

Александр Янович ГИЛЬМАНОВ¹
Александр Павлович ШЕВЕЛЁВ²

УДК 53.043

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА

¹ студент 4 курса направления «Физика»,
кафедра моделирования физических процессов и систем,
Физико-технический институт,
Тюменский государственный университет;
инженер-практикант, Центр исследований ядра
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

В настоящее время запасы легкодоступной нефти постепенно сокращаются. Поэтому приходится вовлекать в разработку месторождения тяжелой нефти, а также другие трудноизвлекаемые запасы. В Татарстане и Западной Сибири имеются существенные запасы высоковязкой нефти (например, на Русском месторождении). Для добычи таких запасов необходимо использовать специальные методы, главным образом тепловые, из которых наиболее перспективным является метод парогравитационного дренажа (SAGD). В последнее время для данного метода помимо распространенной технологии с двумя горизонтальными скважинами начал применяться способ с двумя

Цитирование: Гильманов А. Я. Моделирование перспективных направлений применения технологий парогравитационного дренажа / А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4. № 1. С. 39-54.
DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-1-39-54

вертикальными нагнетательными скважинами и одной горизонтальной скважиной. В России, как правило, в силу большой глубины залегания нефти и возможности тепловых потерь моделирование SAGD особенно актуально. Для этого можно использовать проверенную расчетную модель, основанную на фундаментальной системе уравнений механики многофазных систем. Но для этого требуется большое количество данных, которые не всегда имеются по рассматриваемому месторождению, а также существенные временные затраты. Для устранения этих недостатков без существенной потери точности можно использовать интегральный подход на основе модели Батлера и метода материального баланса, предлагаемый и постоянно совершенствуемый авторами статьи. Впервые данная модель проверяется и сопоставляется с реальными промысловыми данными по западным месторождениям для обеих технологий применения SAGD, что является целью данной работы и отличает ее от предыдущей работы авторов. При этом полученные результаты сопоставимы с реальными западными данными и доказывают физическую непротиворечивость модели и возможность ее применения для расчетов оптимальных параметров SAGD для других месторождений высоковязкой нефти в России.

Ключевые слова

Теплофизика, тепломассоперенос, термодинамика, повышение нефтеотдачи пластов, физико-математическое моделирование, парогравитационный дренаж, подземная гидромеханика, численное моделирование, энергетика.

DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-1-39-54

Введение

В настоящее время среди всех запасов нефти доля трудноизвлекаемых является достаточно большой и с течением времени увеличивается. При разработке таких месторождений распространенные тепловые методы не всегда экономически выгодно применять. Мировой опыт показывает, что месторождения тяжелой нефти успешно разрабатываются в Канаде с использованием технологии парогравитационного дренажа (SAGD — Steam-Assisted-Gravity-Drainage), имеется также опыт разработки подобных месторождений в России. Но в нашей стране для глубокозалегающих месторождений остается неясным, насколько эффект применения SAGD оптимален и максимален и насколько эффективно используются ресурсы, а также можно ли этот же эффект получить с меньшими затратами. Для глубокозалегающих пластов важна доставка теплоносителя на забой скважины, чтобы там был пар, а не горячая вода. В Канаде подобные вопросы не стоят в силу малой глубины залегания пластов, а успешность опыта объясняется очень большой долей тяжелой нефти среди всех запасов. В силу вышеперечисленных причин в нашей стране актуально моделирование процесса SAGD.

Поэтому целью данной работы является рассмотрение основных перспективных направлений в моделировании SAGD и проверка нового способа с двумя вертикальными нагнетательными скважинами, о котором будет написано ниже.

Основные подходы к моделированию SAGD

Существует наиболее часто используемый способ применения SAGD, рассмотренный в статье [1], для двух горизонтальных скважин, одна из которых является нагнетательной, а другая — добывающей.

Другим перспективным способом применения SAGD является использование двух вертикальных скважин для закачки пара при использовании горизонтальной скважины в качестве добывающей. Данный метод был впервые применен для технологии газогравитационного дренажа GAGD (Gas-Assisted-Gravity-Drainage) [10], в которой в пласт закачивается негорячий углекислый газ CO_2 , увеличивающий подвижность нефти. Для технологии SAGD необходимо заменить CO_2 на горячий водяной пар. Такой способ может облегчить гравитационный дренаж нефти, увеличив ее дебит, однако требует строительства двух вертикальных скважин (рис. 1) для закачки пара для увеличения прогретой паром области нефти, что в исходном способе SAGD достигалось с помощью одной горизонтальной. Этот способ является новым и применяется пока что на очень небольшом количестве месторождений.

Существует общий подход, основанный на фундаментальной системе уравнений механики многофазных систем, включающей уравнения сохранения (превращения) массы, импульса, энергии для многокомпонентной системы, а также различные замыкающие соотношения [4, 12].

