

БІБЛІОТЭКА  
НАВУКОВЫЯ ТРАДЫ  
БЕЛАРУСКАГА ДЗЯРЖАВНАГА  
УНІВЕРСИТЭТА



УДК 378:001.89(476)(06)+51(06)

ББК 72.4(4Бсп)я43+22.1я43

В92

#### Рэдакцыйны савет:

- А. У. Казулін* (старшыня), доктар педагагічных навук, прафесар;  
*С. К. Рахманаў* (нам. старшыні), доктар хімічных навук;  
*С. А. Максіменка* (адказны за выпуск зборніка), доктар фізіка-матэматычных навук;  
*В. М. Анішчык*, доктар фізіка-матэматычных навук, прафесар;  
*В. М. Гадуноў*, кандыдат юрыдычных навук, дацэнт;  
*А. І. Жук*, доктар педагагічных навук, прафесар;  
*І. І. Пірожнік*, доктар геаграфічных навук, прафесар;  
*В. В. Свірыдаў*, доктар хімічных навук, прафесар, акадэмік НАН Беларусі;  
*М. І. Юрчук*, доктар фізіка-матэматычных навук, прафесар;  
*А. А. Яноўскі*, кандыдат гістарычных навук, дацэнт

#### Рэдакцыйная калегія:

- доктар фізіка-матэматычных навук, прафесар *М. І. Юрчук* (адказны рэдактар);  
кандыдат фізіка-матэматычных навук *П. А. Мандрык* (адказны сакратар);  
доктар фізіка-матэматычных навук, прафесар *В. І. Грамак*;  
доктар фізіка-матэматычных навук, прафесар *М. А. Жураўкоў*;  
доктар фізіка-матэматычных навук, прафесар *А. І. Калінін*;  
доктар фізіка-матэматычных навук, прафесар *І. В. Соўпель*;  
доктар фізіка-матэматычных навук, прафесар *Р. І. Тышкевіч*

*Выпуск зборніка выбраных навуковых прац ажыццёлены пры фінансавай падтрымцы Беларускага рэспубліканскага фонду фундаментальных даследаванняў, Навукова-вытворчага рэспубліканскага ўнітарнага прадпрыемства «Унікаштмет БДУ», Вучэбна-навукова-вытворчага рэспубліканскага ўнітарнага прадпрыемства «Унітэхспрам БДУ», Установы БДУ «Навукова-даследчы інстытут фізіка-хімічных праблем», Беларуска-японскага сумеснага прадпрыемства «Lotis ТП», Мінскага вытворчага аб'яднання «Гарызонт», Дзяржаўнага камітэта па навуцы і тэхналогіях Рэспублікі Беларусь, Аб'яднанага інстытута ядзерных даследаванняў (г. Дубна Расійскай Федэрацыі), Нацыянальнага навукова-вучэбнага цэнтра фізікі часціц і высокіх энергій БДУ, ААТ «Пеленг»*

ISBN 985-445-526-2 (Т. 6)

ISBN 985-445-524-6

© БДУ, 2001

С. А. БАРВЕНОВ, М. Ф. КИБАЦ, В. Б. ТАРАНЧУК

## МЕТОДИКА, ИНСТРУМЕНТАРИЙ АДАПТАЦИИ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПРОЦЕССОВ ПОДЗЕМНОЙ ГИДРОДИНАМИКИ

### ВВЕДЕНИЕ

Современный этап проектирования разработки нефтяных месторождений характеризуется не только необходимостью решения частных задач, но и требованиями комплексного анализа процесса нефтедобычи с определением оптимальных физических параметров пластовых систем и учетом технических, экологических, экономических, управленческих и других факторов. Непосредственно проектирование эксплуатации месторождений, как долгосрочное так и текущее, в части предсказания поведения пластовой системы (в нее обычно включают коллектор, жидкости, скважины) связано с определением планируемых технологических показателей процессов в коллекторах и скважинах, оценками различных технологий нефтеизвлечения. При составлении проектов, осуществлении контроля за состоянием разработки месторождений следует принимать во внимание и анализировать сотни переменных, которые описывают пластовую систему и скважины, состав и возможности оборудования. Интуитивный подход в решении подобных задач вследствие их усложнения становится все менее результативным. Современному инженеру, технологю, руководителю нужен инструмент, используя который можно было бы на разных этапах анализировать и прогнозировать процесс нефтеизвлечения, оценивать влияние отдельных факторов, принимать решение об эффективности средств модернизации и новых технологий. Этим целям отвечает подход, основанный на моделировании. Наибольшее распространение имеют физические и математические модели.

Для физического моделирования используются, как правило, масштабные уменьшенные образцы оригинала или результаты наблюдения за объектами аналогичной природы. При работе с уменьшенными образцами оригиналов в лабораторных условиях размеры, фильтрующиеся фазы и среду, в которой они движутся, выбирают такими, чтобы были соблюдены критерии подобия [1], а характеристики фильтрационного движения и действующие силы в натуре пересчитывались по измеренным значениям на модели. Физические модели могут применяться для разных целей, но в основном они используются при изучении механизма процессов, определении отдельных качественных характеристик или для установления границ применимости математических моделей.

Математические модели представляют собой приближенное описание изучаемых процессов, выраженное с помощью математической символики. Математическое описание процессов разработки нефтяных и нефтегазовых залежей имеет своей

целью предсказание локальных и интегральных характеристик пластовой системы при различных условиях воздействия на нее, нахождение оптимальных режимов эксплуатации месторождений. Для математического моделирования процессов нефтеизвлечения используются различные подходы, основные результаты получены путем гидродинамического описания и анализа динамики пластовой системы с помощью дифференциальных уравнений, решения возникающих начально-краевых задач. Опирается такое описание обычно на информацию, получаемую при выполнении поисково-разведочных работ, бурении и опробовании скважин, а распространяется эта информация на весь объем, т. е. на все межскважинное пространство.

Описывающие динамику пластовой системы уравнения являются многомерными нестационарными нелинейными уравнениями в частных производных. Возникающие краевые задачи, как правило, очень сложны, решать их аналитическими методами затруднительно, поэтому необходимо применять численные методы и вычислительную технику. На этом основании часто вместо термина «математическое моделирование» используются равноценные названия «численное моделирование», «вычислительный эксперимент», «машинные модели» и другие. Математическое моделирование имеет свою технологию и специфические особенности. Можно выделить следующие этапы его реализации:

- выбор физического приближения и построение математической модели, описывающей основные закономерности изучаемого класса физических явлений,
- разработка метода исследования математической модели,
- составление алгоритма расчета решения задачи и его реализация в виде компьютерной программы,
- проведение расчетов на ЭВМ,
- обработка и интерпретация результатов расчетов.

Ниже обсуждаются гидродинамическое приближение, математическое описание, программное обеспечение, основные правила организации и проведения вычислительных экспериментов по созданию и использованию компьютерной модели для воспроизведения и прогноза процессов извлечения нефти на отдельных объектах нефтяных месторождений на этапах первичной, вторичной добычи, а также при применении методов усовершенствованного заводнения. В созданной компьютерной модели процессы в стволе скважины не рассматриваются; считается, что рассчитываемые процессы являются изотермическими и термодинамически равновесными, в процессе фильтрации участвуют две фазы – вода и нефть, причем они несмешивающиеся.

## 1. О ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЯХ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕДОБЫЧИ

Математическое описание процессов разработки нефтяных месторождений обычно проводится в рамках теории фильтрации с использованием законов движения жидкостей в природных пластах. Теория фильтрации, как и другие разделы механики сплошных сред, строится на представлении о том, что пластовая система образует сплошную среду. Нефтенасыщенные коллекторы по своей структуре имеют сложный и нерегулярный характер, моделировать движение жидких и газобразных фаз в сообщающихся поровых каналах, трещинах, кавернах методами

гидродинамики, а именно – путем решения уравнений движения вязкой жидкости в области, ограниченной стенками твердого скелета среды, не представляется возможным. Для описания процессов движения жидкостей и газов в подземных коллекторах применяются модели теории подземной гидромеханики.

Уравнения подземной гидромеханики, а именно – уравнения, описывающие многофазную фильтрацию, содержат зависимости, которые необходимо получать в лабораторных и/или вычислительных экспериментах. В подземной гидромеханике наряду с использованием, например, таких механических величин, как давление, плотность, вязкость, температура, вводятся фильтрационные характеристики; вместе с фундаментальными законами сохранения массы и энергии используется экспериментально установленный закон фильтрации [2–9].

Решения уравнений в отдельных конкретных случаях и для отдельных приближений позволяют моделировать их очень точно. В то же время для практических приложений и описания процессов добычи нефти наблюдается несоответствие между точными методами теории и неизбежной неточностью, неполнотой исходной информации о строении и свойствах пластовой системы. В практике достоверная информация о параметрах нефтенасыщенных пластов обычно и фактически является лишь правдоподобной информацией, которая может уточняться на этапе адаптации математической модели, представляющей (в том числе) способ распространения информации по отдельным скважинам и имеющейся интуитивной априорной информации на весь объект, т. е. на значительный объем. Другими словами, учитывая ярко выраженный локальный характер информации по основным ее источникам (скважинам), невозможно однозначно определить строение и свойства пластовой системы в межскважинном пространстве. Получаемые и/или используемые при математическом описании характеристики объекта могут не совпадать с реальными.

В каждом конкретном случае в соответствии с целями исследований, моделирования и особенностями изучаемых систем, прогнозируемых процессов принимаются упрощающие предположения. При этом следует понимать, что из-за недостатка информации о пластовой системе задачей математического моделирования процессов в ней является установление качественных закономерностей и таких количественных характеристик, которые устойчивы к вариации исходных данных. При построении модели и получении приближенного решения следует добиваться «разумной» точности, ибо порой достижение неоправданно высокой точности является ненужным из-за отсутствия достоверной исходной информации о пластовой системе и происходящих в ней процессах.

### **1.1. ОБ ОСНОВНЫХ МОДЕЛЯХ ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ И ПРИБЛИЖЕНИИ, ПРИНЯТОМ В ОПИСЫВАЕМОЙ КОМПЬЮТЕРНОЙ МОДЕЛИ**

Успешное решение задачи экспертизы предлагаемого метода нефтедобычи, а в конечном итоге проблемы эффективного и более полного извлечения нефти из недр, должно основываться на достоверном прогнозировании процессов в конкретных пластовых условиях. По понятным причинам предлагаемые решения проблемы повышения нефтеотдачи пластов не могут обосновываться путем сопоставления технологических параметров разработки конкретного месторождения несколькими способами. Учет факторов, определяющих конкретную пластовую систему и метод извлечения нефти, приводит к гидродинамическим моделям, матема-

тическое описание которых таково, что возникающие при этом системы нелинейных дифференциальных уравнений являются очень сложными. Их аналитическое исследование невозможно, а построение и изучение приближенных решений требует разработки эффективных численных методов, привлечения современной вычислительной техники.

Основные этапы развития математических моделей двухфазной многокомпонентной фильтрации описаны, например, в [10]. Многие специалисты согласны, что для большинства задач, возникающих в практике проектирования разработки нефтяных месторождений, теоретическое изучение может быть проведено на базе модели фильтрации двух несмешивающихся жидкостей. При этом в зависимости от моделируемых условий могут учитываться или не учитываться упругие свойства породы, сжимаемость, неьютоновские свойства жидких фаз, неравновесные процессы и т. д. Известны следующие основные модели процессов несмешивающегося вытеснения в пористой среде: Лейбензона–Маскета, в которой предполагается полное взаимное вытеснение нефти водой или газом; Баклея–Леверетта, когда неполнота вытеснения учитывается введением относительных фазовых проницаемостей; Рапопорта–Лиса, если учитываются относительные фазовые проницаемости и в дополнение к предыдущим моделям капиллярный скачок давления между фазами.

Результаты по изучению вытеснения нефти водой в предположении справедливости модели Лейбензона–Маскета (или т. н. поршневой модели) получены для случаев, когда порода предполагается недеформируемой, а жидкости – несжимаемыми. В соответствии с этой моделью область фильтрации разбивается на две подобласти, в каждой из которых движется только одна из фаз, общая граница подобластей (граница раздела) перемещается. При этом для получения точных аналитических решений используются методы теории функций комплексного переменного, теории потенциала, метод сведения задачи движения границы раздела к задаче Коши для интегро-дифференциального уравнения.

