МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский
технический университет имени К. И. Сатпаева

Г.А. Баймаханов

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Рекомендовано Научно-методическим советом университета
в качестве учебного пособия

Алматы 2017

УДК 004.4 (075)
ББК 32.973.202 я73
Б 18

Рецензенты:
Кумар Б. К., д-р техн. наук, проф., КазНТУ им. К.И. Сатпаева,
Жанбыров Ж .Г., д-р техн. наук, проф., Центрально-Азиатский Университет,
Мусабаев М. О., канд. техн. наук, проф., Центрально-Азиатский Университет

Печатается по плану издания Министерства образования и науки Республики Казахстан на 2017 год.

Баймаханов Г. А.

Б 18 Компьютерное моделирование при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений: Учеб. пособие. / *Г. А. Баймаханов* –Алматы: КазНИТУ, 2017.– 149 с. Ил. 36. Табл. 6. Библиогр. – 12 назв.
ISBN 978-601-323-069-6

В пособии приведены основные сведения по математическому и компьютерному моделированию при эксплуатации нефтегазовых месторождений, в таких направлениях как разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. Изложены основные сведения о классификации моделирования, геологическом и гидродинамическом моделировании нефтяных и газовых месторождений, об основных программных продуктах, используемых при создании компьютерных моделей. Рассмотрены модели технологических процессов и моделирующих программ в нефтегазовой отрасли. Даны рекомендации по конструированию математических и компьютерных моделей, их анализ и примеры программных систем. В настоящем пособии уделено внимание описанию состояния использования суперкомпьютерных технологий в нефтегазовой отрасли, анализу текущих и перспективных потребностей нефтегазовой отрасли в использовании высокопроизводительных вычислений. Одним из эффективных подходов к обучению и повышению является применение компьютерных тренажеров реального времени.

В учебном пособии большое внимание уделено реализации системного подхода при выборе рациональной технологии добычи нефти, что является актуальным в рамках инновационной образовательной программы. В учебном пособии раскрываются основные положения компьютерного инженерного анализа моделирования в примерах, решенных с помощью разных программ, которые имеют расширенные вычислительные возможности для магистрантов и докторантов, а также студентам соответствующих направлений подготовки специальностей.

ISBN 978-601-323-069-6

© Баймаханов Г. А. 2017
© КазНИТУ им. К. И. Сатпаева, 2017

ВВЕДЕНИЕ

Современному специалисту необходимо иметь инструмент, который позволял бы оценивать имеющиеся факторы (технологии, технологические решения и т. п.) и определять их взаимосвязь с полученным решением. Этот инструмент должен позволять эффективно принимать решения выбирать необходимые средства изменения и уточнения систем и объектов в процессе работы. Поскольку объектом изучения является пласт, то исследованию подлежат механизмы нефтегазоотдачи. Основная цель изучения пласта – прогноз его состояния в динамике и оценка путей увеличения текущего и конечного коэффициента извлечения углеводородов и других показателей эффективности разработки. При прогнозе состояния пласта осуществляется оценка показателей разработки, а также полей давления, насыщенностей и т. д.

Процесс моделирования представляет собой воспроизведение поведения объекта с помощью модели. Важно отметить, что моделирование ни в коей мере не заменяет непосредственного изучения объекта, которое и является основным источником информации об объекте, используемой при моделировании. В настоящем пособии компьютерное моделирование процессов разработки осуществляется на основе математической модели пласта. Создание математической модели требуют существенных знаний математики и вычислительной техники. Однако пользоваться этой моделью должен любой квалифицированный специалист в области нефтепромыслового дела. В настоящее время все нефтедобывающие компании мира принципиальные решения по реализации процессов нефтеизвлечения принимают на основании результатов гидродинамического моделирования с использованием трехмерных трехфазных моделей залежей. Гидродинамическое моделирование процессов разработки нефтегазовых залежей является основным инструментом при решении на современном уровне. В арсенале нефтедобывающих компа-

ний мира в настоящее время имеется ряд высокоэффективных программных комплексов (ПК) геологического и гидродинамического моделирования. В Казахстане наибольшее применение получили следующие ПК: More (ROXAR), ECLIPSE (Schlumberger), Desktop-VIP (Landmark Graphics Corporation), LAURA.

Моделирование процесса разработки месторождений углеводородов условно можно подразделить на несколько стадий. Первая стадия – это этап создания геолого-математической модели объекта разработки. Вторая стадия – выбор и создание гидродинамической модели объекта разработки. Третья стадия – адаптация гидродинамической модели путем восстановления истории разработки объекта с целью уточнения (корректировки) самой модели и исходных физических характеристик пластов и пластовых флюидов. Четвертая стадия – прогноз показателей разработки объекта (пласта). Приведенные в пособии материалы для организации практических занятий нацеливают обучающихся на освоение методик компьютерного моделирования и инженерного анализа на разработку и эксплуатацию месторождений.

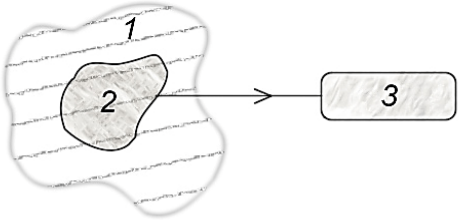
1. ОСНОВЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО И КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ

1.1. Классификация видов моделирования

Моделирование представляет собой исследование объектов познания на моделях: построение и изучение моделей реально существующих предметов и явлений (инженерных конструкций, разнообразных технологических процессов и конструируемых объектов) с целью определения, изучения и уточнения их характеристик.

В свою очередь модель, в широком понимании, определяется как образ (условный или мыслимый, например схема, чертеж, карта, система уравнений и т. д.) какого-либо объекта или системы объектов используемых в определенных условиях в качестве их заменителя или «представителя». Таким образом, модель – это представление того, что считается наиболее характерным в изучаемом объекте или системе. Сложность реальных систем очень сильно затрудняет их исследование. Поэтому важно выделить те существенные факторы, которые играют доминирующую роль в исследуемом процессе и на их основе строить модель [1–4].

На рис. 1.1 схематично представлены уровни абстракции, соответствующие переходу от реальной системы к ее модели.



1 - Реальная система
2- Основные определяющие факторы ее "поведения"
3 - модель

Рис. 1.1. Схема получения моделей

Образ реальной системы отличается от системы-оригинала тем, что в нем находят отражения только доминирующие факторы (переменные, ограничения, основные параметры), определяющие главную линию поведения реальной системы. Модель, будучи дальнейшим упрощением образа системы-оригинала, представляет собой наиболее существенные для описания системы соотношения в виде целевой функции и совокупности ограничений.

Моделирование представляет собой процесс замещения объекта исследования некоторой его моделью и проведение исследований на модели с целью получения необходимой информации об объекте. Модель – это физический или абстрактный образ моделируемого объекта, удобный для проведения исследований и позволяющий адекватно отображать интересующие исследователя физические свойства и характеристики объекта. Удобство проведения исследований может определяться различными факторами: легкостью и доступностью получения информации, сокращением сроков и уменьшением материальных затрат на исследование и др.

Рассмотрим краткую классификацию видов моделирования систем (рис. 1.2).

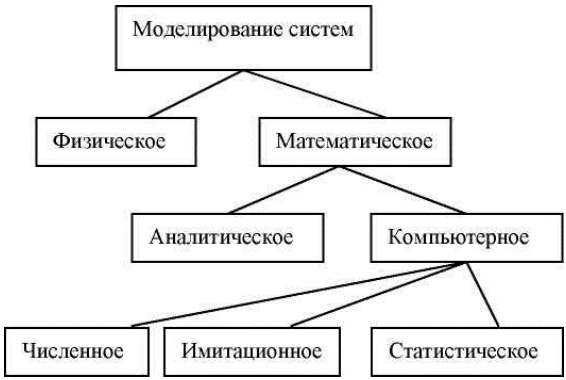


Рис. 1.2. Классификация видов моделирования систем

Модель есть материально или теоретически сконструированный объект, который заменяет (представляет) объект исследования в процессе познания, находится в отношении сходства с последним и более удобен для исследования. Метод исследования, базирующийся на разработке и использовании моделей, называется **моделированием**. *Подобие между моделируемым объектом и моделью* может быть *физическое, структурное, функциональное, динамическое, вероятностное и геометрическое*. При *физическом подобии* объект и модель имеют одинаковую или сходную физическую природу.

Структурное подобие предполагает наличие сходства между структурой объекта и структурой модели. При выполнении объектом и моделью под определенным воздействием сходных функций наблюдается *функциональное подобие*. При наблюдении за последовательно изменяющимися состояниями объекта и модели отмечается *динамическое подобие*, вероятностное подобие при наличии сходства между процессами *вероятностного характера* в объекте и модели, а *геометрическое подобие* при сходстве пространственных характеристик объекта и модели. На сегодняшний день общепризнанной единой классификации моделей не существует. Однако из множества моделей можно выделить *словесные, графические, физические, экономико-математические и некоторые другие типы*. *В статических моделях* система описана в статике, применительно к одному определенному моменту времени. Это как бы снимок, срез, фрагмент динамической системы в какой-то момент времени. Динамические модели описывают систему в развитии. По цели создания и применения различают модели: балансовые; эконометрические; оптимизационные; сетевые; систем массового обслуживания; имитационные (экспертные).

Имитационное моделирование (ИМ) – распространённая разновидность аналогов моделирования, реализуемого с помощью набора математических инструментальных средств, специальных имитирующих программных средств и технологий программирования, позволяющих посредством процессов аналогов провести целенаправленное исследование структуры и функций реального сложного процесса в памяти компьютера в режиме «имитации», выполнить оптимизацию некоторых его параметров. *Имитацион-*

ной моделью (ИМ) называется специальный программный комплекс, позволяющий имитировать деятельность какого-либо сложного объекта. Он выполняет на компьютере параллельно взаимодействующие процессы, которые являются по своим временным параметрам (с точностью по масштабам времени и пространства) аналогами исследуемых процессов.

Типовые задачи, решаемые средствами компьютерного моделирования: анализ сетевой модели для проектов замены и наладки производственного оборудования с учётом возникновения неисправностей; анализ работы автотранспортного предприятия, занимающимся коммерческим перевозом грузов, с учётом спецификации товарных и денежных потоков в регионе и т. д. *Формализованное описание модели:* графическое изображение ИМ, функций, каждого подпроцесса, условий взаимодействия всех подпроцессов и особенности поведения моделируемого процесса (временная, пространственная и финансовая динамика) должны быть описаны на специальном языке для последующей трансляции. Существуют следующие способы: описание вручную на языке типа GPSS, Pilgrim, или Visual Basic; автоматизированное описание с помощью компьютерного графического конструктора во время проведения структурного анализа, т. е. с незначительными затратами на программирование.

Моделирование – творческий процесс, но, тем не менее, существует алгоритм, т. е. определенный набор шагов (этапов) при разработке математической модели. *Укрупненно процесс моделирования можно разбить на перечисленные ниже этапы. На первом этапе* определяют конечные цели моделирования, набор факторов и показателей, взаимосвязь между ними и их роль в рамках поставленной задачи: какие из них можно считать входными, а какие – выходными. *На втором этапе* приступают к постулированию, математической формализации и, если возможно, к экспериментальной проверке исходных допущений. Если принимаемые допущения не могут быть проверены экспериментально, то их подкрепляют известными теоретическими рассуждениями о механизме, природе и качественном характере «физики» исследуемого процесса или объекта. Второй этап называют этапом анализа априорной информации. *Третий этап*

называют собственно моделирующим. Он включает в себя непосредственный вывод общего вида модельных соотношений, связывающих входные и выходные параметры между собой. Следует подчеркнуть, что на данном этапе определяется лишь структура модели, в которой, наряду с известными числовыми значениями, будут присутствовать величины, физический смысл которых определен, а числовые значения – нет. *На четвертом этапе* моделирования (статистический анализ модели) с помощью методов статистической обработки данных решают задачу наилучшего подбора неизвестных параметров, входящих в аналитическую запись модели, и исследования свойств полученных оценок. *Пятый этап* посвящен процедуре сопоставления модельных значений с реально наблюдаемой действительностью. Это этап статистического анализа адекватности модели. *На шестом этапе* планируют и проводят исследования, направленные на уточнение модели, т. е. на дальнейшее развитие и углубление второго этапа, который в определенной мере является ключевым. Необходимость шестого этапа зависит от результатов пятого. Таким образом, моделирование требует серьезной подготовки и переработки большого объема информации, сочетает в себе трудоемкость и неопределенность, что говорит о стохастическом (вероятностном) характере всех достаточно серьезных математических моделей.

Для построения математической модели необходимо: 1. Тщательно проанализировать реальный объект или процесс; 2. Выделить его наиболее существенные черты и свойства; 3. Определить переменные, т. е. параметры, значения которых влияют на основные черты и свойства объекта; 4. Описать зависимость основных свойств объекта, процесса или системы от значения переменных с помощью логико-математических соотношений (уравнения, равенства, неравенства, логико-математические конструкций); 5. Выделить внутренние связи объекта, процесса или системы с помощью ограничений, уравнений, равенств, неравенств, логико-математических конструкций; 6. Определить внешние связи и описать их с помощью ограничений, уравнений, равенств, неравенств, логико-математических конструкций.

Польза от компьютерного моделирования по сравнению с натурным экспериментом: 1) это дешевле; 2) это быстрее. В некоторых процессах, где натурный эксперимент опасен для жизни и здоровья людей, вычислительный эксперимент является единственно возможным (термоядерный синтез, освоение космического пространства, проектирование и исследование химических и других производств). Для проверки адекватности математической модели и реального объекта, процесса или системы результаты исследований на ЭВМ сравниваются с результатами эксперимента на опытном натурном образце. Результаты проверки используются для корректировки математической модели или решается вопрос о применимости построенной математической модели к проектированию либо исследованию заданных объектов, процессов или систем. В задачах проектирования или исследования поведения реальных объектов, процессов или систем чаще всего используются математические модели типа ДНА (детерминированная, непрерывная, аналитическая). Методы решения математических задач можно разделить на 2 группы: 1. Точные методы решения задач (ответ получается в виде формул); 2. Численные методы решения задач (формулы нет, но можно построить много арифметических операций, которые приведут к решению). Численные методы разрабатываются вычислительной математикой и особенно актуальны при применении ЭВМ.

Принципы компьютерного моделирования: Компьютерное моделирование требует абстрагирования от конкретной природы явлений, построения сначала качественной, а затем и количественной модели. За этим следует проведение серии вычислительных экспериментов на компьютере, интерпретация результатов, сопоставление результатов моделирования с поведением исследуемого объекта, последующее уточнение модели и т. д. *К основным этапам компьютерного моделирования относятся:* постановка задачи, определение объекта моделирования; разработка концептуальной модели, выявление основных элементов системы и элементарных актов взаимодействия; формализация, т. е. переход к математической модели; создание алгоритма и написание программы; планирование и проведение компьютерных экспериментов; анализ и интерпретация результатов.

Различают аналитическое и имитационное моделирование. Аналитическими называются модели реального объекта, использующие алгебраические, дифференциальные и другие уравнения, а также предусматривающие осуществление однозначной вычислительной процедуры, приводящей к их точному решению. *Имитационными* называются математические модели, воспроизводящие алгоритм функционирования исследуемой системы путем последовательного выполнения большого количества элементарных операций. Принципы моделирования состоят в следующем: 1. *Принцип информационной достаточности.* При полном отсутствии информации об объекте построить модель невозможно. При наличии полной информации моделирование лишено смысла. Существует уровень информационной достаточности, при достижении которого может быть построена модель системы. *2. Принцип осуществимости.* Создаваемая модель должна обеспечивать достижение поставленной цели исследования за конечное время. *3. Принцип множественности моделей.* Любая конкретная модель отражает лишь некоторые стороны реальной системы. Для полного исследования необходимо построить ряд моделей исследуемого процесса, причем каждая последующая модель должна уточнять предыдущую**.** *4. Принцип системности.* Исследуемая система представима в виде совокупности взаимодействующих друг с другом подсистем, которые моделируются стандартными математическими методами. При этом свойства системы не являются суммой свойств ее элементов. *5. Принцип параметризации.* Некоторые подсистемы моделируемой системы могут быть охарактеризованы единственным параметром: вектором, матрицей, графиком, формулой. *Компьютерное моделирование систем часто требует решения дифференциальных уравнений.* Важным методом является метод сеток, включающий в себя метод конечных разностей Эйлера. Он состоит в том, что область непрерывного изменения одного или нескольких аргументов заменяют конечным множеством узлов, образующих одномерную или многомерную сетку, и работают с функцией дискретного аргумента, что позволяет приближенно вычислить производные и интегралы. При этом бесконечно малые приращения функции $f = f(x, y, z, t)$ и приращения ее аргументов заменяются малыми, но конечными разностями.

Компьютерная программа. Самостоятельно составьте алгоритмы нахождения производных и интегралов. Ниже представлены примеры программ. Первая программа позволяет вычислить первую и вторую производные функции $y = x^3 - x^2 + 3$ в точке с координатой $x = 0$, а также найти ее интеграл в интервале от $a = 1$ до $b = 3$ методом трапеций. Вторая программа определяет интеграл функции $y = x^2$ в интервале от 0 до 1 методом Монте-Карло (Метод Монте-Карло нахождения площади криволинейной трапеции под кривой $y = y(x)$ состоит в следующем. Представим себе прямоугольник, ограниченный пределами интегрирования a и b, осью x и горизонталью $y = c$, внутри которого находится эта криволинейная трапеция. Площадь прямоугольника равна $(b - a)c$. Задавая случайным образом координаты xi, yi, поместим внутрь прямоугольника N точек. Подсчитаем число n точек, оказавшихся внутри криволинейной трапеции, то есть удовлетворяющих условию $yi < y(xi)$. Площадь криволинейной трапеции будет во столько раз меньше площади выбранного прямоугольника, во сколько раз n меньше N. Поэтому при N, стремящемуся к бесконечности дробь $n(b - a)c / N$ стремится к пределу, равному искомому интегралу.).

```
program PROGRAMMA1_1;
uses crt;
var  x,y1,y2,y3,a,b,h,S :real;
Function Funct(x:real):real;
begin  {Задание функции}
Funct:=x*x*x-x*x+3;
end;
BEGIN  {Основная программа}
clrscr; x:=3; h:=0.001;
y1:=Funct(x-h);
y2:=Funct(x);
y3:=Funct(x+h);
Writeln('Первая производная  ', (y2-y1)/h:3:3);
Writeln('Вторая производная  ', (y1-2*y2+y3)/(h*h):3:3);
a:=1; b:=3; x:=a; S:=0;
Repeat  {Интеграл}
S:=S+0.5*(Funct(x)+Funct(x+h))*h; x:=x+h;
```

```
until x>b;
Writeln('Интеграл  ',S:3:3);
Repeat until KeyPressed;
END.
```

```
program PROGRAMMA1_2;
uses crt;
const NN=10000;
var x,y,xx,yy: real;
n,i: integer;
function Funct(x:real):real;
begin Funct:=x*x; end;
BEGIN  {Основная программа}
clrscr; Randomize; n:=0;
for i:=1 to NN do
begin
x:=Random(1000)/1000;
yy:=Random(1000)/1000;
if yy<Funct(x) then n:=n+1;
end;
writeln('Интеграл равен ',n/NN);
Repeat until KeyPressed;
END.
```

1.2. Адаптация компьютерной модели

Математическая модель представляет собой приближенное описание поведения изучаемого объекта с помощью математических символов. Процесс математического моделирования – изучения объекта с помощью математической модели – можно условно подразделить *на четыре взаимосвязанных этапа:* 1) формулирование в математических терминах законов, описывающих поведение объекта; 2) решение прямой задачи, т. е. получение путем исследования модели выходных данных для дальнейшего сопоставления с результатами наблюдений за объектом моделирования; 3) адаптация модели по результатам наблюдения, решение обратных задач, т. е. определение харак-

теристик модели, которые оставались неопределенными; 4) анализ модели, ее модернизация по мере накопления новой информации об изучаемом объекте, постепенный переход к новой более совершенной модели.

Первый этап моделирования требует глубоких знаний об изучаемом объекте. Для создания модели пластовой системы используются обширные сведения из геологии и геофизики, гидромеханики и теории упругости, физики пласта и химии, теории и практики разработки месторождений, математики, численных методов и программирования. На этом этапе формулируются основные уравнения, описывающие процесс фильтрационного переноса жидкостей и газов в пористой среде и выражающие законы сохранения массы, энергии, закон движения, уравнение состояния. Определяются совокупности начальных и граничных условий, для которых будет решаться сформулированная система дифференциальных уравнений в частных производных. Количество и тип уравнений зависят от особенностей рассматриваемой задачи: геологического строения пласта, свойств фильтрующихся флюидов, моделируемого процесса добычи. Затем разрабатываются численные методы и алгоритмы для решения поставленной задачи. Создается математическая модель фильтрации – компьютерная программа, которая решает уравнения тепло- и массопереноса с заданными начальными и граничными условиями.

На втором этапе осуществляется решение прямой задачи для конкретного объекта разработки, т. е. для заданного набора входных данных. Формирование набора входных данных является самостоятельной сложной проблемой. На этом этапе информация о строении и свойствах пласта и насыщающих его жидкостей, о режимах и показателях работы скважин, преобразуется к виду, требуемому для ввода в модель фильтрации. Важнейшим элементом моделирования является построение трехмерной геометрической модели пласта на основе интерпретации сейсмических исследований с последующим насыщением этой модели информацией о распределении основных геолого-физических характеристик пласта (пористости, проницаемости, насыщенности и др.) по данным геофизических и гидродинами-

ческих исследований скважин и изучения керна с использованием детерминистических или геолого-статистических методов. Объем пласта рассматривается как упорядоченная совокупность блоков, каждому из которых приписывается по одному значению каждого параметра. Ввод свойств породы и флюидов для каждого расчетного блока, площадь сечения которого в горизонтальной плоскости определяется сотнями квадратных метров при толщине в несколько метров, является очень сложной и трудоемкой задачей. Масштаб керна определяется сантиметрами. Геофизические измерения в скважинах, как правило, имеют радиус проникновения в пласт порядка нескольких метров. О строении и свойствах межскважинного пространства можно судить только по данным отраженных сейсмических волн и вертикального сейсмического профилирования, а также по результатам гидродинамических исследований пласта, в частности, пьезометрии (гидропрослушивания). Однако по данным сейсмики не могут быть непосредственно определены свойства породы и пласта. Результаты закачки трассеров, гидропрослушивания и т. п., позволяют лишь косвенно оценивать осредненные значения фильтрационно-емкостных параметров, но не могут дать детальной картины распределения свойств. Поэтому при заполнении массивов данных о свойствах породы и жидкостей необходимо, во-первых, решать проблему интерполяции и экстраполяции данных измерений по скважинам на межскважинное пространство, а во-вторых, проблему усреднения или масштабирования данных, полученных на масштабах керна и геофизических исследований, на масштаб расчетных блоков. Проблема усреднения проницаемости, и особенно относительных фазовых проницаемостей, является очень сложной и до сих пор остается областью активных научных исследований. Перечисленные факторы в совокупности с ошибками измерений и низким качеством исходных данных, которое иногда имеет место, приводят к неопределенности в описании коллектора. Задача последующего моделирования – по возможности уменьшить эту неопределенность. В результате решения прямой задачи, т. е. проведения гидродинамических расчетов для заданного набора входных данных, определяются выходные характеристики модели – рас-

пределение потоков и давлений в пласте во времени, дебиты скважин и т. п. Эти результаты могут быть сопоставлены с данными наблюдений – замерами давлений и дебитов, показателями работы скважин.

На третьем этапе моделирования осуществляется адаптация математической модели по данным наблюдений. Путем воспроизведения истории разработки месторождения осуществляется уточнение основных фильтрационно-емкостных параметров пласта, заложенных в модель. Чаще всего корректируются абсолютные и фазовые проницаемости, объем законтурной области, коэффициент сжимаемости пор, коэффициенты продуктивности и приемистости скважин. Обратная задача решается итерационно до тех пор, пока модель фильтрации не воспроизведет распределение давления и насыщенностей, которое возникает в результате приложенного воздействия – заданных режимов работы добывающих и нагнетательных скважин. Этот этап моделирования, очень трудоемкий и требующий большого опыта и знаний, является необходимым для достоверного прогнозирования поведения пласта и оценки технологических показателей вариантов разработки. Построенная таким образом модель объекта разработки используется затем для прогнозирования и планирования добычи, оценки запасов, комплексной оптимизации пласта.

На четвертом этапе моделирования по мере накопления информации об объекте модель пласта уточняется, совершенствуется, отражает новую информацию о пласте, технологические решения, применяемые на месторождении, и может использоваться для дальнейшего управления процессом разработки. В этом случае можно говорить о постоянно действующей геолого-технологической модели месторождения.

Процесс моделирования представляет собой воспроизведение поведения объекта с помощью модели. Важно отметить, что моделирование ни в коей мере не заменяет непосредственного изучения объекта, которое и является основным источником информации об объекте, используемой при моделировании. Используются модели трех типов: физические, математические и аналоговые. В настоящем пособии компьютерное моделиро-

вание процессов разработки осуществляется на основе математической модели пласта, которая приближенно описывает гидродинамику фильтрационных потоков.

Создание математической модели требуют существенных знаний математики и вычислительной техники. Однако пользоваться этой моделью должен любой квалифицированный специалист в области нефтепромыслового дела. В процессе моделирования применяется цепь обратной связи (рис. 1.3). Естественно, что модель реализуется с помощью программных продуктов. Все остальные блоки, показанные на рис. 1.3, относятся к области деятельности инженера.

Процесс моделирования начинается с того, что в модель вводятся исходные данные, с помощью которых модели получают выходные параметры. Эта информация анализируется с точки зрения эффективности влияния произошедших изменений на рабочие характеристики процесса (динамику показателей разработки). Если необходимо, проводится коррекция, а затем процесс моделирования повторяется. Это обычная схема исследования физического процесса или объекта.

Исходными данными при построении залежей углеводородов являются данные сейсморазведки, ГИС, результаты исследований керна, данные инклинометрии, альтитуды и координаты устьев скважин, граничные и критические значения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), данные испытания скважин, результаты замеров по скважинам объема добытой продукций и ее состава, данные о состоянии фонда скважин.

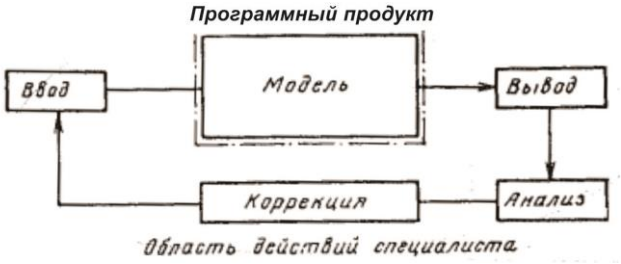


Рис. 1.3. Схема процесса математического моделирования

Гидродинамическое моделирование процессов разработки нефтегазовых залежей является основным инструментом при решении на современном уровне следующих основных нефтепромысловых задач: оценка геологических и извлекаемых запасов нефти и газа; обоснование величины коэффициентов извлечения нефти (КИН), газа (КИГ) и конденсата (КИК); прогнозирование добычи нефти и газа; оптимизация системы разработки; исследование движения флюидов в пласте; оценка эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти; экономическая оценка процессов нефтегазоизвлечения.

В арсенале нефтедобывающих компаний мира в настоящее время имеется ряд высокоэффективных программных комплексов (ПК) геологического и гидродинамического моделирования. В СНГ наибольшее применение получили следующие ПК: More (ROXAR), ECLIPSE (Schlumberger), Desktop-VIP (Landmark Graphics Corporation), LAURA; (Россия, ВНТИ-нефть).

Моделирование процесса разработки месторождений углеводородов условно можно подразделить на несколько стадий.

Первая стадия – это этап создания геолого-математической модели объекта разработки.

Вторая стадия – выбор и создание гидродинамической модели объекта разработки.

Третья стадия – адаптация гидродинамической модели путем восстановления истории разработки объекта с целью уточнения (корректировки) самой модели и исходных физических характеристик пластов и пластовых флюидов.

Четвертая стадия – прогноз показателей разработки объекта (пласта).

Каждое месторождение уникально, неправильное применение тех или иных методов воздействия на пласт может привести к непоправимым последствиям для разработки. Поэтому оценку эффективности различных технологий с учетом особенностей конкретного объекта (пласта) и прогнозирование поведения этого объекта целесообразно осуществлять с помощью предварительного моделирования на подробных гидродинамических моделях, т. е. решать исследовательские задачи. Для этого используется подробная секторная гидродинамическая модель, которая отличается небольшими геометрическими размерами.

Под исследовательскими задачами фильтрации понимается: изучение механизмов фильтрации с учетом геолого-промысловых особенностей для обоснования современных и перспективных технологий разработки и технологических решений.

Именно решению исследовательских задач теории фильтрации и посвящено настоящее учебное пособие. Результаты решения исследовательских задач теории фильтрации используются при обосновании технологии разработки и технологических решений с учетом показателей технологической и технико-экономической эффективности разработки месторождения. Это обуславливает необходимость системного подхода, основанного на взаимосвязи элементов добывающей системы.

Кратко проиллюстрируем взаимосвязи между входными и выходными данными различных подсистем нефтедобычи (рис. 1.4).



Рис. 1.4. Сущность применения системного подхода в нефтедобыче

При расчетах динамики показателей разработки одновременно с дебитами на модели можно определить и забойные давления в скважине – данные, которые используются для выбора подземного или наземного оборудования.

В проектах вторичных методов разработки вне зависимости от вида закачиваемого агента (воды или газа) необходимо знать его объемы и давление нагнетания (выходные данные при гидродинамическом моделировании). С помощью этих параметров выбирают оборудование для закачки агента и проектируют системы водоснабжения, водоподготовки или газопереработки.

Получаемая на выходе (после гидродинамических расчетов) информация может быть использована специалистами при бурении и строительстве скважин, по добыче нефти и газа, а также по подготовке нефти и газа к транспорту и воды под закачку. Рассчитанная динамика пластового давления является основой принятия решений по управлению энергетическим состоянием пласта, т. е. используется специалистами по поддержанию пластового давления. Наконец, после получения данных по динамике показателей разработки и объему закачиваемого агента можно определить показатели, необходимые для проведения экономических расчетов. Экономический анализ – основа для сравнения эффективности различных технологий добычи нефти, что особенно актуально с учетом современных реалией.

Следует отметить, что математическое моделирование нефтяных пластов – инструмент, позволяющий специалисту глубже изучить механизм нефтеотдачи путем изучения изменения динамики показателей разработки в зависимости от изменения управляющих воздействий – параметров технологий, технологических решений и т. д. Вместе с тем, моделирование технологий не может заменить инженерную деятельность, поскольку грамотно поставить эксперимент и правильно интерпретировать результаты расчетов могут только специалисты, хорошо понимающие механизм процессов, протекающих в пласте при разработке месторождений углеводородов.

2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

2.1. Создание геологической модели объекта

В настоящее время в практике разработки нефтегазовых месторождений реализуется отраслевая концепция по созданию постоянно действующих моделей объектов разработки.

Создание геологической модели разработки должно осуществляться в соответствии с Методическими указаниями и Регламенту по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. Процедура создания модели месторождения представляет собой сложную и весьма трудоемкую операцию, основанную на результатах анализа комплекса петрофизических исследований, в т. ч. результатов интерпретаций ГИС. Результатом вышеизложенных процедур является объемная адресная геологическая модель пласта, которая является основой для создания гидродинамической модели пласта.

Построение трехмерных цифровых геологических моделей в настоящее время уже стало естественной составляющей технологических процессов обоснования бурения скважин и составления планов разработки месторождений углеводородов, включая оценку экономической эффективности предлагаемых геолого-технологических мероприятий. В значительной степени это связано с усложнением строения разрабатываемых месторождений и новыми технологиями добычи, например, бурением горизонтальных скважин [5–6].

