

## МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К МОДЕЛИРОВАНИЮ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Е.А. Громова, А.В. Назаров,  
Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта

Проектирование разработки залежей природных углеводородов в настоящее время тесно связано с использованием методов математического моделирования. На сегодняшний день прогноз показателей разработки выполняется с помощью математических моделей, которые в ряде случаев доведены до уровня программных продуктов (Eclipse, VIP, Tempest More).

Наиболее широкое распространение при проектировании разработки нефтяных залежей получила расчетная методика «black oil» (нелетучая нефть). Суть ее заключается в численном решении системы уравнений, описывающих трехфазное трехкомпонентное течение в пористой среде. В дифференциальной форме система имеет следующий вид:

$$\operatorname{div}\left(\sum_{\alpha} \rho_{\alpha} \vec{v}_{\alpha} l_{\alpha}^k\right) + \frac{\partial}{\partial t}\left[m \sum_{\alpha} \rho_{\alpha} s_{\alpha} l_{\alpha}^k\right] + q^k = 0, \quad (1)$$

где  $\rho_{\alpha}$  – плотность фазы  $\alpha$  (фазами являются вода, нефть и газ);  $\vec{v}_{\alpha}$  – скорость фазы  $\alpha$ ;  $l_{\alpha}^k$  – массовая доля компонента  $k$  в фазе  $\alpha$  (компонентами являются  $\text{H}_2\text{O}$ , фракции  $\text{C}_{5+\text{в}}$ ,  $\text{C}_{1-4}$ );  $m$  – пористость;  $s_{\alpha}$  – насыщенность порового пространства фазой  $\alpha$ ;  $q^k$  – массовая плотность источника по компоненту  $k$ .

Система (1) дополняется замыкающими соотношениями, а также начальными и граничными условиями, что делает задачу корректной, то есть имеющей, вообще говоря, единственное решение. В качестве искомым функций пространства-времени могут быть выбраны давление и две насыщенности фазами.

Сведение углеводородных компонентов к двум фракциям не случайно. Согласно правилу фаз Гиббса при условии изотермичности процесса в данной термодинамической системе остается всего одна степень свободы. Это означает, что физико-химические свойства флюидов – плотности, вязкости, массовые доли компонентов в фазах – зависят только от давления. Данное обстоятельство существенно упрощает решение задачи и позволяет использовать полностью неявную разностную схему, что обеспечивает безусловную устойчивость и, как правило, сходимость вычислительного процесса. При отсутствии од-

ной из углеводородных фаз (вода присутствует всегда) появляется дополнительная степень свободы, однако это неудобство легко обходится введением других искомым функций, например давления и двух массовых долей компонентов в смеси.

Задача в указанной постановке в первую очередь ориентирована на чисто нефтяные залежи (не напрасно она называется моделью нелетучей нефти). В рассматриваемом случае массовая доля фракции  $C_{5+в}$  в газе задается тождественно равной нулю, то есть считается, что тяжелые компоненты не растворяются в газовой фазе. Таким образом, игнорируется столь важный элемент, как газоконденсатная характеристика, которая также становится нулевой.

Модель «black oil» с точки зрения течения в пласте может использоваться и для газоконденсатных залежей. Однако большинство разведанных газоконденсатных месторождений имеют нефтяные оторочки промышленного значения. Для них модель «black oil» становится неприменимой вследствие того, что в ней нефть и конденсат не различимы по физико-химическим свойствам. Особенно существенные погрешности возникают при моделировании закачки в пласт газа. Здесь приходится либо пожертвовать испарением конденсата, что крайне нежелательно, либо смириться с тем, что нефть испаряется аналогично конденсату, что явно противоречит физике процесса.

В качестве альтернативы предлагается следующий подход к моделированию разработки нефтегазоконденсатных месторождений. Фракция  $C_{5+в}$  условно разбивается на две – назовем их легкой и тяжелой. Таким образом, пластовая смесь становится трехфазной четырехкомпонентной. Первые три уравнения полностью идентичны уравнению (1) и записываются относительно тех же фракций. Для корректности задачи должно появиться четвертое уравнение и дополнительная искомая функция пространства – времени. В качестве таковой введем массовую долю тяжелой фракции во фракции  $C_{5+в}$ , находящейся в жидкой фазе (Считаем, что тяжелая фракция в газовой фазе отсутствует, – такое предположение вполне логично, хотя и несколько условно.) Дополнительное уравнение фильтрации тяжелой фракции с учетом того, что она течет только в углеводородной жидкости, будет иметь следующий вид:

$$\operatorname{div}(\rho_{\alpha} \vec{v}_{\alpha} l_{\alpha}^k \omega) + \frac{\partial}{\partial t} [m \rho_{\alpha} s_{\alpha} l_{\alpha}^k \omega] + q^k \omega = 0, \quad (2)$$

где  $\omega$  – массовая доля тяжелой фракции;  $\alpha$  – жидкая углеводородная фаза;  $k$  – суммарная фракция  $C_{5+в}$ .

