

К ВОПРОСУ ОБ АВТОМАТИЗАЦИИ ИНЖЕНЕРНЫХ МЕТОДИК АДАПТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Сыртланов В.Р., Сыртланова В.С., Санников И.Н., Иксанов К.Н.

ООО «Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа»

AUTOMATION OF ENGINEERING METHODS FOR RESERVOIR SIMULATION MODEL ADAPTATION OF OIL FIELDS

V.R. Syrtlanov, V.S. Syrtlanova, I.N. Sannikov, K.N. Iksanov

"Scientific Research and Design Institute of Oil and Gas" LLC

Рассмотрены практические подходы к адаптации гидродинамических моделей, автоматизированные в ПО «TimeZYX». Рассмотрены приемы модификации поля абсолютной проницаемости для настройки продуктивностей скважин и времени прихода фронта заводнения, относительных фазовых проницаемостей для настройки характера обводнения продукции скважин. Реализованная методика адаптации позволяет в автоматизированном режиме выполнять адаптацию крупных объектов, разрабатываемых методом заводнения.

Ключевые слова: автоматизация, адаптация гидродинамической модели, минимизация невязок, модификация, относительная фазовая проницаемость, программное обеспечение.

Practical approaches to adaptation of reservoir simulation models automated in the program suite "TimeZYX" are considered in the article. Techniques of absolute permeability field modification for setting the well productivity and flood front arrival time, as well as relative permeability for setting the water cut pattern of well production, are described. Implemented adaptation technique allows to carry out an automated adaptation of large objects, developed by water flooding method.

Key words: automation, reservoir simulation model adaptation, mis-tie minimization, modification, relative permeability, software.

Разработка месторождений углеводородов в настоящее время все больше опирается на современные информационные технологии, связанные с геологическим и гидродинамическим моделированием нефтяных и газовых пластов [1, 2]. Основой для создания моделей месторождений являются геолого-геофизические и промыслово-технологические данные, получаемые в результате лабораторных исследований, геофизических исследований, данных по добыче и закачке и т.п.

Как правило, такие данные, с одной стороны, определяются с погрешностью, с другой стороны, охватывают малую долю пласта, а значит имеют большую степень неопределенности. Кроме того, эти данные должны соответствовать физическим закономерностям фильтрации газожидкостных смесей в пласте, а различного рода аномалии должны иметь какие-либо физические (геологические, технологические) причины.

Для того, чтобы расчеты были достоверны и адекватны, необходима корректировка модели, состоящая в уточнении фильтрационно-емкостных свойств коллектора, физико-химических свойств жидкостей и газов, насыщаю-

щих пласт, функций относительных фазовых проницаемостей и т.д., исходя из условия, что расчеты, выполненные на гидродинамической модели, удовлетворяют показателям добычи и закачки по скважинам, замерам пластовых и забойных давлений (а возможно и насыщенностей) в некоторых точках в некоторые моменты времени.

Этот процесс настройки модели (за рубежом принят термин *history matching*) — одна из довольно трудоемких стадий модельного исследования, связанная с большим объемом ручной корректировки, трудности которой обусловлены недостаточной формализацией элементов этой работы.

Об автоматизации настройки моделей

Обычный подход к настройке модели на историю разработки состоит в ручной корректировке параметров модели на основе опыта и представлений о физике пласта.

В последние годы развиваются методы автоматической настройки параметров модели. Некоторая предыстория и основные подходы, реализуемые для автоматизации процедуры настройки, описаны в [3, 4]. Задача адаптации гидродинамической модели обычно рассматривается как

обратная задача восстановления параметров геологического строения пласта по данным истории добычи и решается методами теории обратных задач, суть которых сводится к исследованию зависимости функционала невязок фактических и расчетных показателей добычи (дебиты, давления) от выбранных параметров геологического строения в определенном диапазоне их изменения. Для поиска наилучшего решения, минимизирующего функционал невязок в рассматриваемом диапазоне изменения параметров, в современных программных комплексах (SimOpt компании Schlumberger, MEPO компании SPT Group, Enable компании Roxar) применяются алгоритмы, позволяющие эффективно решать задачи локальной и глобальной оптимизации.

Несмотря на эффективность математических методов глобальной оптимизации, подход, реализованный в вышеописанном программном обеспечении, имеет ряд недостатков. Основным методическим недостатком является математическая природа изменений параметров гидродинамической модели в процессе оптимизации, не всегда отражающая физические и геологические особенности строения пласта, искаженные разнообразными погрешностями. В результате применение инструментов автоадаптации требует от специалиста определения списка адаптируемых параметров, задания ограничений на диапазоны их изменения, составления достаточно сложного графа адаптации. Кроме того, при задании большого числа адаптируемых параметров возникают трудности, вызванные необходимостью проведения большого числа расчетов, что может оказаться технически недостижимым для моделей большой размерности.

Таким образом, широкого распространения в отрасли эти программы пока не получили, а большинство специалистов по моделированию предпочитают использование ручных или полуручных методов адаптации, опираясь на опыт и типовые приемы, порой весьма разнообразные. Некоторые «некорректные» методы, однако, следует рассматривать не как прямое воспроизведение физических процессов, а скорее как некую имитацию тех или иных процессов и явлений, воспроизвести которые не представляется возможным (например, модифицирование по методике Куте и Вергу [5] относительных фазовых проницаемостей (ОФП) приводит к виду кривых, сильно отличающихся от полученных в лабораторных экспериментах).