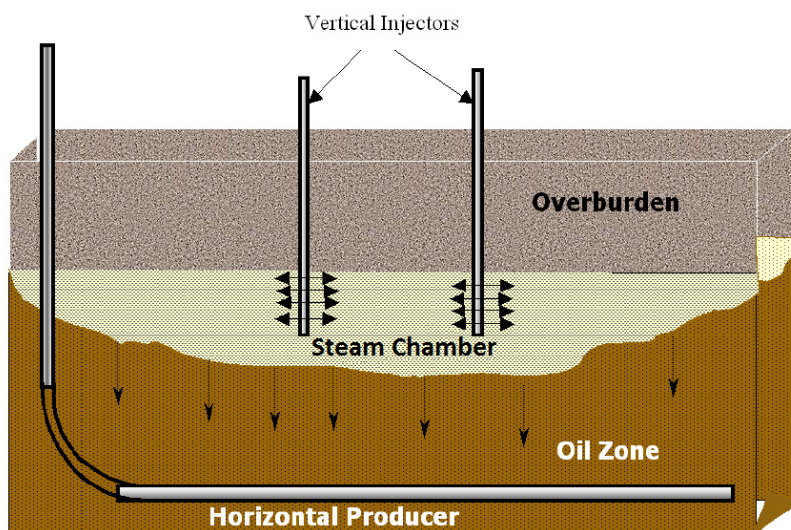


Рис. 1. Метод SAGD с двумя вертикальными нагнетательными скважинами (vertical injectors). Здесь overburden — кровля, steam chamber — паровая область, oil zone — зона нефти, horizontal producer — горизонтальная добывающая скважина [11]

Fig. 1. Method of SAGD with two vertical injectors [11]

Например, в [12] приводится следующая система уравнений.

Уравнение сохранения (превращения) массы для N_c гидрокарбонатных компонентов:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t} (\rho_g \alpha_g x_{cg} + \rho_o \alpha_o x_{co} + \rho_w \alpha_w x_{cw}) + \frac{\partial}{\partial z} (\rho_g v_{sg} x_{cg} + \rho_o v_{so} x_{co} + \rho_w v_{sw} x_{cw}) = \\ & = m_{cg} + m_{co} + m_{cw}, \quad c = 1, 2, \dots, N_c, \end{aligned} \quad (1)$$

для водяного компонента:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t} (\rho_g \alpha_g x_{wg} + \rho_o \alpha_o x_{wo} + \rho_w \alpha_w x_{ww}) + \frac{\partial}{\partial z} (\rho_g v_{sg} x_{wg} + \rho_o v_{so} x_{wo} + \rho_w v_{sw} x_{ww}) = \\ & = m_{wg} + m_{wo} + m_{ww}, \end{aligned} \quad (2)$$

где ρ — плотность, α — локальная фазовая объемная доля фракции внутри пласта, x — мольная доля гидрокарбонатного или водяного компонента соответственно во фракциях g (индекс газа), o (индекс нефти) и w (индекс воды), t — время, z — координата по вертикали, m_{ab} — локальный коэффициент переноса массы из фазы a в фазу b (интенсивность фазового перехода), v_{sa} — поверхностная скорость фазы a , определяемая как $v_{sa} = \alpha_a v_a$, где v_a — скорость перемещения вещества в фазе a .

Уравнение изменения давления в скважине p_c по вертикали (аналог закона сохранения импульса):

$$\frac{\partial p_c}{\partial z} = \rho_c g \cos \theta \pm \frac{f_m \rho_c v_c^2}{2d_{\text{врт}}} \pm \left(\frac{d(\rho_c v_c)}{dt} + \frac{\rho_c v_c dv_c}{dz} \right), \quad (3)$$

где ρ_c — плотность смеси, вычисляемая по формуле $\rho_c = \rho_g \alpha_g + \rho_o \alpha_o + \rho_w \alpha_w$, g — ускорение свободного падения, θ — угол в данном месте между скважиной и вертикальным направлением, f_m — фактор трения Муди, связанный с числом Рейнольдса, v_c — скорость смеси, $d_{\text{врт}}$ — внутренний диаметр всей цилиндрической скважины, знак «+» берется для нагнетающей скважины, знак «-» — для добывающей.

Уравнение сохранения (превращения) энергии:

$$\frac{\partial}{\partial t} \sum_i \rho_i \alpha_i (u_i + \frac{1}{2} v_i^2) = - \frac{\partial}{\partial z} \sum_i \rho_i v_{si} (h_i + \frac{1}{2} v_i^2) + \sum_i \rho_i v_{si} g \cos \theta - \frac{Q_n}{S} + m_h, \quad (4)$$

где i — индекс фазы ($i = o, g, w$), u_i — удельная (по массе) внутренняя энергия фазы i , определяемая по формуле

$$u_i = \frac{3}{2M_i} RT_i, \quad (5)$$

где M_i — молярная масса фазы i , R — универсальная газовая постоянная, T_i — температура фазы i , h_i — удельная (по массе) энтальпия фазы i , определяемая по формуле

$$h_i = u_i + \frac{p_i}{\rho_i}, \quad (6)$$

где p_i — давление фазы i , ρ_i — плотность фазы i , Q_n — удельное количество тепловых потерь, S — площадь поперечного сечения трубы для течения жидкости или газа, m_h — коэффициент переноса тепла источником или стоком. Фазовая плотность учитывает эффект Джоуля — Томпсона.

