

DOI: 10.7242/1999-6691/2023.16.4.34
УДК 532.546

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ С УЧЁТОМ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ ПО СТВОЛУ СКВАЖИНЫ

А.Я. Гильманов, Т.Н. Ковальчук, А.П. Шевелёв

Тюменский государственный университет, Тюмень, Российская Федерация

Вследствие сокращения запасов «легкой» нефти все более актуальной в настоящее время становится разработка месторождений высоковязкой нефти. При этом одним из наиболее распространённых способов увеличения нефтеотдачи является пароциклическое воздействие, которое, по сравнению с другими тепловыми методами, обладает важным преимуществом – возможностью обеспечивать высокую тепловую эффективность за счёт подбора его параметров с учётом изменяющихся основных свойств теплоносителя при движении к забою скважины. Поэтому в данной работе стояла цель разработать методику экспресс-оценки оптимальных технологических параметров пароциклической обработки скважины. В качестве исходных данных использовались распределения температуры вдоль ствола скважины, известные из геофизических исследований. Созданная методика позволяет находить времена закачки теплоносителя, выдержки скважины на конденсацию и добычи нефти. Её научная новизна состоит в том, что впервые предлагается комплексный подход, связывающий задачи транспортировки теплоносителя и определения оптимальных параметров обработки скважины паром. Процесс пароциклической обработки описывается уравнениями механики многофазных систем. Получающиеся системы уравнений решаются методом Эйлера. В статье представлены: функции распределения давления, температуры, скорости и сухости пара по глубине скважины; распределение температуры в многослойной стенке скважины и в породе (с учётом уточнённого коэффициента теплопередачи породы при известных температурах между слоями материалов стенки скважины, воды и породы); оптимальные значения времён закачки теплоносителя, выдержки скважины на конденсацию и добычи нефти. Расчёты показали, что температура в многослойной стенке скважины за счёт слоя базальтового волокна снижается почти на 80%. По рассчитанным забойным параметрам теплоносителя установлен максимальный дополнительно извлеченный объём нефти.

Ключевые слова: пароциклическая обработка скважины, способы увеличения нефтеотдачи, уравнения механики многофазных систем, механика сплошной среды, оптимизация технологических параметров, метод Эйлера

DETERMINATION OF THE MAIN TECHNOLOGICAL PARAMETERS OF CYCLIC-STEAM STIMULATION OF OIL RESERVOIRS WITH ACCOUNT OF HEAT LOSSES ALONG THE BOREHOLE

A.Ya. Gilmanov, T.N. Kovalchuk and A.P. Shevelev

University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

Due to the decline in light oil reserves, the development of high-viscosity oil fields has become more relevant today. One of the most common methods of thermal enhanced oil recovery is cyclic-steam stimulation. Compared to other techniques, this method has an advantage of providing higher thermal efficiency due to selection of its parameters with account of variations in the basic properties of a heat carrier as it moves towards the well bottom. The purpose of this work is to create a method for rapid assessment of optimal technological parameters of cyclic-steam stimulation, in which the temperature distributions along boreholes obtained from geophysical research are used as initial data. The created method allows determination of the time of hot carrier injection, steam soak and oil production. The scientific novelty of the study refers to the fact that an integrated approach relating the problem of hot carrier transportation with the problem of determination of optimal parameters for reservoir treatment is proposed for the first time. The cyclic-steam stimulation process is described by the equations of mechanics of multiphase systems. Euler's method is used to solve the resulting system of equations. The paper presents: functions of depth-wise distributions of pressure, temperature and velocity and dryness fraction of steam; temperature distribution in the multilayer wall of the well and in the rock (considering a specified heat transfer between the layers of the well materials, water and rock at known temperatures); optimal values of the time of hot carrier injection, steam soak and oil production. The calculations have shown that, due to the layer of basalt fiber, the temperature in the multilayer wall of the well decreases within 80%. The maximum value of additional cumulative oil recovery has been established by analyzing the calculated bottom-hole parameters of the heat carrier.

Key words: cyclic-steam stimulation, enhanced oil recovery methods, equations of mechanics of multiphase systems, continuum mechanics, optimization of technological parameters, Euler's method

1. Введение

В настоящее время в нефтегазовой отрасли как России, так и других стран мира существуют следующие вызовы: увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов нефти, ухудшается качество остаточных запасов нефти и газа, снижаются объёмы прироста запасов углеводородов, вступает в позднюю стадию разработка многих гигантских и уникальных месторождений нефти; снижается добыча нефти на традиционных месторождениях (на 4% ежегодно или на 2,5 млн баррелей в день) [1]. Всё это заставляет нефтяные компании сосредотачиваться на залежах высоковязкой нефти [2, 3], низкопроницаемых коллекторах [4], эмульсиях на основе воды и высоковязкой нефти, образующихся на морских месторождениях [5].

На данный момент выделяют шесть основных групп способов увеличения нефтеотдачи: физико-химические, микробиологические, гидродинамические, тепловые, газовые и превентивные [6].

Развиваются и находят промышленное применение инновационные, так называемые третичные методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Третичные МУН — это масштабное воздействие на пласт, требующее привлечения наукоёмких технологий и способствующее более рациональному использованию начальных запасов за счёт увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН) [7]. Третичные МУН позволяют достигать КИН порядка 40–70%. В работе [8] предсказывается, что к 2040 году будет наблюдаться рост добычи нефти именно за счёт третичных методов.

В России наиболее распространены термические третичные МУН, с их помощью добывается до 70% от всего объёма нефти. Третичные методы имеют относительно высокий потенциал для повышения КИН и сравнительно низкие издержки на добычу [8]. Пароциклическая обработка (ПЦО) скважин является одним из наиболее практикуемых на залежах тяжёлой нефти способов [9–11]. В отличие от других подходов, таких как заводнение паром, термогравитационное дренирование пласта — Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD), ПЦО требует бурения только добывающей скважины [9]. Кроме того, что среди всех тепловых МУН ПЦО характеризуется наиболее высокой тепловой эффективностью, её другие преимущества — это относительно быстрое получение нефти с заметными дебитами, низкие первоначальные инвестиции и простота внедрения [12]. Внутри одного цикла ПЦО имеет три основные фазы: закачку расчётного объёма пара в скважину; остановку скважины на термокапиллярную пропитку; добычу нефти до её падения ниже минимальных экономически выгодных значений [11, 13]. Например, одно из крупнейших в мире месторождение Cold Lake (Канада) разрабатывается с 1985 года по циклу, который составляют: закачка пара (4–6 недель), паротепловая пропитка (от 3 дней до нескольких недель), добыча (от нескольких месяцев на ранних стадиях до нескольких лет) [14].

Для успешной разработки месторождений тяжёлой нефти требуются подходы, позволяющие анализировать и точно прогнозировать их поведение с течением времени [15], а также при внешних воздействиях, проводимых с целью повышения нефтеотдачи. Например, в работе [16] эффективность ПЦО скважин на верхнепермской залежи Усинского месторождения рассчитывалась с помощью программного модуля CMG STARS. Математическое моделирование ПЦО, определение и оптимизация основных технологических параметров позволили повысить эффективность воздействия в несколько раз. Но не менее важен и актуален вопрос экспресс-оценки состояния разрабатываемого объекта при текущих технологических параметрах ПЦО с возможностью их корректировки. А для этого необходимы специальные модели [17].

При математическом представлении ПЦО распространено использование интегральных моделей [18–20]. Основоположниками интегрального подхода к моделированию ПЦО являются Боберг и Лантц [18], которые ввели в модель приближение Маркса–Лангенгейма о ступенчатом распределении температуры в призабойной зоне [21]. Также в основе интегрального подхода лежат соотношения теплового баланса. Преимущество интегрального описания заключается в минимальных требованиях к объёму входных данных. Развитие интегрального подхода с точки зрения оптимизации ПЦО предлагается в [19, 20]. Однако в этих работах не рассматривается решение обратной задачи нахождения коэффициента теплоотдачи.

