

ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ И МЕТОД РАСЧЕТА ПРОЦЕССОВ ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА В СИСТЕМЕ ПЛАСТ–ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ

И.Н. Жижимонтов
А.Б. Шабаров

inzhizhimontov@yandex.ru
kaf_mms@utmn.ru

ТюмГУ, Тюмень, Российская Федерация

Аннотация

Выполнено численное исследование процессов тепло-массопереноса водонефтяной смеси для решения научных и производственных задач в области анализа и разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов на месторождениях высоковязкой нефти. Для достижения поставленных целей разработана гидродинамическая и теплофизическая модель нестационарного квазитрехмерного тепло-массопереноса в пласте с системой горизонтальных скважин. Предложен аналитический подход к построению динамической расчетной сетки в естественной полуфиксированной системе координат. Линии тока и равного потенциала рассчитываются из предложенного аналитического решения, основанного на теории функций комплексной переменной. В качестве объекта исследования взяты природные пласты, насыщенные многофазной жидкостью. На основе предложенной физико-математической модели и метода расчета разработан комплекс компьютерных программ и проведена серия расчетно-параметрических исследований влияния теплофизических свойств горных пород и флюидов, а также различных режимов работы системы горизонтальных скважин, показано их влияние на скорость отбора нефти на примере реального месторождения высоковязкой нефти. Полученные результаты обоснованы за счет верификации с фактическими данными исследования керна и технологическими показателями разработки месторождений, а также сопоставлены с известными аналитическими решениями и коммерческими гидродинамическими симуляторами

Ключевые слова

Тепломассоперенос, теплофизика, гидродинамика, естественная система координат, горизонтальные скважины, тепловые методы разработки

Поступила 20.07.2020
Принята 30.10.2020
© Автор(ы), 2021

Введение. Месторождения высоковязкой нефти (ВВН) занимают значительную долю в структуре балансовых запасов Российской Федерации [1]. С учетом последних открытий в геологоразведке доля запасов ВВН будет только возрастать. Таким образом, в перспективе разработка месторождений ВВН будет являться определяющим фактором поддержания уровня нефтедобычи в России. Методы разработки месторождений ВВН отличаются от стандартных методов, используемых на «традиционных» месторождениях. В первую очередь это связано со спецификой рассматриваемых отложений. Ключевыми факторами, осложняющими разработку месторождений ВВН, являются реологические свойства пластовых углеводородов — низкая подвижность нефти ввиду ее высокой вязкости и, как следствие, низкая продуктивность скважин. Кроме того, для месторождений ВВН характерны высокие неопределенности в геологопетрофизических моделях ввиду наличия слабоконсолидированного типа коллектора. Предложенные авторские подходы к снижению неопределенностей в статических моделях залежей природных углеводородов с использованием цифрового исследования свойств горных пород, в том числе для слабоконсолидированного типа коллектора и получения относительной фазовой проницаемости (ОФП) при различных значениях температуры, описаны в [2, 3]. Основные особенности разработки месторождений ВВН на этом не ограничиваются и более подробно рассмотрены в [4, 5].

Как показывает практика, использование тепловых методов воздействия на пласт, содержащий залежи ВВН, дает максимальный прирост конечной нефтеотдачи. В связи с этим для описания динамических процессов разработки месторождений ВВН модель должна достоверно решать не только гидродинамическую, но и тепловую задачу как основной инструмент повышения коэффициента извлечения нефти (КИН). В работе выполнено численное исследование процессов тепломассопереноса водонефтяной смеси для решения научных и производственных задач в области анализа и разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов на месторождениях ВВН. Для достижения поставленных целей разработаны гидродинамическая и теплофизическая модель, метод расчета и программная реализация для нестационарной квазитрехмерной задачи тепломассопереноса в пласте с системой горизонтальных скважин.

Постановка задачи. Рассмотрим систему, состоящую из нескольких горизонтальных скважин (ГС), пробуренных в одной плоскости, параллельной плоскости пласта (рис. 1). В центре расположена нагнетательная скважина, по бокам — две добывающие скважины. Система ГС может последовательно повторяться для формирования полноценной сетки разра-

ботки месторождения. Такой подход несколько отличается от ставшей традиционной для битуминозных песков технологии парогравитационного дренажа (SAGD) [6]. Существует несколько упрощенных интегральных моделей, используемых для прогнозирования паротепловой пропитки [7] парогравитационного дренажа [8], однако не всегда подходящих для практического применения.

