ФИЗИКА ЗЕМЛИ, АТМОСФЕРЫ И ГИДРОСФЕРЫ

Модификация математической модели неизотермического фильтрационного течения в нефтекерогеносодержащем пласте с учетом термодеструкции керогена

А. В. Каюкова,[1,а] А. В. Исаева[2,б]

[1] *Московский государственный университет имени М. В. Ломоносова, физический факультет, кафедра математического моделирования и информатики,*
[2] *кафедра физики Земли. Россия, 119991, Москва, Ленинские горы, д. 1, стр. 2.*

Статья поступила 24.10.2017, принята к публикации 19.12.2017.

Статья посвящена созданию модификации математической модели многокомпонентной неизотермической фильтрации нефти и газа с учетом процессов термодеструкции керогена, протекающих при нагреве нефтекерогеносодержащих пластов. На основе данных об апробации термогазового метода на месторождении баженовской свиты, а также при использовании данных лабораторных пиролитических исследований сформулирована система дифференциальных уравнений, описывающих термодеструкцию. Полученная одномерная начально-краевая задача решена с применением численных методов. Реализован программный комплекс, позволяющий проводить численные эксперименты при различных значениях параметров. Численные эксперименты выполнены для двух моделей: для классической модели фильтрации и для модели, дополненной уравнениями, описывающими термодеструкцию. Проведено сравнение результатов экспериментов, полученных на основе двух различных моделей, показаны преимущества предложенной в настоящей статье модели.

Ключевые слова: термодеструкция, кероген, баженовская свита, многокомпонентная неизотермическая фильтрация.
УДК: 532.5. PACS: 02.70.Bf.

ВВЕДЕНИЕ

Легкоизвлекаемые запасы углеводородов истощаются, поэтому необходимо создавать новые способы разработки нетрадиционных запасов углеводородов. Одним из перспективных источников нефти является кероген — твердое высокомолекулярное органическое вещество, нерастворимое в органических растворителях, способное при нагревании генерировать жидкие и газообразные углеводороды (процесс термодеструкции керогена). Именно с керогеном связан основной ресурсный потенциал баженовской свиты, оценки которого варьируют от 35 до 405 млрд т [1, 2]. Такой разброс в оценках связан с недостаточной изученностью баженовской свиты, а также с отсутствием эффективной технологии разработки. Перспективной идеей разработки пластов, насыщенных керогеном, является проведение процессов термодеструкции в пласте (*in situ*) с целью вовлечения в добычу углеводородов, сгенерированных керогеном [1].

В настоящее время активно прорабатывается целый комплекс задач [3–12], связанных с вопросом повышения эффективности извлечения углеводородов из нефтекерогеносодержащих пород. Как известно, нефтекерогеносодержащие породы характеризуются сложным строением, неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств, демонстрируют низкие значения проницаемости. В этой связи ряд исследователей сосредоточен на изучении свойств керогеносодержащих пород в масштабе пор [3–6], а также на решении вопроса о связи параметров на микро- и макромасштабе [7]. Важным вопросом является оценка «недарсианского» вклада в фильтрационное течение для таких пород [8, 9]. Накопленный опыт разработки нефтекерогеносодержащих пород позволяет применить современные подходы для работы с большими объемами данных с целью повышения точности априорных прогнозов добычи [10]. Рассматриваются и вопросы, связанные с математическим моделированием распространения тепловых фронтов в неоднородных пористых средах [11]. В то же время для планирования новых промысловых экспериментов, в рамках которых предполагается тестировать технологии, повышающие нефтеотдачу нефтекерогеносодержащих пород, необходимо развивать существующие сегодня математические модели физических процессов на масштабе пласта (макромасштабе). В этом случае результаты исследований [3–9, 11, 12] будут носить уточняющий характер — с их помощью удастся повысить обоснованность выбора значений параметров модели на макромасштабе.

В настоящей работе математически моделируется фильтрационное течение флюидов совместно с термодеструкцией керогена в нефтекерогеносодержащем пласте (макромасштаб). Предполагается, что нагрев пласта происходит с помощью забойного нагревателя. Особенностью разработанного программного комплекса является то, что изучать детали процесса можно посредством сравнения двух моделей: учитывающей термодеструкцию и классической модели неизотермической многокомпонентной фильтрации. Численные эксперименты проводились при характерных для баженовской свиты значениях параметров пласта.

