

3

Нефтефизика и нефтехимия

В Главе 2 мы видели, что для полного описания уравнений потока жидкости в проницаемых средах требовались функции капиллярного давления, относительных проницаемостей и фазового поведения. В Главе 4 мы рассмотрим в общих чертах фазовое поведение в процессах повышения нефтеотдачи и некоторые уравнения, необходимые для его количественного изображения. Кроме того, мы рассмотрим аналогичным образом нефтефизические зависимости: начинаем со свойств несмешивающихся фаз (нефти и воды), перейдем к величинам, связанным с процессом повышения нефтеотдачи, как, например, кривая капиллярного вытеснения, и закончим кратким описанием нефтехимии.

Формулируя каждое нефтефизическое свойство, мы придерживаемся одной и той же основной методики. Во-первых, мы описываем свойство математически на основе упрощенных физических законов, исходя из условия несжимаемого установившегося потока, текущего в среде, имеющей самую простую геометрию. Подразумевается, что простая геометрия представляет мельчайший элемент проницаемой среды – соединяющую пору или микроскопический масштаб. Во-вторых, мы видоизменяем нефтефизическое свойство для соединяющей поры, учитывая фактическую локальную геометрию проницаемой среды – изменяющееся поперечное сечение поры, длину, нелинейные размеры (извилистость) и множественные соединения одной поры с другой. Этот этап переносит зависимость из области потока, протекающего в фактической проницаемой среде, в область локально непрерывного характерного элементарного объема, который мы впервые рассмотрели в Главе 2. К сожалению, т.к. этот этап требует довольно большого мастерства, мы ограничены здесь довольно простой идеализацией локальной геометрии пор.

3-1 Пористость и проницаемость

Пористость – это отношение объема пустот или пор к макроскопическому объему или объему толщи пласта; объем породы или объем твердой фазы представляет собой объем толщи пласта минус объем порового пространства. Для большинства природных сред пористость составляет 0.10 – 0.40, хотя иногда

отмечалась пористость, выходящая за пределы данного диапазона. Часто пористость представляют в процентах, но в расчетах она всегда должна присутствовать в виде доли единиц. Судя по этим типичным значениям, фаза породы занимает, несомненно, самый большой объем в любой среде.

Пористость проницаемой среды является сильной функцией изменчивости локального распределения пор или зерен по размерам и слабой функцией самого усредненного размера пор. У песчаников пористость обычно определяется седиментологическими процессами, в результате которых первоначально образовалась среда. У известняков пористость – это главным образом результат изменений, которые происходили после образования залежи.

Поровое пространство, так же, как и пористость, можно подразделить на взаимосвязанную или эффективную пористость, доступную для потока жидкости, и изолированную пористость, недоступную для потока жидкости. Последняя не имеет отношение к процессам повышения нефтеотдачи, рассматриваемым здесь; поэтому далее по тексту слово *пористость* означает только эффективную пористость (Коллинз, 1976). В некоторых процессах повышения нефтеотдачи случается так, что какая-то часть эффективной пористости закрыта от вытесняющего агента. Это как раз случай “тупикового” порового объема для растворителей (см. Главу 7) и “недоступного” порового объема для политмерных растворов (см. Главу 8).

Проницаемость так же является основным свойством проницаемой среды, таким же важным для процессов повышения нефтеотдачи, как и пористость. Как мы уже обсуждали в Разделе 2-2, проницаемость является тензорным свойством, т.е. вообще говоря, функцией пористости и давления. Как правило, зависимость от давления в большинстве расчетов не учитывается, но изменение в зависимости от местоположения может быть достаточно резко выражено. Фактически проницаемость изменяется пространственно в 30 и более раз в типичном пласте, тогда как пористость меняется только на несколько процентов. Эта форма неоднородности пласта, которая серьезно влияет на результат почти всех вытеснений в процессе повышения нефтеотдачи (см. Главу 6).

Проницаемость среды является сильной функцией локального размера пор и слабой функцией распределения зерен породы по размерам. То, что обе величины, как пористость (сильная функция), так и проницаемость (слабая функция), являются функциями распределения зерен породы по размерам, проявляется в соотношениях двух величин.

Чтобы продемонстрировать зависимость проницаемости от размера пор и показать методику переноса локальной модели в масштаб характерного элементарного объема, выведем уравнение Кармена – Коузени. В этом случае локальной поровой моделью является капиллярная трубка, вероятно наиболее распространенная модель, используемая в исследованиях проницаемых сред. Рассмотрим однофазное установившееся ламинарное течение ньютоновской жидкости, имеющей постоянную вязкость, через горизонтальный капилляр радиусом R и длиной L , как показано на Рис. 3-1(а). Равновесие сил на кольцеобразном элементе жидкости дает обычное дифференциальное уравнение для скорости жидкости, которое может быть, решено при условии радиальной симметрии и отсутствии проскальзывания вдоль стенки трубки, давая объемную скорость потока q (Бёрд и др., 1960).

$$g = \frac{\pi \cdot R^4}{8\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L_t} \quad (3.1-1)$$

Уравнение (3.1-1) – это уравнение Хагена – Пуазейля для ламинарного потока в трубке. Чтобы можно было применить это уравнение, трубка должна быть достаточно длинной, чтобы поток был свободен от входных или выходных эффектов. Это условие, несомненно,

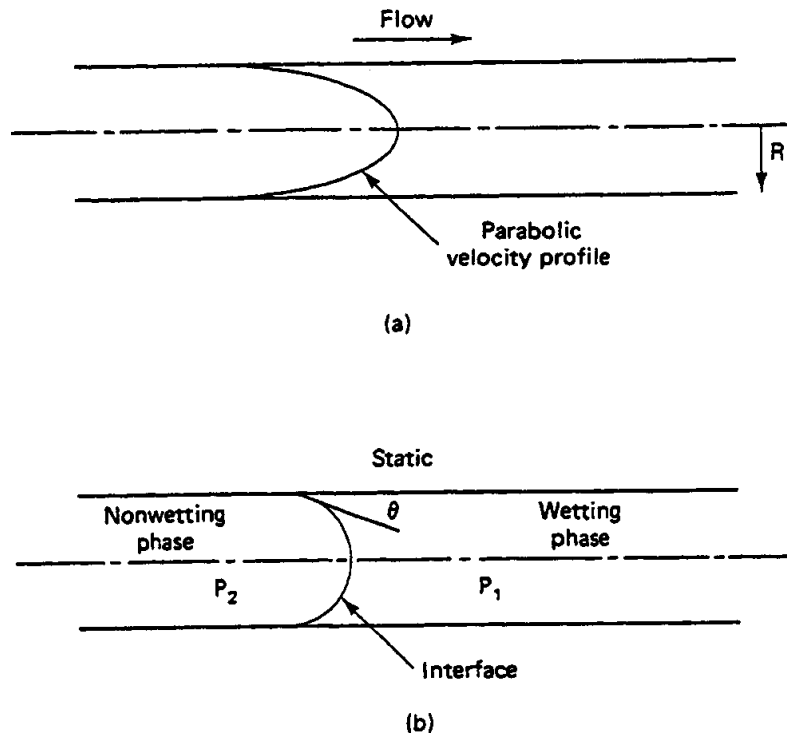


Рис. 3-1 Течение в трубке аналогичное условиям характерного элементарного объема

не выдерживается в поре проницаемой среды, но простота уравнения побуждает нас продолжить вывод. Средняя скорость в трубке равна

$$\bar{v} = \frac{g}{\pi R^2} = \frac{R^2}{8\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L_t} \quad (3.1-2)$$

Это уравнение является отправной точкой при переносе в масштаб характерного элементарного объема.

Мы хотим уравнять время прохождения элемента жидкости в капиллярной трубке и в характерном элементарном объеме, или:

$$\left(\frac{L_t}{\bar{v}}\right)_{tube} = \left(\frac{L}{v}\right)_{REV} \quad (3.1-3)$$

Это уравнение вводит в правой части скорость жидкости в поре, v , где $v = u/\phi$ из допущения, принятого Дюпюи – Форкгаймера, которое устанавливает соотношение между скоростью жидкости в поре, v , и приведенной скоростью, u (Беар, 1972). v и u являются двумя наиболее важными определениями скорости для работы с проницаемыми средами. Приведенная скорость или скорость «Дарси», u – это объемная скорость потока, деленная на макроскопическую площадь поперечного сечения, перпендикулярную потоку. Скорость в поре или на «фронте» – это истинная скорость элемента жидкости при его пересечении макроскопического размера среды. Чтобы различить эти скорости, мы везде в тексте используем обозначения u и v .

Когда используется форма дискретного однофазного потока из закона Дарси, чтобы исключить v в уравнении (3.1-3), мы можем найти решение для однофазного одномерного компонента проницаемости k :

$$k = \frac{R^2 \phi}{8\tau} \quad (3.1-4)$$

где $\tau = (L_i / L)^2$, квадрат отношения длины капиллярной трубки к длине характерного элементарного объема, представляет собой извилистость, еще одно основное свойство проницаемой среды. Величина извилистости для типичной проницаемой среды легко определяется из электрического удельного сопротивления среды, заполненной раствором (Пирсон, 1983). Извилистость всегда больше 1 и может быть больше 10, но, как правило, для рассматриваемых здесь сред, она находится в диапазоне от 2 до 5. Экспериментальной величиной извилистости наилучшего согласия для равномерно и плотно расположенных зерен является отношение 25/12.

Даже при такой величине трудно получить визуальное отображение R в характерном элементарном объеме. Чтобы справиться с этим, мы используем концепцию гидравлического радиуса поры (Бёрд и др., 1960):

$$R_h = \frac{\text{Площадь поперечного сечения, открытая для потока}}{\text{периметр смоченной поверхности}} \quad (3.1-5a)$$

R_h представляет собой R/2 для геометрии трубки, и может быть определена практически при любом типе частиц при нижеследующей модификации основного уравнения:

$$R_h = \frac{\text{Объем, открытый для потока}}{\text{площадь смоченной поверхности}} \quad (3.1-5b)$$

При использовании определения пористости выражение принимает вид:

$$R_h = \frac{\phi}{a_v (1 - \phi)} \quad (3.1-6)$$

где a_v – удельная внутренняя поверхность среды (отношение площади поверхности к объему) – внутреннее свойство проницаемых сред. Подставляя его в уравнение (3.1-4), получаем:

$$k = \frac{\phi^3}{2\tau(1 - \phi)^2 a_v^2} \quad (3.1-7)$$

При равномерно и плотно расположенных зернах a_v равно:

$$a_v = \frac{6}{D_p} \quad (3.1-8)$$

где D_p – диаметр сферы (зерна) или частицы. Комбинирование уравнений (3.2-4) – (3.2-7) дает уравнение Кармена – Козени:

$$k = \frac{1}{72\tau} \cdot \frac{\phi^3 D_p^2}{(1 - \phi)^2} \quad (3.1-9)$$

Уравнение (3.1-9) иллюстрируют многие важные особенности, касающиеся проницаемости. Проницаемость является сильной функцией размера частицы или поры D_p , и через пористость – функцией набивки. Это объясняет низкие проницаемости в средах с высоким содержанием глин. Хотя уравнение (3.2-9) применяется, собственно говоря, к совокупности сфер, действие несферических частиц не становится большим до тех пор, пока эксцентricность сфероидов не становится большой (см. Пример 3А). Экспериментально проницаемость хорошо коррелируется с квадратом диаметра частицы (Рис.3-2) для проницаемых сред, состоящих из шариков.

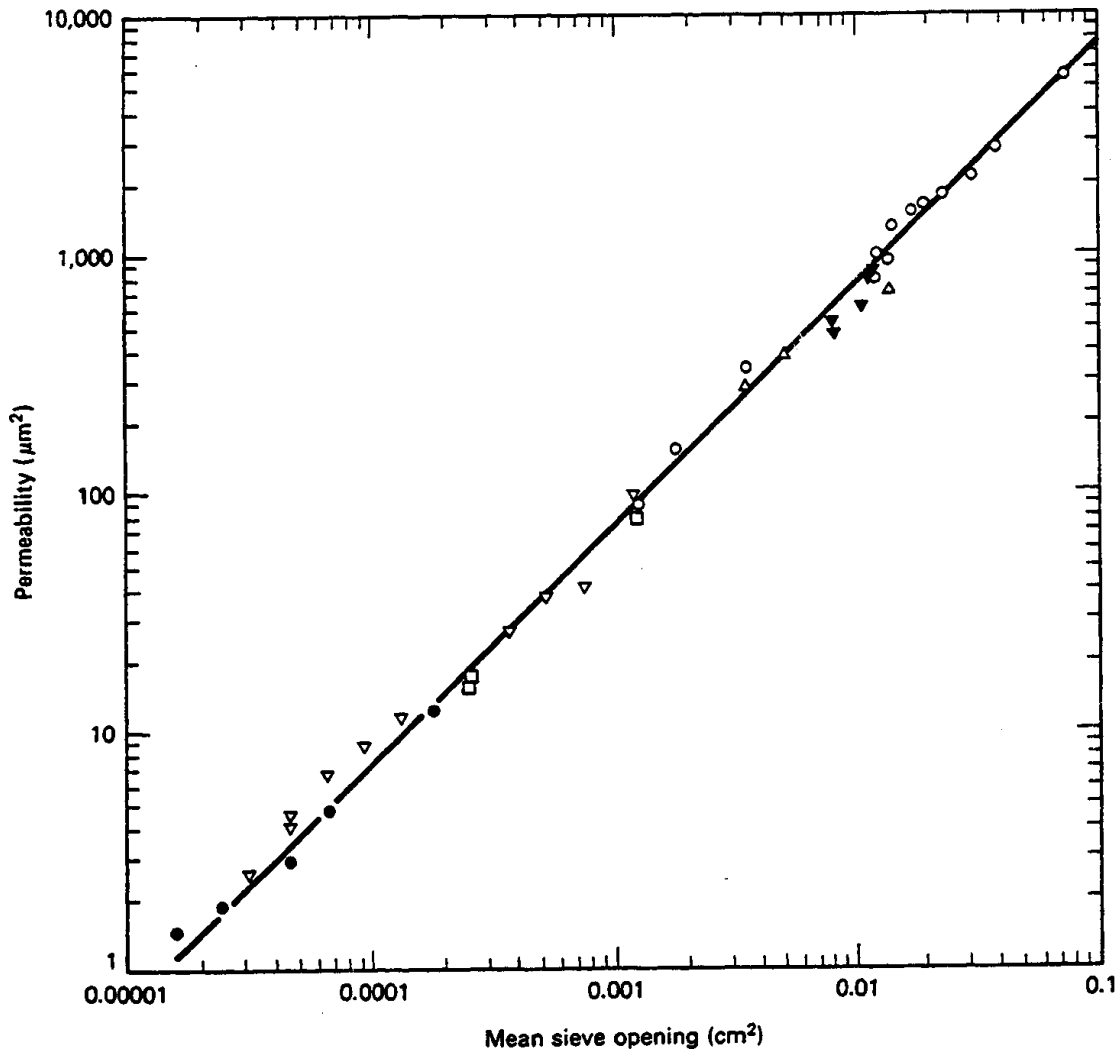


Рис.3-2 Эмпирические проницаемости как функция размера шариков (Стегемейер и др., 1977)

Уравнение Кармена-Козени используется для того, чтобы произвести оценку порядка величины проницаемости и рассчитать размер пор, зная проницаемость. Последний фактор особенно относится к повышению нефтеотдачи, т.к. локальный размер пор может использоваться для разработки теоретических выражений, относящихся к подвижности полимерных растворов. Чтобы сделать это, мы рассчитаем локальную скорость сдвига из выражения скорости сдвига в пристенной области капиллярной трубки.

$$\dot{\gamma}_{wall} = \frac{4 \bar{v}}{R} \quad (3.1-10a)$$

Уравнение (3.1-10a) определяет эквивалентную скорость сдвига в проницаемой среде

$$\dot{\gamma}_{eg} = \frac{4v\tau^{1/2}}{R} \quad (3.1-10b)$$

используя уравнение (3.1-3) и определение извилистости. Исключение R с помощью уравнения (3.1-4) дает:

$$\dot{\gamma}_{eg} = 4v \left(\frac{\phi}{8k} \right)^{1/2} = \frac{4g}{A\sqrt{8k\phi}} \quad (3.1-11)$$

Скорость сдвига, которую дает уравнение (3.1-11), используется в корреляции и прогнозе реологических свойств неньютоновских жидкостей при течении в проницаемой среде (см. Главу 8).

Учитывая его простоту, уравнение (3.1-9) замечательно описывает проницаемость. Но модель проницаемой среды в виде капиллярной трубки ограничена из-за постоянного сечения, и из-за того, что она не предусматривает альтернативных путей для потока жидкости в пределах каждого характерного порового объема. (Информацию по более сложным моделям локальной проницаемой среды см. в публикации Дулльена, 1979). Следствием этих недостатков является невозможность использования таких моделей для прогнозирования относительных проницаемостей или насыщенностей уловленными фазами без некоторой модификации. Последние из упомянутых эффектов играют важную роль в процессах повышения нефтеотдачи, и мы рассмотрим их отдельно ниже. Но сначала мы рассмотрим двухфазный поток и его сопутствующее явление - капиллярное давление.

3-2 Капиллярное давление

Т.к. силы на границе раздела фаз, что проявляется в капиллярных давлениях, несомненно, являются самыми большими силами в пределах характерного порового объема при типичных скоростях многофазного потока, капиллярное давление является самым основным свойством породы-жидкости при многофазных течениях, точно также, как пористость и проницаемость являются самыми основными свойствами в условиях однофазного потока. Чтобы рассмотреть капиллярное давление, мы начнем с концепции капиллярной рубки, а затем перейдем, через качественные аргументы, к капиллярным явлениям, действительно наблюдаемым при многофазном потоке.

Возвращаясь к Рис.3-1(b), рассмотрим капиллярную трубку с теми же размерами, что и на Рис.3-(a), за исключением того, что трубка теперь содержит две фазы: не смачивающую фазу слева и смачивающую фазу справа. Фаза 1 смачивает поверхность трубки т.к. краевой угол смачивания θ , замеренный через эту фазу, меньше 90° . Граница между двумя фазами – это граница фаз или поверхность раздела, через которую одно или несколько интенсивных свойств жидкости прерывисто изменяются. Эта граница не то же, что границы концентраций между двумя смешивающимися жидкостями, через которые интенсивные свойства не изменяются непрерывно, если они изменяются вообще.

Если фазы и поверхности раздела в трубке не текут, в несмачивающей фазе требуется более высокое давление, чем в смачивающей фазе, чтобы удержать поверхность раздела от движения. Баланс статических сил на поверхности раздела в направлении, параллельном оси трубки, дает выражение для разности давлений в несмачивающей – смачивающей фазах.

$$P_2 - P_1 = \frac{2\sigma \cos \theta}{R} \equiv P_c \quad (3.2-1)$$

Уравнение (3.2-1) определяет капиллярное давление. Конфигурацию поверхности раздела на Рис.3-1(b) не следует путать с профилем скоростей на Рис.3-1(a). Последний является статическим условием, тогда как первый – это график зависимости динамической скорости.

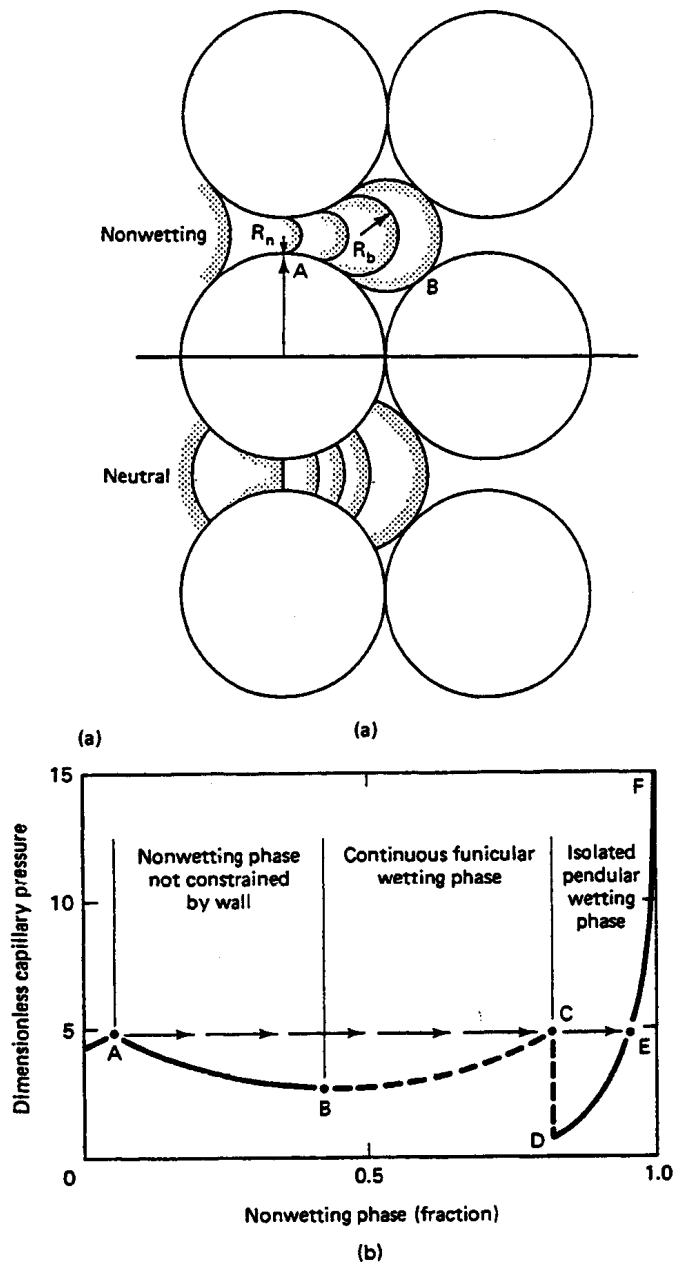
Уравнение (3.2-1), являющееся простой формой уравнения Лапласа, соотносит капиллярное давление на поверхности раздела с кривизной поверхности раздела R , межфазным натяжением σ и краевым углом смачивания θ . Если либо межфазное натяжение равно нулю, либо поверхность раздела перпендикулярна стенке трубки, капиллярное давление будет равно нулю. Первое условие удовлетворяется, когда отсутствие межфазного натяжения (а, следовательно, и поверхности раздела) делает две граничащие фазы смешивающимися. Второе условие выдерживается только при простой равномерной геометрии трубки. Краевой угол смачивания может принимать любые значения от 0^0 до 180^0 ; если он больше 90^0 , модель смачивания двух жидкостей - обратная, а капиллярное давление, как определяется уравнением (3.2-1), становится отрицательным.

