

© 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 вышезалегающему 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  $\psi$ ,  $k_{ij}$  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  $\Delta t$  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 керновом материале.

**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.

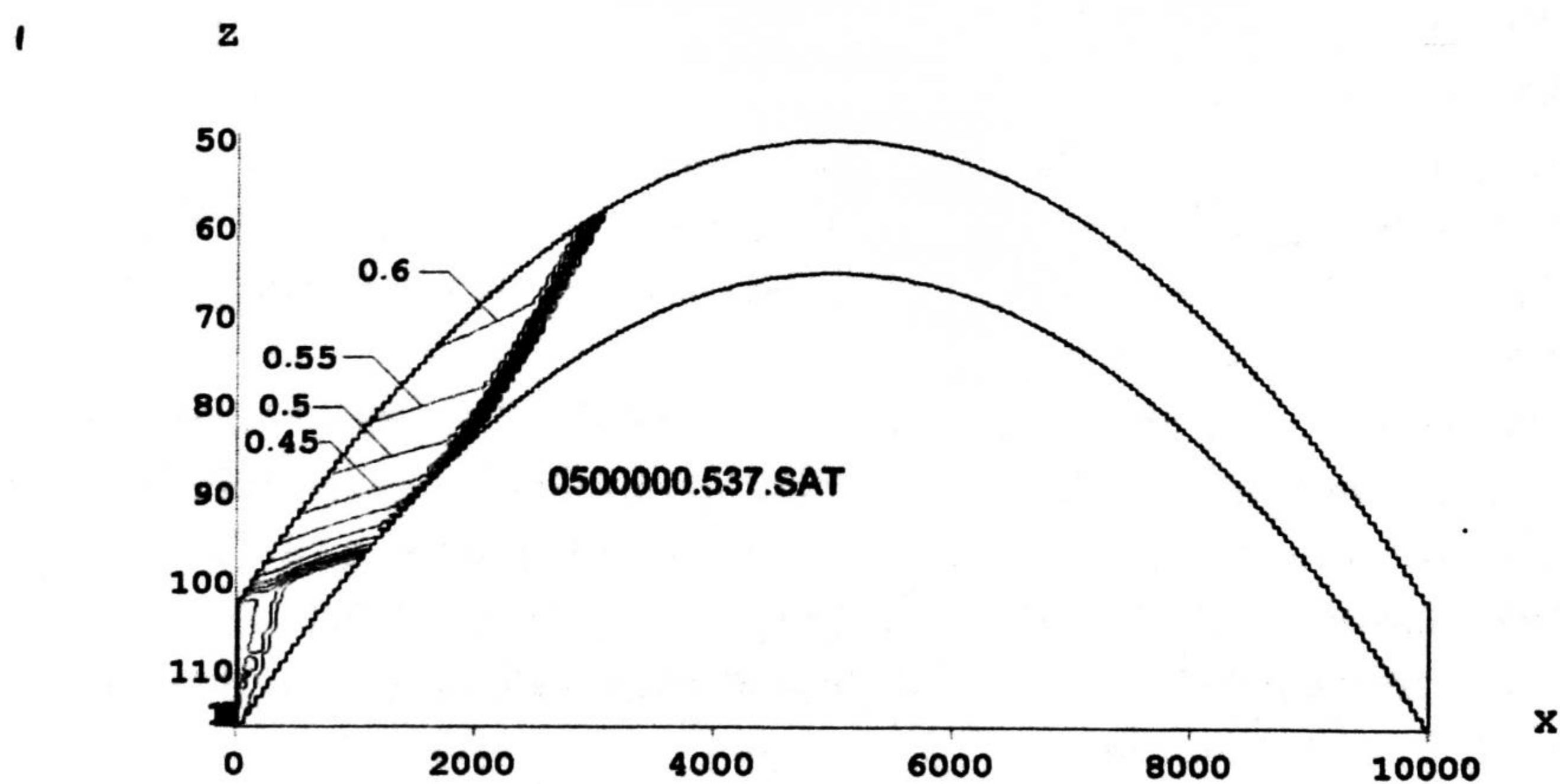


Рис. 1. Насыщенность нефтью, д. ед. Аккумуляция нефти. Расчет на 500 тыс. лет

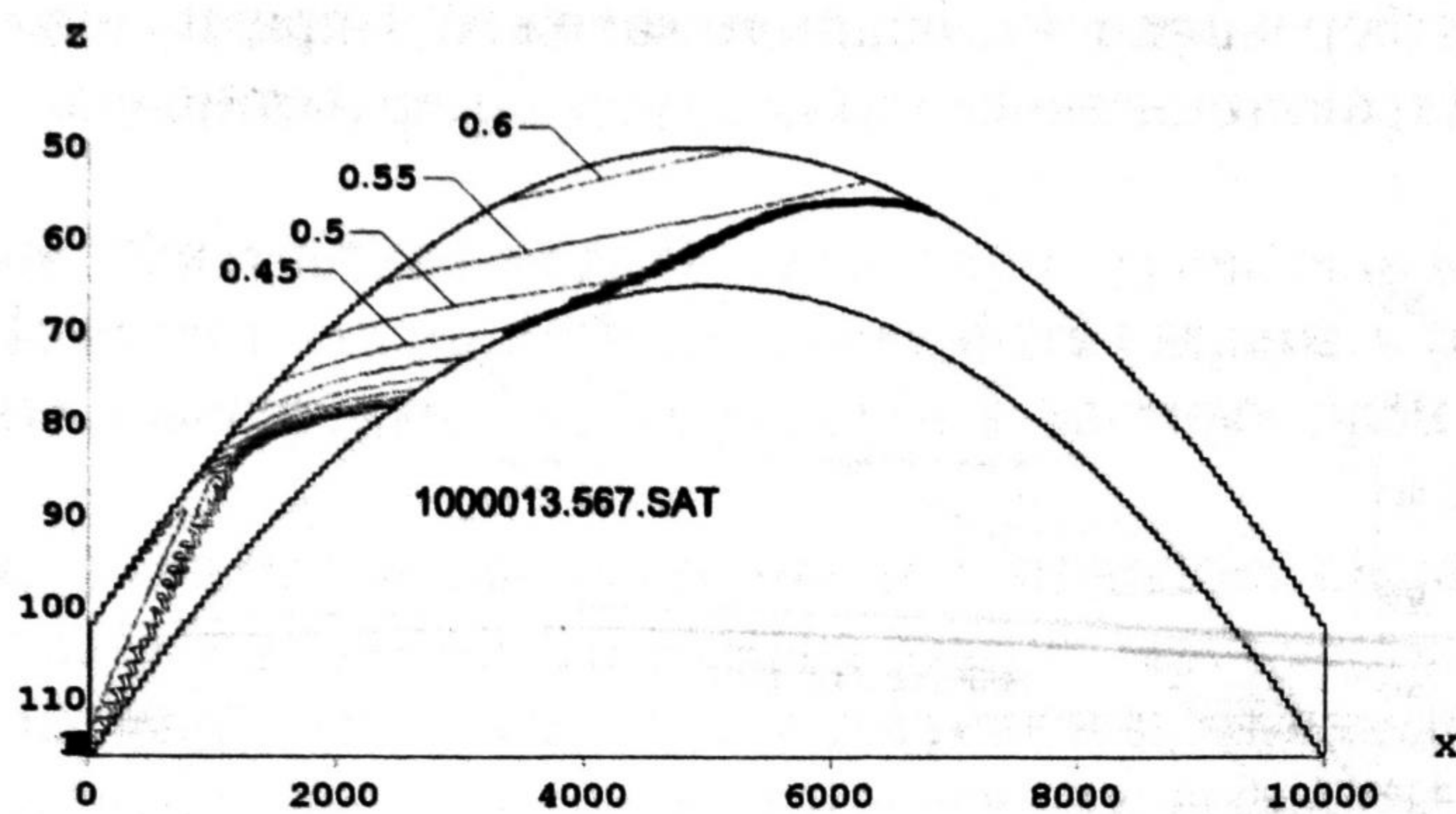


