

## РАЦИОНАЛЬНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИН В АНИЗОТРОПНЫХ ПОРОДАХ

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

Как известно, качество вскрытия продуктивных пластов часто является неудовлетворительным, особенно в случае низкопроницаемых коллекторов. Это объясняется тем, что значительный объем промывочной жидкости и фильтрата цементного раствора, проникающих в призабойную зону продуктивного пласта в процессе строительства скважины, остается в призабойной зоне, в результате чего снижается ее фильтрационная проводимость. Аналогичным образом происходит ухудшение фильтрационно-емкостных характеристик породы-коллектора в призабойной зоне при ремонте скважин вследствие проникновения в нее технологической жидкости, что приводит к снижению продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин.

На основании проведенных исследований установлено [1], что одной из существенных причин неполного вытеснения смачивающих породу жидкостей при двухфазной фильтрации является анизотропия фильтрационных свойств породы, обусловленная слоистой (микрослоистой) неоднородностью ее строения, характерной для большинства пород-коллекторов нефти и газа и, особенно, для низкопроницаемых коллекторов. Установлено, что помимо значительного снижения проницаемости таких пород в вертикальном направлении величина остаточного насыщения смачивающей фазой при вертикальном фильтрационном движении будет выше величины остаточного насыщения, реализующегося при фильтрационном движении в горизонтальном направлении вдоль пласта.

Действительно, при слоистой неоднородности средняя по элементарному объему породы проницаемость  $K_{cp}$  в вертикальном направлении будет ниже средней проницаемости в горизонтальном направлении. При равной толщине слоев (рис. 1) с проницаемостями соответственно  $K_1$  и  $K_2$  средняя по объему величина проницаемости в вертикальном направлении будет определяться выражением

$$K_{cp} = 2 \cdot K_1 \cdot K_2 / (K_1 + K_2),$$

а средняя проницаемость в горизонтальном направлении – выражением

$$K_{cp} = (K_1 + K_2) / 2.$$

Сопоставление приведенных выражений для средних проницаемостей показывает, что при условии  $K_1 \neq K_2$  величина проницаемости, определяемая по первой формуле, будет ниже соответствующей величины, определяемой по второй формуле.

Более того, если при движении двухфазной жидкости присутствует вертикальная компонента скорости, то есть происходит массоперенос поперек слоев 1 и 2, то должно выполняться условие равенства фазовых давлений на границах между слоями. При условии микрослоистости, то есть при условии исчезающе малой толщины слоев, должно выполняться условие равенства фазовых давлений внутри слоев.

На рис. 2 схематично изображены кривые 1 и 2, соответствующие функциям капиллярного давления  $\varphi(s)$  в двух соседних слоях. Для упрощения предельные значения насыщенности смачивающей фазы  $s^*$  и  $s_*$  для обеих кривых приняты равными. Среднее значение насыщенности  $s_{cp}$  по объему породы будет равно половине соответствующих значений  $s_1$  и  $s_2$  на кривых 1 и 2. Как следует из рис. 2, условие  $s_2 = s_*$  является предельным условием, определяющим минимальное среднее по элементарному объему породы значение  $s_{*cp} > s_*$ , при котором будет возможным движение смачивающей фазы в вертикальном направлении (поперек слоев). При значениях  $s_{cp}$ , меньших указанного предельного значения, движения смачивающей фазы поперек слоев происходить не будет. Отметим, что при этом может происходить движение смачивающей фазы в горизонтальном направлении вдоль слоев – по слою с высоким капиллярным давлением, по слою с более низким капиллярным давлением будет фильтроваться только несмачивающая фаза.

