

© А.Б. ШАБАРОВ, А.С. ЖУРАВЛЕВ, Е.С. ЖУРАВЛЕВ

Tu1487@mail.ru

УДК 519.6, 532.546

МОДЕЛИРОВАНИЕ МИГРАЦИИ И АККУМУЛИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЕСТЕСТВЕННЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

АННОТАЦИЯ. В работе предложены метод и алгоритмы решения системы уравнений многофазной фильтрации, позволяющие моделировать капиллярно-гравитационную сегрегацию пластовых флюидов. Данные методики позволяют приводить уравнения фильтрации к более простому виду и существенно уменьшать машинное время расчетов при численном моделировании миграции углеводородов. Результаты работы продемонстрированы на тестовых примерах.

SUMMARY. Algorithms and methods for solving system of equations of multiphase filtration are considered. There are used for simulation capillary-gravity segregation of reservoir fluids. Algorithms permit to simplify equations of filtration and reduce machine time calculations significantly. Results of research are demonstrated on the testing models.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА. Моделирование пластовых систем, аккумулярование углеводородов, миграция углеводородов, конечно-разностные методы.

KEY WORDS. Reservoir simulation, accumulation of hydrocarbons, migration of hydrocarbons, finite difference methods.

Любые теории происхождения углеводородов и образования залежей предполагают накопление нефти и газа в геологических ловушках посредством их миграции. Однако просачивание флюидов за счет фильтрации от нижезалегающего пласта к вышележащему представляется маловероятным, поскольку разные геологические объекты, как правило, разделены непроницаемыми толщами.

В силу вышеотмеченного исследователи этих процессов разделяют миграцию на два этапа: первичную и вторичную [1-3]. Первичная миграция углеводородов заключается в «вертикальном» движении флюидов по тектоническим трещинам, за счет чего нефть проникает сквозь изолирующие толщи. Вторичная миграция, в свою очередь, сводится к фильтрационному движению внутри естественных коллекторов и именно она непосредственно отвечает за аккумулярование углеводородов в геологических ловушках.

В основе работы лежит изучение особенностей фильтрационной капиллярно-гравитационной сегрегации двухфазной несжимаемой жидкости. Исследуемое движение полностью определяется капиллярными и гравитационными силами.

Природные естественные системы таковы, что влияние малой сжимаемости флюидов на определяющие параметры состояния жидкости часто незначительно. В приведенных исследованиях это позволило распространить формализм используемой в работе физико-математической модели также и на слабосжимаемую жидкость. На начальные условия в модели не накладываются ограничения, связанные с однородностью свойств и изотропией проницаемости, характеризующих поровую среду.

В результате с помощью разработанных методов становится возможным исследовать системы со сложной геометрической структурой и сильно неоднородными фильтрационно-емкостными свойствами.

Физико-математическая модель. Изучение движения жидкостей в пористых средах представляет собой содержание теории фильтрации — хорошо развитого и экспериментально подтвержденного раздела механики жидкости и газа. При создании физико-математической модели авторами использована замкнутая система уравнений и связей (1-5), описывающая процесс фильтрации двухфазной несжимаемой жидкости при наличии объемных и поверхностных сил. Исходная система уравнений многофазной фильтрации имеет вид [4-7].

$$v_i^{(n)} S^{(n)} m = - \frac{k_{ij} f^{(n)}}{\mu^{(n)}} \frac{\partial}{\partial x_i} (P^{(n)} - \rho^{(n)} g_k x_k) \quad (1)$$

$$\frac{\partial S^{(n)}}{\partial t} + \frac{1}{m} \frac{\partial}{\partial x_i} (v_i^{(n)} S^{(n)} m) = 0 \quad (2)$$

$$P^{(1)} - P^{(2)} = L \quad (3)$$

$$S^{(1)} + S^{(2)} = 1 \quad (4)$$

$$n = 1, 2 \quad (5)$$

где i, j, k — индексы, обозначающие координату; (n) — индекс, обозначающий фазу; $v_i^{(n)}(x_i, t)$ — скорость движения; $S^{(n)}(x_i, t)$ — насыщенность; $m(x_i)$ — пористость; $k_{ij}(x_i)$ — тензор абсолютной проницаемости; $f^{(n)}(S^{(1)}, m)$ — относительная фазовая проницаемость; $\mu^{(n)}$ — динамическая вязкость; $P^{(n)}(x_i, t)$ — давление; $\rho^{(n)}$ — плотность; g_k — вектор, описывающий объемные силы; $L(S^{(1)}, m)$ — разность давлений в фазах, обусловленная наличием капиллярных сил.

