

## **МЕХАНИКА ЖИДКОСТИ, ГАЗА И ППАЗМЫ**

**Александр Павлович ШЕВЕЛЁВ<sup>1</sup>**  
**Александр Янович ГИЛЬМАНОВ<sup>2</sup>**

УДК 53.043

### **РАСЧЕТ ХАРАКТЕРИСТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА И УВЕЛИЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ОХВАТА ПЛАСТА**

<sup>1</sup> кандидат физико-математических наук,  
доцент кафедры моделирования физических процессов и систем,  
Физико-технический институт,  
Тюменский государственный университет  
alexandershevelev@mail.ru

<sup>2</sup> магистрант, кафедра моделирования физических процессов и систем,  
Физико-технический институт,  
Тюменский государственный университет  
agilmanov1996@gmail.com

#### **Аннотация**

Самым перспективным направлением разработки месторождений высоковязкой нефти является технология парогравитационного дренажа (SAGD). Существующие классические подходы не позволяют рассчитать некоторые необходимые параметры для успешной реализации процесса, а также требуют расчета в каждой точке границы паровой камеры. Дальнейшее развитие ранее предложенного авторами подхода позволяет не только упростить расчеты в рамках заданной точности, но и получить управляющие параметры процесса. Традиционная схема расстановки скважин при SAGD не позволяет получить коэффициент

---

**Цитирование:** Шевелёв А. П. Расчет характеристических параметров процесса парогравитационного дренажа и увеличение коэффициента охвата пласта / А. П. Шевелёв, А. Я. Гильманов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2019. Том 5. № 1. С. 69-86.

DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-1-69-86

---

охвата больше 0,5 в силу равенства оптимального расстояния между скважинами и максимального основания треугольника сечения паровой камеры. Авторами показывается, что увеличение массового расхода закачки пара при сохранении исходного расстояния между скважинами позволяет получить более высокий коэффициент охвата пласта процессом за счет перекрытия соседних паровых камер. Проводится анализ важнейших технологических параметров процесса для последующего применения на реальных месторождениях высоковязкой нефти в России. Расчеты проводятся с использованием системы уравнений, основанной на методе материального и теплового балансов и закона Дарси, которая аппроксимируется с помощью явной конечно-разностной схемы. Непротиворечивость полученных результатов обосновывается сопоставлением предельных случаев с аналитическими расчетами, а также с характерными модельными и промысловыми зависимостями зарубежных авторов. Авторами установлено, что повышение расхода закачиваемого пара с одновременным увеличением расстояния между скважинами и сохранением традиционной сетки приводит к повышению паронефтяного отношения и уменьшению накопленной добычи нефти. Этот подход не приводит к повышению коэффициента охвата, но позволяет уменьшить общее число скважин в пласте, а наличие перекрытия соседних паровых камер приводит к повышению коэффициента охвата и увеличению накопленной добычи нефти.

#### **Ключевые слова**

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

**DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-1-69-86**

#### **Введение**

Для повышения нефтеотдачи пластов широко используются тепловые методы, в том числе метод парогравитационного дренажа (Steam-Assisted Gravity Drainage, SAGD). Для этого метода существует ряд численных моделей, основанных главным образом на работах Р. М. Батлера, но они достаточно сложны и не позволяют предсказать необходимые характеристические параметры, необходимые для успешного протекания процесса парогравитационного дренажа. Между тем именно эти параметры могут интересовать разработчика месторождения.

Предложенная ранее [5] авторами этой статьи интегральная модель процесса SAGD позволяет упростить расчеты, но нуждается в доработке для расчета характеристических параметров и учета модификации традиционной вертикальной схемы расстановки скважин.

Поэтому целью данной работы является совершенствование интегральной модели процесса SAGD, расчет его необходимых характеристических параметров и сравнение модифицированной вертикальной схемы расстановки скважин с традиционной по важнейшим показателям — коэффициенту охвата и паронефтяному отношению.

### Проблемы существующих моделей SAGD

Существует большое количество моделей расчета SAGD, представленных, например, в статьях [7, 9, 10, 12], которые основаны на работах Р. М. Батлера. Он, являясь одним из основоположников метода парогравитационного дренажа, провел ряд экспериментов и на их основе разработал свою модель распространения паровой камеры в пласте [1, 6], краткая суть которой для традиционной вертикальной схемы расстановки скважин при SAGD заключается в распространении паровой камеры как равнобедренного треугольника в сечении на первой стадии вверх и в стороны до достижения кровли пласта, после чего наступает вторая стадия, сохраняется рост паровой области в стороны, характеризующийся углом раствора камеры (рис. 1). Зеленые стрелки означают закачку пара, синие — стекание нефти и воды под действием гравитации к добывающей скважине, красные — тепловые потери. Существует также третья стадия роста камеры, полученная Р. М. Батлером из численного моделирования, когда происходит загибание концов области вблизи кровли пласта, однако она не наблюдается в экспериментах [6], а основная выработка нефти происходит именно на второй стадии [5].

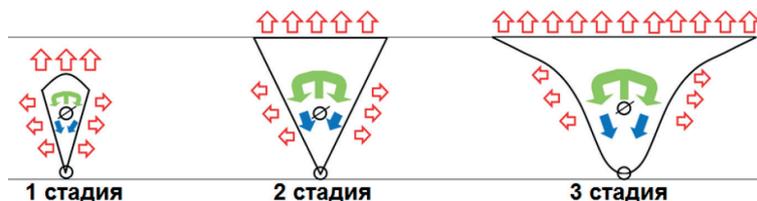


Рис. 1. Стадии роста паровой камеры

Fig. 1. Stages of growth of the steam chamber

Для описания своей модели Р. М. Батлер использовал уравнение равенства тепловых потоков в рассматриваемой точке на границе паровой камеры и уравнение гравитационного стекания нефти вблизи стенки этой камеры по закону, аналогичному закону Дарси [1, 6].

