

Александр Янович ГИЛЬМАНОВ¹
Александр Павлович ШЕВЕЛЁВ²

УДК 53.043

**ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ
ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ
НА ОСНОВЕ МЕТОДА МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА**

¹ инженер-практикант, Центр исследований керна,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,
ПАО «НК «Роснефть»
agilmanov1996@gmail.com

² кандидат физико-математических наук, доцент
кафедры моделирования физических процессов и систем,
Физико-технический институт,
Тюменский государственный университет
alexandershevelev@mail.ru

Аннотация

Для поддержания темпов добычи углеводородов активно вовлекаются в разработку трудноизвлекаемые запасы. Существенную долю таких месторождений составляют высоковязкие нефти. В Западно-Сибирском регионе имеются запасы такой нефти, в том числе на Русском месторождении. Для их эффективной добычи активно используются тепловые методы. Одним из таких методов является метод парогравитационного дренажа (SAGD). Анализ литературных источников показал, что данная технология находит всё более широкое применение в мире. Стоит заметить, что для оптимизации процесса разработки высоковязких отложений методом SAGD необходимо проводить физико-математическое моделирование процесса с применением высокопроизводи-

Цитирование: Гильманов А. Я. Физико-математическое моделирование парогравитационного дренажа месторождений тяжелой нефти на основе метода материального баланса / А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2017. Том 3. № 3. С. 52-69.

DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-3-52-69

тельных программных комплексов и численных схем. Большинство существующих методик основано на использовании фундаментальной системы уравнений механики многофазных систем. Такой расчет требует больших временных затрат и не позволяет производить мониторинг процесса в реальном времени. Применение моделей, сформулированных с помощью метода материального баланса, помогает существенно упростить решаемую систему уравнений и сократить расчетное время, необходимое для получения конечного результата. Авторами статьи предлагается адаптация модели Батлера к условиям горизонтально залегающих скважин с использованием метода материального баланса. Физическая непротиворечивость предложенной модели проверяется на основе модельной задачи и последующего качественного сопоставления адекватности полученных результатов с промысловыми данными. На основании расчетов делается вывод о применимости рассматриваемой модели для качественного и количественного прогнозирования разработки реальных месторождений Западной Сибири с вязкой нефтью, например, Русского месторождения, что повышает актуальность работы и позволит совершенствовать методы добычи тяжелой нефти для поддержания темпов добычи углеводородов в России.

Ключевые слова

Повышение нефтеотдачи пластов, физико-математическое моделирование, теплофизика, парогравитационный дренаж, подземная гидромеханика, численное моделирование, энергетика.

DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-3-52-69

Введение

В наше время существует актуальная проблема разработки месторождений тяжелой нефти, поскольку запасы легкой нефти постепенно истощаются. Для поддержания темпов добычи углеводородов в мире стали не только вовлекать в разработку новые месторождения, но и разрабатывать так называемые забалансовые запасы, которые раньше разрабатывать не удавалось. К таким запасам относятся и высоковязкая нефть. Однако разрабатывать такие месторождения достаточно сложно, тяжелая нефть малоподвижна. Для решения этой проблемы в основном применяют тепловые методы воздействия на тяжелую нефть для снижения вязкости, увеличения подвижности и, следовательно, облегчения добычи и увеличения дебита. Распространенные тепловые методы (паротепловое воздействие на пласт, пароциклическая или парогазовая обработка призабойной зоны скважин, внутрипластовое горение [1]) не всегда имеют высокую рентабельность. Наиболее перспективным среди таких методов является метод парогравитационного воздействия на пласт с применением пары горизонтальных скважин, известный как SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage). К сожалению, данный метод еще не нашел достаточно широкого применения, а существующие методики расчета являются громоздкими, хотя и дают правильные результаты.

Целью данной работы является разработка эффективной методики расчета SAGD, которая была бы достаточно быстра в применении, давая при этом пра-

➤ Технология добычи тяжелой нефти - SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage)



Рис. 1. Схема действия SAGD [3]

Fig. 1. Scheme of SAGD [3]

вильные результаты. Предлагаются и сопоставляются две разные аппроксимации усовершенствованной методики Батлера с использованием метода материального баланса, примененные к типичному месторождению.

Механизм SAGD

В 80-е годы XX в., благодаря значительным инвестициям в научно-исследовательские проекты в области тепловых методов, а также с развитием технологии горизонтального бурения в Канаде была разработана технология парогравитационного воздействия с применением пары горизонтальных скважин, более известная в мировой промышленности как SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage) [4]. Схема действия метода представлена на рис. 1.

Эта технология требует бурения двух горизонтальных скважин длиной, как правило, от 800 м до 1 000 м, расположенных одна над другой обычно на расстоянии 5 м. Бурить их необходимо через нефтенасыщенную зону вблизи подошвы пласта. В классическом варианте верхняя скважина — паронагнетательная (1 на рис. 1), нижняя (4 на рис. 1) предназначена для добычи нефти [3].

Процесс начинается с подготовительной стадии предподогрева, во время которой пар циркулирует в обеих скважинах, соответственно, добыча нефти не ведется. За счет теплопереноса разогревается зона пласта между скважинами, что приводит к снижению вязкости тяжелой нефти (рис. 2).

На основной стадии пар поступает через нагнетательную скважину, расположенную выше добывающей, пробивается в верхнюю часть продуктивного пласта, так как его плотность ниже, чем у содержащегося пласта (2 на рис. 1). Образуется

увеличивающаяся в размерах паровая область, на поверхности раздела которой с нефтенасыщенной зоной происходит процесс теплообмена. В результате пар конденсируется и постепенно охлаждается, вместе с разогретой нефтью стекая вниз (3 на рис. 1) к добывающей скважине под действием силы тяжести. Паровая область растет вверх до достижения кровли пласта, затем растет в стороны, постоянно находясь в контакте с нефтью, за счет чего теплопотери достаточно низки при данном способе. Другими преимуществами метода являются простота реализации, высокие дебит и коэффициент извлечения вязкой нефти в результате его применения; при этом, в отличие от метода пароциклического воздействия на призабойную зону пласта, нефть добывается непрерывно. Недостатки технологии SAGD: связь значительной части себестоимости добычи нефти со стоимостью парогенерации, требование источника большого объема воды, а также необходимость оборудования по подготовке воды, имеющего большую пропускную способность; кроме того, для эффективного применения технологии требуется однородный пласт сравнительно большой мощности [8].

