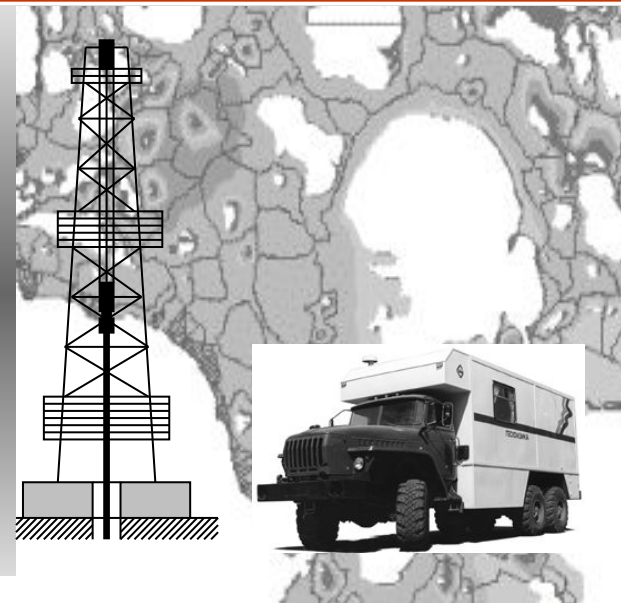


Н.Г.

Модуль 2

Номоконова Г.Г.



2. Петрофизические модели коллекторов

- 2.1. Модели электропроводности
- 2.2. Модели электрической поляризации
- 2.3. Модель естественной радиоактивности
- 2.4. Модели нейтронной пористости
- 2.5. Акустическая пористость

2 модуль

Лекции _____	16 часов
Лабораторных _____	16 часов
Курсовая работа _____	48 часов
ИТОГО _____	80 часов

**Экзамен
Диф. зачет**

- 2.1. Модели электропроводности
- 2.2. Модели электрической поляризации
- 2.3. Модель естественной радиоактивности
- 2.4. Модели нейтронной пористости
- 2.5. Акустическая пористость

Лекции

Лабораторные

1. УЭС пластовых вод
2. Модель электропроводности коллекторов
3. Модели коллекторов месторождений Западной Сибири
4. Качественный анализ петрофизических данных
5. Итоговая работ: Петрофизические модели коллекторов пласта Ю1 месторождений УВ Томской области

Модель – вещественный или идеальный (абстрактный) образ объекта (процесса, явления), адекватный ему в отношении каких-либо признаков
(Энциклопедия)

Избирательное подобие

Отражение наиболее существенных сторон

Соответствие цели исследования

Модель – совокупность имеющихся об объекте сведений, способствующих решению поставленной геологической задачи и оптимальным образом для этого упорядоченных.
(Боровко, 1979)

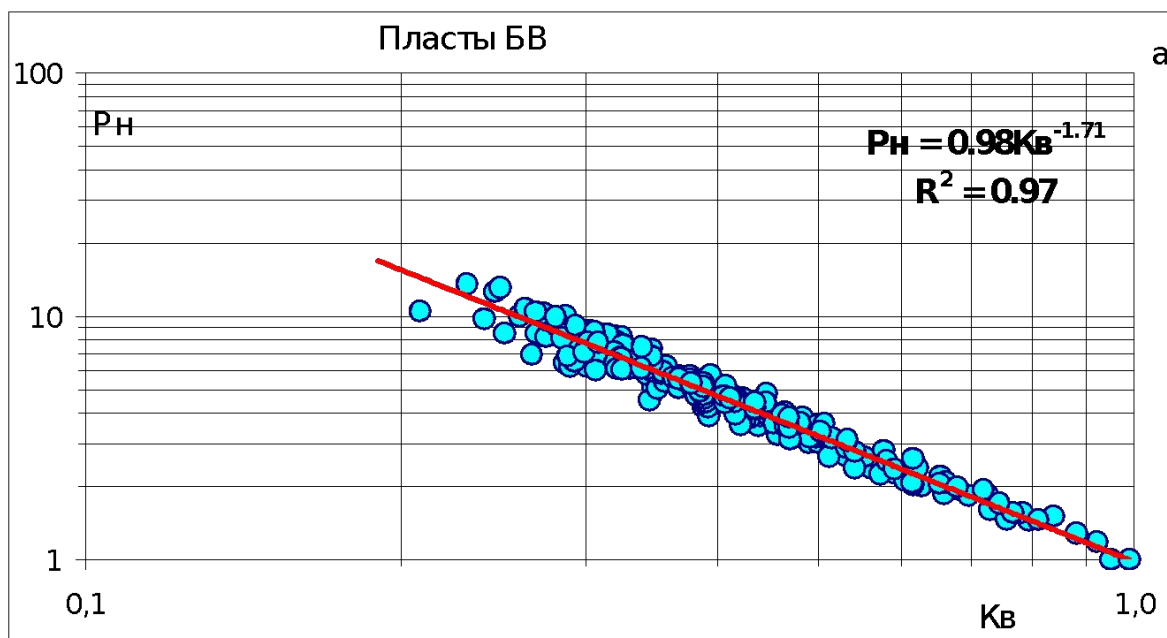
Модель – изображение в **удобной форме** многочисленной информации об объекте исследования.

(Шилов, Джафаров, 2001)

Многообразие моделей ↔ **Многообразие целей**

Петрофизическая модель коллектора:

Теоретически или экспериментально установленная аналитическая зависимость между петрофизическими свойствами коллектора (определяемыми по данным ГИС), с одной стороны, и его литологическими, фильтрационно-емкостными свойствами и характером насыщения, с другой.



Петрофизические модели
глинистости коллектора
пласта Ю1 **Крапивинского**
месторождения

$$K_{гг} = 1.055 - (1.14 - 1.111 \Delta J_y) 0.5;$$

$$K_{гг} = 0.4346 - 0.3846 a_{пс}$$

ΔJ_y - разностный параметр
радиоактивности
 $a_{пс}$ - относительная
амплитуда ПС

Петроэлектрическая модель водонасыщенности
(нефтенасыщенности) коллектора **Южно-Покамасовского**
месторождения (Западная Сибирь)

HF

2.1. Модели электропроводности

9

Вспомним!

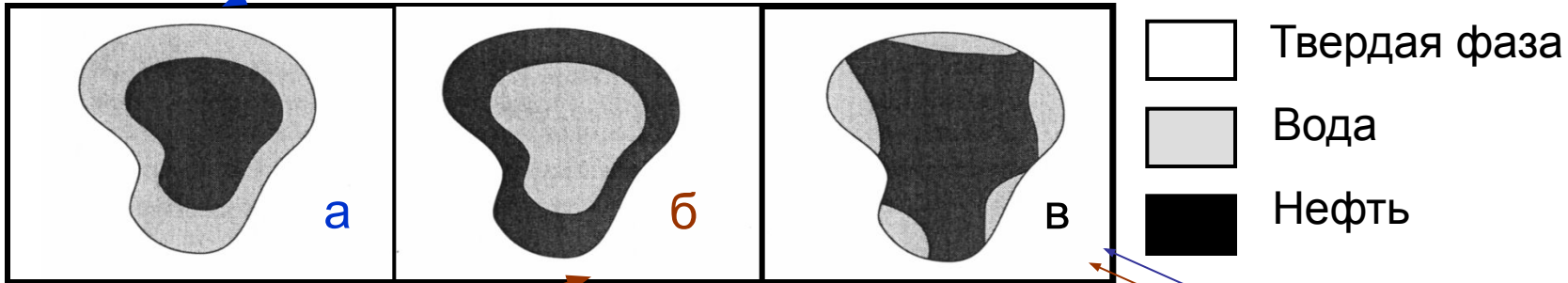
Классификация минералов по электропроводности

Петрофиз. группа	Проводники	Полупроводники	Диэлектрики
ρ , Омм	$<10^{-6}$	$10^{-6}-10^8$	$>10^8$
Носители тока	Электроны	Электроны (дырки)	Ионы
Зависимость от температуры	прямая	обратная	обратная
Группы минералов	Самородные металлы вода	Сульфиды и оксиды металлов, графит, антрацит	Остальные минералы Нефть и газ

НГ

$\Theta < 90^\circ$ - смачивание

а - гидрофильная поверхность (карбонаты, силикаты, сульфаты, кварц)



$\Theta > 90$ - несмачивание

б- гидрофобная поверхность (битумы, угли, графит, сульфиды, металлы)

в – избирательно-смоченная поверхность

Вспомним!

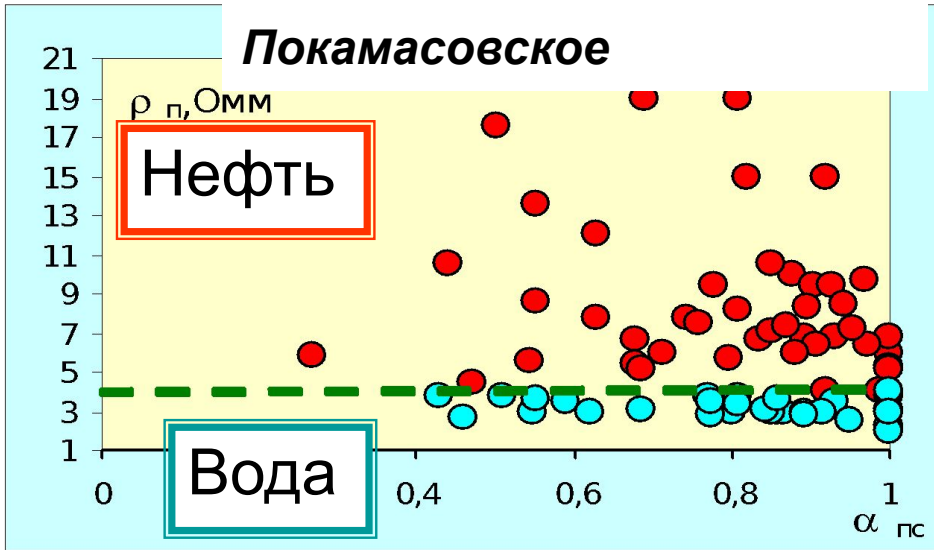
θ - краевой угол смачивания

Смачивание ► поверхностное явление, возникающее при соприкосновении твердого тела с двумя несмешивающимися флюидами и заключающееся в растекании одного из них по твердой поверхности

(wettability)

Пласт Ю1, Южно-

Покамасовское



Вспомним!

