

**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»**

АЛМАТЫ 2021

**Истекова С.А.,
докт. геол.-минерал. наук,
проф. каф.**

ЯДЕРНО-МАГНИТНЫЙ КАРОТАЖ

Лекция 9

ЯМР В медицине

Отобра-
жение
“Тонкого
среза”



Видны
Только
флюиды

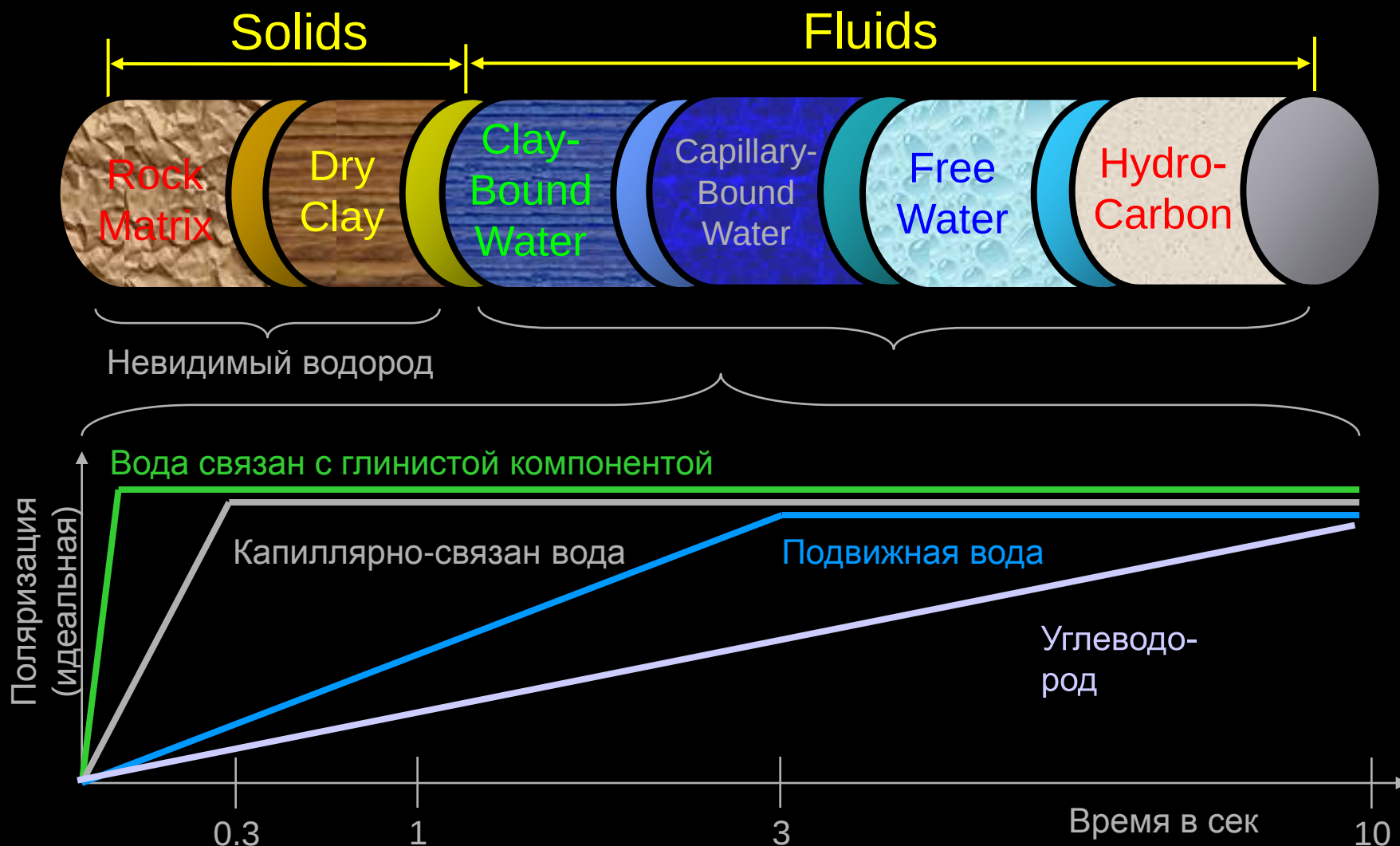
Основные вопросы при оценке свойств коллектора

- Каковы общая и эффективная пористости в сложной литологической среде?
- Какие типы жидкости присутствуют в коллекторе и где?
- Какая проницаемость?
- Будет ли скважина добывать без воды
(Индекс свободного флюида / индекс связанной воды)

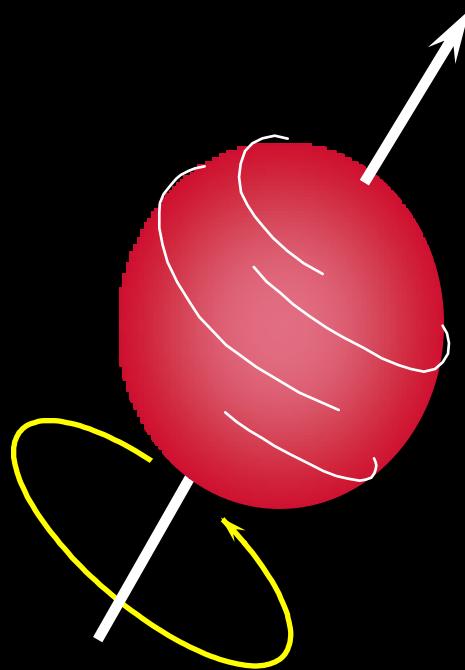
ЯМР дает ответ на все вопросы

ЯМР в нефтяной геофизике

(Релаксация времени: спектр)

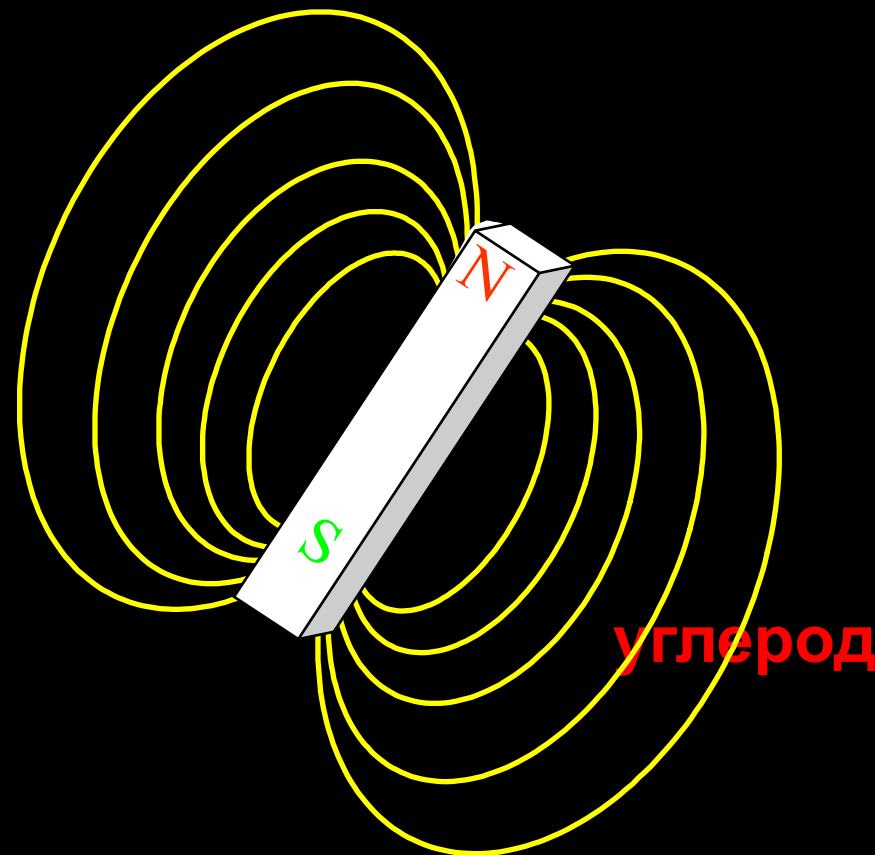


Магнитный диполь



Н

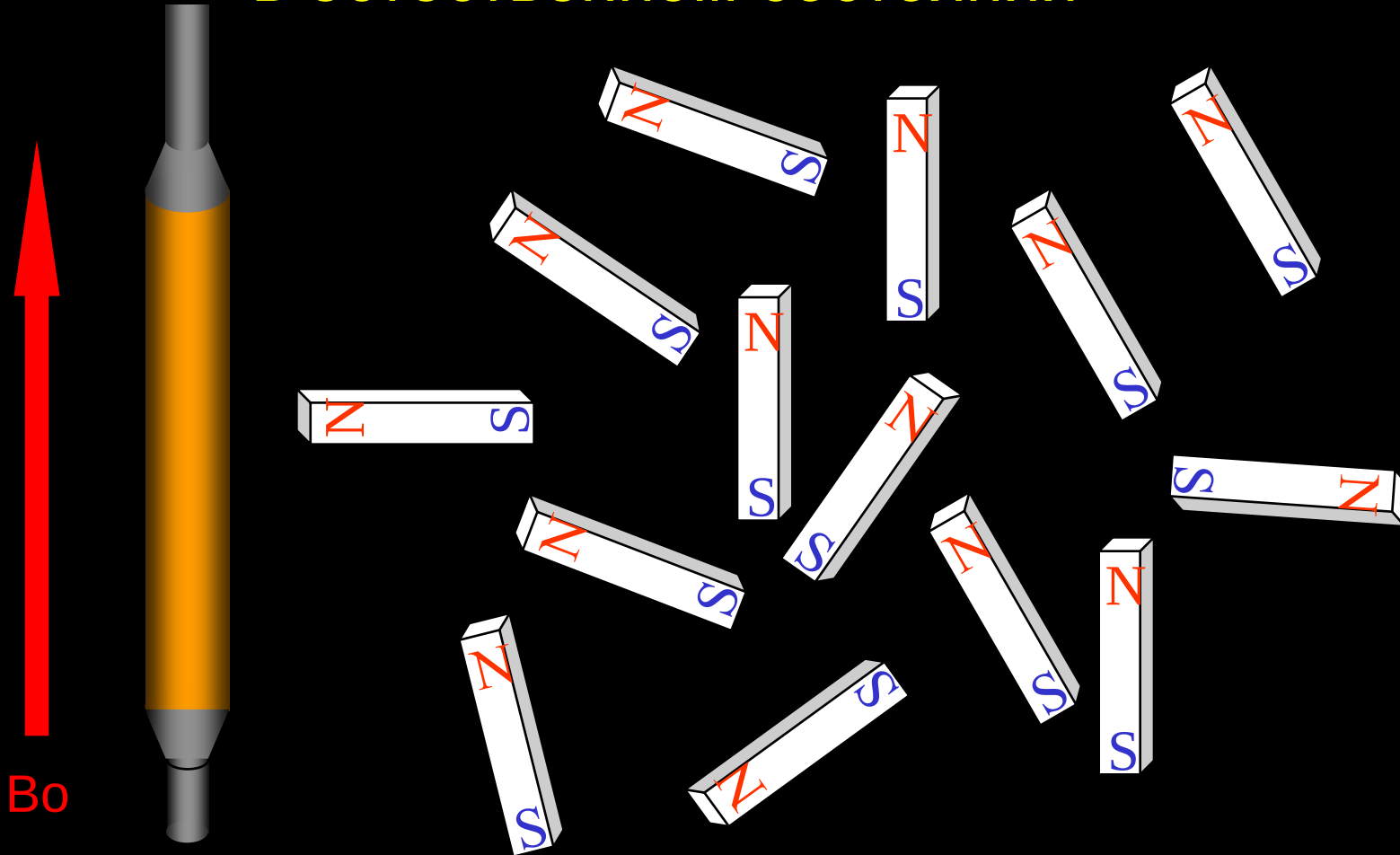
Протон



углерод

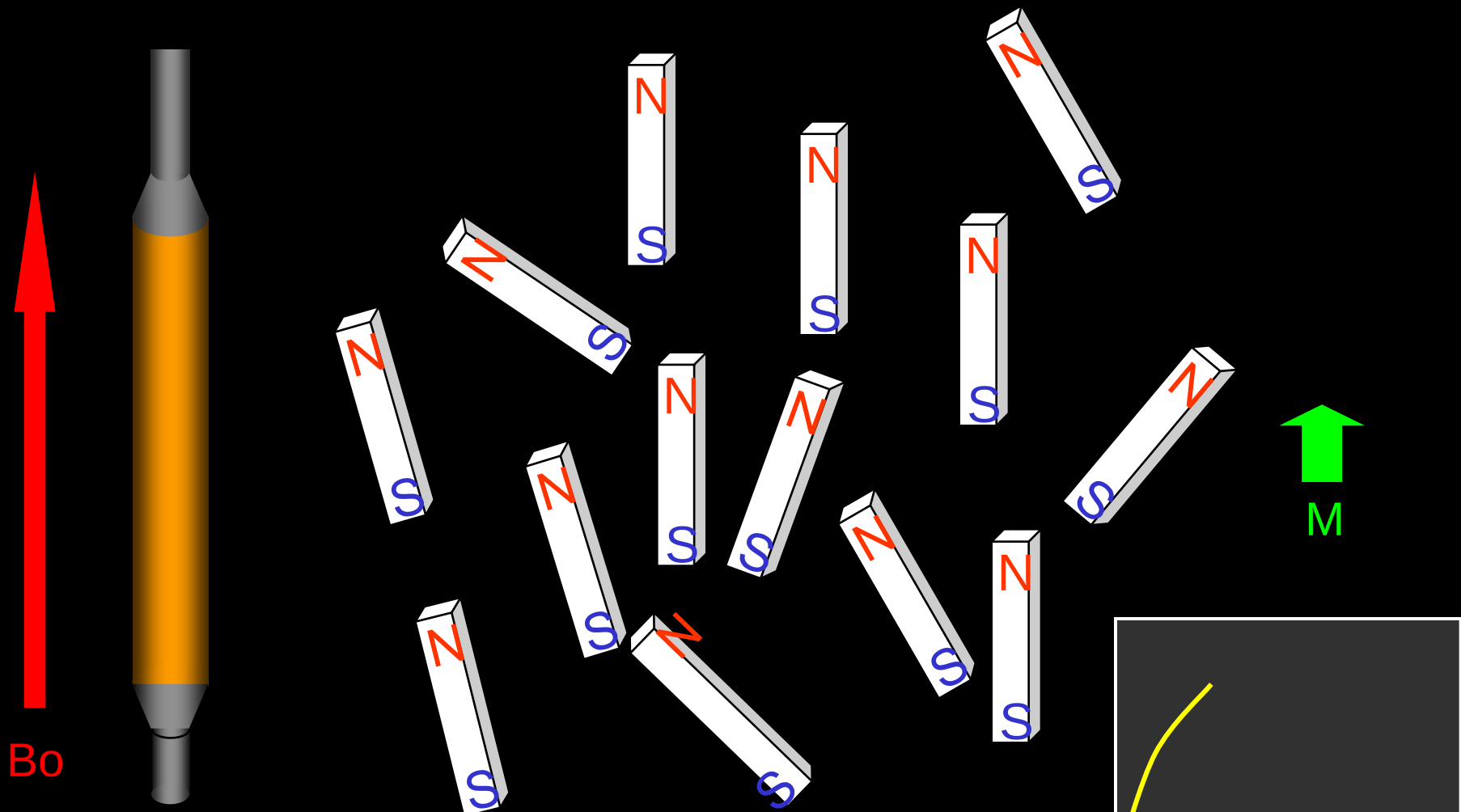
ЯМК работает с протонами - водород -> H_2O и C_xH_y+++

Неупорядоченная ориентация в естественном состоянии



$t = 0$

Увеличение намагниченности



B_0

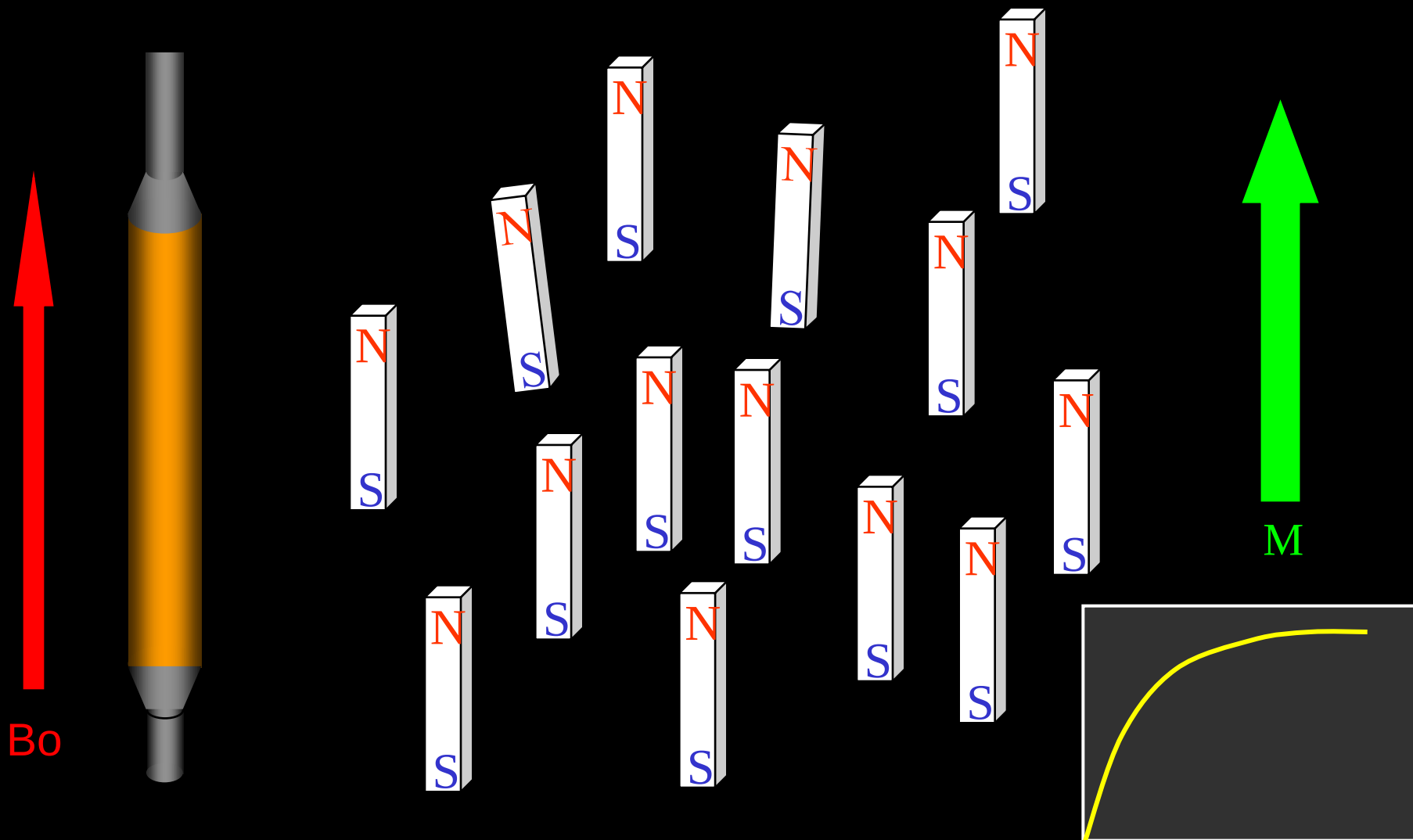
B_0 = Внешн статическое магнитное поле

M = вектор намагниченности

Время ожид (сек) →

$t = 0.75 \text{ sec}$

Возрастание при поляризации 95 %



B_0

M

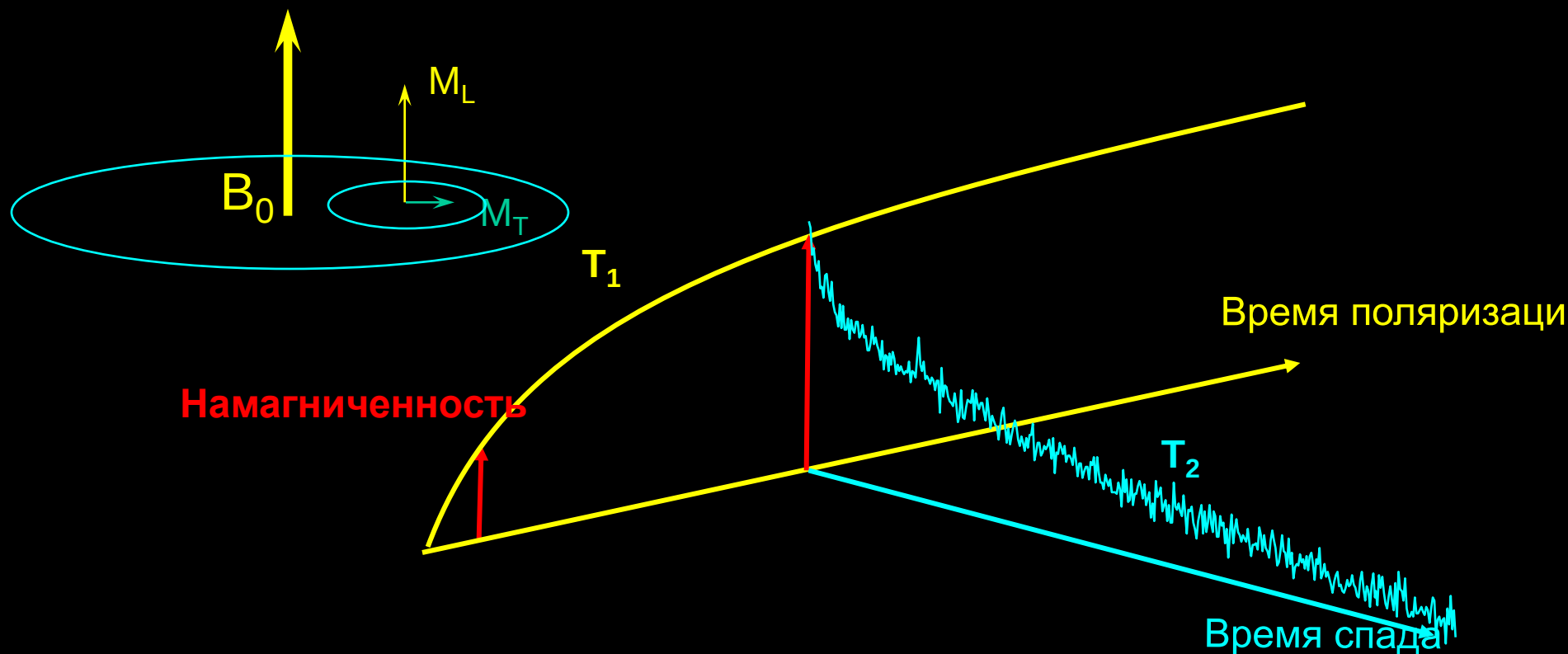
B_0 =Внешнее статическое магнитное поле

M =вектор намагниченности

Время ожид (сек) →

$t = 6.0 \text{ sec}$

Рост T_1 and спад T_2



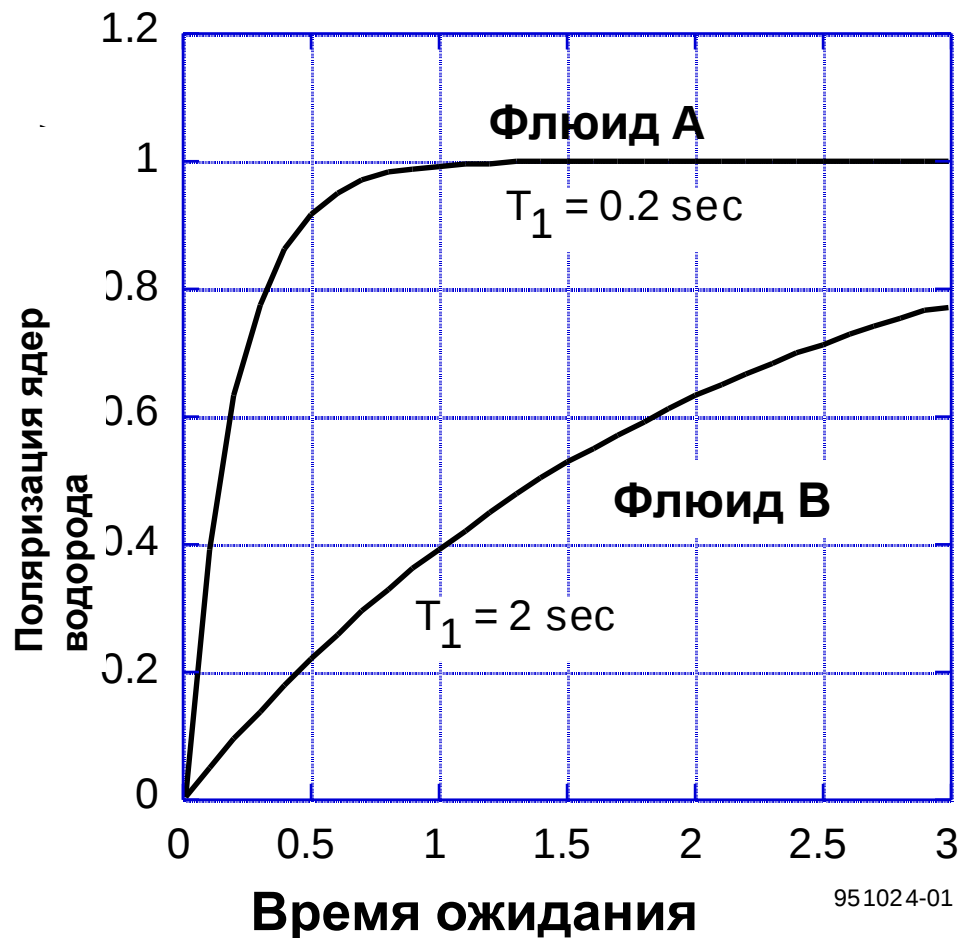
T_1 характеризует скорость, при которой происходит рост продольной намагниченности

T_2 характеризует скорость, при которой происходит спад поперечной намагниченности

