

Александр Янович ГИЛЬМАНОВ<sup>1</sup>  
Константин Михайлович ФЁДОРОВ<sup>2</sup>  
Александр Павлович ШЕВЕЛЁВ<sup>3</sup>

УДК 532.546.2

## АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ БЕЗРАЗМЕРНЫХ КОМПЛЕКСОВ ПОДОБИЯ НА ПРОЦЕСС ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА С ПОМОЩЬЮ ИНТЕГРАЛЬНОЙ МОДЕЛИ

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

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

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

### Аннотация

Статья посвящена анализу чувствительности безразмерных комплексов подобия модели парогравитационного дренажа. Применение метода парогравитационного дренажа при разработке трудноизвлекаемых запасов осложнено необходимостью выбора рациональной системы разработки, для чего требуется также понимание процессов, происходящих в пласте, и их влияния на применение метода. Поэтому актуальной является задача моделирования процесса парогравитационного дренажа с последующим анализом чувствительности технологических показателей от существенных параметров (расхода

---

**Цитирование:** 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

закачиваемого пара, температуры пара, схемы расстановки скважин, депрессии и репрессии на скважинах) и характеристик пласта (мощности, теплоемкости). Существующие работы не проводили комплексного анализа влияния всех величин. В данной статье такой анализ проводится впервые, в чем и заключается новизна работы. Цель этой работы — анализ влияния основных характеристик и параметров на значение технологических показателей процесса парогравитационного дренажа. Основные методы — обезразмеривание физико-математической модели процесса и расчет с помощью явной конечно-разностной схемы. Выделяются безразмерные комплексы подобия, имеющие существенный вклад в процесс. Определяются значения важнейших технологических параметров — коэффициента охвата пласта и времени рентабельной разработки при различных значениях выбранных безразмерных комплексов подобия, характеризующих свойства пласта, флюидов, систему разработки и процесс парогравитационного дренажа. В результате расчетов отмечается, что наибольшее влияние на процесс парогравитационного дренажа оказывают три безразмерных комплекса подобия, характеризующих соответственно соотношение дебитов воды и нефти, тепловые потери по вертикали и по горизонтали и систему разработки. Показано, что существуют эффективные значения депрессии на пласт и расстояния между парами скважин. Статья носит научно-методический характер. По результатам расчетов даются общие рекомендации для возможного последующего применения метода на каком-либо реальном месторождении и выбора системы разработки.

#### **Ключевые слова**

Парогравитационный дренаж, теплофизика, термодинамика, безразмерные комплексы подобия, механика многофазных систем, повышение коэффициента охвата, чувствительность модели.

**DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-4-143-159**

#### **Введение**

Метод парогравитационного дренажа применяется для разработки трудноизвлекаемых запасов высоковязкой нефти. Стратегия разработки этим методом зависит от свойств пласта, флюидов, характерных параметров самого процесса. Поэтому актуальной задачей является моделирование применения метода парогравитационного дренажа для выбора оптимальной стратегии разработки.

При использовании метода парогравитационного дренажа (steam-assisted gravity drainage, или SAGD) в пласте бурятся две горизонтальные скважины: нижняя, которая является добывающей, находится вблизи подошвы пласта, верхняя расположена над нижней на расстоянии от 5 до 10 м по вертикали и является нагнетательной [1]. На первоначальном этапе в обеих скважинах циркулирует пар, происходит прогрев зоны между скважинами. На основной стадии через верхнюю скважину закачивается пар, в результате чего формируется паровая камера, в которой нефть становится более подвижной из-за нагрева, а также появляется сконденсировавшаяся из пара вода. Смесь нефти и воды из-за гравитационного разделения стекает вниз к добывающей скважине.

Для моделирования процесса SAGD ключевое значение имеет форма паровой камеры, позволяющая судить об области нагретой нефти, которую можно добыть. Для решения этой проблемы К. Х. Чанг и Р. М. Батлер провели уникальные эксперименты с уменьшенной моделью пористой среды [6]. По датчикам температуры строились изотермы, которые и определяли геометрию паровой камеры (рис. 1). Установлено, что она имеет форму, близкую к треугольнику; в начальный момент времени рост камеры идет преимущественно по вертикали с почти постоянным вершинным углом, затем, после достижения кровли пласта, продолжается рост в горизонтальном направлении.

