

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_{θ}	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;

ΔP - перепад давления относительно атмосферного;

L - расстояние фильтрации;

μ - 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_p и d_z (диаметр зерен) или K_p 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.

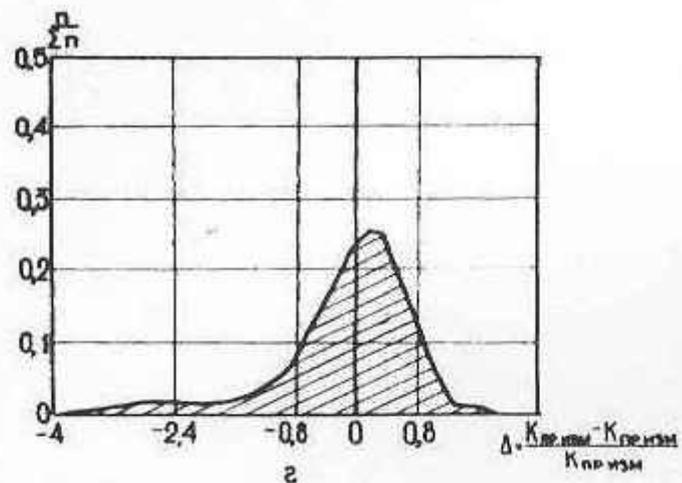
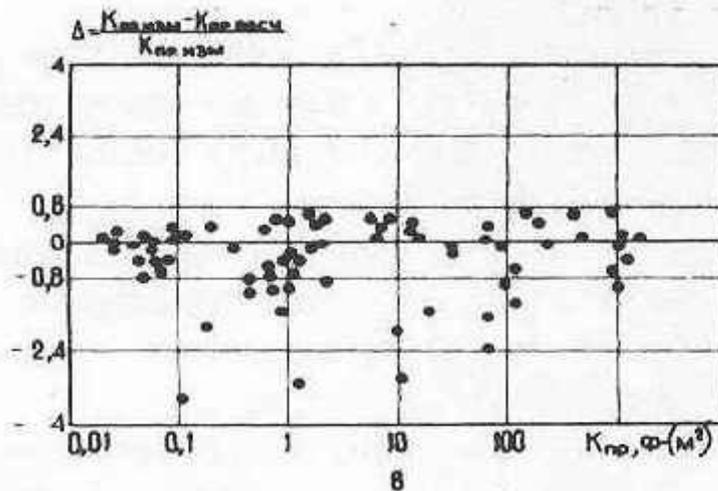
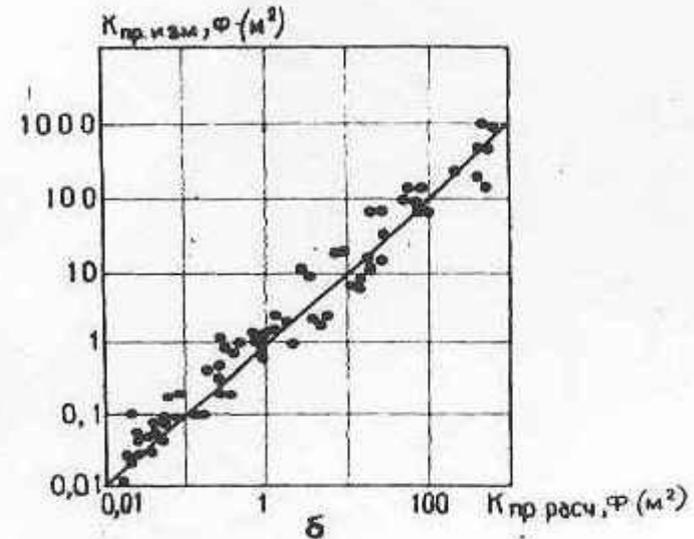
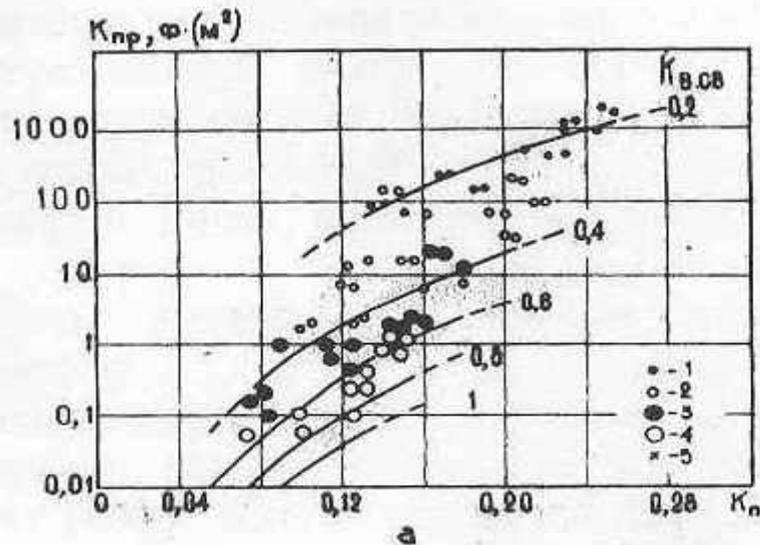
Модель Козени-Кармана (и ее многочисленные модификации) наглядно показывает, что фильтрационные свойства коллекторов определяются как их емкостными свойствами, так и текстурно-структурными особенностями. Эти свойства и особенности самым сложным образом влияют на величину $K_{пр}$. Поэтому в естественных 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_p 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 :