В ходе обработки паром на фильтрационные параметры нефти может влиять анизотропия фильтрационных свойств породы-коллектора. Анизотропия последней обусловлена послойной неоднородностью и разного рода включениями, возникающими в результате процессов осадконакопления, а также развитием и формированием системы трещин определенной направленности вследствие различных тектонических процессов [22–24]. Например, чётко выраженной анизотропией свойств обладают нефтеносные породы Астраханского и Верхне-Салымского месторождений в России, месторождения Тенгиз в Казахстане [25]. В интегральных подходах, основанных на соотношениях теплового баланса, анизотропия породы не учитывается.

При ПЦО одной из проблем является доставка теплоносителя на забой скважины. Для повышения эффективности используется технология кратковременных динамических температурных исследований (КДТИ), которая позволяет контролировать динамику изменения температуры по всему стволу скважины, учитывать индивидуальные особенности работы каждой скважины, обнаруживать проблемы, влияющие на эффективность закачки пара и дебит скважины. Благодаря этой технологии интегральная модель ПЦО наполняется реальными данными, что даёт возможность учесть фактические тепловые потери скважины и приблизиться к рекомендациям по оптимизации режима, периодов закачки пара и добычи. Поэтому в данной работе ставится цель создать методику, которая позволит на основе данных КДТИ производить экспресс-оценку технологических параметров, то есть определять оптимальные времена закачки теплоносителя, выдержки скважины на конденсацию и добычи нефти. Впервые предлагается комплексный подход, позволяющий связать задачи транспортировки теплоносителя и установления оптимальных параметров режима добычи при применении ПЦО.

2. Последовательность проведения работы

Для реализации поставленной цели формулируются две задачи: внутренняя и внешняя. Внутренняя задача предполагает расчёт движения теплоносителя от устья до забоя вдоль ствола скважины, а внешняя — распространение тепла по радиальной координате от внутренней поверхности скважины в направлении массива породы. Вводятся следующие допущения: пар не проскальзывает относительно воды; температура пароводяной смеси в сечении, перпендикулярном стволу скважины, одинакова (приближение Ловере);

система пар–вода находится на линии насыщения, поскольку парогенератор не способен создавать перегретый пар; нестационарные эффекты не рассматриваются; в силу симметрии геометрии расчётной области задачи решаются в одномерном приближении: внутренняя — по вертикальной координате z , а внешняя — по радиальной координате r ; пар считается идеальным газом и описывается термическим уравнением состояния Менделеева–Клапейрона.

Оценки плотности пара ρ_s при устьевых (давление 15 МПа, температура 380 К) и забойных (давление 20 МПа, температура 550 К) параметрах показывают, что её относительное изменение составляет 8,8%. Вода является слабосжимаемой жидкостью, поэтому колебания величин плотности пара и воды вдоль ствола скважины во внимание не принимаются. Расчёты числа Галилея при характерных параметрах (длине ствола 1300 м, динамической вязкости пара $2,66 \cdot 10^{-5}$ Па·с, плотности пара 50 кг/м^3) дают значение $7,6 \cdot 10^{22}$, что много больше критического — $5,3 \cdot 10^6$. Следовательно, в балансе импульса можно учитывать только влияние массовых сил.

Для выявления преобладающего вида теплообмена (конвективный или кондуктивный) проведены расчёты числа Пекле. Во внутренней задаче при параметрах (скорости течения пара 0,16 м/с, длине ствола скважины 1300 м, коэффициенте теплопроводности воды 0,603 Вт/(м·К), плотности пара 50 кг/м^3 , теплоёмкости пара 4043 Дж/(кг·К)) его значение составляет $7 \cdot 10^7$. Таким образом, преобладает конвективный теплообмен. Во внешней задаче при параметрах (скорости пара 10^{-5} м/с, длине ствола скважины 1300 м, коэффициенте теплопроводности песчаника 0,655 Вт/(м·К), плотности пара 50 кг/м^3 , теплоёмкости пара 4043 Дж/(кг·К)) число Пекле равняется $3,1 \cdot 10^{-6}$. Следовательно, конвективным теплообменом можно пренебречь.

Далее решаются прямая и обратная задачи. Прямая задача предполагает определение распределения температуры в теплоизолирующем слое стенки скважины и в породе при известных теплопроводностях всех материалов. Поскольку используются, как правило, корреляции параметров теплопроводности и температуропроводности (при решении обратной задачи известными, измеренными экспериментально, являются значения температуры между слоями материалов, на основе которых вычисляется теплопроводность породы, а затем её температуропроводность), то обратная задача позволяет уточнить значения этих исходных данных.

Рассмотрим алгоритм решения внешней задачи. На рисунке 1 схематически изображен разрез скважины и породного пласта. Теплоноситель, имеющий коэффициент теплоотдачи α , поступает в скважину и движется от устья к забою (по координате z). Стенка скважины состоит из двух слоёв стали, теплопроводность которой равна $\lambda_I = \lambda_{III}$, и базальтового волокна с теплопроводностью λ_{II} . Вблизи скважины находятся вода и порода, например, песчаник, теплопроводности которых, соответственно, λ_{IV} и λ_V . Из решения внешней задачи требуется определить распределение температуры в областях I–V.

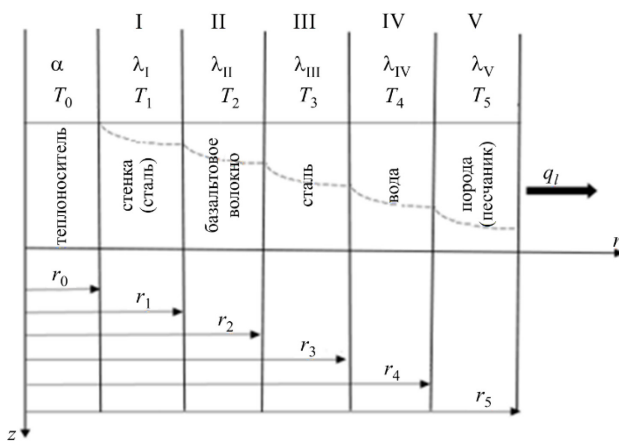


Рис. 1. Распределение температуры в слоях стенки скважины и в пласте породы

пластовой не более, чем на 1%), T_5 — температура породы в невозмущённой области, которая описывается геотермическим градиентом:

$$T_5 = \Gamma(z - z^*) + T^*, \tag{2}$$

где Γ — геотермический градиент, T^* — температура на опорной глубине (на глубине устья скважины) z^* , z — расчётная глубина.

Линейная плотность теплового потока имеет следующий вид:

$$q_l = \pi(T_{i-1} - T_i) / (\ln(r_i/r_{i-1}) / (2\lambda_i)), \tag{3}$$

Решение внешней задачи заключается в решении уравнения теплопроводности:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\lambda r \frac{\partial T}{\partial r} \right) = 0, \tag{1}$$

где λ — коэффициент теплопроводности, r — радиальная координата, T — температура в точке с радиальной координатой r .

Граничными условиями для внешней задачи являются следующие:

$$r = r_0 : T = T_0, \quad r = r_5 : T = T_5,$$

где r_5 — расстояние от оси скважины до невозмущённой области (в которой температура отличается от начальной

где i — порядковый номер слоя (см. Рис. 1) ($i = 1 \div 5$).

Система уравнений (3), с учётом того, что линейная плотность теплового потока в стационарных условиях одинакова на всех участках, позволяет определить линейную плотность теплового потока, а также температурное распределение в скважине и пласте в зависимости от радиальной координаты r для любой глубины z .

Решение уравнения (1) при постоянном значении коэффициента теплопроводности λ будет следующим:

$$T_i(r) = \frac{T_i - T_{i-1}}{\ln(r_i/r_{i-1})} \ln(r/r_{i-1}) + T_{i-1}.$$

Таким образом, имеем формулу, по которой можно построить распределение температуры в многослойной стенке скважины и в породе.

