目录

序言 9

第 1 章 油藏管理介绍 10

1.1 油藏数值模拟的一致性 12

1.2 数值模拟研究的管理 14

1.3 本书概况 16

练习 17

第一部分 油藏工程基础知识 18

第 2 章 油藏分析基础 18

2.1 容积 19

2.2 物质平衡 20

2.3 递减曲线分析 23

练习 25

第 3 章 多相流动概念 27

3.1 基本概念 27

3.2 毛管压力 30

3.3 流度 32

3.4 分流量 34

第 4 章 流动方程的推导 38

4.1 质量守恒 38

4.2 三相流的流动方程 40

4.3 流动方程的向量记法 44

练习 45

第 5 章 流体驱替 45

5.1 Buckley-Leverett 理论 45

5.2 Welge 方法 49

5.3 混相驱替 51

练习 53

第 6 章 前缘稳定性 54

6.1 不考虑重力时的前缘推进 54

6.2 考虑重力时的前缘推进 57

6.3 线性稳定性分析法 58

练习 61

第 7 章 井网水驱 61

7.1 采收率 61

7.2 井网和距离 64

7.3 井网采收率 66

练习 68

第 8 章 地下资源的采收率 69

8.1 生产阶段 69

8.2 强化采油 73

8.3 非常规矿物燃料 75

练习 77

第 9 章 经济和环境 78

9.1 SPE/WPC 储量 78
9.2 基本经济概念 80
9.3 投资决策分析 83
9.4 环境影响 84
练习 87

第二部分 油藏模拟 88

第 10 章 模拟过程概述 88

10.1 油藏基础分析 88
10.2 先决条件 88
10.3 计算机模拟 89
10.4 油藏模拟研究的要素 91
练习 92

第 11 章 概念油藏规模 93

11.1 储层取样和规模 94
11.2 综合规模－流动单元 96
11.3 地质统计实例研究 99
练习 103

第 12 章 油藏构造 103

12.1 千兆规模 103
12.2 兆规模 108
12.3 利用地震数据进行油藏描述 111
练习 115

第 13 章 流体性质 116
13.1 流体类型 116
13.2 流体模拟 120
13.3 流体取样 124
练习 125
第 14 章 岩石—流体的相互作用 126
14.1 孔隙度、渗透率、饱和度和达西定律 127
14.2 相对渗透率和毛管压力 130
14.3 粘滞指进 135
练习 136
第 15 章 油藏模拟基础 137
15.1 守恒定律 137
15.2 流动方程 138
15.3 井和设备的模拟 141
15.4 模型的求解过程 142
15.5 模拟器的选择 147
练习 149
第 16 章 模拟油藏结构 150
16.1 绘图 150
16.2 准备网格 152
16.3 模型类型 159
16.4 基础容积模拟 160
练习 161

第 17 章 典型研究的数据准备 161

17.1 数据准备 162

17.2 压力校正 163

17.3 模拟器选择和 Ockham 学说 166

练习 168

第 18 章 历史拟合 169

18.1 直观历史拟合方法 170

18.2 主要历史拟合参数 172

18.3 历史拟合的评价 174

18.4 拟合判断 175

18.5 历史拟合的局限性 176

练习 177

第 19 章 预测 178

19.1 预测能力 178

19.2 预测过程 179

19.3 敏感性分析 180

19.4 经济分析 181

19.5 模拟预测的有效性 182

练习 184

第三部分 实例研究 184

第 20 章 研究对象和数据收集 184

20.1 研究对象 184

20.2 油藏构造 185
20.5 流体性质 190
第 21 章 模型初始化 194
21.1 容积法 194
21.2 物质平衡 195
21.3 相对渗透率 198
21.4 流体界面 201
21.5 网格块的划分 201
第 22 章 历史拟合与预测 203
22.1 单井模型的建立 204
22.2 三维油藏模型的历史拟合 208
22.3 预测 209
第四部分 WINB4D 用户手册 211
第 23 章 WINB4D 介绍 211
23.1 程序配置 213
23.2 输入数据文件——WTEMP.DAT 214
23.3 数据输入要求 215
23.4 输入数据集例子 216
第 24 章 初始化数据 221
24.1 网格几何尺寸 221
24.2 地震速度参数 227
24.3 孔隙度，渗透率，传导能力分布 231

24.4 岩石和 PVT 分区 238
24.5 相对渗透率和毛细管压力表 240
24.6 流体 PVT 数据表 241
24.7 压力、饱和度初始化 246
24.8 运行控制参数 248
24.9 求解方法要求 249
24.10 解析水体模型 250

第 25 章 动态数据 254

25.1 时间步和输出控制 254
25.2 井的资料 256

第 26 章 程序输出评价 262

26.1 初始化数据 262
26.2 动态数据 263

第 5 部分 技术补遗 266

第 27 章 模拟器组成 266

27.1 方程 266
27.2 坐标系系统 268
27.3 岩石物理模型 269
27.4 物质平衡 272

第 28 章 岩石流体模型 273

28.1 三相相对渗透率 273
28.2 传导系数 274

28.3 术语及其说明 275
28.4 外推饱和度曲线 280
28.5 气体 PVT 关系选项 281

第 29 章 初始化 284

29.1 压力初始化 284
29.2 重力分异饱和度初始化 285
29.3 水域模型 287

第 30 章 井模型 291

30.1 产量约束条件 291
30.2 显示压力约束条件 294
30.3 GOR/WOR 约束条件 296
30.4 采液量约束条件 296
30.5 注入量约束条件 297

第 31 章 井的生产指数(PID) 298

31.1 生产指数 298
31.2 垂直井 299
31.3 水平井 300

第 32 章 IMPES 方法 302

32.1 流动方程和势 302
32.2 毛管压力概念 303
32.3 压力方程 305

序言

实用油藏数值模拟方法是针对广泛使用的数值模拟技术而编制的一本工具书。该书既不是关于数值模拟技术的数学论述，也不是一本实例记载纲要。以上提到的两方面内容在其它资料中可以查到。然而，这本书是介绍给初学油藏数值模拟者的向导，包括一个完整功能的油藏模拟器给读者使用。

第一部分介绍了油藏数值模拟的概念和术语。这部分内容涉及到过去20 年我们认为对油藏模拟器开发和使用者最有用的问题。我提供了在油、气及凝析气油藏模型研究中的好的心得。

实践和参与是学习一门课程最好的方法。第一部分中的练习提供了让你应用这些方法的机会，这些方法在每一章节中都有讨论。结合这部分论述，第二章介绍了一个详细的实例来说明这些方法的应用。这时，你已经完成了一个实例研究，下面你将会参与到每个模型研究的技术阶段。

第三部分和第四部分是用户手册和技术补遗，相应地，三维三相技术黑油模拟器 BOAST4D 可以同时实践。BOAST4D 模拟器是 BOAST II 的升级版本，其中考虑了流线。BOAST II 是 1980 年为美国能源部而设计的主流黑油模拟器。作为 BOAST II 的作者，我对其进行了改近，加入了一些特色，修正成为 BOAST4D。例如，你现在可以使用 BOAST4D 模拟水平井，并可进行地球物理的相关计算，这是一项新兴的技术，即 4D 地震流体流动监测。这样，就在软件里添加了有关地球物理计算的“4D”程序。另外，BOAST4D 模拟器改近了代码以提高运算质量，软件允许出现物质平衡方面的问题，并减少了因物质平衡而出现的错误。

BOAST4D 模拟器可以运行于基于 DOS 系统的 486 以上的个人电脑或

更好的多处理器系统。结合这本书，通过理解油藏管理的概念和解决不同类型的油藏工程问题，该模拟器很适合用于学习如何使用一个油藏模拟器。不需要使用完全功能的商业模拟器就可以演示复杂而不是简单解析解的研究问题，可见，它是一个很有价值的工具。在光盘上有不同的实例数据，可以帮助你在更广泛的实际问题领域中使用该模拟器。

这本书和软件可以用于不同的学习者，例如，可以作为石油工程专业的大学生的课程，地质科学家、地球物理科学家以及水文学家也可以使用。该书既可以作为大学的课程也可以作为进修教育的课程。出版者可以提供教师指导。

我将书中的大部分内容作为我在休斯顿任教的进修课程里的讲义。这里，我衷心感谢 BobHubbell 和休斯顿大学主办这项课程，感谢 Gulf 出版社的 Tim Calk 组织出版这本书。对我工业界和学术界过去和现在的领导表示感谢，感谢他们提供了解决各种各样问题的机会。我还要答谢 BOAST 早期版本的设计者：Ken Harpole、Stan Bujnowski、Jane Kennedy、Dwight Dauben 和 Herb Carroll。我特别感谢我的妻子 Kathy Fanchi，谢谢她夜以继日地在电脑旁边制图和校正草稿，谢谢她的精神鼓励。

敬请读者提出批评和修改意见!

John R.Fanchi,Ph.D.

休斯顿，得克萨斯

1997 年 8 月

(注：原文序言中介绍书中第三部分和第四部分分别为用户手册和技术补遗，按书的内容应该分别是第四部分和第五部分，为尊重原著，译文没作修改)

第 1 章 油藏管理介绍

油藏数值模拟是油藏管理环节中必不可少的部分。油藏管理常定义为

以最小的投资成本、最少的运行费用及最优的开采方式从油藏中获得油气的资源配置配置(Wiggins 和 Starzman，1990；Satter 和 Thakur，1994；Al-Hussainy 和 Humphreys，1996；Thakur，1996)。这两个结果－最优化的开采方式和最低的成本常常是互相矛盾的。如果忽略成本问题，油气开采最优化是可以实现的，然而如果油田经营者对有限资源的慎重管理不感兴趣或没有责任心，他们就会要求成本最低。油藏管理的根本是在一个良好开发的油田中决定采用什么样的油气开采方式来获得最大的经济效益。要想达到油藏管理的基本目标，油藏数值模拟作是最精密复杂的可行方法。

开展数值模拟研究有许多原因。从商业的角度考虑，可能是最重要的一点是，油藏模拟可以进行大概的现金流动预测。数值模拟从产量的方面预测经济效益。将产量和价格结合起来就可以估计将来的现金流动。开展数值模拟研究的其它原因见表 1-1。在后面的章节中将会对其中的一些条目进行讨论。

表 1-1 数值模拟的原因

共同的影响

- 现金流动预测

  需要对油气价格进行经济预测

油藏管理

- 油藏管理的并列行为
- 油田生产运行情况的评价

  理解油藏动态

- 模型对已评价数据的敏感性

  决定是否增加额外的数据

- 油田生产期的评价
- 采收率和时间的关系预测
- 对比不同的开采方式
- 计划开发中或运行中的变化
- 选择和最优化油田工程设计

  最大经济回收率

1.1 油藏数值模拟的一致性

油藏数值模拟是应用计算机模拟系统描述油藏中流体流动的(Peaceman，1997；Aziz 和 Settari，1979；Mattax 和 Dalton，1990)。计算机模型系统通常是一个或多个计算机程序。为避免混淆，计算机模拟系统在文中称为油藏模拟器，输入数据称为油藏模型。

输入数据的准备工作需要许多学科来约束。在建模过程中油藏信息被集合起来，油藏的概念在油藏模拟器中定量的表示出来。图 1-1 说明了不同

的规则在油藏数值模拟中的结构。

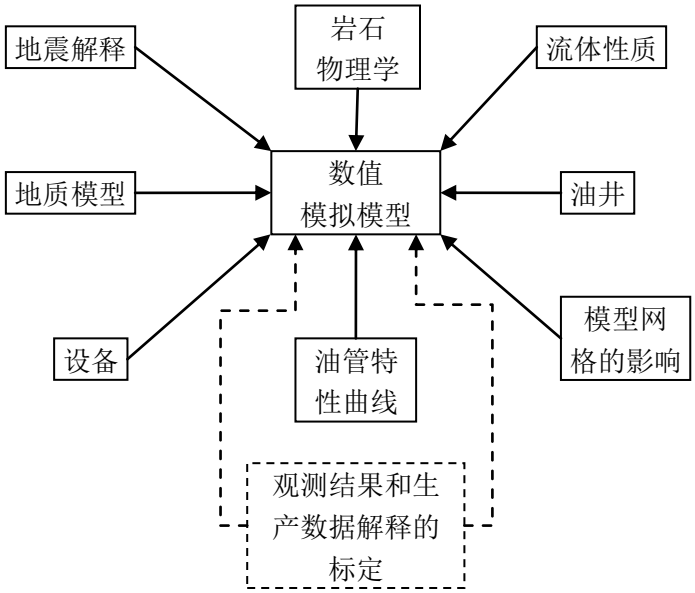

图 1-1 不同学科领域对油藏数值模型的作用

油藏模拟器联系着不同学科，并成为它们的桥梁。模拟器起过虑的作用，从所有油藏描述信息中进行挑选。模拟器不受使用者个人观点和表达方式的影响。根据 Millheim 的论述，它限制了个人因素的影响，对每一种假设给以客观的评价。作为假设的过滤器，模拟器往往在第一时间知道所做的假设是否合适。

油藏模拟器最重要的任务是在油藏描述确定的条件下来达成一定的共识。当动态数据拟合出现多解的情况时，这项任务就变得更复杂。油藏模型解的不唯一性，在后面章节中会做更详细的论述。也就是说可能会有不同的模型可以表达同样的油藏描述数据。因此，模拟器必须在不同的油藏表述中找到能被普遍认可的一个，这通常是通过否定一个或多个油藏模型来完成的。于是，当动态数据不能拟合好任何一个油藏模型时，人为因素

便显现出来。合理性的双重标准是问题的本质，这也是为什么个人因素最能影响数值模拟的过程。

1.2 数值模拟研究的管理

理想的情况是，各行业的专家组成一个团队共同工作以建立起有意义的油藏模型。团队协作的发展阶段如下(Sears,1994)：

- 介绍：互相认识对方
- “争论”：团队成员在如何开展工作问题上产生分歧
  成员可能会失去目标
- “标准”：团队成员为提高工作效率制订标准
- “执行”：团队成员的理解
  每个成员能做什么
  怎样使团队的效率最高

正确的管理是认识到这些步骤，并允许在团队合作成熟默契之前有一个磨合期。多数油田的现代油藏数值模拟研究是由团队来操作完成的，其中，团队就像矩阵管理组织中的项目队伍一样。这里的矩阵管理和项目管理是一个概念，它有两个明显的特征：

(1) 横向职能管理部门的成员来自不同的工作领域，承担某个项目；

(2) 一个雇员对两个或多个上级负责，这会对经理或雇员造成不便。

为减少潜在问题的出现，研究团队应具备以下特点：

(1) 团队的每个成员都有不同的任务；

(2) 所有成员都为共同的目标而努力。

团队成员应职责专一，避免身肩数职。如果团队有两个或多个成员的职责大量重叠，那么在责任义务方面就会引起混乱。每个队员必须是某个

特定学科的决策人，否则在完成某项研究的期限内就不可能达成共识。不允许团队在一种空想平等的环境下度日而没有工作量。

具有效率的团队应该力求一致，但项目期限所带来的压力要求某个队员担任团队内的领导。如果团队内的意见不能达成一致，就无法按期完成研究任务，而在很多情况下，决定都是在意见不能达成一致时作出的。因此，团队应该有一个具有如下素质的领导：

- 很强的技术能力
- 丰富的经验

团队领导应对项目的技术和资金支配应有权威性。如果他们没有权威性，他们就不能履行自己的职责。另一方面，团队领导必须避免独断专行，否则团队的力量将会消弱，最终会使团队因研究小组的解散而解散。

按照 Maddox 的观点，团队和研究小组在行为方式上有所不同。小组的行为有如下特征：

(1)其成员认为他们合成一组只是起行政管理的作用，个人的工作是独立的，时有交叉。

(2)由于其成员不能充分融入到所研究的整个工作对象中，因此他们只关注自己。他们只是作为受雇者去工作。

与此相反，团队有如下特点：

(1)其成员认识到他们之间的相互依赖性，并且知道只有互相支持，个人和团队的目标才能圆满完成。时间不能浪费在互相挣抢或以牺牲他人利益为代价谋取自身利益上。

(2)因为成员们对他们的协作目标负有责任，对工作和研究项目有主人翁责任感。

Haldorsen 和 Damsleth(1993 年)得出了相似的结论：团队成员应相互了解，互相尊重，相互指出缺点并且相互提供信息。

Haldorsen 和 Damsleth 认为每个成员关键是应具备下述条件：

(1) 通过全队努力实现改革、创新的价值；

(2) 面对顾客，目标集中在“你的需要就是我的付出”。

McIntosh 等人(1991 年)支持的观点是每个队员应履行其职责(例如，地质科学家、工程师等)。结论自然是由于对内的作用已确定清楚，队员能了解自己的作用。

正确的管理能够促使整个研究团队尽职尽责。如果研究团队成员参与规划和决策，就能培养他们主人翁责任感或“买主”意识，队员的意见可以影响到工作范围和活动的安排。如果实际的期望建立在项目计划之初，然后在项目整个过程中始终贯彻，那么很多问题就可以避免。没有考虑资源的配给或使用期限而盲目扩大工作范围，会使研究小组丧失信心从而削弱集体观念。

最后，研究队在研究过程中应特别留意的一点是，由小组所产生的点子比个人单独工作产生的点子要少，这是心理学的经验证明得出的结论(Norton,1994)。在描述研究进展过程中工作量的变化时，Tobias(1998)观察到：有优势的团队也有他们的缺点，团队的动力经常性地限制个人的主动性，因此以团队的方式进行研究，工作量的增加是以牺牲个人的创造性为代价的。Tobias 建议团队优势和个人工作环境并存。他的意思是在工作流程中同时削弱个人的努力和团队的协作，来达到最优效果。

1.3 本书概况

本书后面部分的内容是按下面的方式编排的。第一部分是关于油藏工程的初级知识，这部分内容主要介绍了流体在多孔介质中流动方面的基本概念。第二部分内容解释了油藏数值模拟的概念和术语，这部分内容中有

一个典型练习，要求读者更改专门的实例数据文件，在更改数据时必须熟知油藏问题和熟练使用软件 WINB4D。其中，WINB4D 是三维三相油藏模拟器，关于模拟器的细节问题将会在后续章节中讨论。

第二部分中的练习题目要用到第四部分用户手册中不同内容。如果你做完所有的练习，你就会熟练使用用户手册和 WINB4D 软件。在应用 WINB4D 软件的过程中你会获得许多经验，这些经验对其它模拟器来说也是适用的。

成功地完成第二部分的练习题有助于学习第三部的内容－实例研究。实例研究部分的内容是将第一部分和第二部分的内容结合到一起了。当完成第三部部分内容的学习时，你就可以参与到模拟研究的每个技术内容了。

第四部分和第五部分分别是 WINB4D 软件的用户手册和技术补遗。第五部分的补充信息将提供更多的关于 WINB4D 算法代码的细节。

练习

练习 1.1 WINB4D 文件夹：在本书附带的光盘中有一个三维三相的油藏模拟器，用户手册在第四部分内容中，技术补遗在第五部分中。在你的电脑硬盘上新建一个文件夹，按照第 23 章的要点来运行软件 WINB4D。文件 WINB4D.EXE 的大小是多少？

练习 1.2 WINB4D 的例子数据：在 WINB4D 光盘上有几套例子数据。从光盘上复制所有的文件到你的电脑硬盘\WINB4D 文件夹中。制作数据文件的列表(后缀为 dat)。除非另建存储位置，所有的练习题目和软件 WINB4D 都假定存放在目录\WINB4D 下。

练习 1.3 程序 3DVIEW 用于显示 WINB4D 数据文件所描述的油藏结构。3DVIEW 是打开 WINB4D 输出文件(后缀为 arr)的可视化程序。要显示

一个油藏的结构，按下述步骤进行：

用资源管理器打开包含 WINB4D 文件的文件夹。如果没有存储到其它位置，只需点击鼠标左键即可。

①运行 3DVIEW(双击应用程序 3DVIEW.EXE)；

②点击“file”(文件)按钮；

③点击“Open Array File”(打开成批文件)；

④在文件列表中点击“CS_Rim.arr”文件；

⑤点击“确定”。

这时，你就应看到在屏幕中央有一个油藏结构，这是一个有气顶和油环的背斜油藏。要从不同角度看这个油藏，按下鼠标左键并移动鼠标即可。通过练习，你就能学会控制油藏在屏幕上的方位。

点击“Project”(工程)按钮并选择“Smooth Model Display”(光滑模型显示)，网格块就光滑的显示出来。在屏幕上显示的属性是压力“P”。要显示其它属性，则点击“Model”(模型)按钮，将光标移至“Select Active Attribute”(选择当前属性)，然后点击含油饱和度“SO”。在屏幕上就会看到含油边缘。

退出 3DVIEW，则点击“File”(文件)按钮，然后点击“退出”。

第一部分 油藏工程基础知识

第 2 章 油藏分析基础

基础油藏分析工作可以为油藏模型研究准备输入数据。这些工作包括容量分析、物质平衡分析、递减曲线分析。除了估计流体分布和预测全油田的产量外，这些工作也提供了初期的油藏概念，这可用于模拟研究的设计中。

2.1 容积

油藏中的流体体积是通过各种不同资料获得的，因此是各学科交叉接口的数量控制点。地球科学家们使用静态资料确定体积的过程通常指的是容积分析法(例如，Mian，1992；Tearpock 和 Bischke，1991)。物质平衡和油藏数值模拟技术用动态数据获得流体体积。因此，油藏特征的描述是准确的，就应该能估算油藏的原始流体体积，而且不管使用何种方法，计算出的流体体积是一致的。在这一部分，我们给出了原始油气地质储量的计算公式。

油藏中原始油的地质储量(OOIP)为：

$$N = \frac{7758\phi A h_o S_{oi}}{B_{Oi}} \tag{2.1}$$

式中 N ——原始油的地质储量(STB)；

ϕ ——油藏孔隙度(小数)；

A ——油藏面积(英母)；

h_o ——油层净厚(英尺)；

S_{oi} ——原始油藏含油饱和度(小数)；

B_{oi} ——原始原油体积系数(RB/STB)。

伴生气或溶解汽是溶解气油比 R_{so} 和原始含油地质储量 N 的乘积。

气藏中的原始自由气地质储量为：

$$G = \frac{7758\phi A h_g S_{gi}}{B_{gi}} \tag{2.2}$$

式中 G ——原始自由气地质储量(SCF)；

h_g——气藏的净厚度(英尺)；

S_{gi}——原始含气饱和度(小数)；

B_{gi}——原始气的体积系数(RB/SCF)。

式(2.2)常根据原始含水饱和度与含气饱和度的关系 $S_{gi}=1-S_{wi}$ 改写。原始含水饱和度由测井曲线或岩心分析来确定。

2.2 物质平衡

质量守恒定律是物质平衡计算的基础。物质平衡是来计算物质流入或流出一个系统的情况的。物质平衡计算假设油藏为储集物质的一个大罐，使用可以测量的质量来确定不能直接测量的物质数量。可测量的质量包括油、气及水的累积产量和从生产流体样本中得到的流体性质数据。

物质平衡计算有几个用途。相对于容积法来说，它提供了一种可以独立计算油藏中油、气、水体积的方法。物质平衡方程中各种因素的大小表明了相应油藏中不同的驱动方式。物质平衡可以预测将来油藏动态并有助于计算累积采收率。在文献中(如 Dake，1978 和 Craft，1991)可以发现这方面内容的更多讨论。

物质平衡方程的形式依赖于油气藏是油藏占优还是气藏占优。分别考虑了每种情况。

油藏物质平衡

油藏的物质平衡方程即 Schilthuis 方程，Guerrero 给出了它的形式：

$$
\begin{aligned}
&N\left(B_t-B_{ti}\right)+NmB_{ti}\left(\frac{B_{gc}-B_{gi}}{B_{gi}}\right)+N\frac{B_{ti}S_{wio}}{1-S_{wio}}\left(\frac{B_{tw}-B_{twi}}{B_{twi}}\right)\\
&+N\frac{mB_{ti}S_{wig}}{1-S_{wig}}\left(\frac{B_{tw}-B_{twi}}{B_{twi}}\right)+N\left(\frac{1}{1-S_{wio}}+\frac{m}{1-S_{wig}}\right)B_{ti}c_f\Delta P \qquad (2.3)\\
&=N_pB_o+\left[G_{ps}+G_{pc}B_{gc}-G_iB_g'\right]-N_pR_{so}B_g-\left(W_e+W_i-W_p\right)B_w
\end{aligned}
$$

在本章的最后部分给出了所有参数的定义，参数的单位在括号内。首先定义下列参数来看方程(2.3)中参数的物理意义。

$$
\begin{aligned}
&D_o=B_t-B_{ti},\ D_{go}=mB_{ti}\left(\frac{B_{gc}-B_{gi}}{B_{gi}}\right),\\
&D_w=\frac{B_{ti}S_{wio}}{1-S_{wio}}\left(\frac{B_{tw}-B_{twi}}{B_{twi}}\right),\ D_{gw}=\frac{mB_{ti}S_{wig}}{1-S_{wig}}\left(\frac{B_{tw}-B_{twi}}{B_{twi}}\right), \qquad (2.4)\\
&D_r=\left(\frac{1}{1-S_{wio}}+\frac{m}{1-S_{wig}}\right)B_{ti}c_f\Delta P.
\end{aligned}
$$

将方程(2.4)代入到方程(2.3)可以得到物质平衡方程的形式如下：

$$
\begin{aligned}
&N\left[D_o+D_{go}+D_w+D_r\right]=\\
&N_pB_o+\left[G_{ps}B_g+G_{pc}B_{gc}-G_iB_g'\right]-N_pR_{so}B_g-\left(W_e+W_i-W_p\right)B_w
\end{aligned} \qquad (2.5)
$$

方程(2.5)的形式有物理意义，方程的右边指的是流体的产出和注入，而方程的左边是流体体积的变化。参数的物理意义见表 2-1。

表 2-1 物质平衡参数的物理意义

参数	物理意义
ND_o	原始含油和溶解气的体积变化
ND_{go}	自由气的体积变化
$N\left(D_w+D_{gw}\right)$	初始原生水的体积变化

ND_r	地层孔隙体积的变化
N_pB_o	累积产油量
$N_pR_{so}B_g$	累积溶解气量
$G_{ps}B_g$	累积溢出的气量
$G_{pc}B_{gc}$	由气顶产出的累积气量
$G_iB'_g$	累积注入气量
W_eB_w	累积水侵量
W_iB_w	累积注入水量
W_pB_w	累积产水量

方程(2.3)可以应用于具有气顶和水层的油藏，因此认为该方程是一般的物质平衡方程。物质平衡方程的推导基于以下几条假设：油藏为压力平衡系统；获得的流体性质数据可以代表油藏流体；整个油藏的体积恒定；生产数据是可靠的；忽略相态重力分异的影响；在第 8 章讨论关于方程方程(2.3)中油藏驱动机理的相关重要性。

气藏物质平衡

关于气藏的物质平衡方程可由方程(2.3)通过下述关系得到：

$$GB_{gi} = NmB_{ti} \tag{2.6}$$

定义原始含气地质储量为G，将式(2.6)代入到方程(2.3)中，得到一般的物质平衡方程为：

$$N\left(B_t-B_{ti}\right)+GB_{gi}\left(\frac{B_{gc}-B_{gi}}{B_{gi}}\right)+N\frac{B_{ti}S_{wio}}{1-S_{wio}}\left(\frac{B_{tw}-B_{twi}}{B_{twi}}\right)$$
$$+G\frac{B_{gi}S_{wig}}{1-S_{wig}}\left(\frac{B_{tw}-B_{twi}}{B_{twi}}\right)+\left(\frac{NB_{ti}}{1-S_{wio}}+\frac{GB_{gi}}{1-S_{wig}}\right)c_f\Delta P \qquad (2.7)$$
$$=N_pB_o+\left[G_{ps}+G_{pc}B_{gc}-G_iB_g'\right]-N_pR_{so}B_g-\left(W_e+W_i-W_p\right)B_w$$

方程(2.7)中假设气藏中没有油，即 $N=0, N_p=0$，从而得到简化形式，化简后的物质平衡方程为：

$$GB_{gi}\left(\frac{B_{gc}-B_{gi}}{B_{gi}}\right)+G\frac{B_{gi}S_{wig}}{1-S_{wig}}\left(\frac{B_{tw}-B_{twi}}{B_{twi}}\right)+\left(\frac{GB_{gi}}{1-S_{wig}}\right)c_f\Delta P \qquad (2.8)$$
$$=\left[G_{pc}B_{gc}-G_iB_g'\right]-\left[W_e+W_i-W_p\right]B_w$$

地层和水的压缩系数相对于气来说相当小，因此,方程(2.8)可以化简为如下形式：

$$GB_{gi}\left(\frac{B_{gc}-B_{gi}}{B_{gi}}\right)=\left[G_{pc}B_{gc}-G_iB_g'\right]-\left[W_e+W_i-W_p\right]B_w \qquad (2.9)$$

2.3 递减曲线分析

Arps(1945)研究了生产井流量与时间的关系。假定流动压力恒定时，他发现有下述关系：

$$\frac{dq}{dt}=-aq^{n+1} \qquad (2.10)$$

式中 a 和 n 是与经验相关的常数。经验常数 n 取值为 0～1。

式(2.10)给出了随着时间的增加预期的产量下降趋势。用与式(2.10)适合的等式分析流量数据称之为递减曲线分析。根据 n 值定义的不同有三种递减曲线。

指数递减曲线。相应地 $n=0$。其解的形式如下：

$$q = q_i e^{-at} \tag{2.11}$$

式中 q 为初始产量，a 是由通过式(2.11)拟合油井或油田数据得到的参数。

双曲递减曲线。相应地，$0 < n < 1$。产量由如下形式：

$$q^{-n} = nat + q_i^{-n} \tag{2.12}$$

式中 q 为初始产量，a 是由通过式(2.12)拟合油井或油田数据得到的参数。

调和递减曲线。相应地，$n = 1$。在式(2.12)中取 $n = 1$，得：

$$q^{-1} = nat + q_i^{-1} \tag{2.13}$$

式中 q 为初始产量，a 是由通过式(2.13)拟合油井或油田数据得到的参数。

用递减曲线拟合实际产量 q 的对数与时间 t 的关系曲线。在半对数坐标下可以得到如下方程：

$$\ln q = \ln q_i - at \tag{2.14}$$

方程(2.14)符合线性关系 $y = mx + b$ 的形式，其斜率为 m，截距为 b。在指数递减曲线情形中，时间 t 相当于变量 x，$\ln q$ 相当于变量 y，$\ln q_i$ 是截距 b，$-a$ 是直线的斜率 m。在递减分析中的累积产量是对流量从 $t = 0$ 时刻的 q_i 到 t 时刻的 q 进行积分。例如，指数递减分析时的累积产量为：

$$N_p = \int_0^t q dt = \frac{q_i - q}{a} \tag{2.15}$$

指数递减情形的递减参数 a，可以通过整理式(2.11)得到：

$$a = -\frac{1}{t}\ln\frac{q}{q_i} \tag{2.16}$$

练习

练习 2.1 将文件 EXAM.DAT 拷贝到文件 WTEMP.DAT 中，运行软件 WINB4D.模型的原始流体地质储量是多少？提示：打开输出文件 WTEMP.ROF 找到初始流体地质储量。

练习 2.2 由方程(2.3)和方程(2.4)推导没有气顶的油藏物质平衡方程。

练习 2.3 由方程(2.9)得到溶解气驱的物质平衡方程：

$$G_{pc} = \frac{\left[(P/Z)_i - (P/Z)_t\right]\times G}{(P/Z)_i}$$

式中 G 为原始自由气储量，G_{pc} 为累积自由气产量，P 为油藏压力，Z 为真实其它的压缩系数。下标 t 表示比值 P/Z 为该时刻计算出的，和 G_{pc} 为同一时刻，下标 i 表示该比值为初始时刻计算出来的。G_p 和 G 的单位必须与方程的单位一致。

练习 2.4 由式(2.11)积分推导指数递减情形时的方程式(2.15)，并展开该积分。

方程(2.3)的命名

B_g ——气层气的体积系数(FVF)(RB/SCF)；

B_{gc} ——气顶气的体积系数(FVF)(RB/SCF)；

B'_g ——注入气的体积系数(FVF)(RB/SCF)；

B_o ——原油的体积系数(FVF)(RB/SCF)；

B_t——$B_o+(R_{si}-R_{so})B_g$，原油综合体积系数(FVF)(RB/SCF)；

B_{rw}——$B_w+(R_{swi}-R_{sw})B_g$，水综合体积系数(FVF)(RB/SCF)；

c_f——地层岩石的压缩系数，1/psia；

G——原始含气储量(SCF)；

G_i——累积注入气量(SCF)；

G_{pc}——累积产出气顶气(SCF)；

G_{ps}——从溶解气中溢出气体的累积采出量(SCF)；

m——油气藏中气相体积与油相体积的比值；

N——原始含油地质储量(STB)；

N_p——累产油(STB)；

R_{so}——溶解气油比(SCF/STB)；

R_{si}——原始溶解气油比(SCF/STB)；

R_{sw}——溶解气水比(SCF/STB)；

R_{swi}——原始溶解气水比(SCF/STB)；

S_g——含气饱和度(小数)；

S_o——含油饱和度(小数)；

S_w——含水饱和度(小数)；

S_{wi}——原始含水饱和度(小数)；

S_{wig}——气顶区的原始含水饱和度(小数)；

S_{wio}——含油带的原始含油饱和度(小数)；

W_e——累积水侵量(STB)；

W_i——累积注水量(STB)；

W_p——累积产水量(STB)；

ΔP——$P_i - P$ 油藏压力的变化(psia)；

P_i——原始油藏压力(psia)；

P——目前时间的油藏压力(psia)；

第 3 章 多相流动概念

这一章概述了多相流动的基本概念，包括界面张力、润湿性和接触角。由这些概念引出了对毛管压力、流度和分流量的讨论。

3.1 基本概念

要理解毛管压力必须首先介绍一些概念。这些概念是界面张力、润湿性和接触角。它们的定义如下所述。

界面张力

在所有的固-液界面和两种非混相液体界面上均存在表面自由能，这是分子力的作用结果。这些作用力使液体表面占的空间尽可能地最小，好像一层薄膜一样。界面张力指的是两液体界面间的张力。表面张力指气液界面间的张力。

界面张力是单位表面积上的能量或单位长度上的力。界面张力常缩写为 IFT，其典型单位是 m N/m 或等价的 dynes/cm(达因/厘米)。界面张力的大小取决于界面处两种液体的组成。表 3-1 给出了一些例子。

表 3-1 界面张力举例

流体对	IFT 范围(m N/m 或 dynes/cm)
空气-盐水	72-100
油-盐水	15-40
气-油	35-65

界面张力可以通过 Macleod-Sugden 相关式计算得到。相关式的 Weinaug-Katz 变换为：

$$\sigma^{1/4} = \sum_{i=1}^{N_c} P_{chi}\left(x_i \frac{\rho_L}{M_L} - y_i \frac{\rho_V}{M_V} \right) \tag{3.1}$$

式中 σ——界面张力，dynes/cm；

P_{chi}——组分 i 的等张比容，$(\text{dynes/cm})^{1/4}/(\text{g/cm}^3)$；

M_L——液相的分子量；

M_V——蒸汽相的分子量；

ρ_L——液相的密度，(g/cm^3)；

ρ_V——蒸汽相的密度，(g/cm^3)；

x_i——液相组分 i 的摩尔分数；

y_i——气相组分 i 的摩尔分数；

等张比容是经验参数。组分 i 的等张比容可以通过组分 i 的分子量 M_i 和下面的经验回归方程计算。

$$P_{chi} = 10.0 + 2.92M_i \tag{3.2}$$

用这个过程可以很好地计算分子量从 100 到 500 的情形。Fanchi(1990)给出了更大范围内的分子量情形式精确计算过程。

润湿性

润湿性指一种液相在与另外一种不能混和的液相共存的条件下，优先润湿固体表面的能力。

岩石-流体系统中的润湿性取决于表面张力(IFT)。改变岩石或流体的类型可以改变 IFT，从而改变系统的润湿性。加入化学剂，如表面活性剂、聚合物、抗腐蚀剂或防垢剂能改变润湿性。

接触角

润湿性是通过接触角来测量的。接触角是通过更大密度的相来测量的。接触角与界面能量的关系是：

$$\sigma_{OS} - \sigma_{WS} = \sigma_{OW} \cos\theta \tag{3.3}$$

式中 σ_{OS}——油相与固相间的界面张力，dyne/cm；

σ_{WS}——水相与固相间的界面张力，dyne/cm；

σ_{OW}——油相与水相间的界面张力，dyne/cm；

θ——从水相测得的油－水－固体表面的接触角，度。

不同润湿条件下的接触角见表 3-2。

表 3-2 接触角举例

润湿条件	接触角，度
强亲水	0-30
中等亲水	30-70
中性	75-105
中等亲油	105-150
强亲油	150-180

通常在实验室中测量润湿性。影响实验室润湿性的测量结果有几个因素。岩石在提取过程中由于钻井液或钻井台上液体的影响，其润湿性会发

生改变，在处理岩心时，空气中的氧气或水也会改变其润湿性。实验液体应该是油藏条件下的，这样测量的润湿性才是最可靠的。通过实验测量，多数已知油藏是中心润湿和优先水湿的。

3.2 毛管压力

毛管压力是在毛细管中非混相液体弯曲界面处产生的压力差异。可以表示如下：

$$P_c = P_{nw} - P_w \tag{3.4}$$

式中 P_c——毛管压力，psi；

P_{nw}——非润湿相的压力，psi；

P_w——润湿相的压力，psi；

毛管压力原理

毛管压力中液相之间的平衡满足关系：向上的力＝向下的力。这些作用力与毛管半径r、接触角θ及界面张力σ有关。可以表示如下：

向上的力＝作用在毛管边缘的界面张力

$$= \sigma \cos\theta \times 2\pi$$

和

向下的力＝密度梯度差异×横截面积×毛细上升高度h

密度梯度指单位长度单位横截面积上的重量。例如，在标准条件下水的密度梯度近似为 0.433psia/ft。如果我们假设一个空气－水系统，则向下的压力为：

向下的压力＝$\left(\Gamma_w - \Gamma_{air}\right)\pi r^2 h$

式中毛细管的横截面积为πr^2。毛管压力定义为单位面积上的压力，所

以：

P_c =向上的压力/πr^2 =向下的压力/πr^2

毛管压力与孔隙半径

根据单位面积向上的作用力可以写出毛管力为：

$$P_c = \frac{2\pi r\sigma\cos\theta}{\pi r^2} = \frac{2\sigma\cos\theta}{r} \tag{3.5}$$

式中 r——孔隙半径，cm；

σ——界面(或表面)张力，mN/m 或 dynes/cm；

θ——接触角(度)。

式(3.5)表明：随着孔隙半径的增大，毛管力减小；界面张力增大，毛管力也增大。

等效高度

根据向下的作用力，毛管力可表示为：

$$P_c = \frac{\pi r^2 h\left(\Gamma_w - \Gamma_{air}\right)}{\pi r^2} = h\left(\Gamma_w - \Gamma_{air}\right) \tag{3.6}$$

式中 h——毛细上升高度，ft；

P_c——毛管压力，psi；

Γ_w——水或润湿相的密度梯度，psi/ft；

$\Gamma_{a\,i}$——空气或非润湿相的密度梯度，psi/ft。

由式(3.6)解出 h，可以得到毛管压力与等效高度的关系：

$$h = \frac{P_c}{\left(\Gamma_w - \Gamma_{air}\right)} \tag{3.7}$$

等效高度可以用力估算两非混相液体过渡带的高度。下面的内容将详

细定义说明过渡带。等效高度与非混相液体间的密度差成反比。气体与液体之间的密度差越大，其过渡带高度越小。

油-水毛管压力

对于水湿油藏，油是非润湿相。油-水系统的毛管压力为：

$$P_{cow} = P_o - P_w \tag{3.8}$$

式中 P_o——油相压力，psi；

P_w——水相压力，psi；

当含水饱和度减小时，毛管力增大，同时毛细上升高度超过油水界面(OWC)。

气-油毛管压力

在气-油系统中，气体通常表现为非润湿相，油时润湿相。气-油系统的毛管压力为：

$$P_{cgw} = P_g - P_o \tag{3.9}$$

式中 P_g——气相压力，psi；

P_o——油相压力，psi；

当含气饱和度减小时，毛管力增大，同时毛细上升高度超过油气界面(GOC)。

3.3 流度

流度是表征流体通过连通孔隙空间能力大小的物理量。这里，流度用于单相或多相流动。多相流的定义是建立在相对渗透率概念的基础上的，下面具体论述。

相对渗透率

相对渗透率定义为：

$$k_r = \frac{k_{eff}}{k_{abs}} \tag{3.10}$$

式中 k_r——相对渗透率，介于 0 到 1 之间；

k_{eff}——有效渗透率，md；

k_{abs}——决定渗透率，md。

油、水和气相的相对渗透率分别为：

$$k_{ro} = k_o / k，\ k_{rw} = k_w / k，\ k_{rg} = k_g / k \tag{3.11}$$

式中，k_l 为 l 相的有效渗透率，k_{rl} 为 l 相的相对渗透率，k 为绝对渗透率。

流度

液体相的流度定义为有效相渗透率与相粘度的比值，油、气和水的粘度分别为：

$$\lambda_o = \frac{k_o}{\mu_o}，\ \lambda_w = \frac{k_w}{\mu_w}，\ \lambda_g = \frac{k_g}{\mu_g} \tag{3.12}$$

式中，μ_l 为 l 相的粘度。相对流度定义为粘度除相对渗透率(Dake,1978)。绝对渗透率不是相对流度定义中的参数。

流动比

流动比定义为后面驱替液体的流度 λ_d 除以前面被驱替液体的流度 λ_D，因此

$$M = \frac{\lambda_D}{\lambda_d} \tag{3.13}$$

注水过程中水驱油的流度比是关于流度比的一个例子。

$$M_{w,o}=\frac{\left(\lambda_w\right)_{S_{or}}}{\left(\lambda_o\right)_{S_{wc}}}=\frac{k_{rw}\left(S_{or}\right)/\mu_w}{k_{ro}\left(S_{wc}\right)/\mu_o} \tag{3.14}$$

在这个例子中，水相相对渗透率为对应残余油饱和度对应的渗透率 S_{or}，油相相对渗透率为对应束缚水饱和度的渗透率 S_{wc}。注意到绝对渗透率不在流度比的表达式内，因此流度比可由流度或相对流度计算。

3.4 分流量

水相的分流量为产水量与总产量的比值。在油-水系统中，水相的分流量为：

$$f_w=\frac{q_w}{q_t}=\frac{q_w}{q_w+q_o} \tag{3.15}$$

式中 f_w——水相的分流量；

q_w——水的体积流量(RB)；

q_o——油的体积流量(RB)；

q_t——总的体积流量(RB)。

注意到流量是按体积给出的，所以对于油－水系统，油相的分流量 f_o 和水相分流量 f_w 满足关系：$f_w=1-f_o$。根据分流量的定义，我们看到分流量的值应该介于 0 到 1 之间。

简单分流量方程

在分流量方程的定义中，用达西公式代替流量就可以得到简单分流量方程。为简化起见忽略毛管力和重力，则有：

$$f_w = \frac{\dfrac{kk_{rw}A}{\mu_w}\dfrac{\partial P_w}{\partial x}}{\dfrac{kk_{rw}A}{\mu_w}\dfrac{\partial P_w}{\partial x}+\dfrac{kk_{ro}}{\mu_o}\dfrac{\partial P_o}{\partial x}} \tag{3.16}$$

式中，A是截面积，P_l为l相的压力。因为忽略了重力和毛管力，我们可以得到相压力方程$P_w = P_o$，因此

$$f_w = \frac{\dfrac{k_{rw}}{\mu_w}}{\dfrac{k_{rw}}{\mu_w}+\dfrac{k_{ro}}{\mu_o}} \tag{3.17}$$

式(3.17)可以由流度表示为：

$$f_w = \frac{1}{1+\dfrac{k_{ro}}{k_{rw}}\dfrac{\mu_w}{\mu_o}} = \frac{1}{1+\dfrac{\lambda_o}{\lambda_w}} \tag{3.18}$$

式(3.18)基于下列简化假设：达西定律足以描述流量；忽略毛管力和重力。由这些假设，我们可以计算出油藏条件下的分流量f_w。

考虑重力影响的分流量方程

可以根据以下步骤在分流量方程中考虑重力。首先，我们考虑倾斜线性系统中的油水两相流动。考虑重力和毛管力的线性流动的达西方程为：

$$\begin{aligned} q_w &= -\frac{kk_{rw}A}{\mu_w}\left(\frac{\partial P_w}{\partial x}+\rho_w g\sin\alpha\right), \\ q_o &= -\frac{kk_{ro}A}{\mu_o}\left(\frac{\partial P_o}{\partial x}+\rho_o g\sin\alpha\right) \end{aligned} \tag{3.19}$$

式中　α——地层倾角；

g——重力加速度。

如果我们沿倾斜层x方向区分水湿系统的毛管力，可以发现：

$$\frac{\partial P_{cow}}{\partial x}=\frac{\partial P_o}{\partial x}-\frac{\partial P_w}{\partial x} \tag{3.20}$$

联立式(3.19)和式(3.20)，得

$$\frac{\partial P_{cow}}{\partial x}=-\frac{(q_t-q_w)\mu_o}{Akk_{ro}}-\rho_o g\sin\alpha+\frac{q_w\mu_w}{Akk_w}\rho_w g\sin\alpha \tag{3.21}$$

式中 $q_t = q_o + q$，如果密度差异为：

$$\Delta\rho=\rho_w-\rho_o \tag{3.22}$$

整理合并式(3.21)，得

$$\frac{q_w}{Ak}\left(\frac{\mu_o}{k_{ro}}+\frac{\mu_w}{k_{rw}}\right)=\frac{q_t\mu_o}{Akk_{ro}}+\frac{\partial P_{cow}}{\partial x}-g\Delta\rho\sin\alpha \tag{3.23}$$

用油田常用单位，重写水相的分流量 f_w，有：

$$f_w=\frac{q_w}{q_t}=\frac{1+0.001127\dfrac{Akk_{ro}}{\mu_o q_t}\left(\dfrac{\partial P_{cow}}{\partial x}-0.433(r_w-r_o)\sin\alpha\right)}{1+\dfrac{k_{ro}}{k_{rw}}\dfrac{\mu_w}{\mu_o}} \tag{3.24}$$

式中 A——流动系统的截面积，ft^2；

k——绝对渗透率，md；

k_{ro}——油相相对渗透率；

k_{rw}——水相相对渗透率率；

μ_o——油的粘度，cp；

μ_w——水的粘度，cp；

P_{cow}——油水系统的毛管压力，$P_{cow}=P_o-P_w$，psi。

x——线性流动的方向，ft；

α——地层倾角，度；

γ_o——油的比重(水为 1)；

γ_w——水的比重(水为 1)。

分流量 f_w 中控制非混相驱替有三项，即粘度项$\left(k_{ro}/k_{rw}\right)\left(\mu_w/\mu_o\right)$，毛管压力项$\partial P_{cow}/\partial x$和重力项$\left(\gamma_w-\gamma_o\right)\sin\alpha$。

有意思的是我们注意到在式(3.24)中毛管压力项和重力项都乘以$1/q_t$。对于大多数水驱情形都有足够高的产量，因此毛管压力和重力的影响可以忽略，得到简化形式：

$$f_w=\frac{1}{1+\frac{k_{ro}}{k_{rw}}\frac{\mu_w}{\mu_o}} \tag{3.25}$$

式(3.25)和式(3.18)形式一致，这是理所当然的。

气的分流量

用相似的方法可以确定气的分流量 f_g。对于气－油系统有：

$$f_g=\frac{1+0.001127\frac{Akk_{ro}}{\mu_o q_t'}\left(\frac{\partial P_{cgo}}{\partial x}-0.433(\gamma_g-\gamma_o)\sin\alpha\right)}{1+\frac{k_{ro}}{k_{rg}}\frac{\mu_g}{\mu_o}} \tag{3.26}$$

式中　k_{rg}——气相的相对渗透率；

μ_g——气体的粘度，cp；

P_{cgo}——气油系统的毛管压力，$P_{cgo}=P_g-P_o$，psi；

γ_g——气的比重(水为 1)；

q_g ——气的体积流量，RB/D；

q_t' ——总的体积流量，$q_t' = q_o + q_g$，RB/D。

气驱油的非混相驱类似水驱油，只是将含水项替换为含气项。一般地，因为油气的重力差异，气的分流量 f_g 中的重力项不应该忽略，除非气的体积流量很高。

练习

3.1 估计丁烷和癸烷的等张比容。

3.2 利用式(3.5)推导过渡带等价高度和孔隙半径的关系，由式(3.7)去除毛管压力。

3.3 假设式(3.14)中，$k_{rw}(S_{or}) \approx k_{ro}(S_{wc})$，水的粘度为 1cp，绘制 $M_{w,o}$ 关于油粘度的曲线，其中，油相粘度范围为 0.1～100。

3.4 由式(3.19)和式(3.20)推导式(3.21)。

第 4 章 流动方程的推导

在文献(如 Crichlow,1977；Peaceman，1977)上有许多关于油、气、及水流动方程的推导。因此，这里只做一个简要的讨论。讨论依据 1982 年 Fanchi 等人出版物的论述。

4.1 质量守恒

首先，我们假设流体是流入和流出一个单一网格的(如图 4-1)。我们用符号 J 指示流体通量。通量定义为单位面积流动方向上的质量流量，这里的流动方向指 x 方向。

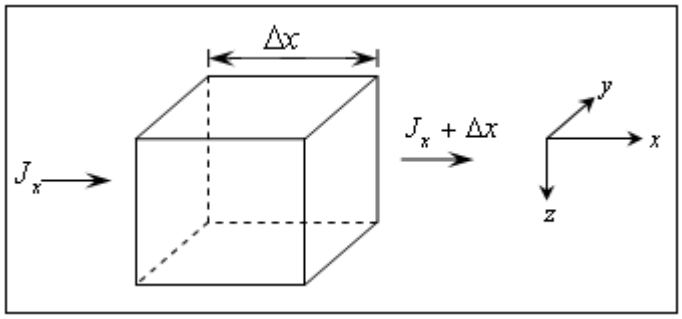

图 4-1 油藏网格：坐标约定依据 Sawyer 和 Mercer(1978)

假定流体在 $x(J_x)$ 处流入网格，在 $x+\Delta x(J_{x+\Delta x})$ 处流出网格。根据物质平衡，可以得到方程：

流入网格的质量－流出网格的质量＝网格内质量的积累

假设网格的长、宽、高分别为 Δx 、 Δy 、 Δz ，可以写出在 Δt 时间内流入网格的质量为：

$$\left[\left(J_x\right)_x \Delta y\Delta z+\left(J_y\right)_y \Delta x\Delta z+\left(J_z\right)_z \Delta x\Delta y\right]\Delta t=\text{流入质量} \tag{4.1}$$

式中，我们也综合了 y 方向和 z 方向的流体通量。符号 $\left(J_x\right)_x$ 代表在 x 方向 x 处的流量，其它项也有类似的含义。

对应物质流入，流出的物质质量为：

$$\begin{aligned}&\left[\left(J_x\right)_{x+\Delta x} \Delta y\Delta z+\left(J_y\right)_{y+\Delta y} \Delta x\Delta z+\left(J_z\right)_{z+\Delta z} \Delta x\Delta y\right]\Delta t\\&+q\Delta x\,\Delta y\Delta z=\text{流出质量}\end{aligned} \tag{4.2}$$

我们添加了源汇项 q 来代表物质流入或流出油井。 $q>0$ 代表产出，$q<0$ 代表注入。

网格块中的物质积累是相 $l(C_l)$ 在 Δt 时间内的浓度变化。如果 C_l 定义为全部相(油、水或气) l 在整个油藏网格中按网格体积分布的浓度，那么积累项变为：

$$\left[\left(C_l\right)_{t+\Delta t}-\left(C_l\right)_t\right]\Delta x\Delta y\Delta z=\text{物质积累} \tag{4.3}$$

由物质平衡方程：物质流入－物质流出＝物质积累，联立式(4.1)式(4.2)和式(4.3)，可以得到：

$$\begin{aligned}&\left[\left(J_x\right)_x\Delta y\Delta z+\left(J_y\right)_y\Delta x\Delta z+\left(J_z\right)_z\Delta x\Delta y\right]\Delta t\\&-\left[\left(J_x\right)_{x+\Delta x}\Delta y\Delta z+\left(J_y\right)_{y+\Delta y}\Delta x\Delta z+\left(J_z\right)_{z+\Delta z}\Delta x\Delta y\right]\Delta t\\&-q\Delta x\Delta y\Delta z=\left[\left(C_l\right)_{t+\Delta t}-\left(C_l\right)_t\right]\Delta x\Delta y\Delta z\end{aligned} \tag{4.4}$$

方程(4.4)两边除以 $\Delta x\Delta y\Delta z$，整理得：

$$\begin{aligned}&-\frac{\left(J_x\right)_{x+\Delta x}-\left(J_x\right)_x}{\Delta x}-\frac{\left(J_y\right)_{y+\Delta y}-\left(J_y\right)_y}{\Delta y}\\&\frac{\left(J_z\right)_{z+\Delta z}-\left(J_z\right)_z}{\Delta z}-q=\frac{\left(C_l\right)_{t+\Delta t}-\left(C_l\right)_t}{\Delta t}\end{aligned} \tag{4.5}$$

取 Δx，Δy，Δz和Δt 的极限为 0，式(4.5)变为连续性方程：

$$-\frac{\partial J_x}{\partial x}-\frac{\partial J_y}{\partial y}-\frac{\partial J_z}{\partial z}-q=\frac{\partial C_l}{\partial t} \tag{4.6}$$

油、水和气每相都满足物质平衡方程，都有式(4.6)的形式。

4.2 三相流的流动方程

通过精确确定三相系统中每一相守恒方程的通量和浓度，可以得到油水气系统的流动方程。通量可写为流体的密度乘给定方向上的流速。用下标 o 、 w 和 g 代表油、水和气，通量变为：

$$\left(\vec{J}\right)_o = \frac{\rho_{osc}}{B_o}\vec{v}_o \tag{4.7}$$

$$\left(\vec{J}\right)_w = \frac{\rho_{wsc}}{B_w}\vec{v}_w \tag{4.8}$$

$$\left(\vec{J}\right)_g = \frac{\rho_{gsc}}{B_g}\vec{v}_o + \frac{R_{so}\rho_{gsc}}{B_g}\vec{v}_o + \frac{R_{sw}\rho_{gsc}}{B_w}\vec{v}_w \tag{4.9}$$

式中，R_{so}和R_{sw}为气的溶解度；B_o，B_w和B_g为体积系数；下标sc代表标准条件(温度为60^0F，压力为14.7psia)；ρ为流体密度。假设$\vec{v}$为达西流速，在x方向的组成为：

$$v_{xo} = -K_x\lambda_o\frac{\partial}{\partial x}\left[P_o - \frac{\rho_o gz}{144g_c}\right] \tag{4.10}$$

$$v_{xw} = -K_x\lambda_w\frac{\partial}{\partial x}\left[P_w - \frac{\rho_w gz}{144g_c}\right] \tag{4.11}$$

$$v_{xg} = -K_x\lambda_g\frac{\partial}{\partial x}\left[P_g - \frac{\rho_g gz}{144g_c}\right] \tag{4.12}$$

式中，g为重力加速度(ft^2/sec^2), g_c为 32.174ft/sec^2(WINB4D 中假设$g = g_c$)。这些方程能描述多孔介质中流体的流动，甚至当g和g_c发生变化时也适用，如月亮、火星和火箭。在y方向和z方向也可写出类似的表达式。

相流度λ_l为相对渗透率与粘度的比值，因此

$$\lambda_l = k_{rl}/\mu_l \tag{4.13}$$

相的密度与体积系数和气的溶解度有关：

$$\rho_o = \frac{1}{B_o}\left[\rho_{osc} + R_{so}\rho_{gsc}\right] \tag{4.14}$$

$$\rho_w = \frac{1}{B_w}\left[\rho_{wsc} + R_{sw}\rho_{gsc}\right] \tag{4.15}$$

$$\rho_g = \frac{\rho_{gsc}}{B_g} \tag{4.16}$$

除了流量，我们还需要浓度，如下：

$$C_o = \phi\rho_{osc}S_o / B_o \tag{4.17}$$

$$C_w = \phi\rho_{wsc}S_w / B_w \tag{4.18}$$

$$C_g = \phi\rho_{ogc}\left[\frac{S_g}{B_g} + R_{so}\frac{S_o}{B_o} + R_{sw}\frac{S_w}{B_w}\right] \tag{4.19}$$

式中，ϕ为孔隙度，S_l为l相的饱和度。饱和度满足如下约束：

$$S_o + S_w + S_g = 1 \tag{4.20}$$

联立式(4.6)、式(4.7)～(4.9)和式(4.17)～(4.19)，可以得到每一相的物质平衡方程：

油

$$\begin{aligned} &-\left[\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{\rho_{osc}}{B_o}v_{xo}\right) + \frac{\partial}{\partial y}\left(\frac{\rho_{osc}}{B_o}v_{yo}\right) + \frac{\partial}{\partial z}\left(\frac{\rho_{osc}}{B_o}v_{zo}\right)\right] \\ &-q_o = \frac{\partial}{\partial t}\left(\phi\rho_{osc}\frac{S_o}{B_o}\right) \end{aligned} \tag{4.21}$$

水

$$-\left[\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{\rho_{wsc}}{B_w}v_{xw}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\left(\frac{\rho_{wsc}}{B_w}v_{yw}\right)+\frac{\partial}{\partial z}\left(\frac{\rho_{wsc}}{B_w}v_{zw}\right)\right]$$
$$-q_w=\frac{\partial}{\partial t}\left(\phi\rho_{wsc}\frac{S_w}{B_o}\right) \tag{4.22}$$

气

$$-\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{\rho_{gsc}}{B_g}v_{xg}+\frac{R_{so}\rho_{gsc}}{B_o}v_{xo}+\frac{R_{sw}\rho_{gsc}}{B_w}v_{xw}\right)$$
$$-\frac{\partial}{\partial y}\left(\frac{\rho_{gsc}}{B_g}v_{yg}+\frac{R_{so}\rho_{gsc}}{B_o}v_{yo}+\frac{R_{sw}\rho_{gsc}}{B_w}v_{yw}\right)$$
$$-\frac{\partial}{\partial z}\left(\frac{\rho_{gsc}}{B_g}v_{zg}+\frac{R_{so}\rho_{gsc}}{B_o}v_{zo}+\frac{R_{sw}\rho_{gsc}}{B_w}v_{zw}\right)-q_g \tag{4.23}$$
$$=\frac{\partial}{\partial t}\left[\phi\rho_{gsc}\left(\frac{S_g}{B_g}+\frac{R_{so}S_o}{B_o}+\frac{R_{sw}S_w}{B_w}\right)\right]$$

在标准条件下密度为常数，可以从上述方程中分离出来，化简为如下形式：

油

$$-\left[\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{v_{xo}}{B_o}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\left(\frac{v_{yo}}{B_o}\right)+\frac{\partial}{\partial z}\left(\frac{v_{zo}}{B_o}\right)\right]-\frac{q_o}{\rho_{osc}}=\frac{\partial}{\partial t}\left(\phi\frac{S_o}{B_o}\right) \tag{4.24}$$

水

$$-\left[\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{v_{xw}}{B_w}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\left(\frac{v_{yw}}{B_w}\right)+\frac{\partial}{\partial z}\left(\frac{v_{zw}}{B_w}\right)\right]-\frac{q_w}{\rho_{wsc}}=\frac{\partial}{\partial t}\left(\phi\frac{S_w}{B_w}\right) \tag{4.25}$$

气

$$
\begin{aligned}
&-\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{v_{xg}}{B_g}+\frac{R_{so}}{B_o}v_{xo}+\frac{R_{sw}}{B_w}v_{xw}\right)\\
&-\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{v_{yg}}{B_g}+\frac{R_{so}}{B_o}v_{yo}+\frac{R_{sw}}{B_w}v_{yw}\right)\\
&-\frac{\partial}{\partial z}\left(\frac{v_{zg}}{B_g}+\frac{R_{so}}{B_o}v_{zo}+\frac{R_{sw}}{B_w}v_{zw}\right)-\frac{q_g}{\rho_{gsc}}\\
&=\frac{\partial}{\partial t}\left[\phi\left(\frac{S_g}{B_g}+R_{so}\frac{S_o}{B_o}+R_{sw}\frac{S_w}{B_w}\right)\right]
\end{aligned}
\tag{4.26}
$$

4.3 流动方程的向量记法

方程(4.10)～(4.16)、方程(4.20)、方程(4.24)～(4.26)时基本的流动方程，在黑油模拟器中采用数值求解。从方程(4.24)～(4.26)可以看出基本的三维三相黑油模拟器方程计算的复杂性。通过向量算子可以得到与流动方程等价而简单的形式：

$$
-\nabla\cdot\frac{\vec{v}_o}{B_o}-\frac{q_o}{\rho_{osc}}=\frac{\partial}{\partial t}\left(\phi\frac{S_o}{B_o}\right),
\tag{4.27}
$$

$$
-\nabla\cdot\frac{\vec{v}_w}{B_w}-\frac{q_w}{\rho_{wsc}}=\frac{\partial}{\partial t}\left(\phi\frac{S_w}{B_w}\right),
\tag{4.28}
$$

