



ВЕСТНИК ПНИПУ. МЕХАНИКА

№ 4, 2019

PNRPU MECHANICS BULLETIN

<http://vestnik.pstu.ru/mechanics/about/inf/>



DOI: 10.15593/perm.mech/2019.4.09

УДК 532.546.2

АНАЛИЗ МОДЕЛЕЙ ЭВОЛЮЦИИ ПОРИСТОСТИ ПРИ ПАРОТЕПЛОВОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ

А.А. Костина, М.С. Желнин, О.А. Плехов

Институт механики сплошных сред УрО РАН, Пермь, Россия

О СТАТЬЕ

Получена: 23 октября 2019 г.
Принята: 07 декабря 2019 г.
Опубликована: 30 декабря 2019 г.

Ключевые слова:

тяжелая нефть, парогравитационное дренирование, связанные модели, пороупругая среда, численное моделирование, паровая камера, фазовый переход, фильтрационное течение, конвекция, многофазный поток, тепловое расширение.

АННОТАЦИЯ

Истощение традиционных запасов углеводородного сырья приводит к необходимости разработки запасов тяжелой нефти и битумов, отличающихся высокой вязкостью. Одной из наиболее эффективных технологий добычи такой нефти является парогравитационное дренирование, суть которого заключается в снижении вязкости нефти путем закачивания в нефтяной коллектор перегретого пара. Увеличение температуры, порового давления и изменение напряженно-деформированного состояния в ходе этого процесса существенно влияют на величину пористости, которая является важнейшей емкостной характеристикой пласта. В настоящей работе предложен анализ различных моделей пористости применительно к процессу парогравитационного дренирования. Для описания парогравитационного дренирования авторами была разработана модель, которая включает в себя уравнения баланса массы для трехфазной жидкости, закон сохранения энергии с учетом фазового перехода, возникающего при испарении пара и конденсации воды, а также закон Дарси для описания фильтрационного течения. Для ее реализации был разработан алгоритм, основанный на решении системы уравнений относительно неизвестных величин давления, паро-, водо- и нефтенасыщенностей. Результаты анализа показали существенное качественное и количественное различие исследованных моделей. Использование соотношений, связывающих пористость с объемной деформацией, приводит к росту пористости. Модели, учитывающие зависимость пористости от порового давления, показывают существование двух областей – увеличения порового пространства (вблизи нагнетательной скважины) и уменьшения порового пространства (вблизи добывающей скважины). В случае зависимости пористости от эффективных напряжений образуется кольцевая область переуплотненного грунта, соответствующая фронту фазового перехода. Таким образом, для получения корректной оценки дебита нефти в произвольном пласте-коллекторе необходимо определить преобладающий механизм изменения пористости (объемная деформация, поровое давление или эффективное напряжение).

© ПНИПУ

© Костина Анастасия Андреевна – к.ф.-м.н., м.н.с., e-mail: kostina@icmm.ru, [ID: 0000-0002-5721-3301](https://orcid.org/0000-0002-5721-3301).

Желнин Максим Сергеевич – асп., м.н.с., e-mail: zhelnin.m@icmm.ru, [ID: 0000-0003-4498-450X](https://orcid.org/0000-0003-4498-450X).

Плехов Олег Анатольевич – д.ф.-м.н., заместитель директора по науке, e-mail: poa@icmm.ru,

[ID: 0000-0002-0378-8249](https://orcid.org/0000-0002-0378-8249).

Anastasiia A. Kostina – CSc in Physical and Mathematical Sciences, Junior Researcher, e-mail: kostina@icmm.ru,

[ID: 0000-0002-5721-3301](https://orcid.org/0000-0002-5721-3301).

Maxim S. Zhelnin – PhD Student, Junior Researcher, e-mail: zhelnin.m@icmm.ru, [ID: 0000-0003-4498-450X](https://orcid.org/0000-0003-4498-450X).

Oleg A. Plekhov – Doctor of Physical and Mathematical Sciences, Deputy Director, e-mail: poa@icmm.ru,

[ID: 0000-0002-0378-8249](https://orcid.org/0000-0002-0378-8249).



Эта статья доступна в соответствии с условиями лицензии Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)

This work is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)

ANALYSIS OF MODELS FOR POROSITY EVOLUTION IN RESERVOIR DURING STEAM INJECTION

A.A. Kostina, M.S. Zhelnin, O.A. Plekhov

Institute of Continuous Media Mechanics UB RAS,
Perm, Russian Federation

ARTICLE INFO

Received: 23 October 2019
Accepted: 07 December 2019
Published: 30 December 2019

Keywords:

heavy oil, steam-assisted gravity drainage, coupled models, poroelastic media, numerical simulation, steam chamber, phase transition, filtration, convection, multiphase flow, thermal expansion.

ABSTRACT

Depletion of traditional hydrocarbon reserves leads to the development of extracting methods for heavy crude oil and bitumen characterized by extremely high viscosity. The most effective technology is the steam-assisted gravity drainage. The aim of this method is to decrease oil viscosity by injection of hot steam into the reservoir. Increase of temperature, pore pressure and change of stress-strain state during this process significantly affect porosity which is the key storage parameter of the reservoir. This work is devoted to the analysis of models for porosity evolution during the steam-assisted gravity drainage process. The authors have developed an original model to describe steam-assisted gravity drainage which includes the mass balance equation for a three-phase flow, the energy balance equation involving latent heat due to vaporization/condensation of water/steam and Darcy's law for fluid filtration. Numerical implementation of the proposed equations was based on the pressure-saturation algorithm. The results have shown a substantial qualitative and quantitative disagreement between the considered models. Coupling of porosity with volumetric strain leads to the rise of its magnitude. Models relating porosity to pore pressure show simultaneous existence of high-porous (near the injection well) and low-porous (near the production well) areas. In case when porosity is dependent on effective stress a circular area of a compacted soil is formed. Therefore, to obtain a correct estimation of the oil production rate in an arbitrary reservoir it is necessary to define the prevailing mechanism of porosity evolution (volumetric strain, pore pressure or effective stress).

© PNRPU

Введение

В настоящее время нефтедобывающая промышленность сталкивается с проблемой активного истощения большинства месторождений традиционного углеводородного сырья. Поддержание и увеличение достигнутых темпов добычи может быть осуществлено путем интенсивного вовлечения в разработку запасов тяжелой нефти и природных битумов, потенциальные ресурсы которых превышают традиционные залежи [1–4]. Основной особенностью данного вида углеводородов является их малая подвижность, обусловленная высокой вязкостью. По этой причине высокие показатели нефтеотдачи могут быть достигнуты только путем проведения специальных геолого-технических мероприятий [5, 6].

Одной из наиболее эффективных технологий разработки залежей сверхвязких нефтей является парогравитационное дренирование (ПГД) [7, 8]. Данный метод предполагает бурение двух параллельных горизонтальных скважин, расположенных друг над другом. Верхняя скважина используется для нагнетания перегретого пара в продуктивный пласт с целью создания и развития паровой камеры с температурой выше температуры парообразования. По мере повышения температуры в пласте подвижность нефти увеличивается, и она под действием гравитации стекает к нижней добывающей скважине вместе с пластовой водой и конденсированным паром.

Рост паровой камеры обусловлен повышенным поровым давлением и теплообменом между продуктив-

ным пластом и закачиваемым горячим паром, включающим в себя процессы теплопроводности, конвективного теплопереноса и выделения скрытой теплоты фазового перехода. Происходящее при этом изменение напряженно-деформированного состояния продуктивного пласта может приводить к разрушению кровли [1, 9–11], срезу обсадных колон нагнетательной и добывающей скважин [12] и изменению его фильтрационно-емкостных характеристик.

В работе [1] отмечается, что при высоком давлении нагнетания может возникнуть вертикальный разлом, распространение которого приводит к нарушению целостности кровли и прорыву пара в верхние слои. Другим геомеханическим эффектом является сжатие пористого скелета кровли в результате теплового воздействия, что грозит падением горизонтального напряжения и как следствие возникновением вертикального гидро разрыва. В работах [9–11] проводится численное моделирование процесса ПГД с целью исследования прочности кровли продуктивного пласта на основе критериев Мора–Кулона и Друкера–Прагера с учетом анизотропии механических свойств. В работе [13] на основе термопоупругости показано, что воздействие высоких температур приводит к увеличению сжимающих напряжений, что может вызывать разрушение обсадных колон скважин. Исследованию влияния на устойчивость обсадных колон сжимающих и сдвиговых напряжений, возникающих при повышении давления и температуры, посвящены работы [14, 15]. В работе [16]

отмечается, что одной из основных причин возникновения повреждений обсадных колон в ходе ПГД является ползучесть околоскважинного пространства пласта.

Обширные экспериментальные исследования показывают, что существенное влияние на прочностные и деформационные характеристики горной породы оказывает наличие в ней пор и характер их распределения [17, 18]. В ходе технологического процесса ПГД изменение пористости происходит вследствие различных механизмов, связанных с увеличением температуры и порового давления. В работе [19] на основе данных мониторинга процесса ПГД, проведенного с использованием радиолокационной интерферометрии, было установлено, что при высоких давлениях нагнетания пара возникает сдвиговая дилатансия, которая существенно увеличивает как пористость, так и проницаемость продуктивного пласта. В работах [20–22] этот эффект был исследован на основе численного моделирования. В свою очередь, в работе [12] отмечается, что при высоком поровом давлении нагрев может привести к уменьшению пористости и проницаемости вследствие расширения зерен породного скелета. В работе [23] с использованием численного моделирования показано, что отказ от учета геомеханических эффектов приводит к некорректной оценке нефтеотдачи.

Для описания нефтедобычи методом ПГД используются аналитические и численные модели. В работе [24] на основании закона Дарси и законов сохранения массы и энергии было получено одно из первых аналитических соотношений для расчета дебита добывающей скважины. Дальнейшее развитие этого подхода связано с учетом дополнительных факторов, таких как форма паровой камеры и отток тепла в кровлю продуктивного пласта [25, 26], нестационарность теплообмена на границе паровой камеры [27], предельного градиента давления, достижение которого необходимо для течения сверхвязкой нефти [28]. Несмотря на значительный прогресс в развитии аналитических моделей, они не позволяют в полной мере описать конвективный теплоперенос и фазовый переход, возникающий при конденсации пара и испарении воды, а также не учитывают геомеханические эффекты. По этой причине для описания сложного взаимодействия физических процессов при ПГД широкое распространение получило численное моделирование. Большинство моделей нефтедобычи с использованием паротеплового воздействия включают в себя закон сохранения массы для трехфазного потока, закон сохранения энергии и уравнение равновесия [29–31]. Влияние порового давления и температуры на механические напряжения описывается с использованием теорий Био и термоупругости. В то же время существует большое разнообразие в выборе определяющих соотношений для описания изменения пористости [32].

