

**Институт геологии и нефтегазового дела им. К.  
Турысова**

**GEO214 ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН  
(ПРОДВИНУТЫЙ)**

**14- Лекция**

**Определение характера насыщения пластов коллекторов по  
диаграммам ГИС. Интерпретация диаграмм газового каротажа.  
Определение характера насыщения геофизическими методами.  
Выделение перспективных интервалов скважин по результатам  
газового каротажа.**

**Д.т.н., профессор  
Ратов Боранбай Товбасарович**

# Интерпретация данных ГИС

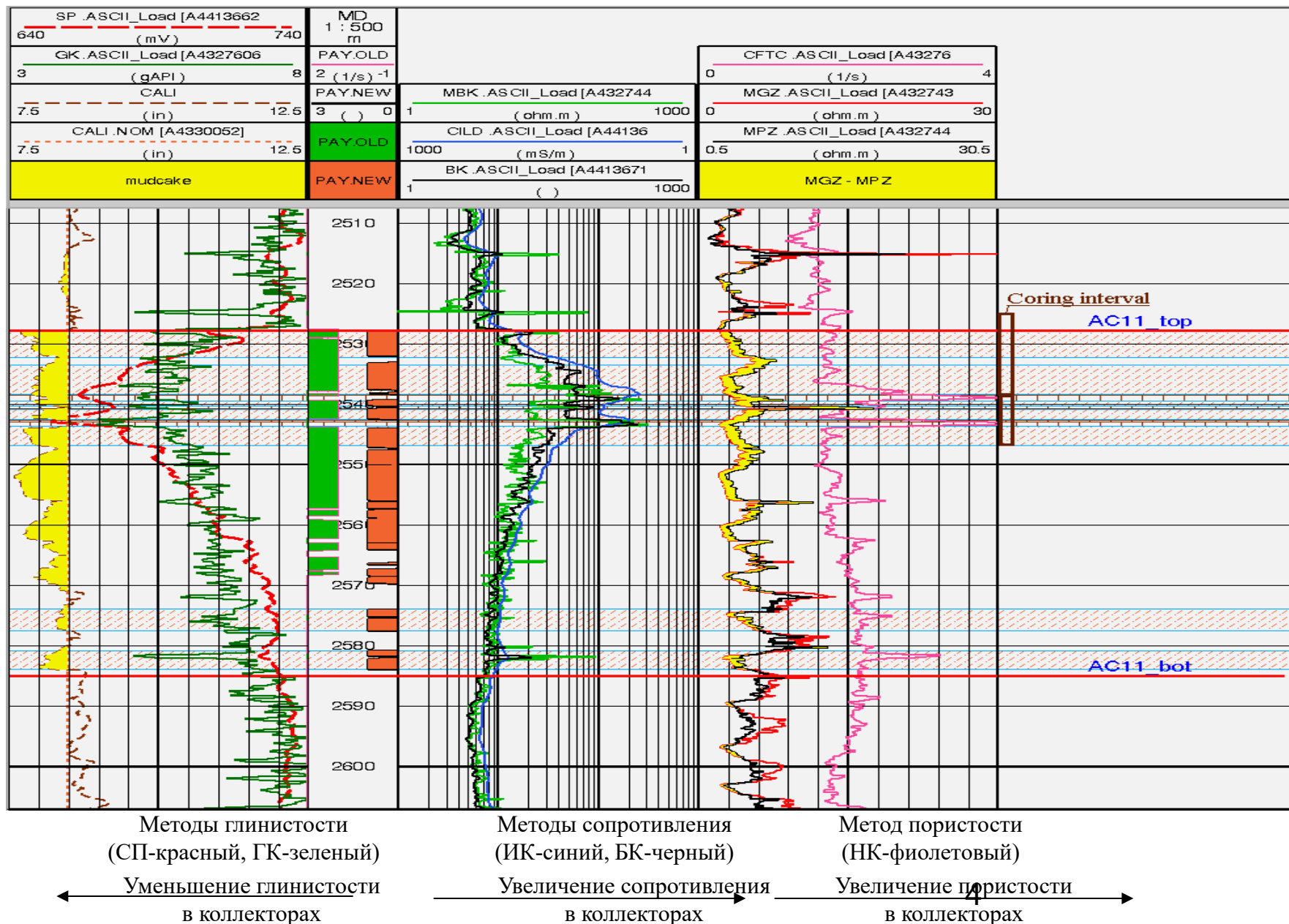
- **Качественная интерпретация**
- **Количественная интерпретация**

# Интерпретация данных ГИС

## Последовательность качественной интерпретации:

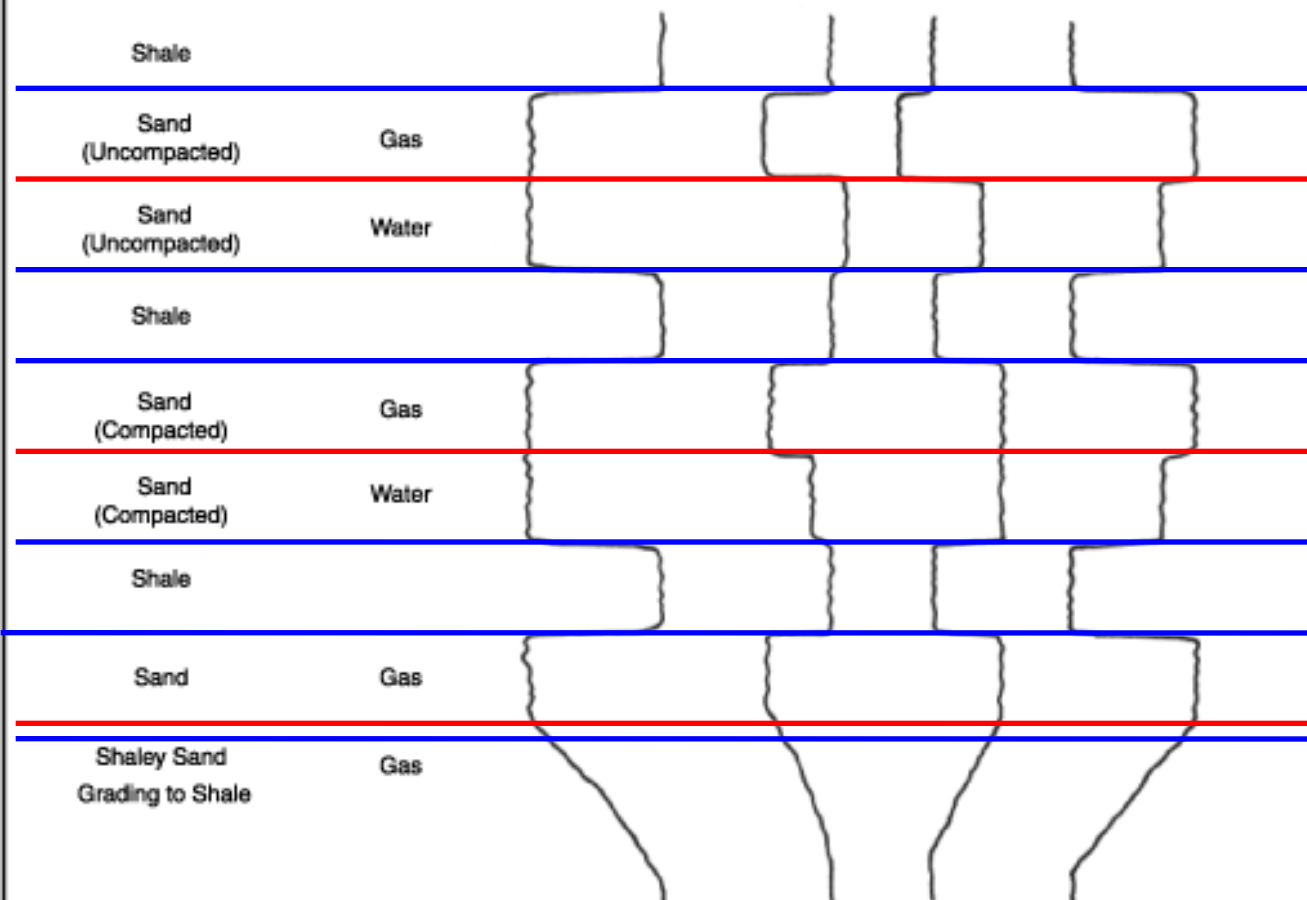
- **Визуальный анализ диаграмм**
- **Выделение пластов и определение их границ**
- **Качественная оценка литологического состава пород**
- **Выделение проницаемых пластов-коллекторов**
- **Качественная оценка характера насыщения пласта (вероятный тип флюида)**

# Выделение коллекторов и определение типа насыщения



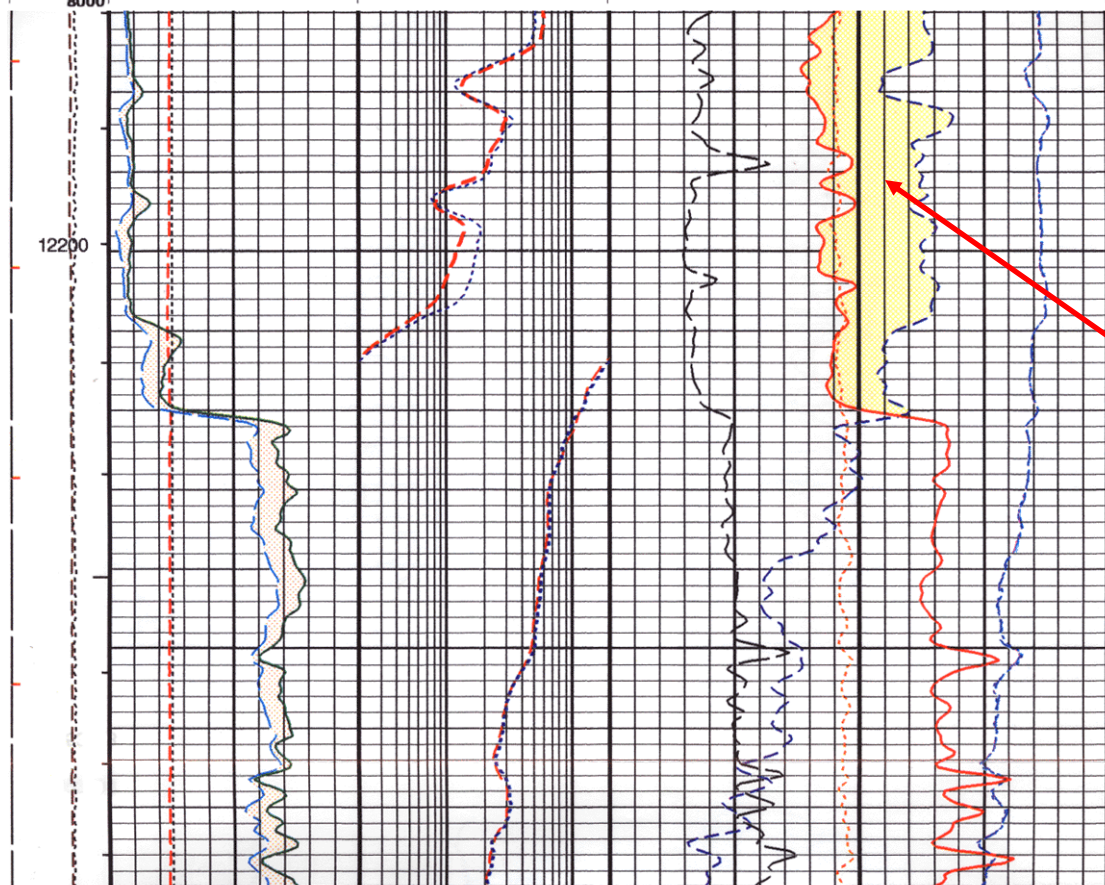
# FORMATION GAS INFLUENCE ON POROSITY LOGS

