

УДК 536.2

Нестационарный тепломассоперенос водонефтяной смеси в системе горизонтальных скважин

И.Н. Жижимонтов^{1,2}, А.Б. Шабаров¹, С.В. Степанов^{1,2}

¹Тюменский государственный университет

²Тюменский нефтяной научный центр

E-mail: inzhzhimontov@yandex.ru

В работе приводятся описание и результаты расчетно-параметрических исследований по численному моделированию процессов тепломассопереноса водонефтяной смеси в системе горизонтальных скважин на примере реального месторождения высоковязкой нефти. Цель работы заключается в теоретических и численных исследованиях процессов тепломассопереноса водонефтяной смеси, нацеленных на решение ряда научных и производственных задач в сфере анализа разработки запасов углеводородов на месторождениях высоковязкой нефти. В качестве объекта исследования выступают горные породы и природные пласты, насыщенные многофазной жидкостью. Впервые для дискретизации расчетной области авторами предложен и апробирован подход к построению динамической расчетной сетки в естественной полуфиксированной системе координат. В разработанном подходе линии тока и равного потенциала рассчитываются из аналитического решения, полученного на основе теории функций комплексной переменной. В работе предложена физико-математическая модель нестационарного тепломассопереноса водонефтяной смеси в системе параллельных горизонтальных скважин. Физико-математическая модель и метод расчета реализованы в виде комплекса компьютерных программ. На их основе проведены расчетно-параметрические исследования и выявлены наиболее общие закономерности изменения коэффициента извлечения нефти в зависимости от геометрических размеров пласта и расстояния между скважинами, режимов работы скважин, температуры горячего теплоносителя, фильтрационно-емкостных свойств пласта. Показана связь величины конечной нефтеотдачи с введенным в работе обобщенным безразмерным параметром, а именно: увеличение произведения параметров, характеризующих геометрические размеры задачи, фильтрационно-емкостные свойства и начальную насыщенность пласта, приводит к логарифмическому росту коэффициента извлечения нефти.

Ключевые слова: теплофизика, физико-математическая модель, тепломассоперенос, фильтрация, горизонтальные скважины, естественная система координат, тепловые методы разработки.

Введение

Значительную долю в структуре балансовых запасов Российской Федерации занимают месторождения высоковязкой нефти (ВВН), а с учетом последних открытий в геологоразведке, особенно по мере продвижения в Арктические регионы страны, доля таких запасов, по всей видимости, будет только возрастать [1]. Таким образом, можно предположить, что в среднесрочной перспективе именно разработка месторождений ВВН будет играть ключевую роль в поддержание уровня нефтедобычи в России.

Разработка месторождений высоковязкой нефти осложнена рядом факторов, определяющими основные задачи данного исследования. Во-первых, месторождения ВВН

приурочены к слабоконсолидированным/рыхлым породам. Для таких типов пород существуют определенные сложности с проведением лабораторных исследований керна, особенно высокая степень неопределенности характера для специальных потоковых экспериментов, например, для получения диаграмм относительных фазовых проницаемостей (ОФП). Предложенные авторами подходы к решению изложенной проблемы с использованием технологии цифрового исследования керна подробно рассматривались в работах [2, 3]. Полученные при помощи цифровых и лабораторных исследований керна закономерности влияния температурных эффектов на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), ОФП и остаточную нефтенасыщенность ($K_{ог}$) используются в исследованиях. Во-вторых, для месторождений ВВН ключевой проблемой, отраженной даже в общепринятой классификации таких объектов, являются реологические свойства пластовых углеводородов. Низкая подвижность нефти в пластовых условиях и соответственно невысокая продуктивность скважин определяются высокой вязкостью. Тепловое воздействие на пласт, насыщенный ВВН, нередко рассматривается как единственный эффективный способ разработки залежи [4]. Очевидно, что описание динамических процессов, происходящих в пласте, требует решения не только гидродинамической, но и тепловой задачи. Поэтому в настоящей работе особое внимание уделяется теоретическому и численному исследованиям процессов тепломассопереноса. Этим особенности разработки месторождений ВВН не ограничиваются и более подробно они описаны в работах [5, 6].

Проведенные исследования базируются на предложенной физико-математической модели и методе расчета, на основе которых разработан комплекс компьютерных программ для решения нестационарной квазитрехмерной задачи тепломассопереноса в пласте с системой горизонтальных скважин. При проведении расчетно-параметрических исследований выявлены наиболее общие закономерности изменения коэффициента извлечения нефти (КИН) в зависимости от геометрических размеров пласта и расстояния между скважинами, режимов работы скважин, температуры горячего теплоносителя, фильтрационно-емкостных свойств пласта.

Основная цель работы заключается в теоретическом и численном исследованиях процессов тепломассопереноса водонефтяной смеси, нацеленных на решение ряда научных и производственных задач в сфере анализа разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов на месторождениях высоковязкой нефти.

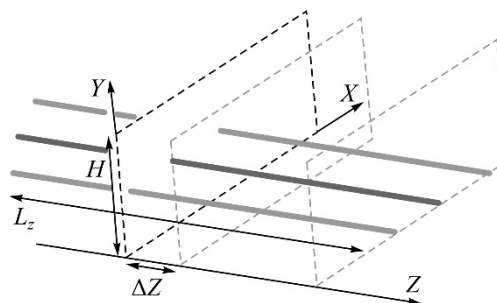
Физико-математическая модель процессов тепломассопереноса в системе горизонтальных скважин

Постановка задачи

В работе представлены физико-математическая модель квазитрехмерного нестационарного тепломассопереноса в пласте с системой параллельных горизонтальных скважин и соответствующий численный метод расчета.

Рассмотрим продуктивный пласт, разбуренный несколькими добывающими и нагнетательными горизонтальными скважинами (ГС), расположенными в плоскости латерально распространению пласта (рис. 1). Этот шаблон расположения ГС может последовательно повторяться для формирования полноценной сетки скважин на месторождении. Такой подход отличается от уже ставшей традиционной технологии парогравитационного дренажа (SAGD), изначально разработанного для битуминозных песков [7]. Отличия заключаются в том, что бурение ГС в технологии SAGD происходит в плоскости перпендикулярной плоскости пласта, причем верхняя скважина используется для нагнетания пара с целью создания высокотемпературной паровой камеры. Применение предложенной технологии разработки обусловлено спецификой рассматриваемых отложений, в первую очередь относительно небольшой мощностью продуктивного пласта.

Рис. 1. Постановка задачи: пласт с системой параллельных добывающих и нагнетательных скважин.



