

УДК 536.2.01

РАСЧЁТ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ В ПЛАСТЕ НА СТАДИИ ИНИЦИАЦИИ ПРОЦЕССА ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА

Гильманов Александр Янович¹,
a.y.gilmanov@utmn.ru

Шевелёв Александр Павлович¹,
alexandershevelev@mail.ru

¹ Тюменский государственный университет,
Россия, 625003, г. Тюмень, ул. Перекопская, 15а.

Актуальность. Статья посвящена расчёту распределения температуры в пласте при использовании парогравитационного дренажа и определению времени прогрева межскважинной зоны с помощью численного решения дифференциального уравнения теплопроводности при многомерной постановке задачи. В связи со значительной долей высоковязкой нефти среди мировых запасов углеводородов актуальным становится применение для добычи такой нефти методов увеличения нефтеотдачи, в том числе метода парогравитационного дренажа. Существующие модели для оценки температуры на стадии инициации процесса не учитывают протяжённости горизонтальной скважины, распределения температуры в нагнетательной скважине или влияния нагнетательных скважин от соседних элементов разработки. Предлагаемая математическая модель впервые учитывает интерференцию скважин.

Целью работы является определение времени прогрева межскважинной области с учётом интерференции нагнетательных скважин с помощью численного решения многомерного уравнения теплопроводности.

Методы. Рассматриваются двумерная и трёхмерная задачи теплопроводности, температура в стволе нагнетательной скважины считается меняющейся по линейному закону из-за тепловых потерь, учитывается влияние на температуру в добывающей скважине не только ближайшей нагнетательной скважины, но и четырёх соседних нагнетательных скважин.

Результаты. Рассчитана динамика температуры в одной из добывающих скважин с учётом влияния не только ближайших нагнетательных скважин, но и нескольких нагнетательных скважин из соседних элементов разработки. Показано, что динамика температуры в добывающей скважине для двумерной и трёхмерной постановок задачи соответствуют друг другу, поэтому распределение температуры в пласте не зависит от угловой координаты. Определено время прогрева зоны между нагнетательной и добывающей скважинами, когда нефть становится достаточной подвижной, чтобы обеспечить приток к добывающей скважине. Проведена верификация модели путём сопоставления распределения температуры в пласте с данными по модели Ли и Чена.

Ключевые слова:

Распределение температуры, парогравитационный дренаж, теплофизика, численные методы, явная конечно-разностная схема, трёхмерная задача.

Введение

В настоящее время активно вовлекаются в разработку запасы высоковязкой нефти. Основной способ добычи такой нефти – применение тепловых методов увеличения нефтеотдачи. Среди этих методов самым эффективным является метод парогравитационного дренажа (Steam-assisted gravity drainage (SAGD)) [1–4], предложенный Р. Батлером в 1970-е гг. [5]. Эта технология подразумевает бурение двух горизонтальных скважин на небольшом удалении друг от друга, причём скважины располагаются вблизи нижней границы (подшвы) пласта [6] (рис. 1). Верхняя скважина используется для нагнетания пара [7], нижняя предназначена для добычи нефти [8]. Применение метода SAGD невозможно без устойчивой тепловой и гидродинамической связи между нагнетательной и добывающей скважинами. Прогрев межскважинного пространства осуществляется за счёт циркуляции пара в обеих скважинах без проникновения пара в пласт [9]. Длительность первой стадии существенным образом зависит от температуры в добывающей скважине [10–14]. Без оценки продолжительности этой стадии экономическая эффективность технологии может быть существенно ниже.

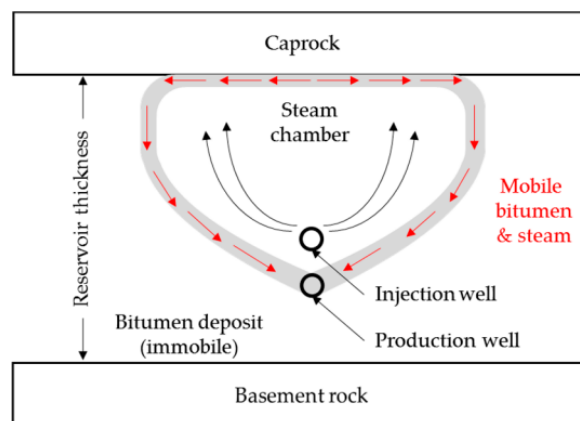


Рис. 1. Технология парогравитационного дренажа (caprock – кровля пласта, basement rock – подошва пласта, steam chamber – паровая камера, reservoir thickness – мощность пласта, bitumen deposit (immobile) – запасы высоковязкой нефти (не подвижные), mobile bitumen & steam – подвижная нефть и пар, injection well – нагнетательная скважина, production well – добывающая скважина)

Fig. 1. Steam-assisted gravity drainage technology

В протяжённых пластах количество элементов разработки, каждый из которых состоит из пары скважин (нагнетательной и добывающей), значительно. Поэтому на распределение температуры в добывающей скважине могут оказывать влияние нагнетательные скважины от близлежащих элементов разработки. Использование датчиков температуры в добывающей скважине [15] не позволяет определить вклад каждой нагнетательной скважины в итоговое распределение температуры в добывающей скважине.