Появившаяся вторая степень свободы определяется вновь введенным параметром. Свойства флюидов, в первую очередь массовые доли компонентов в фазах, которые с точностью до изоморфизма равны газосодержанию нефти и газоконденсатной характеристике, являются функциями давления и доли тяжелой фракции. Очевидно, что газосодержание нефти в насыщенной смеси тем ниже, чем она тяжелее. Аналогичная зависимость и у содержания конденсата в газовой шапке. Таким же образом могут быть построены функциональные зависимости от вышеназванных переменных плотности и вязкости углеводородной жидкости. Для газа поправки к этим свойствам имеют подчиненное значение, но принципиально они также могут быть внесены без особых затруднений.

Данная задача методологически решается аналогично трехфазной трехкомпонентной задаче в ненасыщенной постановке. Искомыми функциями в этом случае, помимо  $\omega$ , выбираются давление ( $p$ ), водонасыщенность ( $s$ ) и приведенный состав ( $\zeta$ ). Под последним понимают массовую долю фракции  $C_{1-4}$  в углеводородной смеси:

$$\zeta = \frac{\rho_o \cdot \sigma \cdot l_o^{1-4} + \rho_g (1 - \sigma) l_g^{1-4}}{\rho_o \cdot \sigma + \rho_g (1 - \sigma)}, \quad (3)$$

где  $\sigma = \frac{s_o}{1 - s}$ ,  $\rho_o, \rho_g$ , – плотности соответственно нефти и газа;  $l_o^{1-4}, l_g^{1-4}$  – массовые доли указанной фракции в соответствующих фазах.

Если углеводородная система находится в ненасыщенном состоянии (одна из углеводородных фаз отсутствует), то массовая доля существующей фазы приравнивается приведенному составу, а  $\sigma$  – единице, если отсутствует газ, и нулю – если нефть. В случае, когда система насыщена, насыщенности фазами находятся из следующих соотношений:

$$\sigma = \frac{\rho_g(p, \omega)[l_g^{1-4}(p, \omega) - \zeta]}{\rho_g(p, \omega)[l_g^{1-4}(p, \omega) - \zeta] + \rho_o(p, \omega)[\zeta - l_o^{1-4}(p, \omega)]}, \quad (4)$$

где,  $s_o = \sigma(1 - s)$ ,  $s_g = (1 - \sigma)(1 - s)$ .

Таким образом, система уравнений трехфазной четырехкомпонентной фильтрации становится полностью замкнутой: все входящие в нее нелинейности так или иначе зависят от искомым величин.

В данной системе вода считается инертной фазой, то есть можно пренебречь растворимостью в ней углеводородных компонентов, а также содержанием паров воды в газовой фазе. Следовательно, в дальнейшем рассматривается только углеводородная часть

пластового флюида, которая является двухфазной трехкомпонентной.

Поскольку определенную сложность представляет собой подготовка исходной информации для расчетов, в первую очередь зависимостей свойств флюидов от двух параметров ( $p$  и  $\omega$ ), был проведен ряд термодинамических расчетов, показывающий возможность формализации физико-химических свойств флюидов от давления и массовой доли тяжелой фракции во фракции  $C_{5+в}$ .

Используемая методика заключалась в следующем. Был взят трехкомпонентный состав, состоящий из метана, гептана и триаконтана, с которым были проведены расчеты, моделирующие закачку «сухого» газа в нефтегазоконденсатное месторождение. Расчеты заключались в том, что половину газовой фазы, существующей при определенных давлении и температуре, замещали метаном и рассчитывали состав получающейся новой газовой фазы, уже неравновесной по отношению к сосуществующей жидкой фазе. Образующую новую пластовую смесь приводили к тем же давлению и температуре и получали новые составы жидкой и газовой фаз, с которыми проводили аналогичные расчеты.

