

УДК 532.546

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИТОКА ВЫСОКОВЯЗКОЙ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНУ С ТРЕЩИНОЙ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА ПРИ ВЫСОКОЧАСТОТНОМ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОМ ВОЗДЕЙСТВИИ

© 2023 А. Я. Давлетбаев^а, Л. А. Ковалева^б, З. С. Мухаметова^с

*Уфимский университет науки и технологий,
ул. Заки Валиди, 32, г. Уфа 450076, Россия*

E-mails: ^аDavletbaevAY@rambler.ru, ^бLiana-Kovaleva@yandex.ru,
^сMuchametovaZ@mail.ru

Поступила в редакцию 22.08.2022 г.; после доработки 22.08.2022 г.;
принята к публикации 29.09.2022 г.

Обсуждаются результаты математического моделирования процесса притока высоковязкой нефти к скважине с трещиной гидроразрыва пласта при поэтапном высокочастотном электромагнитном воздействии. Рассматривается элемент системы разработки с несколькими скважинами с трещинами гидроразрыва пласта. Трещины имеют одинаковую геометрию и фильтрационные свойства и направлены вдоль региональных напряжений. В постановке задачи учитываются эффекты термического расширения нефти, зависимость вязкости пластовой жидкости от температуры, влияние скважин окружения на нестационарные поля давлений и температуры вокруг добывающей скважины с тепловым воздействием. Выполнены численные расчёты притока жидкости в скважину с различными проводимостями трещины, исследованы процессы массо- и теплопереноса в призабойной зоне скважин с трещинами гидроразрыва пласта, а также проведены сопоставительные расчёты с «холодной» добычей пластовой жидкости.

Ключевые слова: трещина, гидравлический разрыв пласта, высокочастотное электромагнитное воздействие, элемент системы разработки, высоковязкая нефть.

DOI: 10.33048/SIBJIM.2023.26.103

ВВЕДЕНИЕ

Особенности добычи тяжёлой нефти при электромагнитном (ЭМ) высокочастотном (ВЧ) воздействии обсуждаются в работах многих авторов [1–6]. В России исследования ВЧ ЭМ нагрева призабойной зоны продуктивного пласта связаны с разработкой месторождений в Башкирии и залежей битумов Татарстана [1]. Успешно реализовано ВЧ ЭМ воздействие и на месторождениях США, Канады, Венесуэлы [2, 3, 7]. Способ добычи полезных ископаемых с нагревом пласта ВЧ ЭМ полем посредством эксплуатационной скважины был предложен в 1956 г. [8], но наблюдались большие потери ЭМ энергии на нагрев труб, позже в работе [9] рассмотрено использование генератора ЭМ энергии на забое скважины. Моделирование добычи тяжёлой нефти с ЭМ воздействием показаны в работах [1, 10–12]. В настоящее время разработка большинства месторождений нефти и газа ведётся из низкопроницаемых коллекторов с применением гидравлического разрыва пласта (ГРП). Моделирование добычи тяжёлых углеводородов в скважине с одиночной трещиной ГРП и поэтапным действием ЭМ поля описано в [13], а в работе [14] обсуждаются результаты подобного моделирования в скважине с двумя перпендикулярными трещинами. В данной работе проведено численное моделирование добычи

высоковязкой нефти при поэтапном ВЧ ЭМ излучении на продуктивный пласт в элементе системы разработки. Предполагается, что во всех четырёх скважинах элемента системы разработки предварительно выполнена операция ГРП. Проводимость трещин ГРП существенно больше проводимости продуктивного пласта, так как трещины заполнены расклинивающим агентом — пропантом. Диэлектрические и тепловые свойства трещин и пласта полагаются одинаковыми. Тепловое воздействие осуществляется на одну из четырёх скважин в элементе разработки, в остальных трёх осуществляется «холодная» добыча высоковязкой нефти. Выполнены расчёты для трещин с различной проводимостью, во всех рассмотренных случаях проведены сопоставительные расчёты с технологией «холодной» добычи пластовой жидкости.

1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ И ОСНОВНЫЕ УРАВНЕНИЯ

Рассматривается процесс фильтрации высоковязкой жидкости в четырёх скважинах с трещинами гидроразрыва пласта в элементе системы разработки. Схема модели элемента системы разработки приведена на рис. 1.

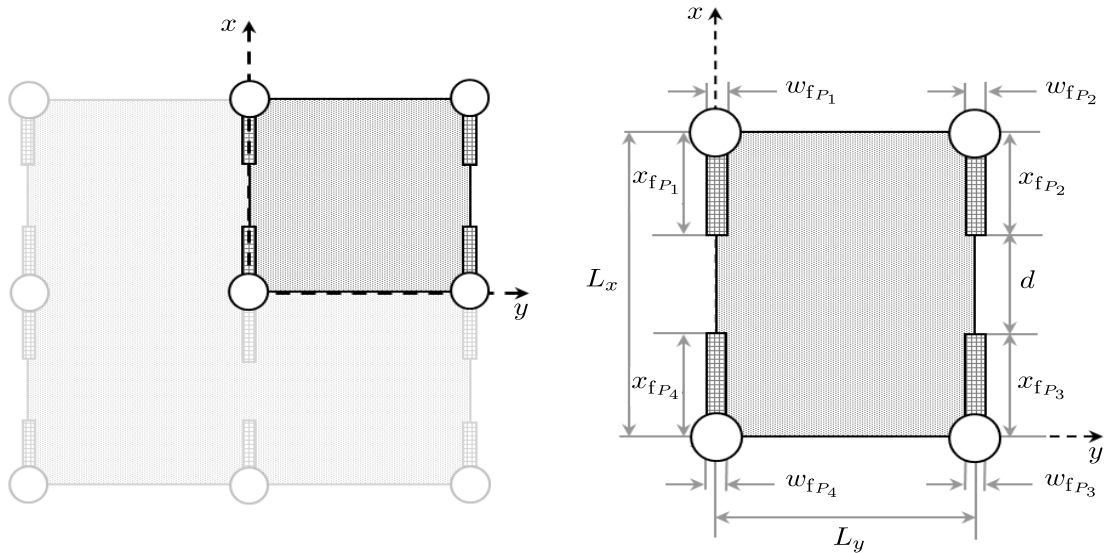


Рис. 1. Расчётная область

Ввиду симметрии задачи относительно осей OX и OY расчётная область представляет четверть элемента системы разработки. Полагается, что трещины во всех четырёх скважинах ориентированы вдоль региональных напряжений и имеют одинаковые полудлины x_{fi} и безразмерные проводимости $F_{CD} = \frac{k_{fi}\omega_{fi}}{k_m x_{fi}}$, где индексом $i = P1, P2, P3, P4$ обозначается скважина в элементе системы разработки. Тепловое воздействие осуществляется в скважине $i = P4$. В соответствии с работами [1, 10, 13] распределение давления P_f и температуры T_f в трещинах описывается одномерными уравнениями пьезопроводности и конвективной теплопроводности вдоль направления их развития, а распределение давления P_m и температуры T_m в продуктивном пласте — двухмерными уравнениями пьезопроводности и теплопроводности:

$$\phi_f \beta_{ft} \left(\frac{\partial P_f}{\partial t} - \frac{\delta_o}{\beta_o} \frac{\partial T_f}{\partial t} \right) = \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_f}{\mu_o} \frac{\partial P_f}{\partial x} \right), \quad (1)$$

$$\alpha_{ft} \frac{\partial T_f}{\partial t} - \phi_f \eta_o \rho_f c_o \frac{\partial P_f}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_{ft} \frac{\partial T_f}{\partial x} \right) - \rho_o c_o v_f \frac{\partial T_f}{\partial x} + q^{(E)}, \quad (2)$$

$$\phi_m \beta_{mt} \left(\frac{\partial P_m}{\partial t} - \frac{\delta_o}{\beta_o} \frac{\partial T_m}{\partial t} \right) = \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_m}{\mu_o} \frac{\partial P_m}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{k_m}{\mu_o} \frac{\partial P_m}{\partial y} \right), \quad (3)$$

$$\alpha_{mt} \frac{\partial T_m}{\partial t} - \phi_m \eta_o \rho_o c_o \frac{\partial P_m}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_{mt} \frac{\partial T_m}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\lambda_{mt} \frac{\partial T_m}{\partial y} \right) - \rho_o c_o \left(v_{mx} \frac{\partial T_m}{\partial x} + v_{my} \frac{\partial T_m}{\partial y} \right) + q^{(E)}, \quad (4)$$