Расчет квазитрехмерного течения сводится к совокупности расчетов в плоскости $Z = \text{const}$ учетом теплообмена и возможной фильтрации в направлении оси Z (см. рис. 1). Течение водонефтяной смеси в горизонтальных участках скважин происходит вдоль оси Z ($0 \leq Z \leq L_z$).

Изменение забойного давления и температуры вдоль ствола горизонтальной скважины вычисляется в модели по известным квазиодномерным уравнениям баланса количества движения и энергии [8] и при этом учитываются потери на трение, отвод массы и изменение уровня глубины залегания ствола скважины.

Предполагается, что фильтрационное течение водонефтяной смеси происходит в струйках тока в плоскостях $Z = \text{const}$. В расчетах для дискретизации пространства используется естественная система координат (\bar{l}, \bar{l}_1) [9–11], где $l_i = \text{const}$ соответствует найденным в процессе расчета линиями равного потенциала $\varphi_i = \text{const}$ линиям тока $\psi_i = \text{const}$. В процессе расчета линии равных потенциалов фиксируются, а линии тока уточняются с учетом динамика и многофазности потока. Таким образом, на каждом временном шаге происходит корректировка контрольных объемов. Подробнее процесс построения динамической расчетной сетки в естественной полуфиксированной системе координат описывался в работе [12].

Для построения расчетной сетки использовался метод наложения течений, основанный на теории функции комплексной переменной. Впервые такой подход к построению расчетной сетки был применен Г.Ю. Степановым для описания течения в области решеток турбомашин [11]. В последствие его работы продолжил Я.А. Сироткин, он апробировал подход при аэродинамических расчетах лопаток осевых турбомашин [9, 10].

Зададим комплексный потенциал источника и/или стока $\pm Q_k$, расположенного в точке z_k с координатами x_k, y_k , в виде

$$W_{\pm Q_k} = \pm \frac{Q_k}{2\pi} \ln(z - z_k) + c = \pm \frac{Q_k}{2\pi} \ln(\bar{z}) + c. \quad (1)$$

Приведем выражение (1) к виду

$$W_{\pm Q_k} = \pm \frac{Q_k}{2\pi} \ln(\bar{z}) + c = \pm \frac{Q_k}{2\pi} \ln(r_k) \pm i \frac{Q_k}{2\pi} \ln(\alpha_k) + c, \quad (2)$$

где z_k — расстояние от точки z_k до точки z_m , α_k — угол между осью \bar{x} и радиус-вектором $\bar{z} = z - z_k$.

Комплексный потенциал в произвольной точке (M) от источников и стоков 9-ти или 15-ти точечной системы, расположенных во всех точка z_k , запишется в виде:

$$W_M = \sum_{k=1}^{9(15)} \pm \frac{Q_k}{2\pi} \ln(z_m - z_k) + c = \varphi_m + i\psi_m, \quad (3)$$

где W_M — комплексный потенциал источника в точке z_M , расположенного в точке с координатами (x_m, y_m) , Q_k — объемный расход источника/стока, C — константа, φ_M — потенциал скорости, ψ_M — функция тока. В таком случае на линии тока и равного потенциала справедливы равенства

$$\psi_m = \sum_{k=1}^{9(15)} \pm \frac{Q_k}{2\pi} \alpha_k = \text{const}, \quad (4)$$

$$\varphi_m = \sum_{k=1}^{9(15)} \pm \frac{Q_k}{2\pi} \ln(r_k) = \text{const}. \quad (5)$$

Более подробно подход к построению и динамике расчетной стеки описан в работе [13].

Модель массопереноса

Запишем уравнение неразрывности для контрольного объема V , выделенного на предыдущем этапе, с длиной струйки тока Δl и поперечным сечением Δl_1 :

$$\frac{\rho_{iV}^{k+1} - \rho_{iV}^k}{\tau} \cdot V + (\rho_{i2}^0 w_2 F_2)^2 - (\rho_{i1}^0 w_1 F_1)^k = 0, \quad (6)$$

где τ — шаг по времени, верхний индекс $(k + 1)$ соответствует моменту времени $t^{k+1} = t^k + \tau$; $F = \Delta l_1 \cdot \Delta Z$ — площадь поперечного сечения струйки тока, ΔZ — расстояние по нормали между двумя сечениями модели, w_2 и w_1 — соответствующие сечению скорости, $\rho_i^0 = M_i/V_i$ — истинная плотность i -ой фазы.

Насыщенность i -ой фазой в момент времени t^{k+1} в предположении, что $\rho_{i1}^0 = \rho_{i2}^0 = \rho_i^0$, будет равна:

$$\begin{cases} S_w^{k+1} = S_w^k + [(w_{w1} F_1) - (w_{w2} F_2)]^k \frac{\Delta t}{V \cdot m}, \\ S_o^{k+1} = 1 - S_w^{k+1}. \end{cases} \quad (7)$$

где S_i^k и S_i^{k+1} — насыщенность i -ой фазой в моменты времени t^k и t^{k+1} соответственно, нижние индексы w и o соответствуют водной и нефтяной фазе, m — коэффициент пористости.

Запишем расход водонефтяной смеси в струйке тока из уравнения баланса массы:

$$G = G_o + G_w = (\rho_o^0 w_o + \rho_w^0 w_w) \cdot F. \quad (8)$$

Для определения величины скорости фильтрации фаз вдоль линии тока используем линейный закон (формула Дарси [14]):

$$\begin{cases} w_o = -\frac{k f_o}{\mu_o} \frac{dp}{dl}, \\ w_w = -\frac{k f_w}{\mu_w} \frac{dp}{dl}, \end{cases} \quad (9)$$

где w_o, w_w — скорости фильтрации нефти и воды, k — абсолютная проницаемость, f_o, f_w — относительные фазовые проницаемости для нефти и воды, μ_o, μ_w — динамические вязкости нефти и воды, dp/dl — градиент давления.

Подставим (9) в (8) и, интегрируя в пределах от $l = 0$ до l' и от p_1 до p , где p_1 — давление на входе в струйку тока, получим:

$$p = p_1 - G \cdot \int_0^{l'} \frac{dl}{k \cdot F \cdot (\rho_o^0 f_o / \mu_o + \rho_w^0 f_w / \mu_w)}. \quad (10)$$

Обозначив интеграл как $J_1(l')$, запишем распределение давления вдоль струйки тока в виде

$$p(l) = p_1 - J_1(l') \cdot G. \quad (11)$$

Расход водонефтяной смеси через струйку тока определим из (11) с учетом того, что $l' = L_j$ (где L_j — длина струйки тока), $p = p_2$ и $J_1(l') = J_1(L)$.