和

$$
\begin{aligned}
&-\nabla\cdot\left(\frac{\vec{v}_g}{B_g}+\frac{R_{so}}{B_o}\vec{v}_o+\frac{R_{sw}}{B_w}\vec{v}_w\right)-\frac{q_g}{\rho_{gsc}}\\
&=\frac{\partial}{\partial t}\left[\phi\left(\frac{S_g}{B_g}+R_{so}\frac{S_o}{B_o}+R_{sw}\frac{S_w}{B_w}\right)\right]
\end{aligned}
\tag{4.29}
$$

式中，符号$\nabla \cdot \vec{v}$是流速向量的散度，它是下列形式的简写。

$$\nabla \cdot \vec{v} = \frac{\partial}{\partial x} v_x + \frac{\partial}{\partial y} v_y + \frac{\partial}{\partial z} v_z \tag{4.30}$$

在很多文献中可以复习向量分析，如 Kreyszig(1999)和 Fanchi(2000)。

练习

练习 4.1 假设密度ρ_{osc}的单位为标准条件下单位体积下质量，达西速率的单位为单位时间下的长度。用无因次分析确定式(4.7)中通量 J 的单位。

练习 4.2 在式(4.14)和式(4.15)中包含了气体的分解。在油相和水相中没有气体分解的条件下，重写方程(4.19)、(4.23)和(4.29)。

练习 4.3 运行文件 EXAM3.DAT，记录结束时的时间、压力、产油量、产水量、产气量和 GOR。这些数据可以从一个线性时间步数据概述文件 WTEMP.TSS 中得到(也可以参考章节 26.2)。在这个模型中气显著吗？

第 5 章 流体驱替

流体驱替过程需要驱替液和被驱替液之间相互接触，接触界面的移动和与生产井注入液体的采出相关的突破时间是波及系数的两个指标。本章讲述了如何运用下面两种解析方法来计算着两个指标，第一种方法是针对非混相驱替运用 Welge 方法来求解的 Buckley-Leverett 理论，另一种方法是针对混相驱替的对流扩散方程的求解。

5.1 Buckley-Leverett 理论

Buckley-Leverett 方法是目前用来预测非混相驱替过程流体驱替前缘推进的最简单和最广泛适用的方法。Buckley-Leverett 理论[1942]预测了注水

带通过多孔介质的速率，这种方法是运用了分流量理论后在以下假设的基础上提出来的。

◆流动是线性水平流动；

◆水注入了油藏；

◆油和水都不可压缩；

◆油和水不互溶；

◆忽略重力和毛管压力作用的影响。

下面的分析可以在许多资料中找到，比如 Collins[1961]、Dake[1978]、Wilhite[1986]和 Craft[1991]等等。

前缘推进理论是根据质量守恒定律得来的，流体通过一个小的体积单元(图 5-1)，单元长为 Δx，截面积为 A，总流量可以如下表示：

$$q_t = q_o + q_w \tag{5.1}$$

其中 q 代表油藏条件下的体积流量，下表 o、w、t 分别代表油相、水相和总的流速。

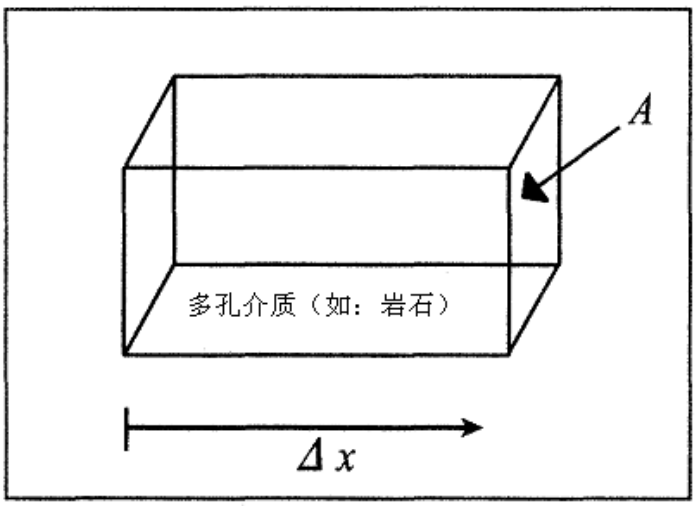

图 5-1　流动几何图

进入单元体左侧的水相流量为：

$$\text{进入左侧流量} = q_t f_w \tag{5.2}$$

右侧流出单元体的水流量为：

$$\text{流出右侧流量} = q_t(f_w + \Delta f_w) \tag{5.3}$$

该不可压缩而且油水不混溶的系统遵守质量守恒定律，因此通过单元体的水流量改变为：

$$\begin{aligned}\text{流量变化} &= \text{进入水流量} - \text{流出水流量} \\ &= q_t f_w - q_t(f_w + \Delta f_w) = -q_t f_w\end{aligned} \tag{5.4}$$

单位时间内水相饱和度变化可以用等式(5.4)中流量变化除以单元体孔隙体积来计算，如下：

$$\frac{\Delta S_w}{\Delta t} = \frac{-q_t}{A\Phi}\frac{\Delta f_w}{\Delta x} \tag{5.5}$$

当$\Delta t \to 0$，$\Delta x \to 0$时，我们可把(5.5)式转化为差分格式，得到水相饱和度：

$$\frac{\partial S_w}{\partial t} = \frac{-q_t}{A\Phi}\frac{\partial f_w}{\partial x} \tag{5.6}$$

同样可以得到油相饱和度：

$$\frac{\partial S_o}{\partial t} = \frac{-q_t}{A\Phi}\frac{\partial f_o}{\partial x} \tag{5.7}$$

由于f_w仅仅与S_w有关，我们可以写出分流量的微分形式如下：

$$\frac{\partial f_w}{\partial x} = \frac{df_w}{dS_w}\frac{\partial S_w}{\partial x} \tag{5.8}$$

用$\partial f_w/\partial x$代替$\partial S_w/\partial x$可以得到：

$$\frac{\partial S_w}{\partial t}=\frac{-q_t}{A\Phi}\frac{df_w}{dS_w}\frac{\partial S_w}{\partial x} \tag{5.9}$$

在大多数实际的例子中，由于问题的非线性，一般情况下不可能求得含水饱和度$S_w(x,t)$的整体分布情况。例如：水相流量通常是含水饱和度的非线性函数。因此，有必要用一种简化的方法来求解等式(5.9)。

先考虑$S_w(x,t)$的全微分：

$$\frac{dS_w}{dt}=\frac{\partial S_w}{\partial x}\frac{dx}{dt}+\frac{\partial S_w}{\partial t} \tag{5.10}$$

我们可将(5.10)式进行简化：选择合适的x使得在某一个面上的S_w保持恒定值，因此$dS_w/dt=0$，并且有：

$$\left(\frac{dx}{dt}\right)_{S_w}=-\frac{\left(\frac{\partial S_w}{\partial t}\right)}{\left(\frac{\partial S_w}{\partial x}\right)} \tag{5.11}$$

将等式(5.8)和(5.9)代入(5.11)中，即可得到 Buckley-Leverett 前缘推进方程：

$$\left(\frac{dx}{dt}\right)_{S_w}=\frac{-q_t}{A\Phi}\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_w} \tag{5.12}$$

微分$(dx/dt)_{S_w}$是含水饱和度面S_w移动的速度，$(df_w/dS_w)_{S_w}$是分流量曲线的斜率。前缘推进方程的完整形式如下：

$$x_{S_w}=\frac{W_i}{A\Phi}\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_w} \tag{5.13}$$

式中：x_{S_w}——特定的含水饱和度S_w等值线移动的距离(ft)；

W_i——累计注入水量(cu ft)；

$\left(df_w/dS_w\right)_{S_w}$——分流量曲线的斜率。

含水饱和度剖面

由等式(5.13)画出S_w和距离的关系图，并综合典型分流量曲线，我们可以求得在一个给定位置上包含多参数的S_w，而这在物理上是不可能的。在一个分界位置x_c处，由于S_w的不连续性，需要使含水饱和度分布单值化并且使润湿液体保持物质平衡。这个办法由 Collin[1961]描述过，文章下一部分进行了总结。

5.2 Welge 方法

1952 年，Welge 发表了一种已被广泛应用的方法来求解 Buckley-Leverett 前缘推进方程。Welge 方法可用f_w与S_w的关系图很好地证明(图 5-2)。

由水驱前含水饱和度S_w作f_w曲线的切线(束缚水饱和度为S_{wirr})，得到的切线成为水突破切线，或称为水突破斜率(如图 5-2)，水驱前缘含水饱和度S_{wf}即是f_w曲线上的切点。水驱前缘水的分流量为f_{wf}，它出现在f_w曲线上横坐标为S_{wf}的切点处。在图 5-2 中，S_{wf}为 65%，f_{wf}为 95%。水驱前缘后的平均含水饱和度为S_{wbt}，可以通过刚才所作的切线延伸至与$f_w=1.0$线的交截点而获得，图 5-2 中，平均含水饱和度S_{wbt}是 67%。

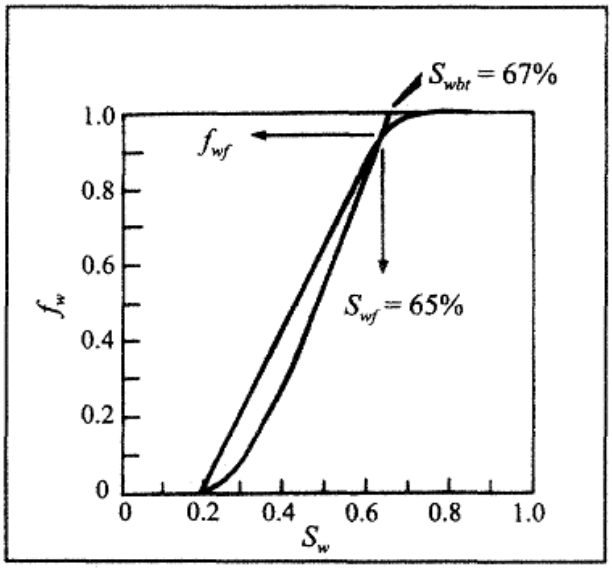

图 5-2　Welge 方法

总之，当水到达生产井，Welge 方法可以给出如下结论：

◆生产井含水饱和度是 S_{wf}；

◆注水前缘后的平均含水饱和度是 S_{wbt}；

◆油藏条件下产液含水量是 f_{wf}。

由 Wegle 方法也可以得到其他有关水驱的有用信息。

水突破进入生产井时间为：

$$t_{bt}=\frac{LA\phi}{q_i\left(df_w/dS_w\right)_{S_{wf}}} \tag{5.14}$$

式中：q_i——注入速率；

$\left(df_w/dS_w\right)_{S_{wf}}$——主切线的斜率；

L——从注入井到生产井的直线距离。

累积注水量可由下式求得：

$$Q_i = \frac{1}{\left(df_w / dS_w\right)_{S_{wf}}} \tag{5.15}$$

式中Q_i代表累积注入水量，由水的分流量曲线关于含水饱和度的斜率即可以算出水突破时的累积注水量Q_i。

毛管压力和重力的影响

在不考虑毛管压力和重力作用的影响时，水驱前缘扩散如同阶梯函数突变一样明显，类似于活塞式驱替。由于毛管压力的存在，水驱前缘存在吸渗作用，产液速率因此而变化，水油比不像活塞式驱替中那样突变，而是慢慢上升直至可动水前缘到生产井并且被产出。而且，水油比上升速度比不考虑毛管压力作用时快。相反，重力作用致使高含水饱和度值S_w滞后于前缘，其结果是一种斑点状或分散的水驱前缘。

5.3 混相驱替

Buckley-Leverett 理论在处理一种流体被另一种流体驱替时，认为两种流体是非混相的，类似于活塞式。非混相驱替也就是指被驱替液和驱替液不能混合，这样两种液体之间有一个明显的交界面。在混相驱替中，流体相互混合，交界面处界面张力趋近于零。混相驱替系统可由对流扩散方程(C-D)来描述。考虑一维对流扩散方程中驱替液的对流，可由下式描述：

$$D\frac{\partial^2 C}{\partial x^2} - \nu\frac{\partial C}{\partial x} = \frac{\partial C}{\partial t} \tag{5.16}$$

这里，我们假定扩散D和速度ν是实标量常数，扩散项具有斐克扩散速率定律的形式$D\partial^2 C/\partial x^2$，对流项为$\nu \bullet \partial C/\partial x$。当扩散项远大于对流项

时，对流扩散方程就类似于热传导方程，也就是抛物线型偏微分方程(简称PDE)。假如扩散项远小于对流项，对流扩散方程就类似于一阶双曲线型偏微分方程。

对流扩散方程在研究流体流动方程的数值解时非常有用，因为对流扩散方程可用解析法求解，而且对流扩散方程可以用来检验 PDE 两个重要的类型——抛物线型和双曲线型。为了求解对流扩散方程，我们必须定义两个边界条件和一个初始条件。因为对流扩散方程在空间微分形式上是二维的，所以需要定义两个边界条件。而初始条件的定义满足了边界条件在时间上一维微分的需要。对于混相驱替的边界条件定义如下：驱替液在进口处($x=0$)初始浓度为 1，对于其它任意位置 x，浓度都为 0。可用下面的数学表达式来表示边界处的浓度：进口处浓度 $C(0,t)=1$，在任意时刻 $t\,(t>0)$ 线性系统边缘处浓度为 $C(\infty,t)=0$，对于所有的 $x>0$，都有初始条件 $C(x,0)=0$。

混相驱替前缘的扩展可通过求解对流扩散方程来计算。一维对流扩散方程解析解法如下[Peaceman,1977]：

$$C(x,t)=\frac{1}{2}\left\{erfc\left[\frac{x-vt}{2\sqrt{Dt}}\right]+e^{(v/D)}erfc\left[\frac{x+vt}{2\sqrt{Dt}}\right]\right\} \tag{5.17}$$

辅助误差函数 $erfc(y)$ 定义如下：

$$erfc(y)=1-\frac{2}{\sqrt{\pi}}\int_0^y e^{-z^2}dz \tag{5.18}$$

Abrmowitz 和 Stegun[1972]已经提出了用来计算辅助误差函数 $erfc(y)$ 的数值算法，关于对流扩散方程的解析解法和数值解法的比较在 Fanchi[2000]已经给出。

练习

练习 5.1 考虑油水系统，其中油粘度为 0.64cp，水粘度为 0.5cp，油相相对渗透率 k_{row} 和水相相对渗透率 k_{rw} 作为含水饱和度 S_w 的函数在下表中给出。运用粘度和相对渗透率计算油流度 λ_o，水流度 λ_w，总流度 λ_t，水分流量 f_w 和油分流量 f_o，完成下表。总流度是油流度和水流度之和，假定绝对渗透率为 100md。

S_w	k_{rw}	k_{row}	λ_w	λ_o	λ_t	f_w	f_o
0.30	0.000	1.00					
0.35	0.005	0.590					
0.40	0.010	0.320					
0.45	0.017	0.180					
0.50	0.023	0.050					
0.55	0.034	0.030					
0.60	0.045	0.010					
0.65	0.064	0.001					
0.70	0.083	0.000					
0.80	0.120	0.000					

练习 5.2 画出练习 5.1 中以 S_w 为自变量的 λ_o、λ_w、λ_t 函数图，问油水系统流度比是多少？(提示：参看等式 3.14)。

练习 5.3 画出练习 5.1 中以 S_w 为自变量的 f_w 函数图，试运用所画图中 f_w 与 S_w 的函数关系和 Welge 方法求出生产井含水饱和度，水驱前缘后的平均含水饱和度以及油藏条件下产液含水量。

练习 5.4 运行 EXAM3.DAT 并画出以数据体运行中点时和运行末尾处井间距离为自变量的含水饱和度函数图。

第 6 章 前缘稳定性

水驱前缘的稳定性会影响到流体驱替的效率，在水驱前缘通过介质时，如果驱替液和被驱替液之间的界面能保持形状不便，则前缘可视为稳定。本章根据特定实例分析了前缘稳定性——分别考虑了水油驱替前缘推进时存在重力作用和不考虑重力作用的情况。文章运用线性稳定性分析法研究了前缘的稳定性。

6.1 不考虑重力时的前缘推进

假如介质为线性各向同性多孔介质，我们可以用分析法研究一相被另一相所驱替的情况。我们先考虑水驱油时多孔介质水平长度为 L，并假设活塞式驱替前缘位置为 x_f，Poisson 方程中运用达西定律和连续性方程得到了压力分布。当不考虑介质中源汇项时，对于水相压力，Poisson 方程可简化为拉普拉斯方程：

$$\frac{\partial^2 P_w}{\partial x^2} = 0, \quad 0 < x < x_f \tag{6.1}$$

相应的油相压力可写成：

$$\frac{\partial^2 P_o}{\partial x^2} = 0, \quad x_f < x < L \tag{6.2}$$

等式(6.1)和(6.2)适用于介质中分别包含油、水两相的部分。假设流体是不可压缩的，并且在 x 方向上油水界面类似于活塞式驱替。活塞式驱替的假

设表明了驱替前缘从可动油到可动水的改变不连续，这个概念不同于第五章中 Buckley-Leverett 的分析。运用了 Welge 方法的 Buckley-Leverett 理论中从可动油到可动水饱和度变化存在一个过渡带，非混相交界面处的饱和度剖面由系统分相流动特点决定。文章提出的方法虽然缺乏结构化，但是更适合于分析驱替前缘的稳定性。

驱替前缘的边界条件通过相压力连续性方程给出：

$$\text{在 } x = x_f(t) \text{ 处，} \quad P_o = P_w \tag{6.3}$$

相速度连续性方程：

$$v_w = v_o \text{ 或者 } \lambda_w \frac{\partial P_w}{\partial x} = \lambda_o \frac{\partial P_o}{\partial x} \tag{6.4}$$

式中 λ_ℓ 是相 ℓ 的流度。当忽略毛管压力作用时，等式(6.3)成立，而等式(6.4)考虑了重力的作用，不考虑重力作用刚好与水平介质中的流动相一致。多孔介质边界条件为：

$$\text{在 } x = 0 \text{ 处，} \quad P_w = P_1 \tag{6.5}$$

$$\text{在 } x = L \text{ 处，} \quad P_o = P_2 \tag{6.6}$$

方程(6.1)到(6.6)可用分析法求解，综合方程(6.1)到(6.6)得到一般解：

$$P_w = A_w x + B_w \tag{6.7}$$

$$P_o = A_o x + B_o \tag{6.8}$$

式中常系数 $\{A_\ell, B_\ell\}$ 由边界条件决定，将方程(6.5)代入(6.7)得到：

$$B_w = P_1 \tag{6.9}$$

以方程(6.3)，(6.5)，(6.6)为条件，同时求解方程(6.4)，(6.7)，(6.8)可得求得剩下的系数。得到：

$$A_w = -\frac{\Delta P}{ML + (1-M)x_f} \tag{6.10}$$

$$A_o = MA_w \tag{6.11}$$

$$B_o = P_1 = (A_w - A_o)x_f = P_1 + (1-M)A_w x_f \tag{6.12}$$

流度比 M：

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} \tag{6.13}$$

压力差为：

$$\Delta P = P_1 - P_2 \tag{6.14}$$

前缘速度v_f可由下式求得：

$$v_f \equiv \frac{dx_f}{dt} = \frac{v_w}{\phi(1 - S_{or} - S_{wc})} \tag{6.15}$$

式中：S_{or}是残余油饱和度；S_{wc}是束缚水饱和度；v_w是达西速度可由下式求得：

$$v_w = -\lambda_w \frac{\partial P_w}{\partial x} = -\lambda_w A_w \tag{6.16}$$

将方程(6.16)代入(6.15)得到：

$$\frac{dx_f}{dt} = \frac{\lambda_w \Delta P}{\phi(1 - S_{or} - S_{wc})} \frac{1}{[ML + (1-M)x_f]} \tag{6.17}$$

方程(6.17)对时间进行积分便可得到前缘推进方程。

6.2 考虑重力时的前缘推进

考虑重力作用，在分析倾斜油藏中前缘推进时，可将方程(6.1)到(6.6)中相压力由相位能 $\Phi_\ell = P_\ell - \rho_\ell g x \sin\Theta$ 替代，得到如下相位能方程：

$$\frac{\partial^2 \Phi_w}{\partial x^2} = 0，\quad 0 < x < x_f \tag{6.18}$$

$$\frac{\partial^2 \Phi_o}{\partial x^2} = 0，\quad x_f < x < L \tag{6.19}$$

水驱前缘相位能与下式相关：

$$\Phi_o = \Phi_w + (\rho_o - \rho_w) g x_f \sin\Theta \tag{6.20}$$

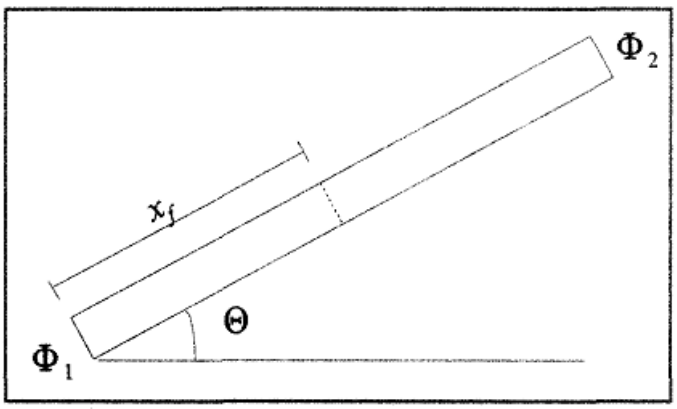

图 6-1　前缘推进几何形状

相速度的连续性方程：

$$\lambda_w \frac{\partial \Phi_w}{\partial x} = \lambda_o \frac{\partial \Phi_o}{\partial x} \tag{6.21}$$

相位能边界条件为：

在 $x = 0$ 处，$\Phi_w = \Phi_1$ (6.22)

在 $x = L$ 处，$\Phi_o = \Phi_2$ (6.23)

上面所列的方程中，都没有考虑毛管压力的影响。方程(6.20)是方程(6.3)的类比。

二阶常微分方程(6.18)和(6.19)的解存在线性关系：

$$\Phi_w = A'_w x + B'_w \tag{6.24}$$

$$\Phi_o = A'_o x + B'_o \tag{6.25}$$

将方程(6.24)和(6.25)代入(6.18)和(6.19)并应用边界条件，得到系数：

$$A'_w = -\left[\frac{(\Phi_1 - \Phi_2) + x_f(\rho_0 - \rho_w)g\sin\Theta}{ML + (1-M)x_f}\right] \tag{6.26}$$

$$A'_o = MA'_w \tag{6.27}$$

$$B'_w = \Phi_1 \tag{6.28}$$

$$B'_o = \Phi_2 - A'_o L = \Phi_2 - MA'_w L \tag{6.29}$$

水相达西速度：

$$v_w = -\lambda_w \frac{\partial \Phi_w}{\partial x} = -\lambda_w A'_w \tag{6.30}$$

将(6.30)带入方程(6.15)即可得到倾斜油藏前沿推进速度：

$$\frac{dx_f}{dt} = \frac{\lambda_w}{\phi(1 - S_{or} - S_{wc})}\left\{\frac{(\Phi_1 - \Phi_2) + [(\rho_o - \rho_w)g\sin\Theta]x_f}{ML + (1-M)x_f}\right\} \tag{6.31}$$

6.3 线性稳定性分析法

前缘推进的稳定性决定于考虑前缘扰动的增长速度，我们先把前缘推进速度方程(6.17)和(6.31)写成通用式：

$$\frac{dx_f}{dt}=\frac{\alpha+\beta x_f}{\alpha+\delta x_f} \tag{6.32}$$

式中的系数与时间和前缘位置无关。方程(6.32)是一个一阶非线性微分方程。当在前缘位置加一个微笑的扰动，方程变成如下形式：

$$\frac{d(x_f+\varepsilon)}{dt}=\frac{\alpha+\beta(x_f+\varepsilon)}{\alpha+\delta(x_f+\varepsilon)} \tag{6.33}$$

扰动速度的传播可由(6.33)和(6.32)的差得到：

$$\frac{d\varepsilon}{dt}=\frac{\alpha+\beta x_f+\beta\varepsilon}{\alpha+\delta x_f+\delta\varepsilon}-\frac{\alpha+\beta x_f}{\gamma+\delta x_f} \tag{6.34}$$

合并共同项并简化上方程得到：

$$\frac{d\varepsilon}{dt}=\left\{\frac{\beta(\gamma+\delta x_f)-\delta(\alpha+\beta x_f)}{(\gamma+\delta x_f)^2\left[1+\dfrac{\delta\varepsilon}{\gamma+\delta x_f}\right]}\right\}\varepsilon \tag{6.35}$$

由于扰动是微小的，我们进一步简化并得到近似式：

$$\frac{1}{1+\dfrac{\delta\varepsilon}{\gamma+\delta x_f}}\approx 1-\frac{\delta\varepsilon}{\gamma+\delta x_f}\quad(\delta\varepsilon<<\gamma+\delta\varepsilon) \tag{6.36}$$

将方程(6.36)代入(6.35)得到：

$$\frac{d\varepsilon}{dt}=\left\{\frac{\beta(\gamma+\delta x_f)-\delta(\alpha+\beta x_f)}{(\gamma+\delta x_f)^2}\right\}\left[1-\frac{\delta\varepsilon}{\gamma+\delta\varepsilon}\right] \tag{6.37}$$

使包含ε项为一阶，并继续简化得到：

$$\frac{d\varepsilon}{dt}=\frac{(\beta\gamma-\delta\alpha)\varepsilon}{(\gamma+\delta x_f)^2} \tag{6.38}$$

方程(6.38)有如下解：

$$\varepsilon = \varepsilon_0 e^{t\tau} \tag{6.39}$$

式中 ε_0 为积分常数。

$$\tau = \frac{\beta\gamma - \delta\alpha}{(\gamma + \delta x_f)^2} \tag{6.40}$$

假如 τ 为负值，则扰动呈指数规律递减；假如 τ 为正值，则扰动呈指数规律递增。假如 τ 等于零，因为方程(6.38)中 $d\varepsilon/dt = 0$，所以扰动不会增加。

我们可以检验驱替前缘的稳定性，比较方程(6.32)和(6.31)，可以得到如下方程：

$$\alpha = \frac{\lambda_w(\Phi_1 - \Phi_2)}{\phi(1 - S_{or} - S_{wc})} \tag{6.41}$$

$$\beta = \frac{\lambda_w(\rho_o - \rho_w)g\sin\Theta}{\phi(1 - S_{or} - S_{wc})} \tag{6.42}$$

$$\gamma = ML \tag{6.43}$$

$$\delta = (1 - M) \tag{6.44}$$

扰动增长的最终表达式可写为：

$$\frac{d\varepsilon}{dt} = -\frac{\lambda_w \varepsilon}{\phi(1 - S_{or} - S_{wc})} \frac{(1 - M)(\Phi_1 - \Phi_2) + ML(\rho_o - \rho_w)g\sin\Theta}{\left[ML + (1 - M)x_f\right]^2} \tag{6.45}$$

方程(6.45)和 Collin[1961]中的方程(7-104)相一致。

扰动增长速度为零时方程(6.45)中的 $d\varepsilon/dt = 0$，因此对于增长速度为零时必须满足如下条件：

$$(1 - M)(\Phi_1 - \Phi_2) + ML(\rho_o - \rho_w)g\sin\Theta = 0 \tag{6.46}$$

假如介质水平，则没有重力情况下系统满足如下条件：

$$(1-M)\Delta P = 0 \tag{6.47}$$

为了研究在不考虑重力情况下流度比 M 对指进增长的影响，将方程(6.45)中的 $g=0$，于是有：

$$\frac{d\varepsilon}{dt} = -\frac{\lambda_w \varepsilon}{\phi(1-S_{or}-S_{wc})} \frac{(1-M)\Delta P}{\left[ML+(1-M)x_f\right]^2} \tag{6.48}$$

假如 $M>1$，则扰动指进按指数规律增长；假如 $M<1$，则扰动指进按指数规律递减；如果 $M=1$，则扰动不扩展。

练习

练习 6.1 证明方程(6.7)是方程(6.1)的一个解。

练习 6.2 运用方程(6.45)求出在一种水平介质中流体流度比为 1 的扰动指进速率。(提示：将方程(6.45)中 M 设为 1 后并简化。)

练习 6.3 运用方程(6.48)解释为什么在流度比 $M<1$ 的情况下，驱替液被认为是理想的。

第 7 章 井网水驱

驱替过程的有效性取决于许多因素，其中包括油藏和流体性质这些不为我们所控制的因素，比如深度、结构和流体类型，而其他一些因素是可以控制的，包括井数、井的类型和井的位置。井的分布称之为井网模式，关于井网模式对驱油效率的影响我们会在对采收率进行定义以后讨论。

7.1 采收率

采收率是通过比较地层条件下流体初始和最终体积进行定量定义的，

考虑了容积和驱油效率。下面根据不同方面定义了采收率并将之与地层总采收率相结合。

驱油效率可解释为采出可动油气的效率，确切地说，原油驱油效率可定义为油藏条件下可动油与原始石油地质储量的比值：

$$E_D = \frac{V_p S_{oi} - V_p S_{or}}{V_p S_{oi}} = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}} \tag{7.1}$$

式中：V_p——原始孔隙体积；

S_{oi}——原始含油饱和度；

S_{or}——残余油饱和度。

假如残余油饱和度可以达到零，则驱油效率可达到 100%。强化采油方法(例如胶束-聚合物水驱或混相驱)的一个目的就是为了降低残余油饱和度以提高驱油效率。

当考虑膨胀作用的影响时，驱油效率的定义可以做一些修改。膨胀作用是运用地面体积而不是油层体积来定义驱油效率而提出的。体积的转换是用油层体积除以地层体积系数来计算的。例如水驱效率为：

$$E_D = \frac{\dfrac{V_p S_{oi}}{B_{oi}} - \dfrac{V_p S_{or}}{B_{oa}}}{\dfrac{V_p S_{oi}}{B_{oi}}} = \frac{\dfrac{S_{oi}}{B_{oi}} - \dfrac{S_{or}}{B_{oa}}}{\dfrac{S_{oi}}{B_{oi}}} \tag{7.2}$$

式中：B_{oi}——水驱开始时原油地层体积系数；

B_{oa}——水驱压力下原油地层体积系数。

注意到原油地层体积系数在原油处于泡点压力下时达到最大值，假如水驱压力在泡点压力处或大于泡点压力时，B_{oa}值会达到最大值而残余油项

会达到最小值，结果水驱效率最大。

驱油效率是可动油气被采出效率的一个度量，尽管上面的定义只是针对原油而言，其实他们同样适用于天然气。

不仅仅需要考虑驱油效率，体积因数对总采收率也有决定作用。横向波及系数和纵向波及系数分别定义如下：

$$E_A = \frac{\text{波及面积}}{\text{总面积}} \tag{7.3}$$

$$E_V = \frac{\text{波及厚度}}{\text{总厚度}} \tag{7.4}$$

在波及面积和波及厚度的定量计算中，油藏流动模型是一个很好的工具。横向和纵向波及系数的乘积是体积波及系数。

$$E_{vol} = E_A \times E_V \tag{7.5}$$

式中：E_A——横向波及系数；

E_V——纵向波及系数。

总采收率必须考虑体积效应和驱替效应两方面的影响，因此定义体积波及系数和驱油效率的乘积为：

$$RE = E_D \times E_{vol} = E_D \times E_A \times E_V \tag{7.6}$$

式中 RE 为采收率。

我们可以注意到采收率中每一个效率因子都可以相对较大，然而采收率会相对较小。例如：横向和纵向波及系数都是 70%，驱油效率为 80%，其乘积为 39%。这意味着尽管具有很高的采收率，但油藏中仍会有大量的未开发油气残留在地下。提高采收率技术最重要的目的就是为了采出这些剩余资源。

7.2 井网和距离

第五章和第六章讨论的驱替过程研究了注入井和生产井之间的流体驱替。注入井和生产井对的排列代表了一个线性驱替过程，它是包含注入井和生产井最简单的井网模式，下面定义了其它不同的井网模式，如图 7-1。对于五点井网模式，运用井间直线代表边缘井。

生产井和注入井的数量之比已列在表 7-1 中。表 7-1 和图 7-1 描述的井网模式是用来开发小倾角大面积油藏非常有效的对称的模式，注入井和生产井互相点缀。其他的井网模式中生产井和注入井往往都是聚集在一起，这主要适合于大倾角油藏。例如，一个边缘注入井或侧翼注入井网模式对于开发背斜油藏或单斜层油藏比较有效。

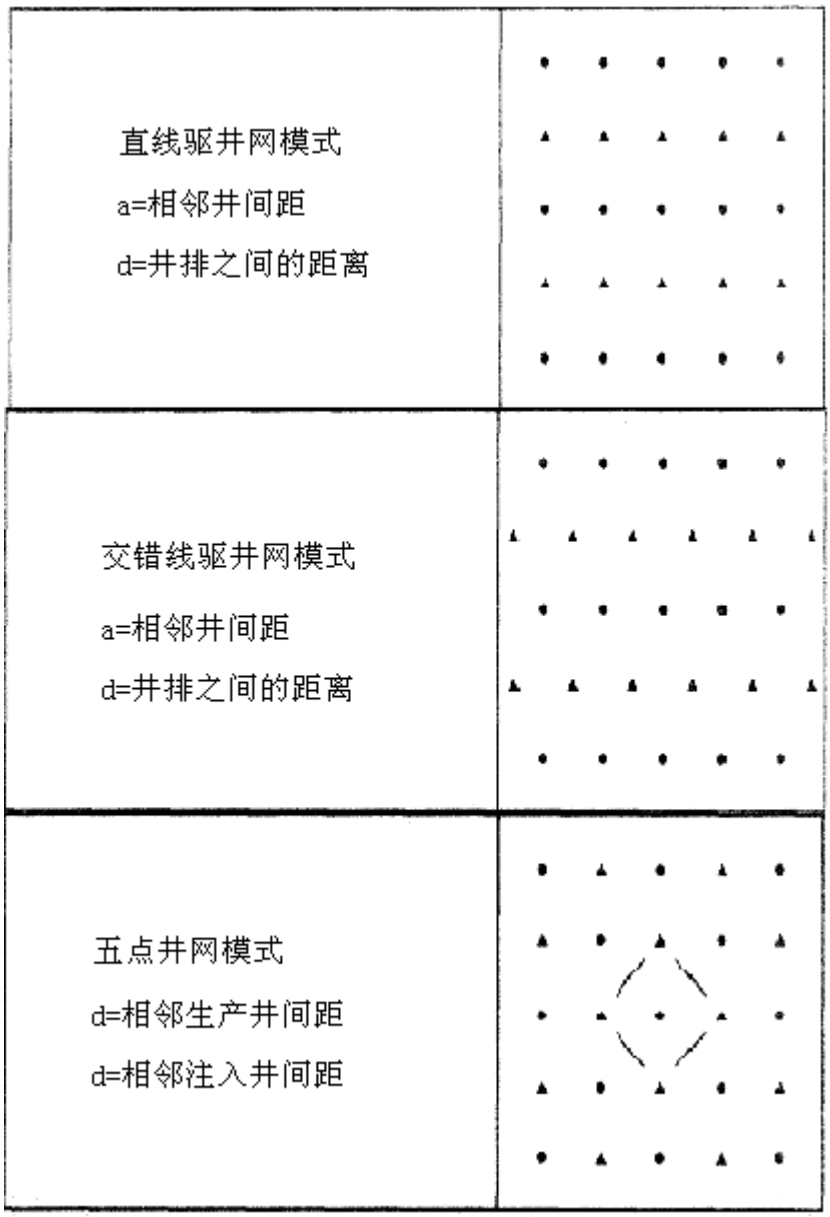

图 7-1　选择井网模式时井的位置(生产井 ●，注入井 ▲)

表 7-1　普通井网模式生产井-注入井比率

井网模式	生产井/注入井的比率
四点模式	2

五点模式	1
直线驱模式	1
交错线驱模式	1
七点模式	1/2
九点模式	1/3

注入井的位置取决于油藏构造、注入流体类型和驱替机理等因素，例如：沿构造向上注入气体的驱替过程对于开发含油单斜层油藏行之有效，它依赖于气—油接触面的移动和被驱替原油沿构造向下流入至生产井。另一方面，对于背斜油藏，沿构造向下的边缘注水能有效地将原油沿构造向上驱至生产井。在这种情况下，沿构造向下的注水可使油水接触面沿构造向上移动并驱替原油沿构造向上至生产井。这些概念同样适用于具有强底水支持的背斜油藏地开发。

井网模式不仅仅依赖于油藏几何形态和驱替过程，也取决于已有生产井的分布和理想的井间距。井距是对一口生产井泄油面积的一种估计。井距减小，则生产井密度增加。生产井密度是指一定面积上的生产井数量，布井密度可以通过在已有井间加密钻井。加密钻井是一种改变流动模式和提高采收率的有效手段，但是成本比流体驱替过程高。开发方案的选择依赖于各种开发方案的经济性的比较，而油藏模型对展开这些研究非常有用。

7.3 井网采收率

在前面一部分已经讨论了可以通过控制注入井和生产井的比例来使井网模式达到最佳性能。假设驱替和被驱替流体不可压缩而且流度比为 1，并且油藏各向同性，则可以通过解析法计算出最佳井网模式。表 7-2 列出了图 7-1 中三种井网模式的注入速率值[Wilhite,1986]，表 7-2 中的速率方程中的

参数单位如下：q(桶/天)，渗透率k(达西)，厚度h(英尺)，井距a和d，井眼半径(r_w)，压力改变ΔP(磅/平方英寸)，粘度μ(厘泊)。井距在图 7-1 中已经给出。

表 7-2　选定井网模式注入速率分析

井网模式	速率
直线驱	$q_D = \dfrac{3.541kh\Delta P}{\mu\left[\ln\left(\dfrac{a}{r_w}\right)+1.571\dfrac{d}{a}-1.838\right]}, \dfrac{d}{a}\geq 1$
交错线驱	$q_S = \dfrac{3.541kh\Delta P}{\mu\left[\ln\left(\dfrac{a}{r_w}\right)+1.571\dfrac{d}{a}-1.838\right]}$
五点模式	$q_F = \dfrac{3.541kh\Delta P}{\mu\left[\ln\left(\dfrac{a}{r_w}\right)-0.619\right]}$

即使有许多假设条件的限制，注入速率分析法的计算提供了一种可以在不利用油藏模拟器而达到对井网模式进行设计的方法。同样可以利用油藏模拟器在较少假设条件的限制下对注入速率进行更精确的预测。例如：油藏模拟器已经被用来关联已进行井网注水的油藏的体积波及系数和流度比以及渗透率变化[Wilhite,1986]。其中一种渗透率变化就是 Dykstra-Parsons 系数。

Dykstra-Parsons 系数可以预测渗透率的一种对数正态分布：

$$V_{DP} = 1-\exp\left[-\sqrt{\ln\left(k_A/k_H\right)}\right]$$

式中：k_A是n个样品的渗透率的算术平均值，$k_A = \dfrac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}k_i$；

k_H是渗透率的调和平均值，$\frac{1}{k_H}=\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\frac{1}{k_i}$。

Dykstra-Parsons 系数应该在范围$0\le V_{DP}\le 1$中，对于一个完全均质油藏，$V_{DP}=0$，因为$K_A=k_H$。油藏各向异性增加，则V_{DP}也增大，Dykstra-Parsons 系数的典型值在范围$0.4\le V_{DP}\le 0.9$中。

体积波及系数与流度比的关系和渗透率变化表明当体积波及系数减小，油藏各向异性增加，或者说流度比增加，尤其是对于流度比大于 1 的油藏，这也使得我们给流度比下的定义具有正确的意义。

流度比是驱替前缘后方驱替液的流度除以被驱替液驱替前缘之前的流度。假如驱替液的流度大于被驱替液的流度，那么流度比就大于 1。反之，如果驱替液的流度小于被驱替液的流度，那么流度比就小于 1。流度比小于或等于 1 认为是有利的，反之流度比大于 1 则是不利的。不利的流度比通常产生在气驱油或水驱高粘度原油的情况下。而有利的流度比的一个典型就是水驱低粘度原油。

练习

练习 7.1 岩心驱替显示水驱情况下，岩心原始含油饱和度 80%，经过水驱后残余油饱和度为 30%；假如同样的岩心用原油重新饱和后用二氧化碳驱替，残余油饱和度为 10%，问水驱和二氧化碳驱的驱替效率分别是多少？

练习 7.2 假设为对数正态分布，估算渗透率为$k_1=35md$，$k_2=48md$，$k_3=126md$三个样品的 Dykstra-Parsons 系数。

练习 7.3 (A)运行 EXAM6.DAT，记录时间、压力、产油量、产水量、产气量和运行结束后的累积产油量和累积产气量。(B)运行结束后的原油产收率是多少？(提示：原始石油地质储量在输出文件 WTEMP.ROF 中。)

第 8 章 地下资源的采收率

本章总结了油藏开采期限内关于流体采收率的概念。先回顾了常规油藏开采期限不同开采阶段，然后讨论了强化采油和非常规矿物燃料的采收机理。

8.1 生产阶段

当流体从油藏中采出时，油藏生产期就此开始。当发现井钻成或者几口探边井钻成几年后生产就马上开始了。探边井用来界定油藏边界，生产井则是用来优化资源回收。优化标准由管理规定来确定，同时应该考虑相关政府规章。在油藏开发期限中，优化标准可能会因为不同原因而发生改变，比如技术变化、经济因素和油藏不同开发阶段获得的新信息等。下面讲述了油藏开采的不同阶段。

一次采油

一次采油通常指开采的第一个阶段，它依赖于天然能量资源。为了将石油从它所占据的空隙中驱出，必须用另一种流体比如水、天然气或空气将之替换出来。原油的驱替之所以发生，是原始资源采出时，油藏压力下降，就地流体膨胀而致。在一次采油过程中驱替原油的自然力称为油藏驱动。最普遍的油藏驱动是水驱、溶解气驱和气顶驱动。

最有效的驱油机理是水驱。在这种情况下，水驱动油，油流入生产井。水驱油藏最有效的油藏管理策略是平衡原有采出速率和注入水的速率。水

驱采收率通常为原始石油地质储量(OOIP)的 35%到 75%。

在溶解气驱中，气在油藏温度和压力下溶解于原油中，当压力下降时，气体析出。当气体膨胀并且向油藏低压地带移动时，一些原油随着气体的移动而进入生产井。溶解气驱采收率通常为原始石油地质储量的 5%到 30%。

气顶是指相当体积的气体聚集在油藏顶部。当生产井在气顶以下含油区域完井，压力下降时气体从高压气顶处移向生产井，气体的移动驱动原油流向生产井，最终大量的气体会随着原油的采出而被采出。气顶驱采收率通常为原始石油地质储量的 20%到 40%，但在陡峭倾斜油藏，渗透率很大而使原油沿构造向下泄流至生产井，因此采收率高达 60%。

重力泄油在一次采收机理中比较少见，原油沿构造向下流至生产井，这是由于存在压力梯度重力分异的作用。重力泄油运作时是非常有效的，一半多发生在浅层、高渗、陡峭倾斜油藏中。

关于一次采油机理的简单比较列在图 8-1 中，包括压力和采收率的比较。在许多情况下，一种或多种驱油机理同时发生作用。现场的情况取决于在不同的时间哪种驱油机理发挥了最大的作用，预测这类油田的动态最好的方法是复杂油藏流动模型。

假如我们重新调整一个油藏总的物质平衡方程(2.3)中的各项，我们可以预测各种驱油机理的相对的重要性。油气生产中不同的指标代表了不同的驱动，如表 8-1 所示：

$$D_{HC} = N_p B_o + \left[G_{ps} - N_p R_{so}\right] B_g + G_{pc} B_{gs} \qquad (8.1)$$

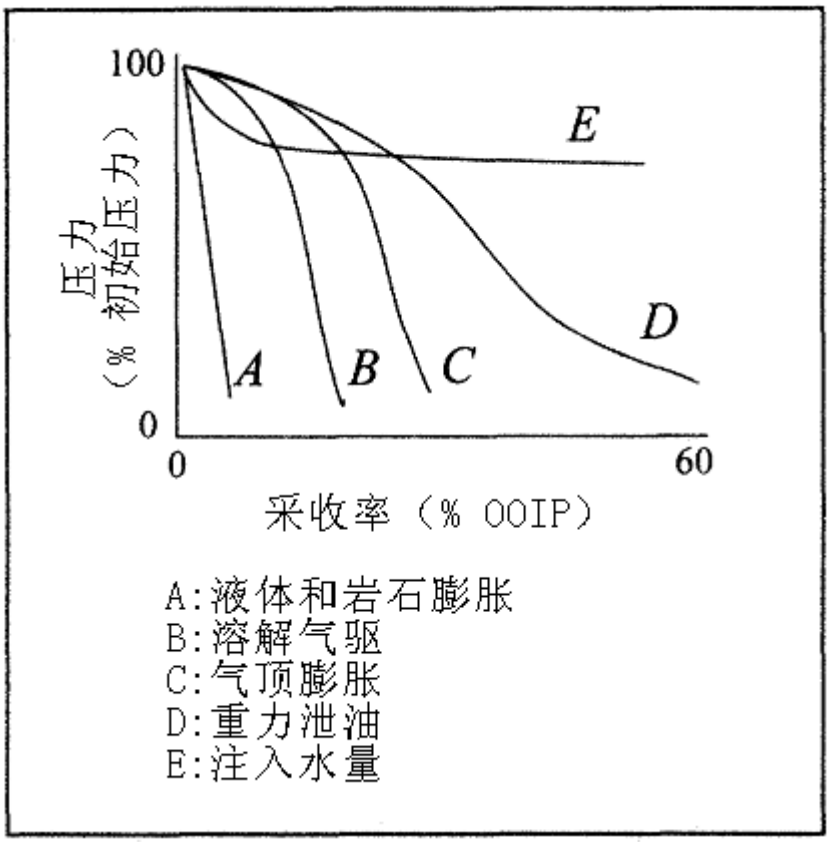

图 8-1　一次采油机理的比较

表 8-1　来自 Schilthuis 物质平衡方程的驱动指标

驱动	指标
溶解气	$I_{sg} = ND_o / D_{HC}$
气顶	$I_{gc} = ND_{go} / D_{HC}$
水	$I_w = \left[(W_e - W_p)B_w\right] / D_{HC}$
注入流体	$I_i = \left[W_i B_w + G_i B'_g\right] / D_{HC}$
束缚水和岩石膨胀	$I_e = \left[N(D_w + D_{gw}) + ND_r\right] / D_{HC}$

这些驱动指标之和等于 1，如下式：

$$I_{sg} + I_{gc} + I_w + I_i + I_e = 1 \tag{8.2}$$

方程(8.2)可以通过重新调整方程(2.3)推出。驱动指标大小的比较表明油藏开发中哪种驱动起主要作用。

尽管上面的讨论只是针对油藏进行的，其实对于气藏也可以得到相似的结论。对于大多数气藏而言，随着油藏压力递减，水驱和气体膨胀是最主要的驱动力。因为气体流动性好，气藏采收率可高达原始地质储量的 70%到 90%。

储气藏和正在衰竭的气藏有不同的生存周期，储气藏用作为气体的仓库，假如这些气体作为发电厂的燃料，它同样需要周期生产和充满，储气藏的运作有如下特点[Tek，1996，pg.4]：

●矿藏量的核对；

●供应能力的保证；

●转移的密封。

气体仓库包括工作气体和缓冲气，气体的供应能力必须充足以应对需求的波动，需求的波动由于季节变化等因素造成。气体的密封需要储藏一定量的储藏气，对于大多数讨论的油藏中的天然气的储藏，可参考 Tek[1996],Smith[1990]、Katz 和 Lee[1990]。

二次采油

一次采油通常不能使油藏的采收率达到最佳，在补充天然油藏能量的条件下原油采收率能增加到原来的两倍甚至三倍。补充的能量通常靠外界获得，比如注水或注气。注入水或天然气是用来维持油藏压力或者称之为二次采油。之所以称为二次采油，是因为注入过程通常紧随在一次采油压力递减之后。许多现代油藏在开发早期就应用了压力维持方法，有的在开发一开始就应用了。在这种情况下，油藏并不受制于传统的一次采油方法的限制。对于这些油田，“压力维持”这个术语比“二次采油”能够更准确地描

述油藏管理策略。

选择性分类

一次采油和二次采油都是运用非混相方法来采油的。也可应用其他辅助的方法通过降低残余油饱和度来提高原油采收率。残余油饱和度的降低需要改变界面张力或者润湿性等因素。下面一些文献中已经讨论到了降低残余油饱和度的方法：

●三次采油

●强化采油

●改进的采收率方法

三次采油最初是用来描述油田开采期的第三个阶段，最典型的第三阶段发生在水驱后。原油开采第三阶段包含一个使水驱后剩余油流动的过程，一个典型的三次采油的例子是化学驱，如表面活性剂驱。三次采油是通过注入流体或热量而达到提高驱替效率的目的，这也可以归类于强化采油过程。然而，我们认识到将强化采油阶段实施在油田开采期的第三个阶段之前，开发效果可能会更好。而且，我们认识到，强化采油方法通常比单纯钻更多的新井以加密井网更加昂贵。

钻新井以减小井距增加井网密度称之为加密钻井，“加密钻井”这个术语是和另一个术语“提高采收率”一起出现的。提高采收率包括强化采油和加密钻井。一些主要的提高采收率的方法有水驱、气驱、化学驱和热采法[Dyke，1997]。下面我们将详细讨论这些内容。

8.2 强化采油

提高采收率技术包括传统的二次采油方法如水驱、非混相气驱和强化采油。强化采油方法通常归类于以下方法之中：化学法、混相法、热采法和微生物采油法，这里简单的描述了这些方法。关于强化采油方法的文献

相当多，如果想了解更详细的关于强化采油的方法，包括筛选标准和驱替机理分析，可以参照 Taber 和 Martin[1983]，Lake[1989]，Martin[1992]，Taber, et al[1996]和 Green&Willhite[1998]。

化学法

化学驱方法包括聚合物驱、胶束-聚合物驱或者表面活性剂-聚合物驱、碱驱。聚合物驱通过增加注入的含有聚合物的水的粘度而改善流度比和驱替过程流体流动模式。胶束-聚合物驱利用类似于洗涤剂的溶液来降低水驱后残余油饱和度。在胶束段塞注入后接着注入聚合物段塞可以提高驱油效率。碱驱利用了碱性化学剂能与特定的地下原油进行反应的作用，最后的化学产物可溶于原油并且可以降低水驱残余油饱和度。

混相法

混相驱方法包括注入二氧化碳、天然气和氮气。混相气驱必须在足够高的压力下运作以保证注入气体与地下原油相互溶解。当水溶液和原油的界面张力大幅降低时，互溶性增强。理想的界面张力的降低一般从大约 1dyne/cm 到 0.001dyne/cm 或更小。任何界面张力的减小都能提高驱油效率，更好的混溶过程能产出更多的原油。假如油藏压力无法维持在系统最小混相压力之上，气驱则成为非混相注气过程。

非混相气体可以作为二次驱替过程中主要的注入流体，或者也可以作为三次采油过程的注入流体。两种基于非混相气体注入提高采收率的方法是二次驱替法(DDP)和二次接触排水法(SCWD)[Novakovic，1999]。两种方法都需要在已经进行水驱后的油藏注入非混相气体，水驱后的剩余油暴露在非混相气体前能聚集成膜，这种油膜可以流动并且可以依靠沿倾斜向下的重力作用泄出，或者依靠注入水或者底水的水侵作用采出。

热采法

热力驱油方法包括热水驱、蒸汽驱、蒸汽吞吐和火烧油层。热量的注入或者产生的目的是为了降低地下原油粘度，提高驱替过程的流度比。电

加热方法也可以用来加热相对较浅的高粘度原油，但是电加热方法不如注入热水方法那么普遍。蒸汽驱法通过将蒸汽注入油层，而或稍有层则需要将压缩的注入地下的空气点燃。蒸汽和热水驱是最普遍的热采方法，因为热水和蒸汽相对来来说比较容易产生。火烧油层方法比蒸汽驱法难以控制而且它需要保证地下原油能被点着燃烧，热气体和热量通过地层推进驱动热油流入生产井。

微生物法

微生物强化采油法采用通过载体将微生物或者营养物注入地层的方法以提高原油采收率或者减少产水量。Dietrick，et al.[1996]总结了五种成功的商业化微生物强化采油工程项目，这些项目反映了在不同的位置、岩性、深度、孔隙度、渗透率和温度的情况下的生产情况。其中两个项目在美国、两个在中国、一个在阿根廷，包括了砂岩、裂缝性白云岩、粉砂岩/砂岩和裂缝性砂岩油藏。油藏深度从4450英尺到6900英尺，温度从110℉到180℉，孔隙度从 0.079 到 0.232，有效渗透率从 1.7 到 300md。实验室研究和现场研究都表明微生物强化采油方法具有一个递增的原油采收率，并且可以降低高渗地层的水产量。然而，对于微生物强化采油方法仍需要进一步研究，在这方面有人已经做出了许多努力，在美国能源部的主办下正在建立一套微生物传输模拟系统作为黑油模拟器 BOAST 的改进。

8.3 非常规矿物燃料

清洁能源指的是对环境造成较小污染的能源。天然气就是一种清洁能源，油田和气田被认为是天然气的常规生产来源。下面我们将讨论两种天然气的非常规来源：煤层气和天然气水合物。

煤层气

煤层富含甲烷[Selley，1998；Rogers，1994]，煤层中的甲烷作为一种

安全隐患而为煤炭工人所熟悉，但是现在它已经被认为是天然气的一种来源。甲烷气束缚在煤层的微孔隙结构中，当基岩和裂缝网络间存在压力梯度时，甲烷气便会扩散至天然裂缝网络，煤层中的裂缝网络包含微孔隙裂缝，达西流动适用于这种微孔隙裂缝，俗称为煤的内生裂隙。

煤层的气体采收率取决于三个工艺[Kuuskraa 和 Brandenburg，1989]。煤层甲烷气作为一种单分子层存在于煤岩基质骨架的内表面，它的主要成分是甲烷，但也含有其他组分，比如乙烷、二氧化碳、氮气和氢气[Mavor，et at.，1999]。气体含量从 Wyoming 的粉末河盆地的大约每吨煤含 20SCF 气[Mavor，et at.，1999]到 Appalachian 盆地的 600SCF/吨[Gaddy，1999]。气体采出开始于气体从煤岩基质骨架和微孔隙的内表面解吸附作用，然后扩散至煤岩基质骨架和微孔隙，最后流到煤的内生裂隙而进入生产井。流速一部分取决于煤的内生裂隙的压力梯度、密度以及内生裂隙的分布。控制气体生产的机理主要在于控制气体从煤层表面解吸附到煤岩基质骨架、从煤岩基质骨架扩散到内生裂隙的速率和气体通过内生裂隙的流速。

煤层甲烷井的生产操作主要的可分为三个阶段。第一个阶段是压力递减，油藏排水，甲烷产量递增。甲烷产量在第二阶段达到高峰，在这个阶段，产水量相对于气产量来说较小，因为受到了气—水相对渗透率的影响，天然气的解吸附作用补偿了由于地层压实作用造成的渗透率的减小。第三个阶段和常规气田生产相似，气体不断被采出，油藏压力不断下降。

天然气水合物

在超低温条件下，天然气分子被圈闭在冰里形成了像冰一样的固体，这种冰一样的物质是一种亚稳态复合体，称为天然气水合物。天然气水合物是冰状笼形化合物，冰状笼形化合物是一种化学复合体，它形成于一种类型的分子以网格状被完全封闭在另一种类型的分子时。对于天然气水合物，氢键水分子形成了一种笼状结构，可移动的气体分子被吸收或者被束

缚住。

天然气水合物的存在是油田开发更加复杂。例如：天然气水合物在海底的存在会影响深水钻井操作。天然气和管网内水的同时流动会导致天然气水合物的生成，这会阻碍或者完全阻塞管线内的流体流动。加热气体或者用缓凝剂处理气—水系统可以阻止天然气水合物的形成，但是会增加操作成本。

天然气水合物通常被认为是油气田开发中的一个难题，但是它作为一种清洁能源的商业潜在价值使人们改变了观念。其潜力在于天然气水合物这种复杂体包含有相当数量的天然气，尤其是 Makogon，et al.[1997]报道了一立方米天然气水合物包含有 924 立方英尺的甲烷，这几乎是无阻碍气体充填孔隙系统包含的气体的六倍[Selley，1998，pg.25]。天然气水和物中的气体占了大约 20%的的体积，剩下的 80%都是水。

天然气水合物存在于世界各地[Selley，1998；Makogon，et al.，1997]，存在于北极的至少 600 到 1500 英尺深的地下沉淀物中。例如：墨西哥海湾温度低至 39℉的海底和北海某些温度低至 30℉的海底都是具备天然气水和物形成的条件。根据 Makogon，et al.[1997]，探明储量超过 700 万亿方甲烷存在于水和物中，但是出于开发成本的考虑，这种资源的开发受到了阻碍。

练习

练习 8.1　利用表 8-1 中的定义和方程(8-1)，试由方程(2.3)推出方程(8-2)。

练习 8.2　(A)表 8-1 中，由于压力递减而包含有死油的油田中，哪种驱动指标最大？(B)假如一个死油油藏受到边水驱，试辨别哪两种驱动指标对原油采收率影响最大？

练习 8.3　可以在网上找到提高采收率模拟软件，通过网络搜索一个不受版

权限制的提高采收率模拟软件。(提示：美国能源部是一个政府机构，其网络发布了提高采收率软件。)

第 9 章 经济和环境

经济分析是油藏管理学习必不可少的一个方面。一个有前景的项目的经济性往往是一个项目是否应该实施的重要决定因素。因此，具有基本的经济概念非常重要，它会影响到一个项目的经济性。现在我们就讨论这些课题，关于更详细的资料可以在 Thompson&Wright[1985] 和 Satter&Thakur[1994]这些文献中找到。

9.1 SPE/WPC 储量

一个石油项目的分析取决于具有商业价值的资源的数量。根据石油工程师协会和世界石油大会[Staff-JPT，1997]，储量是指从已知的累积产量来预测具有商业开采价值的原油数量，表 9-1 总结了 SPE/WPC 关于储量的定义。储量的定义包括定性和定量的标准。尽管 SPE/WPC 的定义已为世界许多地方所采用，但并不是通用的。例如：一个不同的但是类似的定义存在于俄罗斯联邦[Nemchenko，et al.，1995；Grace，et al.，1993]。

表 9-1　SPE/WPC 关于储量的定义

探明储量	◆从给定日期的已知油藏、在目前经济条件和操作方法和政府规章的条件下，通过地质和经济上可提供开采并能获得经济效益的的原油数量。 ◆通常情况下，假如通过实际生产或者地层测试证明储量是可提供商业开采的，则认为该储量为探明储量。

◆至少应该有 90% P_{90} 或者更大的可靠性证明这些数量确实能够开采。

待证实储量　　如果依赖于类似预测探明储量中的地质和(或者)工程数据，原油数量具有在技术、合同、经济或者规章上的不确定性，就被归类为待证实储量。

概算储量　　◆待证实储量中部分在地质和工程数据上认为是不大可能被采出的。

◆至少应该有 50% P_{50} 或者更大的可靠性证明这些数量确实能够开采。

推定储量　　◆待证实储量中部分在地质和工程数据上比概算储量被认为是更不大可能被采出的。

◆至少应该有 10% P_{10} 或者更大的可靠性证明这些数量确实能够开采。

假如模型组能够执行一种精密的分析，从而产生一套生成低渗透、中等渗透、高渗透油藏预测的实例的分析系统，那么与 SPE/WPC 储量相关的概率分布的预测相对来说比较简单。相反，在缺少数据的情况下，则每种实例的情况都可能发生。给定这个假设，平均 μ 和标准偏差 σ 可以通过敏感性分析计算，而这为油藏的正态分布计算作了准备。对于一个具有平均 μ 和标准偏差 σ 的正态分布，SPE/WPC 储量在数量上可定义如下；

探明储量= $P_{90} = \mu - 1.28\sigma$

概算储量= $P_{50} = \mu$

推定储量= $P_{10} = \mu + 1.28\sigma$

这种正态分布可以用来预测任何具有相应经济预测的特定预算发生的可能性。

9.2 基本经济概念

一个项目的现金流动是指净现金或者项目的花费随着时间的变化关系，现金的时间值包括在基年中将贴现率应用于调整现金数值为数值的经济分析。贴现率是调整因子，最后的现金流称为现金流动贴现。现金流的净现值(NPV)是在一定的贴现率下的现金流的值。在 NPV 为零时的贴现率称为投资现金流动贴现返还(DCFROI)或者内部盈利率(IRR)。

一个典型的 NPV 作为时间的函数画图如 9-1。如图显示，在开始时间段，NPV 为负值，这表明项目在亏本运作。这个亏损与开始资本投资和运作花销有关，它产生于项目开始盈利之前。亏损慢慢减小并且 NPV 开始正数增长，这是由于盈利开始超过了投资。图中 NPV 为零的点是投资回收时间点。投资回收时间的概念适用于贴现和非贴现现金流动。图 9-1 种的投资回收时间大约在 1.5 年左右。

