# ВЛИЯНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НА РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ О ПРОТИВОТОЧНОЙ КАПИЛЛЯРНОЙ ПРОПИТКЕ

# И. Г. Телегин $^{1}$ , О. Б. Бочаров $^{2}$

 $^{1}$  Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия  $^{2}$  Новосибирский технологический центр АО «Бейкер Хьюз», г. Новосибирск, Россия

Аннотация. В работе строится модификация модели противоточной капиллярной пропитки с вязкостью нефти, зависящей от динамической водонасыщенности. Такой подход соответствует приближенному моделированию сложного состава углеводородного флюида и учету того факта, что на ряде месторождений регистрируется изменение вязкости нефти при увеличении доли воды в добываемой жидкости на разных этапах разработки нефтяных месторождений. Численно исследовано поведение решений при вариации параметров модели. Показано, что вымывание более легких фракций нефти на первых этапах эксплуатации в целом увеличивает сроки достижения проектных показателей. Проанализировано влияние гравитации на капиллярную промывку труднодоступных мест.

Ключевые слова: капиллярное давление; водонасыщенность; противоточная пропитка

# A CHANGE IN OIL VISCOSITY DURING CRUDE OIL PRODUCTION INFLUENCE ON THE SOLUTIONS OF COUNTER-CURRENT CAPILLARY IMBIBITION PROBLEM

I. G. Telegin<sup>1</sup>, O. B. Bocharov<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia <sup>2</sup>Novosibirsk Technology Center JSC «Baker Hughes», Novosibirsk, Russia

Abstract. In this article we construct a modification of the model of counter-current capillary imbibition with oil viscosity dependent on dynamic water saturation. This approach corresponds to the approximate modeling of the complex composition of hydrocarbon fluid and taking into account the fact that a change in oil viscosity is recorded in some fields with an increase in the share of water in the extracted liquid at different stages of oil field development. The behavior of solutions under variation of model parameters is studied numerically. It is shown that the leaching of lighter fractions of oil at the first stages of operation as a whole increases the terms of achievement of project indicators. The influence of gravity on capillary washing of hard-to-reach places is analyzed.

Key words: capillary pressure; water saturation; counter-current capillary imbibition

#### Введение

В работах В. И. Титова, С. А. Жданова, А. В. Сорокина, В. Д. Сорокина и других ученых отмечается, что физико-химические свойства нефти, добываемой на разных этапах эксплуатации нефтяных месторождений, могут серьезно варьироваться [1–4]. Например, на месторождениях Западной Сибири и Урало-Поволжья вязкость нефти на первой стадии разработки может в несколько раз отличаться от вязкости нефти на заключительных стадиях [3].

Для изучения влияния вариации вязкости нефти на решения задач двухфазной фильтрации в работе [5] численно исследовалась модификация модели Баклея — Леверетта (фильтрация без учета капиллярных сил), в которой изменение вязкости

*№* 6, 2018

нефти моделировалось с помощью зависимости отношения вязкостей от динамической водонасыщенности.

В данной работе, по аналогии с работой [5], строится модификация модели противоточной капиллярной пропитки. Такой подход соответствует приближенному моделированию многофракционного состава углеводородного флюида и учету того, что на ряде месторождений изменение вязкости нефти происходит при увеличении доли воды в потоке добываемой жидкости за счет вымывания определенных нефтяных фракций. Анализируется также влияние гравитационных сил на решение задачи.

