

油藏模拟的逐步完善

我们是采用水驱、气驱还是加密钻井措施？通过使用一个桌面实验室，工程师们就能实验不同的油藏开发方案，进而评价数十口甚至是数百口井的轨迹，这样便能在花费大量的资金钻井以前找到最佳开发方案。

John O. Afilaka
委内瑞拉加拉加斯

Jamal Bahamaish
阿布扎比海上作业公司
阿拉伯联合酋长国阿布扎比

Garfield Bowen
Kyrre Bratvedt
Jonathan A. Holmes
Tommy Miller
英格兰 Abingdon

Paul Fjerstad
阿拉伯联合酋长国迪拜

George Grinestaff
BP
苏格兰 Aberdeen

Younes Jalali
Charles Lucas
美国得克萨斯 Rosharon

Zulay Jimenez
PDVSA 勘探开发公司
委内瑞拉加拉加斯

Tony Lolomari
Edward May
得克萨斯休斯敦

Edy Randall
BP 石油公司
英格兰 Wareham

了解油藏就如同去揭开星空神秘的面纱。它们都离我们很遥远，只能依靠遥感技术来探询它们的奥秘。天文学家利用天文望远镜以及用成排的天线详细研究被捕获的光波、辐射和X射线来描述广袤宇宙的一小部分的特征，如银河系和星云，还有银河系中的星体。这些与地球科学工作者的工作方式颇为相似，只不过地球科学家是运用遥感技术去探究地下的奥秘，如地层边界和断层等。一直瞩目苍穹的研究者们把火箭送上天，去收集广阔宇宙的极小的一部分的详细数据，同他们一样，在石油工业中，我们所了解的油藏详细信息也仅限于深入油藏的钻井井筒周围部分。

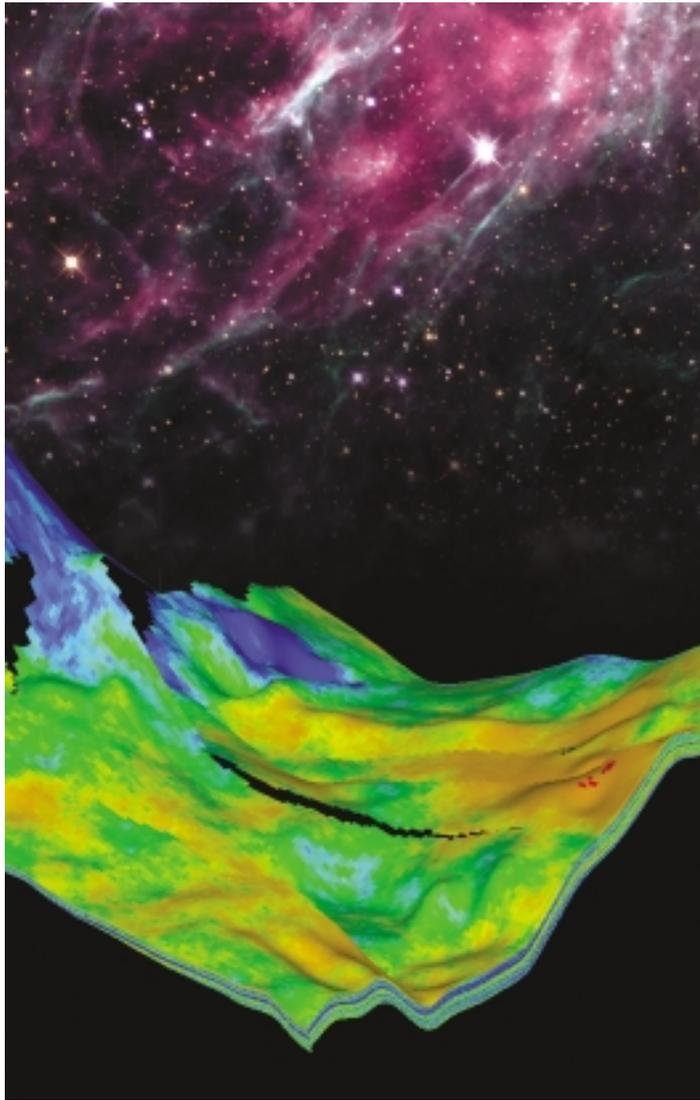
无论是太空还是地下，我们所获得的数据只能给我们提供一幅关于遥远物体的有限的画面。为了更好地了解宇宙，天文学家设计了一些模型，去模拟宇宙是如何运行的——这些都是在已获得的数据的基础上实现的，然后再与客观事实进行印证。我们所做的也是如

此。例如盆地模拟、地球机械模拟和油藏模拟。模型建立以后，我们再与地震、岩屑、岩心和测井以及最终的油气生产数据进行印证。

1949年，Morris Muskat宣称他正在利用计算机模拟选择最佳井距。^[1]第一次简单的模拟出现于二十世纪五十年代，用来求解几何形状简单的均质体中流体的微分方程。后来，运用计算机编程来模拟流体在块状泥土中的流动也出现了。^[2]到了六十年代，出现了更先进的算法，它能更快更准确的获得方程的解。随着计算机的运算速度不断的提高，存储容量不断增大以及更好的算法不断出现，模型也变得更大和更复杂。这样，更多的物理参数被采用，使得模拟流体从单相的流体变成三相流体——气、油和水，并且模拟这三种流体在不同压力与温度下的变化。对不规则几何体求解的方法出现了，取代了先前用矩形网格来模拟油藏的方法。

这里谨对在这篇文章准备阶段给予帮助的人表示感谢。他们有英格兰 Abingdon 的 Jonathan P. Cox、Kirsty Foster、Jonathan Morris 和 Terry Stone；马来西亚的 Sarawak、Miri、Neil Goldsworthy；委内瑞拉加拉加斯的 Thomas Graf、Aubrey O'Callaghan 和 Raul Tovar；美国科罗拉多州 Denver 的 Omer Gurpinar；阿拉伯联合酋长国阿布扎比的 Ramdas Narayanan、法国 Clamart 的 Roger Pollock、美国得克萨斯州 Rosharon 的 Ian Raw；苏格兰 Aberdeen 的 Jeb Tyrrie、挪威 Bergen 的 Johan Warmedal。另外还要感谢几位留学生为双趋油藏研究所做的工作，他们是 Rakesh Kumar、Shekhar Sinha、Leonardo Vega 和 Burak Yeten。

ECLIPSE、ECLIPSE100、ECLIPSE300、ECLIPSE Office、FloGrid、FrontSim、GRID、Peep、PVT*i*、SCAL、Schedule、SimOPT、VFP*i* 以及 Weltest 2000 和 WRFC 都是斯伦贝谢公司的商标。VIP 是 Landmark 图形公司的标志。STARS 是 CMG（计算机模拟集团有限公司）的商标。UNIX 是 OPEN GROUP 的商标。Windows NT 是微软公司的商标。LoadLeveler 和 RS/6000 是 IBM 公司的商标。



▲油藏与星空用于研究油藏生命史的油藏数据已经非常精细。同样的，哈勃太空望远镜也为天体物理学家的宇宙模型提供了更为详细的资料。上图是美国国家航空和宇宙航行局（NASA）拍摄的 Tarntula Nebula 的古老星团。

直到最近，油藏模拟还是把油藏分成宽数百米的区块——与地质模拟中使用的地震和测井数据相比，它的分辨率要低得多。今天，油藏模拟能对油藏进行更细的格栅化，并且能模拟更为复杂的地质情况，与地质模型更为接近。结合复杂的地质数据，我们能建立一个更为真实的模型。这个模型可以和生产数据或历史数据相互印证，从而证实和完善地质模型。

随着钻井技术的发展，模拟软件也发生了变化。多底井和大位移水平井让我们在油藏开采方面有了更多的选

择。^[3]一口深入油藏的多底井即能开采多层油气也能对单层进行多次的开采。工程师必须能选择这些分支最优的分布位置。在钻井之前对油藏进行模拟变得尤为重要。由于油气也许来自不同的层段并具有不同的流体性质，一个成功的油藏模型必须能解决这些难题。

现在，我们能建立一个复杂的油藏模型很大程度上归功于计算机处理速度的难以置信的提高。一般来说，人们所希望的对一个大型油藏进行模拟的最长处理时间是“一个晚上”。因此，更复杂和更大的油藏模型的出现都与计算机

速度的提高密切相关——只要我们能“第二天早上”拿到处理结果。现在，并行计算机的发展已经提高了模拟油藏的速度。但是，正如我们在后面将会提到的一样，多一倍的处理器并不意味着运行时间缩短一半。

当计算机模拟油藏出现以来，这个领域一直是一些专家的天下了，他们既懂计算机编程又精通油藏模拟。软件开发是主要由大公司进行。对每一种情况，程序经常需要重新编写以符合新的情况和不同的油气藏。油藏模拟技术的开发与公司的发展战略是一致的。例如，双孔隙度模型最初只是为大型裂缝型油藏而开发的。随着技术水平的提高，专家队伍也要与公司发展相一致，最终，开发模型的人与使用模型的人就出现了分化。不过，两者依然有紧密的联系，他们也经常同处于一个集中的技术支持小组里。

最后，由于对油藏模拟的要求越来越多，很多公司都将模拟软件进行拷贝，使得公司能够在自己的中心处理设施以外进行模拟。由于程序和用户都远离程序开发者，这就使软件的易用性显得尤为重要。因为大石油公司的油藏模拟开发人员常常不善于开发用户界面，所以由第三方提供的油藏模拟软件出现了。尽管，油公司内部的模拟程序依然存在，但由石油公司自己拥有油藏模拟软件转向由第三方提供已是大势所趋。今天，开发模拟软件的目标是能开发出简单易用，自动网格化，地质、流体和地层数据输入简单，以及图形化输出用户所需的结果等。

1. Muskar M: *Physical Principles of Oil Production*. 美国纽约州, 纽约市: McGraw-Hill, 1949: 812-813.
2. 油藏模拟历史概览: Watts JW: “Reservoir Simulation: Past, Present, and Future.” SPE38441 论文, 收录在 SPE 油藏模拟讨论论文集, 美国得克萨斯州达拉斯市, 1997 年 6 月 8-11 日。
3. Bosworth S, El-Sayed HS, ismail G, Ohmer H, stracke M, West C and Retnanto A: “多分支井关键技术”《油田新技术》, 10 卷, 第 4 期(1998 年冬季刊): 14-28。