В наиболее простой модели пористость линейно зависит от порового давления с коэффициентом пропор-

циональности, равным коэффициенту поровой сжимаемости [21, 33]. В [34, 35] с использованием теории гидростатической пороупругости в предположении изменения объемов породного скелета и порового пространства была получена зависимость пористости от средних напряжений в приращениях с коэффициентом, линейно зависящим от текущего значения пористости. При малой сжимаемости породного скелета пористость может быть связана со средними эффективными напряжениями через композицию дробно-линейной функции и экспоненты [36]. В работе [37] на основе лабораторных экспериментов по сжатию песчаника была предложена другая экспоненциальная зависимость пористости от средних эффективных напряжений. В [38, 39] на основе теории Био и теоремы Бетти приращение пористости было выражено через линейную комбинацию приращений объемных деформаций и порового давления. В модификации этого соотношения для случая малой сжимаемости породного скелета зависимость между пористостью и объемными деформациями устанавливается также через экспоненту [40, 41]. В то же время в работах [31, 42, 43] предложена дробно-линейная зависимость пористости от объемных деформаций.

Проведенный анализ литературы показывает, что выделяют три основных параметра, влияющих на эволюцию пористости: изменение порового давления, объемных деформаций и эффективных напряжений. Данная работа посвящена анализу ключевых моделей пористости применительно к ПГД, поскольку сложность и физическая связанность протекающих при этом процессов может приводить к принципиально различным результатам. Для описания ПГД была разработана модель, которая включает в себя уравнения баланса массы для трехфазной жидкости, закон сохранения энергии с учетом фазового перехода, возникающего при испарении пара и конденсации воды, а также закон Дарси для описания фильтрационного течения [44].

1. Связанная термогидромеханическая модель фильтрации многофазной жидкости в пористой среде

Описание всего многообразия явлений, возникающих при парогравитационном дренировании, является достаточно сложной задачей. Тепло- и массоперенос в деформируемой пористой среде характеризуется взаимодействием температурных, механических и гидродинамических процессов и трех различных фаз (твердой, жидкой и газообразной). В связи с этим в работе принимаются следующие гипотезы:

- флюид, заполняющий поровое пространство, состоит из трех различных несмешиваемых компонентов (вода, пар, нефть);
- фазовый переход обусловлен только температурными изменениями;
- вследствие высокой пористости пород-коллекторов влияние капиллярного давления не учитывается;

- течение каждой из составляющих флюида подчиняется закону Дарси;

- продуктивный пласт изотропен, а его деформации малы.

Уравнения, используемые для описания связанных термогидромеханических процессов, условно можно разделить на две группы: законы сохранения массы, энергии, момента импульса и определяющие соотношения (уравнения состояния), к которым относятся законы Дарси, Фурье, Гука и т.д.

Таким образом, математическое описание процесса парогравитационного дренирования с учетом принятых выше гипотез включает в себя:

- уравнение баланса массы воды

$$\frac{\partial(n\rho_w S_w)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_w \mathbf{v}_w) = q_w; \quad (1)$$

- уравнение баланса массы пара

$$\frac{\partial(n\rho_s S_s)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_s \mathbf{v}_s) = q_s; \quad (2)$$

- уравнение баланса массы нефти

$$\frac{\partial(n\rho_o S_o)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_o \mathbf{v}_o) = 0; \quad (3)$$

- замыкающее соотношение

$$S_w + S_s + S_o = 1; \quad (4)$$

- уравнение баланса энергии с учетом конвективного теплопереноса и фазового перехода, вызванного испарением и конденсацией воды

$$\frac{\partial}{\partial t} \left\{ T \left[(1-n)\rho_r c_r + n \sum_{i=w,o,s} \rho_i S_i c_i \right] \right\} + \nabla \cdot (-\lambda_{eff} \nabla T) + \sum_{i=w,o,s} \mathbf{v}_i \cdot \nabla (\rho_i S_i c_i n T) = Q; \quad (5)$$

- закон Дарси для описания фильтрации каждого из компонентов:

$$\mathbf{v}_w = -\frac{Kk_{rw}}{\mu_w} (\nabla p - \rho_w \mathbf{g}); \quad (6)$$

$$\mathbf{v}_s = -\frac{Kk_{rs}}{\mu_s} (\nabla p - \rho_s \mathbf{g}); \quad (7)$$

$$\mathbf{v}_o = -\frac{Kk_{ro}}{\mu_o} (\nabla p - \rho_o \mathbf{g}); \quad (8)$$

- уравнение равновесия

$$\nabla \cdot \boldsymbol{\sigma} + \rho \mathbf{g} = \mathbf{0}; \quad (9)$$

- определяющее соотношение для описания механического поведения пористой среды с учетом температурного расширения частиц грунта и влияния порового давления

$$\boldsymbol{\sigma} = \mathbf{C} : (\boldsymbol{\varepsilon} - \alpha_t (T - T_0) \mathbf{E}) - \alpha_B p \mathbf{E}; \quad (10)$$

- геометрическое соотношение для описания линейного тензора полной деформации

$$\boldsymbol{\varepsilon} = \frac{1}{2} (\nabla \mathbf{u} + \nabla \mathbf{u}^T). \quad (11)$$

В уравнениях (1)–(11): n – пористость; S_w, S_s, S_o – водонасыщенность, паронасыщенность, нефтенасыщенность (отношение части порового объема, занимаемой фазой, к общему объему пор); t – время; ∇ – оператор Гамильтона; $\mathbf{v}_w, \mathbf{v}_s, \mathbf{v}_o$ – скорости фильтрации воды, пара и нефти; q_w, q_s – массовые источники, вызванные фазовым переходом; p – поровое давление; \mathbf{g} – ускорение свободного падения; k_{rw}, k_{rs}, k_{ro} – относительные проницаемости для воды, пара и нефти; μ_w, μ_s, μ_o – динамические вязкости воды, пара и нефти; T – абсолютная температура; Q – тепловой источник, вызванный фазовым переходом; $\rho_w, \rho_s, \rho_o, \rho_r$ – плотности воды, пара, нефти и частиц грунта; ρ – эффективная плотность, $\rho = (1-n)\rho_r + nS_s\rho_s + nS_w\rho_w + nS_o\rho_o$; c_w, c_s, c_o, c_r – удельные теплоемкости воды, пара, нефти и частиц грунта; $\lambda_w, \lambda_s, \lambda_o, \lambda_r$ – коэффициенты теплопроводности воды, пара, нефти и частиц грунта; λ_{eff} – эффективный коэффициент теплопроводности, $\lambda_{eff} = (1-n)\lambda_r + n\lambda_s S_s + n\lambda_w S_w + n\lambda_o S_o$; K – абсолютная проницаемость продуктивного пласта; $\boldsymbol{\sigma}$ – тензор напряжений; \mathbf{C} – тензор упругих постоянных, который в случае применения изотропной линейной теории упругости сводится к двум упругим постоянным (модулю всестороннего сжатия и модулю сдвига); $\boldsymbol{\varepsilon}$ – тензор малых деформаций; α_t – коэффициент теплового расширения грунта; T_0 – начальное значение температуры; α_B – коэффициент Био; \mathbf{E} – единичный тензор; \mathbf{u} – вектор перемещений.

Для определения относительных проницаемостей использовались следующие соотношения [45]:

$$k_{rw} = \begin{cases} a_1 \left(\frac{S_w - S_{rw}}{1 - S_{rw} - S_{ro}} \right)^{m_1}, & S_{rw} < S_w \leq 1, \\ 0, & S_w \leq S_{rw}, \end{cases} \quad (12)$$

$$k_{rs} = \begin{cases} a_2 \left(\frac{S_s - S_{rs}}{1 - S_{rs} - S_{rw} - S_{ro}} \right)^{m_2}, & S_{rs} < S_s \leq 1, \\ 0, & S_s \leq S_{rs}, \end{cases} \quad (13)$$

$$k_{ro} = \begin{cases} a_3 \left(\frac{S_o - S_{ro}}{1 - S_{ro} - S_{rw}} \right)^{m_3}, & S_{ro} < S_o \leq 1, \\ 0, & S_o \leq S_{ro}, \end{cases} \quad (14)$$

где $a_1, a_2, a_3, m_1, m_2, m_3$ – эмпирические параметры; S_{rw}, S_{rs}, S_{ro} – остаточные значения водо-, паро- и нефтенасыщенности.

Источники, появляющиеся в уравнениях (1), (2), (5) вследствие фазовых переходов, вызывающих испарение и конденсацию воды, имеют вид [46]

$$Q = Lq_w, \quad (15)$$

$$q_s = -q_w = \begin{cases} mS_s \rho_s \frac{T - T_{sat}}{T_{sat}}, & T \leq T_{sat}, \\ mS_w \rho_w \frac{T - T_{sat}}{T_{sat}}, & T > T_{sat}, \end{cases} \quad (16)$$

где L – скрытая теплота парообразования; r – эмпирический параметр, характеризующий скорость фазового перехода; T_{sat} – температура фазового перехода.

Для описания изменения пористости горных пород разрабатываются различные модели, которые, как правило, сводятся к установлению взаимосвязи между пористостью и следующими параметрами: объемные деформации, поровое давление или эффективное напряжение. В данной работе анализируются некоторые ключевые модели, приведенные ниже.

Одним из общепринятых соотношений, связывающим пористость с поровым давлением флюида, является [33]

$$n = n_0 (1 + c_r (p - p_0)), \quad (17)$$

где n_0 – начальная пористость; c_r – сжимаемость горной породы; p_0 – начальное давление.

Для учета изменения пористости, вызванного влиянием объемной деформации и порового давления, Y. Wang и B. Lu [39] использовали следующее уравнение:

$$dn = (\alpha_B - n)(d\varepsilon_{vol} + c_r dp). \quad (18)$$

Появление объемной деформации вызывает изменение пористости, которое определяется согласно соотношению [40]

$$n = 1 - (1 - n_0) \text{Exp}[-\varepsilon_{vol}], \quad (19)$$

где ε_{vol} – объемные деформации.

Для одновременного учета порового давления и механических напряжений применяют уравнение [35]

$$dn = -(c_p (1 - n) - c_r) d\sigma', \quad (20)$$

где c_p – сжимаемость пор; $\sigma' = \sigma_m - \alpha_B p$; $\sigma_m = -(\sigma_{xx} + \sigma_{yy} + \sigma_{zz})/3$.

На основе лабораторных экспериментов в работе [37] было предложено соотношение для связи пористости с эффективными напряжениями

$$n = n_r + (n_0 - n_r) \text{Exp}[-a\sigma'], \quad (21)$$

где n_r – остаточная пористость; a – эмпирический параметр.

В предположении постоянства объема частиц грунта может быть также получена следующая формула [36]:

$$n = n_0 \frac{\text{Exp}[-c_p \sigma']}{1 - n_0 (1 - \text{Exp}[-c_p \sigma'])}. \quad (22)$$

Система уравнений (1)–(11) дополнялась начальными и граничными условиями:

$$p(t=0) = p_0, \quad (23)$$

$$T(t=0) = T_0, \quad (24)$$

$$S_w(t=0) = S_w^0, \quad (25)$$

$$S_s(t=0) = 0, \quad (26)$$

$$S_w|_{\Gamma_1} = S_{rw}, \quad (27)$$

$$S_s|_{\Gamma_1} = 1 - S_{rw} - S_{ro}, \quad (28)$$

$$p|_{\Gamma_1} = p_b, \quad (29)$$

$$p|_{\Gamma_2} = p_w, \quad (30)$$

$$T|_{\Gamma_1} = T_b, \quad (31)$$

$$-\mathbf{n} \cdot \mathbf{q}'|_{\Gamma_2} = 0, \quad (32)$$

$$-\mathbf{n} \cdot (\rho_s \mathbf{v}_s)|_{\Gamma_2} = -\mathbf{n} \cdot (\rho_s \mathbf{v}_s), \quad (33)$$

$$-\mathbf{n} \cdot (\rho_w \mathbf{v}_w)|_{\Gamma_2} = -\mathbf{n} \cdot (\rho_w \mathbf{v}_w), \quad (34)$$

$$p_m|_{\Gamma_1} = p_b, \quad (35)$$

$$p_m|_{\Gamma_2} = p_w, \quad (36)$$

$$u_x|_{\Gamma_3, \Gamma_4} = 0, \quad (37)$$

$$u_y|_{\Gamma_5, \Gamma_6} = 0, \quad (38)$$

где p_0 – начальное значение давления; T_0 – начальное значение температуры; S_w^0 – начальная водонасыщенность; Γ_1 – граница нагнетающей скважины; p_b – давление нагнетаемого пара; Γ_2 – граница добывающей скважины; p_w – давление в добывающей скважине; \mathbf{n} – вектор нормали; \mathbf{q}' – вектор теплового потока; Γ_3, Γ_4 – правая и левая границы расчетной области; Γ_5, Γ_6 – верхняя и нижняя границы расчетной области.

