УДК: 556.3.01; 550.836

А.Б. Мазо[1], Е.И. Калинин[2], Д.В. Булыгин[2]
[1]Казанский федеральный университет, Казань, AMazo@ksu.ru, KalininEI@yandex.ru
[2]ООО «ДельтаОйл проект», Казань, BuliginDV@softoil.ru

МОДЕЛИРОВАНИЕ ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ В ОКРЕСТНОСТИ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗЛОМА НЕФТЯНОГО ПЛАСТА

В работе представлена математическая модель двухфазной фильтрации в нефтяном пласте с тектоническими нарушениями типа «сдвиг» и «сброс». Течения флюида по трещине разлома описывается специальной системой уравнений фильтрации, осредненных по ширине трещины разлома.

Ключевые слова: тектонический разлом, нефтяной пласт, двухфазная фильтрация, математическое моделирование.

Введение

Тектонические нарушения в виде геологического разлома образуются вследствие движения земных масс. Они состоят из структурной зоны однотипных тектонических деформаций, которые ассоциируются с трещиной разлома. Разлом, в котором основное направление движения пород происходит в вертикальной плоскости, называется сбросом; смещение пород в горизонтальной плоскости называется сдвигом. Трещина разлома заполнена композитным материалом, который образуется при раздроблении, перетирании и сдавливании минералов исходных пород.

Разработка месторождений углеводородов в зоне тектонических разломов осложняется тем, что возможны перетоки флюида через трещину разлома, что приводит к неконтролируемым фильтрационным потокам в этой зоне. Интенсивность таких потоков зависит от проницаемости материала, заполняющего трещину, и величины ее эффективного раскрытия. Эти параметры трудно замерить непосредственно из-за глубины залегания пласта и сложного композитного строения материала. Поэтому представляется рациональным изучать процессы фильтрации в окрестности тектонических разломов с помощью математических моделей, в которые указанные фильтрационные свойства разлома входили бы как параметры адаптации, требующие определения по промысловым данным на скважинах.

1. Математическая модель

Записанная в безразмерной форме математическая модель фильтрации двухфазного флюида в окрестности тектонического разлома (в вертикальном сечении, ортогональном линии разлома) содержит:

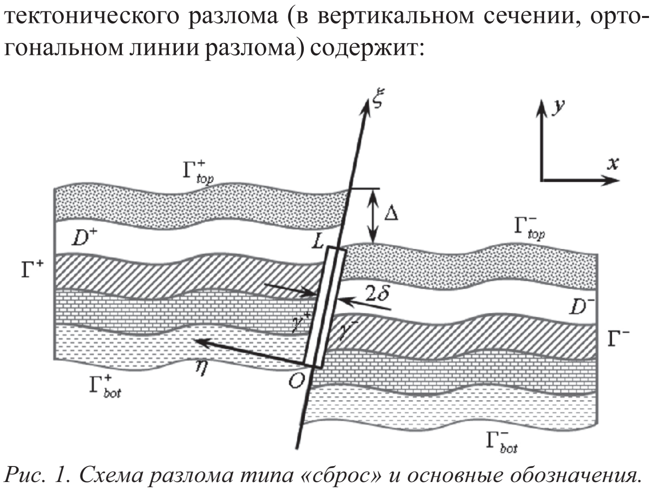

Рис. 1. Схема разлома типа «сброс» и основные обозначения.

– уравнения для давления p в областях D^- (справа от трещины разлома, рис.1) и D^+ (слева от трещины разлома):

$$\beta\frac{\partial p}{\partial t}+\nabla\vec{V}=0,\ \vec{V}=-\sigma\nabla p,\ \sigma=k\left[k_w(s)+\mathrm{K}_\mu k_o(s)\right],$$
$$\mathrm{K}_\mu=\mu_o/\mu_w;\ k_w(s)=s^n,\ \ k_o(s)=(1-s)^n,\ n=1..3; \tag{1}$$

