

УДК 532.546—3 : 536.42

© 1994 г. Р. А. ВАЛИУЛЛИН, А. Ш. РАМАЗАНОВ, Р. Ф. ШАРАФУТДИНОВ

БАРОТЕРМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ПРИ ТРЕХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ С ФАЗОВЫМИ ПЕРЕХОДАМИ

Исследованы особенности формирования температурного поля в пористой среде, обусловленного баротермическим эффектом и фазовыми переходами при фильтрации нефти, воды и газа. На формирование температурного поля существенное влияние оказывает разгазирование жидкости, при этом наличие пластовых вод приводит к снижению аномалии охлаждения.

Известные математические модели температурного поля, обусловленного баротермическим эффектом при фильтрации жидкости в пористой среде, разработаны для однофазной и двухфазной фильтрации нефти и воды [1, 2]. В данной работе численно исследуется нестационарное температурное поле в пористой среде, обусловленное баротермическим эффектом и разгазированием при фильтрации нефти, воды и газа. При этом моделирование основывается на широко используемых в настоящее время допущениях: пренебрежении диффузионным процессом переноса компонентов смеси, переносом жидких и газообразной фаз из-за капиллярного скачка давлений в фазах по сравнению с конвективным переносом, продольным переносом тепла за счет теплопроводности и локальном термодинамическом равновесии в пористой среде.

1. Используя известное приближение расчленения задач переноса тепла вдоль и поперек пласта (схема Ловерье), сформулируем математическую модель расчета температурного поля, обусловленного баротермическим эффектом и теплотой фазового перехода от разгазирования при фильтрации нефти, воды и газа. При этом в первом приближении можно выделить четыре фазы (0 — скелет пористой среды, 1 — газовая, 2 — водная, 3 — углеводородная) и три компонента, участвующих в массообменных процессах (1 — газ, 2 — вода, 3 — нефть).

Уравнения сохранения масс фаз и компонентов, уравнение притока тепла в плоском одномерном случае имеют вид

$$\frac{\partial m \rho_1 S_1}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial r m \rho_1 S_1 v_1}{\partial r} = J_{(2)1} + J_{(3)1}$$

$$\frac{\partial m \rho_2 c_{21} S_2}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial r m \rho_2 c_{21} S_2 v_2}{\partial r} = -J_{(2)1}$$

$$-\frac{\partial m \rho_2 c_{21} S_2}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial r m \rho_2 c_{22} S_2 v_2}{\partial r} = 0 \quad (1.1)$$

$$-\frac{\partial m \rho_1 c_{31} S_3}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial r m \rho_1 c_{31} S_3 v_3}{\partial r} = -J_{(3)1}$$

$$\frac{\partial m \rho_3 c_{33} S_3}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial r m \rho_3 c_{33} S_3 v_3}{\partial r} = 0$$

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t} \left[(1 - m) \rho_0 C_0 T + m \sum_{i=1}^3 \rho_i C_i S_i T + m \rho_i S_i L \right] + \\ & + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r \left[m \sum_{i=1}^3 \rho_i C_i S_i v_i T + m \rho_i S_i v_i L \right] + m \sum_{i=1}^3 \rho_i C_i S_i v_i \epsilon_i \frac{\partial P}{\partial r} - \\ & - m \sum_{i=1}^3 \rho_i C_i S_i \eta_i \frac{\partial P}{\partial t} = q \end{aligned} \quad (1.2)$$

$$\sum_{i=1}^3 S_i = 1, \quad c_{21} + c_{22} = 1, \quad c_{31} + c_{33} = 1 \quad (1.3)$$

Здесь S_i, v_i — насыщенность и скорость движения в i -й фазе; c_{ik} — концентрация k -го компонента в i -й фазе; ρ_i — истинные плотности i -й фазы; $J_{(ij)k}$ — интенсивность переноса массы при разгазировании жидкости; T, P — средние по сечению пласта температура (за вычетом начальной температуры) и давление; C_i, ϵ_i, η_i — теплоемкости, коэффициенты Джоуля — Томсона и адиабатического эффекта i -й фазы; L — теплота фазового перехода при разгазировании; q — удельная мощность тепловых потерь в кровлю и подошву пласта; m — пористость; t, r — время и радиальная координата. Связь скорости движения i -й фазы с полем давления определяется из закона Дарси

$$m S_i v_i = - \frac{k K_i}{\mu_i} \frac{\partial P}{\partial r} \quad (1.4)$$

где k — абсолютная проницаемость среды; K_i, μ_i — фазовая проницаемость и вязкость i -й фазы.