Уравнение для тепловых потоков [6]:

$$-\lambda \frac{dT}{d\xi} = U \rho_r C_r (T - T_r), \quad (1.1)$$

где  $\lambda$  — коэффициент теплопроводности пласта;  $T$  и  $T_r$  — температура в рассматриваемой точке и породы соответственно;  $\xi$  — расстояние от поверхности контакта (границы);  $U$  — скорость движения контакта;  $\rho_r$  и  $C_r$  — соответственно плотность и теплоемкость породы.

Уравнение гравитационного стекания нефти [6]:

$$dq = \frac{kd\xi\rho_o g \sin\theta}{\mu_o}, \quad (1.2)$$

где  $q$  — объемный дебит нефти;  $\rho_o$  и  $\mu_o$  — плотность и вязкость нефти соответственно;  $g$  — ускорение свободного падения;  $\theta$  — угол наклона данного участка контактной поверхности.

Видно, что уравнения (1.1)-(1.2) требуют расчета в каждой точке паровой камеры, что сопряжено со сложными вычислениями, которые к тому же не приводят к расчету ряда важнейших характеристических параметров. Для упрощения используются интегральные модели, хорошо зарекомендовавшие себя как для процесса паротепловой пропитки [4], так и для процесса парогравитационного дренажа [2, 3, 5, 8]. Но эти модели также не позволяют рассчитать некоторые параметры для успешного протекания процесса, а также не учитывают модификацию схемы расстановки скважин для повышения охвата. Поэтому авторами данной статьи было принято решение усовершенствовать свою ранее предложенную модель и рассмотреть возможность повышения охвата пласта процессом SAGD.

### Модификация традиционной вертикальной схемы расстановки скважин

В данной статье впервые рассматривается модификация традиционной вертикальной схемы расстановки скважин. Следует отметить, что в работах [2, 3, 5, 8] пары скважин, из которых верхняя — нагнетательная, нижняя — добывающая, располагались так, чтобы треугольники сечения соседних элементов разработки не пересекались между собой (рис. 2), тогда оптимальное расстояние между скважинами определялось из максимального объема паровой камеры, а коэффициент охвата пласта процессом не превышал 0,5 [5]. На рис. 2 коричневым показан элемент разработки, синим — максимальный размер сечения паровой камеры.

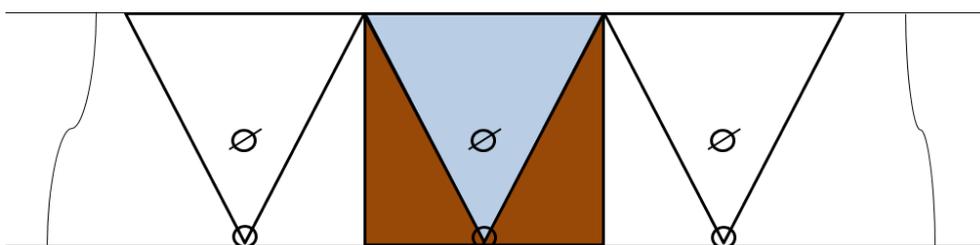


Рис. 2. Традиционная вертикальная схема расстановки скважин при SAGD

Fig. 2. Traditional vertical well pattern for SAGD

Очевидно, что для увеличения охвата пласта можно увеличить закачку пара, сохранив расстояние между скважинами прежним. Тогда треугольники сечений соседних паровых камер будут перекрываться, но охват пласта увеличится в силу увеличения угла раствора (или уменьшить расстояние между скважинами при сохранении массового расхода закачиваемого пара, что приведет к аналогичным выводам). Элемент разработки (коричневый цвет) и паровая камера (синий цвет) при этом будут выглядеть так, как показано на рис. 3.

Другой вариант — оставить традиционную схему расстановки скважин (рис. 2), но увеличить дебит закачки пара и расстояние между скважинами, чтобы треугольники сечений камер не перекрывались. В таком случае число скважин в пласте будет меньше, что в определенных условиях будет выгоднее, охват же сохранится и будет составлять 0,5.

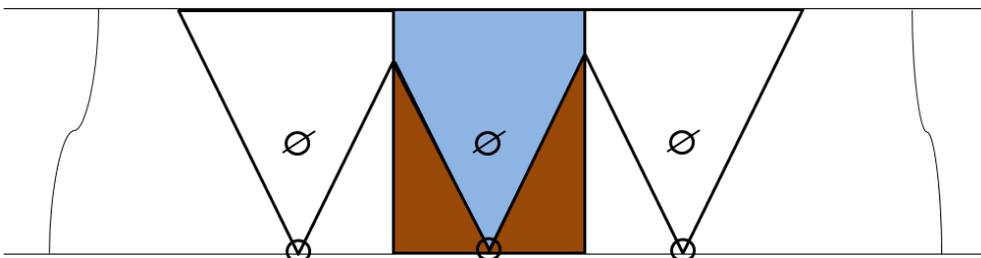


Рис. 3. Модифицированная вертикальная схема расстановки скважин при SAGD

Fig. 3. Modified vertical well pattern for SAGD

Необходимо сравнить эти варианты, из которых разработчик может выбрать лучший для себя в зависимости от того, к чему они приводят.

**Физико-математические расчеты и сравнение схем расстановки скважин**

Авторы данной статьи ранее предложили ряд вариантов интегральной модели для упрощения расчетов парогравитационного дренажа при исходной схеме расстановки скважин, что изложено в статьях [2, 3, 5, 8]. Из этих вариантов при аналитическом исследовании наиболее точно физике процесса удовлетворяет модель, рассмотренная в работе [5]. Однако она требует некоторых изменений в начальных условиях, учитывающих стадию предварительного прогрева пласта и ненулевой начальный объем паровой камеры. Кроме того, удобнее записать уравнения через нефте- и водонасыщенность. Тогда законы сохранения массы для воды, пара и нефти выражены соответственно:

$$\frac{d(mVS_w\rho_w)}{dt} = -Q_w + J_{sw} , \tag{2.1}$$

$$\frac{d(mV(1 - S_w - S_o)\rho_s)}{dt} = Q_s - J_{sw} , \tag{2.2}$$

$$\frac{d(mVS_o\rho_o)}{dt} = -Q_o, \tag{2.3}$$

где  $t$  — рассматриваемый момент времени;  $m$  — пористость;  $V$  — объем паровой камеры;  $S_w, S_o$  — насыщенности водой и нефтью;  $\rho_w, \rho_s, \rho_o$  — плотности воды, пара и нефти;  $Q_w, Q_o$  — массовые дебиты нефти и воды;  $Q_s$  — массовый расход закачиваемого пара;  $J_{sw}$  — интенсивность массообмена между паровой и водной фазами. Знаки перед дебитами учитывают, добывается или закачивается данный флюид.