$$K_{пр} = 730 * K_p * K_{в.св}$$



- 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 Δ .

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.

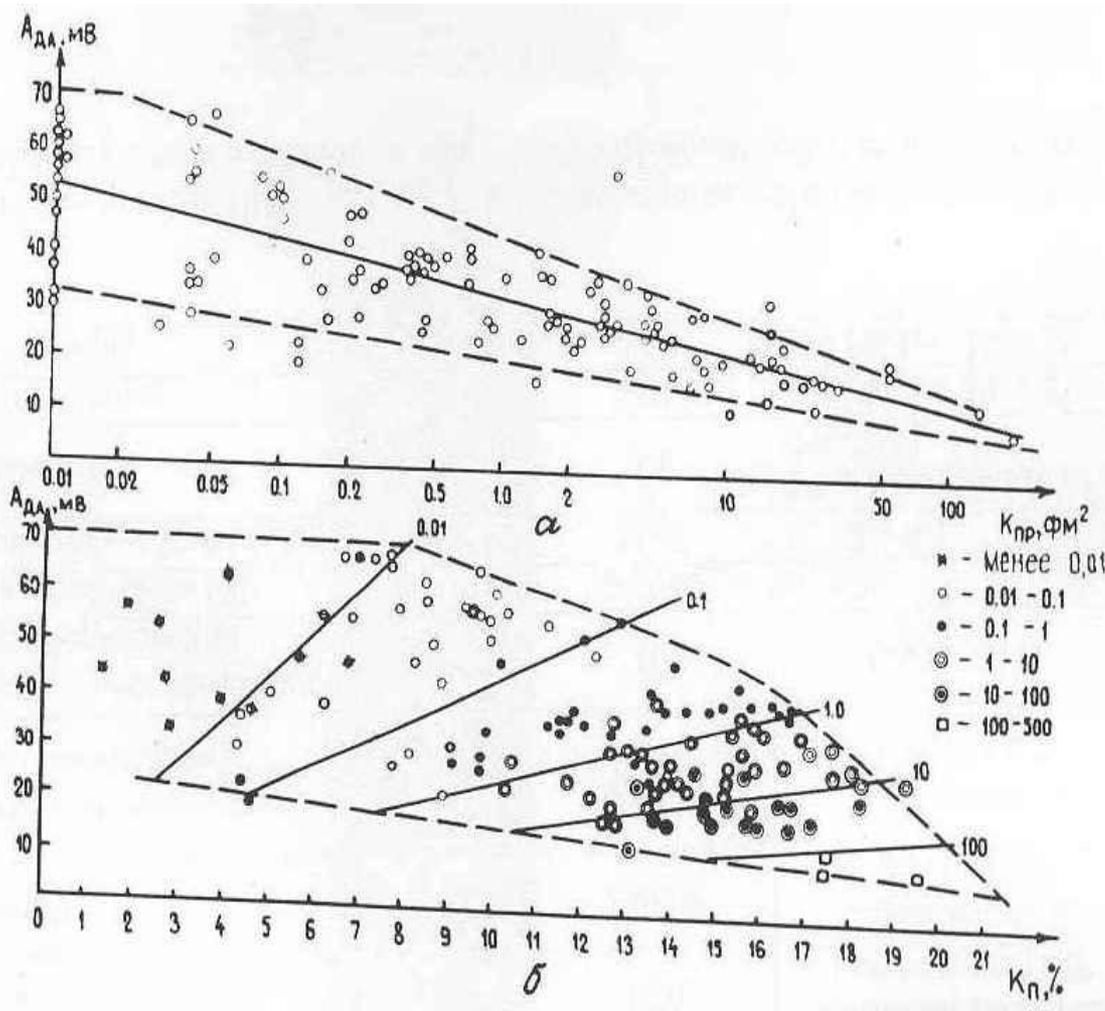
Исходя из вышеизложенного следует, что для практического использования различных трех- и более мерных моделей оценки $K_{пр}$ требуется предварительное определение по данным ГИС коэффициентов пористости, связанной водонасыщенности и иных параметров.