Распространённым подходом для решения такой задачи является использование гидродинамических симуляторов [16]. Однако в случае расчётов с их использованием формируемый тепловой канал имеет колоколообразную форму [17], что не подтверждается экспериментами К. Чанга и Р. Батлера [18].

Для задачи интерференции скважин фундаментальные решения уравнения теплопроводности [19, 20] напрямую не применимы. Расчёты тепловой задачи в такой постановке, проведённые М. Ирани [21], не учитывают протяжённость горизонтальной скважины, что может существенным образом повлиять на картину теплового поля.

В радиальной постановке с постоянной температурой в протяжённом источнике задача аналитического решения не имеет, а рассмотренные модели не решают указанных проблем. Поэтому актуальной остаётся задача получения численного решения интерференции тепловых полей от нескольких протяжённых источников. Задача осложняется в случае неоднородного распределения температуры по добывающей скважине [22].

Целью работы является определение времени прогрева межскважинной области с учётом интерференции нагнетательных скважин с помощью численного решения многомерного уравнения теплопроводности. Впервые предлагается теплофизическая модель, учитывающая протяжённость горизонтальной скважины, распределение температуры вдоль её ствола, влияние нагнетательных скважин от соседних элементов разработки на распределение температуры в добывающей скважине, что требует изменения граничных условий в сравнении с существующими моделями [21, 23].

Постановка задачи

Рассматривается бесконечный пласт мощностью h , в котором пробурена система пар нагнетательных и добывающих скважин длиной L каждая (рис. 2). Каждая добывающая скважина пробурена под соответствующей нагнетательной скважиной параллельно ей. Расстояние между нагнетательной и ближайшей добывающей скважинами равно d , расстояние между парами скважин c . Вводится цилиндрическая система координат с началом в «носке» нагнетательной скважины, ось z направлена вдоль ствола этой скважины, r – радиальная ось, φ – полярный угол. Температура пара в стволе нагнетательной скважины меняется от T_{s1} в точке $z=0$ до T_{s2} в точке $z=L$ по линейному закону. Это изменение вызвано тепловыми потерями при движении пара по горизонтальному участку скважины. В непрогретой области температура пласта всюду одинакова и равна T_0 . Радиус скважины гораздо меньше расстояний d , c , h , поэтому распределением температуры по сечению скважин можно пренебречь.

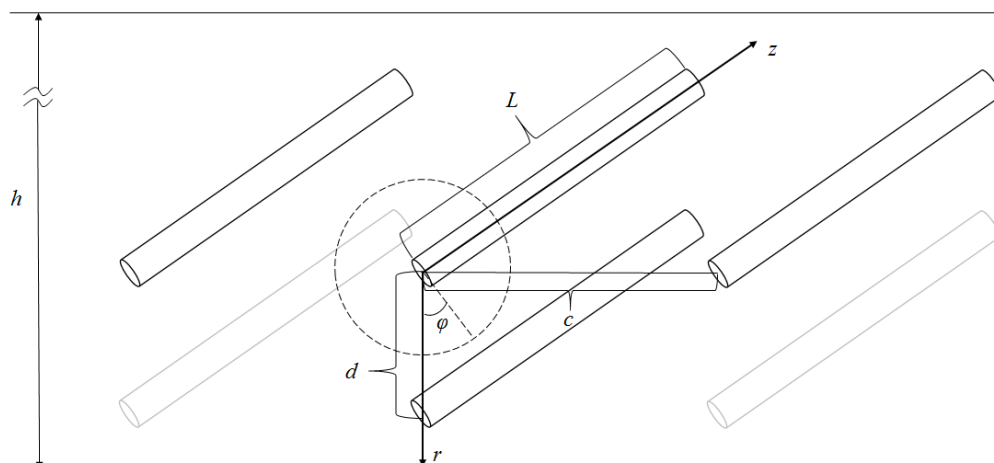


Рис. 2. Технологическая схема расположения скважин (h – мощность пласта, d – расстояние между верхней и нижней скважинами, c – расстояние между ближайшими нагнетательными скважинами, L – длина горизонтальной скважины, r – радиальная координата, φ – полярный угол, z – координата вдоль ствола горизонтальной скважины)

Fig. 2. Technological scheme of well locations (h – reservoir thickness, d – distance between injector and producer, c – distance between the nearest injectors, L – length of the horizontal well, r – radial coordinate, φ – polar angle, z – coordinate along the horizontal wellbore)

Горизонтальные скважины в верхнем ряду являются нагнетательными, в нижнем – добывающими. Расстояние между нагнетательной скважиной и ближайшей добывающей d много меньше мощности пласта h и расстояния между соседними парами скважин

c и составляет, как правило, 5–10 м. В такой постановке задача является трёхмерной задачей теплопроводности. Однако в силу радиально-симметричного распространения теплового поля можно рассматривать двумерную задачу с координатами z и r .

Учитываются 5 элементов разработки, поскольку остальные элементы разработки находятся на значительном удалении от рассматриваемого участка пласта. Добывающая скважина, находящаяся в центре такого участка пласта по горизонтальной координате, в дальнейшем называется рассматриваемой.

Математическая модель

Процессы распространения тепла в пласте описываются уравнением теплопроводности [19]:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a \Delta T, \quad (1)$$

где t – время, a – коэффициент температуропроводности пласта.