где ϕ_f, ϕ_m, k_f, k_m — пористость и проницаемость трещины и пласта; β_{ft}, β_{mt} — общая сжимаемость системы в трещине и пласте; ρ_o — плотность нефти; c_o — удельная теплоёмкость нефти; $\alpha_{ft}, \alpha_{mt}, \lambda_{ft}, \lambda_{mt}$ — объёмная теплоёмкость и теплопроводность в трещине и пласте; ω_f — раскрытие трещины; h и h_f — высоты продуктивного пласта и трещины гидроразрыва совпадают; индексы: f — трещина, m — продуктивный пласт (матрица), o — нефть. Предварительные вычислительные эксперименты показали, что можно пренебречь влиянием адиабатического эффекта ($\eta_o = 0$ К/Па).

Скорость фильтрации в трещинах гидроразрыва пласта и продуктивном пласте описываются законом Дарси:

$$v_f = \frac{k_f}{\mu_o} \frac{\partial P_f}{\partial x}, \quad v_{mx} = \frac{k_m}{\mu_o} \frac{\partial P_m}{\partial x}, \quad v_{my} = \frac{k_m}{\mu_o} \frac{\partial P_m}{\partial y}. \quad (5)$$

Вязкость нефти зависит от температуры и определяется выражением

$$\mu_o = \mu_{o0} \exp(-\gamma_o(T - T_0)), \quad (6)$$

где μ_{o0} — значение вязкости нефти при начальной температуре $T = T_0$, γ_o — коэффициент, учитывающий зависимость вязкости нефти от температуры.

Вследствие энергетического взаимодействия электромагнитных волн с пластовой жидкостью и пластом в околоскважинной области возникают источники тепла. Выражение для плотности источников тепла описано в работе [2]:

$$q^{(E)} = 2J\alpha_d \frac{r_d}{r} \exp(-2\alpha_d(r - r_d)), \quad (7)$$

где $r = \sqrt{x^2 + y^2}$ — цилиндрические координаты, $J = N_0/S_d$ — интенсивность излучателя ЭМ волн. Полагается, что генератор ЭМ волн находится в интервале продуктивного пласта, поэтому его мощность равна мощности излучателя ЭМ волн $N_g = N_0$.

1.1. Технология воздействия

Технология многостадийной добычи с поэтапным электромагнитным воздействием предполагает, что на первом этапе во всех четырёх скважинах элемента системы разработки осуществляется непрерывная «холодная» добыча тяжёлой нефти ($N_g = 0$) при постоянном забойном давлении в скважинах. На втором этапе на одной из четырёх скважин $i = P4$ добыча продолжается с одновременным электромагнитным воздействием ($N_g = N_0$), остальные три скважины $i = P1, P2, P3$ эксплуатируются без теплового воздействия. На третьем этапе во всех четырёх скважинах добыча продолжается с выключенным генератором ЭМ волн ($N_g = 0$). После снижения температуры и дебита нефти в скважине $i = P4$ до первоначальных значений (до начала теплового воздействия) технология может повторяться циклично.

1.2. Начальные и граничные условия

В начальный момент времени до запуска скважин и теплового воздействия предполагается, что в системе «скважины-трещины-продуктивный пласт» задаются постоянные начальные пластовое давление и температура:

$$P_m|_{t=0} = P_f|_{t=0} = P_0, \quad T_m|_{t=0} = T_f|_{t=0} = T_0. \quad (8)$$

На границе пласта и трещины поддерживаются условия равенства давлений, температур, а также равенство фильтрационных и тепловых потоков:

$$\begin{aligned} P_m|_{y=\omega_f P_1/2} &= P_f|_{y=\omega_f P_1/2}, & \frac{k_m}{\mu_o} \frac{\partial P_m}{\partial y} \Big|_{y=\omega_f P_1/2} &= \frac{k_f}{\mu_o} \frac{\partial P_f}{\partial y} \Big|_{y=\omega_f P_1/2}, \\ P_m|_{y=\omega_f P_4/2} &= P_f|_{y=\omega_f P_4/2}, & \frac{k_m}{\mu_o} \frac{\partial P_m}{\partial y} \Big|_{y=\omega_f P_4/2} &= \frac{k_f}{\mu_o} \frac{\partial P_f}{\partial y} \Big|_{y=\omega_f P_4/2}, \\ P_m|_{y=L_y-\omega_f P_2/2} &= P_f|_{y=L_y-\omega_f P_2/2}, & \frac{k_m}{\mu_o} \frac{\partial P_m}{\partial y} \Big|_{y=L_y-\omega_f P_2/2} &= \frac{k_f}{\mu_o} \frac{\partial P_f}{\partial y} \Big|_{y=L_y-\omega_f P_2/2}, \\ P_m|_{y=L_y-\omega_f P_3/2} &= P_f|_{y=L_y-\omega_f P_3/2}, & \frac{k_m}{\mu_o} \frac{\partial P_m}{\partial y} \Big|_{y=L_y-\omega_f P_3/2} &= \frac{k_f}{\mu_o} \frac{\partial P_f}{\partial y} \Big|_{y=L_y-\omega_f P_3/2}, \\ T_m|_{y=\omega_f P_1/2} &= T_f|_{y=\omega_f P_1/2}, & \lambda_{mt} \frac{\partial T_m}{\partial y} \Big|_{y=\omega_f P_1/2} &= \lambda_{ft} \frac{\partial T_f}{\partial y} \Big|_{y=\omega_f P_1/2}, \\ T_m|_{y=\omega_f P_4/2} &= T_f|_{y=\omega_f P_4/2}, & \lambda_{mt} \frac{\partial T_m}{\partial y} \Big|_{y=\omega_f P_4/2} &= \lambda_{ft} \frac{\partial T_f}{\partial y} \Big|_{y=\omega_f P_4/2}, \\ T_m|_{y=L_y-\omega_f P_2/2} &= T_f|_{y=L_y-\omega_f P_2/2}, & \lambda_{mt} \frac{\partial T_m}{\partial y} \Big|_{y=L_y-\omega_f P_2/2} &= \lambda_{ft} \frac{\partial T_f}{\partial y} \Big|_{y=L_y-\omega_f P_2/2}, \\ T_m|_{y=L_y-\omega_f P_3/2} &= T_f|_{y=L_y-\omega_f P_3/2}, & \lambda_{mt} \frac{\partial T_m}{\partial y} \Big|_{y=L_y-\omega_f P_3/2} &= \lambda_{ft} \frac{\partial T_f}{\partial y} \Big|_{y=L_y-\omega_f P_3/2}, \\ P_m|_{x=L_x-x_f P_1} &= P_f|_{x=L_x-x_f P_1}, & \frac{k_m}{\mu_o} \frac{\partial P_m}{\partial x} \Big|_{x=L_x-x_f P_1} &= \frac{k_f}{\mu_o} \frac{\partial P_f}{\partial x} \Big|_{x=L_x-x_f P_1}, \\ P_m|_{x=x_f P_4} &= P_f|_{x=x_f P_4}, & \frac{k_m}{\mu_o} \frac{\partial P_m}{\partial x} \Big|_{x=x_f P_4} &= \frac{k_f}{\mu_o} \frac{\partial P_f}{\partial x} \Big|_{x=x_f P_4}, \\ P_m|_{x=L_x-x_f P_2} &= P_f|_{x=L_x-x_f P_2}, & \frac{k_m}{\mu_o} \frac{\partial P_m}{\partial x} \Big|_{x=L_x-x_f P_2} &= \frac{k_f}{\mu_o} \frac{\partial P_f}{\partial x} \Big|_{x=L_x-x_f P_2}, \\ P_m|_{x=x_f P_3} &= P_f|_{x=x_f P_3}, & \frac{k_m}{\mu_o} \frac{\partial P_m}{\partial x} \Big|_{x=x_f P_3} &= \frac{k_f}{\mu_o} \frac{\partial P_f}{\partial x} \Big|_{x=x_f P_3}, \\ T_m|_{x=L_x-x_f P_1} &= T_f|_{x=L_x-x_f P_1}, & \lambda_{mt} \frac{\partial T_m}{\partial x} \Big|_{x=L_x-x_f P_1} &= \lambda_{ft} \frac{\partial T_f}{\partial x} \Big|_{x=L_x-x_f P_1}, \\ T_m|_{x=x_f P_4} &= T_f|_{x=x_f P_4}, & \lambda_{mt} \frac{\partial T_m}{\partial x} \Big|_{x=x_f P_4} &= \lambda_{ft} \frac{\partial T_f}{\partial x} \Big|_{x=x_f P_4}, \\ T_m|_{x=L_x-x_f P_2} &= T_f|_{x=L_x-x_f P_2}, & \lambda_{mt} \frac{\partial T_m}{\partial x} \Big|_{x=L_x-x_f P_2} &= \lambda_{ft} \frac{\partial T_f}{\partial x} \Big|_{x=L_x-x_f P_2}, \\ T_m|_{x=x_f P_3} &= T_f|_{x=x_f P_3}, & \lambda_{mt} \frac{\partial T_m}{\partial x} \Big|_{x=x_f P_3} &= \lambda_{ft} \frac{\partial T_f}{\partial x} \Big|_{x=x_f P_3}. \end{aligned} \quad (9)$$

