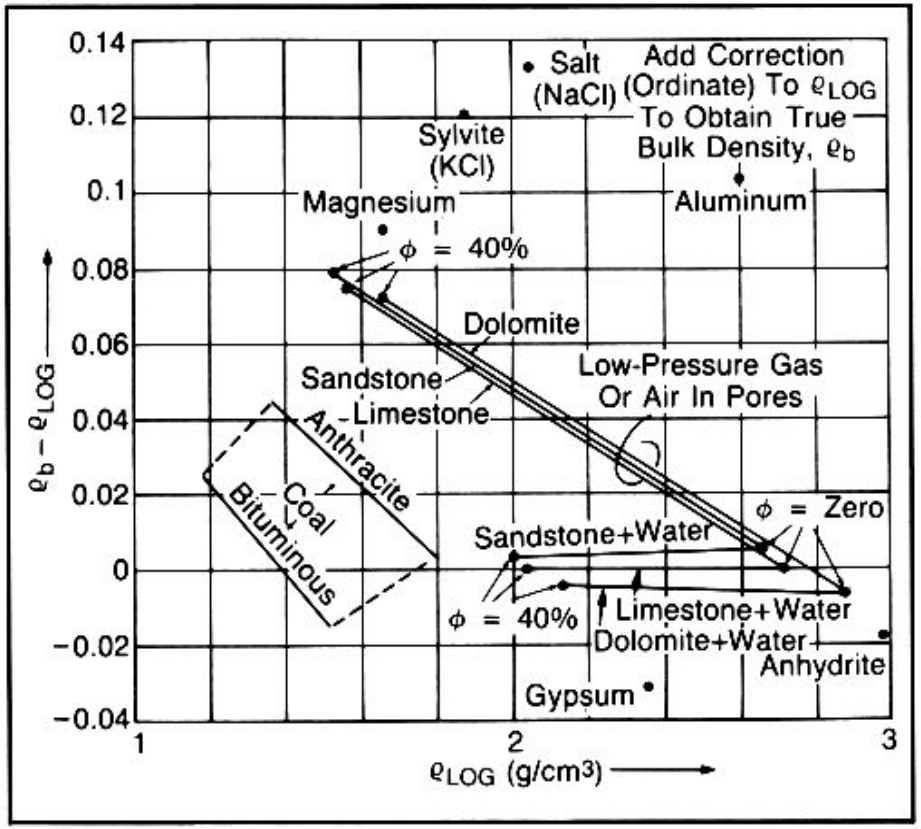
-.25 Δρ +.25

Ввод поправок



Если диаметр скважины превышает 10 дюймов, необходимо вводить поправку.

Ввод поправок



Плотность в некоторых литологических разностях (ангидрит, сильвит, галит) должна быть скорректирована, поскольку иначе прибор показывает газосодержание.

Вычисление пористости

$$\rho_b = (\phi)\cdot(\rho_f) + (1-\phi)\cdot(\rho_{ma})$$

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

- **ρ_b - плотность породы (по каротажу)**
- **ρ_f - плотность жидкости, заполняющей поровое пространство (*фильтрат бурового раствора*)**
- **ρ_{ma} - плотность матрицы горной породы**
- **φ - пористость**
- **(1- φ) - объем матрицы горной породы**

Типичные значения плотности

Порода	Плотность зерен, г/см^3	Обычно принимается
Песчаник	2.55-2.69	**2.65**
Доломитовые песчаники	2.65-2.72	**2.71**
Известняк	2.70-2.76	
Доломит	2.75-2.90	**2.87**
Гипс	2.32-2.40	
Ангидрит	2.96	
Пресная вода	1.00	
Соленая вода (200г/л)	1.15	
нефть	0.85	
Натуральный газ	0.0008 (увелич. с давлением)	
Воздух (сухой)	0.0012 (увелич. с давлением)	

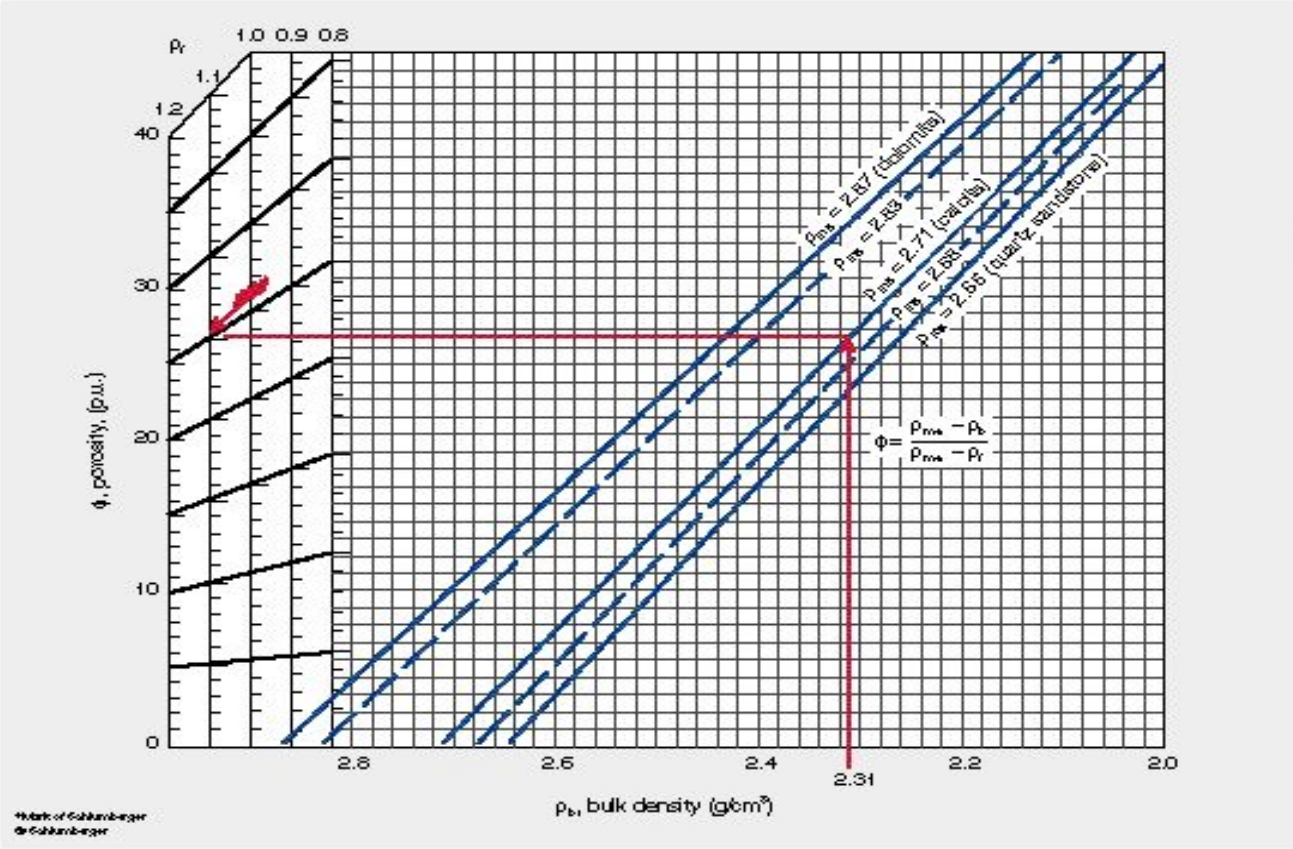
Расчет по палеткам

Porosity

Schlumberger

Formation Density Log Determination of Porosity

Por-5

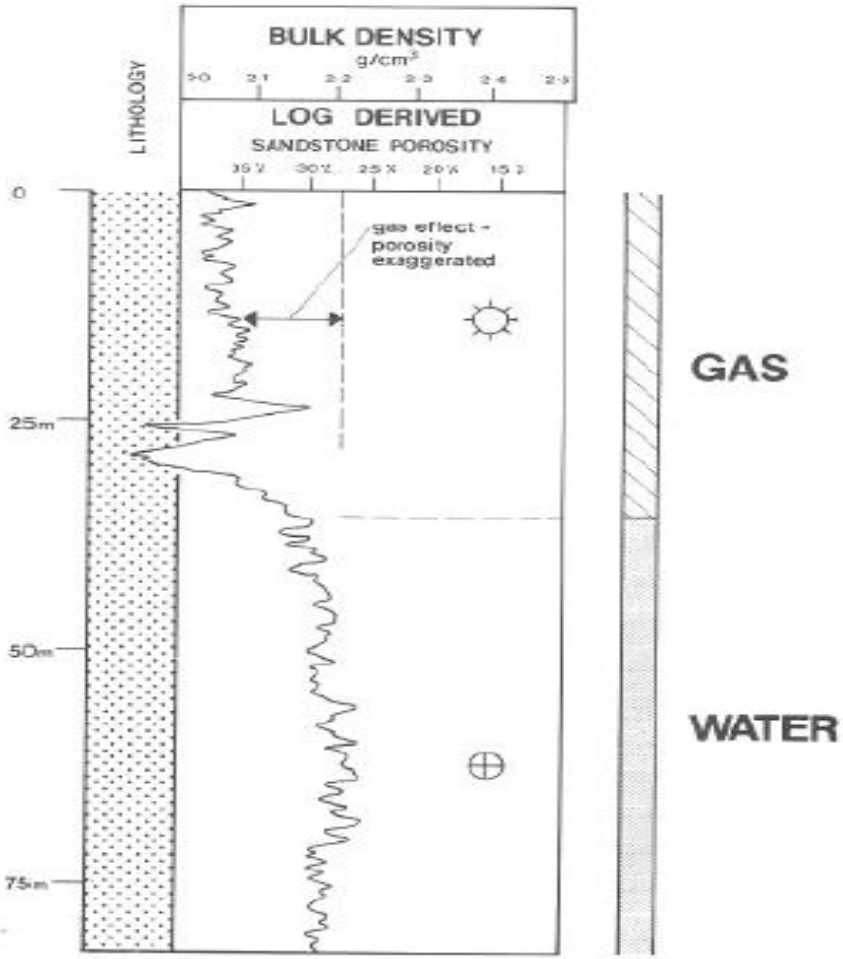


Por

Bulk density, ρ_b, as recorded with the FDC* Compensated Formation Density or Litho-Density* logs, is converted to porosity with this chart. To use, enter bulk density, corrected for borehole size, in abscissa; go to the appropriate reservoir rock type and read porosity on the appropriate fluid density, ρ_f, scale in ordinate. (ρ_f is the density of the fluid saturating the rock immediately surrounding the borehole—usually mud filtrate.)