В цилиндрической системе координат уравнение (1) приобретает вид:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 T}{\partial \varphi^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right). \quad (2)$$

В двумерной постановке задачи уравнение теплопроводности (2) выглядит следующим образом:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a \left(\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right). \quad (3)$$

Для решения задачи необходимо задать начальные и граничные условия. Начальные условия имеют вид:

$$\begin{aligned} r = 0, \forall \varphi, z, t = 0, \quad r = c, \varphi = \frac{\pi}{2}, z, t = 0, \\ r = c, \varphi = \frac{3\pi}{2}, z, t = 0, \quad r = 2c, \varphi = \frac{\pi}{2}, z, t = 0, \\ r = 2c, \varphi = \frac{3\pi}{2}, z, t = 0: T = \frac{(T_{s2} - T_{s1})z}{L} + T_{s1}, \quad (4) \\ 0 < r < c, \forall \varphi, \forall z, t = 0, \\ r = c, \varphi \neq \frac{\pi}{2}, \varphi \neq \frac{3\pi}{2}, \forall z, t = 0, \\ 0 < r < 2c, \forall \varphi, \forall z, t = 0, \\ r = 2c, \varphi \neq \frac{\pi}{2}, \varphi \neq \frac{3\pi}{2}, \forall z, t = 0: T = T_0. \quad (5) \end{aligned}$$

Условия (4) соответствуют нагнетательным скважинам с линейным распределением температуры вдоль горизонтального участка скважин. Условия (5) характеризуют температуру невозмущённого пласта.

Задача решалась при следующих граничных условиях:

$$\begin{aligned} r = 0, \forall \varphi, z, t > 0, \quad r = c, \varphi = \frac{\pi}{2}, z, t > 0, \\ r = c, \varphi = \frac{3\pi}{2}, z, t > 0, \quad r = 2c, \varphi = \frac{\pi}{2}, z, t > 0, \\ r = 2c, \varphi = \frac{3\pi}{2}, z, t > 0: T = \frac{(T_{s2} - T_{s1})z}{L} + T_{s1}, \quad (6) \\ r = h, \forall \varphi, \forall z, t > 0: T = T_0, \quad (7) \\ 0 < r < c, \forall \varphi, z = 0, t > 0, \end{aligned}$$

$$r = c, \varphi \neq \frac{\pi}{2}, \varphi \neq \frac{3\pi}{2}, z = 0, t > 0,$$

$$0 < r < 2c, \forall \varphi, z = 0, t > 0,$$

$$r = 2c, \varphi \neq \frac{\pi}{2}, \varphi \neq \frac{3\pi}{2}, z = 0, t > 0,$$

$$0 < r < c, \forall \varphi, z = L, t > 0,$$

$$r = c, \varphi \neq \frac{\pi}{2}, \varphi \neq \frac{3\pi}{2}, z = L, t > 0,$$

$$0 < r < 2c, \forall \varphi, z = L, t > 0,$$

$$r = 2c, \varphi \neq \frac{\pi}{2}, \varphi \neq \frac{3\pi}{2}, z = L, t > 0: \frac{\partial T}{\partial z} = -\frac{q_T}{\lambda}, \quad (8)$$

$$0 < r < c, \varphi = 0, 0 < z < L, t > 0,$$

$$c < r < 2c, \varphi = 0, 0 < z < L, t > 0,$$

$$0 < r < c, \varphi = 2\pi, 0 < z < L, t > 0,$$

$$c < r < 2c, \varphi = 2\pi, 0 < z < L, t > 0: \frac{\partial T}{\partial \varphi} = -\frac{q_T r}{\lambda}, \quad (9)$$

где q_T – удельный (на единицу площади) тепловой поток.

Условия (6) соответствуют линейному распределению температуры вдоль ствола нагнетательной скважины, условие (7) характеризует сохранение пластовой температуры на удалении от скважины, условия (8), (9) соответствуют тепловым потокам на границах из-за постоянного подвода тепла в пласт и нагрева элемента разработки не только от одной рассматриваемой нагнетательной скважины, но и от соседних нагнетательных скважин.

В двумерной постановке задачи начальные условия (4), (5) приобретают вид:

$$r = 0, z = 0, \quad r = c, z = 0, \quad r = 2c, z = 0:$$

$$T = \frac{(T_{s2} - T_{s1})z}{L} + T_{s1}, \quad (10)$$

$$0 < r < c, \forall z, 0, \quad 0 < r < 2c, \forall z, 0: T = T_0. \quad (11)$$

Граничные условия (6)–(9) в этом случае становятся следующими:

$$r = 0, z, t > 0, \quad r = c, z, t > 0, \quad r = 2c, z, t > 0,$$

$$r = 2c, z, t > 0: T = \frac{(T_{s2} - T_{s1})z}{L} + T_{s1}, \quad (12)$$

$$r = h, \forall z, t > 0: T = T_0, \quad (13)$$

$$0 < r < c, z = 0, t > 0, \quad 0 < r < 2c, z = 0, t > 0,$$

$$0 < r < c, z = L, t > 0, \quad 0 < r < 2c, z = L, t > 0,$$

$$\frac{\partial T}{\partial z} = -\frac{q_T}{\lambda}, \quad (14)$$

имеющими прежний физический смысл.