С составами пластовой смеси, образующейся при каждом смешивании, был проведен расчет контактной конденсации, в результате которого получены составы жидкой и газовой фаз при различных значениях давления, а также рассчитаны интересные свойства флюидов (массовые доли компонентов в фазах, плотности и вязкости жидкой и газовой фаз, газоконденсатная характеристика (ГКХ) для газовой и газосодержание (ГС) для жидкой фазы) [1].

Используя результаты расчетов, были построены графики зависимости интересных параметров от массовой доли тяжелой фракции при фиксированных значениях давления (пример зависимости для плотности газовой фазы приведен на рис. 1). В результате интерполяции полученных зависимостей по давлению, а затем по массовой доле тяжелой фракции в жидкой фазе получили табличные зависимости интересных параметров, которые для плотности газовой фазы представлены в виде графика на рис. 2. Данные зависимости могут быть использованы при реализации трехфазной четырехкомпонентной гидродинамической модели.

Система алгебраических уравнений после разностной аппроксимации на каждом временном шаге решается методом Ньютона, а на каждой ньютоновской итерации решение системы линейных уравнений осуществляется методом матричной прогонки.

Использование полностью неявной разностной схемы в описанном подходе потре-

бует почти двухкратного увеличения требуемых ресурсов ЭВМ, так как порядок матрично-векторных операций сольвера возрастает с третьего до четвертого. Но при этом автоматически отпадает проблема контроля устойчивости вычислительного процесса, которая далеко не всегда успешно решается при композиционном моделировании.

В настоящее время в филиале ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта ведутся работы по реализации описанной выше расчетной методики. Первые эксперименты на одномерном варианте модели показали положительные результаты.

Ниже приводятся результаты тестового испытания одномерной модели. В однородном по коллекторским свойствам пласте, разделенном на 20 ячеек, задано некоторое неравновесное давление при прочих равных параметрах. Результаты расчетов представлены на рис. 3–6.

Как видно, с течением времени:

- давление в пласте выравнивается (рис. 3);
- поскольку за счет имеющейся в пласте разницы давлений в нем возникает фильтрация флюидов, в первую очередь газа как обладающего большей подвижностью, массовая доля компонентов  $C_{1-4}$  в пластовой смеси в первых ячейках возрастает (рис. 4);
- в результате повышения давления в первых ячейках часть промежуточных компонентов переходит из жидкой фазы в газовую, а следовательно, массовая доля тяжелой фракции в жидкой фазе возрастает (рис. 5);
- при повышении давления в жидкой фазе растворяется больше газовых компонентов, в результате чего насыщенность ЖУФ в первых ячейках возрастает (рис. 6).

Таким образом, можно сделать вывод, что полученные результаты не противоречат физике процесса, что подтверждает корректность модели. Следовательно, существует возможность ее применения для решения более сложных задач, связанных с разработкой газоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками, избегая громоздкого аппарата композиционного моделирования.

