

УДК 519.63

Математическое моделирование нестационарного течения многофазного потока в пористой среде*

Мазитов А. А.¹, Бобренёва Ю. О.², Губайдуллин И. М.^{1,2}

Институт нефтехимии и катализа УФИЦ РАН,¹
Уфимский государственный нефтяной технический университет²

В работе рассматривается математическая модель, описывающая многокомпонентное течение в нефтяном пласте. Целью работы является разработка математической модели нестационарного течения многокомпонентного потока в нефтяном пласте.

Для месторождений, находящихся на поздних стадиях разработки основной целью является увеличение темпа отбора нефти из залежи и поддержание пластового давления на эксплуатируемом объекте. Для достижения этой цели зачастую используется система поддержания пластового давления, которая предполагает нагнетание агента в пласт для создания напорного режима. В качестве агента применяют воду или газ [1].

Качественное описание многофазных потоков и количественная оценка их основных параметров необходимы для проектирования конструкций добывающих скважин, транспортировки продукции, а также для контроля над потоками и для прогноза их показателей [2]. Несмотря на огромное количество различных прикладных задач, до сих пор отсутствует общепринятая модель, описывающая подобные течения в нефтяном пласте.

Изучение любого объекта невозможно одним лишь его экспериментальным исследованием. Поэтому, сформулировав цели и выявив самое существенное в объекте, часто прибегают к моделированию. Модель должна быть удобна для изучения и проста в использовании, но при этом должна наиболее полно отражать все те качества, которые необходимо изучить, для достижения поставленной цели. Поэтому для одного и того же объекта может быть создан целый класс моделей, соответствующих разным целям его изучения.

Основными методами исследования являются методы вычислительной математики, механики жидкости и газа в пористых средах [3]. Многокомпонентное течение в пористых средах в нефтяном пласте представляется уравнениями механики сплошной среды, описывающие основные законы сохранения: массы, импульса и энергии [4]. Задача ставится для квазилинейной системы уравнений математической физики смешанного типа

$$\begin{cases} \frac{\partial(\varphi^\alpha \rho_o)}{\partial t} + \nabla(\rho_o U_o^\alpha) = 0, \\ \frac{\partial(\varphi^\alpha \rho_w)}{\partial t} + \nabla(\rho_w U_w^\alpha) = 0, \end{cases} \quad (1)$$

скорости фильтрации воды и нефти равны:

$$\begin{cases} U_o^\alpha = -\frac{k_\alpha k_{ro} S_o^\alpha}{\mu_o} \text{grad} P_o^\alpha, \\ U_w^\alpha = -\frac{k_\alpha k_{rw} S_w^\alpha}{\mu_w} \text{grad} P_w^\alpha. \end{cases} \quad (2)$$

Здесь P – пластовое давление в сети трещин (МПа), φ пористость матрицы (д.ед), k – проницаемость (м^2), μ – вязкость нефти/воды ($\text{Па}\cdot\text{с}$) $i=o,w$, где o – нефть, w – вода, k^α

*Работа выполнена в рамках гранта № 18-07-00341

– абсолютная проницаемость (m^2), k_{rw}, k_{ro} – относительные фазовые проницаемости (m^2), S_i^α – насыщенность, ρ – плотность ($г/м^3$), U_i^α – скорость течения фазы.

В качестве численного метода решения в работе планируется использовать прямые методы решения разностных уравнений [5]. Для решения дифференциальных уравнений в частных производных – метод контрольных объемов.

Полученная математическая модель позволит количественно описывать поведение давления в нефтяных пластах.

Литература

1. Тугарова М. А. Породы-коллекторы: Свойства, петрографические признаки, классификации: учебно-методическое пособие. СПб : С.-Петербургский гос. университет, 2004. 36 с.
2. Басниев К. С., Дмитриев Н. М., Розенберг Г. Д. Нефтегазовая гидромеханика. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. 544 с.
3. Алишаев М. Г., Розенберг М. Д., Теслюк Е. В. Неизотермическая фильтрация при разработке нефтяных месторождений. М: Недра, 1985. 270 с.
4. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. М.-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2004. 628 с.
5. Самарский А. А., Гулин А. В. Численные методы. М: Наука, 1989. 432 с.

MSC2020 80A30

Mathematical modeling of unsteady multiphase flow in a porous medium

A. A. Mazitov¹, Ya. O. Bobreneva², I. M. Gubaydullin^{1, 2}

Institute of Petrochemistry and Catalysis of Russian Academy of Sciences ¹,
Ufa State Petroleum Technological University ¹²