Дифференциальное уравнение теплопроводности (2) для трёхмерной постановки задачи и (3) для двумерной решается численно с помощью явной конечно-разностной схемы для определения распределения температуры в пласте.

Распределение температуры в пласте

Для расчёта распределения температуры в пласте с помощью предлагаемой математической модели были использованы следующие данные: начальная пластовая температура $T_0=300$ К, минимальная температура пара в стволе горизонтальной скважины $T_{s1}=420$ К, максимальная температура пара в стволе скважины $T_{s2}=450$ К, длина горизонтальной скважины $L=300$ м, расстояние между нагнетательной и ближайшей добывающей скважинами $d=5$ м, мощность пласта $h=30$ м, расстояние между соседними парами скважин $c=100$ м, коэффициент температуропроводности пласта $a=10^{-6}$ м²/с [24], плотность породы $\rho_r=2500$ кг/м³, удельная теплоёмкость породы $c_r=500$ Дж/(кг·К) [25]. Коэффициент теплопроводности связан с коэффициентом температуропроводности по следующей формуле:

$$\lambda = a\rho_r c_r. \quad (15)$$

Для расчётов выбран шаг по координате вдоль ствола горизонтальной скважины $\Delta z=d/100=3$ м, чтобы разбить расчётную область на 100 малых отрезков в соответствующем направлении, аналогично выбран шаг по радиальной координате $\Delta r=h/100=0,3$ м, взят шаг по угловой координате $\Delta \varphi=\pi/360$ рад=0,00872 рад, чтобы он был достаточно малым и равнялся 0,5°. Шаг по времени $\Delta t=36$ с подобран эмпирически как максимально возможный, при котором используемая явная схема даёт устойчивое решение без больших вычислительных погрешностей, но который позволяет сэкономить расчётное время. Коэффициент теплопроводности рассчитывался из формулы (15).

В результате расчётов с использованием двумерного уравнения теплопроводности с учётом начальных условий (10), (11) и граничных условий (12)–(14) для рассматриваемой добывающей скважины получена зависимость температуры от времени прогрева, показанная на рис. 3.

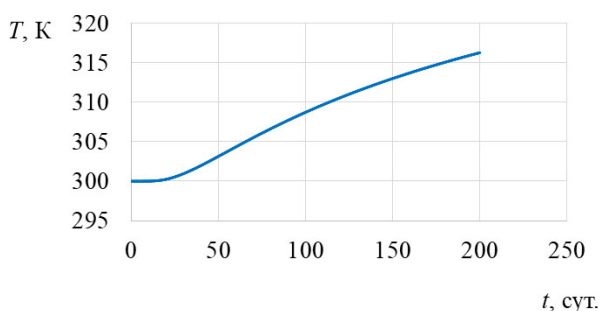


Рис. 3. Зависимость температуры в добывающей скважине от времени прогрева (T – температура в добывающей скважине, t – время прогрева)

Fig. 3. Dynamics of the temperature in the producer (T – temperature in the producer, t – heating time)

Анализ результатов расчётов показывает, что с течением времени температура в добывающей скважине увеличивается, формируется тепловая связь между нагнетательной и добывающей скважинами. С возрастанием температуры снижается вязкость тяжёлой нефти [26], она становится более подвижной. Ес-

ли считать, что при некоторой критической температуре, равной 315 К [26], нефть становится достаточно подвижной, чтобы обеспечивать приток к добывающей скважине, то можно определить необходимое время прогрева межскважинной зоны. С учётом расчётных данных оно составляет 185 сут.

Сопоставление расчётных динамик температуры в добывающей скважине для двумерной и трёхмерной задач показывает соответствие зависимостей температуры от времени для указанных задач между собой с высокой точностью (рис. 4). Это подтверждает, что в данном случае распределение температуры в пласте не зависит от угловой координаты, поэтому в дальнейшем можно рассматривать двумерную задачу, выводы которой будут справедливы и при использовании трёхмерной системы координат.

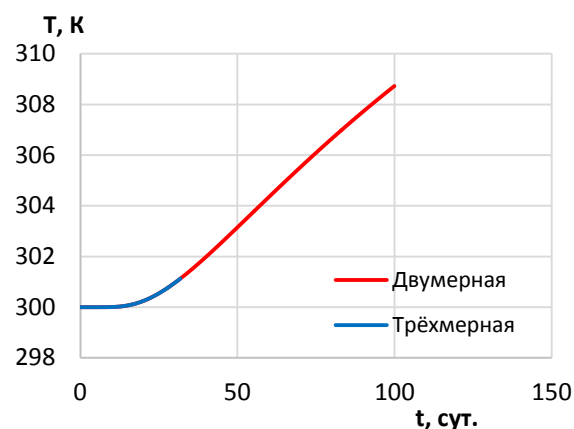


Рис. 4. Сопоставление динамик температуры в добывающей скважине для двумерной и трёхмерной задач (T – температура в добывающей скважине, t – время прогрева)

Fig. 4. Comparison of temperature dynamics in a production well for two-dimensional and three-dimensional problems (T – temperature in the producer, t – heating time)