Example: $\rho_b = 2.31$ g/cm³ in limestone lithology
$\rho_{ma} = 2.71$ (calcite)
$\rho_f = 1.1$ (salt mud)
Therefore, $\phi_D = 25$ p.u.

Влияние флюида



Для нефти: $\varphi_T = 0.9 \cdot \varphi_D$

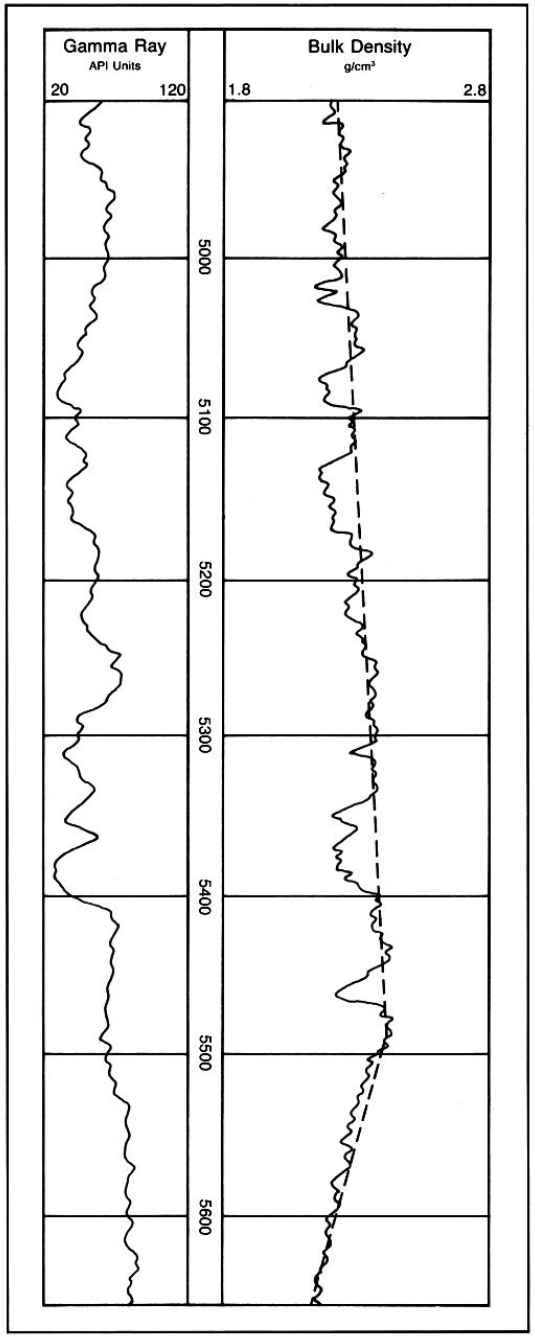
Для газа: $\varphi_T = 0.7 \cdot \varphi_D$

φ_T – истинная пористость

φ_D – вычисленная пористость по плотностной диаграмме

ГГК в глинах с АВПД

В глинах над коллекторами с высоким давлением понижается плотность за счет трещин.



Резюме

- **Основное назначение – определение пористости.**
- **Основной принцип – Комптоновское рассеяние.**
- **Электронная плотность пропорциональна объемной.**
- **Малая глубина исследования (до 13 см)**

Резюме

- **Необходимо точно знать плотность матрицы и флюида, а если коллектор глинистый - плотность глин.**

  Sandstone 2.65
  Limestone 2.71
  Dolomite 2.87

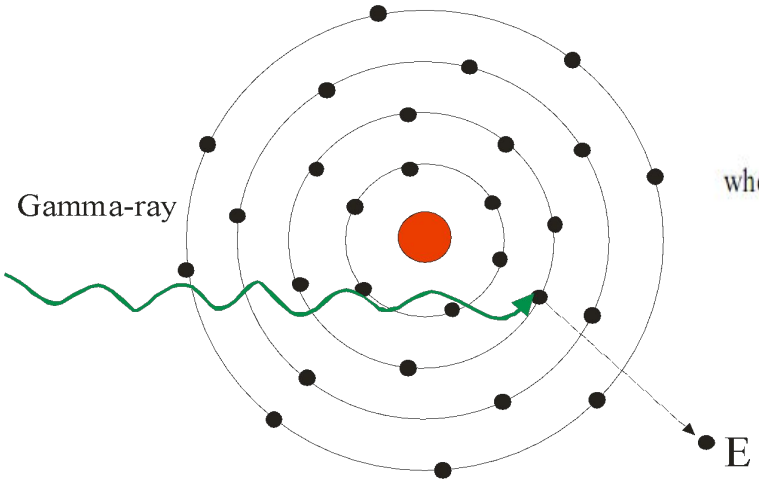
- **Метод позволяет выявлять присутствие газа, АВПД, стратиграфических несогласий.**

POROSITY LOGS

Litho-Density Log

Введение

Используется прибор аналогичный FDC - LDT (Litho-Density tool) но детекторы более чувствительны и способны распознавать мягкое излучение (0.04-0.1 МэВ)



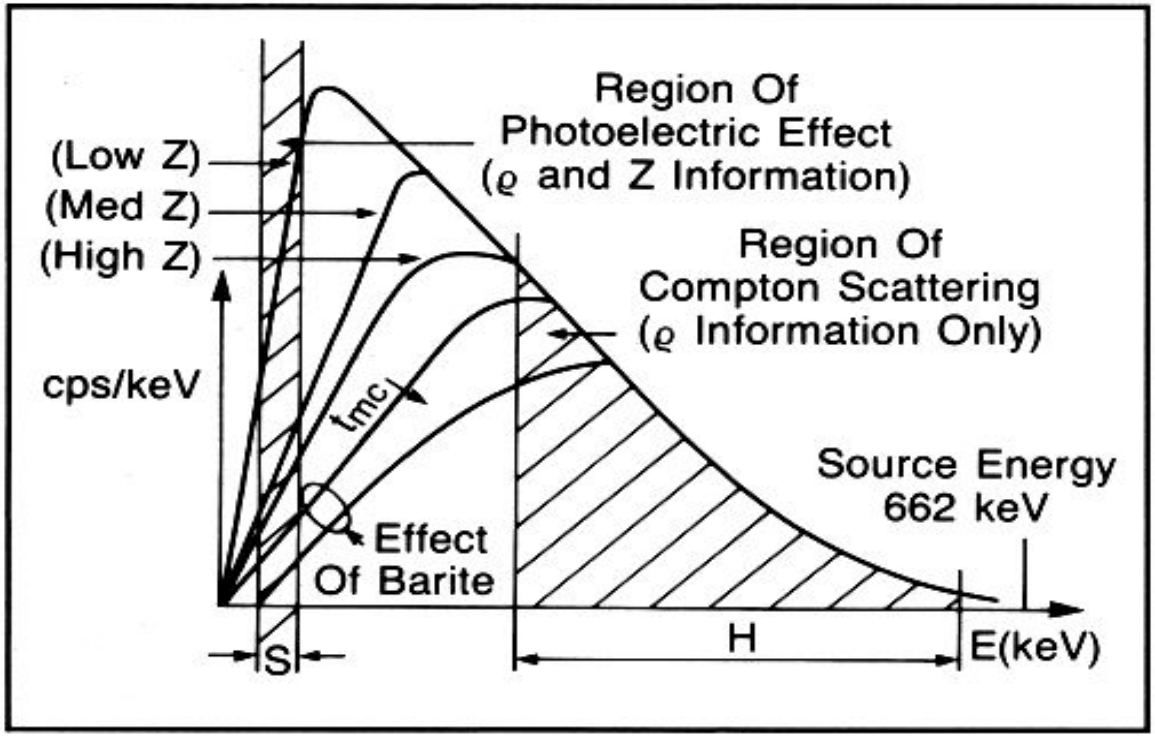
$$P_e \equiv \frac{1}{K}\frac{\sigma_e}{Z}$$

where: P_e = the photo-electric absorption index (barns/electron)
σ_e = the photo-electric cross-section (barns)
Z = the atomic number (number of electrons)
K = a coefficient dependent upon the energy at which the photo-electric absorption is observed (no units).