Коллекторы большинства месторождений Западной Сибири – гидрофильные

Флюид	$\rho, \text{ОмМ}$
Вода	$10^{-2}-10^5$
Лед	$7 \cdot 10^5$
Нефть	10^9-10^{14}
Газ	$>10^{14}$

		гидрофобные пласты	гидрофильные пласты
Небит-Даг	Нефть	2-20	0,2-5
Газли	Газ	50-60	5-6
Александровское	Газ	20-25	3-6
Охинское	Нефть	15-80	2-4
Пунгинское	Газ	1000	10
Жирное	Нефть	12-500	1,5
Самаролукский	Нефть	12-1000	0,5-2
Саратовский	Нефть	200	1-3

Исходные положения моделей:

а. Коллектор – двухкомпонентная среда:

- 1.- непроводящий компонент (твердая фаза + углеводороды)*
- 2. – проводящий компонент (вода)*

*б. На электропроводность влияет только **открытая** пористость.*

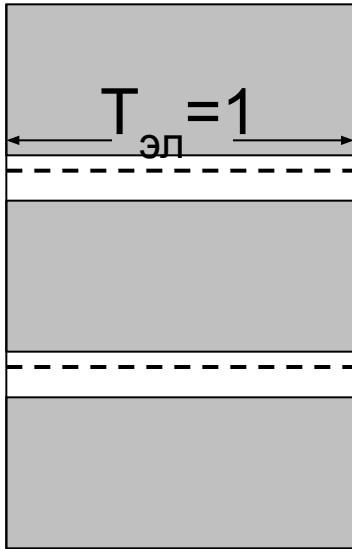
НГ

а

Полностью водонасыщенная порода

А. Чистые (неглинистые) коллекторы

Идеальный коллектор



$$\rho_{вп} = \frac{1}{Kn} \cdot \rho_v$$

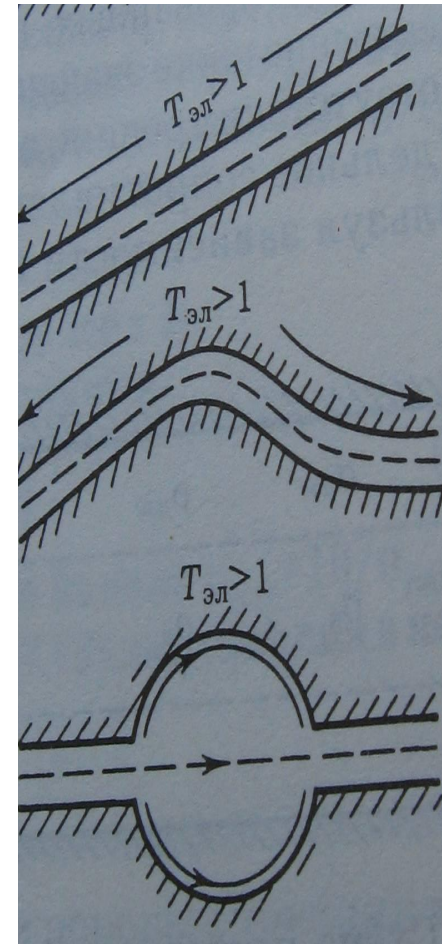
$$\rho_{вп} = \frac{T_{эл}^2}{Kn} \cdot \rho_v$$

$\rho_{вп}$ - удельное сопротивление водонасыщенной породы

ρ_v - удельное сопротивление пластовой воды

$T_{эл} \geq 1$ - электрическая извилистость поровых каналов - показатель сложности геометрии поровых каналов

Реальный коллектор



Теоретическая модель чистого водонасыщенного коллектора

$$P_n = \frac{\rho_{вп}}{\rho_v} = \frac{T \Delta l^2}{K_n}$$

P_n – параметр пористости (относительное сопротивление)

Статистическая модель

$$P_n = a \cdot K_n^{-m}$$

где a и m – экспериментально установленные коэффициенты

m - показатель цементации породы. Чем сложнее геометрия поровых каналов, тем больше m отличается от единицы ($m \geq 1$)

Для неглинистых коллекторов - обобщенные значения параметра m :

-хорошо отсортированные пески и слабо сцементированные песчаники: $m=(1.3-1.4)$;

-хорошо сцементированные терригенные и карбонатные коллекторы с пористостью:

межгранулярной ($m=1.8-2.0$);

трещинной ($m<1.8-2.0$) и

каверновой ($m>2$).

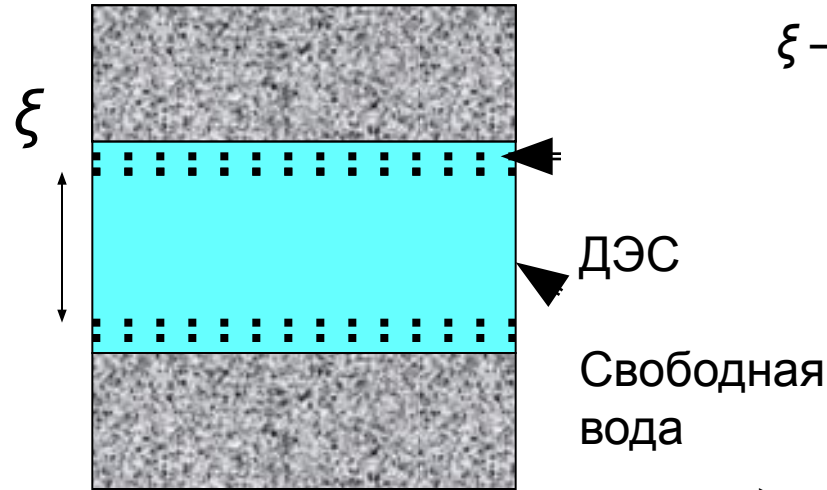
Ориентировочные значения



Б. Глинистые коллекторы

(на электропроводность влияет двойной электрический слой - ДЭС)

Модель порового канала



ξ – доля порового канала, занятая свободной водой

$$\frac{1}{\rho_{кан}} = \frac{\xi}{\rho_v} + \frac{1-\xi}{\rho_{ДЭС}}$$

Электропроводность порового канала

$$\Pi = \frac{1}{\rho_v} / \left(\frac{\xi}{\rho_v} + \frac{1-\xi}{\rho_{ДЭС}} \right)$$

Коэффициент поверхностной проводимости

$$Pn^* = \frac{\rho_{вп}}{\rho_{кан}} \quad - \text{Параметр пористости}$$

$$Pn = \frac{\rho_{вп}}{\rho_v} = \Pi \cdot Pn^*$$

кажущийся параметр пористости

Обычно $\rho_{\text{дэс}} < \rho_{\text{в}}$ ($\Pi < 1$) и глинистые коллекторы более проводящие (при прочих равных условиях), чем безглинистые.

Частные случаи:

$r \gg \delta_{\text{дэс}}$ $\Pi = 1$ (песок)

1. Коэффициенты в уравнении $R_{\text{п}} = f(K_{\text{п}})$ зависят как от **структуры порового пространства**, так и от **глинистости**
2. Разрезы, по которым **составлялось** петрофизическое уравнение, и разрезы, в которых оно **используется**, должны быть **аналогичны**.

Томская область
Пласт Ю1

$$R_{\text{п}} = 1.493 \cdot K_{\text{п}}^{-1.602}$$

$$БВ - R_{\text{п}} = 1.1914 \cdot K_{\text{п}}^{-1.79},$$

Южно-Покамасовское

$$Ач - R_{\text{п}} = 2.8613 \cdot K_{\text{п}}^{-1.31},$$

$$Ю1 - R_{\text{п}} = 2.3614 \cdot K_{\text{п}}^{-1.24},$$



Частично водонасыщенный коллектор

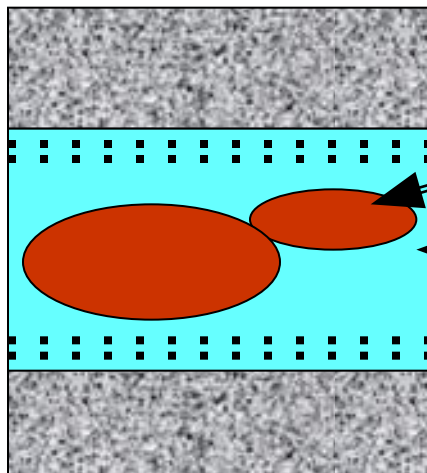
Т.е. газонасыщенный или нефтенасыщенный

$$R_H = \frac{\rho_{НП}}{\rho_{ВП}}$$

R_H – **параметр насыщения** (коэффициент увеличения сопротивления)

$\rho_{НП}$ – удельное сопротивление нефтегазонасыщенной (частично водонасыщенной) породы

$\rho_{ВП}$ – удельное сопротивление той же породы, но при полном водонасыщении



Нефть
Свободная вода
ДЭС
Модель идеального коллектора ▶

$$R_H = \frac{1}{K_B}$$

Реальный коллектор

Теоретическая модель

$$P_H = \frac{\rho_{НП}}{\rho_{ВП}} = \frac{T_{ЭЛ}^2}{K_B}$$

Статистическая модель

$$P_H = a \cdot K_B^{-n}$$

Для пласта Ю1 месторождений
Томской области:

$$K_B = 1.005 \cdot P_H^{-0.625}$$

n - Показатель насыщенности

а) Межгранулярные коллекторы:

=1.3-1.6 (и ниже) глинистые

= 1.8-2.0 слабоглинистые
терригенные и карбонатные

б) Коллекторы каверновые и трещинные :

