

# О влиянии высокочастотного электромагнитного поля на процессы смешивающегося неизотермического течения многокомпонентной многофазной жидкости в сложных средах

Хисматуллина Ф.С.<sup>1,2</sup>, Демид М.С.<sup>2</sup>, Закирова Д.Р.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия, <sup>2</sup>РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Москва, Россия  
farida.khismatullina@lukoil.com

## Аннотация

Классические методы моделирования многофазной многокомпонентной фильтрации, в частности, моделирование высокочастотного электромагнитного (ВЧ ЭМ) воздействия на насыщенный пласт, используют модели простой сжимаемости, в которых не учитываются эффекты ограниченного растворения компонентов друг в друге, а при осуществлении расчета многофазных течений с фазовыми переходами такой способ некорректен. Более того, такие расчеты проводятся для каких-то гипотетических пластов или пластов с усредненными свойствами.

В данной работе предлагается воспользоваться свойствами конкретного пласта напрямую: использовать результаты экспериментальных исследований пластовых нефтей месторождения, с помощью специализированных симуляторов создать модель свойств, согласованных между собой, настроить модель на эти результаты исследований, таким образом получить распределение свойств по реальному пласту в виде набора свойств флюидов. Вместо уравнения состояния использовать базу данных свойств: плотности, объемных коэффициентов в зависимости от давления, температуры и насыщенностей в данной точке пласта. Эту базу данных применить к аналитической задаче для наблюдения поведения пласта в условиях воздействия высокочастотного электромагнитного поля (ВЧ ЭМП), т.е. в условиях изменения температуры, давления, концентраций компонент в потоке. Таким образом, предлагается связать фундаментальную математическую задачу с практической разработкой месторождений.

## Материалы и методы

Результаты экспериментальных исследований пластовых нефтей месторождения, PVT-симулятор, Python-скрипт для вычисления PVT-свойств.

## Ключевые слова

высокочастотное электромагнитное поле, насыщенная пористая среда, фильтрация, фазовый переход, флюид, высоковязкая нефть залежь углеводородов, процессы тепло- и массопереноса, неизотермическая PVT-модель

## Для цитирования

Хисматуллина Ф.С., Демид М.С., Закирова Д.Р. О влиянии высокочастотного электромагнитного поля на процессы смешивающегося неизотермического течения многокомпонентной многофазной жидкости в сложных средах // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 61–67.  
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-61-67

Поступила в редакцию: 20.11.2023

OIL PRODUCTION

UDC 533.583.2+537.868 | Original Paper

## On the influence of a high-frequency electromagnetic field on the processes of mixing non-isothermal flow of a multicomponent multiphase liquid in complex media

Khismatullina F.S.<sup>1,2</sup>, Demid M.S.<sup>2</sup>, Zakirova D.R.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>“LUKOIL-Engineering” LLC, Moscow, Russia, <sup>2</sup>Gubkin University, Moscow, Russia.  
farida.khismatullina@lukoil.com

## Abstract

Classical methods of modeling multiphase multicomponent filtration, in particular, modeling of high-frequency electromagnetic (HF EM) influence on saturated reservoir use simple compressibility models, which do not take into account the effects of limited dissolution of components in each other. This method is not correct when calculating multiphase flows with phase transitions. Moreover, such calculations are performed for some hypothetical reservoirs or reservoirs with averaged properties.

In this paper we propose to use the properties of a particular reservoir directly: use the results of experimental studies of reservoir oils of the field, use specialized simulators to create a model of properties, consistent with each other, adjust the model to these results of studies, thus obtaining the distribution of properties of the real reservoir in the form of a set of fluid properties. Instead of an equation of state, use a database of properties: density, volume coefficients as a function of pressure, temperature, and saturations at a given point in the reservoir. This database should be applied to the analytical problem to observe the reservoir behavior under the influence of high-frequency electromagnetic field (HF EMF), i.e. under the conditions of changing temperature, pressure, concentrations of components in the flow. Thus, it is proposed to connect the fundamental mathematical problem with practical field development.

## Materials and methods

Results of experimental studies of reservoir oils of the field, PVT-simulator, python-script for calculation of PVT-properties.

## Keywords

high-frequency electromagnetic field, saturated porous medium, filtration, phase transition, fluid, high-viscosity oil, hydrocarbon reservoir, heat and mass transfer processes, non-isothermal PVT model

## For citation

Khismatullina F.S., Demid M.S., Zakirova D.R. On the influence of a high-frequency electromagnetic field on the processes of mixing non-isothermal flow of a multicomponent multiphase liquid in complex media. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 61–67. (In Russ.)  
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-61-67

Received: 20.11.2023

## Введение

В условиях уменьшения запасов легких нефтей возникает потребность в разработке месторождений высоковязких нефтей и природных битумов. Однако для разработки таких ресурсов нужны специальные технологии. Как правило, высоковязкие нефти разрабатываются с использованием тепловых методов. Одним из перспективных тепловых методов является высокочастотное электромагнитное воздействие [1–6]. Одним из сдерживающих факторов при внедрении данного метода является отсутствие инструментов для моделирования воздействия.

Высокочастотное электромагнитное воздействие на пласт и призабойную зону основано на использовании особенностей термогидродинамических процессов в продуктивных коллекторах [7–9]. Поле действует, в частности, на компоненты тяжелых нефтей, образующие сложные конгломераты и сетчатые структуры с полярными элементами, такие как смолы и асфальтены, потому что они являются полярными соединениями. Под действием внешнего поля полярные составляющие соединений начинают ориентироваться вдоль направления поля, а так как это поле меняет свое направление с высокой частотой, то происходит разрушение этих структур и выделение теплоты. Усиление воздействия ВЧ ЭМ нагрева проводится закачкой смешивающимся с пластовым флюидом агента, которое происходит за счет дополнительного уменьшения вязкости углеводородного флюида в результате смешивания и вследствие уменьшения требуемой температуры нагрева флюида [10–12].

Классические подходы к решению задачи фильтрации, в частности, при моделировании ВЧ ЭМ воздействия [13] используют модели простой сжимаемости, в решениях используются осредненные свойства флюидов и параметры гипотетических пластов, поэтому они не учитывают эффекты ограниченного растворения компонентов друг в друге, а при осуществлении расчета многофазных течений с фазовыми переходами такой подход некорректен. Для моделирования ВЧ ЭМ прогрева пласта на данный момент не существует инструмента, сочетающего возможности учета температурных изменений в пласте со смешиваемостью фаз и вычислительной простотой метода.

