

УДК 532.546

ФИЛЬТРАЦИЯ ГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ ПРИ НАЛИЧИИ ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ С НЕОДНОРОДНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ

Р. Ф. Шарафутдинов, А. С. Бочков, А. М. Шарипов,
А. А. Садретдинов

Башкирский государственный университет, 450000 Уфа, Россия
E-mails: gframil@rambler.ru, Bochkov.AS@gazpromneft-ntc.ru,
art.hata@mail.ru, aleex.aa@gmail.com

На основе численного моделирования неизотермической фильтрации газированной нефти с учетом теплоты разгазирования, эффекта Джоуля — Томсона и адиабатического эффекта исследуется радиально-угловое распределение температуры в пористой среде с неоднородной проницаемостью. Показано, что наличие неоднородности проницаемости в прискважинной зоне пористого пласта приводит к аномальному охлаждению вследствие интенсивного газовыделения в хорошо проницаемой зоне.

Ключевые слова: температура, эффект Джоуля — Томсона, адиабатический эффект, радиально-угловая неоднородность распределения проницаемости, разгазирование, скважина, пласт, двухфазная фильтрация.

DOI: 10.15372/PMTF20170210

Изучению математических моделей температурного поля с учетом эффекта Джоуля — Томсона и адиабатического эффекта при фильтрации нефти, воды и газированной нефти без учета угловой неоднородности проницаемости пласта посвящены работы [1–5]. В реальных условиях фильтрация флюидов может происходить в неоднородных пластах, при этом проницаемость пласта может меняться как по радиусу, так и по азимутальному направлению в десятки раз. Учет влияния неоднородности проницаемости на термодинамические процессы в пласте и скважине представляет интерес при диагностике состояния скважин и пластов методами термометрических исследований. В работе [6] изучается влияние неоднородности проницаемости в пласте на температуру при фильтрации нефти и воды. При разработке нефтяных месторождений с пластовыми давлениями, близкими к давлению насыщения нефти газом, а также при использовании струйных насосов и компрессирования давление в скважине может уменьшиться до значения, меньшего давления насыщения нефти газом. В этом случае в пласте наблюдается разгазирование нефти, температурное поле при ее фильтрации формируется вследствие влияния эффекта Джоуля — Томсона, адиабатического эффекта и теплоты разгазирования нефти.

В пренебрежении тепловыми потерями, полагая, что нефть не испаряется в газовую фазу, процесс разгазирования является равновесным и описывается законом Генри, те-

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (код проекта 16-29-15130).

© Шарафутдинов Р. Ф., Бочков А. С., Шарипов А. М., Садретдинов А. А., 2017

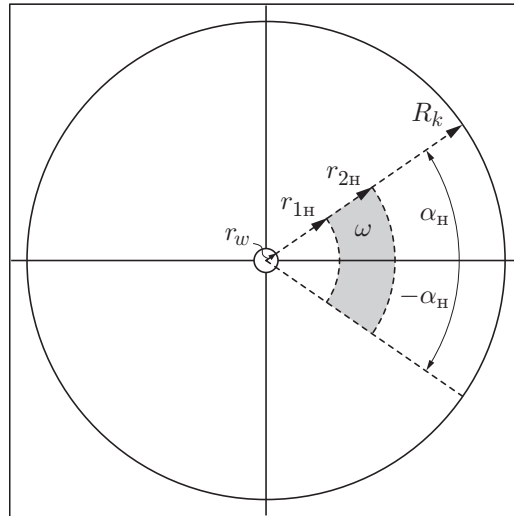


Рис. 1. Геометрия задачи (заштрихованная область — область неоднородного распределения проницаемости)

чение удовлетворяет закону Дарси, сформулируем математическую модель для расчета радиально-углового распределения температуры, обусловленного влиянием эффекта Джоуля — Томсона, адиабатического эффекта и теплоты разгазирования нефти при фильтрации газированной нефти в неоднородном пласте (рис. 1), в котором границы области неоднородности заданы следующим образом: $r_{1H} \leq r \leq r_{2H}$, $-\alpha_H \leq \alpha \leq \alpha_H$.

