

**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

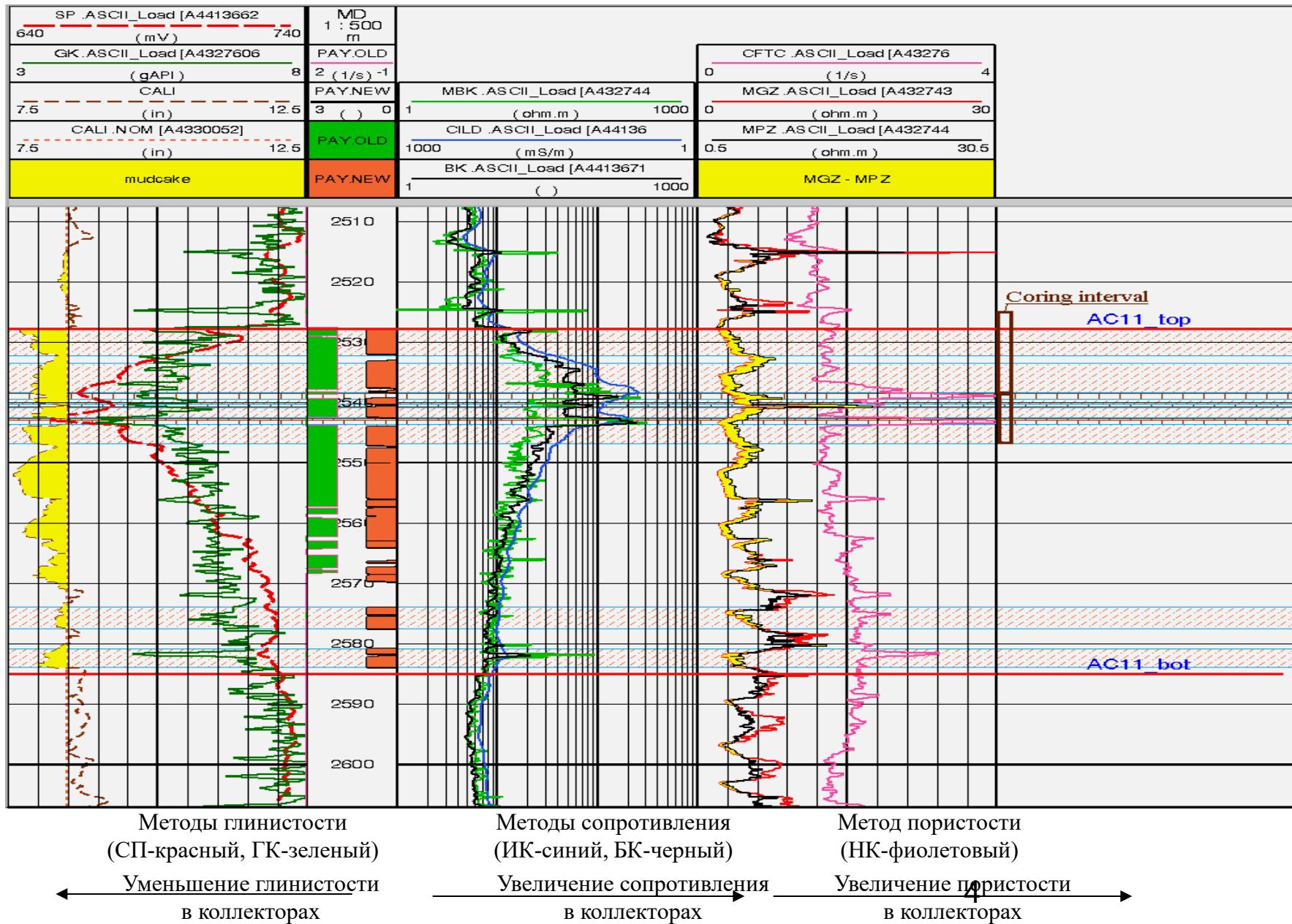
- Качественная интерпретация
- Количественная интерпретация

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



Влияние газа на показания методов ГИС

FORMATION GAS INFLUENCE ON POROSITY LOGS

FORMATION SATURATION GR ρ Δt ϕ_p

Shale

Sand
(Uncompacted)

Gas

Sand
(Uncompacted)

Water

Shale

Sand
(Compacted)

Gas

Sand
(Compacted)