Появление трехмерного геологического моделирования как самостоятельного направления оказалось возможным вследствие следующих основных факторов: разработки математических принципов и алгоритмов трехмерного моделирования; развития смежных областей геологического и геофизического знания – обработки и интерпретации 3D-сейморазведки, сиквенс-стратиграфии, а также трехмерного гидродинамического моделирования; появления достаточно мощных компьютеров и рабо-

чих станций, позволяющих выполнять сложные математические расчеты с достаточным быстродействием и визуализацией результатов; разработки коммерческих программ, обеспечивающих цикл построения трехмерных моделей (загрузка, корреляция, картопостроение, построение кубов ФЕС, визуализация, анализ данных, выдача графики и др.); накопления обширного опыта двумерного геологического моделирования, подсчета запасов и нефтегазопромысловой геологии.

Таким образом, начало работ по трехмерному геологическому моделированию, естественным образом связано с появлением на рынке и началом продаж программ Stratamodel (Landmark), IRAP RMS (Smedvig Technologist), несколько позже – 3D-Property (Shlumberger). В настоящее время пакет Stratamodel используется весьма ограниченно, фирма Shlumberger распространяет пакет Petrel, пришедший на смену 3D-Property, пакет IRAP RMS распространяется компанией Roxar – преемником Smedvig Technologist, фирма Paradigm Geophysical предлагает пакет Gocad.

В настоящее время 3D-геологическое моделирование продолжает активно развиваться. В качестве ведущих научных коллективов и научных школ, занимающихся разработкой математических принципов и алгоритмов трехмерного геологического моделирования, следует упомянуть работы ученых в Стэнфордском университете, Норвежском компьютерном центре, Французском институте нефти и Научной школы в Нанси. Развитие программных пакетов геологического моделирования обеспечивается, с одной стороны, появлением новых принципов и алгоритмов 3D-моделирования (нейронные сети, многоточечная статистика – MPS), с другой – расширением функциональности за счет включения и интеграции новых модулей (анализ данных сейсморазведки, сопровождение бурения горизонтальных скважин, апскейлинг). Таким образом, трехмерное цифровое геологическое моделирование продолжает оставаться интересным, увлекательным и экономически эффективным направлением нефтегазовой геологии.

2.2. Исходные данные и программные продукты для геологического моделирования

Помимо особенностей геологического строения месторождения количество и качество исходной информации в значительной степени определяют способы построения модели и получаемые результаты. Определим основной набор исходных данных:

1) координаты устьев скважин, альтитуды, инклинометрия используются для создания траекторий скважин в модели. Важно отметить, что в последнее время в старых скважинах в массовом порядке проводятся повторные измерения инклинометрии (гироскопы), которые необходимо обязательно собрать и учесть;

2) координаты пластопересечений, рассчитанные маркшейдерской службой, используются для контроля пластопересечений, рассчитанных в проекте после корреляции пластов, а также для создания искусственных вертикальных скважин в модели, когда отсутствуют данные инклинометрии. В этом случае координаты устьев принимаются равными координатам пластопересечений, а альтитуды – сумме альтитуд и удлинений на кровлю пласта;

3) стратиграфические разбивки (маркеры), рассчитанные геологом в проекте, используются в качестве основы при формировании структурного каркаса;

4) кривые ГИС используются для корреляционных построений, выделения литотипов, оценки характера насыщения и ФЕС, фациального анализа, привязки данных сейсморазведки. Результаты интерпретации ГИС используются при построении 3D модели для распространения свойств – построения кубов фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС);

5) отбивки флюидных контактов в скважинах используются для построения карт флюидных контактов и геометризации залежей;

6) даты бурения и ввода скважин в добычу (под закачку), карты накопленных отборов и закачки используются при отборе скважин с неискаженными влиянием разработки величинами начальной насыщенности Кн;

7) сейсмические данные. Структурные карты и поверхности нарушений по данным сейсморазведки, бурения и других методов используются для формирования структурного каркаса;

8) уравнения петрофизических зависимостей «керн-керн» (например, LgКпр = f(Кп)) и «керн-ГИС» (например, Кп = f(αпс)), средние и граничные (min, max) значения коллекторских свойств, кривые капиллярного давления получаются по результатам совместной интерпретации данных керна и ГИС, используются для расчета ФЕС с учетом литотипов, построения модели переходной зоны;

9) количественные (определения Кп, Кпр, Кв) и качественные (описания) исследования керна. Применяются при настройке данных ГИС для последующей массовой интерпретации, а также при создании концептуальной модели;

10) общие и геологические данные: а) карты эффективных и нефтенасыщенных толщин 2D (из отчета по подсчету запасов) используются для контроля качества построения и, если требуется, корректировки 3D-модели. Сводная таблица подсчетных параметров и запасов УВ (из отчета по подсчету запасов) используется для контроля качества построения и, если требуется, корректировки 3D-модели. б) топоснова, полигоны лицензии, ВНК, нарушений, зон замещения и выклинивания, водоохранных зон, категорий запасов (из отчета по подсчету запасов) используются в качестве исходных данных для двумерного картопостроения и 3D-моделирования, для контроля качества построения и, если требуется, корректировки 3D-модели. Как правило, эта информация сводится на совмещенную схему изученности, которая является базовой картой (basemap) при создании модели на рис. 2.1.

Поинтервальная (попластовая) интерпретация традиционно используется во многих программных пакетах интерпретации (рис. 2.2). Оценка геофизических параметров и ФЕС выполняется для относительно однородных интервалов разреза, обычно толщиной от 0, 4 до 4 м. Применяется и упрощенный подход при попластовой обработке ГИС – оценка ФЕС только в коллекторах, в неколлекторах значения не определяются. К сожалению, данный подход до сих пор достаточно широко распространен как стандартный при подсчете запасов, что не позволяет полностью использовать весь арсенал методов моделирования при построении моделей.

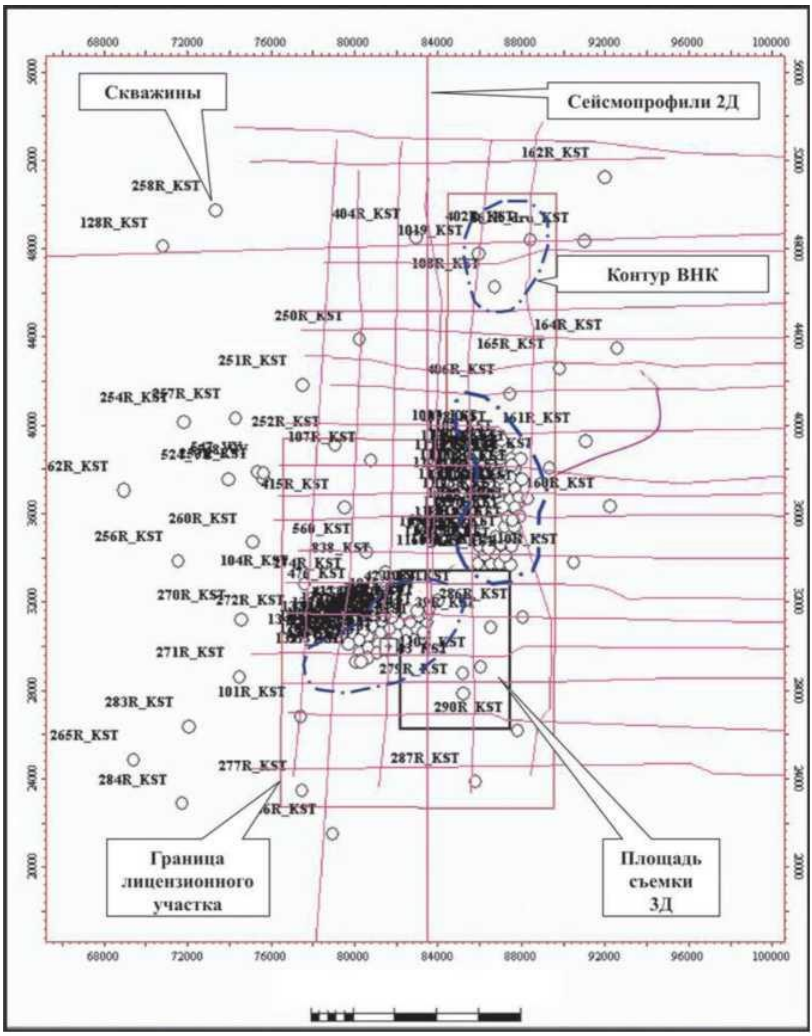


Рис. 2.1. Схема изученности Кустового месторождения

Поинтервальная или поточечная непрерывная интерпретация по разрезу с выделением литотипов пород – наиболее оптимальный для построения полноценной геологической модели вариант

интерпретации ГИС, который целесообразно фиксировать в техническом (геологическом) задании на интерпретацию данных каротажа. Как правило, данные, собранные из различных источников (рис. 2.3), загружаются в программный продукт моделирования, где создается новый рабочий проект. Большинство современных пакетов геологического моделирования (Petrel, IRAP RMS, Gocad) имеют файловую организационную структуру.

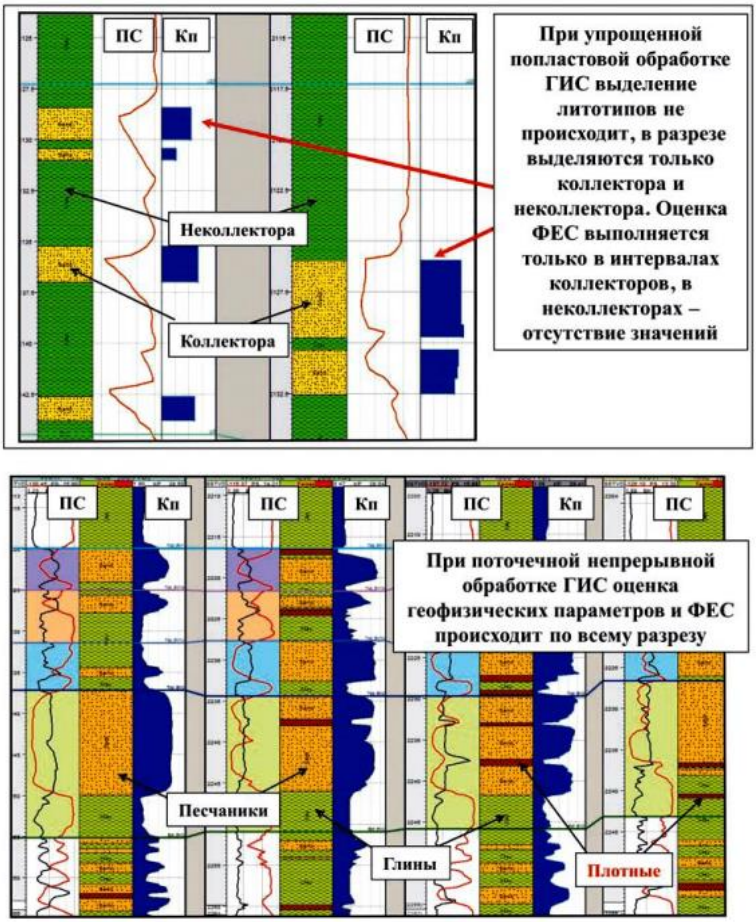


Рис. 2.2. Примеры способов интерпретации ГИС

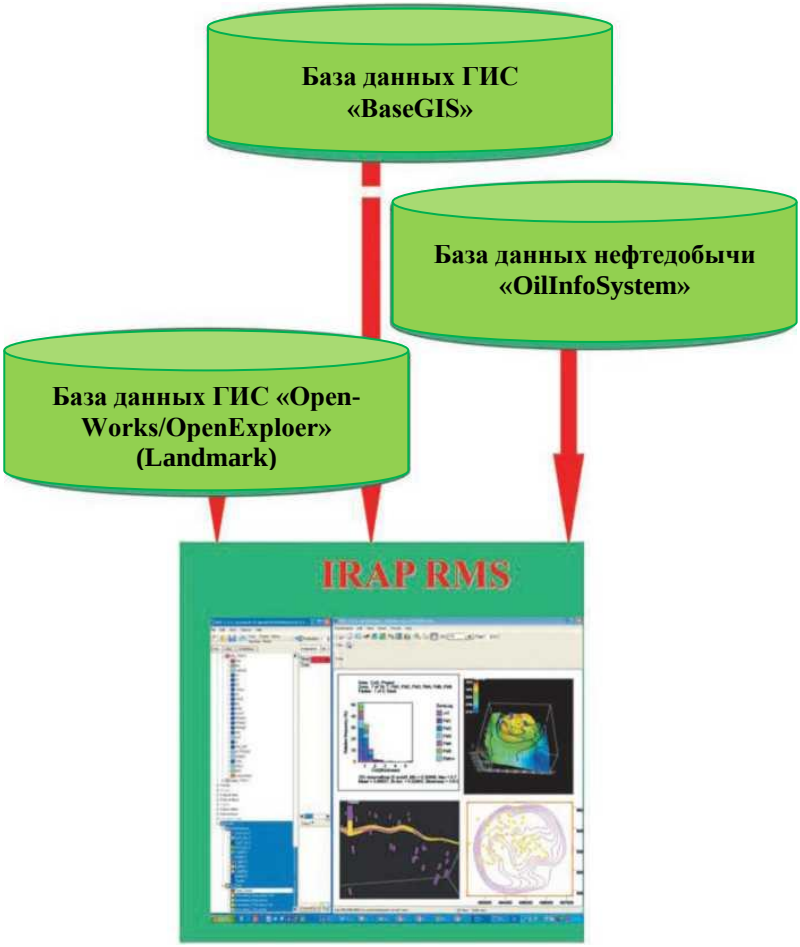


Рис. 2.3. Использование информации различных баз данных при геологическом моделировании

В качестве примера пакета геологического моделирования, работающего с использованием реляционной базы данных Oracle, можно привести пакет Stratamodel, использующий совместно с другими приложениями ПК Landmark (сейсмическими,

петрофизическими) базу данных OpenWorks. Типовой набор основных модулей наиболее распространенных пакетов трехмерного геологического моделирования показан на рис. 2.4.

Он включает в себя модули: импорта и экспорта данных, корреляции пластов по скважинным данным; интерпретации данных сейсморазведки (как правило, это – выделение нарушений, трассирование горизонтов и картопостроение, атрибутный анализ, т. е. «сейсмика для геологов»); анализ данных (построение ГСРов, кросс-плотов, вариограмм, гистограмм); построение и редактирование карт, точек, полигонов; построение модели тектонических нарушений; построение структурно-стратиграфического каркаса; осреднение скважинных данных на сетку; литолого-фациальное моделирование; петрофизическое моделирование; подсчет запасов; планирование скважин; анализ неопределенностей и рисков; калькулятор (кубов, карт, каротажных кривых, атрибутов), оформление отчетной графики.

При необходимости в этот набор включают модуль моделирования трещиноватости. Модуль интерпретации каротажных кривых, как правило, в этот набор не входит. Интерпретацию каротажных кривых обычно выполняют петрофизики в отдельном специализированном пакете. Процесс построения геологических моделей требует достаточно производительных компьютеров с мощными графическими картами. Поэтому наиболее распространенным рабочим местом геолога-модельера является рабочая станция с двумя экранами (рис. 2.5), что позволяет эффективно работать с различными приложениями.

В последнее время визуализация исходных данных и цифровых геологических моделей все чаще производится не только на рабочих станциях, но и в специально оборудованных центрах пространственной визуализации (рис. 2.5) в объемном стереоскопическом режиме. Такие центры используются также для визуализации данных сейсморазведки 3D, фильтрационных расчетов, а также в качестве decision room – комнаты, в которой в процессе обсуждения геофизических, геологических и гидродинамических данных принимаются решения по оптимизации процесса дальнейшей разведки и разработки месторождения.

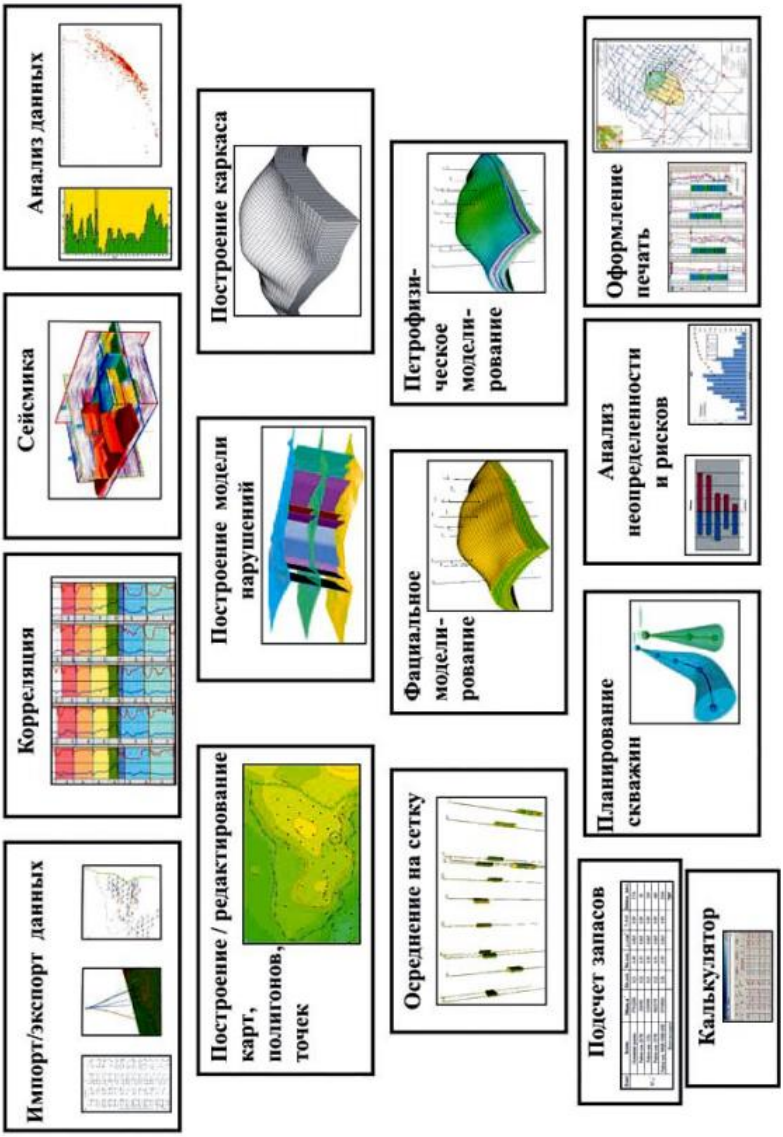


Рис. 2.4. Типовой состав модулей программного пакета геологического моделирования



Рис. 2.5. Примеры центров пространственной визуализации
и рабочего места геолога-модельера

Традиционно технология геологического моделирования 3D представляется в виде следующих основных этапов (рис. 2.6): а) сбор, анализ и подготовка необходимой информации, загрузка данных; б) структурное моделирование (создание каркаса); в) создание сетки (ЭБ-грида), осреднение (перенос) скважинных данных на сетку; г) фациальное (литологическое) моделирование; д) петрофизическое моделирование; е) подсчет запасов углеводородов.

В зависимости от поставленной задачи возможно исключение каких-либо этапов или их повторение. Поскольку традиционная схема подробно освещается в руководствах пользователей, остановимся на ней кратко.

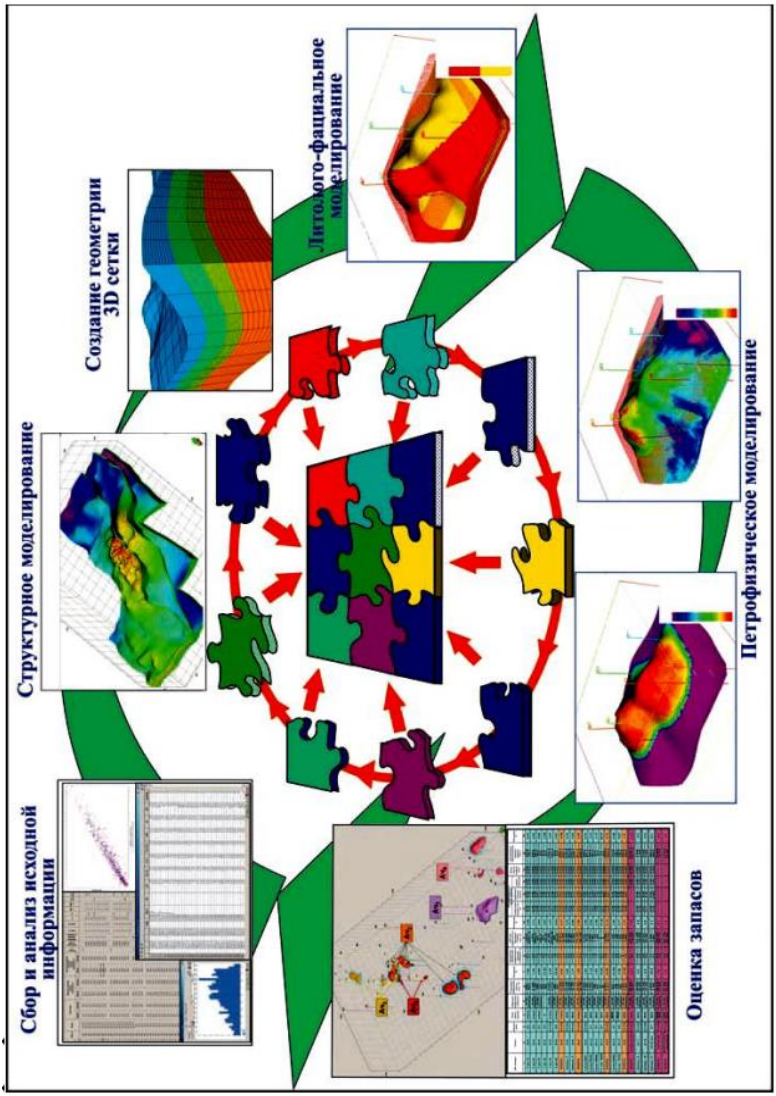


Рис. 2.6. Основные этапы создания цифровой геологической модели 3D

После загрузки исходных данных и создания рабочего проекта создается структурно-стратиграфический каркас модели. Для этого предварительно выполняется корреляция скважин (проставляются разбивки пластов в скважинах), прослеживаются опорные сейсмические горизонты, создается модель тектонических нарушений. На этой основе в рамках заданных границ участка моделирования и при выбранных горизонтальных размерах ячеек строится каркас, состоящий из горизонтов – стратиграфических границ пластов, посаженных на корреляционные разбивки и увязанных с поверхностями тектонических нарушений. В рамках этого каркаса с учетом закономерностей осадконакопления для каждого пласта выполняется тонкая «нарезка» слоев, создавая таким образом трехмерную сетку pD-грид). На ячейки сетки вдоль траекторий скважин выполняется перенос (осреднение) результатов интерпретации ГИС – кривых фаций, литологии, пористости, нефтенасыщенности и др. Иногда эта процедура называется ремасштабированием.

По этим скважинным данным, используя результаты интерпретации сейсморазведки в качестве трендовых параметров (если они есть), рассчитываются кубы свойств в ячейках сетки в межскважинном пространстве. Вначале – дискретный куб фаций (литологии). Затем, с учетом вида распределения и пространственных закономерностей для каждой фации, строятся непрерывные кубы пористости Кп и проницаемости Кпр. Непрерывный куб нефтегазонасыщенности Кнг рассчитывается, исходя из данных о свойствах пород (Кп, Кпр), пластовых флюидов и закономерностей капиллярно-гравитационного равновесия (модели переходной зоны). Правда, для некоторых типов пород переходная зона может и отсутствовать. Предварительно для каждого пласта строятся поверхности флюидных контактов.

Теперь рассмотрим наиболее распространенные отступления и дополнения к традиционной схеме этапности геологического моделирования. Во-первых, это игнорирование этапа построения фациальной модели при упрощенном подходе к моделированию, о чем будет рассказано в дальнейшем. В этом случае дискретный куб фаций не строится, а для характеристики качества ячеек используется непрерывный куб песчанистости

(NTG) или пористости. Во-вторых, добавление этапа многовариантного моделирования с оценкой неопределенностей геологической модели и рисков заложения скважин. Как правило, этот этап является практически стандартным за рубежом, у нас же пока применяется мало. В-третьих, добавление этапа экспертизы построенной геологической модели, как на корпоративном, так и на государственном уровне. Иногда как отдельный этап после построения геологической модели рассматривается подготовка данных для последующей передачи гидродинамикам для фильтрационного моделирования.

Необходимо также сказать несколько слов о той важной работе, которая порой остается как бы «за кадром», но которая предваряет собственно ЭИ-моделирование, и без которой невозможно построить адекватную цифровую геологическую модель 3D: построение концептуальной (принципиальной) геологической модели. Под этим понимается определение условий осадконакопления пластов и их тектонического развития, разработка на этой основе принципов корреляции стратиграфических границ, определение местоположения границ фациальных зон, закономерностей формирования коллекторов, изменения их свойств по площади и по разрезу для каждой фациальной зоны; построение флюидальной модели. Это определение положения межфлюидных контактов в скважинах и, на этой основе, построение поверхностей флюидных контактов в межскважинном пространстве.

2.3. Информационные аспекты геолого-технологических моделей

Разные структурные подразделения нефтедобывающих предприятий требуют от модели решения различных производственных задач. Отдел АСУнефть занимается загрузкой новой информации, сопровождением системы моделирования и оценкой эффективности проводимых мероприятий. Их требования к модели заключаются, прежде всего, в безотказной работе программного комплекса и отсутствии сбоев в обновлении баз данных. Специалисты геологического отдела непрерывно уточняют и перестраивают модель. Критерием полезности модели для

этой службы является наличие актуализированной модели и прирост новых запасов нефти. Специалисты отдела разработки считают, что база данных должна изменяться помесячно, но при этом хотят видеть геологическую модель неизменной, т. к. она утверждена в проектных документах. Отдел повышения нефтеотдачи пластов, занимающийся подбором потенциальных объектов и технологий хотят, чтобы модель в оперативном режиме давала доступ ко всей геолого-промысловой информации и готовые решения по видам ГТМ. Целевые функции и состав работ структурных подразделений, эксплуатирующих модели представлены в табл. 2.1.

При этом особую ценность приобретает не автономное (независимое) решение производственной задачи, а организация работы предприятий с возможностью создания автоматизированных рабочих мест.

Для решения производственных задач можно эффективно использовать концепцию компьютерного моделирования, где в качестве рабочего ядра программ применяются средства построения и эксплуатации геологической и фильтрационной моделей. Технология моделирования должна обеспечивать глубокое внедрение в инфраструктуру предприятия.

Поэтому существенным отличием комплексов по моделированию является широкое использование достаточно простых оценочных моделей, позволяющих проводить расчеты при отсутствии части параметров.

Притом, что отделы решают разные задачи, исходная информация в виде Базы Данных остаётся единой. Отсюда можно сделать вывод о том, что существует проблема, как увязать в рамках одного программного продукта все звенья технологического процесса эксплуатации месторождения. Техническая политика компании-недропользователя может быть разная. Например – все программные продукты от одного производителя.

Это позволяет добиться определённой унификации форматов, состава входных и выходных данных, но значительно удорожает эксплуатацию моделей и неоправданно повышает квалификационные требования к службе сопровождения и порой приводит к расширению штатов.

Таблица 2.1

Целевые функции и состав работ структурных подразделений

Целевые функции и состав работ структурных подразделений Наименование службы	Целевая функция	Состав работ
АСУнефть	Актуализация Базы Данных	1. Загрузка и проверка данных 2. Подготовка ежемесячных отчётных форм по эффективности ГТМ
Геологический отдел	Непрерывное уточнение и перестройка модели	1. Выбор и обоснование точек бурения и зарезки 2-х стволов 2. Ликвидация и консервация скважин 3. Движение запасов
Отдел разработки	Контроль соблюдения проектных решений	1. Анализ разработки по объектам и блокам 2. Анализ карт изобар 3. Построение карт разработки 4. Движение фонда скважин 5. Анализ разработки 6. Контроль компенсации отбора и закачки по объектам 7. Планирование уровней добычи
Отдел повышения нефтеотдачи	Достижение проектных уровней добычи нефти за счёт проведения ГТМ	1. Подбор объектов для проведения ГТМ 2. Подбор технологий воздействия 3. Определение реагирующих скважин

Если все задачи решаются в рамках одного комплекса, то ответственность за конечный результат целиком возлагается на программный продукт, а не конкретных специалистов, принимающих производственные решения.

Информационные аспекты эксплуатации программного обеспечения

Программное обеспечение для мониторинга разработки основано на использовании трехмерной структурированной по пропласткам геолого-фильтрационной модели на всех стадиях технологического процесса, включая оценку эффективности, планирование и мониторинг ГТМ. Для всех приложений используется единая база данных, включающая всю необходимую информацию для технологических расчетов. Все решаемые задачи логически распределены между самостоятельными модулями программы. Для эффективного освоения моделирующей системы широким кругом промысловых геологов предусмотрен простой пользовательский интерфейс и возможность быстрого получения конечных результатов. Функциональные требования к программному обеспечению непрерывно возрастают. В то же время, как показал опыт эксплуатации, базовый набор функций на протяжении длительного времени развития существенно не меняется. Очевидно, это продиктовано научными знаниями, накопленными в нефтепромысловой геологии начиная с 60–70 гг. прошлого века. Многие компании как стандарт работы с моделями сформулировали перечень требований к программному продукту. Эти требования могут быть объединены в несколько укрупнённых разделов. Геологическая часть включает работу с контурами (нефте- и газоносности, линиями выклинивания и замещения коллекторов), формирование геологических профилей, корреляцию пластов, формирование геологических профилей, 3D-блок-моделей. Кроме того, нужна возможность расчёта и вывода в твёрдую копию геологических карт (структурных, эффективных толщин, фильтрационно-емкостных параметров). Завершается работа с геологической информацией подсчетом начальных балансовых запасов нефти и коэффициента нефтеизвлечения (КИН) по различным произвольным участкам, зонам насыщенности и залежи в целом. Гидродинамическая часть включает возможность внесения изменений в относительные фазовые проницаемости (ОФП), корректировку значений параметров в узлах сетки, которые необходимы для проведения адаптации фильтрационной модели. Нужна также возможность

сопоставления расчётных и фактических показателей разработки, пластовых и забойных давлений, как по отдельным скважинам, так и группам скважин и залежи в целом. Необходим также аквифер, который позволяет установить граничные условия. Технологическая часть должна также включать возможность подбора объектов по заданным критериям, выбор оптимальных технологий воздействия и экспертную оценку эффективности геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Данные функциональные требования к продукту были расширены путём включения интерфейсных требований и требований, связанных с возможностью эксплуатации ПО в общей информационной системе нефтегазодобывающего предприятия. Состав требований к программному продукту для мониторинга разработки постоянно возрастает, а разработка самого программного продукта перерастает в серьёзную научно-исследовательскую работу, проведение которой требует больших временных и финансовых затрат. Перейдём к рассмотрению конкретных требований к программному продукту, объединив их для удобства в несколько разделов.

Конвертирование и загрузка полномасштабных моделей

Широко известно использование для управления разработкой нефтяных месторождений полномасштабной геолого-фильтрационной модели, полученной с помощью комплексов геолого-гидродинамического моделирования. Однако моделирующие системы, применяемые на рынке, не рассчитаны на оперативную работу геологов-разработчиков нефтегазодобывающих управлений. С целью организации работы с имеющейся моделью и доведения ее до потребителя может быть использована процедура конвертирования. Необходимость загрузки данных построения геологической и гидродинамической модели из одних программных продуктов моделирования в другие возникла одновременно с тем обстоятельством, что в нефтяной промышленности были построены геолого-фильтрационные модели практически по всем месторождениям. Так как модели исторически строились в разных программных продуктах, под различными системами управления базами данных и имели совершен-

но непохожую друг на друга идеологию построения актуальным, стал вопрос о создании программ, так называемых конверторов. Задача программы конвертора состояла в том, чтобы с максимальной экономией средств и ресурсов актуализировать уже существующую геолого-фильтрационную модель и дать второе дыхание модели. В качестве примера процесс импорта полномасштабной модели из Petrel в ПК ДельтаОйл. Сначала создаётся пустой проект базы данных, содержащий все необходимые справочники, применяемые в данном регионе и незаполненные формы таблиц данных по геологии, разработке, исследованиям скважин и ГТМ. Кроме того, заводятся массивы данных для параметров трёхмерной модели. Затем, структурная модель, кубы параметров и признак активности ячеек выгружается в обменный формат данных GRDecl. После этого, с помощью специализированной программы конвертирования данные переписываются в структуру ПК ДельтаОйл. Кроме всего перечисленного, загружаются исходные данные по пластопересечениям, траекториям скважин, параметрам проницаемых интервалов, а также поверхности контактов, контуры нефте- и газоносности, линии и границы тектонических нарушений и пр. Таким образом, процедура конвертации заключается в грамотной передаче математических параметров модели по скважинам и межскважинному пространству, расчётной сетки модели, значений параметров модели в узлах сеточной области и исходной базы данных.