При более сложных геометриях форма члена $1/R$ в уравнении (3.2-1) заменяется средней кривизной – более общим выражением. При последующем обсуждении мы должны помнить о том, что капиллярное давление обратно пропорционально обобщенной кривизне поверхности раздела, обычно доминируемой локальной наименьшей кривизной поверхности раздела.

Для случая более сложных геометрий рассмотрим показанный на Рис.3-3(a) вход несмачивающей фазы в одну пору, имеющую тороидальную геометрию, ограниченную совокупностью сфер (зерен). Рис.3-3(b) показывает капиллярное давление, соответствующее положениям поверхности раздела на входе. Чтобы протолкнуть поверхность раздела в пору, она должна быть сжата при прохождении через поровое сужение радиусом R_n , что вызывает уменьшение кривизны поверхности раздела и повышение капиллярного давления по мере того, как насыщенность тороида несмачивающей фазой возрастает от нуля до точки А на Рис.3-3(b).

После попадания внутрь тела поры, имеющей больший размер R_b , чем горловина (сужение) поры, кривизна увеличивается, а капиллярное давление уменьшается. Уменьшение будет продолжаться до тех пор, пока поверхность раздела не будет ограничена стенками на противоположной стороне поры в точке В. После этого многое зависит от размера порового выхода. Если радиус выхода тоже R_n , капиллярное давление будет опять нарастать до С. После этого граница раздела выйдет из поры, и ни капиллярное давление, ни насыщенность не будут изменяться. Однако, если в точке В капиллярное давление в поровом сужении больше, чем в теле поры, поверхность раздела разрушится на входе в пору, а не пройдет через него (это особенно вероятно, если тело поры гораздо больше порового входа). Разрушающаяся поверхность раздела создает изолированную каплю несмачивающей фазы внутри тороида. Капля соответствует телу поры, уменьшая до минимума свою энергию, и кривизна вновь возрастает, вызывая резкое снижение капиллярного давления от точки С до точки D. Когда это происходит, смачивающая фаза меняет свою конфигурацию с непрерывной веревочной (две положительные кривизны) на прерывистую каплеобразную (одна положительная и одна отрицательная кривизна) (Стегемейер, 1976).

Если насыщенность несмачивающей фазой вновь возрастает, капля вовлекается в последующие контакты порода – порода, что проявляется в сильном увеличении капиллярного давления. Смачивающая фаза в этой точке доходит до насыщенных, аппроксимированных однослойным охватом поверхности породы. Хотя это, по-видимому, привело бы к достаточно небольшой насыщенности, Мелроуз (1982) показал, что насыщенности смачивающей фазой свыше 10% возможны в этом пределе. Тот же процесс происходит даже если вытесняющая жидкость имеет нейтральную смачиваемость относительно твердого тела; следовательно, при неравномерной геометрии поры $\cos \theta = 0$ не подразумевает нулевого капиллярного давления.

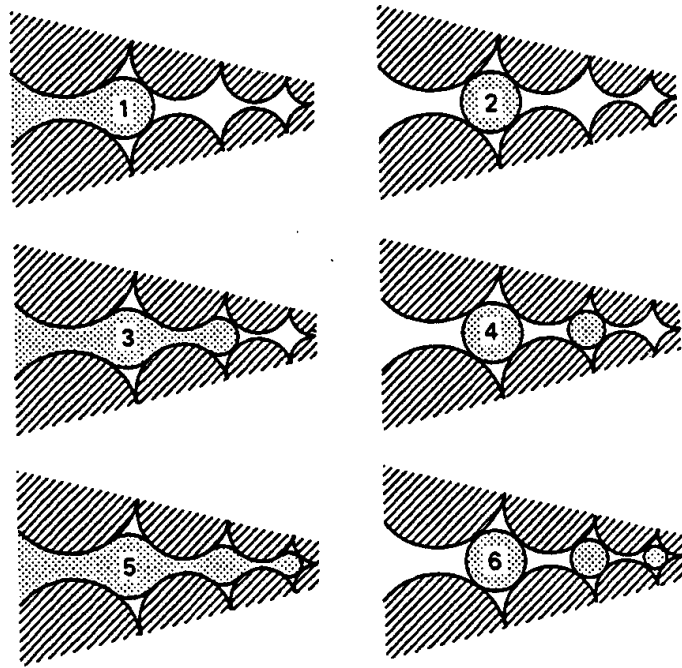


(a) Вход несмачивающей и нейтральной жидкостей в тороидную модель поры
 (b) Образовавшееся капиллярное давление при входе несмачивающей жидкости

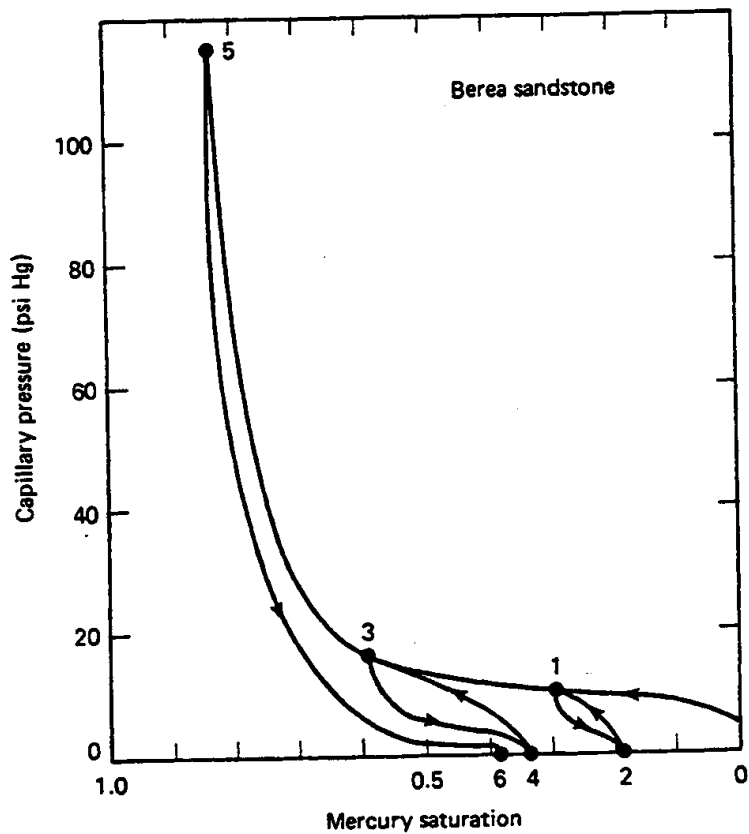
Рис. 3-3 Схематическое изображение входа раздела поверхности раздела в тороидальную пору (Стегемейер, 1976)

Реальная проницаемая среда имеет много совокупностей наподобие тороида, показанного на Рис. 3-3 (а), которые отличаются размером, формой и внутренней геометрией. Если эти различия непрерывно распределяются в среде, то прерывистая кривая капиллярного давления на Рис. 3-3 (b) становится сплошной как на Рис. 3-4 (b) (см. Пример 3В). Многие из тех же самых особенностей все еще присутствуют, как например, наличие давления на входе при небольших насыщениях несмачивающей фазой (в этом случае ртутью) и резкое увеличение при больших насыщениях. Но явления, соответствующие точкам В-D на Рис. 3-3 (b), отсутствуют.

Кривые действительного капиллярного давления показывают в некотором смысле гистерезис, который может многое нам сказать о проницаемой среде. Рассмотрим проницаемую среду, представленную в идеале порами, убывающими по размеру, как на Рис.3-4 (а), в которую попеременно закачивается и извлекается несмачивающая фаза.



(a)



(b)

- (a) Поперечный разрез сети пор перпендикулярно направлению входа
 (b) Зависимость капиллярного давления от насыщенности ???

Рис. 3-4 Распределение несмачивающей фазы при различных насыщенностях (Стегемейер, 1976)

Продавливание несмачивающей фазы в пору (возрастание насыщенности несмачивающей фазой) представляет собой процесс дренирования; обратный процесс (возрастание насыщенности смачивающей фазой) – процесс пропитывания. Представим, что поры имеют выход для смачивающей фазы где-то на правой стороне. Начиная с нулевой насыщенности несмачивающей фазой, мы дойдем до насыщенности, показанной на Рис 3-4(а), ситуация 1. В статических условиях перепад давления между выходом и входом совокупности пор представляет собой капиллярное давление при этой насыщенности. Когда смачивающая жидкость вводится в пору справа, несмачивающая жидкость разрывается, оставляя уловленную или не текущую каплю в самой крупной поре, ситуация 2. Кривая капиллярного давления от ситуации 2 до ситуации 1 представляет собой кривую пропитывания, которая отличается от кривой дренирования, т.к. она заканчивается ($P_c = 0$) при другой насыщенности. При статическом условии 2 перепад давления между входом – выходом равен нулю, т.к. оба давления измеряются при одной и той же смачивающей фазе. Продвижение от ситуации 2 к ситуации 3 представляет собой второй процесс дренирования, который приводит к еще более высокой насыщенности несмачивающей фазой, к более высокому капиллярному давлению и к более высокой насыщенности уловленной несмачивающей фазой, ситуация 4, после пропитывания. При самом высоком капиллярном давлении, ситуация 5, все поры содержат несмачивающую фазу, и насыщенность уловленной фазой после пропитывания является максимальной. Кривая капиллярного давления, идущая от самой высокой насыщенности несмачивающей фазой до самой высокой насыщенности уловленной несмачивающей фазой, является кривой пропитывания (кривая б). Кривая 1 – это кривая дренирования; все другие кривые обозначены кривыми второго дренирования, третьего дренирования и т.д.

Хотя и довольно просто, Рис 3-4(а) объясняет многие особенности кривых истинного капиллярного давления. Кривые пропитывания обычно отличаются от кривых дренирования, но различие уменьшается при высоких насыщенностях несмачивающей фазой, при которых большее количество изначально разобренных капель соединяется. Гистерезис, который мы рассматриваем здесь, представляет собой гистерезис улавливания. Гистерезис сопротивления также обусловлен разницей в наступающем и отступающем углах смачивания (см. Рис.3-8). Конец любой кривой пропитывания приходится на нулевое капиллярное давление.

Остаточная насыщенность несмачивающей фазой зависит от самой высокой насыщенности несмачивающей фазой. График зависимости этих двух величин представляет собой кривую начальной – остаточной насыщенности. Кривая начальной – остаточной насыщенности выявляет многие из тех свойств проницаемой среды, которые выявляют кривые капиллярного давления. На Рис 3-5 представлено несколько типичных кривых начальной – остаточной насыщенности. Наиболее важно, что величина, нанесенная на ординату кривых капиллярного давления, является перепадом давления между непрерывной несмачивающей и смачивающей фазами. Когда любая из фаз существует в разрозненном виде, например, ситуации 2, 4, и 6 на Рис.3-4(а), существует и локальное капиллярное давление, но оно неоднозначно из-за изменяющегося размера капель. Мы используем эти концепции и кривую начальной – остаточной насыщенности для определения кривой уменьшения капиллярной насыщенности в Разделе 3-4, но сначала посмотрим, как мы можем определить кривую начальной – остаточной насыщенности из гистерезиса в кривых капиллярного давления.

Рассмотрим кривые дренирования и пропитывания, приведенные на Рис.3-6. Кривая дренирования начинается при нулевой насыщенности несмачивающей фазой (первое дренирование), а кривая пропитывания начинается при максимальной возможной в экспериментальной установке насыщенности несмачивающей фазой. Точки А, В и С представляют три конфигурации насыщенности в порах, показанные под графиком капиллярного давления. Точка В представляет максимальную насыщенность уловленной

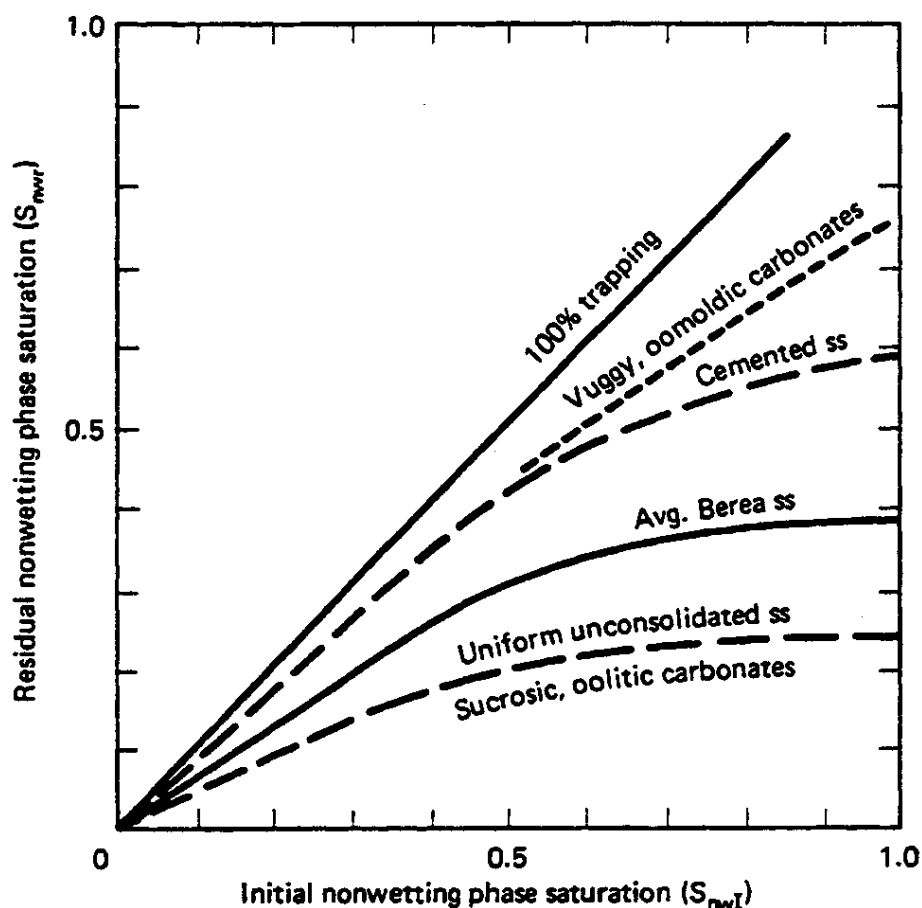


Рис.3-5 Типичные кривые начальной – остаточной насыщенности несмачивающей фазой (Стегемейер, 1976)

несмачивающей фазой, а точки А и С имеют равные капиллярные давления, но на разных кривых капиллярного давления. Разница между точками А и С в системе координат x – это насыщенность разрозненной несмачивающей фазой в точке С. Конфигурация связанной несмачивающей фазы идентична в точках А и С, поэтому насыщенность уловленной несмачивающей фазой, соответствующая начальной насыщенности в точке А, представляет собой разность между насыщенностью несмачивающей фазой в точке В минус разность между насыщенностями несмачивающей фазой в точках С и А (т.е., $B - [C - A]$). Эта методика дает одну точку на кривой начальной – остаточной насыщенности, но всю кривую можно построить, выбрав несколько точек по двум кривым P_c . И наоборот, если одна кривая капиллярного давления дается наряду с кривой начальной – остаточной насыщенности, другую кривую капиллярного давления можно определить обратной процедурой. Изменяющаяся остаточная насыщенность несмачивающей фазой может очень сильно повлиять на суммарную нефтеотдачу в процессе заводнения в пластах с большой исходной переходной зоной (см. Пример 3С).

Капиллярное давление при заданной насыщенности является характеристикой мельчайшей поры, в которую в этой точке вошла несмешивающаяся фаза, что свидетельствует о том, что кривизна кривой капиллярного давления является функцией распределения пор по размерам. Уровень кривой определяется средним размером пор. Пытаясь провести различие между эффектами размера пор и распределения пор по размерам, Леверетт (1941) предложил безразмерную форму кривой капиллярного давления при дренировании, которая должна быть независимой от размера пор. Сначала мы заменим радиус R капиллярной трубки в уравнении Лапласа (3.2-1) функцией $R/j(S_{nw})$, где j – безразмерная функция насыщенности несмачивающей фазой S_{nw} . Если мы исключим гидравлический радиус между новым уравнением (3.2-1) и уравнением (3.2-4), мы придем к j -функции Леверетта,

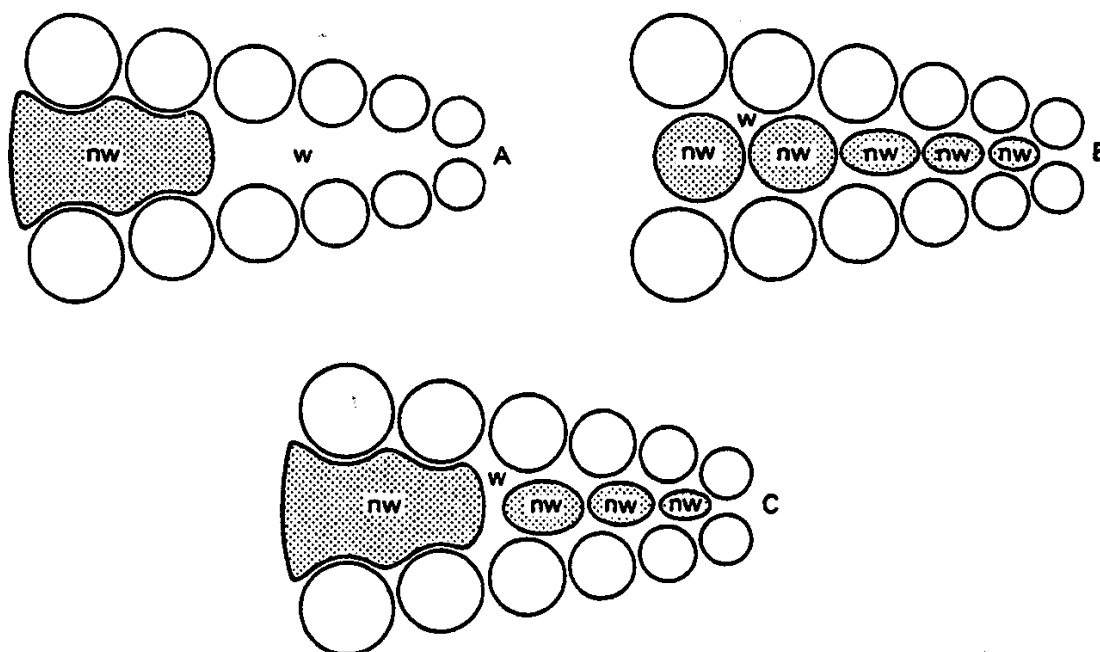
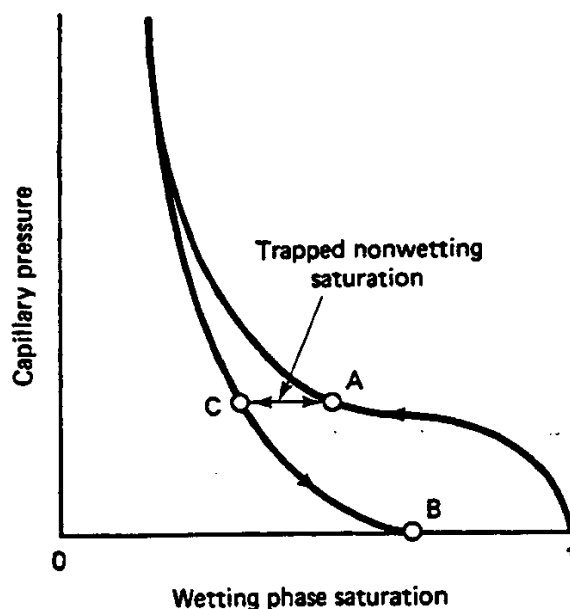


Рис.3-6Схематическое изображение построения кривой начальной – остаточной насыщенности

$$j(S_{nw}) = \frac{P_c \sqrt{k}}{\sigma \cos \theta \sqrt{\phi}} \quad (3.2-2)$$

Численные константы и извилистость включены в j в уравнении (3.2-2). Как показано в оригинале (1941), j -функция не зависит от размера пор, как и замышлялось, но также не зависит и от межфазного натяжения между двумя жидкостями, использовавшимися для измерения P_c . j как функция S_{nw} представлена в нескольких стандартных работах (Коллинз, 1976; Беар, 1972). Процесс, применяемый при выведении уравнения (3.2-2), является формой порового размера в пересчете на характерный элементарный объем. (Другие корреляции капиллярного давления см. в работе Морроу, 1976.)

Применяя подобную методику, можно использовать кривую капиллярного давления первого дренирования для расчета распределения пор по размерам. При каждой величине капиллярного давления уравнение (3.2-1) можно использовать при известной величине $\sigma \cos \theta$ для расчета радиуса R самой большой поры, в которую вошла жидкость именно при той насыщенности несмачивающей фазой. Сама по себе насыщенность несмачивающей фазой – это доля объема, занимаемого порами этого или большего размера. Эту информацию можно преобразовать в кривую распределения размера пор, которую затем можно преобразовать в частоту появления пор с заданным R . На Рис.3-7 на основании этой методики показано множество размеров пор, обнаруживаемое природной средой.

