

Александр Янович ГИЛЬМАНОВ¹
Константин Михайлович ФЁДОРОВ²
Александр Павлович ШЕВЕЛЁВ³

УДК 532.546.2

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ИНТЕГРАЛЬНОЙ МОДЕЛИ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА С ЦЕЛЬЮ ПРОГНОЗА ВРЕМЕНИ ПРОРЫВА ПАРА В ДОБЫВАЮЩУЮ СКВАЖИНУ

¹ инженер 2 категории,
кафедра моделирования физических процессов и систем,
Физико-технический институт,
Тюменский государственный университет
a.y.gilmanov@utmn.ru

² доктор физико-математических наук, профессор,
профессор кафедры моделирования физических процессов и систем,
Физико-технический институт,
Тюменский государственный университет
k.m.fedorov@utmn.ru

³ кандидат физико-математических наук, доцент,
профессор кафедры моделирования физических процессов и систем,
Физико-технический институт,
Тюменский государственный университет
alexandershevelev@mail.ru

Аннотация

Одной из основных проблем при использовании метода парогравитационного дренажа (Steam Assisted Gravity Drainage, SAGD) является риск прорыва пара в добывающую скважину, поэтому актуальной задачей является моделирование SAGD в направле-

Цитирование: Гильманов А. Я. Совершенствование интегральной модели парогравитационного дренажа с целью прогноза времени прорыва пара в добывающую скважину / А. Я. Гильманов, К. М. Фёдоров, А. П. Шевелёв // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Том 6. № 3 (23). С. 38-57.

DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-3-38-57

нии прогнозирования прорыва пара. Существующие модели не предсказывают весь комплекс технологических параметров, а интегральная модель, разработанная ранее авторами данной статьи, не учитывает риск прорыва пара. В этой статье впервые предлагается интегральная модель в безразмерном виде, учитывающая риск прорыва пара и позволяющая провести расчет всех стадий процесса SAGD.

Целью исследования является совершенствование ранее разработанной авторами модели SAGD с целью расчета вертикальной координаты верхней границы области жидких фаз. Для этого используется система уравнений, основанная на массовом и тепловом балансах как в камере в целом, так и в области жидких фаз в частности. Система уравнений представляется в безразмерном виде. Методология исследования заключается в использовании явной конечно-разностной схемы для решения этой системы и верификации модели по данным Я. Янга и его соавторов. Нелинейное уравнение, входящее в систему и описывающее рост паровой камеры по вертикали, решается с помощью итерационного метода Ньютона. Паровая камера разделяется на область жидких фаз, находящуюся внизу, и область пара. Опускание верхней границы области жидких фаз означает прорыв пара.

В качестве результатов исследования приводятся зависимости объемного расхода нефти, вертикальной координаты верхней границы области уровня жидких фаз и паронефтяного отношения от времени процесса. Результаты сопоставляются с промышленными данными месторождения Celtic. Установлено хорошее совпадение расчетных данных с фактическими. Резкое падение верхней границы области жидких фаз, наблюдаемое при используемых данных примерно через 100 суток после прекращения роста паровой камеры по вертикали, означает риск прорыва пара.

Ключевые слова

Физико-математическое моделирование, теплофизика, механика многофазных систем, парогравитационный дренаж, прорыв пара, область жидких фаз, паровая камера.

DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-3-38-57

Введение

Для добычи высоковязкой нефти применяются методы увеличения нефтеотдачи, в том числе перспективный метод парогравитационного дренажа (Steam Assisted Gravity Drainage, SAGD). Технология SAGD предполагает бурение горизонтальной добывающей скважины вблизи подошвы пласта. На расстоянии около 5 м над ней бурится параллельно горизонтальная нагнетательная скважина [1]. На предварительной стадии осуществляется циркуляция пара в нагнетательной скважине с целью разогрева межскважинной зоны. Затем нижняя скважина используется для добычи флюида, верхняя — для закачки пара. Формируется прогретая область — паровая камера, в которой пар отдает теплоту нефти и конденсируется в воду.

Применение SAGD на практике позволило накопить успешный опыт по добыче высоковязкой нефти, однако привело и к определенным проблемам, в

числе которых вынос песка, высокие эксплуатационные расходы, повышенное значение обводненности на завершающих этапах процесса [17]. Одной из наиболее существенных проблем при применении SAGD является прорыв пара в добывающую скважину, что может привести не только к остановке добычи нефти, но и к поломке насосного оборудования. К. Езеуко, Дж. Ванг и И. Гейтс [11] наблюдали прорыв пара при стабилизации динамики суммарного расхода воды и нефти. Российский опыт применения SAGD [14] свидетельствует о прорывах пара в маломощных пластах, избежать чего можно путем подбора объема закачиваемого пара.

Одним из способов борьбы с прорывами пара в добывающую скважину является прекращение его нагнетания на завершающих стадиях процесса SAGD. Ф. Р. Скотт Фергюсон и Р. М. Батлер [16] предложили это осуществлять во время стабилизации размеров паровой камеры.

Кроме того, для борьбы с прорывами пара можно использовать набухающие пакеры, изолирующие зоны с прорвавшимся паром [7]. Предлагается также использовать устройства контроля расхода как закачиваемого пара, так и добываемого флюида, чтобы предотвратить прорыв пара [19]. Д. Сакс, М. Кьянпоур и О. Онамаде [15] отмечают, что прорыв пара не происходит при малой разнице репрессии на нагнетательной скважине и депрессии на добывающей.

Однако все описанные меры борьбы с прорывами пара в добывающую скважину требуют тщательного прогноза как времени прорыва пара для своевременного применения метода, так и расчета основных характеристик с целью их возможного регулирования. Для этого необходимо применение моделирования. Существующие модели основаны главным образом на подходе Р. М. Батлера, Дж. С. МакНаба и Х. И. Ло [8], который, в свою очередь, основан на использовании закона Дарси для расчета потока нефти и воды и закона Фурье для расчета теплопередачи. К настоящему моменту времени модель [8] была усовершенствована и учитывает влияние предельного градиента давления сдвига [5], развитие паровой камеры по вертикали, более точные корреляции свойств флюида. Однако эта модель не позволяет прогнозировать прорыв пара в добывающую скважину. Поэтому необходимо создание отдельных моделей или методик расчета с целью прогноза прорыва пара.