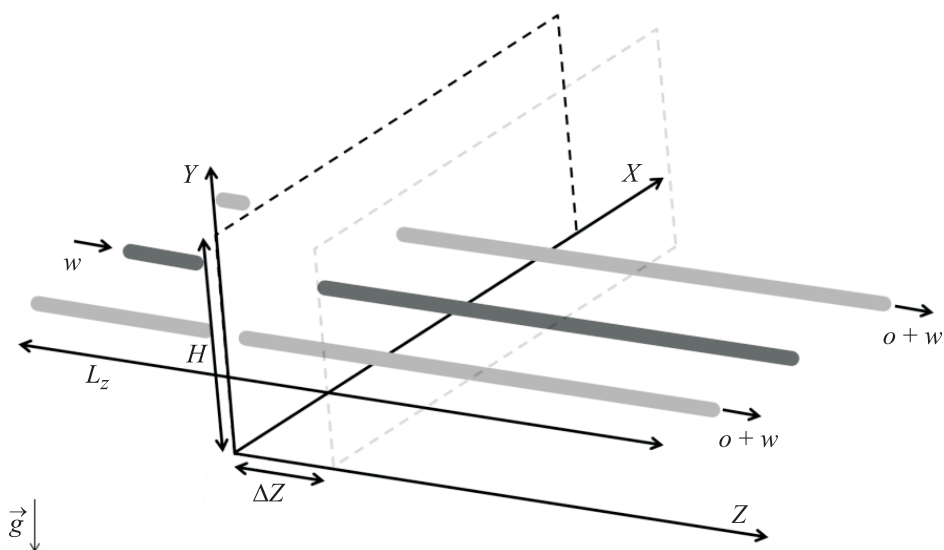


Рис. 1. Схема пласта с системой параллельных добывающих и нагнетательных скважин

Моделирование рассматриваемой системы сводится к квазитрехмерной задаче в совокупности расчетов течения в плоскостях $Z = \text{const}$ с учетом перетоков теплоты и массы (в случае необходимости) в направлении оси Z . Течение водонефтяной смеси по горизонтальным участкам скважин происходит вдоль оси Z ($0 \leq Z < L_z$). Распределения температуры и давления вдоль горизонтального ствола вычисляется итерациями по известным квазиодномерным соотношениям, учитывающим потери на трение и отвод массы [9]. Фильтрационное течение смеси рассматривается происходящим в струйках тока в плоскостях $Z = \text{const}$. При этом используется полуфиксированная естественная система координат (\bar{l}, \bar{h}) [10–12], где $\bar{l}_i = \text{const}$ соответствует определенным в процессе расчета линиям равного потенциала $\varphi_i = \text{const}$ и линиям тока $\psi_j = \text{const}$.

Одним из методов построения расчетных сеток для описания течений в сложной области является метод наложения течений. Этот метод основан на теории функций комплексной переменной и является доста-

точно общим для использования во многих прикладных задачах. Например, в работе [12] Г.Ю. Степанов использовал подход для описания течения в области гидродинамики решеток турбомашин, его работы продолжил Я.А. Сироткин, применив подход при расчете ступеней осевых турбомашин [10, 11]. Принципиально указанный метод позволяет построить теоретическую решетку, зависящую от большого числа параметров, если рассматривать потенциал комплексного источника как наложение однородного потока на поток от решетки вихрей и мультиполей [12].

Комплексный потенциал в точке M от источников и стоков $\pm Q_k$ (рис. 2), расположенных во всех точках z_k ($k=1, \dots, 15$), запишем в виде

$$W_M = \sum_{k=1}^{15} \pm \frac{Q_k}{2\pi} \ln(z_M - z_k) + C = \varphi_M + i\psi_M;$$

$$\psi_M = \sum_{k=1}^{15} \pm \frac{Q_k}{2\pi} \alpha_k = \text{const}; \quad (1)$$

$$\varphi_M = \sum_{k=1}^{15} \pm \frac{Q_k}{2\pi} \ln r_k = \text{const}. \quad (2)$$

Здесь $z = z_m$ — точка пространства, в которой вычисляется $W_{\pm Q_k}$; α_k — угол между осью \bar{x} и радиус-вектором $\bar{z} = z - z_k$; r_k — расстояние от точки z_k до z_m .

Предложенная схема расположения источников и стоков приведена на рис. 2. Цветом выделена расчетная область, в остальных областях в силу симметричности моделирование не проводилось. Таким образом, алгоритм первичного построения расчетной сетки заключается в нахождении решений уравнений (1), (2) при $\varphi_{ij} = \text{const}$ и $\psi_{ij} = \text{const}$. Заданное число линий тока и равного потенциала определяет размер ячеек при дискретизации пространства.

Подход к построению расчетной сетки в естественной системе координат с применением метода наложения течений применяется для решения стационарных однофазных задач. Можно расширить применимость предложенного подхода при переходе к динамической полуфиксированной системе координат. Именно, использование динамической сетки позволило учесть влияние нестационарности и многофазности потока, при этом время вычислений за счет фиксирования одной координаты (линий равного потенциала) и корректировки другой координаты (линии тока) на каждом временном шаге расчета значительно не увеличилось. В отличие от фиксированной сетки системы уравнений остаются

