



Линейная устойчивость фильтрационного течения газа и двух несмешивающихся жидкостей¹

Кожурина П.И., Томашева А.М., Горкунов С.В., Коломийцев Г.В.

Институт проблем механики им. А.Ю. Ишлинского РАН, Москва

Месторождения нефти с газовой шапкой составляют значительную долю газовых и нефтяных месторождений [1]. Добыча нефти из таких месторождений обладает определенными особенностями и отличается от разработки чисто нефтяных коллекторов. Снижение давления в области, насыщенной нефтью, вызывает движение поверхности газонефтяного контакта, которая может быть неустойчивой и приводить к газовому пробою к добывающей скважине. В результате в пласте образуется остаточная неизвлекаемая нефть [2–4]. Если между газом и нефтью находится слой воды, то газовые пальцы образуются в области, занятой водой, и формируют области с малоподвижной водой, а не нефтью. В большинстве случаев вязкость нефти больше вязкости воды, поэтому граница вода-нефть также является неустойчивой.

Коротковолновая неустойчивость этой границы приводит к формированию пальцев воды в области, занятой нефтью. Схема рассматриваемо-

го пласта пористой среды представлена на Рис. 1. Жидкости в системе предполагаются несжимаемыми, а фильтрационное течение описывается законом Дарси с учетом силы тяжести:

$$\operatorname{div} \vec{v}_i = 0, \quad (1a)$$

$$0 = -\nabla(P_i + \rho_i g z) - \frac{\mu_i}{k} \vec{v}_i, \quad (1b)$$

где \vec{v}_i — скорость фильтрации, P_i — давление, ρ_i — плотность, g — ускорение свободного падения, μ_i — вязкость, k — проницаемость среды, где $i = 1$ для области, занятой водой, и $i = 2$ для области, насыщенной нефтью.

С помощью метода нормальных мод получены соотношения, описывающие рост возмущений

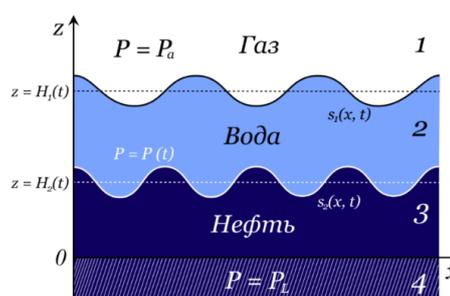


Рис. 1. Схема течения в пласте пористой среды

¹Работа выполнена при поддержке гранта Российского научного фонда № 21-11-00126.