### Уравнения модели пропитки и постановка задачи

Одномерная модель капиллярной пропитки двух несмешивающихся жидкостей в однородной пористой среде с учетом массовых сил имеет вид [6, 7]

$$m\frac{\partial s}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} (K_0 \overline{a}(s) (\frac{\partial p_c(s)}{\partial x} + f_1)) \equiv -\frac{\partial v}{\partial x}, \tag{1}$$

где t — время;  $x \in [0,L]$  — пространственная переменная; s — динамическая насыщенность смачивающей фазы (воды),  $s = (s_1 - S_1^0)/(1 - S_1^0 - S_2^0)$ ,  $s_1$  — истинная насыщенность смачивающей фазы,  $(S_1^0, S_2^0) = const$  — остаточные водо- и нефтенасыщенности;  $m = m_0(1 - S_1^0 - S_2^0)$ ,  $m_0$  — пористость коллектора;  $K_0 = const$  — абсолютная проницаемость пласта;  $\overline{a}(s) = -k_1(s)k_2(s)/(\mu_2(k_1(s) + \mu k_2(s)))$ ,  $k_i(s)$  — относительные фазовые проницаемости (нижний индекс i=1 означает воду, а i=2 — нефть),  $\mu = \mu_1/\mu_2$ ,  $\mu_i$  — вязкости,  $\nu$  — скорость фильтрации смачивающей фазы (воды);  $p_c(s) = (m_0/K_0)^{1/2} \sigma j(s)$  — капиллярное давление,  $\sigma$  — коэффициент поверхностного натяжения, j(s) — функция Леверетта;  $f_1 = (\rho_1 - \rho_2)\vec{g} \cdot \vec{e}_X$ ,  $\vec{g} \cdot \vec{e}_X = g \cdot cos(\vec{g}, \vec{e}_X)$ ,  $\vec{e}_X$  — орт вектора оси ОХ (ось ОХ направлена от нагнетательной скважины к добывающей), g — ускорение свободного падения.

Отметим, что 
$$k_1(0) = k_2(1) = j(1) = 0$$
;  $j(s) > 0$ ,  $\frac{dj}{ds} \le 0$ ,  $s \in [0,1)$ .

Противоточная капиллярная пропитка происходит в случае, когда левый конец (x=0) пористого нефтенасыщенного тела контактирует со смачивающей фазой (s=1) и при этом капиллярное давление вне нефтенасыщенного тела равно нулю, то есть выполняется условие j(1)=0, и значит при x=0 будем иметь

$$s|_{r=0}=1$$
. (2 a)

Правый конец нефтенасыщенного тела (x = L) непроницаем, и, соответственно, скорость фильтрации обеих фаз равна нулю, в частности

$$v|_{x=L} = 0.$$
 (2 6)

Главная расчетная характеристика при разработке нефтяных месторождений — водонасыщенность, и потому для моделирования эффекта увеличения вязкости

нефти можно использовать следующую зависимость вязкости нефти  $\mu_2$  от водонасыщенности:

$$\mu_2(s) = \mu_2^0 + (\mu_2^1 - \mu_2^0) \cdot s^{\alpha}, \ \alpha > 0,$$

где  $\mu_2^0 = \mu_2(0)$ ,  $\mu_2^1 = \mu_2(1)$ . При  $\mu_2^1 = \mu_2^0$  получим классическую модель противоточной капиллярной пропитки [6, 7].

Для численных расчетов перейдем к безразмерным переменным:

$$\widetilde{x} = x/L \; , \; \widetilde{t} = \sigma \sqrt{(K_0 m_0)} \; / (\mu_2^0 L^2 m) \cdot t \; , \; \widetilde{\mu}_2 = \mu_2 \; / \; \mu_2^0 \; , \; \widetilde{\mu}_1 = \mu_1 \; / \; \mu_2^0 \; , \; \widetilde{\mu}_2^1 = \mu_2^1 \; / \; \mu_2^0 \; .$$

Волна над безразмерными переменными в дальнейшем опускается. Уравнение (1) с краевыми условиями (2) в новых переменных можно переписать в виде следующей задачи:

$$\begin{cases} \frac{\partial s}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} (a(s) \frac{\partial p(s)}{\partial x} - Ga(s)); \\ s(0,t) = 1; \ a(s) \frac{\partial p(s)}{\partial x} - Ga(s)|_{x=1} = 0; s(x,0) = 0, x \in (0,1], \end{cases}$$
(3)