Распределение скоростей фаз вдоль струйки тока l имеет вид:

$$w_o(l) = -\frac{k f_o}{\mu_o} \left(-\frac{G}{k F(\rho_o^0 f_o / \mu_o + \rho_w^0 f_w / \mu_w)} \right) = \frac{G(l)}{F(l)(\rho_o^0 + \rho_w^0 f_w(l) \mu_o / (\mu_w f_o(l)))}, \quad (12)$$

$$w_w(l) = -\frac{k f_w}{\mu_w} \left(-\frac{G}{k F(\rho_o^0 f_o / \mu_o + \rho_w^0 f_w / \mu_w)} \right) = \frac{G(l)}{F(l)(\rho_w^0 + \rho_o^0 f_o(l) \mu_w / (\mu_o f_w(l)))}. \quad (13)$$

Если $f_o = 0$, тогда $w_o = 0$ и $f_w = 0$, следовательно, $w_w = 0$.

Таким образом, алгоритм решения гидродинамической задачи сводится к последовательному вычислению величин $J_1(l')$ и $J_1(L)$, расхода по формуле (8), скоростей фаз по формулам (12), (13) и $p(l)$ по формуле (11). Все параметры вычисляются в момент времени $t = t^{k+1}$. Более подробно решение и тестирование гидродинамической задачи описано в работе [12].

Модель теплопереноса

Нестационарное температурное поле в области течения находится из уравнения баланса внутренней энергии многофазной среды в контрольных объемах V с учетом скоростей фильтрации, найденных на предыдущем шаге. Для решения примем следующие 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 имеют вид [15]

$$\int \frac{\partial}{\partial t} (\rho U) dV = -\int (q^n + \rho U w_n) dS, \quad (14)$$

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), $\rho U w_n$ — удельная, отнесенная к 1 м^2 , внутренняя энергия движущейся среды (нефть, вода), q^n — удельная, отнесенная к 1 м^2 поверхности S , тепловая энергия, передаваемая через S за счет механизма теплопроводности. Уравнение баланса внутренней энергии в алгебраической форме для контрольного объема V_{ij} запишем в виде

$$\begin{aligned} & V_{ij} (\rho_w c_w + \rho_o c_o + \rho_{\text{rock}} c_{\text{rock}})_{ij}^{k+1} T_{ij}^{k+1} - (\rho_w c_w + \rho_o c_o + \rho_{\text{rock}} c_{\text{rock}})_{ij}^k T_{ij}^k = \\ & = \tau (\rho_w^k c_w^k w_w^{k+1} + \rho_o^k c_o^k w_o^{k+1})_{i-1j} l_{i-1j} \Delta Z \cdot T_{i-1j}^{k+1} - \tau (\rho_w^k c_w^k w_w^{k+1} + \rho_o^k c_o^k w_o^{k+1})_{ij} l_{1ij} \Delta Z \cdot T_{ij}^{k+1} + \\ & \quad + \tau (Q_{ij} + Q_{1ij} + Q'_z), \end{aligned} \quad (15)$$

где $Q_{ij} = \lambda_{i+1j}^k \frac{l_{ij}\Delta Z}{h_{i+1j}} (T_{i+1j}^{k+1} - T_{ij}^{k+1}) - \lambda_{ij}^k \frac{l_{i-1j}\Delta Z}{h_{ij}} (T_{ij}^{k+1} - T_{i-1j}^{k+1})$ — отнесенная к 1 м^3 тепловая энергия, переносимая через грани $l_{ij} \cdot \Delta Z$ и $l_{i+1j} \cdot \Delta Z$ контрольного объема (между соседними контрольными объемами при $i = \text{const}$); $Q'_{ij} = \lambda_{ij+1}^k \frac{h_{ij}\Delta Z}{l_{ij+1}} (T_{ij+1}^{k+1} - T_{ij}^{k+1}) - \lambda_{ij}^k \frac{h_{i-1j}\Delta Z}{l_{ij}} (T_{ij}^{k+1} - T_{ij-1}^{k+1})$ — отнесенная к 1 м^3 тепловая энергия, переносимая через грани $h_{ij} \cdot \Delta Z$ и $h_{ij+1} \cdot \Delta Z$ контрольного объема (между соседними контрольными объемами при $i = \text{const}$); Q'_z — отнесенная к 1 м^3 тепловая энергия (расчет аналогичен потоку тепла Q_{ij}), переносимая через грани соседними контрольными объемами в плоскости, перпендикулярной основному направлению течения Z (при $i = \text{const}$ и $j = \text{const}$).

Полученное рекуррентное уравнение (15) решаем методом прогонки по переменным направлениям (прогонка по $i = 1, \dots, (N-1)$ при $j = \text{const}$ для каждого $j = 1, \dots, (M-1)$) с учетом начальных и граничных условий, последовательно представляя уравнение (15), в виде

$$A_i T_{i-1}^{k+1/2} - C_i T_i^{k+1/2} + B_i T_{i+1}^{k+1/2} = -F_i^k, \quad (16)$$

$$A_j T_{j-1}^{k+1} - C_j T_j^{k+1} + B_j T_{j+1}^{k+1} = -F_j^{k+1/2}. \quad (17)$$

Введем следующие обозначения:

$$T_{ij}^{k+1/2} = T_i^{k+1/2}, \quad (18)$$

$$a_i = V_{ij} (\rho_w c_w + \rho_o c_o + \rho_{\text{rock}} c_{\text{rock}})_{ij}^k, \quad (19)$$

$$b_i = (\rho_w c_w w_w + \rho_o c_o w_o)_{ij}^{k+1} l_{ij} \Delta Z, \quad (20)$$

$$b_{i-1} = (\rho_w c_w w_w + \rho_o c_o w_o)_{i-1j}^{k+1/2} l_{i-1j} \Delta Z, \quad (21)$$

$$c_i = \lambda_{i+1j} \frac{l_{ij}\Delta Z}{h_{i+1j}}, \quad (22)$$

$$c_{i-1} = \lambda_{ij} \frac{l_{i-1j}\Delta Z}{h_{ij}}, \quad (23)$$

$$Q_{iy} = \lambda_{ij+1}^k \frac{h_{ij}\Delta Z}{l_{ij+1}} (T_{ij+1}^k - T_{ij}^k) - \lambda_{ij}^k \frac{h_{i-1j}\Delta Z}{l_{ij}} (T_{ij}^k - T_{ij-1}^k). \quad (24)$$

Каждому j из диапазона $j = 1, \dots, (M-1)$ соответствуют собственные значения функций $a_i, b_i, b_{i-1}, c_i, c_{i-1}, Q_{iy}$.

