

**РОСНЕФТЬ**

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ  
ВЕСТНИК ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

Издается с 2006 года

**РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ**

Богданчиков С.М.  
(главный редактор)  
Худайнатов Э.Ю.  
(заместитель  
главного редактора)  
Бачин С.И.  
Бульба В.А.  
Гиляев Г.Г.  
Грибов Е.А.  
Дашевский А.В.  
Думанский Ю.Г.  
Заикин И.П.  
Ковалев Н.И.  
Кондратьев Н.А.  
Латыпов А.Р.  
Литвиненко В.А.  
Нападовский В.В.  
Ножин В.М.  
Ставский М.Е.  
Тропин Э.Ю.  
Телин А.Г.  
Уваров Г.В.  
Хасанов М.М.  
Щукин Ю.В.

**СЕКРЕТАРИАТ**

Мамлеева Л.А.  
Хлебникова М.Э.

Сдано в набор 17.02.2009  
Подписано в печать 18.03.2009  
Тираж 1300 экз.

© ОАО «НК «Роснефть», 2009

Зарегистрирован Федеральной  
службой по надзору за  
соблюдением законодательства  
в сфере массовых коммуникаций  
и охране культурного наследия  
01.06.2007 г.  
П/И № ФС77-28481

При перепечатке материалов  
ссылка на «Научно-технический  
вестник ОАО «НК «Роснефть»  
обязательна

Отпечатано в ООО «Август Борг»

Научное редактирование статей и  
progress ЗАО «Издательство  
«Нефтяное хозяйство»  
[www.oil-industry.ru](http://www.oil-industry.ru)

1 - 2009

**СОДЕРЖАНИЕ**

**ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА**

- Левин Д.Н., Резников Д.С. Спектрально-временное прогнозирование типов геологического разреза и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов по комплексу геофизических данных .....4
- Гайдук В.В. Термодинамика катагенеза керогена .....10
- Коблов Э.Г., Налимова Н.А., Сергиенко Т.Н., Ромашов М.В. Нефтегазопроисковые объекты Восточно-Одоптинской зоны возможного нефтегазонакопления на шельфе Северо-Восточного Сахалина .....15

**РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

- Малышев А.С., Пашали А.А., Здольник С.Е., Волков М.Г. Удаленный мониторинг механизированного фонда скважин в ОАО «НК «Роснефть» .....23
- Гришагин А.В. О проблемах интеграции системы пласт – скважина – обустройство – экономика на примере проекта разработки Западно-Коммунарского нефтяного месторождения .....30
- Парначев С.В., Молодых П.В., Рябчикова П.Г., Федоров Б.А. Особенности оценки коэффициента вытеснения нефти для недонасыщенных пластов Тагайского нефтяного месторождения .....37
- Оленчиков Д.М., Муравьев А.Е. Модификация кривых относительных фазовых проницаемостей для компенсации погрешности влияния грубости гидродинамической сетки .....43

**ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ**

- Ходяев А.В., Лапушов А.В., Москвич В.Н. Организация хранения сейсмической информации в ОАО «НК «Роснефть» .....48

**СБОР И ПОДГОТОВКА НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ**

- Бестужевский М.В. Влияние химического состава вторичных алюминиевых сплавов на эффективность их работы в качестве протекторов .....53

**ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗОКОНДЕНСАТА**

- Ёлшин А.И., Томин В.П., Микишев В.А., Кузора И.Е. Проблемы переработки нефтей северных месторождений на НПЗ ОАО «НК «Роснефть» .....57
- Плешакова Н.А., Шейкина Н.А., Тыщенко В.А., Соколова О.Н. Включение гидрокаталитических процессов в схему производства масел ООО «НЗМП» .....62

# Модификация кривых относительных фазовых проницаемостей для компенсации погрешности влияния грубости гидродинамической сетки

Д.М. Оленчиков, А.Е. Муравьев (ЗАО «ИННЦ»)

## Введение

Известно, что кривые относительных фазовых проницаемостей (ОФП), полученные по результатам лабораторных экспериментов на керне, часто не подходят для гидродинамического моделирования из-за трудности переноса результатов с микромасштаба образца керна на макромасштаб всего пласта. Поэтому в процессе адаптации гидродинамических моделей допускается модификация кривых ОФП [1, 2], связанная с неоднородностью пласта и необходимостью ее учета при укрупнении ячеек гидродинамической сетки.

