УДК 532.546

ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ В ПЛАСТЕ С ТРЕЩИНОЙ ГИДРОРАЗРЫВА

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

Башкирский государственный университет, 450076 Уфа, Россия
E-mails: gframil@rambler.ru, sadretdinovaa@rambler.ru, art.hata@mail.ru

На основе численного моделирования неизотермической фильтрации жидкости с учетом эффекта Джоуля — Томсона и адиабатического эффекта исследуется распределение температуры в пласте с трещиной гидроразрыва. Показано, что наличие в пласте трещины гидроразрыва приводит к немонотонному изменению ее температуры во времени: вследствие уменьшения давления в скважине сначала наблюдается уменьшение температуры за счет адиабатического расширения жидкости, а в дальнейшем — ее увеличение за счет влияния эффекта Джоуля — Томсона. Приближение фронта вытеснения нефти водой к скважине приводит к незначительному уменьшению температуры вследствие теплообменных процессов в системе пласт — трещина гидроразрыва.

Ключевые слова: термометрия в скважинах с гидроразрывом пласта, эффект Джоуля — Томсона, адиабатический эффект, двухфазная фильтрация.

DOI: 10.15372/PMTF20170415

Как известно, термометрия является эффективным методом диагностики состояния пласта и скважины [1]. В последнее время исследуется возможность использования термометрии для контроля качества гидроразрыва пласта (ГРП). В работах [2, 3] приведены аналитические модели для расчета тепломассопереноса в пласте при наличии трещины гидроразрыва. Результаты расчета показывают, что температурные поля в пласте при наличии трещины и в ее отсутствие различаются. Численному моделированию тепломассопереноса в пласте с трещиной гидроразрыва посвящены работы [4–7]. В работе [4] уравнение тепломассопереноса решалось для случая добывающей скважины с постоянным дебитом, при этом использовался коммерческий пакет Eclipse 300. Исследовано влияние длины и ширины трещины, тепловых характеристик трещины и породы, проницаемости трещины и пласта, дебита скважины на температуру в скважине в случае однофазного течения жидкости.

В работе [5] анализируется изменение температуры и давления в процессе ГРП и непосредственно после ГРП. Рассматривается однофазный режим течения в вертикальной скважине и трещине гидроразрыва. Разработана модель динамики трещины: в режиме закачки трещина образуется и распространяется, при прекращении закачки — смыкается. Для расчета изменения длины и ширины трещины используется модель, приведенная

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

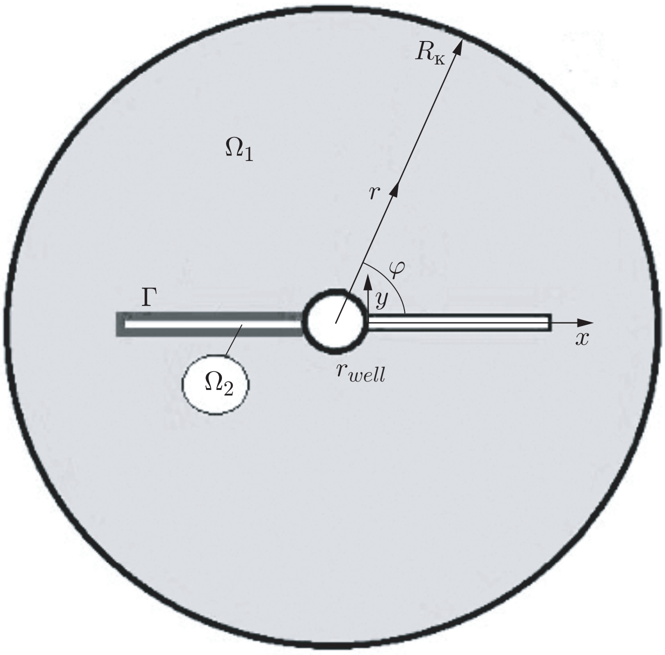

Рис. 1. Геометрия пласта и трещины:
$R_{\text{к}}$ — радиус контура, r_{well} — радиус скважины, Ω_1 — пласт, Ω_2 — трещина

в работе [8]. В [5] также изучаются особенности изменения давления и температуры, влияние проницаемости пласта и скорости закачки на температуру, решается обратная задача, определяются проницаемость пласта и длина трещины.

В работе [6] рассмотрен случай множественных ГРП в вертикальной скважине. По изменению температуры в стволе скважины определяется профиль скорости течения жидкости в ней в процессе ГРП.

В работе [7] рассмотрен случай множественных ГРП в горизонтальной скважине. Для расчета давления и температуры в пласте и трещине использована полуаналитическая модель, описывающая три области: трещину, прилегающий к трещине участок пласта, удаленный участок пласта.

В рассмотренных выше работах исследовалось формирование температурного поля в пласте с трещиной гидроразрыва при однофазной фильтрации. В реальных условиях при эксплуатации пластов с трещиной гидроразрыва наблюдаются многофазные потоки.