2.4. Гидродинамическое моделирование

Разработки в области численного гидродинамического моделирования и создания суперкомпьютеров всегда были взаимосвязаны: как только аппаратное обеспечение становилось мощнее, инженеры строили модели, которые были больше или сложней, в результате существующие компьютеры оказывались слишком медленными. Далее совершенствовались компьютеры, и снова усложнялись модели и т. д. Исследования в численном моделировании начались в конце 50-х годов прошлого столетия как расширение концепции материального баланса. Некоторые фундамен-

тальные концепции и математические методы, разработанные в течение первых двух десятилетий исследований, являются актуальными и сейчас (конечно-разностная дискретизация, IMPES, полный неявный метод, формулизация моделей композиционной и «черной нелетучей нефти», модели скважин и др.).

Несмотря на то, что теория численного моделирования была разработана относительно быстро, широкому внедрению моделирования в ежедневную работу инженеров препятствовала недостаточная компьютерная мощность. Так, до начала 1980-х годов размеры типичных численных гидродинамических моделей редко превышали нескольких тысяч ячеек. Только, когда модели стали иметь приемлемый уровень детализации, гидродинамическое моделирование стало достаточно точным и могло использоваться в качестве основного инструмента для выполнения проекта разработки месторождений. С появлением мейнфреймов и суперкомпьютеров в 1980-х годах и выпуском коммерческих симуляторов месторождений (например, первый релиз ECLIPSE был выпущен в 1983 г.), численное моделирование стало стремительно развиваться. К концу 1990-х годов моделирование перестало быть делом только узких специалистов. В настоящее время в большинстве стран мира законодательно закреплено требование для компаний-операторов подтверждать проекты разработки месторождений численными гидродинамическими моделями. Начало XXI в. характеризуется экспонентным ростом доступной (и по цене) компьютерной мощности за счет появления параллельных вычислений на многопроцессорных компьютерах и невероятного роста мощности персональных компьютеров (ПК), которое было вызвано индустрией компьютерных приложений и игр. Например, в 1998 г. одна модель ECLIPSE месторождения на Среднем Востоке (1,6 млн. активных ячеек, более 500 скважин, 30 лет истории разработки, пятикомпонентная модель флюида) рассчитывалась на соответствующем 64-процессорном RISC-компьютере за 20 ч. В 2004 г. та же модель рассчитывалась за 15 ч на PC-кластере (восемь процессоров, ОС Linux). Это означает, что для достижения одинаковой производительности, за 6 лет число необходимых процессоров снизилось в 8–10 раз, стоимость аппаратного обеспечения – в 300 раз.

Доступность массивных вычислительных ресурсов по цене также означает, что инженеры и исследователи могут использовать новые способы эксплуатации этой компьютерной техники. В настоящее время, в СНГ основными программными пакетами при создании геологических моделей месторождений нефти и газа являются Petrel (Schlumberger), Irap (Roxar), Stratamodal (Landmark), DV-Geo (ЦГЭ), TimeZYX (группа компаний «Траст). При создании гидродинамических моделей чаще всего используют Eclipse/Petrel (Schlumberger), Tempest (Roxar), VIP (Landmark), TimeZYX (группа компаний «Траст). В последние годы (начиная с 2007 г.) особенно активно стала продвигаться отечественная программа t-Navigator (RF Dinamics, г. Москва). Особо стоит отметить разработку специализированного программного комплекса HydroGeo, разработанного выдающимся ученым Национального исследовательского Томского политехнического университета Михаилом Болеславовичем Букаты. Данная программа предназначена для гидродинамического и гидрогеохимического моделирования.

При отсутствии кернового материала, зачастую используют гидродинамические исследования скважин (ГДИС) – совокупность различных мероприятий, направленных на измерение определенных параметров (давление, температура, уровень жидкости, дебит и др.) и отбор проб пластовых флюидов (нефти, воды, газа и газоконденсата) в работающих или остановленных скважинах и их регистрацию во времени. Интерпретация ГДИС позволяет оценить продуктивные и фильтрационные характеристики пластов и скважин (пластовое давление, продуктивность или фильтрационные коэффициенты, обводнённость, газовый фактор, гидропроводность, проницаемость, пьезопроводность, скин-фактор и т. д.), а также особенности околоскважинной и удалённой зон пласта. Эти исследования являются прямым методом определения фильтрационных свойств горных пород в условиях залегания (in situ), характера насыщения пласта (газ/нефть/вода) и физических свойств пластовых флюидов (плотность, вязкость, объёмный коэффициент, сжимаемость, давление насыщения и т. д.).

Анализ ГДИС основан на установлении взаимосвязей между дебитами скважин и определяющими их перепадами давле-

ния в пласте. Основы современной теории гидродинамических исследований скважин были заложены в трудах таких выдающихся ученых, как Лейбензон Л. С., Щелкачев В. Н., Маскет М., Чарный И. А. и др.

Для определения PVT-свойств флюидов проводятся специальные лабораторные исследования, основные из которых приведены ниже: исследование при постоянной массе [CCE] (PV-соотношение); стандартная сепарация [Flash]; ступенчатая сепарация [Sep]; дифференциальное разгазирование [DLE]; измерение вязкости пластовой нефти; температура насыщения нефти парафином; основные эксперименты PVT для пластового газа (газоконденсата): исследование при постоянной массе [CCE] (PV-соотношение); исследование при постоянном объёме на истощение [CVD] (аналогов в нашей стране не имеет); стандартная сепарация [Flash]; ступенчатая сепарация [Sep]; измерение вязкости пластового газа.

2.5. Исходные данные и программные продукты для гидродинамического моделирования

Гидродинамическая модель представляет собой приближенное описание поведения изучаемого объекта с помощью математических символов. Процесс такого моделирования можно условно подразделить на четыре взаимосвязанных этапа: формулирование в математических терминах законов, описывающих поведение объекта; решение прямой задачи, т. е. получение путем исследования модели выходных данных для дальнейшего сопоставления с результатами наблюдений за объектом моделирования; адаптация модели по результатам наблюдения, решение обратных задач, т. е. определение характеристик модели, которые оставались неопределенными; анализ модели, ее модернизация по мере накопления новой информации об изучаемом объекте, постепенный переход к новой более совершенной модели.

Первый этап моделирования требует глубоких знаний об изучаемом объекте. Для создания модели пластовой системы используются обширные сведения из геологии и геофизики,

гидромеханики и теории упругости, физики пласта и химии, теории и практики разработки месторождений, математики, численных методов и программирования. На этом этапе формулируются основные уравнения, описывающие процесс фильтрационного переноса жидкостей и газов в пористой среде и выражающие законы сохранения массы, энергии, закон движения, уравнение состояния. Определяются совокупности начальных и граничных условий, для которых будет решаться сформулированная система дифференциальных уравнений в частных производных. Количество и тип уравнений зависят от особенностей рассматриваемой задачи: геологического строения пласта, свойств фильтрующихся флюидов, моделируемого процесса добычи. Затем разрабатываются численные методы и алгоритмы для решения поставленной задачи. Создается математическая модель фильтрации – компьютерная программа, которая решает уравнения тепло- и массопереноса с заданными начальными и граничными условиями.

На втором этапе осуществляется решение прямой задачи для конкретного объекта разработки, т. е. для заданного набора входных данных. Формирование набора входных данных является самостоятельной сложной проблемой. На этом этапе информация о строении и свойствах пласта и насыщающих его жидкостей, о режимах и показателях работы скважин преобразуется к виду, требуемому для ввода в модель фильтрации. Важнейшим элементом моделирования является построение трехмерной геометрической модели пласта на основе интерпретации сейсмических исследований с последующим насыщением этой модели информацией о распределении основных геолого-физических характеристик пласта (пористости, проницаемости, насыщенности и др.) по данным геофизических и гидродинамических исследований скважин и изучения керна с использованием детерминистических или геолого-статистических методов. Объем пласта рассматривается как упорядоченная совокупность блоков, каждому из которых приписывается по одному значению каждого параметра. Ввод свойств породы и флюидов для каждого расчетного блока, площадь сечения которого в горизонтальной плоскости определяется сотнями квадратных метров

при толщине в несколько метров, является очень сложной и трудоемкой задачей. Масштаб керна определяется сантиметрами. Геофизические измерения в скважинах, как правило, имеют радиус проникновения в пласт порядка нескольких метров.

О строении и свойствах межскважинного пространства можно судить только по данным отраженных сейсмических волн и вертикального сейсмического профилирования, а также по результатам гидродинамических исследований пласта, в частности, пьезометрии (гидропрослушивания). Однако по данным сейсмики не могут быть непосредственно определены свойства породы и пласта. Результаты закачки трассеров, гидропрослушивания и тому подобных позволяют лишь косвенно оценивать осредненные значения фильтрационно-емкостных параметров, но не могут дать детальной картины распределения свойств. Поэтому при заполнении массивов данных о свойствах породы и жидкостей необходимо, во-первых, решать проблему интерполяции и экстраполяции данных измерений по скважинам на межскважинное пространство, а во-вторых, проблему усреднения или масштабирования данных, полученных на масштабах керна и геофизических исследований, на масштаб расчетных блоков. Проблема усреднения проницаемости, и особенно относительных фазовых проницаемостей, является очень сложной и до сих пор остается областью активных научных исследований. Перечисленные факторы в совокупности с ошибками измерений и низким качеством исходных данных, которое иногда имеет место, приводят к неопределенности в описании коллектора. Задача последующего моделирования – по возможности уменьшить эту неопределенность.

В результате решения прямой задачи, т. е. проведения гидродинамических расчетов для заданного набора входных данных, определяются выходные характеристики модели – распределения потоков и давлений в пласте во времени, дебиты скважин и т. п. Эти результаты могут быть сопоставлены с данными наблюдений – замерами давлений и дебитов, показателями работы скважин.

На третьем этапе моделирования осуществляется адаптация математической модели по данным наблюдений. Путем воспроизведения истории разработки месторождения осуществляется

уточнение основных фильтрационно-емкостных параметров пласта, заложенных в модель. Чаще всего корректируются абсолютные и фазовые проницаемости, объем законтурной области, коэффициент сжимаемости пор, коэффициенты продуктивности и приемистости скважин. Обратная задача решается итерационно до тех пор, пока модель фильтрации не воспроизведет распределение давления и насыщенностей, которое возникает в результате приложенного воздействия – заданных режимов работы добывающих и нагнетательных скважин. Этот этап моделирования, очень трудоемкий и требующий большого опыта и знаний, является необходимым для достоверного прогнозирования поведения пласта и оценки технологических показателей вариантов разработки.

Построенная таким образом модель объекта разработки используется затем для прогнозирования и планирования добычи, оценки запасов, комплексной оптимизации пласта. На четвертом этапе моделирования по мере накопления информации об объекте модель пласта уточняется, совершенствуется, отражает новую информацию о пласте, технологические решения, применяемые на месторождении, и может использоваться для дальнейшего управления процессом разработки. В этом случае можно говорить о постоянно-действующей геолого-технологической модели месторождения.

Гидродинамическое моделирование применяется не только для решения проблем прогнозирования, контроля и управления процессом разработки пласта, хотя именно в этом состоит основное коммерческое использование моделей и соответствующих программных продуктов. Важнейшими сферами применения математического моделирования являются: решение так называемых обратных задач по уточнению строения и свойств пласта путем воспроизведения истории разработки, по обработке результатов исследования скважин, по изучению процессов вытеснения на керне и определению фазовых проницаемостей, решение исследовательских задач теории фильтрации, таких как создание моделей течения в неоднородных и трещиновато-поровых средах, изучение механизмов воздействия на пласт и моделирование новых технологий, исследование процессов конусообразования, притока к горизонтальным скважинам и тре-

щинам гидроразрыва и т. п. Особое место занимают аналитические решения, полученные в рамках достаточно простых моделей, но важные для понимания механизмов фильтрационных процессов. Кроме того, аналитические решения применяются для тестирования компьютерных моделей фильтрации.

Основными элементами пакета программ для моделирования пласта являются предпроцессор, постпроцессор и собственно модели фильтрации (по Р. Д. Каневской, 2002). На стадии предпроцессора осуществляется ввод данных о строении и свойствах пласта и пластовых жидкостей, в т. ч. построение и оцифровка разностной сетки, задание скважин, обработка баз данных с информацией о работе скважин, соединение и согласование информации из различных источников, выбор модели фильтрации, характеристик разностной сетки, методов решения системы уравнений. Постпроцессор осуществляет визуализацию результатов расчетов: построение различных карт, графиков, таблиц, анимацию результатов моделирования фильтрационных процессов в пласте. Развитый пакет программ включает в себя несколько моделей фильтрации, которые можно использовать по выбору в зависимости от моделируемого объекта и процесса: модели двух- и трехфазной фильтрации несмешивающихся жидкостей (модель нелетучей нефти); модель многокомпонентной фильтрации (композиционная модель); модель неизотермической фильтрации; модели физико-химических методов воздействия на пласт (полимерного заводнения, закачки поверхностно-активных веществ, углекислого газа и т. п.); модели фильтрации в среде с двойной пористостью и с двойной проницаемостью для моделирования процессов в трещиновато-поровых коллекторах.

На разных стадиях моделирования пласта используются специальные опции, такие как масштабирование сеток при переходе от геологической модели к гидродинамической (осреднения данных геологической модели при построении и оцифровке более грубой сетки для моделирования фильтрации), построение сеток различных типов (блочно-центрированной, с распределенными узлами, с геометрией угловой точки, прямоугольной, цилиндрической, криволинейной, полигонов Вороного, гибкой, с локальным измельчением); выбор методов аппрок-

симации и решения уравнений (явный или неявный, прямой или итерационный, упорядочение и решение систем линейных уравнений, контроль за сходимостью); инициализация (моделирование начального равновесного распределения флюидов в пласте); расчет эффективных фазовых проницаемостей и капиллярного давления; контроль за работой скважин (задание дебитов, забойных давлений, ограничений для групп скважин).

Широкие возможности для комплексного анализа различных факторов, доступность, способность быстро обрабатывать большие объемы информации делают гидродинамическое моделирование незаменимым средством для изучения и управления процессами, происходящими в нефтяных и газовых пластах.

Основные исходные данные для создания гидродинамической модели

Созданная ранее трехмерная геологическая модель обычно импортируется в гидродинамическую модель. В зависимости от размерности геологической модели, как правило, происходит уменьшение количества ячеек в гидродинамической модели, как минимум, в несколько раз.

Обычно пористость, горизонтальная проницаемость и начальная нефтенасыщенность соответствуют таковым, рассчитанным в геологической модели, т. е. в ячейках, через которые проходят скважины, они соответствуют параметрам по ГИС. В остальных ячейках модели – трехмерная интерполяция в пределах пласта. Для учета анизотропии проницаемость по вертикали (в Западной Сибири) принята в 10 раз меньше горизонтальной проницаемости.

При создании гидродинамической модели обычно принимаются следующие условия и допущения: фильтрация флюидов трехмерная, двухфазная: нелетучая нефть с растворенным газом и минерализованная вода; расчет полей давления и насыщенности осуществляется по схеме разностного решения уравнений материального баланса совместно с уравнениями движения для каждой из фаз (закон Дарси, фильтрационная модель Баклея-Леверетта); водонапорная область модели задана путем охвата расчетной областью площади водонасыщенной законтурной области, при этом на удаленных гранях расчетной сетки выполня-

ются условия непротекания; уровень ВНК принят горизонтальным; скелет пласта считается упруго-деформируемым; физико-химические свойства нефти зависят от пластового давления и заданы в табличном виде; начальное пластовое давление соответствует гидростатическому; гравитационные и капиллярные силы учитываются явным образом; скважины проходят через центр расчетного блока вертикально; значения коллекторских свойств (пористости, проницаемости, песчанистости) в ячейках, через которые проходят скважины, рассчитаны по каротажным диаграммам. Для остальных ячеек заданы путем трехмерной интерполяции в пределах каждого пласта.

Физико-химические свойства нефти и газа рассчитаны по данным лабораторных физико-химических исследований поверхностных проб нефти. Значения свойств обычно берутся из последнего, утвержденного в центральной (территориальной) комиссии по разработке нефтяных и газовых месторождений (ЦКР или ТКР соответственно) проектного документа. Свойства воды рассчитываются по глубинным пробам, а в самой гидродинамической модели используются значения плотности в поверхностных условиях, сжимаемости и вязкости в пластовых условиях.

Уровни водонефтяного контакта задаются в соответствии с геологическим представлением на данном этапе изученности.

Адаптация гидродинамической модели или воспроизведение истории разработки месторождения

Высокая степень неопределенности исходной информации при построении модели пласта делает необходимым этапом моделирования адаптацию модели по данным наблюдений. На этом этапе путем решения обратной задачи осуществляется идентификация основных фильтрационно-емкостных параметров пласта, заложенных в модель. Этот процесс называется воспроизведением истории разработки. Корректируются обычно те параметры, которые имеют наибольшую неопределенность и при этом сильнее влияют на решение; чаще всего это – абсолютные и фазовые проницаемости, объем законтурной области, коэффициент сжимаемости пор, коэффициенты продуктивности и приемистости скважин.

При воспроизведении истории разработки обычно известны фактические поля давлений, добыча и закачка каждого компонента по скважинам. Обратная задача решается итерационно до тех пор, пока модель фильтрации не воспроизведет распределение давления и насыщенностей, которые возникают в результате приложенного воздействия – заданной добычи и закачки скважин. Процедура идентификации параметров пласта может быть автоматизированной или осуществляться вручную. Каждый из этих способов имеет свои достоинства и недостатки. Несмотря на высокую трудоемкость, наиболее часто используемым и предпочтительным является способ ручной подгонки истории. В ходе ручного воспроизведения истории улучшается понимание процессов, происходящих в пласте; могут быть определены именно те параметры, к изменению которых наиболее чувствительна модель. В этом случае могут рассматриваться более сложные модели и в полной мере используются знания и опыт инженера. При автоматизированной подгонке производятся многократные расчеты по модели с целью отыскания тех значений выбранных параметров пласта, при которых разница между наблюдаемыми и расчетными показателями разработки минимальная. Поэтому при автоматизированном воспроизведении истории обычно используют упрощенные модели и ограничивают набор корректируемых параметров. Алгоритмы автоматизированной идентификации модели обычно основаны на поиске минимума функционала (по Р. Д. Каневской, 2002):

$$S = \sum_{i=1}^{n} w_i \left(X_i - X_{oi} \right)^2 .$$

Здесь *wi* – весовые коэффициенты, *Xj* и *Xoi* – расчетные и наблюдаемые значения показателей, по которым ведется подгонка. Это могут быть значения пластового давления, обводненности и газового фактора по отдельным скважинам или по их группам на заданные моменты времени и т. д. Весовые коэффициенты обычно равны единице, но в зависимости от целей подгонки могут изменяться для того, чтобы обеспечить различное влияние отдельных факторов на результирующее решение.

Как известно, обратная задача для системы нелинейных дифференциальных уравнений может иметь не единственное решение, поэтому нельзя принимать найденные в результате идентификации значения параметров пласта в качестве истинных. Особенности строения пласта, выявленные в ходе воспроизведения истории разработки, должны быть непосредственно подтверждены или опровергнуты непосредственными исследованиями.

Даже при хорошей подгонке истории по имеющимся данным нет никакой гарантии, что новые фактические данные будут воспроизведены моделью без ее дополнительной корректировки. Поэтому при решении задачи идентификации модели необходимо использовать всю имеющуюся информацию в наиболее полном объеме. При воспроизведении истории разработки (адаптации) можно руководствоваться следующими рекомендациями (Азиз Х., Сеттари Э., 1982; Р. Д. Каневская, 2002 и др.). Каких-то особых четких правил, руководствуясь которыми можно было бы быстро и качественно воспроизвести историю, не существует, однако при решении задачи идентификации модели важно понимать, как тот или иной параметр пласта влияет на наблюдаемые показатели (Азиз Х., Сеттари Э., 1982): средний уровень пластового давления, распределение давлений в пласте, распределение насыщенности, забойные давления.

Средний уровень пластового давления определяется в основном суммарным поровым объемом *Vp*, в т. ч. объемом законтурной области, и сжимаемостью пластовой системы с (по Р. Д. Каневской, 2002):

$$c_t = -\frac{1}{V_p}\frac{\partial V_p}{\partial p}, \qquad c_t = (1-m)c_r + m\left(c_o s_o + c_w s_w + c_g s_g\right).$$

Поскольку поровый объем пласта определяет запасы углеводородов, этот параметр не может сильно варьироваться при воспроизведении истории. Сжимаемость флюидов и породы измеряется в лаборатории. Поэтому основные возможности корректировки модели связаны с подбором объема законтурной области. Важно не только правильно оценить объем законтурной области, но и степень ее связи с основным пластом.

Распределение давления в пласте формируется в результате фильтрации и определяется полем проводимостей. Для его корректировки можно модифицировать абсолютные и относительные проницаемости. При этом следует учесть, что изменение фазовых проницаемостей в области расположения скважин приведет к изменению соотношения фаз в потоке добываемой продукции. Если предполагается наличие в пласте нарушений, являющихся полными или частичными барьерами для фильтрации, при подгонке распределения давления уточняют расположение и проводимость этих барьеров.

Распределение насыщенностей изменяется в результате работы добывающих и нагнетательных скважин и влияет на текущие значения обводненности и газового фактора. Соотношения воды, нефти и газа в продукции скважин (в поверхностных условиях) определяются отношением текущих подвижностей фаз и объемных коэффициентов (по Р. Д. Каневской, 2002):

$$\frac{Q_{0w}}{Q_{0o}} = \frac{k_{rw}\mu_o B_o}{k_{ro}\mu_w B_w};$$
$$\frac{Q_{0g}}{Q_{0o}} = R + \frac{k_{rg}\mu_o B_o}{k_{ro}\mu_g B_g}.$$

Изменения расчетной доли фаз в добываемой продукции можно добиться путем изменения фазовых проницаемостей. В некоторых программах допускается задание отдельных фазовых проницаемостей для каждой скважины или для групп скважин. В этом случае подгонка может быть осуществлена локальным изменением этих параметров. При корректировке фазовых проницаемостей может измениться и распределение давления. При моделировании процессов конусообразования для подгонки показателей по скважинам иногда изменяют вертикальную анизотропию или моделируют горизонтальные глинистые барьеры, отделяющие слои пласта с разным насыщением.

Воспроизведение забойного давления при заданных дебитах скважин осуществляется путем подбора коэффициентов продуктивности или приемистости скважин, определяющих их

пропускную способность. Если пластовое давление p_0 в ячейке, в которой расположена скважина, уже воспроизведено на модели, то коэффициент продуктивности *PI* должен удовлетворять соотношению (по Р. Д. Каневской, 2002):

$$Q_0 = PI(p_0 - p_w).$$

Правильное определение этих коэффициентов важно для корректного прогнозирования технологических показателей работы скважин.

Основные программные продукты для гидродинамического моделирования

Основными программными продуктами по созданию гидродинамических моделей чаще всего выступают Eclipse (Schlumberger), Tempest (Roxar), VIP (Landmark), TimeZYX (группа компаний «Траст). Для гидродинамического и геохимического моделирования в нефтегазовой гидрогеологии используется HydroGeo (М.Б. Букаты, ТПУ), t-Navigator (RF Dinamics, г. Москва).

TimeZYX

Программный комплекс «TimeZYX» является развитием проекта по созданию программного комплекса «ТРАСТ», начатого в 2004 г. по инициативе Министерства природных ресурсов РФ и Российской академии естественных наук. За время разработки, внедрения и использования программного комплекса разработчикам удалось достичь следующих преимуществ: мультиязычность, оперативная техническая поддержка, разумные цены и выгодная лицензионная политика, сертифицированность по системе ГОСТ Р, рекомендации к применению ЦКР Роснедра. Востребованными решениями ПК «TimeZYX» являются: моделирование сложных месторождений с разномасштабной трещиноватостью, гигантских месторождений (более 1 млрд. ячеек), секторное моделирование и оптимизация размещения скважин, боковых стволов (в т. ч. с горизонтальным окончани-

ем), параметров ГРП, автоэкспертиза и автосравнение моделей. ПК «TimeZYX» включает специализированные конверторы, поддерживающие большинство распространенных промышленных форматов данных. Для обеспечения преемственности работ производится перевод моделей из других программных продуктов в «TimeZYX».

В состав платформы TimeZYX входят следующие основные блоки: Геология – блок геологического моделирования, предназначенный для создания и редактирования 2D- и 3Э-геологической модели, первичного анализа, построения карт и подсчета запасов в соответствии с регламентными требованиями. Блок обладает новейшими программами индикаторного и объектного стохастического моделирования, в частности сложно-структурированных и трещиноватых сред. Ремасштабирование – программный модуль, используемый при переходе от геологической к гидродинамической модели, включая ремасштабирование по латерали, для корректного уменьшения размерности геологической модели, обеспечивающий минимальное искажение геометрии проницаемых геологических тел, их связности и фильтрационно-емкостных свойств. Гидродинамика – блок для создания, редактирования и адаптации гидродинамических моделей, проведения расчетов прогнозных вариантов, визуализации результатов расчета. Оптимизация и анализ – блок мониторинга и анализа, предназначенный для анализа результатов гидродинамических расчетов, экспертизы используемой ПДГТМ и оценки ее пригодности для прогноза технологических показателей разработки, расчета экономических показателей и эффективности использования месторождения, а также составления таблиц и отчетов. Гидродинамический симулятор МКТ – проблемно-ориентированный симулятор для моделирования процессов фильтрации в гигантских месторождениях сложной структуры и создания постоянно действующих геолого-технологических моделей. Главная особенность симулятора – это возможность на основе наборов модулей создавать конфигурацию программы, позволяющую эффективно решать задачи

повышенной сложности, недоступные другим программам. Базовая версия симулятора МКТ включает в себя модель Black Oil с возможностью расширения модулями для расчета неизотермической и композиционной моделей месторождений. Одна из особенностей симулятора МКТ – это наличие многомасштабных многосеточных алгоритмов, корректно отражающих реальную структуру среды. Эти алгоритмы позволяют реализовать в отдельных ячейках переход от расчета на гидродинамической сетке к расчету на подробной сетке (down-scaling), при этом в остальной области для сокращения времени счета расчет производится на гидродинамической сетке. При этом используются эффективные относительные и абсолютные проницаемости.

При работе с гигантскими месторождениями эффективным инструментом является секторное моделирование, поддержка которого в полном объеме реализована в симуляторе МКТ.

МКТ позволяет рассчитывать наземные газосборные сети. Имеется возможность выбора режима группового управления скважинами: поддержание требуемого уровня добычи, максимизация дебита с учетом ограничений на скважинах и пропускной способности наземного оборудования. Поддерживаются аквиферы модели Картера-Трэйси, Фетковича, аквифер с постоянным притоком.

Для учета нелинейного закона фильтрации высоковязких нефтей в МКТ включена модель критического градиента, а также закон Форхгеймера для моделирования высокоскоростного течения газа вблизи скважин. Использование форматов файлов симулятора МКТ позволяет значительно сократить объем данных и увеличить скорость загрузки модели, кроме того поддерживаются форматы наиболее распространенных симуляторов, таких как Eclipse (Schlumberger) и Tempest MORE (Roxar), что гарантирует безболезненный переход с одного симулятора на другой. Возможности TimeZYX представлены на рис. 2.7.

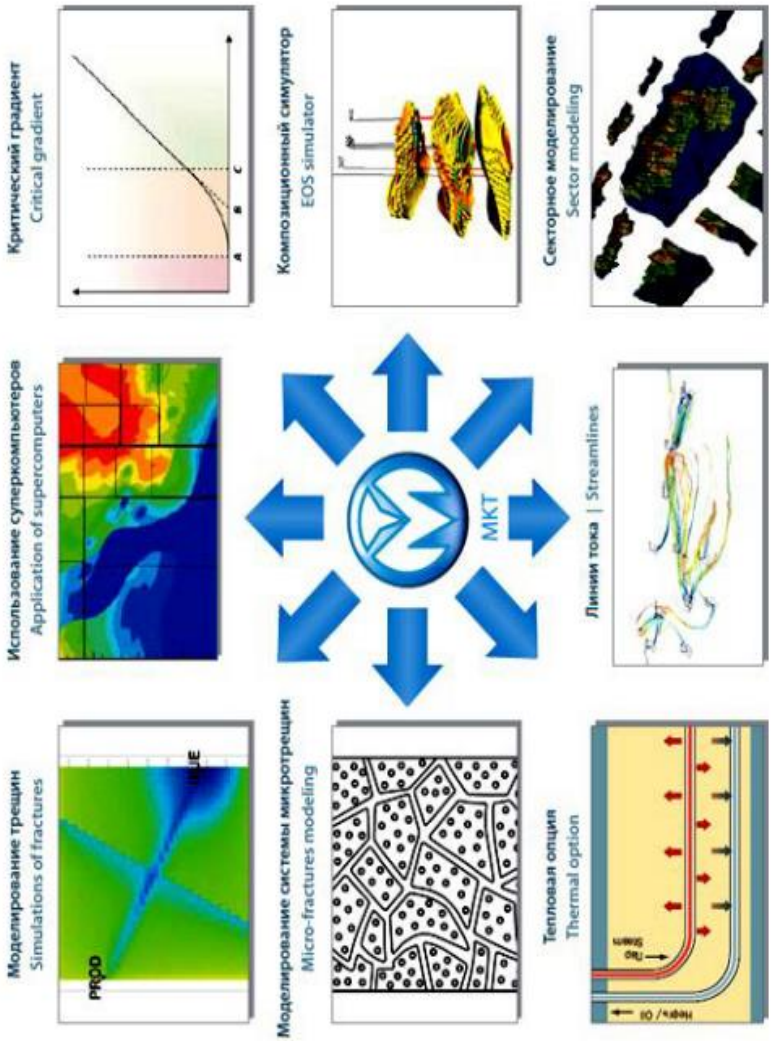


Рис. 2.7. Возможности TimeZYX

HydroGeo

Программный комплекс HydroGeo был разработан в Томском политехническом университете. Текущая версия программного комплекса HydroGeo (ПК HG) включает 27 специализированных и служебных программных модулей. Он может рассматриваться, как одна из версий автоматизированного рабочего места специалистов гидрогеологов и гидрогеологов-нефтянников и предназначен для выполнения: 1) научных и прикладных расчетов по оценке фильтрационно-ёмкостных свойств пород по результатам опытно-фильтрационных исследований в горных выработках различного назначения (обработка данных откачек/наливов, нагнетаний/опытных выпусков, испытания в колонне и опробования с помощью испытателей пластов в обычных и глубоких скважинах); 2) оценки эксплуатационных запасов подземных вод и расчёта воронки депрессии/репрессии скважинных и других, сводимых к системе взаимодействующих источников/стоков, водозаборов или систем нагнетания, в том числе в условиях ступенчатой аппроксимации изменений дебита, автоматической оптимизации дебитов и размещения эксплуатационных скважин; 3) научных и прикладных расчетов по составу природных водных растворов и пород (пересчёты результатов химического анализа воды и пород, расчеты pH, Eh, форм миграции-комплексообразования, смешения, испарения, сорбции, химического взаимодействия с минералами, кинетики при заданных PT-условиях); 4) научных и прикладных расчетов по составу, газонасыщенности и свойствам свободных и водорастворенных газов и моделированию водно-газовых равновесий; 5) 1, 2 и BD-сеточного численного моделирования геомиграции (геофильтрации + геохимического взаимодействия воды с породами, или только геофильтрации).

ПК реализован в виде модульной 32-разрядной программы (software), работающей в среде MS Windows. Практически все его моду ли прошли апробацию при проведении производственных работ и научных исследований, а также в процессе обучения студентов. Общей особенностью всех программных процедур комплекса является отсутствие принципиальных ограничений применяемых методов в зависимости от температуры, дав-

ления, минерализации и состава природных поверхностных и подземных вод, находящихся в жидкой фазе, и учёт специфики исследования глубоких скважин, что позволяет широкое использование ПК, как при традиционных гидрогеологических работах, так и в нефтегазовой гидрогеологии.