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.



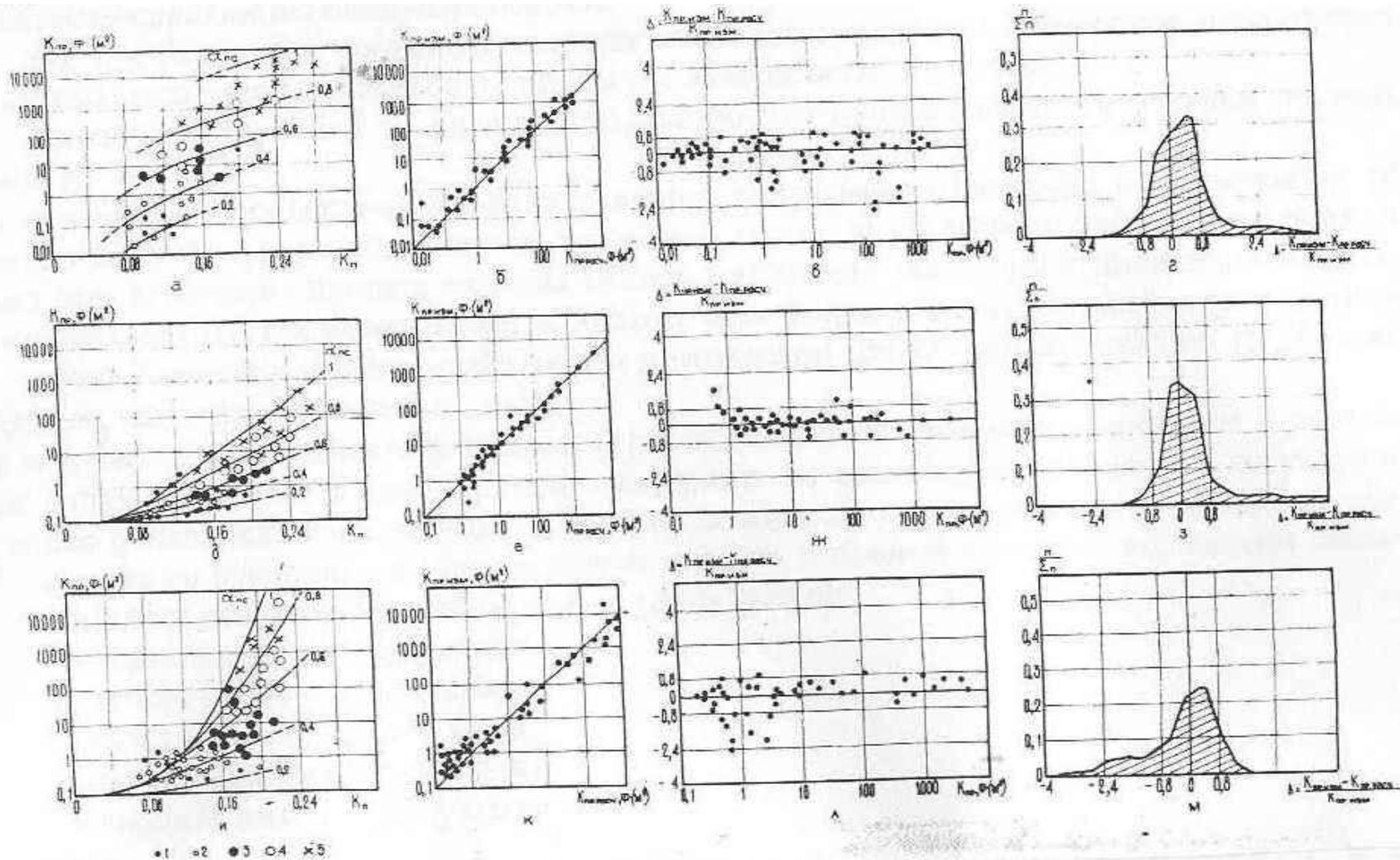
Сопоставление результатов определения $K_{п}$ и $K_{пр}$ с данными измерения $A_{да}$ на образцах керна нижнемеловых отложений Ямбургского, Песцового и Ен-Яхинского месторождений Западной Сибири.