На границах элемента системы разработки, в том числе вдоль длины трещин, задано условие симметрии по давлению и температуре:

$$\begin{aligned} \left. \frac{\partial P_m}{\partial y} \right|_{y=0} &= \left. \frac{\partial P_f}{\partial y} \right|_{y=0} = 0, & \left. \frac{\partial P_m}{\partial y} \right|_{y=L_y} &= \left. \frac{\partial P_f}{\partial y} \right|_{y=L_y} = 0, \\ \left. \frac{\partial T_m}{\partial y} \right|_{y=0} &= \left. \frac{\partial T_f}{\partial y} \right|_{y=0} = 0, & \left. \frac{\partial T_m}{\partial y} \right|_{y=L_y} &= \left. \frac{\partial T_f}{\partial y} \right|_{y=L_y} = 0, \\ \left. \frac{\partial P_m}{\partial x} \right|_{x=L_x} &= \left. \frac{\partial P_f}{\partial x} \right|_{x=L_x} = 0, & \left. \frac{\partial P_m}{\partial x} \right|_{x=0} &= \left. \frac{\partial P_f}{\partial x} \right|_{x=0} = 0, \\ \left. \frac{\partial T_m}{\partial x} \right|_{x=L_x} &= \left. \frac{\partial T_f}{\partial x} \right|_{x=L_x} = 0, & \left. \frac{\partial T_m}{\partial x} \right|_{x=0} &= \left. \frac{\partial T_f}{\partial x} \right|_{x=0} = 0. \end{aligned} \quad (10)$$

Во всех добывающих скважинах элемента системы разработки поддерживается одинаковое постоянное давление:

$$\begin{aligned} P_f|_{x=L_x, y=0} &= P_0 - \Delta P, & P_f|_{x=L_x, y=L_y} &= P_0 - \Delta P, \\ P_f|_{x=0, y=L_y} &= P_0 - \Delta P, & P_f|_{x=0, y=0} &= P_0 - \Delta P. \end{aligned} \quad (11)$$

Приток жидкости к скважинам можно рассчитать из выражений

$$\begin{aligned} \frac{k_f}{\mu_o} \left. \frac{\partial P_f}{\partial x} \right|_{x=L_x - \omega_{fP_1}/2} + \frac{k_m}{\mu_o} \left. \frac{\partial P_m}{\partial y} \right|_{y=\omega_{fP_1}/2} &= \frac{Q_{\omega P_1} B_o P_1}{4h_f}, \\ \frac{k_f}{\mu_o} \left. \frac{\partial P_f}{\partial x} \right|_{x=L_x - \omega_{fP_2}/2} + \frac{k_m}{\mu_o} \left. \frac{\partial P_m}{\partial y} \right|_{y=L_y - \omega_{fP_2}/2} &= \frac{Q_{\omega P_2} B_o P_2}{4h_f}, \\ \frac{k_f}{\mu_o} \left. \frac{\partial P_f}{\partial x} \right|_{x=\omega_{fP_3}/2} + \frac{k_m}{\mu_o} \left. \frac{\partial P_m}{\partial y} \right|_{y=L_y - \omega_{fP_3}/2} &= \frac{Q_{\omega P_3} B_o P_3}{4h_f}, \\ \frac{k_f}{\mu_o} \left. \frac{\partial P_f}{\partial x} \right|_{x=\omega_{fP_4}/2} + \frac{k_m}{\mu_o} \left. \frac{\partial P_m}{\partial y} \right|_{y=\omega_{fP_4}/2} &= \frac{Q_{\omega P_4} B_o P_4}{4h_f}, \end{aligned} \quad (12)$$

где $Q_{\omega P_1}$, $Q_{\omega P_2}$, $Q_{\omega P_3}$, $Q_{\omega P_4}$ — величины притока жидкости в скважины.

Система уравнений (1)–(7) с краевыми условиями (8)–(12) решалась методом конечных разностей по итеративной схеме Ньютона. Вычисления проводились на неравномерной прямоугольной разностной сетке со сгущением около границ «трещина-пласт». Результаты численного решения для изотермической фильтрации в одиночной скважине с трещиной конечной проводимости в продуктивном пласте сверялись с аналитическим решением [15]. При моделировании постоянного притока жидкости к скважине с трещиной и количеством ячеек 120×120 максимальная разница в величинах давления составила менее 2 %. Конвективные члены уравнений (2) и (4) аппроксимировались с помощью конечно-разностной WENO-схемы пятого порядка [16, 17].

1.3. Анализ результатов моделирования. Влияние проводимости трещины и длительности теплового воздействия

При моделировании использовались данные, приведённые в таблице.