В настоящее время накоплен богатый опыт ручной адаптации гидродинамических моделей и выработан ряд практических рекомендаций и методик адаптации, которые могут быть применены в широком диапазоне случаев. Так, на начальном этапе адаптации гидродинамических моделей применяется метод материального баланса для минимизации невязок интегральных показателей добычи смеси флюидов, закачки и пластового давления. В зависимости от геологического строения моделируемого объекта, невязки

интегральных показателей могут быть минимизированы за счет изменения параметров, регулирующих энергетическое состояние пласта (параметры законтурной области, сжимаемость пласта) или его продуктивность (проницаемость пласта). Настройка показателей добычи жидкости и депрессии по скважинам осуществляется путем изменения проницаемостей в районе каждой скважины.

Фазовый состав флюидов на скважинах настраивается при помощи изменения фазовых проницаемостей. При этом допускаются как изменение концевых точек фазовых проницаемостей, например, для воспроизведения начальной обводненности новых скважин без заколонной циркуляции, так и вертикальное масштабирование, регулирующее относительную подвижность фаз.

В ряде случаев применяются более сложные методы адаптации, основанные на анализе фактического и расчетного взаимодействия скважин и позволяющие скорректировать фильтрационные потоки в межскважинном пространстве.

На этапах адаптации используются данные промыслово-геофизических и гидродинамических исследований скважин, а также данные о мероприятиях (ГРП, ОПЗ и т.д.) для выявления дефектов конструкции скважин, приводящих к проникновению воды, и определения эффективности связи скважины с пластом и степени повреждения призабойной зоны пласта (скин-эффект).

О методических подходах к автоматизации некоторых элементов настройки

В статье рассматривается подход к созданию системы, автоматизирующей практически все приемы адаптации и нацеленной на повышение эффективности и удобства работы специалистов при настройке гидродинамических моделей. Базовые элементы данной системы в настоящее время реализованы в программном обеспечении «TimeZYX». Несомненно, что имеется необходимость в ПО, которое бы позволяло осуществлять адаптацию, не столько с использованием математических алгоритмов оптимизации, сколько, автоматизирующего некоторые процедуры, посредством которых инженер выполняет настройку, в том числе выбор параметров, участков модели, и временных диапазонов для корректировки.

Простой пример: если не хватает воды в добывающей скважине, рядом с которой работает нагнетательная, очевидно, что следует увеличить проницаемость в области между скважинами, для этого не требуется выполнять множественных расчетов, инженеру и так понятно. Расчеты нужны для количественного изменения этой проницаемости и распределения ее в плане и по разрезу, а каким именно образом — опять-таки необходим анализ: как работает разрез, есть ли высокопроницаемые интервалы притока или нет и т.п. Если дать возможность инженеру автоматизиро-

вать задание нужных диапазонов изменения параметров и определение значений для модификаторов, то он настроит модель не только лучше, но и быстрее, нежели программы, основанные на формальных математических алгоритмах.

Одним из важных направлений совершенствования методики адаптации является автоматизация выбора регионов и модификации параметров в этих регионах.

Далее описаны некоторые подходы к настройке моделей нефтяных месторождений, реализованные в модуле «Автоадаптация» ПО «TimeZYX».

О модификации абсолютных проницаемостей

Говоря о модификации абсолютных проницаемостей в модели, следует понимать, что имеются несколько аспектов, определяющих необходимость изменения проницаемости (допустимость ее изменения обусловлена низкой точностью промысловых и лабораторных определений). С одной стороны, проницаемость определяет направления фильтрационных потоков в модели в целом и должна определяться на основе распределения пластового давления; с другой стороны, в большой мере она связана с продуктивностью скважин и более точно может быть определена вблизи скважин именно исходя из их продуктивностей. Наконец, проницаемость может и должна быть определена из анализа взаимовлияния скважин (например, из особенностей динамики обводненности добывающих скважин при наличии вблизи нагнетательных).

Если говорить о первом аспекте настройки абсолютных проницаемостей, то для воспроизведения распределения пластового давления удобно использование метода материального баланса для участков моделируемого объекта с учетом перетоков между ними, например, в соответствии с методикой, изложенной в [6, 7].

Поскольку пластовое давление, как правило, является результатом интерпретации результатов ГДИ по некоторой части фонда, а построение карт изобар также является результатом интерполяции, алгоритм которой зачастую вряд ли обоснован, то точная настройка на пластовые давления необязательно приведет к адекватным результатам.

Поэтому обычно легче модифицировать проницаемость так, чтобы воспроизвести продуктивность/приемистость скважин (разумеется исходя из предположения, что более или менее корректно на основе как результатов исследований, так и анализа добычи/закачки и ГТМ задан скин-фактор или связь скважины с пластом).

Такой инструмент реализован в ПО «TimeZYX» на основе [3], и результатом его применения является либо быстрая настройка продуктивностей скважин модификацией абсолютной проницаемости (в 1–2 итерации), либо выявление изолированных от источников поддержания пластового давления (нагнетательных скважин, искусственных водоносных горизонтов) проблемных зон.

Для большинства средних и крупных месторождений характерна разработка путем нагнетания воды, поэтому корректировка абсолютной проницаемости в зонах между нагнетательными и добывающими скважинами является одним из распространенных подходов к настройке по обводненности. Наиболее грубым подходом является прокладывание высокопроницаемых «каналов» или установка низкопроницаемых «барьеров» в этих зонах. Поскольку увеличение или уменьшение проницаемости в этих областях в какой-то мере обосновано, то в отсутствие априорной информации о геологических телах типа «каналы» или «барьеры», изменение проницаемости должно быть некоторым образом сглаженным и, кроме того, должно учитывать неоднородность по разрезу.

