

## Лекция 8

# ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ГАЗОНЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

Профессор,  
Доктор геолого-минералогических наук  
**В.Г. Фоменко**

**Основным фильтрационным свойством газонефтенасыщенных горных пород является проницаемость.**

**Проницаемости являются свойством пористой среды, горной породы пропускать через себя различные флюиды. Мерой ее служат коэффициенты проницаемости, определение которых сводится к измерению скорости фильтрации флюида при определенном перепаде давления через единичный объем породы. Коэффициенты проницаемостей зависят от особенностей строения пустотного пространства пористой среды, физических свойств фильтрующегося флюида и природы физико-химического взаимодействия флюида и пористой среды.**

Различают проницаемость абсолютную, фазовую, эффективную и относительную.

*Абсолютной* называют проницаемость породы при фильтрации однородной жидкости или газа при отсутствии физико-химического взаимодействия флюида с породой и при условии полного заполнения пустотного пространства породы фильтрующимся флюидом. Основной фильтрационной характеристикой породы является абсолютная проницаемость по газу  $K_{пр}$ .

Фильтрационные свойства породы при многофазной фильтрации нескольких флюидов (нефти, газа и воды) определяются через проницаемость  $K_{пр.ф}$ , которая отражает проницаемость породы при движении одного из флюидов при одновременном присутствии в пустотном пространстве других флюидов.

Используется и другой параметр - *эффективная проницаемость  $K_{пр,эф.}$* , являющаяся частным случаем фазовой. Эффективная проницаемость – это проницаемость породы по газу или нефти при одновременном присутствии в породе остаточной воды.

Для характеристики фильтрационных свойств породы-коллектора используется параметр *относительная фазовая проницаемость*  $K_{пр,отн.}$ , которая отражает отношение фазовой проницаемости для какого-либо флюида к абсолютной проницаемости:

$$K_{пр,отн} = K_{пр,э} / K_{пр}$$

Относительная фазовая проницаемость наиболее широко используется при гидродинамических расчетах для обоснования коэффициентов извлечения нефти и при проектировании разработки.



СТАНДАРТ

ЕВРО-АЗИАТСКОГО ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ОБЩЕСТВА

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И РАБОТЫ В СКВАЖИНАХ.  
ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН.

КАРОТАЖ

Термины, определения, буквенные обозначения,  
измеряемые физические величины

СТ ЕАГО-046-01

Москва

1998

В стандарте ЕАГО «СТЕАГО-046-01» «Каротаж. Термины, определения, буквенные обозначения, измеряемые физические величины» даны следующие обозначения и определения терминов, определяющих проницаемости.

Для характеристики фильтрационных свойств породы-коллектора используется параметр *относительная фазовая проницаемость*  $K_{пр,отн.}$ , которая отражает отношение фазовой проницаемости для какого-либо флюида к абсолютной проницаемости:

$$K_{пр,отн} = K_{пр,э} / K_{пр}$$

Относительная фазовая проницаемость наиболее широко используется при гидродинамических расчетах для обоснования коэффициентов извлечения нефти и при проектировании разработки.

Термин	Обозначение		Определение
	Русск.	Межд.	
Проницаемость			Способность породы пропускать жидкость или газ через себя под действием перепада давлений
Коэффициент проницаемости	$k_{пр}$	K	Числовое выражение проницаемости, отражающее характеристику скорости движения флюида через сечение породы и определяемое как коэффициент пропорциональности в линейном законе фильтрации
Коэффициент проницаемости абсолютной	$k_{пр}$	k, K	Коэффициент проницаемости, характеризующий проницаемость пористой среды для газа или однородной жидкости при условии полного заполнения пустот этим газом или жидкостью и отсутствии физико-химического взаимодействия между ними и породой
Коэффициент проницаемости эффективной	$k_{пр.эф}$	$K_{\theta}$	Коэффициент проницаемости, характеризующий проницаемость горной породы для данного флюида при одновременном присутствии в пустотах породы других неподвижных флюидов
Коэффициент проницаемости фазовой для нефти, для газа, для воды	$k_{пр.н}$ $k_{пр.г}$ $k_{пр.в}$	$k_o, K_o$ $k_g, K_g$ $k_w, K_w$	Коэффициент проницаемости, характеризующий проницаемость породы для нефти ( $k_{пр.н}$ ), газа ( $k_{пр.г}$ ) и воды ( $k_{пр.в}$ ) при совместном течении в пористой среде нескольких несмешивающихся флюидов, обладающих относительной независимостью движения
Коэффициент проницаемости относительной	$k_{пр.отн}$	$K_r$	Отношение коэффициента фазовой или эффективной проницаемости для какого-либо флюида к коэффициенту абсолютной проницаемости

**На практике все вышеперечисленные виды проницаемостей определяются прямыми и косвенными способами.**

**Проницаемость прямым способом определяется по результатам фильтрации пластовых флюидов или их моделей через горную породу. К числу прямых определений относятся определения по керну и по результатам испытания пластов в открытом стволе или колонне.**

**К числу косвенных определений относятся определения по результатам количественной интерпретации данных некоторых видов каротажа – ЭК, ЯМК и др.**

Наибольший объем прямой информации о проницаемости пород-коллекторов в процессе геологоразведочных работ на нефть и газ получают по результатам исследования керна. По керну абсолютная газопроницаемость определяется при стационарной и нестационарной фильтрации азота или воздуха на образцах стандартного (диаметром около 30 мм) или большого (диаметром 80-100 мм) размера. Предварительно образцы экстрагируются органическими растворителями от нефти и битумов.

Определения абсолютной газопроницаемости  $K_{np}$  отражают фильтрационную характеристику матрицы породы при фильтрации газа при низком давлении в пустотном пространстве. При оценке фазовой проницаемости по нефти по величине  $K_{np}$  вводится поправка Клинкенберга, а при оценке фазовой проницаемости в зоне непередельного насыщения используются кривые относительной фазовой проницаемости.

**Абсолютная** проницаемость –  $K_{пр}$  является наиболее распространенной фильтрационной характеристикой коллектора. Однако до сих пор нет единого общепринятого способа ее определения. Одни исследователи в качестве абсолютной принимают проницаемость пористой среды, заполненной однородной жидкостью (водой) при отсутствии физико-химического взаимодействия между жидкостью и средой в условиях полного заполнения пор жидкостью. Другие абсолютной проницаемостью считают проницаемость сухой породы по воздуху.

Наиболее приемлемое определение *абсолютной проницаемости* дано в работе: Гудок Н.С. «Изучение физических свойств пористых сред». – М., Недра, 1970.

Этот параметр отражает пропускную способность породы-коллектора для воздуха при соблюдении линейного закона фильтрации:

$$u = K_{\text{пр}} * (1/\mu) * (\Delta P/L) \quad \text{или} \quad K_{\text{пр}} = u / (1/\mu) * (\Delta P/L)$$

где  $u$  - линейная скорость фильтрации;

$\Delta P$  - перепад давления относительно атмосферного;

$L$  - расстояние фильтрации;

$\mu$  - вязкость воздуха.

Такое определение  $K_{\text{пр}}$  отражает собой верхний предел проницаемости коллектора.

Попытки найти зависимости абсолютной проницаемости от какого-то одного свойства пласта предпринимались давно и предпринимаются до сих пор.

Для определения абсолютной проницаемости предлагались двумерные корреляционные зависимости между  $K_{пр}$  и пористостью –  $K_p$ ,  $K_{пр}$  и остаточной (связанной) водонасыщенностью  $K_{в.св}$  или отражающими эти свойства какими-либо геофизическими параметрами. Чаще всего предпочтение отдавалось относительной амплитуде потенциалов самопроизвольной поляризации –  $\alpha_{пс}$  или параметрам, характеризующим гамма-активность породы –  $I_{гк}$  или  $\Delta I_{гк}$ .

Двухмерные корреляционные связи между  $K_{пр}$  и каким-либо геофизическим параметром ( $\alpha_{пс}$ ,  $I_{гк}$  или  $\Delta I_{гк}$  и т.п.) характерны для коллекторов определенного типа. Использование зависимостей  $K_{пр}(\alpha_{пс})$  наиболее популярно в организациях Западной Сибири. Иногда такие зависимости действительно имеют высокий коэффициент корреляции (но чаще – нет).

Применение отдельных геофизических параметров для оценки  $K_{пр}$  целесообразно для терригенных коллекторов со средней и низкой проницаемостью, когда на величину оцениваемого параметра существенное влияние оказывает глинистость, а скелетная пористость  $K_{п.ск}$  изменяется незначительно. В чистых и слабоглинистых коллекторах, проницаемость которых определяется в основном сечением макрокапилляров и структурой порового пространства, применение таких двухмерных связей неправомерно.

С усложнением структуры порового пространства, непостоянством  $K_{п.ск}$ , появлением в коллекторах глинистого материала, неоднородности и других факторов, осложняющих коллекторские свойства пластов, тесных двухмерных связей между сопоставляемыми параметрами, как правило, нет. Для повышения достоверности определения  $K_{пр}$  в коллекторах сложного строения необходимо пользоваться не двухмерными, а многомерными зависимостями.

Целесообразность применения многомерных связей обоснована теоретическими расчетами и экспериментальными исследованиями.

Впервые вопрос об определении коэффициента абсолютной проницаемости был рассмотрен Слихтером. В дальнейшем он получил развитие в работах Терцаги и Козени. В трехмерных моделях Слихтера, Терцаги и Козени  $K_{пр}$  связывается с  $K_{п}$  и  $d_z$  (диаметр зерен) или  $K_{п}$  и  $S_{ск}$  (удельная поверхность на единицу объема твердой фазы).

Предложенные Сликтером, Терцаги и Козени модели относительно просты; такие модели в литературе получили название фиктивных.

Более сложными считаются капиллярные модели. В них предполагается, что поровое пространство пород представлено пучками непересекающихся капилляров различных размеров и ориентировки. Из таких моделей наибольшую известность нашла модель Козени-Кармана, в которой  $K_{пр}$  связана с пористостью -  $K_p$  и удельной поверхностью  $S_{ск}$ .

Модель Козени-Кармана является сложной многомерной. Она применима для пластов с неснижаемой водонасыщенностью. Непосредственное использование модели Козени-Кармана при определении  $K_{пр}$  по данным ГИС невозможно, поскольку входящие в него параметры неизвестны. Эти параметры могут быть определены на керновом материале. Однако на практике проведение таких определений встречается крайне редко.

