

# ЕДИНАЯ ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ С МЕЖГРАНУЛЯРНЫМ ТИПОМ ПУСТОТ

М.М. Элланский

РГУ нефти и газа им.И.М. Губкина

## 1. Введение

Проблема изучения и оценки проницаемости продуктивных пород по скважинным данным – материалам ГИС и анализам керна – является весьма актуальной. При исследовании «простых» коллекторов можно было ограничиться измерением на керне и косвенной оценкой по данным ГИС абсолютной проницаемости, поскольку все характеристики таких коллекторов обусловлены главным образом глинистостью и поэтому интенсивно коррелируют друг с другом. Никого не удивляло, когда при построении различных классификаций нефтегазоносных коллекторов, в том числе и самой распространенной в настоящее время классификации А.А. Ханина, классы выделялись по величине абсолютной проницаемости, то есть проницаемости «сухой» (не содержащей воды) породы по воздуху. Эффективная и фазовая проницаемость коллекторов по нефти и газу изучалась в единичных случаях [4], а взаимосвязи этих видов проницаемости с абсолютной проницаемостью практически не исследовались.

В результате к настоящему времени главным образом изучают абсолютную проницаемость. Ее оценку по скважинным данным производят с помощью эмпирических формул, имеющих чаще всего очень узкую область применимости. Примером наиболее распространенной формулы для косвенной оценки абсолютной проницаемости является формула фирмы Шлюмберже, предложенная для терригенных пород.

$$K_{\text{пр.абс.}} = C(K_{\text{п}}^3 / K_{\text{ов}})^2, \quad (1)$$

где  $K_{\text{пр.абс}}$  – абсолютная проницаемость,  $K_{\text{п}}$  – открытая пористость,  $K_{\text{ов}}$  – остаточная водонасыщенность,  $C$  – эмпирический параметр.

Как уже отмечалось, Эффективную и фазовую проницаемость продуктивных пород по нефти, газу и воде оценивают крайне редко как по данными керна, так и по данным ГИС. При использовании данных ГИС для этих целей применяют эмпирические формулы, например, формулы фирмы Шлюмберже.

## 2. Постановка задачи

Мы поставили задачу построить теоретические модели абсолютной, эффективной и фазовой проницаемости коллекторов с межгранулярной пористостью по нефти, газу и воде. При постановке этой прежде всего были учтены очень интересные теоретические и эмпирические результаты, полученные Л.С. Лейбензоном, С.Д. Пирсоном, В.О. Винзауером и др.[3], использующими в своих исследованиях модель идеального грунта. Идеальный грунт, как известно, представляет собой среду с извилистыми цилиндрическими капиллярами. Результаты, полученные при описании электропроводности реальных горных пород с помощью модели идеального грунта, показали, что, несмотря на «хаос», царящий внутри порового пространства, в нем при наложении электрического поля движение электрического тока происходит по наиболее упорядоченной части порового пространства, имеющей достаточно простую форму. И эту часть порового пространства можно моделировать с помощью извилистых каналов, имеющих сечение в виде круга или эллипса.

Как удалось нам выяснить, такой подход оказался весьма плодотворным и при моделировании всех видов проницаемости пород с межгранулярным типом пор: абсолютной, эффективной и фазовой по нефти (газу) и воде. Мало того, как нам кажется, этот подход позволил нам вплотную подойти к вскрытию **петрофизического закона проницаемости пород с межгранулярным типом пустотного пространства**. Далее мы попытаемся этот закон сформулировать.

## 3.Решение задачи

Более 40 лет назад в петрофизике при описании электропроводности горных пород с помощью модели идеального грунта были введены понятия извилистости  $T$  и просветности  $\phi$  поровых каналов. Первая характеристика описывает удлинение порового канала за счет его извилистости. Вторая - отражает живое сечение канала, проводящее электрический ток. Было показано, что реальную пористую среду, проводящую электрический ток, можно описать системой извилистых цилиндрических капилляров, имеющих длину, равную  $T$ , а суммарное сечение (сумму сечений всех капилляров), равное  $\phi$ . Для водоносной породы

$$P_{\Pi} = T / \phi, \quad (2)$$

где  $P_{\Pi}$  –параметр пористости, равный отношению удельных электрических сопротивлений водонасыщенной породы и пластовой воды.