FORMATION      SATURATION      GR       $\rho$        $\Delta t$        $\phi_n$



**Влияние  
газа на  
показания  
методов  
ГИС**

Spectroscopy Gamma Ray (SGR)		0 (GAPI) 150			
Computed Gamma Ray (CGR)		0 (GAPI) 150		Delta-T Long Spacing Near (DTLN)	
				140 (US/F) 40	
Washout		IL-Deep Resistivity (ILD)	Bulk Density (RHOB)		
		20 (OHMM) 2000	1.95 (G/C3) 2.95		
Uranium Indicator		IL-Medium Resistivity (ILM)	PhotoElectric Factor (PEF)	Delta-T Long Spacing Far (DTLF)	
		20 (OHMM) 2000	0 (----) 10	140 (US/F) 40	
Head Tension (HTEN) (LBF)	Caliper (CALI) (IN)	IL-Medium Resistivity (ILM)	Neutron Porosity (NPHI)		
6 -200 1800	16	0.2 (OHMM) 20	0.45 (V/V) -0.15		
Tension (TENS) (LBF)	Bit Size (BS) (IN)	IL-Deep Resistivity (ILD)	Bulk Density Correction (DRHO)		
3000	6	0.2 (OHMM) 20	-0.25 (G/C3) 0.25		



# Влияние газа на показания методов ГИС:

Наблюдается обратное расхождение кривых нейтронной и плотностной пористости

ГАЗ

# Интерпретация данных ГИС

## Последовательность количественной интерпретации:

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

Литологический состав и пористость  
Простые (неглинистые) коллекторы

## **Crossplots:**

**Neutron-Density**

**Sonic-Density**

**Sonic-Neutron**

**Litho-Density**

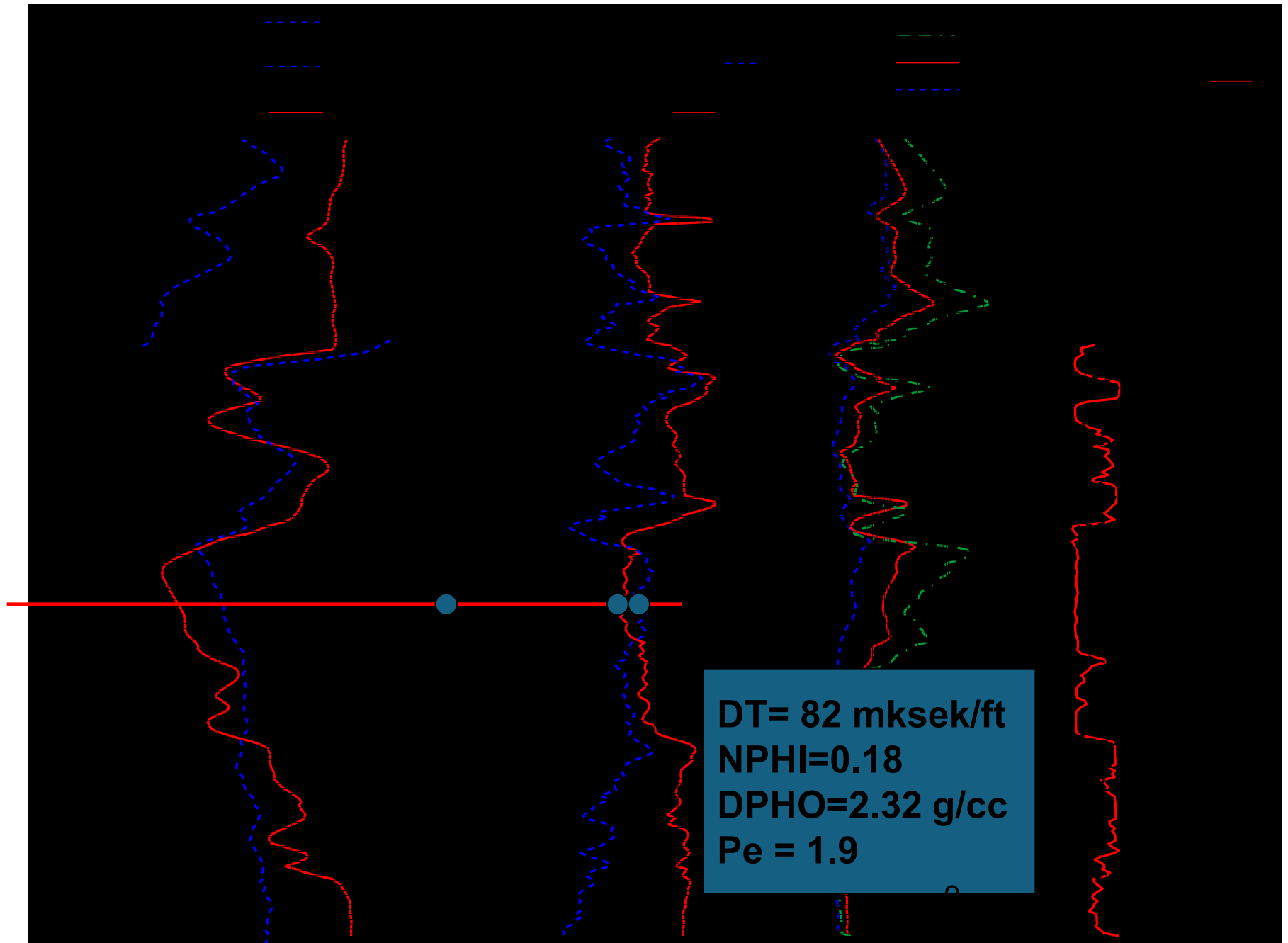
**Litho-Density - Natural Gamma Ray**

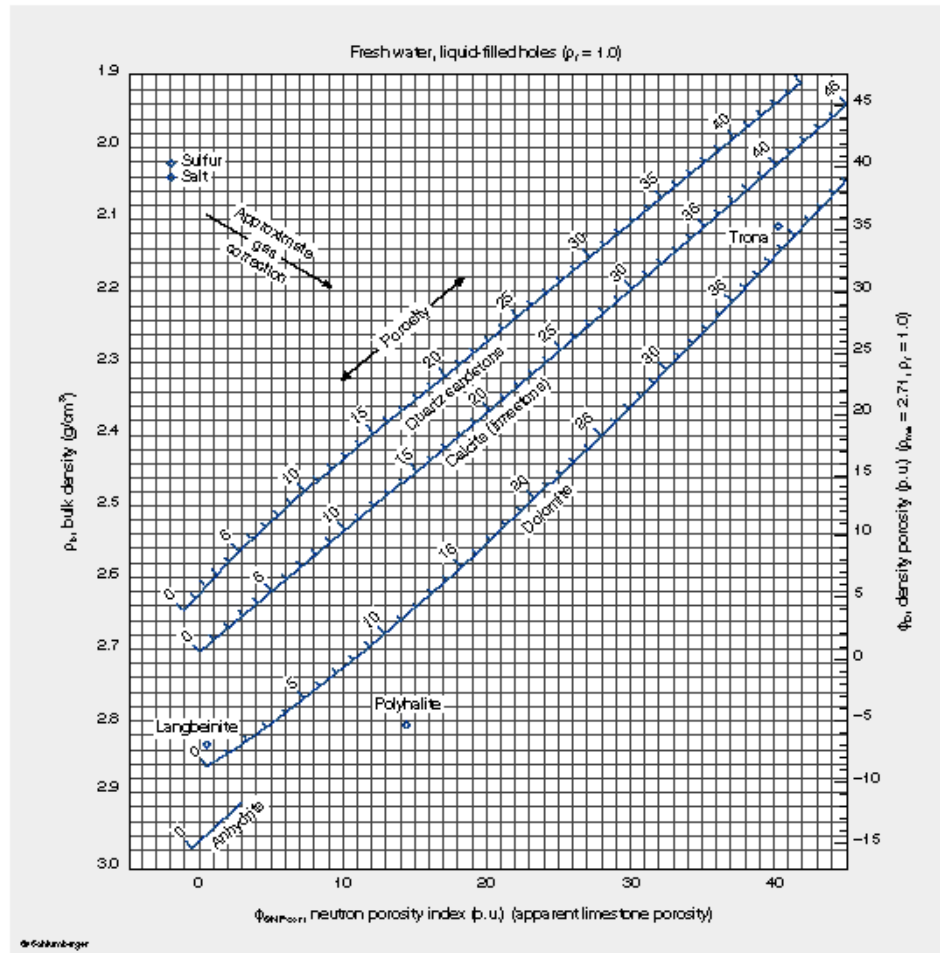
**Spectrometry**

**Natural Gamma Ray Spectrometry**



# Набор диаграмм ГИС





# Neutron-Density Crossplot

## Chart CP-1a

The neutron-density-sonic crossplot charts (Charts CP-1, CP-2 and CP-7) provide insight into lithology and permit the determination of porosity. Chart selection depends on the anticipated mineralogy. Neutron-density can be used to differentiate between the common reservoir rocks (quartz sandstone, calcite (limestone) and dolomite) and shale and some evaporites.

Sonic-neutron can be used to differentiate between the common reservoir rocks when clay content is negligible. Sonic-density can be used to differentiate between a single known reservoir rock and shale and to identify evaporate minerals.

*Continued on next page*

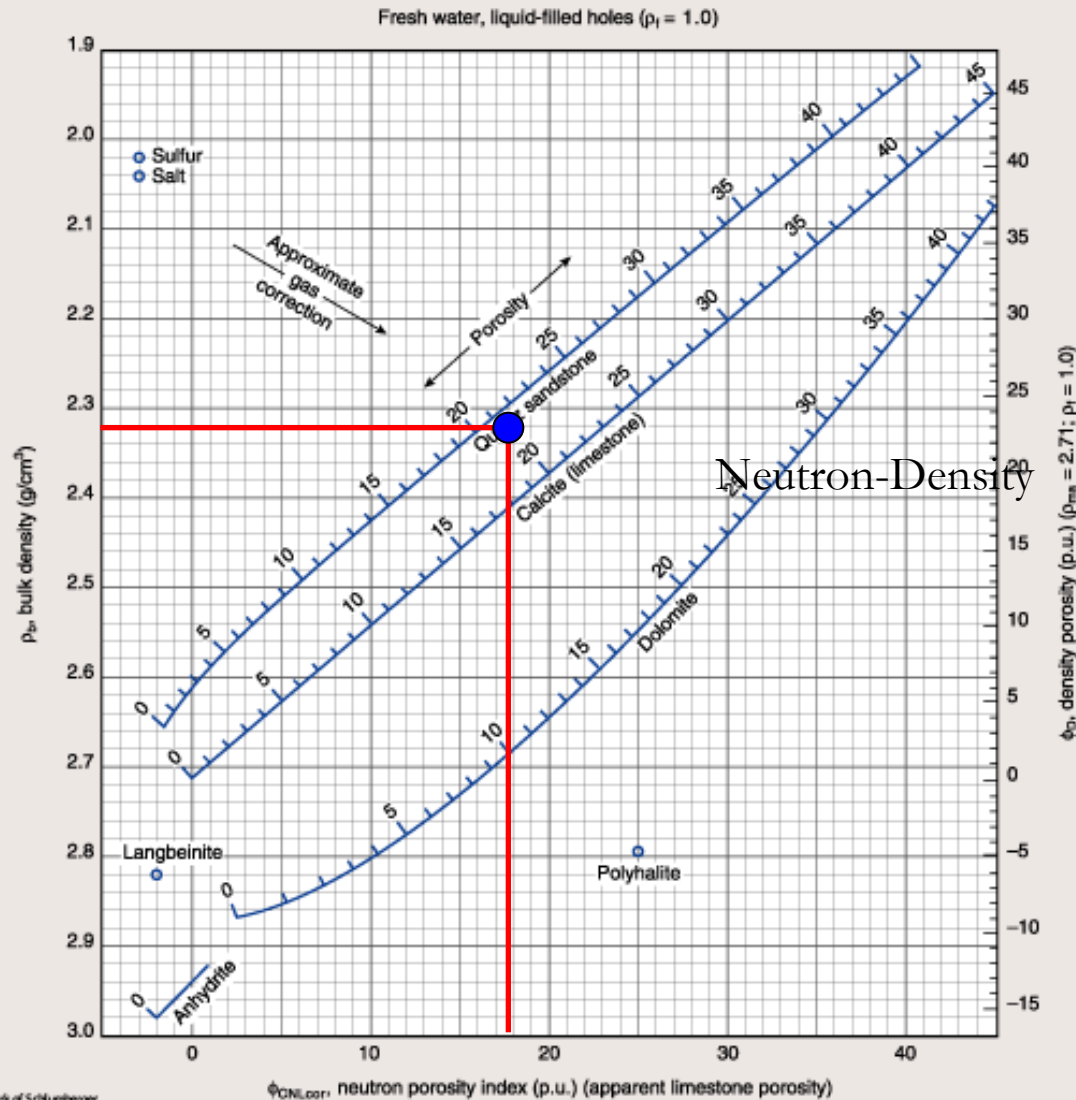
Porosity and Lithology Determination from  
Formation Density Log and CNL<sup>2</sup> Compensated Neutron Log  
For CNL Logs (after 1988, or labeled NPH)