– уравнения для водонасыщенности s в D^+ и D^-:

$$m\frac{\partial s}{\partial t}+\nabla\left(f(\mathrm{s})\vec{V}\right)=0,\ \ f=\frac{k_w(\mathrm{s})}{k_w(\mathrm{s})+\mathrm{K}_\mu k_o(s)}; \tag{2}$$

– начальные условия:

$$t=0:\ \ p=0;\ s=0. \tag{3}$$

– граничные условия на внешних границах:

$$\Gamma_{top},\ \Gamma_{bot}:\ \sigma\frac{\partial p}{\partial n}=0;$$
$$\Gamma^+:\ p=1,\ s=1;\ \Gamma^-:\ p=p_w^-<0; \tag{4}$$

– задача для среднего давления бpс в трещине разлома:

$$-\frac{\varepsilon^2}{3}\frac{d^2\langle p\rangle}{d\xi^2}+\langle p\rangle=\tilde{p},\ 0<\xi<1;$$
$$\left.\frac{d\langle p\rangle}{d\xi}\right|_{\xi=0,1}=0,\quad \tilde{p}\equiv\left.\frac{p^++p^-}{2}\right|_\gamma; \tag{5}$$

– уравнение для средней водонасыщенности бsс в трещине:

$$m^f\frac{\partial\langle s\rangle}{\partial t}+\frac{\partial}{\partial\xi}\left[f\left(\langle s\rangle\right)\langle u\rangle\right]+W=0;$$
$$\langle u\rangle=-k^f\frac{\partial\langle p\rangle}{\partial\xi},$$
$$W=\frac{k^f}{2\delta^2}\left\{\left[f(\tilde{s})V^f\right]\Big|_{\gamma^+}-\left[f(\tilde{s})V^f\right]\Big|_{\gamma^-}\right\}=0,$$
$$V^f\Big|_{\gamma^+}=-2p^+-p^-+3\langle p\rangle,\ V^f\Big|_{\gamma^-}=2p^-+p^+-3\langle p\rangle; \tag{6}$$
$$\tilde{s}\Big|_{\gamma^+}=\begin{cases}\langle s\rangle, V^f\big|_{\gamma^+}>0,\\ s^+\ \ , V^f\big|_{\gamma^+}<0;\end{cases}\quad \tilde{s}\Big|_{\gamma^-}=\begin{cases}\langle s\rangle, V^f\big|_{\gamma^-}<0,\\ s^-\ , V^f\big|_{\gamma^-}>0.\end{cases}$$

– условия сопряжения на берегах трещины:

$$\gamma^+:\ \sigma\frac{\partial p^+}{\partial n}=-\frac{k^f}{\delta}\left(2p^++p^--3\langle p\rangle\right);$$
$$s=\langle s\rangle,\ \text{если}\ V_n\sim 2p^++p^--3\langle p\rangle<0. \tag{7}$$

$$\gamma^-: \ \sigma\frac{\partial p^-}{\partial n} = -\frac{k^f}{\delta}\left(2p^- + p^+ - 3\langle p\rangle\right); \qquad (8)$$
$$s = \langle s\rangle, \text{ если } V_n \sim 2p^- + p^+ - 3\langle p\rangle < 0.$$

Уравнения (1), (2) представляют известную в подземной гидромеханике модель суммарного потока двухфазной фильтрации (Баренблатт и др. 1984; Булыгин, 1974; Чекалин и др., 1990). Она записана в безразмерных переменных; все геометрические размеры нормированы на длину трещины, давление – на заданный напор, вязкость двухфазного флюида – на вязкость воды. Приняты обозначения: β – упругоемкость; t – время; k, m – абсолютная проницаемость и пористость коллектора; $k_w(s)$, $k_o(s)$ – степенные относительные фазовые проницаемости воды и нефти; μ_w, μ_o – вязкости фаз; $f(s)$ – доля воды в суммарном потоке.

Уравнения (5), (6) для средних давления и насыщенности в трещине, а также условия сопряжения (7), (8) получены из общих уравнений стационарной фильтрации методом осреднения по ширине 2δ раскрытия трещины разлома. В уравнении (6) для водонасыщенности в трещине k^f – абсолютная проницаемость трещины, m^f – её пористость; член W моделирует приток воды к трещине с её берегов γ+ и γ^-.