При неизотермической фильтрации в первом приближении можно выделить три фазы (0 — скелет пористой среды, 1 — нефтяная фаза, 2 — газовая фаза) и два компонента, участвующих в тепло- и массообменных процессах (1 — нефть, 2 — газ).

В данной задаче уравнения сохранения масс фаз и уравнение притока тепла, записанные в полярной системе координат, имеют следующий вид:

— уравнение сохранения массы нефти

$$m \frac{\partial}{\partial t} (\rho_1 S_1 (1 - C_{12})) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \rho_1 (1 - C_{12}) \frac{K_r k_1(S_1)}{\mu_1} \frac{\partial P}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial \alpha} \left(\rho_1 (1 - C_{12}) \frac{K_\alpha k_1(S_1)}{\mu_1} \frac{\partial P}{\partial \alpha} \right); \quad (1)$$

— уравнение сохранения массы смеси фаз

$$m \frac{\partial}{\partial t} (\rho_1 S_1 + \rho_2 S_2) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \left(\rho_1 \frac{K_r k_1(S_1)}{\mu_1} \frac{\partial P}{\partial r} + \rho_2 \frac{K_r k_2(S_2)}{\mu_2} \frac{\partial P}{\partial r} \right) \right] + \frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial \alpha} \left(\rho_1 \frac{K_\alpha k_1(S_1)}{\mu_1} \frac{\partial P}{\partial \alpha} + \rho_2 \frac{K_\alpha k_2(S_2)}{\mu_2} \frac{\partial P}{\partial \alpha} \right); \quad (2)$$

— уравнение притока тепла

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} [m(\rho_1 c_1 S_1 + \rho_2 c_2 S_2)T + (1 - m)\rho_0 c_0 T] + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} [r(\rho_1 c_1 v_1 + \rho_2 c_2 v_2)T] + \\ + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial \alpha} [(\rho_1 c_1 v_1 + \rho_2 c_2 v_2)T] = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda_r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial \alpha} \left(\lambda_\alpha \frac{\partial T}{\partial \alpha} \right) + \\ + J_{12}(c_2 - c_1)T + J_{12}\chi_{12} + m(\rho_1 c_1 S_1 \eta_1 + \rho_2 c_2 S_2 \eta_2) \frac{\partial P}{\partial t} + \\ + (\varepsilon_1 \rho_1 c_1 v_1 + \varepsilon_2 \rho_2 c_2 v_2) \frac{\partial P}{\partial r} + (\varepsilon_1 \rho_1 c_1 v_1 + \varepsilon_2 \rho_2 c_2 v_2) \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial \alpha}. \quad (3) \end{aligned}$$

В (1)–(3) S_i — насыщенности фаз; T — температура; P — давление; v_i — скорости фаз; c_i — теплоемкости фаз; c_0 — теплоемкость скелета горной породы; ρ_i — плотности фаз; K , k_i — абсолютная и фазовые проницаемости; m — пористость; μ_i — молекулярные вязкости; ε_i — коэффициент Джоуля — Томсона; η_i — адиабатический коэффициент; λ_r , λ_α — теплопроводности в радиальном и угловом направлениях; χ_{12} — теплота разгазирования; J_{12} — интенсивность фазовых переходов при разгазировании.

Начальные и граничные условия имеют вид

$$P(r, \alpha)|_{t=0} = P_{pl}, \quad S_1(r, \alpha)|_{t=0} = 1, \quad T(r, \alpha)|_{t=0} = T_0 \quad \text{при} \quad 0 \leq r \leq R_k, \quad 0 \leq \alpha \leq 2\pi,$$

$$P(r_w, \alpha, t) = P_w, \quad P(R_k, \alpha, t) = P_{pl}, \quad S_2(R_k, \alpha, t) = 0, \quad T(R_k, \alpha) = T_0 \quad \text{при} \quad 0 \leq \alpha \leq 2\pi,$$

где P_w — давление в скважине; P_{pl} — пластовое давление; T_0 — пластовая температура; r_w — радиус скважины; R_k — радиус контура питания.