Следует заметить, что при сложении формул (2.1) и (2.2) можно исключить  $J_{sw}$  из расчетов.

При этом тепловой баланс:

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} \left( V(m(S_w C_w(T_s - T_o)\rho_w + (1 - S_w - S_o)\rho_s(l + C_s(T_s - T_o)) + \right. \\ \left. + S_o C_o(T_s - T_o)\rho_o) + (1 - m)C_r(T_s - T_o)\rho_r) \right) = Q_s l - \\ - 2\alpha \left( V/h + \sqrt{V^2/h^2 + h^2 d^2} \right) (T_s - T_o) - Q_o C_o(T_s - T_o) - \\ - Q_w C_w(T_s - T_o), \end{aligned} \quad (2.4)$$

где  $C_w, C_s, C_o, C_r$  — удельные теплоемкости воды, пара, нефти и скелета породы;  $T_s$  и  $T_o$  — температуры пара и начальная пластовая соответственно;  $l$  — скрытая удельная теплота парообразования;  $\alpha$  — коэффициент теплоотдачи;  $\rho_r$  — плотность скелета породы;  $h$  — мощность пласта;  $d$  — длина ствола горизонтальной скважины. В уравнении учтены закачиваемая с паром теплота, тепловые потери в кровлю пласта и на границе паровой камеры, теплота, связанная с повышением температуры нефти и воды в пласте.

В качестве замыкающего соотношения используется отношение между дебитами нагнетаемого и добываемых флюидов на основе закона Дарси [5]:

$$\frac{Q_s}{\rho_s \left( \frac{Q_o}{\rho_o} + \frac{Q_w}{\rho_w} \right)} = \frac{2\pi}{\varphi \mu_s \left( \frac{f_o}{\mu_o} + \frac{f_w}{\mu_w} \right)} \frac{\Delta p_I}{\Delta p_p}, \quad (2.5)$$

где  $\Delta p_I$  и  $\Delta p_p$  — репрессия на нагнетательной скважине и депрессия на добывающей скважине соответственно;  $f_o, f_w$  — относительные проницаемости нефти и воды;  $\mu_s, \mu_w, \mu_o$  — вязкости пара, воды и нефти после разогрева соответственно,  $\varphi$  — угол раствора сечения паровой камеры.

Также для замыкания системы (2.1)-(2.4) используется отношение дебитов добываемых флюидов:

$$\frac{Q_w \rho_o}{Q_o \rho_w} = \frac{f_w \mu_o}{\mu_w f_o}. \quad (2.6)$$

Угол раствора сечения камеры связан с ее объемом так:

$$\varphi = 2 \operatorname{arctg} \frac{V}{h^2 d}. \quad (2.7)$$

Для относительных фазовых проницаемостей используются простейшие квадратичные от насыщенностей корреляции [5]:

$$f_w = S_w^2, \quad (2.8)$$

$$f_o = S_o^2. \quad (2.9)$$

В системе уравнений (2.1)-(2.6) с учетом (2.7)-(2.9) неизвестными являются объем паровой камеры, насыщенности водой и нефтью, массовые расходы нефти и воды и интенсивность массообмена, от которой легко избавиться, сложив уравнения (2.1) и (2.2). В качестве полезных вспомогательных характеристик можно определить обводненность продукции

$$W = \frac{Q_w}{\rho_w \left( \frac{Q_o}{\rho_o} + \frac{Q_w}{\rho_w} \right)}, \quad (2.10)$$

паронефтяное отношение

$$R_s = \frac{Q_s}{Q_o}, \quad (2.11)$$

коэффициент охвата

$$K_s = \frac{v}{hcd}, \quad (2.12)$$

где  $c$  — основание треугольника сечения паровой камеры. После аппроксимации явной конечно-разностной схемой уравнений (2.1)-(2.12) накопленную добычу нефти на  $i$ -м шаге можно представить в виде:

$$Q_{ocum(i)} = \sum_{n=1}^i Q_{o(n)} \Delta t, \quad i = 1, 2, \dots, 4\,000, \quad (2.13)$$

где  $n$  — индекс суммирования — номер одного из ранее посчитанных шагов;  $\Delta t$  — шаг по времени, равный 72 000 с (около суток), всего 4 000 шагов по времени.

Из анализа системы при  $t \rightarrow 0$  следует, что имеется некоторый критический дебит закачки пара, значения меньше которого не позволяют прорваться теплу от нагнетательной скважины к добывающей, а значит, не приводят к успешному началу процесса парогравитационного дренажа [5]. Т. к. в это время нет паровой камеры, ее объем нулевой, дебитов нефти и воды до начала процесса тоже нет, то критический расход с учетом (2.4) можно рассчитать по формуле:

$$Q_{scr} = \frac{2\alpha h d (T_s - T_o)}{l}. \quad (2.14)$$

Также существует и стационарное состояние при  $t \rightarrow \infty$ , когда закачиваемая теплота выравнивается с тепловыми потерями, тогда из (2.1) и (2.2) массовый дебит воды стремится к массовому расходу закачиваемого пара, а дебит нефти стремится к нулю, при этом с учетом (2.4) достигается максимальный объем паровой камеры:

$$V_{\max} = \frac{\frac{Q_s^2}{4\alpha^2} (l - C_w(T_s - T_o))^2 - h^2 d^2 (T_s - T_o)^2}{\frac{Q_s}{\alpha h} (l - C_w(T_s - T_o))(T_s - T_o)}, \quad (2.15)$$

которому соответствует оптимальное расстояние между скважинами при исходной геометрии без перекрытия:

$$c_{\max} = \frac{2V_{\max}}{hd}. \quad (2.16)$$

Начальные условия для системы уравнений (2.1)-(2.6) с учетом стадии предварительного прогрева  $V_1 = V_{\text{нач}}$ ,  $S_{w1} = 0$ ,  $S_{o1} = 1$  (в пласте только нефть для упрощения модели), для предварительного прогрева  $V_1 = 0$  (отсюда можно выбрать

$V_{\text{нач}}$  для основной стадии, исходя из времени прогрева 0,5 года или 1 год, что приемлемо для разработчиков).