ПК HG разработан в лицензионной системе программирования Borland Turbo Delphi 2006, на языке Delphi Pascal (около 22–23 тыс. строк, 30–35 тыс. операторов) и представляет собой сервисное Windows-приложение, функционирующее в операционной среде Windows 95-XP-Vista-2003–2008 на x86, и совместимых с ними ПЭВМ и рабочих станциях. В нем применяются динамическое распределение памяти и технология параллельных вычислений (при расчете наиболее ресурсоемких сеточных гидрогеохимических моделей – Threads). ПК обеспечивает переключение русского/английского языков интерфейса (реализация не завершена), вызов Help-системы и использование всплывающих подсказок.

В ПК HG учитываются тонкие геохимические процессы, происходящие в пластовых условиях, нередко приводящие к изменению фильтрационно-емкостных свойств пород резервуара.

Алгоритм определения фильтрационно-ёмкостных параметров совмещает возможность использования стандартных графоаналитических способов обработки кривых притока (КП) и восстановления давления (КВД), полученных при гидрогеологических откачках/нагнетаниях или испытании скважин. В расчетах используются методы Тейса-Джейкоба и Хорнера-Сейза (с автоматическим выделением на графиках областей квазистационарной фильтрации и влияния ёмкости ствола скважин) и специальная аналитическая методика, базирующаяся на численном интегрировании КП и КВД на основе принципа суперпозиций (наложения течений). Применение второго из этих методов позволяет учесть одновременное изменение дебита и забойного давления в ходе обычных опытно-фильтрационных работ или испытания глубоких скважин. Особый алгоритм, основанный на графоаналитической обработке индикаторных прямых, применен для обработки данных испытания скважин по методу установившихся отборов (режимах выпуска флюида на

устье скважины, нормированных по дебиту с помощью сменных штуцеров и др.). Приложение программного комплекса HydroGeo показано на рис. 2.8.



Рис. 2.8. Программный комплекс HydroGeo

t-Navigator

Компания «Rock Flow Dynamics» была создана на собственные средства весной 2005 г. группой энтузиастов с богатым опытом в области моделирования месторождений. В итоге, разработанный ими программный комплекс t-Navigator может напрямую работать с входными данными в форматах ECLIPSE© 100 и 300 компании Schlumberger, IMEX и STARS компании CMG и Tempest MORE компании ROXAR.

t-Navigator активно продвигается на отечественный рынок компанией RF Dinamics (http://rfdyn.com/ru, г. Москва). Архитектура продукта была изначально задумана таким образом, чтобы подавляющее большинство операций с моделью могло быть произведено через графический интерфейс, что позволяет экономить огромное количество сил и времени, затрачиваемых на адаптацию моделей, а также на подбор оптимальных схем разработки. Кроме того, данная функциональность нашла широ-

кое применение непосредственно на нефтегазовых промыслах, где большая часть специалистов, занимающихся решением оперативных задач, не имеет навыков профессиональных модельеров. Не имея опыта работы с текстовыми файлами определенной структуры, довольно тяжело взять полученную от специалиста гидродинамическую модель и, внося изменения в схему разработки, оценить эффективность тех или иных геолого-технических мероприятий. Графический интерфейс t-Navigator позволяет инженерам-разработчикам за пару дней освоить необходимый инструментарий и приступить к решению промысловых задач на основе трехмерных гидродинамических моделей. Для простоты работы реализован механизм запуска серийных расчетов с различными вариантами ГТМ для последующей оценке эффективности на общем графике.

На сегодняшний день на добывающих предприятиях с помощью данного программного комплекса решаются следующие задачи: создание прогнозной версии модели для планирования разработки месторождения; оценка эффективности ГРП; выбор оптимальных кандидатов на бурение боковых стволов; оценка эффективности обработки призабойной зоны кислотами, растворами пав; расстановка скважин (групп скважин) по заданной схеме разработки; оценка эффективности заводнения; выбор оптимальной схемы закачки.

Также идея внедрения пакета визуализации с доступом к расчетному ядру открывает ряд возможностей по использованию аналитических инструментов, которые сложно было бы реализовать при считывании трехмерных полей выходных данных по окончании расчета. Непосредственно в ходе расчета модели специалист имеет доступ к двумерным и трехмерным картам рассчитанных параметров, графикам по скважинам, секторным диаграммам, графиками распределения добычи или закачки по интервалам перфорации каждой скважины. Кроме того, «на лету» можно построить карту с трубками тока, графики и матрицу дренирования для оценки эффективности закачки, различные типы гистограмм и многое другое. При этом для визуальной оценки информации Вы можете использовать любое количество окон, которые будут синхронно обновляться по ходу расчета.

Все элементы работы с интерактивной визуализацией и аналитическими инструментами могут быть экспортированы в различных фор матах для использования в отчетах и презентациях.

Eclipse

Семейство симуляторов ECLIPSE предоставляет наиболее полный и надежный набор решений в индустрии для численного моделирования динамического поведения всех типов коллекторов, флюидов, степеней структурной и геологической сложности и систем разработки. ECLIPSE покрывает полный спектр задач моделирования пласта, включая конечно-разностные модели для черной нефти, сухого газа, композиционного состава газоконденсата, термодинамические модели тяжелой нефти и модели линий тока. Выбирая различные дополнительные опции из широчайшего набора (например, моделирование метана в угольном пласте, контроль добычи по показателям теплотворности топлива, модель наземной сети сбора), вы дополняете возможности симулятора всем необходимым для полного удовлетворения потребностей для решения задач, расширяя и углубляя изученность проблем, связанных с разработкой месторождения. Симулятор ECLIPSE более 25 лет является эталоном коммерческой продукции для моделирования разработки благодаря непревзойденной широте возможностей, стабильности, скорости, масштабируемости параллельных вычислений и совместимости с множеством программных платформ.

Petrel Reservoir Engineering. Petrel Reservoir Engineering обеспечивает идеальную среду для работы инженера. Связка двух пакетов ECLIPSE + PETREL интегрирует все необходимые процессы вокруг задач моделирования, делает потоки обмена данными прозрачными, а интерфейс легким для восприятия.

ECLIPSE Blackoil Simulation. Используйте трехфазную трехмерную модель вкупе с расширенными возможностями моделирования скважин, управления режимами их работы и исчерпывающим набором моделей процессов МУН.

ECLIPSE Compositional Simulation. Описывайте поведение флюида и фазовые переходы в пластовых условиях с помощью модели многокомпонентной смеси углеводородных и неуглеводородных компонентов.

ECLIPSE FrontSim. Моделируйте многофазный поток методом линий тока; используйте улучшенную визуализацию потоков в пласте вдоль линий тока.

ECLIPSE Thermal Simulation. Используйте широчайший набор опций для моделирования методов теплового воздействия при разработке залежей тяжелой нефти.

INTERSECT Reservoir Simulation. Быстрый расчет огромных и неоднородных моделей размером десятки миллионов ячеек

Simulation Options and Workflows. Широкий диапазон дополнений к программному обеспечению ECLIPSE.

Программное обеспечение для разработки нефтяных и газовых месторождений Eclipse (http://www.slb.ru/sis/ECLIPSE/) разработано в компании Schlumberger.

Семейство симуляторов ECLIPSE предоставляет наиболее полный и робастный набор решений в индустрии для численного моделирования динамического поведения всех типов коллекторов, флюидов, степеней структурной и геологической сложности и систем разработки.

ECLIPSE покрывает полный спектр задач моделирования пласта, включая конечно-разностные модели для черной нефти, сухого газа, композиционного состава газоконденсата, термодинамические модели тяжелой нефти и модели линий тока. Выбирая различные дополнительные опции из широчайшего набора (например, моделирование метана в угольном пласте, контроль добычи по показателям теплотворности топлива, модель наземной сети сбора), вы дополняете возможности симулятора всем необходимым для полного удовлетворения потребностей для решения задач, расширяя и углубляя изученность проблем, связанных с разработкой месторождения. Симулятор ECLIPSE более 25 лет является эталоном коммерческой продукции для моделирования разработки благодаря непревзойденной широте возможностей, стабильности, скорости, масштабируемости параллельных вычислений и совместимости с множеством программных платформ. На рис. 2.9 представлен программмный комплекс Eclipse

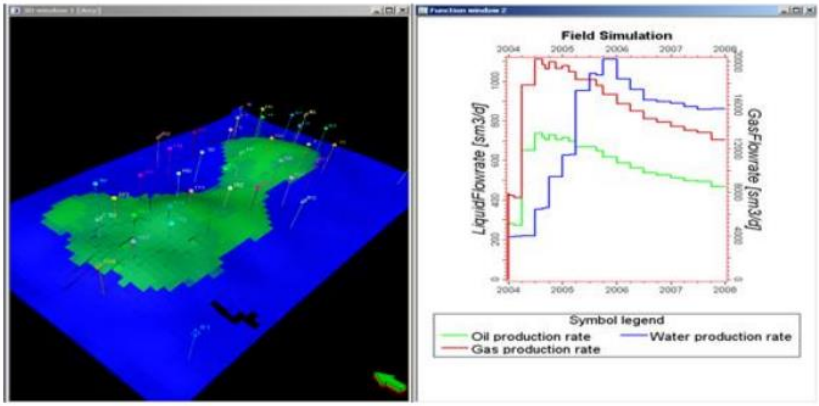


Рис. 2.9. Программмный комплекс Eclipse

Petrel Reservoir Engineering

Petrel Reservoir Engineering обеспечивает идеальную среду для работы инженера. Связка двух пакетов ECLIPSE + PETREL интегрирует все необходимые процессы вокруг задач моделирования, делает потоки обмена данными прозрачными, а интерфейс легким для восприятия.

ECLIPSE Blackoil Simulation. Используйте трехфазную техмерную модель вкупе с расширенными возможностями моделирования скважин, управления режимами их работы и исчерпывающим набором моделей процессов МУН.

ECLIPSE Compositional Simulation. Описывайте поведение флюида и фазовые переходы в пластовых условиях с помощью модели многокомпонентной смеси углеводородных и неуглеводородных компонентов.

ECLIPSE FrontSim. Моделируйте многофазный поток методом линий тока; используйте улучшенную визуализацию потоков в пласте вдоль линий тока.

ECLIPSE Thermal Simulation. Используйте широчайший набор опций для моделирования методов теплового воздействия при разработке залежей тяжелой нефти.

INTERSECT Reservoir Simulation. Быстрый расчет огромных и неоднородных моделей размером десятки миллионов ячеек.

Simulation Options and Workflows. Широкий диапазон дополнений к программному обеспечению ECLIPSE

Для создания гидродинамической модели наиболее часто используют *ECLIPSE Blackoil Simulation.*

ECLIPSE Blackoil является универсальным симулятором нелетучей нефти, который использует полностью неявную схему моделирования фильтрации для трехмерных задач. В модели нелетучей нефти предполагается, что флюид состоит из пластовой нефти, растворенного газа и воды. Также предполагается, что пластовая нефть и растворенный газ могут смешиваться в любых пропорциях.

Данный симулятор широко используется для создания гидродинамических моделей при проектировании системы разработки залежей. За время его существования накоплен большой опыт применения; кроме того, в симулятор включено большое количество дополнительных инструментов. Специфическими для симулятора ECLIPSE BlackOil являются следующие инструменты: учет наличия и взаимодействия нефтей с различными плотностями в пласте с помощью API-трассировки (моделирование изолированных областей месторождения; моделирование смешивающегося вытеснения; учет отклонения потока от закона Дарси; подсчет влияния различных механизмов нефтеизвлечения; потоки – учет связи водонапорного горизонта с наземным речным бассейном; вертикальное равновесие – уточненное описание потока флюидов через грани ячеек.

Eclipse имеет большое количество дополнительных опций, которые применяются совместно с Blackoil и Compositional для повышения точности базовой модели, а также для решения сопутствующих задач, учета и расчета дополнительных характеристик модели: создание моделей залежи Метана в угольном пласте; опция FLUX boundary – моделирование локального участка модели; локальные измельчения сетки – детализация выбранной области; учет сезонного потребления газа; учет и контроль качества добываемого газа; псевдо-композиционные расчеты в ECLIPSE 100 – упрощенная модель

для расчета газоконденсатных задач; расчет градиентов (адаптация модели в программном продукте SimOpt); расчет сейсмических характеристик пласта, возможность сравнения с данными 4D-сейсмических исследований; многосегментные скважины – уточненная модель течения флюидов в стволе скважины; опция «наземной сети» (NETWORK) – моделирование сети сбора скважинной продукции; учет неньютоновского поведения водного потока; параллельные расчеты – расчет больших моделей, использование высокопроизводительных вычислительных серверов, кластерные расчеты; возможность моделирования нескольких объектов разработки – Reservoir Coupling; оптимизация газлифта; моделирование закачки различных агентов: газа-растворителя, поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимерных растворов, щелочей, пены.

Пре- и пост-процессоры в ECLIPSE

Инструменты для подготовки данных и анализа результатов моделирования – полный цикл построения и мониторинга модели пласта. Пре- и пост-процессоры Eclipse предлагают пользователям полный набор приложений для изучения месторождения методом гидродинамического моделирования. Эти приложения являются готовыми решениями для всех этапов работы от ввода данных и построения/укрупнения/осреднения сетки до анализа результатов моделирования.

Пре-процессоры включают модули FloGrid, Schedule, SCAL, VFPi b PVTi. К пост-процессорам относятся GRAF и FloViz. SimOpt, который используется для пре- и пост-процессинга, помогает инженерам проводить этап сопоставления исторических и моделируемых данных добычи. Все вместе или независимо данные приложения функционируют совместно с симуляторами Eclipse.

У вас имеется возможность запускать каждое из приведенных ниже приложений из программы Eclipse Office, представляющего собой интерфейс для управления всеми задачами моделирования. Используя эти приложения, вы будете использовать свое время на решение инженерных и аналитических задач, а не на ввод и управление данными.

FloGeo. Опция комплекса FloGrid используется для выполнения многофазного, укрупнения свойств на сетке.

FloViz. Трехмерная визуализация исходных данных и результатов моделирования.

PVTi. Давление-объем-температура – создание и настройка модели флюида (композиционное моделирование), моделирование лабораторных экспериментов.

SCAL. Работа с лабораторными результатами по анализу керна – кривые ОФП, капиллярных давлений. Сглаживание, группирование, нормализация кривых ОФП.

Schedule. Подготовка промысловых данных для гидродинамического моделирования

SimOpt. Анализ чувствительности параметров для ускорения процесса воспроизведения истории. Полуавтоматическая адаптация модели.

ECLIPSE FloGrid

Программный комплекс ECLIPSE FloGrid предлагает уникальный набор геологических и гидродинамических инструментов, который позволяет решать сложные задачи описания месторождения для точного прогноза дебитов скважин. В промышленности продолжает существовать противоречие между геологической и гидродинамической моделями. Геологические модели, отражающие структуру и петрофизические параметры, часто не учитывают данные добычи. В свою очередь, гидродинамические модели, отражающие динамические свойства, часто лишь аппроксимируют геологическую структуру. Приложение ECLIPSE FloGrid разработано для поддержки соответствия между геологической и гидродинамической моделями. Оно обеспечивает эффективное моделирование фильтрации флюида на базе симуляторов семейства Eclipse.

Более точная оценка рисков за счет анализа неопределенностей и оценки добычи. Усовершенствованный процесс увязки исторических и моделируемых данных добычи с точной оценкой проводимости разломов и автоматическим формированием моделей разломов в Eclipse.

Интегрированное многофазное моделирование линий тока, помогающее при планировании скважин и проверки целевых сценариев разработки: трехмерные структурированные сетки; двухмерные карты; перемасштабирование сетки (перемасштабирование); локальное измельчение сетки (рис. 2.10); визуализация; просмотр сейсмических данных.

ECLIPSE Office

Программный пакет по управлению гидродинамическим моделированием ECLIPSE Office, предоставляет законченное решение, позволяющее быстро создавать модели, эффективно управлять данными и вариантами гидродинамических расчетов. Для эффективного управления рабочим процессом используются пять основных модулей ECLIPSE Office – Case Manager, Data Manager, Run Manager, Result Viewer, и Report Generator (http://www.slb.ru/sis/item104/). Опции PlanOpt и Nearwellbore Modelling дают дополнительные преимущества при настройке, управлении и проведении гидродинамических расчетов.

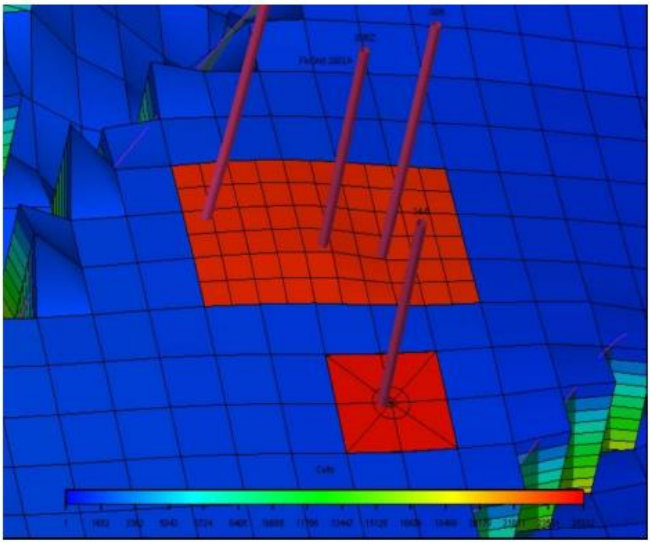


Рис. 2.10. Локальное измельчение во FloGrid

ECLIPSE Office – это интегрированная настольная система, позволяющая запускать любые приложения семейства ECLIPSE, включающее в себя приложения для пре- и пост-процессинга и, непосредственно, сами симуляторы ECLIPSE. Программы пре- и пост- процессинга генерируют входные данные для моделирования, а ECLIPSE Office помогает объединить различную информацию в единый набор данных для просчета в ECLIPSE. Программы пост-процессинга позволяют визуализировать выходные данные симуляторов ECLIPSE и манипулировать ими. ECLIPSE Office предлагает широкие возможности редактирования. На этапе подготовки данных для редактирования данных используется Data Manager, а на этапе обработки результатов гидродинамического моделирования вы можете использовать Results Viewer или Report Generator. Методы редактирования включают: Expression Editor позволяет задавать простые выражения, включающие константы. Также возможно создание динамических свойств; Calculator Spirit использует гибкие языки программирования для формирования более сложных выражений; Run Differences может использоваться для выявления различий между вариантами гидродинамических расчетов.

Структура DATA-файла данных для расчета гидродинамической модели в ECLIPSE.

Файл исходных данных системы ECLIPSE разделен на разделы, каждый из которых начинается с ключевого слова. Ниже приведен список всех ключевых слов, определяющих начало раздела и краткое описание содержания каждого раздела. Более подробное описание содержания разделов приведено в материалах по каждому из них, которые следуют ниже.

Обязательно RUNSPEC Заголовок, параметры решаемой проблемы, переключатели, имеющиеся фазы и т. д.

Обязательно GRID Описание геометрии используемой сетки (положение углов блоков сетки) и свойств породы (пористости, абсолютной проницаемости и т. д.) для каждого блока сетки.

Опционально EDIT Коррекция поровых объемов, глубин центров сеточных блоков и проводимостей.

Обязательно PROPS Таблицы свойств породы и пластовых флюидов как функции давления, насыщенности и состава (плотности, вязкости, относительные проницаемости, капиллярные давления и др.)

Опционально REGIONS Деление используемой сетки на области для задания и вычисления: свойств PVT (плотностей и вязкостей флюидов); свойств, являющихся функциями насыщенности (относительные проницаемости и капиллярные давления); начальных условий (распределений давлений и насыщенностей в условиях капиллярно гравитационного равновесия); запасов флюидов (запасов по областям и перетоков между ними). Если этот раздел опущен, все блоки сетки принадлежат области 1.

Обязательно SOLUTION Начальные условия в пласте могут быть заданы путем: вычисления равновесного состояния на основе задания положения межфлюидных контактов; ввода данных из Restart файла, созданного в результате предыдущего расчета; задания значений для каждого блока сетки.

(Не рекомендуется в общем случае)

Опционально SUMMARY Задание списка данных, подлежащих записи в Summary файл после каждого временного шага. Этот раздел необходим, если на основе результатов расчетов будут строиться графические зависимости (например, обводненность как функция времени).

Если этот раздел опущен, то Summary файлы не создаются.

Обязательно SCHEDULE Задание моделируемых операций (управление добычей и нагнетанием, ограничения) и моменты времени, для которых необходимо выводить результаты расчетов. В этом разделе могут быть также заданы кривые, описывающие вертикальное течение в стволах скважин и параметры настройки программы.

Резюмируя данный раздел, стоит отметить, что программный комплекс моделирования Eclipse состоит из двух отдельных программ моделирования: ECLIPSE 100 специализируется на моделировании нелетучей нефти, а ECLIPSE 300 – на композиционном моделировании

ECLIPSE 100 – полностью неявный трехфазный трехмерный универсальный симулятор с газоконденсатной опцией. ECLIPSE 300 – композиционный симулятор, использующий кубическое уравнение состояния, коэффициенты распределения, зависящие от давления, и сводящаяся к модели нелетучей нефти. ECLIPSE 300 имеет следующие методы решения: полностью неявный, IMPES (полунеявный) и адаптивно-неявный (AIM).

Обе программы написаны на FORTRAN77 и могут работать на любом компьютере, имеющем компилятор FORTRAN77 (ANSI стандарт) и достаточный объем памяти.

В общем виде простой DATA-файл будет выглядеть следующим образом:

```
RUNSPEC ==========================================================
.
.
.
GRID ==============================================================
RPTGRID 6*0 11*1 /
-- Данные раздела GRID  изменяются редко – они включаются с помощью слова INCLUDE
INCLUDE
'GRID.SECT' /
PROPS =============================================================
RPTPROPS
20*1 /
INCLUDE
'PROPS.SECT' /
REGIONS ===========================================================
RPTREGS
20*0 /
INCLUDE
'REGIONS.SECT' /
SOLUTION ==========================================================
RPTSOL
20*1 /
INCLUDE
'SOLUTION.SECT' /
SUMMARY ===========================================================
INCLUDE
'SUMMARY.SECT' /
SCHEDULE ==========================================================
RPTSCHED
0 1 0 1 1 0 5*2 /
INCLUDE
'SCHEDULE.SECT' /
END ===============================================================
```

3. ОСНОВЫ КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НА СЕКТОРНЫХ МОДЕЛЯХ

3.1. Общая методика получения моделей технологических объектов

Моделирование – не только одно из средств отражения явлений, и процессов реального мира, но и объективный практический критерий проверки истинности наших знаний, осуществляемый непосредственно или с помощью установления их отношения к другой теории, выступающей в качестве модели, адекватность которой считается обоснованной. Применяясь в органическом единстве с другими методами познания, моделирование выступает как процесс углубления познания, его движение от относительно бедных информацией моделей к моделям более содержательным, точнее раскрывает сущность исследуемых явлений действительности. Решение любой задачи автоматизации и оптимизации процесса начинается с его теоретического или экспериментального изучения с целью получения адекватной математической модели. Модель процесса или объекта или части технологического процесса, является той основой, на которой в дальнейшем исследуется, проектируется и строится вся система автоматизации [7–8].

Исследовав объект автоматизации и его динамические свойства, можно в дальнейшем конструировать объект с нужными нам свойствами, выбирать такую структуру системы и средства системы автоматизации, которые отвечали бы заданным требованиям.

Таким образом, общая методика получения моделей технологических объектов состоит из следующих пунктов:

1) выбор объекта и постановка задачи исследования. На этом этапе четко определяется «границы» технологического процесса или объекта и устанавливаются его внешние связи с другими аппаратами. Определяется, для каких целей нужна модель. Так как работа по аналитическому описанию трудоёмкая и длительная, необходимо учитывать вероятность получения эф-

фекта от использования математической модели. Возможность получения характеристик экспериментальным путем;

2) изучение технологического процесса (объекта). Изучается конструкция и технологические режимы работы. Анализируются основные процессы, выделяются главные или лимитирующие явления (проводится тщательный анализ технологического процесса);

3) схематизация технологического процесса (объекта). Исследуемый технологический процесс (объект) условно разделяется на ряд звеньев, т.е. элементарные составляющие технологического процесса. В качестве звеньев обычно выделяют участки, которые являются повторяющимися элементами конструкции, отличающиеся друг от друга типом лимитирующего процесса, или конструктивно представляют самостоятельную часть установки. Так как «глубина» разложения объекта на звенья не имеет предела, поэтому и выбор числа таких звеньев должен проводиться с учетом уровня наших знаний о процессе, возможности определения неизвестных параметров, решения полученных уравнений и т. д. Необходимо помнить, что порядок системы дифференциальных уравнений обычно равен или больше числа звеньев в структурной схеме. В общем случае рассматриваются следующие важнейшие допущения – о стационарности процессов, – о сосредоточенности и распределенности его параметров. Все это необходимо для выделения главных черт принятой схематизации технологического процесса (объекта).

Стационарность – свойство объекта не менять в широких пределах значения своих параметров в течение времени.

Объекты с сосредоточенными параметрами являются такие, в которых значение параметров характеризующих его динамику, является одинаковым во всех точках объекта в данный момент времени. Типичными представителями таких объектов резервуар для жидкостей, испаритель, химический реактор. Моделями таких объектов являются обыкновенные дифференциальные уравнения с постоянными коэффициентами. Эти уравнения дополняются начальными условиями.

Объектами с распределенными параметрами являются такие, в которых значения в различных точках объекта в данный момент

времени имеют различное числовое значение. Примерами таких объектов служат теплообменники, трубчатые реакторы, магистральные трубопроводы и др. Модели таких объектов представляет собой дифференциальные уравнения в частных производных, дополненное начальными и граничными условиями;

4) составление уравнения статики. Для объектов с сосредоточенными параметрами составляем уравнения материального и энергетического баланса.

$$\sum_i Q_i - \sum_j Q_j = 0\,; \quad \sum_i J_i - \sum_j J_j = 0$$

где Q_j, J_j – количество вещества или энергии поступающей в объект; Q_i, J_i – количество вещества или энергии выходящей из объекта.

В объектах с распределенными параметрами выделяется бесконечно малый объем dV и для него выписываются уравнения материального и энергетического балансов. В свою очередь величины Q и J выражаются через технологические параметры (давление, расход, температура и так далее);

5) получение дифференциальных уравнений динамики объекта. При изменении состояния равновесия в объекте начинается процесс накопления вещества или энергии, и как следствие изменение выходных координат. Скорость накопления вещества или энергии задается дифференциальными следующего вида.

$$\sum_j Q_j(t) - \sum_i Q_i(t) = \frac{dQ(t)}{dt}\,; \qquad \sum_j J_j - \sum_i J_i = \frac{dJ}{dt}$$

Далее осуществляется переход от величин Q и J к интересующим нас технологическим параметрам (давлению, уровню, расходу и т. д.). Если объект имеет распределенные параметры, то правые части записывают в частных производных. Дифференциальное уравнение является универсальным видом динамической модели. В свою очередь, в

уравнения динамики обычно входят в явной или неявной форме статические характеристики;

6) нахождение параметров уравнений динамики. Для определения численных значений коэффициентов уравнений необходимо знание физико-химических свойств перерабатываемых веществ, константы скоростей, коэффициентов теплопередачи и т. д. Необходимо знание геометрических размеров технологических установок (объектов). Часть информации находится в соответствующей технической и научной литературе, другие определяются специальными лабораторными исследованиями. Реальная возможность определения численных значений тех или иных параметров всегда должна учитываться при составлении модели объекта и принятой системы допущений. Погрешность определения параметров существенно влияет на точность и адекватность получаемой математической модели;

7) составление уравнений динамики всего технологического процесса (объекта). В математическое описание динамики технологического процесса (объекта) входят дифференциальные уравнения отдельных его частей, алгебраические уравнения связи между частями, начальные условия, граничные условия, и ограничения на диапазон входных и выходных координат. Общее математическое описание динамики объекта с сосредоточенными параметрами будет иметь следующий вид.

$$\frac{dy_i(t)}{dt} = f_i(y_1, y_2, \ldots x_1, x_2 \ldots); i = 1,2 \ldots n;$$

$$y(t=0) = d_i;\ x_{i*} \le x \le x_i^*;\ y_{i*} \le y \le y_i^*,$$

где y_i – выходные координаты, x_i – входные координаты, d – известная величина, которая определяет начальные условия, x_i^*, x_{i*}, y_i^*, y_{i*} – граничные значения областей допускаемых изменений, входных и выходных величин.

Математическое описание динамики технологического процесса (объекта) с распределенными параметрами, будет иметь следующий вид:

$$\frac{\partial y_i(x,t)}{\partial x \partial t} = f(y_1, y_2 ..., x_1, x_2 ..., \frac{\partial y_1}{\partial x}, \frac{\partial y_2}{\partial x} ...);$$

$$y_i(x, t=0) = d_i(x); \qquad y_i(x=0, t) = \varphi_i(t);$$

$$y_i(x=l, t) = \varphi_i'(t);$$

$$x_{i*} \le x \le x_i^* \quad ; \; y_{j*} \le y_i \le y_j^*,$$

$d_i\,(x)$ – известная функция которая определяет начальные условия, $\varphi_i\,(t)$, $\varphi_i^*(t)$ – известные функции, которые определяют граничные условия;

8) выбор метода решения уравнений динамики. Для решения полученных уравнений динамики требуются знания метода их решения, применения вычислительной техники, пакетов прикладных программ;

9) оценка точности математического описания динамических свойств объекта или проверка адекватности модели. Точность описания переходных процессов в объекте может характеризоваться количественно, путем определения степени близости решения уравнений динамики и реальных переходных процессов в реальном объекте.

Такова, в общем случае, последовательность получения моделей объектов.

Рассмотренная методика получения моделей технологических процессов или объектов называется аналитическим. Принципиальная особенность аналитических методов заключается в том, что можно аналитическим путем исследовать динамику проектируемых систем, применять полученные уравнения для описания свойств других

однотипных объектов и процессов. Общность аналитических методов и фундаментальность результатов, получаемых с их помощью, не даются даром. Сами эти методы очень трудны, причем существенные трудности возникают уже на начальном этапе построения моделей. Построение любой математической модели, обеспечивающей удовлетворительное предсказание поведения исследуемого процесса, всегда является трудной задачей. Однако эти трудности еще возрастают при построении моделей аналитическими методами, т. к. требуется привлечение разнообразного математического аппарата и хорошего знания моделируемого процесса, исследование которого надо проводить с учетом знаний из различных областей физики, химии и гидромеханики. Однако все эти трудности полностью «окупаются» той огромной информационной емкостью и прогностической силой, которой обладают модели, построенные этими методами. К недостаткам таких методов моделирования относятся недостаточная точность исследуемых явлений из-за упрощения и идеализации исследуемых процессов. В свою очередь применение такого приема при построении моделей связано с тем, что стремление учесть как можно большее число факторов приводит к получению слишком громоздкой системы дифференциальных уравнений, решение которой крайне затруднительно. Аналитические методы получения моделей обычно используются на стадии проектирования технологического процесса и систем автоматизации, оценки допустимой области изменения технологических параметров, разработки структурных схем регулирования. Полученные модели позволяют проводить оптимизацию процесса и оценивать его потенциальные возможности без учета его конструктивной реализации. Аналитические методы составления моделей процессов многочисленны. Попытка рассмотреть или хотя бы перечислить физические и химические законы, используемые при составлении моделей, очень сложно. Однако основная технология нефтегазодобывающей и нефтегазоперерабатывающей промышленности базируется на следующих процессах: гидромеханических, тепловых, массообменных, химических.

В дальнейшем нами будут рассмотрены основные закономерности, характеризующие эти процессы, а затем, на их основе, получены аналитическими методами модели наиболее типичных объектов.

3.2. Модели технологических объектов, получаемые на основе закона сохранения массы

При анализе технологических процессов, закон сохранения массы применяется как к системе в целом, так и к отдельным ее частям (в т. ч. и к бесконечно малым). Кроме того, он может применяться как ко всей массе участвующих в процессе веществ, так и к отдельным компонентам

Этот основной закон классической механики гласит: масса любой части материальной системы, находящейся в движении не зависит от времени и является величиной постоянной.

