

DOI: 10.51790/2712-9942-2022-3-3-3

МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕУСТОЙЧИВОГО ВЫТЕСНЕНИЯ ВЯЗКОЙ ЖИДКОСТИ ИЗ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ С УЧЕТОМ ХИМИЧЕСКИХ ВЗАИМОДЕЙСТВИЙ МЕЖДУ ФАЗАМИ**В. Ф. Никитин^{1,2,a}, Е. И. Скрылева^{1,2,b}, М. Н. Макеева^{1,2,c}, А. Н. Манахова^{1,d}**¹ *Московский государственный университет имени М. В. Ломоносова, г. Москва, Российская Федерация*² *Федеральное государственное учреждение «Федеральный научный центр Научно-исследовательский институт системных исследований Российской академии наук», г. Москва, Российская Федерация*^a *vfnikster@gmail.com*, ^b *jennynne@yandex.ru*, ^c *margarita_makeeva99@mail.ru*,
^d *nastyamanahova@yandex.ru*

Аннотация: работа посвящена особенностям неустойчивого вытеснения вязкой жидкости из пористой среды с учетом химических взаимодействий между фазами. Когда вязкая жидкость вытесняется менее вязкой жидкостью или газом, на фронте вытеснения развивается неустойчивость Саффмана–Тейлора: менее вязкая жидкость прорывается сквозь слой более вязкой вытесняемой жидкости, образуя в ней каналы «вязкие пальцы». В результате развития неустойчивости изначально плоская граница раздела фаз искривляется и площадь контакта между фазами увеличивается. Это явление особенно важно учитывать при моделировании процесса вытеснения с учетом химических реакций между фазами, так как за счет увеличения контакта между реагирующими фазами увеличивается скорость протекания химической реакции. В статье приводится математическая модель для описания процесса вытеснения нефти термогазовым методом, когда нефть вытесняется смесью нагретых воды и газа, который вступает с нефтью в экзотермическую химическую реакцию, в результате чего вязкость нефти падает, что приводит к более качественному вытеснению. Математическая модель подразумевает возможность учета эффектов, связанных с неустойчивостью, при моделировании скорости реакции. Также в данной работе описан метод подсчета площади межфазной границы при трехмерном моделировании неустойчивого вытеснения вязкой жидкости из порового пространства.

Ключевые слова: фильтрация, термогазовый метод, неустойчивость вытеснения.*Благодарности:* работа выполнена при поддержке РНФ (грант № 22-21-00236).*Для цитирования:* Никитин В. Ф., Скрылева Е. И., Макеева М. Н., Манахова А. Н. Моделирование неустойчивого вытеснения вязкой жидкости из пористой среды с учетом химических взаимодействий между фазами. *Успехи кибернетики*. 2022;3(3):22–32. DOI: 10.51790/2712-9942-2022-3-3-3.**SIMULATION OF UNSTABLE VISCOUS FLUID DISPLACEMENT FROM POROUS MEDIUM CONSIDERING INTER-PHASE CHEMICAL INTERACTIONS****V. F. Nikitin^{1,2,a}, E. I. Skryleva^{1,2,b}, M. N. Makeeva^{1,2,c}, A. N. Manahova^{1,d}**¹ *Moscow State University, Moscow, Russian Federation*² *Federal State Institution “Scientific Research Institute for System Analysis of the Russian Academy of Sciences”, Moscow, Russian Federation*^a *vfnikster@gmail.com*, ^b *jennynne@yandex.ru*, ^c *margarita_makeeva99@mail.ru*,
^d *nastyamanahova@yandex.ru*

Abstract: the paper studies the unstable displacement of a viscous fluid from a porous medium while taking into account the inter-phase chemical interactions. As a viscous fluid is displaced by a less viscous fluid, the Saffman-Taylor instability occurs at the interface: the less viscous fluid breaks through the layer of the more viscous fluid being displaced, forming so-called “viscous fingers” (channels). The instability leads to the bending of the initially flat interface and the contact area between the phases increases. This phenomenon should be considered when modeling the displacement process taking into account the inter-phase chemical reactions because as the interface area between the phases grows, the chemical reaction rate also increases. This paper presents a simulation model describing the thermal gas oil displacement process when oil is displaced by a mixture of hot water and gas. The gas and oil produce an exothermic chemical

reaction resulting in the oil viscosity decrease, which leads to a better displacement. The reaction rate simulation model can consider the instability effects. The paper also presents a method for estimating the phase-to-phase boundary area used for 3D modeling of unstable viscous fluid displacement from a porous substance.

Keywords: filtration, thermal gas displacement, displacement instability.

Acknowledgements: this study is supported by the Russian Science Foundation (Grant No. 22-21-00236).

Cite this article: Nikitin V. F., Skryleva E. I., Makeeva M. N., Manahova A. N. Simulation of Unstable Viscous Fluid Displacement from Porous Medium Considering Inter-Phase Chemical Interactions. *Russian Journal of Cybernetics*. 2022;3(3):22–32. DOI: 10.51790/2712-9942-2022-3-3-3.

Введение

Фильтрационные течения вязких жидкостей в пористых средах – основа добычи жидких полезных ископаемых, таких как нефть, газовый конденсат и пр., поскольку извлечение жидких полезных ископаемых осуществляется методом их вытеснения из пористой среды водой или другими реагентами. Повышение нефтеотдачи пластов связано с качеством вытеснения нефти, насыщающей подземные резервуары, с помощью воды или мицеллярно-полимерных растворов. Для повышения эффективности вытеснения углеводородов применяются также механические, термические и химические методы [1–9].