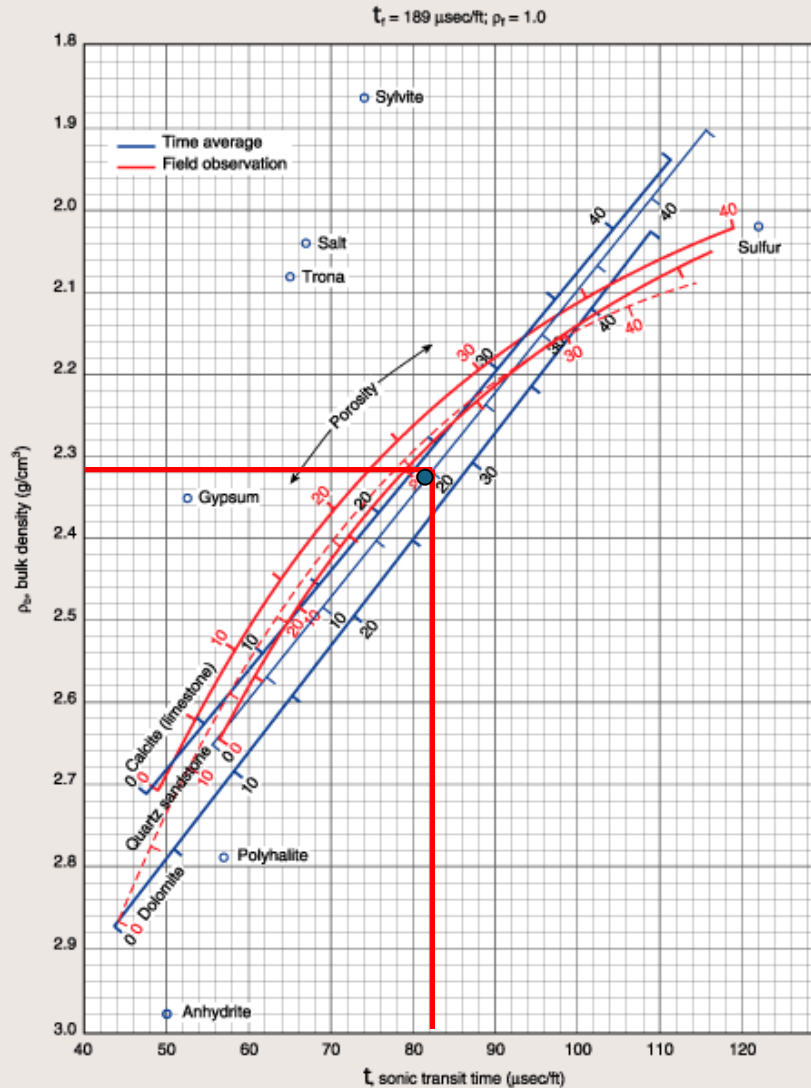
CP-1c

# Neutron-Density Crossplot

## Chart CP-1c

Porosity = 21.4%

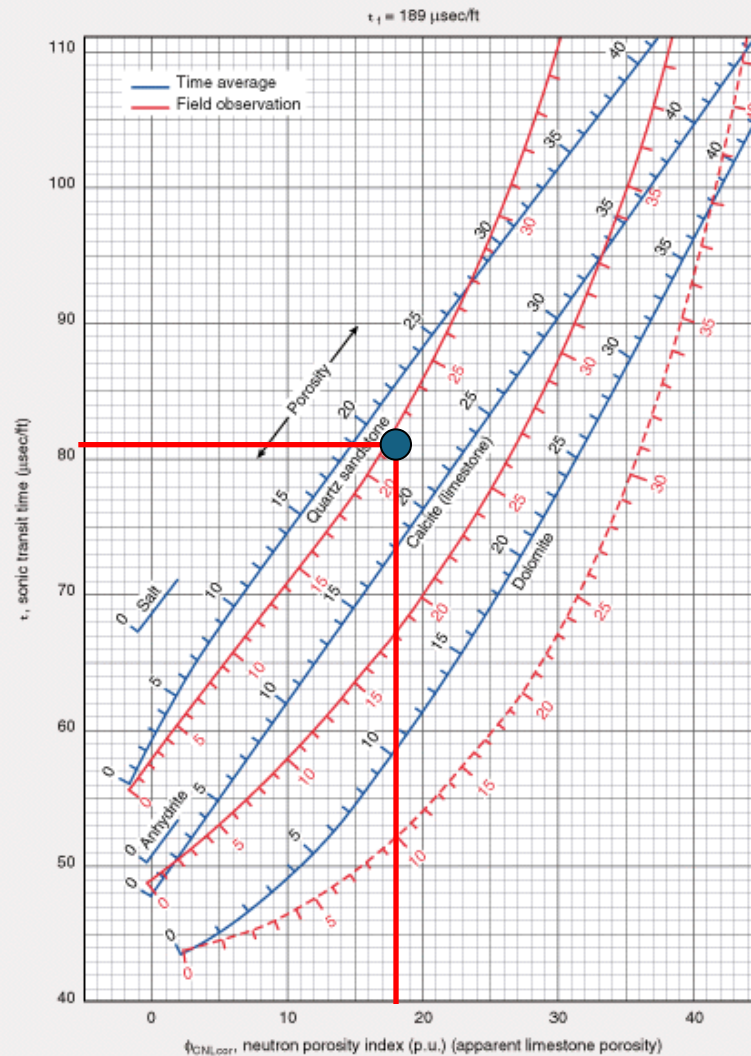


Lithology Identification from  
Formation Density Log and Sonic LogCP-7  
(50/10)Sonic-Density  
CrossplotChart  
CP-7

Porosity = 19.5%

Porosity and Lithology Determination from  
Sonic Log and CNL<sup>®</sup> Compensated Neutron Log  
For CNL logs before 1985, or labeled NPH

CP-1b  
(English)



\*Mark of Schlumberger  
© Schlumberger

# Neutron-Sonic Crossplot

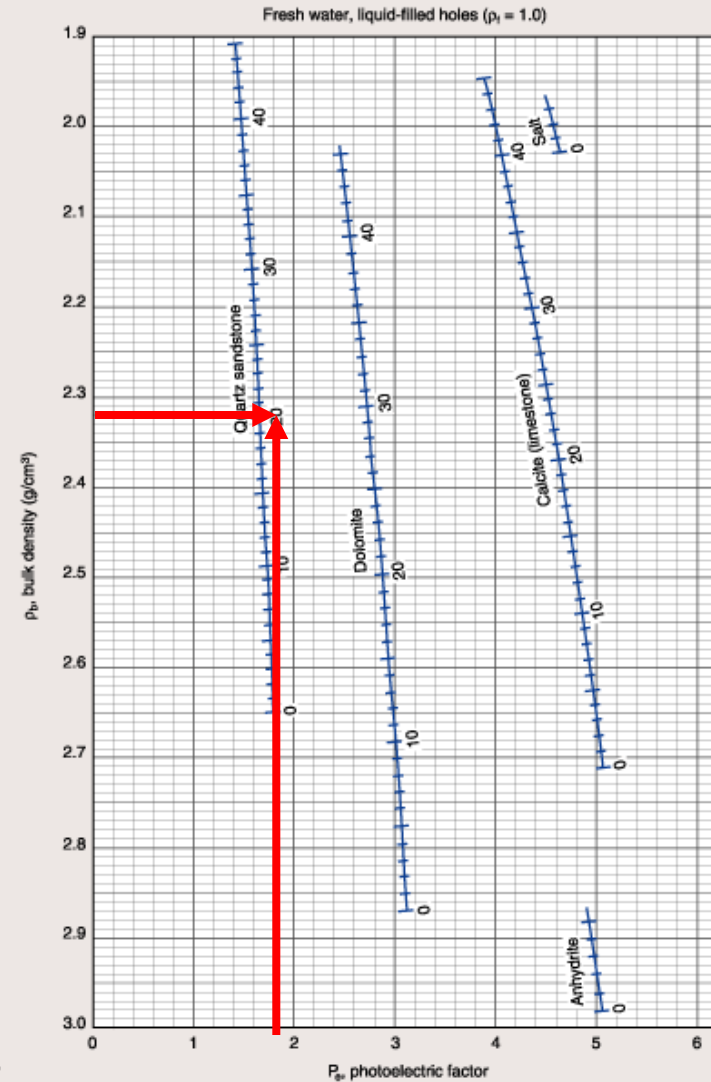
## Chart CP-2b

Porosity = 20.1%  
Or  
Porosity = 21.4%

# Litho-Density Crossplot

Chart  
CP-16

CP



\*Mark of Schlumberger  
© Schlumberger

For more information see Reference 27.

**Литологический состав пород**  
**Сложные коллекторы**

**Crossplots**

**M-N Plot**

**Matrix Identification (MID) plot**

**Lithology Identification plot**

# Определение литологического состава пород сложных коллекторов

**M - N Plot**



	Fresh Mud	Salty Mud
$\rho_{fl}$	1.0	1.1
$\phi N_{f1}$	1.0	1.0
$\Delta t_{fl}$	189	185



# Определение литологического состава поросложных коллекторов

Fluid coefficients for various fluids and types of porosity

Fluids	$\Delta t_f$	$\rho_f$	$\phi_{fN}$
Primary Porosity (Liquid - Filled): Fresh mud Salt mud	189.0 185.0	1.00 1.10	1
Secondary Porosity (In Dolomite): Fresh mud Salt mud	43.5	1.00 1.10	1
(In Limestone): Fresh mud Salt mud	47.5	1.00 1.10	1
(In Sandstone): Fresh mud Salt mud	55.5	1.00 1.10	1

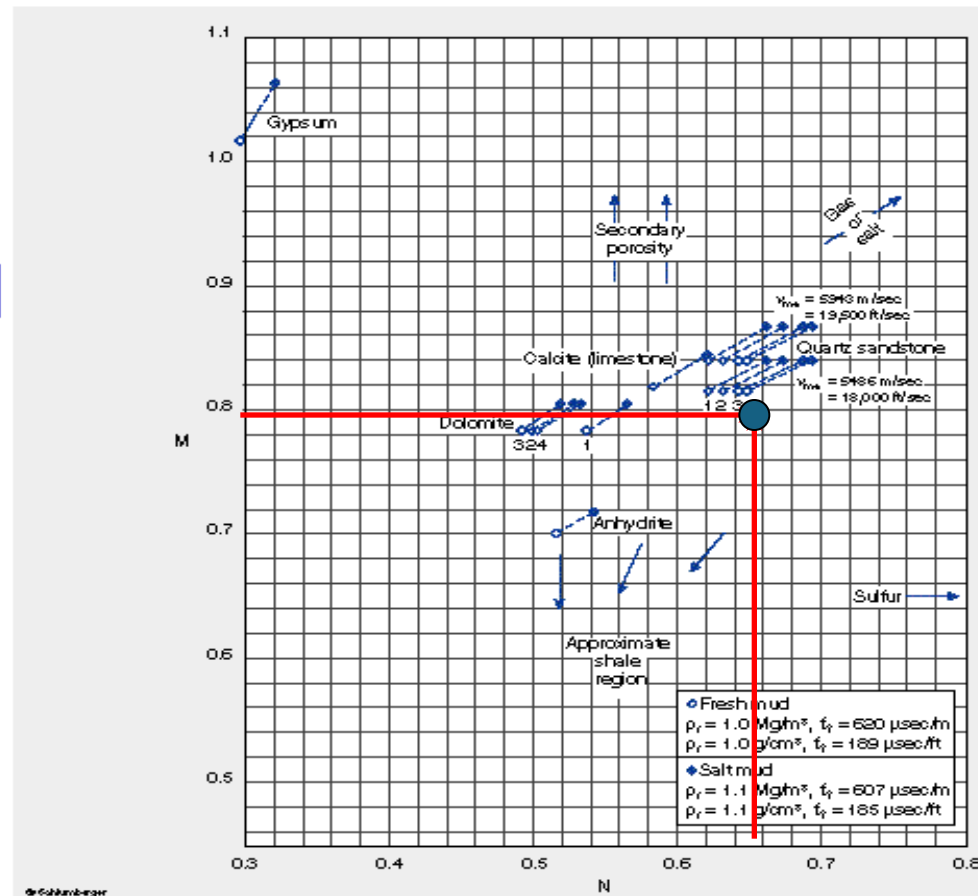
# Определение литологического состава пород