Таким образом, изменение массы вещества в некотором объеме V вызывается притоком или отводом из рассматриваемого объема.

В общем виде это можно записать следующим образом:

$$G_{вх}(t,x) - G_{вых}(t,x) = G_V(t,x).$$

где $G_{вх}(t,x)$ – масса или количество вещества поступающего в систему, является функцией времени и пространственной координаты; $G_{вых}(t,x)$ – масса, или количество вещества, выходящего из системы; $G_V(t,x)$ – масса, или количество вещества, находящегося в системе.

Уравнение называют еще уравнением материального баланса.

Для объектов с сосредоточенными параметрами G есть функция только времени, т. е. $G(t,x) = G(t)$

Рассмотрим применение этого закона к технологическим объектам, которые исходя из условий работы, можно рассматривать как объекты с сосредоточенными параметрами.

Модели емкостей (сепараторов)

Эти технологические объекты являются очень распространенными на нефтяных, газовых и нефтеперерабатывающих производствах. По некоторым оценкам их величина составляет порядка 50–60 %. Эти объекты имеют различную конструкцию и в соответствии с этим вид модели и ее сложность будут различны.

Рассмотрим некоторые конкретные примеры.

Открытая емкость

В емкость поступает жидкость с известным расходом $Q_1(t)$, согласно рис. 3.1. Постоянный расход вытекающей жидкости $Q_2(t)$, определяется производительностью насоса. Высота емкости – H_0. Уровень жидкости в емкости – $H(t)$. Получить модель рассматриваемого технологического процесса.

В соответствии с рассмотренной ранее методикой, проведем анализ технологического процесса. На основании анализа можно выделить следующие основные особенности $Q_2(t) = const$, и определяется постоянной производительностью насоса. Давление в емкости $P_0(t) = 0$, т. к. емкость открытая. Уровень жидкости $H(t)$ является выходным параметром, т. к. его значительно уменьшение приводит к выходу из строя насоса, а увеличение – к переливу жидкости из емкости.

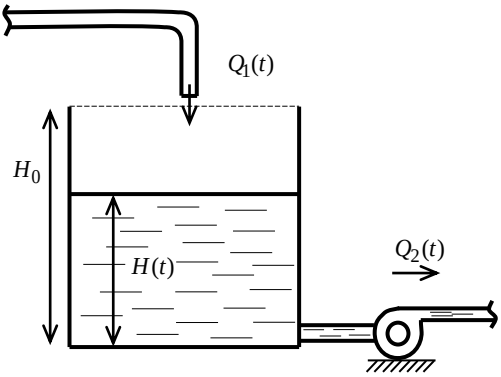


Рис. 3.1. Технологическая схема емкости

На основании проведенного анализа применим основные допущения и ограничения, в рамках которых будем строить модель: 1) объект с сосредоточенными параметрами; 2) процесс стационарный, т. к. принимаем, что изменения технологических параметров незначительно; 3) процесс изотермический, т. к. влияние температуры незначительно; 4) жидкость – идеальная; 5) потоки жидкости по трубопроводам ламинарные.

На основании принятых допущений, уравнение материального баланса будет иметь следующий вид:

$$\frac{dV(t)}{dt} = Q_1(t) - Q_2(t),$$

где $V(t)$ – объем жидкости в емкости. При $V(t)=S \cdot H(t)$, где S – площадь поперечного сечения емкости, получим,

$$\frac{d(S \cdot H(t))}{dt} = Q_1(t) - Q_2(t) \cdot$$

В случае, если $S=const$, то,

$$S \cdot \frac{dH(t)}{dt} = Q_1(t) - Q_2(t), \qquad (3.1)$$

Начальные условия при $t=0$: $H=H_н$, $H_0 \geq H \geq 0$.

Это последнее уравнение (3.1), наряду с начальными условиями и являются математической моделью гидравлической емкости.

Для удобства ее решения и дальнейшего анализа необходимо записать модель в безразмерном виде на основе ранее рассмотренных методов.

Умножим обе части уравнения на T, где T – некоторая фиксированная величина времени, и разделим почленно на H_0 и S, получим следующие безразмерные величины:.

$$q_1(t) = \frac{Q_1(t) \cdot T}{S \cdot H_0}; \quad q_2(t) = \frac{Q_2(t) \cdot T}{S \cdot H_0}; \quad \tau = \frac{t}{T}; \quad h(t) = \frac{H(t)}{H_o} \cdot$$

Тогда модель (2–4) запишется следующим образом:

$$\frac{dh(\tau)}{d\tau} = q_1(\tau) - q_2(\tau), \quad \tau = 0,\ h(\tau) = h_н, \quad 0 \le h(\tau) \le 1$$

или

$$\frac{dh(\tau)}{d\tau} = \Delta q(\tau), \quad \tau = 0,\ h(\tau) = h_н, \quad 0 \le h(\tau) \le 1.$$

На этом примере был продемонстрирован принцип аналитического построения модели технологического объекта. В дальнейшем мы будем обращать внимание на технологию процесса и метод построения модели. Приведение модели к безразмерному виду будем считать уже пройденным и поэтому известным этапом.

В системах автоматического управления модель записывают в виде передаточной функции. На примере технологического объекта, представленного на рис. 3.1, и его модели, получим передаточную функцию. С этой целью переменную $H(t)$ запишем в следующем виде, по рис. 3.2.

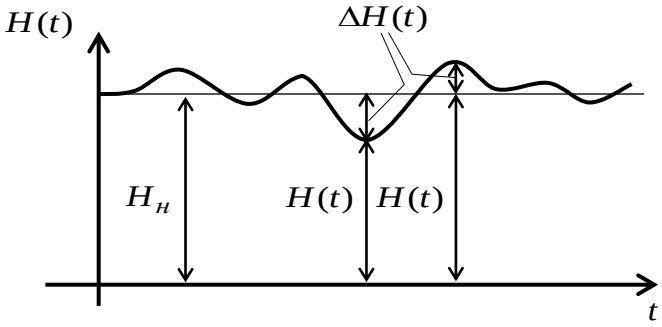


Рис. 3.2. График изменения *H(t)* во времени,

где $H(t)$ *– изменение уровня жидкости в емкости,* $H_н$ *– номинальное (заданное значение) уровня – величина постоянная,* $\Delta H(t)$ *– отклонение от заданного уровня*

Тогда, $H(t) = H_н + \Delta H(t)$, а производная будет иметь следующий вид:

$$\frac{dH(t)}{dt} = \frac{dH_н}{dt} + \frac{d\Delta H(t)}{dt} = \frac{d\Delta H(t)}{dt}.$$

В таком случаем модель (3.1) запишется в следующем виде:

$$S \cdot \frac{d\Delta H(t)}{dt} = \Delta Q(t), \text{ t=0: } \Delta H(t) = 0. \qquad (3.2)$$

Умножим обе части уравнения (3.2) на H_0 и разделим на $Q_н$, получим следующие значения:

$\frac{S \cdot H_0}{Q_H} = T[сек]$ – постоянная времени, $\frac{\Delta H(t)}{H_0} = X_{вых}(t)$ – выходная величина, $\frac{\Delta Q(t)}{Q_н} = X_{вх}(t)$ – входная величина.

Тогда модель запишется следующим образом:

$$T \cdot \frac{dX_{вых}(t)}{dt} = X_{вх}(t), \quad t=0, X_{вых}(t)=0 \qquad (3.3)$$

Проведя преобразования по Лапласу уравнения (3.3) получим:

$T \cdot P \cdot X_{вых}(s) = X_{вх}(s)$, где S – оператор Лапласа.

Тогда передаточная функция будет иметь вид (интегрирующее звено).

$$W(s) = \frac{1}{T \cdot s} \qquad (3.4)$$

Переходной процесс технологического процесса, представленного на рис. 3.1, на основании передаточной функции (3.4) будет иметь следующий вид:

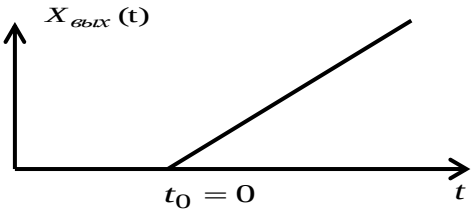


Рис. 3.3. Переходной процесс технологического процесса

Если входная величина ($\Delta Q_{вх}(t)$) увеличивается скачкообразно, по рис. 3.3, то выходная величина ($H(t)$) будет постоянно увеличиваться, т. к. насос работает с постоянной производительностью.

Таким образом, полученная модель отражает все особенности рассматриваемого технологического объекта, и может служить основой для расчета системы автоматического управления.

Открытая емкость со свободным сливом

В открытую емкость по рис. 3.4 поступает расход жидкости Q_1. Уровень жидкости в емкости – H. Давление на дне емкости P_1. Жидкость из емкости, через выходной клапан, проводимостью k_2 свободно вытекает. Получить математическую модель рассмотренного технологического процесса.

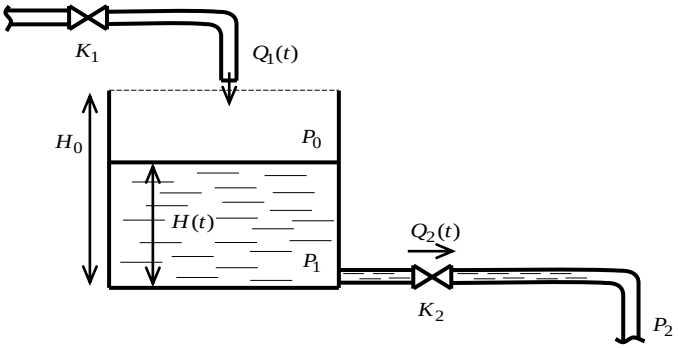


Рис. 3.4. Технологическая схема емкости со свободным сливом

На основании анализа рассматриваемого технологического процесса можно сделать следующие выводы. Давление на дне емкости P_1 зависит от высоты столба жидкости H_1, и от ее удельного веса γ. Расход Q_2 будет определяться разностью давления $(P_1–P_2)$, проводимостью дросселя k_2 и свойствами жидкости.

Модель будем строить в рамках следующих ограничений и допущений. Принимаем, что объект с сосредоточенными параметрами, процесс стационарный и изотермический, жидкость идеальная, поток ламинарный.

Тогда, уравнение материального баланса будет иметь следующий вид:

$S \cdot \frac{dH(t)}{dt} = Q_1(t) - Q_2(t)$, где S – площадь поперечного сечения емкости.

Расход Q_2 в силу принятых допущений будет равен

$Q_2(t) = K\sqrt{P_1(t) - P_2(t)}$, в свою очередь

$P_1 = \rho \cdot g \cdot H = H\gamma$, где γ – удельный вес жидкости.

Тогда, модель рассматриваемого технического процесса будет иметь следующий вид:

$$S \cdot \frac{dH(t)}{dt} = Q_1(t) - Q_2(t), \quad Q_2(t) = K\sqrt{P_1(t) - P_2(t)},$$

$P_1(t) = H\gamma$, $t = 0$, $H = H_{нач}$, $0 \le H \le H_0$

Приведение модели к безразмерному виду и получение на ее основе передаточной функции было рассмотрено ранее.

Герметизированная емкость (сепаратор)

В закрытую, герметизированную емкость, по рис. 3.5, через входной клапан проводимостью k_1, протекает жидкость с расходом Q_1. Давление во входном трубопроводе P_1. Давление на дне емкости P_2, а в газовой части P_0. Уровень жидкости в емкости H. Из емкости жидкость вытекает через выходной клапан, проводимостью k_2, с расходом Q_2 и при давлении P_3.

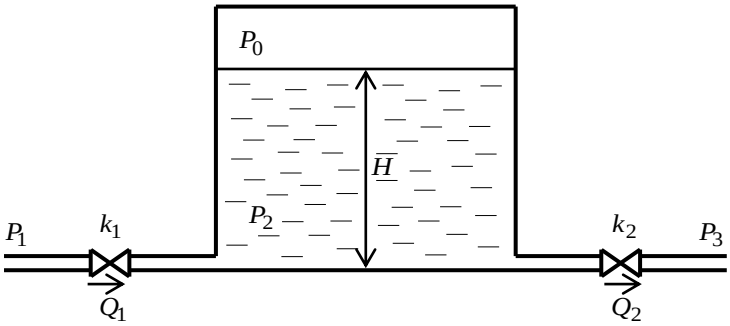


Рис. 3.5. Технологическая схема герметизированной емкости

Анализируя рассматриваемый технологический процесс, можно выделить следующие основные особенности. Давление P_2 будет определяться не только высотой столба жидкости H, но и давлением газа, которое тоже в свою очередь зависит от уровня жидкости и свойств газа. Расходы же Q_1 и Q_2 определяются перепадами давления на дросселях, их гидравлическими сопротивлениями, и свойствами жидкости.

При построении модели будем исходить из следующих допущений. Примем, что объект с сосредоточенными параметрами, процесс стационарный и изотермический, жидкость и газ – идеальные, а поток ламинарный.

В таком случае уравнение материального баланса, будет иметь вид

$$\frac{dH(t)}{dt} = \frac{1}{S}(Q_1(t) - Q_2(t)),$$

где $Q_1(t) = k_1\sqrt{P_1(t) - P_2(t)}$, $Q_2(t) = k_2\sqrt{P_2(t) - P_3(t)}$,

в свою очередь, k_1 и k_2 – постоянные величины, численные значения которых определяются конструкцией клапанов и характеристикой жидкости.

Давление P_2 определяется выражением

$$P_2(t) = P_0 + \gamma \cdot H(t).$$

где γ – удельный вес жидкости.

Исходя из принятого допущения об идеальности газа – связь между его давлением и объемом (массой) можно выразить с помощью уравнения газового состояния Менделеева-Клапейрона.

$P_0 \cdot V_Г = M \cdot R \cdot T_Г$, где P_0 – давление газа, $V_Г$ – объем газа, M – масса газа, R – газовая постоянная, $T_Г$ – температура газа.

В связи с тем, что процесс изотермический ($T_Г$ = const) и испарения газа с поверхности мало (M = *const*), то получим:

$P_0 = \dfrac{M \cdot R \cdot T_Г}{V_Г}$, где $V_Г(\text{t}) = S(H_0 - H(\text{t}))$, а $M = \rho_Г \cdot Q_Г$ ($Q_Г$ – количество газа), тогда

$$P_0 = \frac{\rho_Г \cdot Q_Г \cdot R \cdot T_Г}{S(H_0 - H(t))}.$$

Окончательно модель рассматриваемого технологического процесса примет следующий вид.

$$\frac{dH(t)}{dt} = \frac{1}{S}(Q_1(t) - Q_2(t)),\ Q_1(t) = k_1\sqrt{P_1(t) - P_2(t)},$$

$$Q_2(t) = k_2\sqrt{P_2(t) - P_3(t)}, \qquad P_2(t) = P_0 + \gamma \cdot H(t),$$

$$P_0 = \frac{\rho_Г \cdot Q_Г \cdot R \cdot T_Г}{S(H_0 - H(t))}.$$

Начальные условия

Начальные условия будут определяться конкретными задачами автоматизации рассматриваемого процесса и значениями тех технологических параметров, которые необходимо стабилизировать, или которыми надо управлять.

Нефтяной резервуар с «плавающей крышкой»

В резервуар (см. рис. 3.6) через входной клапан проводимостью k_1, поступает нефтепродукт с расходом Q_1 и давлением P_1. По мере наполнения емкости уровень H жидкости увеличивается и одновременно поднимается «крышка» резервуара. «Крышка», имеющая специальную конструкцию не допускает выхода паров в окружающую среду. Давление $P_0 = const$, и определяется весом этой «крышки». Давление на дне резервуара P_2. Расход вытекающей из емкости жидкости Q_2 при давлении P_3. Получить математическую модель рассматриваемого технологического процесса.

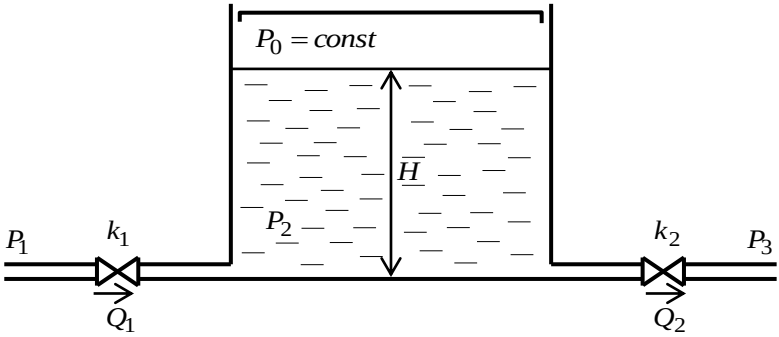


Рис. 3.6. Технологическая схема резервуара с «плавающей крышкой»

Анализируя рассматриваемый технологический процесс, необходимо отметить следующие его основные особенности. Давление P_2 будет определяться уровнем жидкости H и давлением насыщенных паров газа P_0, которое в свою очередь зависит от веса «крышки». Расходы жидкости Q_1 и Q_2 определяются перепадами давления на дросселях, их геометрией, и видом потока.

При построении модели будем исходить из следующих допущений. Будем принимать, что объект с сосредоточенными параметрами, процесс стационарный и изотермический, жидкость и газ – идеальные, а поток ламинарный.

В таком случае уравнение материального баланса запишется

$$\frac{dH(t)}{dt} = \frac{1}{S}(Q_1(t) - Q_2(t)), \text{ где } Q_1(t) = k_1\sqrt{P_1(t) - P_2(t)},$$
$$Q_2(t) = k_2\sqrt{P_2(t) - P_3(t)},$$

здесь, k_1 и k_2 – коэффициенты пропускной способности вентилей, постоянные величины, численные значения которых зависят от конструкции клапанов и свойствами жидкости.

Давление на дне емкости P_2 запишется следующим образом:

$$P_2(t) = P_0 + \gamma \cdot H(t), \text{ где } \gamma - \text{удельный вес жидкости.}$$

Окончательно, модель рассматриваемого технологического объекта будет иметь следующий вид:

$$\frac{dH(t)}{dt} = \frac{1}{S}(Q_1(t) - Q_2(t)),\ Q_1(t) = k_1\sqrt{P_1(t) - P_2(t)},$$

$$Q_2(t) = k_2\sqrt{P_2(t) - P_3(t)},\quad P_2(t) = P_0 + \gamma \cdot H(t).\ H$$

$$(t=0)=H_н,\ 0 \le H \le H_0.$$

3.3. Модели технологических процессов на основе законов гидромеханики

В тех случаях, если в технологических объектах определяющим является процесс переноса массы, то при получении их моделей в основном рассматриваются два механизма – молекулярный и конвективный перенос.

Молекулярный перенос массы происходит вследствие беспорядочного теплового движения микрочастиц. Перенос массы по такому механизму называется диффузией. Экспериментально установлено, что количество переносимого вещества пропорционально градиенту его концентрации. Это положение известно как закон диффузии Фика

$$J_i = -D_i \frac{\partial c_i(x,t)}{\partial x},$$

где J_i – поток компонента i отнесенный к единице поверхности, D_i – коэффициент диффузии, $c_i(x,t)$ – концентрация компонента i, есть функция пространства и времени, x – направление переноса.

Знак «–» означает, что поток направлен в сторону уменьшения концентрации.

Коэффициент диффузии является свойством вещества. Его величина определяет скорость переноса частиц компонента i в объеме рассматриваемого вещества. Это свойство вещества называют транспортным. Необходимо учитывать, что коэффициент D меняется с изменением состояния вещества (температуры, давления, состава).

На рис. 3.7 изображен участок трубопровода, где основным механизмом переноса вещества является молекулярный. Выделим элементарный объем $dV = S \cdot dX$ и применим к нему законы сохранения массы.

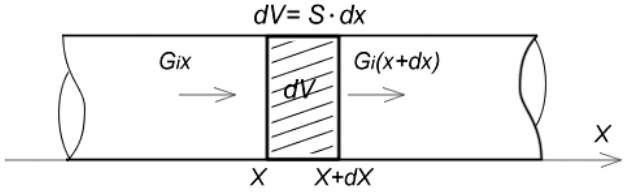


Рис. 3.7. Молекулярный перенос веществ на участке трубопровода, где S – площадь поперечного сечения

Для момента времени *t* расход вещества *i*, обусловленный диффузией через поверхность *S*, находящийся на расстоянии *x* равен

$$G_i x = -D_i \frac{\partial c_i}{\partial x} \cdot S \, .$$

На расстоянии *dx*, концентрация вещества *i*, вследствие изменения его внутри объема, равна

$$c_i + \frac{\partial c_i}{\partial x} dx \, .$$

Тогда, расход этого вещества через поверхность на расстоянии (*x*+*dx*) будет определяться

$$G_i (x + dx) = -D_i \frac{\partial (c_i + \frac{\partial c_i}{\partial x} dx)}{\partial x} \cdot S \, .$$

Следовательно, за счет изменения концентрации c_i в направлении оси *x*, в рассматриваемый элементарный объем поступает в единицу времени количество вещества *i*, равное

$$dGx = G_i x - G_i (x + dx) = -D_i \frac{\partial c_i}{\partial x} \cdot S + D_i \frac{\partial c_i}{\partial x} \cdot S + D_i \frac{\partial^2 c_i}{\partial x^2} dx \cdot S \, ,$$

или

$$dGx = D_i \frac{\partial^2 c_i}{\partial x^2} dV \cdot \qquad (3.5)$$

С другой стороны, изменение количества вещества в выделенном объеме происходит за счет изменения концентрации во времени, т. е.

$$dG_t = \frac{\partial c_i}{\partial t} \cdot dV \, . \qquad (3.6)$$

Таким образом, на основании закона сохранения массы, с учетом уравнений (3.5) и (3.6), получим

$$D_i \frac{\partial^2 c_i}{\partial x^2} dV = \frac{\partial c_i}{\partial t} \cdot dV \cdot$$

Тогда, модель процесса, в котором основным механизмом является диффузионный перенос, будет иметь следующий вид:

$$-\frac{\partial c_i}{\partial t} + D_i \frac{\partial^2 c_i}{\partial x^2} = 0 \cdot$$

Это выражение описывает закономерности массопереноса путем молекулярной диффузии и является следствием закона Фика и закона сохранения массы, в зависимости от начальных и граничных условий. Уравнение определяет поле концентраций компонента *i* в рассматриваемой неподвижной среде.

Если рассматриваемая среда представляет собой многокомпонентную смесь, то в общем случае различные ее компоненты перемещаются с различными скоростями. За счет этого состав смеси изменяется в пространстве и времени. Перенос любого компонента движущейся среде обусловлен двумя факторами. Массовым движением, мерой которого является скорость (конвективный перенос) и диффузией, скорость которой зависит от градиента концентрации переносимого компонента и эффективного коэффициента диффузии (молекулярный механизм).

Вывод уравнения переноса в движущейся среде аналогичен выводу уравнений, рассмотренных ранее, и сводится к составлению уравнений материально баланса *i* компонента смеси для элементарного объема.

На рис. 3.8 изображен участок трубопровода, в котором перенос вещества осуществляется в результате действия двух механизмов, диффузионного и конвективного переноса с массовой скоростью *W(x, t).*

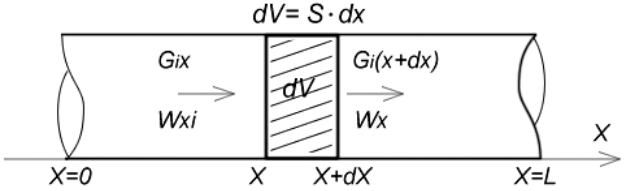


Рис. 3.8. Диффузионный и конвективный перенос веществ на участке трубопровода

Тогда, количество вещества, поступающего в выделенный элементарный объем будет равно

$$G_i x = (W_x \cdot C_i - D_i \frac{\partial c_i}{\partial x})S ,$$

Здесь правая часть уравнения характеризует два механизма: $W_x \cdot C_i$ – конвективный перенос, и $D_i \frac{\partial c_i}{\partial x} \cdot S$ – диффузионный перенос.

А количество вещества, выходящего из выделенного объема, будет определяться следующим выражением:

$$G_i(x+dx) = \left\{ \left[W_x c_i + \frac{\partial (W_x c_i)}{\partial x} \right] - D_i \frac{\partial (c_i + \frac{\partial c_i}{\partial x} dx)}{\partial x} \right\} \cdot S \cdot$$

Изменение количества вещества внутри выделенного объема будет выражаться

$$dG_i x = G_i x - G_i(x+dx) = \left[-\frac{\partial (W_x c_i)}{\partial x} + D_i \frac{\partial^2 c_i}{\partial x^2} \right] dx \cdot S \cdot$$

Однако изменение содержания компонента i в элементарном объеме $dV=dxS$ может происходить не только вследствие диффузионного и конвективного перехода, но и в результате, например, химической реакции притока или оттока вещества из вне. Если скорость образования компонента i в единице объема равна $r_{i,\vartheta}$, то за единицу времени в объеме dV образуется количество этого компонента, равное $r_{i,\vartheta} \cdot dV$.

Таким образом, изменение количества компонента i в единице объема dV с учетом всех механизмов, будет иметь вид

$$dG_i x = \left[-\frac{\partial (W_x c_i)}{\partial x} + D_i \frac{\partial^2 c_i}{\partial x^2} \right] dV + r_{i,\vartheta} \cdot dV \qquad (3.7)$$

С другой стороны перенос компонента i и его образование вызывает изменение концентрации C_i в рассматриваемом элементарном объеме во времени

$$dG_i x = \frac{\partial c_i}{\partial t} \cdot dV. \qquad (3.8)$$

На основании закона материального баланса, с учетом уравнений (3.7) и (3.8), получим следующую модель рассматриваемого процесса.

$$\frac{\partial c_i}{\partial t} = D_i \frac{\partial^2 c_i}{\partial x^2} - \frac{\partial (W_x c_i)}{\partial x} + r_{i,\vartheta}, \qquad Ci(t=0,x) = \varphi(x),$$

$$Ci(t, x=0) = f_1(t),\ Ci(t, x=l) = f_2(t) \qquad (3.9)$$

Здесь $Ci(t=0,x) = \varphi(x)$ – начальные условия, определяющие концентрацию вещества i, по координате в начале процесса. Функция $\varphi(x)$ – известная.

$Ci(t, x = 0) = f_1(t)$ и $Ci(t, x = l) = f_2(t)$ – определяют изменение концентрации во времени в начале и конце процесса. $f_1(t)$ и $f_2(t)$ – известные функции.

Это общее выражение, характеризующее перенос массы вещества под действием различных механизмов. В различных частных случаях это уравнение будет иметь соответствующий вид. Эти частные случаи, будут рассмотрены ниже.

Модель идеального вытеснения

Эта модель широко используется при описании аппаратов, работающих по принципу вытеснения, например, трубчатых реакторов или теплообменников. Условия физической реализации модели выполняются в случае «поршневого» потока, когда предполагается, что в направлении его движения, смещение полностью отсутствует.

На рис. 3.9 изображена схема такого процесса. На вход трубопровода (l=0) закачивается вещество с концентрацией $C^{(K)}$, с постоянной скоростью W, которое «поршневым» образом вытесняет вещество концентрации $C^{(0)}$, заполнявшего до этого все пространство. Требуется получить модель такого процесса.

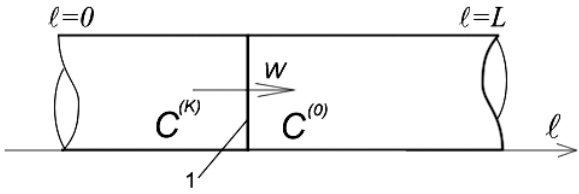


Рис. 3.9 Схема процесса вытеснения,
где l – граница раздела

Применим к этому процессу общее уравнение переноса массы (3.9). В таком случае, при следующих условиях реализации процесса, а именно:

D=0, жидкость несжимаема, химические реакции отсутствуют, объект с распределенными параметрами, процесс изотермический и стационарный. Тогда модель запишется в следующем виде:

$$\frac{\partial c}{\partial t} = -W\frac{\partial c}{\partial l},\ C(t=0, l) = C^{(0)},\ C(t, l=0) = C_н^{(к)}(t),\ C(t, l=L) = C_к^{(к)}(t).$$

Такой вид модели определяется исходя из следующих соображений. Учитывая принятый характер вытеснения *D*=0, и учитывая постоянную скорость закачки, тогда $\frac{\partial W}{\partial x} = 0$, отсутствие внешних и внутренних источников поступления вещества, т. е. r_i =0.

Характер изменения концентрации на выходе будет иметь следующий вид, по рис. 3.10.

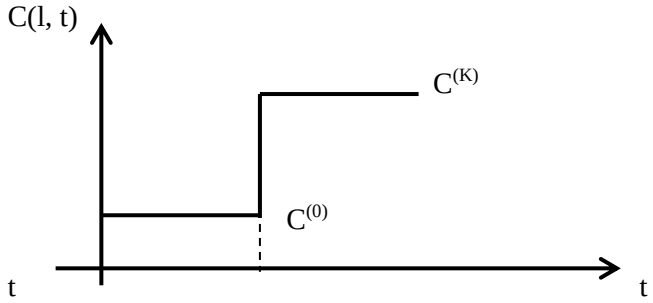


Рис. 3.10. Изменение концентрации на выходе

$$C(l,t) = \begin{cases} C^{(0)}, t \le \frac{L}{W} \\ C^{(K)}, t > \frac{L}{W} \end{cases}.$$

Модель диффузионного вытеснителя

Диффузионная модель значительно лучше, чем модель идеального вытеснителя, соответствует условиям реальных аппаратов химической технологии, в которых перемещение веществ производится по принципу вытеснения, например в трубчатых реакторах, противоточных аппаратах, хроматографии. В отличие от предыдущей модели, здесь имеется размытая граница между двумя веществами. Условия физической реализуемости диффузионной модели выполняются в случае, когда в направлении его существует продольное смещение.

На рис. 3.11 изображена схема такого процесса. Реализуемый процесс аналогичен рассмотренному ранее, за исключением того, что на границе раздела двух веществ, за счет диффузионного механизма существует зона смеси.

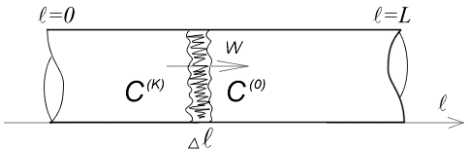


Рис. 3.11. Схема диффузионного процесса
Δl – зона перемешивания

Аналогично рассмотренному выше, применяя к этому процессу общее уравнение (3.9), и принимая аналогичные условия его реализации, за исключением того, что $D_L \neq 0$, получим модель, которая запишется в следующем виде.

$$\frac{\partial c}{\partial t} = -W\frac{\partial c}{\partial l} + D_L\frac{\partial^2 c}{\partial x^2},\ C(t=0,\ l) = C^{(0.)},$$

$$C(t,\ l=0) = C^{(\kappa)}(t),\ C(t,\ l=L) = C''^{(\kappa)}(t).$$

Характер изменения концентрации на выходе, в случае если на входе концентрация менялась скачкообразно, будет иметь вид, приведенный на рис. 3.12.

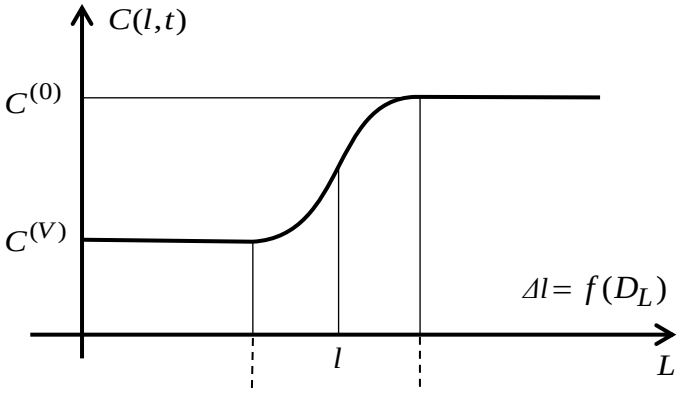


Рис. 3.12. Изменение концентрации

Модели перемешивания

При моделировании, как правило, рассматривается модель идеального перемешивания. Такое условие реализуется, если во всем потоке жидкости или на его участке происходит полное (идеальное) смешивание частиц потока. Под идеальным перемешиванием понимаем мгновенное распространение рассматриваемой концентрации при попадании в зону смешивания. Тогда любое изменение концентрации вещества на входе потока в зону идеального смешивания мгновенно распространяется по всему объему зоны. В химической технологии часто стремятся приблизиться к условиям идеального смешения путем установки в аппаратах специальных мешалок, создания противотоков и использования других приспособлений.