Просветность  $\phi$  представляет собой «живое» сечение пор, проводящее электрический ток. Оно также участвует в фильтрации воздуха, воды и углеводородов, но не целиком. Чтобы получить «живое» сечение канала, принимающего участие в фильтрационных процессах,

нужно из величины просветности поровых каналов исключить некоторый объем пустот. В первую очередь, нужно исключить поры, занятые остаточной водой. Эти поры не участвуют ни в каких фильтрационных процессах. Остаточная вода всех видов: пленочная, тупиков пор, капиллярная, адсорбированная – занимает наихудшую часть порового пространства. Эта часть порового пространства проводит электрический ток, но не участвует в фильтрации воздуха, нефти, газа и воды. Она, по определению Б.И.Тульбовича [2], представляет собой так называемые застойные области в поровом пространстве коллектора. Исключив эти зоны из просветности, получим «живое» сечение порового канала для фильтрации воздуха:

$$\varphi_1 = \varphi (1 - K_{ов}) \quad (3)$$

При однофазной фильтрации воды и углеводородов (эффективная проницаемость для воды и углеводородов) живые сечения будут зависеть от направления фильтрационного процесса. Если вода вытесняет углеводороды, живое сечение для фильтрации воды будет равно

$$\varphi_{2,1} = \varphi - K_{в}^* - K_{онг} \quad (4)$$

где  $K_{в}^*$  - критическая водонасыщенность, при которой «островная» водонасыщенность (отдельные капельки воды) переходит в «фуникулерную» (непрерывная «нить» подвижной воды) и вода начинает двигаться в поровом пространстве породы [3],  $K_{онг}$  – остаточная нефтегазонасыщенность.

Живое сечение для фильтрации углеводородов окажется равным

$$\varphi_{3,1} = \varphi - K_{ов} - K_{онг} \quad (5)$$

Если углеводороды вытесняют воду, живые сечения порового канала для фильтрации воды и углеводородов будут несколько иными:

$$\varphi_{2,2} = \varphi - K_{ов} - K_{онг}, \quad (6)$$

$$\varphi_{3,2} = \varphi - K_{ов} - K_{нг}^*, \quad (7)$$

где  $K_{нг}^*$  - критическая нефтегазонасыщенность, при которой «островная» нефтегазонасыщенность (капельки подвижной нефти или пузырьки подвижного газа) переходит в «фуникулерную» нефтегазонасыщенность [3], и нефть (газ) начинает двигаться в поровом пространстве породы.

Начнем с абсолютной проницаемости. Величина  $\varphi(1 - K_{ов})$ , как мы уже говорили, характеризует живое сечение капилляра для фильтрации воздуха. Величина же  $K_{п} - \varphi(1 - K_{ов})$  представляет собой объем «застойных» зон или «тупиковых» пор. Этот объем и является тем

«хаосом» в поровом пространстве, который следует исключить при моделировании процесса фильтрации в реальной пористой среде с помощью модели идеального грунта.

Уравнение Козени для идеального грунта может быть представлено в следующем виде:

$$K_{\text{пр.абс.}} = \frac{K_{\text{п}} r_{\text{п}}^2}{4K T^2}, \quad (8)$$

где  $K_{\text{пр.абс}}$  – абсолютная проницаемость в дарси,  $K_{\text{п}}$  – открытая пористость,  $T$  – электрическая извилистость,  $r_{\text{п}}$  – радиус поровых каналов в мкм,  $K$  – коэффициент, отражающий форму порового сечения канала изменяющийся в небольшом диапазоне и равный 2 для круга 2,5 – для эллипса..

В приведенном виде уравнение Козени не может быть использовано для расчета проницаемости реальных горных пород. «Приспособим» его для нашей задачи. Используем вместо открытой пористости «живое» сечение порового канала для фильтрации воздуха. (3). Тогда в нашей модели фильтрация воздуха будет осуществляться по цилиндрическим капиллярам, имеющим круговое сечение, равное  $\varphi(1 - K_{\text{ов}})$ , длину  $T$  и радиус  $r_{\text{п}}$ . Уравнение Козени примет следующий вид:

$$K_{\text{пр.абс.}} = \frac{\varphi(1 - K_{\text{ов}}) r_{\text{п}}^2}{8T^2} \quad (9)$$

Это уравнение представляет собой теоретическую модель абсолютной проницаемости пород с межгранулярной пористостью.

#### **4. Опробование теоретической модели при расчете абсолютной проницаемости реальных горных пород.**

Опробуем модель (9) на конкретных материалах лабораторных анализов керн для продуктивных терригенных и карбонатных отложений с межгранулярным типом пор.

Мы не будем детально обосновывать каждую расчетную формулу. Это сделано в работах [5, 6]. Процедура расчетов сводится к следующему.

1. Сначала для наилучшей градации коллекторов, представляющей в случае терригенных отложений «скелет» породы, то есть породу, не содержащую цементирующего материала [5,6], рассчитаем извилистость, просветность и «живое» сечение порового канала:

$$T_{\text{ск.}} = (K_{\text{п.ск}} P_{\text{п.ск}})^{0,5}, \quad \varphi_{\text{ск}} = (K_{\text{п.ск}} / P_{\text{п.ск}})^{0,5}, \quad \varphi_{\text{л.ск}} = \varphi_{\text{ск}}(1 - K_{\text{ов.ск}}), \quad (10)$$

где  $K_{п.ск}$ ,  $P_{п.ск}$ ,  $K_{ов.ск}$  - открытая пористость, параметр пористости и остаточная водонасыщенность «скелета» породы, измеренные данным керном.