Расчетная модель

Существует ряд работ [5-16], в основе которых лежит моделирование процесса SAGD в пласте на основе фундаментальной системы механики сплошных сред (законы сохранения массы, импульса и энергии), а также уравнения состояния.

Стоит заметить, что все модели этих статей достаточно сложные, учитывают много различных факторов, однако их результат лишь незначительно повышает точность. Поэтому можно использовать упрощенную модель, предложенную Батлером (с ней идет сравнение в статьях [9, с. 1-19] и [16, с. 1-21]) на ос-

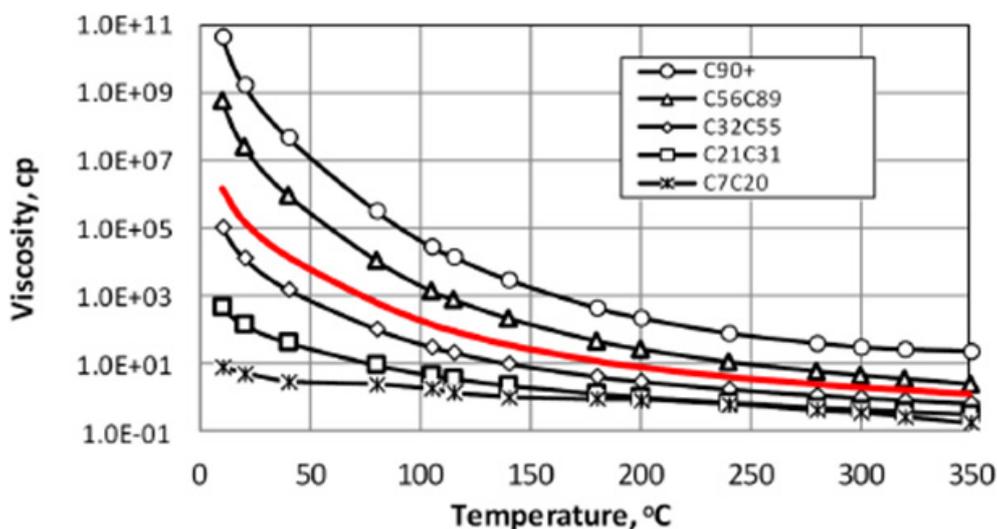


Рис. 2. Динамическая вязкость различных фракций нефти в зависимости от температуры [8]

Fig. 2. Dynamic viscosity of different oil fractions depending on temperature [8]

новании обобщения экспериментальных данных, которая, однако, была предложена для вертикальных скважин. Согласно этой модели, при закачке пара через нагнетательную скважину он в пласте постепенно поднимается вверх за счет того, что нагретая нефть под действием гравитационных сил стекает вниз к добывающей скважине. Кроме того, область, прогретая паром, распространяется и в стороны. Для протяженной горизонтальной скважины в итоге образуется клин в объеме и равнобедренный треугольник в сечении. Нагнетательная скважина располагается где-то на высоте b треугольника (часто посередине, но не обязательно), добывающая — в его вершине (рис. 3). φ_1 — угол раствора сечения клина (то есть треугольника), отсчитываемый от высоты клина, $\varphi = 2\varphi_1$ — полный угол раствора треугольника. Теплоотдача в кровлю пласта, расположенную выше основания клина, идет по закону Ньютона — Рихмана. Клин изображен на рис. 4. Эта модель достаточно проста в математическом описании и является хорошей аппроксимацией реального прогрета пласта при парогравитационном воздействии. Существует и другой вариант модели, когда скважина считается точечным источником. Тогда вместо клина образуется конус (рис. 5).

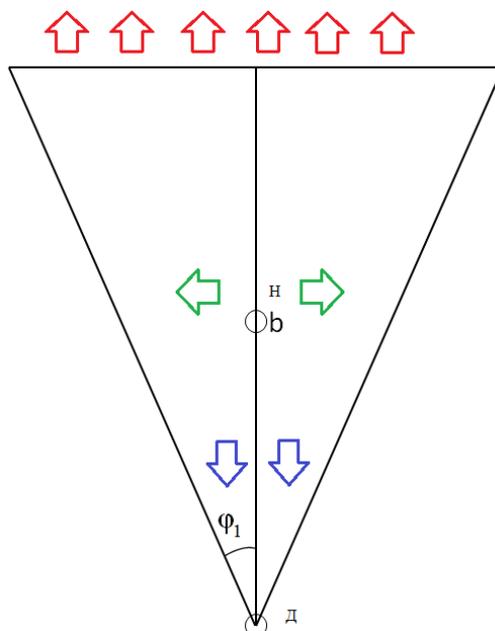


Рис. 3. Распространение прогретой области по модели Батлера в сечении.

Н — нагнетательная скважина,
Д — добывающая скважина.
Красные стрелочки — теплообмен по закону Ньютона — Рихмана,
зеленые стрелочки — закачка пара,
синие стрелочки — тепловой поток воды и нефти

Fig. 3. Distribution of the heated area of the Butler's model in the cross section. Н is injection well, Д is producing well. Red arrows mean heat transfer by Newton-Richmann law, green arrows mean steam injection, blue arrows mean heat flow of water and oil

Новизна подхода заключается в сравнении двух аппроксимаций (клина и конуса), использовании модели Батлера для горизонтальных скважин и применении к данной модели метода материального баланса и некоторых вспомогательных уравнений, не использовавшихся ранее, а также в том, что оценено оптимальное расстояние между скважинами.