Water

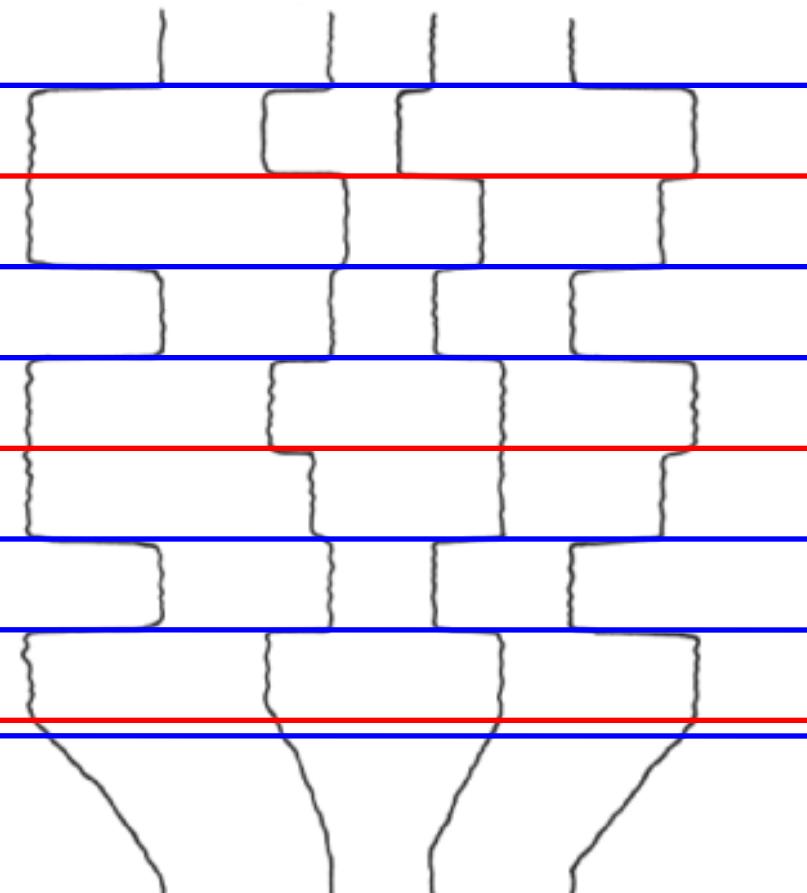
Shale

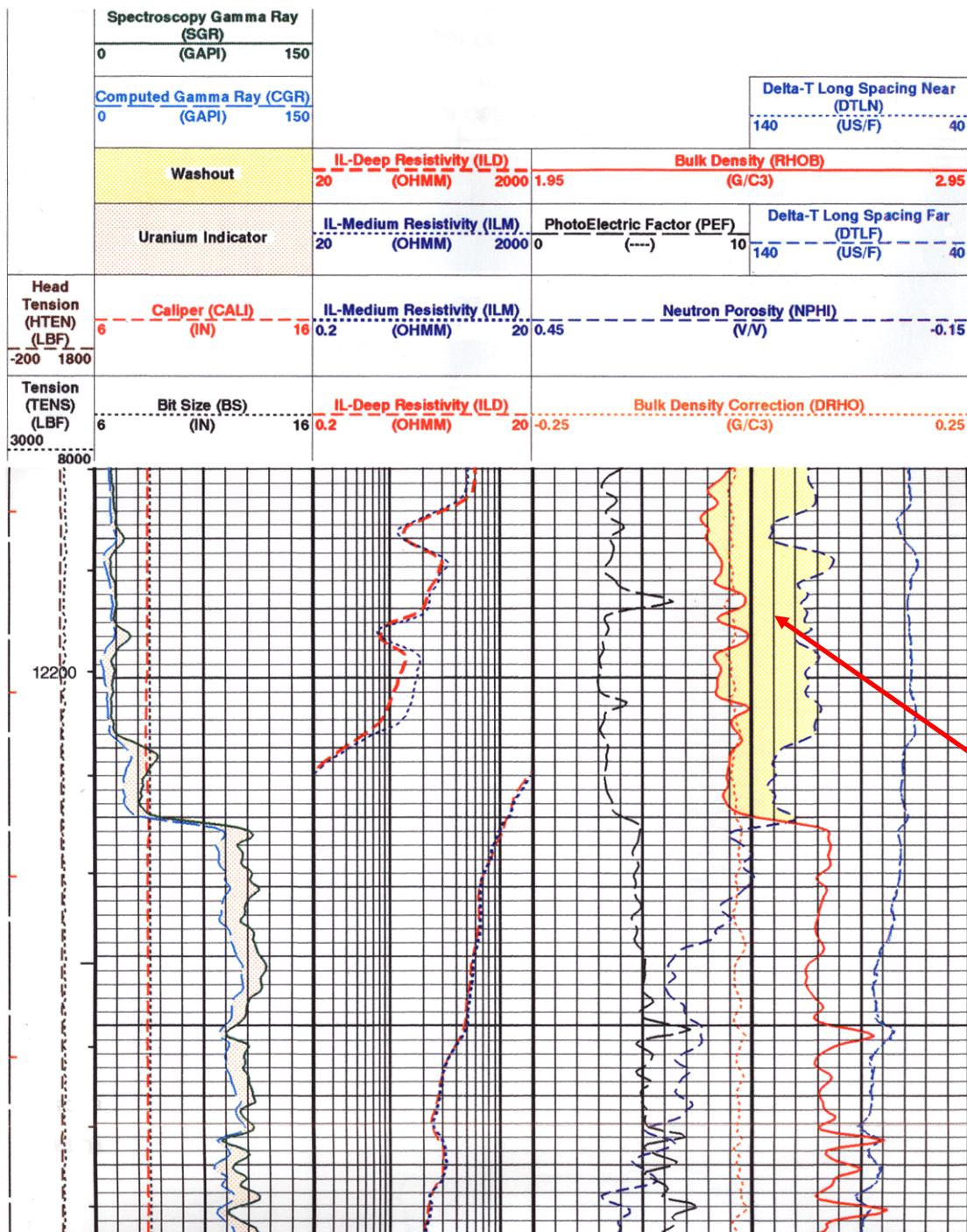
Sand

Gas

Shaly Sand
Grading to Shale

Gas





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

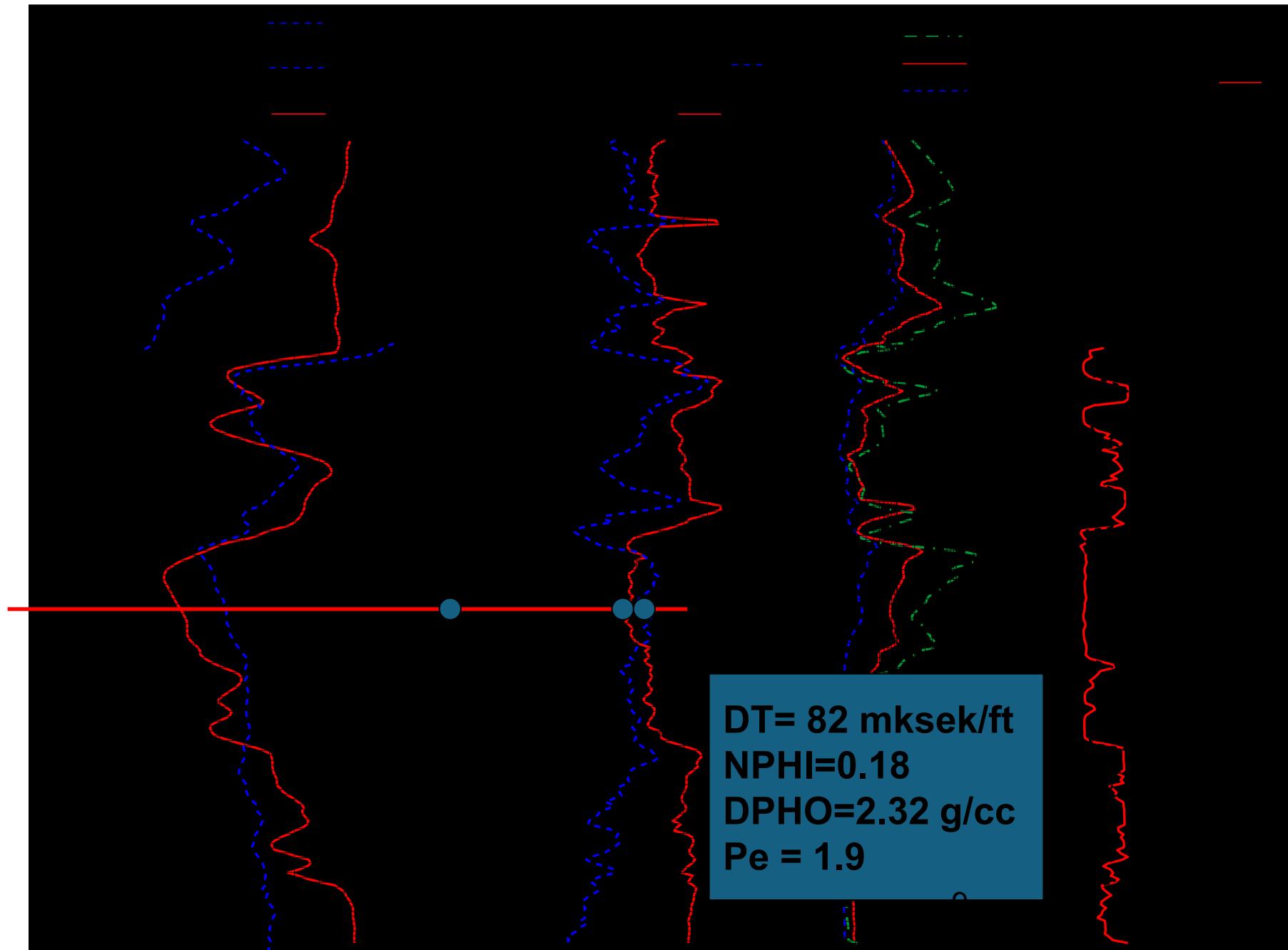
Litho-Density

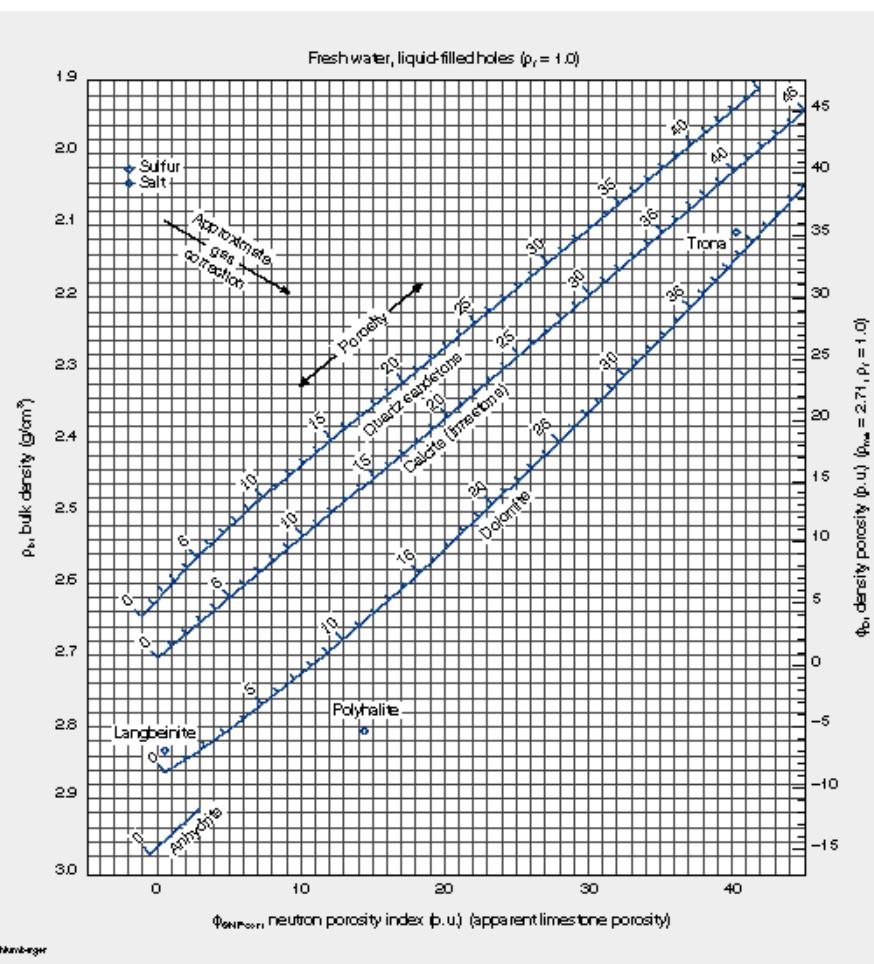
Litho-Density - Natural Gamma Ray

Spectrometry

Natural Gamma Ray Spectrometry

Набор диаграмм ГИС





© Schlumberger

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 (lime-stone) and dolomite] and shales 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

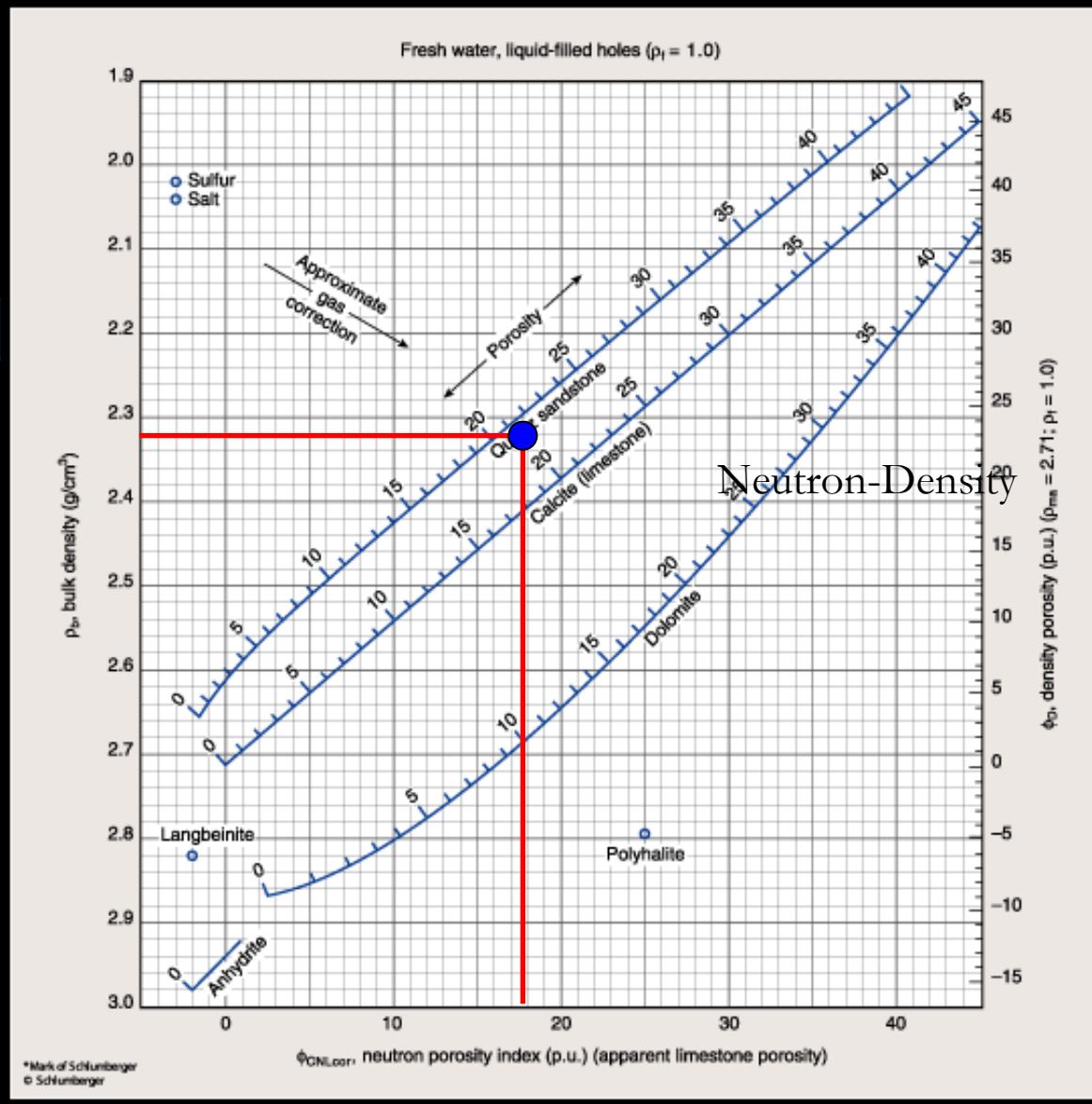
Neutron-Density Crossplot

Chart CP-1a

**Porosity and Lithology Determination from
Formation Density Log and CNL® Compensated Neutron Log**

For CNL logs (inches 1900s, or inches 1940s)