Ряд решений двумерных задач вытеснения в рамках схемы Лейбензона–Маскета получены на основе метода неизменных (или жестких) трубок тока, позволяющего свести двумерные задачи к набору квазиодномерных. Из числа построенных в рамках модели Лейбензона–Маскета аналитических решений, обзор которых имеется, например, в [7], в качестве эталонных широко используются решения задачи о притоке к одиночной скважине и задач вытеснения в линейных площадных системах расстановки добывающих и нагнетательных скважин. При исследовании вытеснения в неоднородных пористых средах, когда абсолютная проницаемость зависит от пространственных координат, построение точных аналитических решений связано со значительными трудностями и поэтому применяются численные методы, наибольшее распространение среди которых получили конечно-разностные. Заметим, что в основу модели Лейбензона–Маскета положено предположение о полном взаимном вытеснении одной жидкости другой. Развитием этой модели является схема поршневого вытеснения, для которой за границей раздела в подвижном состоянии могут находиться обе фазы, но их доли в поровом объеме принимаются неизменными.

Анализ результатов экспериментальных и натуральных исследований процессов вытеснения нефти водой показывает, что поршневая модель имеет очень ограниченное применение. Для реальных процессов характерно наличие за фронтом вытеснения двух подвижных фаз, доли которых в поровом объеме со временем меня-

ются, а соответственно при заводнении после подхода фронта к выходному сечению в отбираемой смеси присутствуют обе фазы. Неполнота вытеснения за фронтом может быть учтена при использовании модели Баклея–Леверетта, в которой дополнительно вводятся насыщенности фаз  $s_i$ , равные долям, занятым в поровом объеме  $i$ -й фазой, и относительные фазовые проницаемости  $f_i$ . Определяемые из экспериментов относительные фазовые проницаемости считаются известными функциями.

Уравнения модели Баклея–Леверетта вытекают из законов фильтрации и сохранения массы фаз. Изучение фильтрационных потоков двухфазной жидкости в рамках схемы Баклея–Леверетта проведено для одномерных и многомерных задач. Систематическое изложение теоретических результатов исследования одномерных задач имеется в [3, 5]. Решения, как правило, строятся в предположении, что суммарная скорость фильтрации известна, пористость постоянна. В задачах двухфазной фильтрации при принятии схемы Баклея–Леверетта качественными особенностями решений уравнения для насыщенности является образование и наличие скачков в распределении насыщенности. Следует заметить, что в условии для определения насыщенности за скачком не входит суммарная скорость фильтрации. Такое свойство решения позволяет в случае необходимости находить в требуемые моменты времени распределение давления интегрированием соответствующего одномерного уравнения для давления.

Теория решения одномерных задач фильтрации двухфазной несжимаемой жидкости развита достаточно полно, ее результаты широко используются для оценки достоверности математических моделей. В рамках схемы Баклея–Леверетта с применением модификаций метода жестких трубок тока получены решения двумерных задач фильтрации в однородном по проницаемости пласте для различных площадных систем расстановки скважин. Ряд важных результатов и решений многомерных задач теории двухфазной фильтрации в рамках схемы Баклея–Леверетта получен с использованием метода зональной линеаризации [7]. Идея этого метода основана на разбиении области фильтрационного течения на зоны, в которых насыщенность принимается постоянной, и исследовании динамики этих зон путем решения возникающей для системы интегро-дифференциальных уравнений задачи Коши. Размерность задач при применении такой схематизации снижается на единицу. Построенные с использованием метода зональной линеаризации решения многомерных задач двухфазной фильтрации в однородных пористых средах обладают высокой точностью. Поэтому они широко используются в качестве эталонных при оценке эффективности других приближенных решений, в частности, для анализа точности конечно-разностных решений.

Большинство точных и приближенных аналитических решений краевых задач подземной гидромеханики построены для модельных случаев фильтрации в однородном по проницаемости пласте и при стационарных граничных условиях. Аналитическое исследование многомерной фильтрации в неоднородных пластах и/или при нестационарных граничных условиях вызывает значительные затруднения, поэтому такие задачи решаются численно, причем, как правило, на основе конечно-разностных аппроксимаций. Специфические особенности построения и расчета разностных решений уравнений двухфазной фильтрации в предположении справедливости схемы Баклея–Леверетта, а также обзор работ по этому вопросу дан в [10–13].

В упомянутых выше гидродинамических моделях давления фаз принимались одинаковыми, т. е. капиллярный скачок давления не учитывался. Необходимо отметить, что косвенно через функции относительных фазовых проницаемостей в модели Баклея–Леверетта капиллярные эффекты учитываются. Принятие предположения, что давления фаз равны, приводит к уравнению для насыщенности гиперболического типа, соответственно, к разрывным решениям или, другими словами, к такому описанию картины фильтрационного течения, согласно которому существует движущаяся граница раздела – поверхность, на которой насыщенность меняется скачком. В то же время анализ лабораторных экспериментальных данных показывает, что резкая граница раздела не существует, а имеется переходная зона, размер которой зависит от динамики и условий совместной фильтрации вытесняемой и вытесняющей фаз.

Математическая модель, позволяющая воспроизводить наличие переходной зоны, строится путем введения капиллярного давления (возможные постановки возникающих краевых задач см., например, в [7–9, 13]). Соответственно, в уравнениях законов фильтрации для фаз учитываются давления нефти и воды, а схема фильтрационного потока называется схемой Рапопорта–Лиса. Уравнение для насыщенности в рамках модели с капиллярным скачком является нелинейным уравнением параболического типа. В одномерных задачах, если суммарная скорость фильтрации задана, как и в схеме Баклея–Леверетта, уравнение для насыщенности может быть решено отдельно. Аналитические решения задач двухфазной фильтрации по схеме Рапопорта–Лиса получены лишь в нескольких случаях. В частности, построены автомодельные решения одномерных задач о капиллярной пропитке (суммарная скорость фильтрации равна нулю) и о стабилизированной зоне вблизи фронта вытеснения [5]. Анализ решений задач вытеснения по схеме Рапопорта–Лиса показывает, что скачок насыщенности, получаемый в приближении Баклея–Леверетта, локализован в стабилизированной (переходной) зоне определенной длины, которая со временем остается неизменной. Вне этой переходной зоны распределение насыщенности удовлетворительно описывается схемой Баклея–Леверетта. Характерное значение капиллярного давления в нефтяных пластах известно и приводится в ряде источников, соответственно, можно получить оценку, в каких условиях его следует учитывать. Показано, что для крупномасштабных процессов вытеснения нефти водой размер стабилизированной зоны много меньше характерного размера области фильтрации; это означает, что моделирование процессов заводнения нефтяных месторождений может проводиться на основе схемы Баклея–Леверетта. Такой вывод подтверждается также данными, полученными при численном решении задач двухфазной фильтрации в постановках, учитывающих капиллярный скачок давления между фазами, когда используются различные приближенные методы, в том числе и конечно-разностные.

В упомянутых выше моделях уравнения, используемые для описания изотермических процессов вытеснения, являлись следствием обобщенного линейного закона фильтрации Дарси и закона сохранения массы фаз, причем относительные фазовые проницаемости считались известными функциями насыщенности. Закон Дарси с достаточной точностью описывает широкий круг фильтрационных движений, но вместе с тем установлено, что его применение ограничено, в особенности при малых и больших скоростях фильтрации. Известны процессы, когда наблюдаются существенные отклонения от линейного закона фильтрации и движе-



ние фаз следует описывать другими уравнениями. В частности, такие отклонения проявляются при вытеснении неньютоновских вязкопластических нефтей, для которых существенны касательные напряжения сдвига. Описание движения в пористой среде в таких случаях может проводиться на основе использования закона фильтрации с предельным градиентом. Разработанная и изложенная в данной работе методика при некотором усложнении может быть применена и для моделей неньютоновской фильтрации, но так как иллюстрации и результаты расчетов приводятся только для вытеснения водой ньютоновской нефти, ограничимся случаями линейной фильтрации. Однако отметим, существенно то, что и в рассматриваемой схеме вытеснения нефти может моделироваться, в частности, возникновение застойных зон – целиков, понятие о которых введено при анализе и описании решений задач вытеснения вязкопластической нефти. Для практики нефтедобычи наличие таких зон означает дополнительные потери нефти в пласте, снижение коэффициента нефтеотдачи.

При описании процессов нефтеизвлечения, когда пласт эксплуатируется в упруго-водонапорном или упруго-пластическом режиме, при решении задач определения фильтрационных характеристик пористой среды кроме перечисленных факторов следует учитывать упругие свойства жидкостей и породы. Простейшим критерием, по которому можно оценить необходимость учета сжимаемости, является величина отношения характерных времен упругого перераспределения и процесса вытеснения [5, 7]. Для типичных процессов разработки месторождений на поздней стадии характерное время упругого перераспределения значительно меньше характерного времени процесса вытеснения, но, моделируя первичную нефтедобычу, упругие свойства учитывать нужно. В описываемой ниже компьютерной модели учитываются сжимаемость жидких фаз и деформируемость породы.

## 1.2. ОБ ОПИСАНИИ ПРОЦЕССОВ УСОВЕРШЕНСТВОВАННОГО ЗАВОДНЕНИЯ

К методам усовершенствованного заводнения (иногда их называют гидромеханическими), применяемым для повышения нефтеотдачи пластов, относят циклическое воздействие на пласт, перемену направлений фильтрационных потоков и повышенное давление нагнетания. Перечисленные способы воздействия, как правило, не являются отдельно реализуемыми, а чаще всего представляют неразрывный комплекс, в котором есть элементы каждого из них. Суть процесса усовершенствованного заводнения состоит в управлении режимами закачки и отборов, создании меняющихся со временем градиентов давления на участках с различной проницаемостью и обводненностью. Потоки жидкостей в коллекторе должны направляться так, чтобы они обеспечивали увеличение охвата пласта заводнением, т. е. вели к уменьшению или даже устранению застойных зон.

Теоретическое изучение гидромеханических методов повышения нефтеотдачи проводится путем анализа решений краевых задач двухфазной фильтрации. Механизм процессов, происходящих в пласте при использовании таких методов заводнения, является достаточно сложным, поэтому соответствующие модели должны учитывать влияние капиллярных, гравитационных эффектов упругого перераспределения давления, неоднородность фильтрационных течений и другие факторы. Механизм и особенности фильтрации при усовершенствованном заводнении трещиновато-пористых и неоднородных пористых коллекторов включает взаимосвя-

занное действие капиллярных и гидродинамических сил. Подробное изложение лабораторных и опытно-промышленных исследований этого метода можно найти в литературе, но надо понимать, что порой желаемое выдается за действительное. Есть работы, в которых предлагается модель, учитывающая десятки факторов, по ней выполняются расчеты (приближенные), по их результатам делаются выводы – а достоверных исходных данных, обоснований точности расчетов нет и они вряд ли могут быть получены. Поэтому ниже управление выработкой застойных зон в пласте рассматривается только с позиций качественного воспроизведения и в рамках модели, когда не привлекаются физические подтверждения и обоснования, не имеющие «уточнения».

Резюмируя сказанное, отметим, что в настоящее время, исходя из потребностей практики нефтедобычи, возможностей теории подземной гидродинамики лабораторного и промыслового эксперимента, достоверности данных о процессах нефтеизвлечения, одной из актуальных является задача разработки методов и средств численного моделирования процессов двухфазной фильтрации в крупномасштабном приближении.

В настоящей работе описан подход, когда гидродинамическая модель строится с использованием уравнений изотермической фильтрации двух несмешивающихся ньютоновских жидкостей. Такие предположения выполняются для нефтяных месторождений, разрабатываемых без применения технологий закачки пара, иницирования внутрипластового горения, других термических методов.

