

ОСНОВНЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ПЕРЕХОДНЫХ ЗОНАХ И ВОДЯНЫХ КОНТАКТАХ В НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТАХ.

А.Н. Михайлов
ОАО ЦГЭ, email: folko200@mail.ru

Введение

Результаты опробования пластов на многих месторождениях показали изменение уровня ВНК в различных участках залежи. На основе антиклинально-гравитационной концепции формирования залежи получение притоков воды с более высоких гипсометрических уровней, чем притоки нефти, в однородных пластах невозможно. Базируясь на антиклинально-гравитационной концепции образования залежей, геологи, для соблюдения принципа единого контакта, вводят дополнительные разломы, экранирующие отдельные участки залежи и объясняющие различие гипсометрических отметок контактов.

Такой порочный подход отмечал еще Гёте, который был не только великим поэтом, но и известным геологом. Гёте писал, что, когда геолог не может решить задачу, он рисует разлом.

Альтернативой «разломомании» могут быть данные физики пласта, применимые к реальным геологическим условиям. В частности, закономерности проявления капиллярных сил при переходе от водоносной части разреза к нефтеносной. Как показали недавние публикации Р.А. Резванова, Т.Ф. Соколовой и др., положение водонефтяного контакта контролируется закономерностями капиллярного давления и функций относительных фазовых проницаемостей в переходной зоне.

Вопросы формирования положения водонефтяного контакта тесно связаны с особенностями строения переходных зон вода – нефть. Известно, что характер распределения природной водонасыщенности в этих зонах определяется взаимодействием капиллярных и гравитационных сил, которые имеют место в процессе формирования залежи. Считается, что нефть мигрировала в первоначально насыщенную водой ловушку и постепенно аккумулировалась в ней, оттесняя воду. Количество остаточной (реликтовой) воды определяется геологической историей формирования залежи, а характер её распределения в залежи – особенностями проявления капиллярных и гравитационных сил.

На практике превалирует упрощенное представление о переходной зоне, которое в целом ряде случаев не соответствует наблюдаемым особенностям её строения. Одной из таких особенностей является скачкообразный характер положения водонефтяного контакта, под которым обычно понимается отметка, с которой при опробовании получают чистую нефть. Скачкообразный характер положения этой воображаемой плоскости в целом ряде случаев пытаются объяснить тектоническими причинами и, в частности, наличием системы разломов.

В данной статье дается анализ основных закономерностей переходной зоны в однородных и неоднородных пластах и обосновывается наличие скачкообразных ВНК.

1. Определения

Перед тем как приступить к более детальному обсуждению объекта нашего исследования, дадим некоторые определения.

Остаточная нефтенасыщенность – это уровень нефтенасыщенности, выше которого нефть становится подвижной.

Капиллярное давление (P_c) – это избыточное давление, рассматриваемое от несмачивающей фазы. Оно находится с помощью следующей формулы:

$$P_c = P \text{ несмачивающей фазы} - P \text{ смачивающей фазы.}$$

Значение капиллярного давления зависит от насыщенности каждой фазы, ее непрерывности, а также от формы и размеров пор и поровых каналов.

Реликтовая, или минимальная, водонасыщенность (S_{wc}) – это уровень водонасыщенности, ниже которого вода становится неподвижной (в недонасыщенных залежах реликтовая вода может обладать подвижностью).

Водонефтяной контакт (ВНК)¹ – некоторые его определения:

– граничная поверхность в переходной зоне нефтяной залежи, ниже которой фазовая проницаемость для нефти равна нулю, выше которой из пласта получают промышленный приток нефти с водой (из терминологического справочника по нефтепромысловой геологии; 1994 г.)

Понятие «водонефтяной контакт» является лишь терминологическим, так как четкой границы, которая разделяла бы области, содержащие 100% воды и 100% нефти, не

¹ Понятие ВНК в учебной, научной и производственной литературе не имеет строго однозначного толкования.

существует... Обычно считают, что водонефтяной контакт – это уровень, ниже которого получают 100% воды (С.Д. Пирсон; 1961 г.).

Положение ВНК на практике определяется по данным опробования.

Промышленный приток из переходной зоны контролируется видом фазовой проницаемости. Вид фазовой проницаемости зависит от структуры порового пространства и структуры смачиваемости.

Переходная водонефтяная зона – это примыкающая к водонефтяному контакту часть объема нефтеносного пласта с водонасыщенностью, изменяющейся снизу вверх от 100% у зеркала воды до остаточной неснижаемой водонасыщенности на верхней границе зоны с чисто нефтяной частью разреза.

Толщина переходной водонефтяной зоны колеблется от десятков сантиметров в хорошо проницаемых коллекторах до десятков метров в низкопроницаемых неоднородных пластах.

Так как свойства коллекторов меняются по площади и высоте залежи, то в области водонефтяного контакта формируется сложная по строению переходная зона с переменной нефтеводонасыщенностью по высоте залежи и разной подвижностью воды и нефти – от подвижности только водной фазы в нижней части залежи до подвижности только нефти в верхней части.

2. Строение переходных зон в неоднородных пластах

В соответствии с принятыми представлениями в переходных зонах однородных пластов выделяются следующие подзоны [В.И. Петерсилье и др., 1976].

Зона предельного нефтенасыщения характеризуется максимальными коэффициентами нефтенасыщенности K_n . Внутри этой зоны вверх по пласту происходит уменьшение капиллярно-удерживаемой воды, так как гравитационные силы продолжают расти и нефть заполняет поры все меньшего размера. Таким образом, на определенной высоте от зеркала чистой воды водосодержание становится минимальным и равным остаточному неснижаемому $K_{во}$. Коэффициент нефтенасыщенности в этой зоне равен $K_n = 1 - K_{во}$. Относительная фазовая проницаемость по нефти $K_{пр,н} = K_{пр,н}^{max}$, по воде $K_{пр,в} = 0$. При испытании этой зоны будут получены безводные притоки нефти.