Пренебрегая потоками тепла в окружающую породу и скважину и полагая, что течение в пласте и трещине удовлетворяет закону Дарси, сформулируем математическую модель для расчета распределения температуры, обусловленного влиянием эффекта Джоуля — Томсона и адиабатического эффекта, при двухфазной фильтрации нефти и воды в пласте с трещиной гидроразрыва. Для моделирования радиальных потоков в пласте и линейных потоков в трещине используются две сетки: сетка с полярной системой координат (r, φ) для пласта и сетка с декартовой системой координат (x, y) для трещины (рис. 1). Трещина имеет форму прямоугольника. Проницаемость и пористость в модели трещины отличаются от проницаемости и пористости в модели пласта. Описание трещины моделью пористой среды является физически допустимым, так как в процессе ГРП трещина закрепляется проппантом, который затем сжимается под действием горного давления.

В предположении, что порода и жидкость несжимаемы, уравнения неразрывности для пласта и трещины записываются в виде [9]

$$\begin{gathered} \rho_i m_{res}\,\frac{\partial\,(S_i)}{\partial t}+\rho_i\,\frac{1}{r}\,\frac{\partial}{\partial r}\,[r v_i^r]+\rho_i\,\frac{1}{r}\,\frac{\partial}{\partial\varphi}\,[v_i^\varphi]=J_i(r,\varphi),\\ v_i^r=-\frac{k_{res}k_i(S_i)}{\mu_i}\,\frac{\partial p}{\partial r},\qquad v_i^\varphi=-\frac{1}{r}\,\frac{k_{res}k_i(S_i)}{\mu_i}\,\frac{\partial p}{\partial\varphi}; \end{gathered}\tag{1}$$

$$\begin{gathered} \rho_i m_{frac}\,\frac{\partial\,(S_i)}{\partial t}+\rho_i\,\frac{\partial}{\partial x}\,[v_i^x]+\rho_i\,\frac{\partial}{\partial y}\,[v_i^y]=0,\\ v_i^x=-\frac{k_{frac}k_i(S_i)}{\mu_i}\,\frac{\partial p}{\partial x},\qquad v_i^y=-\frac{k_{frac}k_i(S_i)}{\mu_i}\,\frac{\partial p}{\partial y}; \end{gathered}\tag{2}$$

$$S_o+S_w=1,\tag{3}$$

где индекс i обозначает фазу (o — нефть, w — вода); S_i — насыщенность i-й фазы; k_{res} — проницаемость пласта; k_{frac} — проницаемость трещины; k_i — фазовая проницаемость; μ — динамическая вязкость жидкости; p — давление; v — скорость фильтрации жидкости; t — время; r, φ — полярные координаты; x, y — декартовы координаты; $J(r,\varphi)$ — объемная плотность потока массы в единицу времени (масса жидкости, которая вытекает из рассматриваемого элементарного объема пласта в трещину в случае отбора и втекает в случае закачки); m_{res} — пористость пласта; m_{frac} — пористость трещины; ρ — плотность жидкости.

Граничные и начальные условия уравнения неразрывности имеют вид

$$\begin{gathered} p(r_{well},\varphi)=p_{well},\quad p(R_{\text{к}},\varphi)=p_{res},\quad p(r,\varphi)\big|_{t=0}=p_{res},\quad p(x,y)\big|_{t=0}=p_{res},\\ S_o(r,\varphi)\big|_{t=0}=S_o^0,\quad S_w(r,\varphi)\big|_{t=0}=1-S_o^0,\quad S_o(x,y)\big|_{t=0}=S_o^0,\quad S_w(x,y)\big|_{t=0}=1-S_o^0,\\ S_o(R_{\text{к}},\varphi)=1-S_{w0},\quad S_w(R_{\text{к}},\varphi)=S_{w0},\quad S_o(r_{well},\varphi)=1-S_{w0},\quad S_w(r_{well},\varphi)=S_{w0}, \end{gathered}$$

на границе между трещиной и пластом ставятся условия

$$\begin{gathered} J_i(r,\varphi)r\,dr\,d\varphi=\rho_i v_i^{frac}\,dl,\quad (r,\varphi)\in\Gamma,\qquad J_i(r,\varphi)=0,\quad (r,\varphi)\in\Omega_1,\\ p(r,\varphi)\big|_\Gamma=p(x,y)\big|_\Gamma,\qquad S_i(r,\varphi)\big|_\Gamma=S_i(x,y)\big|_\Gamma, \end{gathered}$$

где Γ — граница между трещиной и пластом (см. рис. 1); v_i^{frac} — скорость фильтрации i-й фазы через боковую поверхность трещины; p_{well} — забойное давление; p_{res} — пластовое давление; dl — длина элемента границы трещины; S_o^0 — начальная нефтенасыщенность пласта и трещины; S_{w0} — насыщенность воды на границе (в случае отбора — на контуре пласта, в случае закачки — на границе со скважиной); r_{well} — радиус скважины; $R_{\text{к}}$ — радиус контура.