## 2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ В КРУПНОБЛОЧНОМ ПРИБЛИЖЕНИИ

В вычислительных экспериментах по изучению процессов, происходящих при эксплуатации нефтяных месторождений, прогнозируются режимы отборов скважин, изменение распределений нефтенасыщенности и давления, плотности запасов пластов, коэффициента извлечения нефти. Прогноз может осуществляться на основе различных описаний, в частности, с использованием статистических или гидродинамических моделей. Изучение на основе гидродинамических моделей опирается, в первую очередь, на информацию, получаемую при бурении и опробовании скважин, интерпретации результатов гидродинамических исследований, учитывается история разработки объекта. Гидродинамические модели основаны на строгих законах сохранения механики. Это их главное достоинство и основное отличие от статистических моделей. Расчеты по таким моделям требуют информации о распределении параметров пласта по всему объекту (объект трехмерный, параметры меняются во времени). Здесь возникает вопрос о согласованности точности принимаемой модели подземной гидромеханики с неизбежной неточностью и неполнотой исходной информации о строении и свойствах пластовой системы [14, 15]. Выход в решении такого вопроса, видимо, существует только в создании соответствующих методик и настраиваемых исследователем с помощью компьютерных средств наборов входных данных, подменяющих истинную информацию «правдоподобной». Получаться такая «правдоподобная» информация может на этапе адаптации, настройки модели.

Опишем основное содержание, математический и алгоритмический инструментарий, программное обеспечение компьютерной системы, созданной для моде-

лирования крупномасштабных процессов вытеснения нефти водой в неоднородных пластах [16–19]. Эта система при кажущемся грубым разбиении области течения на отдельные элементы (блоки) позволяет рассчитывать основные технологические показатели разработки нефтяной залежи, месторождения и текущие распределения водонасыщенности, давления, плотности запасов пластов, например, помесячно. Численная реализация принятой гидродинамической модели в традиционной постановке (в обычных сеточных моделях) очень трудоемка. Например, для задач, когда на объектах действуют сотни или несколько тысяч скважин, приходится вычислять миллиарды сеточных значений, что делает применение сеточных моделей в производстве практически невозможным даже с использованием мощных компьютеров. В приближении крупноблочного усреднения расчеты проводятся на обычных IBM-совместимых персональных компьютерах. Например, расчет одного прогнозного варианта на 60 месяцев выполняется всего за несколько минут.

### 2.1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Рассматривается двухфазная изотермическая фильтрация несмешивающихся жидкостей, когда выполняется закон Дарси; капиллярные и гравитационные силы не учитываются. Примем, что справедлива следующая система уравнений (сравните [9]):

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{m}{B_o} s_o \right) = \nabla \left( \frac{k_o}{B_o} \nabla p \right) - q_o, \quad (2.1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{m}{B_w} s_w \right) = \nabla \left( \frac{k_w}{B_w} \nabla p \right) - q_w, \quad (2.2)$$

$$s_o + s_w = 1, \quad (2.3)$$

где:  $t$  – время;  $p$  – пластовое давление;  $s_o$ ,  $s_w$  – нефть- и водонасыщенность (индексы «о» и «и» соответствуют нефти и воде);  $m$  – пористость;  $B_o$ ,  $B_w$  – объемные коэффициенты;  $q_o$ ,  $q_w$  – точечные источники и стоки, моделирующие работу скважин. Коэффициенты  $k_o = k f_o^v / \mu_o$ ,  $k_w = k f_w^v / \mu_w$ ,  $k$  – абсолютная проницаемость пласта;  $\mu_o$ ,  $\mu_w$  – динамические вязкости нефти и воды;  $f_o^v$ ,  $f_w^v$  – относительные фазовые проницаемости для нефти и воды в  $v$ -й среде,  $v=1$  для порового коллектора, 2 и 4 – для трещиноватого и кавернозного, 3 и 5 – для смешанных коллекторов. Объемные коэффициенты  $B_k = B_k^0 / [1 + C_k(p - p^0)]$ ,  $k = o, w$   $C_m$ ,  $C_o$ ,  $C_w$  – сжимаемости,  $B_k^0$  – объемные коэффициенты при давлении  $p^0$ ,  $m = m_0 [1 + C_m(p - p^0)]$ .

Из (2.1)–(2.3) для принятых зависимостей имеем

$$\frac{m}{B_o} \frac{\partial s_o}{\partial t} + s_o D_0 \frac{\partial p}{\partial t} = \nabla \left( \frac{k_o}{B_o} \nabla p \right) - q_o, \quad (2.4)$$

$$\frac{m}{B_w} \frac{\partial s_w}{\partial t} + s_w D_w \frac{\partial p}{\partial t} = \nabla \left( \frac{k_w}{B_w} \nabla p \right) - q_w, \quad (2.5)$$

$$D_k = C_m m_0 / B_k + m C_k / B_k^0, \quad (k = o, w).$$

При моделировании конкретного объекта нефтедобычи систему (2.4) – (2.5) необходимо дополнить начальными и граничными условиями. Для начального момента времени будем считать известными распределение водонасыщенности (или нефтенасыщенности)

$$s_w(x, y, z, 0) = s_w^0(x, y, z, 0). \quad (2.6)$$

Пусть процесс фильтрации происходит (в плане) в области  $V$  с границей  $\Omega$ , на одной части которой (на  $\Omega^1$ ) заданы насыщенность и давление

$$s_w|_{\Omega^1} = s^1, \quad p|_{\Omega^1} = p^1, \quad (2.7)$$

а другая ее часть ( $\Omega^2$ ) непроницаема

$$\left. \frac{k_k}{B_k} \frac{\partial p}{\partial n} \right|_{\Omega^2} = 0, \quad (k = o, w).$$

На добывающих скважинах (индекс  $\xi$ ) задаются забойные давления

$$p_{\Omega_\xi} = p_\xi, \quad (2.8)$$

где  $\Omega_\xi$  – поверхность  $\xi$ -й добывающей скважины,  $1-s^*$  – остаточная нефтенасыщенность ( $s^*$  – максимальная водонасыщенность).

На нагнетательных скважинах (индекс  $\eta$ ) задаются условия отсутствия нефти и давление

$$s_{\Omega_\eta} = s^*, \quad p|_{\Omega_\eta} = p_\eta, \quad (2.9)$$

где  $\Omega_\eta$  – поверхность  $\eta$ -й нагнетательной скважины,  $1-s^*$  – остаточная нефтенасыщенность.

## 2.2. РАЗБИЕНИЕ МОДЕЛИРУЕМОГО ОБЪЕКТА НА БЛОКИ

Для дальнейшего описания примем, что моделируемый объект (месторождение, залежь) сложен из нескольких слоев (или только одного); слои могут быть разобщены, гидродинамически связаны между собой, могут иметь по периметру либо непроницаемую границу, либо проточную. Скважины могут вскрывать все или только некоторые слои. Пусть подземный резервуар, залежь по напластованию представляется в виде набора из  $N$  слоев, которые могут совпадать с реальными пластами, представлять отдельные пропластки или объединять схожие по строению пласты (пропластки) в один слой. Соответствующее разбиение и схематизация по вертикали определяются наличием исходных данных, требованиями к модели.

Область течения в плане разбивается на  $M$  блоков-элементов, ограниченных ломаными линиями. Разбиение на блоки, единое для всех слоев, производится с учетом геологических условий залегания коллектора и его свойств, зависит от системы размещения скважин. Каждый элемент может содержать произвольное количество скважин; скважины могут находиться в вершинах, на сторонах или внутри блоков. При разбиении моделируемого объекта (месторождения, залежи) на блоки рекомендуется учитывать следующие факторы: литологическое строение объекта (изменчивость коллекторных свойств в выделенных элементах должна быть минимальная); систему расположения скважин и общую схему заводнения нефтяных пластов (например, разбиение на блоки производится по разрезающим рядам нагнетательных скважин).

### 2.3. УСРЕДНЕНИЕ, АППРОКСИМАЦИЯ, СХЕМАТИЗАЦИЯ ТЕЧЕНИЯ ЖИДКОСТИ В ОКРЕСТНОСТИ СКВАЖИН\*

Усреднение достигается интегрированием системы уравнений (2.4), (2.5) по блокам с последующим приближенным вычислением всех интегралов в предположении постоянства значений характеристик слоя по блоку.

Проинтегрируем (2.4), (2.5) по блоку  $V_i$  с поверхностью  $\Omega_i$  ( $i=1 \dots NM$ ), получим:

$$\begin{aligned} \iiint_{V_i} \frac{m}{B_o} \frac{\partial s_o}{\partial t} dV + \iiint_{V_i} s_o D_o \frac{\partial p}{\partial t} dV &= \iint_{\Omega_i} \frac{k_o}{B_o} \frac{\partial p}{\partial n} d\Omega - \iiint_{V_i} q_o dV, \\ \iiint_{V_i} \frac{m}{B_w} \frac{\partial s_w}{\partial t} dV + \iiint_{V_i} s_w D_w \frac{\partial p}{\partial t} dV &= \iint_{\Omega_i} \frac{k_w}{B_w} \frac{\partial p}{\partial n} d\Omega - \iiint_{V_i} q_w dV. \end{aligned}$$

**Аппроксимация поверхностных интегралов.** Введем функцию Баклея-Леверетта  $F = k_o / (k_o + k_w)$ ,  $A = k_o + k_w$ . Для поверхностных интегралов с учетом направления потоков примем:

$$\begin{aligned} \iint_{\Omega_i} \frac{k_o}{B_o} \frac{\partial p}{\partial n} d\Omega &= \iint_{\Omega_i} F \frac{A}{B_o} \frac{\partial p}{\partial n} d\Omega \cong \sum_j F_{ij}^{up} \frac{1}{B_{oi}} A_{ij}^{mid} \frac{|\Omega_{ij}|}{R_{ij}} (p_i - p_j), \\ \iint_{\Omega_i} \frac{k_w}{B_w} \frac{\partial p}{\partial n} d\Omega &= \iint_{\Omega_i} F \frac{A}{B_w} \frac{\partial p}{\partial n} d\Omega \cong \sum_j F_{ij}^{up} \frac{1}{B_{oi}} A_{ij}^{mid} \frac{|\Omega_{ij}|}{R_{ij}} (p_i - p_j), \end{aligned}$$

где  $i$  – номер рассматриваемого блока;  $j$  – номер соседнего блока;  $p_i$  – давление (среднее) в  $i$ -м блоке;  $|\Omega_{ij}|$  – площадь поверхности, разделяющей  $i$ -й и  $j$ -й блоки;  $R_{ij}$  – характерное расстояние между  $i$ -м и  $j$ -м блоками (расстояние между центрами тяжести этих блоков). Среднее  $(\dots)_{ij}^{mid}$  вычисляется по правилу:

\* Методика предложена и реализована в программном обеспечении А.И. Никифоровым.

$$\alpha_{ij}^{mid} = \frac{2\alpha_i\alpha_j}{\alpha_i + \alpha_j},$$

символ «*up*» означает, что величина берется «вверх по потоку»:

$$F_{ij}^{up} = \begin{cases} F_i, & p_i \geq p_j \\ F_j, & p_i \leq p_j \end{cases}.$$

При неполном смыкании двух пропластков или при наличии между ними слабо-проницаемой перемычки перетоки через кровлю и подошву блока корректируются введением коэффициента перетока  $0 \leq \alpha \leq 1$ .

**Аппроксимация интегралов с временными производными.** Применяется «Лампинг»-подход:

$$\iiint_{V_i} \frac{m}{B_o} \frac{\partial s_o}{\partial t} dV = \frac{m_i}{B_{oi}} \frac{ds_{oi}}{dt} |V_i|, \quad \iiint_{V_i} s_o D_o \frac{\partial p}{\partial t} dV = s_{oi} D_{oi} \frac{dp_i}{dt} |V_i|,$$

где  $|V_i|$  – объем  $i$ -го блока.