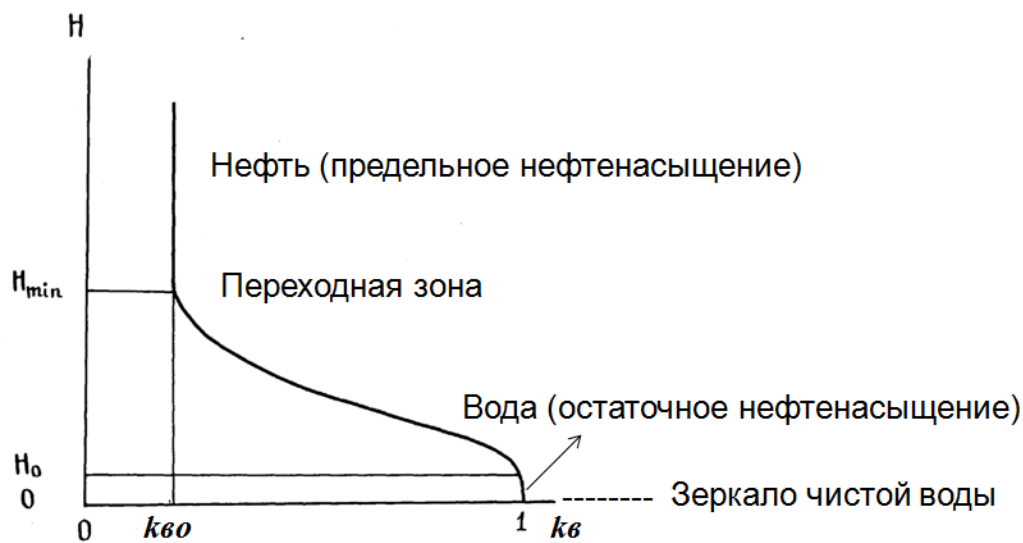


Рис. 1. Строение переходных зон в однородных пластах

Зона недонасыщения характеризуется наличием капиллярно-удерживаемой, рыхло связанной воды и небольшим градиентом уменьшения K_n . Относительная фазовая проницаемость по воде остается равной нулю ($K_{пр.в} = 0$), но относительная проницаемость по нефти становится меньше максимальной ($K_{пр.н} < K_{пр.н}^{max}$). Коэффициент водонасыщенности K_v меняется в пределах $K_v^* > K_v > K_{vo}$, где K_v^* – граничное значение K_v на верхней границе переходной зоны. Наличие зоны недонасыщения характерно для молодых залежей, в которых процесс гравитационного перераспределения нефти и воды еще не завершен. При испытании этой зоны получают притоки безводной нефти при соблюдении технологии испытаний. При нарушении технологии и создании слишком больших депрессий из этой зоны получают нефть с небольшим количеством воды, что обусловлено переходом капиллярно-защемленной (рыхло связанной) воды в свободное состояние при больших перепадах давления.

Переходная зона, или зона подвижных нефти и воды, отличается значительным градиентом снижения коэффициента нефтенасыщенности и подвижности нефти и увеличением K_v и подвижности воды. Это зона двухфазного течения флюидов, в которых относительные проницаемости по нефти и воде меньше единицы, то есть $K_{пр.н} < 1$ и $K_{пр.в} < 1$. Коэффициент водонасыщенности меняется в пределах $K_v^{**} > K_v > K_{k_v^*}$, где K_v^{**} – граничное значение K_v на нижней границе переходной зоны. Толщина переходной зоны возрастает с уменьшением проницаемости породы и степени ее

однородности. При испытании пластов этой зоны будет получен приток нефти с водой в разных пропорциях. Именно в переходной зоне, по мнению большинства исследователей, необходимо определять положение водонефтяного контакта. Мнения специалистов расходятся по вопросу степени обводненности продукции на уровне ВНК: от 1% обводненности, что соответствует верхней границе переходной зоны с $K_v = K_v^*$, до 10–20% обводненности, по мнению многих практических геологов. Вероятнее всего, уровню ВНК должна соответствовать такая обводненность продукции, при которой из пласта получают промышленный приток нефти, обусловленный потенциальными возможностями коллектора и залежи. Значение коэффициента водонасыщенности на уровне ВНК обозначим как $K_{в,гр}$.

Зона остаточной нефтенасыщенности характеризуется продолжающимся снижением коэффициента нефтенасыщенности до величины остаточной нефтенасыщенности, при которой нефть находится в неподвижном состоянии, то есть $K_n = K_{но}$ и K_v стремится к 1. При испытании этой зоны будет получен приток пластовой воды. При создании больших градиентов, возможно, с пленкой нефти. Относительная проницаемость по нефти становится равной нулю ($K_{пр,н} = 0$), а по воде пока еще меньше максимальных ($K_{пр,в} < K_{пр,мах}$). Коэффициент водонасыщенности меняется в пределах $1 > K_v > K_v^{**}$. Нижняя отметка зоны остаточной нефтенасыщенности, на которой $K_v = 1$ и $K_{пр,н} = 0$ и $K_{пр,в} = K_{пр,мах}$, принимается за уровень зеркала чистой воды (ЗЧВ). Исходя из физики капиллярных процессов, уровень ЗЧВ можно считать горизонтальным.

Толщина зоны остаточной нефтенасыщенности меняется от нескольких метров до 10–50 м на месторождениях Западной Сибири [Толстолыткин, 1970].

3. Влияние смачиваемости на структуру переходных зон однородных пластов

Как было отмечено в работе Х. Эльшахави и др. (2007 г.), смачиваемость является преимущественно свойством матрицы породы для водной либо нефтяной фазы. Она также может быть определена как тенденция одного флюида к распространению или прилипанию к твердой поверхности в присутствии других несмешивающихся флюидов.

Понимание системы смачиваемости пластовой породы является очень важным, так как от нее зависит решение вопроса добычи при первичном заводнении, и в этом случае также и вопроса водонефтяного контакта. Для вторичной добычи с химическим/полимерным заводнением смачиваемость играет существенную роль, особенно при выборе химии/полимеров.

Капиллярное давление в основном выражается как давление в несмачивающей фазе минус давление в смачивающей фазе, и поэтому оно обычно положительно для гидрофильных и отрицательно для гидрофобных (лиофильных) пород, как ясно показано в работах Крэйга [Крэйг, 1974], (рис. 2) .

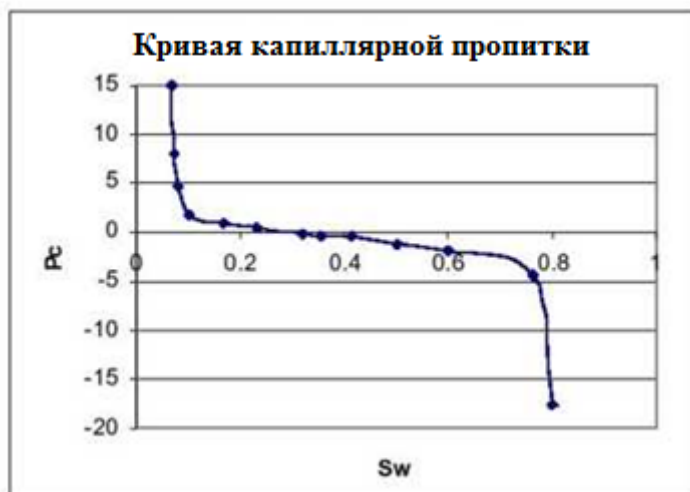


Рис. 2. Кривая капиллярной пропитки

Хотя смачиваемость является важным параметром пласта, среди ученых до сих пор не существует единого мнения относительно критериев оценки смачиваемости. В соответствии с критериями, предложенными Крэйгом, характеристики смачиваемости нефти следующие (гидрофобная порода):

- а) насыщенность реликтовой водой в целом меньше 15%, чаще меньше 10%;
- б) нефть и вода имеют равные относительные фазовые проницаемости при водонасыщенности менее 50%;
- в) максимальная относительная фазовая проницаемость для воды при условии заводнения больше 50% и приближается к 100%.

Противоположная картина наблюдается в гидрофильной породе. Так как смачиваемость контролирует значения капиллярного давления и вид функций относительной фазовой проницаемости, то в соответствии с антиклинально-гравитационной концепцией в пластах с различной характеристикой смачиваемости строение переходных зон может быть различным.

4. Водонефтяные контакты в гидрофильных и гидрофобных пластах

Рассмотрим различия в понятиях водонефтяного контакта (и уровня несвязанной воды) в гидрофобном и гидрофильном пластах. Легко предположить, что в гидрофильном пласте первоначальный водонефтяной контакт находится выше уровня несвязанной воды. С другой стороны, в гидрофобном пласте первоначальный водонефтяной контакт находится ниже уровня несвязанной воды.