На рис. 2 приведены результаты расчётов для вариантов с «холодной» добычей и тепловым воздействием на добывающую скважину $i = P4$ при различных проницаемостях трещины гидроразрыва пласта: $k_f = 5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, $F_{CD} = 0.05$ (кривые 1, 2), $k_f = 50 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, $F_{CD} = 0.5$ (кривые 3, 4), $k_f = 500 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, $F_{CD} = 5$ (кривые 5, 6). Из рис. 2(а) видно, что на первом этапе (с начала добычи до момента времени 100 суток) кривые изменения притока в скважине

Исходные данные для моделирования

Символ	Параметр	Значение	Размерность
α_d	коэффициент затухания электромагнитных волн	0.02374	1/м
α_{ft}	объёмная теплоёмкость в трещинах	1487000	Дж/(м·К)
α_{mt}	объёмная теплоёмкость в пласте	1326000	Дж/(м·К)
β_{ft}	общая сжимаемость в трещинах	$1.03 \cdot 10^{-8}$	1/Па
β_{mt}	общая сжимаемость в пласте	$1.83 \cdot 10^{-9}$	1/Па
β_o	сжимаемость нефти	$1.40 \cdot 10^{-9}$	1/Па
c_o	удельная теплоёмкость нефти	2000	Дж/(кг·К)
k_{fi}	проницаемость трещин	$5 \cdot 10^{-12}$, $50 \cdot 10^{-12}$, $500 \cdot 10^{-12}$	м ²
k_m	проницаемость пласта	$10 \cdot 10^{-15}$	м ²
h	высота трещин и пласта	15	м
μ_{o0}	вязкость нефти при начальной температуре	1000	мПа·с
N_g	мощность генератора электромагнитных волн	100	кВт
L_x	расстояние до границы пласта по оси OX	150	м
L_y	расстояние до границы пласта по оси OY	50	м
P_0	начальное пластовое давление	25	МПа
T_0	начальная пластовая температура	40	°С
x_{fi}	полудлины трещин	50	м
ω_{fi}	раскрытие трещин	$5 \cdot 10^{-3}$	м
ϕ_{fi}	пористость трещин	0.18	д.ед.
ϕ_m	пористость пласта	0.18	д.ед.
γ_o	коэффициент, учитывающий зависимость вязкости нефти от температуры	0.042	1/К
λ_{ft}	теплопроводность насыщенной среды в трещинах	1.8274	Вт/(м·К)
λ_{mt}	теплопроводность насыщенной среды в пласте	2.4852	Вт/(м·К)
ρ_o	плотность нефти	950	кг/м ³
ΔP	перепад давления между скважиной и пластом	5	МПа
η_o	адиабатический коэффициент нефти	0	К/Па
δ_o	коэффициент термического расширения нефти	$0.5 \cdot 10^{-4}$, $1.5 \cdot 10^{-4}$, $2.5 \cdot 10^{-4}$	1/К

для вариантов с одинаковыми проницаемостями трещин совпадают. На втором этапе (в период времени с 100 до 200 суток) осуществляется тепловое воздействие с мощностью генератора $N_g = 100$ кВт, которое сопровождается ростом температуры в скважине с 40 до 140–145 °С к моменту времени 200 суток (кривые 2, 4, 6 на рис. 2(b)). При этом отмечается увеличение притока жидкости в скважине в случае с тепловым воздействием по сравнению с «холодной» добычей. Чем ниже безразмерная проводимость (проницаемость) трещины, тем выше разница между величинами притока в скважину для «холодной» добычи и добычи с ВЧ ЭМ воздействием: при $F_{CD} = 0.05$ — приблизительно до шести раз (кривые 1, 2 на рис. 2(a)), при $F_{CD} = 0.5$ — приблизительно до трёх раз (кривые 3, 4 на рис. 2(a)), при $F_{CD} = 5$ — приблизительно до 1.7 раз (кривые 5, 6 на рис. 2(a)). При этом динамика изменения и абсолютные величины температуры в скважине существенно не отличаются для различных значений F_{CD} (кривые 2, 4, 6 на рис. 2(b)).

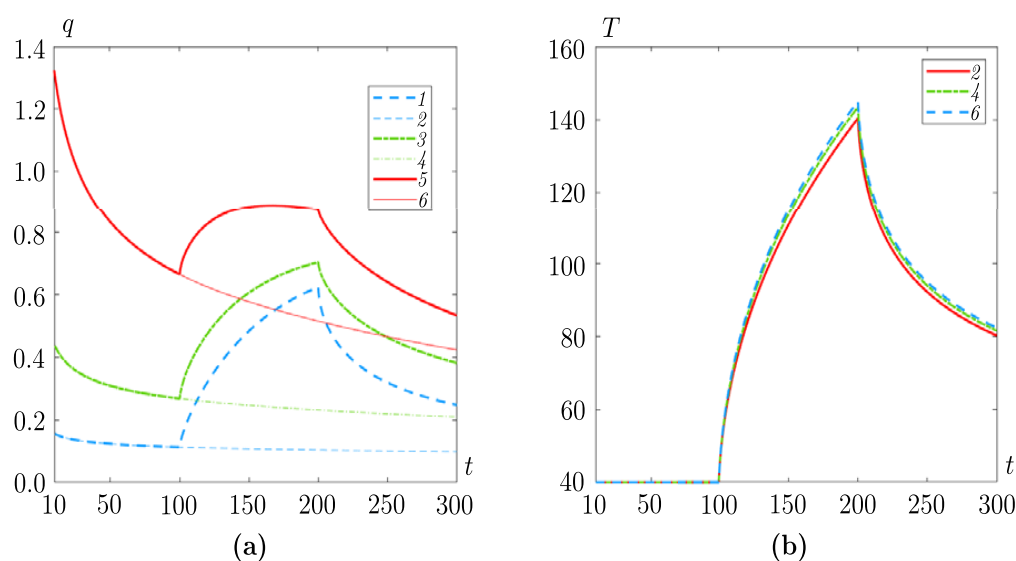


Рис. 2. Динамика притока жидкости q [м³/сут] (а) и температуры T [°С] в скважине (б) при $x_f = 50$ м, $k_m = 10 \cdot 10^{-15}$ м², $\delta_o = 0$ 1/К, $N_g = 0$ кВт (кривые 1, 3, 5) и $N_g = 100$ кВт (кривые 2, 4, 6); $\Delta P = 5$ МПа, $k_f = 10 \cdot 10^{-12}$ м², $F_{CD} = 0.05$ (кривые 1, 2); $k_f = 50 \cdot 10^{-12}$ м², $F_{CD} = 0.5$ (кривые 3, 4); $k_f = 500 \cdot 10^{-12}$ м², $F_{CD} = 5$ (кривые 5, 6)

На третьем этапе с выключенным генератором ЭМ волн ($N_g = 0$) происходит снижение температуры в околоскважинной зоне (приблизительно до 80–82.5 °С) в связи с выносом тепла в скважину вместе с отобранной пластовой жидкостью. Однако значительная часть тепла, которая выделяется в пласте при тепловом воздействии, сохраняется в пласте и не выносится вместе с добываемой жидкостью. Сохранением тепла в околоскважинной области объясняется отличие величин притока в скважине для варианта с ВЧ ЭМ воздействием и «холодной» добычей: при $F_{CD} = 0.05$ — приблизительно до 2.54 раза (кривые 1, 2 на рис. 2 (а)), при $F_{CD} = 0.5$ — приблизительно до 1.83 раза (кривые 3, 4 на рис. 2(а)), при $F_{CD} = 5$ — приблизительно до 1.26 раза (кривые 5, 6 на рис. 2(а)).

