

В.В. Овчаров

ОБЗОР МЕТОДОВ РАСЧЕТА И ПРОЦЕДУР КОРРЕКТИРОВКИ КРИВЫХ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ ДЛЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Статья посвящена изучению и классификации методов расчета и модификации кривых ОФП. При анализе выявлены положительные и отрицательные стороны каждой методики, сделаны выводы о целесообразности их применения и необходимости лабораторных исследований керна. Определены наилучшие методики для ремасштабирования ОФП – динамические методы средневзвешенного давления.

Ремасштабирование, модификация, методы расчета ОФП, относительные фазовые проницаемости, гидродинамическое моделирование.

Фазовые проницаемости являются важнейшими характеристиками фильтрации пластовых флюидов в пористой среде, они практически полностью определяют процесс течения пластовых флюидов в породах-коллекторах нефти и газа. Данные о фазовых проницаемостях необходимы при обосновании кондиционных пределов петрофизических свойств породы, при промышленной оценке переходных нефтегазовых зон пластов, в газогидродинамических расчетах технологических показателей разработки, при выборе методов воздействия на пласт с целью увеличения нефтеотдачи, при анализе и контроле за разработкой залежей. Учитывая огромную значимость этих функций, важно уделить особое внимание методам их получения.

Методы получения информации об относительных фазовых проницаемостях можно условно разделить на две категории: *лабораторные (эмпирические) и аналитические.*

К аналитическим относятся методы, использующие в качестве исходных данных результаты гидродинамических исследований скважин (ГДИС) и/или промысловые данные. Несмотря на общепринятое мнение о преимуществе аналитических методов [2–4, 6, 10, 12–14, 16], практический опыт показывает, что у них существуют недостатки: невозможность получения данных для всего диапазона возможных изменений флюидонасыщенности и термобарических условий пласта [2], влияние на результат расчета различных геолого-технических мероприятий и методов увеличения нефтеотдачи, проводимых на объекте [3]. Следовательно, применять эти методы следует только в качестве первоначального приближения при макронастройке моделей на историю разработки.

В связи с отмеченным основным источником данных об ОФП являются лабораторные методы, основанные на исследованиях, которые проводятся на керне. Известны три основных метода получения кривых ОФП на керне:

- определение ОФП в режиме стационарной фильтрации;
- установление ОФП в режиме нестационарной фильтрации в процессе вытеснения одного флюида другим;
- расчет ОФП по кривым капиллярного давления.

В [2, 3] указано, что самые достоверные данные можно получить при использовании стационарных методов фильтрации, при которых два или три флюида одновременно закачиваются при постоянной скорости или давлении в течение продолжительного времени для достижения равновесия.

Результаты лабораторных исследований керн часто не подходят для гидродинамического моделирования залежей углеводородов из-за трудности переноса результатов с масштаба образца керн на масштаб всего пласта. Поэтому в процессе моделирования допускаются изменения кривых ОФП, продиктованные неоднородностью пласта и необходимостью ее учета при укрупнении ячеек сетки гидродинамической модели [9]. Однако при изменении ОФП теряется информация, полученная на керне, в результате чего процесс вытеснения в модели не соответствует полученному на керне [9, 15].

Суть изменений ОФП заключается в следующем [2]: кривые корректируются таким образом, чтобы фактические показатели разработки месторождения совпадали с результатами расчетов, полученными на дискретной модели. При настройке на «исторические» показатели получают наиболее подходящие для данной модели кривые ОФП (псевдофункции), хотя и далеки от лабораторных. При этом все ошибки настройки исправляются с помощью корректировки ОФП, в то время как эти данные однозначно определяются по результатам экспериментов и имеют хорошую точность (5 %) [3].

Далее рассматриваются аналитические методы получения ОФП и методы ремасштабирования уже известных функций в процессе укрупнения размеров ячеек в гидродинамических моделях.

Методы ремасштабирования функций относительных фазовых проницаемостей делятся на две группы [1, 5]: статические и динамические.