Как показано на рис. 3а, в случае с гидрофильным пластом, в соответствии с определением, уровень несвязанной воды – это уровень, на котором исчезает капиллярное давление нефти – воды. Это граница нефть – вода, существующая в равновесии в наблюдаемой скважине и свободная от капиллярных эффектов. Она ниже, чем истинный водонефтяной контакт, то есть капиллярное давление существует в поровой среде.

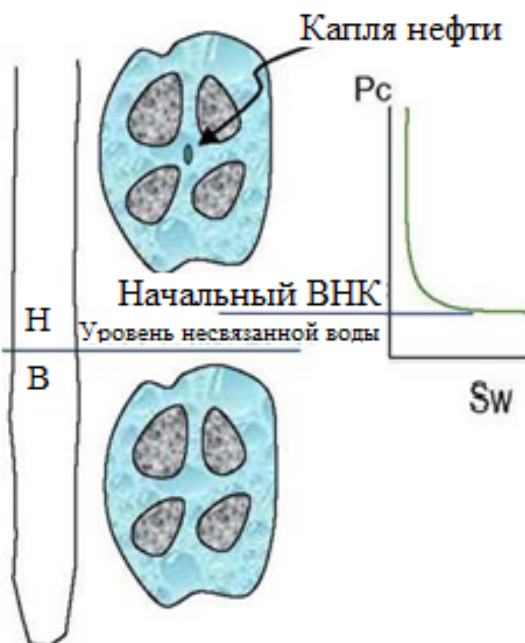


Рис. 3а. Распределение нефти и воды в гидрофильном пласте

В гидрофильном пласте уровень несвязанной воды находится на глубине между интервалом со 100%-ной нефтенасыщенностью и интервалом, где появляются капли воды в порах, как показано на рис. 3б.

Капля воды увеличивается в размере по мере увеличения глубины. Здесь подвижны как нефть, так и вода. Фаза воды непостоянна, значит, имеет место градиент нефти. Водонасыщенность увеличивается с глубиной до тех пор, пока фаза воды не станет

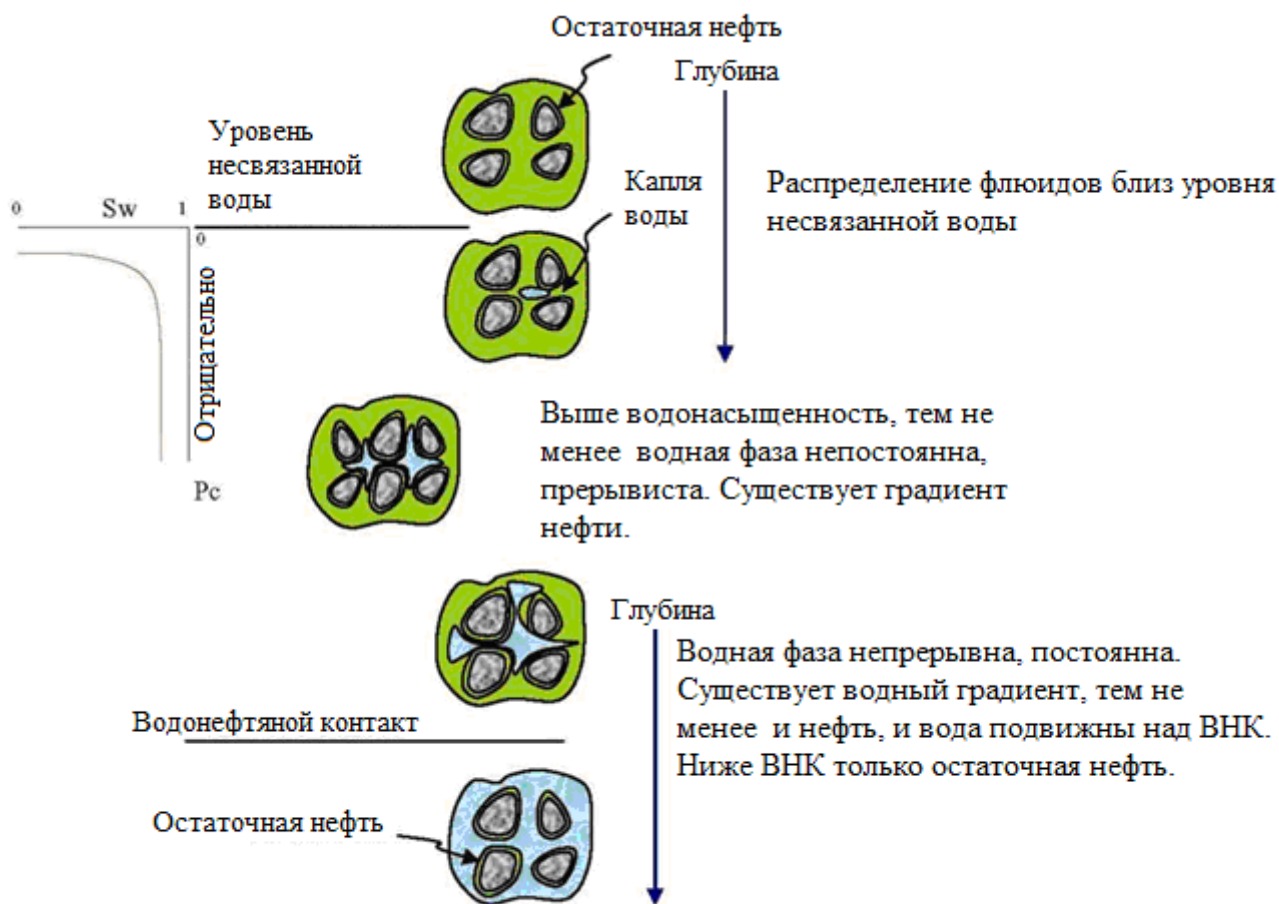


Рис. 3б. Распределение нефти и воды в гидрофобном пласте

постоянной, неразрывной, в тонкой пленке между порами (рис. 3б). Градиент в этой переходной зоне – водный, тем не менее опробование здесь покажет и нефть, и воду. В этом случае водонефтяной контакт находится на глубине между интервалом со 100% -ной водонасыщенностью и интервалом, где представлена подвижная вода.

5. Распределение капиллярного давления и воды в однородном нефтяном пласте

Среди исследователей, занимающихся вопросами физики нефтяного пласта, не существует единого мнения о характере распределения реликтовой воды в однородном нефтяном пласте. С этим непосредственно связано трактование кривых капиллярного давления (ККД), получаемых лабораторным путем (Morrow N.R., Глазова В.М., Rose W., Bruce W.A.).

Распределение реликтовой воды в гидрофильном однородном пласте имеет вид, показанный на рис. 4. Характерными точками на кривой распределения воды в пласте являются высота H_0 , где водонасыщенность K_v отклоняется от 1, и высота H_{min} – минимальное значение высоты H , выше которой водонасыщенность пласта не изменяется и остается постоянной величиной (Morrow N.R., Глазова В.М, Амикс Дж. и др., Гудок Н.С., Пирсон С.Д.). Водонасыщенность $K_{во}$ называется остаточной водонасыщенностью. Нефтяная зона пласта расположена в области $H > H_{min}$, переходная, водонефтяная – в области $H_0 < H < H_{min}$. Водонефтяной контакт определим пока как отметку, выше которой может быть получена только безводная нефть (Leverett M.C.), т.е. ВНК по рис. 4 соответствует отметке H_{min} . Иногда за ВНК принимают уровень, на котором капиллярное давление P_k равно нулю (Гудок Н.С.), т.е. уровень, который называют свободным уровнем воды. Высота H в пласте отсчитывается от уровня, который называют свободным уровнем воды или зеркалом воды. При $H = 0$ капиллярное давление равно нулю.