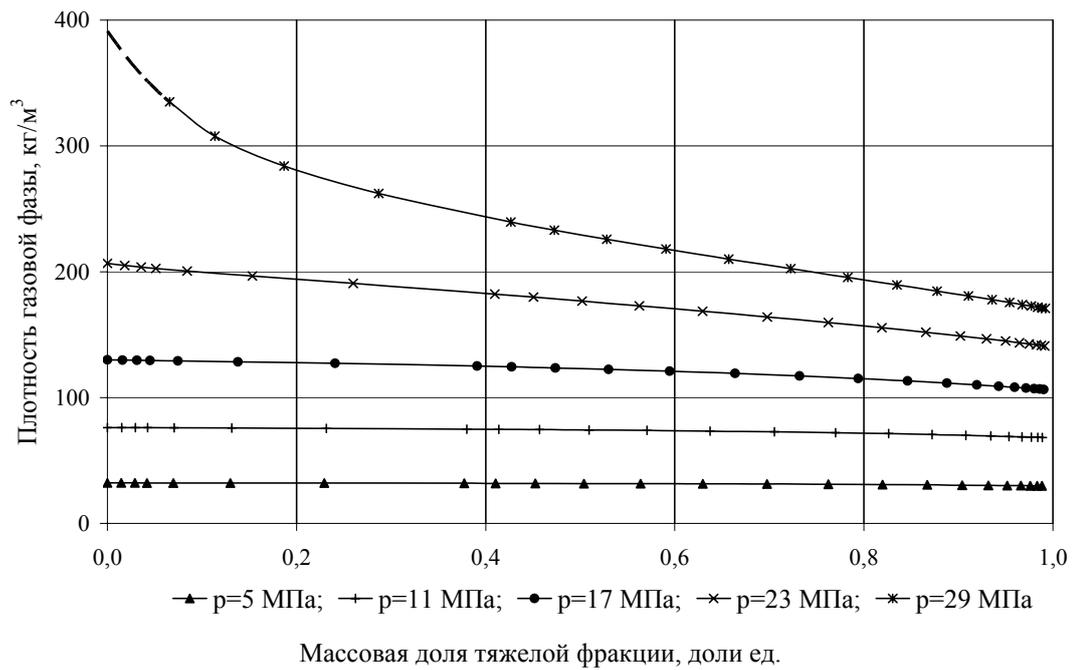


Рис. 1. Зависимость плотности газовой фазы от массовой доли тяжелой фракции при фиксированных значениях давления

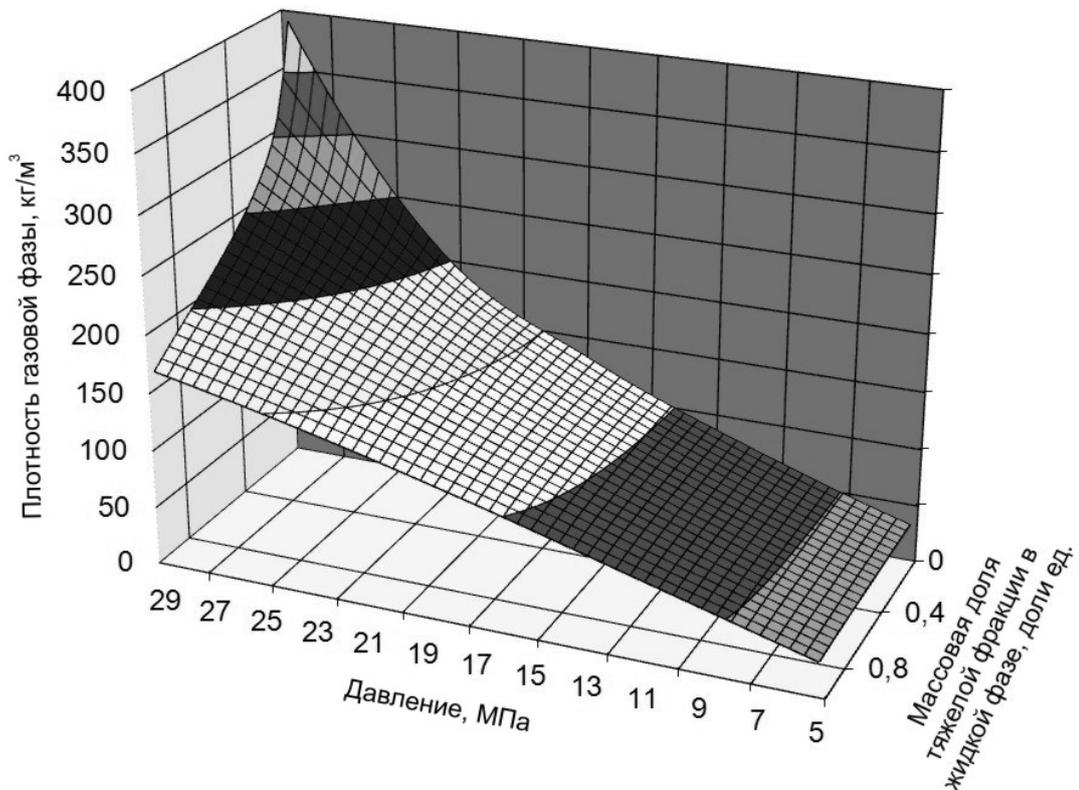


Рис. 2. Зависимость плотности газовой фазы от давления и массовой доли тяжелой фракции в жидкой фазе