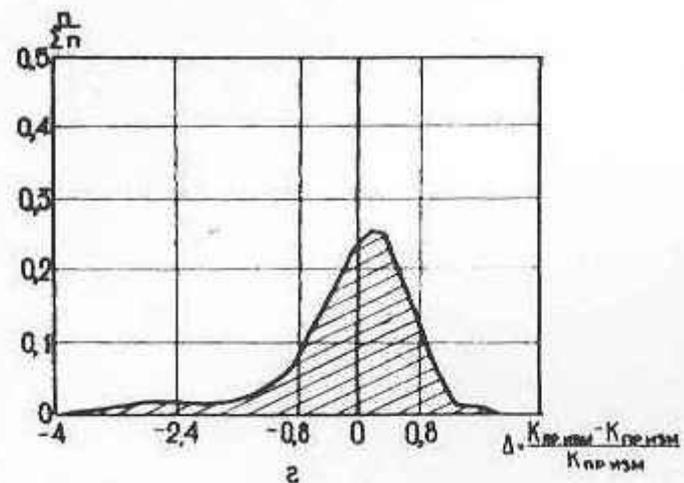
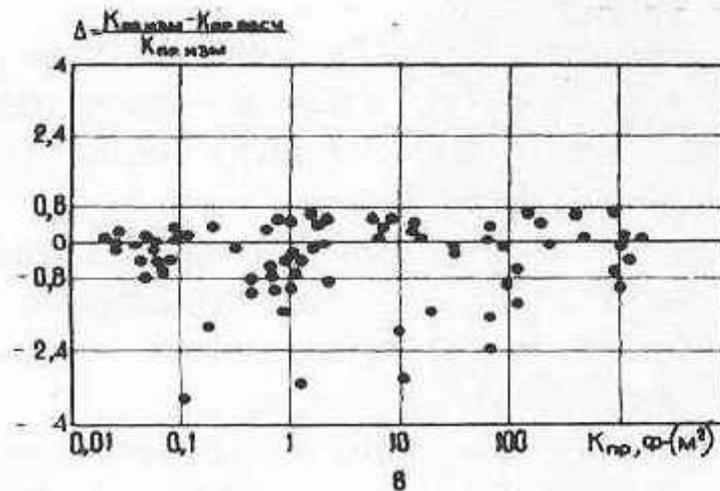
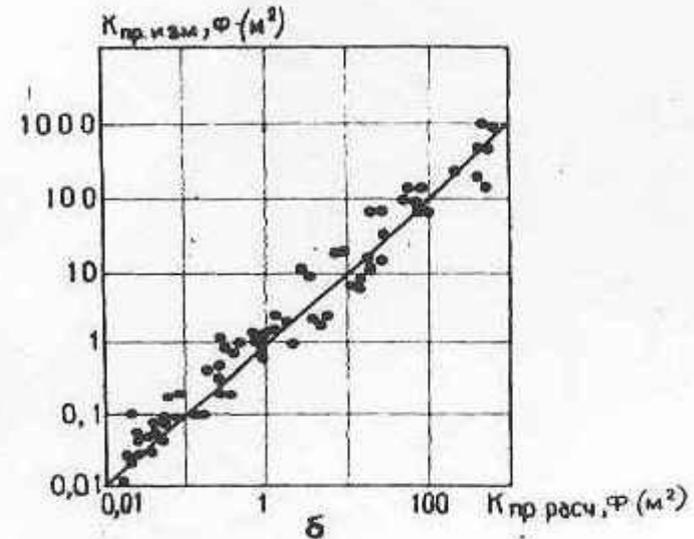
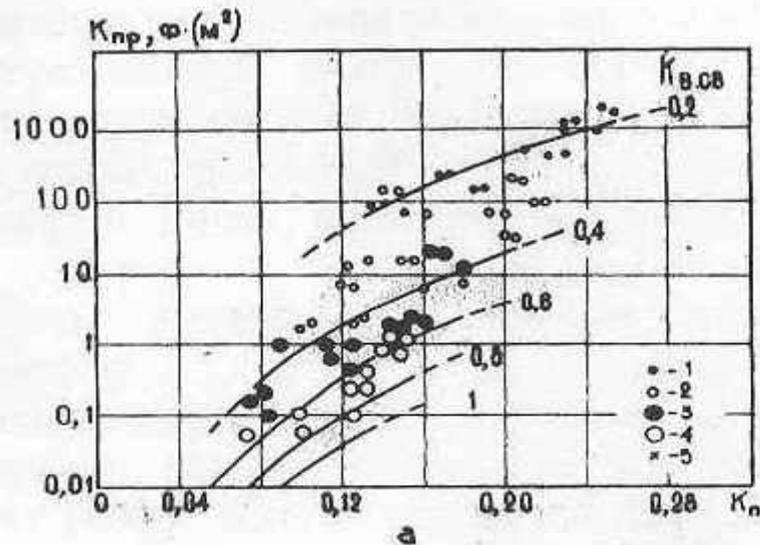
Модель Козени-Кармана (и ее многочисленные модификации) наглядно показывает, что фильтрационные свойства коллекторов определяются как их емкостными свойствами, так и текстурно-структурными особенностями. Эти свойства и особенности самым сложным образом влияют на величину  $K_{пр}$ . Поэтому в естественных осадочных породах, размеры пор которых изменяются в широких пределах, определение  $K_{пр}$  непосредственно по формулам Козени-Кармана и их разновидностям не даст удовлетворительных результатов. Анализ природы величин, с помощью которых описывается модель Козени-Кармана, показывает, что связи между  $K_{пр}$ ,  $K_p$  и другими могут быть только статистическими, а их форма и теснота зависят от законов распределения исходных величин.

Многомерные статистические модели для оценки абсолютной проницаемости пластов с неснижаемой водонасыщенностью (связанной) предлагаются зарубежными- и российскими исследователями.

Наиболее простые из них – трехмерные, связывающие  $K_{пр}$ ,  $K_{п}$  и  $K_{в.св}$  (модели Вилли-Роуза, Морисса-Бигса, Тимура).

Для нефтенасыщенных полимиктовых песчаников нижнего мела месторождений Западной Сибири на основе анализа результатов керна, отобранного на безводной ПЖ с нефтяной основой была установлена зависимость :

$$K_{пр} = 730 * K_{п} * K_{в.св}$$



- а) Палетка  $K_{пр}$  ( $K_p$ ,  $K_{в.св}$ ) для полимиктовых нефтеносных песчаников нижнего мела одного из месторождений Западной Сибири. Шифр точек и линий –  $K_{в.св}$ .
- 1) 0-0.2; 2) 0.2-0.4; 3) 0.4-0.6; 4) 0.6-0.8; 5) 0.8-1.0.
- б) Сопоставление измеренных и рассчитанных по палетке  $K_{пр}$  вышеупомянутых песчаников.
- в) Распределение погрешностей  $\Delta = K_{пр.изм} / (K_{пр.изм} - K_{пр.расч})$  в зависимости от  $K_{пр}$ .
- г) Дифференциальные распределения погрешностей  $\Delta$ .

Степень достоверности этой и других связей оценивалась с помощью программно-алгоритмического комплекса "Анализ". Для оценки тесноты многомерной нелинейной связи был применен коэффициент согласованности Кендалла-Смита. Применение этого критерия требует равномерности распределения данных характеристик. Для исследуемой коллекции образцов такой равномерности не было. Поэтому и коэффициент согласованности параметров  $K_{пр}$ ,  $K_{п}$ ,  $K_{в.св}$  оказался невысоким – 0.18.

При применении информационного критерия теснота связи между параметрами  $K_{пр}$ ,  $K_p$  и  $K_{в.св}$  равна 0.77. Средняя погрешность оценки  $K_{пр}$  составляет 0,51.

Построенные по керновым данным для конкретных месторождений зависимости  $K_{пр}$  ( $K_p$ ,  $K_{в.св}$ ), как правило, отличаются от обобщенных зарубежных диапозонами изменения  $K_{в.св}$ .

Наиболее универсальной статистической моделью оценки  $K_{пр}$  на сегодняшний день за рубежом считается модель Коутса-Дюмануара:

$$K_{пр} = \frac{C^2 * C_{ув}^2}{W^8} * \left\{ \frac{K_{п}}{K_{в.св}} \right\}^{2W}$$

где  $C$  – постоянная проницаемости, обычно принимаемая равной 300;  
 $C_{ув}$  – поправка за тип углеводородов, насыщающих поровое пространство пласта, призванная компенсировать разницу в значениях  $K_{в.св}$  в нефтеносной и газоносной частях разреза;  
 $W$  – постоянная, близкая по смыслу показателю цементации "m" в формуле  $P = \alpha * K_{п}^{-m}$ . Для пластов-коллекторов (песчаников, известняков, доломитов) рекомендуется принимать  $W=2$ ; для пластов-неколлекторов (кварцитов, известняков, доломитов) значения постоянной  $W$  находятся в диапазоне 2.2-2.5.

Результаты исследований керна, отобранного на безводной промысловой жидкости с нефтяной основой, в различных районах России и стран ближнего зарубежья показали, что для некоторых отложений связи между  $K_{пр}$ ,  $K_{п}$  и  $K_{в.св}$  могут быть описаны в виде уравнения модели Коутса-Дюмануара, а в других – нет. Например, для упомянутых выше нижнемеловых песчаников месторождений Западной Сибири постоянные  $C$  и  $W$  будут соответствовать  $C=650$  и  $W=2.22$ . В то же время для газонасыщенных коллекторов одного из месторождений Средней Азии связи между  $K_{пр}$ ,  $K_{п}$  и  $K_{в.св}$  в виде модели Коутса-Дюмануара не наблюдается.