Отсюда следует, что при традиционном способе перфорации скважин, когда перфорационные каналы направлены по радиусу скважины (рис. 3а), в призабойной зоне скважины, в основном, реализуется картина течения с преобладанием вертикального притока к этим каналам, нерациональная как из-за низкой вертикальной проницаемости породы, так и вследствие большого остаточного объема смачивающей жидкости, остающейся в неподвижной форме в призабойной зоне скважины и снижающей эффективный поровый объем, определяющий фильтрационно-емкостные свойства пористой среды. В дальнейшем будем рассматривать вертикальные скважины или скважины с вертикальным входом в продуктивный пласт, вскрывающие пласт практически по нормали к пласту, поэтому направление оси скважины и нормали к пласту будем считать совпадающими. Отметим, что перфорационные каналы могут располагаться несимметрично относительно оси скважины и

что соседние каналы могут быть повернуты вокруг оси скважины относительно друг друга на некоторый угол.

В гидрофильных породах-коллекторах смачивающей жидкостью является вода и приготовленные на ее основе буровые растворы и жидкости глушения, в гидрофобных породах смачивающей фазой, накапливающейся в призабойной зоне скважины и снижающей ее фильтрационную проводимость, будет являться нефть. Указанное явление будет наблюдаться и при разработке газовых и газоконденсатных месторождений в случаях притока к скважине двухфазных флюидов, например газа и воды или конденсата и газа, имеющих различную смачиваемость по отношению к породе. Это явление играет отрицательную роль также и при закачке воды в нагнетательные скважины, обуславливая снижение фильтрационной проводимости в призабойных зонах нагнетательных скважин и, соответственно, снижение приемистости нагнетательных скважин.

Таким образом, на основании проведенных исследований можно заключить, что анизотропия фильтрационных свойств продуктивных пластов, при которой проницаемость породы в вертикальном направлении меньше, чем в горизонтальном направлении, при горизонтальной направленности перфорационных каналов приводит к избыточному накоплению смачивающей жидкости в призабойной зоне скважины и к снижению фильтрационно-емкостных свойств коллектора в этой зоне. Отсюда следует, что направление перфорационных каналов следует выбирать таким образом (рис. 3б), чтобы эти каналы пересекали пласт и в вертикальном направлении и угол  $\alpha$  между направлением каналов и осью скважины (нормалью к пласту) был острым. В этом случае, с позиций фильтрационного сопротивления движению, линии тока пластового флюида в окрестности каналов будут ориентированы более рациональным образом – приток к каналам будет происходить преимущественно (особенно для смачивающей фазы) по горизонтальным направлениям, имеющим более высокую фильтрационную проводимость и меньшее остаточное насыщение смачивающей фазой. На рис. 3б параметром  $L$  обозначена длина перфорационных каналов, параметром  $h$  – расстояние по вертикали между соседними перфорационными отверстиями в обсадных трубах.

При преимущественно горизонтальной направленности фильтрационных потоков в призабойной зоне скважины будет обеспечиваться и более полное вытеснение остаточных объемов смачивающей жидкости (промывочной жидкости, жидкости глушения и т.д.), поскольку, как указывалось выше, величина остаточной насыщенности при горизонтальном

фильтрационном течении в анизотропной (микрослоистой) горной породе будет ниже, чем при вертикальном течении поперек слоев породы.

Отметим, что, вообще говоря, перфорационные каналы могут быть ориентированы и вниз по вертикали, но такая геометрия каналов нерациональна из-за возможного засорения каналов мехпримесями, выносимыми из пласта. Поэтому в предлагаемом способе направление перфорационных каналов должно образовывать острый угол с осью скважины, направленной именно вверх. Некоторое снижение глубины области перфорации по радиусу в сравнении с горизонтальным направлением перфорационных каналов реально будет составлять несколько первых процентов или меньше, то есть будет незначительным.

Оптимальным, с позиций меньшего фильтрационного сопротивления течению, будет являться вариант, когда проекция перфорационного канала длиной  $L$ , равная по величине  $L \cdot \cos \alpha$ , на вертикальное направление будет перекрывать расстояние по вертикали  $h$  между соседними перфорационными отверстиями в обсадных трубах. При выполнении этого условия будет обеспечена возможность горизонтального притока пластового флюида к перфорационным каналам по всему вскрываемому интервалу продуктивного пласта.