Таким образом, замкнутая система уравнений для описания парогравитационного дренирования включает

уравнения (1)–(11), выражения (12)–(16), одно из соотношений (17)–(22), а также начальные и граничные условия (23)–(38).

2. Численная реализация модели

Для решения системы уравнений был разработан численный алгоритм [44], основные этапы которого приведены ниже:

- преобразование уравнений (1)–(4), (6)–(8) с использованием общей скорости потока $\mathbf{v} = \sum_{i=\{w,o,s\}} \mathbf{v}_i$:

$$\mathbf{v} = -K\lambda\nabla p + K\mathbf{g} \sum_{i=\{w,o,s\}} \lambda_i \rho_i, \quad (39)$$

$$\nabla \cdot \mathbf{v} = -\frac{\partial n}{\partial t} + \sum_{i=\{w,o,s\}} \frac{1}{\rho_i} \left(q_i - \mathbf{v}_i \cdot \nabla \rho_i - n S_i \frac{\partial \rho_i}{\partial t} \right), \quad (40)$$

$$n \frac{\partial S_j}{\partial t} + \nabla \cdot \mathbf{v}_j = -S_j \frac{\partial n}{\partial t} + \frac{1}{\rho_j} \left[q_j - n S_j \frac{\partial \rho_j}{\partial t} - \mathbf{v} \cdot \nabla \rho_j \right], \quad (41)$$

где $\lambda = \sum_{i=\{w,o,s\}} \lambda_i$; $\lambda_i = k_{ri} / \mu_i$; $j = \{w, s\}$;

- запись уравнений (39)–(41) в слабой форме при помощи умножения на тестовую функцию и применения формулы интегрирования по частям;

- добавление к каждому из уравнений слагаемого с искусственной диффузией для стабилизации осцилляций численного решения:

$$\begin{aligned} & -\iiint_V \mathbf{v} \cdot \nabla \tilde{p} dV = \\ & = \iiint_V \left\{ -\frac{\partial n}{\partial t} + \sum_{i=\{w,o,s\}} \frac{1}{\rho_i} \left(q_i - \mathbf{v}_i \cdot \nabla \rho_i - n S_i \frac{\partial \rho_i}{\partial t} \right) \right\} \times \\ & \quad \times \tilde{p} dV - \iiint_V c_a \nabla \mathbf{v} \cdot \nabla \tilde{p} dV, \quad (42) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \iiint_V \left(n \frac{\partial S_j}{\partial t} + S_j \frac{\partial n}{\partial t} \right) \tilde{S}_j dV - \iiint_V \frac{1}{\rho_j} \times \\ & \quad \times \left(q_j - n S_j \frac{\partial \rho_j}{\partial t} - \mathbf{v}_j \cdot \nabla \rho_j \right) \tilde{S}_j - \iiint_V \mathbf{v}_j \cdot \nabla \tilde{S}_j + \\ & \quad + \iiint_V S_{a_j} \nabla S_j \cdot \nabla \tilde{S}_j dV = 0, \quad (43) \end{aligned}$$

где $j = \{w, s\}$, \tilde{p} , \tilde{S}_w , \tilde{S}_s – тестовые функции; c_a , S_{a_w} , S_{a_s} – параметры искусственной диффузии;

- преобразование уравнения (5) к виду

$$\begin{aligned} & \left[(1-n)\rho_r c_r + n \sum_{i=\{w,o,s\}} \rho_i S_i c_i \right] \frac{\partial T}{\partial t} + \\ & + \left[\sum_{i=\{w,o,s\}} \rho_i S_i c_i n \mathbf{v}_i \right] \cdot \nabla T + \nabla \cdot (-\lambda_{eff} \nabla T) + \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & + T \left\{ \left[-\rho_r c_r + \sum_{i=\{w,o,s\}} \rho_i S_i c_i \right] \frac{\partial n}{\partial t} + \right. \\ & \left. + n \sum_{i=\{w,o,s\}} \left[c_i \left(S_i \frac{\partial \rho_i}{\partial t} + \rho_i \frac{\partial S_i}{\partial t} \right) \right] \right\} + \\ & + T \left\{ \sum_{i=\{w,o,s\}} \mathbf{v}_i \cdot (S_i c_i n \nabla \rho_i + c_i n \rho_i \nabla S_i + S_i c_i \rho_i \nabla n) \right\} = Q; \quad (44) \end{aligned}$$

- решение уравнений методом конечных элементов в пакете Comsol Multiphysics® с использованием следующих модулей: Weak Form PDE Interface для (42), (43), Heat Transfer для (44), Structural Mechanics (9)–(11). Для дискретизации по времени использовалась неявная схема Эйлера первого порядка.

3. Результаты численного моделирования эволюции пористости в процессе парогравитационного дренирования

Трехмерное моделирование паротеплового воздействия на нефтяной коллектор проводилось для прямоугольной области, имеющей следующие размеры: толщина 5 м, высота 24 м, ширина 30 м. Добывающая скважина располагалась на расстоянии 10 м от подошвы пласта, нагнетающая – на 5 м выше. Скважины имели диаметр 0,178 м. Начальные и граничные условия, используемые при моделировании, даны в табл. 1. Физико-механические свойства продуктивного пласта, нефти, воды и пара представлены в табл. 2, 3. Зависимость динамической вязкости нефти от температуры изображена на рис. 1 [47].

Расчетная область разбивалась на тетраэдральные конечные элементы, общее число которых составляло 11 142. Размер элементов варьировался от минимального (вблизи скважины), равного 0,09 м, до максимального (на периферии), равного 1 м.

Таблица 1

Начальные и граничные условия

Table 1

Initial and boundary conditions

Свойство	Символ	Значение	Размерность
Начальное значение нефтенасыщенности	S_o^0	0,88	
Начальное значение водонасыщенности	S_w^0	0,12	
Начальная температура продуктивного пласта	T_0	281,15	К
Температура закачиваемого пара	T_b	496	К
Начальное значение давления	P_0	$2 \cdot 10^6$	Па
Давление закачиваемого пара	P_b	$3,575 \cdot 10^6$	Па
Давление в добывающей скважине	P_w	$1,7 \cdot 10^6$	Па

Таблица 2

Механические свойства

Table 2

Mechanical properties

Свойство	Символ	Значение	Размерность
Модуль Юнга	E	$3 \cdot 10^9$	Па
Коэффициент Пуассона	ν	0,25	
Коэффициент теплового расширения грунта	α_T	$5 \cdot 10^{-6}$	1/К
Коэффициент Био	α_B	0,44	

Таблица 3

Теплофизические свойства

Table 3

Thermophysical properties

Свойство	Символ	Значение	Размерность
Абсолютная проницаемость продуктивного пласта	K	$2,68 \cdot 10^{-12}$	m^2
Вязкость воды	μ_w	$1004 \cdot 10^{-6}$	Па·с
Вязкость пара	μ_s	$16 \cdot 10^{-6}$	Па·с
Остаточная нефтенасыщенность	S_{ro}	0,68	
Остаточная водонасыщенность	S_{rw}	0,0	
Остаточная паронасыщенность	S_{rs}	0,0	
Плотность нефти	ρ_o	933	кг/м ³
Плотность воды	ρ_w	1012	кг/м ³
Плотность скелета	ρ_r	2100	кг/м ³
Плотность пара	ρ_s	0,3	кг/м ³
Теплопроводность нефти	λ_o	0,14	Вт/(м·К)
Теплопроводность воды	λ_w	0,58	Вт/(м·К)
Теплопроводность пара	λ_s	$23 \cdot 10^{-2}$	Вт/(м·К)
Теплопроводность скелета	λ_r	2,325	Вт/(м·К)
Теплоемкость нефти	c_o	2090	Дж/(кг·К)
Теплоемкость пара	c_s	2000	Дж/(кг·К)
Теплоемкость воды	c_w	4200	Дж/(кг·К)
Теплоемкость скелета	c_r	1050	Дж/(кг·К)
Пористость	n	0,27	
Эмпирический параметр	a_1	$75 \cdot 10^{-2}$	
Эмпирический параметр	a_2	$40 \cdot 10^{-3}$	
Эмпирический параметр	a_3	$12 \cdot 10^{-3}$	
Эмпирический параметр	m_1	3,45	
Эмпирический параметр	m_2	3	
Эмпирический параметр	m_3	2,1	

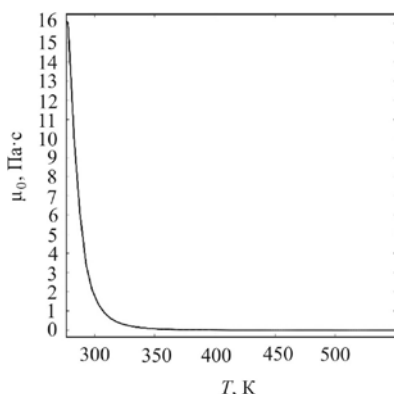


Рис. 1. Зависимость динамической вязкости нефти от температуры [47]

Fig. 1. Dynamic viscosity of oil versus temperature [47]

На рис. 2–17 представлены результаты расчетов основных параметров, характеризующих процесс ПГД, согласно разработанной модели (1)–(16) и соотношений (17)–(22). На рис. 3, 4, 8, 9, 13, 14 показаны характерные распределения паро- и нефтенасыщенностей. Максимальная скорость распространения пара сосредоточена внутри паровой камеры. Значение нефтенасыщенности в паровой камере совпадает с остаточным. Нефть за пределами паровой камеры является неподвижной вследствие высокой вязкости.

Результаты расчетов пористости согласно формулам (17)–(22) показали, что существует три качественно различных картины ее распределения по расчетной области.

На рис. 2–6 показаны результаты, полученные согласно модели (18). В этом случае распределение пористости (рис. 5) определяется слагаемым, зависящим от порового давления (рис. 6), несмотря на присутствие в формуле объемной деформации. Аналогичный результат можно получить с использованием модели (17).

Второй характерный вид представлен на рис. 7–11. В этом случае пористость (рис. 10) рассчитывалась согласно (19), и ее вид соответствует распределению объемной деформации (рис. 11).