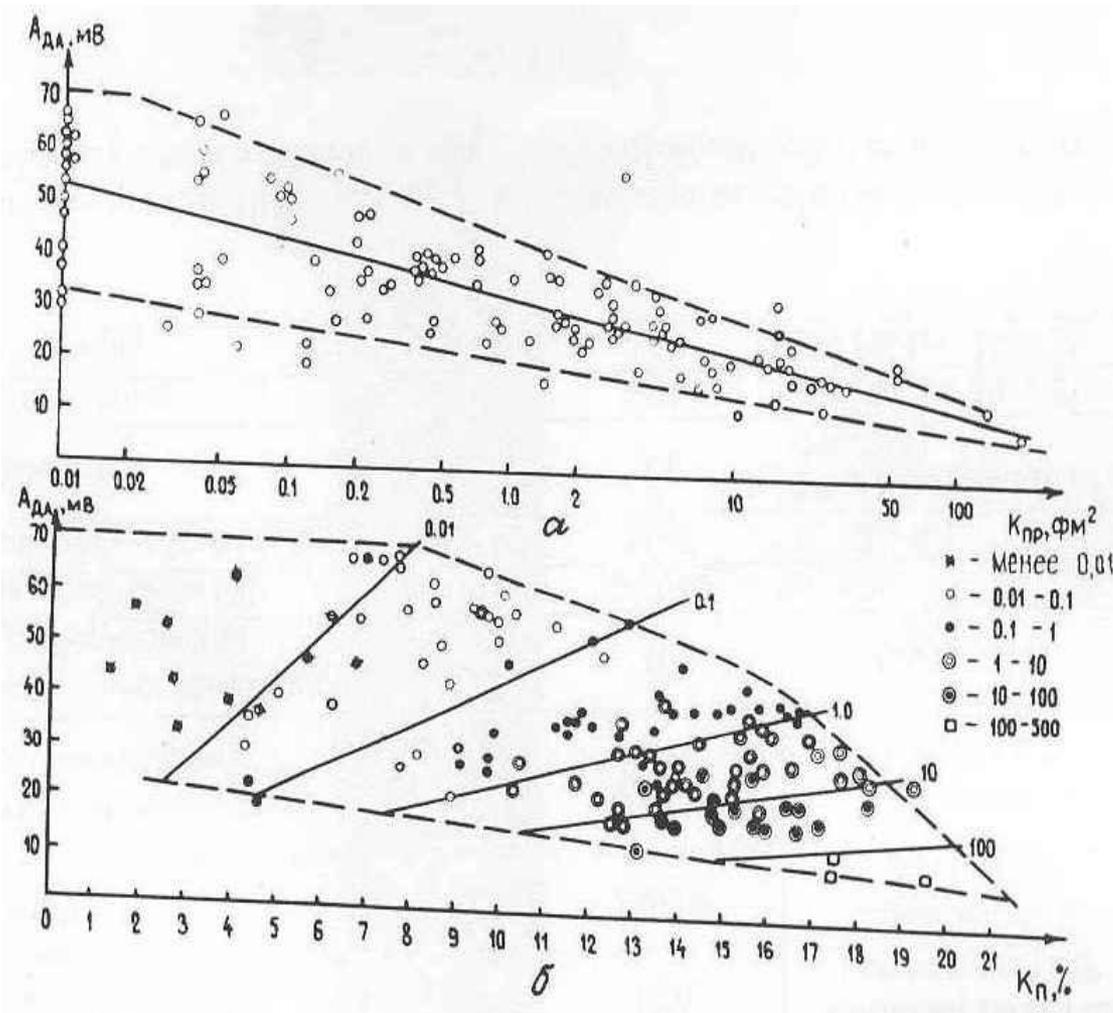
Исходя из вышеизложенного следует, что для практического использования различных трех- и более мерных моделей оценки  $K_{пр}$  требуется предварительное определение по данным ГИС коэффициентов пористости, связанной водонасыщенности и иных параметров.

М.М. Элланский и многие другие исследователи полагали, что для терригенных пород связанная водонасыщенность контролируется глинистостью, которая, в свою очередь, оказывает наибольшее влияние на такие геофизические параметры как  $\alpha_{пс}$ ,  $\Delta I_{гк}$  и другие.

В глинистых коллекторах наличие глинистого цемента контролирует величины эффективной пористости  $K_{п.эф}$  и удельной поверхности фильтрации породы  $S_{ск}$ , от которых зависит ее проницаемость. Физической предпосылкой для использования метода потенциалов собственной поляризации при оценке коэффициента проницаемости являются связь  $K_{пр}$  с адсорбционной удельной поверхностью коллектора и зависимость между последней и диффузионно-адсорбционной активностью  $A_{да}$ , по величине которой рассчитывается  $\alpha_{пс}$ .

На рисунке показано сопоставление результатов определения  $K_p$  и  $K_{пр}$  с данными измерения  $A_{да}$  на образцах керна Ямбургского, Песцового и Ен-Яхинского месторождений Западной Сибири.

Наличие некоторой закономерности изменения  $A_{да}$  от  $K_{пр}$ ,  $K_p$  и отсутствие тесных двумерных связей между этими параметрами.



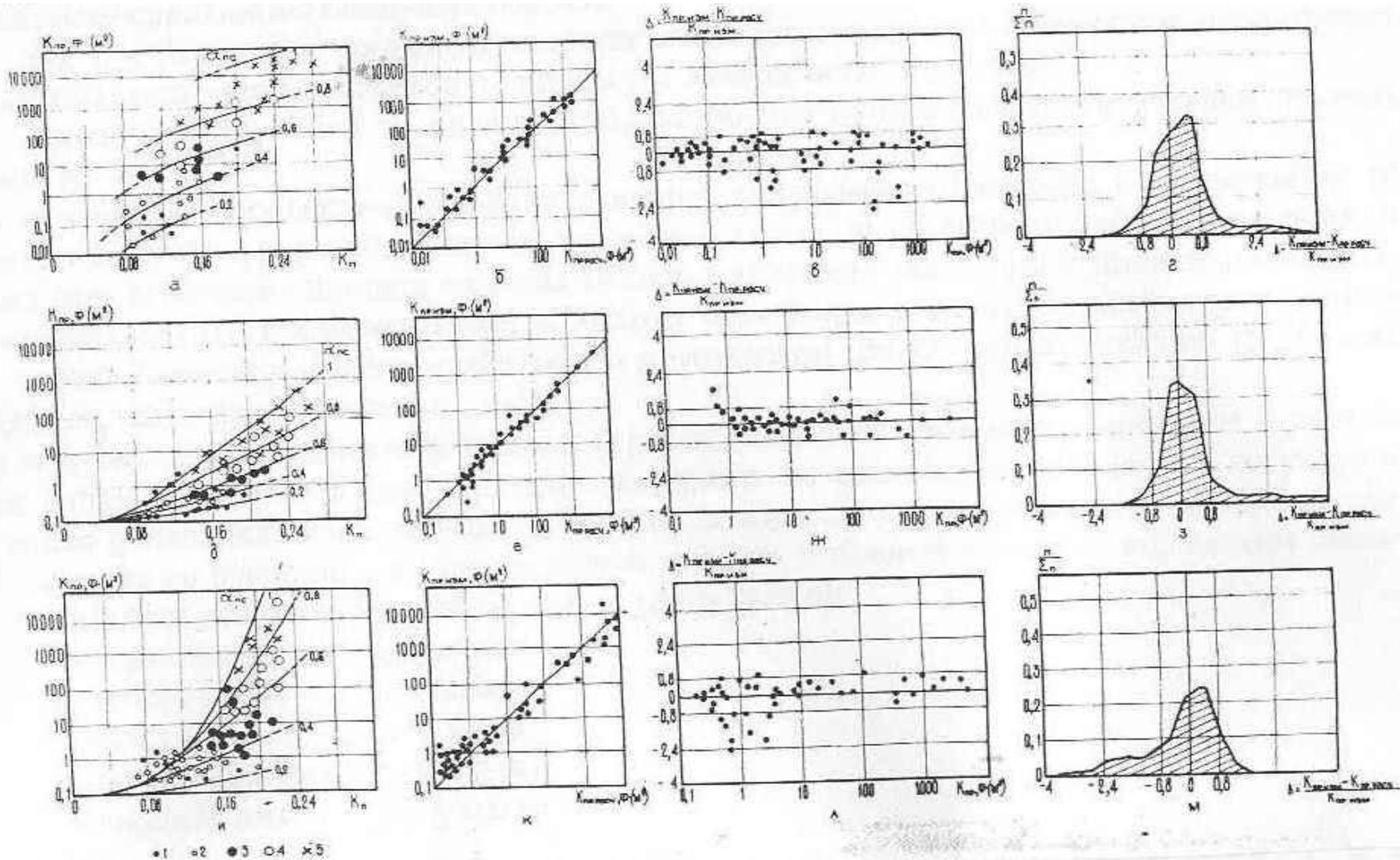
Сопоставление результатов определения  $K_{п}$  и  $K_{пр}$  с данными измерения  $A_{да}$  на образцах керна нижнемеловых отложений Ямбургского, Песцового и Ен-Яхинского месторождений Западной Сибири.

Шифр точек и линий  $K_{пр}, \phi^*(м^2)$ .

- 1 -  $K_{пр} < 0,01$ ;
- 2 -  $0,01 \geq K_{пр} > 0,1$ ;
- 3 -  $0,1 \geq K_{пр} > 1,0$ ;
- 4 -  $1 \geq K_{пр} > 10$ ;
- 5 -  $10 \geq K_{пр} > 100$ ;
- 6 -  $100 \geq K_{пр} > 500$ .

Группирование результатов по проницаемости позволяет установить закономерность совместного изменения  $K_{пр}$  и  $K_p$  от  $A_{да}$

На ниже приведенном рисунке показаны палетки  $K_{пр}$  ( $K_p$ ,  $\alpha_{пс}$ ) для песчаников Возейского и Харьягинского (а), Уренгойского (д) и Бахилковского (и) месторождений. Шифр точек и линий –  $\alpha_{пс}$  1) 0-0.2; 2) 0.2-0.4; 3) 0.4-0.6; 4) 0.6-0.8; 5) 0.8-1.0.



На этом рисунке показаны сопоставления измеренных и рассчитанных по палеткам значений  $K_{пр}$  для Бозейского и Харьягинского (б), Уренгойского (е) и Бахилловского (к) месторождений.

Распределения погрешностей оценки  $K_{пр}$  ( $\Delta = (K_{пр.изм} - K_{пр.расч}) / K_{пр.изм}$ ) по рекомендуемым палеткам в зависимости от  $K_{пр}$  (в, ж, л) и дифференциальные распределения погрешностей  $\Delta$  для Возейского и Харьягинского (г), Уренгойского (з) и Бахилловского (м) месторождений.