Подход М. Ирани [12] заключается в том, что прорыв пара происходит при определенном распределении температур в паровой камере, зависящем от дебита продукции. Автор [12] устанавливает некоторое предельное значение для разности температуры нагнетаемого пара и температуры добываемого флюида при данном дебите продукции, значения выше которой приводят к прорыву пара. На практике эта разность температур составляет обычно от 20 до 40 °С.

Я. Янг и его соавторы [20] разработали интегральную модель процесса парогравитационного дренажа, в которой пар концентрируется в верхней части паровой камеры, нижняя часть камеры является областью жидких фаз и заполнена только нефтью и водой. Граница между областями жидких и паровой фаз параллельна основанию треугольного сечения паровой камеры. Авторы [20]

проводят отдельно расчет объема, занятого жидкими фазами, и по опусканию границы между областями жидких и паровой фаз до критических значений (т. е. до нахождения вблизи добывающей скважины) судят о риске прорыва пара в добывающую скважину. Аналогичные предположения используются в работе С. П. Таубнера и его соавторов [18], однако их модель основана на модели Батлера и является ее дальнейшим развитием.

Гидродинамический симулятор CMG STARS позволяет рассчитать процесс SAGD и по изменению распределения насыщенности пара судить о риске его прорыва в добывающую скважину [13].

Однако ни одна из вышеперечисленных моделей не позволяет рассчитать ряд технологических параметров и дать рекомендации по применению SAGD на реальном месторождении на всех стадиях процесса, хотя и позволяет осуществить расчет дебита и паронефтяного отношения. С этой целью была разработана интегральная модель парогравитационного дренажа [2], позволяющая оценить вклад влияющих параметров на процесс, рассчитать стадию инициации процесса и минимальный необходимый для этого дебит, оценить коэффициент охвата и коэффициент извлечения нефти, подобрать оптимальное расстояние между парами горизонтальных скважин. Эта модель должна быть усовершенствована с целью учета эффекта прорыва пара в добывающую скважину, что и является целью данной статьи.

Усовершенствованная модель расчета процесса SAGD с учетом опускания границы жидких фаз

Классический интегральный подход к моделированию, примененный при построении модели SAGD А. Я. Гильманова, К. М. Фёдорова и А. П. Шевелёва [2], заключается в равномерном распределении температуры, давления и насыщенностей фаз по паровой камере. Такой подход, очевидно, не позволяет оценить прорыв пара, поскольку остается неучтенным распределение фаз по камере. Вместе с тем одним из основных механизмов парогравитационного дренажа является поднятие пара вверх камеры в силу его меньшей плотности и соответствующее гравитационное разделение пара и жидких фаз. Отсюда следует возможность прорыва пара, если объем жидких фаз в камере будет мал. На этом основан подход Я. Янга и его соавторов [20]. При использовании собственной интегральной модели авторы [20] предполагают, что нижняя треугольная часть камеры занята только жидкими фазами, а верхняя — паром. Насыщенности воды и нефти распределены равномерно по области жидких фаз, верхняя фаза насыщена только паром. Граница между этими частями соответствует границе области жидких фаз. При ее опускании к добывающей скважине возможен прорыв пара. Необходимо пояснить, что в реальности некоторое различие в плотностях нефти и воды приводит к неравномерному распределению насыщенностей, однако это различие в плотностях незначительно по сравнению с различием в плотностях пара и жидких фаз. Дополнительным аргументом в пользу принятия этого допущения в модели является необходимость рассмо-

трения прорыва пара в добывающую скважину, поэтому выделяется область с паром, а интегральный подход предполагает равномерное распределение параметров по камере для остальных фаз.

Следует отметить, что модель Я. Янга позволяет спрогнозировать прорыв пара по координате границы области жидких фаз и провести расчет дебита и паронефтяного отношения. Однако в его модели не заложена оптимизация технологических параметров и общность рекомендаций, достигаемых путем введения безразмерного вида, что имеется в модели [2]. Имеет смысл при использовании модели [2] получить возможность расчета прогноза пара. Таким образом, необходимо учесть подход Я. Янга и его соавторов [20] в модели [2].

Для интегральной модели вводятся следующие допущения: давление и температура в паровой камере равны давлению p_s и температуре T_s насыщенного пара соответственно; сечение паровой камеры считается равнобедренным треугольником, согласно экспериментам К. Х. Чанга и Р. М. Батлера [9]; теплообмен через границы камеры осуществляется по закону Ньютона — Рихмана; пар закачивается с постоянным расходом; температура по стволу скважины распределена равномерно; угол раствора паровой камеры вблизи нагнетательной скважины равен 2π , вблизи добывающей — φ ; для исходной модели насыщенности фаз распределены по камере равномерно; для расчета вертикальной координаты верхней границы области жидких фаз вводится допущение о равномерном распределении насыщенности водой и нефтью в области жидких фаз S_{wl} и S_{ol} соответственно, в остальной области камеры насыщенность паром в области газообразной фазы $S_{sv} = 1$ (рис. 1). Расстояние между скважинами считается равным c , допускается возможность наложения паровых камер от соседних элементов разработки [2]. Учитывается стадия вертикального роста паровой камеры на начальном этапе разработки, для чего вводится допущение о пропорциональности скорости роста паровой камеры удельным тепловым потокам в соответствующем направлении. В сечении вводится система координат: ось z направлена по вертикали, ось y — по горизонтали. Мощность пласта равна h , вертикальная координата верхней угловой точки камеры равна z_c , вертикальная координата верхней границы области жидких фаз равна z_l . Вершинный угол паровой камеры равен φ (рис. 1). Перечеркнутый круг на рис. 1 означает нагнетательную скважину, круг — добывающую.

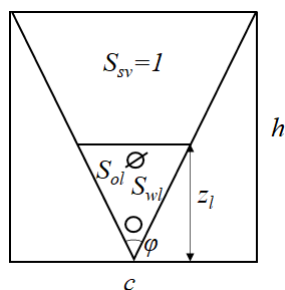


Рис. 1. Элемент разработки в модели

Fig. 1. A development element in the model

Сначала необходимо использовать в расчетах исходную модель с равномерным распределением насыщенностей по паровой камере, поскольку модель с неравномерным распределением будет содержать большее количество неизвестных, чем это необходимо сразу для определения характеристик камеры в целом. Пусть Q_w, Q_o, Q_s — удельные массовые расходы воды, нефти, пара, а S_w, S_o — насыщенности паровой камеры водой, нефтью. Система уравнений включает в себя законы сохранения массы и энергии, а также замыкающие соотношения.

