

ОДИН ИЗ ПОДХОДОВ К УЧЁТУ ВЛИЯНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ СВОЙСТВ НЕФТИ НА ПРОЦЕСС НЕФТЕДОБЫЧИ

О. Б. Бочаров, И. Г. Телегин

(Институт водных и экологических проблем СО РАН, г. Новосибирск;
Тюменский государственный нефтегазовый университет)

Ключевые слова: *водонасыщенность, двухфазная фильтрация, модель Баклея-Лeverетта*

Keyword: *water saturation, two-phase flow, Buckley-Leverett model*

Как отмечается в ряде работ [1,2], физико-химические свойства, в частности, вязкость нефти, добытой в начале разработки месторождения, могут значительно отличаться от таковых для нефти, добытой на заключительных стадиях разработки. Это связано с особенностями фильтрации различных фракций нефти. Более легкие составляющие вытесняются водой относительно легко, поэтому нефть, состоящая из более легких фракций, то есть маловязкая нефть, добывается на первой стадии разработки месторождения при малой обводненности продукции. Более вязкие фракции вытесняются водой медленнее, соответственно, добываются на заключительных этапах разработки месторождения (при высокой обводненности продукции). По наблюдениям на месторождениях Западной Сибири [2] вязкость нефти на первой стадии разработки может отличаться от вязкости нефти на заключительных стадиях в десятки раз.

1. Формулировка модели и краевой задачи.

Одномерная задача вытеснения нефти водой в рамках классической модели Баклея-Лeverетта, без учета массовых сил и при заданном расходе, реализуется в виде следующего уравнения [3]:

$$m \frac{\partial s}{\partial t} + Q(t) \frac{\partial b}{\partial t} = 0, \quad (1)$$

где $m = m_0(1 - S_1^0 - S_2^0)$ – эффективная пористость, $s = (s_1 - S_1^0)/(1 - S_1^0 - S_2^0)$ – динамическая насыщенность вытесняющей фазой, S_i – истинная насыщенность порового пространства (индекс $i=1$ соответствует воде, а $i=2$ – нефти), S_i^0 – остаточная насыщенность, $x \in [0, L]$ – пространственная переменная, L – расстояние от нагнетательной скважины до добывающей скважины, t – время, $b(s) = k_1/(k_1 + \mu k_2)$ – доля воды в потоке (функция Баклея), $k_1(s)$ и $k_2(s)$ – относительные фазовые проницаемости, $\mu = \mu_1/\mu_2$ – отношение вязкостей фаз, Q – расход воды. Наиболее типичными свойствами функции $b(s)$ являются следующие: $b(0) = 0$, $b(1) = 1$, $b'(s) > 0$, существует точка перегиба s^* , $b''(s^*) = 0$.

Проведем обезразмеривание уравнения (1) стандартным образом и используем преобразование координат по следующим формулам:

$$\bar{t} = \frac{1}{mL} \int_0^{\xi} Q(\xi) d\xi; \bar{x} = x/L.$$

Черточки над \bar{x} и \bar{t} в дальнейшем опускаются. Уравнение (1) в новых координатах запишется в виде

$$\frac{\partial s}{\partial \bar{t}} + \frac{\partial b}{\partial \bar{x}} = 0, \quad (2)$$

Для уравнения (2) будем изучать следующую начально-краевую задачу:

$$s(0, \bar{t}) = 1, s(\bar{x}, 0) = 0. \quad (3)$$

Одной из характеристик разных этапов разработки месторождения является обводненность продукции. В связи с этим, для моделирования эффекта увеличения вязкости нефти в процессе разработки месторождения, оставаясь в рамках основных концепций модели Баклея-Лeverетта, можно предложить учитывать зависимость отношения вязкостей μ от водонасыщенности $s(x, t)$:

$$\mu = \mu_0 / (1 + C_\mu k_3(s)), \quad (4)$$

где μ_0 – отношение вязкости в начальный момент разработки, C_μ – параметр, характеризующий приращение вязкости нефти. При $C_\mu = 0$ получим классическую модель Баклея-Лeverетта.

2. Численный алгоритм.