Распределение температуры в пласте по радиальной координате для координат $z=0$ м («носка» горизонтальной скважины), $z=150$ м (середины горизонтальной скважины), $z=300$ м («пятки» горизонтальной скважины) спустя 100 сут. после начала закачки пара имеет вид, показанный на рис. 5. Анализ результатов показывает, что температура в пласте быстро убывает при увеличении радиальной координаты от значения температуры закачиваемого пара до значения начальной пластовой температуры, что обусловлено невысокими значениями коэффициента температуропроводности пласта. Поэтому прогрев межскважинной зоны, несмотря на небольшое удаление добывающей скважины от ближайшей нагнетательной, происходит в течение длительного промежутка времени – 185 сут. Однако в сравнении с традиционным методом закачки пара в пласт, где нагнетательная скважина удалена от добывающей на расстояние порядка размеров пласта (100 м и более), установление тепловой связи между нагнетательной и добывающей скважинами при парогравитационном дренаже происходит быст-

рее. В этом заключается одно из преимуществ метода парогравитационного дренажа.

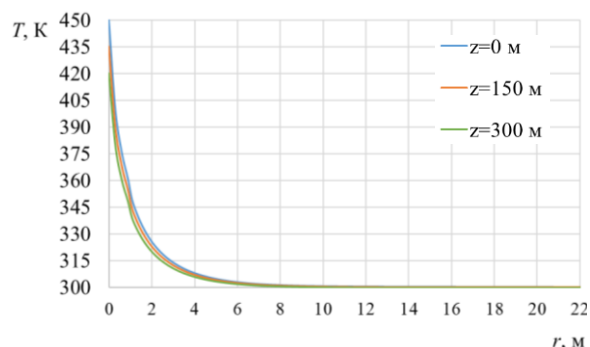


Рис. 5. Распределение температуры в пласте для различных горизонтальных координат (T – температура в пласте, z – горизонтальная координата, направленная вдоль ствола скважины, r – радиальная координата)

Fig. 5. Temperature distribution in the reservoir for different horizontal coordinates (T – temperature in the reservoir, z – horizontal coordinate directed along the borehole, r – radial coordinate)

Для подтверждения достоверности результатов моделирования проведено сопоставление распределения температуры в пласте на расстоянии r от нагнетательной скважины с данными, полученными по модели Ли и Чена [25], в которой отсутствует учёт распределения температуры в горизонтальной скважине, её протяжённости и влияния соседних нагнетательных скважин на температуру в добывающей. В соответствии с работой [25] для моделирования взяты следующие данные по месторождению Дувер [25, 27]: начальная пластовая температура $T_0=293$ К, длина горизонтальной скважины $L=500$ м, расстояние между нагнетательной и ближайшей добывающей скважинами $d=5$ м, мощность пласта $h=24$ м, расстояние между соседними парами скважин $c=70$ м, коэффициент температуропроводности пласта $a=7 \cdot 10^{-7}$ м²/с, плотность породы $\rho_r=2500$ кг/м³, удельная теплоёмкость породы $c_r=500$ Дж/(кг·К), время окончания моделирования 850 сут. Поскольку в модели Ли и Чена [25] температура пара в скважине полагалась постоянной, то в предлагаемой в настоящей статье модели для верификации принято, что $T_{s1}=T_{s2}=478$ К, $z=0$. Сопоставление рассчитанного распределения температуры в пласте на расстоянии r от нагнетательной скважины с данными, полученными Ли и Ченом [25], в момент времени 850 сут. после начала процесса па-

рогравитационного дренажа приведено на рис. 6. Указанное сопоставление свидетельствует о верификации модели, поскольку расчётное распределение температуры соответствует распределению температуры, полученному Ли и Ченом [25], с точностью 5 %.

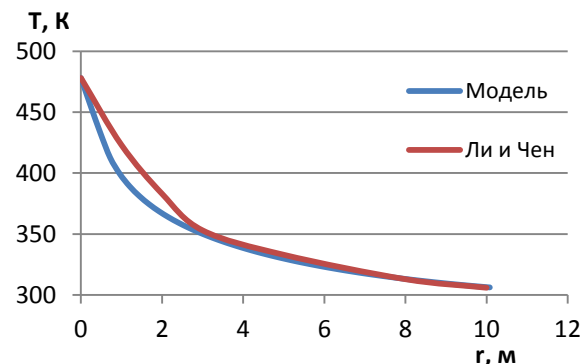


Рис. 6. Сопоставление рассчитанного распределения температуры с данными Ли и Чена [25] (T – температура в пласте, r – радиальная координата)

Fig. 6. Comparison of the calculated temperature distribution with the data obtained by Li and Chen [25] (T – temperature in the reservoir, r – radial coordinate)

