

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ имени
К.И.САТПАЕВА



Институт геологии и нефтегазового дела имени К. Турысова
Кафедра: Геофизика

КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ **МАТЕРИАЛОВ ГИС**

ДЛЯ СПЕЦИАЛЬНОСТИ 7М07105 «НЕФТЕГАЗОВАЯ И РУДНАЯ ГЕОФИЗИКА»

ИСТЕКОВА С.А., ДОКТ. ГЕОЛ.-МИНЕРАЛ. НАУК

АЛМАТЫ 2023

КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

ЛЕКЦИЯ 14-15

ЛИТЕРАТУРА

1. Латышова М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС: Учеб. Пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 327 с.
1. Сковородников И.Г. Геофизические исследования скважин: Курс лекций. - Екатеринбург: УГГГА, 2003. - 294 с.

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГИС

Последовательность

количественной интерпретации:

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

Литологический состав и пористость

Crossplots:

Neutron-Density

Sonic-Density

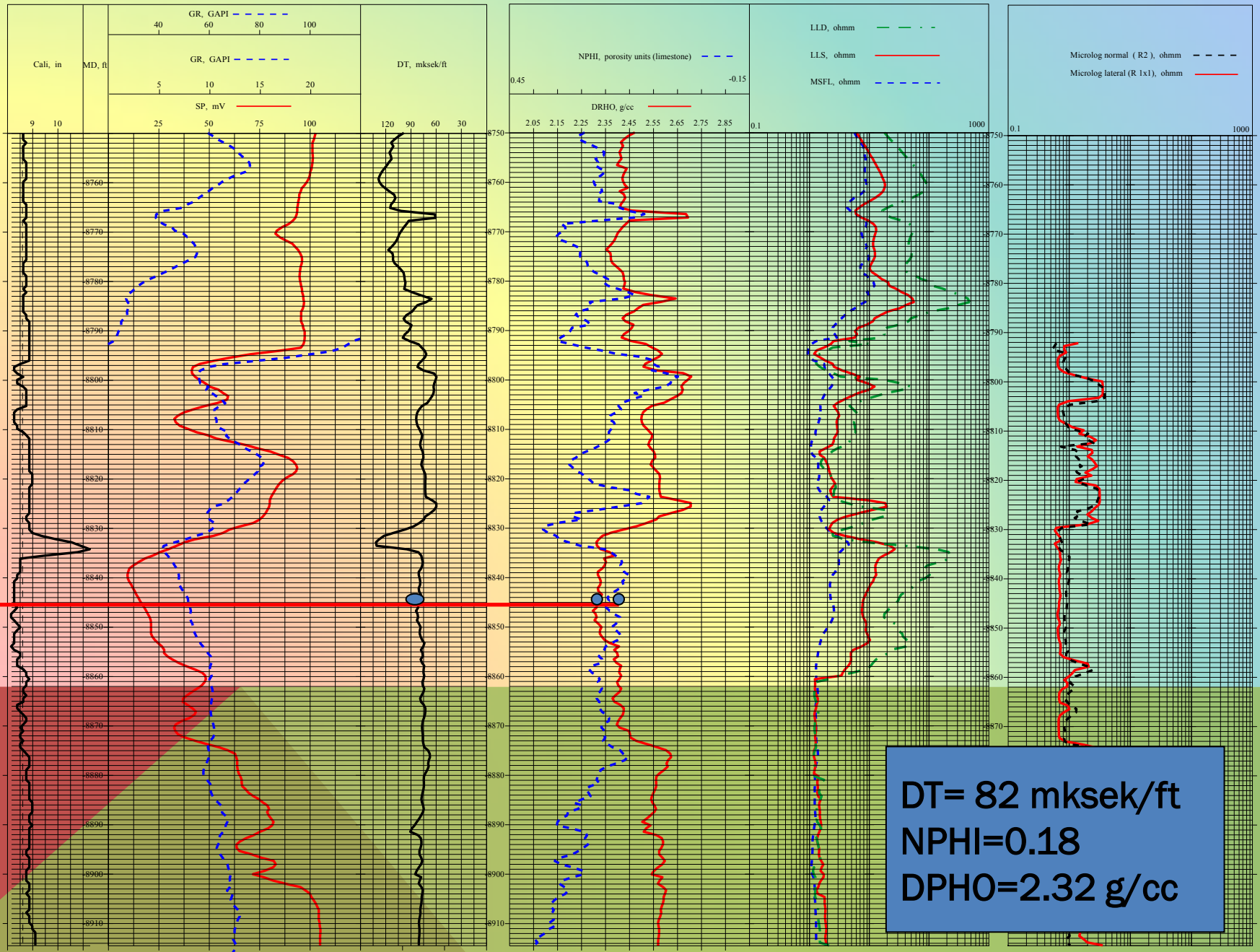
Sonic-Neutron

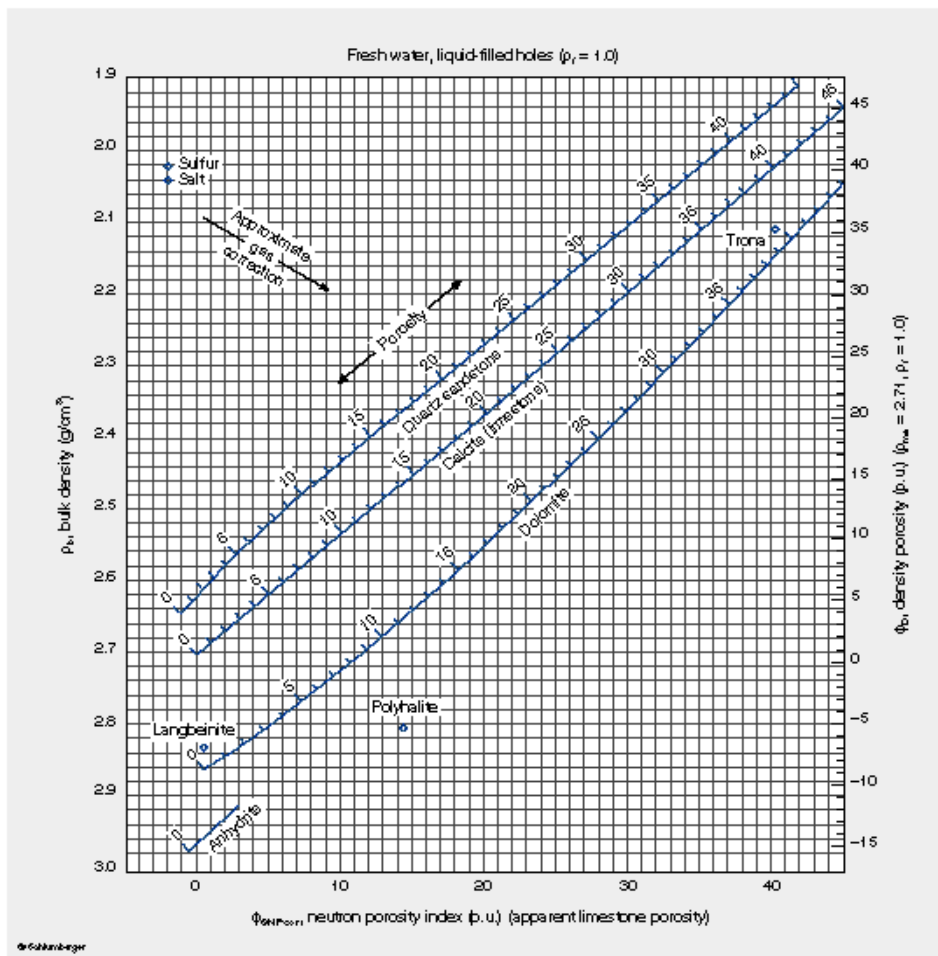
Litho-Density

Litho-Density - Natural Gamma Ray Spectrometry

Natural Gamma Ray Spectrometry

НАБОР ДИАГРАММ ГИС





CP

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.

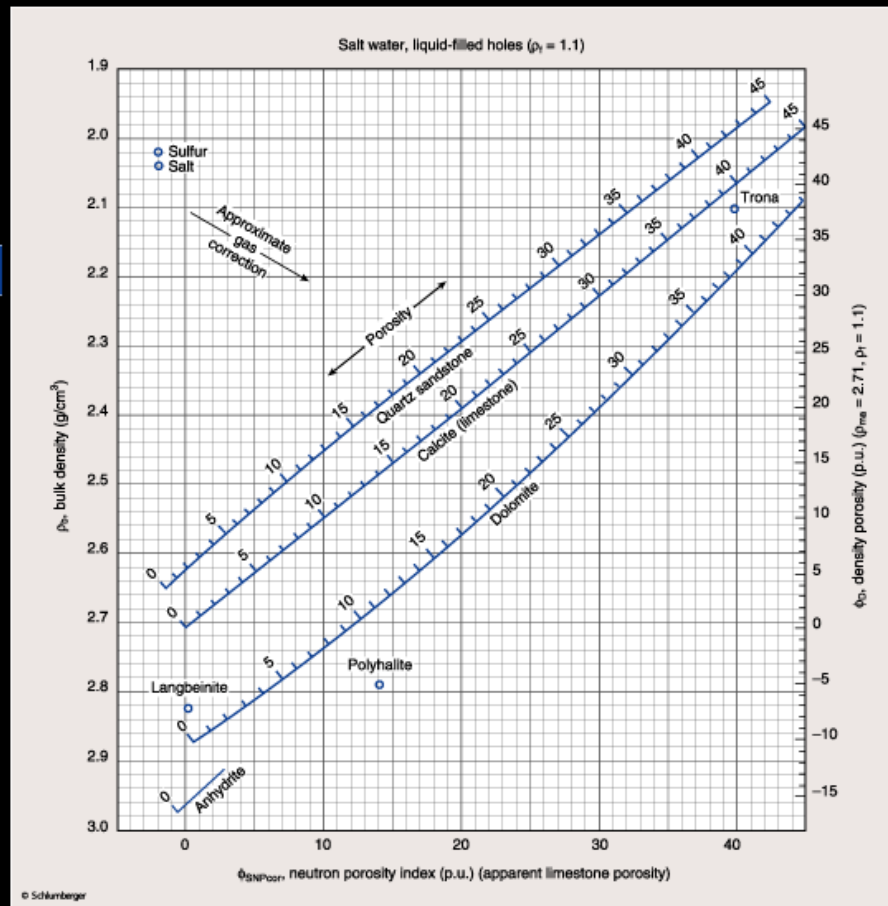
Continued on next page

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

CP-1b

Neutron-Density Crossplot

Chart CP-1b



To use any of these charts, enter the densities and corrects with the required neutron, density or water values. The point of intersection defines the lithology (lithology) and the porosity, ϕ .

Note that all neutron logs are in apparent limestone porosity, that is, the fluid water ($\rho_f = 1.0 \text{ g/cm}^3$) and saline water ($\rho_f = 1.1 \text{ g/cm}^3$) formation water, and that the rock matrix contains various assemblages, weighted average responses (true) and corrected observations responses (net).

Porosity and Lithology Determination from
Formation Density Log and CNL² Compensated Neutron Log
For CNL Logs (after 1988, or labeled NPH)