Рис. 2. Насыщенность нефтью, д. ед. Аккумуляция нефти. Расчет на 1 млн лет

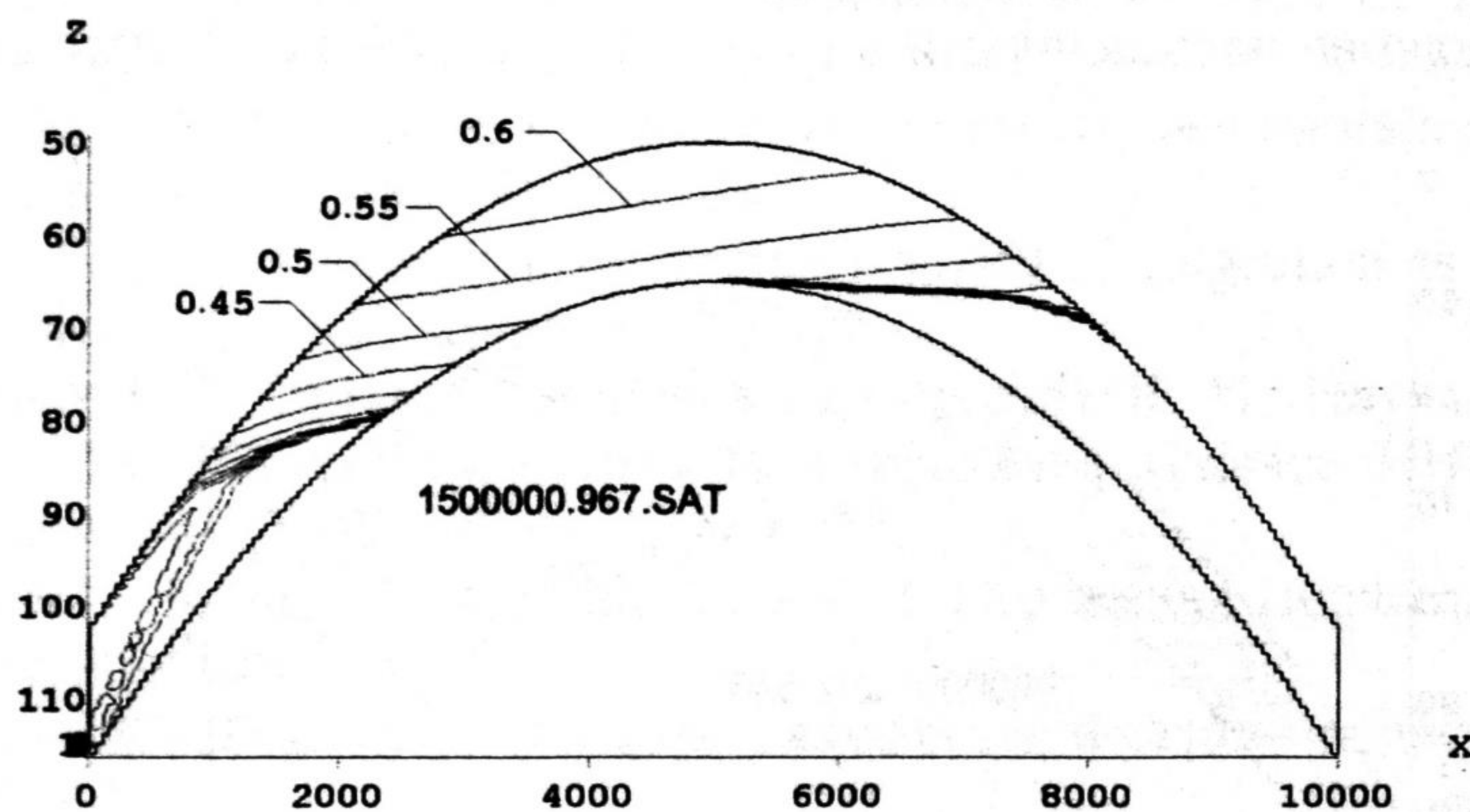


Рис. 3. Насыщенность нефтью, д. ед. Аккумуляция нефти. Расчет на 1,5 млн лет

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.