Статические методы применяются для систем, где наблюдается установившийся режим, т.е. насыщенность системы не изменяется и доля воды в общем потоке также постоянна.

Выделяют следующие статические методы [1, 15, 16]:

- для установившегося капиллярного давления;
- установившегося вертикального равновесия;
- установившегося режима при доминировании вязкостной силы.

На практике данные методы применяются редко, так как они были разработаны для перехода от трехмерной модели к двумерной [1, 5].

Динамические методы (численные) основаны на двухфазном моделировании на мелкоячеистой сетке. Выделяют две группы методов [1, 5].

— Методы средневзвешенного давления. В основе этих методов лежит определение суммарного потока воды и нефти, расчет среднего градиента давления и применение закона Дарси для вычисления эффективных проницаемостей. Различаются методы данной группы способами усреднения давления.

— Методы общей подвижности. Основная особенность методов данной группы заключается в ремасштабировании общей подвижности. Затем для расчета псевдо ОФП используется среднее значение доли воды в общем потоке.

Из всех методов наиболее точными являются те, которые основаны на методике Кайта и Берри [15], они относятся к группе динамических методов средневзвешенного давления.

Ниже приведен анализ методик расчета ОФП из литературы, некоторые из них были протестированы на реальных данных.

Метод Душейко позволяет определить фазовые проницаемости, если известны коэффициенты остаточной водо- и нефтенасыщенности [2, 16]. Однако он основан на подборе некоторых переменных коэффициентов, отвечающих за вид графиков функций относительных проницаемостей, причем изначально предполагается степенная зависимость. Значит, данный метод позволяет корректно определять вид ОФП только в редких отдельных случаях. Кривые, получаемые на выходе, являются нормированными по фазовой проницаемо-

сти при остаточной водонасыщенности, поэтому требуют перенормировки. Альтернативой является простейший подбор степенных зависимостей.

Метод Лысенко учитывает при расчете ОФП действие капиллярных сил. В методе необходимы следующие данные: вязкости воды и нефти, доля извлекаемых запасов, коэффициент вытеснения [2]. Однако есть один момент, дающий серьезную неопределенность: коэффициент, учитывающий капиллярные силы, задается эмпирически (точнее вручную). Кроме того, было установлено, что кривые ОФП, полученные при реализации данного метода, имеют нефизичный вид.

Метод Иктисанова (по ГДИС). Для реализации метода необходимы следующие данные: вязкости нефти и воды, дебиты нефти и воды, суммарная гидропроводность (определяется по КВД), проницаемость, суммарная толщина горизонтов [4]. Существенный недостаток метода: нет сведений для определения зависимости кривых ОФП от водонасыщенности, т.е. нет однозначной связи между относительной фазовой проницаемостью и насыщенностью.

Для реализации *метода Элланского* необходимо знать значение ОФП воды при остаточной нефтенасыщенности и ОФП нефти при остаточной водонасыщенности [18]. В данном методе вид кривых заведомо задан, а значит, не зависит от фильтрационно-емкостных свойств пород.

Методы Маскета и Чень Чжун-сяна, данные фирмы Шлюмберже (1989 г.), основаны на осреднении большого числа исследований по определению относительных фазовых проницаемостей. Эти эмпирические формулы могут быть использованы для определения ОФП при наличии исходных данных только по значениям остаточных нефте- и водонасыщенностей. Методы применимы лишь в частных случаях (в особенности Чень Чжун-сяна) и не являются универсальными.

Метод Сотникова основан на эмпирических зависимостях [11], поэтому позволяет провести лишь приближенную оценку ОФП для различных типов пород по данным проницаемости, пористости, вязкости и максимальным значениям функций ОФП.

Методика Степанова. Необходимые данные при расчётах: остаточная нефтенасыщенность и водонасыщенность. Однако вид кривых ОФП устанавливается варьированием неизвестных параметров, что вносит значительную неопределенность. Причем в результате получают нормированные ОФП, требующие перенормировки [12].