Рассмотрим модель реактора идеального перемешивания на рис. 3.13. В реактор поступают два известных по величине потока $Q_1 c_A$ и $Q_2 c_B$, состоящие из растворителя, в котором растворены два компонента А и В. В зоне перемешивания происхо-

дит их идеальное перемешивание и образуется новый компонент *D*. На выходе из реактора величина потока равна $Q_3 c_D$.

При построении модели будем исходить из следующих допущений. Примем, что объект с сосредоточенными параметрами, перемешивание идеальное, а жидкости – несжимаемы, процесс изотермический и в зоне смеси нет химических реакций.

При получении модели будем исходить из следующего. Учитывая, что процесс гидромеханический, то общее уравнение, полученное и подробно рассмотренное ранее, будет:

$$\frac{\partial c_i}{\partial t} = D_i \frac{\partial^2 c_i}{\partial x^2} - \frac{\partial (W_x c_i)}{\partial x} + r_{iv}.$$

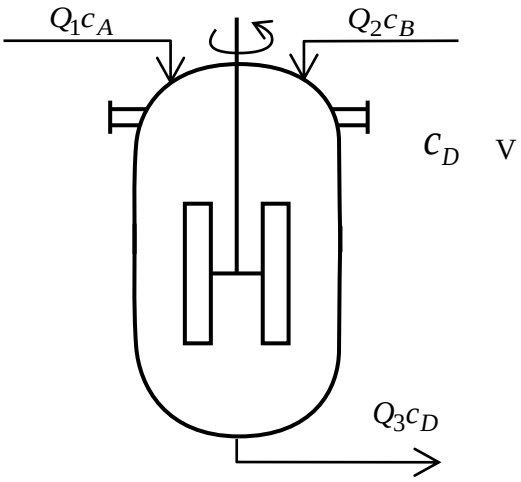


Рис. 3.13. Схема реактора идеального перемешивания

В нашем конкретном случае, с учетом принятых допущений примет следующий вид:

$$\frac{\partial c_i}{\partial t} = r_{iv},$$

где r – скорость образования вещества в единице объема.

Такой вид уравнения определяется тем, что из-за принятого идеального перемешивания $\frac{\partial c_i}{\partial x} = 0$, а с учетом того, что скорость в зоне смеси мала и постоянна, то $\frac{\partial (W_x c_i)}{\partial x} = 0$.

Запишем это уравнение для рассматриваемого объекта

$$\frac{\partial (V c_{D)}}{\partial t} = (Q_1 c_A + Q_2 c_B) - Q_3 c_D .$$

В таком случае, модель рассматриваемого объекта будет иметь следующий вид

$$\frac{\partial c_D}{\partial t} = \frac{1}{V}\left[(Q_1 c_A + Q_2 c_B) - Q_3 c_D\right], \; t = 0: \;\; c_D = 0. \qquad (3.10)$$

В установившемся режиме сумма входных расходов будет равно выходному

$$Q_1 c_A^{(0)} + Q_2 c_B^{(0)} = Q_3 c_D^{(0)} . \qquad (3.11)$$

Перепишем уравнение (3.10) в приращениях

$$c_D^{(0)} V \cdot \frac{d\left(\frac{\Delta c_D}{c_D^{(0)}}\right)}{dt} + Q_3 \left(\frac{\Delta c_D}{c_D^{(0)}}\right) = c_A^{(0)} Q_1 \left(\frac{\Delta c_A}{c_A^{(0)}}\right) + c_B^{(0)} Q_2 \left(\frac{\Delta c_B}{c_B^{(0)}}\right)$$

Теперь введем следующие обозначения:

$$X_{вых}(t) = \frac{\Delta c_D}{c_D^{(0)}}, \quad X_{вх1}(t) = \frac{\Delta c_A}{c_A^{(0)}}, \quad X_{вх2}(t) = \frac{\Delta c_B}{c_B^{(0)}},$$

$$T_0 = \frac{V}{Q_3}, \;\; k_1 = \frac{Q_1 c_A^{(0)}}{Q_3 c_D^{(0)}}, \; k_2 = \frac{Q_2 c_B^{(0)}}{Q_3 c_D^{(0)}} .$$

В итоге, окончательно получаем

$$T_0 \frac{dX_{вых}(t)}{dt} + X_{вых}(t) = k_1 X_{вх1}(t) + k_2 X_{вх2}(t),\ t = 0:$$

$$X_{вых}(t) = 0.$$

В операторной форме, при нулевых начальных условиях, уравнение и соответствующая передаточная функция перепишутся в следующем виде:

$$(T_0 P + 1) X_{вых}(p) = k_1 X_{вх1}(p) + k_2 X_{вх2}(p),$$

$$W_1(p) = \frac{k_1}{T_0 P + 1};\ W_2(p) = \frac{k_2}{T_0 P + 1}.$$

В данном конспекте рассмотрен один из основных методов получения моделей – аналитический. Он основан на теоретическом изучении основных закономерностей, определяющих ход исследуемого процесса.

Принципиальная особенность этих методов заключается в том, что можно аналитическим путем исследовать динамику проектируемых систем и применять полученные уравнения для описания свойств других однотипных объектов и процессов.

Аналитические методы получения моделей обычно используются на стадии проектирования технологического процесса и систем автоматизации, оценки допустимой области применения технологических параметров, разработки структурных схем регулирования. Полученные модели позволяют проводить автоматизацию процесса и оценивать его потенциальные возможности без учета его конструктивной реализации.

3.4. Моделирующие программы для нефтяной промышленности

Разработка актуальных технологических ходов переработки природного углеводородного сырья и оптимальная эксплуатация действующих производств невозможна без применения моделирующих программ, имеющих высокую точность описания параметров технологических ходов и позволяющих без значительных материальных и временных затрат производить исследования этих ходов. Такие модельные исследования имеют огромное значение не только для проектирования, но для функционирования существующих производств, т. к. позволяет учесть влияние внешних факторов (изменение состава сырья, изменение требований к конечным и промежуточным продуктам и т. д.) на показатели действующих производств [9–10]. В настоящее время инженерам-технологам доступно большое число программных средств моделирования химико-технологических процедур. Эти средства в основном разработаны фирмами США и Канады.

По оценкам “Chemputers”, рынок программных продуктов для моделирования химико-технологических процедур и инженерных расчетов, включая программы для тренировки персонала и средства автоматизации производств, составляет в настоящее время 487 млн. долл., а в 2001 г. достиг 1 млрд. долл., в 2012 г. составил около 2 млрд. долл. Рынок собственно программ моделирования химико-технологических процедур в 1996 г. составлял 150 млн. долл. В настоящее время одно рабочее место инженера-технолога или разработчика, оборудованное специальными средствами моделирования, обходится в США в среднем 20000 долл. в год.

В данном разделе рассматриваются основные принципы моделирования, заложенные в эти системы и их основные характеристики, позволяющие оценить пригодность различных инструментов для решения широкого круга задач, встающих перед инженерным персоналом газовой и нефтяной промышленности.

В основу всех средств моделирования заложены общие принципы расчетов материально-тепловых балансов химических производств (т. е. производств, связанных с изменением агрегатного состояния, компонентного и химического состава материальных потоков). Как правило, любое производство состоит из стадий (элементов), на каждой из которых производится определенное воздействие на материальные потоки и превращение энергии. Последовательность стадий обычно описывается с помощью технологической схемы, каждый элемент которой соответствует определенному технологическому процессу (или группе совместно протекающих процедур). Соединения между элементами технологической схемы соответствуют материальным и энергетическим потокам, протекающим в системе. В целом моделирование технологической схемы основано на применении общих принципов термодинамики к отдельным элементам схемы и к системе в целом.

Любая система моделирования включает набор следующих основных подсистем, обеспечивающих решение задачи моделирования химико-технологических процедур: набор термодинамических данных по чистым компонентам (база данных) и средства, позволяющие выбирать определенные компоненты для описания качественного состава рабочих смесей; средства представления характеристик природных углеводородных смесей, главным образом, нефти и конденсатов газа, в виде, приемлемом для описания качественного состава рабочих смесей, по данным лабораторного анализа; различные методы расчета термодинамических свойств, таких как коэффициента фазового равновесия, энтальпии, энтропии, плотности, растворимости газов и твердых веществ в жидкостях и фугитивной характеристики паров; набор моделей для расчета отдельных элементов технологических схем-процедур; средства для формирования технологических схем из отдельных элементов; средства для расчета технологических схем.

Термодинамические данные по чистым компонентам необходимы для расчета термодинамических свойств, таких как коэффициента фазового равновесия, энтальпии, энтропии, плотности, растворимости газов и твердых веществ в жидкостях и фугитивной характеристики паров.

Они включают: критические параметры и фактор ацентричности; молекулярная масса; плотность в точке кипения или при стандартных условиях; температура кипения при атмосферном давлении; константы для расчета идеально-газовой теплоемкости или идеально-газовой энтальпии, энергии Гиббса, теплота образования и сгорания, вязкости, поверхностного натяжения, и т. п.

Обычно, моделирующие системы имеют встроенные базы данных свойств чистых компонентов. Число чистых компонентов обычно превышает 1000, что дает возможность использовать программу практически для любых случаев. На практике, при решении задач, характерных для газовой и нефтяной промышленности, используются не более 50 компонентов. Средства представления и анализа свойств нефти и газовых конденсатов необходимы, чтобы на основе данных лабораторных исследований свойств нефти, конденсатов газа и нефтепродуктов получить необходимые данные для адекватного представления этих смесей в моделирующей системе. Потоки углеводородов могут быть определены (заданы) с помощью лабораторных данных разгонки. Обычно эти данные состоят из собственно данных разгонки (ASTM D86, ASTM D1160 или ASTM D2887), данных по удельному весу (средний удельный вес и, возможно, кривая удельного веса) и, может быть, данных по молекулярному весу, содержанию легких компонентов, а также данных по специальным товарным свойствам, таким как температура застывания и содержание серы. Эта информация используется для генерации набора дискретных компонентов, которые потом применяются для представления состава каждого потока, характеризуемого кривой разгонки.

Методы расчета термодинамических свойств включают различные термодинамических свойства, такие как коэффициента фазового равновесия, энтальпии, энтропии, плотности, растворимости газов и твердых веществ в жидкостях и фугитивной характеристики паров. Для примера рассмотрим модуль программного продукта предназначенного для конвертации градусов API в метрическую плотность. Данные методы включают в себя: обобщенные корреляции, такие как метод расчета коэффициентов фазового равновесия Чао-Сидера и метод расчета плотности жидкости API; уравнения состояния, такие как метод рас-

чета Соава-Редлиха-Квонга для коэффициента фазового равновесия, энтальпий, энтропий и плотностей; методы коэффициентов активности жидкости, такие как метод NRTL (Non-Random Two- Liquid - Неслучайное двужидкостное состояние) для расчета коэффициента фазового равновесия; методы фугитивной характеристики паров, такие как метод Хайдена-О'Коннела для димеризующихся веществ; специальные методы расчета характеристик специфических систем компонентов, таких как спирты, амины, гликоли и системы кислой воды.

Наиболее часто для моделирования процедур обработки природного газа и нефти используются уравнения состояния Пенга-Робинсона и Соава-Редлиха-Квонга и их модификации. Вопросы применения этих уравнений состояния при моделировании термодинамических свойств конденсатов газа флюидов очень подробно описаны в монографии. Эти методы позволяют решить большую часть технологических проблем, возникающих при моделировании задач переработки газа. Как правило, от состава средств моделирования отдельных процедур зависят функциональные возможности всей моделирующей системы.

Как правило, все моделирующие системы включают средства для моделирования следующего набора процедур: сепарация газа и жидкости (2-х несмешивающихся жидкостей); однократное испарение и конденсация; дросселирование; адиабатическое сжатие и расширение в компрессорах и детандерах; теплообмен двух потоков; нагрев или охлаждение потока; ветвление и смешение потоков; процессы в дистилляционных колоннах с возможностью подачи и отбора боковых материальных и тепловых потоков: а) абсорберы; б) конденсационные (укрепляющие) колонны; в) отпарные (исчерпывающие) колонны; г) дистилляционные колонны.

Все программы позволяют моделировать сложные дистилляционные системы со стриппингами, боковыми орошениями, подогревателями и т. д., т. е. решать наиболее сложные задачи первичной переработки нефти. Большинство задач дистилляции применительно к процессам переработки природного газа и конденсата, имеющимся на действующих производствах, с помощью рассматриваемых пакетов решаются успешно и с высокой скоростью.

Такого набора процедур достаточно для моделирования основного круга задач переработки газа. Системы моделирования могут содержать также средства для моделирования процедур, расширяющих сферу их использования на химическую и нефтехимическую промышленность: теплообмен в многопоточных теплообменниках; химические процессы в реакторах (в т. ч. стехиометрический, с минимизацией энергии Гиббса, равновесный, полного вытеснения и смешения); процессы в экстракторах жидкость-жидкость; процессы с твердой фазой (кристаллизаторы, центрифуги, фильтры, сушилки и т. д.).

Часто в моделирующих системах имеются средства для написания несложных программ для моделей пользователями. При этом используется достаточно простой макроязык.

Любая задача моделирования эквивалентна большой системе нелинейных одновременно решаемых уравнений. Эта система включает расчет всех необходимых термодинамических характеристик для всех потоков, расходов и составов с применением выбранных моделей расчета свойств и процедур. В принципе, возможно решение всех этих уравнений одновременно, но в моделирующих системах обычно используется другой подход: каждый элемент схемы решается с применением наиболее эффективных алгоритмов, разработанных для каждого случая.

При расчете системы взаимосвязанных аппаратов последовательность расчета элементов определяется автоматически (или может быть задана пользователем). При наличии рециклов создается итерационная схема, в которой рецикловые потоки разрываются, и создается последовательность сходящихся оценочных значений. Эти значения получаются замещением величин, рассчитанных при предыдущем просчете схемы (Метод Простого Замещения) или путем применения специальных методов ускорения расчета рециклов – Вегштейна (Wegstein) и Бройдена (Broyden).

Возможность проводить расчеты в динамическом режиме позволяет гораздо лучше понять сущность моделируемых процедур. Можно собрать и испытать схему регулирования, исследовать пусковые режимы, получить представление о реально работающем процессе и поведении объекта в нештатных ситуациях, о влиянии изменения параметров на качество продуктов.

Многие моделирующие программы позволяют, после выполнения стадии расчета технологической схемы или отдельного аппарата, выполнять расчеты гидравлических и основных конструктивных характеристик сепарационного оборудования, емкостей, теплообменной аппаратуры, тарельчатых и насадочных ректификационных колонн, а также выполнять оценку стоимости изготовления каждого аппарата. Это очень важно для выполнения, как проектных работ, так и предпроектных исследований, т. к. позволяет оптимизировать капиталоемкость разрабатываемой технологии.

В настоящее время лидирующие позиции на Американском рынке (Американский рынок программных продуктов наиболее развит) занимают продукты трех компаний – Simulation Sciences (SimSci), Aspen Technologies и Hyprotech.

Hysys и Hysim – продукты канадской компании Hyprotech Limited. Hysim является продуктом для платформы PC/DOS. Позволяет выполнять статическое моделирование практически всех основных процедур переработки газа, нефтепереработки и нефтехимии. Особый акцент сделан на работу с уравнением состояния Пенга-Робинсона. Программа имеет расширенный набор модификаций уравнения состояния Пенга-Робинсона, включающих работу с несимметричными коэффициентами бинарного взаимодействия и различными правилами смещения, модификации для работы с водой, гликолями и аминами. Пакет имеет оригинальный, весьма совершенный алгоритм расчета ректификационных колонн, практически не имеет ограничений в отношении набора задаваемых спецификаций и сложности колонны. Программа имеет табличный ввод данных, по которому затем строится изображение схемы в формате AUTOCAD. Дополнительный пакет Hyprop позволяет эффективно обрабатывать экспериментальные данные по свойствам чистых компонентов и затем использовать полученные корреляции в расчетах. В 1996 г. фирма представила новую разработку – Hysys, разработанную специально для 32 разрядных платформ PC/Windows. В настоящее время вышла 2 версия программы. Программа, наряду с возможностью статического моделирования технологических схем, позволяет в той же среде производить динамическое моделирование отдельных процедур и всей технологиче-

ской цепочки, а также разрабатывать и отлаживать схемы регулирования процедур. Имеется возможность выполнять расчеты основных конструктивных характеристик сепарационного оборудования, емкостей, теплообменной аппаратуры, тарельчатых и насадочных ректификационных колонн и оценку стоимости оборудования. Программа имеет развитый графический интерфейс, поддерживает технологию OLE-2 и хорошо интегрирована с офисными приложениями Microsoft.

Aspen Plus и Speed UP – продукты американской компании Aspen Technologies Incorporated. Эти системы широко известны в США, в т. ч. среди студентов химико-технологических специальностей. Эти пакеты разработаны для Unix-платформ DEC-alpha и Solaris. Являясь, таким образом, высокопроизводительными приложениями для рабочих станций, продукты малоизвестны в Казахстане. Aspen Plus – система для статического моделирования процедур, основанных на химическом и фазовом превращении. Имеет широкий набор алгоритмов, который постоянно расширяется, благодаря тому, что Aspen Plus является системой с открытыми стандартами. Система имеет развитый графический интерфейс. Имеется возможность выполнять расчеты основных конструктивных характеристик и оценку стоимости оборудования. Speed UP – система динамического моделирования технологических процедур, совместимая на уровне данных с платформой Aspen Plus. Обе программы пакета сейчас объединены в новейшем интегрированном пакете Dyna Plus.

Pro II и Provision – эти широко известные программные продукты, внешний вид которых представлен на рис. 3.14, разработаны американской фирмой Simulation Science, Inc. Система Pro II была первоначально перенесена на платформу DOS/PC с мэйнфреймов

В этой реализации она не имела удобного пользовательского интерфейса. В 1995 г. фирма анонсировала новый графический интерфейс для 32 разрядных платформ PC/Windows с поддержкой OLE-2 и выпустила пакет Provision. Одновременно разрабатывалась реализация и для Unix-платформ (AIX и Solaris). Практически, в Pro II/Provision заложены возможности моделирования почти всех химических и нефтехимических производств. Также имеются широкие возможности для работы с

растворами электролитов. Имеется возможность проведения гидравлических расчетов сепарационного оборудования, реакторов, насадочных и тарельчатых ректификационных колонн. Фирма имеет в своем арсенале также пакет динамического моделирования – Prottis, который сейчас также доступен через интерфейс Provision. Кроме этого, фирма предлагает пакет моделирования гидравлики нефтяных месторождений, систем сбора и транспорта нефти и газа – Pipe face. Фирма имеет еще ряд продуктов, в том числе ROM (Rigorous Online Modeling), системы анализа данных по месторождениям нефти и газа. В кооперации с Shell Development Corporation. разработан онлайновый симулятор Romeo.

Кроме продуктов "первого эшелона", на рынке программных характеристик для инженерного моделирования присутствуют продукты, предоставляющие пользователю значительно меньше возможностей, но достаточно, чтобы решать основной круг задач инженера-технолога. CHEMCAD III. Программный пакет CHEMCAD разработан фирмой ChemStation, Inc. Пакет включает средства статического моделирования основных процедур, основанных на фазовых и химических превращениях, а также средства для расчета геометрических размеров и конструктивных характеристик основных аппаратов, и оценки стоимости оборудования. Программа разработана для платформы DOS/PC, имеет графический интерфейс. В настоящее время разрабатывается Windows-версия программы.

В этой реализации она не имела удобного пользовательского интерфейса. В 1995 г. фирма анонсировала новый графический интерфейс для 32 разрядных платформ PC/Windows с поддержкой OLE-2 и выпустила пакет Provision. Одновременно разрабатывалась реализация и для Unix-платформ (AIX и Solaris). Практически, в Pro II/Provision заложены возможности моделирования почти всех химических и нефтехимических производств. Также имеются широкие возможности для работы с растворами электролитов. Имеется возможность проведения гидравлических расчетов сепарационного оборудования, реакторов, насадочных и тарельчатых ректификационных колонн. Фирма имеет в своем арсенале также пакет динамического моделирования – Prottis, который сейчас также доступен через интерфейс Provision. Кроме этого, фирма

предлагает пакет моделирования гидравлики нефтяных месторождений, систем сбора и транспорта нефти и газа – Pipe face. Фирма имеет еще ряд продуктов, в т. ч. ROM (Rigorous Online Modeling), системы анализа данных по месторождениям нефти и газа. В кооперации с Shell Development Corporation. разработан онлайновый симулятор Romeo.

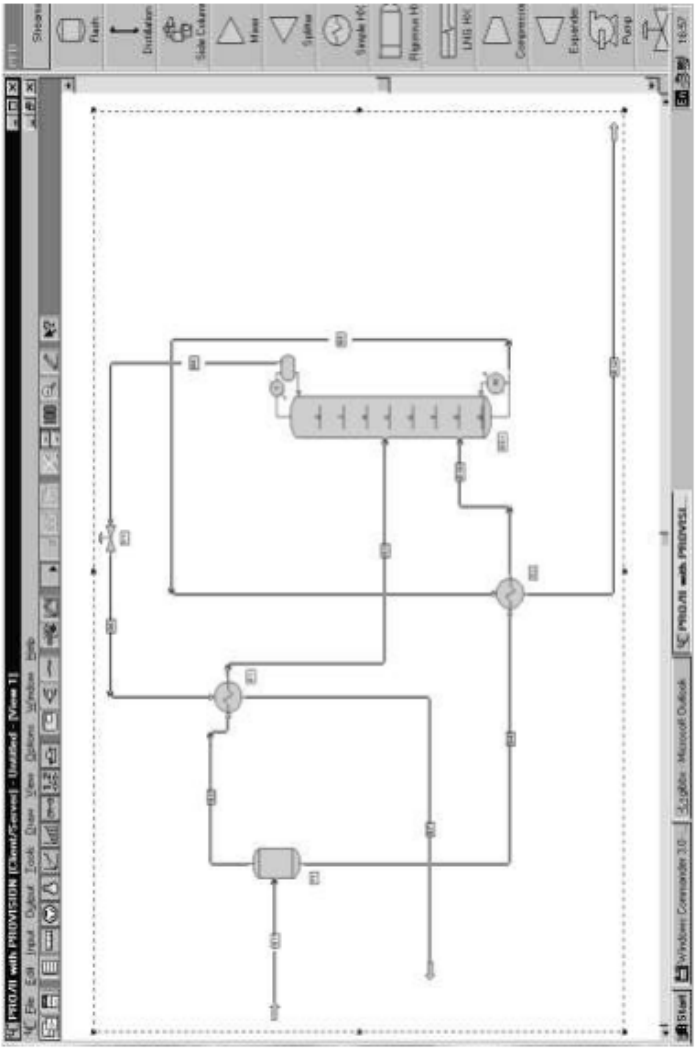


Рис. 3.14. Графический интерфейс Provision

Кроме продуктов “первого эшелона”, на рынке программных характеристик для инженерного моделирования присутствуют продукты, предоставляющие пользователю значительно меньше возможностей, но достаточно, чтобы решать основной круг задач инженера-технолога. CHEMCAD III. Программный пакет CHEMCAD разработан фирмой ChemStation, Inc. Пакет включает средства статического моделирования основных процедур, основанных на фазовых и химических превращениях, а также средства для расчета геометрических размеров и конструктивных характеристик основных аппаратов, и оценки стоимости оборудования. Программа разработана для платформы DOS/PC, имеет графический интерфейс. В настоящее время разрабатывается Windows-версия программы.

PROSIM – продукт компании Bryan Research & Engineering, Incorporated на рис. 3.15. Пакет включает средства статического моделирования основных процедур переработки газа (включая гликолевую осушку, аминовую очистку, фракционирование), нефтепереработки (атмосферно-вакуумная перегонка). Имеются средства для расчета геометрических размеров и конструктивных характеристик аппаратов. Программа разработана для платформы DOS/PC, имеет удобный графический интерфейс, представленный на рис. 3.16.

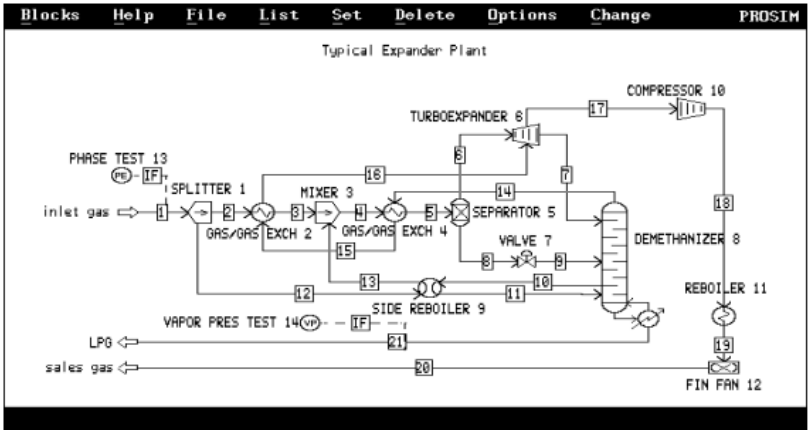


Рис. 3.15. Моделирование турбодетандерной установки с помощью пакета PROSIM



Рис. 3.16. Графический интерфейс GIBBS

Среди программ стран таможенного союза следует отметить разработки: КОМФОРТ и GIBBS, внешний вид которой представлен на рис. 3.16. КОМФОРТ – эта система моделирования представляет собой инструментальное средство для выполнения поверочных и проектных расчетов материально-тепловых балансов различных химических производств. КОМФОРТ состоит из управляющей программы и модулей расчета аппаратов. Управляющая программа с конкретным набором технологических модулей образует предметно-ориентированную моделирующую программу, позволяющую выполнять расчеты для конкретного класса химико-технологических схем (ХТС). Программа имеет средства для расчета всех основных процедур фракционирования для переработки газа. Интерфейс представляет собой систему с табличным кодированием данных. Программа разработана для платформы DOS/PC. С программой можно ознакомиться во ВНИИГАЗе.

GIBBS – этот моделирующий пакет, включает средства для моделирования процедур промысловой подготовки природных газов, включая обычные установки низкотемпературной сепарации и низкотемпературные детандерные заводы с частичным или полным фракционированием жидких углеводородов, процессы обработки газа с впрыском, сбором и регенерацией ингибиторов гидратообразования, промысловой и заводской подготовки и переработки конденсата газа и нефти, включая деэтанизацию, стабилизацию и фракционирование по топливному варианту, фракционирование газа. Программа имеет средства для синтеза нефтяной смеси по данным лабораторных анализов, расчета товарных характеристик фракций моторных топлив, условий образования и ингибирования газовых гидратов, расчета дифференциальной конденсации пластовых смесей, расчета условий образования твердой фазы CO_2 и другие утилиты инженерного применения.

Обычно стадия проектирования (т. е. изготовления рабочих чертежей) выполняется с помощью специализированного программного обеспечения (CAD/CAM приложений). Однако стадии проектирования предшествует исследование проекта, на которой выполняются отдельные общие стадии проектирования (планирование размещения объекта, снабжение энергией, теплом, водой и т. п.), оценка стоимости отдельных стадий и проекта в целом и

составление сметы проекта, разработка сетевого графика выполнения проекта, анализ эффективности субсидирования проекта.

Хотя исследование проекта не относится к задачам моделирования химико-технологических процедур, существует специальное программное обеспечение, позволяющее выполнять такие исследования и использующее в качестве исходных данные, полученные с помощью перечисленных выше программных продуктов. К таким программам относится ICARUS PROCESS EVALUATOR (IPE), использующие в качестве исходные данные, полученные с помощью HYSYM, Aspen Plus, Provision и CHEMCAD III. Программа позволяет выбрать наиболее прибыльный проект из различных вариантов, чтобы обеспечить надежный возврат инвестиций после осуществления проекта. Для этого выполняется полный анализ стоимости проекта на основе данных о стоимостях оборудования, труда, транспортировки, различных типов установок, зданий, сооружений и т. д. (для условий США, Великобритании и Японии). При этом может быть выполнен подробный расчет размеров оборудования по стандартам ASME, API, ANSI, TEMA, NEMA, BS5500, JIS. На основе общих характеристик проекта и сметных расчетов может быть разработан сетевой график производства работ, и далее – выполнен подробный анализ субсидий.

Актуальные средства моделирования, которые могут быть использованы для разработки, анализа и проектирования новых производств, и для анализа работы существующих, весьма многообразны. Они позволяют автоматизировать практически все стадии инженерного труда и свести к минимуму затраты рабочего времени, трудовых ресурсов и денежных средств. При этом поставленная задача решается оптимально, с учетом накопленного опыта и данных. Совершенно очевидно, что конкурентное развитие техники и технологии невозможно без широкомасштабного использования таких средств моделирования как в проектных и исследовательских организациях, так и на производстве. В основу всех средств моделирования заложены общие принципы расчетов материально-тепловых балансов производств. В целом моделирование технологической схемы основано на применении общих принципов термодинамики к отдельным элементам схемы и к системе в целом.

4. РАЗВИТИЕ СУПЕРКОМПЬЮТЕРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

4.1. Потребности нефтегазовой отрасли в высокопроизводительных вычислениях

В настоящее время основными проблемами нефтегазовой отрасли России являются: истощение разрабатываемых месторождений; снижение эффективности добычи; экономические и технологические сложности в освоении новых месторождений.

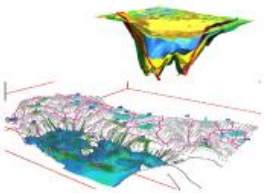
К понятию суперкомпьютерные технологии относят совокупность взаимодополняющих технологий [11]: суперкомпьютерные системы и среды, их архитектура и элементная база, соответствующие стеки программного обеспечения системного и промежуточного уровня, в т. ч. технологии и средства хранения сверхбольших массивов данных; технологии разработки параллельных приложений (модели, языки, инструментальные средства и системы программирования), обеспечивающие высокую продуктивность прикладного программирования для суперкомпьютерных систем и сред; технологии инфраструктурной интеграции распределенных ресурсов на основе суперкомпьютерных центров и системы магистральных каналов связи; технологии обеспечения информационной безопасности в суперкомпьютерных системах и средах; предметно-ориентированные программные приложения и сервисы, нацеленные на полноценное использование возможностей современных и перспективных суперкомпьютерных систем и сред; технологии веб-сервисов масштабируемого доступа конечных пользователей к суперкомпьютерным системам, средам и прикладному программному обеспечению.

В настоящем обзоре основное внимание уделено описанию состояния использования суперкомпьютерных технологий в нефтегазовой отрасли, анализу текущих и перспективных потребностей нефтегазовой отрасли в использовании высокопроизводительных вычислений, описанию усилий государства, научного и бизнес сообществ по развитию этого направления.

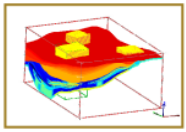
С точки зрения использования суперкомпьютерных технологий наиболее важными элементами технологического цикла нефтегазовой отрасли являются этапы: поисков, разведки и разработки месторождений, в основном определяющие эффективность работы нефтегазовых компаний и динамику воспроизводства ресурсов.

На этапе поисков ресурсов углеводородного сырья проводятся региональные сейсмические и геологические исследования, по результатам которых формируются компьютерные модели формирования залежей и проводится оценка ресурсов.

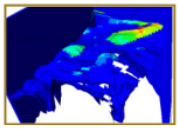
Залогом повышения добычи является высокоэффективная геологоразведка. Используется комплексный подход к изучению недр. Он заключается в последовательном воссоздании процесса формирования углеводородных систем, повышает точность определения точек заложения скважин, и, как следствие, коэффициент успешности поискового бурения. Качество моделирования процессов образования нефти и газа снижает геологические риски и включает:



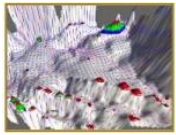
1) бассейновое моделирование, содержащее реконструкцию истории развития углеводородного бассейна, в т. ч. определение генерации и пути миграции нефти и газа;



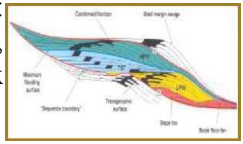
2) выявление ловушек, в т. ч. определение основных мест скопления нефти и газа, соотношение времени миграции и формирования ловушек, проведение количественной оценки ресурсов;



3) оценку параметров залежей, в т. ч. оценку фазового состава углеводородных скоплений, степень биодеградации углеводородов, прогноз пластовых давлений;



4) седиментационный анализ, включая: распространение коллекторов и покрышек, определение наличия нефтегазоматеринских отложений.