Приводя подобные по температуре в уравнении (15), найдем коэффициенты в уравнении (16) с учетом обозначений, введенных выше:

$$A_i^{k+1/2} = \frac{\tau}{2} (b_{i-1} + c_{i-1}), \quad (25)$$

$$B_i^{k+1/2} = \frac{\tau}{2} c_i, \quad (26)$$

$$-C_i^{k+1/2} = -a_i + \frac{\tau}{2}(-b_i - c_i + c_{i-1}), \quad (27)$$

$$-F_i^k = a_i T_i^k + \frac{\tau}{2} Q_{iy}^k. \quad (28)$$

Решение (16)–(28) будем искать в виде рекуррентного соотношения $T_{i-1} = \alpha_i T_i + \beta_i$, где коэффициенты прогонки (α_i, β_i) определяются из граничных условий задачи [8]. Аналогично выполняется прогонка по $j = 1, \dots, (M - 1)$ и $i = \text{const}$ для каждого $i = 1, \dots, (N - 1)$. Более подробно решение тепловой задачи и ее тестирование рассматривалось в работе [13].

Описанные выше физико-математические модели и метод расчета легли в основу разработанного комплекса компьютерных программ для решения нестационарной квазитрехмерной задачи тепломассопереноса в пласте с системой горизонтальных скважин. Отметим, что отдельно проводилось численное исследование устойчивости решения при различных временных и пространственных шагах (напрямую размер сетки в расчетах не задавался, т.к. использовалась естественная система координат, но при этом учитывалось влияние на размер ячеек модели количества линий тока и равного потенциала). Законы сохранения, с применением которых для контрольных объемов были получены уравнения в частных производных, справедливы для любой конечной области. Согласованность используемой в работе разностной схемы напрямую вытекает из устойчивости неявной схемы по давлению и температуре (с разработкой для численного решения метода прогонки по переменным направлениям), а применение явной схемы по насыщенности не противоречит практике повсеместного ее применения при моделировании процессов фильтрации.

Результаты

Результаты численного моделирования представлены в форме расчетно-параметрического исследования процессов тепломассопереноса водонефтяной смеси в системе горизонтальных скважин на примере реального месторождения ВВН, расположенного в Западной Сибири. Нефть на этом месторождении относится к категории сверхвязких. Зависимость вязкости нефти от температуры задавалась по пластовым пробам. Температура оказывает существенное влияние на изменение вязкости. Например, при температуре 20 °С вязкость пластовой нефти составляет около 200 мПа·с, при снижении температуры до 6 °С она возрастает практически до 600 мПа·с, а при температуре 60 °С — снижается до 20 мПа·с. Вязкость пластовой воды также является функцией от температуры, но ее влияние не является настолько существенным, как для нефти. Так, она составляет $\mu_w = 1$ мПа·с при температуре 20 °С и $\mu_w = 0,47$ мПа·с при 60 °С. Термодинамическими условиями (P, T) помимо вязкости определяются по известным зависимостям плотности нефти и воды. При начальных условиях плотность воды принималась $\rho_w = 1000$ кг/м³, плотность нефти — $\rho_o = 850$ кг/м³, средняя плотность горной породы — $\rho_{\text{rock}} = 2500$ кг/м³. Все расчеты выполнялись для начальной пластовой температуры $T_0 = 20$ °С и давления $P_0 = 80$ атм. Теплопроводность породы, вмещающих пород, скважины, воды и нефти задавались следующим образом: $\lambda_{\text{rock}} = 8$, $\lambda_{\text{sh}} = 0,08$, $\lambda_{\text{well}} = 50$, $\lambda_w = 0,6$, $\lambda_o = 0,12$ Вт/м·К, теплоемкость составляла $c_{\text{rock}} = 1300$, $c_w = 4200$, $c_o = 880$ Дж/кг·К, остаточная водонасыщенность — $S_{\text{wr}} = 0,2$, остаточная нефтенасыщенность — $S_{\text{or}} = f(T) = 0,43_{T_0}$; ОФП $f_o, f_w = f(T)$ как функции от температуры обосновались и задавались по технологии цифрового исследования ядра [3]. Для всех дальнейших расчетов режимы работы скважин задавались одинаковыми: $P_{\text{inj}} = 100$ атм, $P_{\text{prod}} = 60$ атм, $T_{\text{inj}} = 58$ °С = 331 К, если другое не указано в описании.

На первом этапе расчетов проводилось исследование влияния геометрических параметров задачи, а именно: мощности пласта и расстояния между скважинами, на величину коэффициента извлечения нефти (КИН) с учетом изменяющихся свойств пласта. Конечный коэффициент извлечения нефти (КИН*) определялся для всех расчетов одинаково при условии выхода $КИН = f(t)$ на асимптоту и при $\partial КИН / \partial t \ll \varepsilon$, где $\varepsilon = 10^{-8}$. Для расчетно-параметрического исследования было сгенерировано 27 моделей с различными параметрами: H (мощность пласта), b (расстояние между скважинами), а также вариацией начальных геологических параметров пласта (пористость, проницаемость и начальная нефтенасыщенность). Для удобства обозначений в качестве номера модели будем использовать комбинацию индексов, связанную с геометрическими размерами и свойствами пласта. Например, номер 2-3-1 обозначает расчет при мощности пласта $H = 40$ м с расстоянием между скважинами $b = 300$ м и свойствами пласта $m = 0,3$ д.ед, $k = 276,7$ мД, $S_0 = 0,7$ д.ед. Результаты 27 экспериментов сведены в таблицу, где ФЕС первых девяти моделей соответствуют средним подсчетным параметрам рассматриваемого месторождения, вторые девять моделей отражают ухудшение свойств пласта по мере приближения к границам залежи, а последние девять моделей, наоборот, моделируют улучшенные свойства, характерные для наиболее чистых разностей. Необходимо отметить, что в данном случае моделируется однородный по фильтрационно-емкостным свойствам пласт. При наличии в пласте неоднородностей возможно отличие развития фронта вытеснения и, как следствие, завышение эффективности теплового воздействия.