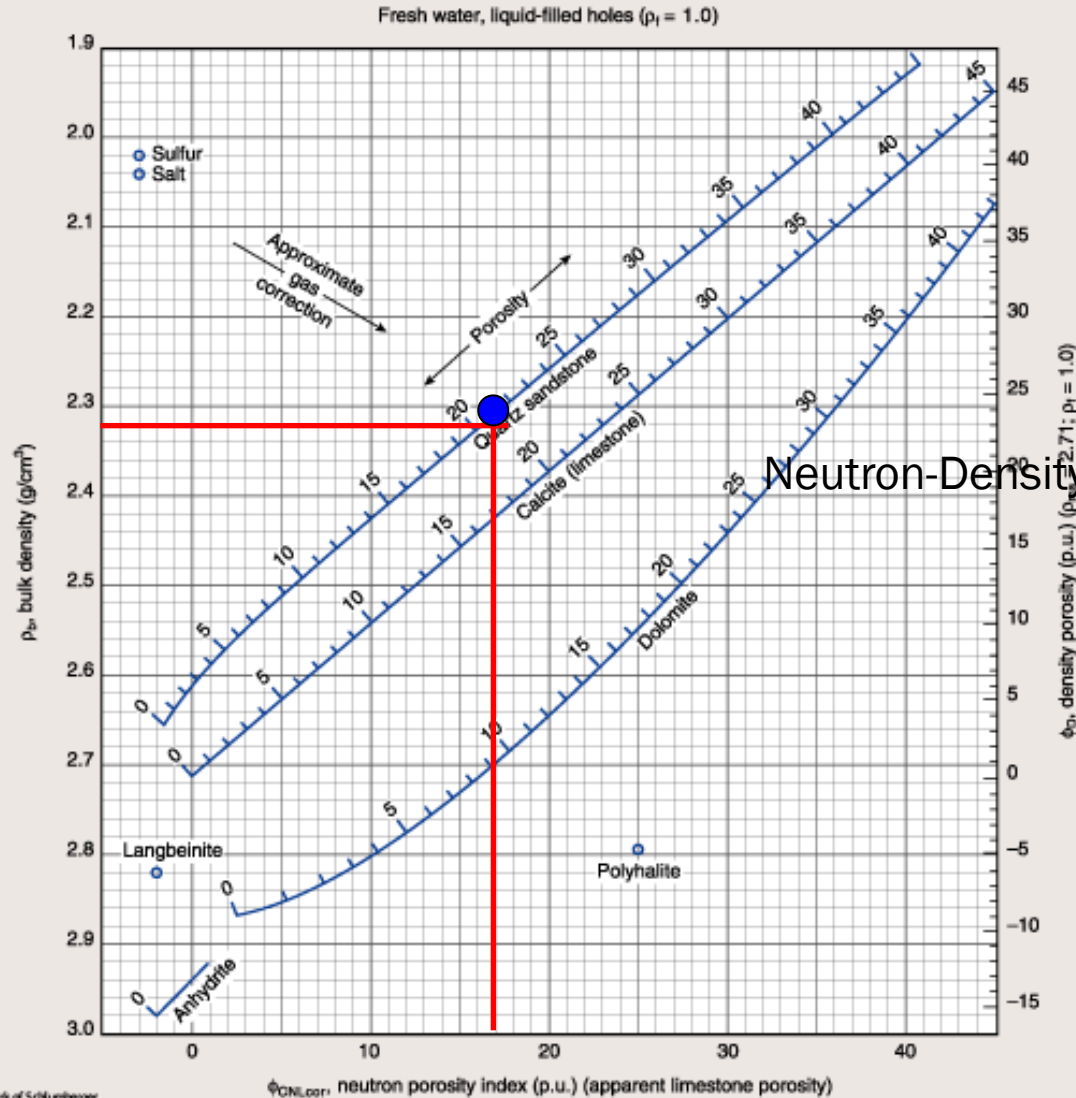
CP-1c

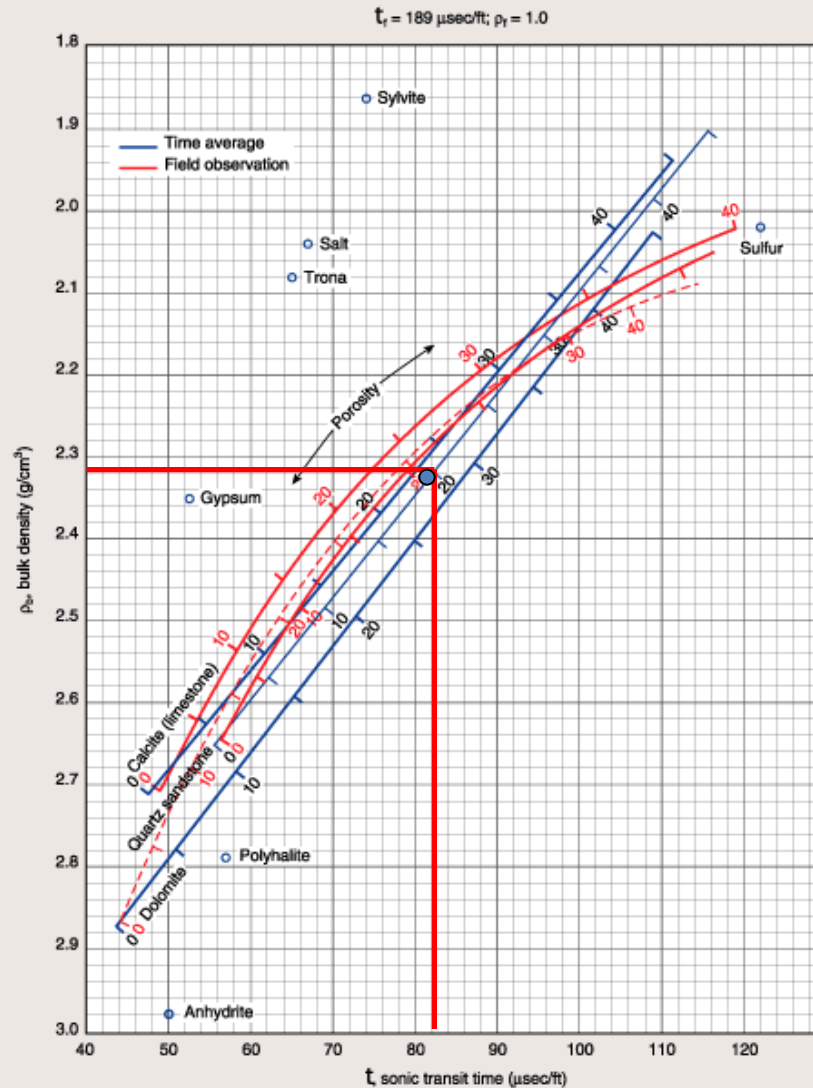
Neutron-Density Crossplot

Chart
CP-1c

Neutron-Density

Porosity = 21.4%



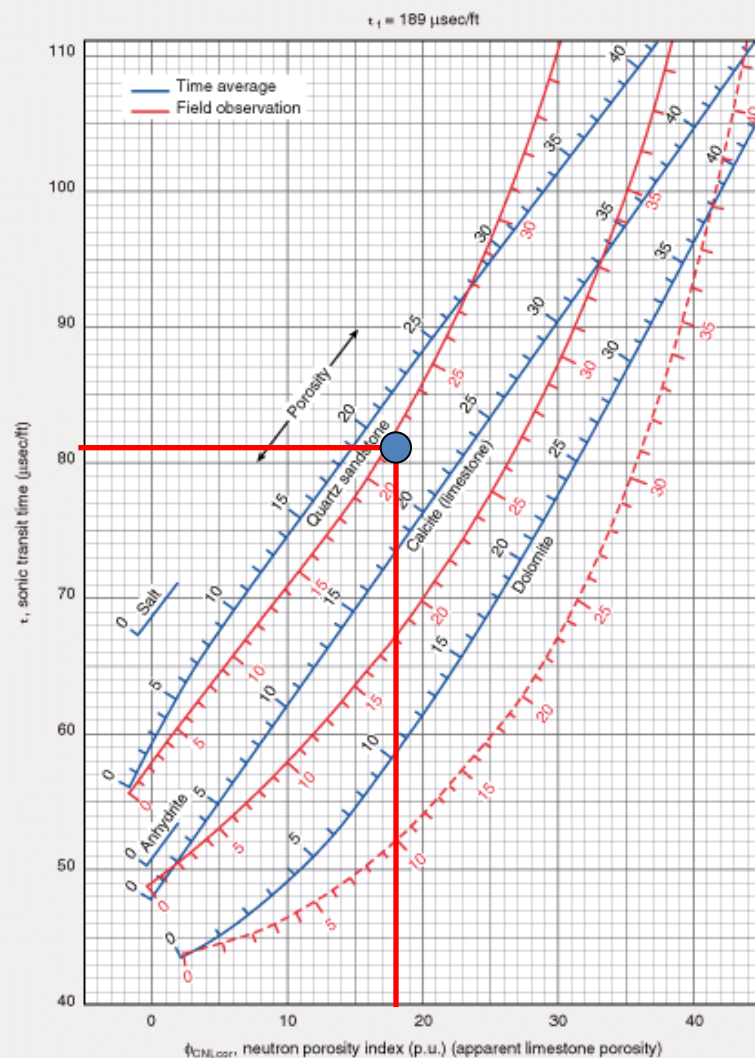
Lithology Identification from
Formation Density Log and Sonic LogCP-7
(English)Sonic-Density
CrossplotChart
CP-7

Porosity = 19.5%

Porosity and Lithology Determination from Sonic Log and CNL² Compensated Neutron Log

For CNL logs before 1985, or labeled XPH

CP-1b
(English)



*Mark of Schlumberger
© Schlumberger

Neutron-Sonic Crossplot

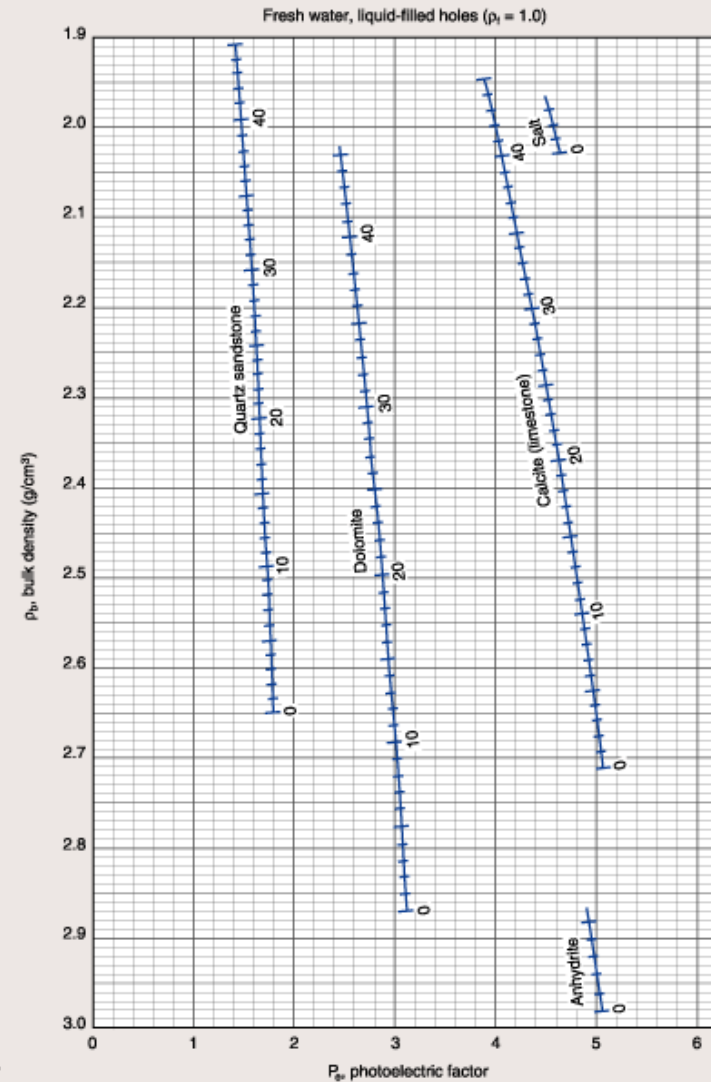
Chart
CP-2b

Porosity = 20.1%
Or
Porosity = 21.4%

Litho-Density Crossplot

CHART
CP-16

CP



*Mark of Schlumberger
© Schlumberger

For more information see Reference 27.

Litho-Density Crossplot

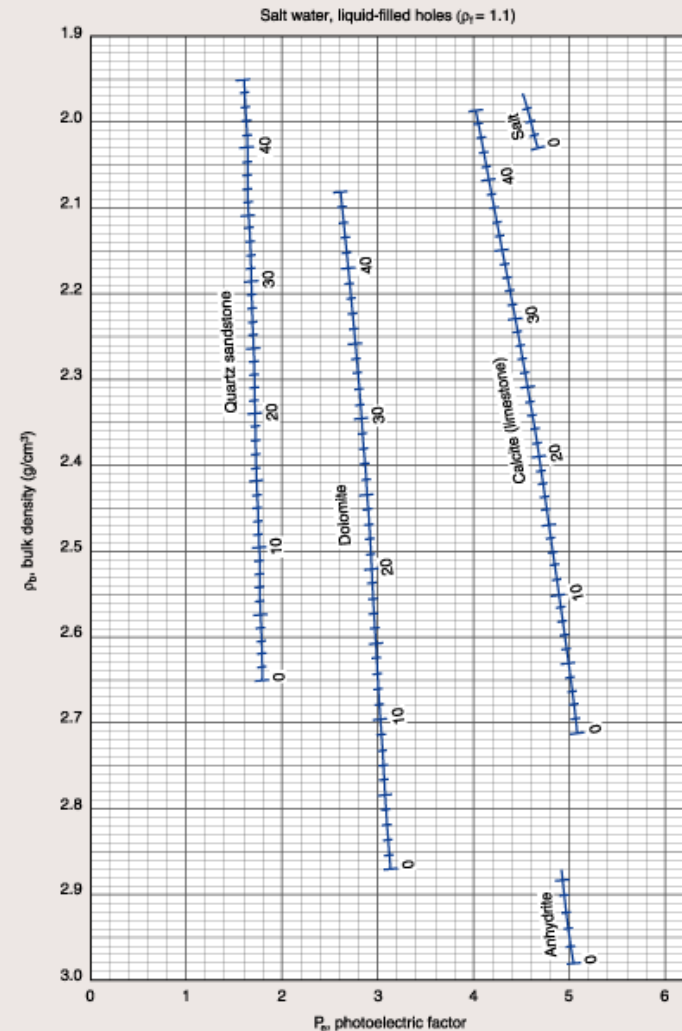
CHART CP-17

Crossplots for Porosity, Lithology and Saturation

Porosity and Lithology Determination
from Litho-Density Log

Schlumberger

CP-17



*Mark of Schlumberger
© Schlumberger

For more information see Reference 27.

Литологический состав пород

Сложные коллекторы

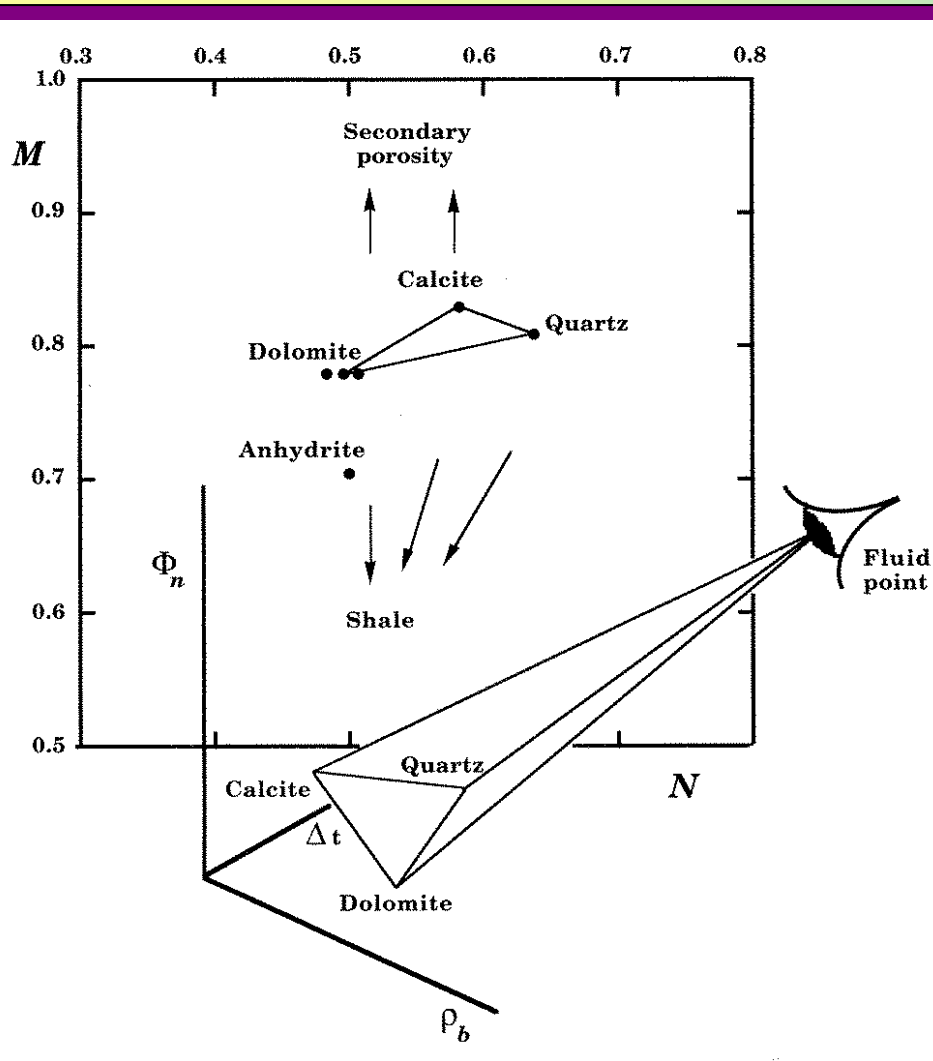
Crossplots

M-N Plot

Matrix Identification (MID) plot

Lithology Identification plot

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА ПОРОД СЛОЖНЫХ КОМПЛЕКТОРОВ



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

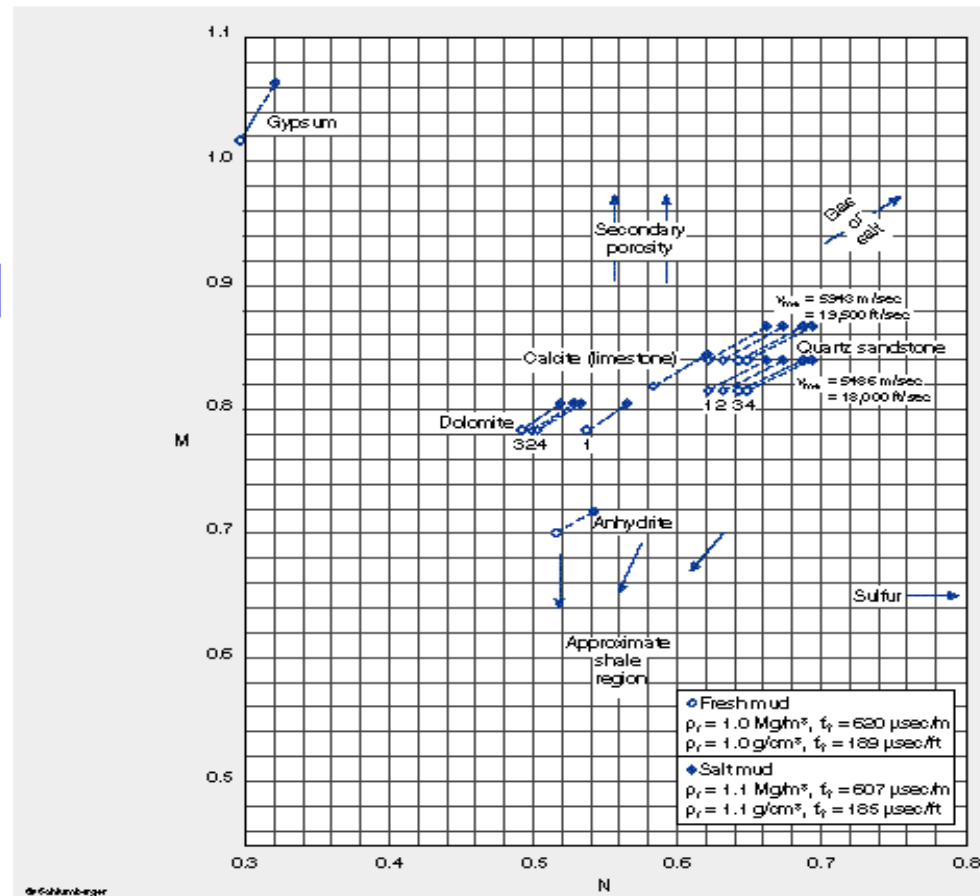
Определение литологического состава пород СЛОЖНЫХ КОМПЛЕКТОРОВ

Mineral	Fresh Mud ($\rho_f = 1$)		Salt Mud ($\rho_f = 1.1$)	
	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 $\rho_{ma} = 2.98$	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



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:

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

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

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

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 КОМПЛЕКТОВ

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**

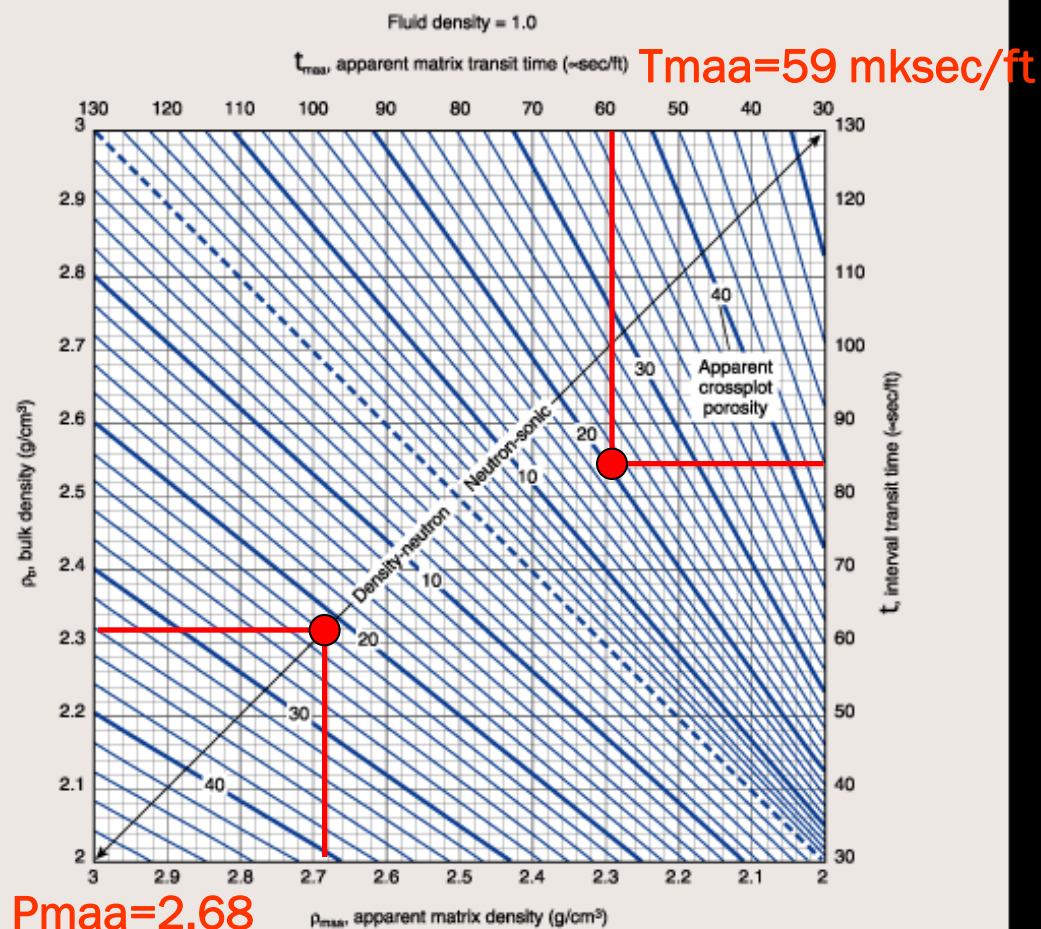
Determination of Apparent Matrix Parameters from Bulk Density or Interval Transit Time and Apparent Total Porosity

CP-14
(English)

Определение параметров матрицы горных пород по данным ГИС

G

CHART
CP-14



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 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.

