

ВЛИЯНИЕ КАПИЛЛЯРНЫХ СИЛ НА ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ПРОЦЕССЫ В ТРЕЩИНОВАТЫХ ПОРОДАХ

А.М. Свалов
ИПНГ РАН, e-mail: svalov@ipng.ru

Трещиноватость, развитая в различной степени, является свойством, присущим всем породам-коллекторам, как терригенным, так и карбонатным. Проведенными исследованиями установлено, что влияние трещиноватости на фильтрационные процессы в продуктивных пластах не ограничивается увеличением фильтрационной проводимости породы. Так, например, в работе [1] показано, что при обтекании изолированной трещины фильтрационным потоком однофазной жидкости в зоне контакта потоков, входящих и выходящих из трещины, величина градиентов порового давления приближается к нулю, что является предпосылкой образования застойных зон в некоторой окрестности этой трещины. Отсюда следует, что трещиноватость породы, аналогично непроницаемым включениям, может препятствовать эффективному вытеснению пластового флюида.

Ниже представлены результаты исследования особенностей взаимодействия двухфазных фильтрационных потоков с трещинами, не образующими связанной сети в породе, то есть рассматриваются случаи, когда пластовый флюид, вытекающий в трещину из блока породы, при дальнейшем движении должен проникать в следующий блок породы. Показано, что в этих случаях формирование зон капиллярной пропитки вблизи трещин может приводить к существенному изменению осредненных фазовых проницаемостей, к формированию целиков неподвижной остаточной нефти и к потерям гидродинамического давления при пересечении трещин двухфазным фильтрационным потоком.

Как будет показано ниже, двухфазность фильтрационного потока, взаимодействующего с трещинами, приводит к проявлению сложных гидродинамических механизмов, обусловленных действием капиллярных сил в окрестности трещин. Действительно, при раскрытии трещины, по ширине значительно превышающем средний размер пор, величина капиллярного давления в трещине, обратно пропорциональная ширине раскрытия, будет значительно меньше величины капиллярного давления в пористой среде, что является причиной формирования некоторой переходной зоны нефте(водо)насыщенности в окрестности трещины. Наличие таких переходных зон вблизи трещин приводит к увеличению остаточной нефтенасыщенности породы, причем это может происходить как в гидрофильных, так и в гидрофобных породах.

Проведенный анализ показал, что трещины, ориентированные ортогонально направлению движения двухфазной жидкости, приводят к потерям гидродинамического давления. Трещины, ориентированные вдоль потока и не имеющие достаточной протяженности, также будут обуславливать повышение сопротивления фильтрационному движению. Отсюда, в частности, следует, что при моделировании фильтрационных процессов в продуктивных пластах с фазовыми проницаемостями, определяемыми на кернах, имеющих относительно малые размеры, и не учитывающими влияния разномасштабных трещин, существующих в значительном количестве в реальных условиях, фазовые проницаемости необходимо адаптировать к этим реальным пластовым условиям.

Для исследования механизма формирования избыточных остаточных запасов нефти в блоках трещиновато-пористой среды, в соответствии с теорией фильтрации в таких средах [2, 3], будем предполагать, что нефть, содержащаяся в блоках породы, вытесняется водой в систему связанных между собой трещин, по которым нефть далее движется к добывающим скважинам.

Рассмотрим сначала случай гидрофобной среды, когда нефть, содержащаяся в блоках, является смачивающей фазой. Отметим, что, согласно [3], при вытеснении нефти газом, как правило, реализуется ситуация, аналогичная вытеснению нефти водой из гидрофобного пласта, то есть вытесняемая газом нефть для большинства пород-коллекторов является смачивающей фазой.

