

М. М. ГЛОГОВСКИЙ и М. Д. РОЗЕНБЕРГ

О ВЫТЕСНЕНИИ ГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ КРАЕВОЙ ВОДОЙ

(Представлено академиком А. И. Некрасовым 19 VI 1953)

В наших предыдущих работах ^(1,2) исследовалась задача о радиальном вытеснении газированной нефти краевой водой. В этом исследовании, как и в работах других авторов ^(3,4), посвященных вопросам вытеснения мертвой нефти водой, мы предполагали, что вытеснение происходит таким образом, что вода, поступая в зону, занятую нефтью, полностью вытесняет последнюю. В действительности же процесс вытеснения нефти как мертвой, так и газированной происходит значительно сложнее. Как показали экспериментальные исследования ⁽⁵⁾, вытеснение нефти водой происходит неполностью, а в зоне вытеснения остается в порах некоторое остаточное количество нефти. Вследствие этого между областью, целиком занятой водой, и областью, целиком занятой нефтью либо газированной смесью (в случае вытеснения газированной нефти), возникает третья область, в которой одновременно находятся нефть и вода, либо вода и газированная смесь. В этой третьей, промежуточной области проницаемость для воды не равна проницаемости для однофазной жидкости и является функцией от нефтенасыщенности, а также, для случая вытеснения газированной жидкости, от газонасыщенности. Учет указанных обстоятельств может существенно сказаться на величинах дебитов и скоростей продвижения водонефтяного контакта.

Рассмотрим радиальную задачу вытеснения газированной нефти водой с учетом этой промежуточной зоны. Примем следующую схематизацию явления. Будем считать, что после того, как краевая вода проникла в область, занятую до этого целиком газированной нефтью, в пласте образовались указанные выше три зоны (рис. 1). Предположим, далее, что во всей промежуточной зоне сразу же установилась некоторая остаточная нефте- и газонасыщенность и соответствующая им проницаемость для воды снизилась до некоторой величины ее фазовой проницаемости.

Будем считать, что на контуре питания r_0 задано постоянное давление P_0 , а на скважине — дебит нефти q_n либо давление P_c . К некоторому моменту времени t вода от первоначального положения контура нефтеносности $r_{к0}$ продвинулась в положение r_k . Первоначальная проницаемость всей залежи считается одинаковой повсюду и равной k . Такая же проницаемость сохраняется в момент t в области, занятой водой. В этой области также сохраняется первоначальная пористость m . В промежуточной зоне образуется некоторая остаточная нефтенасыщенность $\rho_{ост}$. По принятому выше, фазовая проницаемость для воды снизилась до величины k_1 . Отметим, что впервые задачи, связанные

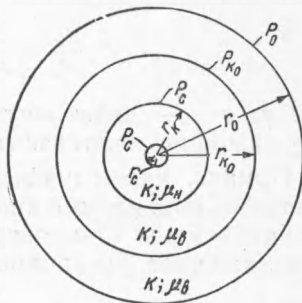


Рис. 1

с вытеснением смеси мертвой нефти с водой при иных условиях, рассматривались в работе (5).

Введем следующие обозначения: $F_{ж}(\rho)$ — относительная проницаемость для жидкости при насыщенности пор жидкостью, равной ρ ; $F_{г}(\rho)$ — то же для газа; s/γ_0 — объемный коэффициент растворимости газа в жидкости; P — давление.

Кроме того, обозначим:

$$\psi(\rho) = \frac{F_{г}(\rho)}{F_{ж}(\rho)}; \quad \varepsilon = \frac{\mu_{г}}{\mu_{н}}; \quad \alpha = \varepsilon \frac{s}{\gamma_0},$$

где $\mu_{г}$ — вязкость газа, $\mu_{н}$ — вязкость нефти.

В водонапорной области будем пренебрегать упругостью воды и пласта и считать режим гравитационно-водонапорным. В области, занятой газированной нефтью, будет происходить двухфазное течение газированной жидкости, описываемое системой дифференциальных уравнений, приведенных в работе (1).

Пользуясь методами, изложенными в (1), приходим в рассматриваемом случае к обыкновенному дифференциальному уравнению, связывающему среднюю нефтенасыщенность в области с положением контура нефтеносности r_k :

$$\frac{d\bar{\rho}}{dr_k} = \frac{2}{r_k} \left[\frac{q_n}{q_b} (1 - \rho_{ост}) - (\bar{\rho} - \rho_{ост}) \right], \quad (1)$$

где q_n и q_b — дебит нефти и расход вторгшейся в пласт воды, $\bar{\rho}$ — среднее значение нефтенасыщенности в области.