1. НАЧАЛЬНО-КРАЕВАЯ ЗАДАЧА МНОГОКОМПОНЕНТНОЙ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОЙ ФИЛЬТРАЦИИ

Математическая модель фильтрационного течения представляет собой систему дифференциальных уравнений в частных производных с соответствующими

[а] E-mail: akayukova16@gmail.com
[б] E-mail: avisaeva@gmail.com

Табл. 1. Принятые обозначения

Обозначения	Физический смысл
Индексы o, g, w	Нефтяная, газовая и водная фазы соответственно
Индексы k, r	Кероген, минеральная матрица соответственно
$\varphi, \quad \varphi^*$	Коэффициент пористости и доля объема пористой среды, занимаемая керогеном
k	Коэффициент проницаемости пористой среды
$\rho^r, \quad \rho^k$	Плотности породы и керогена соответственно
$c^\alpha, \quad \alpha = o, g, w$	Теплоемкости фаз
$\rho^\alpha, \alpha = o, g, w$	Плотности фаз
$\kappa^r, \quad \kappa^k$	Коэффициенты теплопроводности породы и керогена соответственно
$\kappa^\alpha, \quad \alpha = o, g, w$	Коэффициенты теплопроводности фаз
$s^\alpha, \quad \alpha = o, g, w$	Насыщенности пустотного пространства фазами
$u^\alpha, \quad \alpha = o, g, w$	Скорости фильтрации фаз
q_i	Объемная плотность источников i-й компоненты
$f^\alpha, \quad \alpha = o, g, w$	Фазовые проницаемости
x_i^α	Доля i-й компоненты в фазе α

начальными и граничными условиями. В систему, описывающую течение в пористой среде, входят такие фундаментальные физические законы, как закон сохранения массы движущихся фаз, энергии, а также закон Дарси (в настоящей работе мы пренебрегаем недарсианскими поправками при описании фильтрационного течения в породе) [13–15]. Математическая постановка одномерной задачи многокомпонентной неизотермической фильтрации представлена в системе (1). Принятые в задаче обозначения расшифрованы в табл. 1. Фазы в рассматриваемой задаче делятся на компоненты, нумеруемые индексом i.

$$
\begin{cases}
\partial_t x_i^\alpha \rho^\alpha s^\alpha \varphi = -\partial_x x_i^\alpha \rho^\alpha \, u^\alpha + q_i; \\
\partial_t \Big(c_r \rho_r (1 - \varphi - \varphi^*) + c_k \rho_k \varphi^* + \\
\quad + \sum\limits_{\alpha = o,w,g} c^\alpha \rho^\alpha s^\alpha \varphi \Big) \theta = \\
\qquad = - \sum\limits_{\alpha = o,w,g} \partial_x \left(c^\alpha \rho^\alpha \, u^\alpha \theta \right) + \\
\qquad\quad + \partial_x \left(\kappa_r (1 - \varphi) \partial_x \theta \right) + \\
\qquad\qquad + \partial_x \left(\kappa_k (1 - \varphi - \varphi^*) \partial_x \theta \right) + Q; \\
u^\alpha = -\left(f^\alpha \, k / \, \mu^\alpha \right) \partial_x p; \\
\rho_o = 1 / \sum\limits_{i \in o} x_i^o \dfrac{1}{\rho_i}, \\
\quad \rho_i = \rho_i^{\text{ref}} \exp(c_{i1}(p - p^{\text{ref}}) + c_{i2}(\theta - \theta^{\text{ref}})), \\
\rho^w = \rho_w^{\text{ref}} \exp(c_{w1}(p - p_w^{\text{ref}}) + c_{w2}(\theta - \theta_w^{\text{ref}})), \\
\quad \rho^g = \dfrac{p}{R\theta}; \\
\mu^o = \mu^{\text{ref}} \exp(\delta(\theta - \theta^{\text{ref}})), \\
\quad \mu^w = \text{const}, \quad \mu^g = \text{const}; \\
\kappa^\alpha = 0, \quad \kappa^k = \text{const}, \quad \kappa^r = \text{const}; \\
f^\alpha = f_{\max}^\alpha \left(\dfrac{s^\alpha - s_*^\alpha}{1 - s_*^o - s_*^g - s_*^w} \right)^{n^\alpha}; \\
q_i = q_i(p, \theta); \\
\varphi = \varphi(p, \theta), \quad \varphi^* = \varphi^*(p, \theta).
\end{cases}
\tag{1}
$$

Первая строка в системе выражает уравнение неразрывности i-й компоненты. Второе уравнение — уравнение неразрывности плотности энергии пласта. Третье уравнение является обобщенным законом Дарси. Далее следуют используемые в задаче материальные уравнения, описывающие зависимости теплофизических параметров компонент и фаз от температуры и давления. Значения параметров $c_{i,j}$, c_{wj} были выбраны таким образом, чтобы наиболее точно описывать данные об изменении молярной плотности веществ в зависимости от термодинамических переменных, представленные на сайте Национального института стандартов и технологий США [16]. В настоящей работе для описания фазовых проницаемостей использована модель Кори [17].