Эффект поляризации

Влияние T_1

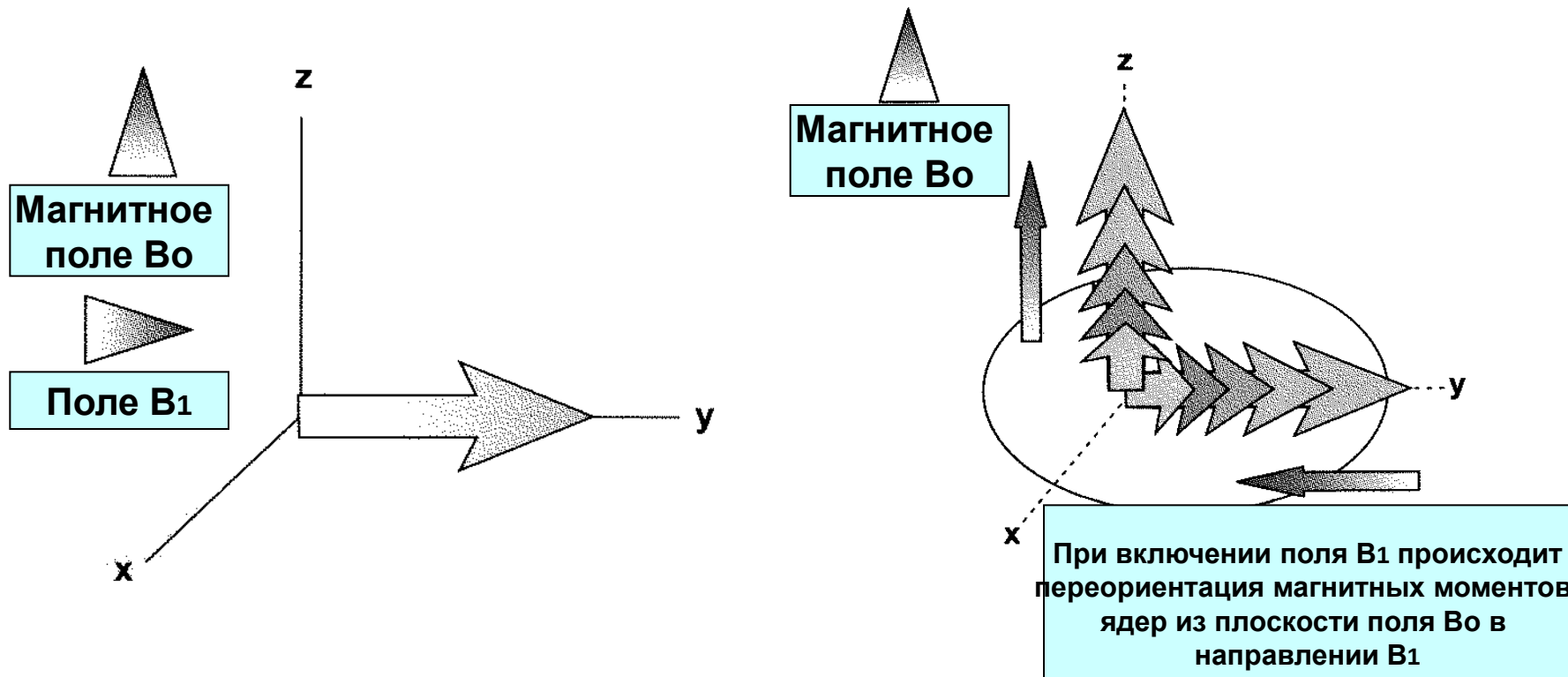
$$S = \phi[1 - \exp(-WT/T_1)]$$



А- углеводороды

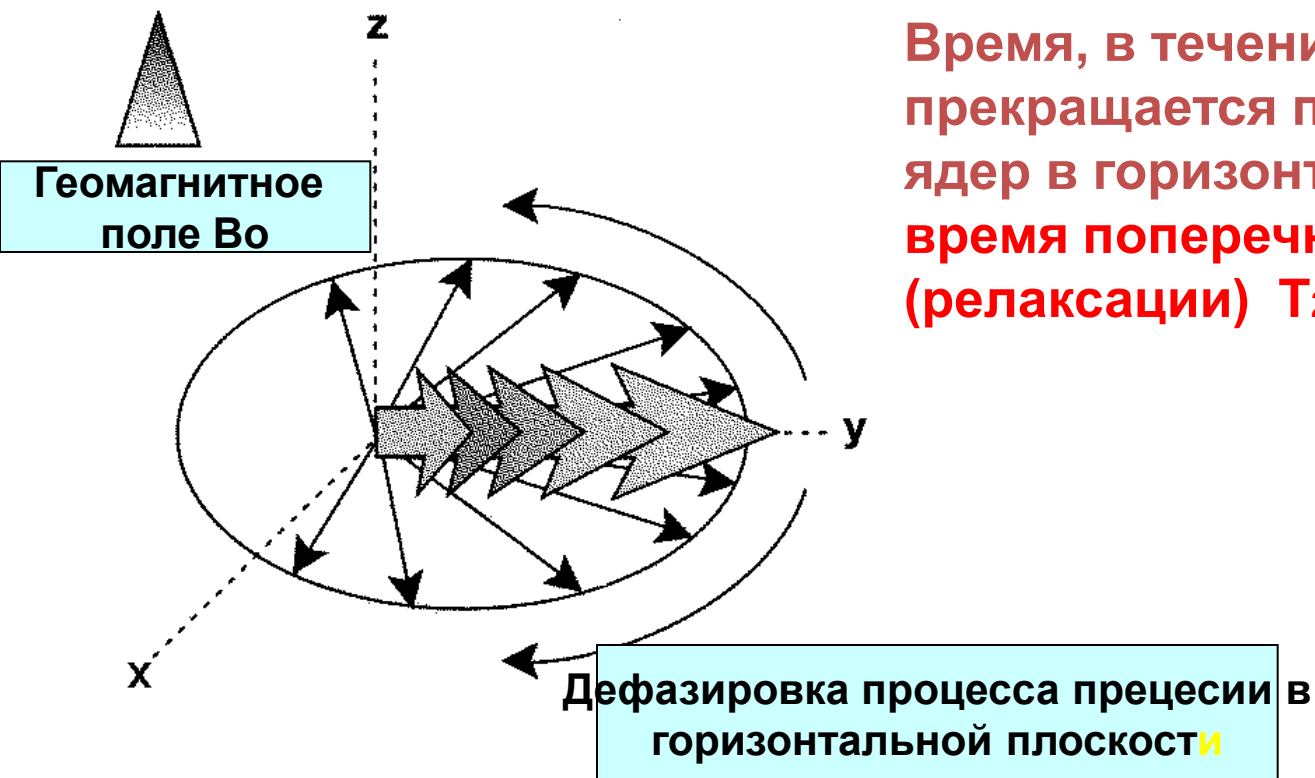
В – пластовая вода

Физический принцип ядерно-магнитного резонанса



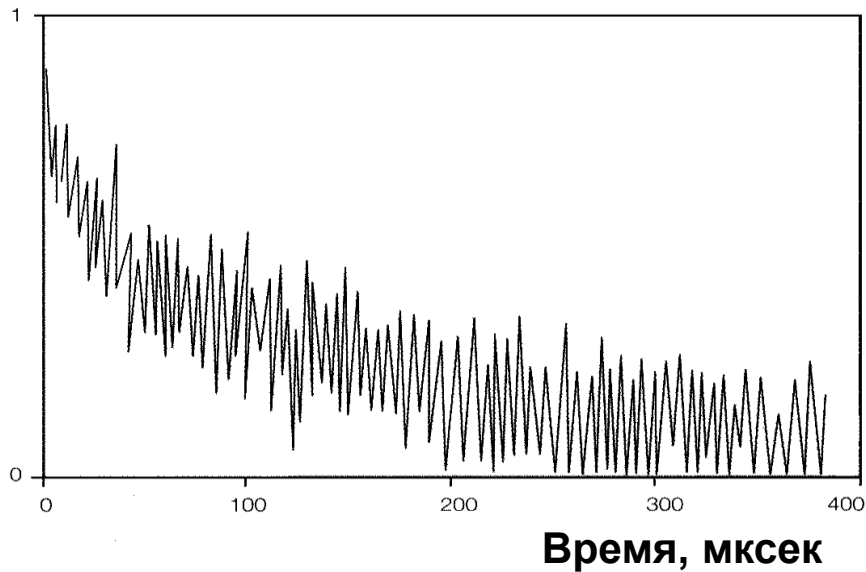
Для переориентации протонсодержащих ядер необходимо воздействие внешним магнитным полем B_1 , направленным перпендикулярно к B_0 . При выключении этого поля протоны возвращаются в прежнее положение прецессии. Время, в течение которого происходит процесс установления прецессии ядер – **время продольного замедления (релаксации) T_1**

Физический принцип ядерно-магнитного резонанса



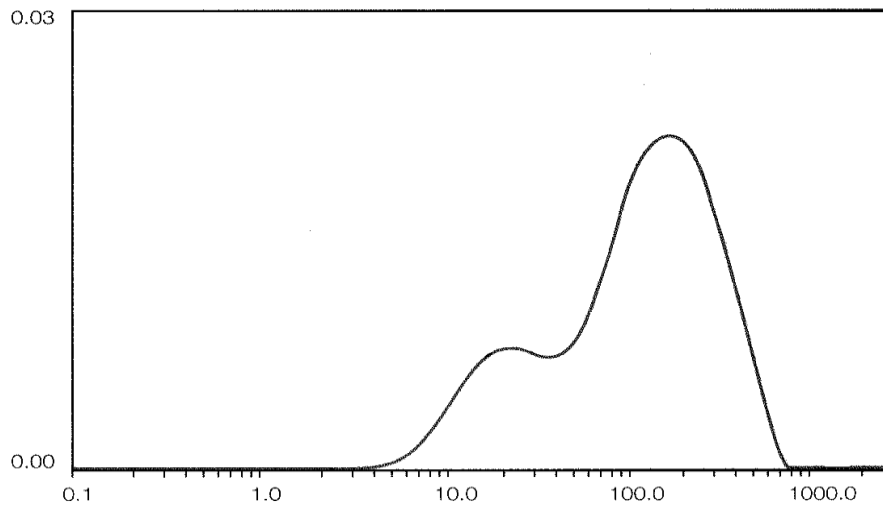
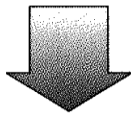
Время, в течение которого прекращается процесс прецессии ядер в горизонтальной плоскости – время поперечного замедления (релаксации) T_2

Амплитуда сигнала



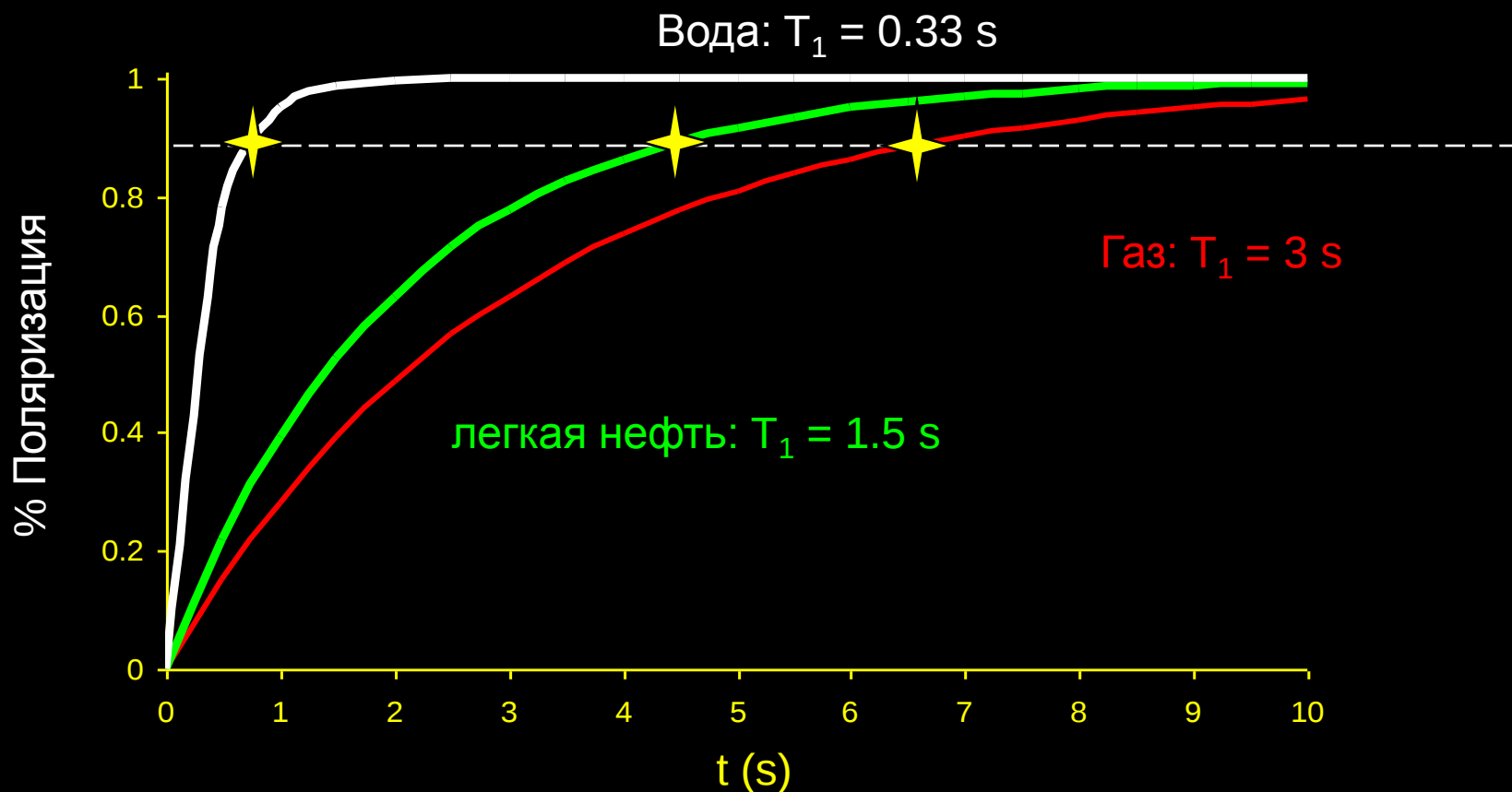
**Амплитуда
зарегистрированно
го сигнала и его
спектр по времени
поперечной
релаксации T_2**

Распределение амплитуд сигнала



T_2 , мксек

Увеличение намагниченности T_1



$3 * T_1 = T_w \rightarrow 95\% \text{ Поляризация}$

% поляризации * ϕ = Измеренная пористость

Цикл ЯМР

Нулевая намагниченность



Возбуждение спинов сильным статическим полем в течение времени T_1 в Земном магнитном поле (B_0)



Вектор ядерной намагниченности устанавливается под 90° к оси скважины



Происходит затухание (T_2)



Измерения



Во время измерений, влияние возбужденного магнитного поля затухает



Запись измерений

Нулевая намагниченность

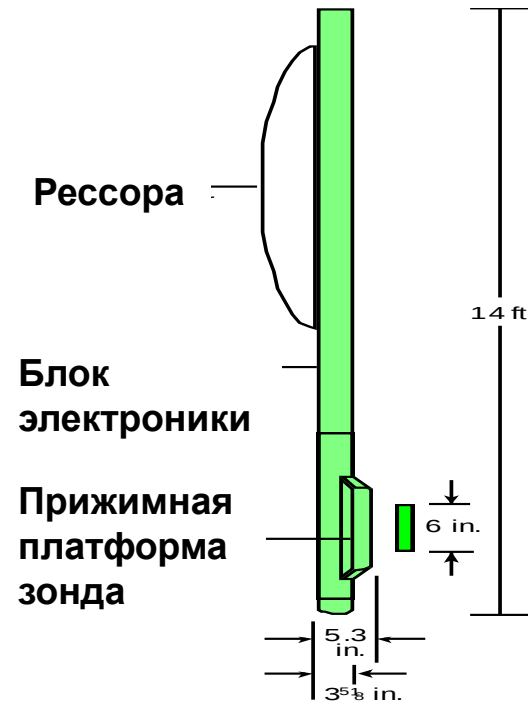
Прибор ЯМР

Применение

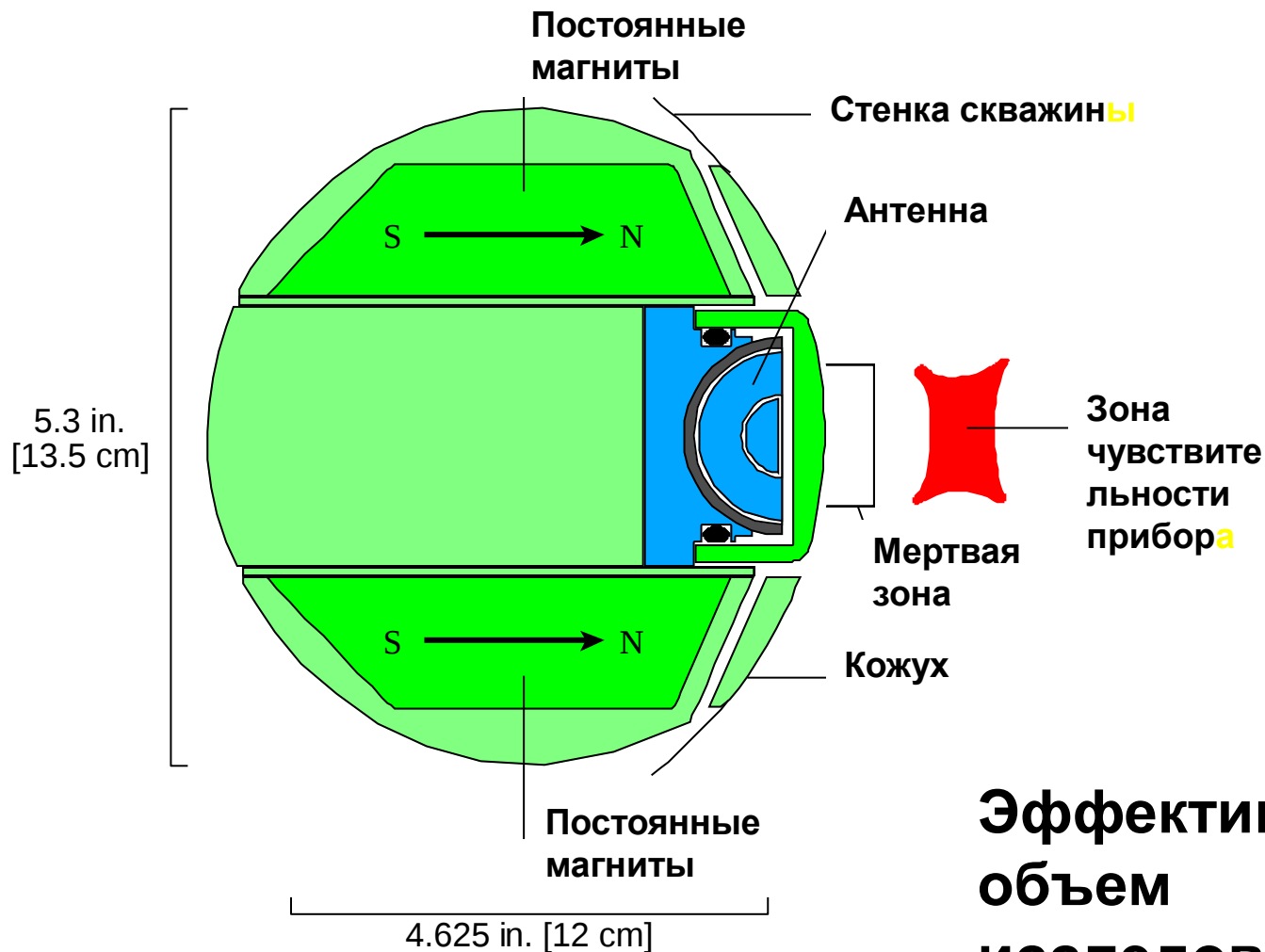
- Оценка проницаемости
- Определение остаточной воды
- Измерение объема свободных флюидов
- Определение тонких продуктивных пластов (6 дюймов.)
- Определение пористости независимо от литологии
- Идентификация УВ
- Выделение продуктивных зон низкого сопротивления.

Технические характеристики

Длина	14 фут
Масса	300 lbm
Диаметр	6.0 in.
Мин.диаметр скважины	6.0 in.
Возможность использовать с другими приборами	
Сопр. Бурового раствора	не ограничен



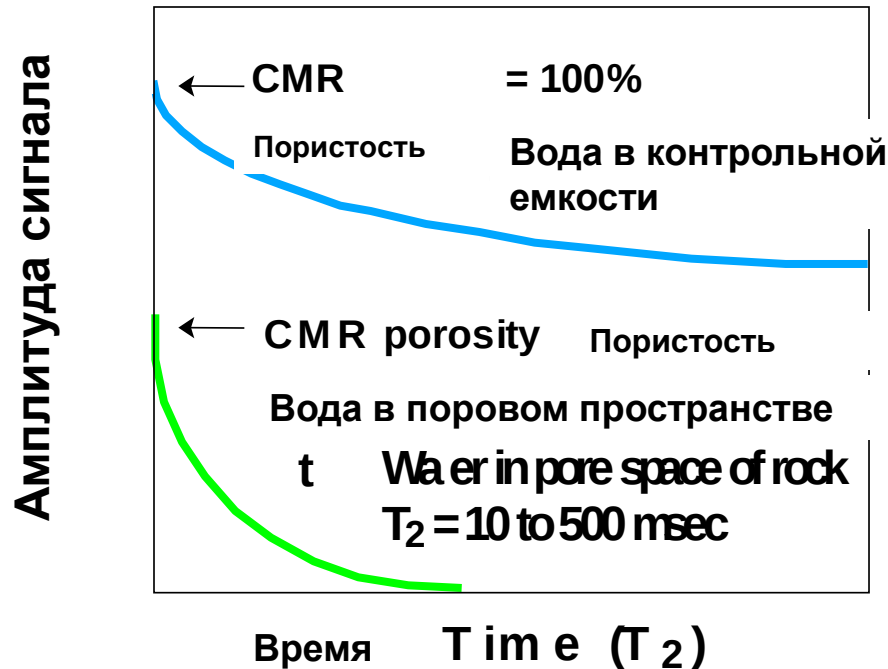
Конструкция зонда ЯМР



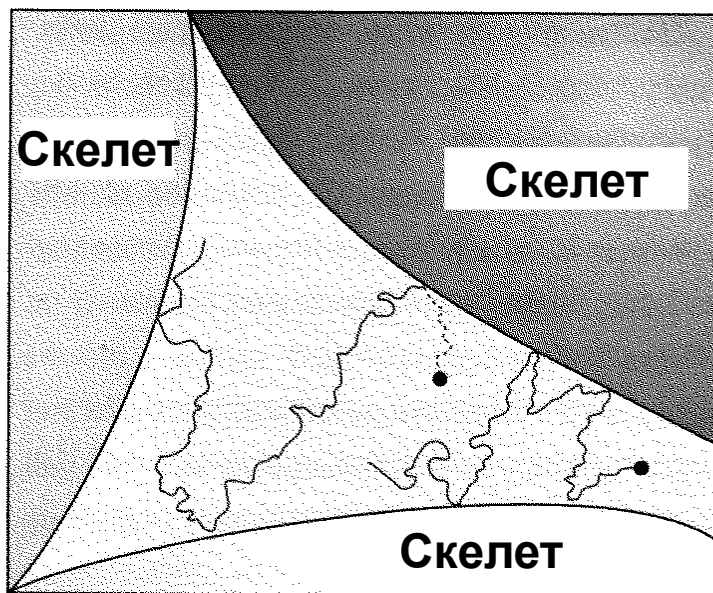
**Эффективный
объем
исследования**

Затухание амплитуд

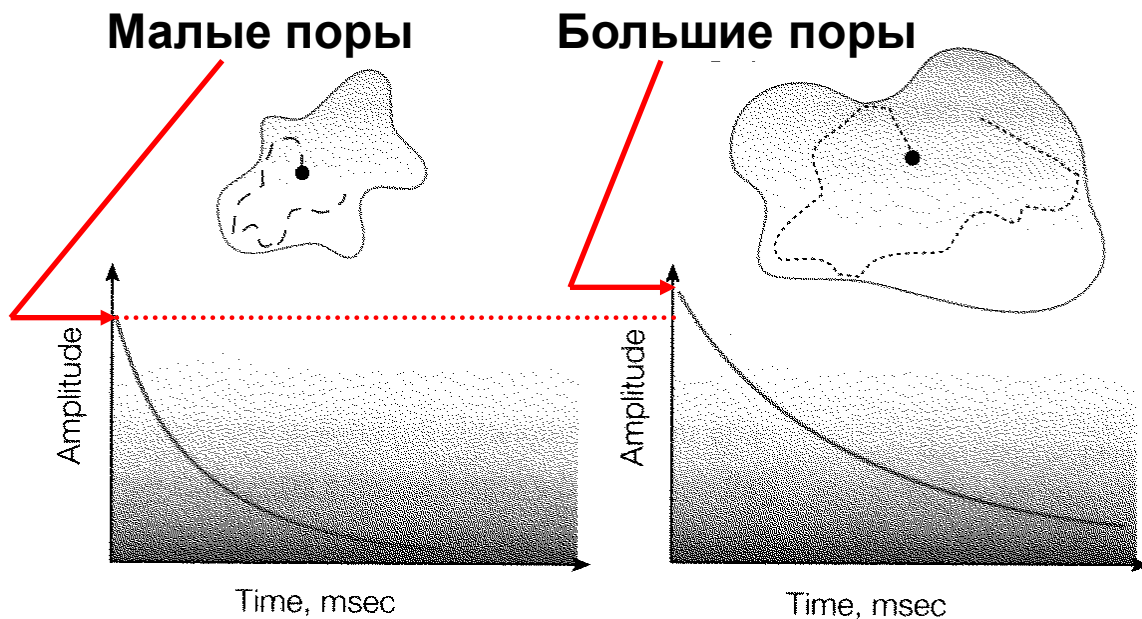
Сигнал порождается ядрами водорода, которые находятся в порах породы:



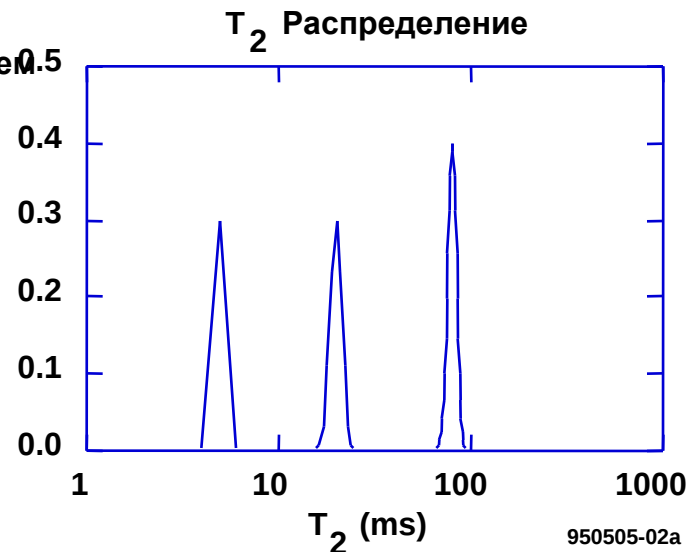
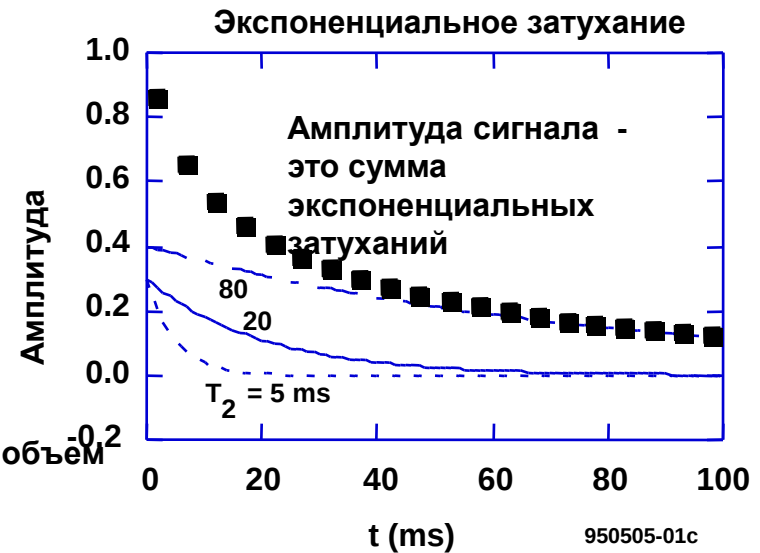
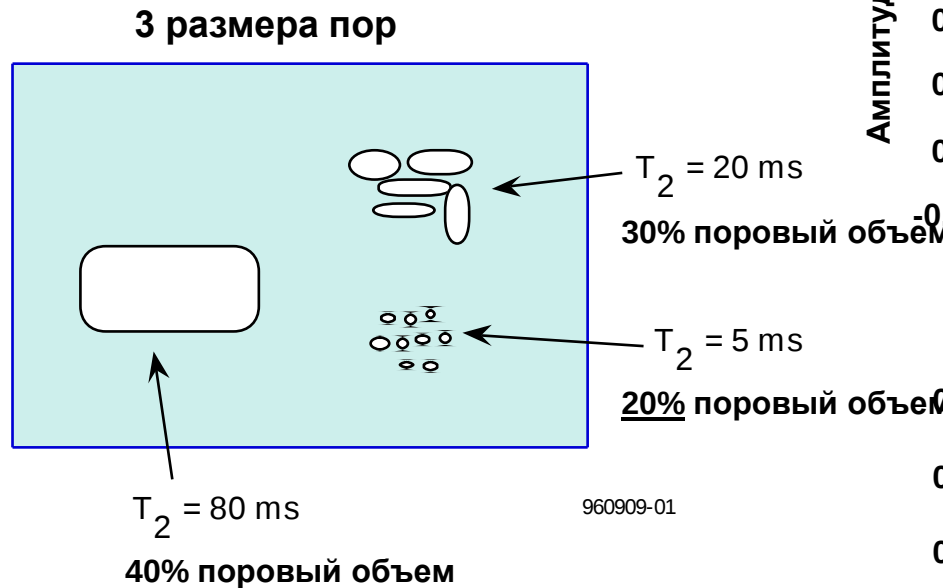
- Первичная амплитуда сигнала позволяет получить CMR пористость
- Время затухания сигнала (T_2) позволяет судить о размере пор.



