

УДК 532.546

ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ В СКВАЖИНЕ С МНОГОПЛАСТОВОЙ СИСТЕМОЙ ПРИ ДВИЖЕНИИ ГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ

Р. Ф. Шарафутдинов, И. В. Канафин, Т. Р. Хабиров

Башкирский государственный университет, 450076 Уфа, Россия
E-mails: gframil@inbox.ru, vradlik@gmail.com, khabirovtr@mail.ru

С использованием численного моделирования неизотермического движения газированной нефти в скважине с многопластовой системой с учетом эффекта Джоуля — Томсона, адиабатического эффекта и теплоты разгазирования исследуется распределение температуры в скважине и пласте. Показано, что по распределению температуры можно оценить положение границы области разгазирования нефти в стволе скважины.

Ключевые слова: термометрия, двухфазная фильтрация, газированная нефть, разгазирование нефти, теплота разгазирования, эффект Джоуля — Томсона, адиабатический эффект, скважина, пласт.

DOI: 10.15372/PMTF20190512

В процессе добычи нефти давление в скважине и пласте может становиться меньше давления насыщения нефти газом. В этом случае процесс разгазирования нефти может происходить как в пласте и скважине, так и только в скважине. Происходящие при фильтрации газированной нефти процессы, такие как фазовые переходы, межфазный теплообмен, проскальзывание фаз, растворение газа в нефти, оказывают значительное влияние на распределение температуры в скважине. При этом информативность метода термометрии определяется особенностями термогидродинамических процессов [1, 2].

Математическому моделированию температурного поля с учетом эффекта Джоуля — Томсона и адиабатического эффекта при фильтрации нефти, воды и газированной нефти в пласте посвящены работы [3–5]. Показано, что основной вклад в формирование температурной аномалии на выходе из пласта вносит теплота фазового перехода при разгазировании нефти, при этом вклад эффектов дросселирования нефти и газа на порядок меньше. В работе [5] исследована двухфазная фильтрация с фазовыми переходами в пористой среде. Получена аналитическая модель изменения температуры при фильтрации газированной нефти. Анализ результатов моделирования показывает, что учет радиальной теплопроводности оказывает значительное влияние на зависимость температурной аномалии на выходе из пласта от времени. В частности, при таком учете уменьшаются время достижения минимума температурной аномалии и угол наклона температурной кривой в области дроссельного разогрева и увеличивается время существования отрицательной температурной аномалии. В работе [6] приведены результаты исследования термодинамических и кинетических явлений в пористых средах. Изучены процессы разгазирования перенасыщенной жидкости, адсорбции и десорбции однокомпонентных смесей, а также ис-

парения жидкой фазы в пористой среде. Численному исследованию тепломассообмена в пористой среде с фазовыми переходами при двухфазной фильтрации с учетом капиллярных эффектов и теплопроводности фаз посвящена работа [7], расчеты в которой проведены в пакете COMSOL. В работе [8] рассмотрена модель однофазного течения флюида в системе скважина — пласт. Нестационарная модель для скважины используется совместно с полуаналитической температурной моделью пласта в режиме добычи и остановки скважины. Результаты численных расчетов хорошо согласуются с полевыми данными. Результаты исследований [9] используются при интерпретации профилей температуры в стволе скважины, измеренной с помощью распределенных датчиков температуры (DTS). В модели скважины учитываются неизотермическое, многокомпонентное и многофазное течения жидкости. Используется модель потока дрейфа для прогнозирования многофазного потока в стволе скважины, PVT-характеристики жидкости определяются из уравнения состояния. Изучены различные режимы многофазного потока, влияние эффекта Джоуля — Томсона на формирование полей давления и температуры. Показано, что разработанный симулятор позволяет рассчитать профили расхода на основе данных DTS. В работах [10, 11] исследуется влияние многофазности потока и эффекта Джоуля — Томсона.

Численному исследованию радиально-углового распределения температуры в неоднородной по проницаемости пористой среде с учетом теплоты разгазирования, эффекта Джоуля — Томсона и адиабатического эффекта посвящена работа [12], в которой показано, что наличие неоднородности проницаемости в прискважинной зоне пористого пласта приводит к формированию температурной аномалии (охлаждению) вследствие интенсивного газовыделения в зоне высокой проницаемости.

Математическая модель пузырькового режима течения в стволе вертикальной скважины в неизотермических условиях приведена в работе [13]. Рассматриваются результаты расчетов объемной доли и температуры фаз. Изучено влияние размера пузырька на формирование температурных полей фаз в стволе вертикальной скважины.

Вследствие ограничений, имеющих место при использовании аналитических подходов, для описания нестационарных полей температуры и давления в связанной системе скважина — пласт при изменении скорости потока или давления в стволе скважины широко используются методы численного моделирования.

В указанных выше работах особое внимание уделено рассмотрению многофазной фильтрации в пористой среде. Формирование температурного поля многофазного потока с фазовыми переходами в системе скважина — пласт, которое часто наблюдается при эксплуатации нефтегазовых пластов, изучено слабо. Особый интерес для практики представляет исследование малодебитных скважин, поскольку в них расходомеры практически не работают.

Рассмотренная в настоящей работе математическая модель позволяет построить распределения температуры в стволе скважины при разгазировании нефти с учетом совместной разработки нескольких пластов. Также учитывается разгазирование нефти в стволе скважины.