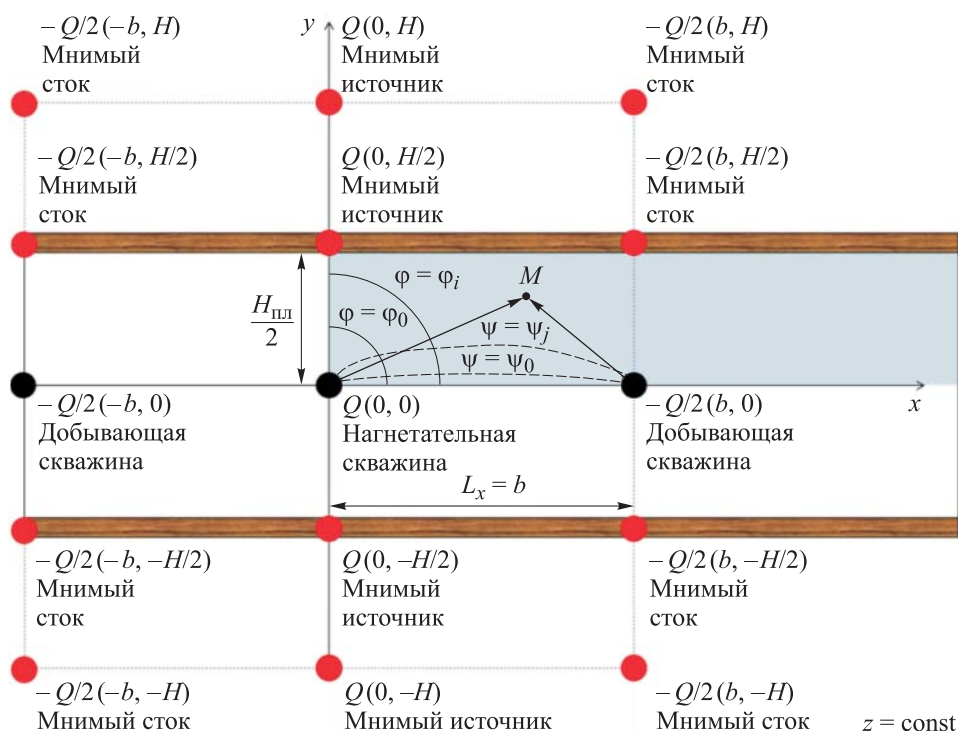


Рис. 2. Схема расположения источников и стоков в 15-точечном методе источников

замкнутыми. Преимущества над полностью нефиксированной сеткой заключаются в незначительном усложнении расчета при минимальной потере точности и в существенном быстродействии разработанных алгоритмов. Исправленные линии могут отличаться от исходных, полученных из допущения о потенциальности движения. Корректированная сетка отражает истинное — фильтрационное — течение жидкости. Рассмотрим алгоритм.

Алгоритм нахождения следующего приближения с использованием полуфиксированной естественной системы координат

1. Обезразмеривание переменных — нахождение координат точек $\bar{l}_{ij} = l_{ij} / L_i$ (L_i — длина выбранной фиксированной линии равного потенциала) и соответствующие им расходы Q_{ij} , где $i = 1, \dots, N$, $j = 1, \dots, M - 1$ (рис. 3).

2. Вычисление при фиксированных координатах \bar{l}_{ij}^1 уточненных расходов Q_{ij}^2 с учетом того, что через каждую струйку проходит объемный

расход $\Delta Q_{ij} = w_{ij} \Delta l_{ij}^1 \Delta Z$, где w_{ij} — скорость фильтрации, определенная при решении гидродинамической задачи. Таким образом, $\bar{Q}_{ij}^2 = \bar{Q}_{ij}^2(\bar{l}_{ij}^1)$ при тех же l_{ij}^1 аналогично переносу по горизонтали от точки \bar{l}_{ij}^1 к новой точке \bar{l}_{ij}^2 .

3. Нахождение при фиксированном равномерном распределении расходов $\Delta Q_j = Q_j / (M - 1) = \text{const}$ уточненных координат линии тока \bar{l}_{ij}^2 по новой кривой $\bar{Q}_{ij}^2 = \bar{Q}_{ij}^2(\bar{l}_{ij}^1)$ с использованием линейной интерполяции или аппроксимации кривой параболой.

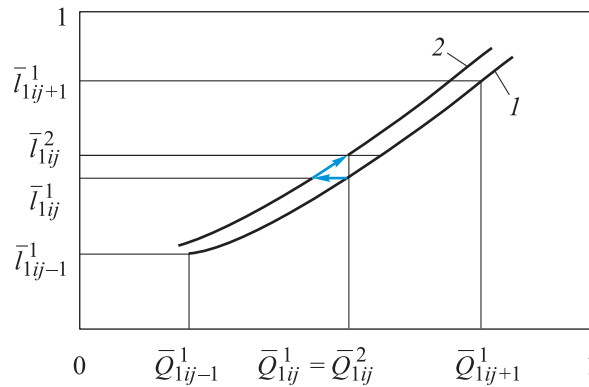


Рис. 3. Уточнение ординаты \bar{l}_{ij}^1 :

1 — потенциальное течение; 2 — фильтрационное течение

Гидродинамическая модель процессов в пласте. *Определение характера насыщенности по явной схеме.* Для контрольного объема V с длиной струйки тока Δl и поперечным сечением Δl_1 уравнение неразрывности запишем в виде:

$$\frac{\rho_{iV}^{k+1} - \rho_{iV}^k}{\tau} V + (\rho_{i2}^0 w_2 F_2)^k - (\rho_{i1}^0 w_1 F_1)^k = 0,$$

где τ — шаг по времени; верхний индекс $k + 1$ соответствует моменту времени $t^{k+1} = t^k + \tau$, $F = \Delta l_1 \Delta Z$ — площадь поперечного сечения струйки тока, ΔZ — размер по нормали к плоскостям (X, Y) ; $\rho_i^0 = M_i / V_i$ — истинная плотность i -й фазы.

Из (4) следует $\rho_{iV}^{k+1} = \rho_{iV}^k + [(\rho_{i1}^0 w_1 F_1) - (\rho_{i2}^0 w_2 F_2)]^k \Delta t / V$, где $\rho_{iV} = \rho_i m$, $\rho_i = M_i / V_{\text{пор}}$ — плотность i -й фазы, приведенная к объему пор; $\rho_i = \rho_i^0 S_i$.

Тогда насыщенность i -й фазой в момент времени t^{k+1} с учетом $\rho_{i1}^0 = \rho_{i2}^0 = \rho_i^0$ равна

$$S_i^{k+1} = S_i^k + [(w_1 F_1) - (w_2 F_2)]^k \Delta t / (Vm).$$

Определение давления в струйке тока по неявной схеме. Найдем расход смеси в струйке тока из уравнения баланса массы:

$$G = G_o + G_w = (\rho_o^0 w_o + \rho_w^0 w_w) F. \quad (3)$$

Скорость фильтрации определяется обобщенным законом Дарси [13]:

$$\begin{aligned} w_o &= -\frac{k_{\text{пр}} f_o}{\mu_o} \frac{dp}{dl}; \\ w_w &= -\frac{k_{\text{пр}} f_w}{\mu_w} \frac{dp}{dl}. \end{aligned} \quad (4)$$