**Связь амплитуды
сигнала и размеров
пор в горных
породах**

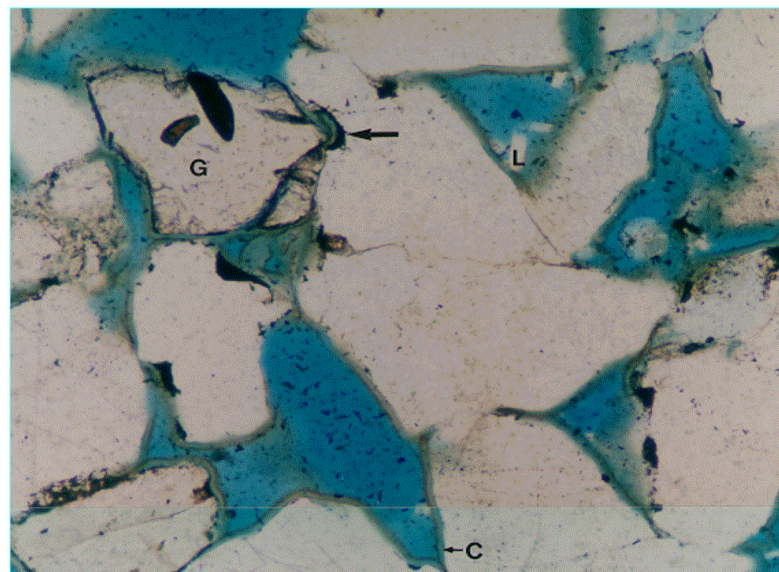
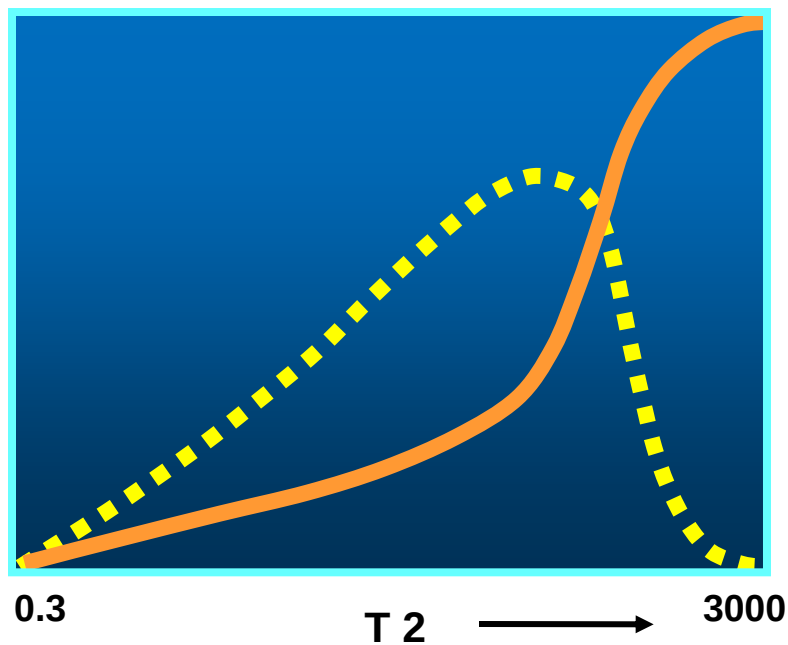
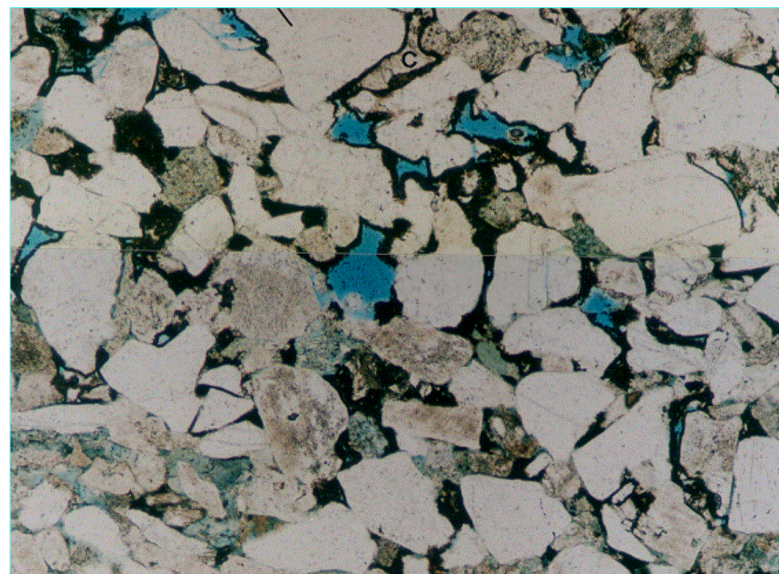
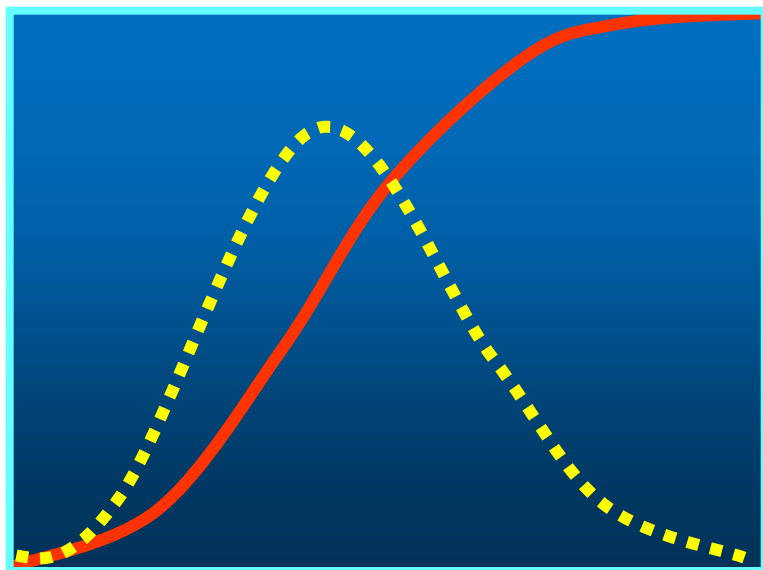


Амплитуда сигнала и пористость

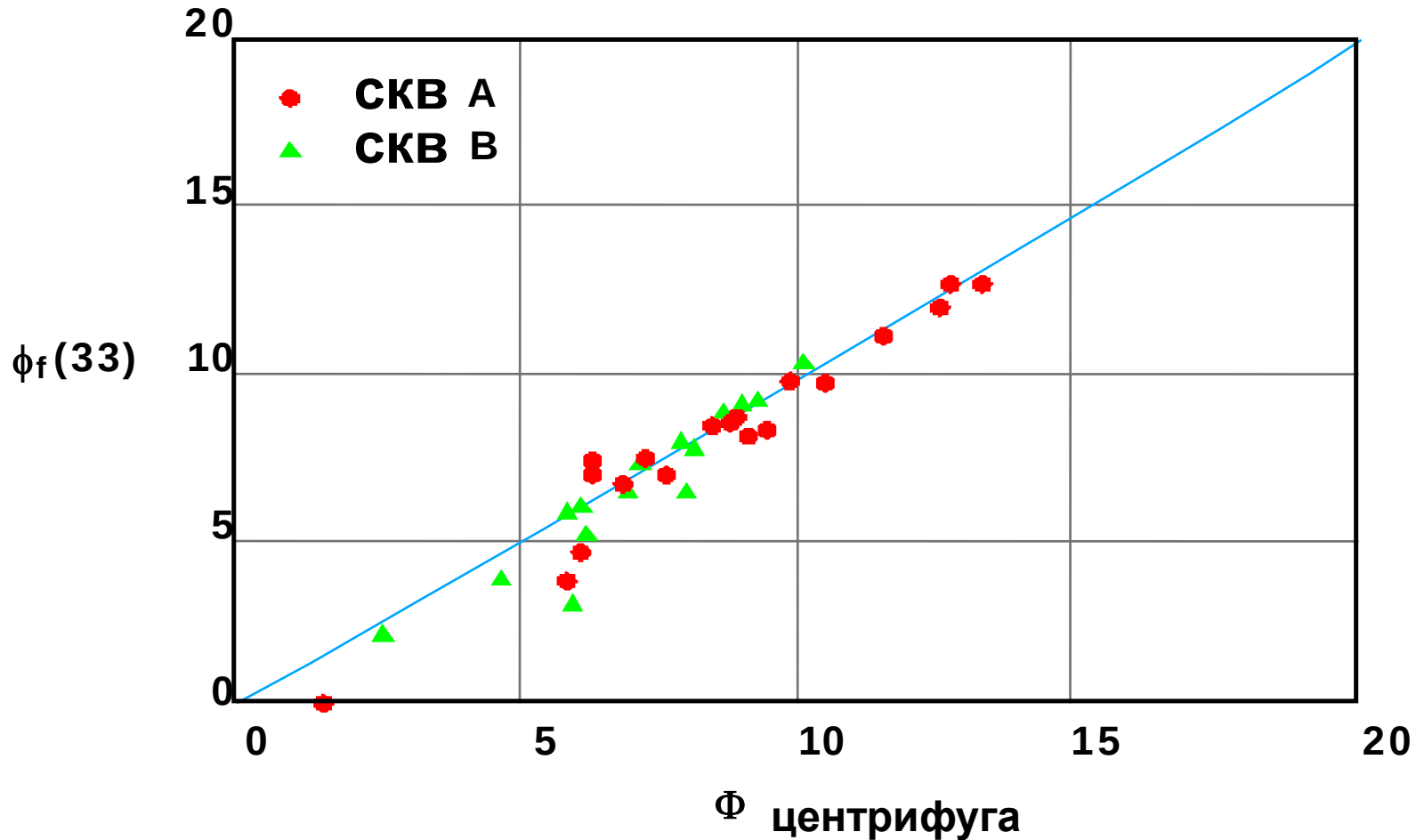


Распределение амплитуд сигналов ЯМР и структура порового пространства

Амплитуда ↑

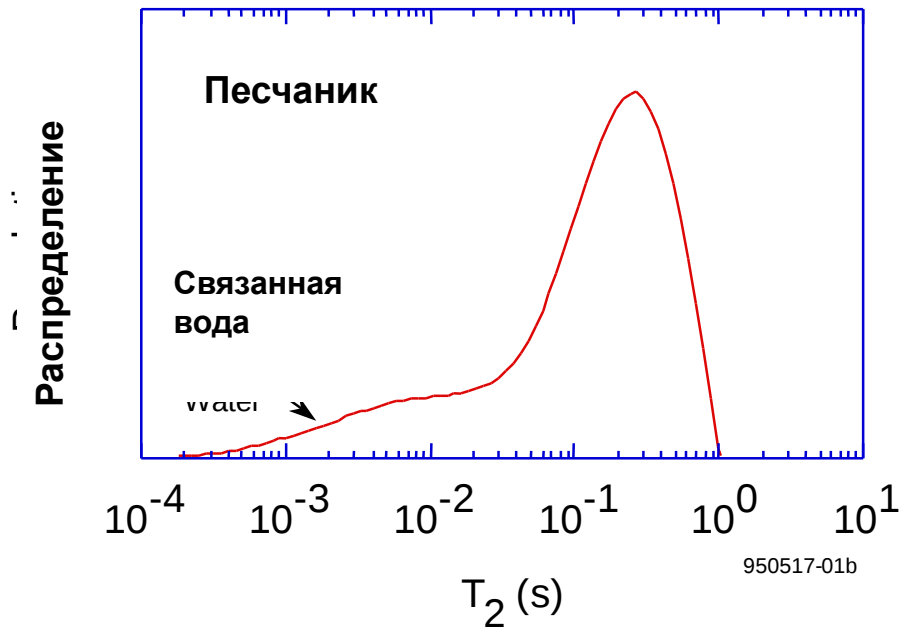


Отношение пористости ЯМР к пористости керна, определенной методом центрифугирования

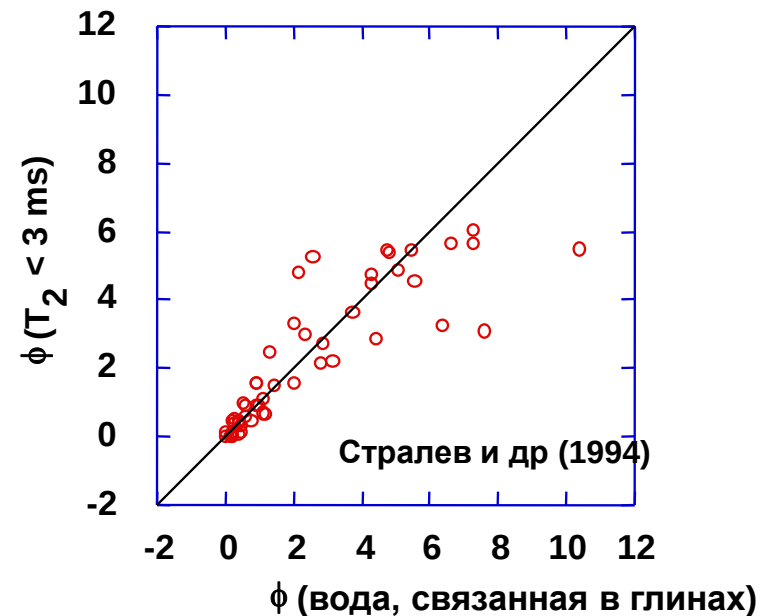


Определение связанной воды методом ЯМР

Clay Bound Water is Part of the Foot
Влияние связанной воды – для
песчаников изображено ниже на
распределении T_2



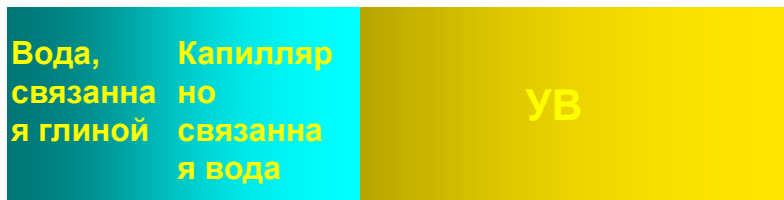
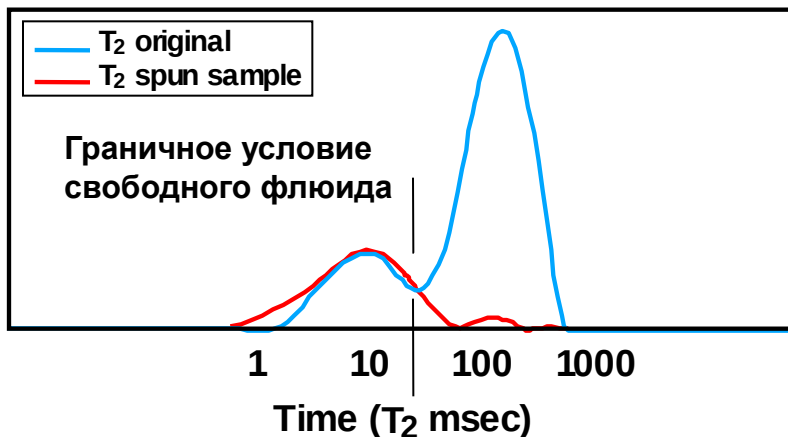
Оценка объема связанной
воды с помощью ЯМР



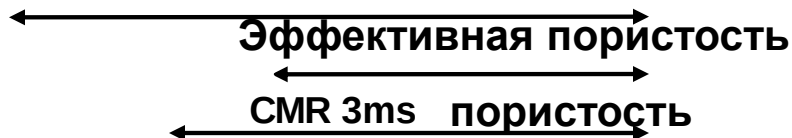
Объемы связанной и свободной воды

Диаметр пор (микрон)

0.01 0.1 1 10



Общая пористость



- Для песчаников было определено 33 msec ограничительное условие(ϕ_{ff})
- Проницаемость песчаника

$$k = C(\phi_{CMR})^4(T_{2,log})^2$$

Определение проницаемости по ЯМР

- Метод 1: Формула Козени - Кеньона (SDR Perm.)

$$K_{SDR} = a \cdot \phi^b \cdot (T_{2LM})^c$$

a = эмпирич. конст., ~ 4 для
песчаников

b = показатель пористости, ~ 4

c = показатель $T_2 \sim 2$

T_{2LM} = логарифмическое среднее T_2

- Method 2: Формула Тимура - Коатса (Timur Perm.)

$$K_{Timur} = a' \cdot 10^4 \cdot \phi^{b'} \cdot \left(\frac{FFV}{BFV} \right)^{c'}$$