Для решения внутренней задачи воспользуемся математическим аппаратом механики многофазных систем: законом сохранения массы, законом сохранения импульса, законом сохранения энергии, уравнением состояния Менделеева–Клапейрона.

Закон сохранения массы для теплоносителя представим в виде:

$$\frac{d}{dz}((\rho_s C + (1-C)\rho_w)v) = 0, \quad (4)$$

где ρ_s и ρ_w — плотность пара и воды, C — сухость пара (массовая концентрация пара в пароводяной смеси), v — скорость теплоносителя. При этом в уравнении (4) плотность считаем постоянной величиной. Для сухости пара из (4) следует выражение её производной по глубине:

$$\frac{dC}{dz} = \left(\frac{dv}{dz}(\rho_s C + (1-C)\rho_w) \right) / (v(\rho_w - \rho_s)).$$

Далее, решив это уравнение с помощью метода Эйлера, получим формулу для сухости пара на $(j+1)$ -м шаге, где j — порядковый номер координаты по глубине:

$$C_{j+1} = C_j + (v_{j+1} - v_j)(\rho_s C_j + (1-C_j)\rho_w) / (v_j(\rho_w - \rho_s)). \quad (5)$$

Следующее уравнение — закон сохранения импульса, имеет вид:

$$\frac{dp}{dz} = (\rho_s C + (1-C)\rho_w)(g + C_d v^2 / (4r_0)), \quad (6)$$

где p — давление, g — ускорение свободного падения, C_d — потери напора из-за сил трения потока теплоносителя о стенку скважины, которые рассчитываются в зависимости от режима течения, r_0 — радиус скважины. Тогда, согласно методу Эйлера, выражение (6) для нахождения распределения давления по стволу скважин запишется как

$$p_{j+1} = p_j + \Delta z \left((\rho_s C_j + (1-C_j)\rho_w)(g + C_d v_j^2 / (4r_0)) \right). \quad (7)$$

Из закона сохранения энергии

$$\frac{d}{dz}((\rho_s C i_s + (1-C)\rho_w i_w)v) = 2q/r_0, \quad (8)$$

где i_s и i_w — удельные энтальпии пара и воды, найдём q — удельный тепловой поток через стенку скважины. Удельная энтальпия представляется как линейная зависимость от температуры теплоносителя:

$$i_j = a_j T_s + b_j. \quad (9)$$

Здесь: a_j и b_j — постоянные значения для j -й фазы, $j = s, w$ (s — пар, w — вода); T_s — температура теплоносителя.

Измерения температурного профиля с помощью технологии КДТИ позволяют определить распределение плотности пара. Для связи плотности, давления и температуры используется уравнение состояния Менделеева–Клапейрона:

$$\rho_s = pM / (RT_s) = \text{const}, \quad (10)$$

где M — молярная масса водяного пара, R — универсальная газовая постоянная.

Производная температуры пара по глубине, вытекающая из формулы (10), будет следующей:

$$\frac{dT_s}{dz} = \frac{M}{\rho_s R} \frac{dp}{dz}.$$

Отсюда, согласно методу Эйлера, придём к выражению для температуры на $(j+1)$ -м шаге:

$$T_{sj+1} = T_{sj} + \frac{M(p_{j+1} - p_j)}{\rho_s R}. \quad (11)$$

С учётом (9) и выражения производной температуры по координате, полученной из уравнения Менделеева–Клапейрона, из уравнения (8) найдём производную скорости:

$$\frac{dv}{dz} = \frac{A - v\rho_s c_s C \frac{M}{\rho_s R} \frac{dp}{dz} - v\rho_w c_w (1-C) \frac{M}{\rho_s R} \frac{dp}{dz}}{\rho_s C c_s T_s + (1-C)\rho_w c_w T_s + v\rho_s c_s T_s \frac{\rho_s C + (1-C)\rho_w}{v(\rho_w - \rho_s)} - v\rho_w c_w T_s \frac{\rho_s C + (1-C)\rho_w}{v(\rho_w - \rho_s)}},$$

где $A = 2q/r_0$. Тогда скорость на $(j+1)$ -м шаге по z будет определяться так:

$$v_{j+1} = v_j + \frac{A_j - v_j \rho_s c_s C_j \frac{M}{\rho_s R} \frac{p_{j+1} - p_j}{\Delta z} - v_j \rho_w c_w (1-C_j) \frac{M}{\rho_s R} \frac{p_{j+1} - p_j}{\Delta z}}{\rho_s C_j c_s T_{sj} + (1-C_j)\rho_w c_w T_{sj} + v_j \rho_s c_s T_{sj} \frac{\rho_s C_j + (1-C_j)\rho_w}{v_j(\rho_w - \rho_s)} - v_j \rho_w c_w T_{sj} \frac{\rho_s C_j + (1-C_j)\rho_w}{v_j(\rho_w - \rho_s)}}. \quad (12)$$

Граничными условиями для внутренней задачи являются следующие:

$$z = 0: \quad v = Q_s / (\pi r_0^2), \quad C = C_0, \quad p = p_0, \quad (13)$$

где Q_s — расход нагнетаемой пароводяной смеси, C_0 — сухость пара в устье, p_0 — устьевое давление.

В полученной для внутренней задачи системе уравнений (5), (7), (9), (11), (12) искомыми переменными являются v , p , C , i_s , i_w , q , ρ_s . В качестве исходного распределения температуры берутся данные КДТИ или T (при классическом подходе, то есть когда плотность пара ρ_s принимается постоянной). Для замыкания системы необходимо задать один из параметров. Воспользуемся таким параметром, как удельный тепловой поток, который запишем в виде закона Фурье:

$$q = -\lambda(\partial T / \partial r).$$

Он связывает между собой внутреннюю и внешнюю задачи.

Рассмотрим систему уравнений в случае, если производная температуры пара по координате глубины dT_s/dz есть известная функция. Тогда давление, как и при решении внутренней задачи, определим из формулы (6), а граничные условия примут вид:

$$z = 0: \quad v = Q_s / (\pi r_0^2), \quad C = C_0, \quad p = p_0, \quad T_s = T_0.$$

Из формулы (8) с учётом вида производной температуры по координате dT_s/dz имеем:

$$\frac{dv}{dz} = \frac{v \left(\frac{pM}{R} C \frac{1}{T_s^2} \frac{dT_s}{dz} - \frac{M}{RT_s} C \frac{dp}{dz} - \frac{pM}{RT_s} \frac{dC}{dz} - \frac{dC}{dz} \rho_w \right)}{\frac{pM}{RT_s} C + (1-C)\rho_w}.$$

Тогда выражение для скорости продвижения теплоносителя по стволу скважины на $(j+1)$ -м шаге процедуры метода Эйлера станет следующим:

$$v_{j+1} = v_j + \frac{\Delta z v_j \left(\frac{p_j M}{R} C_j \frac{1}{T_{sj}^2} \frac{T_{sj+1} - T_{sj}}{\Delta z} - \frac{M}{RT_{sj}} C \frac{p_{j+1} - p_j}{\Delta z} - \frac{p_j M}{RT_{sj}} \frac{C_{j+1} - C_j}{\Delta z} - \frac{C_{j+1} - C_j}{\Delta z} \rho_w \right)}{\frac{p_j M}{RT_{sj}} C_j + (1-C_j)\rho_w}.$$

Введём обозначение для множителя, состоящего из постоянных параметров:

$$E = \left[\frac{pM}{RT_s} C c_s + (1-C) \rho_w c_w \right] / \left[\frac{pM}{RT_s} C + (1-C) \rho_w \right].$$

В таком случае производная для сухости пара будет определяться следующим образом:

$$\frac{dC}{dz} = \frac{A - E \left[\left(\frac{pM}{RT_s} C + (1-C) \rho_w \right) \frac{dT_s}{dz} v + T_s v \left(\frac{pM}{R} C \frac{1}{T_s^2} \frac{dT_s}{dz} \right) \right] - T_s v c_s \left(\frac{M}{RT_s} C \frac{dp}{dz} - \frac{pM}{R} C \frac{1}{T_s^2} \frac{dT_s}{dz} \right)}{-E \left(\frac{pM}{RT_s} - \rho_w \right) + \left(c_s \frac{pM}{RT_s} + \rho_w c_w \right) T_s v c_s}.$$

