

DOI: [10.7242/1999-6691/2023.16.3.26](https://doi.org/10.7242/1999-6691/2023.16.3.26)

УДК 532.546.6

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЛОКАЛЬНЫХ ЗАДАЧ В ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ СИМУЛЯТОРАХ ПРИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ

А.О. Федоров, А.Я. Гильманов, А.П. Шевелёв

Тюменский государственный университет, Тюмень, Российская Федерация

В статье оценивается программный комплекс tНавигатор, как инструмент для моделирования пароциклического воздействия на призабойную зону пласта при разработке месторождений высоковязкой нефти. Целью исследования является проведение с его помощью численного анализа параметров технологии пароциклического воздействия. Работа симулятора основана на подходах механики многофазных сред, которые хорошо себя зарекомендовали применительно к задачам подземной гидромеханики. Решение системы уравнений механики многофазных сред осуществляется IMPES-методом. Развивается идея Лакса о том, что для эволюционных уравнений изменение малого параметра может приводить к различным решениям. Для оценки применимости симулятора к решению локальных задач построено 17 вариантов гидродинамической модели с различными технологическими параметрами. В рамках каждого варианта проведено по 3 вычислительных эксперимента, направленных на выявление физической непротиворечивости результатов расчётов с использованием симулятора, а также степени влияния изменения длительности этапов закачки пароводяной смеси в пласт и паротепловой пропитки на динамику накопленной добычи нефти. Результаты расчётов свидетельствуют о пригодности гидродинамических симуляторов для решения локальных задач. Установлена оптимальная продолжительность продуктивного этапа для достижения максимальной накопленной добычи нефти. На примере месторождения Sho-Vel-Tum показано удовлетворительное соответствие рассчитанной динамики обводнённости добываемой в результате применения пароциклического воздействия продукции с промышленными данными. Установлено, что программный комплекс tНавигатор достоверно воспроизводит физические процессы при закачке теплоносителя в пласт, а также при добыче разогретой нефти, однако при рассмотрении паротепловой пропитки физические процессы воспроизводятся некорректно, поскольку фазовые переходы описываются упрощённой моделью.

Ключевые слова: численные методы, IMPES-метод, механика многофазных систем, гидродинамический симулятор, задача с малым параметром, пароциклическое воздействие, теплофизика

ANALYSIS OF THE POSSIBILITY OF MODELING LOCAL PROBLEMS IN HYDRODYNAMIC SIMULATORS FOR CYCLIC STEAM STIMULATION

A.O. Fedorov, A.Ya. Gilmanov and A.P. Shevelev

University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

This paper evaluates the capability of the tNavigator software package as a tool for modeling cyclic steam stimulation in the bottomhole formation zone during the development of high-viscosity oil fields. The purpose of the study is to conduct numerical analysis of the parameters involved in the cyclic steam stimulation technology using this package. The simulator is based on the approaches of mechanics of multiphase systems, which proved to be successful in solving the problems of subsurface hydromechanics. The system of equations of mechanics of multiphase systems is solved by the IMPES method. Lax's idea that, for evolutionary equations, a change in a small parameter can lead to different solutions is developed further. To assess the possibility of applying the simulator to solving local problems, 17 variants of the hydrodynamic model with different technological parameters were constructed. In the framework of each simulation, 3 numerical experiments were conducted with intent to identify the physical consistency of the calculated results using the hydrodynamic simulator, as well as to evaluate the degree of influence of changes in the time of steam-water mixture injection into the reservoir and the soak time on the dynamics of cumulative oil production. The results of calculations indicate the suitability of hydrodynamic simulators for solving local problems. Optimal oil production time period was established to achieve maximum cumulative oil recovery. Simulations show a good coincidence between the calculated dynamics of water cut in extracted products obtained with the application of cyclic steam stimulation at the Sho-Vel-Tum field and the field data. It is established that the tNavigator software package reliably reproduces the physical processes which occur during the hot carrier injection into the reservoir, as well as during the hot oil production; however, for the steam soak phase, these processes are reproduced incorrectly because phase transitions are described by a simplified model.

Key words: numerical methods, IMPES method, mechanics of multiphase systems, hydrodynamic simulator, small parameter problem, cyclic steam stimulation, thermophysics

1. Введение

Стратегической задачей для Российской Федерации является поддержание темпов добычи нефти на определённом уровне. Доля нетрадиционных и трудно извлекаемых запасов нефти (в том числе высоковязких нефтей, из газогидратных и газоконденсатных месторождений) [1] неуклонно растёт. Применение тепловых методов позволяет вовлечь в разработку большие объёмы высоковязкой нефти. К этим методам относятся паротепловое воздействие [2], парогравитационный дренаж [3, 4], пароциклическое воздействие [5, 6], внутрипластовое горение [5], нагрев пласта электромагнитным излучением [7], при этом пароциклическое воздействие обладает наибольшим коэффициентом использования закачанного в пласт тепла.

Пароциклическое воздействие нашло широкое распространение как в России [8, 9], так и в мире [10] за счёт быстрого отклика добывающей скважины на закачку наибольшего количества теплоты в пласт с теплоносителем, отсутствия дополнительных буровых работ. Пароциклическое воздействие имеет большой

промысловый потенциал. В последнее время активно развивается технология пароциклической обработки (ПЦО) горизонтальных стволов добывающих скважин [11]. Однако без физико-математического моделирования оценить эффективность указанной технологии не представляется возможным.

Существует апробированный подход к изучению пароциклического воздействия с помощью интегральных моделей [12]. В основе подхода лежит идея Маркса–Лангенхейма [13] о равномерном распределении температуры в прогретой зоне. Однако интегральные модели хороши для оценочных расчётов, но для более точного описания и понимания процессов, происходящих внутри пласта с учётом конвективного теплообмена [14] необходимо применять программное средство, позволяющее проводить вычисления в рамках фильтрационной гидродинамики — гидродинамический симулятор. Симулятор базируется на классической системе уравнений механики многофазных сред, включающей законы сохранения массы фаз, импульса и энергии [15, 16]. В коммерческих гидродинамических симуляторах эта система решается с помощью IMPES-метода (IMplicit Pressure EXplicit Saturation) с аппроксимацией производных по давлению в неявном виде и производных по насыщенности в явном виде [17–19]. Решение систем уравнений, содержащих более 100 переменных, осуществляется с помощью итерационного метода Ньютона.

Гидродинамические симуляторы хорошо зарекомендовали себя при решении крупномасштабных задач вытеснения нефти водой из неоднородного нефтенесущего пласта через большое число скважин. Однако нерешённым остаётся вопрос возможности моделирования с использованием симуляторов локальных задач, в том числе при пароциклическом воздействии. Поэтому целью работы является анализ решений локальных задач, возникающих при разработке месторождений высоковязкой нефти с применением технологии пароциклического воздействия, полученных с помощью гидродинамических симуляторов. В работе впервые проводится оптимизация параметров пароциклического воздействия с учетом движения теплового фронта.