CP-1c



Neutron-Density Crossplot

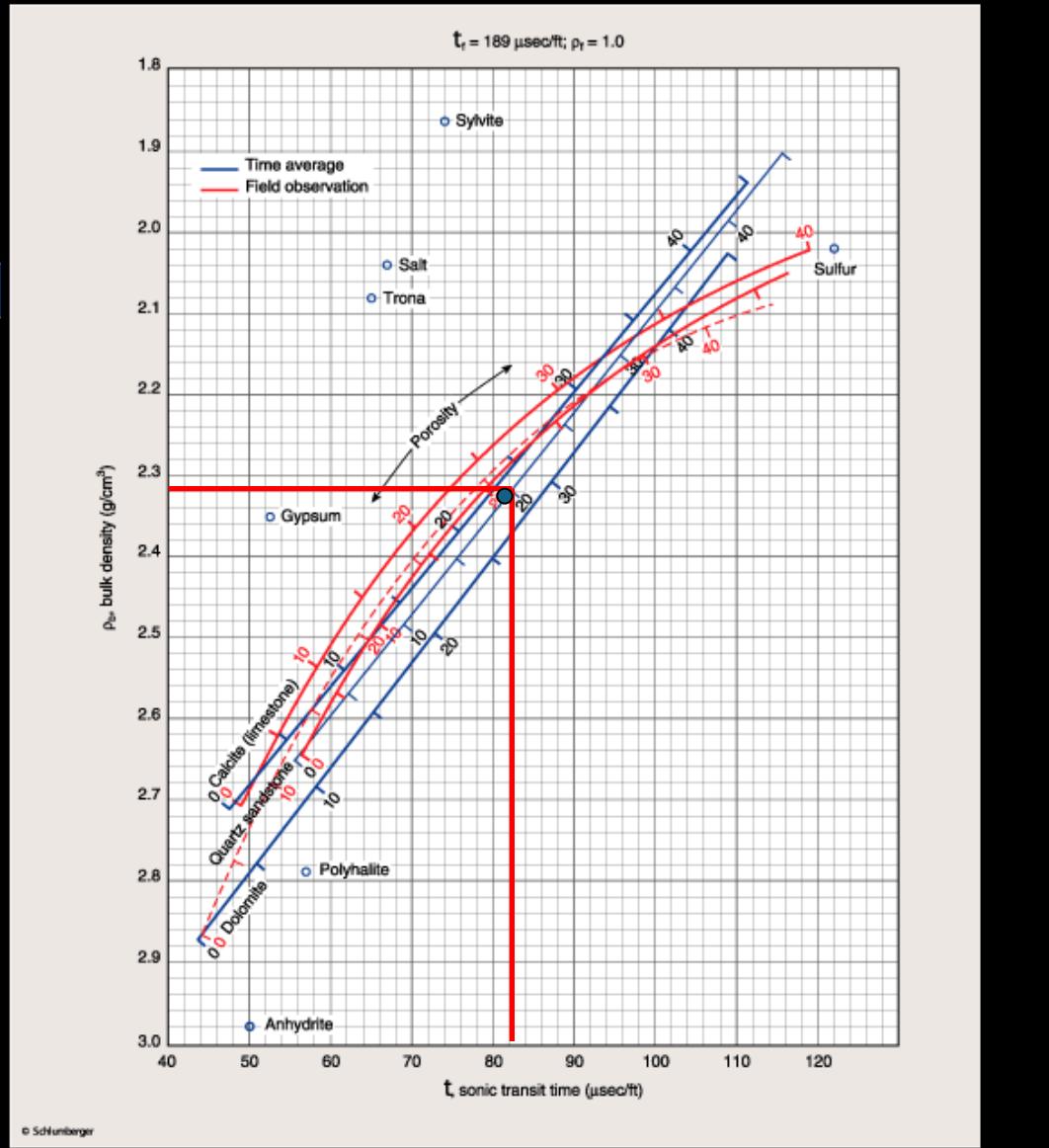
Chart CP-1c

Porosity = 21.4%

Lithology Identification from Formation Density Log and Sonic Log

CP-7
(English)

CP

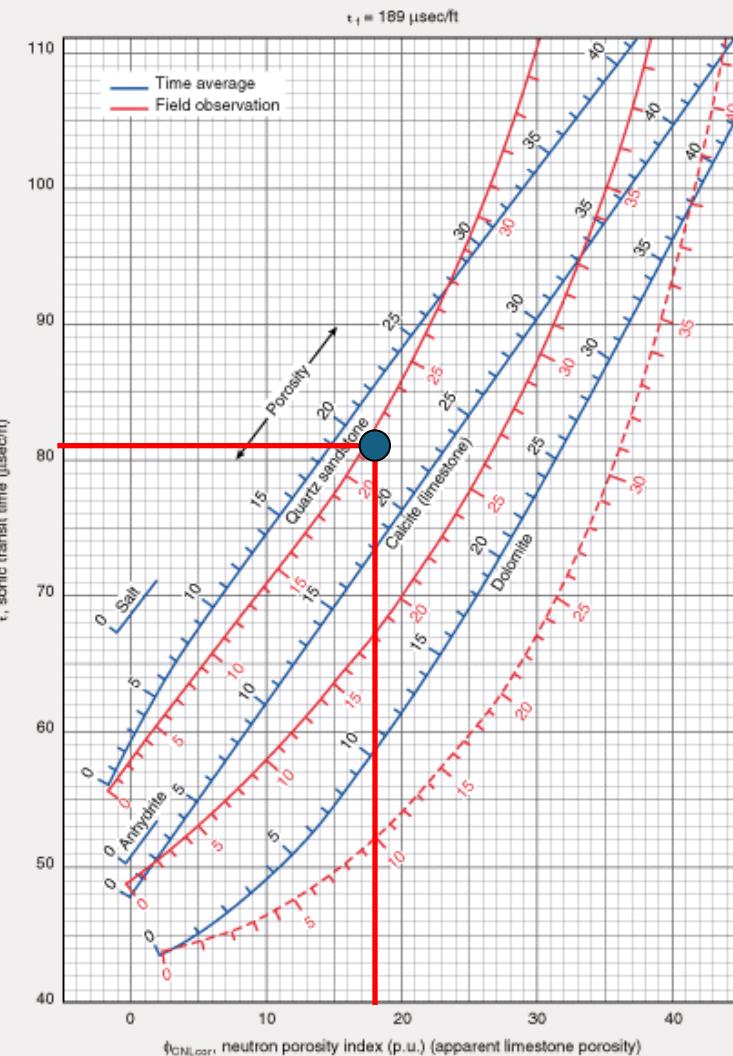


Sonic-Density Crossplot

Chart CP-7

Porosity = 19.5%

**Porosity and Lithology Determination from
Sonic Log and CNL® Compensated Neutron Log**
For CNL logs before 1985, or labeled NPHI



*Mark of Schlumberger
© Schlumberger

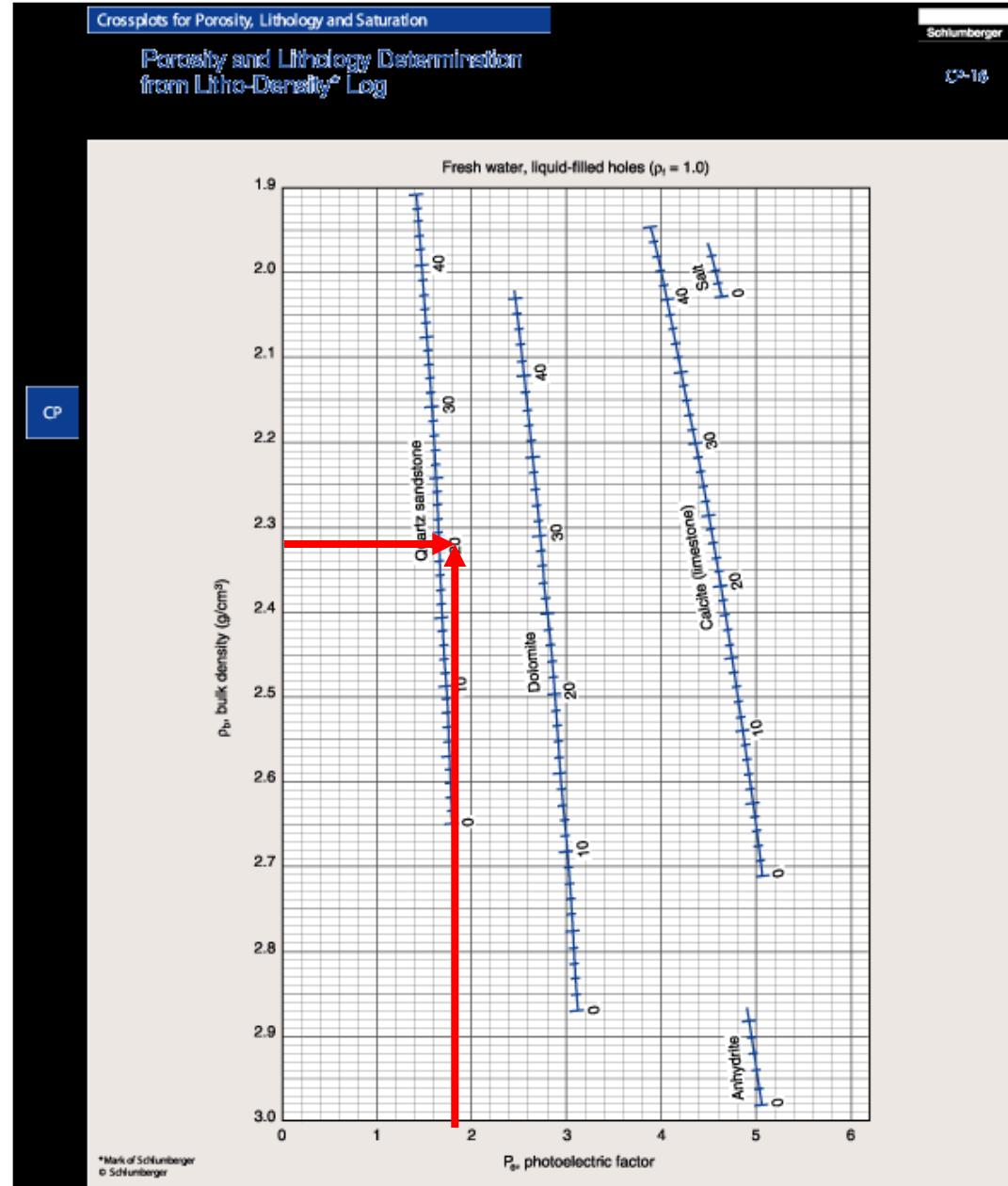
Neutron-Sonic Crossplot

Chart CP-2b

Porosity = 20.1%
Or
Porosity = 21.4%

Litho-Density Crossplot

Chart
CP-16



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
ρ_{fl}	1.0	1.1
ϕN_{f1}	1.0	1.0
Δt_{fl}	189	185

Определение литологического состава поро- сложных коллекторов

Fluid coefficients for various fluids and
types of porosity

Fluids	Δt_f	ρ_f	ϕ_{IN}
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

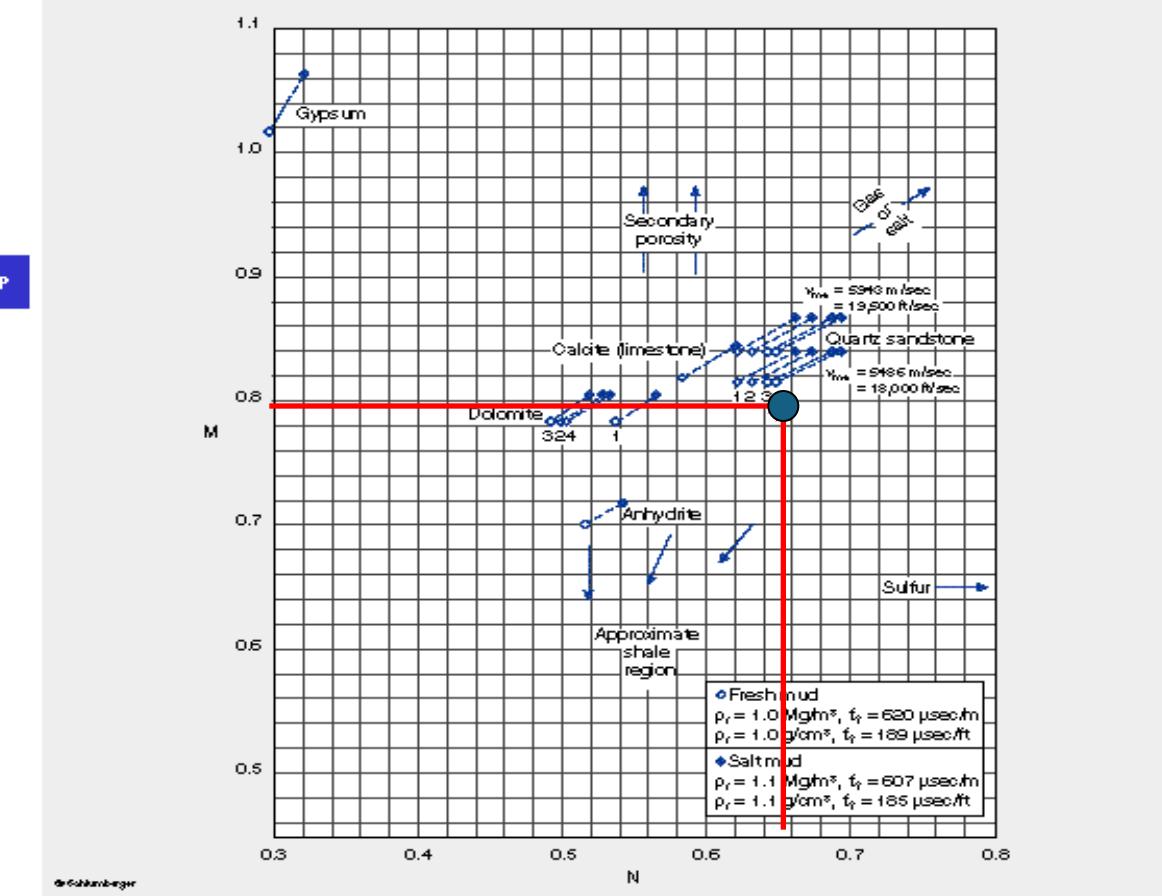
Определение литологического состава пород

Mineral	Fresh Mud ($\rho_f = 1$)		Salt Mud ($\rho_f = 1.1$)	
	M	N*	M	N*
Sandstone 1 $\rho_{ma} = 18,000$	0.810	0.636	0.835	0.667
Sandstone 2 $\rho_{ma} = 19,500$	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 $\rho_{ma} = 2.98$	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



M = 0.8
N = 0.65

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:

$$M = \frac{t_2 - t}{\rho_b - \rho_f} \times 0.01 \text{ (English)}$$

$$M = \frac{t_2 - t}{\rho_b - \rho_f} \times 0.003 \text{ (metric)}$$

$$N = \frac{(\phi_N)_2 - \phi_N}{\rho_b - \rho_f} \quad (\text{English or metric})$$

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.

