ИЗВЕСТИЯ
ТОМСКОГО ОРДЕНА ОКТЯБРЬСКОЙ РЕВОЛЮЦИИ
И ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА ИМЕНИ С. М. КИРОВА

Том 236 1976 г.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАДИУСА ВЛИЯНИЯ НЕФТЕРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН ПРИ ИСПЫТАНИЯХ ИХ НА УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМАХ

Л. А. ПУХЛЯКОВ

(Представлена профессором А. В. Аксариным)

При исследованиях скважин на установившихся режимах важную роль играет радиус влияния скважин. Известен способ определения данного параметра, в основе которого лежит влияние скважин друг на друга [1]. Однако при разведке нефтяных месторождений в пределах одной залежи работает, как правило, не более одной скважины, поэтому использовать здесь упомянутый выше метод не представляется возможным. Ниже предлагается новый метод определения радиуса влияния скважин, который может быть использован при обработке данных по разведочным скважинам при испытаниях их на установившихся режимах. Он заключается в следующем.

Если из скважины, которая только что вскрыла нефтяную залежь, отобрать небольшое количество нефти так, чтобы давление в призабойной зоне ее не оказалось ниже давления насыщения ,то нефть к ней будет продвигаться лишь за счет собственной сжимаемости. В. Н. Мамуна и др. [2] рекомендуют определять данный параметр по формуле

$$\alpha=\frac{1}{V_0}\frac{\Delta V}{\Delta P}, \tag{1}$$

где α — сжимаемость, или коэффициент сжимаемости нефти в 1/ат, V_0 — исходный объем образца нефти в см^3, ΔV — изменение объема этого образца в см^3 при изменении давления на величину ΔP, выраженную в атмосферах.

Большинство скважин перфорируется таким образом, чтобы отверстия в колонне равномерно распределялись в пределах продуктивной части пласта. В таких случаях в областях дренирования скважин выделяется две зоны: зона влияния отверстий и зона плоско-радиального потока, внешняя граница которой и будет определяться радиусом влияния скважины R. Депрессия на пласт в пределах этой зоны может быть выражена из формулы Дюпюи

$$P_x=P_s\ln\frac{R}{x}, \tag{2}$$

где P_x — депрессия на пласт в заданной точке, выраженная в ати, R — радиус влияния скважины в см, x — расстояние от оси скважины до заданной точки в см, P_s — депрессия на пласт на границе зоны плоско-радиального потока с зоной влияния отверстий, то есть на таком расстоянии от оси скважины, которое определяется величиной x_0, выражаемой соотношением

$$x_0=r+y+s, \tag{3}$$

где r — радиус скважины перед спуском обсадной колонны в см, y — глубина (длина) каналов при отверстиях в см и s — радиус влияния отверстий.

Последний из параметров представляет собой половину среднего расстояния между отверстиями. При различных плотностях перфорации он определяется по-разному. А именно, при высокой плотности перфорации, когда мощность пласта на одно отверстие $\frac{h}{n}$ не превышает $2{,}55r$, то есть в большинстве случаев он рассчитывается по формуле

$$s=0{,}5\sqrt{2\pi r\frac{h}{n}}, \tag{4}$$

где h — длина интервала перфорации (а в данном случае и мощность пласта) в см, n — число отверстий в колонне данной скважины в пределах исследуемого пласта.

При низкой плотности перфорации скважин, когда мощность пласта на одно отверстие $\frac{h}{n}$ превышает $2{,}55r$, радиус влияния отверстий рассчитывается по формуле

$$s^{*}=0{,}5\sqrt{\frac{h^2}{n^2}+0{,}96\pi^2r^2} \tag{5}$$

Что касается величины P_s — депрессии на пласт на поверхности, ограничивающей зону влияния отверстий, то в рассматриваемом случае (при полной перфорации пласта) она может быть определена из соотношения

$$\frac{P_S}{P_{пл}-P_з}=\frac{G_R}{G_S+G_R}, \tag{6}$$

где $P_{пл}$ и $P_з$ — пластовое и забойное давления в ати, а их разность — полная депрессия на пласт при данном режиме, G_R — геометрическая характеристика зоны плоско-радиального потока и G_s — геометрическая характеристика зоны влияния отверстий. Первая из них рассчитывается по формуле

$$G_R=\frac{n}{h}\ln\frac{R}{r+y+s+\delta_{max}}, \tag{7}$$

где δ_{max} — наибольшая компонента неполноты перфорации скважины (при однокомпонентной неполноте расстояние от подошвы или кровли пласта до ближайшего отверстия).

Формула для расчета второй из этих характеристик зависит от плотности перфорации. При высокой плотности перфорации она рассчитывается по формуле

$$G_s=\frac{1}{y}\ln\frac{(y+\lambda)s}{(y+s)\lambda}-\frac{0{,}25}{r+y}\ln\frac{s+y}{\lambda+y}+0{,}0625\frac{s-\lambda}{(r+y)^2}-\ldots \tag{8}$$

При низкой плотности перфорации по формуле

$$G^{*}_s=\frac{1}{y}\ln\frac{(y+\lambda)(y+4r)s}{(y+2r)(y+2s)\lambda}-\frac{0{,}25}{r+y}\ln\frac{2r+y}{\lambda+y}+\frac{2r-\lambda}{16(r+y)^2}+-\ldots \tag{9}$$