К третьему типу, показанному на рис. 12–16, относятся соотношения (20)–(22). На рис. 15 представлено распределение пористости, полученное согласно модели (21). Особенностью таких моделей является зависимость от эффективных механических напряжений, вид которых представлен на рис. 16. На рис. 15, 16 можно наблюдать образование «колец», соответствующего фронту фазового перехода. В его пределах возникает повышенное уплотнение грунта. На начальном этапе ПГД в области, соответствующей паровой камере, происходит увеличение пористости вследствие влияния порового давления (рис. 15, а). В дальнейшем уплотнение грунта приводит к уменьшению порового давления и росту эффективных сжимающих напряжений (рис. 16, б, в), в результате вся расчетная область находится в состоянии сжатия (рис. 15, б, в).

Модели пористости по-разному влияют на основные параметры, характеризующие ПГД, что может приводить к разным оценкам дебита нефти. При использовании формулы (19) паровая камера имеет минимальный размер. Соответствующие ей величины нефтенасыщенности и температуры приведены на рис. 7 и 9. Использование модели (21) приводит к повышению скорости ПГД (рис. 12–14). В этом случае паровая камера к 100-му дню достигает кровли пласта, что соответствует переходу от начального этапа роста паровой камеры ко второму этапу, связанному с расширением паровой камеры в горизонтальном направлении. Наиболее быстрый процесс ПГД наблюдается при использовании формулы (18) (рис. 2–4). Результаты показывают, что уже на 60-й день паровая камера распространяется вдоль кровли пласта более чем на половину.

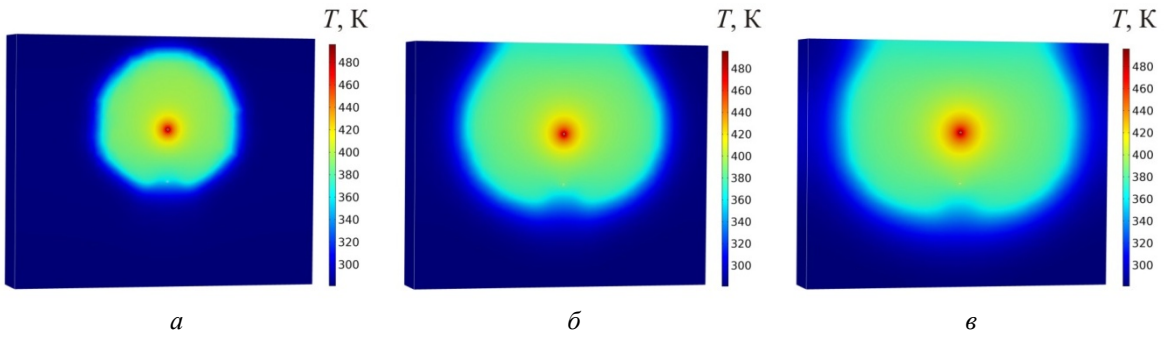


Рис. 2. Распределение температуры по расчетной области, полученное при использовании модели пористости (18): a – 20-й день; b – 60-й день; c – 100-й день

Fig. 2. Evolution of temperature field obtained with the use of porosity model (18) for (a) – 20th day; (b) – 60th day; (c) – 100th day

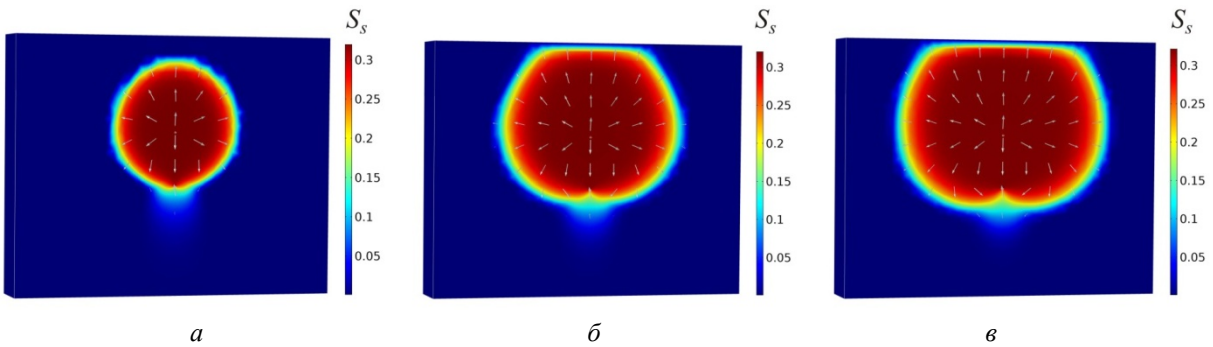


Рис. 3. Распределение паронасыщенности совместно с наложенным полем скорости по расчетной области, полученное при использовании модели пористости (18): a – 20-й день; b – 60-й день; c – 100-й день

Fig. 3. Evolution of steam saturation together with the velocity field obtained with the use of porosity model (18) for (a) – 20th day; (b) – 60th day; (c) – 100th day

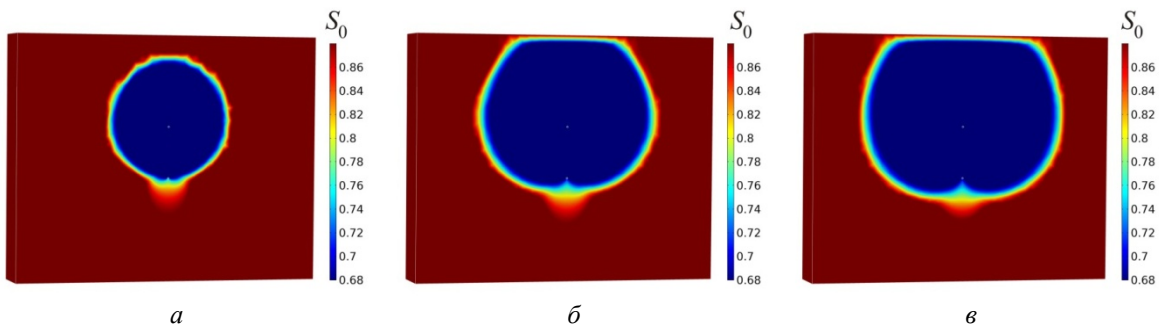


Рис. 4. Распределение нефтенасыщенности по расчетной области, полученное при использовании модели пористости (18): a – 20-й день; b – 60-й день; c – 100-й день

Fig. 4. Evolution of oil saturation obtained with the use of porosity model (18) for (a) – 20th day; (b) – 60th day; (c) – 100th day

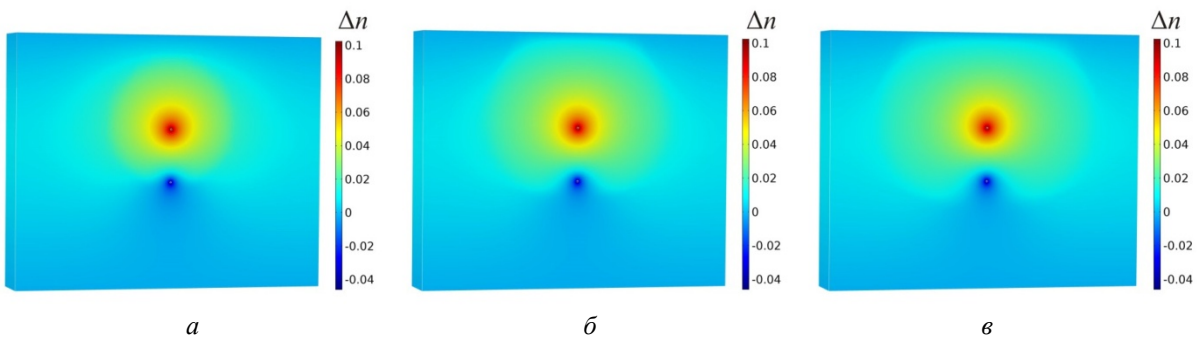


Рис. 5. Распределение изменения пористости по расчетной области, полученное при использовании модели пористости (18): a – 20-й день; b – 60-й день; c – 100-й день

Fig. 5. Evolution of porosity change obtained with the use of porosity model (18) for (a) – 20th day; (b) – 60th day; (c) – 100th day

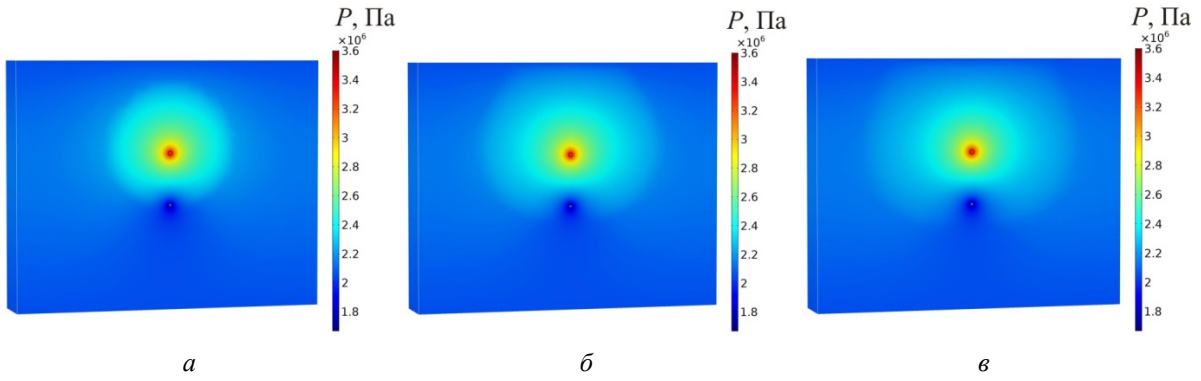


Рис. 6. Распределение порового давления по расчетной области, полученное при использовании модели пористости (18): *a* – 20-й день; *б* – 60-й день; *в* – 100-й день

Fig. 6. Evolution of pore pressure obtained with the use of porosity model (18) for (a) – 20th day; (b) – 60th day; (c) – 100th day

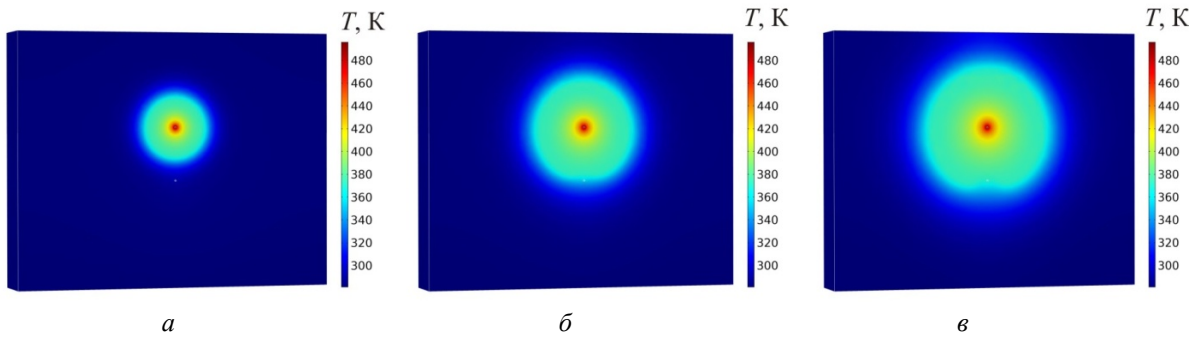


Рис. 7. Распределение температуры по расчетной области, полученное при использовании модели пористости (19): *a* – 20-й день; *б* – 60-й день; *в* – 100-й день