где 
$$a(s) = k_1(s)k_2(s)/(\mu_2(s)(k_1(s) + \mu k_2(s)));$$
  $\mu_2(s) = 1 + (\mu_2^1 - 1) \cdot s^{\alpha};$   $p(s) = -j(s),$   $G = L\sqrt{K_0} \cdot (\rho_1 - \rho_2)[\vec{g} \cdot \vec{e}_X]/(\sigma\sqrt{m_0}).$ 

Отметим, что  $\mu_2^1$  после обезразмеривания выражает, во сколько раз конечная вязкость  $\mu_2(1)$  отличается от начальной вязкости  $\mu_2(0)$ .

## Особенности численного моделирования

Алгоритм численного расчета начально-краевых задач противоточной пропит-ки описан в работе [8].

Для контроля и анализа полученных решений на каждом временном шаге вычислялись две основные характеристики процесса вытеснения:

 $x_f(t)$  — предельная точка распространения фронта водонасыщенности;

$$\eta(t) = \int_{0}^{1} s(x,t)dx \cdot 100\%$$
 — обводненность нефтяного пласта, численное интегриро-

вание проводилось по формуле трапеций.

При проведении расчетов использовались функции фазовых проницаемостей, апробированные на экспериментальных данных из работы [8],

$$k_1 = 0.12 s^{1.6} + 0.35 s^{3.6} \; , \; k_2 = 0.64 ((1-s)/(1+s))^{1.05} \; ,$$

функция Леверетта j(s) обобщенного вида была взята в виде

$$j(s) = C_1 - C_1 s^{\xi} + (1 - C_1)(1 - s)^{\omega}, \ \xi \ge 1, \ \omega \ge 1, \ C_1 \in (0,1).$$

В работе  $C_1 = 0.5$ ,  $\xi = \omega = 5$ . Поведение функциональных параметров модели и динамика вязкости второй фазы (нефти) в процессе водонасыщения показаны на рисунке 1.

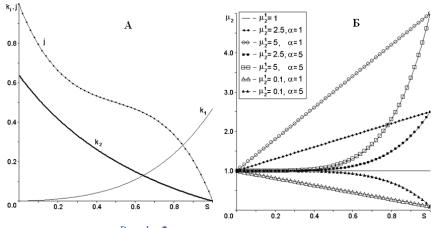


Рис. 1. Функциональные параметры:

A — относительные фазовые проницаемости и функция Леверетта  $(k_1$  ,  $k_2$  , j ); E — вязкость нефти при  $\mu_2^1 = \{0.1, 1, 2.5, 5\}, \ \alpha = \{1,5\}$ 

# Моделирование пропитки без учета массовых сил (G=0) с $\mu_2^1 > 1$

При  $\mu_2^1 = 1$  имеем классическую модель противоточной капиллярной пропитки (на рисунках далее тонкие линии). В случае  $\mu_2^1 > 1$  вязкость нефти увеличивается в процессе разработки, на рисунке 2 а приведены примеры расчетов при  $\alpha=1$  и разных  $\mu_2^1$ , а соответствующие обводненности представлены на рисунке 2 б. Из рисунков следует, что увеличение  $\mu_2^1$  изменяет решение задачи пропитки: тормозится скорость движения фронта  $x_f(t)$ ; замедляется заводнение пласта, причем с увеличением времени t разница между вариантами увеличивается.

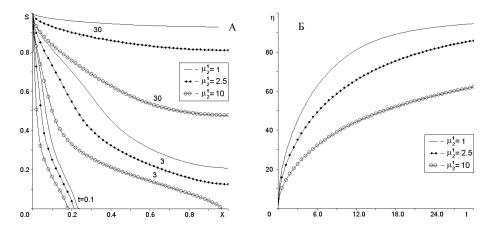


Рис. 2. **Решения при**  $\alpha = 1$  **и**  $\mu_2^1 > 1$ : A — насыщенности s(x, t); B — обводненности  $\eta(t)$ 

На рисунке 3 приведены результаты моделирования при  $\alpha = 5$  (остальные параметры те же, что и для случая в рис. 2). Сравнение с рисунком 2 показывает, что увеличение lpha с 1 до 5 уменьшает разницу с классической моделью. В этой серии расчетов деформация профилей решения существенно меньше, чем для серии расчетов с  $\alpha = 1$ . Отметим, что при больших  $\mu_2^1$  приход воды на правый край образца сильно запаздывает.