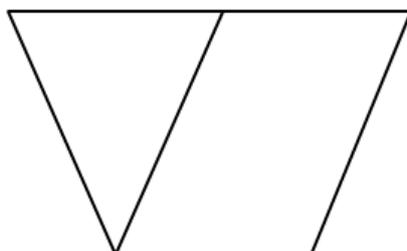


Рис. 4. Распространение прогретой области по модели Батлера при предположении объема — клина. Сечение и обозначения показаны на рис. 3

Fig. 4. Distribution of the heated area of the Butler's model using the assumption of the volume of the wedge. The cross section is in fig. 3

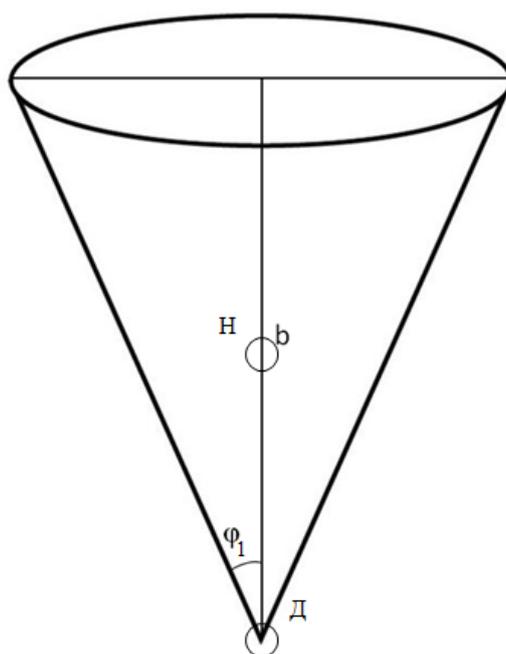


Рис. 5. Распространение прогретой области (конуса) по модели Батлера при рассмотрении скважин в качестве точечных источников. Н — нагнетательная скважина, Д — добывающая скважина

Fig. 5. Distribution of the heated area of the Butler's model using the assumption of the cone when wells are considered as point source. H is injection well, Д is producing well

Для расчетов применения SAGD необходима следующая замкнутая система уравнений, основанная на методе материального баланса.

Уравнение теплового баланса:

$$\frac{d(mV(t)(S_w(t)C_w(T_s - T_o)\rho_w + S_s(t)l\rho_s + (1 - S_w(t) - S_s(t))C_o(T_s - T_o)\rho_o))}{dt} = Q_s l - \alpha A(t)(T_s - T_o) - Q_o C_o(T_s - T_o) - Q_w C_w(T_s - T_o), \quad (1)$$

где m — пористость; t — время; $V(t)$ — объем клина или конуса (в зависимости от аппроксимации) прогретой области в зависимости от времени; $S_w(t)$, $S_s(t)$ — соответственно объемные насыщенности продукции водой и паром (в слагаемом $(1 - S_w(t) - S_s(t))$ учтена насыщенность нефтью) в зависимости от времени; C_w , C_o — соответственно удельные теплоемкости воды и нефти; T_s — температура закачиваемого пара; T_o — температура нефти в пласте; ρ_w , ρ_s , ρ_o — соответственно плотности воды, пара и нефти; l — удельная теплота парообразования воды; Q_s , Q_o , Q_w — соответственно массовые дебиты пара, нефти и воды (закачивается пар, добывается смесь нефти и воды); α — коэффициент теплоотдачи; $A(t)$ — площадь сечения прогретого объема модели в зависимости от времени.

Уравнение массового баланса:

$$\frac{d(mV(t)(S_w(t)\rho_w + S_s(t)\rho_s + (1 - S_w(t) - S_s(t))\rho_o))}{dt} = Q_s - Q_o - Q_w. \quad (2)$$

Уравнения (1)-(2) замыкаются фазовым соотношением, вытекающим из перехода к рассмотрению двух фаз нефть — вода

$$Q_w F(t) + Q_o(1 - F(t)) = Q(t), \quad (3)$$

где $F(t)$ — функция насыщенностей (доля воды в потоке); $Q(t)$ — итоговый дебит двухфазного потока нефть — вода.

Кроме того, для замыкания системы (1)-(2) используется соотношение для связи объемной насыщенности продукции водой и функции насыщенности (доли воды в потоке)

$$S_w(t) = S_w(F(t)) = \frac{\mu}{\mu - 1 + \frac{1}{F(t)}}, \quad (4)$$

где μ — относительная вязкость воды к вязкости нефти. Эта зависимость выводится из соотношения для доли воды в потоке, аналогичного функции Баклея — Леверетта, хорошо коррелирующей с реальными данными:

$$F(t) = \frac{S_w(t)}{S_w(t) + \mu(1 - S_w(t))}, \quad (5)$$

где доля нефти в двухфазном потоке учтена с использованием слагаемого $1 - S_w(t)$, равного насыщенности нефти в двухфазном потоке (используется такое допущение).

Также для замыкания системы (1)-(2) используются простые геометрические соотношения для клина:

$$V(t) = A(t)d_k, \quad (6)$$

$$\varphi(t) = 2 \arctg \frac{A(t)}{b^2}, \quad (7)$$

где $\varphi(t)$ — полный угол раствора сечения прогретого объема в зависимости от времени; b — высота треугольника (рис. 3); d_k — длина клина.

В случае конуса вместо уравнения (6) используется следующее геометрическое соотношение:

$$V(t) = \frac{\pi}{3b} A^2(t). \quad (8)$$

В качестве допущений все величины, для которых выше не указана зависимость от времени, считаются постоянными.