Учитывая эффект Джоуля — Томсона и адиабатический эффект, кондуктивный и конвективный теплоперенос, уравнения притока тепла для пласта и трещины можно записать следующим образом [10]:

$$\begin{gathered} \frac{\partial}{\partial t}\,\big[m_{res}(\rho_o c_o S_o+\rho_w c_w S_w)T+(1-m_{res})\rho_{rock}c_{rock}T\big]+\frac{1}{r}\,\frac{\partial}{\partial r}\,[r(\rho_o c_o v_o^r+\rho_w c_w v_w^r)T]+\\ +\frac{1}{r}\,\frac{\partial}{\partial\varphi}[(\rho_o c_o v_o^\varphi+\rho_w c_w v_w^\varphi)T]=\frac{1}{r}\,\frac{\partial}{\partial r}\Big(r\lambda\,\frac{\partial T}{\partial r}\Big)+\frac{1}{r^2}\,\frac{\partial}{\partial\varphi}\Big(\lambda\,\frac{\partial T}{\partial\varphi}\Big)+\\ +m_{res}(\rho_o c_o S_o\eta_o+\rho_w c_w S_w\eta_w)\,\frac{\partial P}{\partial t}-(\rho_o c_o v_o^r\varepsilon_o+\rho_w c_w v_w^r\varepsilon_w)\,\frac{\partial P}{\partial r}-\\ -(\rho_o c_o v_o^\varphi\varepsilon_o+\rho_w c_w v_w^\varphi\varepsilon_w)\,\frac{1}{r}\,\frac{\partial P}{\partial\varphi}+Q(r,\varphi); \end{gathered}\tag{4}$$

$$\frac{\partial}{\partial t}\,[m_{frac}(\rho_o c_o S_o+\rho_w c_w S_w)T+(1-m_{frac})\rho_{rock}c_{rock}T]+\frac{\partial}{\partial x}\,[(\rho_o c_o v_o^x+\rho_w c_w v_w^x)T]+$$
$$+\frac{\partial}{\partial y}\,[(\rho_o c_o v_o^y+\rho_w c_w v_w^y)T]=\frac{\partial}{\partial x}\Big(\lambda\,\frac{\partial T}{\partial x}\Big)+\frac{\partial}{\partial y}\Big(\lambda\,\frac{\partial T}{\partial y}\Big)+$$
$$+m_{frac}(\rho_o c_o S_o\eta_o+\rho_w c_w S_w\eta_w)\,\frac{\partial P}{\partial t}-(\rho_o c_o v_o^x\varepsilon_o+\rho_w c_w v_w^x\varepsilon_w)\,\frac{\partial P}{\partial x}-$$
$$-(\rho_o c_o v_o^y\varepsilon_o+\rho_w c_w v_w^y\varepsilon_w)\,\frac{\partial P}{\partial y}. \qquad (5)$$

Здесь c_i — теплоемкость i-й фазы; ρ_{rock}, c_{rock} — плотность и теплоемкость горной породы; λ — теплопроводность среды; η — коэффициент адиабатического расширения; ε — коэффициент Джоуля — Томсона; T — температура без учета геотермической температуры данной глубине; $Q(r,\varphi)$ — объемная плотность потока тепла в единицу времени (энергия, которая в случае отбора передается из пласта в трещину, в случае закачки — из трещины в пласт).

Граничные и начальные условия уравнения притока тепла имеют вид

$$T(r,\varphi)\big|_{t=0}=T^0, \quad T(x,y)\big|_{t=0}=T^0, \qquad T(R_{\text{к}},\varphi)=T_0, \quad T(r_{well},\varphi)=T_0,$$

на границе между трещиной и пластом ставятся условия

$$Q(r,\varphi)r\,dr\,d\varphi=(\rho_o v_o^{frac}c_o+\rho_w v_w^{frac}c_w)T^{in\,(out)}\,dl-\lambda\,\frac{\partial T}{\partial n}\,dl, \qquad (r,\varphi)\in\Gamma,$$
$$Q(r,\varphi)=0, \qquad (r,\varphi)\in\Omega_1,$$
$$T(r,\varphi)\big|_{\Gamma}=T(x,y)\big|_{\Gamma},$$

где $T^{in\,(out)}$ — температура жидкости, втекающей из трещины в пласт и вытекающей из пласта в трещину; n — нормаль к границе трещины; T^0 — начальная температура в пласте и трещине; T_0 — температура на границе (в случае отбора — на контуре пласта, в случае закачки — на границе со скважиной).

Модели пласта и трещины сопрягаются с помощью метода итераций, включающего следующие шаги:

1) решается задача для пласта;

2) с использованием метода билинейной интерполяции [11] из решения, полученного для пласта, определяются краевые условия для p, S на границе Γ (см. рис. 1) для модели трещины;

3) решается задача для трещины;

4) из решения, полученного для трещины, определяется источниковое слагаемое $J_i(r,\varphi)$.

В результате определяется объемная плотность потока массы.