При увеличении дебита пара и одновременном увеличении расстояния между скважинами расчетные формулы сохраняются.

Необходимые для моделирования параметры, основанные на данных по канадским месторождениям, где технология нашла широкое применение [5, 7, 9, 10, 12]:

$Q_s = 0,55$  кг/с для исходного расстояния между скважинами,  $Q_s = 0,825$  кг/с для увеличенного;

$$\alpha = 0,3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}, T_s = 438 \text{ К}, T_o = 288 \text{ К}, h = 30 \text{ м}, d = 100 \text{ м}, m = 0,4;$$

$$C_w = 4200 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}, C_o = 4500 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}, C_s = 4400 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}, C_r = 450 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}};$$

$$\rho_o = 850 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, \rho_w = 1000 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, \rho_s = 114 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, \rho_r = 2500 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, l = 2 \cdot 10^6 \frac{\text{Дж}}{\text{кг}};$$

$$\mu_o = 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}, \mu_w = 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}, \mu_s = 0,1637 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}, \frac{\Delta p_l}{\Delta p_p} = 0,3.$$

В результате решения полученной системы уравнений (2.1)-(2.6) с учетом (2.7)-(2.9) после аппроксимации явной схемой получается итоговое уравнение для объема паровой камеры на следующем шаге по времени:

$$V_{i+1} = V_i + \frac{\Delta t}{1 + \frac{B}{F}} \left( \frac{(Q_s - q_i)}{m} + \frac{(1 - \frac{\rho_s}{\rho_w})}{F} (Q_s u - Q_{\text{loss}(i)}) \right), \quad (2.17)$$

$$B = (1 - m) C_r (T_s - T_o) \rho_r \left( 1 - \frac{\rho_s}{\rho_w} \right), \quad (2.18)$$

$$F = m \rho_s (l + (C_s - C_w) (T_s - T_o)), \quad (2.19)$$

$$q_i = \frac{Q_o(i)}{\rho_o} + \frac{Q_w(i)}{\rho_w}, \quad (2.20)$$

$$u = l - C_w (T_s - T_o), \quad (2.21)$$

$$Q_{\text{loss}(i)} = 2\alpha \left( \frac{V_i}{h} (T_s - T_o) + \sqrt{\left( \frac{V_i}{h} \right)^2 + h^2 d^2} \right) (T_s - T_o). \quad (2.22)$$

При этом насыщенности:

$$S_{o(i+1)} = \frac{V_i S_{o(i)}}{V_{i+1}} - N_i, \quad (2.23)$$

$$S_{w(i+1)} = 1 - G_i + N_i + \frac{B}{F(1 - \frac{\rho_s}{\rho_w})} \left( 1 - \frac{V_i}{V_{i+1}} \right) + \frac{\Delta t (Q_{\text{loss}(i)} - Q_s u)}{F V_{i+1}}, \quad (2.24)$$

$$N_i = \frac{\Delta t Q_o(i)}{m V_{i+1} \rho_o}, \quad (2.25)$$

$$G_i = \frac{V_i}{V_{i+1}} (1 - S_{w(i)}). \quad (2.26)$$

Тогда дебиты с учетом (2.20):

$$q_i = \frac{Q_s \Phi_i \mu_s \left( \frac{S_{o(i)}^2}{\mu_o} + \frac{S_{w(i)}^2}{\mu_w} \right)}{2\pi \rho_s \frac{\Delta p_l}{\Delta p_p}}, \quad (2.27)$$

$$Q_{o(i)} = \frac{\rho_o q_i \mu_w S_{o(i)}^2}{S_{w(i)}^2 \mu_o + \mu_w S_{o(i)}^2}, \quad (2.28)$$

$$Q_{w(i)} = \rho_w \left( q_i - \frac{Q_{o(i)}}{\rho_o} \right). \quad (2.29)$$

После нахождения при  $V_1 = 0$  (стадия предпрогрева) зависимости прогреваемого объема от времени для моделирования самого процесса выбирается начальное значение объема при времени прогрева 0,5 года или 1 год, что приемлемо для разработчиков.

Для учета перекрытия соседних паровых камер сначала необходимо провести расчеты по этой же модели (2.1)-(2.29). Затем происходит учет геометрических изменений, когда при определенном угле раствора за счет меньшего расстояния между скважинами (или большего дебита закачиваемого пара при сохраненном расстоянии) начинается перекрытие треугольников и дальнейшая геометрия элемента разработки образует пятиугольную камеру (рис. 4). Если расстояние между скважинами фиксировано и равно  $c$ ,  $y$  — расстояние от вершины камеры до линии, которая отсекает максимально возможный треугольник из вершины камеры с учетом ее стенок (рис. 4),  $h$  — мощность пласта, то в случае, когда  $y < h$ , будет наблюдаться именно эта геометрия задачи и перекрытие камер.