2. По значениям абсолютной проницаемости, извилистости и живого сечения скелета породы с использованием формулы (9) рассчитывается максимальный радиус фильтрующих капилляров -  $r_{п.ск}$ , соответствующей лучшей градации коллекторов – «скелету» породы.

3. Рассчитываются извилистость  $T$ , просветность  $\varphi$  и «живое» сечение  $\varphi_1$  изучаемого объекта (образца керна):

$$T = (K_{п.п} P_{п.п})^{0,5}, \quad \varphi = (K_{п.п} / P_{п.п})^{0,5}, \quad \varphi_1 = \varphi (1 - K_{ов}), \quad (11)$$

где  $K_{п.п}$ ,  $P_{п.п}$  и  $K_{ов}$  – соответственно открытая пористость, параметр пористости и остаточная водонасыщенность изучаемого объекта (образца породы).

4. Рассчитывается радиус фильтрующих капилляров  $r_{п.р}$  для изучаемого объекта (образца керна):

$$r_{п.р} = r_{п.р.ск} D_{св.макр} \frac{\frac{\varphi_1}{K_{п.п}}}{\frac{\varphi_{1.ск}}{K_{п.ск}}}, \quad (12)$$

где  $D_{св.макр}$  - доля «свободных» (не блокированных микрокапиллярами) макрокапилляров в поровом пространстве, определяемая по следующей формуле [5,6]:

$$D_{св.макр} = 1 - \beta - \beta (1 - \beta)^2, \quad (13)$$

где  $\beta = \frac{K_{гл} \omega_{адс.} + K_{карб} \omega_{кап.}}{K_{п}}$  - доля микрокапилляров в поровом пространстве,  $K_{гл}$  и  $K_{карб}$  – со-

держание глинистого и карбонатного видов цемента в долях объема породы,  $\omega_{адс.}$ ,  $\omega_{кап.}$  – содержание адсорбированной воды в открытых порах глинистого цемента и капиллярной воды в открытых порах карбонатного цемента

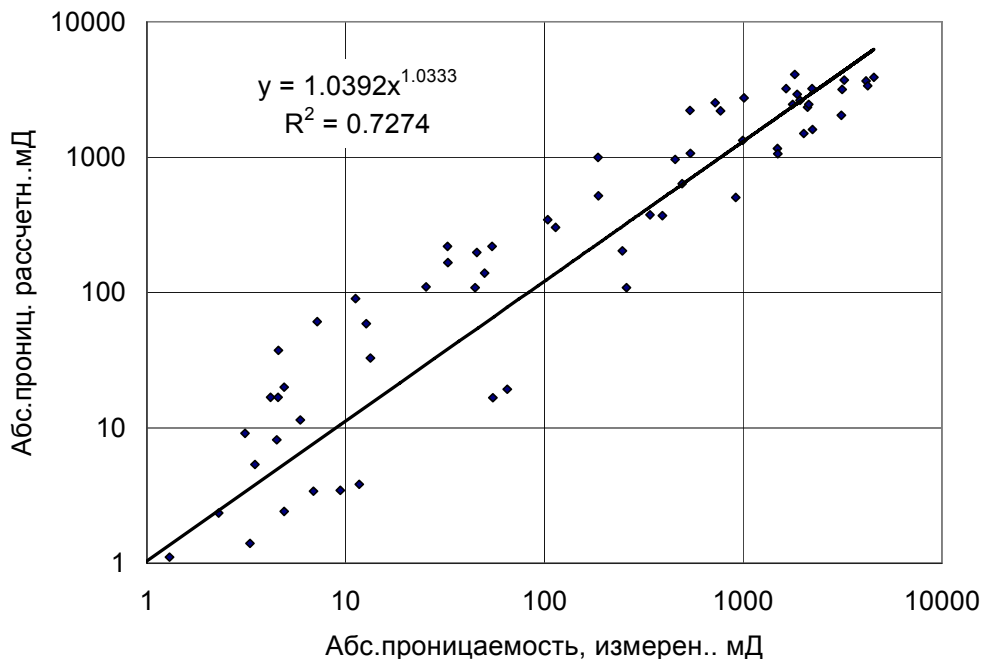
5. По формуле (9) рассчитывается абсолютная проницаемость изучаемого объекта (образца породы).

Таким образом, мы видим, что для адаптации (настройки) формулы (9) к конкретным продуктивным отложениям нужно знать максимальный радиус фильтрующих капилляров наилучшей градации коллекторов («скелета» породы). Если он неизвестен, его необходимо оценить по формуле (9), задав абсолютную проницаемость, открытую пористость, параметр пористости и остаточную водонасыщенность «скелета».

Рассмотрим результаты опробования модифицированной формулы Козени на материалах лабораторного исследования образцов терригенных и карбонатных отложений межгранулярного типа. Терригенные объекты будут представлены образцами керна сеноманских отложений Западно-Торкасалянского месторождения Западной Сибири и нижнетриасовых отложений газоконденсатного Среднетюнгского месторождения Якутии. Используемые образцы керна содержат главным образом глинистый цемент. При расчетах мы не учитывали содержание карбонатного цемента.

