

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГИС

Интерпретация данных ГИС

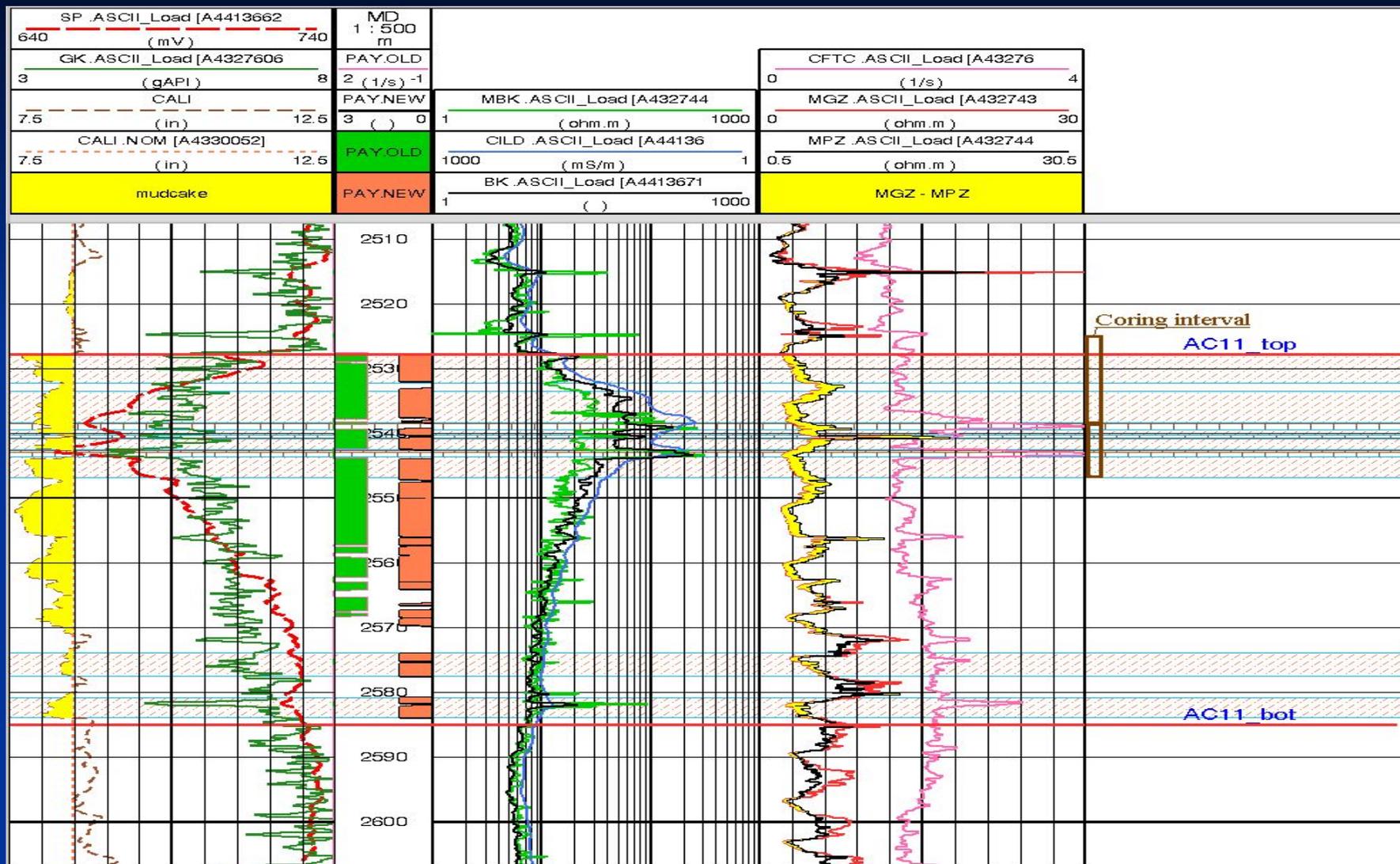
- Качественная интерпретация
- Количественная интерпретация

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



Методы глинистости
(СП-красный, ГК-зеленый)

Методы сопротивления
(ИК-синий, БК-черный)

Метод пористости
(НК-фиолетовый)

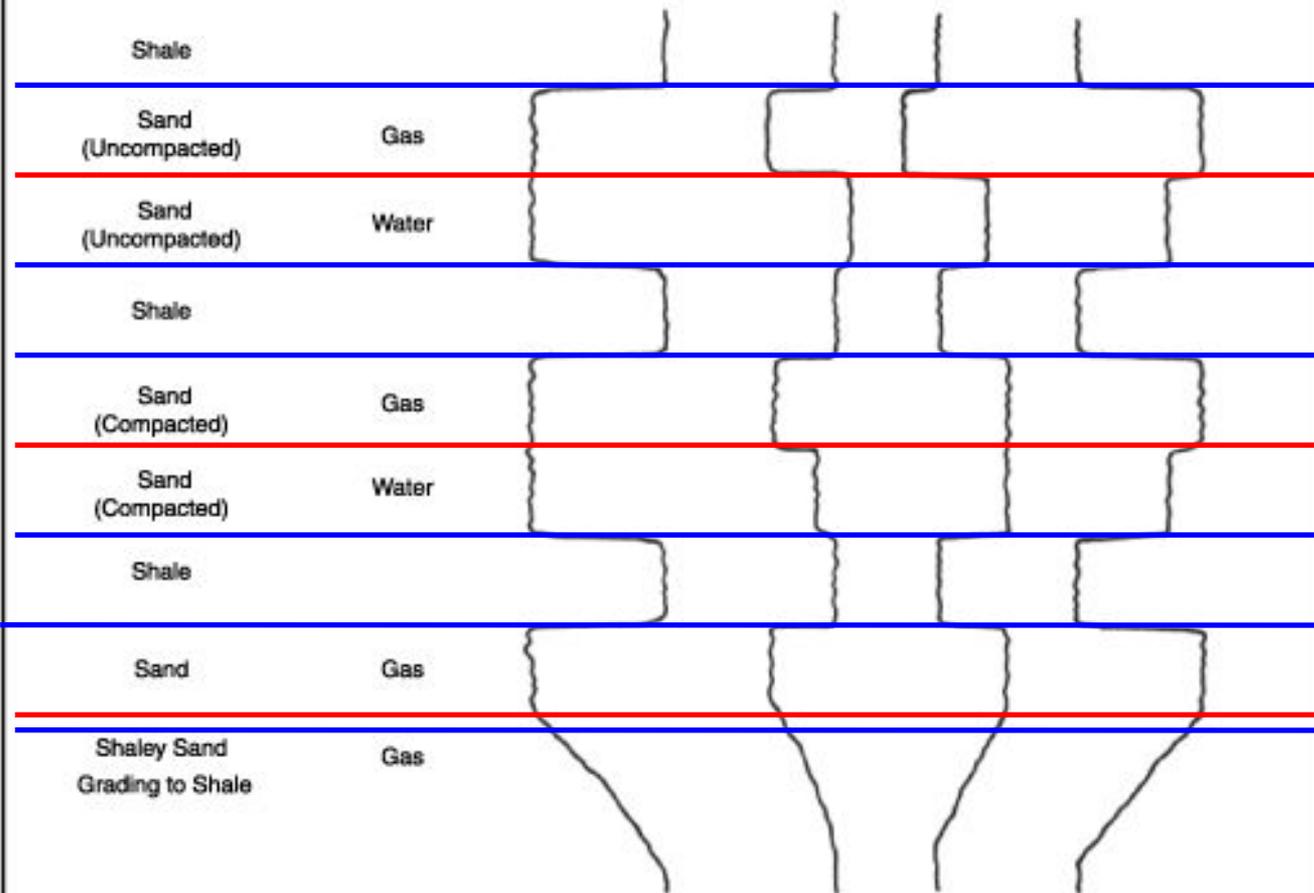
← Уменьшение глинистости
в коллекторах

Увеличение сопротивления
в коллекторах →

Увеличение пористости
в коллекторах →

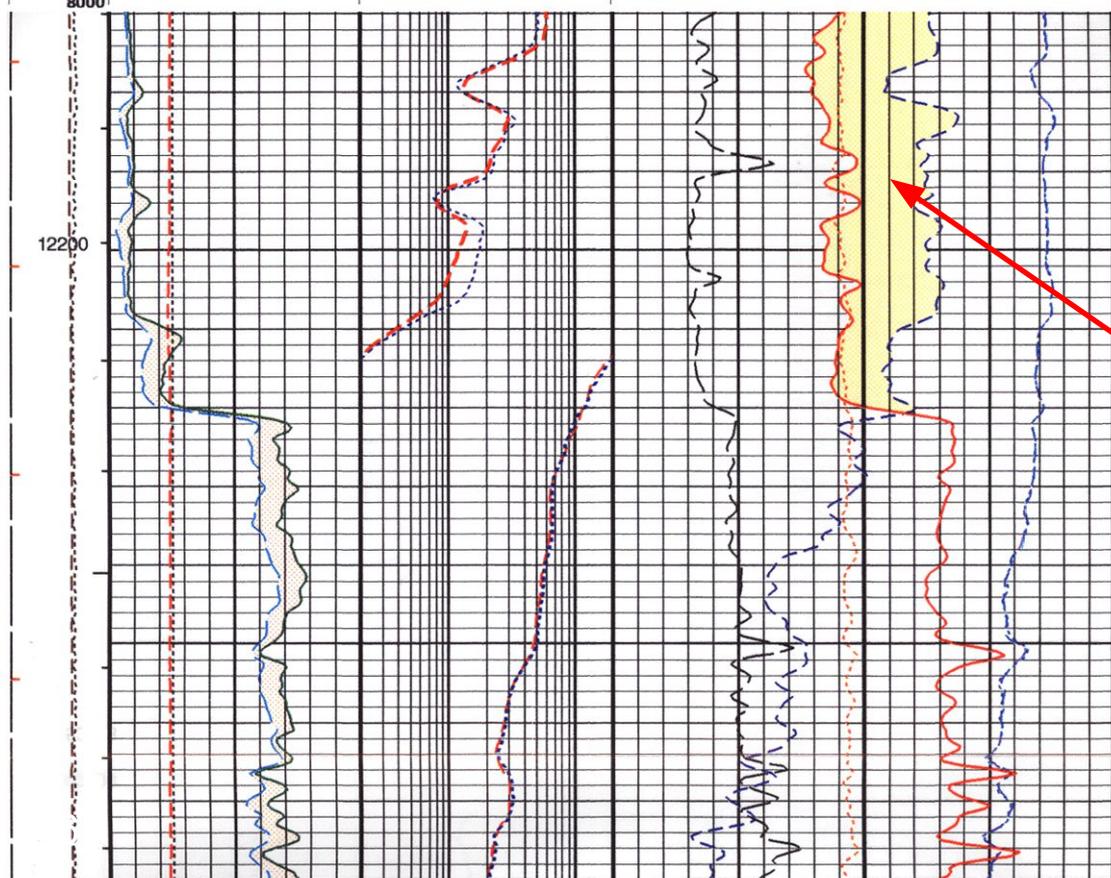
FORMATION GAS INFLUENCE ON POROSITY LOGS