Тогда для сухости пара на $(j+1)$ -м шаге справедлива формула:

$$C_{j+1} = C_j + \Delta z \left[A_j - E_j \left[\left(\frac{p_j M}{RT_{sj}} C_j + (1-C_j) \rho_w \right) \frac{T_{sj+1} - T_{sj}}{\Delta z} v_j + T_{sj} v_j \left(\frac{p_j M}{R} C_j \frac{1}{T_{sj}^2} \frac{T_{sj+1} - T_{sj}}{\Delta z} \right) \right] - T_{sj} v_j c_s \left(\frac{M}{RT_{sj}} C_j \frac{p_{j+1} - p_j}{\Delta z} - \frac{p_j M}{R} C_j \frac{1}{T_{sj}^2} \frac{T_{sj+1} - T_{sj}}{\Delta z} \right) \right] / \left[-E_j \left(\frac{p_j M}{RT_{sj}} - \rho_w \right) + \left(c_s \frac{p_j M}{RT_{sj}} + \rho_w c_w \right) T_{sj} v_j c_s \right].$$

Далее установим оптимальные параметры пароциклического воздействия на скважину с учётом тепловых потерь по её стволу.

Тепло, которое закачивается в скважину с паром, перераспределяется на нагрев её стенок, скелета породы и флюидов, насыщающих прилегающий к скважине пласт. На втором этапе цикла извлечения нефти (при паротепловой пропитке) тепло, на первых стадиях процесса переданное скелету породы в призабойной зоне скважины, идет на снижение пластовой вязкости нефти и, следовательно, на повышение её подвижности на третьем этапе, то есть при добыче.

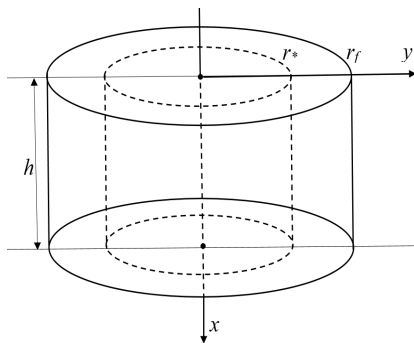


Рис. 2. Расчётная геометрия прогретой области в пласте

Выделим в породном пласте зону прогрева (см. Рис. 2). Введём декартову систему координат, ось x которой направим вниз, вглубь пласта, а ось y — вдоль радиального направления прогрева. Максимальный радиус прогретой зоны зададим координатой r_f на оси y . Координату по оси x , где достигается максимальная мощность (максимальная толщина) прогретого пласта, обозначим h . С течением времени размеры прогретой области пласта уменьшаются поскольку пар остывает, и в некоторый момент времени радиус принимает значение r^* . В рамках предлагаемой модели в качестве допущения примем, что граница раздела прогретой и холодной нефти является прямой линией, которая в начальный момент времени определяется точками

с координатами (h, r_f) и $(0, r_f)$, а в последующие моменты времени — (h, r^*) и $(0, r^*)$. При этом полагаем, что при уменьшении радиуса прогретой области смещение границы раздела между холодной и прогретой нефтью происходит параллельно ее начальному положению.

Показанная на рисунке 2 прогретая область в объёме выглядит как цилиндр. Авторами данной работы рассмотрены также задачи, в которых форма прогретой области представляет собой усеченный конус (за счёт влияния конвективных процессов при малой скорости закачки теплоносителя) [26, 27]. При больших скоростях закачки форма прогретой области является цилиндрической. Она чаще реализуется на практике, и поэтому здесь принята в качестве расчётной при решении комплексной задачи движения пара как по стволу скважины, так и в пласте с целью установления оптимальных параметров режима добычи при применении ПЦО.

Установим, за счёт чего происходят потери тепла и как они велики. Закон Ньютона–Рихмана для тепловых потерь имеет вид:

$$q = \alpha(T - T_s),$$

где q — удельные тепловые потери из пористой среды в кровлю и подошву пласта, T — температура пласта после прогрева, α — коэффициент теплоотдачи породы, T_s — начальная пластовая температура. Коэффициент теплоотдачи определяется по формуле:

$$\alpha = \pi^2 \lambda_v / (4h), \quad (14)$$

где λ_v — теплопроводность породы [28].

При известных температурах T_0, T_1, \dots, T_5 можно вычислить коэффициент теплопроводности породы (песчаника) λ_v из уравнения (3):

$$\lambda_v = \frac{q_l \ln(r_5/r_4)}{2\pi(T_0 - T_5 - (q_l/a_4) \left[(a_4/a_3) \left((a_3/a_2) \left((a_2/a_1) + 1 \right) + 1 \right) + 1 \right])}, \quad (15)$$

где $a_1 = \frac{\pi}{(1/2\lambda_I) \ln(r_1/r_0)}, \quad a_2 = \frac{\pi}{(1/2\lambda_{II}) \ln(r_2/r_1)}, \quad a_3 = \frac{\pi}{(1/2\lambda_{III}) \ln(r_3/r_2)}, \quad a_4 = \frac{\pi}{(1/2\lambda_{IV}) \ln(r_4/r_3)},$
 $a_5 = \frac{\pi}{(1/2\lambda_v) \ln(r_5/r_4)}.$

На первом этапе цикла извлечения нефти из равенства между темпом ввода в скважину тепла и интенсивностью тепловых потерь в кровлю и подошву пласта определяется оптимальное время закачки пароводяной смеси в пласт:

$$t = \frac{\pi m h (r_f^2 - r_0^2)}{Q_s K_T}, \quad (16)$$

где m — пористость, Q_s — расход пароводяной смеси на забое скважины, K_T — отношение теплосодержания пара к теплосодержанию насыщенной пористой среды.

В то время, когда радиус прогретой породной области становится максимальным, дальнейшая закачка теплоносителя становится нецелесообразной, поскольку пар будет прогревать кровлю и подошву скважины, а не породу вокруг неё, насыщенную нефтью.

На втором этапе, вследствие тепловых потерь в кровлю и подошву, происходит конденсация пара, при этом темп конденсации определяет интенсивность этих тепловых потерь. Тогда оптимальное время второго этапа можно рассчитать по аналогии с декрементом затухания при радиусе прогретой зоны, уменьшившемся в e раз и параметрах на забое скважины (T_s — температуре пара, ρ_{sb} и C_b — плотности и сухости пара):

$$t_2 = \frac{2l\rho_{sb}mhC_b}{\alpha(T_s - T_0)}, \quad (17)$$

где l — удельная теплота конденсации водяного пара. В случае, если время выдержки скважины на конденсацию меньше времени t_2 (17), то будет происходить добыча при воздействии паром, который конденсировал не полностью, и часть тепла будет выноситься, что снизит эффективность ПЦО. Если в ходе выдержки скважины на конденсацию время t_2 будет превышено, то произойдёт остывание теплоносителя, эффективность воздействия тоже снизится, будет иметь место необоснованный простой скважины.

На этапе добычи нефть поступает в прогретую вокруг скважины область ввиду возникшего перепада давления и затем фильтруется по породе в направлении добывающей скважины. С течением времени, из-за наличия тепловых потерь, происходит уменьшение размеров прогретой зоны. Поэтому дебит нефти при ПЦО, в начале добычи значительно превышающий дебит нефти без воздействия, постепенно снижается и стремится к значению дебита до воздействия. Когда дебит нефти с воздействием приблизительно достигает дебита без воздействия становится рациональным повторение цикла, чтобы получить больший прирост дополнительно накопленной добычи нефти.

Дебит нефти без воздействия вычисляется по классической формуле Дюпюи для плоскорадиального притока:

$$Q_{o0} = \frac{2\pi k h (p_r - p_w)}{\mu \ln(r_c/r_0)}, \quad (18)$$

где k — абсолютная проницаемость пласта, p_r — пластовое давление, p_w — забойное давление, μ — вязкость нефти в пластовых условиях, r_c — радиус контура питания.