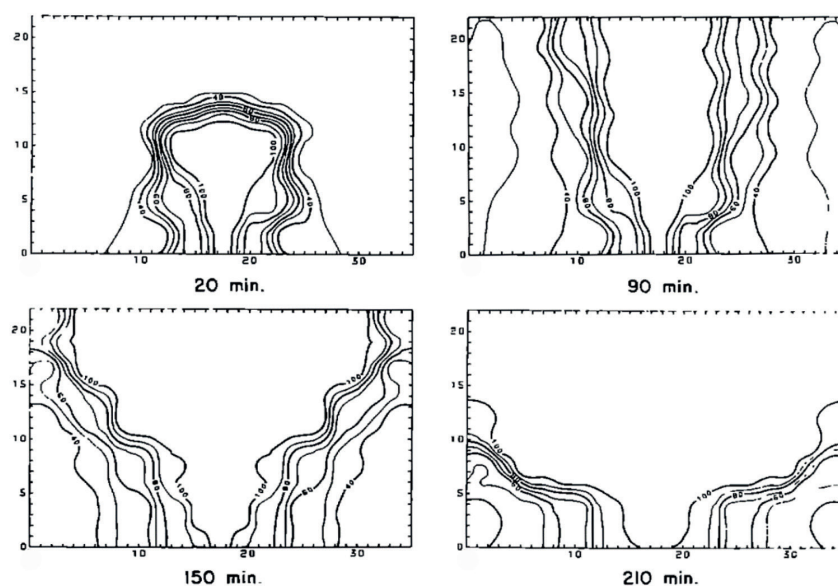


Рис. 1. Геометрия паровой камеры из экспериментов К. Х. Чанга и Р. М. Батлера

Источник: [6, с. 39].

Fig. 1. Steam chamber geometry from experiments by K. H. Chung and R. M. Butler

Source: [6, p. 39].

С учетом предположения о треугольной форме паровой камеры Р. М. Батлером, Г. С. МакНабом и Х. Й. Ло была разработана модель расчета парогравитационного дренажа [5]. Она включает в себя следующие предположения: нагретая нефть вместе с водой стекает к добывающей скважине по закону Дарси, теплообмен через стенки камеры идет за счет теплопроводности по закону Фурье, приток нефти в камеру рассчитывается с помощью уравнения материального баланса. В качестве совершенствования этой модели Д. К. Рейс [12] использовал для расчета теплообмена экспоненциальное распределение температуры вблизи границы паровой камеры для лучшего совпадения с промысловыми данными.

Ф. Р. Скотт Фергюсон и Р. М. Батлер [9] предложили рассмотреть эффект остывания паровой камеры после прекращения закачки пара. Было установле-

но, что остановку нагнетания следует осуществлять при достижении камерой своих максимальных размеров.

Другим направлением расчета процесса SAGD является анализ прорыва пара в добывающую скважину. Н. Р. Эдмундс и С. Д. Гиттинс [8] с помощью промысловых данных выявили влияющие параметры: температура закачиваемого пара, проницаемость пласта и перепад давления между нагнетательной и добывающей скважинами. Математическое моделирование процесса, дающее универсальные рекомендации для различных пластов, не проводилось.

Рассмотрение влияния различных параметров на процесс SAGD необходимо для наиболее эффективной разработки. М. Хейдари, С. Х. Хеджази и С. М. Фарук Али [10] провели моделирование по модели Р. М. Батлера, Г. С. МакНаба и Х. Й. Ло [5, с. 456-459] с учетом зависимости теплоемкости флюида от температуры для лучшего совпадения с экспериментальными данными К. Х. Чанга и Р. М. Батлера [6, с. 39-42]. Дальнейшее уточнение модели включает принятие во внимание содержания асфальтенов в нефти, что корректирует значение вязкости, а также зависимость этого содержания от температуры [4].

Однако модель Р. М. Батлера, Г. С. МакНаба и Х. Й. Ло [5, с. 456-459] требует расчетов в каждой точке границы паровой камеры и не позволяет предсказать ряд технологических параметров процесса из асимптотического анализа. Существенные успехи в этом направлении имеются при учете интегрального подхода [3], в том числе был проведен расчет критического расхода пара для успешной инициализации процесса и оценка значений коэффициента охвата пласта и паронефтяного отношения [2], являющегося ключевым показателем рентабельности проекта.

Текущая статья посвящена анализу чувствительности процесса парогравитационного дренажа от значений основных параметров, что и является ее целью. Это необходимо для последующего выбора оптимальной стратегии разработки месторождений России, на которых планируется применение SAGD. Существенность влияния различных параметров на этот процесс подтверждается работами зарубежных авторов [7, 11], показывающих влияние проницаемости, мощности пласта и системы разработки, однако полного анализа всех эффектов с подробными обоснованными рекомендациями ранее проведено не было.

### Интегральная модель развития паровой камеры

Метод исследования основан на применении интегральной модели развития паровой камеры и последующем решении системы уравнений с помощью явной конечно-разностной схемы. Такая модель [2, с. 3-4] в безразмерном виде для оценки влияния существенных параметров на процесс может быть записана следующим образом:

$$\begin{aligned} \frac{dK_s}{dt} + \frac{E}{G} \left( K_s + A \sqrt{K_s^2 + N} \right) = \\ = \frac{1}{G} \left( 1 + \frac{BD_s - F}{1 - D_s} + \frac{F - BD_s}{1 - D_s} \left( R_w + R_0 \frac{D_s}{D_o} \right) - BR_0 \frac{D_s}{D_o} - FR_w \right), \end{aligned} \quad (1.1)$$