Для упрощения выкладок будем рассматривать одномерное стационарное двухфазное фильтрационное движение в блоке породы, описываемое уравнениями:

$$-(k/\mu_1) \cdot f_1(s) \cdot P_x = U_1, \quad -(k/\mu_2) \cdot f_2(s) \cdot (P_x + \varphi_x) = U_2. \quad (1)$$

Здесь k – проницаемость породы, μ_1, μ_2 – динамическая вязкость смачивающей (индекс «1») и несмачивающей (индекс «2») фаз, $f_1(s)$ и $f_2(s)$ – соответствующие относительные фазовые проницаемости при значении s насыщенности смачивающей фазы, в данном случае нефти, P_x – градиент давления, x – линейная координата, $\varphi(s) > 0$ – функция капиллярного давления, U_1, U_2 – величины постоянных потоков фаз.

Пусть трещина, являющаяся границей блока, на которую из блока натекает флюид, расположена в точке $x = 0$. Если предположить, что вблизи этой границы образуется неподвижный остаточный целик нефти (смачивающей фазы), сквозь который в трещину поступает вытесняющий флюид, то этой ситуации будет соответствовать условия $U_1 = 0$, $P_x = 0$ и, соответственно, система уравнений (1) сведется к одному уравнению

$$-(k/\mu_2) \cdot f_2(s) \cdot \varphi_x = U_2,$$

или, если поток U_2 вытесняющей фазы вдали от трещины представить в виде

$$U_2 = -(k/\mu_2) \cdot f_2(s^*) \cdot \nabla P^0,$$

где через s^* обозначена значение остаточная насыщенность вытесняемой фазы, а через ∇P^0 – градиент давления вдали от трещины, то, окончательно, форма равновесия неподвижного целика нефти, сформировавшегося перед трещиной, будет описываться уравнением:

$$[f_2(s)/f_2(s^*)] \cdot \varphi'_s \cdot s_x = \nabla P^0. \quad (2)$$

При задании конкретного вида зависимостей $f_2(s)$ и $\varphi(s)$ уравнение (2) легко интегрируется и приводит к решению $s(x)$, описывающему форму неподвижного остаточного целика нефти, имеющего значение нефтенасыщенности s на границе блока $x = 0$, равную некоторому значению $s_{\text{тр}} \leq s^{**}$, и минимальное значение $s = s^*$ в точке x^* , ограничивающей размер целика (рис. 1). При этом вытесняющая несмачивающая фаза (вода, газ) будет протекать сквозь целик нефти и поступать в трещину, ограничивающую блок.

Если для определенности задать функции $f_2(s)$ и $\varphi(s)$ в виде

$$f_2(s) = f_2(s^*) \cdot (s^{**} - s)/(s^{**} - s^*), \quad \varphi(s) = P_c \cdot [(s^{**} - s)/(s^{**} - s^*)]^\alpha,$$

где параметр P_c равен максимальной величине капиллярного давления, а показатель степени α функции капиллярного давления обычно принимается меньшим единицы, то вид функции нефтенасыщенности $s(x)$ вдоль неподвижного целика при максимально возможном значении $s_{\text{тр}}(x=0) = s^{**}$ будет определяться выражением

$$P_c \cdot [(s^{**} - s)/(s^{**} - s^*)]^{\alpha+1} = [(\alpha + 1)/\alpha] \cdot \nabla P^0 \cdot x,$$

из которого следует, что правой границей целика будет являться точка

$$x^* = (P_c/\nabla P^0) \cdot [\alpha/(\alpha+1)],$$

а средняя по целику величина остаточной нефтенасыщенности будет определяться выражением

$$s_{\text{ост}} = s^* + (s^{**} - s^*)/(\alpha+2).$$

Из приведенных формул при характерных значениях $P_c \sim 0.01$ МПа, $\nabla P^0 \sim 0.01$ МПа/м, $\alpha = 0.5$, $s^* = 0.2$, $s^{**} = 0.8$ следует, что размер целика остаточной нефти, формирующегося перед трещиной, будет равен примерно 0.33 м, при средней по целику суммарной остаточной нефтенасыщенности 0.44. Как следует из приведенных формул, увеличение или уменьшение вытесняющего градиента давления ∇P^0 пропорциональным образом умень-

шает или увеличивает размер этого целика. Это значит, что форсирование отбора нефти (повышение вытесняющего градиента давления) на поздней стадии разработки месторождения при действии описанного здесь механизма формирования избыточной остаточной нефти будет способствовать повышению нефтеотдачи пласта.