Выводы

1. Разработанная математическая модель для расчёта распределения температуры в пласте при двумерной и трёхмерной постановке задачи впервые учитывает влияние нескольких нагнетательных скважин на одну добывающую.
2. Распределение температуры в пласте не зависит от угловой координаты, поэтому можно рассматривать задачу в двумерной постановке.
3. С помощью предложенной математической модели рассчитано время прогрева межскважинного расстояния, составляющее 185 сут. для выбранных данных.
4. Верификация модели путём сопоставления с данными по модели Ли и Чена свидетельствует об удовлетворительном соответствии рассчитанного по их модели распределения температуры в пласте с результатами моделирования по предлагаемой в настоящей статье модели.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-45-720002.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. An experimental study of steam-assisted gravity drainage / K. Sheng, R. Okuno, M. Imran, T. Yamada // SPE Journal. – 2021. – V. 26. – P. 1515–1534.
2. Van Dorp J.J. Condensing solvent processes: in search of the production function // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2021. – V. 24. – P. 409–428.
3. Huang J., Babadagli T. Mechanics of SAGD efficiency improvement using combination of chemicals: an experimental analysis through 2D visual models // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2021. – V. 24. – P. 80–97.
4. Babadagli T. Technology focus: heavy oil (April 2021) // Journal of Petroleum Technology. – 2021. – V. 73. – № 4. – P. 48.
5. Батлер Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов / Пер. с англ. А.А. Козина. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010. – 544 с.
6. SAGD liner evaluation and liner test design for JACOS Hangingstone SAGD development / E.M. Spronk, L.T. Doan, Y. Matsuno, B. Harschnitz // Conference paper SPE-174503-MS. SPE Canada Heavy Oil Technical Conference. – Calgary, Alberta, Canada, 9–11 June 2015. – Calgary: Society of Petroleum Engineers, 2015. – P. 1–11.

7. Hinke S., Hooff G. Limited access ranging solution – mitigation of significant anti-collision issues // Conference paper SPE-199001-MS. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. – Bogota, 27–31 July 2020. – Bogota: Society of Petroleum Engineers, 2020. – P. 1–15.
8. Шандрыгин А.Н., Нухаев М.Т., Тертычный В.В. Разработка залежей тяжёлой нефти и природного битума методом парогравитационного дренажа (SAGD) // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 7. – С. 92–96.
9. Гильманов А.Я., Фёдоров К.М., Шевелёв А.П. Анализ тепловых полей на первичной стадии процесса парогравитационного дренажа // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2021. – Т. 7. – № 2 (26). – С. 27–42.
10. Microscopic visualization with high resolution optical-fiber scope at steam chamber interface on initial stage of SAGD process / K. Sasaki, S. Akibayashi, N. Yazawa, F. Kaneko // Conference paper SPE-75241-MS. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. – Tulsa, 13–17 April 2002. – Tulsa: Society of Petroleum Engineers, 2002. – P. 1–8.
11. Batias J., Ortiz J., Nespork K. SAGD circulation strategy utilizing flow control devices // Conference paper SPE-198695-MS. SPE Thermal Well Integrity and Design Symposium. – Banff, 19–21 November 2019. – Banff: Society of Petroleum Engineers, 2019. – P. 1–14.
12. Hamdi Z., Foo F.K. Cold CO₂ and steam injection for heavy oil recovery // International Petroleum Technology Conference, Conference paper IPTC-20177-MS. – Dhahran, 13–15 January 2020. – Dhahran: International Petroleum Technology Conference, 2020. – P. 1–18.
13. Prasad S. Assessment of ESP no-flow events in SAGD production wells // Conference paper SPE-194420-MS. SPE Gulf Coast Section Electric Submersible Pumps Symposium. – The Woodlands, 13–17 May 2019. – The Woodlands: Society of Petroleum Engineers, 2019. – P. 1–23.
14. Moussa T., Patil S., Mahmoud M. Feasibility study of heavy oil recovery using in-situ steam generated by thermochemicals // Conference paper SPE-195358-MS. SPE Western Regional Meeting. – San Jose, 23–26 April 2019. – San Jose: Society of Petroleum Engineers, 2019. – P. 1–16.
15. SAGD production observations using fiber optic distributed acoustic and temperature sensing: «SAGD DAS – Listening to wells to improve understanding of inflow» / W. MacPhail, J. Kirkpatrick, B. Banack, B. Rapati, A.A. Asfour // Conference paper SPE-180726-MS. SPE Canada Heavy Oil Technical Conference. – Calgary, 7–9 June 2016. – Calgary: Society of Petroleum Engineers, 2016. – P. 1–20.
16. Wang C., Leung J.Y. Characterizing the effects of lean zones and shale distribution in steam-assisted-gravity-drainage recovery performance // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2015. – V. 18. – P. 329–345.
17. Nascimento C.M. Design, optimization and operation of SAGD wells using dynamic flow simulations // Conference paper SPE-180459-MS. SPE Western Regional Meeting. – San Jose, 23–26 May 2016. – San Jose: Society of Petroleum Engineers, 2016. – P. 1–25.
18. Chung K.H., Butler R.M. Geometrical effect of steam injection on the formation of emulsions in the steam-assisted gravity drainage process // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1988. – V. 27. – № 1. – P. 36–42.
19. Лыков А.В. Теплообмен. – М.: Энергия, 1978. – 480 с.
20. Исаченко В.И., Осипова В.А., Сукомел А.С. Теплопередача. Изд. 4-е, перераб. и доп. – М.: Энергоиздат, 1981. – 415 с.
21. Irani M. On subcool control in steam-assisted-gravity-drainage producers. P. I: Stability envelopes // SPE Journal. – 2018. – V. 23. – P. 841–867.
22. Исследование трёх моделей разработки неоднородных залежей сверхвязкой нефти при помощи технологии SAGD и мер по их совершенствованию / Ч. Си, Ч. Ян, С. Ду, Ю. Чжоу, Л. Ши, Л. Сань, С. Ли, Д. Ма // Статья с конференции SPE-196762-RU. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. – М., 22–24 октября 2019. – М.: Society of Petroleum Engineers, 2019. – С. 1–14.
23. Duong A.N., Tomberlin T.A., Cyrot M. A new analytical model for conduction heating during the SAGD circulation phase // Conference paper SPE/PS/CHOA 117434. International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium. – Calgary, 20–23 October 2008. – Calgary: Society of Petroleum Engineers, 2008. – P. 1–9.
24. Чекалок Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1965. – 239 с.
25. Li Q., Chen Z. A new analysis on the convective heat transfer at the edge of the SAGD chamber // Conference paper SPE-175063-MS. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Houston, 28–30 September 2015. – Houston: Society of Petroleum Engineers, 2015. – P. 1–21.
26. Гиматулинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. Изд. 2, перераб. и доп. – М.: Недра, 1971. – 312 с.
27. Yee C.-T., Stroich A. Flue gas injection into a mature SAGD steam chamber at the Dover project (formerly UTF) // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2004. – V. 43. – № 1. – P. 54–61.