Капиллярное давление в общем виде определяется формулой Лапласа

$$P_k = P_n - P_v = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right), \quad (1)$$

где P_v и P_n – давления в воде и нефти, σ – поверхностное натяжение на границе вода – нефть, R_1 и R_2 – главные радиусы кривизны поверхности раздела.

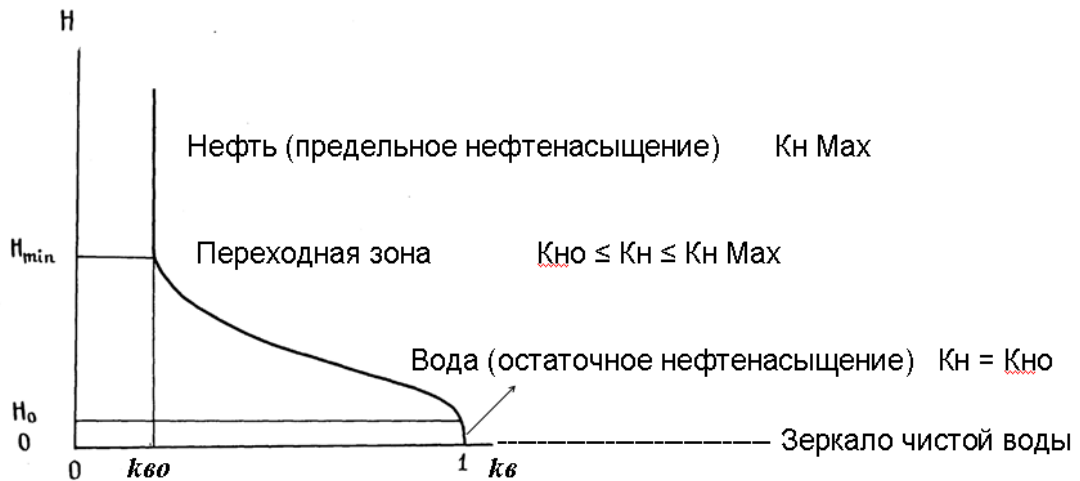


Рис. 4. Распределение водонасыщенности в однородном нефтяном пласте

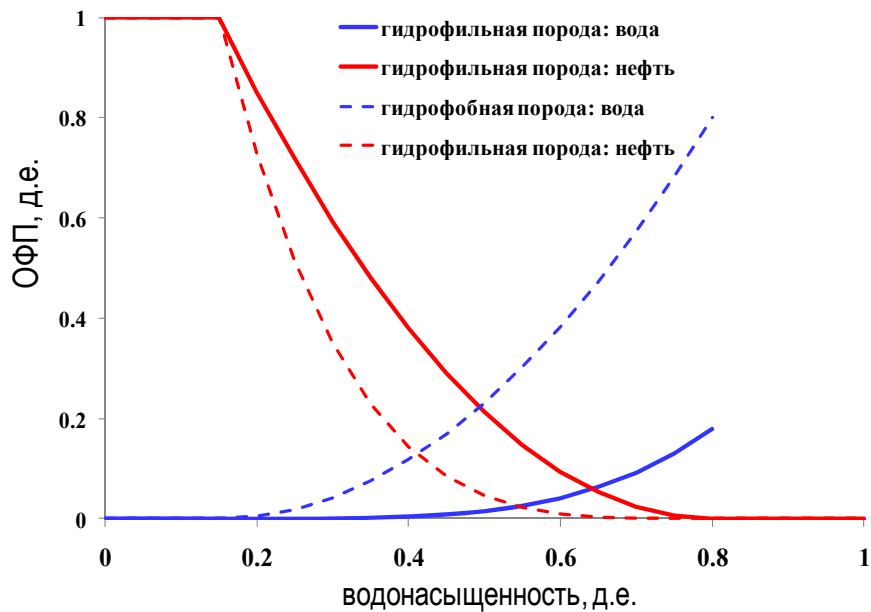


Рис. 5. ОФП воды и нефти для гидрофильной (сплошная линия) и гидрофобной (пунктирная линия) породы

Кривая на рис. 4 допускает в области $H_0 \leq H_{\min}$ простую интерпретацию (Morrow N.R., Амикс Дж. и др). Обычно считается, что вся вода в этой области является непрерывно распределенной, и давление в воде изменяется по закону гидростатики; то же относится и к нефти, поэтому

$$P_n - P_g = \Delta \rho g H, \quad (2)$$

где $\Delta \rho$ – разность плотностей воды ρ_w и нефти, ρ_n – ускорение силы тяжести.

При равновесии

$$P_k = \Delta \rho g H. \quad (3)$$

Более сложной задачей является интерпретация кривой на рис. 4 в области $H > H_{\min}$. Существующие трактовки кривой в этой области можно разбить на два класса с различными вариантами (Morrow N.R., Rose W., Leverett M.C.).

1. Существует равновесная теория распределения воды в нефтяной зоне пласта. Равенство (3) для равновесной системы может быть получено по давлению насыщенного пара над искривленной поверхностью жидкости – однокомпонентная жидкость и ее пар (Morrow N.R.). При тепловом равновесии давление насыщенного пара в случае вогнутой поверхности раздела жидкость – пар меньше, чем над плоской поверхностью (Яворский Б.М. и др.)

$$\Delta P_n = \frac{\rho_n}{\rho_{жс} - \rho_n} P_k, \quad (4)$$

где ρ_n и $\rho_{жс}$ – соответственно плотность пара и жидкости. Представим теперь, что однородный пласт заполнен смачивающей однокомпонентной жидкостью и ее паром. Пусть в таком пласте существует уровень, на котором капиллярное давление, связанное с кривизной поверхности раздела жидкость – пар, равно нулю. В таком гипотетическом пласте и при тепловом равновесии равновесное распределение P_k , как это следует из (4), везде определяется формулой (4). Считается, что полученное выражение справедливо и при определении P_k в реальном однородном пласте в случае равновесного распределения воды.

Дальнейшая трактовка характера распределения воды у разных авторов различна.

А. Леверетт считает, что в реальном пласте не существует неумещающегося значения водонасыщенности $K_{во}$ (Leverett M.C.). Такой вывод основан на вычислениях, проведенных для моделей грунта, в соответствии с которыми K_v равновесной системы быстро уменьшается с ростом капиллярного давления. Модель грунта представлена случайно упакованными шарами, и равновесная насыщенность определяется по формуле (Morrow N.R.):

$$K_v = \frac{V_R}{2} \cdot N \cdot \frac{1-m}{m}, \quad (5)$$

где V_R – объем пендулярного кольца в относительных единицах, N – среднее число действительных контактов на сферу и m – пористость модели.

Объем пендулярного кольца зависит от величины капиллярного давления и уменьшается при увеличении P_k . Как показали вычисления, при значениях P_k , соответствующих на кривых капиллярного давления (ККД) $\sim 3H_{\min}$, равновесное значение водонасыщенности становится меньше 1%.