На рис. 3 приведены кривые распределения давления, температуры и вязкости вдоль трещин скважин $i = P1$ и $i = P4$ при различных значениях проницаемости (проводимости) трещин. Из рисунка видно, что для всех случаев в околоскважинной области отмечается увеличение температуры (приблизительно на 22 °С на расстоянии 10 м от скважины) и снижение вязкости пластовой жидкости (приблизительно в 2.6 раза). При этом профили давления вдоль трещины в отличие температуры и вязкости существенно отличаются. В случае трещины с проводимостью $F_{CD} = 0.05$ давление в скважине и на торце трещины ΔP_f отличается приблизительно на 4.98 МПа, градиент давления вдоль трещины в среднем составляет

$\Delta P_f / \Delta x \sim 0.10$ МПа/м (кривая 1 на рис. 3(а)), при $F_{CD} = 0.5$ — ΔP_f — приблизительно на 4.54 МПа и $\Delta P_f / \Delta x$ — приблизительно на 0.09 МПа/м (кривая 2 на рис. 3(а)), при $F_{CD} = 5$ — ΔP_f — приблизительно на 1.61 МПа и $\Delta P_f / \Delta x$ — приблизительно на 0.03 МПа/м (кривая 3 на рис. 3(а)). Стоит отметить, что распределение давления вдоль трещины с ВЧ ЭМ воздействием ($i = P4$) и трещины с «холодной» добычей жидкости ($i = P1$) отличаются вследствие снижения вязкости в околоскважинной зоне. В случае «холодной» добычи с $F_{CD} = 0.05$ разница давления между скважиной и расстоянием 10 м вдоль трещины составляет $\Delta P_f \sim 3.78$ МПа, а в скважине с тепловым воздействием составляет $\Delta P_f \sim 1.61$ МПа, т. е. перепады давления в околоскважинной зоне отличаются приблизительно в 2.35 раза (кривая 1 на рис. 3(а)); при $F_{CD} = 0.5$ — $\Delta P_f \sim 2.26$ МПа к $\Delta P_f \sim 0.74$ МПа (приблизительно в 3.05 раза); при $F_{CD} = 5$ — $\Delta P_f \sim 0.70$ МПа к $\Delta P_f \sim 0.17$ МПа (приблизительно в 4.12 раза). Таким образом, за счёт теплового воздействия происходит кратное снижение градиентов давления вдоль трещины, и эффект больше проявляется в скважинах с трещинами меньшей проводимости F_{CD} .

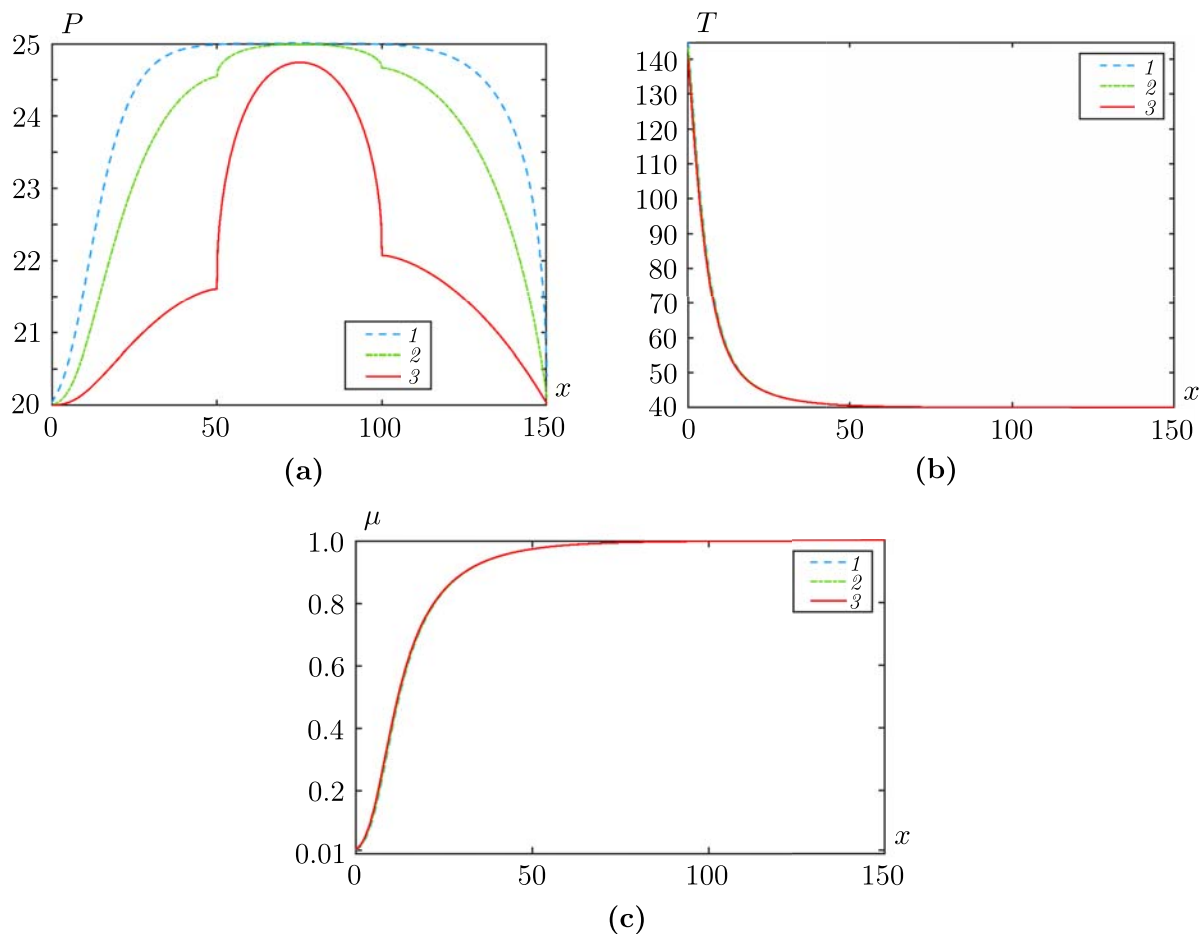


Рис. 3. Распределение давления P [МПа] (а), температуры T [°C] (б) и вязкости μ [Па·с] (с) вдоль трещины при $x_f = 50$ м, $k_m = 10 \cdot 10^{-15}$ м², $N_g = 100$ кВт, $\Delta P = 5$ МПа, $t = 200$ сут.; $k_f = 5 \cdot 10^{-12}$ м², $F_{CD} = 0.05$ (кривая 1); $k_f = 50 \cdot 10^{-12}$ м², $F_{CD} = 0.5$ (кривая 2); $k_f = 500 \cdot 10^{-12}$ м², $F_{CD} = 5$ (кривая 3)

Разогрев пласта при ВЧ ЭМ воздействии с постоянным отбором нагретой пластовой жидкости происходит постепенно. Через десять суток с момента начала теплового воздействия температура в скважине возрастает приблизительно на 29.13 °C и это сопровождается снижением вязкости нефти приблизительно на 70% (кривые 2 на рис. 4). Спустя 100 суток ВЧ ЭМ воздействия с непрерывной добычей пластовой жидкости рост температуры в скважине со-

ставляет более 100°C , рост вязкости жидкости снижается приблизительно в 68 раз в скважине и приблизительно на 40% на расстояниях 15 м в глубине пласта (кривые 4 на рис. 4).