a' = эмпирич. конст., ~ 4 для
песчаников

b' = показатель пористости, ~ 4

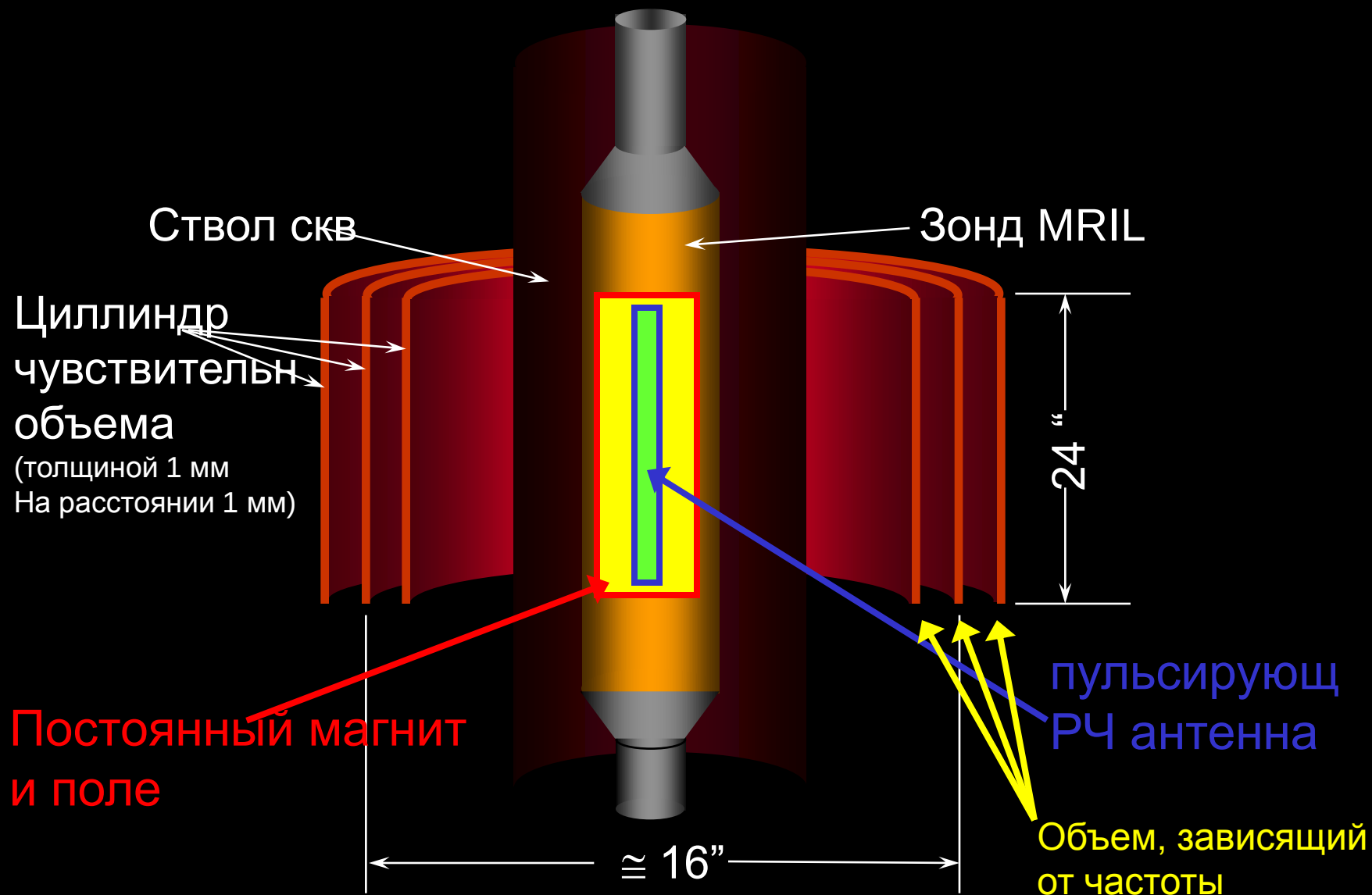
c' = показатель отношений, ~ 2

FFV = объем свободной
жидкости

BFV = объем связанной
жидкости

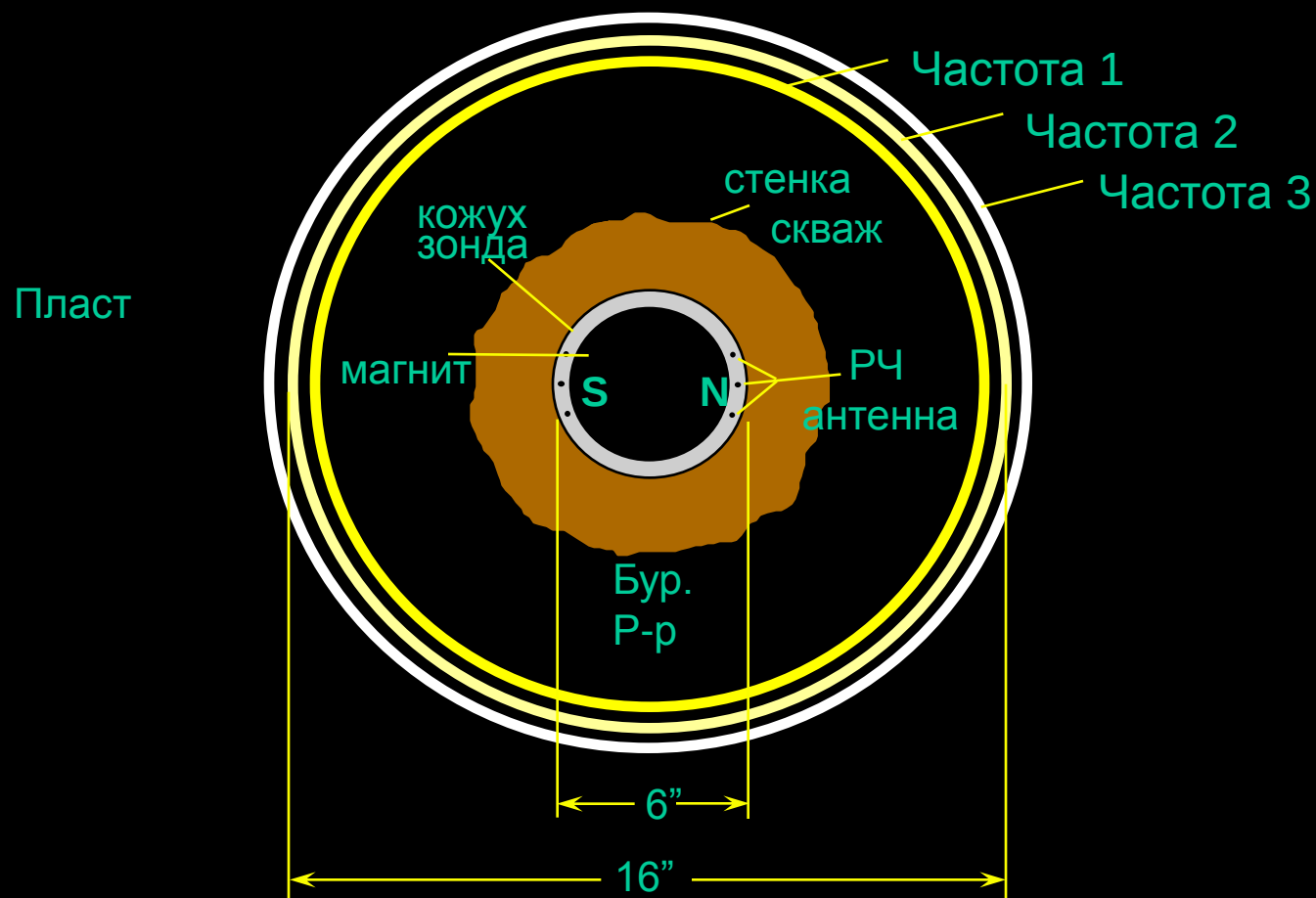
$$\phi = FFV + BFV$$

MRIL В СТВОЛЕ

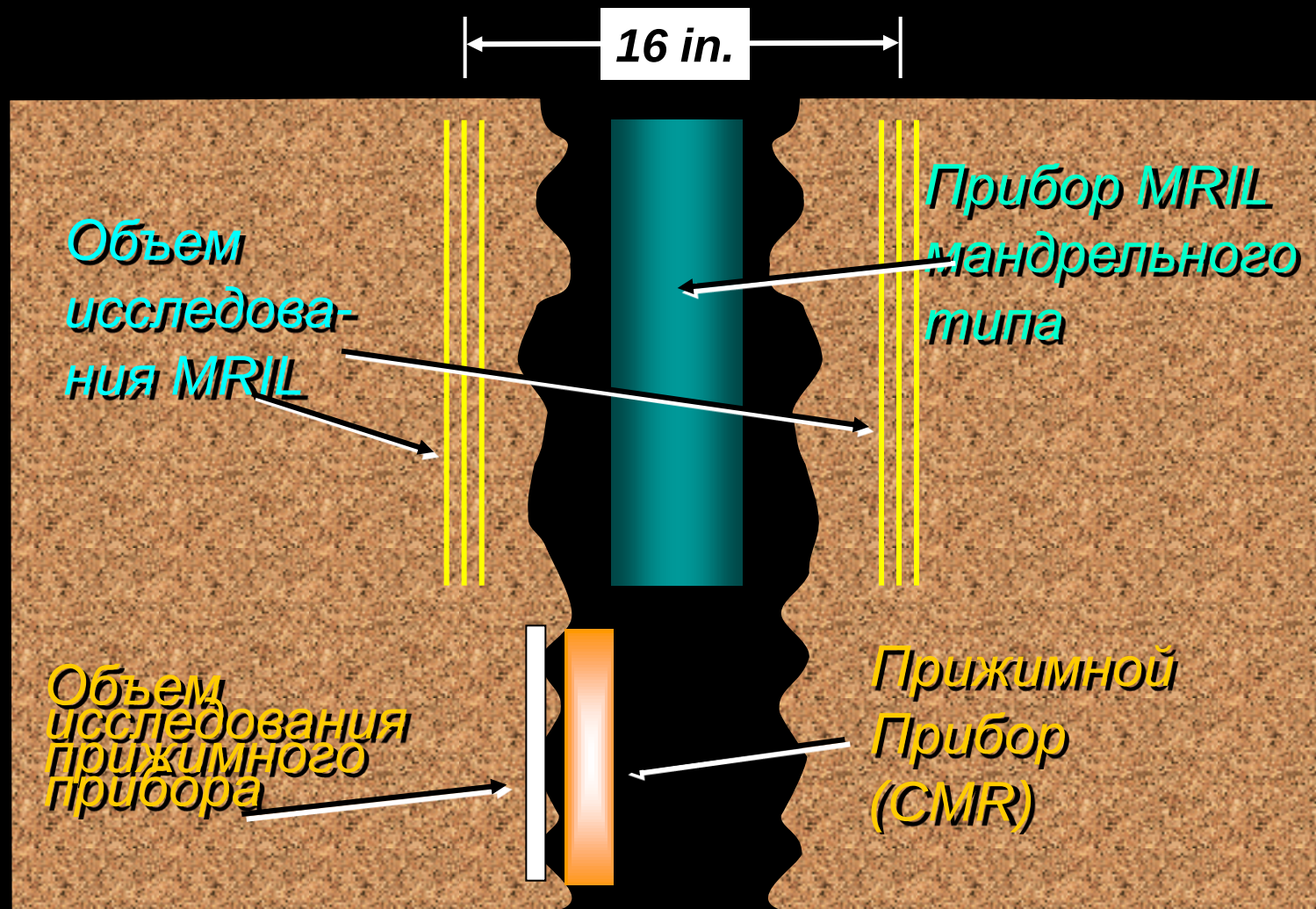


Глубина исследования MRIL

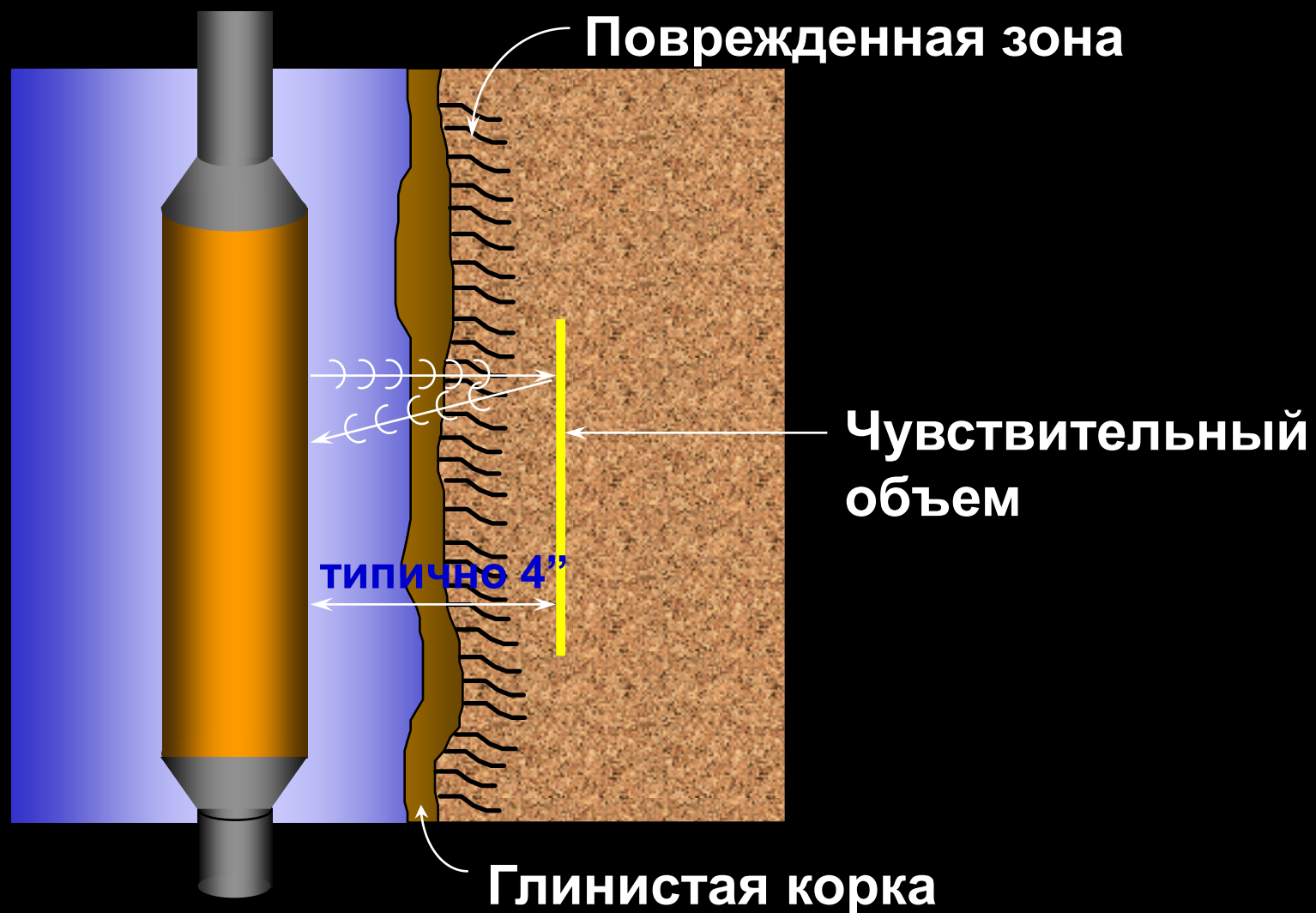
Многочастотный прибор серии С



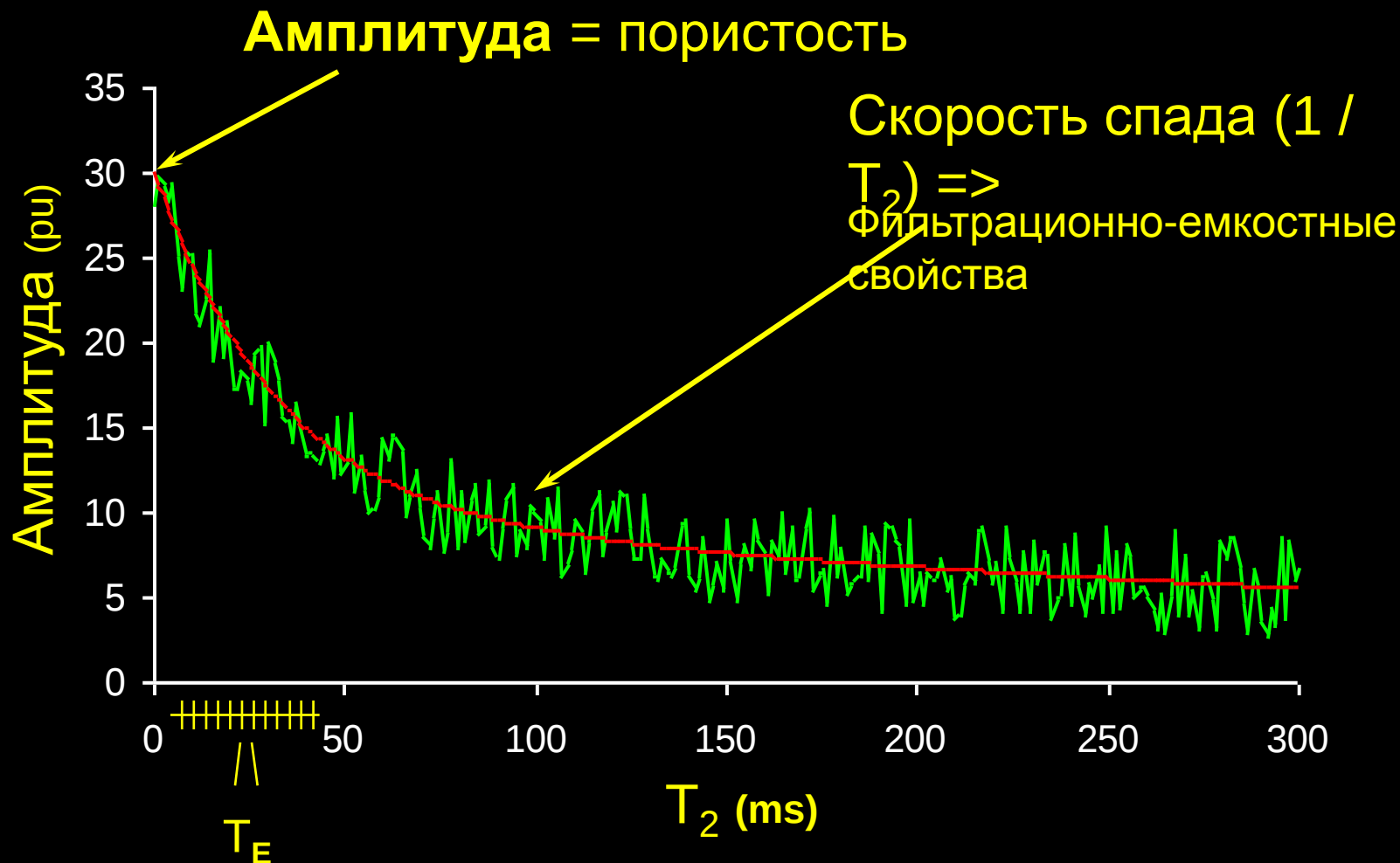
Влияние неровности стенок на каротажные приборы



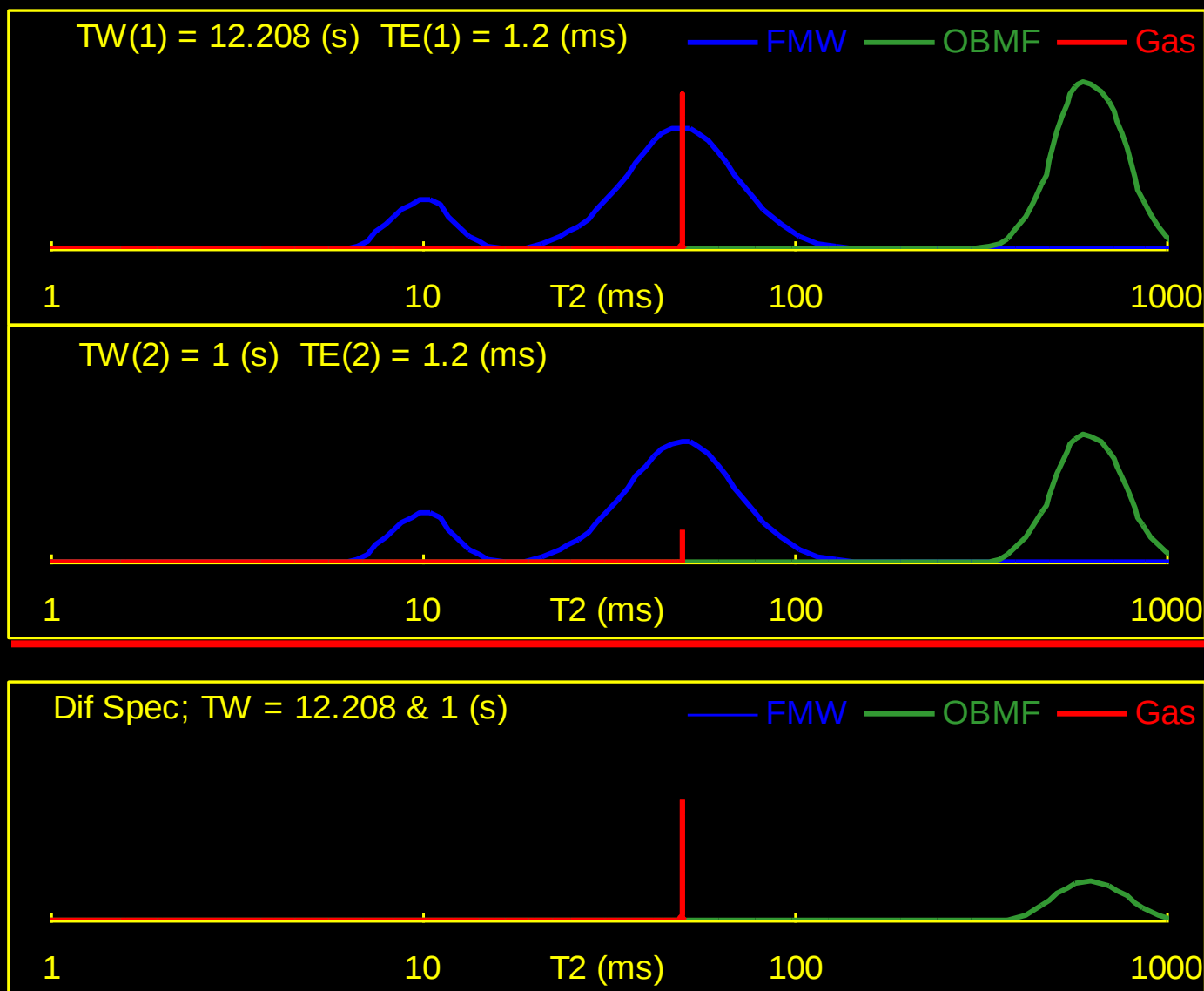
MRIL В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ



Измерение спада сигнала

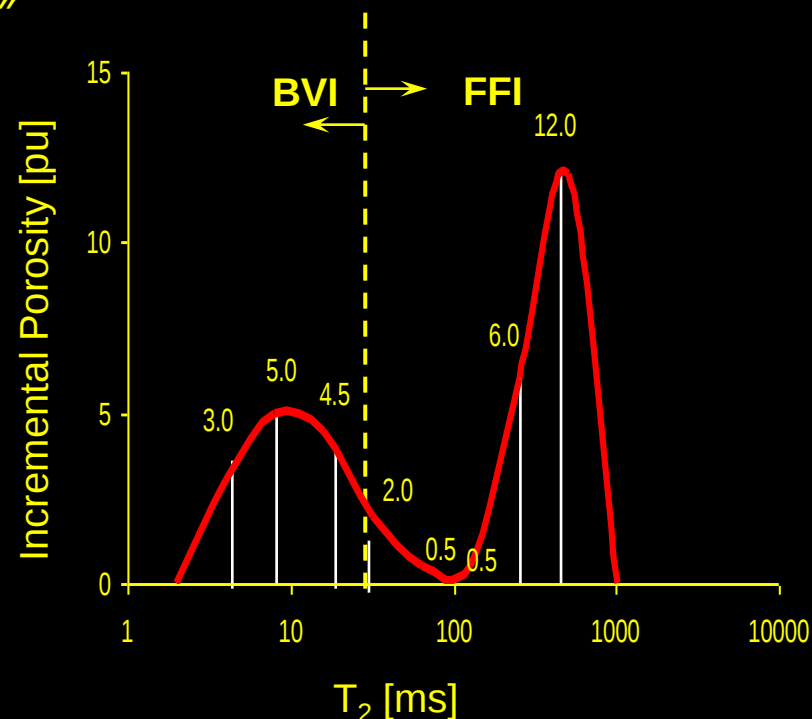
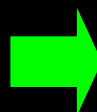
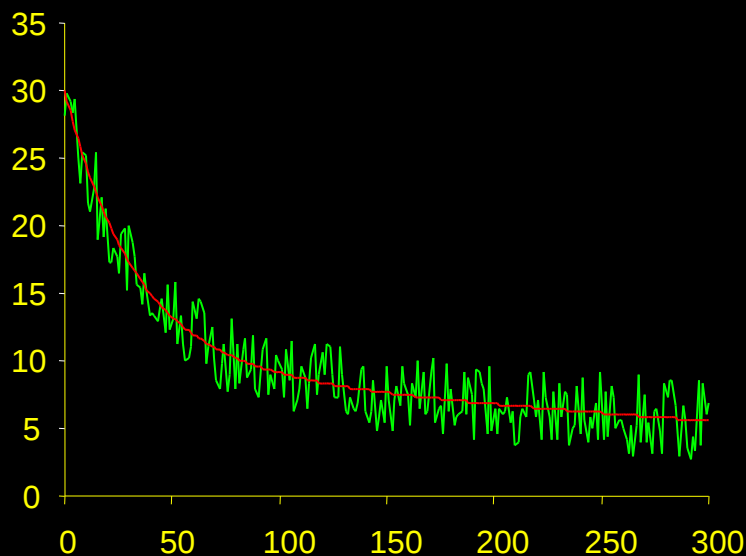


Метод разницы спектров



Обработка данных - инверсия

Спин-эхо данные → МАР
Обработка «инверсии» → T₂ спектр "Best Fit"

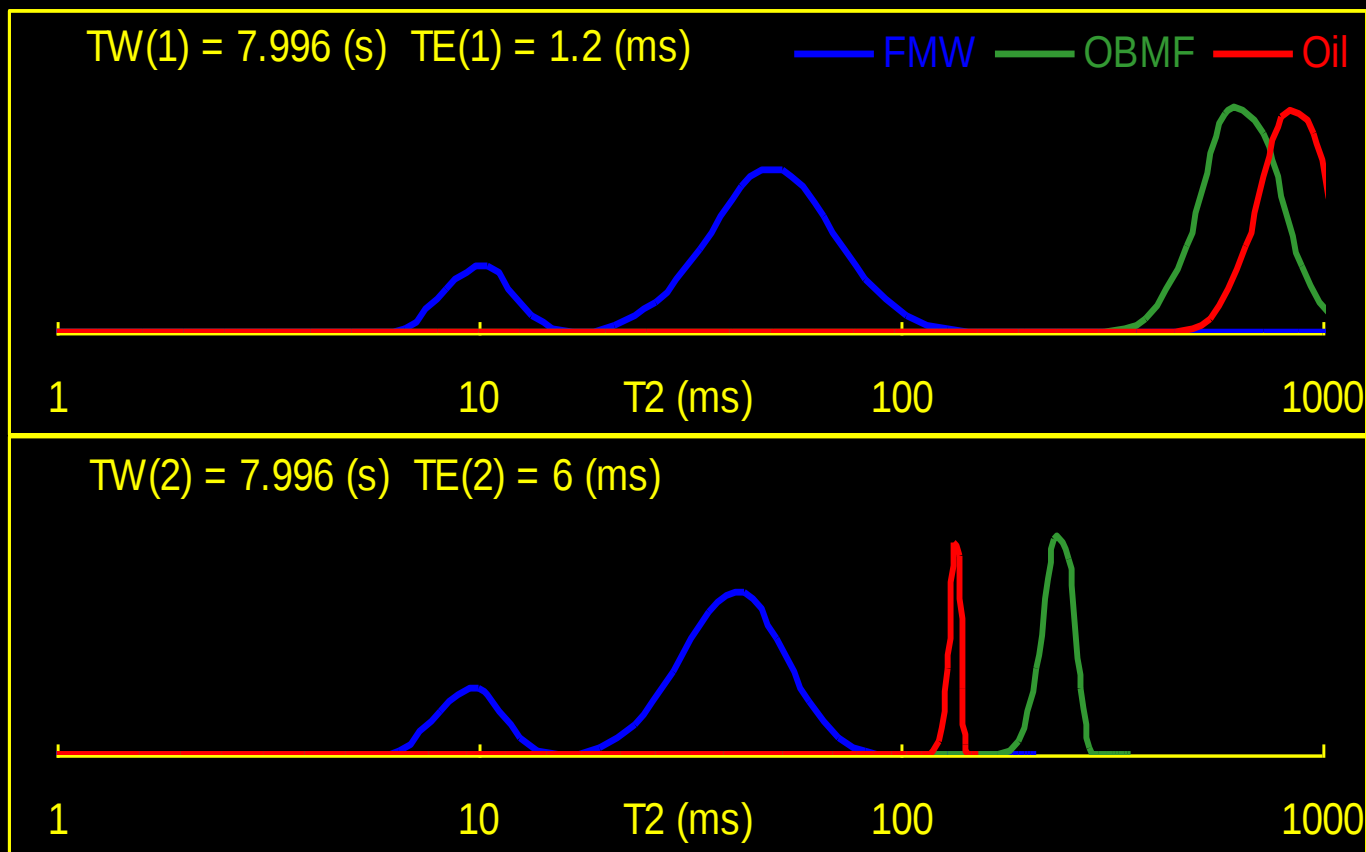


T_{2i} are pre-selected:

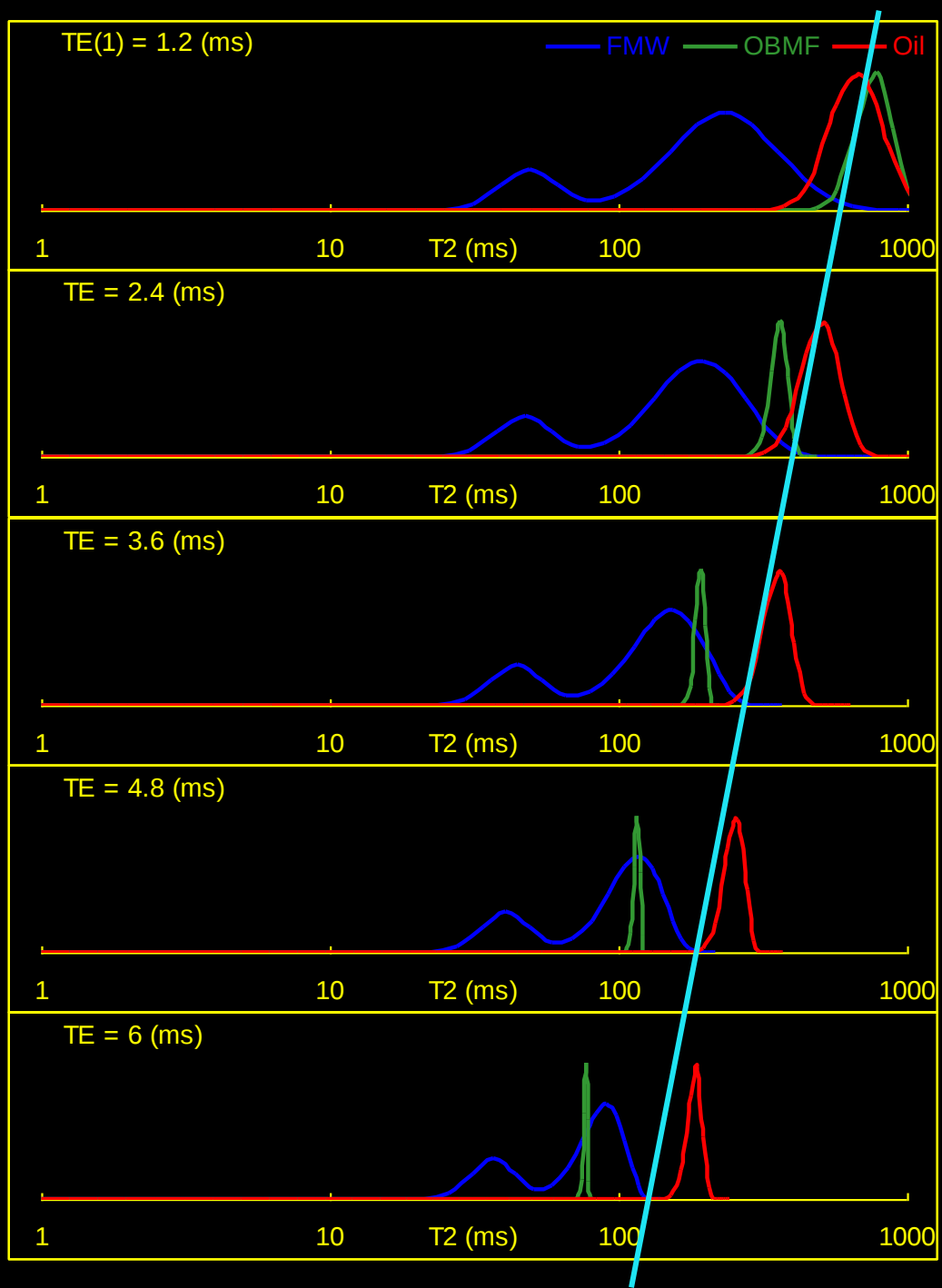
T_{2i} = 4, 8, 16, 32, 64, 128, 256, 512, 1024...

Water-saturated rock: $\rho T_2 = V/S$

Метод сдвига спектра в результате диффузии

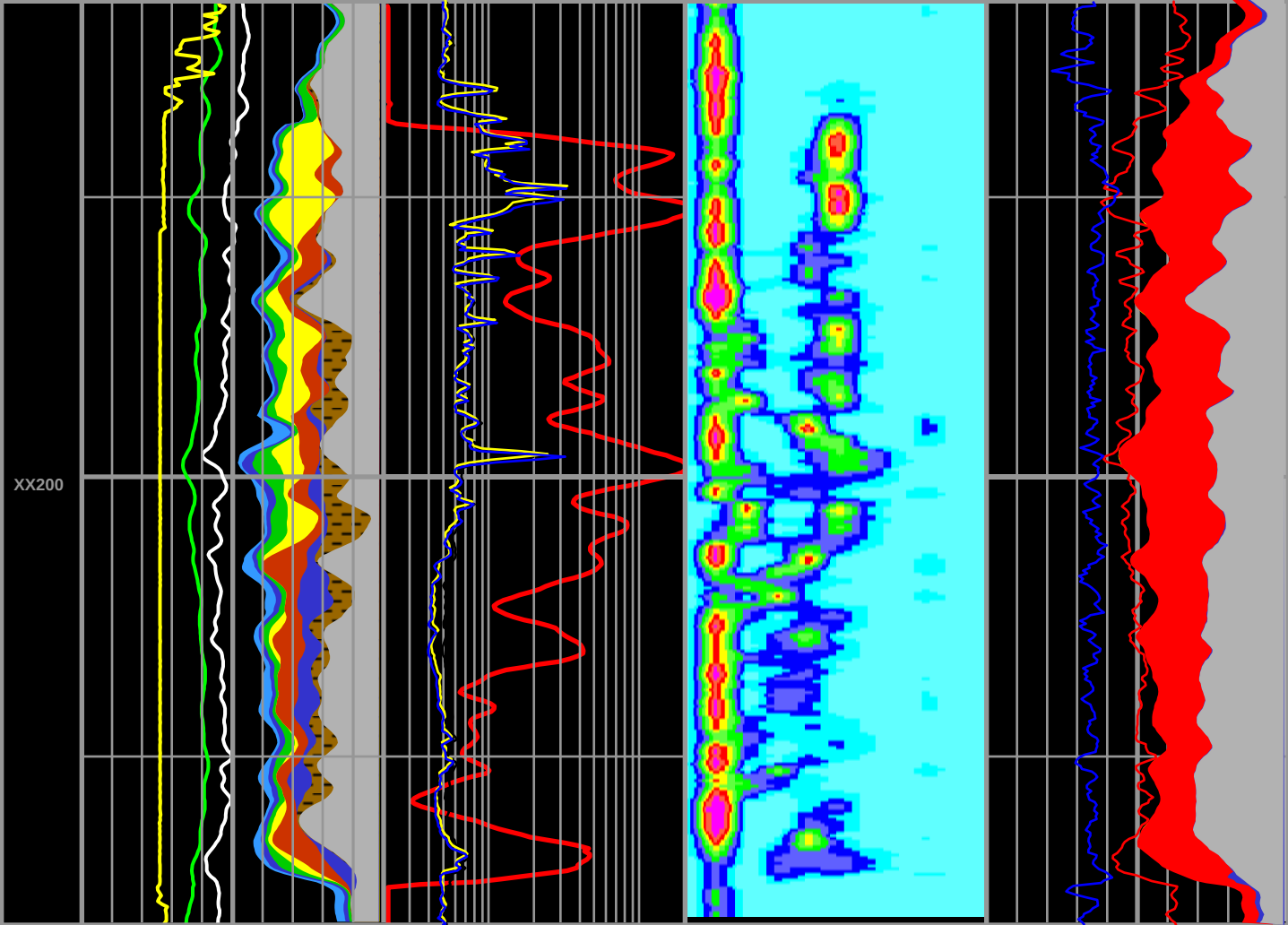


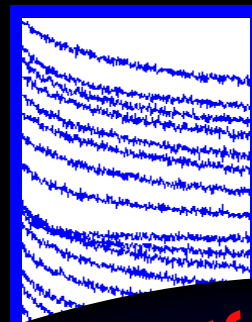
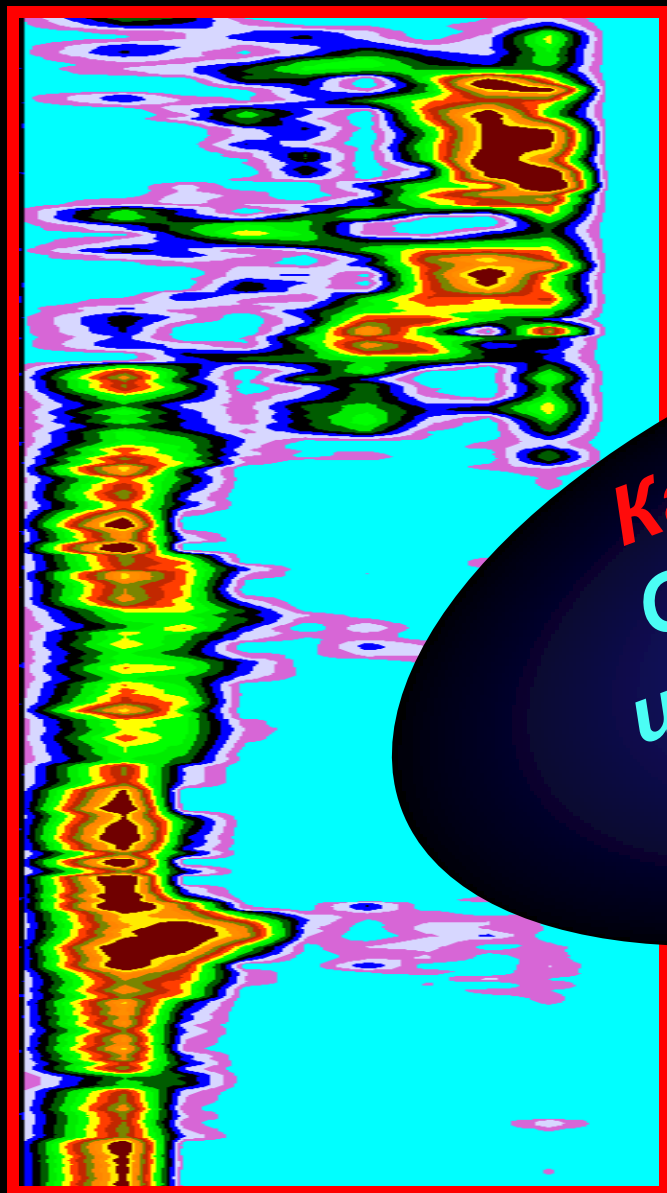
EDM – Метод усиленной диффузии