В данной работе осуществлена связь классической математической модели воздействия ВЧ ЭМ поля с реальными пластовыми условиями. Основная сложность задачи заключается в исключении описания PVT-свойств флюидов через сложные уравнения состояния многокомпонентной многофазной системы, которой является нефтяной пласт, с учетом того, что термобарические условия в процессе ВЧ воздействия и фильтрации флюидов будут непрерывно меняться.

Чтобы учесть то, что происходит в пласте в реальности, по нашему мнению, самый лучший путь — воспользоваться свойствами конкретного пласта напрямую, т.е. использовать результаты экспериментальных исследований пластовых нефтей месторождения,

с помощью специализированных симуляторов создать модель свойств (PVT-свойств), согласованных между собой, настроить модель на эти результаты исследований, таким образом получить распределение свойств по реальному пласту в виде набора свойств флюидов. И эту базу данных (БД) свойств — плотности, объемных коэффициентов в зависимости от давления, температуры и насыщенности (т.н. PVT-таблицы) в данной точке пласта — уже можно использовать в аналитической задаче для наблюдения поведения пласта в условиях воздействия ВЧ ЭМП, т.е. условий изменения температуры, давления, концентраций компонент в потоке. БД будет использоваться вместо уравнений состояния системы, которые задаются в аналитических задачах.

Постановка данной задачи и краткое описание методики расчета свойств фаз, участвующих в совместной фильтрации при воздействии ВЧ ЭМ поля, приведена в работе [14]. В данной работе описаны подходы к решению задачи, инструменты для решения и тестирования задачи, приведены результаты расчетов оценки влияния внедрения нового метода расчета свойств флюида, произведены сравнительные расчеты двух моделей задачи: с использованием осредненных свойств флюидов и параметрами гипотетических пластов и с использованием реальных свойств и параметров.

## Постановка задачи

В рамках описания физической постановки задачи рассмотрим процесс фильтрации в пористом пространстве многокомпонентного многофазного флюида, в частности, высоковязкой нефти с включениями, асфальтосмолистых и парафиновых отложений, смешивающегося растворителя, нагнетаемого в пласт. При воздействии высокочастотным электромагнитным излучением за счет поглощения энергии поля максимальный нагрев пласта и флюидов происходит не на стенке скважины, а на некотором расстоянии от нее в пласте, а также закачиваемый агент несет нагретую жидкость из призабойной зоны скважины в глубь пласта. Температура в рассматриваемой системе постепенно увеличивается и в некоторой области достигает температуры плавления твердых включений, где начинается фазовый переход твердых частиц в жидкое состояние. Расплав твердой фазы также вовлекается в процесс фильтрации закачиваемого растворителя и нефти. Вследствие дальнейшего нагрева среды ВЧ ЭМ полем область фазового перехода будет распространяться и в глубь пласта, и к забою скважины.

Для математического описания этого неизоэнтальпического процесса, по сути многофазной многокомпонентной неизотермической фильтрации флюидов в пористой среде, справедливы следующие фундаментальные законы и уравнения: закон сохранения вещества для каждого компонента (1), закон сохранения энергии (2), модель распределенных источников тепла [15, 16] при ВЧ ЭМ воздействии на диэлектрическую среду (3).

$$\int_V \frac{\partial(mN_c)}{\partial t} dV = \int_A \sum_f (-x_c^p \zeta_p^d \vec{u}) \times \vec{n} dA + \int_A (\vec{v} \times \vec{n}) dA + Q_s \quad (1)$$

$$\int_V \frac{\partial(C_c T)}{\partial t} dV = - \int_A \lambda_c' \nabla T \vec{n} dA + \int_A T_f u_f^e dA + q^e(\vec{r}) + Q_f \quad (2)$$

$$C_c = \left[ [C_r \rho_r (1-m)] + \sum_{f=1}^p (x_c^p \zeta_p^d m) \right] \\ \lambda_c' = \left[ \sum_{f=1}^p k_f (\lambda_{hf}^f \times \vec{n}) + k_r (\lambda_{hf}^r \times \vec{n}) \right]$$

$$Q_f = \begin{cases} -l_f \Delta N_f, & \text{при } T > T_{nl} \\ l_f \Delta N_f, & \text{при } T < T_{nl} \end{cases}$$

$$q^e(\vec{r}) = \frac{\omega^2 \epsilon \mu N_0 \times tg(\delta)}{2\pi r_{wb} h} \times \frac{|H_0^2(\vec{r})|^2}{\text{Re}\{ik^* H_0^*(\vec{r}_{wb}) \cdot H_1^{2*}(\vec{r}_{wb})\}} \quad (3)$$

$$\tilde{r} = kr = (\beta - \alpha + i)r$$

$$\beta = \omega \sqrt{\frac{\epsilon \mu}{2}} (\sqrt{1 + tg^2 \delta} - 1)$$

$$\alpha = \omega \sqrt{\frac{\epsilon \mu}{2}} (\sqrt{1 + tg^2 \delta} + 1)$$

Начальные и граничные условия замыкают эту систему уравнений:

$$P(r, 0) = P_0 \quad T(r, 0) = T_0$$

$$\frac{\partial P}{\partial r}(r_{max} \rightarrow \infty, t)$$

$$\lim \left( \sum_f x_c^p \zeta_p^d A \frac{\partial P}{\partial r} \right)_{r_b} = -N_{inj} \quad (4)$$

$$\frac{\partial T}{\partial r}(r_{max} \rightarrow \infty, t);$$

$$\lim \left( \frac{\partial U}{\partial r} \right)_{r_b} = N_{inj} C_c T.$$

Здесь  $m$  — пористость, д.е.,  $N_c$  — мольная концентрация, моль/м<sup>3</sup>;  $Q_s$  — количество вещества, привнесенного извне, моль/с;  $x_c^p$  — доля компонента  $c$  в фазе  $p$ ;  $\zeta_p^d$  — мольная плотность фазы, моль/м<sup>3</sup>;  $\vec{u}$  — поток флюида, м/с;  $\vec{v}$  — скорость изменения концентрации, моль/м<sup>2</sup>/с;  $A$  — площадь поверхности объема, м<sup>2</sup>;  $V$  — объем, м<sup>3</sup>;  $t$  — время, сек;  $\sum_f (-x_c^p \zeta_p^d u)$  — суммарный поток компонента, распределенный по выделенным фазам, моль/м<sup>2</sup>/с;  $C_c$  — эффективная теплоемкость ячейки, Дж/м<sup>3</sup>/К;  $C_r$  — мольная теплоемкость горной породы, Дж/моль/К;  $\lambda_c'$  — эффективная теплопроводность, Вт/м<sup>2</sup>/К;  $\rho_r$  — мольная

