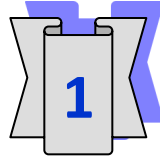


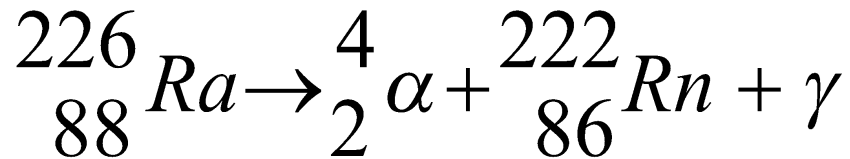
HF

2.3. Модель естественной радиоактивности

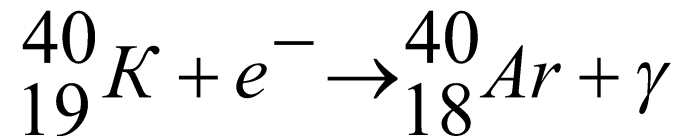
9



Радиоактивность - это свойство ядер некоторых элементов самопроизвольно превращаться (распадаться) с изменением состава и энергетического состояния.



Радий превращается в радиоактивный газ радон

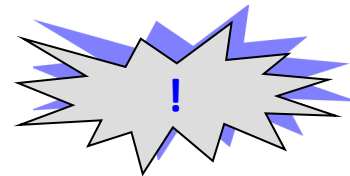


Калий превращается в аргон

В полевых и скважинных условиях измеряется

гамма-излучение

как наиболее проникающее.



Гамма-излучение - это жесткое электромагнитное излучение, сопровождающее ядерные превращения.

Энергия γ -излучения индивидуальна для каждого вида ядер и является параметром конкретного ядерного превращения..

Радиоактивность горных пород определяется содержаниями:

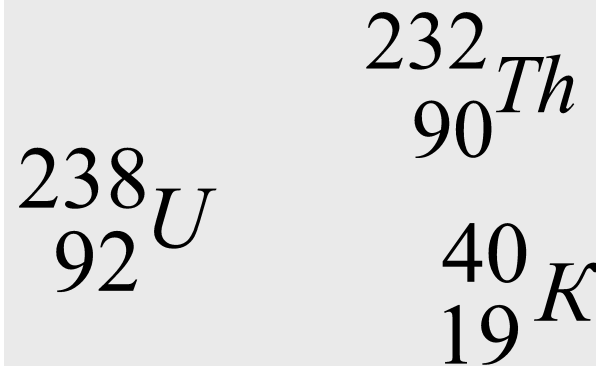
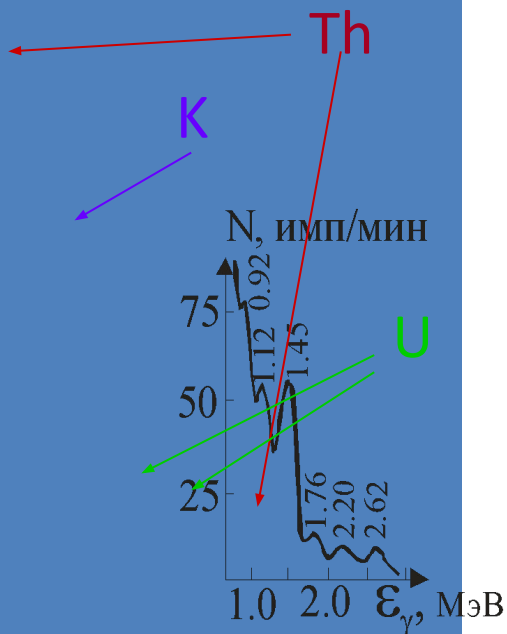


Рис 1

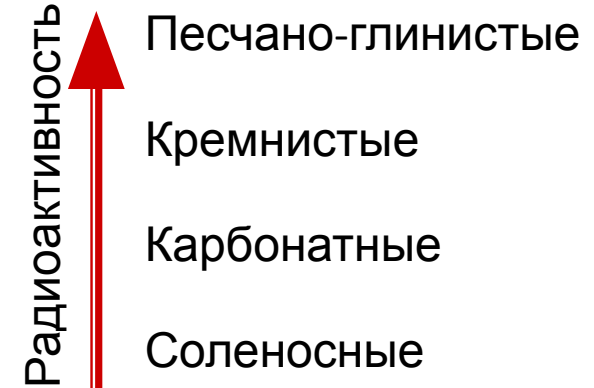


Измеряя интенсивность гамма-излучения в отдельных интервалах спектра определяют содержания U, Th, K в горных породах (гамма-спектрометрия)

Среди осадочных пород наиболее радиоактивны глинистые образования

Содержание радиоактивных элементов в осадочных отложениях континентальной части земной коры

Группы пород	K, ‰	U, 10 ⁻⁴ %	Th, 10 ⁻⁴ %	Th/U
Песчано-глинистые	15-2,7	2,4-4,0	9,0-11,5	2,9-3,7
Кремнистые	0,3-1,1	1,7-2,8	2,2-6,2	1,2-2,2
Карбонатные	0,3-0,8	1,6-7,8	1,8-11,9	0,8-1,5
Соленосные	0,02-10·n	0,9-1,0	1,0	1,0-1,1



6_7

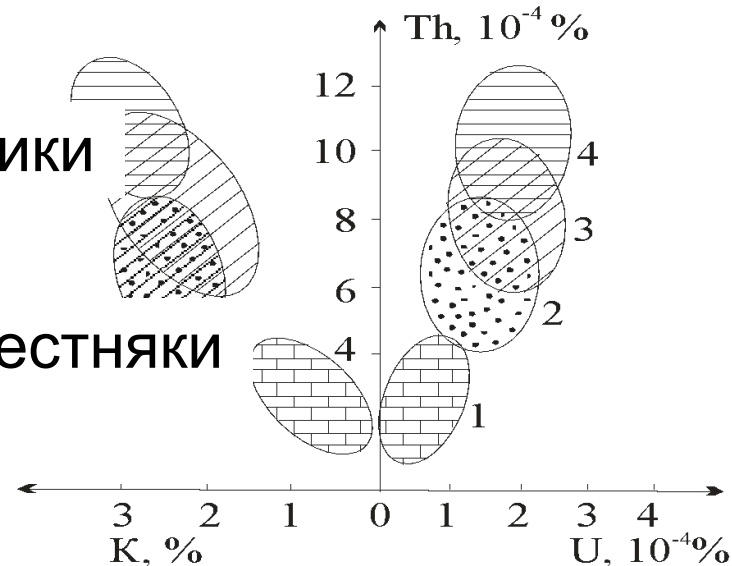
4. Глины

3. Алевролиты

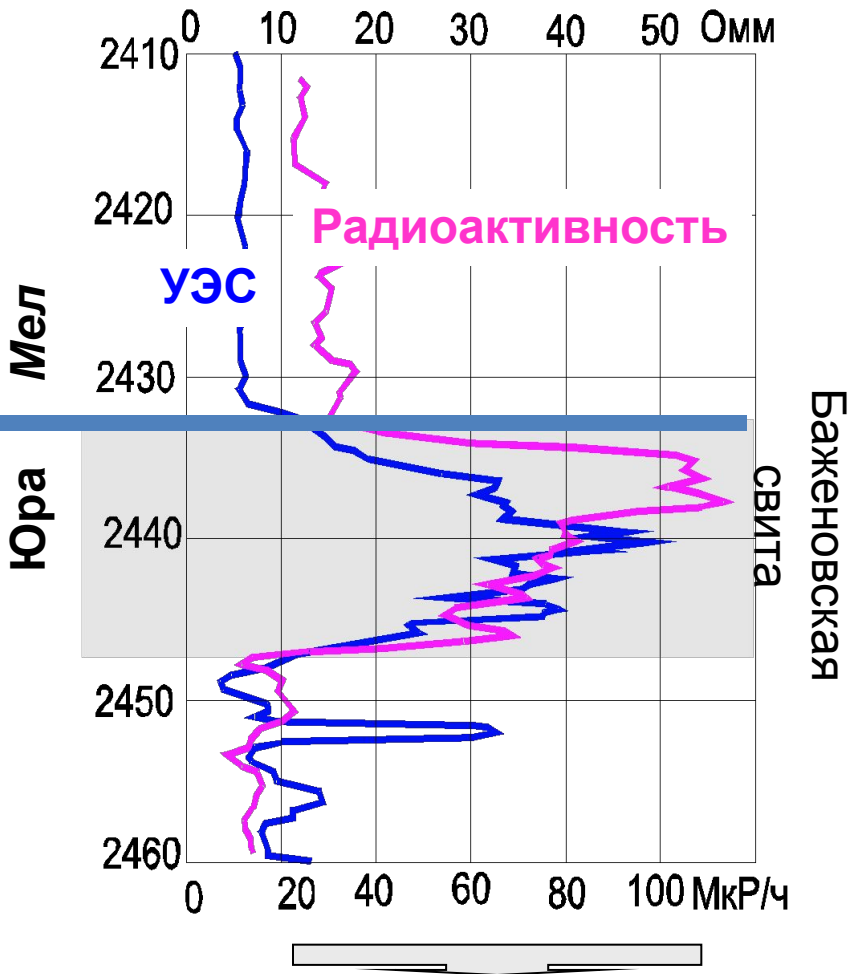
2. Песчаники

1. Известняки

Радиоактивность сеноманских отложений Амударьинского нефтегазоносного бассейна



Результаты гамма-каротажа (ГК) по разрезу скважины 208 Мыльджинского месторождения

