

**МЕТОДИЧЕСКИЕ ПРИЕМЫ АДАПТАЦИИ ПАРАМЕТРОВ
ПРИ ПРОГНОЗЕ (ПРОЕКТИРОВАНИИ) ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПОМОЩЬЮ
ПОСТОЯННО ДЕЙСТВУЮЩЕЙ МОДЕЛЕЙ (ПДМ)**

Меркурьев Е.А., Токарев М.А

Уфимский государственный нефтяной технический университет

В настоящее время при проектировании разработки нефтяных месторождений по регламенту необходимо использовать постоянно действующие модели (ПДМ). Широко применяемые ПДМ (Eclipse, TempestMore, ТРИАС) включают два основных блока программ – блок программ для геологического моделирования и блок программ гидродинамического моделирования. Применяемые ПДМ имеют как много общих элементов, так и много различий. Общее условие надежного функционирования всех ПДМ – это адаптация параметров входящих в модель.

Одним из основных законов для расчета технологических показателей является закон сохранения масс, в гидродинамических симуляторах он используется в виде уравнения материального баланса. Уравнение материального баланса описывает взаимосвязь между давлением, добычей и начальными балансовыми запасами флюидов. При построении постоянно действующей гидродинамической модели (ПДГДМ) начальные балансовые запасы определяются геологической моделью, создание которой основано на стохастических законах. Особенностью стохастического построения геологической модели заключается в том, что рассчитывается вероятностное распределение запасов нефти. На самом деле запасы нефти строго определены, поэтому в гидродинамических моделях необходимо адаптировать запасы к утвержденным государством. Немаловажную роль в процессе адаптации, играет выбор метода расчета балансовых запасов объекта моделирования, так как от этого зависит точность и скорость расчета показателей разработки.

Характерной особенностью современных гидродинамических моделей является то, что они состоят из множества ячеек. Размер ячеек зависит от расстояния между скважинами. Чем больше расстояние, тем больше размеры ячеек, так как при малой изученности месторождения уменьшение размеров ячеек не влияет

на точность расчета, наоборот приводит к увеличению времени и погрешности расчета. Обычно площадь ячеек колеблется от 2500 до 40000 м², он в может быть как больше так и меньше.

Начальные балансовые запасы нефти объекта моделирования рассчитываются как сумма объемов нефти в каждой ячейке. Объем нефти в ячейке рассчитывается по следующей формуле:

$$V_{\text{нефти.яч.}} = V_{\text{яч}} K_{\text{песч}} m S_n ,$$

где $V_{\text{яч}}$ – объем ячейки,

$K_{\text{песч}}$ – коэффициент песчаности,

m – пористость,

S_n – нефтенасыщенность.

Объем ячейки определяется исходя из её геометрических размеров, коэффициент песчаности и пористость определяют с помощью геофизических исследований. Наибольшую трудность представляет нахождение нефтенасыщенности ячейки. В гидродинамических симуляторах наиболее часто используются четыре метода расчета нефтенасыщенности в ячейке:

- определение нефтенасыщенности при помощи построения карт;
- модель вертикального равновесия;
- определение нефтенасыщенности с помощью кривых капиллярного давления;
- определение нефтенасыщенности с помощью J функции Леверетта.

Определение нефтенасыщенности в ячейках при помощи карт заключается в следующем. Моделируемый объект, после построения геологостатистического разреза, разбивается на слои. Для каждого слоя, на основе геофизической информации, получаемой при исследовании скважин, строятся карты насыщенности. Значения насыщенности в неопределяемых зонах между скважинами, интерполируются. Для перехода от двумерных карт, к трехмерной модели производят процедуру upscaling, таким образом, для каждой ячейки модели определяется значение нефтенасыщенности. Использование карт насыщенности позволяет определить запасы объекта моделирования в любой момент времени. Существенным недостатком метода является его неточность при отсутствии исход-

ной информации, например при построении гидродинамических моделей месторождений, находящихся на начальных стадиях разработки. Подсчет запасов нефти при помощи карт нефтенасыщенности применяется в ТРИАСе, Eclipse 100, TempestMORE 6.1. Для ТРИАСа данный подход является основным, в других симуляторах он используется по усмотрению инженера. [1]

Адаптация запасов в этом случае производится путем незначительного изменения пористости или песчаности ячеек.

Модель вертикального равновесия используется при отсутствии кривых капиллярных давлений и малой изученности объекта моделирования. Согласно этой схеме предполагается, что флюиды мгновенно перераспределяются по вертикали.