2. Методика определения оптимальных параметров пароциклического воздействия

2.1. Основные принципы работы симулятора

Применительно к задачам подземной гидромеханики хорошо зарекомендовали себя подходы механики многофазных сред [20]. Введение усреднённых параметров позволяет прибегать к ним и при рассмотрении задач фильтрации. В основу работы гидродинамического симулятора tНавигатор положена система уравнений механики многофазных сред [17]. Для расчётов перетоков между блоками численной сетки используются законы сохранения массы и импульса, приводящие к уравнению следующего вида:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi N_c) = \operatorname{div} \sum_{P=O,W,G} x_{c,P} \xi_P \left(k \frac{k_{rP}}{\mu_P} (\nabla p_P - \gamma_P \nabla D) \right) + q_c, \quad c = 1, \dots, n_c. \quad (1)$$

Здесь: ϕ — пористость; $N_c = N_c(t, x, y, z)$ — молярная плотность компонента c ; p_P — давление фазы P ; $x_{c,P}(p, T)$ — молярная концентрация компонента c в фазе P при давлении p и температуре T ; $\xi_P(p, T)$ — молярная плотность фазы P ; $k = k(p_W, p_O, p_G, x, y, z)$ — абсолютная проницаемость; k_{rP} — относительная фазовая проницаемость; μ_P — вязкость фазы P ; $\gamma_P = \rho_P g$ — удельный вес; ρ_P — плотность фазы P ; D — глубина залегания блока; $q_c = q_c(p, N, t, x, y, z)$ — источник компонента c .

Также в систему уравнений входят замыкающие соотношения насыщенности и давления фаз:

$$S_W + S_O = 1, \quad (2)$$

$$p_O - p_W = P_{OW}, \quad (3)$$

где P_{OW} — капиллярное давление на границе воды (индекс W) и нефти (O). В качестве начального условия задаётся распределение насыщенностей и давления; на границах выполняются условия непротекания [17].

Дискретизация уравнений происходит следующим образом. Для аппроксимации по пространственным переменным используется метод конечных объёмов, для аппроксимации по времени — полностью неявная схема. Временной шаг при расчёте выбирается так, чтобы обеспечивалась сходимость численного решения. Решение задачи сводится к решению системы линейных уравнений вида:

$$F(\xi) = F(p, N_1, \dots, N_c) = 0, \quad (4)$$

где F — некоторая функция, ξ — её аргумент. Система уравнений решается итерационным методом Ньютона [21]:

$$\xi^{m+1} = \xi^m - \left(\partial F(\xi^m) / \partial x \right)^{-1} F(\xi^m), \quad (5)$$

где m — номер итерации.

2.2. Теплофизические соотношения, используемые в гидродинамическом симуляторе

Рассматриваемые процессы являются неизотермическими. Параметры состояния системы (вязкость, плотность, давление) зависят от температуры, поэтому систему необходимо дополнить законом сохранения энергии. В программном комплексе тНавигатор значения различных теплофизических величин, необходимых для моделирования пароциклического воздействия, рассчитываются согласно соотношениям [22–24]:

– для закона сохранения энергии

$$\frac{\partial}{\partial t} U_b = F_e + C_e + Q_e^{well}, \quad (6)$$

где U_b — внутренняя энергия блока расчётной сетки, F_e — конвективный поток энтальпии, C_e — поток энергии за счёт проводимости, Q_e^{well} — поток энергии из скважины;

– для энтальпии испарения компонента c из жидкой фазы в газовую

$$H_{V,c} = H_{c,G} - (H_{c,W} + H_{c,O}), \quad (7)$$

где $H_{c,P}$ — энтальпия компонента $c = 1, \dots, n_c$ в фазе $P = W, O, G, S, W$ — вода, O — нефть, G — газ, S — водяной пар, n_c — количество компонентов;

– для молярной энтальпии фазы (Дж/моль)

$$H_p(p, T) = \sum_{c=1}^{n_c} x_{c,p}(p, T) H_{c,p} MW_c, \quad (8)$$

где MW_c — молярный вес компонента c ;

– для удельной (в единице объёма) внутренней энергии фазы (Дж/м³)

$$U_p(p, T) = \xi_p(p, T) H_p(T) - p_{pp}, \quad (9)$$

где p_{pp} — парциальное давление фазы P ;

– для удельной энтальпии компонента в нефтяной фазе (Дж/кг)

$$H_{c,O}(T) = CP_{1,c}(T - T_{ref}) + \frac{1}{2} CP_{2,c}(T - T_{ref})^2, \quad (10)$$

где $CP_{1,c}$ и $CP_{2,c}$ — коэффициенты, которые задаются при построении модели, Дж/кг/К (в гидродинамической модели заданы 3000 Дж/кг/К и 0 Дж/кг/К соответственно), T_{ref} — опорная температура (задана 343 К);

– для удельной энтальпии воды в газовой фазе (Дж/кг)

$$H_G(T) = h_c + RT_c \left((1 - T_r)(A - BT_r^\beta) + C(1 - T_r)^\alpha + D(1 - T_r)^{2\alpha} \right), \quad (11)$$

где $T_r = T/T_c$, $\alpha = 0,2866$, $\beta = 3,140$, $T_c = 647,126$ К, $R = 461,522$ Дж/кг/К, $h_c = 2086 \cdot 10^3$ Дж/кг, $A = -7,818955$, $B = 3,977657$, $C = 2,665298$, $D = 4,754665$ — параметры с фиксированными значениями;

– для энтальпии породы, приходящейся на единичный объём (Дж/м³),

$$H_R(T) = CP_1(T - T_{ref}) + \frac{1}{2} CP_2(T - T_{ref})^2, \quad (12)$$

где CP_1 — удельная теплоёмкость горной породы (задана $6,25 \cdot 10^6$ Дж/м³/К), CP_2 — коэффициент зависимости удельной теплоёмкости породы от температуры (задан $2 \cdot 10^3$ Дж/м³/К²).

Энтальпия воды и энтальпия испарения воды берутся из встроенных в программный комплекс тНавигатор таблиц, представленных в справочнике [22].

При работе гидродинамического симулятора в каждом блоке расчётной сетки неизвестными являются давления и насыщенности фаз, а также температура.

Таким образом гидродинамическому симулятору соответствует полная система уравнений механики многофазных сред. Для верификации корректности результатов, рассчитываемых гидродинамическим симулятором тНавигатор, при описании локальных задач, таких как пароциклическая обработка призабойной зоны добывающих скважин, используется хорошо зарекомендовавшая себя интегральная модель [25].

2.3. Определение оптимальных параметров пароциклического воздействия

Оптимальные технологические параметры пароциклического воздействия в программном комплексе tНавигатор определялись при помощи интегральной модели [25]. Данная модель позволяет находить оптимальную длительность закачки теплоносителя в пласт и оптимальное время, в течение которого происходит паротепловая пропитка нефтенесущего пласта породы, для которых в работе [25] получены соответствующие формулы:

– для оптимального времени закачки в пласт с пористостью ϕ

$$t_1 = \frac{\pi\phi h(r_f^2 - r_w^2)}{Q_3 K_T}, \tag{13}$$

где h — мощность пласта; r_f — максимальное расстояние, которое фронт прогрева проходит вблизи кровли пласта, r_w — радиус скважины, Q_3 — объёмный расход, с которым закачивается пар в пласт; K_T — скорость теплового скачка;

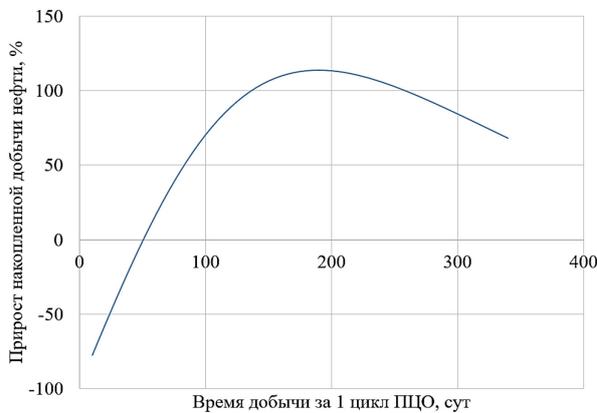


Рис. 1. Характерный вид зависимости прироста накопленной добычи нефти от времени добычи за 1 цикл пароциклической обработки

– для оптимального времени паротепловой пропитки

$$t_2 = \frac{2l\rho_s\phi hC}{\alpha(T_s - T_0)}, \tag{14}$$

где l — удельная теплота парообразования; ρ_s — плотность пара; C — концентрация пара в теплоносителе; α — коэффициент теплоотдачи; T_s — температура пара; T_0 — начальная пластовая температура.