Закон сохранения массы для воды имеет вид:

$$\frac{d(mVS_w\rho_w)}{dt} = -Q_w + J_{sw}, \quad (1)$$

где m — пористость пласта; V — объем паровой камеры единичной длины; ρ_w — плотность воды; t — время процесса; J_{sw} — интенсивность фазового перехода «пар — вода» на единицу длины горизонтальной скважины.

Закон сохранения массы для пара с учетом равенства суммы насыщенностей фаз единице:

$$\frac{d(mV(1 - S_w - S_o)\rho_s)}{dt} = Q_s - J_{sw}, \quad (2)$$

где ρ_s — плотность пара.

Закон сохранения массы для нефти используется в виде:

$$(1 - S_{wr}) \frac{d(m(V_e - V)\rho_o)}{dt} + \frac{d(mVS_o\rho_o)}{dt} = -Q_o, \quad (3)$$

где S_{wr} — связанная водонасыщенность; V_e — объем элемента разработки, приходящийся на единицу длины горизонтальной скважины, равный hc ; ρ_o — плотность нефти.

Тепловой баланс имеет вид:

$$\begin{aligned} & \frac{d}{dt} \left(V(m(S_w C_w(T_s - T_o)\rho_w + (1 - S_w - S_o)\rho_s(l + C_s(T_s - T_o)) \right. \\ & \quad \left. + S_o C_o(T_s - T_o)\rho_o) + (1 - m)C_r(T_s - T_o)\rho_r) \right) = \\ & = Q_s l - 2\alpha_1 \sqrt{\frac{V^2}{z_c^2} + z_c^2} (T_s - T_o) - 2\alpha_2 \frac{V}{z_c} (T_s - T_o) - \\ & \quad - (Q_o C_o + Q_w C_w)(T_s - T_o), \end{aligned} \quad (4)$$

где C_w, C_s, C_o, C_r — теплоемкости воды, пара, нефти и скелета породы; T_o — температура неразогретого пласта; T_s — температура закачиваемого пара; l — скрытая удельная теплота парообразования воды; ρ_r — плотность породы; α_1 и

α_2 — коэффициенты теплоотдачи от паровой камеры в горизонтальном и вертикальном направлениях; z_c — вертикальная координата верхней угловой точки паровой камеры.

Для замыкания системы уравнений (1)-(4) используется соотношение расходов закачиваемого и добываемого флюидов, полученное из закона Дарси:

$$\frac{Q_s}{\rho_s \left(\frac{Q_o}{\rho_o} + \frac{Q_w}{\rho_w} \right)} = \frac{2\pi}{\varphi \mu_s \left(\frac{f_o}{\mu_o} + \frac{f_w}{\mu_w} \right)} \frac{\Delta p_i}{\Delta p_p}, \quad (5)$$

где μ_s — вязкости воды, разогретой нефти, пара; f_o, f_w — относительные фазовые проницаемости нефти и воды; Δp_i — репрессия на нагнетательной скважине; Δp_p — депрессия на добывающей скважине.

Также используется соотношение расходов воды и нефти в добываемом флюиде, имеющее подобный уравнению (5) вид:

$$\frac{Q_w \rho_o}{Q_o \rho_w} = \frac{f_w \mu_o}{f_o \mu_w}. \quad (6)$$

Уравнение траектории верхней угловой точки паровой камеры используется в виде:

$$\frac{dz_c}{d \left(\frac{V}{z_c} \sqrt{1 + \left(\frac{V}{z_c^2} \right)^2} \right)} = \frac{\alpha_2}{\alpha_1}. \quad (7)$$

В модели необходимо также использовать геометрическую связь угла раствора камеры с ее объемом:

$$\varphi = 2 \frac{V}{z_c^2}. \quad (8)$$

Т. е. в системе уравнений (1)-(7) имеется семь неизвестных: $Q_w, Q_o, S_w, S_o, V, J_{sw}, z_c$. Для расчета относительных фазовых проницаемостей используются модельные корреляции Кори, как в работе [2]. Система уравнений является замкнутой. Угол φ связан с объемом соотношением (8).

Итак, указанная система уравнений (1)-(7) позволяет определить характеристики паровой камеры в целом. Теперь необходимо рассчитать положение вертикальной координаты верхней границы области жидких фаз для оценки возможности прорыва пара. Для определения координаты, отделяющей паровую область от жидких фаз в паровой камере, используются два закона сохранения.

Первым из них является закон сохранения массы для воды в области жидких фаз в камере:

$$\frac{d(mV_l S_{wl} \rho_w)}{dt} = -Q_w + J_{sw}, \quad (9)$$

где V_l — объем области жидких фаз в камере; S_{wl} — насыщенность области жидких фаз водой. В этом уравнении введено две новых неизвестных: V_l и S_{wl} . Одну из них, например S_{wl} , можно определить из выражения (9), тогда объем можно рассчитать из закона сохранения массы для пара в области паровой камеры, где отсутствует жидкая фаза (есть только пар, насыщенность которого равна 1):

$$\frac{d(m(V - V_l) \rho_s)}{dt} = Q_s - J_{sw}. \quad (10)$$

Насыщенность нефтью области жидких фаз S_{ol} легко определить отсюда:

$$S_{wl} + S_{ol} = 1. \quad (11)$$

Пара в области жидких фаз нет. Три уравнения (9)-(11) позволяют найти три новых неизвестных: V_p , S_{wp} , S_{op} . Если известен объем области жидких фаз, то, очевидно, из геометрических соотношений несложно найти вертикальную координату верхней границы этой области, которая позволит оценить риск прорыва пара в добывающую скважину.

Начальные условия для системы уравнений (1)-(11) имеют вид:

$$\begin{aligned} t = 0: V = 0, V_l = 0, S_w = S_{wr}, S_{wl} = S_{wr}, S_o = 1 - S_{wr}, \\ S_{ol} = 1 - S_{wr}, z_c = d_1, \end{aligned} \quad (12)$$

где d_1 — расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами.