плотность горной породы, моль/м<sup>3</sup>;  $k_f$  — коэффициент, характеризующий долю площади занимаемого флюидом в перпендикулярном направлении передачи тепла, д.е.;  $\lambda_{ff}^e$  — теплопроводность флюида, Вт/м<sup>2</sup>/К;  $\lambda_{ff}^i$  — теплопроводность горной породы, Вт/м<sup>2</sup>/К;  $u_f^e$  — количество вещества, переносающего энергию, Вт/м<sup>2</sup>/К;  $C_p$  — теплоемкость фазы, Дж/моль/К;  $Q_f$  — температурный эффект фазовых переходов, Дж/с;  $T_{nz}$  — температура плавления, К;  $\Delta N_f$  — количество вещества, совершившего фазовый переход, моль/с;  $l_f$  — мольная удельная энергия фазового перехода, Дж/моль;  $H_v^{(m)}$  — функция Ханкеля;  $tg(\delta)$  — тангенс угла диэлектрических потерь;  $N_0$  — мощность излучателя, Вт;  $\omega$  — круговая частота, Гц;  $\varepsilon$  и  $\mu$  — относительная комплексная диэлектрическая и магнитная проницаемости среды;  $h$  — толщина пласта, м;  $r_{wb}$  — радиус скважины, м.

Согласно выражению (1), изменение количества вещества происходит за счет движения флюидов, за счет диффузии и притока или оттока, связанных с работой скважины. Закон сохранения энергии (2) показывает, что изменение энергии происходит за счет теплопроводности, конвективного переноса, воздействия ВЧ ЭМ поля, фазовых переходов. Энергия электромагнитного поля (3) частично поглощается диэлектрической средой, в результате чего в среде появляются распределенные источники тепла с объемной плотностью теплового потока.

Для численного решения системы уравнений (1–4) необходимо перейти к дискретной постановке задачи, после чего произвести линеаризацию. Ниже приведена система уравнений (1–4) в результате дискретизации и линеаризации (5):

$$\begin{aligned}
 & \frac{V_{cell}}{\Delta t} (mN_{medium})_{cell}^{n+1} + P_{cell} \sum_{A \in S} [\lambda_{medium}] - \sum_{A \in S} [\lambda_{medium} P_A] + \\
 & + x_{heavy}^{medium} P_{cell} \sum_{A \in S} [\lambda_{medium}] - x_{heavy}^{medium} \sum_{A \in S} [\lambda_{medium} P_A] - q_{medium} - \\
 & - \frac{V_{cell}}{\Delta t} (mN_{medium})_{cell}^n = 0, \\
 & \frac{V_{cell}}{\Delta t} (mN_{heavy})_{cell}^{n+1} + P_{cell} \sum_{A \in S} [\lambda_{heavy}] - \sum_{A \in S} [\lambda_{heavy} P_A] + \\
 & + x_{medium}^{heavy} P_{cell} \sum_{A \in S} [\lambda_{heavy}] - x_{medium}^{heavy} \sum_{A \in S} [\lambda_{heavy} P_A] - \\
 & - q_{heavy} - \frac{V_{cell}}{\Delta t} (mN_{heavy})_{cell}^n = 0, \\
 & \frac{V_{cell}}{\Delta t} (C_{cell} T)_{cell}^{n+1} + T_{cell} \sum_A \lambda_{cell}^{term} - \sum_A \lambda_{cell}^{term} T_i - \sum_A A T_f u_{flow}^{energ} - \\
 & - W_{source} - \frac{V_{cell}}{\Delta t} (C_{cell} T)_{cell}^n = 0,
 \end{aligned} \tag{5}$$

где  $\lambda_{phase} = \frac{G}{\frac{1}{\lambda_i} + \frac{1}{\lambda_{i+1}}}$ ;  $G = \frac{2A}{\Delta r}$ ;  $\lambda_{i+1} = \frac{(\xi_{phase}^{density})_{i+1} (kk_r)_{i+1}}{\mu_{i+1}}$ ,

$$\lambda_i = \frac{(\xi_{phase}^{density})_i (kk_r)_i}{\mu_i}; \lambda_{cell}^{term} = \frac{A}{\frac{\Delta r}{2}} \times \left[ \frac{1}{\left( \frac{1}{\lambda_{cond}^{term}} \right)_{i+1} + \left( \frac{1}{\lambda_{cond}^{term}} \right)_{i-1}} \right].$$

Рис. 1. Система уравнений

Здесь индекс «medium» соответствует растворителю, индекс «heavy» нефти,  $\lambda_{medium}$  — проводимость фазы растворителя,  $\lambda_{heavy}$  — проводимость фазы нефти  $\lambda_{phase}$  — проводимость в обобщенной формулировке,  $x_{phase}^{comp}$  — доля компонента растворенного в фазе,  $\xi_{phase}^{density}$  — плотность фазы,  $k$  — абсолютная проницаемость,  $k_r$  — фазовая проницаемость,  $\mu$  — вязкость,  $G$  — геометрическая часть проводимости,  $A$  — площадь соединения ячеек,  $\Delta r$  — расстояние между ячейками,  $\lambda_{cond}^{term}$  — теплопроводность фазы,  $\lambda_{cell}^{term}$  — теплопроводность между двумя ячейками,  $\Delta t$  — длина временного шага,  $N$  — количество компонента в ячейке,  $t$  — пористость,  $V_{cell}$  — объем ячейки.

Полученная система уравнений при записи для каждой ячейки решается численно с использованием метода Ньютона. Схема, по которой осуществлялось решение, приведена на рисунке 2.

### Проблема задачи

На данном этапе основной проблемой является корректный учет плотности фазы, доли компонента в фазе, проницаемости и вязкости при расчете уравнения сохранения вещества для каждого компонента, т.е. моделирование свойств флюидов в пласте.

Основной проблемой при численном решении системы уравнений является способ расчета коэффициента проводимости  $\lambda_{c/b}(P, T, N)$  [17]

$$\lambda_{c/b}(P, T, N) = x(P, T, N) \rho(P, T, N) \frac{k}{\mu(P, T, N)}. \tag{6}$$

Для его нахождения необходимо рассчитать два очень важных параметра: плотность и вязкость, которые в отличие от классических задач являются функциями давления, температуры и концентрации компонентов.