Для численного решения были взяты следующие обобщенные данные на основании анализа нескольких источников [2, 7-10, 15, 16]:

$$\begin{aligned} Q_s &= \frac{14 \text{ кг}}{36 \text{ с}}, Q_w = \frac{4 \text{ кг}}{36 \text{ с}}, Q_o = \frac{1 \text{ кг}}{18 \text{ с}}, C_w = 4\,200 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}, C_o = 2\,000 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}; \\ \alpha &= 100 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \text{К}}, \Delta t = 72\,000 \text{ с}, \mu = 0,001, d_k = 300 \text{ м}, m = 0,16; \\ \rho_o &= 800 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, \rho_w = 1\,000 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, \rho_s = 100 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, l = 2 \cdot 10^6 \frac{\text{Дж}}{\text{кг}}; \\ T_s &= 400 \text{ К}, T_o = 300 \text{ К}. \end{aligned}$$

Для клина $b = 50$ м, для конуса $b = 1$ м, иначе при 50 м схема для конуса становится неустойчивой. В начальный момент времени $t = dt$ площадь (первый шаг выбран так) $A_1 = 0,03 \text{ м}^2$ (так как некоторый прогрев уже пошел, и чтобы программа не выдавала ошибок деления на 0), дебит двухфазного потока нефть — вода

$$Q_1 = \frac{3 \text{ кг}}{36 \text{ с}}.$$

Для численного решения с помощью программы на компьютере был разработан следующий алгоритм:

1. Задаются параметры (данные).
2. Учитывается, что $Q(t)$ снижается с течением времени с использованием аппроксимации, близкой к графическому виду функции $F(t)$:

$$Q_{i+1} = Cq_i^{0,999}, \quad (9)$$

где i — номер шага по времени; q_i — численное значение дебита Q на шаге i ; C — размерная константа, равная 1 кг/с.

3. Из (3) выражается F :

$$F(t) = \frac{Q(t) - Q_o}{Q_w - Q_o} \quad (10)$$

и подставляется в (4).

4. Подставляется значение S_w из (4), уравнение (2) решается простым интегрированием, получается

$$mV(t)(S_w(t)\rho_w + S_s(t)\rho_s + (1 - S_w(t) - S_s(t))\rho_o) = (Q_s - Q_o - Q_w)t. \quad (11)$$

5. После интегрирования из (11) выражается S_s и подставляется в (1), уравнение аппроксимируется по разностной схеме Эйлера:

$$\begin{aligned}
& \frac{1}{\Delta t} (mV_{i+1}(S_{w(i+1)}C_w(T_s - T_o)\rho_w + (1 - S_{w(i+1)})C_o(T_s - T_o)\rho_o) + \\
& + \frac{l\rho_s - C_o(T_s - T_o)\rho_o}{\rho_s - \rho_o} ((Q_s - Q_o - Q_w)t_{i+1} - mV_{i+1}(S_{w(i+1)}\rho_w + (1 - \\
& - S_{w(i+1)})\rho_o))) = \\
& = Q_s l - \alpha A_i(t)(T_s - T_o) - Q_o C_o(T_s - T_o) - Q_w C_w(T_s - T_o) + \\
& + \frac{mV_i}{\Delta t} (S_{wi}C_w(T_s - T_o)\rho_w + (1 - S_{wi})C_o(T_s - T_o)\rho_o + \\
& + \frac{l\rho_s - C_o(T_s - T_o)\rho_o}{mV_i(\rho_s - \rho_o)} ((Q_s - Q_o - Q_w)t_i - mV_i(S_{wi}\rho_w + (1 - S_{wi})\rho_o))),
\end{aligned} \tag{12}$$

где $t_{i+1} = t_i + \Delta t$, Δt — шаг по времени. Из этого уравнения с учетом (6) или (8) и (7) находятся A , V , φ .

6. По полученным данным строятся графики.

Численная сетка — 100 шагов по времени. Метод Эйлера имеет первый порядок аппроксимации.

Итоговое уравнение для площади треугольника (модель клина):

$$\begin{aligned}
A_{i+1} &= \\
&= \frac{\Delta t}{d_k m} (Q_s l - \alpha A_i(t)(T_s - T_o) - Q_o C_o(T_s - T_o) - Q_w C_w(T_s - T_o) + \\
& + \frac{mA_i d_k}{\Delta t} (S_{wi}C_w(T_s - T_o)\rho_w + (1 - S_{wi})C_o(T_s - T_o)\rho_o + \\
& + \frac{l\rho_s - C_o(T_s - T_o)\rho_o}{mA_i d_k (\rho_s - \rho_o)} ((Q_s - Q_o - Q_w)t_i - mA_i d_k (S_{wi}\rho_w + (1 - S_{wi})\rho_o))) + \\
& + \frac{C_o(T_s - T_o)\rho_o - l\rho_s}{\rho_s - \rho_o} (Q_s - Q_o - Q_w) \frac{t_{i+1}}{\Delta t} \frac{1}{X_{i+1}},
\end{aligned} \tag{13}$$

где

$$\begin{aligned}
X_{i+1} &= \\
&= (S_{w(i+1)}C_w(T_s - T_o)\rho_w + (1 - S_{w(i+1)})C_o(T_s - T_o)\rho_o - \\
& - \frac{l\rho_s - C_o(T_s - T_o)\rho_o}{(\rho_s - \rho_o)} (S_{w(i+1)}\rho_w + (1 - S_{w(i+1)})\rho_o)).
\end{aligned}$$

Для модели конуса итоговое уравнение для квадрата площади треугольника выглядит так:

$$\begin{aligned}
A_{i+1}^2 &= \\
&= \frac{3b\Delta t}{\pi m} (Q_s l - \alpha A_i(t)(T_s - T_o) - Q_o C_o(T_s - T_o) - Q_w C_w(T_s - T_o) + \\
& + \frac{\pi A_i^2}{3b\Delta t} (S_{wi}C_w(T_s - T_o)\rho_w + (1 - S_{wi})C_o(T_s - T_o)\rho_o + \\
& + \frac{3b(l\rho_s - C_o(T_s - T_o)\rho_o)}{\pi A_i^2 (\rho_s - \rho_o)} ((Q_s - Q_o - Q_w)t_i - m \frac{\pi}{3b} A_i^2 (S_{wi}\rho_w + \\
& + (1 - S_{wi})\rho_o))) + \frac{C_o(T_s - T_o)\rho_o - l\rho_s}{\rho_s - \rho_o} (Q_s - Q_o - Q_w) \frac{t_{i+1}}{\Delta t} \frac{1}{X_{i+1}}.
\end{aligned} \tag{14}$$