Чтобы включить в задачу процесс термодеструкции керогена, необходимо уточнить вид последних двух зависимостей в системе: $q_i = q_i(\theta, p)$, $\varphi = \varphi(\theta, p)$ и $\varphi^* = \varphi^*(\theta, p)$, что будет проделано в следующем разделе.

Систему (1) необходимо дополнить начальными и граничными условиями, которые задаются для температуры, давления, а также x_i^α — долей компонент в фазах. В настоящей работе мы используем следующие допущения.

1. Рассматривается квазиодномерный пласт длины 500 м и площадью сечения 1 м^2. Слева — нагнетательная, справа — добывающая галереи.
2. Следующие параметры, характеризующие породу и кероген, являются неизменными: $k = \text{const}$, $\rho^r = \text{const}$, $\rho^k = \text{const}$, $c^r = \text{const}$, $c^k = \text{const}$, $\kappa^r = \text{const}$, $\kappa^k = \text{const}$, $\varphi + \varphi* = \text{const}$.
3. Следующие параметры, описывающие фазы, считаются неизменными: $\mu^w = \text{const}$, $\mu^g = \text{const}$, $c^w = \text{const}$, $c^g = \text{const}$, $c^o = \text{const}$.
4. Кровля и подошва пласта не рассеивают тепло, непроницаемы для флюидов.
5. Источник тепла — забойный нагреватель, действие которого распространяется лишь на первую ячейку при численном расчете, и в дальнейших выражениях он не упоминается с целью упрощения записей.

2. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ ТЕРМОДЕСТРУКЦИИ

Как известно, нагрев керогена приводит к его термодеструкции — разложению керогена на жидкие и газообразные углеводороды [18]. Этот факт позволяет предположить, что тепловое воздействие должно быть элементом эффективной технологии извлечения углеводородного сырья из нефтекерогеносодержащих пород, т. к. в этом случае в разработку будет вовлечена не только уже содержащаяся в пласте нефть, но и выделившиеся в результате термодеструкции керогена жидкие и газообразные углеводороды. Протекание термодеструкции сопровождается изменением объема, занимаемого керогеном, заполнением освободившегося пространства продуктами разложения. В случае если пустотное пространство породы, доступное для свободной фильтрации флюидов, сообщается с порами, заполненными керогеном, также будет происходить изменение свободной пористости и состава нефти. Процесс термодеструкции прекращается, когда керген полностью исчерпывает свой генерационный потенциал. Таким образом, для описания термодеструкции необходимо знать: состав генерируемой при разложении керогена нефти (или газа), скорость генерации, условия ее завершения и каким образом меняется пористость.

Исходя из типичных данных, получаемых при термодеструкции, скорость генерации растет с увеличением температуры. Спад кривой вызван ограниченностью генерационного потенциала [18]. На основе анализа экспериментальных данных о термодеструкции керогена баженовской свиты [19] в настоящей работе была использована квадратичная зависимость скорости генерации от температуры: $\omega(\theta) = 5 \cdot 10^{-9}(\theta - 570)^2$, где θ выражается в градусах Кельвина, а результирующая величина $\omega(\theta)$ имеет размерность килограмм углеводородов на килограмм породы в секунду.

По результатам апробации элементов термогазовой технологии на Средне-Назымском месторождении можно предложить количественную модель выделения легких и средних фракций нефти при термодеструкции керогена. Данные показали, что генерируются углеводороды C_1–C_8, причем C_1–C_4 в два раза больше, чем C_5–C_8 [20]. Также о керогене баженовской свиты известно, что он выделяет углеводороды легких фракций, поэтому в модели считается, что фракции C_{8+} не генерируются. Нефть в рассматриваемой модели делится на три описанные выше компоненты: C_1–C_4, C_5–C_8, C_{8+}. Уравнения источников компонент выглядят следующим образом:

$$q_i = d_i \omega(\theta) \rho_r (1 - \varphi - \varphi^*),$$
$$i = \{C_1 - C_4, C_5 - C_8\},$$

где ρ_r — плотность породы, φ – пористость, φ^* — часть объема, занимаемая керогеном, d_i — доля компонента i в генерации.