=1.0-1.3 каверновые

>2 трещинные

в) Гидрофобные

>2

$$K_B = \left(\frac{a^* \cdot \rho_B}{K_n^m \cdot \rho_{НП}} \right)^{\frac{1}{n}}$$

Уравнение Арчи-Дахнова

Ориентировочные значения

Порядок оценки нефтенасыщенности коллектора

1 . Необходимо знать:

Зависимости $P_n=f(K_n)$, $P_n=f(K_v)$

Сопротивление пластовой воды (ρ_v)

Коэффициент пористости (K_n)

2 . Измерить:

Удельное сопротивление пласта (ρ_{np})
в скважине одним из методов ГИС

3. Рассчитать:

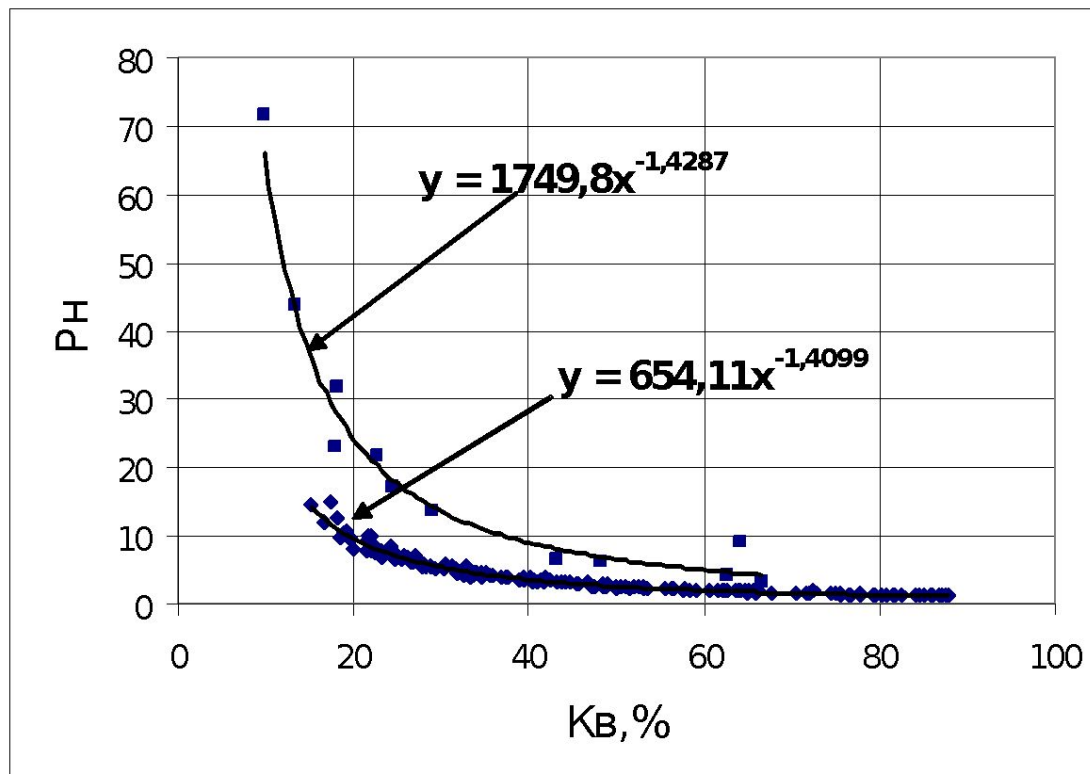
1. ρ_{vp} по зависимости $P_n = \rho_{vp} / \rho_v = f(K_n)$,

2. $P_n = \rho_{np} / \rho_{vp}$

4. Определить:

K_v по зависимости $P_n = f(K_v)$ и
 $K_n = 1 - K_v$

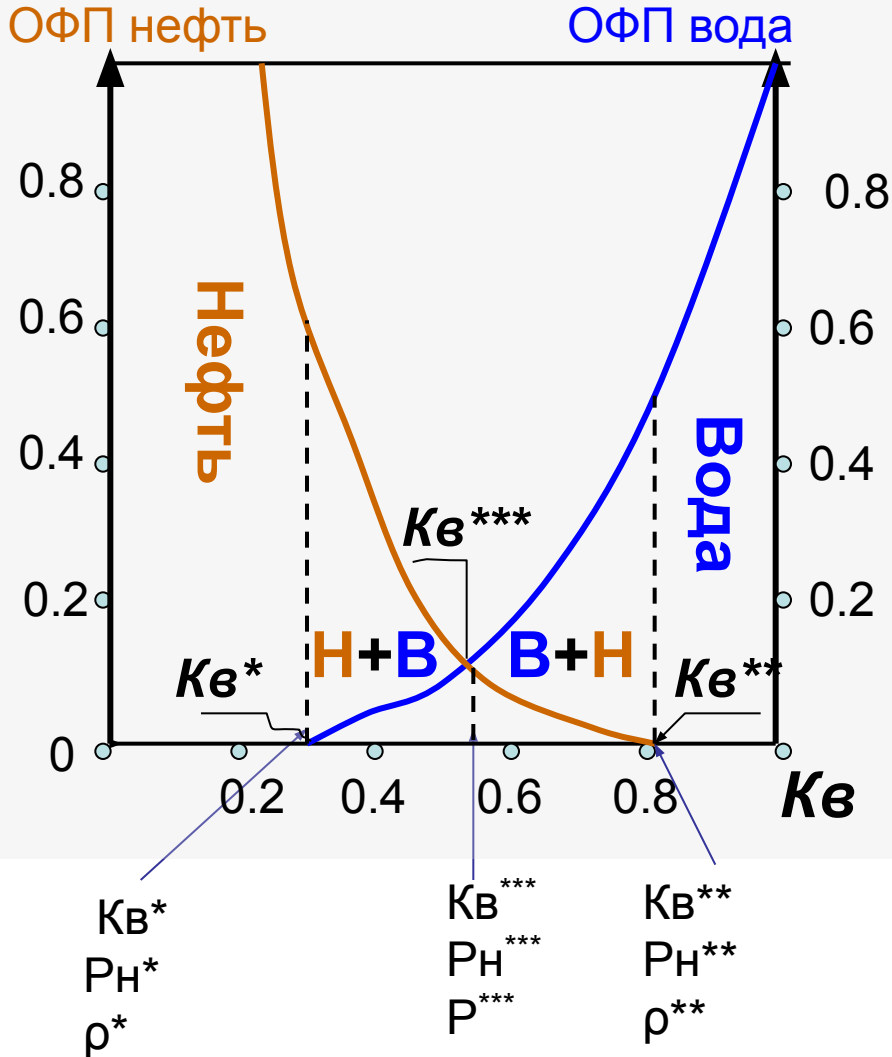
Модель электрического параметра насыщения пласта Ю1 Покамасовского месторождения



Определение граничных значений параметров коллектора по: Относительным фазовым проницаемостям

+

Моделям параметра насыщения



$$K_{в} > K_{в}^* (\rho < \rho^*)$$

- область фильтрации воды

$$K_{в} < K_{в}^{**} (\rho > \rho^{**})$$

- область фильтрации нефти

$$K_{в} < K_{в}^* (\rho > \rho^*) - \text{выход нефти}$$

$$K_{в}^* - K_{в}^{**} (\rho^{**} - \rho^*) - \text{выход нефть + вода}$$

$$K_{в} > K_{в}^{**} (\rho < \rho^{**}) - \text{выход вода}$$

НГ

Электрическая модель нефтяной залежи

ЗОНА (ВЫХОД)

ЗОНА ПРЕДЕЛЬНОГО НЕФТЕНАСЫЩЕНИЯ (остаточной водонасыщенности)

(НЕФТЬ)

ПЕРВ **Где ВНК?**

(НЕФТЬ+ВОДА)

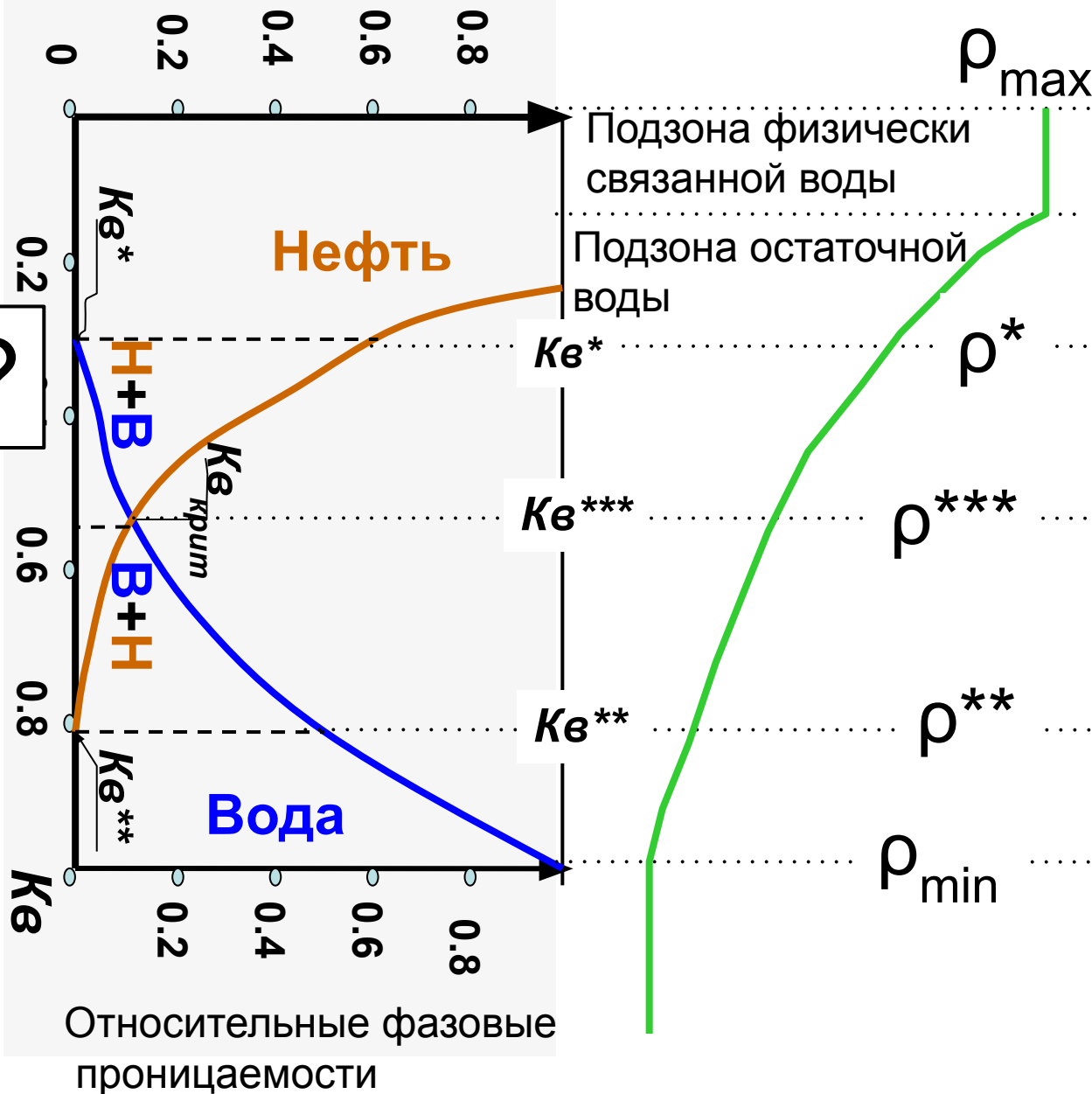
(ВОДА+НЕФТЬ)