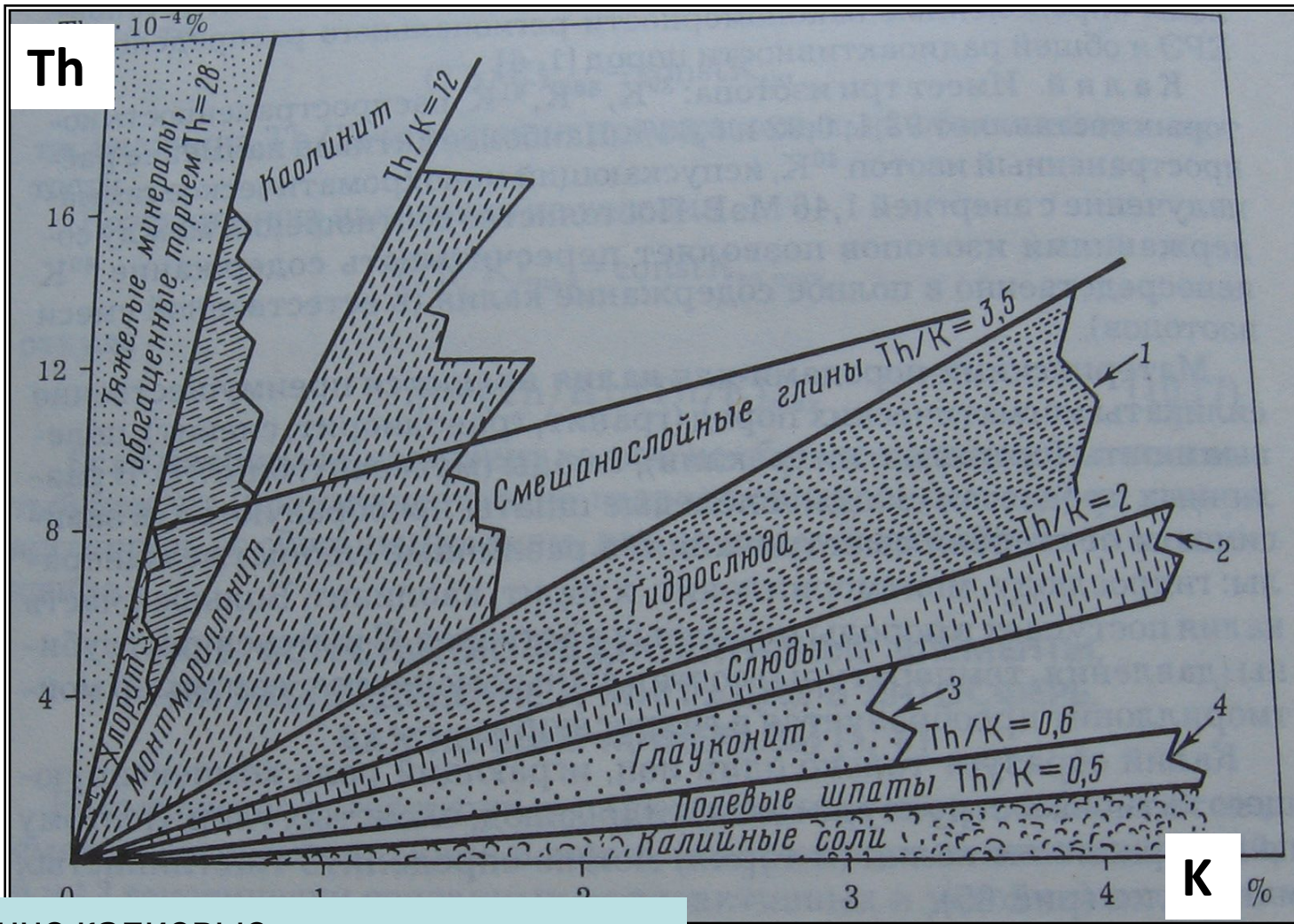


Наименее радиоактивные
Образования:
-угли
-карбонаты
-песчаники-коллекторы

Наиболее радиоактивные
образования:
-битуминозные аргиллиты
баженовской свиты
- глины

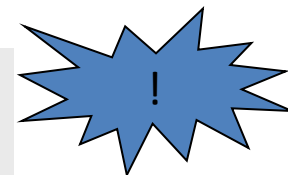
Высокая радиоактивность глин обусловлена повышенными содержаниями в них U, Th и K (в адсорбированном состоянии)

Преимущественно ториевые:
Каолинит, Монтмориллонит,
Смешаннослойные



Преимущественно калиевые:
Гидрослюда, Слюда, глауконит, полевые шпаты

Для оценки типа глин, а следовательно их влияния на ФЕС коллектора, необходимы спектрометрические исследования



Модель глинистости коллектора

Условия применения естественной радиоактивности для оценки глинистости терригенных пород:

- отсутствие примесей глауконитовых, монацитовых и других высокорadioактивных песков, песчаников и конгломератов;
- отсутствуют полимиктовые пески и песчаники, псамитовая фракция которых обогащена калием.

Теоретическая модель глинистости ►

$$\Delta J = 1,9 \cdot \left(\frac{C_{гл}}{C_{гл.макс}} \right) - 0,9 \cdot \left(\frac{C_{гл}}{C_{гл.макс}} \right)^2$$

$\Delta J = (J - J_{мин}) / (J_{макс} - J_{мин})$ – двойной разностный параметр показаний гамма-каротажа

$C_{гл.макс}$ – максимальная глинистость пласта глин, **используемого при получении относительных показаний ΔJ .**

Используемое уравнение ►

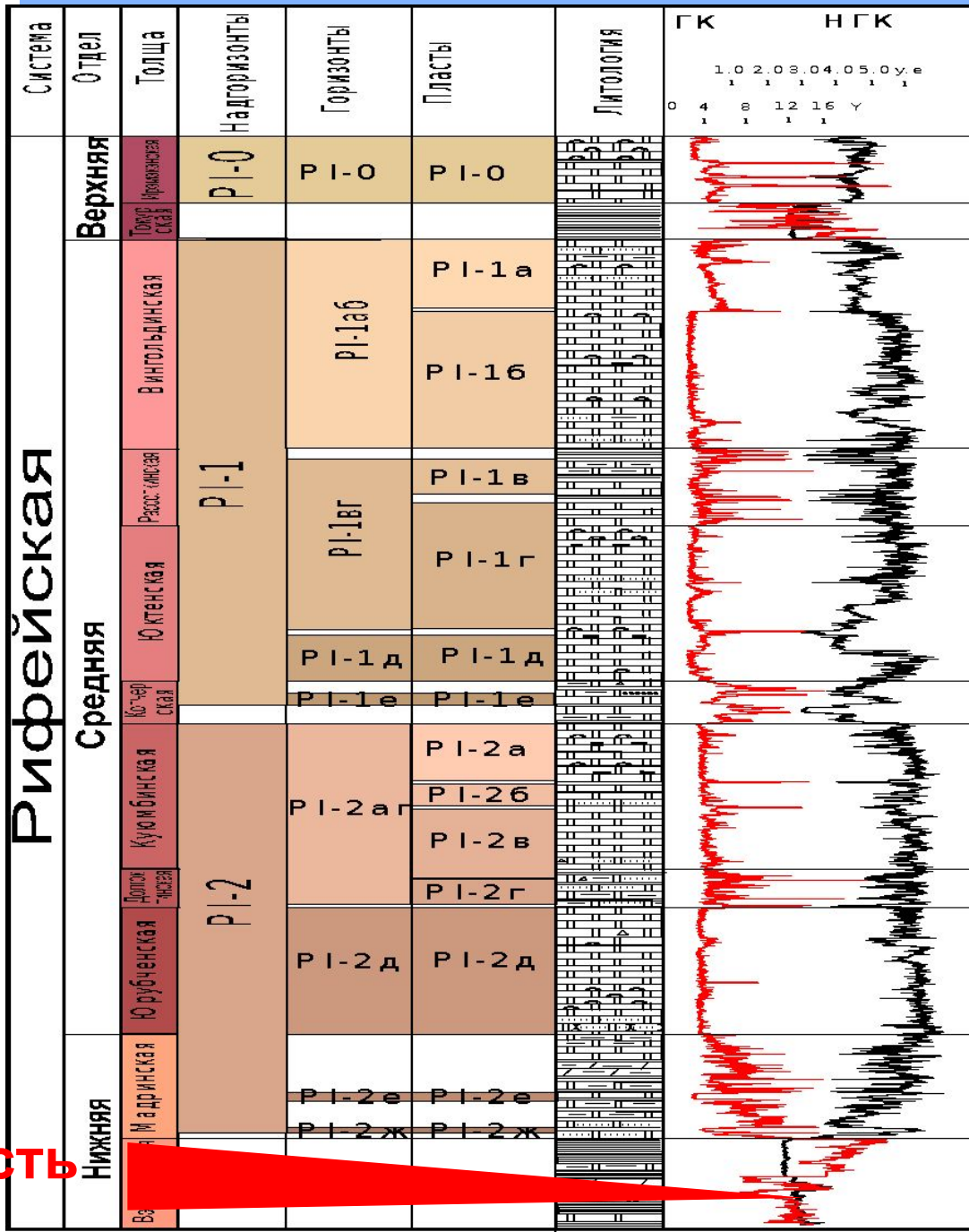
$$\Delta J = 1,9 \cdot K_{гл} - 0,9 \cdot K_{гл}^2$$