На начальном этапе развития подземной гидромеханики при расчете проводимости пренебрегали влиянием сжимаемости [18] и изменением вязкости от давления, что позволяло решать подобную задачу аналитически. Дальнейшее развитие подземной гидромеханики было связано с численным решением сложных дифференциальных уравнений, это позволило учитывать более тонкие эффекты. На данном этапе стало возможным использовать линейные зависимости плотности (объемные коэффициенты) и вязкости от давления и при доработке подхода от температуры. Такой подход приемлем в случае расчета пластов, насыщенных только нефтью с низким давлением насыщения. Для пластов, насыщенных нефтью в контакте с газом, или в случае близости пластового давления и давления насыщения необходимо адаптировать подход расчета. В этих целях создана схема (PVT-модель), которую в специализированных симуляторах определяют через ключевые слова PVTO/PVTG. В рамках данной схемы можно выделить два элемента: ветвь насыщения, когда любое изменение давления сопровождается либо поглощением второй фазы, либо ее высвобождением, и вторая часть, в которую входят множество ветвей недонасыщенной нефти. Как правило, такой подход используют, когда вторая фаза — это газ, однако он принципиально применим и для смешения с растворителем. Преимуществами данного подхода для вычислений являются относительная простота и абстрагированность от физического наполнения.

Параллельно с усложнением подходов в подземной гидромеханике развивалась и термодинамика. Были предложены инструменты для построения моделей черной/летучей нефти гидродинамических симуляторах и физически наполненный подход моделирования PVT-соотношений с использованием сложных уравнений состояния (в рамках моделирования пластовых систем — композиционная модель флюида). У такого подхода есть существенный плюс: после построения данной модели и проверки ее на адекватность в интересующих пределах можно не задумываться о физическом содержании фазовых переходов при различных давлениях

и температурах, что особенно важно для высокочастотного электромагнитного воздействия. Однако этот метод имеет и минусы: данный подход требует решения сложной системы уравнений, что приводит к значительному увеличению времени расчета модели, и для их построения требуются значительные трудозатраты высококвалифицированных специалистов.

Для того чтобы построить модель летучей нефти, можно взять конкретную пробу, детально исследовать процессы разгазирования и сжимаемости на ступенях разгазирования, или же исследовать множество различных проб только в области разгазирования, и на основе этих данных в специализированных PVT-симуляторах построить общую композиционную модель, на основе которой построить модель летучей нефти.

Если рассматривать абстрактно переход от одной модели к другой, то необходимо указать на то, что композиционная модель на основе множества коэффициентов, описывающих каждый компонент специального кубического уравнения, определяет некоторое термодинамическое фазовое пространство. А модель летучей нефти представляет собой некоторый срез этого пространства в несколько измененных координатах. Можно построить такой же срез для различных температур в диапазоне, который характерен для высокочастотного воздействия. Если графически обратнo сложить эти срезы, мы получим фазовое пространство меньшей детальности, только теперь оно описывается не кубическим уравнением, а набором PVTO/PVTG подобных таблиц в измененных координатах. Таким образом, получен способ записи данных, достаточных для описания поведения нефти в контакте с растворителем под действием высокочастотного электромагнитного поля. Назовем данную модель термолетучей.

Отметим, что при переходе от композиционной модели к термолетучей разница между компонентом и фазой практически стирается. Это обусловлено тем, что каждый компонент может образовывать свою фазу, состоящую из себя самой и второго компонента, который также образует фазу.

### Подходы к решению задачи

Для использования таблиц с PVT-свойствами необходим также способ расчета свойств двух фаз, находящихся в контакте при данном давлении и температуре. Можно разбить нашу модель на две подмодели: состояние насыщенного флюида и ненасыщенного флюида. Первая, в отличие от изотермического случая, будет иметь вид не кривой, а плоскости, и для ее описания можно использовать двумерную линейную интерполяцию, где переменными будут давление и температура, а определяемыми параметрами — плотность, вязкость, растворимость одного компонента в другом. Эта подмодель описывает ситуацию, когда при заданных давлении и температуре заданный объем второй фазы не растворяется в первой, и они находятся в контакте. Вторая подмодель описывает фазу, когда второго компонента недостаточно для образования второй фазы. Для описания плотности и вязкости необходимо использовать метод  $n$ -мерной линейной интерполяции, где переменными будут давление, температура и содержание растворенного компонента.

Для определения свойств двухкомпонентной системы с заданной массой каждого компонента необходимо вначале определить

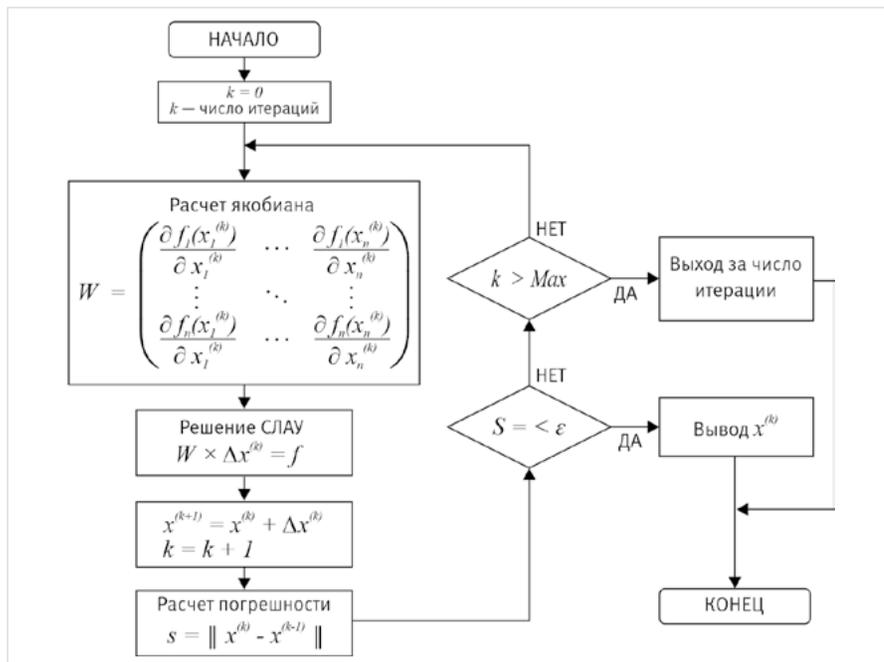


Рис. 2. Схема численного расчета системы уравнений  
Fig. 2. Schema for numerical calculation of the equation system

на основе насыщенной подмодели предельное содержание второго компонента в первой фазе. Если максимальное содержание компонента в первой фазе меньше заданной массы, то для расчета плотности и вязкости первой фазы используется первая подмодель. Свойства второй определяются по аналогии с первой, но без проверки на растворимость. Если же максимальное содержание компонента в первой фазе больше заданной массы, то используется вторая подмодель и определяются только свойства первой фазы по второй подмодели.