(зона остаточной нефтенасыщенности)

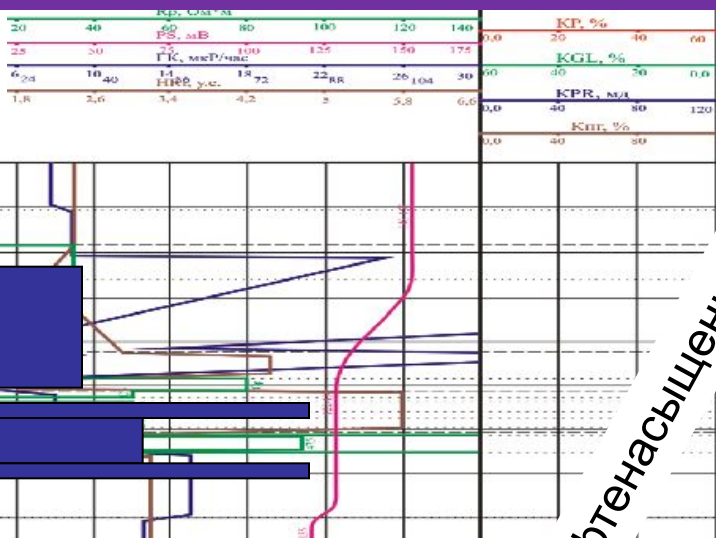
(ВОДА)

ВОДОНАСЫЩЕННАЯ ЗОНА

(ВОДА)



НГ

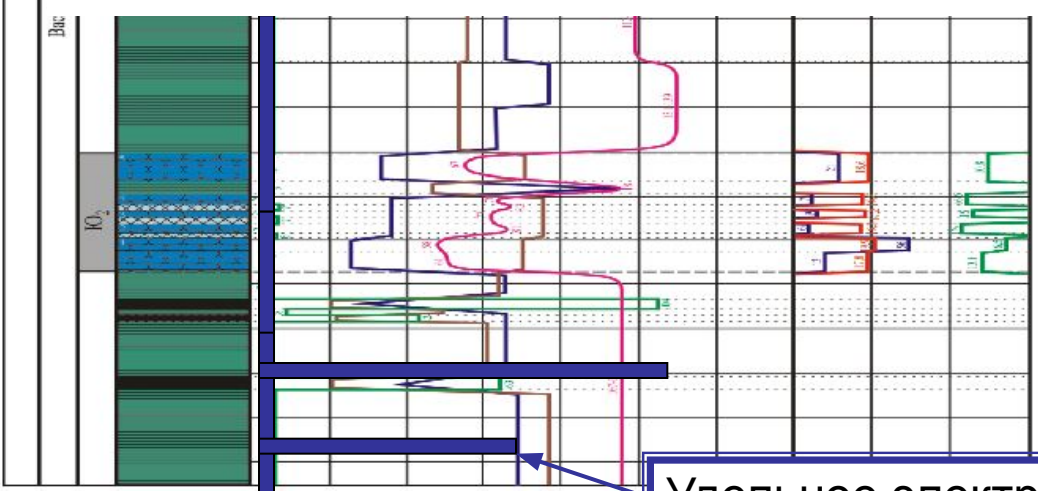


Петрофизическая модель продуктивной части Средненюрольского месторождения нефти



Нефтенасыщенность

Основная задача ГИС методом сопротивления - оценка нефтенасыщенности коллекторов



Высокоомные образования:
 Угли, карбонатные породы, аргиллиты баженовской свиты, нефтеносные песчаники.

Низкоомные образования:
 Глины, водоносные песчаники

Удельное электрическое сопротивление

Рис. 12. Физико-геологическая модель продуктивной части Средненюрольского нефтяного месторождения.

Студентам групп 2А090 и 2А290!

**Срочно, до 13.00 1 февраля,
согласовать темы ВКР с руководителями.**

**Опоздавшие будут допускаться к
защите ВКР**

в отдельном порядке.



A photograph of a laboratory setup for electrical polarization measurements. In the center, a sample is held between two electrodes within a metal frame. To the left, a stainless steel cylindrical container sits on a power supply unit. To the right, a computer monitor displays a software interface with a grid and two overlapping waveforms, one in red and one in blue. The background shows a wall with various charts and a desk lamp.

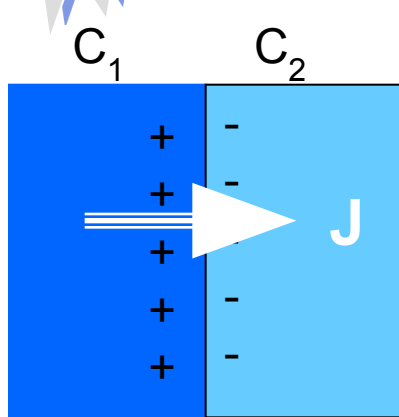
2.2. Модели электрической поляризации

Диффузионная и диффузионно-адсорбционная поляризации

(связана с процессами в двойном электрическом слое)

а Диффузионная поляризация

- возникает на контакте двух растворов с разной концентрацией (C)



J – диффузионный поток

$$E_{\partial} = \frac{R \cdot T}{m \cdot F} \cdot (n_{+} - n_{-}) \cdot \ln \frac{C_1}{C_2} \quad \text{Уравнение Нерста}$$

E_{∂} – диффузионный потенциал: R – газовая постоянная; F – число Фарадея; E – абсолютная температура; n_{+} , n_{-} – числа переноса; m – заряд электролита; Числа переноса – доли электричества, переносимого ионами. $n_{+} + n_{-} = 1$.

Для **одновалентного электролита** и $t=20^{\circ}\text{C}$

K_{∂} – коэффициент диффузионной ЭДС

$$E_{\partial} = 58(n_{+} - n_{-}) \cdot \text{Lg} \frac{C_1}{C_2} = K_{\partial} \cdot \text{Lg} \frac{C_1}{C_2}$$

Na⁺ и Cl⁻ - Преобладающие ионы в пластовой воде и промывочной жидкости

$$n^-(\text{Cl}^-) = 0,6 \quad n^+$$

(Na⁺) = 0,4
Для раствора NaCl и t=20°C

$$E_{\delta} = -11,6 \cdot \text{Lg} \frac{C_1}{C_2}$$

1. Более разбавленный раствор заряжается отрицательно.
2. E_{δ} – в чистом виде проявляется в идеально-пористых средах

Условие возникновения E_{δ} :

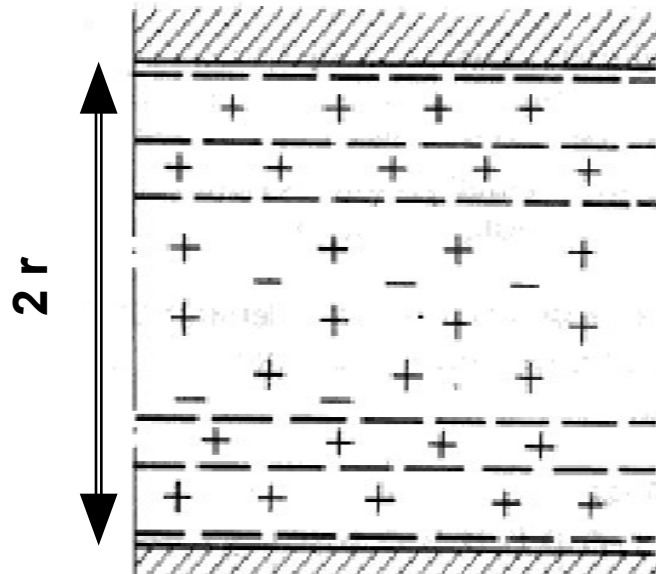
?