Система уравнений (1)-(6) замыкается следующими очевидными уравнениями:

$$\alpha_g + \alpha_o + \alpha_w = 1, \quad (7)$$

$$v_{sg} + v_{so} + v_{sw} = v_{\text{ср.с.}}, \quad (8)$$

$$\sum_{c=1}^{N_c} x_{ci} + x_{wi} = 1, \quad i = o, g, w, \quad (9)$$

где $v_{\text{ср.с.}}$ — средняя скорость смеси, а также уравнением состояния, например, уравнением Клапейрона — Менделеева для фазы i :

$$p_i M_i = \rho_i z_i R T_i, \quad (10)$$

где z_i — коэффициент сверхсжимаемости фазы i , показывающий, насколько она далека от идеального газа.

Авторы [12] рассчитывают с помощью уравнений (1)-(10) плотности, давления и температуры каждой фазы с течением времени и в зависимости от вертикальной координаты численно на компьютере, однако сама численная схема ввиду сложности в статье не приводится.

Таким образом, достоинствами данного метода являются очень подробное описание процесса парогравитационного дренажа, учитывающее любые эффекты, и то, что эта система уравнений проверена годами, но, к сожалению, моделирование данным методом требует больших временных затрат. Кроме того, для такого подхода требуется значительное количество данных, в том числе подробно описывающих различные межфазные взаимодействия, а их, как правило, нет, а для получения такой информации нужны большие временные, технологические и финансовые затраты.

Для преодоления перечисленных трудностей можно использовать метод материального баланса. Это подход, базирующийся на основных законах сохранения без подробного учета всех эффектов. Основное преимущество такого метода в том, что он является простым и легким в применении. Однако важно не допустить существенной потери точности, получая физически непротиворечивые результаты. Поэтому для правильного описания процесса SAGD при использовании метода материального баланса можно использовать модель, предложенную Батлером [7, 13]. Эта модель является упрощенной и основана на обобщении экспериментальных данных. Подробное физическое описание такого подхода и его схематичные изображения приведены в статье [1]. При

этом для варианта SAGD с двумя вертикальными скважинами модель будет точно такой же, только нужно установить на высоте треугольника сечения две нагнетательные скважины. Важно добавить, что итоговая паровая область имеет форму клина, если считать скважину протяженным источником тепла, или конуса, если считать ее точечным.

Стоит заметить, что данный метод можно использовать и для технологии с двумя вертикальными нагнетательными скважинами и добывающей горизонтальной. Однако эта гипотеза является новой и требует проверки и сопоставления с реальными промысловыми данными, что и является целью данной работы.

Новым в данной статье является сравнение полученных с помощью двух аппроксимаций (клина и конуса) результатов с западными реальными данными для двух вертикальных нагнетательных скважин для проверки полученных значений на непротиворечивость.

Физико-математические расчеты

В [1] рассмотрена предлагаемая расчетная физико-математическая модель, основанная на методе материального баланса. Следует напомнить лишь ее основные уравнения.

Тепловой баланс:

$$\frac{d(mV(t)(S_w(t)C_w(T_s - T_o)\rho_w + S_s(t)l\rho_s + (1 - S_w(t) - S_s(t))C_o(T_s - T_o)\rho_o))}{dt} = Q_s l - \alpha A(t)(T_s - T_o) - Q_o C_o(T_s - T_o) - Q_w C_w(T_s - T_o), \quad (11)$$

где индексы *w* обозначает воду, *o* — нефть, *s* — пар, *m* — пористость, *t* — время, *V* — объем прогретой области, *S_j* — объемная насыщенность продукции *j*-той фазой, *C_j* — удельная теплоемкость *j*-той фазы, *T_j* — температура *j*-той фазы, *ρ_j* — плотность *j*-той фазы, *l* — удельная теплота парообразования воды, *Q_j* — массовый дебит *j*-той фазы, *α* — коэффициент теплоотдачи, *A* — площадь сечения прогретого объема модели.

Закон сохранения массы:

$$\frac{d(mV(t)(S_w(t)\rho_w + S_s(t)\rho_s + (1 - S_w(t) - S_s(t))\rho_o))}{dt} = Q_s - Q_o - Q_w. \quad (12)$$

Для замыкания системы уравнений (11)-(12) используются следующие соотношения. Переход к рассмотрению двухфазного потока:

$$Q_w F(t) + Q_o(1 - F(t)) = Q(t), \quad (13)$$

где *F* — функция насыщенностей (доля воды в потоке), *Q* — итоговый дебит потока нефть-вода.