Итерации продолжаются до тех пор, пока источниковое слагаемое не будет удовлетворять решениям для пласта и трещины. Для повышения устойчивости итераций используется релаксация

$$J_i^{(1)}=J_i^{(0)}+\alpha(J_i^{calc}-J_i^{(0)}),$$

где $J^{(0)}$ — значение источника на предыдущей итерации; α — параметр релаксации; $J^{(1)}$ — значение источника на следующей итерации; J^{calc} — значение источника без учета релаксации.

Поскольку задача симметричная, вычисления проводятся для $1/4$ рассматриваемой области. На границах записывается условие симметрии (отсутствие потоков). Уравнения

(1), (2), (4), (5) решаются численно. Для дискретизации уравнений (1), (2) используется метод IMPES [12]. Суммируя уравнение (1) для нефти и воды, с учетом (3) получаем

$$0 = \frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left[rk_{res}\Big(\frac{k_o(S_o)}{\mu_o} + \frac{k_w(S_w)}{\mu_w}\Big)\frac{\partial p}{\partial r}\right] + \frac{1}{r^2}\frac{\partial}{\partial \varphi}\left[k_{res}\Big(\frac{k_o(S_o)}{\mu_o} + \frac{k_w(S_w)}{\mu_w}\Big)\frac{\partial p}{\partial \varphi}\right] + \\ + J_o(r,t) + J_w(r,t). \qquad (6)$$

Уравнение (6) дискретизируется с помощью метода контрольного объема [13]. Поскольку далее используется предположение, что фазовые проницаемости известны, выбирается значение насыщенности на предыдущем временном слое. Такое допущение является физически обоснованным, так как давление изменяется значительно быстрее насыщенности:

$$\int\limits_{n}^{n+1}\int\limits_{k-1/2}^{k+1/2}\int\limits_{j-1/2}^{j+1/2}\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\Big[rk_{res}\Big(\frac{k_o(S_o^n)}{\mu_o} + \frac{k_w(S_w^n)}{\mu_w}\Big)\frac{\partial p}{\partial r}\Big]\,dt\; r\,dr\,d\varphi + \\ + \int\limits_{n}^{n+1}\int\limits_{k-1/2}^{k+1/2}\int\limits_{j-1/2}^{j+1/2}\frac{1}{r^2}\frac{\partial}{\partial \varphi}\Big[k_{res}\Big(\frac{k_o(S_o^n)}{\mu_o} + \frac{k_w(S_w^n)}{\mu_w}\Big)\frac{\partial p}{\partial \varphi}\Big]\,dt\; r\,dr\,d\varphi + \\ + \int\limits_{n}^{n+1}\int\limits_{k-1/2}^{k+1/2}\int\limits_{j-1/2}^{j+1/2}\big(J_o(r,t) + J_w(r,t)\big)\,dt\; r\,dr\,d\varphi = 0;$$

$$\Big(r_{k+1/2}K^*_{k+1/2\,j}\,\frac{p^{n+1}_{k+1\,j} - p^{n+1}_{kj}}{r_{k+1} - r_k} - r_{k-1/2}K^*_{k-1/2\,j}\,\frac{p^{n+1}_{kj} - p^{n+1}_{k-1\,j}}{r_k - r_{k-1}}\Big)\,\Delta t\,(\varphi_{j+1/2} - \varphi_{j-1/2}) + \\ + \Big(K^*_{k\,j+1/2}\,\frac{p^{n+1}_{k\,j+1} - p^{n+1}_{kj}}{\varphi_{j+1} - \varphi_j} - K^*_{k\,j-1/2}\,\frac{p^{n+1}_{kj} - p^{n+1}_{k\,j-1}}{\varphi_j - \varphi_{j-1}}\Big)\,\Delta t\,\ln\Big(\frac{r_{k+1/2}}{r_{k-1/2}}\Big) = \\ = -(J_o + J_w)_{kj}\,\Delta t\,\frac{r^2_{k+1/2} - r^2_{k-1/2}}{2}\,(\varphi_{j+1/2} - \varphi_{j-1/2}), \qquad (7)$$

$$K^*_{kj} = k_{res}\Big(\frac{k_o(S_o^n)}{\mu_o} + \frac{k_w(S_w^n)}{\mu_w}\Big)_{kj}.$$

Согласно [12] проницаемость пласта на гранях контрольного объема определяется как среднегармоническое проницаемостей в узлах, фазовая проницаемость на гранях контрольного объема — по правилу взвешивания вверх по потоку:

$$k_{res\;k+1/2} = \frac{2k_{res\;k+1}k_{res\;k}}{k_{res\;k+1} + k_{res\;k}}, \qquad k_i(S_i^n)_{k+1/2} = \begin{cases} k_i(S_i^n)_k, & p_k > p_{k+1}, \\ k_i(S_i^n)_{k+1}, & p_k < p_{k+1}. \end{cases}$$