В результате анализа опыта гидродинамического моделирования возникло предположение, что необходимость модификации кривых ОФП вызвана не только неоднородностью характеристик пласта, но и размером ячеек гидродинамической сетки и необходимостью компенсации погрешности численного метода, используемого в симуляторе для решения уравнений гидродинамики. Подбор модифицированных кривых ОФП вручную – достаточно трудоемкий процесс и его целесообразно автоматизировать. Для этого необходимо разработать алгоритмы, позволяющие автоматически строить модифицированные кривые ОФП. Методы теории псевдофункций [1] не позволяют полностью решить задачу построения кривых ОФП, поскольку ориентированы на учет неоднородности пласта и не компенсируют погрешность численного метода решений уравнений гидродинамики.

При гидродинамическом моделировании и, в частности, при адаптации моделей удобнее работать не непосредственно с кривыми ОФП для воды  $k_{в}(s)$  и нефти  $k_{н}(s)$  ( $s$  – нормированная водонасыщен-

ность), а с функциями  $\varphi(s) = \frac{k_{в}(s)\mu_{н}}{k_{в}(s)\mu_{н} + k_{н}(s)\mu_{в}}$

и  $\mu(s) = \frac{\mu_{в}\mu_{н}}{k_{в}(s)\mu_{н} + k_{н}(s)\mu_{в}}$  ( $\mu_{н}$ ,  $\mu_{в}$  – вязкость

соответственно нефти и воды). Функция Баклея – Леверетта (доля воды в потоке жидкости)  $\varphi(s)$  определяет динамику обводнения скважин, а функция  $\mu(s)$  — динамику продуктивности. Зная значения функций Баклея-Леверетта и псевдовязкости, можно вычислить ОФП

$$k_{в}(s) = \mu_{в} \frac{\varphi(s)}{\mu(s)}; \quad (1)$$

$$k_{н}(s) = \frac{\mu_{н}}{\mu(s)} - k_{в}(s) \frac{\mu_{н}}{\mu_{в}}. \quad (2)$$

Модифицировать удобнее не сами кривые ОФП, а функции  $\varphi(s)$  и  $\mu(s)$ . Кривые ОФП при этом рассчитываются по формулам (1) и (2). ОФП  $k_{н}(s)$  должна быть монотонно убывающей функцией, в то время как функции  $k_{в}(s)$  и  $\varphi(s)$  — монотонно возрастающими. По крайней мере это требование накладывается большинством симуляторов, применяемых при гидродинамическом моделировании. Функция  $\mu(s)$  в общем случае не обязана быть монотонной.

При произвольной модификации функций  $\varphi(s)$  и  $\mu(s)$  кривые ОФП, рассчитанные по формулам (1) и (2), могут оказаться немонотонными. При этом следует либо признать такую модификацию недопустимой, либо устранить немонотонность кривых ОФП (обычно она возникает на небольшом отрезке водо-

насыщенности  $s$ ), а затем пересчитать в соответствии с ними функции  $\varphi(s)$  и  $\mu(s)$ .

Для исследования влияния размера ячеек гидродинамической сетки на форму модифицированных кривых ОФП был разработан и реализован вероятностный алгоритм автоматического подбора модифицированных кривых ОФП. Идея алгоритма заключается в том, что случайным образом выбирается отрезок водонасыщенности  $s$ , на котором с использованием случайного множителя модифицируется функция Баклея–Левретта  $\varphi(s)$ . Случайный множитель формируется таким образом, чтобы не нарушать условие монотонности возрастания этой функции. Псевдовязкость  $\mu(s)$  не модифицируется. После этого по формулам (1) и (2) рассчитываются кривые ОФП. При нарушении их монотонности выполняется соответствующая коррекция (восстанавливается монотонность кривых ОФП, а затем заново вычисляются  $\varphi(s)$  и  $\mu(s)$ ). Далее с использованием построенных кривых ОФП выполняется гидродинамический расчет и его результаты сравниваются с эталонными. Указанная процедура автоматически повторяется многократно, варианты с худшим совпадением с эталоном исключаются, а с лучшим – сохраняются для последующей «селекции».

