

УДК 532.546

© 1994 г. А. Ш. РАМАЗАНОВ, И. Ф. ТАГИРОВ

СТАЦИОНАРНОЕ ТЕМПЕРАТУРНОЕ ПОЛЕ ПРИ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ

Исследуется стационарное тепловое поле в пористой среде при фильтрации газированной нефти с учетом температурных эффектов дросселирования фаз и разгазирования нефти. Получена формула для оценки температурных аномалий на забое скважины в интервалах притока нефти с забойным давлением ниже давления насыщения.

Установившееся температурное поле при фильтрации в пористых пластах газированной нефти можно рассчитать, пользуясь уравнениями неизотермической многофазной фильтрации [1]

$$\operatorname{div}(\rho_1 v_1) = -q, \operatorname{div}(\rho_2 v_2) = q \quad (1)$$

$$v_i = -\frac{kk_i(s)}{\mu_i} \nabla P, \quad i = 1, 2 \quad (2)$$

$$\sum_{i=1}^2 v_i C_i \rho_i \nabla T + \sum_{i=1}^2 v_i C_i \rho_i \varepsilon_i \nabla P + Lq = 0 \quad (3)$$

$$\rho_1 = \text{const}, \quad \rho_2 = \rho_{20} \frac{P}{P_0} \quad (4)$$

Здесь T — температура, К; P — давление, Па; v_i — скорость фильтрации, м/с; C — удельная теплоемкость, Дж/кг·К; ρ — плотность, кг/м³; ε — коэффициент Джоуля — Томсона, К/Па; L — удельная теплота разгазирования, Дж/кг; k — абсолютная проницаемость среды, м²; μ — динамическая вязкость, Па·с; $k(s)$ — относительная фазовая проницаемость; q — массовая скорость разгазирования на единицу объема, кг/м³·с; ρ_{20} — плотность газа при атмосферном давлении P_0 , кг/м³. Индекс $i=1$ относится к нефти, $i=2$ — к газу.

Как видно из (1)–(4), рассматривается установившееся температурное поле при стационарной фильтрации газированной нефти в горизонтальном пористом пласте. Процессом теплопроводности пренебрегается. Нефть считается несжимаемой. Изменение температуры обуславливается конвективным переносом тепла фазами, эффектами дросселирования и разгазирования.

Будем считать, что растворение газа в нефти происходит по линейному закону Генри $V_2^0 = \alpha P V_1^0$, где V_2^0 — объем растворенного газа, приведенный к нормальным условиям, м³; V_1^0 — объем нефти при нормальных условиях, м³; α — коэффициент растворимости, м³/м³·Па. Тогда из теории установившейся фильтрации газированной нефти следует, что в зоне двухфазной фильтрации в области с давлением P ниже давления насыщения P_H [2]

$$k_2 = k_1 \left(\frac{A}{P} - b \right) \quad (5)$$

$$A = \mu \Gamma P_0, \quad b = \mu \alpha P_0, \quad \mu = \frac{\mu_2}{\mu_1}$$

где Γ — эксплуатационный газовый фактор, отношение объемного расхода газа к объемному расходу нефти при нормальных условиях, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Пользуясь (5) и (1), (2), нетрудно получить

$$q(P) = - \frac{\alpha \rho_{20} v_1 \nabla P}{1 + \rho (\Gamma - \alpha P)}, \quad \Gamma > \alpha P, \quad \rho = \frac{\rho_{20}}{\rho_1} \quad (6)$$

С учетом (5) и (6) уравнение энергии преобразуется к виду

$$[1 + C_0 \rho (\Gamma - \alpha P)] dT + [\varepsilon_1 - \Psi + \varepsilon_2 C_0 \rho (\Gamma - \alpha P)] dP = 0 \quad (7)$$

$$C_0 = \frac{C_2}{C_1}, \quad \Psi = \frac{\alpha L \rho}{C_1 [1 + \rho (\Gamma - \alpha P)]}$$

При однофазной фильтрации в стационарном поле давления $P(r)$, когда давление выше давления насыщения нефти газом P_H , нефть с растворенным в ней газом разогревается на величину $T(P) = \varepsilon(P_1 - P)$ [2].