Для учета разницы давлений в фазах вводится псевдокапиллярное давление. Выбирается некоторая базисная поверхность, к которой приводятся давления: обычно это – кровля, подошва или середина пласта. Псевдокапиллярное давление определяется для каждого значения средней насыщенности как разность давлений в соответствующих фазах на базисной поверхности.

Если действием капиллярных сил, по сравнению с гравитационными, можно пренебречь, то концепция вертикального равновесия сводится к гравитационной модели, другими словами флюиды в пласте распределяются в соответствии с их плотностью, менее плотная фаза вверху, более плотные внизу.[2,3]

В таблице 1 приведены значения запасов рассчитанных по схеме вертикального равновесия с учетом и без учета капиллярных сил.

Таблица 1. Запасы нефти третьей залежи пласта БС10_{теп} Мамонтовского месторождения, рассчитанные в симуляторе Eclipse по схеме вертикального равновесия.

Начальные балансовые запасы, тыс. т.	Запасы, рассчитанные с учетом капиллярных сил, тыс. т.	Запасы, рассчитанные без учета капиллярных сил, тыс. т.
12738	13127	13074
Погрешность, %	3.05	2.64

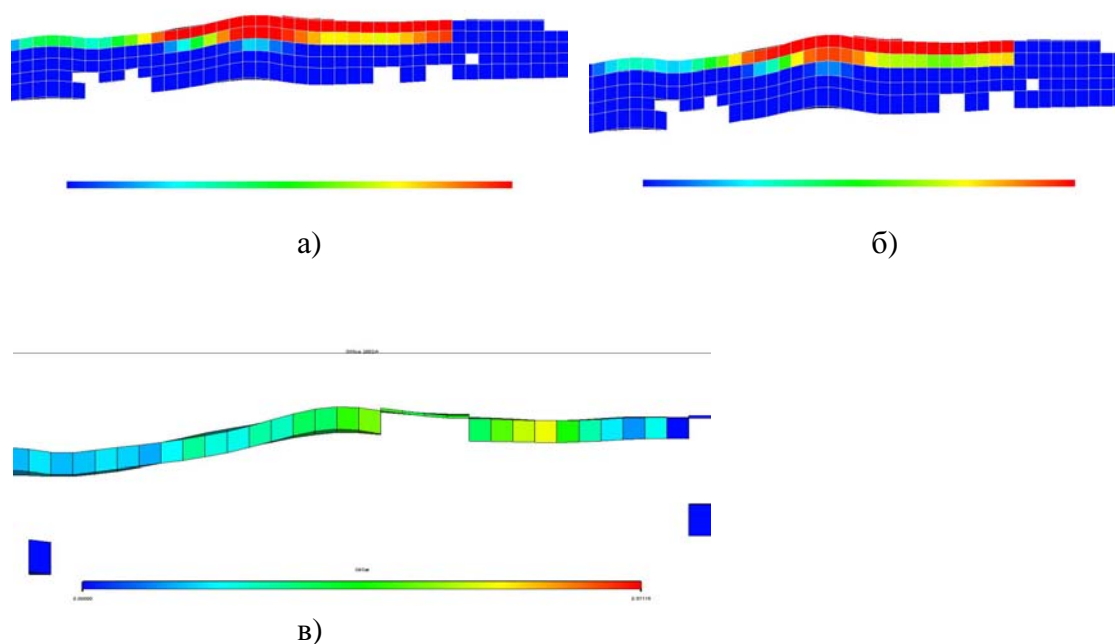


Рисунок 1. Расчет нефтенасыщенности:

- а) модель вертикального равновесия,
- б) модель с использованием истинных кривых капиллярного давления,
- в) модель вертикального равновесия со сжатием ячеек.

В Eclipse существует две разновидности модели вертикального равновесия: со сжатием ячеек и без сжатия.

В первом случае ячейки соединяются по вертикали, и нефтенасыщенность усредняется по соединенным ячейкам (рисунок 1)[4]. Эти опции введены для ускорения счета, так время расчета модели со сжатием ячеек в три раза меньше чем для модели без сжатия и в два раза для модели с кривыми капиллярного давления.

Адаптация моделей вертикального равновесия осуществляется при помощи изменения водонефтяного контакта или незначительного изменения емкостных свойств объекта моделирования. Модель вертикального равновесия со сжатием обладает существенным недостатком. При расчете начального состояния модели, насыщенность ячеек рассчитывается по вертикали, а по горизонтали ячейки между собой не связаны. И поэтому нефтенасыщенность в соседних ячейках, находящихся на одной высоте может сильно различаться (рисунок 1 в). Этот

факт не позволяет использовать данный метод в моделях объектов разработки с большим перепадом глубин и с большой степенью неоднородности по вертикали.