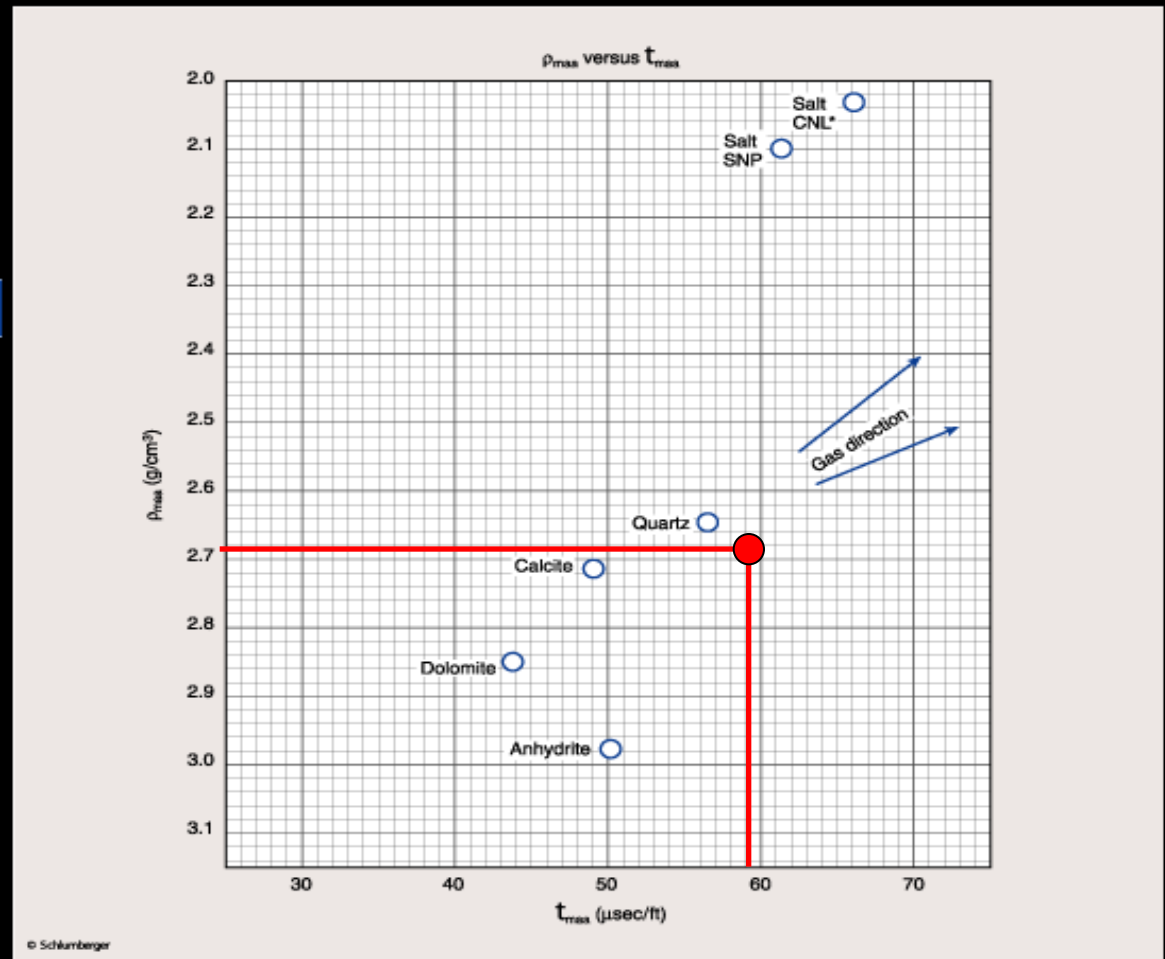
(Continued on next page)

Matrix Identification (MID) Plot

CP-15
(English)

MID Plot

CP

CHART
CP-15

Example:

Level 1

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

Level 2

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

giving

 $\rho_{\text{gas}} = -1$ $\rho_{\text{gas}} = -1$

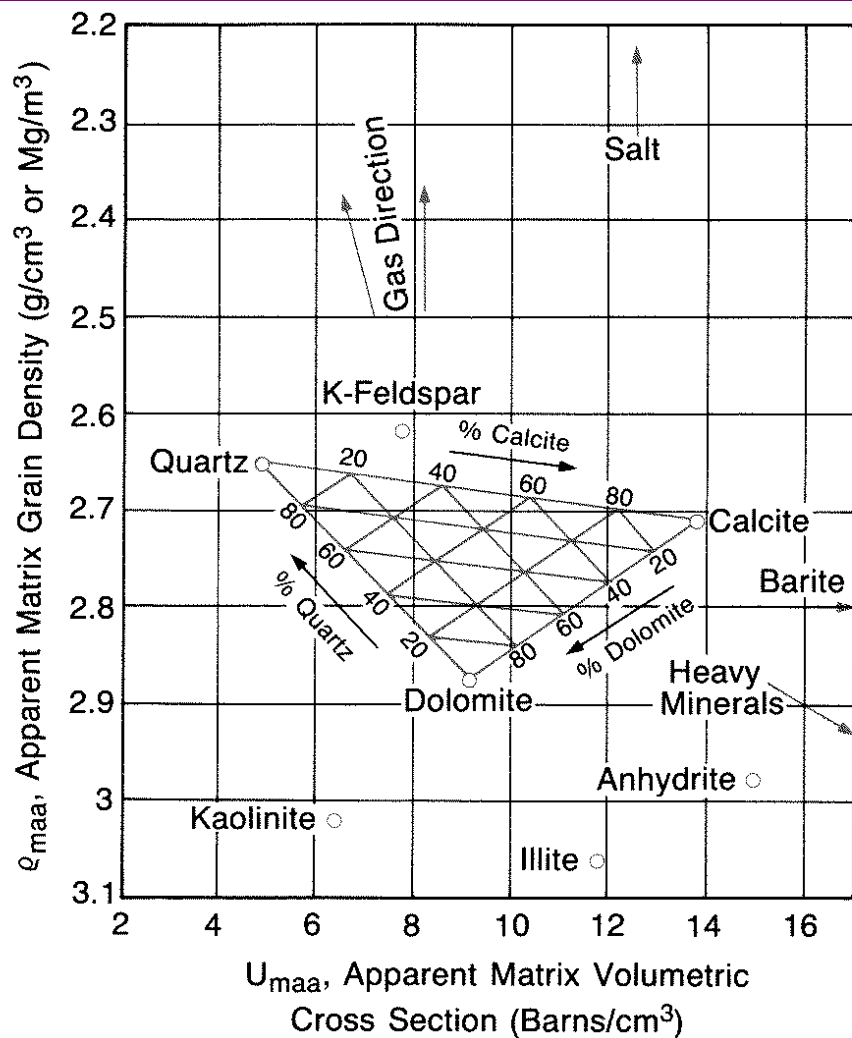
and

 $t_{\text{max}} = 65 \mu\text{sec/ft}$ $\rho_{\text{max}} = 2.05 \text{ g/cm}^3$ $\rho_{\text{gas}} = 21$ $\rho_{\text{gas}} = 21$ $t_{\text{max}} = 49.5 \mu\text{sec/ft}$ $\rho_{\text{max}} = 2.05 \text{ g/cm}^3$

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

Continued on next page

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА ПОРОД СЛОЖНЫХ КОМПЛЕКТОВ



Lithology Identification plot

ρ_{maa} Versus U_{maa} Plot

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

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

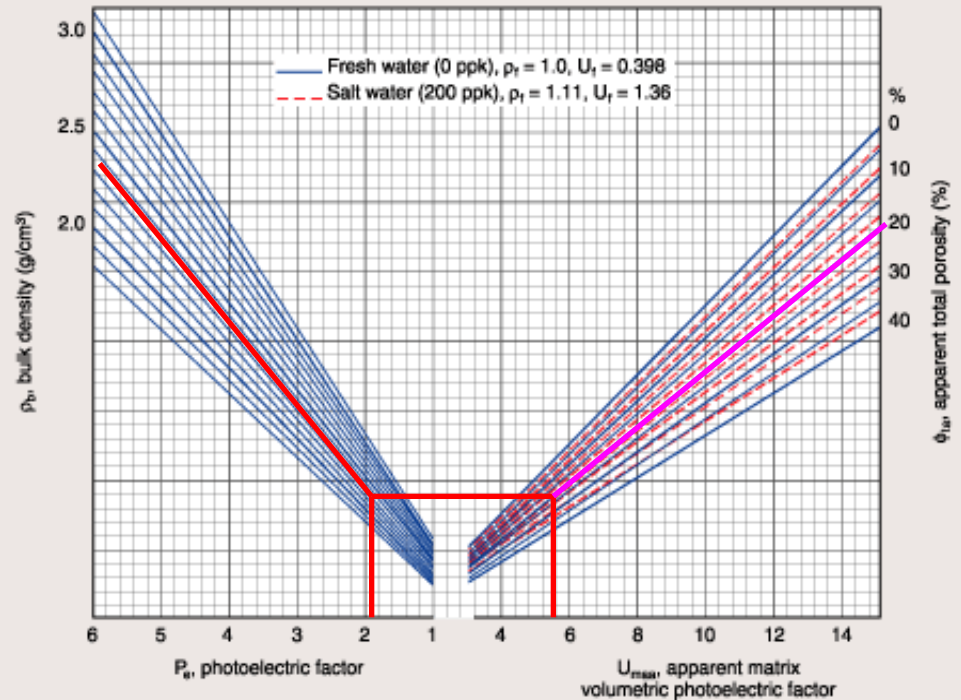
	Fresh Mud	Salty Mud
ρ_{fl}	1.0	1.1
U_{fl}	0.4	1.36