Техническая реализация предлагаемого способа отличается от стандартной технологии перфорации скважин только тем, что заряды в кумулятивном перфораторе устанавливаются таким образом, чтобы направление образуемых в породе перфорационных каналов удовлетворяло указанным условиям.

При относительно малых отклонениях направлений перфорационных каналов от горизонтали предлагаемый способ может быть реализован и при использовании пулевого перфоратора при соответствующем изменении геометрии выходных каналов перфоратора для обеспечения необходимого направления вылета пуль.

В качестве примера проведения расчетов при реализации предлагаемого способа рассмотрим случай, когда на основании технологической и геологической информации установлено, что при вскрытии данного продуктивного пласта оптимальное количество перфорационных каналов, приходящихся на один метр перфорируемого интервала, будет равно 10 при средней длине создаваемых в породе каналов, равной 40 см. Тогда величина  $L$  в приведенном выше неравенстве будет равна 40 см, а параметр  $h$  будет равен  $100 \text{ см} : 10 = 10 \text{ см}$ .

В этом случае максимальное значение величины угла  $\alpha$ , удовлетворяющее приведенному неравенству, будет равно  $75.5^\circ$  и при установке зарядов в кумулятивном перфорато-

ре таким образом, чтобы угол между направлением создаваемого в породе канала и осью скважины, направленной вверх, составлял  $75.5^\circ$  и меньше; во всем перфорируемом интервале продуктивного пласта будет обеспечена возможность максимально полного удаления остаточных объемов смачивающей жидкости из призабойной зоны скважины и более выгодной, с позиций меньших фильтрационных сопротивлений, течению картины линий тока пластового флюида, поступающего в скважину.

Отметим, что в данном случае некоторое уменьшение глубины охвата породы перфорацией по радиусу, определяемому разностью  $L - L \cdot \sin \alpha$ , составит незначительную величину порядка  $\sim 1.3$  см, или  $\sim 3.2\%$  от глубины охвата при горизонтальном направлении перфорационного канала. При большой длине перфорационного канала, а при кумулятивной перфорации она может достигать 80–90 см, максимальное значение угла  $\alpha$  будет еще ближе к  $90^\circ$  ( $\sim 83^\circ$ ), и снижение глубины охвата призабойной зоны перфорацией по радиусу будет измеряться десятными долями процента.

В карбонатных коллекторах, когда трещиноватость породы приводит к выравниванию ее проницаемости в вертикальном и горизонтальном направлениях, предлагаемый способ перфорации, тем не менее, также приведет к положительным результатам. Действительно, гидродинамическая связь ствола скважины и пласта в трещиноватых породах будет наиболее эффективной, если перфорационный канал будет пересекать естественную трещину в призабойной зоне скважины; при радиальной направленности перфорационных каналов горизонтальные трещины в принципе не могут пересечься с ними (рис. 4а). При направленности каналов, составляющей острый угол с осью скважины и удовлетворяющей вышеуказанному условию (рис. 4б), все горизонтальные трещины, существующие в призабойной зоне скважины, будут пересечены каким-либо из перфорационных каналов.

Таким образом, предлагаемый способ перфорации вертикальных скважин обуславливает более низкое фильтрационное сопротивление притоку пластового флюида в призабойных зонах скважин как для анизотропных, так и для трещиноватых пород.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Свалов А.М. О некоторых особенностях фильтрационных процессов в анизотропных породах // Нефт. хоз-во. 2010. № 10. С.100–103.