ККД, измеренные в лаборатории методом полупроницаемой мембраны или методом центрифугирования, имеют в общем такой же вид, что и распределение воды, представленное на рис. 4. Измеренные ККД представляют, по Leverett M.C., неравновесное распределение воды, поэтому ККД необходимо корректировать соответствующим образом.

Данные ртутной порометрии свидетельствуют в пользу равновесной теории распределения воды (Morrow N.R., Аширов К.Б. и др.). В этом случае смачивающей фазой является разреженный воздух и кривая дренирования представляет равновесную кривую распределения воды.

Б. Предполагают, что распределение воды, представленное на рис. 4, является равновесным, т.е. капиллярное давление необходимо и в нефтяной зоне пласта определять по формуле (3) и нет необходимости корректировать ККД, построенные по лабораторным данным. Этот вывод основан на сопоставлении данных прямого метода определения остаточной водонасыщенности, когда при бурении используют промывочный раствор на нефтяной, безводной основе, и косвенного, лабораторного метода. Оказалось, что данные этих методов достаточно хорошо согласуются друг с другом. Принимается также, что равновесным является и распределение воды, которое получается на образцах керна в лаборатории. В соответствии с принятой схемой водонасыщенность при больших значениях H стремится к нулю. Таких позиций придерживаются Брюс, Уэлдж, Гелмер и Morrow (N.R. Morrow, 1971) .

2. По мнению второй группы исследователей, распределение воды в пласте является неравновесным. Доказательством неравновесности служит совпадение данных по определению остаточной водонасыщенности прямыми и косвенными методами. Если бы распределение воды было равновесным, то P_k определялось бы по формуле (3) во всей области изменения H и водонасыщенность равномерно стремилась бы к нулю с увеличением H . Поскольку этого не наблюдается на практике, то распределение воды в большинстве исследованных месторождений является неравновесным и в области $H > H_{\min}$.

$$P_k \leq \Delta \rho g H . \quad (6)$$

Как отмечал N.R. Morrow [1971], распределение воды было бы равновесным для такой системы, в которой сами частицы, из которых сложен скелет, являются пористыми. Эти поры в частицах обеспечивали бы контакт между различными пендулярными кольцами воды, и через них происходил бы перенос воды. В такой пористой среде при построении ККД не существует неумещающегося значения $K_{во}$. Возможно, такой механизм обеспечивает аномально низкие значения водонасыщенности в некоторых

карбонатных пластах. В работе приведены также возможные причины, объясняющие неравновесность. Градиенты температуры и концентрации соли препятствуют установлению равновесия поверхностной или объемной диффузией воды. Далее, могут существовать локально стабилизированные изолированные элементы воды.

Басин Я.Н. и др. (1972 г.) на примере результатов исследования распределения нефтенасыщенности на некоторых месторождениях Западной Сибири также полагают, что на данных месторождениях процесс гравитационного разделения воды и нефти все еще не закончен.

Таким образом, сложившуюся ситуацию по данному вопросу можно оценить следующим образом.

1) Не известно, каким образом определять P_k в нефтяной зоне пласта. Соответственно, не ясно, при каком значении P_k определять остаточную водонасыщенность в лаборатории по ККД.

2) При определении остаточной водонасыщенности косвенными методами полученные результаты считаются вполне приемлемыми.

3) В современной литературе при изучении остаточной водонасыщенности как лабораторными, так и геофизическими методами, как правило, вопрос о равновесности распределения не затрагивается вообще.

Вероятно, можно ожидать, что распределение воды в нефтяной зоне однородного пласта является равновесным, поскольку после формирования залежи прошло достаточно много времени, однако тогда не ясно, почему в пласте в нефтяной зоне наряду с нефтью содержатся также и воды.

Таким образом, вопросы о наличии в переходной зоне аномалий насыщенности, которые установлены по результатам опробования, и вопрос о наличии аномально-водонасыщенных зон выше максимальных отметок H_{\min} в переходной зоне остаются открытыми.

6. Оценки мощности переходной зоны

Мощность переходной зоны $H_{пз}$ в реальных пластовых условиях равна

$$H_{пз} = H_{\min} - \Delta H_k, \quad (7)$$

где ΔH_k – отметка H на рис. 4, соответствующая водонасыщенности пласта, при которой относительная фазовая проницаемость воды $\sim 0,05$.

Значение H_{\min} определялось следующим образом. По усредненным ККД определялись значения j функции j_{\min} для систем коллектор – раствор соли, вода – воздух или вода – керосин. Далее, зная зависимость остаточной водонасыщенности $K_{\text{во}}$ от коллекторских свойств пласта m и K , можно установить зависимость H_{\min} от $K_{\text{во}}$ для рассматриваемого пласта, зависимости $K_{\text{во}}$ от m и K для пластов, для которых приведены значения H_{\min} .

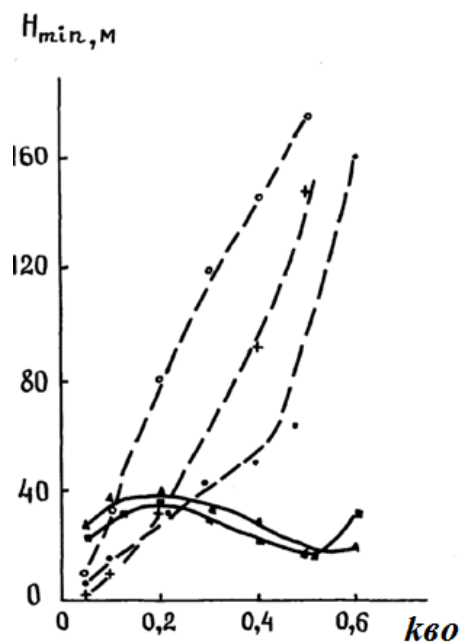


Рис. 6. Зависимость истинной мощности переходной зоны от остаточной водонасыщенности для карбонатов (---) и песчаников (—), построенная по ККД при вытеснении воды газом

Как видно из рис. 7, в газонасыщенном песчанике истинная мощность переходной зоны, т.е. H_{\min} , зависит только от остаточной водонасыщенности и в пределах $K_{\text{во}}$ от 0,1 до 0,3, представляющих основной интерес, равна 22–38 м. Для газонасыщенного карбоната истинная мощность переходной зоны зависит не только от $K_{\text{во}}$, но и от структуры порового пространства. Значения истинной мощности переходной зоны для карбонатов из различных месторождений могут изменяться от нескольких метров до 150 м.

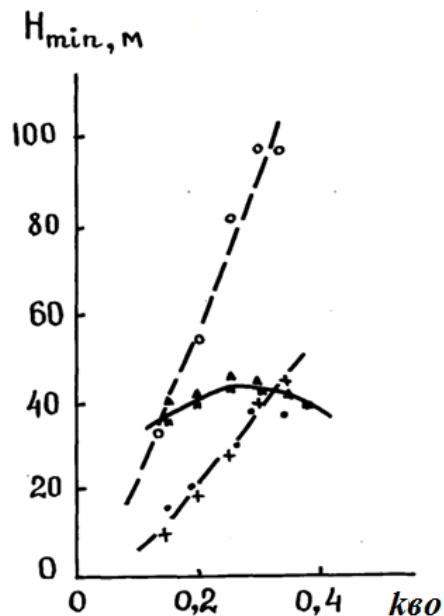


Рис. 7. Зависимость истинной мощности переходной зоны от остаточной водонасыщенности для карбонатов (---) и песчаников (—), построенная по ККД при вытеснении воды керосином

Если использовать в качестве несмачивающей фазы не воздух, а керосин, то H_{min} для пласта с одинаковыми коллекторскими свойствами несколько увеличивается. Так, для песчаников в области $0,15 < K_{во} < 0,35$ H_{min} равно в среднем 42 м и изменяется в пределах 35–45 м (рис. 7).