Один из возможных подходов для такой модификации предлагается далее. На первом этапе анализируется набор пар скважин (нагнетательная-добывающая), по которым возможно влияние режима работы нагнетательных скважин на обводнение добывающих скважин. В общем случае это может быть наукоемкий анализ, например, на основе анализа временных рядов и т.п., в более простом варианте достаточно оценка времени прохождения фронта обводнения от нагнетательной к добывающей скважине с учетом фактической проницаемости. Для выбора таких пар в окрестности (круг радиуса $R_{пред}$ — устанавливается в настройках) каждой добывающей скважины из целевой группы, работавшей в промежутке времени $[t_1, t_2]$, анализируются все нагнетательные скважины (рис. 1а), работавшие в промежутке времени $[t_1 - \Delta t, t_2]$, в общем случае это может быть несколько интервалов времени $[t_{j1} - \Delta t, t_{j2}]$.

Для введения поправок к полю проницаемости выделяются зоны для каждой пары скважин в плане и по разрезу следующим образом: по латерали зона определяется как эллипс с эксцентриситетом, определяемым в настройках большой осью, соединяющей скважины (рис. 1б); по разрезу границы зоны устанавливаются одним из способов (определяемых пользователем) — либо в пределах пластов (пропластков), вскрытых обеими скважинами, либо в пределах только тех слоев, которые вскрыты обеими скважинами.

Величина Δt определяется для каждой пары скважин (зоны) по минимальному из всех возможных в данной области времени прохождения фронта воды от нагнетательной к добывающей: $\Delta t = \text{Min}(\sum_{ijk'j'k'} \Delta t_{ijk'j'k'})$, где ijk и $i'j'k'$ — индексы гидродинамически связанных активных ячеек, начиная с первой вскрытой ячейки в нагнетательной скважине (m) и заканчивая последней вскрытой ячейкой в добывающей скважине (n).

Для каждой пары скважин (или зоны, образованной этими скважинами) находится величина $\alpha_{mn} = \frac{Q_{фактj}}{Q_{расчетj}}$ — поправка по суммарной фактической и расчетной добыче

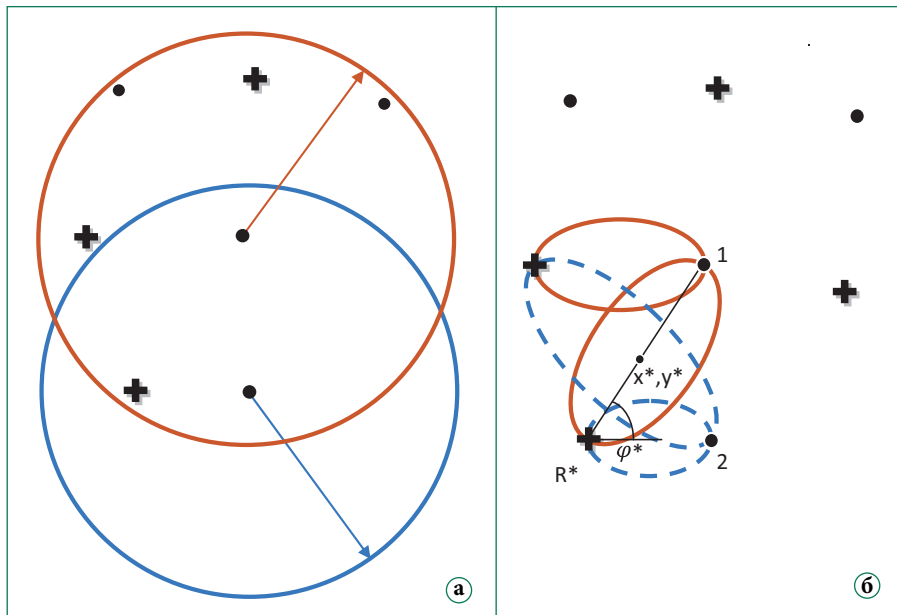


Рисунок 1.

Схема выбора скважин и регионов для модификации проницаемости (для каждой добывающей скважины область влияния выделена цветом)

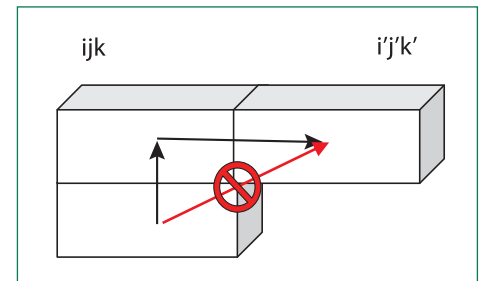


Рисунок 2.

Схема выбора ячеек при определении времени прохождения воды

воды за период $[t_1 - \Delta t, t_2]$ (за совокупность периодов $[t_{11} - \Delta t, t_{12}]$), и весовой коэффициент $w_{mn} = \frac{Q_{ж\text{факт}_n} \cdot Q_{зак_факт}_m}{R_{mn}^2}$, определяемый по суммарному фактическому отбору жидкости добывающей скважиной, закачке нагнетательной и расстоянию между ними. Для каждой ячейки находится результирующее значение модификатора проницаемости $Mult_{ijk} = e^{\frac{\sum_{mn} \ln(\alpha_{mn}) \cdot w_{mn}}{\sum_{mn} w_{mn}}}$, как средневзвешенная поправка по всем зонам, в которые входит данная ячейка.