$$R_0 = U\varphi f_o, \quad (1.2)$$

$$R_w = \varphi U \frac{f_o + f_w M}{D_o} - \frac{R_0}{D_o}, \quad (1.3)$$

$$R_{jsw} = R_w + \frac{dK_s}{d\tau}, \quad (1.4)$$

$$\frac{d(K_s S_w)}{d\tau} = \frac{1 - R_w - \frac{D_s}{D_o} R_0}{1 - D_s} - \frac{dK_s}{d\tau} \frac{D_s S_{wr}}{1 - D_s}, \quad (1.5)$$

$$\frac{d(K_s S_o)}{d\tau} = -\frac{1}{D_o} R_0 + (1 - S_{wr}) \frac{dK_s}{d\tau}, \quad (1.6)$$

$$\frac{dZ}{d\left(\frac{K_s}{Z} \sqrt{1 + \left(\frac{K_s}{Z}\right)^2}\right)} = \frac{1}{A}, \quad Z < \sqrt{h/c}, \quad (1.7)$$

где  $K_s$  — коэффициент охвата пласта;  $\tau$  — безразмерное время;  $R_o$ ,  $R_w$ ,  $R_{jsw}$  — безразмерные дебиты нефти, воды и безразмерная интенсивность фазового перехода «пар — вода»;  $\varphi$  — вершинный угол треугольника паровой камеры;  $S_w$ ,  $S_o$ ,  $S_{wr}$  — насыщенности воды, нефти и остаточная водонасыщенность;  $Z$  — безразмерная вертикальная координата;  $h$  — мощность пласта;  $c$  — горизонтальное расстояние между парами скважин;  $f_o$ ,  $f_w$  — относительные фазовые проницаемости нефти и воды, вычисляемые по корреляциям Кори:

$$f_w = \left(\frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}}\right)^2, \quad S_w \geq S_{wr}, \quad f_w = 0, \quad S_w < S_{wr}, \quad (1.8)$$

$$f_o = \left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wr} - S_{or}}\right)^2, \quad S_w \geq S_{wr}, \quad S_o \geq S_{or}, \quad (1.9)$$

$$f_o = 1, \quad S_w < S_{wr}, \quad f_o = 0, \quad S_o < S_{or}, \quad (1.10)$$

где  $S_{or}$  — остаточная нефтенасыщенность. Кроме того, введены безразмерные комплексы подобия:

$$G = \frac{\rho_s S_{wr} (l + (C_s - C_w)(T_s - T_o))}{(\rho_w - \rho_s)l} + (T_s - T_o) \frac{mC_o(1 - S_{wr})\rho_o + (1 - m)C_r\rho_r}{ml\rho_w}, \quad (1.11)$$

$$E = \frac{2\alpha_2(T_s - T_o)V_e}{Q_s lz}, \quad N = \frac{z^4 d^2}{V_e^2}, \quad Z < \sqrt{h/c}, \quad (1.12)$$

$$E = \frac{2\alpha_2(T_s - T_o)V_e}{Q_s lh}, \quad N = \frac{h^4 d^2}{V_e^2}, \quad Z \geq \sqrt{h/c}, \quad (1.13)$$

$$D_s = \frac{\rho_s}{\rho_w}, \quad D_o = \frac{\rho_o}{\rho_w}, \quad D_r = \frac{\rho_r}{\rho_w}, \quad A = \frac{\alpha_1}{\alpha_2}, \quad (1.14)$$

$$F = \frac{C_w(T_s - T_o)}{l}, \quad B = \frac{l + C_s(T_s - T_o)}{l}, \quad (1.15)$$

$$U = \frac{\mu_s D_o}{2\pi \mu_o D_s} \frac{\Delta p_p}{\Delta p_i}, \quad M = \frac{\mu_o}{\mu_w}, \quad (1.16)$$

где  $\rho_s, \rho_w, \rho_o, \rho_r$  — плотности пара, воды, нефти и породы;  $C_s, C_w, C_o, C_r$  — их соответствующие удельные теплоемкости;  $l$  — удельная теплота парообразования;  $T_s, T_o$  — температуры пара и пласта;  $m$  — пористость;  $\alpha_1$  и  $\alpha_2$  — коэффициенты теплоотдачи по горизонтали и вертикали;  $V_e$  — объем элемента разработки;  $Q_s$  — массовый расход закачиваемого пара;  $z$  — вертикальная координата верхней границы камеры;  $d$  — длина горизонтального ствола скважины;  $\mu_s, \mu_w, \mu_o$  — вязкости пара, воды и нефти;  $\Delta p_p / \Delta p_i$  — отношение депрессии на добывающей скважине к репрессии на нагнетательной.

Относительные фазовые проницаемости (ОФП) (1.8)-(1.10) вычисляются по модельным корреляциям, аналогичным статистически распространенным значениям корреляций Кори. При закачке пар распространяется по вертикали с высокой подвижностью при фазовой проницаемости, практически равной абсолютной, затем быстро конденсируется, и идет добыча смеси нефти и воды с ОФП (1.8)-(1.10).