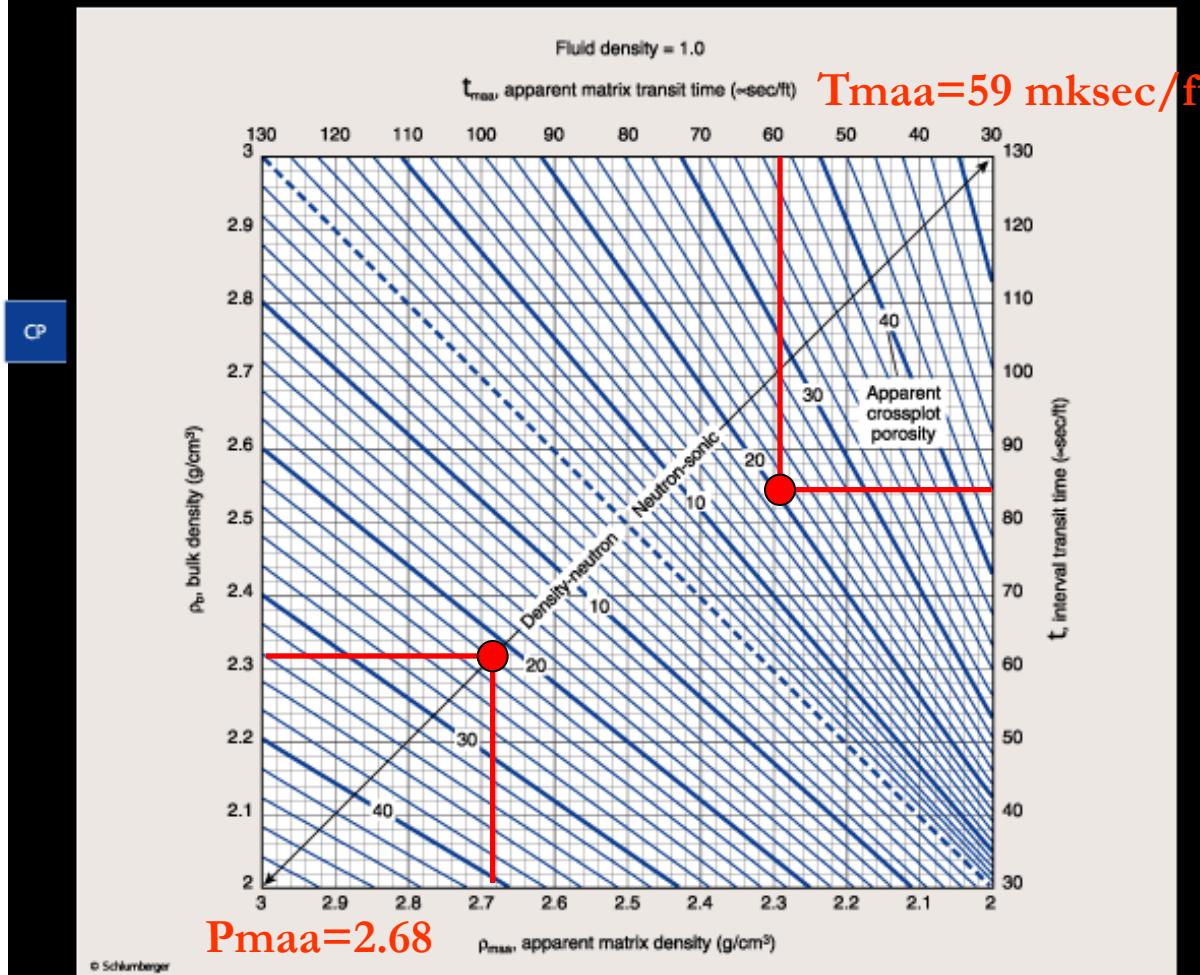
Определение литологического состава пород сложных коллекторов

Mineral	Δt_{ma}	ρ_{ma}	Φ_{maSNP}	Φ_{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 ($f = 5.5\% \text{ to } 30\%$)	43.5	2.87	0.02*	0.065*
Dolomite 2 ($f = 1.5\% \text{ to } 5.5\%$ & $> 30\%$)	43.5	2.87	0.02*	0.065*
Dolomite 3 ($f = 0.0\% \text{ to } 1.5\%$)	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



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

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

acoustic-density and amplitude (rod curve) acoustic-sonic crossplot (Charts CP-1 through CP-7). For any data 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

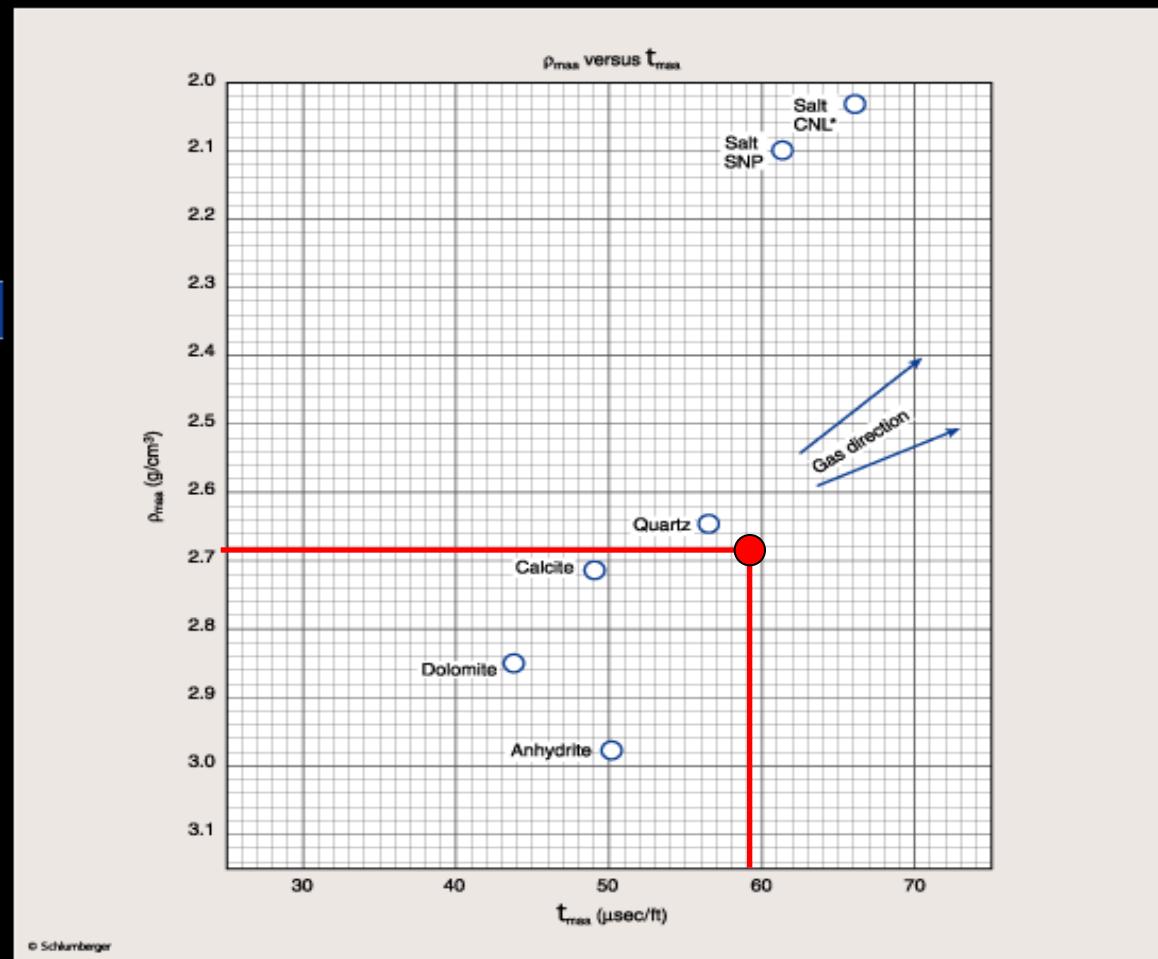
Matrix Identification (MID) Plot

CP-15
(English)

MID Plot

Chart
CP-15

CP



© Schlumberger

Kennziffer:	Level 1	Level 2	g/wdg:	$t_{\text{max}} = -1$	$t_{\text{max}} = 21$
	$t = 55 \mu\text{sec/f}$	$t = 25 \mu\text{sec/f}$			
	$P_{\text{max}} = 2.04 \text{ g/cm}^3$	$P_{\text{max}} = 2.45 \text{ g/cm}^3$			
	$t_{\text{max}} = -8$	$t_{\text{max}} = 24 \mu\text{s}$			
	$P_{\text{max}} = 1.0 \text{ g/cm}^3$				

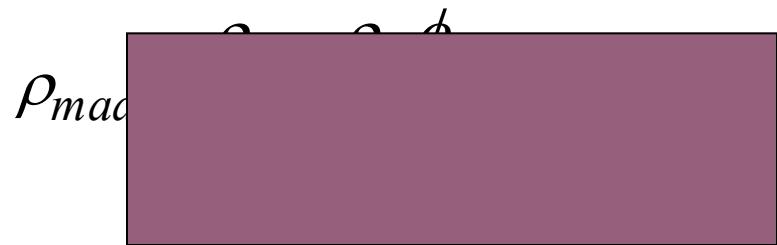
From the MID plot, Level 1 is identified as salt and Level 2 as dolomite.