Юрубченское нефтяное месторождение

$$\Delta J_{\gamma} = 0,004 + 0,0019 \text{ Сгл}$$

$$\text{Сгл} = 51,5 \Delta J_{\gamma} - 0,20$$

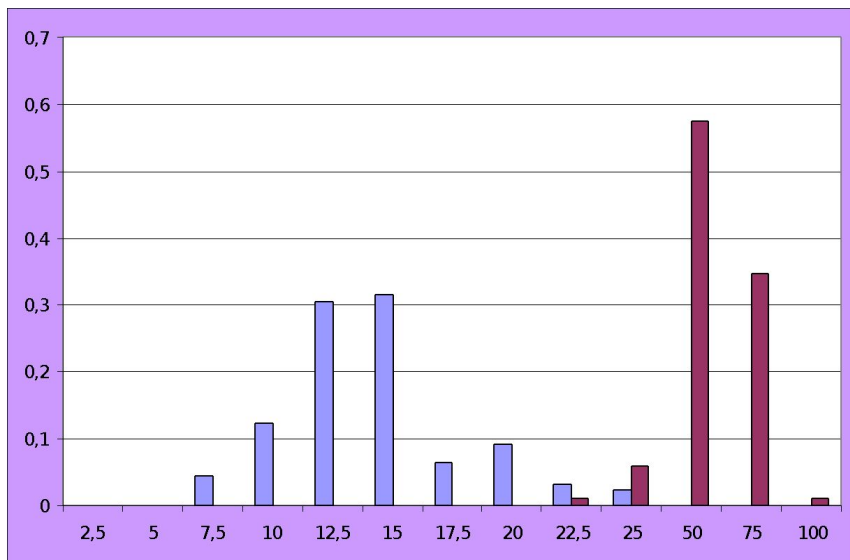
**Естественная
радиоактивность**



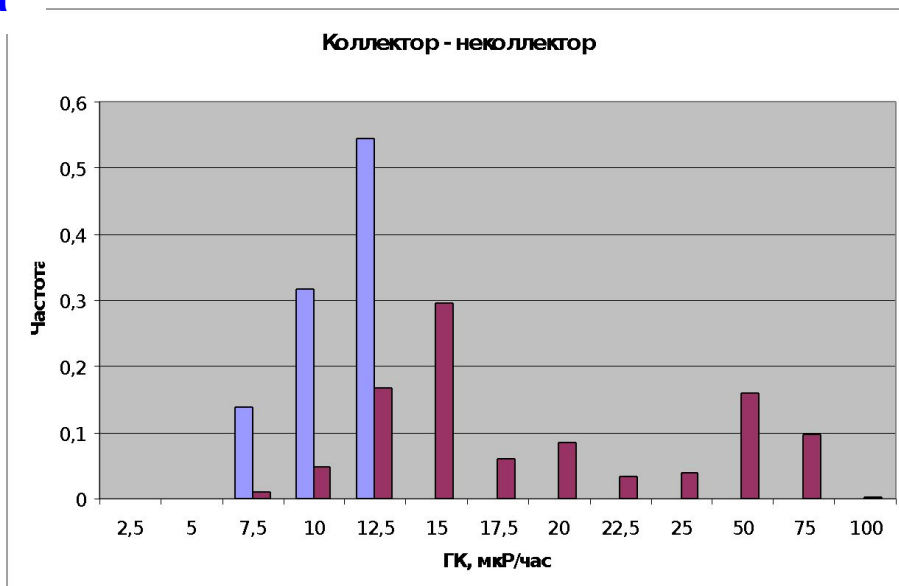
Основные задачи метода ГК

- Литологическое расчленение разреза
- Выделение коллектора
- Оценка пористости и глинистости коллектора

Баженовская – **остальная часть разреза**



Коллектор - **неколлектор**



Радиоактивность (ГК), мкР/час

HF

2.4. Модели нейтронной пористости

9

Нейтронные характеристики горных пород

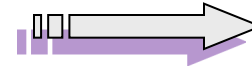
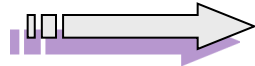
Взаимодействие нейтронов с горными породами зависит **от энергии нейтронов и от свойств самой породы**

Нейтроны

Быстрые
 $E_n > 0.1 \text{ МэВ}$

Промежуточные
 $1 \text{ эВ} < E_n < 0.1 \text{ МэВ}$

Тепловые
 $E_n < 1 \text{ эВ}$



Замедление

Процессы взаимодействия нейтронов с ядрами атомов горных пород:

А) рассеяние – изменение направления движения и потеря энергии

(замедление)

Б) поглощение (радиационный захват) тепловых нейтронов

Упругое рассеяние – аналогично столкновению двух идеально упругих шариков,

при котором ядру передается часть энергии нейтрона

Параметр замедления ξ – логарифмическая потеря энергии на одно соударение

При изотропном рассеянии:

$$\xi = \text{Ln}E_0 - \text{Ln}E = 1 + \alpha \cdot \frac{\text{Ln}\alpha}{1 - \alpha}$$

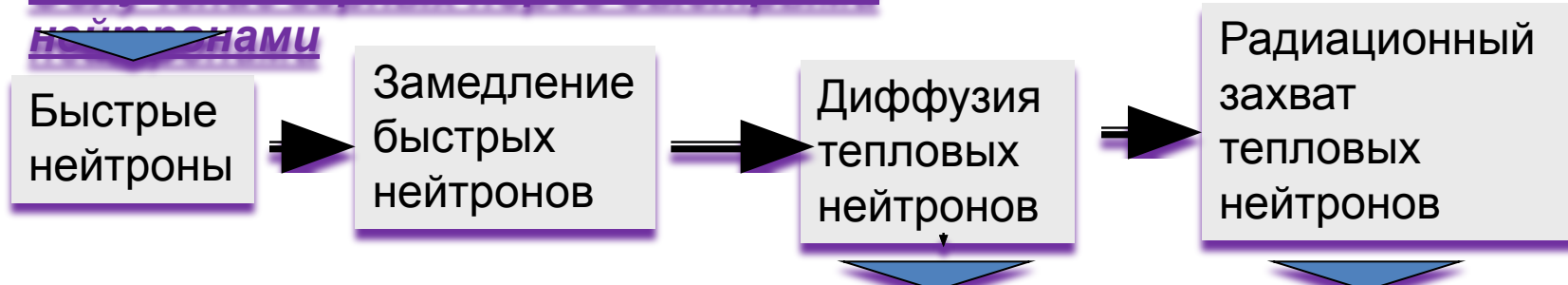
$$\alpha = \frac{(M - 1)^2}{(M + 1)^2}$$

E_0, E – энергия нейтрона до и после соударения с ядром массы M .