После этого для модели клина легко посчитать объем из (6) с учетом (13):

$$V_i = A_i d_k, \quad (15)$$

а также угол из (7):

$$\varphi_i = 2 \arctg \frac{A_i}{b^2}. \quad (16)$$

Для модели конуса площадь треугольника считается с учетом (14) по формуле (извлекается квадратный корень с учетом того, что площадь неотрицательна)

$$A_{i+1} = \sqrt{A_{i+1}^2}, \quad (17)$$

после чего несложно посчитать объем из (8):

$$V_i = \frac{\pi}{3b} A_i^2, \quad (18)$$

а также угол из (16).

Результаты расчетов и выводы

В результате расчетов с помощью программы на языке Pascal были получены следующие графики зависимости объема прогретой области, площади сечения этой области, полного угла раствора сечения и доли воды в двухфазном потоке нефть — вода в зависимости от времени прогрева в сутках. Для клина они представлены на рис. 6-9, для конуса — на рис. 10-13. Из вида графиков видна устойчивость разностной схемы Эйлера и предложенной аппроксимации, что и следовало ожидать.

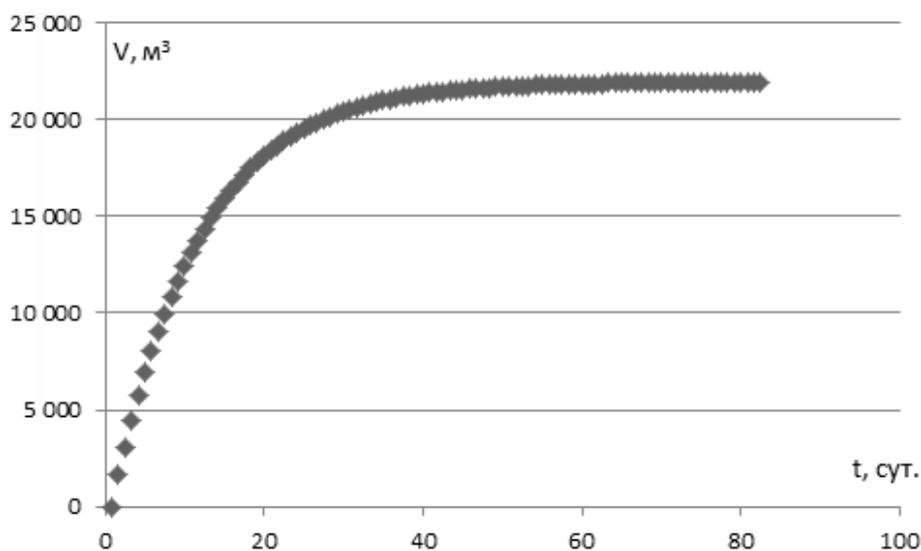


Рис. 6. График зависимости объема прогретой области от времени прогрева для модели клина

Fig. 6. Volume of heated area depending on time of heating for wedge model

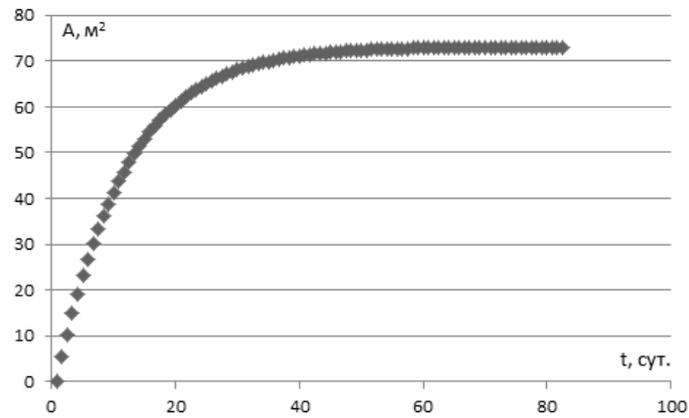


Рис. 7. График зависимости площади сечения клина от времени прогрева

Fig. 7. Area of the cross section of wedge depending on time of heating

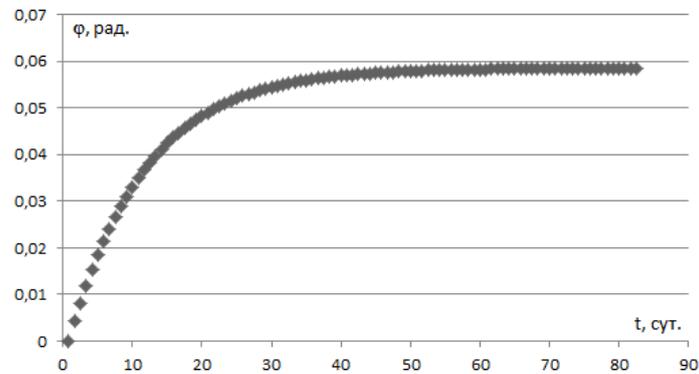


Рис. 8. График зависимости полного угла раствора сечения клина от времени прогрева

Fig. 8. Full opening angle of the cross section of wedge depending on time of heating