Дебит нефти после воздействия Q_o определяется по формуле Дюпюи для зонально-неоднородного пласта с различной вязкостью флюида в образовавшихся прогретой и непрогретой зонах:

$$Q_o = \frac{2\pi k h (p_r - p_w)}{\mu_T \ln \sqrt{\frac{r_f^2}{r_0^2} - \frac{Q_o R_o t}{R_r \pi m h r_0^2}} + \mu \ln \left(r_c / \sqrt{r_f^2 - \frac{Q_o R_o t}{R_r \pi m h}} \right)}, \quad (19)$$

где μ_T — вязкость нефти при температуре закачиваемого пара, R_o — объёмное теплосодержание нефти, R_r — объёмное теплосодержание насыщенной пористой среды, t — время, прошедшее с начала процесса добычи нефти. При этом максимальный радиус фронта прогрева r_{fc} рассчитывается по формуле:

$$r_{fc} = \sqrt{\frac{Q_s \rho_s (c_s (T_s - T_0) + l)}{\pi \alpha (T_s - T_0)} + r_0^2}. \quad (20)$$

Уравнение (19) является трансцендентным, и его решение находится численно, методом простой итерации.

Для оценки рентабельности добычи нефти с использованием ПЦО необходимо рассчитать паронефтяное отношение R_{so} . При $R_{so} \leq 7$ процесс считается экономически выгодным. Этот параметр определяется как

$$R_{so} = \rho_s t_{\max} (Q_s / Q_{a \max}), \quad (21)$$

где t_{\max} — время, за которое достигается максимальная дополнительная накопленная добыча $Q_{a \max}$.



Рис. 3. Зависимость температуры теплоносителя от глубины согласно методике КДТИ

3. Исходные данные для моделирования

При расчётах для внешней задачи использовались значения температуры теплоносителя, измеренные по методике КДТИ на одном из месторождений Северо-Востока России. Характер температуры в зависимости от глубины показан на рисунке 3.

Для моделирования как внешней, так и внутренней задач требовались также некоторые параметры теплоносителя, породы, нефти, воды и характеристики скважины. Необходимые значения приведены в таблице.

Таблица. Параметры теплоносителя, породы, нефти, воды и скважины

Параметр, обозначение, единица измерения	Значение
1	2
Мощность пласта h , м	30
Пористость породы (песчаника) m	0,2
Расход пароводяной смеси на забое скважины Q_s , м ³ /с	$4,96 \cdot 10^{-3}$
Теплоёмкость пара c_s , Дж/(кг·К)	4043
Теплоёмкость породы c_r , Дж/(кг·К)	500
Теплоёмкость нефти c_o , Дж/(кг·К)	2100
Удельная теплота конденсации водяного пара l , Дж/кг	$2,3 \cdot 10^6$
Теплоёмкость воды c_w , Дж/(кг·К)	4200
Температура пара на забое скважины T_s , К	523
Начальная пластовая температура T_0 , К	300
Забойное давление p_w , Па	$12,5 \cdot 10^6$
Пластовое давление p_r , Па	$15 \cdot 10^6$
Универсальная газовая постоянная R , Дж/(моль·К)	8,314
Сухость пара в устье скважины C	0,7
Радиальная координата границы между теплоносителем и стальным слоем скважины r_0 , м	0,025
Радиальная координата границы между внутренним стальным слоем скважины и базальтовым волокном r_1 , м	0,075
Радиальная координата границы между базальтовым волокном и вторым стальным слоем скважины r_2 , м	0,115
Радиальная координата границы между внешним стальным слоем скважины и водой r_3 , м	0,145
Радиальная координата границы между водой и прогретой породой (песчаником) r_4 , м	0,155
Радиальная координата границы между прогретой породой (песчаником) и породой, на которую тепловое воздействие не распространялось, r_5 , м	10,155

1	2
Коэффициент теплопроводности стального слоя стенки λ_1 и $\lambda_{ш}$, Вт/(м·К)	45,4
Коэффициент теплопроводности базальтового волокна λ_{II} , Вт/(м·К)	0,036
Коэффициент теплопроводности воды λ_{IV} , Вт/(м·К)	0,603
Коэффициент теплопроводности песчаника λ_V , Вт/(м·К)	0,655
Геотермический градиент Γ , К/м	0,03
Температура на опорной глубине T^* , К	298,15
Опорная глубина z^* , м	0
Ускорение свободного падения g , м/с ²	9,8
Плотность воды ρ_w , кг/м ³	1000
Молярная масса водяного пара M , кг/моль	0,018
Плотность теплоносителя (пара) ρ_s , кг/м ³	50
Эквивалентная шероховатость стальной стенки скважины k_s , м	$1,5 \cdot 10^{-4}$
Динамическая вязкость пара μ_s , Па·с	$2,66 \cdot 10^{-5}$
Вязкость нефти при температуре закачиваемого пара μ_T , Па·с	0,7
Вязкость нефти в пластовых условиях μ , Па·с	0,005
Температура внутреннего стального слоя стенки на границе с базальтовым волокном (при $z = 0$) T_1 , К	352,62
Температура базальтового волокна на границе с внешним стальным слоем стенки (при $z = 0$) T_2 , К	307,43
Температура внешнего стального слоя стенки на границе с водой (при $z = 0$) T_3 , К	307,41
Температура воды на границе с породой (песчаником) (при $z = 0$) T_4 , К	306,99
Температура непрогретой породы (песчаника) (при $z = 0$) T_5 , К	298,15
Глубина скважины z , м	1300

4. Алгоритм расчётов

Алгоритм включает следующие шаги:

1. ввод исходных параметров теплоносителя, породы, нефти, воды и скважины, приведенных в таблице, а также данных КДТИ, представленных на рисунке 3 (то есть функции $T_0(z)$).
- Далее определяются:
2. по формуле (2) температура породы в невозмущённой области $T_s(r)$;
 3. по формуле (15) коэффициент теплопроводности породы λ_V ;
 4. из равенства (14) коэффициент теплоотдачи α ;
 5. из системы уравнений (3) при известных параметрах пласта тепловой поток q и температура T_0, T_1, T_2, T_3, T_4 и T_5 ;
 6. из решения уравнения теплопроводности температурное распределение $T_i(r)$;
 7. с использованием процедуры метода Эйлера значения скорости v , температуры T , давления p и сухости пара C на оси скважины при граничных условиях (13), и затем — в зависимости от глубины z с учётом равенств (5), (7), (11), (12);
 8. по формулам (16) и (17), соответственно, оптимальные времена закачки пароводяной смеси t_1 и выдержки пара на конденсацию t_2 ;
 9. по формуле (18) дебит нефти Q_{o0} по значению абсолютной проницаемости k , по приведённым в таблице мощности пласта h , радиусу контура питания r_c , радиусу скважины r_0 , забойному давлению p_w , пластовому давлению p_r и вязкости нефти в пласте μ ;
 10. из выражения (20) максимальный радиус прогрева r_f , объёмное теплосодержание нефти R_o , объёмное теплосодержание насыщенной пористой среды R_s ;
 11. по формуле (19) с помощью метода простой итерации дебит Q_o после ПЦО;
 12. оптимальное время добычи путём варьирования его значений;
 13. максимальная дополнительная накопленная добыча нефти;
 14. по формуле (21) паронефтяное отношение.

5. Результаты работы

Оценки числа Рейнольдса показывают, что его значение вдоль всего ствола скважины лежит в диапазоне от 48960 до 60150. Поэтому режим течения турбулентный, и потери напора на трение рассчитываются по формуле Альтшуля [29], в которую входит эквивалентная шероховатость стенки скважины (k_s).

Основными характеристиками при закачке пара в пласт являются давление p , скорость v , температура T и сухость пара C . На рисунке 4 показаны их зависимости от глубины z , рассчитанные с помощью предлагаемой методики. Видно, что они имеют характер, близкий к линейному, при этом давление и температура с ростом глубины увеличиваются, а скорость и сухость пара уменьшаются.