FORMATION SATURATION GR ρ Δt ϕ_n



Влияние
газа на
показания
методов
ГИС

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

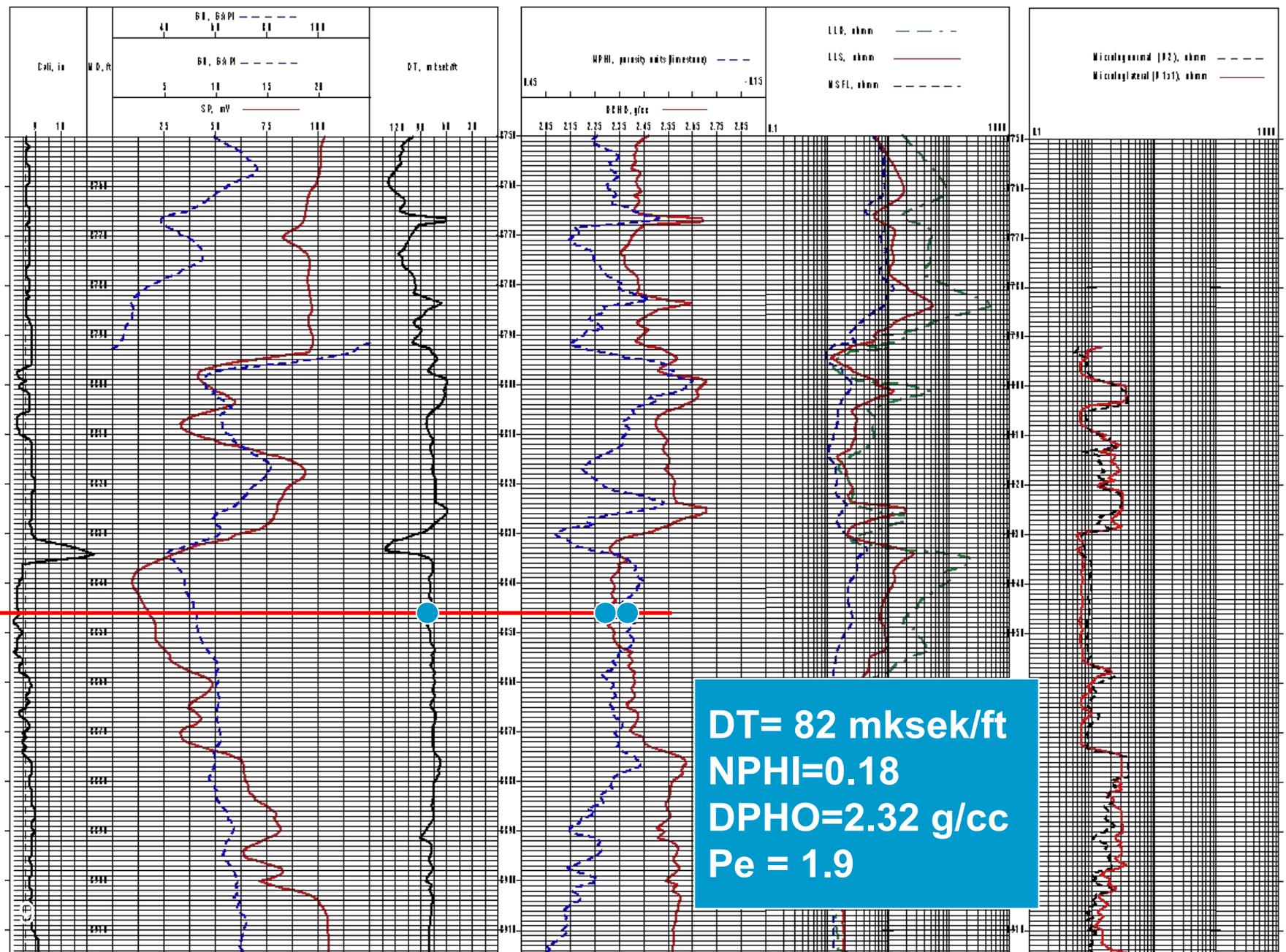
Litho-Density

Litho-Density - Natural Gamma Ray

Spectrometry

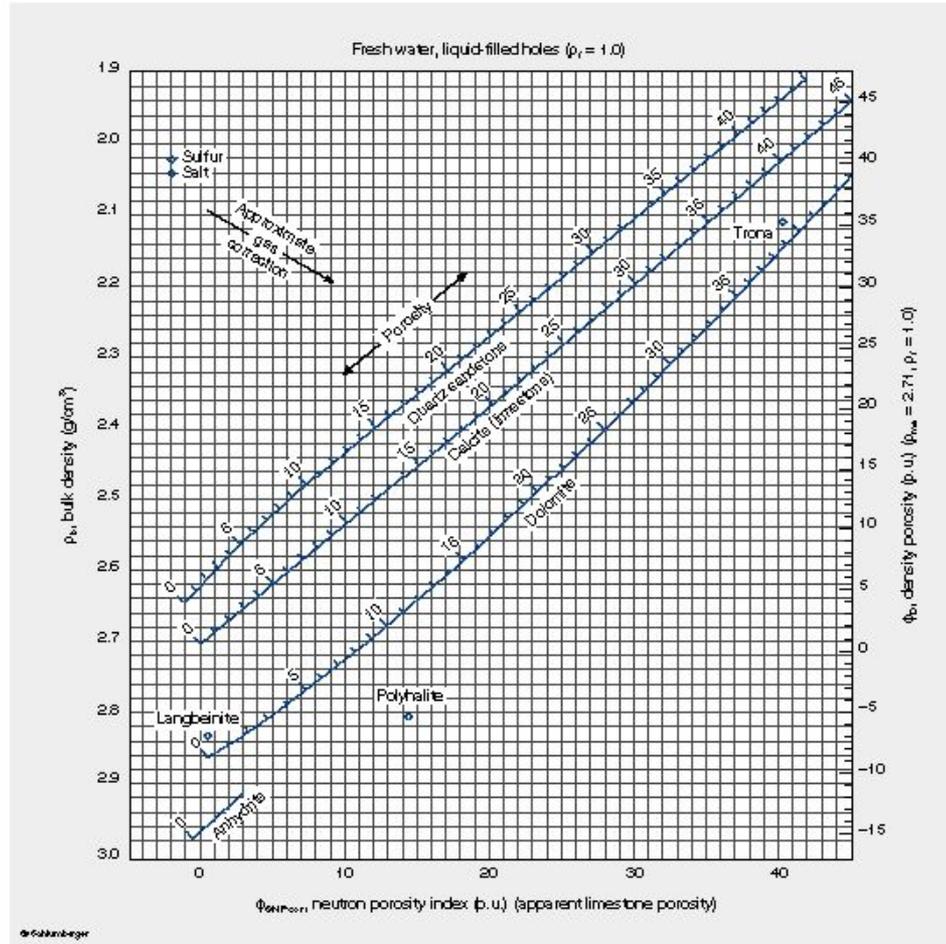
Natural Gamma Ray Spectrometry

Набор диаграмм ГИС



Porosity and Lithology Determination from Formation Density Log and SNP Sidewall Neutron Porosity Log

CP-1a



CP

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

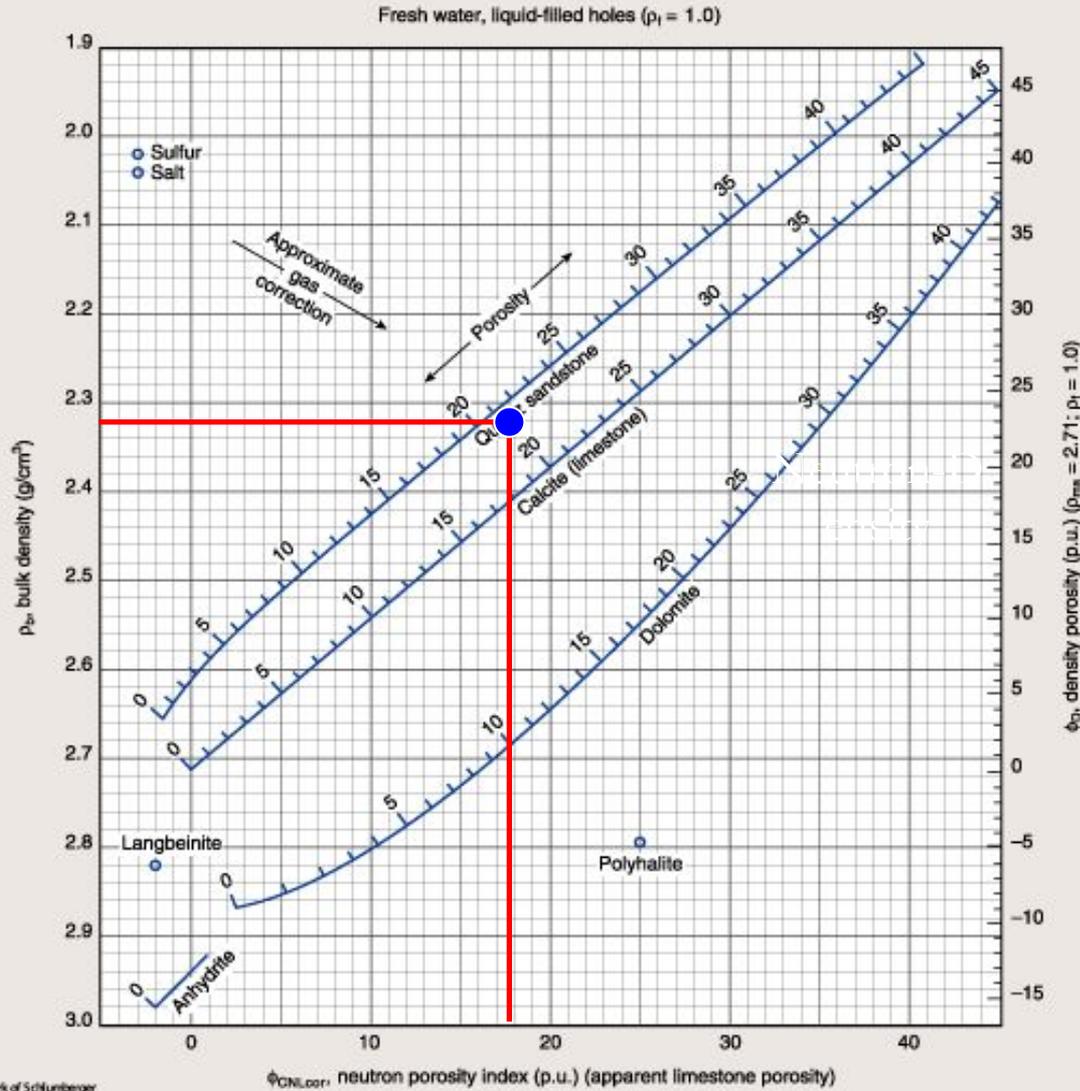
Porosity and Lithology Determination from Formation Density Log and CNL* Compensated Neutron Log
 For CNL logs before 1986, or labeled NPHI