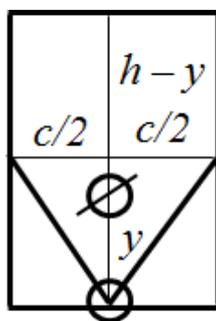


Рис. 4. Элемент разработки при учете перекрытия паровых камер

Fig. 4. Element of the development with the overlap of the steam chambers

Тогда объем из геометрии нужно рассчитывать по формуле:

$$V = 0,5ycd + c(h - y)d, \quad (2.30)$$

$$y = \frac{c}{2 \operatorname{tg} \frac{\varphi}{2}}, \quad (2.31)$$

причем в случае отсутствия перекрытия необходимо сохранять объем, посчитанный по исходной модели. Вместе с тем угол  $\varphi$  не меняется и соответствует модели с отсутствием перекрытия, т. к. связан именно с треугольником паровой камеры. Далее, с учетом (2.23), (2.25), (2.27)-(2.29) нужно пересчитать при подстановке нового объема насыщенность нефтью и дебиты нефти и воды, при этом насыщенность водой сохраняется, т. к. вода в рассматриваемой модели образуется только из-за конденсации пара, расход закачки которого учтен именно в исходной модели.

В результате расчетов по исходной модели (2.1)-(2.29) при нулевом начальном объеме получен график зависимости объема прогретой области от времени прогрева на стадии предварительного прогрева при двух значениях дебита закачки пара (рис. 5). С увеличением этого дебита прогрев конкретного значения объема идет быстрее, прогреть можно больший объем, что и следует из физики процесса. Объем  $60\,000\text{ м}^3$  прогревается при дебите пара  $0,55\text{ кг/с}$  за примерно 220 дней, при дебите  $0,825\text{ кг/с}$  — за 125 дней, что приемлемо в реальных условиях, поэтому можно выбрать такой объем в качестве начального для моделирования основной стадии SAGD.

После этого были проведены расчеты для основной стадии прогрева с вышеперечисленными значениями дебита пара без перекрытия. Объем прогретой области с течением времени увеличивается (рис. 6) для обоих значений дебитов от начального до максимального и составляет около  $140\,000\text{ м}^3$  при дебите пара  $0,55\text{ кг/с}$  и  $220\,000\text{ м}^3$  при дебите пара  $0,825\text{ кг/с}$ , что согласуется с аналитическими расчетами из (2.15). Это связано с выравниванием закачиваемой теплоты от-

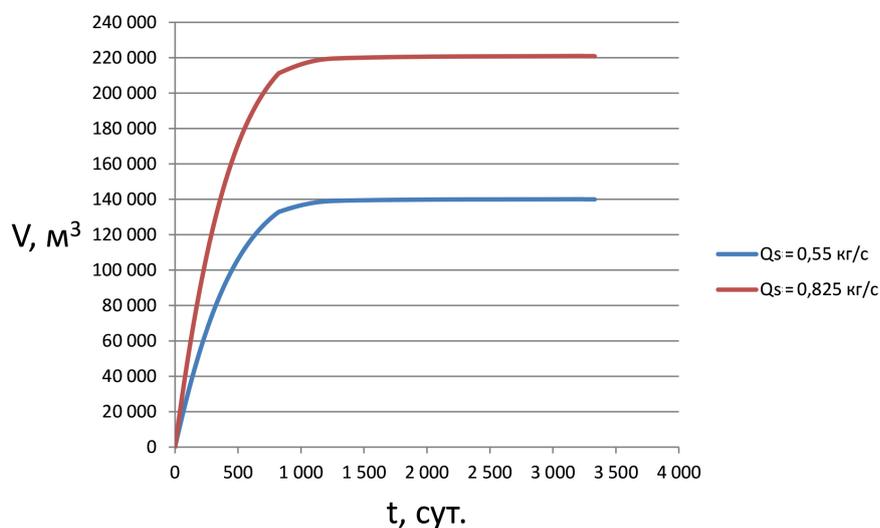


Рис. 5. Зависимость объема прогретой области от времени прогрева на стадии предварительного прогрева при разном дебите закачки пара

Fig. 5. Volume of heated area depending on time of heating during preheating at different steam injection rate

носителю тепловых потерь, причем чем больше пара закачивается, тем больший максимальный объем может прогреться, т. к. закачивается тогда большее количество теплоты. Время прогрева обоих объемов сопоставимо (около 1 000 сут.).

Оптимальное расстояние между парами скважин из (2.16) в случае меньшего дебита пара составляет 93 м, в ином случае — 147 м. Т. е. если для пласта

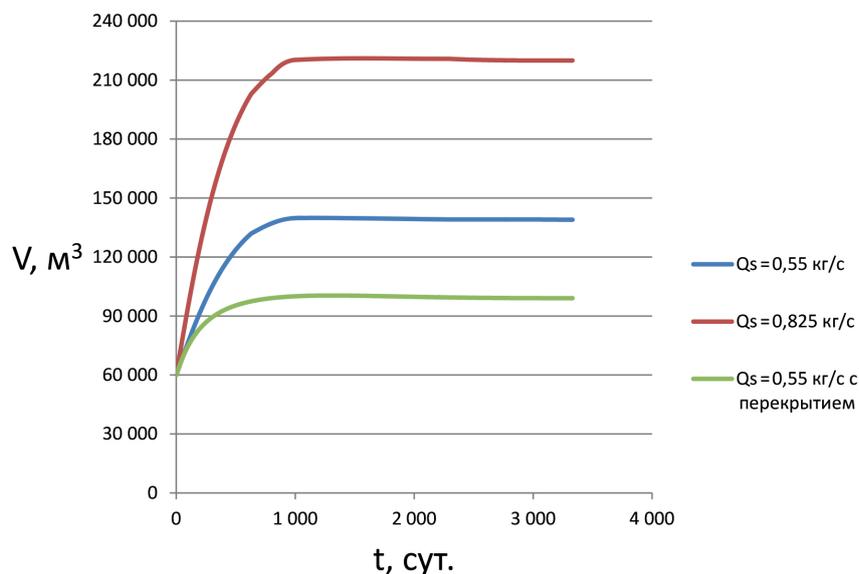


Рис. 6. Зависимость объема прогретой области от времени прогрева на основной стадии при разном дебите закачки пара