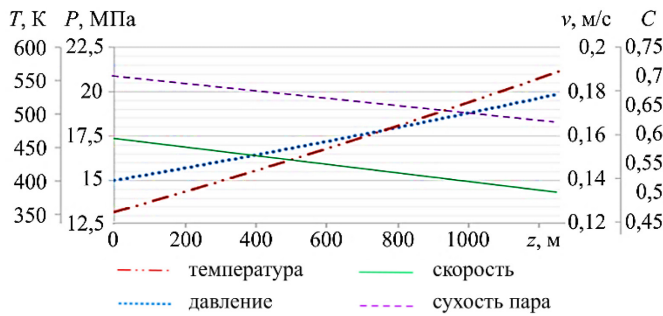


Рис. 4. Зависимости давления, температуры, скорости, сухости пара от глубины

Для примера на рисунке 5 демонстрируется распределение температуры в многослойной стенке скважины и в пласте в зависимости от радиальной координаты r при $z = 0$. Стенка скважины состоит из двух стальных слоев, отделённых друг от друга слоем базальтового волокна (см. Рис. 1). Поскольку базальтовое волокно обладает большей теплопроводностью, чем сталь, при радиальных координатах от $r_1 = 0,075$ м до $r_2 = 0,115$ м, которыми определяется местоположение слоя этого материала, наблюдается наибольший перепад температур от T_1 до T_2 , при этом перепады температур для стали в интервалах от T_0 до T_1 и от T_2 до T_3 незначительны. Теплопроводность воды меньше, чем у базальтового волокна, и больше, чем у стали, температура в этом слое, как свидетельствует рисунок, изменяется в пределах от T_3 до T_4 .

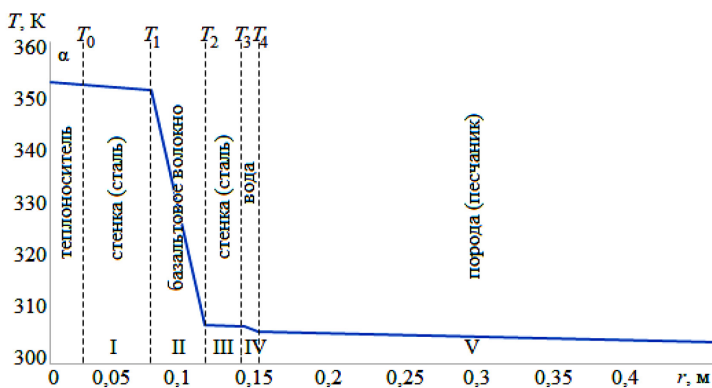


Рис. 5. Зависимость температуры от радиальной координаты

Далее, на рисунке 5 показано модельное допущение о том, что температура теплоносителя в скважине является постоянной и равной T_0 , а также приведена зависимость температуры в породе от радиальной координаты. Все полученные температурные распределения имеют вид логарифмических функций радиальных координат: для областей I и III, то есть стальных стенок, соответственно, $T = -0,084 \ln r + 352,4$ и $T = -0,084 \ln r + 307,25$; для базальтового волокна $T = -105,7 \ln r + 78,799$; для воды и породы (области IV и V): $T = -6,311 \ln r + 295,23$, $T = -2,114 \ln r + 303,05$. При этом рассчитанные для песчаника коэффициенты теплопроводности и теплоотдачи составили: $\lambda_v = 0,665$ Вт/(м·К) и $\alpha = 49$ Вт/(м²·К).

Для примера на рисунке 5 демонстрируется распределение температуры в многослойной стенке скважины и в пласте в зависимости от радиальной координаты r при $z = 0$. Стенка скважины состоит из двух стальных слоев, отделённых друг от друга слоем базальтового волокна (см. Рис. 1). Поскольку базальтовое волокно обладает большей теплопроводностью, чем сталь, при радиальных координатах от $r_1 = 0,075$ м до $r_2 = 0,115$ м, которыми определяется местоположение слоя этого материала, наблюдается наибольший перепад температур от T_1 до T_2 , при этом перепады температур для стали в интервалах от T_0 до T_1 и от T_2 до T_3 незначительны. Теплопроводность воды меньше, чем у базальтового волокна, и больше, чем у стали, температура в этом слое, как свидетельствует рисунок, изменяется в пределах от T_3 до T_4 .

Далее, на рисунке 5 показано модельное допущение о том, что температура теплоносителя в скважине является постоянной и равной T_0 , а также приведена зависимость температуры в породе от радиальной координаты. Все полученные температурные распределения имеют вид логарифмических функций радиальных координат: для областей I и III, то есть стальных стенок, соответственно, $T = -0,084 \ln r + 352,4$ и $T = -0,084 \ln r + 307,25$; для базальтового

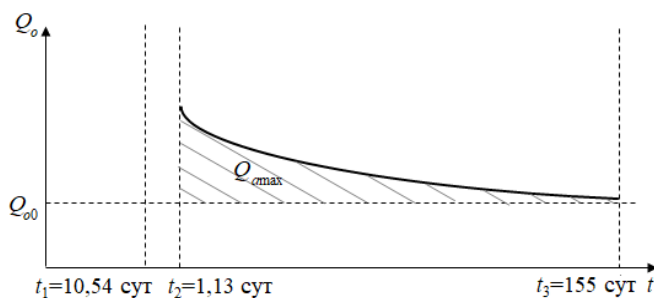


Рис. 6. Оптимальные параметры ПЦО, при которых прогнозируется наибольшая добыча

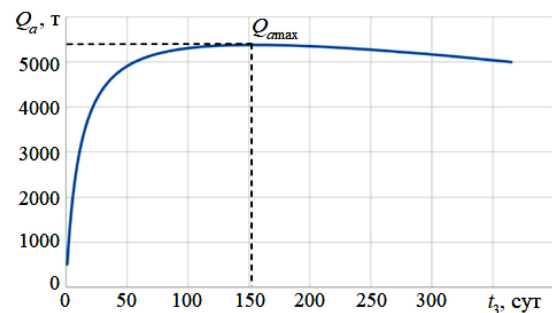


Рис. 7. Зависимость дополнительной накопленной добычи нефти от времени добычи t_3

Оптимальные времена закачки теплоносителя (t_1), выдержки скважины на конденсацию (t_2) и добычи нефти (t_3), соответственно, получились следующими (сут): 10,54; 1,13; 155,00 (Рис. 6). При этих параметрах достигается максимальное значение дополнительной накопленной добычи, равное 5379 т. На рисунке 7 показана зависимость дополнительной накопленной добычи от времени добычи t . Достигнуто паронефтяное отношение 0,61, следовательно, ПЦО скважины является эффективной для расчётного случая.

6. Выводы

Разработана комплексная методика, включающая использование данных, полученных с помощью кратковременных динамических температурных исследований, и позволяющая производить расчёт параметров теплоносителя в забойной зоне скважины при ПЦО, которые необходимы для достижения основных технологических параметров пласта. Определены оптимальные времена закачки теплоносителя, выдержки скважины на конденсацию и добычи нефти.

Построены зависимости от глубины скважины для давления, температуры, скорости и сухости пара. При этом скорость и сухость пара уменьшаются с увеличением глубины по закону, близкому к линейному, а температура и давление почти линейно возрастают.

Найден коэффициент теплоотдачи породы с учётом температуры между слоями материалов стенки скважины, воды и породы. Расчёты показали, что температура в многослойной стенке скважины снижается почти на 80% за счёт слоя базальтового волокна.

Вычислен по забойным параметрам теплоносителя максимально возможный объём дополнительно добытой нефти.