Оптимальное время добычи разогретой нефти определяется из зависимости прироста накопленной нефти от времени добычи за 1 цикл ПЦО, на котором оптимальное время соответствует значению времени в точке экстремума (Рис. 1).

2.4. Описание экспериментальной гидродинамической модели

Для проведения вычислительного эксперимента в программном комплексе tНавигатор рассмотрено 17 вариантов гидродинамической модели в формате E3 (в данном формате производится моделирование композиционной нефти, то есть учитывается её компонентный состав, неизоэнтальпические и химические процессы). Выбор данного формата обуславливается тем, что только гидродинамическая модель в формате E3 позволяет осуществлять моделирование с участием пара.

3. Экспериментальная часть

3.1. Описание расчётной сетки

Расчётная сетка при всех 17 вариантах параметров модели была одинаковой и представляла собой модельный пласт — пропласток (слой пласта, в дальнейшем модельный пласт, с равномерным распределением свойств). Глубина залегания его кровли равнялась 1650 м (Рис. 2). Сетка состояла из $21 \times 21 \times 30$ ячеек размерами $50 \times 50 \times 1$ м.

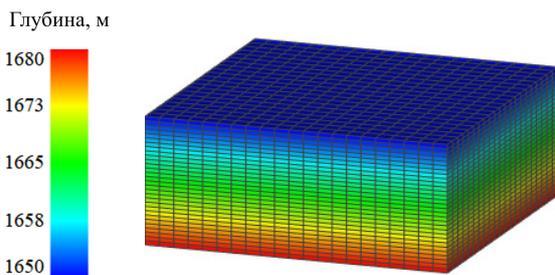


Рис. 2. Глубина залегания модельного пласта и вид расчётной сетки

Такие параметры, как пористость, отношение толщины пласта, в которой происходит фильтрация, к его общей толщине (коэффициент песчанности), проницаемость во всех вариантах составляли соответственно: 0,2 д.ед., 1 д.ед. и 10^{-13} м². Коэффициент анизотропии проницаемости во всех ячейках равнялся 0,1, что приводило к различию скоростей фильтрации по горизонтали и по вертикали.

Параметры породы в модельном пласте были следующими: сжимаемость $2,6 \cdot 10^{-9}$ 1/Па; удельная теплоёмкость и удельная теплопроводность $6,25 \cdot 10^6$ Дж/(м³·К) и $2,43$ Дж/(м·с·К) соответственно.

3.2. Свойства флюидов

В модели рассматривается трёхфазная система, состоящая из нефти, воды и водяного пара. В начальный момент времени в моделируемом пласте находятся вода и нефть; нагнетаемый флюид состоит из воды и водяного пара. Нефть в расчётах является однокомпонентной, при стандартных условиях с молярной массой $0,378 \text{ кг/моль}$, плотностью 880 кг/м^3 , вязкостью, зависящей от температуры (см. Рис. 3), и сжимаемостью $8,63 \cdot 10^{-10} \text{ 1/Па}$.

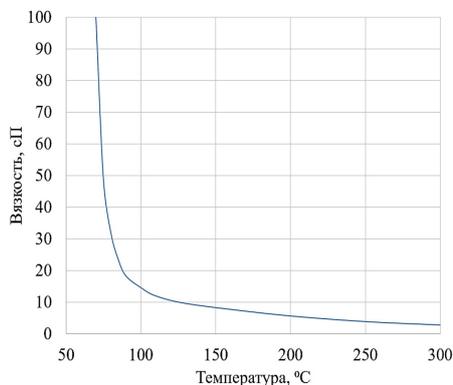


Рис. 3. Зависимость вязкости нефти от температуры

Плотность воды при стандартных условиях равна 1000 кг/м^3 . С изменением давления и температуры плотность воды рассчитывается по формуле:

$$\rho_w = \frac{\rho_{w,ref}}{\left(1 - c_{w,p}(p - p_{ref})\right) \left(1 + c_{w,1,T}(T - T_{ref}) + c_{w,2,T}(T - T_{ref})^2\right)}, \quad (15)$$

где $\rho_{w,ref}$ — плотность воды при давлении p_{ref} и температуре T_{ref} , $c_{w,p}$ — коэффициент изотермической сжимаемости воды, $c_{w,1,T}$ — первый коэффициент теплового расширения, $c_{w,2,T}$ — второй коэффициент теплового расширения.

В качестве уравнения состояния для расчёта принято уравнение Редлиха–Квонга [26]:

$$p = \frac{RT}{(v-b)} - \frac{a}{v(v+b)}, \quad (16)$$

где v — молярный объём.

Фазовые переходы моделируются при помощи уравнений, приведённых в источнике [26].

3.3. Начальные условия

Во всех ячейках моделируемого пласта в момент начала фильтрации ($t = 0$) параметры имеют начальные значения: пластовое давление $1,65 \cdot 10^7 \text{ Па}$; температура 343 К ; водонасыщенность $0,2$; нефтенасыщенность $0,8$. В данных вариантах задействован прилегающий к моделируемому пласту водоносный пласт (аквифер), приток воды из которого рассчитывается по модели Картера–Трейси [27]. Приток воды из аквифера в модельный пласт осуществляется через боковые грани (Рис. 4). Давление в аквифере на опорной глубине (1650 м) составляет $165 \cdot 10^5 \text{ Па}$, сжимаемость аквифера $9,5 \cdot 10^{-10} \text{ 1/Па}$, угол влияния аквифера равен 360° (то есть может осуществляться как приток воды из аквифера в модельный пласт, так и отток флюида из модельного пласта в аквифер).

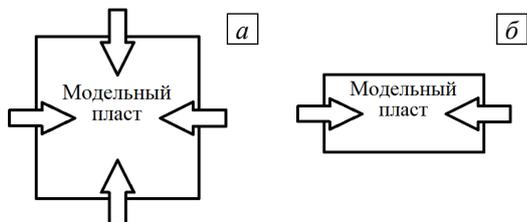


Рис. 4. Приток воды из аквифера в модельный пласт: вид сверху (а), вид в разрезе (б)

3.4. Технологические режимы, отвечающие вариантам модели

Рассмотренные 17 вариантов параметров гидродинамической модели отличаются длительностью закачки и пропитки. Наиболее часто встречающиеся на практике сочетания этих времён приведены в таблице 1 [25]. Для варианта 1 взяты данные, соответствующие оптимальным временам закачки и пропитки для Степноозёрского месторождения (Татарстан, РФ). Расчёты выполняются по интегральной модели, основанной на соотношениях теплового баланса на каждой стадии пароциклического воздействия [25, 28]. Отличие входных параметров необходимо для оценки их влияния на максимальную накопленную добычу нефти. При всех вариантах параметров пароциклического воздействия на призабойную зону пласта численное моделирование производится для одной и той же скважины. Скважина располагается в центре пласта и полностью вскрывает весь пласт.