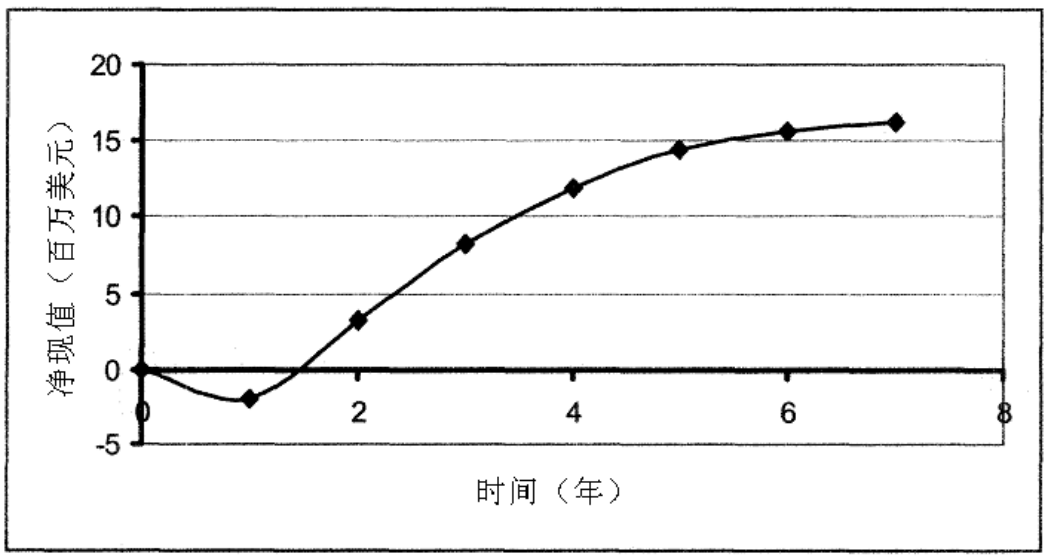

图 9-1　典型现金流

投资的现金流动贴现(DCFROI)和投资回收时间都是项目经济可靠性的度量方法。另一种度量方法是利润投资比率，利润投资比率(PI)是利润率的度量方法，它定义为无资本投资的现金流动贴现除以现金时间值。几个相同的用于经济性度量的定义列在表 9-2 中，比较有用的图包括 NPV 和时间的关系图、NPV 和贴现率的关系图。

表 9-2　特定经济度量方法的定义

贴现率	用来调整基年现金值的因素。
净现值(NPV)	特定贴现率下的现金流的值。
DCFROI 或 IRR	NPV=0 时的贴现率。
投资回收时间	NPV=0 时的时间。
利润投资比率(PI)	无资本投资的无贴现现金流动除以总投资。

上面讨论的概念可定量分析如下。净现值是指收益 R 和开支的现值 E 的差值。

$$NPV = R - E \tag{9.1}$$

假如我们定义 $\Delta E(k)$ 为发生在时间段 k 的开支，于是 E 可写成：

$$E = \sum_{k=0}^{N*Q} \frac{\Delta E(k)}{\left(1+\frac{i'}{Q}\right)^k} \tag{9.2}$$

式中：i' 是每年的通货膨胀率；N 是开支方案的年数；Q 是每年时间利息的复合数。类似的可以写出收益 R：

$$R = \sum_{k=0}^{N*Q} \frac{\Delta R(k)}{\left(1+\frac{i}{Q}\right)^k} \tag{9.3}$$

式中：$\Delta R(k)$ 是在时间段 k 的收益；i 是每年的利息或贴现率。方程(9.2)

和(9.3)包括如下假设：在项目操作的年限中，i 和 i' 都是常数，但是 i 和 i' 不一定相等。这些假设使我们可以计算相对于一定的通货膨胀率 i' 下现金支出的现值，并且可以将之于在一定的利息和贴现率 i 时收益的现值进行比较。

实例：原油生产项目的应用

对于一个原油生产项目的净现值和收支平衡点可以通过上面的概念分析得到。我们定义现值的计算中的基年从项目开始时算起，在这种情况下，没有初期收益并且初期的开支仅仅是初始投资 II，因此：

$$\Delta R(0) = 0 \text{ 或者 } \Delta E(o) = II \tag{9.4}$$

将方程(9.2)到(9.4)代入(9.1)得到：

$$NPV = \sum_{k=1}^{N*Q} \frac{\Delta R(k)}{\left(1+\frac{i}{Q}\right)^k} - II - \sum_{k=1}^{N*Q} \frac{\Delta E(k)}{\left(1+\frac{i'}{Q}\right)^k} \tag{9.5}$$

在生产阶段 k 中从原油销售中得到的收益：

$$\Delta R(k) = P_o\left(1+\frac{i'}{Q}\right)^k \Delta N_p(k) \tag{9.6}$$

式中：P_o 是原油目前价格；$\Delta N_p^o(k)$ 是生产阶段 k 中原油生产增长量。我们必须注意到讨论的例子中忽略了生产的气体的价值。方程(9.6)中包含了原油价格通货膨胀因子，综合(9.4)、(9.5)和(9.6)，于是可以得到项目的净现值：

$$NPV = \sum_{k=1}^{N*Q} \frac{P_o\left(1+\frac{i'}{Q}\right)^k \Delta N_p(k)}{\left(1+\frac{i}{Q}\right)^k} - II - \sum_{k=1}^{N*Q} \frac{\Delta E(k)}{\left(1+\frac{i'}{Q}\right)^k} \tag{9.7}$$

方程(9.7)中增加的原油产量主要是利用油藏工程方法作为一种预测得到的，其中一些经常用到的方法包括递减曲线分析、物质平衡分析或者油

藏模拟。经济分析中用到的原油产量分布图可以代表历史的和预测的原油采收率，预测的原油采收率用来决定油藏设计方案，在决定油藏的概率分布和经济敏感性一般会需要几种不同的产量分布图。

对于一个特定的利润率 $i = ROR$ 和生产分布图，收支平衡点的原油价格 P_{oe} 可以通过令 $NPV = 0$ 作为收支平衡条件来计算。重新整理上面的方程并可以得到如下收支平衡的原油价格的预测：

$$P_{ow} = [II + \sum_{k=1}^{N*Q} \frac{DE(k)}{\left(1+\frac{i'}{Q}\right)^k}] \Bigg/ [\sum_{k=1}^{N*Q} \frac{\left(1+\frac{i'}{Q}\right)^k}{\left(1+\frac{ROR}{Q}\right)^k} DN_p(k)] \qquad (9.8)$$

P_{oe} 和 ROR 的关系图显示了收支平衡的原油价格对不同利润率的敏感性。

9.3 投资决策分析

经济分析可以提供关于经济性能的信息，而与项目相关有选择性的投资决议可以预测经济性能。是否投资一个项目的决策取决于许多因素，Thompson&Wright[1985，pg.3-2]列出了一些可以用来作为对比和分类的投资决策的特点。

◆与法人社团目标的一致性；

◆容易明白和采纳；

◆允许作出费用合理的决策；

◆提供验收或者放弃的量化措施；

◆允许替换方案进行比较和选择。

◆体现金钱的时间值。

应用于投资决策分析的经济措施取决于运用这些经济措施的决策者的经验。一些经常用到的最普遍的经济措施有支出、现值、净现值、贴现率、利润投资比和内部盈利率，每种经济措施的相对的重要性取决于决策者。例如：一个需要早期的支出但是具有相对较低的贴现率的项目对于一个需要维持正的现金流的公司更具有吸引力，对着这个公司来说，这种项目比那种高贴现率但是不需要很快支出的项目好得多。当然，在经济环境改变时，在公司内部一个项目的验收和拒收的判定标准也可能会改变。

在对项目做出决议时，经济标准可能会是几种经济措施的综合，例如：假如内部盈利率大于 30%并且投资利润比率大于 0.5，这个项目便会认为是经济可行的。经济可行性受有形的和无形的因素的影响，无形的因素包括环境和社会政治因素，这些因素相对来说难以量化，但是对最终决议的影响可能比有形因素还大。有形因素包括井的成本和储量，这些相对来说比较容易量化。

9.4 环境影响

在发展一个油藏管理策略时，环境问题必须考虑。例如：路易斯安娜海上油田设施的设计就是出于环境问题的考虑，而使管线到油罐的油气转移设施敏感的海岸线。地下和地表的阶段采水样可以保证水资源不会受到污染，另外，对天然出现的放射性物质进行挖掘和生产并进行阶段性测试也可以帮助保证环境的和谐性。

一个具有良好管理的油田应该与地面和地下环境都具有和谐性，慎重考虑环境问题并经型油田开发的好处在于可以给与经济股利。除了改善公共关系外，对环境问题的慎重可以使对环境的负面影响作用最小化，反之，则会因此受到经济处罚或者作出昂贵的补偿。补偿通常就是清理的形式，

比如在 Alaska 原油从 Exxon-Valdez 油罐中溢出，便需要进行清理。正在发展中的许多新技术正在提高我们清洁环境污染的能力，例如：生物除污使用微生物或者微生物酶来加速环境污染物的降解[Westlake，1999]。

沉降

油藏特色中特别重要的一个问题就是沉降，沉降是指一种取决于生产层段和其上覆盖层的地质机理的压缩性影响。沉降或者说油藏厚度的改变量 Δh 可以从压缩系数和系统压力递减的关系用下式来预测：

$$\Delta h = c_B h \Delta P = \phi c_f h \Delta P$$

式中：c_B——体积压缩系数[psia^{-1}]；

c_f——地层压缩系数[psia^{-1}]；

h——油藏净厚度[ft]；

ϕ——孔隙度[%]；

ΔP——压力降[psia]。

假如压缩系数等参数是通过流体静压力测得，需要校正为单轴压缩系数[Teeuw，1971]，因此沉降预测为：

$$\Delta h_u = \frac{1}{3}\left(\frac{1+\upsilon}{1-\upsilon}\right)\phi c_f h \Delta P$$

式中：υ 是泊松比；u 代表单轴压缩系数。单轴压缩的校正认为相对于垂直厚度来说横向尺寸较大的油藏主要在垂直方向上变形。

在许多情况下，沉降几乎没有对环境的负面影响；但在某些情况下，沉降问题必须给与足够重视。例如：一个地表沉降很可能由压力递减造成的油田的压力维持方案，可以提高资源采收率，并且可以帮助避免由地表沉降带来伤害而造成的经济赔偿。在 Long Beach 和 California 地区，由于 Wilmington 油田的生产造成的沉降严重，因此必须采取压力维持方案。

在 Denver 和 Colorado 的 Rock Mountain Arsenal 地区，原油生产诱发地震已经得到证实。由于自然原因造成的地震已经在 Okhotsk 海洋、Sakhalin 岛的近海、俄罗斯等构造活动地区造成严重伤亡，因此在这些地区的油藏管理方案中，必须考虑到沉降作用和原油生产诱发地震的影响。关于压实的例子在 Fredrich，et al.[1998]和 Settari&Walters[1999]中已有陈述。

可持续发展

由于没有考虑到环境问题，会导致有形的和无形的损失。无形的损失难以量化，但对于一个有另外经济可行方案，可能会造成公众支持的丧失。有形损失比较容易用经济手段量化，例如：与饮用水污染相关的近期和远期经济可行性会对项目的经济性产生不利影响。这已经成为一个商业道德问题，尽管一个做法是合法的，但是会产生对环境不利的影响，仍然应该被起诉，因为一个成本-利润分析表明经济可行性小于经济利益。

一般来说，基于成本-利润分析进行对环境不利的操作的争论无法为无形损失做出解释，例如：1995 年在欧洲，壳牌公司决定将 Brent Spar 平台沉入大西洋的做法引起了公愤。撤销这个决议并且重新组装这个平台将起用作为挪威的一个码头，解决了公共关系问题，但是仍然做出了损害，参加公众反馈活动的失败使公众对油气田生产更加丧失信心，最终促使政府调整了欧洲西北部海洋平台退役方案[Offshore Staff，1998]。

企业面对的问题是如何获得可持续发展。一个企业对对环境和社会关注的反应作为可持续发展的内容称为“三重底线”[Whittaker，1999]，根据这个观点，可持续发展必须与社会和环境连在一起作为一个发展规划，这样才能使经济利润和价值创造达到最优化。可持续发展的三个元素和三重底线是经济前景、社会公正和环境保护。认识到企业依靠的是社会颁发的允许进行商业经营执照，三重底线的核心是长期股东价值的创造性。Whittaker[1999，pg.25]报道说：“在经过 Brent Spar 泛滥后的一个阶段的严

肃反省，皇家荷兰壳牌公司可能是三重底线的最热心的支持者。”尽管三重底线政策还在初期，但其关键元素已经开始出现：

◆性能测定出了包括服从和污染物的排放外，还包括定性的社会指示和生态效率措施(如能源消耗和循环利用)。

◆策略的发展和完成可以使企业满足将来全球的能源需要和环境目标。

◆在天然气、低排放或者无排放物燃料和可再生能源的投资。

◆增加与受到影响的社区的交流。

全球气候变化

环境问题中最为紧急的一个就是全球气候变化问题，对全球环境改变不利的一个重要原因就是“温室效应”。温室效应增加了大气层中的二氧化碳，吸收了红外辐射而不是将释放到太空中，大气受到加热归咎于过量排放到大气中的二氧化碳。政府和企业正在采取措施来处理这个问题，例如：一个可能的解决方法是在油藏中收集和存储二氧化碳，称为二氧化碳隔离。二氧化碳隔离和其他相关方案是为了提供经济上具有竞争力并且对环境安全的方法来抵消释放的超过温室气体释放标准的温室气体的增长。

练习

练习 9.1 对于油藏 A，五个决定下列油藏的独立研究如下：

研究	1	2	3	4	5
原油采收率(MSTBO)	320	150	480	260	370

假如油藏正态分布，预测探明储量、概算储量、推定储量。(提示：计算上述油藏的平均和标准偏差。)

练习 9.2　假设油藏平均孔隙度 20%，地层压缩系数 $20\times10^{-6}\,\text{psia}^{-1}$，净

厚度 500 英尺，油藏压力降 3000psia。(A)当柏松比从 0.1 到 0.35，画出沉降随柏松比变化的关系图。(B)假如你操作一个建在甲板在最大波峰高度上 10 英尺处的采油平台，讨论沉降对生产可能的影响？(C)对于偏离平台钻成的油井，讨论沉降对井眼稳定性的可能影响。

第二部分 油藏模拟

第 10 章 模拟过程概述

这里简述了利用油藏流动模拟器研究物理系统的过程。现在，进行油藏动态预测的最好方法就是利用计算机模拟程序来模拟流体在孔隙介质中的流动，模拟器就是其中的一种。

10.1 油藏基础分析

油藏储层表征和油藏工程评价通常按部分商业标准执行，其应用不受油藏模拟研究的控制。与油藏基础分析相关的任务(如本书的第二章；Craft 等人，1991 年；Mian，1992 年；Tearpock 和 Bischke，1991 年)提供了为模拟研究输入数据所需的资料。例如，物质平衡研究需要流体性质数据、现场压力、生产量等数据。这些数据也可以用油藏模拟器进行数模研究。另外，油藏基础分析还提供了能够用于研究模型设计的某种最初的油藏概念。研究人员需要注意前期研究内容并且模型动态无论如何应与前期研究有关。

10.2 先决条件

在开始进行模型研究之前应满足几个先决条件(Coats，1969 年)。从商

业角度看，经济问题是最重要的问题。至少，模型研究的对象应该产生解决重要经济问题的方法。

一旦确定了研究的对象，模拟研究人员就开始收集所有与油田有关的可利用的数据和报告。除非特意申明，否则在下文中，“模拟研究人员”与“模拟研究队”为同义词。如果无法直接获得所需数据，研究人员应决定是用与其它油藏类比还是用相关性来获得数据。如果没有输入完整的数据，模拟器将无法运行，因此必须获得所有模型输入数据的值。在某些情况下，因为没有足够的可以利用的数据来非常详细地定量描述油藏系统，故可以简化关于油藏的假设。

除了清楚地确定研究对象外，进行模拟研究之前必须满足的另一个先决条件是不能使用较为简单的技术完成对象的研究。如果价格较低的技术，如递减曲线分析法或巴克利－莱弗里特水驱法[Collins，1961；Craig，1971 和 Dake，1978]不能提供充分的结果，那么证明较为复杂且价格昂贵的方法是可以利用的。

10.3 计算机模拟

一个综合的油藏管理模型可以看作相互作用的四个模型：储层模型、井底模型、井筒模型、和地表模型。这些模型之间的空间关系如图 10-1 所示。储层模型描述了流体在油藏中的流动，它通过把油藏体积细分成一系列更小的体积单元来模拟油藏(图 10-2)。我们也可以用很多名称来定义各个体积单元，如网格块、网格单元或网格节点。所有这些体积单元都用如网格或网状这样的名称。

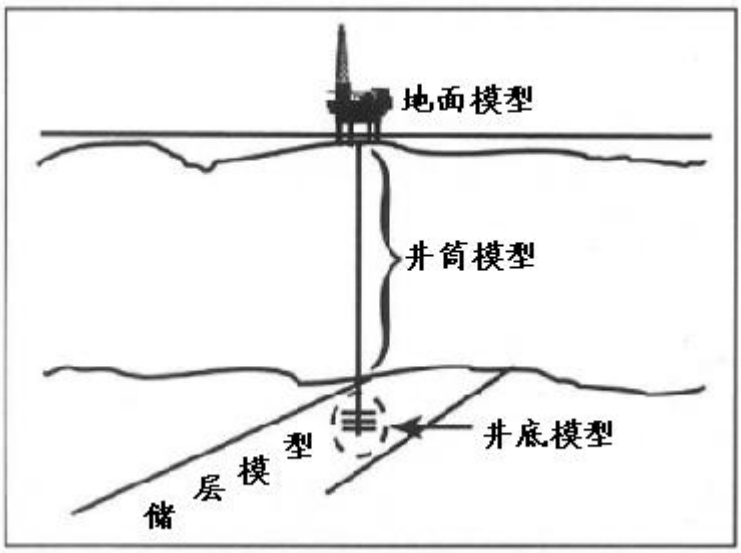

图 10-1 油藏管理系统

每个实际的油藏模拟程序都包括了储层模型和井底模型。井底模型是流体流动方程中的一项，它表示从储层中抽提流体或向储层中注入流体。完整的商业模型程序还包括井筒模型和地表设施模型。井筒模型表示流体从井底钻开的砂层表面流到地表的过程。地表模型表示与地表设施相关的一些约束，如平台和分离器的限制。

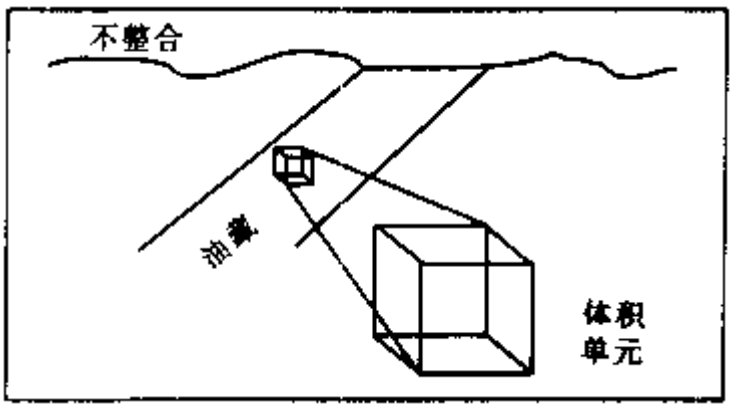

图 10-2 细分油藏

与每个模型有关的数学算法都取决于物理守恒定律和经验关系式。计算机模型程序以质量守恒、动量守恒和能量守恒为基础。在模拟程序中最为普

遍的假定是油藏是等温的也即恒温的。如果我们在模拟具有热效应的油藏，如以某种形式注入热量的二次采油过程，那么舞谱们就需要使用模拟程序来计算温度的变化和相关的热力学效应。这套算法十分复杂，以至于只有使用高速计算机才是解决与油藏模拟研究有关的数学问题的实际方法。这些内容在后面章节将做更为详尽的论述。

10.4 油藏模拟研究的要素

模拟研究的主要内容包括油田历史拟合、油田动态预测(包括在现有开发策略下所做的预测)及评估可供选择的操作方案(Mattax 和 Dalton，1990 年；Thomas，1982 年)。在历史拟合过程中，研究人员将证实和改进油藏描述。随着原始油藏描述的开始，人们便使用模型来拟合和预测油藏的动态情况。如果需要的话，研究人员将修正油藏描述以获取可以接受的拟合结果。历史拟合阶段是一个迭代过程，这使汇总储层地质和油藏工程数据成为可能。由于结果已经存在，所以历史拟合过程可以被认为是一个反问题。我们已经知道了油藏的动态，但很想了解其原因，所以我们的任务就是寻找一系列储层参数以减小动态模型和油田开采动态之间的差异。由于通常有不止一个方法来拟合可以利用的数据，因此这就不是唯一存在的问题。

一旦历史拟合的数据可以利用，下一步工作就是进行基础情况预测，这基本上是现有操作实践的继续。基础情况预测为与其它油藏管理策略对比提供了原始资料。

模型用户应注意预测模型的正确性。得到一个精确的预测方案是亮度过去所做预测成功的关键。Lynch[1996 年]曾查阅美国能源部在过去若干年中的油气价格预测，图 10-3 示意了价格预测的质量。图中还对 1981、1984、1987 和 1991 年里所做预测与实际石油价格进行了比较。尽管价格预测是一种商

业行为，但是在 Lynch 的研究中清楚地表明还存在一些与价格预测有关的相当重要的其它不确定因素。九十年代末石油价格大幅度的波动提醒我们应考虑经济因素的影响。

除了存在不确定地经济因素外，油田开采动态的预测也是不确定的。预测也无法解释不可预料的因素引起的历史模型中的间断。正如在社会生活中一样，在物理界，以上问题也是真实存在的(Oraskes 等人，1994 年)。油藏模拟程序不会消除不确定性，它使我们有能力评估与开采动态预测有关的管理风险并且做得更好。

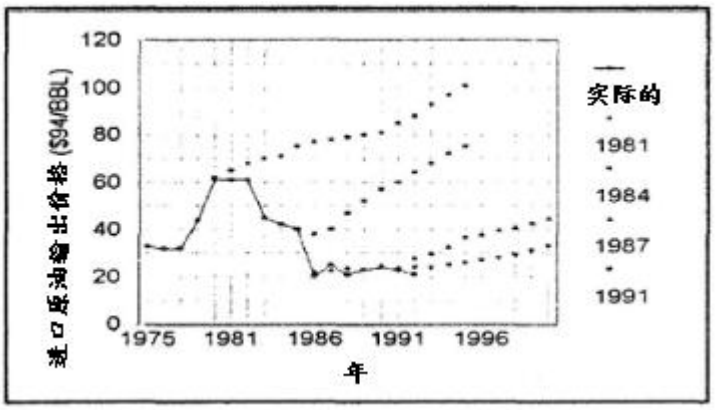

图 10-3 价格预测

与油藏模拟相关的过程为管理油藏提供了帮助。油藏管理的关键任务之一是获取并维护最新的数据库。模拟研究用来决策油田开发的最优化方案。为模型收集输入数据是一个以确保把所有重要的技术上的变化看作为数据的好途径，这些数据是从许多有助于油藏工作的学科中收集而来的。如果动态模型对某个特征参数特别敏感，那么应该制订一个方案更为准确地确定该参数，如从实验室适当的油田测试中得到的参数。

练习

练习 10.1 原始地质储量：数据文件 EXAM1.DAT 是一个未饱和的压

力递减油藏的物质平衡模型文件。运行 EXAM1.DAT 并计算出原始的油气体积。

练习 10.2 气藏物质平衡：假设某个气藏的生产历史如下：

$G_P/(Bscf)$	$P/(psia)$	Z	$P/Z/(psia)$
0.015	1946	0.813	2393
0.123	1934	0.813	2378
0.312	1913	0.814	2350
0.652	1873	0.815	2297
1.382	1793	0.819	2190
2.210	1702	0.823	2068
2.973	1617	0.828	1953
3.355	1576	0.830	1899
4.092	1490	0.835	1783
4.447	1453	0.838	1734
4.822	1413	0.841	1680

其中 G_p 表示累积产气量，P 表示压力，Z 表示气体压缩因子。在 G_p 与 P/Z 的关系曲线图中画一条直线可以找出原始天然气地质储量(OGIP)OCGIP 相当于 $P/Z=0$ 的点。这些结果可以从数据文件 EXAM8.DAT 中得到。运行 EXAM8.DAT，在 WTEMP.ROF 中找到 OGIP，可以确定模型的 OGIP 约为 15.9Bscf。求出原始油水的地质储量？

第 11 章 概念油藏规模

模拟最重要的目标之一是减少在不熟悉的环境中进行决策时所遇到的风险。本章主要论述采集数据的应用范围以及随规模级别而变的数据与油

藏概念的结合。

11.1 储层取样和规模

我们对油藏的认识程度取决于不同取样技术所能认识的油藏面积的百分比。例如，我们要求通过一个 6 英寸井眼取样所能认识的油藏面积大小。如果我们假设该区域是圆形的，可以将面积表示为 πr^2，其中 r 是取样半径。计算取样面积不足 1 平方英尺。为了确定取样面积的百分比，我们根据一口井的泄油面积确定油藏的取样面积，最适合的面积是 5 英亩。那么，通过井眼取样直接获得的油藏面积百分比是多少呢？泄油面积是 218,000 平方英尺，通过井取样的面积百分比为百万分之三到四。这只是我们所关注面积的很小的一部分。

测井信号可以扩展正在被取样的面积。假设测井信号可以从井眼向周围穿透五英尺的地层(这是比较合理的假设)，已被取样面积所占百分比为万分之四。在五英亩这样一个不大的泄油面积上，这仍然是一个很小的百分比。

岩心和测井资料只能让我们对油藏有一个非常有限的认识。地震剖面可以扩展取样面积，但是地震资料的解释不够精确。由于地震资料依赖于解释，通常被称作“软数据”。将地震解释与岩心和测井结果这类“硬数据”进行关联，可以提高地震解释的可信度。

所测数据的应用范围取决于取样工艺。我们从地下取过岩心吗？通过测井测量过电响应吗？探测过声能吗？图 11-1 给出了各种方法的测量范围。Fayers 和 Hewett[1992]指出规模的定义不能全部接受，但确实可以阐明与衡量储层性质有关的相对规模。规模的大小范围可以从非常大到微观。为了认识数据适用范围的变化，定义四种概念规模级别(图 11-2)并应用于接下来的讨论中。

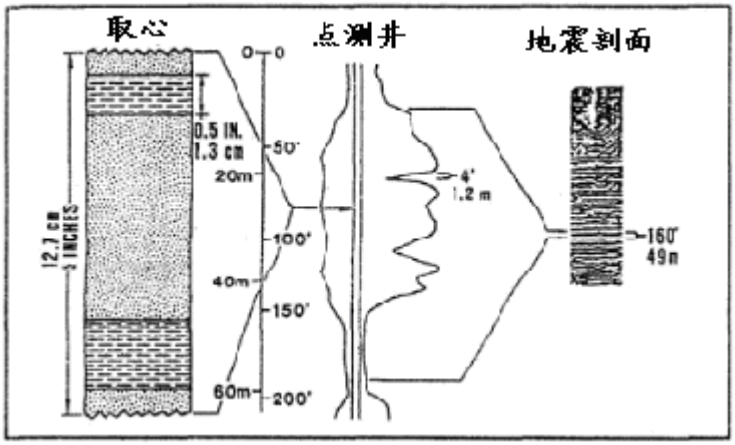

图 11－1 各种取样工艺的数据范围(据 Richardson 等，1987 年)

千兆级规模包括与地球物理技术有关的信息，例如储层结构。区域描述理论，例如板块构造学，提供了一个有理解力的框架，在这个框架中像地震和卫星数据这样的千兆级的测量技术都能得到解释。兆级规模是油藏描述的规模，包括测井，试井和三维地震分析。宏观规模集中于岩心分析和流体物性分析水平上获得的数据。微观规模包括由各种技术(例如薄片分析)获得的孔隙级数据和颗粒大小分布数据。上述每一种规模都影响到最终的油藏模型。

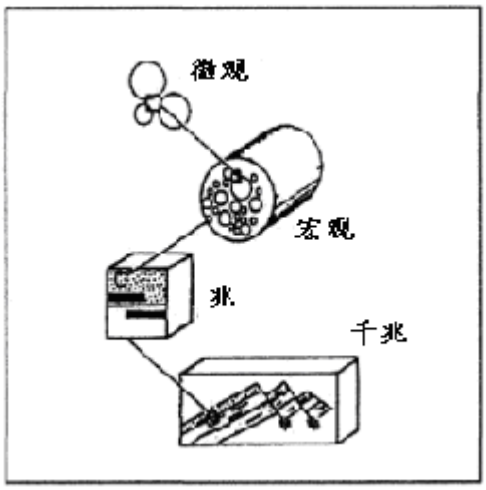

图 11-2 油藏规模(据 Haldorsen 和 Lake，1989 年)

11.2 综合规模－流动单元

在各种规模基础上收集的所有信息必须综合成单一、全面、一致的油藏描述。对不同规模下获得的数据进行综合是一个困难的问题，它经常涉及到“比例放大”问题[参照 Oreskes 等，1994 年]。试图使两种不同规模获得的数据相关联是比较困难的。例如，渗透率通常是通过不稳定压力试井和岩心分析获得。然而，由于涉及到两种不同的测量规模，所以这两个渗透率表现得可能并不相关。比例放大问题的一个重要任务就是提高对不同规模测量参数的认识。过分集中于油藏模拟过程中的一个或多个方面的细节，在模型研究上可能使基本的油藏概念模糊。在一幅“大比例图形”的内容中综合利用各种数据的方法之一是应用流动单元的概念。

流动单元定义为“按照地质特性和岩石物理性质细分的岩石体积，并且通过流动单元影响流体的流动”(Ebanks，1987 年)。表 11-1 列出了典型的地质特性和岩石物理性质。Slatt 和 Hopkins[1990 年]在一篇论文中提到了流动单元概念的典型应用。

表 11-1 确定流动单元所需的典型性质

地质特性	岩石物性
结构	空袭度
矿物学	渗透率
沉积构造	压缩系数
分界层	流体饱和度
不渗透隔层	

模拟中的油藏体积被细分成一系列典型的单元体积(REV)。REV 的概念与流动单元概念不想同。正如地质特性和岩石物性数据所描述的一样，流动单元是具有相似流动特性的储层相邻的部分。文献中提到了几种流动单元的确定技巧，例如 Gunter 等[1997 年]用的修正 Lorenz 曲线。

修正 Lorenz 曲线技术的简化形式是通过绘制累积流动能力随深度的变化曲线来确定流动单元。累积流动能力 F_m 表示为：

$$F_m = \text{累积流动能力} = \sum_{i=1}^{m} k_i h_i \Big/ \sum_{i=1}^{n} k_i h_i;\ \ m = 1, \cdots, n$$

其中 n 是总的储层层数。层数按照从最浅层 $i=1$ 到最深层 $i=m$ 计算，计算累积流动能力 F_m 的深度表示为

$$Z_m = Z_0 + \sum_{i=1}^{m} h_i$$

其中 Z_0 指从基准面到第一层顶部的深度。流动单元在曲线图上表现为一条具有特定斜率的直线。斜率变化，表示从一个流动单元变化到了另一个流动单元，如图 11-3 所示。在图 11-3 中，直线斜率分别在深度 36 英尺、76 英尺、92 英尺、108 英尺、116 英尺、124 英尺、140 英尺、152 英尺和 172 英尺处发生改变。最大斜率出现在 108 英尺与 116 英尺之间，对应的是一个高渗透率带。紧接着大约在 120 英尺处是一个低渗透率带。

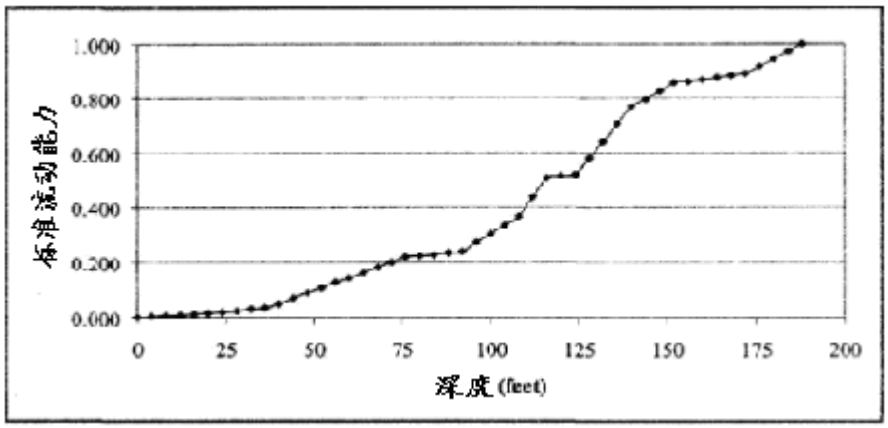

图 11-3 确定流动单元

流动单元通常包含一个或多个 REV。相反，REV 是体积单元，它大到足以提供具有统计意义的参数平均值，这些参数用来描述密封体积中的流

体流动；而小到足以提供有意义的基本流动方城的数值近似值(参照 Bear，1972 年)。正如 Fayers 和 Hewett[1992 年]所述，“能在每个规模平均性质固定不变的条件下，用相对较少的 REV 类型描述油藏，这多少是一种符合实际的行为。”

流动单元概念是由地质科学家提出来的一种用于管理不断增大的数据库的行之有效的方法。地质科学分析上的逐渐改进给出的详细资料超出了模拟研究人员所能用到的资料。甚至于现在使用 100,000 到 1,000,000 网格节点的模型，模拟研究人员也用不完由计算机基本地质模型提供的所有信息。该地质模型通常都要超过 1,000,000 个网格节点。将详尽的地质模型粗化成具有代表性的流动单元仍然是很必要的。

对于一幅大比例图形的了解，即使是一个简单的示意图，对于证实某个模型中被量化的概念也是一种有价值的资源。Richardson 等人[1987 年]概述了几种常见油藏模型类型：深水扇、富砂三角洲、与三角洲坝相对应的三角洲河道等。其示意图说明了储层在一系列具体的假设下看起来像什么。如图 11-4，该示意图是一个确保不同学科的工作人员共享相同的油藏概念的好工具，而且示意图是一个增进交流的简便的视觉辅助工具。在许多情况下，尤其是一些相对较小的油田，油藏最好的图形可能仅仅是个定性的图形。当进行更详尽的研究时，在油藏概念行示意图中可以通过量化诸如总厚度等参数使定性图形升级。

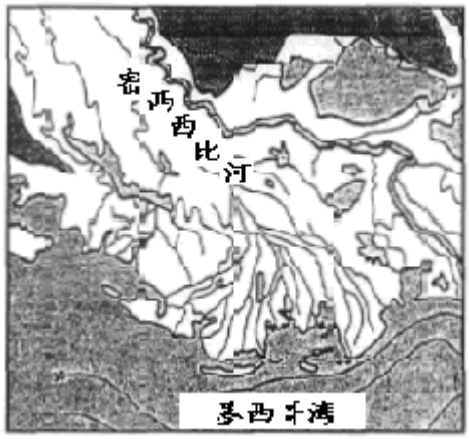

图 11-4 密西西比三角洲

通过将模型与油田开发史进行拟合，可以获取动态模型的可信度。历史拟合和模型有效性检验将在后面章节中进行更详细的讨论。作为一项技术原则，当从油田获得更多数据后，应该对模型进行更新。在实际应用中，模型的更新频率取决于模拟资料对整个模拟的重要性。

11.3 地质统计实例研究

应用适用于油藏模拟的格式进行油藏描述，首先是根据控制点，例如井，收集数据。做完这些之后，数据就可以图形化、数字化。最终的数字化图成为油藏模拟输入数据的一部分。

上述做等值线图的步骤正在改变。做等值线就是将油藏参数如油层厚度和孔隙度按空间进行分布。油藏参数的空间分布是油藏描述过程的一个基本方面。目前形成了两种在空间上分布油藏参数的方法：地质统计学和地球物理学。

许多建模人员将地质统计学看成是建立精密油藏流动模型的一种方法[参照 Lieber，1996 年；Haldorsen 和 Damsleth，1993 年；Rossini 等，1994 年]，尽管综合油藏表征是一个统计结果。相反，通过油藏地球物理获得的

信息正在提高我们定性认识井之间联系的能力。这两种方法是相互排斥还是相互补充呢？这一部分将给出一个实例研究，来论证关于地质统计学的几个观点。油藏地球物理学实例研究将在下一章给出。对这些研究进行回顾能帮助你确定对于一种特定的应用，哪种方法是适用的。

采用地质统计油藏描述进行全油田模型研究的一个实例是俄克拉荷马州 N.E.Nash 单元的油藏管理研究[Fanchi 等，1996 年]。该研究的目标是建立一个能用于识别该油田未波及部分的全油田油藏模型。根据该油田的生产历史，我们知道已经有几口井见水。设计该研究的目的是寻找能经济地钻加密井的地方。

N.E.Nash 单元有一从北向南的倾斜构造，Misener 砂岩油藏上方是 Woodford 页岩层，两翼是 Sylvan 页岩，下面是 Viola 石灰岩。Viola 石灰岩可向 Misener 砂岩提供底水支持。

该研究的主要任务之一是测绘 N.E.Nash 单元。绘制了两套图：一套是常规手绘图，另一套是根据该油田地质统计分析绘制的图。手工绘图相当于使用独立描述的确定性方法，而地质统计图相当于油藏的随机映象。

地质统计分析使用 42 口井作为控制点，计算构造顶深、总厚度、净毛比和孔隙度。孔隙度和岩心渗透率之间的交会图提供了由孔隙度计算渗透率的关系。通过这些数据可以作出方向半方差表(表 11-2)用于描述个参数空间连续性。半方差图表示参数变化是距离和方向的函数。作为地质统计学的一个详细技术讨论，可以参照文章(Isaaks 和 Srivastava[1989 年])。Hebert 等[1993 年]已经发布了一些于 BOASTⅡ相兼容的地质统计学软件。

表 11-2 半方差模型

目标：用半方差函数$\gamma(h)$模拟数据的空间相关性

半方差函数 $\gamma(h)=\frac{1}{2N(h)}\sum_{i=1}^{N(h)}\left[Z(x_i)-Z(x_i+h)\right]^2$	
$Z(x_i)$	在点 x_i 处的空间分布属性值，如
h	空间向量或数据点 x_i+h 与数据点 x_i 之间的“相差”距离。“相差”h 是一个向量有长度和方向。
$N(h)$	被向量 h 粗略分开的数据对的数目

比较两套图，手绘图比地质统计图更均匀化。地质统计图展现了手工绘图所显示的总的趋势，但包含更多局部变化。这并不奇怪，因为地质统计绘图会产生额外的非均质性。

最终的图是根据管理侧重点选择的，即最大限度地减小油田边部钻干井地风险，在剩余生产井见水前完成该项研究。地质统计模型能达到这两项标准。地质统计生成地图形中油藏地主要渗流通道比手工绘制地图形中地要窄，并且地质统计的描述在一到两天内可以修正好。

一旦选定了一套图件，历史拟合过程就可开始。矿化度变化这一示综信息有助于识别产水时水的来源。这在确定流动通道时很有价值，因为通道无法由其它方法指示。在一些地区，要用传到率和孔隙度变化来拟合含水率和油藏压力。

在 N.E.Nash 研究中使用的地质统计描述是一独立的描述。之所以选择它是因为它满足了以前体积和物质平衡研究给出的条件。如果这些条件无法获得或不太可靠(在油田开发早期有可能发生)，地质统计研究将要求使用多重描述来表征油藏。这就提出了需要多少描述的问题。

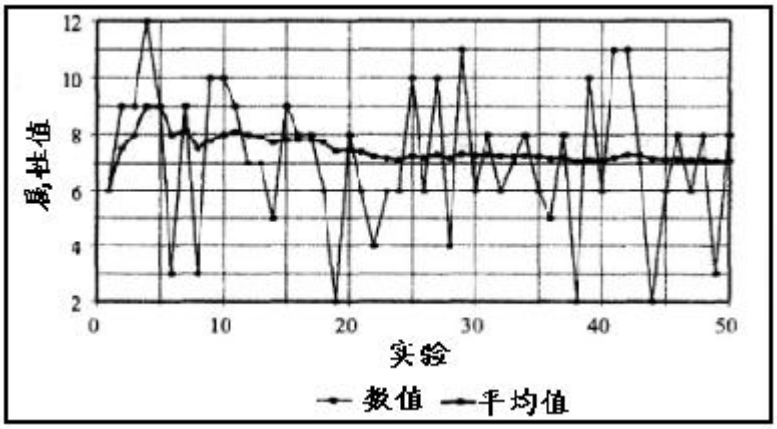

图 11-5 连续平均值

图 11-5 显示了一个离散概率分布中的随机抽样。图中还画出了连续的平均值。图中表明在完成至少 20 次试验后，连续平均值才趋于稳定，或者趋近一个常数。如果每个描述都需要历史拟合，这是个大数目的描述。实际上，在多数情况下，这么大数目的描述是不能接受的，因为要花费太多时间进行历史拟合。

多重描述也会使那些对模拟过程了解不深入的人感到迷惑，因为他们对油藏还没有一个整体认识。另一方面，使用多重描述使我们能够量化我们知之甚少的全油田空间分布的属性的不确定性。表 11-3 总结了地质统计学的优点和需关注之处。关于如何从一套地质统计描述中选择一个或多个描述用于历史拟合，并无确定的程序。其中一个程序是由 Rossini 等[1994 年]提出的。油藏地质统计学在多学科研究中的应用由 Wang 等[1998 年]提出。

表 11-3 地质统计学

优　　点	需关注的问题
◆真实性 ◆量化不确定性因素	◆多重描述的花费和迷惑性 ◆历史拟合仍需考虑模型的不连续性，例如窜流

	◆由于随机产生的非均质性等因素，历史拟合变得更加复杂

练习

练习 11.1 (A)运行 EXAM1.DAT，记录最终时间，最终压力和初始油的体积。

(B)在 EXAM1.DAT 中对油藏体积乘以 0.5，10 和 100。使用可变网格块大小(参照章节 24.1.1)。能够完成该项工作。做一个表记录每种方案的最终时间，最终压力和初始油体积。

(C)体积的变化作为时间的函数如何影响动态模型的压力？

练习 11.2 重复 11.1，不过要用章节 24.1.2 给出的修正方法对网格维数进行修正以使体积发生变化。

练习 11.3 掷一对骰子 50 次，记录结果。通过每次掷完后新的平均值计算一组连续平均值。每掷一次画出连续平均值。在平均值稳定(或者平均值趋近于一个常数)前需要掷多少次？

第 12 章 油藏构造

为了确定大规模的油藏构造，使用符合信息源需要的几种方法可以推知油藏实际的大小和形状。下面就来简单叙述这些信息源。

12.1 千兆规模

在诸如 Ausburn 等人.[1978 年]、McQuillin 等人.[1984 年]、Sheriff[1989 年]及 Dorn[1988 年]的著作中所涉及的地震测量提供了许多千兆规模的数据，这些数据能够直接用来描述油藏。在历史上，地震分析法，作为确定油藏

构造大小的一种方法，已经首先引起人们的兴趣。最初，人们认为地震数据不能够详细，不能解决油藏构造的问题。但是随着四维地震监测和油储地球物理学的出现，使得人们的观点发生了变化(例如，见 Richardson，1989 年；Ruijtenberg 等人.，1990 年；Anderson，1995 年；He 等人.，1996 年；Johnston，1997 年；Fanchi 等人.，1999 年)。因此，在油藏管理方面的文章中也应该介绍一些基本的地球物理概念。

地震波是由震源，如爆炸，通过地壳传播的振动，这种振动遇到反射面便会发生反射，反射到探测器上，如一台检波器。图 12-1 所示为地震道，每一个地震道代表一个由探测器接受到的信号。地震反射波在在具有不同声阻抗的两个区域之间的反射界面上会发生振幅的变化。

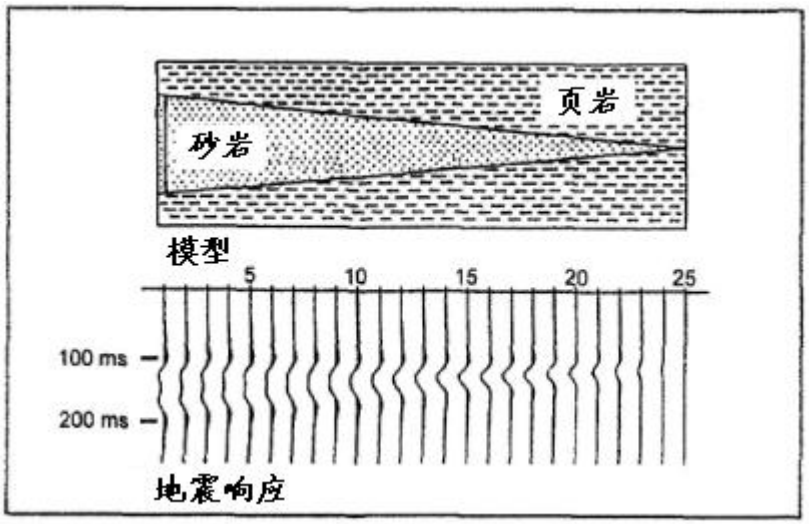

图 12-1 楔形砂体的地震道(Ruijtenberg，1990 年，SPE)

声阻抗是一种基本的地震参数。其定义为 $Z = \rho V$，其中 ρ 是介质的体积密度，V 是介质中的纵波速度。图 12-2 阐明了地震波速度与不同岩石类型的体积密度之间的相关关系。对岩石性质和它们之间的相关性的进一步讨论在文献中可以找到，如 Schon，1996 年。

声阻抗的变化会引起声波的反射。根据声阻抗的变化，反射系数可以定量

描述反射声波的能力。在两个相邻层的界面上，利用声阻抗定义反射系数 R 为

$$R=\frac{Z_2-Z_1}{Z_2+Z_1}=\frac{\rho_2V_2-\rho_1V_1}{\rho_2V_2+\rho_1V_1}$$

其中下标 1 和 2 分别表示两个相邻的层位。

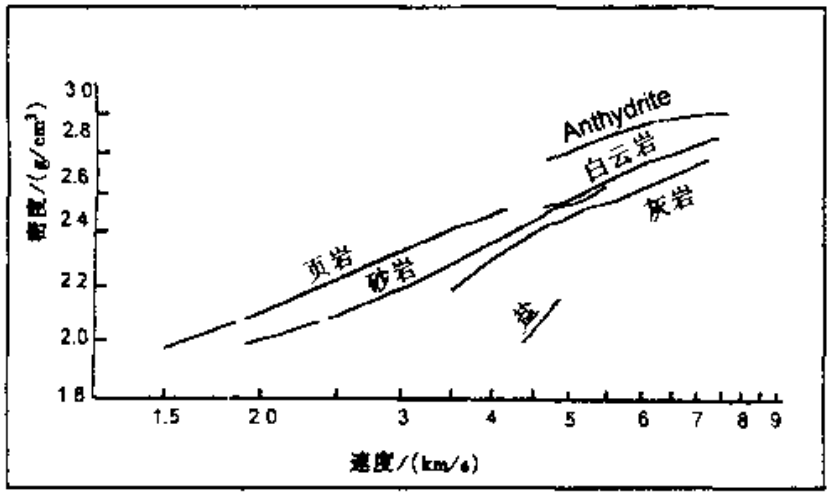

图 12-2 地震波速度与岩石体积密度曲线

表 12-1 给出了典型的地下界面其反射系数的大小。砂岩/灰岩界面处其反射系数值可能相对较小。除了反射系数外，还可以定义透射系数，它可以定义为负的反射系数。

表 12-1 典型的反射系数

界　面	反 射 系 数
砂岩在灰岩上面	0.040
灰岩在砂岩上面	-0.040
洋　　底	0.11(软)到 0.44(硬)

当波遇到声阻抗的变化时，或者是因为波从一个介质向另一个介质传播时其纵波速度发生变化时，或者是因为介质的体积密度不同时，就会产生非零反射系数。如果声阻抗的变化足够大，在表面就能测得反射波。这就是

气体在地震数据上显示亮点的原因，也即流体的密度存在大的变化。与此相反，使用地震测量法很难观测到油水接触面的存在，这是因为油水两相之间的差异相对较小，从而导致声阻抗的变化较小。

地震道绘出地震振幅与双向传播时间的比较，或地震振幅与从震源到接收器地震波传播所花费的时间之间的比较。地震数据处理过程中的关键问题之一是确定时/深转换。走时数据到地层深度之间的转换需要与已知的每一个地质分层有关的速度，或者根据波随时间的发展所推断出的速度值。当将时/深转换应用于地震数据时，它会改变与相邻道有关的地震振幅的相对深度。

图 12-3 表示了地震波振幅与波长之间的关系(de Buyl 等人.，1988)，图中的声波测井响应还说明了地震振幅与声波测井之间的关系。当我们将地震数据应用于油藏描述时，声波测井被用来校正地震数据。图 12-3 中地声波测井响应还说明了地质剖面顶和底的界限。

地震波的波长可以定义为波速除以频率，还可以定义为给定介质中的波速乘以波的周期。波的频率是波的能量的一种量度，并且当波从一种介质传播到另一种介质中时其频率保持不变，而波长可能会有不同。

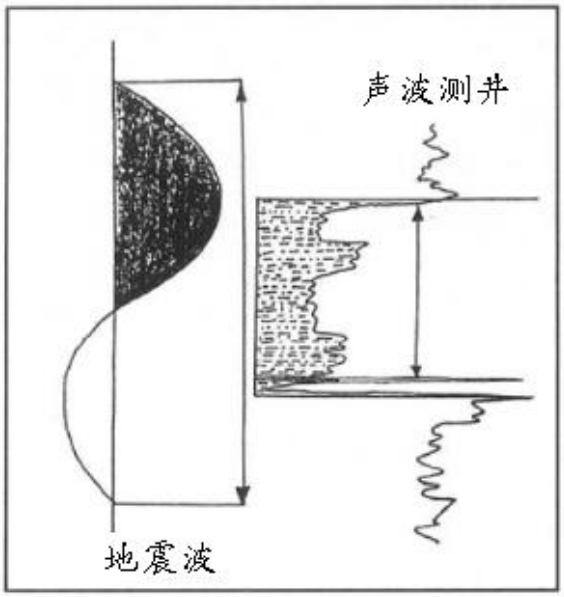

图 12-3 地震波和声波测井响应

当波发生重叠或者叠加时，就会产生如图 12-4 中所示的子波。与子波干扰有关的持续时间记为Δt，子波在介质中的波速为V，当绘制地质资料时间图的一个道时，周期T为一个子波波幅。波长等于速度V乘以周期T。因此，如果子波周期为$10ms$且在某个特定介质中波速为$5000\,ft/s$，则子波的长度L为 50 英尺。

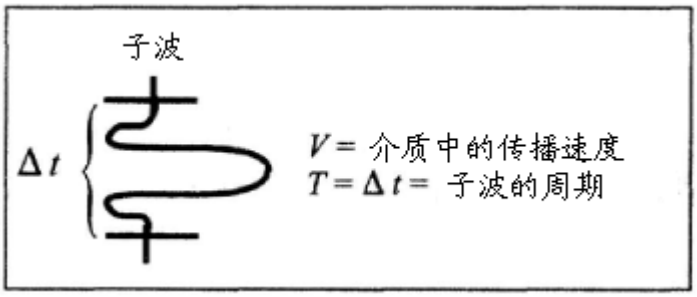

图 12-4 地震子波

如果地震数据有足够的分辨能力能够显示地层的反射边界，那么地震波的振幅对于更为详细地描述油藏物性可能是很有用的。例如，假设某个油藏

区域地孔隙度为ϕ，渗透率为K，有效厚度为h_{net}，原油饱和度为S_o。地震振幅可能与岩石质量(如，Kh_{net}或ϕkh_{net})或原油生产能力(如$S_o\phi kh_{net}$)有关。当地震振幅与一组岩石物性参数相关时，这种相关性可以用来帮助研究区域内井间油藏性质地分布。

图 12-5 a 和 b 示意了在控制点一组值间用两种方法勾绘出的等值线。除非有附加的数据支持图12-5 b中所绘的起伏等值线，否则制图者更喜欢图12-5 a 所示的平滑等值线(Tearpock 和 Bischke，1991 年)。地震对比可以用来校正图 12-5 b 所示的极不均匀的等值线样式。例如，见 de Buyl,等人.(1988 年)，Evans(1996 年)，Blackwelder 等人.(1996 年)，Beasley(1996 年)和 Jack(1998 年)。

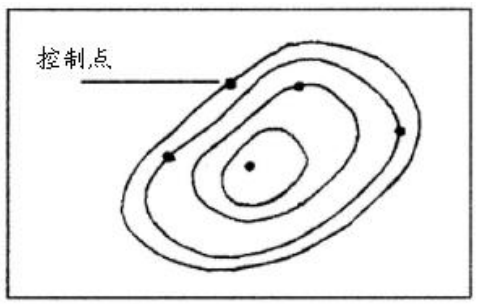

图 12-5 a 平滑的等值线

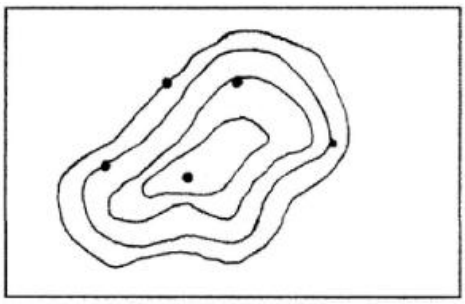

图 12-5 b 起伏的等值线

12.2 兆规模

虽然千兆规模有助于确定油藏结构，但过于粗糙提供设计油田开发方案所需的详细资料。兆规模是我们在建立油藏模型中综合测井和试井数据而形成的规模。表 12-2 阐明了在兆规模层次上从测井数据中所获取的信息类型。表中还包括了每种测井响应最常见的解释。例如，伽马射线响应的高值反映存在页岩，而伽马射线的低值反映存在纯砂岩或碳酸盐岩。据 Brock(1986

年)所论述，需要将多个测井工具结合起来才能最大程度的减小测井解释中的多解性。

表 12-3(引自 Kamal 等人.，1995 年)阐明了在兆规模层次上从试井数据中所获取的信息类型。表中还说明了与各类试井所对应的阶段。随着项目的发展，有必要进行各种试井。这些测试可以加深工作人员对油田的认识，还能促进从单井到油田管理上的一些改变。关于试井分析的其他信息在文献 Matthews 和 Russell(1967 年)，Earlougher(1977 年)，Sabet(1991 年)中有所论述。

表 12-2 和 12-3 示例了收集兆规模信息的多种方法。技术上的进展将定期地补充进不稳定试井和测井工具列表中(例如，见 Kamal，1995 年；Felder1994 年)。在许多情况下，资金预算试控制测试类型和次数地决定因素。

表 12-2 测井响应

测井曲线	变 量	响 应
伽马射线	岩石类型	利用放射性识别页岩 ◆ GR 值高⇒页岩 ◆ GR 值低⇒纯砂岩或碳酸盐岩
电阻率	流体类型	测量地层水的电阻率 ◆ 电阻率高⇒烃 ◆ 电阻率低⇒盐水
密 度	孔隙度	利用康普顿散射伽马射线测量电子密度，它与地层密度有关。通过与岩石或液体相比较，可以识别低密度的气态烃。 ◆ 响应值低⇒气态烃含量低 ◆ 响应值高⇒气态烃含量高
声 波	孔隙度	测量介质中的声速。声波速度在岩石中比在流体中要快。 ◆ 走时长⇒低速度⇒大孔隙空间 ◆ 走时短⇒高速度⇒小孔隙空间

中　子	氢含量	快中子经碰撞产生热能而变慢。热中子被原子核俘获，然后就发出可以探测得到的伽马射线。注意：氢对热中子有较大的俘获截面，有利于识别气体。 ◆ 响应大⇒氢含量高 ◆ 响应小⇒氢含量低
自然电位	渗透层	测量与离子运动有关的电位 ◆ 响应低⇒非渗透的页岩 ◆ 响应高⇒渗透层

表 12-3 由不稳定试井获取地油藏特性

试　井　类　型	性质	开发阶段
钻 杆 试 验	油藏动态、渗透率、表皮效应、裂缝长度、油藏压力、油藏界限、油藏边界	勘探和评价井
反复地层测试/多层测试	压力分布图	勘探和评价井
压 降 试 井	油藏动态、渗透率、表皮效应、裂缝长度、油藏界限、油藏边界	一次、二次和三次开采
压力恢复试井	油藏动态、渗透率、表皮效应、 裂缝长度、油藏压力、油藏界限、油藏边界	一次、二次和三次开采
系 统 试 井	地层破裂压力、渗透率、表皮系数	二次和三次开采

(注水井)压降试井	在各种驱替带地流度、表皮效应、油藏压力、裂缝长度、驱替前缘位置、储层范围	二次和三次开采
干扰和脉冲试井	井间连通性、油藏动态类型、孔隙度、井间渗透率、垂向渗透率	一次、二次和三次开采
多层油藏试井	单层性质、水平渗透率、垂向渗透率、表皮系数、平均单层压力、外边界	贯穿油藏整个开发过程

12.3 利用地震数据进行油藏描述

油藏地球物理学具有描述井间重要油藏参数的潜力，但是这一潜力是有局限性的。在讨论这些局限性之前，让我们首先研究如何使用油藏地球物理学，并回顾一个了解此潜力的例子。

油藏地球物理学方法要求将地震数据和油藏属性进行对比。通过绘制地震数据和油藏属性的交绘图可以找出它们之间的相关关系。下面列出了一些相关关系：

- 地震振幅与岩石性质的关系
  - 岩石性质＝kh_{net}，ϕkh_{net}
- 地震振幅与产油能力(OPC)的关系
  - $OPC = S_O \phi kh_{net}$
- 声阻抗与孔隙度的关系

如果能找到统计学上很重要的相关关系，就可以将之用于引导井间油藏性质的分布。理想情况下，性质分布过程将维持各井的油藏性质。

De Buyl 等人.(1988 年)曾使用油藏地球物理学预测了两口井的油藏性

质。他们将通过测井获得的性质与通过地震控制的性质(例孔隙度)相关联，然后再将关联的结果用于分布性质。利用地震控制的分布结果所绘制的图比利用测井测得性质所绘制的常规图更具非均质性。与地质统计学不同，附加的非均质性是通过从概率分布取样获得的，而基于地震控制分布基础上的非均质性指的是通过直接观察确定的油藏性质的空间变化，尽管这种观察是在解释地震数据的基础上作出的。

表 12-4 是一成功运用油藏地球物理技术的例子。该表对两口井的实际油藏参数值和使用测井与地震数据所预测的值进行了对比。De Buyl 等人.(1988 年)作的这项工作值得注意，因为它科学地测试了地震法：先用地震法作出预测，然后再用测量值来评价其有效性。在这个特别的例子中，基于地震控制性质的油藏描述与仅基于油井数据的油藏描述相比，提供了更为精确的油藏性质预测。

表 12-4 利用地震数据和油井数据对新井的预测

(de Buyl 等人. 1988 年)

井		测量值	地震预测值	井数据预测值
I	油藏顶深/m	-178.0	-175.0	-181.0
	总孔隙度/%	15.0	15.5	15.4
	有效厚度/m	1.78	1.53	1.96
J	油藏顶深/m	-182.0	-179.0	-174.0
	总孔隙度/%	13.9	10.6	8.0
	有效厚度/m	1.08	1.05	0.15

尽管油藏地球物理仍在发展中，我们还是能对这个新出现的技术的相对价值作出一些评述，表 12-5 总结了油藏地球物理的优点和不足之处。

表 12-5 油藏地球物理

优　点	缺点
◆ 能“观察”井间情况 ◆ 独立的描述增进了 ➢ 交流 ➢ 理解	◆ 数据采集和分析的费用高 ◆ 使用的有限性 ◆ 若无敏感性分析，无法判断描述的有效性

为了说明油藏地球物理学应用的局限性，我们将 WINB4D 中的油藏地球物理算法用来研究一个假想的油藏系统，在这个系统中我们希望看到地震性质(一段时间内油田动态的函数)的变化。尤其是研究一个含水侵的倾斜气藏。图 12-6 显示了气藏的网格，该气藏的原始气饱和度为 70%，原始束缚水饱和度为 30%，原始纵横波速比(V_p/V_s)为 1.684。随着气藏的开采，一个下倾的水层会提供压力支持和水侵。

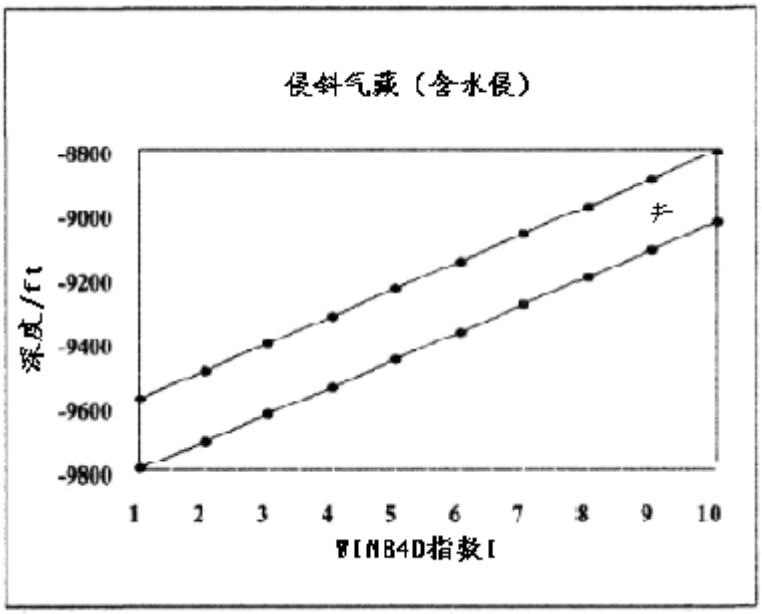

表 12-6 倾斜气藏的剖面图

图 12-7 是一$S_{gr}=0\%$的系统经过一年有地层水入侵的衰竭式开采之后的情形。气饱和度的改变表明存在地层水的入侵。流体含量的改变导致了流体

体积模量的变化。结果，在气藏水淹的部分纵横波速比V_p/V_s发生了明显地变化。

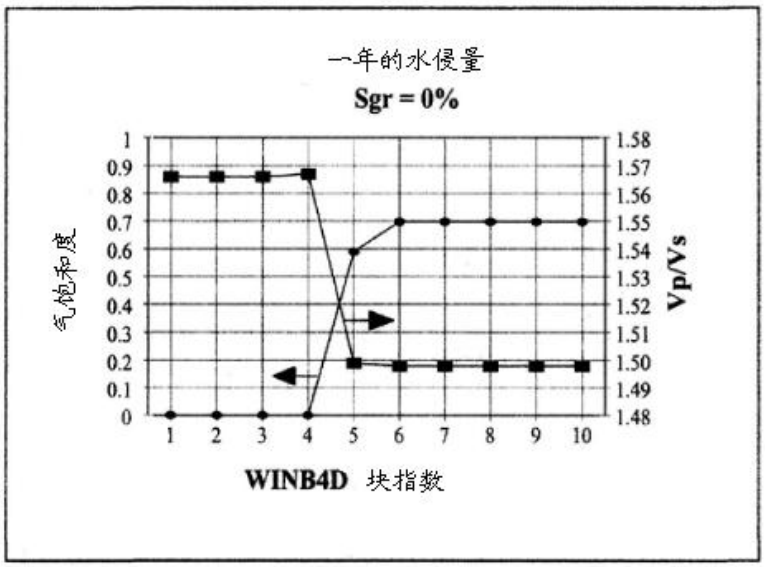

图 12-7 $S_{gr}=0\%$时的气藏动态

如果我们将束缚气饱和度改为 3%然后重新运行上面地例子，得到地结果如图 12-8 所示。因为少量气体的存在使系统的压缩系数有了明显的改变，我们不再能观察到V_p/V_s发生较大的变化。