Подставив w_o и w_w из (4) в (3) и выразив dp , получим

$$dp = -\frac{G dl}{k_{\text{пр}} F \left(\frac{\rho_o^0 f_o}{\mu_o} + \frac{\rho_w^0 f_w}{\mu_w} \right)}. \quad (5)$$

Интегрируя (5) в пределах от $l=0$ до l' и по давлению от p_1 до p , где p_1 — давление при входе в струйку тока, получаем распределение давления вдоль струйки тока [14]:

$$p(l) = p_1 - J_1(l') G, \quad (6)$$

где $J_1(l')$ — определенный интеграл,

$$J_1(l') = \int_0^{l'} \frac{dl}{k_{\text{пр}} F \left(\frac{\rho_o^0 f_o}{\mu_o} + \frac{\rho_w^0 f_w}{\mu_w} \right)}. \quad (7)$$

С учетом того, что при $l' = L_j$, где L_j — длина струйки тока, $p = p_2$ и $J_1(l') = J_1(L)$, расход смеси через струйку тока определяем из (6):

$$G = \frac{p_1 - p_2}{J_1(l')}. \quad (8)$$

Распределение скоростей фаз вдоль струйки тока l с учетом (4) и (6):

$$w_o(l) = -\frac{k_{\text{пр}}f_o}{\mu_o} \left(-\frac{G}{k_{\text{пр}}F \left(\frac{\rho_o^0 f_o}{\mu_o} + \frac{\rho_w^0 f_w}{\mu_w} \right)} \right) = \frac{G}{F \left(\rho_o^0 + \rho_w^0 \frac{f_w \mu_o}{\mu_w f_o} \right)}; \quad (9)$$

$$w_w(l) = -\frac{k_{\text{пр}}f_w}{\mu_w} \left(-\frac{G}{k_{\text{пр}}F \left(\frac{\rho_o^0 f_o}{\mu_o} + \frac{\rho_w^0 f_w}{\mu_w} \right)} \right) = \frac{G}{F \left(\rho_w^0 + \rho_o^0 \frac{f_o \mu_w}{\mu_o f_w} \right)}. \quad (10)$$

Расходы нефти и воды находим в сечении $l = L$:

$$G_o = w_o(L) (\rho_o^0 F(L)) = \frac{G}{1 + \rho_w^0 f_w \mu_o / (\rho_o^0 f_o \mu_w)}; \quad (11)$$

$$G_w = G - G_o.$$

Таким образом, алгоритм решения гидродинамической задачи сводится к последовательному вычислению величин $J_1(l')$ и $J_1(L)$ по (7), G по (8), $w_o(l)$ и $w_w(l)$ по (9) и (10), $p(l)$ по (6), G_o и G_w по (11), где все параметры вычисляются в момент времени $t = t^{k+1}$. Более подробно решение гидродинамической задачи рассмотрено в [14], для естественной системы координат — в [15].

Теплофизическая модель процессов в пласте. Нестационарное температурное поле в области течения находится из уравнения баланса внутренней энергии многофазной среды в контрольных объемах с учетом найденных выше скоростей фильтрации \bar{w} на основе решения уравнения фильтрации. Применим допущения: все фазы (нефть, вода, горная порода) имеют равную температуру: $T_{ij}^w = T_{ij}^o = T_{ij}^{\text{rock}}$; мощность внутренних сил пренебрежимо мала; форма линий тока известна и уточняется в процессе расчетов.

Уравнение баланса внутренней энергии в интегральной форме:

$$\int \frac{\partial}{\partial t} (\rho U) dV = - \int (\tau q^n + \rho U w_n) dS,$$

где $\rho U = (\rho_w c_w + \rho_o c_o + \rho_{\text{rock}} c_{\text{rock}}) T$ — удельная, отнесенная к 1 м^3 объема внутренняя энергия многофазной среды (нефть, вода, горная порода); τq^n — удельная, отнесенная к 1 м^2 поверхности S тепловая энергия, передаваемая через поверхность за счет механизма теплопроводности; $\rho U w_n$ — удельная, отнесенная к 1 м^2 внутренняя энергия движущейся

среды (нефть, вода). Уравнение баланса внутренней энергии в алгебраической форме для контрольного объема V_{ij} при $i = 1, \dots, N - 1, j = 1, \dots, M - 1$ запишется в виде

$$\begin{aligned} V_{ij}(\rho_w C_w + \rho_o C_o + \rho_r C_r)_{ij}^{k+1} T_{ij}^{k+1} - V_{ij}(\rho_w C_w + \rho_o C_o + \rho_r C_r)_{ij}^k T_{ij}^k = \\ = \tau \left(\rho_w^k c_w^k w_w^{k+1} + \rho_o^k c_o^k w_o^{k+1} \right)_{i-1,j} h_{i-1,j} \Delta Z T_{i-1,j}^{k+1} - \\ - \tau \left(\rho_w^k c_w^k w_w^{k+1} + \rho_o^k c_o^k w_o^{k+1} \right)_{ij} h_{ij} \Delta Z T_{ij}^{k+1} + \tau (Q_{ij} + Q_{1ij} + Q'_z), \end{aligned} \quad (12)$$