Conditioned on sand layer

Определение литологического состава пород сложных коллекторов

Lithology Identification plot

ρ_{Maa} Versus $Umaa$ Plot



	Fresh Mud	Salty Mud
ρ_{fl}	1.0	1.1
U_{fl}	0.4	1.36

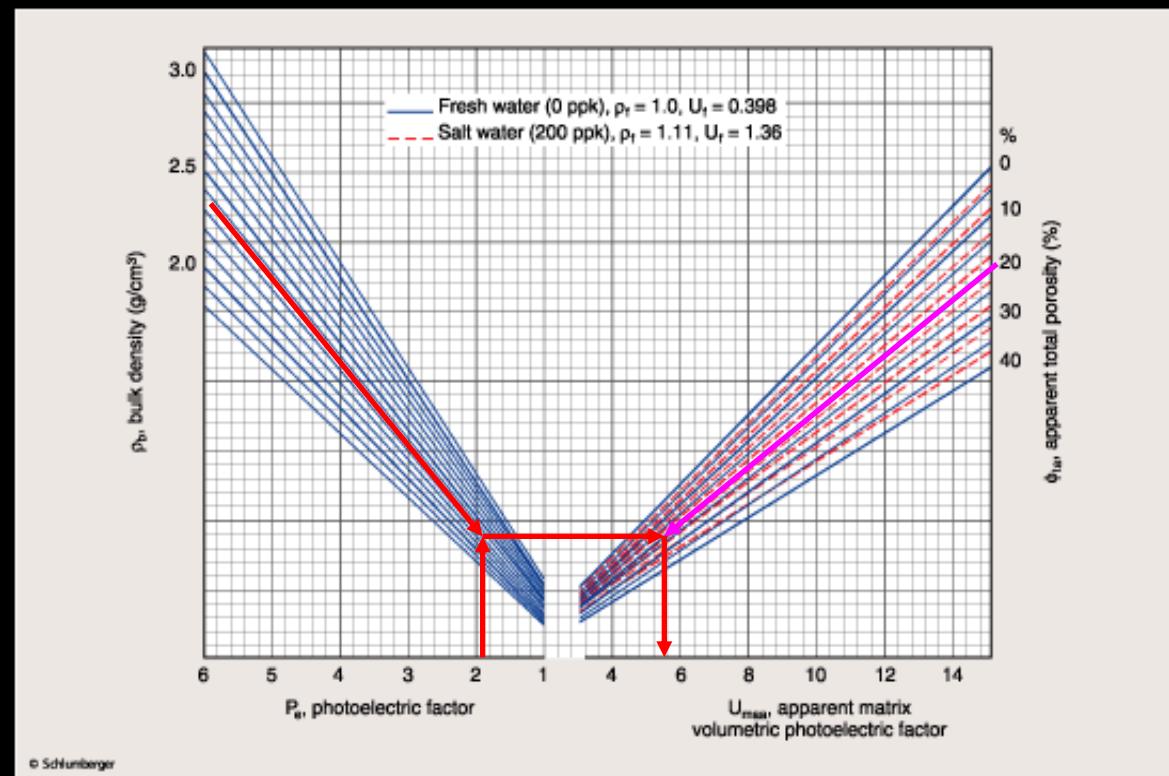
Lithology Identification plot

Определение
параметров
матрицы

Chart
CP-20

Crossplots for Porosity, Lithology and Saturation

Determination of Apparent Matrix
Volumetric Photoelectric Factor

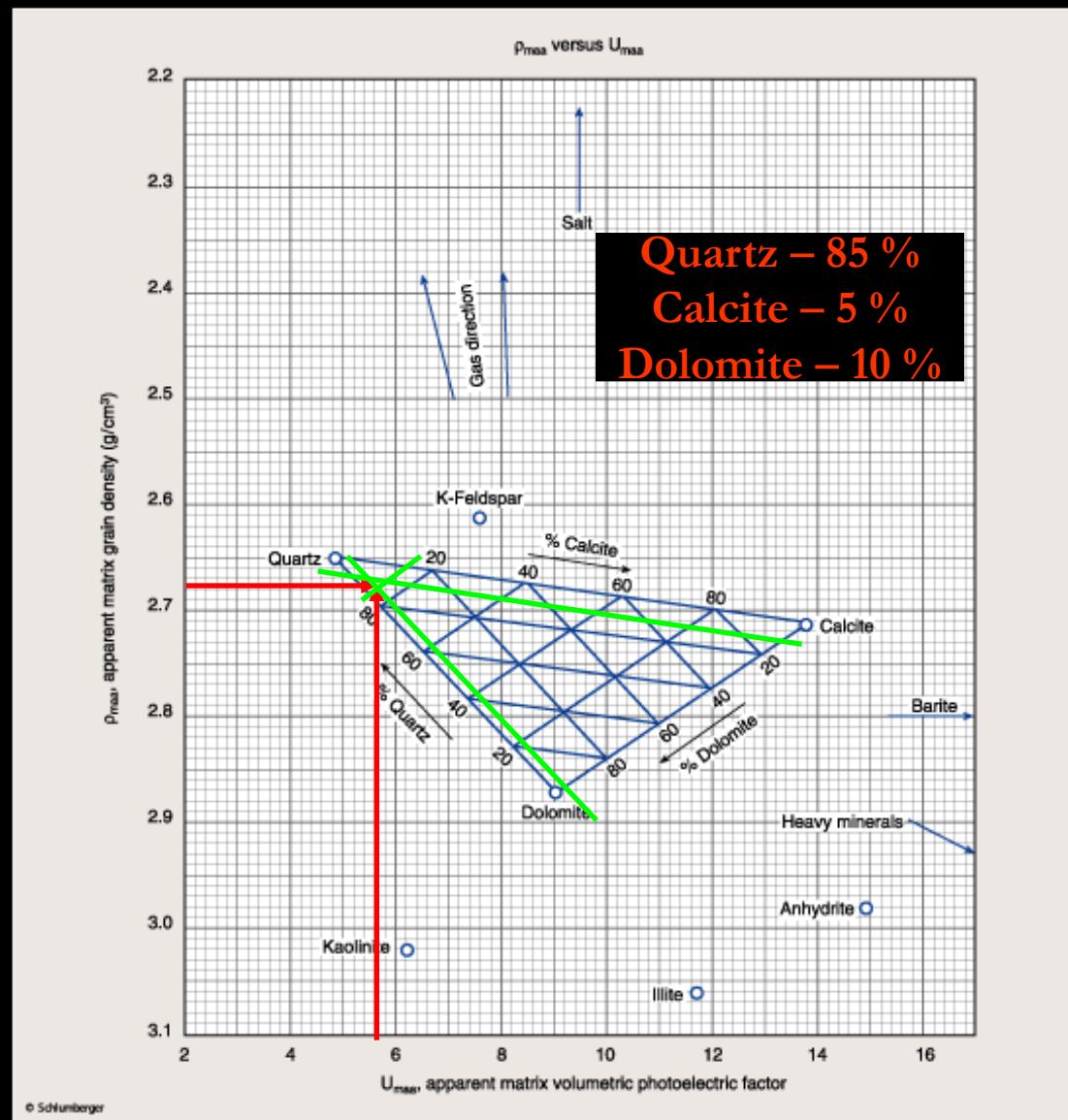


$$U_{maa} = 5.5$$

Lithology Identification plot

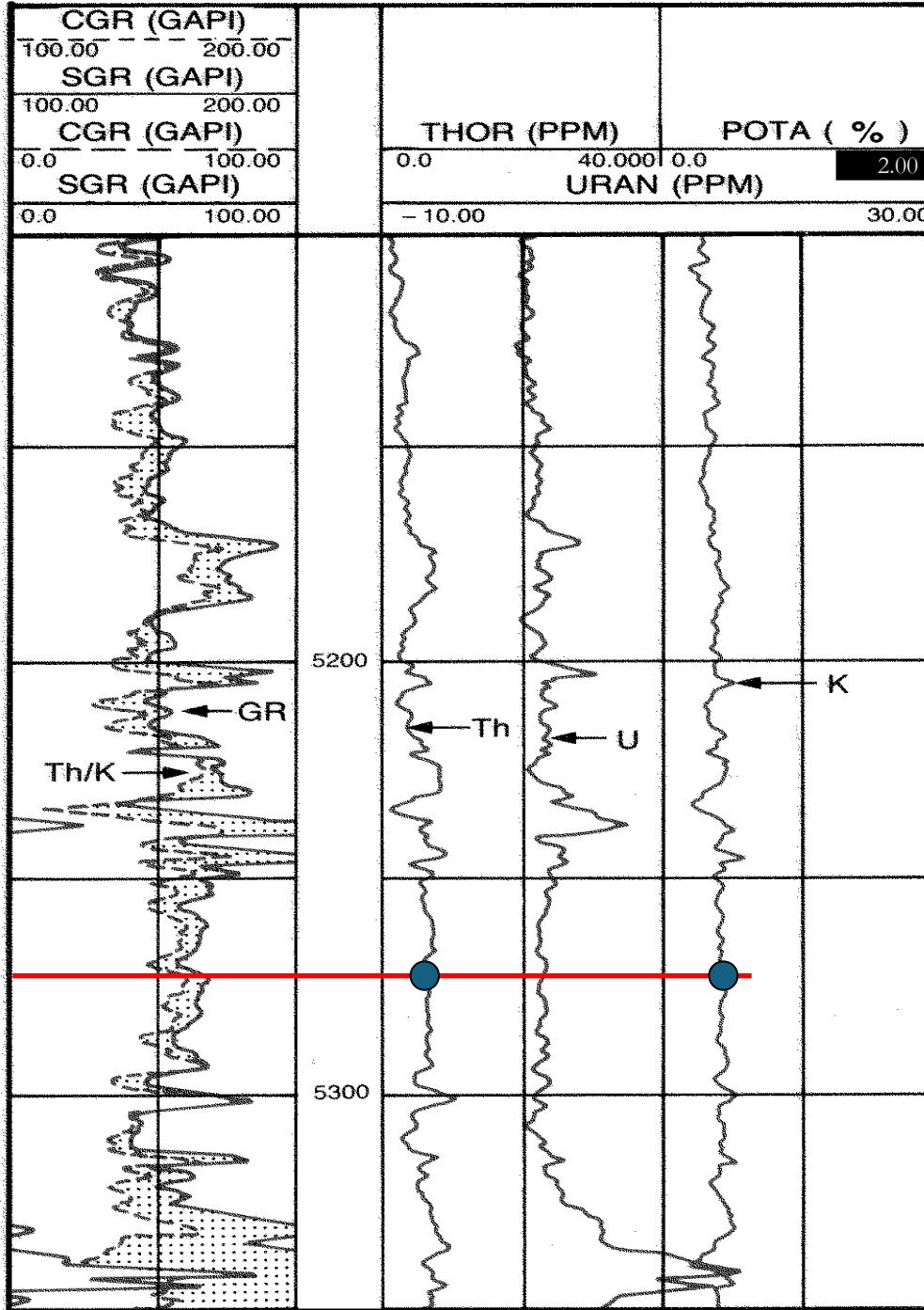
Определение
состава
пород

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

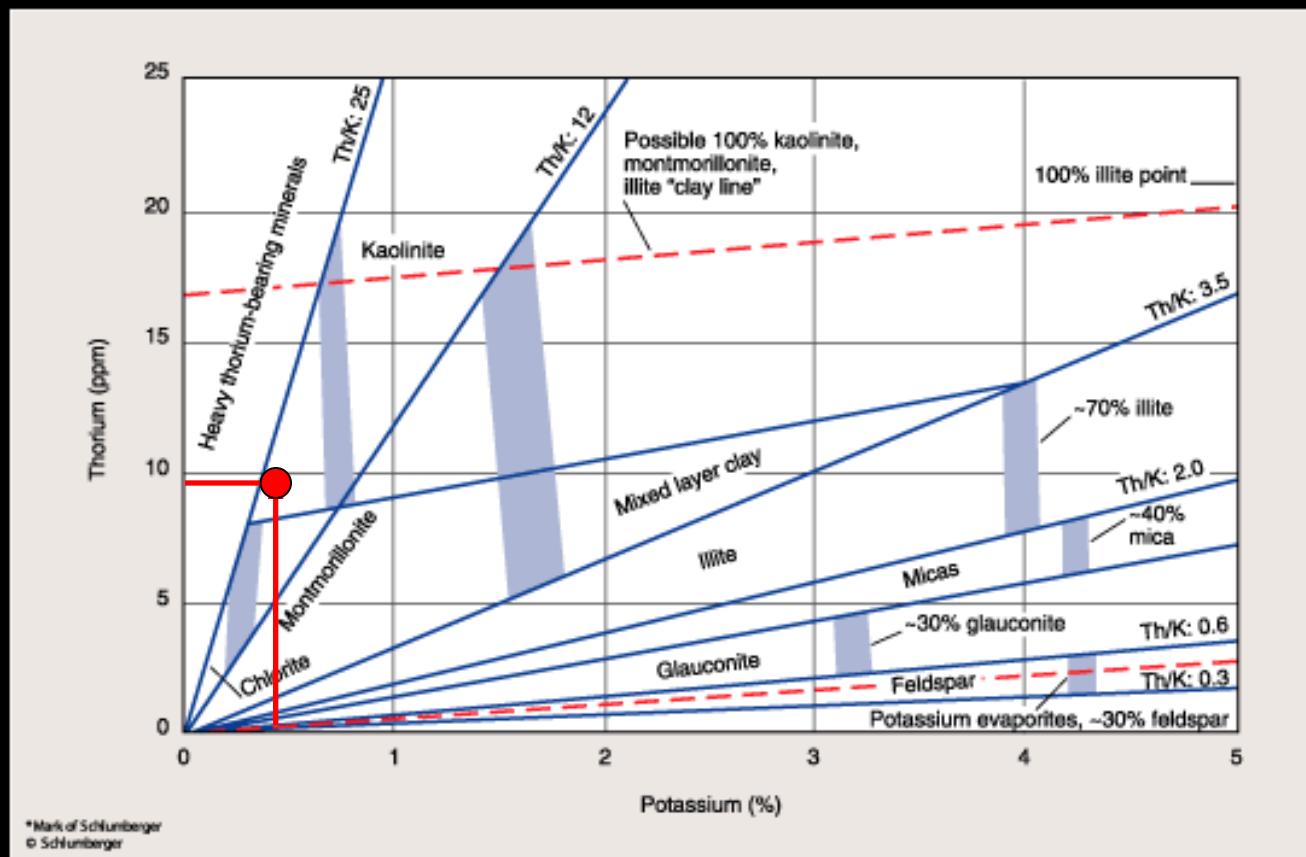
$\text{Th} = 9500 \text{ ppm}$
 $\text{POTA} = 0.40 \%$

Natural Gamma Ray Spectrometry