Уравнения состояния фаз запишем в следующем виде:

— для жидкой фазы

$$\rho_1 = \rho_1^0 [1 + \beta_1 (P - P_0)];$$

— для газовой фазы

$$\rho_2 = \rho_2^0 \frac{P}{P_0} \frac{T_0}{T} z(P, T)$$

(ρ_1^0 , ρ_2^0 — плотности нефти и газа при нормальных условиях; β_1 — коэффициенты сжимаемости нефти; $z(P, T)$ — коэффициент сверхсжимаемости газа (в случае $P < 5$ МПа, $T > 80$ °С этот коэффициент можно положить равным единице)).

Теплофизические параметры фаз c_i , ε_i , η_i , λ_r , λ_α , χ_{12} считаются постоянными и определяются по таблицам [7] для среднепластового давления $P = P_{pl}$ и температуры $T = T_0$.

Система уравнений (1)–(3) решается с использованием конечно-разностного метода, изложенного в работе [6]. Тестирование задачи проводилось путем сравнения известного аналитического решения для теплового поля, обусловленного наличием баротермического эффекта (изменение температуры жидкости вследствие влияния эффекта Джоуля — Томсона и адиабатического эффекта в нестационарном поле давления), при фильтрации однофазной однокомпонентной нефти с расчетными зависимостями температуры на выходе из пласта от времени [2, 3]. Различие соответствующих значений не превышает 1 %.

На рис. 2, 3 приведены результаты расчетов для двух случаев фильтрации газированной нефти к скважине при наличии зоны неоднородности, имеющей форму сектора (см. рис. 1). Использовались следующие значения параметров: $c_0 = 800$ Дж/(кг·К), $c_1 = 1880$ Дж/(кг·К), $c_2 = 3500$ Дж/(кг·К), $\varepsilon_1 = 0,4$ К/МПа, $\varepsilon_2 = -4$ К/МПа, $\eta_1 = 0,17$ К/МПа, $\eta_2 = 20$ К/МПа, $\chi_{12} = -168$ кДж/(кг·К). Вязкости нефтяной и газовой фаз приняты равными $\mu_1 = 0,005$ мПа·с, $\mu_2 = 0,001$ мПа·с соответственно. Плотности фаз при нормальных условиях равны $\rho_1^0 = 800$ кг/м³, $\rho_2^0 = 0,78$ кг/м³. Пластовое давление $P_{pl} = 10^7$ Па, давление на границе пласта (скважины) $P_w = 5 \cdot 10^6$ Па, давление насыщения нефти газом $P_b = 8 \cdot 10^6$ Па. Для рис. 2 участок неоднородности имеет следующие размеры: $r_{1н} = 0,11$ м, $r_{2н} = 1,1$ м, $\alpha_n = 30^\circ$, $R_k = 100$ м.

В первом случае принимается, что проницаемость в зоне неоднородности в 10 раз меньше средней по пласту. Этот случай соответствует ухудшению фильтрационной способности призабойной зоны пласта, например вследствие загрязнения асфальтово-смолистыми отложениями.