Концепции пересчета, упомянутые в разработке, описанной выше, пригодны для определения капиллярных давлений в образце породы произвольных k и ϕ по одной

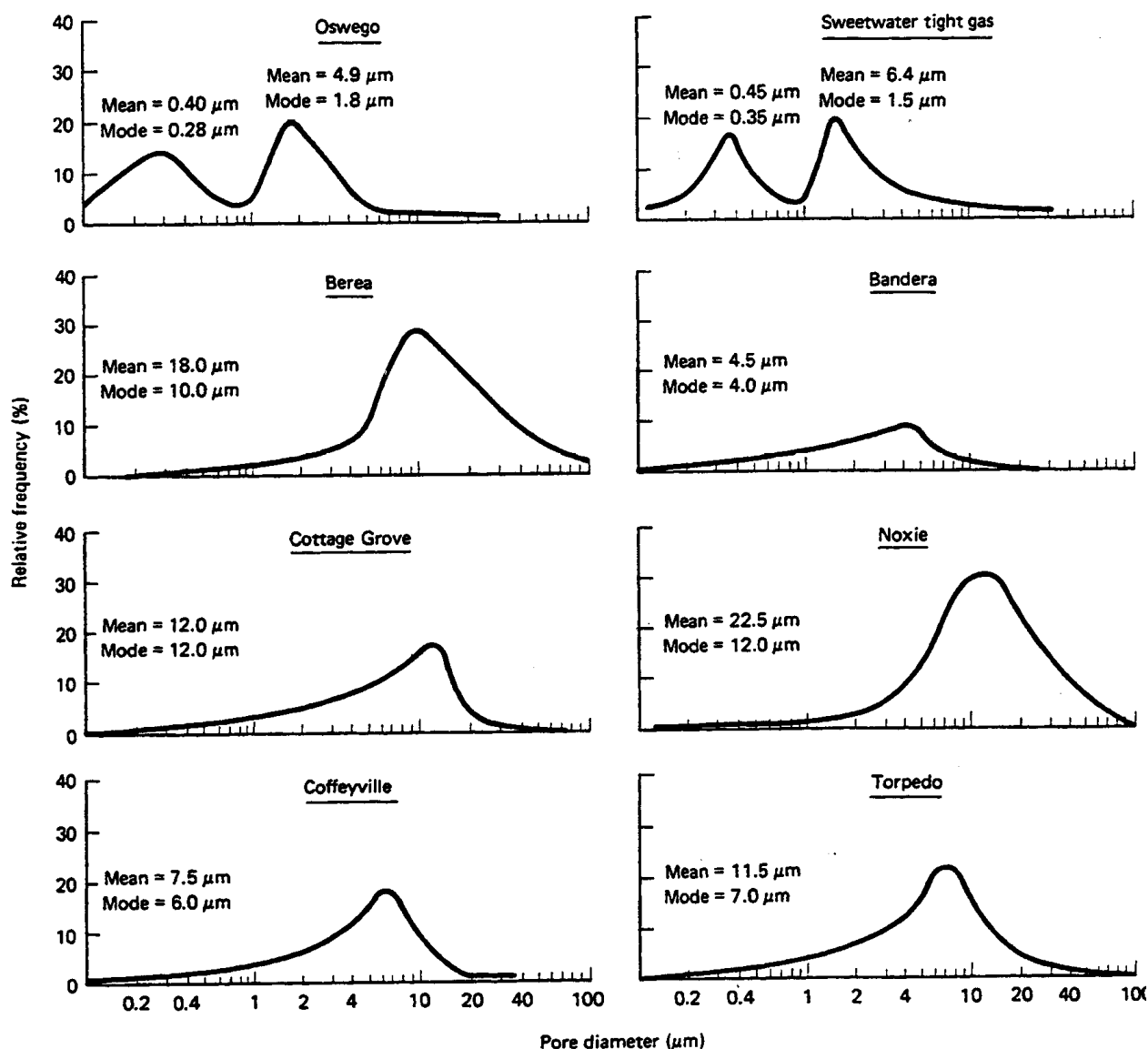


Рис.3-7 Распределение пор по размерам у осадочных пород (Крокер и др., 1983)

кривой капиллярного давления, определенной на образце породы с известными k и ϕ . Конечно пересчет этот предполагает, что у всех образцов одинаковое распределение пор по размерам и извилистость. Пересчет также может применяться для определения капиллярного давления для пары жидкостей отличных от тех, которые использовались для определения кривой капиллярного давления. К сожалению, j -функция выводилась для кривой капиллярного давления при дренировании, поэтому она сама по себе не может использоваться для оценки кривых капиллярного давления при пропитывании. Кроме того, эффект смачиваемости проницаемой среды недостаточно представлен краевым углом смачивания (см. Рис.3-3). Даже если бы он и был в достаточной степени представлен краевым углом смачивания, смачиваемость трудно оценить.

Для измерения смачиваемости проницаемой среды обычно используются, по меньшей мере, три замера (Андерсон, 1986)

1. По Амотту (Амотт, 1959) смачиваемость определяется количеством нефти или воды, самопроизвольно впитавшимся в керновый образец по сравнению с теми же величинами при заводнении. У Амотта величина смачиваемости колеблется от $+1$ в случае абсолютной гидрофильности, до -1 в случае абсолютной гидрофобности. Этот критерий является наиболее широко используемым в литературе показателем смачиваемости.
2. По методике, применяемой в Горном Бюро США (Доналдсон и др., 1969), показатель смачиваемости W – это логарифм отношения площадей поверхности, на которых центрифугированием определяли кривые капиллярного давления, как по возрастанию, так и по убыванию насыщенности смачивающей фазой. W может колебаться от $-\infty$ (гидрофобный) до $+\infty$ (гидрофильный), но типичными являются цифры от -1.5 до $+1.0$.
3. В третьем замере краевые углы смачивания могут замеряться непосредственно на полированных кварцевых или кальцитовых поверхностях (Вагнер и Лич, 1959).

В качестве средства определения смачиваемости проницаемой среды ни одно из этих измерений не является полностью удовлетворительным. Показатель Амотта и показатель W могут быть приняты в реальной проницаемой среде, но их соответствие капиллярному давлению не является прямым. Но оба эти измерения являются критериями агрегата, а не локальной смачиваемости. Измерение краевого угла смешивания является, конечно, непосредственным, но неясно в какой степени полированная синтетическая поверхность представляет внутреннюю поверхность проницаемой среды. При использовании измерений краевого угла смачивания подразумевается предположение, что при определении смачиваемости, свойства нефти – минерализованной воды имеют большее значение, чем свойства твердой поверхности. Измерения краевого угла смачивания действительно проявляют гистерезис (Рис.3-8). Кроме того, все измерения смачиваемости имеют такой недостаток, как необычность измерения. На Рис.3-9 показана взаимная корреляция этих единиц измерения

Краевой угол смачивания использовался для исследования смачиваемости 55 нефтяных пластов, результаты которого представлены в Таблице 3-1. Ни один пласт из всего количества, равно как и ни одна из двух литологических категорий пласта (песчаник и известняк) не проявили себя как пласты, в которых присутствует исключительно только одна смачиваемость. Большинство песчаников проявляют тенденцию к гидрофильности или промежуточному смачиванию, тогда как большинство карбонатных пластов тяготеют к промежуточной смачиваемости и к гидрофобности. Краевой угол смачивания также использовался для корреляции измерений относительной проницаемости (Оуэнс и Арчер, 1971), но на практике эти измерения так редки, что, как мы показываем, измерения относительной проницаемости используются для того, чтобы сделать вывод о смачиваемости.

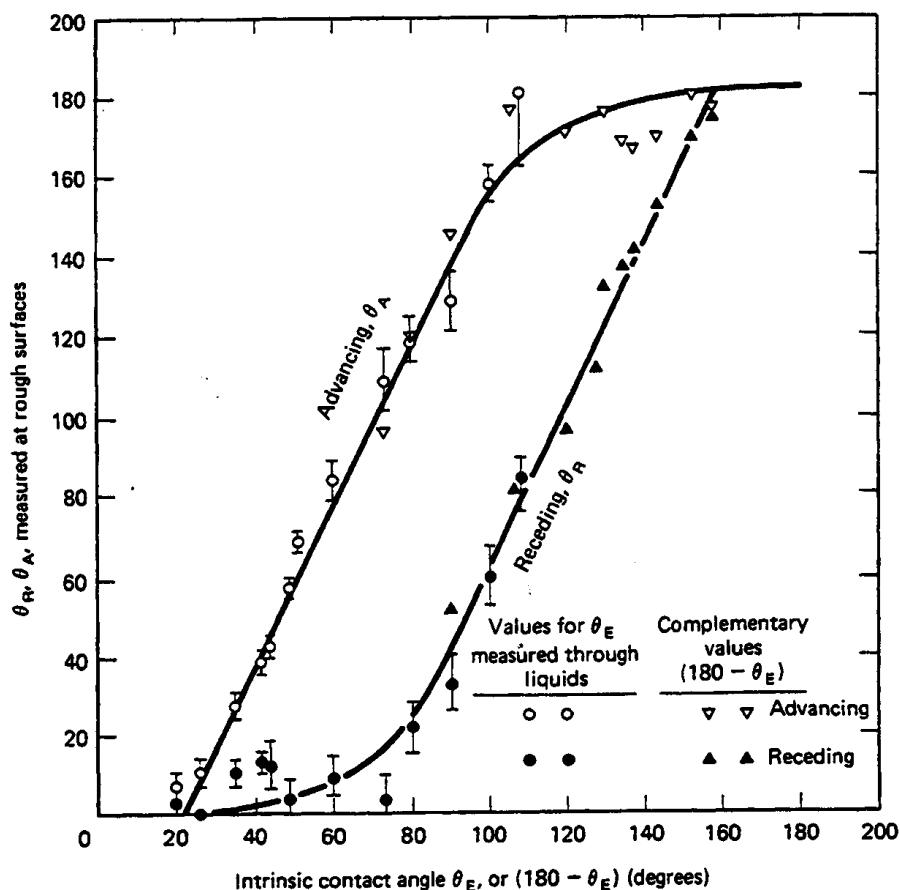
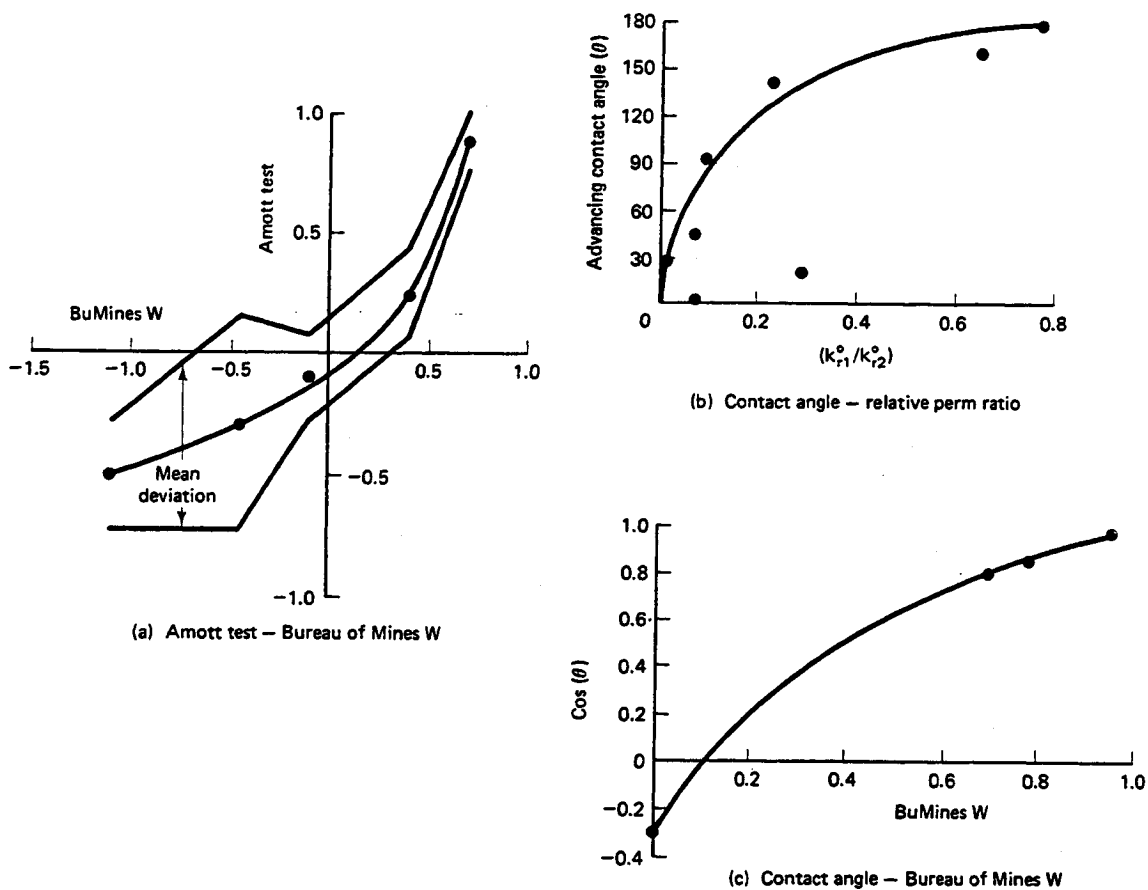


Рис.3-8 Наступающий (θ_A) и отступающий (θ_R) краевые углы смачивания, отмеченные на шероховатых поверхностях в зависимости от характеристического краевого угла смачивания (θ_E) (Морроу, 1976)

Таблица 3-1 Распределение пластов на гидрофильные, пласты с промежуточной смачиваемостью и гидрофобные на основании измерений краевого угла смачивания, осуществленных на гладких минеральных поверхностях при использовании жидкостей, отобранных из 55 пластов (по данным Морроу, 1976; со ссылкой на Трайбера и др., 1971)

Класс смачиваемости	Гидрофильность	Промежуточная смачиваемость	Гидрофобность
Определение диапазона величин краевого угла смачивания методом Трайбера и др. (θ_A на гладкой минеральной поверхности)	0^0-75^0	75^0-105^0	105^0-180^0
Кол-во пластов песчаника	13(43%)	2(7%)	15(50%)
Кол-во пластов известняка	2(8%;)	2(8%;)	21(84%;)
Итого	15(27%)	4(7%)	36(66%)
Определение диапазона величин краевого угла смачивания по классификации, применявшейся Морроу (1976)	$\theta_A < 62^0$	$\theta_A > 62^0$ $\theta_R > 133^0$	$\theta_A > 133^0$ ($\theta_R = \theta_A$)
Кол-во пластов песчаника	12(40%)	10(33%)	8(27%)
Кол-во пластов известняка	2(8%)	16(64%;)	7(28%;)
Итого	14(26%)	26(47%)	15(27%)



(a) Показатель W, определенный по методике Амотта и методике Горного Бюро США

(b) Краевой угол смачивания – коэффициент относительной проницаемости

(c) Краевой угол смачивания - Горное Бюро США

Рис.3-9 Соответствие между разными методиками измерения смачиваемости

3-3 Относительная проницаемость

Кривые относительной проницаемости и их взаимосвязанные параметры, бесспорно, являются наиболее важными нефтефизическими зависимостями для процесса повышения нефтеотдачи. Рассмотрим течение нескольких несжимаемых однокомпонентных фаз в одномерной линейной проницаемой среде. Если течение установившееся, т.е. насыщенность всех фаз не меняется с течением времени и изменением положения, закон Дарси (уравнение 2.2-5) может быть интегрирован в диапазоне конечного расстояния Δx , давая:

$$u_j = -\lambda_j \Delta \Phi_j / \Delta x \quad (3.3-1)$$

где λ_j – подвижность фазы j. Подвижность является “константой” пропорциональности между потоком фазы u_j и разностью потенциалов $\Delta \Phi_j = \Delta(P_j - \rho_j g D_z)$. λ_j

можно разложить на свойства породы, абсолютную проницаемость k , свойства жидкости, вязкость j -фазы μ_j и свойство породы-жидкости, относительную проницаемость k_{rj} .

$$\lambda_j = k \cdot \left(\frac{k_{rj}}{\mu_j} \right) \quad (3.3-2)$$

Относительная проницаемость является сильной функцией насыщенности фазы S_j . Являясь свойством породы-жидкости, функциональность между k_{rj} и S_j является также функцией свойств породы (например, распределения пор по размерам) и смачиваемости. Она, как правило, не является сильной функцией свойств жидкости, хотя, когда определенные свойства (например, межфазное натяжение) меняются сильно, относительная проницаемость может быть также затронута.

Альтернативными определениями, включающими в себя подвижность и относительную проницаемость, являются относительная подвижность λ_{rj}

$$\lambda_{rj} = \frac{k_{rj}}{\mu_j} \quad (3.3-3a)$$

и фазовая проницаемость k_j

$$k_j = k k_{rj} \quad (3.3-3b)$$

k_j – это тензорное свойство в трех измерениях. Важно придерживаться четко четырех определений (подвижность, относительная подвижность, фазовая проницаемость и относительная проницаемость).

Хотя были предприняты попытки рассчитать относительные проницаемости на теоретической основе, до сих пор обычно источником кривых k_r являются экспериментальные измерения. (Экспериментальные методики см. у Джоуса и Росзелля, 1978.)

На Рис. 3-10 представлены кривые относительной проницаемости по нефти-воде. Относительная проницаемость по фазе уменьшается по мере того, как насыщенность этой фазой также уменьшается; однако относительная проницаемость по фазе исчезает в какой-то точке задолго до того, как насыщенность этой фазой превращается в нуль. Если относительная проницаемость фазы равна нулю, она не может больше течь, и насыщенность в этой точке больше не может уменьшиться. Уменьшение насыщенности «уловленной» нефтью является одной из наиболее важных целей процесса повышения нефтеотдачи (см. Раздел 3-4). Насыщенность уловленной нефтью называется остаточной нефтенасыщенностью и обозначается значком S_{2r} . В последующих главах мы покажем, что определенные жидкости, применяемые в процессах повышения нефтеотдачи, могут снижать остаточные нефтенасыщенности.

Чрезвычайно важно отличать остаточную нефтенасыщенность от остающейся нефтенасыщенности S_{2R} . Остаточная нефтенасыщенность – это нефть, остающаяся в тщательно отмытой области проницаемой среды; остающаяся нефтенасыщенность – это нефть, оставленная после заводнения, на хорошо или плохо отмытой площади. Таким образом, $S_{2R} \Rightarrow S_{2r}$. Насыщенность уловленной водой S_{1r} является остаточной водонасыщенностью. Это не насыщенность погребенной водой, которая представляет собой водонасыщенность в пласте до начала закачки воды, хотя во многих случаях S_{1r} равна насыщенности погребенной водой.

Двумя другими важными вехами на кривых относительной проницаемости являются относительные проницаемости в конечной точке. Это постоянные относительные

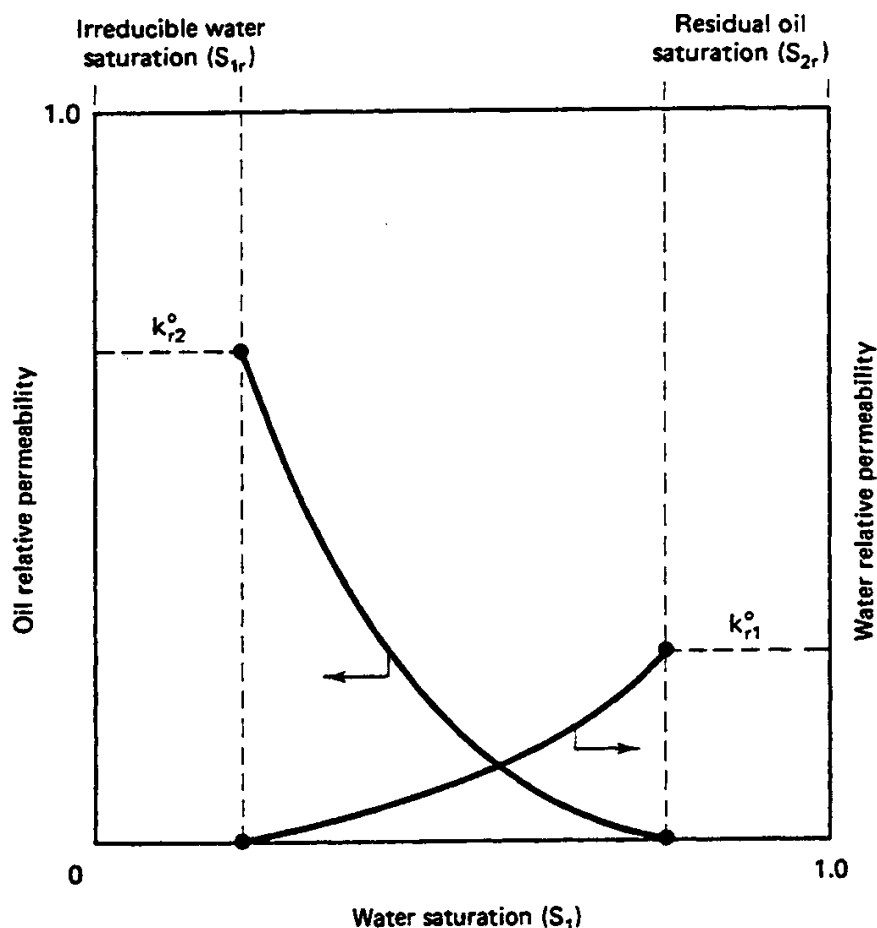


Рис. 3-10 Типичные относительные проницаемости по воде-нефти

проницаемости какой-то фазы при остаточной насыщенности другой фазой. В этом тексте мы обозначим относительную проницаемость в конечной точке подстрочным индексом *o*. Слово *относительный* в названии функций k_r означает, что фазовая проницаемость нормализована какой-то величиной. Как предполагает определение (уравнение 3.3-3b), мы принимаем нормирующую проницаемость за абсолютную проницаемость по какому-то эталонному флюиду (обычно 100% воздух или вода), хотя в литературе это не всегда так. Этот выбор нормализующего фактора означает, что проницаемости в конечной точке обычно будут меньше 1.