Максимальная потеря энергии – при взаимодействии нейтрона с ядром **водорода**, равным ему по массе



Облучение горных пород быстрыми нейтронами



Измерения плотности тепловых нейтронов или интенсивности захватного гамма-излучения

Нейтронные характеристики

Замедляющие:

L_s – длина замедления

Поглощающие:

L_d – длина диффузии;
 τ - время жизни теплового нейтрона

L_s – среднее квадратичное расстояние от начала движения в породе быстрого нейтрона до точки его замедления до тепловой энергии.

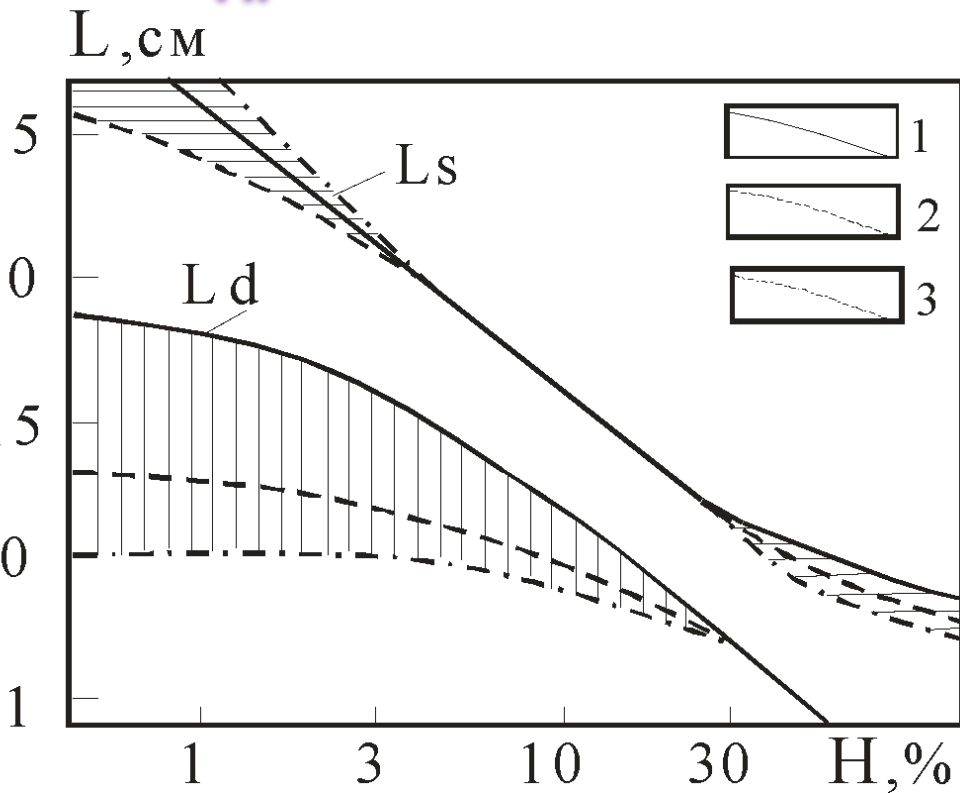
Основным замедлителем в горных породах является водород

L_d – среднее квадратичное расстояние, которое проходит нейтрон от момента замедления до точки поглощения.

τ - Отрезок времени между моментом, когда быстрый нейтрон замедлился до теплового, и моментом поглощения теплового нейтрона ядром.

Основным поглотителем нейтронов в коллекторах является





Зависимость нейтронных характеристик горных пород от содержанием в них **Водорода**

- 1 – кварцевый песчаник
- 2 – известняк
- 3 – ангидрид

$$E_n = 1.46 \text{ эВ}$$

Сравнительные данные о нейтронных параметрах минералов различной степени аномальности

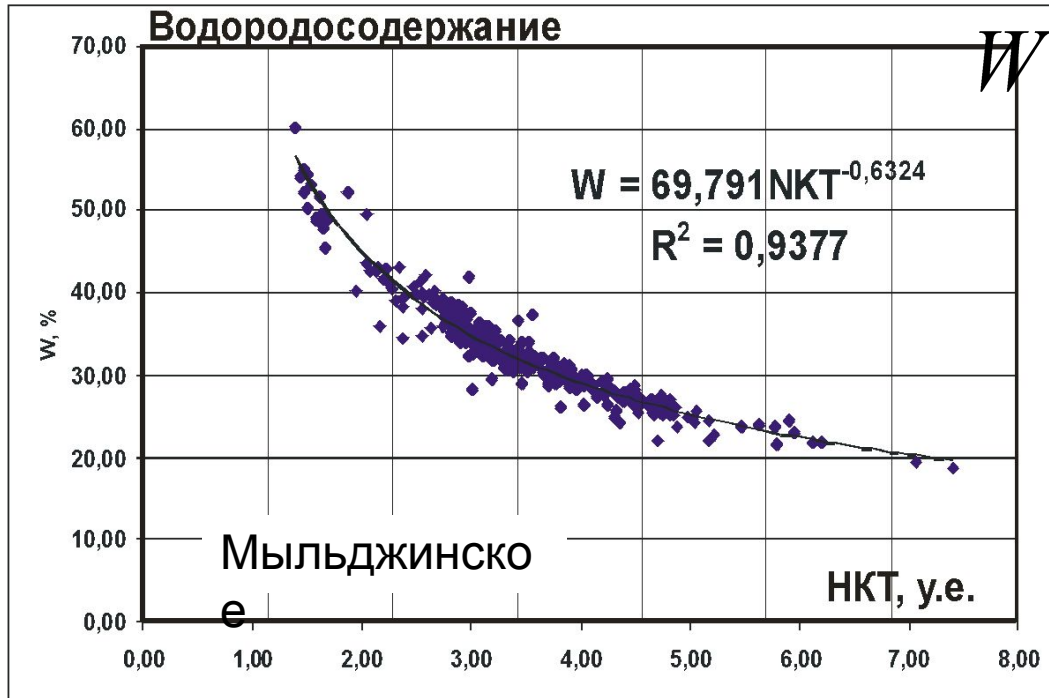
Минералы	L_s , см	τ , мкс	Аномальные элементы в минерале
<i>Аномально поглощающие минералы</i>			
Галит	46,7	6	Cl
Борацит	15,2	0,19	B
Кобальтин	32,3	5	Co
Киноварь	67,8	0,6	Hg
<i>Минералы с аномальными L_s и τ</i>			
Ашарит	8,8	0,32	H, B
Гидроборацит	6,5	0,32	H, B

Нейтронные параметры природных сред

Природная среда	L_d , см	τ , 10^{-4} с
Вода	2,015	2,07
Глина (40% влажности)	2,28	1,75
Песок (25% влажности)	4,04	3,2
Глина сухая	18,7	9,22
Песок сухой	23,85	14,5

Модели нейтронной пористости

Содержание водорода в горных породах характеризуют: **водородным индексом** (водородосодержанием) W – отношение объемного содержания водорода в породе к его содержанию в пресной воде.



$$W = 69,791 \cdot NKT^{-0,6324}$$

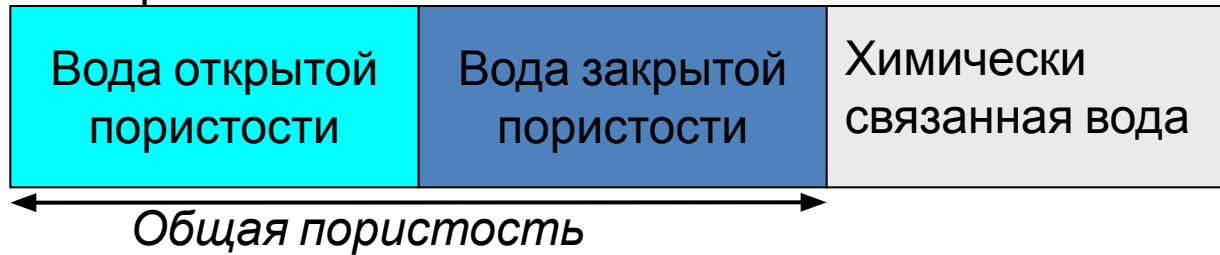
Эталонная зависимость для определения водородосодержания по данным нейтронного каротажа.

W – можно рассматривать как объемное водосодержание или как объемную влажность или как общую пористость (?)