Предлагаемый подход исследования изучаемых классов задач заключается в преобразовании системы уравнений (1-5) к одному уравнению (14), описывающему насыщенность одной из фаз.

Зависимости (1), определяющие связи для двух фаз между скоростями движения и суммами действующих сил, следует вычесть одну из другой после переноса в левую часть относительной фазовой проницаемости и вязкости:

$$v_i^{(1)} S^{(1)} m \frac{\mu^{(1)}}{f^{(1)}} - v_i^{(2)} S^{(2)} m \frac{\mu^{(2)}}{f^{(2)}} = k_{ij} M_j \quad (6)$$

где вектор

$$M_j = - \frac{\partial}{\partial x_j} (L - (\rho^{(1)} - \rho^{(2)}) g_k x_k) \quad (7)$$

характеризует сумму сил, определяющих относительное движение фаз.

При получении соотношений (6), с учетом (3) заменена разница градиентов давлений в фазах на градиент функции L :

$$\frac{\partial L}{\partial x_j} = \frac{\partial P^{(1)}}{\partial x_j} - \frac{\partial P^{(2)}}{\partial x_j} \quad (8)$$

Далее следует преобразовать уравнения сохранения массы каждой из фаз к одному выражению. При сложении уравнений (2) получается выражение

$$\frac{\partial (v_i^{(1)} S^{(1)} m + v_i^{(2)} S^{(2)} m)}{\partial x_i} = 0 \quad (9)$$

которое при причине наличия капиллярных и гравитационных взаимодействий преобразуется к виду:

$$v_i^{(1)} S^{(1)} + v_i^{(2)} S^{(2)} = 0 \quad (10)$$

Соотношение (10) с учетом (6) преобразуется к выражению:

$$v_i^{(1)} S^{(1)} m = \psi k_{ij} M_j \quad (11)$$

определяющему скорость фильтрации 1-й фазы, где функция

$$\psi = \frac{\frac{f^{(1)}}{\mu^{(1)}} \frac{f^{(2)}}{\mu^{(2)}}}{\frac{f^{(1)}}{\mu^{(1)}} + \frac{f^{(2)}}{\mu^{(2)}}} \quad (12)$$

Далее удобно воспользоваться уравнением неразрывности (2) для первой фазы, тогда с учетом (11) можно получить выражение, определяющее насыщенность 1-й фазы:

$$\frac{\partial S^{(1)}}{\partial t} + \frac{1}{m} \frac{\partial (\psi k_{ij} M_j)}{\partial x_j} = 0 \quad (13)$$

Начальными и граничными условиями здесь являются известное начальное распределение насыщенности 1-й фазой и выполнение условия непротекания на границах.

Для моделирования внешних источников-стоков могут быть использованы особые граничные условия, заключающиеся в искусственном изменении насыщенности в определенной области.

Численное решение. Нестационарное уравнение (13), в силу нелинейности и многопараметричности не имеет аналитического решения, по этой причине количественные исследования изучаемых классов задач необходимо проводить при помощи численных методов.

В основе предложенного А.С. Журавлевым алгоритма нахождения решения лежат уравнения:

$$F_i = -\psi k_{ij} \frac{\partial}{\partial x_j} (L - (\rho^{(1)} - \rho^{(2)}) g_k x_k) \quad (14)$$

$$\frac{\partial S^{(1)}}{\partial t} = \frac{1}{m} \frac{\partial F_i}{\partial x_i} \quad (15)$$

следующие из (7), (13).

Функции ψ , k_{ij} и L по причине использования численного подхода принимаются явно зависящими от координат.