Величины конечной точки являются критериями смачиваемости. Несмачивающая фаза встречается в виде отдельных капель, длиной в несколько поровых диаметров, которые занимают центр пор. С другой стороны, уловленная смачивающая фаза занимает трещины между зернами породы и покрывает поверхности породы. Таким образом, мы могли бы предположить, что уловленная несмачивающая фаза является большим препятствием для смачивающей фазы, чем уловленная смачивающая фаза для несмачивающей. Поэтому, относительная проницаемость смачивающей фазы в конечной точке будет меньше, чем относительная проницаемость несмачивающей фазы в конечной точке. Отношение относительной проницаемости смачивающей фазы в конечной точке к относительной проницаемости несмачивающей фазы в конечной точке оказалось хорошим качественным критерием смачиваемости среды. Проницаемая среда на Рис.3-10 является гидрофильной, т.к. k_{r1}^o меньше, чем k_{r2}^o . Для предельных случаев избирательного смачивания относительная проницаемость в конечной точке по смачивающей фазе может быть 0.05 и меньше.

Другие рассматривают переходную насыщенность (когда $k_{r2} = k_{r1}$) относительных проницаемостей как более подходящий индикатор смачиваемости, возможно, потому что она менее чувствительна к величине остаточных фазовых насыщенностей. На Рис.3-11 показаны как

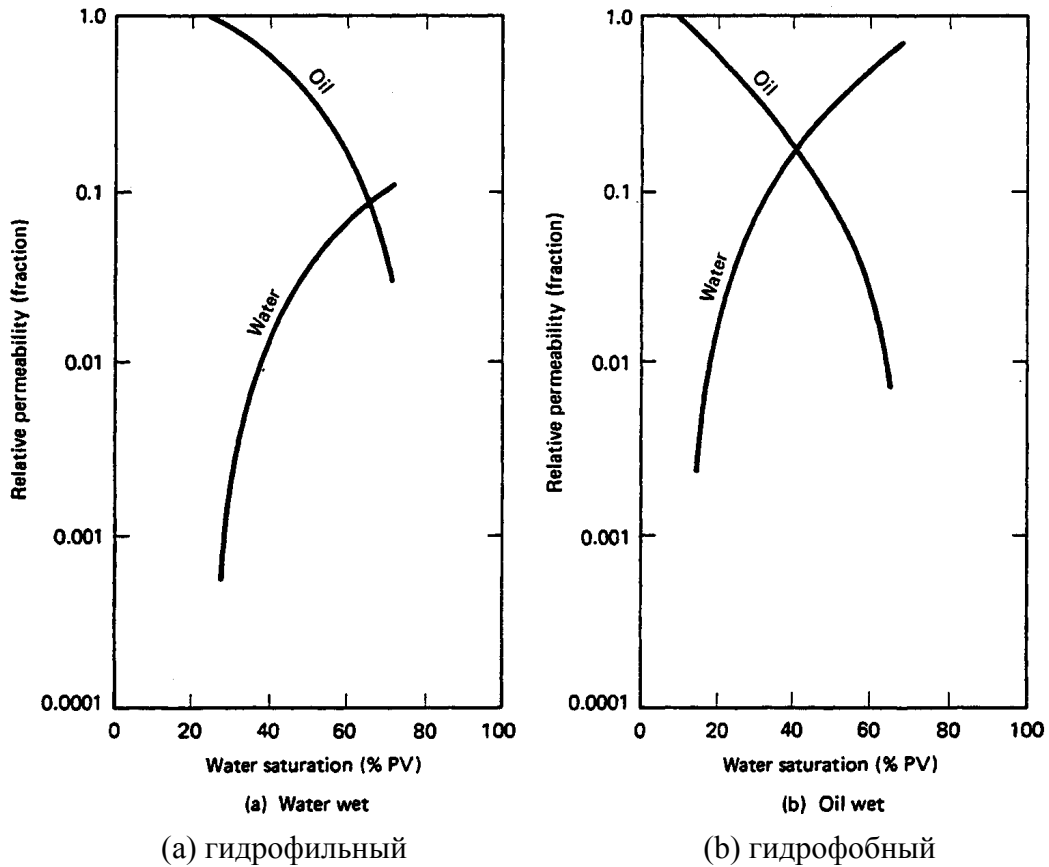


Рис.3-11 Влияние смачиваемости на относительную проницаемость (Крэйг, 1971)

смещение точки перехода, так и перемещение относительной проницаемости по воде в конечной точке, в виде функции смачиваемости. Рис.3-11 также показывает, что относительная проницаемость может изменяться в несколько десятков раз в диапазоне нормальных насыщенныхностей; поэтому экспериментальные кривые часто представлены на графиках в логарифмическом масштабе только по одной оси, как показано.

Хотя не существует общего теоретического выражения для функции относительной проницаемости, имеется несколько эмпирических функций для кривых нефть-вода (см., например, Хонарпора и др., 1982). Когда требуются аналитические выражения, мы используем нижеследующие экспоненциальные формы для потока нефть-вода:

$$k_{r1} = k_{r1}^0 \cdot \left(\frac{S_1 - S_{1r}}{1 - S_{1r} - S_{2r}} \right)^{n1} \quad (3.3-4a)$$

$$k_{r2} = k_{r2}^0 \cdot \left(\frac{1 - S_1 - S_{2r}}{1 - S_{1r} - S_{2r}} \right)^{n2} \quad (3.3-4b)$$

Эти уравнения соответствуют большинству экспериментальных данных и явно выделяют кривые относительной проницаемости (через показатели степени n_1 и n_2) и конечные точки.

Если капиллярное давление незначительно, мы можем сложить все потоки фаз,

получив выражение, связывающее общий поток с перепадом давления dP/dx в горизонтальном потоке $u = -k\lambda_{\text{т}}(dP/dx)$, где

$$\lambda_{\text{т}} = \sum_{j=1}^{N_p} \lambda_{rj} \quad (3.3-5)$$

представляет собой общую относительную подвижность – критерий сопротивления среды многофазному потоку. Графики зависимости $\lambda_{\text{т}}$ от насыщенности часто показывают минимум (Рис.9-34), означая, что течение многофазного потока через среду происходит гораздо труднее, чем течение любой одиночной фазы. Даже в присутствии уловленных насыщенностей $\lambda_{\text{т}}$ уменьшается, т.к. фазы производят взаимные помехи во время течения.

Пренебрегая капиллярными давлениями текущих фаз, мы можем также определить перепад давления в выражении общего потока и использовать его для того, чтобы исключить перепад давления в дифференциальной форме уравнения (3.3-1), получая после некоторой перегруппировки движение фазы j в уравнении (2.4-2). Если капиллярное давление незначительно, f_j является, как правило, нелинейной функцией только насыщенности(ей). Эта функциональность формирует основу для анализа движения отдельных фаз, приведенного в Главе 5 и остальных главах. Кривые движения отдельных фаз являются функциями вязкости и плотности фаз, так же как и относительных проницаемостей.

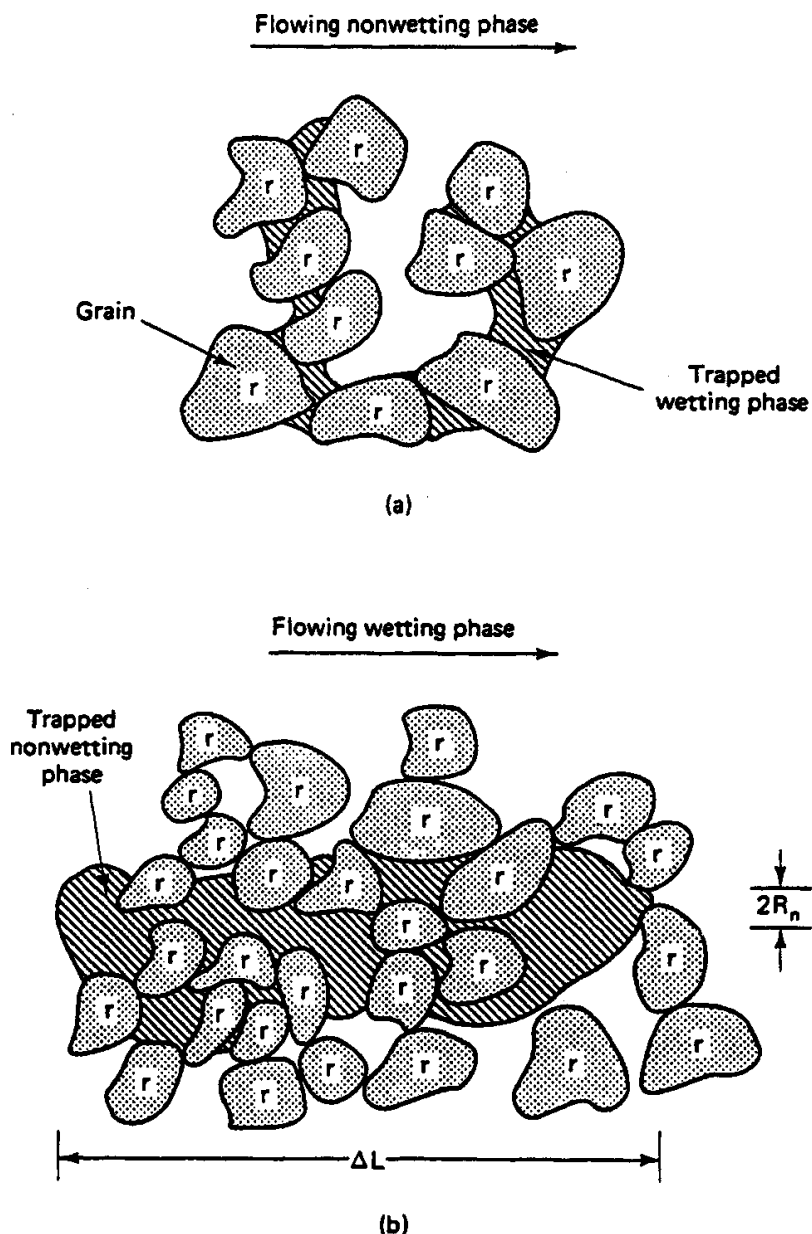
3-4 Остаточные фазовые насыщенности

В этом разделе мы рассмотрим характер течения двухфазного потока при остаточных смачивающих (S_{wr}) или несмачивающих (S_{nwf}) насыщенностях. Их можно отождествить с остаточным нефте- или водонасыщенностями согласно Таблице 3-1.

Понятие остаточной насыщенности смачивающей фазой согласуется с нашим обсуждением капиллярного давления. Как показано на Рис.3-12(a), возрастающие перепады давления проталкивают еще большее количество несмачивающей фазы в тела пор, заставляя отступать смачивающую фазу во впадины между зернами породы и другими изломами в пористом теле. При очень высоких давлениях смачивающаяся фаза приближается к зоне мономолекулярного слоя и низкой остаточной насыщенности. Из-за нестойкости пленки, S_{wr} теоретически равна нулю при бесконечно большом P_c .

С другой стороны, остаточная насыщенность несмачивающей фазой в какой-то степени является парадоксальной. Как-никак, несмачивающая фаза отталкивается поверхностями породы, и при достаточно длительном контакте, вся несмачивающая фаза должна была бы быть вытеснена из среды. Повторные экспериментальные данные показали, что это не так, и в действительности в большинстве случаев S_{nwf} равна S_{wr} . Остаточная несмачивающая фаза улавливается в более крупных порах в виде капель, имеющих в длину несколько поровых диаметров (Рис.3-12b). На Рис.3-13 показано несколько образцов этих капель, оставшихся в порах после заводнений, проводившихся на цементированных и нецементированных песках.

Механизм остаточной фазовой насыщенности можно проиллюстрировать с помощью двух упрощенных масштабных моделей характерного элементарного объема. На Рис.3-14 показана модель двойной поры или порового дублета – раздвоенный путь в проницаемой среде, а на Рис. 3-15 показаны три варианта модели небольшого фрагмента поры с единственным путем движения флюидов, с переменной площадью поперечного сечения.



(a) Уловленная смачивающая фаза

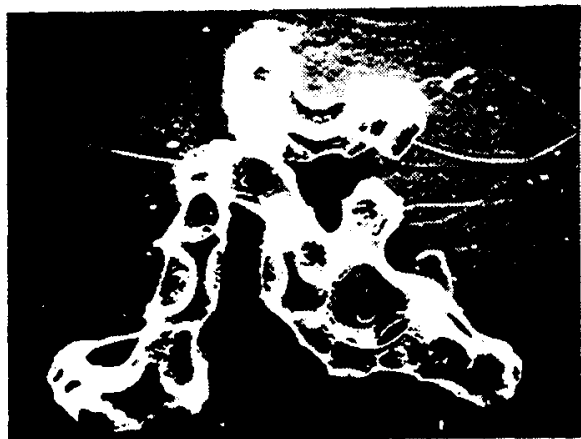
(b) Уловленная несмачивающая фаза

Рис.3-12 Схематический рисунок уловленных смачивающей и несмачивающей фаз

Каждая модель содержит в какой-то степени локальную неоднородность: модель порового дублета показывает пути движения флюидов, имеющие разные радиусы, а модель изменяющейся поры показывает разные площади поперечного сечения в каждом из путей движения. Эта локальная неоднородность требуется здесь, чтобы была остаточная насыщенность несмачивающей фазой. Модель в виде простой капиллярной трубки, рассмотренная в Разделе 3-1, не содержит этого элемента, и поэтому не покажет ненулевую S_{nwr} .

Модель порового дублета (Мур и Слобод, 1956)

Эта модель предполагает, что по каждому пути дублета происходит развитое пуазелевское (ламинарное) течение, и присутствие поверхности раздела не влияет на поток. Оба предположения были бы верны, если бы длина дублета была гораздо больше, самого большого радиуса пути, а течение было бы очень медленным.



(a)



(b)



(c)



(d)

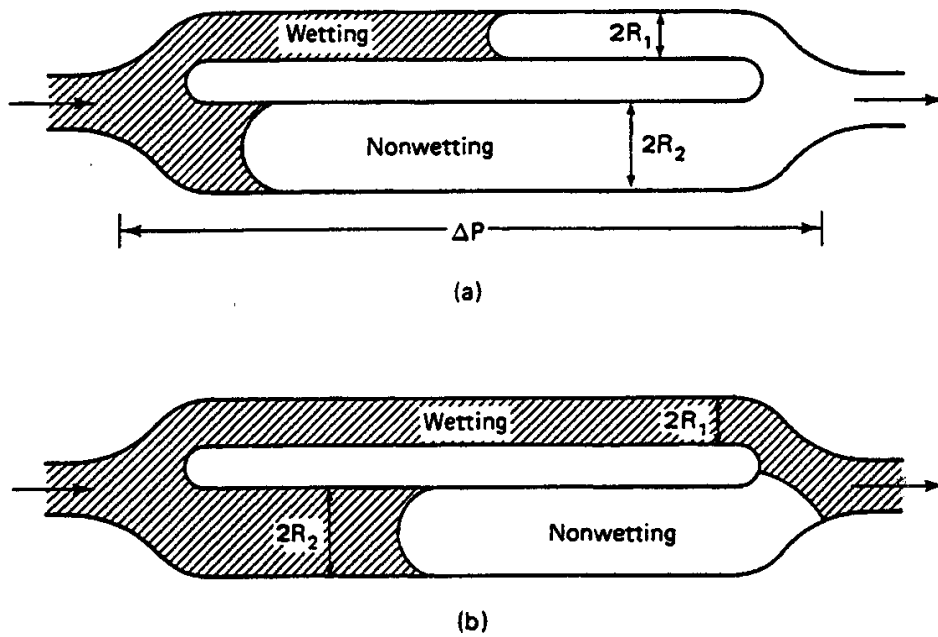


(e)



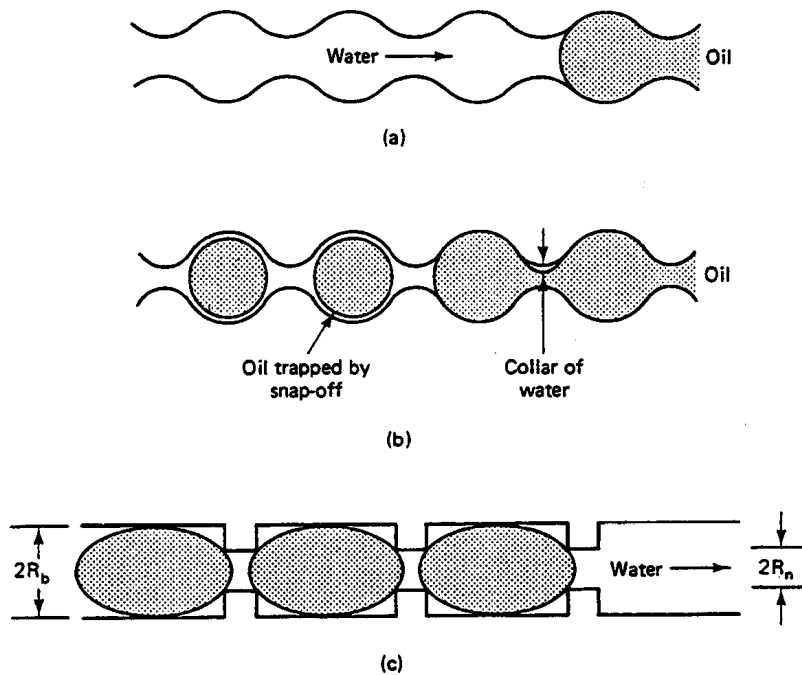
(f)

Рис.3-13 Типичные крупные капли нефти в (a) набивных искусственных кернах и (b) – (f) в песчанике Берea (Чацис и др., 1983)



- (a) Перед улавливанием
- (b) После улавливания

Рис.3-14 Схематическое изображение модели порового дублета



- (a) Низкий коэффициент отношения ширины поры к ее длине
- (b) Высокий коэффициент отношения ширины поры к ее длине
- (c) Идеализированная геометрия

Рис.3-15 Разнообразные геометрии модели поры (Рис.3-15(a) и (b) взяты из работы Чациса и др., 1983)

Последнее условие позволяет также применение функции статического капиллярного давления (уравнение 3.2-1) в этом текущем поле. В нашей трактовке смачивающая и несмачивающая фазы имеют одинаковую вязкость, хотя это допущение может быть ослаблено (см. Пример 3F). Гораздо важнее, как мы предполагаем, то, что, когда поверхность раздела смачивающей – несмачивающей фаз достигает выходного конца дублета на любом пути, она улавливает резидентную жидкость, как на Рис.3-14(b).

Исходя из этих предположений, объемная скорость потока на любом пути дается уравнением (3.1-1). Поэтому общая объемная скорость потока через дублет составляет

$$g = g_1 + g_2 = \frac{\pi}{8\mu L_t} \cdot (R_1^4 \Delta P + R_2^4 \Delta P_2) \quad (3.4-1)$$

и, т.к. пути параллельны, движущаяся сила на каждом пути должна быть равна:

$$\Delta P_1 - P_{C1} = \Delta P_2 - P_{C2} \quad (3.4-2)$$

В уравнении (3.4-2) капиллярные давления - положительные для процесса пропитывания, показанном на Рис.3-14; для процесса дренирования капиллярные силы были бы отрицательными. Применяя эти уравнения, мы можем записать объемную скорость потока на любом пути в виде общей объемной скорости потока, дублетной геометрии и произведения межфазного натяжения – краевого угла смачивания, взятого из уравнения (3.2-1)

$$g_1 = \frac{g - \frac{\pi R_2^4 \sigma \cos \theta}{4\mu L_t} \left(\frac{1}{R_2} - \frac{1}{R_1} \right)}{1 + (R_2 / R_1)^4} \quad (3.4-3a)$$

$$g_2 = \frac{g \left(\frac{R_2}{R_1} \right)^4 + \frac{\pi R_2^4 \sigma \cos \theta}{4\mu L_t} \left(\frac{1}{R_2} - \frac{1}{R_1} \right)}{1 + (R_2 / R_1)^4} \quad (3.4-3b)$$

Чтобы изучить характер улавливания дублета, составим отношение средних скоростей на путях

$$\frac{v_2}{v_1} = \frac{4N_{vc} + \left(\frac{1}{\beta} - 1 \right)}{\frac{4N_{vc}}{\beta^2} - \beta^2 \left(\frac{1}{\beta} - 1 \right)} \quad (3.4-4)$$

где $\beta = R_2/R_1$ – коэффициент неоднородности и

$$N_{vc} = \left(\frac{\mu L_t g}{\pi R_1^3 \sigma \cos \theta} \right) \quad (3.4-5)$$

- безразмерное отношение вязкостных сил к капиллярным, которое мы впредь будем называть локальным капиллярным числом.

Характер улавливания порового дублета следует из уравнения (3.4-4) и определения капиллярного числа. В диапазоне незначительных капиллярных сил (большое N_{vc}), скорость на каждом пути дублета пропорциональна квадрату его радиуса. Отсюда

поверхность раздела на пути с большим радиусом достигнет выходного конца раньше поверхности раздела, находящейся на пути с небольшим радиусом, и несмачивающая фаза будет уловлена на пути течения с небольшим радиусом.

Но если вязкостные силы незначительны, путь течения с небольшим радиусом впитает жидкость с большей скоростью, чем жидкость подается на вход дублета. Из уравнений (3.4-2) и (3.4-3) следует, что скорость поверхности раздела на пути течения с большим радиусом является отрицательной величиной в дублете, лишенном жидкости, тогда как скорость на пути течения с небольшим радиусом превышает скорость на входе в дублет. Эта ситуация не совпадает с исходными предположениями вывода: Если поверхность раздела перекрывает путь движения с небольшим радиусом на входе в дублет, течение в трубке с небольшим радиусом будет равно нулю.