Уравнение (7) проинтегрируем для $P < P_H$ при условии $T(P_H) = \varepsilon_1(P_1 - P_H)$, P_1 — пластовое давление на контуре питания пласта

$$T(P) = \varepsilon_1 (P_1 - P_H) - \int_{P_H}^P \frac{\varepsilon_1 - \Psi + \varepsilon_2 \rho C_0 (\Gamma - \alpha P)}{1 + C_0 \rho (\Gamma - \alpha P)} dP \quad (8)$$

Для упрощения примем, что коэффициент Джоуля — Томсона для небольших $P_H - P$ остается постоянным. Тогда величину изменения температуры нефтегазовой смеси при забойном давлении $P < P_H$ можно оценить по формуле $T(P) = T_1(P) + T_2(P)$, где T_1 — изменение температуры, обусловленное дросселированием фаз во всей воронке депрессии $[P_1, P]$, T_2 — изменение температуры, обусловленное выделением газа в зоне двухфазной фильтрации $[P_H, P]$

$$T_1(P) = \varepsilon_1 (P_1 - P) - (\varepsilon_1 - \varepsilon_2) (P_H - P) + \frac{\varepsilon_1 - \varepsilon_2}{C_0 \rho \alpha} \ln |1 + C_0 \rho \alpha (P_H - P)| \quad (9)$$

$$T_2(P) = - \frac{L}{C_1 (1 - C_0)} \ln \left| \frac{1 + \rho \alpha (P_H - P)}{1 + C_0 \rho \alpha (P_H - P)} \right| \quad (10)$$

При записи (9) и (10) учтено, что для принятой нами модели линейного разгазирования $\Gamma = \alpha P_H$.

Из выражений (9) и (10) для $C_0 \rho \alpha (P_H - P) \ll 1$, что справедливо для $\rho_{20} \ll \rho_1$ и для давлений насыщения, близких к забойному, следует

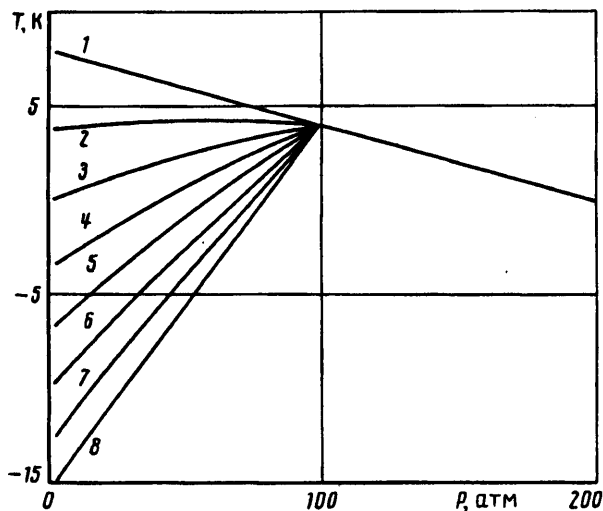
$$T_1(P) \cong \varepsilon_1 (P_1 - P), \quad T_2(P) = - \frac{L}{C_1} \rho \alpha (P_H - P) = - \frac{m_2 L}{C_1 m_1} \quad (11)$$

где m_2 — масса газа, выделившегося из нефти массы m_1 при снижении давления на величину $P_H - P$.

Для этого случая, т. е. когда забойное давление близко к давлению насыщения, температура поступающей на забой скважины нефтегазовой смеси не изменяется (температурные аномалии отсутствуют), если

$$\varepsilon_1 (P_H - P) = \frac{L}{C_1} \rho \alpha (P_H - P) \quad (12)$$

Выражение (12) равносильно записи $Q_1 = Q_2$, где $Q_1 = m_1 C_1 \varepsilon_1 (P_1 - P)$ — количество тепла, выделившееся в результате дросселирования нефти с пластового



Фиг. 1

давления P_1 до забойного P ; $Q_2 = m_2 L$ — количество тепла, поглощенного при выделении газа в зоне двухфазной фильтрации. Из-за малости $P_H - P$ и соответственно m_2 не учитывается охлаждение газа при дросселировании с P_H до P .

Из (12) можно оценить величину инверсной растворимости

$$\alpha_{in} = \frac{\epsilon_1 C_1 \rho_1}{L \rho_{20}} \frac{P_1 - P}{P_H - P} \quad (13)$$

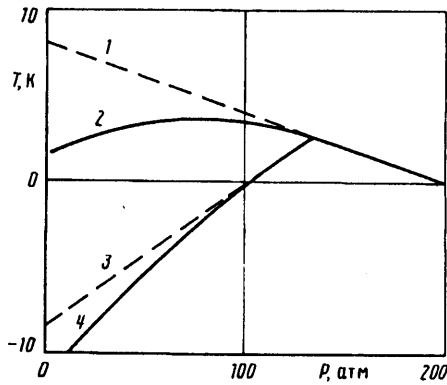
Для $\alpha > \alpha_{in}$ при данном забойном давлении P будет понижение температуры нефтегазовой смеси относительно начальной пластовой, для $\alpha < \alpha_{in}$ — повышение.