Задача вытеснения углеводородов осложняется тем, что в практических случаях ее приходится решать на значительном пространственном масштабе. В то же время из-за использования менее вязкой воды для вытеснения более вязкой смеси углеводородов (пластовой нефти) этот процесс является неустойчивым [10–16]: фронт вытеснения, даже если он был вначале плоским, искажается за счет пальцеобразных выступов, по которым менее вязкая вода прорывается к добывающей скважине, оставляя позади себя невытесненную нефть (рис. 1). После достижения одним из таких выступов добывающей скважины картина вытеснения резко меняется: большая часть подаваемой воды будет направляться в канал, созданный лидирующим пальцем. В скважину начинает закачиваться уже не нефть, а ее смесь с вытесняющей водой, причем процент воды будет быстро увеличиваться. Оставшаяся же в пласте нефть после такого прорыва будет практически неподвижна.

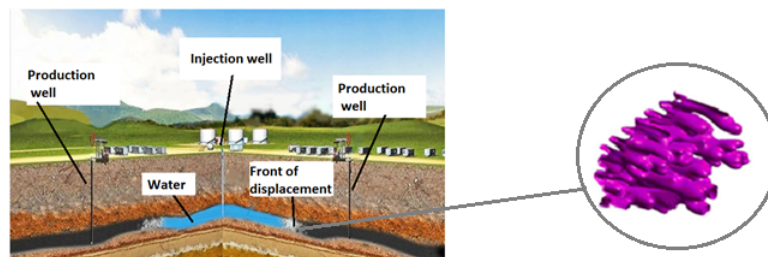


Рис. 1. Неустойчивость вытеснения

Еще одна сложность заключается в том, что такая неустойчивость многомасштабна и дело ее моделирования осложняется тем, что наиболее быстро растут мелкомасштабные пальцы. Основная проблема прямого моделирования неустойчивости в том, что разрешение мелкомасштабных потоков на практической сетке нереально даже с использованием современной вычислительной техники [17–18]. Например, при обработке малого участка месторождения размером $10 \times 10 \times 1$ км с ячейками размером $1 \times 1 \times 1$ м потребуется 100 млрд ячеек. Такая крупная задача находится на пределе возможности современных вычислительных комплексов. Но разрешить неустойчивости размером по ширине менее 3 ячеек численная схема неспособна. Тем самым пальцеобразные выступы вытесняющего агента шириной менее 3 м, проникающие в вытесняемую нефть, на такой сетке не только не будут обнаружены, но решение вообще не будет учитывать их влияние, хотя бы и скрытое, на процесс вытеснения. Уменьшение же линейного размера ячейки в 10 раз увеличивает число ячеек двумерной сетки в 100, а трехмерной – в 1000 раз. В то же время опыт показывает, что значение имеет пальцеобразная неустойчивость фронта вытеснения для размеров порядка 1 см и менее. Весьма важно и то, что реальный фронт вытеснения имеет трехмерную структуру, прорыв маловязкой жидкости в случае неустойчивости фронта вытеснения проходит по каналам, имеющим форму, близкую к цилиндрической, и тем

самым объем невытесненной жидкости при трехмерном моделировании выше, чем при двумерном. Это говорит о том, что для решения задачи, позволяющей учитывать мелкую структуру вытеснения, требуется именно трехмерное моделирование с мелким разрешением. Измельчение исходной сетки до такого масштаба делает решение задачи вытеснения если и не невозможным, то неприменимым на практике. В то же время учесть влияние мелкомасштабной, или подсеточной, неустойчивости при решении глобальной задачи на грубой сетке возможно. Поэтому крайне актуальна разработка алгоритмов для многомасштабного моделирования нелинейных процессов подземной гидродинамики.

Одни из самых перспективных методов увеличения нефтеотдачи пласта — термохимические (рис. 2), которые характеризуются закачкой в пласт нагретого вытесняющего агента (например, смесь газа и воды). Нагретый кислород или воздух вступает в реакцию с углеводородом, в результате чего происходит его окисление с выделением тепла; в качестве продуктов химической реакции образуются углекислый газ и водяной пар [19, 20]. Реакция эта экзотермическая, и в результате ее температура флюида повышается, а вязкость падает, в итоге ускоряется процесс вытеснения нефти из пласта. В случае, когда между вытесняющей и вытесняемой фазами происходят химические реакции, большое влияние на процесс начинает оказывать неустойчивость вытеснения, так как увеличивается площадь контактной поверхности между реагирующими веществами [21]. Поэтому крайне актуальным является учет неустойчивости, в том числе мелкомасштабной, при моделировании таких процессов. Таким образом, роль фундаментальных исследований неустойчивого вытеснения вязких жидкостей из пористой среды с учетом термохимических реакций между фазами путем многомасштабного моделирования трудно переоценить.

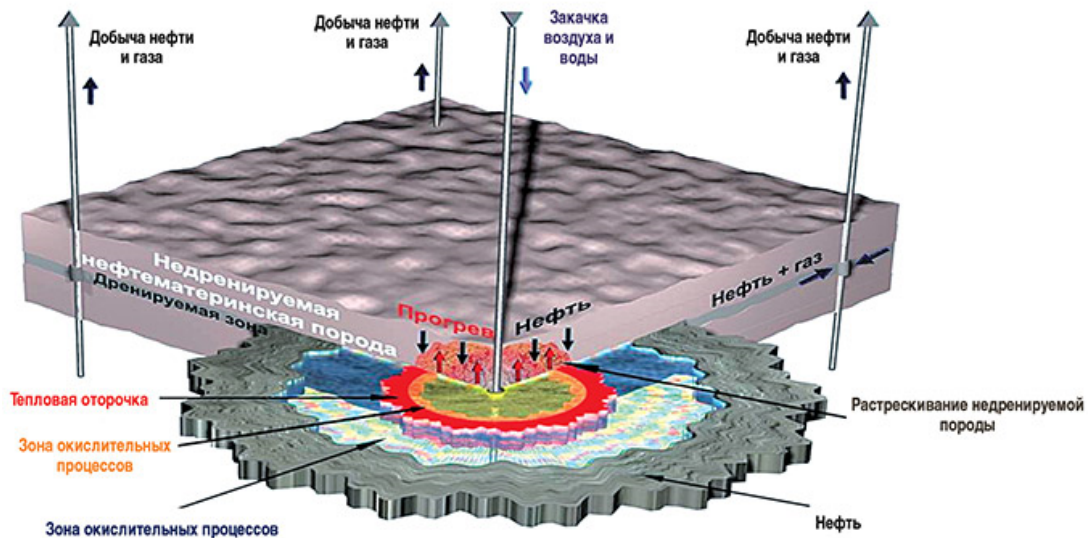


Рис. 2. Термохимические методы нефтедобычи

Математическая модель для описания термогазового метода нефтедобычи

Рассматривается трехфазный поток (рис. 3) сквозь пористую среду. Пористость и проницаемость среды будем считать постоянными, капиллярным давлением пренебрежем. Запишем уравнения баланса массы для каждой фазы:

$$\frac{\partial \rho_k s_k \phi}{\partial t} + \nabla (\rho_k w_k) = \dot{m}_k (T, Y_{O_2}, s_i), \quad k = w, o, g.$$

Здесь: ρ_k — плотность фазы, s_k — насыщенность фазы, ϕ — пористость среды, w_k — скорость фильтрации фазы, \dot{m}_k — скорость рождения массы, Y_i — концентрация i -го компонента газовой фазы. Индексы соответствуют воде (w), нефти (o), газовой смеси (g).

Запишем уравнения баланса массы для каждого компонента газовой фазы:

$$\frac{\partial Y_i \rho_g (p, T, Y_j) s_g \phi}{\partial t} + \nabla (Y_i \rho_g w_g) = \dot{m}_i (T, Y_{O_2}, s_i), \quad i = N_2, O_2, CO_2, H_2O (g).$$

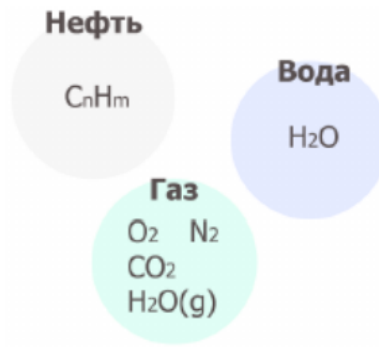


Рис. 3. Трехфазный поток

А также уравнения баланса импульса в форме закона Дарси:

$$\vec{w}_i = -\frac{k k_{ri}}{\mu_i} \nabla p,$$

где k_{ri} — относительная проницаемость i -ой фазы.

Введем массовый поток для каждой фазы $f_i = \rho_i w_i$ и суммарный массовый поток $f = \sum \rho_i w_i$.

Обозначим $M_i = \frac{\rho_i k k_{ri}}{\mu_i}$ — мобильность фазы.

После домножения на плотность и суммирования из закона Дарси для трех фаз получим:

$$f = -\nabla p \sum \frac{\rho_i k k_{ri}}{\mu_i} = -M \nabla p,$$

где

$$M = \sum \frac{\rho_i k k_{ri}}{\mu_i}.$$

Тогда

$$f_i = \frac{M_i}{M} f.$$

Перепишем уравнения баланса массы:

$$\frac{\partial \rho_k s_k \phi}{\partial t} + \nabla \left(\frac{M_k}{M} f \right) = \dot{m}_k (T, Y_{O_2}, s_i), \quad k = \omega, o, g;$$

$$\frac{\partial Y_i \rho_g (p, T, Y_j) s_g \phi}{\partial t} + \nabla \left(Y_i \frac{M_g}{M} f \right) = \dot{m}_i (T, Y_{O_2}, s_i), \quad i = N_2, O_2, CO_2, H_2O (g).$$

После суммирования уравнений баланса массы для трех фаз, с учетом $\rho = \rho_w s_w + \rho_o s_o + \rho_g s_g$, получим:

$$\phi \frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla (f) = 0.$$

С учетом закона Дарси имеем уравнение для давления:

$$\phi \frac{\partial \rho}{\partial t} - \nabla (M \nabla p) = 0.$$

Уравнения притока тепла для скелета и потока:

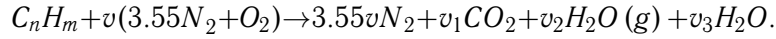
$$\frac{\partial (1-\phi) \rho_s E_s (T_s)}{\partial t} = -\nabla q_s (T_s) - \Delta Q (T, T_s); \quad i = \omega, o, g, \quad j = N_2, O_2, CO_2, H_2O (g);$$

$$\frac{\partial \phi \rho E (p, T, s_i, Y_j)}{\partial t} + \nabla \left(\sum_{k=\omega, o, g} \rho_k w_k s_k e_k (T) \right) = -\nabla q (T) + \Delta Q (T, T_s) + \Delta Q_r (T, Y_{O_2}, s_i);$$

где

$E_s(T_s)$, $E(p, T, s_i, Y_j)$ – внутренняя энергия скелета и флюида соответственно,
 $q(s_i, T)$, $q_s(T)$ – вектор притока тепла через поверхность к потоку и скелету соответственно,
 $\Delta Q(T, T_s)$ – теплообмен между скелетом пористой среды и флюидом,
 $\Delta Q_r(T, s_i, Y_j)$ – поток тепла за счет химической реакции,
 $e_i(T, Y_j)$ – внутренние энергии фаз.

В скважину закачивается смесь азота и кислорода. Предполагается следующая сборка реакций:



Баланс устанавливается при следующих предположениях:

$$\nu = n + 0.25m, \quad \nu_1 = n, \quad \nu_2 = \nu_3 = 0.25m.$$

Скорость реакции: $\dot{\omega} = k(T) Y_{O_2} (s_g s_o) (1 + eF)$.

Здесь eF – фактор, связанный с неустойчивостью вытеснения, $k(T)$ – коэффициент скорости реакции по закону Аррениуса:

$$k(T) = \begin{cases} 0, & T < T_r \\ \Lambda e^{-\frac{T_a}{T}}, & T \geq T_r \end{cases},$$

где Λ – предэкспоненциальный множитель, T_a – температура активации, T_r – пороговая температура (см. константы).