Операторы частного дифференцирования с подоперационными функциями, на которые они действуют, рассматриваются как отношения приращений функций к приращениям соответствующих аргументов. Аппроксимация системы уравнений (14, 15) приводится к виду:

$$F_{i[r,w,d,h+1]} = -\psi_{[r,w,d,h]} k_{ij[r,w,d,h]} \frac{\Delta L_{[r,w,d,h]} + \tilde{g} \Delta x_{1[r,w,d]}}{\Delta x_{j[r,w,d]}} \quad (16)$$

$$S_{[r,w,d,h+1]}^{(1)} = S_{[r,w,d,h]}^{(1)} + \frac{\Delta t_{[h]}}{m_{[r,w,d]}} \frac{\Delta F_{i[r,w,d,h]}}{\Delta x_{i[r,w,d]}} \quad (17)$$

где $[r, w, d, h]$ — номера конечных элементов: первые три — пространственные, четвертый — временной, а $\tilde{g} = -(\rho^{(1)} - \rho^{(2)})$. Конечно-разностная сетка, состоящая из конечных элементов, имеет регулярную структуру. Ось x_1 коллинеарна ускорению свободного падения g_k , что позволяет скалярное произведение $g_k x_k$ записывать как $g x_1$.

Фильтрационные и емкостные параметры, стоящие перед аппроксимированными производными, берутся «по потоку» и являются средними значениями в области аппроксимации соответственно.

Приращение времени Δt является переменным и выбирается таким, что максимальное изменение насыщенности первой фазой на последующем временном шаге равно заданной доле от допустимого изменения. Допустимым изменением насыщенности принято изменение последней, при котором итоговое значение насыщенности $S^{(1)}$ либо равно значению остаточной насыщенности этой фазой, либо единице минус остаточная насыщенность другой.

Неоднородные поля пористости и компонент тензора абсолютной проницаемости принимаются известными. Относительные фазовые проницаемости $f^n(S^{(1)}, m)$ и разность давлений $L(S^{(1)}, m)$ задаются функциями от насыщенности первой фазой и от пористости.

Таким образом, предложенная схема аппроксимации уравнений (14, 15) является явной, то есть насыщенность первой фазой $S^{(1)}$ на последующем временном шаге определяется явно либо по уже известной насыщенности на текущем временном шаге, либо из начальных и граничных условий.

Отдельно следует отметить полную консервативность схемы и, как следствие, решения.

Описываемый метод решения уравнения (13) используется при численном исследовании вторичной миграции углеводородов в естественных геологических системах. Гравитационная сила является определяющей для таких объектов и имеет вертикальное направление. Характерные размеры рассматриваемых геологических систем таковы, что в латеральном направлении они на три порядка больше, чем в вертикальном.

Предложенный алгоритм заключается в последовательном вычислении изменения насыщенности за счет движения в вертикальном и латеральном направлениях. Непосредственно методика «ускорения» расчета сводится к внедрению в общую схему решения вычислительных циклов, за счет которых

производится определенное количество шагов в вертикальном направлении, а после — один шаг в латеральном. Количество шагов в вертикальном направлении определяет степень отличия «ускоренного» расчета от «неускоренного».

Физический смысл особенностей изучаемого движения, в результате которых стало возможным применять описанный метод ускорения расчета, заключается в отличии на несколько порядков характерных времен установления квазиравновесных состояний в вертикальном и латеральном направлениях. С позиции геологических времен в вертикальном направлении практически всегда состояние пластовых флюидов соответствует квазиравновесному.

Авторами работы создана компьютерная программа, полностью заключившая в себе все описанные методы и алгоритмы, что позволило получать одно-, двух- и трехмерные стационарные аналитические и нестационарные численные решения в изучаемых задачах.

Начальные и граничные условия для расчетов. В приведенных ниже иллюстрациях показаны результаты моделирования капиллярно-гравитационной сегрегации пластовых флюидов в модельном двумерном геологическом горизонте. Абсолютная проницаемость принята равной 100 мД, пористость — 0,2. Относительные фазовые проницаемости и функция разности давлений в фазах заданы обобщенными экспериментальными зависимостями, полученными на кернах материала.

Аккумуляция нефти геологическими объектами. Для исследования процессов миграции, аккумуляции и перераспределения нефти в естественных геологических ловушках полностью справедлив вышеописанный физико-математический формализм.