Fig. 7. Evolution of temperature field obtained with the use of porosity model (19) for (a) – 20th day; (b) – 60th day; (c) – 100th day

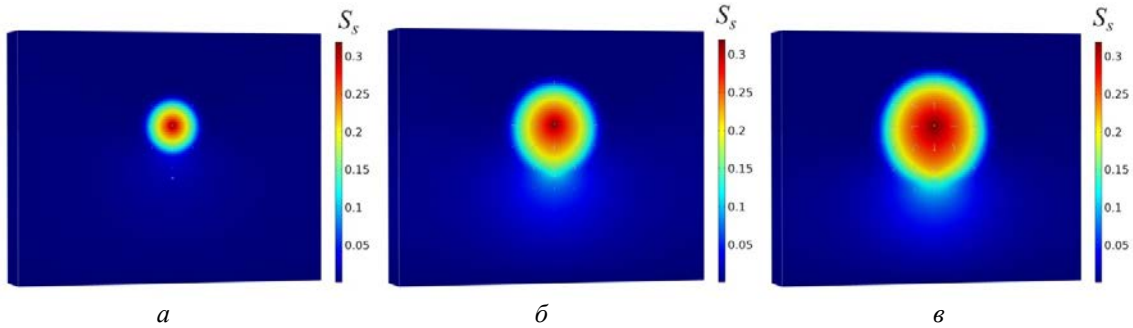


Рис. 8. Распределение паронасыщенности совместно с наложенным полем скорости по расчетной области, полученное при использовании модели пористости (19): *a* – 20-й день; *б* – 60-й день; *в* – 100-й день

Fig. 8. Evolution of steam saturation together with the velocity field obtained with the use of porosity model (19) for (a) – 20th day; (b) – 60th day; (c) – 100th day

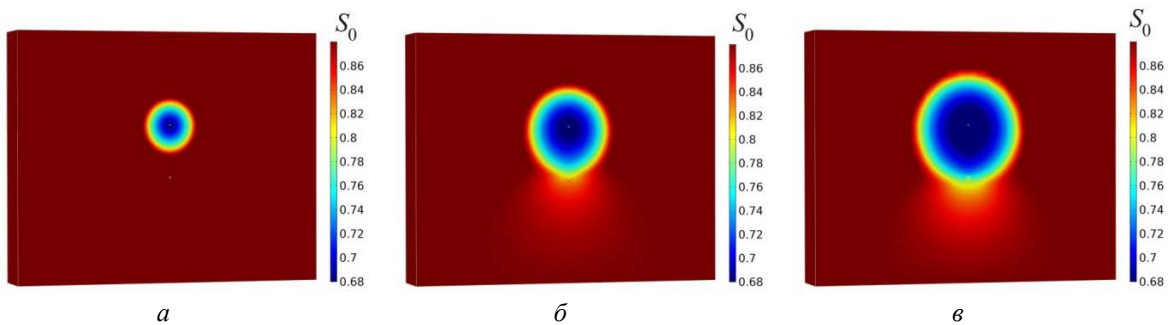


Рис. 9. Распределение нефтенасыщенности по расчетной области, полученное при использовании модели пористости (19): *a* – 20-й день; *б* – 60-й день; *в* – 100-й день

Fig. 9. Evolution of oil saturation obtained with the use of porosity model (19) for (a) – 20th day; (b) – 60th day; (c) – 100th day

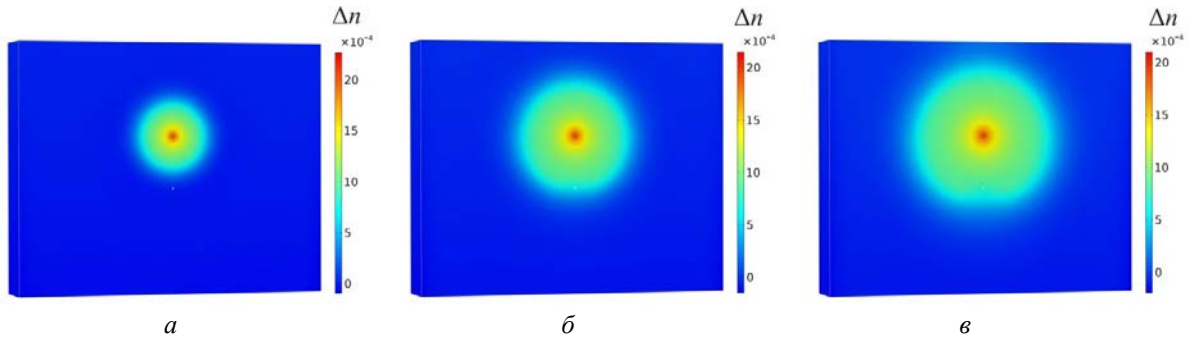


Рис. 10. Распределение изменения пористости по расчетной области, полученное при использовании модели пористости (19): *a* – 20-й день; *б* – 60-й день; *в* – 100-й день

Fig. 10. Evolution of porosity change obtained with the use of porosity model (19) for (a) – 20th day; (b) – 60th day; (c) – 100th day

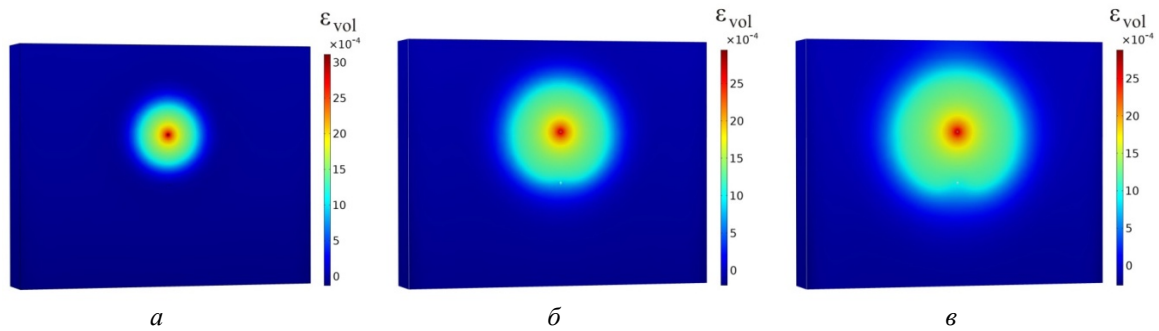


Рис. 11. Распределение величины объемной деформации по расчетной области, полученное при использовании модели пористости (19): *a* – 20-й день; *б* – 60-й день; *в* – 100-й день

Fig. 11. Evolution of volumetric strain obtained with the use of porosity model (19) for (a) – 20th day; (b) – 60th day; (c) – 100th day

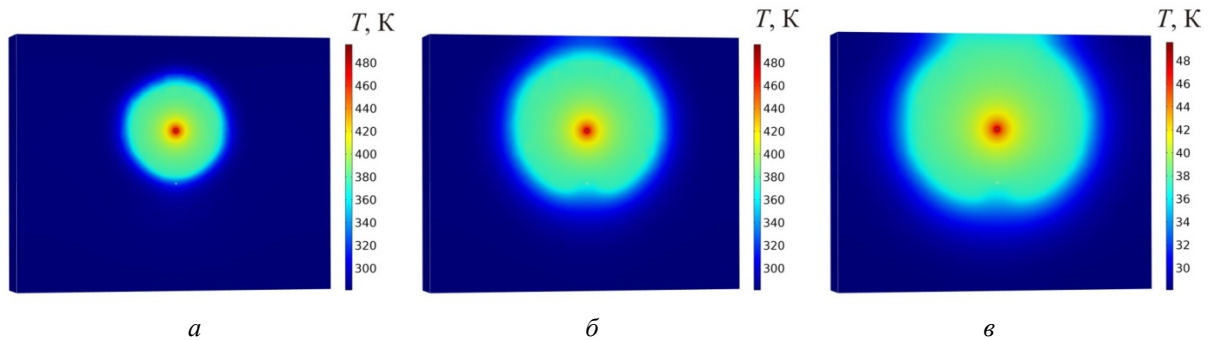


Рис. 12. Распределение температуры по расчетной области, полученное при использовании модели пористости (21): *a* – 20-й день; *б* – 60-й день; *в* – 100-й день

Fig. 12. Evolution of temperature field obtained with the use of porosity model (21) for (a) – 20th day; (b) – 60th day; (c) – 100th day

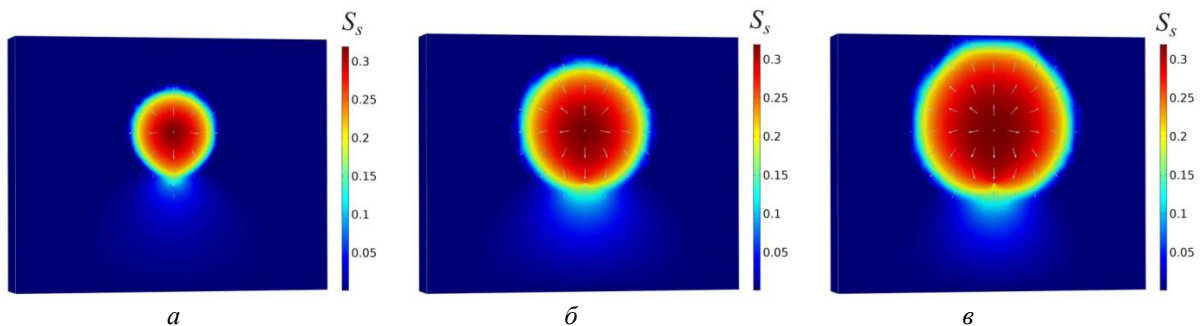


Рис. 13. Распределение по расчетной области паронасыщенности совместно с наложенным полем скорости, полученное при использовании модели пористости (21): *a* – 20-й день; *б* – 60-й день; *в* – 100-й день

Fig. 13. Evolution of steam saturation together with the velocity field obtained with the use of porosity model (21) for (a) – 20th day; (b) – 60th day; (c) – 100th day

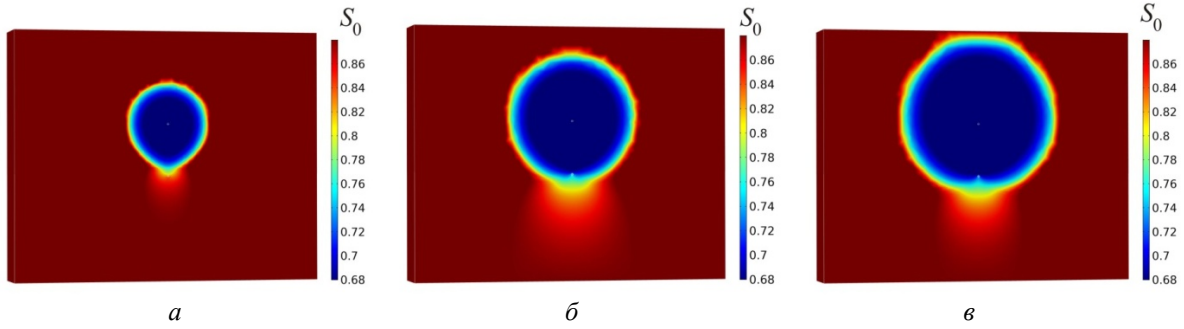


Рис. 14. Распределение нефтенасыщенности по расчетной области, полученное при использовании модели пористости (21): *a* – 20-й день; *б* – 60-й день; *в* – 100-й день