Поскольку H_{min} для образца при замене воздуха на керосин изменяется незначительно, можно принять, что H_{min} для системы коллектор – раствор соли в воде – воздух (керосин) равно H_{min} для газонасыщенного (нефтенасыщенного) пласта.

Если бы ККД строились по методике, данной в (Иванов В.А. и др., Ханин А.А. и др., Шишигин С.И., Кравчук М.С.), H_{min} было бы значительно больше полученной в этой работе.

Для определения мощности переходной зоны (отметки ВНК) были вычислены значения ΔH_k для системы песчаник – раствор соли в воде – керосин. Отметка ВНК по ККД определялась как отметка, на которой относительная фазовая проницаемость воды $K_{ов}$ равна 0,05. Для пласта с остаточной водонасыщенностью 0,2; 0,3; 0,4 значения ΔH_k равны 4,4 м; 6,5 м; 8 м.

В результате проведенных вычислений получим, что для песчаников, являющихся промышленными коллекторами нефти, мощность переходной зоны выше ВНК изменяется в пределах 30–40 м.

Если мощность переходной зоны выше ВНК для карбонатов определять так же, как и для песчаников, то значение $H_{пз}$ будет колебаться от нескольких метров до нескольких десятков метров.

Полученные значения мощности переходной зоны существенно отличаются от тех значений мощностей переходной зоны, которые обычно приводят по результатам промысловых и геофизических исследований скважин.

Вышеперечисленное указывает на различия переходных зон в газонасыщенных и нефтенасыщенных пластах. Отсюда следует, что толщины переходных зон определяются коллекторскими свойствами, характером насыщения и могут составлять десятки метров.

7. Размеры и характеристики переходных зон по данным геофизических исследований скважин

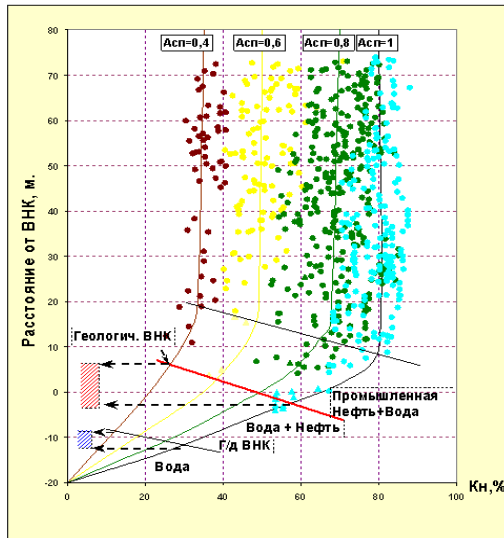
Результатом анализа ВНК по площади является модель переходной зоны (МПЗ), построенная по фактическим скважинным данным. Модель переходной зоны – это физическая закономерность изменения коэффициента начального нефте(водо)насыщения $K_n(K_v)$ по высоте залежи от уровня ВНК ($\Delta H_{ВНК}$) или от зеркала чистой воды ($\Delta H_{зчв}$) в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств коллекторов (K_n , $K_{пр}$, $\alpha_{пс}$). Изучением переходных зон занимались многие ученые (Басин Я.Н., Резванов Р.А., Поляков Е.Е. и др.). Графически МПЗ представляет собой палетку (рис. 8) для каждой гидродинамической системы, которая используется в табулированном виде или в виде уравнений. Модели переходных зон обычно используются для прогноза значений K_n в прослоях малой толщины в пластовых и массивных залежах, когда определения удельного электрического сопротивления (УЭС) имеют низкую достоверность. Помимо этого, МПЗ является средством проверки правильности обработки материалов ГИС, выявления грубых ошибок в оценках $K_n(K_v)$, $K_n(K_{пр})$.

Модели переходных зон строятся по выборке прослоев-коллекторов, УЭС которых определяется уверенно и характер насыщения которых подтвержден испытаниями. Во избежание ошибок, в выборку включаются вертикальные скважины, не затронутые обводнением и влиянием разработки.

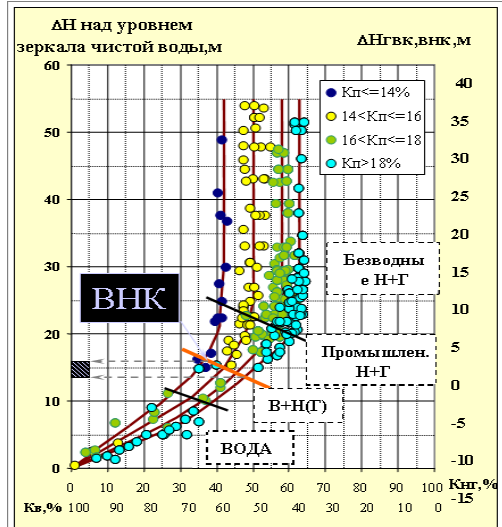
МПЗ в сжатом виде показывает внутреннее строение залежи – дает представление о размерах зоны предельного нефтенасыщения, переходной зоны, о расстоянии от уровня ВНК до зеркала чистой воды и до подошвы предельного насыщения, величинах K_n , характерных для разных зон залежи и для уровня ВНК. Так, из рис. 8 видно, что для Самотлорского месторождения зона предельного нефтенасыщения отстоит от зеркала чистой воды для пластов группы АВ на 25–40 м в зависимости от ФЕС коллекторов. Величина K_n в зоне предельного насыщения постоянна и не меняется для K_n или $\alpha_{nc} = \text{const}$. В переходной зоне наблюдается резкое уменьшение K_n по мере приближения к ВНК и уровню чистой воды. Диапазон колебания уровня ВНК только за счет изменения свойств пород – не менее 10 м. На уровне ВНК величина коэффициента нефтенасыщенности меняется от 60 до 35%.

Следует отметить особенности переходной зоны для викуловского пласта Красноленинского месторождения (рис. 8). Несмотря на значительную высоту над уровнем ВНК, зона предельного нефтенасыщения не достигается при любой пористости. Это связано с особым строением коллектора данного пласта, где отмечается тонкое переслаивание алевролитов и песчаников.

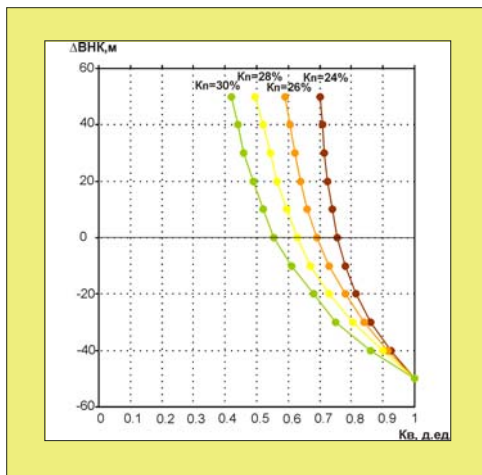
Из приведенных ниже графиков следует, что размеры переходных зон могут составлять десятки метров и их структура требует учета при подсчете запасов и проектировании разработки залежи.