В статье рассматривается преимущественно вторичная миграция; первичная рассматривается гипотетически в форме задания источника нефти от возможных тектонических трещин. Авторы рассматривают два типа трещин: первый тип предполагает наличие локального тектонического разлома, от которого уже происходит дальнейшее насыщение исследуемого пласта (см. рис. 1-3), второй тип предполагает существование источника нефти как системы трещин, которые, как кровеносные сосуды в теле животного, пронизывают весь геологический объект.

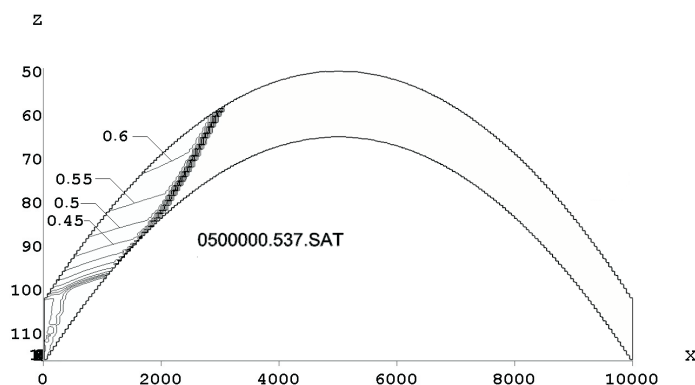


Рис. 1. Насыщенность нефтью, д. ед. Аккумуляция нефти.
Расчет на 500 тыс. лет

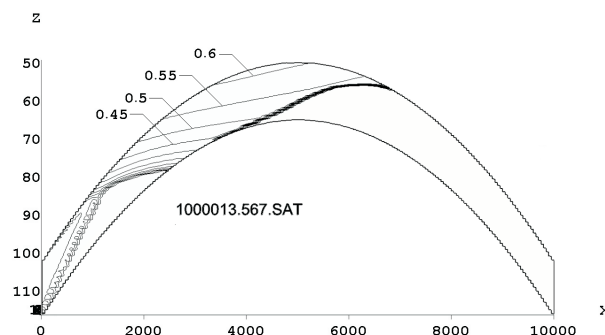


Рис. 2. Насыщенность нефтью, д. ед. Аккумуляция нефти.
Расчет на 1 млн лет

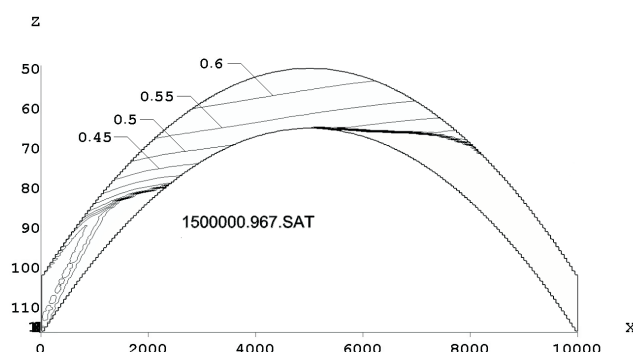


Рис. 3. Насыщенность нефтью, д. ед. Аккумуляция нефти.
Расчет на 1,5 млн лет

На рис. 1-3 видно, что картины распределения насыщенности нефтью, получающиеся в предположении наличия локального источника нефти тектонического происхождения, имеют неравновесный характер. Отметка водонефтяного контакта в центральной части моделируемой залежи, как видно на иллюстрациях, за 2 км меняется на 10 м.

На приведенных иллюстрациях видно, что характерное время залежеобразования составляет порядка 10^6 лет.

Восстановление капиллярно-гравитационного равновесия залежи после разработки. Характерное время разработки месторождения нефти, в процессе которой залежь подвергается воздействию значительных внешних поверхностных сил, составляет 10-20 лет.

Это время, как было показано выше, много меньше характерного геологического, за которое в исследуемом объекте может произойти существенная вторичная миграция углеводородов. Однако величины капиллярных и гравитационных сил в областях, подвергшихся воздействию в процессе разработки, возрастают многократно. Таким образом, капиллярные и гравитационные силы могут оказывать существенное влияние на разработку месторождения. Рис. 4-6 характеризуют распределение насыщенности нефтью месторождения, на котором

смоделирован отбор нефти из «шапки» залежи, в предположении отсутствия капиллярных и гравитационных сил в период разработки.