Получаем следующие выражения для скорости зарождения массы для фаз и компонент:

$$\begin{aligned} \dot{m}_w &= \dot{m}_{H_2O} = \dot{\omega} \nu_2 W_{H_2O}, & \dot{m}_{N_2} &= 0 \\ \dot{m}_g &= \dot{m}_{N_2} + \dot{m}_{O_2} + \dot{m}_{CO_2} + \dot{m}_{H_2O(g)}, & \dot{m}_{O_2} &= -\dot{\omega} \nu W_{O_2} \\ \dot{m}_o &= -\dot{m}_w - \dot{m}_g, & \dot{m}_{CO_2} &= \dot{\omega} \nu_1 W_{CO_2} \\ & & \dot{m}_{H_2O(g)} &= \dot{\omega} \nu_2 W_{H_2O(g)} \end{aligned}$$

где W_i – молярные массы соответствующих веществ.

Начальные условия:

$$\begin{aligned} p &= p_1 \\ s_w &= s_{w0}, \quad s_o = s_{o0}, \quad s_g = 0 \\ Y_{N_2} &= 0, \quad Y_{O_2} = 0, \quad Y_{CO_2} = 0, \quad Y_{H_2O(g)} = 1 \\ T &= T_s = T_0 = const \\ u_w &= u_o = u_g = 0 \end{aligned}$$

Граничные условия:

$$\begin{aligned} p(0) &= p_2 \\ p(L) &= p_3 \\ s_w(0) &= s_{wb}, \quad s_o(0) = s_{ob}, \quad s_g(0) = s_{gb} \\ Y_{N_2}(0) &= Y_{N_2b}, \quad Y_{O_2}(0) = Y_{O_2b}, \quad Y_{CO_2}(0) = 0, \quad Y_{H_2O(g)}(0) = 0 \end{aligned}$$

Результаты численного моделирования

На рис. 4–6 представлены результаты численного моделирования на основании описанной выше математической модели. Графики показывают распределение различных параметров в зависимости от координаты в последовательные моменты. Из результатов видно, что нефть постепенно вытесняется из расчетной области смесью газа и воды, при этом температура флюида повышается, что приводит к снижению вязкости нефти.

На рис. 7 представлено сравнение расчетов с учетом химических реакций и без учета химических реакций. Графики показывают зависимость от времени суммарного содержания нефти в расчетной области. Видно, что без учета химической реакции график всегда находится значительно выше, т. е. вытеснение существенно медленнее. В итоге количество оставшейся в пласте нефти примерно в