Mineral	Fresh Mud ( $\epsilon_f = 1$ )		Salt Mud ( $\epsilon_f = 1.1$ )	
	M	N*	M	N*
Sandstone 1 $v_{ma} = 18,000$	0.810	0.636	0.835	0.667
Sandstone 2 $v_{ma} = 19,500$	0.835	0.636	0.862	0.667
Limestone	0.827	0.585	0.854	0.621
Dolomite 1 $\phi = 5.5-30\%$	0.778	0.489	0.800	0.517
Dolomite 2 $\phi = 1.5-5.5\%$	0.778	0.500	0.800	0.528
Dolomite 3 $\phi = 0-1.5\%$	0.778	0.513	0.800	0.542
Anhydrite $\epsilon_{ma} = 2.98$	0.702	0.504	0.718	0.533
Gypsum	1.015	0.296	1.064	0.320
Salt			1.269	1.086

M and N values for common minerals

## M-N Plot for Mineral Identification

For CNL\* curves that have been environmentally corrected



This crossplot may be used to help identify mineral mixtures from sonic, density and neutron logs. (The CNL neutron log is used in the above chart; the time average sonic response is assumed.) Except in gas-bearing formations, M and N are practically independent of porosity. They are defined as:

$$M = \frac{t_x - t_f}{\rho_b - \rho_f} \times 0.01 \text{ (English)}$$

$$M = \frac{t_x - t_f}{\rho_b - \rho_f} \times 0.003 \text{ (metric)}$$

$$N = \frac{(\phi_{ST})_x - \phi_{ST}}{\rho_b - \rho_f} \text{ (English or metric)}$$

Points for binary mixtures plot along a line connecting the two mineral points. Ternary mixtures plot within the triangle defined by the three constituent minerals. The effect of gas, shaliness, secondary porosity, etc., is to shift datapoints in the directions shown by the arrows.

The dolomite and sandstone lines on Chart CP-8 are divided by porosity range as follows: 1)  $\phi = 0$  (tight formation); 2)  $\phi = 0$  to 12 p.u.; 3)  $\phi = 12$  to 27 p.u.; and 4)  $\phi = 27$  to 40 p.u.

# Определение литологического состава пород сложных коллекторов

Mineral	$\Delta t_{ma}$	$\rho_{ma}$	$\phi_{maSNP}$	$\phi_{maCNL}$
Sandstone 1 ( $V_{ma} = 18,000$ ) $f > 10\%$	55.5	2.65	-0.035*	-0.05*
Sandstone 2 ( $V_{ma} = 19,500$ ) $f > 10\%$	51.2	2.65	-0.035*	-0.05*
Limestone	47.5	2.71	0.00	0.00
Dolomite 1 ( $f = 5.5\%$ to $30\%$ )	43.5	2.87	0.02*	0.065*
Dolomite 2 ( $f = 1.5\%$ to $5.5\%$ & $> 30\%$ )	43.5	2.87	0.02*	0.065*
Dolomite 3 ( $f = 0.0\%$ to $1.5\%$ )	43.5	2.87	0.005*	0.04*
Anhydrite	50.0	2.98	-0.005*	-0.0020
Gypsum	52.0	2.35	0.49**	
Salt	67.0	2.03	0.04	-0.01

Matrix coefficients of various minerals

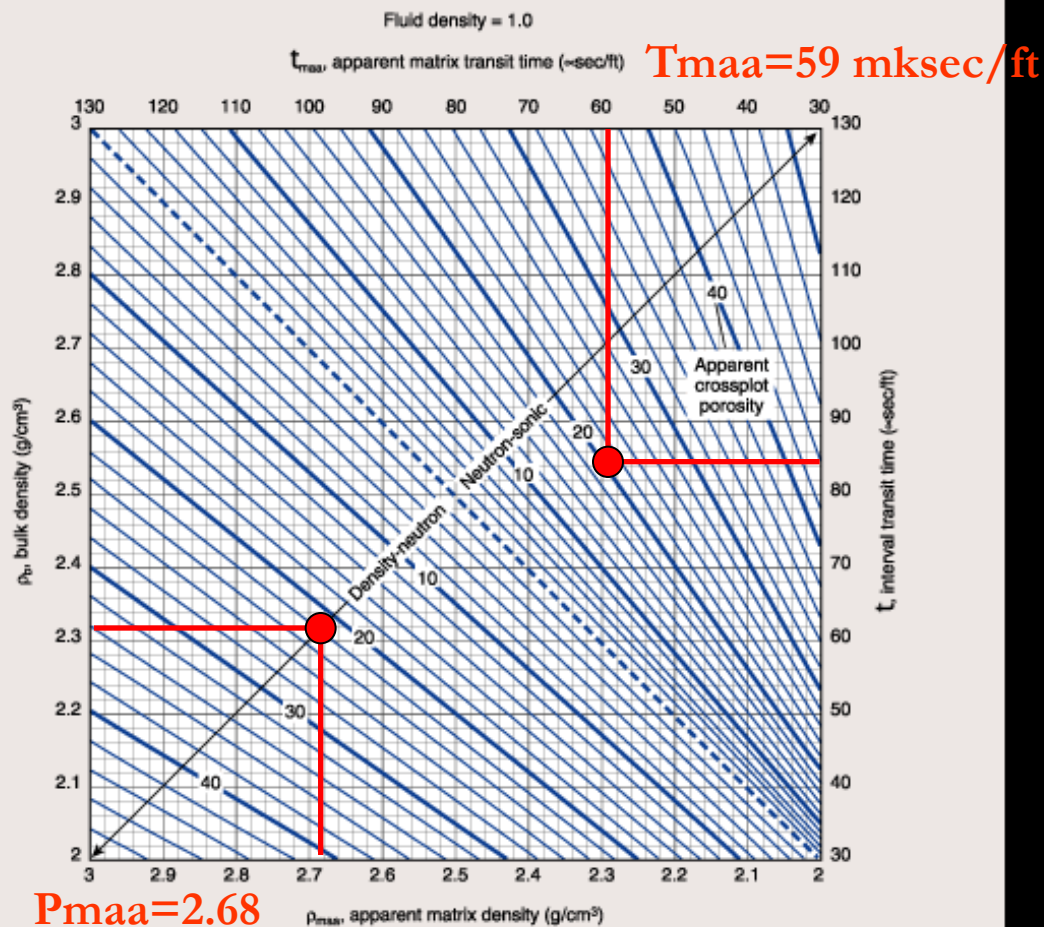
# Определение параметров матрицы горных пород по данным ГИС

Chart  
CP-14

Determination of Apparent Matrix Parameters from  
Bulk Density or Interval Transit Time and Apparent Total Porosity

CP-14  
(English)

G



The MDN plot permits the identification of rock mineralogy or lithology through a comparison of neutron, density and sonic measurements.

To use the MDN plot, three steps are required. First, an apparent crossplot porosity must be determined using the appropriate

neutron-density and/or neutron-sonic (and, curves) neutron-sonic crossplot (Charts CP-1 through CP-7). For any time plotting above the sandstone curve on these charts, the apparent crossplot porosity is defined by a vertical projection to the sandstone curve.

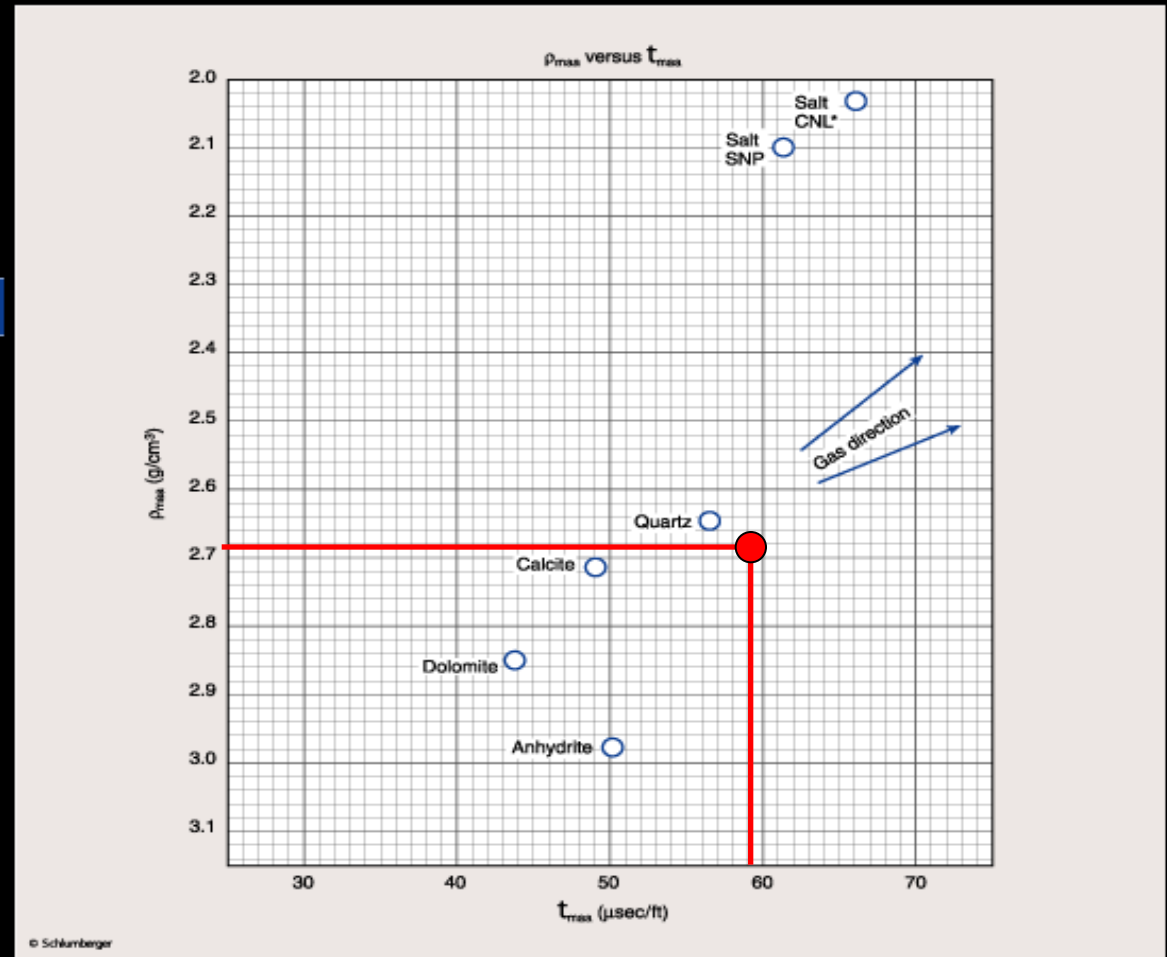
(Continued on next page)

## Matrix Identification (MID) Plot

CP-15  
(Example)

## MID Plot

CP



Example:

Level 1

 $\bar{t} = 55 \mu\text{sec/ft}$   
 $\rho_m = 2.34 \text{ g/cm}^3$   
 $\rho_{\text{gas}} = -8$   
 $\rho_c = 1.5 \text{ g/cm}^3$ 

Level 2

 $\bar{t} = 65 \mu\text{sec/ft}$   
 $\rho_m = 2.45 \text{ g/cm}^3$   
 $\rho_{\text{gas}} = 24 \text{ p.p.m.}$ 