С целью общности рекомендаций, даваемых с использованием предлагаемой модели, проведем обезразмеривание этой системы.

Для этого вводится безразмерный объем, имеющий смысл коэффициента охвата пласта:

$$K_s = \frac{V}{V_e}. \quad (13)$$

Время обезразмеривается традиционным способом:

$$\tau = \frac{t}{t_0}, \quad (14)$$

где t_0 — характерное время, равное

$$t_0 = \frac{mV_e\rho_w}{Q_s}. \quad (15)$$

Безразмерные дебиты воды R_w и нефти R_o , а также безразмерная интенсивность фазового перехода R_{jsw} будут обезразмерены на постоянный расход закачиваемого пара:

$$R_w = \frac{Q_w}{Q_s}, \quad R_o = \frac{Q_o}{Q_s}, \quad R_{jsw} = \frac{J_{sw}}{Q_s}. \quad (16)$$

Безразмерная вертикальная координата верхней правой угловой точки камеры вводится следующим образом:

$$Z = \frac{z_c}{\sqrt{hc}}. \quad (17)$$

Тогда система уравнений в безразмерном виде без учета области жидких фаз примет вид:

$$\begin{aligned} \frac{dK_s}{d\tau} + \frac{E}{G} \left(K_s + A \sqrt{K_s^2 + N} \right) = \frac{1}{G} \left(1 + \frac{BD_s - F}{1 - D_s} + \right. \\ \left. + \frac{F - BD_s}{1 - D_s} \left(R_w + R_o \frac{D_s}{D_o} \right) - BR_o \frac{D_s}{D_o} - FR_w \right), \end{aligned} \quad (18)$$

$$\frac{d(K_s S_w)}{d\tau} = \frac{1 - R_w - \frac{D_s}{D_o} R_o}{1 - D_s} - \frac{dK_s}{d\tau} \frac{D_s S_{wr}}{1 - D_s}, \quad (19)$$

$$\frac{d(K_s S_o)}{d\tau} = -\frac{1}{D_o} R_o + (1 - S_{wr}) \frac{dK_s}{d\tau}, \quad (20)$$

$$R_o = U\varphi f_o, \quad (21)$$

$$R_w = \varphi U \frac{f_o + f_w M}{D_o} - \frac{R_o}{D_o}, \quad (22)$$

$$R_{jsw} = R_w + \frac{d(K_s S_w)}{d\tau}, \quad (23)$$

$$\frac{dZ}{d\left(\frac{K_s}{Z} \sqrt{1 + \left(\frac{K_s}{Z^2}\right)^2}\right)} = \frac{1}{A}, \quad Z < \sqrt{\frac{h}{c}}, \quad (24)$$

где введены безразмерные комплексы подобия:

$$G = \frac{\rho_s S_{wr} (l + (C_s - C_w)(T_s - T_o))}{(\rho_w - \rho_s)l} + (T_s - T_o) \frac{m C_o (1 - S_{wr}) \rho_o + (1 - m) C_r \rho_r}{m l \rho_w}, \quad (25)$$

$$E = \frac{2\alpha_2 (T_s - T_o) V_e}{Q_s l z_c}, \quad N = \frac{z_c^4}{V_e^2}, \quad Z \leq \sqrt{\frac{h}{c}}, \quad (26)$$

$$D_s = \frac{\rho_s}{\rho_w}, \quad D_o = \frac{\rho_o}{\rho_w}, \quad D_r = \frac{\rho_r}{\rho_w}, \quad A = \frac{\alpha_1}{\alpha_2}, \quad M = \frac{\mu_o}{\mu_w}, \quad (27)$$

$$F = \frac{C_w (T_s - T_o)}{l}, \quad B = \frac{l + C_s (T_s - T_o)}{l}, \quad U = \frac{\mu_s D_o \Delta p_p}{2\pi \mu_o D_s \Delta p_i}. \quad (28)$$

Смысл безразмерных комплексов подобия и анализ их влияния подробно описан в статье [2].

При этом связь вершинного угла паровой камеры с ее безразмерным объемом имеет вид:

$$\varphi = 2 \arctg \frac{K_s}{Z^2}, \quad Z \leq \sqrt{\frac{h}{c}}. \quad (29)$$

Аналогично коэффициенту охвата пласта введем безразмерный объем области жидких фаз:

$$K_{sl} = \frac{V_l}{V_e}. \quad (30)$$

В безразмерной системе уравнений выражение (11) останется в прежнем виде, выражения (9) и (10) примут вид:

$$\frac{d(K_{sl} S_{wl})}{d\tau} = \frac{d(K_s S_w)}{d\tau}, \quad (31)$$

$$\frac{d(K_s - K_{sl})}{d\tau} = 1 - R_w - \frac{d(K_s S_w)}{d\tau}. \quad (32)$$

Начальные условия для описанной безразмерной системы уравнений примут вид:

$$\tau = 0: K_s = 0, K_{sl} = 0, S_w = S_{wr}, S_{wl} = S_{wr}, S_o = 1 - S_{wr}, S_{ol} = 1 - S_{wr}, Z = \frac{d_1}{\sqrt{hc}} \quad (33)$$

Методология исследования

Решение системы уравнений модели осуществляется с помощью явной конечно-разностной схемы с аппроксимацией производных по методу Эйлера. Решение нелинейного уравнения, полученного после аппроксимации из выражения (24) для описания стадии роста паровой камеры по вертикали, осуществляется итерационным методом Ньютона с относительной ошибкой 1%. В качестве результата рассчитываются зависимости искомых переменных, обводненности продукции и паронефтяного отношения от времени процесса. По результатам численных расчетов строится зависимость вертикальной координаты верхней границы области жидких фаз от времени после достижения паровой камерой кровли пласта. Рассчитанные данные сравниваются с моделью Я. Янга и его соавторов [20] с целью верификации. Технологические параметры верифицируются с использованием данных по месторождению Celtic.