Помимо названных терригенных отложений для опробования модели абсолютной проницаемости мы также используем образцы керна карбонатных отложений с межгранулярной пористостью нефтяного месторождения Фидда (Ливия).

На рис. 1 сопоставляются измеренные в лабораторных условиях и рассчитанные по модифицированной формуле Козени значения абсолютной проницаемости терригенных образцов отложений Западно-Торкасалянского месторождения. При расчетах использовались следующие параметры:  $K_{пр.ск.} = 6000 \text{ мД}$ ,  $K_{п.ск.} = 0,427$ ,  $K_{ов.ск.} = 0,05$ ,  $\omega_{адс.} = 1,00$ . Параметр пористости скелета рассчитывался по формуле Дахнова-Арчи [1] с структурным коэффициентом  $m = 1,7$ . Максимальный расчетный радиус фильтрующих пор оказался равным 20,6 мкм.

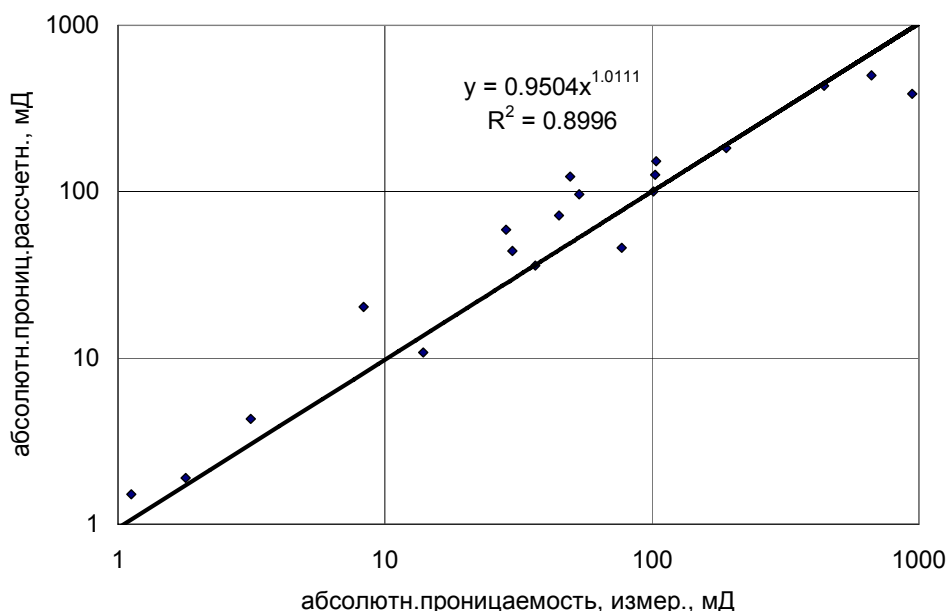


**Рис.1. Сопоставление измеренных на образцах керна и расчетных значений абсолютной проницаемости для сеноманских отложений Западно-Торкасалянского месторождения.**

Коэффициент корреляции между расчетными и измеренными значениями абсолютной проницаемости равен 0,85.

Перейдем к нижнетриасовым отложениям Среднетюнгского месторождения. При расчетах использовались следующие параметры:  $K_{пр.ск} = 1000 \text{ мД}$ ,  $K_{п.ск} = 0,26$ ,  $K_{ов.ск.} = 0,25$ ,  $\omega_{адс.} = 0,67$ . Параметр пористости скелета рассчитывался по формуле Дахнова-Арчи с структурным коэффициентом  $m = 1,7$ . Максимальный расчетный радиус фильтрующих пор оказался равным 13,2 мкм.

Рисунок 2 демонстрирует хорошую согласованность фактических и расчетных значений проницаемости. Коэффициент корреляции взаимосвязи между ними равен 0,948.



**Рис.2. Сопоставление измеренных на образцах керна и расчетных значений абсолютной проницаемости для сеноманских отложений Западно-Торкасалинского месторождения.**

Таким образом, получен хороший результат опробования предложенной теоретической модели абсолютной проницаемости для двух представителей терригенных отложений.