Модельные кривые ОФП в дальнейшем необходимо будет сравнить с реальными ОФП, полученными из экспериментальных исследований по фильтрации через образцы керна. При необходимости модель позволяет использовать любые корреляции ОФП, характерные для месторождения, общий подход к моделированию при этом останется прежним.

Безразмерный комплекс  $F$  показывает отношение теплосодержания воды к теплоте, выделяющейся из пара за счет конденсации. Безразмерный комплекс  $B$  характеризует отношение теплосодержания пара в камере к теплоте, выделяющейся из пара за счет конденсации. Безразмерный комплекс  $G$  характеризует отношение теплоты насыщенной пористой среды в камере к теплоте, выделяющейся из пара за счет конденсации.

Таким образом, безразмерные комплексы  $G, F$  и  $B$  показывают соотношение между различными видами теплоты, участвующими в процессе парогравитационного дренажа и учтенными в уравнении теплового баланса.

Безразмерный комплекс  $A$  показывает соотношение теплоотдачи по горизонтали и вертикали. Безразмерный комплекс  $M$  показывает отношение вязкости разогретой нефти к вязкости воды. Для более вязкой нефти значение комплекса  $M$  будет больше.

Безразмерные комплексы  $D_s, D_o, D_r$  показывают, насколько велики или малы плотности пара, нефти и породы по сравнению с плотностью воды, которую можно считать постоянной в силу ее небольших изменений в зависимости от температуры и давления.

Безразмерный комплекс  $E$  связан с тепловыми потерями из камеры по вертикали по отношению к нагнетаемому количеству теплоты.

Безразмерный комплекс  $U$  представляет собой отношение массового расхода добываемого флюида к массовому расходу пара с учетом соотношения углов раствора вблизи соответствующих скважин.

Безразмерный комплекс  $N$  является геометрическим комплексом подобия и характеризует систему разработки месторождения. В комплексе фигурирует отношение правильного квадратного элемента разработки к реальному. Из-за наличия тепловых потерь видно, что чем ближе реальный элемент разработки по своим размерам к квадратному (и чем меньше расстояние между скважинами по сравнению с мощностью пласта), тем больше будут тепловые потери вверх со всей площади контакта камеры с кровлей пласта по сравнению с тепловыми потерями по горизонтали.

Решение системы уравнений (1.1)-(1.7) проводится с помощью явной конечно-разностной схемы.

#### **Анализ чувствительности технологических параметров процесса от безразмерных комплексов подобия**

Анализ чувствительности технологических параметров процесса SAGD от безразмерных комплексов подобия предложенной модели проводится для того, чтобы оценить влияние этих комплексов и разработать подход для подбора оптимальных параметров процесса парогравитационного дренажа, который впоследствии должен быть апробирован на реальном месторождении, поскольку статья носит научно-методический характер.

Особенность полученной безразмерной модели процесса SAGD заключается в том, что все безразмерные комплексы подобия могут быть скомпонованы в две группы.

Первая группа включает в себя комплексы подобия  $A, M, D_s, D_o, D_r$ , зависящие от свойств породы и флюида, повлиять на значения которых изменением параметров процесса при разработке невозможно или затруднительно. Действительно, отношение тепловых потерь по горизонтали и вертикали  $A$  определяется главным образом свойствами породы, насколько хорошо она способна пропускать тепло, а также частично — плотностью пара. С плотностью пара связан также комплекс  $D_s$ . Она определяется значениями давления и температуры пара, ограниченными технологическими рекомендациями по характеристикам пласта

и пластовому давлению. Значения безразмерных комплексов  $M$  и  $D_o$  связаны со свойствами нефти (ее вязкостью и плотностью), которые зависят от состава пластового флюида. Поэтому, несмотря на изменение вязкости углеводородов от температуры камеры, сложно предсказать поведение свойств нефти без данных для реального объекта, что делает неосуществимой рекомендацию каких-либо технических мероприятий при модельных расчетах, проводимых в данной статье. Безразмерный комплекс  $D_r$  связан с плотностью породы, изменить которую в процессе парогравитационного дренажа невозможно.

Вторая группа безразмерных комплексов подобия связана с параметрами, повлиять на которые в процессе парогравитационного дренажа возможно. Эта группа включает комплексы  $G, E, N, F, B, U$ . На значения комплексов  $G, F, B, E$  можно повлиять изменением температуры закачиваемого пара, а на значения  $E$  — еще и расхода пара. На значение  $N$  можно повлиять при изменении расстояния между парами скважин и длины их горизонтальных стволов, на значение комплекса  $U$  — изменением отношения депрессии на добывающей скважине к репрессии на нагнетательной.

Оценивать влияние безразмерных комплексов подобия необходимо только из второй группы, на значения которых можно повлиять. Тогда полученные выводы будут содержать рекомендации для выбора оптимальных параметров SAGD. В последующих работах необходима апробация этих рекомендаций на реальном объекте.