Результаты численного моделирования обрабатывались, в том числе, с использованием безразмерных параметров, таких как: $КИН = Q_{доб} / Q_0$, где $Q_{доб}$ — количество

Таблица

Параметры моделей для расчетно-параметрического исследования

№	№ модели	H , м	b , м	m , д.ед	S_0 , д.ед	k , мД	Время, сут.	КИН*, д.ед.
1	1-1-1	60	100	0,3	0,7	276,7	3576,3	0,349
2	1-2-1		200				12511,5	0,298
3	1-3-1		300				22337,8	0,237
4	2-1-1	40	100				1400,3	0,298
5	2-2-1		200				5856,4	0,252
6	2-3-1		300				11330,9	0,196
7	3-1-1	20	100				462,8	0,254
8	3-2-1		200				1921,2	0,188
9	3-3-1		300				3668,9	0,131
10	1-1-2	60	100	0,25	0,65	114,0	9999,9	0,311
11	1-2-2		200				27974,4	0,261
12	1-3-2		300				37845,5	0,213
13	2-1-2	40	100				4039,2	0,269
14	2-2-2		200				8749,3	0,228
15	2-3-2		300				18905,8	0,176
16	3-1-2	20	100				1377,2	0,230
17	3-2-2		200				5104,1	0,167
18	3-3-2		300				9479,1	0,116
19	1-1-3	60	100	0,35	0,75	671,7	1261,5	0,377
20	1-2-3		200				4398,0	0,328
21	1-3-3		300				8240,6	0,263
22	2-1-3	40	100				555,4	0,321
23	2-2-3		200				1990,6	0,274
24	2-3-3		300				3842,5	0,215
25	3-1-3	20	100				242,9	0,273
26	3-2-3		200				659,6	0,203
27	3-3-3		300				1192,0	0,142

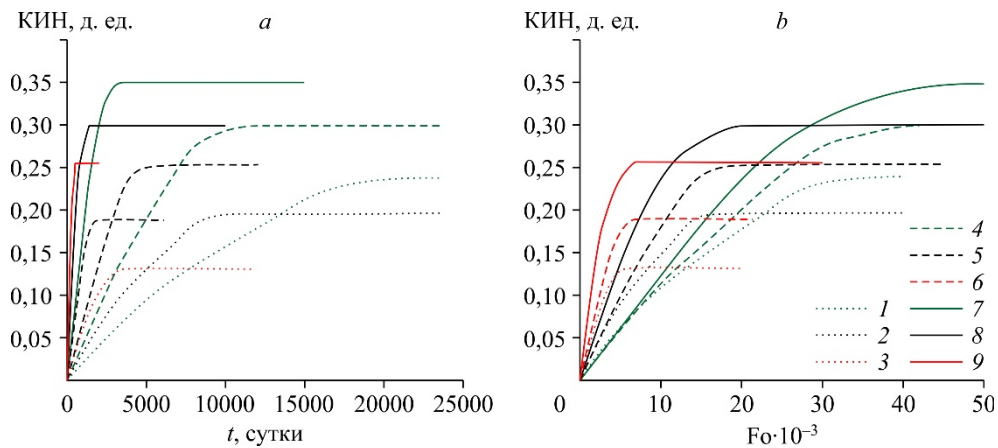


Рис. 2. Динамика изменения КИН от времени (а) и числа Фурье (b) для серии моделей с $m = 0,3$ д.ед., $k = 276,7$ мД, $S_0 = 0,7$ д.ед. $H = 60$ (1, 4, 7), 40 (2, 5, 8), 20 (3, 6, 9), $b = 300$ (1-3), 200 (4-6), 100 (7-9).

добытой нефти, Q_0 — начальные запасы нефти; $Fo = at/l^2$ — число Фурье, традиционно используемое для описания нестационарных тепловых процессов, где α — теплопроводность пласта (горной породы, насыщенной водонефтяной смесью), t — время, l — характерный размер задачи (за характерный размер задачи принималось расстояние между скважинами b); $\theta = \left(\frac{T_{пл} - T_0}{T_{скв} - T_0} \right)$ — безразмерная температура, где $T_{пл}$ — средняя

температура пласта, T_0 — начальная температура пласта, $T_{скв}$ — температура горячего теплоносителя в нагнетательной скважине.

Динамика изменения КИН и средней температуры пласта с течением времени для серии моделей с одинаковыми свойствами пласта ($m = 0,3$ д.ед., $k = 276,7$ мД, $S_0 = 0,7$ д.ед.) показаны на рис. 2 и 3. Зеленым цветом обозначены модели с $H = 60$ м, черным — с $H = 40$ м и красным — с $H = 20$ м. Пунктиром обозначены модели с $b = 300$ м, штриховые линии соответствуют $b = 200$ м и сплошные линии — моделям с $b = 100$ м.

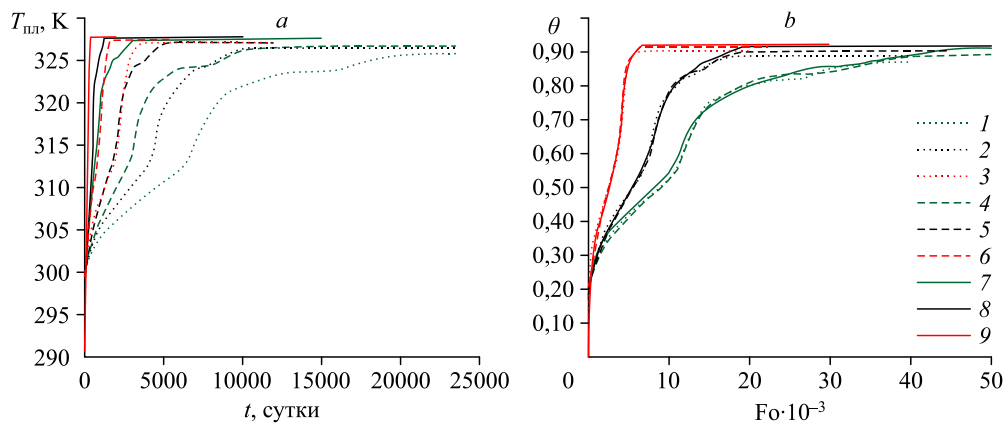


Рис. 3. Динамика изменения средней температуры пласта от времени (а) и безразмерной температуры от числа Фурье (b) для серии моделей с $m = 0,3$ д.ед., $k = 276,7$ мД, $S_0 = 0,7$ д.ед. Обозначения см. на рис. 2.