6 Диффузионно-адсорбционная поляризация

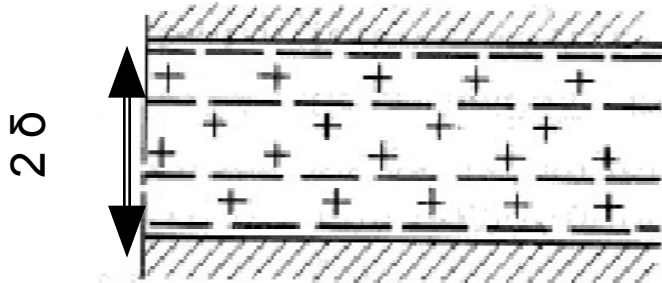
r – радиус порового канала

δ – толщина двойного электрического слоя (ДЭС)

А. Строение капилляра

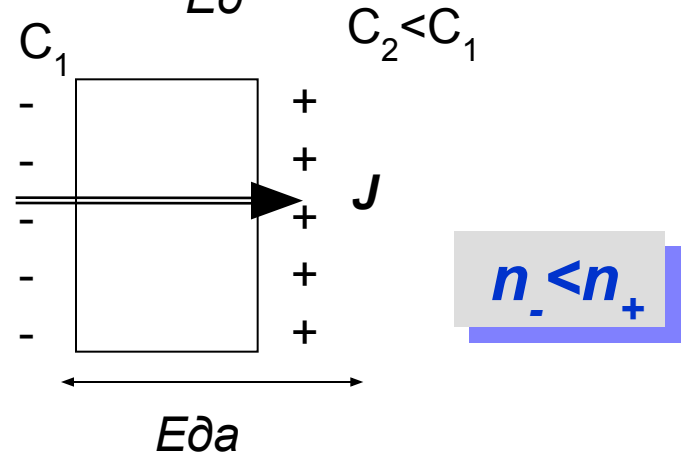
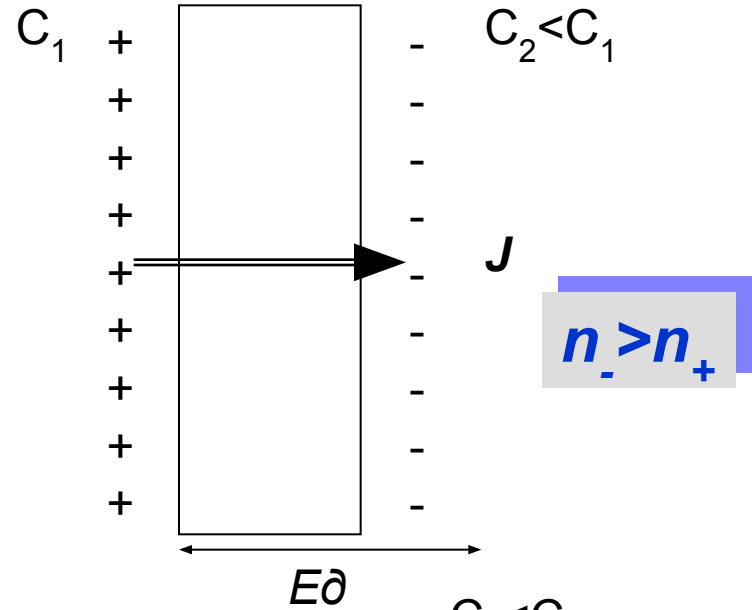


Широкий капилляр ($r \gg \delta$)



Узкий капилляр ($r \sim \delta$)

Б. Диффузия через породу с такими капиллярами



НГ

В породах с узкими капиллярами основная часть порового пространства занята ионами одного знака (катионами), поэтому их относительная подвижность при диффузии (числа переноса) возрастает.

$$E_{\text{да}} = 58 \cdot (n_+ - n_-) \cdot Lg \frac{C_1}{C_2} = K_{\text{да}} \cdot Lg \frac{C_1}{C_2}$$

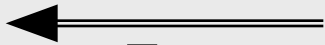
$K_{\text{да}}$ – коэффициент диффузионно-адсорбционной ЭДС