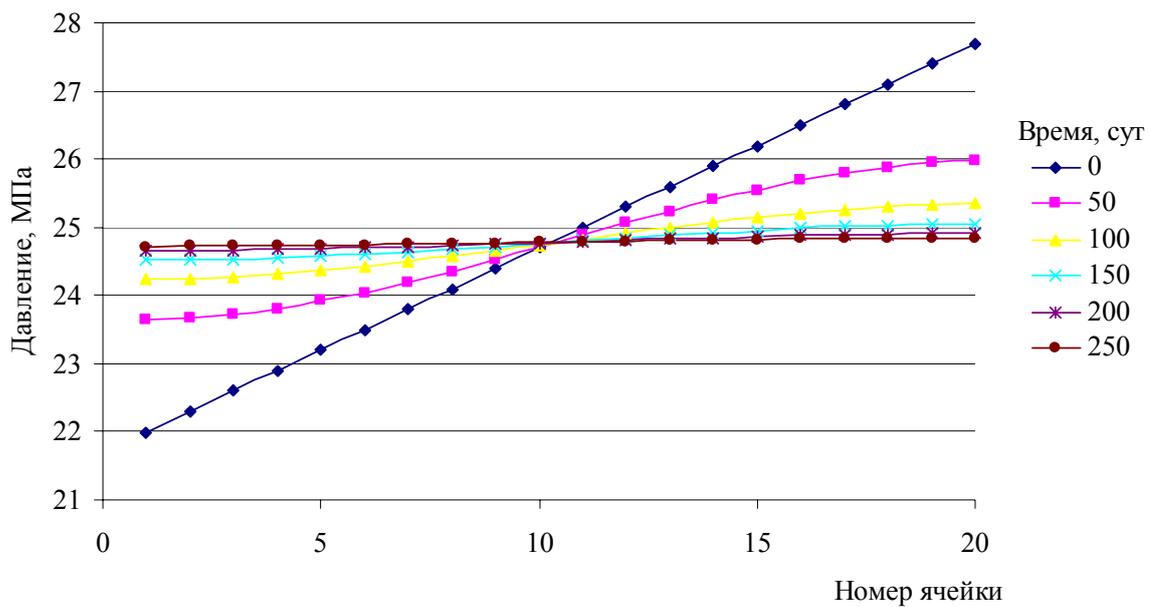


Рис. 3. Распределение давления по пласту на фиксированные моменты времени

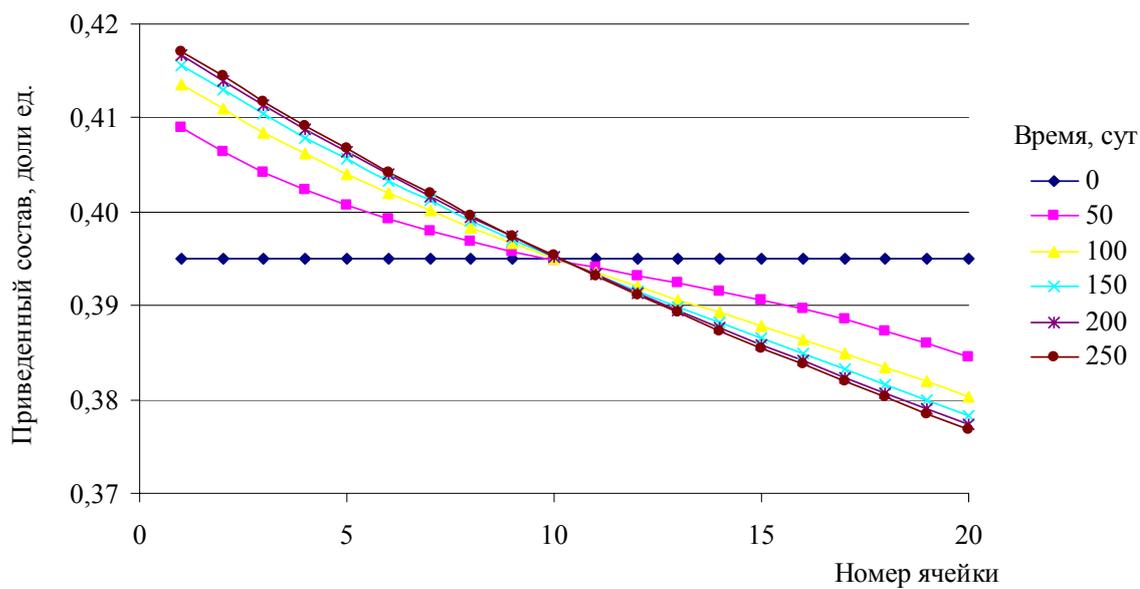


Рис. 4. Распределение приведенного состава по пласту на фиксированные моменты времени