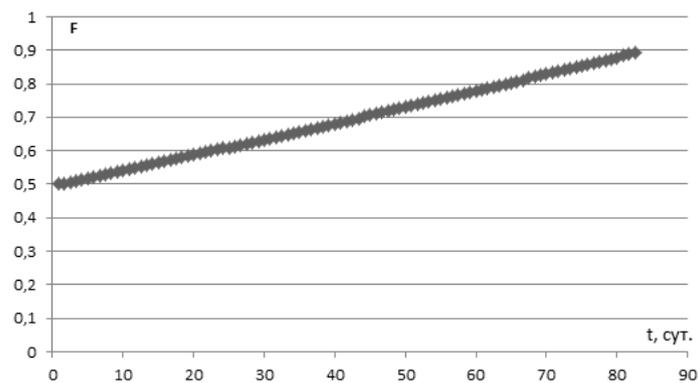


Рис. 9. График зависимости доли воды в потоке нефть — вода от времени прогрева для модели клина

Fig. 9. Fraction of water in oil-water stream depending on time of heating for wedge model

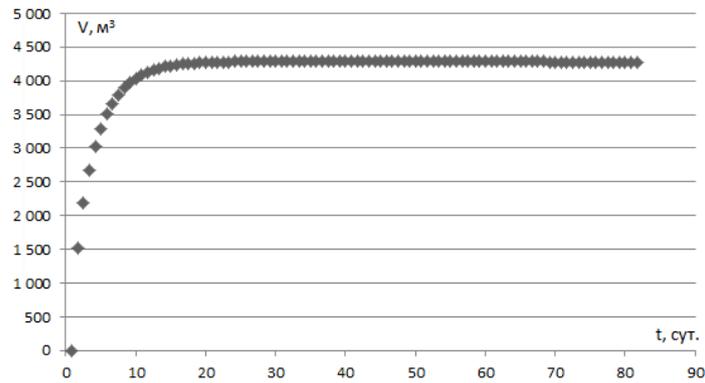


Рис. 10. График зависимости объема прогретой области от времени прогрева для модели конуса

Fig. 10. Volume of heated area depending on time of heating for cone model

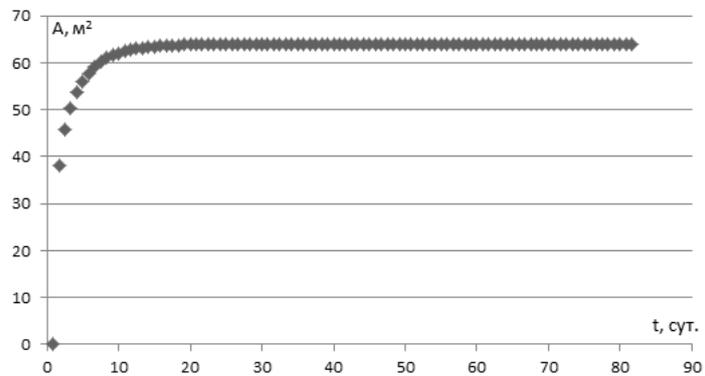


Рис. 11. График зависимости площади сечения конуса от времени прогрева

Fig. 11. Area of the cross section of cone depending on time of heating

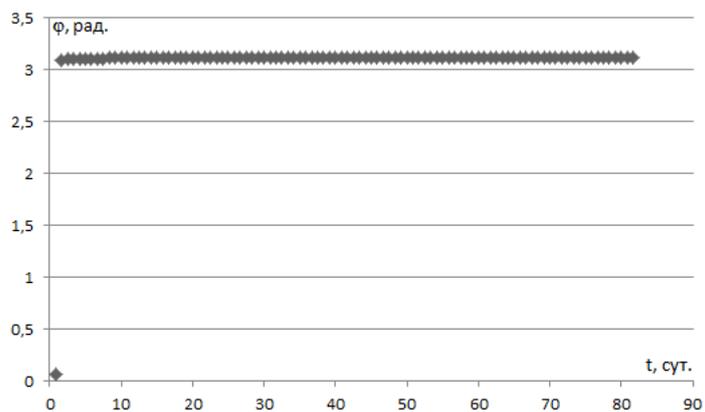


Рис. 12. График зависимости полного угла раствора сечения конуса от времени прогрева

Fig. 12. Full opening angle of the cross section of cone depending on time of heating

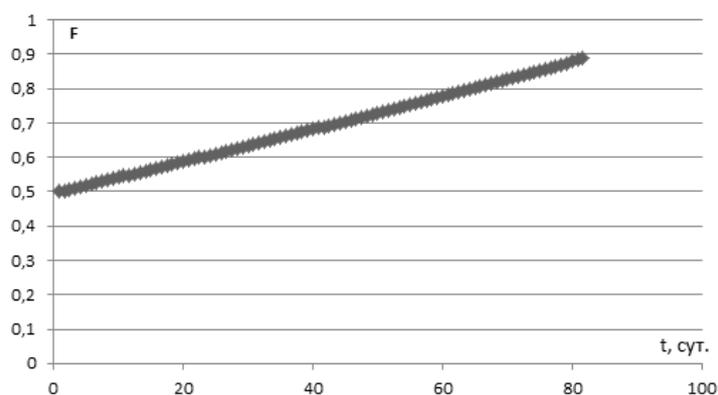


Рис. 13. График зависимости доли воды в потоке нефти — вода от времени прогрева для модели конуса

Fig. 13. Fraction of water in oil-water stream depending on time of heating for cone model

Из графиков видно, что приближение клина является очень хорошей аппроксимацией, в то время как приближение конуса, давая результаты, согласующиеся с реально наблюдаемыми физическими условиями на месторождениях [16, с. 1-7] (однако по графику угла прогрев идет слишком быстро), работает только для точечного источника, причем высота треугольника (сечения) b должна быть мала, иначе схема становится неустойчивой, результаты возрастают стремительно до огромных значений, и графики были бы неверными. Стоит заметить, что с течением времени для обеих моделей доля воды в двухфазном потоке нефть — вода увеличивается, что вполне ожидаемо и согласуется с реальными экспериментами. Для обеих моделей постепенно идет прогрев области и ее расширение до тех пор, пока тепловые потери не сравниваются с закачиваемой вместе с паром теплотой, после чего область перестает расти, прогрев заканчивается. Из модели клина, которая имеет существенно более реальные значения в рассматриваемом приближении, следует, что время прогрева равно около 40 суток. В то же время, эта модель приближенная, о чем говорится, например, в статье З. Заргара и С. М. Фарука Али «Аналитическая обработка SAGD — старое и новое» [16, с. 21], где предлагается из эксперимента определять поправки к модели Батлера, ухудшающие показатели (в рассматриваемом случае увеличивающие время прогрева) до 1,5 раза. Кроме того, возможно экспериментальное улучшение формул (13) и (14).