При описании эволюции пористости важно знать, какая часть пор, занимаемая керогеном, является изолированной и не будет участвовать в фильтрации после разложения керогена. Опираясь на результаты исследования [21] пустотного пространства, сформированного в результате преобразования керогена в образце керна баженовской свиты, можно утверждать, что весь освобожденный объем связан со свободной пористостью и доступен для фильтрации флюидов:

$$\partial_t \varphi = \frac{\sum\limits_i q_i}{\varrho_k}, \quad \partial_t \varphi^* = -\partial_t \varphi, \quad \varphi^* \geqslant \varphi_0 (1 - C).$$

Последнее уравнение является условием завершения генерации, константа C выражает генерационный потенциал.

3. ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ

Система дифференциальных уравнений (1) решалась численно с применением явной разностной схемы. Для выполнения расчетов был создан программный комплекс, позволяющий проводить вычислительные эксперименты как с классической моделью, так и с моделью неизотермического фильтрационного течения, описывающей термодеструкцию. Устойчивость решения обеспечивалась соблюдением условия Куранта–Фридрихса–Леви, соответствующие шаги по координате и времени составили 10 м и 5 с. Значения параметров, используемых в материальных уравнениях, приведены в табл. 2.

С помощью созданного программного комплекса были выполнены вычислительные эксперименты с двумя моделями. Начальные и граничные условия в обеих моделях были одинаковыми: в начальный момент времени температура пласта равнялась 350 К, давление — 18.5 МПа. Со стороны нагнетательной галереи осуществлялась закачка воздуха и действовал нагреватель, со стороны добывающей скважины производился отбор флюидов (нефти, газа, воды) (рис. 1).

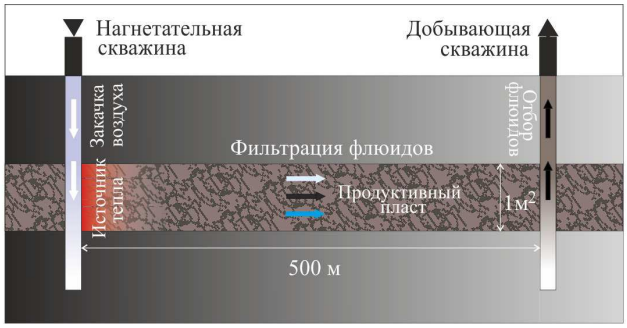

Рис. 1. Схема эксперимента

В ходе эксперимента изучались основные параметры процесса: распределение вдоль пласта давления, температуры, насыщенности фазами (нефтью, пластовой водой, газом), пористости и состава нефти. Графики эволюции профилей этих параметров приведены на рис. 2–6. Моделировался процесс, длительность которого составила более 11 мес. Первые 3 мес пласт прогревался до критической температуры, при которой начинается термодеструкция керогена — 570 К. Далее время отсчитывалось от этого момента — именно оно указано в подписях к графикам.

Оговоримся, что рассмотренные в квазиодномерных моделях процессы протекают в несколько раз быстрее, чем это происходит на промысле. Понятно, что для корректного учета условий реального пласта модель должна быть трехмерной (соответственно влияние

Табл. 2. Значения параметров, используемых в эксперименте

Параметр, размерность	Значение	Параметр, размерность	Значение
c_{11}, 1/Па	10^{-9}	p^{ref}, Па	$2.5 \cdot 10^{7}$
c_{21}, 1/Па	$1.7 \cdot 10^{-9}$	θ^{ref}, К	350
c_{31}, 1/Па	$2.4 \cdot 10^{-9}$	M_1, г/моль	48
c_{12}, 1/К	$2 \cdot 10^{-3}$	M_2, г/моль	105
c_{22}, 1/К	$1.3 \cdot 10^{-9}$	M_3, г/моль	205
c_{32}, 1/К	$7 \cdot 10^{-4}$	μ^w, Па· с	10^{-3}
c_{w1}, 1/Па	$5.7 \cdot 10^{-10}$	μ^g, Па· с	10^{-5}
c_{w2}, 1/К	$1.1 \cdot 10^{-3}$	μ^{ref}, Па· с	$7 \cdot 10^{-3}$
c^g, Дж/(моль·К)	70	δ, 1/К	$5 \cdot 10^{-3}$
c^o, Дж/(моль·К)	275	$f^g_{\max}$, ед.	1
c^w, Дж/(моль·К)	75	$f^w_{\max}$, ед.	1
c^r, Дж/(кг·К)	800	$f^o_{\max}$, ед.	1
c^k, Дж/(моль·К)	400	n^o, ед.	2
k	10^{-15}	n^w, ед.	2
p^{ref}_w, Па	$4 \cdot 10^{7}$	n^g, ед.	1.5
θ^{ref}_w, К	440	C_0, ед.	0.1
ρ_k, кг/м^3	$1.3 \cdot 10^{3}$	φ_0, ед.	0.15
ρ_r, кг/м^3	$2.5 \cdot 10^{3}$	κ_r, Вт/(м·К)	2
ρ^{ref}_1, моль/м^3	$1.2 \cdot 10^{4}$	κ_k, Вт/(м·К)	2
ρ^{ref}_2, моль/м^3	$6.5 \cdot 10^{3}$	s^o_*, ед.	0.2
ρ^{ref}_3, моль/м^3	$3.9 \cdot 10^{3}$	s^w_*, ед.	10^{-2}
ρ^{ref}_w, моль/м^3	$5.1 \cdot 10^{4}$	s^g_*, ед.	10^{-4}