Если процесс формирования целиков остаточной невытесняемой нефти, являющейся смачивающей фазой, в блоках породы, ограниченных системой трещин, является достаточно прогнозируемым процессом, то механизм образования таких целиков в блоках гидрофильной породы представляется менее очевидным. Вместе с тем даже при условии капиллярной пропитки блока гидрофильной породы водой со стороны окружающих трещин в этом блоке могут оставаться объемы невытесненной нефти в количестве, значительно превышающем объемы, определяемые значениями остаточной нефтенасыщенности кернов при их лабораторном исследовании. Действительно, по мере роста водонасыщенности пограничных зон блоков породы до ее максимальных значений в этих зонах происходит потеря связности несмачивающей фазы и начинает проявляться механизм действия порогового давления, требующего соответствующего уровня насыщенности несмачивающей фазой, необходимого для обеспечения движения этой фазы.

Кроме описанного выше процесса образования избыточной остаточной нефтенасыщенности в блоках породы, ограниченных трещинами, образующими связную систему, по которой нефть, поступившая в трещину из блока, транспортируется далее по этой системе трещин к добывающим скважинам, представляет интерес степень влияния капиллярных сил в случае, когда трещины не образуют связной системы. В этом случае для продвижения к добывающим скважинам нефть, поступившая в изолированную трещину из породы, должна из этой трещины снова проникнуть в породу, и при этом действие капиллярных сил, как будет показано ниже, приведет к потерям давления в потоке.

Для упрощения анализа рассмотрим процесс одномерного натекания двухфазного потока пластового флюида в гидрофильном пласте на единичную трещину бесконечной протяженности, ориентированную перпендикулярно потоку (рис. 2). Система уравнений (1) будет справедлива для описания фильтрационного процесса и в гидрофильной породе, если переменные с индексом «1» относить к воде, которая в данном случае будет являться смачивающей фазой, а переменные с индексом «2» – к вытесняемой нефти. В трещине, изображенной на рис. 2 двумя жирными вертикальными линиями, капиллярное давление принимается нулевым (близким к нулю), что справедливо при ширине раскрытия трещи-

ны, значительно превышающей характерные размеры пор. Распределение кривых давления в нефти P_n и в воде P_v справа от трещины, со стороны натекания потока, в этом случае хорошо известно и соответствует так называемому концевому эффекту, когда нулевое капиллярное давление в трещине приводит к формированию вблизи трещины зоны высокой водонасыщенности, что снижает потери давления, необходимые для движения водной фазы, и повышает градиент давления для обеспечения движения нефтяной фазы, имеющей нулевую фазовую проницаемость на правой границе трещины.

На первый взгляд, распределение давлений в фазах в породе, расположенной слева от трещины, должно быть аналогичным, поскольку условие равенства давлений в трещине и в породе диктует условие равенства давлений P_n и P_v и, соответственно, условие максимальной водонасыщенности и в породе, расположенной слева от трещины. Однако это условие является физически невыполнимым, поскольку в этом случае в области течения, расположенной слева от трещины, будет выполняться неравенство $s'_x > 0$, что, согласно второму уравнению системы (1), соответствует притоку нефти из этой области в трещину и противоречит заданным условиям течения пластового флюида из трещины в породе.