CP-1c

Neutron-Density Crossplot

Chart CP-1c

Porosity = 21.4%



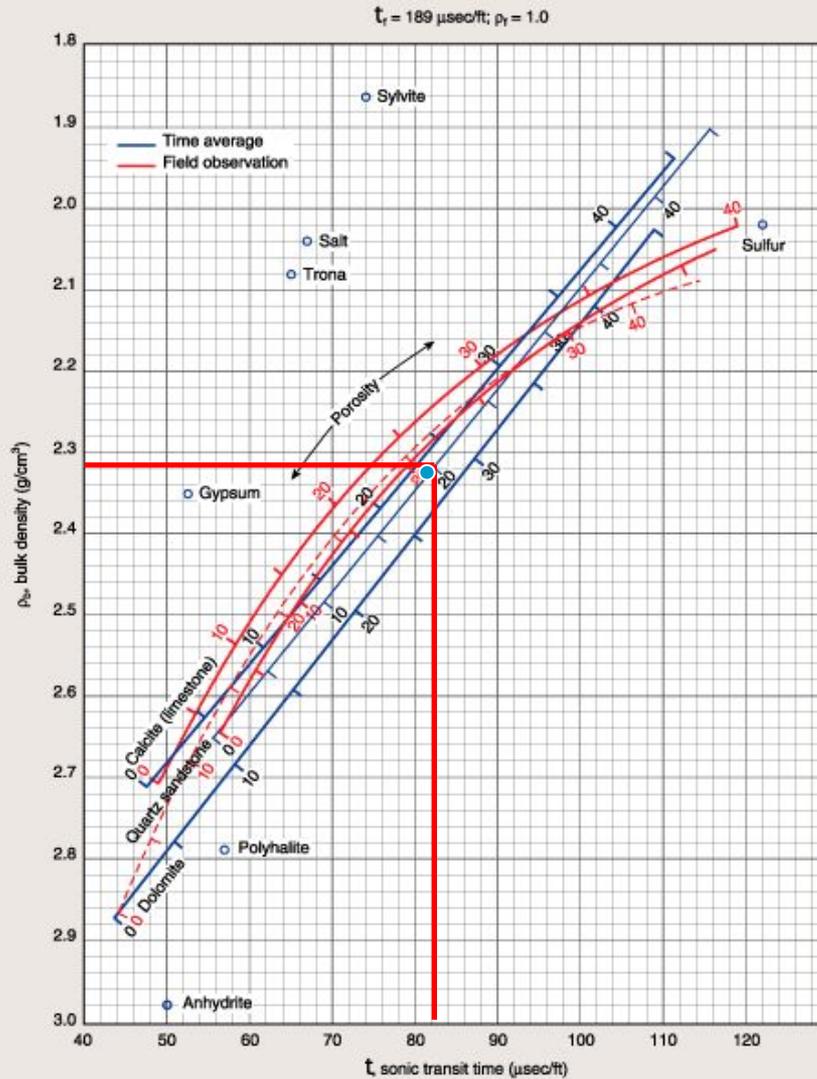
*Mark of Schlumberger
 © Schlumberger

CP

Lithology Identification from Formation Density Log and Sonic Log

CP-7
(English)

CP



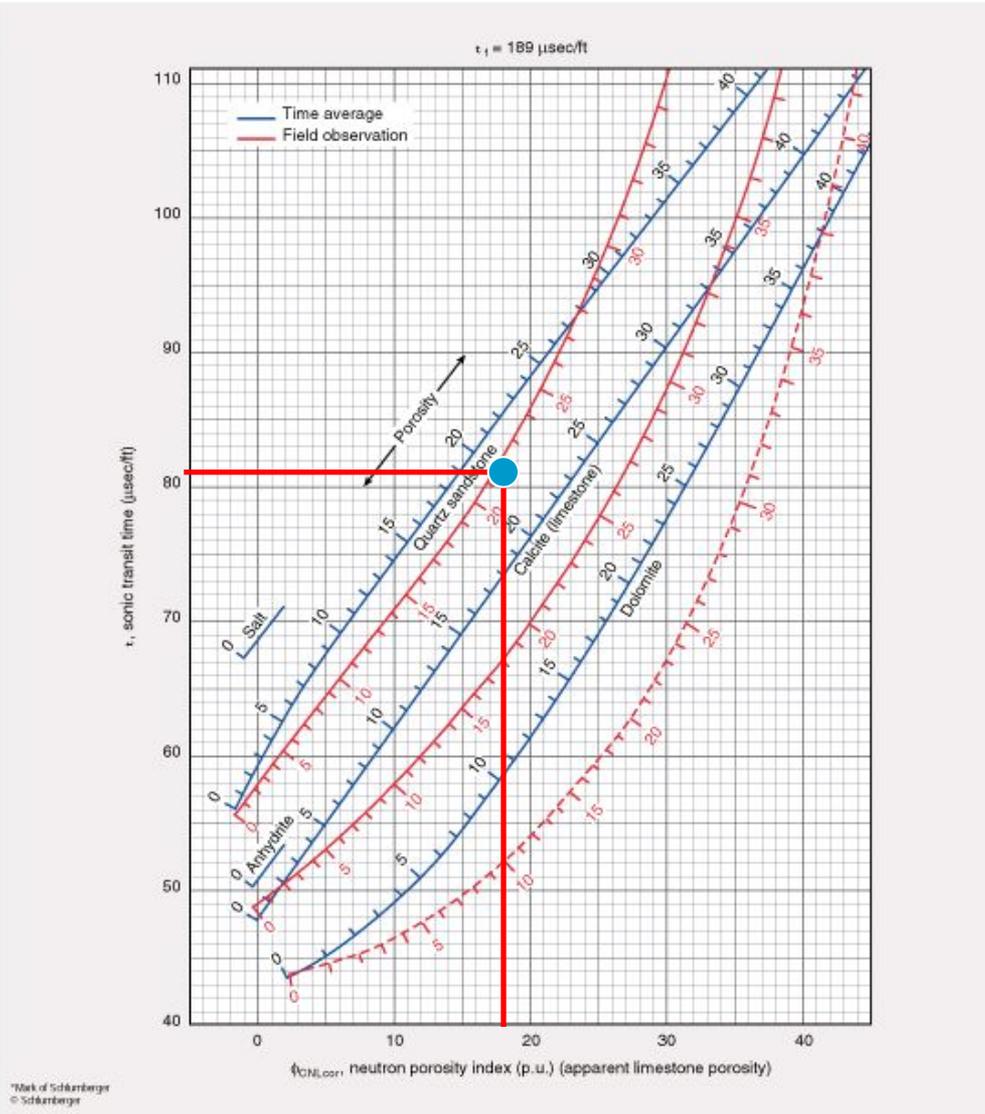
Sonic-Density Crossplot

Chart CP-7

Porosity = 19.5%

Porosity and Lithology Determination from
Sonic Log and CNL* Compensated Neutron Log
For CNL logs before 1986, or labeled NPHI

CP-2b
(English)



Neutron-Sonic Crossplot

Chart CP-2b

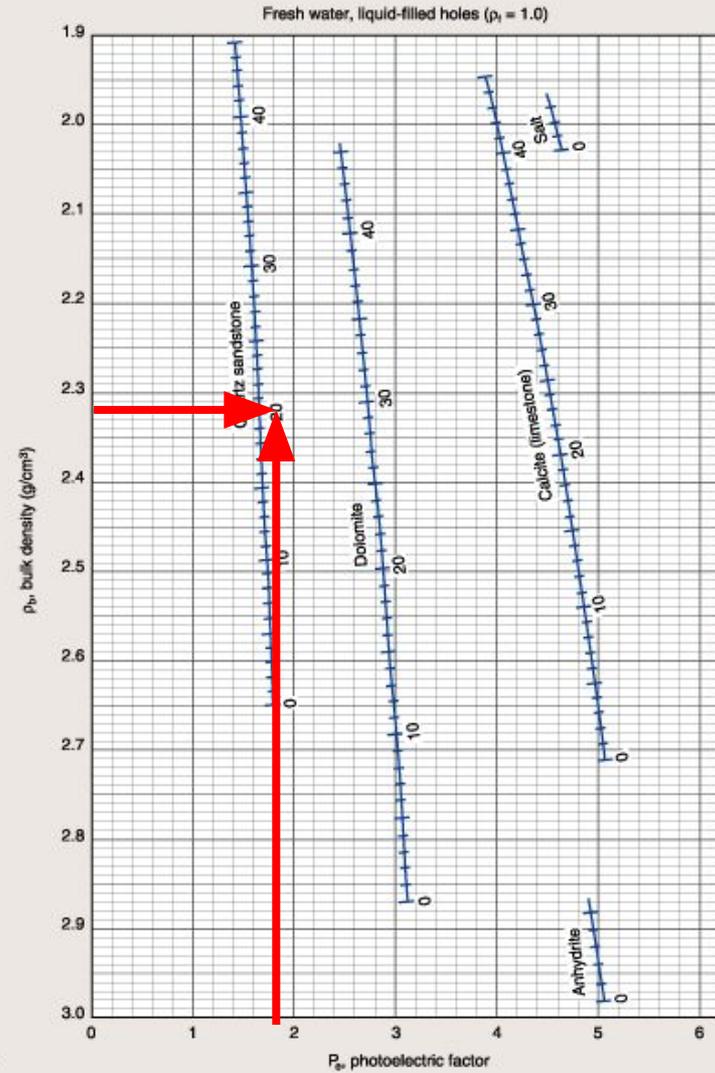
Porosity = 20.1%
Or
Porosity = 21.4%

Litho-Density Crossplot

Chart CP-16

Porosity and Lithology Determination from Litho-Density* Log

CP



For more information see Reference 27.

Литологический состав пород
Сложные коллекторы

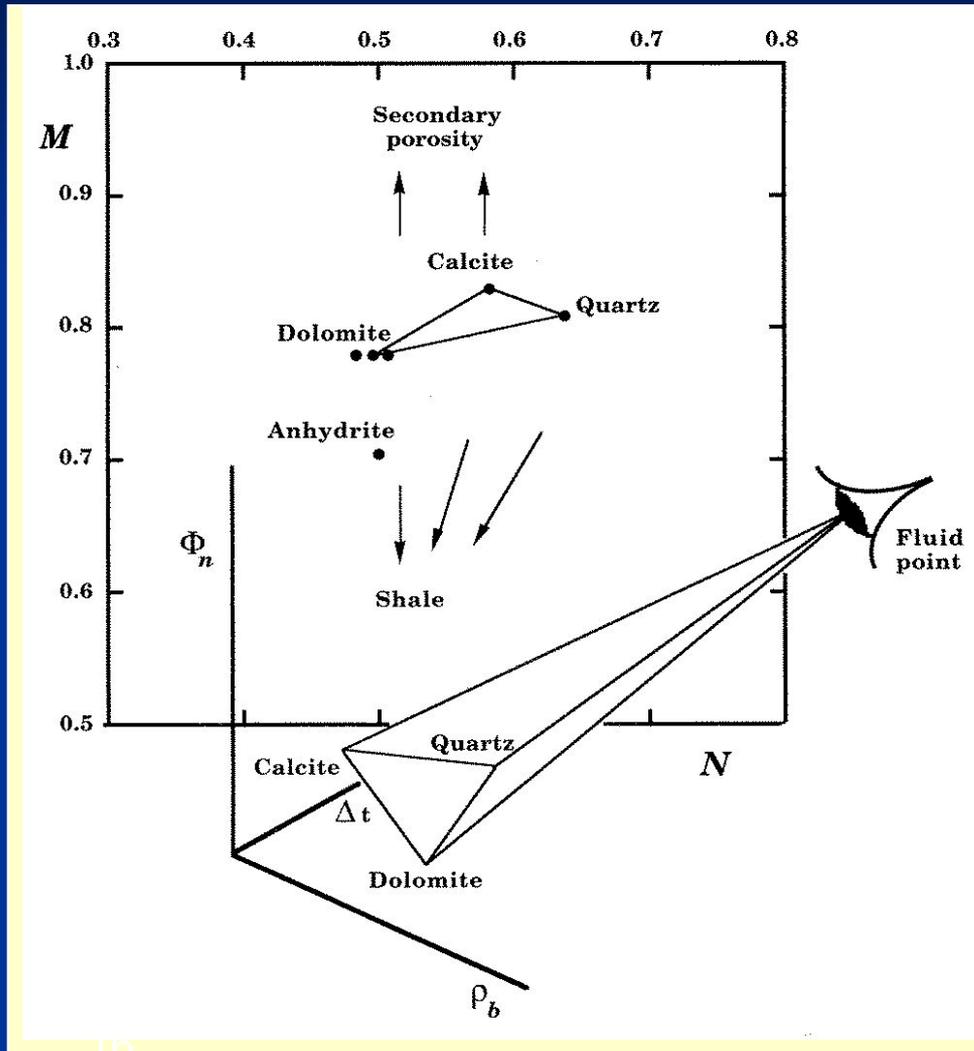
Crossplots

M-N Plot

Matrix Identification (MID) plot

Lithology Identification plot

Определение литологического состава пород сложных коллекторов



M - N Plot

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

	Fresh Mud	Salty Mud
ρ_{fl}	1.0	1.1
ϕ_{Nfl}	1.0	1.0
Δt_{fl}	189	185

Определение литологического состава пород СЛОЖНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Fluid coefficients for various fluids and
types of porosity

