

УДК 532.546

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ О КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКЕ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДА КОНТРОЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ

Т.Р. ЗАКИРОВ

Институт механики и машиностроения КазНЦ РАН, г. Казань

E-mail: Timurz0@mail.ru

SOLUTION OF A PROBLEM ON ACID PROCESSING OF OIL LAYER WITH APPLICATION OF A METHOD OF CONTROL VOLUMES

T.R. ZAKIROV

Institute of Mechanics and Engineering KazSC RAS, Kazan

Summary

В представленной работе рассматривается двухфазная изотермическая фильтрация несжимаемых несмешивающихся жидкостей в неоднородном недеформируемом пористом пласте. Моделируется кислотное воздействие на пласт. Сформулированная задача решается конечно-элементным методом контрольных объемов. Получены численные результаты, характеризующие эффективность кислотного воздействия на пласт.

Ключевые слова: двухфазная изотермическая фильтрация, несжимаемая жидкость, пористый пласт, кислотное воздействие, МКЭ

Ключевые слова: теорема существования, вариационные неравенства, нелинейный закон фильтрации, мягкая оболочка, точечный источник.

Summary

In the presented work the two-phase isothermal filtration of incompressible immiscible fluids in non-uniform not deformable porous layer is considered. Acid impact on layer is simulated. The formulated problem is solved by a finite element method of control volumes. The numerical results characterizing efficiency of acid impact on layer are received

Key words: Keywords: two-phase isothermal filtration, incompressible liquid, porous layer, acid influence, finite element method.

Введение

Одним из основных параметров пластовой системы, влияющим на дебиты скважин и на скорость движения фаз в нефтяной залежи, является коэффициент проницаемости. Для повышения производительности скважин и в качестве метода повышения нефтеотдачи широко применяются различные технологии кислотной обработки пластов.

В большинстве известных математических моделей кислотного воздействия на нефтяные пласты используется взаимосвязь между пористостью и проницаемостью коллектора в виде формул Козени-Кармана, в которых изменения пористости определяются по количеству породы, растворенной в кислоте. В представленной работе для описания изменения фильтрационно-емкостных характеристик пласта используется модель идеальной пористой среды в виде пучка капилляров различных радиусов, которая ставится в соответствие реальной пористой среде. При этом предполагается, что и реальная пористая среда, и среда в виде пучка капилляров характеризуются одной и той же функцией распределения пор по размерам.

В последнее время широкое применение к задачам механики сплошных сред получил метод контрольных объемов (control volume method) и его модификации. Основа метода заключается в том, что область течения разбивается на множество ячеек – контрольных (control volume) или конечных объемов – с последующим интегрированием (усреднением) законов сохранения по объемам ячеек [1–3]. В настоящей работе сформулированная задача решается конечно-элементным методом контрольных объемов.

1. Постановка задачи

Рассматривается двухфазная изотермическая фильтрация несжимаемых несмешивающихся жидкостей в неоднородном недеформируемом пористом пласте. Моделируется кислотное воздействие на пласт, при этом считается, что концентрация кислоты мала.

Без учета капиллярных и гравитационных сил законы фильтрации для двух фаз можно записать в виде [4]:

– уравнений неразрывности для нефти и воды

$$\frac{\partial(mS_w)}{\partial t} + \mathbf{div}(\mathbf{U}_w) = q_w, \quad (1)$$

$$\frac{\partial(mS_o)}{\partial t} + \mathbf{div}(\mathbf{U}_o) = q_o, \quad (2)$$

– уравнения неразрывности для кислоты

$$\frac{\partial(mS_w C)}{\partial t} + \mathbf{div}(\mathbf{U}_c) = -mS_w \chi_C J_V C + q_w C, \quad (3)$$

– уравнений движения для нефти и воды

$$\mathbf{U}_\alpha = -K_\alpha \mathbf{grad}(P), \quad (4)$$

– уравнения движения для кислоты

$$\mathbf{U}_c = C \mathbf{U}_w. \quad (5)$$

В последнем уравнении предполагается, что кислота переносится со скоростью несущей ее фазы. В приведенных выше уравнениях под индексами “o” и “w” подразумевается нефтяная и водная фазы, \mathbf{U}_α – скорость фильтрации фазы α , P – давление в фазах, S_α – насыщенность пористого тела фазой α ($S_o + S_w = 1$), C – концентрация кислоты, m – пористость, $K_\alpha = k f_\alpha / \mu_\alpha$, k – абсолютная проницаемость, μ_α – динамическая вязкость, f_α – функция относительной фазовой проницаемости, χ_C – стехиометрический коэффициент химической реакции, J_V – объемная константа реакции, q_α – точечный источник фазы, моделирующий работу скважины.