Итак, чтобы учитывать эффекты неизотермического процесса, предлагается объединить изотермические модели летучей нефти с жирным газом (PVTO/PVTG) для разных температур в диапазоне, характерном для высокочастотного воздействия, в одну термическую модель. Каждая подобная модель будет в таком случае представлять собой один расчетный шаг неизотермической задачи. Полученное множество термодинамических точек, соответствующих этим моделям, можно расположить в термодинамическом пространстве. PVTO/PVTG подобную модель образуют точки и линейные связи между ними на изотермическом срезе. Если достроить связи между ближайшими точками вне изотермических срезов, образуется единая неизотермическая модель.

### Инструменты для решения и тестирование задачи

Методика расчета свойств фаз, участвующих в смешивающейся фильтрации при ВЧ ЭМ воздействии, состоит в следующем:

- загрузка компонентного состава. Можно использовать практики, являющиеся общепринятыми в нефтяной отрасли;
- настройка на экспериментальные данные для каждой температуры. Очень точная настройка на каждый эксперимент позволяет выбрать необходимую температурную дискретизацию;
- сбор в единую модель с помощью созданного в процессе решения этой задачи python-скрипта для вычисления PVT-свойств в формат симулятора. Расчетный

модуль может работать с любой моделью стандартного формата.

Создан python-скрипт для вычисления PVT-свойств на языке программирования Python с использованием библиотек «numpy» и «scipy», где использовался модуль «Interpolation». Получено корректное воспроизведение табличных данных и промежуточных значений для всего диапазона давлений и температуры. В результате получено подтверждение работоспособности данного подхода, который был протестирован на созданной PVT-модели реального месторождения в PVT-симуляторе, для чего были выгружены PVTO/PVTG-модели для температур в диапазоне 50–200 °С, которые были использованы при решении аналитической задачи.

### Итоги

Для оценки влияния внедрения новой метода расчета свойств флюида произведены сравнительные расчеты двух моделей задачи: с использованием осредненных свойств флюидов и параметрами гипотетических пластов (на графиках: «осредненные PVT») и с использованием реальных свойств и параметров (на графиках: «реальные PVT»). Проведены расчеты двух задач: 1) воздействие высокочастотного электромагнитного поля на нагнетательную скважину (закачка растворителя) и 2) на добывающую скважину. Для расчетов использовались данные реального N-ского месторождения, а также настроенная на эти данные PVT-модель.

1. Серия численных расчетов в случае воздействия на нагнетание.

Здесь исследуется влияние учета реальных свойств пласта в случае закачки растворителя при воздействии ВЧ ЭМ поля на пласт (в течение четырех дней). Как видно на рисунках 3–5, использование PVT-модели, учитывающей нелинейный характер изменения свойств нефти, значительно изменяет результирующую депрессионную воронку.

1. Серия численных расчетов в случае воздействия на добычу.

Здесь изучается влияние типа PVT-модели на результаты распределения давления и продуктивности для случая действия

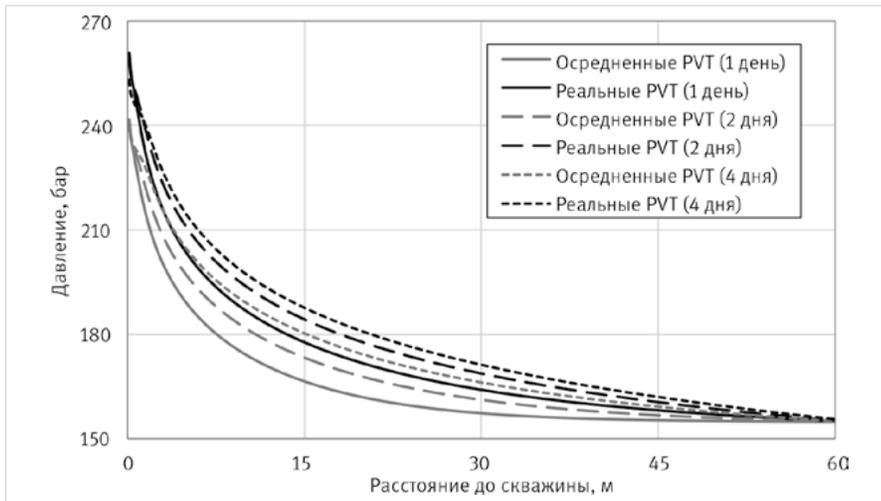


Рис. 3. Распределение давления для различных моделей PVT-свойств при ВЧ ЭМ воздействии на зону закачки  
Fig. 3. Pressure distribution for different models of PVT-properties at HF EM impact on the injection zone

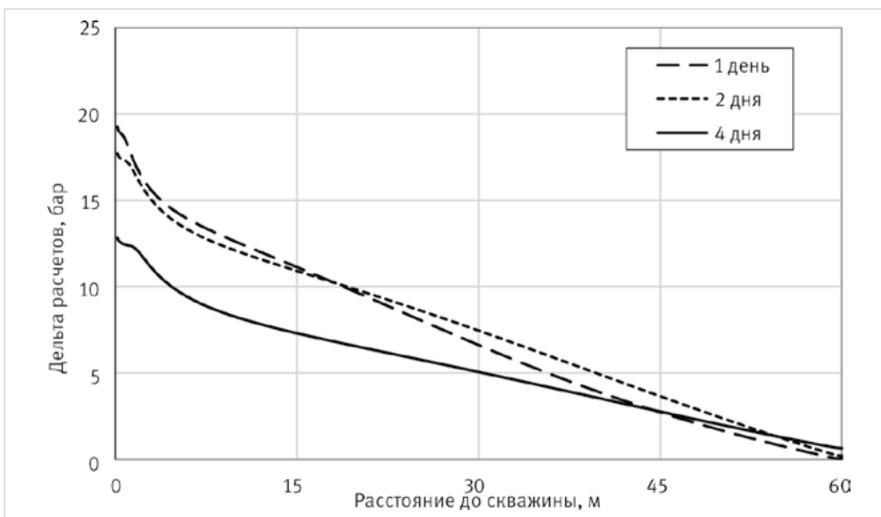


Рис. 4. График отклонений для разных представлений PVT-моделей при ВЧ ЭМ воздействии на зону закачки  
Fig. 4. Deviation graph for different PVT model representations at HF EM impact on injection zone