Метод Амирханова. Для осуществления данного метода требуются следующие параметры: начальная водонасыщенность, объем накопленной добычи нефти, объем балансовых запасов нефти, дебиты воды и нефти, вязкости воды и нефти. Метод не учитывает изменение вязкости водонефтяной смеси в пласте по мере его обводнения, применим только в условиях плоскопараллельного течения жидкости в пласте в предположении, что вся нагнетаемая в него вода расходуется исключительно на замещение объема добываемой нефти.

Автором статьи был протестирован метод Амирханова на данных с Колотовского месторождения (рис. 1). По результатам тестирования можно сделать вывод, что получаемые графики могут быть не монотонны (рис. 1), что возможно по следующим причинам: влияние проекта разработки и отсутствие учета различных мероприятий, проводимых на скважинах. Кроме того, результаты зависят от выбора временного интервала (рис. 1). К тому же получить все значения насыщенности возможно только на истощенном месторождении.

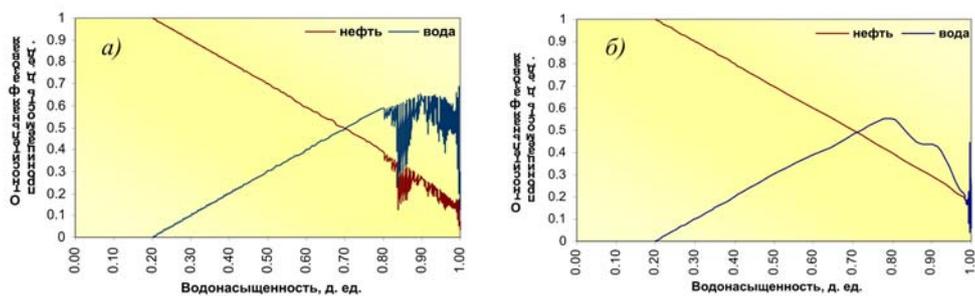


Рис. 1. Относительные фазовые проницаемости по данным месячной (а) и годовой (б) добычи

Метод Майера позволяет определить вид кривых ОФП по статистическому распределению проницаемости при наличии исходных данных об ОФП воды при остаточной нефтенасыщенности и нефти при остаточной водонасыщенности [2]. Особенность данного метода в том, что одна из кривых ОФП однозначно задает вид другой кривой, что изначально неявно заложено в основу методики. На рис. 2 представлены ОФП, рассчитанные автором статьи по данным Зимнего месторождения вышеописанным методом.

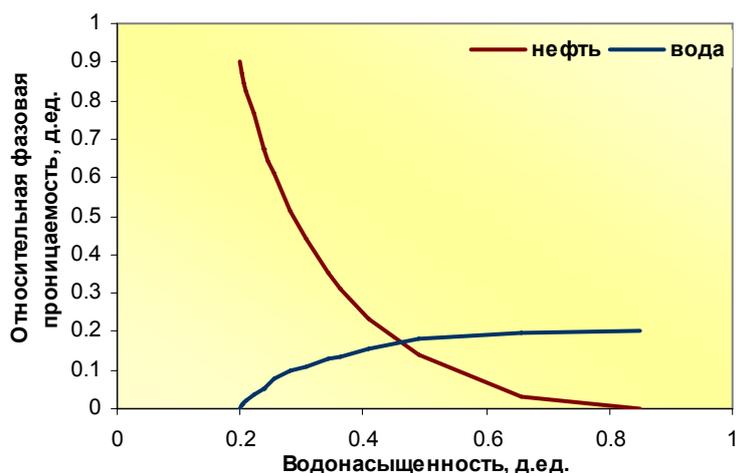


Рис. 2. Относительные фазовые проницаемости, построенные по распределению абсолютных проницаемостей

Метод Кундина-Куранова. При реализации данного метода рассматривается некоторый участок пласта с одними и теми же ОФП, разрабатываемый n скважинами. Для каждой из этих скважин необходимо знать определенное количество замеров, которые включают отборы нефти и значения пластового и забойного давлений в определенные моменты времени [10, 13]. В этом методе изначально предполагается степенной вид зависимостей, причем степени определяют путем минимизации расхождения теоретической модели и фактических значений. На рис. 3 представлены ОФП, полученные по данным с Зимнего месторождения.