Поскольку с изменением давления и температуры насыщенного пара изменяются удельная теплота парообразования и теплоемкости веществ, компенсируя это изменение, то можно ожидать, что безразмерные комплексы подобия  $B, F, G$ , связанные с соотношениями различных видов теплоты, будут практически неизменными, и их изменением можно будет пренебречь. Действительно, при изменении давления от 30 атм до 100 атм безразмерный комплекс  $B$  изменится всего на 11%, комплекс  $F$  — от 0,5 до 0,6, комплекс  $G$  — от 0,6 до 0,8.

Поэтому будет оценено влияние только безразмерных комплексов подобия  $E, U, N$ , изменение которых может быть существенно.

### Результаты расчетов

Основной расчетный вариант, относительно которого оценивается чувствительность, имеет размерные параметры, показанные в таблице 1. Для этого варианта в зависимости от безразмерного времени рассчитаны важнейшие безразмерные технологические параметры процесса — коэффициент охвата пласта  $K_s$ , обводненность продукции  $W$ , паронефтяное отношение  $R_s$  (рис. 2).

### Обсуждение

Анализ результатов показывает, что основные технологические параметры процесса SAGD имеют характерные значения времени, определяющие их влияние и важные для разработки месторождения.

Коэффициент охвата пласта имеет время выхода на «полку»  $t_1$ , когда его значение прекращает увеличиваться в силу выравнивания тепловых потерь



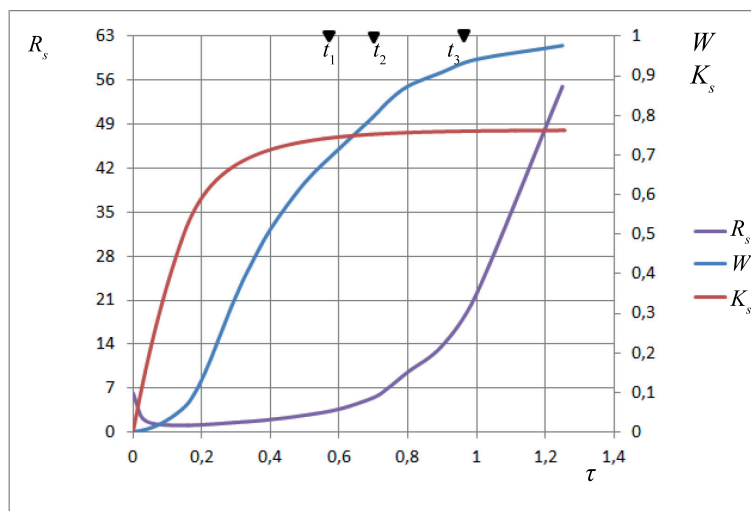


Рис. 2. Динамика основных параметров процесса SAGD

Fig. 2. Dynamics of the main parameters of SAGD process

Таблица 1

Table 1

**Размерные параметры, используемые для основных расчетов**

**Dimensional parameters used for basic calculations**

Параметр	Размерность	Значение
$T_o$	°С	30
$T_s$	°С	110
$h$	м	30
$t$	безразмерная	0,4
$C_r; C_w; C_s; C_o$	Дж/(кг·К)	500; 4 200; 4 400; 4 500
$\rho_w; \rho_s; \rho_o; \rho_r$	кг/м <sup>3</sup>	1 000; 50; 850; 2 500
$\mu_o; \mu_w; \mu_s$	сП	5; 1; 0,1637
$\Delta p_p / \Delta p_i$	безразмерное	7,69
$Q_s$	т/сут.	95,04
$l$	Дж/кг	$2,3 \cdot 10^6$
$\alpha_1$	Вт/(м <sup>2</sup> ·К)	0,099
$\alpha_2$	Вт/(м <sup>2</sup> ·К)	0,3
$d$	м	300
$S_{wr}$	безразмерная	0,2
$S_{or}$	безразмерная	0,3

и нагнетаемой в камеру теплоты. Паронефтяное отношение имеет время превышения  $t_2$  критически рентабельного значения, после которого процесс разработки становится экономически нецелесообразным, а на добычу некоторого количества нефти тратится значительное количество пара. В данной работе критическое значение паронефтяного отношения принято равным 7 т/т. Обводненность продукции имеет время своего стремления  $t_3$  к значениям, близким к единице, что также влияет на экономическую эффективность разработки, поскольку при больших значениях обводненности почти не добывается нефть, а добывается практически одна вода.

Графики динамики технологических показателей процесса (рис. 2) показывают, что характерные времена  $t_1$ ,  $t_2$ ,  $t_3$  не совпадают между собой, однако, как правило, времена  $t_1$  и  $t_2$  имеют близкие значения, т. е. рентабельность процесса можно оценивать по превышению паронефтяным отношением своего критического значения, кроме того, существенную роль при разработке будет играть коэффициент охвата пласта. Поэтому анализ чувствительности будет произведен по значениям коэффициента охвата и времени превышения паронефтяным отношением критического значения в зависимости от безразмерных комплексов подобия.