Fluids	Δt_f	ρ_f	ϕ_{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 СЛОЖНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

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

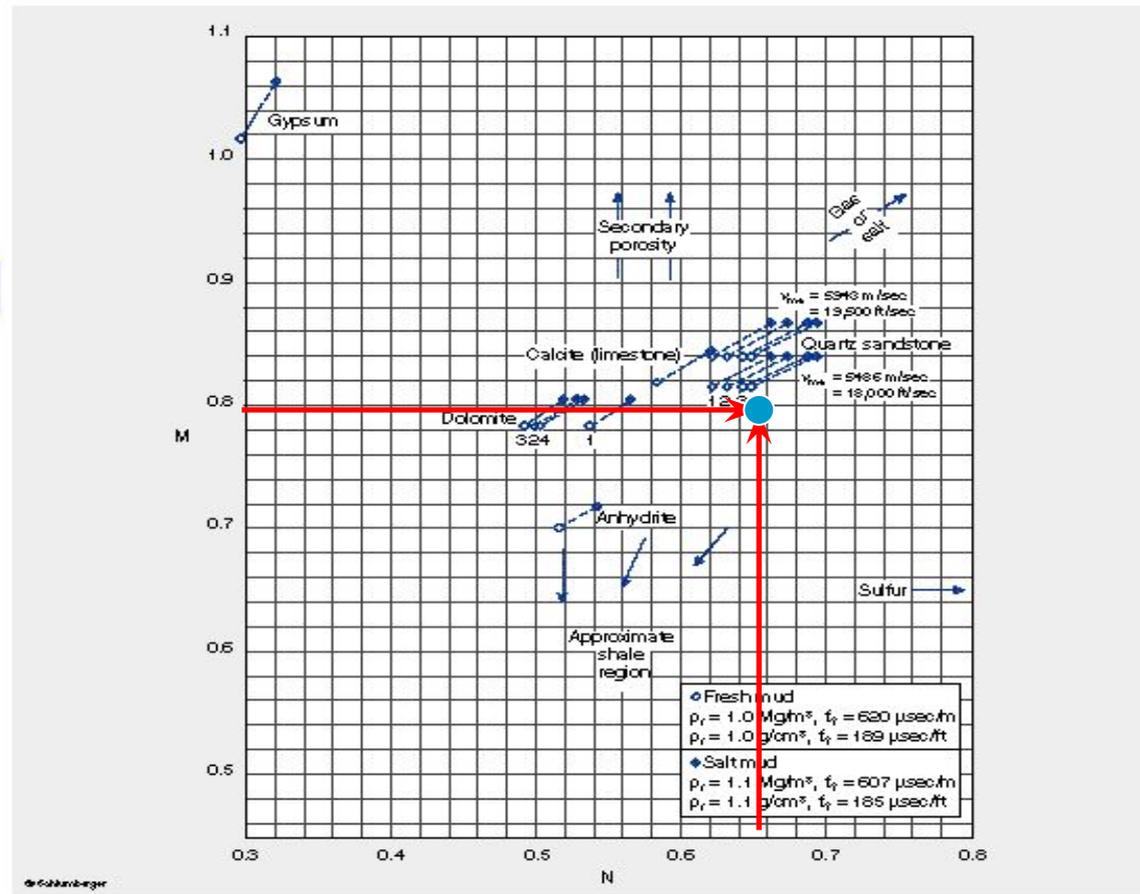
M-N Plot for Mineral Identification
 For CNL* curves that have been environmentally corrected

M-N Plot

Chart CP-8

M = 0.8
 N = 0.65

CP



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:

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

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

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

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	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 ($f = 5.5\%$ 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

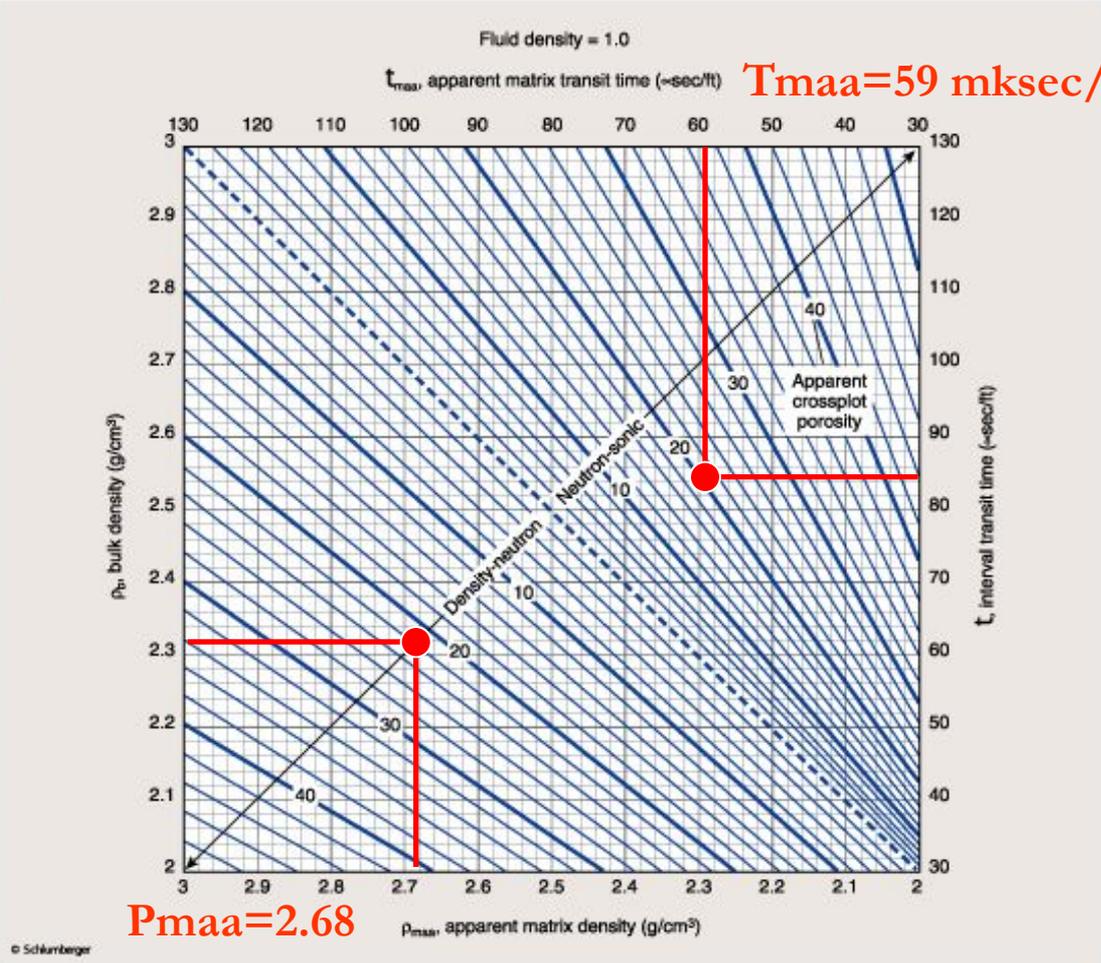
Determination of Apparent Matrix Parameters from Bulk Density or Interval Transit Time and Apparent Total Porosity

CP-14 (English)

Определение параметров матрицы горных пород по данным ГИС



Chart CP-14



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

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

neutron-density and empirical (red curves) neutron-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

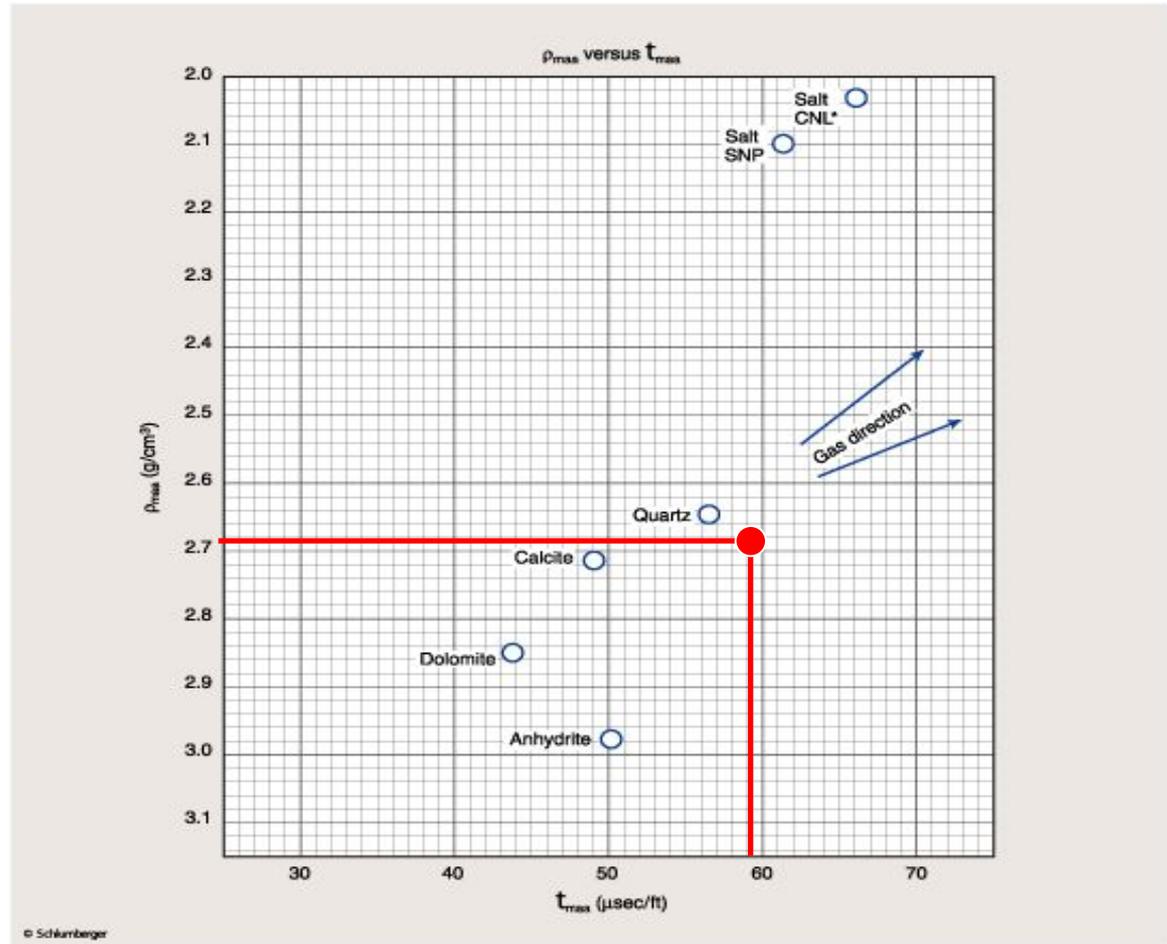
Matrix Identification (MID) Plot

CP-15
(English)

MID Plot

CP

Chart CP-15



Examples:

Level 1

$t = 67 \mu\text{sec}/\text{ft}$
 $\rho_b = 2.04 \text{ g}/\text{cm}^3$
 $\phi_{CNL} = -3$
 $\rho_f = 1.0 \text{ g}/\text{cm}^3$