Для кварцевых песчаников перми Возейского и Харьягинского месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции уравнение для расчета  $K_{пр}$  по данным  $K_p$  и  $\alpha_{пс}$  имеет вид  $K_{пр} = 2 * K_p^{3,82} * (1 - K_p)^{-2} * (1 - 0,9 * \alpha_{пс}^{0,36})^{-6,5}$

Для полимиктовых песчаников нижнего мела (пласты группы БУ) Уренгойского месторождения рекомендована зависимость

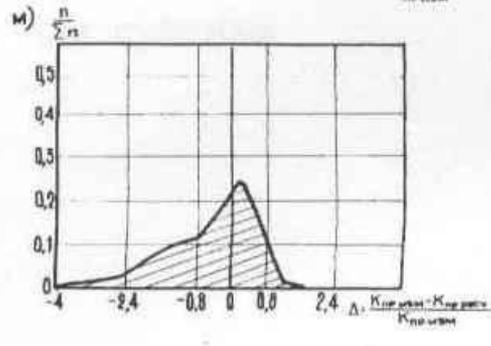
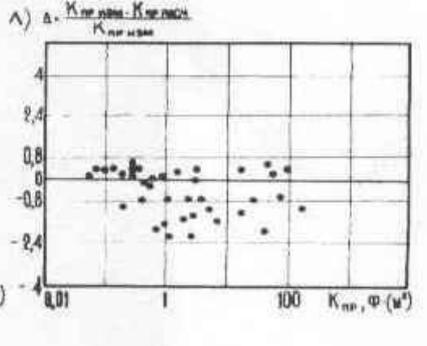
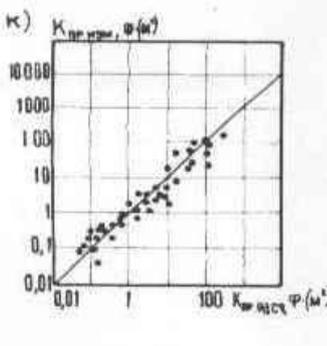
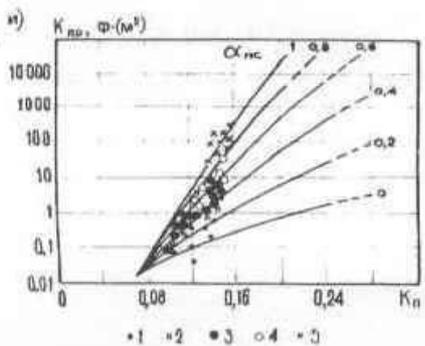
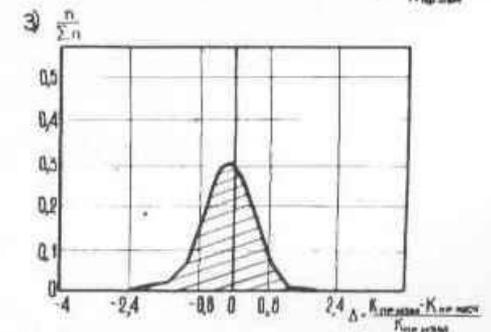
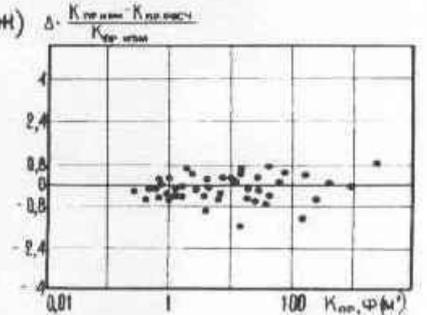
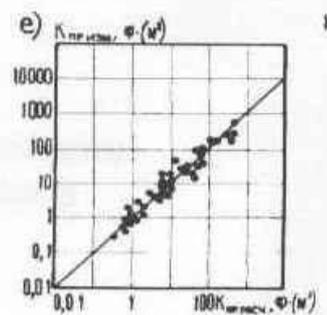
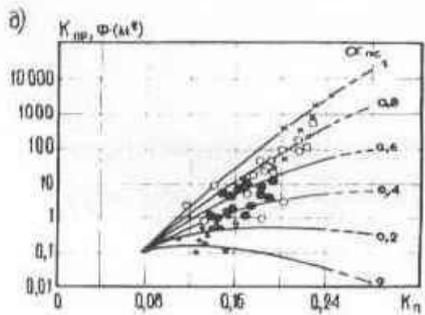
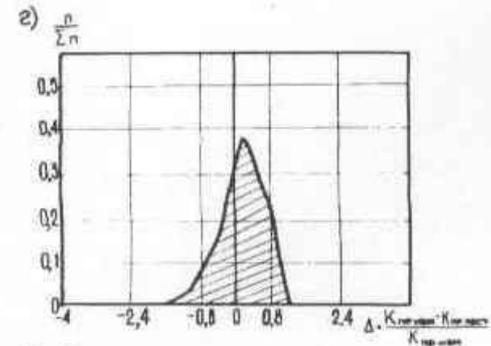
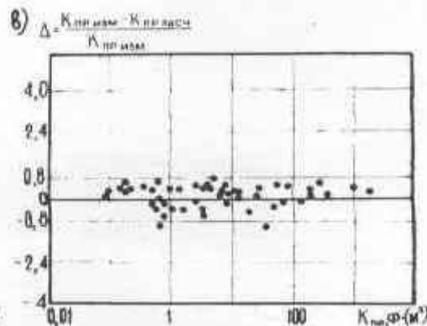
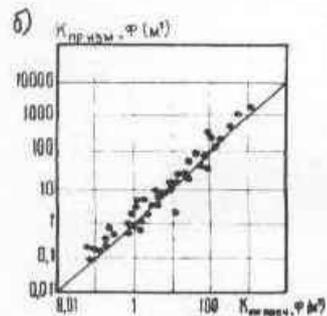
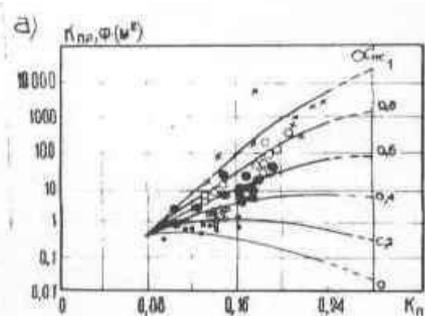
$$\lg K_{пр} = 4 * K_p * (1,1 - 0,93 * \alpha_{пс}^{0,33})^{-0,1} - 3,63 * K_p - 0,525 * (1,1 - 0,8 * \alpha_{пс})^{-1} + 0,4$$

Для пластов группы Ю<sub>1</sub> (юра) Бахилковского месторождения зависимость

$$\lg K_{пр} = 58,8 * K_p * \alpha_{пс}^2 - 6,6 * \alpha_{пс}^{2,8} - 0,9$$

Для неокомских и юрских отложений большого числа месторождений Сургутского НГР, (Комсомольское, Барсуковское, Суторминское, Муравленковское, Крайнее, Тевлинско-Русскинское, Пограничное, Коголымское, Карамовское, Южно-Ягунское, Холмогорское, Южно-Сургутское, Родниковое, Савуйское, Усть-Балыкское, Федоровское, Восточно-Сургутское, Тянское, Вачимовское, Лянторское, (пласты АС и БС), Восточно-Сургутское, Родниковое, Покамасовское (пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>) наиболее оптимальной обобщенной зависимостью  $K_{пр}$  ( $K_p, \alpha_{пс}$ ) является уравнение, графическое изображение которого приведено на нижеследующем рисунке

$$\lg K_{пр} = a + v * K_p + c * \alpha_{пс} + d * K_p^2 + e * K_p * \alpha_{пс} + j * \alpha_{пс}^2$$



- а, д, и) Обобщенные палетки  $K_{пр}$  ( $K_p, \alpha_{пс}$ ) для пластов АС(а), БС(б) и Ю<sub>1-2</sub>(и), месторождений Сургутского НГР. Шифр точек и линий –  $\alpha_{пс}$ . 1) 0-0.2; 2) 0.2-0.4; 3) 0.4-0.6; 4) 0.6-0.8; 5) 0.8-1.0.
- б, е, к) Сопоставления измеренных и рассчитанных по палеткам значений  $K_{пр}$  для пластов АС(б), БС(е) и Ю<sub>1-2</sub>(к). На палетки нанесены исходные данные по Тяньскому и Вачинскому (пласты АС), Комсомольскому и Барсуковскому (БС), Восточно-Сургутскому и Покамосовскому (Ю<sub>1-2</sub>) месторождениям.
- в, ж, л) Распределения погрешностей оценки  $K_{пр} \Delta = (K_{пр.изм} - K_{пр.расч}) / K_{пр.изм}$  по рекомендуемым палеткам в зависимости от  $K_{пр}$ . Дифференциальные распределения погрешностей  $\Delta$  для пластов АС(г), БС(з) и Ю<sub>1-2</sub>(м).