Для каждого варианта параметров выполнено по 34 вычислительных эксперимента при разных технологических режимах (время добычи за 1 цикл ПЦО составляло, сут: 10, 20, ..., 340). Длительность ПЦО складывается из времени закачки пароводяной смеси в пласт, времени паротепловой пропитки и времени добычи разогретой нефти. Время добычи разогретой нефти за 1 цикл ПЦО — важный параметр, который влияет на эффективность технологического режима, определяет максимальную дополнительно накопленную добычу нефти. Различия вычислительных экспериментов заключались лишь в продолжительности добычи разогретой нефти за 1 цикл ПЦО и в количестве этих циклов (в зависимости

от варианта параметров и времени добычи за 1 цикл производится от 4 до 46 этих циклов). Каждый вычислительный эксперимент охватывал период разработки длительностью в 4 года.

3.5. Результаты вычислительных экспериментов

- с постоянным суммарным временем закачки пароводяной смеси в пласт и паротепловой пропитки;
- с постоянным временем закачки пароводяной смеси в пласт;
- с постоянным временем паротепловой пропитки

Отдельно, для сравнения, проведён эксперимент по воспроизведению данных, полученных в ходе промысловых исследований на скважине №77 месторождения Sho-Vel-Tum (Оклахома, США). В рамках данного исследования на скважине были реализованы 2 цикла ПЦО с различными технологическими параметрами [29].

3.5.1. Расчёт с постоянным суммарным временем закачки пароводяной смеси в пласт и паротепловой пропитки

В данном эксперименте использовано 9 вариантов параметров, в том числе вариант 1 с заранее подобранными оптимальными временами закачки пароводяной смеси в пласт и паротепловой пропитки. Результаты расчётов представлены на рисунке 5. Приведены зависимости прироста накопленной добычи от времени добычи за 1 цикл ПЦО. При этом во всех вариантах реализовано не менее 4 таких тепловых циклов. Из рисунка отчётливо видно, что приведённые зависимости качественно повторяют аналогичные графики, полученные с использованием интегральной модели в [24]. Здесь отрицательные значения говорят о том, что при таких временах добычи за 1 цикл ПЦО данная технология даёт негативный эффект, то есть добыто нефти меньше, чем без применения данной технологии, поскольку времена закачки пароводяной смеси в пласт и паротепловой пропитки остаются достаточно большими по сравнению с временем добычи нефти, следовательно, большую часть времени скважина простаивает, а без воздействия за это время могла бы идти добыча нефти. Осцилляции пророста добычи нефти связаны с более поздним притоком нефти из соседних областей и с уменьшением скорости фильтрации нефти из-за остывания.

Наличие больших количественных расхождений расчётных результатов при разных вариантах параметров можно объяснить их большим расхождением в начале процесса фильтрации. Например, если сравнить варианты 6 и 9 на рисунке 5, у которых соответствующие кривые сильно различаются, то можно видеть, что у них также разнятся и входные параметры (см. Табл. 1). У варианта 6 существенно больше время закачки пароводяной смеси в пласт, а у варианта 9 больше время паротепловой пропитки. При длительной паротепловой пропитке выделяется значительное количество теплоты в результате конденсации пара и его

Таблица 1. Длительность закачки пароводяной смеси в пласт и паротепловой пропитки в различных вариантах параметров расчёта

Длительность / Номер варианта	Время закачки, сут	Время пропитки, сут
1-й	17	13
2-й	18	12
3-й	19	11
4-й	20	10
5-й	25	5
6-й	30	0
7-й	15	15
8-й	10	20
9-й	5	25
10-й	17	17
11-й	17	9
12-й	17	5
13-й	17	21
14-й	21	13
15-й	13	13
16-й	25	13
17-й	9	13

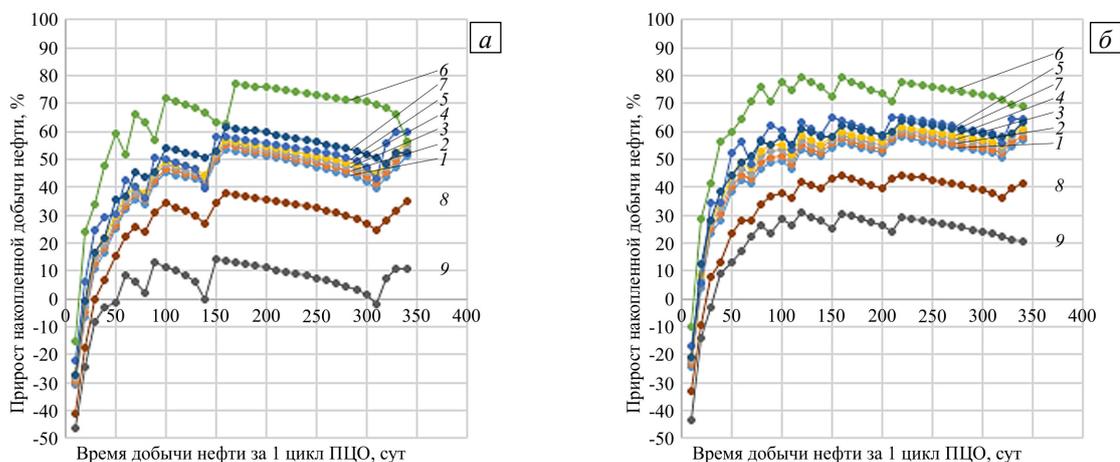


Рис. 5. Зависимости прироста накопленной добычи нефти от времени добычи разогретой нефти за 1 цикл пароциклической обработки для разных периодов моделирования при постоянной суммарной длительности закачки пароводяной смеси в пласт и паротепловой пропитки, в годах: 1 (а); 2 (б); 3 (в); 4 (г)

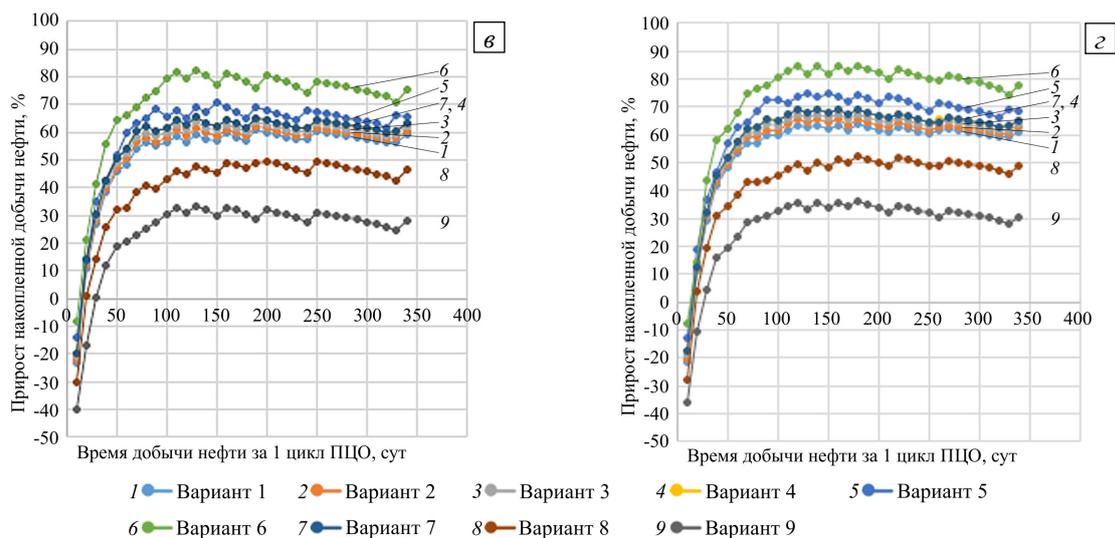


Рис. 5. Продолжение

остывания, что определяет тепловую эффективность процесса, так как при увеличении времени закачки пароводяной смеси в пласт возрастает и масса пара, поступившая в пласт, и количество теплоты, передаваемое породному пласту.