2. Замыкающие соотношения для уравнений (1.1) — (1.4) зависят от фазового состояния трехкомпонентной системы. При $P > P_s$, где P_s — давление насыщения нефти газом, система находится в двухфазном состоянии. При этом $S_1 = 0$, $J_{(21)1} = J_{(31)1} = 0$, $c_{31} = c_{31}(T, P)$. В трехфазном состоянии $P \leq P_s$ имеется однозначная связь концентраций с температурой и давлением $c_{21} = c_{21}(T, P)$, $c_{31} = c_{31}(T, P)$. Поскольку за счет баротермического эффекта и теплоты разгазирования изменение температуры $T < T_0$, где T_0 — температура пласта, то расчет концентраций будем вести для среднепластовой температуры.

Зависимости $c_{ii}(T_0, P)$ рассчитывались по формуле $c_{ii} = (1 + \alpha P / \rho_i \beta)^{-1}$, где α — коэффициент растворимости для фиксированной среднепластовой температуры, β — объемный коэффициент нефти. Теплофизические параметры фаз $C_i, \epsilon_i, \eta_i, L$ считались постоянными и определялись из таблиц для среднепластового давления P_0 и температуры T_0 .

Фазовые проницаемости как функции насыщенностей фаз задавались в виде [3]

$$K_i = (b_{1i} - b_{2i}) \left(\frac{S_i - S_{ir}}{1 - S_{ir}} \right)^3, \quad S_i > S_{ir}; \quad K_i = 0, \quad S_i \leq S_{ir} \quad (2.1)$$

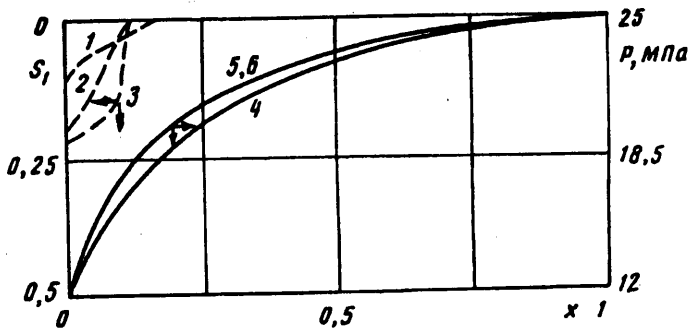
$$S_{1r} = 0,1, \quad S_{2r} = 0,25, \quad S_{3r} = 0,3, \quad b_{11} = 4, \quad b_{12} = 1$$

$$b_{13} = 1, \quad b_{21} = 2S_1, \quad b_{22} = 2,4 + 16,5S_2, \quad b_{23} = 0$$

где S_{ir} — остаточная насыщенность i -й фазы. Вязкости фаз считались постоянными. Расчет тепловых потерь проводился аналогично схеме, приведенной в [3].

Рассматривается задача со следующими начальными и граничными условиями:

$$t = 0, \quad r > 0: \quad S_i = S_{i0}, \quad c_{ik} = C_{ik}^0, \quad P = P_0, \quad T = T_0; \quad t > 0, \quad r = R_c: \quad P = P_k(t);$$



Фиг. 1

$$t > 0, \quad r = R: \quad P = P_0, \quad S_1 = S_0, \quad T = T_0 \quad (2.2)$$

где R_c , R — радиусы скважины и контура питания.

Задача решалась численно на основе консервативной конечно-разностной схемы сквозного счета первого порядка точности типа «левый уголок» с ориентацией по характеристикам. Для уравнения притока тепла в левой части добавляются члены, учитывающие эффект Джоуля — Томсона и адиабатический эффект. При решении уравнений (1.1) было сделано допущение о равенстве плотностей воды и нефти.