Таким образом, с учетом сделанных упрощений и после преобразований для определения давления  $p_i$  имеем:

$$E_i \frac{dp_i}{dt} |V_i| = \sum_j A_{ij}^{mid} \frac{|\Omega_{ij}|}{R_{ij}} (p_i - p_j) - q_{oi} B_{oi} - q_{wi} B_{wi}, \quad (2.10)$$

для водонасыщенности  $s_i$ :

$$m_i \frac{ds_i}{dt} |V_i| + s_i m_i H_i \frac{dp_i}{dt} |V_i| = \sum_j F_{ij}^{up} A_{ij}^{mid} \frac{|\Omega_{ij}|}{R_{ij}} (p_i - p_j) - q_{wi} B_{wi}, \quad (2.11)$$

здесь

$$q_{oi} = \iiint_{V_i} q_o dV, \quad q_{wi} = \iiint_{V_i} q_w dV, \quad E = C_m m_o + m \left[ (1-s) C_o B_o / B_o^0 + s C_w B_w / B_w^0 \right],$$

$$H = C_m m_o / m + s_w C_w B_w / B_w^0.$$

**Аппроксимация по времени.** Запишем неявную схему по времени с коэффициентами, вычисленными на предыдущем временном шаге:

$$\sum_j A_{ij}^{mid, \tau-1} \frac{|\Omega_{ij}|}{R_{ij}} (p_i^\tau - p_j^\tau) - E_i^{\tau-1} = E_i^{\tau-1} \frac{|V_i|}{\Delta t} p_i^{\tau-1} + q_{oi}^{\tau-1} B_{oi}^{\tau-1} + q_{wi}^{\tau-1} B_{wi}^{\tau-1}. \quad (2.12)$$

Уравнение для насыщенности разрешимо относительно временной производной:

$$\frac{ds_i}{dt} = \sum_j F_{ij}^{up} A_{ij}^{mid} \frac{|\Omega_{ij}|}{m_i R_{ij} |V_i|} (p_i - p_j) - s_i H_i \frac{dp_i}{dt} - \frac{q_{wi} B_{wi}}{m_i |V_i|}. \quad (2.13)$$

При аппроксимации по времени уравнения для насыщенности величины, входящие одновременно и в уравнение для давления, необходимо брать на том же временном слое. Явная схема дает:

$$s_i^r = s_i^{r-1} \left[ 1 - H_i(p_i^r - p_i^{r-1}) \right] + \Delta t \left[ \sum_j F_{ij}^{wp,r-1} A_{ij}^{mid,r-1} \frac{p_i^{r-1} - p_j^{r-1}}{R_{ij}} \frac{|\Omega_{ij}|}{m_i^{r-1} |V_i|} - \frac{q_{wi}^{r-1} B_{wi}^{r-1}}{m_i^{r-1} |V_i|} \right]. \quad (2.14)$$

**Схематизация течения жидкости в окрестности скважин.** Система балансовых соотношений (2.12), (2.14) дополняется взаимосвязью между дебитами скважин и забойными давлениями на них. Эти соотношения получены при следующих предположениях: течение в окрестности каждой скважины плоско-радиальное, т. е. моделируется течением в круговом пласте, ограниченном контурами скважины и питания; область фильтрации состоит из зон движения смеси и «чистой» нефти для добывающей скважины и зон движения смеси и воды для нагнетательной скважины; фронт, разделяющий эти зоны, – окружность, радиус которой  $R_j$  определяется из условия равенства объема воды, находящейся в зоне смеси, объему воды, вычисленному по средней водонасыщенности; насыщенность в зоне смеси считается постоянной по зоне. Полагается также, что радиус скважины  $R_c$ , контур, ограничивающий окрестность скважины, – окружность радиуса  $R_{\xi}$ , на которой поддерживается давление  $p_i$  ( $i$  – номер блока). Забой скважины характеризуется давлением  $p_c$ . После прорыва воды в добывающую скважину значение водонасыщенности в зоне смеси принимается равным средней водонасыщенности в блоке.

Формула для дебита  $\eta$ -й нагнетательной скважины с учетом вышеприведенных предположений имеет вид

$$q_{\eta,i} = \frac{2\pi k_{\eta,i} (p_{\eta}^k - p_i)}{\mu_w \varphi_{\eta_i} + \varphi_f W(s_{\eta,i})}, \quad (2.15)$$

где радиус фронта  $R_f = \sqrt{\frac{S_i - S_{\min}}{S^* - S_{\min}}} R_{\xi,i}$ ,  $\varphi_f = \ln(R_f/R_0)$ ,  $\varphi_{\eta_i} = \ln(R_{\eta,i}/R_f)$ ,

$$W(s) = 1 / [f_0(s)/\mu_0 + f_w(s)/\mu_w].$$

Формула для дебита  $\xi$ -й добывающей скважины имеет вид

$$q_{\xi,i} = \frac{2\pi k_{\xi,i} (p_{\xi}^k - p_i)}{\mu_w \varphi_f + \varphi_{\xi,i} W(s_{\xi,i})},$$

$$s^* = \begin{cases} s^F & \text{при } R_f < R_{\xi,i} \\ s_i & \text{при } R_f \geq R_{\xi,i} \end{cases}, \quad (2.16)$$

где  $S_i$  – средняя водонасыщенность в подобласти;  $s^F$  – насыщенность на фронте, определяемая по функции Баклея–Лeverетта;  $k_{\xi}$  – абсолютная проницаемость  $i$ -й скважины.

Если в подобласти более одной добывающей скважины, то средняя насыщенность в блоке перераспределяется между ними согласно статистической зависимости

$$s_{\xi j} = s_{\min} + (s_i - s_{\min}) \exp(-b_i k_{\xi j} t), \quad (2.17)$$

в которой коэффициент  $b_i$  находится из условия материального баланса (равенства объема подвижной воды в блоке общему объему подвижной воды, вычисленному по насыщенностям  $s_{\xi j}$ ).

#### 2.4. ОБЩАЯ СХЕМА АЛГОРИТМА РЕШЕНИЯ

Для  $2MN$  искомым переменных  $p, s_i$  ( $i=1, M, j=1, N$ ) получается  $2MN$  уравнений. Система является замкнутой. При решении этой системы по известным распределениям давления и насыщенности в подобластях в момент времени  $\tau-1$  определяются распределения давления в момент времени  $\tau$ . Система уравнений, состоящая из  $MN$  линейных уравнений с неизвестными значениями давления в блоках, решается прямым методом, затем по явной схеме в блоках находятся значения насыщенности в момент времени  $\tau$ . Момент выбытия добывающей скважины определяется по предельной обводненности. Если в блоке имеется несколько добывающих скважин, отличающихся временем ввода и параметрами пласта на них, то обводненность каждой из них определяется по статистической зависимости, учитывающей время ввода скважины в разработку и параметры пласта в месте ее положения. Эта процедура выполняется таким образом, чтобы не нарушить усредненных балансовых соотношений.

### 3. ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОСТРОЕНИЯ И РАСЧЕТА МОДЕЛИ

#### 3.1. ОБЩАЯ СХЕМА ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОГО ЭКСПЕРИМЕНТА

Модель конкретного объекта нефтедобычи считается адаптированной, если по результатам анализа расчетных данных можно судить о достижении необходимой точности в воспроизведении показателей истории разработки месторождения. Основная нагрузка в проведении подобного анализа ложится на экспериментатора. Он также выбирает и вносит те изменения во входные данные, которые смогут при дальнейших расчетах повысить точность модели.

В самом общем виде процесс адаптации можно представить как повторение до получения желаемой точности следующих действий:

- внесение изменений во входные данные,
- расчет модели,
- анализ результатов расчета.

Именно такая схема реализована в описываемой системе, причем она обеспечивает не только проведение подобных многовариантных расчетов с возможностью их автоматизации, но и сохранение в общей базе всех входных и выходных данных конкретного варианта, предоставляя средства создания нового. Это позволяет рассчитать и сравнить между собой различные варианты, используя встроенные сервисные программы визуализации и анализа данных.



Условно весь описываемый программный комплекс можно представить работающим на нескольких уровнях (см. рис. 1). Первоначально существуют лишь исходные данные об объекте моделирования, которые хранятся в базах данных геологов и промысловиков. Исходные данные интерпретируются и выполняется их преобразование к внутреннему формату системы; формируется набор входных данных создаваемой модели.

На следующем уровне расположены выделенные в отдельные подсистемы программы формирования сеточной геологической модели объекта, системы блоков, расчета характеристик блочной геологической модели, сопровождения и сервиса для формирования и изменения граничных условий динамической модели, программа расчета динамической модели. В каждой из перечисленных подсистем имеются средства подготовки и передачи данных в специально разработанные программы визуализации и анализа данных. Графики и диаграммы строятся на основе выборок и отфильтрованных таблиц из системы управления базами данных. Векторные изображения карт распределения исследуемых параметров формируются по пространственным данным с использованием специализированных алгоритмов аппроксимации и построения цифровых полей.

После адаптации модели или расчета прогнозных вариантов в качестве выходных данных в согласованных форматах сохраняются файлы, описывающие уточненные исходные данные, прогнозные показатели разработки, распределения давления, водонасыщенности и плотности запасов в объеме объекта.

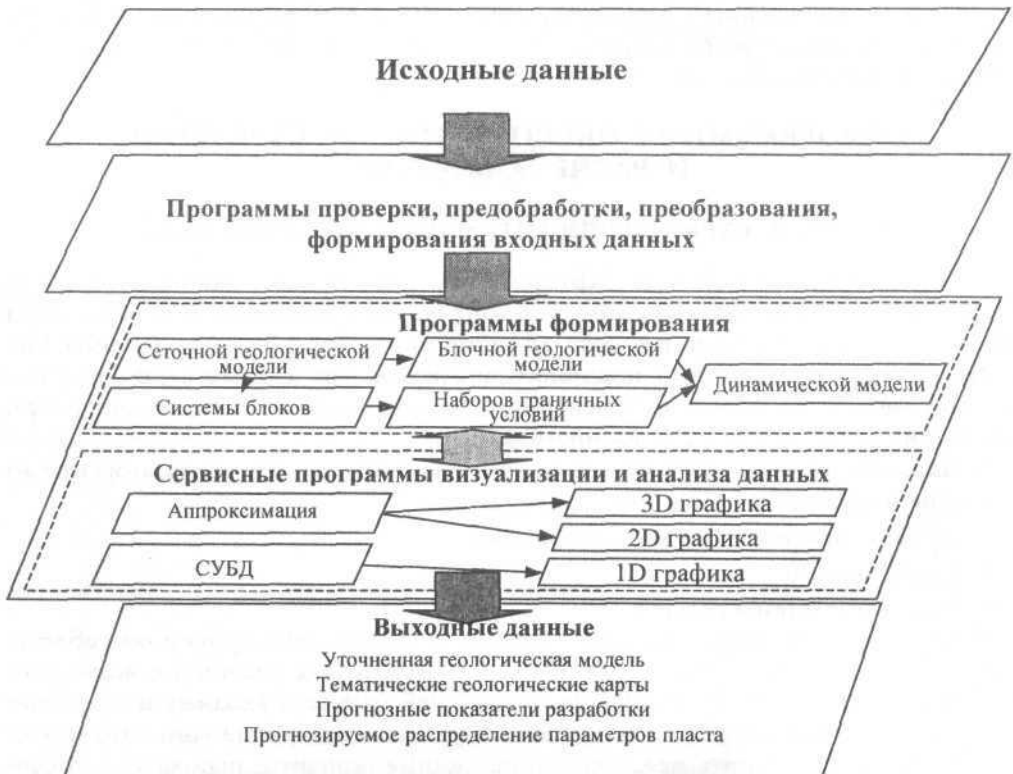


Рис. 1. Состав и основные подсистемы программного комплекса



Рис. 2. Схема информационных потоков

При эксплуатации комплекса экспериментатор работает с информацией, в которой можно выделить несколько основных наборов.

Исходные данные включают:

характеристики моделируемого порового объема, результаты гидродинамических исследований, показатели режимов эксплуатации скважин (промысловые данные).

Перерабатывая и проверяя исходные данные для модели, формируются входные данные об объекте, их две группы: неизменяемые в процессе адаптации, изменяемые при настройке модели.

Кратко опишем основные информационные потоки, этапы вычислительного эксперимента (см. рис. 2).

Начало работы экспериментатора – по входным данным строится сеточная геологическая модель, т. е. восстанавливаются геофизические параметры резервуара на каждом из пластов (при дальнейшем описании считается, что слои в компьютерной модели – это пласты объекта, каждый такой пласт полностью описывается). Характерный пространственный шаг в такой модели – 25–50 м.

Сеточная модель затем не эксплуатируется, вместо нее строится система блоков, производится усреднение по блокам, формируется блочная геологическая модель, которая является начальным состоянием для динамической модели.

Для работы программы моделирования должны быть заданы определяющие функции, константы, расчетные параметры алгоритма. В частности, должны быть относительно определены фазовые проницаемости и граничные условия: режимы работы скважин на весь период расчета (отборы жидкостей с распределением долей по пластам), параметры вертикальных перетоков (между пластами), давление и водонасыщенность на внешних и вертикальных границах резервуара и на отдель-

ных блоках. Характерный временной шаг при расчете динамики заводнения – неделя–месяц.