Важно добавить, что если обозначить за c противоположащую вершине равнобедренного треугольника сторону (то есть основание треугольника), то можно посчитать оптимальное расстояние между скважинами для сетки скважин при парогравитационном воздействии на месторождение тяжелой нефти. Из конечных итоговых размеров прогретой области следует, что необходимо, чтобы треугольники сечений прогретых областей от двух соседних скважин хотя бы имели одну общую точку. Тогда расстояние между скважинами и будет c . Его легко определить из геометрии (используются итоговые данные модели клина, максимальный угол φ_{max} равен 0,059 из рис. 8):

$$\frac{c}{2} = btg \frac{\varphi_{max}}{2}, \quad (19)$$

$$c = 2btg \frac{\varphi_{max}}{2}. \quad (20)$$

Из формулы (20) получается, что оптимальное расстояние между скважинами равно 3 м, что является вполне реальным значением.

Заключение

1. Установлено, что наиболее простой физической моделью для парогравитационного дренажа, но в то же время дающей хорошие реальные результаты, является модель Батлера в приближении клина в качестве прогретой области для протяженной скважины, а приближение конуса действительно для точечного источника пара.
2. На основании тестовой задачи показано, что моделью Батлера можно пользоваться и для горизонтальных скважин, удалось подтвердить правильность модели и интегрального подхода с помощью метода материального баланса.
3. Установлено, что для обоих приближений модели идет прогрев области и ее расширение до тех пор, пока тепловые потери не сравниваются с закачиваемой вместе с паром теплотой.
4. Из модели клина тестовой задачи следует, что время прогрева составляет около 40 суток.
5. На основании тестовой задачи удалось оценить оптимальное расстояние между скважинами, равное 3 м.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Антониади Д. Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти / Д. Г. Антониади, А. Р. Гарушев, В. Г. Ишханов. Краснодар: Советская Кубань, 2000. 464 с.
2. Евдокимова В. А. Сборник задач по подземной гидромеханике / В. А. Евдокимова, И. Н. Кочина. М.: Недра, 1979. 168 с.
3. Материалы сайта «Всё о нефти». Метод парогравитационного дренажа (SAGD). URL: <http://vseonefti.ru/upstream/sagd.html>
4. Щепалов А. А. Тяжелые нефти, газовые гидраты и другие перспективные источники углеводородного сырья: учебно-методическое пособие / А. А. Щепалов. Нижний Новгород: Нижегородский университет, 2012. 93 с.
5. Arshad M. Multiphase Equilibria of Solvent-Steam-Bitumen System within SAGD Steam-Chamber Boundary / M. Arshad, Huazhou Andy Li // Article № SPE-174444-MS. Society of Petroleum Engineers, 2015.
6. Farouq Ali S. M. Life after SAGD — 20 Years Later / S. M. Farouq Ali // Article № SPE-180394-MS. Society of Petroleum Engineers, 2016.
7. Garipov T. T. Rigorous Coupling of Geomechanics and Thermal-Compositional Flow for SAGD and ES-SAGD Operations / T. T. Garipov, D. V. Voskov, H. A. Tchelepi // Article № SPE-174508-MS. Society of Petroleum Engineers, 2015.

8. Ghasemi M. Compositional Variation in SAGD / M. Ghasemi, K. H. Whitson // Article № SPE-175022-MS. Society of Petroleum Engineers, 2015.
9. Keshavarz M. Modification of Butler's Unsteady-State SAGD Theory to Include the Vertical Growth of Steam Chamber / M. Keshavarz, T. G. Harding, Zhangxin Chen // Article № SPE-180733-MS. Society of Petroleum Engineers, 2016.
10. Li Qingmao. A New Analysis on the Convective Heat Transfer at the Edge of the SAGD Chamber / Qingmao Li, Zhangxin Chen // Article № SPE-175063-MS. Society of Petroleum Engineers, 2015.
11. Li Ran. Chemical Additives and Foam to Enhance SAGD Performance / Ran Li, S. Reza Etminan, Zhangxin Chen // Article № SPE-174489-MS. Society of Petroleum Engineers, 2015.
12. Nascimento C. M. Design, Optimization and Operation of SAGD Wells Using Dynamic Flow Simulations / C. M. Nascimento // Article № SPE-180459-MS. Society of Petroleum Engineers, 2016.
13. Nourozieh H. Modelling of Non-Condensable Gas Injection in SAGD Process — Important Mechanisms and Their Impact on Field Scale Simulation Models / H. Nourozieh, E. Ranjbar, A. Kumar // Article № SPE-174494-MS. Society of Petroleum Engineers, 2015.
14. Wang Cui. Characterizing the Effects of Lean Zones and Shale Distribution in Steam-Assisted-Gravity-Drainage Recovery Performance / Cui Wang, Juliana Y. Leung // Article № SPE-170101-PA. Society of Petroleum Engineers, 2015.
15. Xiong Wanqiang. Development of a Thermal Wellbore Simulator with Focus on Improving Heat Loss Calculations for SAGD Steam Injection / Wanqiang Xiong, M. Bahonar, Zhangxin Chen // Article № SPE-174408-MS. Society of Petroleum Engineers, 2015.
16. Zargar Z. Analytical Treatment of SAGD — Old and New / Z. Zargar, S. M. Farouq Ali // Article № SPE-180748-MS. Society of Petroleum Engineers, 2016.