И соотношение, связывающее водонасыщенность с долей воды в потоке:

$$S_w(t) = S_w(F(t)) = \frac{\mu}{\mu - 1 + \frac{1}{F(t)}}, \quad (14)$$

где μ – относительная вязкость воды к вязкости нефти.

Для расчетов, в отличие от работы [1], был взят модельный пласт со следующими характеристиками, близкими по величине с данными по западным месторождениям, где технология SAGD нашла наибольшее применение и имеется длительный опыт ее использования [3, 5, 9]:

$$Q_s = 2,34 \frac{\text{кг}}{\text{с}}, Q_w = 0,78 \frac{\text{кг}}{\text{с}}, Q_o = 1,17 \frac{\text{кг}}{\text{с}}; \alpha = 15 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2\text{К}};$$

$$C_w = 4\,200 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}, C_o = 4\,500 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}, b = 30 \text{ м}, d_k = 100 \text{ м}, m = 0,33;$$

$$\rho_o = 850 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, \rho_w = 1\,000 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, \rho_s = 100 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, l = 2 \cdot 10^6 \frac{\text{Дж}}{\text{кг}};$$

$$T_s = 478 \text{ К}, T_o = 288 \text{ К}, \text{ для клина } \mu = 0,0001, \text{ для конуса } \mu = 0,1,$$

где b — мощность пласта (высота треугольника сечения), d_k — длина клина.

Для модели конуса берется другое значение относительной вязкости воды к вязкости нефти, иначе решение получается неустойчивым, а вид функции насыщенностей — неправильным, модель конуса необходима для качественного, но не количественного подтверждения правильности предлагаемой расчетной схемы.

При этом, что также является новым в данной работе, представлена новая аппроксимация для функции насыщенности, опирающаяся на реальные промысловые данные по западным месторождениям.

Система уравнений (11)-(14) решается численно с помощью конечно-разностной схемы. Число шагов по времени принято равным 200. Кроме того, используются известные геометрические соотношения.

Связь объема клина на i -том шаге с площадью сечения и длиной клина:

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

Для конуса связь объема и площади сечения такова:

$$V_i = \frac{\pi}{3b} A_i^2. \quad (16)$$

Угол раствора сечения для обеих моделей:

$$\varphi_i = 2 \arctg \frac{A_i}{b^2}. \quad (17)$$

Выбраны следующие начальные условия: начальный шаг по времени $t = dt$ и $A_1 = 0,03 \text{ м}^2$, начальная и конечная (для расчетной сетки, т. е. значение примерно через полгода) функции насыщенности [2, 6] для линейной аппроксимации ее поведения в зависимости от времени:

$$F_1 = 0,2; F_{200} = 0,65.$$

С учетом уравнения (13) на i -том временном шаге:

$$Q_i = F_i(Q_w - Q_o) + Q_o. \quad (18)$$

Тогда шаг увеличения дебита двухфазного потока нефть — вода:

$$Q_{\text{шаг}} = \frac{Q_{200} - Q_1}{N}, \quad (19)$$

где N — число шагов по времени, равное 200, Q_1 и Q_{200} , вычисляются из (18). При этом

$$Q_{i+1} = Q_i + Q_{\text{шаг}}. \quad (20)$$

Дальнейшее решение системы уравнений (11)-(14) с учетом (15)-(20) во многом аналогично [1], но учитывает предлагаемую новую аппроксимацию функции насыщенностей. Для каждого из случаев (клин или конус) сначала считается дебит двухфазного потока нефть — вода с использованием (20) с учетом (18) и (19), затем из (13) выражается F :

$$F(t) = \frac{Q(t) - Q_o}{Q_w - Q_o}, \quad (21)$$

куда подставляется найденное значение Q на каждом шаге по времени. Далее полученные значения F подставляются в (14), откуда выражается значение S_w , которое следует подставить в (12), и полученное уравнение необходимо проинтегрировать и выразить из него насыщенность пара, подставив ее в (11), откуда с учетом (17) и (15) или (16) находятся A , V , φ .

Для площади сечения клина получается такое итоговое уравнение:

$$\begin{aligned} A_{i+1} &= \\ &= \frac{\Delta t}{d_k m} (Q_s l - \alpha A_i(t)(T_s - T_o) - Q_o C_o(T_s - T_o) - Q_w C_w(T_s - T_o) + \\ &+ \frac{mA_i d_k}{\Delta t} (S_{wi} C_w(T_s - T_o) \rho_w + (1 - S_{wi}) C_o(T_s - T_o) \rho_o + \\ &+ \frac{l \rho_s - C_o(T_s - T_o) \rho_o}{mA_i d_k (\rho_s - \rho_o)} ((Q_s - Q_o - Q_w) t_i - mA_i d_k (S_{wi} \rho_w + (1 - S_{wi}) \rho_o))) + \\ &+ \frac{C_o(T_s - T_o) \rho_o - l \rho_s}{\rho_s - \rho_o} (Q_s - Q_o - Q_w) \frac{t_{i+1}}{\Delta t} \frac{1}{X_{i+1}}, \end{aligned} \quad (22)$$