Также стоит заметить, что при длительном прогнозируемом периоде разработки получают более монотонные зависимости с меньшим числом колебаний. Это легко проследить, если сравнить полученные зависимости для периодов моделирования длительностью в 1 и 2 года с зависимостями для периодов моделирования длительностью в 3 и 4 года. Из этого следует вывод, что гидродинамическая модель в формате E3 качественно справляется с прогнозированием зависимости прироста накопленной добычи нефти от времени добычи разогретой нефти за 1 цикл ПЦО на длительный период разработки, в то время как для прогнозирования на короткие периоды добычи нефти эта модель подходит хуже, так как приводит к некорректным зависимостям.

При подробном анализе результатов расчёта с вариантами параметров 5, 6, 8 и 9 видно, что с ростом продолжительности закачки пароводяной смеси в пласт и с уменьшением времени паротепловой пропитки прирост накопленной добычи нефти увеличивается.

3.5.2. Расчёт с постоянным временем закачки пароводяной смеси в пласт

В данном эксперименте в дополнение к варианту 1 рассчитывалась фильтрация ещё при 4 вариантах (вариантах 10–13) параметров. Во всех 5 вариантах выдержана постоянная длительность закачки пароводяной смеси в пласт, которая составила 17 сут. Время же паротепловой пропитки было разным, а остальные параметры фиксировались и имели одинаковые значения. Результаты численного эксперимента представлены на рисунке 6. Видно, что при увеличении времени паротепловой пропитки прирост накопленной добычи нефти снижается для всех периодов моделирования, а точка экстремума, характеризующая оптимальное время добычи разогретой нефти за 1 цикл ПЦО, смещается вправо.

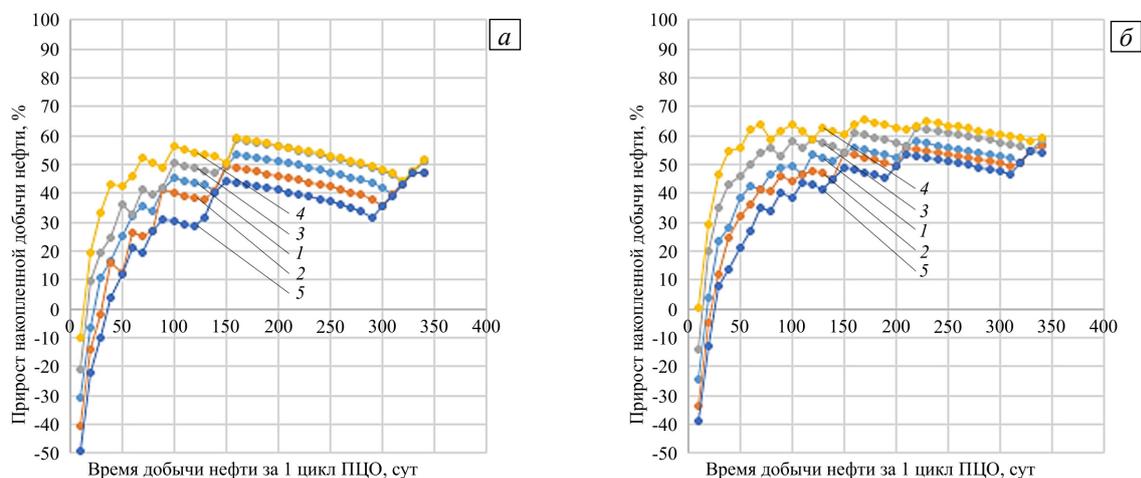


Рис. 6. Зависимости прироста накопленной добычи нефти от времени добычи разогретой нефти за 1 цикл пароциклической обработки при разных величинах периодов разработки, но постоянном времени закачки в годах: 1 (а); 2 (б); 3 (в); 4 (з)

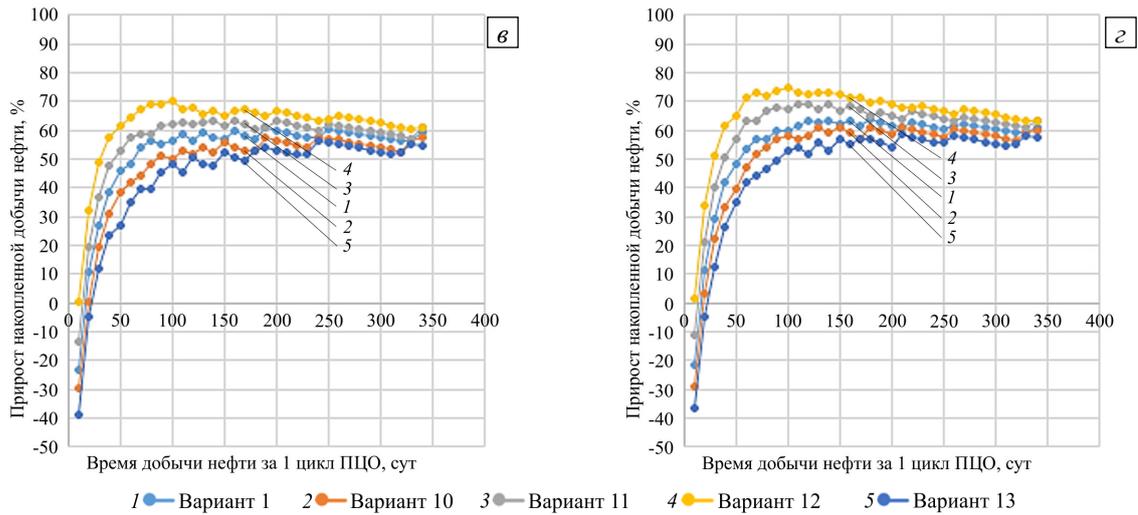


Рис. 6. Продолжение

Наблюдается аномальный рост зависимости прироста накопленной добычи нефти от времени добычи нефти за 1 цикл ПЦО при высоких значениях времени добычи. Это явление отчётливо заметно на графике с результатами моделирования ПЦО длительностью в 1 год и связано с тем, что при каждом варианте параметров, начиная с точки, в которой наблюдается перегиб графиков в области значений по оси абсцисс 290–320 сут, за первый год моделирования происходит добыча только в рамках одного цикла; второй цикл добычи не начинается из-за ещё происходящих процессов закачки и паротепловой пропитки после первого цикла, а с увеличением времени добычи за 1 цикл увеличивается и количество добытой нефти, а значит, и прирост накопленной нефти.