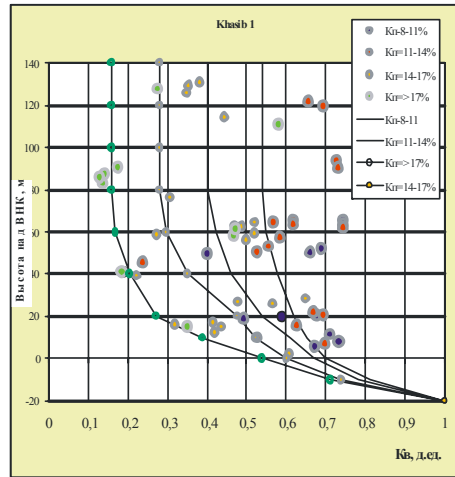
Самотлорское месторождение, группа пластов АВ



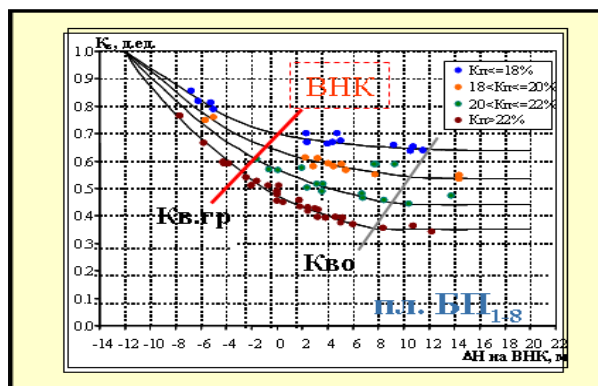
Кынокое месторождение, пласты Ю1-2



Каменная площадь Краснотенинского месторождения, пласт ВК



Месторождение Хальфая, Ирак, пласт Khasib



Еты-Пуровское месторождение, пласты БП1-8

Рис. 8. Модели переходных зон разных месторождений

8. Строение переходных зон в неоднородных по фильтрационным свойствам разрезах

В предыдущих разделах были рассмотрены переходные зоны в однородных пластах. Однако в большинстве случаев однородные пласты – это исключение из общего правила. На практике пласты, формирующие эксплуатационные объекты, характеризуются высокой степенью неоднородности по фильтрационно-емкостным свойствам и структуре порового пространства. Проявление неоднородности обуславливает изменение закономерностей строения переходных зон по отношению к однородным пластам. Рассмотрим особенности этих изменений.

8.1. Особенности изменения капиллярного давления в переходных зонах неоднородных пластов

Если пласт сложен из одних и тех же пород – песчаников, известняков и т.д., – то, как показывают экспериментальные исследования, на форму ККД для однородного пласта основное влияние оказывают проницаемость, и, в меньшей степени, пористость; поэтому для неоднородных пластов можно рассмотреть только влияние проницаемости на распределение капиллярного давления и водонасыщенности. При определении капиллярного давления в неоднородных пластах будем исходить из тех предположений, которые были приняты при определении P_k в однородных пластах:

1. Система вода – нефть в порах коллектора находится в состоянии термодинамического равновесия.

2. Между водонасыщенностью и капиллярным давлением в каждом пропластке существует та же зависимость, что и в однородном пласте с соответствующей проницаемостью.

В неоднородном разрезе рассмотрим систему из двух пластов: нижний (1) – более проницаемый, верхний (2) – менее (рис. 9).

На рис. 9а представлено распределение капиллярного давления по водонасыщенности, а на рис. 9б – распределение капиллярного давления по высоте H .

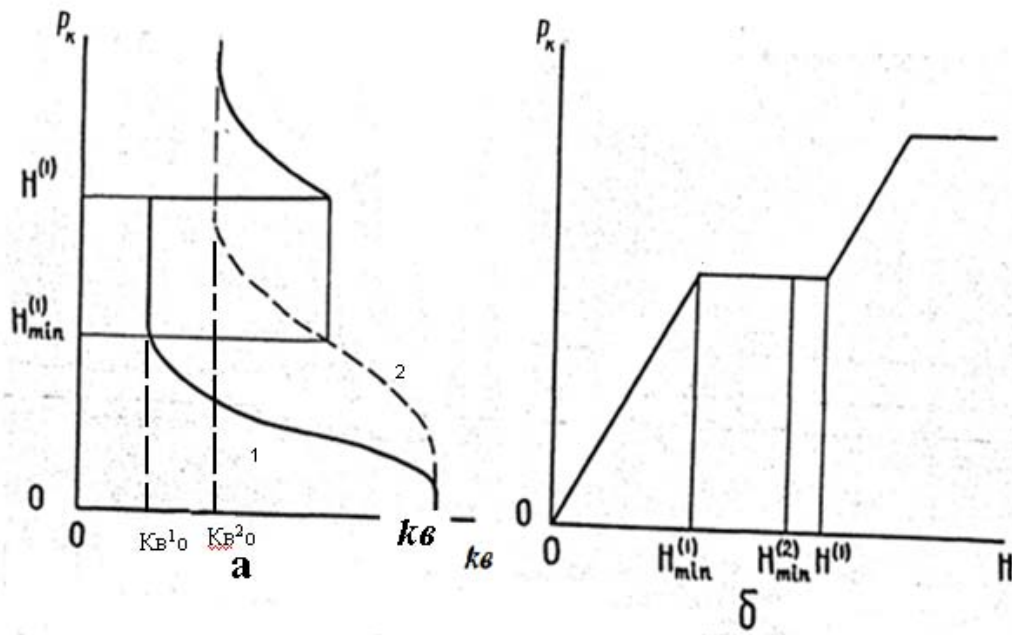


Рис. 9. Распределение водонасыщенности (а) и капиллярного давления (б) в кусочно-однородном пласте

Непрерывной величиной при переходе через границу раздела двух сред является, как это следует из рис. 9б, максимальное значение капиллярного давления (P_k). Но в верхнем, менее проницаемом пропластке разброс капиллярного давления в общем меньше, чем в нижнем, т.к. при данном максимальном P_k в верхнем пропластке часть воды является фазово-подвижной, для которой не существует дисперсии капиллярного давления, в то время как в нижнем пропластке уже вся вода является фазово-неподвижной. За счет этого дисперсия P_k нижнего пропластка на контакте несколько уменьшается. Это явление распространяется на расстояние, соизмеримое с характерными размерами пор для данного пласта. В этой области водонасыщенность должна быть меньше kv^1_0 , т.к. уменьшение дисперсии P_k происходит при том же максимальном P_k , при котором в однородном пласте водонасыщенность становится равной kv^1_0 . Происходит своеобразная осушка нижнего пропластка верхним. Отсюда можно заключить, что в неоднородных пластах в переходной зоне формируются скачки водонасыщенности, зависящие от контрастности фильтрационно-емкостных свойств.

8.2. Особенности строения переходных зон в неоднородных пластах

Далее приведены особенности строения переходных зон в неоднородных пластах.

На рис. 10 рассмотрим распределение P_k в кусочно-однородном пласте, где верхний пропласток (1) более проницаем. Верхний пропласток имеет проницаемость $K_1 > K_2$.