Модель с использованием истинных кривых капиллярного давления. Схема расчета насыщенности с использованием кривых капиллярного давления выглядит следующим образом.

Находится величина капиллярного давления:

$$P_k = (\rho_v - \rho_n)(h_{зсв} - h_{яч})g, \text{ Па,}$$

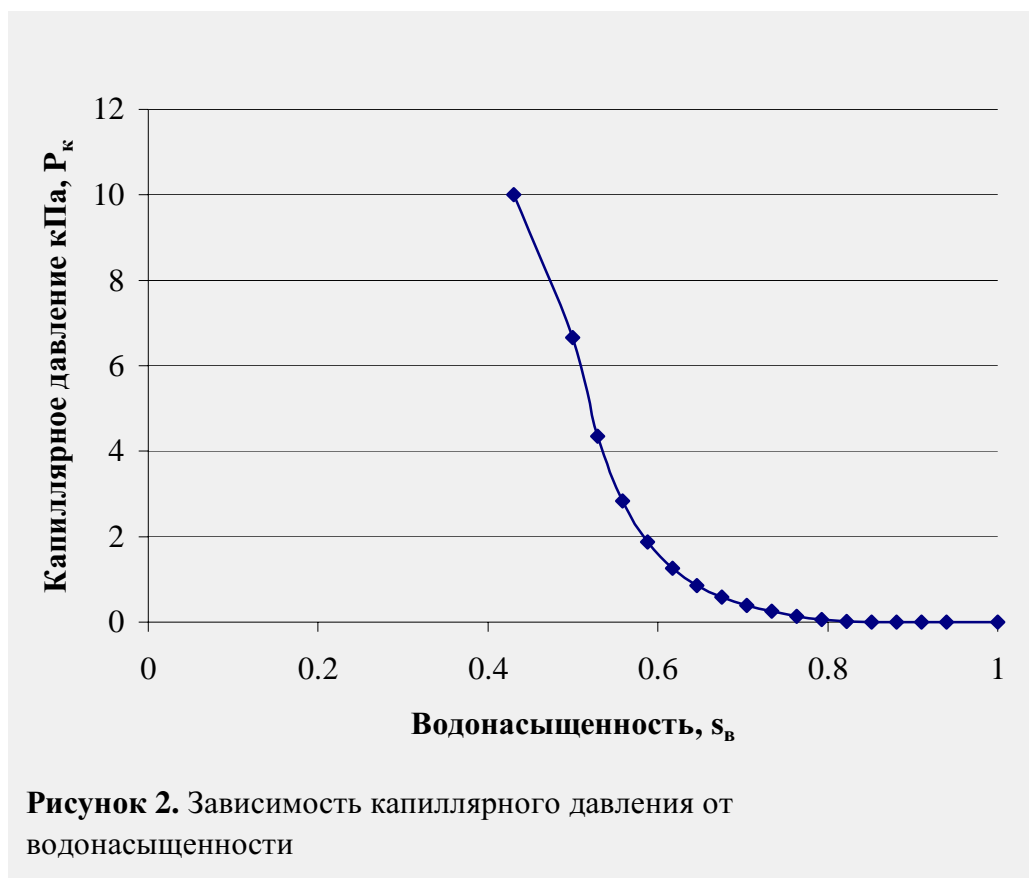
где

ρ_v, ρ_n – плотность воды и нефти, кг/м^3 ;

$h_{зсв}, h_{яч}$ - соответственно абсолютные глубины зеркала свободной воды и ячейки, м.

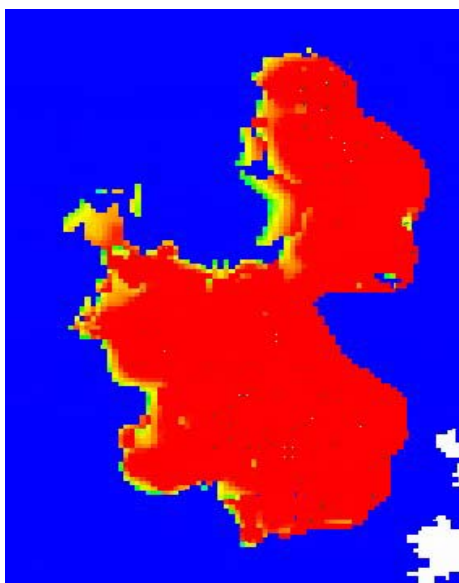
Из лабораторных исследований находится зависимость между нефтенасыщенностью и капиллярным давлением, которая имеет следующий вид (рисунок 2).