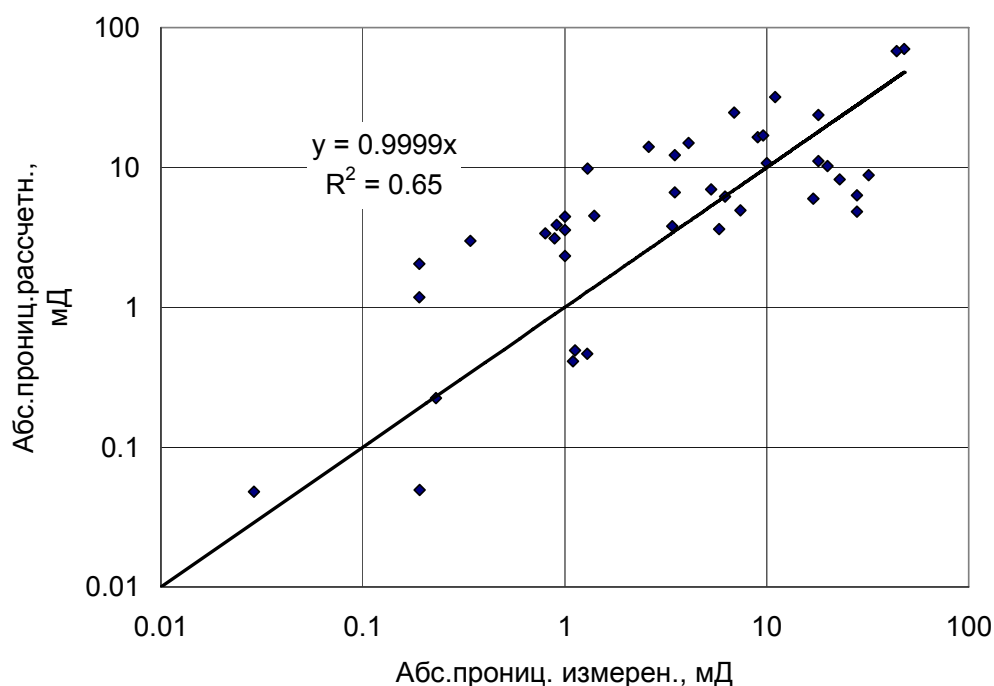
Теперь посмотрим, можно ли использовать рассмотренную модель для расчета абсолютной проницаемости карбонатных отложений межгранулярного типа. Допустим, что в этом случае можно использовать ту же петрофизическую модель, что и для терригенных отложений [5,6].

В такой модели допускается, что наилучшая разность продуктивных отложений представлена «скелетом», сформированным зернами. В поровом пространстве скелета цемент отсутствует. Снижение открытой пористости породы в такой модели происходит в результа-

те заполнения порового пространства скелета глинистым и (или) карбонатным цементом. Важно отметить, что при попадании цемента в породу не только снижается ее открытая пористость, но и происходит ее качественное изменение: все большая часть открытых пор будет представлена микрокапиллярами, не принимающими участия в фильтрации, и все меньшая часть – макрокапиллярами, участвующими в фильтрационных процессах. В случае терригенных пород чаще всего основную роль играет глинистый цемент, в карбонатных породах – карбонатный цемент. Заполнение пор скелета происходит до того момента, пока все поровое пространство не будет полностью заполнено цементом. В этот момент все поровое пространство породы будет представлено порами цемента-заполнителя. Дальнейшее возрастание количества цемента в породе приводит к разрушению скелета. Зерна скелета начинают «плавать» в цементе.

Опробуем полученную модель абсолютной проницаемости на образцах карбонатных отложений Ливийского месторождения Фидда. Не останавливаясь подробно на оценке параметров модели, отметим, что при расчетах были приняты следующие их значения:  $K_{п.ск} = 0,30$ ,  $K_{п.р.абс.ск.} = 40$  мД,  $K_{об.ск.} = 0,15$ ,  $\omega_{карб} = 0,10$ . Расчетный максимальный радиус фильтрующих каналов оказался равным 2,64 мкм.

На рис. 3 показаны результаты сопоставления измеренных и рассчитанных значений абсолютной проницаемости 42 образцов карбонатных отложений месторождения Фидда..



**Рис.3. Сопоставление измеренных на образцах керна и расчетных значений абсолютной проницаемости для образцов карбонатных отложений ливийского месторождения Фидда.**



Видно, что и в случае карбонатных пород предложенная модель абсолютной проницаемости и методика ее использования для реальных расчетов дают хорошие результаты. Коэффициент корреляции связи расчетной и измеренной проницаемости карбонатных образцов равен 0,806.

Таким образом, можно говорить о том, что предложенная теоретическая модель позволяет рассчитывать абсолютную проницаемость как терригенных, так и карбонатных образцов пород межгранулярного типа с хорошей точностью.

### 5. Обобщение построенной модели для эффективной и фазовой проницаемости продуктивных пород по нефти, газу и воде

Перейдем к эффективной проницаемости продуктивных отложений. Ранее мы уже отмечали, что в случае эффективной проницаемости живые сечения поровых каналов будут иными, нежели в случае абсолютной проницаемости. Подставляя величины живых сечений (4) – (7) в модифицированную формулу Козени и считая, в случае однофазной фильтрации нефти, газа и воды радиус фильтрующих каналов и их извилистость будут такими же, как и в случае фильтрации воздуха (при измерении абсолютной проницаемости), получим формулы для эффективной проницаемости по углеводородам и воде