О модификации ОФП

Модификация ОФП в настоящее время является несомненно важным этапом настройки моделей на фактическую обводненность. При этом «допускается» практически произвольное и необоснованное изменение формы кривых фазовых проницаемостей в зависимости от насыщенности, что зачастую является следствием того, что все типы коллекторов описываются одной кривой.

Одной из причин такого вольного обхождения с ОФП является недостаточное количество лабораторных экспериментов, характеризующих моделируемые коллектора, и, соответственно, высокая степень неопределенности. Другой причиной является отсутствие обоснованных методов ремасштабирования ОФП. И, наконец, некоторая «легкость» настройки таким путем текущей обводненности в целом по модели.

В задаче модификации ОФП можно выделить три основных вида: модификация остаточных насыщенностей (в случае задания их массивами, такую модификацию иногда называют горизонтальным масштабированием); модификация значений фазовой проницаемости умножением на какую-то величину без изменения формы кривой (вер-

тикальное масштабирование); изменение формы кривых фазовых проницаемостей.

Можно было бы добавить еще один вид модификации — выделение регионов для различных ОФП (на основе литофациального анализа или дифференциации по диапазонам ФЕС).

Пока нет ответа на вопрос: какой из способов модификации и в какой мере использовать.

Остаточную водонасыщенность представляется корректным (задавая на основе петрофизических зависимостей от пористости/проницаемости) изменять с целью воспроизведения начальной обводненности по скважинам, не затронутым заводнением.

В модуле «Автоадаптация» реализован следующий алгоритм.

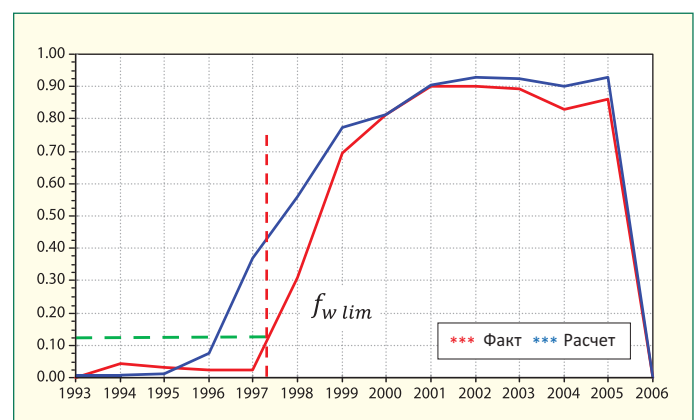


Рисунок 3.

Пример динамики обводненности, иллюстрирующий необходимость корректировки остаточной водонасыщенности (красная кривая — факт, синяя — расчет)

Модифицируется S_{ijk} (остаточная водонасыщенность в ячейке с индексами i, j, k) только по скважинам, характеризующимся отклонением расчетной обводненности от фактической в начальный этап эксплуатации, т.е. при фактической обводненности ниже, а расчетной выше, чем некоторая заданная $f_{w\lim}$ (рис. 3) или наоборот.

Обозначим ΔQ_w объем добычи воды по расчету, превышающий объем добычи воды по факту за период времени от начала работы некоторой скважины до фактической обводненности $f_{w\lim}$ (например, 3%).

Предполагая, что разница в объемах добытой воды по факту и расчету обусловлена несовпадением объемов подвижной водонасыщенности в некоторой области дренирования скважиной M , и рассчитывая поровый объем V_p этой зоны через некоторый радиус влияния скважины и вскрытые скважиной слои модели, поправку для остаточной водонасыщенности δ (д.ед.) можно определить

$$\delta = \frac{\Delta Q_w}{\sum_{i,j,k \in M} V_{pijk}}$$

донасыщенность будет определяться либо во всей области дренирования скважины, как сумма $S_{ijk} + \delta$, либо во всей модели путем интерполяции поправок ($S_{ijk} + \delta$). При использовании алгоритма исключаются скважины, вскрывающие водонасыщенную часть пласта.

Неясно с модификацией остаточной нефтенасыщенности. На наш взгляд, после задания ее по результатам лабораторных исследований, корректировка допустима либо при явном отсутствии подвижных запасов (по результатам разработки), либо при имитации некоторых методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

Достаточно широко распространено использование множителей для фазовых проницаемостей, задаваемых как одним значением для всей модели, так и дифференцированно по ячейкам. Некоторые обоснования для их использования обсуждаются в [3].

Обычно на практике кривую фазовой проницаемости нефти стараются не модифицировать в силу различных причин, поскольку эффект от введения множителей на фазовую проницаемость по нефти можно воспроизвести, комбинируя множители к абсолютной проницаемости и к фазовой проницаемости по воде.

Полагая, что скважины целевой группы настроены на фактические отборы жидкости и фактическую депрессию, алгоритм будет следующим.

Для каждой скважины n целевой группы на итерации r вычисляются величины поправки на каждый шаг по времени J для абсолютной проницаемости $X_n^{Jr} = \frac{(1 - f_{wn}^{\phi J})}{(1 - f_{wn}^{pJr-1})}$

и относительной проницаемости по воде $Y_n^{Jr} = \frac{f_{wn}^{\phi J}}{f_{wn}^{pJr-1}} \times \frac{1}{X_n^{Jr-1}}$ (для ненулевой обводненности).