### Влияние размера ячеек сетки

Для исследования влияния размера ячеек гидродинамической сетки на форму модифицированных кривых ОФП, необходимых для компенсации погрешности численного метода, было построено несколько гидродинамических моделей. Рассматривался случай изотермической фильтрации при давлениях выше давления насыщения. Применялись двухфазные модели «черной нефти» (Black Oil). Рассматривался однородный строго горизонтальный пласт. Модели отличались размером ячеек гидродинамической сетки. Добывающая скважина располагалась в центре пласта. Задавались постоянный дебит жидкости в пластовых условиях и постоянный приток воды на боковой границе области моделирования. Плотность потока воды задавалась такой, чтобы обеспечить 100%-ную компенсацию отборов закачкой. На верхней и нижней границах области моделирования задавалось условие отсутствия перетока через границу. Такой способ задания граничных условий позволил сопоставить варианты расчетов для различных размеров ячеек сетки. Капиллярное давление было принято равным нулю. Были рассмотрены два варианта обводнения скважины: 1) краевой водой (модели 1-3); 2) конусом от

подошвенной воды (модели 4-6). Варианты отличались начальным распределением нефтенасыщенности и интервалом перфорации добывающей скважины. Для каждого варианта построены три модели с различными размерами ячеек гидродинамической сетки. Основные характеристики флюидов и породы, использованные при моделировании, представлены ниже.

Пористость, % .....20

Абсолютная проницаемость, мкм<sup>2</sup>:

по латерали (XY) .....0,25

по вертикали (Z) .....0,025

Вязкость в пластовых условиях, мПа·с:

нефти .....16,6

воды .....1,35

Сжимаемость, МПа<sup>-1</sup>:

пор породы .....3·10<sup>-4</sup>

нефти .....8,4·10<sup>-4</sup>

Объемный коэффициент:

нефти .....1,044

воды .....1

Плотность в поверхностных условиях, кг/м<sup>3</sup>:

нефти .....894,3

воды .....1169

газа .....1,58

Газосодержание, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> .....17,83

Нефтенасыщенность:

начальная .....0,74

остаточная .....0,3

В таблице приведены характеристики гидродинамических сеток.

| Параметры                   | Номер модели |      |      |
|-----------------------------|--------------|------|------|
|                             | 1, 4         | 2, 5 | 3, 6 |
| Число ячеек:<br>по X и Y    | 105          | 15   | 5    |
| по Z                        | 20           | 4    | 4    |
| Размер ячеек, м<br>по X и Y | 2            | 14   | 42   |
| по Z                        | 0,2          | 1    | 1    |

Для модели с минимальным размером ячеек сетки использовались лабораторные (начальные) кривые ОФП. Для остальных моделей автоматически строились модифицированные кривые ОФП с использованием в качестве эталона результатов расчета для модели с минимальным размером ячеек сетки.

При модификации кривых ОФП функция  $\mu(s)$  не модифицировалась. Это было сделано для того, чтобы продуктивность скважин в моделях с модифицированными кривыми ОФП соответствовала продуктивности с лабораторными ОФП. В построенных моделях различия в продуктивности скважины для большинства случаев не превышали 5 %. Максималь-