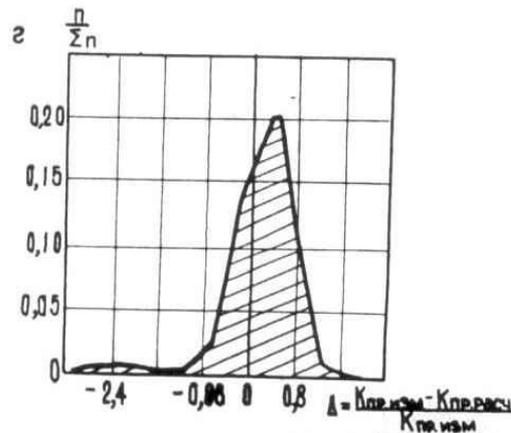
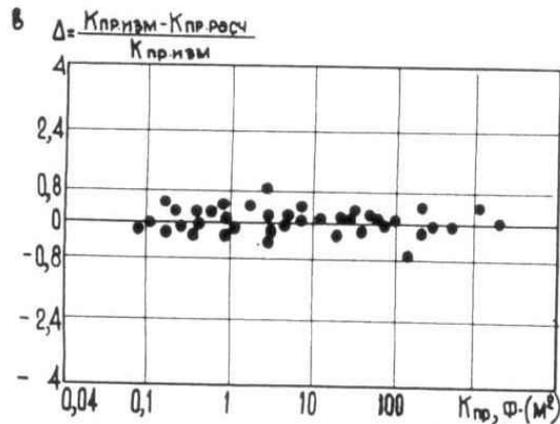
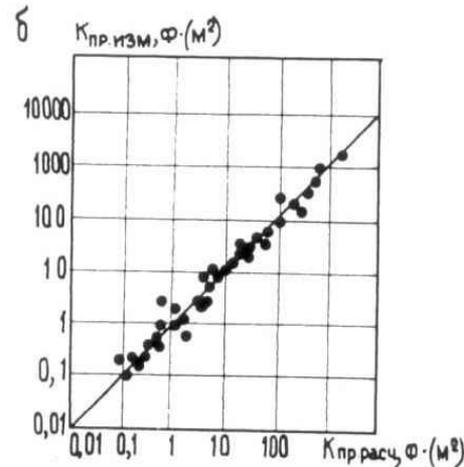
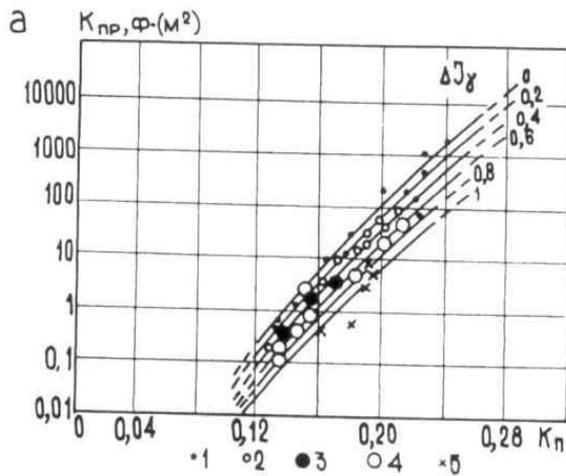
В терригенных разрезах, в которых кривая ПС в силу применяемой технологии проводки скважин является малоэффективной, в качестве геофизического параметра, контролирующего глинистость, рекомендуется  $I_{гк}$  и  $\Delta I_{гк}$  - разностный или определенные на керне  $I_{\gamma}$  и  $\Delta I_{\gamma}$ .

Ниже приведена палетка для оценки  $K_{пр}$  по данным  $K_{п}$  и  $\Delta I_{\gamma}$  для песчаников одного из северных месторождений Западной Сибири.

Для полимиктовых песчаников Западной Сибири корреляционная связь между  $K_{пр}$ ,  $K_{п}$  и  $\Delta I_{\gamma}$ , оцененная на керновом материале и имеет вид:

$$\lg K_{пр} = -5,8 + 47,1 * K_{п} - 0,61 * \Delta I_{\gamma} - 40,1 * K_{п}^2 - 2,8 * K_{п} * \Delta I_{\gamma} - 0,025 * \Delta I_{\gamma}^2$$

Здесь  $\Delta I_{\gamma} = (I_{\gamma_{\max}} - I_{\gamma}) / (I_{\gamma_{\max}} - I_{\gamma_{\min}})$



- а) Палетка для оценки  $K_{пр}$  по  $K_{п}$  и  $\Delta \gamma$  для песчаников месторождения. Шифр точек и линий –  $\Delta \gamma$ . 1) 0-0,2; 2) 0.2-0.4; 3) 0.4-0.6; 4) 0.6-0.8; 5) 0.8-1.0;
- б) Сопоставление измеренных и рассчитанных по палетке значений  $K_{пр}$ ;
- в) Распределения погрешностей  $\Delta = (K_{пр.изм} - K_{пр.расч}) / K_{пр.изм}$  в зависимости от  $K_{пр}$ ;
- г) Дифференциальное распределение погрешностей оценки  $K_{пр}$ .

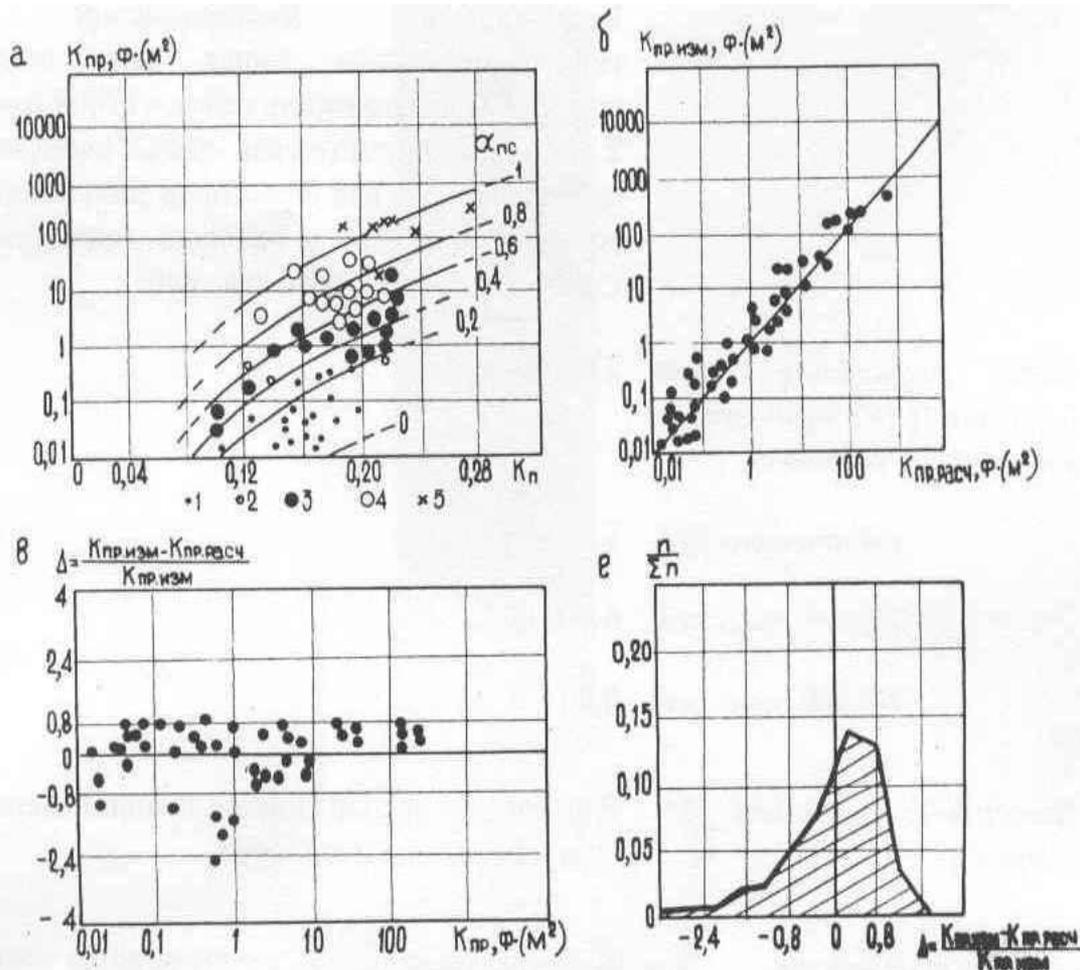
Применение вышеописанных формул, связывающих  $K_{пр}$  с  $K_{п}$  и  $K_{в.св}$ , с  $K_{п}$  и  $\alpha_{пс}$ , с  $K_{п}$  и  $\Delta l_{у}$  ( $l_{у}$ ,  $l_{гк}$ ,  $\Delta l_{гк}$ ) позволяет оценивать  $K_{пр}$  с погрешностями 0,28-0,68. Повышенные погрешности возможно связаны со структурными особенностями породы и, в частности, с извилистостью поровых каналов, которые в вышеописанных формулах не учитываются.

Для учета извилистости поровых каналов Дж.Пирсоном предложено включить в формулу относительное сопротивление  $R = \rho_{вп} / \rho_{в}$ , в результате чего модель становится четырехмерной  $K_{пр}(P, K_{п}, K_{в.св})$ .

Поскольку для водонасыщенных пластов наблюдается связь между  $P$  и  $K_p$  в виде зависимости  $P = \alpha * K_p^{-m}$ , а  $K_{в.св}$  может контролироваться геофизическими параметрами  $\alpha_{пс}$  или  $I_\gamma$ , четырехмерная модель Пирсона может быть трансформирована в трехмерную  $K_{пр}(K_p, \alpha_{пс})$ .

Зависимость, соответствующая модели Пирсона, для нижнемеловых отложений ряда северных месторождений ЗСП имеет вид:

$$K_{пр} = 61,3 * K_p^{5,27} * (1 - K_p)^{-2} * (1 - 0,89 * \alpha_{пс}^{0,3})^{-3,9}$$



- а) Палетка  $K_{пр}(K_n, \alpha_{пс})$  для нижнемеловых отложений северных месторождений Западной Сибири. Шифр точек и линий –  $\alpha_{пс}$ . 1) 0-0.2; 2) 0.2-0.4; 3) 0.4-0.6; 4) 0.6-0.8; 5) 0.8-1.0.
- б) Сопоставление измеренных и рассчитанных по палетке значений  $K_{пр}$ ;
- в) Распределения погрешностей  $\Delta = (K_{пр.изм} - K_{пр.расч}) / K_{пр.изм}$  от  $K_{пр}$ .
- г) Дифференциальные распределения погрешностей  $\Delta$ .

Практическая оценка  $K_{пр}$  по величине относительного сопротивления  $R = \rho_{вп} / \rho_{в}$  или параметру насыщения  $R_n = \rho_{п} / \rho_{вп}$  сводится к расчету  $R$  и  $R_n$  по данным геофизических исследований скважин и последующему определению  $K_{пр}$  по связям  $K_{пр}(R)$  и  $K_{пр}(R_n)$ , имеющим вид:  $K_{пр} = f \cdot R^g$  или  $K_{пр} = \varphi \cdot R_n^y$ .

Применение эмпирических формул, использующих электрические параметры пластов, при достаточно высокой точности оценки исходных параметров позволяет оценивать  $K_{пр}$  с погрешностями, не превышающими 0,30.