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 Δ 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

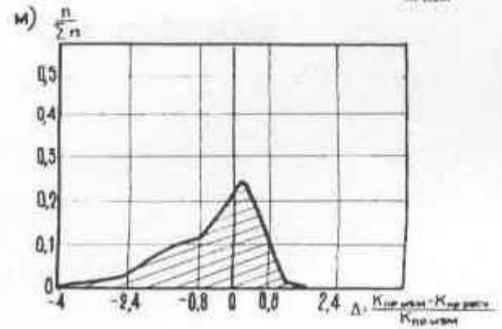
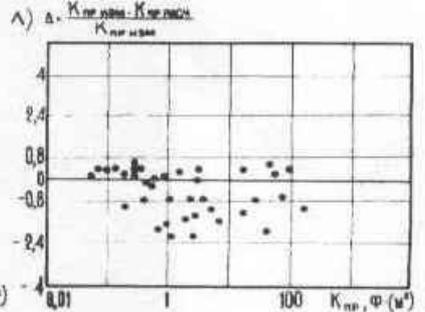
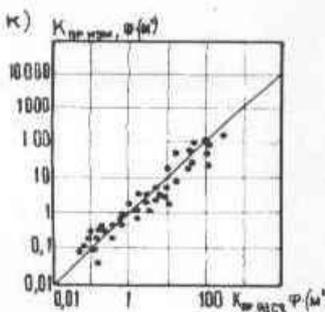
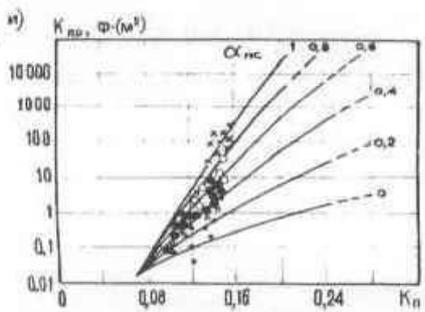
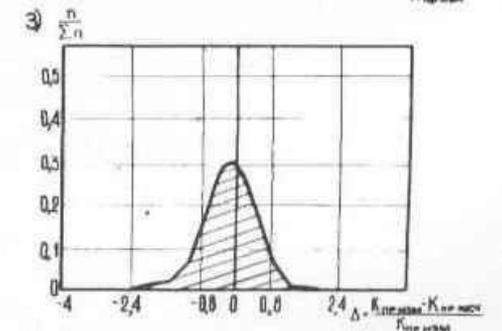
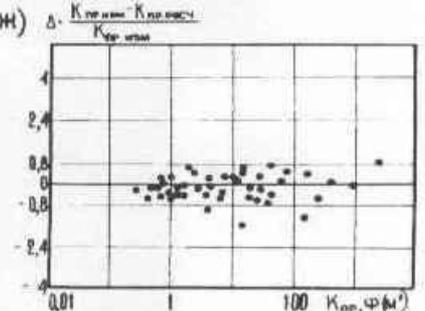
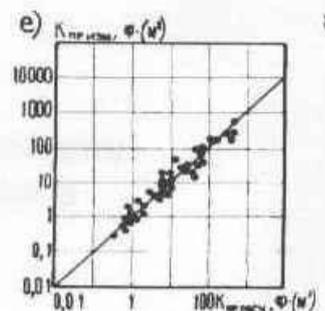
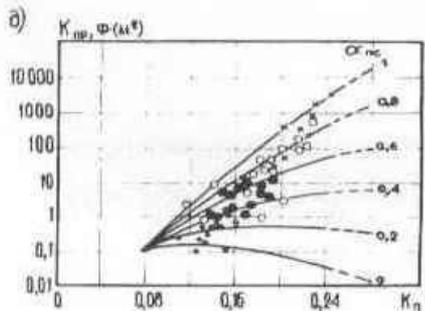
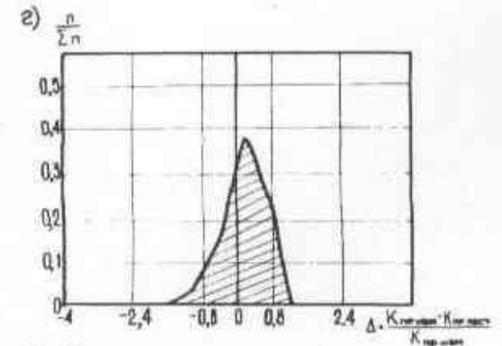
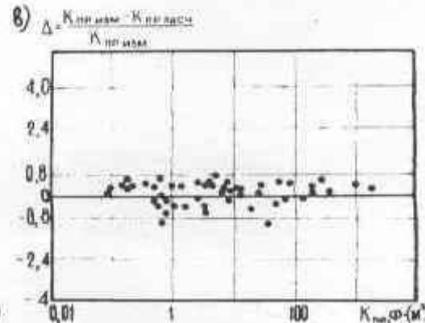
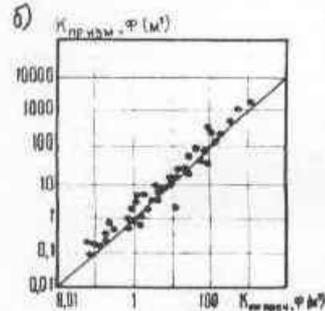
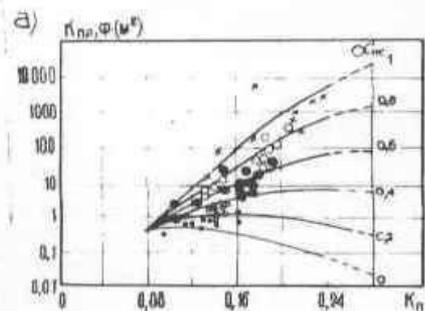
$$\lg K_{пр} = 4 * K_p * (1,1 - 0,93 * \alpha_{пс}^{0,33})^{-0,1} - 3,63 * K_p - 0,525 * (1,1 - 0,8 * \alpha_{пс})^{-1} + 0,4$$

Для пластов группы Ю₁ (юра) Бахилловского 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 Ю₁¹ и Ю₁²) наиболее оптимальной обобщенной зависимостью $K_{пр}$ ($K_p, \alpha_{пс}$) является уравнение, графическое изображение которого приведено на нижеследующем рисунке

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



• 1 • 2 • 3 • 4 • 5

- а, д, и) Обобщенные палетки $K_{пр}$ ($K_p, \alpha_{пс}$) для пластов АС(а), БС(б) и Ю₁₋₂(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 Ю₁₋₂(к). На палетки нанесены исходные данные по Тяньскому и Вачинскому (пласты АС), Комсомольскому и Барсуковскому (БС), Восточно-Сургутскому и Покамосовскому (Ю₁₋₂) 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 Δ для пластов АС(г), БС(з) и Ю₁₋₂(м).