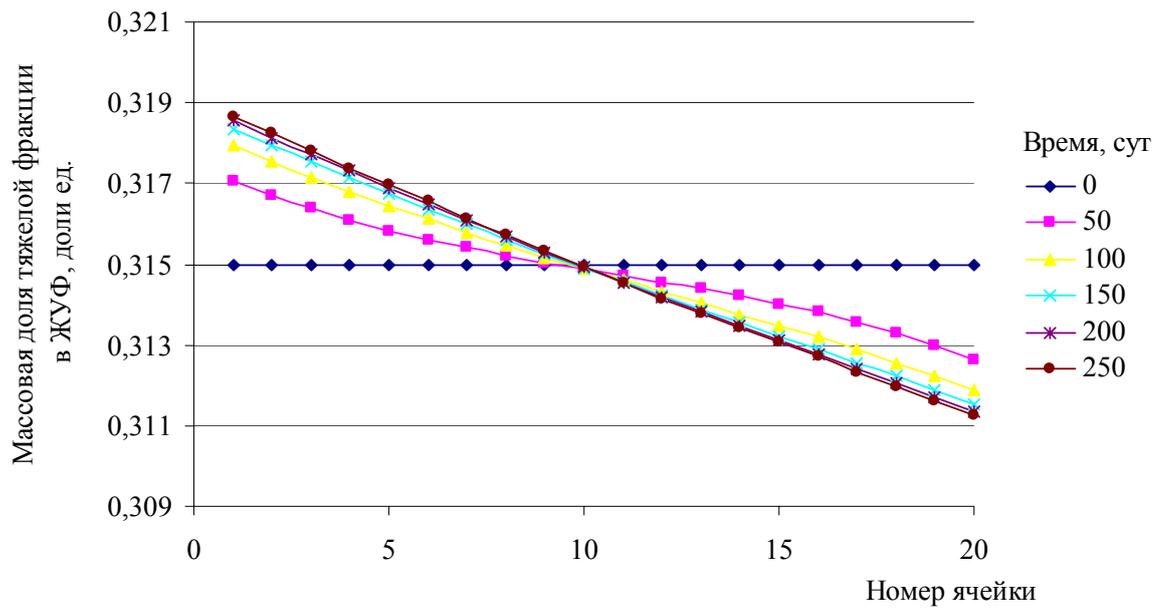


Рис. 5. Распределение массовой доли тяжелой фракции в ЖУФ по пласту на фиксированные моменты времени

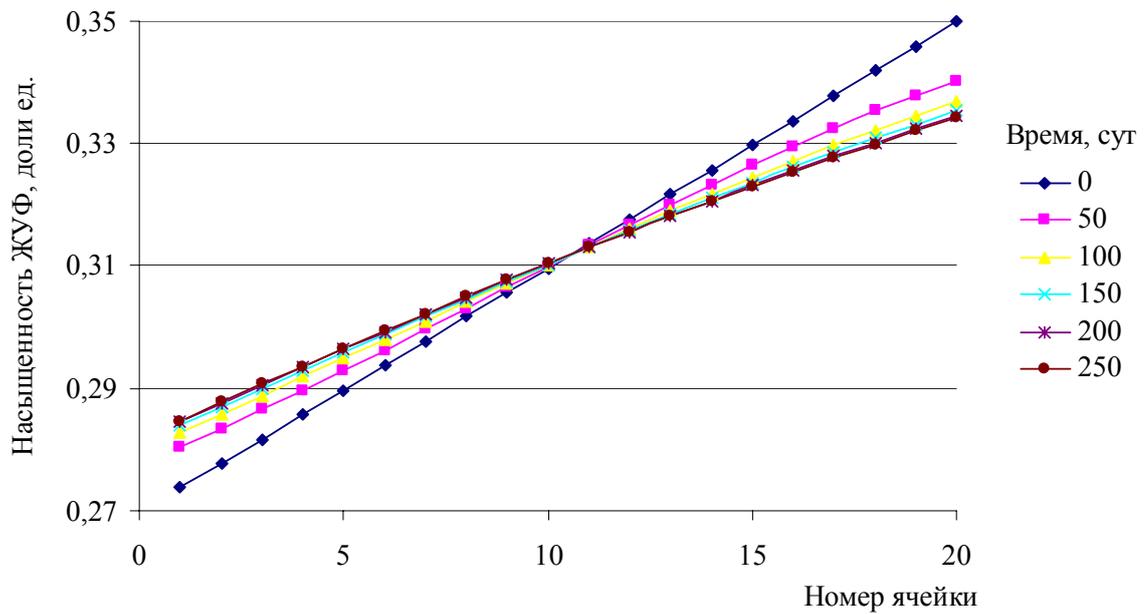


Рис. 6. Распределение насыщенности ЖУФ по пласту на фиксированные моменты времени

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.