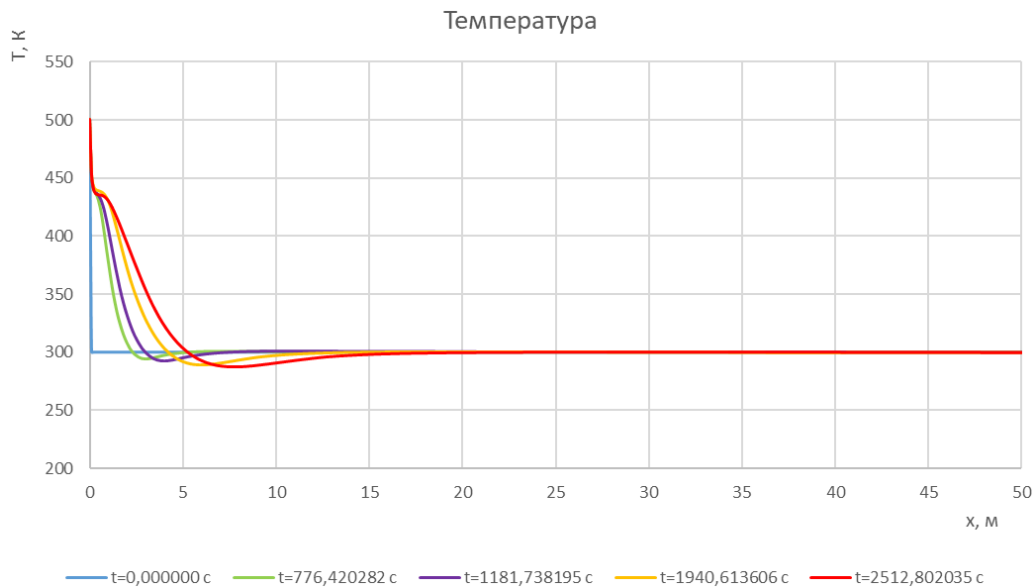


Рис. 4. Зависимость температуры флюида от координаты

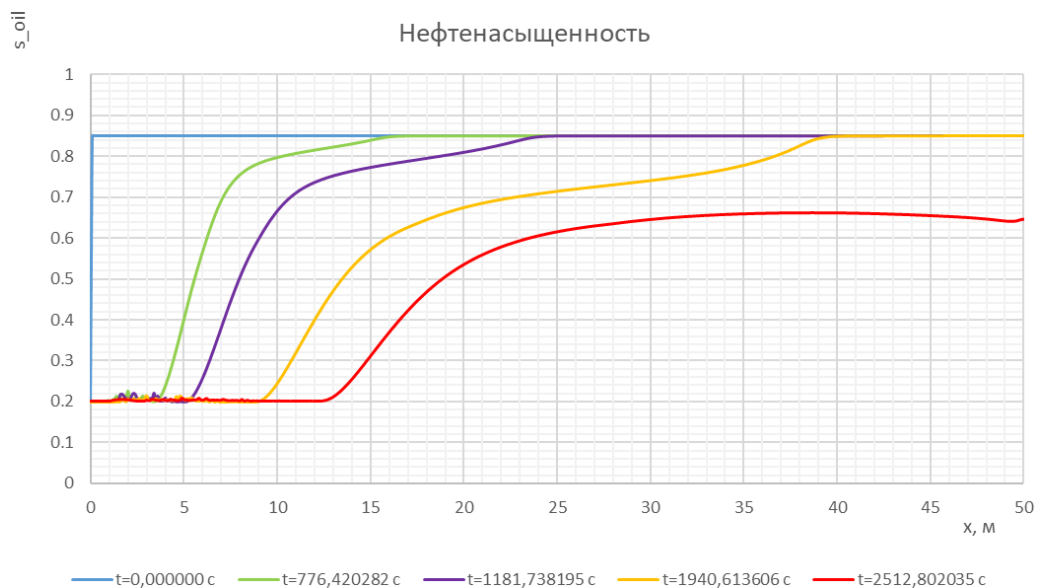


Рис. 5. Зависимость нефтенасыщенности от координаты

1,5 раза больше для случая, когда химические реакции не происходят. Это говорит об эффективности применения термогазового метода увеличения нефтеотдачи.

Расчет площади поверхности раздела жидкостей

В случае проведения трехмерного численного моделирования вытеснения есть возможность наблюдать за эволюцией развития неустойчивости на мелком масштабе (рис. 8). При таких расчетах граница раздела между двумя фазами не выделяется явно в процессе расчета [22]. Значение насыщенности вытесняемой жидкости вычисляется в каждом вычислительном узле (центре ячейки); поэтому мы принимаем за границу раздела такую поверхность, с одной стороны от которой значение насыщенности больше некоторого заданного s^* , а на другой стороне меньше. Ниже приведен способ расчета площади такой поверхности [23].

Требуется найти площадь поверхности (рис. 8), разделяющей область данных $s(\vec{x})$, при помощи уравнения:

$$\Sigma = \{ \vec{x} : s(\vec{x}) = s^* \}, \quad \Sigma^+ = \{ \vec{x} : s(\vec{x}) \geq s^* \}.$$

Здесь Σ – поверхность, площадь которой мы хотим определить, Σ^+ – одна из областей, отделя-

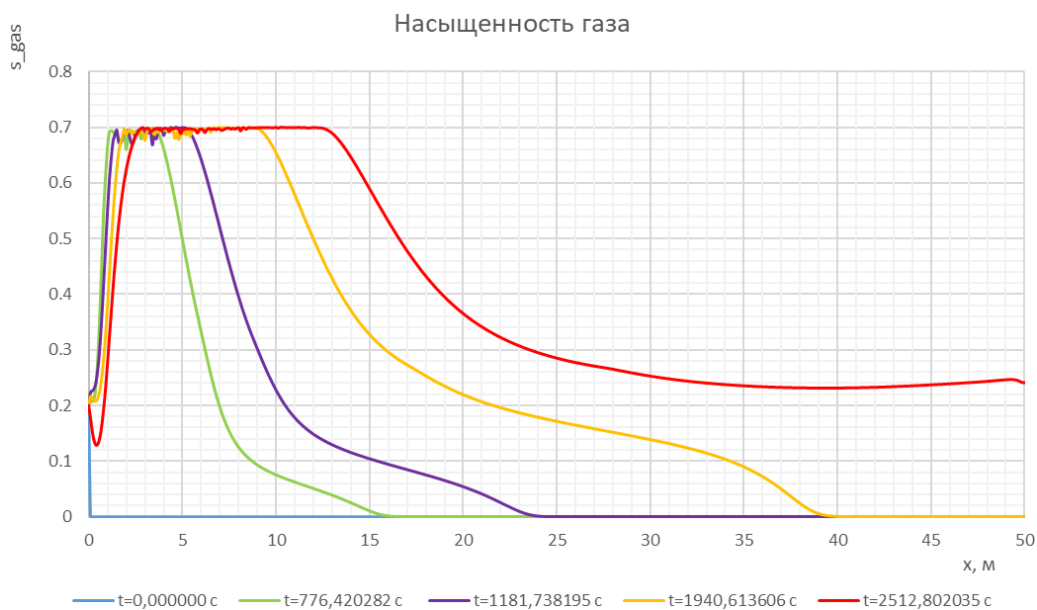


Рис. 6. Зависимость насыщенности газа от координаты

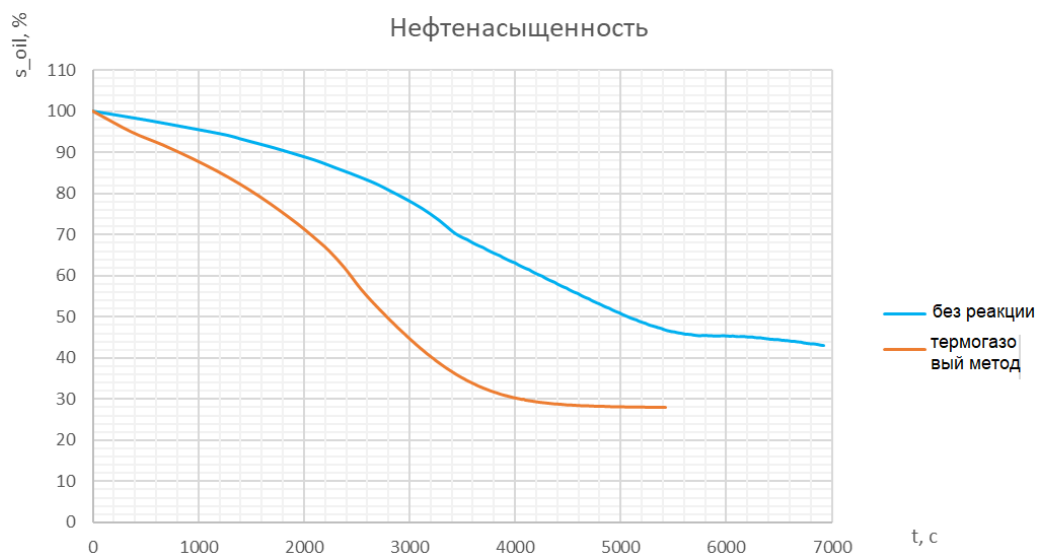


Рис. 7. Сравнение расчетов с химической реакцией и без химической реакции

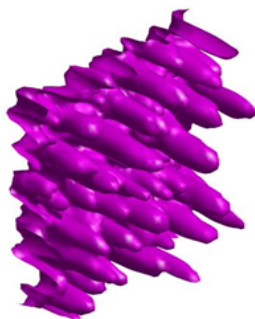


Рис. 8. Тип поверхности, площадь которой вычисляется

емая этой поверхностью.