Lithology Identification plot

Определение параметров матрицы

CHART
CP-20

Determination of Apparent Matrix
Volumetric Photoelectric Factor



© Schlumberger

$U_{maa} = 5.5$

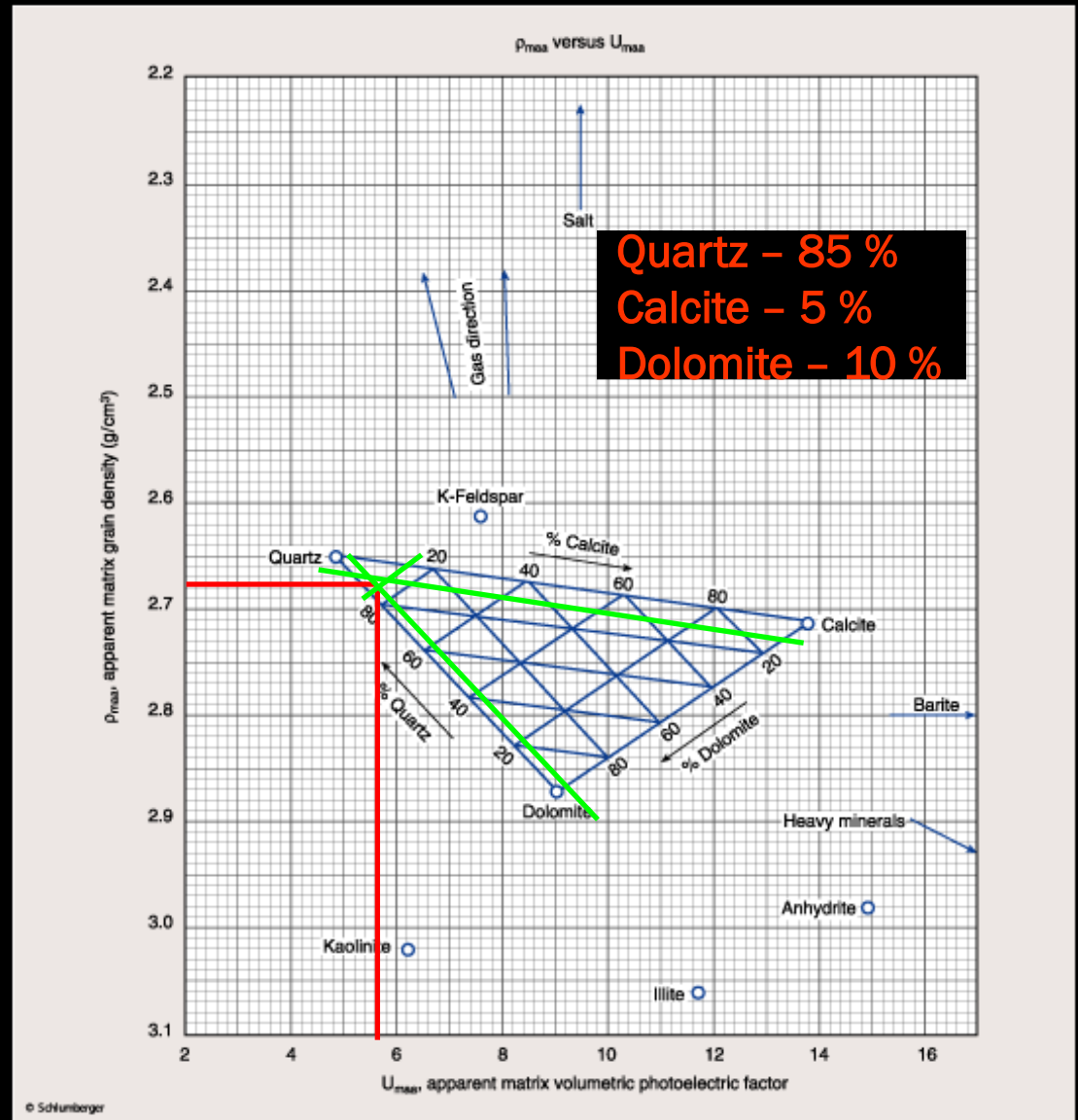
Lithology Identification Plot

CP-21

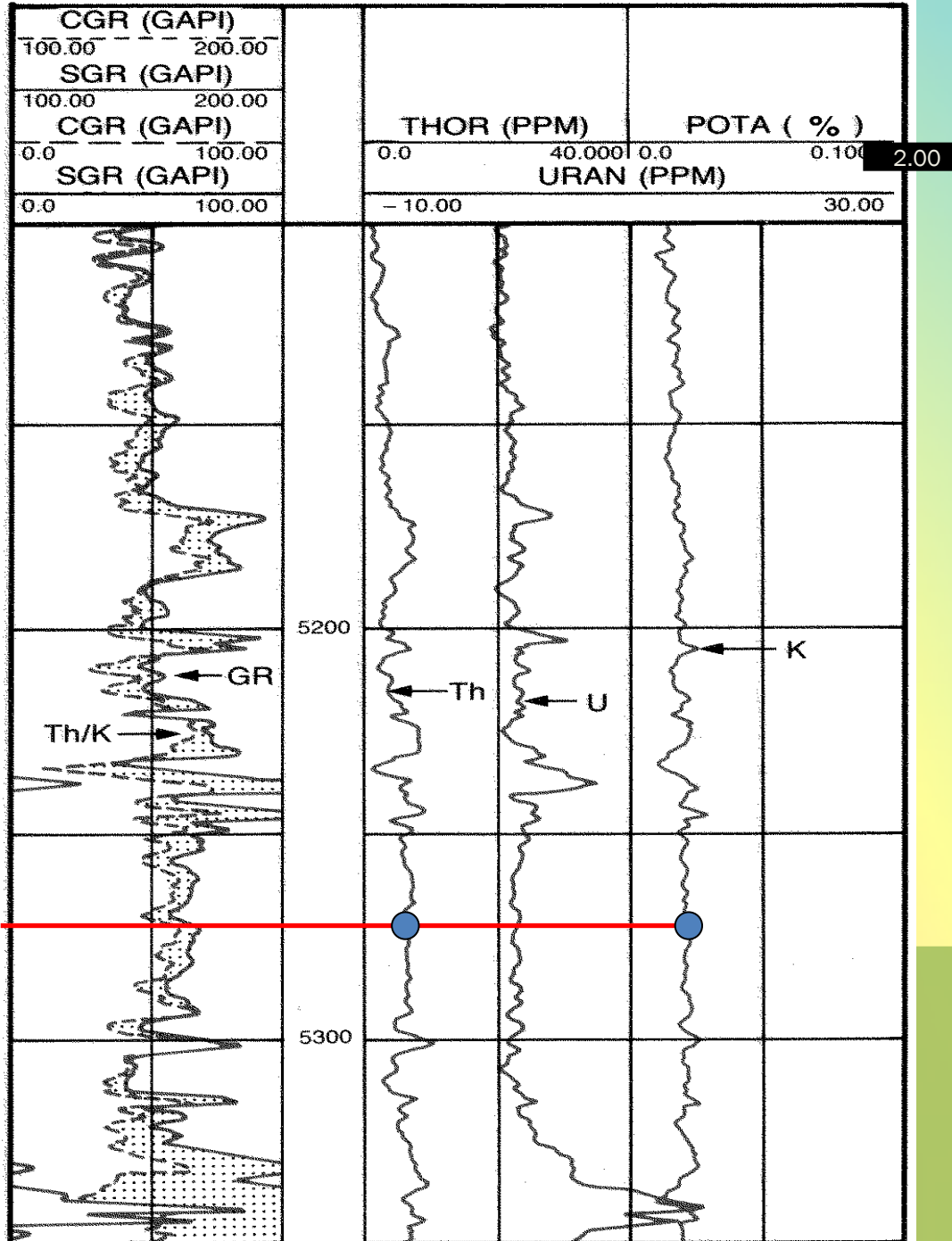
Lithology Identification plot

Определение состава пород

CHART
CP-21



CP

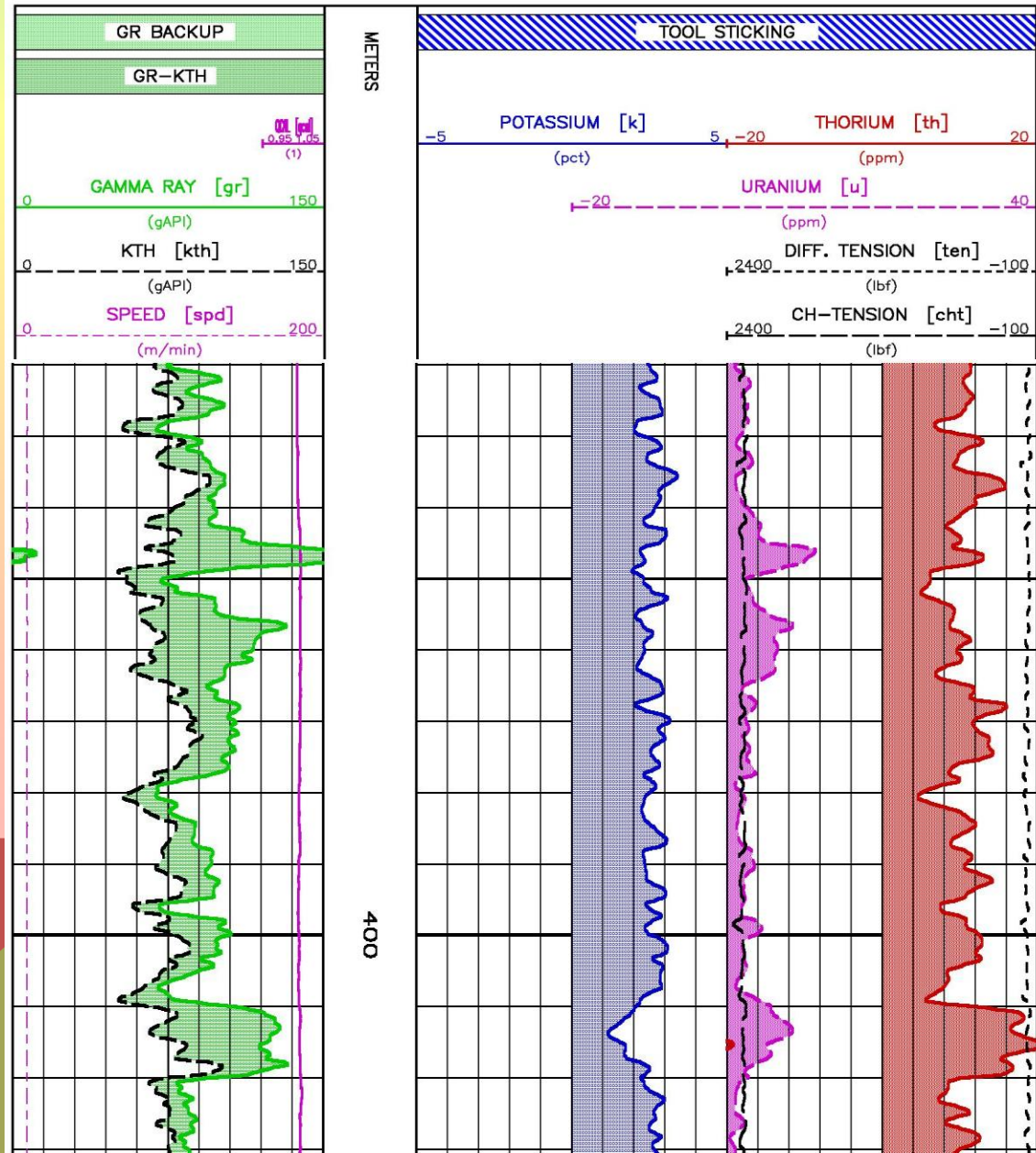


Типичный набор
диаграмм гамма-
спектрометрического
каротажа

Natural Gamma Ray
Spectrometry Log

Th = 9500 ppm
POTA = 0.40 %

Пример диаграммы спектрального ГК



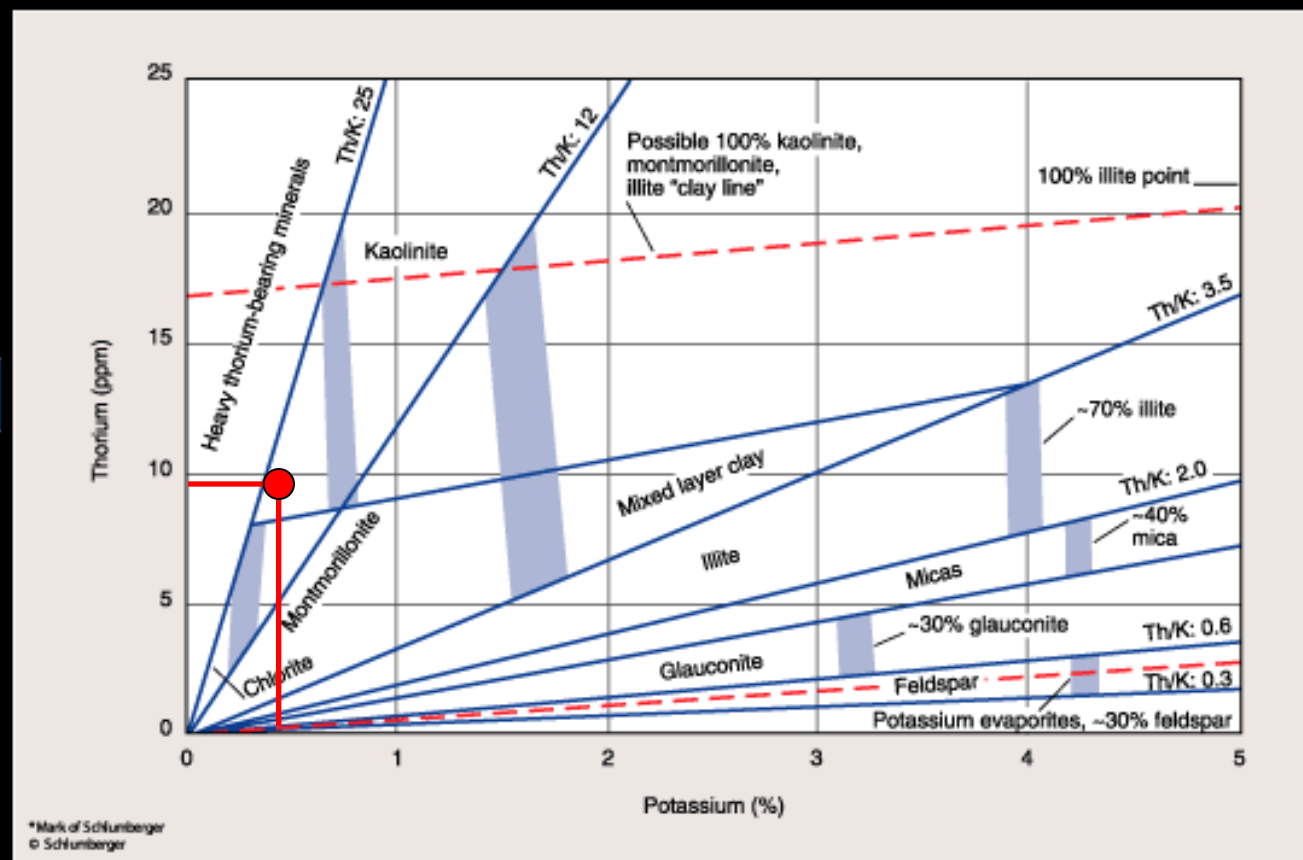
Natural Gamma Ray Spectrometry

CHART CP-19

Mineral Identification from NGS[®] 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 shaliness, 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

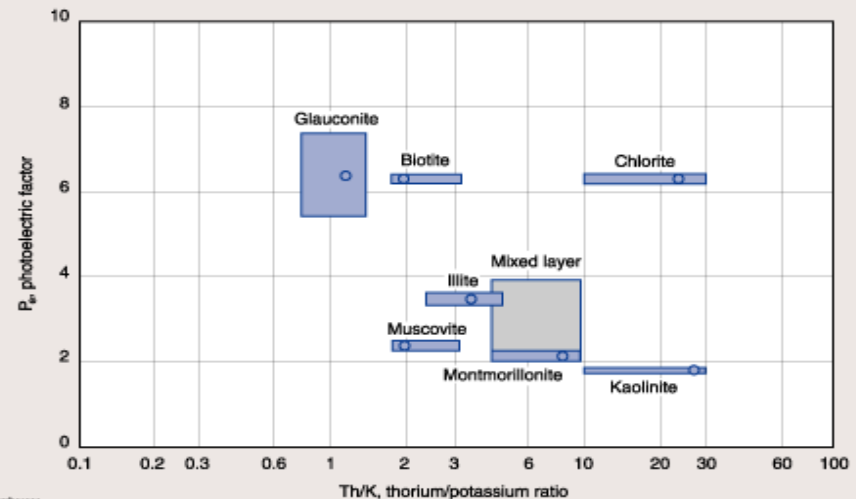
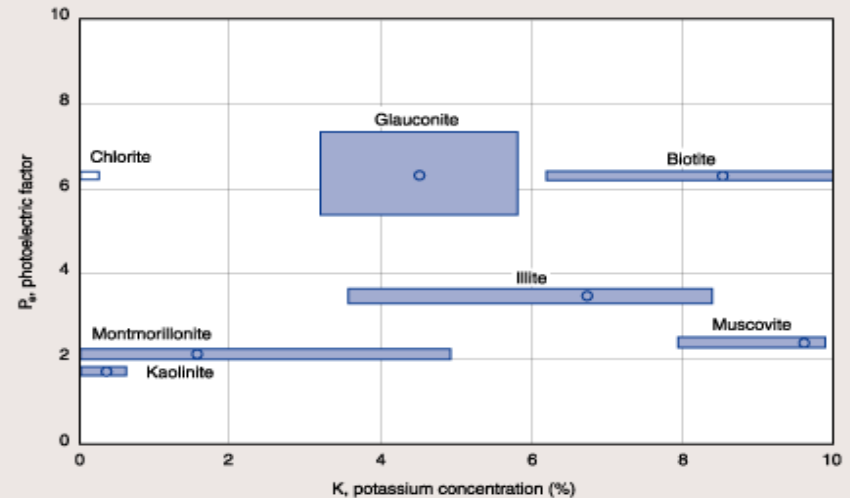
CHART
CP-18

Crossplots for Porosity, Lithology and Saturation

Mineral Identification from Litho-Density[®] Log
and NGS[®] Natural Gamma Ray Spectrometry Log

Schlumberger

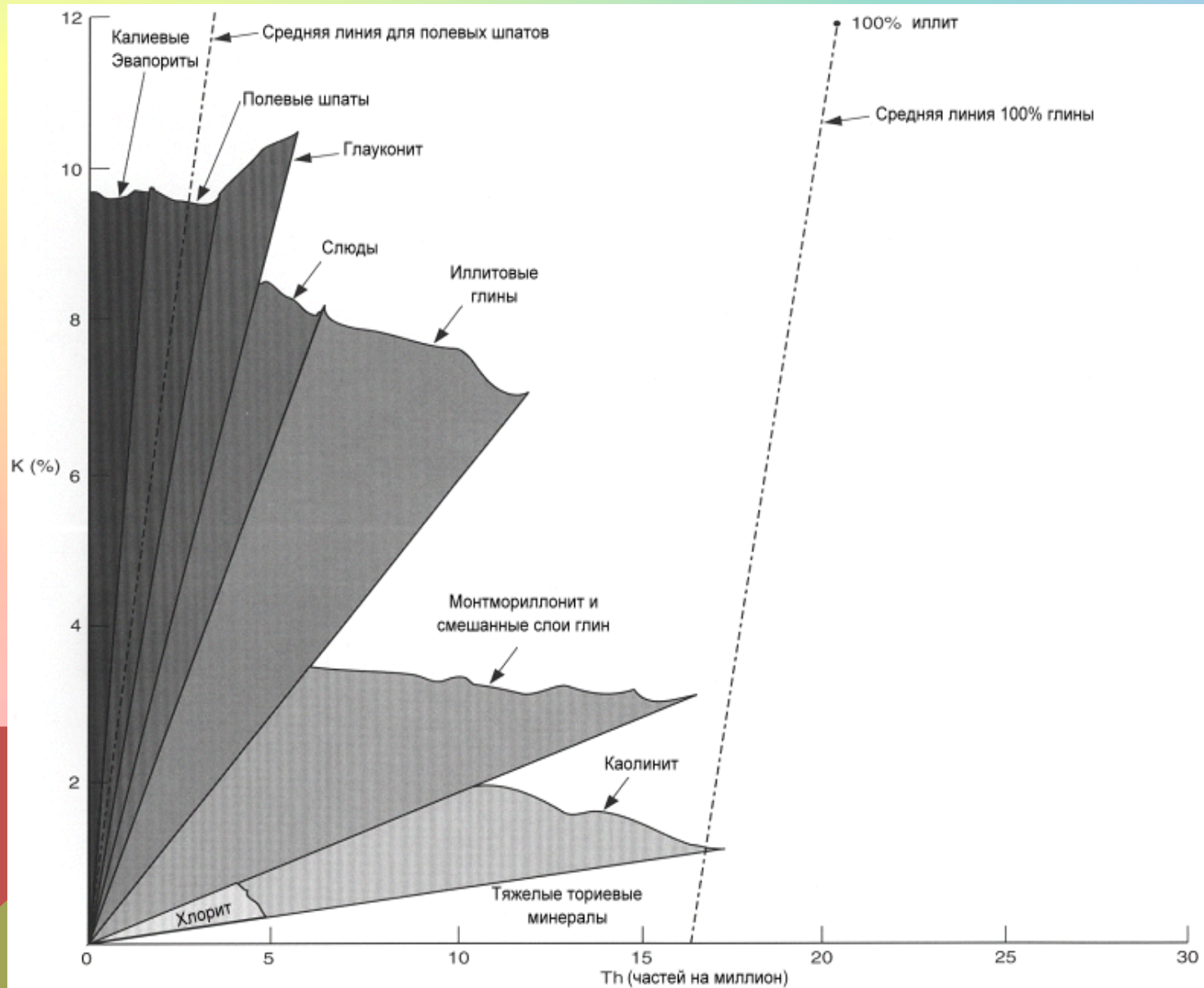
CP-18



*Mark of Schlumberger
© Schlumberger

CP

СПЕКТРАЛЬНЫЙ ГК



КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГИС

Определение пористости

Электрический каротаж

Плотностной каротаж

Нейтронный каротаж

Акустический каротаж

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ

Удельное сопротивление породы $\rho_{вп}$, обладающей межзерновой пористостью, при 100%-м заполнении пор водой с удельным сопротивлением $\rho_{в}$ оценивается соотношением