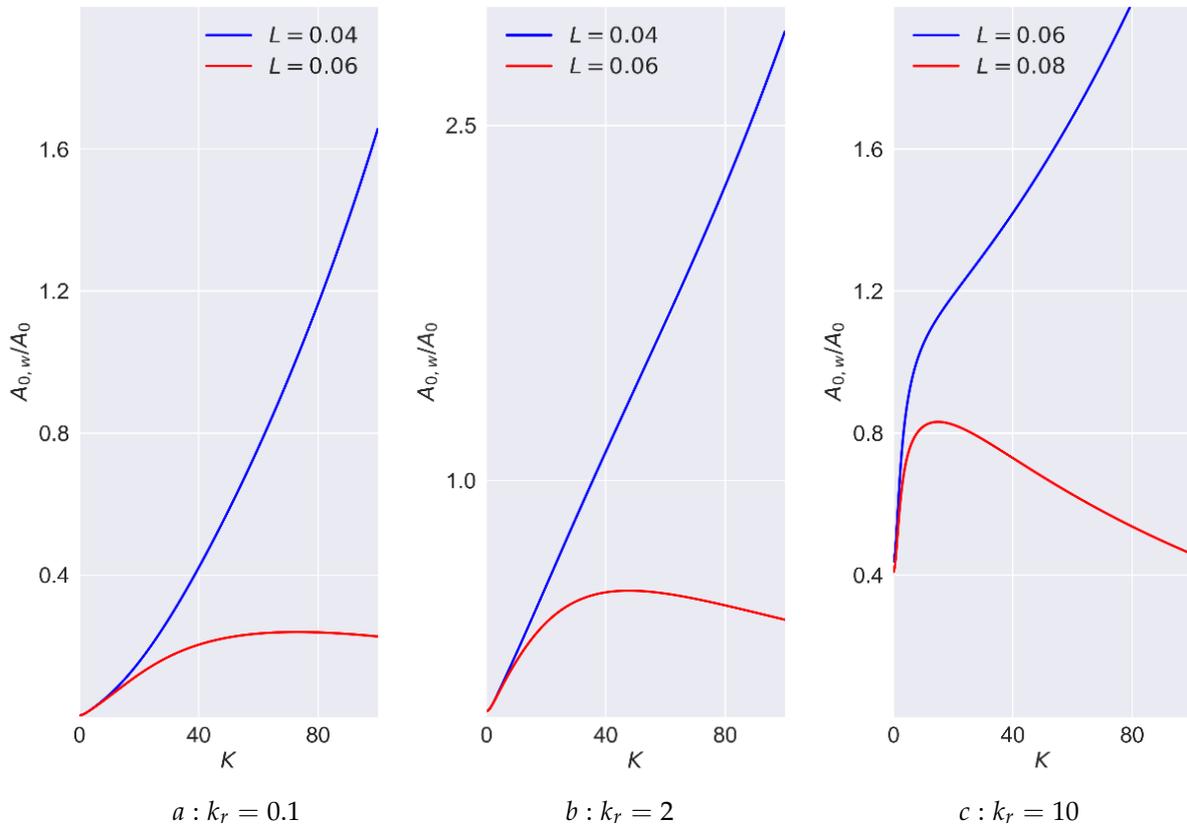


Рис. 2. Зависимость $A_{*}/A_{0,g}$ от K при различной толщине слоя водонасыщенной области и $c_t = 0.1$

поверхностей газ–вода и вода–нефть. Эти соотношения описывают эволюцию возмущений в линейном приближении в зависимости от длины волны возмущения и параметров основного течения.

Выполненное исследование показывает, что существует пороговое значение толщины слоя воды L_* . Если толщина слоя воды больше порогового значения, то развитие возмущений на границе вода-газ не оказывает влияния на развитие возмущений за время, сравнимое с характерным временем процесса вытеснения нефти.

Получено выражение для расчета порогового значения L_* при заданных значениях вязкости нефти, перепада давлений и толщины низкопроницаемого слоя пористой среды, содержащего нефть.

$$L > L_* = \frac{c_t - k_r + \sqrt{c_t^2 + k_r^2}}{2}, \quad (2)$$

где c_t – отношение рассматриваемого момента времени t_* ко времени, за которое нефть была бы полностью вытеснена водой из пласта, если бы обе границы раздела оставались плоскими ($0 < c_t < 1$); k_r – отношение вязкостей жидкостей.

Из Рис. 3 видно, что в рассматриваемом в работе случае, если начальные амплитуды возмуще-

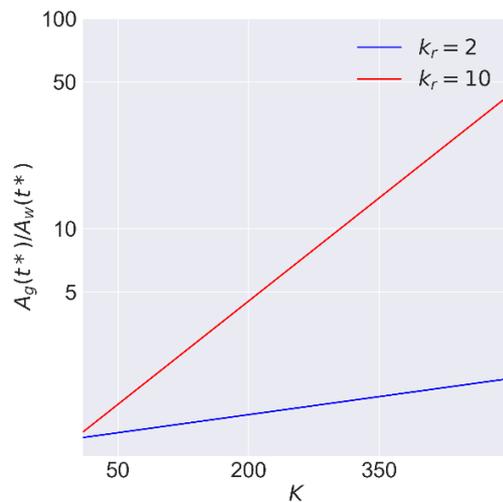


Рис. 3. Зависимость A_g/A_w от K при $t = t_*$, $c_t = 0.1$, $L = 0.1$

ний обеих поверхностей равны, то коротковолновые возмущения границы вода–нефть на линейной стадии развития возмущений растут значительно медленнее возмущений на границе вода–газ.

Из полученных результатов следует, что наличие слоя воды между нефтью и газом существенно уменьшает рост коротковолновых возмущений («пальцев») в области, занятой нефтью. Таким образом, слой второй жидкости может позволить снизить количество остаточной нефти, которая является большой проблемой эффективной добычи.

Исследование выполнено для малых возмущений в предположении, что длина волны возмущения остается много больше амплитуды. Развитие возмущений на нелинейной стадии планируется исследовать в будущем с помощью континуальной и сетевой моделей, ранее описанных авторами в работе [5].

Авторы выражают благодарность научному руководителю Шаргатову Владимиру Анатольевичу за ценные советы при планировании исследования и рекомендации по оформлению.

Список литературы

- [1] Лалук Б.Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов. М.: Институт компьютерных исследований, 2002. 296 с.
- [2] Кутырев Е.Ф., Шкандратов В.В., Белоусов Ю.В. Некоторые результаты физического моделирования процессов газообмена в пластовой системе нефть – нагнетаемая вода // Георесурсы. 2005. № 5. С. 33–36.
- [3] Rostami1 B., Kharrat R., Ghotbi C., Tabatabaie S.H. Gas-Oil relative Permeability and Residual Oil Saturation as Related to Displacement Instability and Dimensionless Numbers // Oil&Gas Science and Technology – Rev. IFP 2010. V. 65. No. 2. P. 299–313.
- [4] Kim V.C., Kim S., Chung B.-J., Choi C.K. Convective instability in a horizontal porous layer saturated with oil and a layer of gas underlying it // Int. Comm. Heat Mass Transfer. V. 30. No. 2. P. 225–234.
- [5] Shargatov V., Tsyarkin G.G., Gorkunov S.V., Kozhurina P.I., Bogdanova Y.A. On the Short Wave Instability of the Liquid/Gas Contact Surface in Porous Media // Mathematics 2022, 10.