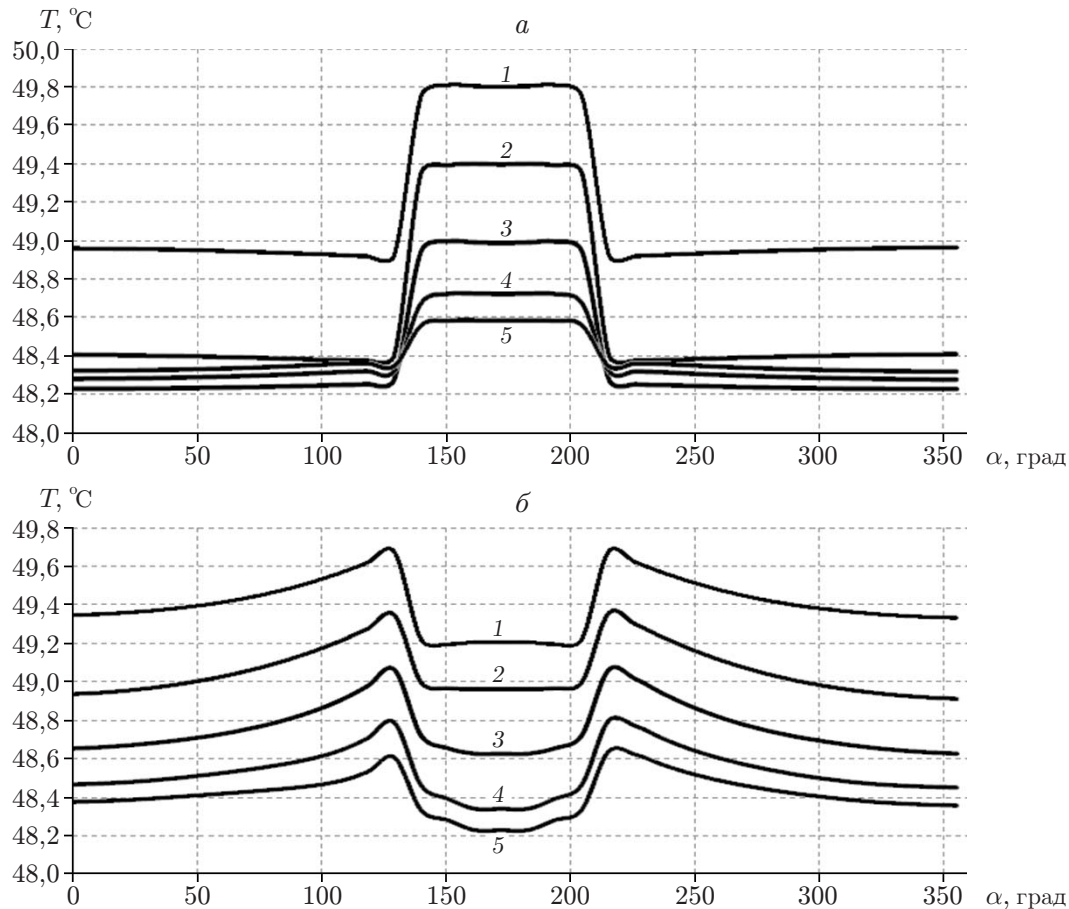


Рис. 2. Угловое распределение температуры на стенке скважины в различные моменты времени:

a — $k_H = 0,1k$, b — $k_H = 10k$; 1 — $t = 0,5$ ч, 2 — $t = 1$ ч, 3 — $t = 2$ ч, 4 — $t = 5$ ч, 5 — $t = 8$ ч

Согласно результатам расчетов в области, прилегающей к зоне неоднородности, температура уменьшается медленнее вследствие уменьшения скорости притока (см. рис. 2, a). В этом случае в зоне неоднородности вклад теплоты разгазирования меньше. Поэтому в области, прилегающей к зоне неоднородности, возникает зона повышенной температуры. При этом основное влияние на распределение температуры оказывает эффект Джоуля — Томсона, что обусловлено наличием большого градиента давления в зоне неоднородности.

Во втором случае проницаемость в зоне неоднородности в 10 раз больше средней проницаемости в призабойной зоне. Этот случай соответствует наличию хорошо проницаемой зоны, например вследствие образования трещин. При этом в зоне с хорошей проницаемостью наблюдается аномальное охлаждение вследствие более интенсивного газовыделения и увеличения скорости притока флюида (см. рис. 2, b).

Расчеты, выполненные при различных значениях геометрических параметров области неоднородности (радиусов и углов), показали, что в общем случае значения температуры в слабопроницаемой области неоднородности больше, чем в хорошо проницаемой зоне. При этом форма кривых углового распределения температуры зависит от размеров зоны неоднородности (см. рис. 3).