В результате упрощений и группировки слагаемых уравнение (7) приводится к виду

$$g_{kj}p^{n+1}_{k\,j-1} + c_{kj}p^{n+1}_{k-1\,j} + a_{kj}p^{n+1}_{kj} + b_{kj}p^{n+1}_{k+1\,j} + f_{kj}p^{n+1}_{k\,j+1} = d_{kj}.$$

Полученная система линейных алгебраических уравнений с пятидиагональной матрицей решается методом верхней релаксации [12]. При использовании метода IMPES для нахождения насыщенности нефти уравнение (1) дискретизируется по явной расчетной схеме с помощью метода конечных разностей:

$$S_{okj}^{n+1} = S_{okj}^{n} + \frac{\Delta t}{(r_{k+1/2} - r_{k-1/2}) r_k m_{res}} \,(r_{k+1/2} v_{o\,k+1/2\,j}^{r\,n+1} - r_{k-1/2} v_{o\,k-1/2\,j}^{r\,n+1}) + \\ + \frac{\Delta t}{r_k(\varphi_{j+1/2} - \varphi_{j-1/2}) m_{res}} \,(v_{o\,k\,j+1/2}^{\varphi\,n+1} - v_{o\,k\,j-1/2}^{\varphi\,n+1}) + \frac{J_{o\,kj}\,\Delta t}{m_{res}\rho_o}.$$

Для определения температуры уравнения (4), (5) дискретизируются аналогично уравнению (6) с использованием метода контрольного объема, значения температуры на гранях контрольного объема также определяются по правилу взвешивания вверх по потоку. Поскольку значения насыщенности и скорости вычислены, берутся их значения на следующем временном слое.

Тестирование модели проводилось путем сравнения результатов расчета с расчетными данными, полученными с использованием программы COMSOL для выбранной геометрии пласта и трещины. Выполнен анализ сходимости при различном расположении узлов расчетной сетки (равномерном и неравномерном при увеличении расстояния между узлами по степенному закону [9]) и различном количестве узлов. Вследствие того что вблизи скважины имеют место большие градиенты давления, узлы сетки распределены вдоль осей r, x в соответствии со степенным законом, распределение узлов вдоль осей φ, y равномерное. Таким образом,

$$r_{k+1} = r_k (R_{\text{к}}/r_{well})^{1/N_r}, \qquad \varphi_{j+1} = \varphi_j + \Delta\varphi,$$

$$x_{k+1} = x_k (L/r_{well})^{1/N_x}, \qquad y_{j+1} = y_j + \Delta y$$

(L — полудлина трещины; $\Delta\varphi$, Δy — равномерный шаг сетки вдоль осей φ, y соответственно; N_r, N_x — количество узлов вдоль осей r, x соответственно).

Также проведен анализ сходимости решения при различном количестве итераций при сопряжении моделей пласта и трещины. Для этого проводилась проверка закона сохранения массы в пласте, трещине и скважине. Установлено, что если разность значений J_{kj} на двух последовательных итерациях меньше 10^{-7}, то достигается необходимая точность $\max (J_{kj}^{(1)} - J_{kj}^{(0)}) < 10^{-7}$.

В расчетах использовались следующие параметры модели: $p^0 = 20$ МПа, $T^0 = 0$ °C, $r_{well} = 0{,}1$ м, $m_{res} = 0{,}1$, $m_{frac} = 0{,}3$, ширина трещины $w = 0{,}005$ м, $\rho_{rock} = 2700$ кг/м^3, $c_{rock} = 1000$ Дж/(кг · K), $\lambda = 2$ Вт/(м · K), $\mu_o = 0{,}01$ Па · с, $\mu_w = 0{,}001$ Па · с, $\rho_o = 800$ кг/м^3, $\rho_w = 1000$ кг/м^3, $c_o = 880$ Дж/(кг · K), $c_w = 4200$ Дж/(кг · K), $\eta_o = 0{,}14$ K/МПа, $\eta_w = 0{,}014$ K/МПа, $\varepsilon_o = 0{,}4$ K/МПа, $\varepsilon_w = 0{,}2$ K/МПа, $p_{well} = 10$, 15 МПа, $R_{\text{к}} = 20$, 80, 140 м, $L = 0$; 0,2; 0,5; 1,0; 5,0; 50,0; 100,0 м, $k_{frac} = 5 \cdot 10^{-12}$; 10^{-10} м^2, $k_{res} = 0{,}50 \cdot 10^{-12}$; $0{,}05 \cdot 10^{-12}$ м^2. На рис. 2 приведены распределения температуры в пласте и трещине после запуска скважины при $L = 50$ м, $k_{frac} = 10^{-10}$ м^2, $k_{res} = 0{,}05 \cdot 10^{-12}$ м^2, $R_{\text{к}} = 80$ м, $p_{well} = 10$ МПа. Рассматривается однофазный поток нефти. На рис. 2 видно, что скорости изменения температуры в пласте и трещине различаются. Непосредственно после запуска скважины (кривые *1, 3*) температура пласта уменьшается по сравнению с начальной температурой вследствие адиабатического расширения жидкости (в трещине влияние этого эффекта более существенно вследствие ее большей пористости). С течением времени температура втекающей жидкости увеличивается, что обусловлено влиянием эффекта Джоуля — Томсона: через 5 ч температура жидкости на выходе из трещины превышает температуру жидкости на выходе из пласта (кривые *2, 4*). Это вызвано тем, что жидкость поступает в скважину по трещине из более удаленных зон и поэтому подвергается большей депрессии.