Введем сетку с распределенными узлами $\omega_{h\tau} = \{x_i = ih, t^n = n\tau, i = \overline{0, N}, n = 0, 1, 2, \dots\}$, $h = 1/N$ – шаг по пространственной координате, $\tau = Kh^2$ – шаг по временной переменной, $K = \tau/h^2$. Шаг h взят равным 0,005 ($N = 200$), $\tau = 0,00025$.

Уравнение для водонасыщенности аппроксимируется простейшей неявной противопотоковой разностной схемой первого порядка [4]:

$$\frac{s_i^{n+1} - s_i^n}{\tau} + \frac{b_i^{n+1} - b_{i-1}^{n+1}}{h} = 0, \quad i = \overline{0, N}; \quad s_i^0 = 0, i = \overline{1, N}; \quad s_0^n = 1, n = 0, 1, 2, \dots \quad (5)$$

На каждом временном шаге вычисляются следующие основные характеристики процесса вытеснения: положение $x_c(t)$ – фронтовой водонасыщенности в БЛ модели S_c , которая определяется решением нелинейного уравнения

$b'_s(s_c, 0) = b(s_c, 0)/s_c$, с помощью метода деления пополам, обводненность пласта $-\eta(t) = 100\% \int_0^1 s(x, t) dx$ (интеграл вычисляется по формуле трапеций). Так же контролировалась предельная точка распространения водонасыщенности $x_f(t)$.

3. Результаты расчетов.

При проведении расчетов использовались модельные параметры: $k_1 = s^2$, $k_2 = (1-s)^2$, $k_3 = s^\alpha$. На рисунках далее толстыми линиями обозначены характеристики, относящиеся к контрольному расчету по модели Баклея-Лeverетта (рис. 1-10).

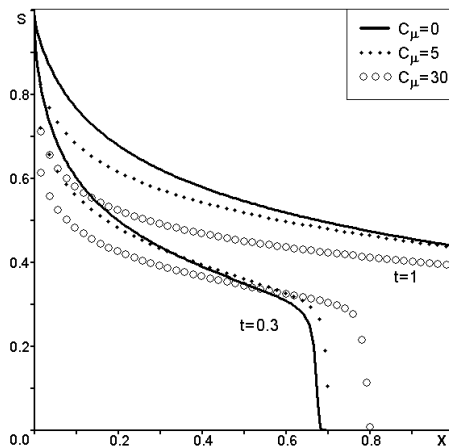


Рис. 1. Расчеты для различных C_μ на разные моменты времени с $\mu_0 = 0,1$

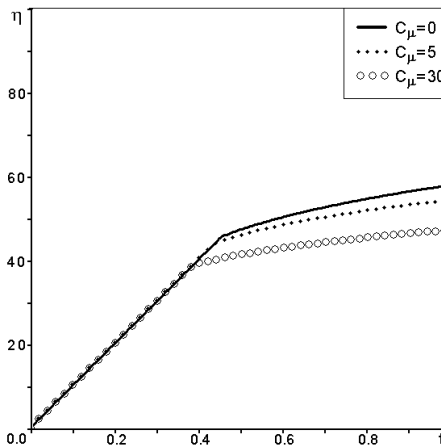


Рис. 2. Обводненность к рис. 1

3.1. Примеры работы модели при вытеснении нефтей средней вязкости.

В данном разделе приведены примеры расчетов для разных C_μ , при $\alpha = 3$ и фиксированном $\mu_0 = 0,1$ (условия Ромашкинского месторождения). Крупными кружками обозначены решения или характеристики, соответствующие значению $C_\mu = 30$, мелкими кружками – решения или характеристики, соответствующие значению $C_\mu = 5$ (см. рис. 1-10). Решения для водонасыщенности (см. рис. 1). Соответствующие обводненности (см. рис. 2). Графики движения x_c (см. рис. 3). Графики движения x_f (см. рис. 4).

Увеличение C_μ значительно изменяет профиль водонасыщенности (см. рис. 1-4). Фронт x_f движется быстрее, чем в контрольном случае, что приводит к более раннему прорыву воды. При $t = 1$ доля невытесненной нефти значительно больше по сравнению с классической моделью. Такая трансформация профиля водонасыщенности приводит к следующим изменениям в процессе разработки:

- добывающие скважины обводняются раньше чем в контрольном случае;
- после прорыва воды имеет место снижение темпов отбора;
- разработка месторождения растягивается на более длительный срок;
- достижение заданного коэффициента извлечения нефти из-за увеличения вязкости нефти серьезно осложняется.