Хотя трудно себе представить крайнюю степень пренебрежимо малых вязкостных сил, легко представить промежуточный случай, когда вязкостные силы невелики, но не пренебрежимо малы по сравнению с капиллярными силами. Теперь дублет не лишен жидкости, но поверхность раздела, находящаяся на пути с небольшим радиусом, все же продвигается быстрее, чем поверхность раздела, находящаяся на пути течения, который имеет большой радиус. Несмачивающая фаза улавливается на пути, имеющем большой радиус, как показано на Рис.3-14. При типичных величинах радиусов пор (Рис.3-7), представленных в уравнении (3.4-4), большинство течений в проницаемой среде аппроксимируется этим промежуточным случаем.

Помимо объяснения, каким образом несмачивающая фаза улавливается вообще, упрощенная характеристика порового дублета иллюстрирует несколько качественных наблюдений фазового улавливания.

1. Несмачивающая фаза улавливается в крупных порах; смачивающая фаза – в мелких трещинах и изломах.
2. Уменьшение капиллярных сил вызывает уменьшение улавливания. Это уменьшение следует из простых расчетов объема, т.к. жидкости, уловленные в небольших порах, займут меньшую долю объема дублета, чем жидкости, уловленные в крупных порах.
3. Для того, чтобы произошло улавливание, должна быть какая-то степень локальной неоднородности. В этом случае коэффициент неоднородности β должен быть больше 1. Простые расчеты порового дублета показывают, что увеличение степени неоднородности увеличивает диапазон капиллярных чисел, в котором изменяется остаточная фазовая насыщенность.

Но в качестве количественного критерия оценки улавливания поровый дублет сильно завышает количество остаточной несмачивающей фазы при низком капиллярном числе. При высоком капиллярном числе мало данных свидетельствует об улавливании несмачивающей фазы в небольших порах. И, что очень важно, капиллярное число, определяемое уравнением (3.4-5), трудно определить в реальной среде; поэтому модель порового дублета редко используется для перевода в масштаб характерного элементарного объема.

Модель изменяющейся поры

Модель изменяющейся поры может легко перевести ситуацию в масштаб характерного элементарного объема. Точная геометрия модели (Рис.3-15) обычно обусловлена легкостью, с которой может быть решена получаемая математика. Синусоидальная геометрия на Рис.3-15(а) использовалась Оумом и Слэттери (1976) в теоретическом исследовании, и Чацисом и др.

(1983) в экспериментальной работе. Модель изменяющейся поры ранее рассматривалась Мелроузом и Брэндером (1974), которые включили эффекты гистерезиса краевого угла смачивания в свои расчеты. Позже в этом разделе мы используем идеализированную геометрию, показанную на Рис.3-15(с), для перевода в масштаб характерного элементарного объема. Модель изменяющейся поры предполагает единственный путь течения с переменной площадью поперечного сечения, через которую течет несмачивающая фаза. Края пути течения покрыты смачивающей фазой, так что однозначно определенное локальное капиллярное давление существует везде. Но это капиллярное давление изменяется в зависимости от положения на пути течения: оно большое там, где путь узкий, и небольшое там, где путь широкий. При определенных величинах градиента потенциала и поровой геометрии градиент потенциала в смачивающей фазе на определенном участке пути может быть меньше градиента капиллярного давления на том же участке пути. Внешней силы теперь недостаточно, чтобы протолкнуть несмачивающую фазу в следующее поровое сужение. В таком случае несмачивающая фаза разбивается на капли, которые локализируются в порах на пути течения. По этой гипотезе условием для возобновления течения любой уловленной капли является следующее:

$$\Delta\Phi_w + \Delta\rho \cdot g \cdot \Delta L \cdot \sin \alpha \geq \Delta P_c \quad (3.4-6)$$

где $\Delta\Phi_w$ и ΔP_c – изменения потенциала смачивающей фазы и капиллярного давления в капле. ΔL – размер капли, $\Delta\rho = \rho_w - \rho_{nw}$, а α – угол между главной осью капли и горизонтальной осью. Уравнение (3.4-6) предполагает конкуренцию между внешними силами (вязкостными и гравитационными) и капиллярными силами, которая также присутствовала в модели порового дублета, хотя эти две модели довольно разные.

Конечно же, в любой реальной проницаемой среде имеют место локальные условия, аппроксимирующие как поровый дублет, так и модель распада потока на капли. Используя подробные данные, полученные в опытах, проводившихся на сцементированных кернах, Чацис и др. (1983) определили, что примерно 80% уловленной несмачивающей фазы приходится на геометрию распада потока на капли, а оставшиеся 20% – на поровые дублеты или на геометрию, которая представляет собой комбинацию из этих двух категорий. Эти авторы применили более скрупулезную схему классификации (Рис.3-16), при которой модель распада потока несколькими способами комбинируется с моделью порового дублета. Эти комбинации устраняют многие из специально сделанных предположений о характере улавливания в модели порового дублета, когда поверхность раздела между смачивающей и несмачивающей фазами достигает выходного конца. Теоретическое рассмотрение модели распада потока опять иллюстрирует основные необходимые условия для того, чтобы произошло улавливание несмачивающей фазы: улавливание несмачивающей фазы происходит в крупных порах, для этого требуется локальная неоднородность и большие капиллярные силы.

Улавливание в реальной среде

Теперь мы можем рассмотреть экспериментальные данные наблюдений улавливания, полученные в реальных проницаемых средах. Наиболее общими данными экспериментальных наблюдений является зависимость между остаточными насыщенностями несмачивающей или смачивающей фазой и локальным капиллярным числом. Мы назовем эту зависимость кривой капиллярного осушения. На Рис.3-17 дано схематическое изображение этой кривой. Обычно эти кривые представляют собой графики зависимости процента остаточной (не текущей) насыщенности для несмачивающей (S_{nwt}) или смачивающей фаз на оси γ от капиллярного числа на логарифмической оси χ . Капиллярное число N_{vc} – это безразмерное отношение вязкостных сил к локальным капиллярным силам, определенных по-разному.

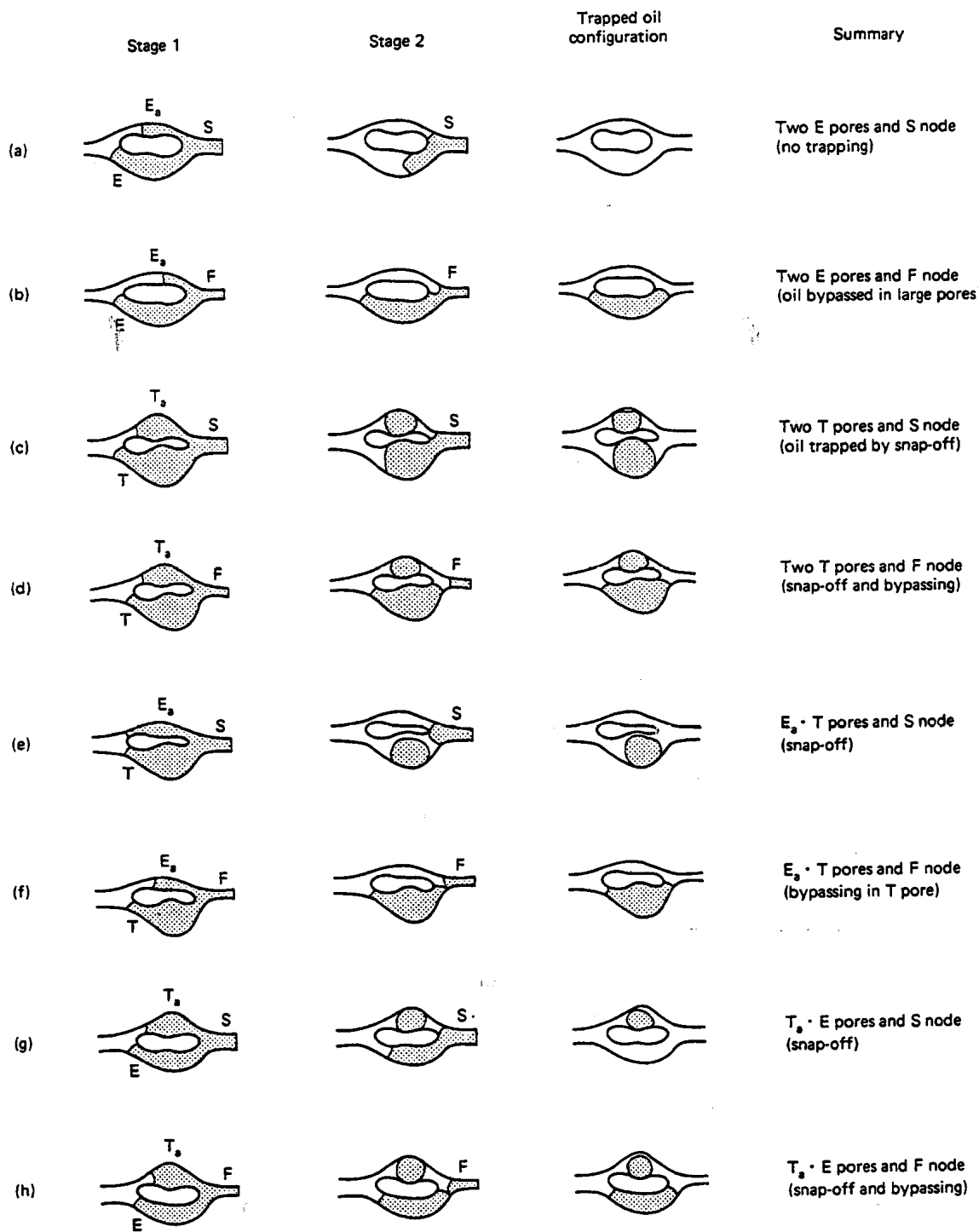


Рис.3-16 Эскизы механизмов улавливания при низком капиллярном числе и конфигурация остаточной нефти в поровых дублетах (Чацис и др., 1983)

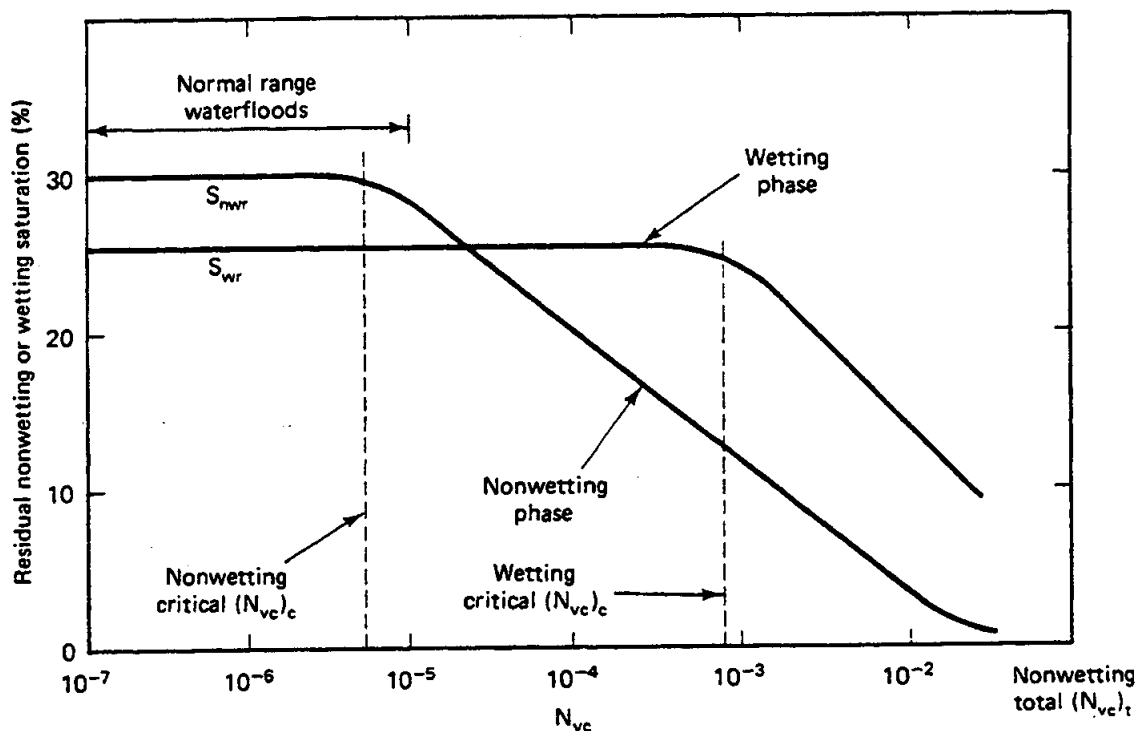


Рис.3-17 Схематическое изображение кривой капиллярного осушения (Лэйк, 1984)

При низком N_{vc} , как S_{nwr} , так и S_{wr} приближенно постоянны при значениях пологого участка кривой. При некоторых N_{vc} обозначенных как критическое капиллярное число, $(N_{vc})_c$ в кривых происходит изгиб, и остаточные насыщенные начинают уменьшаться. Полное осушение – нулевая остаточная фазовая насыщенность – происходит при суммарном капиллярном числе осушения $(N_{vc})_t$, показанном на Рис.3-17. Большинство заводнений вполне попадают на пологий участок кривой капиллярного осушения, где, как правило, пологий участок S_{wr} меньше, чем S_{nwr} . Часто две кривые капиллярного осушения нормализуются их соответствующими значениями пологого участка.

В Таблице 3-2 представлены кривые капиллярного осушения, определенные экспериментально. Этот перечень ограничен течением двух фаз жидкостей в синтетической проницаемой среде или в проницаемой среде, представленной породой, вышедшей на дневную поверхность; микроскопические исследования, о которых сообщали Арриола и др. (1980) не рассматриваются. Более подробный обзор был подготовлен Бхуяном (1986).

Отсутствуют экспериментальные данные, полученные на проницаемой среде реального пласта; в большинстве экспериментов использовались чистые углеводороды и модель минерализованной воды. Значения S_{nwr} и S_{wr} пологого участка кривой показывают значительный разброс (имеется больше данных измерений несмачивающей фазы). $(N_{vc})_c$ и $(N_{vc})_t$ для несмачивающей фазы меньше, чем соответствующие значения для смачивающей фазы. Для несмачивающей фазы $(N_{vc})_c$ находится в диапазоне $10^{-5} - 10^{-4}$, тогда как $(N_{vc})_t$ обычно составляет $10^{-2} - 10^{-1}$. Для смачивающей фазы $(N_{vc})_c$ приближенно равно $(N_{vc})_t$ несмачивающей фазы, тогда как критическое $(N_{vc})_c$ смачивающей фазы составляет $10^{-1} - 10^0$. Более точные выводы не гарантируются из-за разнообразия определений N_{vc} и экспериментальных условий. В работе дю Прея (1973) у несмачивающей фазы, а так же в работе Абрамса (1975), проводившейся на образце известняка, изгиб в

Таблица 3-2 Экспериментальные данные по кривым капиллярного осушения

Ссылка	Проницаемая среда	Жидкости	Определение N_{vc}	Несмачивающая фаза			Смачивающая фаза		
				Пологая часть кривой S_{nwr}	$(N_{vc})_c$	$(N_{vc})_t$	Пологая часть кривой S_{wr}	$(N_{vc})_c$	$(N_{vc})_t$
Мур и Слобод (1956)	обнаженный песчаник	минерализованная вода – сырая нефть	$\nu\mu_1 / \sigma \cos\theta$	0.5	10^{-7}	10^{-2}			
Табер (1969)*	песчаник Береа	минерализованная вода – солтрол	$\nu\mu_1 / \sigma \cos\theta$	0.4	$10^{-2}-10^{-1}$	10^{-2}			
Фостер (1973)	песчаник Береа	минерализованная вода – нефть	$u\mu_1 / \sigma$	0.4-0.5	$10^{-2}-10^{-1}$	$10^{-2}-10^{-1}$			
Домбровский и Браунелл (1954)	синтетическая проницаемая среда	дистиллированная H_2O чистая органика	$\frac{k \bar{\nabla}\phi }{\sigma \cos\theta}$				0.075	10^{-2}	2
дю Прей (1973)	синтетическая проницаемая среда	вода – чистые углеводороды	$u\mu_1 / \sigma$	0.2	10^{-4}	10^{-3}	нет	нет	0.5
Эрлих и др.* (1974)	обнаженный песчаник	минерализованная вода – сырая нефть	$u\mu_1 / \sigma$	0.3	10^{-4}				
Абрамс (1975)	обнаженный песчаник	минерализованная вода – сырая нефть	$\frac{\nu\mu_1}{\sigma\Delta S} \cos\theta \left(\frac{\mu_1}{\mu_2}\right)^{0.4}$	0.3-0.4	$10^{-5}-10^{-4}$	$10^{-2}-10^{-1}$			
Гупта (1980)	песчаник Береа	минерализованная вода - декан	$u\mu_1 / \sigma$	0.2-0.3	$10^{-5}-10^{-4}$	$10^{-2}-10^{-1}$	0.45	10^{-4}	0.03
Чацис и Морроу (1981)	обнаженный песчаник	минерализованная вода – солтрол	$\frac{k\Delta P}{\sigma L}$ (various)	0.27-0.41	$10^{-5}-10^{-4}$	$\sim 10^{-3}$			

* Использовали ПАВ-ва или NaOH

Примечание:

$(N_{vc})_c$ – критическое капиллярное число

$(N_{vc})_t$ – суммарное капиллярное число осушения

кривой капиллярного осушения отсутствовал вообще, что является крайним проявлением эффекта большого распределения пор по размерам. Диапазон между $(N_{vc})_c$ и $(N_{vc})_r$ значительно больше для несмачивающей фазы ($10^{-7} - 10^{-1}$), чем для смачивающей фазы ($10^{-4} - 10^0$).

В Таблице 3-2 представлены три основных наблюдения, основанные на кривой капиллярного осушения.

1. Смачиваемость имеет большое значение. Нормализованные кривые капиллярного осушения при смачивающей фазе должны быть в 20 – 30 раз смещены вправо от кривой капиллярного осушения при несмачивающей фазе; однако, интуитивно, две кривые должны сближаться при некоем условии промежуточного смачивания.
2. Большое значение имеет также и распределение пор по размерам. Критический – общий диапазон N_{vc} должен возрастать с увеличением распределения пор по размерам как для смачивающей, так и для несмачивающей фаз.
3. Критический – общий диапазон N_{vc} для несмачивающей фазы должен быть больше, чем для смачивающей фазы, опять с непрерывным смещением между крайними значениями смачиваемости.

На Рис.3-18 показаны два последних эффекта, а Рис.3-19 иллюстрирует сбор и обработку экспериментальных данных для кривых капиллярного осушения, полученных путем общего определения N_{vc} в песчанике Береа.

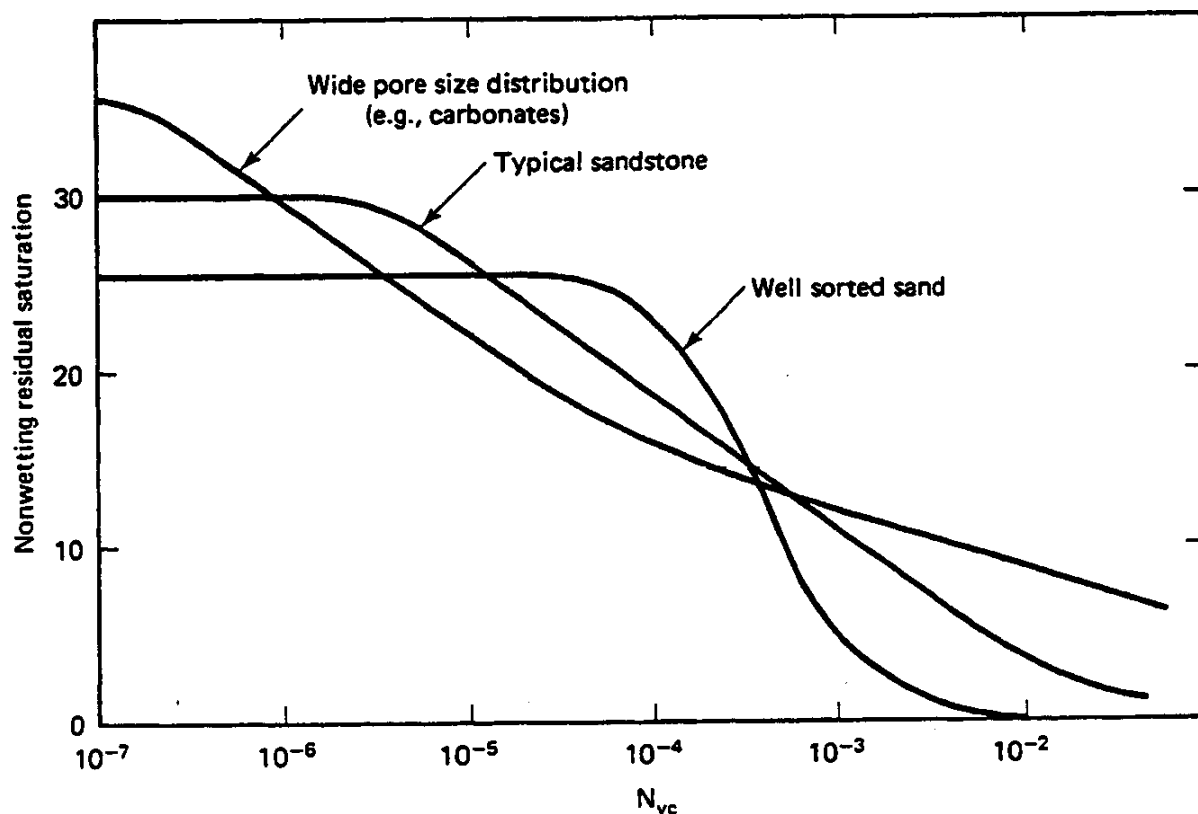


Рис.3-18 Схематическое изображение влияния распределения пор по размерам на кривую капиллярного осушения (Лэйк, 1984)

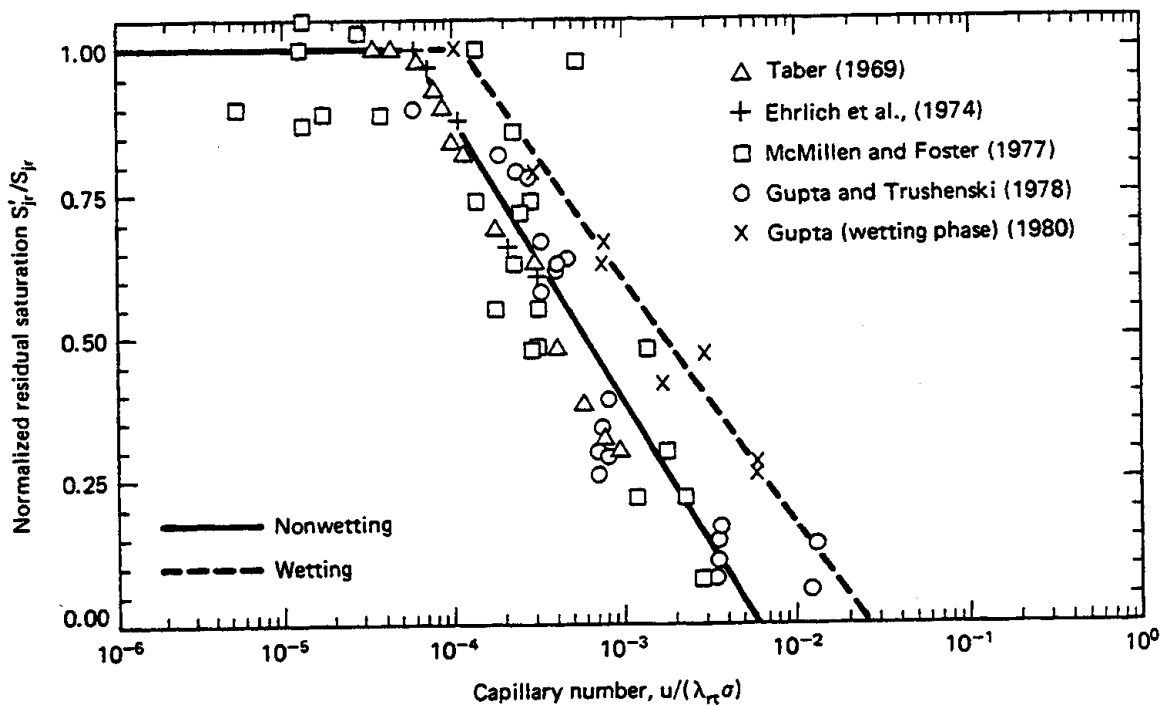


Рис.3-19 Кривая капиллярного осушения, полученная путем общего определения (Камиллери, 1983)

Определение кривой капиллярного осушения

Все теоретические попытки рассчитать кривую капиллярного осушения должны иметь средство перевода микроскопической физики, т.е. равновесия сил и механики капель, в масштаб характерного элементарного объема. В вероятностных моделях этот перевод делается посредством статистики (Ларсон, 1977; Моганти и Салтер, 1982). В детерминированных моделях перевод из микроскопического масштаба в масштаб характерного элементарного объема сопровождается приданием микроскопического значения некоторым макроскопическим измерениям, как, например, кривые капиллярного давления или проницаемость (Мелроуз и Брандер, 1974; Оу и Слэттери, 1976; Пэйтейкс и др., 1978).