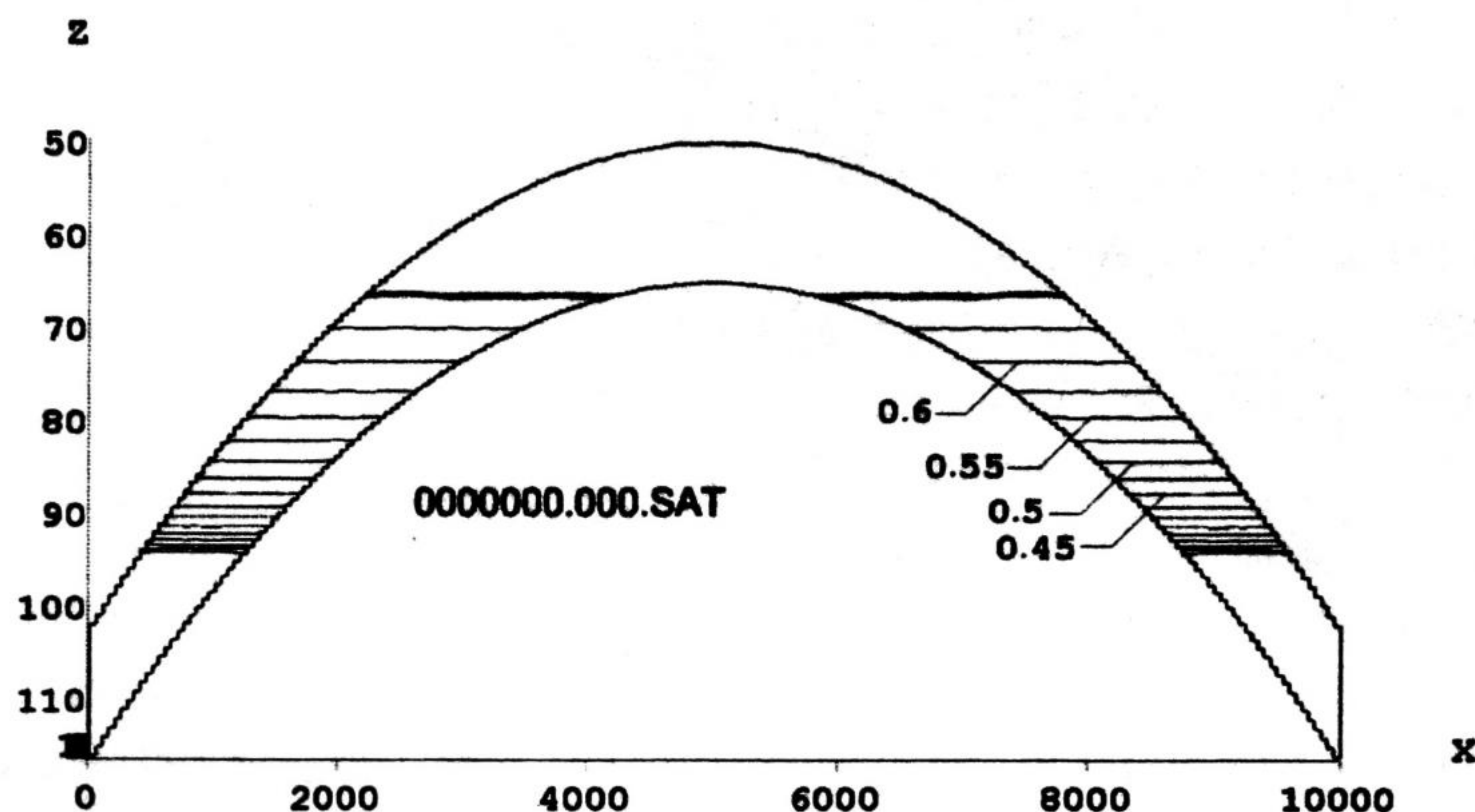


Рис. 4. Насыщенность нефтью, д. ед.