Сформулируем математическую модель течения газированной нефти в системе скважина — пласт с учетом эффекта Джоуля — Томсона и адиабатического эффекта, а также теплоты фазового перехода при разгазировании нефти. Геометрия задачи показана на рис. 1 (P_{head} — заданное давление на глубине z_{top} ; P_w — распределение давления в скважине; $P_{b,p}$ — давление насыщения нефти газом).

Полагая, что концентрация растворенного в нефти газа в рассматриваемых процессах изменяется незначительно, зависимость плотности газированной нефти от давления будем считать линейной. Таким образом, влиянием концентрации растворенного газа на плотность нефти при изменении давления пренебрегается.

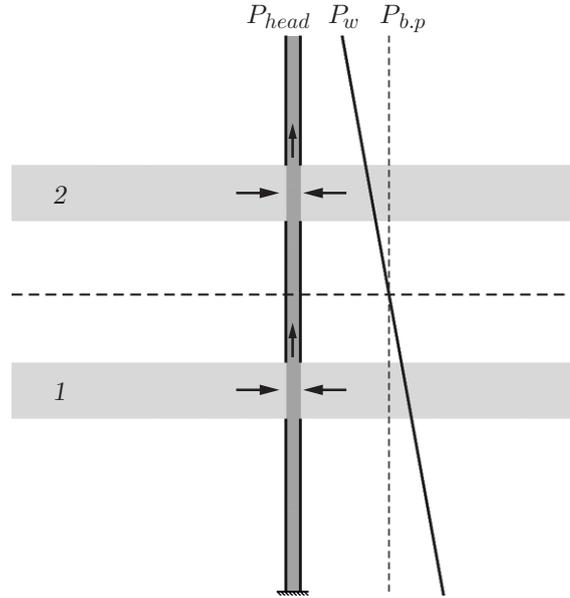


Рис. 1. Геометрия задачи и распределения давления P_w , $P_{b,p}$ для двухпластовой системы разработки:

1 — пласт 1, 2 — пласт 2

Полагая поток в пласте осесимметричным и однородным по толщине, а также пренебрегая капиллярными эффектами, уравнения неразрывности для пласта и скважины запишем в следующем виде:

— для пласта

$$m_{res} \frac{\partial \rho_1 S_1 (1 - c_2)}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \rho_1 (1 - c_2) \frac{K_r k_1(S_1)}{\mu_1} \frac{\partial P_r}{\partial r} \right); \quad (1)$$

$$m_{res} \frac{\partial (\rho_1 S_1 + \rho_2 S_2)}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \left(\rho_1 \frac{K_r k_1(S_1)}{\mu_1} + \rho_2 \frac{K_r k_2(S_2)}{\mu_2} \right) \frac{\partial P_r}{\partial r} \right]; \quad (2)$$

$$S_1 + S_2 = 1; \quad (3)$$

— для скважины

$$\frac{\partial (\rho_1 \alpha_1 (1 - c_2))}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} (\rho_1 \alpha_1 (1 - c_2) v_1) + J_1 (1 - c_2); \quad (4)$$

$$\frac{\partial (\rho_1 \alpha_1 + \rho_2 \alpha_2)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} (\rho_1 \alpha_1 v_1 + \rho_2 \alpha_2 v_2) + J_1 + J_2; \quad (5)$$

$$J_i = \begin{cases} (2/r_w) \rho_i v_i|_{r=r_w}, & z_{bottom} < z < z_{top}, \\ 0, & z \leq z_{bottom}, z \geq z_{top}; \end{cases} \quad (6)$$

$$v_i = - \frac{K_r k_i(S_i)}{\mu_i} \frac{\partial P_r}{\partial r}; \quad (7)$$

$$v_2 = C_0 v_m + v_{slip}; \quad (8)$$

$$v_{slip} = 1,53 (g \sigma (\rho_1 - \rho_2)^2 / \rho_1^2)^{0,25}; \quad (9)$$

$$\alpha_1 + \alpha_2 = 1; \quad (10)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho_m v_m) + \frac{\partial}{\partial z} (\rho_m v_m^2) = - \frac{\partial P_w}{\partial z} - \tau \frac{F}{S} - \rho_m g,$$

$$\tau = \frac{1}{2} f \rho_m v_m |v_m|, \quad f = \begin{cases} 16 \operatorname{Re}_m^{-1}, & \operatorname{Re}_m < 2300, \\ 0,079 \operatorname{Re}_m^{-0,25}, & 2300 < \operatorname{Re}_m < 10^5, \end{cases} \quad \operatorname{Re}_m = \frac{2r_w \rho_m v_m}{\mu_m},$$

$$\mu_m = \alpha_1 \mu_1 + \alpha_2 \mu_2, \quad v_m = \alpha_1 v_1 + \alpha_2 v_2, \quad \rho_m = \rho_1 \alpha_1 + \rho_2 \alpha_2,$$

$$\rho_1(P) = \rho_1^{res} (1 + \beta(P - P_{res})), \quad \rho_1^{res} = \rho_1(c_2(P_{res}), P_{res}), \quad \rho_2(P, T) = \rho_2^n P T_n / (P_n T).$$