Верификация интегральной модели SAGD, учитывающей области жидких фаз

В работе Я. Янга и его соавторов [20], где также вводится концепция области жидких фаз, имеются расчеты по собственной модели авторов статьи [20], а также приводятся промысловые данные по элементу разработки на месторождении Celtic (Канада). Это месторождение содержит высоковязкую нефть и разрабатывается с помощью применения метода парогравитационного дренажа. Начальная пластовая температура равна 21 °С (температуры таких порядков широко распространены в Канаде, поскольку месторождения имеют небольшие глубины залегания), пар закачивается при высокой температуре 240 °С. Приводятся характеристики пласта и системы разработки [20], показанные в таблице 1. В работе [20] также приведены удельные теплоемкости фаз и породы, температура и давление для оценки плотности пара, вязкость разогретой нефти, расход закачиваемого пара, остаточные насыщенности фаз. Плотность воды, вязкости воды и пара, удельная теплота парообразования, вертикальный коэффициент теплоотдачи взяты из справочников [3, 4, 6]. Горизонтальный коэффициент теплоотдачи оценен по модели Н. Эдмундса и Дж. Петерсона [10]. Плотности нефти и породы не приводятся в работе [20], поэтому они оценены по свойствам нефти и породы похожего канадского месторождения Cold Lake [9]. Все данные для модели сведены в таблицу 1.

Отношение репрессии на нагнетательной скважине к депрессии на добывающей не было приведено, оно подбиралось для настройки модели и равно 0,025.

В статье Я. Янга и его соавторов [20] приводится динамика дебита нефти по промысловым данным. Рассчитанная с использованием предлагаемой интегральной модели динамика объемного расхода q после 100 суток хорошо согласуется с реальными данными, однако на первом этапе модель показывает более быстрый рост дебита, чем на месторождении (рис. 2). Это вызвано тем, что в интегральной модели вводится допущение о равномерном распределении насыщенностей нефти и воды по области жидких фаз. Из-за этого нефть быстрее достигает добывающей скважины, чем это происходит в реальности, когда должно пройти некоторое время для стекания нефти по стенкам паровой камеры.

По данным для элемента разработки с месторождения Celtic Я. Янг и его соавторы [20] с использованием собственной модели рассчитали изменение во времени параметра, названного вертикальной координатой верхней границы области жидких фаз (рис. 3). По ней можно судить о риске прорыва пара в добывающую скважину. Рассчитанные по предлагаемой интегральной модели значения параметра с точностью около 1 м согласуются со значениями,

Таблица 1

Параметры для расчетов по данным Я. Янга и его соавторов

Table 1

The parameters for calculations using the data by Y. Yang et al.

Параметр	Символ	Величина, размерность	Ссылка
Начальная пластовая температура	T_o	21 °C	[20]
Температура закачиваемого пара	T_s	240 °C	[20]
Мощность пласта	h	20 м	[20]
Расстояние между парами скважин	c	100 м	[20]
Длина горизонтальной скважины	d	400 м	[20]
Расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами	d_1	5 м	[20]
Пористость	m	0,33	[20]
Удельная теплоемкость породы, воды, пара и нефти	$C_r; C_w; C_s; C_o$	1 138; 4 200; 4 200; 2 200 (Дж/(кг · К))	[20]
Плотности воды, пара, нефти и породы	$\rho_w; \rho_s; \rho_o; \rho_r$	1 000; 161,9; 850; 2 500 (кг/м ³)	[3, 9, 20]
Вязкости нефти, воды и пара при температуре пара	$\mu_o; \mu_w; \mu_s$	2; 0,2; 0,163 7 (сП)	[4, 20]
Удельный массовый расход закачиваемого пара	Q_s	0,160 т/(м · сут.)	[20]
Удельная теплота парообразования	l	$2,3 \cdot 10^6$ Дж/кг	[3]
Коэффициент теплоотдачи от камеры по вертикали	α_2	0,02 Вт/(м ² · К)	[6]
Коэффициент теплоотдачи от камеры по горизонтали	α_1	0,006 6 Вт/(м ² · К)	Вычисления по модели [10]
Связанная водонасыщенность	S_{wr}	0,2	[20]
Остаточная нефтенасыщенность	S_{or}	0,2	[20]

полученными Я. Янгом и его соавторами [20] (рис. 3). Эта точность является удовлетворительной в сравнении с вертикальными размерами паровой камеры в целом, поскольку, согласно работе Я. Янга и его соавторов [20], критерий прорыва пара — опускание вертикальной координаты верхней границы области жидких фаз — оценивается в сравнении с размерами камеры в целом. Обоснованием этого является преимущественное распространение пара по вертикали при его закачке, поэтому расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами на прорыв

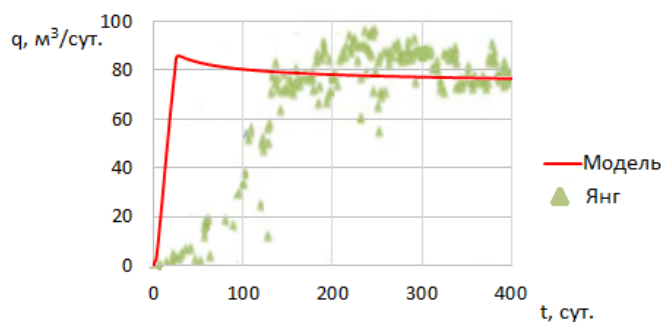


Рис. 2. Динамика объемного расхода нефти, рассчитанного по модели, в сравнении с промышленными данными по месторождению Celtic [20]

Fig. 2. The changes in the volumetric oil flow rate calculated using the model in comparison with the data from the Celtic oil field [20]

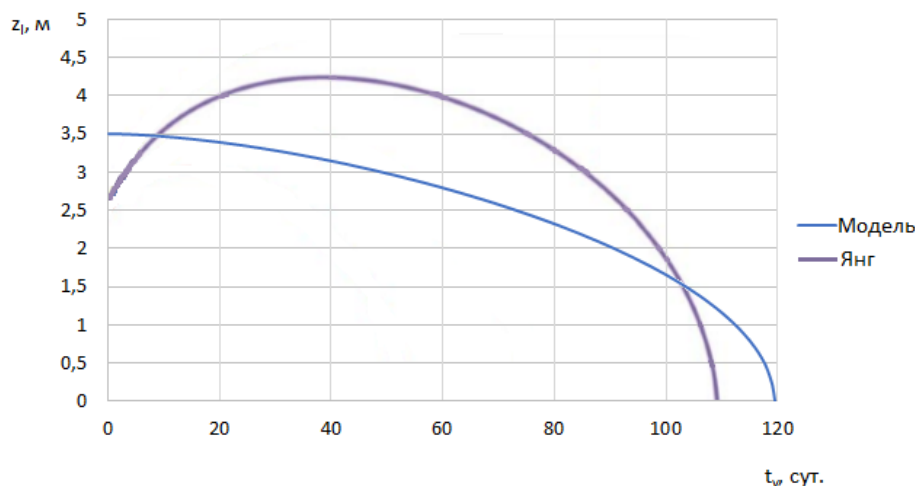


Рис. 3. Зависимость вертикальной координаты верхней границы области жидких фаз от времени после достижения паровой камерой кровли пласта в модели и по работе Я. Янга и его соавторов [20]