$$\rho_{вп} = P_{п} \rho_{в}.$$

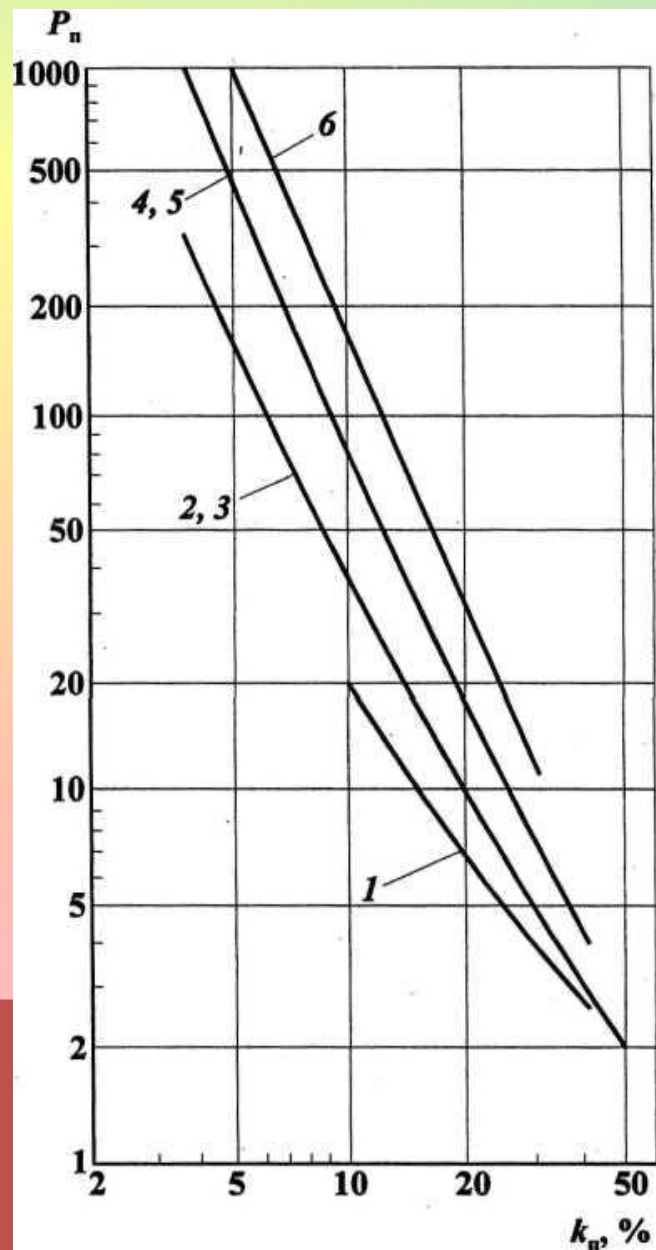
Здесь $P_{п}$ - параметр пористости, связанный с общей пористостью породы $k_{п}$ эмпирической зависимостью

$$P_{п} = a_m / k_{п}^m,$$

где a_m и m - константы для конкретного типа пород.

Для разных типов отложений a_m изменяется в пределах 0,4-1,0, $m = 1,3+2,2$.

Структурный показатель m , характеризующий крутизну кривой, зависит от степени цементации и ряда других факторов, связанных с изменением типа, возраста и условий залегания горных пород.



17

Зависимость параметра пористости

$R_p = R_{vp}/R_v$, от коэффициента пористости K_p для терригенных и карбонатных пород:

- 1 - пески; 2 - слабосцементированные песчаники;
- 3 - ракушняки и глинистые известняки;
- 4 - среднесцементированные песчаники;
- 5-6 - известняки и доломиты:
- 5 - крупнокристаллические средней уплотненности,
- 6 - плотные, тонкокристаллические

Пример. Оценить пределы изменения удельного сопротивления R_{vp} водонасыщенных песчаников девона одного из месторождений Башкирии, если известно, что пластовые воды имеют удельное сопротивление 0,046 Ом-м при $t = 18^\circ\text{C}$, а коэффициент пористости K_p , изменяется от 17 до 20 %.

Коллектор по типу относится к среднесцементированным.

В пластовых условиях $t = 35^\circ\text{C}$.

Для подсчета воспользуемся формулой

$$\rho_{vp} = P_n \rho_v.$$

По графику рис. 1 найдем $R_v = 0,033$ Ом-м; R_p для среднесцементированных коллекторов колеблется от 31 до 16,5.

Следовательно, удельное сопротивление песчаников варьирует в следующих пределах: $R_{vp} = (16,5 \div 31) 0,033 = 0,55 \div 1,00$ Омм.

В сложных карбонатных коллекторах кроме межзерновых пор ($K_{пмз}$) присутствуют также трещины, каверны и крупные пустоты выщелачивания, которые часто называются вторичными порами.

Кроме карбонатов, к породам со сложным (смешанным) типом пористости относятся некоторые терригенные и вулканогенные породы. Коэффициент общей пористости таких пород

$$k_{п.общ} = k_{пмз}(1 - k_{пвт}) + k_{пвт},$$

а коэффициент вторичной пористости $K_{пвт}$ является суммой коэффициентов трещинной $K_{пт}$ и каверновой $K_{пк}$ пористости.

В породе со смешанным типом пористости различают блоки с межзерновыми порами и систему вторичных пор.

Простейшей породой со смешанной пористостью является трещинно-межзерновая порода с пористостью блоков $K_{пбл} = K_{пмз}$ и коэффициентом трещиноватости $K_{пТ}$.

$$P_{пТ} = \rho_{впТ} / \rho_{в} = P_{пбл} / (P_{пбл} k_{пТ} A + 1),$$

Параметр пористости $P_{пТ}$ и $\rho_{впТ}$ такой породы при насыщении трещин и блоков водой с удельным сопротивлением $\rho_{в}$ определяется формулой

$$\rho_{вп} = P_{п} \rho_{в}.$$

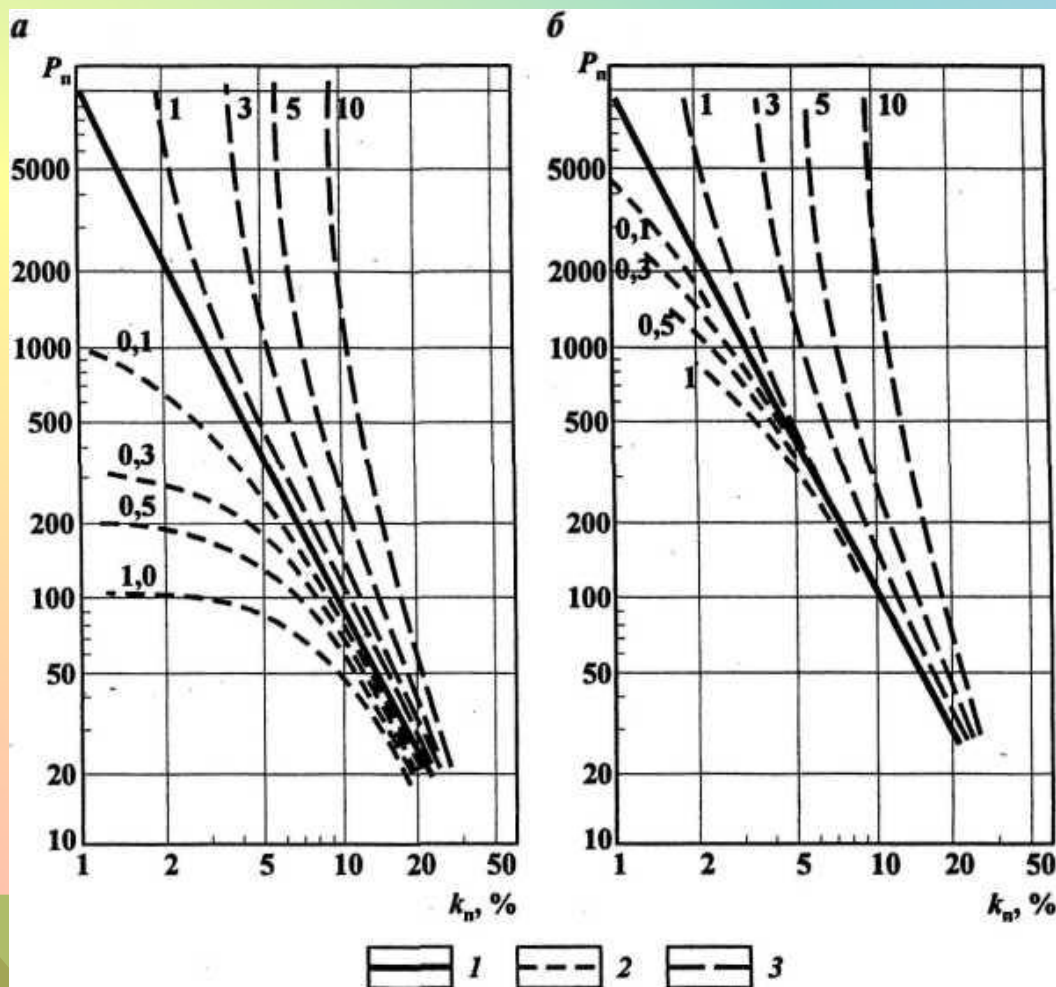
где $P_{пбл}$ - параметр пористости блоков, рассчитываемый по формуле $K_{пбл} = K_{пмз}$ для заданной межзерновой пористости блоков

A - коэффициент, величина которого зависит от ориентации трещин относительно направления, в котором измеряется удельное сопротивление.

Значения коэффициента A для трещинных пород с различными направлениями трещиноватости [3]

Модель	Характеристика модели трещинно-межзерновой породы	A
<i>a</i>	Все трещины расположены перпендикулярно к направлению измерения $\rho_{впт} = \rho_{впл}$	0
<i>б</i>	Все трещины расположены параллельно к направлению измерения $\rho_{впт}$	1
<i>в</i>	Трещины образуют две системы, величина $k_{пт}$ разделена между ними поровну; одна система ориентирована параллельно измерению $\rho_{впт}$, другая – перпендикулярно	1/2
<i>г</i>	Трещины образуют три взаимно перпендикулярные системы с распределением между ними значения $k_{пт}$ равными долями	2/3

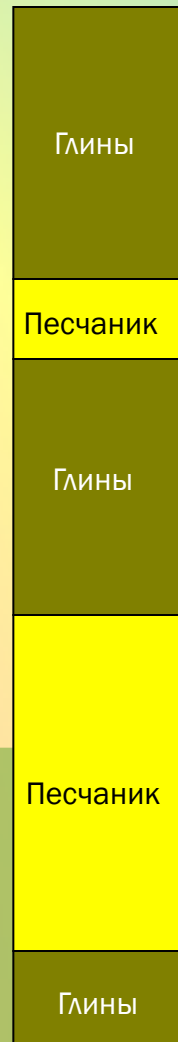
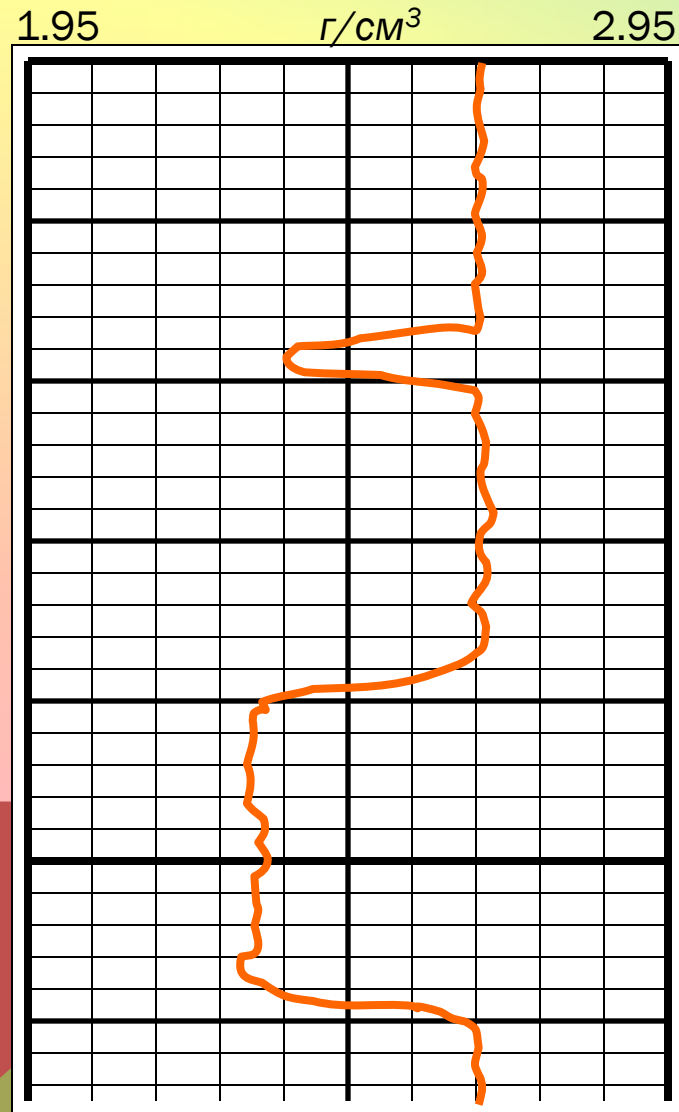
ЗАВИСИМОСТИ ПАРАМЕТРА ПОРИСТОСТИ ТРЕЩИННЫХ И КАВЕРНОЗНЫХ ПОРОД ОТ КОЭФФИЦИЕНТА ОБЩЕЙ ПОРИСТОСТИ



а - все поры заполнены пластовой водой r_w ; *б* - трещины и каверны заполнены водой $R_f = 10 R_w$, а межзерновые поры - водой R_w ; кривые для коллекторов:

1 - межзерновых, 2 - трещинных (шифр кривых - $k_{вт}$), 3 - кавернозных (шифр кривых - $K_{пк}$)

Пористость по плотностному методу



Общая плотность $\rho_o =$

Объем флюида x Плотность Флюида
+
Объем породы x Плотность Породы

$$= (\rho_{\phi} \times \phi) + (\rho_{ск} \times (1 - \phi))$$

$$\phi = \frac{\rho_{ск} - \rho_o}{\rho_{ск} - \rho_{\phi}}$$

Плотность песчаника = 2.65

Плотность воды = 1.0

Плотность -> пористость = %

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ ПО НЕЙТРОННОМУ КАРОТАЖУ

Поскольку показания НГК зависят от полного водородо-хлоросодержания породы, включая содержание кристаллизационной воды и воды, адсорбированной глинистой частью породы, то наиболее точные результаты по определению пористости получаются в карбонатных отложениях.

При количественной интерпретации диаграмм НГК величина интенсивности $I_{\text{пг}}$, снятая против изучаемого пласта, непосредственно не используется.

Причиной этого являются отсутствие строгой эталонировки радиометров и наличие сторонних излучений от самого источника нейтронов и рассеянного гамма-излучения, которые очень трудно учесть полностью.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ.

Интерпретация проводится по относительной амплитуде аномалии НГК ("двойной разностный параметр") для данного пласта: где I_{ny}^x - интенсивность аномалии НГК против исследуемого пласта;

$$\overline{\Delta I}_{ny} = \frac{\Delta I_{ny}^x}{\Delta I_{ny}^{on}} = \frac{I_{ny}^x - I_{ny}^{Ion}}{I_{ny}^{IIon} - I_{ny}^{Ion}},$$

I_{ny}^{Ion} - интенсивность против первого опорного горизонта, за который принимается обычно пласт глин с известным содержанием водорода (40%);

I_{ny}^{IIon} - интенсивность против второго опорного горизонта, за который принимается какая-либо из плотных пород разреза с известной пористостью (1%).

Все величины I_{ny} , входящие в формулу, должны быть предварительно исправлены за влияние скважины, обсадных труб, хлорсодержания и естественной радиоактивности.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ.