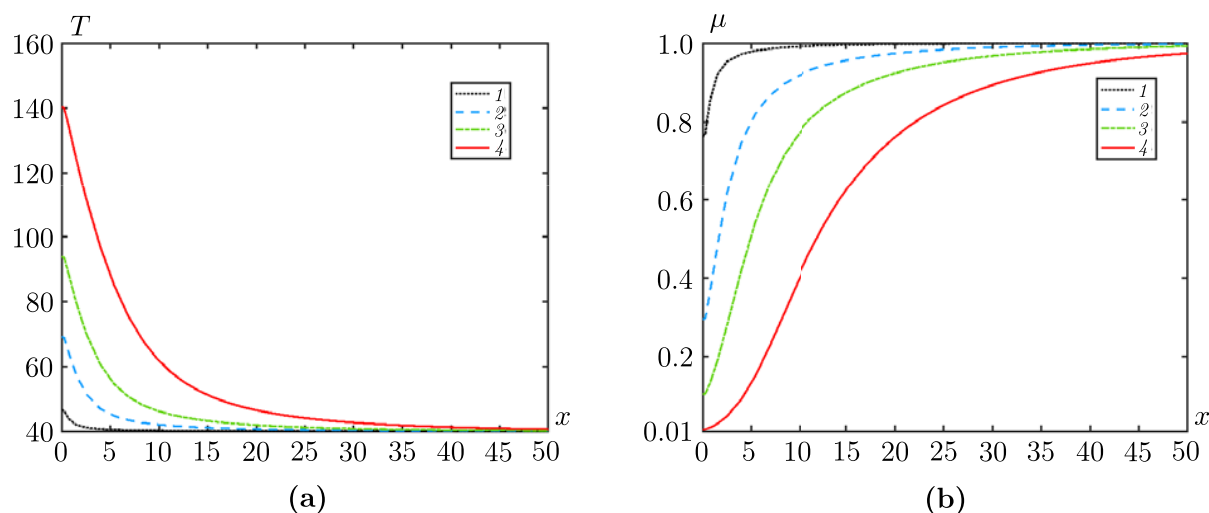


Рис. 4. Распределение температуры $T [^\circ\text{C}]$ (a) и вязкости жидкости $\mu [\text{Па}\cdot\text{с}]$ (b)

вдоль трещины при $x_f = 50$ м, $k_m = 10 \cdot 10^{-15}$ м²,
 $N_g = 100$ кВт, $k_f = 500 \cdot 10^{-12}$ м², $\Delta P = 5$ МПа,
 $\Delta t_2 = 1$ сут. (кривая 1), $\Delta t_2 = 10$ сут. (кривая 2),
 $\Delta t_2 = 30$ сут. (кривая 3), $\Delta t_2 = 100$ сут. (кривая 4)

2. ВЛИЯНИЕ ТЕРМИЧЕСКОГО РАСШИРЕНИЯ НЕФТИ

Изменение температуры и величины притока жидкости в скважине ($i = P4$) для различных значений коэффициента термического расширения нефти приведены на рис. 5. На этапе воздействия генератором ВЧ ЭМ волн температура в скважине увеличивается приблизительно на $94.5\text{--}99.1^\circ\text{C}$ (кривые 1–3 на рис. 5(a)). Через 100 суток теплового воздействия на пласт с $\delta_o = 0.5 \cdot 10^{-4}$ 1/К отличие в величине притока жидкости в скважине от притока «холодной» жидкости составляет приблизительно 1.93 раза (кривая 1 на рис. 5(b)), при $\delta_o = 1.5 \cdot 10^{-4}$ 1/К приблизительно 2.37 раза (кривая 2 на рис. 5(b)), при $\delta_o = 2.5 \cdot 10^{-4}$ 1/К приблизительно 2.81 раза (кривая 3 на рис. 5(b)). Ещё через 100 суток на следующем этапе с выключенным генератором ЭМ волн ($N_g = 0$) температура в околоскважинной зоне сохраняется выше первоначальной приблизительно на 40°C . Этим объясняется превышение величины притока жидкости в скважине ($i = P4$) приблизительно в 1.28–1.35 раза, чем в случае с «холодной» добычей.

Профили давления вдоль и поперёк трещин на рис. 6 свидетельствуют о заметном влиянии коэффициентов термического расширения нефти на градиенты давления в пласте и о меньшей степени влияния на градиенты давления в трещине. Через 100 суток теплового воздействия разница давления в скважине ($i = P4$) и в пласте (рис. 6(b)) составляет $\Delta P_m \sim 3.37$ МПа ($\Delta P_m/\Delta y \sim 0.135$ МПа/м) для $\delta_o = 0.5 \cdot 10^{-4}$ 1/К, $\Delta P_m \sim 3.7$ МПа ($\Delta P_m/\Delta y \sim 0.148$ МПа/м) для $\delta_o = 1.5 \cdot 10^{-4}$ 1/К, $\Delta P_m \sim 4.04$ МПа ($\Delta P_m/\Delta y \sim 0.162$ МПа/м) для $\delta_o = 2.5 \cdot 10^{-4}$ 1/К. При этом перепады давления ΔP_f в скважине $i = P4$ и на торце её трещины (рис. 6(a)) практически одинаковые и меняются в пределах приблизительно от 1.65 МПа ($\delta_o = 0.5 \cdot 10^{-4}$ 1/К) до 1.83 МПа ($\delta_o = 2.5 \cdot 10^{-4}$ 1/К), а градиенты давления вдоль трещины $\Delta P_f/\Delta x$ меняются от 0.033 до 0.037 МПа/м. При этом в соседних скважинах $i = P1$ и $i = P3$, в которых не осуществляется тепловое воздействие, градиенты давления вдоль трещины практически одинаковые и составляют $\Delta P_f/\Delta x \sim 0.042$ МПа/м.