Fig. 6. Volume of heated area depending on time of heating during main stage at different steam injection rate

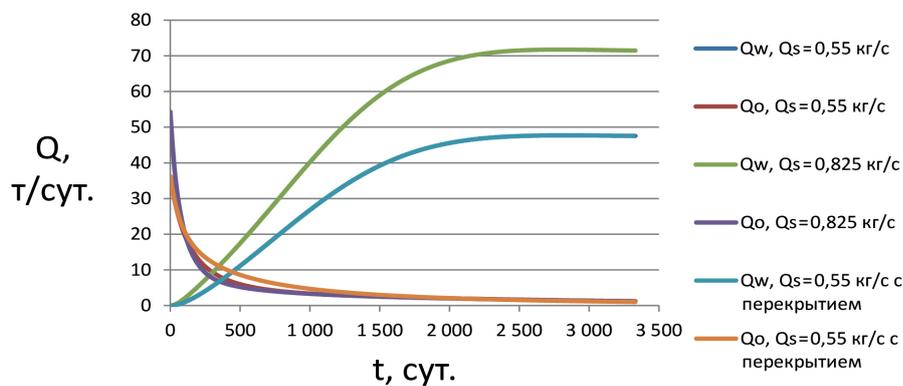


Рис. 7. Зависимость массовых дебитов нефти и воды от времени прогрева на основной стадии при разном дебите закачки пара

Fig. 7. Oil and water production rates depending on time of heating during main stage at different steam injection rate

линейным размером 10 км в первом случае нужно 108 пар скважин, то уже во втором — 68, что позволит сэкономить деньги. Если же уменьшить расстояние между парами скважин до  $c = 43$  м при дебите закачки пара 0,55 кг/с, то получается случай с перекрытием, для которого максимальный объем из численных

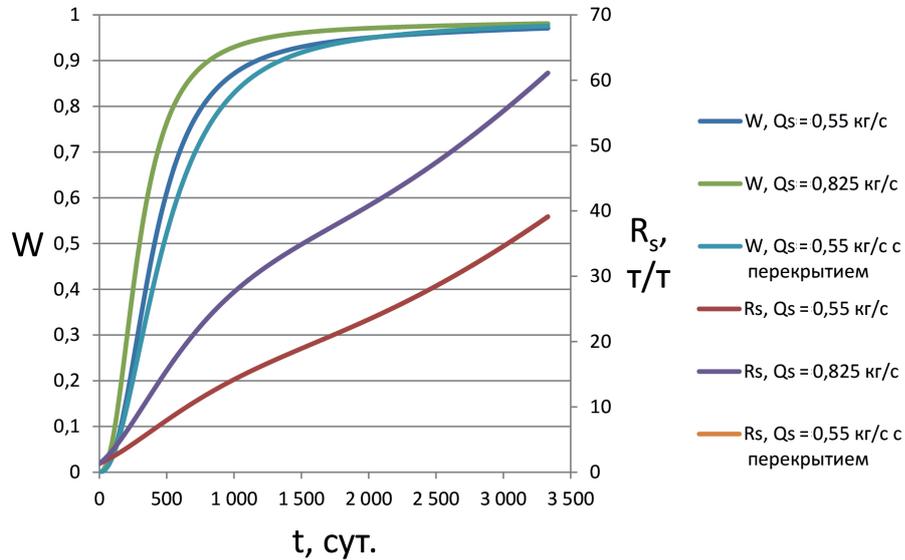


Рис. 8. Зависимость обводненности продукции и паронефтяного отношения от времени прогрева на основной стадии при разном дебите закачки пара

Fig. 8. Production water cut and steam-oil ratio depending on time of heating during main stage at different steam injection rate

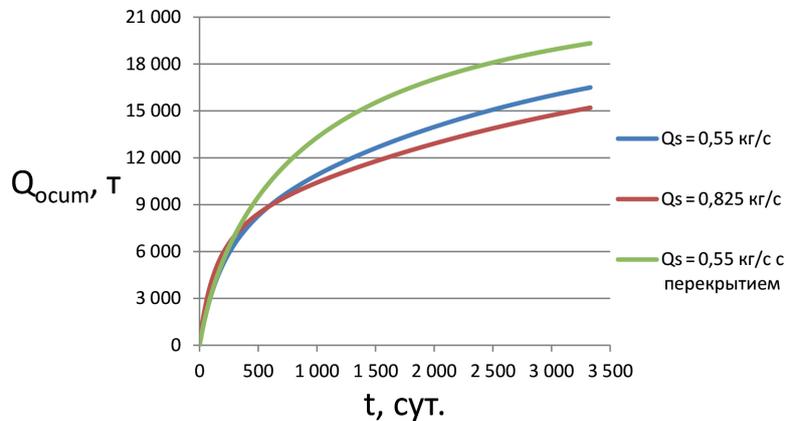


Рис. 9. Зависимость накопленной добычи нефти от времени прогрева на основной стадии при разном дебите закачки пара

Fig. 9. Cumulative oil production depending on time of heating during main stage at different steam injection rate

расчетов с учетом (2.1)-(2.31) (рис. 6) составляет около  $100\,000\text{ м}^3$ , причем прогрев идет быстрее (за 700-800 сут.), чем в случае без перекрытия, что ожидаемо в силу меньшего расстояния между скважинами при исходном дебите.