Отмеченное противоречие может быть устранено следующим образом. С физических позиций вполне допустимо представлять, что левая сторона трещины не является бесконечно тонкой линией, разделяющей породу и полость трещины, а является некоторой узкой переходной зоной, в которой фильтрационные параметры изменяются непрерывным образом, и, в частности, функция капиллярного давления $\phi(s)$ непрерывно меняется от нулевых значений в полости трещины до значений, соответствующих капиллярному давлению в породе. На границах этой переходной зоны ставятся условия равенства давлений в фазах, равенство потоков фаз при этом будет обеспечиваться тем, что в уравнениях (1) правые части, то есть потоки фаз, принимаются постоянными величинами, общими для всех областей течения. Опуская для краткости выкладки, укажем, что при таком подходе распределение давлений P_n и P_v будет иметь вид, схематически изображенный на рис. 2. Анализ полученных при таком подходе свойств решений системы уравнений (1) показывает, что нефтенасыщенность переходной зоны будет при этом очень высокой и, соответственно, в этой зоне будет близко к нулю значение фазовой проницаемости $f_1(s)$ по воде, что приводит к резкому уменьшению давления P_v при прохождении потоком этой зоны. При предельном переходе, когда толщина переходной зоны устремляется к нулю, полученное непрерывное решение для функции давления в водной (смачивающей) фазе P_v пе-

переходит в разрывное решение со скачком давления на трещине, равным величине капиллярного давления $\phi(s_\infty)$ в потоке вдали от трещины. При этом давление в несмачивающей нефтяной фазе P_n при переходе через трещину будет оставаться непрерывной функцией.

Таким образом, метод «размазывания» границ породы с трещиной с последующим уменьшением ширины зоны «размазывания» до нуля приводит к распределению давлений в фазах (рис. 2), согласно которому при пересечении двухфазным потоком поперечной трещины бесконечной протяженности в двухфазном потоке происходит потеря давления на величину ΔP^* . Из анализа системы уравнений (1) следует, что по величине этот теряемый перепад давления сопоставим с капиллярным давлением P_c , причем при приближении к однофазному течению, то есть при приближении водонасыщенности s к своему предельному значению s^{**} , потери давления приближаются к нулю. Кроме того, если ввести обобщенные линейные координаты $U_1 \cdot x$, то, как следует из уравнений (1), в этих координатах распределение функций $P(x)$ и $s(x)$ будет универсальным, зависящим только от отношения U_2/U_1 , и не будет зависеть от абсолютной величины скоростей или, другими словами, от величины вытесняющего градиента давления. Это значит, что при различных градиентах давления абсолютная величина потерь давления ΔP^* фильтрационного потока на трещине будет одной и той же, то есть в относительных величинах при высоких перепадах давления вытеснения потери давления на трещине будут меньшими, чем в случае низких перепадов давления.

Подчеркнем, что описываемые решения получены в предположении бесконечной протяженности поперечной к потоку трещины. Если учесть конечные размеры реально существующих трещин, то картина взаимодействия двухфазного потока с поперечной трещиной может измениться, поскольку в этом случае появляется возможность обтекания трещины. Естественно предполагать, что если потери давления в потоке при обтекании трещины будут меньшими, чем при ее пересечении, то в действительности реализуется картина течения с обтеканием трещины. Отметим, что траектория движения нефтяной фазы при этом будет по-прежнему пересекать трещину, а обтекать трещину будет смачивающая фаза (вода), поскольку для пересечения трещины водонасыщенность на правой стороне трещины должна достигнуть своего максимального значения s^{**} . Очевидно, что такой вариант обтекания возникает в случае достаточно коротких трещин при низких значениях водонасыщенности фильтрационного потока или в случае низких значений вытесняющего градиента давления, не обеспечивающих достижения максимальной концентрации водо-

насыщенности, необходимой для пересечения трещины водной фазой. Вместе с тем следует отметить, что при низкой нефтенасыщенности фильтрационного потока может реализоваться описанная выше ситуация, когда концентрации несмачивающей фазы (нефти) на правой стороне трещины будет недостаточно для поддержания капиллярного давления на уровне, превышающем величину порогового давления и необходимом для продвижения несмачивающей фазы (нефти) через зону с высокой водонасыщенностью вблизи трещины. В этом случае обтекать короткую трещину будет поток нефтяной фазы.