Fig. 3. The dependence of the vertical coordinate of the upper boundary of the liquid phase region on time after the steam chamber reaches the formation roof in the model and according to the work by Y. Young et al. [20]

пара практически не влияет. В качестве аргумента функции на рис. 3 используется время после прекращения вертикального роста паровой камеры t_v .

Динамика паронефтяного отношения R_s хорошо сходится с моделью Мируа, приведенной в статье Я. Янга и его соавторов [20] (рис. 4). Кроме того, на стадии падения паронефтяного отношения в начале основной стадии процесса рассчитанные значения хорошо согласуются с промысловыми данными. В дальнейшем наблюдается небольшое отклонение (около 1 т/т) рассчитанных значений от промысловых (и от модели Я. Янга и его соавторов), что вызвано переменным расходом пара на практике, в то время как в модели расход пара считается постоянным. Модели Эдмундса и Вей, учитывающие колоколообразную геометрию паровой камеры, дают отклонение от значений паронефтяного отношения, рассчитанного по другим моделям.

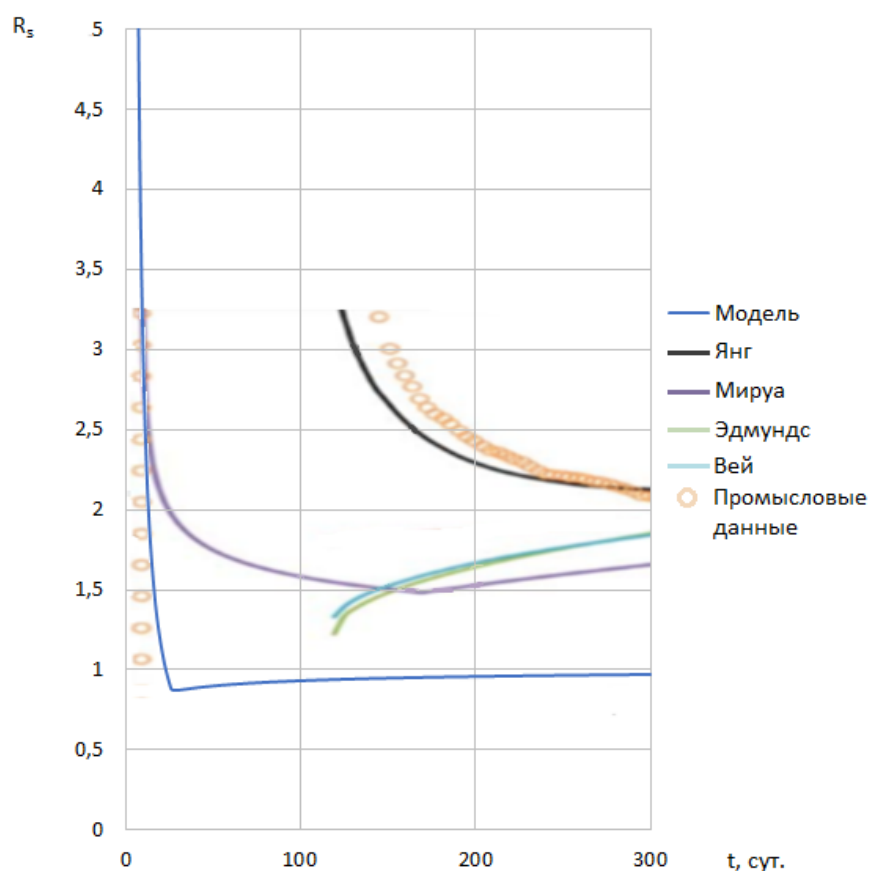


Рис. 4. Динамика паронефтяного отношения, рассчитанного по различным моделям, в сравнении с промысловыми данными по месторождению Celtic [20]

Fig. 4. The changes in the steam-oil ratio calculated by various models, compared with the data for the Celtic oil field [20]

Обсуждение

Следует отметить постепенное снижение вертикальной координаты верхней границы области жидких фаз (рис. 3), причем скорость этого снижения спустя примерно 100 суток после прекращения роста паровой камеры по вертикали значительно увеличивается. Это приводит к вероятному прорыву пара. Обоснование этого эффекта заключается в следующем. Прекращение роста паровой камеры в вертикальном направлении, когда она достигает кровли пласта, приводит к тому, что пар может распространяться либо по горизонтали, либо накапливаться в камере. Когда скорость роста камеры уменьшается из-за выравнивания тепловых потерь с закачиваемым с паром количеством теплоты, пар главным образом накапливается в камере, не успевает сконденсироваться, вертикальная координата верхней границы области жидких фаз опускается. Примерно через 100 суток после прекращения роста паровой камеры в вертикальном направлении скорость роста камеры в горизонтальном направлении снижается, закачиваемая теплота выравнивается с тепловыми потерями. Следовательно, пар накапливается в камере, в то же время дебит нефти постепенно снижается, новый объем нефти, вовлекаемый в разработку при росте камеры, тоже снижается. Область, занятая паром в камере, приближается к добывающей скважине. Значит, возможен прорыв пара.