НКТ – показания нейтронного каротажа по тепловым нейтронам

Коэффициент нейтронной пористости $K_{п.н} (W)$ – показания нейтронного каротажа в масштабе пористости, исправленное за отличие по плотности

и литологии **исследуемого** пласта от **опорного**, по которому проводится **водородосодержание по нейтронному каротажу** эталонирование.



Суммарное водородосодержание коллектора (нейтронная пористость):

$$W = \omega_{ф} K_{пн}(общ) + \omega_{гл} \cdot K_{гл} + \omega_{ск} \cdot (1 - K_{пн}(общ) - K_{гл})$$

$\omega_{ф}$ $\omega_{гл}$ $\omega_{ск}$ – водородосодержание флюида, глин и скелета породы.

Для чистого неглинистого водонасыщенного коллектора:

$$W = K_{пн}(общ)$$



НГ

Водородосодержание **газа** зависит от

плотности:

$$\omega = \left(\frac{9x}{12+x} \right) \cdot \sigma \quad X=4-2,5\sigma$$

Вода и нефть

Практически не различаются ► **по замедляющим свойствам (H)**

Различаются ► **по поглощающим свойствам (CI)**

Модель нейтронной пористости

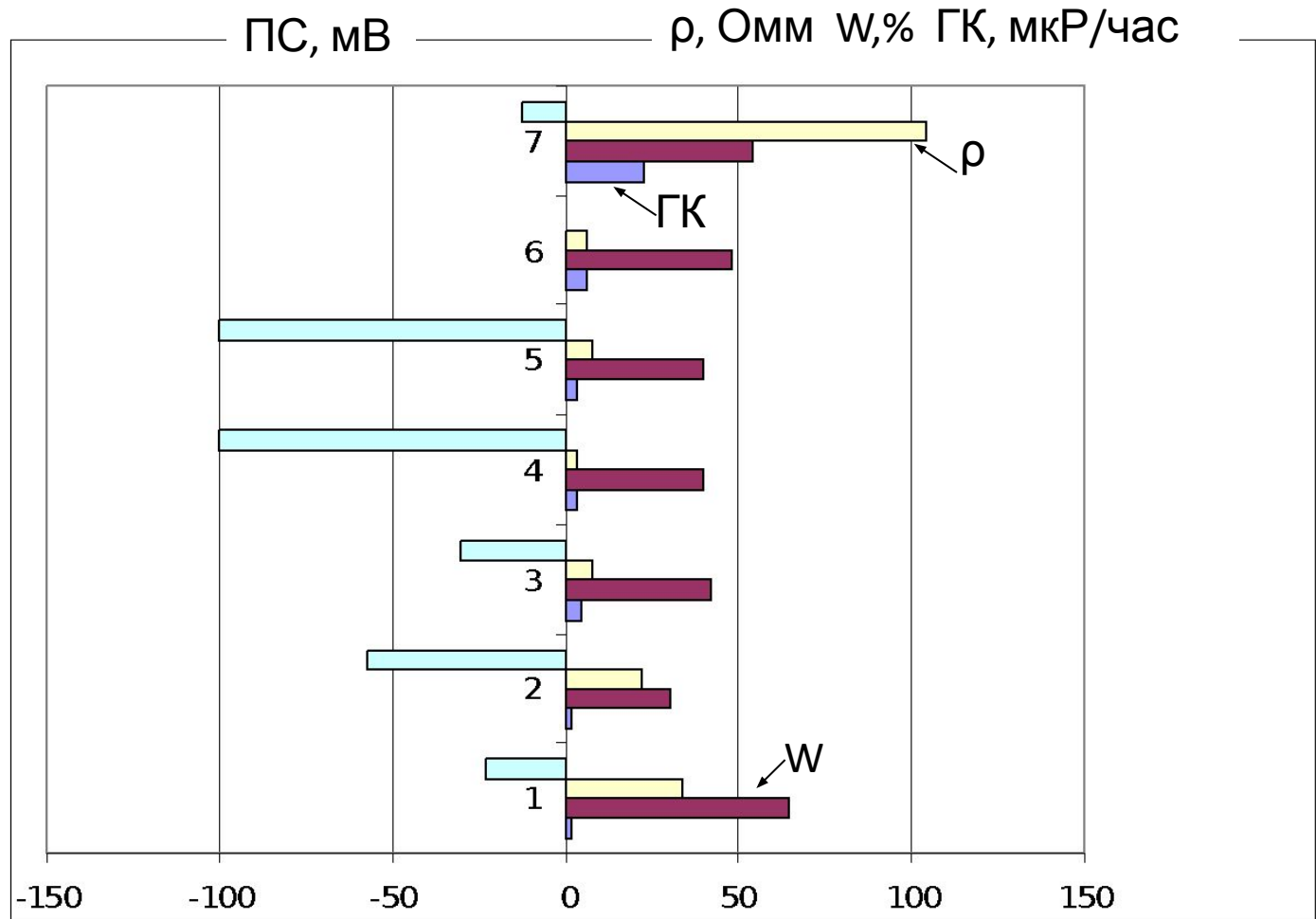
$$W = Kn(\text{общ}) + (1 - Kn(\text{общ})) \cdot \omega_{тв}$$

W – измеренное водородосодержание коллектора
(твёрдой части)

Петрофизическая модель продуктивной части разреза

(Обобщенные данные по разрезу Лантынь-Яхского месторождения)

- 7. Баженовская
- 6. Глины
- Песчаник:
- 5. Нефтеносный
- 4. Водоносный
- 3. Алевролит
- 2. карбонатиз. песчаник
- 1. уголь