Начальные (3) и граничные (4) условия определяют следующую модельную задачу. В начальный момент коллектор D заполнен нефтью, давление в нем постоянно и равно нулю. При $t = 0$ с левой границы Γ^+ начинается заводнение ($s = 1$), там поддерживается давление p=1. Одновременно на правой границе Γ^- создается депрессия $p = p_w < 0$. Фильтрация происходит как в коллекторе, так и в трещине тектонического разлома.

Отметим, что модель (1)-(8) управляется тремя безразмерными параметрами: полураскрытием трещины δ, ее пористостью mf и проницаемостью k^f. В условиях отсутствия достоверных данных о фильтрационых свойствах трещины можно сократить число адаптационных параметров, приняв зависимость Козени-Кармана (Carman, 1956) абсолютной проницаемости от пористости и среднего диаметра зерна D_g: $k \sim D_g^{\,2}m^3$.

2. Метод численного решения и тестирование

Временная дискретизация дифференциальных уравнений (1)-(8) строилась на основе явной по насыщенности и неявной по давлению двухслойной схеме. Пространственная аппроксимация производилась методом конечных объемов (МКО).

На каждом временном слое определяющая система уравнений решалась в следующем порядке. На основе проведенной аппроксимации задач для давления (1), (4), (5) записывалась единая (coupled) система линейных алгебраических уравнений, неизвестными в которой являлись сеточные значения функций p, $\langle p\rangle$, p^+, p^- на временном слое. Полученная несимметричная сеточная матрица разрешалась методом QR – разложения (Davis, 2011). Затем по найденному полю давления с помощью закона Дарси (1) определялось поле скоростей фильтрации $\vec{V}$, которое в свою очередь использовалось для пересчета насыщенности s, $\langle s\rangle$ на текущем слое.

Тестирование алгоритма производилось на основе сравнения результатов расчета с расчетом по «сквозной» модели, где трещина разлома имеет конечную ширину 2δ и покрыта мелкой сеткой. В качестве области тестового расчета использовался неоднородный слоистый коллектор размеров [2x1] со свойствами $m = 1$, $K_m = 1$, b = 0 (Рис.2а). Рассматривалась высокопроницаемая трещина со свойствами $k^f = 10$, d = 0.01. Полученные при этом поля давления и скоростей фильтрации изображены на рис. 2б, а соответствующее мгновенное поле насыщенности – на рис. 3а. На последнем представлен момент, когда поток воды, идущий по верхнему слою, имеющему наибольшую проницаемость, достигает берега разлома и протекает по нему в нижние нефтесодержащие слои.

На рис. 3б представлено сравнение распределений водонасыщенности по длине трещине, полученных по «сквозной» и представленной осредненной моделям. Кривые практически совпадают, что указывает на адекватность примененных алгоритмов осреднения течения в трещине.

3. Пример обводнения скважины в пласте с высокопроницаемым разломом

В качестве иллюстрации необходимости учета перетоков через разломы при моделировании нефтедобычи рас-

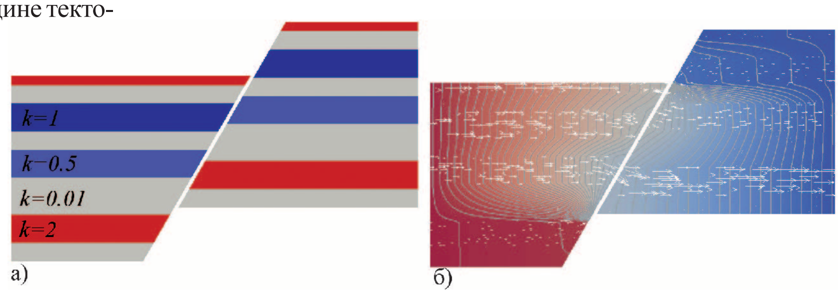

Рис. 2. Распределение проницаемости (а); рассчитанные поля давления и скорость фильтрации (б).