После несложных преобразований для определения полей давления, насыщенности и концентрации кислоты получим следующую систему уравнений:

$$\frac{\partial(m)}{\partial t} - \mathbf{div}(K \mathbf{grad}(P)) = q, \quad (6)$$

$$\frac{\partial(mS_w)}{\partial t} - \mathbf{div}(FK \mathbf{grad}(P)) = Fq, \quad (7)$$

$$\frac{\partial(mS_w C)}{\partial t} - \mathbf{div}(CFK \mathbf{grad}(P)) = -mS_w \chi_C J_V C + qFC, \quad (8)$$

где $K = K_0 + K_w$, $F = K_w / K$ – функция Баклея-Левретта, $q = q_o + q_w$ – суммарный дебит скважины.

Будем считать, что для начального момента времени известно распределение водонасыщенности: $S(x, y, z, 0) = S^0(x, y, z)$.

На нагнетательных скважинах будем считать известным давление, насыщенность и концентрацию кислоты.

На добывающих скважинах будем считать заданным забойное давление.

Внешнюю границу Γ зоны фильтрации считаем непроницаемой:

$$\left. \frac{\partial P}{\partial n} \right|_{\Gamma} = 0.$$

Для того, чтобы описать изменения фильтрационно-емкостных характеристик пласта, воспользуемся одной из основных характеристик микронеоднородности пористой среды – функцией распределения пор по размерам φ . При взаимодействии кислоты с породой размеры пор будут меняться. Будем считать, что при этом количество пор остается неизменным. Тогда для функции распределения пор по размерам можно записать уравнение:

$$\frac{\partial \varphi}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial r}(u_r \varphi) = 0, \quad (9)$$

где u_r – скорость изменения радиуса пор. В начальный момент $t = 0$ распределение пор по размерам в каждой точке пласта будем считать известным: $\varphi(r, 0) = \varphi^0(r)$.

Уравнение реакции взаимодействия кислоты с поверхностью цилиндрического капилляра выглядит следующим образом:

$$J_V u_m \pi r^2 (C_{in} - C_{out}) \Delta t = \rho_m 2\pi r L \Delta r, \quad (10)$$

где u_m – средняя скорость фильтрации, C_{in} и C_{out} – массовые концентрации кислоты на входе и на выходе из капилляра соответственно, J_V – объемная константа химической реакции, ρ_m – плотность породы, L – длина капилляра, r – радиус капилляра.

В представленной работе рассматривается гипотеза, согласно которой капилляры в пучке могут быть заняты либо нефтью, либо водой, но доля капилляров радиуса r , занятых i -й фазой, пропорциональна насыщенности образца фазой.

Через образец длиной единичного поперечного сечения Δl под действием перепада давления ΔP в единицу времени пройдет жидкости в объеме

$$Q = |U| = \left(\frac{K_0}{\mu_0} + \frac{K_w}{\mu_w} \right) \frac{\Delta P}{\Delta l}. \quad (11)$$

Рассмотрим капилляр радиуса r . Связь между средней скоростью движения однофазной жидкости в канале и перепадом давления выражается уравнением Хагена-Пуазейля [5]

$$u_m = \frac{r^2}{8\zeta \mu_w} \frac{\Delta P}{\Delta l},$$

где ζ – извилистость капилляров, устанавливающая соответствие между реальным образцом и пучком капилляров. После несложных математических преобразований получим:

$$u_m = \frac{|U| r^2}{8\zeta \left(\frac{K_0}{\mu_0} + \frac{K_w}{\mu_w} \right) \mu_w}. \quad (12)$$

Подставляем уравнение (12) в уравнение (10) и, после математических преобразований, имеем:

$$u_r = \frac{\Delta r}{\Delta t} = \frac{J_V (C_{in} - C_{out})}{2L\rho_m} \frac{|U|}{8\zeta \left(\frac{K_0}{\mu_0} + \frac{K_w}{\mu_w} \right) \mu_w} r^3. \quad (13)$$