По полученным зависимостям определяется значение насыщенности. [5]

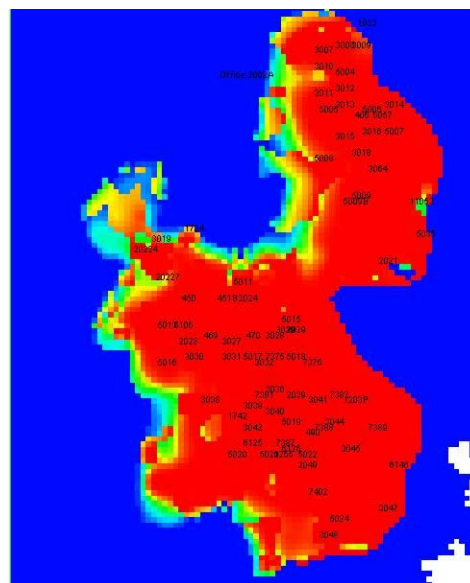


Адаптация запасов нефти, при использовании модели гидростатического равновесия, осуществляется путем изменения характера кривой капиллярного давления. Данный метод наиболее часто используется в моделировании, так как обладает высокой точностью результатов при небольшом расчетном времени.

Использование капиллярных кривых в случае редкой сетки скважин позволяет рассчитать запасы нефти с меньшей погрешностью, чем при расчете запасов с помощью карт. Так как при больших межскважинных расстояниях нефтенасыщенность интерполируется с большой погрешностью. Но схема определения запасов с использованием капиллярных кривых имеет свои недостатки. Во-первых, рассчитанная нефтенасыщенность не соответствует нефтенасыщенности, полученной после интерпретации геофизических исследований. Во-вторых, для участков месторождения, с различными коллекторскими свойствами вид кривой капиллярного давления изменяется.



а) TempestMore 6.1



б) Eclipse 100

Рисунок 3. Карты нефтенасыщенности.

Для исследования расчета нефтенасыщенности с помощью кривых капиллярного давления симуляторами Eclipse 100 и TempestMore 6.1 и сравнения полученных результатов с истинными, были созданы абсолютно одинаковые гидроди-

намические модели третьей залежи пласта БС_{10гсп} Мамонтовского месторождения. Затем была проведена адаптация запасов нефти по обеим моделям.

Цель исследования сводилась к определению симулятора, рассчитывающего нефтенасыщенность наиболее приближенную к реальности. В таблице 2 приведены результаты расчетов. На рисунке 3 показаны карты нефтенасыщенности для моделей созданных в TempestMore 6.1 и Eclipse 100

Из таблицы видно, что погрешность расчета нефтенасыщенности вполне допустима.

Более совершенным методом подсчета запасов для неоднородных объектов является модель с использованием J - функции Леверетта. Поскольку пористые породы обладают сходной геометрией порового пространства, появляется возможность применять корреляционную функцию, которая рассчитывает нормализованное капиллярное давление в зависимости от пористости и проницаемости породы.

Таблица 2. Сравнение расчетной и фактической нефтенасыщенности

№ скв.	Глубина	Нефтенасыщенность, дол. ед.			Погрешность, %	
		ГИС	More	Eclipse	More	Eclipse
2029	2383.1	0.65	0.57	0.57	12.3	12.3
	2387.7	0.57	0.57	0.57	0.0	0.0
	2396.1	0.66	0.49	0.4	25.8	39.4
	Среднее	0.63	0.54	0.51	12.7	17.2
7375	2376.5	0.52	0.57	0.57	9.6	9.6
	2381.6	0.54	0.57	0.57	5.6	5.6
	2391.1	0.56	0.57	0.56	1.8	0.0
	Среднее	0.54	0.57	0.57	5.7	5.1
7376	2375.2	0.73	0.57	0.57	21.9	21.9
	2384.9	0.56	0.57	0.57	1.8	1.8
	2395	0.37	0.53	0.46	43.2	24.3
	Среднее	0.55	0.56	0.53	22.3	16.0
7381	2378	0.49	0.57	0.57	16.3	16.3
	2386.6	0.66	0.57	0.57	13.6	13.6
	2395.6	0.58	0.51	0.45	12.1	22.4
	Среднее	0.58	0.55	0.53	14.0	17.5
Средняя погрешность					13.7	13.9

Функция Леверетта имеет следующий вид:

$$J(s_e) = \frac{P_k(s_e)}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{k}{m}},$$

где $P_k(s_e)$ – капиллярное давление (функция s_e);

σ - натяжение на границе раздела;

θ - краевой угол;

k – проницаемость, определенная по образцу керна;

m – пористость, определенная по образцу керна.