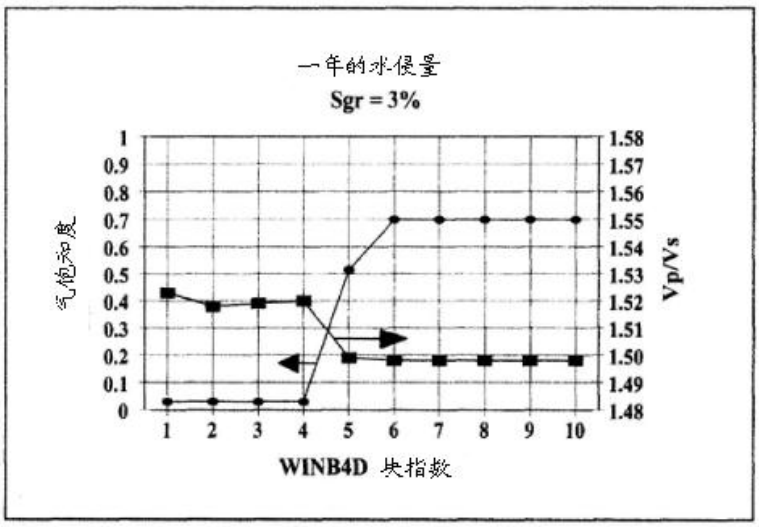

图 12-8　$S_{gr}=3\%$时的气藏动态

延时地震成像法或四维地震法可以用于这个假设的例子来跟踪侵入水的移动，但因为在未侵入带存在少量的气体使得探测气－水界面的难度增加。基于像 WINB4D 中算法的四维地震动态计算能够预测四维动态响应(Fanchi，1999 年)，但是在商业模拟程序中这样的算法还没广泛使用。

虽然在预测技术发展上还存在着一定的风险，但是通过外推工业界正在进行的研究活动来推断技术发展趋势还是可能的。例如，Thakur(1996 年)曾经写到：数据管理和学科融合将在未来的油藏模拟中扮演越来越重的角色。许多模拟人员都相信随着越来越多的地震和地质资料纳入到 3-D 模型中，将产生学科的融合。(He 等人，1996 年；Kazemi，1996 年；Uland 等人，1997 年)。

练习

练习 12.1 地震参数：EXAM11.DAT 给定的数据是双层气藏的横截面模型，该气藏经历了一次采油，下层水淹。

(A) 运行 EXAM11.DAT，求出原始含水饱和度S_w，纵波速度V_P，反射系数 *RC* 和在$K=2$(下层)的单元$I=1$中纵波速度与横波速度之比V_P/V_S。

(B) 使用第 25 章第 1 节中提供的资料激活图形 IVPMAP，IRCMAP 和 IVRMAP。在运行结束后记录下S_w，V_P，*RC* 和在$K=2$(下层)的单元$I=1$中的V_P/V_S，注意：水进入地层时的变化。

练习 12.2 若设临界气饱和度为 0，重复练习 12.1。在气饱和度为 0.03 时通过设置气体的相对渗透率为 0.01 可以得到该值。

练习 12.3 若设颗粒的体积模量 K_G 与框架的体积模量 K_B 相等，重复练习 12.1。使用方程(27.13)解释你的结果。

第 13 章 流体性质

在油藏模拟程序中，必须量化油藏流体的性质。在某些情况下，油藏模拟程序的使用范围是根据利用模拟程序进行模拟的流体的类型确定的。因此，研究在商业油藏环境中流体的一般类型是有必要的(例如，见 Pedersen 等人，1989 年；Koederitz 等人，1989 年；McCain，1973 年和 Amyx 等人，1960 年)。

13.1 流体类型

下表给出了原油中元素成分的估算值(质量)：

碳	84％-87%
氢	11％-14%
硫	0.6%-8%
氮	0.02%-1.8%
氧	0.08%-1.8%
金 属	0%-0.14%

从上表中可以看出流体中烃类含量占优。因为存在分子的相对稳定度，故最常见的烃分子是石蜡、环烷烃和芳香烃。石蜡属于饱和烃，即其碳原子之间为单键，如甲烷和乙烷，它们的化学分子通式为 C_nH_{2n+2}。环烷烃是具有环形结构的饱和烃，如环戊烷，它们的化学分子通式为 C_nH_{2n}。芳香烃是具有环形结构的不饱和烃，在其碳原子之间具有多键，如苯。这种独特的

环形结构使芳香烃具有相对稳定性和惰性。

一般纯物质的 PVT 曲线显示相态为一压力、体积和温度的函数。油藏工程师所关心的流体性质的类型能够在压力－温度(P－T)相态曲线上显示出来，如图 13-1 所示(Craft 等人，1991 年)。大多数油藏流体在地下并不表现出明显的温度效应，可是厚砂层中的凝析油藏可以显示出成分梯度，该梯度的存在引起了因油井射孔深度的不同，其产出物组分的差异。

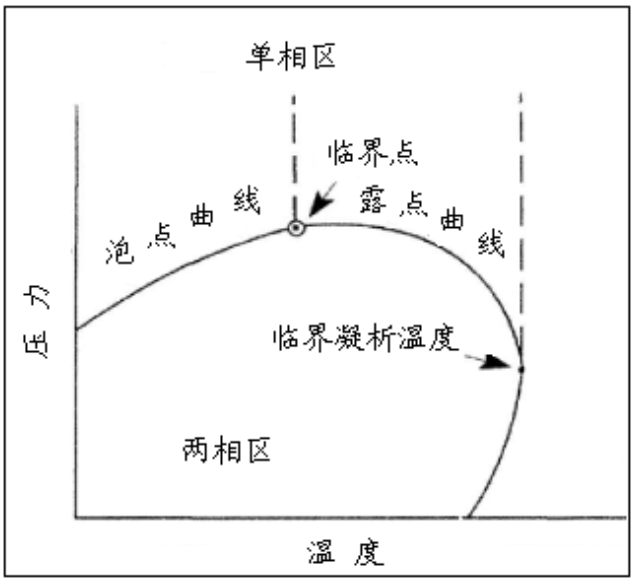

图 13-1 P-T 曲线

P-T 曲线包括单相和两相区，分割单相和两相区的曲线称为相态包络曲线。黑油区是把单相与两相区分割开的泡点曲线之上的低温、高压区。在单相区中如果我们考虑压力且让压力沿温度向临界点升高的方向向图的右边移动，我们就能得到挥发油。当温度在临界点之上，临界凝析温度之下时，油藏流体呈凝析油状态。临界凝析温度代表气、液两相并存时流体的最高温度。当油藏温度大于临界凝析温度时，我们所遇到的是纯气藏。表 13-1 对这些流体的类型作了一个总结。注意：分离器的气油比(GOR)可以用来指示流体类型。

表 13-1 经验方法判定流体类型

流体类型	分离器的气油比 ($MSCF/STB$)	油藏中压力递减特性
干　气	没有地面液体	滞 留 气
湿　气	>100	滞 留 气
凝析油	3-100	气态有液体析出
挥发油	1.5-3	液体中有较多气体
黑　油	0.1-1.5	液体中有一些气体
重　油	～0	气体忽略不计

让我们研究一下这样一个油藏：与单相黑油区有关的在某一温度和压力下含烃的油藏。如果在油藏温度恒定的情况下压力下降，则油藏压力逐渐越过泡点压力曲线从而进入油-气两相区。与此相似，若从单相凝析油处开始，令温度恒定，压力下降，则油藏压力将越过露点压力曲线进入两相区。此时，游离液体会从凝析气中析出。一旦有液体析出，开采起来就很困难了。一种开采方法就是干气循环法，但实际上其采收率大大小于 100％。如果我们把压力降得更多，就可能出现某些烃组分的反转凝析。

P-T 曲线也可用于描述井筒内温度和压力的变化。如果井内有液体流出，液体是由相对较高的油藏温度和压力环境向相对较低的地表温度和压力环境流动。最终，我们经常看到油藏中的单相液体在到达地表是变成了两相。

图 13-2 是一个四种流体类型的两相包络线相互比较的 P－T 曲线图。油藏流体能够从一种流体类型变化为另一种流体类型取决于该油藏的开采方式。一个好的例子就是将干气注入黑油油藏，干气的注入增加了黑油中低分子组分的相对数量。而在 P-T 曲线上表现为随着低分子量组分相对数量的增加，两相包络线发生逆时针旋转。与此类似，若将干气注入凝析油中

能够使相包络线由一种流体类型转换成另一种。因此，油藏开采方式对于流体动态有十分重要的影响。

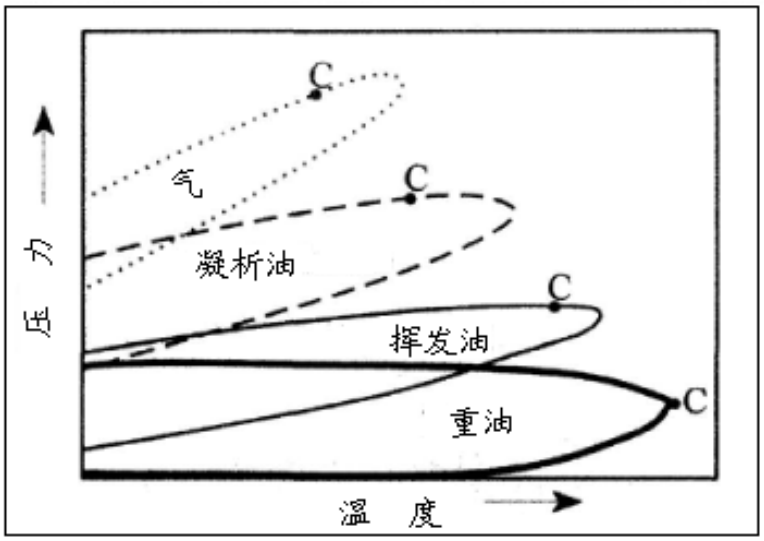

图 13-2 不同流体类型的典型两相 P-T 包络线

表 13-2 显示了典型流体类型的不同组分。干气通常只包含低分子量组分。凝析油开始增加高分子组分含量，挥发油持续增加高分子组分含量。随着高分子组分的增加和低分子组分的减少逐渐产生了黑油。如果我们监测甲烷(C_1)含量，我们会发现随着由干气到黑油流体的变化，C_1 的含量有减少趋势。

表 13-2 典型原油流体类型的摩尔组分(Pedersen 等人，1989 年)

组　分	干　气	凝析气	挥发油	黑　油

N_2	0.3	0.71	1.67	0.67
CO_2	1.1	8.65	2.18	2.11
C_1	90.0	70.86	60.51	34.93
C_2	4.9	8.53	7.52	7.00
C_3	1.9	4.95	4.74	7.82
$iC_4 + nC_4$	1.1	2.00	4.12	5.48
$iC_5 + nC_5$	0.4	0.81	2.97	3.80
$iC_6 + nC_6$	$C_{6+}: 0.3$	0.46	1.99	3.04
C_7		0.61	2.45	4.39
C_8		0.71	2.41	4.71
C_9		0.39	1.69	3.21
C_{10}		0.28	1.42	1.79
C_{11}		0.20	1.02	1.72
C_{12}		0.15	$C_{12+}: 5.31$	1.74
C_{13}		0.11		1.74
C_{14}		0.10		1.35
C_{15}		0.07		1.34
C_{16}		0.05		1.06
C_{17}		$C_{17+}: 0.37$		1.02
C_{18}				1.00
C_{19}				0.90
C_{20}				$C_{20+}: 9.18$

13.2 流体模拟

一般来说，状态方程是模拟流体动态的最好方法。表 13-3 列出了在商业组分模拟软件中使用的部分三次状态方程(EoS)。除了压力(P)，体积(V)和温度(T)之外， EoS 还包括气体常数 R 和一些列校正参数$\{a,b\}$，这些参

数可能是温度的函数。表 13-3 中的 *EoS* 之所以称为“三次”是因为该方程是由压缩因子 $Z = PV / RT$ 而产生的三次方程。若 $Z = 1$，则是理想气体。

在许多情况下，状态方程对于表示流体性质很有用。例如，假设我们想模拟一个混合开采系统，它具有多个流体类型的多个油藏。由于黑油模型尚不能提供精确表示流体特性的模型，因此这种情况下最合适的模型是组分模型。

表 13-3 三次状态方程举例

Redlich-Kwong	$P = \dfrac{RT}{V-b} - \dfrac{a/T^{1/2}}{V(V+b)}$
Soave-Redlich-Kwong	$P = \dfrac{RT}{V-b} - \dfrac{a(T)}{V(V+b)}$
Peng-Robinson	$P = \dfrac{RT}{V-b} - \dfrac{a(T)}{V(V+b)+b(V-b)}$
Zudkevitch-Joffe	$P = \dfrac{RT}{V-b(T)} - \dfrac{a(T)/T^{1/2}}{V[V+b(T)]}$

最常见的油藏流体模型是黑油模型和组分模型。黑油模型是基于这样一种假设：两种相态的烃(油和气)的饱和相特性只取决于压力。组分模型也是假定存在两种相态的烃，但它还允许模型定义多种烃的组分。黑油模型常认为是具有两种组分的特殊的组分模型，而组分模型常具有 6 到 10 种组分。与此相比较，用于模拟地面设施的模型一般需要 20 种甚至更多的组分。随着所模拟组分的数目的增多，进行组分模拟的费用急剧增加。但是增加的组分有利于更加精确的模拟复杂的流体相态特性。如果将组分模型的结果用于工艺工程模型，通常需要折中处理用于每种用途的组分数。

必须使用状态方程来计算组分模型中的平衡关系。这就需要调校参数，

如表 13-3 中的 *EoS* 参数 $\{a,b\}$。一些回归方法可用于调校 *EoS* 参数，这些方法的不同点在于 *EoS* 参数的选择，这些选择在利用 *EoS* 拟合实验数据的尝试中有所不同。

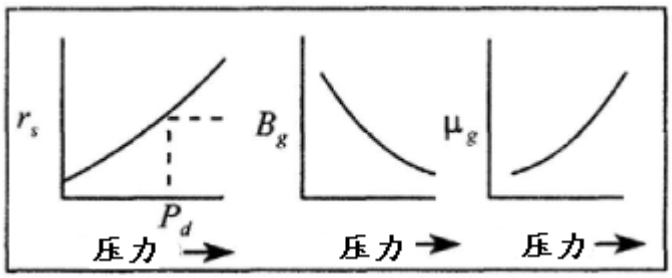

图 13-3 气相特性

图 13-3 和 13-4 显示了黑油模型中气体和油的典型的流体特性。气相特性包含气体的地层体积系数 B_g，气体粘度 μ_g 和产液量 r_s。油相特性包含有的地层体积系数 B_o，油的粘度 μ_o，产油量 r_o 和溶解气油比 R_{so}。饱和和未饱和曲线都只是压力的函数。在饱和压力处相态发生改变，当压力下降到泡点压力 P_b 以下时，单相原油变为两相油气；当压力下降到露点压力 P_d 以下时，单相原油变为两相凝析油。

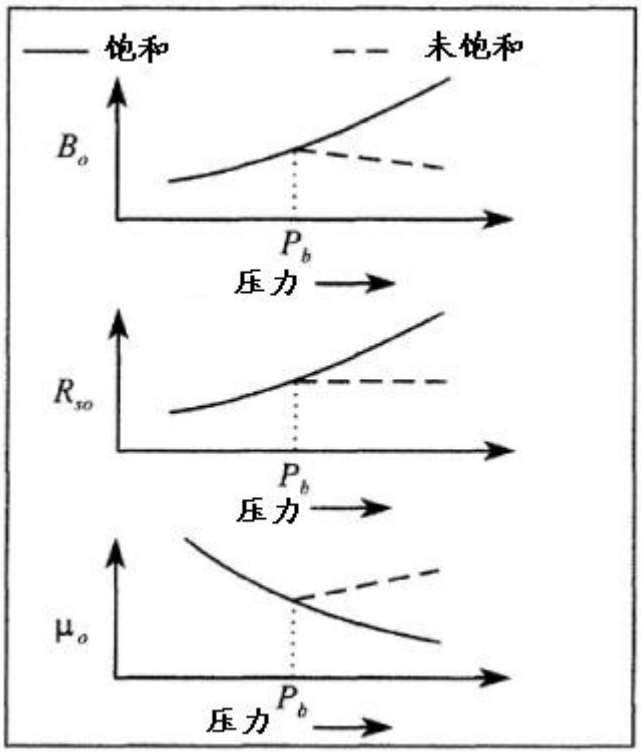

图 13-4 油相特性

当流体性质数据呈光滑曲线时，模型运行的非常有效。曲线上的任何间断都能引起数值化的困难。通常除了一些发生相变的点外，理想流体性质是光滑的压力函数曲线。根据实际经验，有必要绘制 PVT 数据曲线以验证数据的光滑性。大多数模型程序使用倒数 $b_g = 1/B_g$ 内插气体性质来减少气体地层体积系数 B_g 的非线性相关性。

如果将实验中得出的原油性质用于黑油模型，则必须经过校正(Moses，1986 年)。流体在油藏中得流动是一个缓慢的过程，它相当于实验中的压力发生相对小的增量的差分过程。与此相对应，闪蒸过程允许实验中的压力发生相对大的增量。将井筒中的原油采出地表的过程可称为闪蒸过程。当开采原油时，几个压力就可以使原油喷出地表。由于原油在地表的流动与它喷

出地表之前在油藏中的条件有差异，故设计校正原油性质与目前流体的状态相适合。校正会改变溶解气油比和原油的体积系数。第 20 章中以此为例的研究说明了校正的效果。原油性质的校正是十分有意义的。

模拟程序中还必须输入水的性质。理想情况下水的性质应该在生产井水样基础上由动态实验分析测得。如果没有样品，校正对于描述水的状态是十分准确的。

对于某些储层流体，在缺乏可靠的流体数据的情况下，进行校正是十分由必要的。McCain(1991 年)曾评述过利用校正来描述流体性质的技术现状。Levitan 和 Murtha(1999 年)还利用新的校正法估计了泡点压力、地层体积系数、恒温原油压缩系数。

13.3 流体取样

如果流体样品不能充分代表地下流体，那么所有通过实验测得的流体性质和之后所进行的分析都是无用的。流体取样的目的是获得能够代表油藏原始流体的样品。因此，在取样之前需要调整油井。调整的方法是采出井筒内和井筒周围所有的非油藏流体，如钻井泥浆等，直到原始油藏流体进入井筒之后才可在地面或者地下进行取样。

地下取样需要将一压力容器下放到生产层位然后收集流体样品。这一工作一般是通过中途测试完成的，特别是在进入地面设施受限的时候。通常从分离器中采集地面样品既便宜又容易。

如果取得的是地面样品，必须将分离器中的油气样品合在一起恢复地下流体即油藏流体的原始状态。在做这一工作时，必须精确地测量地面流动地数据，特别时气油比。从适当地调整井中地下取样避免了将油气样重新结合地步骤，但是它比避免取样困难且费用更高，并且通常只能提供少量地

流体样品。流体性质数据地有效性依赖于流体取样过程地质量。

练习

练习 13.1 数据集 EXAM9.DAT 模拟含水层地气藏地一次开采。其原始气藏压力约为1947*psia* 。

（A） 在$T=226^{\circ}F$时运行该模型，记录下运行结束时的时间、压力、气率和水率。记录下$P=2015psia$时气体 PVT 表中气体的粘度。

（B） 在$T=150^{\circ}F$时重复步骤 A。

（C） 解释两个模型的差异。在本例中忽略水的性质与温度的关系。

有关 WINB4D 流体性质的输入数据的描述请参阅第 24 章第 6 节。

练习 13.2 数据文件 CS－VC4.DAT 是具有 4 层的垂直柱状模型。层位$K=1,3,4$是生产层，而层位$K=2$是页岩层。数据集是某个原始未饱和油藏一次采油的模型。

（A） 运行 CS－VC4.DAT 三年，观察 4 个层位中气饱和度的变化。你应该能观察到重力分异和$K=3$层气顶的形成。

（B） 通过参考第 25 章和文件 WTEMP.WEL，确定那一些模型层通过井筒射孔出油。

练习 13.3 用下列数据代替 CS－VC4.DAT 中的溶解气油比。运行修正的数据集三年然后将结果与练习 13.2 的结果相比较。

压 力/(*psia*)	溶解气油比 /(*SCF* / *STB*)
14.7	1.0

514.7	54.0
1014.7	105.0
1514.7	209.0
2014.7	292.0
2514.7	357.0
3014.7	421.0
4014.7	486.0
5014.7	522.0
6014.7	550.0

练习 13.4 假设模型两层之间无流体流动(用 0 乘以 Z 方向的传导率)，重新运行练习 13.3 中准备好的数据集。

练习 13.5 当泡点压力降低到500*psia*时运行数据文件 CS－VC4.DAT，观察这样做对溶解气油比和模型动态有何影响？

第 14 章 岩石—流体的相互作用

前面两章讲述了模拟油藏固态结构所需的数据和固态结构内所包含流体的性质。对多孔介质内流体流动进行的小规模实验室测试表明，油藏流体的流动受油藏岩石物性的影响。用相对渗透率、毛管压力等物性参数来模拟岩石和流体之间的相互作用(Collins，1967 年；Dake，1978 年；Koederitz 等人，1989 年)。实验室测试能够提供岩心规模(小规模)的信息，在某些情况下，也能提供微规模的相关信息。这就是本章的重点。

14.1 孔隙度、渗透率、饱和度和达西定律

孔隙度、渗透率和饱和度都可以以从大规模测试(如：测井、试井)中得到，也可以在实验室内直接测得。对比两种不同规模测试所得到的物性参数可以分析物性参数对两种规模的敏感性。理论上，两种规模测试所得到的物性参数应该是一致的，也就是说，测井孔隙度或试井渗透率和实验室内测得的相应的值应该是一致的。但是，在大多数情况下，它们是不一致的。假设测试误差并不是产生这种不一致的原因，这种不一致表明不同规模的测试会影响到物性参数的测定值。例如，描述某一区块平均渗透率的试井渗透率要远远大于实验室内用六英寸岩样测得的渗透率。模拟人员经常不得不就矛盾的数据相对特点作出判断。在历史拟合过程中识别该不确定性的根本原因，这将在随后的章节中讨论。

表 14-1 列出了最常见的油藏岩石类型。在油藏数值模拟中必

表 14-1　常见油藏岩石类型

砂岩	压实的沉积物 密集体
页岩	层状沉积岩 粘土
碳酸盐岩	由化学和生化作用而生成的石 灰岩

须的最重要的岩石物性参数之一是孔隙度。孔隙度是岩石孔隙体积与其外表体积的比值。如果孔隙空间与井是连通的，称之为有效孔隙度；否则称之为无效孔隙度。由沉积作用而直接生成的原始孔隙度称之为原生孔隙度。次生孔隙度是指由于油藏岩石尤其是碳酸盐岩的化学分解而产生的孔隙度的增量。原生和次生孔隙度既有可能是有效孔隙度，也有可能是无效孔隙

度。总孔隙度是指有效孔隙度和无效孔隙度(不连通)之和。

孔隙度的大小取决于岩石的类型，如表 14-2 所示。有两种方法可以直接测孔隙度：实验室内岩心分析和测井。岩心分析得出

表 14-2　不同类型岩石的孔隙度

岩石类型	孔隙度范围(%)	典型孔隙度(%)
砂岩	15~35	25
未固结砂岩	20~35	30
碳酸盐		
•晶粒灰岩	5~20	15
•鲕粒岩	20~35	25
•白云石	10~25	20

的孔隙度更为准确，但是岩样只是油藏的一小部分。并且在取心过程中岩石物性有可能会发生变化。测井可以更大程度地代表油藏，但是得出的结果不准确。为了得到更为理想的结果，可以在测井和岩心分析之间建立起一种相关关系。

达西定律是数值模拟中描述流体流动的基本方程。单相流的达西方程为

$$Q = -0.001127 \frac{kA}{\mu} \frac{\Delta p}{\Delta x}$$

在油田中对上式中变量的定义如下

Q——通过岩心的流量(bbl/day)

A——岩心的截面积(ft^2)

μ——流体粘度(cp)

k——渗透率(md)

P——压力(psi)

x——长度(ft)

达西定律表明，通过岩心的流量和岩心的截面积、Δp 和 Δx 的比值成正比，和流体粘度成反比。公式中的负号表明，流体流动的方向和压力增加的方向是相反的；在水平系统(无重力)中流体从高压点流向低压点。

线性的达西定律是商业模拟器通过近似得到的，多孔介质中的流体流动有其非线性性质，如 Forcheimer 方程所示(Govier，1978 年)。这种非线性在高速流动的气井中更为明显。

渗透率是用来描述在一定的实验条件下某一种流体在某一种介质中流动能力的一个物理常数。如果实验条件发生改变，渗透率也将随之改变。例如，如果计划对一个重力驱替下的油藏进行注水，那么在实验室条件测渗透率时，就需要往含有油气和原生水的岩心中注水。在模拟中用到的渗透率分布曲线和相对渗透率曲线要能正确反映油藏中的过程类型。

渗透率是反映大量孔隙空间的一个统计值。微规模颗粒大小分布的测量表明，渗透率受颗粒大小和形状的影响。渗透率通常随着颗粒的变小而变小。这可以看作是在某一给定的实验条件下描述渗透率的一种统计方法。就此而言，不稳定试井是一种有效测大区块渗透率的方法。尽管渗透率对于流体流动的计算非常重要，但是渗透率及其分布很难精确地测得。如果岩石物性(包括渗透率)和地震振幅之间有着很好的相关关系的话，那么地震资料可以用来帮助确定井间渗透率的分布。

渗透率是有方向性的：也就是说，一个方向上的渗透率可能会大于另一个方向上的渗透率(例如，参见 Fanchi 等人，1996 年)。当设计一个模型时，模拟人员需要考虑渗透率的方向性。原则上，模拟器可以考虑到所有这些影响因素。但是，在实际应用中，许多文献(如：Bear，1972 年；Lake，

1988 年)中讨论到的张量渗透率很少在模拟器中得到反映。一般假设渗透率沿三个正交方向的其中之一成一直线，这三个正交方向为张量的主轴。这个假设隐含了当评估模型结果时应考虑的模型研究过程(参见第 15 章，以及 Fanchi，1983 年)。

在很多情况下，并没有测出垂向渗透率，但一定要估计出来。经验方法是假定垂向渗透率约为水平渗透率的十分之一。在没有可对比的数据时，这是一种合理的假设。

14.2 相对渗透率和毛管压力

油藏数值模拟可以计算作为时间函数的饱和度。首先考虑水驱油的情况。初期，油占据孔隙空间的内部，而原生水则位于亲水油藏岩石的表面。当注水开始时，水通过连通的孔隙空间驱替油。测量的连通度既为渗透率。水驱后留下的油即为剩余油或残余油饱和度。其它多相流也有相似的性质，如：气—油，气—水和气—油—水。在模拟器中，用包括相对渗透率曲线在内的性质来模拟多相流。相对渗透率曲线的饱和度端点除了模拟流体流动性质外，一般用来确定流体的原始地质储量。

图 14-1 给出了某个典型的相对渗透率曲线。相对渗透率曲线表示了流动机理(如排泄或自吸过程)，或者流体润湿性。相对渗

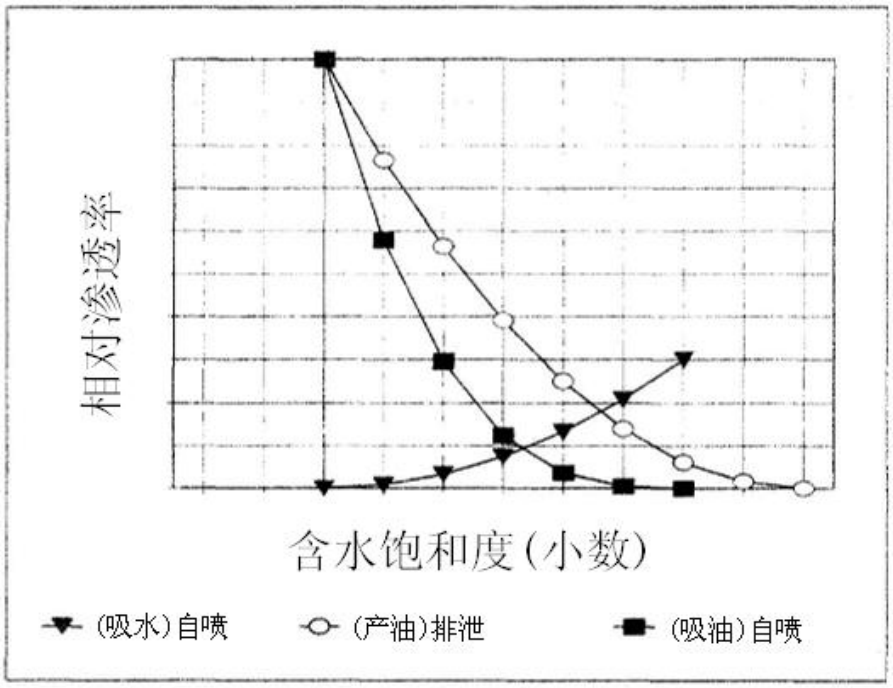

图 14-1　典型油水相对渗透率曲线

透率数据应通过能最好地模拟控制着储层流动动态的驱替类型的实验获得。例如，油水渗化曲线反映水驱的特征，而油水排泄曲线描述了原油进入水层的运动特征。模拟研究人员应该认识到在流动模型中使用相对渗透率曲线是通常测量曲线的实验类型中最具代表性的。把这些曲线应用于别的驱替类型可能会造成重大的错误。

平均相对渗透率的数据存在几个步骤(例如，Schneider，1987 年；Mattax 和 Datton，1990 年；Blunt，1999 年)。实际上，相对渗透率是用来进行历史拟合的最有用的物理量之一。在历史拟合过程中，研究人员经常修正最初引入油藏模型中的那些曲线。修正这些曲线的原因是，相对渗透率曲线是从实验室内岩心驱替实验得到的。岩心驱替实验的规模远远小于油田一口井的泄油区的规模。因此，实验室内得出的曲线并不能准确反映油藏内流体的流动。在缺乏测量数据的情况下，相关法(例如，Honarpour 等人，

1982 年)给出了用于估计相对渗透率的可靠的起始点。1976 年，Killough 提出，在模拟器中也可以反映出相对渗透率的滞后效应。

在油藏模拟器中通常都考虑毛管压力。毛管压力和高度之间的关系可用于建立油藏中的原始过渡带。例如，油水过渡带是只有水流和只有油流之间的区域。它表示油藏中由含水饱和度 100%递变为含有束缚水饱和度的原油饱和度的那一部分。任何两种不混溶相之间都可能存在类似的过渡带。

毛管压力数据主要用于确定原始流体接触面和过渡带。在裂缝性油藏模拟中，毛管压力也用于控制裂缝和基岩之间的流体流动。如果忽略了毛管压力，模型就不会包含过渡带。这些在图 14-2 中可以得到解释。图 14-3 说明名当网格用于表示油藏时，忽略毛管压力所产生的影响。网格中流体含量是由与两相流体间接触面有关的网格中心的位置确定的。如图 14-3 所示，网格中心部位的点表示网格的中心。因此，如果网格中心在油气界面(GOC)之上，即使网格的大部分已经达到油藏含油高度，也可以把整个网格看作是一个气顶网格(含有束缚水饱和度的单相气体)。减小网格厚度，可以获得更为准确的有代表性的模型，但是同时也会使计算机运行费用大量增加。在模拟过渡带时，一定要考虑增加准确度和增加费用之间的相对利益。

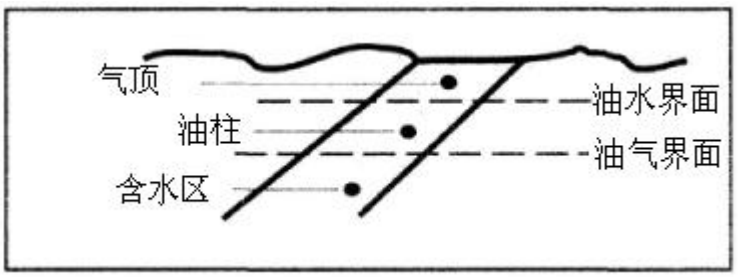

图 14-2　实例 1：忽略过渡带

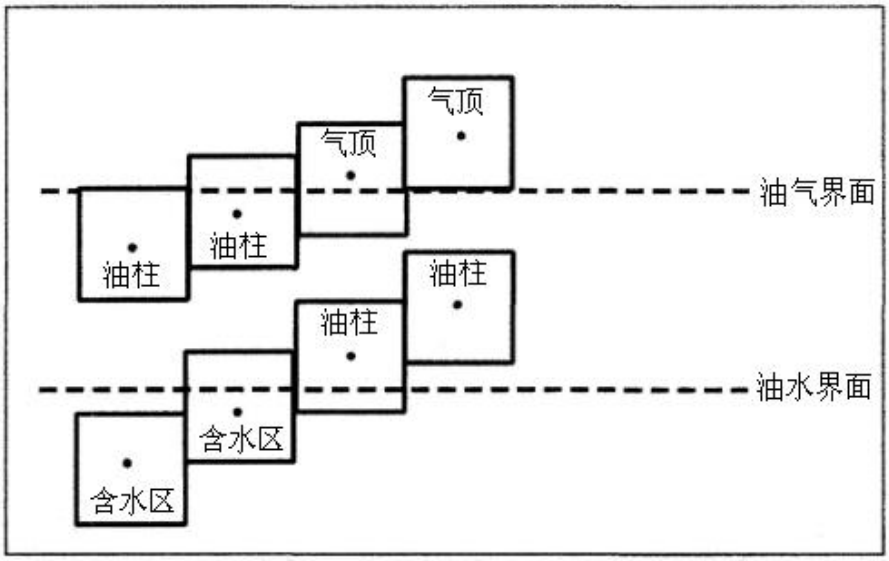

图 14-3　没有过渡带时模型中原始流体的分布

模型中含有过渡带，无论过渡带模拟的是油水、油气还是气水，都需要确定毛管压力曲线随饱和度的变化关系。自由水面(该界面相当于$P_c = 0$)之上过渡带的高度h_{tz}与毛管压力成正比，而与两种液体之间的密度差成反比(见方程 3.7)。因为毛管压力取决于饱和度，所以过渡带的高度是饱和度的函数。由于油水密度差小于气和非混相液体之间的密度差，所以油水过渡带是典型的最厚的过渡带。

图 14-4 和图 14-5 示意了包含非零毛管压力曲线模型的初始

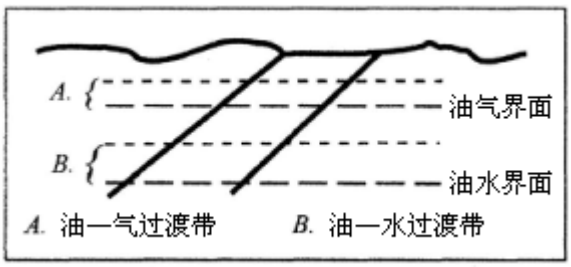

图 14-4　模型中包含过渡带

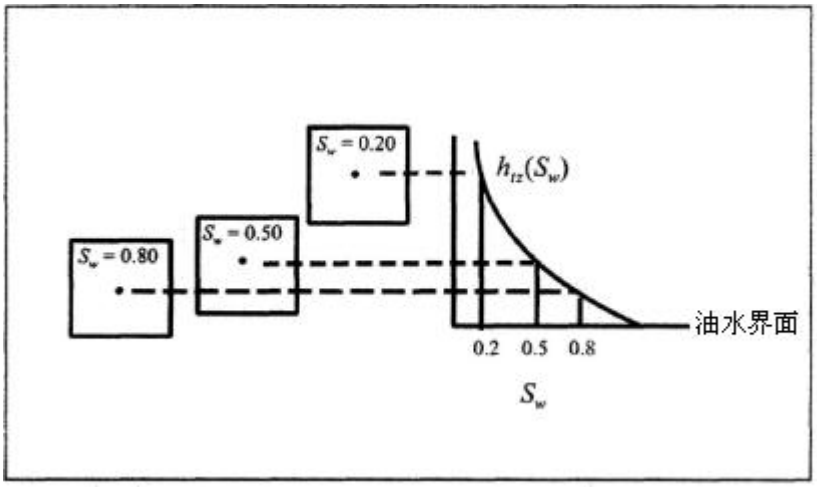

图 14-5　模型中含有过渡带的原始网格饱和度

化。首先，根据 p_c 和 $\Delta\rho$ 计算出某一具体界面之上的高度 h_{tz}，例如油水界面(WOC)。然后，根据毛管压力与饱和度之间的关系计算出界面以上高度 h_{tz} 处有中点的网格的饱和度。

由于流体界面的定义并未被普遍接受，因此过渡带使流体接触面的识别复杂化。例如，油水界面可以定义在毛管压力为零的深度(自由水面)。用重复地层测试寻找油相压力和水相压力之间的交点可以识别油水界面。相反，油水界面也可以定义在一口井在油藏中能够产出无水原油的最深点。不同的界面的定义导致过渡带模型的不同，因材了解哪一种定义是适用的以及何人有权判断模型的有效性是非常重要的。在有些情况下，有必要为一个模型准备两个定义，其中一个定义是基本情况，而另一个定义看作是灵敏度。

在模型研究中，包括毛管压力在内的适当的方法是把实验室测得的结果校正到油藏条件。这可以利用下式来完成：

$$P_{c(res)} = P_{c(lab)}\eta_{corr}$$

$$\eta_{corr} = \frac{\left(\gamma|\cos\theta|\right)_{res}}{\left(\gamma|\cos\theta|\right)_{lab}}$$

式中γ表示界面张力(IFT)，θ表示润石角(Amyx 等人，1960 年)。校正过程中存在的问题是它需要一些很少被人确切知道的数据，即油藏条件下的界面张力和润湿接触角。1997 年，Rao 和 Girard 提出了在油藏温度和压力下测润湿性的实验室方法。可选择的方法包括校正毛管压力曲线以便与测井估计的过渡带厚度相一致，或假定接触角析出因数。如果实验室无法测得界面张力(IFT)，可以用 Macleod-Sugden 纯化合物相关法或用 Weinaug-Katz 混合物相关法来估算 IFT(Fanchi，1990 年)。

14.3 粘滞指进

粘滞指进是指粘度小的流体不稳定驱替粘度大的流体。注入油藏流体的指进会影响油藏流体的流动性质，并且会负面影响采收率。但是，需要指出的是，即使在缺少多孔介质的情况下，也会发生指进。如果往含有高粘度流体的晶格中注入低粘度流体，当低粘度流体穿过高粘度流体时就会形成指进，而不会均匀驱替高粘度流体。这些指进有着不同的形状，图 14-6 是一种“骨架状”指进(Daccord 等人，1986 年)，图 14-7 则是一种肉状指进(例如，参见 Paterson，1985 年；Fanchi 和 Christiansen，1989 年)。如果我们观察均匀介质中的指进过程(图 14-7)，我们可以发现指进是对称的。如果出现非均质性质，对称性就会消失。

指进属于油藏非均质性问题或流体驱替问题。大部分模拟器并不能准确地模拟指进效应。使用非常精细的网格覆盖敏感区域确实可以提高模型的准确度，但是这种精细网格带来的效益并不能充分证明它同时带来的增加费用的合理性。

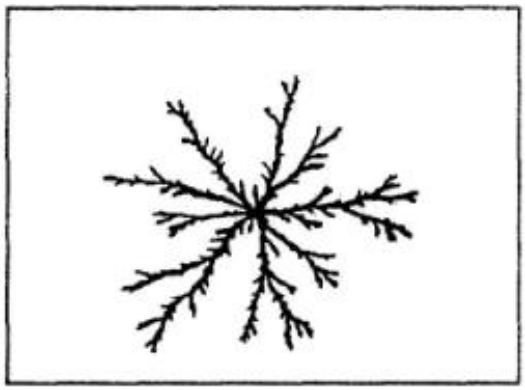

图 14-6　“骨架状”粘滞指进

(在 1986 年 Daccord 等人之后，经美国物理协会许可再版)

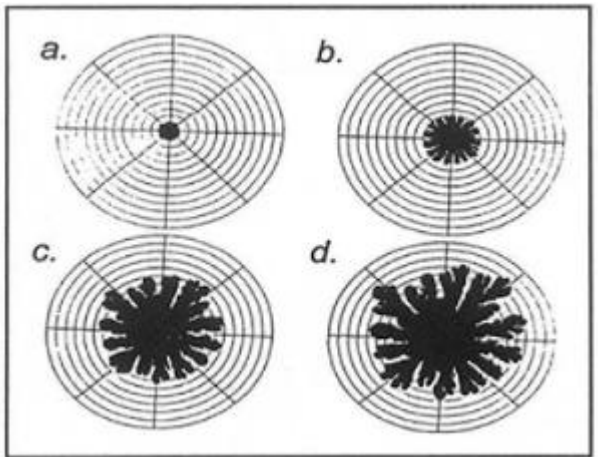

图 14-7　粘滞指进

(Fanchi 和 Christiansen，1989 年；石油工程协会出版)

练习

练习 14-1　数据体 EXAM3.DAT 是 Buckley-Leverett 注水模型。(A)水平渗透率乘以 0.5，并运算模型。其中产油量和水油比均为时间的函数。(B)重复 A，将水平渗透率乘以 10。(C)解释 A 和 B 的不同之处。考虑见水时间(开始产水的时间)、水油比和运行结束时的累计产油量。参见 24.3.1 和

24.3.2 中所给出的渗透率输入数据。在 WTEMP.PLT 文件中可以找到累计产油量。

练习 14-2 重复练习 14-1，但是改为垂直渗透率乘以一个系数。详见 24.3.3。

练习 14.3 将 EXAM.DAT 文件中的相对渗透率增大一倍，分析其对水油比和见水时间的影响。

第 15 章 油藏模拟基础

前几章讲述了油藏模拟器所需要的大部分数据。本章将要讲述油藏流体流动模拟的物理、数学和计算机基础。参考文献(例如：Aziz 和 Settari，1979 年；Bear，1972 年；Mattax 和 Dalton，1990 年；Peaceman，1977 年；以及 Thomas，1982 年)中给出了更详细的介绍。WINB4D 中引用的方程组引自第 32 章。

15.1 守恒定律

油藏模拟中基本的守恒方程包括物质守恒方程、能量守恒方程和动量守恒方程。典型单元体或网格里的物质平衡表现为单元体内物质的累计等于进入单元体的物质量减去离开单元体的物质量。WINB4D 中引用的方程组引自第 4 章的物质守恒定律。每一个网格都要表现为物质平衡。模拟程序与油藏工程物质平衡程序的不同之处在于，模拟程序可以考虑网格间流

体的计算。

物质平衡计算是模拟器的功能之一，也就是说模拟器可以进行物质平衡工作，这是非常重要的。用模拟程序而不用物质平衡程序的优点在于，它可以通过更改代表油藏结构的网格来扩展模拟模型使其包含与位置有关的效果。这样，油藏模拟模型中单个网格的物质平衡计算就可以很容易的扩展到一维、二维或三维空间中的流动。这种方法将在第Ⅲ部分的实例研究中用到。

大部分油藏模拟器假设油藏为恒温，并假设每个节点处是完全的瞬时相平衡。这样，大部分模拟器并没有考虑温度梯度以及达到相平衡所需要的时间。假设在油田生产期间，油藏温度为常数，并且相平衡是瞬时完成的。这种假设通常是合理的。

动量守恒是用达西定律进行模拟的。这种假设就意味着该模型并不能准确地模拟油藏中或井眼附近的湍流。有些单井模型允许用户模拟湍流，尤其对于高速流动的气井。像达西定律一样，湍流模型将压力变化与一线性流参数相联系，再加上一项流速的二次方的参数。在油藏模型中通常不包括这种二次方效应，只是在单井模型中才出现。

15.2 流动方程

表 15-1 给出了描述多孔介质中流体流动的通用方程，表 15-2 给出了相关术语。摩尔守恒方程包括扩散项、对流项、代表井的

表 15-1　组分 k 的摩尔守恒方程

物理源	项
扩散	$\nabla\cdot\left[\sum_{\ell=1}^{n_p}\phi S_\ell \underline{\underline{D}}_{k\ell}\rho_\ell.\nabla x_{k\ell}\right]$
对流	$-\nabla\cdot\left[\sum_{\ell=1}^{n_p}\rho_\ell x_{k\ell}V_\ell\right]$
源/汇	$+Q_k$
累积	$=\frac{\partial}{\partial t}\left[\phi\sum_{\ell=1}^{n_p}\rho_\ell x_{k\ell}S_\ell\right]$
达西定律	$V_\ell=-\underline{\underline{K}}\frac{k_{r\ell}}{\mu_\ell}.(\nabla P_\ell-\gamma_\ell\nabla z)$

源汇项和随时间变化的累积项。扩散项在大型模拟程序(如黑油模型和组分模型)中通常是被忽略不计的。忽略扩散项简化了源程序，并且在扩散项只是次级影响因素的时候，忽略扩散项也是合理的。但是在有些情况下，如混相气注入时，物理扩散是必须考虑的影响因素。将在第 16 章进一步讨论扩散项。

表 15-2　摩尔守恒方程术语表

变量	意义
$\underline{\underline{D}}_{kl}$	组分 k 在 ℓ 相中的扩散张量
$\underline{\underline{K}}$	渗透率张量
k_{rl}	ℓ 相的相对渗透率
n_c	组分数

n_p	相数
P_ℓ	ℓ 相的压力
S_ℓ	ℓ 相的饱和度
V_ℓ	ℓ 相的达西速率
x_{kl}	组分 k 在 ℓ 相中的质量分数
γ_ℓ	ℓ 相的压力梯度
μ_ℓ	ℓ 相的粘度
ρ_ℓ	ℓ 相的密度
ϕ	孔隙度

摩尔流动方程来源于第 15 章第 1 节中介绍的守恒定律。能量平衡方程在热力采油的文献(Prats，1982 年)中可以找到。由于额外非线性项的增加，使得能量平衡方程比流动方程更加复杂。流失到附近非储层岩石的能量也需要计算出来。这样导致的复杂性需要大量的计算以达到能量平衡。在很多实际的系统中，油藏温度的变化是很微小的，可以假设油藏温度是一个恒温的近似值，从而忽略能量平衡方程。这样的一个假设可以节省大量的运算费用，而精度的降低却很小。

必须给出一些辅助方程以完成对该数学问题的定义。每一个模拟相必须有一个流动方程。商业黑油模型和组分模型都可以模拟油、气、水三相。尽管在大部分模型都忽略了气相在水相中的溶解，但也有一些模型对此进行了模拟。对气相在水相中的模拟有助于模拟 CO_2 驱或高压气-水油藏。一些黑油模型还包含了凝析项，它计算了与凝析油藏动态有关的产液量。

除了模拟油藏结构和 PVT 数据外，模型还必须包含模拟单井的产量方程、相势计算、以及岩石—流体相互作用的数据，如相对渗透率曲线和毛管压力曲线。受饱和度影响的岩石—流体相互作用的数据以列表或解析的形式输入。一些更为复杂的模型允许用户给出不同类型的饱和度变化过程，如吸入、排出和滞后。应用这些选项将导致额外运算费用的增加。

15.3 井和设备的模拟

井和地面设备的模拟是对实际设施的简化描述(Williamson 和 Chappelear，1981 年)。例如，对井的模拟不考虑井眼中流体从油藏到地表的流动，该因素可以通过增加一个井眼模型将其考虑进去。井眼模型由一个将地表压力与诸如流动速率和气—油比等参数关联起来的多变量表组成。这些表通常用节点分析的单独程序来计算井眼流动。典型的井模型假设液态相充分弥散，并且射孔穿透了包含井的网格块。一些商业模拟器会让用户指定一定条件下的射孔段。

不同类型的井控包括生产井控制和注入井控制，以及用于地面模型的井组控制和油田控制。生产井模型允许用户指定一选项作为首要控制，也允许用户指定其他选项作为约束首要控制的指标。例如，如果产油量是首要控制，生产气—油比就可以作为控制指标——当产出的气—油比超过指定数值时，可以通过限制生产汽—油比以降低产油量。这样对油田生产的描述更加符合实际。

注入井控制假设总网格块流度即为初始注入井流度。这种假设使得注入网格中的每一相在相对渗透率为零时的流动成为可能。

单井模型中流体的配产取决于层流量和流体流度。在 WINB4D 中的流体配产过程将在第 30 章中讲述。模拟器还可以根据完井方式和指定的参数

来描述斜井或水平井。

在商业模拟程序中，由地面设备模型来说明单井、井组和油田控制。用户指定一个最能真实反映油田生产的控制级别。例如，但经产量受平台分离器和存储能力的限制，而后者又受管道流量的限制。用模拟器使油藏和地面流动工艺一体化已经成为一个备受关注的研究领域(例如，参见 Heinemann 等人，1998 年)。

15.4 模型的求解过程

流体流动方程是一组非线性偏微分方程，必须由计算机求解。用来自泰勒级数的有限差分替代偏导数(例如，参见 Aziz 和 Settari，1979 年；Peaceman，1977 年；Rosenberg，1977 年；Fanchi，2000 年)，表 15-3 讲述了这一过程。沿 x 轴的空间有限差分间距 Δx 称作网格块长度，时间有限差分间隔 Δt 称作时间步长。指标 i、j、k 通常分别沿 x、y、z 轴标记网格的位置。指标 n 表示时间，n+1 表示下一时刻。如果将替代偏导数的有限差分代入原始的流动方程，再经过数学重组即可得到一个可以进行数值求解的方程组。求解这个方程组正是模拟器的工作。

表 15-3　有限差分近似法

◆ 建立流体流动方程，如：

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\frac{Kk_r}{\mu B}\left(\frac{\partial P}{\partial x}\right)\right]+q_s\delta(x-x_0)=\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\phi S}{B}\right)$$

◆ 用有限差分逼近导数

◇ 将空间离散成网格块 Δx：

$$\frac{\partial P}{\partial x}\approx\frac{P_{i+1}-P_i}{x_{i+1}-x_i}\equiv\frac{\Delta P}{\Delta x}$$

◇ 将时间离散成时间步长 Δt：

$$\frac{\partial S}{\partial x} \approx \frac{S^{n+1} - S^n}{t^{n+1} - t^n} \equiv \frac{\Delta S}{\Delta t}$$

◆对得到的线性方程组进行数值求解

当前最常用的两种求解方法是 IMPES 方法和 Newton-Raphson 方法。在 Newton-Raphson 方法中，流动方程的有限差分形式中的各项展开成当前迭代级的各项之和，再加上一项在迭代过程中与初始未知变量有关的各项的变化量。为了计算这些变化量，必须计算方程中各项的导数——数值解或解析解。这些导数存储在加速矩阵或 Jacobian 矩阵中。Newton-Raphson 方法引入了矩阵方程 $J \bullet \delta X = R$，即加速矩阵 J 和初始未知变量变化量的列项量 δX 相乘等于列项量余项 R。该方程由矩阵代数求解得到初始未知变量的变化量 δX。在迭代开始的时候，将这些变化量加到初始未知变量值中。当变化量小于指定的允许误差时，就算完成了 Newton-Raphson 迭代过程，模拟器将进入下一步的计算。

油-气-水三相系统中，三个初始未知变量是油相压力、水相饱和度、气相饱和度或溶解气油比。第三个变量的选择取决于网格中是否包含游离气，即取决于网格压力是高于还是低于泡点压力。自然，气-水系统和水系统中未知变量的选择是不同的。上述讨论适用于常见的三相情况。

相对简单的方法是隐式压力显式饱和度法(IMPES)。除了流动系数在迭代过程中不需要不断更新外，IMPES 方法和 Newton-Raphson 方法很相像。因为所有初始变量同时计算，即在新时刻初始变量是同时确定的，所以 Newton-Raphson 方法是全隐式的。相反，IMPES 方法却是用上一时刻的饱和度求解新时刻的压力，然后用新时刻的压力显式求解新时刻的饱和度。本书提供的 WINB4D 就是用非迭代 IMPES 方法实现的(Fanchi 等人，1982 年；Fanchi 等人，1987 年)。在第 27 章和第 32 章中概述了该公式。该方法

在计算流动方程的系数时，不断替换新时刻初始变量的估计值，即可变为另一种方法。迭代 IMPES 方法的运算时间比非迭代方法更长，但是产生的物质平衡误差较小(Ammer 和 Brummert，1991 年)。

图 15-1 为一个典型的模拟程序流程图(参见 Crichlow，1977 年)。这个模拟程序从读输入数据和初始化油藏开始。模型的这一部分将不会随着时间变化。接着读入与时间有关的数据，包括单井和油田的控制参数。然后计算流动方程的系数和初始未知变量。一旦初始变量已经确定，用新时刻的初始变量值计算更新流动系数，重复上述过程。这一迭代过程能促进物质平衡。当完成流动方程的求解时，在下一时刻的计算开始之前更新流动物性和生成输出文件。

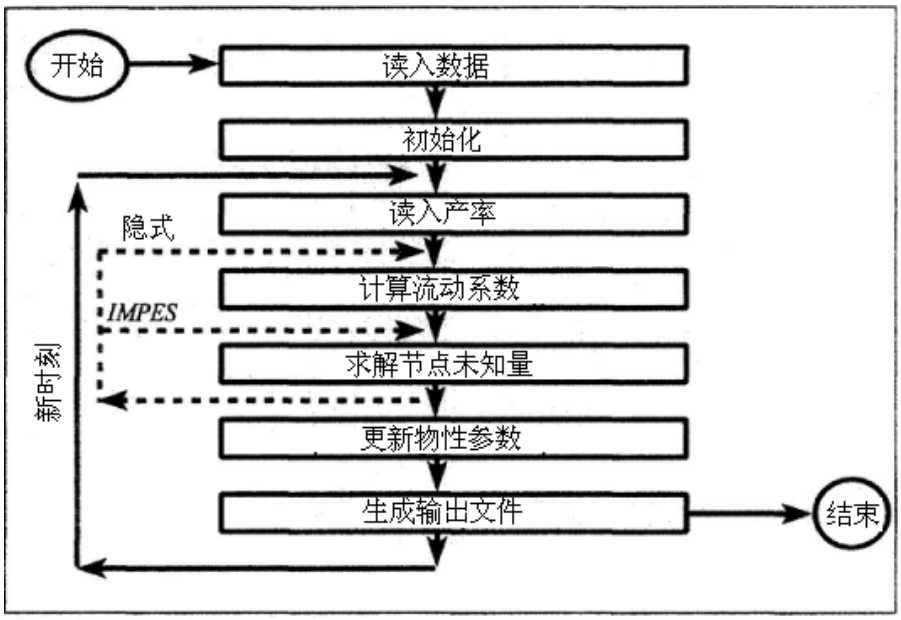

图 15-1　典型模拟程序流程图

在一个时间步长内，全隐式方法要比 IMPES 方法做更多的计算，但是在较长的时间步长内它是稳定的。全隐式方法的无条件稳定性质意味着全隐式方法可以通过采用较长的时间步长使其能够比 IMPES 方法更快的求解问题。

在全隐式方法中，由于时间步长过长而导致数值弥散(Lantz，1971 年；Fanchi，1983 年)。在有限差分取代导数的过程中采用泰勒级数逼近时，就产生了数值弥散。该过程中产生的截断误差导致了饱和度前缘计算中的误差，它看起来像物理弥散，因此称作数值弥散。

数值弥散产生于导致饱和度或浓度空间梯度模糊(Lantz，1971 年)及网格方向效应(Fanchi，1983 年；以及第 16 章)的时间和空间离散。饱和度前缘的模糊会影响到驱替过程的模拟。图 15-2 描述了一个线性 Buckley-Leverett 水驱模型中的前缘模糊。用 IMPES 方法计算的数值前缘并不存在解析 Buckley-Leverett 方法中的活塞式驱替(例如，参见 Collins，1961 年；Wilhite，1986 年；Craft 等人，1991 年)。

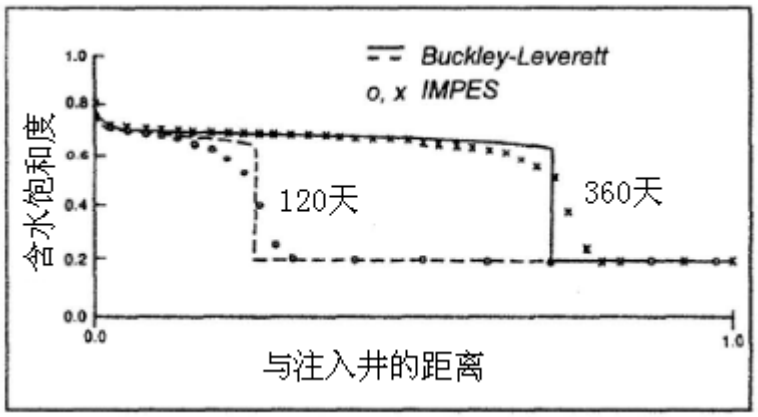

图 15-2 数值弥散

(Fanchi，1986 年；石油工程协会出版)

数值弥散 D^{num} 的一维形式：

$$D^{num} = \frac{\nu}{2}\left(\Delta x \pm \frac{\nu \Delta t}{\Phi}\right)$$

它取决于网格尺寸 Δx 、时间步长 Δt 、前缘推进速率 v、孔隙度 ϕ 、以及数值公式。“+”应用于全隐式方法中，“-”应用于 IMPES 方法中。由此可见，

在全隐式方法中，Δt 的增加会增大 D^{num}，而在 IMPES 方法中 Δt 的增加则会减小 D^{num}。实际上，在 IMPES 方法中，选择合理的 Δx 和 Δt 能够消除 D^{num}。遗憾的是，Δx 和 Δt 联合产生的 $D^{num}=0$ 违反了数值稳定性标准。通常，IMPES 方法中的数值弥散并不像全隐式方法中的那么大。

经验表明，全隐式方法中的时间不长不应超过一个季度，否则数值弥散将会控制前缘模拟。相反，在 IMPES 方法中，有经验可知任何网格内的流量不应超过网格孔隙体积的 10%，由此可以估算出其最大时间步长。这里的流量指在一个时间步长内通过一个网格的流体体积。IMPES 方法中的时间不长通常依照一个月或更小。第 22 章给出了流量计算的实例。

IMPES 方法中时间步长的问题并不像看起来的那么严重，因为通常生产数据都是按月汇报的。汇报周期通常控制着历史拟合过程中单井控制数据的读入频率。因此，在对历史拟合阶段的研究中，模拟器的时间步长是由输入的历史数据决定的。大的时间步长降低了模型追踪产率随时间变化的能力，因为历史数据必须在较长的时间间隔内取平均值。为了更精确地表示物理系统中的真正动态，模拟人员经常不得不限制全隐式方法，使其在低于最佳数值效率下运行。

全隐式方法代表了最先进的模拟技术，但是 IMPES 方法由于在模拟一些问题时相对便宜而仍具有生命力。除非全隐式方法易于实现，否则并不需要解决每一个油藏模拟问题都采用最先进的技术，那样也是不经济的。聪明的模拟人员应该会认识到没有必要用大锤去开花生。

各种模拟器的稳健性也各不相同，这里指的是它们解决大量物理性质不同的问题的能力。稳健性既取决于模拟程序的源代码又取决于公式表示方法。确定模拟程序的稳健性的最好的方法是用代表许多不同类型油藏管理问题的数据来测试模拟程序。WINB4D 提供的实例就是用来证明模拟器

的稳健性或广泛的适用性。

模拟技术通常被认为是专有技术，然而由于它在经济上的影响使它走出实验室研究领域而成为公司董事会上的重要议题。然而，对于自然界的数值描述具有不精确性(例如，参见 Mattax 和 Dalton，1990 年；Saleri，1993 年；以及 Oreskes 等人，1994 年)。这一点已在由石油工程师学会发起的几个模拟程序对比项目中给予了说明，首先是 Odeh(1981 年)，紧接着是 Killough(1995 年)。要求参与的组织解决同一预先确定的问题，以使对比项目允许比较专有技术。图 15-3 引自第一个对比项目(Odeh，1981 年)，该项目对比的是模拟器模拟往饱和黑油油藏中注气。图 15-3 表明，几个模拟器由于表达公式的不同，导致了预测经济上重要参数的差异，如：产油量。