где $t_{i+1} = t_i + \Delta t$, Δt — шаг по времени,

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

Для квадрата площади сечения конуса итоговое уравнение такое:

$$\begin{aligned}
 A_{i+1}^2 &= \\
 &= \frac{3b\Delta t}{\pi m} (Q_s l - \alpha A_i(t)(T_s - T_o) - Q_o C_o(T_s - T_o) - Q_w C_w(T_s - T_o) + \\
 &+ \frac{m\pi A_i^2}{3b\Delta t} (S_{wi} C_w(T_s - T_o)\rho_w + (1 - S_{wi})C_o(T_s - T_o)\rho_o + \\
 &+ \frac{3b(l\rho_s - C_o(T_s - T_o)\rho_o)}{m\pi A_i^2(\rho_s - \rho_o)} ((Q_s - Q_o - Q_w)t_i - m\frac{\pi}{3b} A_i^2 (S_{wi}\rho_w + \\
 &+ (1 - S_{wi})\rho_o))) + \frac{C_o(T_s - T_o)\rho_o - l\rho_s}{\rho_s - \rho_o} (Q_s - Q_o - \\
 &- Q_w) \frac{t_{i+1}}{\Delta t} \frac{1}{X_{i+1}}. \tag{23}
 \end{aligned}$$

Тогда площадь сечения конуса:

$$A_{i+1} = \sqrt{A_{i+1}^2}. \tag{24}$$

После этого для обеих моделей можно найти объем и угол раствора сечения с учетом (17) и (15) или (16). Расчеты проводились с помощью программы в Delphi.

Итоговые графики зависимости объема, площади сечения, полного угла раствора сечения прогретой области от времени прогрева в сутках для клина представлены на рис. 2-4, для конуса — на рис. 5-7. Зависимость функции насыщенных (доли воды в двухфазном потоке) от времени прогрева одинакова для обеих моделей и представлена на рис. 8. Видно, что полученные графики устойчивы.

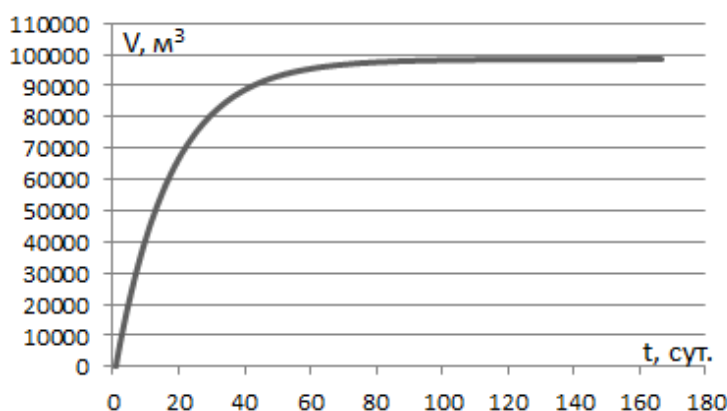


Рис. 2. Зависимость объема прогретой области клина от времени прогрева

Fig. 2. Volume of heated area of wedge depending on time of heating

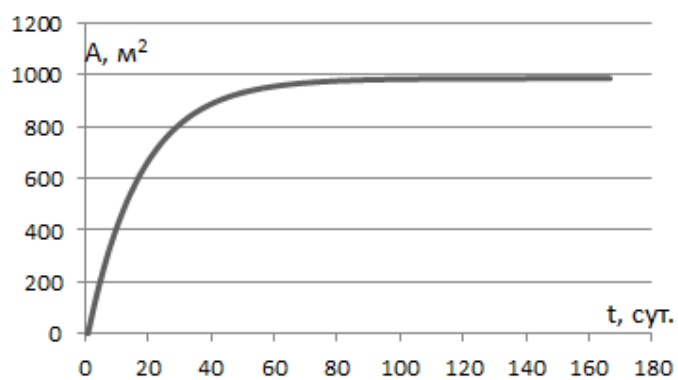


Рис. 3. Зависимость площади сечения клина от времени прогрева

Fig. 3. Area of the cross section of wedge depending on time of heating

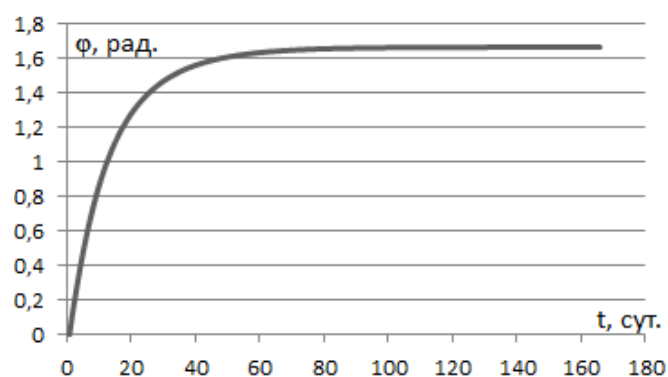


Рис. 4. Зависимость полного угла раствора сечения прогретой области клина от времени прогрева