Отдельно следует обратить внимание на вариант 13 при расчётах с временем добычи нефти за цикл ПЦО, равном 330 и 340 сут. Эти реализации при ПЦО длительностью в 1 год выдают одинаковые результаты, несмотря на то что имеют разное время добычи за 1 цикл. Объясняется это тем, что с учётом времён закачки пара и паротепловой пропитки в этих расчётах длительность одного цикла превышает 1 год.

3.5.3. Расчёт с постоянным временем паротепловой пропитки

Результаты этого вида вычислений представлены на рисунке 7. Здесь в дополнение к варианту 1 рассчитаны варианты 14–17. Во всех 5 фильтрационных расчётах выдержано постоянное время паротепловой пропитки, которое составило 13 сут. Время закачки пароводяной смеси в пласт менялось, а остальные параметры были фиксированными и одинаковыми. Из графиков видно, что с увеличением времени закачки пароводяной смеси в пласт наблюдается аномальный прирост объёма накопленной добычи нефти. Причина такого поведения аналогична причине роста накопленной добычи при длительности этапа свыше 290 сут для вариантов с фиксированным значением времени закачки пароводяной смеси в пласт.

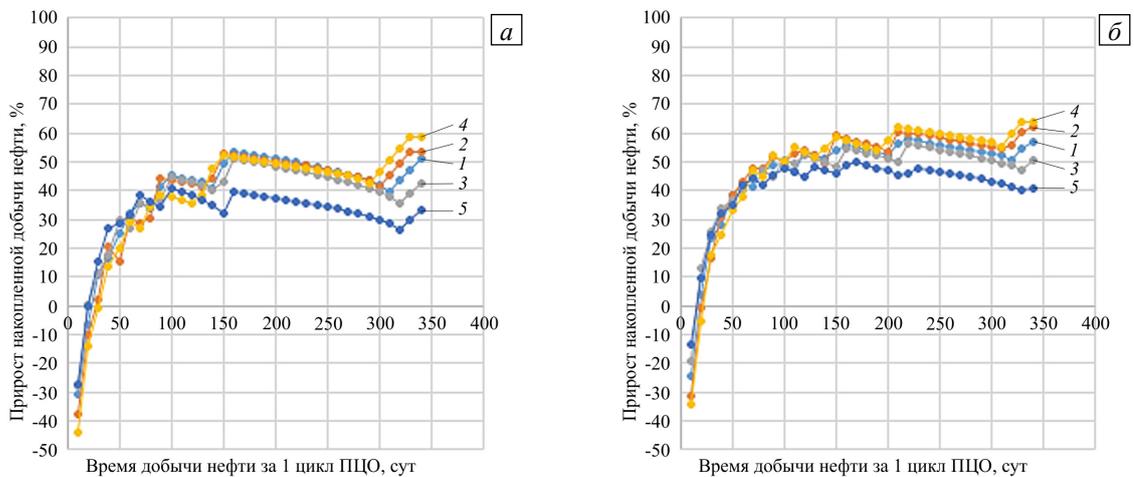


Рис. 7. Зависимости прироста накопленной добычи нефти от времени добычи разогретой нефти за 1 цикл пароциклической обработки для разных периодов разработки при постоянном времени паротепловой пропитки, в годах: 1 (а); 2 (б); 3 (в); 4 (г)

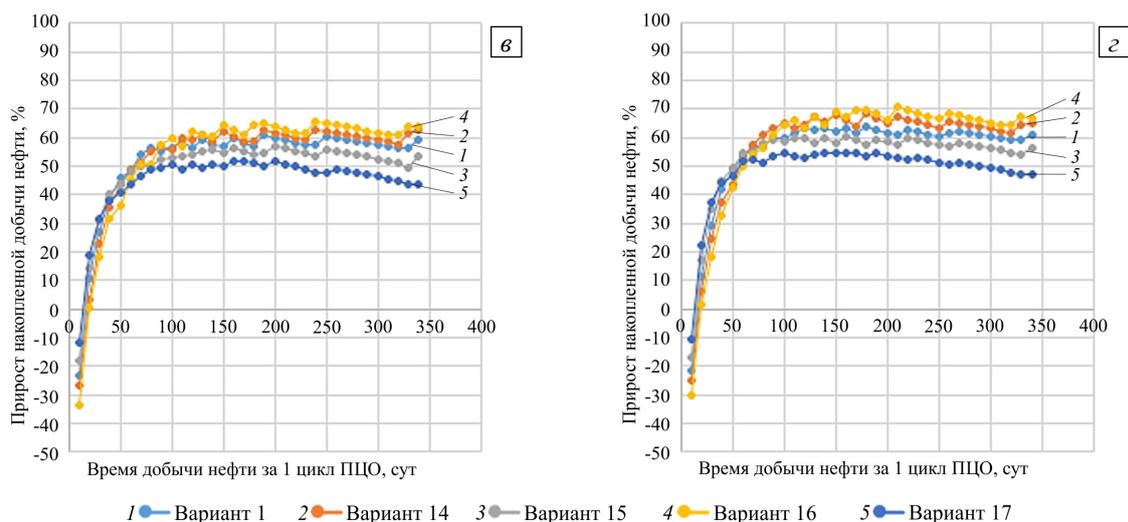


Рис. 7. Продолжение

3.5.4. Расчёт по данным, полученным в ходе промысловых исследований на месторождении Sho-Vel-Tum

В ходе данного эксперимента по имеющимся данным воспроизведён этап эксплуатации скважины №77 месторождения Sho-Vel-Tum (Оклахома, США), который включал два цикла пароциклического воздействия на призабойную зону пласта с разными технологическими параметрами (Табл. 2). Так как из экспериментальных данных имеются только исходные параметры циклов (время закачки, температура закачиваемого флюида, время пропитки и время добычи) и данные по обводнённости добытой продукции, то определить и сравнить можно только последнюю. Обводнённость добытой продукции рассчитывалась по следующей формуле:

$$W = \frac{Q_w}{Q_o + Q_w} \cdot 100\%, \quad (17)$$

где Q_w — дебит воды, Q_o — дебит нефти. Из таблицы видно, что, несмотря на недостаточность информации о структуре и фильтрационно-ёмкостных свойствах месторождения, а также о технических аспектах проведённых испытаний, в вычислительном эксперименте удалось с ошибкой, не превосходящей 5%, воспроизвести данные по обводнённости. В дальнейшем уровень согласия результатов моделирования и эксперимента принимается равным 30%.

Таблица 2. К сравнению расчётной и реальной обводнённости на скважине №77 месторождения Sho-Vel-Tum

Номер цикла ПЦО	Время закачки, сут	Температура, °С	Время пропитки, сут	Время добычи, сут	Накопленная обводнённость реального месторождения, %	Накопленная обводнённость, рассчитанная по модели, %
1-й	33	309	29	101	14,4	10
2-й	25	329	34	133	27,4	22

4. Выводы

Показано, что графики, построенные по результатам расчёта с использованием гидродинамического симулятора tНавигатор, качественно повторяют зависимости прироста накопленной добычи от времени закачки пароводяной смеси в пласт, полученные с помощью интегральной модели, которая хорошо зарекомендовала себя при моделировании задач фильтрации с учётом пароциклического воздействия.