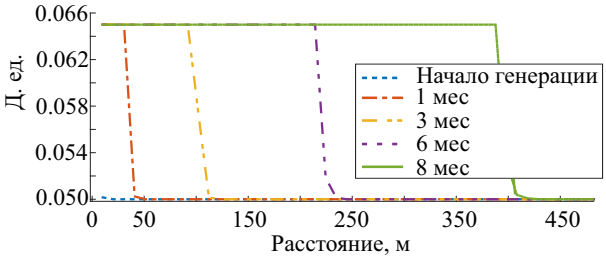

Рис. 2. Идентификатор протекания процесса термодеструкции — изменение пористости

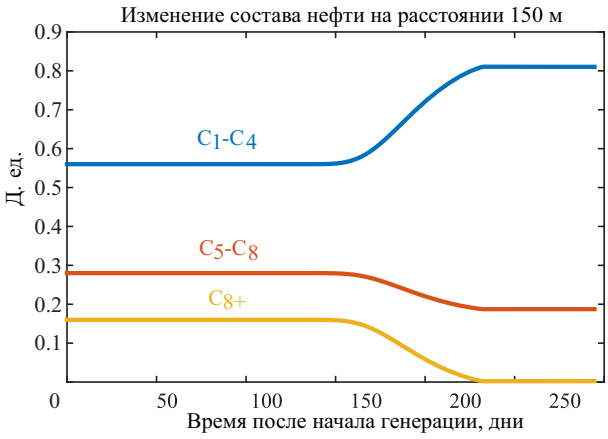

Рис. 3. Идентификатор протекания процесса термодеструкции — изменение состава нефти

закачки и прогрева от скважины будет медленнее распространяться по пласту). Однако в настоящей работе целью исследований было изучение предложенной в статье математической модели, учитывающей термодеструкцию керогена, что существенно удобнее делать в квазиодномерном случае.

Идентификатором протекания процесса термодеструкции является пористость: как только кероген начинает преобразовываться в подвижные углеводороды, часть объема, исходно занимаемая керогеном, становится доступной для фильтрации флюидов. Этот процесс иллюстрирует рис. 2, на котором показана зависимость пористости вдоль пласта в различные моменты времени. Также можно отследить изменение состава добываемой нефти (рис. 3).

На графике нефтенасыщенности в начале процесса появляется «бугор» («вал нефти»), что свидетельствует о наличии дополнительного притока углеводородов: в этой части пласта температура достигла порога генерации (рис. 4, *а*). На рисунке также видно, как процесс распространяется вдоль пласта. В эксперименте, не учитывающем термодеструкцию, нефтенасыщенность за 8 мес падает практически до минимального значения в 0.2, определяемого выбранной моделью фазовых проницаемостей (рис. 4, *б*). Вся подвижная нефть к этому моменту вытесняется из пласта.

Интересно также наблюдать эволюцию профиля температуры (рис. 5). В эксперименте с учетом термодеструкции рост температуры при достижении порога генерации замедляется, так как реакции термодеструкции являются эндотермическими. В эксперименте без