Задачи, решаемые методом НКТ



Литологическое расчленение разреза

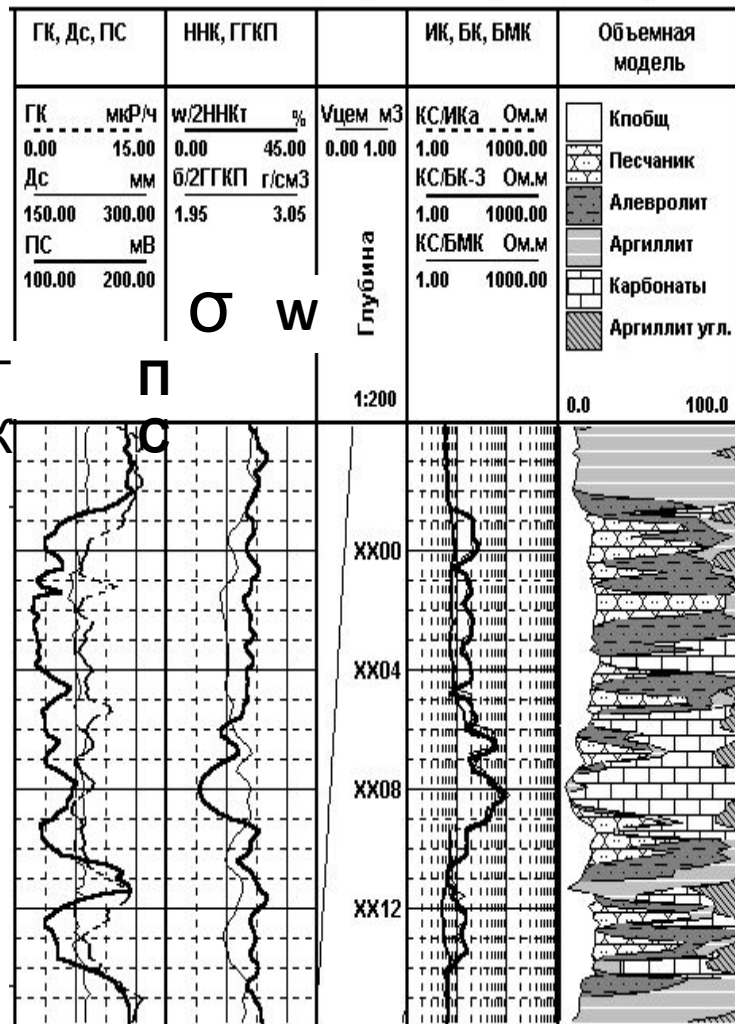


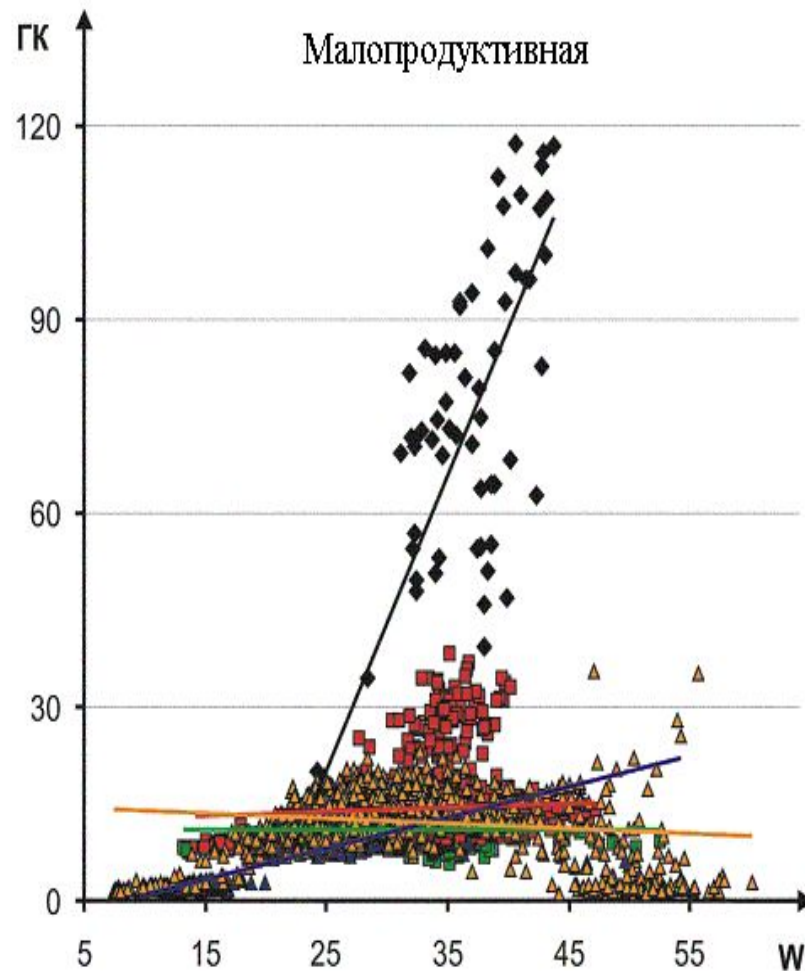
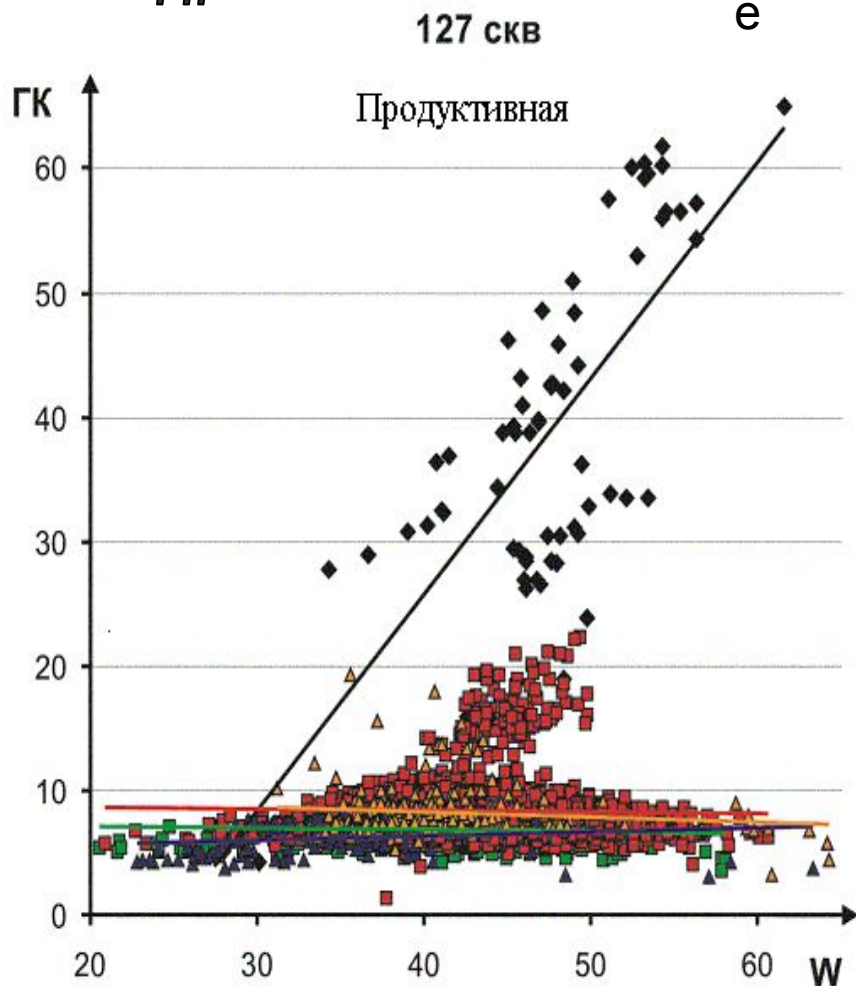
Оценка коэффициента пористости



Оценка газонасыщенности коллектора

(Оценка нефтенасыщенности коллектора
- в благоприятных условиях)





- Разрез продуктивной скважины отличается повышенным водородосодержанием, пониженной радиоактивностью.



HF

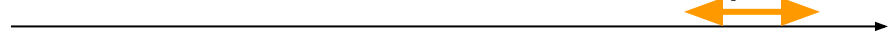
2.5. Акустическая пористость

9

Упругие колебания - процесс распространения знакопеременных деформаций

Упругие волны:

Продольные (P-волны) – волны сжатия-растяжения



Поперечные (S-волны) – волны сдвига



$$V_p = \sqrt{\frac{E \cdot (1 - \mu)}{\sigma \cdot (1 + \mu) \cdot (1 - 2\mu)}}$$

Скорости распространения
упругих волн

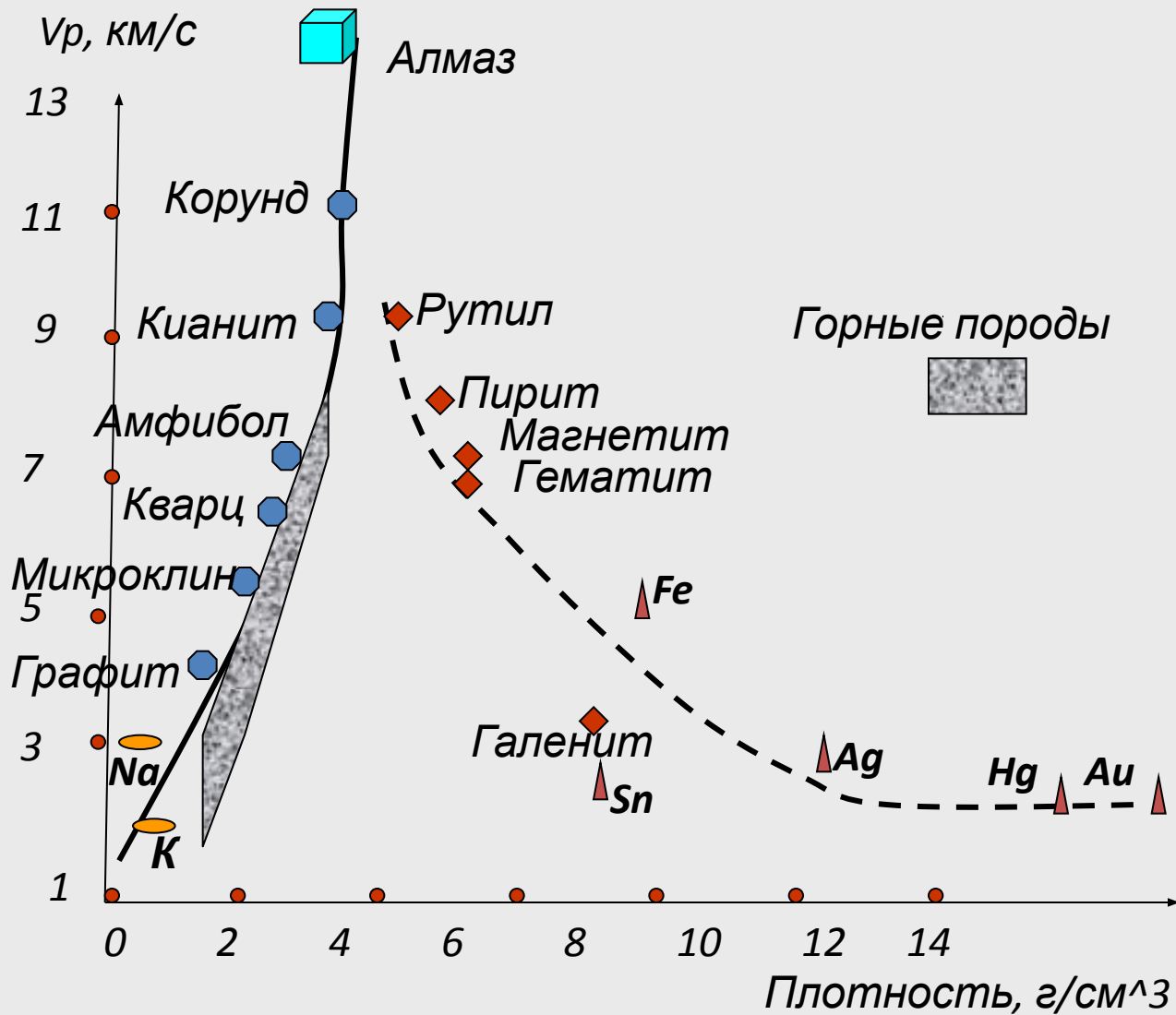
$$V_s = \sqrt{\frac{E}{2\sigma(1 + \mu)}}$$

$V \cdot \sigma$ – **акустическая жесткость**



Условие
отражения?
Между скоростью и плотностью прямые или обратные
соотношения?