Основной принцип - фотоэффект

Введение

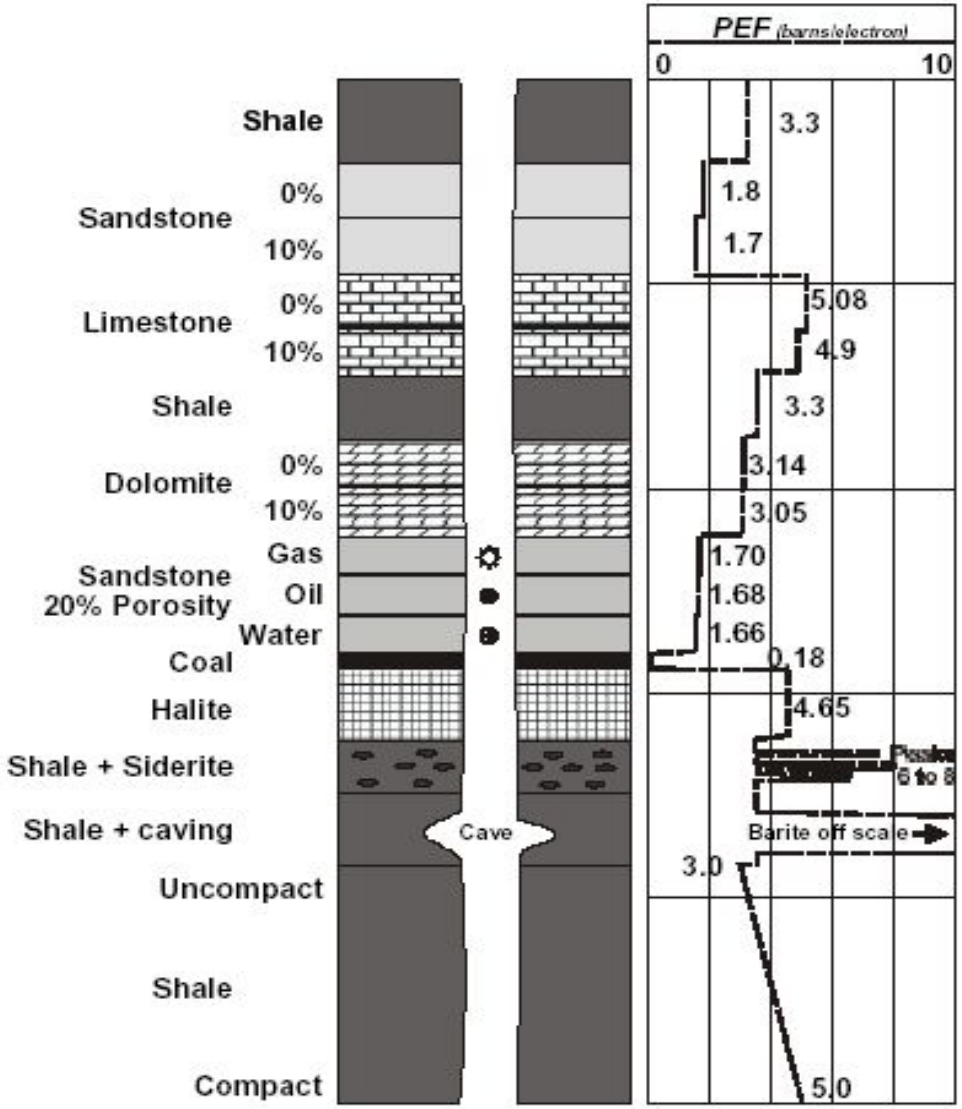
Варианты спектров для пласта с одинаковой плотностью, но различным зарядом



- **В энергетическом окне высоких энергий гамма-кванты зависят только от электронной плотности**
- **В окне низких энергий – гамма–кванты зависят как от электронной плотности, так и от фотоэлектрического поглощения.**

Показания PEF

Схематическое изображение показаний PEF для различных литологических разностей



Резюме

- **Назначение – определение литологии.**
- **Принцип – фотоэлектрическое рассеяние.**
- **PEF не чувствителен к пористости, но чувствителен к литологии**
- **Sandstone – 1.8**
- **Dolomite – 3**
- **Limestone – 5**
- **Добавки барита в буровой раствор не допускаются**

Влияние скважины для плотностного и селективного каротажа сказывается в большей степени, чем для других методов радиоактивного каротажа.

POROSITY LOGS

NEUTRON LOG

Введение

- **Определение пористости**
- **Отражает количество водорода в порах**
- **В комбинации с другими методами пористости помогает определить литологию**
- **Глубина исследования – до 30 см (уменьшается с увеличением пористости)**
- **Разрешающая способность – 30-90 см**

Принцип исследования

- **Зонд излучает в породу нейтроны высокой энергии**
- **Нейтроны сталкиваются с ядрами атомов породы**
- **При каждом столкновении нейтроны теряют энергию (скорость)**
- **Больше всего энергии теряется при столкновении с ядром атома водорода**
- **Скорость нейтронов падает до такой степени, что они могут быть захвачены ядром**
- **Ядра, захватившие нейтроны, излучают гамма-лучи**

Замедление нейтронов

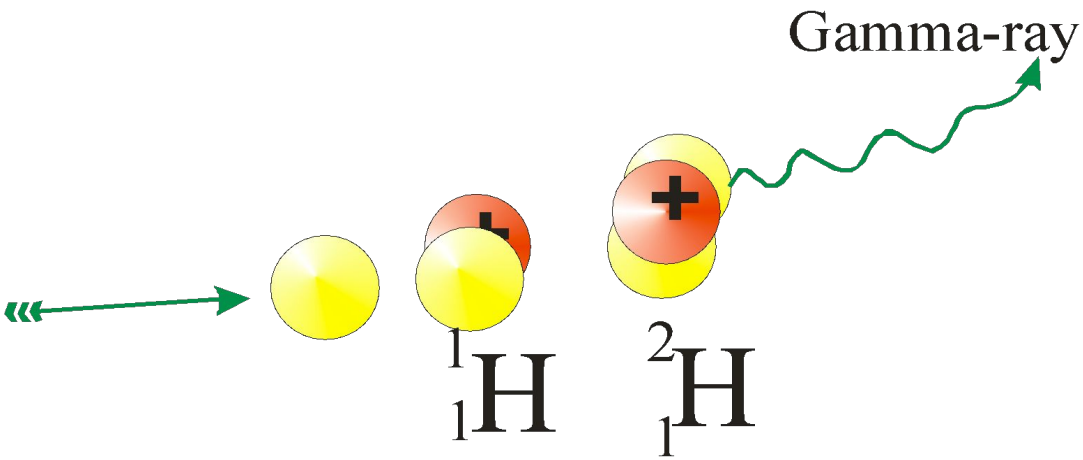
Максимальная потеря энергии происходит в результате соударения с ядром водорода, вследствие соизмеримости их масс.

$$\boxed{{}^{1}_{1}\mathrm{H} + {}^{1}_{0}\mathrm{n} \Rightarrow {}^{2}_{1}\mathrm{H} + \gamma}$$

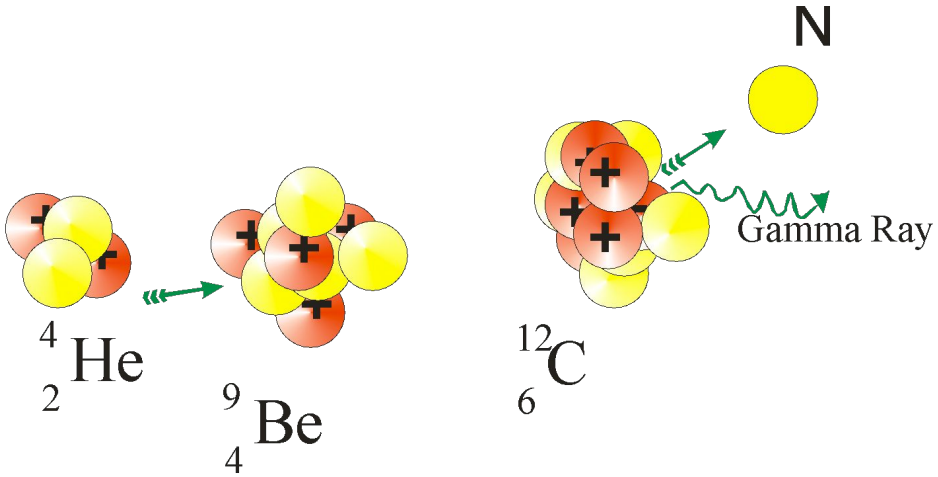
Хлор также обладает аномальной способностью захвата нейтронов.

$$\boxed{{}^{35}_{17}\mathrm{Cl} + {}^{1}_{0}\mathrm{n} \Rightarrow {}^{36}_{17}\mathrm{Cl} + \gamma}$$

Принцип исследования



В качестве нейтронного источника используется смесь полония (либо гелия) с порошкообразным бериллием.

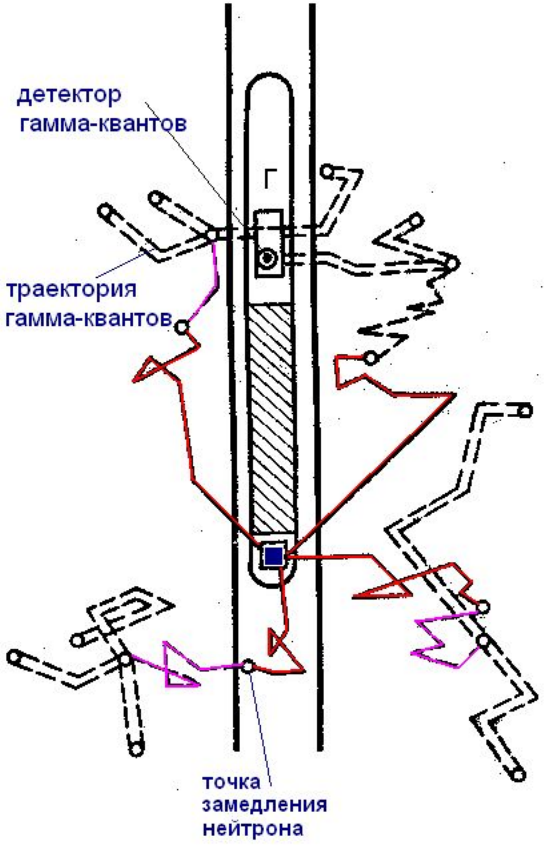


Принцип исследования

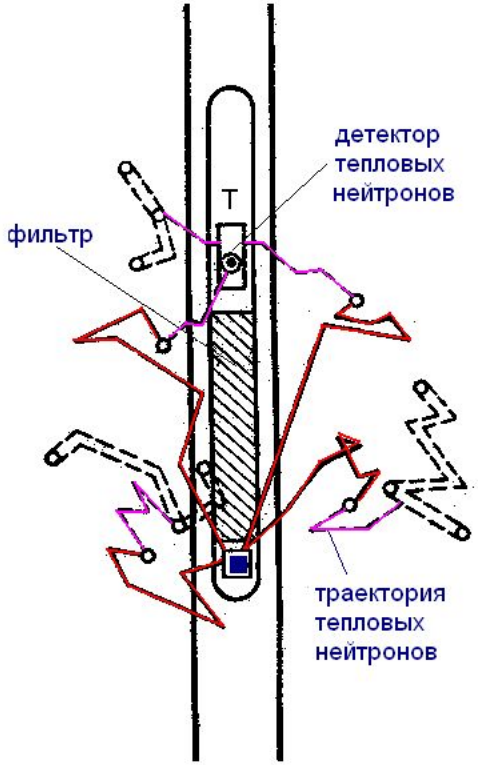
- **Вода - H_2O и нефть - C_nH_{2n+1} заполняют поры породы.**
- **Поэтому определить пористость можно просто, посчитав атомы водорода H.**
- **На основе данных о нейтронах, поглощенных породой, диаграмма фиксирует пористость**
- **Пористость рассчитывается через отношение количества выпущенных нейтронов к количеству зарегистрированных нейтронов**