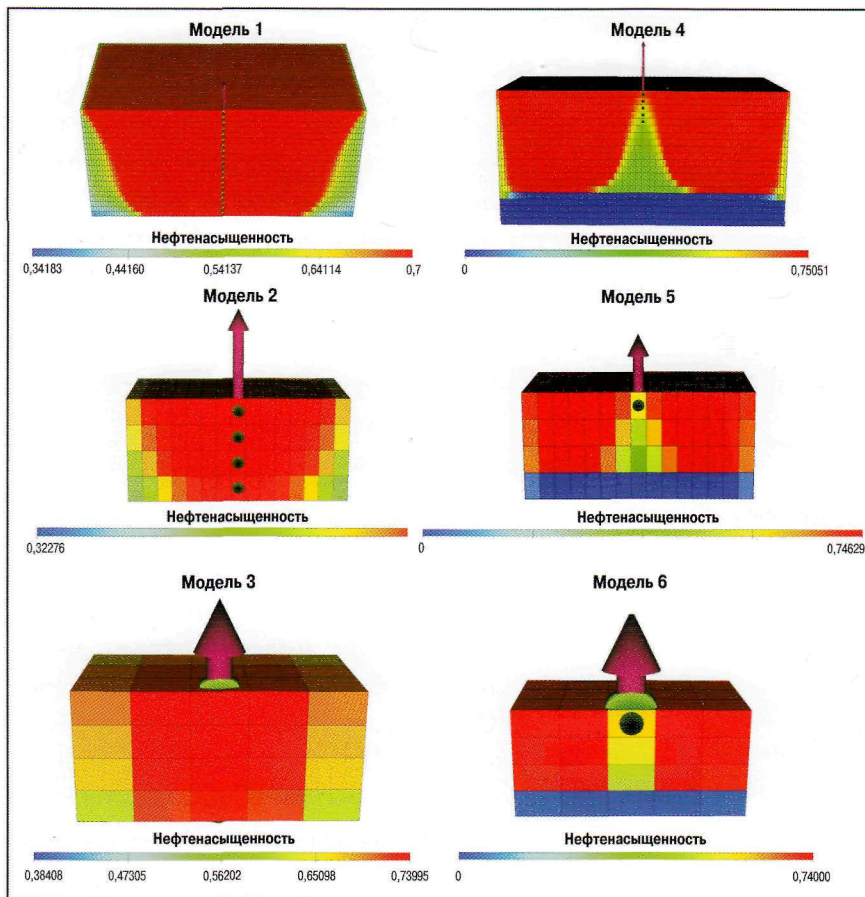


Рис. 1. Распределение нефтенасыщенности через 500 дней после начала работы скважины

ное расхождение по продуктивности составило 18 %. Это связано с различием в обводненности на начальном отрезке времени и, как следствие, с различием в псевдовязкости. Таким образом, соответствие моделей с различным размером ячеек сетки друг другу по продуктивности скважины можно считать удовлетворительным.

На рис. 1 представлено распределение нефтенасыщенности по разрезу в один из моментов работы скважины, на рис. 2 – начальные и модифицированные кривые ОФП (арабские цифры 1–6 в индексе проницаемости  $k$  обозначают номер модели), на рис. 3 – динамика обводненности продукции скважины и накопленной добычи нефти для двух моделей.

Из рис. 1 и 3 видно, что при обводнении скважины краевой водой при расчете на грубой сетке вода подходит к скважине быстрее, чем при расчете на мелкой сетке. Погрешность численного метода возникает из-за того, что нефтенасыщенность считается постоянной для всей ячейки. В результате теряется информация о том, где внутри ячейки проходит фронт вытеснения. Вместо этого для расчета значе-

ний ОФП используется среднее по всей ячейке значение водонасыщенности, что в самом начале вытеснения нефти водой приводит к завышению подвижности воды и занижению подвижности нефти. На поздней стадии вытеснения наоборот, грубая сетка приводит к занижению подвижности воды и завышению подвижности нефти.

Из рис. 3 видно, что при обводнении скважины конусом подошвенной воды (модель 6) ситуация противоположна случаю обводнения краевой водой (модель 3). На грубой сетке обводнение скважины происходит позже, чем на мелкой сетке. Это связано с тем, что на грубой сетке объем ячеек, через которые проходит конус воды, значительно больше объема самого конуса. Поскольку водонасыщенность усредняется по всей ячейке, это снижает водонасыщенность и делает воду менее подвижной, а нефть более подвижной.

Из рис. 2 и 3 следует, что степень грубости гидродинамической сетки существенно влияет на форму моди-

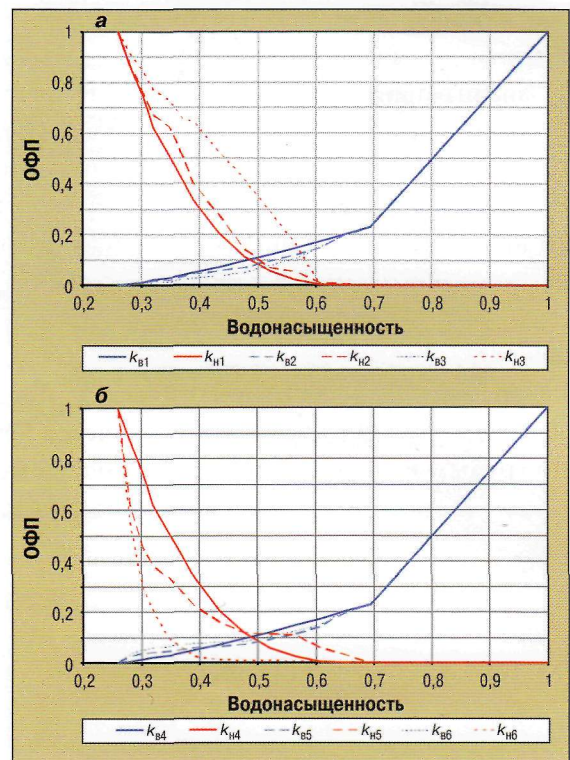


Рис. 2. Начальные и модифицированные кривые ОФП при обводнении краевой водой (а) и конусом подошвенной воды (б)