Кроме того, для изучения локальных перетоков на участках объекта экспериментатором могут создаваться файлы, описывающие контрольные участки и группы скважин для более детального анализа. Если такая информация есть, в получаемых при расчетах выходных данных дополнительно появляются файлы, содержащие следующую информацию по выделенным участкам на каждый рассчитываемый момент времени: отбор жидкости (с раскладкой по нефти и воде); перетоки жидкости между пластами; перетоки жидкости через границы участков.

Программа расчета процесса заводнения также формирует файлы, содержащие следующую информацию на каждый рассчитываемый момент времени:

- давление пластовое и забойное, водонасыщенность, среднесуточный дебит, обводненность жидкости по скважинам;
- давление пластовое, водонасыщенность, удельная плотность запасов по блокам.

После завершения адаптации и расчета прогнозных вариантов формируется набор всех данных, описывающих модель и прогнозируемые показатели на определенный период.

### 3.2. ОПИСАНИЕ ОБЩЕГО СЕРВИСА ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОГО ЭКСПЕРИМЕНТА

**Замечания по организации импорта/экспорта данных.** Как отмечено выше, данные о моделируемом объекте первоначально поступают от геологов и промысловиков, что влечет за собой некоторые проблемы. В первую очередь это то, что не существует единого стандарта электронного представления подобной информации. Причем возможна ситуация, что некоторых данных вообще не существует в электронном виде и их приходится выбирать из отчетной документации. Поэтому не представляется возможным спроектировать и применять единый программный модуль, позволяющий поддерживать разнородные алгоритмы хранения данных во внутренних СУБД, используемых в различных нефтедобывающих компаниях; при начальном построении новой модели нефтяного месторождения заже приходится заново настраивать модули, отвечающие за импорт данных.

Если о данных по истории разработки объекта можно утверждать, что они являются в большей или меньшей степени достоверными (это в первую очередь касается количества отобранной из пласта нефти и закачиваемой жидкости) и регулярными, то остальные данные следует воспринимать лишь как результат уже чьей-то интерпретации. При этом особенностью параметров, нужных для описания всего объема объекта, является их недостаточность, что и позволяет при адаптации модели изменять информацию о коллекторных свойствах пластовой системы в межскважинном пространстве.

При импорте данных и преобразовании их в форматы, принятые в настоящей системе моделирования, необходимо проводить анализ информации на внутреннюю непротиворечивость, выполнять коррекцию в случае обнаружения ошибок. Чаще всего исходные данные сопровождаются в разных СУБД. В одних накапливается и сохраняется информация о геофизических параметрах, которые практически не изменяются за весь период разработки (таких как толщина, отметки кровли и подошвы, песчаность, глинистость). Напротив, есть постоянно замеряемые и

изменяющиеся величины (водонасыщенность, давления, значения отборов, закачки). В каждой из упомянутых баз данных возможны как случайные, так и преднамеренные ошибки.

После завершения адаптации модели чаще всего необходимо выверенные и уточненные данные передать в согласованном виде в некоторые файлы для использования программными комплексами, эксплуатируемыми совместно с описываемым. За этот процесс отвечает отдельный блок экспорта данных во внешние форматы. Чтобы не требовалось для каждого нового формата данных перенастраивать блок экспорта, принятым режимом работы является сохранение всех данных в широко распространенных форматах: DBF – для баз данных; WMF, DXF – для электронных изображений сформированных карт.

**Визуализация.** Программное обеспечение настоящей системы поддерживает два вида визуализации результатов расчетов: 1D (графики, диаграммы) и 2D (электронные векторные изображения карт распределения параметров на площади каждого моделируемого объекта). Кроме того, существует возможность просмотра рассчитанных поверхностей, распределений в виде 3d ракурсов. При этом возникает необходимость самостоятельного создания программных модулей, отвечающих за визуализацию, так как стандартные средства, предоставляемые, например, в пакете MSOffice, типовых пакетах машинной графики, не удовлетворяют специальным требованиям, предъявляемым к построенным изображениям и механизмам их просмотра. Поясним это на примере формирования графиков временных зависимостей, иллюстрирующих отборы жидкости и фаз по скважинам.

При анализе результатов расчета процесса заводнения строятся графики накопленных и текущих отборов жидкости, нефти и воды по скважинам для нескольких вариантов расчета и для фактических данных по истории либо ожидаемых прогнозных. Характерный порядок чисел, например, для накопленных отборов фаз по долгорботающим скважинам, –  $10^6$  м<sup>3</sup>, а разница между результатами для отдельных вариантов может не превышать  $10^3$  м<sup>3</sup>. Поэтому при построении таких графиков, например, в MSAccess, разницу между кривыми заметить практически невозможно, в частности, потому что в стандартных средствах управления графическими изображениями на мониторе отсутствуют эффективные возможности изменения в широких пределах масштаба (приближения/удаления графиков) и других элементов для активного их изучения и изменения.

Отказ от использования специализированных пакетов для создания одно- и двумерной графики обусловлен следующими причинами: необходимостью закупать лицензии для работы с программными комплексами; необходимостью отдельно заниматься вопросами импорта и экспорта во внешние программные комплексы.

Отметим основные функции сервиса графической визуализации описываемой системы.

Средства 1D визуализации поддерживают следующие возможности построения и анализа временных зависимостей (см. рис. 3):

- вывод нескольких разнотипных графиков на отдельных закладках,
- вывод в одном окне нескольких графиков в различных осях (на примереллюстрации деления на осях слева и справа различны),
- приближение/удаление выбранного фрагмента,

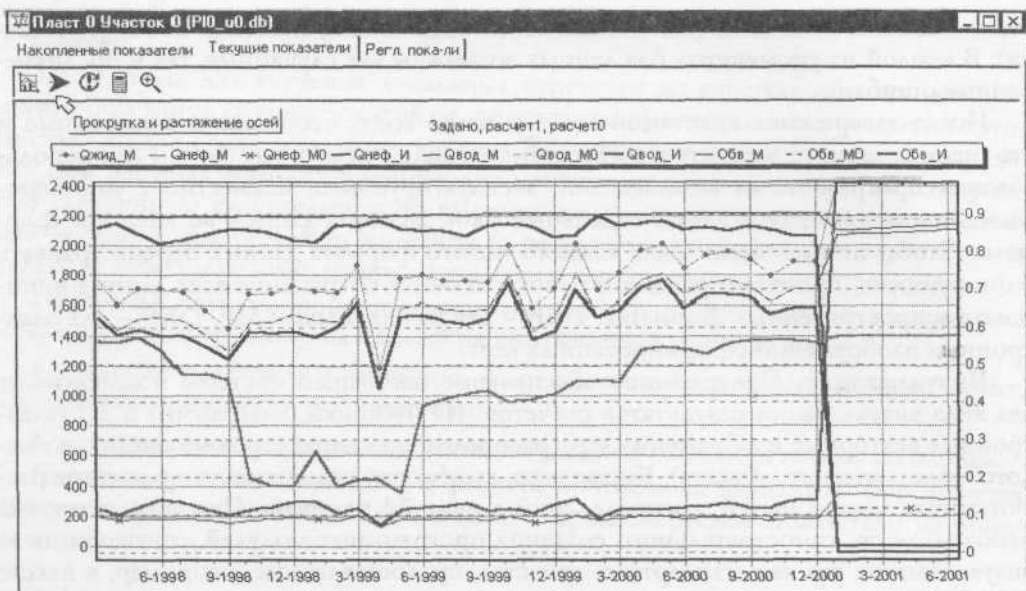


Рис. 3. Пример окна программы 1D визуализации

• дополнительные возможности управления осями; в частности, растяжение и прокрутка осей, в зависимости от масштаба автоматически изменяется количество подписей временной оси (пользователю даются соответствующие инструменты настройки; созданная конфигурация может сохраняться для многократного использования).

Визуализация пространственных распределений характеристик, получаемых при расчетах, в настоящей системе обеспечивается средствами комплекса ГБД (графическая база данных) [11, 18, 19]. Ядром комплекса ГБД является генератор тематических карт и цифровых полей Gen\_MAP. Его программный инструментарий включает модули, обеспечивающие:

- вывод 2D векторных MAP изображений, причем с реализацией возможностей отображения в режимах «папка» или «карта»; в режиме «папка» последовательно прорисовываются изображения из листов, порядок следования которых определяет пользователь, в листах последовательно выводятся: фон (BMP изображение), карта (MAP изображение), примитивы объектов (из SKV базы), сетка (по FLD цифровому полю); листы и/или карты выводятся в окно или окна, число которых, размер и положение каждого на мониторе определяет пользователь; в любом окне независимо можно выполнять фрагментирование, включение/выключение слоев MAP изображения;

- отображение символов объектов (примитивов скважин) на карте и на отдельной панели содержимого SKV базы для выбранного объекта;

- отображение положения на карте узла и значения цифрового поля;

- отображение растровых BMP изображений с их координатной привязкой к векторным картам;

- редактирование MAP изображений с поддержкой индивидуального и/или группового изменения компонент (номеров, строк-комментариев, символов, отрез-

ков, контуров, кругов-секторов), синтез нескольких MAP изображений, выкопировку, включение в MAP карту ASCII текста, пересчет карты-источника в масштаб карты-мишени, склейку двух одномасштабных разнонаклоненных MAP изображений;

- обмен DXF ↔ MAP.

В Gen\_MAP'e содержатся также алгоритмические и программные блоки:

- генератор FLD полей – модули аппроксимации и формирования цифровых полей по наборам заданных значений в точках (пунктах) наблюдения на площади, по трассам замеров;

- редакторы SKV баз, FLD полей;

- генератор карт изолиний;

- генератор карт зон относительной однородности, расчета их площадей, средневзвешенных значений обрабатываемого параметра внутри зон;

- генератор изображений 3d-уровней, моделей рельефа местности, поверхности кровли или подошвы любого локального слоя;

- генератор СПК (специализированных программных комплексов) – инструменты составления и редактирования последовательностей команд управления и функций Gen\_MAP'a, которые обеспечивают пакетный режим формирования тематических карт;

- генератор геоинформационных систем, электронных каталогов – инструменты составления и редактирования иерархических каталогов контекстно-зависимых карт, географических информационных систем с поддержкой команд вызова последовательностей карт и таблиц; расчета и отображения параметров контуров (путь, периметр, площадь), поиска нужных объектов, обнаружения и отображения объектов, по которым фиксируются отклонения;

- подсистема вывода MAP изображений на твердую копию.

### 3.3. О ПОДГОТОВКЕ ДАННЫХ

В описываемой системе реализован такой алгоритм подготовки данных, когда на первом этапе специально спроектированными и эксплуатируемыми лишь на начальном шаге построения модели программами из исходных баз данных формируется сводная таблица по всем геофизическим параметрам объекта и истории работы скважин (нормализованная база данных).

На втором этапе из сводной таблицы с помощью программных модулей подготовки данных формируются файлы необходимой структуры и форматов в стандартах системы, причем на этом этапе дополнительно проводится проверка корректности исходной информации. В дальнейшем все изменения, вносимые в процессе адаптации модели, отражаются лишь в этих внутренних таблицах, а окончательно измененные исходные данные формируются только при экспорте данных из системы. Именно они и передаются для использования в других программных пакетах вместе с моделью. При работе подсистемы подготовки данных происходит не только преобразование внутренней структуры данных, но и их пересчет. Отметим типичные случаи.

- Исходные данные о геофизических параметрах хранятся с одной детализацией по вертикали, а требуются для системы моделирования с другой. Чаще встречаются два случая:

а) исходные данные хранят информацию по пропласткам, а моделируются пласты. В этом случае необходимо проводить усреднение параметров по заранее согласованным алгоритмам;

б) предоставляемые данные были интерпретированы для одной схемы дискретизации по вертикали, а в создаваемой модели принята другая система слоев. В этом случае необходимо проводить разбиение данных на некоторые группы с дальнейшей их обработкой.

• Исходные данные о режимах работы добывающих и нагнетательных скважин представлены в разных временных координатах, например, за год работы, за месяц, за сутки. Подобного рода данные необходимо специальным образом обработать и получить информацию о работе каждой скважины с выбранным равномерным шагом.

#### 3.4. ПОДСИСТЕМА «СЕТОЧНАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ»

Программные модули настоящей подсистемы обеспечивают получение предполагаемых значений геофизических параметров в узлах равномерной прямоугольной сетки для каждого моделируемого пласта. Входными данными являются обработанные исходные данные о месторождении (по сейсмопрофилям, скважинам) и привнесенная в процессе моделирования информация о предполагаемом распределении параметров на площади объекта в межскважинном пространстве. Выходными данными являются цифровые поля параметров (сеточные функции) на каждом из слоев, уточненные данные по скважинам.