Изменение динамической пористости, вызванное структурными изменениями порового пространства, оценим, представив пористость для текущего момента времени в виде произведения $m = \bar{m} m^0$, где m^0 – пористость пласта до кислотного воздействия, \bar{m} – фактор изменения пористости:

$$\bar{m} = \int_0^{\infty} r^2 \varphi dr / \int_0^{\infty} r^2 \varphi^0 dr. \quad (14)$$

Изменение абсолютной проницаемости оценим, также представив проницаемость для текущего момента времени $k(x, y, z, t)$ в виде произведения: $k = \bar{k}k^0$, где k^0 – проницаемость пласта до кислотного воздействия, $\bar{k}(x, y, z, t)$ – фактор остаточного сопротивления, который определим, воспользовавшись моделью параллельных капилляров и законом Пуазейля

$$\bar{k} = \int_0^{\infty} r^4 \varphi dr / \int_0^{\infty} r^4 \varphi^0 dr. \quad (15)$$

2. Пример расчета

Рассмотрена разработка залежи нефти по пятиточечной системе заводнения.

Расчеты выполнены для фрагмента пласта, представляющего собой в плане прямоугольную область размером 300×300 м, ограниченную непроницаемыми границами. Толщина пласта 1 м. Нагнетательная скважина задавалась в нижнем левом узле, а добывающая – в правом верхнем. На скважинах поддерживаются постоянные значения забойного давления $P_{in} = 120$ МПа, $P_{out} = 20$ МПа. Начальная проницаемость пласта $k = 0.025$ мкм². Начальная пористость пласта $m = 0.15$, динамические вязкости нефти и воды $\mu_o = 25$ мПа \times с и $\mu_w = 1$ мПа \times с соответственно. Полагалось, что в начальный момент времени функции распределения пор по размерам представляет собой распределение Гаусса с минимальным диаметром пор 10 мкм, максимальным – 50 мкм и дисперсией 5 мкм.

Функции относительных фазовых проницаемостей были приняты в следующем виде: $f_w = A_w(S - S_{min})^{P_w} / (S_{max} - S_{min})^{P_w}$, $f_o = A_o(S_{max} - S)^{P_o} / (S_{max} - S_{min})^{P_o}$, где $A_w = 0.1$, $P_w = 3$, $A_o = 1$, $P_o = 3$, $S_{min} = 0.2$ насыщенность пласта связанной водой, $1 - S_{max} = 0.2$ – насыщенность пласта остаточной нефтью.

Шаг по времени составлял 0.025 сут. Вычисления выполнялись на сетке из 101×101 узлов.

Моделировалось кислотное воздействие как на окрестность нагнетательной скважины, так и на прискважинную зону добывающей. Считалось, что кислота поступает в пласт с закачиваемой водой. Сначала проводилась обработка добывающей скважины, для чего в добывающую скважину осуществлялось нагнетание воды вместе с кислотой, а из нагнетательной скважины отбиралась нефть. После завершения обработки добывающей скважины режимы скважин менялись на противоположенные. Моделировалось кислотное воздействие, как на окрестность нагнетательной скважины, так и на прискважинную зону добывающей. Считалось, что кислота поступает в пласт с закачиваемой водой.

Сначала проводилась обработка добывающей скважины, для чего в добывающую скважину осуществлялось нагнетание воды вместе с кислотой, а из нагнетательной скважины отбиралась нефть. После завершения обработки добывающей скважины режимы скважин менялись на противоположенные. На рис. 1 показана функция распределения пор по размерам для трех моментов времени в точке с координатами (1, 1). Вследствие химической реакции кислоты с поверхностью капилляра его радиус увеличивается, что отражается в смещении графика функции распределения в сторону больших радиусов.

Одним из основных параметров, напрямую влияющий на скорость процессов фильтрации в нефтяной залежи, является коэффициент проницаемости. На рис. 2 показано поле абсолютной проницаемости до и после кислотной обработки пласта на три момента времени.

Начальный дебит нефти 2 м³/сут. Численный эксперимент прерывался при дебите добывающей скважины по нефти менее 0.15 м³/сут или обводненности продукции более 98%. В случае обычного заводнения ограничение по дебиту достигалось при обводненности продукции скважины 94%, а после кислотного воздействия – при обводненности 98%.