Выводы

1. Усовершенствована авторская интегральная модель парогравитационного дренажа в безразмерном виде с целью расчета вертикальной координаты верхней границы области жидких фаз и оценки риска прорыва пара.
2. Верификация усовершенствованной модели, проведенная по данным месторождения Celtic и с помощью сравнения с моделью Я. Янга и его соавторов, показала удовлетворительное соответствие динамики дебита нефти и вертикальной координаты верхней границы области жидких фаз. Авторская интегральная модель SAGD показывает более быстрый рост дебита нефти на первой стадии из-за равномерного распределения насыщенности нефти по области жидких фаз.
3. Опускание вертикальной координаты верхней границы области жидких фаз при расчете по элементу разработки с месторождения Celtic наиболее интенсивно происходит спустя примерно 100 суток после достижения паровой камерой кровли пласта. Это вызвано снижением скорости роста паровой камеры по горизонтали и накоплением пара в камере, который не успевает конденсироваться.
4. Динамика паронефтяного отношения по предлагаемой модели наиболее хорошо согласуется с работой Мируа и неплохо согласуется с промышленными данными на первой стадии. Дальнейшее небольшое расхождение (около 1 т/т) вызвано переменным расходом пара на практике, в то время как в модели расход пара считался постоянным.

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. Анализ влияния безразмерных комплексов подобия на процесс парогравитационного дренажа с помощью интегральной модели / А. Я. Гильманов, К. М. Фёдоров, А. П. Шевелёв // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2019. Том 5. № 4 (20). С. 143-159. DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-4-143-159
3. Рид Р. Свойства газов и жидкостей: справочное пособие / Р. Рид, Дж. Праусниц, Т. Шервуд; пер. с англ. под ред. Б. И. Соколова. 3-е изд., перераб. и доп. Л.: Химия, 1982. 596 с.
4. Таблицы физических величин. Справочник / под ред. И. К. Кикоина. М.: Атомиздат, 1976. 1008 с.
5. Хисамов Р. С. Моделирование процесса парогравитационного дренирования с учетом предельного градиента давления / Р. С. Хисамов, П. Е. Морозов, М. Х. Хайруллин, М. Н. Шамсиев, А. И. Абдуллин // Нефтяное хозяйство. 2018. № 8. С. 48-51. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-8-48-51
6. Чекалюк Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта / Э. Б. Чекалюк. М.: Недра, 1965. 239 с.
7. Brooks R. T. Experiences in eliminating steam breakthrough and providing zonal isolation in SAGD wells / R. T. Brooks, H. Tavakol // Society of Petroleum Engineers. 2012. Conference Paper SPE 153903. 9 p. DOI: 10.2118/153903-MS
8. 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. Pp. 455-460. DOI: 10.1002/cjce.5450590407
9. Chung K. H. Geometrical effect of steam injection on the formation of emulsions in the steam-assisted gravity drainage process / K. H. Chung, R. M. Butler // The Journal of Canadian Petroleum Technology. 1988. Vol. 27. No. 1. Pp. 36-42. DOI: 10.2118/87-38-22
10. Edmunds N. A unified model for prediction of CSOR in steam-based bitumen recovery / N. Edmunds, J. Peterson // Petroleum Society of Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum. 2007. Paper No. 2007-027. 12 p. DOI: 10.2118/2007-027
11. Ezeuko C. C. Investigation of emulsion flow in SAGD and ES-SAGD / C. C. Ezeuko, J. Wang, I. D. Gates // Society of Petroleum Engineers. 2012. Conference Paper SPE 157830. 16 p. DOI: 10.2118/157830-MS
12. Irani M. On subcool control in steam-assisted-gravity-drainage producers — part I: stability envelopes / M. Irani // SPE Journal. 2018. Vol. 23. No. 3. Pp. 841-867. DOI: 10.2118/187956-PA
13. 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. Conference Paper SPE-180708-MS. 12 p. DOI: 10.2118/180708-MS
14. Khisamov R. Best configuration of horizontal and vertical wells for heavy oil thermal recovery from thin net pay zones / R. Khisamov, A. Zaripov, D. Shaikhutdinov // Society of Petroleum Engineers. 2015. Conference Paper SPE-176702-MS. 9 p. DOI: 10.2118/176702-MS

15. Saks D. Evaluation of thermal efficiency of the pre-heat period in the SAGD process for different completion methods / D. Saks, M. Kyanpour, O. Onamade // Society of Petroleum Engineers. 2015. Conference Paper SPE-174450-MS. 29 p. DOI: 10.2118/174450-MS
16. Scott Ferguson F. R. Steam-assisted gravity drainage model incorporating energy recovery from a cooling steam chamber / F. R. Scott Ferguson, R. M. Butler // The Journal of Canadian Petroleum Technology. 1988. Vol. 27. No. 5. Pp. 75-83. DOI: 10.2118/88-05-09
17. Singhal A. K. Screening and design criteria for steam assisted gravity drainage (SAGD) projects / A. K. Singhal, Y. Ito, M. Kasraie // Society of Petroleum Engineers. 1998. Conference Paper SPE 50410. 7 p. DOI: 10.2118/50410-MS
18. Taubner S. P. Gravity inflow performance relationship for SAGD production wells / S. P. Taubner, M. G. Lipsett, A. Keller, T. M. V. Kaiser // Society of Petroleum Engineers. 2016. Conference Paper SPE-180714-MS. 18 p. DOI: 10.2118/180714-MS
19. Vachon G. P. Use of flow control devices (FCDs) to enforce conformance in steam assisted gravity drainage (SAGD) completions / G. P. Vachon, W. Klaczek, P. J. Erickson, D. C. Langer, D. Booy, A. Baugh // Society of Petroleum Engineers. 2015. Conference Paper SPE-174416-MS. 16 p. DOI: 10.2118/174416-MS
20. Yang Y. A multistage theoretical model to characterize the liquid level during steam-assisted-gravity-drainage process / Y. Yang, S. Huang, Y. Liu, Q. Song, S. Wei, H. Xiong // SPE Journal. 2017. Vol. 22. No. 1. Pp. 327-338. DOI: 10.2118/183630-PA

Alexander Ya. GILMANOV¹
Konstantin M. FEDOROV²
Alexander P. SHEVELEV³

UDC 532.546.2

**IMPROVING THE STEAM-ASSISTED GRAVITY DRAINAGE
INTEGRAL SIMULATOR TO PREDICT THE TIME
OF STEAM BREAKTHROUGH INTO THE PRODUCER**

- ¹ Engineer of the Second Category,
Department of Modeling of Physical Processes and Systems,
Institute of Physics and Technology, University of Tyumen
a.y.gilmanov@utmn.ru
- ² Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor,
Professor of the Department of Modeling of Physical Processes and Systems,
Institute of Physics and Technology, University of Tyumen
k.m.fedorov@utmn.ru
- ³ Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor,
Professor of the Department of Modeling of Physical Processes and Systems,
Institute of Physics and Technology, University of Tyumen
alexandershevelev@mail.ru

Abstract

One of the main problems for Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) is the risk of steam breakthrough into the producer. A relevant task is to simulate SAGD to predict steam breakthrough. The existing models do not predict many technological parameters, and the integral model, developed earlier, does not consider the risk of a steam breakthrough. In this article, for the first time, an integral model is proposed in a dimensionless form, which considers risk of steam breakthrough and allows calculating all stages of SAGD.