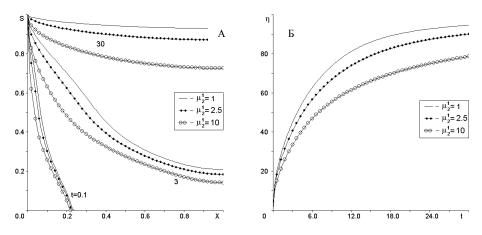
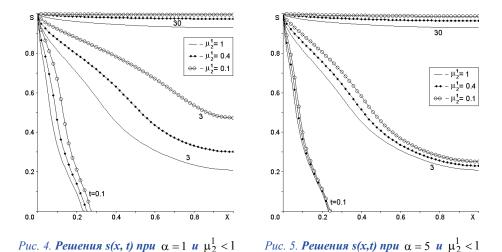


Рис. 3. **Решения при**  $\alpha = 5$  **и**  $\mu_2^1 > 1$ : A — насыщенности s(x, t); E — обводненности  $\eta(t)$ 

# Моделирование пропитки без учета массовых сил (G = 0) с $\mu_2^1$ < 1

Из литературных источников [3, 4] известны случаи, когда вязкость нефти в процессе разработки снижается. В частности, этого можно добиться использованием физико-химических методов при разработке. В данной работе снижение вязкости нефти будем моделировать заданием параметра  $\mu_2^1 \in (0,1)$ . Для разных  $\mu_2^1 < 1$  был проведен ряд расчетов, представленных на рисунках 4 и 5. Из сравнения рисунков видно, что с уменьшением  $\mu_2^1$  растет скорость продвижения фронта вытеснения, и, соответственно, растут темпы заводнения. Как и ранее, эффект снижения вязкости нефти при  $\alpha = 5$  проявляется слабее, чем при  $\alpha = 1$  (см. рис. 4). Разница между решениями также растет значительно медленнее. Фронты  $x_f(t)$  движутся примерно с той же скоростью, что и в классической модели (то есть при  $\mu_2^1 = 1$ ).



## Моделирование пропитки с верхнего края образца, G > 0

Считаем, что  $\rho_1 \ge \rho_2$ . В данной задаче процессы капиллярного впитывания и гравитационного оседания направлены в одну сторону. На рисунке 6 приведены графики при G=2,  $\alpha=5$  и разных  $\mu_2^1$ . Особенностью решений s(x, t) в этом варианте при больших G ( $G \ge 2$ ) является формирование профилей, характерных для классической задачи вытеснения в модели Маскета — Леверетта [7], что связано с преобладанием гравитационного просачивания в пласт, которое играет роль конвективного члена. После достижения фронтом водонасыщенности нижнего края пласта происходят накопление воды в нижней части пласта и всплытие нефти. Это явление объясняется условием  $(a\frac{\partial p}{\partial x}-Ga)|_{x=1}=0$ , при котором производная  $\frac{\partial s}{\partial x}=G/(-\frac{dj(s)}{ds})$  в точке x=1 становится положительной, и в этой точке формируется локальный максимум. Из графика обводненности (см. рис. 6 б) видно, что при  $\mu_2^1 = 0,1$  полное вытеснение нефти произошло несколько раньше, чем в классической модели при  $\mu_2^1=1$ , а увеличение  $\mu_2^1$  до 10 сильно замедлило процесс полного вытеснения нефти.