Здесь S_i — насыщенность пласта i -й фазой; K_r — абсолютная проницаемость пласта; k_i — фазовая проницаемость пласта; μ_i — вязкость фаз; c_2 — массовая концентрация растворенного в нефти газа; P — давление; P_n — давление при нормальных условиях; t — время; r — радиус; r_w — радиус скважины; z_{top} — глубина залегания кровли интервала скважины; z_{bottom} — глубина залегания подошвы интервала скважины; m_{res} — пористость пласта; ρ_i — плотности фаз; ρ_1^{res} — плотность газированной нефти при начальной концентрации растворенного газа и начальном пластовом давлении; P_{res} — начальное пластовое давление; ρ_2^n — плотность газового компонента при нормальных условиях; α_i — объемная доля i -й фазы в стволе скважины; v_i — скорость i -й фазы в скважине; v_m — скорость смеси (средняя скорость потока); $C_0 = 1,2$ — поправочный коэффициент [14]; v_{slip} — скорость потока дрейфа (скорость всплытия одиночного пузырька газа в жидкости [14]); σ — коэффициент поверхностного натяжения на границе фаз; J_i — плотность потока массы i -й фазы из пласта в скважину; v_i — скорости фильтрации фаз; τ — напряжение, касательное к стенке скважины (рассчитывается по осредненным параметрам); f — коэффициент трения для двухфазной смеси; F — периметр скважины; S — площадь поперечного сечения скважины; Re_m — число Рейнольдса для двухфазной смеси; индексы 1, 2 соответствуют нефтяной и газовой фазам, m — смеси нефти и газа, r — пласту, w — скважине.

В начальный момент времени пласт насыщен нефтью, в которой растворен газ. Скважина заполнена нефтью. Выделение растворенного газа происходит мгновенно при понижении давления в системе до значения, меньшего давления насыщения нефти газом. Равновесная массовая концентрация газа в нефти определяется по закону Генри

$$c_2(P) = \begin{cases} 1/(1 + \rho_1^n / (\rho_2^n R P)), & P < P_{b,p}, \\ 1/(1 + \rho_1^n / (\rho_2^n R P_{b,p})), & P \geq P_{b,p}, \end{cases}$$

где R — коэффициент растворимости Генри; ρ_i^n — плотности газового и нефтяного компонентов при нормальных условиях.

Фазовые проницаемости функции насыщенностей фаз [15] находим следующим образом:

$$k_1(S_1) = \begin{cases} 0, & S_1 \leq 0,15, \\ (3,4 - 2,4S_1)((S_1 - 0,15)/0,85)^{2,8}, & S_1 > 0,15, \end{cases}$$

$$k_2(S_2) = (S_2)^{3,5}(1 + 3(1 - S_2)),$$

граничные и начальные условия имеют вид

$$P_r(r_w) = P_w(z), \quad P_r(R_k) = P_{res}, \quad P_r(r)|_{t=0} = P_{res}, \quad S_1(r)|_{t=0} = 1, \quad S_1(R_k) = 1,$$

$$P_w(z_{top}) = P_{head} + (P_{head}^0 - P_{head}) e^{-0,003t}, \quad \alpha_1(z)|_{t=0} = 1, \quad \alpha_1(z_{bottom}) = 1.$$

Здесь P_w — давление в скважине на глубине залегания пласта; P_{res} — пластовое давление; P_{head}^0 — начальное давление на глубине z_{top} ; R_k — радиус контура пласта.

Учитывая эффект Джоуля — Томсона и адиабатический эффект, кондуктивный и конвективный теплоперенос, теплоту фазового перехода в пренебрежении тепловыми по-

терями в окружающие породы, уравнение сохранения энергии для пласта можно записать в виде

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t} [m_{res}(\rho_1 c_1^* S_1 + \rho_2 c_2^* S_2)T + (1 - m_{res})\rho_{rock} c_{rock}^* T] + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} [r(\rho_1 c_1^* v_1 + \rho_2 c_2^* v_2)T] = \\ & = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda^* \frac{\partial T}{\partial r} \right) + m_{res}(\rho_1 c_1^* S_1 \eta_1 + \rho_2 c_2^* S_2 \eta_2) \frac{\partial P_r}{\partial t} - (\rho_1 c_1^* v_1 \varepsilon_1 + \rho_2 c_2^* v_2 \varepsilon_2) \frac{\partial P_r}{\partial r} + \\ & + J_{12}^r (c_2^* - c_1^*) T + q J_{12}^r, \quad (11) \end{aligned}$$

где c_i^* — теплоемкость i -й фазы; ρ_{rock} — плотность горной породы; c_{rock}^* — теплоемкость горной породы; λ^* — теплопроводность насыщенной пористой среды; η_i — коэффициент адиабатического расширения i -й фазы; ε_i — коэффициент Джоуля — Томсона i -й фазы; T — температура; J_{12}^r — интенсивность переноса массы газового компонента из нефтяной фазы в газовую при разгазировании нефти; q — удельная теплота разгазирования нефти.