Исходим из того, что данные $s(\vec{x})$ определены в центрах кубических ячеек так, что известны их целочисленные координаты:

$$s_m = s(\vec{x}), \quad m = M(\vec{n}),$$

где m — номер ячейки, $M(\vec{n})$ — взаимно-однозначный перевод целочисленных координат в целое число.

Каждая кубическая ячейка m имеет 8 вершин; в каждой из этих вершин данные можно определить интерполяцией. В ином варианте распределения данных они изначально заданы в вершинах ячеек, ячейки же определенным образом группируют данные. Поскольку сетка кубическая, связь между координатами центров ячеек и целочисленными координатами данных в этих центрах такова:

$$\vec{x}_m = \left(\vec{n}_m + \frac{1}{2} \right) h - \vec{x}_c.$$

Здесь h — размер ячейки, а \vec{x}_c — смещение системы координат.

Инициализируем площадь поверхности $|\Sigma|$ нулем. Обходим все ячейки домена и для каждой ячейки m определяем число t_m выполнений условия:

$$\vec{x}_{mj} \in \Sigma^+, \quad j = 0, \dots, 7,$$

где j — индекс вершины ячейки. Для расчета этого условия либо требуется интерполировать данные в вершину, либо напрямую использовать сами данные, если они заданы в вершинах. При расчете интерполяции удобно воспользоваться соотношением:

$$x_{mji} = \begin{cases} x_{mi} + \frac{h}{2}, & j_i = 1, \\ x_{mi} - \frac{h}{2}, & j_i = 0. \end{cases}$$

Здесь j_i — i -ая двоичная цифра индекса j , $i = 0, 1, 2$.

Сама площадь определяется формулой:

$$|\Sigma| = \sum_m W(t_m) h^2,$$

где $W(t)$ — весовая функция, зависящая от целого числа $t = 0, 1, \dots, 7, 8$. Физический смысл весовой функции — среднее значение площади поверхности, отсекающей t вершин кубической ячейки, деленная на площадь грани ячейки. Функция безразмерна.

Функцию $W(t)$ можно определить калибровкой на известных фигурах. Одно из свойств ее — симметрия, а также нулевые значения при $t = 0$ и $t = 8$. Симметрия проявляется в том, что:

$$W(8-t) = W(t).$$

Кроме того, логично, чтобы от $t = 1$ до $t = 4$ функция была положительной и возрастающей. Вследствие симметрии и нулевых значений $W(t)$ на краях диапазона можно ограничиться набором независимых величин ω_k , $k = 0, 1, 2, 3$, таких что:

$$W(t) = \begin{cases} \omega_{t-1}, & 1 \leq t \leq 4, \\ \omega_{8-t-1}, & 4 \leq t \leq 7, \\ 0, & t = 0, t = 8. \end{cases}$$

На основе случайных параметров строится N_t калибровочных тел, поверхность которых вложена в заданный домен, разбитый на кубы. По параметрам тел определяются истинные площади их поверхности A_n , $n = 0, \dots, N_t - 1$. Далее для каждого теста n рассчитываются параметры:

$$a_{nj} = \sum_{m: t_m=j} t_m h^2.$$

Пользуясь симметрией $W(t)$ и игнорируя ее крайние значения, переходим к 4 независимым параметрам b_{nj} :

$$b_{n,j-1} = a_{n,j} + a_{n,8-j}, \quad j = 1, \dots, 3; \quad b_{n,3} = a_{n,4}.$$

Требуется решить систему линейных уравнений:

$$\sum_{j=0}^3 b_{nj} \omega_j = A_n,$$

но при достаточно большом числе тестов это будет переопределенная система, решений не имеющая. Ее можно решить в смысле минимально возможного приближения по норме L2 (то есть методом минимальных квадратов), для чего левую и правую части системы умножают на транспозицию матрицы b_{nj} :

$$\sum_{j=0}^3 B_{ij} \omega_j = C_i, \quad i = 0, \dots, 3; \quad B_{ij} = \sum_{n=0}^{N_i-1} b_{ni} b_{nj}, \quad C_i = \sum_{n=0}^{N_i-1} b_{ni} A_n.$$

Линейная система имеет положительно определенную симметричную матрицу, если только число тестов было не меньше 4 и не было набора одинаковых матричных коэффициентов b_{nj} в двух или более различных тестах. Ее решение (например, методом Холецкого) дает систему весовых коэффициентов, минимизирующую отклонение расчетной площади поверхности от истинной для указанных тестов в смысле нормы L2.

Используя описанный выше метод подсчета площади, возможно сравнить степень развития неустойчивости для расчетов с различными параметрами, например, на рис. 9 представлено сравнение эволюции безразмерной площади поверхности раздела фаз для различных значений отношения вязкостей вытесняемой и вытесняющей жидкостей. Таким образом, с увеличением отношения вязкостей вытесняемой и вытесняющей жидкостей неустойчивость фронта вытеснения развивается сильнее, в то время как скорость фронта уменьшается, а время полного вытеснения увеличивается.