На этапе разведки производится эффективный перевод ресурсов в запасы, что включает мониторинг сейсмических исследований, оптимизацию разведочного бурения и геологическое моделирование.

На этапе проектирования разработки производится гидродинамическое моделирование месторождения и формирование качественной проектной документации.

На этапе освоения месторождения производится: геологическое сопровождение бурения скважин, проектирование обустройства, формируются и постоянно обновляются и корректируются единые цифровые модели месторождений «пласт+скважина+обустройство+экономика».

На этапе мониторинга добычи производится корректировка проектов разработки, экспертиза планов ГТМ, анализ добычи.

Поиски, разведка и разработка нефтегазовых месторождений – трудоемкий процесс, связанный с обработкой гигантских объемов информации. Именно поэтому нефтегазовая отрасль является одной из приоритетных областей практического применения высокопроизводительных вычислительных систем, а также проведения исследований для определения перспективных направлений их развития и специализации.

Например, при площадных сейсморазведочных работах, особенно на акваториях, объём полученных данных может достигать 1–4 терабайта на каждые 100 кв. км (современные широко-азимутальные наблюдения с длиной записи до 16 секунд и шагом дискретизации 1 мс). Площадь наблюдений может составлять до 4000 кв. км. Таким образом, общий объём данных может составлять десятки и сотни терабайт.

В последнее время сейсмические работы с очень высокой плотностью наблюдений стали проводиться и на суше. В 2009 г. на месторождении Карачаганак (Казахстан) проводились трехмерные наблюдения на площади около 900 кв. км. При этом были зарегистрированы около трех миллиардов записей (трасс). Общий объем данных превысил 100 терабайт. Ещё более впечатляющий пример приводится в описании работ на месторождении Дукхан (Катар) на площади 860 кв. км объём полученных данных превысил 600 терабайт.

Пример объёма вычислений в алгоритме 3D SRME по данным из Мексиканского залива: тип и объём данных: 3D широкоазимутальные морские, 400 км^2, ~1 терабайт (1012 байт); объём вычислений: ~1010 операций дискретной свёртки; трафик данных: ~1000 терабайт (1015 байт); время вычислений на одном сервере (узле): ~ 3 года; время вычислений на 1000 узлах суперкомпьютера «Ломоносов»: ~ 3 дня.

Таким образом, суперкомпьютер позволяет использовать высокоэффективные алгоритмы, применение которых на обычных компьютерах лишено практического смысла.

Сегодня высокопроизводительные компьютерные системы используют такие нефтяные компании, как Total, BP, Royal Dutch Shell, Hess, Chevron, ConocoPhilips, Statoil, China National Petroleum Corporation, Petrobras, Saudi Aramco, а также сервисные компании Shlumberger, Paradigm Geophysical и др.

Мировые лидеры нефтегазовой отрасли отмечают впечатляющие результаты, полученные благодаря использованию высокопроизводительных вычислений:

Roy al Dutch Shell Group «Новый суперкомпьютер окупил себя за 45 дней, сократил время обработки данных с 11 часов до 8 минут, повысив при этом точность моделей»;

Chevron Corporation, одна из крупнейших интегрированных энергетических компаний мира, для обработки сейсмических данных использует кластер, состоящий из более чем 700 узлов на базе двухядерных процессоров AMD Opteron, и работающий под управлением ОС Linux. Это решение позволило компании Chevron в семь раз повысить скорость обработки данных, благодаря чему соответствующим образом увеличились скорость и точность при принятии решений по проведению буровых работ. Система визуализации недр компании Chevron, развернутая на кластере, ускоряет обработку данных, повышает продуктивность и обеспечивает снижение эксплуатационных расходов. Кроме того, только благодаря высокопроизводительным технологиям Chevron смогла обнаружить сложное месторождение в Мексиканском заливе. Особенностью этого пласта была полная невидимость из-за огромного слоя соли, толщина которого достигает иногда несколько миль. Геологи сомневались в объемах нефти в этой области, но с высокопроизводи-

тельными технологиями, которые позволили обработать огромный массив данных из квадриллиона точек, стало возможным обнаружить и оценить этот пласт. Открытое месторождение потенциально может дать 3–15 миллиарда баррелей нефти;

Saudi Aramco, национальная нефтяная компания Саудовской Аравии, крупнейшая нефтяная компания мира по показателю добычи нефти и размеру нефтяных запасов, использует высокопроизводительные кластеры для обработки сейсмической информации с 2001 года. Сегодня компания Saudi Armco обладает одним из самых крупнейших компьютерных центров для обработки сейсмической информации. Этот компьютерный центр получает ежегодно около 20 миллиардов сейсмических трасс и 100TB сейсмической информации. Согласно требованиям программы Saudi Aramco «Глубинная разведка нефти и газа», обработка сейсмической информации должна проводиться методом временной миграции до суммирования. Применение этого метода – дорогостоящая операция, требующая порядка 765 лет работы на однопроцессорном производительном компьютере. Saudi Aramco для решения этой задачи использует кластеры. До внедрения кластерных технологий Saudi Aramco использовала для обработки сейсмической информации и мейнфрейм, и SMP-систему из 512-ти процессоров. Однако компания хотела перейти на современные передовые технологии, более дешевые в развертывании и позволяющие масштабироваться для удовлетворения растущих требований компании. В связи с этим Saudi Aramco начала изучать возможность использования кластеров для обработки сейсмической информации. В результате был создан кластер на базе 128 процессоров. После того, как Saudi Aramco убедилась в высокой надежности и производительности решения, в 2002 г. кластер был расширен до 900 двухпроцессорных узлов. По словам руководства компании, использование кластера рентабельно, так как обеспечивает более высокую производительность, а стоит в восемь раз дешевле, чем конкурирующие решения;

TOTAL: Вычислительная система производительностью 106 Терафлопс компании TOTAL занимает 65-ю позицию в рейтинге высокопроизводительных суперкомпьютеров TOP-500 (36-я редакция).

Суперкомпьютер SGI® Altix® ICE работает на базе 10 240 ядер Intel® Xeon® и имеет объем памяти 20 480 Гб и интегрирован с системой хранения данных SGI® InfiniteStorage объемом 1 Петабайт. Высокопроизводительная система помогает геофизикам использовать самый технологичный и безопасный способ добычи нефти и газа на глубине тысяч километров;

PetroBras, самая крупная бразильская компания в области нефтедобычи, оснащает свой научно-исследовательский центр CENPES суперкомпьютерным комплексом производительностью 250 Терафлопс. Комплекс оснащен узлами с GPU ускорителями, что позволит разрабатывать новые методов визуализации и обработки данных сейсморазведки. Данная система будет самой большой и самой высокопроизводительной в Латинской Америке.

В ближайшие 3–5 лет следует ожидать революционных изменений в области 4D сейсмического мониторинга освоения морских нефтегазовых месторождений. В настоящее время 4D сейсмический мониторинг осуществляется на единичных месторождениях (Vaxhall, Clair). Так на месторождении Vaxhall, где площадь для взрывных источников составляет 125 км^2, количество сейсмической информации поступающей с более 10 000 приемных датчиков (геофонов), установленных на дне, достигает 7 терабайт данных на съемку. Продолжительность съемки при 50 000 взрывов – 15 дней, периодичность – 1 съемка в квартал. В настоящее время компанией HP разработан новый геофон на базе сенсорного дешевого сейсмического датчика, что позволит устанавливать до 106 датчиков для 4D сейсмики. Количество сейсмической информации достигнет 700 Тб данных на съемку или 46 Тб в сутки. Такой объем 4D сейсмической информации потребует решения ряда сложных научно- технических задач: передачи этих данных в головной офис по спутниковой связи либо прокладки дорогостоящих оптико-волоконных кабелей и использования сверхмощных суперкомпьютеров для их обработки в режиме реального времени.

Общую экономическую оценку стоимостных показателей экономики добычи и разведки углеводородов можно представить следующим образом: стоимость бурения скважины на су-

ше: 1 км – 1 млн. долл.; средняя скважина 3–5 км, обычное число скважин на крупном месторождении – от сотни. Стоимость бурения одной скважины на море – от 50 до 400 млн. долл., обычное число скважин – на буровой платформе – 20. Количество эксплуатируемых морских платформ в мире – 1500; средняя стоимость полевой сейсмической съемки на суше – 20 тыс. долл. за кв. км; средняя стоимость морской трехмерной сейсмической съемки – 300 долл. за км^2; одна средняя сейсмическая съемка 3D на разрабатываемом месторождении обычно приносит порядка $10 млн. чистой прибыли.

4.2. Перспективы применения суперкомпьютерных технологий в нефтегазовой отрасли

Прогнозируемый рост мощности высокопроизводительных вычислительных систем с современного Тера и Петафлопсного уровня до Экзафлопсного уровня в 2020 г. (см. рис. 4.1), а также рост емкости единицы хранения информации (сейчас это несколько терабайт), к 2018 г. прогнозируются хранилища данных масштаба экзабайт вместе с быстрым ростом пропускной способности каналов передачи данных, от сегодняшнего уровня 10–100 Гигабит/с к рубежу Петабит/с к 2018 г.; вызывает необходимость уже сегодня заниматься разработкой методов и программных средств, отвечающих перспективным экономически обусловленным задачам использования этих мощностей.

Актуальной темой научных исследований в области суперкомпьютеров в мире является разработка основ перспективных технологий, которые позволят на следующем этапе (2014–2018 гг.) эффективно использовать в различных прикладных областях суперкомпьютерные вычислительные системы со сверхвысокой степенью параллельности и сверхвысоким уровнем производительности.

Готовность к экзафлопсным вычислениям – это одна из самых горячих и актуальных проблем, поиском решения которой занимается все мировое вычислительное сообщество. К проблеме огромный интерес проявляет DoE (министерство энергетики США), пути решения ищет группа экспертов со всего мира в

рамках проекта IESP (International Exascale Software Project). Европа, понимая стратегическую важность данного вопроса, определяющего мирового IT-лидера через 5 лет, организовала свой проект на ту же тему – EESI (European Exascale Software Initiative).

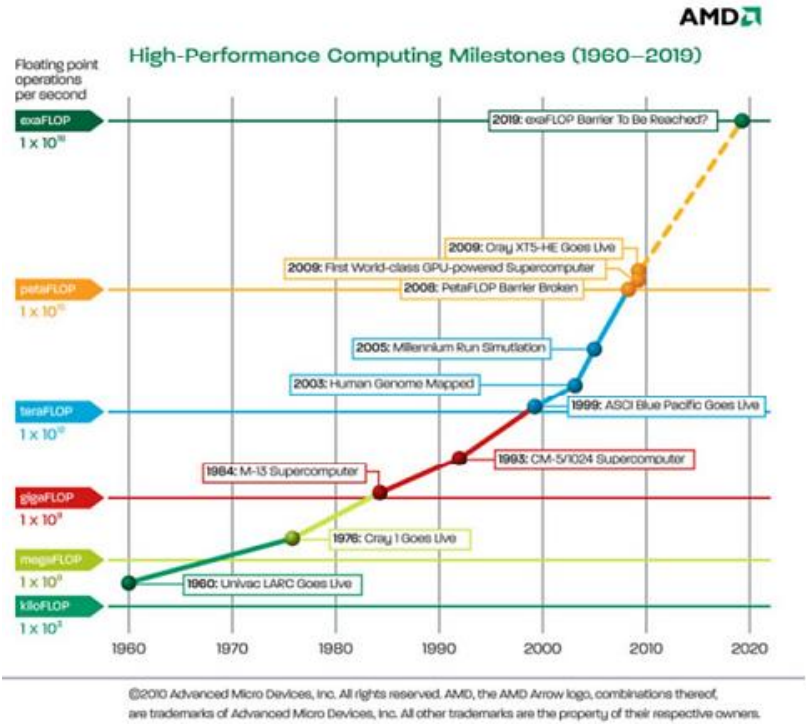


Рис. 4.1. Прогноз развития мощности суперкомпьютерных систем

В то же время высокопроизводительные вычисления в нефтегазовой отрасли являются актуальной темой исследований специалистов нефтегазовых и сервисных компаний и академических организаций. В рамках каждой международной геофизической конференции (SEG, EAGE) проводятся соответствующие сессии или семинары. Увеличилось количество публикаций на данную тему в геолого-геофизических периодических изданиях.

Организуются и специализированные мероприятия, например, ежегодный семинар в Rice University (г. Хьюстон, США), посвященный высокопроизводительным вычислениям в нефтяной и газовой отрасли [http://www.og-hpc.org]. В разные годы на семинаре поднимались следующие темы: аппаратные ускорители и гибридные системы; будущее параллельного программирования и инструменты для него; системы хранения данных и их производительность; масштабные приложения; подготовка кадров: требования отрасли и действующая система образования; HPC-инфраструктура; визуализация больших объёмов данных; «облачные» вычисления.

Согласно данным консалтингового агентства США в области энергетики CERA, использование суперкомпьютеров в течение ближайших 3–5 лет обеспечит: рост количества добываемой из месторождения нефти на 2–7 %; сокращение расходов на 10–25 %; повышение нормы выработки на 2–4 %.

В 2008 г. Советом по конкурентоспособности США было проведено исследование с целью определения потенциала использования методов высокопроизводительной обработки данных для обеспечения роста производительности предприятий как фактора повышения конкурентоспособности промышленности США в целом. В отчете Совета за 2008 г. содержатся данные по 77 компаниям из 11 различных секторов промышленности: аэрокосмической отрасли, нефтяной и газовой отрасли, химической, фармацевтической, автомобильной промышленности, сферы ИТ и электроники, телекоммуникаций и др. Данное исследование выявило, что 97 % опрошенных компаний активно используют методы виртуального проектирования и численного моделирования, считая их ключевым драйвером роста конкурентоспособности, однако ограничиваются применением персональных компьютеров. Большинство компаний (57 %) заявили о наличии критических задач, которые они не могут решить без использования СК, и 55 % готовы перейти к их использованию при условии преодоления системных барьеров, с которыми сталкиваются промышленные предприятия США при адаптации к возможностям СК.

Ведущие исследовательские организации и промышленные предприятия в мире используют суперкомпьютерные ресурсы, расположенные на базе университетов и национальных лабораторий. Наиболее высокопроизводительные системы, используемые для этих целей, расположены на территории США в Национальной Лаборатории Оук Ридж (1,759 Петафлопс), Национальном научном вычислительном центре по исследованиям в области энергетики (производительность 1,054 Петафлопс), Национальной Лаборатории Лос-Аламос (1,042 Петафлопс) и др. В Европе – это суперкомпьютерные центры Исследовательского центра Юлиха (Германия, 825,50 Терафлопс) и Французская комиссия по атомной энергетике (CEA) (Франция, 1,050 Петафлопс). В Азии установлен самый быстродействующий на сегодняшний момент суперкомпьютер в Национальном суперкомпьютерном центре в Тяньжине (Китай, 2,566 Петафлопс). Суперкомпьютерные системы используются как в ходе реализации инновационных научных проектов, так и промышленными предприятиями для разработки новой конкурентоспособной продукции. В целом на основании 37-й редакции списка TOP500 наиболее высокопроизводительных систем мира 38 % суперкомпьютерных систем используются в сфере науки и образования и 56,4 % систем – в области промышленности.

Основные производители суперкомпьютерных систем создают семейства специализированных кластеров, оптимизированных для решения ряда ресурсоемких вычислительных задач обработки геолого-геофизической информации. Например, компания Intel делает семейство кластеров исключительно для решения на них гидродинамических задач. Их примеру следуют и другие разработчики в России и за рубежом. Так, ведущий производитель суперкомпьютеров в России компания Т-платформы предлагает потребителям продукцию, оптимизированную для решения, в т. ч. задач гидродинамического моделирования. Также свои решения предлагает ЗАО «Центр компетенций и обучения», выпускающий небольшие компактные суперЭВМ с жидкостным охлаждением и малым энергопотреблением производительностью до 3 Тфло/с. Подобные решения предлагает группа компаний «РСК-технологии» и ряд ведущих производи-

телей, интеграторов и вендоров, таких как Hewllet Packard, Cray, NVIDIA® Tesla, ARBYTE, Kraftway и другие. Компания Hewllet Packard предлагает компактное и масштабируемое решение HP ProLiant Scalable System 335s G7 для решения задач полноволнового моделирования и сейсмической миграции в обратном времени с учетом сочетания требований высокой производительности, экономичности и масштабируемости.

Существенное ускорение расчетов в конфигурациях суперкомпьютеров в последнее время обеспечивает применение графических ускорителей, которые производите компания NVIDIA® Tesla. Алгоритмы обработки сейсмических данных, требующие больших объемов вычислений, такие как миграция Кирхгофа во временной (KTM) и глубинной (KDM) областях, миграция методом экстраполяции волнового поля (WEM), спектральная инверсия и миграция в обращенном времени (RTM). Эти приложения получают значительное ускорение благодаря GPU.

Графические процессоры Tesla используются для ускорения обработки сейсмических данных в таких крупных нефтяных и сервисных компаниях, как Schlumberger, Chevron, TOTAL, Petrobras, Repsol и т. д. Являясь параллельными процессорами, GPU превосходно проявляют себя в обработке больших объемов схожих данных.

Всего один графический процессор NVIDIA даст ускорение работы приложения по построению сейсмических изображений до 6 раз, при этом увеличивая в 4 раза производительность на Ватт (по сравнению с процессором Westmere). Увеличивая производительность и повышая точность сейсмических изображений, решения с GPU-ускорением позволят совершать больше итераций для уточнения модели среды и сокращения рисков, связанных с бурением.

Более дешевый кластер на GPU меньшего размера выполняет работу в 14 раз более крупного кластера на CPU, обеспечивается более простое управление и меньший объем потребляемой энергии. Коммерческие продукты RTM-миграции + кластеры на базе GPU = миграция в обращенном времени (RTM) по более низкой цене.

Так как графический процессор одновременно проводит операции по визуализации и вычислениям, способность объединять процесс интерпретации с процессом обработки становится реальностью. Алгортимы, которые когда-то казались невыполнимыми на системах с CPU, на сегодняшний день с успехом выполняются на гибридных системах на базе CPU-GPU.

Так, например, компанией Т-платформы создана гибридная система T- Blade V-Class в двух конфигурациях, на рис. 4.2: на базе узла V205S, что включает: до 10 двухпроцессорных узлов x86, более 2,9 Тфлопс для 10-узловой конфигурации, 16 слотов DDR3 с поддержкой до 156 ГБ памяти на узел, до 20 дисков на шасси, до 20 портов Gbe и до 10 факультативных портов QDR, InfiniBand/10 Gbe VPI, до 10 слотов PCI E x 16 Gen 2 и на базе узла V205F, что включает до 5 двухпроцессорных узлов, до 5 ускорителей NVIDIA Tesla M20xx, более 4,7 Тфлопс в 5-узловой, конфигурации 16 слотов DDR3 с поддержкой до 156 ГБ памяти на узел, до 20 дисков на шасси, до 10 портов Gbe и до факультативных портов QDR, InfiniBand/10 Gbe VPI, до 5 слотов PCI E x 16 Gen 2.



Рис. 4.2. Графический процессор Т-платформы

На сегодняшний день графические процессоры уже обрабатывают 3D данные для изотропных и анизотропных сред, используя алгоритмы полноволновой инверсии (FWI) и миграции в обращенном времени (RTM), а также алгортимы временной и глубинной миграции Кирхгофа, миграции методом экстраполяции волнового поля и спектральной инверсии.

Дополнительные алгоритмы на базе GPU уже находятся в разработке, расширяя инструменты, доступные ученым в области геофизики, для поиска новых энергетических ресурсов.

Особое значение в повышении производительности геолого-геофизических расчетов и безопасности информации имеет конфигурация систем хранения данных (СХД) и организации возможно более быстрой параллельной загрузки и выгрузки информации. Например, объем данных, обычный для результатов 3D морской съемки занимает 10 терабайт, загрузка которых на суперкомпьютер может занять очень долгое и неприемлемое для бизнеса время и является оптимальной при скоростях около 100 Gb/s.

Наиболее продвинутыми на сегодняшний день решениями по СХД являются технологии Panasas. В отличие от большинства систем, производительность которых падает при увеличении числа дисков, решение Panasas обеспечивает линейную масштабируемость.

Экстремальная производительность в скорости передачи данных составляет до 150GB/s и сотни тысяч операций ввода/вывода в секунду с одновременным доступом к ресурсам по специальным протоколам. Защита данных реализована на уровне объектов хранения (файлов) и позволяет контролировать и восстанавливать целостность данных в фоновом режиме, не снижая производительности.

Мировая практика доказала экономическую эффективность широкого использования суперкомпьютерных технологий в нефтегазовой отрасли.

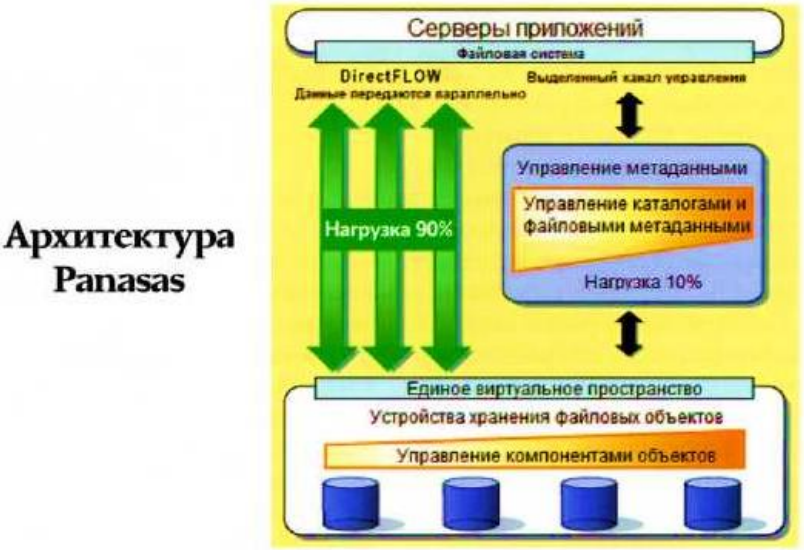


Рис. 4.3. Система хранения данных технологии Panasas

Современные мировые тенденции демонстрируют зарождение принципиально нового этапа развития вычислительных технологий и высокопроизводительных программных продуктов, в т. ч. для решения сложнейших задач при поисках, разработке и эксплуатации месторождений углеводородов, а также их транспортировке на сверхдальние расстояния и оптимизации переработки. Однако, как за рубежом, так и в России имеются серьезные проблемы, возникающие при разработке высокопроизводительных программных продуктов для нового поколения вычислительной техники. Эти проблемы носят фундаментальный характер и связаны с необходимостью создания принципиально новых моделей, алгоритмов и математического обеспечения, ориентированных на архитектуру суперкомпьютеров следующего поколения.

5. КОМПЬЮТЕРНЫЕ СИСТЕМЫ ОБУЧЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

5.1. Структура и назначение тренажерных комплексов

Нефтегазовая отрасль отличается сложными технологическими процессами, аварии на которых приводят к значительным экономическим и экологическим потерям, не говоря о человеческих жертвах. Для работы с подобными процессами требуются специально обученные, квалифицированные операторы, на которых ложится большая ответственность за последствия принятых решений по управлению процессом производства [12].

По некоторым оценкам, доля аварий по вине операторов в общем числе наиболее крупных аварий в мировой нефтехимии и нефтепереработке за период 1960–90-х гг. составляет 26 %, а средние потери в результате одной крупной аварии превышают 35 млн. долл. США.

С бурным развитием компьютерных технологий появилась возможность моделировать сложные технологические комплексы для подготовки и повышения квалификации специалистов в различных областях хозяйственной деятельности. В этих условиях во многих странах использование компьютерных тренажеров (автоматизированных систем обучения – АСО) для обучения персонала в нефтегазодобыче, переработке и нефтехимии становится законодательной нормой. Так в США федеральный стандарт предписывает обязательный компьютерный тренинг для всех принимаемых на работу операторов и тренажерный курс переподготовки для всех действующих операторов не реже одного раза в три года. Американский нефтяной институт (API) рекомендует использовать компьютерные тренажеры режимов пуска и останова для определения уровня квалификации работников, по крайней мере, один раз в год. Внутренние правила ведущих нефтяных компаний мира предполагают обязательный восстановительный курс после отпусков, болезни или длительного отсутствия практики по другим причинам.

Использование имитационных тренажерных комплексов позволяет повысить профессиональный уровень оперативного и

технологического персонала отрасли, дать необходимый практический опыт – отрабатывать базовые навыки работы с системой управления и навыки действий в аварийных ситуациях без риска повлиять на ход реального технологического процесса и не прибегая к экспериментам на реальных объектах.

При этом одним из наиболее эффективных подходов к обучению и повышению квалификации операторов является применение компьютерных тренажеров реального времени. Основная задача таких тренажеров – формирование комплексного навыка принятия решений, который основывается на возможности смоделировать динамический отклик объекта и системы управления на произвольные управляющие воздействия оператора, т. е. по сути, тренажеры являются теми же программами моделирования химико-технологических процессов в динамическом режиме с обязательным требованием обеспечения режима реального времени.

Основным недостатком компьютерных тренажеров является их высокая стоимость. Многие предприятия хотели бы иметь такие компьютерные тренажеры, и не только ради обеспечения безопасности, но и ради экономической выгоды от уменьшения ошибок персонала. К сожалению, стоимость данных обучающих систем исчисляется десятками и сотнями тысяч долларов. Сами предприятия не могут самостоятельно разрабатывать столь сложные информационные системы из-за отсутствия на рынке соответствующих программных продуктов. Фирмы, разрабатывающие тренажеры, не продают свои платформы для создания тренажеров и в то же время совершенно очевидно, что существующие в СНГ фирмы не смогут в ближайшее временя удовлетворить потребности предприятий.

Структура тренажерного комплекса, как правило, имеет три уровня: уровень предприятий, средний уровень и уровень установки.

Уровень предприятия – прогнозы и планирование производства; общий контроль стратегии системы; супервизорный контроль и мониторинг всей системы; обработка данных для административной информационной системы.

Средний уровень – планирование, процесс оптимизации с учетом ряда требований с верхнего уровня; определение функций и набора узлов для отдельных контроллеров; супервизорный контроль и мониторинг процесса. Типичным примером здесь может служить управление работой компрессорных станций, станций подземного хранения газа и т. д.

Уровень установки – непосредственное цифровое управление, контроль экстремальных значений (выбросов) параметров; простейшие расчеты.

Тренажеры уровня установки являются наиболее распространенными и в своей работе интенсивно взаимодействуют (опираются) на аппаратно-программную платформу различных РСУ (часто в том же смысле употребляется понятие SCADA-системы): Honeywell PlantScape, Honeywell TPS, ABB MOD-300, Yokogawa Centum CS3000, Invensys I\A Series, SCADA Citect, SCADA InTouch и др.

Многие производители в зависимости от целей обучения подразделяют тренажеры уровня установки на: специализированные тренажеры; типовые тренажеры (тренажеры типовых технологических установок); базовые тренажеры (тренажеры для базовых технологических узлов и аппаратов).

Специализированные тренажеры с высокой точностью отражают динамику реальных технологических установок и, как правило, выполнены в среде, применяемой на установке РСУ. Это позволяет использовать их для глубокого тренинга операторов разной квалификации (в т. ч. перед пуском установки или РСУ), проверять настройки системы базового регулирования и системы ПАЗ, отрабатывать сложные предаварийные и аварийные ситуации.

Типовые тренажеры (тренажеры типовых технологических установок) описывают динамику типовых технологических установок. Эти уже готовые средства обучения обычно выполняются в типовой среде РСУ и направлены, в первую очередь, на ознакомление операторов низких разрядов и вновь поступающих операторов с устройством технологических процессов принципами управления ими.

Базовые тренажеры основаны на типовых моделях отдельных технологических узлов и аппаратов. Они полезны для подготовки вновь набираемых молодых операторов и мастеров КИПиА, поскольку дают представления об устройстве таких технологических объектов и особенностях управления ими. По назначению тренажерные комплексы подразделяются на: тренажеры геолого-геофизического поиска и разведки месторождений; тренажеры бурения скважин; тренажеры эксплуатации и ремонта скважин; тренажеры транспорта нефти и газа (трубопроводного и танкерного); тренажеры технологических процессов переработки. В целом, в курсе работы на тренажере можно выделить четыре этапа:1) ознакомление с объектом; 2) прогнозирование последствий по методу "что, если?"; 3) поиск причин неисправностей; 4) стандартные, типовые и аварийные процедуры действий.

Навыки по ознакомлению с объектом, т. е. использованию функций программного обеспечения станции оператора (навигация по системе меню, включение/выключение устройств, перевод устройств в ручной/автоматический режим и т. п.) позволяют получить простые тренажеры. Формирование необходимого комплексного навыка принятия решений (включая заблаговременное выявление нестандартных ситуаций) возможно только в рамках более сложных тренажеров. Эффективность обучения будет тем выше, чем выше сходство тренажерного комплекса и реальной АСУ ТП. Для повышения сходства целесообразно использовать программное обеспечение и функциональные модули той АСУ ТП, для которой разрабатывается тренажер, а также достаточно адекватную математическую модель моделируемого ТП.

Архитектура тренажерного комплекса в сравнении с реальной АСУ ТП metsoDNA фирмы "Metso Automation" (Финляндия) представлена на рис. 5.1. На рис.5.1, *а* изображены основные компоненты АСУ ТП metsoDNA.

Управляющие устройства и датчики подсоединяются через платы ввода/вывода к специализированным станциям управления (в АСУ ТП metsoDNA, называемым процессовыми станциями), в которые загружены алгоритмы обработки сигналов от устройств и датчиков технологического процесса, управляющих сигналов со станций оператора, а также генерации управляющих сигналов.

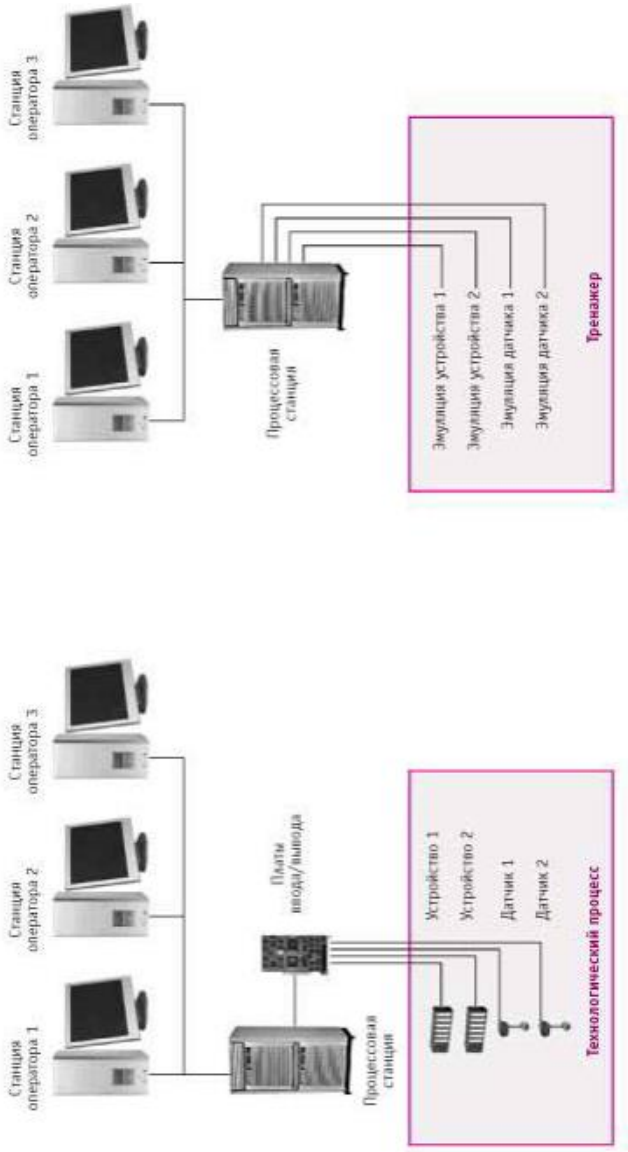


Рис. 5.1. Архитектура тренажерного комплекса в сравнении с реальной АСУ ТП

Логика работы процессовых станций определяется в модулях, сконфигурированных в специализированном программном обеспечении. Таким образом, технологический процесс (ТП) с точки зрения процессовой станции представлен набором интерфейсных единиц, каждая из которых позволяет получать данные от устройства или передавать устройству управляющие сигналы. На рис. 5.1, *б* представлена архитектура тренажерного комплекса на базе реальной системы управления metsoDNA. Одно из наиболее значительных преимуществ данной архитектуры заключается в том, что для реализации тренажерного комплекса объекта управления можно с минимальной модификацией использовать программную конфигурацию, которая уже установлена и корректно работает в качестве системы управления этого объекта. Это позволяет полностью сохранить интерфейс пользователя станции оператора, блокировки, алгоритмы и др. Разработчики тренажера для конкретного заказчика, таким образом, могут уделить основное внимание реализации наиболее ресурсоемкой части проекта – разработке математической модели ТП. Благодаря свойствам АСУ ТП metsoDNA существует возможность установки на одну процессовую станцию нескольких конфигураций, соответствующих нескольким ТП, а также подключать к этой процессовой станции несколько эмуляторов различных ТП. Это позволяет использовать в одном тренажерном комплексе различные модели ТП.