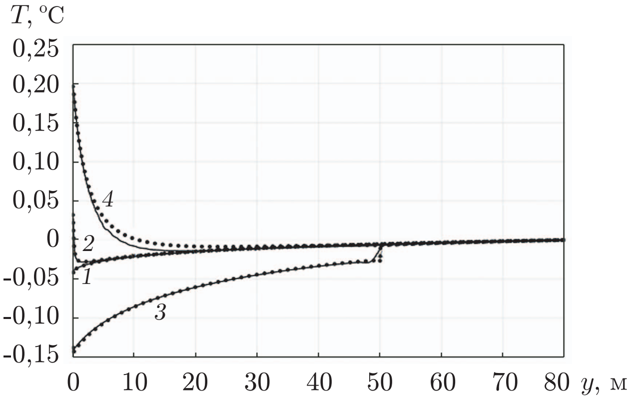

Рис. 2

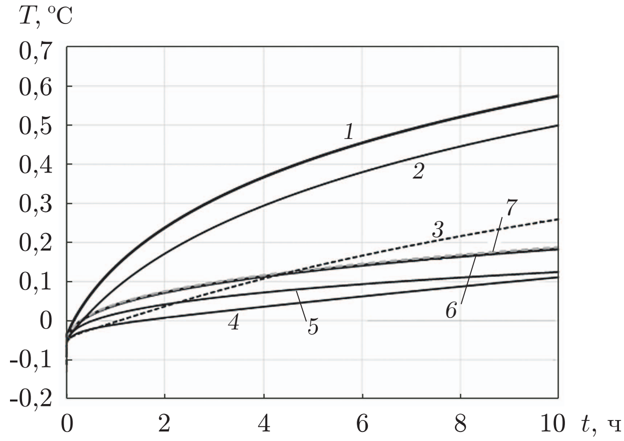

Рис. 3

Рис. 2. Распределения температуры в пласте (в сечении, перпендикулярном трещине и проходящем через ось скважины) (*1, 2*) и в трещине гидроразрыва (*3, 4*) после запуска скважины:

1, 3 — $t = 0{,}01$ ч, *2, 4* — $t = 5$ ч; линии — результаты расчета, полученные в данной работе, точки — результаты расчета с помощью пакета COMSOL

Рис. 3. Зависимость температуры в скважине от времени при различной полудлине трещины:

1 — $L = 0$, *2* — $L = 0{,}2$ м, *3* — $L = 0{,}5$ м, *4* — $L = 1$ м, *5* — $L = 5$ м, *6* — $L = 50$ м, *7* — $L = 100$ м

Представляет интерес изучение возможности использования термометрии для определения длины трещины гидроразрыва. На рис. 3 приведены результаты расчета изменения температуры в скважине при различной длине трещины. Параметры трещины имели следующие значения: $L = 0$; 0,2; 0,5; 1,0; 5,0; 50,0; 100,0 м; $R_{\text{к}} = 140$ м, $k_{frac} = 10^{-10}$ м^2, $k_{res} = 0{,}05 \cdot 10^{-12}$ м^2, $p_{well} = 10$ МПа. Значение $L = 0$ соответствует случаю отсутствия трещины.

Из рис. 3 следует, что в случае отсутствия трещины температура увеличивается существенно быстрее, чем при ее наличии. В этом случае имеет место только радиальный режим течения, для которого характерны значительные градиенты давления вблизи скважины. Так как увеличение температуры за счет влияния эффекта Джоуля — Томсона непосредственно зависит от градиента давления, температура растет быстрее, чем при линейном режиме течения в случае наличия трещины гидроразрыва [14]. Увеличение длины трещины приводит к ослаблению зависимости увеличения температуры от длины трещины. При выбранных значениях параметров расчета в случаях $L = 50$ м и $L = 100$ м температура изменяется практически на одну и ту же величину. Это можно объяснить менее существенным увеличением удельного дебита (на единицу высоты трещины) с увеличением длины трещины (рис. 4). Из рис. 3 также следует, что при увеличении длины трещины температура в скважине изменяется немонотонно. При увеличении полудлины трещины в диапазоне $L = 0 \div 1$ м температура уменьшается, при 1 м $< L <$ 100 м наблюдается некоторое увеличение температуры.