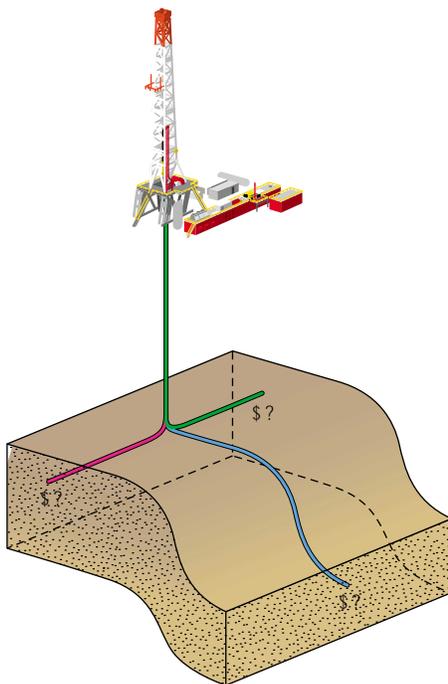
目前,主要的第三方提供的模拟软件有斯伦贝谢公司GeoQuest的ECLIPSE和Landmark图形公司的VIP模拟软件。两个软件包都包括黑油和组分模型,有或没有气油混合模型(在后面的文章中有详细论述)。其它一些模拟软件在一些特殊领域也占有重要地位,如计算机模拟集团有限公司的STARS模型用于模拟热采过程的蒸汽趋油。

这篇文章概述了模拟软件是如何建立和管理一个虚拟油藏并显示最终结果。卓越的模拟技术使在模型中做出更真实的井成为可能。每一口井的模拟都包括多个井段(例如,分支井和多底井)复杂的完井措施和智能井下控制。下面的实例分析展示了现代油藏工程的进展。其中一个例子有非常复杂的计算方法——模型运用了包含多种组分的流体,并且运用了并行处理方法。最后,讲述了一种不同的模拟软件,用正面跟踪技术代替通常的有限差分技术的情况。

虚拟油藏环境

想象一下,你钻了一口井,并且用它采了五年油。现在,你为了能提高产量,也许希望把这口井移到另外的位置上。你只能从头再来。再选一个位置,钻一口井。也许第三种井眼轨迹是最佳选择(右图)。

油藏模拟的最大优势是能在钻井以前就对所有可能的井位进行研究。许多情况都能先在虚拟油藏中检验。例如,改变井位、油藏地质条件、生产限制条件或是各种条件混合设定。正如天文学家观察星空是为了获取更多的信息来改进他们的模型,从而能更准确的预测新



一个经济学问题油藏模拟能协助选择更经济的井筒位置。

现象一样,油藏工程师也是分步骤来开发油藏——从勘探活动开始,到油田报废结束,以前一阶段数据为基础的模型会影响下一阶段。^[4]

在勘探阶段,油藏的地质情况不是很清楚。将多种多样地质统计信息输入油藏模拟软件,只要有足够的信息,模拟软件就能给出油藏的生产能力是低、中或高,从而确定可行性。

随着开发钻井的进行,越来越多的井使得油田的轮廓逐渐清晰,所获得的地质信息也越详细。用新井的生产资料对模型进行调整,这样可以减少油藏模型的不确定性。^[5]运用各种信息来确定井的轨迹。油藏模型可以用来估算油藏地质储量和可采储量,这些数据对作管理决定和向日常管理部门汇报都是必需的。如果对天然气供应有特殊要求,那么在模型中还能加入天然气循环因素,包括回注。

在油田开采后期,油藏工程师通常利用模型来寻找接替地区来保证大幅度提高产量。无论加密钻探或是水驱、气

驱还是其它更新奇的开采方式,虚拟油藏都是一种有效的方法。

虚拟油藏管理

油藏模拟不是一种确定性科学。即使有最好的地质资料,以及数年的生产资料作基础,还是可能出现对同一个油藏不同的描述。直到最近,油藏工程师在模拟过程中还必须知道一些专门的知识。这包括网格设计,使精细地质模型升级或转换成具有较大网格的油藏模型,利用合适的数扩大网格,调整参数与开采史拟合,根据模型安排钻井,编制资源开采进度等。

由于需要很多专门技术,这就使得模拟局限于一些有经济价值的重要的油藏,从而使许多较小的油藏只能用比较简单的油藏工程方法进行管。在过去的几年中,许多新的工具得到开发,使得原先只有专家才能掌握的技术变得通俗易懂,缺乏专门知识的人甚至是初学者都能进行油藏模拟。新的软件扩大了油藏模拟人员队伍,他们可以是地质学家、完井工程师或是钻井工程师。

ECLIPSE办公软件为用户提供了一个单一界面和工具使得用户能够自己设计和进行油藏模拟。事件管理器屏幕上的按钮能够激活模拟所需的子程序(见下一页)。用屏幕左边的按钮能激活程序模块,它能指导用户完成模拟过程。

ECLIPSE办公软件中的数据管理模块使用一系列窗口组织和管理逻辑兼容的数据组。FloGrid和GRID地质模拟和模拟网格设计软件能输入模型的几何形态或是由用户通过交互模式创建。FloGrid还有附加功能。它能生成简化油藏网格,这个网格保留了地质模型的一些重要特征,如断层、地层和河道等。

一个油藏网格块由几个地质网格块组成。地质网格块为确定油藏参数,如孔隙度和渗透率提供输入数据。尽管简化模型通常采用平均孔隙度,但平均渗透率可能掩盖地质情况的复杂性。例

4. 油藏模拟在油田开采期不同阶段的作用。Adamson G, Crick M, Gane B, Gurpinar O, Hardiman J 和 Ponting D: "Simulation Throughout the Life of a Reservoir," 《油田新技术》, 8卷, 第2期(1996年夏季刊): 16-17。

5. Bouska J, Cooper M, O'Donovan A, Corbett D, Malinverno A, Prange M 和 Ryan S: "Validating Reservoir Models to Improve Recovery," 《油田新技术》, 11卷, 第2期(1998年夏季刊): 21-35。

如, 优势流动方向等。FloGrid 模块能够模拟组成油藏模型网格的地质网格中流体流动状况, 进而确定简化渗透率的张量。

充填网格块所需的岩石和流体性质可以分别利用 SCAL 的特殊岩心分析软件和 PVT 的压力-体积-温度分析软件在实验室获得。或者, 岩石性质与流体性质的相互关系可以利用数据管理模块中的图版获得。

通常模拟软件都是拟合地面生产数据, 而非油藏内部数据。要把井底压力转换成井口压力只能依据油藏内部的流动条件, 但这种条件又是不断变化的。对波动和非垂直井段进行气举、井下泵、气体压缩及井口节流器对流动条件都有影响。一些流动限制与地面设备有关, 所以油藏模拟时我们必须和这些设备联系起来, 并给与适当的限制条件。VFP 垂直到流动过程程序能模拟从储层到油管头的流动 Schedule 井数据转换软件能够输出或处理这种流量和压力的变化情况, 以及定义井组。

ECLIPSE 办公软件的工具互相配合, 使用户在不知道数据格式和组织方面的具体事情以及输入的关键词的情况下也能够创建数据组。数据管理应用程序能以不同的格式显示数据结果, 例如网格化的等值线图 and 交会图。

如果该油田已经开始开采, 工程师能够将预测结果与生产结果相对比, 来调整参数优化模型。这个过程 (又被称为历史拟合) 能增加将来预测的准确性。运行管理器程序允许用户在监视数据的时候运行或停止模拟软件。例如, 当模拟一个水趋试验区时, 为了确保最佳的见水时间, 即监测生产井的出水量。如果过早或过晚, 用户可以放弃这次操作重新输入参数。

事件管理器模块提供了可视化的多任务或多事件文档记载, 用户可以生成一系列分层的事件。用注水井或注气井或是同时使用两者来开发油藏。对一个复杂的油气藏来说, 油藏工程师也许

需要跟踪上百个事件。事件管理器软件仅仅改变那些不同情况下不同的数据文件, 防止文件的增生。

另一个子程序是 SimOPC 模块校正软件。它能确定哪些输入参数在对结果起主要作用, 来帮助历史拟合。它给用户提供了一个定义变量范围的界面, 在这个范围内, 根据用户自己选择的变量运行多个事件并显示结果。这个程序能自动寻找最佳的解决方案, 也可以由用户自己选择一些变量进行评估。尽管它选择的也许并不是最佳方案, 但 SimOPC 程序能帮助用户确定在用户认可的变量范围内是否可能进行历史拟合。

模拟软件可以预测网格块的压力、饱和度和其它一些参数, 然后由结果显示程序以二维或三维的形式显示出来。通过图形界面, 用户可以在任何时候查询任何一个网格块的值以及运行数据的显示图形。一些数据最好用二维图形来表示, 例如在一个网格块内饱和度, 水、油、气的产量随时间的变化等。

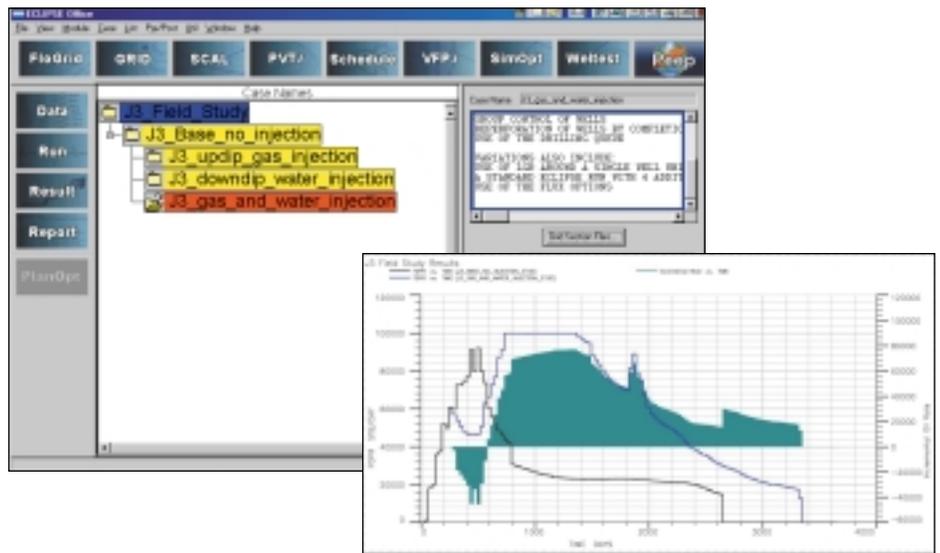
模拟结果必须生成文档。报告生成软件能够对报告进行个简化, 写成摘

要, 并用人们可以读懂的语言显示警告或错误信息。用户也能自己完成报告。模拟结果可以输入到 Peep 经济评价程序。这是一个石油工业标准的资产管理软件包。

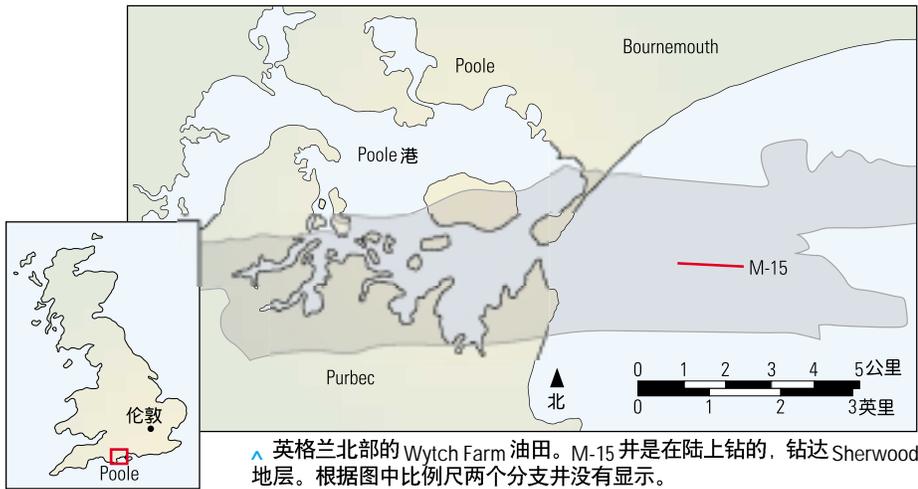
计算器是 ECLIPSE 办公软件的另一个特色。它允许对模型中的任何参数进行常规计算。用户可以自己定义条件, 大大的增加了显示结果的可能性。有一个按钮可以让用户启动 Weltest 200 分析软件。这个软件利用 ECLIPSE 软件的模拟功能而不依靠分析模型解决数字化试井问题。