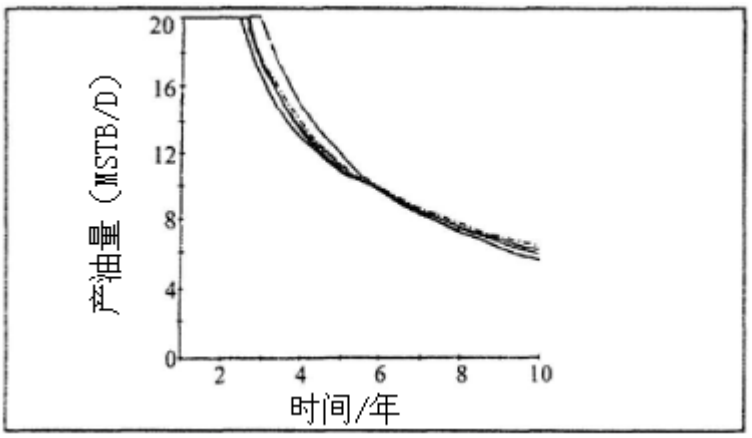

图 15-3 第一个 SPE 对比项目的产油量

总之，模拟器中对油藏的描述都是定量的。若在历史拟合过程中这种描述是正确的，那么可用该描述预测油藏动态。

15.5 模拟器的选择

模拟器的选择取决于如下因素：研究目的、流体类型、以及系统的维数。为了说明这一点，我们的讨论将限于采用黑油或组分模拟程序的研究。

标准黑油模型和组分模型都假设是等温流动，并且假设网格内物质转移是瞬时完成的。组分模型认为流体是烃组分的混合物。黑油模型可以看作是只有两个组分的组分模型。油相中可溶解有气，气相中也可溶解有油。如第 13 章中所讲述的，黑油模型需要饱和以及不饱和的流体属性参数。

黑油模型和组分模型通常都假设流体对岩石物性的影响很小。因此，模拟程序的标准版本将不模拟岩石属性的变化，这些变化受以下因素影响：颗粒溶解、焦油垫的形成或由于垂向波及处理导致的胶结物的形成。需要有特殊目的的模拟程序或带有特殊选项的标准模拟程序才能解决这些问题。

如果要确定选用黑油模型还是组分模型来模拟油藏，必须首先确定流体类型。测井曲线可以区别油和气，但无助于进一步确定流体类型。压力-温度图版在确定流体类型时很有用，但是它需要对流体样品进行实验室测试才能获得该图版。溶解气—油比是一个比较简单的方法，完全可以用来区别流体类型。表 13-1 给出了每一种流体类型的典型溶解气-油比范围。根据经验，组分模型一般用于模拟挥发性油藏和凝析油藏，而黑油模型一般能有效地模拟黑油和干气。这一规则的适用性取决于研究的目的。

与流体物性参数有关的压力范围应该包括油田开发期间预期可能遇到的所有压力范围。这些数据应该是平滑的，以便增加计算效率和确保数据一致性。计算流体压缩率可以检验数据的一致性。如果压缩率为负，则必须校正数据。压缩率为负值的情况一般在数据超出了测得的压力范围时发生。

流动单元需要通过对地质和物理数据的分析才能确定。通过为每一个流动单元定义一组 PVT 数据和列表描述其岩石物性，可以描述流动单元的特性。PVT 属性列表包含描述流体物性的数据，而岩石物性列表描述了相对渗透率和毛细管压力的影响。每一组 PVT 或岩石物性列表适用于不同的

网格区域，这样对应于某一套 PVT 或岩石物性列表的一系列网格区域称作一个 PVT 或岩石区域。流动单元的数量以及对应的 PVT 或岩石区域的数量应该限制在能完成研究目的的最小值。这就是 Ockham's Razor 的另一个应用(第 17 章)。

练习

练习 15.1 数据文件 EXAM8.DAT 有一气井在 LIT 控制下。确定在模拟运算结束时两倍湍流系数对气体流速、累计产气量、以及油藏压力的影响。详细讨论参见第 25 章第 2 节和第 30 章。

练习 15.2 WINB4D 包含了一些全油田控制(见第 24 章第 8 节)。数据文件 EXAM4.DAT 是一个正经历一次采油的未饱和油藏的二维平面模型。调整数据文件以便运用第 24 章第 8 节介绍的全油田控制来控制全油田压力不使其降到初始泡点压力之下。第 24 章第 6 节讲述了初始泡点压力。这对运行持续的时间有什么影响？

练习 15.3 数据集 EXAM3.DAT 用于研究一个欠饱和油藏 Buckley-Leverett 水驱的数值弥散。分别按固定时间步长 5 天、10 天、15 天运行 EXAM3.DAT。再按开始时时间步长为 5 天，然后变化到 15 天运行。列表对比两种情况下的见水时间(模型达到水-油比 0.1 的时间)。在第 24 张第 8 节和第 25 张第 1 节中讲述了时间步长的控制。

练习 15.4 数据集 EXAM7.DAT 是 Odeh(1981 年)SPE 比较解问题的一个版本。运行 EXAM7.DAT 并将结果与 Odeh 的报告比较。什么是 WINB4D 物质平衡误差？与这一数据集有关的物质平衡误差提供了一个好的相对于其它基于 BOAST 原始版本的 WINB4D 质量的测试(例如，Fanchi 等人，1982 年；Fanchi 等人，1987 年；路易斯安那大学，1997 年)。

练习 15.5 数据集 EXAM10.DAT 说明了 PVT 和岩石区域在 WINB4D 中的应用(见第 24 章第 4 节)。运行 EXAM10.DAT，并确定数据集中区域的数目。

第 16 章 模拟油藏结构

油藏结构通过画等值线和数值化地质图件来模拟。绘图/画等值线过程是地质和地球物理解释对油藏最终描述施加影响的关键。很多学者都研究过这一过程，包括 Harpole(1985 年)、Harris(1975 年)、以及 Tearpock 和 Bischke(1991 年)。本章将讨论油藏结构的数值描述方法。

16.1 绘图

用于网格的不同参数都必须进行数字化，这些参数包括高程或构造顶、三个正交方向的渗透率、孔隙度、总厚度、有效厚度与总厚度的比值以及在适当地方对断层、裂缝和含水层的描述。通过在图件上覆盖网格并读出每个网格的值对成果图件进行数字化。图 16-1a 到图 16-1d 描述了这一数字化的过程。

模型的分辨率取决于网格的分辨率。细网格将油藏分割成许多小网格块。它将提供最精确的数值描述，但是也需要最大的运算费用。粗网格含有较少的网格数，因此粗网格必须大于细网格以便覆盖同样的模型体积。结果，粗网格比细网格的运行费用低，但数值精度也差。当粗网格用于模拟相界面如流体接触面和驱替前缘时，精度的损失最为明显。因此如果要达到最大数值精度，通常选用细网格模拟。但是，用细网格覆盖资料稀疏地区只能带来精确的假象，认识到这一点是非常重要的。敏感性研究能帮

助确定模型研究中的不确定性。

当使用一套综合的三维油藏绘图软件包时，网格化过程具有

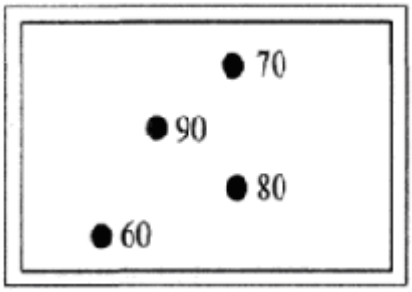

图 16-1a　收集数据

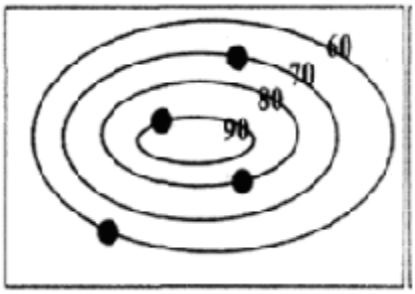

图 16-1b　等值线数据

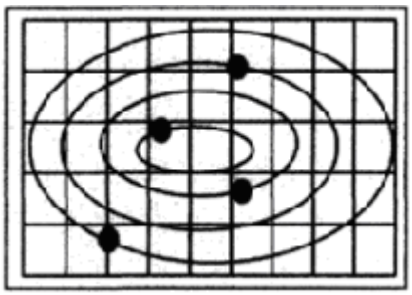

图 16-1c　覆盖网格

60	60	60	65	65	65	60	60	60
60	60	75	80	82	80	75	67	60
65	75	85	90	90	86	80	70	64
60	70	75	77	78	77	74	65	60
60	60	60	65	66	65	62	60	60

图 16-1d　数字化数据

最大的适应性。现代的绘图技术包括计算机生成图件一旦适当的建立就能相当快速的进行修改。Dahlberg(1975 年)首次分析了手工绘图和计算机生成图型相对的优点。计算机生成图形不可能包括地质家希望模型应包括的所有精细解释，尤其是有关断层的解释，但三维绘图程序生成的图型不会出现二维平面视图叠加时产生的问题，即物理上不真实的层重叠。在历史拟合之前要对层重叠进行校正。

计算机生成图形的另一个问题是可获得的细节的数量。计算机生成图形能用比油藏模拟程序中更细的网格来描述油藏，例如，计算机绘图程序(如：Englund 和 Sparks，1991 年；Pannatier，1996 年)能用含有一百万或更多单元的网格来描述油藏，而油藏模拟程序网格通常为 100000 或更少。这就意味着为了在油藏模拟程序中能使用计算机生成的图形，这些描述必须

放大或变粗。尽管人们努力去寻找网格粗化的最切实的方法，但至今还没有找到被普遍接受的方法(例如，见 Christie，1996 年；Dogru，2000 年)。

16.2 准备网格

设计油藏网格有几种不同的方法。参见 Aziz(1993 年)，可以了解不同类型的网格。从一个模拟程序到另一个模拟程序，坐标系方向的定义是变化的，为了有效的使用，必须清楚的定义它。油藏网格通常建立在一、二或三维和笛卡尔坐标或柱面坐标上。水平一维模型用于模拟不包含重力效应的线性系统中。水平一维模型例子包括水平层中的岩心驱替和线性驱替。岩心驱替模型用途广泛，包括确定与饱和度有关的数据如相对渗透率曲线。在模型中通过指定构造顶是到网格原点距离的函数即可轻易地定义倾斜的一维油藏。

图 16-1 是一个二维网格的例子。二维网格用于模拟平面或剖面流体的运动。比较图 16-1c 和图 16-2 可以看出网格的定向性。尽管图 16-1c 含有较少的网格，有较高的运算效率，但图 16-2 的网格在一些情况下也是有用的。例如，当油藏的边界并不清楚或需要把含水层附加到油藏侧翼以拟合油藏动态时，图 16-2 比图 16-1c 更为有用。

尽管计算机功能的增强使得大型三维模型得以实现，但用二维网格作全油田模拟仍然很流行。图 16-3 给出了一个通常称为“千层饼”网格的三维网格。通过修改相对渗透率和毛细管压力曲线，估算流体垂向分布的技术在二维剖面和三维模型中已经可

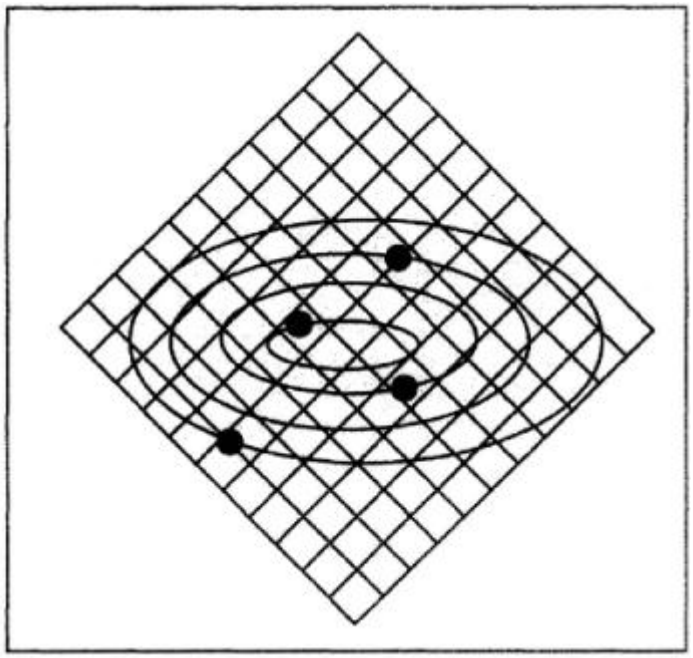

图 16-2　网格定向

用。修改过的曲线叫做拟曲线。Taggart 等人(1995 年)论述了拟技术以及它的缺点。拟技术的一个实例就是垂向均衡(VE)的假设。VE 假设是假设垂向上流体的分离是瞬时完成的。当垂向流速大于水平流速时，这种假设与自然界的情况是非常相似的。当油藏垂向渗透率远大于水平渗透率，并且相间密度差很大——

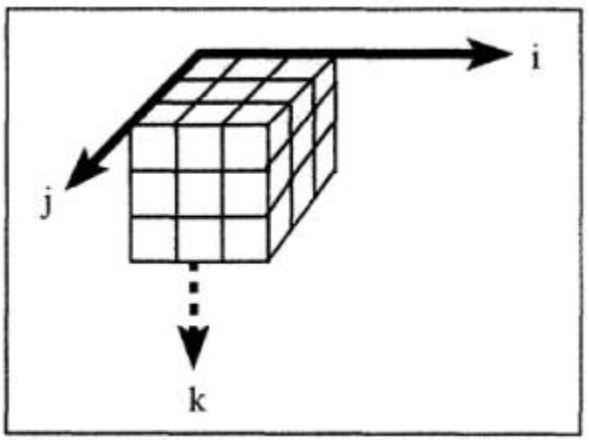

图 16-3　“千层饼”网格实例

如气-油或气-水系统，就会出现这种情况。对拟技术的进一步讨论参见 Taggart 等人(1995 年)及其参考文献。

二维网格继续流行的原因之一是，随着模拟技术的发展，对于合适的网格分辨率的期望已经改变。因此，尽管三维模型能够用二维模型在十年前可以接受的网格分辨率，但现在的期望经常要求用更细的网格去解决和以前同样的问题。这是一个任务扩展以适应可获得的手段的例子。增加的网格定义并不能很明显地带来更好的油藏管理决策。事实上，人们还不能确定，由于过于注意复杂模型的细节，技术水平带来的复杂性是否使得很难对研究系统有一个全景式的了解。再一次提醒，在选择油藏网格时，建议使用 Ockham 的 Razor，网格应适合于研究的目的。

在井眼附近，锥进模型可以是二维网格也可以是三维网格，但都是在柱面坐标而不是在 Cartesian 坐标中定义。锥进(或径向)模型用于研究快速的压力和饱和度变化。图 16-8 给出了一个径向网格的例子。全隐式方法能够有效的模拟高流量，即在井眼附近的相对小的网格中的大流量。IMPES 方法也能用来模拟锥进，但是时间步长必须很小，可能以分钟或小时为单位。如果模拟历史时间很短，则小的时间步长并不是问题，对压力不稳定测试也是如此。

网格块可以利用几何角点或块几何中心定义(图 16-4)。利用块几何中心定义是最直接的方法，但是利用几何角点定义更为流行，因为它可以生成更可视化的真实的油藏结构描述。当对那些非专业人士描述的时候，这点是非常有用的。图 16-5 给出了一个二层倾斜油藏的不同的几何描述。尽管几何角点法看起来更真实，但是块几何中心法更易于定义网格。块几何中心法只需要网格每一边的长度和块中心或顶的位置，而几何角点法则需要给出每一个角点的位置。这些大都由计算机程序来完成。

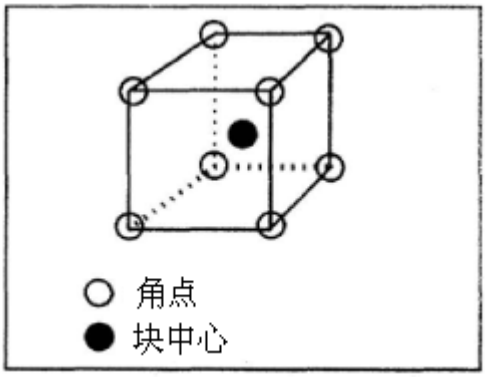

图 16-4　网格块描述

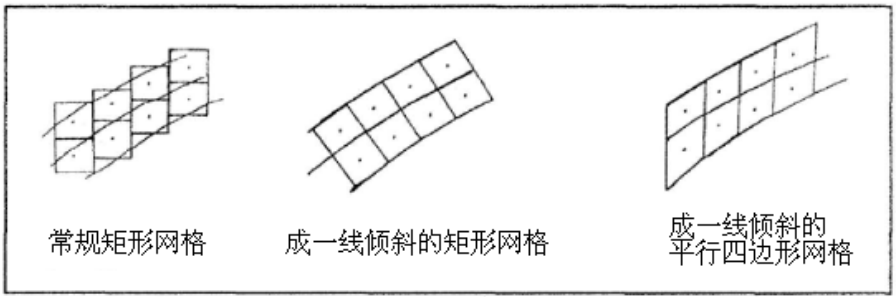

图 16-5　倾斜油藏的几何描述

几何角点法和块几何中心法的结果之间几乎没有运算差别。用几何角点法时需要注意的一点是：可能会定义出非常不规则形状的网格。这样将会引起水驱前缘变形和数值稳定性问题。网格化引起的注水前缘变形正是网格方向性效应的一个实例，包括 Aziz 和 Settari(1979 年)，以及 Mattax 和 Dalton(1990 年)在内的许多学者都讨论过这点。

从二维驱替过程中即可以观察到网格方向性效应的存在(图 16-6)。在一个均质的各向同性的模型中每个生产井到单个注入井的距离相等。如果没有方向性的影响，该问题的对称性应该表明所有井将在同一时刻产出注入水。但图中所示并不是同时产水，而是注入流体优先沿最直接到达生产井的网格路径流动。因此，尽管生产井相对于注入井和生产井之间的位置是对称的，但是网格的方向性改变了预期的流动模式。图 16-6 显示了它对前

缘推进的影响。在这个实例中，上方右侧生产井比左侧生产井的水驱前缘到达的要快。如果这些结果出现在油藏管理计划中，它们将降低油藏管理计划的效力。

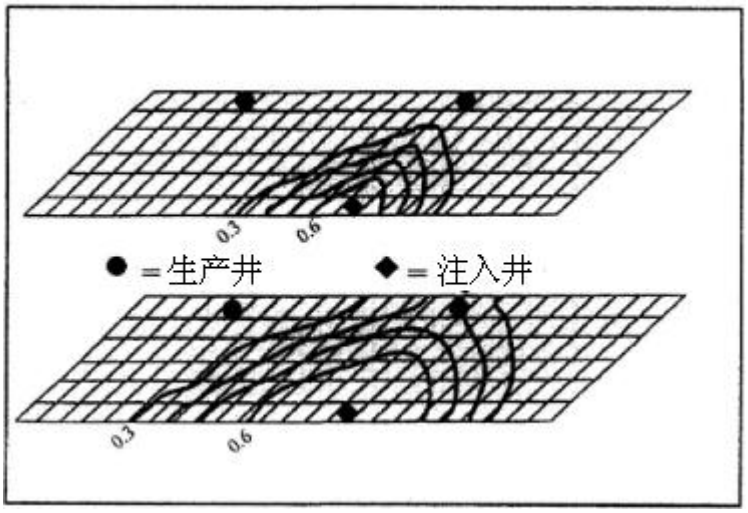

图 16-6　网格方向性效应

(Hegre 等人，1986 年；石油工程师学会出版)

网格方向性效应的另一个例子是面积注水模拟。图 16-7 给出了用于模拟五点井网中流动的两种网格。平行网格比斜网格更早的导致注入流体突破。这一影响将上溯到流体流动方程的有限差分形式。

大多数有限差分模拟程序仅考虑沿正交笛卡尔坐标轴最靠近中心网格快的邻近网格块中的流动。在表 16-1 中，中心网格块用“C”表示，用于二维模型中标准有限差分计算的最近网格块用星

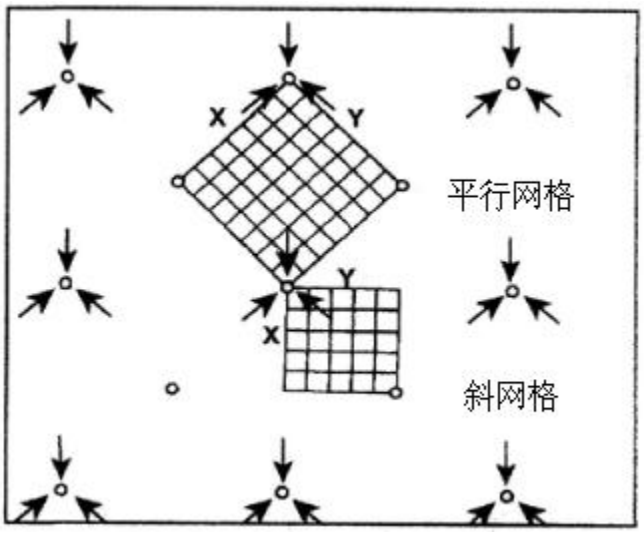

图 16-7　平行网格和斜网格

(Todd 等人，1972 年；石油工程师学会出版)

号表示。这五个网格块代表了在二维笛卡尔坐标中的五点差分方案。

表 16-1　有限差分模版

网格	I-1	I	I+1
J-1	9	*	9
J	*	C	*
J+1	9	*	9

由于网格是沿着渗透率张量的主轴方向排列，所以油藏模拟程序的表达公式通常假设对角网格不参与计算。在表 16-1 中，对角网格用“9”表示。九点模版包含所有九个用于计算流入流出中心网格的网格块。如果九点有限差分公式中包括对角网格块，则至少原则上可以减小网格方向性效应的影响(例如，参见 Young，1984 年；Hegre 等人，1986 年；Lee 等人，1997 年)。在一些商业模拟器中包含这一选项。在三维模型中，必须考虑所有相邻的网格(包括对角网格)，其网格数即为 27。相反，在三维差分模型的传统公式描述中只用了 7 个网格。

局部网格加密(LGR)用于对大网格中一些选定区域作另外的网格定义。1991 年，Raleigh 对局部加密网格和径向网格进行了比较(图 16-8)，表明其结果是相似的。由于运用 LGR 时增加了小网格中的流量，因此将会增加计算机运算时间。局部加密网格是变形的或不规则网格的一个实例。不规则网格组成了二维空间中的多边形(或三维空间中的多面体)，在模拟范围内从一个分区到另一个分区多变形(或多面体)的形状和大小是变化的。

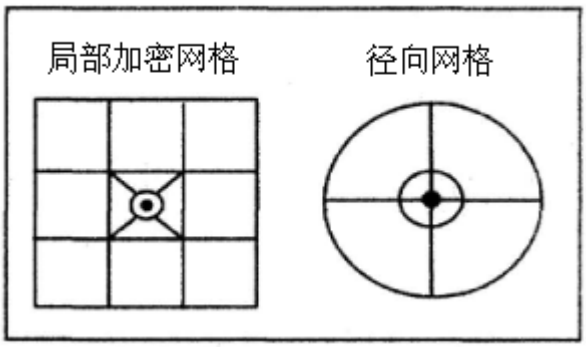

图 16-8　局部加密网格和径向网格

尽管已经有了许多网格准备方法，但是改进网格准备的能力仍然是一个正在研究和发展的课题。例如，并不是所有的模拟器都用有限差分公式，也有些是以是以有限元控制体积(在二维空间中用三角形，在三维空间中用四面体)为基础的。有限差分网格一般以坐标轴正交的球形正交坐标系为基础。例如，迪卡尔 x-y-z 系统、圆柱 r-θ-z 系统。为符合局部不规则区域，正交系统中的网格可能会产生变形。相比而言，有限元网格更显示了其正交性质，其连接节点的每条边界都是垂直正交的。垂直等分网格即是一个例子。Aziz(1993 年)、Chin(1993 年)、Heinemann(1994 年)、Verma 和 Aziz(1997 年)、Heinemann 和 Heinemann(1998 年)对网格准备研究进行了进一步的讨论。

16.3 模型类型

模型可以分为三种：全油田模型、窗口区域模型和概念模型。全油田模型用以拟合全油田的动态，它考虑所有井间与层间的相互作用。全油田模型的结果已经在油田规模上得到匹配，无需进一步调节。它的缺点是，为覆盖整个油田，要求网格数目多或网格尺寸大。

窗口区域模型用以观察油田内的较小区域。这些模型经常以全油田描述为基础。如果要使窗口区域模型比全油田模型运行快，就要求较小的网格分辨率或较短的运转时间。在研究开采机理和为全油田尤其是为分层确定合理的网格准备标准是，窗口区域模型是非常有用的。为追踪流体接触面的移动或其它为达到研究目的所需的与深度有关的信息，全油田模型需要足够的分层。窗口区域模型的缺点是不能精确模拟穿过窗口区域边界的流量。这意味着除了穿过边界的井，它没有考虑窗口以外的井的影响。一些商业模拟器将会输出在窗口区域模型中用到的与时间有关的边界条件。尽管这些信息是有用的，但该过程却很麻烦，并且也不一定能产生精确的结果。油田历史可以用来指导窗口区域模型的改进，但作为证实窗口区域模型的性能的标准只能起到有限的作用。Heinemann(1995 年)进一步讨论了动力窗口技术的概念与应用，减小了将窗口区域模型和全油田模型联合应用的难度。

概念模型是最有用的模型之一。概念模型可以快速的建立，并且仅要求对与概念研究有关的部分油藏做近似的描述。与窗口区域模型或全油田模型相比，概念模型对计算机的要求也相对较低。概念模型的结果是定性的，对于比较概念如垂向分层是非常有用的。它也可以用来为窗口区域模型或全油田模型准备拟曲线。例如，在带有过渡带的模型中，一个网格的饱和度取决于网格中心点的深度(见第 6 章)。结果，垂向粗网格只能产生过

渡带的近似值。在过渡带中，更精细的模拟饱和度梯度需要在垂向上进行网格加密或使用拟曲线，概念模型对准备这种拟曲线是非常有用的。概念模型的缺点是，其结果不能直接用于精细油田描述。由于没有历史拟合，概念模型的结果不能用于油田动态的定量估计，而只是定性描述。窗口区域模型和全油田模型可以提供用于油田描述的定量信息。

16.4 基础容积模拟

油藏模拟器计算油藏体积采用与本节所描述的相近似的过程。定义在迪卡尔坐标系 $\{x, y, z\}$ 上的每一个网格总体积 V_B 由每个网格的总厚度和沿 x、y 轴的网格尺寸 $\Delta x, \Delta y$ 来计算：

$$V_B = h \cdot \Delta x \cdot \Delta y$$

孔隙度 ϕ 和有效厚度与总厚度的比值 η 用来计算网格孔隙体积：

$$V_p = \phi\eta V_B = \phi\eta h \Delta x \Delta y = \phi h_{net} \Delta x \Delta y$$

式中有效厚度 $h_{net} = \eta h$，网格块中 ℓ 相的体积等于网格孔隙体积与相饱和度的乘积，即：

$$V_\ell = S_\ell V_p = S_\ell \phi h_{net} \Delta x \Delta y$$

式中 $S\ell$ 为 ℓ 相的饱和度。总模型体积等于所有网格块体积之和。

许多商业模拟器都提供了上述简述过程的可变化选项。通过比较油藏模拟计算的体积和其他方法(如，物质平衡研究或计算机绘图软件)计算的体积，提供了一种使用独立来源验证体积估算的方法。

练习

练习 16.1　用来自数据集 EXAM1.DAT、EXAM2.DAT、EXAM3.DAT、EXAM5.DAT 和 EXAM7.DAT 的资料分别画出其模拟网格。

练习 16.2　研究数据集 CS-MB.DAT、CS-VC.DAT 和 CS-XS.DAT，重复练习 16.1。

练习 16.3　调整 EXAM3.DAT 中的网格，使其在 x 方向上仅有 5 个网格，保持模型体积不变。调整井相对于网格的位置，确保它们在合适的位置上。用第 31 章中第 2 节中的公式校正 PID 指数。粗网格是如何影响模型性能的？

练习 16.4　调整 EXAM2.DAT 中的网格，使其成为 5*5*4 网格。井位于油藏中心，并且在重新定义网格时，保持油藏体积不变。用第 31 章第 2 节中的公式校正 PID 指数。当模型运行三年时，细网格是如何影响模型性能的？

第 17 章 典型研究的数据准备

在典型研究中，首先需要明确研究目的。研究目的有助于确定将要输入油藏模型的数据的详细程度。一旦确定研究目的，它有助于考虑研究过程的三个阶段(Saleri，1993 年)：历史拟合阶段、校正阶段(它提供第一阶段和第三阶段之间的平滑过渡)、以及预测阶段。历史拟合阶段之前的第一步

是数据收集和分析。

17.1 数据准备

数据的获得和评价要集中在其质量和模型中要包括的驱动机理的确定(例如，参见 Crichlow，1977 年；Saleri 等人，1992 年；Raza，1992 年)。有了这些信息，就有可能选择研究所需要的模型类型：概念模型、窗口区域模型或全油田模型。如 Fanchi 等人(1996 年)所介绍的，在很多情况下上述三种模型都有可能用到。必须采集每个模型所需要的数据。

在已有的报告中可以找到模型研究所需要的一些数据。模拟研究人员要查找尽可能多的不同学科的报告。表 17-1 列出了模型研究所需要的数据类型。查阅地球物理、地质、储层物性以及工程方面的报告为方案的提出和预期的解释提供了一个基础。在研究过程中，不仅要建立对油藏的新认识，还要解释为什么新认识优于原先对油藏的认识。如果油田报告中存在重大分歧，特别是油田历史动态存在分歧时，需要更新这些数据。

有时可用的储层和流体物性的数据有限。如果是这样，要尽可能多地获取附加数据。根据研究目的的不同，可能需要特殊的实验室测试。如果研究范围内不能取得测量数据，那么就不得不用相似油田的相关数据。必须谨慎选择恰当的数据，之后将数值输入模拟程序。

表 17-1　模拟研究所需要的数据

属性	来源
渗透率	压力不稳定试井、研心分析、对比、单井动态分析
孔隙度、岩石压缩率	研心分析、测井
相对渗透率和毛细管压力	实验室岩心渗流测试

饱和度	测井、岩心分析、保压取心、单井示踪剂测试
流体物性数据(PVT)	油藏流体样品的实验室分析
断层、边界、流体接触面	地震、压力不稳定测试
含水层	地震、物质平衡计算、区域勘探研究
裂缝分布、方向、连通性	岩心分析、测井、地震、压力不稳定试井、干扰试井、井眼动态
速率和压力数据 完井和修井数据	油田动态历史

以上数据要经过仔细审查，如果需要补充油田测试，则应将其加入到研究计划中。由于项目经费和操作的限制，很难证明当获得更多数据时增加的费用或对研究的延缓是合理的。模拟研究人员要小心以免低估准备输入数据集所需的工作量。收集和准备数据所需的时间会跟作研究所需的时间一样长。

17.2 压力校正

在模拟研究中进行压力拟合时，计算和观测的压力应在同一基准面上比较。此外，试井获得的压力需要经过校正后才能与模拟网格中的压力比较。应用广泛的一个压力校正方法是 Peaceman 校正法(1978 年，1983 年)。

图 17-1 表明压力恢复曲线是到井眼中心的径向距离半径 r_w 的函数。为了从压力恢复(PBU)中获取井网格的压力 P_0，Peaceman 用笛卡尔网格模拟井的 PBU 动态以找到相应的井网格半径 r_o。图 17-2 为压力恢复测试的

Horner 曲线。

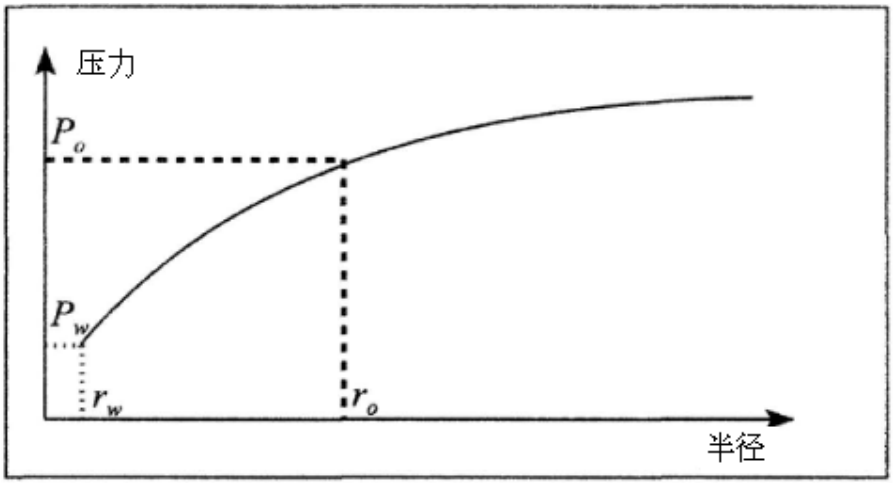

图 17-1　压力恢复

Peaceman 指出实际井的关井压力 P_{ws} 等于在关井时间 Δt_s 时模拟程序井网格压力 P_o，Δt_s 由下式给出：

$$\Delta t_s = \frac{1688\phi\mu c_T r_o^2}{K} \qquad (17.1)$$

式中 K 为渗透率，ϕ 为孔隙度，μ 是粘度，c_T 是总压缩因子。本节最后的表 17-2 给出了以上所有变量的单位。

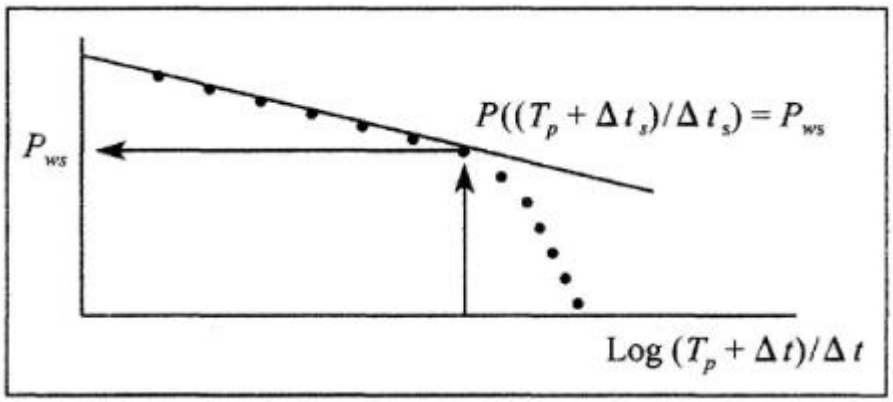

图 17-2　压力恢复的 Horner 曲线

网格压力 P_o 与井眼处流动压力 P_{wf} 的关系为：

$$P_{wf} = P_o - 141.2\frac{QB\mu}{Kh}\left[\ln\frac{r_o}{r_w} + s\right] \qquad (17.2)$$

式中 Q 为流量，B 为地层体积系数，S 为表皮系数。对于各向同性的油藏——即 x 轴方向渗透率等于 y 轴方向渗透率($K_x = K_y$)的油藏，相应的井网格半径由网格尺寸 $\{\Delta x, \Delta y\}$ 求得，即：

$$r_o = 0.14\left(\Delta x^2 + \Delta y^2\right)^{1/2} \qquad (17.3)$$

关井时间可以被井筒储集效应所掩盖。如果是这样的话，关井压力 P_{ws} 可能只有靠曲线另一部分(例如径向流曲线)的外推方能获得。表 17-2 总结了在单位一致性的 Peaceman 校正时所涉及的参数。第 22 章的实例研究给出了 Peaceman 校正的应用。Peaceman 的二维模型被 Odeh(1985 年)扩展为三维模型。

表 17-2　Peaceman 校正的油田单位

参数	单位
B	RB/STB
c_t	psi^{-1}
h	ft
K	md
P_o, P_{wf}, P_{ws}	psia
Q	STB/D
r_o, r_w	ft

S	百分数
Δt_s	小时
$\Delta x, \Delta y$	ft
ϕ	百分数
μ	cp

17.3 模拟器选择和 Ockham 学说

选择模拟程序时需要考虑一些必要条件。这些必要条件可以分为油藏条件和非油藏条件两大类。从油藏角度，我们感兴趣的是流体类型、油藏结构、以及开采方式或预期的驱动机理。

油藏结构包括影响模型设计的一系列参数。在确定问题的维数和网格的几何形状时必须考虑研究目的和地质模型。我们是否需要特殊的网格选项，如径向锥进或局部网格加密、或笛卡尔坐标系是否满足要求？如果目的是研究井眼附近的渗流，最好选择在井眼附近有好的空间分辨率的网格，如径向坐标。另一方面，如果是为了整体研究油田动态，笛卡尔粗网格即可满足要求。

地质复杂程度将影响网格定义，对于裂缝性油藏，还将影响用到的流动方程的类型(例如，参见 Reiss，1980 年；Aguilera，1980 年；Golf-Racht，1982 年；Lough 等人，1996 年)。断层油藏或天然裂缝性油藏比均质砂岩油藏更难于进行数值描述。

模型选择受开采模式和控制油藏流体流动的驱动机理的影响。开采过程从一次采油的气顶驱和水驱，之后是注气或注水以保持地层压力，然后是混相驱或热采以提高采收率。模型的选择将随着开采过程的变化而变化。

例如，一般采用组分模型模拟往凝析油藏中注干气，而采用热采模型模拟重质油藏的蒸汽驱动。

在选择模拟程序时，一些指导原则需要注意。许多新入门的模拟人员经常错误地选择了超出满足研究目的的所需的过于复杂的模型。根据 Coats 的观点(1969 年)，模拟人员应“在满足预期油藏动态描述要求的基础上选择最简单的模型和最概括的油藏描述”。这是对 Ockham 学说的重述。

奥卡姆.威廉是一个十四世纪的英国哲学家，他曾经说过“若无必要，凡事都不必将其复杂化”(Jefferys 和 Berger，1992 年)。今天对这句话的理解是，对事实真相的解释没必要比其实际需要的更加复杂。应采用与实际数据一致的最简单的假设。

但是，应谨慎的应用 Ockham 学说，因为模型研究的目的之一就是要建立关于油藏动态的一致性认识。这种一致性在一定程度上具有政治性，因为模型必须满足委托人的意愿。他们认为所采用的模型应比技术模型更为复杂。

非油藏条件包括模拟人员、模型的适用性、以及成本。模拟人员需要收集和评估数据、准备输入数据、进行历史拟合以及进行预测。对于某一具体油田，根据其数据质量和范围的不同，数据收集可能需要几天或几个月的时间。历史拟合和预测阶段没有必要由同一个模拟人员完成。在一些公司，历史拟合由一个专业技术中心和油田公司协作完成，而大部分的预测工作由油田公司完成。这充分利用了专家的优势：技术中心(包括外事顾问)的日常工作是建立和运行模型，而油田公司则掌握着影响生产作业的每天变化的资料。在一些情况下，将历史拟合和预测工作分开很有意义。

许多模拟程序都是收费的。黑油模型和组分模型等大型模拟程序可以在必要时被租用或通过计算机网络获得。从软件经销商处可以获得更专业的模拟程序，或大学和政府实验室开发的研究代码。

随着复杂性的增加，费用也在增加。一个支持 Ockham 学说的好的经济观点是：对一个项目而言，最新的技术并不总是最好的技术，使用新技术是要付费的。即使没有正当需要，模拟研究人员也经常试图应用最新技术。用局部网格加密技术(LGR)来模拟水平井就是一个典型的例子。局部网格加密技术是一项新的网格准备技术，能够增加空间分辨率，但同时也增加了计算机费用和模型的复杂性。用局部网格加密技术来模拟水平井已经很普遍。在有些情况下，如可行性研究中，这种超出了研究目的需求的技术精度只能增加项目的经费而不能产生相应的价值。聪明的模拟人员将使技术精度与研究目的一致。结果是应该选择能达到研究目的的最具成本效率的方法。

模拟研究的费用可以根据以前类似的研究进行估计。如何估计一个黑油模拟研究的费用就是一个典型的例子，首先计算网格数和时布数的乘积，用 GBTS 表示。一旦 GBTS 已知，将它与所需要的 CPU 运行时间相联系。每 GBTS 的 CPU 运行时间是由先前模拟运行所需的 CPU 时间除以运行期间的 GBTS 数。GBTS 数乘以每 GBTS 的 CPU 时间即可以得到一次运行所需的总 CPU 时间。研究费用还取决于需要的运行次数，可以假设一次历史拟合大约需要运行 100 次。可用相似的方法来估计预测的费用。研究人员的费用大约等于计算机费用。这里并不包括数据收集和评价的费用。

练习

练习 17.1 数据集 EXAM10.DAT 使用多个岩石和 PVT 区域。查阅 EXAM10.DAT，在不改变模拟结果的前提下简化数据集。列出对数据集做的改变。第 24 章第 4 节给出了岩石和 PVT 数据记录的描述。

练习 17.2 一个具有 10*10*4 网格的模型运行 100 时步需要 5 分钟。

计算每 GBTS 的 CPU 时间。估计运行 100 次每次 200 时步需要多长时间？

练习 17.3 (A)用公式(17.3)计算一个 $\Delta x = \Delta y = 200\text{ft}$ 的网格的适当的井网格半径。(B)用公式(17.1)估计 Peaceman 校正法的关井时间。假设：$\phi = 0.15, C_T = 1*10^{-5}\text{psia}^{-1}, \mu = 2\text{cp}$, 以及 $K = 10\text{md}$ 。

第 18 章 历史拟合

历史拟合过程开始于明确定义的目标。给定目标后，有必要取得模型输入数据，尤其是油田动态历史数据。数据采集阶段的基本任务之一是确定在历史拟合过程中那些数据应该被拟合。例如，如果模拟气－水油藏，气的产量通常是明确给定的，而水的产量则是拟合的。反之，如果模拟油藏，油的产量是给定的，而水和气的产量是拟合的。

数据采集是模型初始化的一个基本部分。模型初始化是指数据按某种形式准备好以便于用于模拟器。当模型具有计算流体地质储量所需要的全部数据时，就认为初始化好了。油藏必须以某种格式进行特征化以便输入到模拟器中，且对于研究的委托者来说可以接受。油藏特征化包括选择模型中使用的网格和相关数据。在地质模型研究中，特征化还要对多重油藏进行实现。模型初始化过程要对所有的流体数据进行校正，如在黑油模型中用于差异 PVT 数据的快速校正。

很多情况下，简单的概念模型在为模型研究选择最终网格时很有用，尤其是确定层数时。例如，假设在一个非常大的油田中，要追踪驱替前缘的推进情况，此时，我们要求尽可能多的平面精度(至少 3 到 5 个网格块，每个网格块之间包含一口井)，但这意味着损失垂向精确度。解决这一问题

的办法是建立一个或多个代表油田不同部分的剖面模型。通过剖面模型来计算流动特征，可详细模拟这些区域的垂向波及效果。通过调整较小模型的相对渗透率曲线，可以拟合出详细的剖面模型的流动特征。得出的拟相渗曲线可用于平面区域模型。

模型初始化的另一个方面是平衡化，它是估计流体接触面和计算流体体积的关键。计算出的模型体积应与其它方法(尤其是体积和物质平衡方法)估算出的流体地质储量可以相比较。不同的方法之间应有合理的一致性(例如，在 2%以内)。最后，可以开始历史拟合。

18.1 直观历史拟合方法

普遍一致的历史拟合方法并不存在。由于问题的复杂性，历史拟合既是科学也是艺术。不过，仍有一些通用的原则可以指导历史拟合顺利完成。表 18-1 列出了一部分原则。表中，前两步先于后两步。如果前两步不能完成，很有可能模型建立得不适当，有必要进行修改。导致模型不适应的原因有多种，例如，选择了错误的模型，油藏特征化不充分，或油田数据不精确、不完全。

在一个典型的黑油或气藏模拟研究中，要拟合的数据包括压力、产量、水油比、气油比及示踪剂数据(如果有的话)。更为专门的研究，如组分和热采研究，还应该拟合只有该方法才有的数据，如井蒸汽组分或产出流体的温度。

表 18-1 建议的历史拟合过程

步骤	建议
I	用物质平衡拟合体积，确定含水层
II	拟合油藏压力。压力拟合可以是全区和局部的：油田平均压力的匹配建立了达到总物质平衡时模型的全区性质；通过定点测压可获得压力的分布，压力分布表明压力的空间变化与油田动态的局部变化有关。
III	拟合与饱和度有关的变量。这些变量包括水油比(WOR)和气油比(GOR)，WOR 和 GOR 在突破时间和其曲线形状两方面通常是最敏感的生产变量。
IV	拟合井流动压力

压力拟合通常是历史拟合过程中的第一步。通过与单井连续测试结果估算的油藏压力比较表明，拟合报告中的压力误差可以达到压降的 10%，这个误差可能大于或等于第 17 章讨论的 Peaceman 校正误差。作为第一步近似，将未校正的压力历史直接与模型压力比较已能满足精度，特别是如果你最感兴趣的是压力趋势而不是实际压力值时。当运行历史精确拟合时，压力应经过校正。

产量通常是来自月生产记录的。模拟人员指定一个产量或油井压力，然后通过比较实际的累积产量与模型的累积产量，来核实指定的产量，然后输入到模型中，流体中某一相的产量确定后，其它相的产量必须由模型动态来拟合。许多情况下，观测的产量将按月或季平均，然后与模型的产量比较。若油藏动态历史很长，那么明智的做法是在进行历史拟合时，应更多地采用最近的生产数据来进行历史拟合。

相比率，例如 GOR 和 WOR，能够指示模型的动态特性，拟合比率可以提供关于压力递减和前缘推进的信息。示踪剂在模型流体前缘时很有用。

示踪剂不一定是昂贵的化学药品，它们甚至是产出水的矿化度的变化。注入水与地下水具有不同的矿化度，它们的混和可以导致矿化度的变化。定期的水样品分析对于追踪矿化度随时间的变化很有帮助。

延时地震历史拟合

结合延时地震油藏监测和传统流动拟合的方法是新兴的历史拟合策略，称之为地震历史拟合。地震历史拟合是一个重复的过程，如图 18-1 所示。椭圆形表示模拟准备，矩形为对应的历史拟合过程。

地震历史拟合过程包括合并有延时地震监测的信息。延时地震监测是及时对比同一地区不同地点二维甚至三维地震研究的。WINB4D 包含提供方便完成图 18-1 中所有任务的信息代码。这使得流动模拟器包含岩石物理模型成为可能。

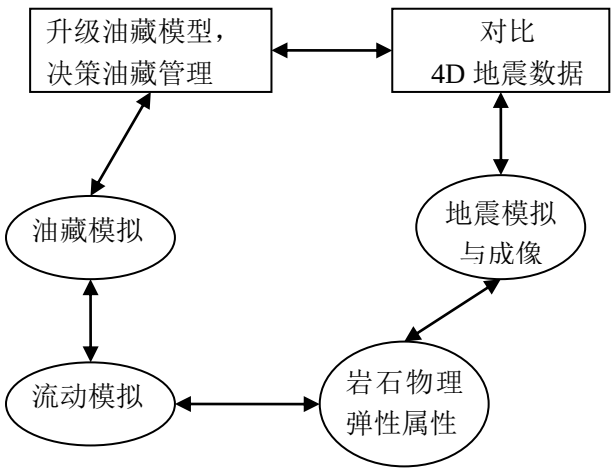

图 18-1 地震历史拟合

18.2 主要历史拟合参数

历史拟合中的一个基本概念是“不确定性等级”，它可以用于衡量输入数据质量好坏，使模拟人员决定哪个数据是最可靠和最不可靠的。修改模

型输入数据的原则是最不可靠的数据应首先被改变。问题是：哪些数据最不可靠？

数据的可靠性取决于数据的收集和对数据完整性和有效性的评价(Raza，1992；Salen 等，1992)。在建立对数据的了解时这是一个重要步骤，所以模拟人员应深入细致地审查这些数据。相对渗透率数据通常位于不确定等级的顶部，因为它被修改的频率多于其它数据。相对渗透率曲线通常由岩心驱替实验确定，因此，模拟区其余部分的的最终曲线总是让人怀疑。

通过修改各种各样的输入参数可改变初始的流体体积，包括最终相对渗透率和流体接触面。模型计算的原始流体地层体积受到独立技术(如体积和物质平衡研究)的约束。

要拟合单井数据可能要求改变生产层或射孔段的生产指数。如果很难在一个层或一套层拟合单井动态，模拟人员必须考虑各种因素，包括未预见的完井和井眼问题。例如，在某次研究中，低于气油界面的射孔层段出现意外的高气油比，这是环空内气体在油管和套管流动的结果。水泥胶结测井证实了这一点，它发现在气顶附近的井眼空间内有一处泄漏。气体从气顶进入井眼，造成了比预期大的气油比。根据要求的精度，这一因素的影响会使模拟有不同的选择，例如，可通过改变生产井模型的生产指数(PI)或设计一个井眼附近的概念模型以及准备改变相对渗透率曲线来模拟。方法的选择将影响模型的可预测能力，因此，即使重新完井，拟相渗曲线模型也能考虑高气油比的情况，而 PI 在重新完井时可以很容易修正，反映出井眼完整性方面的改善情况。

调整图形也是必要的。过去认为这是不得已才做的改动，因为改动图形需要相当大的工作量，要重新数字化，还要改动相适应的网格。预处理软件包和计算机辅助地质模拟使得修改图形成为一项更容易接受的历史拟合方法。对地质统计研究，历史拟合过程实际上可能要用到几个不同的地

质模型，即所谓的所谓的随机图形。第 11 章另外讨论了地质统计学。

Toronyi 和 Saleri(1988)给出了关于他们历史拟合方法的详细讨论。这是值得注意的，因为他们提供了关于一些历史拟合参数是如何影响饱和度和压力梯度方面的拟合指导。表 18-2 总结了这些经验指导。例如，它表明当孔隙体积随着时间变化时，会影响到压力，又如，相对渗透率的变化会影响饱和度在空间和时间中的变化。注意，很少改变流体属性数据拟合油田历史的，这是因为与其它模型输入数据相比，流体属性数据多是精确测量而来的。

错误的参数修改不会完成历史拟合的，如，调整岩石压缩系数可实现压力拟合，但最终的匹配值必须与储层物性参数相适应。一般地，更改参数值必须要有其物理意义。

表 18-2 主要历史拟合参数的影响

参数	压力拟合	饱和度拟合
孔隙体积	$\Delta P / \Delta t$	*
地层系数	$\Delta P / \Delta x$	$\Delta S / \Delta x$
相对渗透率	用不到	$\Delta S / \Delta x$ 和 $\Delta S / \Delta t$
岩石压缩系数	*	用不到
泡点压力	$\Delta P / \Delta t^*$	*
* 尽量避免改变参数		

18.3 历史拟合的评价

评价历史拟合的一个方法是比较参数的实测值和计算值。典型的做法是，将参数实测值和计算值按压力－时间、GOR－时间、WOR－时间及含水率－时间绘制曲线。如果有相关数据，其它对比也应该进行。这包括，

例如，模型饱和度－测井饱和度、示踪剂浓度(如矿化度)－时间。在组分模拟的实例中，主要组分(典型的是甲烷)应该绘制成与时间的函数。

在许多研究中，最直观指示模拟动态的是，GOR、WOR 和含水率与时间的关系曲线。这些曲线用来确认问题区域。例如，假设我们绘出了所有高(低)WOR 和 GOR 井，或者是高(低)压力井。这些曲线揭示了存在同样问题的一组井，这说明模型中存在系统错误或不足，需要取改正。如果分布是随机的，应考虑修改引起非均质性动态的局部变量。

18.4 拟合判断

有许多方法可以判断一次拟合是不是令人满意的。在所有的情况下，清晰的理解研究目标，应该是判断的标准。如果进行的是一次粗略的研究，实测值和计算值之间的拟合没有必要像详细研究那么精确。例如，如果实测压力和计算压力的差值在±10%以内，则认为压力已经拟合了。±10%的误差是通过估计测试压力的不确定性以及研究的质量要求来决定的。一项研究，当需要为预测提高更大的可靠性时，误差应减少到±5%或更少，但是追求误差小于 1%是不现实的。

不确定性不是用于单井测量压力的，该测量压力可以精确到小于 1%，而是用于从两口或多口油井测试来估计平均油田(或区域)压力的。后者的误差比单井精确测试的要大。在任何情况下，模拟计算压力总应油田或(区域)的压力动态。

另外直观指示拟合质量的是 WOR、GOR 和含水率的拟合。需要考虑三个因素：突破时间，实测值与计算值的差异大小及趋势。应该在模型中进行调整以提高每个因素的质量。Saleri(1993)发现一个油田的拟合比单井动态拟合要容易。确实，他注意到拟合每口井实际上是不可能的。作为单凭经验的方法，油田拟合结果的有效性应该是一年或更多时间，我们期待

单井的拟合的有效性持续 6 个月。背离这个经验，将会差别很大，需要依赖于模拟系统的类型和解释模型对实际情况的定位。事实上，没有水侵量的气藏可以在油田生产期内精确模拟，然而，对于复杂岩性和有水侵量的气藏从不会达到满意的拟合。

应该避免建立“终生制”模型，当建模人员（或研究队伍的成员）期望用“终生制”模型来试验一个未经尝试的想法时容易出现这种情况。在实践中，当分配给一项研究的时间和经费耗尽时，建模人员就会宣布最终模拟完成。

18.5 历史拟合的局限性

通常认为历史拟和是一个反转性问题。当一个系统某一个方面的因变量已知，而独立变量需要确定时就算是反转性问题。例如，油气生产过程中的因变量是油田生产能力，而生产能力取决于渗透率分布和流体性质等输入变量。历史拟和的目的就是要确定一系列输入变量来重建油田生产历史。

反转性问题的解决途径就是确定一系列合理的油藏参数来使模型预测和油田生产历史之间的差异最小化。一般说来，我们必须记得我们解决的是一个答案并不唯一的问题，而这个问题的解决方法和科学一样需要技巧。唯一性问题由多个因素引起，最为明显的是不可靠的或存在局限性的油田数据以及数值影响。计算机软硬件的发展以及使最小化数值问题成为可能，最少可以估计它们对于最终历史拟和方案的影响。数值局限的解决因为系统与之俱来的不完善而显得更有难度，这主要是因为我们没有足够的数据来确保我们的最终模拟方案正确无误。

合理性检验

如果一个模型不违背任何已知的物理约束，就认为该模型是合理的。在许多情况下，如果模型是合理的，就是可以接受的。在其它情况下，要

检验其合理性，不仅要满足物理约束，还要通过数据评价过程。这样，如果模型是基于合理但未被认可的新技术的，它可能是合理的，但将不会被接受。研究人员可能会使用文献中的方法，但研究负责者则可能从哲学或经验的角度反对该方法。有一个好例子是，窗口区域模拟是合理的，但却不被接受，因为它不能充分描述穿过窗口区域边界的流量，这会产生糟糕的结果。如果有权威或有影响的人对某模拟方法有过不好的经历，他就会拒绝接受来自该模型的结果。同样，模拟人员要注意，一些模拟方法并没被普遍接受。至少应使用另一个方法来证实有争议的方法，并以此作为敏感性分析或模型有效性验证的一部分。

练习

练习 18.1 (a)运行 EXAM6.DAT，绘制平均油藏压力与时间的关系曲线；(b)将数据文件 EXAM6.DAT 中的孔隙体积乘以 0.9，并重新绘制(a)中的曲线；(c)孔隙体积的改变是如何影响压力随时间的变化的？

练习 18.2 将 EXAM6.DAT 中 k=1 层的水平渗透率数据设置为原来的两倍。(a)绘制平均油藏压力与时间的关系曲线；(b)两年结束时，各层对油藏压力和产量的影响是什么？文件 BTMP.WEI 给出了所有井各层的产量数据。

练习 18.3 数据 EXAM6.DAT 中，K=1 和 K=2 层中网格块从 J=1 到 J＝4 排列，设在 J=2 和 J=3 之间 x 轴方向的传导率为 0。这一传导阻挡层表示流动阻挡层。这个阻挡层是如何改变流动方式和油藏压力分布的？

第 19 章 预测

前几章已经介绍了如何建立油藏基础模型和合理模拟结果的可信度标准。建模的目的是为了帮助我们为油藏管理项目提出发展建议。油藏管理的主要目的就是设计合理方案以获得最大经济效益的油藏采收率。原则上要尽可能作到以下 2 点：

◆最大油藏采收率

◆最低的资金投入

模拟研究在商业方面的效用是可以为油田生产动态预测资金流。因此，通过模拟研究进行油田生产动态预测可以用于可能的管理策略的经济分析。

19.1 预测能力

动态预测对于各种目的都是很有价值的。它可以用以更好的分析和理解油藏动态，并且可以作为测定输入数据的模拟敏感性的手段。这个敏感性分析可以指导辅助数据的采集以改善油藏管理。

预测可以使人们通过采收率和时间的关系估算项目的使用寿命。项目寿命不仅仅取决于油藏的流动特征，而且与商业价值有关。在估算项目寿命的过程中，用户可以对未来油藏动态施加各种经济约束条件。这种约束条件反映了一系列将使管理部、股东和预期投资者关注的经济标准。

很显然，经济利益和技术焦点对项目的未来都是相当重要的。作为研究的一部分，常常必须对比不同的开采方法。由于只有一个油田，因此对油田进行各种开采方法的评估是不现实的，即使是小规模的先导性试验项目也是如此。先导试验项目的花费也比模拟研究大的多。在某种情况下，

利用先导试验去证实模拟研究是很有必要的，尤其，对化学和热采这样高投资的开采方法更是如此。

模拟预测的另一个用处是为油藏管理计划做准备。油藏管理计划已经在前几节中讨论过。为其做准备往往是进行数值模拟研究的一个重要动机。

19.2 预测过程

预测过程的第一步是模型的调整。当模拟人员从历史拟合阶段的生产状况控制转入预测阶段的压力控制时，要确保单井产量的一致性。图 19-1 说明了这种情况，图中实线为基于历史拟合阶段采油指数(PI)的预测产量变化状况。很明显，历史拟合末端和预测开始阶段是不连续的。这种差异往往是由于单井的实际采油指数特别是表皮效应没能准确的在模型中模拟出来造成的。为了正确拟合最终历史产量和初始预测产量，必须正确调整 PI 模型。

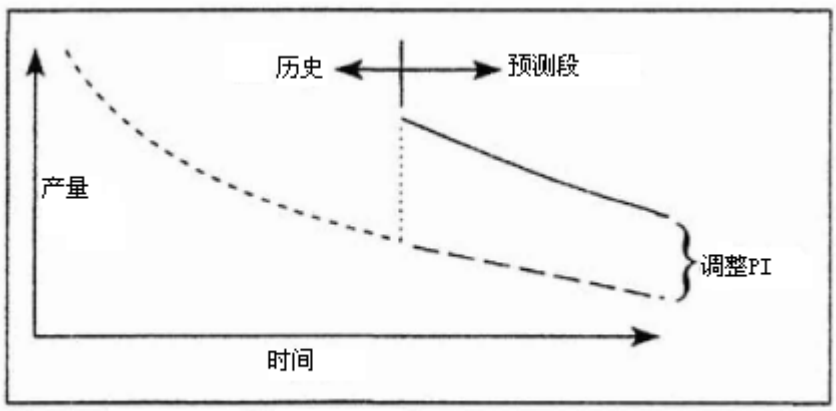

图 19-1

预测的下一步是准备基础方案预测。它是在假设存在一定生产条件时进行的预测。例如，对于一个正在进行一次采油的新开发油田，其基础方案应该达到用户指定的经济界限。相反，如果油田进入注水开采阶段，那

么初步开发方案应该是注水，可以交替使用的方案包括注气和水—气交替注入法。

基础方案预测建立了用以对比开发方式变化引起的油田生产动态变化的系统。此外，为了深入了解模型预测相关的不确定性，应该进行敏感性分析。下面将简述敏感性分析过程。

19.3 敏感性分析

在历史拟合和预测过程都需要进行敏感性分析。任何定量表示与选择具有不确定性和风险性的特定方案的方法都可以看作是敏感性分析。在促使历史拟合过程中具有成本效果的敏感性分析技术的一个例子是概念模型。它可以用以提出非常特殊的问题，例如确定流体界面的移动对原油采出的影响。同样，研究断块油藏中水平井的动态的窗口模型显示了模型对输入参数变化的敏感性相关的重要信息。

另外一个敏感性分析技术的例子是风险分析。Murtha[1997]把风险分析定义为“任何形式的用以研究并试图量化与投资相关的风险的分析”。风险在这里指潜在的“与一些意外发生有关的资产变化。”风险分析产生与模型中输入参数的变化相关的概率。参数的变化必须在一定的范围内，而这个范围是由收集的数据，模拟油田的信息和模型研究小组的经验决定的。一套模型从输入参数到模拟运行构成一次试验。大量的试验可以生成概率分布。此外，如下所述，实验的结果可以用以多变量回归得到解析表达式。

在历史拟合阶段修改模型的输入参数，这是最为广泛应用的研究输入参数变化的敏感性的技术。下面的方法结合多元参数回归和模拟试验结果生成了解析表达式，定量描述了模型参数变化产生的效果。