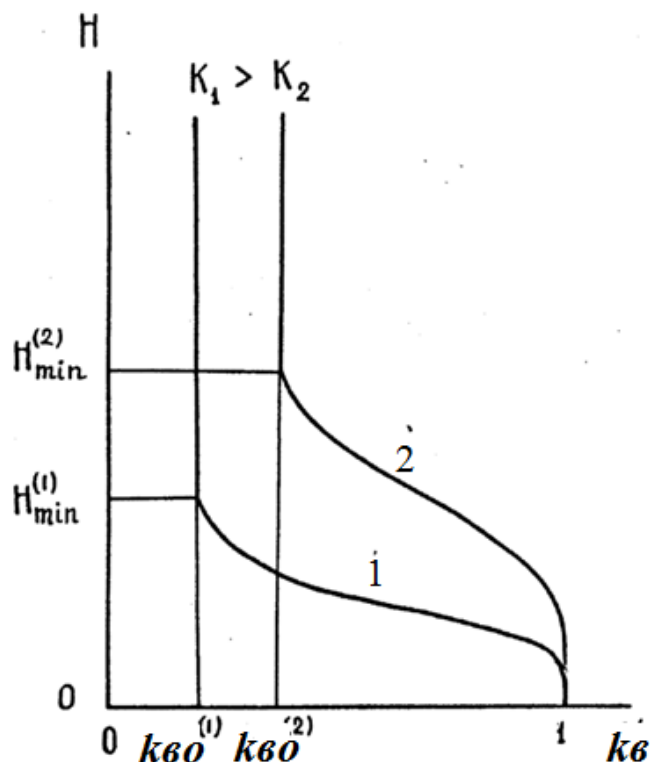


Рис. 10. Распределение водонасыщенности в однородных нефтяных пластах с проницаемостями K_1 и K_2

Определим зависимость капиллярного давления от высоты H . Рассмотрим ситуацию, когда $H^{(2)}$ больше $H_{min}^{(1)}$ и меньше $H_{min}^{(2)}$. До границы раздела двух сред P_k приблизительно пропорционально H . Капиллярное давление на контакте определяется нижним пропластком, а не верхним. Однако в верхнем, более проницаемом пропластке в соответствии с принятыми предположениями P_k меньше, чем в нижнем:

Переход капиллярного давления совершается скачкообразно в области, соизмеримой с характерным размером пор (рис. 11).

Это скачкообразное изменение капиллярного давления обусловлено теми же причинами, которые вызывают существование неоднозначной зависимости P_k от H в однородном пласте, т.е. в конечном итоге скачок P_k в рассматриваемом случае является следствием независимости P_k от высоты H в нефтяной зоне однородного пласта в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств.

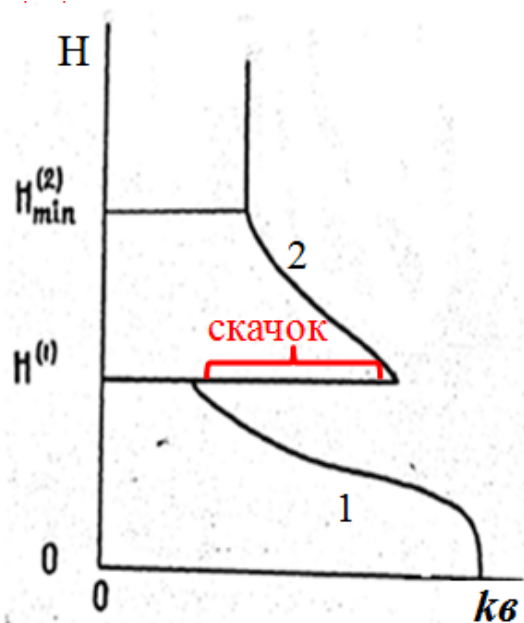


Рис. 11. Распределение водонасыщенности в кусочно-однородном пласте

Осушка менее проницаемым пропластком более проницаемого осуществляется вне зависимости от взаимного расположения пропластков. Однако когда более проницаемый пропласток является нижним, то осушка происходит при неизменном максимальном P_k , в то время как во втором случае, когда верхний пропласток более проницаем, изменялось само значение максимального P_k . В первом случае в верхнем пропластке появляется фазово-подвижная вода, а во втором — изменение максимального значения P_k обеспечивает возможность появления фазово-подвижной воды при последующем контакте с менее проницаемым пропластком.

Наличие скачка объясняется требованием непрерывности капиллярного давления на границах переходной зоны в пластах с различными фильтрационными свойствами.

Таким образом формируются сложные переходные зоны в неоднородных по проницаемости пластах.

Отсюда следует, что формирование скачка насыщенности в переходной зоне определяется взаиморасположением пластов с различными фильтрационными свойствами.

Выводы

1. Проявление неоднородности обуславливает изменение закономерностей строения переходных зон по отношению к однородным пластам.
2. Неопределенность понятия водонефтяного контакта обуславливает сложности при подсчете запасов и моделировании разработки месторождений.
3. Формирование скачка насыщенности в переходной зоне определяется взаиморасположением пластов с различными фильтрационными свойствами.
4. В неоднородных пластах имеет место суперпозиция переходных зон для пластов с различными фильтрационно-емкостными свойствами.
5. В неоднородных пластах насыщенность в переходных зонах претерпевает разрыв, что приводит к немонотонности строения переходной зоны и к скачкообразному изменению положения условного ВНК.

ЛИТЕРАТУРА:

Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. М.: Гостоптехиздат, 1962. 572 с.

Глазова В.М. Распределение остаточной воды в неоднородных коллекторах и ее влияние на процессы вытеснения нефти: дисс. ... канд. техн. наук. М.: МИНХ и ГП, 1973. 147 с.

Комаров С.Г. Геофизические методы исследования скважин. М: Гостоптехиздат, 1963. 404 с.

Крэйг Ф.Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении: пер. с англ. под ред. проф. В.Л. Данилова. М.: Недра, 1974. 192 с.

Петерсилье В.И., Белов Ю.Я. и др. К вопросу оценки параметров переходной зоны с использованием кривых капиллярного давления. М.: ВНИГНИ. 1976. Вып. 242.

Пирсон С.Д. Учение о нефтяном пласте. М.: Гостоптехиздат, 1961. 570 с.

Соколова Т.Ф., Василевская Г.Р., Изюмова Е.А. Обоснование положения водонефтяного контакта в верхнеюрских пластах в условиях фациальной изменчивости // Нефт. хоз-во. 2011. № 1. С. 24–27.

Толстолыткин И.П. Анализ геологической эффективности промыслово-геофизических методов при изучении особенностей разработки нефтяных месторождений Западной Сибири: дисс. ... канд. геол.-минерал. наук. М.: МИНХ и ГП, 1970.

Тульбович Б.И. Нефтенасыщенность и коллекторские свойства терригенных пород некоторых месторождений Пермской области // Геология нефти и газа. 1975. № 1. С.61–64.

Яворский Б.М., Детлаф А.А. Справочник по физике. М.: Наука, 1971.

Berg R.R. Capillary pressures in stratigraphic traps // AAPG Bull. 1975. Vol. 59. P. 939–956.

Leverett M.C. Capillary behavior in porous solids // Trans. AIME. 1941. Vol. 142. P. 152.

Morrow N.R. The retention of connate water in hydrocarbon reservoirs // J. Canad. Pertol. Technol., 1971, January-March.