更好的分段井模拟

现在的井与几年前相比复杂了许多。井筒可以是多分支的。一口井能采的地层范围比以前更大了, 甚至可以用一口井同时开采许多孤立的油气层。井下传感器能监测所选层段的温度、压力、密度、流速、水和气组分的情况。而地面控制设备可以在高含水或高气油比 (GOR) 区域减少产量或者停止生产。ECLIPSE 油藏模拟软件家族又加入了一个多段井 (MSW) 选项, 保证了在这种



▲ ECLIPSE 办公事件管理程序屏幕。用户可以调用不同程序来生成网格, 然后添加数据扩大网格, 并运行, 最后分析结果。该屏幕显示了没有注水的基本情况。次级事件是单独注水, 单独注气和气水混注等几种情况。下部的采油速度变化图反映了基本情况下 (黑线) 的采油速度。以及注水和注气 (蓝线) 情况下的采油速度。阴影部分是计算模块得到的通过注水和注气所提高的采油率。第 1800 天, ECLIPSE 模拟软件关闭了高含水地区。迫使水流向含油地区以提高产量。



连续的网格单元来定义它。

对 Wytch Farm 油田的双分支井的控制

Wytch Farm 油田进行了世界上第一次延伸多分支井的井下流动控制完井。^[6] 这个油田是欧洲最大的陆上油田，位于英格兰的南部，临近 Poole 港，向南延伸至英吉利海峡（上图）。作业者 BP 公司正在按照一个延伸井的方案进行开发。其中一些井延伸超过 10 公里（6 英里）。^[7]

M-15 井有两个分支对部分 Sherwood 砂岩层进行开采。北边的分支位于断裂带，因此下了套管并射孔。南边的分支进行了裸井完井。两个分支潜在的问题各不相同。BP 预测位于断裂带北分支较早见水，并且认为在裸井完井的南分支，必须对压差进行控制以防井壁坍塌。

虽然两个分支同在一个井筒，但需要不同的生产策略。—北分支可能出现高压降，至少持续到水流流入量增加止，但在南分支不可能出现高压降。井下控制阀分别控制两个分支的生产，以矫正出现的问题。BP 应用三个 WRFC-H 水力电缆回收流控阀进行了钻井和完井。估计北分支的流量更大，所以安装

先进的油气井进行模拟。

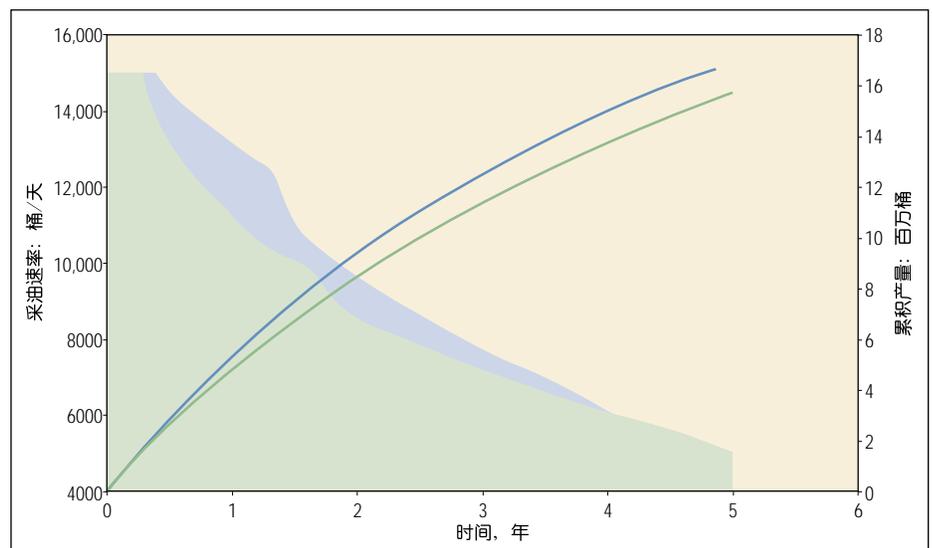
早先的油藏模拟是利用简单的井模型。这种模型允许流体流出或流进地层，但流体物性过于简化。井眼压力梯度是基于流体混合密度得到的。在模型中把这些流体完全统一对待，没有考虑相态间的变化——不同的流体事实上是以不同速度流动的。随着大位移水平井和水平井的出现，一些模拟软件更加精细，考虑了摩擦力的影响，因为摩擦力是流体水平流动时能量损失的主要原因。但是还不能允许井眼的组成随位置不同而变化，也不能准确的计算混合流体的密度。

MSW 选项克服了这些局限，允许油藏模拟人员将井筒分段，然后对每一段定义不同的的变量来描述其内流体。在这个一维网格段中井筒的组成和混合流体性质可以随着位置的变化而变化。（看下一页“自喷井”）由井段组成的分

支网络决定了多分支井的几何形态。

那些代表带眼衬管的井段与油藏网格相连，允许流体通过。其它一些模型元素可以根据流体控制装置（阀、节流器和泵等）的压降特性来定义。

这种分段式结构是基于井身轨迹，独立于油藏网格。井模型包含延伸至外部网格的不带眼衬管段，并且允许多分支井的分支伸入外部网格。如果没有 MSW 功能，传统井模型不可能做到这些。模拟软件根据与井眼轨迹穿过的



▲ Wytch Farm 产量模型预测。M-15 井混合区的产量（绿线）由于添加了井下控制阀而提高（蓝线）。传统完井和高级完井间的采油速率陡降与控制出水量而阻止流体流动有关。

6. Gai H, Davies J, Newberry P, Vince S 和 Al-Mashgari A: “World’s First Down hole Flow Control Completion of Extended-Reach, Multilateral at Wytch Farm,” 论文 IADC/SPE 59211, IADC/SPE 钻井会议, 美国路易斯安那州, 新奥而良, 2000 年 2 月 23-25 日。

7. Allen F, Tooms P, Conran G, Lesso B 和 Van de Slijke p: “大位移水平井钻井: 突破 10 公里大关”《油田新技术》9 卷, 第 4 期 (1997 年冬季刊): 32-47。

8. Algeroy J 和 Pollock R: “Equipment and Operation of Advanced Completions in the M-15 Wytch Farm Multilateral Well,” 论文 SPE 62951, SPE 年度技术会议与展览, 美国得克萨斯州, 达拉斯, 2000 年 10 月 1-4 日。

自喷井

ECLIPSE 多段井 (MSW) 功能为模拟井下多相流体提供了多种选择。最简单的是均质流模型, 在该模型中不同相态的流体具有相同的速度。

第二种是利用一个简单的“漂移流动模型”来反映相态间的变化。这类模型允许快速计算, 它的结果是在相当宽的流动条件范围内是连续的。并且对具有逆向流体的情况也适用 (在这种情况下较重相流体与较轻的流体流动方向相反)。它也可以用来模拟井眼中的相态分隔。例如, 当一口井在压力恢复测试过程中关闭时的情况。相态分隔将对井储的反应产生影响。因此, 要正确模拟测试结果, 就必须搞清楚。

第三种是用预计算表格来确定一段内的压降。它类似于广泛用于模拟地层与油

管头间的井眼压力损失的垂向流活动表格。为了能确定一整段的压降, 多相流模型的结果一开始就被转变成表格形式, 那么这个选项就允许使用更复杂、计算量更大的多相流模型。通过在表格中插值来计算压降是一种快速有效的方法。因为要得到更精确的模型就要耗费更多的计算时间, 所以表格是一种反映流控装置 (如节流器) 内压力损失的有效方法。

ECLIPSE MSW 的另外一个重要条件是对井下装置的操纵能力。在模拟软件运行过程中油藏模拟工程师可以通过将节流器的设置转换成不同的表格来随时改变节流器的设置。某些装置可以使用内建式模型, 例如临界点以下的阀门。这种模型允许“手动”调节装置设置, 例如颈缩区。其它装置模型则被设计成自动响应含水量或 GOR 的

变化, 或是在某个最大值以内对油、水、气的流量进行限制。

在黑油模拟软件中, 对每段都可以用四个变量表示自喷井条件。它们是压力、通过这段的总流量以及气、水在流体中所占的比例。这些变量可以计算混合流体性质和压力梯度。每段用四个方程: 油、水、气物质守恒方程和沿井段的压降关系式。复合模拟软件还添加了附加变量来表示每种流体组分的摩尔浓度, 另外还添加了每种流体组分的附加物质守恒方程。(见 44 页“构建拟流体”)。这些方程和储层网格的表述条件被同时处理, 即所谓的隐式耦合。这保证了井和油藏复合系统在模拟软件所选的时间步长中保持稳定。计算的稳定性很重要, 因为在每一个时间步长中, 流动条件的变化会在井中扩散。

了两个节流阀。第三个节流阀安装在南分支。

为了给控制阀确定一个最佳工作条件, 斯伦贝谢油藏完井中心的完井技术小组开发了一种黑油 ECLIPSE 100 油藏模型。他们用 MSW 选项对母井和分支井进行模拟。用具有流控装置特征的参数模拟控制阀。

传统的开采方式没有井下控制阀, 所以只有两种选择: 要么一个分支先采, 然后是另一个, 要么是两个同时。ECLIPSE 模型显示在五年研究期内, 同时在两支开采的产量要大于分别开采时