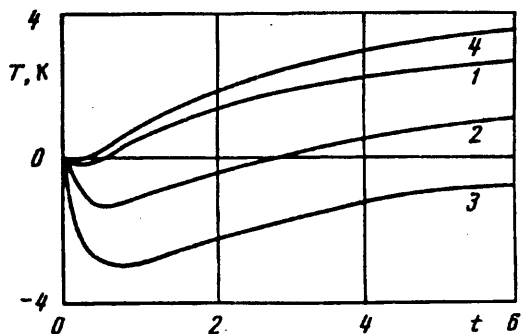
Распределение давления в пласте находится методом прогонки из условия сохранения массы потока. Из полученной алгебраической системы уравнений в явном виде выражаются значения всех неизвестных на новом временном слое.

3. Рассмотрим результаты расчета температурного поля, насыщенностей фаз и давления для следующих значений термодинамических параметров фаз: $C_1 = -1880$ Дж/кг·К; $C_2 = 4000$ Дж/кг·К; $C_3 = 2000$ Дж/кг·К; $\varepsilon_1 = -4$ К/МПа; $\varepsilon_2 = -0,2$ К/МПа; $\varepsilon_3 = 0,4$ К/МПа; $L = 100$ КДж/кг; $\rho_3 = 800$ кг/м, $\eta_1 = 2$ К/МПа, $\eta_2 = 0,0015$ К/МПа, $\eta_3 = 0,013$ К/МПа, $\mu_1 = 0,01$ мПа·с, $\mu_2 = 1$ мПа·с, $\mu_3 = 2$ мПа·с, $R = 10$ м, $R_c = 0,1$ м. Давление насыщения нефти газом $P = 17,0$ МПа, давление пласта $P = 25$ МПа.

На фиг. 1 приведены распределения насыщенностей газа (S_1) и давления (P) в пласте для $t = 0,01; 0,02; 0,03; 0,005; 0,055; 0,06$ ч (кривые 1—6). В начальные моменты времени, после снижения давления в скважине ниже давления насыщения, наблюдается образование газовой фазы, насыщенность которой ниже остаточной (кривая 1). При этом распределение насыщенности в призабойной зоне скважины носит линейный характер. По мере накопления газа (кривые 2, 3) происходит образование скачка насыщенности (области резкого изменения насыщенности), который, продвигаясь в глубь пласта, устанавливается на фронте фазового перехода (при $P = P_0$).

Процесс установления распределения давления в пласте после пуска скважины в работу при скачкообразном снижении давления в скважине носит немонотонный характер (фиг. 1, кривые 4, 5, 6). До установления стационарного распределения давления (кривая 6) после снижения давления в скважине ниже давления насыщения и разгазирования жидкости наблюдается повышение давления, связанное с увеличением сопротивления движению нефти за счет образования газовой фазы.

Температурное поле в прискважинной зоне пласта определяется эффектами дросселирования и адиабатического расширения, теплотой фазового перехода при разгазировании жидкости, конвективным переносом тепла и тепловыми потерями. Зависимость температуры от времени на выходе из пласта после мгновенного снижения давления в скважине ниже давления насыщения для различных газовых