$K_{\text{да}}$

-11.6 мВ ----- +58. мВ

Песчаники

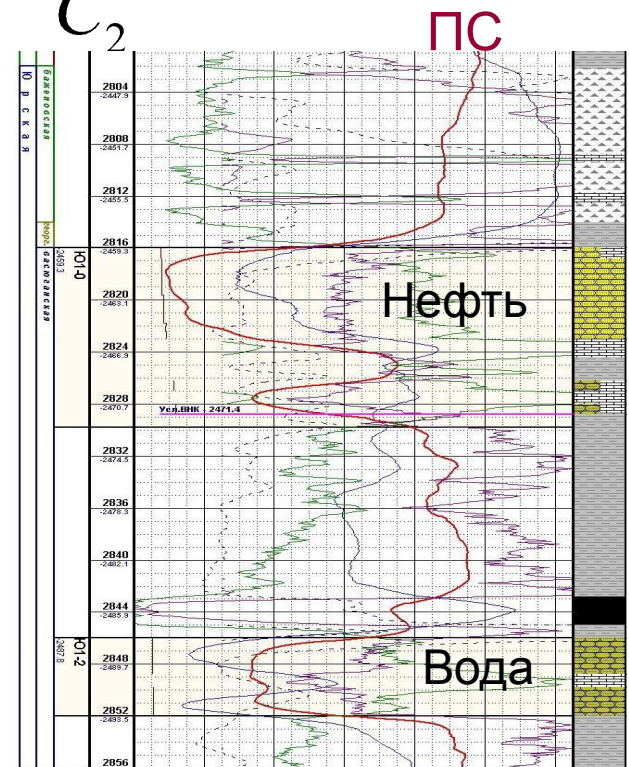
Глины



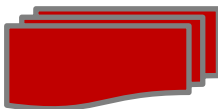
Песчанистость



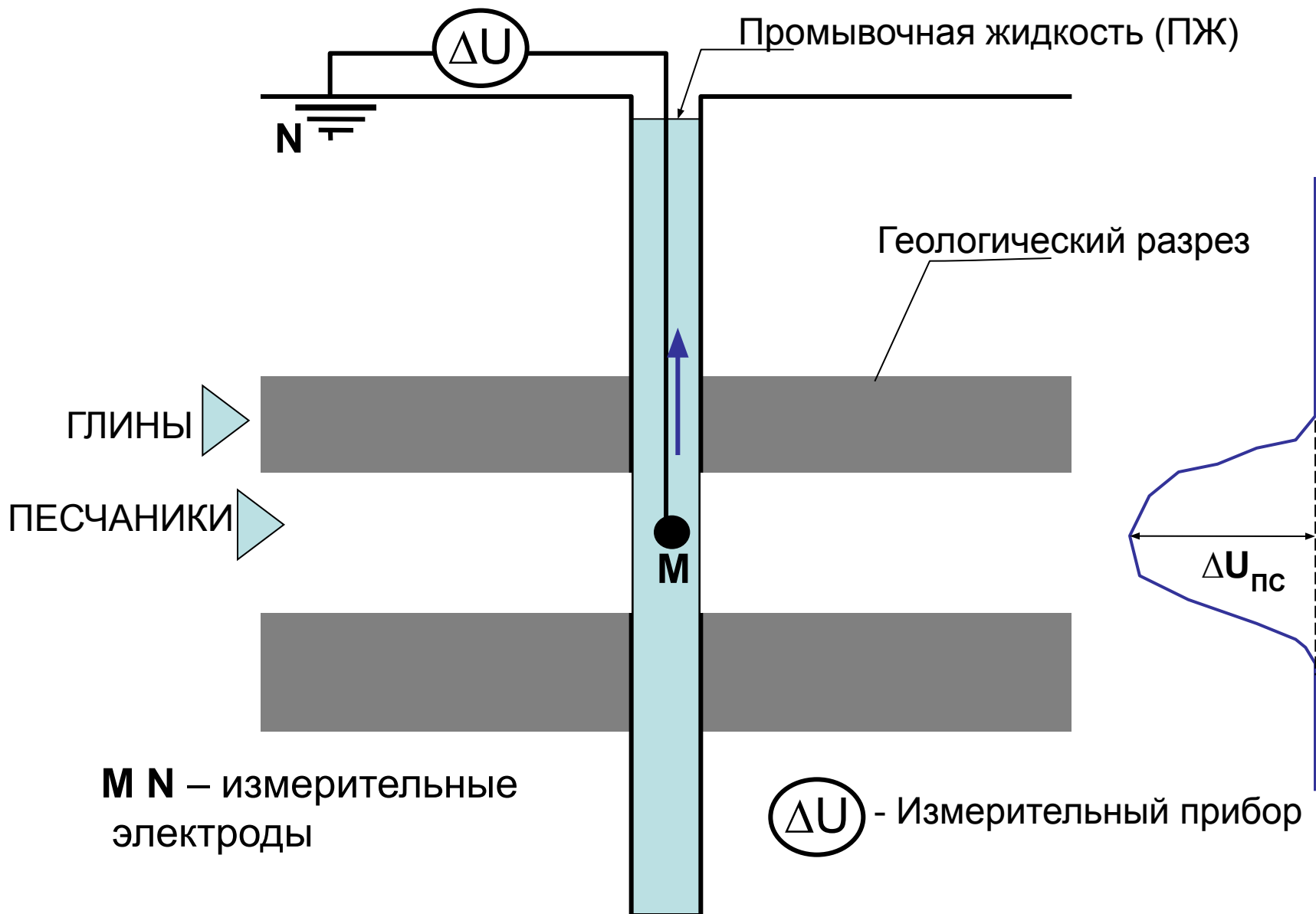
глинистость



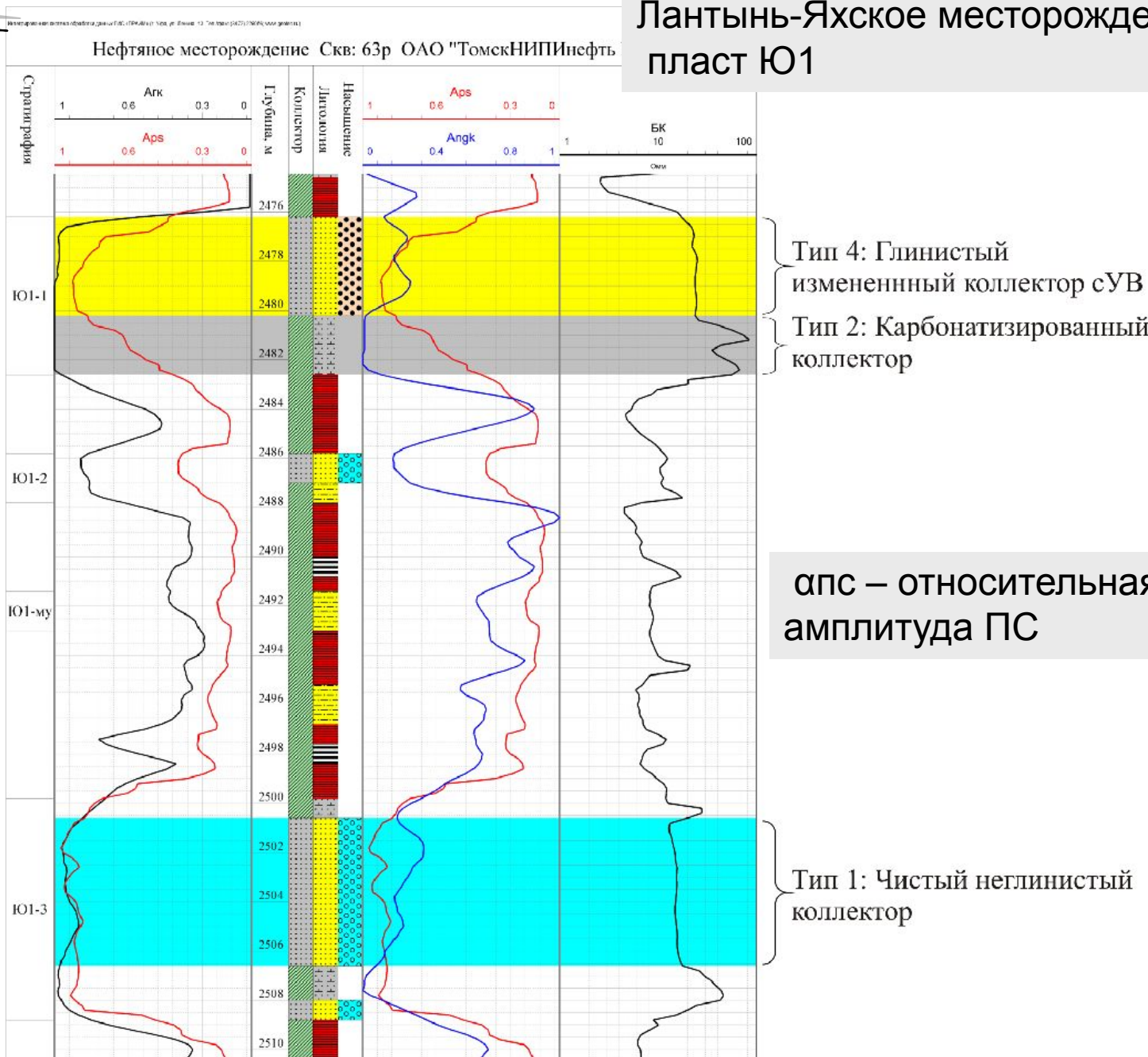
ПС - метод самопроизвольной поляризации



Принципиальная схема измерения ПС

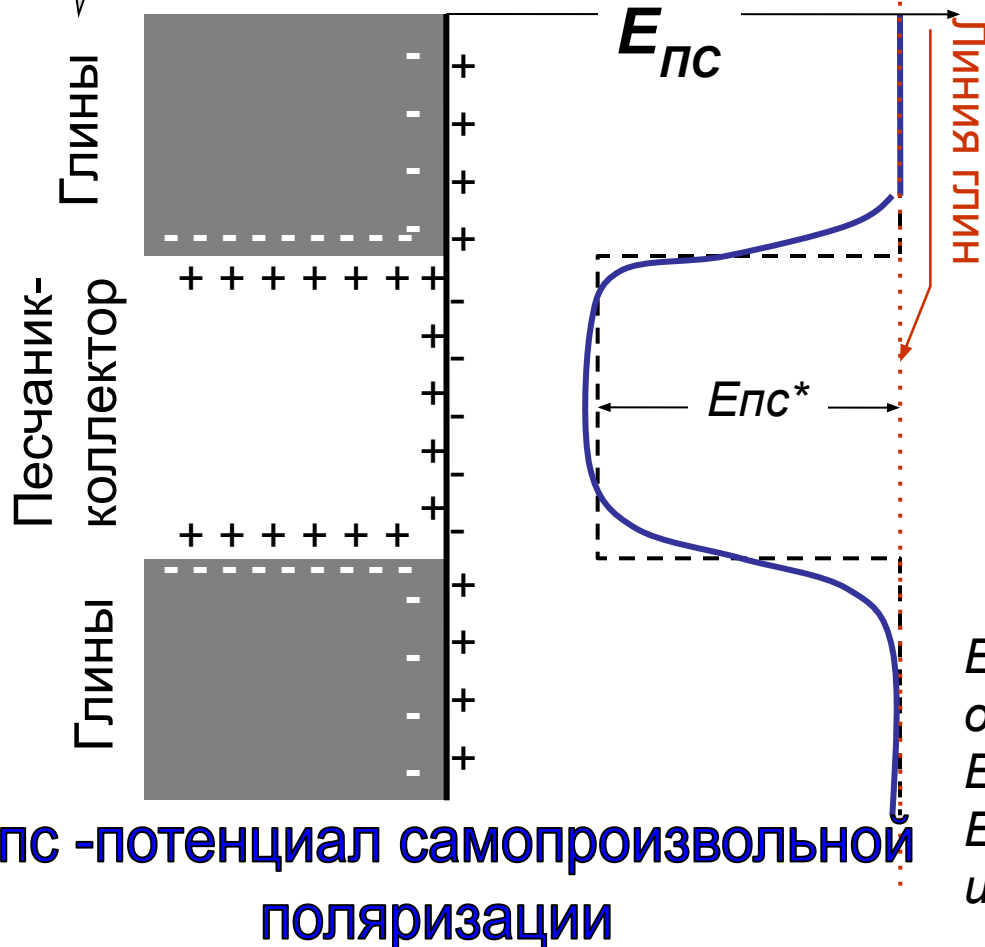


Лантынь-Яхское месторождение, пласт Ю1



Модель диффузионно-адсорбционной поляризации (ПС) коллекторов

Относительная амплитуда ПС

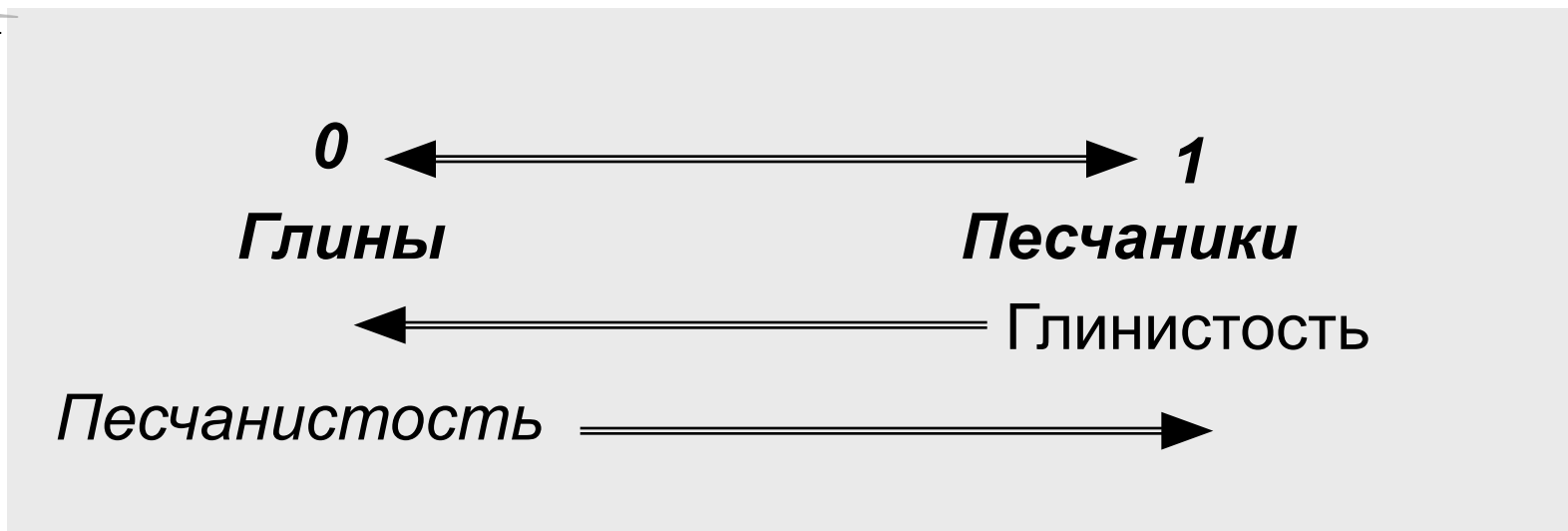


$\alpha_{пс}$ – относительная амплитуда $E_{пс}$

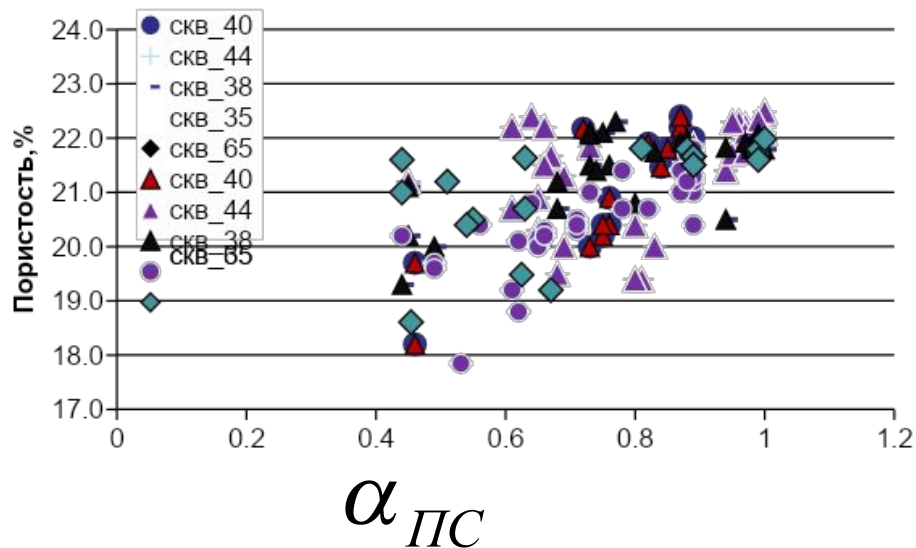
$$\alpha_{пс} = \frac{E_{пс}^*}{E_{пс}^*(max)}$$

$E_{пс}^*$ - амплитуда $E_{пс}$ отсчитанная от «линии глин»

$E_{пс}^*(max)$ – максимальное значение $E_{пс}^*$ для песчаников исследуемого интервала разреза



Пласт АС-12, Айпимское



Модель *глинистости* пласта Ю1
 Мыльджинского месторождения
 $K_{gl} = 0.4346 - 0.3846 \alpha_{PS}$



Какая объемная глинистость у глин и безглинистых песчаников Ю1 Мыльджинского месторождения?