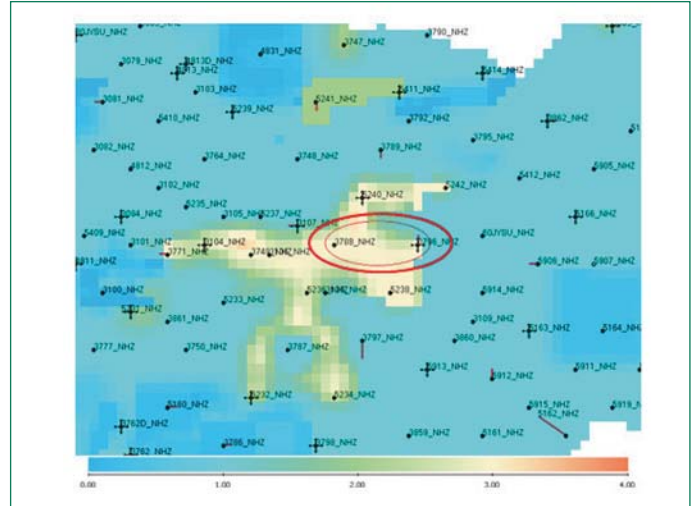


Рисунок 4. Карта множителя фазовой проницаемости по воде в районе нагнетательной скважины 796 и добывающей 788

Определяются соответствующие поправки, средне-взвешенные по фактическому отбору жидкости (за весь период) для каждой (n -ой) скважины целевой группы к абсолютной проницаемости $\bar{X}_n^r = \frac{\sum Q_n^{\phi J} \cdot X_n^{Jr}}{\sum Q_n^{\phi J}}$ и к множителю ОФП $\bar{Y}_n^r = \frac{\sum Q_n^{\phi J} \cdot Y_n^{Jr}}{\sum Q_n^{\phi J}}$.

Далее следует процедура интерполяции значений поправок и модификация (умножением на соответствующие поправки) куба абсолютной проницаемости и фазовой проницаемости по воде.

Вообще говоря, использование множителей как к абсолютной проницаемости, так и к фазовым, следует рассматривать в первую очередь не столько для формальной адаптации, сколько для выявления каких-либо геологических (распространение геологических тел и т.п.) или технологических (наличие характерных ГТМ, режимов эксплуатации скважин и т.п.) закономерностей и дальнейшего их учета в модели. В приводимом ниже примере применение множителей к фазовой проницаемости по воде фактически выявляет площадное распределение высокопроницаемых прослоев, по которым происходит обводнение скважин. При этом, если отсутствие достаточного количества и качества результатов промысловых геофизических исследований (ПГИ) не позволяет уточнить расположение этих каналов в разрезе, использование таких множителей имитирует эффект от зон повышенной проницаемости с учетом неопределенности их размещения.

Если говорить о модификации формы кривых ОФП, то следует отметить, что ручная корректировка технически весьма сложно осуществима из-за необходимости учета изменения разных насыщенностей по всем ячейкам. Тем не менее формализовать алгоритм корректировки и

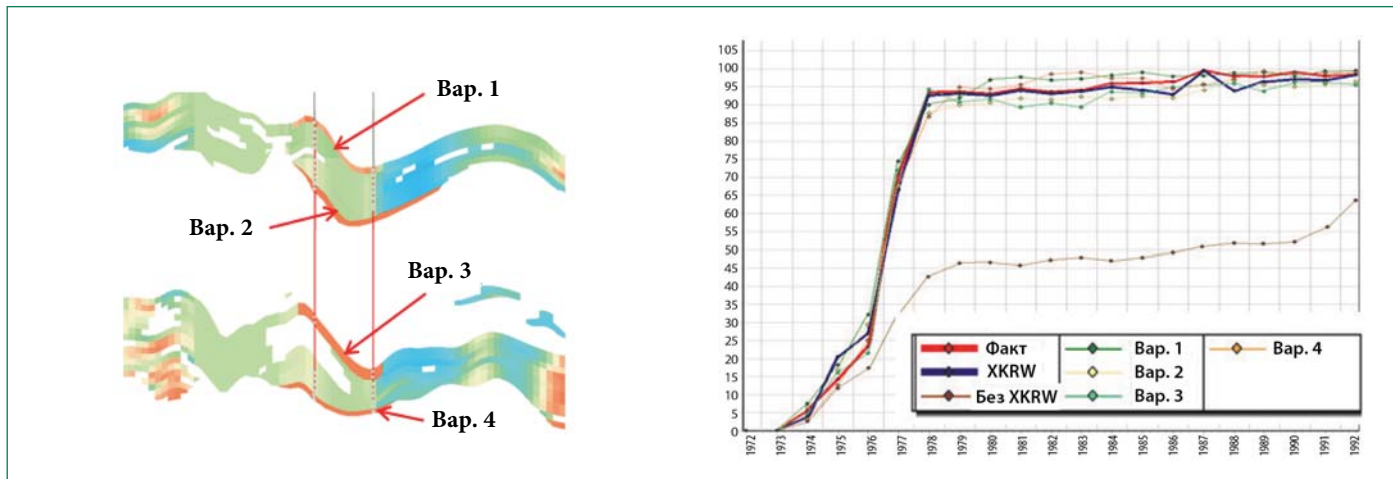


Рисунок 5.

Фактическая и расчетная (с модификацией фазовой проницаемости по воде и с вариантом размещения высокопроницаемого слоя) динамика обводненности по скв.788

реализовать его в виде автоматизированной процедуры несложно (в отсутствие гистерезиса).

Функции ОФП обычно задаются в виде таблицы с ограниченным числом строк, каждая из которых содержит значения насыщенных и соответствующих ей фазовых проницаемостей.