где $Q_{ij} = \lambda_{i+1,j}^k \frac{h_{ij} \Delta Z}{h_{i+1,j}} (T_{i+1,j}^{k+1} - T_{ij}^{k+1}) - \lambda_{ij}^k \frac{h_{i-1,j} \Delta Z}{h_{ij}} (T_{ij}^{k+1} - T_{i-1,j}^{k+1})$ — отнесенная к 1 м^3 тепловая энергия, переносимая через грани $h_{ij} \Delta Z$ и $h_{i+1,j} \Delta Z$ контрольного объема (между соседними контрольными объемами при $j = \text{const}$); $Q_{1ij} = \lambda_{i,j+1}^k \frac{h_{ij} \Delta Z}{h_{i,j+1}} (T_{i,j+1}^{k+1} - T_{ij}^{k+1}) - \lambda_{ij}^k \frac{h_{i-1,j} \Delta Z}{h_{ij}} (T_{ij}^{k+1} - T_{i,j-1}^{k+1})$ — отнесенная к 1 м^3 тепловая энергия, переносимая через грани $h_{ij} \Delta Z$ и $h_{i,j+1} \Delta Z$ контрольного объема (между соседними контрольными объемами при $i = \text{const}$); Q'_z — расчетное значение, аналогичное потоку теплоты Q_{ij} , отнесенной к 1 м^3 тепловой энергии, переносимой через грани соседними контрольными объемами в плоскости, которая перпендикулярна основному направлению течения Z (при $i = \text{const}$ и $j = \text{const}$).

В результате полученное рекуррентное уравнение будем решать методом прогонки по переменным направлениям, для чего представим уравнение (8) в виде

$$\begin{aligned} A_i T_{i-1}^{k+1/2} - C_i T_i^{k+1/2} + B_i T_{i+1}^{k+1/2} = -F_i^{k+1/2}; \\ A_j T_{j-1}^{k+1} - C_j T_j^{k+1} + B_j T_{j+1}^{k+1} = -F_j^k. \end{aligned}$$

На первом этапе используем метод прогонки по $i = 1, \dots, N - 1$ при $j = \text{const}$ для каждого $j = 1, \dots, M - 1$, а на втором — по $j = 1, \dots, M - 1$ при $i = \text{const}$ для каждого $i = 1, \dots, N - 1$.

Метод прогонки — наиболее универсальный метод решения разностных уравнений, имеющих место при аппроксимации краевых задач для уравнений математической физики. Этому методу посвящено большое число публикаций. Особенность предложенного метода — применение метода прогонки по переменным направлениям (по осям X и Y) и стандартного итерационного метода по оси Z .

Запишем начальные условия: $T_{ij} = T_{ij}^0 = T_{ij}|_{\text{при } \tau=0}$, где T_{ij}^0 — начальная температура пласта.

Граничные условия при $x = 0$ ($i = 0, j = 1, \dots, M$): тепловой поток через границу будет равен тепловому потоку в результате теплоотдачи от воды к стенке скважины:

$$-\lambda_1 \frac{T_1 - T_0}{h_1} = \alpha_w (T_w - T_0). \quad (13)$$

Здесь α_w — коэффициент теплоотдачи от воды к стенке нагнетательной скважины, который может быть рассчитан аналитически по формуле $\alpha_i = \text{Nu} \lambda / d_{\text{СКВ}}$, где Nu — число Нуссельта с приближенным вычислением для течения в трубе $\text{Nu} = 0,023 \text{Re}^{0,8} \text{Pr}^{0,4}$ (формула М.А. Михеева), Re — число Рейнольдса, Pr — число Прандтля; при малых скоростях допустимо использование постоянного значения $\text{Nu} = \text{const} \approx 2,4$; $d_{\text{СКВ}}$ — диаметр скважины.

Граничное условие при $x = L$ ($i = N, j = 1, \dots, M$):

$$q_N = -\lambda_N \frac{T_N - T_{N-1}}{h_N} = \alpha_{o+w} (T_N - T_{o+w}),$$

где q_N — тепловой поток через 1 м² сечения $x_i = L_i$; T_N — температура на последнем контрольном объеме перед добывающей скважиной; T_{o+w} — температура смеси в стволе добывающей скважины.

Граничные условия по оси Y соответствуют отсутствию теплообмена на нижней границе в силу симметрии решаемой задачи (см. рис. 2) и аналогичны уравнению (13) для теплового потока от продуктивного пласта к вмещающим породам (глинам), записанного для верхней границы.

Для численного исследования процессов тепломассопереноса двухфазной жидкости в рассматриваемой системе ГС представленная модель реализована в виде программного кода в объектно-ориентированной среде разработки *Delphi*. Сопоставление результатов численного моделирования гидродинамической задачи с результатами работы коммерческого симулятора показано в [15].

Для проверки результатов численного решения тепловой задачи одним из тестовых примеров была модель, в которой в начальный момент времени распределение температурного поля задавалось случайным образом 333 ± 40 К (рис. 4, $\text{Fo} = 0$), а температура левой и правой границ поддерживалась постоянной (373 и 293 К). Чтобы сопоставить с известным аналитическим решением, фильтрацию исключили (перепад давле-

ния $\Delta P = 0$), т. е. моделировалась передача теплоты за счет теплопроводности. Температурное поле в различные моменты времени по результатам численного моделирования показано на рис. 4, где Fo — безразмерное время (число Фурье). Сопоставление аналитического и численного решений на последнем шаге ($Fo = 2,67$) показало хорошую сходимость с погрешностью расчета не более 0,3 %.

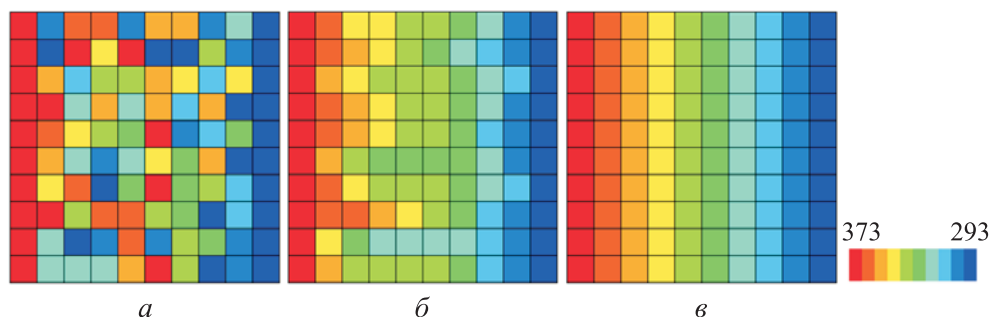


Рис. 4. Результаты численного моделирования в различные моменты времени:
a — $Fo = 0$; *б* — $Fo = 0,27$; *в* — $Fo = 2,67$

На основе предложенной в работе модели создан комплекс компьютерных программ, предназначенных для построения сетки в естественной системе координат и решения термогидродинамических задач. Рассмотрим результаты моделирования с использованием разработанного комплекса.