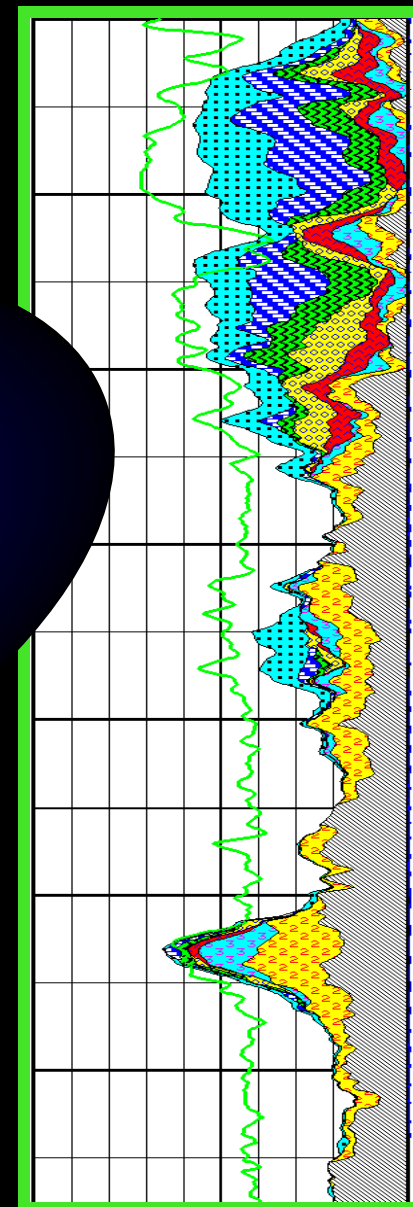
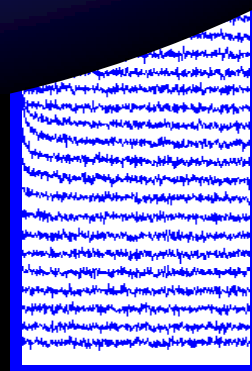
Линия ВОДЫ

Depth	0	Gamma Ray	150	0.2	Shallow	20	T2 Distribution	60	Density Porosity	0
	8	Caliper (in)	18	0.2	Resistivity Deep	20		60	Neutron Porosity	0
	-100	SP (mv)	100		Resistivity	20		60	BVI	0
	100	Bins 1 - 8 (PU)	0	20	Permeability (md)	2000		60	Effective Porosity	0
							2	Variable Density (milliseconds)	2048	





Каротаж ЯМК
Обработка и
интерпретация
данных



October 2000

Сбор данных ЯМР



Ядерно-магнитные св-ва пластовых флюидов

	T_1 (s)	T_2 (ms)	HI	η (ср)	D (10^{-5} cm ² /s)
Brine	0.001 - 0.5	1 - 500	1	0.2 - 0.8	1.8 - 7 p-
нефть	3 - 4	300 - 1000	1	0.2 - 1000	0.0015 - 7.6
газ	4 - 5	30 - 60	0.2 - 0.4	0.011 - 0.014	80 - 100

длин T_1 & длин T_2 => Нефть

длин T_1 & корот T_2 => Газ

Каротаж ЯМК: обработка и интерпретация данных



MRIL Проницаемость

$$MPERM = \left(\left(\frac{MPHI}{C} \right)^2 \left(\frac{FFI}{BVI} \right) \right)^2$$

ЯМР: Обработка и интерпретация данных

Корректировки и контроль качества ЯМР:

Кривые качества контроля:

MRIL
корректир

B1MOD +/- 5% от калибровки B1

GAIN (для определения RA и скорости каротажа)

CHI < 2 (кривая для соответ качества)

S/N > 5 (Prime 16 ft/min. > 10 -12)
(C @ 5 ft/min. > 10 - 12)

Ne > $T2_{max}$ / 3. Te (кол-во эхо-сигналов)

PHNO ≈ 1.0 (стандарт отклонен шума после вращения)

PHER ≈ 0.0 (среднее значение шума)

рабочий
цикл

Каротаж ЯМР

Обработка и интерпретация данных

Подготовка к работе

**Основной метод
Интерпретации ЯМР**



MRIAN



**CBW / TPOR
+
 R_t**

**Метод анализа
временной составляющей**

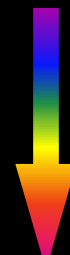


**TDA_COMP
+
MRIAN**



Dual T_w

Анализ диффузии



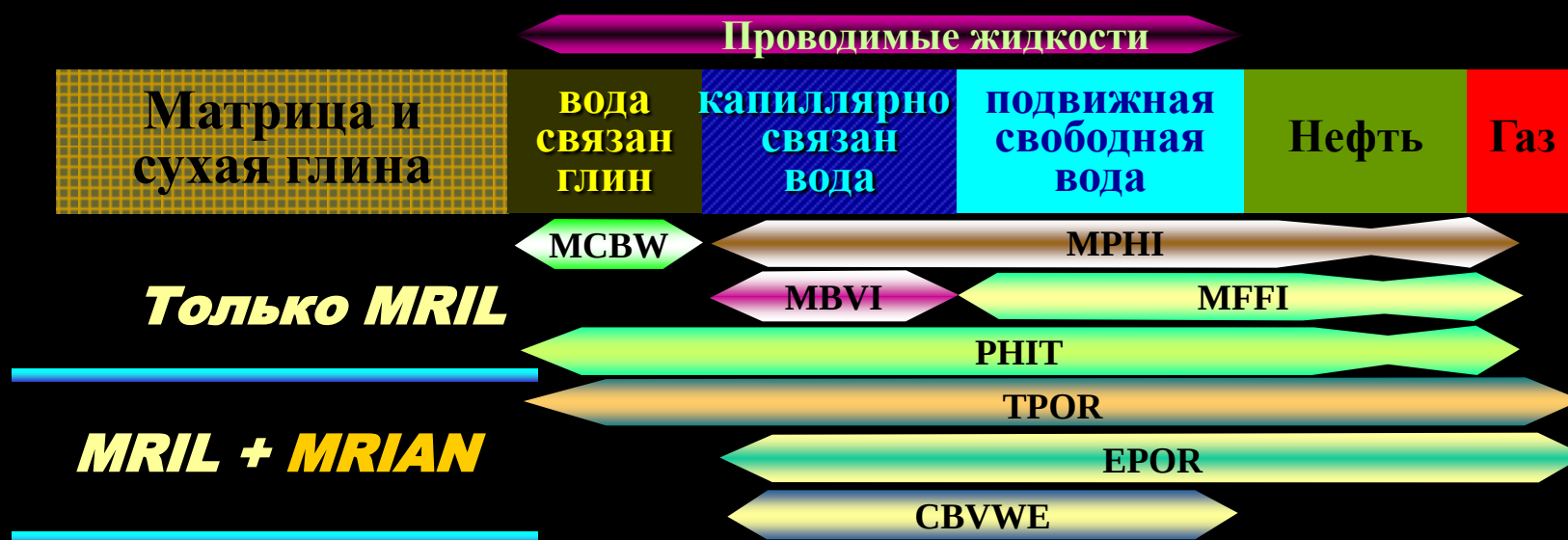
**DIFAN
+
MRIAN**



Dual T_e

Обработка и интерпретация данных

MRIAN метод интерпретации ЯМР



- Детерминированный модуль на основе модели двойной воды
- Использование показателей истинного сопротивления пласта для расчета водонасыщенности
- Насыщенность водой, связанной глинистой компонентой, является критической для получения окончательных результатов
- Значения общей и эффективной пористости очень важны

Каротаж ЯМР

Обработка и интерпретация данных и MRIAN

Based on the Dual Water Model

$$C_t = (\phi_t \cdot S_{wt})^W \left[C_w \left(1 - \frac{S_{wb}}{S_{wt}} \right) + C_{cw} \left(\frac{S_{wb}}{S_{wt}} \right) \right]$$

C_t : Общая проводимость пласта { $1 / R_t$ }

ϕ_t : Общая пористость { Свобод жид ϕ + капилляр связ вода ϕ + вода связ глин ϕ }

C_w : Проводимость пластовой воды { $1 / R_w$ }

W : Constant. Зависит от “n,” “m,” & “Sw” { $(n \cdot \log Sw + m \cdot \log \phi) / \log (\phi \cdot Sw)$ }

S_{wb} : Насыщенность водой связ с глинистой компонент { $(\phi_{clay} / \phi_{total})$ or $(1 - \phi_e / \phi_{total})$ }

S_{wt} : Общая водонасыщенность { $S_{we} = S_{wt} - S_{wb} / 1 - S_{wb}$ }

C_{cw} : Проводимость воды, связан глинист компонент { $0.000216 \cdot (T_f - 16.7) \cdot (T_f + 504.4)$ }

обработка и интерпретация данных MRIAN

C_t : Общая проводимость пласта $\{ 1 / R_t \}$
LLD, ILD, R_t , ...etc.

ϕ_t : Общ порист $\{ \text{свобод жидк } \phi + \text{капилляр связ вода } \phi + \text{вода связан глини } \phi \}$
MFFI + MBVI + MCBW OR MPHI + MCBW OR MSIG

C_w : Проводимость пластовой воды $\{ 1 / R_w \}$
Минерализац пластовой воды / R_t в водоносной зоне

W : Constant завис "n," "m," & "Sw" $\{ (n \cdot \log Sw + m \cdot \log \phi) / \log (\phi \cdot Sw) \}$
Итерация в ходе MRIAN / результат керна

$$WI \leq W \leq WW$$

S_{wb} : Насыщен водой связ с глинист компонентой $\{ (\phi_{\text{clay}} / \phi_{\text{total}}) \text{ or } (1 - \phi_e / \phi_{\text{total}}) \}$
MCBW / MSIGD or $1 - \text{MPHI} / \text{MSIGD}$

S_{wt} : Общая водонасыщенность $\{ S_{we} = S_{wt} - S_{wb} / 1 - S_{wb} \}$
 $S_{wb} = \text{MCBW} / \phi T$

C_{cw} : Проводимость воды связан глинист компонент $\{ 0.000216 \cdot (T_f - 16.7) \cdot (T_f + 504.4) \}$
Зависит от пластовой температуры °F

Обработка и интерпретация данных

T.D.A.
MRIL Метод анализа временной составляющей

Проводимые жидкости

Матрица и
сухая глина

вода
связан
глиной

Капиллярно
связанная
вода

Подвижная
свободная
вода

нефть

газ

MCBW

MPHI

Только MRIL

MBVI

MFFI

PHIT

TPOR

MRIL + MRIAN

EPOR

CBVWE

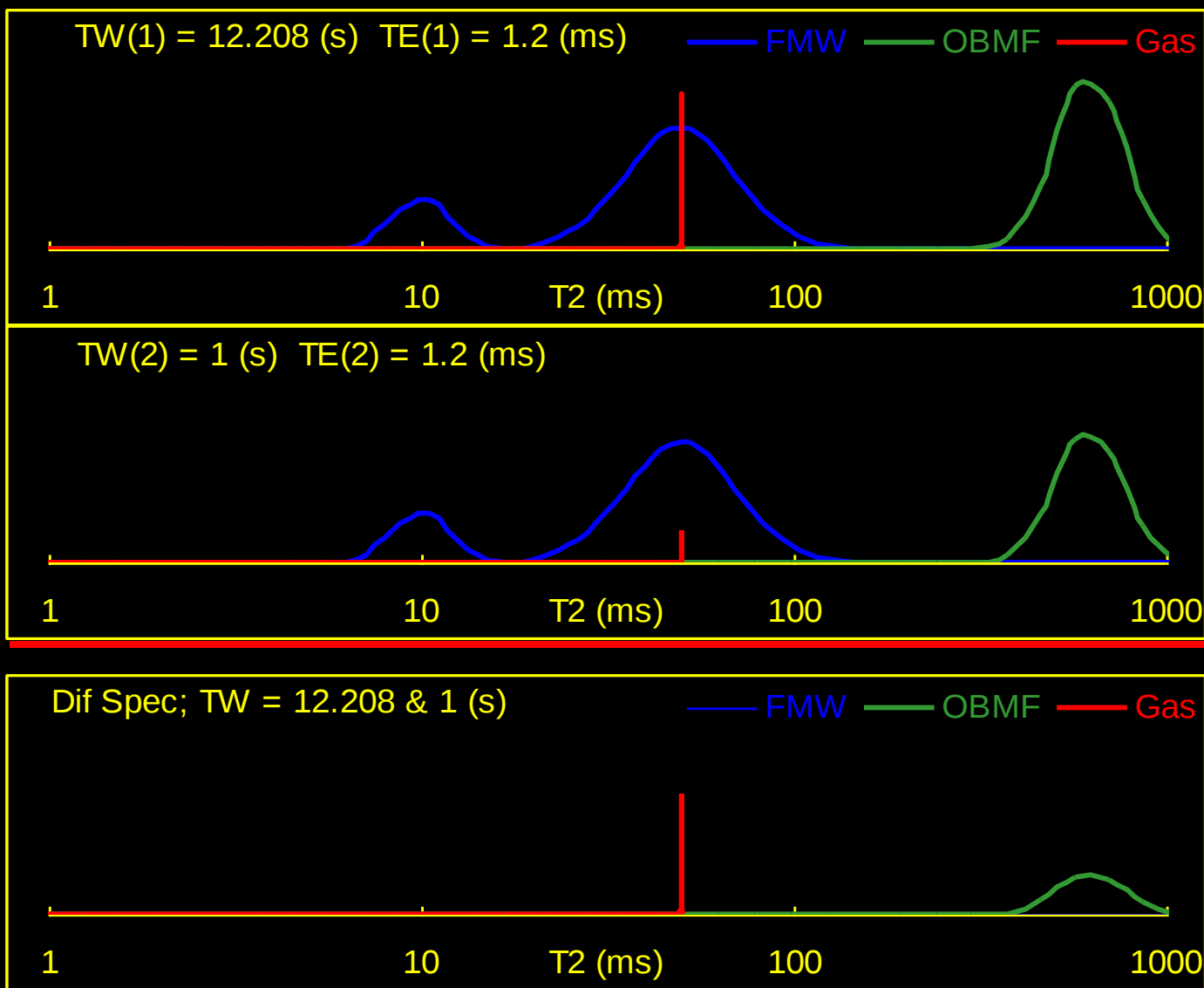
**MRIL + MRIAN
TDA_COMP**

PhiW

PhiO

PhiG

TDA MRIL Метод анализа временной составляющей

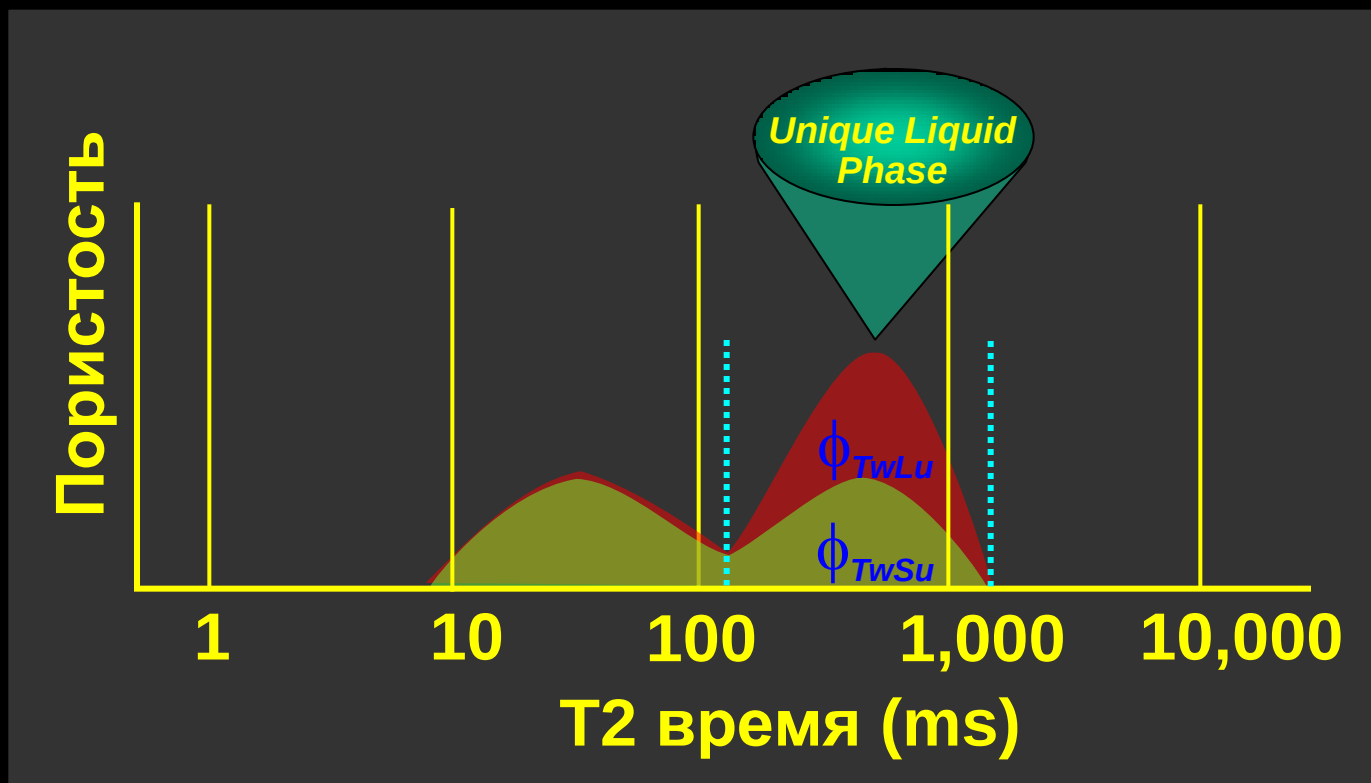


Обработка и интерпретация

T.D.A.

MRIL Метод анализа временной составляющей

Корректировка пористости MRIL с учетом T1



ЯМР

Обработка и интерпретация данных

TDA_COMP

Пористость ЯМР корректируется углеводородным коэффиц HI и величиной $T1$.

$$\phi_{Tw} = \phi \cdot HI \cdot (1 - e^{-Tw/T1})$$

$T1$ расчет основан на

отношении $r = \phi_{TwLu} / \phi_{TwSu}$

$$r = \frac{\phi \cdot HI \cdot (1 - e^{-TwL/T1})}{\phi \cdot HI \cdot (1 - e^{-TwS/T1})}$$

$$= \frac{1 - e^{-TwL/T1}}{1 - e^{-TwS/T1}}$$

ϕ : Истин углеводор
пористость

ϕ_{Tw} : Измеренная углеводород
порист

Tw : Время ожидания

HI : Углеводородный индекс

ϕ_{TwLu} : Пористость в результате
 TwL определенной фазы

флюида
 ϕ_{TwSu} : Пористость в рез-те TwS
флюида определенной фазы

TwL : длительное время ожидания

TwS : короткое время ожидания

Обработка и интерпретация данных

TDA_COMP

ϕ_{gas} определяется с учетом HI_{gas} и $T1_{gas}$

$$\phi_g = \frac{\phi_g^*}{HI_g \cdot \Delta\alpha_g}$$

ϕ_{oil} определяется с учетом HI_{oil} и $T1_{oil}$

$$\phi_o = \frac{\phi_o^*}{HI_o \cdot \Delta\alpha_o}$$

$$\Delta\alpha_h = e^{-TwS/T1_h} - e^{-TwL/T1_h}$$

ϕ_g : пористость по газу

ϕ_g^* : Кажущ порист по газу
через разницу эхо

HI_g : Углеводород индекс газа

ϕ_o : Порист по нефти

ϕ_o^* : Кажущ порист по неф
через разницу эхо

HI_o : Углеводород индекс
по нефти

$T1_h$: T1 по газу или нефти

Обработка и интерпретация данных

TDA_COMP

Порист-ть по полност поляризован жидк при длин T_w

$$Phi_{FPL} = MPHIA - \left[\phi_g \cdot HI_g \cdot (1 - e^{-T_w L / T1_g}) + \right. \\ \left. \phi_o \cdot HI_o \cdot (1 - e^{-T_w L / T1_o}) + \right. \\ \left. \phi_w \cdot HI_w \cdot (1 - e^{-T_w L / T1_w}) \right]$$

Пористость с учетом $T1$ и HI

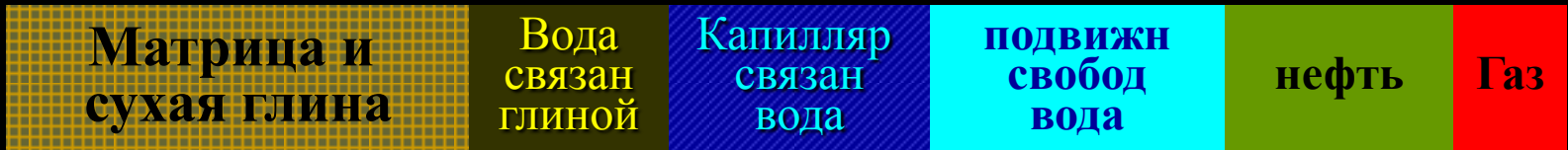
$$TDAMPhi = Phi_{FPL} + \phi_g + \phi_o + \phi_w$$

ЯМР

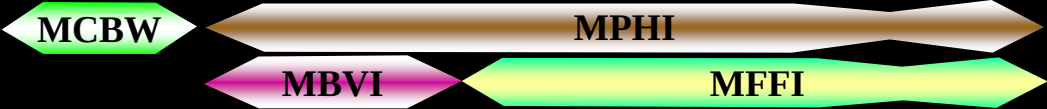
Обработка и интерпретация

DIFAN
MRIL Анализ
диффузии

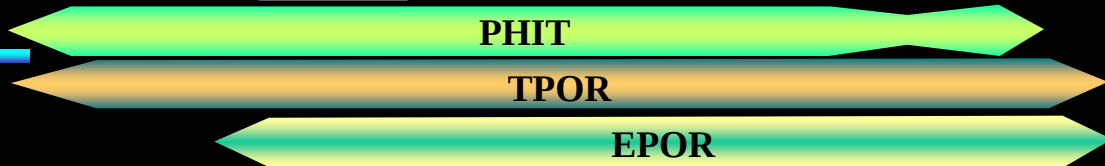
Проводимые жидкости



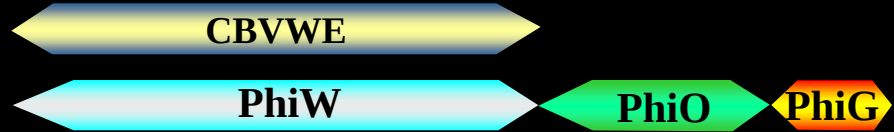
MRIL only



MRIL + MRIAN



**MRIL + MRIAN
TDA_COMP**



**MRIL + MRIAN
DIFAN**

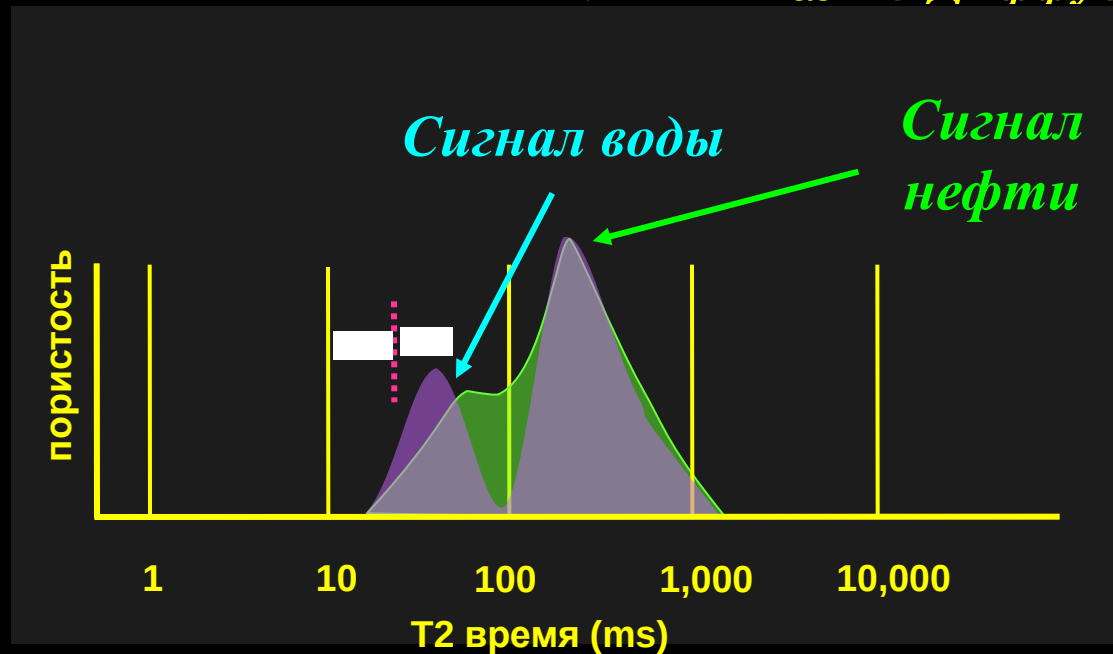


Обработка и интерпретация данных

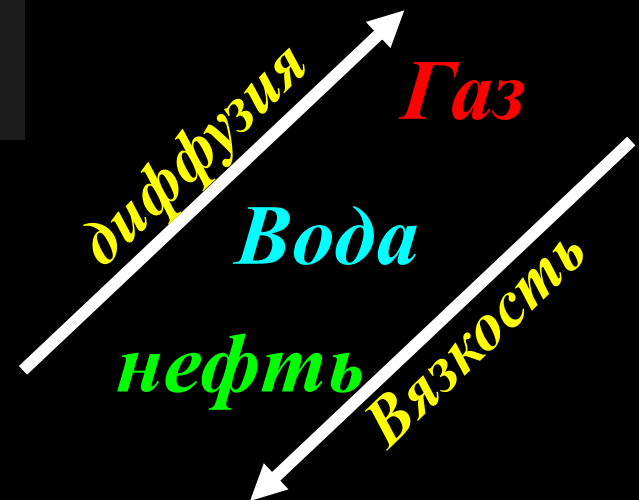
DIFAN MRIL анализ диффузии

- *Данные ЯМР полученные с использованием двойного Те*
- *Решает задачу для нефти в изучаемых пропластках*
- *Не решает задачу для ОЧЕНЬ тяжелых нефтей*

DIFAN
MRIL Анализ диффузии



- Сдвиг данных спектра — следствие диффузии
- Среднегеометрическое по коротк и длин спектру рассчитывается как функция области под кривой, помогает определить размер сдвига в результате диффузии



Обработка и интерпретация данных DIFAN

На основе свойств термальной диффузии флюидов в поровом пространстве

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2Bulk}} + \frac{1}{T_{2Surf}} + \frac{1}{T_{2Diff}}$$

$$\frac{1}{T_{2Surf}} = \rho \cdot (S / V) \dots \text{без влияния диффузии}$$

ρ = Const релаксации
 S = поверхность
 V = объем

D : Коэффициент диффузии жидкости
(см²/сек)
Зависит от темп. (K) и вязкости

$$T_{2Diff} = \frac{12}{D \cdot (G \cdot \gamma \cdot T_e)^2}$$

G : Градиент магнитного поля (Гаусс/см)
зависит от частоты прибора и температуры

γ : Гиромагнитное соотношение (Hz/Гаусс)
= 4258 для водорода

T_e : Время между эхо сигналами (сек)

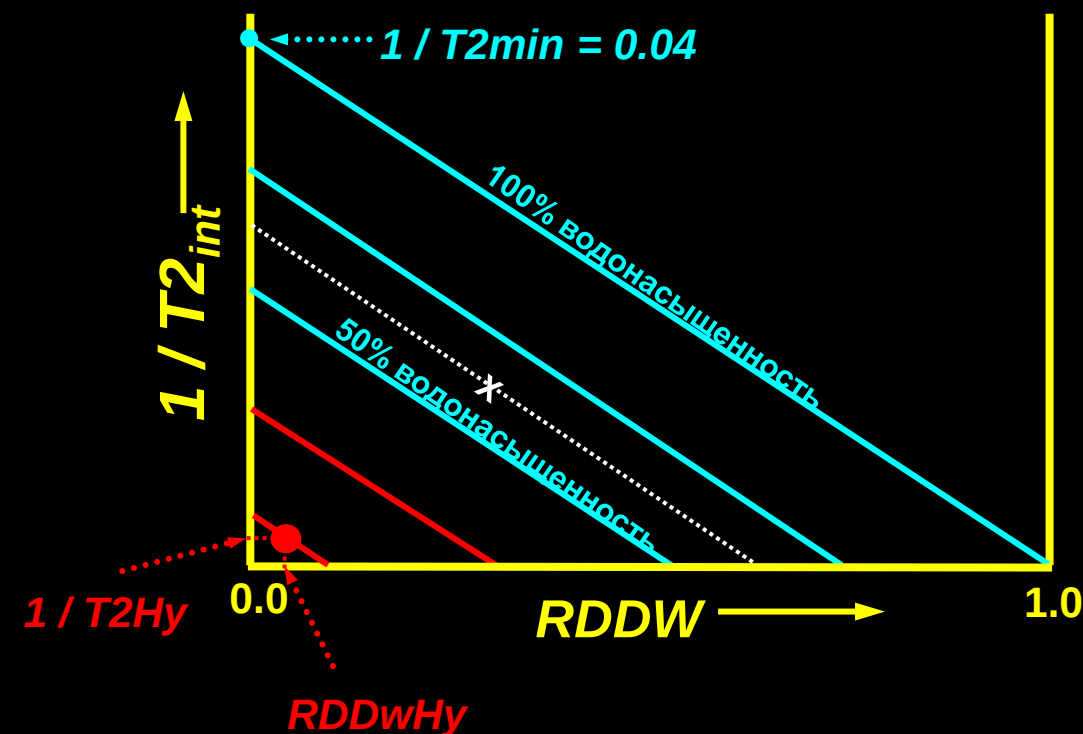
Обработка и интерпретация данных DIFAN

На основе свойств термальной диффузии флюидов в поровом пространстве

$$RDDW = \frac{D}{DW}$$

D : диффузия пласта флюида

DW : диффузия воды
при t^0 и давлении пластов
флюида
= 12.5 при t^0 и давлении на поверхн