Литература

1. Еремин Н.А. Цифровые технологии извлечения запасов нетрадиционной нефти // Изв. ТулГУ. Науки о Земле. 2022. № 2. С. 255-270.
2. Shaken M.S., Zhiyengaliyev B.Y., Mardanov A.S., Dauletov A.S. Designing the thermal enhanced oil recovery as a key technology of high viscosity oil production // Proc. of the SPE Annual Caspian technical conference. Virtual, October 5-7, 2021. SPE-207059-MS. <https://doi.org/10.2118/207059-MS>
3. Bao Y., He L., Lv X., Shen Y., Liu Z., Yang Z. An evaluation of enhanced oil recovery strategies for extra heavy oil reservoir after cold production without sand in Orinoco, Venezuela // Proc. of the SPE Trinidad and Tobago section energy resources conference. Port of Spain, Trinidad and Tobago, June 25-26, 2018. SPE-191177-MS. <https://doi.org/10.2118/191177-MS>
4. Гильманов А.Я., Шевелёв А.П. Оценка влияния безразмерного предельного градиента давления на отклонение фильтрации от классического закона // Вычисл. мех. сплош. сред. 2021. Т. 14, № 4. С. 425-433. <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2021.14.4.35>
5. Павлов Д.А., Пещеренко С.Н. Особенности гидродинамики насосов для добычи высоковязких нефтей // Вычисл. мех. сплош. сред. 2019. Т. 12, № 2. С. 175-184. <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2019.12.2.15>
6. Шаркова А.В., Волжанкина А.А. Экономический анализ методов увеличения нефтеотдачи // Научные труды ВЭО России. 2022. Т. 235, № 3. С. 368-380. <https://doi.org/10.38197/2072-2060-2022-235-3-368-380>
7. Рутенко Е.Г. Основные тенденции применения химических методов увеличения нефтеотдачи при разработке российских нефтяных месторождений // Лучшая научная статья 2020: Сб. статей XXXVI Международного научно-исследовательского конкурса, Пенза, 30 июля 2020 г. Пенза: Наука и Просвещение (ИП Гуляев Г.Ю.), 2020. С. 9-13.
8. Грушевенко Е. Перспективы развития третичных МУН в мире и в России. Центр энергетики Московской школы управления Сколково, 2021. 40 с.
9. Alzate-Espinosa G.A., Naranjo-Agudelo A.J., Araujo-Guerrero E.F., Torres-Hernández C.A., Cartagena-Pérez D.F., Benítez-Peláez C.A., Hernández-Ricaurte M., Herrera-Schlesinger M.C., Higueta-Carvajal E.F. Assessment of the effect of cyclic steam stimulation (CSS) operational variables on well productivity including geomechanical modeling // Proc. of the ISRM 9th International Symposium on Geomechanics. Virtual, May 5-6, 2021. ISRM-ISG-2021-03.
10. Liu Z., Khaledi R., Farshidi S.F., Wattenbarger C. A new criterion for the estimate of impact of lean zones on the performance of SAGD/SA-SAGD/EBRT processes // Proc. of the SPE Canada Heavy Oil Conference. Virtual, September 28-October 2, 2020. SPE-199944-MS. <https://doi.org/10.2118/199944-MS>
11. Temizel C., Canbaz C.H., Abdelfatah E., Jia B., Putra D., Irani M., Alkough A. A comprehensive review heavy oil reservoirs, latest techniques, discoveries, technologies and applications in the oil and gas industry // Proc. of the SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition. Kuwait City, Kuwait, December 10-12, 2018. SPE-193646-MS. <https://doi.org/10.2118/193646-MS>
12. Trigos E., Lozano E., Jimenez A.M. CSS: Strategies to recovery optimization // Proc. of the SPE Europec featured at 80th EAGE Conference and Exhibition. Copenhagen, Denmark, June 11-14, 2018. SPE-190791-MS. <https://doi.org/10.2118/190791-MS>
13. Давлетов М.Ш., Женисов А.Ж., Сафиуллин П.И. Усовершенствование системы разработки залежей сверхвязкой нефти // Булатовские чтения. 2020. С. 167-169.
14. Vishnumolakala N., Zhang J., Ismail N.B. A comprehensive review of enhanced oil recovery projects in Canada and recommendations for planning successful future EOR projects // Proc. of the SPE Canada Heavy Oil Conference. Virtual, September 28-October 2, 2020. SPE-199951-MS. <https://doi.org/10.2118/199951-MS>

15. Aydin H., Nagabandi N., Temizel C., Jamal D. Heavy oil reservoir management - Latest technologies and workflows // Proc. of the SPE Western Regional Meeting. Bakersfield, California, USA, April 26-28, 2022. SPE-209328-MS. <https://doi.org/10.2118/209328-MS>
16. 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>
17. Юдин Е., Лубнин А., Лубнина Е., Завьялова Н., Завьялов И. Новые инженерные инструменты для оперативной оценки эффективности тепловых методов увеличения нефтеотдачи // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE 2018, Москва, 15-17 октября 2018. (English version <https://doi.org/10.2118/191608-18RPTC-MS>)
18. Boberg T.C., Lantz R.B. Calculation of the production rate of a thermally stimulated well // J. Pet. Technol. 1966. Vol. 18. P. 1613-1623. <https://doi.org/10.2118/1578-PA>
19. Фёдоров К.М., Шевелёв А.П., Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Бадретдинов С.С., Шакиров А.И., Исмаилов О.З. Методика расчета и оптимизация парагазоциклического воздействия на призабойную зону пласта // Изв. вузов. Нефть и газ. 2005. № 3. С. 42-49.
20. Фёдоров К.М., Шевелёв А.П. Расчет тепловых потерь при закачке насыщенного пара в скважину // Изв. вузов. Нефть и газ. 2005. № 4. С. 37-43.
21. Marx J.W., Langenheim R.H. Reservoir heating by hot fluid injection // Trans. 1959. Vol. 216. P. 312-315. <https://doi.org/10.2118/1266-G>
22. Губайдуллин Д.А., Никифоров А.И., Садовников Р.В. Идентификация тензоров коэффициентов проницаемости неоднородного анизотропного трещиновато-пористого пласта // Вычисл. мех. сплош. сред. 2011. Т. 4, № 4. С. 11-19. <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2011.4.4.35>
23. Сираев Р.Р. Фильтрация жидкости в пористой среде Форцгеймера с пространственно неоднородными пористостью и проницаемостью // Вычисл. мех. сплош. сред. 2019. Т. 12, № 3. С. 281-292. <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2019.12.3.24>
24. Пивень В.Ф., Лекомцев Д.Г. Численное исследование работы скважины с произвольным кусочно-гладким контуром питания в анизотропном неоднородном пласте // Вычисл. мех. сплош. сред. 2022. Т. 15, № 2. С. 223-233. <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2022.15.2.17>
25. Пивень В.Ф., Лекомцев Д.Г. Аналитическое и численное моделирование работы совершенной скважины в анизотропном однородном пласте грунта // Вычисл. мех. сплош. сред. 2016. Т. 9, № 4. С. 389-399. <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2016.9.4.32>
26. Гильманов А.Я., Ковальчук Т.Н., Шевелёв А.П. Физико-математическое моделирование парациклического 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>
27. Фёдоров К.М., Шевелёв А.П., Гильманов А.Я., Ковальчук Т.Н. Оптимизация технологических параметров при парациклическом воздействии на нефтяные пласты // Вестник ТюмГУ. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Т. 6, № 2(22). С. 145-161. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2020-6-2-145-161>
28. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра, 1965. 232 с.
29. Альтикуль А.Д. Гидравлические сопротивления. М.: Недра, 1982. 224 с.