Возникает необходимость использования дополнительных методов увеличения нефтеотдачи.

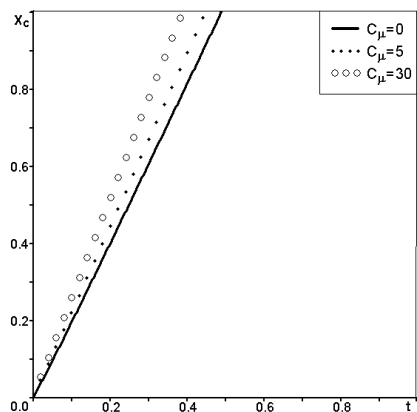


Рис.3. Графики x_c к рис. 1

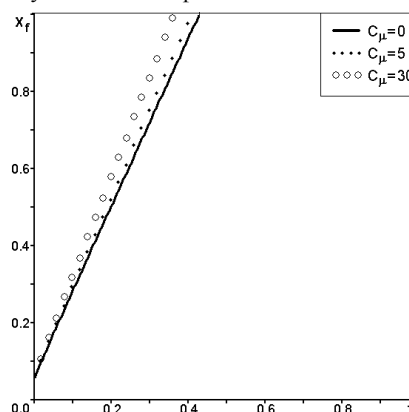


Рис.4. Графики x_f к рис. 1

3.2. Эксперименты при вытеснении нефти малой вязкости.

Характеристики решений при расчетах с $\mu_0 = 0,5$ приведены для разных C_μ ($\alpha = 3$) (см. рис. 5-8). Увеличение C_μ для данной серии расчетов оказало большее влияние, чем для серии расчетов п.3.1. Доля невытесненной нефти возросла (см. рис. 5-8). Движение фронтов x_f и x_c ускоряется. Достижение заданного коэффициента извлечения нефти из-за

значительного увеличения вязкости нефти становится малореальным. Длительность разработки месторождения в стадии сильной обводнённости добывающих скважин увеличивается.

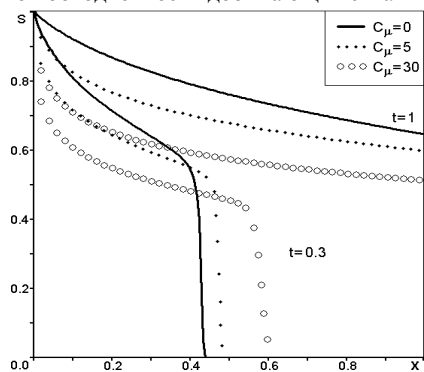


Рис. 5. Расчеты для различных C_μ на разные моменты времени с $\mu_0 = 0,5$

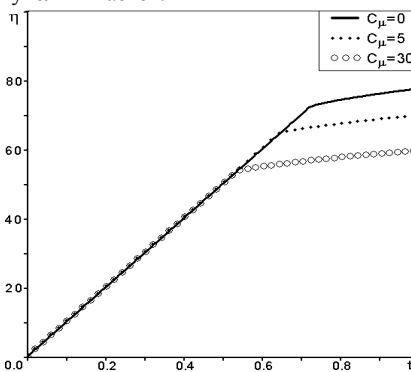


Рис. 6. Обводненность к рис. 5

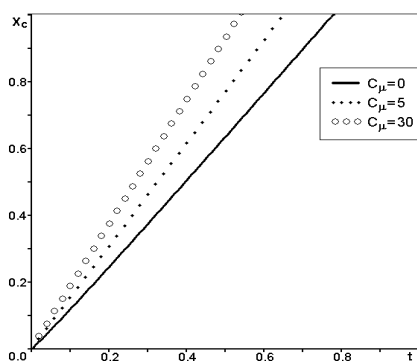


Рис. 7. Графики x_c к рис. 5

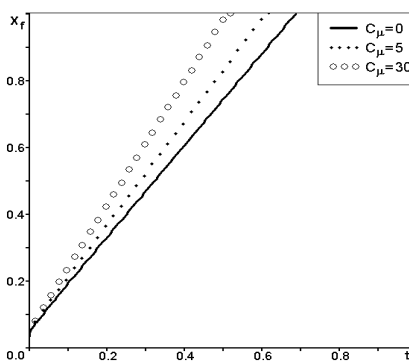


Рис. 8. Графики x_f к рис. 5

4. Анализ влияния динамики роста вязкости нефти.