ПРИЛОЖЕНИЕ

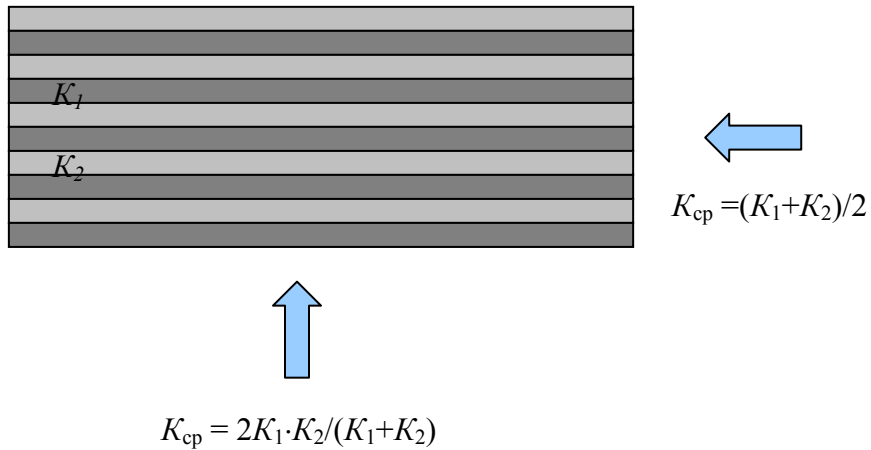


Рис. 1. Элемент объема породы с анизотропией фильтрационных свойств, обусловленной слоистостью породы

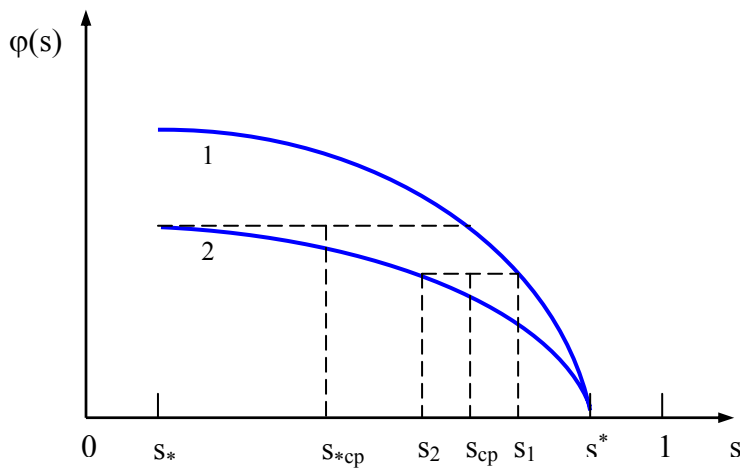
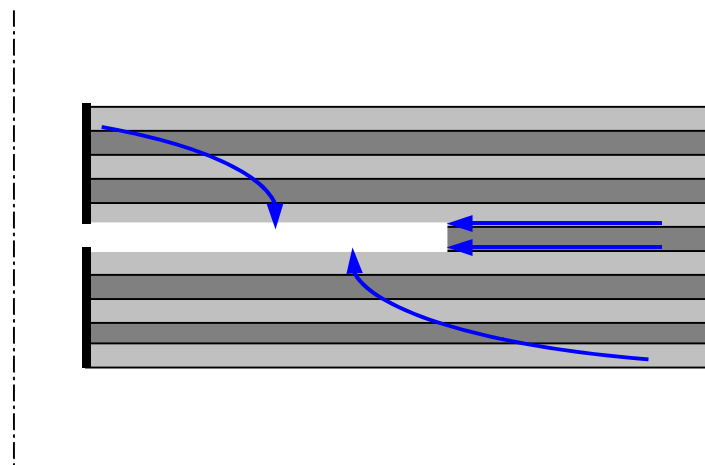
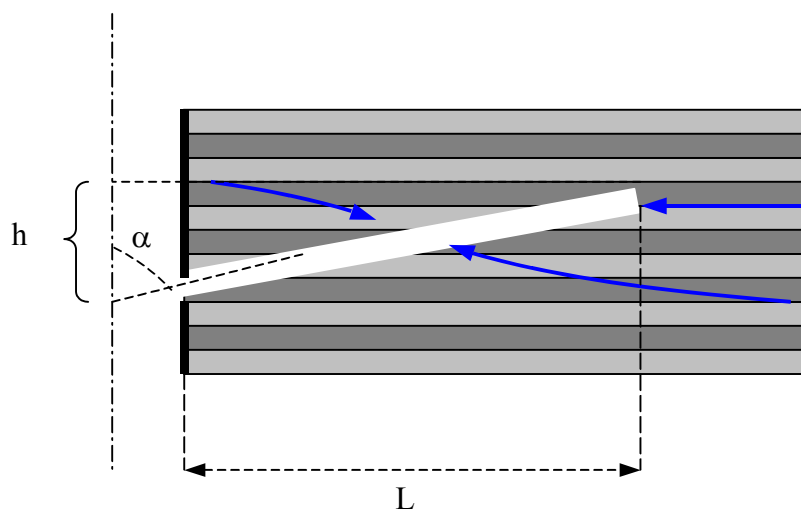