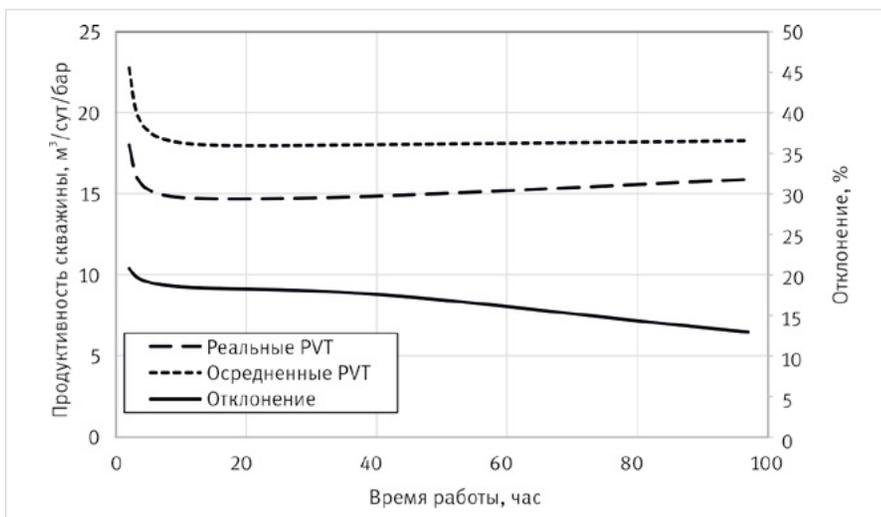


Рис. 5. Сопоставление графиков удельной приемистости при различных моделях PVT-свойств при ВЧ ЭМ воздействии на зону закачки  
Fig. 5. Comparison of specific dose plots for different PVT models properties of HF EM on injection zone

высокочастотного электромагнитного поля на добывающую скважину, для чего использовались те же данные, что и при нагнетании (задан постоянный дебит на уровне 0,045 кг/с в течение четырех дней) (рис. 6–8). Здесь также наблюдается значительное отличие в распределении давления при использовании различных PVT-моделей. При этом различие в результирующих продуктивностях скважин не столь значительно, но в условиях отмеченной важности добывающих скважин любой прирост точности будет важен.

#### Выводы

В результате исследования построена термодинамически согласованная модель неизоэнтальной многокомпонентной многофазной фильтрации с фазовыми переходами с ВЧ ЭМ воздействием на пласт. Разработаны и протестированы вычислительные алгоритмы для численного интегрирования уравнений многокомпонентной неизоэнтальной фильтрации. Подготовлена методика расчета PVT-свойств при условии задания реальных свойств пластовых флюидов и параметров пласта. Подготовлен и верифицирован Python-скрипт для вычисления свойств пластовых флюидов. Разработан и протестирован вычислительный алгоритм воспроизведения табличных данных и промежуточных значений для всего диапазона давлений и температур нефтяной фазы. Внедрена новая PVT-модель с реальными исходными данными в расчетное ядро общей задачи решения математической модели, проведен анализ влияния PVT-моделей с разными свойствами на результаты расчета работы добывающих и нагнетательных скважин под действием ВЧ ЭМП. При сравнении расчетов с осредненными PVT-свойствами и реальными выявлено существенное различие в результатах расчета. Показана практическая значимость внедрения более детальных PVT-моделей при моделировании неизоэнтальных течений.

#### Литература

1. Dongqi Ji, Thomas Harding, Zhangxin Chen, Mingzhe Dong, Hui Liu. Modelling of electromagnetic heating process and its applications in oil sands reservoirs. SPE Reservoir Simulation Conference, March, 2019, SPE-193905-MS. (In Eng).
2. Pandian S., Hari S., Rakesh K.V., Shanker K. Electromagnetic heating, an eco-friendly method to enhance heavy oil production: A review of recent advancements. Environmental Technology & Innovation, 2020, Vol. 20. (In Eng).
3. Rafiee M., Behr A., Lessner E., Diehl D., Trautmann B., Koch A. Electromagnetic heating for heavy oil production: case study of a field applicability. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2015, SPE-176538-MS. (In Eng).
4. Sadeghi A., Hassanzadeh H., Harding T. Modeling of desiccated zone development during electromagnetic heating of oil sands. Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 154, 2017, P. 163–171. (In Eng).
5. Sadeghi A. Mathematical modeling of heavy oil recovery using electromagnetic heating combined with solvent injection. Doctoral thesis. University of Calgary, Calgary, Canada, 2019. (In Eng).
6. Ghannadi S., Irani M., Chalaturnyk R.J. Induction and radio frequency heating strategies for steam-assisted gravity

drainage start-up phase. SPE Heavy Oil Conference-Canada, Calgary, Alberta, Canada. 2014. (In Eng).

7. Gasbarri S., Diaz A., Guzman M. Evaluation of electric heating on recovery factors in extra heavy oil reservoirs. SPE Heavy Oil Conference and Exhibition, Kuwait City, Kuwait, 2011. (In Eng).
8. Wang Z., Gao D., Liu K., Tan T., Wang Z., Li W. Study on radio frequency heating pattern of heavy oil reservoir based on multi-antenna configuration. SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition, Kuwait City, Kuwait, 2018. (In Eng).
9. Wang Z., Gao D., Fang J. Numerical simulation of RF heating heavy oil reservoir based on the coupling between electromagnetic and temperature field. Fuel 220, P. 14–24. 2018. (In Eng).
10. Davletbaev A., Kovaleva L., Babadagli T. Mathematical modeling and field application of heavy oil recovery by radio-frequency electromagnetic stimulation. Journal of petroleum science and engineering, 2011, Vol. 78, issue 3–4, P. 646–653. (In Eng).
11. Hu L., Li H.A., Babadagli T., Ahmadloo M. Experimental investigation of combined electromagnetic heating and solvent assisted gravity drainage for heavy oil recovery. Journal of petroleum science and engineering, 2017, Vol. 154, P. 589–601. (In Eng).
12. Хисматуллина Ф.С., Ковалева Л.А., Насыров Н.М., Хатмуллина А.И. Об особенностях воздействия высокочастотным электромагнитным полем на залежи высоковязких нефтей, содержащих твёрдую углеводородную фазу // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 4. С. 30–35.
13. Хисматуллина Ф.С., Ковалева Л.А., Насыров Н.М. Математическое моделирование высокочастотного электромагнитного воздействия на пласт в сочетании с закачкой растворителя // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 4. С. 36–41.
14. Хисматуллина Ф.С., Демид М.С. Новый подход к моделированию термобарических условий неизотермического процесса фильтрации многокомпонентной многофазной жидкости при высокочастотном электромагнитном воздействии // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2021. № 6. С. 52–56.
15. Abernethy E.R. Production increase of heavy oils by electromagnetic heating. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1976, Vol. 15, issue 3, P. 91–97. (In Eng).
16. Отчет об исследовательских проектах и развитии научно-исследовательского, образовательного, инновационного потенциала для ЦНИО «Центр Сколтеха по добыче углеводородов». Отчет по договору 700-MRA от 30.10.2014.
17. Эртекин Т., Абу-Кассем Дж., Кинг Г. Основы прикладного моделирования пластов. М-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. 1060 с.
18. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д. Нефтегазовая гидромеханика. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2005. 544 с.