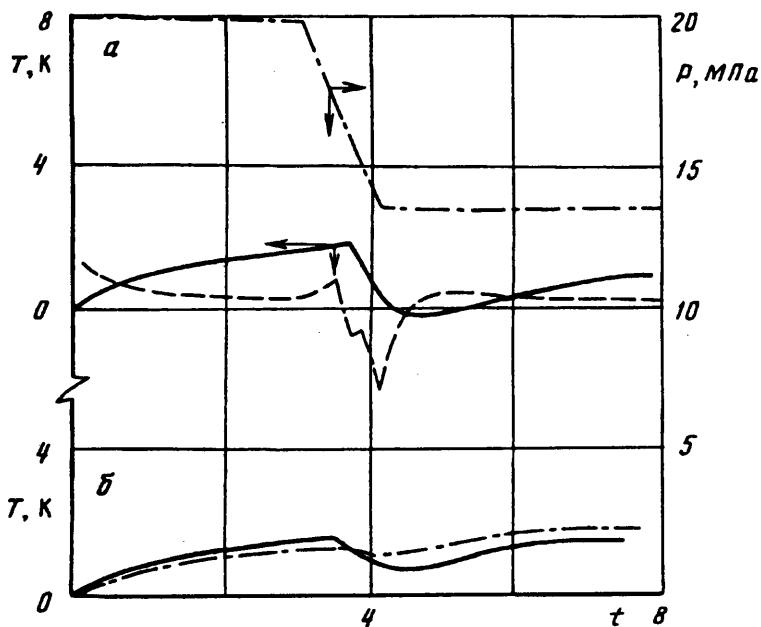
Фиг. 2

факторов (отношения объемного расхода газа к объемному расходу жидкости из пласта в пересчете на нормальные условия) показана на фиг. 2. Кривые 1—3 соответствуют следующим значениям установившегося газового фактора: 50, 100, 150 м³/м³. В начальные моменты времени наблюдается снижение температуры за счет разгазирования, а после накопления газа выше остаточного значения снижение температуры связано и с дросселированием газа. Кривая 4 приведена без учета теплоты разгазирования для газового фактора 150 м³/м³. В дальнейшем за счет дроссельного разогрева жидкости температура выходящего потока возрастает.

Таким образом, совместное влияние эффектов охлаждения за счет теплоты разгазирования жидкости и дросселирования газа, с одной стороны, и разогрева жидкости за счет дроссельного эффекта, с другой стороны, приводит к образованию минимума температуры. При этом в зависимости от величины газового фактора в стационарном распределении температуры могут наблюдаться как положительные (кривые 1, 2), так и отрицательные температурные аномалии (кривая 3).

Рассмотрим случай, когда в скважине, проработавшей некоторое время с забойным давлением выше давления насыщения, осуществляется плавное снижение давления до значения ниже давления насыщения. Изменение давления в скважине приведено на фиг. 3, а штрихпунктиром, зависимость температуры на выходе из пласта от времени для этого случая показана сплошной кривой. После пуска скважины в работу наблюдается дроссельный разогрев поступающей из пласта жидкости. Снижение давления в скважине приводит к увеличению депрессии на пласт (разности давлений в пласте и скважине), что отражается на температурной зависимости небольшим повышением температуры до момента снижения давления ниже давления насыщения. Когда давление в скважине становится ниже давления насыщения, происходит разгазирование жидкости и вследствие этого снижение температуры. С течением времени наблюдается разогрев потока за счет дросселирования жидкой фазы и установление стационарной температуры. На зависимости dT/dt как функции времени (фиг. 3, а, штриховые кривые) четко отмечаются моменты изменения давления (повышение депрессии), разгазирования жидкости и установления стационарной температуры.

Влияние начального обводнения пласта на формирование температурного поля показано на фиг. 3, б, где сплошная и штрихпунктирная кривые соответствуют 20 и 40% водонасыщенности пласта. Изменение давления соответствует условиям, описанным выше и приведенным на фиг. 3. Повышение доли воды в потоке, во-первых, приводит к уменьшению эффективного коэффициента Джоуля — Томсона жидкой фазы и, во-вторых, за счет плохой растворимости газа в воде — к уменьшению массового расхода газа. Как видно из фиг. 3, б, с повышением доли воды в потоке уменьшается величина охлаждения жидкости вследствие разгазирования, а также величина положительной температурной аномалии в скважине.



Фиг. 3

Полученные результаты свидетельствуют об особенностях и новых возможностях термометрии при исследовании скважин в условиях работы ниже давления насыщения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Чекалок Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра, 1965. 238 с.
2. Рамазанов А. Ш., Шарафутдинов Р. Ф., Халиков А. Г. Баротермический эффект при вытеснении нефти из пористой среды // Изв. АН СССР. МЖГ. 1992. № 3. С. 104—109.
3. Федоров К. М., Шарафутдинов Р. Ф. К теории неизотермической фильтрации с фазовыми переходами // Изв. АН СССР. МЖГ. 1989. № 5. С. 78—85.

Уфа

Поступила в редакцию
3.VI.1993