Fig. 14. Evolution of oil saturation obtained with the use of porosity model (21) for (a) – 20th day; (b) – 60th day; (c) – 100th day

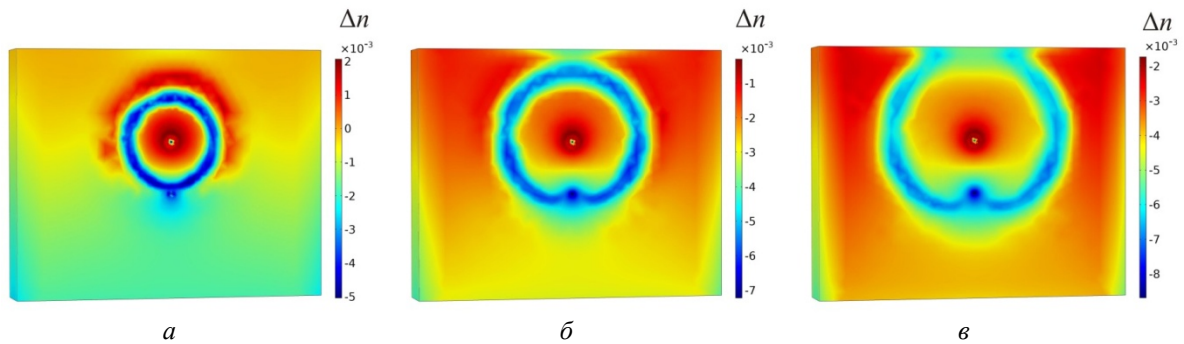


Рис. 15. Распределение изменения пористости по расчетной области, полученное при использовании модели пористости (21): *a* – 20-й день; *б* – 60-й день; *в* – 100-й день

Fig. 15. Evolution of porosity change obtained with the use of porosity model (21) for (a) – 20th day; (b) – 60th day; (c) – 100th day

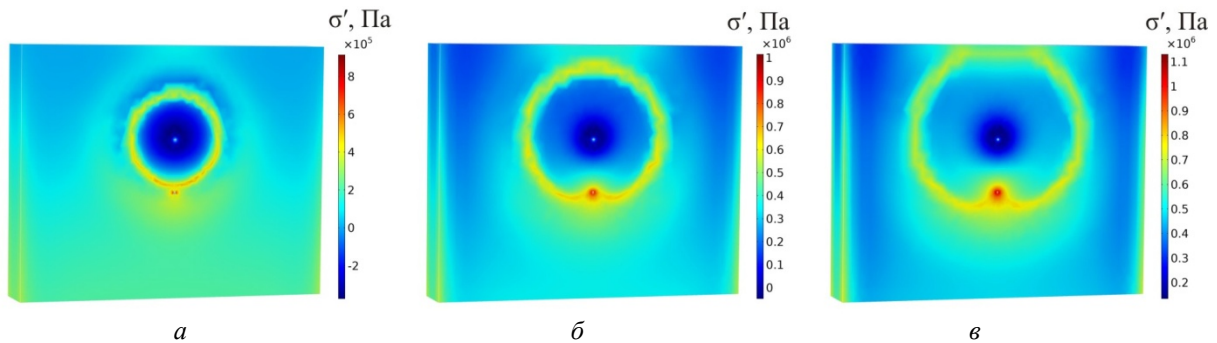


Рис. 16. Распределение эффективного напряжения по расчетной области, полученное при использовании модели пористости (21): *a* – 20-й день; *б* – 60-й день; *в* – 100-й день

Fig. 16. Evolution of effective stress obtained with the use of porosity model (21) for (a) – 20th day; (b) – 60th day; (c) – 100th day

На рис. 17 приведено распределение параметра $\Delta n = n_{100} - n_0$ (разность между значением пористости на 100-й день и начальным значением) вдоль горизонтальной прямой, расположенной на расстоянии одного метра от кровли пласта (рис. 17, *a*), и центральной вертикальной прямой, соединяющей кровлю пласта с нагнетательной скважиной (рис. 17, *б*). Область вблизи кровли пласта представляет наибольший интерес, поскольку считается, что начальный период формирования паровой камеры заканчивается по достижении ее границы. Полученные данные показывают качественно и количественно различные результаты. Модели (20), (22) предсказывают малое изменение пористости. Наибольшее отличие по сравнению с начальным значением

дает модель (21), которая показывает, что в окрестности паровой камеры существует область, в которой изменение пористости принимает постоянное значение, максимальное по абсолютной величине. Возрастающие ветви на рис. 17, *a* соответствуют тем частям расчетной области, куда паровая камера еще не успела распространиться. Возрастающий участок на рис. 17, *б* вызван наличием вокруг паровой камеры области повышенного порового давления радиусом 3 м, которое стремится расширить поры. Похожий, но менее ярко выраженный характер имеют результаты, полученные при помощи формулы (22). Соотношения (17), (18) дают противоположную формулам (21), (22) картину. Их применение позволяет описывать увеличение пористости вследствие влияния порового давления. При этом на рис. 17, *a* наи-

большее значение пористости соответствует отрезку, пересекающему паровую камеру, а на рис. 17, б максимум совпадает с границей скважины, где задано давление нагнетаемого пара. Таким образом, соотношения (17)–(22) дают принципиально разные, как качественно, так и количественно, результаты.

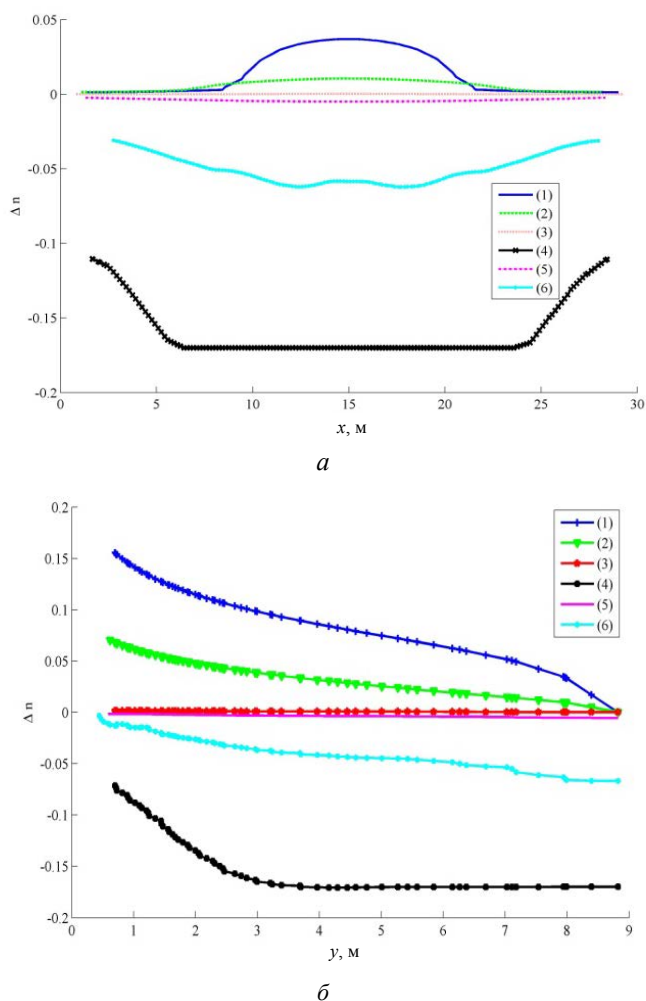


Рис. 17. Изменение пористости на 100-й день после начала ПГД, рассчитанное согласно различным моделям: 1 – формула (17); 2 – формула (18); 3 – формула (19); 4 – формула (20); 5 – формула (21); 6 – формула (22)); вдоль горизонтальной линии, расположенной на расстоянии 1 м от кровли пласта (а); вдоль центральной вертикальной линии, соединяющей кровлю пласта с нагнетательной скважиной (б)

Fig. 17. Change of porosity for 100th day obtained by various models: 1 – formula (17); 2 – formula (18); 3 – formula (19); 4 – formula (20); 5 – formula (21); 6 – formula (22)) along the horizontal line located 1 m from the upper boundary of the reservoir (a); along central vertical line which connects the upper boundary of the reservoir with the injection well (b)

Проведенное исследование моделей пористости позволяет заключить, что для корректного описания дебита нефти в произвольном пласте-коллекторе необходимы дополнительные лабораторные испытания, позволяющие определить преобладающий механизм изменения пористости (температурное расширение, поровое давление или сжатие пласта под действием нагнетания пара). Выбор формулы для расчета пористости будет зависеть от установленного механизма.

Заключение

В работе предложена связанная термогидромеханическая модель фильтрации многофазной жидкости в пористой среде для описания парогравитационного дренирования. Модель описывает процессы конвективного теплообмена, фазового перехода, теплового расширения грунта и влияние порового давления на напряженно-деформированное состояние продуктивного пласта. Для ее реализации был разработан алгоритм, основанный на решении системы уравнений относительно неизвестных величин давления, паро-, водо- и нефтенасыщенностей.

На основе разработанной модели проведено исследование особенностей различных соотношений для описания эволюции пористости. В результате было получено три характерных, качественно различных картины ее распределения по расчетной области. Модели первого типа основаны на установлении закономерностей между пористостью и поровым давлением. В результате их применения образуются две области, одна из которых расположена вблизи нагнетательной скважины (в ней пористость увеличивается), а другая – вблизи добывающей (пористость уменьшается). При связи пористости с объемной деформацией можно наблюдать увеличение пористости вследствие теплового расширения грунта. Для моделей третьего типа характерна зависимость от эффективных механических напряжений. В этом случае при паротепловом воздействии на продуктивный пласт образуется «кольцо» повышенного уплотнения грунта, которое соответствует фронту фазового перехода. Количественные расхождения между моделями могут достигать нескольких порядков. Результаты расчетов также показали, что применение различных моделей пористости приводит к изменению размеров паровой камеры, что влияет на оценку дебита нефти.

Таким образом, проведенное исследование моделей пористости позволяет заключить, что для корректного описания дебита нефти в произвольном пласте-коллекторе необходимы дополнительные лабораторные испытания, позволяющие определить преобладающий механизм изменения пористости (температурное расширение, поровое давление или сжатие пласта под действием нагнетаемого пара).

Благодарность

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Президента Российской Федерации для государственной поддержки молодых российских ученых МК-4174.2018.1 и программы президиума РАН 16 «Развитие физико-химической механики поверхностных явлений как фундаментальной основы для разработки современных конструкций и технологий».

Acknowledgment

The work was supported by the grant of the President of Russian Federation for support of young Russian scientists МК-4174.2018.1 and the Presidium of the Russian Academy of Sciences (program no. 16 “Development of Physicochemical Mechanics of Surface Phenomena as the Fundamental Basis for the Development of Modern Structures and Technologies”).