Исходные данные: мощность пласта $H_{пл} = 20$ м, коэффициент пористости $m = 30$ %, начальная насыщенность нефтью $S_o = 70$ %, начальное пластовое давление $P_0 = 80$ МПа, начальная пластовая температура $T_0 = 293$ К, забойное давление нагнетательной скважины $P_n = 100$ МПа, добывающей скважины $P_d = 60$ МПа, длина горизонтального участка скважины $L_z = 500$ м, расстояние между скважинами $L_x = 100$ м, диаметр скважин $d_{скв} = 0,169$ м.

Динамика накопленной добычи нефти для неизотермической задачи (кривая черного цвета) при начальной температуре пласта $T_{пл} = 291$ К (кривая голубого цвета) и скважины $T_{скв} = 331$ К (кривая зеленого цвета) и два предельных варианта при различных значениях температуры пласта (изотермические задачи $T_{пл} = T_{скв} = const$) показаны на рис. 5, *а*. Варианты динамики накопленной добычи нефти при значениях температуры горячего теплоносителя 331 (кривая зеленого цвета), 351 (кривая синего цвета), 371 (кривая желтого цвета) и 391 К (кривая красного цвета) в нагнетательной скважине приведены на рис. 5, *б*. Отметим, что в серии

неизотермических расчетов (см. рис. 5, б), в отличие от результатов моделирования (см. рис. 5, а), использованы неизотермические ОФП и задана зависимость остаточной нефтенасыщенности от температуры, обобщенные по разработанной автором модели цифрового исследования керна [2, 3].

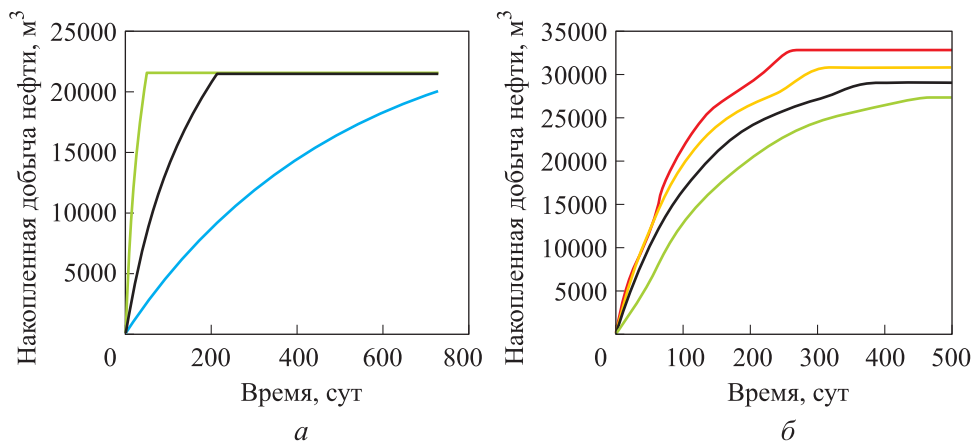


Рис. 5. Динамика накопленной добычи нефти для накопленной добычи нефти для неизотермической задачи (а) и варианты динамики накопленной добычи нефти при различных значениях температуры горячего теплоносителя в нагнетательной скважине (б)

Заключение. Предложена физико-математическая модель, метод расчета и программная реализация для решения нескольких научных и производственных задач в области анализа и разработки месторождений ВВН с использованием тепловых методов. Разработанный инструмент позволяет проводить расчетно-параметрические исследования влияния различных факторов системы разработки на накопленную добычу или КИН, например, получать наиболее общие зависимости технологических показателей разработки для различных значений температуры горячего теплоносителя, режимов работы скважин или геометрических параметров системы (мощность пласта, расстояние между скважинами, длина горизонтального участка), теплофизических свойств флюидов и горных пород. Создана гидродинамическая и теплофизическая модель нестационарного квазитрехмерного теплопереноса в пласте с системой ГС. Разработан аналитический подход к дискретизации расчетной области на основе построения динамической расчетной сетки в естественной полуфиксированной системе координат и алгоритм динамической корректировки сетки вследствие нестационарности и многофазности потока.