Интенсивность переноса массы при разгазировании нефти в пласте определим из уравнения неразрывности для нефтяной фазы

$$J_{12}^r = -m_{res} \frac{\partial}{\partial t} (\rho_1 S_1) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \rho_1 \frac{K_r k_1(S_1)}{\mu_1} \frac{\partial P_r}{\partial r} \right).$$

Граничные и начальные условия для уравнения притока тепла имеют вид

$$T(r)|_{t=0} = T_{geo}, \quad T(R_k) = T_{geo}, \quad -\lambda_m \frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{r=r_w} = \Lambda(T - T_{in}).$$

Уравнение энергии для скважины с учетом конвективного теплопереноса, теплоты фазового перехода, адиабатического расширения и теплообмена потока с окружающими горными породами представим в виде

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t} [(\alpha_1 c_1^* \rho_1 + \alpha_2 c_2^* \rho_2)T] + \frac{\partial}{\partial z} [(\alpha_1 c_1^* \rho_1 v_1 + \alpha_2 c_2^* \rho_2 v_2)T] = \\ & = \Lambda(T_{geo} - T) + q J_{12}^w + (c_1^* J_1 + c_2^* J_2)(T - T_{in}) + (\alpha_1 c_1^* \rho_1 \eta_1 + \alpha_2 c_2^* \rho_2 \eta_2) \frac{\partial P_w}{\partial t} + J_{12}^w (c_2^* - c_1^*) T, \end{aligned}$$

$$T_{geo}(z) = T_{bottom} - G_z z,$$

где T_{geo} — невозмущенная естественная температура горных пород; G_z — геотермический градиент; J_i — интенсивность переноса массы из пласта в скважину; T_{in} — температура поступающей из пласта нефтегазовой смеси (полученная в результате решения уравнения энергии для пласта (11)); Λ — коэффициент теплоотдачи нефтегазовой смеси:

$$\Lambda = 2 \left\{ r_w^2 \left[\frac{2}{\lambda_m \text{Nu}_m} + \left(\frac{1}{\lambda_{col}} \frac{(r_{in})_{col}}{(r_o)_{col}} + \frac{1}{\lambda_{cem}} \frac{(r_{in})_{cem}}{(r_o)_{cem}} \right) + \frac{T_D(t)}{\lambda_r} \right] \right\}^{-1},$$

$$\text{Nu}_m = \begin{cases} 4,36, & \text{Re}_m < 2300, \\ 0,021 \text{Re}_m^{0,8} \text{Pr}_m^{0,4}, & 2300 < \text{Re}_m < 10^5, \end{cases}$$

$$T_D(t) = \ln [e^{-0,3t_D(t)} + (1,5 - 0,3719 e^{-t_D(t)}) \sqrt{t_D(t)}], \quad t_D(t) = \lambda_m r_w^2 t / (\rho_m c_m^*),$$

$$\text{Pr}_m = c_m^* \mu_m / \lambda_m, \quad c_m^* = c_1^* \alpha_1 + c_2^* \alpha_2, \quad \mu_m = \mu_1 \alpha_1 + \mu_2 \alpha_2, \quad \lambda_m = \lambda_1 \alpha_1 + \lambda_2 \alpha_2,$$

λ_m — теплопроводность двухфазной смеси; λ_r — теплопроводность породы; Nu_m — число Нуссельта; Pr_m — число Прандтля для двухфазной смеси; T_D — безразмерная температура; t_D — безразмерное время. Индексы означают следующее: *col* — обсадная колонна, *cem* — цемент, *in* — внутренний, *o* — внешний.

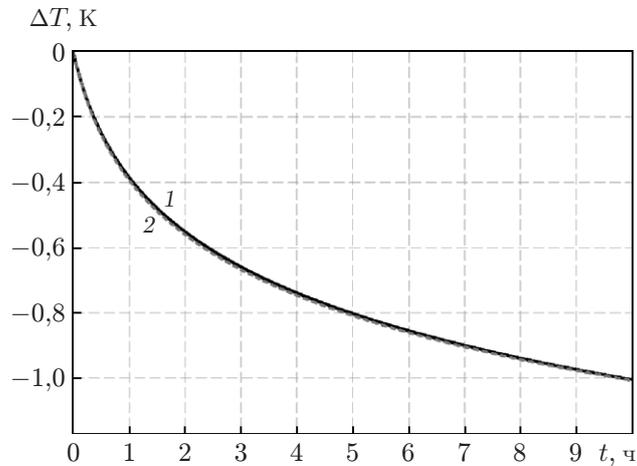


Рис. 2. Аналитическое (1) и численное (2) решения задачи

Граничные условия для скважины имеют вид

$$T(z)|_{t=0} = T_{geo}(z), \quad T(z_{bottom}) = T_{bottom}$$

(T_{bottom} — температура на забое скважины).

Интенсивность переноса массы при разгазировании нефти в стволе скважины определяется по формуле

$$J_{12}^w = J_1 - \frac{\partial}{\partial t}(\rho_1 \alpha_1) + \frac{\partial}{\partial z}(\rho_1 \alpha_1 v_1).$$

Совмещение моделей пласта и скважины осуществляется с помощью итераций по следующей схеме:

- 1) с использованием давления в скважине в качестве граничного условия решаются уравнения для пласта;
- 2) определяются массовые расходы и температуры фаз на выходе из пласта;
- 3) с использованием источниковых слагаемых, определенных в п. 2, решаются уравнения для скважины.

Итерационный процесс продолжается до тех пор, пока разности полученных значений давления, насыщенностей фаз (объемных долей фаз), скоростей фаз и температуры не станут меньше заданного значения ε (в расчетах использовались значения $\varepsilon_P = 10^{-5}$, $\varepsilon_S = 10^{-5}$, $\varepsilon_\alpha = 10^{-5}$, $\varepsilon_v = 10^{-5}$, $\varepsilon_T = 10^{-8}$).