Достичь столь высокой точности оценки  $K_{пр}$  можно лишь при изучении сравнительно несложных по структуре отложений, представленных породами выдержанного состава (таких например, как кварцевые песчаники девона многих месторождений Волго-Уральской провинции). Для отложений Западной Сибири и других регионов, отличающихся разнообразием литологического состава (полимиктовые песчаники с примесью кварца и различных глинистых минералов) и сложной структурой порового пространства, погрешность оценки  $K_{пр}$  по предлагаемым палеткам, как правило, выше (в среднем 0.6-0.8).

# **ЭФФЕКТИВНАЯ ПРОНИЦАЕМОСТЬ КОЛЛЕКТОРОВ**

Проницаемость горной породы для газа или жидкости при одновременном присутствии в порах другой неподвижной или остаточной фазы называется эффективной  $K_{пр.эф.}$ . Так как остаточными флюидами могут быть вода и нефть, следует различать эффективную проницаемость по воде  $K_{пр.эф.в}$  и по углеводородам  $K_{пр.эф.н(г)}$ .

**В первом случае в поровом пространстве подвижным флюидом является вода при неподвижных статочных нефти и связанной воде. Во втором – подвижным являются либо нефть, либо газ при неподвижных остаточных нефти и воде. Поскольку связанная вода всегда находится в порах породы, эффективная проницаемость по углеводородам по существу отражает пропускную способность газо- и нефтенасыщенных пластов в зонах предельного насыщения и подзоне недонасыщения переходной зоны.**

**Достоверная оценка величины эффективной проницаемости необходима для определения эксплуатационных характеристик пласта, таких как их продуктивность по газу и нефти**

Отношение  $K_{\text{пр.эф}} / K_{\text{пр}}$  представляет собой относительную эффективную проницаемость –  $K_{\text{пр.эф.от}}$

Крупнейшим отечественным петрофизиком Элланским для расчета эффективной проницаемости предложены зависимости:

$$K_{\text{лр.эф.отн.г}} = K_{\text{лр.эф.г}} / K_{\text{лр}} = (1 - K_{\text{в.св}})^2$$

$$K_{\text{лр.эф.отн.н}} = K_{\text{лр.эф.н}} / K_{\text{лр}} = (1 - K_{\text{в.св}})^5$$

где  $K_{\text{пр.эф.г}}$  и  $K_{\text{пр.эф.н}}$  – соответственно эффективные проницаемости по газу и нефти.

К сожалению использование этих зависимостей на практике приводит к занижению значений эффективных проницаемостей.

**В книге «Особенности разработки нефтяных месторождений с трещинными коллекторами», вышедшей в 1980 году. Майдебор В.М. считает, что более достоверные результаты получаются при использовании моделей:**

$$K_{\text{лпр.эф.отн.г}} = K_{\text{лпр.эф.г}} / K_{\text{лпр}} = (1 - K_{\text{в.св}})$$

$$K_{\text{лпр.эф.отн.н}} = K_{\text{лпр.эф.н}} / K_{\text{лпр}} = (1 - K_{\text{в.св}})^2$$

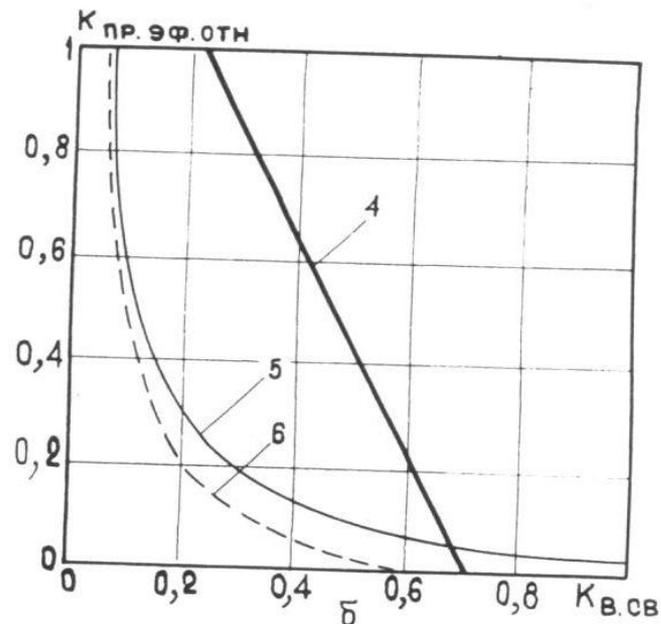
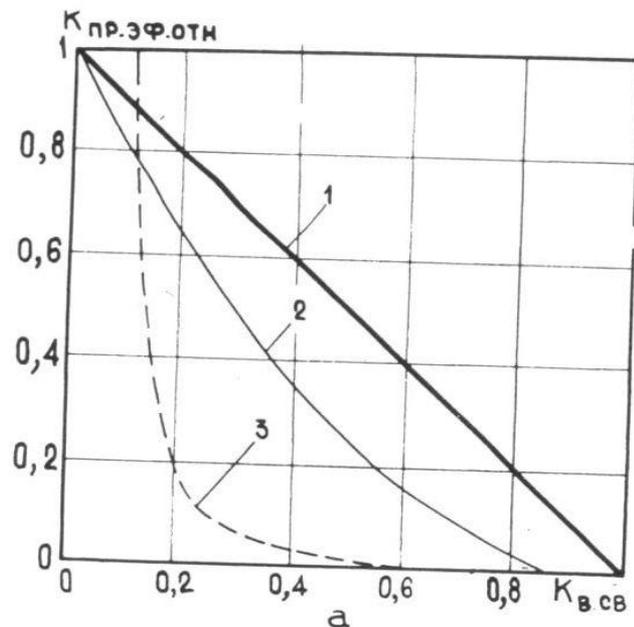
$$K_{\text{лпр.эф.отн.в}} = K_{\text{лпр.эф.в}} / K_{\text{лпр}} = (1 - K_{\text{в.св}})$$

**В то же время влияние остаточной нефти  $K_{\text{но}}$  на  $K_{\text{лпр.эф}}$  в вышеприведенных формулах не учитывается.**

**На практике эти зависимости также не всегда применимы.**

Соответствуют ли фактические (построенные по данным, полученным при исследовании керна) зависимости  $K_{\text{пр.эф.отн.}} = f(K_{\text{в.св}})$  приведенным выше обобщенным?

На нижеприведенном рисунке представлены обобщенные зависимости  $K_{\text{пр.эф.отн.}}$  от  $K_{\text{в.св}}$



Представлены обобщенные зависимости  $K_{\text{пр.эф.отн.}}$  от  $K_{\text{в.св}}$

$$\begin{aligned} 1) K_{\text{пр.эф.от.г}} &= 1 - K_{\text{в.св}}; & 2) K_{\text{пр.эф.от.г(н),в}} &= (1 - K_{\text{в.св}})^2 \\ 3) K_{\text{пр.эф.н}} &= K_{\text{пр}} \times (1 - K_{\text{в.св}})^5 \end{aligned}$$

И экспериментальные для полимиктовых песчаников Тамбейского месторождения; для карбонатных пород преимущественно межзерновой пористостью Росташинского и Гаршинского месторождений.

На рисунке б приведены зависимости, построенные по результатам определения относительных эффективных проницаемостей по газу  $K_{\text{пр.эф.от.г}}$  и связанной водонасыщенности  $K_{\text{в.св}}$  на образцах керна кварцевых и полимиктовых песчаников и карбонатов ряда месторождений нефти и газа Западной Сибири, Украины и Оренбуржья.

Приведенные на этом рисунке фактические связи  $K_{\text{пр.эф.от}} = K_{\text{пр.эф}} / K_{\text{пр}}$  от  $K_{\text{в.св}}$  не соответствуют приведенным выше обобщенным формулам.

Для полимиктовых песчаников нижнего мела Тамбейского месторождения эффективная проницаемость по газу в диапазоне  $K_{в.св}$  от 0.2 до 0.6 и  $K_{пр} = 0,49-74$  м может быть оценена по зависимости

$$K_{пр.эф.отн.г} = K_{пр.эф.г} / K_{пр} = (1,44-2,02 * K_{в.св})$$

(линия 4)

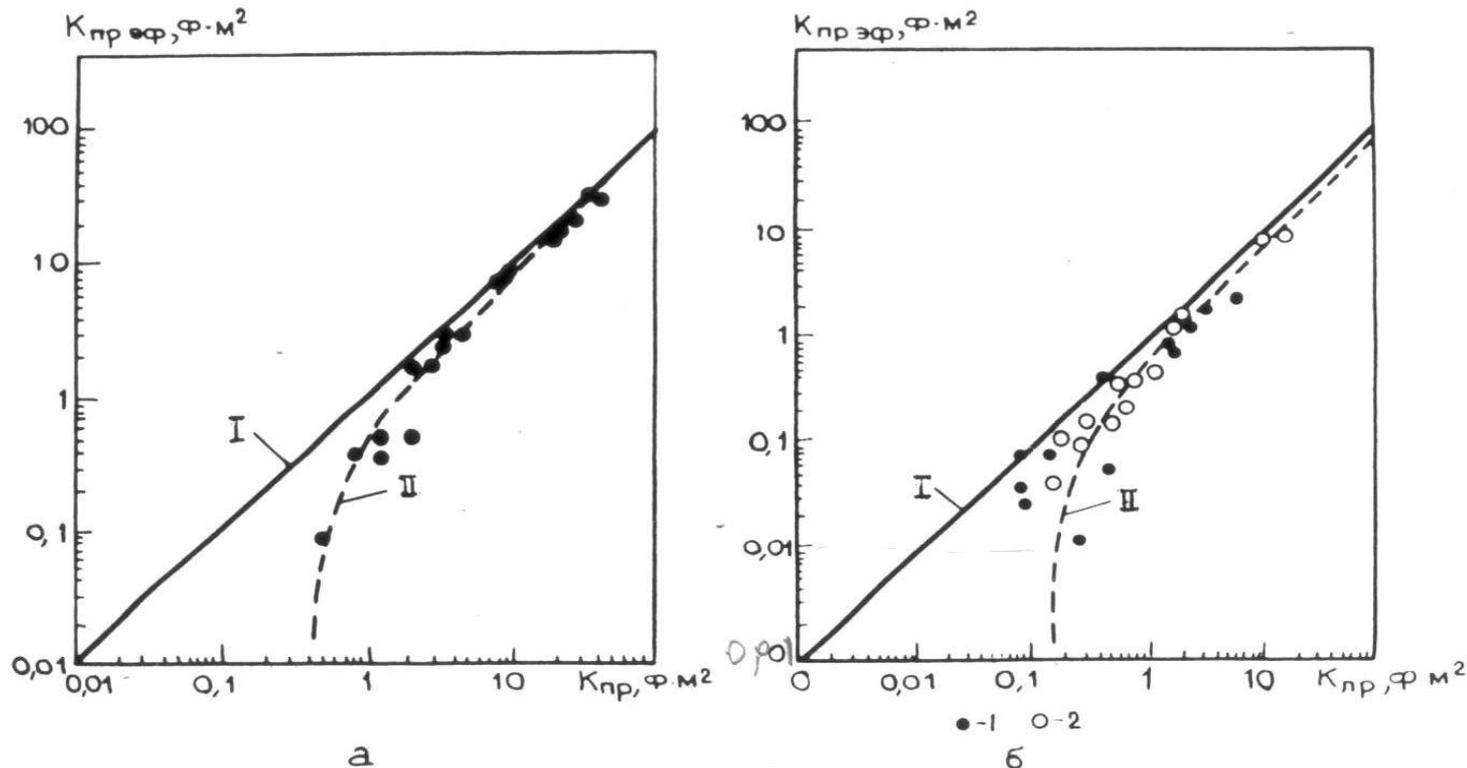
Для поровых карбонатных пород девона Гаршинского, Росташинского, Конновского и других месторождений Бузулукской части Оренбуржья в диапазоне  $K_{в.св}$  от 0,07 до 1,0 – по зависимости