Обозначим $\alpha_{n,k}^J$ поправку на фазовую проницаемость (добычу воды) для k -го слоя n -ой скважины в некоторой области (это может быть набор ячеек, вскрытых скважиной, либо в некоторой круговой области вокруг скважин, или в эллиптической области между нагнетательными и добывающими скважинами) в J -ый момент времени как

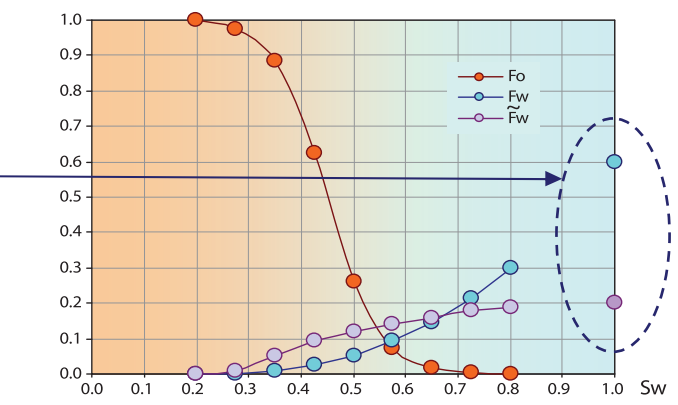
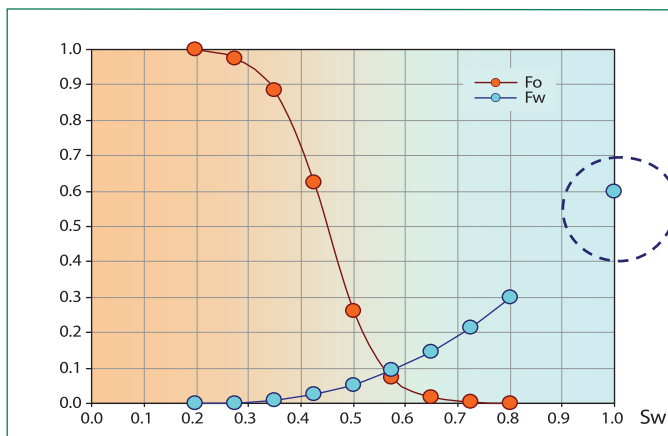
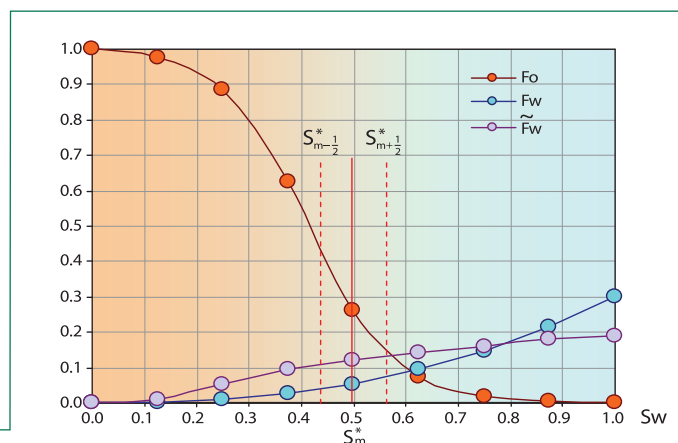
$$\alpha_{n,k}^J(S_{Mn,k}^J) = \frac{f_{wn}^J}{\tilde{f}_{wn}^J} = \frac{q_{wn}^J}{\tilde{q}_{wn}^J}.$$

Рисунок 6.

Иллюстрация модификации функций ОФП:

- а) исходные ОФП;
- б) масштабированные ОФП и схема выбора диапазона насыщенности для корректировки;
- в) модифицированные ОФП.

Каждому модельному значению водонасыщенности $S_{Mn,k}^J$ (по всем вскрытым слоям всех скважин за весь расчетный период) будет соответствовать своя поправка на относительную фазовую проницаемость по воде $\alpha_{n,k}^J$. Проведение нормировки водонасыщенности (переход от $S_{wn,k}^J$ к $S_{Mn,k}^J$) требуется обычно в случаях, когда в модели используется горизонтальное масштабирование функций ОФП. Далее приняты обозначения: $S_{1n,k}^J$ — насыщен-