- Исходные положения:
1. Коллектор = неглинистый скелет + цемент (глинистый и карбонатный)
 2. Коллектор водонасыщенный

Модель пористости ПС = модель ПС + модель пористости

Модель $\alpha_{ПС}$

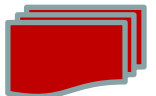
$$\alpha_{ПС} = 0$$

- * Микропоры в глинистом цементе
- Макропоры, блокированные микропорами глинистого цемента

$$\alpha_{ПС} = 1$$

- Макропоры
- Макропоры, блокированные микропорами карбонатного цемента

С учетом доли порового пространства, занятого названными порами



$$\alpha_{ПС} = (1 - K_{B.CB}) \cdot \left(1 - \frac{K_{B.CB(\Gamma)}}{1 - K_{B.CB}} \right) + K_{B.CB}(K)$$

Кв.св= Кв.св(г)+Кв.св(к) – коэффициент физически связанной воды

▶ (влияет на ФЕС коллектора)

Кв.св(г) – коэффициент адсорбированной на поверхности глин воды

▶ (влияет на ПС)

Кв.св(к)– коэффициент капиллярно удержанной воды в карбонатном цементе

Частные случаи:

1. Цемент отсутствует:

Кв.св(г)=0, Кв.св(к)=0, $\alpha_{ПС}=1$;

2. Поровое пространство занято глинистым цементом:

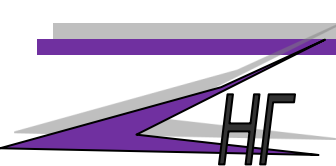
Кв.св(г) $\rightarrow 1$; $\alpha_{ПС} \rightarrow 0$;

3. Поровое пространство занято карбонатным цементом:

Кв.св(к) $\rightarrow 1$; $\alpha_{ПС} \rightarrow 1$.

!!!

Плотный пласт с карбонатным цементом может выделяться на кривой ПС так же, как хороший коллектор, не содержащий цемента вообще.

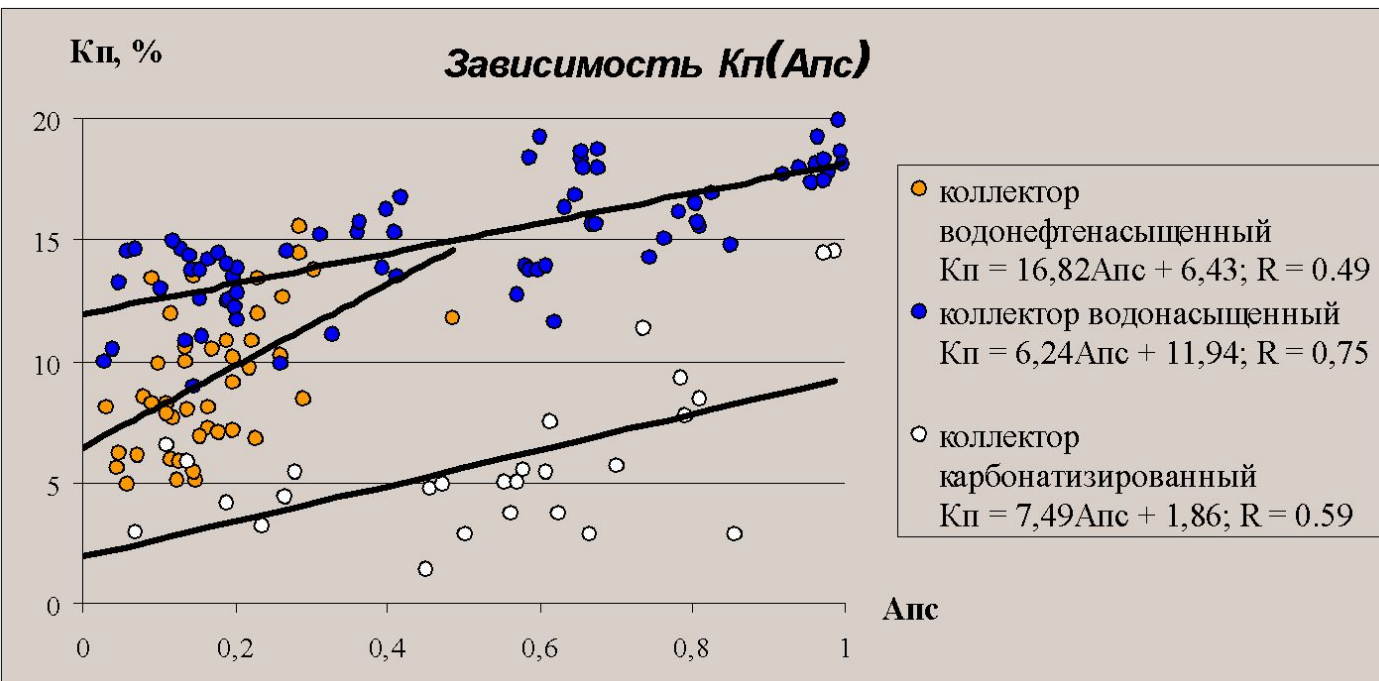


Условия применения

$\alpha_{ПС}$

для оценки пористости:

1. Изменение пористости коллектора связано с изменением его глинистости.
2. Минеральный состав цемента однородный.
3. Коллектор водонасыщенный



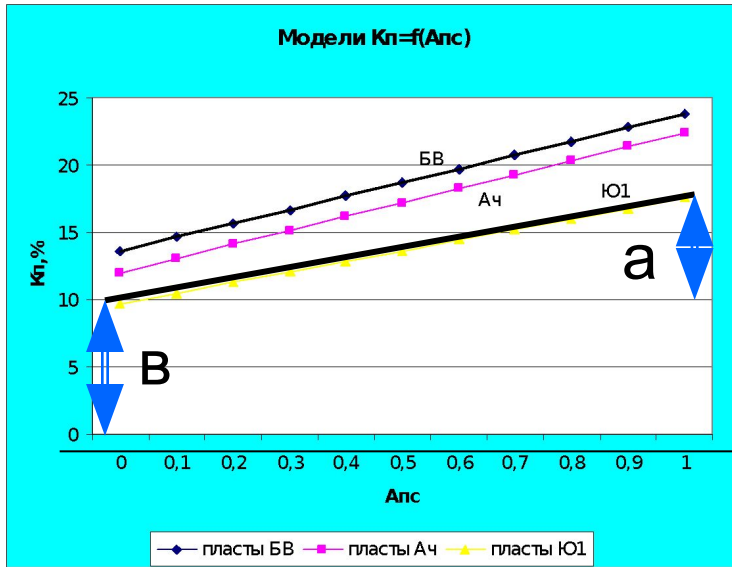
Пласт Ю1, Лантынь-Яхское
месторождение



Различный тип глин и переменное количество карбонатного цемента ухудшают корреляционную зависимость $\alpha_{пс} = f(K_p)$ и вносит ошибки в определения K_p по $\alpha_{пс}$

Модель пористости ПС:

$$Kп = a \cdot \alpha_{ПС} + в$$

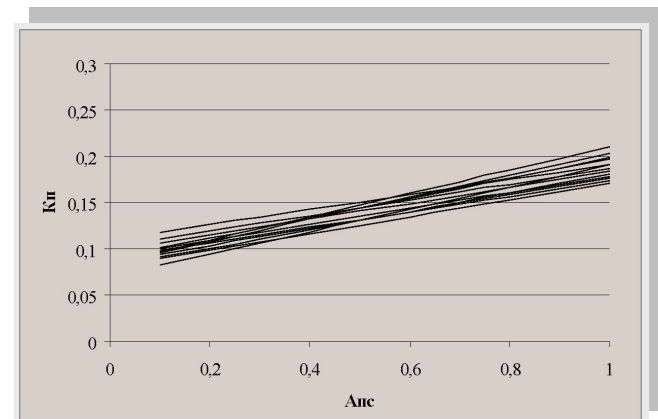


a - интервал изменения $Kп$, в котором на $KП$ влияет глинистость

$в$ - микропористость глин

$a + в$ - $Kп$, выше которого на пористость влияют другие факторы (не глинистость)

пласты БВ	$Kп = 10.2 \cdot \alpha_{пс} + 13.6$
пласты Ач	$Kп = 10.4 \cdot \alpha_{пс} + 12$
пласты Ю	$Kп = 7.86 \cdot \alpha_{пс} + 9.7$