Установлено, что при вычислениях в рамках рассмотренных гидродинамических моделей наибольший вклад в прирост накопленной добычи нефти при пароциклическом воздействии вносит закачка в пласт смеси, состоящей из пара и воды. При этом прирост накопленной добычи возрастает с увеличением времени закачки теплоносителя в пласт. Паротепловая пропитка вызывает скорее негативный эффект: с увеличением длительности паротепловой пропитки пароциклического воздействия прирост накопленной добычи нефти снижается, что связано с увеличением времени простоя добывающей скважины, а также с тем, что фазовые переходы описываются по упрощённой схеме. Но следует подчеркнуть, что вывод следует исключительно исходя из данных моделирования.

Проведена верификация модели пароциклического воздействия, встроенной в программный комплекс tНавигатор, путём сопоставления расчётной обводнённости с промысловыми данными по реальному месторождению Sho-Vel-Tum. Верификация показала, что гидродинамический симулятор tНавигатор достоверно воспроизводит обводнённость добытой продукции при моделировании процессов разработки месторождений высоковязкой нефти с применением пароциклической обработки призабойной зоны пласта.

Литература

1. Xiong H., Huang S., Devegowda D., Liu H., Li H., Padgett Z. Influence of pressure difference between reservoir and production well on steam-chamber propagation and reservoir-production performance // SPE J. 2019. Vol. 24. P. 452-476. <https://doi.org/10.2118/190107-PA>
2. Safari M., Gholami R., Khajehvandi E., Mohammadi M. Temperature profile estimation: A study on the Boberg and Lantz steam stimulation model // Petroleum. 2020. Vol. 6. P. 92-97. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2019.07.002>
3. Гильманов А.Я., Фёдоров К.М., Шевелёв А.П. Математическое моделирование процесса парогравитационного дренажа при добыче высоковязкой нефти // ИФЖ. 2021. Т. 94, № 3. С. 611-620. (English version <https://doi.org/10.1007/s10891-021-02333-6>)
4. Ansari A., Heras M., Nones J., Mohammadpoor M., Torabi F. Predicting the performance of steam assisted gravity drainage (SAGD) method utilizing artificial neural network (ANN) // Petroleum. 2020. Vol. 6. P. 368-374. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2019.04.001>
5. Антоиади Д.Г., Гарушев А.Р., Ишханов В.Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти. Краснодар: Советская Кубань, 2000. 464 с.
6. Артеменко А.И., Кацавцев В.Е., Фаткуллин А.А. Пароциклическое воздействие как один из приоритетов добычи высоковязкой нефти // Нефтяное хозяйство. 2005. № 6. С. 113-115.
7. Сысоев С.М., Алексеев М.М. Численное моделирование нагрева нефтесодержащего пласта сверхвысокочастотным электромагнитным излучением // Вестник кибернетики. 2019. № 4(36). С. 6-16.
8. Буркова А.А. Пароциклическое воздействие на призабойную зону пласта // Булатовские чтения. 2018. Т. 2-1. С. 98-104.
9. Савчик М.Б., Ганеева Д.В., Распопов А.В. Повышение эффективности пароциклических обработок скважин верхнепермской залежи Усинского месторождения на основе гидродинамической модели // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2020. Т. 20, № 2. С. 137-149. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2020.2.4>
10. Jamaloei B.Y. Impact of formation dilation-recompaction on cyclic steam stimulation in reservoirs with bottom water: Application of an integrated coupled reservoir-geomechanical modeling workflow // J. Petrol. Sci. Eng. 2021. Vol. 199. 108267. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108267>
11. Sun F., Yao Y., Li G. Effect of horizontal heterogeneity on productivity of cyclic superheated steam stimulation horizontal wells: Numerical analysis // J. Petrol. Explor. Prod. Technol. 2019. Vol. 9. P. 2319-2324. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0628-7>
12. Гильманов А.Я., Ковальчук Т.Н., Шевелёв А.П. Физико-математическое моделирование пароциклического воздействия на нефтяные пласты // Вестник ТюмГУ. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Т. 6, № 1(21). С. 176-191. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2020-6-1-176-191>
13. Marx J.W., Langenheim R.H. Reservoir heating by hot fluid injection // Petroleum Transactions, AIME. 1959. Vol. 216. P. 312-315. <https://doi.org/10.2118/1266-G>
14. Зубова Н.А., Любимова Т.П. Нелинейные режимы конвекции трехкомпонентной смеси в двухслойной пористой среде // Вычисл. мех. сплош. сред. 2021. Т. 14, № 1. С. 110-121. <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2021.14.1.10>
15. Swadesi B., Muraji S.A., Kurniawan A., Widiyaningsih I., Widiyaningsih R., Budiarto A., Aslam B.M. Optimizing the development strategy of combined steam flooding & cyclic steam stimulation for enhanced heavy oil recovery through reservoir proxy modeling // J. Petrol. Explor. Prod. Technol. 2021. Vol. 11. P. 4415-4427. <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01301-3>
16. Sun F., Yao Y., Li G. Effect of bottom water on performance of cyclic superheated steam stimulation using a horizontal well // J. Petrol. Explor. Prod. Technol. 2019. Vol. 9. P. 2291-2296. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0625-x>
17. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. 140 с.
18. Redondo C., Rubio G., Valero E. On the efficiency of the IMPES method for two phase flow problems in porous media // J. Petrol. Sci. Eng. 2018. Vol. 164. P. 427-436. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.01.066>
19. Sangninnuan A., Li J., Wu K. Development of coupled two phase flow and geomechanics model to predict stress evolution in unconventional reservoirs with complex fracture geometry // J. Petrol. Sci. Eng. 2021. Vol. 196. 108072. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108072>
20. Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред. Ч. 1. М.: Наука, 1987. 464 с.
21. Гулевич Д.Р., Залипаев В.В. Численные методы в физике и технике. СПб: НИУ ИТМО, 2020. 211 с.
22. Green D.W., Perry R.H. Perry's chemical engineers' handbook. McGraw-Hill, 2007. 2400 p.
23. Уэйлес С. Фазовые равновесия в химической технологии. М.: Мир, 1989. Ч. 2. 360 с.
24. Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей. Л.: Химия, 1982. 592 с.
25. Шевелёв А.П. Математическое моделирование циклического теплового воздействия на нефтяные пласты / Дисс. ... канд. физ.-мат. наук: 01.02.05. Тюмень, ТюмГУ, 2005. 137 с.
26. Брусиловский К.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.
27. Dake L.P. The practice of reservoir engineering (Revised edition). Elsevier, 2001. 568 p.
28. Гильманов А.Я., Аразов А.Р., Шевелёв А.П. Влияние конвективных процессов на технологические параметры пароциклического воздействия на нефтяные пласты // ИФЖ. 2022. Т. 95, № 5. С. 1190-1197. (English version <https://doi.org/10.1007/s10891-022-02583-y>)
29. Chiou R.C.S., Murer T.S. Cyclic steam pilot in gravity drainage reservoir // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, Texas, USA, October 8-11, 1989. P. 319-332. <https://doi.org/10.2118/SPE-19659-MS>