Chart CP-19

Mineral Identification from NGS® Natural Gamma Ray Spectrometry Log

CP-19



Radioactive minerals often occur in relatively small concentrations in sedimentary rocks. Even shales typically contain only 10 to 30% radioactive clay minerals.

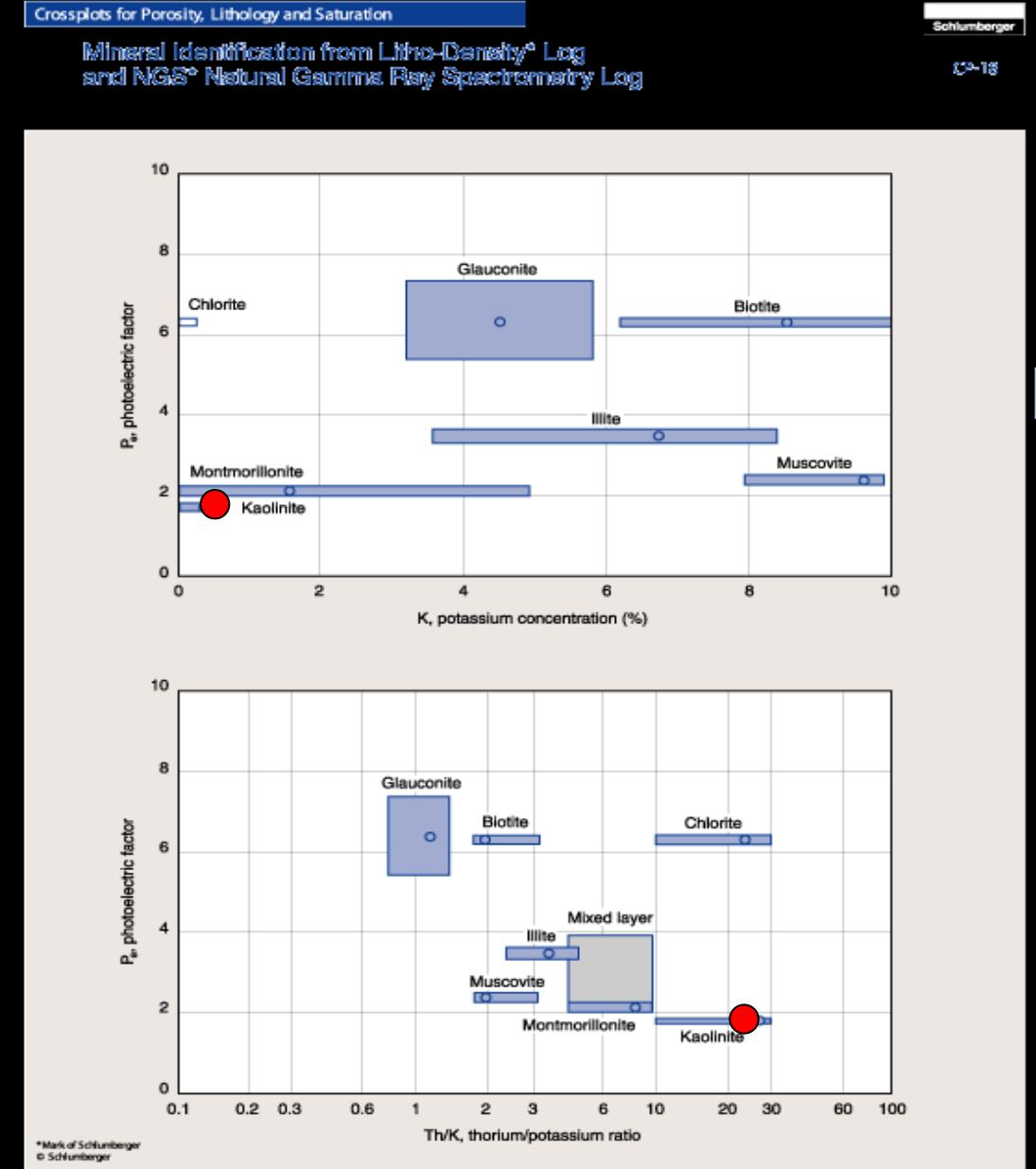
Unless there is a complete absence of radioactive minerals in the formation, Chart CP-19 can be used to identify the most common ones. The ratio of thorium to potassium activity—the

Thorium/Potassium ratio, Th/K—does not vary with mineral concentration. A sandstone reservoir with varying amounts of shales, with Th/K as the principal clay mineral, usually plots in the Illite segment of the chart, with Th/K between 1.0 and 2.5. Less shaly 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