Alexander Ya. GILMANOV¹
Alexander P. SHEVELEV²

**PHYSICAL AND MATHEMATICAL MODELING
OF STEAM-ASSISTED-GRAVITY-DRAINAGE
OF HEAVY OIL FIELDS BASED
ON MATERIAL BALANCE METHOD**

¹ Engineer-Trainee, Center of Core Research,
Tyumen Oil Research Center,
Rosneft Oil Company
agilmanov1996@gmail.com

² Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor,
Department of Modeling of Physical Processes and Systems,
Institute of Physics and Technology, University of Tyumen
alexandershevelev@mail.ru

Abstract

Hard-to-recover oil reserves are widely used to maintain the rate of production of hydrocarbons. A significant part of such fields is high-viscosity oil, present in West Siberia, including reserves in the Russian oil-field. Thermal methods are widely used for their effective production, e. g., steam-assisted gravity drainage (SAGD), which, as the analysis of literature sources showed, is used more and more often in the world. For an optimization of the process of heavy oil recovery using SAGD, it is necessary to conduct physical and mathematical modeling of this process with the assistance of high-performance software and numerical schemes. The most of the modern techniques are based on using the fundamental system of equations of mechanics of multiphase systems. This calculation requires a lot of time and does not allow tracking the process in real time. The application of models using material balance method helps to simplify a solvable problem.

The authors of the article suggest an adaptation of Butler's model for horizontal wells based on material balance method. The physical consistency of this model is verified using model

Citation: Gilmanov A. Ya., Shevelev A. P. 2017. "Physical and Mathematical Modeling of Steam-Assisted-Gravity-Drainage of Heavy Oil Fields Based on Material Balance Method". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 3, no 3, pp. 52-69.

DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-3-52-69

problem and subsequent qualitative comparison of the correctness of the obtained data with production data. On the basis of calculations there is a conclusion that the considered model is applicable for qualitative and quantitative prediction of the production of the real field with heavy oil in West Siberia, e. g., the Russian field.

Keywords

Increase of oil recovery, physical and mathematical modeling, thermal physics, steam-assisted gravity drainage, underground hydromechanics, numerical methods, energetic.

DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-3-52-69

REFERENCES

1. Antoniadis D. G., Garushev A. R., Ishkhanov V. G. 2000. "Nastolnaya kniga po termicheskim metodam dobichi nefi" [A Handbook of Thermal Methods of Oil Recovery]. Krasnodar: Soviet Kuban.
2. Evdokimova V. A., Kochina I. N. 1979. "Sbornik zadach po podzemnoy gidromehanike" [Collection of Tasks in Underground Hydromechanics]. Moscow: Nedra.
3. Materials of web-site "Vsy o nefi" [All about Oil]. "Metod parogravitatsionnogo drenazha" [Method of Steam-Assisted-Gravity-Drainage (SAGD)]. <http://vseonefti.ru/upstream/sagd.html>
4. Shchepalov A. A. 2012. "Tyazhyoliye nefi, gazovie gidrati i drugie perspectivnie istochniki uglevodorodnogo sirya: uchebno-metodicheskoye posobiye" [Heavy Oil, Gas Hydrates and Others Perspective Sources of Hydrocarbon Raw Materials]. Nizhny Novgorod: University of Nizhny Novgorod.
5. Arshad M., Li H. A. 2015. "Multiphase Equilibria of Solvent-Steam-Bitumen System within SAGD steam-Chamber Boundary". SPE article no 174444-MS. Society of Petroleum Engineers.
6. Farouq Ali S. M. 2016. "Life after SAGD — 20 Years Later". SPE article no 180394-MS. Society of Petroleum Engineers.
7. Garipov T. T., Voskov D. V., Tchelepi H. A. 2015. "Rigorous Coupling of Geomechanics and Thermal-Compositional Flow for SAGD and ES-SAGD Operations". SPE article no 174508-MS. Society of Petroleum Engineers.
8. Ghasemi M., Whitson K. H. 2015. "Compositional Variation in SAGD". SPE article no 175022-MS. Society of Petroleum Engineers.
9. Keshavarz M., Harding T. G., Chen Z. 2016. "Modification of Butler's Unsteady-State SAGD Theory to Include the Vertical Growth of Steam Chamber. SPE article no 180733-MS. Society of Petroleum Engineers.
10. Li Q., Chen Z. 2015. "A New Analysis on the Convective Heat Transfer at the Edge of the SAGD Chamber". SPE article no 175063-MS. Society of Petroleum Engineers.
11. Li R., Reza E. S., Chen Z. 2015. "Chemical Additives and Foam to Enhance SAGD Performance". SPE article no 174489-MS. Society of Petroleum Engineers
12. Nascimento C. M. 2016. "Design, Optimization and Operation of SAGD Wells Using Dynamic Flow Simulations". SPE article no 180459-MS. Society of Petroleum Engineers.

13. Nourozieh H., Ranjbar E., Kumar A. 2015. “Modelling of Non-Condensable Gas Injection in SAGD Process — Important Mechanisms and Their Impact on Field Scale Simulation Models”. SPE article no 174494-MS. Society of Petroleum Engineers.
14. Wang C., Leung J. Y. 2015. “Characterizing the Effects of Lean Zones and Shale Distribution in Steam-Assisted-Gravity-Drainage Recovery Performance”. SPE article no 170101-PA. Society of Petroleum Engineers.
15. Xiong W., Bahonar M., Chen Z. 2015. “Development of a Thermal Wellbore Simulator with Focus on Improving Heat Loss Calculations for SAGD Steam Injection”. SPE article no 174408-MS. Society of Petroleum Engineers.
16. Zargar Z., Farouq A. S. M. 2016. “Analytical Treatment of SAGD — Old and New”. SPE article no 180748-MS. Society of Petroleum Engineers.