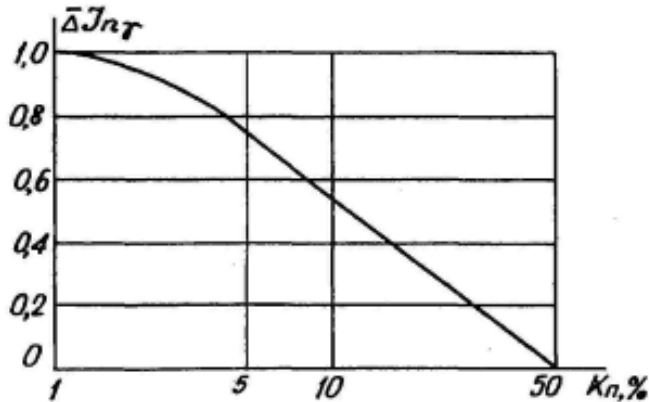


Рис. 13.8. Зависимость показаний НГК (двойной разностный параметр) от пористости пород

По относительной амплитуде ΔI_{ny} и определяют коэффициент пористости по номограмме $\Delta I_{ny} = f(K_n)$,

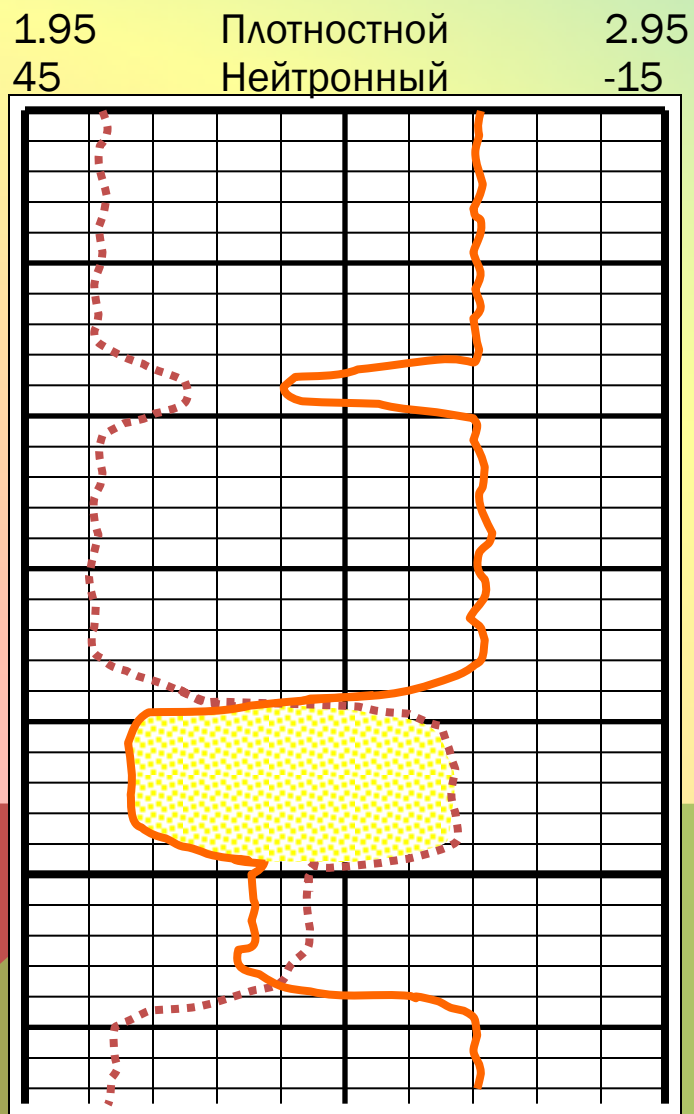
Такие номограммы строятся по экспериментальным данным.

При определении по этой методике пористости песчаных коллекторов учитывают их глинистость, вводя поправку: $\Delta K_n = C_{gl} * 0,4$,

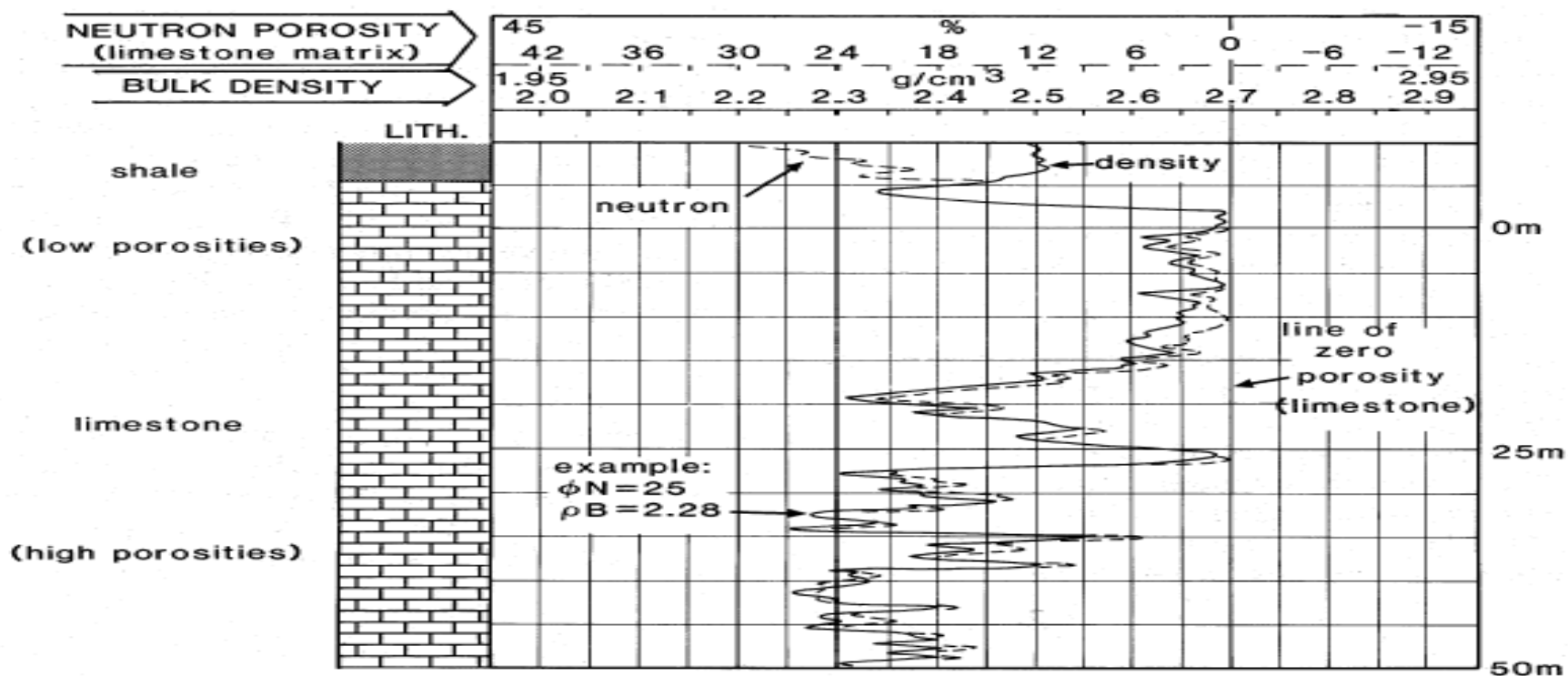
где C_{gl} - объемная глинистость коллектора, % (определяется по ГК или лабораторным исследованиям);

0,4 - содержание воды в глине (40%), (объемное).

Плотностной и нейтронный



Совместное изображение данных плотностного и нейтронного каротажа для известняка



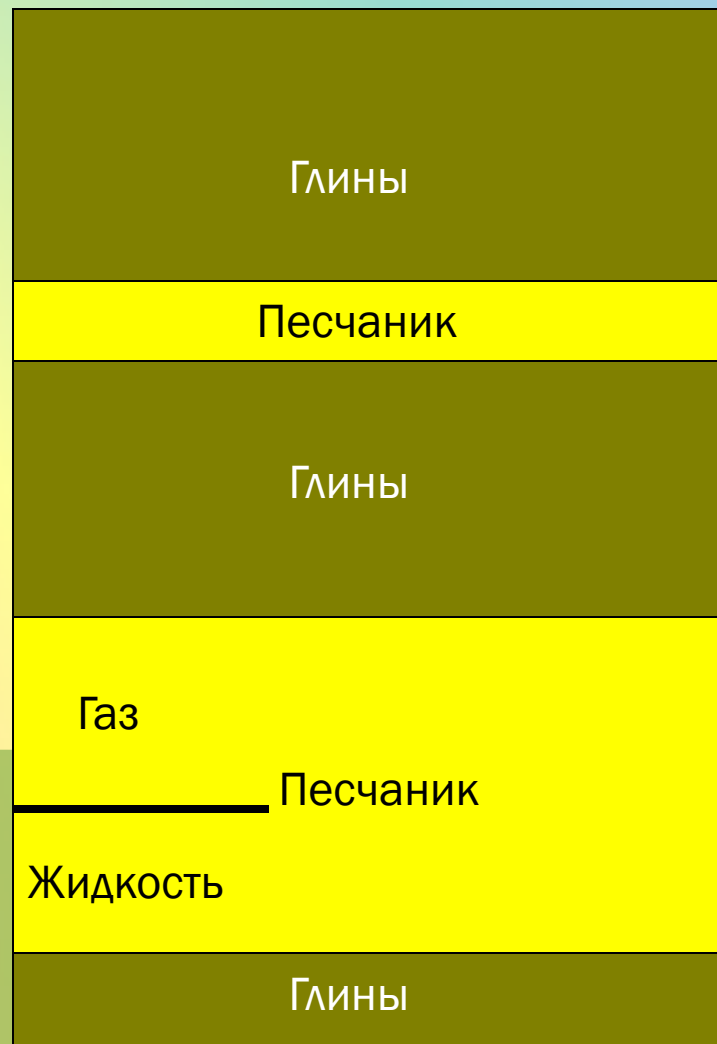
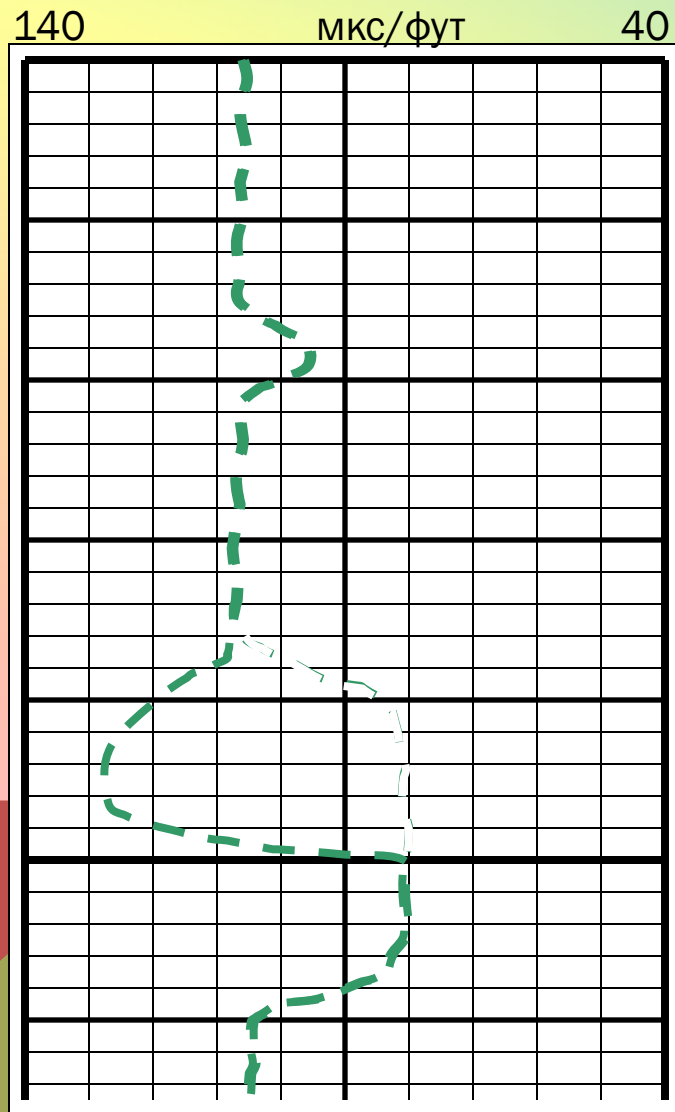
Нейтронный метод – хороший индикатор пористости в низкопористых карбонатах

АКУСТИЧЕСКИЙ МЕТОД

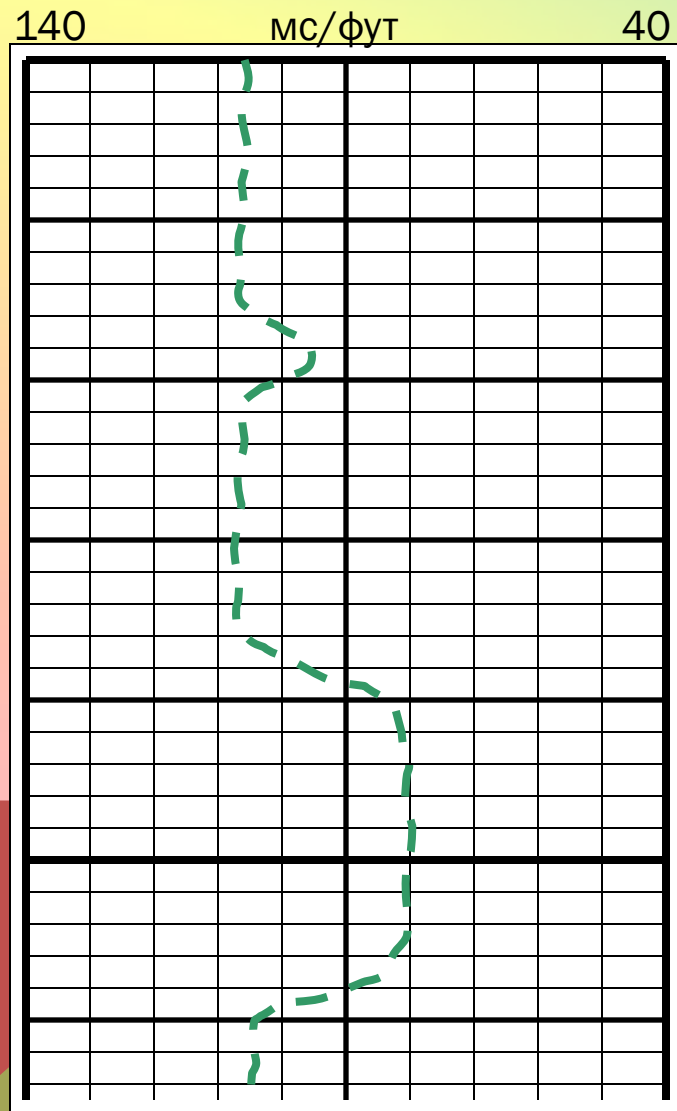
Измеряет скорость звука в пласте в микросекундах на фут (метр)

- Каждый тип породы имеет ΔT в диапазоне 40-70 мкс/фут (140-220 мкс/м)
- Флюиды имеют гораздо более высокую ΔT : 180-230 мкс/фут (550-650 мкс/м), газ еще больше.
- Привязывает сейсмические глубины во времени к каротажным глубинам
- Используется для определения пористости и литологии

Акустический метод



Пористость по акустике



Зарегистрированная $\Delta T =$

Объем Флюида $\times \Delta T$ флюида
+
Объем Породы $\times \Delta T$ скелета

$$= (\Delta T_{\phi} \times \phi) + (\Delta T_{ск} \times (1 - \phi))$$

$$\phi = \frac{\Delta T_{изм} - \Delta T_{ск}}{\Delta T_{\phi} - \Delta T_{ск}} \quad (\text{Формула Уайли})$$

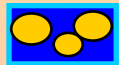
ΔT песчаника = 55 мкс/фут

ΔT воды = 189 мкс/фут

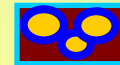
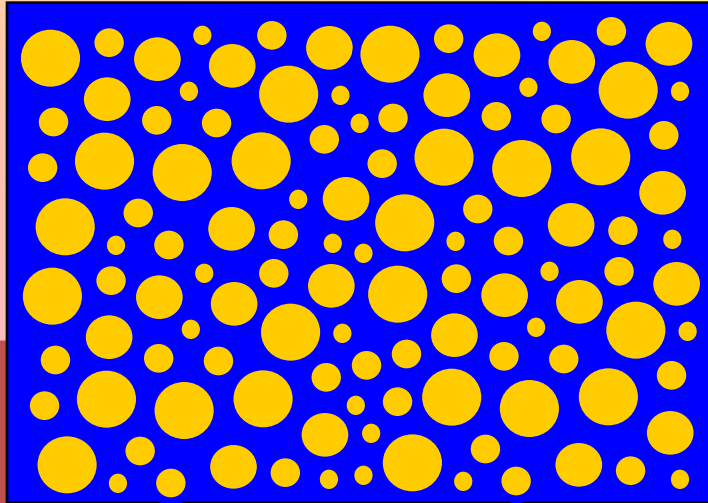
$\Delta T \rightarrow$ Пористость = %

Уравнение Арчи для «чистого песка»

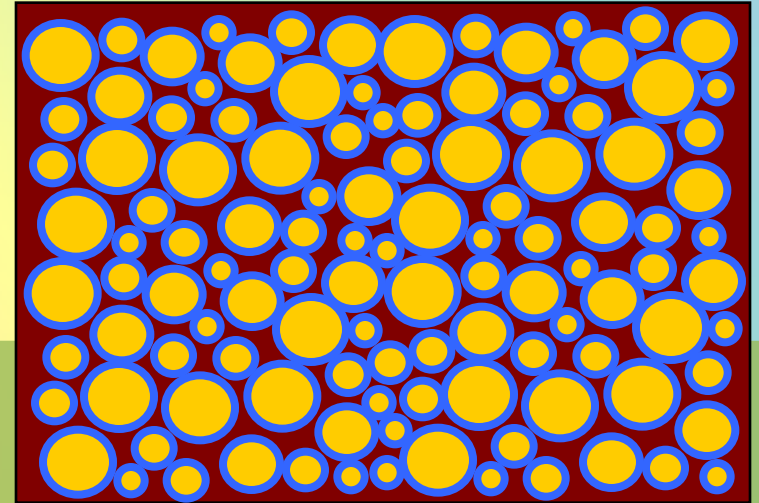
$$R_o = \frac{a \cdot R_w}{\varphi^m} \rightarrow S_w^n = \frac{a \cdot R_w}{\varphi^m R_t} \leftarrow S_w^n = \frac{R_o}{R_w}$$