References

- Xiong H., Huang S., Devegowda D., Liu H., Li H., Padgett Z. Influence of pressure difference between reservoir and production well on steam-chamber propagation and reservoir-production performance. *SPE J.*, 2019, vol. 24, pp. 452-476. <https://doi.org/10.2118/190107-PA>
- Safari M., Gholami R., Khajehvandi E., Mohammadi M. Temperature profile estimation: A study on the Boberg and Lantz steam stimulation model. *Petroleum*, 2020, vol. 6, pp. 92-97. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2019.07.002>
- Gil'manov A.Ya., Fedorov K.M., Shevelev A.P. Mathematical modeling of the process of steam-assisted gravity drainage during the extraction of high-viscosity oil. *J. Eng. Phys. Thermophy.*, 2021, vol. 94, pp. 592-601. <https://doi.org/10.1007/s10891-021-02333-6>
- Ansari A., Heras M., Nones J., Mohammadpoor M., Torabi F. Predicting the performance of steam assisted gravity drainage (SAGD) method utilizing artificial neural network (ANN). *Petroleum*, 2020, vol. 6, pp. 368-374. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2019.04.001>
- Antoniadi D.G., Garushev A.R., Ishkhanov V.G. *Nastol'naya kniga po termicheskim metodam dobychi nefiti* [Handbook on thermal methods of oil production.]. Krasnodar, Sovetskaya Kuban', 2000. 464 p.
- Artemenko A.I., Kashchavtsev V.E., Fatkullin A.A. Steam cycling as one of priorities of high-viscosity oil recovery. *Neftyanoye khozyaystvo – Oil Industry*, 2005, no. 6, pp. 113-115.
- Sysoev S.M., Alekseev M.M. numerical simulation of the microwave heating of an oil reservoir. *Vestnik kibernetiki – Proceedings in Cybernetics*, 2019, no. 4(36), pp. 6-16.
- Burkova A.A. Cyclic steam impact on the bottomhole formation zone. *Bulatovskiye chteniya – Readings of A.I. Bulatov*, 2018, vol. 2-1, pp. 98-104.
- Savchik M.B., Ganeeva D.V., Raspopov A.V. Improvement of the efficiency of cyclic steam stimulation of wells in the upper permian deposit of the Usinskoye field based on the hydrodynamic model. *Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftgazovoye i gornoye delo – Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2020, vol. 20, no. 2, pp. 137-149. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2020.2.4>
- Jamaloei B.Y. Impact of formation dilation-recompaction on cyclic steam stimulation in reservoirs with bottom water: Application of an integrated coupled reservoir-geomechanical modeling workflow. *J. Petrol. Sci. Eng.*, 2021, vol. 199, 108267. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108267>
- Sun F., Yao Y., Li G. Effect of horizontal heterogeneity on productivity of cyclic superheated steam stimulation horizontal wells: Numerical analysis. *J. Petrol. Explor. Prod. Technol.*, 2019, vol. 9, pp. 2319-2324. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0628-7>
- Gilmanov A.Ya., Kovalchuk T.N., Shevelev A.P. Physical and mathematical modeling of cyclic steam stimulation for oil reservoirs. *Vestnik TyumGU. Fiziko-matematicheskoye modelirovaniye. Neft', gaz, energetika – Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 2020, vol. 6, no. 1(21), pp. 176-191. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2020-6-1-176-191>
- Marx J.W., Langenheim R.H. Reservoir heating by hot fluid injection. *Petroleum Transactions, AIME*, 1959, vol. 216, pp. 312-315. <https://doi.org/10.2118/1266-G>
- Zubova N.A., Lyubimova T.P. Nonlinear convection regimes of a ternary mixture in a two-layer porous medium. *Vychisl. mekh. splosh. sred – Computational Continuum Mechanics*, 2021, vol. 14, no. 1, pp. 110-121. <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2021.14.1.10>
- Swadesi B., Muraji S.A., Kurniawan A., Widiyaningsih I., Widiyaningsih R., Budiarto A., Aslam B.M. Optimizing the development strategy of combined steam flooding & cyclic steam stimulation for enhanced heavy oil recovery through reservoir proxy modeling. *J. Petrol. Explor. Prod. Technol.*, 2021, vol. 11, pp. 4415-4427. <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01301-3>
- Sun F., Yao Y., Li G. Effect of bottom water on performance of cyclic superheated steam stimulation using a horizontal well. *J. Petrol. Explor. Prod. Technol.*, 2019, vol. 9, pp. 2291-2296. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0625-x>
- Kanevskaya R.D. *Matematicheskoye modelirovaniye gidrodinamicheskikh protsessov razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov* [Mathematical modeling of hydrodynamic processes in the development of hydrocarbon deposits]. Moscow, Izhevsk: Institute for Computer Research, 2002. 140 p.
- Redondo C., Rubio G., Valero E. On the efficiency of the IMPES method for two phase flow problems in porous media. *J. Petrol. Sci. Eng.*, 2018, vol. 164, pp. 427-436. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.01.066>
- Sangnimnuan A., Li J., Wu K. Development of coupled two phase flow and geomechanics model to predict stress evolution in unconventional reservoirs with complex fracture geometry. *J. Petrol. Sci. Eng.*, 2021, vol. 196, 108072. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108072>
- Nigmatulin R.I. *Dinamika mnogofaznykh sred* [Dynamics of multiphase media. Vol. 1]. Moscow, Nauka, 1987. 464 p.
- Gulevich D.R., Zalipayev V.V. *Chislennyye metody v fizike i tekhnike* [Numerical methods in physics and engineering]. St. Petersburg, ITMO University, 2020. 211 p.
- Green D.W., Perry R.H. *Perry's chemical engineers' handbook*. McGraw-Hill, 2007. 2400 p.
- Walas S.M. *Phase equilibria in chemical engineering*. Butterworth, 1985. 671 p.
- Reid R.C., Prausnitz J.M., Sherwood T.K. *The properties of gases and liquids*. McGraw-Hill, 1977. 688 c.
- Shevelev A.P. *Matematicheskoye modelirovaniye tsiklicheskogo teplovogo vozdeystviya na neftyanyye plasty* [Mathematical modeling of cyclic thermal effects on oil reservoirs]. PhD Dissertation, University of Tyumen, 2005. 137 p.
- Brusilovskiy K.I. *Fazovyye prevrashcheniya pri razrabotke mestorozhdeniy nefiti i gaza* [Phase transformations in the development of oil and gas fields]. Moscow, Graal', 2002. 575 p.
- Dake L.P. *The practice of reservoir engineering (Revised edition)*. Elsevier, 2001. 568 p.
- Gil'manov Ya.A., Arazov A.R., Shevelyov A.P. Influence of convective processes on technological parameters of cyclic steam stimulation of oil reservoirs. *J. Eng. Phys. Thermophy.*, 2022, vol. 95, pp. 1172-1179. <https://doi.org/10.1007/s10891-022-02583-y>
- Chiou R.C.S., Murer T.S. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, Texas, USA, October 8-11, 1989. P. 319-332*. <https://doi.org/10.2118/SPE-19659-MS>

Поступила в редакцию 31.10.2022; после доработки 30.12.2022; принята к опубликованию 31.03.2023

Сведения об авторах

Федоров Антон Олегович, магистрант, Тюменский государственный университет (ТюмГУ), 625003, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 6; e-mail: anton_fyodorov@bk.ru

Гильманов Александр Янович, кфмн, ст. преп., ТюмГУ; e-mail: a.y.gilmanov@utmn.ru

Шевелёв Александр Павлович, кфмн, доц., проф., ТюмГУ; e-mail: a.p.shevelev@utmn.ru