Citation: Gilmanov A. Ya., Fedorov K. M., Shevelev A. P. 2020. "Improving the steam-assisted gravity drainage integral simulator to predict the time of steam breakthrough into the producer". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 6, no. 3 (23), pp. 38-57.
DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-3-38-57

The aim of this study is to improve the previously developed SAGD model to calculate the vertical coordinate of the upper boundary of liquid phase level. This has required a system of equations based on mass and heat balances both in the chamber and in the region of liquid phases. The system of equations is represented in dimensionless form. The research methodology involves using an explicit finite-difference scheme to solve this system and to verify the model according to the data by Ya. Yang et al. The nonlinear equation included in the system is solved using Newton's iterative method. The lowering of the upper boundary of liquid phases' region means steam breakthrough.

The results have provided the dependences of volumetric oil flow rate, the vertical coordinate of the upper boundary of the level of liquid phases and steam-oil ratio on time of process. These results are compared with the production data from the Celtic field with good agreement of the calculated data with the actual data. A fast drop in the upper boundary of the liquid phases region, observed with the data used approximately 100 days after the end of vertical growth of the steam chamber, indicates the risk of steam breakthrough.

Keywords

Physical and mathematical simulation, thermal physics, mechanics of multiphase systems, steam-assisted gravity drainage, steam breakthrough, level of liquid phases, steam chamber.

DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-3-38-57

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., Fedorov K. M., Shevelev A. P. 2019. "Analysis of dimensionless similarity complexes' influence on steam-assisted gravity drainage using the integral model". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 5, no. 4 (20), pp. 143-159. DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-4-143-159 [In Russian]
3. Ried R., Prausnitz J., Sherwood T. 1982. The properties of gases and liquids: handbook. Translated from English by B. I. Sokolov. 3rd edition, revised. Leningrad: Chemistry. [In Russian]
4. Kikoin I. K. (ed.). 1976. The Table of Physical Quantities. Handbook. Moscow: Atomizdat. [In Russian]
5. Khisamov R. S., Morozov P. E., Khairullin M. Kh., Shamsiev M. N., Abdullin A. I. 2018. "Simulation of the process of steam-assisted gravity drainage considering the yield stress". Neftyanoye Khozyaystvo, no. 8, pp. 48-51. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-8-48-51 [In Russian]
6. Chekalyuk E. B. 1965. Thermodynamics of an Oil Reservoir. Moscow: Nedra. [In Russian]
7. Brooks R. T., Tavakol H. 2012. "Experiences in eliminating steam breakthrough and providing zonal isolation in SAGD wells". Society of Petroleum Engineers. Conference Paper SPE 153903. DOI: 10.2118/153903-MS

8. 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, pp. 455-460. DOI: 10.1002/cjce.5450590407
9. Chung K. H., Butler R. M. 1988. "Geometrical effect of steam injection on the formation of emulsions in the steam-assisted gravity drainage process". *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 27, no. 1, pp. 36-42. DOI: 10.2118/87-38-22
10. Edmunds N., Peterson J. 2007. "A unified model for prediction of CSOR in steam-based bitumen recovery". *Petroleum Society of Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum*. Paper No. 2007-027. DOI: 10.2118/2007-027
11. Ezeuko C. C., Wang J., Gates I. D. 2012. "Investigation of emulsion flow in SAGD and ES-SAGD". *Society of Petroleum Engineers*. Conference Paper SPE 157830. DOI: 10.2118/157830-MS
12. Irani M. 2018. "On subcool control in steam-assisted-gravity-drainage producers — part I: stability envelopes". *SPE Journal*, vol. 23, no. 3, pp. 841-867. DOI: 10.2118/187956-PA
13. 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*. Conference Paper SPE-180708-MS. DOI: 10.2118/180708-MS
14. Khisamov R., Zaripov A., Shaikhutdinov D. 2015. "Best configuration of horizontal and vertical wells for heavy oil thermal recovery from thin net pay zones". *Society of Petroleum Engineers*. Conference Paper SPE-176702-MS. DOI: 10.2118/176702-MS
15. Saks D., Kyanpour M., Onamade O. 2015. "Evaluation of thermal efficiency of the pre-heat period in the SAGD process for different completion methods". *Society of Petroleum Engineers*. Conference Paper SPE-174450-MS. DOI: 10.2118/174450-MS
16. Scott Ferguson F. R., Butler R. M. 1988. "Steam-assisted gravity drainage model incorporating energy recovery from a cooling steam chamber". *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 27, no. 5, pp. 75-83. DOI: 10.2118/88-05-09
17. Singhal A. K., Ito Y., Kasraie M. 1998. "Screening and design criteria for steam assisted gravity drainage (SAGD) projects". *Society of Petroleum Engineers*. Conference Paper SPE 50410. DOI: 10.2118/50410-MS
18. Taubner S. P., Lipsett M. G., Keller A., Kaiser T. M. V. 2016. "Gravity inflow performance relationship for SAGD production wells". *Society of Petroleum Engineers*. Conference Paper SPE-180714-MS. DOI: 10.2118/180714-MS
19. Vachon G. P., Klaczek W., Erickson P. J., Langer D. C., Booy D., Baugh A. 2015. "Use of flow control devices (FCDs) to enforce conformance in steam assisted gravity drainage (SAGD) completions". *Society of Petroleum Engineers*. Conference Paper SPE-174416-MS. DOI: 10.2118/174416-MS
20. Yang Y., Huang S., Liu Y., Song Q., Wei S., Xiong H. 2017. "A multistage theoretical model to characterize the liquid level during steam-assisted-gravity-drainage process". *SPE Journal*, vol. 22, no. 1, pp. 327-338. DOI: 10.2118/183630-PA