Предложен новый метод расчета квазитрехмерных нестационарных не-изотермических задач для системы параллельных ГС. Этот метод позволил упростить модель теплопереноса, что положительно повлияло на скорость расчета. Проведена серия численных экспериментов, моделирующих процесс разработки с использованием системы ГС. Показано, что увеличение температуры горячего теплоносителя на 60 К позволило дополнительно извлечь из пласта на 20 % (относительно базового варианта) больше нефти, а выход на остаточную нефтенасыщенность обеспечен на 40 % быстрее.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Прищепа О.М., Халимов Э.М. Трудноизвлекаемая нефть: потенциал, состояние и возможности освоения. *Нефтегазовая вертикаль*, 2011, № 5, с. 24–29.
- [2] Жижимонтов И.Н. Создание технологии цифровых исследований керна на основе стохастического порово-сетевого моделирования. *Бурение и нефть*, 2018, № 10, с. 17.
- [3] Zhizhimontov I.N., Stepanov S.V., Stepanov A.V. Development of the technology for obtaining relative phase permeabilities at different temperatures based on digital stochastic poro-network modeling. *SPE Russ. Petroleum Technol. Conf.*, 2019, art. SPE-196994-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/196994-MS>
- [4] Иванцов Н.Н., Степанов С.В., Степанов А.В. и др. Оценка возможностей гидродинамических симуляторов имитировать разработку месторождений высоковязкой нефти. Часть 1. Конусообразование. *Нефтепромысловое дело*, 2015, № 6, с. 52–58.
- [5] Гайдуков Л.А., Степанов С.В., Иванцов Н.Н. и др. Оценка возможностей гидродинамических симуляторов имитировать разработку месторождений высоковязкой нефти. Часть 2. Пены и эмульсии. *Нефтепромысловое дело*, 2016, № 1, с. 37–44.
- [6] Butler R.M., McNab G.S., Lo H.Y. Theoretical studies on the gravity drainage of heavy oil during *in-situ* steam heating. *Can. J. Chem. Eng.*, 1981, vol. 59, iss. 4, pp. 455–460. DOI: <https://doi.org/10.1002/cjce.5450590407>
- [7] Федоров К.М., Шевелев А.П., Андреев В.Е. и др. Методика расчета и оптимизации парогазоциклического воздействия на призабойную зону пласта. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*, 2005, № 3, с. 42–49.
- [8] Fedorov K., Gilmanov A., Shevelev A. Comparative analysis of different well patterns for steam-assisted gravity drainage. *SPE Russ. Petroleum Technol. Conf.*, 2018, art. SPE-191494-18RPTC-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/191494-18RPTC-MS>
- [9] Шабаров А.Б., Вакулин А.А., Захаров А.А. и др. Измерительно-вычислительная система диагностики параметров течения и теплообмена многофазной смеси

в скважинах и трубопроводах. *Вестник ТюмГУ. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*, 2012, № 4, с. 74–79.

[10] Сироткин Я.А. Аэродинамический расчет лопаток осевых турбомашин. М., Машиностроение, 1972.

[11] Сироткин Я.А. Расчет осесимметричного вихревого течения невязкой сжимаемой жидкости в радиальных турбомашинах. *Известия АН СССР. Механика и машиностроение*, 1963, № 3, с. 16–28.

[12] Степанов Г.Ю. Гидродинамика решеток турбомашин. М., Физматгиз, 1962.

[13] Darcy H. Les fontaines publiques de la ville de Dijon. Paris, V. Dalmont, 1856.

[14] Шабаров А.Б. Физико-математическая модель и метод расчета течения газоконденсатной смеси в пласте. *Вестник ТюмГУ. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*, 2014, № 7, с. 7–18.

[15] Zhizhimontov I.N., Zemenkov Yu.D., Shabarov A.B. Non-stationary mass transfer of oil-water mixture in reservoirs with a system of horizontal well. *IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng.*, 2020, vol. 952, art. 012002.

DOI: <https://doi.org/10.1088/1757-899X/952/1/012002>

Жижимонтов Иван Николаевич — аспирант кафедры прикладной и технической физики Физико-технического института ТюмГУ (Российская Федерация, 625003, Тюмень, ул. Володарского, д. 6).

Шабаров Александр Борисович — д-р техн. наук, профессор Физико-технического института ТюмГУ (Российская Федерация, 625003, Тюмень, ул. Володарского, д. 6).

Просьба ссылаться на эту статью следующим образом:

Жижимонтов И.Н., Шабаров А.Б. Физико-математическая модель и метод расчета процессов тепломассопереноса в системе пласт–горизонтальные скважины. *Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер. Естественные науки*, 2021, № 3 (96), с. 133–149. DOI: <https://doi.org/10.18698/1812-3368-2021-3-133-149>

**PHYSICAL AND MATHEMATICAL MODEL AND METHOD
FOR COMPUTING HEAT AND MASS TRANSFER PROCESSES
IN THE SYSTEM OF A STRATUM FEATURING
HORIZONTAL WELLS**

I.N. Zhizhimontov
A.B. Shabarov

inzhizhimontov@yandex.ru
kaf_mms@utmn.ru

University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

Abstract

In order to solve scientific and engineering problems arising during analysis and development of hard-to-recover hydrocarbon reserves in high-viscosity oil deposits, we performed a numerical study of heat and mass transfer processes in a mixture of water and oil. We achieved these goals by developing a hydrodynamic and thermophysical model of non-steady-state quasi-three-dimensional heat and mass transfer in a stratum featuring a system of horizontal wells. We propose an analytical approach to plotting a dynamic computational grid in a natural semi-fixed coordinate system. We compute streamlines and equipotential lines using the analytical solution proposed, which is based on complex analysis. The object of our investigation is natural strata saturated by a multiphase fluid. We used the physical and mathematical model and the calculation method proposed to develop a software package and conduct a series of numerical and parametric studies concerning the effects caused by thermophysical properties of rocks and fluids combined with various operation modes in a system of horizontal wells. The paper describes how these parameters affect the rate of oil production in a real high-viscosity oil deposit. We verified the results obtained against actual core sample investigation data and technological parameters of oil deposit development, and further compared them to known analytical solutions and commercial hydrodynamic simulators

Keywords

Heat and mass transfer, thermal physics, hydrodynamics, natural coordinate system, horizontal wells, thermal development methods