Поступила 20.04.2022 г.

Информация об авторах

Гильманов А.Я., инженер 2 категории кафедры моделирования физических процессов и систем, Физико-технический институт Тюменского государственного университета.

Шевелёв А.П., кандидат физико-математических наук, доцент, профессор кафедры моделирования физических процессов и систем, Физико-технический институт Тюменского государственного университета.

UDC 536.2.01

CALCULATION OF TEMPERATURE DISTRIBUTION IN A RESERVOIR AT THE INITIATION STAGE OF STEAM-ASSISTED GRAVITY DRAINAGE

Aleksandr Ya. Gilmanov¹,
a.y.gilmanov@utmn.ru

Aleksandr P. Shevelev¹,
alexandershevelev@mail.ru

¹ University of Tyumen,
15a, Perekopskaya street, Tyumen, 625003, Russia.

The relevance. The article is devoted to the calculation of temperature distribution in a reservoir using steam-assisted gravity drainage and determination of the heating time of the inter-well zone using a numerical solution of the differential equation of thermal conductivity in a multidimensional formulation of the problem. The use of enhanced oil recovery methods, including the method of steam-assisted gravity drainage, becomes relevant for the production of high-viscosity oil, due to its significant share among the world's hydrocarbon reserves. The existing models for estimating the initiation stage of the process do not take into account the length of the horizontal well, the temperature distribution in the injection well, or the influence of injectors from neighboring development elements. The proposed mathematical model takes into account well interference.

The aim of the work is to determine the heating time of the inter-well area, considering the interference of injectors, using a numerical solution of the multidimensional heat equation.

Materials and methods. Two-dimensional and three-dimensional problems of thermal conductivity are considered, the temperature in the injection well is considered to vary linearly due to heat losses.

Results. The temperature dynamics in one of the producing wells is calculated taking into account the influence of not only the nearest injection wells, but also several injection wells from neighboring development elements. It is shown that the temperature dynamics in the producer for two-dimensional and three-dimensional formulations of the problem correspond to each other, so the temperature distribution in the reservoir does not depend on the angular coordinate. The heating time of the zone between the injector and producer is determined as the time, when oil becomes sufficiently mobile to provide an inflow to the producer.

Key words:

Temperature distribution, steam-assisted gravity drainage, thermophysics, numerical methods, explicit finite-difference scheme, three-dimensional problem.

The research was financially supported by the RFBR within the scientific project no. 20-45-720002.