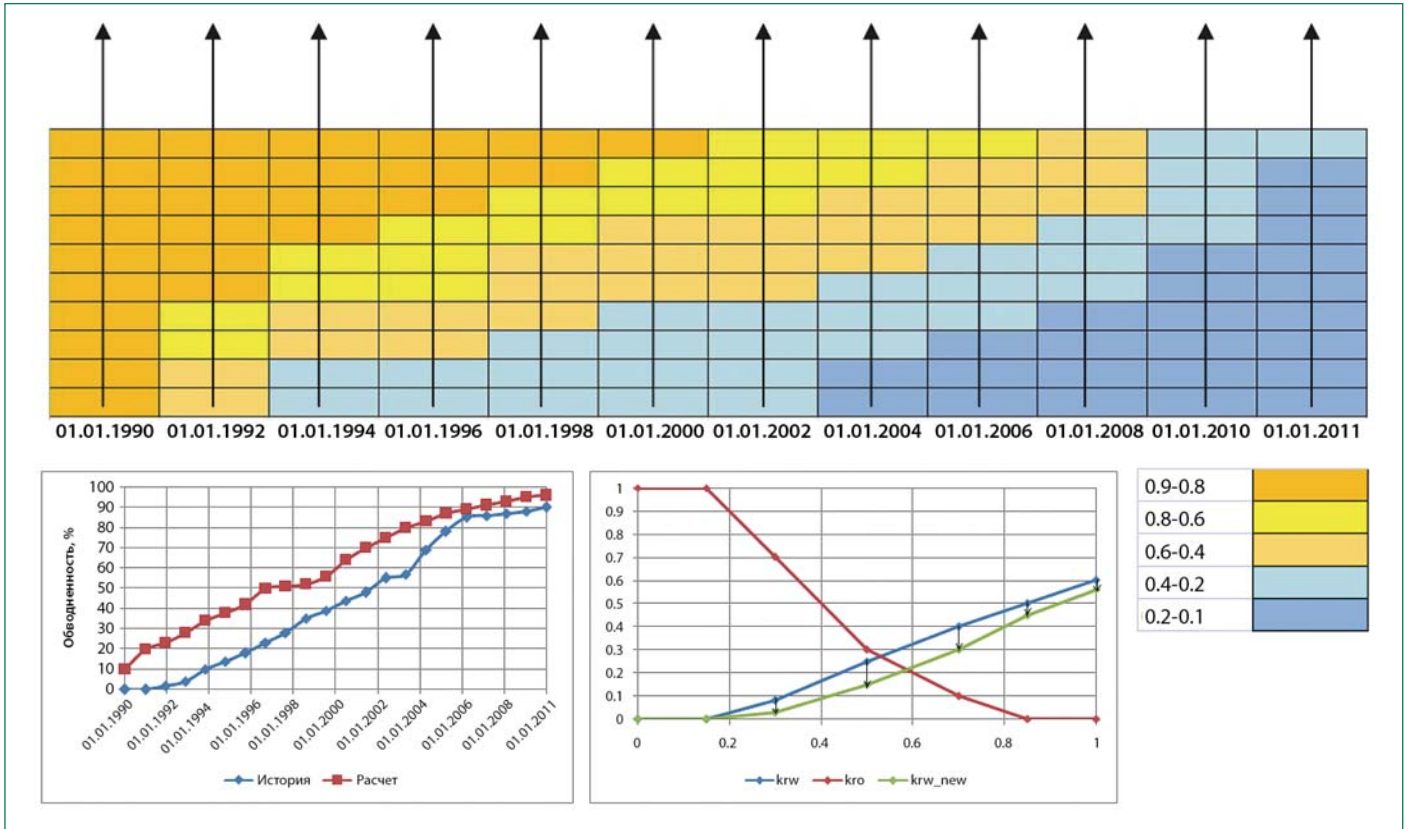


Рисунок 7.

Иллюстрация схемы модификации ОФП в модели (на верхнем рисунке динамика изменения насыщенности вблизи скважины, внизу динамика фактической и расчетной обводненности и поправки в фазовую проницаемость с учетом насыщенности).

ность связанной водой; $S_{2n,k}^J$ — насыщенность остаточной нефтью; $S_{Mn,k}^J = \frac{S_{wn,k}^J - S_{1n,k}^J}{1 - S_{1n,k}^J - S_{2n,k}^J}$ — расчетная подвижная водонасыщенность; S_w^* — дискретное значение водонасыщенности, заданное в модельной таблице ОФП; $S_M^* = \frac{S_w^* - S_1^*}{1 - S_1^* - S_2^*}$ — дискретное значение подвижной водонасыщенности, определенное из таблицы ОФП; S_1^* и S_2^* — табличные значения связанной водонасыщенности и остаточной нефтенасыщенности.

Модификация функций ОФП (рис. 6) заключается в дальнейшей процедуре осреднения всех поправок в заданном интервале водонасыщенности ($S_{M-1/2}^*; S_{M+1/2}^*$), т.е.

$$\forall S_M^* \in (S_{M-1/2}^*; S_{M+1/2}^*) \rightarrow a^* = \frac{\sum_n \sum_J q_{wn}^J \sum_k a_{n,k}^J (S_{Mn,k}^J)}{\sum_n \sum_J q_{wn}^J},$$

$$\tilde{F}_w^* = F_w^* a^*.$$

При этом в качестве весового параметра предлагается использовать дебит воды n-ой скважины в J-ый момент времени q_{wn}^J . Результатом работы программы должна стать новая таблица с модифицированной функцией ОФП по воде, которую следует сохранить в текстовом файле. Здесь F_w — фазовая проницаемость по воде, определенная в мо-

дельной таблице ОФП; \tilde{F}_w^* — модифицированное значение фазовой проницаемости по воде.

Если в модели используется несколько регионов с разными таблицами ОФП, то осреднение следует проводить по каждому региону отдельно.

Опционально можно модифицировать фазовую проницаемость по воде в водонасыщенных ячейках (синие контура на рисунке 6) в случае, если скважины вскрывают такие ячейки.

При введении корректировок следует обеспечивать возрастающий характер зависимости для фазовой проницаемости по воде. На рисунке 7 показана схема корректировки ОФП для согласования расчетной и фактической обводненности по скважине с учетом изменения насыщенности в ячейках вблизи нее.

Таким образом, корректируя ОФП, в течение нескольких итераций мы можем добиться значительного улучшения настройки обводненности по каждой скважине.