Массовый расход воды с течением времени (рис. 7) во всех случаях стремится к массовому расходу пара, а дебит нефти от некоторого максимального начального значения в силу наличия прогретого объема на предварительной стадии — к нулю, что и следует ожидать из балансовых соотношений (2.1)-(2.3). Повышение дебита закачки пара ведет к увеличению дебита воды и максимального дебита нефти, но затем расход нефти стремительно уменьшается. Наличие перекрытия областей приводит к более медленному снижению дебита нефти за счет увеличения охвата, хотя максимальное начальное значение дебита не увеличивается, дебит воды сохраняется на прежнем уровне. Соответственно, обводненность продукции с течением времени увеличивается и стремится к 1 (рис. 8), причем при большем дебите пара она возрастает быстрее, что является негативным фактором, а при наличии перекрытия — медленнее. Паронефтяное отношение (рис. 8) тоже увеличивается, при этом оно существенно больше при дебите закачки пара  $0,825\text{ кг/с}$ , чем при  $0,55\text{ кг/с}$ , превышая предельно допустимые рентабельные значения  $7\text{ т/т}$  через 240-250 сут., что приводит к невысокой накопленной добыче нефти за этот период (рис. 9) в размере около  $6\,500\text{ т}$ . В этом случае накопленная добыча в целом меньше, чем при дебите закачки пара  $0,55\text{ кг/с}$ , даже без учета рентабельности. При дебите пара  $0,55\text{ кг/с}$  паронефтяное отношение превышает  $7\text{ т/т}$  через 450-500 сут. при  $c = 93\text{ м}$  и через примерно 700 сут. при  $c = 43\text{ м}$ , вместе с тем скважин в пласте становится больше (на рассмотренные выше  $10\text{ км}$  нужно 233 скважины). Это дороже, но накопленная добыча при перекрытии в итоге оказывается наибольшей: в рентабельной области она составляет

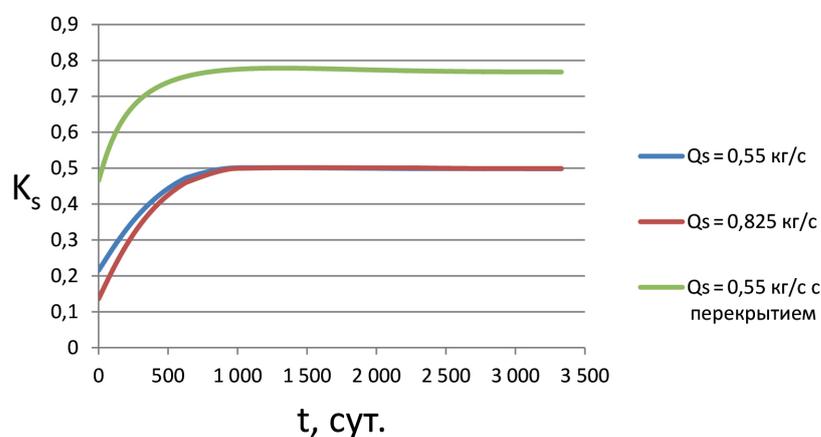


Рис. 10. Зависимость коэффициента охвата пласта от времени прогрева на основной стадии при разном дебите закачки пара

Fig. 10. Sweep efficiency depending on time of heating during main stage at different steam injection rate

11 000 т (без перекрытия – около 8 000 т). При этом она увеличена даже в нерентабельной области (рис. 9). Также в нерентабельной области паронефтяное отношение при перекрытии превышает этот же показатель без перекрытия (рис. 8). Накопленная добыча с течением времени во всех случаях растёт (рис. 9) по зависимости, близкой к тем, что были получены С. Рассенфоссом [11].

Коэффициент охвата пласта (рис. 10) имеет похожую с объемом зависимость от времени, что связано с его определением (2.12), достигает ожидаемого аналитически значения 0,5 для исходной схемы без перекрытия при любом дебите, т. к. увеличивается расстояние между скважинами в случае его повышения, но этот коэффициент существенно повышается (до 0,77) при наличии перекрытия и уменьшении расстояния между скважинами.

### Выводы

1. Рассмотрены две схемы расстановки скважин: традиционная без перекрытия соседних паровых камер и модифицированная с перекрытием, позволяющая повысить коэффициент охвата пласта.
2. По усовершенствованной интегральной модели проведены расчеты, показывающие, что одновременное увеличение дебита закачиваемого пара и расстояния между скважинами позволяет сэкономить деньги за счет меньшего необходимого числа скважин, но приводит к негативным явлениям для ключевых показателей — накопленной добычи нефти, обводненности продукции и паронефтяного отношения.
3. При уменьшении расстояния между скважинами с сохранением исходного значения расхода закачиваемого пара число скважин увеличивается, что требует большего вложения средств, но приводит к росту коэффициента охвата, снижению паронефтяного отношения и обводненности продукции, продлению рентабельного периода разработки и значительному увеличению накопленной добычи.
4. Наблюдается согласование аналитических расчетов и оценок с полученными численными значениями, а также с физикой процесса, что доказывает непротиворечивость модели.
5. Каждая рассмотренная схема расстановки скважин имеет свои преимущества и недостатки, окончательный выбор следует производить на основе требований и целей компании-разработчика.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Батлер Р. М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов / Р. М. Батлер; пер. с англ. А. А. Козина. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований; Регулярная и хаотическая динамика, 2010. 536 с.
2. 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
3. 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
  4. Федоров К. М. Методика расчета и оптимизации парагазоциклического воздействия на призабойную зону пласта / К. М. Федоров, А. П. Шевелёв, В. Е. Андреев, Ю. А. Котенев, С. С. Бадретдинов, А. И. Шакиров, О. З. Исмагилов // Известия высших учебных заведений. Серия нефть и газ. 2005. № 3. С. 42-49.
  5. Федоров К. М. Сравнительный анализ различных схем размещения скважин для технологии парогравитационного дренажа / К. М. Федоров, А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв // Society of Petroleum Engineers. 2018. SPE-191494-18RPTC-RU. DOI: 10.2118/191494-18RPTC-RU
  6. Butler R. M. Theoretical studies on the gravity drainage of heavy oil during in-situ steam heating / R. M. Butler, G. S. McNab, H. Y. Lo // Canadian Journal of Chemical Engineering. 1981. Vol. 59. No 4. Pp. 455-460. DOI: 10.1002/cjce.5450590407
  7. Ghasemi M. Compositional variation in SAGD / M. Ghasemi, K. H. Whitson // Society of Petroleum Engineers. 2015. SPE-175022-MS. DOI: 10.2118/175022-MS
  8. Gilmanov A. Ya. Optimal distance between wells in SAGD based on the material balance method / A. Ya. Gilmanov, A. P. Shevelev // Advances in Engineering Research (AER). Atlantis Press, 2018. Vol. 157. Pp. 174-178. DOI: 10.2991/aime-18.2018.34
  9. Ji D. Re-examination of fingering in SAGD and ES-SAGD / D. Ji, S. Yang, H. Zhong, M. Dong, Z. Chen, L. Zhong // Society of Petroleum Engineers. 2016. SPE-180708-MS. DOI: 10.2118/180708-MS
  10. Li Q. A new analysis on the convective heat transfer at the edge of the SAGD chamber / Q. Li, Z. Chen // Society of Petroleum Engineers. 2015. SPE-175063-MS. DOI: 10.2118/175063-MS
  11. Rassenfoss S. Shale EOR works, but will it make a difference? / S. Rassenfoss // Journal of Petroleum Technology. 2017. Vol. 69. No 10. Pp. 34-40. DOI: 10.2118/1017-0034-JPT
  12. Zargar Z. Analytical treatment of SAGD — old and new / Z. Zargar, S. M. Farouq Ali // Society of Petroleum Engineers. 2016. SPE-180748-MS. DOI: 10.2118/180748-MS