Водонасыщенный песок, R_o



Углеводородонасыщенный песок, R_t



φ = Пористость

m = Экспонента сцементированности

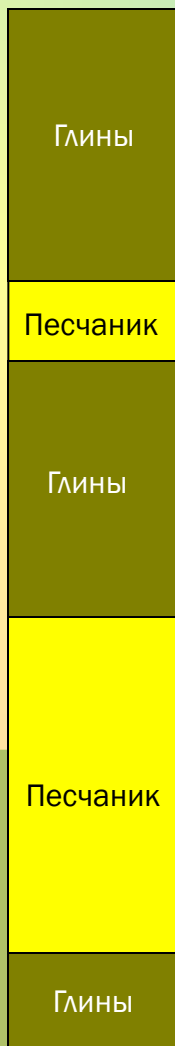
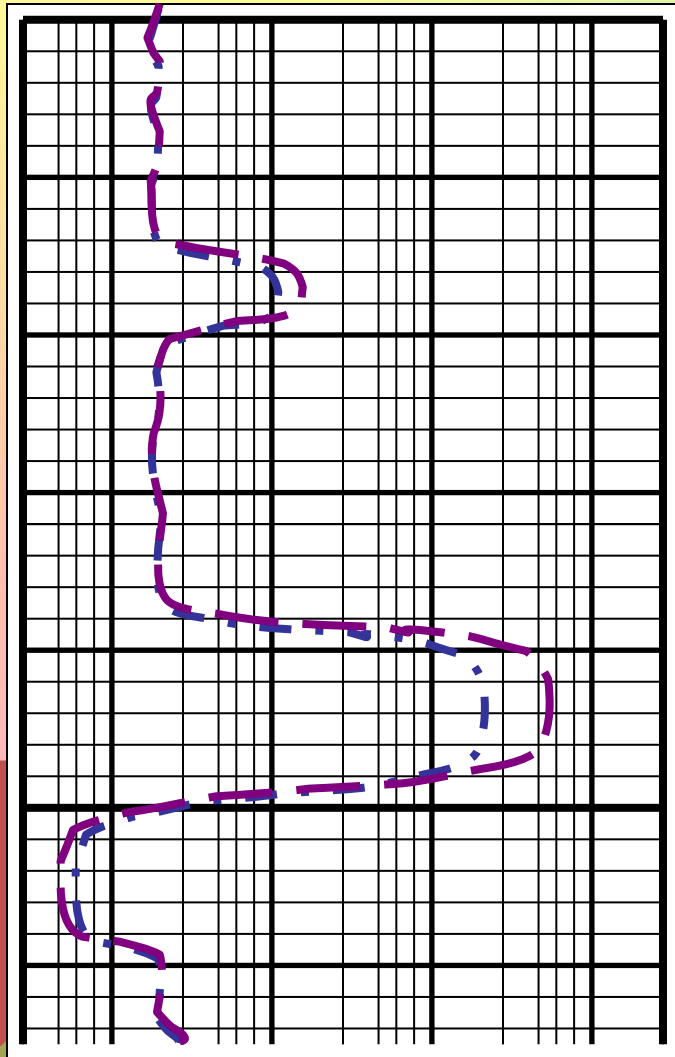
n = Экспонента насыщенности

R_w = Сопротивление воды

S_w = Водонасыщенность

Сопротивление

0.2 1 10 100 1000 2000 Ом·м



Основное уравнение насыщенности
Дахнова - Арчи:

$$S_w^n = \frac{a \times R_w}{\phi^m \times R_t}$$

S_w = водонасыщенность

R_w = сопротивление воды в пласте

R_t = сопротивление пласта

ϕ = пористость

a, m, n - константы

(принятые значения $a=1, m=2, n=2$)

Пример: пористость = 0.26 (26%)

$$S_w = 100\%$$

R_w = (при пластовой температуре)

$$S_w = \quad \%$$

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФЛЮИДОНАСЫЩЕННОСТИ

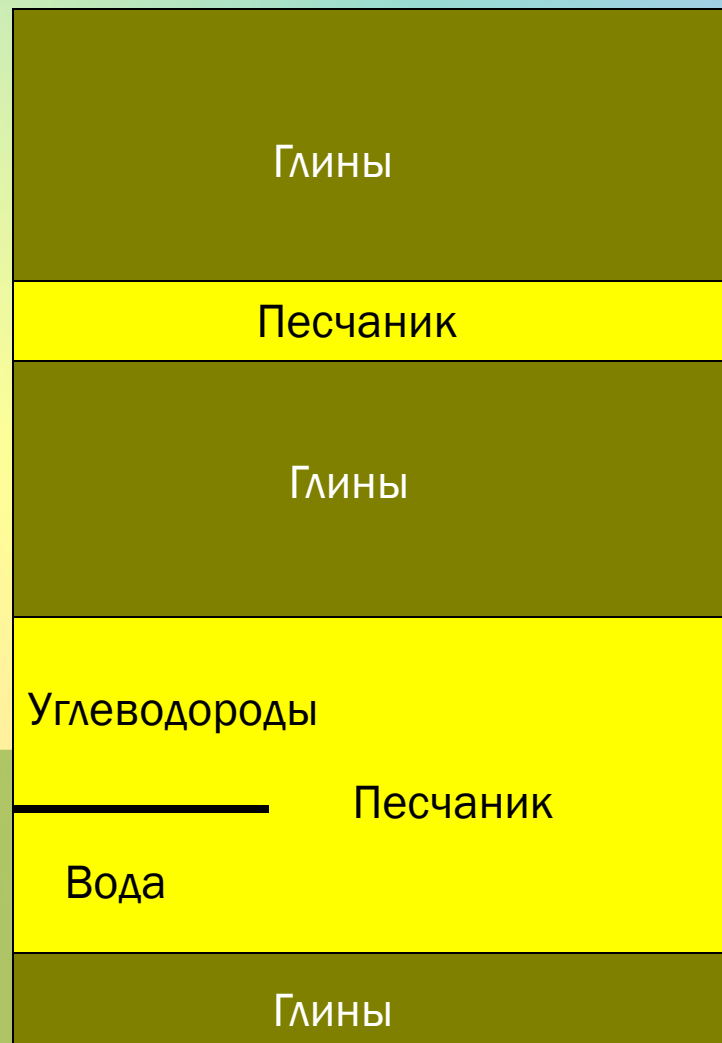
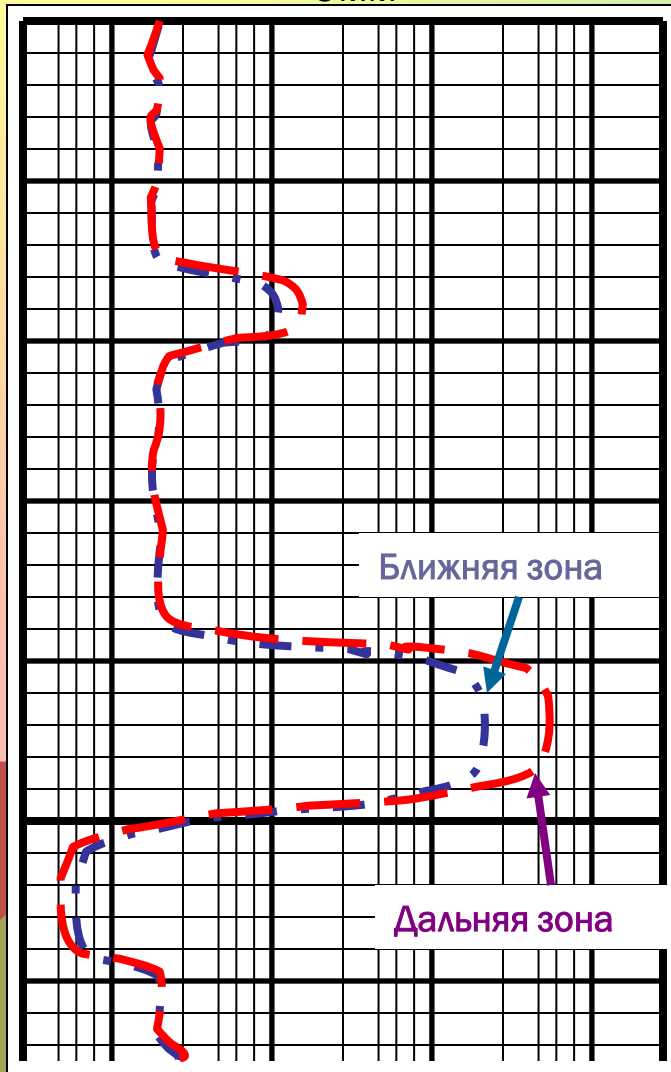
СОПРОТИВЛЕНИЕ

Измеряет электрическую проводимость, возникающую из-за:

- Воды в поровом пространстве
- Связанной воды в глинах
- Индукционный каротаж предпочтительнее проводить при пресном буровом растворе и растворах на нефтяной основе.
- Боковой каротаж работает при соленых буровых растворах.
- Углеводороды не проводят ток.
- Определение степени проникновения.

Сопротивление

0.2 1 10 100 1000 2000



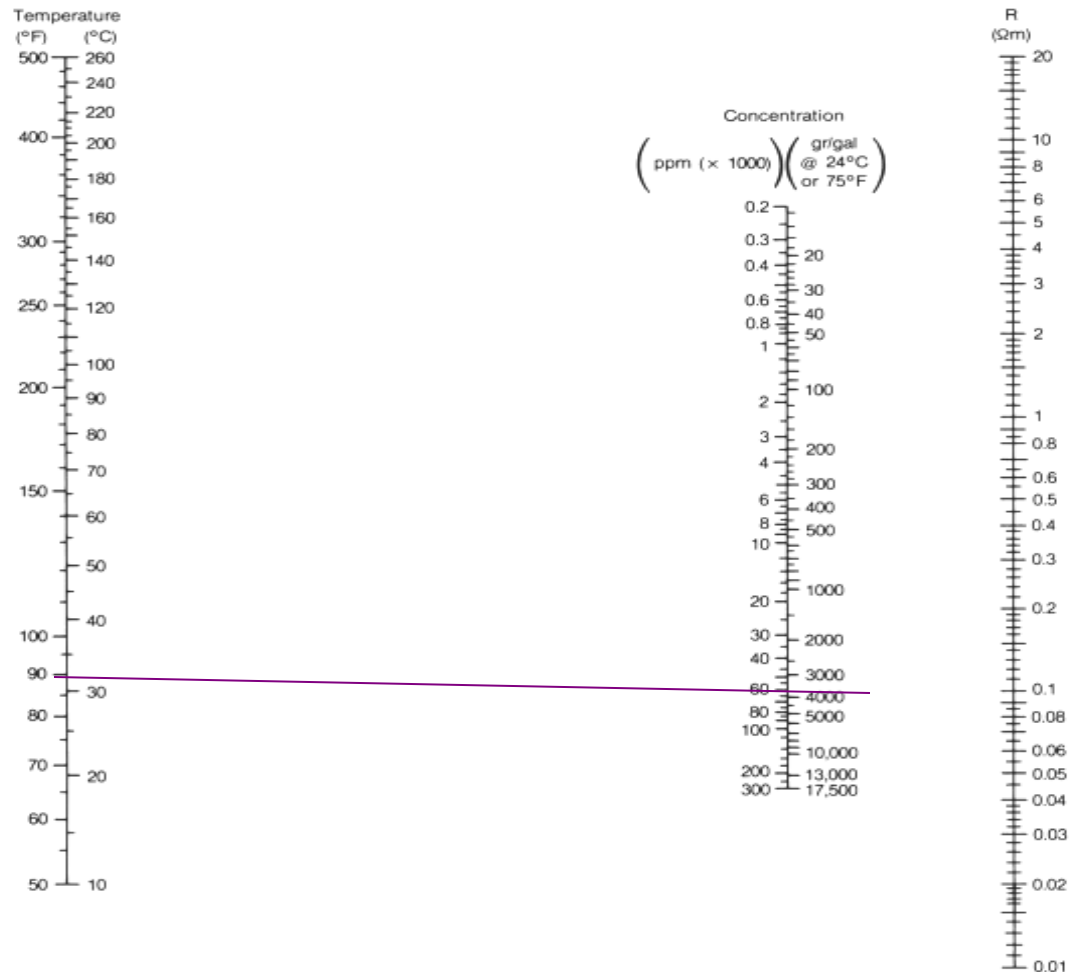
СОПРОТИВЛЕНИЕ ВОДЫ

- Сопротивление зависит от температуры
 - Выше температура = ниже сопротивление

$$R_{T2} = R_{T1} \frac{(T1 + 7)}{(T2 + 7)} \quad \begin{matrix} \text{(Градусы по F} \\ \text{+21.5 по C)} \end{matrix}$$

- Сопротивление зависит от минерализации
 - Выше минерализация = ниже сопротивление

Сопротивление воды



English:

$$R_{w2} = R_{w1} \left(\frac{T_1 + 6.77}{T_2 + 6.77} \right); \text{ } ^\circ\text{F}$$

Metric:

$$R_{w2} = R_{w1} \left(\frac{T_1 + 21.5}{T_2 + 21.5} \right); \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\text{Salinity (ppm at } 75^\circ\text{F)} = 10^{\times}$$

$$\times \simeq \frac{3.562 - \log (R_{w75} - 0.0123)}{0.955}$$

$$R_{w75} \simeq 0.0123 + \frac{3647.5}{[\text{NaCl}(\text{ppm})]^{0.955}}$$

ВЛИЯНИЕ ГЛИНИСТОСТИ

Общая пористость включает воду, связанную в глине

Эффективная пористость включает поправку за глинистость (для учёта связанной воды)

$$\phi_{\text{общая}} = \phi_{\text{эффективная}} + (K_{\text{гл}} \times \phi_{\text{глин}})$$

- Уравнение Дахнова - Арчи не учитывает проводимость глины
- Существуют другие уравнения
 - Двойной воды
 - Индонезийское
 - Ваксмана Смита
 - Симанду
 - » и д.р.