Given

 $\rho_{\text{gas}} = -1$   
 $\rho_{\text{gas}} = -1$   
 $\bar{t}_{\text{gas}} = 65 \mu\text{sec/ft}$   
 $\rho_{\text{gas}} = 2.05 \text{ g/cm}^3$ 

and

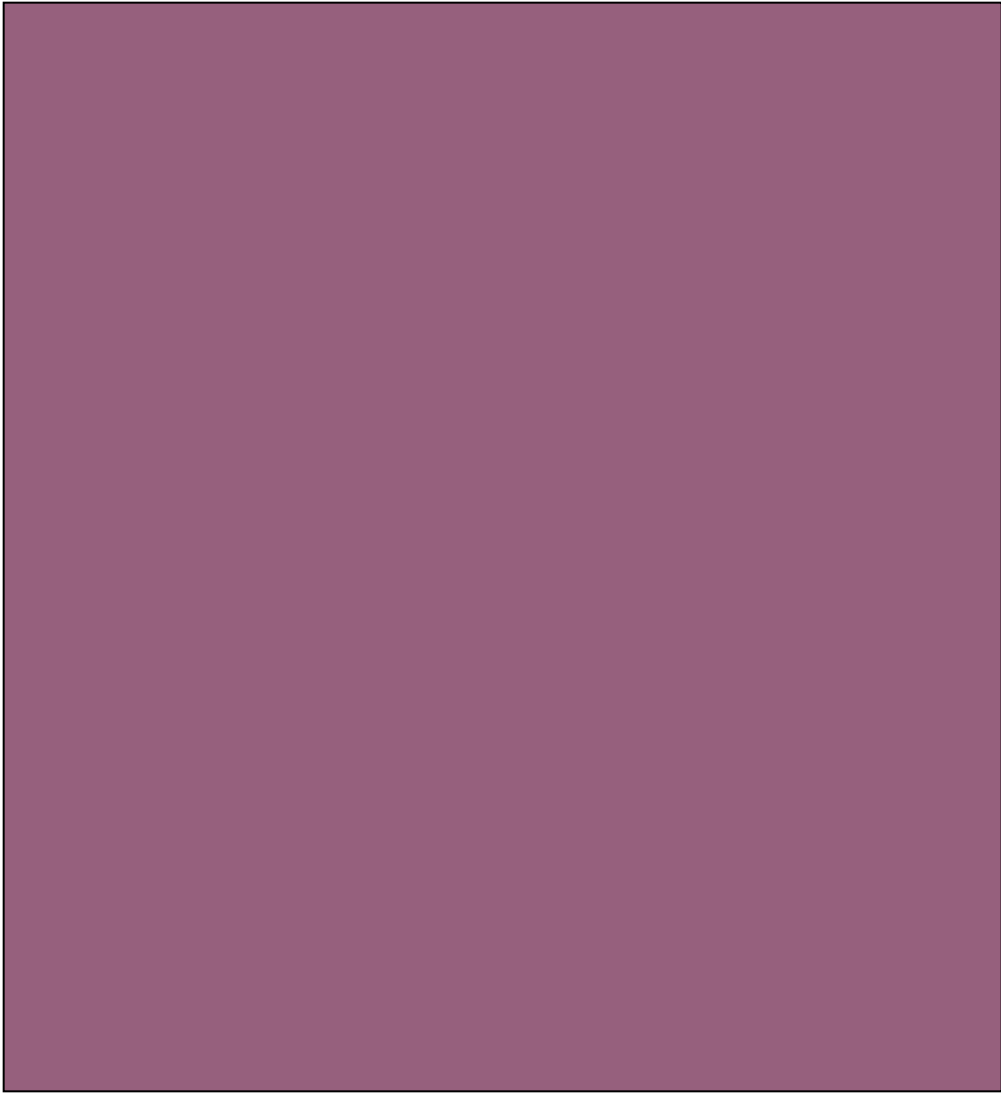
 $\rho_{\text{gas}} = 21$   
 $\rho_{\text{gas}} = 21$ 
 $\bar{t}_{\text{gas}} = 42.5 \mu\text{sec/ft}$   
 $\rho_{\text{gas}} = 2.05 \text{ g/cm}^3$ 

From the MID plot, Level 1 is identified as salt and Level 2 as dolomite.

Continued on next page

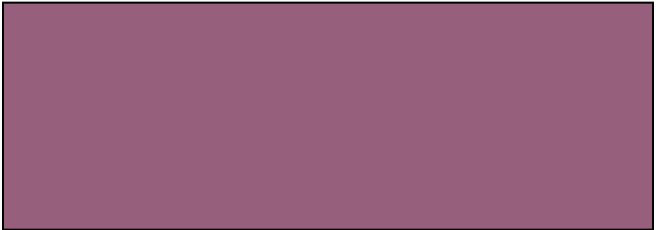
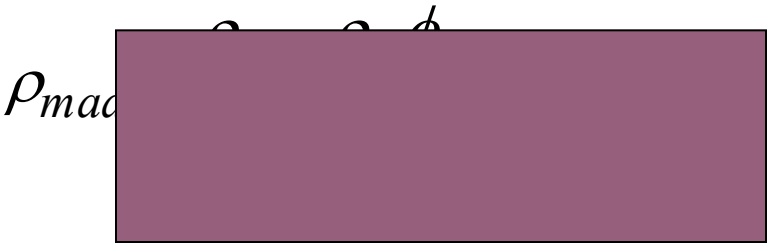
Chart  
CP-15

# Определение литологического состава пород сложных коллекторов



Lithology Identification plot

$\rho_{Maa}$  Versus  $U_{maa}$  Plot



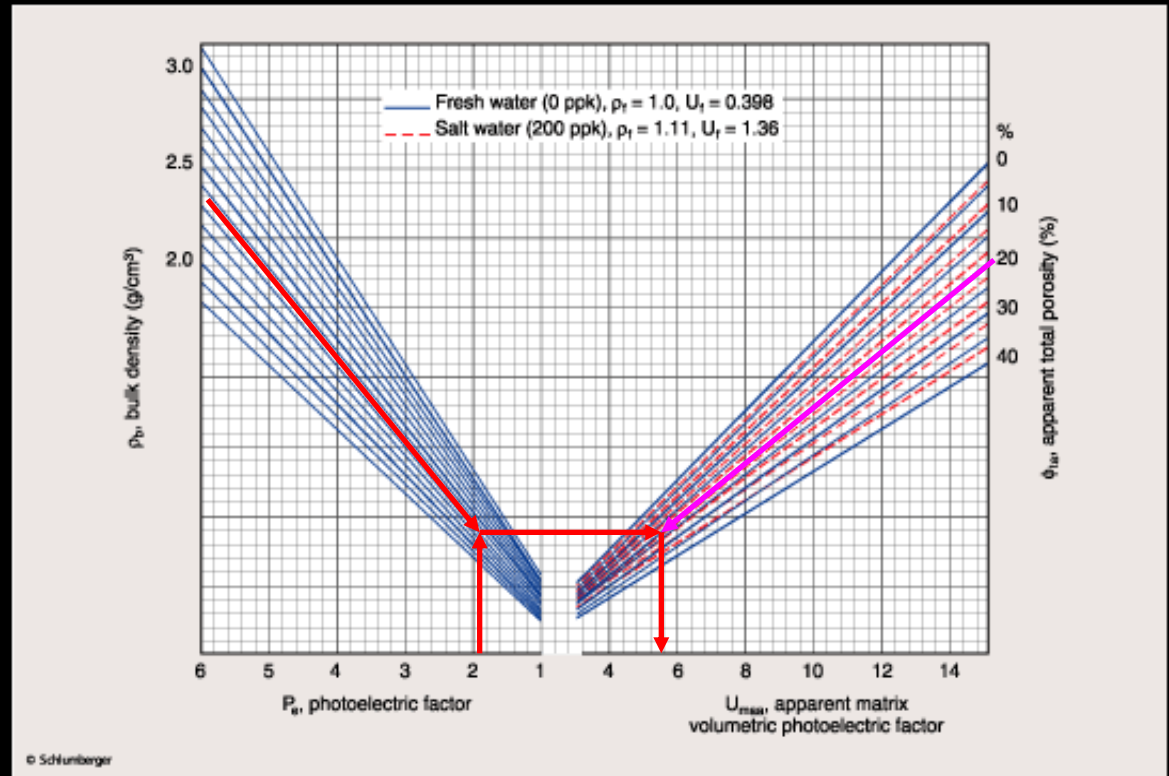
	Fresh Mud	Salty Mud
$\rho_{fl}$	1.0	1.1
$U_{fl}$	0.4	1.36