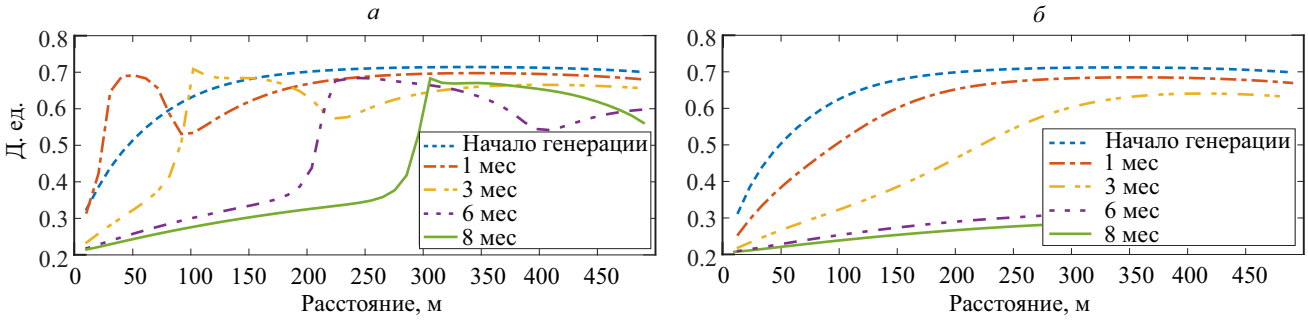

Рис. 4. Эволюция профиля нефтенасыщенности в процессе: *а* — с учетом термодеструкции, *б* — без термодеструкции

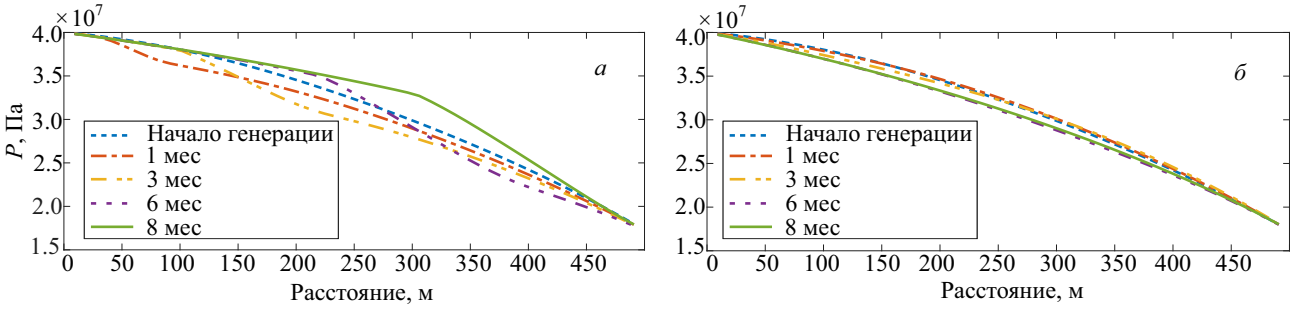

Рис. 5. Эволюция профиля давления в процессе: *а* — с учетом термодеструкции, *б* — без термодеструкции

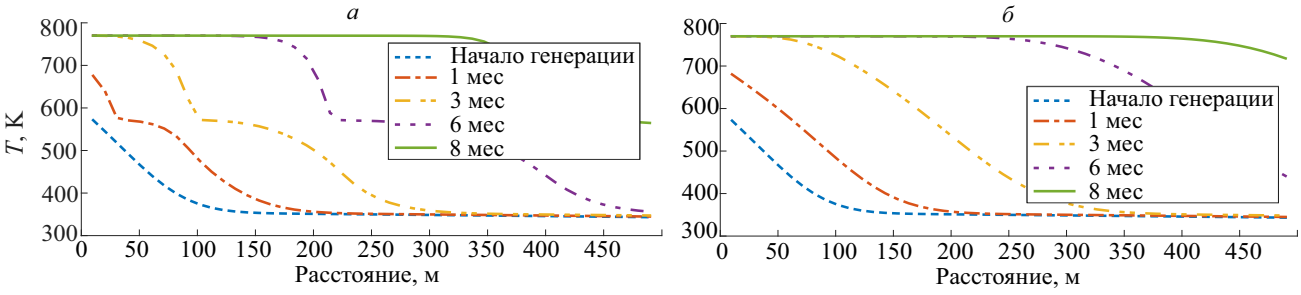

Рис. 6. Эволюция профиля температуры в процессе: *а* — с учетом термодеструкции, *б* — без термодеструкции

термодеструкции этого не происходит: температура плавно спадает от нагнетательной скважины к добывающей.

На профилях давлений в случае с процессом, учитывающем термодеструкцию, наблюдается перегиб именно в той части пласта, где находится максимум нефтенасыщенности, т. е. в той области, где происходит приток углеводородов за счет термодеструкции керогена (рис. 6, *а*). В случае когда процесс термодеструкции не учитывается, профиль давления практически не меняется с течением времени (рис. 6, *б*).