При ориентации направления трещины вдоль фильтрационного потока картина взаимодействия потока с трещиной будет отличаться от вышеописанной. В то же время в случае изолированной трещины поток флюида на выходе из трещины должен поступать в пористую среду, в результате чего по-прежнему возникает проблема согласования нулевого или близкого к нулю капиллярного давления в полости трещины с капиллярным давлением конечной величины в пористой среде. Качественный анализ показывает, что это согласование возможно также с помощью «размазывания» границы раздела трещины и породы с последующим предельным переходом к нулевой толщине зоны «размазывания». Из-за высокой нефтенасыщенности переходной зоны давление в водной фазе при входе в породу также становится разрывной функцией со скачком давления, равным по величине капиллярному давлению в породе вдали от трещины. (Заметим, что аналогичная проблема сопряжения капиллярных давлений возникает и при двухфазной фильтрации в образце пористой среды с ненулевым капиллярным давлением в среде и с общей емкостью на входе в образец, из которой в него поступают нефть и вода с нулевой разницей давлений в фазах. Эта проблема также решается с помощью разрывной функции давления смачивающей фазы со скачком давления на входе в образец, как предельной функцией при исчезающей толщине переходной зоны на входе в образец.)

Вместе с тем важно отметить, что в случае ориентирования трещины вдоль потока естественным образом возрастает фильтрационная проводимость породы, и ответ на вопрос, к потерям или, наоборот, к выигрышу давления двухфазного потока приведет существование такой трещины в пористой среде, будет определяться длиной трещины и величиной капиллярного давления в породе. Очевидно, что относительно длинные трещины будут, в целом, способствовать повышению фильтрационной проводимости породы, а существование коротких трещин в породе, в которых потери давления за счет действия капиллярных сил не будут компенсированы снижением фильтрационного сопротивления в трещи-

не, приведут к дополнительным потерям давления в двухфазном потоке. Ориентировочно, разделить трещины на категории коротких и длинных с описываемых здесь позиций можно путем сопоставления их длины с характерным размером области действия капиллярных сил, определяемым отношением $P_c/\nabla P^0$. Таким образом, в случае, когда длина трещины, ориентированной по потоку, значительно превышает указанные размеры области капиллярной пропитки, фильтрационная проводимость среды суммарно возрастает, если длина трещины значительно меньше характерных размеров этой зоны, действие капиллярных сил приводит к дополнительным потерям давления.

Как следует из результатов проведенного анализа, в случае, когда количество трещин в породе достаточно велико, трещиноватость пористой среды за счет действия капиллярных сил и формирования зон капиллярной пропитки вблизи трещин может существенно изменить вид относительных фазовых проницаемостей пористой среды. Как известно [3–5], количественная оценка степени трещиноватости горной породы проводится с помощью числовых показателей, отражающих густоту и плотность (объемную, поверхностную) трещин. В целом, эти критерии близки по физическому смыслу, и далее будет использоваться наиболее простой вариант оценки степени трещиноватости породы: с помощью параметра γ , имеющего размерность 1/м и определяющего отношение суммарной длины всех трещин на некоторой поверхности горной породы к площади этой поверхности. В указанных выше монографиях приведены конкретные значения параметров трещиноватости осадочных пород, выходящих на дневную поверхность. Так, например, густота трещин девонских отложений, как терригенных, так и карбонатных, выходящих на дневную поверхность в районе Южно-Минусинской впадины, оценена в работе [5] величинами порядка 10–60 1/м. Даже с учетом того, что на больших глубинах значительная часть наблюдаемых на дневной поверхности трещин из-за высокого горного давления будет находиться в закрытом состоянии, приведенные оценки степени трещиноватости пород с исследуемых здесь позиций проявления действия капиллярных сил в окрестности этих трещин свидетельствуют о значимости этого фактора для фильтрационных процессов в продуктивных пластах. Действительно, если показатель γ в пластовых условиях оценивается даже на порядок меньшими величинами ~ 1 1/м, то это означает, что на 1 м² поверхности породы приходится, условно, одна трещина метровой длины. При значениях $P_c \sim 0.01$ мПа, $\nabla P^0 \sim 0.01$ мПа/м зона капиллярной пропитки вблизи этой условной трещины будет иметь размер порядка 1 м, то есть область действия капиллярных сил, обуслов-

ленных наличием трещины, будет охватывать всю рассматриваемую площадь размером в 1 м^2 . Отсюда следует, что влияние трещиноватости пород на фильтрационное движение и, в частности, на относительные фазовые проницаемости будет существенным даже при кратно меньших реальных значениях показателя γ в пластовых условиях.