Организация потоков данных между процессовой станцией и математической моделью

Для конфигурации систем управления в АСУ ТП metso DNA используется специализированный язык автоматизации. Его диапазон применений строго ограничен, но наличие специфических конструкций (таких как блоки моторов, насосов, ПИД-регуляторов и т. п.) позволяет значительно эффективнее проектировать системы автоматизации, чем с использованием языков программирования общего назначения (таких как C, Fortran, Pascal и др.). Однако для разработки и отладки математической модели ТП язык автоматизации приспособлен плохо. Более предпочтительной является реализация математической модели ТП в виде программы на языке программирования общего назначения. При этом возникает задача

организации потоков данных между процессовой станцией и математической моделью, реализованной на языке программирования общего назначения.

Программно-аппаратные возможности АСУ ТП metsoDNA допускают несколько способов организации таких потоков данных. Наиболее эффективным с точки зрения быстродействия представляется использование технологии OPC-сервера.

Разработка тренажерного комплекса оператора содорегенерационного агрегата в среде АСУ ТП metso DNA

Как известно, содорегенерационный агрегат является, возможно, самым взрывоопасным объектом целлюлозно-бумажного комбината, что и определило выбор его в качестве объекта исследования. Кроме того, поставлена цель определить состав и основные принципы построения подобных тренажеров в целом. Разрабатываемая технология создания тренажерных комплексов предусматривает выполнение следующих требований к тренажеру: система должна моделировать реальные физические процессы, используя методы математического моделирования. Тренажер должен заключать в себе модели физических процессов ТП, имитирующие свойства реального процесса с заданной точностью; для тренировки действий операторов в нестандартных ситуациях система должна генерировать различные возмущения в ходе моделируемых процессов как в автоматическом режиме в соответствии с заранее описанными правилами, так и с помощью обучающего инструктора; для сокращения времени работы инструктора система должна поддерживать автоматические режимы тренировки с использованием заранее заданного набора упражнений, причем в автоматическом режиме система должна не только ставить задачи перед оператором, но и выдавать рекомендации по их решению.

Тренажер должен реализовывать функцию сбора информации о действиях оператора с возможностью впоследствии составления отчетов и анализа эффективности принятых решений: система должна быть распределена на несколько тренировочных станций операторов, с обеспечением возможности одновременного обучения нескольких операторов одним инструктором. При этом важным моментом с точки зрения экономии человече-

ских и машинных ресурсов является возможность тренировки нескольких операторов в один момент времени на разных моделях ТП; система должна предоставлять возможность конфигурации наборов упражнений в соответствии с моделью объекта обучения и специфическими требованиями заказчика.

Тренажерный комплекс обеспечивает следующие этапы тренировки оператора АСУ ТП: изучение набора средств оператора АСУ ТП, необходимых для работы со станцией оператора. Рабочее место оператора обычно состоит из терминала, с помощью которого оператор получает информацию о ходе процесса, а также клавиатуры и мыши, посредством которых оператор передает системе информацию о своих решениях. Также могут использоваться специализированные (промышленные) варианты клавиатуры и манипуляторов, отличающиеся по форме и свойствам от стандартных, использующихся для персональных компьютеров. Очевидно, что при обучении целесообразно использовать те устройства, которые будут использоваться в своей дальнейшей профессиональной деятельности; технологический процесс и устройства, в нем задействованные, обычно представляются на терминале оператора в виде символов, которые можно разделить на основные классы (клапан, мотор, насос, ПИД-контроллер и т. п.). Каждый символ несет в себе определенную смысловую нагрузку и обладает набором функций, связанных с ним.

Например, символы устройств, как правило, имеют функции включения или выключения устройства, перевод устройства в автоматический режим управления и т. п. Обучаемый должен усвоить эту символику, а также получить и закрепить навыки использования всех основных функций символа каждого типа; с точки зрения оператора технологический процесс представляется множеством компонентов (узлов, аппаратов, агрегатов, емкостей и т. п.), каждый из которых представлен на дисплее в виде измерений и показателей состояния. Различные наборы значений измерений и показателей состояния соответствуют различным состояниям ТП.

Оператор должен научиться и адекватно оценивать по представленной информации состояние отдельных компонентов ТП и всего ТП в целом. Таким образом, группа упражнений

должна содержать задачи по оценке состояния системы, обнаружения симптомов неправильного поведения, генерации гипотез о причинах неправильного поведения, предсказывания развития поведения системы в случае невмешательства, предсказывания последствий воздействий на систему, упражнения по генерации воздействий, оптимальных с точки зрения приведения системы в желаемое состояние: в работе оператора значительную часть занимают стандартные типовые последовательности, такие как пуск или останов различных участков ТП или перевод их из одного режима работы в другой. Для изучения, запоминания и повторения подобных последовательностей в тренажерный комплекс включен набор соответствующих упражнений; кроме того, необходимы навыки работы в аварийных ситуациях, либо, если возникновение аварийной ситуации приводит к автоматическому срабатыванию некоторого алгоритма, необходима отработка навыков поведения после завершения работы данного алгоритма.

На различных этапах обучения целесообразно использовать математические модели различной сложности. Следует отметить, что фирма “Metso Automation” является одним из мировых лидеров в сфере промышленной автоматизации. АСУ ТП и другая продукция этой фирмы в течение многих лет активно используется на предприятиях целлюлозно-бумажной, нефтегазовой, химической, энергетической и горно-обрабатывающей отраслях промышленности во многих странах мира. Ежегодно на промышленных предприятиях внедряется несколько (до десятка) систем автоматизации этой компании.

5.2. Обзор тренажерных комплексов

На сегодняшний день за рубежом существует несколько современных тренажерных платформ, разработанных и поддерживаемых основными мировыми производителями компьютерных тренажерных комплексов (КТК) (ABB Simeon, Inc., Honeywell, Inc., CAE Link, Inc. и ряд других).

Существуют также тренажерные комплексы, предназначенные для определения остаточного ресурса магистральных

нефтегазопроводов, для определения долговечности трубопровода в различных режимах эксплуатации. Они помогут специалистам по управлению транспортировкой нефти и газа научиться выбирать оптимальный режим, который позволит максимально продлить срок службы трубопроводов, а, следовательно, будет создан столь ценный запас времени для проведения работ по профилактическому ремонту и замене «старых» участков.

Приведем несколько примеров различных видов тренажеров для нефтегазовой отрасли.

Тренажер-имитатор эксплуатации и освоения скважин АМТ-601

Тренажер (рис. 5.2) предназначен для инженерного персонала добывающих подразделений нефтегазодобывающих предприятий, а также студентов по специальности разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

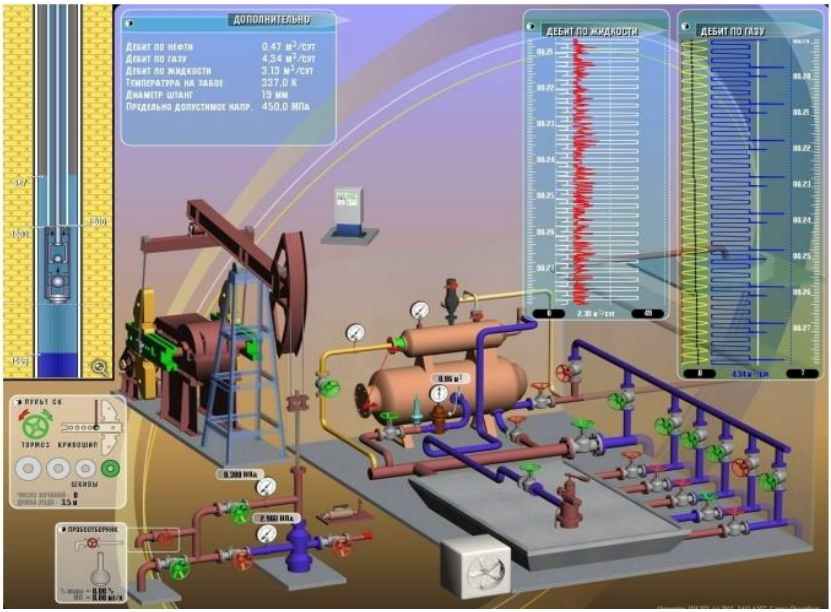


Рис. 5.2. Тренажер-имитатор эксплуатации и освоения скважин АМТ-601

Тренажер имитирует в реальном и ускоренном масштабе времени технологические операции: освоение и вывод на режим; исследования на установившемся и неустановившемся режиме; эксплуатация в осложненных условиях.

Тренажер позволяет проводить обучение для работы с нефтяными скважинами фонтанным способом, с помощью центробежных насосов, с помощью штанговых насосов; газлифтным методом; газовыми скважинами; нагнетательными скважинами.

Программное обеспечение тренажера содержит средства проектирования учебных заданий с любыми начальными описаниями скважин: типом скважины, характеристиками продуктивного пласта, свойствами флюида, набором оборудования, нестандартными ситуациями. Оно также содержит средства контроля и оценки действий обучаемых, ведения персональных журналов прохождения учебного процесса, формирования протокола обучения.

Учебный класс тренажера АМТ-601 является эффективным техническим средством обучения и повышения квалификации работников добывающих предприятий. Позволяет приобрести и усовершенствовать практические навыки выполнения и соблюдения регламента работ, исследования скважин, распознавания и предотвращения осложнений и аварийных ситуаций. Приобрести понимание физических процессов в скважине.

Базовая поставка учебного класса АМТ-601 включает лицензию на 15 рабочих мест.

Тренажер технологической платформы «Транзас»

Это оборудование предназначено для отработки операций, непосредственно связанных с добычей нефтяных запасов, подготовкой нефти для транспортировки, хранением нефти в танках кессона и периодической отгрузкой ее на танкеры (рис. 5.3).

В тренажере технологической платформы смоделированы следующие механизмы и системы: система хранения и отгрузки нефти; система забортной воды; система сепарации нефти; система компримирования газа; система поглотительного газа; система подготовки топливного газа; система утилизации пластовой воды; система подготовки балластной воды перед ис-

пользованием для ППД; система закачки воды для поддержания ППД; поведение скважины; система устьев скважин.

Кроме того, предусмотрена возможность интеграции с другими технологическими решениями «Транзас» нефтегазовой направленности (такими как, тренажер рабочего места бурильщика и тренажер морской составляющей полупогружной плавучей буровой платформы) для создания единой интерактивной обучающей среды.

Новый тренажер технологической платформы входит в состав интегрированного комплекса «Добыча-Шельф», предназначенного для подготовки специалистов по освоению континентального шельфа и включающего в себя тренажеры установок морского базирования, тренажеры точек отгрузки и танкеров арктического класса.



Рис. 5.3. Тренажер технологической платформы «Транзас»

Кроме того, предусмотрена возможность интеграции с другими технологическими решениями «Транзас» нефтегазовой направленности (такими как, тренажер рабочего места бурильщика и тренажер морской составляющей полупогружной плавучей буровой платформы) для создания единой интерактивной обучающей среды.

Новый тренажер технологической платформы входит в состав интегрированного комплекса «Добыча-Шельф», предназначенного для подготовки специалистов по освоению континентального шельфа и включающего в себя тренажеры установок морского базирования, тренажеры точек отгрузки и танкеров арктического класса.

Тренажер нефтеналивного терминала

Компанией Транзас совместно с Kymenlaakso Polytechnic был разработан тренажер технологических операций многоцелевого терминала (рис. 5.4), который используется для отработки принципов загрузки танкеров. Тренажер позволяет отрабатывать взаимодействие оператора терминала и грузовых помощников танкера.



Рис. 5.4. Тренажер нефтеналивного терминала

На сегодняшний день тренажер грузовых операций нефтеналивного терминала предназначен для обучения операторов терминала: грузового мастера и инженера парковой зоны. Основной целью подготовки является тренинг и отработка навыков по диспетчерскому управлению. В ходе подготовки вырабатываются навыки по управлению, распределению емкостей парка, способность отслеживать и держать в памяти все операции, происходящие в сложном переплетении систем терминала, и адекватно реагировать на технологические и погодные изменения, при этом учитывая технические возможности систем. Дополнительно требуется оперативно оценивать возможные последствия своих действий, а также изменения в цепочке технологических операций, плюс новые ограничения и возможности.

В результате, упражнения загрузки/выгрузки реального танкера для терминала могут быть объединены в один технологический цикл, либо использоваться как отдельные упражнения, которые позволяют обучить строго определенным операциям по применению отдельных систем или их элементов. Тренажер позволяет загрузить упражнение, описывающее начальное состояние и приблизительный сценарий подготовки. Инструктор способен изменять в произвольном порядке ход выполнения упражнения и «вносить» различные неисправности и ограничения. Упражнение может быть остановлено только в случае вывода из строя важнейшего оборудования или создания «экологической катастрофы».

Для обеспечения эффективного тренинга в качестве прототипа тренажера был выбран многоцелевой терминал (вместимостью 700 000 м^3), способный обрабатывать VLCC, LCC танкера, возможности которого полностью перекрывают весь технологический цикл работы терминала и могут быть дополнены пожарными системами и системами станции загрузочных/разгрузочных цистерн вагонов. Терминал позволяет отработать следующие операции: получение жидкого груза из железнодорожных цистерн, а также перекачка грузов из подзем-

ных хранилищ и подвижных цистерн в расходные резервуары или на борт судна через конструкции наливного причала; обслуживание расходных резервуаров и проведение грузовых операций по внутренним перекачкам, разгрузке и выгрузке судов; зачистка танков, мойка и перекачка грузов в подземные резервуары длительного хранения; использование систем перекачивающих насосов для загрузки, выгрузки по одной линии, перекачки грузов на борт судна из расходных резервуаров или подземных резервуаров длительного хранения, измерения количества перекачиваемого груза; использование систем наливного причала для загрузки и выгрузки грузов танкеров (бустерные насосы причала используются для облегчения выгрузки с помощью судовых насосов); поддержание безопасного уровня кислорода в атмосфере танков и ограничения выбросов CHx в окружающую среду, которые могут быть причиной взрыва или пожара (система защищает резервуары от повышения давления и образования вакуума); сбор дождевой воды или загрязнений из защитных объемов, отслеживания и регистрации качества сбрасываемой в море воды; использование балластной системы для обработки балластной воды с судов и сброса ее в море. Интерфейс наливного терминала на рис. 5.5.

В тренажере используется универсальная математическая модель, построенная на основе принципа единства топологической расчетной схемы систем терминала и танкера, образующих единую трубопроводную систему. Применение графовых алгоритмов позволяет автоматически разделять расчетную область на отдельно разрешаемые блоки. В основу уравнений модели положены базовые законы сохранения массы, энергии и уравнения состояния, которые позволяют учитывать все энергетические эффекты, включая фазовые переходы при смене параметров окружающей среды.

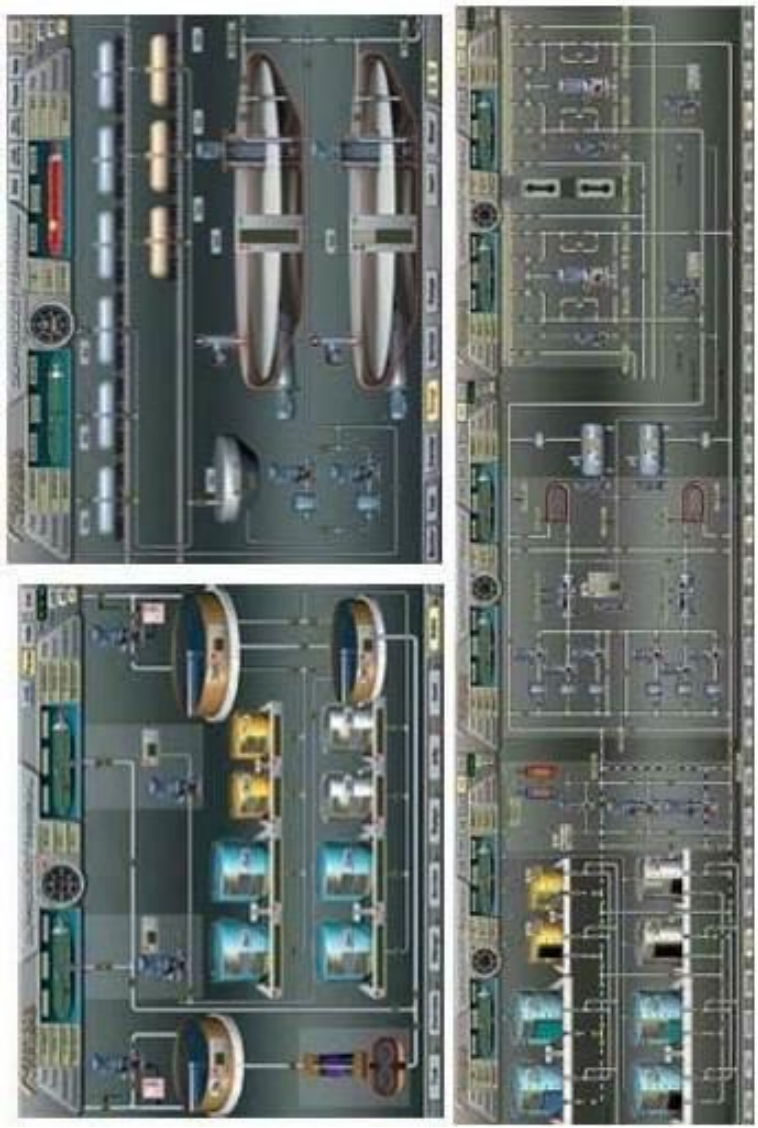


Рис. 5.5. Интерфейс тренажера наливного терминала

Кроме того, применена визуализация, имитирующая 32 внешние камеры (рис. 5.6) видеонаблюдения, которые расположены в наиболее ответственных местах терминала так же, как это делается на современных аналогах и новых танкерах. Это приближает учебное место тренажера к реальному посту управления терминала, ведь именно видеонаблюдение позволяет оценивать параметры работы, неконтролируемые системой управления, например, протечки в трубопроводах и цистернах. Внедрение внешнего видеонаблюдения позволяет создать новую концепцию обучения, которая направлена на подготовку специалистов для работы с современными системами управления, рассчитанными на малое количество персонала.

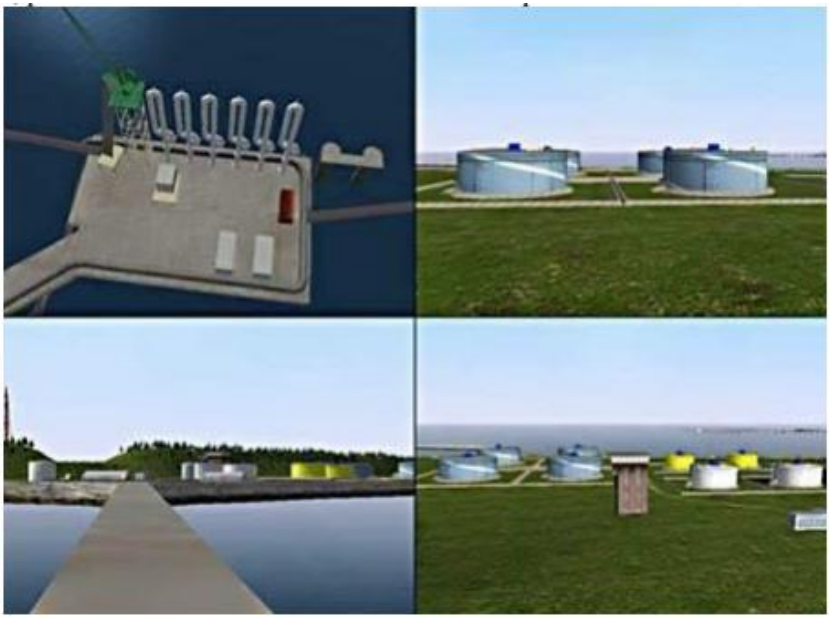


Рис. 5.6. Интерфейс тренажера наливного терминала

КТК-М (компьютерный тренажерный комплекс многофункциональный)

КТК-М был разработан ранее существовавшей российской компании «Петроком», в данный момент являющейся частью Honeywell – компании-лидера по внедрению тренажерных комплексов в мире. Вкратце рассмотрим исторический путь отечественной разработки.

В своих первых тренажерных проектах (1992–1994 гг.) «Петроком» использовал русифицированный вариант платформы своего партнера – американской фирмы Atlantic Simulation, Inc., разработавшей первый КТК для нефтяной отрасли на базе ПК. В течение 1992–1994 гг. «Петроком» выполнил четыре разработки на базе описанной платформы: на нефтезаводах в Омске, Москве, Ангарске и на Нефтехимическом комбинате в Нижнекамске, причем на первых трех площадках с небольшими вариациями комплектовался учебный класс из 3...4 КТК и 10–12 тренажерных моделей (базовые процессы: теплообменники, сепараторы, смесители, простые компрессоры, насосы и клапаны, бойлеры; бинарная дистилляция; печь-нагреватель; типовые установки: каталитический крекинг, атмосферное и вакуумное разделения нефти, замедленное коксование, центробежный компрессор). На Нижнекамском НХК тренажер центробежного компрессора установлен непосредственно в компрессорном отделении производства этилена.

Следующий этап тренажерной деятельности «Петрокома» (1993–1995 гг.) состоял в собственной разработке и внедрении специализированных моделей технологических установок на базе тренажерной MS-DOS платформы. Были выполнены и введены в практику обучения три такие модели: атмосферный блок установки первичной переработки нефти для Омского НПЗ и установок каталитического риформинга и газофракционирования для Ангарской НХК.

В 1994–1996 гг. значительные усилия «Петрокома» были приложены к разработке собственной современной тренажерной платформы. Новая платформа (сертифицированная под названием КТК-М – многофункциональный КТК) была реализована на IBM PC-совместимых ПК с процессорами «Pentium» под много-

задачной операционной системой Windows NT с сетевой архитектурой клиент-сервер. Платформа предусматривала возможность связи с РСУ и высокоточное эмулирование операторских интерфейсов. Оптимальный объем оперативной памяти составлял 24 Мбайта, дисковой – 100 Мбайт. Возможным было объединение в сеть станции инструктора и нескольких станций оператора, работающих одновременно с разными тренажерными моделями. Программное обеспечение КТК-М выполнено на языке С++.

В данной тренажерной платформе существенно были расширены вычислительные возможности: модель, содержащая 2000–3000 дифференциальных и 1000 алгебраических уравнений, разрешалась со скоростью до 10 раз в секунду. Эти параметры позволяли моделировать крупные технологические объекты типа установки АВТ (блоки обессоливания, атмосферный и вакуумный, блок вторичной перегонки, энергетические утилиты) или установки каталитического риформинга с непрерывно восстанавливаемым катализатором (каталитические реакторы, печи, транспорт катализатора).

За 1996–1998 годы «Петроком» осуществил два больших проекта на базе КТК-М: тренажер для операторов производства ароматики Омского НПЗ и тренажер операторов установки синтеза полиэтилена высокого давления (ПЭВД) Ангарской НХК (совместно с НПО «ЦНИИ-КА»). Первый проект охватывает три большие модели: установки фракционирования ксилолов, выделения параксилола (ПАРЕКС) и экстракции ароматики сульфоланом. В 2005 г. Honeywell, Inc. приобрела «Петроком», но это не поставило крест на разработках российской компании и тренажерный комплекс КТК-М теперь является значимой частью решений, предлагаемых Honeywell. Вообще, за период с 1996 по 2010 гг. на базе КТК-М выполнено более 30 специализированных и более 80 типовых тренажеров на 25 технологических площадках в России и за рубежом. Существуют три линейки тренажерных продуктов, предлагаемых Honeywell на платформе КТК-М, для каждой из которых используется своя тренажерная модель.

Тренажер «Управление в нефтегазовой отрасли»

Тренажер является разработкой лаборатории информационных управленческих систем «ЛАБИУС» и иллюстрирует пример тренажера первого уровня – уровня предприятия. Тренажер «Управление в нефтегазовой отрасли» (рис. 5.7) имитирует процесс реализации проекта по разработке крупномасштабного нефтяного месторождения. Нефтяная корпорация получает лицензии на разработку шести крупных месторождений. Для освоения месторождений создаются шесть дочерних нефтяных компании, в задачи которых входит быстрое и эффективное освоение месторождений. От степени эффективности реализации деятельности по освоению месторождения зависит объем финансирования компании. В рамках общего бюджета корпорации наиболее эффективные предприятия получают большее количество денежных средств, чем менее эффективные. Таким образом, реализована конкурентная модель тренажера, основанная на соревновании игровых команд в показателях эффективности реализации проекта.

Процесс освоения нефтяного месторождения предполагает последовательную реализацию нескольких этапов, каждый из которых имеет собственное предназначение, цели и задачи:

- этап «Оценка». На данном этапе производится оценка потенциала месторождения и специфики реализации проекта по его освоению;

- этап «Выбор». Этап включает в себя выбор предпочтительного варианта разработки проекта, в соответствии с бизнес-задачами корпорации, оценку стоимости проекта и разработку план-графика его реализации;

- этап «Определение». Данный этап предполагает итоговое определение объема работ по проекту, разработку проектно-сметной документации, разработку контрактной стратегии с подрядными организациями, получение внутренних и внешних разрешений для дальнейшей реализации проекта;

- этап «Реализация». Этап реализация проекта включает в себя выполнение запланированных объемов работ по строительству ключевых объектов и инфраструктур, бурению скважин, пуско-наладочным работам и т. д.;

- этап «Эксплуатация». На этапе эксплуатации месторождения осуществляется добыча, очистка, подготовка и транспортировка нефти, а также управление производственным процессом, выполнение профилактических работ, наем и развитие персонала.



Рис. 5.6. Тренажер «управление в нефтегазовой отрасли»

Процесс освоения месторождения в тренажере предполагает решение участниками следующих задач: геологоразведка участков месторождения; управление проектной командой и обеспечение персоналом нефтепромысла; бурение и строительство скважин; организация проектных работ; строительство объектов добычи, очистки и подготовки нефти, обеспечивающих инфраструктур; организация логистики и доставки грузов; взаимодействие с поставщиками и подрядчиками; энергетическое обеспечение нефтепромысла; строительство нефтепровода и транспортировка нефти; охрана труда, промышленная безопасность и охрана окружающей среды.

Эффективность реализации проекта и успешность игровых команд (рейтинг) оценивается по ключевым инвестиционным показателям: чистая приведенная стоимость (NPV), дисконтированная стоимость инвестиционных затрат (PVI), индекс доходности проекта (PI), внутренняя норма доходности (IRR) дисконтированный срок окупаемости проекта (DPP). В ходе прохождения тренажера игроки сталкиваются с факторами, затрудняющими процесс реализации проекта: природно-климатические факторы, геологические риски, изменение цен на рынках энергоносителей, негативное влияние ненадежных подрядчиков, сокращение объемов финансирования проекта, изменение государственной политики и др.

Таким образом, компьютерные тренажерные комплексы нашли широкое применение в нефтегазовой отрасли для решения задач обучения персонала, повышения степени их подготовленности с целью минимизации экономического и экологического ущерба при авариях, а также в рамках планового повышения квалификации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Лузина Л. И.* Компьютерное моделирование: Учеб. пособие. –Томск: Томский межвузовский центр дистанционного образования, 2001. –105 с.

2. *Бусленко Н. П.* Моделирование сложных систем. –М.: Наука, 1978.

3. *Советов Б. Я., Яковлев С. А.* Моделирование систем: Учебник для вузов. –М.: Высш. шк., 1985.

4. *Азиз Х., Сеттари Э.* Математическое моделирование пластовых систем. –М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. –416 с.

5. *Гладков Е.А.,* Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа: Учеб. пособие –Томск: Томский политехнический университет, 2012. –99 с.

6. *Абасов М. Т., Кулиев А. М.* Методы гидродинамических расчетов разработки многопластовых месторождений нефти и газа. –Баку: ЭЛМ, 1976. – 200 с.

7. *Исакевич Р. Я., Логинов В. И., Попадько В. Е.* Автоматизация производственных процессов нефтяной и газовой промышленности. –М. 1983.

8. *Шевцов В. А.* Моделирование систем в нефтяной и газовой промышленности. –М. 2005. –81 с.

9. *Бравичева Т. Д., Бравичев К. А., Палий А. О.* Компьютерное моделирование процессов разработки нефтяных месторождений –М.: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2007. –352 с.

10. *Carling K., Jacobson T.* "Computer Simulation in Petroleum Industry", Research Department, Chemputers, 2004.

11. Суперкомпьютерные технологии в нефтегазовой отрасли. –М: Аналитический обзор МГУ имени М. Ломоносова. 2011. – 143 с.

12. *Семенова И. И.* Компьютерные тренажеры в нефтегазовой отрасли: обзор [Электронный ресурс] // URL: http://semenova-ii.narod.ru/stat/02.html

Содержание

	Введение……..	3
1.	Основы математического и компьютерного моделирования процессов разработки …….....	5
1.1.	Классификация видов моделирования …….....	5
1.2.	Адаптация компьютерной модели ……	13
2.	Геологическое и гидродинамическое моделирования….	21
2.1.	Создание геологической модели объекта ……	21
2.2.	Исходные данные и программные продукты для геологического моделирования …….	23
2.3.	Информационные аспекты геолого-технологических моделей….....	33
2.4.	Гидродинамическое моделирование ……	38
2.5.	Исходные данные и программные продукты для гидродинамического моделирования ……	41
3.	Основы компьютерного моделирования процессов разработки и эксплуатации на секторных моделях…….	69
3.1.	Общая методика получения моделей технологических объектов …….....	69
3.2.	Модели технологических объектов, получаемые на основе закона сохранения массы……	75
3.3.	Модели технологических процессов на основе законов гидромеханики……	85
3.4.	Моделирующие программы для нефтяной промышленности……. ……..	98
4.	Развитие суперкомпьютерных технологий для нефтегазовой отрасли…….	111
4.1.	Потребности нефтегазовой отрасли в высокопроизводительных вычислениях…….....	111
4.2.	Перспективы применения суперкомпьютерных технологии в нефтегазовой отрасли……	117
5.	Компьютерные системы обучения в нефтегазовой отрасли……	125
5.1.	Структура и назначение тренажерных комплексов……	125
5.2.	Обзор тренажерных комплексов……..	133
	Библиографический список…….	147

Учебное издание

Баймаханов Галымбек Акбергенович

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Учебное пособие

Нач. ОППНП РУ ДСО *З. А. Губайдулина*
Редактор *Г. М. Дюсенбаева*
Компьютерный набор и верстка *А. А. Кадирсизова*

Подписано в печать 16.03.2017 г.
Тираж 300 экз. Формат 60x84x 1/16. Бумага типогр. № 1.
Уч.-изд.л. 9.3. Усл. п.л. 8.6. Заказ №798. Цена договорная.

Издание Казахского национального исследовательского технического университета имени К. И. Сатпаева

Департамент по связям с общественностью КазНИТУ
Издательское управление
г. Алматы, ул. Сатпаева, 22

ISBN 978-601-323-069-6