При построении (расчете) цифровых полей используются специально разработанные алгоритмы аппроксимации и соответствующие программные модули. Их особенностями являются возможность привнесения экспериментатором дополнительной информации о поведении восстанавливаемых сеточных функций, индивидуальная настройка алгоритмов. При этом источниками данных могут являться: реальные скважины, центры расчетных блоков, опорные точки контуров – граничных условий, априорная информация о поведении пластовой системы в межскважинном пространстве.

В частности, реализованные алгоритмы позволяют:

- имитировать возможное наличие разрывов в рассчитываемой функции по разные стороны от контура, заданного на площади любого из моделируемых слоев;
- учитывать специальные граничные условия вдоль некоторого контура (линии, кривой) на площади объекта с обеспечением возможности задания на контурах-границах как постоянных значений рассчитываемой функции, так и переменных, причем, условия могут быть разными на разных пластах;
- вводить на каждом из пластов индивидуальную структуру подобластей, применять специальный режим восстановления функции на участках, ограниченных контурами с атрибутами «Выделено». При таком режиме расчета цифрового поля во всех узлах внутри подобласти на значения сеточной функции не влияют значения по скважинам и сейсмопрофилям из внешности подобласти.

Подсистема «Сеточная геологическая модель» программно реализована таким образом, что позволяет работать группам пользователей разного уровня. Это обеспечивается наличием встроенного внутреннего языка программирования, предоставляющего возможность создать пользовательские диалоговые панели, в которых выбирается один из сценариев работы. По таким сценариям комплексом автомати-

чески рассчитывается цифровое поле, формируется набор регламентной картографической информации, визуализирующей распределение выбранного показателя по площади для каждого пласта объекта. Имеется возможность пакетной обработки сразу нескольких пластов и расчета нескольких параметров. Для опытных пользователей предоставляется возможность интерактивного расчета цифровых полей, карт и таблиц с определенными значениями параметров.

При построении цифровых полей (аппроксимации) возможны «выбросы» сеточных функций за допустимые границы. Программный комплекс позволяет экспериментатору автоматически «править» цифровые поля двумя способами. В одном случае просто заменяются значения, выходящие из допустимого интервала, выбранным значением максимума или минимума (например, нефтенасыщенность и пористость измеряются в процентах и не могут быть отрицательными или большими 100). В другом режиме работы по цифровому полю формируются карты зон однородности и один или несколько интервалов выбираются так, чтобы система выявила участки выбросов значения рассчитанного параметра. Далее необходимо проанализировать такую карту зон вблизи этих участков и выявить причины их возникновения. Как правило, подобные ситуации обусловлены некорректно заданными граничными условиями или плохо выбранными параметрами алгоритма аппроксимации.

### 3.5. ПОДСИСТЕМА «БЛОЧНАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ»

Эта подсистема обеспечивает:

- разбиение объекта блоками;
- расчет на системе блоков усредненных параметров.

Построение системы блоков, покрывающих моделируемый объект по площади – нетривиальная задача, аналогичная разбиению объекта на конечные элементы.

Входными данными при создании блоков являются: исходные данные о геологическом строении объекта на пластах, представленные электронными изображениями тематических геологических карт; выходные данные сеточной геологической модели объекта, представленные в виде набора карт распределения параметров по площади.

Создание системы блоков состоит в разбиении всей площади объекта на выпуклые многоугольники, форма которых должна быть как можно ближе к правильным многоугольникам и при этом, чтобы внутри каждого многоугольника-блока все геофизические параметры изменялись незначительно. Частью настоящей подсистемы является специально разработанный инструментарий, позволяющий облегчить построение и редактирование системы блоков, обеспечивающий просмотр графических слоев, визуализирующих распределение на пластах основных параметров, в режиме «папка», когда каждый предыдущий слой является картоосновой для последующего; редактирование одновременно нескольких близкорасположенных опорных точек разных контуров (вершин многоугольников – границ соседних блоков).

После завершения редактирования границ блоков на электронном графическом изображении отдельный программный модуль заполняет файлы, описывающие построенную систему блоков с тем, чтобы программа моделирования имела возможность работать с таблицами. При этом выполняются проверки на ошибки и запрещенные конфигурации блоков (многосвязанность, невыпуклость), близко расположенные вершины «сносятся» в одну.



Выходные файлы, описывающие систему блоков, хранят следующую информацию: координаты всех вершин, описание сторон блоков, координаты центров блоков, список блоков, список соседей каждого блока, список сторон блоков, находящихся вблизи внешней границы объекта моделирования.

После построения системы блоков необходимо, используя программу формирования блочной геологической модели, рассчитать усредненные значения геофизических параметров пластов в каждом блоке. Входными данными для таких вычислений являются сформированные при построении сеточной геологической модели цифровые поля и файлы, описывающие систему блоков (их границы). Алгоритмы усреднения традиционны:

- при обработке полей эффективной мощности пластов среднее значение в блоке вычисляется как среднее арифметическое значений в ячейках сетки, попадающих внутрь блока;

- значения остальных параметров (водонасыщенность, пористость, абсолютная проницаемость) вычисляются как средневзвешенные по эффективной мощности значения соответствующей сеточной функции внутри блока.

### 3.6. ПОДСИСТЕМА «ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ»

Программные модули настоящей подсистемы обеспечивают расчеты по описанным выше алгоритмам приближенного решения сформулированной краевой задачи, вывод результатов в соответствующие файлы.

Все входные данные для расчета процесса нефтеизвлечения относятся к одной из двух групп:

- ♦ начальное состояние пластовой системы, включающее описание системы блоков, геофизические параметры скважин, геофизические параметры блоков;

- ♦ граничные условия, а именно: режимы работы каждой скважины на любой момент времени; давление и водонасыщенность на открытых внешних границах объекта; давление и водонасыщенность на проницаемых кровле и подошве объекта; текущие распределения типа коллектора по площади объекта моделирования для каждого пласта.

В подсистеме выполняются расчеты вариантов при адаптации и/или прогнозе. Основными приемами коррекции и настройки динамической модели являются изменения:

- функций относительных фазовых проницаемостей;
- геологической модели (распределения начальной нефтенасыщенности и проницаемости по площади объекта, уточнение типа коллектора);
- граничных условий (давления и водонасыщенности) на участках внешней границы;
- условий на кровле и подошве объекта;
- коэффициентов вертикальных перетоков;
- кода автоматического или фиксированного распределения дебита по пластам;
- фиксированного распределения дебита по пластам.

При выполнении настройки динамической модели может возникать необходимость изменения системы блоков блочной геологической модели.

Ядром подсистемы является программа *Din\_MDL*, которая после приема всех данных о начальном состоянии модели расчетных параметров начинает расчет

следующего временного слоя. Используя уравнения, приведенные в 2.3, рассчитываются значения давления и водонасыщенности на всех блоках и работающих в текущий момент скважинах. Автоматически отключаются обводнившиеся скважины и отслеживаются блоки, в которых давление в пласте упало ниже критического значения. Затем эта информация сохраняется в выходных файлах и становится начальным состоянием при расчете следующего временного слоя.

Выходная информация имеет структуру многомерного метакуба данных. На определенный момент времени по каждому моделируемому пласту, по каждому блоку и по выделенным участкам хранятся значения давления, водонасыщенности, плотности запасов, перегогов через горизонтальные и вертикальные границы. По скважинам и по каждому пласту на каждый момент времени хранится следующая информация: среднесуточный отбор жидкости (в м<sup>3</sup>), отбор нефти (фактический из истории или предполагаемый по режиму, результат расчета по модели); отбор воды (фактический из истории или предполагаемый по режиму, результат расчета по модели); водонасыщенность; давление (пластовое и забойное); накопленный отбор/закачку нефти и воды (фактический и по результатам расчета).

Анализ результатов расчетов представляет собой работу с описанным выше метакубом данных, специфической особенностью которого является многомерность. При этом возникает необходимость отслеживать изменения по многим переменным, что требует проводить соответствующие выборки и группировки. Чаще других анализируются графики, отображающие изменения различных параметров по времени. Если, например, контролируются или анализируются параметры скважин, то дополнительно предоставляются возможности группировки по отдельным пластам или нескольким из них, по выбираемым спискам скважин. Для визуализации распределения на площади объекта и изменения за заданный интервал контролируемых параметров (пластовое давление, нефтенасыщенность, плотность, выработка запасов) разработан специализированный программный комплекс «Анализ результатов моделирования», который на заданные даты производит выборку нужных числовых величин из таблиц-результатов расчета гидродинамической модели и автоматически формирует набор изображений тематических геологических карт.

При анализе результатов вычислительных экспериментов наиболее часто для графической визуализации применяются следующие способы: формирование и вывод графиков одномерных временных зависимостей отдельных параметров; формирование и вывод распределений и изменений за заданный промежуток времени, рассчитываемых на площади параметров пластов (для отдельных или усредненных по нескольким из них), т. е. временных зависимостей пространственно распределенных данных.

В первом случае достаточно произвести необходимые выборки, группировки и затем построить обычные линейные зависимости. При обработке данных расчетов за несколько лет нет необходимости использовать сглаживание, так как количество данных велико, они равномерно расположены по временной оси.

Во втором случае необходимо не только отобразить изменение по площади, времени некоторых параметров пласта, но и привязать их к реальным координатам на площади. В описываемом программном комплексе реализованы традиционные способы визуализации пространственных данных: построение карт изолиний и зон однородности цифровых полей (карт плотности). Кроме того, для ускоренной визуализации распределений параметров в блоках, как и в специализированных паке-

тах (LandMark, Schlumberger), разработана и используется визуализация создаваемых изображений с мозаичной раскраской блоков объекта. На таких изображениях могут быть представлены графические слои с элементами топоосновы и блоками, причем цвет заливки каждого из них устанавливается в зависимости от числового значения анализируемого параметра в центре блока. Система поддерживает «прокрутку» таких изображений на мониторе (типа мультипликации). Соответственно предварительно формируется набор изображений для разных моментов времени. При «прокрутке» можно наблюдать изменение с течением времени значений контролируемого параметра, отслеживая изменения, происходящие на мозаичных картах (частота смены кадров, масштаб и границы отображаемого фрагмента карты могут задаваться пользователем).

При анализе изменения полей за заданный промежуток времени в настоящей системе можно также использовать следующую методику: на каждую из дат рассчитывается цифровое поле (аппроксимацией по замерам в центрах блоков); затем строится поле их разности, а по нему – карта зон однородности. Такая карта дает наглядное представление об изменении со временем распределения параметра на площади.

Возможен и еще один подход. По рассчитанным цифровым полям на каждую из нескольких дат строятся карты изолиний по одним и тем же уровням. Изолинии для разных дат формируются с разными графическими атрибутами, например, на одну дату – сплошными линиями, на другую – пунктирными. Затем все карты одновременно отображаются в одном окне (т. е. несколько слоев изображений выводятся одновременно). На тех участках, где заметны отличия изолиний друг от друга, имеют место изменения рассчитываемого параметра за исследуемый временной интервал.

При построении карт изолиний и зон используется цифровое поле, рассчитанное аппроксимацией значений в точках замеров (см. 3.4). При этом источниками данных по пунктам замеров могут быть: реальные скважины, центры расчетных блоков.

#### 4. ОСНОВНЫЕ ПРАВИЛА И МЕТОДЫ АДАПТАЦИИ

Процесс адаптации модели фактически состоит в решении задачи восстановления на площади объекта многих взаимосвязанных и зависящих друг от друга параметров. Разработанную методику, организацию этого процесса пока не представляется возможным формализовать. Поэтому ниже описаны основные действия экспериментатора, который, чтобы успешно выполнить работу, должен понимать основные механизмы процессов. Можно выделить следующие три уровня адаптации: мега, макро и микро.

На мега-уровне при неизменной блочной геологической модели, изменяя функции относительных фазовых проницаемостей, добиваются того, чтобы на всем объекте в целом и желательно на каждом из отдельных выбранных участков воспроизводились накопленные отборы жидкостей. Нужное воспроизведение обеспечивается на заключительной стадии рассчитываемого временного интервала. При этом допустимой является ситуация, когда на одном из участков объекта по расчетным данным получается незначительное (до 10–15 %) занижение накопленного отбора одной из фаз, а на другом – завышение на столько же (при этом по объекту в целом показатели «погасят» друг друга).

