

О ПРИТОКЕ В СКВАЖИНУ, ОБЛАДАЮЩУЮ НЕСКОЛЬКИМИ ВИДАМИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ НЕСОВЕРШЕНСТВ

Л. А. ПУХЛЯКОВ

(Представлена профессором А. В. Аксариным)

Прежде всего необходимо рассмотреть влияние на приток в скважину каналов при отверстиях в ней. Допустим, что в некоторой скважине около каждого отверстия имеется канал цилиндрической формы с полусферой на конце радиусом λ и длиной цилиндрической части y (рис. 1). Для определения характера сопротивлений в зоне влияния такого канала выделим вокруг него цилиндроподобное тело, заканчивающееся с обеих сторон полусферами, одна из которых является

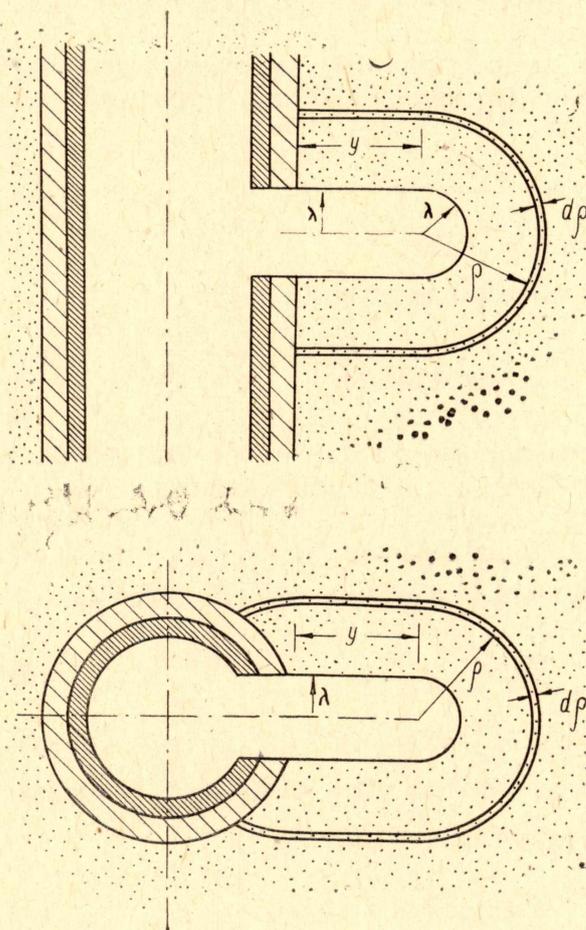


Рис. 1. Схема отверстия в колонне и цементном кольце скважины с каналом радиуса λ и длиной цилиндрической части y и выделенного вокруг него тонкостенного тела, нужного для вывода формулы геометрической характеристики зоны влияния этого канала. Вверху продольный разрез, внизу поперечный. Плотной косой штриховкой заштрихована обсадная колонна, редкой штриховкой—цементное кольцо

сплошной, а вторая неполной (за счет того, что ее пересекает наружная поверхность цементного кольца). Допустим далее, что радиус обоих полусфер и цилиндрической части этого тела равен ρ и толщина стенок его $d\rho$.

Для выражения поверхности данного тела за основу следует принять поверхность сферы, прорезываемой цилиндром, величина которой была установлена в процессе вывода формулы притока в скважину с отверстиями без каналов [2]. Нужно лишь добавить к этому выражению величину поверхности цилиндрической части рассматриваемого тела, выражаемую соотношением

$$F_1 = 2\pi r y. \quad (1)$$

Таким образом, поверхность рассматриваемого тела выразится следующим соотношением:

$$F_\phi = 2\pi \left(\rho y + \rho^2 + \frac{\rho^3}{4r} + \frac{\rho^5}{128r^3} + \dots \right), \quad (2)$$

где r — радиус скважины перед спуском обсадной колонны (половина диаметра долота) в см.

Теперь имеется возможность составить исходное выражение для определения перепада давлений в зоне влияния отдельного отверстия. Оно будет иметь вид

$$dP = \frac{Q_{пл} \mu}{2\pi k n \left(\rho y + \rho^2 + \frac{\rho^3}{4r} + \frac{\rho^5}{128r^3} + \dots \right)} d\rho, \quad (3)$$

где $Q_{пл}$ — приток в скважину в пластовых условиях в $\text{см}^3/\text{сек}$, μ — вязкость нефти или другой жидкости в пластовых условиях в сантипуазах, k — проницаемость пласта в дарси и n — число отверстий в скважине в пределах исследуемого пласта.