При $\epsilon_1 = 0,4$ К/МПа; $C_1 = 2$ кДж/кг·К; $\rho_1 = 800$ кг/м³; $\rho_{20} = 0,8$ кг/м³; $L = 160$ кДж/кг

$$\alpha_{in} = 0,5(P_1 - P)/(P_H - P) \text{ м}^3/\text{м}^3 \cdot \text{Па}$$

Например, если $P_1 = 20$ МПа, $P_H = 18$ МПа, $P = 17$ МПа, $\alpha_{in} = 1,5$ м³/м³ атм, то инверсный газовый фактор $\Gamma_{in} = \alpha_{in} P_H = 270$ м³/м³. Если $P_1 = 20$ МПа, $P_H = 19$ МПа, $P = 17$ МПа, $\alpha_{in} = 0,75$ м³/м³·атм, тогда $\Gamma_{in} = 142$ м³/м³.

На фигурах приведены результаты расчетов по формулам (9) и (10) для следующих значений параметров [4]: $C_1 = 1880$ Дж/кг·К; $C_2 = 3250$ Дж/кг·К; $\rho_{20} = 0,716$ кг/м³; $\rho_1 = 805$ кг/м³; $L = 168$ кДж/кг. Как следует из фиг. 1, где кривые 1—8 вычислены при газовых факторах 0, 40, 80, 120, 160, 200, 240, 280 м³/м³ соответственно и давление насыщения равняется 100 атм, при забойном давлении ниже давления насыщения нефти газом на забое скважины может наблюдаться положительная и отрицательная температурная аномалия или изменение температуры может отсутствовать. Величина и знак температурной аномалии зависят от величины газового фактора и отношения между забойным давлением, давлением насыщения и пластовым давлением. Характерно то, что при давлениях выше давления насыщения забойная температура с уменьшением забойного давления растет, а при давлениях ниже давления насыщения — уменьшается, за исключением случаев $\Gamma < \Gamma_{cr}$. При $\Gamma = \Gamma_{cr}$ забойная температура от забойного давления не зависит, аномалия температуры при этом положительна и равна $\epsilon_1(P_1 - P_H)$, т. е. набранному нефтью разогреву за счет дросселирования



Фиг. 2

при фильтрации в зоне с $P > P_H$. Значение Γ_{cr} можно приблизительно оценить на основе (9), (10) для малых $P_H - P$ по формуле

$$\Gamma_{cr} \cong \frac{C_1 \rho_1}{L \rho_{20}} \varepsilon_1 P_H$$

Для случая значительного отклонения P от P_H для оценки критического значения растворимости α_{cr} (и $\Gamma_{cr} = \alpha_{cr} P_H$) можно воспользоваться условием $dT/dP = 0$ из (7).

Из фиг. 2 видно, что основной вклад в величину изменения температуры при забойном давлении ниже давления насыщения вносит теплота фазового перехода (кривые 2 и 4, где 2 — получено без учета теплоты фазового перехода, а 4 — с учетом; расчеты выполнены для газового фактора $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$), что согласуется с известными в литературе результатами теоретических и экспериментальных работ [5]. Приближенная формула (11) дает результаты (штриховые линии 1 и 3) практически совпадающие с результатами, полученными по (9) и (10), вплоть до $P_H - P = 35$ атм. Для оценочных расчетов величин температурных аномалий поэтому можно рекомендовать формулу

$$T(P) = \begin{cases} \varepsilon_1 (P_1 - P) - \frac{L \rho_{20}}{C_1 \rho_1} (\Gamma - \alpha P), & P < P_H \\ \varepsilon_1 (P_1 - P), & P > P_H \end{cases}$$

На практике при эксплуатации скважин с высоким газовым фактором при забойном давлении ниже давления насыщения возможно значительное понижение температуры, поступающей из пласта смеси, по сравнению с наблюдаемыми на практике величинами дроссельного разогрева нефти $\varepsilon_1 \Delta P = 1 + 2 \text{ К}$.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алишаев М. Г., Розенберг М. Д., Теслюк Е. В. Неизотермическая фильтрация при разработке нефтяных месторождений. М.: Недра, 1985. 271 с.
2. Чекалюк Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра, 1965. 238 с.
3. Чарный И. А. Подземная гидрогазодинамика. М.: Гостоптехиздат, 1963. 396 с.
4. Пудовкин М. А., Саламатин А. Н., Чугунов В. А. Температурные процессы в действующих скважинах. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1977. 166 с.
5. Тренин Г. Ф., Капырин Ю. В., Лиманский О. Г. Оценка температурной депрессии в призабойной зоне эксплуатационных скважин // Сб. науч. тр. ВНИИ. 1978. Вып. 64. С. 16—22.