Использование J-функции позволяет преобразовать ряд кривых P_k для разных типов пород в одну зависимость J-функции от водонасыщенности (рисунок 4).

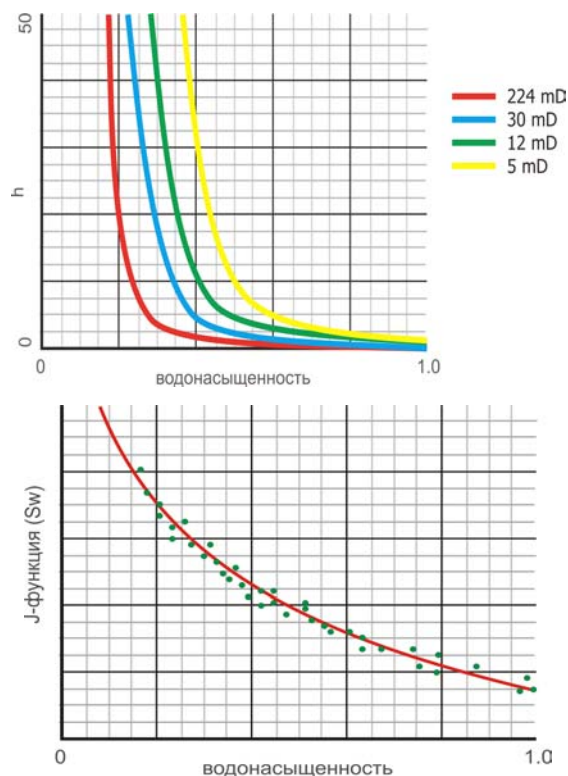


Рисунок 4. Преобразование кривых капиллярных давлений в функцию Леверетта

Функция Леверетта применяется в Eclipse, TempestMore при наличии большого числа кривых капиллярного давления для приведения их к единому виду и позволяет точнее, чем предыдущие методы рассчитать начальные балансовые запасы для неоднородных пластов.

Таким образом выбор конкретного метода должен осуществляться в соответствии с наличием исходной информации:

- использование карт нефтенасыщенности - месторождение полностью разбуренное, модель создается на определенный момент разработки месторождения;
- использование модели вертикального равновесия - месторождение находится на стадии разведки минимум исходных данных;
- использование модели с использованием кривых капиллярного давления - наличие данных по капиллярному давлению, месторождение может быть как на стадии разведки, так и полностью разбурено;
- использование функции Леверетта - месторождение состоит из участков, отличающихся по физико-емкостным свойствам.

Помимо, наличия данных, выбор метода расчета начального состояния модели должен быть обусловлен сложностью геологического строения моделируемого объекта. Даже при хорошей сходимости рассчитанных с помощью модели вертикального равновесия начальных запасов и фактическими данными, в моделях объектов со сложным геологическим строением дальнейший расчет показателей разработки может быть невозможен. На рисунке 5 показано сравнение расчетных показателей разработки с фактическими для разных математических моделей подсчета запасов.



Рисунок 5. Добыча жидкости (3 залежь, пласт БС10_{тсп}, Мамонтовского месторождения): красная линия – модель вертикального равновесия, зеленая – фактическая кривая, голубая – модель вертикального равновесия со сжатием, пунктирная – использование истинных кривых капиллярного давления.

Во всех анализируемых моделях использовался контроль по жидкости, то есть основные показатели разработки, рассчитываются на основе фактической динамики добычи жидкости. В этом случае отклонение расчетного уровня добычи жидкости от фактического говорит о том, что при данных условиях модель не может быть рассчитана. Как видно из рисунка, модель вертикального равновесия со сжатием ячеек, несмотря на самое низкое время расчета, не может использоваться.

Таким образом, основными критериями выбора метода расчета начальных балансовых в гидродинамической модели должны быть степень изученности и сложность геологического строения объекта моделирования.

Выводы

В работе сделана попытка проведения адаптации ПДМ с использованием модели вертикального равновесия, модели капиллярного давления, функции Леверетта. Во всех анализируемых моделях использовался контроль по жидкости.

Литература

1. ТРИАС (Трехмерная информационно аналитическая система). Руководство пользователя. Том 3. Казань-Самара. 2002.
2. Азиз Х., Сеттари Э.. Математическое моделирование пластовых систем. Москва: Недра. 1982.
3. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. 128 стр., Москва-Ижевск: ИКИ, 2003.
4. Eclipse Technical Description. Schlumberger 2002.
5. MORE (Modular Oil Reservoir Evaluation). Модульная система гидродинамического моделирования нефтегазовых месторождений. Руководство пользователя. 1999.