Библиографический список

1. Shafiei A., Dusseault M.B. Geomechanics of thermal viscous oil production in sandstones // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2013. – Vol. 103. – P. 121–139. DOI.org/10.1016/j.petrol.2013.02.001
2. Яценко И.Г. Трудноизвлекаемые нефти: физико-химические свойства и экологические последствия их добычи // *Экспозиция Нефть Газ*. – 2014. – № 1. – С. 30–35.
3. Малюков В.П., Алибеков М.Э. Инновационные технологии интенсификации добычи нефти из неоднородных пластов на месторождениях сверхвязких нефтей Татарстана // *Вестн. Рос. ун-та дружбы народов. Сер.: Инженерные исследования*. – 2015. – № 3. – С. 104–112.
4. Гатауллин Р.Н. Состояние разработки месторождений тяжелой нефти и природных битумов // *Вестн. Технол. ун-та*. – 2018. – Т. 21, № 10. – С. 71–82.
5. Thomas S. Enhanced oil recovery-an overview // *Oil & Gas Science and Technology-Revue de l'IFP*. – 2008. – Vol. 63. – No. 1. – P. 9–19. DOI: 10.2516/ogst:2007060
6. A review of novel techniques for heavy oil and bitumen extraction and upgrading / A. Shah [et al.] // *Energy & Environmental Science*. – 2010. – Vol. 3. – No. 6. – P. 700–714.
7. Хисамов Р.С. Анализ эффективности выработки запасов сверхвязкой битуминозной нефти при парогравитационном воздействии // *Нефтяное хозяйство*. – 2014. – № 7. – С. 24–27.
8. Сидоров И.В., Фоминых О.В., Коротенко В.А. Анализ эффективности применения горизонтальных скважин для добычи высоковязкой нефти месторождения Катангли // *Нефтепромысловое дело*. – 2014. – № 10. – С. 24–27.
9. Walters D.A., Wang J., Settari A. A geomechanical methodology for determining maximum operating pressure in SAGD reservoirs // *SPE Heavy Oil Conference Canada*. – Calgary, 2012. – SPE-157855-MS. DOI.org/10.2118/157855-MS
10. Rahmati E., Nouri A., Fattahpour V. Numerical assessment of the maximum operating pressure for SAGD projects considering the effects of anisotropy and natural fractures // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2017. – Vol. 157. – P. 196–206. DOI.org/10.1016/j.petrol.2017.07.005
11. Kostina A., Zhelнин M., Plekhov O. Thermo-mechanical model of steam injection in porous media // *Procedia Structural Integrity*. – 2018. – Vol. 13. – P. 1159–1164.
12. Uribe-Patino J.A., Alzate-Espinosa G.A., Arbelaez-Londono A. Geomechanical aspects of reservoir thermal alteration: A literature review // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2017. – Vol. 152. – P. 250–266. DOI.org/10.1016/j.petrol.2017.03.012
13. Tao Q., Ghassemi A. Poro-thermoelastic borehole stress analysis for determination of the in situ stress and rock strength // *Geothermics*. – 2010. – Vol. 39. – No. 3. – P. 250–259. DOI.org/10.1016/j.geothermics.2010.06.004
14. Gomar M., Goodarznia I., Shadzadeh S.R. Transient thermo-poroelastic finite element analysis of borehole breakouts // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. – 2014. – Vol. 71. – P. 418–428. DOI.org/10.1016/j.ijrmms.2014.08.008
15. Poro-thermoelastic effect on wellbore stability in transversely isotropic medium subjected to local thermal non-equilibrium / J. Gao [et al.] // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. – 2017. – Vol. 96. – P. 66–84. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2016.12.007
16. Yin Y., Liu Y. FEM Analysis of fluid-structure interaction in thermal heavy oil recovery operations // *Sustainability*. – 2015. – Vol. 7. – P. 4035–4048. DOI:10.3390/su7044035
17. Zhou Q., Shao J. Micromechanics of rock damage: Advances in the quasi-brittle field // *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*. – 2017. – Vol. 9. – P. 29–40. DOI: 10.1016/j.jrmge.2016.11.003
18. Shen W.Q., Shao J.F. Some mechanical models of elastoplastic behaviors of porous materials // *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*. – 2017. – Vol. 9. – P. 1–17. DOI: 10.1016/j.jrmge.2016.06.011
19. Collins P.M. Geomechanical Effects on the SAGD Process // *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. – 2007. – Vol. 10. – No. 4. – P. 367–375. DOI.org/10.2118/97905-PA
20. Modelling of 4D seismic data for the monitoring of steam chamber growth during the SAGD process / O.O. Lerat [et al.] // *Journal of Canadian Petroleum Technology*. – 2010. – Vol. 49. – No. 6. – P. 21–30. DOI.org/10.2118/2009-095
21. Numerical coupling of geomechanics and fluid flow during steam injection in SAGD / S. Zandi [et al.] // *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. – Tulsa, 2010. – SPE-129739-MS. DOI:10.2523/129739-ms
22. Coupled geomechanical and thermal simulation of SAGD process / X. Bao [et al.] // *SPE Heavy Oil Conference-Canada*. – Calgary, 2013. – SPE-165423-MS. DOI.org/10.2118/165423-MS
23. Impact of geomechanical effects during SAGD process in a meander belt / I. Malinouskaya [et al.] // *Oil & Gas Sciences and Technology-Revue de l'IFP Energies nouvelles*. – 2018. – Vol. 73. – No. 7. – P. 1–7. DOI.org/10.2516/ogst/2018011
24. Butler R.M., McNab G.S., Lo H.Y. Theoretical studies on the gravity drainage of heavy oil during in-situ steam heating // *Canadian Journal of Chemical Engineering*. – 1981. – Vol. 59. – No. 4. – P. 455–460. DOI.org/10.1002/cjce.5450590407
25. Azad A., Chalaturnyk R.J. An improved SAGD analytical simulator: Circular steam chamber geometry // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2012. – Vol. 82. – P. 27–37. DOI.org/10.1016/j.petrol.2012.01.003
26. Prediction for steam chamber development and production performance in SAGD process / W. Shaolei [et al.] // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2014. – Vol. 19. – P. 303–310. DOI: 10.2118/170002-MS
27. Keshavaraz M., Harding T.G., Chen Z.J. Modification of Butler's unsteady-state SAGD theory to include vertical growth of steam chamber // *SPE Canada Heavy Oil Technical Conference*. – Calgary, 2016. – SPE-180733-MS. DOI.org/10.2118/180733-MS
28. Моделирование процесса парогравитационного дренирования с учетом предельного градиента давления / Р.С. Хисамов [и др.] // *Нефтяное хозяйство*. – 2018. – № 8. – С. 48–51. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-8-48-51
29. Pao W.K.S., Lewis R.W., Masters I. A fully coupled hydro-thermo-poro-mechanical model for black oil reservoir simulation // *International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*. – 2001. – Vol. 25. – No. 12. – P. 1229–1256. DOI.org/10.1002/nag.174
30. A fully coupled thermo-hydro-mechanical model for unsaturated porous media / W. Chen [et al.] // *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*. – 2009. – Vol. 1. – P. 31–40. DOI.org/10.3724/SP.J.1235.2009.00031
31. Lin B., Chen S., Jin Y. Evaluation of reservoir deformation induced by water injection in SAGD wells considering formation anisotropy, heterogeneity and thermal effect // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2017. – Vol. 157. – P. 767–779. DOI.org/10.1016/j.petrol.2017.07.067

32. A novel fully-coupled flow and geomechanics model in enhanced geothermal reservoirs / L. Hu [et al.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2013. – Vol. 107. – P. 1–11. DOI.org/10.1016/j.petrol.2017.07.067

33. Settari A. Physics and modeling of thermal flow and soil mechanics in unconsolidated porous media // *SPE Production Engineering*. – 1992. – Vol. 7. – No. 1. – P. 47–55. DOI.org/10.2118/18420-PA

34. Zimmerman R.W., Somerton W.H., King M.S. Compressibility of porous rocks // *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*. – 1986. – Vol. 91. – P. 12765–12777. DOI: 10.1029/JB091iB12p12765

35. Osorio J.G., Chen H-Y., Teufel L.W. Numerical simulation of coupled fluid-flow/geomechanical behavior of tight gas reservoirs with stress sensitive permeability // *Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. – Rio de Janeiro, 1997. – SPE-39055-MS. DOI.org/10.2118/39055-MS

36. McKee C.R., Bumb A.C., Koenig R.A. Stress-dependent permeability and porosity of coal and other geologic formations // *SPE Formation Evaluation*. – 1988. – Vol. 3. – No. 1. – P. 81–91. DOI.org/10.2118/12858-PA

37. A modeling approach for analysis of coupled multiphase fluid flow, heat transfer, and deformation in fractured porous rock / J. Rutqvist [et al.] // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. – 2002. – Vol. 39. – No. 4. – P. 429–442. DOI: 10.1016/S1365-1609(02)00022-9

38. Wang Y., Dusseault M. B. The effect of quadratic gradient terms on the borehole solution in poroelastic media // *Water Resources Research*. – 1991. – Vol. 27. – No. 12. – P. 3215–3223. DOI.org/10.1029/91WR01552

39. Wang Y., Lu B. A coupled reservoir-geomechanics model and applications to wellbore stability and sand prediction //

SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium. – Porlamar, 2001. – SPE-69718-MS. DOI.org/10.2118/69718-MS

40. Coupled fluid flow and geomechanical deformation modeling / S.E. Minkoff [et al.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2003. – Vol. 38. – No. 1–2. – P. 37–56. DOI: 10.1016/S0920-4105(03)00021-4

41. Du J., Wong R.C.K. Coupled geomechanics reservoir simulation of UTF phase a project using a full permeability tensor // *Journal of Canadian Petroleum Technology*. – 2009. – Vol. 48. – No. 7. – P. 66–73. DOI.org/10.2118/09-07-66

42. Li P., Chalaturnyk R.J. Discussion of SAGD and geomechanics // *The Journal of Canadian Petroleum Technology*. – 2003. – Vol. 42. – No. 9. – P. 37–39. DOI: 10.2118/03-09-discussion

43. Azad A., Chalaturnyk R.J. Geomechanical coupling simulation in SAGD process; a linear geometry model // *3rd CANUS Rock Mechanics Symposium*. – Toronto, 2009. – 4153 p.

44. Костина А.А., Желнин М.С., Плехов О.А. Исследование особенностей движения нефти в пористой среде в процессе парогравитационного дренажа // *Вестн. Перм. науч. центра*. – 2018. – № 3. – С. 6–16. DOI: 10.7242/1998-2097/2018.3.1

45. Lake L.W. *Enhanced Oil Recovery*. – Englewood Cliffs: Prentice-Hall Inc., 1989. – 550 p.

46. Experimental and computational investigation of vertical downflow condensation / H. Lee [et al.] // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. – 2015. – Vol. 85. – P. 865–879. DOI.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2015.02.037

47. Коноплев Ю.П. Научно-методические основы проектирования и анализа термошахтной разработки нефтяных месторождений: дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.17. – М., 2004. – 253 с.

References

1. Shafiei A., Dusseault M.B. Geomechanics of thermal viscous oil production in sandstones *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2013, vol. 103, pp. 121–139. DOI:10.1016/j.petrol.2013.02.001

2. Yashchenko I.G. Trudnoizvlekaemye nefiti: fiziko-himicheskie svoystva i ekologicheskie posledstviia ikh dobychi [Unconventional oil: physico-chemical properties and environmental effects of recovery]. *Exposition Oil Gas*, 2014, no.1, pp. 30-35.