На макро-уровне, изменяя на площади пластов распределения начальной нефтенасыщенности и абсолютной проницаемости (реже пористости и эффективной толщины), подбирая поправочные коэффициенты к функциям относительных фазовых проницаемостей по скважинам и блокам необходимо добиться того, чтобы основные параметры разработки (в первую очередь накопленные и текущие дебиты нефти), рассчитанные программой моделирования с одной стороны, и принятые за эталон с другой, были близки. Под близостью подразумевается воспроизведение основных тенденций по истории месторождения на выбранных участках, включающих до 10–15 близко расположенных скважин.

При выполнении адаптации микро-уровня необходимо подобрать такие параметры моделируемого резервуара, чтобы воспроизвести основные показатели работы (обводненность и давление) для каждой скважины. На этом этапе основным изменениям подвергаются распределения на площади объекта кодов типов коллектора (поровый, кавернозный, трещиноватый, порово-трещиноватый, порово-кавернозный – для каждого типа коллектора вводятся индивидуальные зависимости относительных фазовых проницаемостей от водонасыщенности). Так же подбираются параметры вертикальных перетоков и абсолютной проницаемости вблизи и на скважинах, распределения дебита по пластам.

Проиллюстрируем примерами основные методы адаптации модели на конкретных расчетных данных.

#### 4.1. О ВЛИЯНИИ ФУНКЦИЙ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ

Как указывалось выше, на мега-уровне основным инструментом для адаптации модели является изменение функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП). Изменение вида графиков этих функций достаточно сильно влияет на все рассчитываемые показатели модели (текущие, средние, накопленные). На рис. 4 а представлены графики для двух вариантов зависимостей относительных фазовых проницаемостей  $f_i(s)$ . На конкретном примере были приведены две соответствующие серии расчетов: с одним и другим набором функций, при неотличающихся остальных параметрах модели.

Графики накопленных отборов нефти и воды за моделируемый период времени представлены на рис. 4 б. Анализ эффекта от изменения функций относительных фазовых проницаемостей в этом и других вариантах расчета позволяет сделать следующий вывод: при сдвиге всех точек графиков влево по оси водонасыщенности модель отреагирует следующим образом: увеличится количество отобранной воды и она придет к добывающим скважинам заметно раньше. Таким образом, если в некоторый момент при моделировании залежи воды на большинстве скважин больше или меньше, чем это было в истории, то достаточно изменить функции относительных фазовых проницаемостей, сдвинув их графики по оси водонасыщенности в соответствующую сторону.

#### 4.2. МЕТОДИКА ПОДБОРА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ АБСОЛЮТНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ

В предоставляемой информации о геофизических параметрах пластов, как правило, меньше всего данных о значениях абсолютной проницаемости. Поэтому экспериментатор имеет широкие возможности настройки модели путем изменения-возможного ее распределения. В самом упрощенном виде правило определения

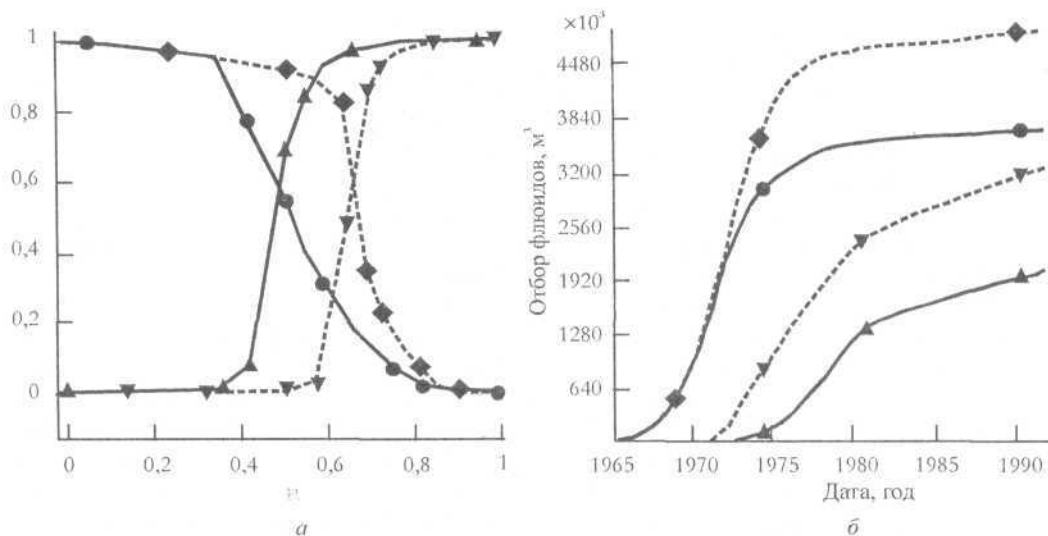


Рис. 4. Фазовые проницаемости (а) и соответствующие отборы (б) воды и нефти

этого параметра можно выразить следующим образом – при необходимости ускорить приток любой из фаз к конкретной скважине, необходимо повысить значение проницаемости по направлению потока. Однако в реальных условиях, т. к. скважины расположены достаточно близко друг от друга, зачастую после настройки и воспроизведения притока на одной из скважин оказываются «испорчены» результаты на группе близко расположенных скважин.

На рис. 5 а и 5 б представлены фрагменты карт зон распределения абсолютной проницаемости на площади моделируемого объекта, построенные по исходным данным и для адаптированного варианта. На изображениях показаны примитивы скважин с указанием их номеров. На рис. 5 в и 5 г даны графики накопленных отборов. Поясним основные изменения, которые произошли после введения граничных условий в межскважинном пространстве.

Для адаптированного варианта увеличена проницаемость на направлении от нагнетательной скважины 88 к добывающим скважинам 39, 156 и от скважины 17 к скважинам 48, 156, понижена проницаемость вблизи скважин 57 и 7, 81. Также изменения проведены вблизи скважин 110, 78, 165, 157, причем конфигурация вводимых подобластей вблизи них подбиралась, чтобы закачиваемая жидкость «приходила» не от скважин 88 и 17, а от нагнетательных скважин 85 и 16. Эффект изменений иллюстрируют графики 5 в и 5 г, на которых показана динамика отборов суммарно по всем добывающим скважинам участка (рис. 5 в) и по скважине 157 (рис. 5 г).

#### 4.3. О ПРАВИЛАХ ВОССТАНОВЛЕНИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАЧАЛЬНОЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ

В отличие от рассмотренной в предыдущем пункте абсолютной проницаемости значение нефтенасыщенности в исходных данных имеется практически по всем скважинам месторождения. Однако необходимо учитывать тот факт, что скважины вводятся в эксплуатацию в различные годы периода разработки месторождения и часто разница во времени получения замеров составляет 5–15 лет.

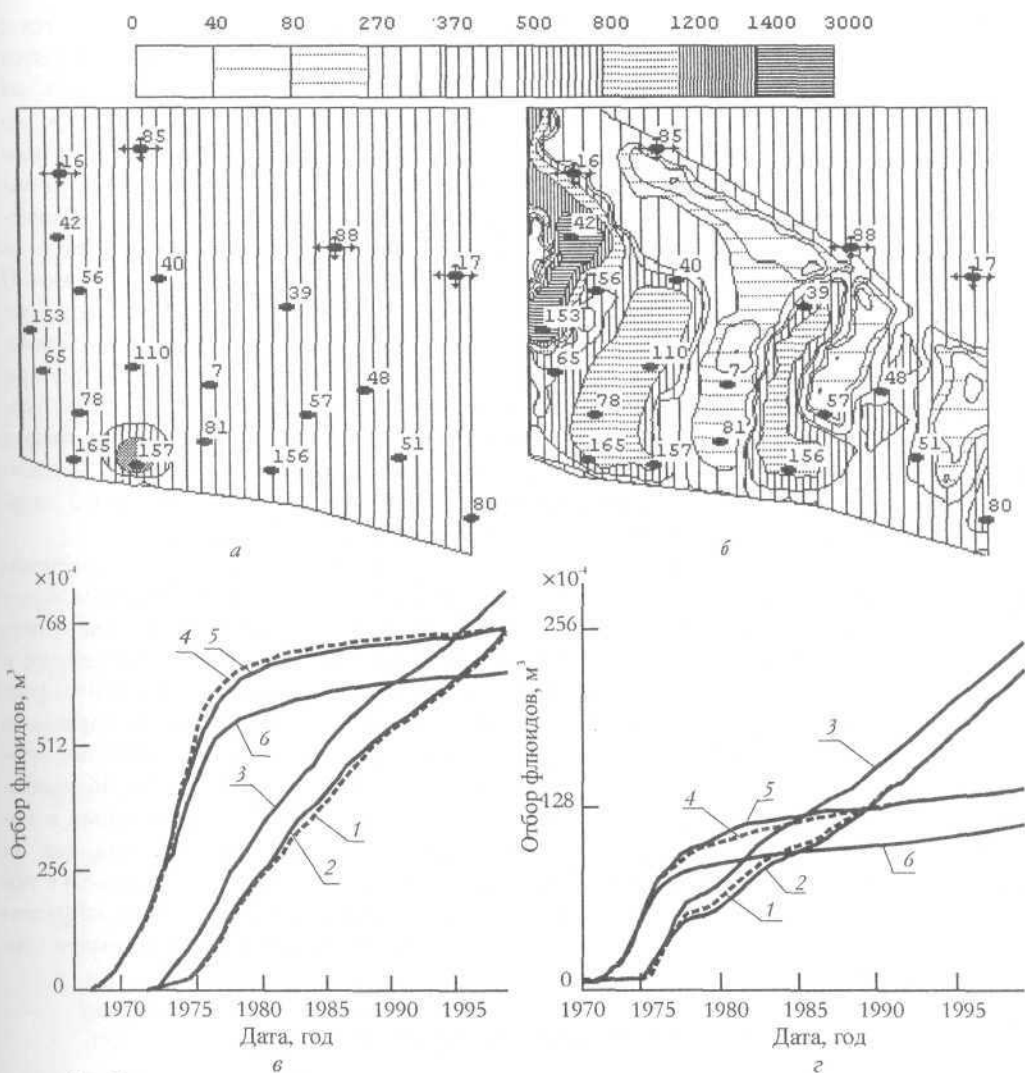


Рис. 5. Распределения абсолютной проницаемости (а, б) и соответствующие отборы (в, г):  
 1, 2, 3 – отборы воды; 4, 5, 6 – отборы нефти; 1, 4 – отборы по истории; 2, 5 – адаптированный вариант;  
 3, 6 – неадаптированный вариант

Понятно, что на значение нефтенасыщенности скважины, пробуренной через несколько лет интенсивной эксплуатации залежи, влияют все проведенные до этого времени мероприятия на соседних скважинах и рассчитывать (аппроксимацией замеров на всех скважинах) поле начальной нефтенасыщенности, вообще говоря, неверно. Существует два способа преодоления этой сложности. Можно разбить весь период разработки месторождения на несколько интервалов (2–5) и адаптировать модель на каждом из них. При этом при расчете начальной насыщенности каждого интервала адаптации следует учитывать лишь замеры на скважинах, произведенные в этом временном промежутке, и расчетные результаты на конец предыдущего периода адаптации.

При втором варианте поле начальной нефтенасыщенности рассчитывается с учетом всех скважин, на которых имеются замеры, однако дополнительно вводятся специальные граничные условия, позволяющие перед скважинами вводить на площади пласта «включения» повышенного содержания одной из фаз. Размер, местоположение и процентное содержание фазы во введенной неоднородности подбираются экспериментально. После расчета промежуточного варианта модели выбирается добывающая скважина (или их группа), на которой ни при каких изменениях значений абсолютной проницаемости не удастся обеспечить появление (или наоборот отсутствие) в нужный момент времени воды в отбираемой продукции. В начальное распределение водонасыщенности вблизи такой скважины по направлению фильтрационного потока вводится неоднородность с такими параметрами, чтобы она содержала именно нужный объем недостающей фазы. После этого при анализе результатов расчета очередного варианта прежде следует проверить, удалось ли воспроизвести динамику изменения накопленных показателей по фазам, зафиксированную в истории. Если вода по-прежнему появляется не в тот временной период, как по истории, то введенную неоднородность сдвигают ближе / дальше от скважины, не изменяя размер включения и объем фазы в нем.