Определение глинистости

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

NGS

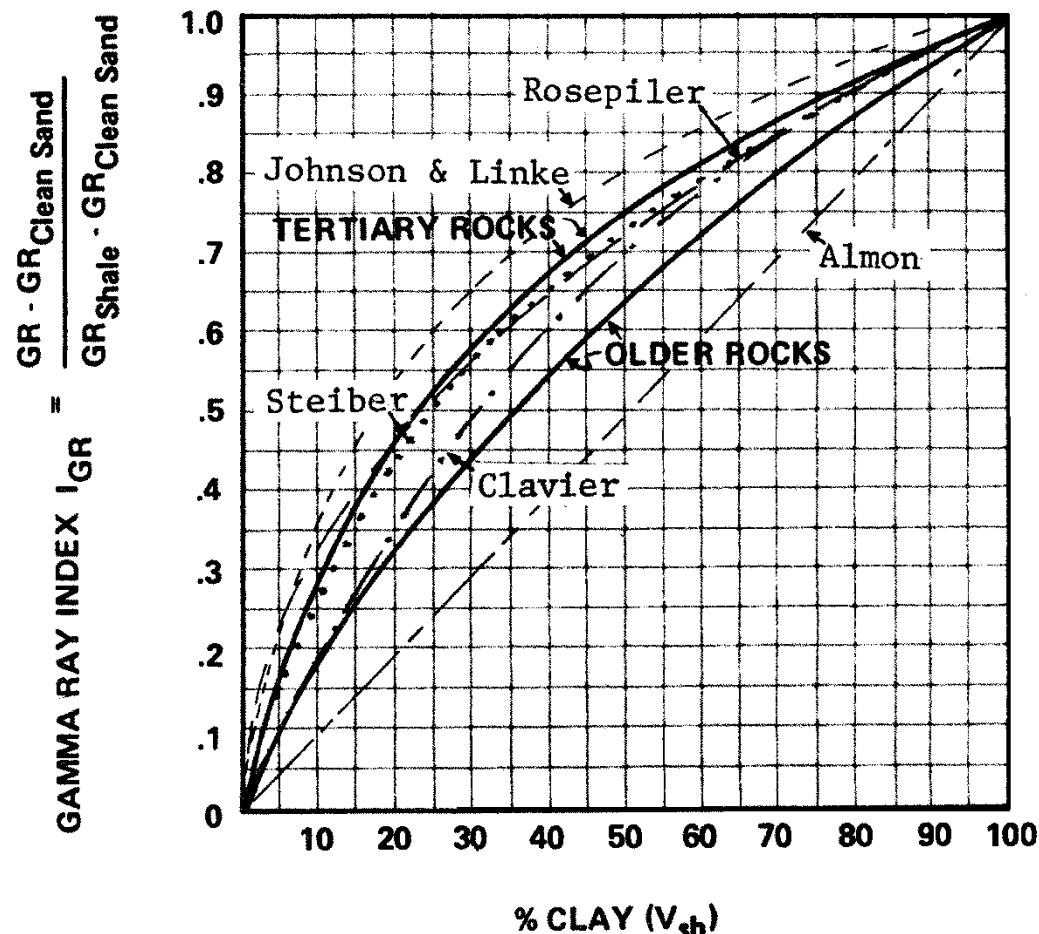
$$V_{sh} \leq 1 - \frac{ASP}{SSP}$$

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

$$V_g = 0.083(2^{3.7 \times I_g} - 1)$$

Коррекция данных ГИС за глинистость

Neutron

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

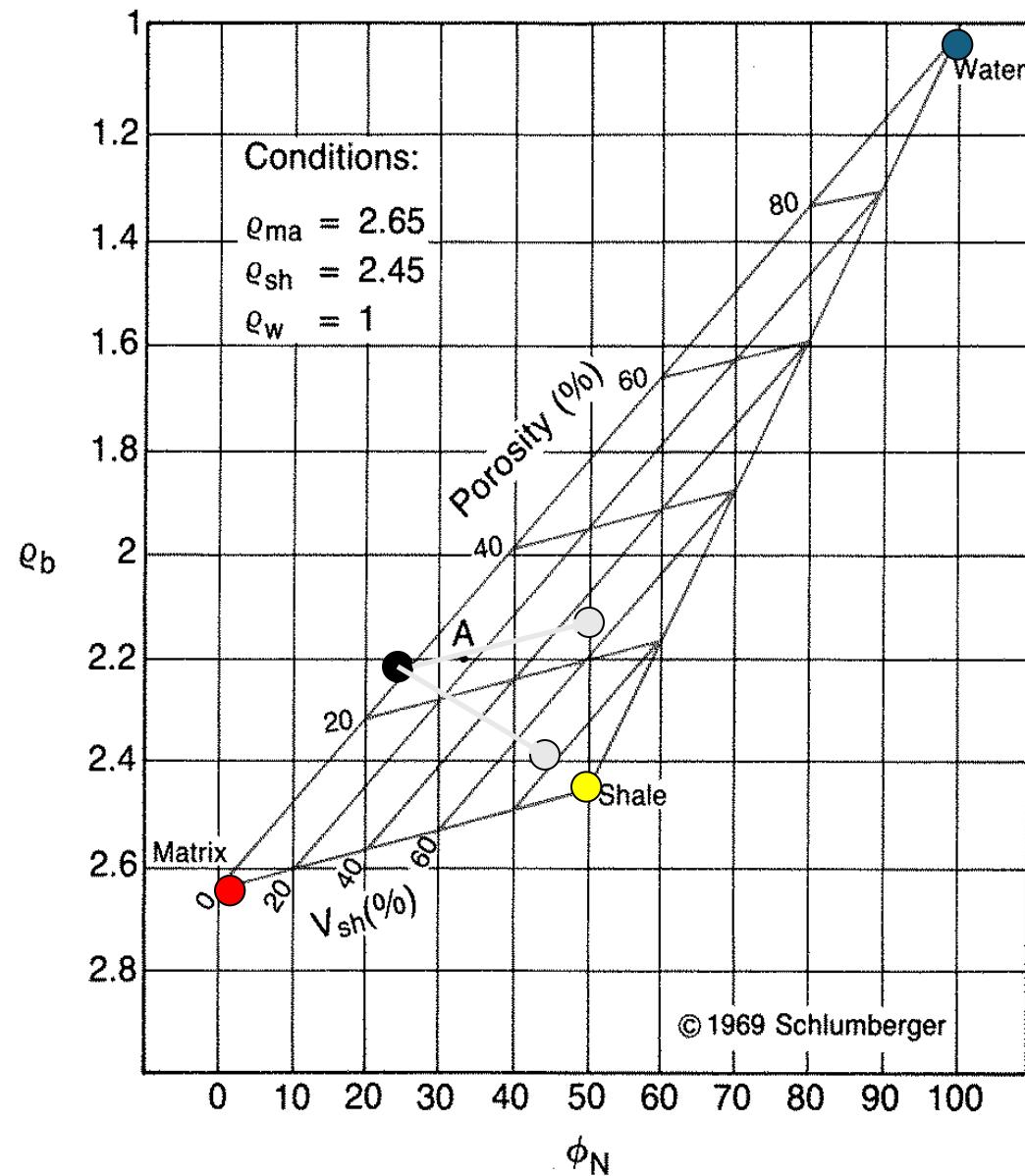
Density

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

Sonic

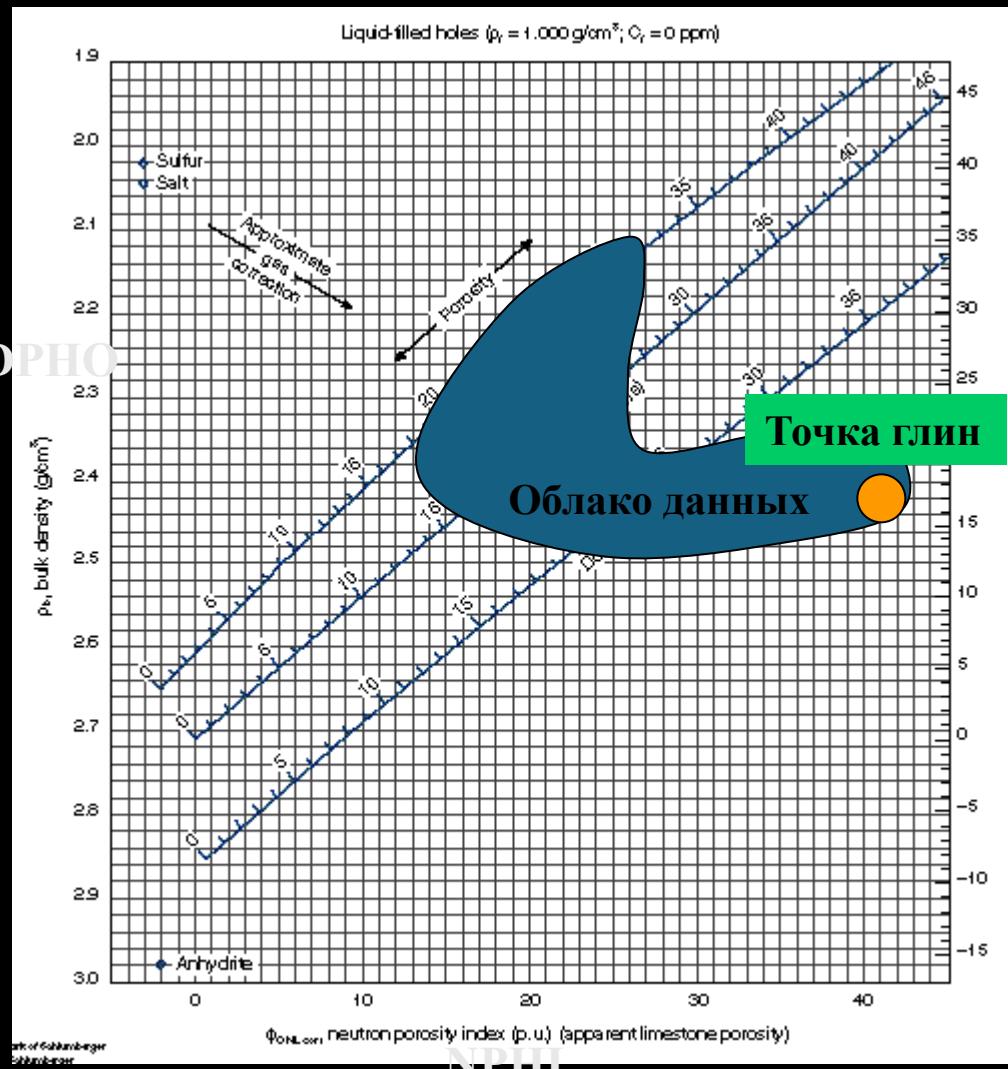
$$\Delta t_{clean} = \frac{\Delta t - \Delta t_{sh} \cdot V_{sh}}{1 - V_{sh}}$$

Влияние глинистости на пористость



Neutron - Density
Cross-plot with the
Shale point Scaled

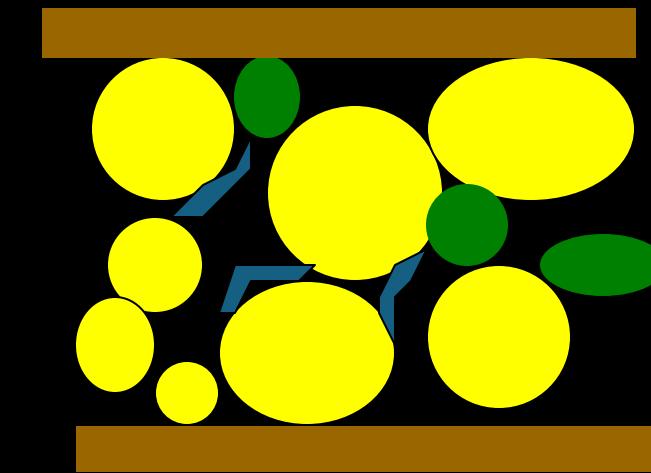
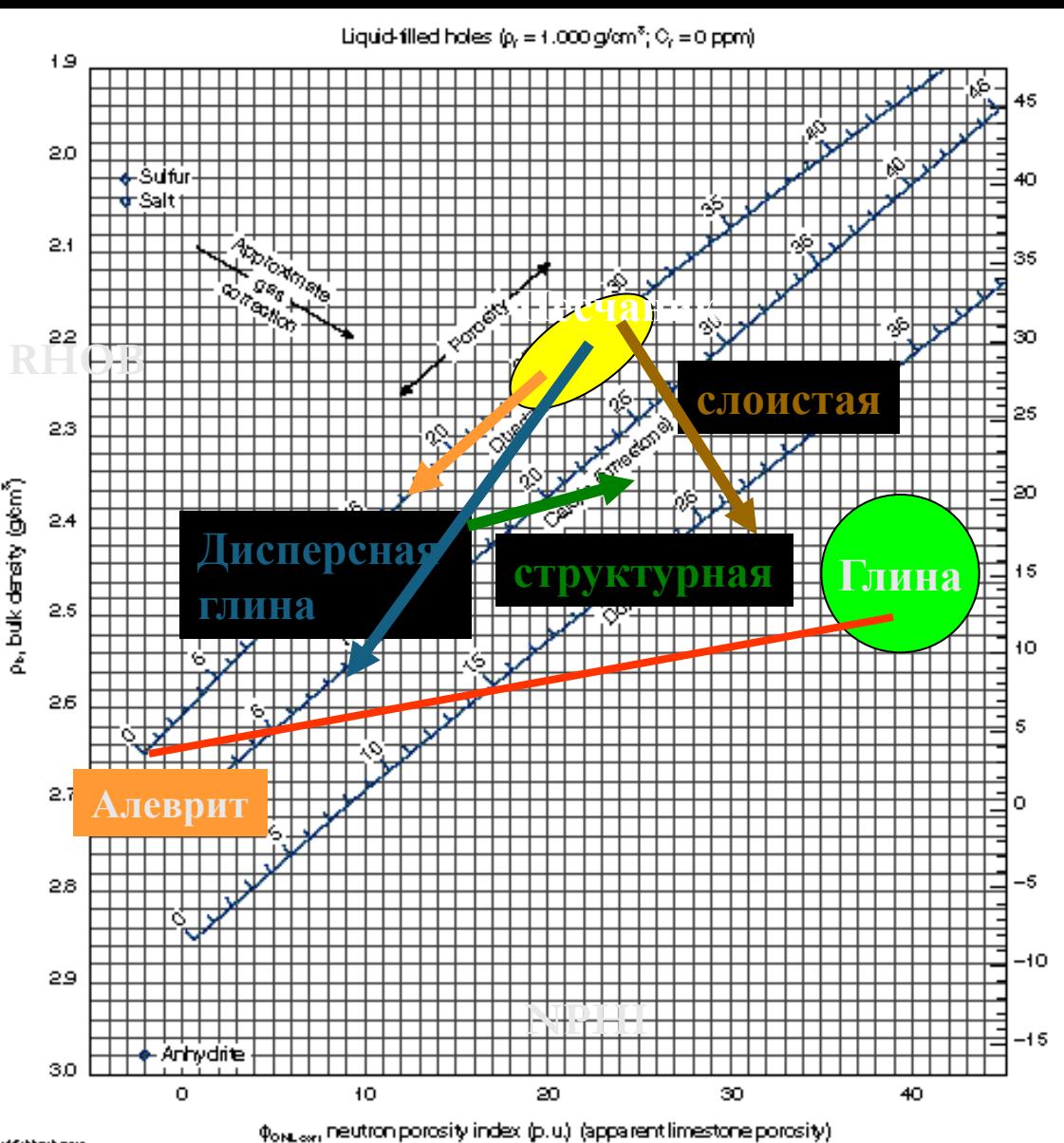
Влияние глинистости на данные ГИС



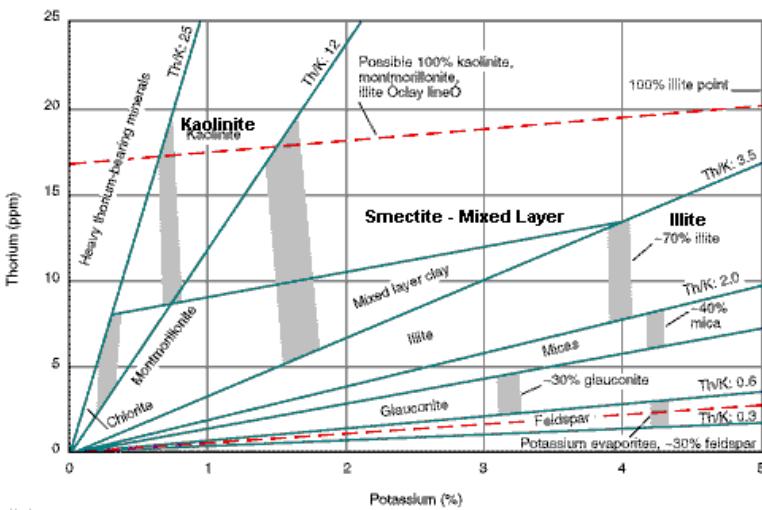
В песчано-глинистом разрезе облако вынесенных на график точек приобретает L образную форму. Это происходит из-за того, что литология изменяется от глины до песчаника. Влияет пористость и сортировка. Для чистого песчаника облако точек принимает линию тренда.