Система уравнений (1)–(10) решается численно. Для дискретизации уравнений (1), (2) используется метод, неявный по давлению, явный по насыщенности. Давление в скважине дискретизируется по явной схеме. Уравнения энергии для пласта и скважины аппроксимируются по неявной схеме. Исследование сеточной сходимости и устойчивости модели показывает, что оптимальными являются следующие параметры: количество ячеек в пласте — 100, шаг по глубине для скважины — 0,5 м, шаг по времени — 1 с. Численная модель пласта тестировалась путем сравнения с аналитическим решением задачи плоскорадиальной нестационарной фильтрации газированной нефти, полученным в работе [6]. Результаты тестирования приведены на рис. 2, на котором видно, что результаты численного и аналитического решений хорошо согласуются, максимальное отклонение составило 0,008 К. Численная модель скважины тестировалась путем сравнения с результатами решения задачи для неизотермического однофазного потока жидкости в стволе скважины при наличии работающего интервала в программном пакете COMSOL Multiphysics.

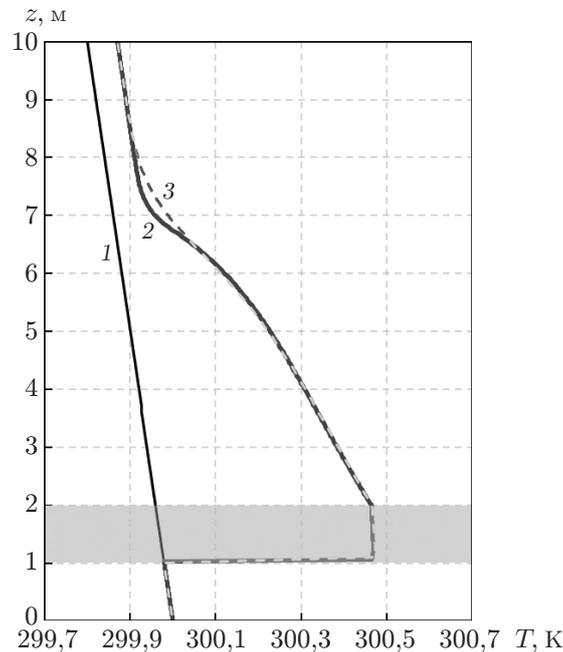


Рис. 3. Распределение температуры в скважине:

1 — геотермическое распределение, 2 — решение в COMSOL, 3 — численное решение задачи; заштрихованная область — пласт

Для этого использовались термограммы, полученные через 10 мин после пуска скважины (рис. 3). Незначительное различие кривых обусловлено различием расчетных сеток, что приводит к “размытию” теплового фронта.

Расчет проводился при следующих параметрах: начальное давление на глубине 1100 м $P_{head}^0 = 10$ МПа, давление на глубине 1100 м $P_{head} = 7$ МПа, $T_{bottom} = 300$ К, $G_z = 0,02$ К/м, $r_w = 0,1$ м, $R_k = 50$ м, $m_{res} = 0,2$, $K_r = 100 \cdot 10^{-15}$ м², $\rho_{rock} = 2500$ кг/м³, $c_{rock}^* = 500$ Дж/(кг · К), теплопроводность породы $\lambda_{rock} = 1,5$ Вт/(м · К), теплопроводность нефти $\lambda_1 = 0,14$ Вт/(м · К), теплопроводность газа $\lambda_2 = 0,04$ Вт/(м · К), вязкость нефти и газа $\mu_1 = 0,01$ Па · с, $\mu_2 = 2 \cdot 10^{-5}$ Па · с, плотность нефтяного компонента (при нормальных условиях) $\rho_1^n = 800$ кг/м³, плотность газированной нефти при начальной концентрации растворенного газа и начальном пластовом давлении $\rho_1^{res}(c_2(P_{res}), P_{res}) = 800$ кг/м³, сжимаемость нефти $\beta = 4,93 \cdot 10^{-4}$ МПа⁻¹, плотность газового компонента (при нормальных условиях) $\rho_2^n = 0,78$ кг/м³, $R = 1,74 \cdot 10^{-5}$ м³/(м³ · Па), $c_1^* = 1880$ Дж/(кг · К), $c_2^* = 2800$ Дж/(кг · К), коэффициенты адиабатического расширения нефти и газа $\eta_1 = 0,17$ К/МПа, $\eta_2 = 19,9$ К/МПа, $\varepsilon_1 = 0,4$ К/МПа, $\varepsilon_2 = -4,0$ К/МПа, $q = -168$ кДж/кг, $P_{b,p} = 7,24; 7,60; 8,61$ МПа.

На рис. 4 приведены распределения температуры в скважине через 1 и 10 ч после пуска скважины при давлении насыщения $P_{b,p} = 7,24$ МПа, близком к давлению на глубине $z = 1100$ м. Видно, что на глубине $z = 1119$ м, на которой начинается процесс разгазирования нефти в стволе скважины, градиент температуры изменяется вследствие влияния теплоты, выделяющейся при разгазировании нефти. Нагрев жидкости, поступающей из нижнего пласта, обусловлен эффектом Джоуля — Томсона. В верхнем пласте изменение температуры обусловлено смещением потоков, движущихся по скважине из нижнего пласта, и потока, поступающего из верхнего пласта (пласт 2 на рис. 4). В рассматриваемом случае наблюдается положительная температурная аномалия (температура больше геотермической на данной глубине).