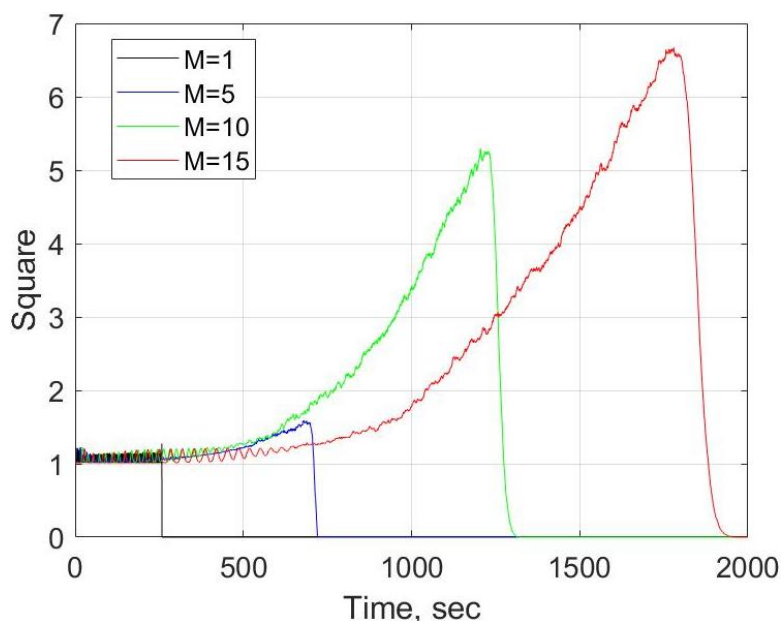


Рис. 9. Эволюция безразмерной площади поверхности раздела фаз для расчетов с различными значениями отношения вязкостей вытесняемой и вытесняющей жидкостей ($M = \mu_2/\mu_1$)

На рис. 10 представлена зависимость результатов подсчета площади поверхности раздела фаз от количества расчетных ячеек. Как видно, начиная с некоторого количества ячеек ($\approx 90 \times 90 \times 90$), результат не зависит от разбиения расчетной области.

Заключение:

- разработана математическая модель для предсказательного моделирования процесса вытеснения нефти с применением термогазового метода увеличения нефтеотдачи. Модель основана на законе Дарси; модель учитывает относительные фазовые проницаемости, капиллярные эффекты, эффект

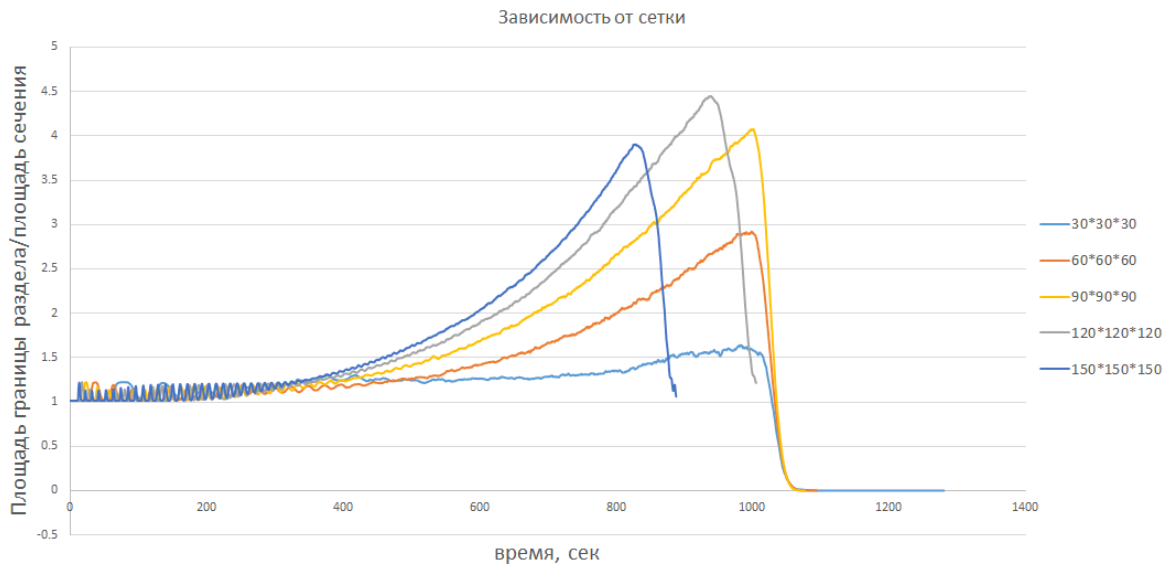


Рис. 10. Эволюция безразмерной площади поверхности раздела фаз для расчетов с различным количеством ячеек в расчетной области

уменьшения вязкости нефти за счет экзотермических химических реакций, сжимаемость флюида. Для описания используется трехфазная модель флюида в пористой среде. Фазы считаются несмешивающимися, скелет – неподвижным. На основе полученной математической модели проведены численные эксперименты;

- показано, что за одинаковое время (5 000 с) с использованием термогазового метода из нефтеносного пласта было вытеснено около 70 % углеводорода, при этом без химических реакций было вытеснено около 50 % углеводорода. Это доказывает эффективность применения термогазового метода для увеличения нефтеотдачи пласта;

- в результате сравнительного анализа данных экспериментальных исследований были получены уникальные возможности для определения неизвестных параметров модели, а именно капиллярных характеристик горных пород и насыщающих жидкостей. На основании экспериментальных данных определены коэффициенты в математических моделях и исследовано развитие фронта вытеснения для различных параметров [20];

- предложен новый метод для подсчета площади изоповерхностей. Данный метод можно применять для расчета площади нерегулярных межфазовых поверхностей при моделировании неустойчивого вытеснения из пористой среды. Проведен анализ эволюции поверхности раздела фаз для расчетов с различными определяющими параметрами, в том числе для расчетов, соответствующих экспериментам [20];

- показано, что чем выше значение отношения вязкостей, тем большего значения достигает площадь раздела фаз [20];

- показано, что, начиная с некоторого значения (90*90*90 ячеек), количество ячеек не оказывает существенного влияния на результат расчета.