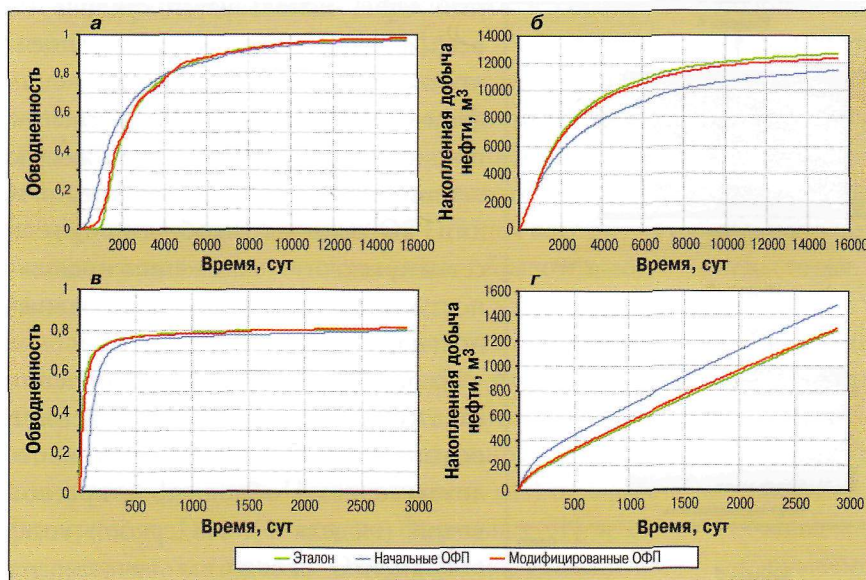


Рис. 3. Динамика обводненности и накопленной добычи нефти при начальных и модифицированных кривых ОФП:

а, б - модель 3; в, г - модель 6

фицированных кривых ОФП. Форма модифицированных кривых ОФП для моделей 2, 3 и 5, 6 существенно различается. Поэтому, если сетка становится достаточно грубой, то никакая модификация кривых ОФП не позволит получить адекватные результаты расчета, так как обычно в пласте реализуется сразу несколько типов обводнения скважин. Сравнение модифицированных ОФП для различных типов обводнения скважин позволяет оценить пригодность гидродинамической сетки для моделирования разработки объекта. Если модифицированные ОФП значительно отличаются друг от друга, то необходимо сделать сетку более мелкой. Например, использованную в моделях 3 и 6 гидродинамическую сетку следует признать слишком грубой и непригодной для построения гидродинамических моделей.

### Выводы

1. Типичный для гидродинамических моделей размер ячейки сетки (более 40 м) является достаточно грубым и приводит к необходимости моди-

фикации кривых ОФП для компенсации погрешности численных методов расчета.

2. Модифицированные кривые ОФП не обязаны быть «строго физическими», поскольку отражают не только физику пласта, но и компенсируют погрешность численного решения уравнений гидродинамики на грубой сетке. В частности, модифицированные кривые ОФП не обязаны быть представлены степенными функциями.

3. Форма модифицированных кривых ОФП зависит не только от размеров ячейки сетки, но и от типа (характера) обводнения скважины.

4. Перед началом адаптации гидродинамической модели целесообразно построить модифицированные кривые ОФП, отражающие влияние грубости сетки и режима обводнения скважин. Сравнение модифицированных ОФП, полученных для различных типов обводнения скважины, позволяет оценить пригодность выбранной гидродинамической сетки для моделирования.

### Список литературы

1. Schlumberger PSEUDO. Reference Manual 2005A.
2. РД 153 39.0 047 00. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: Министерство топлива и энергетики Российской Федерации, 2000.
3. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (Ч. 2. Фильтрационные модели). – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 228 с.