

Математическое моделирование процесса массопереноса в коллекторе трещиновато-порового типа

Ю.О. Бобренёва¹, А.А. Мазитов², И.М. Губайдуллин^{1,2}

¹Институт нефтехимии и катализа РАН, Проспект Октября 141, Уфа, Россия, 450075

²Уфимский государственный нефтяной технический университет, Космонавтов 1, Уфа, Россия, 450062

Аннотация. Рассматривается процесс фильтрации жидкости в коллекторах трещиновато-порового типа. Фильтрация описывается с помощью модели двойной пористости, в которой присутствуют сеть естественных трещин и поровый пласт (матрица) с различными фильтрационно-емкостными свойствами. В результате решения задачи получены модельные кривые восстановления давления. Анализ результатов моделирования исследования методом кривой восстановления давления в добывающей скважине показал, что удельный коэффициент проводимости зависит от размеров матричных блоков. Проведен анализ для различных параметров системы, который позволил оценить процесс проявления эффекта двойной пористости.

1. Введение

Изучение состояния и свойств продуктивного пласта, как правило, осуществляется путем промыслово-геофизических, лабораторных и гидродинамических методов исследования. Промыслово-геофизические исследования позволяют определять средние свойства продуктивного пласта лишь на небольшом расстоянии от стенки скважины (до $\sim 0,3$ м), лабораторные исследования основаны на изучении керна и позволяют исследовать образцы породы с размерами до $\sim 0,04$ м. Гидродинамические методы исследования скважин определяют средние значения параметров продуктивного пласта на значительном расстоянии от скважины (до ~ 200 м).

2. Описание метода

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) очень важны, поскольку являются одним из более или менее надежных источников информации о фильтрационно-емкостных свойствах пласта.

Открытие и освоение в последние годы ряда новых крупных месторождений свидетельствуют о том, что роль карбонатных коллекторов в развитии нефтяной промышленности в России будет только возрастать. Продуктивные пласты с коллектором данного типа, как правило, мало изучены по сравнению с обычным песчаником в терригенных пластах [1-2]. Разработка нефтяных залежей с карбонатными коллекторами характеризуется рядом специфических особенностей, которые связаны с течением флюида в среде с двойной пористостью. Развитие методов математического моделирования течения флюида в данной среде является актуальной задачей.

Карбонатные коллекторы в силу своих физико-химических свойств, подверженности растрескиванию, выщелачиванию, перекристаллизации формируют сложную микроструктуру пустотного пространства. Основные характеристики таких пород это трещиноватость и кавернозность [3]. Основная причина появления трещин в теле горной породы – деформационные явления при изменении напряжений, возникающих в результате воздействия механических нагрузок различной природы, а также тектонических подвижек и процессов осадконакопления. Трещины представляют собой нарушения сплошности тела горной породы. Геометрически они характеризуются существенным различием размеров в плоскости разрыва (ширина и длина трещин) и в перпендикулярном направлении (раскрытость или высота трещин). Трещины, наблюдаемые в карбонатных породах, могут быть полностью или частично заполнены различными минеральными веществами, например карбонатом или сульфатами. Наряду с ними могут различаться трещины, остающиеся полыми или открытыми. Также трещины могут быть заполнены нефтью или битумом. Раскрытость минеральных трещин варьируется в очень широких пределах: от долей миллиметра до 1 см и более. Раскрытость же открытых трещин, как правило, не превышает 20-25 мкм [4].

Появление в породе системы взаимосвязанных трещин может резко изменить фильтрационные свойства продуктивных отложений.

Необходимо обратить внимание, что определение трещинной проницаемости по образцам керна, разбитых трещинами, в лабораторных условиях невозможно. При фильтрации флюида в керне измеряется проницаемость одной или нескольких трещин ограниченной протяженности, что условно характеризует трещинную проницаемость породы. Таким образом, одним из эффективных инструментов являются гидродинамические исследования скважин.

Гидродинамические методы определения параметров для трещиноватых коллекторов из-за сильной неоднородности, как правило, существенно отличаются от обычных стандартных методов. Трещиновато-пористые коллектора характеризуются интенсивным обменным потоком жидкости между трещинами и пористыми блоками, что должно вносить определенные коррективы в известные традиционные методы определения фильтрационных параметров.

В настоящее время большое внимание уделяется выбору технологий совершенствования разработки трещиновато-пористых коллекторов на основе математического моделирования. Особенно актуальными исследованиями является создание моделей трещиновато-пористых коллекторов.

Как правило, у таких коллекторов свойства продуктивного пласта могут значительно меняться от скважины к скважине. Для выбора эффективной технологии извлечения нефти из данных пластов необходимо изучение процессов массопереноса в коллекторах трещиновато-порового типа.