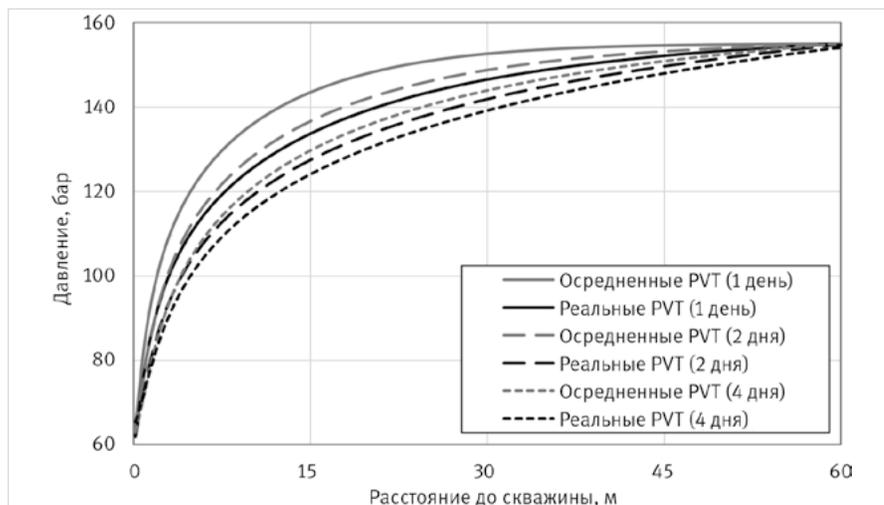


Рис. 6. Распределение давления для различных моделей PVT-свойств при ВЧ ЭМ воздействии в зоне отбора  
Fig. 6. Pressure distribution for different PVT-properties at HF EM exposure in the selection area

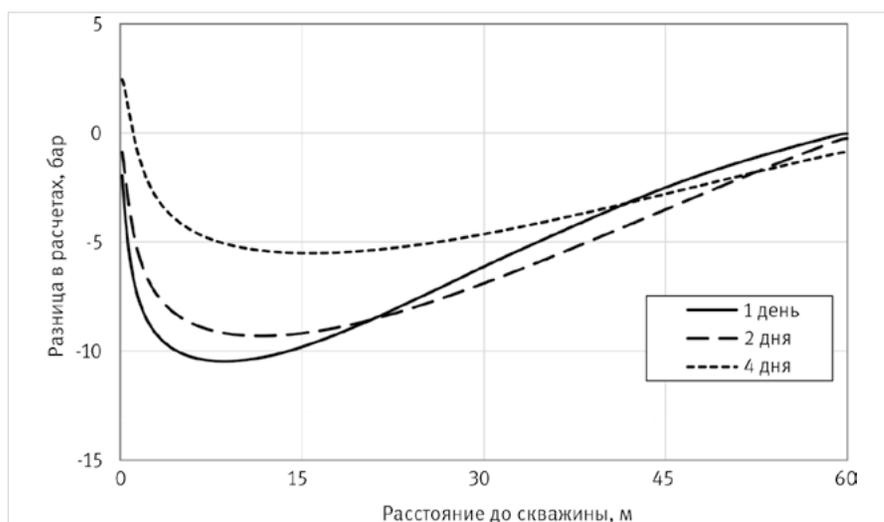


Рис. 7. График отклонений для разных представлений PVT-моделей при ВЧ ЭМ воздействии в зоне отбора  
Fig. 7. Deviation graph for different representations of PVT models at HF EM exposure in the selection area

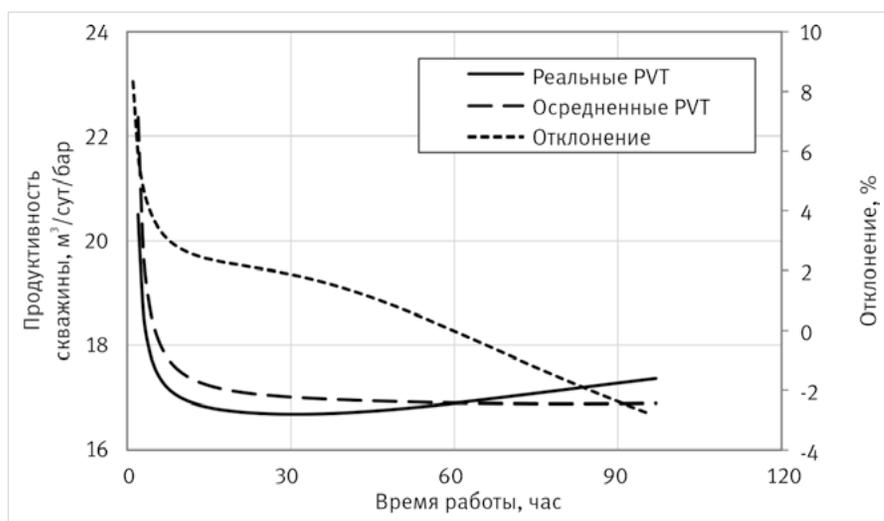


Рис. 8. Сопоставление графиков удельной приемистости при различных моделях PVT-свойств при ВЧ ЭМ воздействии в зоне отбора  
Fig. 8. Comparison of specific dose plots for different PVT models properties under HF EM exposure in the selection area

## Results

To assess the impact of the introduction of a new method of calculating fluid properties, comparative calculations of two models of the problem were made: using averaged fluid properties and parameters of hypothetical reservoirs (plots: “averaged PVT”) and using real properties and parameters (plots: “real PVT”). Calculations of two problems were performed: 1) the effect of a high-frequency electromagnetic field on an injection well (solvent injection) and 2) on a production well. For the calculations we used data from a real N field and a PVT model customized for these data.

1) A series of numerical calculations in the case of injection impacts.

Here, the effect of considering real reservoir properties in the case of solvent injection when the RF EM field is applied to the reservoir (for 4 days) is investigated. As can be seen in figures 2–4, the use of a PVT model that takes into account the nonlinear nature of oil property changes significantly alters the resulting depression funnel.

2) A series of numerical calculations in the case of production impacts.