# Lithology Identification plot

Определение  
параметров  
матрицы

Chart  
CP-20

Determination of Apparent Matrix  
Volumetric Photoelectric Factor



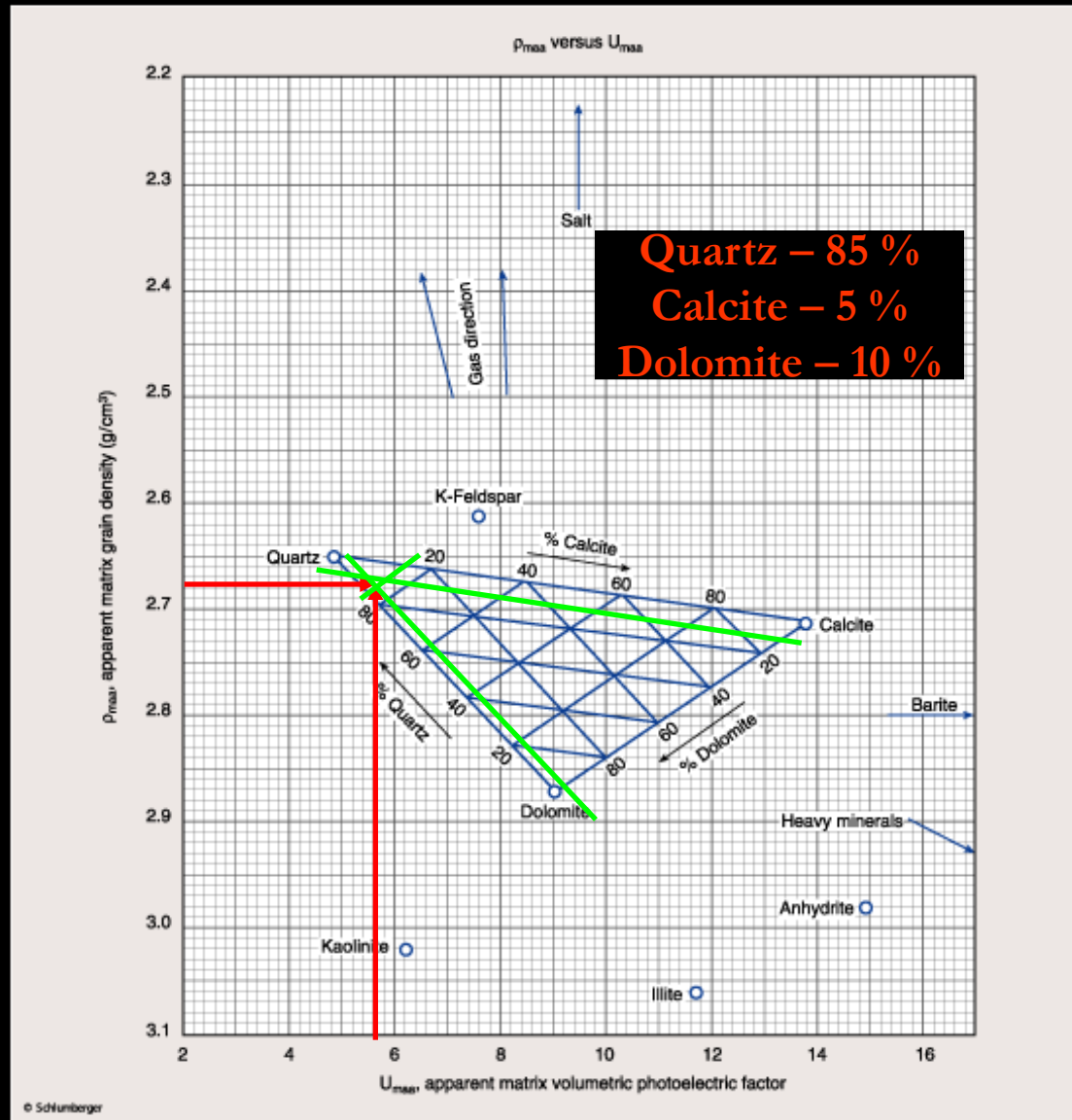
$U_{maa} = 5.5$



# Lithology Identification plot

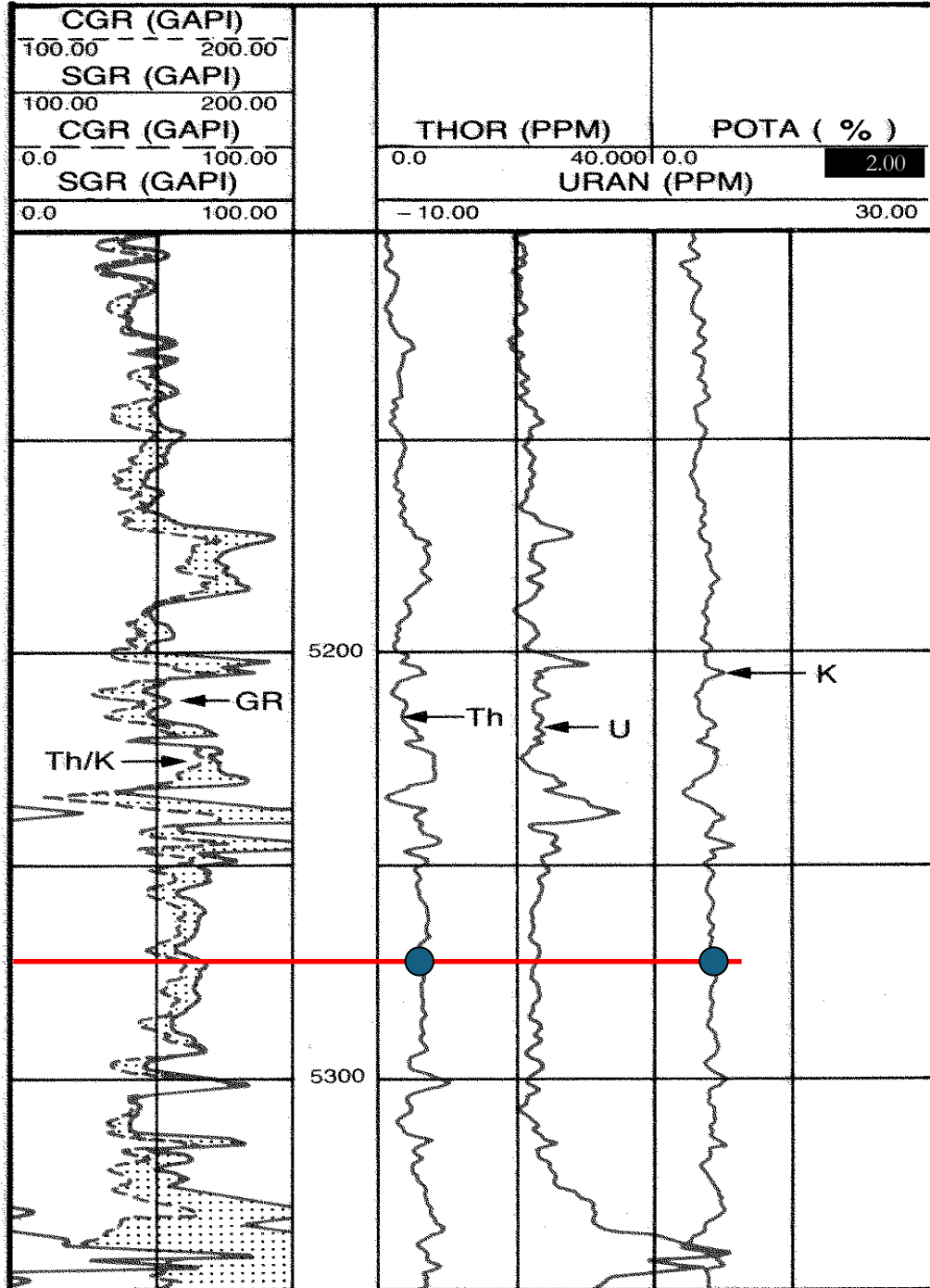
Определение  
состава  
пород

Chart  
CP-21



# Определение и учет глинистости

- ☐ Определить качественный состав глинистых пород
- ☐ Определить объем глин в коллекторе
- ☐ Произвести коррекцию пористости за глинистость



Типичный набор  
диаграмм гамма-  
спектрометрического  
каротажа

Natural Gamma Ray  
Spectrometry Log

Th = 9500 ppm  
POTA = 0.40 %

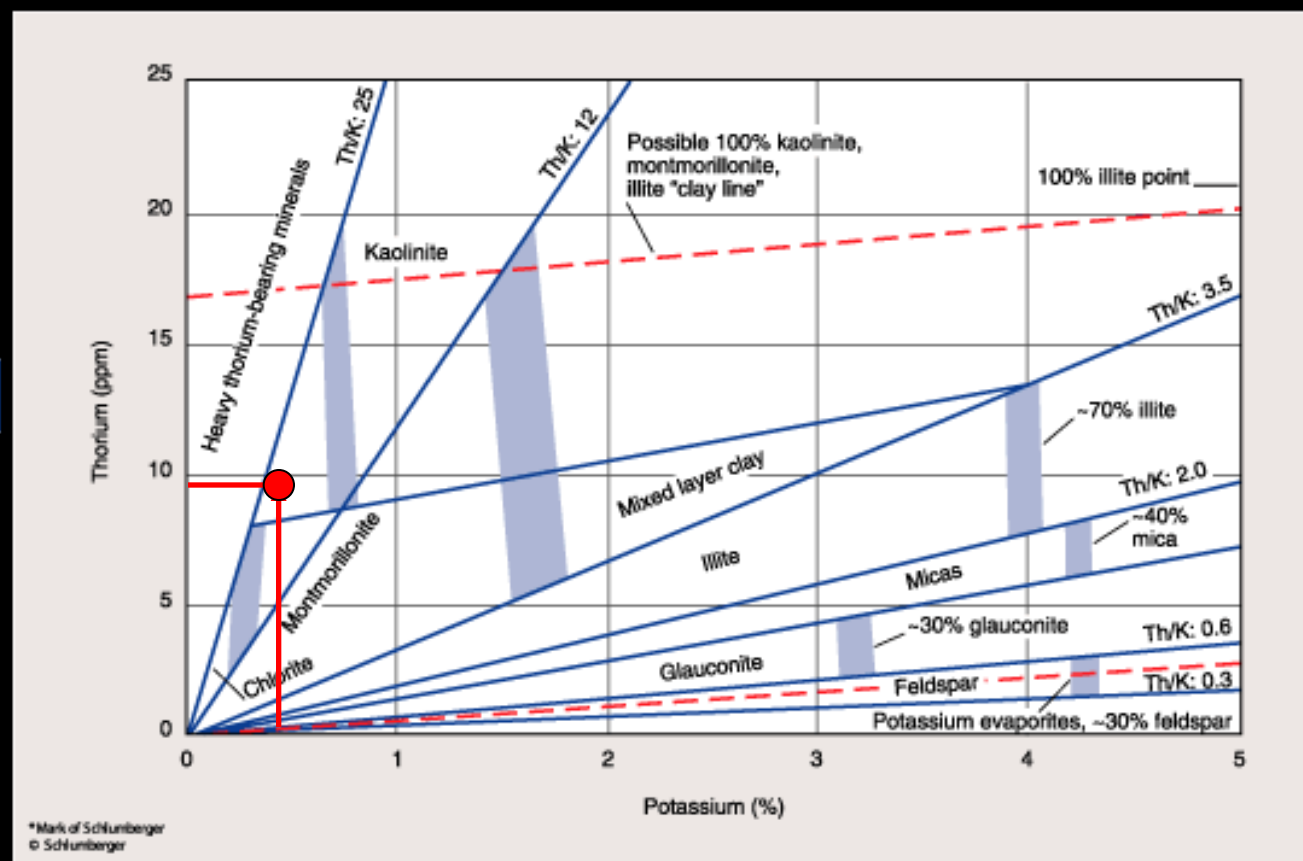
# Natural Gamma Ray Spectrometry

## Chart CP-19

### Mineral Identification from NGS<sup>®</sup> Natural Gamma Ray Spectrometry Log

CP-19

CP



Radioactive minerals often occur in relatively small concentrations in sedimentary rocks. Even shales typically contain only 50 to 70% radioactive clay minerals.

Unless there is a complex mixture of radioactive minerals in the formation, Chart CP-19 can be used to identify the more common ones. The ratio of thorium to uranium activity—the

thorium/potassium ratio, Th/K—does not vary with mineral concentration. A sandstone reservoir with varying amounts of shales, with illite as the principal clay mineral, usually plots in the illite segment of the chart, with Th/K between 3.0 and 3.5. Less sandy parts of the reservoir plot closer to the origin, and more shaly parts plot closer to the 70% illite area.

# Litho-Density – Natural Gamma Ray Spectrometry

## Chart CP-18

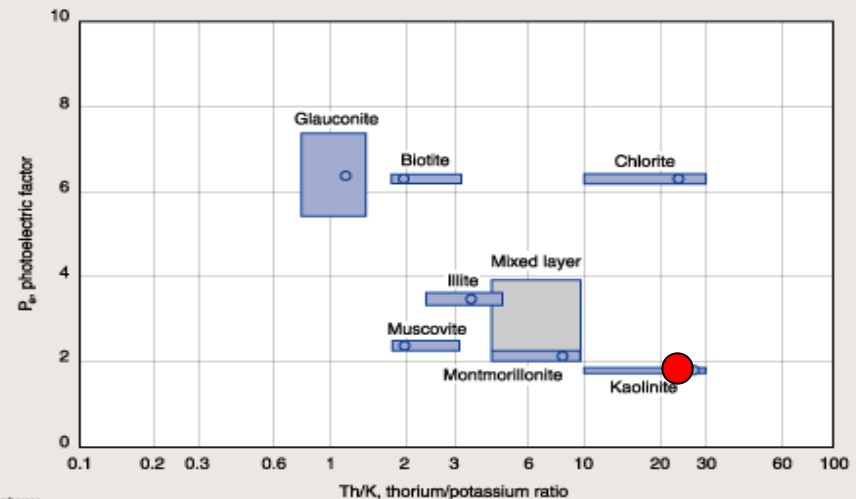
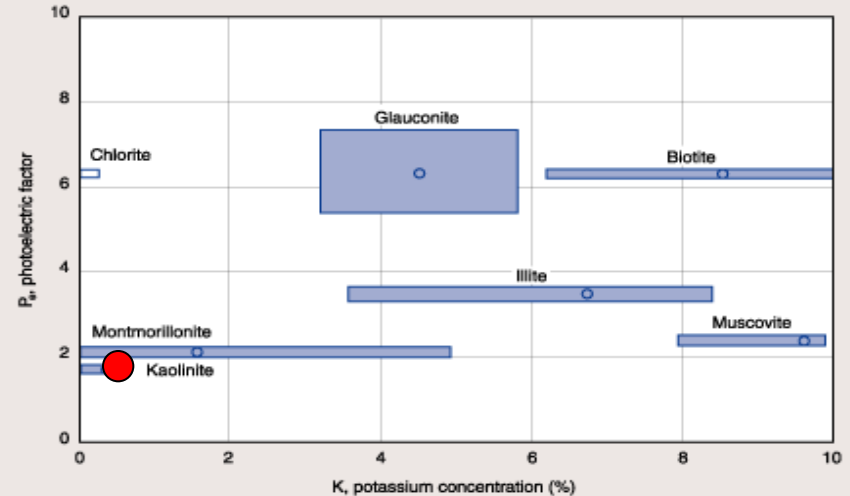
**Pe = 1.9**  
**Th/K = 24**

Crossplots for Porosity, Lithology and Saturation

Mineral Identification from Litho-Density<sup>®</sup> Log  
and NGS<sup>®</sup> Natural Gamma Ray Spectrometry Log

Schlumberger

CP-18



\*Mark of Schlumberger  
© Schlumberger

# Определение ГЛИНИСТОСТИ

$$V_{sh} \leq \frac{CGR - CGR_{(Clean-Sandstone)}}{CGR_{(Shale)} - CGR_{(Clean-Sandstone)}}$$