В процессе фильтрации в коллекторах трещиновато-порового типа необходимо учитывать обмен флюидов между низкопроницаемыми порами и сетью естественных трещин [5]. Для исследования системы такого характера, как правило, используется модель Уоррена-Рута [6]. В предлагаемой модели поровый коллектор (в дальнейшем матрица) схематизируются одинаковыми прямоугольными параллелепипедами как показано на рисунке 1, которые обладают высокой пористостью и низкой проницаемостью. Низкопроницаемая матрица разделена сетью естественных трещин, которые обладают высокой проницаемостью и низкой пористостью. Считается, что движение жидкости к скважине осуществляется по системе трещин, а матрица является емкостью, которая непрерывно питает всю сеть естественных трещин. Перераспределение флюида между матрицей и трещинами зависит от формы и размеров блоков матрицы, чем блоки меньше, тем легче осуществляется переток флюида между ними. В модели двойной пористости матрица и трещина имеют индивидуальные свойства и характеризуются собственными значениями проницаемости, сжимаемости и пористости.

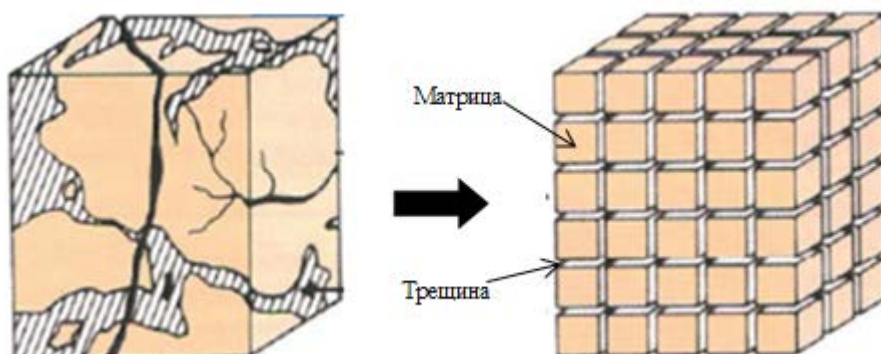


Рисунок 1. Модель трещиноватого пласта.

Для описания механизма фильтрации в системе «сеть трещин-матрица» используются следующие уравнения математической физики:

$$\varphi_f c_{tf} \frac{\partial P_f}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(k_f r \frac{\partial P_f}{\partial r} \right) + S \frac{k_m}{\mu} (P_m - P_f), \tag{1}$$

$$\varphi_m c_{tm} \frac{\partial P_m}{\partial t} = S \frac{k_m}{\mu} (P_f - P_m).$$

Рассматриваются следующие начальные и граничные условия:

$$P_f|_{r=0} = P_0 - \Delta P, \quad P_f|_{r=r_e} = P_0, \tag{2}$$

$$P_f|_{t=0} = P_0, \quad P_m|_{t=0} = P_0,$$

$$2\pi h \frac{k_f}{\mu} \left(r \frac{\partial P_f}{\partial r} \right)_{r=r_w} = Q(t); \tag{3}$$

$$S = \frac{4 * n * (n + 2)}{L^2}, \tag{4}$$

$$L = \frac{3 * a * b * c}{a * b + b * c + c * a}, \tag{4}$$

где, φ_f – пористость сети трещин (д.ед), φ_m – пористость матрицы (д.ед), c_{tf} – сжимаемость сети трещин (1/Па), c_{tm} – сжимаемость матрицы (1/Па), k_f – проницаемость сети трещин (м²), k_m – проницаемость матрицы (м²), μ – вязкость нефти (Па·с), P_f – пластовое давление в сети трещин (МПа), P_m – пластовое давление в матрице (МПа), h - эффективная мощность пласта, q - дебит жидкости (м³/сут), $\pi \approx 3,14$, S – коэффициент трещиноватой породы (1/м²), n – число взаимно перпендикулярных групп трещин, L – размер блоков (м²), a – длина стороны блока матрицы (м), b – ширина стороны блока матрицы (м), c – высота стороны блока матрицы (м).

В отличие от модели однородного пласта, модель двойной пористости характеризуется двумя дополнительными параметрами: коэффициентом доли трещинно-кавернозной емкости ω и удельным коэффициентом проводимости λ . ω – характеризует долю трещин в общей системе пласта, чем выше коэффициент, тем больше в пласте трещинно-кавернозной емкости.

$$\omega = \frac{\varphi_f c_f}{\varphi_f c_f + \varphi_m c_m}, \tag{5}$$

λ – характеризует способность фильтрации из матрицы в трещины. Данный коэффициент зависит от размеров и геометрии матричных блоков. При увеличении коэффициента увеличивается способность матрицы участвовать в фильтрации системы. Матрицы низкой проницаемости характеризуются меньшими значениями коэффициента.

$$\lambda = S \frac{k_m}{k_f} r_w^2, \tag{6}$$

где, S – характерный коэффициент трещиноватой породы (1/м²), r_w – радиус скважины (м).

Система уравнений (1) с краевыми условиями (2) решалась методом конечных разностей по неявной схеме. Результаты численного моделирования удовлетворительно согласуются с точным аналитическим решением [4].