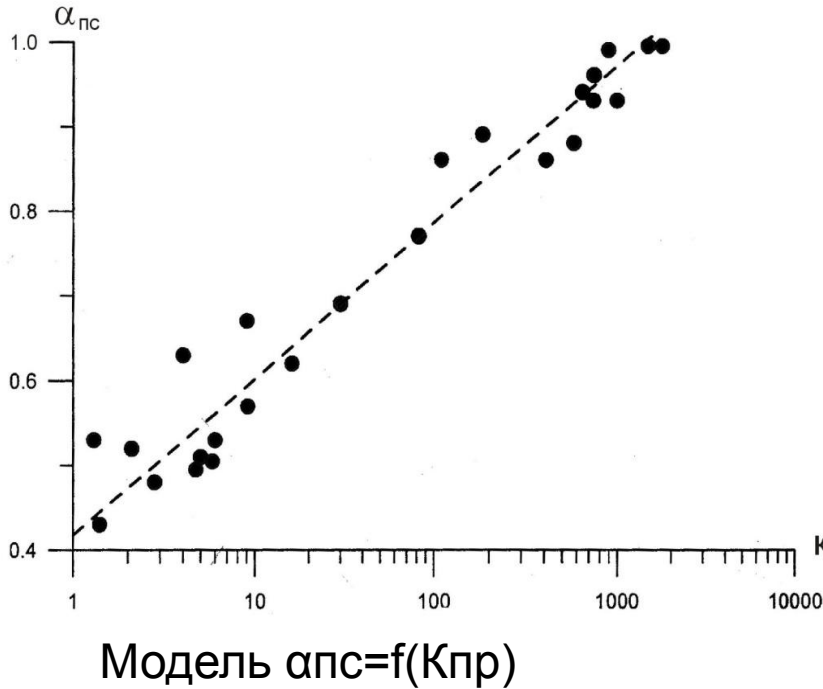
Месторождения
Томской области

Южно-Покамасовское месторождение

$a = 0.08-0.126$ $в = 0.07-0.11$



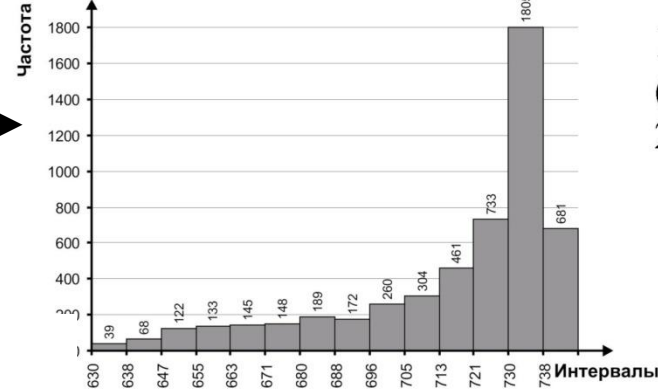
Различная ПС геологических разрезов разной продуктивности (Мыльджинское месторождение)



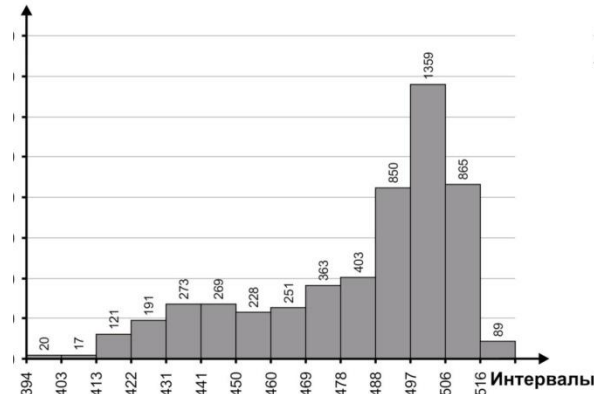
Наиболее тесные связи $\alpha_{пс}$ – с проницаемостью и глинистостью ?

ПС

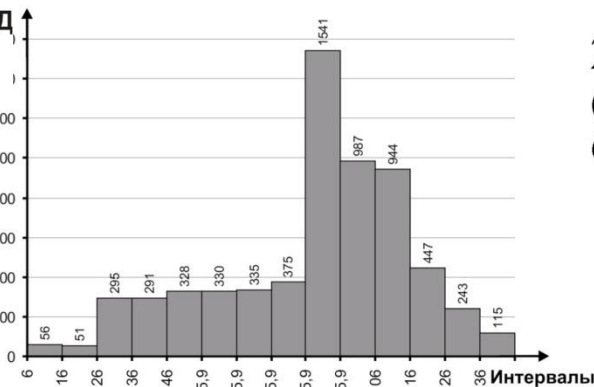
(скважины полностью)



127 скв
(продуктивная)
24451,8 м³/%²



132 скв



208 скв
(слабопродуктивная)
624 м³/%²



Статистическая модель

$$P_n = a \cdot K_B^{-n}$$

n - показатель насыщенности

а) Межгранулярные коллекторы:

=1.3-1.6 (и ниже) глинистые

= 1.8-2.0 слабоглинистые
терригенные и карбонатные

б) Коллекторы каверновые и трещинные :

=1.0-1.3 каверновые

>>2 трещинные

в) Гидрофобные >2

Коэффициент водонасыщенности (нефтегазонасыщенности) определяют по электрическому параметру **P_n** .

Вопрос:

Надежность определения K_B (K_n) каких коллекторов будет выше:

Глинистых (1а) или безглинистых (1б)?

Трещинных (2а) или каверновых (2б)?

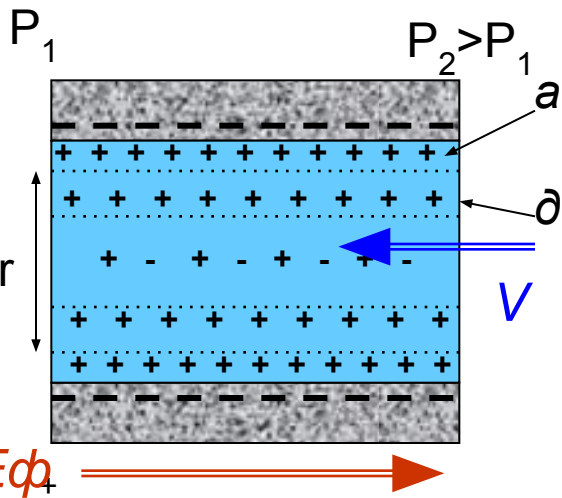
Гидрофильных (3а) или гидрофобных (3б)?

Ориентировочные значения

Фильтрационная поляризация

Фильтрационная поляризация возникает в поровой среде при фильтрации через нее жидкости.

Модель капилляра



a – адсорбционная (неподвижная) часть ДЭС
 δ – диффузная (относительно подвижная) часть ДЭС

Диффузная часть ДЭС увлекается движущейся жидкостью и поверхность пористой среды со стороны более высокого давления заряжается отрицательно.

Скорость течения:
$$V = \frac{r^2}{8\mu} \cdot \Delta P$$

$$E\phi = \frac{\varepsilon \cdot \xi \cdot \rho_{\phi}}{4\pi \cdot \mu} \cdot \Delta P$$

Фильтрационный потенциал
 (потенциал Гельмгольца)

ε - Диэлектрическая проницаемость
 ξ - Электрокинетический потенциал – падение потенциала в подвижной части ДЭС

ρ_{ϕ} - Удельное электрическое сопротивление

μ - Вязкость

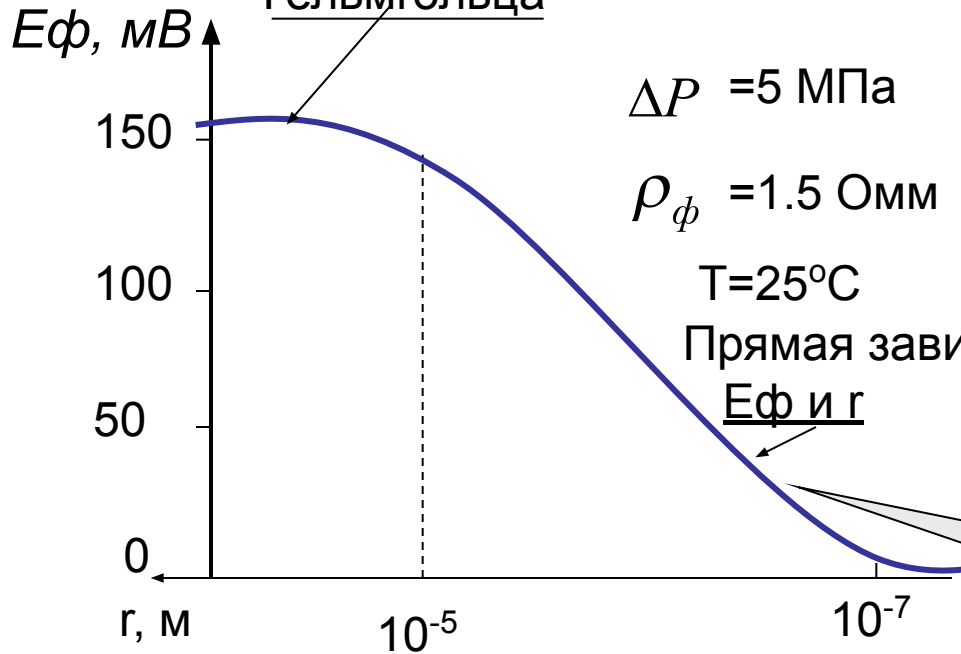
При фильтрации жидкости через проницаемые породы:

$$E_{\phi} = A_{\phi} \cdot \rho \cdot \Delta P$$

Справедливо уравнение Гельмгольца

ΔP – разность давлений в скважине и пласте, МПа

A_{ϕ} – коэффициент фильтрационной электрической активности (в мВ) численно равный фильтрационной ЭДС при $\rho_{\phi} = 1$ Омм и $\Delta P = 0.1$ МПа.



A_{ϕ} характеризует способность горной породы создавать разность электрических потенциалов при фильтрации жидкости через породы

Зависит от структуры порового пространства

Наличие потенциалов фильтрации приводит к искажению аномалии ПС в коллекторах и к ошибкам оценки их пористости по ПС.