Статистические модели успешно применялись для прогноза кривых капиллярного осушения, но в то же время они требовали калибровки экспериментальными кривыми (Ларсон, 1977). Эти методы наиболее перспективны для улавливания несмачивающей фазы, где характер разрозненной уловленной фазы ссылается на статистическую обработку. Детерминированные модели – метод, который мы здесь принимаем – использует обычные измерения в пористой среде, которые позволяют в большей степени учитывать специфичность породы, и легче просчитываются.

Мы рассмотрим несколько упрощенную версию детерминистической теории, представленной Стегемейером (1974 и 1976). Эта теория в свою очередь была основана и связана с работой Мелроуза и Брандера (1974). Эта теория предназначена для однородных и сильно гидрофильных сред.

Методика Стегемейера больше всего подходит для кривой капиллярного осушения при течении несмачивающей фазы. Основная идея вытекает из неравенства уравнения (3.4-6), которое мы перепишем здесь для горизонтального потока, как:

$$\Delta L \left| \bar{\nabla} P_w \right| \geq \Delta P_c = P_{cA} - P_{cR} \quad (3.4-7)$$

В этом уравнении $\Delta L \left| \bar{\nabla} P_w \right|$ - это проекция вектора градиента давления на направление потока ($\Delta \Phi_w$ в уравнении 3.4-6), а ΔL – длина уловленной капли несмачивающей фазы. P_{cA} и P_{cR} – капиллярные давления на переднем (наступающем) и заднем (отступающем) концах капли (геометрию см. на Рис. 3-15). С применением уравнения Лапласа неравенство уравнения (3.4-7) принимает вид:

$$\Delta L \left| \bar{\nabla} P_w \right| \geq 2\sigma \left(\frac{\cos \theta_A}{R_n} - \frac{\cos \theta_R}{R_b} \right) \quad (3.4-8)$$

Неравенство уравнения (3.4-8) представляет собой микроскопическое равновесие сил, которое может быть переведено в масштаб характерного элементарного объема при двух нижеиследующих исходных условиях:

1. Функция капиллярного давления первого дренирования определяется, главным образом, радиусами порового сужения R_n . Таким образом, $\sigma \cos \theta$ может быть исключена между уравнениями (3.2-1), приняв условие, что $R = R_n$, и уравнением (3.2-2), получив $R_n = 2(k/\phi)^{1/2}/j$. Эта подстановка вводит в математическую модель функцию j , что делает возможным распределение поровых сужений по размерам. Поровое сужение, в которую при заданном потенциале проникает жидкость, зависит от насыщенности несмачивающей фазой.
2. Проницаемость среды определяется, главным образом, радиусом тела поры. Эта предпосылка позволяет заменить R_b уравнением (3.1-4) с $R = R_b$. Поровое тело *не является* (но может быть должно быть) функцией насыщенности. Эти две подстановки в уравнение (3.4-8) дают

$$\Delta L \left| \bar{\nabla} P_w \right| \geq \sigma \left(\frac{j \cos \theta_A}{\left(\frac{k}{\phi} \right)^{1/2}} - \frac{\cos \theta_R}{\left(\frac{2\tau k}{\phi} \right)^{1/2}} \right) \quad (3.2-9)$$

После этого остается выразить ΔL в масштабе характерного элементарного объема. Заманчиво принять ΔL равным радиусу порового тела, как предлагается уравнением 3-15. Но экспериментальные данные показали, что длина капли несмачивающей фазы обычно гораздо больше (Рис 3-13). Стегемейер (1974) выводит ΔL на основании теории стабильности

$$\Delta L = \left(\frac{C\sigma}{\left| \bar{\nabla} P_w \right|} \right)^{1/2} \quad (3.4-10)$$

где C – эмпирическая постоянная. Обратная зависимость между длиной капли и разностью потенциалов подтверждена экспериментальной работой (Арриола и др., 1980; Ng, 1978). Экспериментальные данные дают $C = 20$.

Исключение ΔL между уравнениями (3.4-9) и (3.4-10) дает конечное условие для приведение в движение заданной капли:

$$N_{vc} = \frac{k \left| \bar{\nabla} P_w \right|}{\sigma} \geq \frac{\Phi}{C} \left[j \cos \theta_A - \frac{\cos \theta_R}{(2\tau)^{1/2}} \right]^2 \quad (3.4-11)$$

где N_{vc} – общая версия локального капиллярного числа, которое Стегемейер называет числом Домбровского – Браунелла (1954) (см. Таблицу 3-2). Кривая капиллярного осушения для несмачивающей фазы следует из уравнения (3.4-11), если мы сможем связать j – функцию с насыщенностью.

Наиболее оригинальной особенностью теории Стегемейера является использование кривых начальной – остаточной насыщенности для оценки капиллярного давления в разрозненных каплях несмачивающей фазы. Вспомните, что координаты на этих кривых соответствуют изображениям справа и слева на Рис 3.4 (а).

Представьте проницаемую среду с остаточной насыщенностью смачивающей фазой, как показано в условии 5 на Рис. 3.4-(а). Несмачивающая фаза должна быть вытеснена смачивающей фазой, градиент потенциала которых и межфазное натяжение на границе раздела двух фаз – смачивающей и несмачивающей, наряду с проницаемостью среды, определяют капиллярное число N_{vc} . Равенство уравнения (3.4-11) покажет точный радиус поры. Несмачивающая фаза в порах, более крупных чем указанный радиус, будет приведена в движение; несмачивающая фаза в порах, чей радиус меньше указанного, будет уловлена. Предположим, что вытеснение приводит в движение несмачивающую фазу только в крупных порах. Насыщенность уловленной фазой будет представлять собой разницу в насыщенностях условий 6 и 2. На кривой начальной – остаточной насыщенности это будет разница между максимальной насыщенностью несмачивающей фазой и насыщенностью несмачивающей фазой условия 2.

Но капиллярное давление в отдельной капле в условии 2 такое же, как и в условии 1, соответствуя точке на кривой j -функции, которая определяет N_{vc} вытеснения, когда используется равенство уравнения (3.4-11). Методика следующая (см. Рис.3-20):

1. Выбрать точку на кривой начальной – остаточной насыщенности, соответствующую максимальной начальной насыщенности несмачивающей фазой (S_{nwl})_{max}. S_{nwl} в этой точке является насыщенностью несмачивающей фазой, соответствующей насыщенности, которая была бы уловлена, если бы вытеснение происходило при нулевом капиллярном числе, т.е. при спонтанном пропитывании только смачивающей фазой.
2. Выбрать другую точку на кривой начальной – остаточной насыщенности при более низкой S_{nwl} . Уловленная насыщенность несмачивающей фазой представляет собой разность между S_{nwl} здесь и на этапе 1. Капиллярное давление в каплях, только что приведенных в движение, соответствует точке на кривой j -функции, где S_{nw} равна S_{nwl} на кривой начальной - остаточной насыщенности.
3. Вставьте полученное значение j в уравнение (3.4-11), теперь используемое в качестве равенства, чтобы получить N_{vc} , соответствующее остаточной насыщенности несмачивающей фазой.
4. Повторите этап 2 при другом значении S_{nwl} , чтобы построить непрерывную кривую.

Три другие вещи требуются на этапе 2. Извилистость может быть получена из отношения удельного сопротивления пород среды к удельному сопротивлению насыщающей жидкости, а константа C – из подбора данных или при использовании $C=20$, как предполагалось. Наступающий и отступающий краевые углы смачивания следуют из корреляции Морроу (1974, 1976), воспроизведенной на Рис. 3-8. Эти данные требуют «характеристического» краевого угла смачивания, который может появиться из соответствия между степенями смачиваемости, показанными на Рис. 3-9.

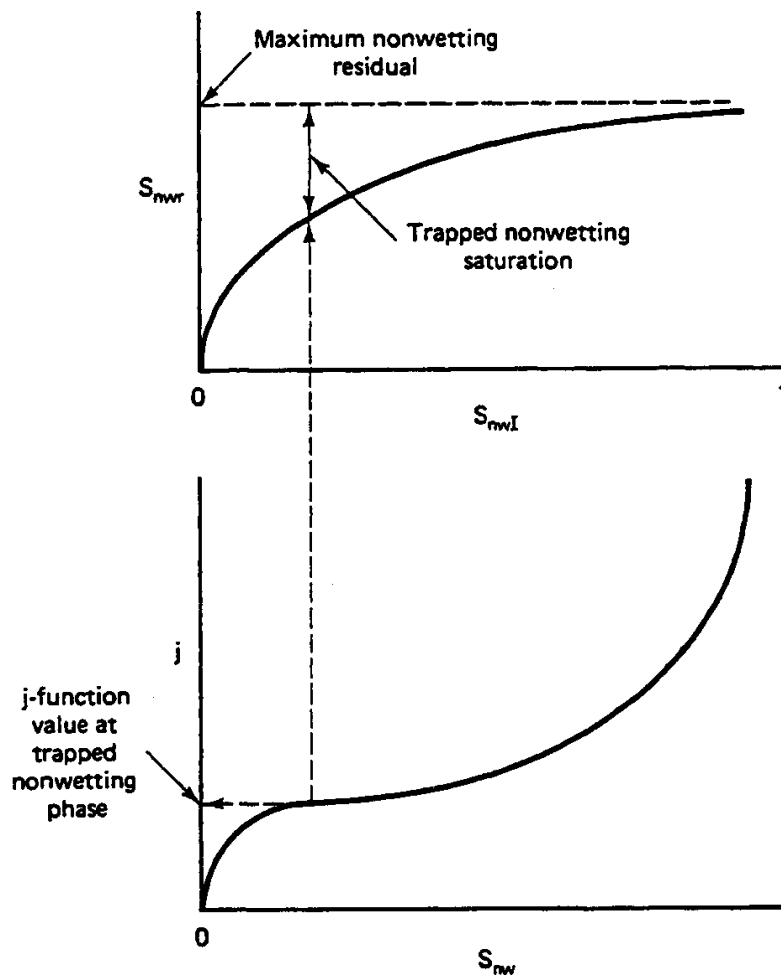


Рис. 3-20. Схематическое изображение построения кривой капиллярного осушения видоизмененным методом Стегемейера.

Так как эта методика предназначена для несмачивающей фазы, «характеристический» краевой угол смачивания не должен превышать 90° . На Рис. 3-21 показана полная кривая капиллярного осушения при течении несмачивающей фазы для образца песчаника Admire.

Методика относительно легка в использовании, дает приемлемые результаты (особенно когда произведена калибровка) и усиливает нижеперечисленные моменты относительно кривой капиллярного осушения:

1. Капиллярное число N_{vc} , определяемое уравнением (3.4-11) является наиболее общим определением (см. Таблицу 3-2). Построенная кривая капиллярного осушения имеет правильную качественную форму: пологая часть кривой капиллярного осушения соответствует пологой части кривой начальной - остаточной насыщенности.
2. Увеличение N_{vc} вызовет уменьшение остаточной насыщенности несмачивающей фазой. Но для того чтобы произошло полное осушение, требуется увеличение в несколько десятков раз.
3. Локальная неоднородность присутствует через зависимость j -функции от распределения пор по размерам и кривую начальной - остаточной насыщенности.
4. Эффект смачиваемости, по-видимому, имеет меньшее значение, чем в реальности, потому что краевые углы смачивания представлены как разности в уравнении (3.4-11). Вся методика основана на удельном распределении в порах, которое определяется смачиваемостью.
5. Исходная насыщенность среды оказывает некоторое влияние через этап 1 упомянутой методики. Этот эффект, вероятно, объясняет зависимость кривой капиллярного осушения от степени связности, отмеченной Абрамсом (1975).

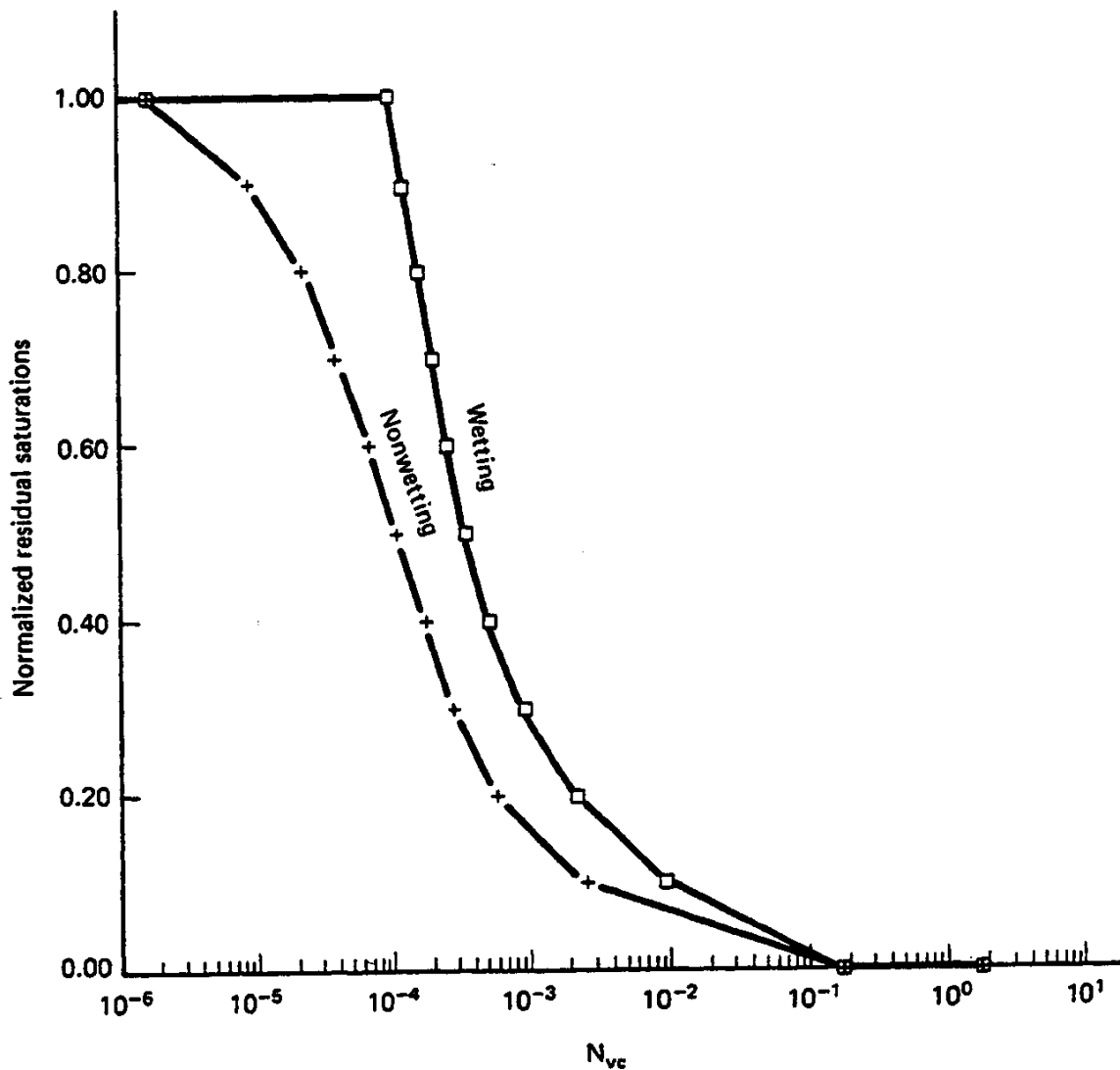


Рис.3-21 Кривые капиллярного осушения, рассчитанные модифицированным методом Стегемейера

Эту теорию не так легко применить к улавливанию смачивающей фазы. Стегемейер предлагает осуществить качественную корреляцию, посредством чего остаточная насыщенность несмачивающей фазой умножается на отношение максимальной S_{nwr} к 1, минус эта величина, и затем строится в виде кривой. Эта кривая, усеченная при экспериментально отмеченном максимуме S_{wr} , также показана на Рис.3-21. Кривые капиллярного осушения при течении смачивающей и несмачивающей фаз показывают качественное соответствие, т.к. при данной степени осушения при течении несмачивающей фазы требуется более высокое N_{vc} . Значение N_{vc} критического и полного осушения при течении несмачивающей фазы плохо согласуется со значениями, представленными в Таблице 3-2.

3-5 Химия проницаемых сред

Несколько процессов повышения нефтеотдачи, особенно те, на которые влияют электролиты в водной фазе, зависят от химического состава среды. Мы завершаем эту главу представлением нескольких общих наблюдений, которые помогут разобраться в сущности химических процессов.

Распространенность видов

Состав встречающихся в природе проницаемых сред богат элементами и соединениями. В Таблице 3-3 представлен сравнительный анализ элементов для семи песчаников и одной карбонатной среды. Числа, приведенные в этой таблице, представляют собой процент общей массы, полученной, по крайней мере, одним из трех методов. SEM означает величину, полученную из подсчета точки на изображении, полученном из сканирующего электронного микроснимка. EDS – это анализ, основанный на энергии, рассеянной рентгеновским лучом, а ICP – это индуктивно связанный спектрофотометр плазменного излучения. (Более подробную информацию см. у Крокера и др., 1983.) SEM и EDS отбирают образцы поверхностей пор породы; ICP представляет собой критерий химии в объеме. Любые систематические различия между SEM/EDS и ICP, как например, стабильно более низкие количества двуокиси кремния, определяемые с помощью SEM/EDS, отображают локализацию исследуемого минерала на поверхности.

Таблица 3-3 показывает, что песчаники состоят на 64%-90% из двуокиси кремния, причем оставшийся процент довольно равномерно распределяется между менее распространенными видами и глинами (последние три колонки). Двуокись кремния имеет большое значение в процессах повышения нефтеотдачи, так как она растворяется в водных растворах, особенно при высокой температуре или при высоком pH. Первая реакция легко происходит в термических заводнениях, где продукты реакции вызывают потерю приемистости при образовании остатка. Минералы двуокиси кремния проявляют также незначительную анионообменную способность при нейтральном или повышенном pH.

Образец карбоната, представленный в Таблице 3-3, только на 50-53% состоит из кальция. Такая низкая величина может быть объяснена высокой потерей при зажигании, применяемом в методе ICP. Минералы кальция, как в песчаниках, так и в карбонатах, имеют значение, так как они являются источником поливалентных катионов в растворе. Эти катионы оказывают значительное влияние на свойства полимерных и мицеллярно-полимерных растворов и могут вызвать потерю pH в щелочных заводнениях за счет образования осадка гидроокиси.

Глины

Глины представляют собой водные силикаты алюминия, чья молекулярная решетка может также содержать (по убывающей) магний, калий, натрий и железо. В Таблице 3-4 представлены наиболее распространенные глины. Суффикс *-ite* обозначает глину.