Были смоделированы кривые восстановления давления при варьировании таких параметров блока матрицы как длина, ширина, высота при следующих начальных параметрах пласта: $\mu = 2,216 \times 10^{-3}$ Па·с, $P_f = 250$ МПа, $P_m = 250$ МПа, $k_f = 10^{-12}$ м², $k_m = 10^{-15}$ м², $\varphi_f = 0,01$ д.ед., $\varphi_m = 0,1$ д.ед., $h = 10$ м, $q = 100$ м³/сут, $n = 30$, $a = 10$ м, $b = 10$ м, $c = 0,6$ м, $skin = 0$, $c_{tf} = 3,04 \times 10^{-9}$ 1/Па, $c_{tm} = 3,3 \times 10^{-10}$ 1/Па. На рисунке 2 представлен пример динамики изменения забойного давления во времени для размера блока матрицы: 10 м × 10 м × 100 м.

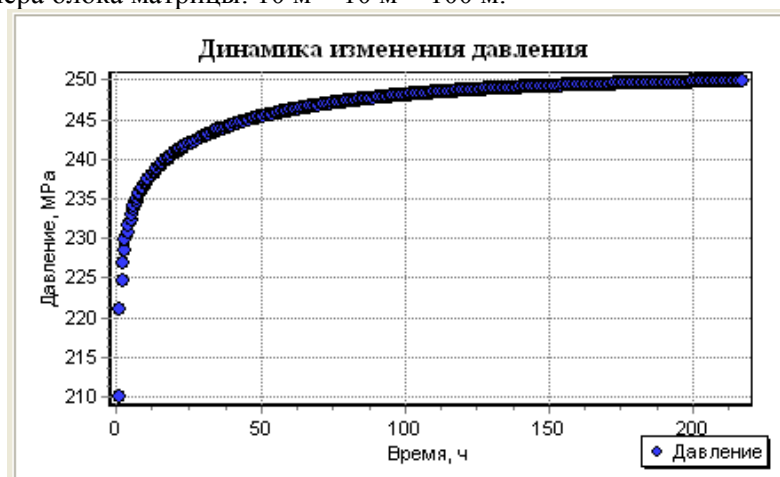


Рисунок 2. Кривая изменения давления.

Анализ результатов моделирования гидродинамических исследований методом кривой восстановления давления в добывающей скважине показал, что удельный коэффициент проводимости (λ) зависит от размеров матричных блоков, а именно: при увеличении размеров блока матрицы коэффициент проводимости уменьшается, соответственно уменьшается способность матрицы участвовать в фильтрации системы. Также было отмечено, что из трех сторон рассматриваемого блока, больший вклад вносит именно высота блока матрицы, при ее увеличении эффект двойной пористости проявляется на более раннем временном участке, и наоборот при ее уменьшении к более позднему проявлению эффекта двойной пористости (перераспределению давления между трещиной и матрицей).

При варьировании параметра ω , т.е. изменении пористости и сжимаемости трещин и матрицы, также были сделаны выводы. При увеличении данного коэффициента в пласте увеличивается объем трещинно-кавернозной емкости, соответственно эффект двойной пористости наступает позднее.

3. Заключение

Таким образом, для прогнозирования продуктивности скважин, успешности различных геолого-технологических мероприятий необходимо учитывать не только проницаемость и текущий скин-фактор, но и геометрию распределения проводящих трещин.

4. Литература

- [1] Денк, С.О. Проблемы трещиноватых продуктивных объектов / С.О. Денк. – Пермь: Электронные издательские системы, 2004. – 334 с.
- [2] Байков, В.А. Интерпретация и анализ результатов исследований коллектора трещиновато-порового типа / В.А. Байков, О.В. Емченко, А.В. Зайнулин, А.Я. Давлетбаев // Научно-технический вестник «НК Роснефть». – 2007. – № 5. – С. 30-33.

- [3] Черницкий, А.В. Геологическое моделирование нефтяных залежей массивного типа в карбонатных трещиноватых коллекторах / А.В. Черницкий. – М.: ОАО «РМНТК Нефтеотдача», 2002. – 254 с.
- [4] Котяхов, Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов / Ф.И. Котяхов. – М.: Недра, 1977. – 287 с.
- [5] Баренблатт, Г.И. Движение жидкостей и газов в природных пластах / Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, В.М. Рыжик. – М.: Недра, 1984. – 211 с.
- [6] Голф-Рахт, Т.Д. Основы нефтепромышленной геологии и разработки трещиноватых коллекторов / Т.Д. Голф-Рахт. – М.: Недра, 1986. – 608 с.

Mathematical modeling of fluid flow processes in the fracture-porous reservoir

Yu.O. Bobreneva¹, A.A. Mazitov², I.M. Gubaydullin^{1,2}

¹Institute of Petrochemistry and Catalysis of the Russian Academy of Sciences, Prospect Oktyabrya 141, Ufa, Russia, 450075

²Ufa State Petroleum Technological University, Kosmonavtov Street 1, Ufa, Russia, 450062

Abstract. Authors consider processes of fluid flow in the fracture-porous reservoir. Fluid flow is defined by dual porosity model which has natural fracture system and matrix porosity with different reservoir properties. As a result of the solution of the problem received pressure build-up curves. Analysis of the modeling results by method of build-up curve in production well showed depending transmissivity ratio from the size of the matrix blocks. Analysis for different parameters of the system allowed to evaluate dual porosity behavior.

Keywords: fracture-porous reservoir, dual porosity model, natural fracture system.