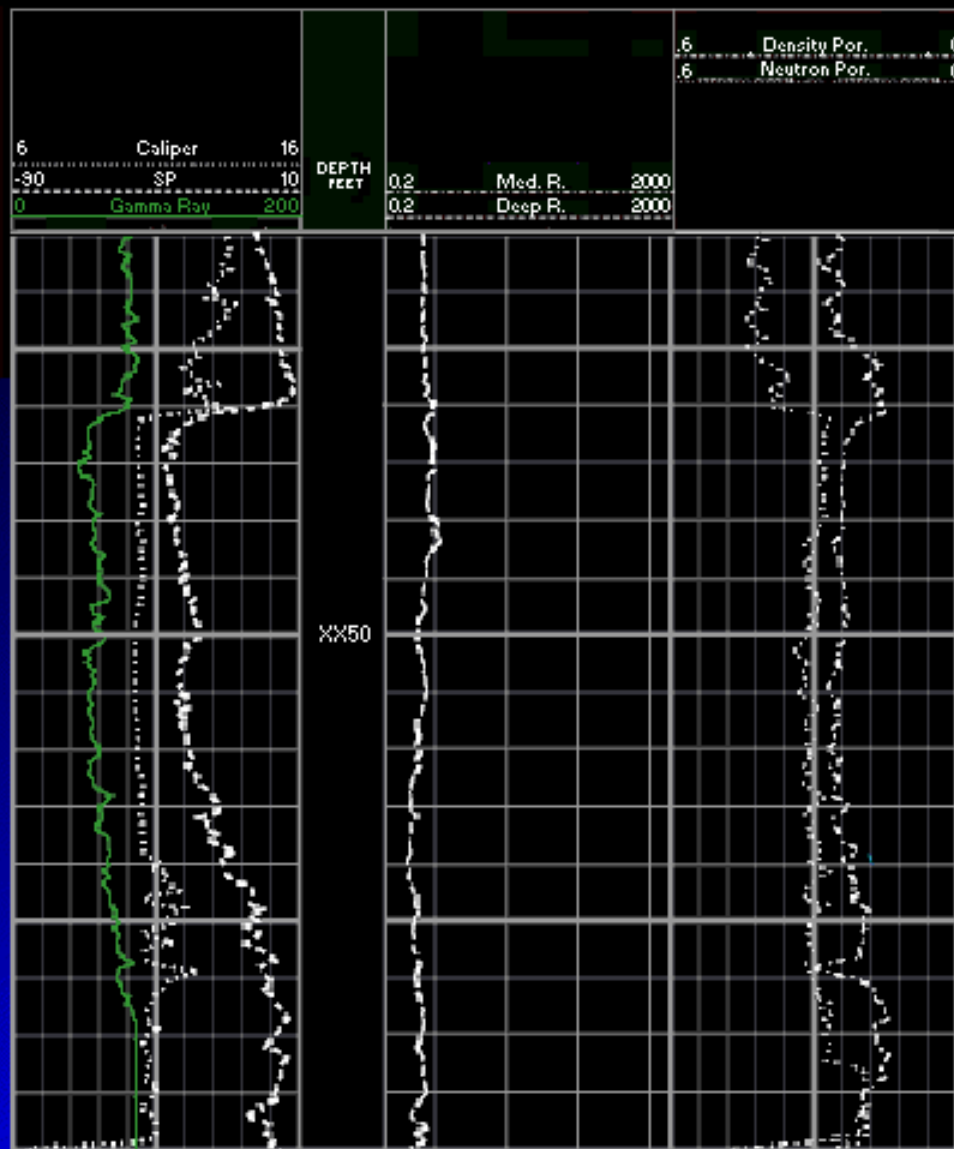


$T2min$: нижний возможный
предел истинного $T2$
= 25 msec

Conventional Log

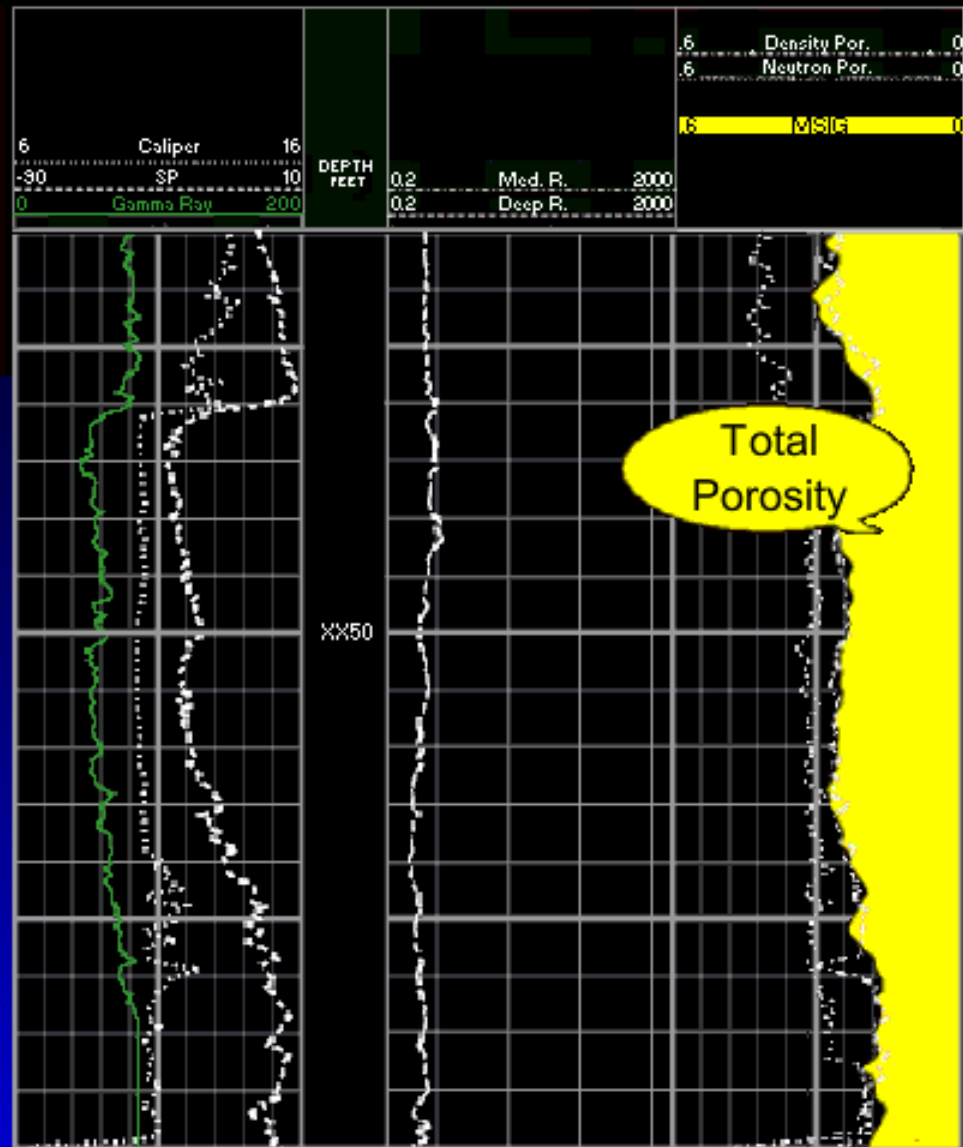
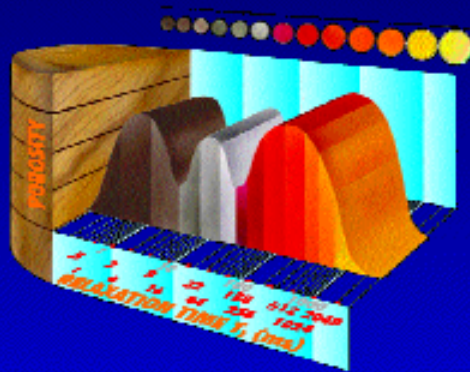
Completion Cost:
\$1.2 MM

Customer Decision:
Get additional data.



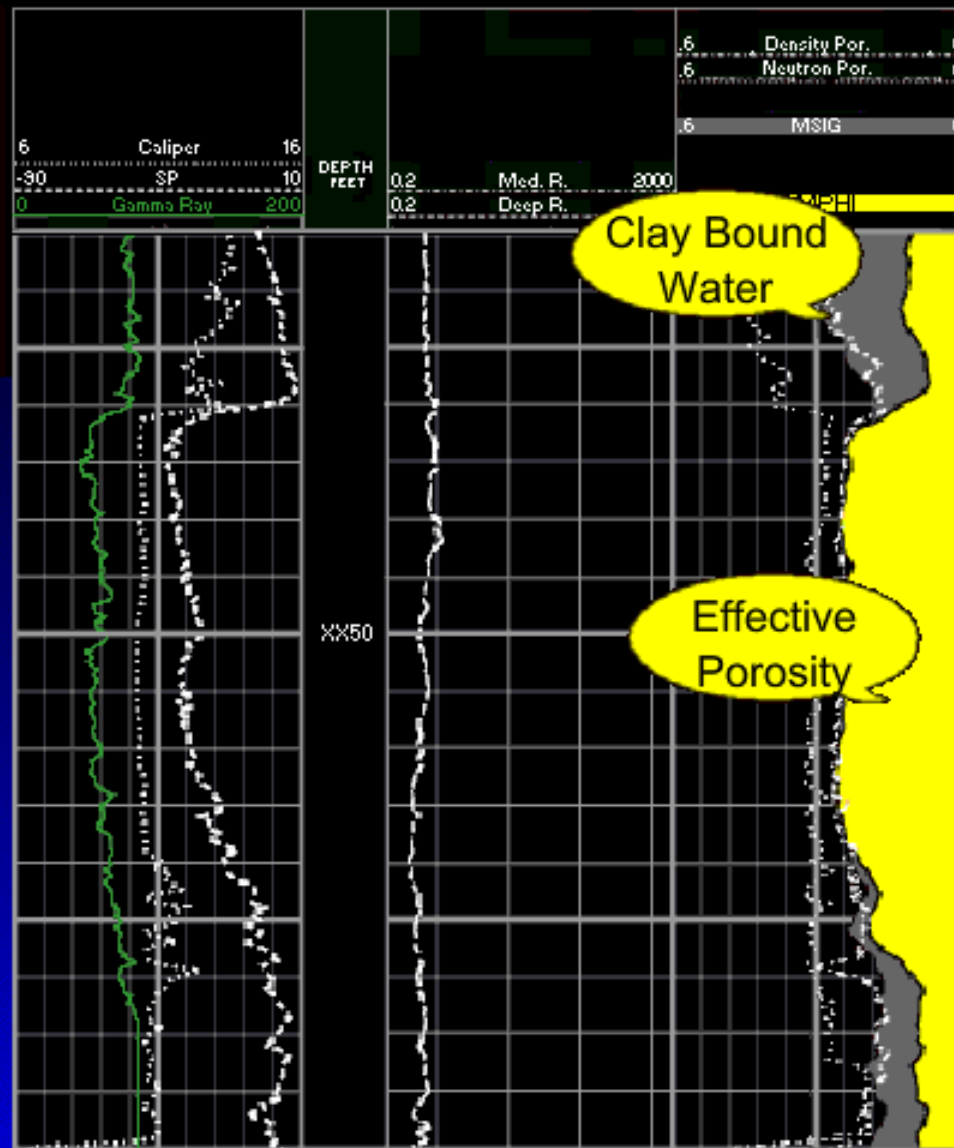
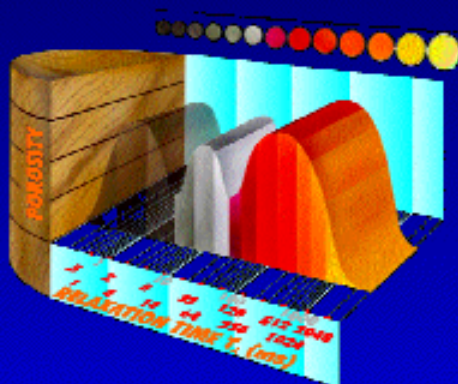
Conventional Log With MSIG

Total Porosity: The non-solids percentage of the rock bulk volume.



Conventional Log With MPHI

Effective Porosity:
The Total Porosity
less the porosity filled
with clay mineral
bound water.

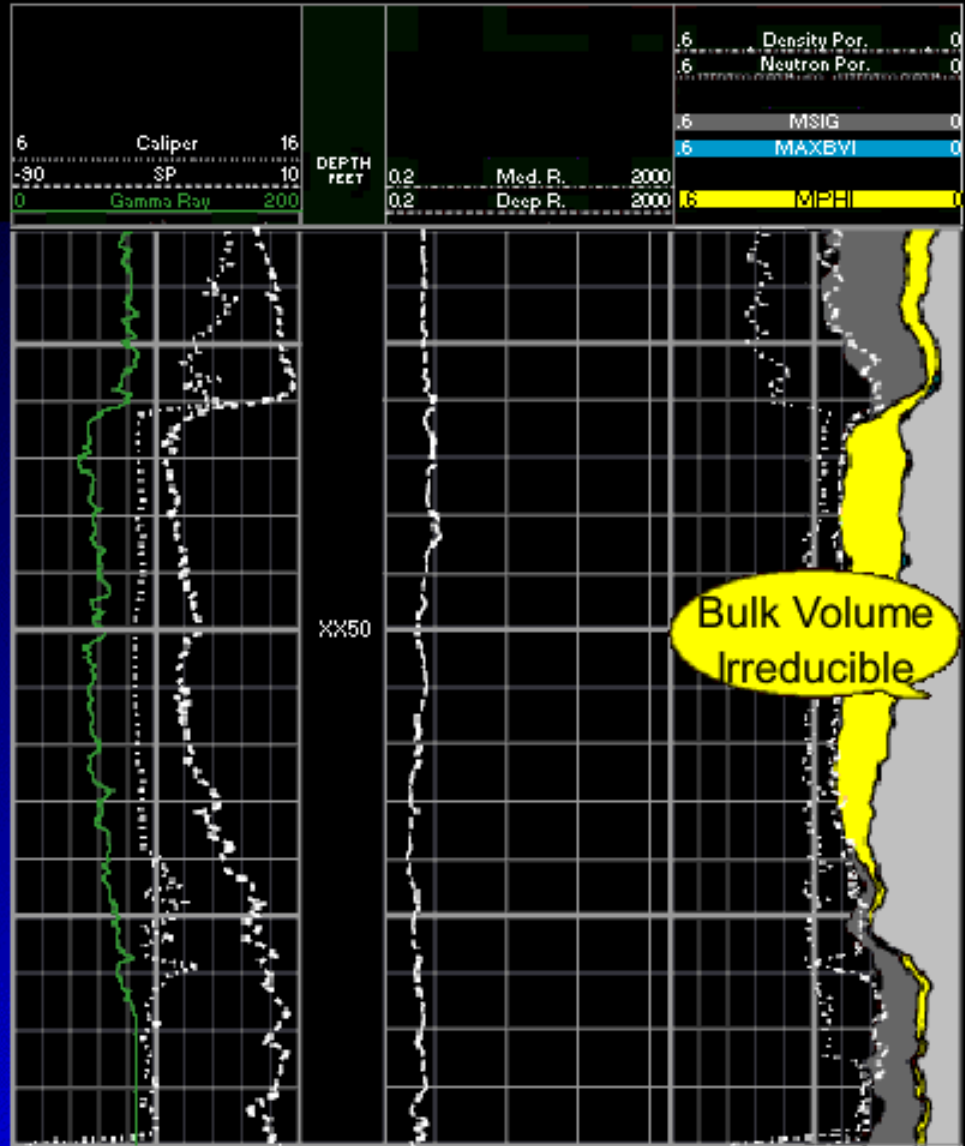
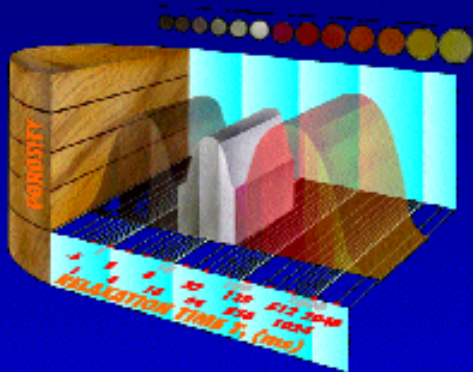


MPHI & BVI

Bulk Volume

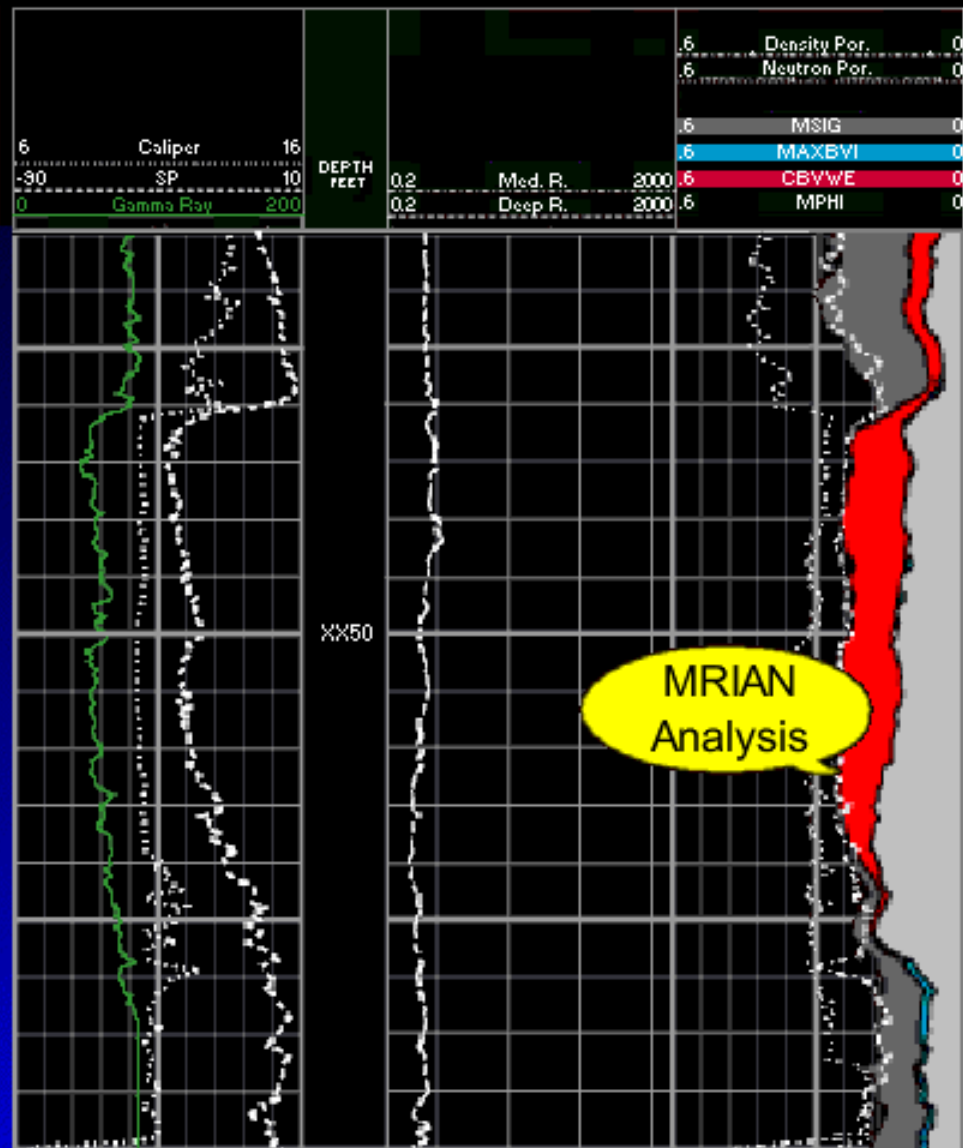
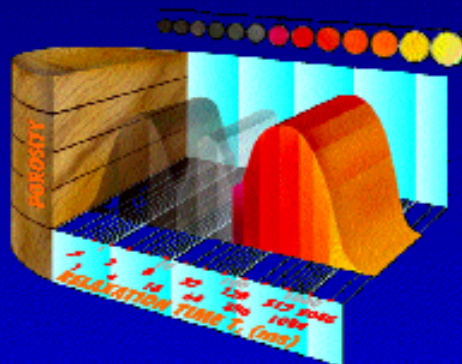
Irreducible:

Rock bulk volume
percentage occupied by
normally non-productive
water due to capillarity.



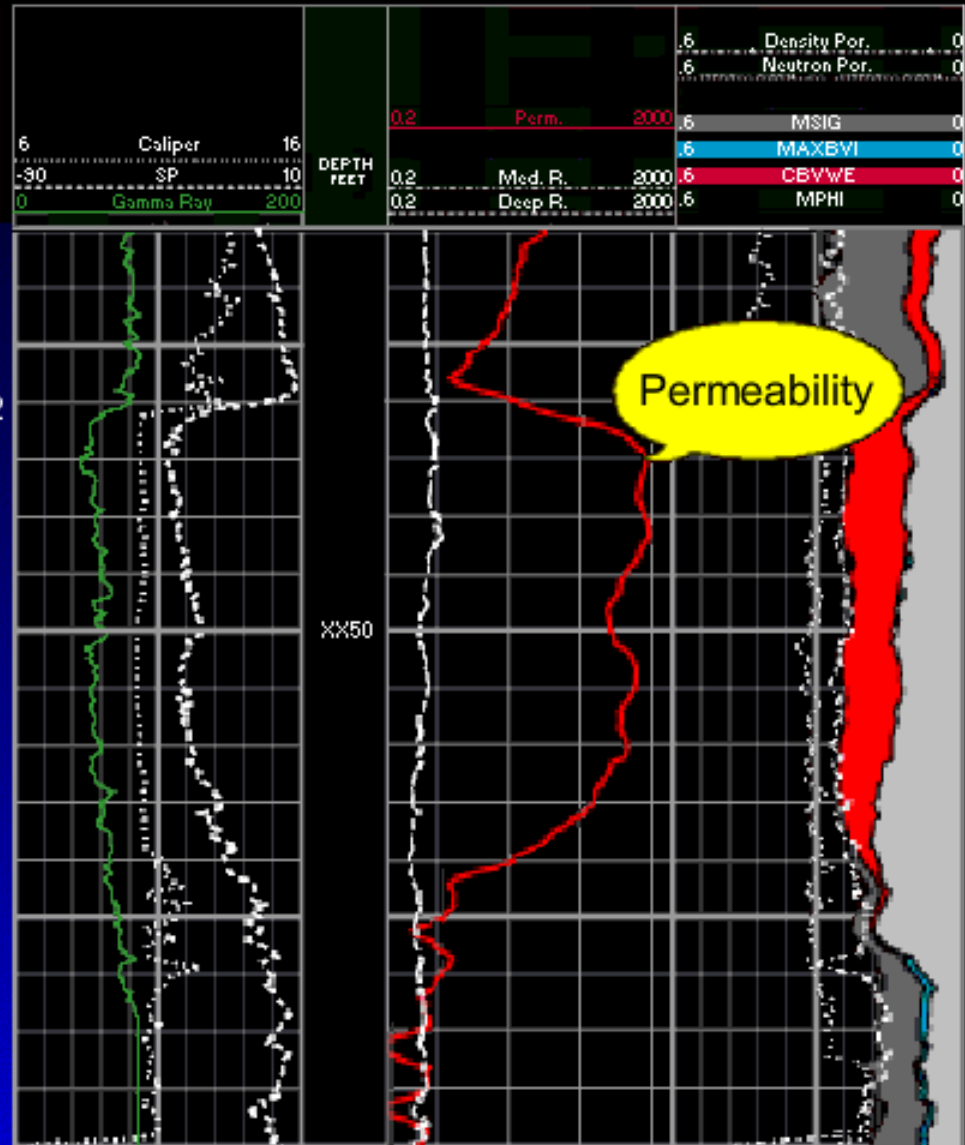
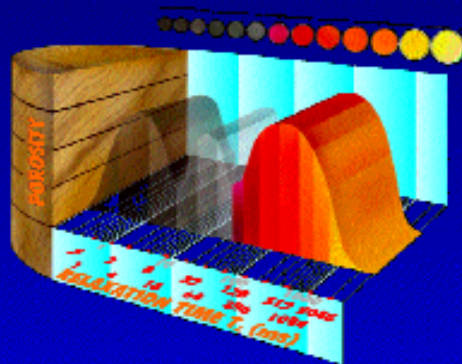
CBVWE

MRIAN Analysis:
Calculates Bulk Volume
Water associated with
effective porosity.