Перераспределение насыщенности в результате разработки. Начальное состояние

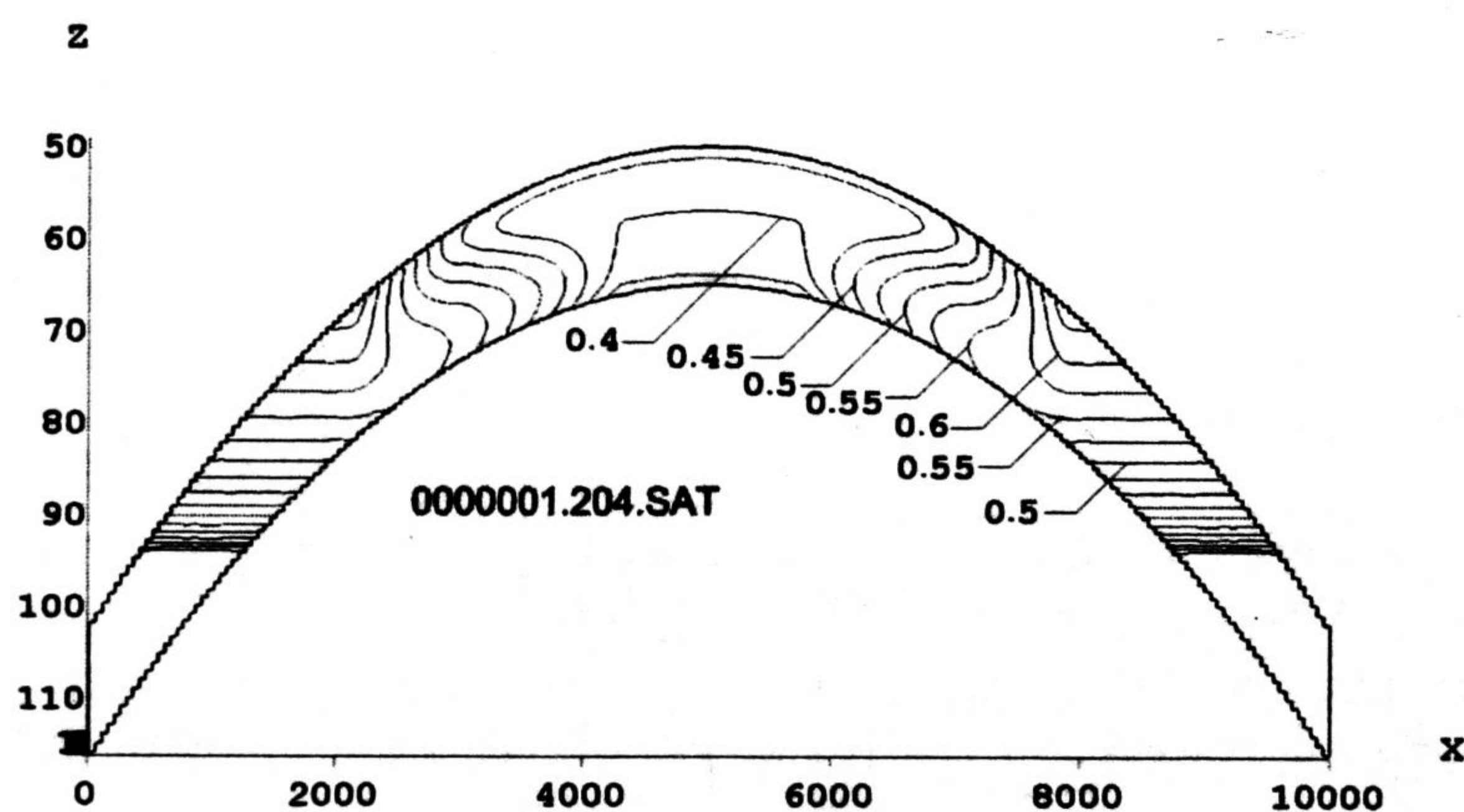


Рис. 5. Насыщенность нефтью, д. ед. Перераспределение насыщенности в результате разработки. Расчет на 1 год