При вытеснении углеводородов водой:

$$K_{\text{пр.эф.нг}} = K_{\text{пр.абс}} \cdot \left( \frac{1 - K_{\text{ов}} - K_{\text{онг}}}{1 - K_{\text{ов}}} \right) \quad (14)$$

$$K_{\text{пр.эф.в}} = K_{\text{пр.абс}} \cdot \left( \frac{1 - K_{\text{в}}^* - K_{\text{онг}}}{1 - K_{\text{ов}}} \right) \quad (15)$$

$$K_{\text{в}}^* = 0,69 K_{\text{ов}} + 0,31 \quad (16)$$

При вытеснении воды нефтью или газом:

$$K_{\text{пр.эф.нг}} = K_{\text{пр.абс}} \cdot \left( \frac{1 - K_{\text{ов}} - K_{\text{нг}}^*}{1 - K_{\text{ов}}} \right) \quad (17)$$

$$K_{\text{пр.эф.в}} = K_{\text{пр.абс}} \cdot \left( \frac{1 - K_{\text{ов}} - K_{\text{онг}}}{1 - K_{\text{ов}}} \right) \quad (18)$$

К сожалению, к настоящему времени экспериментально не изучена связь между критической  $K_{\text{нг}}^*$  и остаточной нефтегазонасыщенностью  $K_{\text{онг}}$ . По коллекции образцов месторождения Фидда нам удалось установить, что

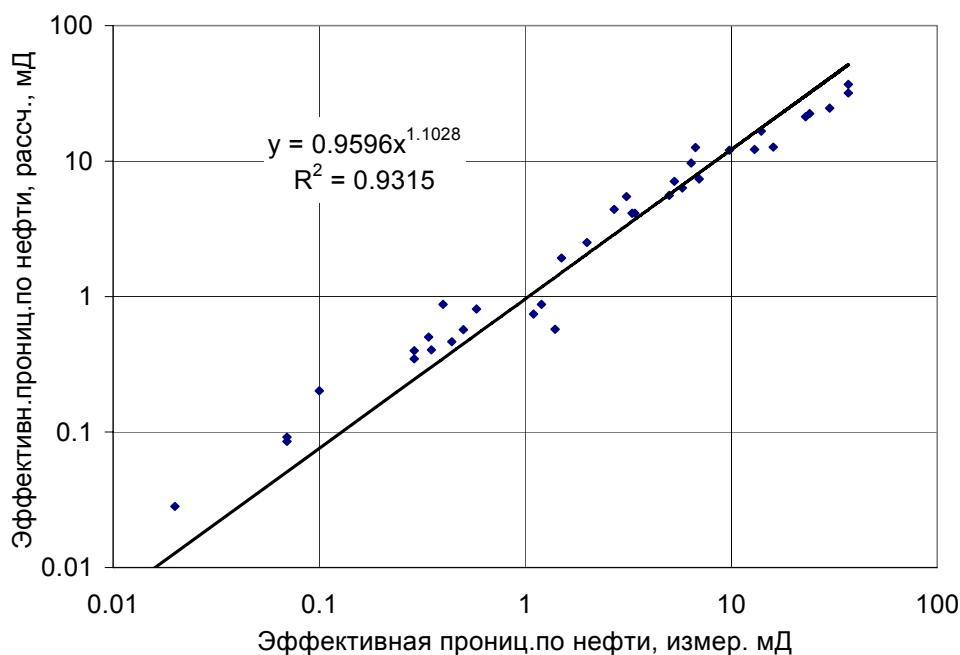
$$K_{\text{нг}}^* = 0,5 K_{\text{онг}} + 0,5 \quad (19)$$

Полученное выражение вряд ли можно использовать в общем случае по аналогии с выражением для  $K_{\text{в}}^*$ . Оно должно зависеть от параметров нефти и газа, в первую очередь, от вязкости.

Мы хотим подчеркнуть важность знания критической нефтегазонасыщенности  $K_{\text{нг}}^*$ . Она необходима при оценке границы однофазного и двухфазного движения для процесса вытеснения воды нефтью (газом), имеющего место при расформировании зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт.

### 6. Опробование обобщенной модели проницаемости

У нас была возможность проверить обобщенную модель проницаемости для расчета эффективных проницаемостей только в случае процесса вытеснения углеводородов водой. На рис. 4 и 5 показаны результаты сопоставления расчетных и измеренных значений эффек-



**Рис.4. Сопоставление измеренных на образцах керна и расчетных значений эффективной проницаемости по нефти для образцов карбонатных отложений ливийского месторождения Фидда.**

тивной проницаемости по нефти и воде для образцов карбонатных пород с межгранулярной пористостью месторождения Фидда. Расчетные значения эффективной проницаемости, как видно из рисунков, хорошо согласуются с измеренными значениями. Коэффициент корреля-