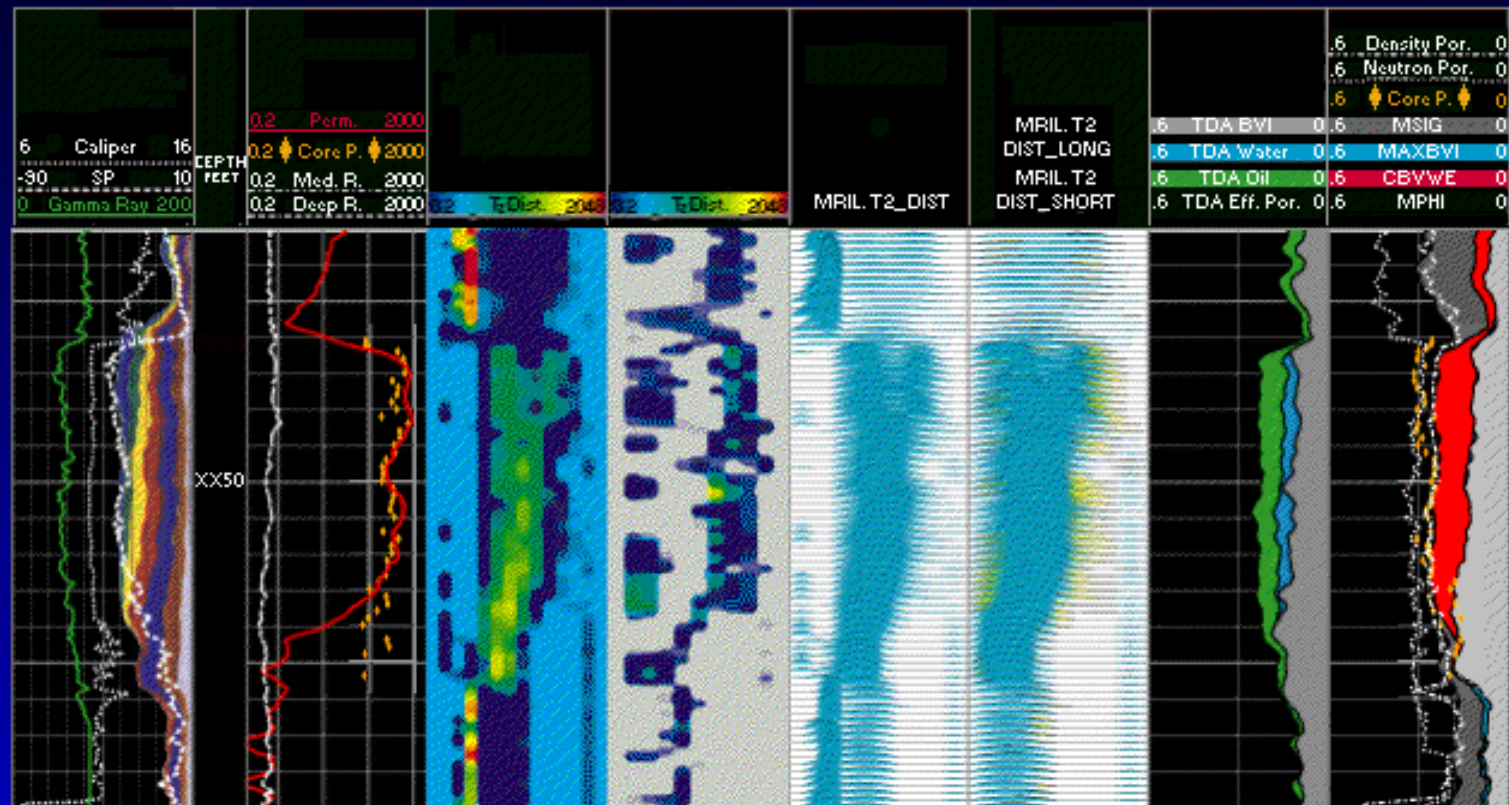


Permeability

$$MPERM = ((MPHI/10)^2 (MFFI/MBVI))^2$$



Core Analysis Comparison



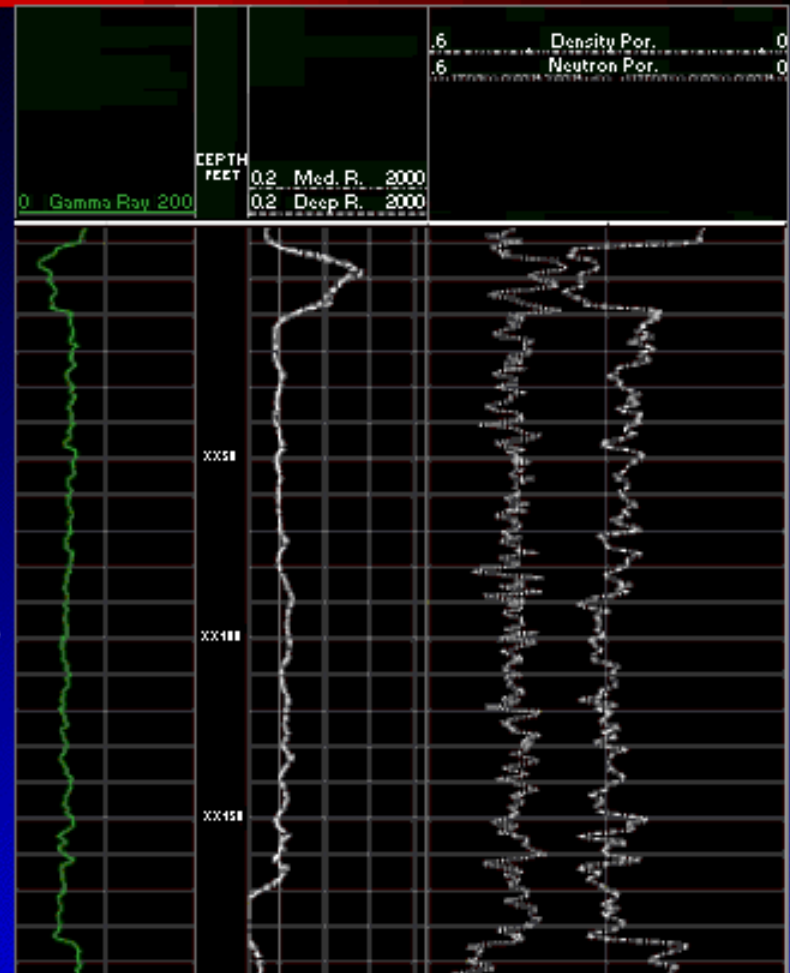
Распределение бинов – размер пор/качество породы/свойства флюида

Increase Reserve Estimates Using C/TP

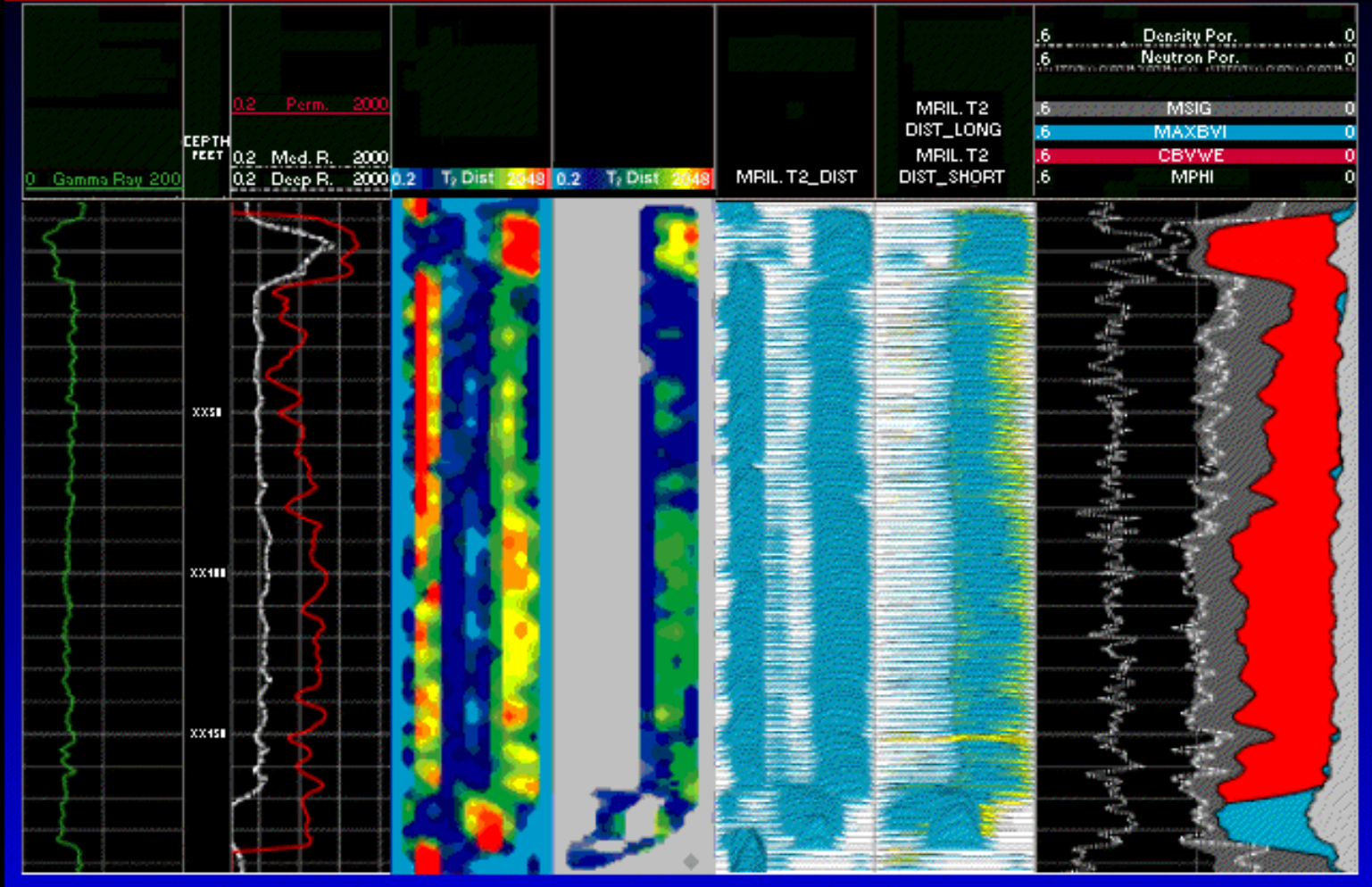
Conventional

Problem:

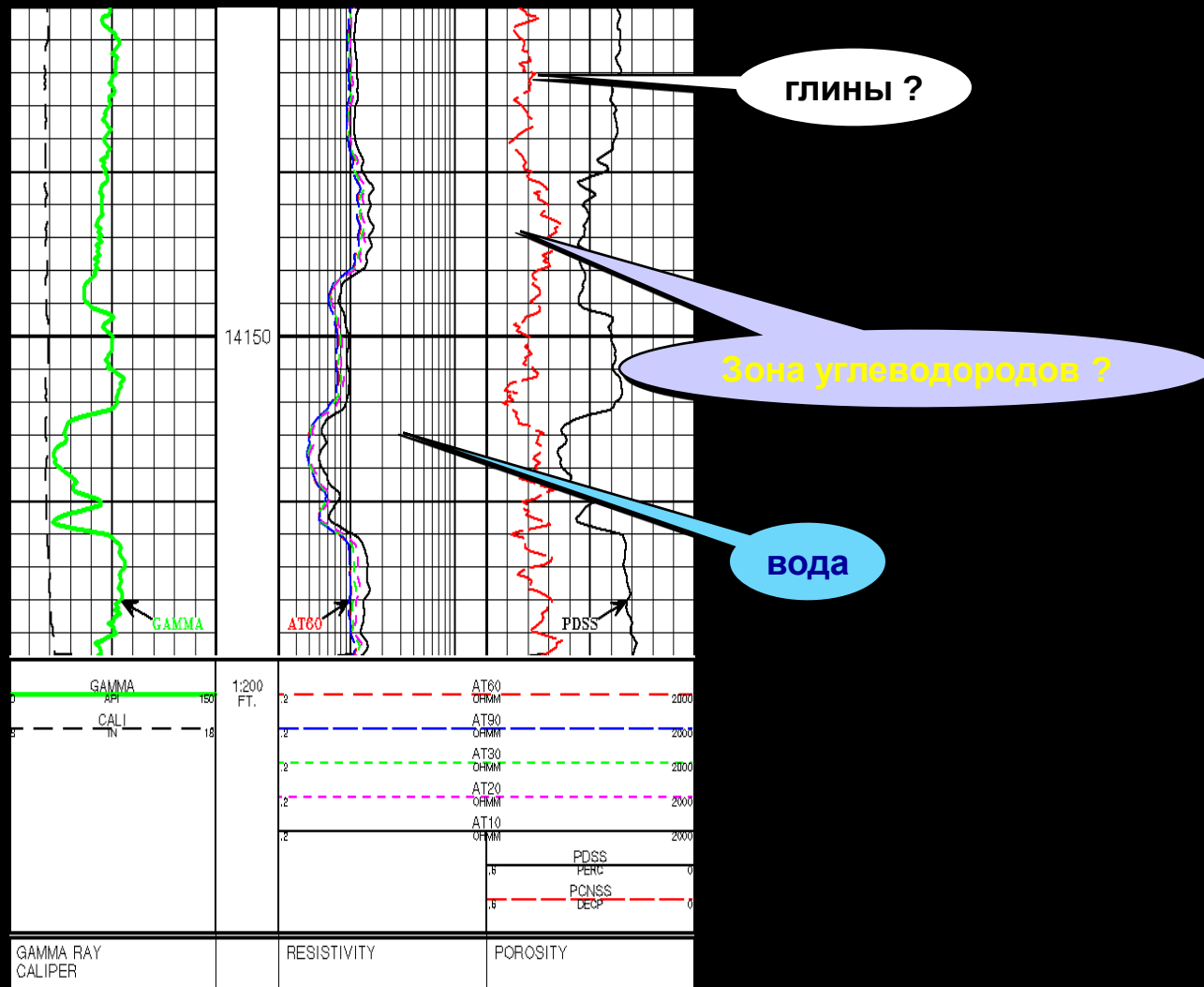
- Quantifying reserves (Net:Gross)
- Gas/Oil contact ??
- Low resistivity and/or low contrast pay



MRIL



Можно ли принять решение на основании стандартного каротажа ?



Стандартный каротаж

Можно ли принять решение по результатам ЯМР?

Интерпретация
Заилены и
заглинизирован
ы!

ср прониц: 40 md

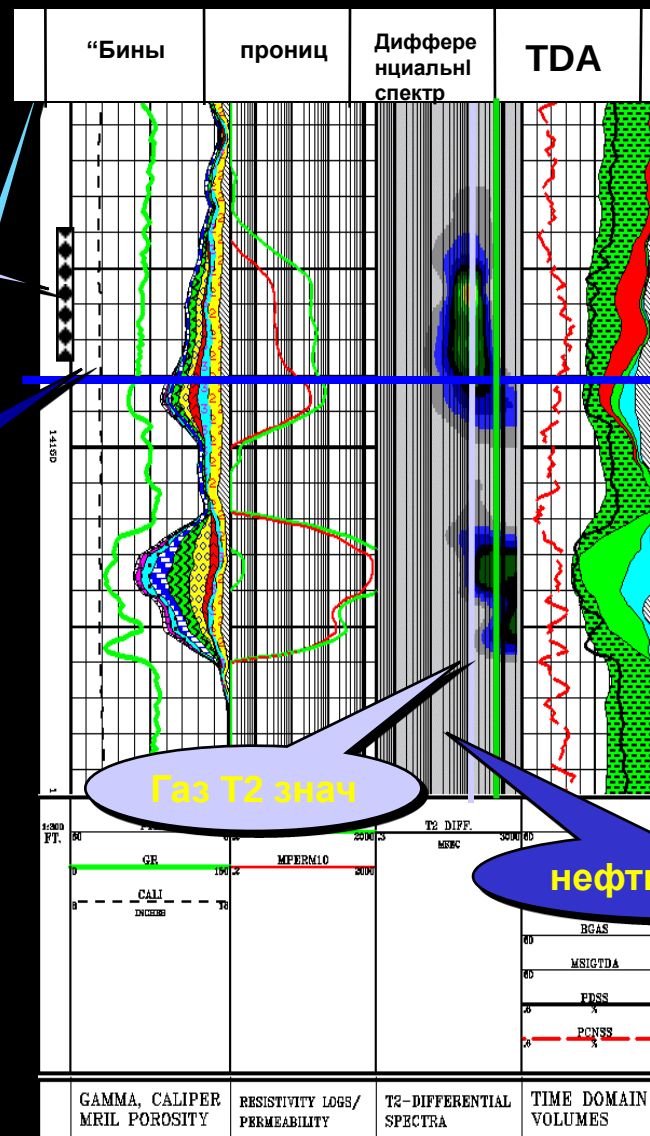
Kh: ~ 1600 md

FFI ~ 3 to 8 pu

~30' п/зоны, газ

Контакт с водо

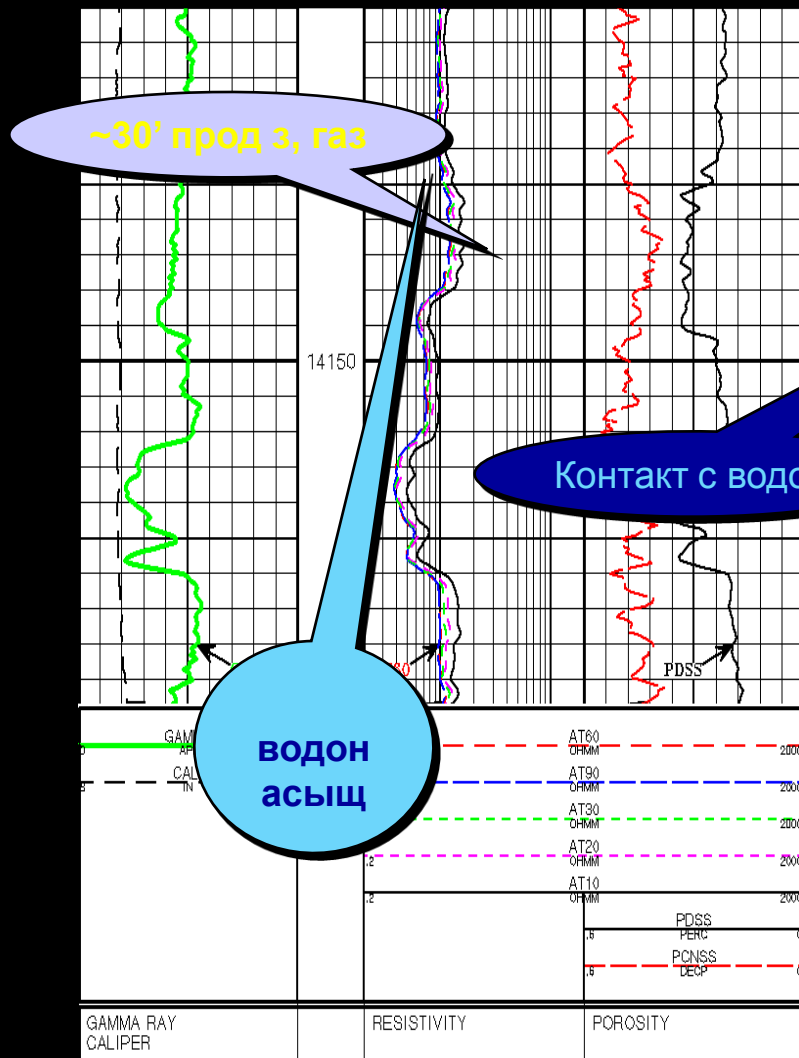
водона
сыщен
ость



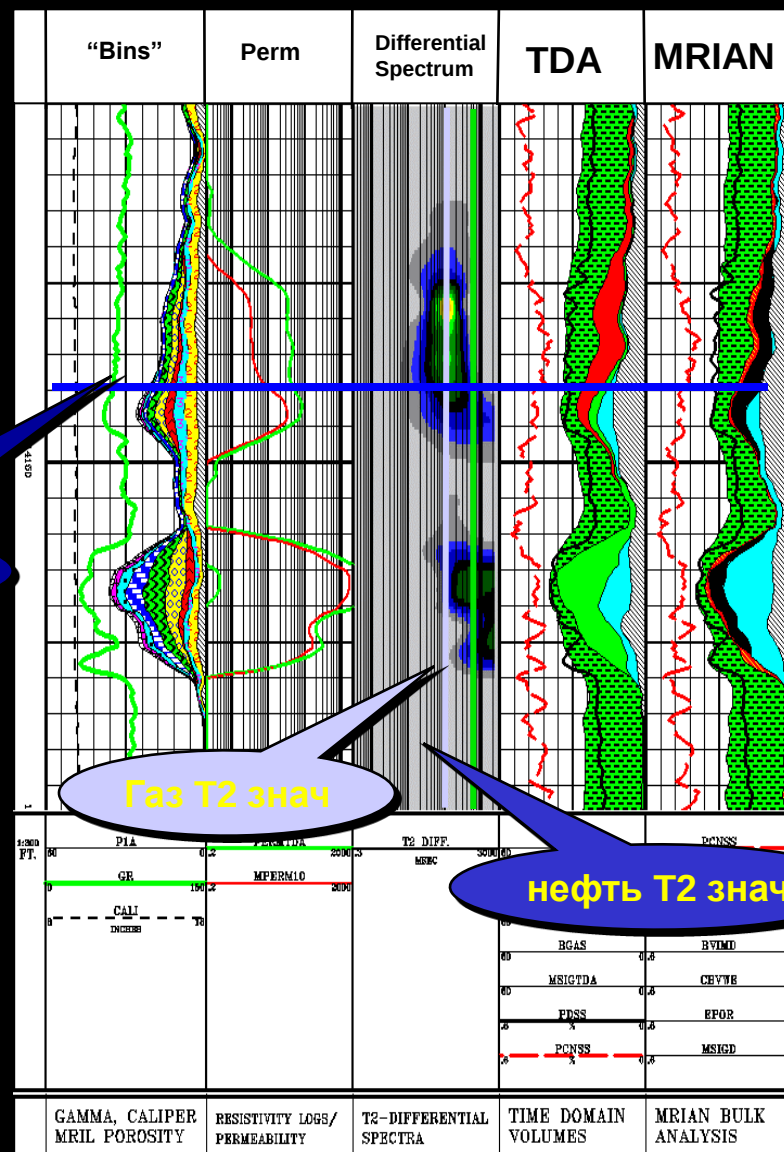
Газ T2 знач

нефть T2 знач

MRIL Prime

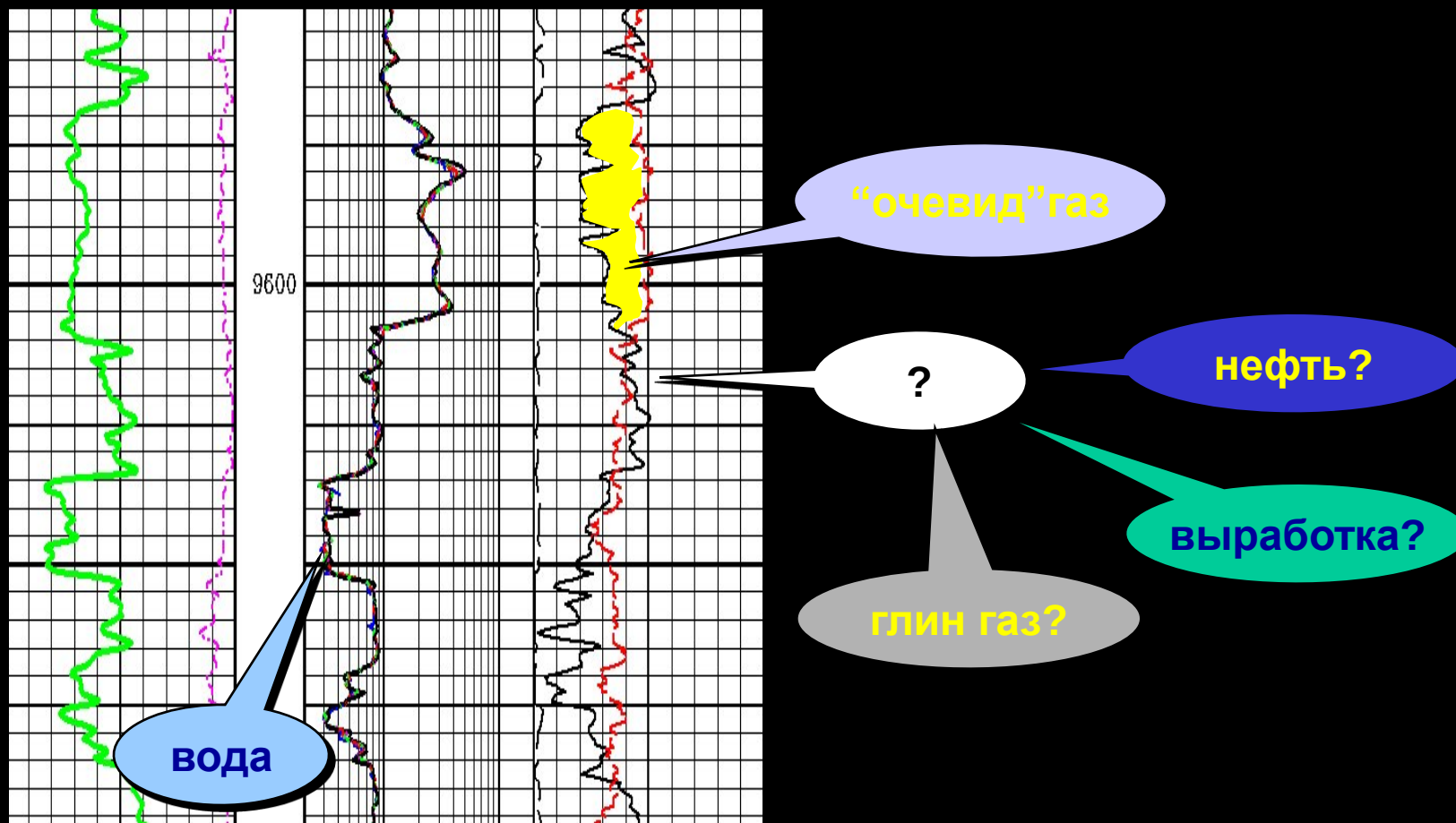


стандарт каротаж



MRIL Prime VDL presentation

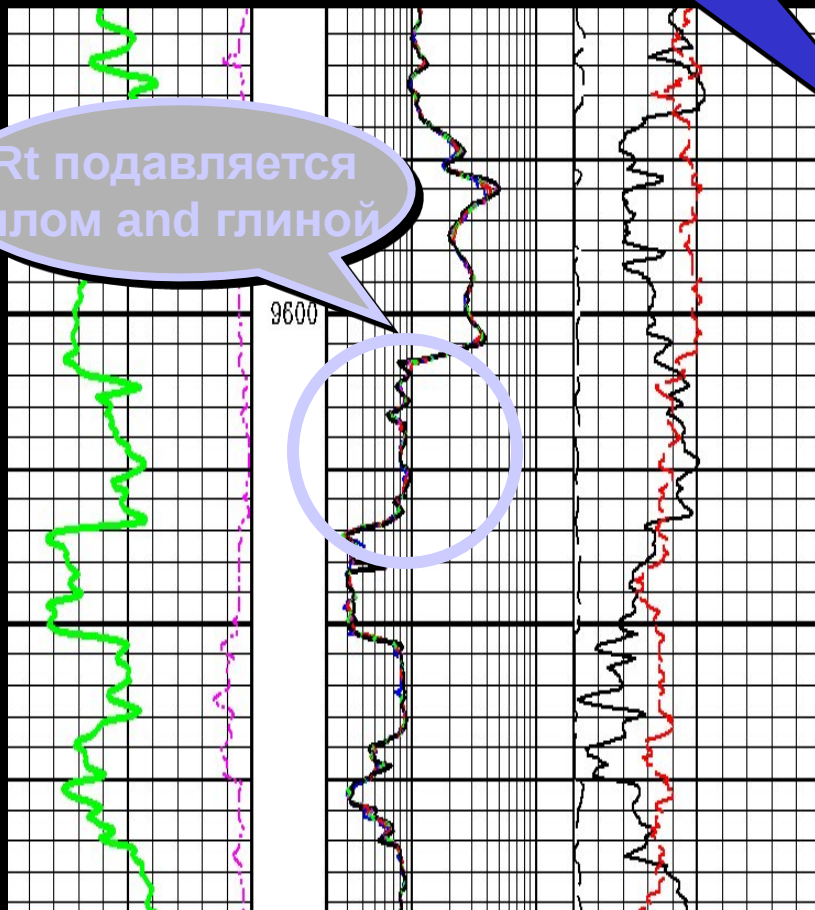
Интерпретация по результатам LWD triple-combo ?