При неполной перфорации скважин, кроме зоны влияния отверстий и зоны плоско-радиального потока, в области дренирования скважины выделяется зона сужения потока за счет неполноты перфорации. Для определения геометрической характеристики этой зоны $G_ъ$ 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_1 и δ_2, 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

$$F=2\pi\rho h+4\pi\rho^2. \tag{10}$$

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

$$dG=\frac{n}{\rho(h+2\rho)}\,d\rho. \tag{11}$$

Интегрируя левую часть выражения (11) в пределах $0<G<G^*$, а правую в пределах $x_0<\rho<\delta_2$, получаем

$$G^*=-\frac{n}{h}\ln\frac{h+2\rho}{\rho}\Bigg|_{x_0}^{\delta_2} \tag{12}$$

откуда

$$G^*=-\frac{n}{h}\left(\ln\frac{h+2\delta_2}{\delta_2}-\ln\frac{h+2x_0}{x_0}\right) \tag{13}$$

или после соответствующих преобразований

$$G^*=\frac{n}{h}\ln\frac{(h+2x_0)\delta_2}{(h+2\delta_2)x_0} \tag{14}$$

Для учета оставшейся части пространства, характеризующего гидродинамическое несовершенство скважины по степени вскрытия пласта, выделим второе тонкостенное цилиндроподобное тело, отличающееся от первого тем, что оно заканчивается не двумя, а одной полусферой. Поверхность его выразится соотношением

$$F=2\pi\rho(h+\delta_2)+2\pi\rho^2, \tag{15}$$

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

$$dG=\frac{n}{\rho(h+\delta_2+\rho)}\,dp \tag{16}$$

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

$$G^{**}=-\frac{n}{h+\delta_2}\ln\frac{h+\delta_2+\rho}{\rho}\Bigg|_{\delta_2}^{\delta_1} \tag{17}$$

или после соответствующих преобразований

$$G_\delta^{**}=\frac{n}{h+\delta_2}\ln\frac{(h+2\delta_2)\delta_1}{(h+\delta_1+\delta_2)\delta_2}, \tag{18}$$

Наконец, складывая выражение (14) с выражением (18), находим полную геометрическую характеристику зоны сужения потока при двухкомпонентной неполноте перфорации

$$G_8^{II}=\frac{n}{h}\ln\frac{(h+2x_0)\delta_2}{(h+2\delta_2)x_0}+\frac{n}{h+\delta_2}\ln\frac{(h+2\delta_2)\delta_1}{(h+\delta_1+\delta_2)\delta_2} \tag{19}$$

Депрессия на пласт на внешней границе зоны влияния отверстий P_s в гидродинамически несовершенной по степени вскрытия пласта скважине выразится соотношением

$$\frac{P_S}{P_{пл}-P_3}=\frac{G_\delta+G_R}{G_S+G_\delta+G_R}, \tag{20}$$

Чтобы теперь составить исходное выражение для определения радиуса влияния скважин, выделим в теле продуктивного пласта в зоне плоско-радиального потока тонкостенный цилиндр, ось которого будет совпадать с осью скважины, а радиус равен некоторой переменной x. Толщина стенок его будет равна dx, высота H (мощность пласта) и объем стенок выразится соотношением

$$V^1 = 2\pi H x dx. \tag{21}$$

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

$$dV = 2\pi H m \alpha P_s x \ln \frac{R}{x} dx, \tag{22}$$

где m — пористость, или коэффициент пористости, пласта в долях единицы.

Интегрируя левую часть этого выражения в переделах $0<V<V_p$, а правую в пределах $x_0<x<R$, получаем

$$V_p = 2\pi H m \alpha P_s \int_{x_0}^{R} x(\ln R - \ln x)\, dx, \tag{23}$$

откуда

$$V_p = 2\pi H m \alpha P_s \left[\frac{x^2}{2} \ln R - x^2 \left(\frac{\ln x}{2} - \frac{1}{4} \right) \right]_{X_0}^{R} \tag{24}$$

$$V_p = \pi H m \alpha P_s \left(R^2 \ln R - x_0^2 \ln R - R^2 \ln R + x_0^2 \ln x_0 + \frac{R^2}{2} - \frac{x_0^2}{2} \right) \tag{25}$$

или после соответствующих преобразований

$$V_p = \pi H m \alpha P_s \left(\frac{R^2}{2} - \frac{x_0^2}{2} - x_0^2 \ln \frac{R}{x_0} \right). \tag{26}$$

Здесь необходимо отметить, что величина x_0 всегда на два-три порядка меньше величины R, а их квадраты отличаются друг от друга уже на четыре-шесть порядков. Поэтому при практических расчетах величиной x_0 можно пренебречь. В итоге интересующая нас формула принимает более простой вид

$$R^2 = \frac{2V_p}{\pi H m \alpha P_s}, \tag{27}$$

где V_p — количество нефти, отобранное из скважины в процессе ее испытания и измеренное в пластовых условиях в см^3.

Выражение (27) без большого ущерба для точности может быть использовано для определения радиуса влияния и тех скважин, в областях дренирования которых присутствуют зоны сужений потока за счет неполноты перфорации. Это связано с тем, что форма тела, охваченного воронкой депрессии, будет достаточно близкой к цилиндру.

ЛИТЕРАТУРА

1. В. А. Долицкий, Е. Ф. Фролов, Н. А. Еременко. Методика поисково-разведочных работ на нефть и газ. «Недра», 1964.

2. В. Н. Мамуна, Г. Ф. Требин, В. В. Ульянинский. Экспериментальное исследование пластовых нефтей. ГОСИНТИ, 1960.