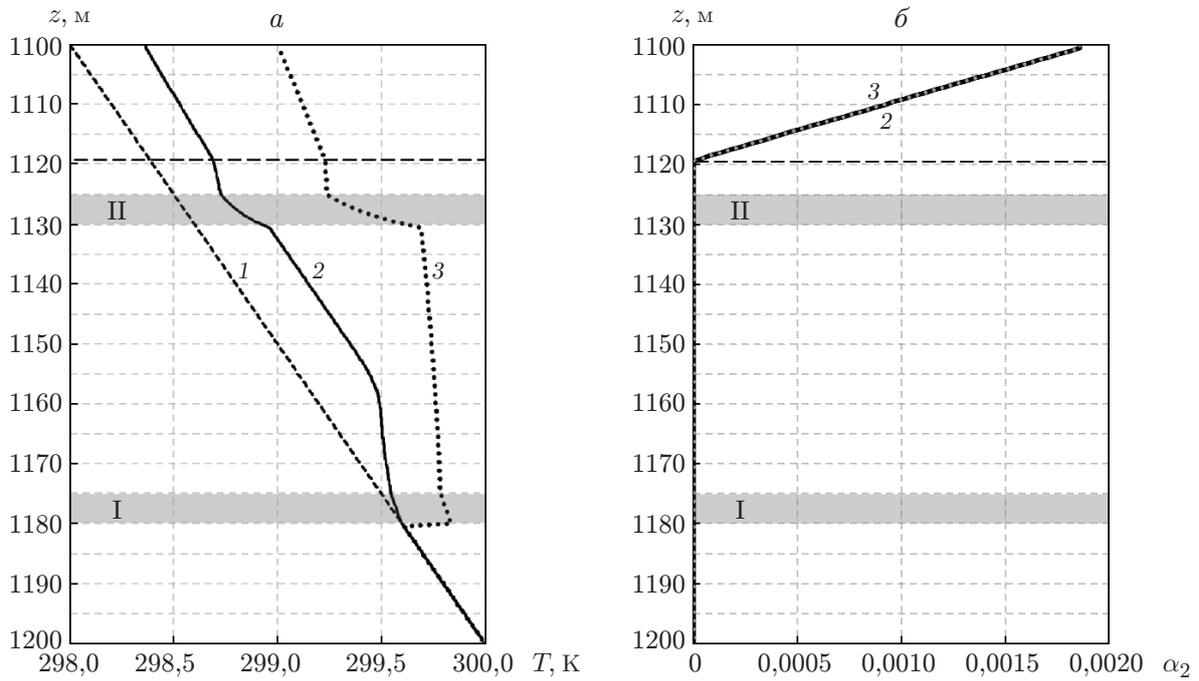


Рис. 4. Распределения температуры (а) и объемной доли газа (б) в скважине при давлении насыщения $P_{b,p} = 7,24$ МПа:

1 — геотермическое распределение, 2 — $t = 1$ ч, 3 — $t = 10$ ч; I — пласт 1, II — пласт 2; штриховая линия — начало процесса разгазирования

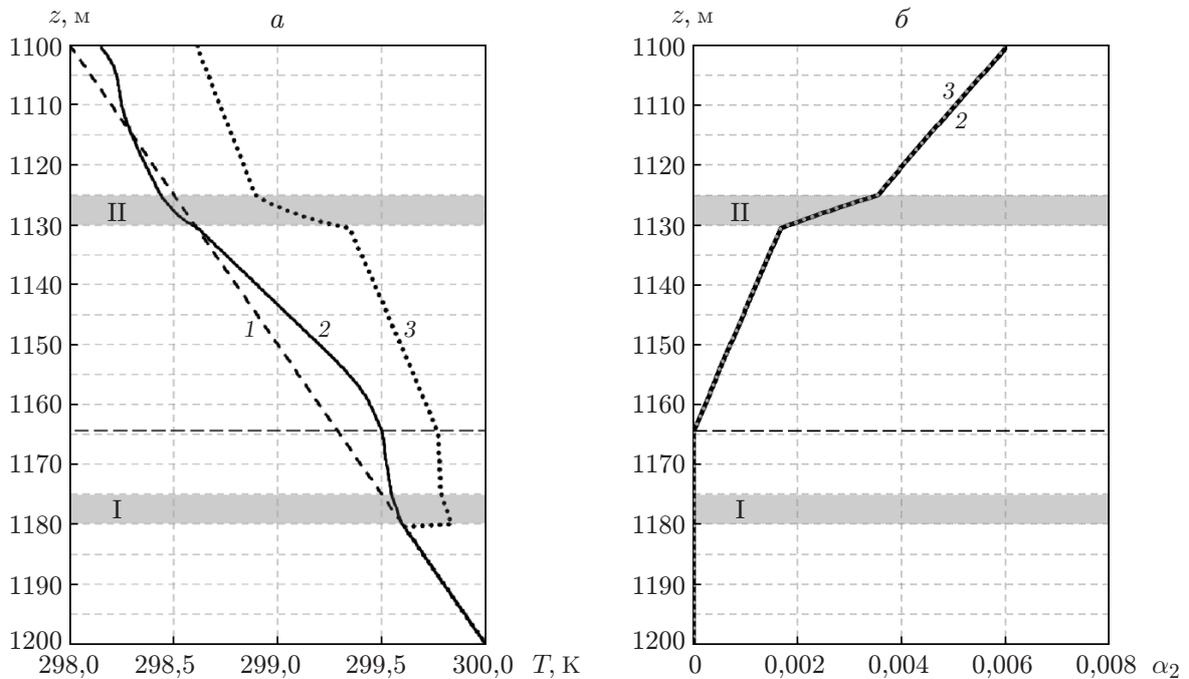


Рис. 5. Распределения температуры (а) и объемной доли газа (б) в скважине при давлении насыщения $P_{b,p} = 7,60$ МПа:

1 — геотермическое распределение, 2 — $t = 1$ ч, 3 — $t = 10$ ч; I — пласт 1, II — пласт 2; штриховая линия — начало процесса разгазирования

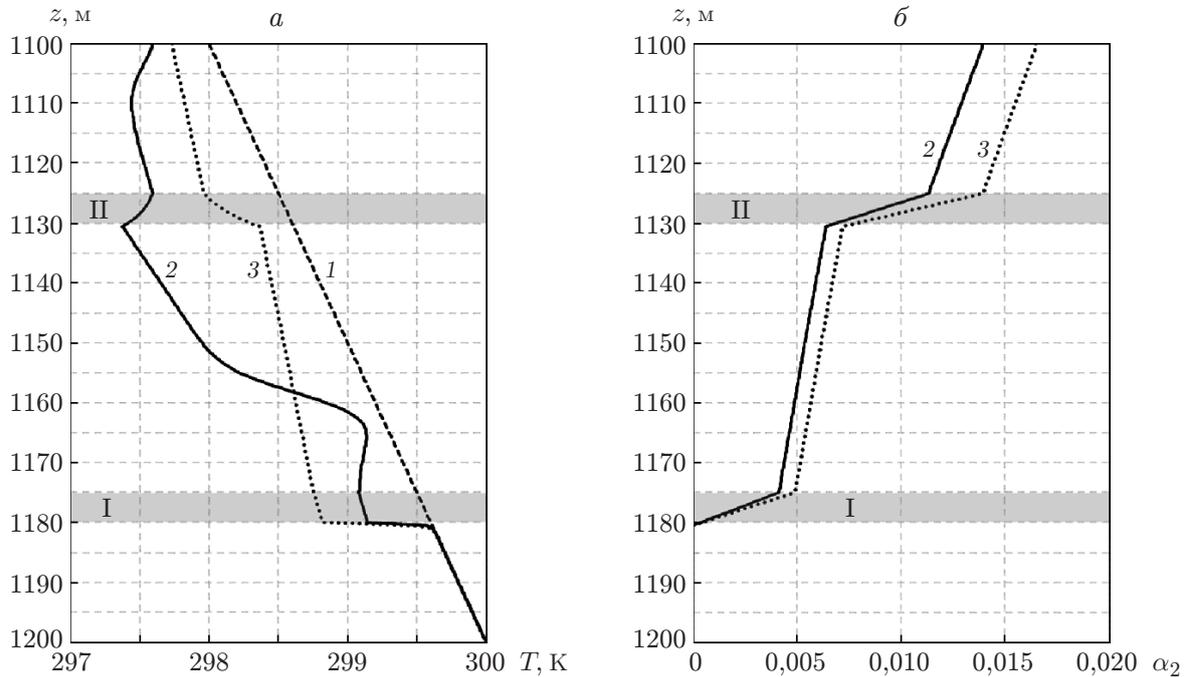


Рис. 6. Распределения температуры (а) и объемной доли газа (б) в скважине при давлении насыщения $P_{b,p} = 8,61$ МПа:

1 — геотермическое распределение, 2 — $t = 1$ ч, 3 — $t = 10$ ч; I — пласт 1, II — пласт 2; штриховая линия — начало процесса разгазирования

На рис. 5 приведены распределения температуры и объемной доли газа в скважине через 1 и 10 ч после пуска скважины при давлении насыщения $P_{b,p} = 7,60$ МПа. В этом случае процесс разгазирования нефти начинается на глубине $z = 1164$ м, т. е. ниже верхнего пласта и выше нижнего пласта. В этом случае процесс разгазирования нефти наблюдается также в верхнем пласте. Об этом свидетельствует более быстрый рост объемной доли газа в скважине на глубине залегания верхнего пласта и уменьшение температуры вследствие разгазирования нефти до значения меньше геотермической температуры на данной глубине (кривая 3 на рис. 5,а). На глубине $z = 1164$ м границе области разгазирования соответствует изменение градиента температуры.

При увеличении давления насыщения до 8,61 МПа на кривых распределения температуры для обоих пластов наблюдается отрицательная температурная аномалия (температура меньше геотермической на данной глубине) (рис. 6,а). Это обусловлено тем, что в данном случае влияние выделяющегося при разгазировании нефти тепла больше влияния эффекта Джоуля — Томсона при фильтрации нефтяной фазы. Увеличение давления насыщения приводит к увеличению объемной доли газа в стволе скважины (рис. 6,б). Разгазирование нефти и уменьшение температуры наблюдаются также в области ниже первого пласта, где движение жидкости отсутствует, в так называемом зумпфе скважины. После разгазирования в зумпфе газ поднимается вверх по скважине. Возникшая при этом область аномального охлаждения со временем восстанавливается.