Соотношение между плотностью и скоростью упругих волн

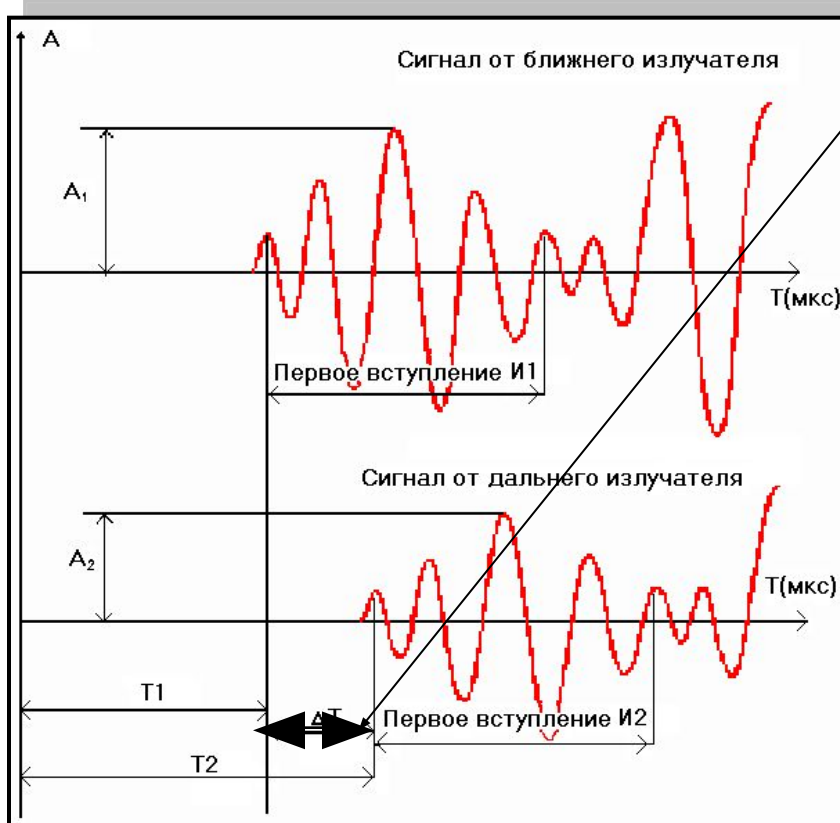


Модели акустической пористости

Упругие свойства горных пород в скважинах изучаются с помощью **акустического каротажа**.

Измеряемый параметр – **интервальное время ΔT** – показывает, сколько времени пробегает волна расстояние в 1 метр.

$$\Delta T = \frac{1}{V_p}$$



Месторождения Томской области (пластовые давления)

	ΔT , мкс/м
Кальцит	158
Непористый песчаник	172
Глина	253
Вода	610
Нефть	670
Газ	790

Упругость

Уравнение среднего времени:

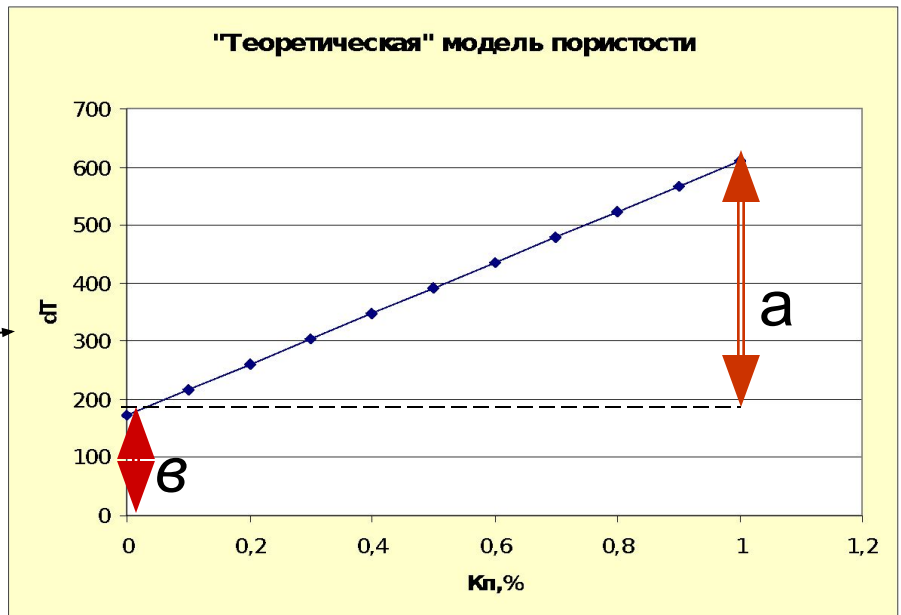
$$\Delta T = \Delta T\phi \cdot Kn + (1 - Kn) \cdot \Delta Tmв = (\Delta T\phi - \Delta Tmв) \cdot Kn + \Delta T m$$

Статистическая модель

$$\Delta T = a \cdot Kn + в$$

«Теоретическая» модель
пласта Ю1 Томской области

$$\Delta T = 438Kn + 172$$



а. Модель двухфазной среды
(традиционная)

$$a = \Delta T\phi - \Delta Tmв$$

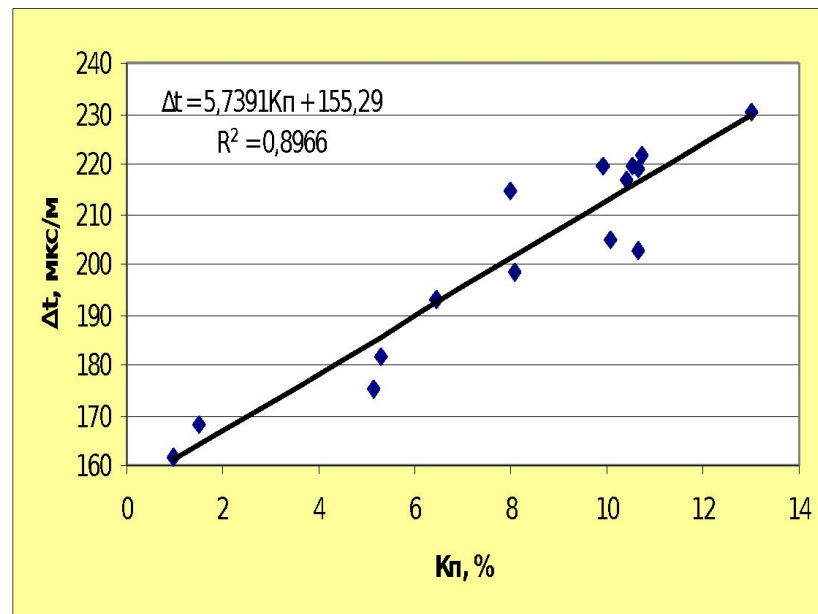
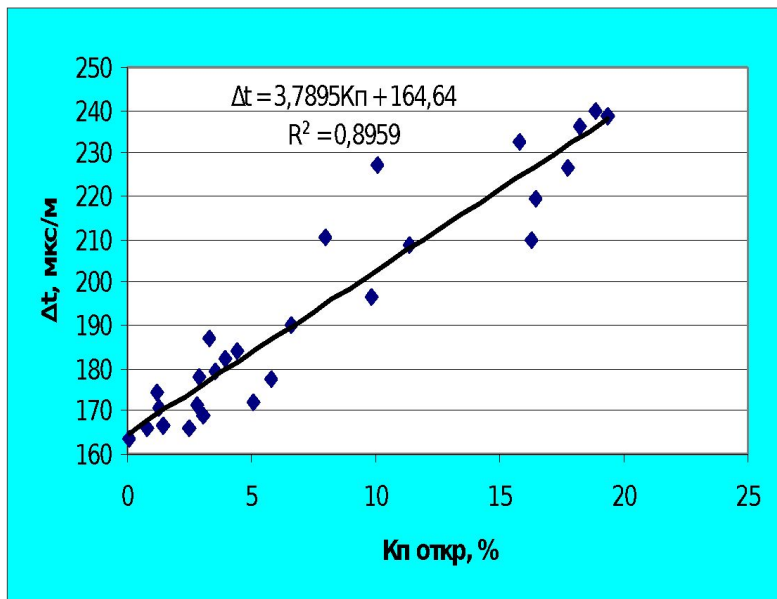
$$в = \Delta Tmв$$

$$\Delta T(\text{доломит}) = 143 \text{ мкс/м}$$

Акустические модели пористости Собинского месторождения
(Красноярский край)