假设因变量 F 有如下形式：

$$F = k\prod_{j=1}^{n} X_j^{e_j}$$

其中{X_j}是 n 个因变量，k 是与自变量有关的比例常数。X_j 包括井距，饱和度端点和水体强度。为了使其适宜多元回归分析，对上面等式取对数线性化得：

$$\ln F = \ln k + \sum_{j=1}^{n} e_j \ln X_j$$

敏感性模型的构建步骤如下：

- 用不同的{X_j}值运行模型
- 求出各{X_j}对应的 F 值

通过对模型运行{X_j}的函数计算出的 F 值进行多元变量回归分析获得常熟 k，{e_j}。

此外，当自变量{X_j}发生微量变化时，回归过程还提供对因变量 F 的微量估算。F 的微分形式如下：

$$\frac{dF}{F} = \sum_{j=1}^{n} e_j \frac{dX_j}{X_j}$$

它使我们能够比较不同自变量变化的相对重要性。注意，在 F 微变量变化 dF/F 的表达式中，比例常数 k 已经被消去。这样，dF/F 不再依赖在敏感性研究中使用的单位制。

19.4 经济分析

模拟预测除了提供对流动特性的深入技术研究外，还常常与价格预测结合计算某个油藏管理计划成生多少收益。收益用以支付投资和操作费用，项目的经济动向取决于收益和成本之间的关系。第 9 章给出了关于基础经

济概念的讨论。这样，经济分析在模拟研究中的角色就很清楚了。

实际上，油藏模拟决定了要有多少钱用以支付建井、压缩机、管线、平台、油水处理设施以及完成模型提出的计划所需的设备。因此，人们希望模拟研究组能利用获得好的采收效果的油藏参数来进行资金预测，而不是用非优化的参数。敏感性分析对于确定一组参数的预期效果是一种很有效的方法。事实上，现在的储量分级系统是依据评价储量的发现可能性设计的。第 9 章中给出了概率性的分析。概率性描述给企业管理部门和金融机构等决策机构做够的信息以帮助其做出正确的决策。

19.5 模拟预测的有效性

Saleri 通过比较实际油田生产动态和预测状况对模拟预测的有效性进行了研究。图 19-2 阐明了他的研究成果。油田的生产动态的整体拟合，如累积产量和压力动态变化都是合理的。然而，油田拟合往往还是有些靠不住，因为单井动态预测的有效性变动太大。的确，作者认为水和气的动态拟合是失败的。这在模拟研究中是屡见不鲜的。Saleri 得出如下结论：

- “排除主要的地质和/或油藏数居的限制后，油田累计采油量预测的准确率达到 10%~40%。”[Saleri,1993]
- “单井动态预测肯定不如油田整体预测成功。”[Saleri,1993]图 19-2 油田动态拟合的质量(Saleri，1993)

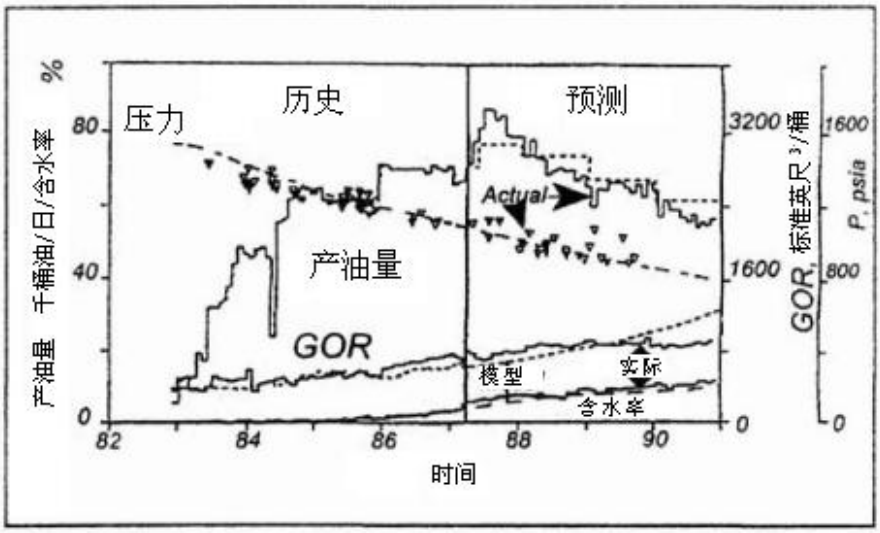

图 19-2 油田动态拟合的质量(Saleri，1993)

这两点强调我们必须认识历史拟合过程并非产生唯一解。油藏动态预测取决于历史拟合的有效性。

虽然基于模拟的预测有着很大的不确定性，油藏数值模拟仍然是进行动态预测的最可靠方法，特别是对初开发的油藏或油藏管理决策选择的先导试验区。其他研究方法，如产量递减曲线法和物质平衡法，虽然也可以作出动态预测，但难以达到油藏数值模拟的精细程度。Saleri 指出(1993)：

- “虽然数值模拟有 10%-40%的不确定性，但它仍比大多数基于对比分析的油藏工程决策(如边缘注水对面积注水)的精确度高。因此，有限插分模型仍然是选择最佳管理策略的最有效手段。”

Saleri 的观点与 Oreskes 等人的观点相类似。虽然模型不是唯一反映自然的描述，但其仍有很多用途。总之，模型可用于：

- 证实或者否定关于实际系统的假设；
- 识别与其他模型的不同之处；
- 进行敏感性分析。

在第 4 部分的实例研究中，综合了上述几个观点。

练习

练习 19.1　据集 EXAM4.DAT 是一个经历一次采油的欠饱和油藏的二维平面模型。设 EXAM4.DAT 中井 P-1 的井底流压(BHP)为 150 磅/英寸 ^{2}，运行模型，求出所能采出的油。

练习 19.2　第一年底开始在数据集 EXAM4.DAT 中四角网块中每个补充一口注水井，像练习 19.1 中一样，调整 BHP。注水井允许的最大 BHP 是 5000 磅/英寸 ^{2}。假设采油井的目标产量是 600STB/D。通过改变注水量使原油采收率达到最大。数据集 EXAM6.DAT 是补充注水井的一个例子。

第三部分 实例研究

第 20 章 研究对象和数据收集

做研究工作首先要弄清它的研究对象，研究对象可以为资源需求提供重要信息。搞清研究对象后，就能获得描述油藏性质。

20.1 研究对象

本文有两个研究对象，希望通过这两个研究对象增加读者对有藏数值模拟过程的理解，并获得利用模拟程序工作的经验。读者从第一和第二部分中的练习中获得的经验是可以活用的。虽然利用 WINB4D 作的练习与其他数值模拟软件在细节上有所不同，但其原理是通用的。虽然从教学角度看，上述练习中的研究对象是很重要的，但在本文的实例研究中是次要的。

实例研究中的油藏管理目标是优化设计一个倾斜欠饱和油藏的生产开发方案。我们给了这个研究对象一些限制条件。在讨论这些限制条件之前，首先必须收集一些与该油田相关的背景资料。

20.2 油藏构造

图 20-1 给出了该油田东西向剖面的地震测线。P-1 井是唯一一口生产井，其开采油层是一个断块构造，构造顶部向东被一不整合断层切割，西面和构造底部被一断层或水体切割，北面和南面被断层封闭。

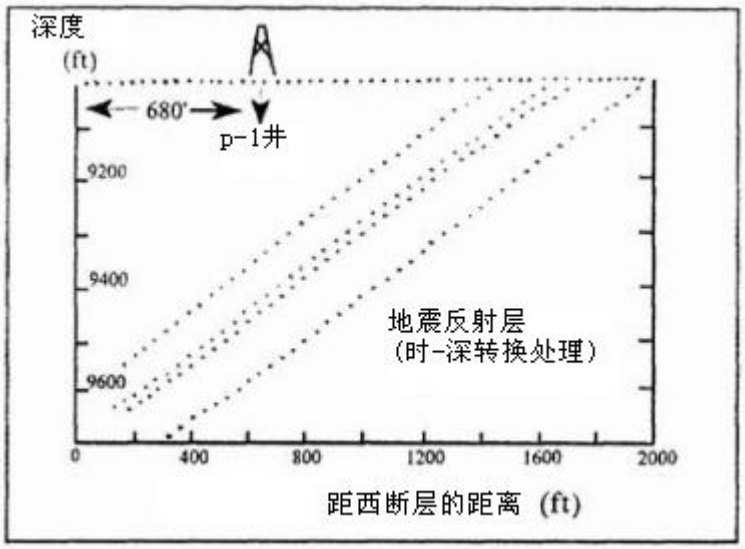

图 20-1 东西向地震测线

图 20-2 给出了测井曲线，通过分析测井数据表明，有藏有两个主要砂层，这两个主砂层被一页岩分隔，表 20-1 中为测井结果数据。表头中ϕ代表空隙度，S_w代表含水饱和度，h 为地层厚度，NTG 代表净厚比。

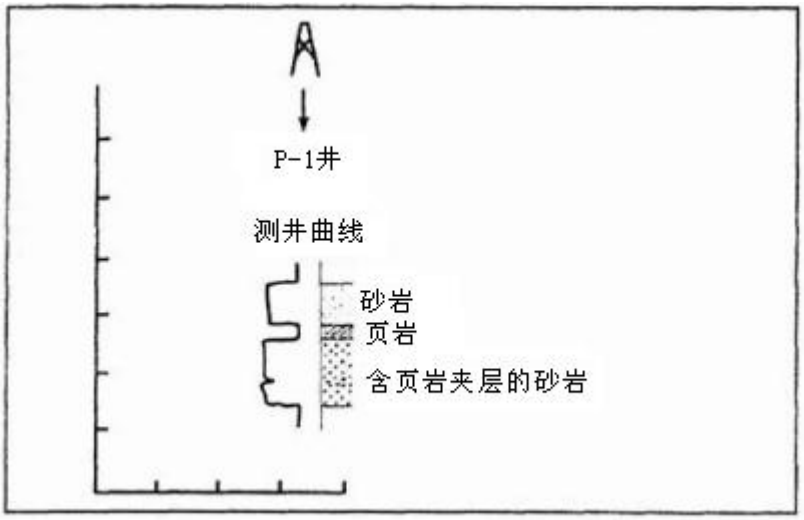

图 20-2 测井曲线

表 20-1 测井分析一览表

岩性	至油层顶部的深度 (ft)	ϕ (fr.)	S_w (fr.)	h (ft)	NTG (fr.)
砂岩	9330	0.20	0.30	80	0.9
页岩	9410	-	-	20	-
含页岩夹层的砂岩	9430	0.25	0.30	120	0.8

图 20-3 是理论上的油藏剖面图。注意，在此地质模型中我们设计了一个不整合面。

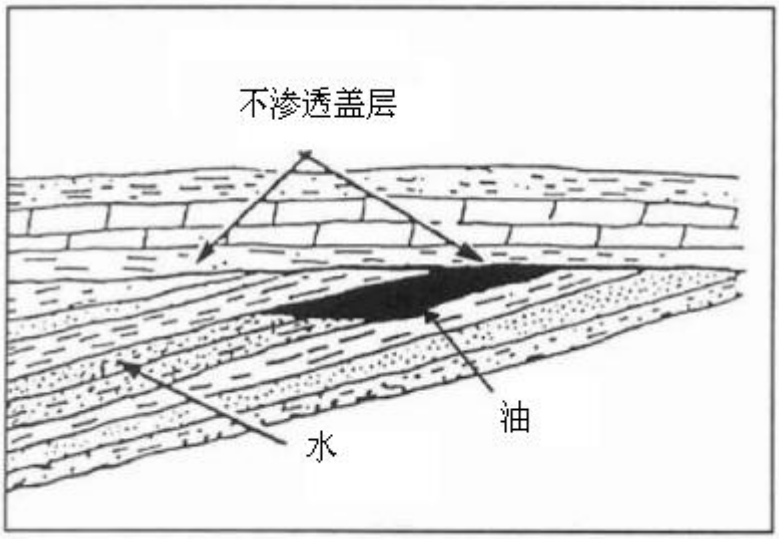

图 20-3 油藏剖面草图

20.3 生产历史

井 P-1 已经投产一年，表 20-2a 和 20-2b 列出了其生产历史数据。

表 20-2a 生产历史

	产量				
时间/d	油/(STB/D)	气/(MSCF/D)	水/(STB/D)	气油比/(SCF/STB)	水油比
5	500	228	0	457	0
13	500	228	0	457	0
24	500	228	0	457	0
41	500	228	0	457	0
66	500	228	0	457	0
91	500	228	1	457	0
122	500	228	1	457	0
153	500	228	1	457	0
183	500	228	2	457	0
214	500	228	2	457	0
245	500	228	2	457	0
275	500	228	3	457	0
305	500	228	3	457	0
336	500	228	4	457	0

365	500	228	5	457	0

从 20-2a 和 20-2b 两个表可以看出产油量是稳定的。虽然真实数据可以看出一些变化，但我们为了简化问题把数据都理想化。产气量和气油比也都一直保持不变。以上分析表明油藏处于欠饱和状态，也就是说，油藏压力处于泡点压力之上。故这个欠饱和油藏在油藏条件下产出的只有液相烃。该油田的溶解气油比保持不变说明油藏在原始地层条件下就是欠饱和的。

表 20-2b 生产历史

时间 /d	平均油藏压力 /(lbf/in^2)	累积产量		
		油 /(MSTB)	气 /(MMSCF)	水 /(MSTB)
5	3929	3	1	0
13	3915	6	3	0
24	3906	12	5	0
41	3901	20	9	0
66	3899	33	15	0
91	3898	46	21	0
122	3897	61	28	0
153	3897	61	28	0
183	3897	91	42	0
214	3896	107	49	0
245	3895	122	56	0
274	3895	137	63	0
305	3894	152	70	0
336	3893	168	77	1
365	3892	183	83	1

20.4 中途测试(DST)

井 P-1 测井曲线和取心资料表明该油藏存在连个主要砂层。之后我们对各层进行了 DST 测试。测试结果列于表 20-3 中；

表 20-3 P-1 井 DST 测试结果

井眼半径	0.25ft
表皮系数	-0.5

原始压力	3936lbf/in^2(9360ft 深处)
封闭边界	700ft 以内

通过 DST 测试，我们估算出每个砂层的渗透率。表 20-4 列出了两个砂层的计算结果，包括平均含水饱和度(S_w)和含油饱和度。

表 20-4 各主砂层的饱和度和渗透率

砂岩	S_w	S_o=1-S_w	渗透率/(md)
1	0.3	0.7	75
2	0.3	0.7	250

20.4.1 DST 测试半径

DST 测试半径可以按不同关井时间由下式计算：

$$r_i = 0.029\sqrt{\frac{K\Delta t}{\phi\mu c_T}}$$

其中，K 为渗透率(md)，ϕ 为空隙度(%)，μ 为粘度(mPa.s)，c_T 为综合压缩系数(in^2/lbf)，Δt 为关井时间(h)，将以上参数值列于下表：

K	渗透率	250md
ϕ	空隙度	0.228
μ	粘度	0.71mpa.s
c_T	综合压缩系数	13×10^{-6}in^2/lbf

将其带入上式得:

$$r_i = 0.029\sqrt{\frac{K\Delta t}{\phi\mu c_T}}$$

$$= 0.029\sqrt{\frac{250\times\Delta t}{0.228\times0.71\times13\times10^{-6}}}$$

$$= 316\sqrt{\Delta t}$$

表 20-5 给出了关井 0.25 天、0.5 天和 1 天的探测半径 r_i。

表 20-5 估算调查半径

关井时间		探测半径/ft
天/d	小时/h	
0.25	6	770
0.50	12	1100
1.0	24	1550

DST 测试表明，井 P-1 周围大约 700 英尺范围存在一个封闭边界。

20.5 流体性质

除压力、流动系数和边界信息外，DST 还可以获得流体样品。表 20-6 给出了对 DST 测试流体样品做实验分析后得到的流体物性参数。

表 20-6 流体物性

压力 /(lbf/in^2)	油		溶解气油比 /(SCF/STB)	气		水	
	粘度 /(mpa.s)	地层体积系数 /(RB/STB)		粘度 /(mpa.s)	地层体积系数 /(RCF/SCF)	粘度 /(mpa.s)	地层体积系数 /(RB/STB)
14.7	1.04	1.06	1	0	0.9358	0.5	1.019
514.7	0.910	1.207	150	0.0112	0.0352	0.5005	1.0175
1014.7	0.830	1.295	280	0.0140	0.0180	0.5010	1.0160
1514.7	0.765	1.365	390	0.0165	0.0120	0.5015	1.0145
2014.7	0.695	1.435	480	0.0189	0.0091	0.5020	1.0130
2514.7	0.641	1.500	550	0.0208	0.0074	0.5025	1.0115
3014.7	0.594	1.550	620	0.0228	0.0063	0.5030	1.0100
4014.7	0.510	1.600	690	0.0260	0.0049	0.5040	1.0070
5014.7	0.450	1.620	730	0.0285	0.0040	0.5050	1.0040
6014.7	0.410	1.630	760	0.0300	0.0034	0.5060	1.0010

通过 DST 计算出仔 9360 英尺深处的原始油藏压力为 3936lbf/in^2，比实验测得的泡点压力 2514lbf/in^2 高 1400lbf/in^2。表 20-6 给出了必须校正才能用于油藏模拟的欠饱和油藏流体物性。

20.5.1 黑油高压物性的校准资料

表 20-7a 中列出了油相流体物性。

表 20-7a 校正过的油相物性

压力 /(lbf/in^2)	原油粘度 /(mpa.s)	原油地层体积系数 /(RB/STB)	溶解气油比 /(SCF/STB)	气粘度 /(mpa.s)	气的地层体积系数 /(RCF/SCF)	水的粘度 /(mpa.s)	水的地层体积系数 /(RB/STB)
14.7	1.040	1.062	1	0.0080	0.9358	0.5000	1.0190
514.7	0.910	1.207	150	0.0112	0.0352	0.5005	1.0175
1014.7	0.830	1.295	280	0.0140	0.0180	0.5010	1.0160
1514.7	0.765	1.365	390	0.0165	0.0120	0.5015	1.0145
2014.7	0.695	1.435	480	0.0189	0.0091	0.5020	1.0130
2514.7	0.641	1.500	550	0.0208	0.0074	0.5025	1.0115
3014.7	0.594	1.550	620	0.0228	0.0063	0.5030	1.0100
4014.7	0.510	1.600	690	0.0260	0.0049	0.5040	1.0070
5014.7	0.450	1.620	730	0.0285	0.0040	0.5050	1.0040
6014.7	0.410	1.630	760	0.0300	0.0034	0.5060	1.0010

要将实验室测得的差异分离和分离器数据调节成适用于黑油模型的形式,需要进行修改,可通过下式实现:

$$B_o(p) = B_{od}(p)\frac{B_{ofbp}}{B_{odbp}}$$

$$R_{so}(p) = R_{sofbp} - [R_{sodbp} - R_{sod}(p)]\frac{B_{ofbp}}{B_{odbp}}$$

其中,B_o 是地层油的体积系数,R_{so} 是溶解气油比,下标中,d 为差异分离系数,f 为瞬时值,b_p 为泡点。本实例研究中，实验测量的瞬时值范围为 6000 磅/英寸 ^{2}(表压)至 0。表 20-7b 中列出了分离器测试条件和结果。

表 20-7b 分离器测试(瞬时)

分离器压力/(lbf/in^2)	油气比/(SCF/STB)	地层体积系数/(RB/STB)
100	572	
↓		
0	78	

总气油比=650	1.5

用于微分计算的各瞬时值如下：

B_{ofbp}	1.50RB/STB	R_{sodbp}	760SCF/STB
B_{odbp}	1.63RB/STB	R_{sofbp}	650SCF/STB

其对应的校准系数为：

$$B_o(p) = B_{od}(p) \times \frac{1.50}{1.63} = B_{od}(p) \times 0.92$$

$$R_{so}(p) = 650 - [760 - R_{sod}(p)] \times 0.92$$

把这些校正应用于差分数据，得到校准结果，如表 20-7c。

表 20-7c 校准的油相物性

压力/(lbf/in^2)	原油地层体积系数/(RB/STB)	溶解气油比/(SCF/STB)
14.7	1.062	1
514.7	1.110	89
1014.7	1.191	208
1514.7	1.256	310
2014.7	1.320	392
2514.7	1.380	457
3014.7	1.426	521
4014.7	1.472	586
5014.7	1.490	622
6014.7	1.500	650

20.5.2 欠饱和原油性质

欠饱和原油性质的斜率(第 24 章第 6 节)是根据表 20-8 计算的。

表 20-8 欠饱和原油性质

压力/(lbf/in^2)	校正的 B_{opb}/(RB/STB)	μ_o/(mpa.s)	备注
2515	1.3800	0.641	泡点
3935	1.3473	0.706	欠饱和值

欠饱和原油的地层体积系数与压力变化的差分近似表示为：

$$\frac{\Delta B_o}{\Delta P}=\frac{1.3473-1.3800}{3935-2515}\approx -0.000023\frac{RB/STB}{lbf/in^2}$$

这个线性近似关系在许多情况下都是成立的。非线性欠饱和斜率可以通过模型模拟得到。

同样，欠饱和油的粘度和压力的近似差分关系如下；

$$\frac{\Delta \mu_o}{\Delta P}=\frac{0.706-0.641}{3935-2515}\approx 0.000046\frac{RB/STB}{lbf/in^2}$$

在泡点压力以上，溶解气油比随压力的变化为 0。

20.6 油藏管理限制条件

表 20-9 给出了油藏管理的限制条件。包括对基建费用的限制，如可钻井数和操作的限制条件。在这种情况下，例如，确保水油比小于 5STB(水)/STB(油)是非常重要的。这些限制条件是充分考虑了技术和经济因素的，在研究预测阶段显得尤其重要。

表 20-9 油藏管理限制

- 可另钻一口井
- 可改变现有井的完井段

  目前完井段为整个井段
- 理想产油量为 1000STB/D
- 需要的话可以可以注水
- 极限水油比<5
- 允许的最小井底压力 2600lbf/in^2
- 允许的最大注入压力 5000lbf/in^2
- 最低的经济采油量 100STB/D

练习

练习 20.1 画出饱和原油及欠饱和原油的地层体积系数、粘度、溶解气油比于压力的关系曲线。

练习 20.2 证明 PVT 数据被合理输入到 CSMB.DAT 文件中。模型中的油藏泡点压力是多少？

第 21 章 模型初始化

基于本章节中数据，我们建立了油藏原始流体饱和度和原始压力分布。它可以通过容积法估算原始地层条件下的储量，与基础油田动态分析做对比。基础油藏分析包括用容积法和物质平衡法计算原始地质储量。

21.1 容积法

在油藏模型中，油相体积估算值非常有用，它用于检验油藏数值表示的准确性。油藏中油的体积可以由油藏体积 $V_{B,}$空隙度ϕ和油相饱和度 S_o

计算出来。

油藏体积$V_B = \Delta X \times \Delta Y \times \Delta Z$， ΔX， ΔY ， ΔZ 分别表示产层的长度，宽度和有效厚度。

- 由地质地图： ΔX =2000 英尺， ΔY =1200 英尺，面积≈55 英亩
- 有测井曲线： ΔZ =72+96=168 英尺

油藏总体积 $V_B=4.03\times10^8 ft^3$

孔隙体积=ϕV_B，空隙度ϕ是测井曲线得到的厚度加权平均空隙度估算出来的：

$$\phi \approx \frac{72\times0.20+96\times0.25}{168} \approx 0.228$$

把孔隙度和总体积相乘得孔隙体积：

$$V_p \approx \phi V_B \approx 9.18\times10^7\ ft^3 \approx 16.4\times10^6\ RB$$

用含油饱和度和空隙体积相乘可以估算油藏条件下原油体积。用该体积除以平均体积系数可以得到原油地面条件下的体积。平均原始地层压力 3935lbf/in^2 时的原油体积系数为 1.3473RB/STB。这个值是从校正过的用于油藏数值模拟程序的实验数据中获得的(第 20 章第 5 节)。得到原油体积为：

$$V_o = \frac{S_o V_p}{B_o} \approx \frac{0.7 V_p}{B_o} \approx \frac{11.5\times10^6\ RB}{1.3473\ RB/STB} \approx 8.5\times10^6\ STB$$

21.2 物质平衡

体积计算提供了一种检测油藏模型质量的方法，但是它是基于不随时间变化的数据的。如果有足够有效的生产数据(如第 20 章中讲到的历史数据)，那么也可以通过物质平衡方法获得原始
油体积。在这点上，我们猜测原始油藏是欠饱和的，但是可能没有水体支

持。

投产第一年的近几个月中，产出了少量的水，这说明油藏中有可流动的水，但其来源是不得而知的。产出的水量很小，可以解释为由于油藏压力降低而液体膨胀产生的流动水；或者可能是地层中水侵。如果我们考虑有和没有水体的情况下进行开采，可以对以上两种情况进行评估。

我们先推导相对一般的情况下，即在有水体的情况下利用天然能量开采欠饱和油藏的物质平衡方程。为了简化推导，我们假设底层压缩系数可以忽略，随着原油的开采和地层压力的降低，原油体积的减少量等于水体积的增量。

1．计算原油体积的减少量 $\Delta V_o(RB)$：

令 N 为原油地质储量，OOIP(STB)

B_{oi} 为原始压力 P_i 下原油地层体积系数(RB/STB)

N_p 为 t 时刻压力 P 下的产油量(STB)

B_o 为 t 时刻压力 P 下的原油地层体积系数

则：

NB_{oi} 为原始地层压力 P_i 下的原油地质储量 OOIP(RB)

$(N-N_p)B_o$ 为 t 时刻压力 P 下的石油地质储量 OIP(RB)

因此，原油体积的改变量为：

$$\Delta V_o = NB_{oi} - (N - N_p)B_o$$

2．计算水体积的增量 ΔV_w(RB)

令 W 为原始地层压力 P_i 下地层中水量(RB)

B_w 为在 t 时刻压力 P 下水的地层体积系数(RB/STB)

W_P 为 t 时刻压力 P 下的产水量(STB)

W_e 为水侵量(RB)

则：

$W_P B_w$ 为 t 时刻压力 P 下的累积产水量(RB)

因此，地层水体积变化量为：

$$\Delta V_w = (W + W_e - W_p B_w) - W = W_e - W_p B_w$$

3．假设有藏体积不变，即：$\Delta V_o = \Delta V_w$。结合以上第一步和第二步的结果，得到利用天然能量开采含有水体，不可压缩的欠饱和油藏的物质平衡方程如下：

$$NB_{oi} - (N - N_p)B_o = W_e - W_p B_w$$

上式中有两个未知量 N 和 W_e。

最简单的情况是假设水侵可以忽略，即 $W_e=0$。如果我们进一步观察，可以发现产水量 W_p 也是可以忽略的。则：

$$N = \frac{N_p B_o}{B_o - B_{oi}}$$

其中，$P_i=3935 lbf/in^2$ 时的 $B_{oi}=1.3473 RB/STB$。计算中原油的地层体积系数已经修正过。对应的原始石油地质储量估算为 $N \approx 1500 N_p$，$B_o - B_{oi} \approx 0.0009 RB/STB$。计算结果列于下表 20-1 中：

表 21-1 假设没有水侵的计算结果

时间/(d)	绝对压力/(lbf/in^2)	B_o/(RB/STB)	N_p/(MSTB	N/(MMSTB)
91	3898	133482	46	69
183	3897	1.3482	91	136
274	3895	1.3482	137	205
365	3892	1.3483	183	274

N 值随时间变化增长。这说明物质平衡方程没有考虑任何压力支持并且说明应该考虑水侵的存在。

如果我们用体积测算出的 N，即 N_{vol}=8.5MMSTB(本章第一节)，我们就可以计算 W_e。同时我们知道 $W_p \approx 0$，则物质平衡方程变为：

$$W_e = N(B_{oi} - B_o) + N_p B_o$$

计算结果列于表 21-2 中。

表 21-2 假设体积法测算的原油地质储量有水侵的结果

时间/(d)	绝对压力/(lbf/in^2)	B_o/(RB/STB)	N_p/(MSTB)	W_e/(MMSTB)
90	3898	1.3482	46	54(52)
180	3897	1.3482	91	115(113)
270	3895	1.3482	137	177(174)
365	3892	1.3483	183	239(234)

21.3 相对渗透率

在我们建立三维模拟模型的准备过程中，我们发现并非所有模拟软件需要的数据都可以获得。因为我们不能在缺少数据的情况下进行可信的模拟研究，所以我们必须完成数据集。有几种有效的方法可供选择，例如补充测量或寻找合理的关联法或类比法求取缺少的数据。在这种情况下，我们要在不用额外花费和不耽误时间的情况下加快项目进展，以取得最好高的商业利益。

我们没有实验测得的相对渗透率数据。我们可以尝试从生产数据中获得相对渗透率数据，但我们的生产历史必须是单相油。为了模型的运行必须说明相对渗透率，我们可以求助于类似的油藏或关联方法。我们选择 Honarpour 等人的亲水砂岩的相关法作为确定相对渗透率曲线的出发点。测井曲线提供了一些饱和度端点值相关的信息，如原始地层含水饱和度和束缚水和度。通过岩心驱替和毛管力测定可以提供残余油饱和度值，但是我

们没有这个条件。为此，端点值如残余油饱和度必须估算。用 WINB4D 模拟程序格式(相关内容见第 24 章第 5 节)计算的结果列于表 21-3 和图 21-1 中。表 21-3 中的简称形式的定义如下：

- SAT 是各相相关饱和度
- KROW 是在存在水的情况下，油的相对渗透率，表示为含有饱和度的函数
- KRW 是水-油系统中水的相对渗透率，表示为水的饱和度函数
- KRG 是气-油系统中气的相对渗透率，表示为含气饱和度的函数
- KROG 是存在气的情况下，油的相对渗透率，表示为油的饱和度的函数。

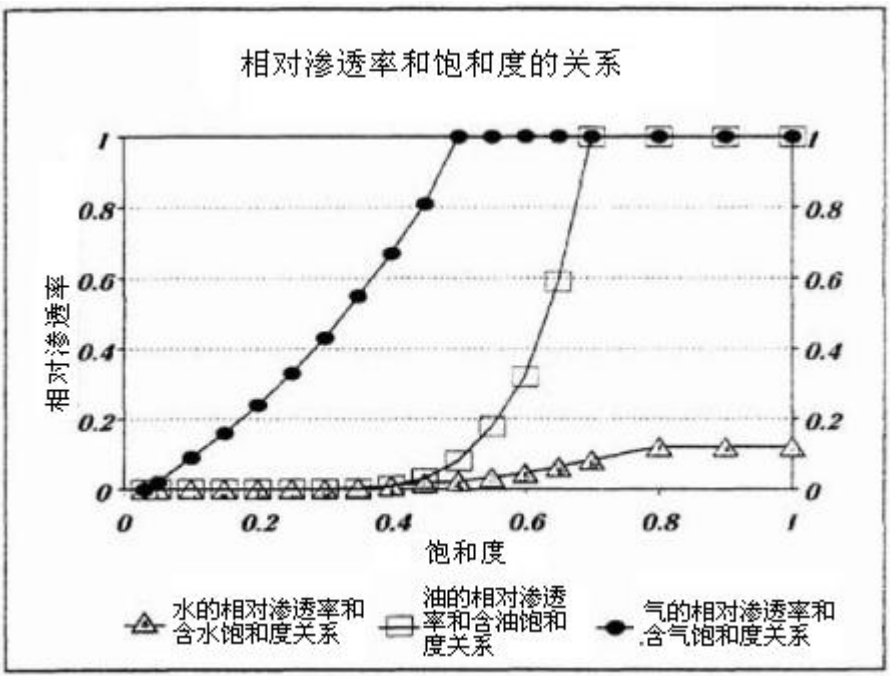

图 21-1 相对渗透率对比图(Honarpour 等人，1982)

表 21-3 相对渗透率

SAT	KROW	KRW	KRG	KROG

0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.030	0.000	0.000	0.000	0.000
0.050	0.000	0.000	0.020	0.000
0.100	0.000	0.000	0.090	0.000
0.150	0.000	0.000	0.160	0.000
0.200	0.000	0.000	0.240	0.000
0.250	0.000	0.000	0.330	0.000
0.300	0.000	0.000	0.430	0.000
0.350	0.001	0.005	0.550	0.000
0.400	0.010	0.010	0.670	0.000
0.450	0.030	0.017	0.810	0.000
0.500	0.080	0.023	1.000	0.000
0.550	0.180	0.034	1.000	0.000
0.600	0.320	0.045	1.000	0.000
0.650	0.590	0.064	1.000	0.000
0.700	1.000	0.083	1.000	0.000
0.800	1.000	0.120	1.000	0.000
0.900	1.000	0.120	1.000	0.000
1.000	1.000	0.120	1.000	0.000

如果选择的相对渗透率相关法不能拟合油田动态情况，我们必须改变相关渗透率曲线。无论如何，我们都必须认识到在这个实例研究中，我们几乎不知道渗透率，所以应该认为其有很大的不确定性。

21.4 流体界面

在测井曲线和地震数据中都看不到油水界面。产出的少量水表明油藏附近可能存在油水界面。然而，数据并不能非常令人信服。我们可以认为产油层可以沿伸到井底以下，但这只是一种乐观的假设，事实可能证明在经济上是极其不利的。为了保护投资利益，我们做了更保守的假设，即在油藏中确实存在油水界面，但是我们利用测井曲线和地震数据不能观察到。我们假设有水界面 $WOC \approx 9600ft$，接近地震观察得到的油藏构造底部。这个深度处的压力大约为 $4000lbf/in^2$。

21.5 网格块的划分

图 21-2 是与解释的油藏边界相对应的井位示意图。基于第 20 章第 2 节的地震数据，我们认为油藏东面存在由于岩相变化而构成的边界。

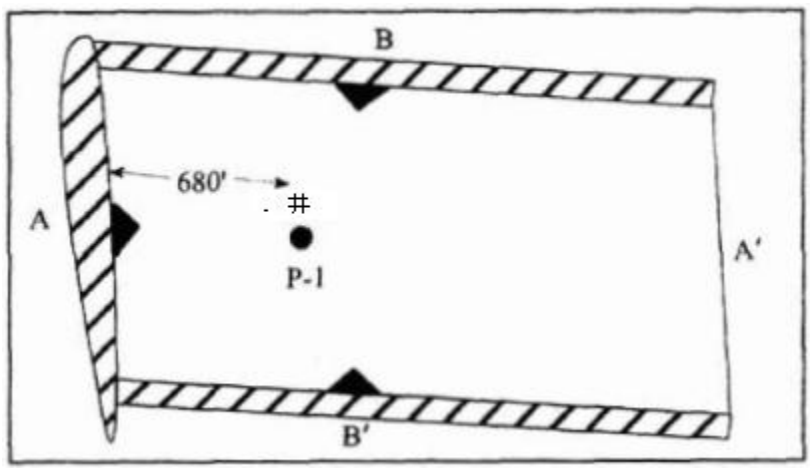

图 21-2 平面图

图 21-3 是通过 B-B' 点的剖面示意图。油藏边界似乎被断层包围。如果没有相反的证据，我们认为断层是封闭的。这种假设必须在历史拟合过程研究中验证。

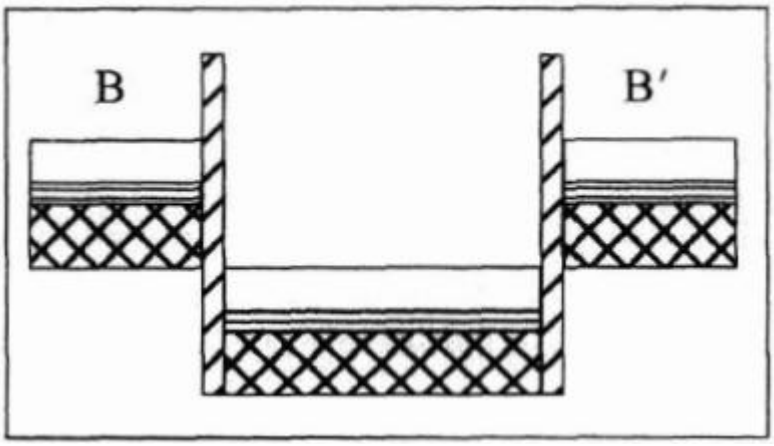

图 21-3　B-B' 剖面图

图 21-4 为过 A 和 A' 点的剖面示意图，它表明油藏是倾斜的和层状的，油藏构造是基于测井曲线和地震解释数据之上的。下倾断层是推测的，其依据是假设图 21-2 图中西边断层向下延伸过了地层。这一点很难从地震解释数据上看出来。事实上，如果油藏有供水边缘，随着油藏开发，有藏底部会出现水侵。然而，请记住，断层和水层可能同时存在。例如，如果断层不封闭，那么这种情况是可能发生的。断层可能为其他区块水层提供流动通道。

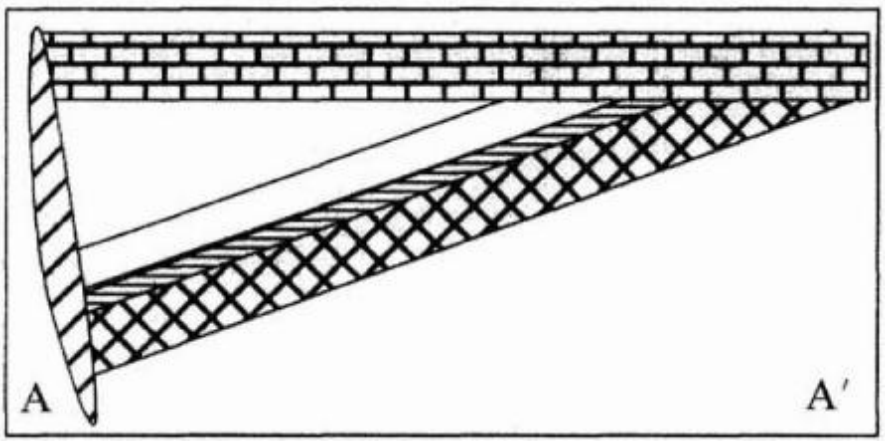

图 21-4 A A' 剖面图

练习

练习 21.1 验证表 21-1 和 21-2 中计算的数据。

练习 21.2 数据文件 CS-MB.DAT 是做作为实例研究物质平衡分析的一个输入文件。它把油藏描述为一个网格块。这个模型等同于物质平衡计算模型。用 CS-MB.DAT 文件运行 WINB4D，验证模型中原始油体积与第 21 章第 1 节中叙述的体积计算值是否一致。

练习 21.3 利用数据文件 CS-MB.DAT 研究物质平衡法中水侵的影响。修改输入数据集，把水体模型的数据也包括进去，然后调整水体参数直到加权孔隙体积的平均油藏压力能够与第 20 章中的压力相拟合。注意：加权孔隙体积的平均底层压力 P_{av} 如下：

$$P_{av} = \frac{\sum_{j=1}^{N} P_j V_{pj}}{\sum_{j=1}^{N} V_{pj}}$$

其中，N 为模型中的总网格块数，P_j 为第 j 个网格块中的压力，V_{pj} 为第 j 个网格块的孔隙体积。第 24 章第 10 节中详细介绍了如何建立解析水体。数据 EXAM9.DAT 就是一个含有解析水体模型的数据集例子。

练习 21.4 数据集 CS-VC.DAT 是实例研究中的一个垂直柱状模型。按比例划出网格块示意图，在图中表明流体界面的位置并拟合油藏压力。

练习 21.5 从剖面模型数据集 CS-XS.DAT 开始，重复练习 21.4。

第 22 章 历史拟合与预测

现在，我们知道如何进行历史拟合。上一章中讲到的模型是一个概念模型，用来使读者更感性的了解油藏中流体是如何流动的。这只是数值模拟科学的一部分。当你熟悉了各种不同油藏的模型后，你会逐渐学会如何

改变模型参数以成功拟合某特定对象。当你逐渐掌握了这门学科后，你就会知道它是非常有用的。

前面章节确定了准备实例油藏研究的三维模型的步骤。一个三维油藏只有精确的油藏描述，才能进行有意义的油藏动态预测。在拟合三维模型前，我们首先要讨论如何把井的信息和模型一体化。一旦井的模型准备好，我们就可以开始进行历史拟合和动态预测了。

22.1 单井模型的建立

单井模型的建立需要计算采油指数和井底流压。

计算采油指数

WINB4D 程序中单井模型的计算需要用户说明拟稳态采油指数系数(PID)。PID 可由下式计算得出：

$$PID = \frac{0.00708 K_{abs} h_{net}}{\ln(r_e / r_w) + S}$$

其中 r_e—泄油半径，ft；

r_w—井眼半径，ft；

S—表皮系数；

$K_e = K_{ro} K_{abs}$—有效渗透率，md；

h_{net}—有效厚度，ft。

设 S=-0.5，r_w=0.25ft，且

$$r_o \approx 0.14(\Delta x^2 + \Delta y^2)^{1/2} \approx 40\, ft$$

令 $\Delta x = \Delta y$ =200ft，求得：

$$PID = 1.55 \times 10^{-3} K_{abs} h_{net}$$

其中 $r_e \approx r_o$，表 22-1 给出了由测井曲线分析得到的各个标明层位的 PID 计算值。

表 22-1 各层 PID 值

层	K_{abs}[md]	H_{net}[ft]	PID
1	75	72	8.4
2	0	20	0
3	250	64	24.8
4	250	32	12.4

油井井底流压(FBHP)计算

生产井模型需要计算井底流压(FBHP)。假设井筒中充满原油，且井底流压约等于油压头，我们可以快速估算出完井深度为 9500ft 的油井井底流压。因此，油压头可以近似为：

$$\gamma_o \Delta z \approx FBHP$$

式中 γ_o 为油压压力梯度，Δz 为油柱高度。取地面和油藏条件下压力梯度的平均值，可以估算出油柱的平均油压梯度。

◆地面条件下近似压力梯度：

$$\rho_s = 46.244 \frac{lb}{ft^3} \approx 0.321 \frac{psia}{ft}$$

其中地面条件下油的密度为 46.244lb/SCF。

◆油藏条件下近似压力梯度值：

$$\rho_R = \frac{\rho_s}{B_o} \approx 34.3 \frac{lb}{ft^3} \approx 0.238 \frac{psia}{ft}$$

式中油藏条件下原油地层体积系数 B_o 为 1.3482RB/STB。

在 WINB4D 程序中使用的井底流压为：

$$FBHP = 1/2[0.321\frac{psia}{ft} + 0.238\frac{psia}{ft}] \times 9500\,ft \approx 2660\,psia$$

更准确的井底压力计算值可以通过井眼相关法或节点分析获得。

压力恢复曲线计算井区压力

第 17 章中我们已经知道，要适当地建立压力恢复曲线与模拟井区压力之间的关系，需要进行压力校正。为了阐明这个问题，假设一口井位于 Δx =200ft， Δy =200ft 的网格块内。我们要比较一下模拟井区压力和压力恢复曲线上得到的压力。Peaceman[1978，1983]曾证明，在关井时间 Δt_s 时，实际油井的关井压力 P_{ws} 应该等于模拟程序中井区的压力 P_o。Δt_s 可由下式得到：

$$\Delta t_s = \frac{1688\phi\mu r^2{}_o}{K}$$

对于一个均质油藏，其水平渗透率相等，即 K_x=K_y。我们计算出在网格块中心的井的折算半径为：

$$r_o \approx 0.14(\Delta x^2 + \Delta y^2)^{1/2}$$

关井时间可以通过下列物理参数计算：

c_r	3×10^{-6}psia^{-1}
c_o	13×10^{-6}psia^{-1}
c_w	3×10^{-6}psia^{-1}
S_o	0.7
S_w	0.3
μ_o	0.71cp

ϕ	0.20
K	75md

井区的等效半径经计算约为 $r \approx 0.14(200^2+200^2)^{1/2}=39.6ft$，综合压缩系数 $c_T=c_r+S_oc_o+S_wc_w=3\times10^{-6}+0.7(13\times10^{-6})+0.3(3\times10^{-6})\approx 13\times10^{-6}psia^{-1}$。对应这些值的压力恢复关井时间为

$$\Delta t_s = 168\frac{(0.2)(0.71)(13\times10^{-6})(39.6)^2}{75} = 0.065hr. \approx 4\min utes$$

压力恢复曲线的起始部分可能被井筒存储效应所掩盖。因为在关井时间 Δt_s 时实际井的关井压力 P_{ws} 和模拟程序的井区压力 P_o 相等，我们只有通过外推径向流曲线方能求得关井压力 P_{ws}。

生产能力计算

通过计算孔隙体积生产能力可计算模型时步的大小。

$$V_{PT} = \frac{Q\Delta t}{V_P}(5.6146)$$

式中 $V_p=\phi\Delta x\Delta y\Delta z$ 为孔隙体积，ft^3;

Q 为油藏条件下体积流量，RB/d;

Δt 为时间步长，d。

IMPE 模拟程序相应的时间步长大约为生产能力的 10%或更小。最大的时间步长可以按以下步骤计算：

设 ϕ=22.5%，$\Delta x=\Delta y=200'$，$\Delta z=h_{net}$，Q=400RB/day。则设 V_{pT}=0.10，变形孔隙体积生产能力方程，得：

$$\Delta t = \frac{(0.1)V_P}{5.6146Q} = (0.1)\frac{\phi\Delta x\Delta y\Delta z}{5.6146Q} = 0.4h_{net}(days)$$

如果 h_{net}=100ft，则 $\Delta t \approx 40$ 天就是 IMPES 时间步长的最大估算值。

22.2 三维油藏模型的历史拟合

数据文件 CS-HM.DAT 是用于准备第 20 章中生产历史的三维模型。图 22-1 中的网格块用于模拟图 21-2 所示油藏。各网格都是正方形，$\Delta x = \Delta y = 200$英尺。网格的黑色区域为油藏外区域。黑色区域是用了孔隙加倍器，所以它在数据文件 CS-HM.DAT 中使无效的。

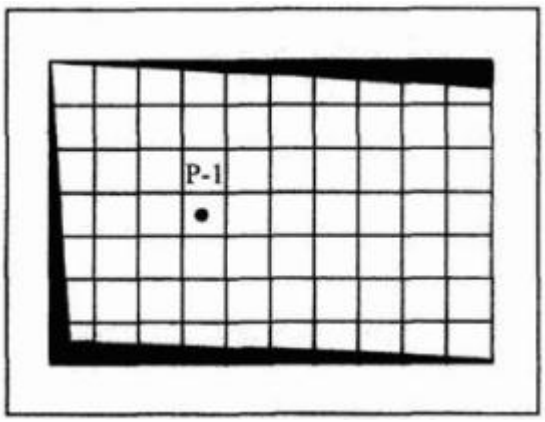

图 22-1 网格平面图

每个网格块的深度和厚度取决于油藏的构造。模型中网格块应该和图 21-4 中描述的构造相类似。它是基于图 20-1 和 20-2 得来的。各网格块的顶深确定了，油藏的倾角就可以计算了。为了切除网格块中超出图 22-2 中所示不整合面的部分，对网格块的长度进行了修改设计 。

为了模拟不渗透页岩边界，把垂直方向的传导率加倍器设为 0。其中包括把第二个主砂体分为两个薄砂层的页岩薄层。地震数据解释不能确定这个特征，但在图 22-2 中的测井曲线证实了这个页岩夹层的存在。

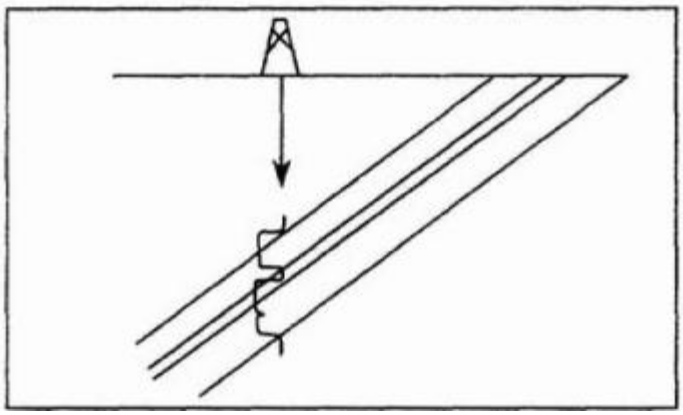

图 22-2 地震和测井数据的叠加图

油水界面在 9600 英尺处。在这一深度，有一个稳定的水层与三个油层连通。这是表 20-2 所示产出水的来源。

22.3 预测

既然我们有了历史拟合模型，我们就可以进行预测了。首先，建立一个基本情况预测，假设运行方案没有变动。给出一个基本预测，我们要在研究任务所定的限制条件下设计多种操作方案以优化油藏动态。如果把 P-1 井从产油量转化为井底压力控制运行该模型，井 P-1 的采油指数必须校正以确保产油量的连续性。通过以下练习将引导你如何进行预测。

练习

练习 22.1 使用 $\Delta x = 1000$ 英尺， Δy =1000 英尺，重复计算关井时间。新的关井时间 Δt_s 应该小于 1 小时。

练习 22.2 用 15 到 60 天范围内的最大时间步长运行 CS-XS.DAT 数据文件。选择一个最大时间步长，观察物质平衡误差和解的稳定性。从一个时间步长到另一个时间步长，GOR 或 WOR 变量忽高忽低，则解是不稳定

的。

练习 22.3 如果把 CS-XS.DAT 文件中的 PID 值变为原来的 2 倍，则将会有什么影响。

练习 22.4 如果表皮系数 S=0，模型动态会有什么变化？

练习 22.5 井底流压减少到 1000lbf/in^2，将会产生什么结果？减少井底流压可以模拟气举和抽油。

练习 22.6 用数据集 CS-HM.DAT 作为实例研究的基础，运行 CS-HM.DAT 并调整其与表 20-2 中数据相吻合。

练习 22.7 改变模型参数，注意油藏动态，设计集中名感性分析方案。作为敏感性分析研究的例子，WOC 上下改变 100 英尺。在历史拟合阶段，这种变化是如何影响见水时间和采收率的？

练习 22.8 控制井 P-1 产油量，运行 CS-HM.DAT 数据文件 5 年(包括未来的 4 年)，从而建立一套基本实例的预测方法。

练习 22.9 CS-PD.DAT 数据文件是基本实例预测。利用这个数据文件，在表 20-9 的限制条件下模拟可以得到的最大采收率。考虑两种理想方案：1.先在倾斜油藏的高部位钻一口生产精，再在其低部位钻一口注水井；2.先在倾斜油藏的高部位钻一口注气井，再在其低部位钻一口生产井。

第四部分 WINB4D 用户手册

第 23 章 WINB4D 介绍

WINB4D 最高可在三维空间模拟等温达西流动。它假定油藏流体最多有油、气、水三相，他们的物理性质仅仅依赖于温度。气相可溶解于油相和水相。WINB4D 的特征之一就是考虑了压缩率和声阻抗。这样就可以将地震变量作为时间的函数而记录其变化，而这正是四维地震分析的基础。

WINB4D 主要针对使用 Windows 操作系统的个人计算机，数字协处理器配置需要 486 或者更好。这种型号的模拟器适用于学习如何使用油藏模拟器，了解油藏管理的概念，以及解决多种油藏工程问题。有些问题比较复杂，依靠解析的方法不能很好的解决，有了 WINB4D，我们就可以不必使用那些价格昂贵、功能全面的商业软件了。

美国能源部在 1982 年发布了黑油模型模拟器 BOAST[Fanchi,et al.,1982]，该模型采用隐式求压力显式求饱和度(IMPES)。在此基础上，美国能源部又在 1987 年推出了该软件的改进版 BOASTII[Fanchi,et al.,1987]。美国能源部 Bartlesville 工程办公室发布的 BOASTII 有多处改进，WINB4D 就是以其为基础上，加以改进创建的。

表 23-1 和表 23-2 对 BOASTII 和 WINB4D 的区别进行了对比。第一个表给出了 WINB4D 新的地球物理和油藏工程功能，包括利用储罐模型进行物质平衡研究，水平井和偏心井的表示方法，以及对重要的油藏地球物理参数的考虑。

表 23-1　油藏模型区别对比

功能	BOASTII	WINB4D
物质平衡储罐模型 (1 个网格)	不可用	新功能
功能	BOASTII	WINB4D
完井	处置方向连续射孔	更加灵活-可以跨层射孔
水平井	不可用	新功能
斜井	不可用	新功能
考虑压缩速率	不可用	新功能
考虑剪切速率	不可用	新功能
考虑声阻抗	不可用	新功能
考虑反射系数	不可用	新功能
修正孔隙度、渗透率	直接输入	增加乘以因数的功能
修正传导率	直接输入	乘以因数
饱和度初始化	用户指定	增加重力分异影响

表 23-3 列出了 WINB4D 在运算方面作的改进。例如，采用了更为精确的计算气体体积系数 Bg 的方法。

BOASTII 已经在多种条件下进行轨测试。主要在四个方面同其他模拟器相比进行了对比：油、气的递减，注水，在恒定的泡点压力下注气，以及在变化的泡点压力下注气。有利的对照多与采油率，气油比，和压力有关。不过，变泡点压力的情况有所不同。在此情况下，BOASTII 的油藏压力总是比其他模拟器的值要低。大量积聚物质的膨胀会改变变泡点压力问

题的精度[Fanvhi，1986]，但是如此考虑后需要额外的运行时间，所以在WINB4D 未加考虑。

表 23-2 运算区别对照表

功能	BOASTII	WINB4D
修改	Bg	Bg=1/Bg 改善了物质平衡
饱和度表端点值	设为-0.1 到 1.1	0.0-1.0
时间步和报告	用户设定	设定更加简单
调试代码	可选	不采用
重启	可用	不采用-通过指定数组重启
稳定的 IMPES	可用	不采用-不够健壮

WINB4D 保留了 BOASTII 的健壮性，而大大提高了其精度。由于对十个因数采用了改进的插值运算法则，相较于美国能源部的 BOAST 版本和BOASTII 版本，减少了物质平衡运算中的误差。这个功能拓展了 WINB4D 的适用范围，特别是对于气相和气-油系统有更强的适应性。运算法则没有降低运算速度。

23.1 程序配置

运行 WINB4D，用户至少需要 1MB 内存。该版本的 WINB4D 允许用

户最多定义 1000 个网格。用户可以设定的参数列于下表。

表 23-3　WINB4D 标准配置

参数尺度	
模型最大网格数	1000
最大岩石分区数	3
一个岩石区内最大条目数	30
最大 PVT 分区数	3
一个 PVT 区内最大条目数	30
最大井数	25
每口井最大连接数	5

WINB4D 在运行前，必须拷贝到硬盘的一个文件夹中。Windows95/98/NT 下，CD 驱动器在 D 盘，C 盘为硬盘时，安装程序如下：

- 打开 CD 驱动器
- 用 Unzip 程序将 CD 上的 WINB4D 程序包解压缩到硬盘的某个文件夹内
- 回答其问题。

23.2 输入数据文件——WTEMP.DAT

WINB4D 读入文件 WTEMP.DAT，输出 WTEMP.TSS、WTEMP.WEL、WTEMP.ROF 以及 WTEMP.ARR 一系列文件。输出文件在第 26 章有介绍。如果想保存文件，必须进行重命名，因为 WINB4D 生成的文件会覆盖原有的文件 WTEMP.*。

最便捷的方式是在一个旧文件的基础上建立一个新的数据文件。这里给出一个涵盖大多数情况数据文件的例子。如果在旧的数据文件上运行，必须要保证所有应该修改的条目的数据都进行了修改。

23.3 数据输入要求

WINB4D 输入数据可分为两部分：初始数据和动态数据。初始数据在第 24 章介绍。它所包含的数据是在研究之初设定，在运行过程中也不希望发生变化。这些数据包括油藏描述和流体性质。动态数据在 25 章介绍，它是指那些在模拟过程中会发生改变的数据。包括井史数据以和时间步控制信息。关于 WINB4D 的其他讨论详见第五部分：技术附录。

在每一部分，首先读入标题或表头记录。这些记录可以使输入数据文件的读和编辑变得更为简便。

除井名外，所有输入数据的格式都很自由。在同一行内，两个自由格式的数据条目必须由逗号或者空格隔开。

在很多情况下，可以通过代码指定输入数据的类型和读取数据的个数。这些代码增加了输入数据的效率和灵活性。

输入数据表应该涵盖模拟中可能出现的值域。数据表包含的数据由两部分，作为压力函数的流体性质和作为饱和度函数的相对渗透率。当自变量的值超出输入数据表所涵盖的值域时，WINB4D 会依据线形表状插值的运算法则返回端点值。但是，在这种情况下，不会显示提示信息。

如果一组输入数据必须读入，输入命令必须紧随其后。首先读第一层(K=1)读入，每一层的数据从第一行开始读入(J=1)，每行数据从第一列开始读入(I=1)一直读至该列结束(列 I=n)。读入第一行所有数据后，开始读取第二行数据(J=2)。这些数据必须在新的一行开始。以此类推，直到读入所有

数据。

23.4 输入数据集例子

本书给出了几个输入数据集的例子，下面列出一部分：

文件	网格 II×JJ×KK	模型类型	备注
EXAM1.DAT	1*1*1	物质平衡	欠饱和原油的一次开采(高气油比)
EXAM2.DAT	1*1*4	一维纵向	欠饱和原油的一次开采(中等气油比)
EXAM3.DAT	10*1*1	一维水平	Buckley-Leverett 注水
EXAM4.DAT	9*9*1	二维平面	欠饱和原油的一次开采(高气油比)
EXAM5.DAT	10*1*4	二维横截面	多层欠饱和原油注水开采(高气油比)
EXAM6.DAT	9*9*2	三维	欠饱和原油五点法注水(高气油比)
EXAM7.DAT	10*10*3	三维	欠饱和原油注气(高气油比)-Odeh 例子
EXAM8.DAT	9*9*2	三维	气藏衰竭
EXAM9.DAT	9*9*2	三维	有含水层的气藏衰竭
EXAM10.DAT	10*8*4	三维	多分区含有断层的油藏衰竭
EXAM11.DAT	10*1*2	二维横截面	有边底水供应的气藏衰竭

输入数据集例子

下面的数据集给出了 WINB4D 输入数据的一般格式。行间的空行是为了增加其可读性，实际上，在 WINB4D 数据文件的记录之间是没有空行的。

---------- 开始 ----------

一次采油 – 纵向柱状模型

GRID DIMENSIONS 网格尺度
1, 1, 4,3,3,30,10,10
Gridblock LENGTHS 网格块长度
-I -I 0 0
2000.0
1200.0
2*50.0 2*60.0
P36.0 2*3&.0
Gridblock LENGTH MODIFICATIONS 网格块长度修正
0, 0, 0, 0, 0
DEPTH TO TOP OF UPPER SAND 到顶层砂体顶部的深度
2
9330
9380
9430
9490
MODULI AND RWK DENSITY 模数和岩石密度
-1 -1 -1 -1
3%
3ES
3E6
168
MODULI AND ROCK DENSITY MODIFICATIONS 模数和岩石密度修正
0 0 0 0 0
PoRosIm AND PERMEABILITY DISTRIBUTIONS 孔隙度渗透率分布
0 0 0 0
2*0.20 2*0.25
2'75 2*250
2*75 2*250
2V.5 2*25
POROSITY AND PERMEABILITY MODIFICATION CARDS
孔隙度、渗透率修正卡
0, 0, 0, 0, 0
TRANSMISSIBILITY MOD. - NO FLOW BETWEEN LAYERS 2 AND 3
传导率修正-2、3 层间无流动
0, 0, I , 0
I 1 11330.0

ROCK AND PVT REGIONS
岩石、PVT 分区
1，1
SAT KRO KRW KRG KROG PCOW PCGO
0.00 0.00 0.00 0.00 0.0 0.0 0.0
0.03 0.00 0.00 0.00 0.0 0.0 0.0
0.05 0.00 0.00 0.02 0.0 0.0 0.0
0.10 0.00 0.00 0.09 0.0 0.0 0.0
0.15 0.00 0.00 0.16 0.0 0.0 0.0
0.20 0.00 0.00 0.24 0.0 0.0 0.0
0.25 0.00 0.00 0.33 0.0 0.0 0.0
0.30 0.0001 0.00 0.43 0.0 0.0 0.0
0.35 0.001 0.005 0.55 0.0 0.0 0.0
0.40 0.01 0.010 0.67 0.0 0.0 0.0
0.45 0.03 0.017 0.81 0.0 0.0 0.0
0.50 0.08 0.023 1.00 0.0 0.0 0.0
0.55 0.18 0.034 1.00 0.0 0.0 0.0
0.60 0.32 0.045 1.00 0.0 0.0 0.0
0.65 0.59 0.064 1.00 0.0 0.0 0.0
0.70 1.00 0.083 1.00 0.0 0.0 0.0
0.80 1.00 0.12 1.00 0.0 0,O 0.0
0.90 1.00 0.12 1.00 0.0 0.0 0.0
I .00 1.00 0.12 1.00 0.0 0.0 0.0
ITHREE SW(IRR.)
0, 0.30
PBO FBODAT PBGRAD
2514.7, 9200.0, 0.0
VSLQPE BSIXTPE RSLOPE PMAX REPRS
0.000046, -0.000023, 0.0, 6014.7, 0
OL: P MU0 BO RSO
14.7 1 .MOO 1.M0620 1.0
514.7, 0.9100, 1.1110, 89.0
1014.7, 0.8300, 1.1920, 208.0
15 14.7, 0.7650, 1.2560, 309.0
2014.7, 0.6950, 1.3200, 392.0
2514.7, 0.6410, 1.3800, 457.0
3014.7, 0.5940, 1.4260. 521.0