Об эффективности кислотного воздействия можно судить по рис. 3, на котором коэффициент извлечения нефти (КИН) в случае кислотной обработки пласта сравнивается с КИН при обычном заводнении. На этом же рисунке показан КИН для случаев, когда воздействию кислоты подвергались зоны только вблизи добывающей и только вблизи нагнетательной скважины. Как видно из графика, закачка раствора

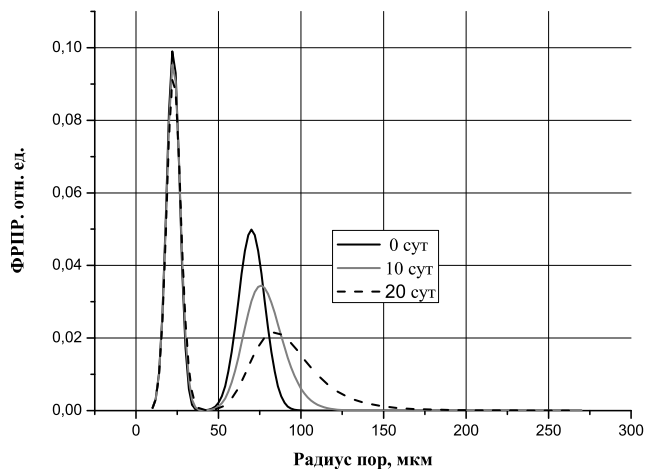


Рис. 1: Изменение функция распределения пор по размерам в результате кислотной обработки

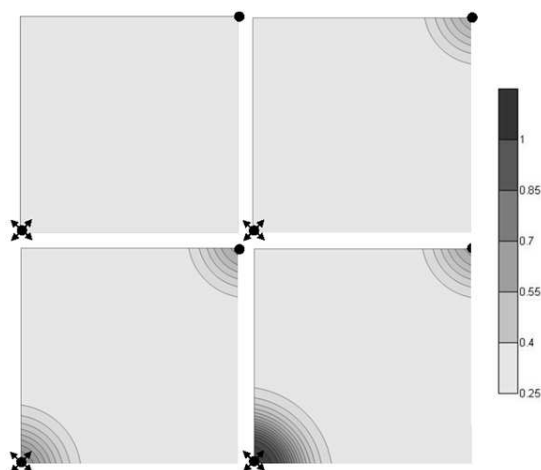


Рис. 2: Поле абсолютной проницаемости до и после кислотной обработки.

кислоты в нагнетательную скважину совместно с кислотной обработкой окрестности пласта добывающей скважины позволила увеличить КИН на 4%.

3. Заключение

В работе представлена новая математическая модель вытеснения нефти водой с применением кислотного воздействия на пласт, в которой для описания изменения фильтрационно-емкостных характеристик коллектора использована модель идеальной пористой среды в виде пучка капилляров различных радиусов. Получены численные результаты, характеризующие эффективность кислотного воздействия на пласт. Показано, что для получения максимального эффекта кислотную обработку пласта необходимо

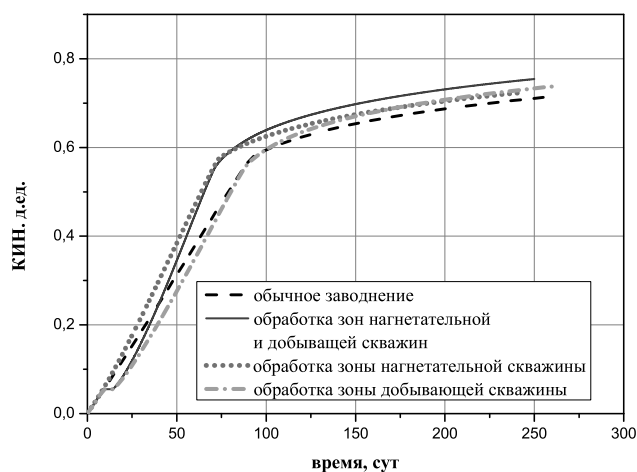


Рис. 3: КИН для различных вариантов применения кислотной обработки.

проводить как в окрестности нагнетательной, так и в окрестности добывающей скважины.

Список литературы

1. Флетчер Р. Численные методы на основе метода Галеркина: Пер. с англ. — М: Мир, 1988. — 352 с.
2. Taniguchi N., Kobayashi T. Method on the Unstructured Grid System // Computers Fluids. — 1991. — V. 19, № 3/4. — P. 287–295.
3. Li B., Chen Z., Huan G Control volume function approximation methods and their applications to modeling porous media flow // Advances in Water Resources. — 2003. — V. 26. — P. 435–444.
4. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. — М.: Недра, 1984. — 207 с.
5. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. — М.: Наука, 1973. — 848 с.