LWD Triple Combo

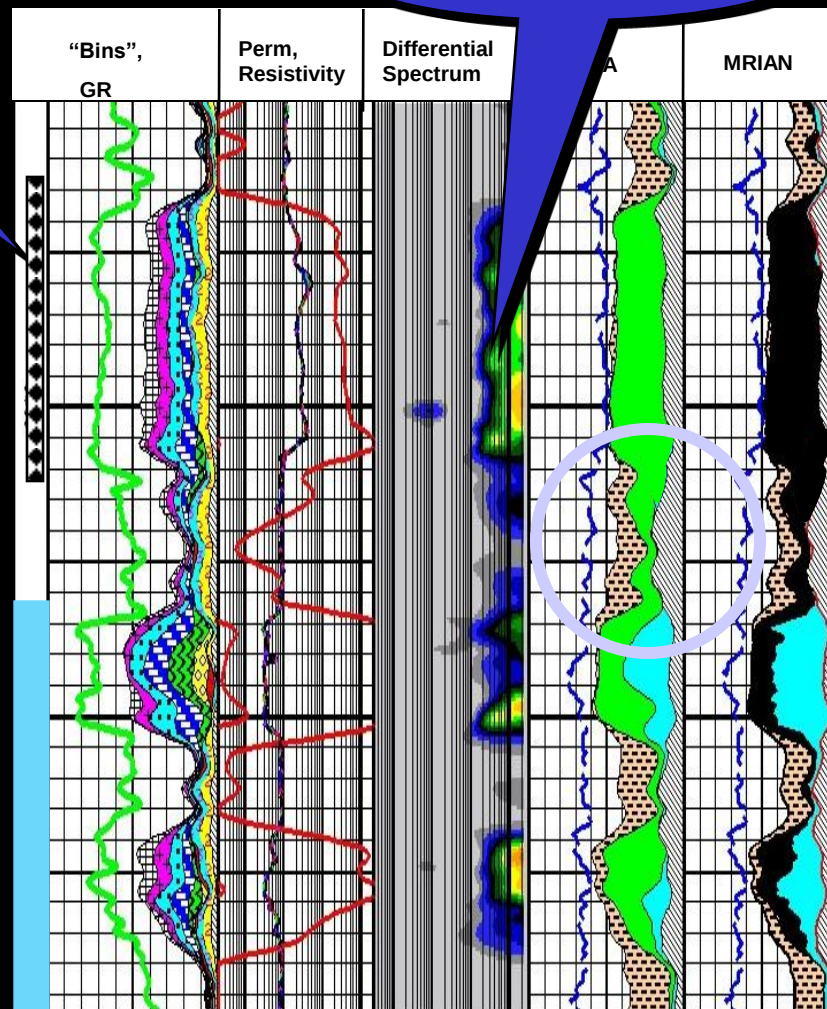
нефть, не газ

Rt подавляется
илом and глиной



LWD Triple Combo

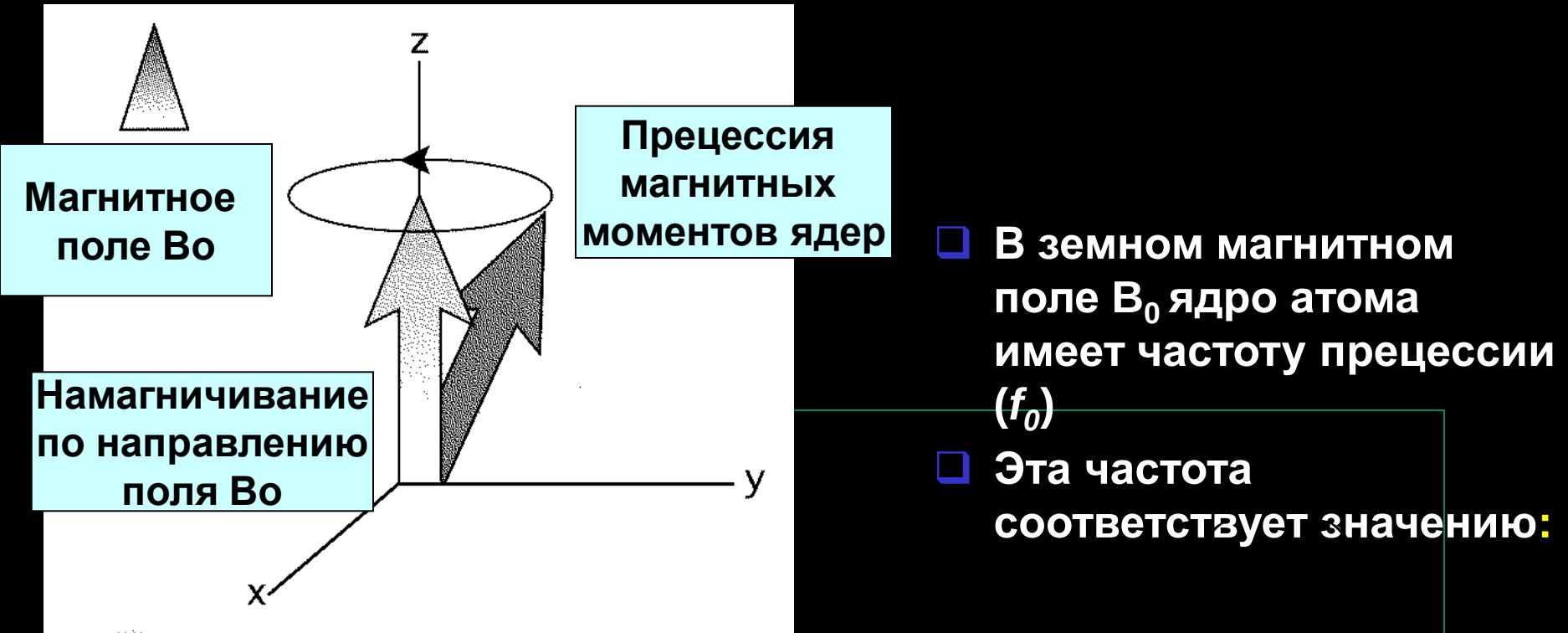
длит T2 ~ легк нефть



водонасыщ

MRIL Prime VDL Presentation

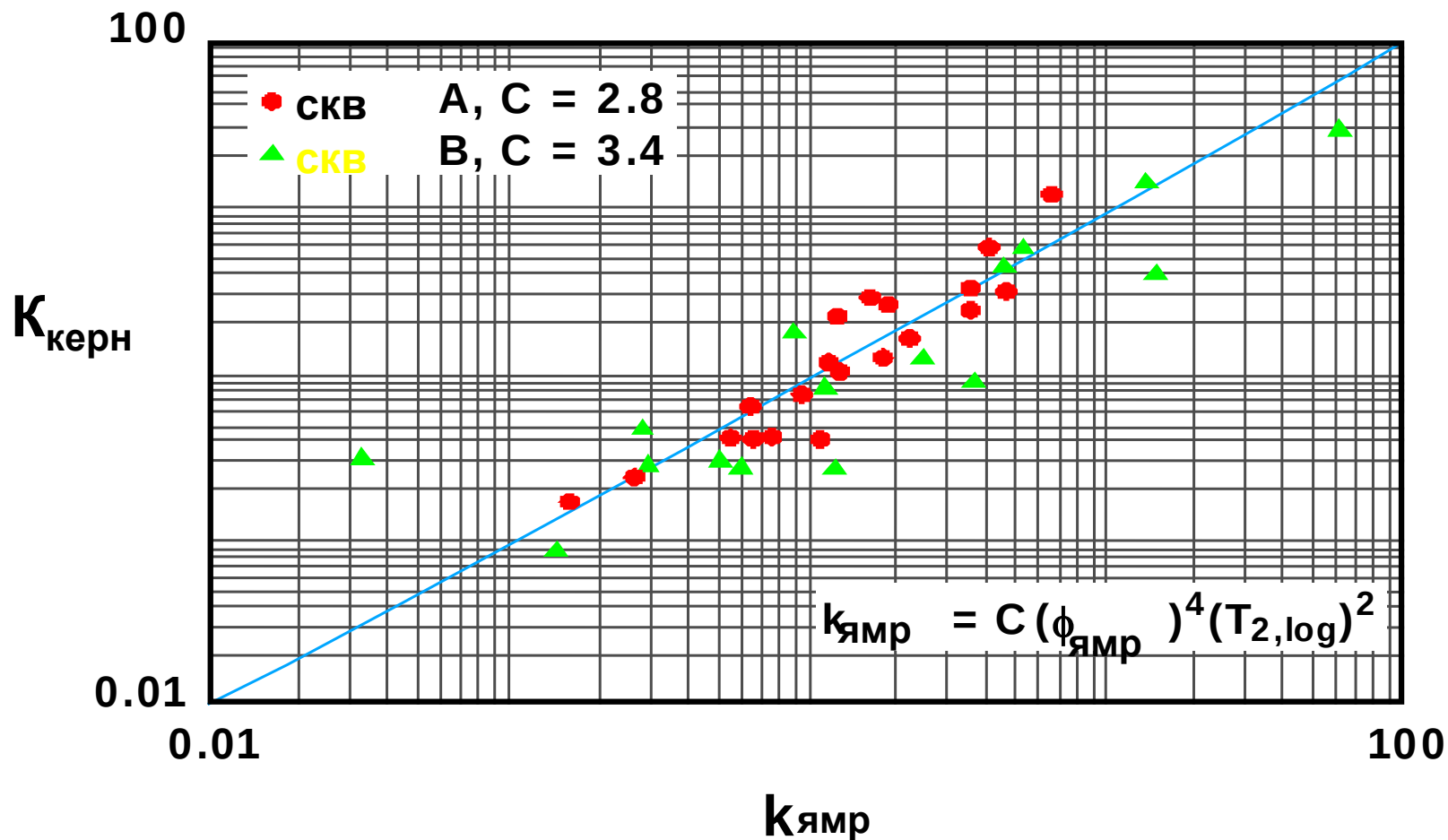
Физический принцип ядерно-магнитного резонанса



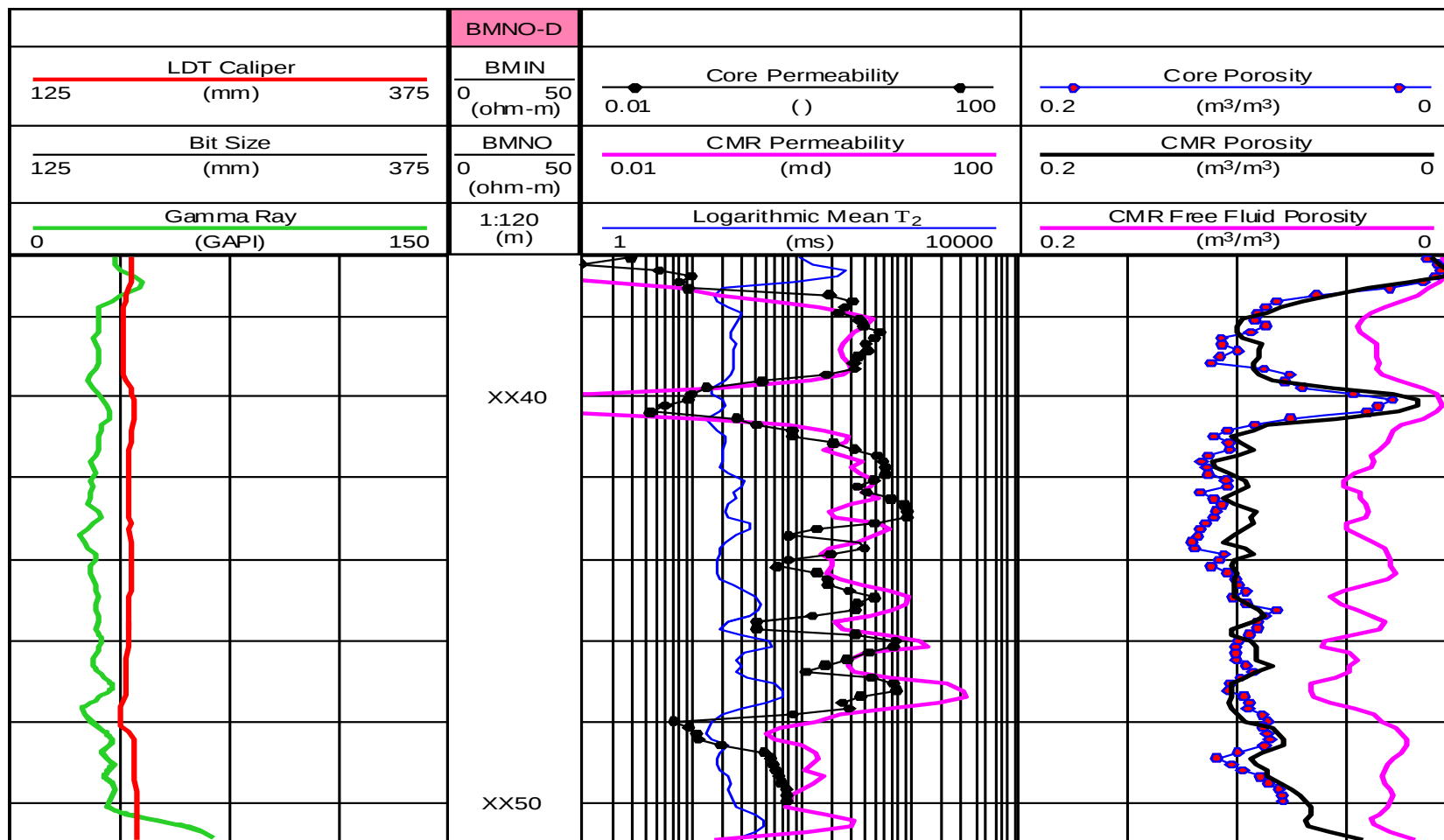
Гиромангнитное отношение (^1H) γ	$2\pi \cdot 4258 \text{ s}^{-1}\text{G}^{-1}$
Статическое магнитное поле B_0	$\sim 500 \text{ Гаусс}$

Наилучшим образом взаимодействуют с магнитным полем протонсодержащие жидкости – углеводороды, пластовые воды

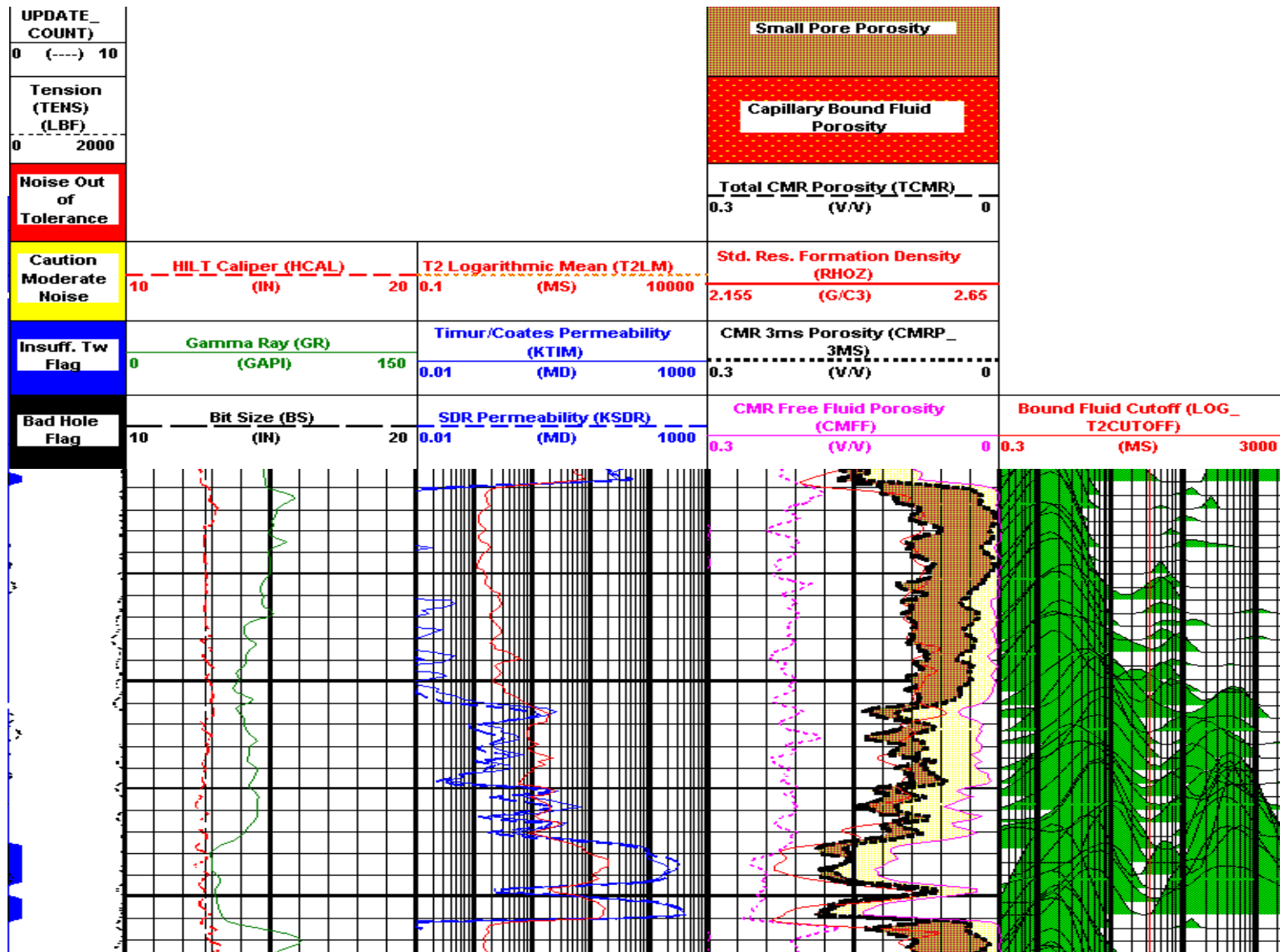
Проницаемость по ЯМР – проницаемость по керну

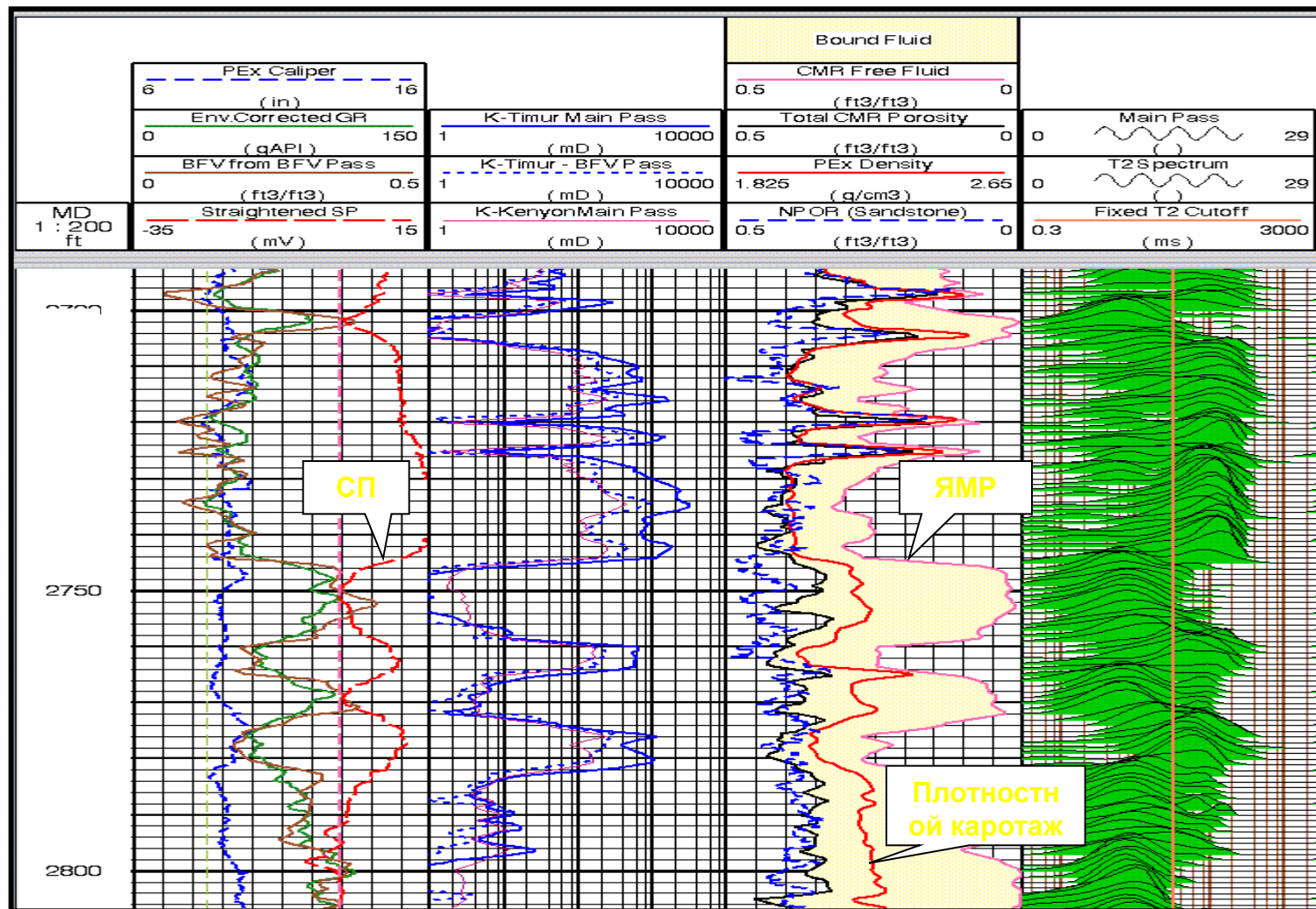


Сопоставление пористости и проницаемости полученных по ЯМР с керном

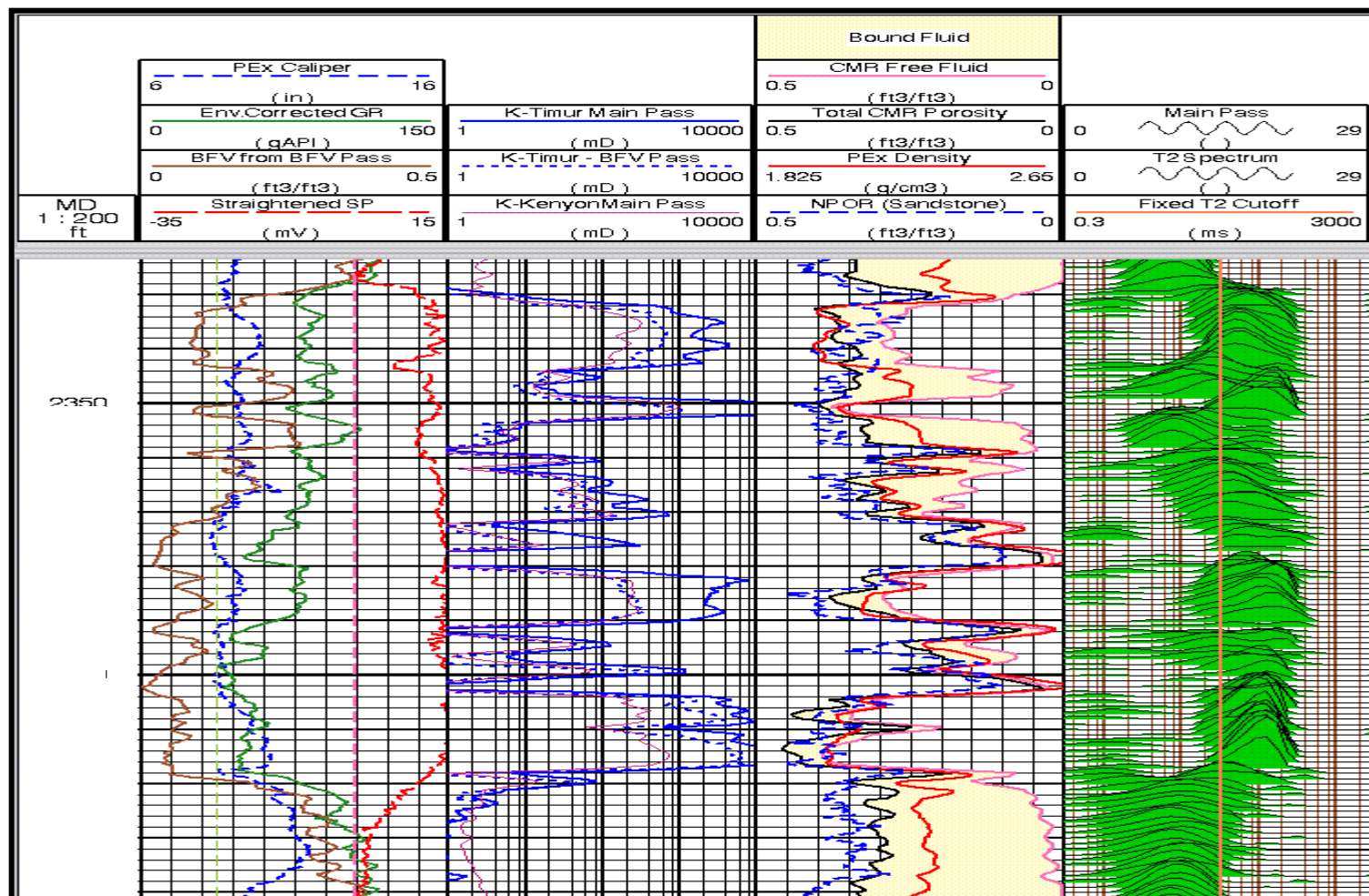


Изображение форм волн ЯМР





Хорошее соответствие между ГК и объемом связанной жидкости (BFV), также видны аномалии СП

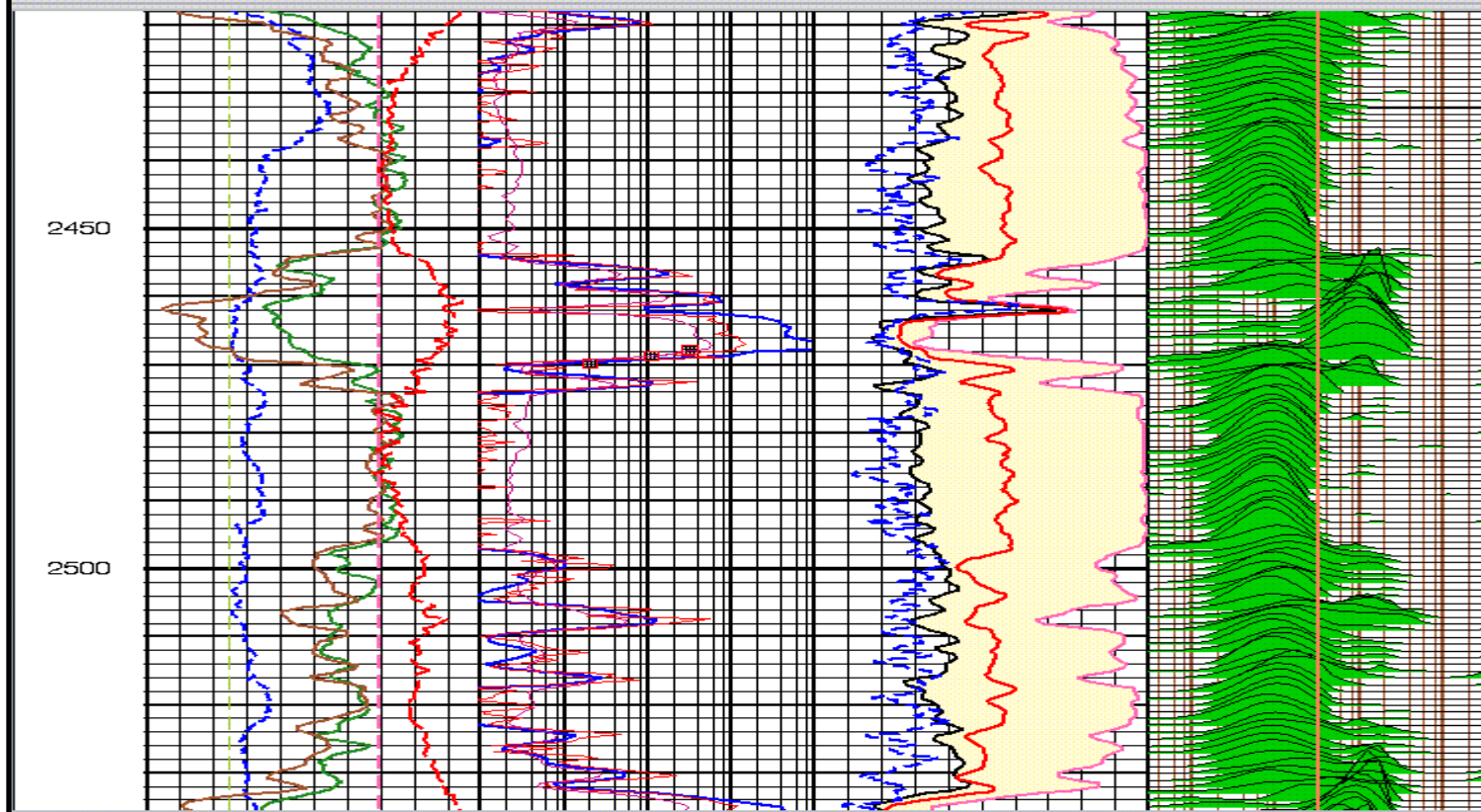


По данным ГК песчаники не выделяются, данные ЯМР согласуются с результатами СП

Выделение тонких песчаных пластов

- ❖ Прибор ЯМР имеет диаметр 6 дюймов
- ❖ В условиях скважины может быть достигнута разрешающая способность по вертикали – 8 дюймов (6 дюймов прибор+ временная константа)
- ❖ Стандартные приборы каротажа - плотностной, нейтронный имеют разрешающую способность по вертикали порядка 18 дюймов, в глубину – 3 диаметра прибора.
- ❖ В тонких переслаивающихся песчаниках (<6 дюймов) по данным ЯМР сигналы от свободной и связанной воды не разделяются, пока пласт не достигнет мощности 18 дюймов.
- ❖ Две фракции в песчанике выделяются как бимодальное распределение данных ЯМР.

					Bound Fluid			
					CMR Free Fluid			
6					0.5		0	
(in)					(ft3/ft3)			
Env.Corrected GR					Total CMR Porosity		Main Pass	
0					0.5		0	
(gAPI)					(ft3/ft3)		()	
BFV from BFV Pass					PEX Density		T2 Spectrum	
0					1.825		0	
(ft3/ft3)					(g/cm3)		()	
1					2.65		29	
(mD)					(ft3/ft3)			
Hi-Res Permeabilit					NP OR (Sandstone)		Fixed T2 Cutoff	
1					0.5		0.3	
(mD)					(ft3/ft3)		(ms)	
10000					0		3000	
K-Timur Main Pass								
K-KenyonMain Pass								
Straightened SP								
-35								
(mV)								
15								
MD								
1 : 200								
ft								



←Тонкие
слои
песчаники
в

Применение ЯМР:

- Наблюдение T_2 является способом изучения явления ЯМР.
- Пористость, определенная методом ЯМР в лабораторных условиях хорошо совпадает с пористостью, определенной по керну гидростатическим методом
- Разделение продуктивной части пласта от непродуктивной основано на выделении порогового времени, которое зависит от минералогии
- ЯМР может использоваться для оценки проницаемости флюидов в песчанике. Результаты для карбонатных пород не настолько хороши, из-за влияния пустот в породе.