Приняв, как и прежде (1), $\bar{\rho} = \rho_k$, где ρ_k — значение нефтенасыщенности на подвижном контуре, и пользуясь также методом последовательной смены стационарных состояний для определения q_k , получим приближенное уравнение в виде:

$$\frac{d\rho_k}{d\bar{r}_k} = - \frac{2(\rho_k - \rho_{ост})}{\bar{r}_k} + \frac{(1 - \rho_{ост}) \bar{P}_k [\psi(\rho_k) + \alpha] (\bar{H}_k - \bar{H}_c) \left(\ln \bar{r}_0 - \frac{k}{k_1} \ln \bar{r}_k \right)}{\varepsilon_n \bar{r}_k (1 - \bar{P}_k) \ln \frac{\bar{r}_k}{\bar{r}_c}}, \quad (2)$$

где $\bar{r}_k = \frac{r_k}{r_{k_0}}$; $\bar{r}_0 = \frac{r_0}{r_{k_0}}$; $\bar{r}_c = \frac{r_c}{r_{k_0}}$; $\bar{P} = \frac{P}{P_0}$.

Индексы k и c относятся к контуру нефтеносности и к скважине. H_k и H_c — значения функции Христиановича

$$H = \int F_{ж}(\rho) dP + c. \quad (3)$$

На подвижном контуре нефтеносности и на скважине

$$\bar{H} = \frac{H}{P [\psi(\rho_k) + \alpha]}. \quad (4)$$

В дифференциальном уравнении (2) H является функцией от P и ρ . Кроме того, при помощи условия постоянства газового фактора в каждый момент времени, вытекающего из существа метода последовательной смены стационарных состояний

$$\bar{P}_k [\psi(\rho_k) + \alpha] = \bar{P}_c [\psi(\rho_c) + \alpha], \quad (5)$$

ρ_c выражается через \bar{P}_k и ρ_k .

На подвижной границе нефть — вода между давлением и насыщенностью существует приближенная связь (1):

$$P_k = \frac{\rho_0 \left(\frac{s}{\gamma_0} - 1 \right) + 1}{\rho_k \left(\frac{s}{\gamma_0} - 1 \right) + 1} \exp \left[\frac{1}{\varepsilon} \int_{\rho_0}^{\rho_k} \frac{\psi(\rho) + \alpha}{\rho \left(\frac{s}{\gamma_0} - 1 \right) + 1} d\rho \right], \quad (6)$$

где ρ_0 — начальная нефтенасыщенность в пласте.

В частном случае, когда остаточная нефтенасыщенность равна нулю, из уравнений (1) и (2) получим уравнения (6) и (7) работы (1).

Рассмотрим, в частности, случай постоянного забойного давления P_c . Интегрируя уравнение (2) одним из методов численного интегрирования, получаем связь между ρ_k и \bar{r}_k . Соответствующее время t находим одной квадратурой в виде:

$$t = \mu_{вн} m (1 - \rho_{ост}) \frac{r_{k_0}^2}{P_{ок}} \tau, \quad (7)$$

где
$$\tau = \int_{\bar{r}_k}^1 \frac{\bar{r}_k \left(\ln \bar{r}_0 - \frac{k}{k_1} \right) \ln \bar{r}_k}{1 - \bar{P}_k} d\bar{r}_k. \quad (8)$$

Дебит нефти определяется формулой

$$q_n = \frac{2\pi k h P_0}{\mu_n} \bar{q}_n, \quad (9)$$

где
$$\bar{q}_n = \frac{\bar{P}_k [\psi(\rho_k) + \alpha] (\bar{H}_k - \bar{H}_c)}{\ln \frac{\bar{r}_k}{r_c}}. \quad (10)$$

Для определения расхода воды, вступающей в залежь, имеем формулу:

$$q_w = \frac{2\pi k h P_0}{\mu_w} \bar{q}_w, \quad (11)$$

где
$$\bar{q}_w = \frac{1 - \bar{P}_k}{\ln \bar{r}_0 - \frac{k}{k_w} \ln \bar{r}_k}. \quad (12)$$

Заметим, что величина \bar{H}_c , входящая в приведенные выше уравнения, определяется по значению своего аргумента ρ_c , который в свою очередь вычисляется с помощью формулы:

$$\psi(\rho_c) = \frac{\bar{P}_k}{P_c} \psi(\rho_k) + \alpha \left[\frac{\bar{P}_k}{P_c} - 1 \right]. \quad (13)$$

Для нахождения газового фактора имеем соотношение:

$$G = \frac{P_k [\psi(\rho_k) + \alpha]}{\varepsilon}. \quad (14)$$

Изложенным образом были исследованы случаи, в которых следующие основные данные совпадали с приведенными в (1) исходными данными: $r_0 = 5000$ м, $r_{k_0} = 500$ м, $r_c = 0,1$ м, $P_0 = 150$ атм, $P_c = 100$ атм, $s/\gamma_0 = 1$, $\mu_n = 3$ сп, $\mu_r = 0,003$ сп.