Fig. 4. Full opening angle of the cross section of heated area of wedge depending on time of heating

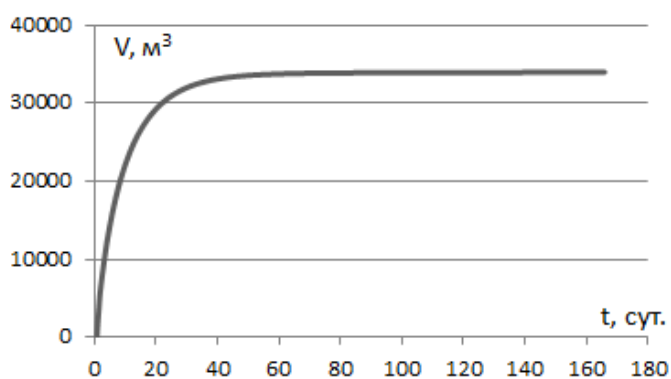


Рис. 5. Зависимость объема прогретой области конуса от времени прогрева

Fig. 5. Volume of heated area of cone depending on time of heating

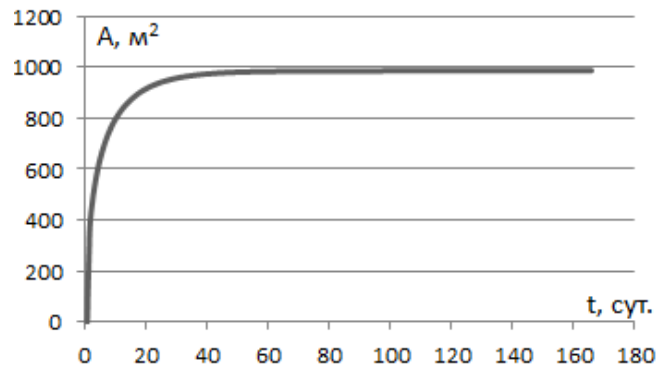


Рис. 6. Зависимость площади сечения конуса от времени прогрева

Fig. 6. Area of the cross section of cone depending on time of heating

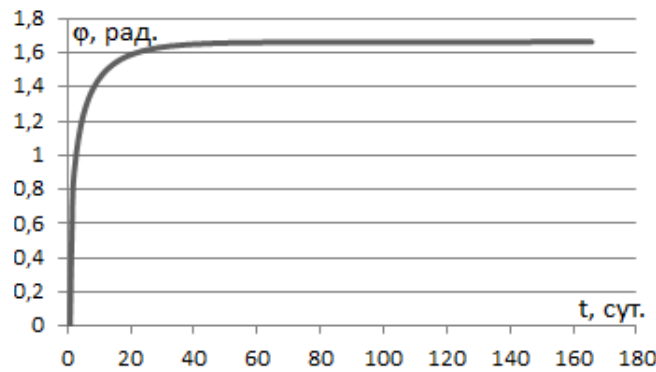


Рис. 7. Зависимость полного угла раствора сечения прогретой области конуса от времени прогрева

Fig. 7. Full opening angle of the cross section of heated area of cone depending on time of heating

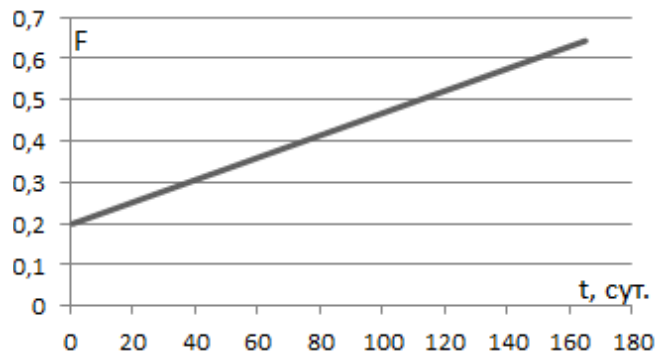


Рис. 8. Зависимость доли воды в двухфазном потоке нефть — вода от времени прогрева для обеих моделей

Fig. 8. Fraction of water in two-phase oil-water stream depending on time of heating for both models