Природа глинистости из кросс-плота

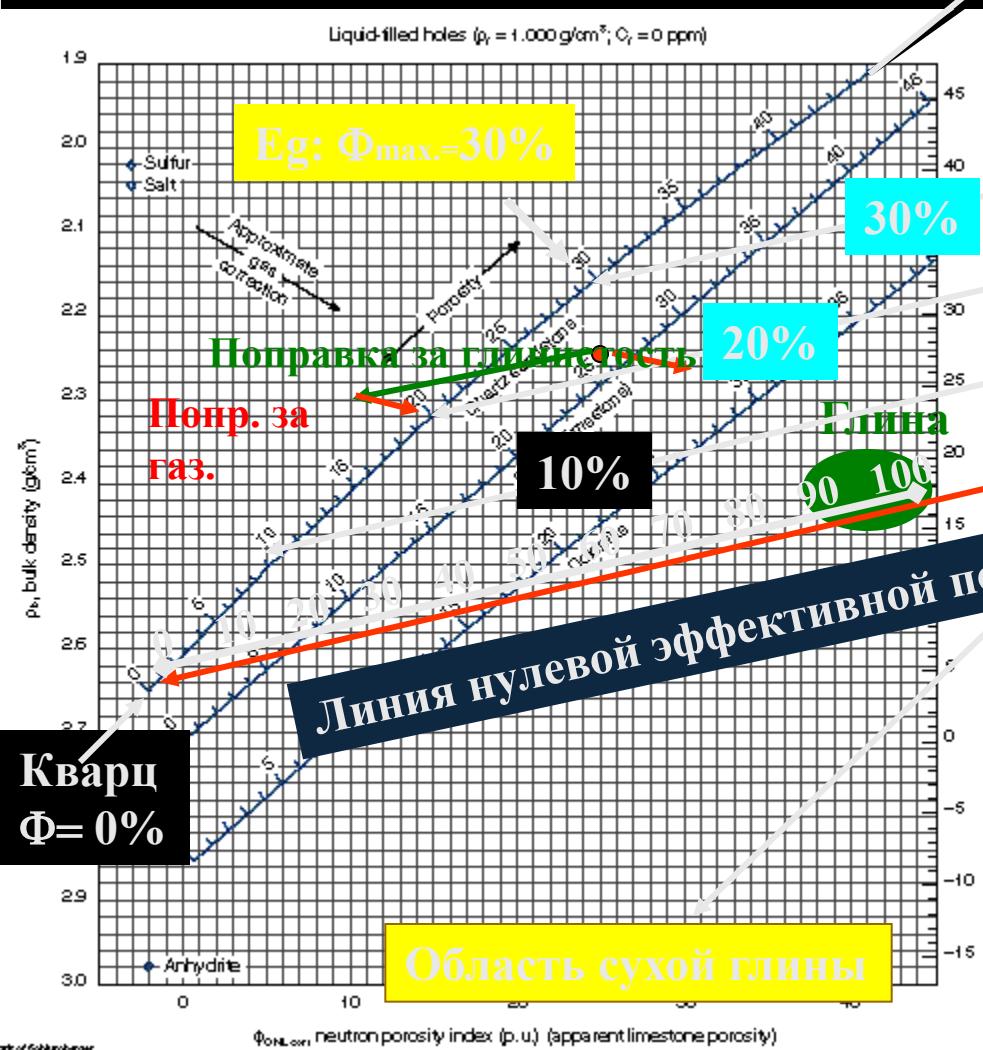
RHOB



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



Для ввода поправок за глинистость в нейтронно-плотностных кросс-плотах при анализе глинистого песчаника используется точка глинистости и параллельные линии эффективной пористости (Сарабанд – метод)



После ведения поправок за глинистость и газ, мы получаем эффективную пористость $\Phi_e = 19.5\%$

Глинистость оцениваем 30% для нашего случая.

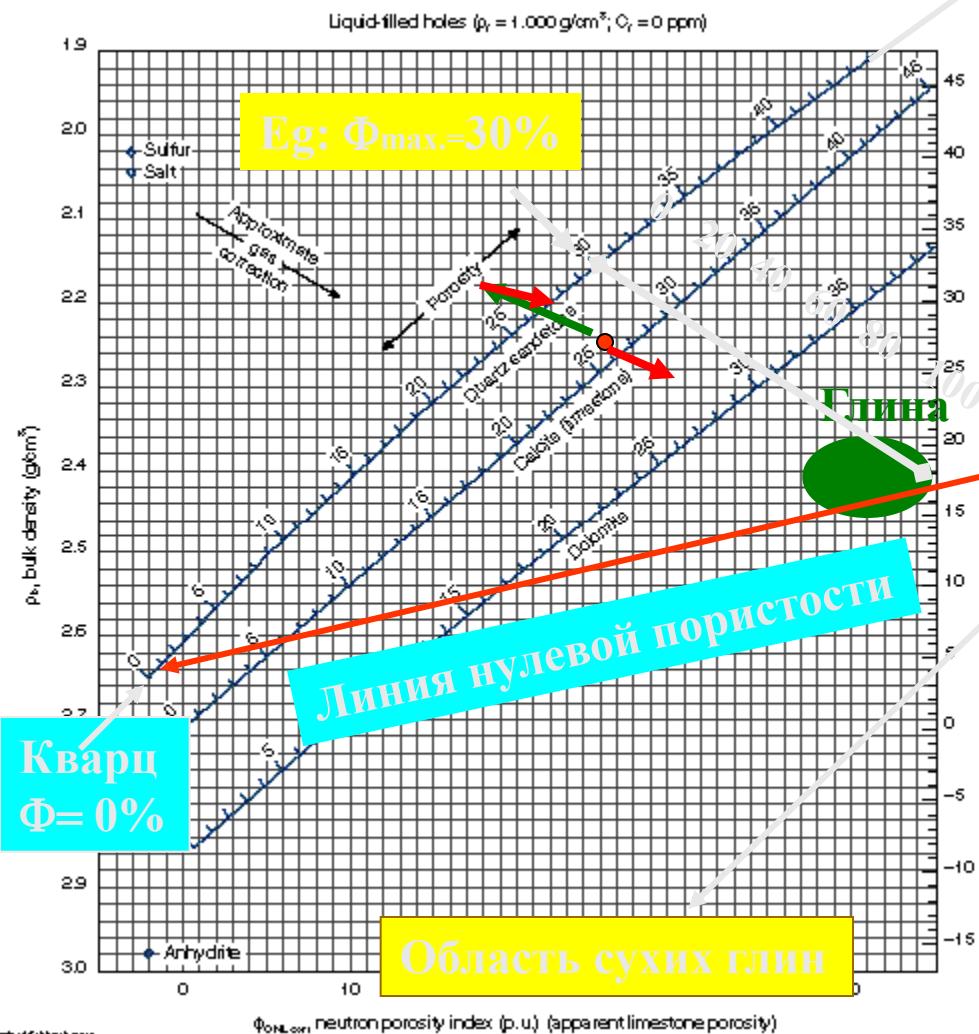
Влажная глина

Линия нулевой эффективной пористости

Этот метод дает эффективную пористость, которая равна общей пористости интервала. Предполагается, что глины заполняют межзерновое пространство и уменьшают первоначальную пористость песчаников. В слоистых формациях каротажи могут показывать глинистость 50% при пористости песчаников $\Phi_{\text{max.}}$. Эффективная пористость при этом остается низкой.

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

Точка 100%
водонасыщен
ности



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

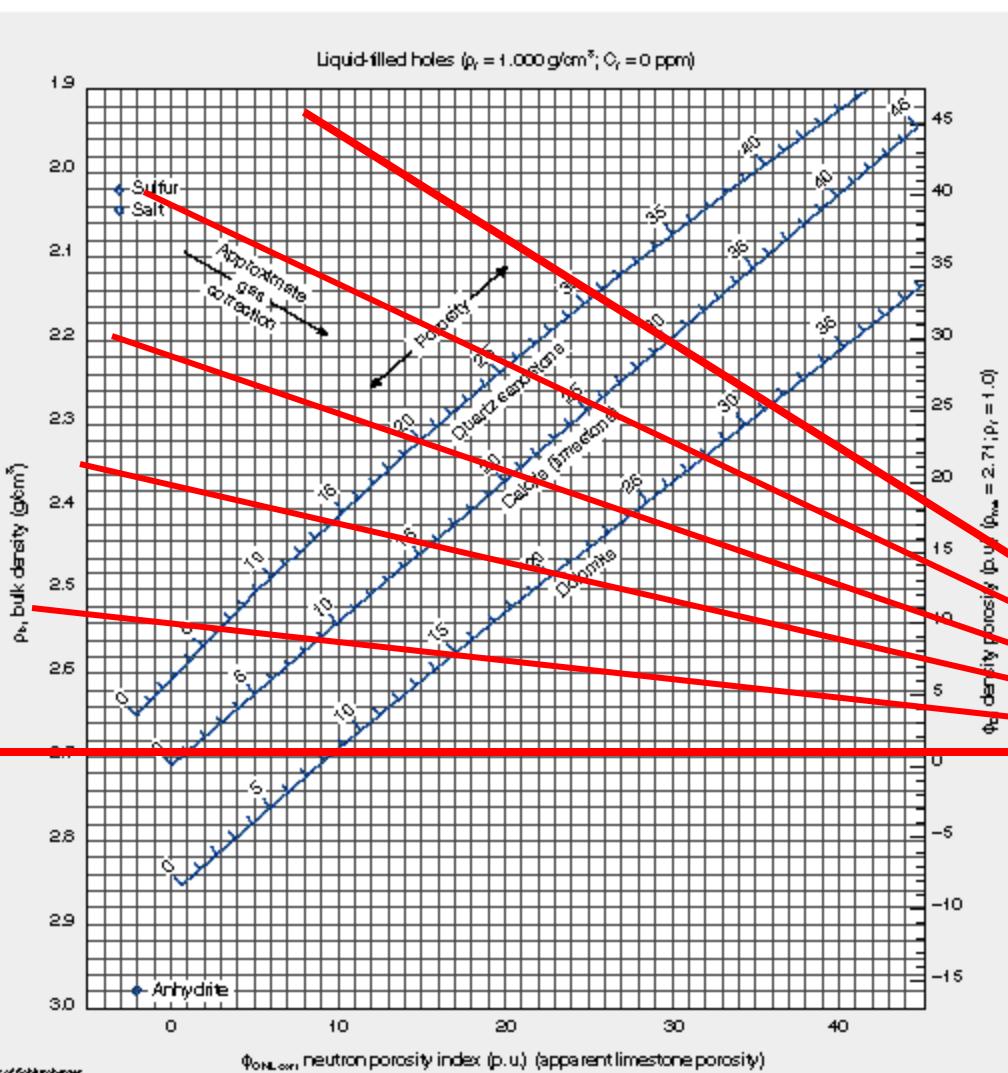
Предполагаем что
глинистость = 30%
для нашего примера

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 фильтрата.