NGS

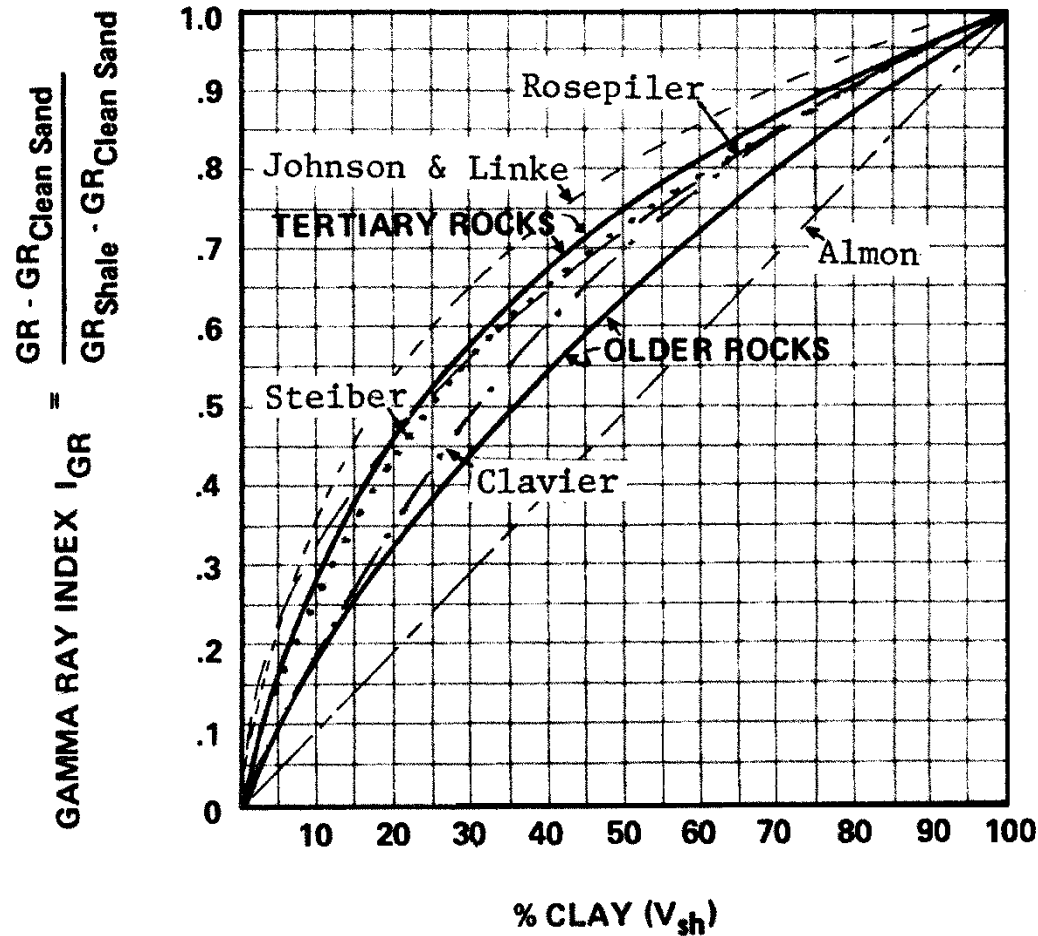
$$V_{sh} \leq 1 - \frac{ASP}{SSP}$$

SP

$$V_{sh} \leq \frac{U - (1 - \phi_{DN})U_{maa}}{U_{sh} - U_{maa}}.$$

Density PEF  
Response

# Интерпретация данных ГИС



**Определение  
глинистости  
по гамма  
каротажу**

$$I_{GR} = \frac{GR - GR_{(Clean-Sandstone)}}{GR_{(Shale)} - GR_{(Clean-Sandstone)}}$$