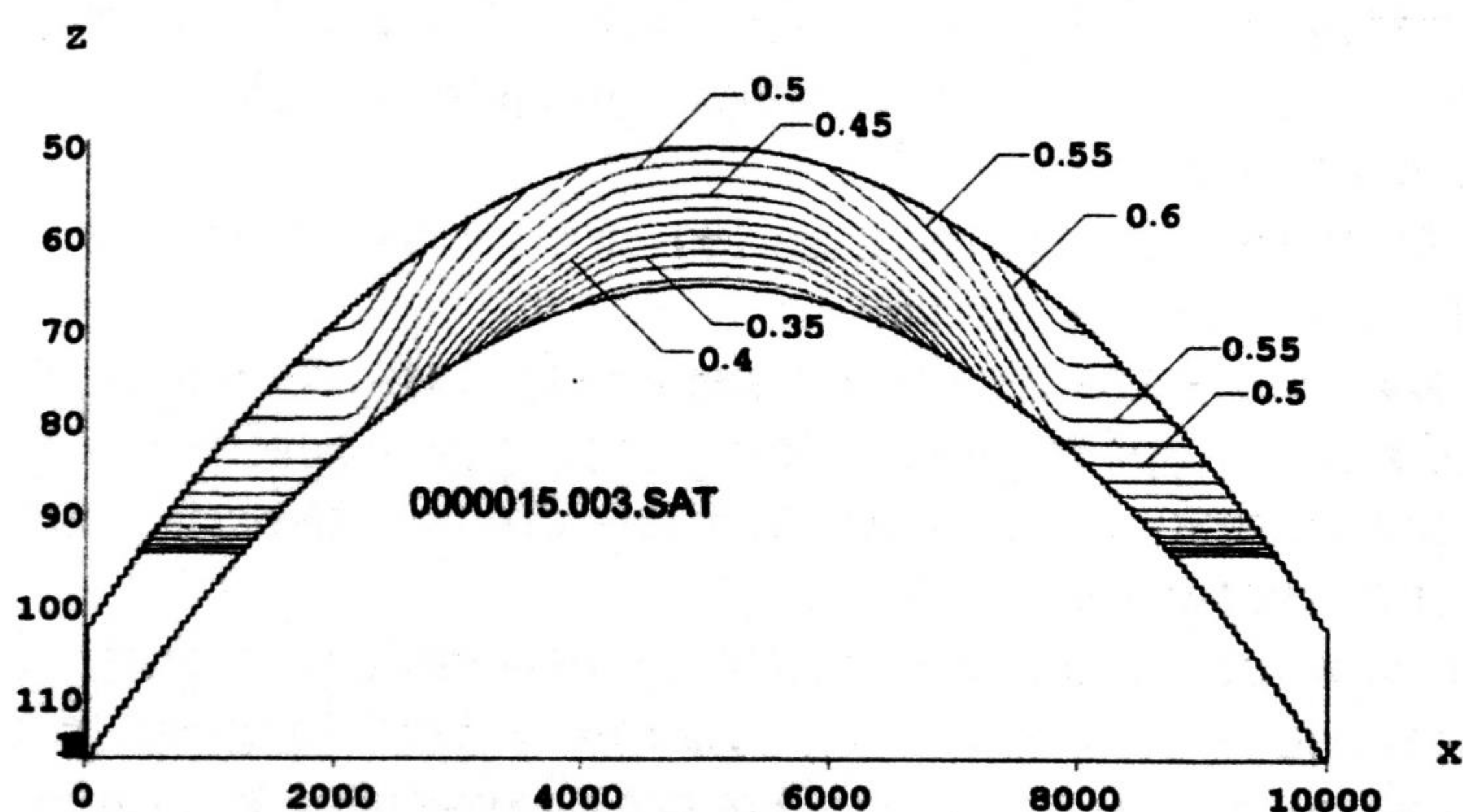


Рис. 6. Насыщенность нефтью, д. ед. Перераспределение насыщенности в результате разработки. Расчет на 15 лет

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.