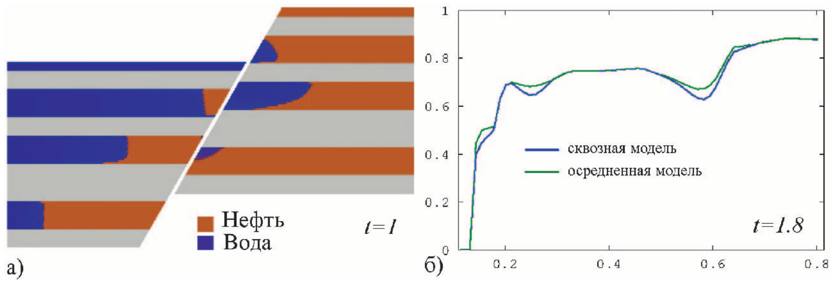

Рис. 3. Мгновенная нефтенасыщенность (а); мгновенное распределение ⟨s⟩ по длине разлома (б).

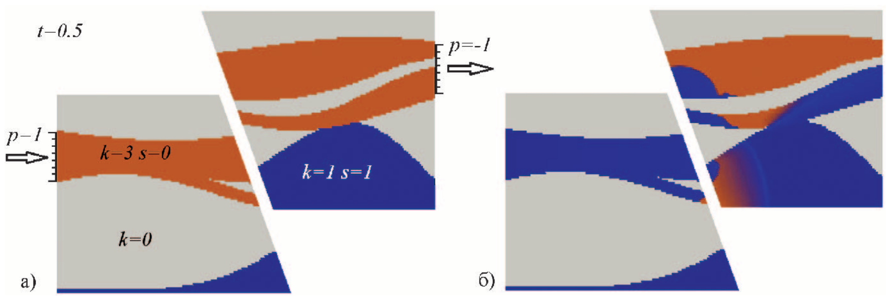

Рис. 4. Распределения водонасыщенности в начальный момент времени (а), в момент t = 0.5 (б).

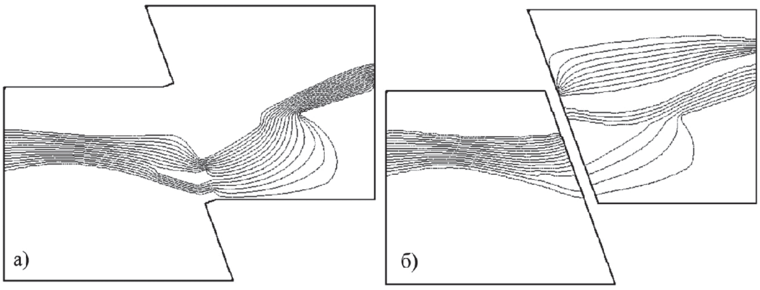

Рис. 5. Линии тока на момент t = 0.1 для фильтрации без учета течения в разломе (а), с учетом разлома (б).

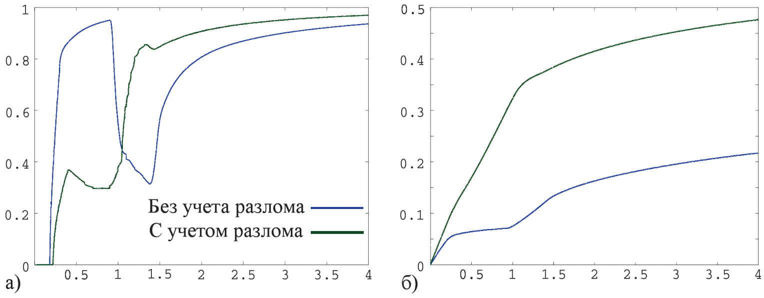

Рис. 6. Динамика обводненности продукции (а) и накопленного отбора нефти (б).

смотрено течение в пласте, представленном на рис. 4а. Решение соответствующей двумерной задачи может быть интерпретировано как вытеснение нефти водой от галереи нагнетательных скважин к галерее добывающих, между которыми проходит высокопроницаемый тектонический разлом.