# Формулы для расчета глинистости

$$V = 0.083(2^{3.7 \times I_p} - 1)$$



# Коррекция данных ГИС за глинистость

## Neutron

$$\phi_{Nclean} = \frac{\phi_N - \phi_{Nsh} \cdot V_{sh}}{1 - V_{sh}}$$

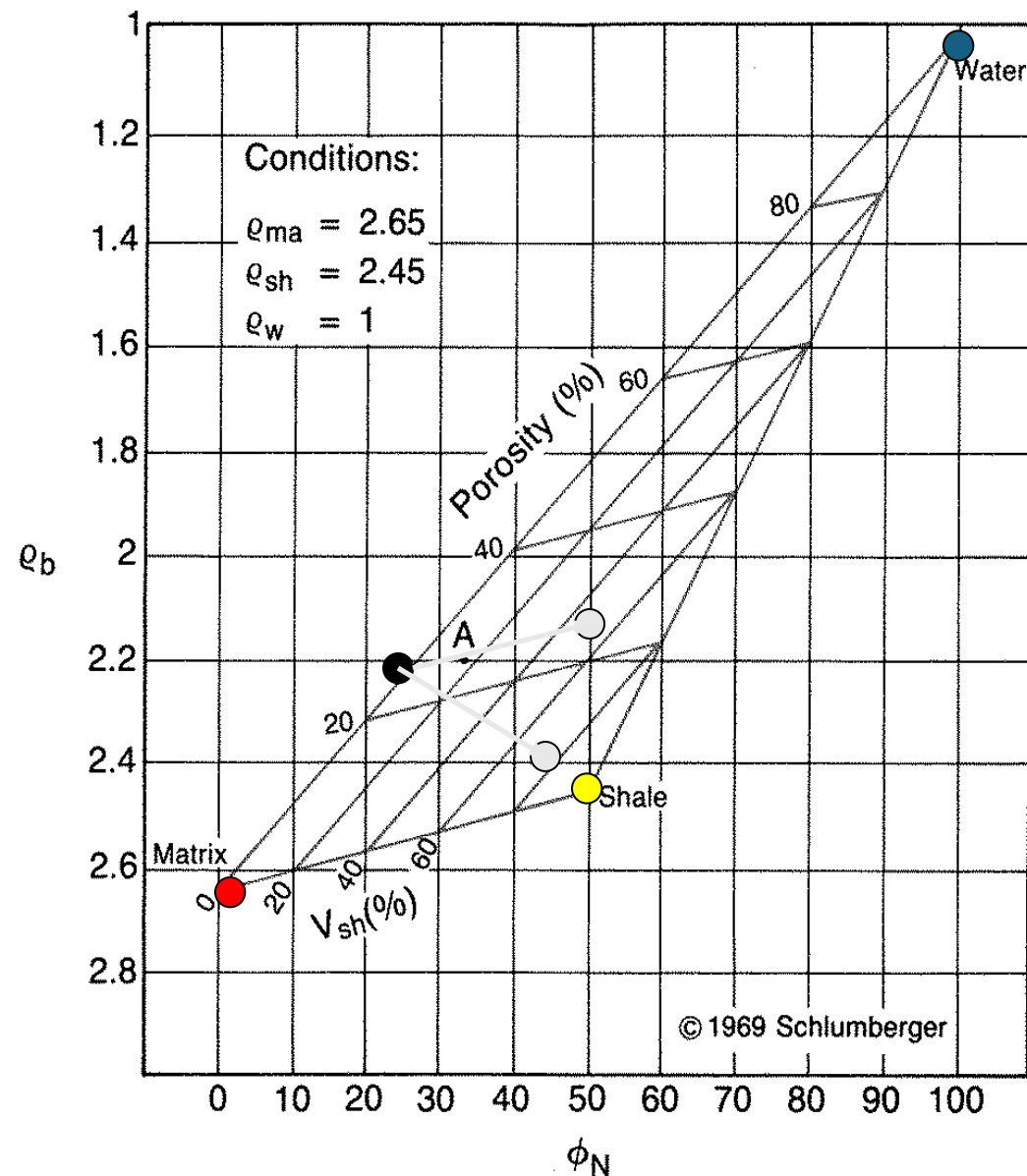
## Density

$$\rho_{bclean} = \frac{\rho_b - \rho_{sh} \cdot V_{sh}}{1 - V_{sh}}$$

## Sonic

$$\Delta t_{clean} = \frac{\Delta t - \Delta t_{sh} \cdot V_{sh}}{1 - V_{sh}}$$

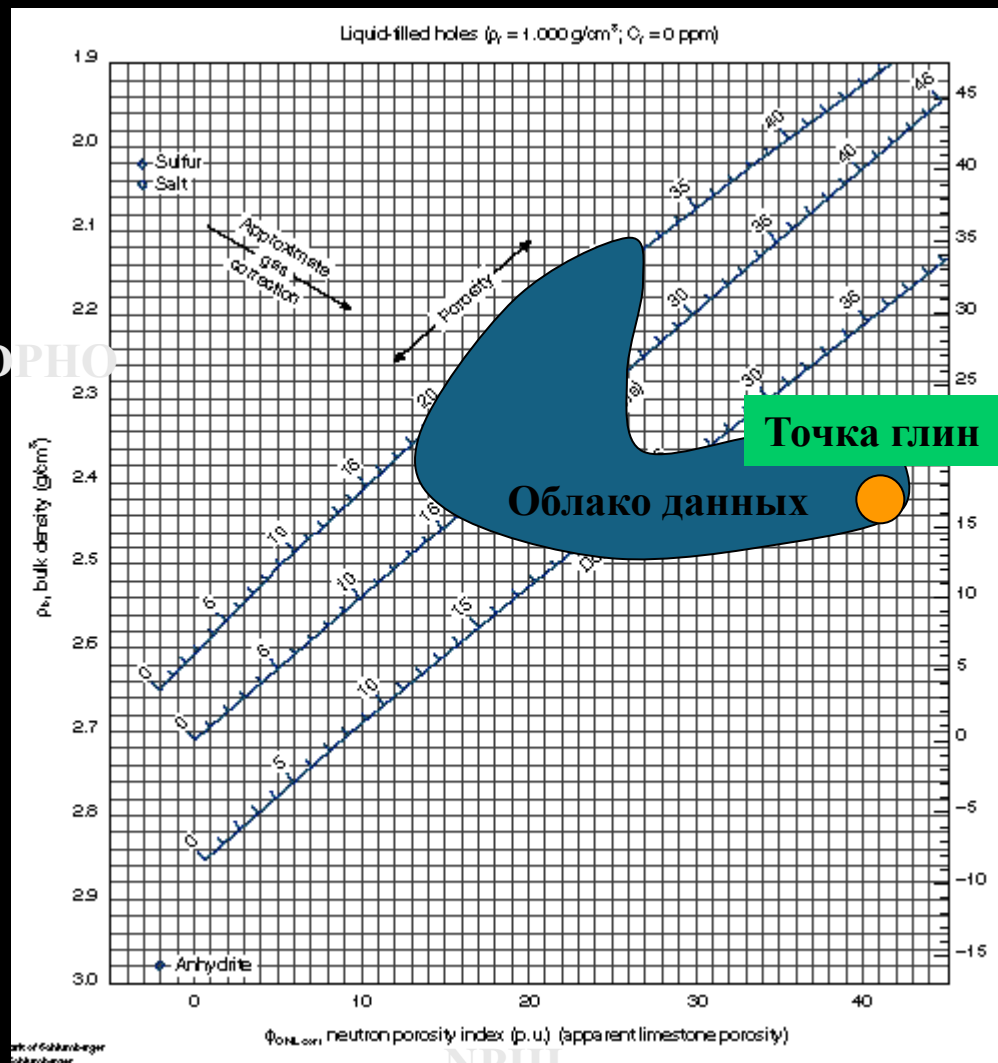
# Влияние глинистости на пористость



**Neutron - Density  
Cross-plot with the  
Shale point Scaled**

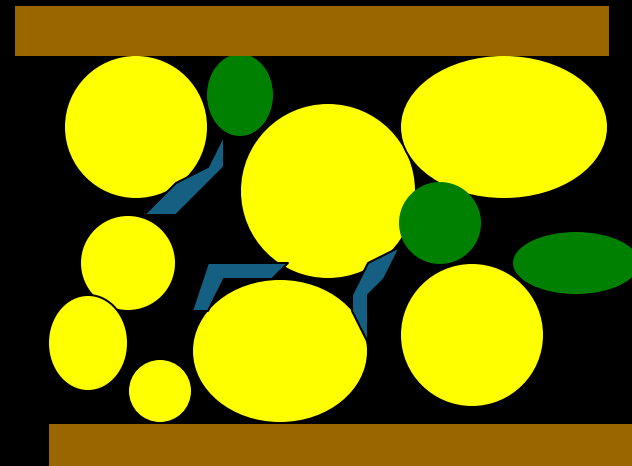
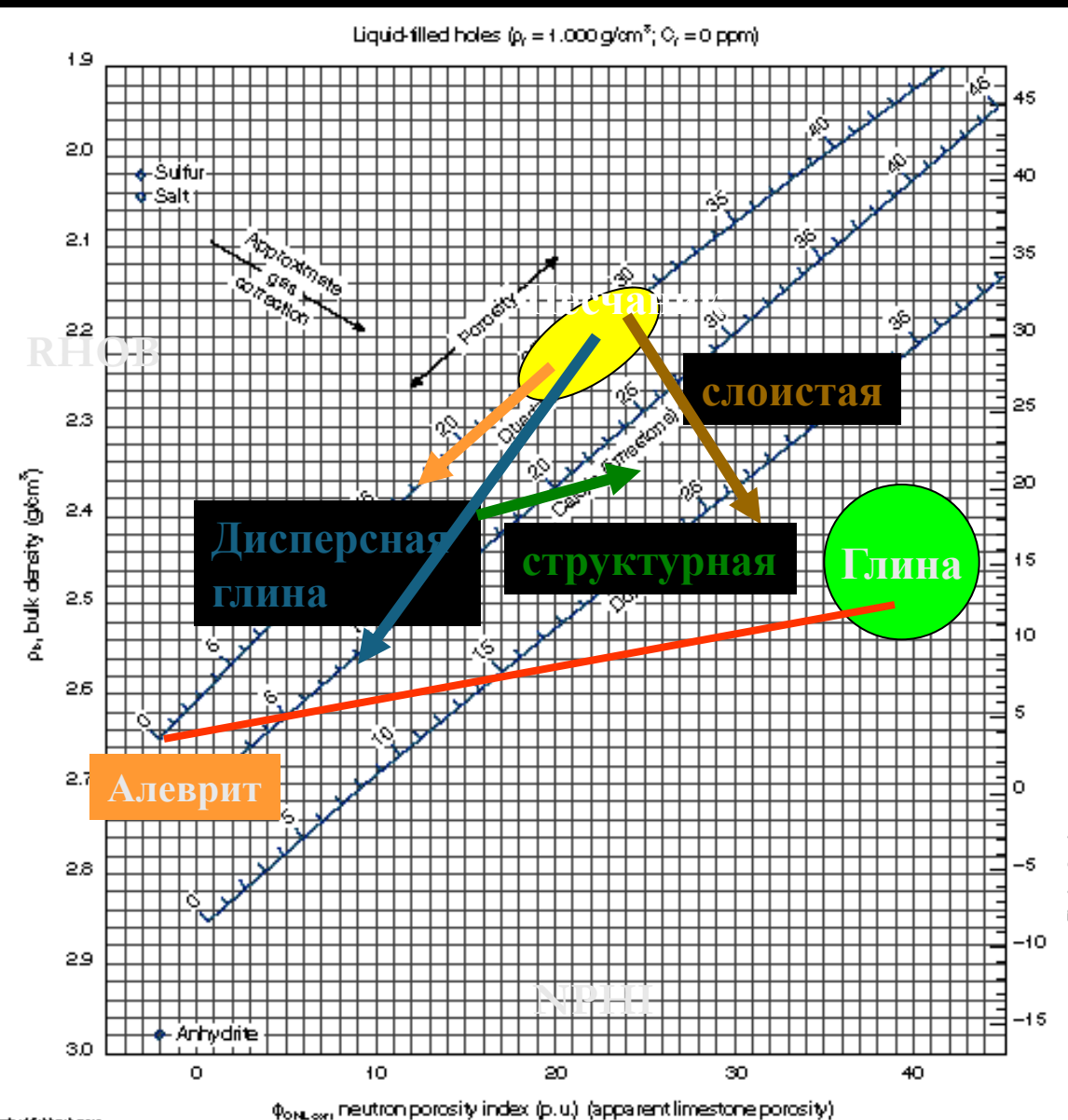
# Влияние глинистости на данные ГИС

DPHC

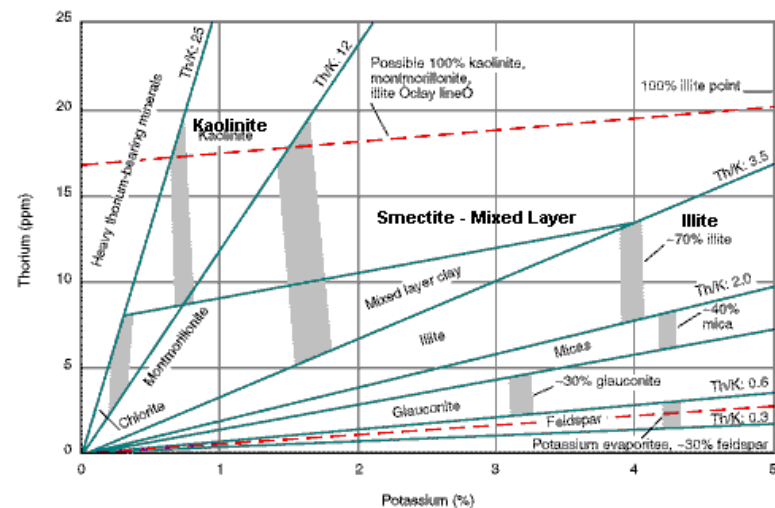


В песчано-глинистом разрезе облако вынесенных на график точек приобретает L образную форму. Это происходит из-за того, что литология изменяется от глины до песчаника. Влияет пористость и сортировка. Для чистого песчаника облако точек принимает линию тренда.

# Природа глинистости из кросс-плота



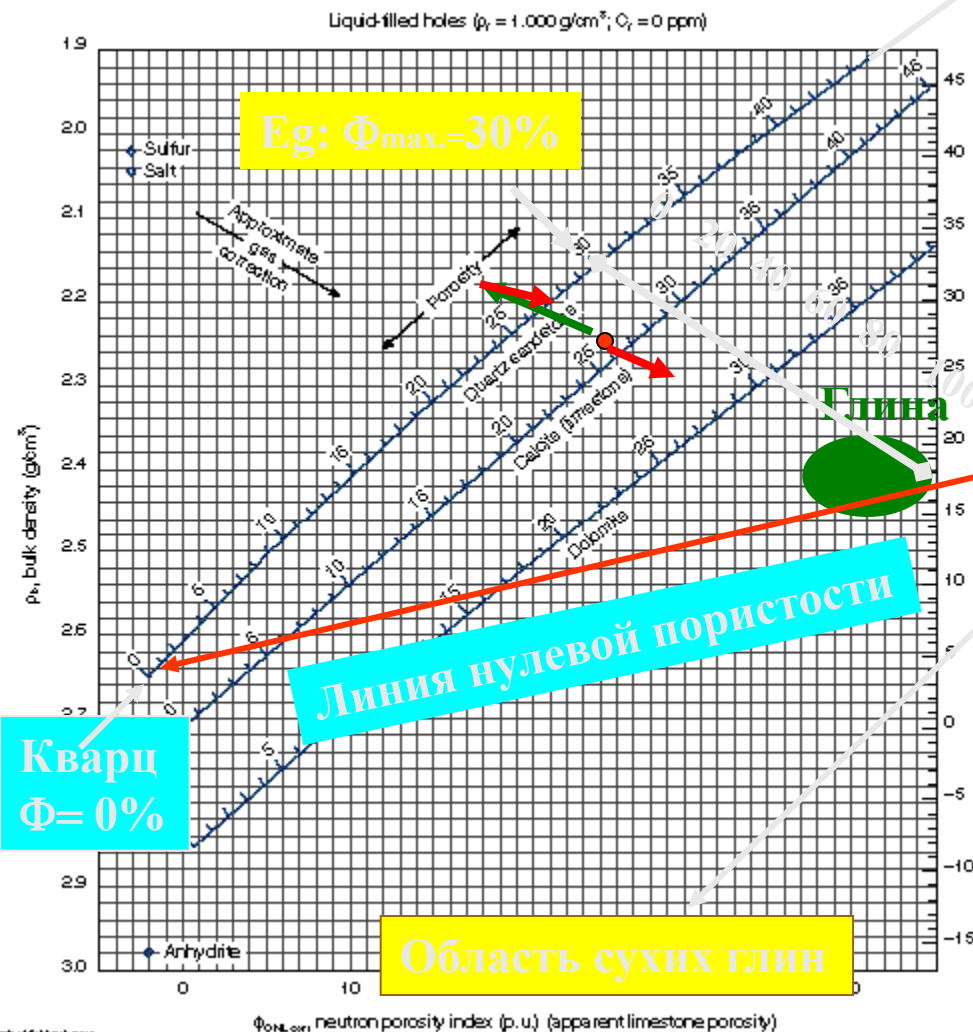
Определение типа глин по нейтронно-плотностному кросс-плоту не является надежным.





Анализ предполагает слоистую модель глин для расчета эффективной пористости песчаника, учитывая поправку за глинистость и поправку за газовый фактор (Корибанд - метод)

Точка 100% водонасыщенности



Вводя коррекцию за глинистость и газ мы получаем  $\Phi_e = 27.5\%$  при этом определяется слоистая глина и алеврит

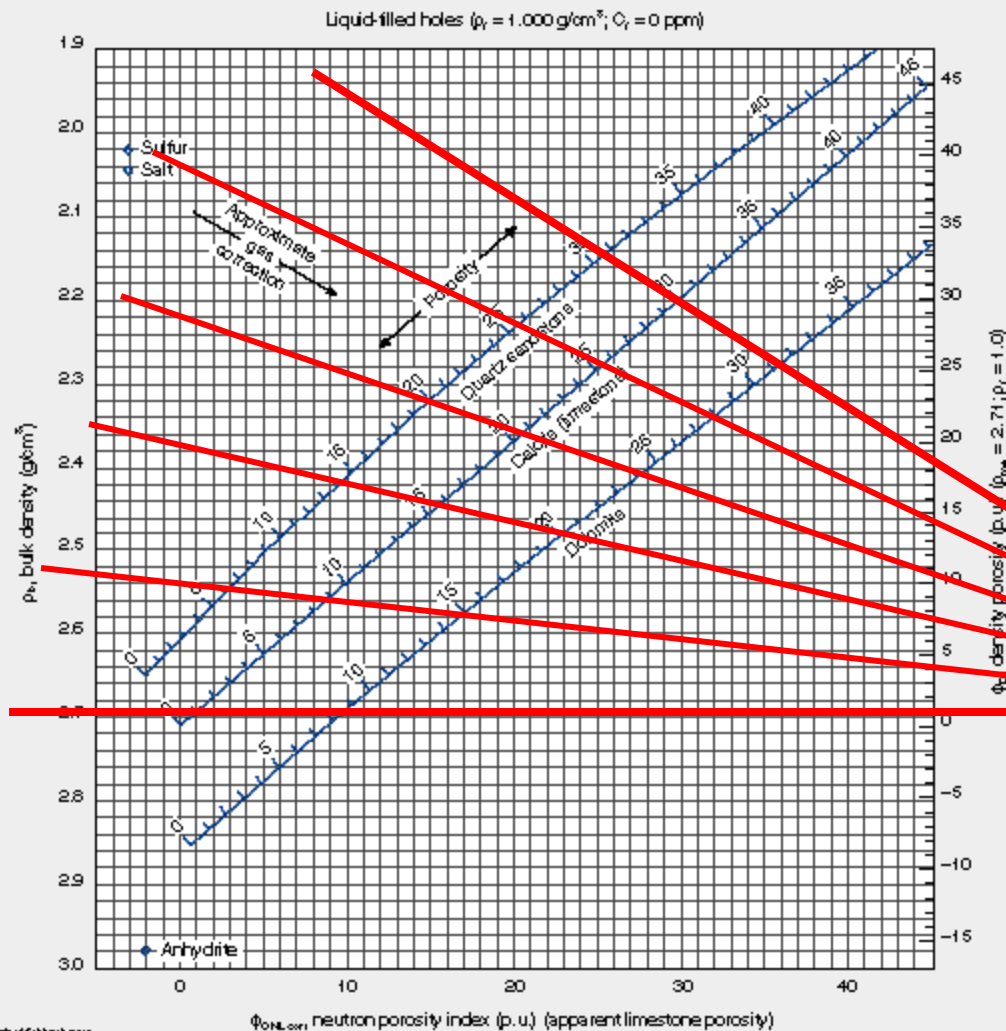
Предполагаем что глинистость = 30% для нашего примера

Влажная глина

Этот метод позволяет находить эффективную пористость песчаников предполагая слоистый вид глинистости, но некоторое количество алеврита присутствует в песчанике, понижая его пористость по отношению к ожидаемой.



# Коррекция за газ



- 1) Провести горизонтальную линию для нулевой пористости известняка
- 2) Провести линию параллельно линии коррекции за газ через пористость известняка 30%
- 3) Для меньших пористостей провести промежуточные лучи.

**Опорная точка**

Применяется в плотных песчаных коллекторах газа, так как при низкой пористости газовый эффект имеет большее влияние на нейтронный каротаж, чем на плотностной. Плотностной каротаж является менее глубинным из-за большей чувствительности к проникновению фильтра.