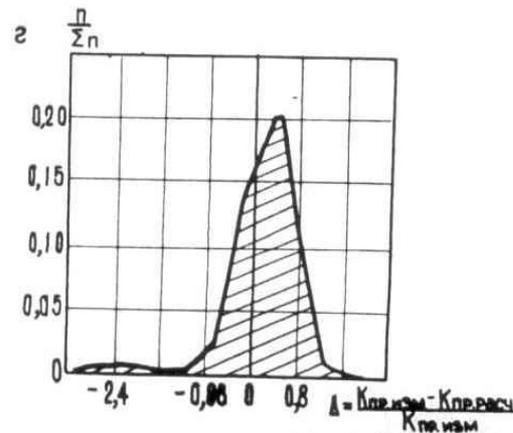
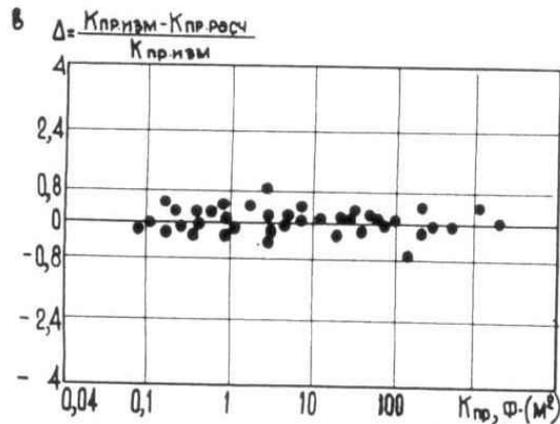
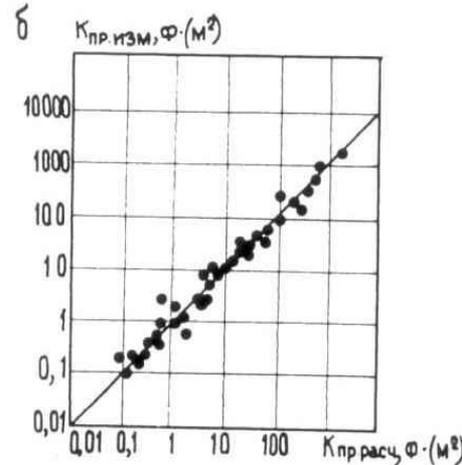
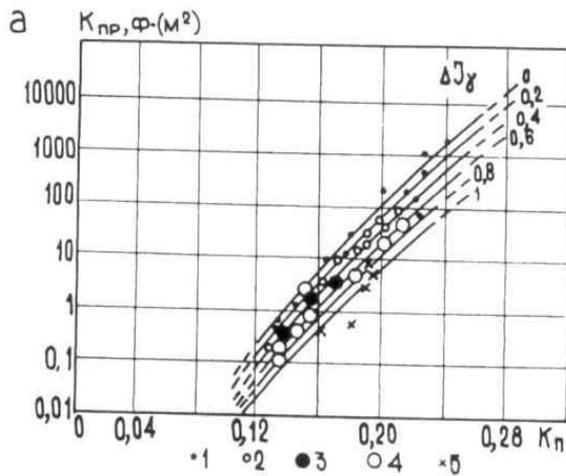
В терригенных разрезах, в которых кривая ПС в силу применяемой технологии проводки скважин является малоэффективной, в качестве геофизического параметра, контролирующего глинистость, рекомендуется $I_{гк}$ и $\Delta I_{гк}$ - разностный или определенные на керне I_{γ} и ΔI_{γ} .

Ниже приведена палетка для оценки $K_{пр}$ по данным $K_{п}$ и ΔI_{γ} для песчаников одного из северных месторождений Западной Сибири.

Для полимиктовых песчаников Западной Сибири корреляционная связь между $K_{пр}$, $K_{п}$ и ΔI_{γ} , 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 $K_{пр}$.