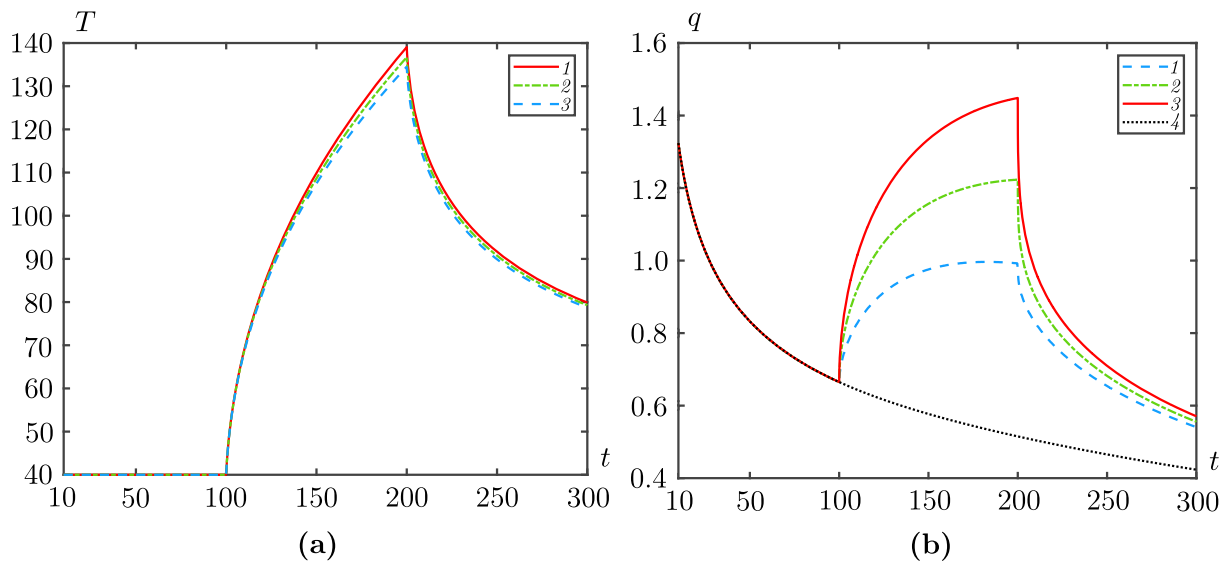


Рис. 5. Динамика температуры T [°C] в скважине (а) и притока жидкости q [м³/сут] в скважину (б) при $x_f = 50$ м, $k_m = 10 \cdot 10^{-15}$ м², $k_f = 500 \cdot 10^{-12}$ м², $\Delta P = 5$ МПа, $N_g = 100$ кВт (кривые 1, 2, 3) и $N_g = 0$ кВт (кривая 4), $\delta_o = 0.5 \cdot 10^{-4}$ 1/К (кривая 1), $\delta_o = 1.5 \cdot 10^{-4}$ 1/К (кривая 2), $\delta_o = 2.5 \cdot 10^{-4}$ 1/К (кривая 3)

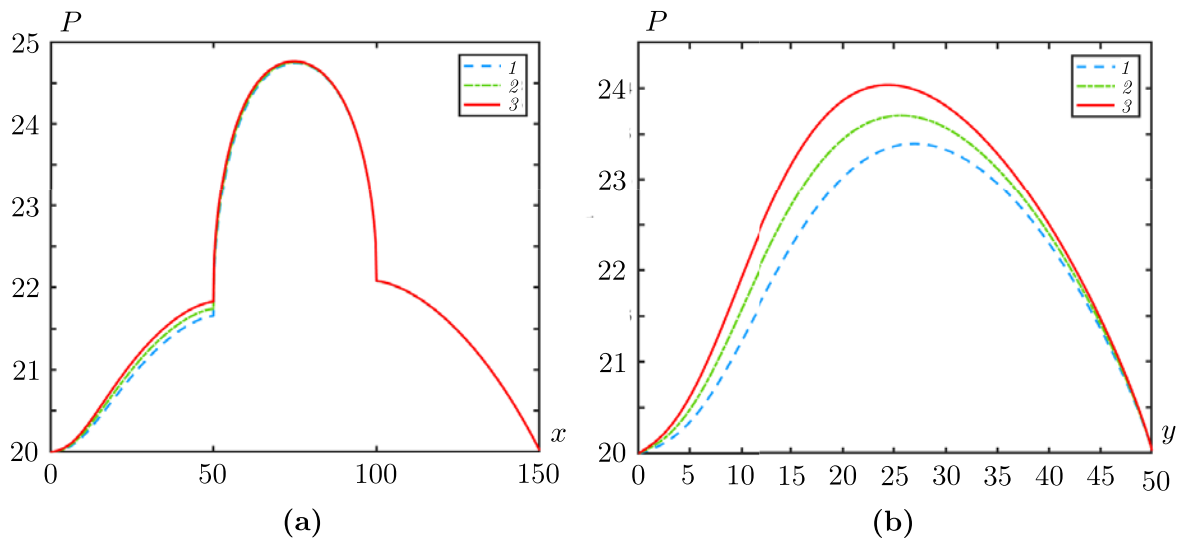


Рис. 6. Распределение давления P [МПа] вдоль (а) и поперёк (б) трещины при $x_f = 50$ м, $k_m = 10 \cdot 10^{-15}$ м², $N_g = 100$ кВт, $k_f = 500 \cdot 10^{-12}$ м², $\Delta P = 5$ МПа, $\delta_o = 0.5 \cdot 10^{-4}$ 1/К (кривая 1), $\delta_o = 1.5 \cdot 10^{-4}$ 1/К (кривая 2), $\delta_o = 2.5 \cdot 10^{-4}$ 1/К (кривая 3)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При моделировании процесса добычи высоковязкой нефти в элементе системы разработки, состоящем из четырёх скважин с трещинами гидроразрыва пласта, с поэтапным высокочастотным электромагнитным воздействием установлено, что чем меньше безразмерная проводимость трещины, тем выше кратность повышения (от 1.7 до 6 раз) величины притока жидкости в скважине с тепловым воздействием по сравнению с «холодной» добычей. Значительная часть тепла сохраняется в продуктивном пласте после теплового воздействия при осуществлении притока на этапе с выключенным генератором ЭМ волн и соответственно величины притока в скважине в этом случае выше случая с «холодной» добычей на 25–150 %.

Тепловое воздействие, благодаря возникновению в пласте распределённых объёмных тепловых источников, позволяет снизить вязкость пластовой жидкости до 2.6 раз, а также снизить градиенты давления от 2 до 4 раз вдоль трещины ГРП на расстояниях до 10 м от скважины. Термическое расширение нефти способствует увеличению величины притока жидкости в скважину при ВЧ ЭМ воздействии, а также после прекращения воздействия за счёт сохранения тепла в пласте. Для значений коэффициентов термического расширения нефти от $0.5 \cdot 10^{-4}$ до $2.5 \cdot 10^{-4}$ 1/К превышение притока нефти в скважину с электромагнитным воздействием над случаем с «холодной» добычей может составлять приблизительно 100–180 %. Эта разница в величине притока (приблизительно до 30 %) сохраняется, в том числе после отключения генератора ЭМ волн. При этом термическое расширение нефти оказывает влияние (приблизительно до 20 %) на градиенты давления в пласте и трещине.

ЛИТЕРАТУРА

1. Саяхов Ф.Л. Исследование термо- и гидродинамических процессов в многофазных средах в высокочастотном электромагнитном поле применительно к нефтедобыче: Дис.... д-ра физ.-мат. наук: 01.02.05, 05.15.06. М., 1985. 449 с.
2. Abernethy E.R. Production increase of heavy oils by electromagnetic heatin. // J. Can. Petrol. Technol., 1976. V. 15, N 3. P. 91–97.
3. Chakma A., Jha K.N. Heavy-oil recovery from thin pay zones by electromagnetic heating // SPE 24817. 67 Annu. Tech. Conf. Exhib. Soc. Petr. Engrg. Washington, 1992. P. 525–534.
4. Kovaleva L.A., Khaydar A.M. Physical and rheological properties of petroleum fluids under the radio-frequency electromagnetic field effect and perspectives of technological solutions // Appl. Surf. Sci. J. 2004. V. 238. N 1–4. P. 475–479.
5. Carrizales M.A., Larry W. Lake, Johns R.T. Production improvement of heavy-oil recovery by using electromagnetic heating // SPE Ann. Tech. Conf. Exhibition. Denver, Colorado, September 2008. Article SPE-115723-MS; <https://doi.org/10.2118/115723-MS>
6. Davletbaev A., Kovaleva L., Babadagli T. Mathematical modeling and field application of heavy oil recovery by Radio-Frequency electromagnetic simulation // J. Petrol. Sci. Engrg. 2011. V. 78, N 3–4. P. 646–653.
7. Spencer H.L.. Electric heat breaks paraffins boosts production // Enhanced Recovery Week, October 30, 1989. P. 1–2.
8. Ritchey H.W. Radiation Heating System. US Patent 2757738, 1956.
9. Jeambey C.G. System for Recovery of Petroleum from Petroleum Impregnated Media. US Patent 4912971, 1990.
10. Ковалева Л.А. Тепло- и массоперенос многокомпонентных углеводородных систем в высокочастотном электромагнитном поле: Дисс.... д-ра техн. наук: 01.02.05. М., 1998. 224 с.
11. Trautman M., Macfarlane B. Experimental and numerical simulation results from a radio frequency heating test in native oil sands at the North // Paper WHOC14–301 presented in the 2014 World Heavy Oil Congress. New Orleans, Louisiana, 2014.
12. Bogdanov I.I., Torres J.A., Corre B. Numerical simulation of electromagnetic driven heavy oil recovery // SPE 154140-PP paper presented at the 18th SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, 2012.
13. Davletbaev A., Kovaleva L., Babadagli T. Heavy oil production by electromagnetic heating in hydraulically fractured wells // Energy Fuels. 2014. V. 28, N 9. P. 5737–5744.
14. Davletbaev A.Y., Kovaleva L.A., Nasyrov N.M., Babadagli T. Multi-stage hydraulic fracturing and radio-frequency electromagnetic radiation for heavy-oil production // J. Unconvent. Oil Gas Resources. 2015. V. 12. P. 15–22.
15. Cinco-Ley H., Samaniego V.F. Transient pressure analysis for fractured wells // J. Petr. Technology. 1981. P. 1749–1766.