$$K_{пр.эф.отн.г} = K_{пр.эф.г} / K_{пр} = (0,069 / K_{в.св} - 0,045)$$

(линия 5)

Общей закономерностью изменения  $K_{пр.эф.}$  от  $K_{пр}$  для пород различного литотипа и структуры порового пространства является уменьшение  $K_{пр.эф.}$

Зависимости  $K_{пр.эф.г} = f(K_{пр})$  для полимиктовых песчаников Тамбейского месторождения Западной Сибири (а) и карбонатов Гаршинского (I) и Росташинского (2) месторождений Оренбуржья приведены на нижеследующем рисунке



Наибольшим уменьшением характеризуются слабопроницаемые породы. Этот эффект по-видимому, связан с уменьшением размеров порового пространства за счет повышенного содержания в них связанной воды. Эмпирические зависимости, связывающие  $K_{\text{пр.эф}}$  и  $K_{\text{пр}}$ , могут быть описаны различными формулами. Например, для полимиктовых песчаников нижнего мела Тамбейского месторождения зависимость наилучшим образом описывается параболой

$$K_{\text{пр.эф}} = -0.328 + 0.783 \cdot K_{\text{пр}} + 0.00246 \cdot K_{\text{пр}}^2,$$

**А для карбонатов с преимущественно межзерновой пористостью Гаршинского и Росташинского месторождений**

$$K_{\text{лр}} \cdot \text{эф} = -0.12 + 0.83 \cdot K_{\text{лр}} + 0.00068 \cdot K_{\text{лр}}^2$$

Связи  $K_{\text{пр.эф}} = f(K_{\text{пр}})$  используются также при установлении граничных значений  $K_{\text{пр.гр}}$ . При  $K_{\text{пр.эф}} \rightarrow 0$   $K_{\text{пр}} = K_{\text{пр.гр}}$ .

Для полимиктовых песчаников Западной Сибири по вышеприведенным зависимостям  $K_{\text{пр.гр}}$  можно принять равной  $=0,05\text{мD}$ , а для каронатных пород Волго-Уральской провинции  $K_{\text{пр.гр}} = 0,15 \text{ мD}$ .

Наличие в поровом пространстве наряду со связанной водонасыщенностью остаточной нефти приведет к еще более значительному отличию в значениях  $K_{пр}$  и  $K_{пр.эф}$  (особенно в слабопроницаемых породах).

На прямую определять эффективные проницаемости пласта можно в процессе его исследования приборами на каротажном кабеле (ОПК, ГДК)

# **ФАЗОВЫЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ПОРОД**

Ключевым моментом решения задачи определения продуктивности газонефтеводонасыщенных пластов с двухфазными потоками является вопрос определения фазовых проницаемостей пласта по смачиваемой и несмачиваемой фазам. Этот вопрос является очень важным для разрабатываемых месторождений, когда в условиях водонапорного режима на определенном этапе может возникнуть совместная фильтрация воды и нефти или воды и газа через пористую среду.

**Информация о характере изменения проницаемости для двух несмешивающихся флюидов при их одновременном движении в пласте находит широкое применение и в решении многих других задач, связанных с подсчетом запасов и прогнозированием продуктивности нефтегазовых месторождений.**

Фазовая проницаемость по какому-либо флюиду отражает проницаемость породы для этого флюида при совместном течении через нее нескольких пластовых жидкостей или какой-либо жидкости и газа. Относительная фазовая проницаемость равна отношению фазовой проницаемости к абсолютной однородной.

**Продуктивность коллектора, насыщенного различными пластовыми флюидами, зависит от величин фазовых проницаемостей содержащихся в нем флюидов. Знание этих проницаемостей особенно важно в глинистых и алевролитовых коллекторах, т.к. из них даже при относительно высоких величинах водонасыщенности ( $K_v < 0.5$  д.е) в определенных случаях - можно получать притоки только углеводородов. Это связано с высокой остаточной (связанной) водонасыщенностью и низкой относительной проницаемостью для воды.**

**Продуктивность коллектора, насыщенного различными пластовыми флюидами, зависит от величин фазовых проницаемостей содержащихся в нем флюидов. Знание этих проницаемостей особенно важно в глинистых и алевролитовых коллекторах, т.к. из них даже при относительно высоких величинах водонасыщенности ( $K_v < 0.5$  д.е) в определенных случаях - можно получать притоки только углеводородов. Это связано с высокой остаточной (связанной) водонасыщенностью и низкой относительной проницаемостью для воды. Фазовая проницаемость является надежным показателем продуктивности коллектора, определяющим его эксплуатационные (добывные) возможности**

**В изданном еще в 1983 году «Справочном руководстве по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений» сказано, что введение понятия "фазовой проницаемости" связано с тем, что горные породы одного и того же пласта при совпадении структурных и текстурных особенностей независимо от абсолютной проницаемости обладают одинаковыми зависимостями относительных фазовых проницаемостей от насыщенности пор газожидкостными смесями.**

На этом основании при расчетах двухфазной фильтрации можно использовать готовые кривые относительных фазовых проницаемостей, полученные для часто встречающихся классов пород.

В действительности же форма таких кривых даже для одного и того же класса пород зависит от большого числа факторов.

Форма кривых относительной фазовой проницаемости существенно влияет на результаты расчета многих показателей, характеризующих процесс двухфазной фильтрации. Поэтому определять значения относительных фазовых проницаемостей необходимо с учетом многозначности параметров, характеризующих фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта и состояние насыщающих его пластовых флюидов.

Основными методами измерения относительной фазовой проницаемости являются: 1) непосредственное измерение в лабораторных условиях; 2) расчет по промысловым данным; 3) расчет по кривым капиллярного давления.

**Лабораторные методы определения относительных фазовых проницаемостей длительны и трудоемки. Из-за недостаточного объема кернового материала они не дают полного представления об изменении проницаемости пород для нефти и воды в пределах залежи.**

**Методы же расчета, основанные на использовании промысловых данных, можно привлечь только после определенного срока эксплуатации залежи.**

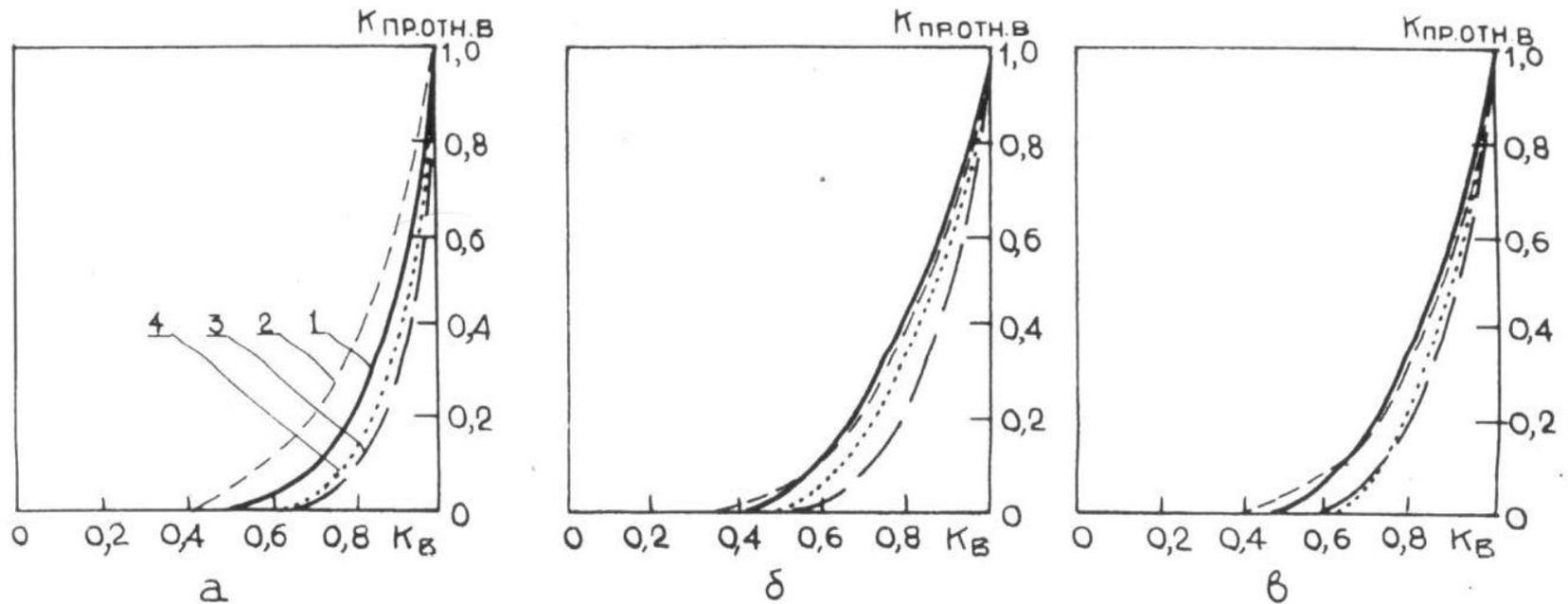
**Ввиду того, что экспериментальное получение кривых относительных фазовых проницаемостей в лабораториях вызывает значительные трудности, обусловленные отсутствием соответствующей аппаратуры и методического обеспечения, на практике делаются попытки получить данные относительных фазовых проницаемостей расчетным путем.**

На нижеприведенном рисунке представлены кривые относительной проницаемости по воде для пород-коллекторов Самотлорского месторождения:

- 1) рассчитанные по Пурцеллу;
- 2) рассчитанные по Пирсону;
- 3) рассчитанные по Бурдайну;
- 4) полученные экспериментальным путем для образцов с

$K_{пр}$

- а) меньше 50 мД; б) больше 200 мД; в) от 50 до 220 мД



Согласно данным, приведенным на этом рисунке наиболее сопоставимыми с данными, полученными экспериментальным путем являются результаты рассчитанные по Бурдайну.