Относительные проницаемости для газированной нефти были взяты по той же зависимости для цементированных песков.

Кроме того, было принято: $\rho_{ост} = 0,2$, $k_1 = 0,55$ к, $k = 1$ дарси. Результаты расчетов изображены на рис. 2.

В работе (2) было показано, что при вытеснении газированной нефти водой в рассматриваемых условиях наиболее значительный промежуток времени газированная нефть движется практически как несжимаемая

жидкость. Это дало возможность предложить приближенный метод сведения расчетов по вытеснению газированной нефти водой к расчетам по движению несжимаемой нефти с фиктивной вязкостью.

Анализ и сопоставление рис. 2 настоящей работы и рис. 2 работы (2) показывает, что качественная картина процесса в исследуемом случае полностью сохраняется. Это позволяет и в данном случае свести расчеты по вытеснению газированной нефти водой с учетом явлений, относящихся к промежуточной зоне, к расчетам по вытеснению водой несжимаемой нефти с фиктивной вязкостью в тех же условиях.

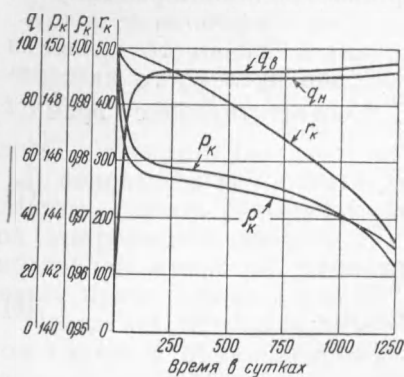


Рис. 2

занных опытов от постановки нашей задачи состоит в том, что в опытах имело место вытеснение газированной жидкости не другим вытесняющим агентом, а той же жидкостью, насыщенной газом. Поэтому кривые зависимости дебитов жидкости от времени, в общем хорошо совпадающие по характеру с нашими кривыми, имеют то существенное различие, что в них, начиная с некоторого момента времени, соответствующего периоду достижения минимального дебита на рис. 2, устанавливается постоянный дебит жидкости. В нашем случае возрастание дебита нефти после достижения его минимального значения объясняется тем, что вязкость вытесняющей воды значительно меньше вязкости нефти. Следует заметить, что на характер изменения дебита как мертвой, так и газированной нефти может оказывать существенное влияние промежуточная зона, рассмотренная в настоящей работе.

Индикаторные кривые, полученные в опытах Барышева и Мамедова, прямолинейны, но отличаются от соответствующих кривых для мертвой жидкости углом наклона.

Таким образом, из указанных опытов непосредственно следует, что при оговоренных нами выше условиях газированная жидкость движется как несжимаемая жидкость. Другой угол наклона индикаторной кривой указывает на то, что это движение происходит при более высоких гидравлических сопротивлениях, что целиком совпадает с выводами нашей работы (2). В работе (2) мы предложили учитывать эти сопротивления введением фиктивной вязкости.

Введение фиктивной вязкости позволяет дать приближенный метод расчета вытеснения газированной нефти краевой водой с учетом промежуточной зоны к нескольким рядам скважин в случае, когда средняя насыщенность достаточно высока и на передвигном контакте нефтенасыщенность сохраняется близкой к единице.

Поступило
18 IV 1953

ЦИТИРОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

- ¹ М. М. Глоговский, М. Д. Розенберг, ДАН, 85, № 6 (1952). ² М. М. Глоговский, М. Д. Розенберг, Тр. МНИ, 12 (1953). ³ И. А. Чарный, Подземная гидродинамика, 1948. ⁴ В. Н. Щелкачев, Б. Б. Лапук, Подземная гидравлика, 1949. ⁵ Ф. И. Котяхов, Влияние воды на приток нефти при вскрытии пласта, 1949. ⁶ В. М. Барышев, М. К. Мамедов, Сборн. Принципы разработки нефтяного пласта, Аз.НИИ, 1942.