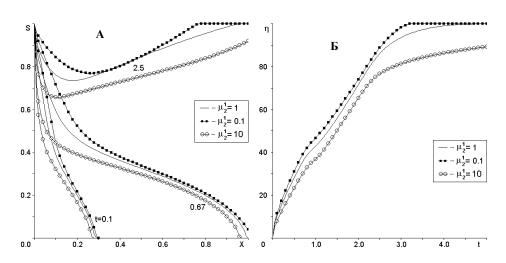
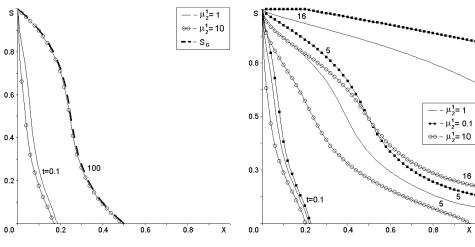


Рис. 6. **Решения при**  $\alpha = 5$  **и** G = 2: A — насыщенности s(x, t); B — обводненности

## Моделирование пропитки с нижнего края образца, G < 0

На рисунке 7 приведены профили решений при G = -2,  $\alpha = 5$  и  $\mu_2^1 = 10$ . Из динамики расчетов видно, что процесс вытеснения можно разделить на две стадии: на первой стадии имеет место более медленная, чем при G=0, пропитка, а далее происходят стабилизация решения и выход его на некоторый стационарный профиль  $s_G(x) = j^{-1}(-G \cdot x)$  (см. рис. 7, толстый пунктир). Фронт пропитки выходит на стационарный профиль в связи с тем, что гравитационный (-Ga) и капиллярный потоки  $a\frac{\partial p}{\partial x}$  в данной задаче разнонаправлены и формируется режим капиллярно-гравитационного равновесия. Видно совпадение решений с графической точностью для  $\mu_2^1=1$  и  $\mu_2^1=10$  при достижении t=100 (см. рис. 7).

Этого и следовало ожидать, так как решение  $s_G(x)$  не зависит от  $\mu_2^1$ . Для G<0 характерна более медленная, чем при G=0, пропитка. На рисунке 8 представлены решения пропитки при G=-0.5,  $\alpha=5$  и вариации  $\mu_2^1$ . Особенностью приведенных расчетов является значительная разница между решениями по классической модели ( $\mu_2^1=1$ ) и по модели с  $\mu_2^1=10$  после прихода воды к правому краю. Решения по этим моделям становятся мало сравнимыми.



Puc. 7. Решения s(x, t) при  $\alpha = 5$  и G = -2

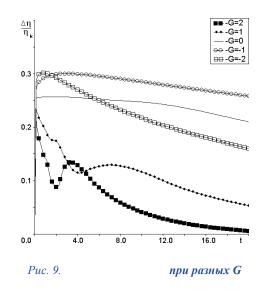
Рис. 8. **Решения s(x, t) при**  $\alpha = 5$  **и** G = -0.5

На рисунке 9 приведена серия графиков относительной разницы обводненностей  $f(t) = \Delta \eta(t)/\eta_k(t)$ , где  $\Delta \eta(t) = |\eta_k(t) - \eta_\mu(t)|$ ,  $\eta_k(t)$  — обводненность по классической модели (  $\mu_2^1 = 1$  ), а  $\eta_\mu(t)$  — обводненность по модели с зависимостью вязкости от s(x,t) при  $\alpha = 5$  и вариации  $\mu_2^1$  (в данной серии расчетов  $\mu_2^1 = 10$ ).

Для функции f(t) из рисунка 9 наблюдается следующее поведение:

- наибольших значений функция f(t) достигает в основном при G = -1;
- при G = 1 и G = 2 функции f(t) имеют локальные минимум и максимум, что связано с влиянием краевого условия на верхнем (правом) конце образца и эффектом всплытия нефти;
- при G < 0 функция f(t) достаточно быстро выходит на максимум и далее медленно убывает;
- чем больше |G|, тем интенсивнее убывание функции f(t) после достижения максимума.