Отбрасывая содержащиеся в выражении (3) постоянные, находим исходное выражение для определения геометрической характеристики зоны влияния отдельного отверстия

$$dG = \frac{1}{\rho y + \rho^2 + \frac{\rho^3}{4r} + \frac{\rho^5}{128r^3} + \dots} d\rho, \quad (4)$$

которое после соответствующих преобразований примет вид

$$dG = \frac{1}{y} \left(\frac{1}{\rho} - \frac{1}{y} + \frac{\rho}{y^2} - \frac{\rho}{4ry} + \frac{\rho^2}{2ry^2} - \frac{\rho^2}{y^3} - \frac{\rho^3}{128r^3y} + \frac{\rho^3}{16r^2y^2} - \frac{\rho^3}{4ry^3} + \frac{\rho^3}{y^4} + \dots \right) d\rho. \quad (5)$$

Проинтегрируем левую часть полученного ряда в пределах $0 < G < G_s$, а правую в пределах $\lambda < \rho < s$, где s — радиус влияния отверстий, или половина среднего расстояния между соседними отверстиями. При высокой плотности перфорации, когда мощность пласта на одно отверстие $\frac{h}{n}$ меньше $2,55r$, этот параметр можно определить по формуле

$$s = 0,5 \sqrt{2\pi r \frac{h}{n}}, \quad (6)$$

где h — длина интервала перфорации скважины. При низкой плотности перфорации, когда мощность пласта на одно отверстие $\frac{h}{n}$ превышает $2,55r$, этот параметр можно определить по формуле

$$s^* = 0,5 \sqrt{\frac{h^2}{n^2} + 0,96\pi^2 r^2}. \quad (7)$$

В результате интегрирования получаем

$$G_{s-1} = \frac{1}{y} \left(\ln \frac{(y+\lambda)s}{(y+s)\lambda} - \frac{0,25}{r+y} \ln \frac{s+y}{\lambda+y} + 0,0625 \frac{s-\lambda}{(r+y)^2} \right) \quad (8)$$

Здесь необходимо отметить, что формула (8) справедлива лишь при условии

$$s < 2r. \quad (9)$$

Если это условие нарушено, то есть если

$$s > 2r, \quad (10)$$

то для вывода формулы геометрической характеристики рассматриваемой зоны ее нужно разделить на две подзоны: внутреннюю, ограниченную радиусом $2r$ и внешнюю, ограниченную пределами

$$2r < \rho < s. \quad (11)$$

Геометрическая характеристика внутренней подзоны может быть получена из формулы (8) путем подстановки в нее в качестве s величины $2r$.

Для получения геометрической характеристики внешней подзоны прежде всего необходимо определить площадь фильтрации в ней. Если при этом пренебречь площадью сечения самой скважины, которая здесь играет весьма ограниченную роль, то данный параметр выразится формулой

$$F_{\phi} = 2\pi(\rho y + 2\rho^2), \quad (12)$$

откуда исходное выражение для определения геометрической характеристики данной подзоны примет вид

$$dG = \frac{dp}{\rho(y+2\rho)}. \quad (13)$$

интегрируя левую часть которого в пределах $0 < G < G_2$, а правую в пределах $2r < \rho < s$, получаем

$$G_2 = \frac{1}{y} \ln \frac{(y+2 \cdot 2r)s}{(y+2s)2r}. \quad (14)$$

Таким образом, полная геометрическая характеристика интересующей нас зоны в рассматриваемом случае выразится формулой

$$G_{s-IV} = \frac{1}{y} \ln \frac{(y+\lambda) \cdot 2r}{(y+2r)\lambda} - \frac{0,25}{r+y} \ln \frac{2r+y}{\lambda+y} + 0,0625 \frac{2r-\lambda}{(r+y)^2} + \frac{1}{y} \ln \frac{(y+4r)s}{(y+2s)2r} \quad (15)$$

За пределами зоны влияния отверстий в области дренирования скважины можно выделить еще две зоны: зону сужения потока за счет неполноты перфорации и зону плоско-радиального потока, в каждой из которых законы движения жидкости к скважине различны.

Зона сужения потока за счет неполноты перфорации характерна лишь для скважин, которые принято называть гидродинамически несовершенными по степени вскрытия пласта. Для определения геометрической характеристики этой зоны допустим, что некоторая скважина прошла пласт перпендикулярно его подошве и кровле на полную мощность H , однако в процессе перфорации была вскрыта лишь некоторая часть данного пласта h . При этом между верхним отверстием фильтра и кровлей пласта, а также между нижним отверстием фильтра и подошвой пласта остались непроперфорированные участки δ_2 и δ_1 , из которых δ_2

меньше δ_1 . Ниже эти величины будут именоваться компонентами неполноты перфорации.