В данных расчетах взяты различные зависимости для функции k_3 . На рис. 9 приведены результаты расчетов при следующих параметрах:

$$k_3 = \begin{cases} 0, & s \leq 0,5; \\ (2s-1)^\alpha, & s > 0,5 \end{cases} \quad (6)$$

с параметром $\alpha = 5$. Различие между решениями незначительное и до $t < 0,5$ функции $s(x,t)$ с графической точностью совпадают (см. рис. 9). После момента $t=0,5$ видны отличия решения только при $C_\mu = 30$ (формируется изгиб профиля водонасыщенности вблизи добывающей скважины).

Решения с простейшей функцией $k_3 = s$ представлены (см.рис. 10). Показано, что в этой серии расчетов деформация профилей решения существенно больше, чем в п.3.1 при $k_3 = s^3$. При больших C_μ приход воды на добывающие скважины значительно ускоряется. Экономические показатели разработки ухудшаются.

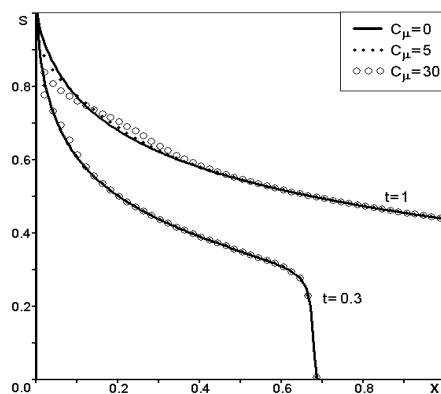


Рис. 9. Расчеты для различных C_μ на разные моменты времени с $\mu_0 = 0,1$ и k_3 заданном формулой (6)

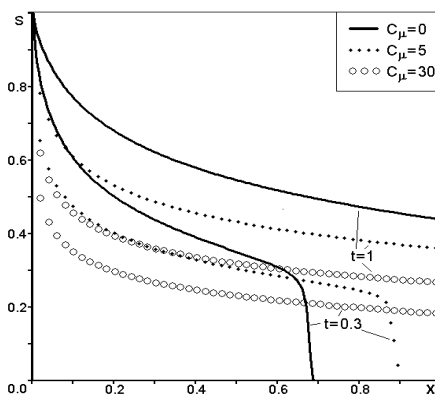


Рис. 10. Расчеты для различных C_μ на разные моменты времени с $\mu_0 = 0,1$ и $k_3 = s$

Выводы

Численными экспериментами установлено, что предложенная модель позволяет описать влияние изменения вязкости нефти в процессе разработки на решение и прогнозные показатели.

Профиль решения для водонасыщенности (при описанном эффекте) может значительно измениться именно на поздних стадиях разработки, и это необходимо учитывать, составляя схемы эксплуатации месторождений.

Список литературы

1. Тимчук А. С., Сорокин А. В., Сорокин В. Д. Влияние изменения свойств нефти в процессе вытеснения на прогноз технологических показателей разработки // Нефтегазовая вертикаль: Сб. н. тр. - Тюмень: ЗапСибНИИГ, 2010.- С.64-67.
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. Коновалов А. Н. Задачи фильтрации многофазной несжимаемой жидкости. - Новосибирск: Наука. СО РАН. 1988. - 166 С.
4. Самарский А. А. Введение в теорию разностных схем. - М.: Наука, 1971. - 552 С.

Сведения об авторах

Телегин И. Г., к.ф.-м.н., доцент, Тюменский государственный нефтегазовый университет, тел.:8(3452)632391, e-mail: igtelegin@yandex.ru

Бочаров О. Б., к.ф.-м.н., доцент, Институт водных и экологических проблем СО РАН, тел.:8(383)3332808, e-mail:bob@ad-sbras.nsc.ru

Telegin I. G., Candidate of Science, associate professor, Tyumen State Oil and gas University, phone: 8(3452)632391, e-mail: igtelegin@yandex.ru

Bocharov O. B., Candidate of Sciences in Physics and Mathematics, associate professor, Institute of water and ecology problems, SB RAS, phone: 8(383)3332808, e-mail:bob@ad-sbras.nsc.ru