的产量。为了控制高含水量的情况, 全井开采被限制。

给每个分支加上控制阀能显著增加产量 (下一页, 底部)。北边的分支可以在不影响南分支产量的情况下关闭。

M-15 井从 1999 年 2 月投产。北分支的单独产液量在六个月内一直超过 10000 B/D (1600m³/d)。但在后期, 原油日产量只有 3000 B/D (477 m³/d)。于是作业者就关闭了北分支, 打开了南分支。这时的产量与北分支相同, 但含水量要低得多。在这一侧生产了 5 个月以后, 含水量增加。两支开始同时生产。^[8]

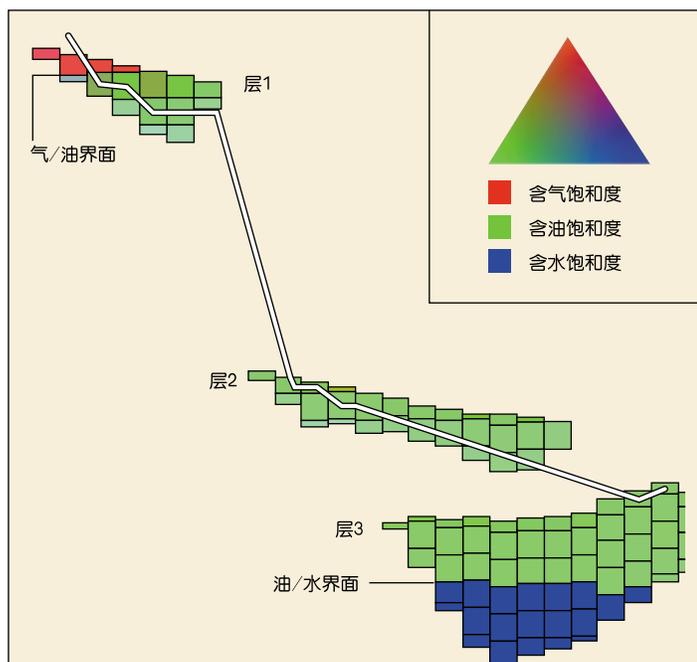
油藏工程师将 ECLIPSE 模型与现场生产进行历史拟合。将有井下控制阀的情况和没有的情况对比后表明, M-15 井在未来五年可以增加产量超过一百万桶 (160,000 m³)。

日前, 一个井下泵坏了, BP 决定用一个更大的来替换它, 以增加流量。这样井下流控阀就不用调整了。这口井的成果使 BP 受到鼓舞, 它决定在 Wytch Farm 油田继续使用带井下控制的多分支井。2000 年 9 月, 在 F-22 井安装了一种电力电缆可回收井下流控阀 (TRFC-E)。

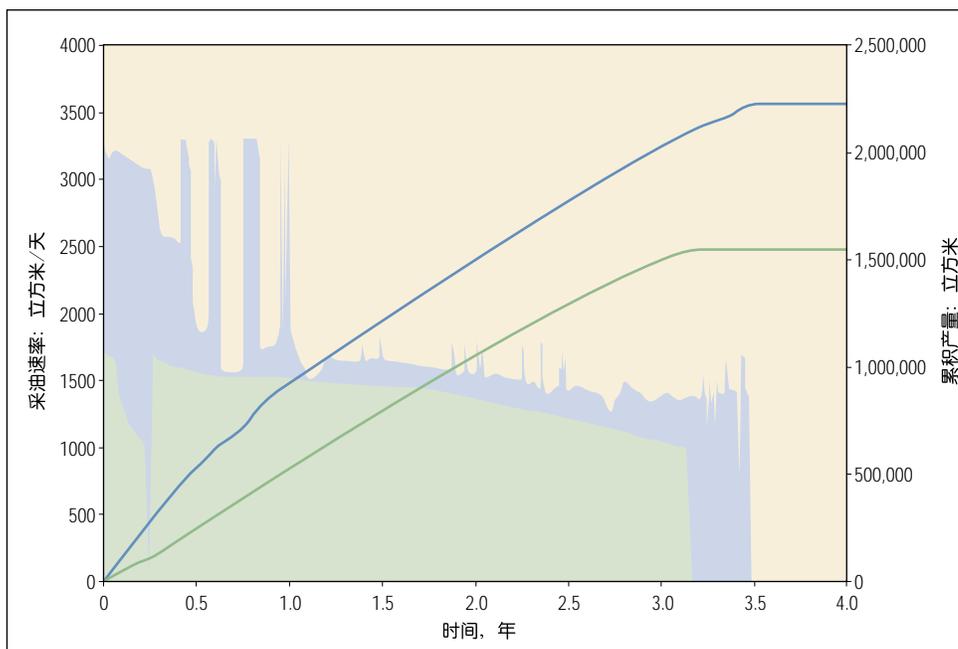
孤立层段模拟

斯伦贝谢详细研究了三角洲平原的含煤辫状河道砂体。三个孤立的砂体是主要研究对象。油气界面（GOC）插入上部砂体——第1层，油水界面在砂体下部——第3层，但油水界面不固定。ECLIPSE 100 黑油油藏模型假设三个砂体是横向展布的，并且互相没有连通。在模型中用一个井段将它们连接起来（右图）以评价井筒流体间的相互作用。

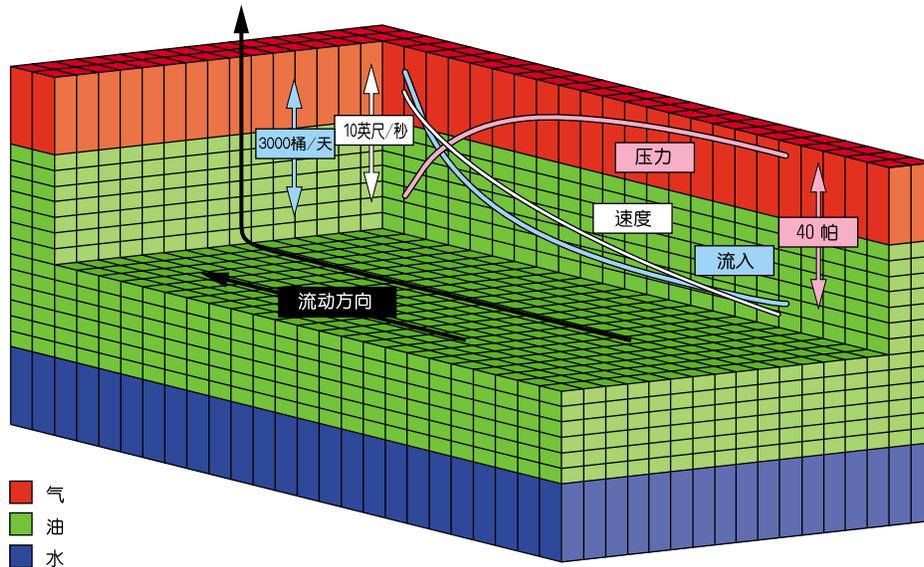
第1层的GOC表明从这个层开始GOR迅速增加。WOC在第3层的不确定性意味着相当大的出水量。因为有如此多变的流量，该模型应该考虑井眼内部复杂的流体间的相互作用。所以必须用井下控制装置来抑制出水量或出气量。



三个砂体的多段井模型。每层的流出量由一个井下流控制阀控制。通过使用MSW选项，运用三个孤立网格组对各层进行模拟，包括储层网格之外的井段。



流量控制使产量提高。在完井中，有流控阀的产量（蓝线）远大于无流控阀时的产量（绿线）。这些连续事件的流速曲线（绿阴影）显示最低层段流速下降直到被关闭，随后中部开始生产。井下流控阀控制流入气体量引起产量大幅变化（蓝阴影）。



▲ 一个含1个气层，13个油层和1个水层的简单水平井模型。沿井的延伸方向，有25个网格块。垂直井方向有17个。井身穿过第七个网格块与第八个之间。井长4000英尺（1220米），井径粗6英寸。衬管出油量是16000B/D（2540m³）。模型剖面图显示了压力（粉色）、流入油（蓝色）、流量（白色）曲线。

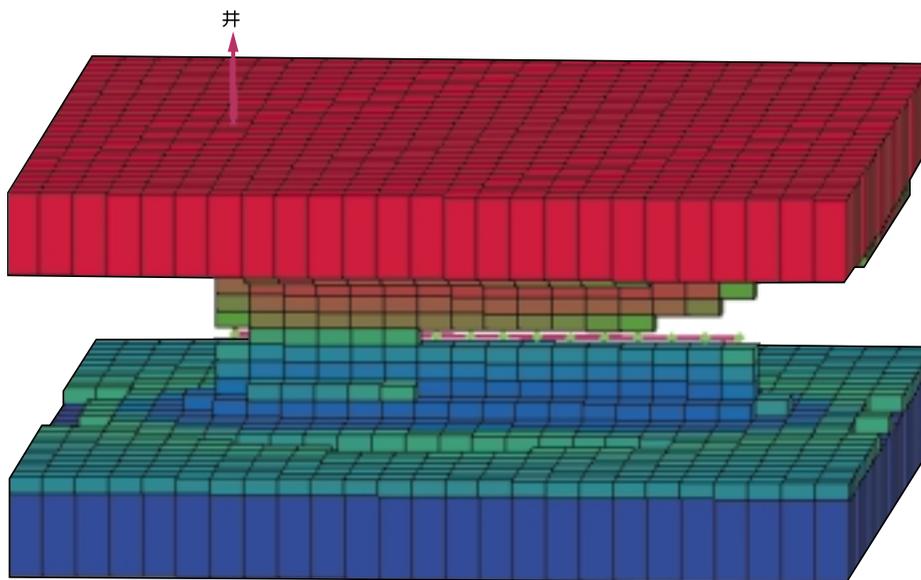
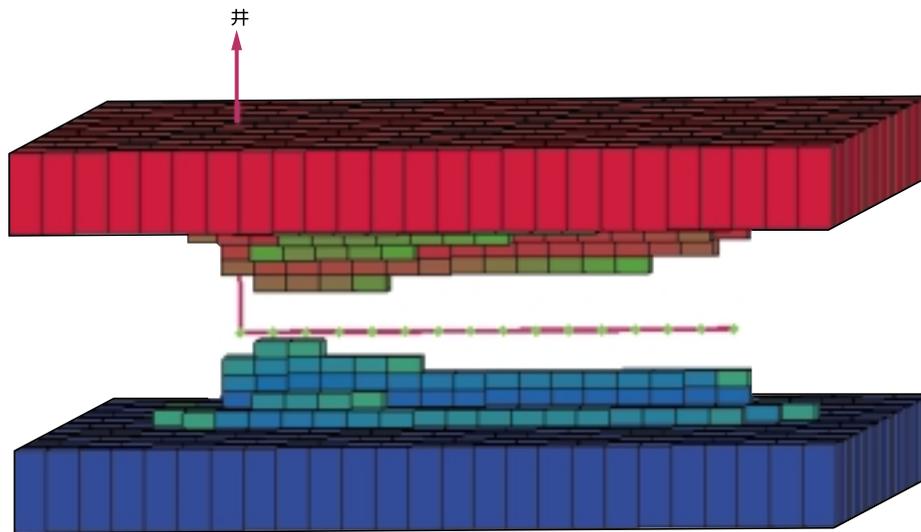
如果不使用井下控制装置，在五年模拟期内，如果不采用三层同时开采，而是从下到上依次完井，产油量会增加。但是，如果使用井下控制装置三个层都能获得最大的产量。当第1层的GOR增加时，顶部的控制阀就被旋紧以控制产气量。底部的控制阀是控制水侵的。两个阀门可以相互配合。如果在不减少石油产量的情况下，第3层的出水量不能被抑制，这时可以打开顶部控制阀人工气举。与传统开采方式相比，这种先进的完井方案不仅延长了井的寿命而且提高了整个五年研究期的产量。（前一页，底部）。