Глинистые минералы составляют 40% минералов в осадках и осадочных породах (Вивер и Поллард, 1973). Их распространение в промышленных углеводородосодержащих проницаемых средах гораздо меньше указанной величины (см. последние три колонки в Таблице 3-3), но их значение для нефтеотдачи намного превышает их относительную распространенность. Это значение вытекает из следующих свойств глин: они обычно располагаются на поровых поверхностях зерен породы, они имеют большую удельную площадь поверхности и они химически активны. Глины влияют на процесс повышения нефтеотдачи путем влияния на проницаемость среды или изменения ионного состояния пластовых жидкостей. В последующих параграфах мы кратко опишем свойства глинистых минералов. (Для более подробной информации см. Грим, 1968; Вивер и Поллард, 1973; или Рик и др., 1983.)

Глины классифицируются по своей химической формуле, кристаллическому строению, размеру частиц, морфологии, чувствительности к воде и химическим свойствам (см. Таблицу 3-4). Основой молекулярного строения глинистого минерала является кремний, окруженный тремя атомами кислорода в четырехгранной структуре. Эти четырехгранники

Таблица 3-3 Сравнительный анализ элементов (весовой процент) пород и глин (Рокер и др., 1983)

Породы		SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	MgO	CaO	TiO ₂	SrO	K ₂ O	Na ₂ O	Mn ₂ O ₃	SO ₃	По- теря при зажи- га- нии	Као- ли- нит	Хло- рит	Ил- лит/ Мика
Песчаник Бандера	ICP	71.4	8.7	3.1	1.7	3.1	0.4	0.01	1.1							
	EDS	64.4	17.4	9.5		4.2			4.1							
	x ray	65.0	8.0	8.0												
Песчаник Береа	ICP	84.6	4.5	1.4	0.5	0.8	0.2	0.03	2.1							
	EDS	78.0	10.3	3.1		2.8	2.1		4.4							
	x ray	75.1	3.5	5.5	0.8	0.8			3.4							
Песчаник Коффейвил	ICP	81.5	7.7	3.5	0.7	0.5	1.1	0.00	1.7							
	EDS	65.1	15.4	10.5		2.7	3.8		2.4							
	x ray	70.1	10.0			6.0										
Песчаник Коттедж Грув	ICP	84.6	4.7	1.2	0.08	0.08	0.1	0.01	0.4							
	EDS	70.4	15.9	11.2		0.6	1.1		2.8							
	x ray	75.4	5.8						5.7							
Песчаник Нокси	ICP	87.6	4.9	1.6	0.2	0.2	0.6	0.02	0.8							
	EDS	64.4	9.5	22.5		0.7	0.6		1.5							
	x ray	77.8	4.7						4.6							
Известняк Освего	ICP	0.7	0.2	0.09	0.5	50.0		0.2	0.5							
	EDS	2.0	1.0			53.0										
	x ray	5.0				51.0										
Песчаник Свитвотер (малопроницаемый га- зоносный песок)	ICP	88.7	4.2	0.4	0.2	0.05	0.1	0.02	0.8							
	EDS	72.4	13.3	8.1		2.9										
	x ray	90.0														
Песчаник Торпедо	ICP	90.5		1.9	0.2	0.2	0.5	0.8	1.9							
	EDS	72.3		11.0		0.7	1.9									
	x ray	77.0	5.1													

Таблица 3-4 Классификация основных глинистых минералов в осадочных породах (Дегенс, 1965)

Слои	Распределение октаэдрической пластовой залежи	Увеличение в объеме	Группа	Вид	Кристаллохимическая формула
Двухслойная (1:1)	Диоктаэдрическая	Непучинистая	Каолинит	<i>Каолинит</i> <i>Диккит</i> <i>Накрит</i>	
		Непучинистая и пучинистая	Галлуазит		
	Триоктаэдрическая	Непучинистая	7А- хлорит (септехлорит)		
Трехслойная (2:1)	Диоктаэдрическая	Пучинистая	Монтмориллонит* (сметтический)	Монтмориллонит Бейделлит Нонтронит Разновидности Иллита Вермикулит	
		Непучинистая	Иллит (гидролюда)* Вермикулит [†]		
	Триоктаэдрическая	Пучинистая			
Трехслойная и однослойная (2:2)	Триоктаэдрическая	Непучинистая [‡]	14А-хлорит [‡] (нормальный хлорит)	Разновидности хлорита	

* Также триоктаэдрические разновидности

[†] Также диоктаэдрические разновидности

[‡] Пучинистые хлориты - это редкие и промежуточные формы между вермикулитом и хлоритом

поглощаются восьмигранниками с Al в центре и группами OH или кислорода по углам. Длина связей четырехгранника и восьмигранника почти идентична, эти геометрически правильные формы организуются в плоскостные и слоеобразные структуры. Отсюда основная классификация глин в Таблице 3-4 – это количество слоев в кристалле. Каолинит является простейшим примером такой структуры. Очевидно, такая правильная структура хорошо поддается анализу путем дифракции рентгеновских лучей. Количество посторонних атомов (Mg, K, Fe и Na) возрастает с увеличением количества слоев.

Несмотря на правильность их кристаллической структуры, глины в проницаемой среде обычно являются самыми мелкими частицами. Вывод, что глина является обычно любой частицей менее примерно 50 нм не точно: многие составляющие проницаемых сред могут иметь частицы такого небольшого размера. Но более крупные глинистые частицы встречаются нечасто. Из-за их небольшого размера глинистые частицы могут часто существовать в виде коллоидных суспензий в водном растворе.

Небольшой размер частиц означает, что глины, как правило, гораздо менее проницаемы для потока, чем песчаники. Низкая проницаемость влияет на процесс повышения нефтеотдачи двумя путями. Сегрегированные глины или глинистые сланцы – это области очень высокого содержания глин, которые обычно не считаются частью пласта. Из-за отсутствия проницаемости глинистые сланцы являются барьером для течения жидкости, особенно для вертикального потока, и препятствуют гравитационному разделению. С другой стороны, диспергированные глины распределены между порами проницаемой среды. Они имеют большее отношение к процессу повышения нефтеотдачи, чем сегрегированные глины, так как они обладают более высокой химической активностью. Хотя диспергированные глины могут вызвать уменьшение проницаемости среды, в действительности степень содержания глин является хорошим индикатором приемистости пласта к закачке жидкости (Рис. 3-22).

Диспергированные глины имеют отдельную морфологическую классификацию (Нисшам, 1977). На Рис. 3-23 схематически представлена диспергированная глина наряду с микроснимком SEM каждого типа.

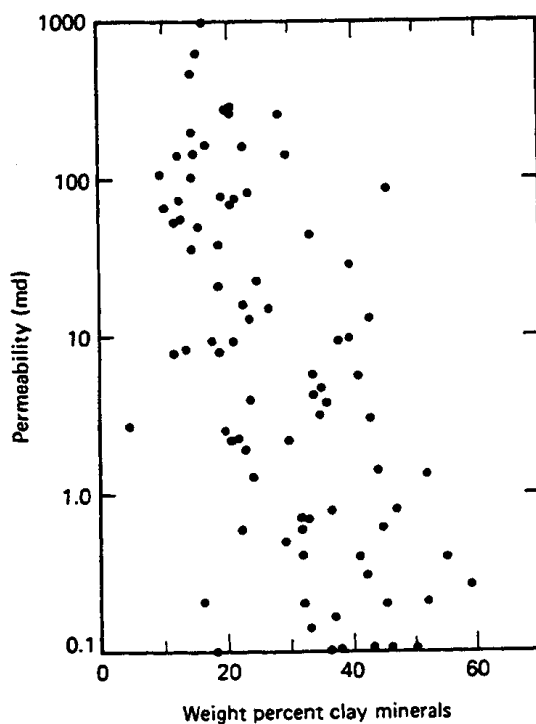


Рис. 3-22. Зависимость проницаемости от процентного (весового) содержания глинистых минералов (Симлот и др., 1983)

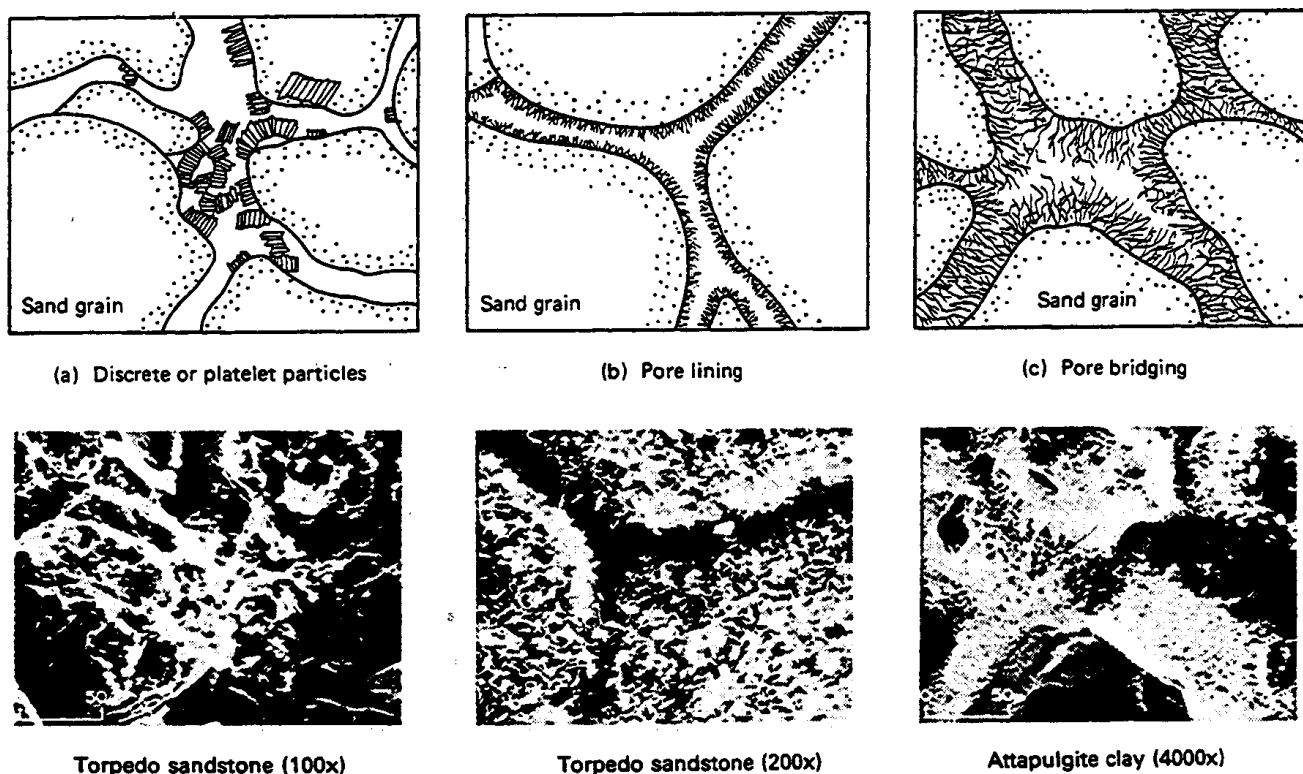


Рис. 3-23. Примеры природных глин (верхние рисунки из Нишама, 1977; нижние – из Крокета и др., 1982)

Глины могут встречаться в виде отдельных пластинок, которые произвольно располагаются в порах (Рис. 3-23а), в виде внутреннего покрытия пор, которое обволакивает стенки поры тонкой пленкой (Рис. 3-23б) и в виде мостиков, когда образуются нити, простирающиеся через поры (Рис. 3-23с). Проницаемая среда, содержащая глины, образующие мостики, имеет более низкую проницаемость, чем можно было бы предположить, исходя из размера зерен песка. Глины, покрывающие стенки пор, оказывают небольшое влияние на проницаемость, но глинистые пластинки могут вызвать уменьшение проницаемости при изменении электролитного баланса жидкости в поровом пространстве.

Потеря проницаемости или чувствительность среды, содержащей глинистые пластинки - хорошо известная проблема в заводнении. Многие из этих глин легко набухают под действием пресной воды или высоких концентраций катионов натрия. Набухнув, они отсоединяются от поверхности поры, вовлекаются в поток жидкости и затем собираются и перекрывают поровые входы дальше по течению (Кхилар и Фоглер, 1981). Причиненный ущерб обратим только временно, так как пластинки могут перекрывать поровые входы при обратном течении. Чувствительность к пресной воде имеет значение при вытеснениях и пропитках паром, где конденсат пара довольно свежий. Чувствительность к пресной воде и катионам натрия оказывает влияние на полимерные и мицеллярно-полимерные заводнения, при которых обычной практикой являются попытки удалить двухвалентные катионы путем предварительной промывки. Только пучинистые глины (см. Таблицу 3-4) проявляют этот эффект наиболее ярко, когда глина существует в виде пластинки.

Катионообмен

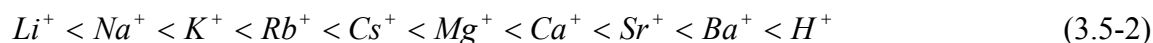
Из числа наиболее интересных свойств глины является ее способность обмениваться катионами с жидкостями в поровом пространстве. При диагенезе атомы алюминия в простой структуре глины заменяются катионами с более низкой валентностью, например Mg^{2+} или K^+ (см. Таблицу 3-4). Эта замена создает на глине дефицит положительного заряда, который должен компенсироваться катионами из жидкости, чтобы глина оставалась электрически нейтральной. Способность к катионообмену Q_v является мерой концентрации этих избыточных отрицательных зарядов. Единицами измерения Q_v являются миллиэквиваленты (м экв) на единицу массы подлежащего слоя. Эквивалентный вес видов является молекулярной массой, разделенной на абсолютную величину этого заряда, или, по существу, количеством массы на единицу заряда. Q_v выражается таким образом, что позволяет выразить концентрацию любого связанного катиона в совместимых единицах. Единицы концентрации раствора также могут выражаться в миллиэквивалентах на массу подлежащего слоя, но обычно удобнее работать, исходя из единицы порового объема. Способность к катионообмену, выраженная на единицу порового объема - Z_v , где

$$Z_v = Q_v \rho_s \left(\frac{1 - \phi}{\phi} \right) \quad (3.5-1)$$

а ρ_s – плотность подлежащего слоя.

Способность к катионообмену возрастает со степенью замещения. Так как места замещения находятся внутри решетки, Q_v является также функцией морфологии глины. Глины, существующие в виде пластинок, имеют больше краев и, следовательно, больше открытых мест. По Гриму (1968), типичными значениями Q_v для монтмориллонитов, иллитов и каолинитов являются 700-1300, 200-400, 30-150 м экв/кг глины. Эти цифры следует сравнить со значениями Q_v для типичных пород пласта (см. Таблицу 3-5), которые выражены в м экв/кг породы. Глины с большим Q_v обычно являются пучинистыми.

Связи между местами обмена и катионами являются химическими связями, но они легко обратимы. Относительная легкость замещения одного катиона другим:



Виды, которые имеют высокие плотности заряда (поливалентные или с небольшими ионными радиусами) крепче удерживаются анионными местами. Это наблюдение предлагает возможное объяснение поведению ионов Na^+ , уменьшающих проницаемость. Крупные катионы Na разрывают частицы глины, когда они проникают в структуру. Но достаточно небольшого количества другого катиона, чтобы предотвратить это, так как большинство других катионов, встречающихся в природе, имеют более прочную связь, чем Na^+ .

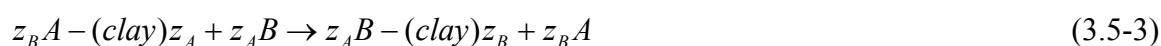
Равновесные зависимости

Последовательность в неравенстве (3.5-2) является качественной характеристикой. Реальная последовательность замещения слабо зависит от типа глины и сильно зависит от всего состава жидкости, контактирующей с глинами. В большей степени

Таблица 3-5. Физические характеристики типичных проницаемых сред (Крокер и др., 1983)

	Пористость (доля ед.)	Проницаемость ($\mu \text{ м}^2$)	Плотность ($\text{гр}/\text{см}^3$)	Площадь поверхности ($\text{м}^2/\text{г}$)	Классификация дисперсии гли- ны	Способность к катионообмену (м экв/кг породы)
Песчаник Бандера	0,174	0,012	2,18	5,50	Обволакивание поры	11,89
Песчаник Береа	0,192	0,302	2,09	0,93	Цементирование зерен	5,28
Песчаник Коффейвилл	0,228	0,062	2,09	2,85	Перекрытие пор	23,92
Песчаник Коттедж Грув	0,261	0,284	1,93	2,30	Перекрытие пор	17,96
Песчаник Нокси	0,270	0,421	1,85	1,43	Обволакивание поры	10,01
Известняк Освего	0,052	0,0006	2,40	0,25	Смешивается в карбонатной матрице	
Песчаник Свитвотер	0,052	0,0002	2,36	1,78	Отдельные час- тицы	
Песчаник Торпедо	0,245	0,094	1,98	2,97	Перекрытие пор	29,27

количественные представления следуют из химических равенств. Например, реакция обмена между катионом А, имеющим заряд z_A , и другим катионом В, имеющим заряд z_B , дается как:



Реакция в уравнении (3.5-3) предполагает изотерму:

$$K_N = \frac{\left(\frac{C_{Bs}}{Z_v}\right)^{1/z_B} [C_A]^{1/z_A}}{\left(\frac{C_{As}}{Z_v}\right)^{1/z_A} [C_B]^{1/z_B}} \quad (3.5-4a)$$

где K_N – селективность или коэффициент селективности видов А на глине относительно видов В. В уравнении (3.5-4a) $[C_A]$ и $[C_B]$ – это концентрация видов в моляльных единицах, а C_{As} и C_{Bs} – концентрация в эквивалентах на единицу порового объема (м экв/см³ удобнее). Подстрочный индекс s означает связанные глиной виды, и уравнение предполагает идеальное поведение. Для расчетов иногда лучше записать уравнение (3.5-4a) как:

$$K_{BA} = \left(\frac{Z_v}{\rho_1}\right)^{(z_A - z_B)} (K_N)^{z_A z_B} = \frac{C_{Bs}^{z_A} C_A^{z_B}}{C_{As}^{z_B} C_B^{z_A}} \quad (3.5-4b)$$

где K_{BA} – другая форма коэффициента селективности, а C_A и C_B – теперь в единицах, выраженных в эквивалентах на единицу порового объема.

Как правило, K_N меняется в зависимости от обменивающейся пары и природы глины. В случае катионов, представляющих интерес для процессов повышения нефтеотдачи, и глин, обычно встречающихся в проницаемых средах, эта зависимость невелика. В Таблице 3-6 показана типичная селективность для обмена ионами Na^+ .

Таблица 3-6. Типичные селективности (Бруггенверт и Камфорст, 1979)

Уравнение A – Глина + B →	Материал	Коэффициент селективности (K_N)
Na-mont.+H ⁺	Разные	0.37-2.5
Na-mont.+NH ₄ ⁺	C.berteau maroc	4.5-6.3
Na-mont.+K ⁺	Бентонит	2.7-6.2
Na-kaol.+K ⁺	Каолинит Джорджия	2.7-7.8
Na-mont.+Ca ⁺²	Clay spur	1.9-3.5
Na-clay.+Ca ⁺²	Береа	0.3-10.5
Na-clay.+Mg ⁺²	Береа	0.2-10.0
Na-mont.+Al ⁺³	Бентонит Вайоминг	2.7

Примечание: mont. = монтмориллонит
kaol. = каолинит

Селективность любой другой пары может быть получена по этой таблице путем исключения Na⁺ между двумя изотермами.

Предпочтение катиона, выраженное в неравенстве (3.5-2), определяется валентностями, появляющимися в изотерме. В том случае, если A - одновалентный, а B – двухвалентный являются единственными обменивающимися катионами, для того чтобы глина была электрически нейтральной, требуется:

$$C_{8s} + C_{6s} = Z_v \quad (3.5-5a)$$

или

$$C_{8D} + C_{6D} = 1 \quad (3.5-5b)$$

где $C_{iD} = C_{is}/Z_v$. Далее уравнение (3.5-4b) принимает вид

$$K_{68} = \frac{C_{6s}r}{C_{8s}^2} \quad (3.5-6)$$

где $r = C_8^2 / C_6$. Изотерма (уравнение (3.5-6)) теперь полностью выражена в эквивалентах на единицу объема. Используя уравнение (3.5-5b) для исключения C_{8D} и, извлекая положительный корень, получаем:

$$C_{6D} = 1 + \frac{r}{2K_{68}Z_v} \left[1 - \left(\frac{4K_{68}Z_v}{r} + 1 \right)^{1/2} \right] \quad (3.5-7)$$

Это уравнение представлено в виде кривой на Рис. 3-24 (6 – это Ca²⁺) с концентрацией аниона C_5 в качестве параметра. C_5 появляется в уравнении, потому что раствор должен быть электрически нейтральным

$$C_8 + C_6 + C_s \quad (3.5-8)$$

Предпочтение глины к двухвалентному катиону очевидно, так как все кривые расположены выше 45° линии. Эта предпочтительность возрастает с уменьшением минерализации воды (концентрации аниона). Мы используем представления изотермы наподобие уравнения (3.5-7) для расчетов минерализации, когда будем рассматривать методы химического заводнения в последующих главах.