Received 20.07.2020

Accepted 30.10.2020

© Author(s), 2021

REFERENCES

- [1] Prishchepa O.M., Khalimov E.M. Hard-to-recover oil: potential, condition and development opportunities. *Neftegazovaya vertikal'*, 2011, no. 5, pp. 24–29 (in Russ.).
- [2] Zhizhimontov I.N. Creation of digital core research technology based on stochastic porous-network modeling. *Burenie i nef'* [Drilling and Oil], 2018, no. 10, p. 17 (in Russ.).
- [3] Zhizhimontov I.N., Stepanov S.V., Stepanov A.V. Development of the technology for obtaining relative phase permeabilities at different temperatures based on digital stochastic poro-network modeling. *SPE Russ. Petroleum Technol. Conf.*, 2019, art. SPE-196994-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/196994-MS>
- [4] Ivantsov N.N., Stepanov S.V., Stepanov A.V., et al. Assessment of possibilities of hydrodynamic simulators to imitate the development of high-viscous oil fields. Part 1. Coning. *Neftepromyslovoe delo* [Oilfield Engineering], 2015, no. 6, pp. 52–58 (in Russ.).

- [5] Gaydukov L.A., Stepanov S.V., Ivantsov N.N., et al. Assessment of possibilities of hydrodynamic simulators to model development of high-viscous oil fields. Part 2. Foams and emulsions. *Neftepromyslovoe delo* [Oilfield Engineering], 2016, no. 1, pp. 37–44 (in Russ.).
- [6] Butler R.M., McNab G.S., Lo H.Y. Theoretical studies on the gravity drainage of heavy oil during *in-situ* steam heating. *Can. J. Chem. Eng.*, 1981, vol. 59, iss. 4, pp. 455–460. DOI: <https://doi.org/10.1002/cjce.5450590407>
- [7] Fedorov K.M., Shevelev A.P., Andreev V.E., et al. Method for calculation and optimization of gas-vapor cyclic impact on the bottomhole formation zone. *Izvestiya vysokikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz* [Oil and Gas Studies], 2005, no. 3, pp. 42–49 (in Russ.).
- [8] Fedorov K., Gilmanov A., Shevelev A. Comparative analysis of different well patterns for steam-assisted gravity drainage. *SPE Russ. Petroleum Technol. Conf.*, 2018, art. SPE-191494-18RPTC-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/191494-18RPTC-MS>
- [9] Shabarov A.B., Vakulin A.A., Zakharov A.A., et al. The measurement-calculation system of diagnostics of fluxion and heat exchange parameters of the multiphase mixture in well and pipelines. *Vestnik TyumGU. Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft', gaz, energetika* [Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy], 2012, no. 4, pp. 74–79 (in Russ.).
- [10] Sirotkin Ya.A. Aerodinamicheskiy raschet lopatok osevykh turbomashin [Aerodynamic calculation of axial turbomachine blades]. Moscow, Mashinostroenie Publ., 1972.
- [11] Sirotkin Ya.A. Calculation of axisymmetric vortex flow of an inviscid shear fluid in radial turbomachines. *Izvestiya AN SSSR. Mekhanika i mashinostroenie*, 1963, no. 3, pp. 16–28 (in Russ.).
- [12] Stepanov G.Yu. *Gidrodinamika reshetok turbomashin* [Hydrodynamics of turbomachine lattice]. Moscow, Fizmatgiz Publ., 1962.
- [13] Darcy N. *Les fontaines publiques de la ville de Dijon*. Paris, V. Dalmont, 1856.
- [14] Shabarov A.B. Physical-mathematical model and flow method of gas-condensate mixture in reservoir. *Vestnik TyumGU. Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft', gaz, energetika* [Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy], 2014, no. 7, pp. 7–18 (in Russ.).
- [15] Zhizhimontov I.N., Zemenkov Yu.D., Shabarov A.B. Non-stationary mass transfer of oil-water mixture in reservoirs with a system of horizontal well. *IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng.*, 2020, vol. 952, art. 012002. DOI: <https://doi.org/10.1088/1757-899X/952/1/012002>

Zhizhimontov I.N. — Post-Graduate Student, Department of Applied and Technical Physics, Institute of Physics and Technology, University of Tyumen (Volodarskogo ul. 6, Tyumen, 625003 Russian Federation).

Shabarov A.B. — Dr. Sc. (Eng.), Professor, Institute of Physics and Technology, University of Tyumen (Volodarskogo ul. 6, Tyumen, 625003 Russian Federation).

Please cite this article in English as:

Zhizhimontov I.N., Shabarov A.B. Physical and mathematical model and method for computing heat and mass transfer processes in the system of a stratum featuring horizontal wells. *Herald of the Bauman Moscow State Technical University, Series Natural Sciences*, 2021, no. 3 (96), pp. 133–149 (in Russ.).

DOI: <https://doi.org/10.18698/1812-3368-2021-3-133-149>

В Издательстве МГТУ им. Н.Э. Баумана
вышла в свет монография авторов
**В.В. Кузенова, А.И. Лебо, И.Г. Лебо,
С.В. Рыжкова**



**«Физико-математические модели
и методы расчета воздействия
мощных лазерных и плазменных импульсов
на конденсированные и газовые среды»**

Исследованы актуальные научные проблемы моделирования динамических процессов в экономических системах. Изложены основы моделирования динамики производственно-сбытовых и социально-психологических процессов взаимодействия экономических субъектов. Представлены разработанные авторами динамические модели, отражающие различные аспекты функционирования экономических систем в промышленности. Проанализированы прикладные аспекты использования инструментов системной динамики и агентного моделирования для исследования мультиагентного взаимодействия и проблем внедрения современных технологий цифрового производства.

По вопросам приобретения обращайтесь:

105005, Москва, 2-я Бауманская ул., д. 5, корп. 1
+7 (499) 263-60-45
press@bmstu.ru
<https://bmstu.press>