Покажем влияние изменения начальной нефтенасыщенности сопоставлением двух вариантов расчета одного объекта с одинаковыми наборами параметров моделирования. На рис. 6 а и 6 б представлены фрагменты карт исходного и адаптированного распределений начальной нефтенасыщенности. Изменения, внесенные в процессе адаптации, были обусловлены следующим. При неадаптированном распределении на скважинах 42, 40, 56, 159, 166 в отбираемой жидкости не появилось в нужный момент достаточное количество воды. Причем никакие изменения проницаемости не позволяли исправить ситуацию. По скважинам 7, 57, 51, 46 наоборот, слишком быстро увеличилась обводненность. В результате внесенных в начальное распределение изменений адаптированный вариант принял вид, как на рис. 6 б, где около некоторых скважин введены специальные неоднородности с повышенным содержанием воды, а на других участках, наоборот, увеличена нефтенасыщенность. Соответственно изменяются показатели отборов – для примера они приведены на рис. 6 в и 6 г для скважин 7 и 42.

#### 4.4. ОБ УЧЕТЕ ТИПА КОЛЛЕКТОРА

Программный инструментарий настоящей системы позволяет в каждом блоке задавать индивидуальные зависимости относительных фазовых проницаемостей от насыщенности – так в системе идентифицируется тип коллектора.

Соответственно в программном комплексе моделирование наличия участков с преобладающим поровым, трещиноватым и порово-кавернозным коллекторами, которые значительно отличаются друг от друга своими функциями относительных фазовых проницаемостей, проводится следующим образом: для каждого блока предусмотрена возможность задания одного из нескольких наборов функций относительных фазовых проницаемостей. Например, при моделировании семилукской залежи Речицкого месторождения использовалось 6 функций: 3 для каждого из типов коллектора и 3 для переходных зон между ними. В системе разработан и используется специальный инструментарий, позволяющий интерактивно изменять тип коллектора в любом помеченном наборе блоков и визуализировать внесенные изменения.

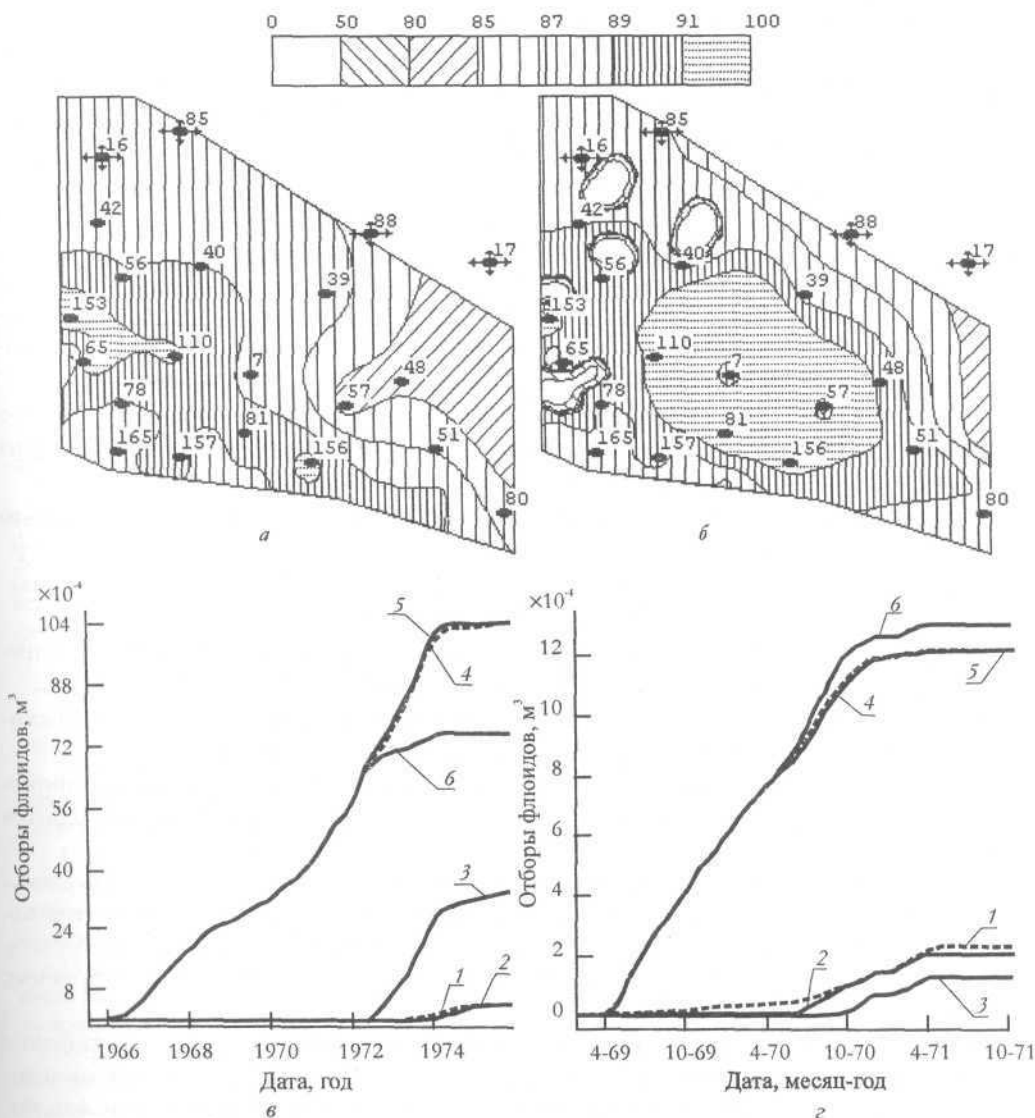


Рис. 6. Распределения начальной нефтенасыщенности (а, б) и соответствующие отборы (в, г)  
 1, 2, 3 – отборы воды; 4, 5, 6 – отборы нефти; 1, 4 – отборы по истории; 2, 5 – адаптированный вариант;  
 3, 6 – неадаптированный вариант

## 5. О МОНИТОРИНГЕ ПРОГНОЗНЫХ ВАРИАНТОВ

Основной целью создания гидродинамической модели объекта нефтеизвлечения является дальнейшее использование ее для расчета прогнозируемых показателей разработки.

Так как для воспроизведения процесса нефтедобычи необходимо задание граничных условий по скважинам на каждый рассчитываемый момент времени, разработаны программные модули автоматической подготовки и сопровождения вход-



ных данных для проведения краткосрочных прогнозов. Эти программные модули интегрированы в комплекс визуализации данных по формированию предлагаемых режимов работы скважин. Они позволяют: интерактивно формировать/изменять наборы данных с различными режимами работы добывающих и нагнетательных скважин для последующего расчета модели, визуализировать и сравнивать результаты расчета по нескольким вариантам работы скважин.

Отметим наиболее часто встречающиеся операции подготовки данных по предлагаемым режимам работы скважин.

- Автоматическое формирование режимов на несколько новых месяцев, с переносом полных режимов всех скважин месторождения из любого предшествующего периода. Это позволяет создать прогноз вида «Следующие  $L$  месяцев скважины работают так же, как в  $N$ -м году».

- Перенос режима работы одной скважины за указанный период на другую скважину. Это позволяет рассчитать прогноз вида: «На период от  $A$  до  $B$  скважина  $N$  будет работать как скважина  $M$  в период от  $A_0$  до  $B_0$ ».

- Изменение дебита по выбранным скважинам в несколько раз или на какую-то постоянную величину.

- Изменение на отдельных скважинах распределения дебита жидкости по пластам с моделированием регламентных работ.

- Задание на отдельных скважинах циклического режима работы, т. е. в определенный период скважина работает в несколько раз интенсивнее, чем в другой.

- Задание автоматически рассчитываемых дебитов на нагнетательных скважинах, чтобы компенсировать отбор жидкости из пласта на уровне в  $K$  %.

При работе в настоящей системе по экспертизе прогнозных вариантов применяется один из двух наиболее часто встречающихся вариантов изменения дебитов скважин:

- ♦ перераспределение дебитов на выбранной группе скважин так, чтобы уменьшить отборы на более обводнившихся скважинах и соответственно увеличить отборы на скважинах, расположенных в зоне с более высокой плотностью запасов (эти зоны обнаруживаются при анализе карт распределения запасов, построенных по результатам расчета модели);

- ♦ задание режимов работы нагнетательных и возможно добывающих скважин с тем, чтобы изменить направление фильтрационного потока и вовлечь в процесс участки с относительно высокой плотностью запасов (следует учитывать, что подобные изменения в пластовой системе происходят довольно медленно). Соответственно, необходимо учитывать, что эффект от моделируемых мероприятий можно ожидать с некоторой задержкой, обязательно проводить тщательный анализ распределений запасов и выработки.

Информацию с рекомендациями, где менять режимы, получают путем анализа прежде всего карт распределения плотности запасов, выработки, изобар, по которым нужно отслеживать, появились ли в контролируемой области объекта желаемые изменения и не повлекло ли это ухудшение ситуации на соседних частях площади. Как правило, решение об эффективности предлагаемых мероприятий повышения нефтеотдачи на моделируемом объекте принимается с учетом сопоставления результатов расчета для нескольких вариантов.

## ЛИТЕРАТУРА

1. *Седов А.И.* Методы подобия и размерности в механике. М., 1981.
2. *Маскет М.* Течение однородных жидкостей в пористой среде. М.; Л., 1949.
3. *Чарный И.А.* Подземная гидрогазодинамика. М., 1963.
4. *Бульгин В.Я.* Гидромеханика нефтяного пласта. М., 1974.
5. *Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М.* Движение жидкостей и газов в природных пластах. М., 1984.
6. *Алишаев М.Г., Розенберг М.А., Теслюк Е.В.* Неизотермическая фильтрация при разработке нефтяных месторождений. М., 1985.
7. *Данилов В.И., Кау Р.М.* Гидродинамические расчеты взаимного вытеснения жидкостей в пористой среде. М., 1980.
8. *Кричлоу Г.* Современная разработка нефтяных месторождений – проблемы моделирования. М., 1979.
9. *Азиз Х., Сеттари Э.* Математическое моделирование пластовых систем. М., 1982.
10. *Таранчук В.Б.* Численное моделирование процессов двухфазной многокомпонентной фильтрации в неоднородной пористой среде. Дис. ... докт. физ.-мат. наук. Казань. 1992.
11. *Буйкис А.А., Золотухин А.Б., Таранчук В.Б.* О программном обеспечении вычислительного эксперимента в задачах неизотермической двухфазной многокомпонентной фильтрации // Прикладные задачи математической физики. Рига, 1985. С. 191–205.
12. *Таранчук В.Б., Чудов А.А.* Численное моделирование процессов двухфазной многокомпонентной фильтрации // Современные проблемы и математические методы теории фильтрации. М., 1987. С. 184–194.
13. *Коновалов А.М.* Задачи фильтрации многофазной жидкости. Новосибирск, 1988.
14. *Бульгин В.Я.* Правдоподобное моделирование. Казань, 1985.
15. *Золотухин А.Б.* Моделирование процессов извлечения нефти из пластов с использованием методов повышения нефтеотдачи. М., 1990.
16. *Никифоров А.И., Таранчук В.Б.* О моделировании нефтеизвлечения в системе вертикальных и горизонтальных скважин // Международная конференция «Математические модели и численные методы механики сплошных сред». Новосибирск, 1996. С. 418–419.
17. *Никифоров А.И., Таранчук В.Б.* Об одном подходе к прогнозированию разработки нефтяных пластов горизонтальными скважинами на основе двумерных моделей // Современные вопросы оптики, радиационного материаловедения, информатики, радиофизики и электроники. Мн., 1996. Ч. 1. С. 288–295.
18. *Клибчук А.И., Таранчук В.Б.* Программный сервис комплекса динамического прогнозирования разработки нефтяных месторождений // Современные вопросы оптики, радиационного материаловедения, информатики, радиофизики и электроники. Мн., 1996. Ч. 1. С. 296–301.
19. *Лихтарович П.В., Мартинчик А.М., Таранчук В.Б.* Программное обеспечение вычислительных экспериментов по мониторингу вариантов разработки нефтяных месторождений // Актуальные проблемы информатики. Сб. тр. IV Междунар. науч. конф. Мн., 1998. С. 30–34.