Определение глинистости

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

NGS

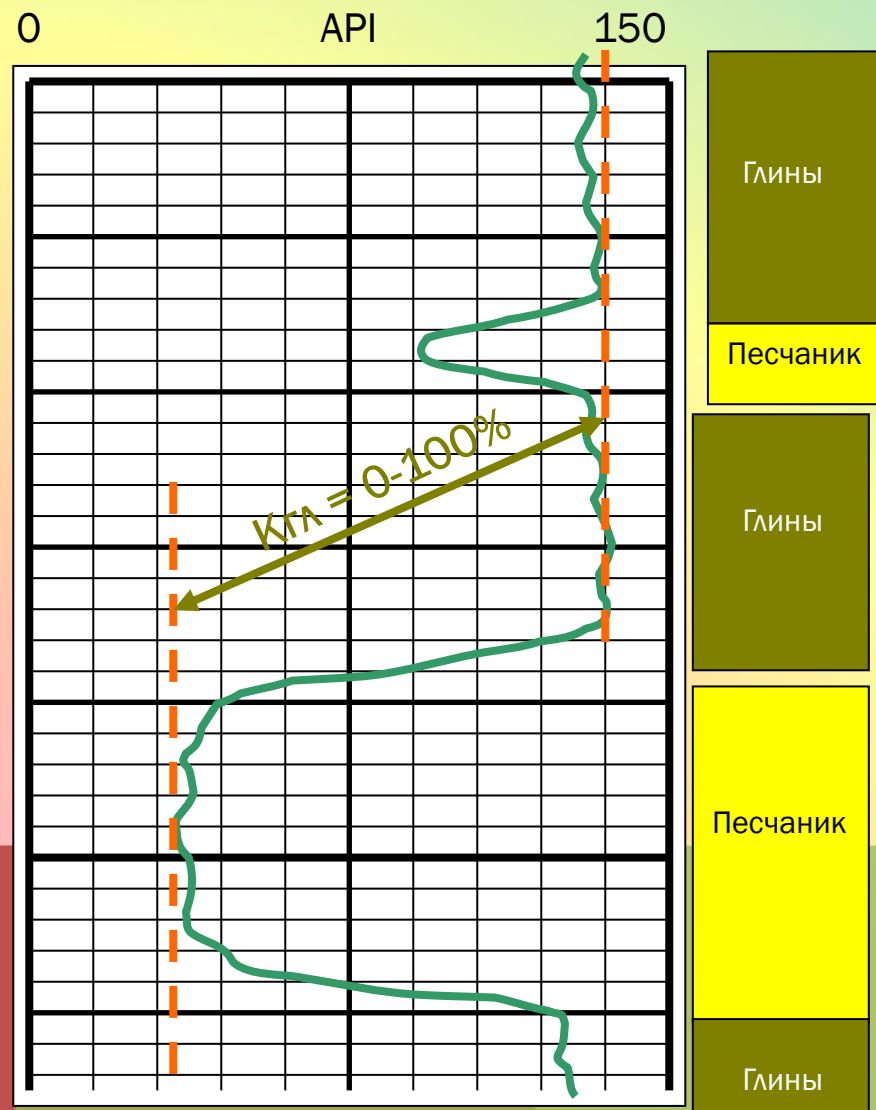
$$V_{sh} \leq 1 - \frac{ASP}{SSP}$$

SP

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

Density PEF
Response

Глинистость V_{sh} (К_{гл})



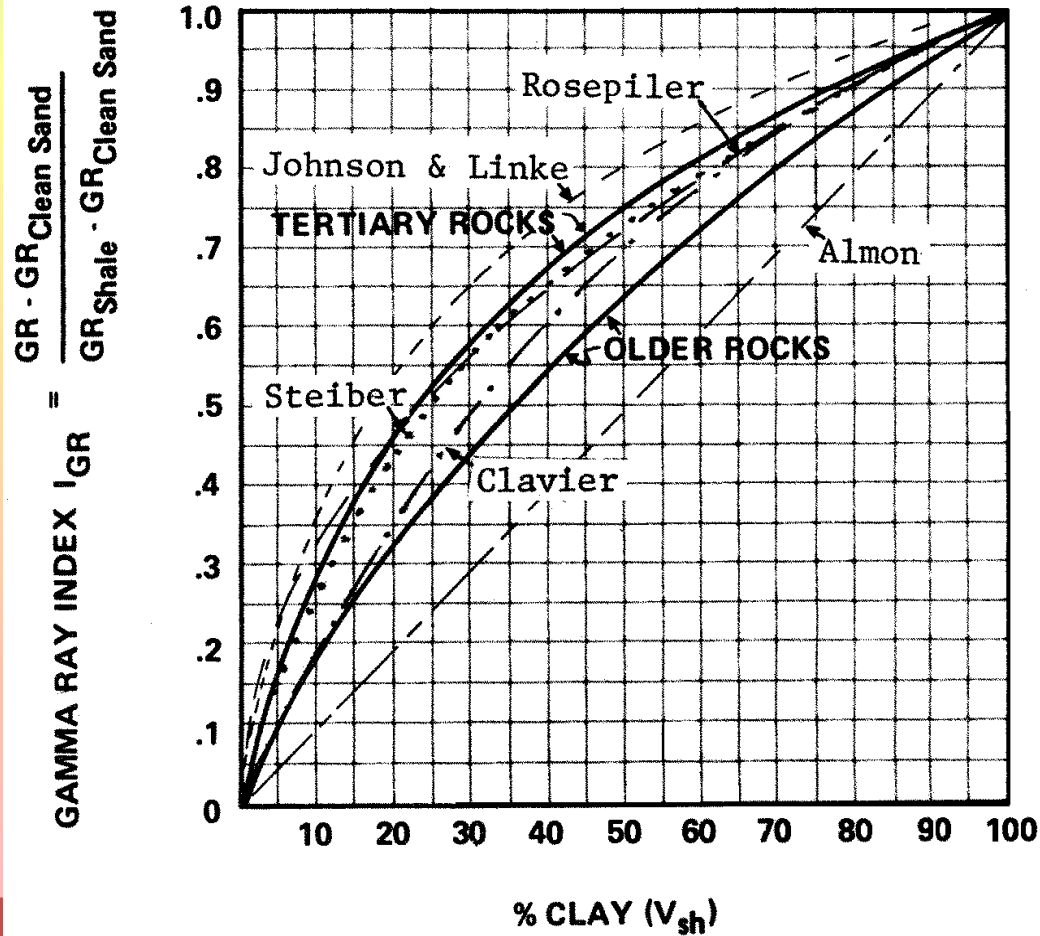
1) Определите показания ГК в глинах

2) Определите показания ГК в чистых породах

3) Посчитайте

$$K_{gl} = \frac{ГК_{изм} - ГК_{песч}}{ГК_{гл} - ГК_{песч}}$$

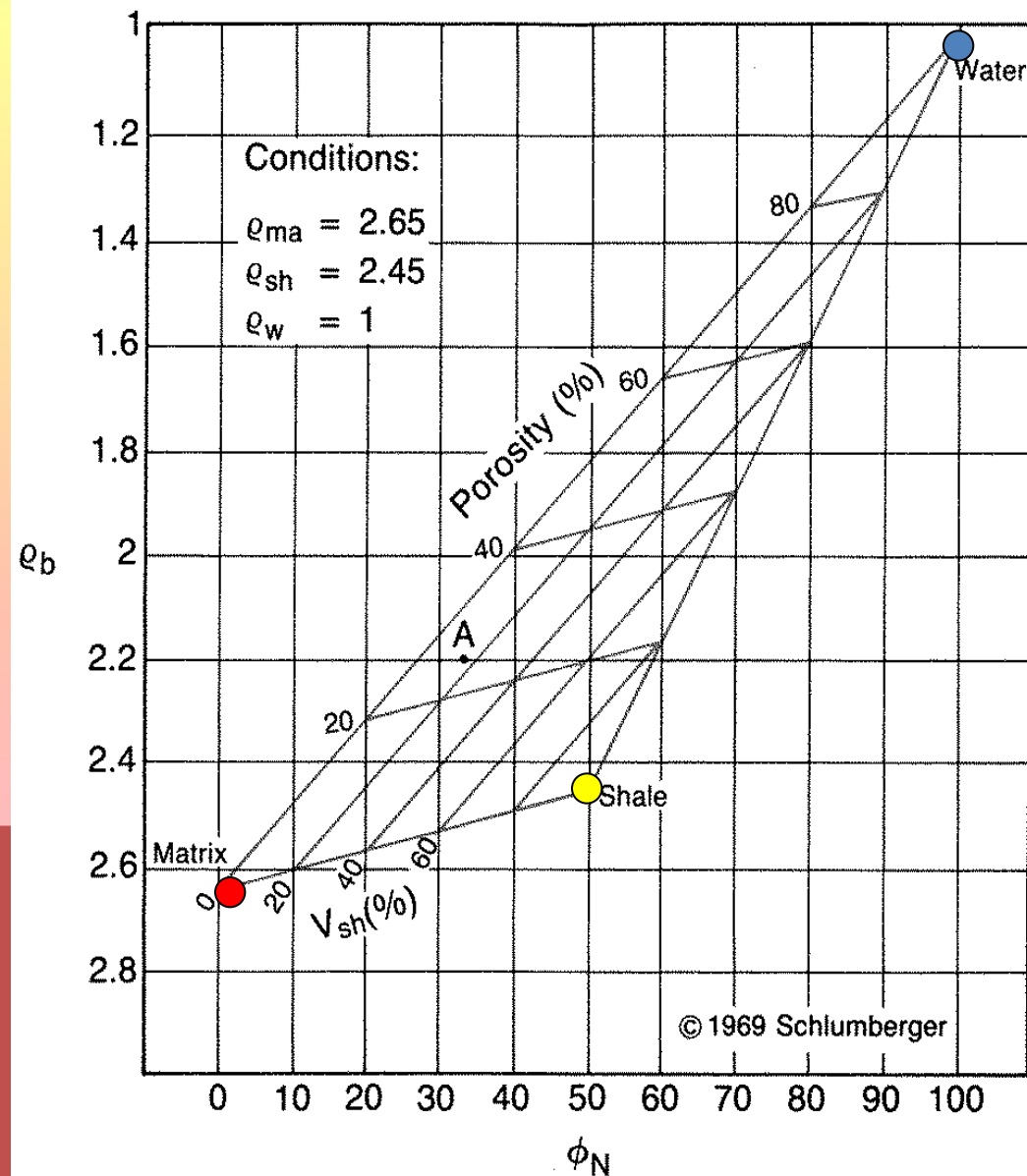
ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГИС



Определение
 глинистости
 по гамма
 каротажу

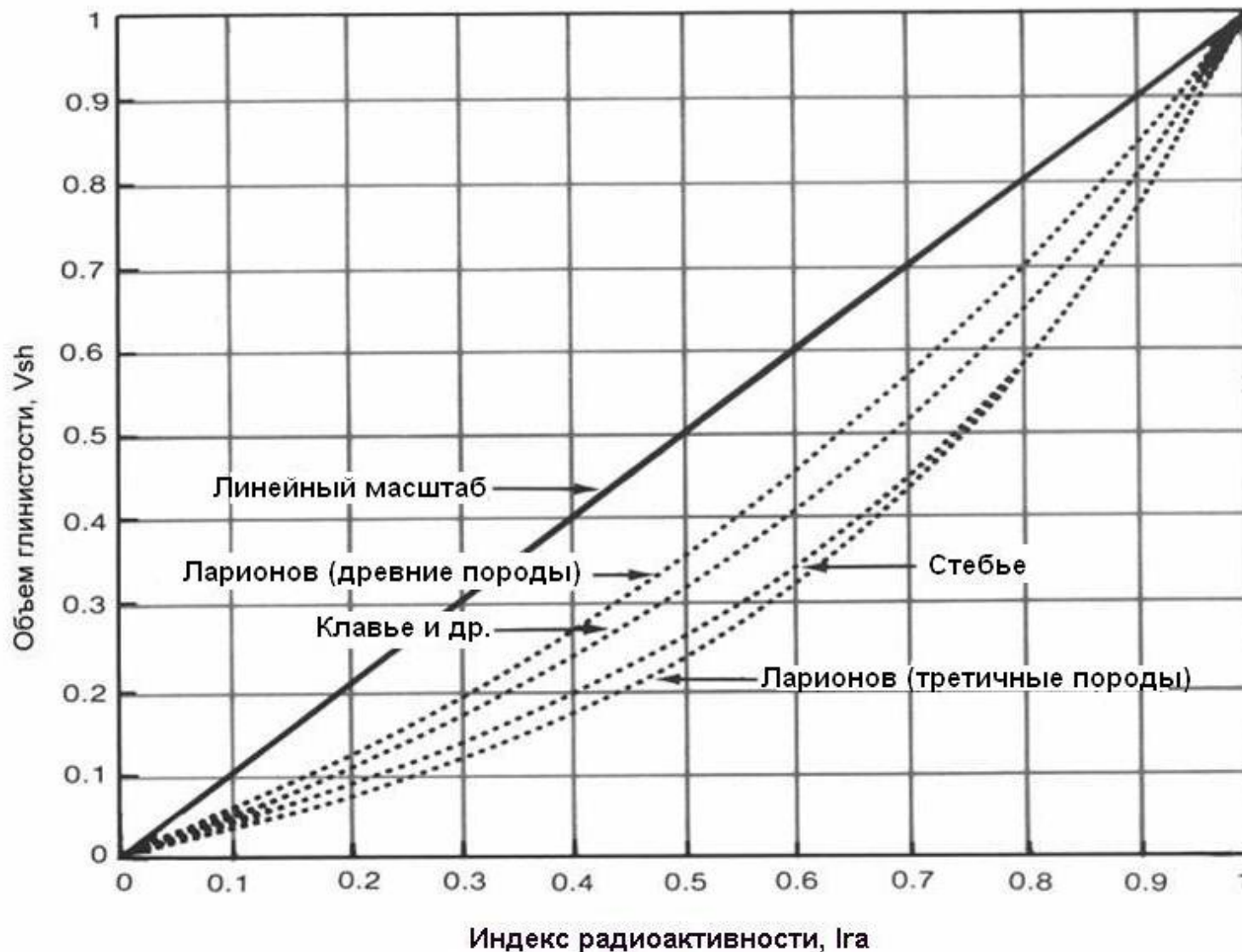
$$I_{GR} = \frac{GR - GR_{(Clean-Sandstone)}}{GR_{(Shale)} - GR_{(Clean-Sandstone)}}$$

ВЛИЯНИЕ ГЛИНИСТОСТИ НА ПОРИСТОСТЬ

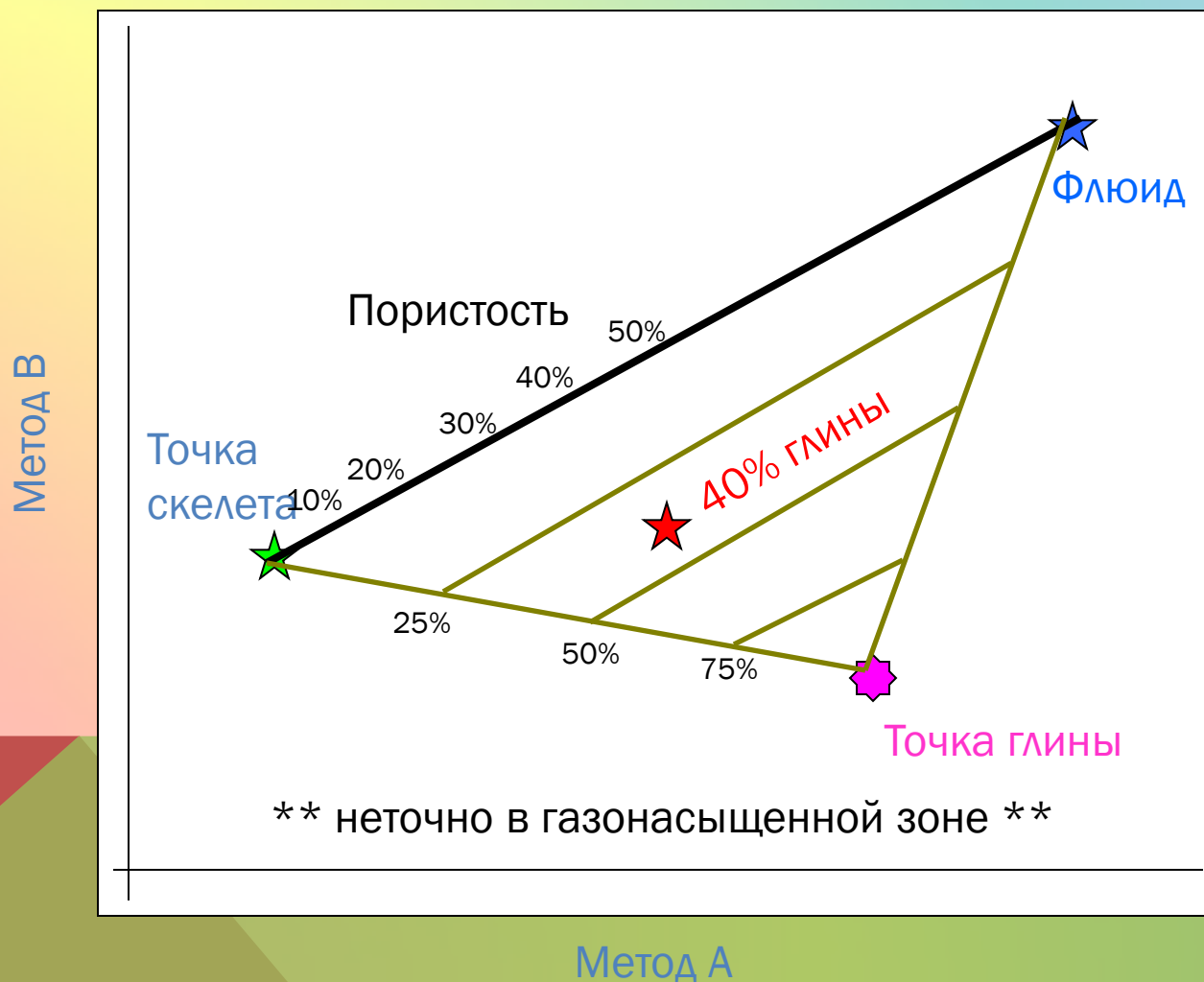


Neutron - Density
Cross-plot with the
Shale point Scaled

ПОПРАВКА ЛАРИОНОВА



РАСЧЕТ ГЛИНИСТОСТИ



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

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

ПРОНИЦАЕМОСТЬ

Анализ керна

Опробование пласта на трубах

Опробование пласта приборами на кабеле

Расчет по пористости

Ядерно-магнитный резонанс

Акустические волны Стоунли

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Задачи и последовательность количественной интерпретации ГИС
2. Методы определения пористости по данным ГИС
3. Методы определения флюидонасыщенности по данным ГИС
4. Методы определения глинистости по данным ГИС
5. Уравнение Арчи. Практическое применение
6. Понятие кросс-плотов и применение их для интерпретации каротажных диаграмм
7. Что такое поправка Ларионова.
8. Дайте характеристику Neutron-Density Crossplot
9. Дайте характеристику Sonic-Density Crossplot
10. Определение параметров коллекторов -прокомментируйте слайды 33 и 46.