Here we study the influence of PVT model type on the results of pressure and productivity distribution for the case of high-frequency electromagnetic field action on a producing well, using the same data as for injection (set constant flow rate at 0,045 kg/s for 4 days) (fig. 5–7). Here too, there is a significant difference in the pressure distribution when using the different PVT models. The difference in the resulting

well productivity is not as significant, but in the context of the noted importance of producing wells, any gain in accuracy will be important.

## Conclusions

As a result of the study, a thermodynamically consistent model of non-isothermal multicomponent multiphase filtration with phase transitions with RF EM influence on the reservoir was constructed. Computational algorithms for numerical integration of equations of nonisothermal multicomponent filtration were developed and tested. A methodology for calculation of PVT-properties was prepared under the condition of setting real reservoir fluid properties and reservoir parameters. A python script for calculating reservoir fluid properties was prepared and verified. A computational algorithm for reproducing tabular data and intermediate values for the whole range of oil phase pressures and temperatures was developed and tested.

A new PVT-model with real initial data was introduced into the calculation kernel of the general problem of solving the mathematical model, the influence of PVT-models with different properties on the results of calculating the operation of production and injection wells under the action of RF EMF was analyzed. The comparison of calculations with averaged PVT-properties and real ones revealed a significant difference in the calculation results. The practical significance of introduction of more detailed PVT-models in modeling of non-isothermal flows is shown.

## References

- Dongqi Ji, Thomas Harding, Zhangxin Chen, Mingzhe Dong, Hui Liu. Modelling of electromagnetic heating process and its applications in oil sands reservoirs. SPE Reservoir Simulation Conference, March, 2019, SPE-193905-MS. (In Eng).
- Pandian S., Hari S., Rakesh K.V., Shanker K. Electromagnetic heating, an eco-friendly method to enhance heavy oil production: A review of recent advancements. Environmental Technology & Innovation, 2020, Vol. 20. (In Eng).
- Rafiee M., Behr A., Lessner E., Diehl D., Trautmann B., Koch A. Electromagnetic heating for heavy oil production: case study of a field applicability. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2015, SPE-176538-MS. (In Eng).
- Sadeghi A., Hassanzadeh H., Harding T. Modeling of desiccated zone development during electromagnetic heating of oil sands. Journal of petroleum science and engineering, Vol. 154, 2017, P. 163–171. (In Eng).
- Sadeghi A. Mathematical modeling of heavy oil recovery using electromagnetic heating combined with solvent injection. Doctoral thesis. University of Calgary, Calgary, Canada, 2019. (In Eng).
- Ghannadi S., Irani M., Chalaturnyk R.J. Induction and radio frequency heating strategies for steam-assisted gravity drainage start-up phase. SPE Heavy Oil Conference-Canada, Calgary, Alberta, Canada. 2014. (In Eng).
- Gasbarri S., Diaz A., Guzman M. Evaluation of electric heating on recovery factors in extra heavy oil reservoirs. SPE Heavy Oil Conference and Exhibition, Kuwait City, Kuwait, 2011. (In Eng).
- Wang Z., Gao D., Liu K., Tan T., Wang Z., Li W. Study on radio frequency heating pattern of heavy oil reservoir based on multi-antenna configuration. SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition, Kuwait City, Kuwait, 2018. (In Eng).
- Wang Z., Gao D., Fang J. Numerical simulation of RF heating heavy oil reservoir based on the coupling between electromagnetic and temperature field. Fuel 220, P. 14–24. 2018. (In Eng).
- Davletbaev A., Kovaleva L., Babadagli T. Mathematical modeling and field application of heavy oil recovery by radio-frequency electromagnetic stimulation. Journal of petroleum science and engineering, 2011, Vol. 78, issue 3–4, P. 646–653. (In Eng).
- Hu L., Li H.A., Babadagli T., Ahmadloo M. Experimental investigation of combined electromagnetic heating and solvent assisted gravity drainage for heavy oil recovery. Journal of petroleum science and engineering, 2017, Vol. 154, P. 589–601. (In Eng).
- Khismatullina F.S., Kovaleva L.A., Nasyrov N.M., Khatmullina A.I. On features of high-frequency electro-magnetic field effect upon the pools with high-viscous oil that contain solid hydrocarbon phase. Neft. Gas. Novatsii, 2018, issue 4, P. 30–35. (In Russ).
- Khismatullina F.S., Kovaleva L.A., Nasyrov N.M. Mathematical modeling of high-frequency electromagnetic impact on the reservoir in combination with solvent injection. Neft. Gas. Novatsii, 2018, issue 4, P. 36–41. (In Russ).
- Khismatullina F.S., Demid M.S. New approach to modeling of thermobaric conditions of non-isothermal process of filtration of multicomponent multiphase fluid under high-frequency electromagnetic influence. Equipment and technologies for oil and gas complex, 2021, issue 6, P. 52–56. (In Russ).
- Abernethy E.R. Production increase of heavy oils by electromagnetic heating. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1976, Vol. 15, issue 3, P. 91–97. (In Eng).
- Report on research projects and development of research, education, innovation potential for CREI “Tsentr Skoltekhа po dobyche uglevodorodov”. Report under Contract 700-MRA dated 30.10.2014. (In Russ)
- Ertekin T., Abu-Kassem J., King G. Basic applied reservoir simulation. Society of Petroleum Engineers, 2001, P. 406. (In Russ).
- Basniev K.S., Dmitriev N.M., Rosenberg G.D. Oil and Gas Hydromechanics: Textbook for Universities. M.-Izhevsk: Institute of Computer Research, 2005, P. 544. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Хисматуллина Фарида Сабигияровна**, к.ф.-м.н., доцент, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, главный специалист отдела экспертизы и методического обеспечения моделирования разработки ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия  
**Для контактов:** [farida.khismatullina@lukoil.com](mailto:farida.khismatullina@lukoil.com)

**Демид Максим Сергеевич**, аспирант 3 курса, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Москва, Россия

**Закирова Динара Ринатовна**, студентка 2 курса, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Москва, Россия

**Khismatullina Farida Sabigiyarovna**, ph.d. of physico-mathematical sciences, associate professor, Gubkin University, chief specialist of the department of expertise and methodological support of development modeling, “LUKOIL-Engineering” LLC, Moscow, Russia  
**Corresponding author:** [farida.khismatullina@lukoil.com](mailto:farida.khismatullina@lukoil.com)

**Demid Maxim Sergeevich**, 3rd year post-graduate student, Gubkin University, Moscow, Russia

**Zakirova Dinara Rinatovna**, 2nd year master’s student, Gubkin University, Moscow, Russia.