Выделим вокруг перфорированной части ствола тонкостенное тело в форме цилиндра, заканчивающегося по обоим концам полусферами радиуса ρ и длиной цилиндрической части, равной длине перфорированной части ствола h . Очевидно, поверхность этого тела выразится соотношением

$$F = 2\pi\rho h + 4\pi\rho^2. \quad (16)$$

Толщина стенок его будет равна $d\rho$, и исходное выражение для определения геометрической характеристики зоны сужения потока будет иметь вид

$$dG = \frac{n}{\rho(h+2\rho)} d\rho \quad (17)$$

где n — число отверстий в фильтре. В числитель выражения (17) величина эта введена потому, что в формуле (3) и других она присутствует в знаменателе.

Интегрируя левую часть выражения (17) в пределах $0 < G < G^*$, а правую часть в пределах $x_0 < \rho < \delta_2$, где x_0 выражается соотношением

$$x_0 = r + y + s, \quad (18)$$

получаем

$$G^* = -\frac{n}{h} \ln \frac{h+2\rho}{\rho} \Big|_{x_0}^{\delta_2} \quad (19)$$

$$G^* = -\frac{n}{h} \left(\ln \frac{h+2\delta_2}{\delta_2} - \ln \frac{h+2x_0}{x_0} \right) \quad (20)$$

или после соответствующих преобразований

$$G^* = \frac{n}{h} \ln \frac{(h+2x_0)\delta_2}{(h+2\delta_2)x_0}. \quad (21)$$

Полученная формула характеризует сопротивление движению жидкости внутри цилиндрического тела, заканчивающегося по обоим концам полусферами, одна из которых касается либо кровли, либо подошвы пласта, а вторая удалена от противоположной границы на расстояние, определяемое разностью.

$$\delta_1 - \delta_2. \quad (22)$$

Для учета оставшейся части пространства, характеризующего гидродинамическое несовершенство скважины по степени вскрытия пласта, нужно выделить второе тонкостенное цилиндрическое тело, отличающееся от первого тем, что оно заканчивается одной полусферой. Поверхность его выразится соотношением

$$F = 2\pi\rho(h + \delta_2) + 2\pi\rho^2, \quad (23)$$

и исходное выражение для определения геометрической характеристики рассматриваемой части зоны сужения потока будет иметь вид

$$dG = \frac{n}{\rho(h+\delta_2+\rho)} d\rho. \quad (24)$$

Интегрируя левую часть этого выражения в пределах $0 < G < G^{**}$, а правую часть в пределах $\delta_2 < \rho < \delta_1$, получаем

$$G^{**} = -\frac{n}{h+\delta_2} \ln \frac{h+\delta_2+\rho}{\rho} \Big|_{\delta_2}^{\delta_1} \quad (25)$$

или после соответствующих преобразований

$$G^{**} = \frac{n}{h + \delta_2} \ln \frac{(h + 2\delta_2)\delta_1}{(h + \delta_2 + \delta_1)\delta_1} \quad (26)$$

Наконец складывая выражение (21) с выражением (26), находим полную геометрическую характеристику зоны сужения потока за счет неполноты перфорации

$$G_0 = \frac{n}{h} \ln \frac{(h + 2x_0)\delta_2}{(h + 2\delta_2)x_0} + \frac{n}{h + \delta_2} \ln \frac{(h + 2\delta_2)\delta_1}{(h + \delta_2 + \delta_1)\delta_2} \quad (27)$$

Формула эта будет пригодна для решения задач и в тех случаях, когда непроперфорированные участки будут одинаковыми со стороны кровли и подошвы, и в тех, когда они будут разными, и в тех, когда один из них δ_2 будет стремиться к своему минимальному значению x_0 . Обязательным является лишь одно правило: δ_2 должно выражать меньший участок, а δ_1 — больший, то есть чтобы было справедливым соотношение

$$\delta_2 \leq \delta_1. \quad (28)$$

Формулу геометрической характеристики зоны плоско-радиального потока нет необходимости выводить, так как она представляет собой часть формулы Дюпюи. Если исходить из допущения, что при отсутствии зоны сужения потока обе характеристики неполноты перфорации устремляются к своим минимальным значениям, то есть если считать справедливым соотношение

$$r + y + s \leq \delta_2, \quad (29)$$

то геометрическая характеристика зоны плоско-радиального потока в общем виде будет выражаться соотношением

$$G_R = \frac{n}{H} \ln \frac{R}{\sigma_{\max}}, \quad (30)$$

где H — полная мощность пласта в см и R — радиус влияния скважины в см.