В таблице представлены максимумы функции  $\Delta \eta(t)$  для разных G и приблизительные значения  $T_G$  — времена достижения  $\max(\Delta \eta(t))$ . Из таблицы



**№ 6, 2018** 

следует, что с уменьшением G < -0.5 уменьшаются  $T_G$  и  $\max(\Delta \eta(t))$ . Наибольший  $T_G$  и наибольший  $\max(\Delta \eta(t))$  достигаются при G = -0.5.

## Расчетные параметры $T_G$ и $max(\Delta \eta(t))$

$\mu_2^1$	Параметр	G								
		-3	-2	-1	-0,5	0	0,5	1	2	3
10	$T_G$	1,73	3,93	15,9	16,9	14,25	5,05	7,7	3,55	2,30
	$\max(\Delta \eta(t))$	3,84	5,69	11,27	33,09	19,99	12,73	12,45	13,03	13,31
0,1	$T_G$	0,85	1,93	7,48	11,64	9,3	5,15	6,3	3,12	2,07
	$\max(\Delta \eta(t))$	2,21	3,24	6,36	16,56	11,36	8,64	6,16	4,75	3,98

#### Выводы

- Расчеты с использованием данной модели отражают наблюдаемые на нефтяных месторождениях изменения в процессе разработки.
- Рост вязкости нефти в процессе разработки увеличивает время вымывания ее из труднодоступных мест/блоков, где работает противоточная пропитка, и достижение расчетного коэффициента извлечения нефти серьезно осложняется. Разработка месторождения растягивается на более длительный срок.
- При проектировании промывки труднодоступных мест/блоков с использованием противоточной пропитки ее эффективнее использовать сверху.

#### Библиографический список

- 1. Титов В. И., Жданов С. А. Изменение состава пластовых нефтей при разработке месторождений (Обзор) // Нефтяное хозяйство. -1988. -№ 8. -ℂ. 26–28.
- 2. Сорокин А. В., Сорокин В. Д. Исследование процесса изменчивости физико-химических свойств пластовой нефти при разработке месторождений Западной Сибири. Тюмень: Вектор-Бук, 2004. 237 с.
- 3. Ковда Д. А., Мастобаев Б. Н. Изменение физико-химических свойств нефти при добыче (на примере месторождений РФ) и влияние их на процессы подготовки и транспорта // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2013. № 1. С. 9–12.
- 4. Большая Энциклопедия нефти и газа [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.ngpedia.ru/id48911p1.html.
- 5. Бочаров О. Б., Телегин И. Г. Один из подходов к учету влияния изменения свойств нефти на процесс нефтедобычи // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.— 2011. № 1. С. 37–41.
- 6. Рыжик В. М. О механизме капиллярной пропитки пористой среды // Изв. АН СССР. Механика и машиностроение. 1959. № 1. С. 151–153.
- 7. Бочаров О. Б., Телегин И. Г. Сравнение модели фильтрации несмешивающихся жидкостей с фазовыми подвижностями и модели Маскета Леверетта // Теплофизика и аэромеханика. -2004. Т. 9. № 4. С. 597-605.
- 8. Бочаров О. Б., Телегин И. Г. Численное моделирование термокапиллярной противоточной пропитки // Теплофизика и Аэромеханика. 2005. Т. 12, № 3. С. 433–444.

#### Сведения об авторах

Teлeгин Игорь Григорьевич, к. ф.-м. н., Тюменский индустриальный университет, г. Tromeнь, e-mail: igtelegin@yandex.ru

Бочаров Олег Борисович, к. ф.-м. н., доцент, Новосибирский технологический центр АО «Бейкер Хьюз», г. Новосибирск, e-mail: oleg.bocharov @bakerhughes.com

#### Information about the authors

Telegin I. G., Candidate of Physics and Mathematics, Industrial University of Tyumen, e-mail: igtelegin@yandex.ru

Bocharov O. B., Candidate of Physics and Mathematics, Associate Professor, Novosibirsk Technology Center JSC «Baker Hughes», Novosibirsk, e-mail: oleg.bocharov@bakerhughes.com