В результате численных экспериментов было установлено, что значения конечной нефтеотдачи (КИН*) отличаются для различных реализаций модели (см. рис. 2). Связано это с динамикой прогрева пласта. Продуктивные пласты не изолированы от вмещающих пород, и всякое изменение температурного поля влечет за собой перераспределение тепла за счет теплопроводности и конвекции как внутри рассмотренной области задачи, так и за ее пределами. Температура в задаче играет определяющую роль, т.к. значительно влияет не только на вязкость пластовых флюидов, но и на остаточную нефтенасыщенность и ОФП [3]. С ростом температуры вязкость нефти снижается значительно больше, чем вязкость воды. Соотношение подвижности нефти и воды изменяется в лучшую сторону. Также на конечную нефтеотдачу влияет плотность расположения скважин. Здесь важно отметить, что конвективный перенос тепла в пласте перемещается со значительно меньшей скоростью, нежели скорость фильтрации. Более плотная сетка скважин (уменьшение b) приводит к тому, что тепловой фронт (по аналогии с фронтом вытеснения) быстрее достигает добывающую скважину, что положительно сказывается на продуктивности. На рис. 2 отчетливо видна динамика процессов разработки, где меньшему физическому объему пласта (меньшей мощности пласта) соответствует более высокий КИН (и накопленная добыча нефти). Однако конечная нефтеотдача (КИН*) тем больше, чем выше мощность пласта. Это связано с тем, что к разным физическим объемам подводится одинаковая работа, которая определяется режимами работы скважин (одинаковое давление на добывающей и нагнетательной скважине, температура горячего теплоносителя). Соответственно для реализаций моделей с меньшей мощностью пласта обеспечивается большая добыча на конкретный момент времени. Однако для более мощных пластов наблюдается большее отставание теплового фронта от фронта вытеснения по сравнению с маломощными пластами. В результате теплообмена с вмещающими породами маломощные пласты быстрее отдают тепло в окружающую среду, таким образом падает эффективность применения тепловых методов разработки. Мощные пласты в таком случае подвергаются более интенсивному прогреву, и соответственно для них характерна большая интенсивность вытеснения, т.к. нефть из нагретой области вытесняется быстрее, чем при пластовой температуре, и, вследствие этого образуются меньше застойных зон.

Динамика прогрева пласта (рис. 3а) показала схожую тенденцию для различных реализаций модели. С использованием безразмерных параметров (рис. 3б) был получен общий вид зависимости для задач с одинаковой геометрией. Отметим, что на рис. 3 средняя температура пласта не достигает температуры горячего теплоносителя в нагнетательной скважине даже за очень длительный промежуток времени, т.к. часть энергии уходит на теплообмен с вмещающими горными породами (глинами).

На рис. 4 сведены результаты численного моделирования по всем 27 моделям из таблицы. В качестве критерия обобщения результатов использовались безразмерные параметры, характеризующие геометрию рассматриваемой задачи H/b (рис. 4а), и более общий параметр, учитывающий изменение фильтрационно-емкостных свойств и начального нефтенасыщения пласта: $H/b \cdot m \cdot S_o$ (рис. 4б). Сопоставления конечного КИН от безразмерного времени и температуры приведены на рис. 5.

Большой интерес в результатах моделирования вызывают полученные зависимости (рис. 4) конечной нефтеотдачи от геометрических размеров задачи $КИН = f(H/b)$ и наиболее общая зависимость $КИН = f(H/b \cdot m \cdot S_o)$, учитывающая изменение ФЕС и начальной насыщенности горных пород. Влияние ФЕС и начальной нефтенасыщенности пласта на решение двухфазной задачи массопереноса очевидно, а в рассмотренной постановке задачи улучшение свойств продуктивного пласта также положительно сказывается на конвективном теплопереносе. Полученные зависимости характеризуются высоким коэффициентом корреляции и могут служить ориентиром для прогноза конечного КИН в подобных (согласно критериям подобия) задачах.

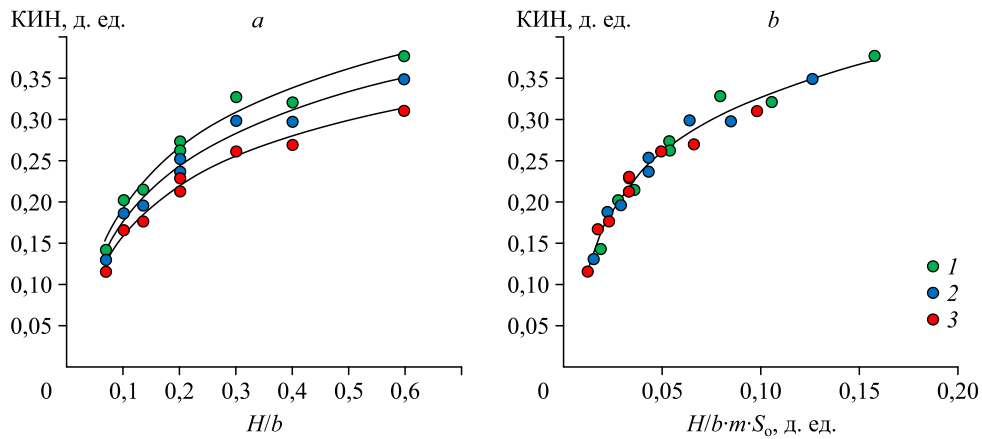


Рис. 4. Зависимость конечного КИН от безразмерного параметра геометрии задачи (а) и обобщенного безразмерного параметра (b).

$$\begin{aligned}
 a: & 1 - y = 0,1041 \ln(x) + 0,4337, R^2 = 0,9742; \quad 2 - y = 0,0965 \ln(x) + 0,3999, R^2 = 0,9754; \\
 & 3 - y = 0,0862 \ln(x) + 0,3577, R^2 = 0,9784; \quad b: y = 0,0958 \ln(x) + 0,5481, R^2 = 0,9726; \\
 & 1 - m = 0,35, S_0 = 0,75, \quad 2 - m = 0,3, S_0 = 0,7, \quad 3 - m = 0,25, S_0 = 0,65.
 \end{aligned}$$

Зависимость КИН от безразмерного времени и средней температуры пласта ожидаемо показали низкую корреляцию (рис. 5а) либо вовсе ее отсутствие (рис. 5б). Это обуславливается тем, что данные параметры отражают конечное состояние системы, а не динамику процессов тепломассопереноса в целом.

Визуализация результатов моделирования (поля температуры, насыщенности и давления) для модели 3-1-1 на различных временных монетах приведена на рис. 6. Следующим этапом моделирования было проведение серии экспериментов на одинаковых моделях пласта с разными режимами работы скважин при идентичных начальных условиях. Различные реализации моделей показали схожие тенденции, поэтому далее приводятся результаты на примере одной модели (№ 3-1-1).