Level 2

$t = 63 \mu\text{sec}/\text{ft}$
 $\rho_b = 2.46 \text{ g}/\text{cm}^3$
 $\phi_{CNL} = 24 \text{ p.u.}$

giving

$\phi_{bND} = -1$
 $\phi_{bNS} = -1$

and

$t_{max} = 66 \mu\text{sec}/\text{ft}$
 $\rho_{max} = 2.03 \text{ g}/\text{cm}^3$

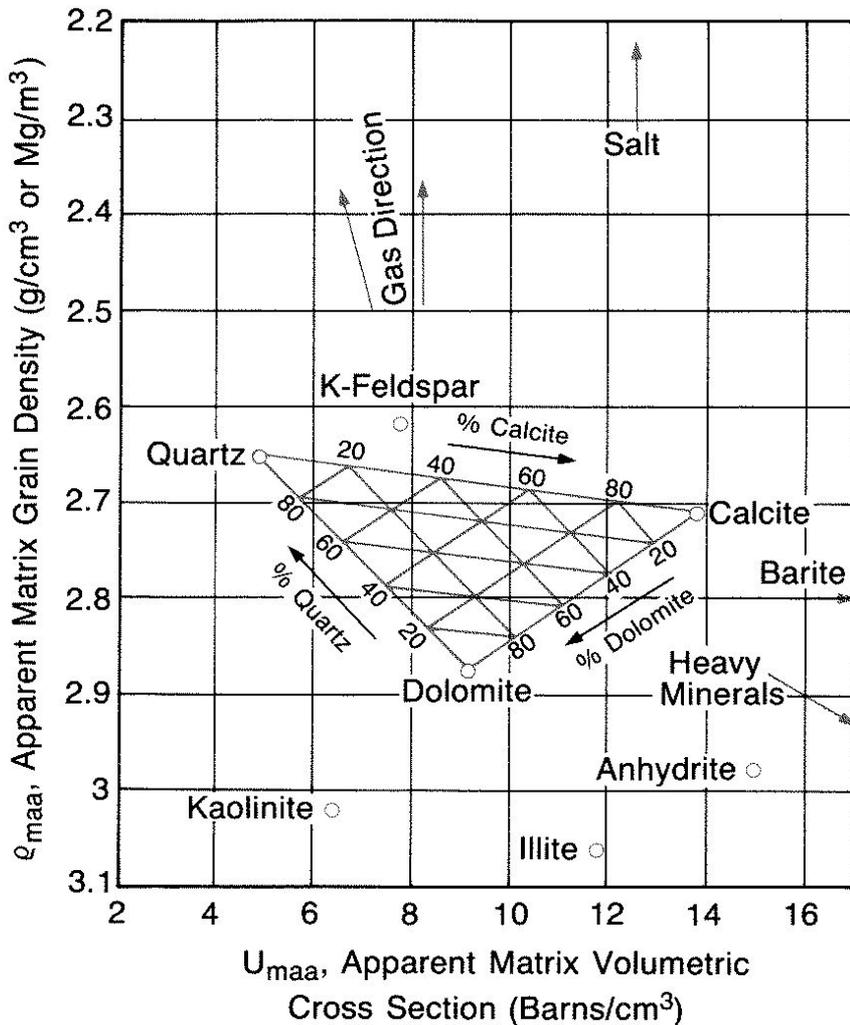
$\phi_{bND} = 21$
 $\phi_{bNS} = 21$

$t_{max} = 43.5 \mu\text{sec}/\text{ft}$
 $\rho_{max} = 2.85 \text{ g}/\text{cm}^3$

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

Continued on next page

Определение литологического состава пород СЛОЖНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ



Lithology Identification plot
 ρ_{maa} Versus U_{maa} Plot

$$\rho_{maa} = \frac{\rho_b - \rho_{fl} \phi_{ta}(N-D)}{1 - \phi_{ta}}$$

$$U_{maa} = \frac{U - U_{fl} \phi_{ta}(N-D)}{1 - \phi_{ta}(N-D)}$$

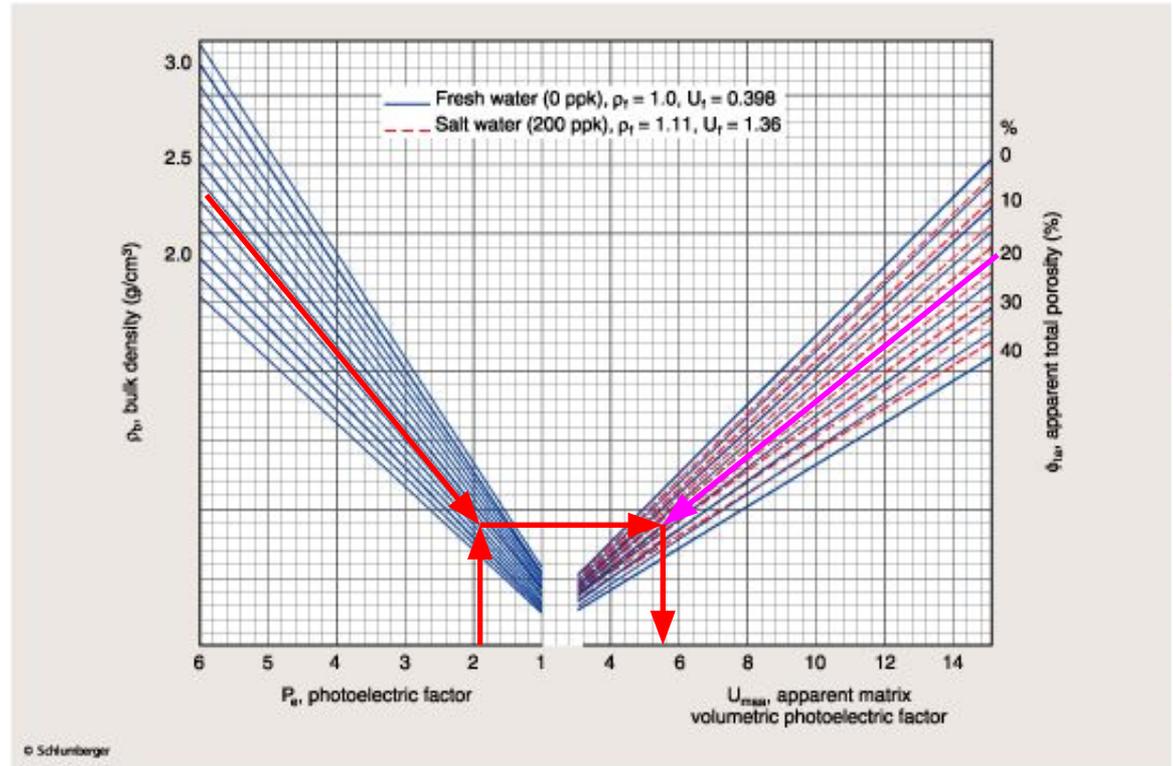
	Fresh Mud	Salty Mud
ρ_{fl}	1.0	1.1
U_{fl}	0.4	1.36