Таким образом, на основании результатов проведенного анализа можно заключить, что учет фактора разномасштабной трещиноватости горных пород может привести к существенному изменению вида относительных фазовых проницаемостей, используемых при моделировании фильтрационных процессов в продуктивных пластах и определяемых на образцах горной породы малого размера.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Свалов А.М.* Механика процессов бурения и нефтегазодобычи. М.: Кн. дом «Либроком», 2009. 256 с.
2. *Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М.* Движение жидкостей в природных пластах. М.: Недра, 1984. 211 с.
3. *Голф-Рахт Г.Д.* Основы нефтепромысловой разработки трещиноватых коллекторов. М.: Недра, 1986. 608 с.
4. *Гиматутдинов Ш.К.* Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1977. 269 с.
5. *Ромм Е.С.* Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. М.: Недра, 1966. 283 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ

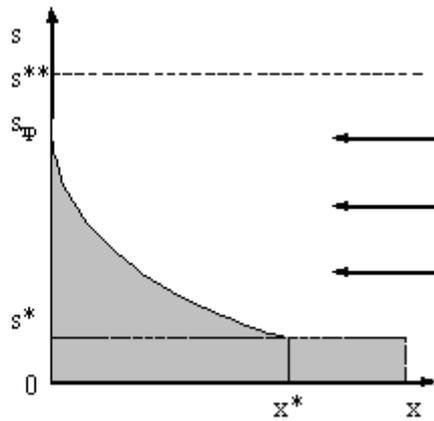


Рис. 1. Схематическое изображение нефтенасыщенности s в неподвижном целике ($0 < x < x^*$), сформировавшемся перед трещиной ($x = 0$). Стрелками изображен поток вытесняющей жидкости
 s^* , s^{**} – минимальное и максимальное значения нефтенасыщенности; $s_{тр}$ – значение нефтенасыщенности на левой границе целика; x^* – координата правой границы целика

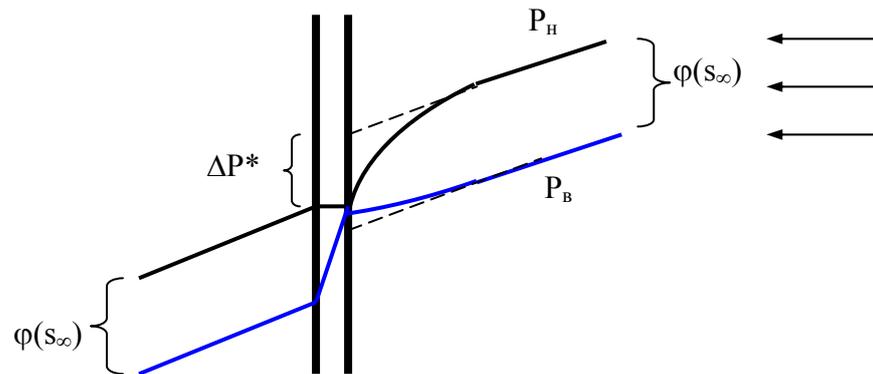


Рис. 2. Схематическое изображение кривых давления нефти P_n (линии черного цвета) и воды P_v (линии синего цвета) при натекании двухфазного потока на трещину (изображена жирными линиями) и после выхода из нее $\varphi(s_\infty)$ – величина капиллярного давления в натекающем и выходящем потоках вдали от трещины, ΔP^* – величина потерь давления при прохождении трещины потоком. Стрелками изображен натекающий на трещину двухфазный поток пластового флюида