Изменение относительной температуры (без учета геотермической температуры на данной глубине) во времени для случая, представленного на рис. 6, на глубине залегания двух пластов показано на рис. 7. Видно, что в нижнем пласте (кривая 1) наблюдается охлаждение флюида за счет разгазирования нефти, а в верхнем пласте изменение температуры немонотонное (кривая 2). Немонотонность изменения температуры в верхнем пласте

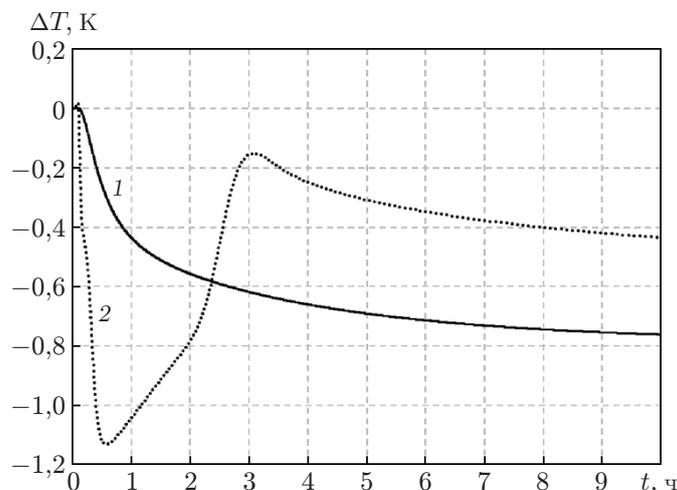


Рис. 7. Зависимость относительной температуры от времени при давлении насыщения $P_{b,p} = 8,61$ МПа:

1 — температура в скважине на глубине залегания пласта 1, 2 — температура в скважине на глубине залегания пласта 2

обусловлена охлаждением за счет разгазирования нефти в стволе скважины и в верхнем пласте в начальные моменты времени после пуска скважины. Затем за счет поступления более теплой жидкости из межпластовой области (геотермическое распределение температуры между пластами 1 и 2) наблюдается повышение температуры, дальнейшее уменьшение температуры обусловлено приближением границы области охлаждения из нижнего пласта.

Полученные результаты могут быть использованы для интерпретации результатов температурных исследований скважин при добыче газированной нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Чекалюк Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра, 1965.
2. Валиуллин Р. А. Термические исследования при компрессорном освоении скважин / Р. А. Валиуллин, А. Ш. Рамазанов. Уфа: Изд-во Башкир. гос. ун-та, 1992.
3. Валиуллин Р. А., Рамазанов А. Ш., Шарафутдинов Р. Ф. Баротермический эффект при трехфазной фильтрации с фазовыми переходами // Изв. РАН. Механика жидкости и газа. 1994. № 6. С. 113–117.
4. Валиуллин Р. А. Термометрия многофазных потоков / Р. А. Валиуллин, А. Ш. Рамазанов, Р. Ф. Шарафутдинов. Уфа: Изд-во Башкир. гос. ун-та, 1995.
5. Рамазанов А. Ш., Паршин А. В. Аналитическая модель температурных изменений при фильтрации газированной нефти // Теплофизика высоких температур. 2012. Т. 50, № 4. С. 606–608.
6. Yortsos Ya., Stubos A. K. Athanasios stubs phase change in porous media // Current Opinion Colloid Interface Sci. 2001. N 6. P. 208–216.
7. Droste D., Lindner F., Mundt Ch., et al. Numerical computation of two-phase flow in porous media // Excerpt from the Proc. of the 2013 COMSOL conf., Rotterdam (Netherlands), 28–31 Oct. 2013. Stockholm: COMSOL, Inc., 2013. P. 52–57.
8. Izgec B. Transient fluid and heat flow modeling in coupled wellbore/reservoir systems: Diss. Austin, 2008.

9. **Zhe Wang.** Analyzing wellbore temperature distributions using nonisothermal multiphase flow simulation // SPE Western North Amer. region. meeting, Anchorage (USA), 7–11 May 2011. Houston: Soc. Petrol. Engrs, 2011. SPE 144577.
10. **Hasan A. R., Kabir C. S.** A study of multiphase flow behavior in vertical wells // SPE Product. Engng J. 1988. N 5. P. 263–272.
11. **Satter A.** Heat losses during flow of stream down a wellbore // J. Petrol. Technol. 1965. N 5. P. 845–851.
12. **Шарафутдинов Р. Ф., Бочков А. С., Шарипов А. М., Садретдинов А. А.** Фильтрация газированной нефти при наличии фазовых переходов в пористой среде с неоднородной проницаемостью // ПМТФ. 2017. Т. 58, № 2. С. 98–102.
13. **Шарафутдинов Р. Ф., Хабиров Т. Р., Садретдинов А. А.** Исследование неизотермического двухфазного течения в вертикальной скважине // ПМТФ. 2015. Т. 56, № 2. С. 15–20.
14. **Hasan A. R., Kabir C. S.** A simplified model for oil/water flow in vertical and deviated wellbores // SPE Product. Facilities. 1999. V. 14, N 1. P. 56–62.
15. **Гиматудинов Ш. К.** Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1971.

*Поступила в редакцию 5/II 2018 г.,
после доработки — 14/V 2019 г.
Принята к публикации 27/V 2019 г.*