REFERENCES

- Sheng K., Okuno R., Imran M., Yamada T. An experimental study of steam-assisted gravity drainage. *SPE Journal*, 2021, vol. 26, pp. 1515–1534.
- Van Dorp J.J. Condensing solvent processes: in search of the production function. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2021, vol. 24, pp. 409–428.
- Huang J., Babadagli T. Mechanics of SAGD efficiency improvement using combination of chemicals: an experimental analysis through 2D visual models. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2021, vol. 24, pp. 80–97.
- Babadagli T. Technology focus: heavy oil (April 2021). *Journal of Petroleum Technology*, 2021, vol. 73, no. 4, p. 48.
- Butler R.M. *Horizontal wells for the recovery of oil, gas and bitumen*. Calgary, The Petroleum Society of the Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum, 1994. 228 p.
- Spronk E.M., Doan L.T., Matsuno Y., Harschnitz B. SAGD liner evaluation and liner test design for JACOS Hangingstone SAGD development. *Conference paper SPE-174503-MS. SPE Canada Heavy Oil Technical Conference*. Calgary, Alberta, Canada, 9–11 June 2015. Calgary, Society of Petroleum Engineers, 2015. pp. 1–11.
- Hinke S., Hooff G. Limited access ranging solution – mitigation of significant anti-collision issues. *Conference paper SPE-199001-MS. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Bogota, 27–31 July 2020. Bogota, Society of Petroleum Engineers, 2020. pp. 1–15.
- Shandrygin A.N., Nukhaev M.T., Tertychniy V.V. Development of deposits of heavy crude and natural bitumen by a steam assisted gravity drainage. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry*, 2006, no. 7, pp. 92–96. In Rus.
- Gilmanov A.Ya., Fedorov K.M., Shevelev A.P. The analysis of thermal fields at the primary stage of the steam-assisted gravity drainage process. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 2021, vol. 7, no. 2 (26), pp. 27–42. In Rus.
- Sasaki K., Akibayashi S., Yazawa N., Kaneko F. Microscopic visualization with high resolution optical-fiber scope at steam chamber interface on initial stage of SAGD process. *Conference paper SPE-75241-MS. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, 13–17 April 2002. Tulsa, Society of Petroleum Engineers, 2002. pp. 1–8.
- Batias J., Ortiz J., Nespor K. SAGD circulation strategy utilizing flow control devices. *Conference paper SPE-198695-MS. SPE Thermal Well Integrity and Design Symposium*. Banff, 19–21 November 2019. Banff, Society of Petroleum Engineers, 2019. pp. 1–14.
- Hamdi Z., Foo F.K. Cold CO₂ and steam injection for heavy oil recovery. *International Petroleum Technology Conference, Conference paper IPTC-20177-MS*. Dhahran, 13–15 January 2020. Dhahran, International Petroleum Technology Conference, 2020. pp. 1–18.
- Prasad S. Assessment of ESP no-flow events in SAGD production wells. *Conference paper SPE-194420-MS. SPE Gulf Coast Section Electric Submersible Pumps Symposium*. The Woodlands, 13–17 May 2019. The Woodlands, Society of Petroleum Engineers, 2019. pp. 1–23.
- Moussa T., Patil S., Mahmoud M. Feasibility study of heavy oil recovery using in-situ steam generated by thermochemicals. *Conference paper SPE-195358-MS. SPE Western Regional Meeting*. San Jose, 23–26 April 2019. San Jose, Society of Petroleum Engineers, 2019. pp. 1–16.
- MacPhail W., Kirkpatrick J., Banack B., Rapati B., Asfour A.A. SAGD production observations using fiber optic distributed acous-

- tic and temperature sensing: «SAGD DAS – Listening to wells to improve understanding of inflow». *Conference paper SPE-180726-MS. SPE Canada Heavy Oil Technical Conference*. Calgary, 7–9 June 2016. Calgary, Society of Petroleum Engineers, 2016. pp. 1–20.
16. Wang C., Leung J.Y. Characterizing the effects of lean zones and shale distribution in steam-assisted-gravity-drainage recovery performance. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2015, vol. 18, pp. 329–345.
 17. Nascimento C.M. Design, optimization and operation of SAGD wells using dynamic flow simulations. *Conference paper SPE-180459-MS. SPE Western Regional Meeting*. San Jose, 23–26 May 2016. San Jose, Society of Petroleum Engineers, 2016. pp. 1–25.
 18. Chung K.H., Butler R.M. Geometrical effect of steam injection on the formation of emulsions in the steam-assisted gravity drainage process. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1988, vol. 27, no. 1, pp. 36–42.
 19. Lykov A.V. *Teplomassoobmen* [Heat and mass transfer]. Moscow, Energiya Publ., 1978. 480 p.
 20. Isachenko V.P., Osipova V.A., Sukomel A.S. *Teploperedacha* [Heat transfer]. 4th ed., revised and expanded. Moscow, Energoizdat Publ., 1981. 415 p.
 21. Irani M. On subcool control in steam-assisted-gravity-drainage producers – part I: stability envelopes. *SPE Journal*, 2018, vol. 23, pp. 841–867.
 22. Xi C., Yang Z., Du X., Zhou Y., Shi L., Sang L., Li X., Ma D. Three typical SAGD horizontal producer temperature modes and enhanced measures in heterogeneous super heavy oil reservoir – a case study in FC project of Xinjiang oilfield. *Conference paper SPE-196762-MS. SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, Russia, 22–24 October 2019. Moscow, Society of Petroleum Engineers, 2019. pp. 1–12.
 23. Duong A.N., Tomberlin T.A., Cyrot M. A new analytical model for conduction heating during the SAGD circulation phase. *Conference paper SPE/PS/CHOA 117434. International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium*. Calgary, 20–23 October 2008. Calgary, Society of Petroleum Engineers, 2008. pp. 1–9.
 24. Chekaliuk E.B. *Termodinamika nefryanogo plasta* [Thermodynamics of the oil reservoir]. Moscow, Nedra publ., 1965. 239 p.
 25. Li Q., Chen Z. A new analysis on the convective heat transfer at the edge of the SAGD chamber. *Conference paper SPE-175063-MS. SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Houston, 28–30 September 2015. Houston, Society of Petroleum Engineers, 2015. pp. 1–21.
 26. Gimatudinov Sh.K. *Fizika nefryanogo i gazovogo plasta* [Physics of oil and gas reservoir]. 2nd ed., revised and expanded. Moscow, Nedra Publ., 1971. 312 p.
 27. Yee C.-T., Stroich A. Flue gas injection into a mature SAGD steam chamber at the Dover project (formerly UTF). *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2004, vol. 43, no. 1, pp. 54–61.

Received: 20 April 2022.

Information about the authors

Aleksandr Ya. Gilmanov, engineer of the second category, University of Tyumen.

Aleksandr P. Shevelev, Cand. Sc., associate professor, professor, University of Tyumen.