Песчаник Б-VIII
(доломита < 7%)

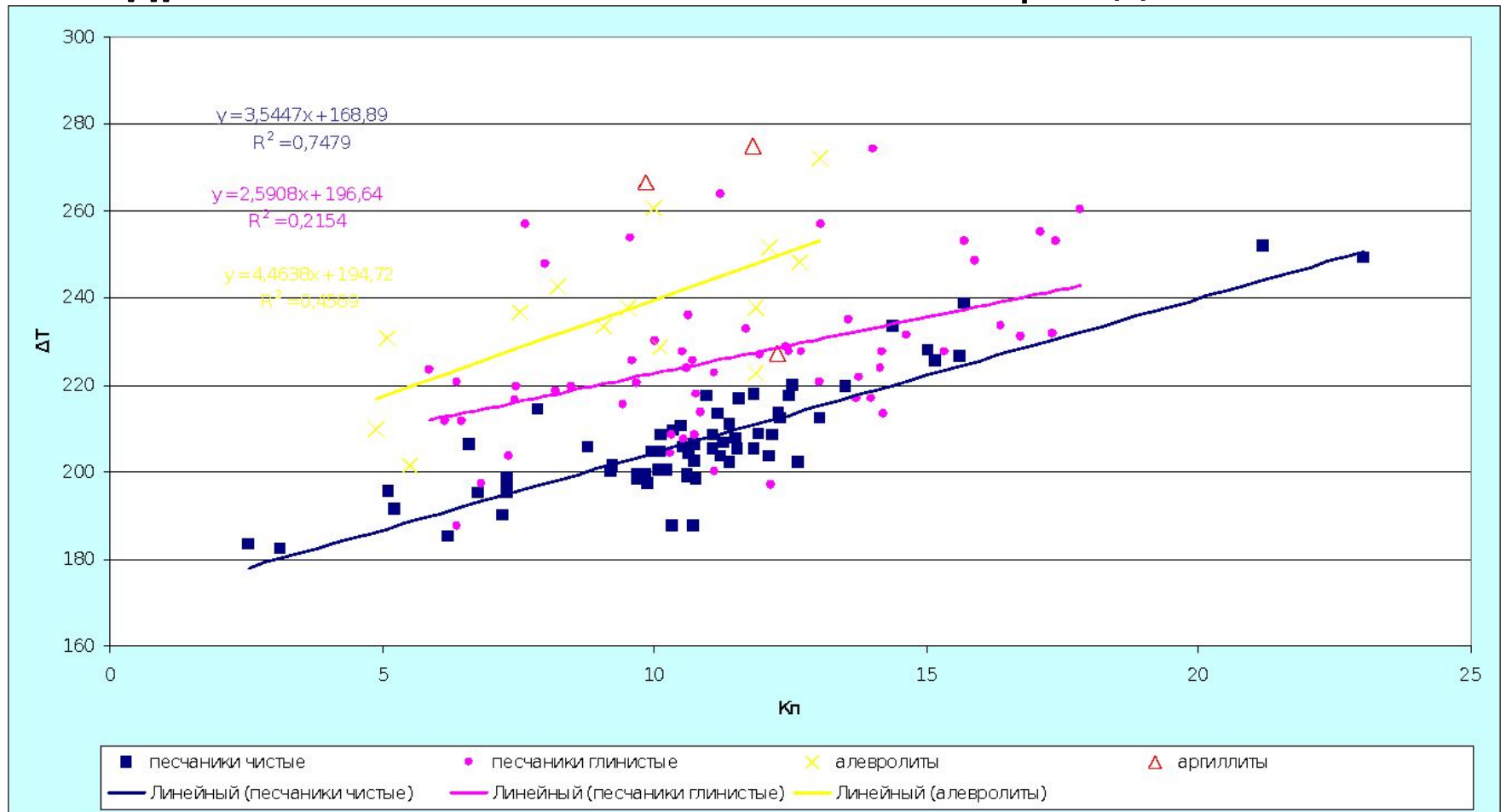
Песчаник палеокарста
(доломита < 10%)



$$\Delta T = 3.7895Кп + 164.64$$

$$\Delta T = 5.7391Кп + 155.29$$

Собинское месторождение



Увеличение глинистости влечёт за собой уменьшение тесноты связи (ухудшение точности модели)



Модель трехфазной среды (В.Н.Дахнова)

$$\Delta T = \Delta T_{п} + K_{п}^m \cdot (\Delta T_{ж} - \Delta T_{п}) + K_{гл}^n \cdot (\Delta T_{гл} + \Delta T_{п})$$

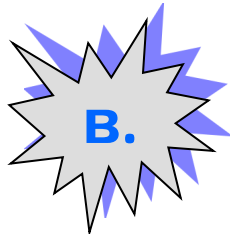
$\Delta T_{п}$ и $\Delta T_{гл}$ – интервальные времена песчаника и глины соответственно;
 $K_{гл}$ – коэффициент глинистости;
 m и n - показатели степени, зависящие от структуры и степени цементации коллектора и изменяющиеся с уплотнением породы от 0.7 до 1.5.

<i>Свита, возраст</i>	<i>Месторождение, порода-коллектор</i>	<i>Петрофизическое уравнение</i>
<i>Васюганская, юра (Ю₁)</i>	<i>Кривинское Ломовое Среднеvasюганского мегавала</i>	<i>$\Delta T = 5Kn + 175$ $\Delta T = 4.89Kn + 180.6$ $\Delta T = 5.1Kn + 173$</i>
<i>Ванаварская, венд</i>	<i>Собинское: песчаник глинистый песчаник доломитистый песчаник (доломита < 7%) песчаник палеокарста</i>	<i>$\Delta T = 3.545Kn + 168.9$ $\Delta T = 2.591Kn + 196.6$ $\Delta T = 3.79Kn + 164.6$ $\Delta T = 5.739Kn + 155.3$</i>

Петрофизические уравнения « ΔT - $K_{п}$ » некоторых месторождений

Оценки некоторых параметров глин и физически связанной воды
(Бранлоу, 1984; Элланский, 2001)

Глинистые минералы группы	Каолинита	Гидрослюд (иллита)	Монтмориллонита
Ёмкость катионного обмена, мг-экв/100г	3-15	20-60	60-150
Удельная поверхность, м ⁻¹	50	280	900
Интервальное время пробега, мкс/м: в глине (ΔТ _{гл})	213	238	270
в физически связанной воде (ΔТ _{в.св})	680	754	814



Модель четырехфазной среды Элланского-Белозерова

$$\Delta T = a \cdot Kn + b$$

$$a = \Delta T_{в} \cdot (1 - K_{в.св}) + \Delta T_{в.св} \cdot K_{в.св} - \Delta T_{п}$$

$$b = (\Delta T_{гл} - \Delta T_{п}) \cdot K_{гл} + \Delta T_{п}$$

ΔТ_в – интервальное время свободной воды.

Минерал	Модуль Юнга, 10⁴МПа	Модуль сдвига, 10⁴МПа	Модуль всестороннего сжатия, 10⁴МПа	Коэффициент Пуассона, μ
Ортоклаз	6,2	2,4	5,1	0,29
Нефелин	7,6	3,0	5,0	0,24
Кальцит	8.2	3,2	7,1	0,28
Кварц	9,4	4,3	3,6	0,08
Авгит	14,1	5,7	9,2	0,24
Оливин	21,3	8,5	12,9	0,24