4014.7, 0.5100, 1.4720, 586.0
5014.7, 0.4500, 1,4900, 622-0
6014.7, 0.4100, 1.5000, 650.0
WATER: P MUW BW RSW
14.7, 0.5000, 1.0190, 0.0
5 14.7, 0.5005, 1.0175 0.0
1014.7, 0.5010, 1.0160, 0.0
1514.7, 0.5015, 1.0145, 0.0
20 14.7, 0.5020, I.OI30, 0.0
25 14.7, 0.5025, 1.01 15, 0.0
30 14.7, 0.5030, 1.0100, 0.0
40 14.7, 0.5040, I.0070, 0.0
50 14.7, 0.5050, 1.0040, 0.0
60 14.7, 0.5060, 1.0010, 0.0
GAS AND ROCK PROPERTIES 气相和岩石性质
0
P MUG BG PSI CR
14.7, 0.008000, 0.935800, 0.0, 0.000003
514.7, 0.011200, 0.035200, 0.0, 0.000003
1014.7, 0.014000, 0.018000, 0.0, 0.000003
1514.7, 0.016500, 0.012000, 0.0, 0.000003
2014.7, 0.018900, 0.009100, 0.0, 0.000003
2514.7, 0.020800, 0.007400, 0.0, 0.000003
3014.7, 0,022800, 0.006300, 0.0, 0.000003
4014.7, 0.026Q00, 0.004900, 0.0, 0.000003
5014,7, 0.628500, 0.004000, 0.0, 0.000003
6014.7, 0.030000, 0.003400, 0.0, 0.000003
WOSCO RHOSCW RHOSCG
46.244, 62.23 8, 0.0647
EQUILIBRIUM PRESSURE INIT. J CONSTANT SATURATION INIT.
初始平衡压力/初始含水饱和度
t, 1, 0,
4000, 9600, 0, 8000
0.70, 0, 0.25
NMAX FACT1 FACT2 TMAX WORMAX GORMAX PAMM PAMAX
1000, 1.50, 0.50, 365, 5.0, 500000, 1500, 6000
KSOL MITR OMEGA TOL TQLl DSMAX DPPVYVI N W I S

1, 100. 0 0.1, 0.001, 0.05, 100.0, 1
AQUIFER MODEL 水体模型
0
RECURRENT DATA 动态数据
*** DATA SET 1 - HISTORY *** 历史数据
1, 4
91.25 182.5 273.75 365.0
1, 1, f , 0, 0, 1
0, 0, 0, 0, 0
5.0, 1.0, 10.0
WELL INFORMATION
1 0
238 Principles of Applied Reservoir Simulation
WELL P- l
P- 1
I 4
1, 1. 1. 2.7 2600
1, 1 , 2. 2.7 2600
I , 1 , 3. 9.4 2600
I, 1. 4, 9.4 2600
1, 500.0. 0.0, 0.0 0.0
---------- ---------- 结束 ---- - ----------+----------

第 24 章 初始化数据

模拟一运行就需要读入初始化数据。下面给出了读入顺序。

1.标题 最多不超过 80 个字符；这项纪录必须出现于运行文件中。

24.1 网格几何尺寸

24.1.1 网格尺寸

1. 表头 最大 80 个字符

2.II，JJ，KK，IOROK，IOPVT，IOTBL，IONWL，IOCON

代码	含义
II	x 方向网格块数
JJ	y 方向网格块数
KK	z 方向网格块数
IOROK	岩石最大分区数(例如 3)
IOPVT	最大 PVT 表数(例如 3)
IOTBL	PVT 表、饱和度表最大条目数(例如 30)
IONWL	最大井数(例如 10)
IOCON	每口井最大连接数(例如 10)

3.标题 最多 80 字符

4.KDX，KDY，KDZ，KDZNET

KDX x 方向网格大小输入控制码

KDY　　y 方向网格大小输入控制码

KDZ　　z 方向网格块毛厚度控制码

KDZNET 网格块 z 方向净厚度控制码

代码	值	含义
KDX	-1	所有网格块 x 方向尺寸大小一致。读取一值即可。
	0	依次读入第一层(K=1)第一行(J=1)每个网格块 x 方向的尺寸值，分配这些值给其他行和其它层。需要读入 II 个值。
	1	依次读入第一层(K=1)每个网格块 x 方向的尺寸值，各它各层同其一致。需要读入 II×JJ 个值。
KDY	-1	所有网格块 y 方向尺寸大小一致。读取一值即可。
	0	依次读入第一层(K=1)第一列(I=1)每个网格块 x 方向的尺寸值，分配这些值给其他列和其它层。。需要读入 JJ 个值。
	1	依次读入第一层(K=1)每个网格块 x 方向的尺寸值，各它各层同其一致。需要读入 II×JJ 个值。
KDZ	-1	所有网格块 z 方向厚度一致。读取一值即可。
	0	每层内网格块毛厚度一致，但不同的层可能不同。需要读入 KK 个值。
	1	需要读入每个网格块 z 方向的毛厚度，共 II×JJ×KK 个值。
KDZNET	-1	所有网格块 z 方向净厚度一致。读取一值即可。
	0	每层内网格块净厚度一致，但不同的层可能不同。需要读入 KK 个值。

	1	需要读入每个网格块 z 方向的净厚度，共 II×JJ×KK 个值。

5.DX

DX　网格块 x 方向尺寸(ft)

如果 KDX=-1 ，读取一个定值。

如果 KDX=0 ，读取 II 个值。(每行一值)

如果 KDX=+1，　读取 II×JJ 个值。(K=1 的每个网格)

6. DY

DY　网格块 y 方向尺寸(ft)

如果 KDY=-1 ，读取一个定值。

如果 KDY=0 ，读取 JJ 个值。(每列一值)

如果 KDY=+1，　读取 II×JJ 个值。(K=1 的每个网格)

7. DZ

DZ　网格块 z 方向毛厚度(ft)

如果 KDZ=-1 ，读取一个定值。

如果 KDZ=0 ，读取 KK 个值。(每层一值)

如果 KDZ=+1，　读取 II×JJ×KK 个值。(每个网格一值)

8. DZNET

DZNET　网格块 z 方向净厚度(ft)

如果 KDZ=-1 ，读取一个定值。

如果 KDZ=0 ，读取 KK 个值。(每层一值)

如果 KDZ=+1，　读取 II×JJ×KK 个值。(每个网格一值)

24.1.2 网格尺寸修正

1.表头 不超过 80 个字符。

2.NUMDX，NUMDY，NUMDZ，NUMDZN，IDCODE

NUMDX　网格 x 方向尺寸(DX)改变的区域数

NUMDY　网格 y 方向尺寸(DY)改变的区域数

NUMDZ　网格 z 方向毛厚度(DZ)改变的区域数

NUMDZN　网格 z 方向净厚度(DZ)改变的区域数

INCODE　=0 不必打印修正分布

=1 打印修正分布

3.I1，I2，J1，J2，K1，K2，DX

如果 NUMDX=0 则忽略这项纪录

I1　I 方向第一个区域块的坐标

I2　I 方向最后一个区域块的坐标

J1　J 方向第一个区域块的坐标

J2　J 方向最后一个区域块的坐标

K1　K 方向第一个区域快的坐标

K2　K 方向最后一个区域快的坐标

DX　新区域内网格 x 方向尺寸新值(ft)

注意：NUMDX 纪录必须读入

4.I1，I2，J1，J2，K1，K2，DY

如果 NUMDY=0 则忽略这项纪录

I1　I 方向第一个区域块的坐标

I2　I 方向最后一个区域块的坐标

J1　J 方向第一个区域块的坐标

J2　J 方向最后一个区域块的坐标

K1　K 方向第一个区域快的坐标

K2　K 方向最后一个区域快的坐标

DY　　新区域内网格 y 方向尺寸新值(ft)

注意：NUMDY 纪录必须读入

5.I1，I2，J1，J2，K1，K2，DZ

如果 NUMDZ=0 则忽略这项纪录

I1　　I 方向第一个区域块的坐标

I2　　I 方向最后一个区域块的坐标

J1　　J 方向第一个区域块的坐标

J2　　J 方向最后一个区域块的坐标

K1　　K 方向第一个区域快的坐标

K2　　K 方向最后一个区域快的坐标

DX　　新区域内网格 z 方向毛厚度新值(ft)

注意：NUMDZ 纪录必须读入

6.I1，I2，J1，J2，K1，K2，DZNET

如果 NUMDZN=0 则忽略这项纪录

I1　　I 方向第一个区域块的坐标

I2　　I 方向最后一个区域块的坐标

J1　　J 方向第一个区域块的坐标

J2　　J 方向最后一个区域块的坐标

K1　　K 方向第一个区域快的坐标

K2　　K 方向最后一个区域快的坐标

DZNET　　新区域内网格 z 方向净厚度新值(ft)

注意：NUMDZ 纪录必须读入

24.1.3 网格块顶深

由于 WINB4D 事先设定的坐标，z 方向(纵向)的值随着层的加深而增大。这样，读出的深度就是用户设定的基准面以下的深度，当在基准面以

上时，会被读作负值。

1.表头 不超过 80 字符

2.KEL

KEL　深度输入控制码

KEL	含义
0	读出第一层顶深，该层各网格块顶深是一致的(水平面)。在此选项中，层与层必须相邻。第一层外，其它各层的顶深值通过上一层的顶深值加上该层的厚度而得。由此，顶深(I，J，K+1)=顶深(I，J，K)+层厚(I，J，K)
1	分别读出第一层每个网格块的顶深，共读入 II×JJ 个值。此选项中，层层毗邻。第一层外，其它各层的顶深值通过上一层的顶深值加上该层的厚度而得。由此，顶深(I，J，K+1)=顶深(I，J，K)+层厚(I，J，K)
2	分别读出各层顶深，共读入 KK 个值，每一层都是水平的(千层饼状)。
3	分别读出每层每个网格的顶深，共读入 II×JJ×KK 个值。

3.ELEV

ELEV　网格块顶深(ft)

如果 KEL=0，只读取一个常数值

如果 KEL=1，读取 II×JJ 个值(第一层每个网格的值)

如果 KEL=2，读取 KK 个值(每层一个值)

如果 KEL=3，读取 II×JJ×KK 个值(每个网格一个值)

24.2 地震速度参数

24.2.1 模量和微粒密度

1.表头 不超过 80 个字符

2.KKB，KKG，KMU，KRHO

KKB　　框架体积模量输入控制码(抽空多孔岩石)

KKG　　微粒体积模量输入控制码(固体基质)

KMU　　剪切模量输入控制码(抽空多孔岩石)

KRHO　　微粒密度输入控制码(固体基质)

代码	值	含义
KKB	-1	所有网格块框架体积模量是一致的。读取一值即可。
	0	分别读入每层的框架体积模量，层与层的值可能不同，但是每一层都是一个定值。需要读入 KK 个值。
	1	每一个网格块的框架体积模量都不尽相同，需要读入 II×JJ×KK 个值。
KKG	-1	所有网格块微粒体积模量是一致的。读取一值即可。
	0	分别读入每层的微粒体积模量，层与层的值可能不同，但是每一层都是一个定值。需要读入 KK 个值。
	1	每一个网格块的微粒体积模量都不尽相同，需要读入 II×JJ×KK 个值。
KMU	-1	所有网格块剪切模量是一致的。读取一值即可。

	0	分别读入每层的剪切模量，层与层的值可能不同，但是每一层都是一个定值。需要读入 KK 个值。
	1	每一个网格块的剪切模量都不尽相同，需要读入 II×JJ×KK 个值。
KRHO	-1	所有网格块微粒密度是一致的。读取一值即可。
代码	值	含义
KRHO	0	分别读入每层的微粒密度，层与层的值可能不同，但是每一层都是一个定值。需要读入 KK 个值。
	1	每一个网格块的微粒密度都不尽相同，需要读入 II×JJ×KK 个值。

3.KB

KB　框架体积模量(psia)

如果 KKB=-1，只读入一值。

如果 KKB=-1，读入 KK 个值。(每层一值)

如果 KKB=+1，读入 IIJJKK 个值。(每个网格块一个值)

注意：在缺少相关数据时，3×10^6psia 是个较合理的估计值。

4.KG

KG　微粒体积模量(psia)

如果 KKG=-1，只读入一值。

如果 KKG=-1，读入 KK 个值。(每层一值)

如果 KKG=+1，读入 IIJJKK 个值。(每个网格块一个值)

注意：在缺少相关数据时，3×10^6psia 是个较合理的估计值。

5.MU

MU　剪切模量(psia)

如果 KMU=-1，只读入一值。

如果 KMU=-1，读入 KK 个值。(每层一值)

如果 KMU=+1，读入 IIJJKK 个值。(每个网格块一个值)

注意：在缺少相关数据时，3×10^6psia 是个较合理的估计值。

6.RHOMA

RHOMA　微粒密度(lbf/ft^3)

如果 KRHO=-1，只读入一值。

如果 KRHO=-1，读入 KK 个值。(每层一值)

如果 KRHO=+1，读入 IIJJKK 个值。(每个网格块一个值)

注意：在缺少相关数据时，168 lbf/ft^3(相当于 2.7g/cm^3)是个较合理的估计值。

24.2 修正模量和微粒密度

1.表头 不超过 80 个字符

2.NUMKVB，NUMKG，NUMMU，NUMRHO，IDCODE

NUMKB　框架体积模量(KB)改变的区域数

NUMKG　微粒体积模量(KG)改变的区域数

NUMMU　剪切模量(MU)改变的区域数

NUMRHO　微粒密度(RHO)改变的区域数

IDCODE　=0 不打印修正结果

=1 打印修正结果

3.I1，I2，J1，J2，K1，K2，KB

如果 NUMKB=9 忽略此项纪录

I1　第一个区块 I 方向的坐标

I2　最后一个区块 I 方向的坐标

J1　第一个区块 J 方向的坐标

J2　最后一个区块 J 方向的坐标

K1　第一个区块 K 方向的坐标

K2　最后一个区块 K 方向的坐标

KB　框架体积模量新值(psia)

注意：NUMKB 纪录必须读入。

4.I1，I2，J1，J2，K1，K2，KG

如果 NUMKG=9 忽略此项纪录

I1　第一个区块 I 方向的坐标

I2　最后一个区块 I 方向的坐标

J1　第一个区块 J 方向的坐标

J2　最后一个区块 J 方向的坐标

K1　第一个区块 K 方向的坐标

K2　最后一个区块 K 方向的坐标

KG　微粒体积模量新值(psia)

注意：NUMKG 纪录必须读入。

5.I1，I2，J1，J2，K1，K2，MU

如果 NUMMU=9 忽略此项纪录

I1　第一个区块 I 方向的坐标

I2　最后一个区块 I 方向的坐标

J1　第一个区块 J 方向的坐标

J2　最后一个区块 J 方向的坐标

K1　第一个区块 K 方向的坐标

K2　最后一个区块 K 方向的坐标

MU　剪切模量新值(psia)

注意：NUMMU 纪录必须读入。

6.I1，I2，J1，J2，K1，K2，RHO

如果 NUMRHO=9 忽略此项纪录

I1　第一个区块 I 方向的坐标

I2　最后一个区块 I 方向的坐标

J1　第一个区块 J 方向的坐标

J2　最后一个区块 J 方向的坐标

K1　第一个区块 K 方向的坐标

K2　最后一个区块 K 方向的坐标

RHO　微粒密度新值(lbf/ft^3)

注意：NUMRHO 纪录必须读入。

24.3 孔隙度，渗透率，传导能力分布

24.3.1 孔隙度和渗透率

1. 表头 不超过 80 个字符

2.KPH，KKX，KKY，KKZ

KPH　孔隙度输入控制码

KKX　x 方向渗透率输入控制码

KKY　y 方向渗透率输入控制码

KKZ　z 方向渗透率输入控制码

代码	值	含义
KPH	-1	所有网格块孔隙度是一个常数。读入一值即可。

	0	每一层的孔隙度值是一个常数。读入 KK 个值。
	1	每个网格块的孔隙度值都不尽相同。读入 II×JJ×KK 个值。
KKX	-1	所有网格块 x 方向渗透率是一个常数。读入一值即可。
	0	每一层的 x 方向渗透率值是一个常数。读入 KK 个值。
	1	每个网格块的 x 方向渗透率都不尽相同。读入 II×JJ×KK 个值。
代码	值	含义
KKY	-1	所有网格块 y 方向渗透率是一个常数。读入一值即可。
	0	每一层的 y 方向渗透率是一个常数。读入 KK 个值。
	1	每个网格块的 y 方向渗透率都不尽相同。读入 II×JJ×KK 个值。
KKZ	-1	所有网格块 z 方向渗透率是一个常数。读入一值即可。
	0	每一层的 z 方向渗透率值是一个常数。读入 KK 个值。
	1	每个网格块的 z 方向渗透率都不尽相同。读入 II×JJ×KK 个值。

3.PHI

PHI 孔隙度(小数)

如果 KPH=-1，只读取一个值。

如果 KPH=0，读取 KK 个值。(每层一个值)

如果 KPH=+1，读取 II×JJ×KK 个值。(每个网格块一个值)

4.PERMX

PERMX x 方向渗透率(md)

如果 KKX=-1，只读取一个值。

如果 KKX=0，读取 KK 个值。(每层一个值)

如果 KKX=+1，读取 II×JJ×KK 个值。(每个网格块一个值)

5.PERMY

PERMX y 方向渗透率(md)

如果 KKY=-1，只读取一个值。

如果 KKY=0，读取 KK 个值。(每层一个值)

如果 KKY=+1，读取 II×JJ×KK 个值。(每个网格块一个值)

6.PERMZ

PERMZ z 方向渗透率(md)

如果 KKZ=-1，只读取一个值。

如果 KKZ=0，读取 KK 个值。(每层一个值)

如果 KKZ=+1，读取 II×JJ×KK 个值。(每个网格块一个值)

24.3.2 孔隙度和渗透率的修正

1.表头 不超过 80 个字符

2.NUMP，NUMKX，NUMKY，NUMKZ，IPCODE

NUMP　孔隙度(PHI)改变的区域数

NUMKX x 方向渗透率(PERMX)改变的区域数

NUMKY y 方向渗透率(PERMY)改变的区域数

NUMKZ z 方向渗透率(PERMZ)改变的区域数

IPCODE　=0 不打印修正结果

=1　打印修正结果

3.I1，I2，J1，J2，K1，K2，VALPHI

如果 NUMP=0 忽略此项纪录

I1　第一个区块 I 方向的坐标

I2　最后一个区块 I 方向的坐标

J1　第一个区块 J 方向的坐标

J2　最后一个区块 J 方向的坐标

K1　第一个区块 K 方向的坐标

K2　最后一个区块 K 方向的坐标

代码	值	含义
NUMP	<0	区域新的孔隙度值(小数)
	>0	孔隙度乘以 VALPHI

注意：|NUMP|纪录必须读入。此处，|…|指绝对值。

4.I1，I2，J1，J2，K1，K2，VALKX

如果 NUMKX=0 忽略此项纪录

I1　第一个区块 I 方向的坐标

I2　最后一个区块 I 方向的坐标

J1　第一个区块 J 方向的坐标

J2　最后一个区块 J 方向的坐标

K1　第一个区块 K 方向的坐标

K2　最后一个区块 K 方向的坐标

代码	值	含义
NUMKX	<0	区域新的 x 方向渗透率值(md)

	>0	x 方向渗透率乘以 VALKX。

注意：|NUMKX|纪录必须读入。

5.I1，I2，J1，J2，K1，K2，VALKY

如果 NUMKY=0 忽略此项纪录

I1　第一个区块 I 方向的坐标

I2　最后一个区块 I 方向的坐标

J1　第一个区块 J 方向的坐标

J2　最后一个区块 J 方向的坐标

K1　第一个区块 K 方向的坐标

K2　最后一个区块 K 方向的坐标

代码	值	含义
NUMKY	<0	区域新的 y 方向渗透率值(md)
	>0	y 方向渗透率乘以 VALKY。

注意：|NUMKY|纪录必须读入。

6.I1，I2，J1，J2，K1，K2，VALKZ

如果 NUMKZ=0 忽略此项纪录

I1　第一个区块 I 方向的坐标

I2　最后一个区块 I 方向的坐标

J1　第一个区块 J 方向的坐标

J2　最后一个区块 J 方向的坐标

K1　第一个区块 K 方向的坐标

K2　最后一个区块 K 方向的坐标

代码	值	含义
NUMKZ	<0	区域新的 z 方向渗透率值(md)
	>0	z 方向渗透率乘以 VALKZ。

注意：|NUMKZ|纪录必须读入。

24.3.3 传导能力的修正

牢记传导能力转换时的方向惯例是很重要的。例如，在网格块(I，J，K)中：

TX(I，J，K)指流经 I-1 和 I 区块之间的边界；

TY(I，J，K)指流经 J-1 和 J 区块之间的边界；

TZ(I，J，K)指流经 K-1 和 K 区块之间的边界；

1.表头 不超过 80 个字符

2.NUMTX，NUMTY，NUMTZ，ITCODE

NUMTX x 方向传导能力(TX)改变的区域

NUMTY y 方向传导能力(TY)改变的区域

NUMTZ z 方向传导能力(TZ)改变的区域

ITCODE =0 不必打印修正结果

=1 打印修正结果

3. I1，I2，J1，J2，K1，K2，VALTX

如果 NUMTX=0 忽略此项纪录

I1 第一个区块 I 方向的坐标

I2 最后一个区块 I 方向的坐标

J1 第一个区块 J 方向的坐标

J2 最后一个区块 J 方向的坐标

K1　第一个区块 K 方向的坐标

K2　最后一个区块 K 方向的坐标

VALTX　x 方向传导能力的乘数.

注意：NUMTX 纪录必须读入。

4. I1，I2，J1，J2，K1，K2，VALTY

如果 NUMTX=0 忽略此项纪录

I1　第一个区块 I 方向的坐标

I2　最后一个区块 I 方向的坐标

J1　第一个区块 J 方向的坐标

J2　最后一个区块 J 方向的坐标

K1　第一个区块 K 方向的坐标

K2　最后一个区块 K 方向的坐标

VALTY　y 方向传导能力的乘数.

注意：NUMTY 纪录必须读入。

5.I1，I2，J1，J2，K1，K2，VALTY

如果 NUMTY=0 忽略此项纪录

I1　第一个区块 I 方向的坐标

I2　最后一个区块 I 方向的坐标

J1　第一个区块 J 方向的坐标

J2　最后一个区块 J 方向的坐标

K1　第一个区块 K 方向的坐标

K2　最后一个区块 K 方向的坐标

VALTY　y 方向传导能力的乘数.

注意：NUMTY 纪录必须读入。

6.I1，I2，J1，J2，K1，K2，VALTZ

如果 NUMTZ=0 忽略此项纪录

I1　第一个区块 I 方向的坐标

I2　最后一个区块 I 方向的坐标

J1　第一个区块 J 方向的坐标

J2　最后一个区块 J 方向的坐标

K1　第一个区块 K 方向的坐标

K2　最后一个区块 K 方向的坐标

VALTZ　z 方向传导能力的乘数.

注意：NUMTZ 纪录必须读入。

24.4 岩石和 PVT 分区

1.表头　不超过 80 个字符

2.NROCK，NPVT

NROCK　岩石区域的数目。每个区域必须有一套与饱和度相关的数据。

NPVT　　PVT 区域的数目。每个区域必须有一套与压力相关的数据。

3.表头 不超过 80 个字符

如果 NROCK=1 则忽略这项纪录。

4.NUMROK

如果 NROCK=1 则忽略这项纪录。

NUMROK=0 给每一区块区输入岩石区域值。

NUMROK>0　缺省的岩石区域值 1 改变的区域数

5.IVAL

如果 NROCK=1 或者 NUMROK>0 则忽略这项纪录

IVAL　　岩石区域值数组。读入 II×JJ×KK 个值。

6.I1，I2，J1，J2，K1，K2，IVAL

如果 NROCK=1 或者 NUMROK=0 则忽略这项纪录

I1　第一个区块 I 方向的坐标

I2　最后一个区块 I 方向的坐标

J1　第一个区块 J 方向的坐标

J2　最后一个区块 J 方向的坐标

K1　第一个区块 K 方向的坐标

K2　最后一个区块 K 方向的坐标

IVAL　赋予岩石区域与饱和度相关的数据集的数目.IVAL≤NROCK

注意：NUMROK 纪录必须读入。

7.表头　不超过 80 个字符

如果 NPVT=1 则忽略这项纪录。

8.NUMPVT

如果 NPVT=1 则忽略这项纪录。

NUMPVT=0　给每一区块区输入 PVT 区域值。

NUMROK>0　缺省的 PVT 区域值 1 改变的区域数

9.IVAL

如果 NPVT=1 或者 NUMPVT>0 则忽略这项纪录

IVAL　PVT 区域值数组。读入 II×JJ×KK 个值。

10.I1，I2，J1，J2，K1，K2，IVAL

如果 NPVT=1 或者 NUMPVT=0 则忽略这项纪录

I1　第一个区块 I 方向的坐标

I2　最后一个区块 I 方向的坐标

J1　第一个区块 J 方向的坐标

J2　最后一个区块 J 方向的坐标

K1　第一个区块 K 方向的坐标

K2　最后一个区块 K 方向的坐标

IVAL　赋予 PVT 区域与压力相关的数据集的数目.IVAL≤NPVT

注意：NUMPVT 纪录必须读入。

24.5 相对渗透率和毛细管压力表

下面同饱和度相关的数据需要累计输入 NROCK 次，每个岩石区域(在 24.4 定义)需要一套数据。

1.表头　不超过 80 个字符

2.SAT1　KROW1　KRW1　KRG1　KROG1　PCOW1　PCGO1

…

SATn　KROWn　KRWn　KRGn　KROGn　PCOWn　PCGOn

SAT　　相饱和度(fr)设定 SAT1=0.0，SATn=1.0

KROW　油-水系统油相相对渗透率(小数)

KRW　　油-水系统水相相对渗透率(小数)

KRG　　气-油系统气相相对渗透率(小数)

KROG　气-油系统油相相对渗透率(小数)

PCOW　油/水毛细管压力(psi)

PCGO　气/油毛细管压力(psi)

注意：SAT 是指某一特定相的饱和度。例如，在以下 SAT=0.2 的数据栏中，我们有

KROW　在含油饱和度为 20%时油的相对渗透率

KRW　　在含水饱和度为 20%时水的相对渗透率

KRG　　在含气饱和度为 20%时气的相对渗透率

KROG　在液体(水+油)饱和度为 20%时油的相对渗透率

PCOW　在含水饱和度为 20%时油/水毛细管压力

PCGO　在含气饱和度为 20%时气/油毛细管压力

注意：KROG 只有在三相计算油的相对渗透率时才会用到(见下面纪录 4 中的 ITHREE=1)。

毛管压力定义为：PCOW=Po-Pw，PCGO=Pg-Po。此处的 Po，Pw，Pg 分别指油相、水相、气相的压力。

3.表头　不超过 80 个字符

4.ITHREE，SWR

ITHREE　用以指定期望相对渗透率的代码

SWR　束缚水饱和度(小数)

代码	值	含义
ITHREE	0	油水两相系统，从相对渗透率数据中读出的油相相对渗透率。
	1	从 Stone 的三相相对渗透率模型中计算出的油相相对渗透率。

累计重复纪录 1 到 4 供 NROCK 次。

24.6 流体 PVT 数据表

下列同压力相关的数据需要累计输入 NPVT 次，每一个第 24.4 节定义的 PVT 区域都需要一套数据。

1.表头 不超过 80 个字符

2.PBO，PBODAT，PBGRAT

PBO　　原始泡点压力(psia)

PBODAT　PBO 应用的深度(ft)

PBGRAD　恒定泡点压力梯度(psia/ft)

3.表头　不超过 80 个字符

4.VSLOPE，BSLOPE，RSLOPE，PMAX，IREPRS

VSLOPE　　欠饱和原油(也就是压力在泡点压力以上)粘度与压力曲线的斜率，斜率($\Delta\mu_o / \Delta P_o$)应改为 cp/psia。

BSLOPE　　欠饱和原油地层体积系数与压力曲线的斜率。斜率($\Delta B_o / \Delta P_o$)的量纲应该为 RB/STB/psia，且为 0 或者负值。BSLOPE 与欠饱和原油的压缩系数不同。

RSLOPE　　溶解气油比与压力曲线的斜率。斜率($\Delta R_{so} / \Delta P_o$)量纲为 SCF/STB/psia，一般为 0。

PMAX　　所有 PVT 数据表，最大压力值。(psia)

IREPRS　　=0；恒定泡点压力

=1；可变饱和压力估算值。

5.表头　不超过 80 个字符；后接油表数据。

6.P1　　MUO1　　BO1　　RSO1

PMAX　　MUO(PMAX)　　BO(PMAX)　　RSO(PMAX)

P　　压力(psia)。压力从 P1(一般 14.7psia)到 PMAX 必须是依次增大的。最终的表输入值必须是 PMAX。

MUO　　饱和油粘度(cp)。

BO　　饱和油地层体积系数(RB/STB)

RSO　　饱和油溶解气油比。(SCF/STB)

注意：原油性质必须按饱和原油在整个压力范围内输入。

7.表头　不超过 80 个字符，后接水表数据。

8. P1　MUW1　BW1　RSW1

PMAX　MUW(PMAX)　BW(PMAX)　RSW(PMAX)

P　压力(psia)。压力从 P1(一般 14.7psia)到 PMAX 必须是依次增大的。最终的表输入值必须是 PMAX。

MUW　水的粘度(cp)。

BW　水的地层体积系数(RB/STB)

RSW　水溶解气水比。(SCF/STB)

注意：黑油模型中通常假设气在水里的溶解度可以忽略。在这种情况下，设定所有压力下，RSW=0.0

9.表头　不超过 80 个字符

10.KGCOR

代码	值	含义
KGCOR	0	读取天然气、岩石性质表
	1	激活天然气相关选项，读取岩石压缩系数与压力数据表。

11.表头　不超过 80 个字符，后接天然气数据表。

12. P1　MUG1　BG1　PSI1　CR1

PMAX　MUG(PMAX)　BG(PMAX)　PSI(PMAX) CR(PMAX)

如果 KGCOR=1 则忽略这项纪录。

P　压力(psia)。压力从 P1(一般 14.7psia)到 PMAX 必须是依次增大的。最终的表输入值必须是 PMAX。

MUG　天然气粘度(cp)。

BG　天然气地层体积系数(RCF/SCF)。

PSI　　天然气拟压力($psia^2/cp$)

CR　　岩石压缩系数(1/psia)

13.KODEA，MPGT，TEM，SPG

如果 KGCOR=0 则忽略这项纪录。

KODEA　　天然气成分选择(见 28.3 章)

MPGT　　天然气 PVT 表输入值数($1<MPGT\leq 25$)

TEM　　油藏温度(℉)

SPG　　天然气相对密度(空气=1.0)

14.FRCI

如果 KGCOR=0 则忽略这项纪录。

FRCI　　气体组分摩尔分数。按下列顺序读入 12 项输入值。

FRCI(I)	组分 I	FRCI(I)	组分 I
1	H_2S	7	iC_4
2	CO_2	8	nC_4
3	N_2	9	iC_5
4	C_1	10	nC_5
5	C_2	11	C_6
6	C_3	12	C_{7+}

15.PRSCI,TEMCI,RMWTI

如果 KGCOR=0 或者 KODEA≠4 则忽略这项纪录。

PRSCI　临界压力(psia)

TEMCI　临界温度(℉)

RMWTI　分子量

16.表头　　不超过 80 个字符。后接岩石压缩系数表。

如果 KGCOR=0 则忽略这项纪录。

17.P1　　CR1

PMAX　　CR(PMAX)

如果 KGCOR=0 则忽略这项纪录。

选项	代码	含义
恒定岩石压缩系数 注意：输入 1 个记录	PMAX	记录 4 中最大表格压力(psia)
	CR	岩石压缩系数(1/psia)
与压力相关的岩石压缩系数 注意：输入 MPGT 个记录	P	压力(psia).压力自 P1(一般 14.7psia)至 PMAX 必须是依次增大的。最后一个表格输入值必须是 PMAX。
	CR	岩石压缩系数(1/psia)

18.表头　不超过 80 个字符

19.RHOSCO，RHOSCW，RHOSCG

RHOSCO　　储罐原油密度(1b/cu ft)

RHOSCW　　储罐水密度(1b/cu ft)

RHOSCG　　标准状况下天然气密度(1b/cu ft)

注意：标准状况(石油单位为 14.7psia，60 ℉)下纯水密度为 62.4 1b/cu ft 空气的密度为 0.0765 1b/cu ft。

重复记录 1 到 19 共 NPVT 次。

24.7 压力、饱和度初始化

1.表头 不超过 80 个字符

2.KPI，KSI，PDTUM，GRAD

KPI 压力初始化代码

KSI 饱和度初始化代码

PDATUM 基准面深度(ft)

GRAD 将压力校正到基准面 PDATUM 后估算的压力梯度。如果 GRAD=0 将不打印校正到基准面 PDATUM 后的压力图.如果 GRAD≠0，将利用压力梯度 GRAD 打印校正到基准面 PDATUM 后的压力图。

代码	值	含义
KPI	0	读入 II×JJ×KK 个压力值(每个网格块一个值)。
	1	均衡压力初始化。需要在 OWC 和 GOC 处的压力及深度。
KSI	0	读入 II×JJ×KK 个含油饱和度与含水饱和度值(每个网格块一个值)。含气饱和度需要通过程序的计算。
	1	重力分异油、水、气饱和度初始化。

注意：KPI 和 KSI 选项可用于准备重启文件。

3.PO

如果 KPI=1 则忽略这项纪录。

PO 油相压力(psia)。读入 II×JJ×KK 个值。

4.PWOC，WOC，PGOC，GOC

如果 KPI=0 则忽略这项记录。

PWOC　　油水界面处压力(psia)

WOC　　油水界面处深度(ft 基准面以下)

PGOC　　气-油界面处压力(psia)

GOC　　气-油界面深度(ft 基准面以下)

注意：重复该纪录 NROCK 次——每个岩石分区一项记录。

5.SO

如果 KSI=1 则忽略这项纪录

SO　含油饱和度数组(小数)。读入 II×JJ×KK 个值。

6. SW

如果 KSI=1 则忽略这项纪录

SW　含水饱和度数组(小数)。读入 II×JJ×KK 个值。

7.SOI，SGI，SOR

如果 KSI=1 则忽略这项纪录

SOI　　要被分配到岩石区所有区块的油-水层初始含油饱和度(小数)。气-水层初始含水饱和度为 1-SOI。

SGI　　要被分配到岩石区所有区块的气-水层初始含气饱和度(小数)。气-水层初始含水饱和度为 1-SGI。

SOR　　要被分配到岩石区所有区块的残余油油饱和度(小数)。如果 SOR>0，当 So<SOR 时，计算出的 So 将被定为 0。然后，含水、气饱和度将被重新标准化。

注意：重复这项纪录 NROCK 次——每个岩石分区一项记录。

24.8 运行控制参数

1.表头 不超过 80 个字符

2.NMAX，FACT1，FAT2，TMAC，WORMAX，GORMAX，PAMIN，PAMAX

NMAX 允许的最大时间步。

FACT1 用自动时间步控制增加时间步长的因子。FACT1 为固定时间步长。通常 FACT1 为 1.25。

FACT2 用自动时间步控制减少时间步长的因子。FACT1 为固定时间步长。通常 FACT1 为 1.25。

TMAX 模拟的最大时间(天)，如果时间超过 TMAX，则运行将被终止。

WORMAX 产油井所允许的最高水-油比(STB/STB)。WOMAX≥0。

GORMAX 产油井所允许的最高气-油比(SCF/STB)。GOMAX≥0。

PAMIN 最小油田平均压力(psia)；当孔隙体积加权平均油藏压力<PAMIN 时，运行将被终止。

PAMAX 最大油田平均压力(psia)；当孔隙体积加权平均油藏压力>PAMAX 时，运行将被终止。

3.WOROCK

如果 WORMAX≠0 则忽略这项纪录。

WOROCK 在相关的岩石区域所允许的最大 WOR。

注意：如果井不止在一个岩石区域内完井，则将井所穿越的区域中最大的 WOR 作为该井 WOR 的控制参数。输入 NROCK 项纪录，每个岩石区域一项记录。

4. GOROCK

如果 GORMAX≠0 则忽略这项纪录。

GOROCK　　在相关的岩石区域所允许的最大 GOR。

注意：如果井不止在一个岩石区域内完井，则将井所穿越的区域中最大的 GOR 作为该井 GOR 的控制参数。输入 NROCK 项纪录，每个岩石区域一项记录。

24.9 求解方法要求

1.表头 不超过 80 个字符

2.KSOL，MITR，OMEGA，TOL，TOL1，DSMAX，NUMDIS

KSOL 求解方法代码。

MITR　每个时间步内，LSOR 最大迭代次数。典型值为 100。

OMEGA　初始 LSOR 加速参数。OMEGA 的值应该在 1.0 和 2.0 之间。典型的初始值为 0.1。

TOL1　决定何时改变 OMEGA 的参数。典型的值为 0.001。如果 TOL1=0.0，OMEGA 的初始值将会应用在整个运行过程中。

DSMAX　每个时间步内所允许的最大含水饱和度改变值(小数)。如果在一个时间步内任何一个网格块中某相的饱和度改变值超过 DSMAX，时间步长将会由 FACT2 减小。DSMAX 的典型值为 0.05。

DPMAX　每个时间步内所允许的最大压力改变值(小数)。如果在一个时间步内任何一个网格块中压力改变值超过 DPMAX，时间步长将会由 FACT2 减小。DPMAX 的典型值为 100psia。

NUMDIS　控制数值离散的代码。

代码	值	含义
KSOL	1	一维三对角算法。用于一维问题和 0 维(储罐)问题，也就是当 II=JJ=KK=1

	2	直接解条带算法。用于二维和三维问题。
KSOL	3	LSORX-x 方向用直接解算器的迭代矩阵解算器。
	4	LSORY-y 方向用直接解算器的迭代矩阵解算器。
	5	LSORZ-z 方向用直接解算器的迭代矩阵解算器。
代码	值	含义
NUMDIS	1	单点上游加权
	2	双点上游加权

24.10 解析水体模型

1.表头 不超过 80 个字符

2.IAQOPT

IAQOPT 解析水体模型代码

代码	值	含义
IAQOPT	0	非解析水体模型
	1	罐装水体模型(小并且有边界的水体)
	2	稳态含水层模型(恒定水体压力)
	3	Carter-Tracy 水体模型：Re/Rw=1.5
	4	Carter-Tracy 水体模型：Re/Rw=2.0

	5	Carter-Tracy 水体模型：Re/Rw=3.0
	6	Carter-Tracy 水体模型：Re/Rw=4.0
	7	Carter-Tracy 水体模型：Re/Rw=5.0
代码	值	含义
IAQOPT	8	Carter-Tracy 水体模型：Re/Rw=6.0
	9	Carter-Tracy 水体模型：Re/Rw=8.0
	10	Carter-Tracy 水体模型：Re/Rw=10.0
	11	Carter-Tracy 水体模型：Re/Rw=∞

注意：在给定的一次运行中，只可选择一种水体模型(LAQOPT)。对于给定的水体，可以规定不同的水侵强度。

3.NAQEN

如果 IAQOPT≠1 则忽略这项纪录。

NAQEN　　拥有罐状水体区域的数目。

4. I1，I2，J1，J2，K1，K2，POT

I1　第一个区块 I 方向的坐标

I2　最后一个区块 I 方向的坐标

J1　第一个区块 J 方向的坐标

J2　最后一个区块 J 方向的坐标

K1　第一个区块 K 方向的坐标

K2　最后一个区块 K 方向的坐标

POT　罐装水体强度(SCF/psia)。

注意：必须读入 NAQEN 记录。

5.NAQEN

如果 IAQOPT≠2 则忽略这项纪录。

NAQEN　　拥有稳态水体区域的数目。

6. I1，I2，J1，J2，K1，K2，SSAQ

I1　第一个区块 I 方向的坐标

I2　最后一个区块 I 方向的坐标

J1　第一个区块 J 方向的坐标

J2　最后一个区块 J 方向的坐标

K1　第一个区块 K 方向的坐标

K2　最后一个区块 K 方向的坐标

SSAQ　稳态水体强度(SCF/day/psia)。

注意：必须读入 NAQEN 记录。

7. NAQREG

如果 IAQOPT<3 则忽略这项纪录。

NAQREG　　拥有 Carter-tracy 水体区域的数目。

8.AQCR，AQCW，AQMUW，AQK，AQPHI，AQH，AQS，AQRE

如果 IAQOPT<3 则忽略这项记录。

AQCR　　含水层岩石压缩系数(1/psia)

AQCW　　含水层水压缩系数(1/psia)

AQMUW　水体水粘度(cp)

AQK　　含水层渗透率(md)

AQPHI　含水层孔隙度(小数)

AQH　　含水层净厚度(ft)

AQS　　含水层与油藏边界界面(小数)。0 意味着无边界(因此无流入)；1 意味着含水层包围着网格块。

AQRE　外含水半径(ft)

9.NAQEN

如果 IAQOPT<3 则忽略这项记录。

NAQEN　　包含 Carter-Tracy 水体区域的数目。

10. I1，I2，J1，J2，K1，K2，SSAQ

如果 IAOPT<3 则忽略这项记录。

I1　第一个区块 I 方向的坐标

I2　最后一个区块 I 方向的坐标

J1　第一个区块 J 方向的坐标

J2　最后一个区块 J 方向的坐标

K1　第一个区块 K 方向的坐标

K2　最后一个区块 K 方向的坐标

注意：必须读入 NAQEN 栏。重复记录 8 至 10 共 NAQREG 次。

第 25 章 动态数据

动态数据需要在模拟过程中定期输入。这些数据包括模型中井的位置和规范，完井和现场施工中的变化，井的产量或/和压力状态时间表，模拟进展的时间步控制信息，以及模拟器提供的打印信息种类和频率的控制。

1、主表头 不超过 80 个字符

注意：这项记录表示动态数据的开始。

25.1 时间步和输出控制

必须读入时间步和输出控制数据来开始模拟。

1.表头 不超过 80 个字符。

2.IWLCNG，IOMETH

IWLCNG 井数据读入控制

IOMETH 程序输出和井史控制

代码	值	含义
IWLCNG	0	不读井的信息。
	1	读井的信息。
IOMETH	≥1	记录 3 中要读入的已用时间值的数目。程序会在这些时间输出结果，使你可以在动态数据阶段输入上一次已用时间后，修改井的特征数据。

3.FTIO

FTIO 数组包含输出的累积已用时间(天)。可输入多达 50 个递增值。第一个输入值必须大于 0 并且大于任何一个已经完成的动态数据的最后

一次输入。

注意：当一次运行的已用时间等于 FTIO 的值时，将会打印出井和基本汇总报告。也可根据记录 4 的要求打印出图来。

4.IPMAP，ISOMAP，ISWMAP，ISGMAP，IPBMAP，IAQMAP

IPMAP　打印压力数组控制码。

ISOMAP　打印含油饱和度数组控制码。

ISWMAP　打印含水饱和度数组控制码。

ISGMAP　打印含气饱和度数组控制码。

IPBMAP　打印泡点压力数组控制码。

IAQMAP　打印水侵数组控制码。

代码值	含义
0	不打印数组。
1	打印数组。
2	打印数组以及数字化等值线图。

5.IVPMAP，IZMAP，IRCMAP，IVSMAP，IVRMAP

IVPMAP　打印地震纵波数组控制码。

IZMAP　打印地震波阻抗数组控制码。

IRCMAP　打印地震波反射系数数组控制码。

IVSMAP　打印地震横波(Vs)数组控制码。

IVRMAP　打印地震速度比 Vp/Vs 数组控制码。

代码值	含义
0	不打印数组。
1	打印数组。
2	打印数组以及数字化等值线图。

注意：如果 IVRMAP>0，与时间相关的数组将会附加到文件 WTEMP.ARR。

6.DT，DTMIN，DTMAX

DT　开始时间步长(天)。当采用了时间步自动控制时，从 DTMIN 至 DTMAX，DT 的值可能是不同的。

DTMIN　允许的最小时间步长(天)。典型值为 1 天。

DTMAX　允许的最大时间步长(天)。典型值为 30 天。

25.2 井的资料

如果 IWLCNG=0 则忽略这项记录。

1.表头　不超过 80 个字符。

2.NWELLN，NWELLO

NWELLN　输入了全部井资料的新井的数目。

NWELLO　输入了新的产量和/或产量控制的以前定义的井的数目。

3.表头　不超过 80 个字符

如果 NWELLN=0 则忽略这项记录。

4.WELLID

如果 NWELLN=0 则忽略这项记录。

WELLID　井名，不超过 5 个字符。

5.IDWELL，KONECT

如果 NWELLN=0 则忽略这项记录。

IDWELL　井识别号。每口井应该有唯一的 IDWELL 号。如果如果两口以上的井拥有相同的 IDWELL 号，最后一口输入的井将会被采用。

KONECT　同井 IDWELL 连接的网格块总数。

6.I，J，K，PID，PWF

如果 NWELLN=0 则忽略这项记录。

I　　包含井的网格块的 x 坐标。

J　　包含井的网格块的 y 坐标。

K　　包含井的网格块的 z 坐标。

PID　　网格块层流指数。

PWF　　井底流压(psia)。该值只有在井的 KIP 值为负数时才采用。

注意：必须读入 KONECT 记录。直井的 PID 可以用下式估算：

$$PID = 0.00708\frac{Kh}{\ln(\frac{r_o}{r_w}) + S}$$

式中

$$r_o = 0.14(DX^2 + DY^2)^{1/2}$$

K=层绝对渗透率(md)

h=层厚(ft)

DX=网格块 x 方向长度(ft)

DY=网格块 y 方向长度(ft)

r_w =井筒半径(ft)

r_o =等价井块半径(ft)

S=表皮系数

偏心井(斜井)可以通过计算合适的 PID、确定模拟期望的井轨迹的网格块位置来加以描述。例如，在 x 方向延伸的水平井会有固定的 J、K 指标，如果该井不止连接一个网格块，I 指标是不相同的。

关闭一个连接，设此连接的 PID 为 0；关闭一口井，则设所有连接的 PID 都为 0。

7.KIP，QO，QW，QG，QT

如果 NWELLN=0，则忽略这项记录。

KIP　　指定井的操作特征的代码

控制产量的井(KIP>0)

QO　产油量(STB/D)

QW　产水量(STB/D)

QG　产气量(MSCF/D)

QT　累计流体枯竭率(RB/D)

注意：QT 所给的累计流体产量是井的油、气、水产量乘积或者在油藏条件下总的油藏枯竭率。对于多层系统，QT 是一个目标值。

BHP　可控生产井，可选择产量限制条件

(KIP=-1)

QO　要求的最小产油量(STB/D)

QW　允许的最大产油量(STB/D)

QG　0.0

QT　允许的最大采液量(STB/D)

注意：如果相关产量为 0 的话，产量限制是不可用的。

BHP　带有可选注水量限制的可控注水井

(KIP=-2)

QO　0.0

QW　允许的最大注水量(STB/D)

QG　0.0

QT　0.0

注意：QW 应该为负值或者零。如果 QW=0，注水量限制是不起作用的。

BHP　带有可选注气量限制的可控注气井(KIP=-3)

QO 0.0

QW　0.0

QG　允许的最大注气量(MSCF/D)

QT　0.0

注意：QG 应该为负值或者零。如果 QG=0，注气量限制是不起作用的。

产气井(KIP=-4)

QO 0.0

QW　0.0

QG　0.0

QT　0.0

注意：产量符号规定

负产量表示流体注入

正产量表示产量。

KIP 值一览表	
代码	含义
3	气井—指定注入量
2	水井—指定注入量
KIP 值一览表	
1	生产井—指定产量

	指定产油量：QO>0。QW=QG=QT=0 指定产水量：QW>0。QO=QG=QT=0 指定产气量：QG>0。QO=QW=QT=0 指定总产量：QT>0。QO=QW=QG=0
-1	产油和/或水井—PI 和 FBHP 控制
-2	水井—PI 和 FBHP 控制
-3	注气井—PI 和 FBHP 控制
-4	产气井—LIT 描述

8.ALIP，BLIP

如果 NWEELN=0 或者 KIP≠-4，则忽略这项记录。

ALIT　LIT 气井分析的系数 a

BLIT　LIT 气井分析的系数 b

注意：记录 4 至记录 8 需要重 NWELLN 次。

9.表头　不超过 80 个字符。

如果 NWELLO=0 则忽略这项记录。

10.WELLID

如果 NWELLO=0 则忽略这项记录。

WELLID　井识别号。每口井需要唯一的 IDWELL 号。如果两口或以上的井拥有相同的 IDWELL 号，则采用最后一口井的特征。

KONECT　同井 IDWELL 连通的网格块总数。

12.I，J，K，PID，PWF

如果 NWELLN=0 则忽略这项记录。

I　　包含井的网格块的 x 坐标。

J　　包含井的网格块的 y 坐标。

K　　包含井的网格块的 z 坐标。

PID　　网格块层流指数。

PWF　　井底流压(psia)。该值只有在井的 KIP 值为负数时才采用。

注意：必须读入 KONECT 记录。

13. KIP，QO，QW，QG，QT

如果 NWELLN=0，则忽略这项记录。

KIP　　指定井的操作特征的代码。KIP 选项的描述可参见记录 6。

14．ALIP，BLIP

如果 NWEELO=0 或者 KIP≠-4，则忽略这项记录。

ALIT　LIT 气井分析的系数 a

BLIT　LIT 气井分析的系数 b

注意：记录 10 至记录 14 需要重 NWELLO 次。

第 26 章 程序输出评价

在开始 WINB4D 运行时，你可以选择直接输出到屏幕上或文件中。当第一次建立或者调试数据时，最好将结果输出到屏幕上。当遇到不恰当的数据时，WINB4D 会中止。评价运行结果，则最好输出到文件中。在这种情况下，每个时间步会有一行摘要输出到屏幕，以便监视运行过程。所有的输出文件都以文本文件的格式。

可以通过按<Cnrl>C 中止运行，然后选择结束任务。

26.1 初始化数据

油藏流动模拟器 WINB4D 在文本文件 WTEMOP.ARR 中输出下列初始化文件。

- 网格块大小
- 节中点高度
- 孔隙度分布
- 渗透率分布
- 岩石和 PVT 区域分布
- 相对渗透率和毛管压力表
- PVT 表
- 根据 PVT 数据计算的斜率
- 时间步控制参数
- 解析水体模型选择
- 原始流体地质储量

- 原始压力和饱和度数组
- 原始地震速度数组
- 原始声阻抗数组
- 原始井资料

根据需要，还可以获得其他输出信息。例如，选择修正项，可以打印改变的数组。在检查输入的变化时，这样做是有利的。

26.2 动态数据

由于所有的输出文件都是文本文件，可以利用多种商业图表操作 WINB4D 的输出。这对绘图和战士数组数据有为重要。定义了不同的输出文件，使得模拟器输出文件的大小操作性更强。输出文件容纳逻辑上有联系的信息，例如，井的数据在一个文件，油藏性质分布在另一个文件。不同的输出文件描述如下：

23.2.1 时间步摘要文件—WTEMP.TSS

一行时间步摘要会作为运行过程记录自动打印出来。它提供必要的信息预测求解方法作为时间函数的稳定性。GOR 或者 WOR 明显震荡或者打得物质平衡错误说明求解方法存在问题，应该给予改正。一般而言，小的时间步足以修正 IMPES 的不稳定性。

26.2.2 运行摘要和图表文件—WTEMP.PLT

运行摘要文件包含了油田的累计产量、注入量以及油田范围内的水侵情况。WOR 和 GOR 是累计产出流体的比值。因此，与油田的观测值具有可比性。

输出的参数包括：累计油气水产量，累计水、气注入量；孔隙体积加权平均压力；水侵率和累计水侵量；以及油田范围内的 WOR 和 GOR。这

些参量作为时间和时间步数的函数输出。

26.2.3 井报告文件—WTEMP.WEL

每层中每口井的产率和累计注采量会汇总到井的报告文件中在指定的时间输出。还包括全油田数据。

24.2.4 分布组合文件

根据需要可以输出下列组合：压力、饱和度、泡点压力、累计水侵量、压缩速率、声阻抗和地震波反射系数。输出的组合可以作为重启运算时压力和饱和度的输入。

通常没必要打印所有的组合。为了避免过量的输出和相应的大文件，哪些组合需要输出要有明智的选择。除了组合以外，还可以输出数字等值线图。

数字等值线图提供了简化的物理参数分布图。绘图子程序可以找到组合 APLOT 的最小(AMIN)和最大值(AMAX)。使用下面给出的标准化的参数值可以建立新的组合：

$$AV = (APLOY(I,J,K) - AMIN) / ADIF$$

此处，ADIF=AMAX-AMIN>0.001。AOUT 的值定义如下：

AOUT	含义(±0.05)
-	AV<0.05
1	AV=0.10
2	AV=0.20
3	AV=0.30
4	AV=0.40
5	AV=0.50
6	AV=0.60

7	AV=0.70
8	AV=0.80
9	AV=0.90
T	AV>0.95

数字等值线图突出了参数值的变化，使你可以看到诸如饱和度前缘，压力脉冲的推进，声阻抗的变化等信息。AOUT 数组打印出来，可以用于绘制等值线草图。

第 5 部分 技术补遗

第 27 章 模拟器组成

WINB4D 是一个应用隐压显饱解法的有限差分模拟器，该模拟器能模拟至多三维的等温达西流动，油藏流体最多三相(油相、气相和水相)，并假设流体和岩石物理性质仅于油藏压力有关。

27.1 方程

在第四章中已经推导了适用于黑油模型的有关油、水和气三相的质量守恒方程，这些方程可用向量符号简洁地写为如下形式：

油相

$$-\nabla\cdot\frac{\vec{v}_o}{B_o}-\frac{q_o}{\rho_{osc}}=\frac{\partial}{\partial t}\left(\phi\frac{S_o}{B_o}\right) \tag{27.1}$$

水相

$$-\nabla\cdot\frac{\vec{v}_w}{B_w}-\frac{q_w}{\rho_{wsc}}=\frac{\partial}{\partial t}\left(\phi\frac{S_w}{B_w}\right) \tag{27.2}$$

气相

$$\begin{aligned}&-\nabla\cdot\left[\frac{\vec{v}_g}{B_g}+\frac{R_{so}}{B_o}\vec{v}_o-\frac{R_{sw}}{B_w}\vec{v}_w\right]-\frac{q_g}{\rho_{gsc}}\\&=\frac{\partial}{\partial t}\left\{\phi\left[\frac{S_g}{B_g}+\frac{R_{so}}{B_o}S_o+\frac{R_{sw}}{B_w}S_w\right]\right\}\end{aligned} \tag{27.3}$$

用下标符号 i 表示油(o)、水(w)和气(g)相，方程(27.1)到(27.3)中符号定义如下：

B_i = i 相地层体积系数

q_i = 单位油藏体积内 i 相质量流速

R_{so} = 溶解气油比

R_{sw} = 溶解气水比

R_i = i 相饱和度

v_i = i 相达西流速

ρ_{isc} = 标准状况下 i 相密度

ϕ = 孔隙度

要求解上述流动方程还需要三个额外条件，可称之为辅助方程，它们是关于饱和度的方程

$$S_o + S_w + S_g = 1 \tag{27.4}$$

和毛管力关系方程

$$P_{cow}(S_w) = P_o - P_w \tag{27.5}$$

$$P_{cgo}(S_{\mathrm{g}}) = P_{\mathrm{g}} + P_o \tag{27.6}$$

其中 P_i 是 i 相的压力， P_{cow} 是油水相毛管力， P_{cgo} 是气油相毛管力。

i 相的达西流速为

$$\vec{v}_i = -K\frac{k_{ri}}{\mu_i}\nabla\Phi_i \tag{27.7}$$

其中 K 为可沿主坐标系方向对角化的渗透率张量，k_{ri} 为相对渗透率，μ_i 为 i 相的粘度。i 相的势 Φ_i 是关于深度 z 的函数

$$\Phi_o = P_o - \frac{\rho_o z}{144}, \Phi_w = P_w - P_{cow} - \frac{\rho_w z}{144}, \Phi_g = P_o + P_{cgo} - \frac{\rho_g z}{144} \tag{27.8}$$

相密度可通过输入的 PVT 计算

$$\rho_o = \frac{1}{B_o}[\rho_{osc} + R_{so}\rho_{gsc}], \rho_w = \frac{1}{B_w}[\rho_{osc} + R_{sw}\rho_{gsc}], \rho_g = \frac{\rho_{gsc}}{B_g} \tag{27.9}$$

岩石和流体压缩系数表示为

$$\begin{aligned} c_r &= \frac{1}{\phi}\frac{\partial \phi}{\partial P_o}, c_g = -\frac{1}{B_g}\frac{\partial B_g}{\partial P_o} \\ c_o &= -\left[\frac{1}{B_o}\frac{\partial B_o}{\partial P_o} - \frac{B_g}{B_o}\frac{\partial R_{so}}{\partial P_o}\right], c_w = -\left[\frac{1}{B_w}\frac{\partial B_w}{\partial P_o} - \frac{B_g}{B_w}\frac{\partial R_{sw}}{\partial P_o}\right] \end{aligned} \tag{27.10}$$

这些方程在 WINB4D 中离散后通过数值方法求解。具体解方程步骤见第 32 章。

27.2 坐标系系统

WINB4D 油藏模拟器采用右手坐标系，选择块中心网格系统，如下图 27-1 所示。

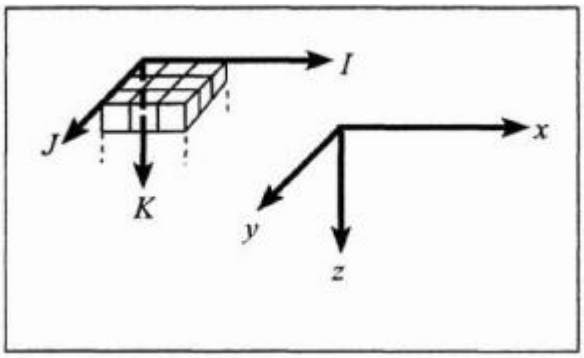

图 27-1.坐标系系统

图中图示了顶层(K=1)，第二层(K=2)在 K=1 层下面，其余层依次类推。油藏顶层各网格深度可以不同，这种方式该允许模型既可以刻画水平层也可刻画倾斜地层结构(如背斜结构和穹隆结构)。如图 27-2 中所示一个背斜结构。

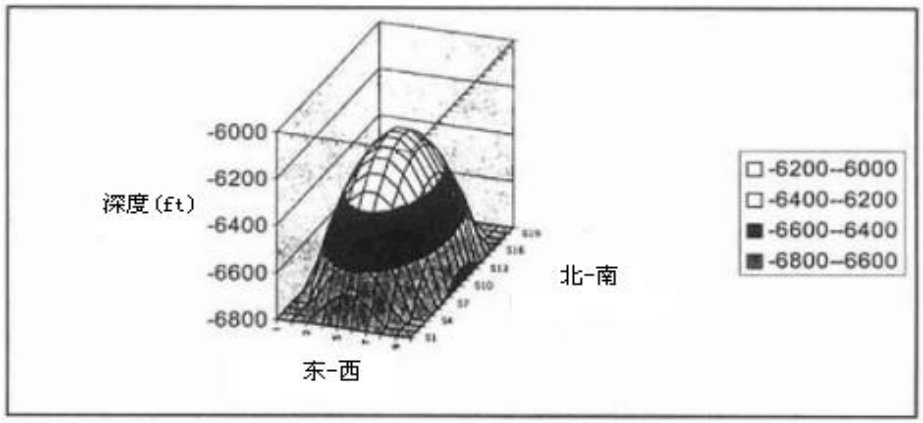

图 27-2. 背斜结构顶层深度

27.3 岩石物理模型

监测一个生产油藏的地震特征变化是时移地震监测的基础[Anderson 等人 1995；He 等人 1996；Fanchi 等人 1999]。在 WINB4D 中地震特征通过计算与时间有关的地震特征函数获得，WINB4D 中计算地震特征定义如下。

纵波和横波速度

通过下式计算地震纵波速度和横波速度[Schőn，1996；McQuillin 等人，1984]：

$$V_P = \sqrt{\frac{K^* + \frac{4\mu^*}{3}}{\rho_B}} \tag{27.11}$$

和

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu^*}{\rho_B}} \tag{27.12}$$

其中

V_P = 纵波速度

V_s = 横波速度

K^* = 有效体积模量

μ^* = 有效切变模量

ρ_B = 有效容积密度=$(1-\phi)\rho_{ma}+\phi\rho_f$

ρ_{ma} = 颗粒密度(固体基质材料)

ρ_f = 流体密度=$\rho_o S_o+\rho_w S_w+\rho_g S_g$

ϕ = 孔隙度

Gassman(1995)运用多孔介质弹性理论推导出一个计算 K^* 的方程[Schőn，1996；McQuillin 等人，1984]：

$$K^* = K_B + \frac{\left[1-\frac{K_B}{K_G}\right]}{\frac{\phi}{K_F}+\frac{1-\phi}{K_G}-\frac{K_B}{K_G^2}} \qquad (27.13)$$

其中

K_B = 空油藏体的体积模量，即干油藏岩石或多孔基质材料

K_G = 颗粒体积模量(固体基质材料)

K_F = 流体体积模量

c_f = 流体压缩系数=$c_o S_o+c_w S_w+c_g S_g$

当孔隙度等于零时颗粒体积模量 K_G 等于体积模量 K_B。图 27-3 表明石英砂岩体积模量和切变模量是孔隙度($\leq 35\%$)的线性函数[Murphy 等人，1993]。