Lithology Identification plot

Определение параметров матрицы

Chart CP-20

Determination of Apparent Matrix Volumetric Photoelectric Factor



$U_{maa} = 5.5$

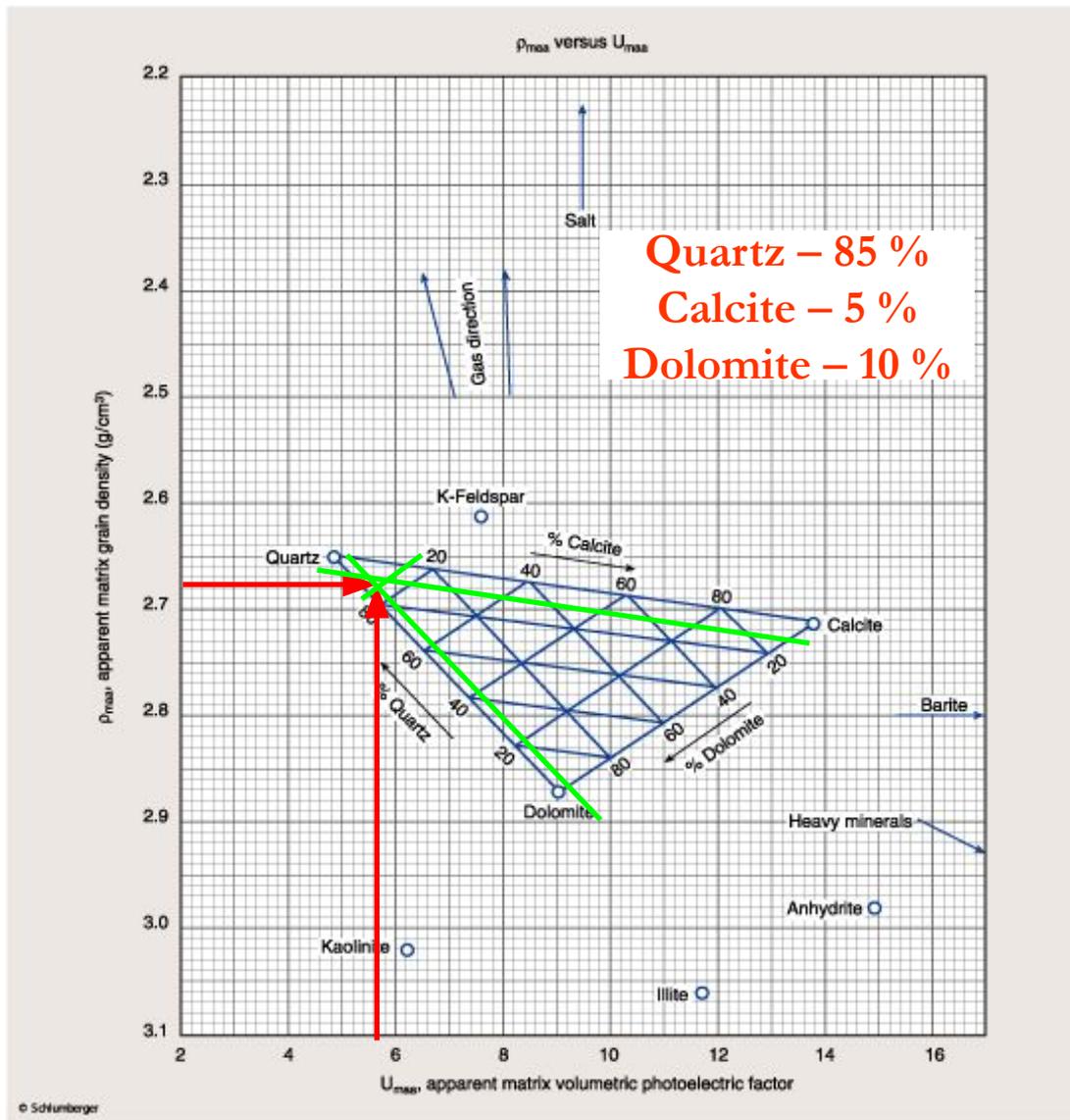
Lithology Identification Plot

Lithology Identification plot

Определение состава пород

Chart CP-21

CP



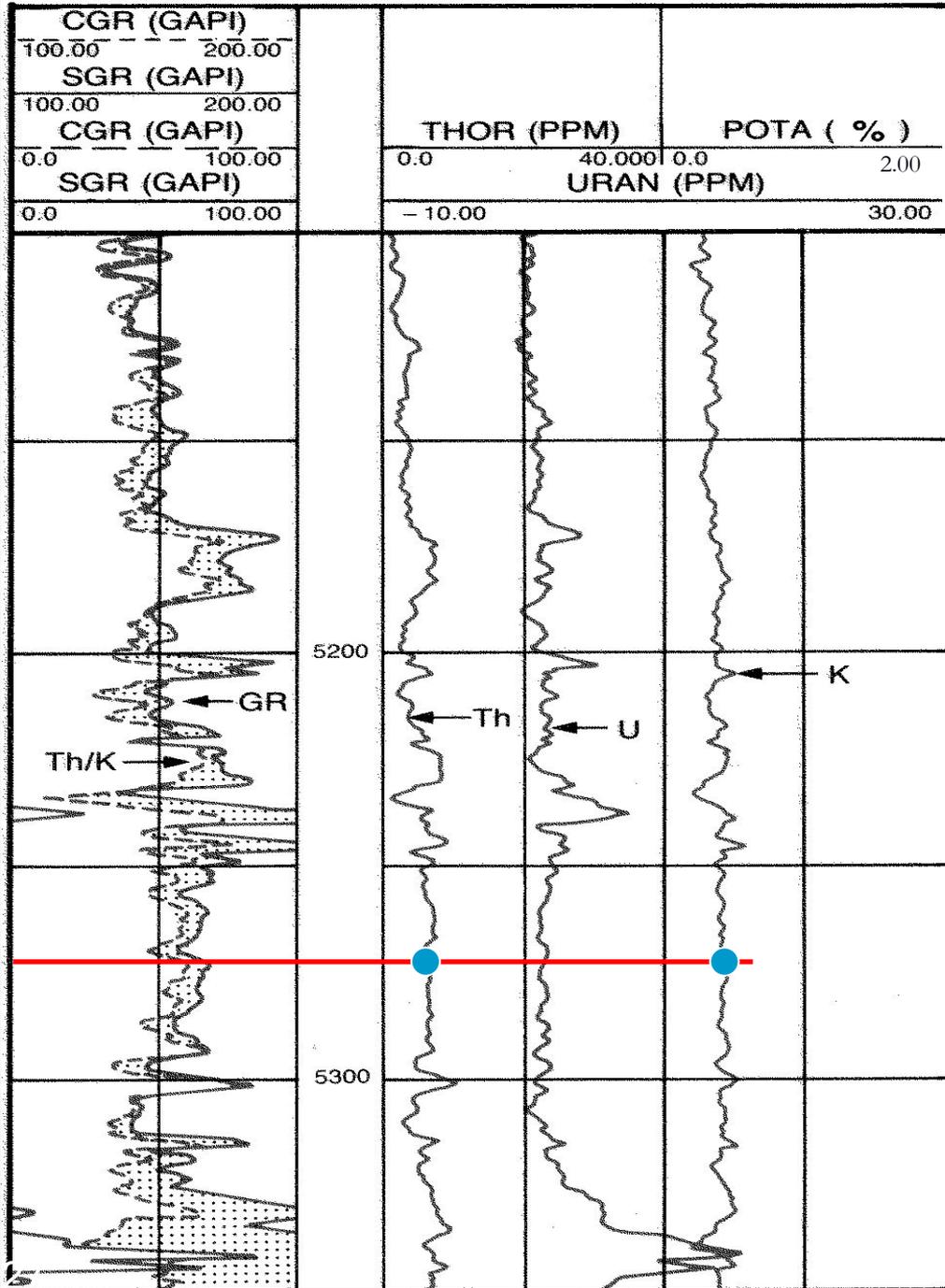
Определение и учет глинистости

- ❑ 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 %



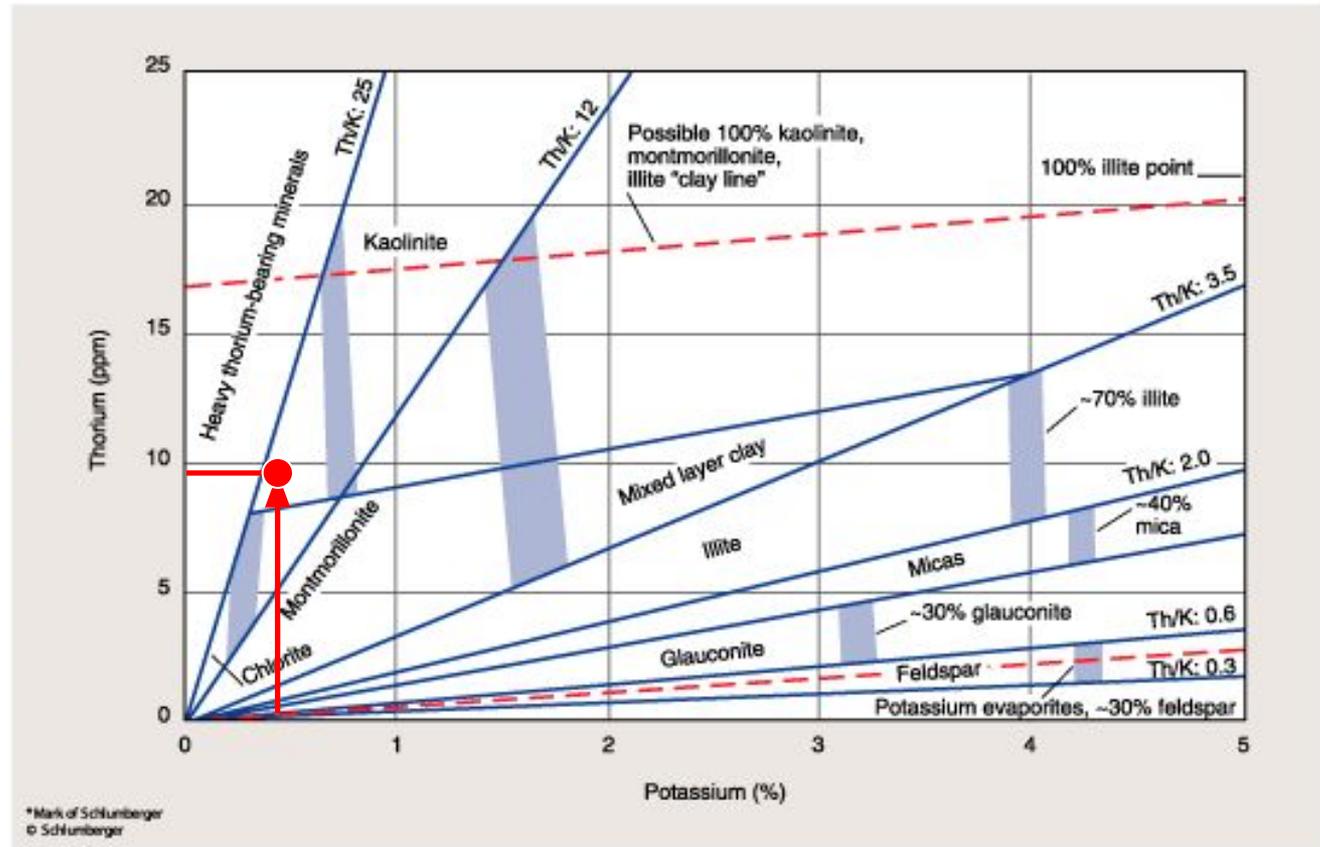
Natural Gamma Ray Spectrometry

Chart CP-19

CP

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 30 to 70% radioactive clay minerals.

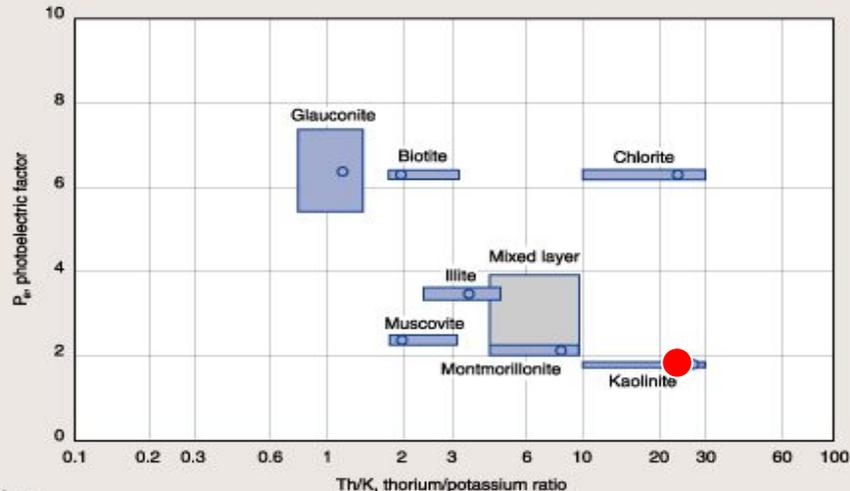
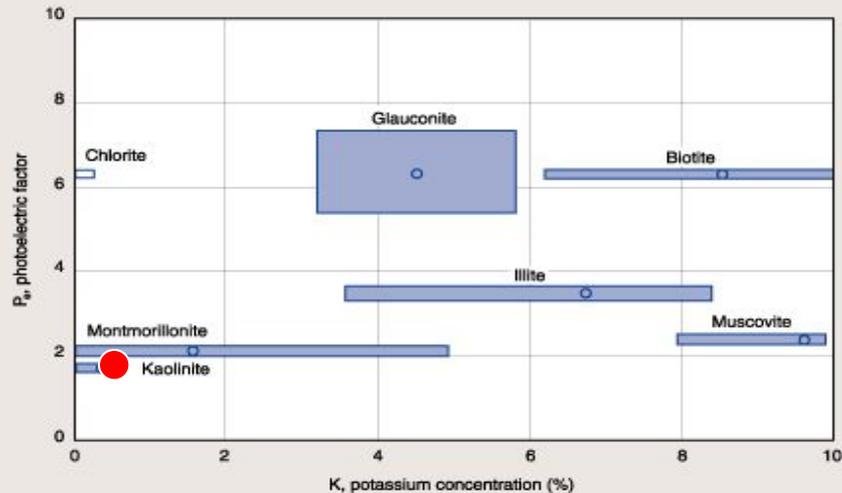
Unless there is a complex mixture of radioactive minerals in the formation, Chart CP-19 can be used to identify the more common ones. The ratio of thorium to uranium activity—the

thorium/potassium ratio, Th/K—does not vary with mineral concentration. A sandstone reservoir with varying amounts of shaliness, with illite as the principal clay mineral, usually plots in the illite segment of the chart, with Th/K between 2.0 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