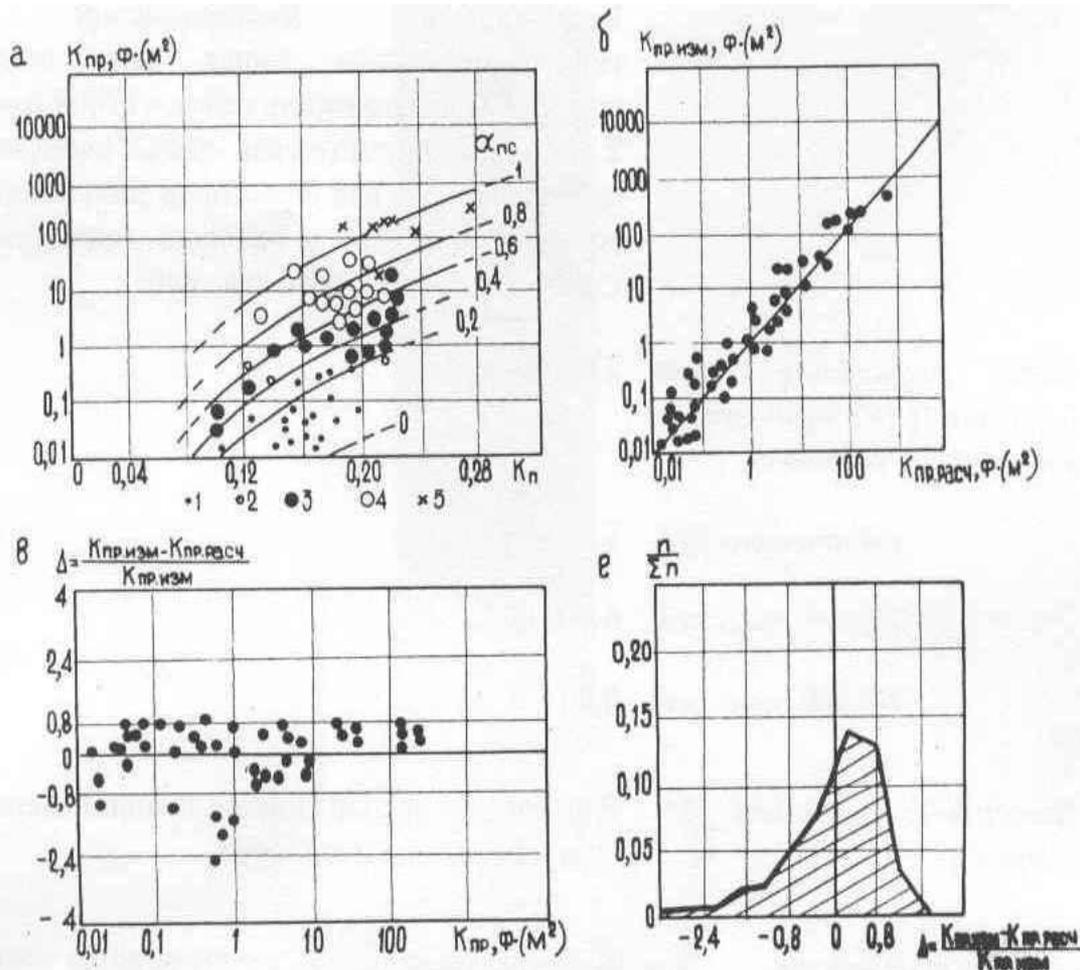
Применение вышеописанных формул, связывающих $K_{пр}$ с $K_{п}$ и $K_{в.св}$, с $K_{п}$ и $\alpha_{пс}$, с $K_{п}$ и $\Delta l_{у}$ ($l_{у}$, $l_{гк}$, $\Delta l_{гк}$) позволяет оценивать $K_{пр}$ с погрешностями 0,28-0,68. Повышенные погрешности возможно связаны со структурными особенностями породы 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_γ , 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 $K_{пр}(K_p, \alpha_{пс})$ 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 Δ .

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).

Спасибо за внимание!