Типы нейтронного каротажа

НГК
GNT

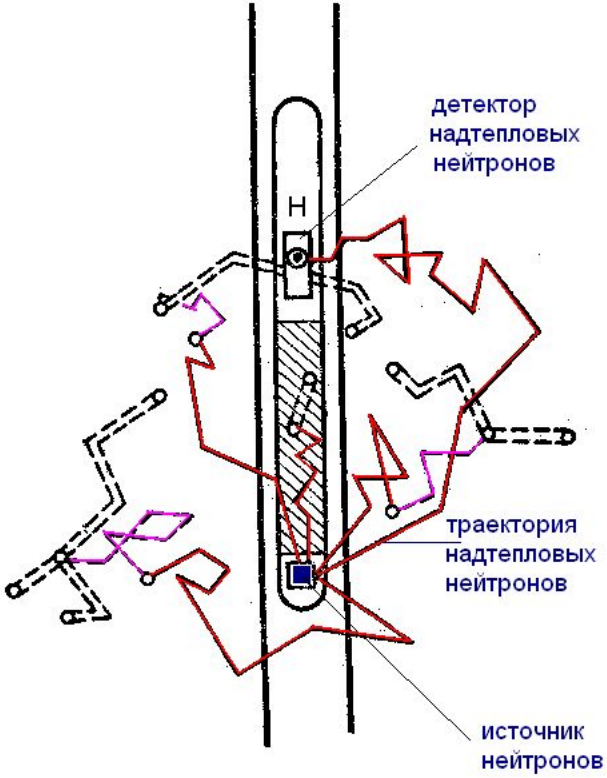


ННК-Т
CNL, NEUT



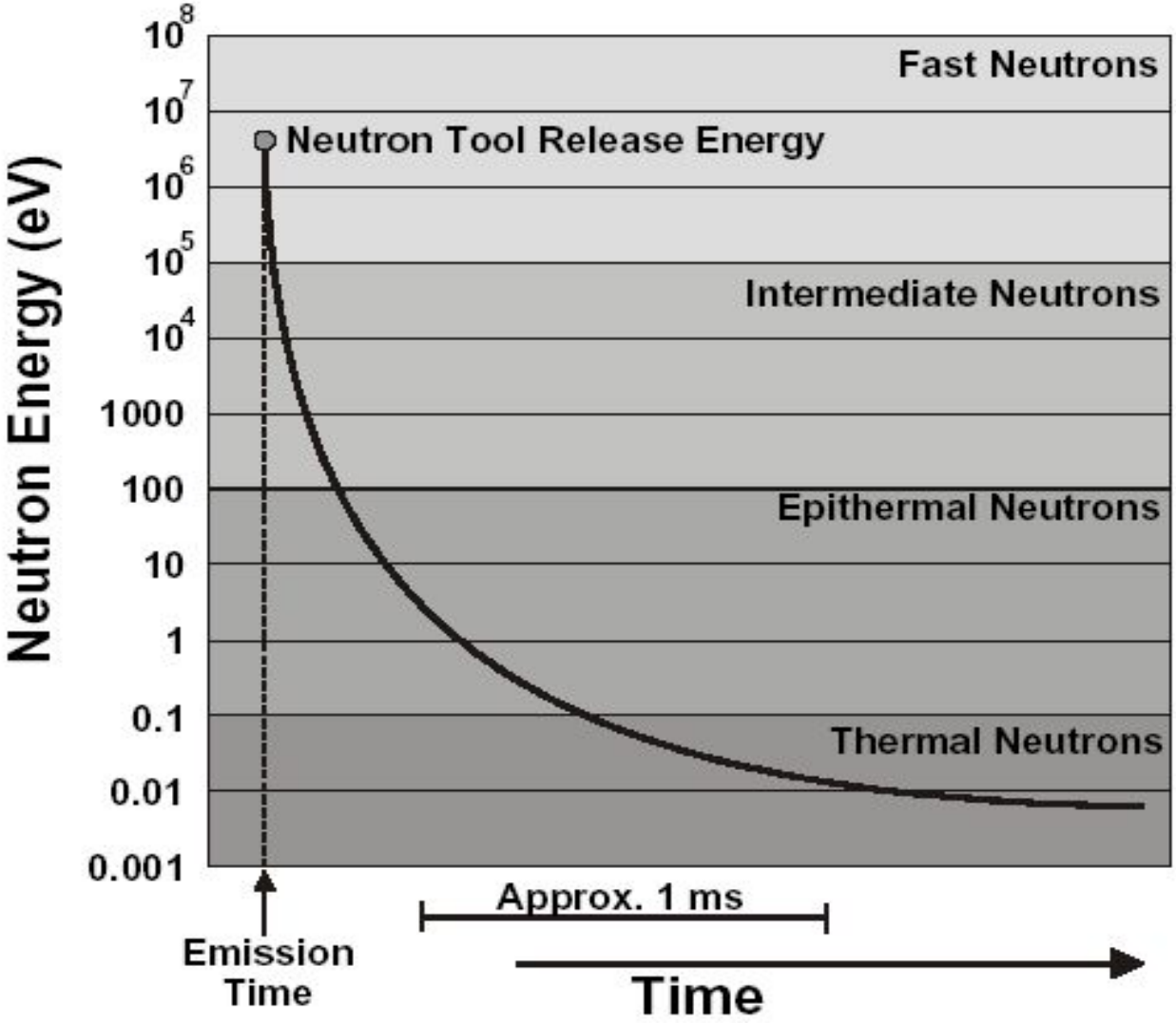
Регистрирует хлор и водород

ННК-Н
SNP

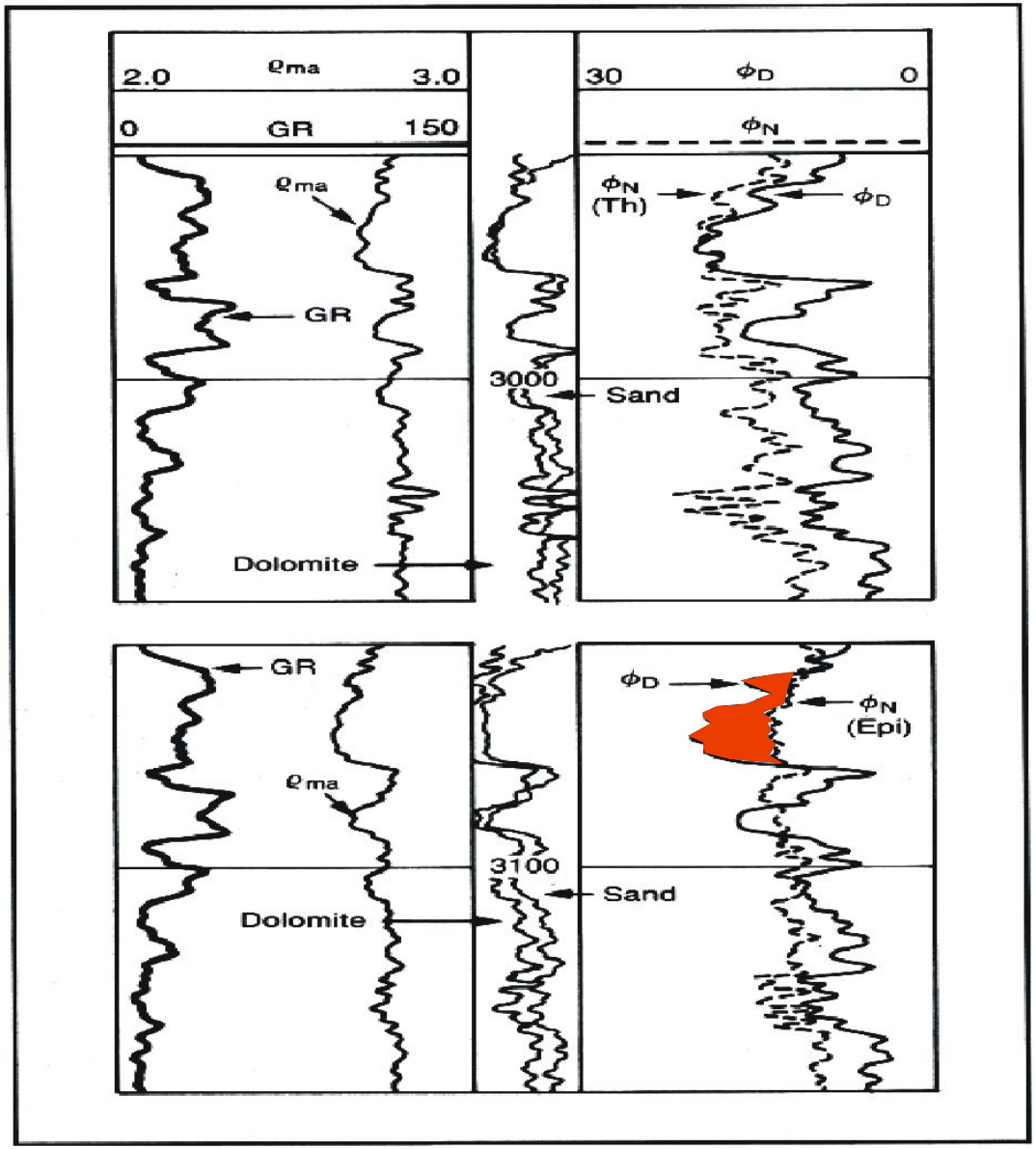


Регистрирует водород

Типы нейтронов



Сравнение SNP и CNL