双趋油藏的井下控制

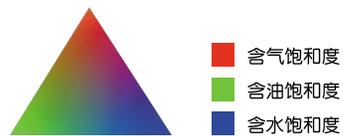
用一个简单的模型也许就能展现隐藏在复杂油藏中的流动响应。为了弄清楚同时由水趋动和气趋动的水平井的情况，SRC的油藏工程师建立了一个简单的均质油藏模型。^[9,10]第一个实例用了一口井：从它的弯头到垂直部分间的平直段都已经射孔，这一段被称为跟部，井的终端被称为趾部。（上图）流体在直径6英寸的衬管中的流速从趾部几乎为零一直增加到跟部的每秒100英尺（3m/s）。

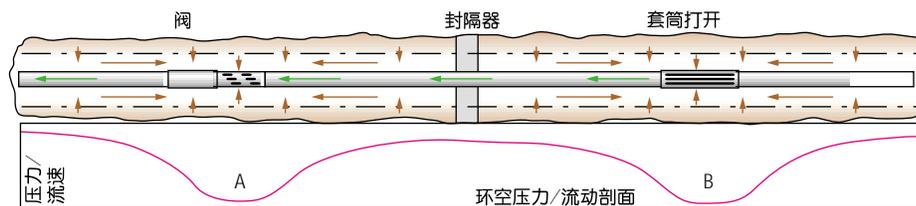
在初始条件下并且只有油流入井眼的情况下，最大压降出现在跟部。由于这个模型的几何形态和性质特点，模型跟部和趾部的压降只有40psi（275kPa），但它却使跟部的流量增加了3000B/D（477m³/d）。

9. Sinha S, Kumar R, Vega L 和 Jalali Y: "Flow Equilibration Towards Horizontal Wells Using Downhole Valves," 论文 SPE 68635 SPE 亚洲太平洋地区油气会议和展览。印度尼西亚雅加达，2001年4月17-19日。
10. Yeten B 和 Jalali Y: "Effectiveness of Intelligent Completions in a Multiwell Development Context," SPE 论文 68077, SPE 中东石油展，巴林，2001年3月17-20日。

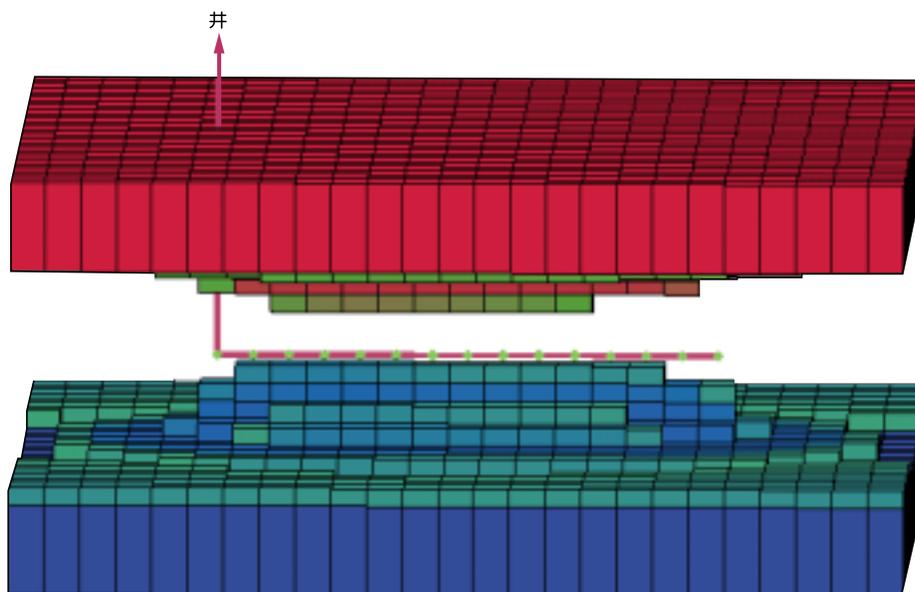


▲ 流体前缘瞬态图。在没有井下流控阀的条件下，井跟部的压降最大，在这个区域里驱动水向上走，气往下走。模型第一部分出现水突，在模型中显示为两个网格块接触到井眼（顶部）。水突两年后，趾部开采量依然很低（底部）。网格块原始含油饱和度保持不便，图中省略了。





▲ 用分隔器将水平段分成A和B两部分后的组合完井。油藏中的流体要么通过趾部的衬管套，要么通过跟部地面可控阀。最大压降出现在衬管套或阀门处。阀门调节适当，两段的压降与流量相等（粉线）。



▲ 用智能控制提高排驱效率。将井分成两个部分（上流区和下流区）。当更多的近井网格块已经水驱或气驱见水后，用控制阀将上流区的压降分布调节至与下流区相同，以提高排驱效率。网格块原始含油饱和度保持不变，图中省略了。



■ 含气饱和度
■ 含油饱和度
■ 含水饱和度

跟部较高的压降和流量使WOC向上移，GOC向下移（前一页）。在趾部见水两年后，跟部依然有相当多的未驱出油。如果见水首先出现在趾部，水淹区可以用一个分隔器进行隔离。但如果在跟部设置分隔器将破坏整个井的生产。

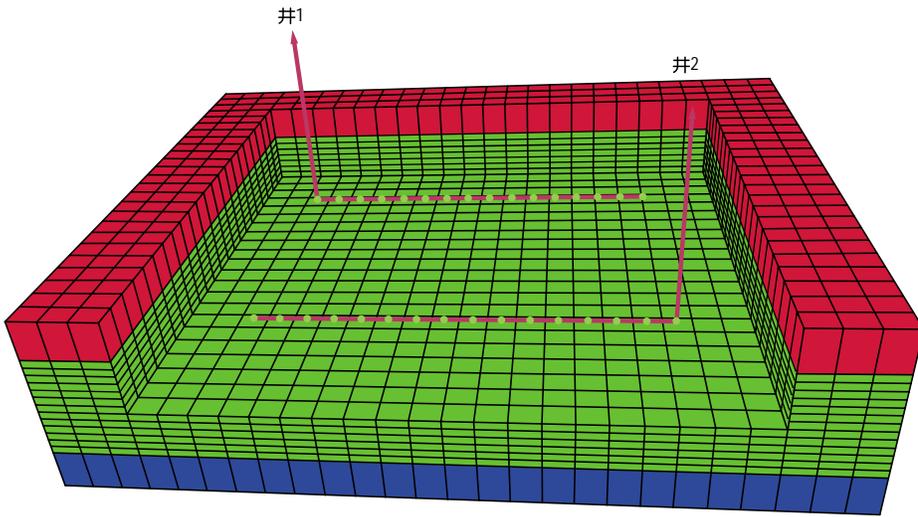
用智能完井就能缓解这些问题。它用分隔器将油井的水平段分成两个部分，并把最大压降点移到每一个井段的中部（上图）。在跟部放置一个地

面可控阀来优化压力分布和拟和趾部的压降。

用控制阀可以将油藏分成区块。虽然这样不能完全防止见水和见气，但能延缓它的出现，并且提高排驱效率（上图）。延缓的程度和许多影响因素有关。例如，井眼摩擦、水平井在油藏中的垂直位置以及总流量等。过大的井眼摩擦（可能由井壁不平引起）将加速沿井眼压降并且使排驱更困难。这样的话，用控制阀完井效果比较好。因为，当沿井

眼压力损失增大时，通过控制阀的开采量也将增加。

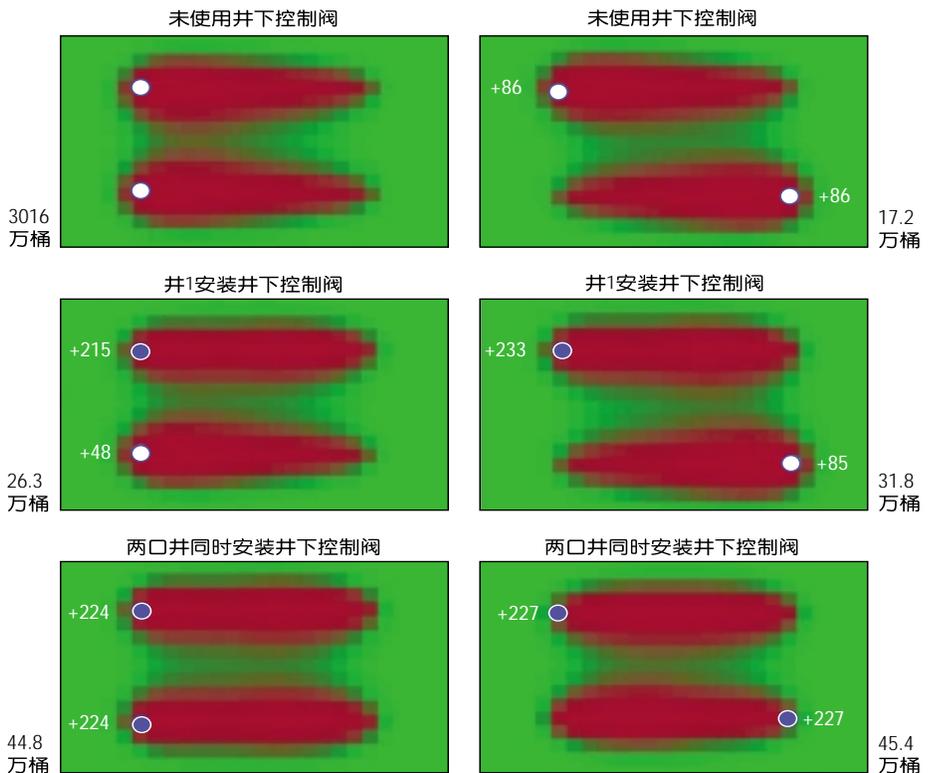
累积采油量比见水时间能更好的评价油井在气层和水层间的位置。已经优化过油层的井位主要靠分析液体流量。如果流量较大，则说明这个井应该是更接近水层。当然真正的油藏不可能是均质的，并且水和气驱油的相对效率将影响最终的结果。