**Alexander P. SHEVELEV<sup>1</sup>**  
**Alexander Ya. GILMANOV<sup>2</sup>**

UDC 53.043

### **CALCULATING THE CHARACTERISTIC PARAMETERS OF STEAM-ASSISTED GRAVITY DRAINAGE AND INCREASING SWEEP EFFICIENCY**

<sup>1</sup> 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

<sup>2</sup> Master Student, Department of Modeling of Physical Processes and Systems,  
Institute of Physics and Technology,  
University of Tyumen  
agilmanov1996@gmail.com

#### **Abstract**

The most promising direction of development of high-viscosity oil fields is the technology of Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD). Current classical approaches do not allow calculating certain necessary parameters for the successful implementation of the process and demand calculations in every point of chamber's boundary. Further development of previously proposed authors' model can simplify the calculations and obtain the control parameters of the process.

The traditional scheme of well placement during SAGD has sweep efficiency equal to 0.5. The authors show that we can obtain a higher coefficient of sweep efficiency by the process of overlapping adjacent steam chambers using increasing in the flow rate of steam injection while maintaining the initial distance between the wells. We can use the most important technological parameters of the process in real high-viscosity oil fields in Russia. Calculations are carried out using a system of equations based on the method of material and thermal balances, Darcy's law and approximation by an explicit finite-difference scheme.

---

**Citation:** Shevelev A. P., Gilmanov A. Ya. 2019. "Calculating the characteristic parameters of steam-assisted gravity drainage and increasing sweep efficiency". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 5, no 1, pp. 69-86.  
DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-1-69-86

---

The correctness of the obtained results is justified by comparing the limiting cases with analytical calculations. The authors found that the increase in the flow rate of steam with a simultaneous increase in the distance between wells leads to increase in steam-oil ratio and decrease in cumulative oil production. This approach does not lead to an increase in sweep efficiency, but it reduces the total number of wells in the reservoir, and the presence of overlapping adjacent steam chambers leads to an increase in sweep efficiency and in cumulative oil production.

### **Keywords**

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

**DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-1-69-86**

### **REFERENCES**

1. Butler R. M. 2010. Horizontal Wells for the Recovery of Oil, Gas and Bitumen. Translated from English by A. A. Kozina. Moscow, Izhevsk: Institute of Computer Research, NIC "Regular and Chaotic Dynamics". [In Russian]
2. 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 [In Russian]
3. 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 [In Russian]
4. Fedorov K. M., Shevelev A. P., Andreev V. E., Kotenev Yu. A., Badretdinov S. S., Shakirov A. I., Ismagilov O. Z. 2005. "The method of calculation and optimization of cyclic steam stimulation of the bottom-hole formation zone". Higher Educational Institutions News. Oil and Gas, no 3, pp. 42-49. [In Russian]
5. Fedorov K. M., Gilmanov A. Ya., Shevelev A. P. 2018. "Comparative Analysis of Different Well Patterns for Steam-Assisted Gravity Drainage". Society of Petroleum Engineers. SPE-191494-18RPTC-RU. [In Russian] DOI: 10.2118/191494-18RPTC-RU
6. Butler R. M., McNab G. S., Lo H. Y. 1981. "Theoretical studies on the gravity drainage of heavy oil during in-situ steam heating". Canadian Journal of Chemical Engineering, vol. 59, no 4, pp. 455-460. DOI: 10.1002/cjce.5450590407
7. Ghasemi M., Whitson K. H. 2015. "Compositional variation in SAGD". Society of Petroleum Engineers. SPE-175022-MS. DOI: 10.2118/175022-MS
8. Gilmanov A. Ya., Shevelev A. P. 2018. "Optimal distance between wells in SAGD based on the material balance method". Advances in Engineering Research (AER), Atlantis Press, vol. 157, pp. 174-178. DOI: 10.2991/aime-18.2018.34

9. Ji D., Yang S., Zhong H., Dong M., Chen Z., Zhong L. 2016. "Re-examination of fingering in SAGD and ES-SAGD". Society of Petroleum Engineers. SPE-180708-MS. DOI: 10.2118/180708-MS
10. Li Q., Chen Z. 2015. "A new analysis on the convective heat transfer at the edge of the SAGD chamber". Society of Petroleum Engineers. SPE-175063-MS. DOI: 10.2118/175063-MS
11. Rassenfoss S. 2017. "Shale EOR works, but will it make a difference?". Journal of Petroleum Technology, vol. 69, no 10, pp. 34-40. DOI: 10.2118/1017-0034-JPT
12. Zargar Z., Farouq Ali S. M. 2016. "Analytical treatment of SAGD — old and new". Society of Petroleum Engineers. SPE-180748-MS. DOI: 10.2118/180748-MS