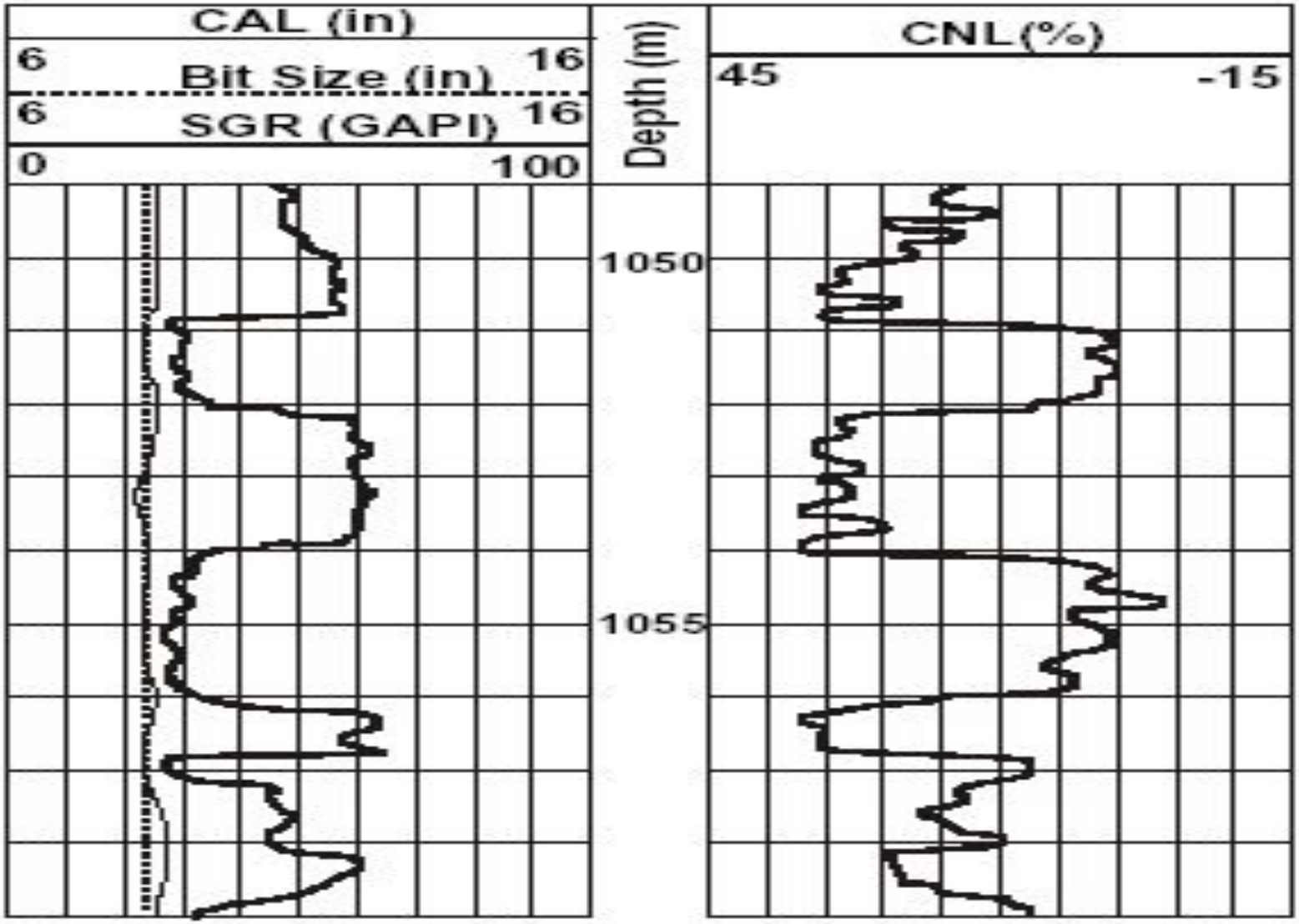


Калибровка

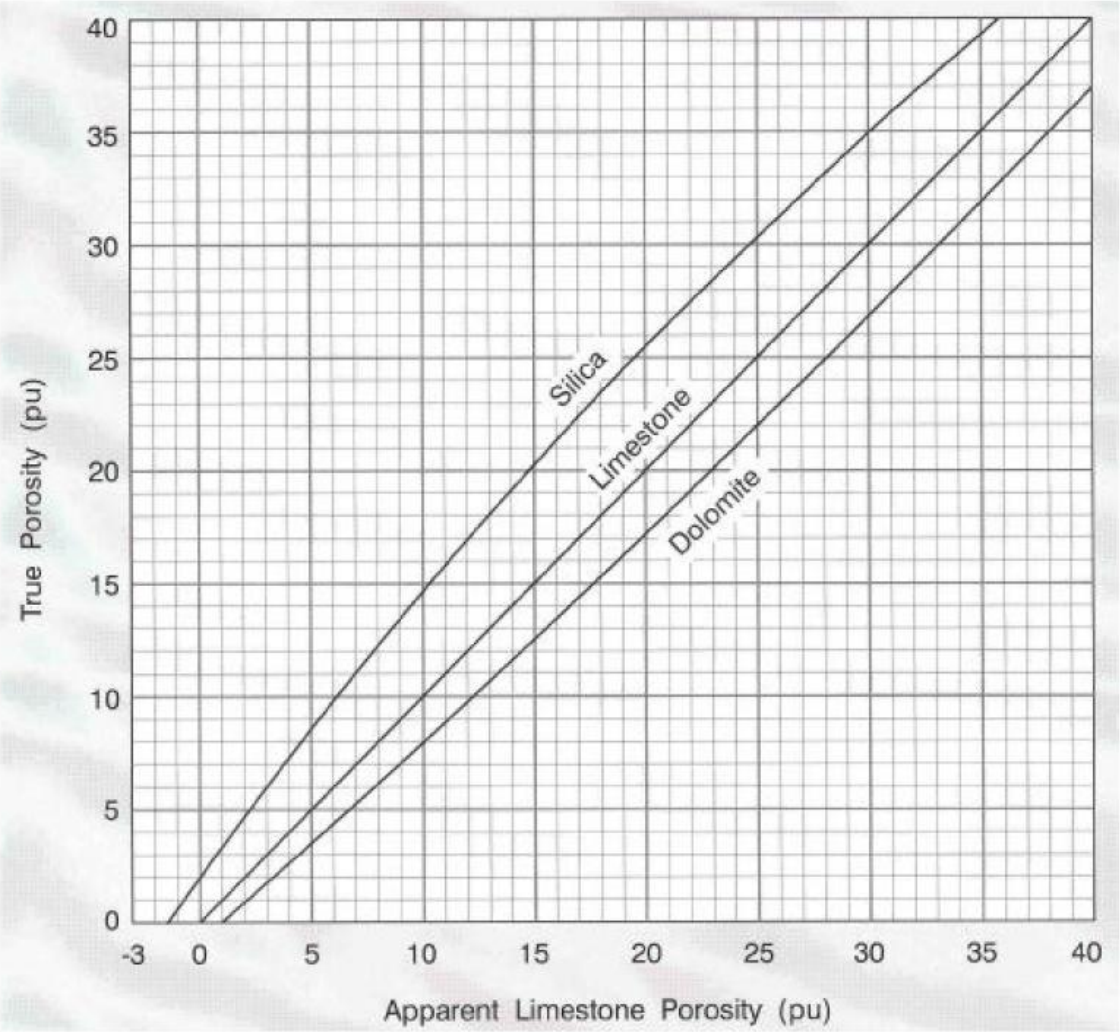
Первичная калибровка проводится на эталоне (модель пласта – карбонат) в американском нефтяном институте (API) в Хьюстоне.

Перед работой приборы калибруются на месторождении.