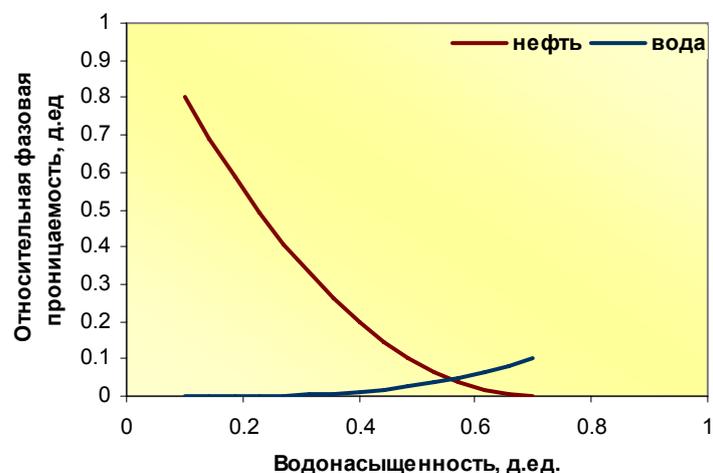


Рис. 3. Относительные фазовые проницаемости на основе зависимостей, настраиваемых на обводнение

ОФП по кривым капиллярного давления определяются с помощью методов Бурдайна, Вилли-Гарднера, Пурцелла, перколяционной модели Мальшакова-Ефимова [3, 7]. Для этих методик необходимы данные об остаточной водо- и нефтенасыщенности, максимальной водонасыщенности и капиллярные кривые. Установлено, что кривые ОФП, полученные по методике Бурдайна и Вилли-Гарднера, лучше других повторяют вид функций ОФП, полученных при лабораторных исследованиях на керне.

По мнению автора статьи, при отсутствии исследований на керне функции ОФП можно рассчитать по различного рода данным, но при этом использовать полученные результаты необходимо с большой осторожностью, поскольку такие функции зачастую не отражают основные закономерности, заложенные в подземной гидромеханике.

Из анализа методик и практики применения для исследования подходят следующие: метод *Майера*, метод *Кундина-Куранова*, методы расчета ОФП по капиллярным кривым *Бурдайна* и *Вилли-Гарднера*. При подгонке ОФП (перебор различных видов функций при вариации параметров) будем использовать методы *Сотникова* и *Элланского*.

Для ремасштабирования ОФП остановимся на динамических методах средневзвешенного давления (в частности методе *Кайта* и *Берри*).