*Mark of Schlumberger
© Schlumberger

Определение глинистости

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

NGS

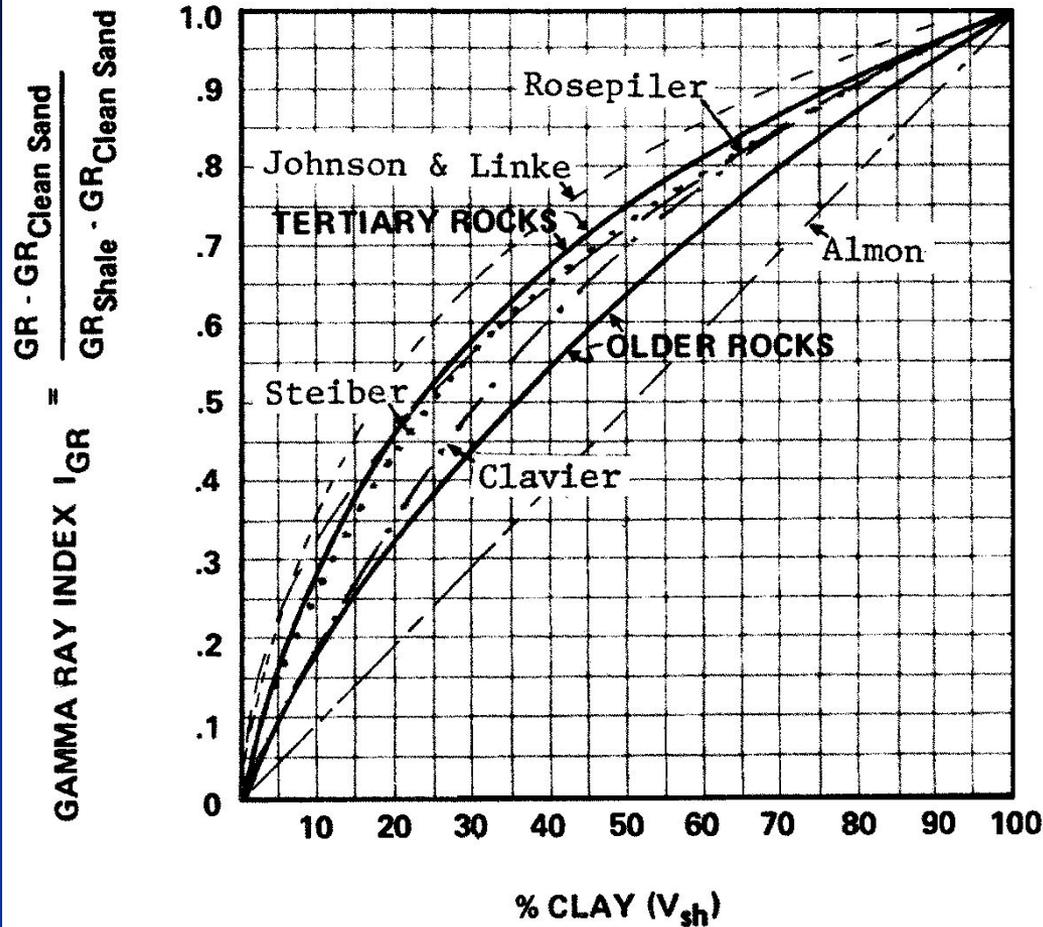
$$V_{sh} \leq 1 - \frac{ASP}{SSP}$$

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

$$V_{sh} = 0.083(2^{3.7 \times I_y} - 1)$$

$$V_{sh} = 1.7 - \sqrt{3.38 - (I_y + 0.7)^2}$$

$$V_{sh} = 0.5I_y / (1.5 - I_y)$$

Коррекция данных ГИС за глинистость

Neutron

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

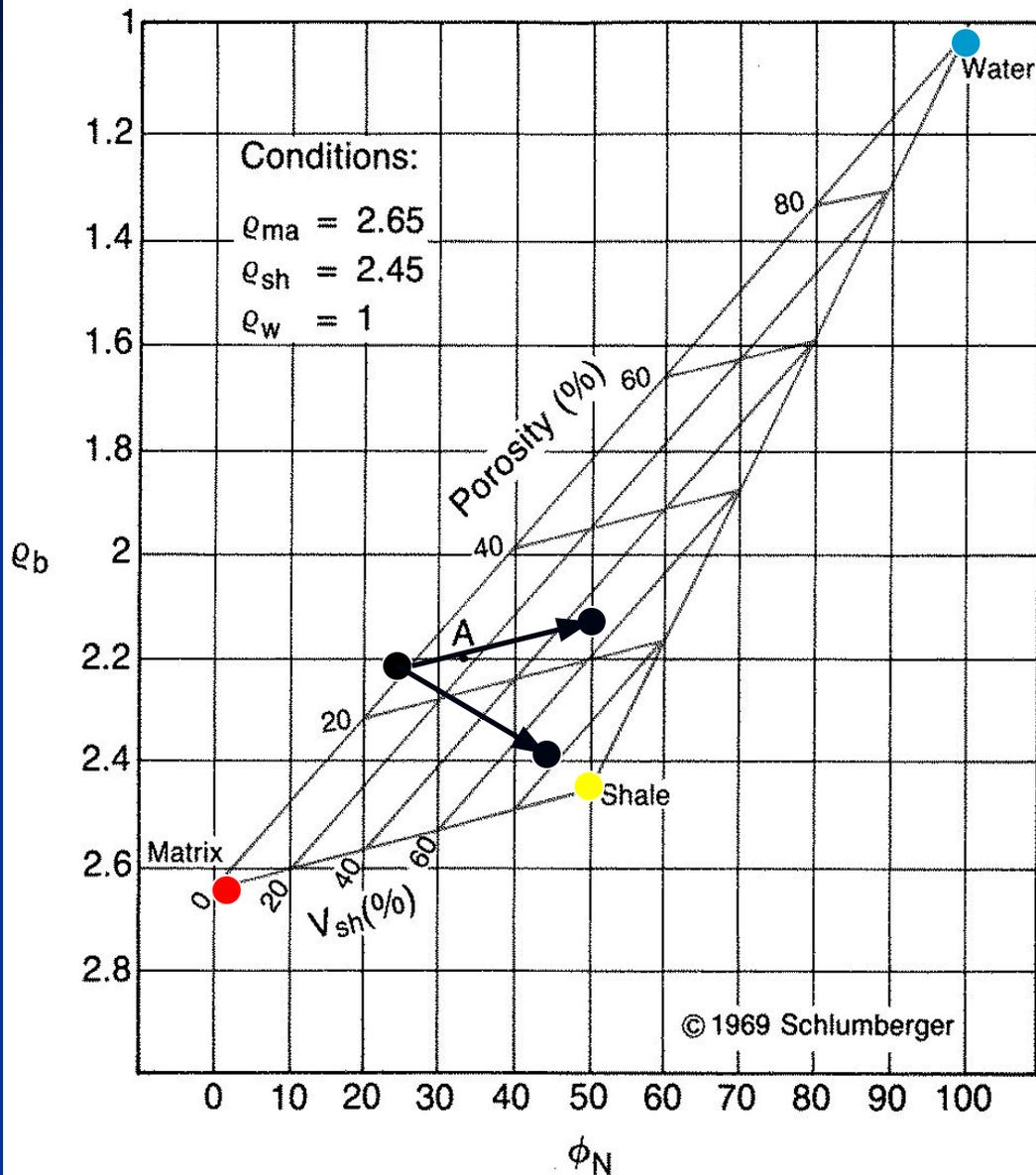
Density

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

Sonic

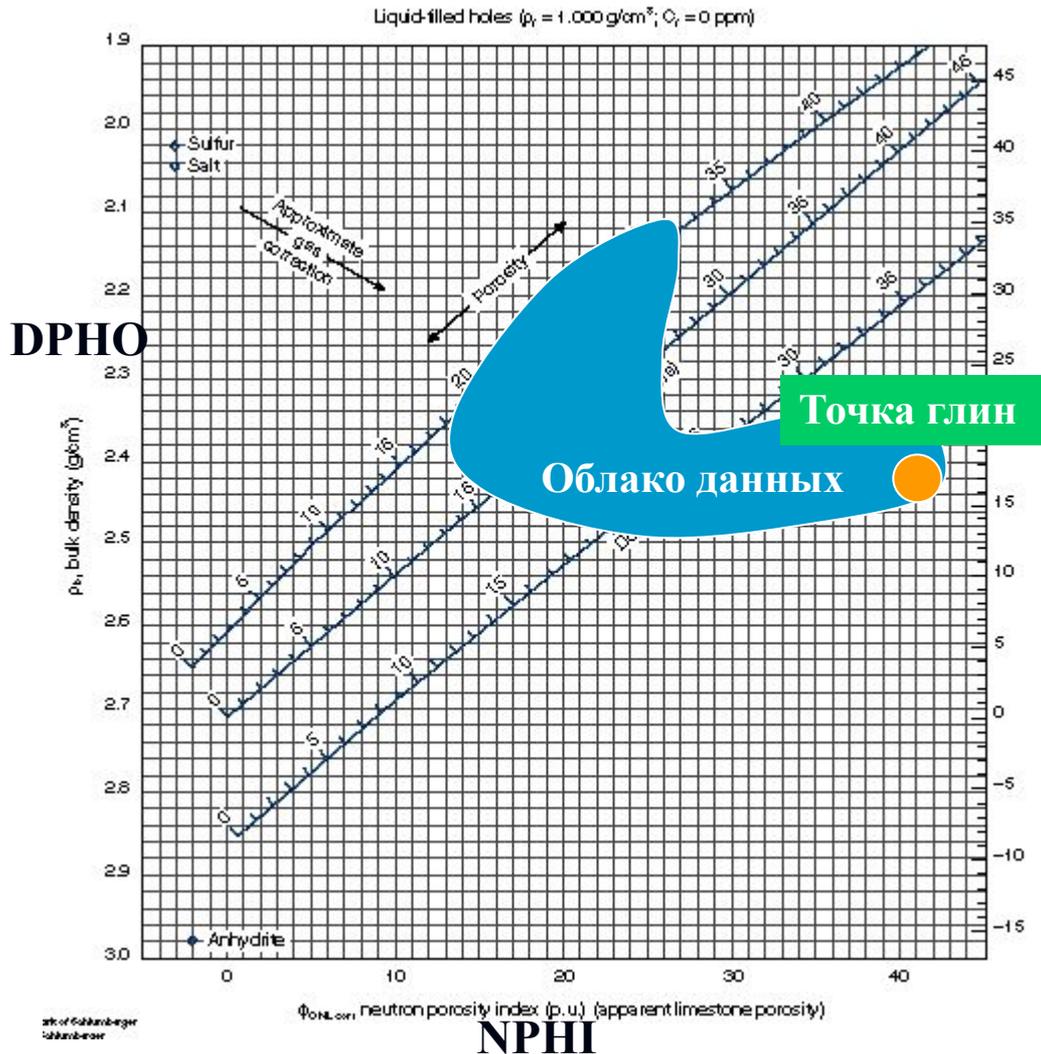
$$\Delta t_{clean} = \frac{\Delta t - \Delta t_{sh} \cdot V_{sh}}{1 - V_{sh}}$$