Этот анализ проводился следующим образом: сначала был рассчитан основной вариант, при котором значения размерных параметров были взяты из таблицы 1, и рассчитаны безразмерные комплексы подобия. Эти значения отмечены на рис. 3 посередине. Затем изменялись значения безразмерных комплексов подобия в симметричном относительно полученной середины диапазоне, соответствующем реально встречающимся на практике размерным значениям. Комплекс  $U$  изменялся от 0,385 до 0,985, комплекс  $E$  — от 0,411 до 0,785, комплекс  $N$  — от 0,040 до 0,124.

Безразмерный комплекс  $U$  является характеристикой эксплуатационных скважин. Небольшое уменьшение  $U$ , соответствующее небольшому снижению депрессии на добывающих скважинах, приводит к резкому снижению коэффициента охвата и времени рентабельной разработки из-за уменьшения притока флюида. В то же время увеличение  $U$  в большую сторону относительно выбранных средних значений приводит к небольшому росту коэффициента охвата. Таким образом, на добывающей скважине имеется ограничение по значению депрессии, которое можно рассчитать: пока повышение депрессии дает существенный эффект в приросте времени рентабельной разработки, ее необходимо увеличивать, а как только положительный эффект становится незначительным с заданной для месторождения точностью, увеличение депрессии следует прекратить. Кроме того, возрастание безразмерного комплекса  $U$  возможно при уменьшении вязкости нефти, что осуществимо, если нагреть нефть до более высокой температуры.

Увеличение значения безразмерного комплекса  $E$ , соответствующее росту тепловых потерь, ожидаемо приводит к уменьшению рентабельного периода разработки и снижению коэффициента охвата пласта. Положительное влияние отмечается при уменьшении комплекса  $E$ . Заметно, что положительный и отрицательный эффекты от соответствующего изменения комплекса  $E$  примерно

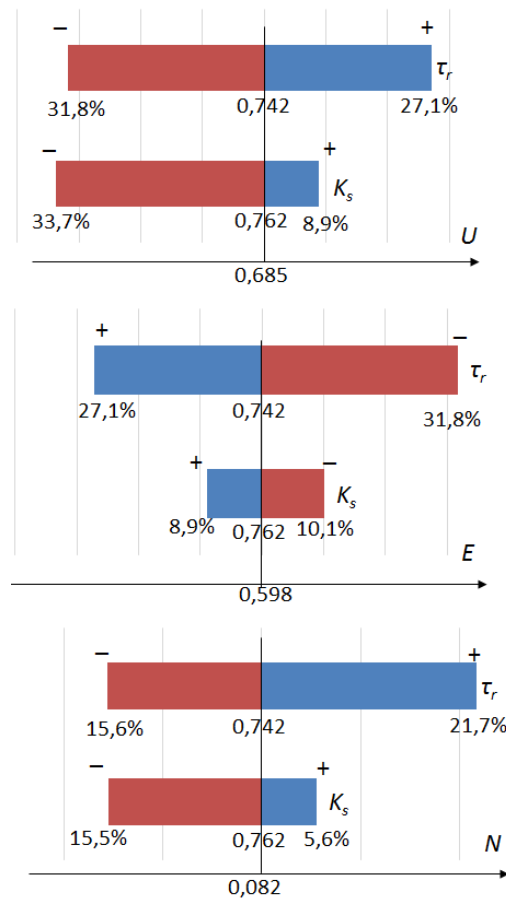


Рис. 3. Анализ чувствительности характерных параметров процесса SAGD от значений безразмерных комплексов подобия

Fig. 3. Sensitivity analysis of characteristic parameters of the SAGD process depending on the values of dimensionless similarity complexes

сопоставимы по порядку величины. Анализ показывает, что необходимо закачивать больше теплоты с паром по сравнению с тепловыми потерями. Изменение температуры закачиваемого пара в сторону увеличения вызовет отрицательный эффект из-за увеличившихся тепловых потерь по закону Ньютона — Рихмана, поэтому увеличение комплекса  $U$  с помощью дальнейшего снижения вязкости нефти нецелесообразно. Т. е. закачивать больше теплоты с паром возможно только с помощью увеличения его массового расхода, на который имеется ограничение по насосному оборудованию. Увеличение расхода закачиваемого пара, как следует из анализа чувствительности, не приводит к резкому росту паронефтяного отношения, поскольку позволяет добыть и больше нефти, увеличивая коэффициент охвата пласта.

Увеличение значения безразмерного комплекса  $N$  незначительно увеличивает коэффициент охвата пласта, но значительно продлевает время рентабельной разработки, что повышает коэффициент извлечения нефти и экономическую выгодность процесса. Это возможно при разработке пластов больших мощностей и при использовании более длинных горизонтальных скважин, при этом необходимо уменьшать расстояние между парами скважин для увеличения охвата пласта. Модельный расчет и полученные значения комплекса  $N$  показывают, что эффективная разработка возможна в пластах мощностью более 20 м при расстояниях между парами скважин от 80 м. При меньших значениях мощности наблюдается существенное снижение технологических параметров и эффективности разработки. С другой стороны, очевидно, бесконечно сближать скважины тоже становится невозможным, поскольку тогда при сохранении постоянного расхода пара суммарно будет добыто меньшее количество нефти, и паронефтяное отношение начнет возрастать, компенсируя положительный эффект от повышения охвата пласта. Нахождение оптимального значения расстояния между скважинами не рассматривается в текущей статье, поскольку это относится к другой работе авторов. Суть повышения коэффициента охвата пласта описана, например, в работе [3, с. 77-82].