Известно несколько методик определения радиуса влияния скважин. При исследовании скважин в процессе разведки нефтяных месторождений наиболее удобным представляется метод, в основе которого лежит сжимаемость нефти. Для определения сжимаемости нефти В. Н. Мамуна и др. [1] рекомендуют пользоваться формулой

$$\alpha = \frac{1}{V_0} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta P}, \quad (31)$$

где V_0 — исходный объем образца пластовой нефти в см³, ΔV — изменение этого объема в см³ при изменении давления на величину ΔP , выражаемую в атмосферах.

Для определения радиуса влияния скважины выделим в зоне плоско-радиального потока тонкостенный цилиндр, ось которого будет совпадать с осью скважины, а радиус будет равен некоторой переменной x . Толщина стенок этого цилиндра будет равна dx , высота H (мощность пласта) и объем стенки выразится соотношением

$$V' = 2\pi H x dx. \quad (32)$$

Очевидно, количество нефти, которое выделится из стенок данного цилиндра, выразится следующим соотношением:

$$dV_p = 2\pi H m \alpha P_s \ln \frac{R}{x} dx, \quad (33)$$

где m — пористость пласта, выраженная в долях единицы, и P_s — де-

прессия на пласт на внешней границе зоны влияния отверстий в атмосферах. При отсутствии зоны сужения потока эту величину можно вычислить по формуле

$$\frac{P_s}{P_{пл}-P_3} = \frac{G_R}{G_s+G_R}, \quad (34)$$

при наличии зоны сужения потока — по формуле

$$\frac{P_s}{P_{пл}-P_3} = \frac{G_\delta + G_R}{G_s + G_\delta + G_R}. \quad (35)$$

Выражение (33) является исходным для определения радиуса влияния скважины. Интегрируя его левую часть в пределах $0 < V < V_p$, а правую в пределах $x_0 < x < R$, получаем

$$V_p = 2\pi H m \alpha P_s \int_{x_0}^R x (\ln R - \ln x) dx, \quad (36)$$

откуда

$$V_p = 2\pi H m \alpha P_s \left[\frac{x^2}{2} \ln R - x^2 \left(\frac{\ln x}{2} - \frac{1}{4} \right) \right]_{x_0}^R \quad (37)$$

$$V_p = \pi H m \alpha P_s \left(R^2 \ln R - x_0^2 \ln R - R^2 \ln R + x_0^2 \ln x + \frac{R^2}{2} - \frac{x_0^2}{2} \right) \quad (38)$$

или после соответствующих преобразований

$$V_p = \pi H m \alpha P_s \left(\frac{R^2}{2} - \frac{x_0^2}{2} - x_0 \ln \frac{R}{x_0} \right). \quad (39)$$

Здесь необходимо отметить, что величина x_0 всегда на два-три порядка отличается от величины R , а их квадраты отличаются друг от друга уже на четыре-шесть порядков. Поэтому при практических расчетах величиной x_0 в формуле (39) можно пренебречь. В итоге она принимает более простой вид

$$R^2 = \frac{2V_p}{\pi H m \alpha P_s}. \quad (40)$$

В пределах зоны сужения потока зависимость между количеством отобранной нефти и радиусом влияния скважины будет еще более сложной, однако и здесь выражение (40) может быть использовано без большого ущерба для точности решения поставленной задачи.

Для каждого режима радиус влияния скважины определяется отдельно.

Вычисленные в соответствии с приведенными выше формулами геометрические характеристики подставляются в общую формулу перепада давлений

$$P_{пл} - P_3 = \frac{Q_{пл} \mu}{2\pi k n} (G_s + G_\delta + G_R), \quad (41)$$

где $P_{пл}$ и P_3 — пластовое и забойное давления в ати, μ — вязкость нефти или другой жидкости в пластовых условиях в сантипуазах, k — проницаемость пласта в дарси, n — число отверстий в колонне в пределах исследуемого пласта и $Q_{пл}$ — приток в скважину нефти или другой жидкости в пластовых условиях в см³/сек, определяемый по формуле

$$Q_{пл} = \frac{1\,000\,000}{86\,400} Q_{пв} \cdot b, \quad (42)$$

где $Q_{\text{пв}}$ — приток в скважину, измеренный в поверхностных условиях в $\text{м}^3/\text{сут}$, 1 000 000 и 86 400 — коэффициенты, выражающие количество см^3 в м^3 и количество секунд в сутках, b — объемный коэффициент нефти или другой жидкости, то есть отношение ее объема в пластовых условиях к объему в поверхностных условиях.

ЛИТЕРАТУРА

1. В. Н. Мамуна, Г. Ф. Требин, Б. В. Ульянинский. Экспериментальное исследование пластовых нефтей. ГОСИНТИ, 1960.
2. Л. А. Пухляков. Вывод формулы притока в гидродинамически несовершенную скважину. Известия ТПИ, т. 201, 1972.