▲ 平行井模型与单井模型相似，只是为布置第二口井，位置更宽了。井1和井2既能跟对趾（如图），沿水平部分反向放置，也能跟对跟同向放置。

有时，由于油藏地质条件或是地面设施的限制，水平井布井太近，以至于它们之间的生产相互影响。如果要检验井位是否合适，就可以在具有气顶和水趋的简单油藏模型中加入第二口相互平行的水平井。（上图）两口井可以从同一侧进入油藏，也就是，跟对跟。或是从相反的方向进入（跟对趾）。它们的跟部都有一个可开可关的控制阀。共有六种情况被检验：一是两口井都没有装控制阀，二是一口井有，三是两个都有。然后再分别按跟对跟和跟对趾的方式检验。

跟对跟且都没有控制阀的情况采油量最低，因此这被认为是最基础的一种情况。排驱效率很低，特别是在模型趾部则更低。（右图）五年的采油量是3002万桶（480 m³）。大约占地质储量的34.5%。改变一口井的方向，产量将增加172000桶（27400 m³）。这是因为在这种配置条件下，一口井跟部的强压降将弥补另一口井趾部较弱的压降。



▲ 双分支井的气体指进。模拟位于水平井之上的油藏的瞬时图像。图像显示井间气驱的干涉图像（红色）。顶部两个图像表示传统的没有安装井下控制阀的井。中部是井1有控制阀的情况。底部是两个井都有控制阀的情况。左侧的图像显示的是跟对跟的情况，右侧的图像跟对趾。使用井下控制阀将使排驱效率提高。在没有井下控制阀且跟对跟的情况下，总产油量是3016万桶（480万立方米）。每个瞬时图的旁边给出了相对第一中情况的产油量的增加量。

给其中一口井加上控制阀，两口井的产量都将增加。跟对趾的情况比跟对跟的情况产量增加的多，但对没有安装控制阀的井两者的差异不明显。如果两口井都装了控制阀，产量最大，且压降一致。跟对跟和跟对趾的情况差异不明显。

这两个例子展示了简单油藏模型不但能帮助油藏工程师更好的了解油藏实例也能帮助他们制定完井策略。

油藏	A	B	C
网格单元	180,072	109,200	880,000
有效网格单元	122,666	44,033	388,500
模拟年数	55	46	52
井数	850	60	22
串行运行时间	48 小时	8 小时	119 小时
处理器	IBM RS/6000	IBM RS/6000	PC
并行运行时间	8 小时	2 小时	62 小时
并行节点数	8	4	2
提速	6 倍	4 倍	1.9 倍

▲ 委内瑞拉油藏中应用是速度提高。在 C 油藏（稠油油藏）的一个大型随即模型中，速度被提高了 1.9 倍。

并行处理在委内瑞拉的应用

现在大多数油藏模型有上百万个网格块，并把尽可能多的地质数据包含在里面。相比十几年前网格数增加了很多，这就需要更多的时间去处理。以往几十年的生产数据和成百口井加入模型中使模型更为复杂，需要更多的处理时间。

一台计算机用一晚上是不可能处理如此巨大的模型的。只有将模型分成几块，用几个处理器同时处理。VIP 模拟软件和 ECLIPSE 模拟软件都是用这种方式来工作的。

理想状态下，多一倍的处理器就能节约一半的时间。但由于无效处理也会同时增多以及处理器间的通信需要时间，实际的处理速度没有那么多高。

只有在所有并行处理器都完成了前一项工作，它们才能做下一个。所以如何拆分任务使处理器能尽可能的被利用对提高处理速度是非常必要的。

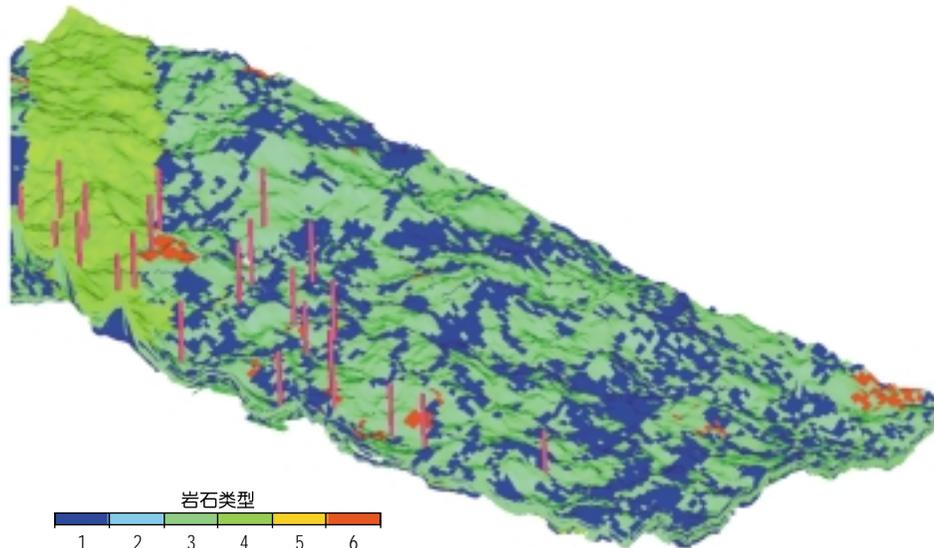
当处理被拆分的任务时，处理器之间要相互通信。这包括被不同处理器处理的相邻网格块的流动和压力信息以及用不同处理器处理的地面设施和井的信息。按照自然边界来拆分任务，能减少通信时间。例如沿同一条大断裂流动的流体应该用同一个处理器处理。

为了找出最佳处理器配置以及最相似和的 CPU 速度和内存大小，委内瑞拉国家石油公司（PDVSA）研究了并行处理提速的问题。1998 年，PDVSA 初期研究表明四个处理器处理一个任务所花的时间是一个处理器的一半。但处理器是在一个很老的 UNIX 网络上，通过一个较慢的数据总线（一种计算机的通信连接）来进行内部通信的。PDVSA 的工程师们相信新机器一定会有更快的速度。这项效率研究在新的更快的 IBM RS/6000 上进行时，应用的是 IBM 的 LoadLeveler 加载管理软件。

LoadLeveler 软件使并行节点工作起来象同一台机器。它管理所有的工作——串行或并行，并且给空闲的处理器分配新的任务。如果一个任务所需的节点比现在空闲节点要多，管理软件可以将它先存储起来直到有足够的节点能投入工作。一旦油藏模拟开始运行 CPU 将对每一种可能的运行进行比较，从而不间断的工作。这项效率研究表明八个处理器可以使速度提高 6 倍。四个处理器可以使速度提高 4 倍。

自从 1998 年的研究以来，PC 处理器的速度已经有了很大提高。斯伦贝谢用两台 Windows NT 操作系统的 PC 运行并行 ECLIPSE 软件对东委内瑞拉盆地的稠油油藏做了评价。这个油藏主要由前三角洲泥和河口坝组成，偶尔被河道覆盖和切割。油田部分是主河道杂岩组成，该河道可能已经流入三角洲内部。为了符合地质条件的不确定性，根据相和地层特征，进行了随机模拟。

在这个稠油油藏中，水的流动性大约是油的 50 倍，因此水不可能成片的驱油，只能是成指状或窄道穿过油层。数字化横剖面及扇形模型都显示需要更高的垂向分辨率才能准确模拟这个驱替过程。模拟使用了更细的网格，垂向可分辨 1-3 英尺（0.3-1m）厚的小层。为了保持地质特征的非均质性，在随机模拟中网格块是等大的（边长 50m）。这个数字模型中共有 880,000 网格单元。两个节点的 PC 系统用 Windows NT 操作系统运行模拟过程耗费了 62 个小时。相比于一台 PC 的 119 小时，两个节点的速度是它的 1.9 倍。



▲ 一个委内瑞拉油藏的随机模型。在这个稠油油藏模型中需要利用较薄的层来研究水流，较细的网格来研究复杂的地质情况。该模型细化后有 880,000 个网格。彩条表示 6 种不同渗透率和毛细管特性的网格块岩石类型。

用较大的网格（边长 150m）对这个油藏进行第二次模拟。这次仅有 94,080 个网格块（上图）。只要计算机的速度足够快，即使这么小的网格块也能进行全球历史拟合。在一个有 1G 内存和 900Hz 的 CPU 的 PC 上，模拟花了大约 6 个小时。在同样条件下，用双处理器的并行 ECLIPSE 处理只用 3 个小时。几乎能达到增加一倍速度这样一个理想状态。

模拟复杂流体活动

ECLIPSE 模拟软件曾被用于模拟中东的碳酸盐油藏。这个油藏是前缘斜坡沉积环境，向南油藏增厚且物性变好。由于海平面旋回升降造成多孔和致密碳酸盐岩相互叠置。从测井曲线上能看得很清楚。这个油田被分为北部的低渗区和南部的高渗区（下一页）。北部被作为样本区，地质储量有 17 亿桶（2.7 亿 m³）。南部（或称外围区）地质储量有 34 亿桶

（5.4 亿 m³）。

阿布扎比公司的陆上公司（ADCO）从 1962 年一发现该油田就进行开采，但直到 1986 年才开始有较高的产量。从 1974 年油田开始外围注水。八十年代后期，外围区的最大产油量是 13000B/D（2000m³/d）。1996 年在北部物性较差地区进行了 12 次注气，使它在 1999 年和 2000 年出现了几乎相同的产油量峰值，而外围区维持 3000B/D 的产油量。