ЛИТЕРАТУРА

1. M. Abdul Mujeebu, M. Zulkifly Abdullah, A. A. Mohamad, M. Z. Abu Bakar. Trends in modeling of porous media combustion. *Progress in Energy and Combustion Science*. 2010;36:627–650.
2. Вольпин С. Г., Смирнов Н. Н., Кравченко М. Н., Диева Н. Н. Моделирование импульсно-волновой обработки нефтяных пластов методом термогазохимического воздействия. *Сборник научных трудов ОАО «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт им. акад. А.П. Крылова»*. 2013;149:127–137.
3. Вольпин С. Г., Сайтгареев А. Р., Смирнов Н. Н., Кравченко М. Н., Корнаева Д. А., Диева Н. Н. Перспективы применения волновой технологии термогазохимического воздействия для повышения нефтеотдачи пластов. *Нефтяное хозяйство*. 2014;1:62–66.

4. Kravchenko M. N., Dieva N. N., Lishchuk A. N., Muradov A. V., Vershinin V. E. Hydrodynamic Modeling of Thermochemical Treatment of Low Permeable Kerogen-Containing Reservoirs. *Georesources*. 2018;20(3),Part 1:178–185. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.178-185>.
5. Боронин С. А., Осипцов А. А. Влияние миграции частиц на течение суспензии в трещине гидроразрыва. *Известия Российской академии наук. Механика жидкости и газа*. 2014;2:80–94.
6. Боронин С. А., Осипцов А. А., Толмачева К. И. Многоконтинуальная модель фильтрации суспензии в пористой среде. *Известия Российской академии наук. Механика жидкости и газа*. 2015;6:50–62.
7. Dushin V. R., Smirnov N. N., Nikitin V. F., Skryleva E. I., Weisman Yu. G. Multiple Capillary-Driven Imbibition of a Porous Medium under Microgravity Conditions: Experimental Investigation and Mathematical Modeling. *Acta Astronautica*. 2022;193:572-578. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.actaastro.2021.06.054>.
8. Bing Bai, Dengyu Rao, Tao Chang, Zhiguang Guo. A Nonlinear Attachment-Detachment Model with Adsorption Hysteresis for Suspension-Colloidal Transport in Porous Media. *Journal of Hydrology*. 2019:124080.
9. Junhua Wu, Haishan Li, Fuchang Wang. Experimental Study of Seawater Seepage and Heat Transfer in a Laboratory Vertical Beach Well. *Applied Thermal Engineering*. 2018;129:403–409.
10. Romanova D. I., Dushin V. R., Nikitin V. F. Oil Displacement by Water-Gas Mixtures with Heat Release. *Moscow University Mechanics Bulletin*. 2019;74:147–152.
11. Dushin V. R., Nikitin V. F., Phylippov Yu. G., Legros J. C. Two-Component Fluid Convective Flow in Thin Gaps. *Acta Astronautica*. 2010;66:742–747.
12. Логвинов О. А., Скрылева Е. И. Вытеснение вязкой жидкости из кольцеобразной ячейки Хеле-Шоу со стоком. *Вестник Московского университета. Серия 1: Математика. Механика*. 2016;4:39–43.
13. Meijuan Yun, Boming Yu, Jianchao Cai. Analysis of Seepage Characters in Fractal Porous Media. *International Journal of Heat and Mass Transfer*. 2009;52(13–14).
14. Xu Yang, Yingjie Liang, Wen Chen. A Spatial Fractional Seepage Model for the Flow of Non-Newtonian Fluid in Fractal Porous Medium. *Communications in Nonlinear Science and Numerical Simulation*. 2018;65:70–78.
15. Yibin Huang, Yanjun Zhang, Ziwang Yu, Yueqiang Ma, Chi Zhang. Experimental Investigation of Seepage and Heat Transfer in Rough Fractures for Enhanced Geothermal Systems. *Renewable Energy*. 2019;135:846–855.
16. Dongxing Du, Dexi Wang, Ninghong Jia, Weifeng Lyu, Jishun Qin, Chengcheng Wang, Shengbin Sun, Yingge Li. Experiments on CO₂ Foam Seepage Characteristics in Porous Media. *Petroleum Exploration and Development*. 2016;43(3):499–505.
17. Бетелин В. Б., Боксерман А. А., Костюков В. Е., Савельев В. А. Проблемы управления процессами повышения нефтеотдачи на основе моделирования на супер-ЭВМ. *НефтеГазоПромысловый инжиниринг*. 2010;3:20–24.
18. Бетелин В. Б., Кушниренко А. Г., Смирнов Н. Н. Технологии супервычислений эксафлопного класса и обеспечение конкурентоспособности энергетики России. *НефтеГазоПромысловый инжиниринг*. 2011;3:10–13.
19. Романова Д. И., Душин В. Р., Никитин В. Ф. Вытеснение нефти смесью газов и воды с тепловыделением. *Вестник Московского университета. Серия 1: Математика. Механика*. 2019;6:38–44.
20. Душин В. Р., Логвинов О. А., Скрылева Е. И., Шамина А. А. Моделирование неустойчивого вытеснения жидкостей из пористых сред с учетом внешних воздействий, направленных на повышение нефтеотдачи. НИР № 20-07-00378. Режим доступа: <https://istina.msu.ru/projects/341406269/>.
21. Smirnov N. N., Nikitin V. F., Maximenko A., Thiercelin M., Legros J. C. Instability and Mixing Flux in Frontal Displacement of Viscous Fluids from Porous Media. *Physics of Fluids*. 2005;17:84–102.
22. Козлов И. В., Скрылева Е. И. Математическое моделирование и обработка эксперимента по вытеснению нефти водой из неоконских песчаников. *Вестник кибернетики*. 2016;2:139–146.
23. Smirnov N. N., Nikitin V. F., Kolenkina E. I., Gazizova D. R. Evolution of a Phase Interface in the Displacement of Viscous Fluids from a Porous Medium. *Fluid Dynamics*. 2021;56(1):79–92. DOI: <http://dx.doi.org/10.1134/S0015462821010122>.