Рис. 2. Функции капиллярного давления  $\varphi(s)$  в слоях 1 и 2

Здесь  $s_*$  и  $s^*$  – предельные значения минимальной и максимальной водонасыщенности в слоях;  $s_1$ ,  $s_2$ ,  $s_{cp}$  – соответствующие значения водонасыщенности в 1 и 2 слоях и их среднее значение;  $s_{*cp}$  – минимальное среднее по двум слоям значение водонасыщенности, при котором возможно вертикальное движение воды (смачивающей фазы)

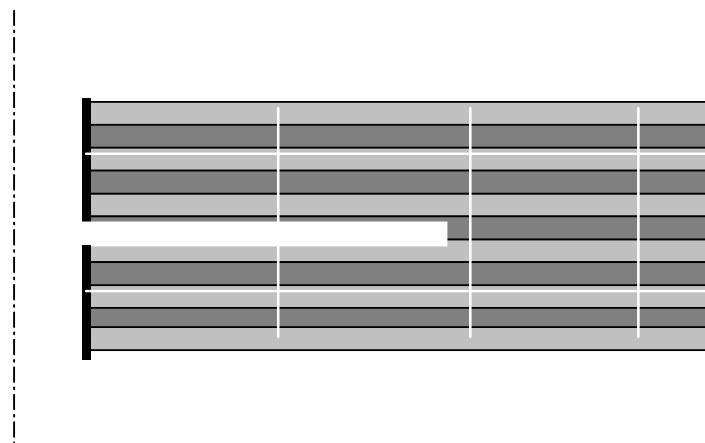


a)

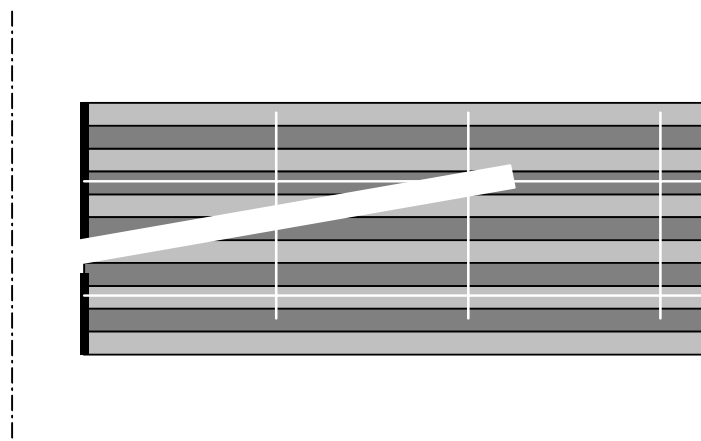


б)

Рис.3. Схематичное изображение перфорационных каналов в призабойной зоне скважины  
 а) перфорационный канал направлен по радиусу скважины; б) перфорационный канал направлен под острым углом к оси скважины



а)



б)

Рис.4. Схематичное изображение перфорационных каналов в призабойных зонах скважин в трещиноватых породах  
а) перфорационный канал направлен по радиусу скважины; б) перфорационный канал направлен под острым углом к оси скважины