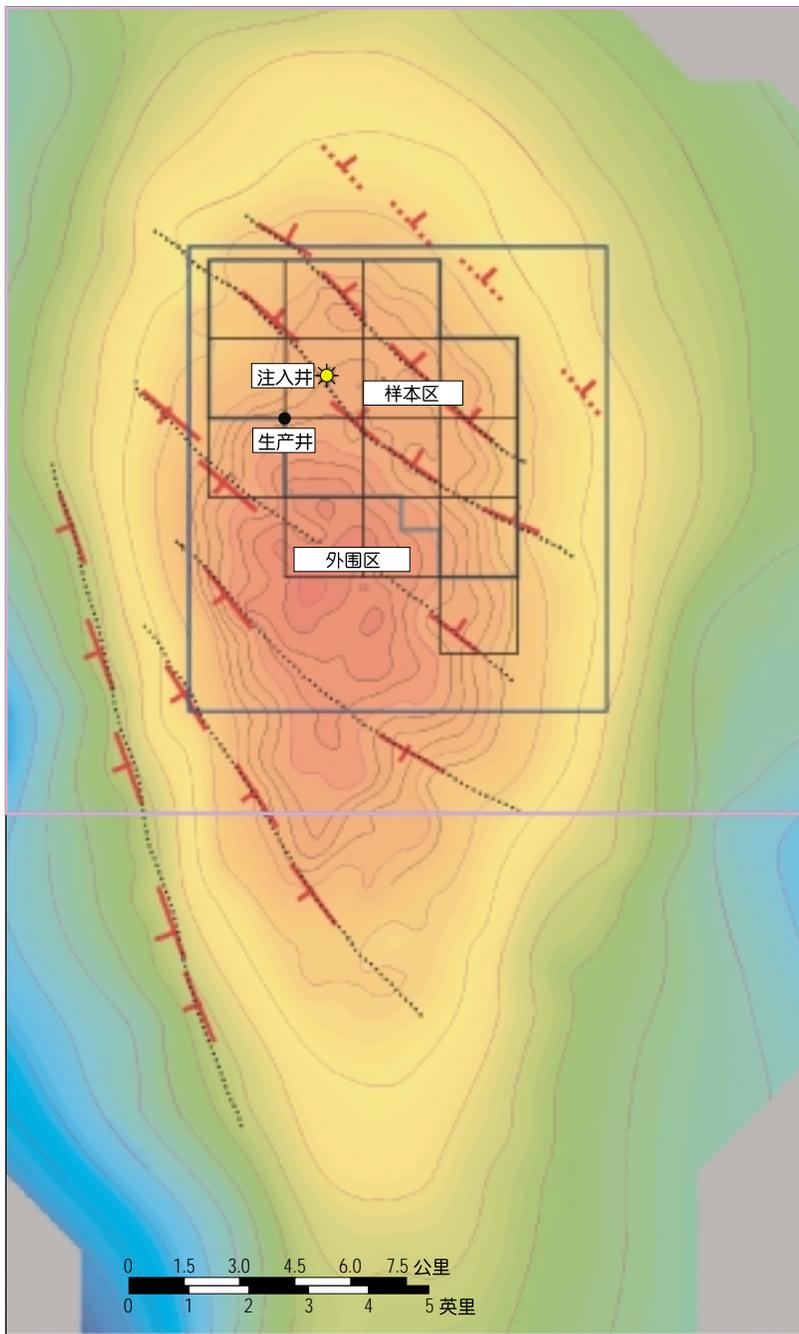
ADCO 对两个产油区开展了研究，以确定未来的开采方案。他们最关心三件事：一是由于注气井的位置不同造成不均一注气，这使样本区和外围区之间存在压力差，导致原油向南长距离迁移。在样本区渗透层和非渗透层相互叠置使流体的驱替过程非常复杂。

二是生产井附近的压降太大。这可能导致井附近的液态烃转变成气态，使储层相对油流的渗透率下降，从而导致生产率下降。最后一个是北部样本区较

差的油藏物性降低了生产率和注水能力。ADCO 希望通过新的油藏枯竭计划来改变这几种状况。

为了注气能溶解在油里，ADCO 打算注入混相气。原油成分的变化将导致其性质发生变化，其中包括密度和粘度。因此，油藏工程师使用了能模拟成分变化的 ECLIPSE300 模拟软件。（见 44 页“构建拟流体”）

为了说明油藏的垂向非均质性，两个区需要 37 层。每一个网格由 55 × 45 个水平块组成。每一格的边长是 500m（1640 英尺）。这足够覆盖整个油田，但在油田中部井与井之间没有适当数目的网格块。必须以几个网格块为一个区来确定注入井和生产井间的饱和度梯度。



碳酸盐油田构造图。红色表示已知断层。大紫色方框划定的为模拟区域。蓝色方框是网格局部细化部分。灰色方格是样本区，下边的是外围区。p井是生产井，i井是注入井。耦合空间和时间

解决的办法是将模型局部区域网格块细化。在中部南北向15个网格宽，东西向11个网格长的区域用边长为100m (328英尺)的网格单元重新划分，而模型边缘的网格较粗。在油田中部将网格

的连接处也进行细分，ADCO应用ECLIPSE300模拟软件的可调隐式方法或AIM来进行模拟(见下页)。

这个模型大约有238,000个网格单元。这对中东的油田来说是最大的一

个。有如此多的网格块的模型运行起来特别慢，尤其是流体组分还是变化的。因此，ADCO为了增加模拟速度，用了12个并行处理器。

耦合空间和时间

油藏模拟的目的就是随着时间流逝来改善油藏的状态。油藏的状态主要受外部变化（采油）和内部变化（流体相变）的影响。油藏属性以矩阵的形式储存在计算机中，各种属性相结合来定义模型中的网格块。当其中一个网格块发生变化，将影响它周围的网格块。这就象用吸管吸刨冰里的水，在一个地方吮吸四周的水都会流过来。

油藏模型的变量包括气、油、水的饱和度和压力——物质既不能被创造也不会消失——和力平衡原理来定义方程。其本质就是牛顿第二定律 $F=ma$ ，只不过力是以压力的形式出现。这些方程都是偏微分方程，用解析法无法得到它们的解。因此，把它们按照网格来分成表征网格块之间差异的方程组。^[1] 模型系统总是在不断的寻求平衡。但因为流体流动不是瞬时的，所以在模型中时间作为一个影响因素必须被考虑。模拟过程中时间也被分成不连续的几段。

模拟软件从每个网格块中提取各种条件，按步骤及时进行数学运算，然后给出这些条件的解。以前有很多不同的程序被试用过，现在最常用的两种方法是全隐式（fully implicit）和 IMPES——隐式压力，显式饱和度。全隐式模型在一个时间步长结束时，对压力和饱和度求解。而 IMPES 是用时间步长开始时的饱和度值求时间步长结束时的压力值。两种方法各有优劣。现在主要的商用模拟软件都选用其中之一。

因为流体饱和度是在矩阵计算中被求得的，所以 IMPES 的运算速度较快。模拟软件将迭代计算很多次直到网格块压力有一个相容的解。但是，如果饱和度在时间步长内变化很快（IMPES 方法假设饱和度在时间步长内是不变的），求解也许非常困难。模型只能用缩短时间步长长度来解决这个问题，但这样时间步长的数目就会增加，或者解不收敛。

全隐式法更稳定。饱和度与压力可以同时获得，因此时间步长与时间步长间有差异就没有太大影响。它的时间步长能取得比 IMPES 的大。同时获得饱和度和压力的代价就要花费更多时间。当油藏特性变化很快，虽然每次迭代计算的时间较长，但全隐式法的模拟速度还是较快。

Landmark VIP 模拟软件集成了这两种方法供用户选择。一个网格可以分成两部分，用这两种方法分别计算。

ECLIPSE300 油藏模拟软件有一种功能叫 AIM，即自适应隐式方法。它是一种更灵活的方法。程序先检测油藏，如果油层特性变化较快，用 IMPES 可能不容易收敛，程序就用隐式法来处理这个任务。AIM 可以选择对两种方法都适合的最优时间步长。用户可以指定用隐式法处理的模型的最大百分比。如果这个比例超过 10%-20%，那么整个模型都用隐式法处理会更快。

1. Mattax CC: "Modeling Concepts," Mattax CC 和 Dalton RL 合写的油藏模拟 SPE 专题论文集 13 卷。美国得克萨斯 Richardson: 石油工程师协会, 1990。

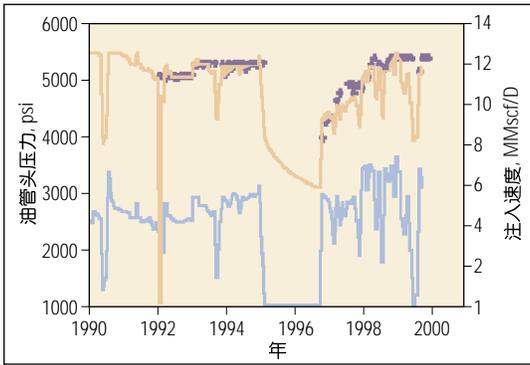
自从油田投产后，为了最优化历史拟合（模型输出值与生产数据相拟合），模型的参数已经被调整。原始数据包括生产井的油藏压力和注入井的油管头压力（[下一页](#)）。因为历史拟合较好，这使 ADCO 在评价未来的生产前景时有了更大的信心。

油藏研究研究给出的第一个建议是将油田北部样本区的 24 口垂直井（包括注入井和生产井）重新钻井，使之变成水平井。与以前的开发计划相比，这样就延长了油田的稳产期，并增加了最终开采量（[下一页，右上](#)）。由于地面设施的制约，样本区的的产液量被限制在 30000B/D（4800m³/d）。ECLIPSE 模拟软件把所有井归为一组，然后把这个产量限制应用到整个组。在自定义输入的基础上，为了在有限限制条件的情况下维持油田产量，模拟软件选择了一些井来封堵。ADCO 认为能成组控制模型，是模拟软件的一项重要性能。

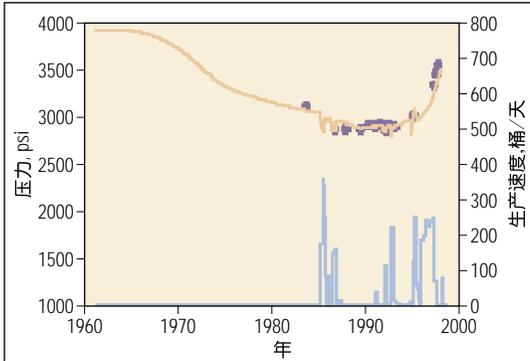
把垂直井改成水平井增加了样本区的产量，从而减少了原油向外围区迁移。虽然流入量或运移量迅速下降，但作业计划（business plan）模型显示仍有油流出样本区。模拟软件重新处理了这种滞后现象，增加了的液相流体饱和度，该饱和度由于样本区液体流向反转而下降。

通过对比油田进一步开发的生产数据与不同注入井模式，这项模拟研究将继续进行。除了评价注气以外，这项研究还对注水、水气交替注入以及水气混合注入进行评价。这超出了本文的论述范围，在此不再赘述。

注入井 I



生产井 P



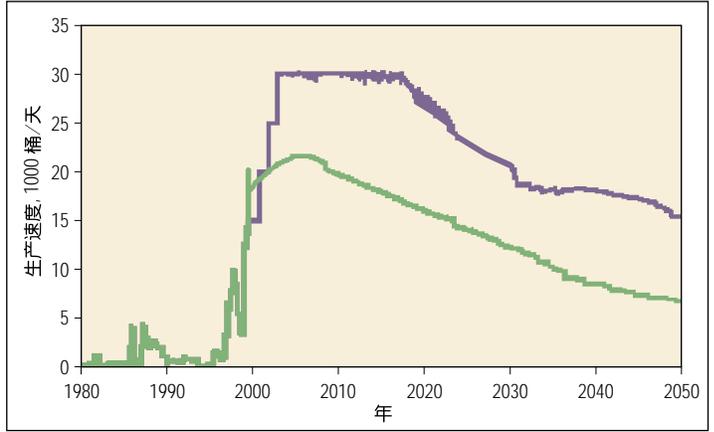
▲ 两口井的历史拟合。将模拟压力结果（橘红色）与生产数据（蓝点）拟合。生产数据包括注入井 I 的油管头压力（顶图）和生产井 P 的闭井压力（底图）。淡蓝色表示注入和生产流量，但没有拟合。