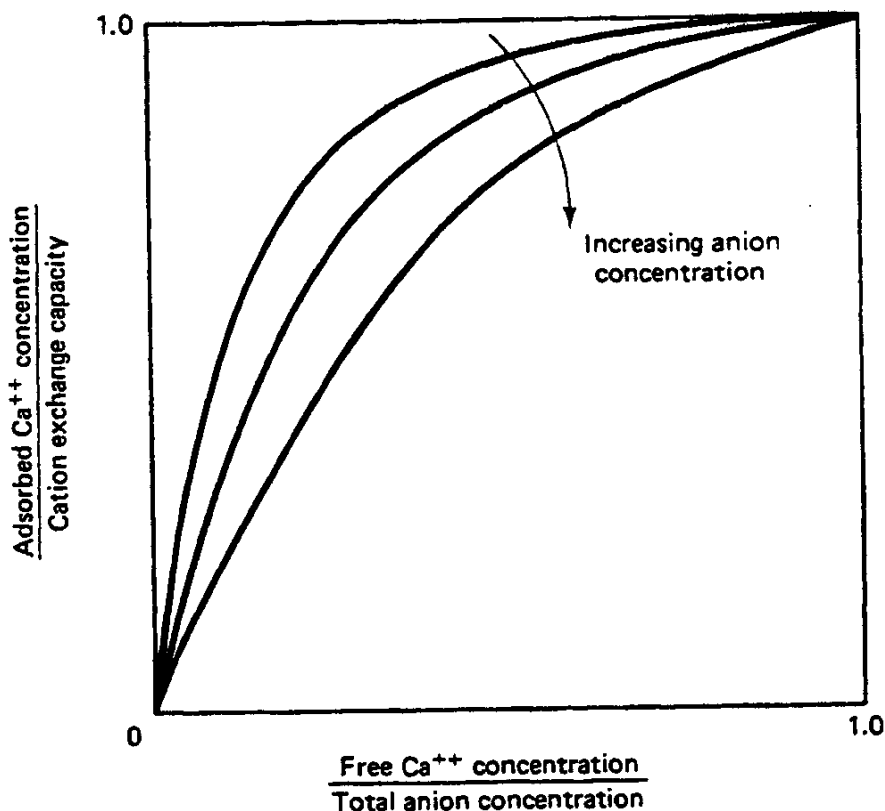


Рис. 3-24. Типичная изотерма для натрий-кальциевого обмена

Растворение и образование осадка

Другими взаимодействиями породы и жидкости, которые влияют на повышение нефтеотдачи, являются внутриводные реакции и реакции растворения – образования осадка. Примером первого является комбинация аниона А и катиона В, образующая водный вид АВ.



Химическим равновесием для этой реакции является условие

$$K_r = \frac{[C_{AB(aq)}]}{[C_A] \cdot [C_B]} \quad (3.5-10)$$

где K_r – константа равновесия для идеальной реакции при рассматриваемых температуре и давлении. Если концентрация А или В превышает определенную величину, $AB_{(aq)}$ может выпасть в осадок, образуя $AB_{(s)}$ – твердую фазу.



Реакцией, противоположной этой, является растворение $AB_{(s)}$. Реакцией равновесия для уравнения (3.5-11) является

$$K_r^{sp} \geq [C_A] \cdot [C_B] \quad (3.5-12)$$

где K_r^{sp} - произведение растворимости реакции. Обычно, С в уравнениях (3.5-10) и (3.5-12) должны обозначать активность обозначенных видов. Для идеальных растворов – единственный тип раствора, который мы здесь рассматриваем, - активности равны молярным концентрациям.

Уравнение (3.5-12) наиболее интересно контрастирует с уравнением (3.5-10). Концентрация продукта при реакции осаждения – растворения не появляется в выражении равновесия. Состояние системы нужно определять из материального баланса отдельных элементов, а не видов, в соответствии с правилом фаз (см. Главу 4), когда каждый осадок твердой фазы считается отдельной фазой.

В Таблице 3-7 приведены $\log K_r$ и $\log K_r^{sp}$ для наиболее важных реакции в проницаемых средах. Стандартные энтальпии образования в этой таблице должны быть использованы для того, чтобы скорректировать константы равновесия и произведения растворимости при $T_1=298\text{K}$ на другую температуру, согласно:

$$\log K_r \Big|_{T_2} = \frac{\Delta H_r^0}{2.303R_g} \left\{ \frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_2} \right\} + \log K_r \Big|_{T_1} \quad (3.5-13)$$

где T_2 – рассматриваемая температура. K_r в уравнении (3.5-13) могут быть или константами равновесия, или произведениями растворимости.

Таблица 3-7. Выбранные данные растворимости при температуре 298K для водных и твердых видов в природных проницаемых средах (Дриа и др., 1988)

<i>Водные виды или комплексы</i>	<i>LogK_r</i>	<i>ΔH⁰ Дж/кг*моль</i>
OH ⁻ =H ₂ O-H	14.00	-133.5
CaOH ⁺ =Ca ²⁺ +H ₂ O-H ⁺	12.70	-173.2
Ca(OH) ₂ =Ca ²⁺ +2H ₂ O-2H ⁺	27.92	-267.2
CaCO ₃ =Ca ²⁺ +CO ₃ ²⁻	-3.23	44.1
CaHCO ₃ ⁺ =Ca ²⁺ +CO ₃ ²⁻ +H ⁺	-11.23	45.0
Ca(HCO ₃) ₂ =Ca ²⁺ +2CO ₃ ²⁻ +2H ⁺	-20.73	66.8
HCO ₃ ⁻ =CO ₃ ²⁻ +H ⁺	-8.84	35.5
CO ₂ (dissolved)= CO ₃ ²⁻ - H ₂ O+2H ⁺	-16.68	53.8
FeOH ⁺ =Fe ²⁺ +H ₂ O-H ⁺	6.79	-120.1
Fe(OH) ₂ =Fe ²⁺ +2H ₂ O-2H ⁺	17.60	-240.2
FeOOH ⁻ =Fe ²⁺ +2H ₂ O-3H ⁺	30.52	-416.3
Fe(OH) ₃ ⁻ =Fe ²⁺ +3H ₂ O-3H ⁺	23.03	-314.1
H ₃ SiO ₄ ⁻ =H ₄ SiO ₄ +OH ⁻ -H ₂ O	-4.0	
H ₃ SiO ₄ ²⁻ =H ₃ SiO ₄ ⁻ +OH ⁻ -H ₂ O	-5.0	
<i>Твердые фазы или основания</i>	<i>LogK_r^{sp}</i>	<i>ΔH_r⁰ Дж/кг*моль</i>
Ca(OH) ₂ = Ca ²⁺ +2H ₂ O -2H ⁺	22.61	194.0
CaCO ₃ = Ca ²⁺ +CO ₃ ²⁻	-8.80	-28.0
Fe(OH) ₂ = Fe ²⁺ +2H ₂ O-2H ⁺	12.10	-219.3
Fe CO ₃ = Fe ²⁺ + CO ₃ ²⁻	-10.90	-66.4
CO ₂ (gas) = CO ₂ ²⁻ - H ₂ O+2H ⁺	-17.67	5.3
SiO ₂ (quartz) = H ₄ SiO ₄ -2H ₂ O	-3.98	14.0

Примечание: H⁺, Na⁺, Ca⁺, Fe²⁺, CO₃²⁻, Cl⁻, Si⁴⁻

3-6 Резюме

Объем вопросов, рассматриваемых в этой главе – от растворимости до химии минералов – частично оправдывает краткость изложения. Действительно, целые книги были написаны по вопросам нефтефизических свойств (Дуллиен, 1979) и водной химии (Гаррелс и Крист, 1965). Охват ни в кой мере не равномерен: каждый вопрос выбирался, потому что он вновь возникает, по крайней мере, в одной из последующих глав. Мы не рассматриваем здесь основы этих тем, поскольку применение процессов повышения нефтеотдачи предполагает более высокий уровень знаний, и многие явления имеют значение для многих процессов. И что наиболее важно, представленная здесь и в следующей главе информация подчеркивает, что химия и физика потока в проницаемых средах является общей основой для *всех* процессов повышения нефтеотдачи, так что знания в одной области конкретного процесса неизбежно приводят к пониманию сути других процессов.

Упражнения

3А. Уравнение Кармен-Козени для сфероидов

(а) Выведите повторно уравнение Кармен-Козени для проницаемой среды, сложенной из сплюснутых сфероидов (эллипсов, повернутых вокруг их меньших осей). Для этих форм площадь поверхности A сфероида равна:

$$A = 2\pi a^2 + \pi \frac{b^2}{\epsilon} \ln \left(\frac{1+\epsilon}{1-\epsilon} \right) \quad (3A-1)$$

и объем V составляет:

$$V = \frac{4}{3} \pi a^2 b \quad (3A-2)$$

В этих уравнениях a и b – это расстояния от центра частицы до большей и меньшей вершин, соответственно ($a > b$) и ϵ – эксцентricность ($\epsilon \leq 1$), определяемая как:

$$\epsilon = \frac{(a^2 - b^2)^{1/2}}{a} \quad (3A-3)$$

(б) Покажите, что проницаемость среды является слабой функцией форм частицы при $\epsilon < 0.5$ путем построения кривой зависимости $k/(k)_{\epsilon=0}$ от ϵ ($\epsilon=0$ является сферой). Обоснованное сравнение возможно только в том случае, если сфера и сплюснутые сфероиды имеют равный объем.

3В. *Капиллярное давление в суживающемся канале.* Рассмотрим разрез единичной ширины который не содержит проницаемую среду. Высота R разреза меняется в зависимости от положения x между 0 и x_1 , согласно

$$R = R_0 + (R_1 - R_0) \left(\frac{x}{x_1} \right)^m \quad (3B-1)$$

где m – положительная константа. Канал изначально заполнен смачивающей жидкостью, а несмачивающая жидкость вводится при x_1 ($x_1 > 0$), в то время как смачивающая жидкость продолжает контактировать при $x=0$. Функция безразмерного капиллярного давления P_{cD} равна:

$$P_{cD} = \frac{R_1 P_c}{\sigma \cos \theta} \quad (3B-2)$$

- (a) Выведите систему уравнений, которые связывают P_{cD} с насыщенностью смачивающей фазой S_w . Эти уравнения должны показать, что P_{cD} является функцией S_w , смачиваемости (через θ), распределения пор по размерам (через m), отношения радиуса порового тела к радиусу порового сужения (R_1/R_0) и отношения радиуса порового сужения к диаметру частицы (R_0/x_1).
- (b) Возьмите нижеследующие значения в качестве значений основного случая: $\theta=30^\circ$; $m = 3/4$; $R_1/R_0 = 10$ и $R_0/x_1 = 0.1$. Проиллюстрируйте чувствительность наименований в части (a) путем построения пяти кривых зависимости P_{cD} от S_w . Кривая 1 будет для величин основного случая, а кривые 2-5 - для каждого из вышеупомянутых параметров, удвоенных по сравнению с их значениями основного случая.
- (c) По результатам части (b) скажите какие величины оказывают наиболее сильное влияние на функцию капиллярного давления.

3С. Расчет переходной зоны капиллярного давления. Используя данные капиллярного давления, представленные на Рис.3С:

- (a) Рассчитайте и постройте кривую зависимости водонасыщенности от профилей глубины в гидрофильном пласте, зная, что водо - нефтяной контакт ($S_1 = 1$) находится на глубине 152 м. Плотности воды и нефти составляют 0.9 и 0.7 гр/см³, соответственно.
- (b) Постройте кривую начальной – остаточной нефтенасыщенности при заданных данных капиллярного давления.
- (c) Используя кривую начальной – остаточной насыщенности, построенную в части (b), постройте кривую зависимости остаточной нефтенасыщенности от глубины на графике, полученном в части (a).

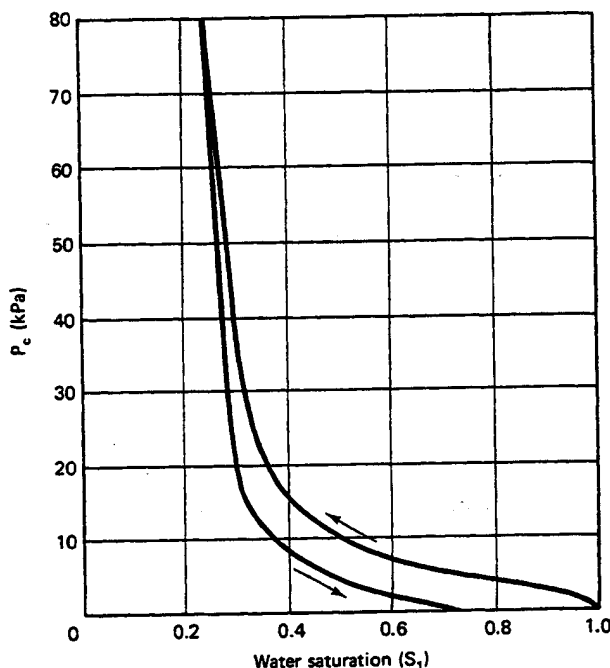


Рис.3С Кривые капиллярного давления при водо - нефтяном контакте

- (d) Если продуктивная зона пласта составляет 31 м, определите максимальную нефтеотдачу в этих условиях. Сравните полученный результат со случаем, когда такая же остаточная и начальная нефтенасыщенности отмечаются в верхней части пласта.

3D Скачки касательного напряжения на поверхности раздела. Неравновесный перенос массы ПАВ-в из объемных фаз на поверхность раздела могут вызвать перепады межфазного напряжения, что в свою очередь может вызвать скачки касательного напряжения на поверхности раздела.

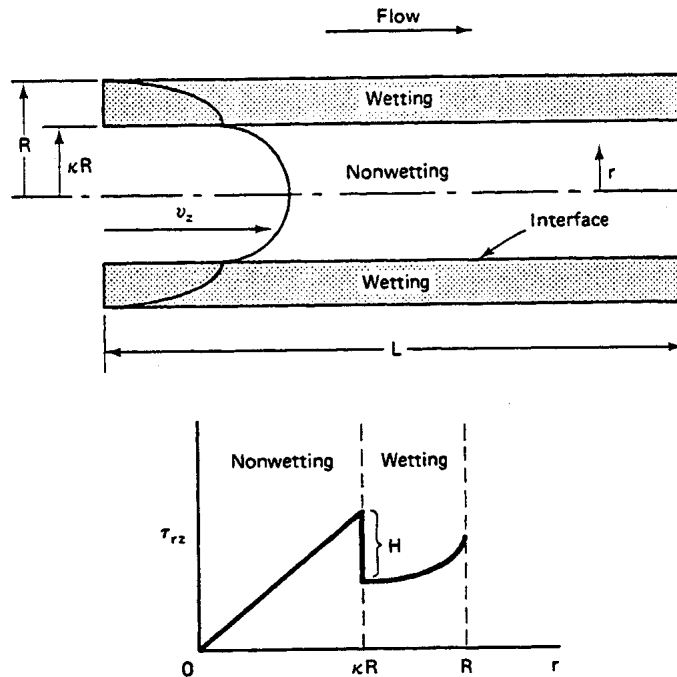


Рис.3D Одновременное двухфазное ламинарное течение в трубке со скачками касательного напряжения на поверхности раздела

Рассмотрим установившееся одновременное ламинарное течение в трубке двух несмешивающихся жидкостей равной вязкости, как показано на Рис.3D, где $0 \leq k \leq 1$. Смачивающая фаза примыкает к стенке трубки, а несмачивающая фаза течет по середине трубки. На поверхности раздела между двумя фазами отмечается скачок H в касательном напряжении ($H > 0$).

- (a) По балансу сил на цилиндрических элементах жидкости выведите выражение для касательного напряжения τ_{rz} , включая скачок.
- (b) Если обе фазы являются ньютоновскими жидкостями, для которых

$$\tau_{rz} = -\mu \frac{dv_z}{dr} \quad (3D-1)$$

выведите локальные скорости и объемные скорости течения для каждой фазы по вязкостям фаз, общему перепаду давления и длине трубки.

- (c) Используя результаты части (b), по аналогии с законом Дарси, выведите выражения для относительной проницаемости смачивающей и несмачивающей фаз как функций фазовых насыщенных. Выразите отношения в виде капиллярного числа:

$$N_{vc} = \frac{R\Delta P}{HL} \quad (3D-2)$$

Постройте кривые зависимости относительной проницаемости для каждой фазы от насыщенности смачивающей фазой при капиллярном числе, используемом в качестве параметра.

- (d) Возьмите относительную проницаемость для смачивающей фазы равную нулю, чтобы вывести выражение зависимости между остаточной смачивающей фазой и капиллярным числом. Представьте ваш результат в виде кривой капиллярного осушения (S_{lr} в зависимости от N_{vc}).
- (e) Исходя из рассмотрения данного вопроса в тексте, скажите, считаете ли вы кривую капиллярного осушения, полученную в части (d), приемлемой с качественной точки зрения для смачивающей фазы. Перечислите все, что в вышеприведенной модели является физически нереальным.

3E *Равновесие для уловленной капли.* Выведите равенство в уравнении (3.4-6) для статической несмачивающей капли при следующих условиях:

(a) Капля уловлена в горизонтальном канале, как на Рис.3E(a).

(b) Капля уловлена в наклонном канале, как на Рис.3E(b).

Предположите, что смачивающая и несмачивающая фаза являются несжимаемыми. Смачивающая фаза течет после уловленной капли.

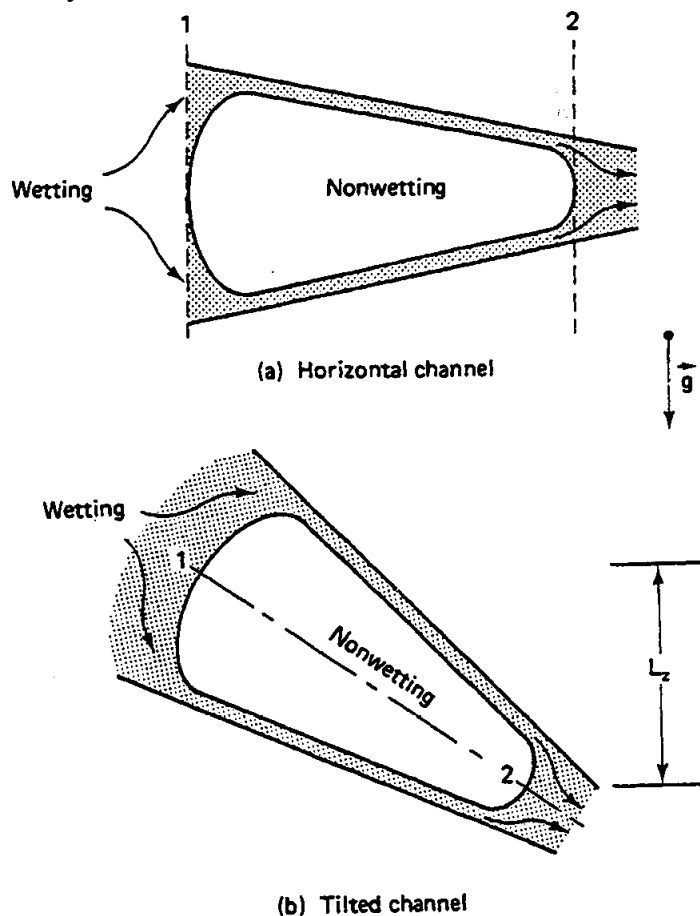


Рис.3E Схематическое изображение уловленной несмачивающей фазы

3F *Осушение капилляра в поровом дублете.*

(a) Рассчитайте и постройте кривую капиллярного осушения для несмачивающей фазы, исходя из модели порового дублета. Примите коэффициент неоднородности β равным 1, а вязкости обеих фаз равными.

(b) Повторите часть (a) при $\mu_{nw} = (1/2)\mu_w$.

(c) Какой вывод вы сделаете относительно влияния вязкости на кривую капиллярного осушения?

3G *Расчет кривой капиллярного осушения.* Используйте видоизмененную методику Стегемейера (см. Раздел 3-4) для расчета и построения кривой капиллярного осушения при течении несмачивающей фазы для кривых капиллярного давления, представленных на Рис.3C. Примите $k = 0.1 \mu\text{m}^2$, $\phi = 0.2$, $\sigma = 30 \text{ mN/m}$, отступающий краевой угол смачивания равен 20° (замерен через водную фазу) и извилистость равна 5. Используйте кривую начальной - остаточной насыщенности, приведенную в Примере 3C.

3H *Кривая капиллярного осушения при действии силы тяжести.*

(a) Повторите вывод, данный в Разделе 3-4, чтобы вывести теоретическую кривую капиллярного осушения, которая включала бы в себя эффекты силы тяжести. Ваш вывод должен теперь

содержать безразмерное отношение силы тяжести к капиллярным силам, именуемое числом связи N_b (Морроу и Чацис, 1981). Примите за характеристическую длину N_b длину, данную уравнением (3.4-10).

(b) Повторите Пример 3G со следующими дополнительными данными: $\Delta\rho = 0.2 \text{ гр/см}^3$, а $\alpha = 45^\circ$.

3I Параметры катионообмена.

(a) Способность к катионообмену часто представляется в разных единицах. Если Q_v для проницаемой среды составляет 100 м эквив. /100гр глины, рассчитайте ее в единицах мэквив/100гр среды и мэквив/см³ порового пространства. Последним является определение, данное уравнением (3.5-1). Весовой процент глины в среде составляет 15%, а пористость – 22%. Плотность твердой фазы равна 2.6гр/см³.

(b) Используйте данные Таблицы 3-6, чтобы оценить коэффициент селективности для катионообмена между кальцием и магнием в песчанике Береа.

3J *Альтернативные изотермы для катионообмена.* Уравнение (3.5-4) является одной из нескольких изотерм, представляющих катионообмен. Другой пригодной изотермой является уравнение Гапона (Хилл и Лэйк, 1978)

$$K_G = \frac{C_{Bs} \cdot C_A}{C_{As} \cdot \sqrt{C_B}} \quad (3J-1)$$

где K_G – коэффициент селективности для этой изотермы. Мы используем это уравнение для того, чтобы представить катионообмен между натрием и кальцием ($A = \text{Na}^+$, $B = \text{Ca}^{++}$).

(a) Преобразуйте это уравнение для связи кальция при заданной концентрации с глинами на манер уравнения (3.5-7). Возьмите $r = C_A^2 / C_B$.

(b) Покажите, что это уравнение стремится к постоянному пределу по мере того, как r стремится к нулю и бесконечности.

(c) Постройте изотерму для двух разных концентраций анионов в растворе наподобие того, как показано на Рис.3-24. Примите $K_G = 10$.