Наиболее интересной с практической точки зрения характеристикой процесса является накопленная добыча. На рис. 7 приведен график зависимости коэффициента нефтеизвлечения (отношение накопленной добычи нефти к начальным запасам нефти в пласте) от времени для двух рассматриваемых процессов. На графике видно, что разница между кривыми появляется в момент начала генерации (около 90 дней от начала эксперимента).

Сначала кривая процесса с термодеструкцией проходит чуть ниже, что обусловлено более интенсивной фильтрацией газовой фазы (за счет термодеструкции генерируются дополнительные углеводороды в газовой фазе), так как она в несколько раз подвижнее, чем

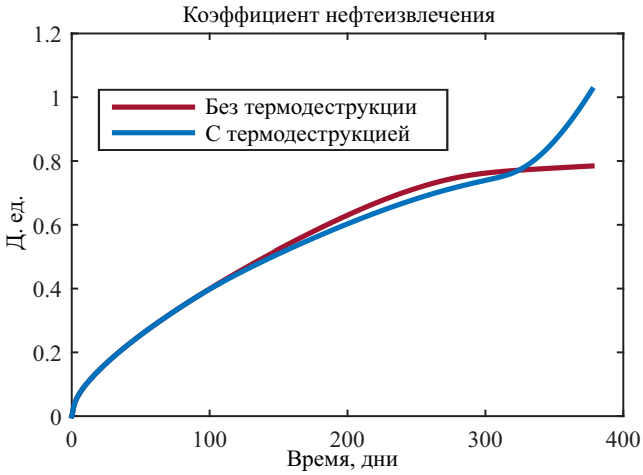

Рис. 7. Сравнение коэффициента нефтеизвлечения в двух моделях

нефть и вода. Затем, когда «вал нефти» доходит до добывающей скважины, количество добываемой нефти в единицу времени возрастает более чем в два раза. В процессе с учетом термодеструкции коэффициент нефтеизвлечения может превышать единицу, так как в пласте появляются источники углеводородов — при

этом расчет коэффициента извлечения, как это принято, ведется по отношению к начальным запасам нефти в пласте (жидких углеводородов). Таким образом, выделяющиеся в результате термодеструкции керогена углеводороды оказываются доступны для добычи.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье предложена новая модификация математической модели многокомпонентной неизотермической фильтрации для случая нефтекерогеносодержащего пласта, в котором вследствие нагрева происходит процесс термодеструкции керогена — из керогена выделяются и фильтруются по пласту жидкие и газообразные углеводороды. Ввиду сложности рассматриваемых математических моделей для получения решений соответствующих начально-краевых задач в работе использовались численные методы. Выполненные вычислительные эксперименты позволили показать, что предложенная в настоящей статье модель, дополненная уравнениями, описывающими термодеструкцию, более детально воспроизводит физические процессы в нефтекерогеносодержащем пласте, чем классическая модель многокомпонентной неизотермической фильтрации. Так, для случая предложенной в настоящей работе модели наблюдается увеличение со временем пористости пласта вследствие термодеструкции керогена, происходит изменение компонентного состава нефти (увеличение доли легких и средних фракций). Учет термодеструкции сказывается и на эволюции во времени таких физических характеристик, как распределение вдоль пласта давления, температуры, насыщенностей фазами (нефтью, газом и водой). В частности, распределение вдоль пласта давления и насыщенности нефтью демонстрируют локальное увеличение в зоне генерации жидких и газообразных углеводородов при термодеструкции керогена. Таким образом, полученные результаты свидетельствуют, что использование предложенной в настоящей работе модификации математической модели многокомпонентной неизотермической фильтрации представляется перспективным для дальнейших исследований внутрипластовых процессов в нефтекерогеносодержащих пластах при тепловом воздействии.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (грант № 15-07-99584).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Выгон Г., Рубцов А., Клубков С.* и др. Нетрадиционная нефть: станет ли бажен новым Баккеном // Сколково, 2013.
2. *Kuuskraa V., Stevens S., Moodhe K.* Technically recoverable shale oil and shale gas resources: an assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States. EIA, US Department of Energy report, 2013.
3. *Feng F., Akkutlu I. Y.* Flow of hydrocarbons in nanocapillary: A non-equilibrium molecular dynamics study // SPE Asia Pacific Unconventional Resources Conference and Exhibition. — Society of Petroleum Engineers, 2015.
4. *Gerke K. M., Karsanina M. V., Sizonenko T. O.* et al. Multi-scale image fusion of X-ray microtomography and SEM data to model flow and transport properties for complex rocks on pore-level // SPE Russian Petroleum Technology Conference. — Society of Petroleum Engineers, 2017.
5. *Stukan M., Abdallah W.* Nano-confined adsorbed and free gas in shale reservoirs: A molecular dynamic study // SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. — Society of Petroleum Engineers, 2015.
6. *Okamoto N., Liang Y., Murata S.* et al. Slip velocity and permeability of gas flow in nanopores for shale gas development // SPE Asia Pacific Unconventional Resources Conference and Exhibition. — Society of Petroleum Engineers, 2015.
7. *Kou R., Alafnan S. F. K., Akkutlu I. Y.* Coupling of Darcy's equation with molecular transport and its application to upscaling kerogen permeability // SPE Europec featured at 78th EAGE Conference and Exhibition. — Society of Petroleum Engineers, 2016.
8. *Beg O. A., Takhar H. S., Bhargava R.* et al. // Physica Scripta. 2008. **77**, N 6. 065402.
9. *Zeng Z., Grigg R.* // Transport in porous media. 2006. **63**, N 1. P. 57–69.
10. *Suhag A. Ranjith R., Aminzadeh F.* et al. Comparison of shale oil production forecasting using empirical methods and artificial neural networks // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. — Society of Petroleum Engineers, 2017.
11. *Akkutlu I. Y., Yortsos Y. C.* The effect of heterogeneity on in-situ combustion: the propagation of combustion fronts in layered porous media // SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. — Society of Petroleum Engineers, 2002.
12. *Hu Y., Devegowda D., Sigal R. F.* Impact of maturity on kerogen pore wettability: A modeling study // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. — Society of Petroleum Engineers, 2014.
13. *Азиз Х., Сеттари Э.* Математическое моделирование пластовых систем. Ижевск: ИКИ, 2004.
14. *Каневская Р. Д.* Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. Ижевск: ИКИ, 2002.
15. *Басниев К. С., Кочина И. Н., Максимов В. М.* Подземная гидромеханика. М.: Недра, 1993.
16. Сайт Национального института стандартов и технологий США: http://webbook.nist.gov/chemistry/fluid
17. *Corey A. T.* // Prod. Monthly. 1954. **19**, N 1. P. 38.
18. *Баженова О. К., Бурлин Ю. К., Соколов Б. А., Хаин В. Е.* Геология и геохимия нефти и газа. М., 2004.
19. *Козлова Е. В., Фадеева Н. П., Калмыков Г. А.* и др. // Вестн. Моск. ун-та. Серия 4. Геология. 2015. С. 44.
20. *Щеколдин К. А.* Обоснование технологических режимов термогазового воздействия на залежи баженовской свиты. Дисс. . . . канд. техн. наук: 05.13.18. Москва, 2016. 105 с.
21. *Балушкина Н. С., Калмыков Г. А., Кирюхина Т. А.* и др. // Геология нефти и газа. 2013. № 3. С. 48.