В результате можно сделать вывод о том, что в качестве исходных данных для гидродинамического моделирования оптимальными являются данные, полученные на керне, поскольку они достоверны и имеют максимальную точность. Но в большинстве случаев эти данные нельзя переносить на модель, поскольку ОФП на уровне керна характеризуют фильтрацию флюидов в непрерывной пористой среде, а в гидродинамической модели фильтрация флюидов описывается путем имитации потоков между крупными дискретными блоками пористой среды. Для решения этой проблемы необходима разработка методики ремасштабирования ОФП с масштаба керна на масштаб дискретной гидродинамической модели.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Азиз Х., Сеттари Э.* Математическое моделирование пластовых систем. М.: Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. 416 с.
2. *Бриллиант Л.С., Рыков А.И., Тимошенко А.А., Выдрина О.С.* Методы расчета относительных фазовых характеристик при проектировании // Оптимизация технологии разработки нефтяных месторождений: Сб. статей / Кол. авторов; Под общ. ред. Л.С. Бриллианта. Тюмень: Печатный Дом «ЦЕССИЯ», 2008. С. 125–135.
3. *Добрынин В.М., Ковалев А.Г., Кузнецов А.М., Черноглазов В.Н.* Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа. М.: ВНИОЭНГ, 1988. (Обзор. информ. Сер. «Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений»).
4. *Иктисанов В.А.* Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсных систем при разработке нефтяных месторождений. М.: ВНИОЭНГ, 2001. 212 с.
5. *Каневская Р.Д.* Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. М.: Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. 140 с.
6. *Кучумов Р.Я., Перевозкин И.В.* Системный анализ методов определения относительных фазовых проницаемостей при создании постояннодействующих геолого-технологических моделей // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2008. № 4. С. 42–46.
7. *Мусин К.М.* Влияние корректного определения фазовых проницаемостей на прогнозные показатели разработки и распределение остаточных запасов нефти // Нефтяное хозяйство, 2007. № 7. С. 62–65.
8. *Мусин К.М., Сотников О.С.* Моделирование слоисто-неоднородного песчано-глинистого коллектора с использованием модифицированных относительных фазовых проницаемостей // Нефтепромысловое дело, 2008. № 9. С. 11–15.
9. *Оленчиков Д. М., Муравьев А. Е.* Модификация кривых относительных фазовых проницаемостей для компенсации погрешности влияния грубости гидродинамической сетки // Научно-технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ». С. 43–46
10. *Утарбаев А.И., Караваев А.Д.* Определение относительных фазовых проницаемостей воды и нефти по промысловым данным разработки // Проблемы развития нефтяной промышленности Западной Сибири (часть III), 2004. С. 57–63.
11. *Сотников О.С.* Совершенствование методов определения относительных фазовых проницаемостей и их применения при гидродинамическом моделировании разработки нефтяных месторождений: Автореф. дис. ... канд. техн. наук). Бугульма, 2009.
12. *Степанов С.В.* Использование данных разработки месторождения нефти для получения кривых фазовых проницаемостей // Нефтяное хозяйство, 2006. №4. С. 67–69.
13. *Тимошенко А.А.* Определение относительных фазовых проницаемостей при двухфазной фильтрации жидкости по промысловым данным // Оптимизация технологии разработки нефтяных месторождений: Сб. статей / Кол. авторов; Под общ. ред. Л.С. Бриллианта. Тюмень: Печатный Дом «ЦЕССИЯ», 2008. С. 145–154.
14. *Балобанова А.В., Рыков А.И.* Обобщение результатов лабораторных исследований на керне и перспективы их применения при проектировании (в порядке обсуждения) // Оптимизация технологии разработки нефтяных месторождений: Сборник статей/ Кол. авторов; Под общ. ред. Л.С. Бриллианта. Тюмень: Печатный Дом «ЦЕССИЯ», 2008. С. 206–210.
15. *Русанов А.С.* Метод Кайта и Берри как один из методов модификации относительных фазовых проницаемостей // Оптимизация технологии разработки нефтяных месторождений: Сб. статей / Кол. авторов; Под общ. ред. Л.С. Бриллианта. Тюмень: Печатный Дом «ЦЕССИЯ», 2008. С. 283–293.
16. *Душейко Д.П.* Обеспечение постоянно действующих геолого-технологических моделей разрабатываемых залежей информацией о кривых относительных фазовых проницаемостей // Нефтяное хозяйство, 2005. № 8. С. 82–84.
17. *Heam C. L.* SpE-AIME, CitiesService011 Co. Simulation of Stratified Waterflooding by Pseudo Relative Permeability Curves.

18. Элланский М.М., Извеков Б.И. Петрофизическая модель типичных терригенных отложений // Каротажник. 1999. № 65. С. 46-64.

19. Овчаров В.В., Гладких М.А. Анализ методик восстановления функций относительных фазовых проницаемостей по кривым капиллярного давления: сборник статей ЗАО «ТИНГ». Тюмень. 2010.

V. V. Ovcharov

Review of calculation and correction methods of relative permeability curves for reservoir simulation of hydrocarbon deposits

The article covers study and classification of calculation and modification methods for relative permeability curves (the methods described are the ones the author familiar with). The review revealed positive and negative points of each method; conclusions were drawn on feasibility of their application and necessity of core laboratory studies. According to the author's opinion, the best methods were identified. The author recommends using dynamic methods of average pressure for relperm rescaling.

Rescaling, modification, methods of relperm calculation, relative permeability, reservoir simulation.