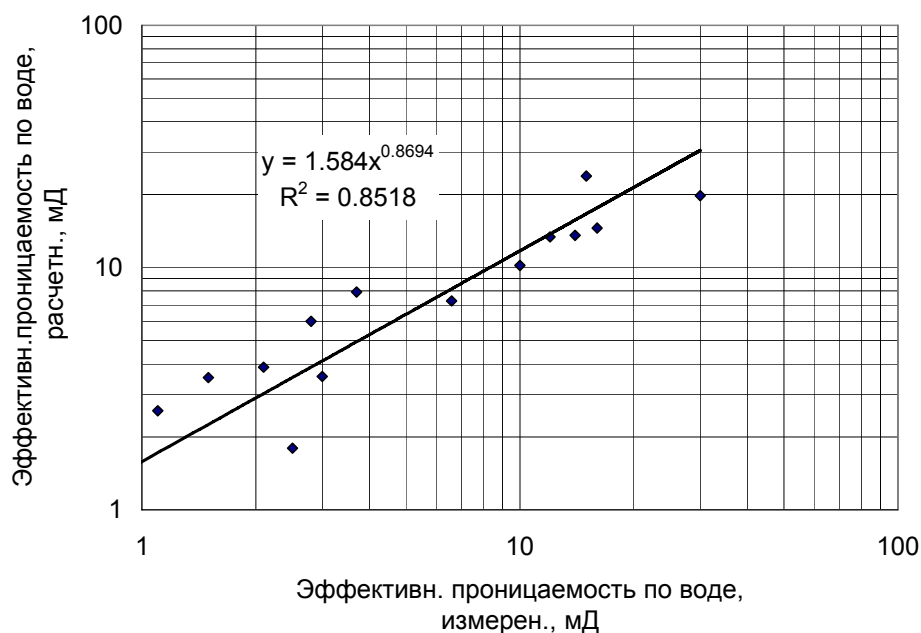
ции взаимосвязи расчетных и измеренных значений эффективной проницаемости по нефти равен 0,965, а по воде 0,92

Таким образом, мы видим, что модифицированная формула Козени после подстановки в нее величин «живых» сечений поровых каналов, участвующих в однофазной фильтрации воды или углеводородов, позволяет рассчитывать значения эффективной проницаемости с высокой точностью. При этом значения радиуса фильтрующих капилляров и их извилистости остаются такими же, как и при расчете абсолютной проницаемости.

И, наконец, «приспособим» модифицированную формулу Козени к расчету фазовых проницаемостей. В этом случае изменятся не только живые сечения, но и радиусы фильтрующих каналов. Не останавливаясь на элементарных расчетах, сразу приведем формулы для фазовых проницаемостей.

В случае вытеснения углеводородов водой эти формулы будут иметь следующий вид:

$$K_{\text{пр.ф.нг.}} = K_{\text{пр.эф.нг.}} \left[ \frac{1 - K_{\text{в}} - K_{\text{онг}}}{1 - K_{\text{ов}} - K_{\text{онг}}} \right]^2 \quad (20)$$



**Рис.5. Сопоставление измеренных на образцах керна и расчетных значений эффективной проницаемости по воде для образцов карбонатных отложений ливийского месторождения Фидда.**

$$K_{\text{пр.ф.в.}} = K_{\text{пр.эф.в.}} \left[ \frac{K_{\text{в}} - K_{\text{в}}^*}{1 - K_{\text{ов}} - K_{\text{онг}}} \right]^2 \quad (21)$$

В случае вытеснения воды нефтью или газом:

$$K_{\text{пр.ф.нг.}} = K_{\text{пр.эф.нг.}} \left[ \frac{1 - K_{\text{в}} - K_{\text{нг}}^*}{1 - K_{\text{ов}} - K_{\text{онг}}} \right]^2 \quad (22)$$

$$K_{\text{пр.ф.в.}} = K_{\text{пр.эф.в.}} \left[ \frac{K_{\text{в}} - K_{\text{ов}}}{1 - K_{\text{ов}} - K_{\text{онг}}} \right]^2 \quad (23)$$

Нам удалось опробовать первую из этих формул (вытеснение воды нефтью) и последнюю (вытеснение нефти водой), используя результаты измерения фазовой проницаемости по нефти и по воде на образцах карбонатных пород месторождения Фидда. Коэффициент корреляции взаимосвязи между расчетными и измеренными значениями фазовых проницаемостей превысил 0,9. Часть результатов опробования приведена в таблице 1.