Modification of a Mathematical Model of Non-Isothermal Flow in an Oil–Kerogen–Containing Reservoir Taking Thermal Degradation of Kerogen into Account

A. V. Kayukova[1a], **A. V. Isayeva**[2b]

[1]*Department of mathematical modelling and informatics, Faculty of Physics, Lomonosov Moscow State University. Moscow 119991, Russia.*
[2]*Department of Physics of the Earth, Faculty of Physics, Lomonosov Moscow State University. Moscow 119991, Russia.*
E-mail: [a]*akayukova16@gmail.com*, [b]*avisaeva@gmail.com*.

This paper deals with modification of a mathematical model for the multicomponent non-isothermal flow of oil and gas considering the processes of thermal degradation of kerogen upon heating of oil-kerogen-containing reservoirs. A system of differential equations that describe thermal degradation is formulated based on the data on testing a thermal-gas method at the deposit of the Bazhenov formation, as well as using the data from laboratory pyrolytic studies. The one-dimensional initial-boundary problem that is obtained is solved using numerical methods. The numerical experiments were carried out at different values of parameters for two models: the classical model of multi-component three-phase flow and the model supplemented by the equations that describe thermal degradation. The computational results obtained based on the two different models are compared; the advantages of the model proposed in this paper are shown.

Keywords: thermal degradation, kerogen, Bazhenov formation, multi-component non-isothermal flow.
PACS: 02.70.Bf.
Received 24 October 2017.

English version: *Moscow University Physics Bulletin*. 2018. **73**, No. 5. Pp. 542–550.

Сведения об авторах

1. Каюкова Анастасия Владимировна — студентка; e-mail: akayukova16@gmail.com.
2. Исаева Анна Вячеславовна — канд. физ.-мат. наук, доцент; тел.: (495) 939-11-00, e-mail: avisaeva@gmail.com.