Как показано на рис. 7а, форсированный отбор нефти за счет увеличения перепада давления между нагнетательной и добывающей скважинами значительно ускоряет выход

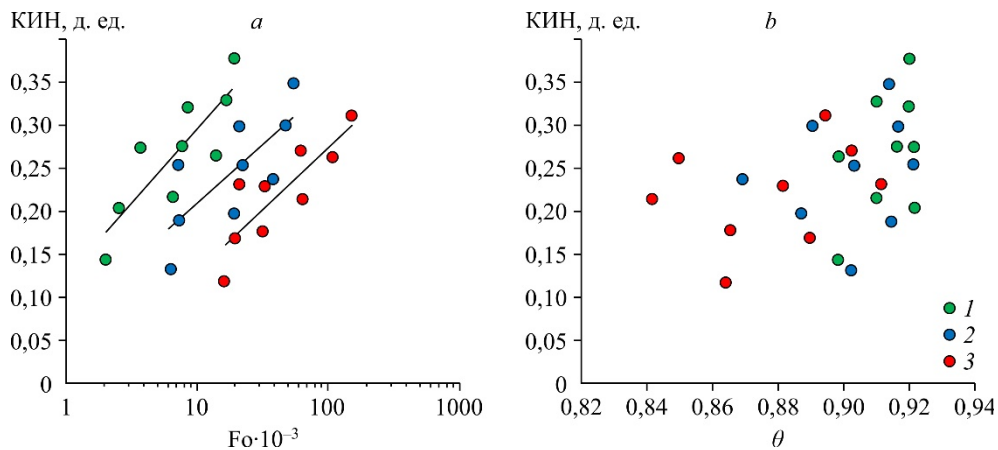


Рис. 5. Зависимость конечного КИН от безразмерного времени (а) и безразмерной температуры пласта (b).

$$\begin{aligned}
 a: & 1 - y = 0,0741 \ln(x) + 0,1241, R^2 = 0,707; \quad 2 - y = 0,0594 \ln(x) + 0,0715, R^2 = 0,5592; \\
 & 3 - y = 0,0634 \ln(x) - 0,0177, R^2 = 0,7113; \\
 & 1 - m = 0,35, S_0 = 0,75, \quad 2 - m = 0,3, S_0 = 0,7, \quad 3 - m = 0,25, S_0 = 0,65.
 \end{aligned}$$

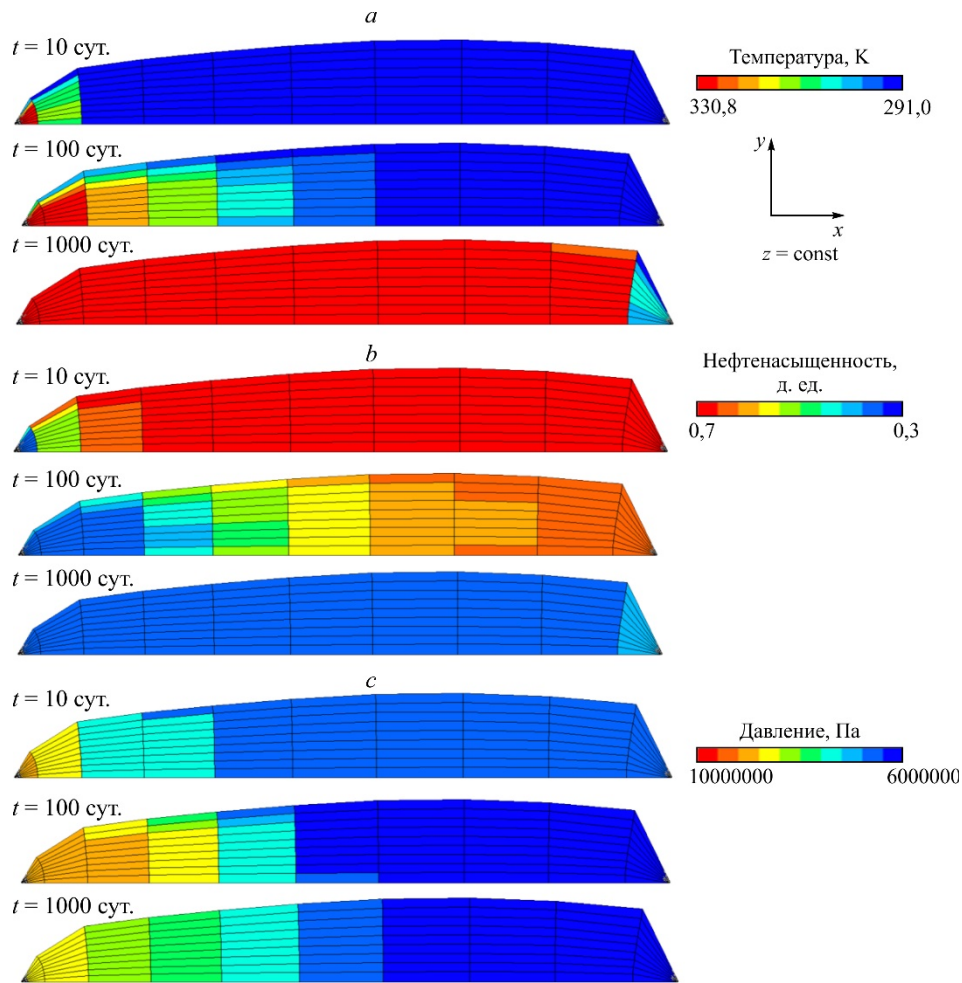


Рис. 6. Распределение поля температуры (а), насыщенности (b) и давления (с) в различные моменты времени на примере модели 3-1-1.

на конечную нефтеотдачу, при этом КИН* отличается не более, чем на 1 %, что видно на всех фрагментах рис. 7. За счет более интенсивного поступления горячей воды в пласт значительно ускоряется его прогрев (рис. 8а). Отметим, что для слабоконсолидированных

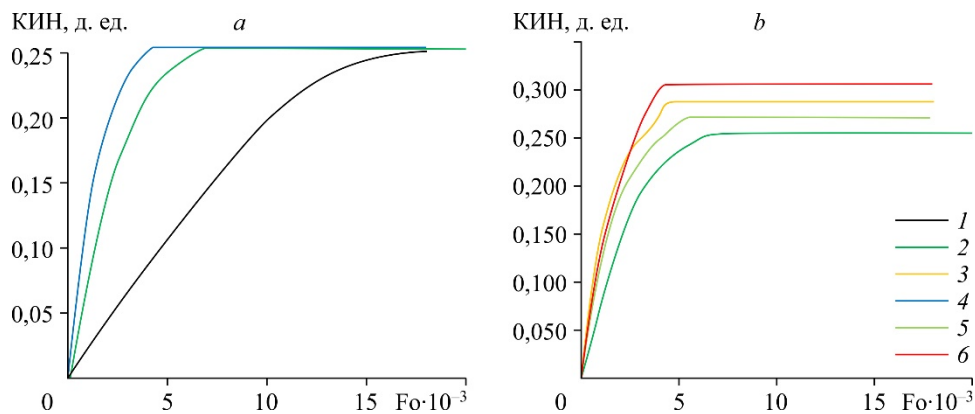


Рис. 7. Динамика изменения КИН для различных режимов работы скважин.
 а — перепады давления, б — температура горячего теплоносителя;
 $\Delta P = 20$ (1), 40 (2, 3, 5, 6), 60 (4) атм, $T_{nc} = 331$ (1, 2, 4), 371 (3), 351 (5), 391 (6) К.