Итак, общие рекомендации для максимально эффективного процесса разработки месторождения при помощи метода парогравитационного дренажа могут быть описаны следующим образом. В первую очередь, метод SAGD следует применять в достаточно мощных пластах (от 20 м), имеющих, однако, нефть с высокой вязкостью. Температуру закачиваемого пара следует подбирать таким образом, чтобы вязкость нефти снизилась до значений, когда флюид становится подвижным, и его можно извлечь. Однако эта температура должна быть минимально возможной для подвижной нефти, чтобы тепловые потери при этом не были слишком высоки и не делали процесс SAGD нецелесообразным.

Депрессию на пласт следует рассчитать по анализу безразмерного комплекса  $U$ , когда эффект от ее повышения заметен по повышению времени рентабельной разработки.

Систему разработки следует выбирать таким образом: горизонтальные скважины должны иметь большое значение длины для охвата пласта по горизонтали, какое позволяют технологии бурения в рассматриваемом случае, расстояние между скважинами следует уменьшать до некоторого значения, индивидуального для каждого месторождения, когда паронефтяное отношение быстро возрастает, превышает критическое значение и приводит к ограничению времени рентабельной разработки и снижению коэффициента извлечения нефти за экономически эффективный период.

## Выводы

1. Представлена безразмерная модель парогравитационного дренажа в безразмерном виде, удобном для оценки вклада тех или иных эффектов на сам процесс.

2. Отмечено, что безразмерные комплексы подобия, характеризующие модель, могут быть объединены в две группы. На значение комплексов из первой группы повлиять практически невозможно, на значение остальных комплексов — возможно. Комплексы второй группы и позволяют подобрать оптимальные параметры разработки месторождения с помощью SAGD.
3. Установлено, что безразмерный комплекс  $U$  показывает отношение массового расхода добываемого флюида к массовому расходу пара и является характеристикой эксплуатационных скважин. Депрессию на пласт следует рассчитывать по анализу безразмерного комплекса  $U$ , когда эффект от ее повышения замечен по повышению времени рентабельной разработки.
4. Показано, что безразмерный комплекс  $E$  характеризует соотношение тепловых потерь из камеры в кровлю пласта и теплоты, закачиваемой с паром. Увеличение расхода пара, входящего в этот комплекс, вызывает возрастание коэффициента охвата пласта и способствует извлечению большего количества нефти.
5. По значению безразмерного комплекса  $N$ , характеризующего систему разработки, отмечено, что сближение соседних пар скважин приводит к повышению охвата пласта. Однако это сближение приводит и к росту важного ограничивающего экономическую эффективность параметра — паронефтяного отношения, поэтому имеется некоторое оптимальное расстояние между скважинами.

## 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. Фёдоров К. М. Сравнительный анализ различных схем размещения скважин для технологии парогравитационного дренажа / К. М. Фёдоров, А. Я. Гильманов, А. П. Шевелёв // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE (15-17 октября, Москва, Россия). 2018. Статья № SPE-191494-18RPTC-RU. 12 с. DOI: 10.2118/191494-18RPTC-RU
3. 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
4. Akin S. Mathematical modeling of steam-assisted gravity drainage / S. Akin // Computers & Geosciences. 2006. Vol. 32. № 2. Pp. 240-246. DOI: 10.1016/j.cageo.2005.06.007

5. 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. № 4. Pp. 455-460. DOI: 10.1002/cjce.5450590407
6. 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. № 1. Pp. 36-42.
7. Dong X. An empirical correlation to predict the SAGD recovery performance / X. Dong, H. Liu, J. Hou, Z. Chen, T. Zhang // *Society of Petroleum Engineers*. 2015. Article № SPE-176410-MS. 16 p. DOI: 10.2118/176410-MS
8. Edmunds N. R. Effective application of steam assisted gravity drainage of bitumen to long horizontal well pairs / N. R. Edmunds, S. D. Gittins // *The Journal of Canadian Petroleum Technology*. 1993. Vol. 32. № 6. Pp. 49-55. DOI: 10.2118/93-06-05
9. Ferguson F. R. S. Steam-assisted gravity drainage model incorporating energy recovery from a cooling steam chamber / F. R. S. Ferguson, R. M. Butler // *The Journal of Canadian Petroleum Technology*. 1988. Vol. 27. № 5. Pp. 75-83. DOI: 10.2118/88-05-09
10. Heidari M. Steam-assisted gravity-drainage performance with temperature-dependent properties — a semianalytical approach / M. Heidari, S. H. Hejazi, S. M. Farouq Ali // *SPE Journal*. 2017. Vol. 22. № 3. Pp. 902-911. DOI: 10.2118/175036-PA
11. Hu C. Study on development well pattern of combined steam drive and gravity drainage in a reservoir with interbeds and its application: a case study / C. Hu, T. Zhang, Z. Wang, B. Han, G. Zhou, M. Ge, Z. Zou // *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia (26-28 March, Muscat, Oman)*. 2018. Article № SPE-190386-MS. 12 p. DOI: 10.2118/190386-MS
12. Reis J. C. A steam-assisted gravity drainage model for tar sands: linear geometry / J. C. Reis // *The Journal of Canadian Petroleum Technology*. 1992. Vol. 31. № 10. Pp. 14-20. DOI: 10.2118/92-10-01