**Таблица 1 . Результаты сопоставления расчетных и измеренных значений относительных проницаемостей по нефти (процесс впитывания) и по воде (процесс дренирования) для карбонатных образцов месторождения Фидда.**

Образец № 41 ( скв. № 2 ). $K_{\text{ов}} = 0,212$ ; $K_{\text{он}} = 0,361$				
$K_{\text{в}}$	Относительная фазовая проницаемость по нефти		Относительная фазовая проницаемость по воде	
	измеренная	расчетная	измеренная	расчетная
0,212	1,0	1,0	0,0	0,0
0,366	0,262	0,408	0,182	0,13
0,457	0,111	0,189	0,49	0,32
0,556	0,02	0,04	0,72	0,65
0,605	0,006	0,006	0,88	0,85
0,639	0,0	0,0	1,0	1,0
Образец № 16 ( скв. № 2 ). $K_{\text{ов}} = 0,167$ ; $K_{\text{он}} = 0,265$				
$K_{\text{в}}$	Относительная фазовая проницаемость по нефти		Относительная фазовая проницаемость по воде	
	измеренная	расчетная	измеренная	расчетная
0,167	1,0	1,0	0,0	0,0
0,257	0,728	0,708	0,11	0,03
0,400	0,302	0,348	0,237	0,168
0,518	0,104	0,146	0,386	0,382
0,608	0,031	0,05	0,569	0,603
0,696	0,0054	0,0047	0,800	0,867
0,735	0,0	0,0	1,0	1,0
Образец № 35 ( скв. № 2 ). $K_{\text{ов}} = 0,160$ ; $K_{\text{он}} = 0,344$				
$K_{\text{в}}$	Относительная фазовая проницаемость по нефти		Относительная фазовая проницаемость по воде	
	измеренная	расчетная	измеренная	расчетная
0,16	1,0	1,0	0,0	0,0
0,309	0,420	0,489	0,22	0,10
0,426	0,148	0,215	0,38	0,29
0,519	0,04	0,07	0,57	0,52
0,610	0,005	0,008	0,81	0,82
0,639	0,0015	0,0012	0,91	0,93
0,656	0,0	0,0	1,0	1,0

## Выводы

1. Все расчетные формулы для абсолютной, эффективной и фазовой проницаемости имеют один и тот же вид, то есть, построена единая модель абсолютной, эффективной и фазовой проницаемости (по нефти, газу и воде) продуктивных пород с межгранулярной пористостью:

$$K_{\text{пр.}} = \frac{\Psi R_{\text{п}}^2}{KT^2}, \quad (24)$$

где  $\Psi$ -«живое» сечение капилляра, принимающего участие либо в однофазной фильтрации воздуха, воды, углеводородов, либо в фильтрации какой-то одной фазы (воды или углеводородов) при двухфазной фильтрации в порах породы;  $R_{\text{п}}$  - радиус фильтрующего капилляра, имеющий одну и ту же величину для однофазной фильтрации воздуха, воды и углеводородов и принимающий разные значения для фильтрации воды и углеводородов в случае двухфазной фильтрации флюидов в породе,  $T$  – извилистость поровых каналов, остающаяся постоянной при всех вариантах фильтрации флюидов.

2. Эта модель позволяет рассчитывать различные виды проницаемости продуктивных пород (абсолютную проницаемость, эффективную проницаемость по углеводородам и воде, фазовую проницаемость по углеводородам и воде) с хорошей точностью, соизмеримой с точностью непосредственного измерения проницаемости на образцах пород.

3. Модель позволяет получать одинаково хорошие результаты как для терригенных, так и для карбонатных образцов пород межгранулярного типа.

4. Модель включает в себя только физические свойства горных пород и не включает эмпирических параметров (коэффициент формы  $K$  тоже является физической характеристикой пористой среды и может быть измерен для любого вида сечения капилляров: круга, эллипса и др.) [3].

Полученные результаты позволяют нам высказать предположение о том, **что соотношение (24) является петрофизическим законом проницаемости нефтегазоносных осадочных пород с межгранулярным типом пустот.**

Конечно, для доказательства этого предположения необходимо провести более широкое опробование предложенных нами моделей абсолютной, эффективной и фазовой проницаемостей выделенной группы нефтегазоносных пород.

А в настоящее время можно констатировать, что предложенная теоретическая модель является весьма эффективным инструментом для практических расчетов абсолютной, эффективной и фазовой проницаемости пород с межгранулярной пористостью. Точность рас-

четов с помощью модели практически такая же, как и при непосредственном измерении проницаемости. Поэтому модель (24) можно использовать для косвенной оценки абсолютной, эффективных и фазовых проницаемостей по нефти, газу и воде, используя для этих целей стандартные анализы керна или результаты комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин. Эта возможность особенно ценна в случае расчетов эффективных и фазовых проницаемостей, поскольку непосредственное их измерение требует дорогостоящей аппаратуры и в нашей стране проводится крайне редко.

### Литература

1. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика. – М.: Недра. - 1991. – С. 368.
2. Тульбович Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа. –М.:Недра.-1979. – С.200.
3. Пирсон С.Д. Учение о нефтяном пласте. – М.: Гостоптехиздат. - 1961. – С.570.
4. Ханин А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов. – М.: Недра, - 1976. – С.296.
5. Элланский М.М. Извлечение из скважинных данных информации для решения поисково-разведочных задач нефтегазовой геологии: Учебное пособие. - М.: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2000. – С. 80.
6. Элланский М.М., Извеков Б.И. Петрофизическая модель типичных терригенных отложений // Каротажник. – 1999. - №65. –С. 46-64.