На рис. 5 приведены распределения насыщенности нефти в пласте и трещине в случае вытеснения нефти водой при $R_{\text{к}} = 20$ м, $k_{res} = 0{,}5 \cdot 10^{-12}$ м^2, $k_{frac} = 5 \cdot 10^{-12}$ м^2, $L = 10$ м, $p_{well} = 15$ МПа. Наблюдается увеличение скорости вытеснения нефти водой из трещины гидроразрыва вследствие того, что проницаемость трещины превышает проницаемость пласта.

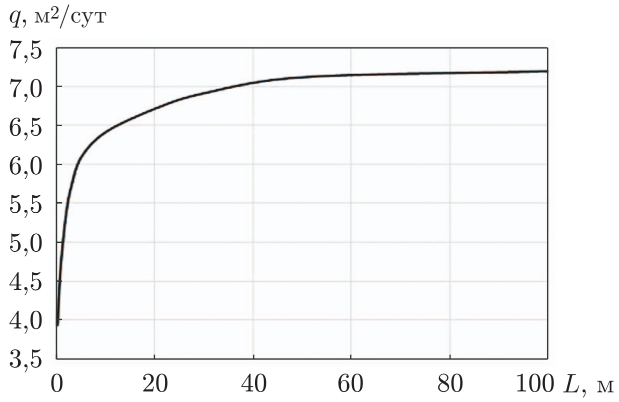

Рис. 4. Зависимость удельного дебита q (на единицу высоты трещины и пласта) от полудлины трещины

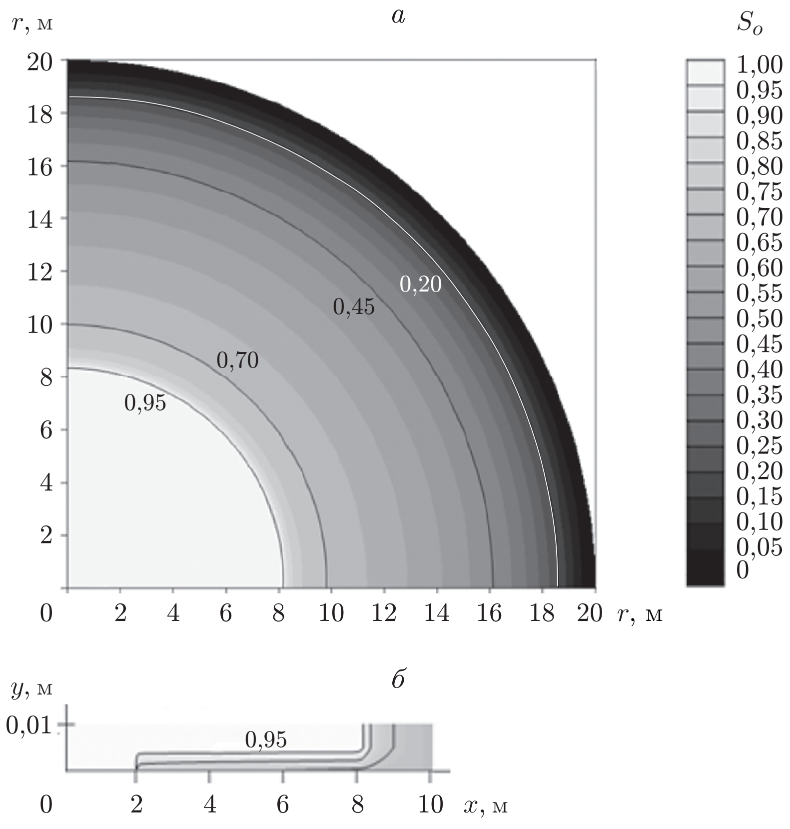

Рис. 5. Распределения насыщенности нефти в пласте (a) и трещине ($б$) в момент времени $t = 47$ ч после запуска скважины

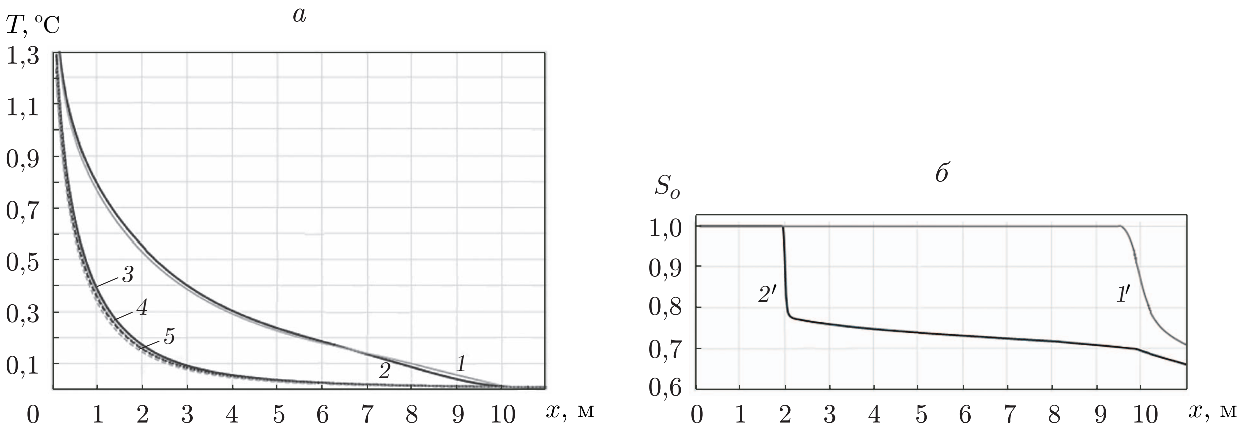

Рис. 6. Распределения температуры (*а*) и насыщенности нефти (*б*) в трещине и пласте при вытеснении нефти водой в различные моменты времени после запуска скважины:

1, 2 — температура в трещине без учета теплопроводности (*1* — $t = 43$ ч, *2* — $t = 47$ ч), *3, 4* — температура в пласте вблизи границы с трещиной через 43 ч (*3* — без учета теплопроводности, *4* — с учетом теплопроводности), *5* — температура в трещине с учетом теплопроводности через 43 ч, *1′*, *2′* — насыщенность нефти в трещине (*1′* — $t = 43$ ч, *2′* — $t = 47$ ч)

В соответствии с изменением насыщенностей в пласте и трещине формируется распределение температуры (рис. 6). Уменьшение температуры в трещине после прорыва воды (кривые *1, 1′* и *2, 2′*) обусловлено тем, что для воды значение коэффициента Джоуля — Томсона меньше, чем для нефти.

Значительное влияние на температурное поле в трещине оказывает процесс теплообмена. На рис. 6 приведены результаты расчета температурного поля в трещине и пласте без учета теплопроводности (кривые *1–3*) и с учетом теплопроводности (кривые *4, 5*). Теплообмен трещины с пластом приводит к значительному уменьшению температуры в трещине (кривая *5*), так как трещина имеет небольшую ширину.

Полученные результаты дополняют известные данные о формировании температурных полей в пластах с трещиной гидроразрыва и могут быть использованы при интерпретации результатов измерений температуры в скважинах.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Валиуллин Р. А., Шарафутдинов Р. Ф., Федотов В. Я. и др.** Использование нестационарной термометрии для диагностики состояния скважин // Нефт. хоз-во. 2015. № 5. С. 93–96.

2. **Рамазанов А. Ш., Шарипов А. М., Нагимов В. М.** Аналитические модели для диагностики гидроразрыва пласта по данным термогидродинамических исследований // Каротажник. 2014. Вып. 9. С. 77–82.

3. **Рамазанов А. Ш., Шарипов А. М.** Оценка влияния теплоемкости трещины при измерении нестационарной температуры в скважине с ГРП // Каротажник. 2016. Вып. 5. С. 81–87.

4. **Мусалеев Х., Мельников С.** Анализ нестационарной термометрии в скважинах с ГРП // Нефтепромысловое дело. 2016. № 8. С. 39–46.

5. **Ribeiro P. M., Horne R. N.** Pressure and temperature transient analysis: hydraulic fractured well application // SPE Annual tech. conf. and exhibition, New Orleans (USA), 30 Sept. — 2 Oct. 2013. [Electron. resource]. S. l.: Soc. Petroleum Engrs, 2013. 166222.
6. **Hoang H., Mahadevan J., Lopez H.** Interpretation of wellbore temperatures measured using distributed temperature sensors during hydraulic fracturing // SPE Hydraulic fracturing technol. conf., Woodlands (USA), 24–26 Jan. 2011. [Electron. resource]. S. l.: Soc. Petroleum Engrs, 2011. 140442.
7. **Cui J., Zhu D., Jin M.** Diagnosis of multi-stage fracture stimulation in horizontal wells by downhole temperature measurements // SPE Annual tech. conf. and exhibition, Amsterdam (Netherlands), 27–29 Oct. 2014. [Electron. resource]. S. l.: Soc. Petroleum Engrs, 2014. 170874.
8. **Nordgren R. P.** Propagation of a vertical hydraulic fracture // SPE J. 1972. V. 12, iss. 4. P. 306–314.
9. **Бочков А. С.** Термогидродинамические особенности фильтрации флюидов при анизотропном распределении проницаемости в призабойной зоне пласта: Дис. ... канд. техн. наук. Уфа, 2011.
10. **Чекалюк Э. Б.** Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра, 1965.
11. **Калиткин Н. Н.** Численные методы. М.: Наука, 1978.
12. **Азиз Х.** Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари. М.; Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2004.
13. **Патанкар С. В.** Численное решение задач теплопроводности и конвективного теплообмена при течении в каналах. М.: Моск. энерг. ин-т, 2003.
14. **App J. F.** Influence of hydraulic fractures on wellbore/sandface temparatures during production // SPE Annual tech. conf. and exhibition, New Orleans (USA), 30 Sept. — 2 Oct. 2013. [Electron. resource]. S. l.: Soc. Petroleum Engrs, 2013. 166298.

Поступила в редакцию 24/XI 2016 г.,
в окончательном варианте — 27/II 2017 г.