Заключение

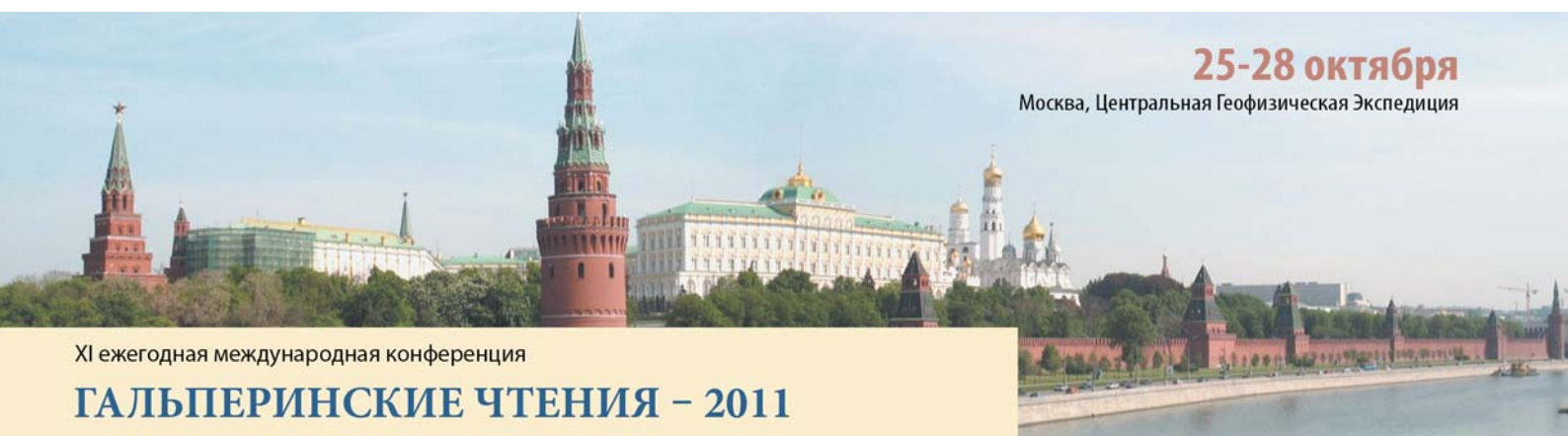
Все описанные в работе методики, в том или ином виде автоматизированные, прошли апробацию при создании моделей и расчете мероприятий по скважинам на различных месторождениях.

Опыт практического моделирования дает большое число различных подходов и технических приемов, используемых при адаптации моделей на историю разработки. Все эти приемы при корректном применении, как правило, опираются на физические и геологические закономерности и обеспечивают эффективную настройку моделей.

Формализация таких приемов, максимальное освобождение их от ручной реализации и реализация в автоматизированных программных средствах позволит добиться более высокого качества модели, годной для реального планирования и расчета мероприятий по скважинам ■

Литература

1. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений РД 153-39.0-047-00 – М.: МинТопЭнерго, 2000.
2. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. Часть 2. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003.
3. Мандрик И.Э., Гузев В.В., Сыртланов В.Р. О направлениях совершенствования технологий создания и использования геолого-гидродинамических моделей при проектировании и мониторинге разработки месторождений ОАО «ЛУКОЙЛ» // Вестник ЦКР Роснедра. – 2008. – № 4.
4. Сыртланов В.Р. О некоторых вопросах адаптации гидродинамических моделей месторождений углеводородов // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009. – № 2.
5. Kute J.R., Berry D.W. New Pseudo Functions To Control Numerical Dispersion. SPE J. (Aug. 1975). P. 269 - 276. SPE 5105.
6. Сыртланов В.Р., Сыртланова В.С., Хисматуллина Ф.С., Дубровин А.В. Некоторые аспекты методики адаптации гидродинамических моделей неоднородных нефтяных пластов // Нефтяное хозяйство. – 2005. – №1.
7. Сыртланов В.Р., Денисова Н.И., Хисматуллина Ф.С. «Некоторые аспекты геолого-гидродинамического моделирования крупных месторождений для проектирования и мониторинга разработки». // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 5.



25-28 октября

Москва, Центральная Геофизическая Экспедиция

XI ежегодная международная конференция

ГАЛЬПЕРИНСКИЕ ЧТЕНИЯ – 2011

Инновационные технологии и фундаментальные исследования
в наземно-скважинной сейсморазведке и сейсмологии



Организаторы конференции — ОАО «ЦГЭ», ИФЗ РАН и ООО «Геоверс» приглашают геологов и геофизиков нефтегазовой отрасли и научно-исследовательских организаций, которым хорошо известно повсеместно подтверждаемое повышение информативности и эффективности сейсморазведки 2D/3D в комплексе с ВСП, принять активное участие в конференции с докладами и презентациями собственных разработок и исследований.

Наряду с традиционно обсуждаемыми методическими и геологическими результатами наземно-скважинной сейсморазведки в программе конференции уже третий год будут представлены результаты теоретико-экспериментальных исследований, проводимых на основе фундаментальной теории распространения сейсмических волн.

Конференция проводится при информационной поддержке ЕАГО и EAGE. Материалы конференции публикуются в журналах: «Технология сейсморазведки», «First Break», «Вестник ЦКР Роснедра», «Геофизический вестник», «Экспозиция НефтьГаз».

В этом году, благодаря содействию EAGE, ожидается расширенное участие зарубежных специалистов из западных геофизических и нефтяных компаний.

Для участия в конференции ГЧ-2011 присылайте заявки по форме, размещённой на сайте компании-оператора конференции ООО «Геоверс»: www.geovers.com. Там же можно узнать об условиях участия и представления докладов, о ходе подготовки и формирования программы конференции.

Справки по телефонам или электронной почте:

+ 7 (499) 192-8135 или e-mail: vsp@cge.ru — Галина Табакова

+ 7 (499) 192-6539 или e-mail: manukov@cge.ru — Виктор Мануков, председатель программного комитета.