3. Malukov V.P., Alibekov M.E. Innovatsionnye tehnologii intensivatsii dobychi nefiti iz neodnorodnykh plastov na mestorozhdeniakh sverhviazkikh neftei Tatarstana [Innovative technologies in oil recovery from heterogeneous crude oil reservoirs of Tatarstan]. *Bulleten of RUDN university. Series: Engineering Research*, 2015, no.3, pp. 104-112.

4. Gataullin R.N. Sostoianie razrabotki mestorozhdenii tiazheloi nefiti i prirodnykh bitumov [State of recovery of heavy oil and natural bitumen]. *Bulletin of the Technological university*, 2018, vol. 21, no.10, pp. 71-82.

5. Thomas S. Enhanced oil recovery-an overview. *Oil & Gas Science and Technology-Revue de l'IFP*, 2008, vol. 63, no. 1, pp. 9-19. DOI: 10.2516/ogst:2007060.

6. Shah A., Fishwick A., Wood J., Leake G.A. A review of novel techniques for heavy oil and bitumen extraction and upgrading. *Energy & Environmental Science*, 2010, vol. 3, no. 6, pp. 700-714.

7. Hisamov R.S. Analiz effektivnosti vyrabotki zapasov sverkhviazkoï bituminoznoi nefiti pri parogravitatsionnom vozdeystvii [Analysis of steam-assisted gravity drainage effectiveness for crude oil recovery]. *Oil Industry*, 2014, no.7, pp. 24-27.

8. Sidorov I.V., Fominukh O.V., Korotenko V.A. Analiz effektivnosti primeneniia gorizontaľnykh skvazhin dlia dobychi

vysokoviazkoï nefiti mestorozhdeniia Katangli [Analysis of effectiveness of horizontal wells for crude oil recovery in Katangli]. *Petroleum engineering*, 2014, no.10, pp. 24-27.

9. Walters D.A., Wang J., Settari A. A geomechanical methodology for determining maximum operating pressure in SAGD reservoirs. *SPE Heavy Oil Conference Canada*. Calgary, 2012, SPE-157855-MS. DOI:10.2118/157855-MS

10. Rahmati E., Nouri A., Fattahpour V. Numerical assessment of the maximum operating pressure for SAGD projects considering the effects of anisotropy and natural fractures. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 157, pp. 196-206. DOI:10.1016/j.petrol.2017.07.005

11. Kostina A., Zhelnin M., Plekhov O. Thermo-mechanical model of steam injection in porous media. *Procedia Structural Integrity*, 2018, vol. 13, pp. 1159-1164.

12. Uribe-Patino J.A., Alzate-Espinosa G.A., Arbelaez-Londono A. Geomechanical aspects of reservoir thermal alteration: A literature review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 152, pp. 250-266. DOI:10.1016/j.petrol.2017.03.012

13. Tao Q., Ghassemi A. Poro-thermoelastic borehole stress analysis for determination of the in situ stress and rock strength. *Geothermics*, 2010, vol. 39, no. 3, pp. 250-259. DOI: 10.1016/j.geothermics.2010.06.004

14. Gomar M., Goodarznia I., Shadizadeh S.R. Transient thermo-poroelastic finite element analysis of borehole breakouts. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2014, vol. 71, pp. 418-428. DOI:10.1016/j.ijrmmms.2014.08.008

15. Gao J., Deng J., Lan K., Feng Y., Zhang W., Wang H. Poro-thermoelastic effect on wellbore stability in transversely isotropic medium subjected to local thermal non-equilibrium. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2017, vol. 96, pp. 66-84. DOI: 10.1016/j.ijrmmms.2016.12.007

16. Yin Y., Liu Y. FEM Analysis of fluid-structure interaction in thermal heavy oil recovery operations. *Sustainability*, 2015, vol. 7, pp. 4035-4048. DOI:10.3390/su7044035
17. Zhou Q., Shao J. Micromechanics of rock damage: Advances in the quasi-brittle field. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 2017, vol.9, pp. 29-40. DOI: 10.1016/j.jrmge.2016.11.003
18. Shen W.Q., Shao J.F. Some mechanical models of elastoplastic behaviors of porous materials. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 2017, vol. 9, pp. 1-17. DOI: 10.1016/j.jrmge.2016.06.011
19. Collins P. M. Geomechanical effects on the SAGD process. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2007, vol. 10, no. 4, pp. 367-375. DOI:10.2118/97905-PA
20. Lerat O. O., Adjeman F., Baroni A., Etienne G. Modelling of 4D seismic data for the monitoring of steam chamber growth during the SAGD process. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2010, vol. 49, no. 6, pp. 21-30. DOI:10.2118/2009-095
21. Zandi S., Renard G., Nauroy J.-F., Guy N., Tijani M. Numerical coupling of geomechanics and fluid flow during steam injection in SAGD. *SPE improved oil recovery symposium*. Tulsa, 2010, SPE-129739-MS. DOI:10.2523/129739-ms
22. Bao X., Deng H., Zhong H., Liu H., Chen Z., Dong C. Coupled geomechanical and thermal simulation of SAGD process. *SPE Heavy Oil Conference-Canada*. Calgary, 2013, SPE-165423-MS. DOI:10.2118/165423-MS
23. Malinouskaya I., Preux C., Guy N., Etienne G. Impact of geomechanical effects during SAGD process in a meander belt. *Oil & Gas Sciences and Technology—Revue d'IFP Energies nouvelles*, 2018, vol. 73, no. 7, pp. 1-7. DOI:10.2516/ogst/2018011
24. Butler R.M., McNab G.S., Lo H.Y. Theoretical studies on the gravity drainage of heavy oil during in-situ steam heating. *Canadian Journal of Chemical Engineering*, 1981, vol. 59, no. 4., pp. 455-460. DOI:10.1002/cjce.5450590407
25. Azad A., Chalaturnyk R. J. An improved SAGD analytical simulator: Circular steam chamber geometry. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2012, vol. 82, pp. 27-37. DOI:10.1016/j.petrol.2012.01.003
26. Shaolei W., Linsong C., Wenjun H., Shijun H., Shuai L. Prediction for steam chamber development and production performance in SAGD process. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2014, vol. 19, pp. 303-310. DOI: 10.2118/170002-MS
27. Keshavaraz M., Harding T.G., Chen Z.J. Modification of Butler's unsteady-state SAGD theory to include vertical growth of steam chamber. *SPE Canada Heavy Oil Technical Conference*. Calgary, 2016, SPE-180733-MS. DOI:10.2118/180733-MS
28. Hisamov R.S., Morozov P.E., Hairullin M.H., Shamsiev M.N., Abdullin A.I. Modelirovanie protsessa paragravitatsionnogo drenirovaniia s uchetom predel'nogo gradienta davleniia [Simulation of steam-assisted gravity drainage process taking into account limiting pressure gradient]. *Oil Industry*, 2018, no. 8, pp. 48-51. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-8-48-51
29. Pao W. K. S., Lewis R. W., Masters I. A fully coupled hydro-thermo-poro-mechanical model for black oil reservoir simulation. *International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*, 2001, vol. 25, no. 12, pp. 1229-1256. DOI:10.1002/nag.174
30. Chen W., Tan X., Yu H., Wu G., Jia S. A fully coupled thermo-hydro-mechanical model for unsaturated porous media. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 2009, vol. 1, pp. 31–40. DOI:10.3724/SP.J.1235.2009.00031
31. Lin B., Chen S., Jin Y. Evaluation of reservoir deformation induced by water injection in SAGD wells considering formation anisotropy, heterogeneity and thermal effect. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, vol. 157, pp. 767-779. DOI:10.1016/j.petrol.2017.07.067
32. Hu L., Winterfeld P. H., Fakcharoenphol P., Wu Y.-S. A novel fully-coupled flow and geomechanics model in enhanced geothermal reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2013, vol. 107, pp. 1-11. DOI:10.1016/j.petrol.2017.07.067
33. Settari A. Physics and modeling of thermal flow and soil mechanics in unconsolidated porous media. *SPE Production Engineering*, 1992, vol. 7, no. 1, pp. 47-55. DOI:10.2118/18420-PA
34. Zimmerman R.W., Somerton W.H., King M.S. Compressibility of porous rocks. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 1986, vol. 91, pp. 12765-12777. DOI: 10.1029/JB091iB12p12765
35. Osorio J.G., Chen H.-Y., Teufel L.W. Numerical simulation of coupled fluid-flow/geomechanical behavior of tight gas reservoirs with stress sensitive permeability. *Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Rio de Janeiro, 1997, SPE-39055-MS. DOI:10.2118/39055-MS
36. McKee C. R., Bumb A. C., Koenig R. A. Stress-dependent permeability and porosity of coal and other geologic formations. *SPE Formation Evaluation*, 1988, vol. 3, no. 1, pp. 81-91. DOI:10.2118/12858-PA
37. Rutqvist J., Wu Y.-S., Tsang C.-F., Bodvarsson G. A modeling approach for analysis of coupled multiphase fluid flow, heat transfer, and deformation in fractured porous rock. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2002, vol. 39, no. 4, pp. 429-442. DOI: 10.1016/S1365-1609(02)00022-9
38. Wang Y., Dusseault M. B. The effect of quadratic gradient terms on the borehole solution in poroelastic media. *Water Resources Research*, 1991, vol. 27, no. 12, pp. 3215-3223. DOI:10.1029/91WR01552
39. Wang Y., Lu B. A coupled reservoir-geomechanics model and applications to wellbore stability and sand prediction. *SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium*. Porlamar, 2001, SPE-69718-MS. DOI:10.2118/69718-MS
40. Minkoff S. E., Stoneb C. M., Bryanc S., Peszynskac M., Wheeler M. F. Coupled fluid flow and geomechanical deformation modeling. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2003, vol. 38, no. 1-2, pp. 37-56. DOI: 10.1016/S0920-4105(03)00021-4
41. Du J., Wong R. C. K. Coupled geomechanics reservoir simulation of UTF phase a project using a full permeability tensor. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2009, vol. 48, no. 7, pp. 66-73. DOI:10.2118/09-07-66
42. Li P., Chalaturnyk R.J. Discussion of SAGD and geomechanics. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2003, vol. 42, no. 9, pp. 37-39. DOI: 10.2118/03-09-discussion
43. Azad A., Chalaturnyk R. J. Geomechanical coupling simulation in SAGD process; a linear geometry model. *3rd CANUS Rock Mechanics Symposium*. Toronto, 2009, paper 4153.
44. Kostina A.A., Zhelnin M.S., Plekhov O. Issledovanie osobennostei dvizheniia nefi v poristoï srede v protsesse paragravitatsionnogo drenazha [Study of oil filtration during steam-assisted gravity drainage process]. *Bulletin of Perm Scientific Center*, 2018, no. 3, pp. 6-16. DOI: 10.7242/1998-2097/2018.3.1
45. Lake L.W. *Enhanced Oil Recovery*. Englewood Cliffs, Prentice-Hall Inc., 1989, 550 p.
46. Lee H., Kharangte C.R., Mascarenhas N. Experimental and computational investigation of vertical downflow condensation. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2015, vol. 85, pp. 865-879. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2015.02.037
47. Konoplev Yu. P. Nauchno-metodicheskie osnovy proektirovaniia i analiza termoskhakthnoï razrabotki nefiiankh mestorozhdenii [Scientific and methodological foundations of design and analysis of thermomine oil field development]: dissertatsiia ... doktora tekhnicheskikh nauk (doctor of philosophy thesis): 25.00.17. Moscow, 2004, 253 p.