Несмотря на сходимость в некоторых геологических ситуациях экспериментальных и расчетных кривых относительной фазовой проницаемости по воде –  $K_{\text{пр.отн.в}}$  в других случаях возможны различия, так как на относительные фазовые проницаемости существенное влияние оказывают такие параметры как поверхностное натяжение, вязкость жидкости и скорость потока флюидов.

Изменение характера кривых относительной фазовой проницаемости происходит под влиянием поверхностного натяжения  $\sigma$ , вязкости  $\mu$  и скорости потока  $V$  флюидов. При изменении любого из параметров  $\sigma$ ,  $\mu$ ,  $V$  кривые относительной фазовой проницаемости меняются.

На соотношение относительных фазовых проницаемостей в песчаниках, при совместной фильтрации через них нефти и воды с повышением температуры наблюдаются увеличение связанной водонасыщенности и уменьшение остаточной нефтенасыщенности. Кривые относительных фазовых проницаемостей при температурном воздействии также меняют свой характер.

Форма кривых  $K_{\text{пр.в.отн}} = f(K_v)$ , рассчитываемых по формуле Бурдайна Н.Т. наиболее характерна для гидрофильной породы. Для сильногидрофильной породы степень крутизны зависимости будет больше. Для сильногидрофобной породы зависимость  $K_{\text{пр.в.отн}} = f(K_v)$ , рассчитываемая по формулам С. Дж. Пирсона, будет в большей степени соответствовать истинной (близкой к типичной квадратичной).

Для гидрофобных пород необходимо учитывать особенности структуры порового пространства коллекторов.

Для достоверной оценки относительных фазовых проницаемостей предварительно необходимо установить, является образец породы гидрофильным или гидрофобным.

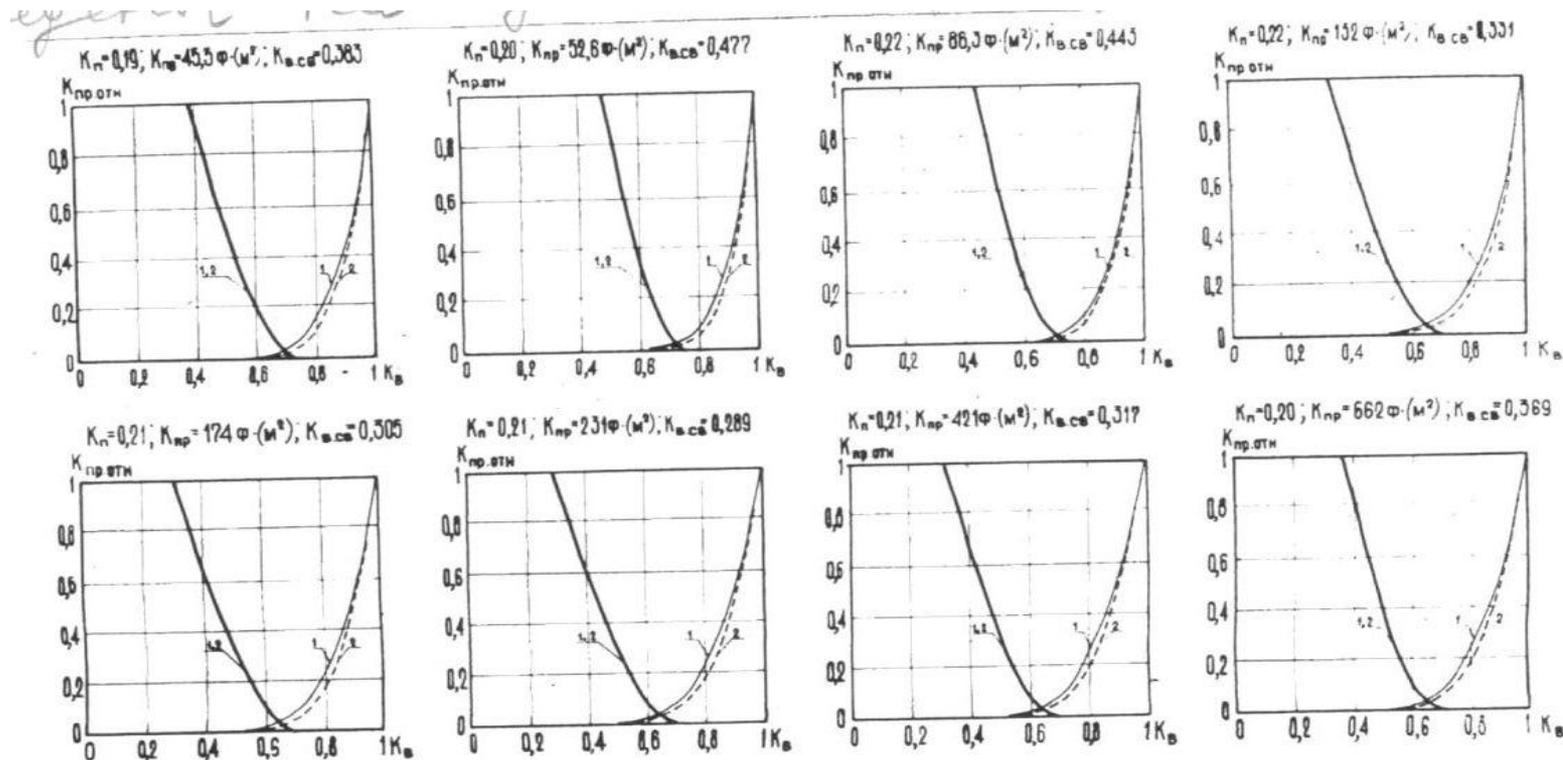
Для получения более достоверных и научно-обоснованных кривых фазовых проницаемостей зависимости  $R_k = f(K_v)$ , полученные при температуре  $20^\circ\text{C}$  приводятся к температуре пласта  $t_{\text{пл}}$  по формуле

$$R_{k \text{ пл}} \cong R_{k \text{ лаб}} \frac{\sigma_{\text{пл}}}{\sigma_{\text{лаб}}} \cdot \frac{(\cos \theta)_{\text{пл}}}{(\cos \theta)_{\text{лаб}}}$$

где  $R_{k \text{ пл}}$ ,  $R_{k \text{ лаб}}$  - капиллярные давления в пластовых и лабораторных условиях;  $\sigma_{\text{опл}}$ ,  $\sigma_{\text{лаб}}$ ,  $\theta_{\text{пл}}$ ,  $\theta_{\text{лаб}}$  - коэффициенты поверхностного натяжения и углы смачивания воды в пластовых и лабораторных условиях.

Влияние нагрева самой породы здесь не учитывается.

Кривые фазовых проницаемостей некоторых образцов полимиктовых песчаников Западной Сибири, рассчитанные для условий  $t^\circ = 20^\circ\text{C}$  и  $t^\circ = t_{\text{пл}} = 80^\circ\text{C}$  приведены на данном рисунке



На рисунке видно, что кривая  $K_{\text{пр.отн.н}} = f(K_{\text{в}})$  практически не зависит от температуры; кривая  $K_{\text{пр.отн.в}} = f(K_{\text{в}})$  при  $t_{\text{пл}}$  смещается незначительно вправо. Величина этого смещения, как правило, сопоставима с погрешностями построения кривых фазовых проницаемостей.

**Возможность использования относительных фазовых проницаемостей коллекторов для нефти  $K_{пр.н.отн}$  и воды  $K_{пр.в.отн}$  по данным геофизических исследований скважин основана на зависимости этих коэффициентов от соотношения указанных фаз в поровом пространстве коллектора и, в первую очередь, от степени его водонасыщенности, определяющей величину параметра насыщения коллектора.**

**Относительная фазовая проницаемость породы по нефти зависит от ее абсолютной проницаемости, которая, в свою очередь, связана с максимальным размером пор. Чем ниже абсолютная проницаемость, а, значит, и максимальный радиус пор, тем выше относительная фазовая проницаемость по нефти при одном и том же значении водонасыщенности.**

**В высокопроницаемых породах фазовая проницаемость по нефти может достигать эффективной, близкой к абсолютной проницаемости породы, если ее водонасыщенность равна неснижаемому объему воды для данной породы. Нефть же, даже остаточная, всегда занимает эффективный объем порового пространства, в связи с чем относительная фазовая проницаемость нефтенасыщенной породы по воде никогда не сможет достигнуть ее эффективной, а тем более абсолютной проницаемости.**

**В высокопроницаемых породах фазовая проницаемость по нефти может достигать эффективной, близкой к абсолютной проницаемости породы, если ее водонасыщенность равна неснижаемому объему воды для данной породы. Нефть же, даже остаточная, всегда занимает эффективный объем порового пространства, в связи с чем относительная фазовая проницаемость нефтенасыщенной породы по воде никогда не сможет достигнуть ее эффективной, а тем более абсолютной проницаемости.**

**Структура порового пространства в основном влияет на характер движения воды и незначительно - на движение нефти. Это связано с тем, что вода как смачивающая фаза сложно распределяется в породе, в то время как нефть находится лишь в эффективных фильтрующихся порах с более простой структурой.**

**Спасибо за внимание!**