Было рассмотрено два варианта расчета:

а) коллекторские свойства трещины игнорируются, моделируется идеальный контакт между областями D^+ и D^-. Поскольку в результате разлома нефтенасыщенная часть коллектора потеряла непосредственную гидродинамическую связь, и вытеснение нефти может происходить лишь через водонасыщенный слой (линии тока соответствующего течения представлены на рис. 5а);

б) учитываются фильтрационные свойства трещины $k^f = 50$, $\delta = 0.01$. Это приводит к существенным перетокам вдоль разлома и гидродинамической связи между всеми проницаемыми интервалами (Рис. 5б).

Динамика вытеснения нефти водой для случая б) представлена мгновенным полем водонасыщенности (Рис. 4б). Видно, что процесс заводнения затрагивает в том числе и верхний проницаемый нефтесодержащий интервал справа от разлома. А нижний нефтенасыщенный интервал справа от разлома заводняется с двух сторон: слева – через трещину разлома, и снизу – за счет контакта с водонасыщеной частью коллектора.

Принципиально иная картина заводнения получается, если не учитывать фильтрационные свойства трещины тектонического разлома (Рис. 5а). В частности, правый верхний нефтенасыщенный интервал оказывается практически не охваченным заводнением.

Столь же резко отличаются для случаев а) и б) и показатели разработки: обводненность продукции и накопленная добыча нефти (Рис. 6).

Из приведенного примера видно, что при моделировании разработки нефтяных пластов с тектоническими нарушениями необходимо применять специальные математические модели, учитывающие фильтрационные потоки в трещине разлома.

Выводы

В настоящей работе разработан упрощенный численный метод моделирования двухфазной фильтрации в окрестности тектонического разлома. Тестирование показало, что решение по упрощенной модели очень близко к решению задачи в полной постановке.

Представленные расчеты на двумерных модельных примерах показали, что при моделировании разработки нефтяных залежей с тектоническими нарушениями необходимо применять специальные математические модели, учитывающие фильтрационные потоки в трещине разлома. Необходимые для представленной модели безразмерные параметры – разлома раскрытие трещины и её проводимость – могут быть подобраны в процессе адаптации модели по промысловым данным на скважинах.

Отметим, что разработанный алгоритм может быть без существенных изменений применен и к решению практически значимых трехмерных задач фильтрации. Представленный метод учета тектонических нарушений является частью суперэлементной модели разработки нефтяных месторождений (Мазо, Булыгин, 2011).

Литература

Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей в природных пластах. М.: Недра. 1984. 211 с.

Булыгин В.Я. Гидромеханика нефтяного пласта. М.: Недра. 1974. 232 с.

Мазо А.Б., Булыгин Д.В. Суперэлементы. Новый подход к моделированию разработки нефтяных месторождений. *Нефть. Газ. Новации*. № 11. 2011. 6-8.

Чекалин А.Н., Кудрявцев Г.В., Михайлов В.В. Исследования двух- и трехкомпонентной фильтрации в нефтяных пластах. Казань: КГУ. 1990. 147 с.

Carman, P.C. Flow of gases through porous media. Butterworths. London. 1956.

Davis T.A. Multifrontal multithreaded rank-revealing sparse QR–factorization. ACM *Transactions on Mathematical Software.* V. 38. №1. 2011.

A.B. Mazo, E.I. Kalinin, D.V. Buligin. **Modelling of two-phase filtrarion near tectonic fault of oil deposit.**

Numerically simulated model of two-phase filtration in oil deposit with tectonic faulting is presented. Fluid flowing througt fracture describe by special filtration equation system, averaged across the width of fracture.

Key words: tectonic fault, oil deposit, two-phase filtrarion.

Александр Бенцианович Мазо

Д.физ.-мат.н., профессор кафедры аэрогидромеханики Казанского (Приволжского) федерального университета. 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18. Тел.: (843)231-52-30.

Евгений Игоревич Калинин

К.физ.-мат.н., старший научный сотрудник ООО «Дельта Ойл Проект».

Дмитрий Владимирович Булыгин

Д.геол.-мин.н., заместитель директора по науке ООО «Дельта Ойл Проект».

420111, Казань, ул. Лобачевского, д. 10в. Тел.: (843)200-03-04.