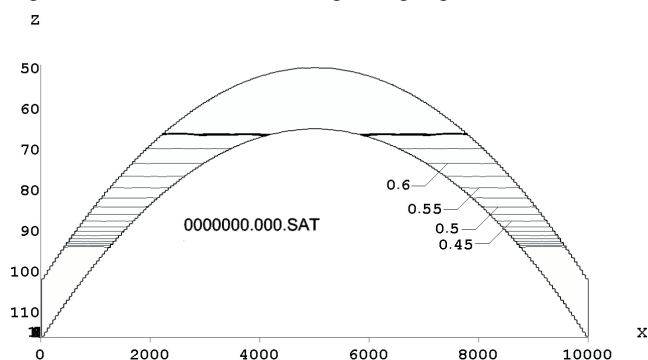


Рис. 4. Насыщенность нефтью, д. ед.
Перераспределение насыщенности в результате разработки. Начальное состояние

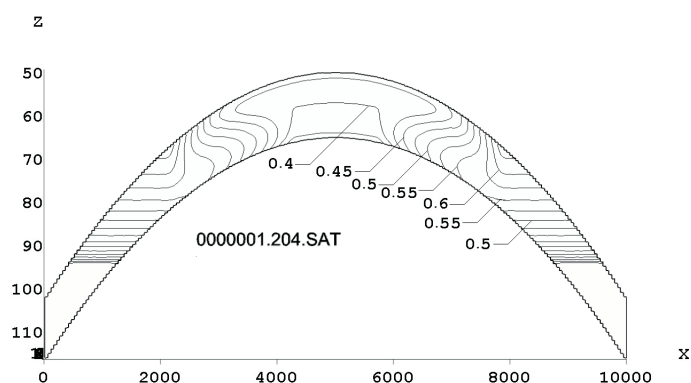


Рис. 5. Насыщенность нефтью, д. ед. Перераспределение насыщенности
в результате разработки. Расчет на 1 год

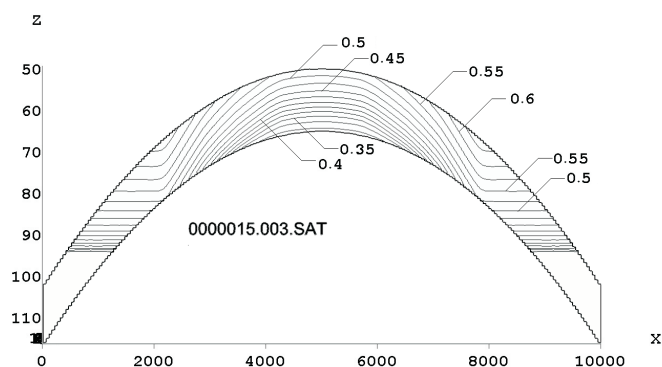


Рис. 6. Насыщенность нефтью, д. ед. Перераспределение насыщенности
в результате разработки. Расчет на 15 лет

Результаты расчетов, изображенные на иллюстрациях, описывают возникновение квазистационарного распределения насыщенности нефтью в период порядка 10 лет.

Заключение. Физическая модель капиллярно-гравитационной сегрегации двухфазной жидкости в поровой среде может быть сведена к одному нелинейному уравнению относительно насыщенности в частных производных второго порядка.

Характерные размеры рассматриваемых геологических систем таковы, что в латеральном направлении они на три порядка больше, чем в вертикальном. На этом основании был разработан и применен алгоритм решения, позволяющий практически без потери точности многократно уменьшать машинное время расчета.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Xuan, T., Zhijun, J., Minghui, Y., Haihui, M. Experimental study on water-oil migration and accumulation in a 2D micro-model of carbonate fracture media // *Frontiers of Earth Science in China*. 2007. P. 251-256.
2. Yuan, Y., Han, Y. Numerical simulation of migration and accumulation of oil resources. *Computational Geosciences*. 2008. P. 153-165.
3. Ozkaya, I. Fluid flow equations governing primary oil migration as a separate phase. *Marine and Petroleum Geology*. 1989. P. 370-375
4. Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред. Ч. II. М.: Наука, 1987. 360 с.
5. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2001. 736 с.
6. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.Н. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов. М.: Недра, 1993. 416 с.
7. Лейбензон Л.С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде. М., Л.: Гостехиздат, 1947. 244 с.