References

1. Eremin N.A. Digital technologies of extraction of unconventional oil reserves. *Izv. TulGU. Nauki o Zemle – Izvestiya TulGU*, 2022, no. 2, pp. 255-270.
2. Shaken M.S., Zhiyengaliyev B.Y., Mardanov A.S., Dauletov A.S. *Proc. of the SPE Annual Caspian technical conference. Virtual, October 5-7, 2021. SPE-207059-MS*. <https://doi.org/10.2118/207059-MS>
3. Bao Y., He L., Lv X., Shen Y., Liu Z., Yang Z. *Proc. of the SPE Trinidad and Tobago section energy resources conference. Port of Spain, Trinidad and Tobago, June 25-26, 2018. SPE-191177-MS*. <https://doi.org/10.2118/191177-MS>
4. Gilmanov A.Ya., Shevelev A.P. Evaluation of the influence of a dimensionless limiting pressure gradient on the deviation of filtration from the classical law. *Vychisl. mekh. splosh. sred – Computational continuum mechanics*, 2021, vol. 14, no. 4, pp. 425-433. <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2021.14.4.35>
5. Pavlov D.A., Peshcherenko S.N. Peculiarities of hydrodynamics of pumps for the extraction of high-viscosity oil. *Vychisl. mekh. splosh. sred – Computational continuum mechanics*, 2019, vol. 12, no. 2, pp. 175-184. <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2019.12.2.15>
6. Sharkova A.V., Volgapkina A.A. Economic analysis of increased oil recovery methods. *Nauchnyye trudy VEO Rossii – Proceedings of the Free Economic Society of Russia*, 2022, vol. 235, no. 3, pp. 368-380. <https://doi.org/10.38197/2072-2060-2022-235-3-368-380>
7. Rutenko E.G. Main trends in the use of chemical methods to increase oil recovery in the development of Russian oil fields. *Luchshaya nauchnaya stat'ya 2020: Sb. statey XXXVI Mezhdunarodnogo nauchno-issledovatel'skogo konkursa* [Best scientific article 2020: Proc. of the XXXVI International Research Competition], Penza, July 30, 2020. Penza, Nauka i Prosveshcheniye (IP Gulyayev G.Yu.), 2020. Pp. 9-13
8. Grushevenko E. *Perspektivy razvitiya tretichnykh MUN v mire i v Rossii* [Prospects for the development of tertiary MOONs in the world and in Russia]. Skolkovo Moscow School of Management, 2021. 40 p.
9. Alzate-Espinosa G.A., Naranjo-Agudelo A.J., Araujo-Guerrero E.F., Torres-Hernández C.A., Cartagena-Pérez D.F., Benítez-Peláez C.A., Hernández-Ricaurte M., Herrera-Schlesinger M.C., Higuera-Carvajal E.F. *Proc. of the ISRM 9th International Symposium on Geomechanics. Virtual, May 5-6, 2021. ISRM-ISG-2021-03*.
10. Liu Z., Khaledi R., Farshidi S.F., Wattenbarger C. *Proc. of the SPE Canada Heavy Oil Conference. Virtual, September 28-October 2, 2020. SPE-199944-MS*. <https://doi.org/10.2118/199944-MS>

11. Temizel C., Canbaz C.H., Abdelfatah E., Jia B., Putra D., Irani M., Alkough A. *Proc. of the SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition. Kuwait City, Kuwait, December 10-12, 2018. SPE-193646-MS*. <https://doi.org/10.2118/193646-MS>
12. Trigos E., Lozano E., Jimenez A.M. *Proc. of the SPE Europec featured at 80th EAGE Conference and Exhibition. Copenhagen, Denmark, June 11-14, 2018. SPE-190791-MS*. <https://doi.org/10.2118/190791-MS>
13. Davletov M.Sh., Zhenisov A.J., Safiullin R.I. Improving the system for the development of super-viscous oil deposits. *Bulatov readings*, 2020, pp. 167-169.
14. Vishnumolakala N., Zhang J., Ismail N.B. *Proc. of the SPE Canada Heavy Oil Conference. Virtual, September 28-October 2, 2020. SPE-199951-MS*. <https://doi.org/10.2118/199951-MS>
15. Aydin H., Nagabandi N., Temizel C., Jamal D. *Proc. of the SPE Western Regional Meeting. Bakersfield, California, USA, April 26-28, 2022. SPE-209328-MS*. <https://doi.org/10.2118/209328-MS>
16. Savchik M.B., Ganeeva D.V., Raspopov A.V. Improving the efficiency of parocyclic treatments of wells in the Verkhnepermskaya deposit of the Usinsky field based on a hydrodynamic model. *Bulletin of PNRPU. Geology. Oil and gas and mining*, 2020, vol. 20, no. 2, pp. 137-149. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2020.2.4>
17. Yudin E., Lubnin A., Lubnina E., Zavyalova N., Zavyalov I. *Proc. of the SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, Russia, October 15-17, 2018. SPE-191608-18RPTC-MS*. <https://doi.org/10.2118/191608-18RPTC-MS>
18. Boberg T.C., Lantz R.B. Calculation of the production rate of a thermally stimulated well. *J. Pet. Technol.*, 1966, vol. 18, pp. 1613-1623. <https://doi.org/10.2118/1578-PA>
19. Fedorov K.M., Shevelev A.P., Andreyev V.E., Kotenev Yu.A., Badretidinov S.S., Shakirov A.I., Ismatilov O.Z. Metodika rascheta i optimizatsiya parogazotsiklicheskogo vozdeystviya na prizaboynuyu zonu plasta [Method of calculation and optimization of steam-gas-cyclical impact on the bottom-hole zone of the formation]. *Izv. vuzov. Neft' i gaz – Oil and Gas Studies*, 2005, no. 3, pp. 42-49.
20. Fedorov K.M., Shevelev A.P. Raschet teplovykh poter' pri zakachke nasyshchennogo para v skvazhinu [Calculation of heat losses during injection of saturated steam into the well]. *Izv. vuzov. Neft' i gaz – Oil and Gas Studies*, 2005, no. 4, pp. 37-43.
21. Marx J.W., Langenheim R.H. Reservoir heating by hot fluid injection. *Trans.*, 1959, vol. 216, pp. 312-315. <https://doi.org/10.2118/1266-G>
22. Gubaidullin D.A., Nikiforov A.I., Sadovnikov R.V. Identification of permeability tensors of a heterogeneous anisotropic fractured porous reservoir. *Vychisl. mekh. splosh. sred – Computational continuum mechanics*, 2011, vol. 4, no. 4, pp. 11-19. <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2011.4.4.35>
23. Siraev R.R. Fluid transport in Forchheimer porous medium with spatially varying porosity and permeability. *Vychisl. mekh. splosh. sred – Computational continuum mechanics*, 2019, vol. 12, no. 3, pp. 281-292. <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2019.12.3.24>
24. Piven V.F., Lekomtsev D.G. Numerical modeling of the performance of a well with an arbitrary piecewise-smooth external boundary in an anisotropic heterogeneous reservoir. *Vychisl. mekh. splosh. sred – Computational continuum mechanics*, 2022, vol. 15, no. 2, pp. 223-233. <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2022.15.2.17>
25. Piven V.F., Lekomtsev D.G. Analytical and numerical modeling of the operation of a perfect well in an anisotropic homogeneous soil formation. *Vychisl. mekh. splosh. sred – Computational continuum mechanics*, 2016, vol. 9, no. 4, pp. 389-399. <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2016.9.4.32>
26. Gilmanov A.Ya., Kovalchuk T.N., Shevelev A.P. Physical and mathematical modeling of steam-cyclical effects on 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>
27. Fedorov K.M., Shevelev A.P., Gilmanov A.Ya., Kovalchuk T.N. Optimization of technological parameters for cyclic steam stimulation of 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. 2(22), pp. 145-161. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2020-6-2-145-161>
28. Chekalyuk E.B. *Termodinamika neftyanogo plasta* [Thermodynamics of the oil reservoir]. Moscow, Nedra, 1965. 232 p.
29. Altshul A.D. *Hydraulic resistances*. Moscow, Nedra Publishing House, 1982. 224 p.

Поступила в редакцию 21.11.2022; после доработки 07.02.2023; принята к опубликованию 28.03.2023

Сведения об авторах

Гильманов Александр Янович, кфмн, ст. преп., Тюменский государственный университет (ТюмГУ), 625003, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 6; e-mail: a.y.gilmanov@utmn.ru

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

Ковальчук Татьяна Николаевна, б/с, асп., ТюмГУ; e-mail: t.n.kovalchuk@utmn.ru