Важно добавить, что расстояние между скважинами с несложно определить из геометрии, используя максимальный угол φ_{\max} из графиков:

$$c = 2btg \frac{\varphi_{\max}}{2}. \quad (25)$$

Итак, полученные графики доказывают физическую непротиворечивость обеих аппроксимаций (конуса и клина), так как с течением времени объем, площадь сечения и угол раствора прогретой области увеличиваются, после чего при достижении некоторого момента времени (времени прогрева) рост этих характеристик прекращается. Это происходит при выравнивании теплопотерь с закачиваемой с парой теплотой. График функции насыщенностей хорошо коррелирует с промысловыми данными [2, 6]. Время прогрева составляет около 70 сут для клина и 40 сут для конуса. Более быстрый прогрев у модели конуса связан с тем, что скважина считается точечным источником, хотя это в реальности не так, что является недостатком модели конуса. Также наблюдается некоторое несовпадение максимальных объемов прогретой области. С другой стороны, максимальные площадь и угол раствора сечения прогретой области для обеих моделей почти одинаковы: φ_{\max} примерно равен 1,66 радиан (около 95°). Тогда из (25) расстояние между скважинами составляет 66 м, что хорошо совпадает с реальными данными как для исходного варианта SAGD с двумя горизонтальными скважинами (добывающей и нагнетательной) [8], так и для рассмотренного выше нового варианта SAGD с добывающей горизонтальной и 2 нагнетательными вертикальными скважинами [10], где составляет 60 м в обоих случаях. Это доказывает применимость предлагаемой модели для всех перспективных вариантов SAGD.

Выводы

1. Рассмотрены перспективные подходы в моделировании SAGD, показано, что существующая и широко применяемая модель на основе фундаментальной системы механики многофазных систем требует большого количества данных и значительных временных затрат.
2. Определено, что предлагаемая интегральная модель на основе метода материального баланса и модели Батлера с новой аппроксимацией функции насыщенностей и опорой на реальные промысловые данные позволяет значительно проще и быстрее рассчитать процесс SAGD при любой технологии его использования (две горизонтальные скважины или одна горизонтальная добывающая скважина и две вертикальные нагнетательные).
3. Полученные результаты количественно и качественно сходятся с реальными данными по западным месторождениям (расстояние между скважинами около 60 м при соответствующих исходных данных). Это выполняется как для приближения клина, так и для приближения конуса, хотя в последнем случае прогрев идет несколько быстрее, так как скважина считается точечным источником, хотя в реальности она имеет конечные размеры.

4. Физическая непротиворечивость модели доказывается прекращением роста объема, площади сечения и угла раствора сечения прогретой области, когда закачиваемая с паром теплота сравнивается с теплопотерями. При этом сам рост прогретого объема приводит к увеличению области высоковязкой нефти, подвергшейся тепловой обработке, и, следовательно, к повышению коэффициента извлечения нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. 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
2. Duncan G. J. Nodal Analysis for SAGD Production Wells with Gas Lift / G. J. Duncan, S. A. Young, P. E. Moseley. Paper № SPE-174521-MS. Society of Petroleum Engineers. 2015.
3. Farouq Ali S. M. Life after SAGD — 20 Years Later / S. M. Farouq Ali. Paper № SPE-180394-MS. Society of Petroleum Engineers. 2016.
4. 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. Paper № SPE-174508-MS. Society of Petroleum Engineers. 2015.
5. Ghasemi M. Compositional Variation in SAGD / M. Ghasemi, K. H. Whitson. Paper № SPE-175022-MS. Society of Petroleum Engineers. 2015.
6. Ji D. Re-Examination of Fingering in SAGD and ES-SAGD / D. Ji, S. Yang, H. Zhong, M. Dong, Z. Chen, L. Zhong. Paper № SPE-180708-MS. Society of Petroleum Engineers. 2016.
7. Keshavarz M. Modification of Butler's Unsteady-State SAGD Theory to Include the Vertical Growth of Steam Chamber / M. Keshavarz, T. G. Harding, Z. Chen. Paper № SPE-180733-MS. Society of Petroleum Engineers. 2016.
8. Khaledi R. Optimized Solvent for Solvent Assisted-Steam Assisted Gravity Drainage (SA-SAGD) Recovery Process / R. Khaledi, T. J. Boone, H. R. Motahhari, G. Subramanian. Paper № SPE-174429-MS. Society of Petroleum Engineers. 2015.
9. Li Q. A new analysis on the convective heat transfer at the edge of the SAGD chamber / Q. Li, Z. Chen. Paper № SPE-175063-MS. Society of Petroleum Engineers. 2015.
10. Saputelli L. Proxy-Based Metamodeling Optimization of Gas-Assisted-Gravity-Drainage Process / L. Saputelli // Journal of petroleum technology. 2017. Vol. 69. No 10. Pp. 92-94.
11. Sarma H. Enhanced and Improved Oil Recovery Methods / H. Sarma. Calgary: University of Calgary, 2008.
12. Xiong W. Development of a Thermal Wellbore Simulator with Focus on Improving Heat Loss Calculations for SAGD Steam Injection / W. Xiong, M. Bahonar, Z. Chen. Paper № SPE-174408-MS. Society of Petroleum Engineers. 2015.
13. Zargar Z. Analytical Treatment of SAGD — Old and New / Z. Zargar, S. M. Farouq Ali. Paper № SPE-180748-MS. Society of Petroleum Engineers. 2016.