Пример диаграммы ННК-Т



Коррекция показаний



Приборы калибруются на известняке,
поэтому в других породах показания приборов необходимо корректировать

Пористость по НК

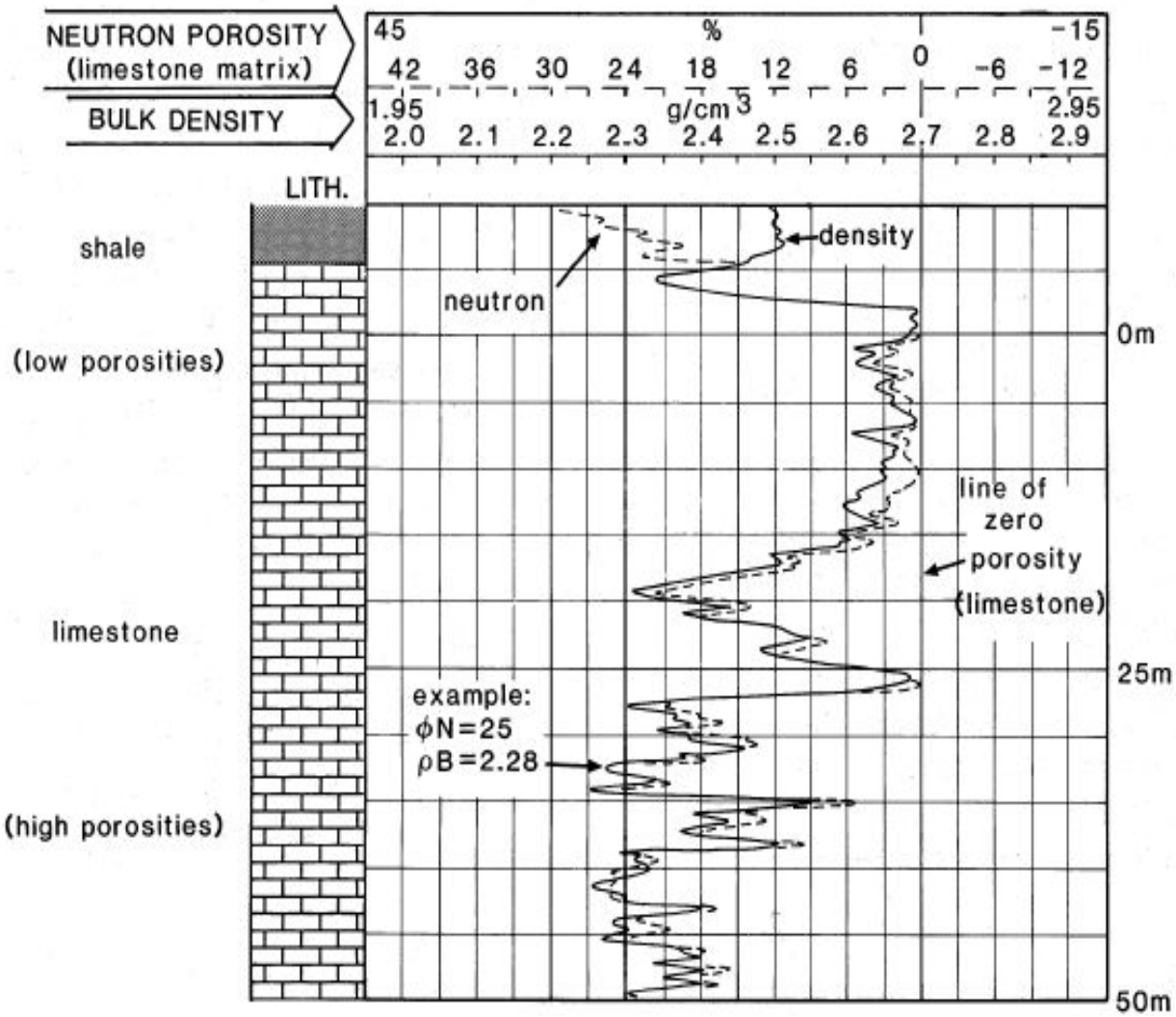
Теоретическая формула

$$\phi_N = \phi\, S_{xo}\, \phi_{Nmf} + \phi\left(1 - S_{xo}\right)\phi_{Nhc} +$$

$$+ V_{sh}\, \phi_{sh} + \left(1 - \phi - V_{sh}\right)\phi_{Nm}$$

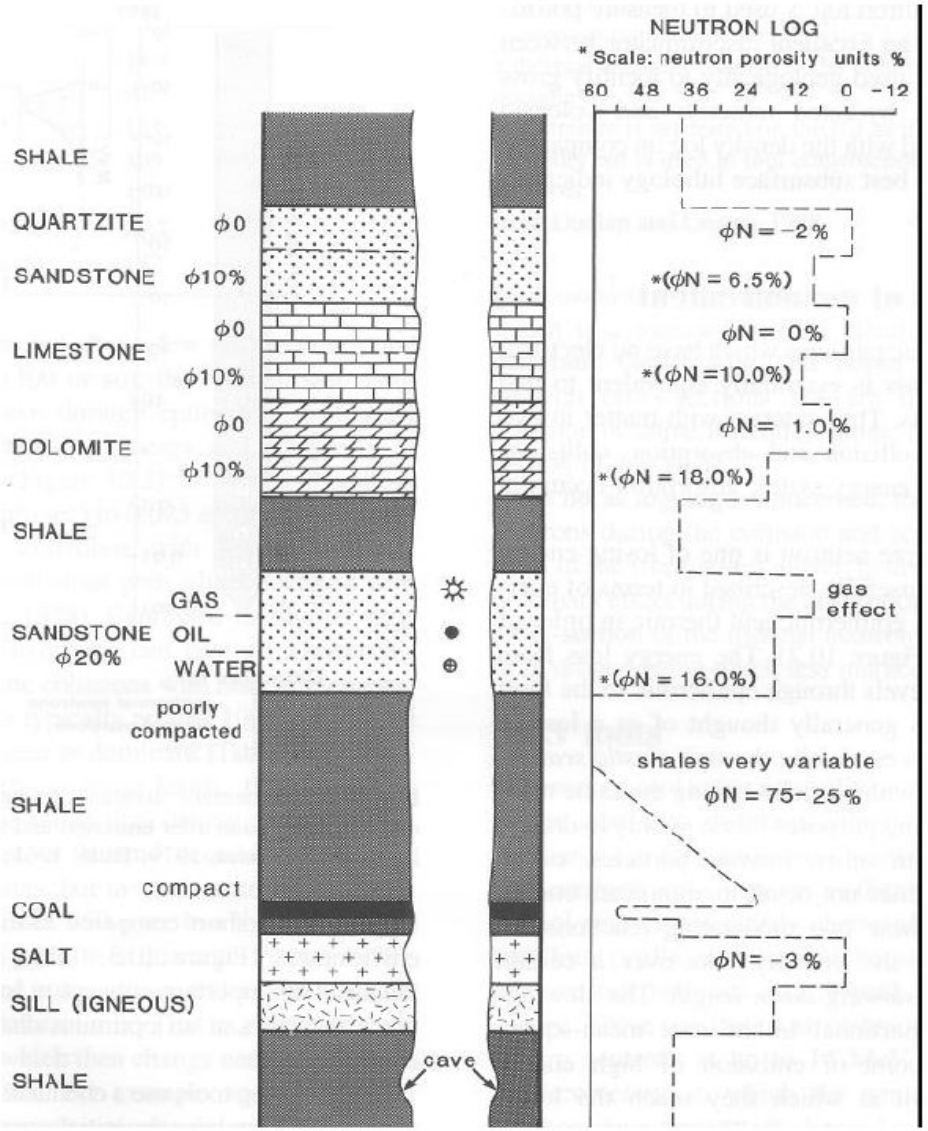
$\varphi\, S_{xo}\, \varphi_{Nmf}$ = Объемное содержание фильтрата бурового раствора
$\varphi\, (1 - S_{xo})\, \varphi_{Nhc}$ = Объемное содержание углеводорода
$V_{sh}\, \varphi_{Nsh}$ = Объемное содержание аргиллита
$(1 - \varphi - V_{sh})\, \varphi_{Nm}$ = Объемное содержание матрицы