Влияние глинистости на пористость



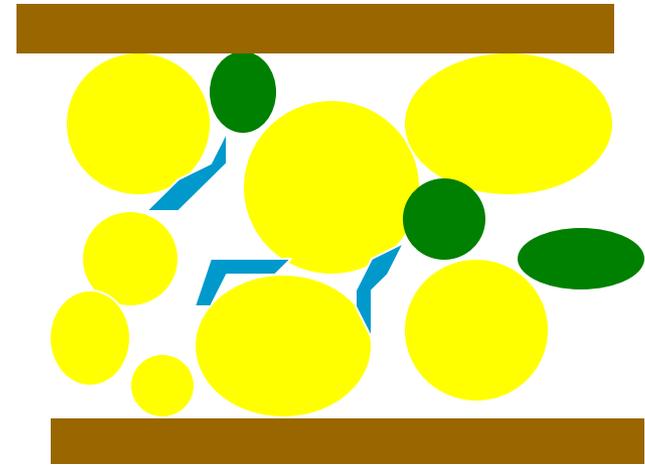
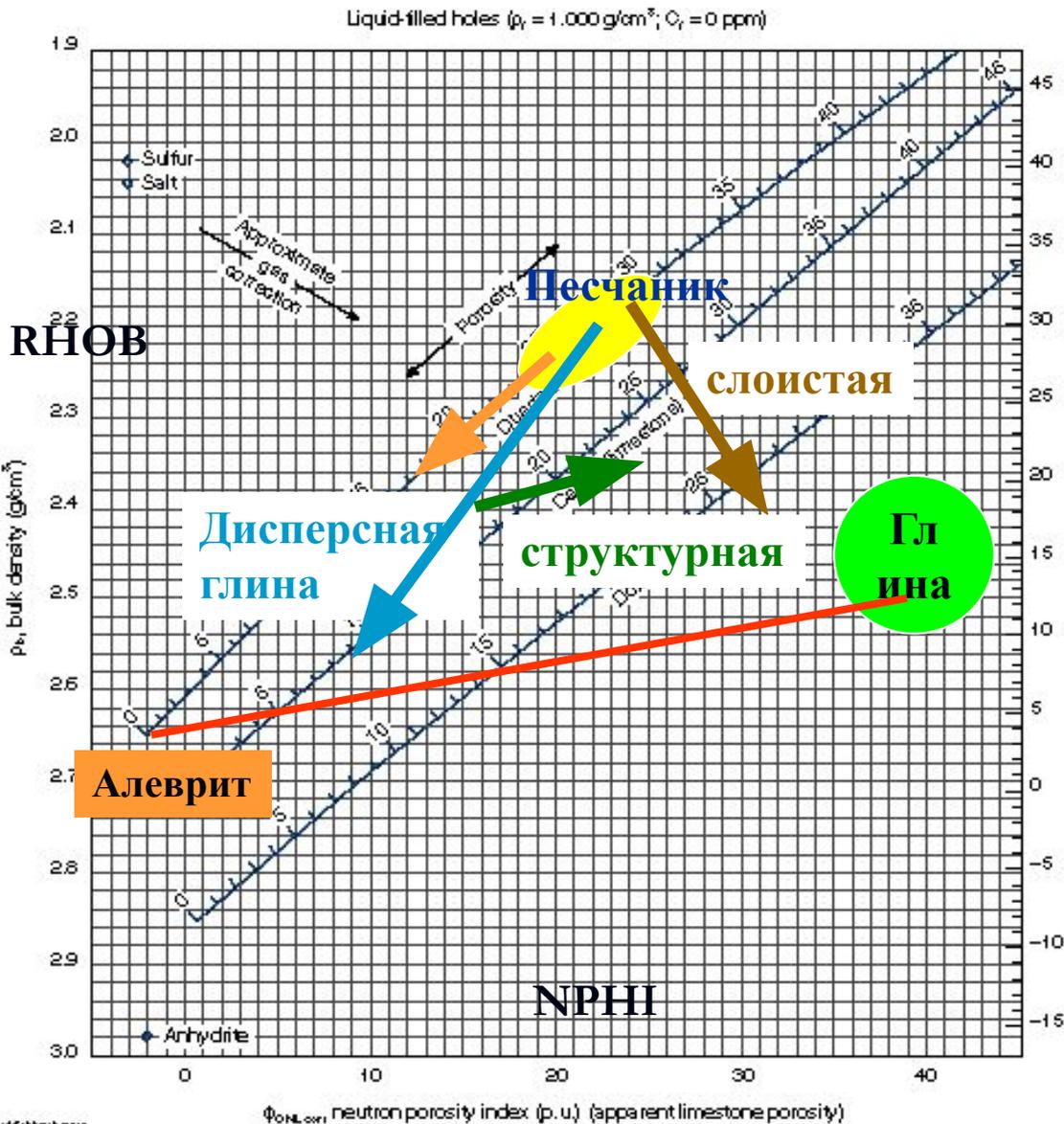
Neutron - Density
Cross-plot with the
Shale point Scaled

Влияние глинистости на данные ГИС

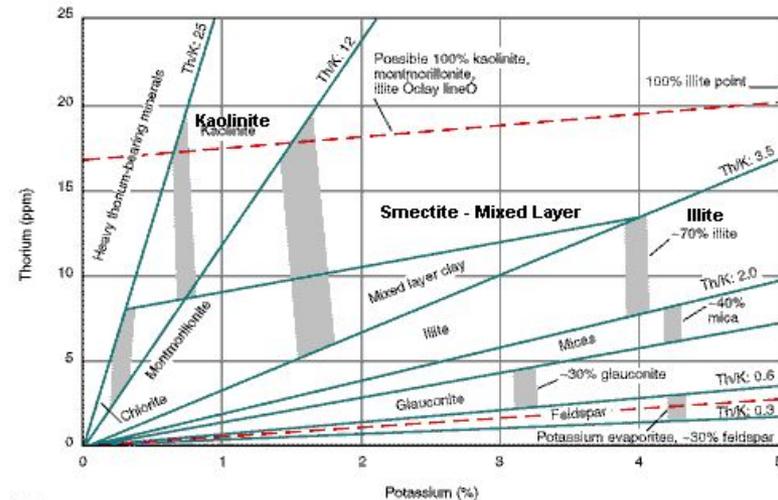


В песчано-глинистом разрезе облако вынесенных на график точек приобретает L образную форму. Это происходит из-за того, что литология изменяется от глины до песчаника. Влияет пористость и сортировка. Для чистого песчаника облако точек принимает линию тренда.

Природа глинистости из кросс-плота



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)

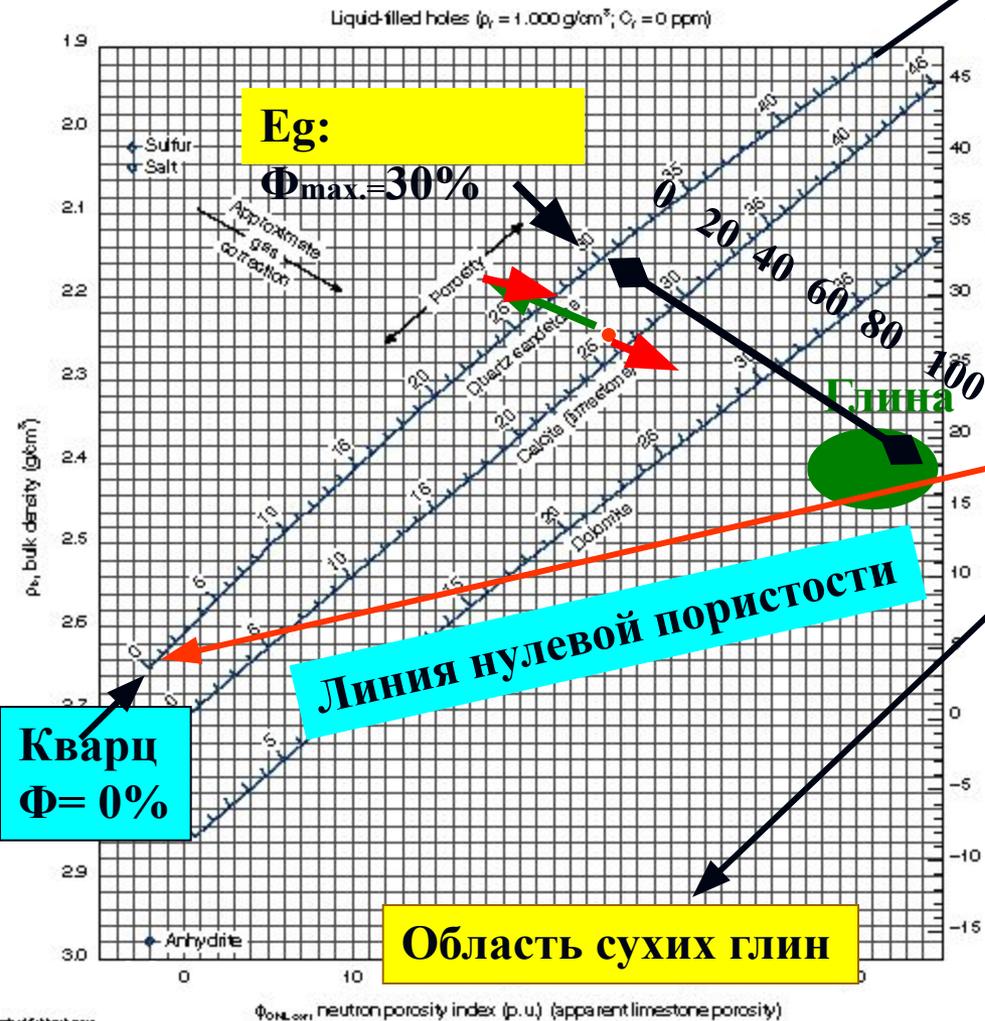
Точка 100% водонасыщенности

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

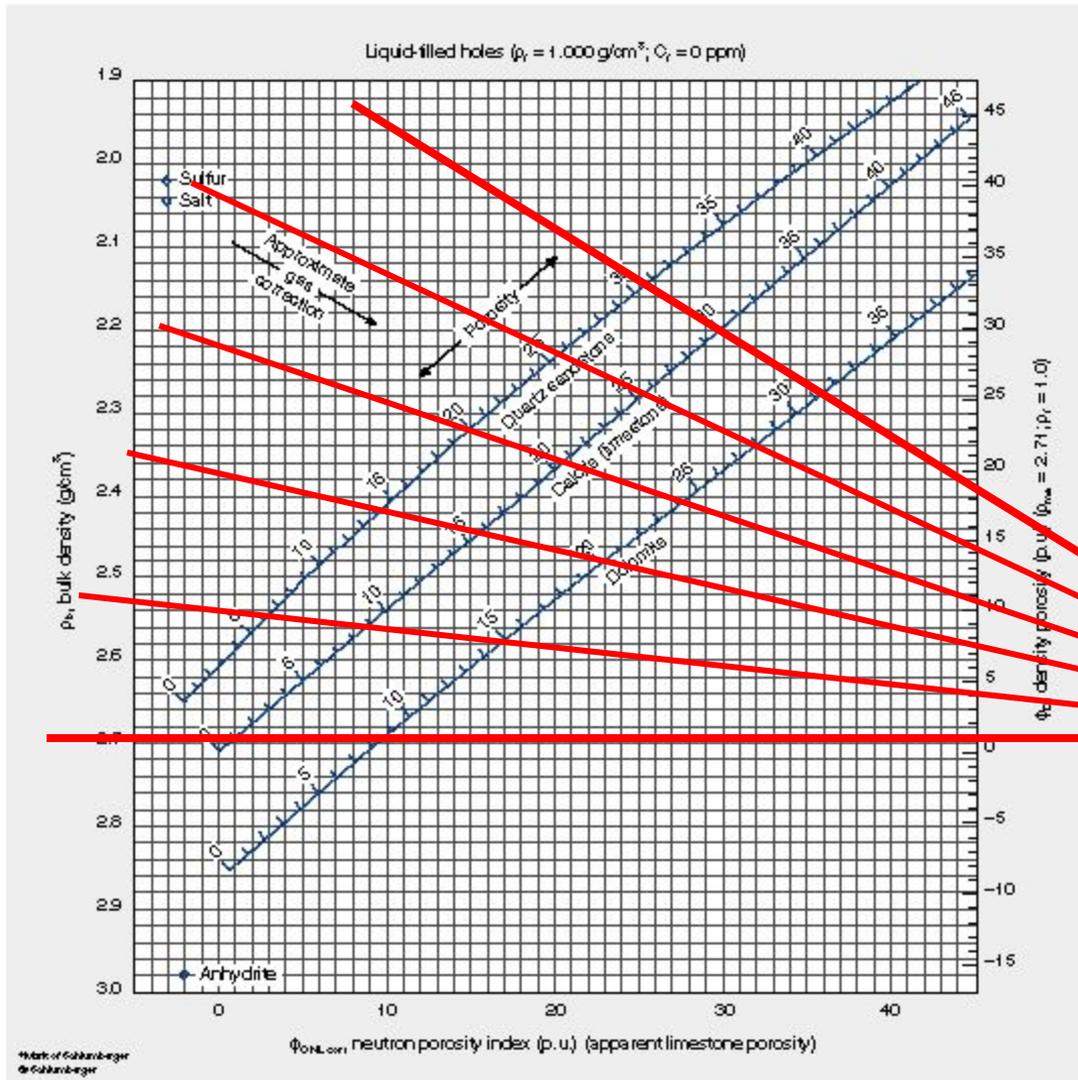
Предполагаем что глинистость = 30% для нашего примера

Влажная глина

Этот метод позволяет находить эффективную пористость песчаников предполагая слоистый вид глинистости, но некоторое количество алевроита 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.

CP

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.