Alexander Ya. GILMANOV¹

Alexander P. SHEVELEV²

MODELING OF PERSPECTIVE DIRECTIONS OF APPLICATION OF STEAM-ASSISTED-GRAVITY-DRAINAGE TECHNOLOGIES

¹ Undergraduate Student, Department of Modeling of Physical Processes and Systems,
Institute of Physics and Technology, University of Tyumen;
Engineer-Trainee, Center of Core Research LLC “TNNC”,
Public Joint Stock Company “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

The reserves of easily accessible oil are currently declining. Therefore, it is necessary to employ heavy oil fields in the development, as well as other hard-to-recover reserves. There are significant reserves of high viscosity oil in Tatarstan and Western Siberia (e. g., in the Russian oil field). For the extraction of such reserves, it is necessary to use special methods (mainly thermal), the most promising of which is the method of Steam-Assisted-Gravity-Drainage (SAGD). The SAGD method, with two vertical injection wells and one horizontal well, has only recently been used in addition to the common technology with two horizontal wells. Due to the large depth of oil and the possibility of heat loss, SAGD modeling is especially important in Russia. It can be achieved by a proven computational model based on the fundamental system of equations of mechanics of multiphase systems. However, this requires a large amount of data that is not always available for the considering field, as well as significant time loss. For elimination of these disadvantages without essential loss of accuracy, it is possible to use the integrated approach based on Butler’s model and the method of material balance proposed and constantly improved by the authors of this article.

For the first time this model is tested and compared with real field data for Western fields for both SAGD technologies, which is the purpose of this work and which distinguishes it

Citation: Gilmanov A. Ya., Shevelev A. P. 2018. “Modeling of Perspective Directions of Application of Steam-Assisted-Gravity-Drainage Technologies”. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 4, no 1, pp. 39-54.
DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-1-39-54

from the authors' previous work. At the same time, the obtained results are comparable with the real Western data and prove the physical consistency of the model and the possibility of its application to calculate the optimal SAGD parameters for other highly viscous oil fields in Russia.

Keywords

Thermal physics, heat and mass transfer, thermodynamics, enhanced oil recovery, physical and mathematical modeling, Steam-Assisted-Gravity-Drainage, underground hydromechanics, numerical methods, energetic.

DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-1-39-54

REFERENCES

1. Gilmanov A. Ya., Shevelev A. P. 2017. "Fiziko-matematicheskoye modelirovaniye parogravitatsionnogo drenazha mestorozhdeniy tyazhyoloy nefi na osnove metoda materialnogo balanca" [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
2. Duncan G. J., Young S. A., Moseley P. E. 2015. "Nodal Analysis for SAGD Production Wells with Gas Lift". Paper no SPE-174521-MS. Society of Petroleum Engineers.
3. Farouq Ali S. M. 2016. "Life after SAGD — 20 Years Later". Paper no SPE-180394-MS. Society of Petroleum Engineers.
4. Garipov T. T., Voskov D. V., Tchelepi H. A. 2015. "Rigorous Coupling of Geomechanics and Thermal-Compositional Flow for SAGD and ES-SAGD Operations". Paper no SPE-174508-MS. Society of Petroleum Engineers.
5. Ghasemi M., Whitson K. H. 2015. "Compositional Variation in SAGD". Paper no SPE-175022-MS. Society of Petroleum Engineers.
6. Ji D., Yang S., Zhong H., Dong M., Chen Z., Zhong L. 2016. "Re-Examination of Fingering in SAGD and ES-SAGD". Paper no SPE-180708-MS. Society of Petroleum Engineers.
7. Keshavarz M., Harding T. G., Chen Z. 2016. Modification of Butler's Unsteady-State SAGD Theory to Include the Vertical Growth of Steam Chamber". Paper no SPE-180733-MS. Society of Petroleum Engineers.
8. Khaledi R., Boone T. J., Motahhari H. R., Subramanian G. 2015. "Optimized Solvent for Solvent Assisted-Steam Assisted Gravity Drainage (SA-SAGD) Recovery Process". Paper no SPE-174429-MS. Society of Petroleum Engineers.
9. Li Q., Chen Z. 2015. "A New Analysis on the Convective Heat Transfer at the Edge of The SAGD Chamber". Paper no SPE-175063-MS. Society of Petroleum Engineers.
10. Saputelli L. 2017. "Proxy-Based Metamodeling Optimization of Gas-Assisted-Gravity-Drainage Process". Journal of petroleum technology, vol. 69, no 10, pp. 92-94.
11. Sarma H. 2008. Enhanced and Improved Oil Recovery Methods. Calgary: University of Calgary.

12. Xiong W., Bahonar M., Chen Z. 2015. "Development of a Thermal Wellbore Simulator with Focus on Improving Heat Loss Calculations for SAGD Steam Injection". Paper no SPE-174408-MS. Society of Petroleum Engineers.
13. Zargar Z., Farouq Ali S. M. 2016. "Analytical Treatment of SAGD — Old and New". Paper no SPE-180748-MS. Society of Petroleum Engineers.