Плотностной и нейтронный каротаж в известняке



Нейтронный метод – хороший индикатор пористости в низкопористых карбонатах

Типичные показатели



Типичные показатели

Каменная соль

Глина

Гипс

Ангидрит

Известняк

Известняк высокопористый

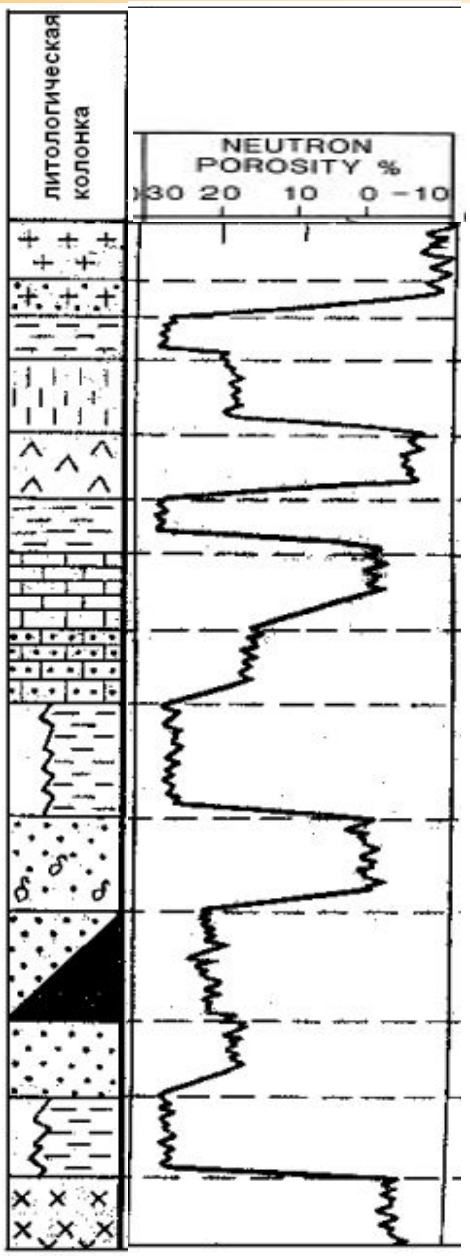
Размытый пласт с каверной

Газоносный пласт

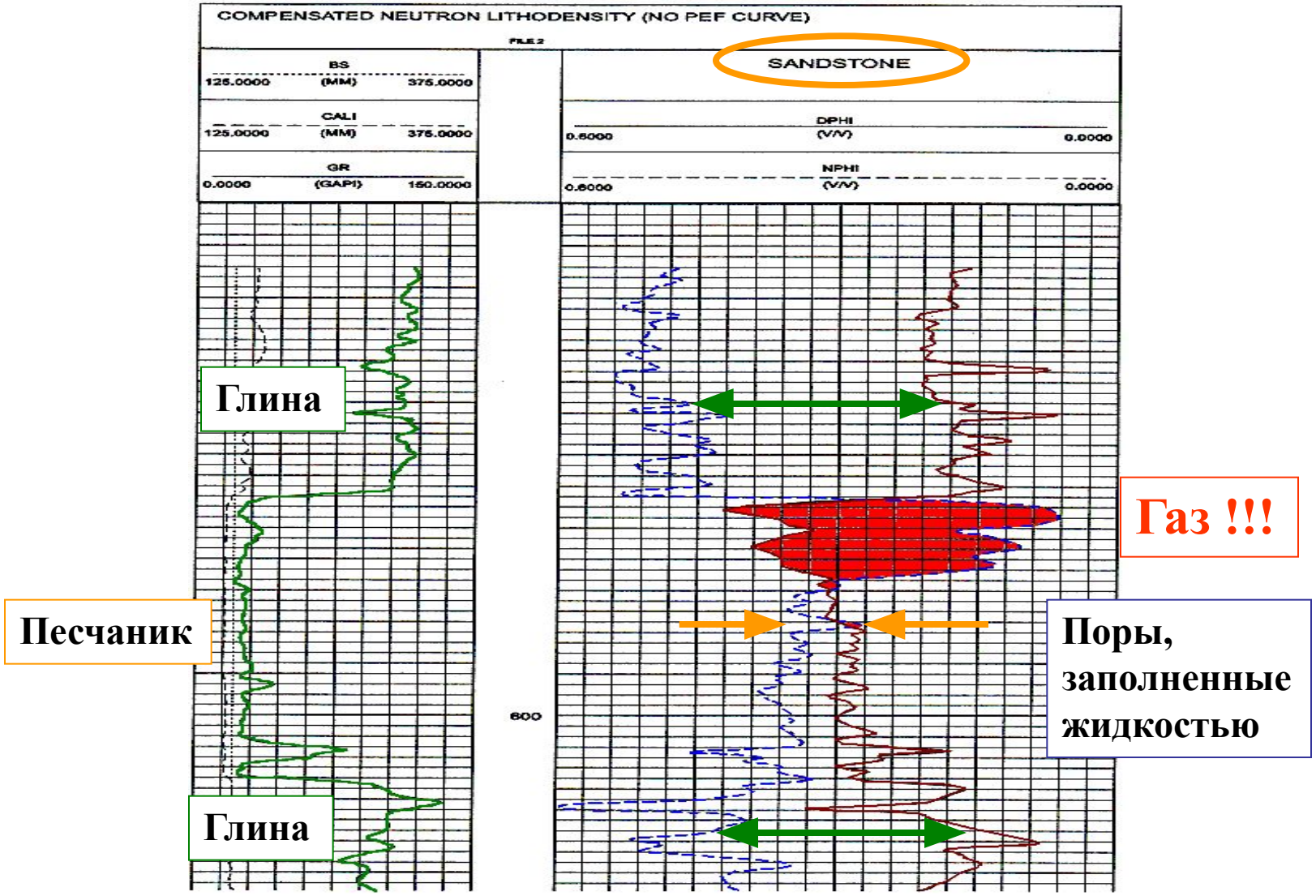
Нефтеносный пласт

Водоносный пласт

Метаморфизованная порода



Комбинация CNL-Density



Пористость по НГК и ГГК-п

– **Для чистых, насыщенных жидкостью пластов**

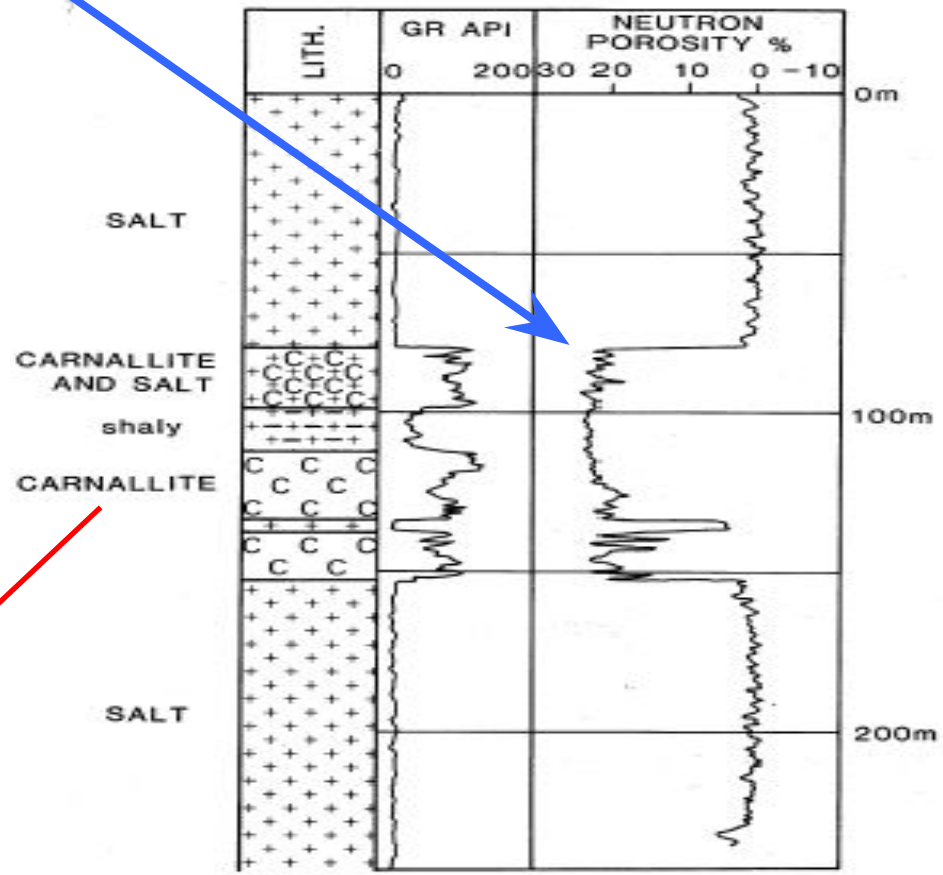
$$\phi = \frac{\phi_d + \phi_n}{2}$$

– **Для чистых, газонасыщенных пластов**

$$\phi = \sqrt{\frac{\phi_d^2 + \phi_n^2}{2}}$$

Особенные явления

Большая нейтронная пористость

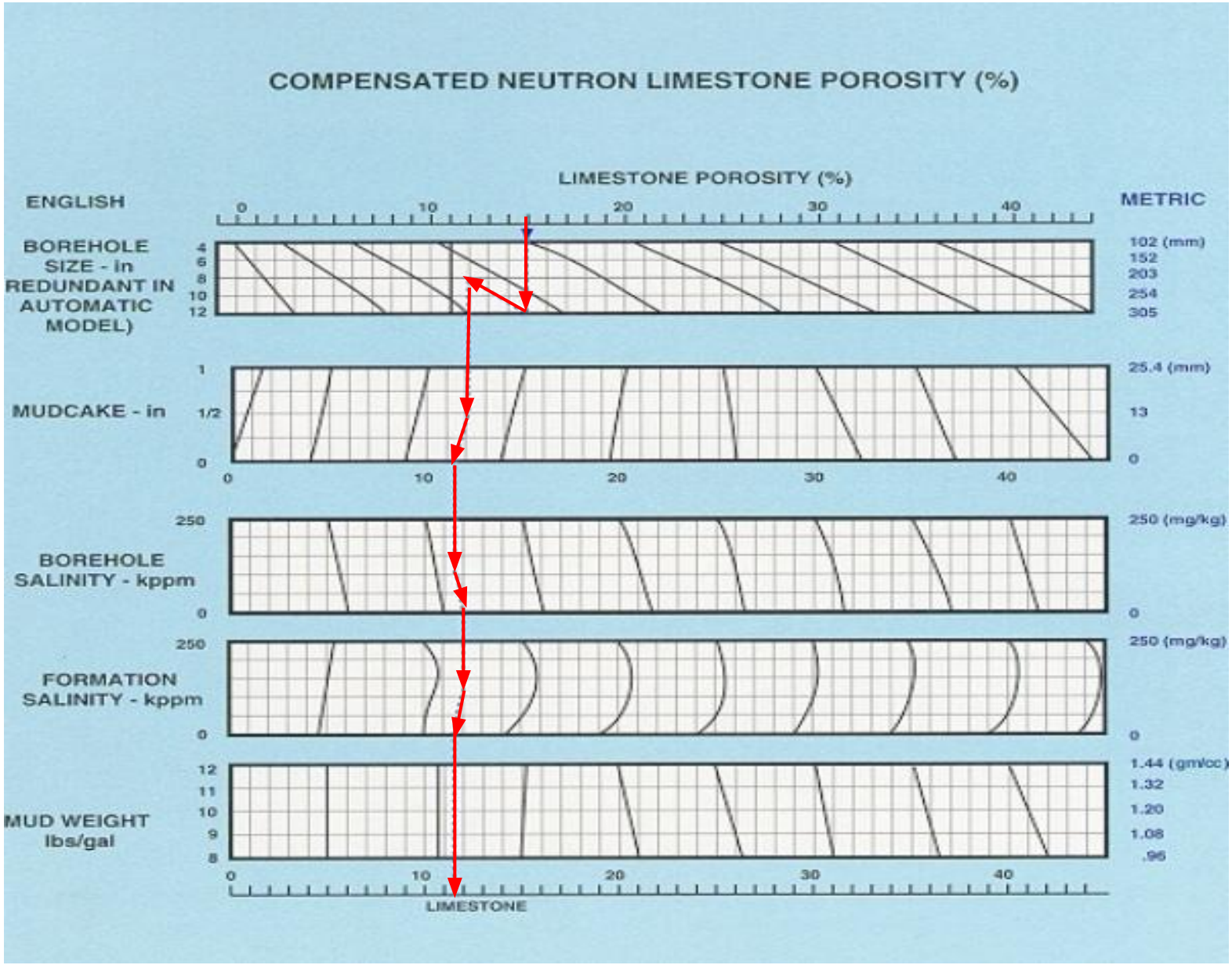


$$KCl \cdot MgCl_2 \cdot 6H_2O$$

Влияющие факторы

- **Диаметр скважины**
- **Глинистая корка**
- **Наличие обсадной колонны**
- **Минерализация пластовой воды и фильтрата бурового раствора**