**Alexander Ya. GILMANOV<sup>1</sup>**  
**Konstantin M. FEDOROV<sup>2</sup>**  
**Alexander P. SHEVELEV<sup>3</sup>**

UDC 532.546.2

**ANALYSIS OF DIMENSIONLESS SIMILARITY COMPLEXES'  
INFLUENCE ON STEAM-ASSISTED GRAVITY DRAINAGE USING  
THE INTEGRAL MODEL**

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

**Abstract**

This article analyzes dimensionless complexes of similarity sensitivity of steam-assisted gravity drainage (SAGD) model. The application of SAGD for development of hard-to-recover reserves is complicated by the need to choose a rational development system. Therefore, the task of modeling the process of SAGD with subsequent analysis of sensitivity of technological indexes from the essential parameters and characteristics of the reservoir is relevant. Existing works have not conducted a comprehensive analysis of all values influence. Such analysis is conducted for the first time in this article. This work aims to analyze the influence of main characteristics (steam injection rate, steam temperature, well pattern, depression and repression on wells, reservoir thickness, heat capacity) on technological parameters of SAGD. The main

---

**Citation:** 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

methods include de-dimensioning of the physical and mathematical model of the process and calculations using an explicit finite-difference scheme. Dimensionless similarity complexes with a significant contribution to SAGD are distinguished. Values of sweep efficiency and cost-effective time at different values of selected dimensionless complexes of similarity are defined. The greatest influence on SAGD is affected by three dimensionless similarity complexes, characterizing respectively the ratio of water and oil flows, heat losses vertically and horizontally, and the development system. The results show that there are some effective values of depression on the formation and the distance between pairs of wells. Based on the results of calculations, the authors provide recommendations for the future application of the method on a real field.

**Keywords**

Steam-assisted gravity drainage, SAGD, thermal physics, thermodynamics, dimensionless similarity complexes, mechanics of multiphase systems, increase of sweep efficiency, model sensitivity.

**DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-4-143-159**

**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. Fedorov K. M., Gilmanov A. Ya., Shevelev A. P. 2018. "Comparative analysis of different well patterns for steam-assisted gravity drainage". SPE Russian Petroleum Technology Conference (15-17 October, Moscow, Russia). Article no SPE-191494-18RPTC-RU. DOI: 10.2118/191494-18RPTC-RU [In Russian]
3. 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 [In Russian]
4. Akin S. 2006. "Mathematical modeling of steam-assisted gravity drainage". Computers & Geosciences, vol. 32, no 2, pp. 240-246. DOI: 10.1016/j.cageo.2005.06.007
5. 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
6. Chung K. H., Butler R. M. 1988. "Geometrical effect of steam injection on the formation of emulsions in the steam-assisted gravity drainage process". Journal of Canadian Petroleum Technology, vol. 27, no 1, pp. 36-42.
7. Dong X., Liu H., Hou J., Chen Z., Zhang T. 2015. "An empirical correlation to predict the SAGD recovery performance". Society of Petroleum Engineers. SPE-176410-MS. DOI: 10.2118/176410-MS



8. Edmunds N. R., Gittins S. D. 1993. "Effective application of steam assisted gravity drainage of bitumen to long horizontal well pairs". *Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 32, no 6, pp. 49-55. DOI: 10.2118/93-06-05
9. Ferguson F. R. S., Butler R. M. 1988. "Steam-assisted gravity drainage model incorporating energy recovery from a cooling steam chamber". *Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 27, no 5, pp. 75-83. DOI: 10.2118/88-05-09
10. Heidari M., Hejazi S. H., Farouq Ali S. M. 2017. "Steam-assisted gravity-drainage performance with temperature-dependent properties — a semianalytical approach". *SPE Journal*, vol. 22, no 3, pp. 902-911. DOI: 10.2118/175036-PA
11. Hu C., Zhang T., Wang Z., Han B., Zhou G., Ge Z., Zou Z. 2018. "Study on development well pattern of combined steam drive and gravity drainage in a reservoir with interbeds and its application: a case study". *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia (26-28 March, Muscat, Oman)*. Article no SPE-190386-MS. DOI: 10.2118/190386-MS
12. Reis J. C. 1992. "A steam-assisted gravity drainage model for tar sands: linear geometry". *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 31, no 10, pp. 14-20. DOI: 10.2118/92-10-01