16. *Shu C.W.* Essentially non-oscillatory and weighted essentially non-oscillatory schemes for hyperbolic conservation laws. NASA/CR-97-206253, 1997.
17. *Романьков А.С., Роменский Е.И.* Метод Рунге — Кутты/WENO для расчёта уравнения волн малой амплитуды в насыщенной упругой пористой среде // Сиб. журн. вычисл. математики. 2014. Т. 17, № 3. С. 259–271.

UDC 532.546

MATHEMATICAL MODELING OF THE HEAVY OIL PRODUCTION WITH HYDRAULIC FRACTURING AND RADIO-FREQUENCY ELECTROMAGNETIC RADIATION

© 2023 A. Y. Davletbaev^a, L. A. Kovaleva^b, Z. S. Mukhametova^c

*Ufa University of Science and Technologies,
ul. Zaki Validi 32, Ufa 450076, Russia*

E-mails: ^aDavletbaevAY@rambler.ru, ^bLiana-Kovaleva@yandex.ru,
^cMuchametovaZ@mail.ru

Received 22.08.2022, revised 22.08.2022, accepted 29.09.2022

Abstract. The paper discusses the results of mathematical modeling of the flows of heavy oil to a fractured well a radio-frequency electromagnetic irradiation. An element of a development system with several fractured wells in which the fractures have the same geometry and properties, and are directed along regional stresses, is considered. The model takes into account the effects of thermal expansion of oil, the dependence of the viscosity of fluid on temperature, the influence of the surrounding wells on pressure and temperatures distribution around the producing well with thermal influence. Numerical calculations of variants with different fracture conductivities have been performed, the processes of mass and heat transfer in the around fractured well have been investigated, and comparative calculations with "cold" production have been performed.

Keywords: fracture, hydraulic fracturing, radio-frequency electromagnetic irradiation, element of the development system, heavy oil.

DOI: 10.33048/SIBJIM.2023.26.103

REFERENCES

1. Sayakhov F.L. Issledovanie termo- i gidrodinamicheskikh protsessov v mnogofaznykh sredakh v vysokochastotnom elektromagnitnom pole primenitel'no k neftedobyche: Dis.... d-ra fiz.-mat. nauk: 01.02.05 [Investigation of thermo- and hydrodynamic processes in multiphase media in a high-frequency electromagnetic field in relation to oil production: Dis.... d-ra phys. math. sci.: 01.02.05, 05.15.06.]. Moscow, 1985. 449 pp.
2. Abernethy E.R. Production increase of heavy oils by electromagnetic heating. *J. Can. Petrol. Technol.*, 1976, Vol. 15, No. 3, pp. 91–97.
3. Chakma A., Jha K.N. Heavy-oil recovery from thin pay zones by electromagnetic heating. *SPE 24817. 67 Annu. Tech. Conf. Exhib. Soc. Petr. Engrg. Washington*, 1992, pp. 525–534.
4. Kovaleva L.A., Khaydar A.M. Physical and rheological properties of petroleum fluids under the radio-frequency electromagnetic field effect and perspectives of technological solutions. *Appl. Surf. Sci. J.*, 2004, Vol. 238, No. 1–4, pp. 475–479.
5. Carrizales M.A., Larry W. Lake, Johns R.T. Production improvement of heavy-oil recovery by using electromagnetic heating. *SPE Ann. Tech. Conf. Exhibition*. Denver, Colorado, September 2008, article SPE-115723-MS; <https://doi.org/10.2118/115723-MS>
6. Davletbaev A., Kovaleva L., Babadagli T. Mathematical modeling and field application of heavy oil recovery by Radio-Frequency electromagnetic simulation. *J. Petrol. Sci. Engrg.*, 2011, Vol. 78, No. 3–4, pp. 646–653.

7. Spencer H.L.. Electric heat breaks paraffins boosts production. *Enhanced Recovery Week, October 30*, 1989, pp. 1–2.
8. Ritchey H.W Radiation Heating System. US Patent 2757738, 1956.
9. Jeambey C.G. System for Recovery of Petroleum from Petroleum Impregnated Media. US Patent 4912971, 1990.
10. Kovaleva L.A. Teplo- i massoperenos mnogokomponentnykh uglevodorodnykh sistem v vysokochastotnom elektromagnitnom pole: Diss.... d-ra tekhn. nauk: 01.02.05 [Heat and mass transfer of multicomponent hydrocarbon systems in a high-frequency electromagnetic field: Diss.... d-ra tech. sci.: 01.02.05]. Moscow, 1998.
11. Trautman M., Macfarlane B. Experimental and numerical simulation results from a radio frequency heating test in native oil sands at the North. *Paper WHOC14-301 presented in the 2014 World Heavy Oil Congress*. New Orleans, Louisiana, 2014.
12. Bogdanov I.I., Torres J.A., Corre B. Numerical simulation of electromagnetic driven heavy oil recovery. *SPE 154140-PP paper presented at the 18th SPE Improved Oil Recovery Symposium*, Tulsa, Oklahoma, 2012.
13. Davletbaev A., Kovaleva L., Babadagli T. Heavy oil production by electromagnetic heating in hydraulically fractured wells. *Energy Fuels*, 2014, Vol. 28, No. 9, pp. 5737–5744.
14. Davletbaev A.Y., Kovaleva L.A., Nasyrov N.M., Babadagli T. Multi-stage hydraulic fracturing and radio-frequency electromagnetic radiation for heavy-oil production. *J. Unconvent. Oil Gas Resources*, 2015, Vol. 12, pp. 15–22.
15. Cinco-Ley H., Samaniego V.F. Transient pressure analysis for fractured wells. *J. Petr. Technology*, 1981, pp. 1749–1766.
16. Shu C.W. Essentially non-oscillatory and weighted essentially non-oscillatory schemes for hyperbolic conservation laws. NASA/CR-97-206253, 1997.
17. Roman'kov A.S., Romenskii E.I. Metod Runge—Kutty/WENO dlya rascheta uravneniya voln maloi amplitudy v nasyshchennoi uprugoi poristoi srede. *Sib. Zhurn. Vychisl. Matematiki*, 2014, Vol. 17, No. 3, pp. 259–271.