Введение поправок



Кросс-плоты

- **Кросс-плоты можно использовать, если для каротажа применялись зонды двух различных методов, один из которых был нейтронным**
- **Пласт с двумя известными компонентами**
  - Можно более точно рассчитать пористость
  - Можно определить процентное содержание каждого компонента (например, песка и аргиллита)
- **Многокомпонентный состав пласта**
  - Можно более точно рассчитать пористость
  - Невозможно определить процентное содержание минералов, если число существующих минералов превышает необходимые данные каротажных диаграмм

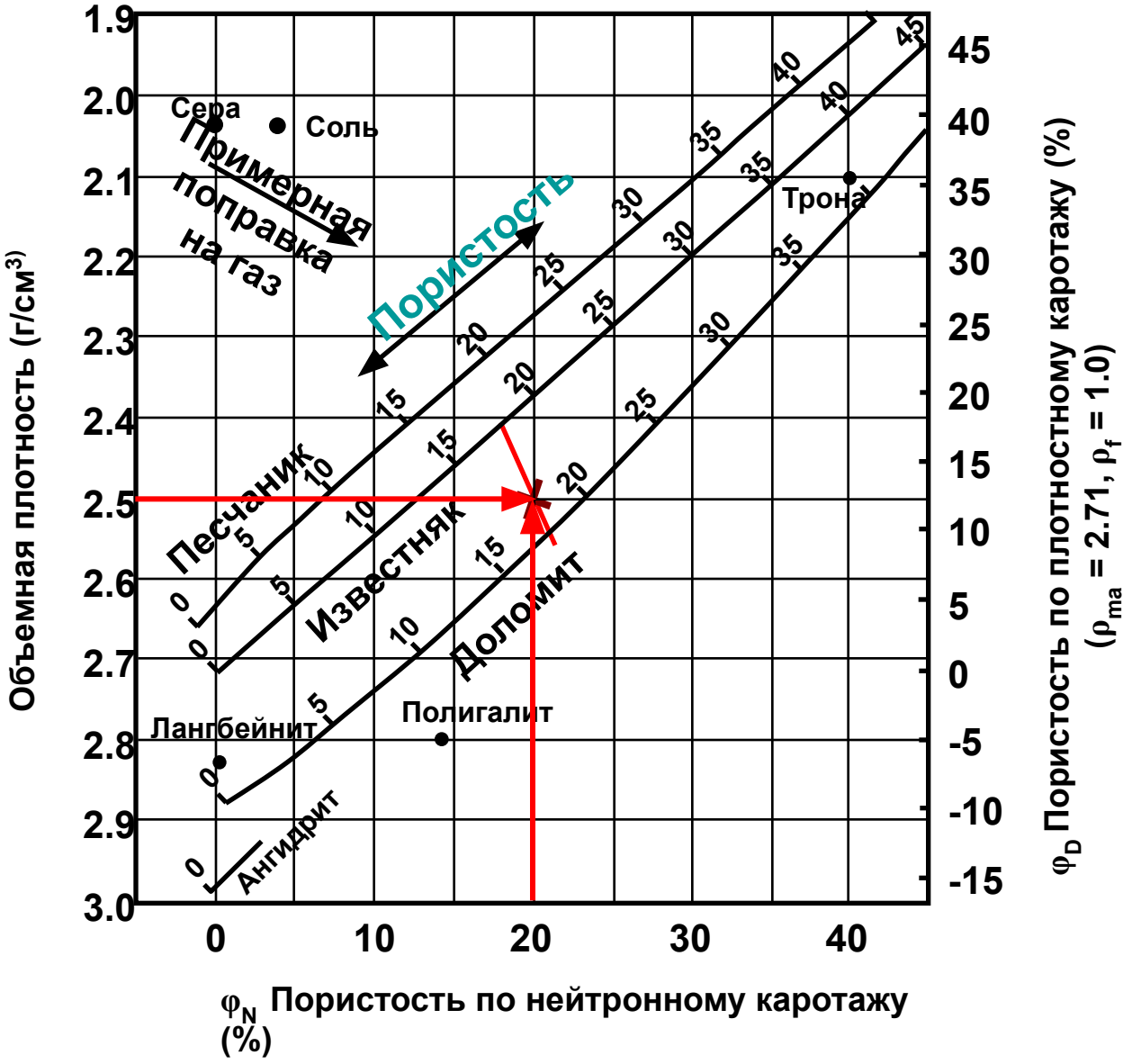
Виды кросс-плотов

- **Нейтронный/плотностной каротаж**
- **Акустический/нейтронный каротаж**

Нейтронный и плотностной

- **Применяется для чистых неглинистых пластов, насыщенных флюидами**
- **Скважины заполнены водой или буровым раствором на водной основе**

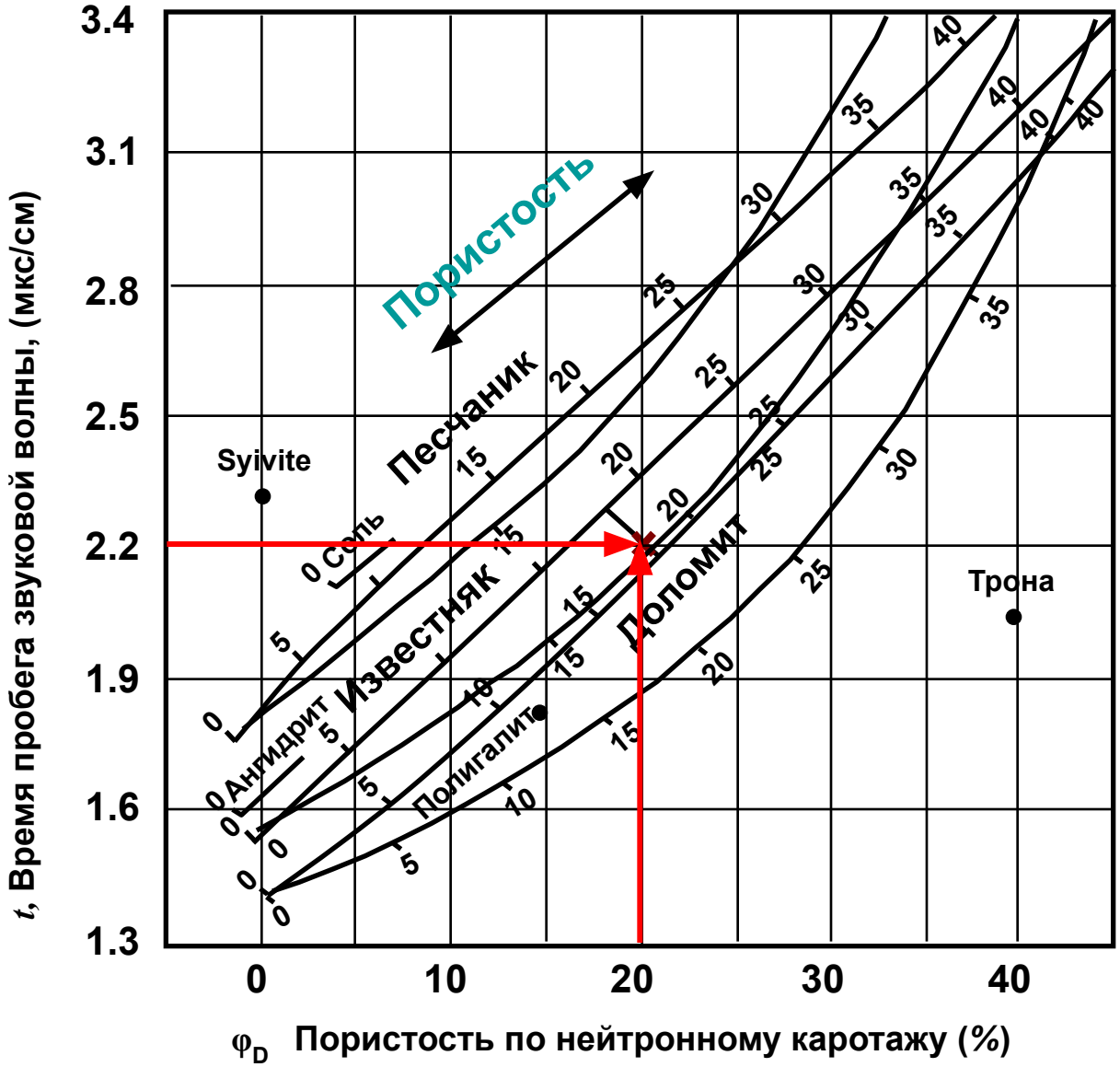
Нейтронный и плотностной



Нейтронный и акустический

- **Применяется для чистых неглинистых пластов, насыщенных флюидами**
- **Скважины заполнены водой или буровым раствором на водной основе**

Нейтронный и акустический



Резюме

- **Регистрирует количество водорода**
- **Основной принцип – сильное замедление нейтронов водородом по причине соизмеримости их масс**
- **Водородные индексы воды и нефти аналогичны**
- **Приборы калибруются на эталонной скважине по матрице известняка**
- **Основные приборы – GNT, CNL, SNP**
- **Глубинность исследований – до 30 см; вертикальное разрешение – 10-60 см; скорость каротажа – 550 м/час**
- **Лучше интерпретируется совместно с ГГК-П и АК**