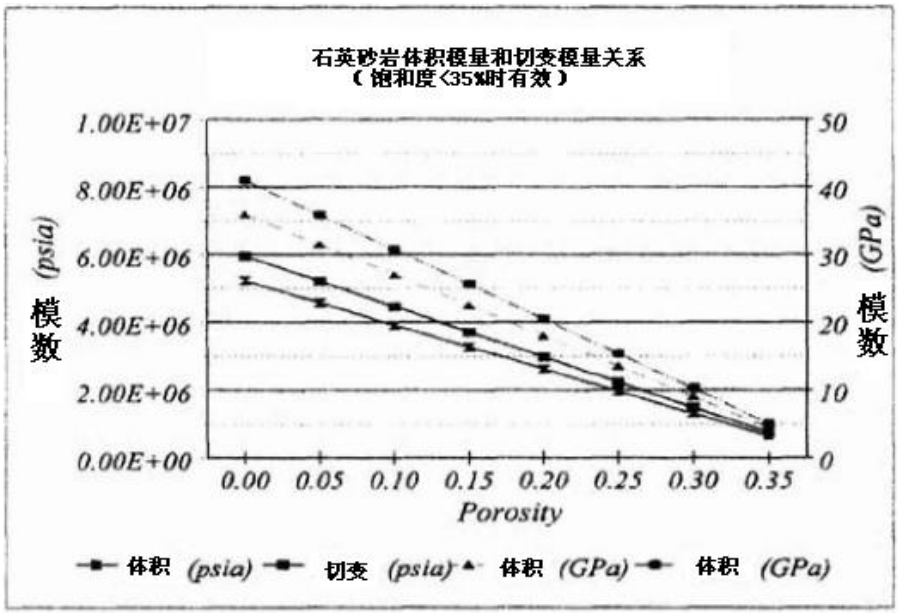

图 27-3.体积和切变模数关系

由于 WINB4D 用户必须输入的这些数据不能用传统黑油数值模拟器计算得到，因此用户必须输入 K_B、K_G、μ^* 和 ρ_{ma}。参考书目中提供了几个可能不能从测井曲线和实验室测量得到的参数，前者如横波速度，后者如声速或干骨架的泊松比。

声阻抗和反射系数

声阻抗 Z 定义如下

$$Z = \rho_B V_P \tag{27.14}$$

两层间反射系数 RC 用声阻抗 Z_1 和 Z_2 表示为

$$RC = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} \tag{27.15}$$

透射系数 TC 用下式表示

$$TC = \frac{2Z_1}{Z_2 + Z_1} \tag{27.16}$$

或 $TC = 1 - RC$。

27.4 物质平衡

物质平衡是衡量模拟器数值稳定性和精度的一种方式。t 时刻 WINB4D 物质平衡

$$\text{物质平衡} = \frac{\text{FIP}}{\text{OFIP} - \text{Prod} + \text{Inj}} \tag{27.17}$$

其中

FIP = 时刻 t 时现存流体

OFIP = 原始地层流体

Prod = 到 t 时刻为止累积流体产量

Inj = 到 t 时刻为止累积流体注入量

按照这个定义，理想情况下“物质平衡”应该等于 1，实际模拟器“物质平衡”可能不等于 1。

WINB4D 通过下式计算物质平衡误差

$$\%\text{Error} = \left\{ \frac{\text{FIP}}{\text{OFIP-Prod+Inj}} - 1 \right\} \times 100\% \tag{27.18}$$

物质平衡可以用作误差的“传感器”。当网格内发生相变换时物质平衡误差最大，例如，一个时步内某个网格内流体由油相转换为油气两相的情况。

物质平衡误差可以通过加或减去足够流量重建一个准确的物质平衡[Nolen 和 Berry，1973；Spillette 等人，1986]。这种校正技术相当于对每一个网格物质平衡方程增加一个源/汇项。WINB4D 公式中没有包括这一项(源/汇项)。第一部分和第二部分中练习表明，在许多实际情况中未校正的方程可以获得较高的精度。

第 28 章 岩石流体模型

油藏岩石和原地流体之间的相互作用通过相对渗透率和毛管力数据模拟。本章阐述了用于 WINB4D 的三相油相相对渗透率模型及其在计算传导系数中的应用；接着在回顾了几个经常使用的热动力项后，介绍有关流体模型的一些细节问题。

28.1 三相相对渗透率

相对渗透率曲线是数值模拟器中几个关键数据之一，因为现对渗透率曲线对模拟器性能有很大影响。相对渗透率曲线是算法中用来反映油藏岩石和流体相互作用的一个重要部分，不幸得是相对渗透率曲线一般属于那些缺少的或可信度低的数据。

相对渗透率数据受岩心润湿性变换影响巨大。理想情况下，实验室测定相对渗透率应当处于油藏相同的润湿性条件下，一种接近理想状态的方法是利用保藏的、“天然状态”的岩样。

“天然状态”岩样是指那些在原油钻井液或特殊钻井液(降低润湿性变换对岩石影响)条件下取心的岩样，取心后岩样在现场经密封(减少与氧气接触和避免干燥)后保存起来直到在实验室进行流动测试。但是该过程成本高，因此实验室内测定的大多数相对渗透率数据是在恢复原态岩心上测定的。

原则上，只有当油水气三相同时参与流动时才能运用三相相对渗透率，但实际上，由于精确测定三相相对渗透率很困难，导致这些数据实用性不大，因此，多数情况下采用两相相对渗透率曲线就足够了。

尽管存在这些不足，现场还需要做三相相对渗透率曲线下的数值模拟。

在这种情况下，WINB4D 提供了一个利用油—水两相和气—油两相相对渗透率曲线计算三相相对渗透曲线的选项。对于绝大多数的计算，我们假定：

a. 水相相对渗透曲线从油—水系统获得，并且仅与含水饱和度有关。

b. 气相相对渗透曲线从油—气系统获得，并且仅与含气饱和度有关。

上述假设取决于润湿性和胶结程度等因素。假设上述假定成立的话，分别从油—水系统和气—油系统获得的k_{rw}和k_{rg}同样适用于水—油—气系统。三相系统下水相相对渗透率k_{ro3}通过下式计算

$$k_{ro3}=\frac{\left(k_{row}+k_{rw}\right)\left(k_{rog}+k_{rg}\right)}{k_{row}^{*}}-\left(k_{rw}+k_{rg}\right) \tag{28.1}$$

其中

k_{row} = 油—水系统中水相相对渗透率

k_{rog} =气—油系统中油相相对渗透率

k_{row}^{*} = 束缚水饱和度下测定的油—水两相系统中油相相对渗透率

公式(28.1)是 Stone[1973]的推导的，并且与 Dietrich 和 Bondor[1976]的模型 II 结论一致。想阅读有关三相相对渗透率的其他模型请参考 Blutt[1999]。

当启用三相相对渗透率计算时，用户必须确保输入实际水—油系统和气—油系统的相对渗透率曲线，例如，如果我们记束缚水饱和度为S_{wr}，当$S_g=0$时必须满足如下相对渗透率限制$k_{row}(1-S_{wr})=k_{rog}(S_o+S_w=1.0)$。

28.2 传导系数

该模拟器提供了非流动边界条件选项，因此用户可以阻止选定网格区域的选定方向的流动，这是通过指定边界接触面处传导系数为零实现的。

章节 24.3.3 修正传导系数中有关于模型中传导系数方向约定的讲述。

相邻网快间的流动看作一系列达西流动。在两个相邻网块接触面处定义一个传导系数项，传导系数定义为边界处各网块 l 相相对渗透率 k_{rl} 的平均值、绝对渗透率 K 的平均值与接触面处横截面面积 A_c 的乘积，然后除以各网格块粘度 μ_l 和体积系数 B_l 的乘积。某相的传导系数等于绝对渗透率和接触面处横截面面积乘积的调和平均值；相粘度和体积系数采用算数平均值；平均相对渗透率采用上游加权技术。得到的达西传导系数为：

$$A'_{l,i-1/2} \equiv \frac{4k_{rl(upstream)}}{\left(\mu_{l,i-1}+\mu_{l,i}\right)\left(B_{l,i-1}+B_{l,i}\right)}\left[\frac{2\left(KA_c\right)_{i-1}\left(KA_c\right)_i}{\Delta x_{i-1}\left(KA_c\right)_i+\Delta x_i\left(KA_c\right)_{i-1}}\right]$$

模型中采用的网块 $i-1$ 和网块 i 之间 l 相传导系数 $A_{l,i-1/2}$ 的有限差分格式为

$$A_{l,i-1/2} = A'_{l,i-1/2}\frac{\Delta x_i}{\left(\frac{\Delta x' + \Delta x''}{2}\right)}$$

其中省略了下标 j,k，空间差分格式为

$$\Delta x' = x_i - x_{i-1} \quad , \quad \Delta x'' = x_{i+1} - x_i$$

上述定义方式适用于所有三维坐标系统。

28.3 术语及其说明

下面介绍一下黑油模型中经常用到的一些流体性质参数。

密度

密度定义为物质质量与其所占体积之比；流体密度与压力、温度及其组分有关。

组分

流体组分是指流体是否是仅包含一种物质的纯净物(如只含水或只含甲烷)或是一种混合物(烃和原生水都是混合物)。石油是由各种烃组成的混合物，原生水通常含有溶解质(例如盐类)或含有溶解气(例如甲烷和二氧化碳)。流体组分是指流体内含有的一系列成分。

组成的相对含量定义为该成分的浓度。浓度有多种表示方式，例如体积分数、质量分数或摩尔分数。一定要特别注意组分的单位，如果流体报告中没有说清楚浓度的单位，应该在计算前核对其单位。通常情况下相对含量采用摩尔分数，一般采用符号$\{x_i, y_i, z_i\}$分别标识组分i在油相、气相和水相的摩尔分数。

平衡系数K是组分i在气相和油相中的分配比例，定义如下

$$K_i = y_i / x_i$$

如果组分i仅存在于油相内，那么y_i等于 0，所以K_i等于 0；相反的，如果组分i仅存在于气相内，那么x_i等于 0，所以K_i趋向于无穷。因此组分i的平衡系数K可以从 0 到无穷变化。应当注意的是，该原理适用于烃组分和任何其他个别分子物质，例如CO_2和氮气。

压力

某表面承受的平均压力是施加于该表面的所有法向合力与面积的比值。法向力是指作用力在垂直于表面方向的分力。

考虑在岩石孔隙中的流体，流体内任意一点任何方向上的压力相等；如果流体是静止的，那么在同一深度所有点的压力相等。帕斯卡定律表明加在密闭容器中流体任一部分的压强必然按照原来的大小由流体向各个方向传递。

温度

温度是表征系统平均动能的物理量。目前温度有多个温标，用的较多

的温标有华式温标和摄氏温标，两者之间的关系为

$$T_C = \frac{5}{9}(T_F - 32)$$

其中T_C和T_F分别代表摄氏温标和华氏温标。

应用状态方程的时候需要用到绝对温标。绝对温度可以用开氏温度或兰氏温度表示。开氏温标与摄氏温标的关系如下

$$T_K = T_C + 273$$

其中T_K为开氏温度。兰氏温标与华氏温标的关系是

$$T_R = T_F + 460$$

其中T_R是兰氏温度。

强度性质和广度性质

压力、温度和密度是强度性质量。一个强度性质的量是流体的一个独立于材料数量的性质，例如，一个立方容器中气体处于平衡状态，如果从中间将容器分成相等的两部分，容器中两部分中气体有相同的压力和温度，相比之下，两部分中质量和体积减半，质量和体积是广度性质的例子。广度性质是指那些与物质的量有关的性质。

压缩系数

如果物体表面承受外力，在外力的作用下物体可能会发生体积改变。压缩系数是外力作用下物体体积变化的度量，物体体积变化分数可以通过下式计算

$$\frac{\Delta V}{V} \approx -c\Delta P$$

其中c为物体的压缩系数，ΔP是外力，负号表示压力增加会引起物体体积的减小。

地层体积系数

地层体积系数定义为某相流体在油藏条件下体积与地面标准状况下体

积之比。虽压力和温度变化流体相体积可能会变化很大。

通常情况下，固定组分流体的体积随压力和温度降低而增加。石油是一种混合物，且随着压力和温度改变其组分可能改变，因而石油的性态非常复杂，例如，一桶油藏状态下(高温高压)原油在地面状态下(低温低压)体积会收缩，这是因为从油藏状态到地表状态压力和温度降低，溶解气从原油析出。从而，把体积变化用压力的函数衡量是可行的，尤其适用于油相。

气体体积系数的确定不同于油相体积系数的确定，利用实际气体状态方程 $PV = ZnRT$ (其中 n 表示在压力 P 和温度 T 下体积为 V 的气体的物质的量)可以较准确地计算出气体体积系数。在理想情况下气体压缩因子 Z 等于1，对于实际情况下气体在大多数情况下 $Z \neq 1$。

比重

比重定义为流体密度与一个参考密度的比值。计算气体的比重时取标准状况下空气密度作参考密度，气体比重通过下式定义

$$\gamma_g = \frac{M_a(gas)}{M_a(air)} \approx \frac{M_a(gas)}{29}$$

其中 M_a 是视相对分子质量。视相对分子质量通过下式计算

$$M_a = \sum_{i=1}^{N_c} y_i M_i$$

其中 N_c 是组分数目， y_i 是组分 i 的摩尔分数， M_i 是组分 i 的摩尔质量。

油的重度是在地面条件下以水的密度作为参考密度计算的，油相一般通过其 API 重度标定，API 重度与重度 γ_o 有关，在标准状况下有

$$API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$

重油一般 γ_o 相对较高，因而 API 重度相对较低，重油含有较少的溶解气；

作为比较，轻质油γ_o相对较低，因而*API*重度相对较高，轻质油含有较多的溶解气。

气液比

定义气液比为气体体积与液体体积之比，液体通常是油和水相，气体体积和液体体积应该处于同样的温度和压力条件下。

粘度

粘度是流体所受流动阻力的度量。通常情况下，气体粘度较液体的要低。粘度的倒数称为流度[McCain，1990]，因此粘度越大流度越小。

粘度与剪应力的关系决定了流体的流变特性：如果流体粘度与流速无关，流体称为牛顿流体；反之称为非牛顿流体。

粘度有两种表示方法：动力粘度μ和运动粘度ν。它们符合关系式$\mu=\rho\nu$，其中ρ是流体密度。动力粘度μ常用在达西流动方程中计算流体在多空介质中的流动速度。典型动力粘度μ的单位是厘泊(cP)。如果流体密度ρ单位采用g/cc，那么运动粘度ν的单位是厘沱(centistoke)。我们可以得到1厘沱等于1厘泊除以1g/cc。

油藏流体性质(PVT数据)包括粘度、密度、体积系数、气体溶解度等等，这些数据通常通过油藏岩样实验室分析获得，第13章中对它们进行了概述。

微分分离和闪蒸分离

为了模拟油田分离器条件，实验室常采用既采用微分分离又采用闪蒸分离实验分析油藏流体性质。对某些油田来说，微分分离和闪蒸分离数据差别很大。实际生产动态是介于两者之间的过程。黑油模型中准备PVT数据一般认为微分分离反映从油藏到井的渗流过程，而闪蒸分离反映地面上从油嘴地面储罐的过程。因此，为了在模拟器中应用，应把微分分离数据校正符合地面分离器条件，在文献[Amyx 等人，1960；Moses，1986]中描

述了该过程，下面对此进行总结。

从试验室获得的黑油系统物理性质一般是在微分分离条件下得到的，但大多数油藏模拟器要求这些数据转化为闪蒸分离条件下数据以包含地面分离器条件的影响。现有数据转化局限于油相体积系数和溶解气油比。如果 B_o 和 R_{so} 已知，变换方程为

$$B_o(p) = B_{od}(p)\frac{B_{ofbp}}{B_{odbp}}$$

和

$$R_{so}(p) = R_{sofbp} - \left(R_{sodbp} - R_{sod}(p)\right)\frac{R_{ofbp}}{R_{odbp}}$$

其中下标含义如下：

d= 微分分离数据

f= 闪蒸数据

bp= 泡点

28.4 外推饱和度曲线

下面给出将压力外推到饱和压力以上时的指导原则。

a. 由于 B_g 与压力之间的强非线性，外推获得高压力时 B_g 可能导致较大误差；虽然如此，对于大多数天然气来说，$1/B_g$ 与压力线性关系较明显，尤其是适用于中高压力；因此通过外推 $1/B_g$ 与压力曲线到较高压力时应该可以获得更加可信的 B_g 值。所以说用 $1/B_g$ 与压力曲线而不是 B_g 与压力曲线更能够有利于达到物质平衡。

b. 一旦 B_g 与 P 曲线确定下来，R_{so} 与 P 关系和 B_o 与 P 关系也需要外推以避免当压力增加时计算出负的油相压缩系数。为了保证不计算出负的压缩系数，必须进行下面的测试，也就是说，对于任何压力从 P_1 增加到 $P_2\,(P_2 > P_1)$必须满足下面条件：

$$0 \le -(B_{o2} - B_{o1}) + \frac{B_{g2}\left(R_{so2} - R_{so1}\right)}{5.615} \tag{28.1}$$

其中 B_o， B_g 和 R_{so} 的单位分别为RB/STB， RCF/SCF和SCF/STB。尤其要注意的是这个规则仅适用于饱和原油 PVT 数据。

c. 上述原理同样适用于水相 PVT 数据，但是实际上对于大多数模拟来说，可以假设 $R_{sw} = 0.0$，因此 $-\Delta B_w / B_w \Delta P$ 近似等于水相压缩系数。

28.5 气体 PVT 关系选项

气体基本属性

跟 Govier[1975]采用的方法一样，采用 Dranchuk 等人[1974]拟合 Standing-Katz 压缩因子图版关系式计算实际气体的压缩因子 Z，该方法是应用八系数的 BWR 状态方程把压缩因子 Z 表示为视对应温度 T_r 和视对应压力 P_r 的函数

$$Z = Z(P_r, T_r) \tag{28.2}$$

一旦 Z 确定下来，给定压力和温度下气体体积系数可以容易地用实际气体状态方程求出。

等温气体压缩系数 c_g 可以通过公式(28.3)计算

$$c_g = \frac{1}{P_c}\left[\frac{1}{P_c} - \frac{1}{Z}\left(\frac{\partial Z}{\partial P_r}\right)_{T_r}\right] \tag{28.3}$$

其中 P_c 为临界压力(psia)。

实际气体粘度可利用 Govier[1975]方法计算，这种方法实际上是 Carr、Kobayashi 和 Burrow[1954]年推导的烃气粘度计算方法的数值计算版。

拟压力的计算

拟压力定义为

$$\Psi(P) = 2\int_{P_o}^{P} \frac{P'}{\mu_g Z} dP' \tag{28.4}$$

其中

P' = 具有压力单位（psia）的虚积分变量

P_o = 参考压力= 14.7psia

P = 指定压力（psia）

μ_g = 气体粘度（cp）

Z = 气体压缩系数

拟压力 $\Psi(P)$ 常记作 $m(P)$。由于 μ_g 和 Z 与压力 P' 相关，公式(28.4)需要用户指定压力增量 $\Delta P' \approx dP'$ 后用梯形法则进行数值求解。

气体性质描述

指定四个不同的性质气体，有关这些气体性质的描述及其控制参数(KODEA)如下：

KODEA	**气体参数描述**
1	无硫气：输入 12 个组分的摩尔分数 0. 0. 0. 1. 0. 0. 0. 0. 0. 0. 0. 0.
2	含硫气：以下面顺序输入 12 个组分的摩尔分数

y_1 y_2 y_3 y_4 0. 0. 0. 0. 0. 0. 0. 0. 0.

其中 $y_1 = H_2S$的摩尔分数，

$y_2 = CO_2$的摩尔分数，

$y_3 = N_2$的摩尔分数，

$y_4 = 1-(y_1+y_2+y_3)$。

3 以下面顺序输入无硫气和含硫气 12 个组分摩尔分数：H_2S，CO_2，N_2，C_1，C_2，C_3，iC_4，nC_4，iC_5，nC_5，C_6，C_{7+} 摩尔分数之和应为 1。

4 与 KODEA=3 相同，但是还需要读入临界压力、临界温度和分子质量C_{7+}。

关系式取值范围

下面取值范围适用于计算气体压缩因子、压缩系数和粘度的关系式。

$$1.05 < \frac{T}{T_c} < 3.0$$

$$1.00 < \frac{P}{P_c} < 15.0$$

$$0.55 < SPG < 1.5$$

$$40 < T < 400$$

其中

T_c =拟临界温度（°R）

P_c =拟临界压力（psia）

P =温度（°R）

P =压力（psia）

SPG =气体重度

不应采用超过上述范围的T, P或SPG值，否则会导致严重错误。

第 29 章 初始化

在运行横截面模型或三维模型时，正确地预置模型中的压力是非常重要的，否则即使对于一口死井，仅由于重力引起的相位差就会造成流体运移。对此，WINB4D 使用了一个简单的压力初始化算法。本章既介绍了如何将压力校正到用户指定基准深度，同时介绍了利用重力分异方法初始化饱和度的方法。

29.1 压力初始化

这里研究一网格块，它既包含气—油界面，又包含水—油界面，如图 29-1 所示。

我们假没在模型(i, j, k)位置上的该网格块压力取决于网格块中点相流体密度，并且最初在相与相之间没有过渡带。油—气界面处的压力与深度分别是 PGOC 和 GOC；同样地，对于油—水界面，我们有 FWOC 和 WOC。

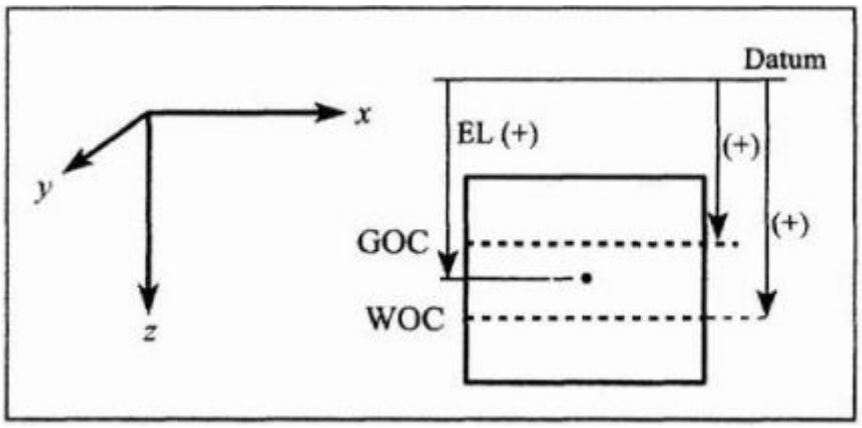

图 29-1. 压力初始化与深度关系示意图

图 29-1 中网格块的切始压力是根据节点(中点)深度与各自接触深度相

对大小确定的。

定义网格块中点距基准面的深度为 EL_{ijk}，根据这个定义，网格块的压力可出下列算式给出：

a.如果 $EL_{ijk} < GOC$ 那么

$$\rho_g = \rho_{gsc} B_g \text{ 和 } P_{ijk} = PGOC + \rho_g (EL_{ijk} - GOC)/144$$

b.如果 $EL_{ijk} > WOC$ 那么

$$\rho_g = (\rho_{wsc} + R_{sw}\rho_{gsc})B_g \text{ 和 } \rho_w$$
$$P_{ijk} = PWOC + \rho_w (EL_{ijk} - GOC)/144$$

c.如果 $GOC \le EL_{ijk} \le WOC$ 那么

$$\rho_o = (\rho_{osc} + R_{so}\rho_{gsc})B_o \text{ 和 } \rho_o$$
$$P_{ijk} = PWOC + \rho_o (EL_{ijk} - GOC)/144$$

上述算法对于初始过渡带相对于地层总厚度较小的系统应该是合理的。

压力校正

通过指定压力梯度 GRAD，可以把网格块 (I,J,K) (中心高度为 $EL(I, J, K)$)的压力 $P(I,J,K)$ 用基准面深度 $PDATUM$ 校正。基准面处压力由下式给出

$$PDAT(I,J,K) = P(J,J,K) + (PDATUM - EL(I,J,K)) * GRAD$$

29.2 重力分异饱和度初始化

当KSI=1时计算重力分异下饱和度分布的简单模型如下。对于深度向下增加的情况，我们可以利用图 29-1 几何图示计算高度和厚度：

Block BOT = EL+0.5*DZ

$$\text{Block THICK} = DZ$$

$$\text{BLOCK TOP} = \text{BOT} - \text{THICK}$$

水区厚度

$$\text{WTHICK} = \text{BOT} - \text{WOC}$$

气区厚度

$$\text{GTHICK} = \text{GOC} - \text{TOP}$$

用户必须指定油—水系统的原始含油饱和度(SOI)和水—气系统的原始含气饱和度(SGI)。给定初始饱和度SOI和SGI后，可以用下表公式计算[Fanchi，1986]。

情形1	GOC_____ TOP_____ BOT_____ WOC_____	$S_g = 0$ $S_o = SOI$ $S_w = 1 - SOI$	
情形2	TOP_____, GOC_____ $\}f_g$ WOC_____, BOT_____ $\}f_w$	$f_g = \frac{\text{GTHICK}}{\text{THICK}}$ $f_w = \frac{\text{WTHICK}}{\text{THICK}}$ $S_g = f_g * SGI$ $S_o = (1 - f_g - f_w) * SOI$ $S_w = 1 - S_o - S_g$	如果 $S_o < S_{or}$ 那么 $S_g = 0$ $S_o = \frac{f_g * SGI}{(f_g + f_w)}$ $S_w = 1 - S_g$
情形3	TOP_____ GOC _____, BOT _____ $\}f$ WOC _____	$f = 1 - \frac{\text{GTHICK}}{\text{THICK}}$ $S_o = 1 - SOI * f$ $S_g = (1 - f) * SGI$ $S_w = 1 - S_o - S_g$	$S_o = 0$ $S_w = 1 - SGI$ $S_g = SGI$

情形 4	GOC_____ *TOP* _____ } *WOC* _____ } *f* *BOT* _____	$f = 1 - \frac{\text{WTHICK}}{\text{THICK}}$ $S_g = 0$ $S_w = 1 - SOI * f$ $S_g = SOI * f$	如果 $S_o < S_{or}$ 那么 $S_o = 0$ $S_w = 1$
情形 5	TOP_____ BOT_____ GOC_____ WOC_____	$S_o = 0$ $S_w = 1 - SGI$ $S_g = SGI$	
情形 6	GOC_____ WOC_____ TOP_____ BOT_____	$S_o = S_g = 0$ $S_w = 1$	

所有情况下含水饱和度均是按照 $S_w = 1 - S_g - S_o$ 计算的，情形 2 和情形 4 需要用户输入残余油饱和度 S_{or}。

29.3 水域模型

油藏水域模型中可以用较小的网格块定义油藏而用相对较大的网格定义水域，这种方法的优势在于可以用相同的数值分析方法处理含油域和水域系统。但也存在缺点，因为需要额外的网格模拟含水域因而提高了存储和计算成本。一种模拟水侵的更高效的方法是水域的分析模型，在 WINB4D 中提供三个模型选项。

罐式水域

假设水域既小又有封闭边界，对于某一指定网格块，罐式水域的水侵速度 q_{wp} 与某个时步内的压力变化有关：

$$q_{wp} = -\left[\mathrm{POT} \frac{\left(P^n - P^{n+1}\right)}{\Delta t^n} \right]; \mathrm{POT} \geq 0 \tag{29.1}$$

其中 P^n，Δt^n 是目前时间水平 n 时网格块压力和时间步长；P^{n+1}，Δt^{n+1} 是未来时间水平 $n+1$ 时网格块压力和时间步长；POT 为与罐式水域有关的系数；括弧前面的负号表示当 $P^n > P^{n+1}$ 时水侵入油藏。

稳态水域

稳态水域模型基于 Schilthuis 的假说，认为水侵速度 q_{wp} 与水域和油藏之间的压差成比例，并进一步假设水域足够大，以致于在油藏的整个开采过程中，净压力不发生变化。根据这些假设，在 WINB4D 中按照下式计算进人指定网格块的稳态水侵速度

$$q_{wss} = -\left[\mathrm{SSAQ}\left(P^o - P^{n+1}\right) \right]; \mathrm{SSAQ} \geq 0 \tag{29.3}$$

其中 P^{n+1} 为在未来时间水平 $n+1$ 下网格块的压力；P^n 表示初始网格压力；SSAQ 为比例常数；括弧前面的负号表示当不等式 $P^n > P^{n+1}$ 成立时水侵入网格块。

Carter—Tracy 水域

在 WINB4D 中有 Carter—Tracy[1960] 修正的 Hurst—Van Everdingen[1949]不稳定水侵模型选项。对于指定网格块，水侵速度为

$$q_{wct} = -\left[A - B\left(P^{n+1} - P^n\right) \right] \tag{29.3}$$

其中 P^n，P^{n+1} 分别为时间水平 n 和 $n+1$ 时网格块的压力。系数 A、B 可由下式求出

$$A = K_t \left[\frac{\beta\left(P^0 - P^n\right) - W_e^n P_{td}^{'n+1}}{\mathrm{DENOM}} \right] \tag{29.4}$$

其中

$$B = K_t \frac{\beta}{\text{DENOM}} \tag{29.5}$$

$$DENOM = P_{tD}^{n+1} - t_D^n P_{tD}^{'n+1} \tag{19.6}$$

$$P_{tD}^{'n+1} = \left[\frac{dP_{tD}}{dt_D^n} \right]^{n+1} \tag{19.7}$$

$$K_t = 0.00633 \frac{k}{\left(\phi \mu c r_e^2\right)} = \text{AQPAR1} \tag{19.8}$$

$$\beta = 2\pi\phi h c r_e^2 s = \text{AQPAR2} \tag{19.9}$$

和

$$c = c_r + c_w \tag{19.20}$$

参数t_D和P_{tD}分别表示无因次时间和压力，其中

$$t_D = K_t t$$

P_{tD}是恒定终点速度时 Carter—Tracy 影响函数，P_{tD}和$P_{tD}^{'}$是通过回归方程得到的参数。其余参数定义如下：

c_r = 岩石压缩系数（psi^{-1}）

c_w = 地层水压缩系数（psi^{-1}）

h = 水域厚度（ft）

r_e = 水域外半径（ft）

r_w = 油藏外半径（ft）

s = θ/360°其中θ为水域/油藏界面角

$W_e^{''}$ = 时间水平n时累积水侵量，SCF

μ = 水的粘度（cp）

ϕ = 水域孔隙度

第 30 章 井模型

本章叙述了 WINB4D 中包含的井模型，用户为控制这些井模型所确定的参数在第 25 章给出定义。

30.1 产量约束条件

第一种情况：规定产油量 Q_o

在以下的表达式中，产量是指生产井或注入井的流量。假定总的完并层数为 K，则在规定产油量的前提下，k 完井层的产量可按下式求取：

油

$$Q_{ok} = Q_o \frac{\left[(\mathrm{PID}) \frac{\lambda_o}{B_o} \right]}{\sum_{K=1}^{K} \left[(\mathrm{PID}) \frac{\lambda_o}{B_o} \right]_k} \tag{30.1}$$

水

$$Q_{wk} = Q_{ok} \left(\frac{\lambda_w / B_w}{\lambda_o / B_o} \right)_k \tag{30.2}$$

气

$$Q_{gk} = \left(\frac{\lambda_w / B_w}{\lambda_o / B_o} \right)_k Q_{ok} + \left(R_{so} \right)_k Q_{ok} + \left(R_{sw} \right)_k Q_{wk} \tag{30.3}$$

其中 λ_k 表示 l 相的流度， PID 表示生产指数(有关 PID 的详细论述见第 31 章)。注意可以为每个完井层指定 PID，WINB4D 的这种能力允许用户可以考虑渗透率差异。

第二种情况：规定产水量 Q_w

假定井可以在所有 K 层完井，在指定产水量条件下 k 层的产量为：

水

$$Q_{wk} = Q_w \frac{\left[(\mathrm{PID}) \lambda_w / B_w \right]_k}{\sum_{K=1}^{K} \left[(\mathrm{PID}) \lambda_w / B_w \right]_k} \tag{30.4}$$

油

$$Q_{ok} = Q_{wk} \left(\frac{\lambda_o / B_o}{\lambda_w / B_w} \right)_k \tag{30.5}$$

气

$$Q_{gk} = \left(\frac{\lambda_g / B_g}{\lambda_w / B_w} \right)_k Q_{wk} + \left(R_{sw} \right)_k Q_{wk} + \left(R_{so} \right)_k Q_{ok} \tag{30.6}$$

第三种情况：规定产气量 Q_g

假定井可以在所有 K 层完井，在指定产气量条件下 k 层的产量为：

气

$$Q_{gk} = Q_g \frac{\left[(\mathrm{PID}) \lambda_g / B_g \right]_k}{\sum_{K=1}^{K} \left[(\mathrm{PID}) \lambda_g / B_g \right]_k} \tag{30.7}$$

油

$$Q_{ok} = Q_{gk}\left(\frac{\lambda_o / B_o}{\lambda_g / B_g}\right)_k \tag{30.8}$$

水

$$Q_{wk} = Q_{gk}\left(\frac{\lambda_w / B_w}{\lambda_g / B_g}\right)_k \tag{30.9}$$

当规定产气量时，油和水中的溶解气可以忽略不计，这对于主要产出气体为游离气的井来说是合理的假设。

第四种情况：规定总产量

当规定油藏总亏空量Q_T时，我们首先计算所有层位的相流度比：

原油流度比

$$\alpha_{oT} = \sum_{k=1}^{K}\left(\frac{\lambda_o}{\lambda_o + \lambda_w + \lambda_g}\right)_k \tag{30.10}$$

水流度比

$$\alpha_{wT} = \sum_{k=1}^{K}\left(\frac{\lambda_w}{\lambda_o + \lambda_w + \lambda_g}\right)_k \tag{30.11}$$

气流度比

$$\alpha_{gT} = \sum_{k=1}^{K}\left(\frac{\lambda_g}{\lambda_o + \lambda_w + \lambda_g}\right)_k \tag{30.12}$$

现在我们计算总的产油量

$$Q_o = \left(\frac{\alpha_{gT}}{\alpha_{oT} + \alpha_{wT} + \alpha_{gT}}\right)\frac{Q_T}{\bar{B}_o} \tag{30.13}$$

其中

$$\bar{B}_o = \frac{1}{K}\sum_{k=1}^{K}\left(B_o\right)_k \tag{30.14}$$

是所有完井层位的平均油相体积系数。给定公式(30.13)，我们可以容易地进行公式(30.1)到(30.3)计算。

第五种情况：规定注入量

如果是注水或注气井，用户须分别指定总注水量Q_w和总注气量Q_g以及每个各层的注入指数(WI)。每个层位的注入量由下式计算：

注水量

$$Q_{wk} = Q_w \frac{\left[WI\left(\lambda_o + \lambda_w + \lambda_g\right)\right]_k}{\sum_{k=1}^{K}\left[WI\left(\lambda_o + \lambda_w + \lambda_g\right)\right]_k} \tag{30.15}$$

注气量

$$Q_{gk} = Q_g \frac{\left[WI\left(\lambda_o + \lambda_w + \lambda_g\right)\right]_k}{\sum_{k=1}^{K}\left[WI\left(\lambda_o + \lambda_w + \lambda_g\right)\right]_k} \tag{30.16}$$

需要特别注意的是，注入流体按照总流度而不是注入流体流度分配的。这是有必要的，主要有以下原因：如果一口注入井位于注入流体相对渗透率为零的网格块内，仅采用注入流体流度的模拟器将不允许流体注入，这与实际井有流体注入是不符的。常见的例子是注水到含有油和束缚水的网格块情况。因此，为了避免出现上述没有流体注入的不符合实际的情况，我们采用网格块的总流度计算。对于大多数情况来说，由于采用该假设导致的误差仅持续较短时间，因为很快注入网格块流度将会受到注入流体控制。

30.2 显示压力约束条件

第一种情况：产油和/或产水井

对于一个规定压力约束下的井，我们假设已知井底流压(PWF)和生产指数，那么 k 完井层的产油产水量由下面公式计算

$$Q_{ok}=\left[\mathrm{PID}\frac{\lambda_o}{B_o}\right]_k^n\left(P^n-\mathrm{PWF}\right)_k \tag{30.17}$$

和

$$Q_{wk}=\left[\mathrm{PID}\frac{\lambda_w}{B_w}\right]_k^n\left(P^n-\mathrm{PWF}\right)_k \tag{30.18}$$

其中使用了显示压力 P^n。如果 $P^n<\mathrm{PWF}$，那么关井；如果 $P^n>\mathrm{PWF}$，计算出 Q_{ok} 和 Q_{wk} 后代入公式(30.3)可求出 Q_{gk}。

第二种情况：产气井

产气井可以用层流—惯性流—紊流法(LIT)，LIT 法要求气井生产数据符合下面方程

$$\Delta\Psi=aQ_g+bQ_g^2=\Psi_R-\Psi_{wf} \tag{30.19}$$

其中

$\Psi_R=$对应于关闭压力P_R(psia^2/cp)的拟压力

$\Psi_{wf}=$对应于规定井底压力P_{wf}(psia^2/cp)的拟压力

$aQ_g=$层流

$bQ_g^2=$惯性流和紊流

WINB4D 使用用户指定的 a,b,P_{wf} 和一个拟压力—压力表计算累积产气量

$$Q_g=\frac{-a+\sqrt{a^2+4b\Delta\Psi}}{2b} \tag{30.20}$$

其中 Ψ_R 对应于节点压力P^n的拟压力。k 层某相流量可以利用公式(30.7)到

(30.9)的流量分配公式计算。

第三种情况：注入井

注水井或注气井的注入量由下式计算

$$Q_{pk}=\left[\mathrm{PID}\left(\frac{\lambda_o+\lambda_w+\lambda_g}{B_P}\right)\right]_k^n\left(P^n-\mathrm{PWF}\right)_k \tag{30.21}$$

其中下标 p 表示水或气相，且 PID=WI 。当 $P^n<\mathrm{PWF}$ 时流体开始注入；反之关井。注意注入井的流量计算要用总流度，原因已在本章第一部分讨论了。

30.3 GOR/WOR 约束条件

最大油气比和油水比(用 GORMAX 和 WORMAX 分别表示)由用户输入，并适用于每一口产油井。单井 GOR 定义为总产气量除以所有有效完井层段的累积产油量。如果井的 GOR 超过 GORMAX，那么具有最高 GOR 的完井层段将被关闭；如果一个以上的层同时具有最高的 GOR，将首先关闭最浅的层。重复该过程直到 GOR 小于 GORMAX 或此井被关闭为止。

单井 WOR 定义为总产水量除以所有有效完井层段的累积产油量。如果井的 WOR 超过 WORMAX，那么具有最高 WOR 的完井层段将被关闭；如果一个以上的层同时具有最高的 WOR，将首先关闭最浅的层。重复该过程直到 WOR 小于 WORMAX 或此井被关闭为止。

30.4 采液量约束条件

受显示压力约束的生产井可能同时受到采液量约束条件：

a.指定最小产油量

b.指定最大产油量；和

c.最大产液量

可以为受压力约束的生产井指定一个大于零的QO值作为可允许最小采油量，如果计算产油量低于这个可允许最小采油量则关井。

可以为受压力约束的生产井指定一个大于零的QW值作为可允许最大采油量，如果计算产油量超过这个可允许最大采油量，则使计算采油量等于可允许最大值，同时每个层段产量按照相应比例降低。

可以为受压力约束的生产井指定一个大于零的QT值作为可允许最大采液量，如果计算产油和产水总量超过这个可允许最大量，则使计算采液量等于该可允许最大值，同时每个层段产量按照相应比例降低。切记：当用产液量作为控制时， QT的单位为STB/Day。

30.5 注入量约束条件

受显示压力约束的注入井可能同时受到注入量约束条件：

a.指定最大注水量；和

b.指定最大注气量

可以为受压力约束的注水井指定一个小于零的QW值作为可允许最大注水量，如果计算注水量超过这个可允许最大注入量，则使计算注水量等于可允许，同时每个层段注入量按照相应比例降低。

可以为受压力约束的注气井指定一个小于零的QG值作为可允许最大注气量，有关注气井的控制与前面注水井控制极为相似。

第 31 章 井的生产指数(PID)

31.1 生产指数

生产指数(PI)定义为产量 Q 与压力降 ΔP 之比，用公式表示为 $\mathrm{PI}=Q/\Delta P$，其中 $\Delta P=P_e-P_w$， $P_e=$平均油藏压力， $P_w=$井底流压BHP 。由径向流达西方程可得

$$PI=\frac{Q_o}{\Delta P}=\frac{0.00708K_eh_{net}}{\mu_oB_o\left[\mathrm{Ln}\left(\mathrm{r_e}/\mathrm{r_w}\right)+S\right]} \tag{31.1}$$

式中各项的单位和意义如下：

$\mu_o=$油相粘度（cp）

$B_o=$油相体积系数（RB/STB）

$r_e=$泻油半径（ft）

$r_w=$井筒半径（ft）

$S=$表皮系数

$K_e=$有效渗透率（md）$=k_{ro}K_{abs}$

$k_{ro}=$油相相对渗透率

$K_{abs}=$绝对渗透率（md）

$h_{net}=$有效厚度（ft）

$Q_o=$产油量（STB/D）

公式(31.1)中有些参数与随时间变化的压力和饱和度有关，而其他参数变化相对较慢或不随时间变化，通过分离这些变量我们得到

$$\mathrm{PI} = \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}\mathrm{PID}$$

其中在 PID 中蕴含了准稳态系数，即

$$\mathrm{PID} = \frac{0.000708 k_{abs} h_{net}}{\mathrm{Ln}\left(\mathrm{r_e}/\mathrm{r_w}\right) + S}\mathrm{PID}$$

WINB4D 用户需为每口井的每个完井层段提供 PID 值，一个完井层段指有射孔的一个网格。

31.2 垂直井

垂直井的生产指数可以按照 Peaceman[1978]推倒的公式计算：

$$PID_k = \left[\frac{0.00708Kh}{Ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S}\right]_k \tag{31.2}$$

对于各向同性系统

$$r_e \approx r_o = 0.14\left(\Delta x^2 + \Delta y^2\right)^{1/2}$$

就渗透率来说，各向同性系统是指那些 x 方向渗透率等于 y 方向渗透率的介质，即 $K_x = K_y$。对于各向同性的正方形含井网格块，$\Delta x = \Delta y$ 且 $r_o \approx 0.2\Delta x$。公式(31.2)中下标 k 表示第 k 层完井层段。对于各向异性的矩形含井网格块，$K_x \neq K_y$，要计算井的 PID 要用一个等效渗透率

$$K = \sqrt{K_x K_y}$$

和一个等效网格半径

$$r_o = 0.28\frac{\left[\left(K_y/K_x\right)^{1/2}\Delta x^2 + \left(K_x/K_y\right)^{1/2}\Delta y^2\right]^{1/2}}{\left(K_y/K_x\right)^{1/4} + \left(K_x/K_y\right)^{1/4}}$$

其他参数的定义为：

$K = k$层位的水平渗透率（md）

$h = k$层位的厚度（ft）

$r_w =$井眼半径（ft）

$S =$无因次表皮系数

原则上生产指数应该采用实际测量值，但实际上由于 r_e, S 和 $k_{ro}/\mu_o B_o$ 一般很少知道，特别对于多相流的井更是如此。作为权宜之计，常用公式(31.2)估算一个初始 PID 值，然后在模拟过程中不断调整直到计算井产量与初始观测的产量拟合为止。

31.3 水平井

有许多估算水平井生产指数 PID 值的方法[Joshi,1991]，与垂直井类似，可以用 Joshi 的公式计算水平井的 PID

$$PID_k = \left[\frac{0.00708Kh}{Ln\left(\frac{a+\sqrt{a^2-\left(\frac{L}{2}\right)^2}}{L/2}\right)+\frac{h}{L}Ln\left(\frac{h}{2r_w}\right)+S}\right]_k \qquad (31.3)$$

其中

$$a=\frac{L}{2}\left[0.5+\sqrt{0.25+\left(\frac{2r_{eh}}{L}\right)^{1/2}}\right]$$

方程(31.3)中下标表示第 k 层完井层位，其余的参数的定义为：

$K=k$层位的水平渗透率（md）

$h=k$层位的厚度（ft）

$L=$水平井长度（ft）

$r_w=$井眼半径（ft）

$r_{eh}=$水平井泻油半径（ft）

$S=$无因次表皮系数

水平井泻油半径 r_{eh} 应包涵井筒的椭圆流动效应，Badu 和 Oden[1989]提出一种计算 r_{eh} 的方法。

第 32 章 IMPES 方法

本章引自 Fanchi 等人[1982]的有关论述，说明如何把黑油模型方程转化为适合数值求解的形式，该数值求解方法基于 Sawyer 和 Mercer[1978]首先提出的公式。

32.1 流动方程和势

定义 P 相的势 Φ_p 后

$$\Phi_p = P_p - \frac{\rho_p z}{144} \tag{32.1}$$

可以简化达西流动方程公式(4.10)~(4.12)。我们已经假设 $g = g_c$，采用这种表示方法，包括 x、y、z 方向的渗透率和单位矢量 $\hat{i}, \hat{j}, \hat{k}$，达西方程可表示为：

$$\vec{v}_o = -\vec{\vec{K}} \cdot \lambda_o \nabla \Phi_o = -\lambda_o \left[\hat{i} K_x \frac{\partial \Phi_o}{\partial x} + \hat{j} K_y \frac{\partial \Phi_o}{\partial y} + \hat{k} K_z \frac{\partial \Phi_o}{\partial z} \right] \tag{32.2}$$

$$\vec{v}_w = -\vec{\vec{K}} \cdot \lambda_w \nabla \Phi_w = -\lambda_w \left[\hat{i} K_x \frac{\partial \Phi_w}{\partial x} + \hat{j} K_y \frac{\partial \Phi_w}{\partial y} + \hat{k} K_z \frac{\partial \Phi_w}{\partial z} \right] \tag{32.3}$$

$$\vec{v}_g = -\vec{\vec{K}} \cdot \lambda_g \nabla \Phi_g = -\lambda_g \left[\hat{i} K_x \frac{\partial \Phi_g}{\partial x} + \hat{j} K_y \frac{\partial \Phi_g}{\partial y} + \hat{k} K_z \frac{\partial \Phi_g}{\partial z} \right] \tag{32.4}$$

我们使用并矢符号 $\vec{\vec{K}}$ 表示渗透率是个二阶张量，公式(32.2)~(32.4)假设参考坐标系与 $\vec{\vec{K}}$ 主轴方向一致。正如第 7 章和第 8 章描述的那样，该假设影响模拟器精度。

联立公式(4.27)~(4.29)和公式(32.2)~(32.4)得到

$$\nabla\cdot\frac{\vec{K}\lambda_o}{B_o}\cdot\nabla\Phi_o-\frac{q_o}{\rho_{osc}}=\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\phi S_o}{B_o}\right) \tag{32.5}$$

$$\nabla\cdot\frac{\vec{K}\lambda_w}{B_w}\cdot\nabla\Phi_w-\frac{q_w}{\rho_{wsc}}=\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\phi S_w}{B_w}\right) \tag{32.6}$$

和

$$\begin{aligned}\nabla\cdot\vec{K}\left[\frac{\lambda_g}{B_g}\cdot\nabla\Phi_g+\frac{R_{so}\lambda_o}{B_o}\cdot\nabla\Phi_o+\frac{\lambda_w R_{sw}}{B_w}\cdot\nabla\Phi_w\right]-\frac{q_g}{\rho_{gsc}}\\=\frac{\partial}{\partial t}\left[\phi\left(\frac{S_g}{B_g}+R_{so}\frac{S_o}{B_o}+R_{sw}\frac{S_w}{B_w}\right)\right]\end{aligned} \tag{32.7}$$

除了我们在这里允许气体也能溶解于水相外，公式(32.5)~(32.7)与Peaceman[1977]的公式(1-105)~(1-107)等价，再者两者采用的速度和坐标符合也不同，如果把这些差异也考虑在内的话，可认为两者公式一致。

32.2 毛管压力概念

公式(32.5)~(32.7)中油、水、气相压力使问题变得复杂，通过引入毛管压力概念，我们可以简化处理流动方程中压力和势。我们定义相压力之差为

$$P_{cow}=P_o-P_w \tag{32.8}$$

和

$$P_{cgo}=P_g-P_o \tag{32.9}$$

P_{cow} 和 P_{cgo} 分别表示油水系统和气水系统的毛管压力。实验发现 P_{cow} 和 P_{cgo} 分别是水和气相饱和度的函数，利用公式(32.8)和(32.9)，我们把水和气相的势表示为

$$\Phi_w = P_o - P_{cow} - \frac{\rho_w z}{144} \tag{32.10}$$

和

$$\Phi_g = P_o + P_{cgo} - \frac{\rho_g z}{144} \tag{32.11}$$

联立公式(32.5)~(32.7)和公式(32.10)和公式(32.11)并化简得到

油

$$\nabla \cdot \vec{\vec{K}} \cdot \left(\frac{\lambda_o}{B_o} \right) \nabla P_o + CG_o - \frac{q_o}{\rho_{osc}} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) \tag{32.12}$$

水

$$\nabla \cdot \vec{\vec{K}} \cdot \frac{\lambda_w}{B_w} \nabla P_o + CG_w - \frac{q_w}{\rho_{wsc}} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) \tag{32.13}$$

气

$$\begin{aligned} \nabla \cdot \left[\vec{\vec{K}} \cdot \left(\frac{\lambda_g}{B_g} + \frac{R_{so}\lambda_o}{B_o} + \frac{R_{sw}\lambda_w}{B_w} \right) \right] \nabla P_o + CG_g - \frac{q_g}{\rho_{gsc}} \\ = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so}S_o}{B_o} + \frac{R_{sw}S_w}{B_w} \right) \right] \end{aligned} \tag{32.14}$$

重力和毛管力对相压力的贡献已经包含在项CG_o、CG_w和CG_g内了：

$$CG_o = -\nabla \cdot \vec{\vec{K}} \cdot \left(\frac{\lambda_o}{B_o} \right) \nabla \left(\frac{\rho_o z}{144} \right) \tag{32.15}$$

$$CG_w = -\nabla \cdot \vec{\vec{K}} \cdot \left(\frac{\lambda_w}{B_w} \right) \nabla \left(\frac{\rho_w z}{144} + P_{cow} \right) \tag{32.16}$$

和

$$CG_g = \nabla \cdot \vec{\vec{K}} \cdot \frac{\lambda_g}{B_g} \nabla \left(P_{cgo} - \frac{\rho_g z}{144} \right)$$
$$-\nabla \cdot \vec{\vec{K}} \cdot \left[\frac{R_{so}\lambda_o}{B_o} \nabla \left(\frac{\rho_o z}{144} \right) + \frac{R_{sw}\lambda_w}{B_w} \nabla \left(P_{cow} + \frac{\rho_w z}{144} \right) \right] \tag{32.17}$$

我们的主要任务是通过求解公式(32.12)~(32.14)求出未知数P_o、S_o、S_w和S_g，其他物理量或已知，或在原理上都是四个未知数的函数，或能够从油田或实验室数据获得。

32.3 压力方程

在 WINB4D 中求解流动方程要求先联立方程(4.20)和(32.12)~(32.14)得到只含有未知数P_o的一个方程。我们把方程(32.12)~(32.14)简记为：

油

$$L_o = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_o}{B_o} \right) \tag{32.18}$$

水

$$L_w = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_w}{B_w} \right) \tag{32.19}$$

气

$$L_g = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so}S_o}{B_o} + \frac{R_{sw}S_w}{B_w} \right) \right) \tag{32.20}$$

其中

$$L_o = \nabla \cdot \vec{\vec{K}} \cdot \frac{\lambda_o}{B_o} \nabla P_o + CG_o - \frac{q_o}{\rho_{osc}} \tag{32.21}$$

$$L_w = \nabla \cdot \ddot{K} \cdot \frac{\lambda_w}{B_w} \nabla P_o + CG_w - \frac{q_w}{\rho_{wsc}} \tag{32.22}$$

而

$$L_g = \nabla \cdot \left[\ddot{K} \cdot \left(\frac{\lambda_g}{B_g} + \frac{R_{so}\lambda_o}{B_o} + \frac{R_{sw}\lambda_w}{B_w} \right) \right] \nabla P_o + CG_g - \frac{q_g}{\rho_{gsc}} \tag{32.23}$$

可以看到地层体积系数、气体溶解度和孔隙度均为压力的函数。我们用链式法则展开公式(32.18)~(32.20)中的累积项(时间导数项)：

油

$$L_o = \frac{\phi}{B_o}\frac{\partial S_o}{\partial t} + \left[\frac{S_o}{B_o}\frac{\partial \phi}{\partial P_o} - \frac{S_o \phi}{B_o^2}\frac{\partial B_o}{\partial P_o} \right] \frac{\partial P_o}{\partial t}, \tag{32.24}$$

水

$$L_w = \frac{\phi}{B_w}\frac{\partial S_w}{\partial t} + \left[\frac{S_w}{B_w}\frac{\partial \phi}{\partial P_o} - \frac{S_w \phi}{B_w^2}\frac{\partial B_w}{\partial P_o} \right] \frac{\partial P_o}{\partial t}, \tag{32.25}$$

气

$$\begin{aligned} L_g = {} & \frac{\phi}{B_g}\frac{\partial S_g}{\partial t} + \left[\frac{S_g}{B_g}\frac{\partial \phi}{\partial P_o} - \frac{S_g \phi}{B_g^2}\frac{\partial B_g}{\partial P_o} \right] \frac{\partial P_o}{\partial t} \\ & + \frac{\phi R_{so}}{B_o^2}\frac{\partial S_o}{\partial t} \\ & + \left[\frac{S_o R_{so}}{B_o}\frac{\partial \phi}{\partial P_o} + \frac{\phi S_o}{B_o}\frac{\partial R_{so}}{\partial P_o} - \frac{\phi S_o R_{so}}{B_o^2}\frac{\partial B_o}{\partial P_o} \right] \frac{\partial P_o}{\partial t} \\ & + \frac{\phi R_{sw}}{B_w}\frac{\partial S_w}{\partial t} \\ & + \left[\frac{S_w R_{sw}}{B_w}\frac{\partial \phi}{\partial P_o} + \frac{\phi S_w}{B_w}\frac{\partial R_{sw}}{\partial P_o} - \frac{\phi S_w R_{sw}}{B_w^2}\frac{\partial B_w}{\partial P_o} \right] \frac{\partial P_o}{\partial t} \end{aligned} \tag{32.26}$$

饱和度约束条件

$$S_o + S_w + S_g = 1 \tag{32.27}$$

用来消去公式(32.26)的$\partial S_g/\partial t$项。对公式(32.26)关于时间t求导并重组公式得

$$\frac{\partial S_g}{\partial t}=-\frac{\partial S_o}{\partial t}-\frac{\partial S_w}{\partial t} \tag{32.28}$$

把公式(32.28)带入公式(32.26)并简化结果

$$\begin{aligned}L_g=&\left(\frac{\phi R_{so}}{B_o}-\frac{\phi}{B_g}\right)\frac{\partial S_o}{\partial t}+\left(\frac{\phi R_{sw}}{B_w}-\frac{\phi}{B_g}\right)\frac{\partial S_w}{\partial t}\\&+\left\{\frac{S_g}{B_g}\frac{\partial\phi}{\partial P_o}-\frac{\phi S_g}{\partial B_g^2}\frac{\partial B_g}{\partial P_o}+\frac{S_o R_{so}}{B_o}\frac{\partial\phi}{\partial P_o}\right\}\frac{\partial P_o}{\partial t}\\&+\left\{\frac{\phi S_o}{B_o}\frac{\partial R_{so}}{\partial P_o}-\frac{\phi S_o}{\partial B_o^2}\frac{\partial B_o}{\partial P_o}\right\}\frac{\partial P_o}{\partial t}\\&+\left\{\frac{S_w R_{sw}}{B_w}\frac{\partial\phi}{\partial P_o}+\frac{S_w}{\partial B_w}\frac{\partial R_{sw}}{\partial P_o}-\frac{\phi S_w R_{sw}}{B_w^2}\frac{\partial B_w}{\partial P_o}\right\}\frac{\partial P_o}{\partial t}.\end{aligned} \tag{32.29}$$

公式(32.24)(32.25)和(32.29)是关于未知数P_o，S_o和S_w的公式；将公式(32.24)乘以$\left(B_o-R_{so}B_g\right)$，将公式(32.25)乘以$\left(B_w-R_{sw}B_g\right)$，将公式(32.29)乘以$B_g$并把结果相加得

$$
\begin{aligned}
&\left(B_o - R_{so}B_g\right)L_o + \left(B_w - R_{sw}B_g\right)L_w + B_g L_g \\
&= \left(B_o - R_{so}B_g\right)\frac{\phi}{B_o}\frac{\partial S_o}{\partial t} + \left(B_w - R_{sw}B_g\right)\frac{\phi}{B_w}\frac{\partial S_w}{\partial t} \\
&+ B_g\left(\frac{\phi R_{so}}{B_o} - \frac{\phi}{B_g}\right)\frac{\partial S_o}{\partial t} + B_g\left(\frac{\phi R_{sw}}{B_w} - \frac{\phi}{B_g}\right)\frac{\partial S_w}{\partial t} \\
&+ \left[B_o - R_{so}B_g\right]\left[\frac{S_o}{B_g}\frac{\partial \phi}{\partial P_o} - \frac{S_o\phi}{B_o^2}\frac{\partial B_o}{\partial P_o}\right]\frac{\partial P_o}{\partial t} \\
&+ \left[B_w - R_{sw}B_g\right]\left[\frac{S_w}{B_w}\frac{\partial \phi}{\partial P_o} - \frac{S_w\phi}{B_w^2}\frac{\partial B_w}{\partial P_o}\right]\frac{\partial P_o}{\partial t} \\
&+ \left\{S_g\frac{\partial \phi}{\partial P_o} - \frac{S_g\phi}{B_g}\frac{\partial B_g}{\partial P_o} + \frac{B_g S_o R_{so}}{B_o}\frac{\partial \phi}{\partial P_o}\right\}\frac{\partial P_o}{\partial t} \\
&+ \left\{\frac{B_g\phi S_o}{B_o}\frac{\partial R_{so}}{\partial P_o} - \frac{\phi B_g S_o R_{so}}{B_o^2}\frac{\partial B_o}{\partial P_o}\right\}\frac{\partial P_o}{\partial t} \\
&+ \left\{\frac{B_g S_w R_{sw}}{B_w}\frac{\partial \phi}{\partial P_o} + \frac{B_g\phi S_w}{B_w}\frac{\partial R_{sw}}{\partial P_o} - \frac{\phi B_g S_w R_{so}}{B_w^2}\frac{\partial B_w}{\partial P_o}\right\}\frac{\partial P_o}{\partial t}
\end{aligned}
\tag{32.30}
$$

其中已作了一些简化。通过乘括号项并合并同类项可以大大简化上述方程；并使包含 S_o 和 S_w 时间导数项都变成了零，得到方程

$$
\begin{aligned}
&\left(B_o - R_{so}B_g\right)L_o + \left(B_w - R_{sw}B_g\right)L_w + B_g L_g \\
&= \left[\left(S_o + S_g + S_w\right)\frac{\partial \phi}{\partial P_o} - \frac{\phi S_g}{B_g}\frac{\partial B_g}{\partial P_o}\right]\frac{\partial P_o}{\partial t} \\
&+ \left[\phi S_o\left(\frac{B_g}{B_o}\frac{\partial R_{so}}{\partial P_o} - \frac{1}{B_o}\frac{\partial B_o}{\partial P_o}\right) + \phi S_w\left(\frac{B_g}{B_w}\frac{\partial R_{sw}}{\partial P_o} - \frac{1}{B_w}\frac{\partial B_w}{\partial P_o}\right)\right]\frac{\partial P_o}{\partial t}
\end{aligned}
\tag{32.31}
$$

油、水压缩系数包含溶解气的影响：

$$
c_o = -\frac{1}{B_o}\frac{\partial B_o}{\partial P_o} + \frac{B_g}{B_o}\frac{\partial R_{so}}{\partial P_o}, \tag{32.32}
$$

$$c_w = -\frac{1}{B_w}\frac{\partial B_w}{\partial P_o} + \frac{B_g}{B_w}\frac{\partial R_{sw}}{\partial P_o}, \tag{32.33}$$

气体压缩系数

$$c_g = -\frac{1}{B_g}\frac{\partial B_g}{\partial P_o}, \tag{32.34}$$

而岩石压缩系数

$$c_r = \frac{1}{\phi}\frac{\partial \phi}{\partial P_o}, \tag{32.35}$$

系统总的压缩系数为

$$c_t = c_r + c_o S_o + c_w S_w + c_g S_g \tag{32.36}$$

把上述定义式，公式(32.21)~(32.23)，还有公式(32.27)代入公式(32.31)得到

$$\begin{aligned}
&\left(B_o - R_{so}B_g\right)\left[\nabla\cdot\vec{\vec{K}}\cdot\left(\frac{\lambda_o}{B_o}\right)\nabla P_o + CG_o - \frac{q_o}{\rho_{osc}}\right] \\
&+\left(B_w - R_{sw}B_g\right)\left[\nabla\cdot\vec{\vec{K}}\cdot\frac{\lambda_w}{B_w}\nabla P_o + CG_w - \frac{q_w}{\rho_{wsc}}\right] \\
&+B_g\left[\nabla\cdot\left[\vec{\vec{K}}\cdot\left(\frac{\lambda_g}{B_g} + \frac{R_{so}\lambda_o}{B_o} + \frac{R_{sw}\lambda_w}{B_w}\right)\right]\nabla P_o + CG_g - \frac{q_g}{\rho_{gsc}}\right] \\
&= \phi c_t \frac{\partial P_o}{\partial t}.
\end{aligned} \tag{32.37}$$

公式(32.37)称为压力方程，该方程不包含任何有关饱和度时间导数项。在 WINB4D 中，首先用数值方法求解三维三相流动压力方程，得到 P_o 后带入方程(32.18)、(32.19)和(32.27)求出饱和度，这种数值方法称作隐式压力显式饱和度法(IMPES=Implicit Pressure/Explicit Saturation)。

本页留为空白页