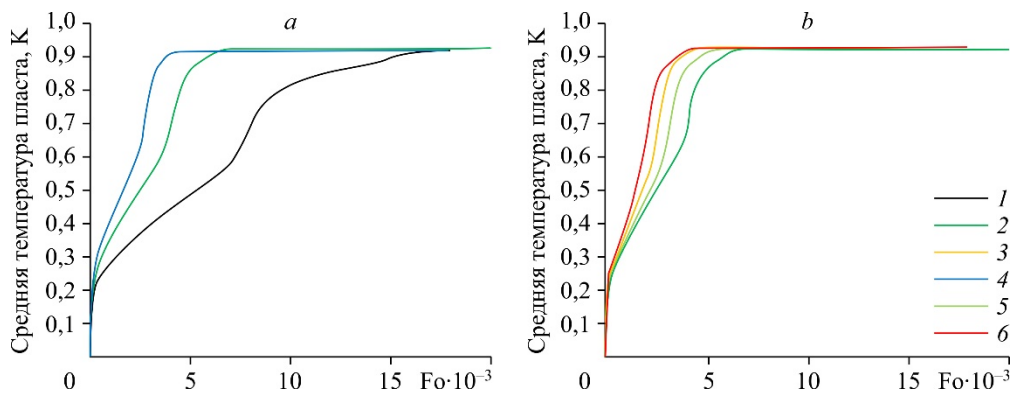


Рис. 8. Динамика изменения средней температуры пласта для различных режимов работы скважин.

a — перепады давления, *b* — температура горячего теплоносителя; остальные обозначения см. на рис. 7.

типов пород необходимо учитывать ограничения, налагаемые геомеханическими эффектами. Так, при снижении забойного давления ниже некоего критического значения происходит разрушение горной породы. Образующие в результате частицы образуют «песчаные пробки» и забивают фильтрующие отверстия, тем самым снижая гидродинамическую связь пласта и скважины. На рис. 7*b* показано влияние температуры горячего теплоносителя на конечную нефтеотдачу. Видно, что с ростом температуры пласт прогревается интенсивнее (рис. 8*b*), а зависимость КИН* от температуры горячего теплоносителя для выбранной реализации модели с высокой степенью корреляции можно описать функцией вида $КИН = f(T_{скв}) = 0,0009 \cdot T_{скв} - 0,033$.

Заключение

В работе представлены физико-математическая модель и метод расчета нестационарной задачи тепломассопереноса в системе горизонтальных скважин. На их основе разработан комплекс компьютерных программ и проведена серия расчетно-параметрических исследований с целью теоретического и численного изучения процессов тепломассопереноса в области анализа разработки запасов углеводородов на примере реального месторождения высоковязкой нефти. В рамках решения поставленных задач впервые разработан аналитический подход к дискретизации расчетной области с применением полуфиксированной динамической расчетной стеки в естественной системе координат. За счет предложенного подхода удалось значительно упростить физико-математическую модель тепломассопереноса в пласте. Проведена серия численных экспериментов, на основании которых получена связь величины конечной нефтеотдачи с введенным в работе обобщенным безразмерным параметром, а именно: увеличение произведения параметров, характеризующих геометрические размеры задачи, фильтрационно-емкостные свойства и начальную насыщенность пласта, приводит к логарифмическому росту коэффициента извлечения нефти. Повышенная нефтеотдача более мощных пластов, по всей видимости, связана с влиянием теплообмена, определяемого вмещающими породами. При снижении теплопотерь, связанных с окружающей средой, маломощные пласты будут характеризоваться более высоким конечным КИН. Также показано влияние режимов работы скважин на коэффициент извлечения нефти. С ростом температуры горячего теплоносителя продуктивный пласт прогревается быстрее, тем самым увеличивая конечный КИН.

Список литературы

1. Прищепа О., Халимов Э. Трудноизвлекаемая нефть: потенциал, состояние и возможности освоения // Нефтегазовая вертикаль. 2011. № 5. С. 24–29.
2. Жижимонтов И.Н. Создание технологии цифровых исследований ядра на основе стохастического поро-во-сетевого моделирования // Бурение и нефть. 2018. № 10. С. 17–23.
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-196994, SPE Russian Petroleum Technology Conf., 2019. P. 1–9.
4. Greaser G.R., Shore R.A. Steamflood performance in the kern river field // SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symp., 20-23 April, Tulsa, Oklahoma, 1980. SPE-8834-MS. <https://doi.org/10.2118/8834-MS>.
5. Гайдюков Л.А., Степанов С.В., Иванцов Н.Н., Степанов А.В., Гринченко А.А. Оценка возможностей гидродинамических симуляторов имитировать разработку месторождений высоковязкой нефти. Ч. 2. Пены и эмульсии // Нефтепромысловое дело. 2016. № 14. С. 37–44.
6. Иванцов Н.Н., Степанов С.В., Степанов А.В., Бухалов И.С. Оценка возможностей гидродинамических симуляторов имитировать разработку месторождений высоковязкой нефти. Ч. 1. Конусообразование // Нефтепромысловое дело. 2015. № 6. С. 52–58.
7. Butler R.M., McNab G.S., Lo H.Y. Theoretical studies on the gravity drainage of heavy oil during in-situ steam heating // Canadian J. Chemical Engng. 1981. Vol. 59, No. 4. P. 455–460.
8. Шабаров А.Б., Кислицин А.А., Григорьев Б.В., Михайлов П.Ю., Пульдас Л.А., Шастунова У.Ю. Тепломассоперенос в нефтегазовых и строительных технологиях. Уч. пособие. Тюмень: Изд-во Тюменского гос. ун-та, 2014. 332 с.
9. Сироткин Я.А. Расчет осесимметричного вихревого течения невязкой сжимаемой жидкости в радиальных турбомашинах // Изв. АН СССР. Механика и машиностроение. 1963. № 3. С. 16–28.
10. Сироткин Я.А. Аэродинамический расчет лопаток осевых турбомашин. М. Машиностроение, 1972. 448 с.
11. Степанов Г.Ю. Гидродинамика решеток турбомашин. М.: Физматлит, 1962. 259 с.
12. 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. Series: Materials Sci. and Engng. 2020. Vol. 952. P. 012002-1–012002-7.
13. 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. Серия Естественные науки. 2021. № 2. 13 с.
14. Darcy H. Les fontaines publiques de la ville de Dijon: exposition et application des principes à suivre et des formules. Paris: Dalmont, 1856. 647 p.
15. Шабаров А.Б. Гидрогазодинамика. Уч. пособие. Тюмень: Изд. ТюмГУ, 2011. 459 с.

*Статья поступила в редакцию 30 октября 2020 г.,
после переработки — 14 ноября 2020 г.,
принята к публикации 16 декабря 2020 г.*