Полученные результаты дополняют известные данные о формировании температурных полей в пласте при разгазировании нефти с учетом влияния термодинамических эф-

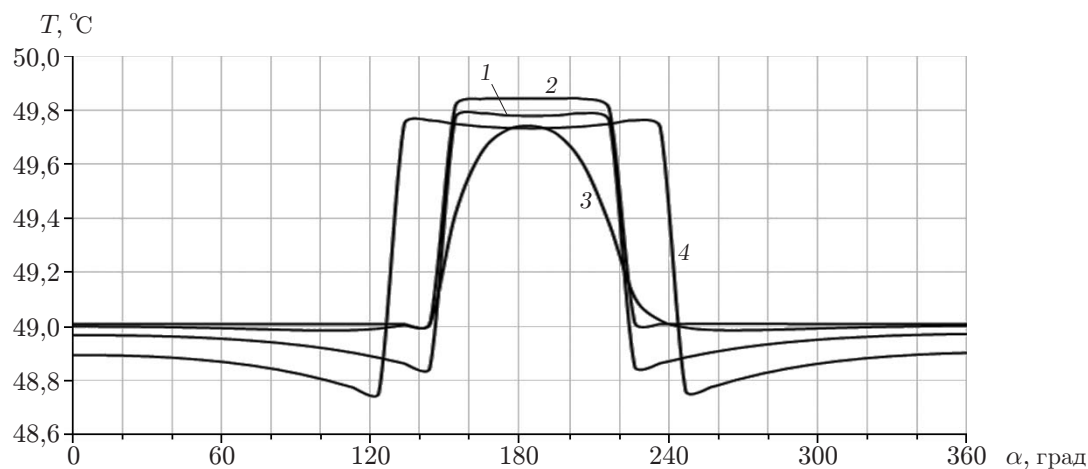


Рис. 3. Угловое распределение температуры на стенке скважины при $k_H = 0,1k$, $t = 0,5$ ч и различных значениях геометрических параметров неоднородности: 1 — $r_{1H} = 0,15$ м, $r_{2H} = 0,8$ м, $\alpha_H = 30^\circ$, 2 — $r_{1H} = 0,15$ м, $r_{2H} = 7,3$ м, $\alpha_H = 30^\circ$, 3 — $r_{1H} = 0,5$ м, $r_{2H} = 0,8$ м, $\alpha_H = 30^\circ$, 4 — $r_{1H} = 0,15$ м, $r_{2H} = 0,8$ м, $\alpha_H = 50^\circ$

фактов и теплоты разгазирования и могут быть использованы при интерпретации результатов измерений температуры в скважинах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Чекалюк Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра, 1965.
2. Валиуллин Р. А. Термические исследования при компрессорном освоении скважин / Р. А. Валиуллин, А. Ш. Рамазанов. Уфа: Изд-во Башкир. гос. ун-та, 1992.
3. Валиуллин Р. А., Рамазанов А. Ш., Шарафутдинов Р. Ф. Баротермический эффект при трехфазной фильтрации с фазовыми переходами // Изв. РАН. Механика жидкости и газа. 1994. № 6. С. 113–117.
4. Валиуллин Р. А. Термометрия многофазных потоков / Р. А. Валиуллин, А. Ш. Рамазанов, Р. Ф. Шарафутдинов. Уфа: Изд-во Башкир. гос. ун-та, 1995.
5. Требин Г. Ф., Капырин Ю. Ф., Лиманский О. Г. Оценка температурной депрессии в призабойной зоне эксплуатационных скважин // Тр. Всесоюз. нефтегазового науч.-исслед. ин-та. 1978. Вып. 64. С. 16–22.
6. Валиуллин Р. А., Шарафутдинов Р. Ф., Садретдинов А. А., Бочков А. С. Исследование радиально-углового распределения температуры при неизотермической двухфазной фильтрации нефти и воды // ПМТФ. 2008. Т. 49, № 6. С. 124–130.
7. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш. К. Гиматудинов, А. И. Ширковский. М.: Недра, 1982.

Поступила в редакцию 10/III 2016 г.,
в окончательном варианте — 18/IV 2016 г.