流线模拟

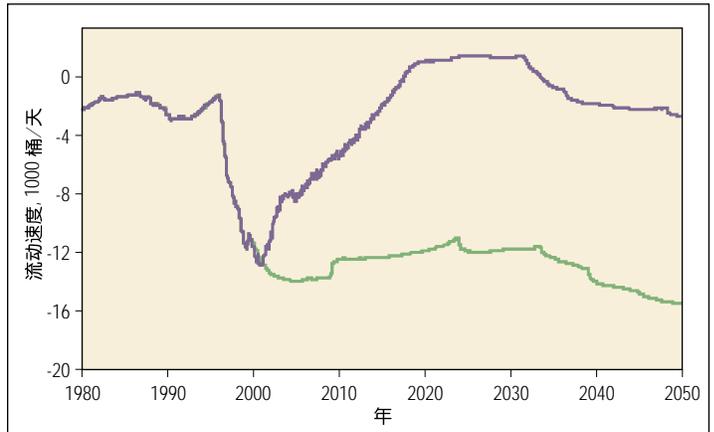
ECLIPSE 油藏模拟软件与其它模拟软件一样都使用了有限差分方法。由于虚拟油藏被分成了网格块状，所以饱和度前缘很难确定。一旦网格块的含水饱和度超过了最小可动饱和度（mobile saturation），那么流入邻近网格块的流体将包含一部分水。即使油藏里的水不可能从网格块的一边流向另一边，这种效应（被称为数值弥散）也会出现。油藏模拟人员通常运用拟函数（一种改变后的相对渗透率曲线）来推迟水从一个网格单元向另一个扩散。

流线是解决这个问题的方法之一。我们能见到最简单的流线是将染料加入流水中而形成的彩色迹线。更复杂一些的流线有墨西哥暖流——它把热带暖水沿美国东海岸带到北大西洋，以及急流——同温层或对流层中的高速气流等。

流体总是在能量场中流动。墨西哥暖流和急流都是很多力共同作用的结果。包括地球自转、大气和海洋中的热对流。重力、温度和成分差异引起的密度差以及压力差是驱动油藏中的流体流动的动力。就象地形图上的等高线和气象图上的等压线一样，在油藏图上也



▲ 水平井影响效果。把 24 口井转变成水平井后，与这个中东油田以前开采方式（绿色）相比，样本区的产量显著增加（蓝色）。在设备限制 30000B/D (4800m³/d) 的条件下，稳产期产量可达 2017B/D。这是油藏模拟软件将这个限制成组加给各井。



▲ 流入量下降。在样本区加入水平井后，与以前的开采方式（绿色）相比，从样本区流入外围区的原油量下降（蓝色）。有逆向流体流入样本区。

能画出一些连续的能量等值线(下图)。流体从高能等值面一端流向低能量的一端。在一个油藏中可能有以下几种驱动力:重力、地温梯度、盆地内不同的埋藏率以及流体注入和开采。流线方向总是与驱动力等值线垂直。

流线是一种数学实体——在一个给定的压力场中是无限多的。但把这个概念应用于解决实际流动问题时,我们认为,流线的数量是有限的。沿同一条流线流动的流体认为是同一股流体。这种情况可以被扩展成三维。在三维条件下流线就变成了流管,并且同时定义了液体流动的体积。

因为流体不能从一条流线流向另一条,所以认为沿流线流动的流体是独立的。这就从本质上将需要由有限差分模拟软件处理的有复杂关系的流动和物质

守恒拆分开了。一个问题可以被分成一系列独立的准一维的流动区域来处理。这就避免了数值弥散问题并且能准确定义注水前缘。另外还能确定生产井中流体的源头——看它是从注入井来,还是从底部或边部驱动含水层来,亦或是从油柱来的。流线还能鉴别被忽视的油区以及注入效率不高的井。例如经过持续注气注水但还是没有驱走剩余油的井。

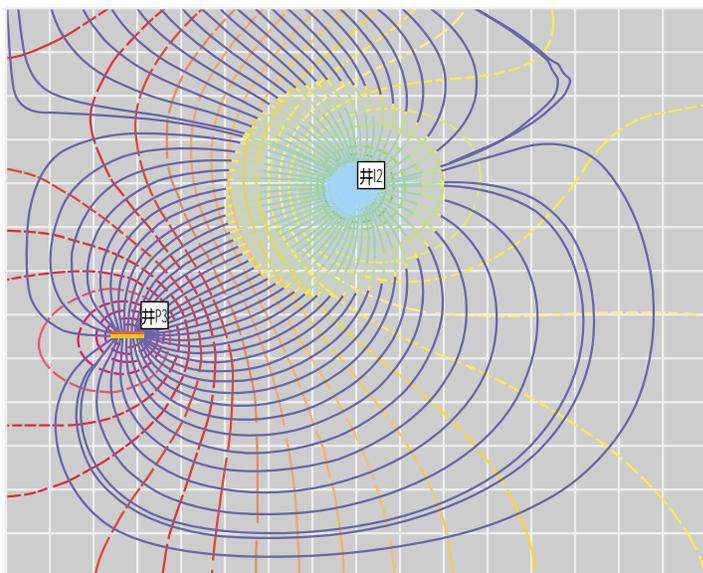
流线模拟软件并不能完全替代其它模拟软件。当条件变化较快时,流线模拟软件常常无法得到正确的结果或得不到一个收敛的解。流线模拟软件在对压力场求解时,忽略了重力和地温的影响。这种求解方案假设压力变化得很慢,所以它适合于压力变化不大的情况。另外,如果由注入井和生产井引起压力显著变化,则流线模型必须进行历

史拟和。流线模拟软件也忽略了毛细管力。

另一方面,流线模拟软件的速度非常快。在有限差分模拟软件中时间步长的长度是严格限定的,如果网格单元尺寸减小,数目增多,则执行一步所需的CPU时间就越长。流线模拟软件没有时间步长限制,如果需要可以增大时间步长,因此,流线模拟软件可以处理有很多井的大型模型或大型地质模型。如果用有限差分模拟软件来做,所需的时间就太长了。

FrontSim流线模拟软件能用相同的网格和属性配置(如孔隙度和渗透率)来做一个ECLIPSE油藏模型。任何基础地质模型的变化都能立即从一个模拟软件传到另一个上。

在大多数情况下,油田地质模型要比油藏模型更为详细。在做油藏模拟以前,这些地质模型常常被减少网格单元数目而简化了。在流线模型中这种简化是不必要的。它可以利用网格单元数目巨大的地质模型进行生产潜力评价。



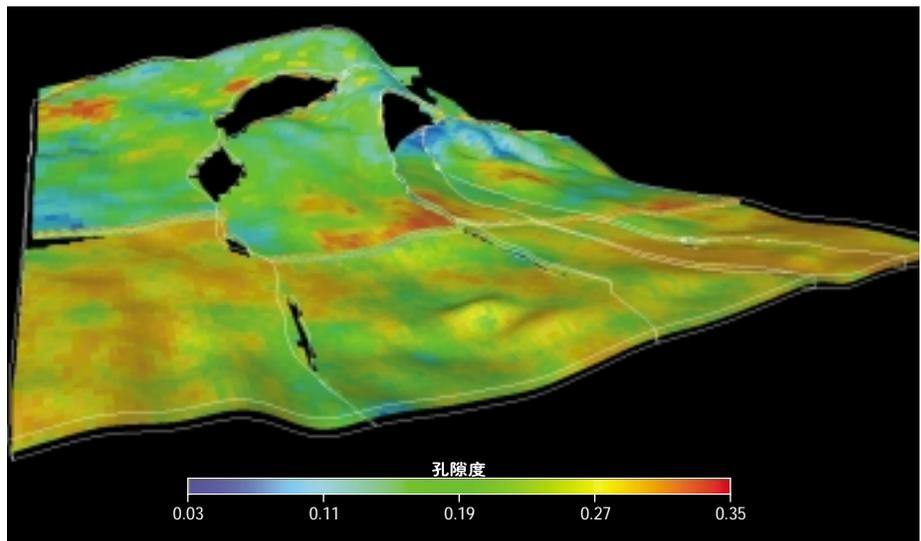
▲ 从注入井 12 到生产井 P3 的流线。对于一个恒温水平油藏,主要是压力驱动流体。围绕生产井等压线由高(黄色)到低(橘红色)下降。注入井—生产井影响存压力场,使压力从左至右逐渐降低。流线垂直于等压线。这层用颜色表示流出注入井的水流的减少比例(蓝色,绿色阴影然后是黄色)模型内大多数是油流(紫色)。底部的网格块(浅灰色)定义了油藏性质。

11. Idrobo EA, Choudhary MK 和 Datta-Gupta A: "Swept Volume Calculations and Ranking of Geostatistical Reservoir Models Using Streamline Simulation," 论文 SPE 62557, SPE/AAPG 西部会议,美国加利福尼亚 Long Beach, 2000 年 6 月 19-23 日。
12. Lolomari T, Bratvedt K, Crane M, Milliken WJ 和 Tyrie JJ: "The Use of Streamline Simulation in Reservoir Management: Methodology and Case Studies," 论文 63157E SPE 年度技术会议与展览,美国得克萨斯达拉斯, 2000 年 10 月 1-4 日。
13. Lolomari 等参见参考文献 12。
14. Grinestaff GH 和 Caffrey DJ: "Waterflood Management: A Case Study of the Northwest Fault Block Area of Prudhoe Bay, Alaska, Using Streamline Simulation and Traditional Waterflood Analysis," SPE 论文 63152, SPE 年度技术会议与展览,美国得克萨斯达拉斯, 2000 年 10 月 1-4 日。

流线模拟软件的速度使它能对一个油藏多种地质统计结果进行归类和排序。在处理多个实例后,该模拟软件能对其中具有高、中、低采收率实例进行进一步评价。^[11]这能提高远景油藏经济评价的效率。

斯伦贝谢公司用FrontSim流线模拟软件模拟了墨西哥湾砂岩油田构造复杂的三维断裂地质模型。模拟中根据相关地震属性为网格单元特性赋值。同时根据渗透率与孔隙度的关系为其赋值。又用FloGrid软件创建一个与FrontSim模型相同维数的地质模型。这个模型包括12口生产井和2口注入井。处理这个上百万个网格单元的FrontSim模型用了六个小时,这比有限差分模拟软件要快的多。^[12]

这个模型又被重新划分网格。将它转变成具有120,000个网格单元和调和平均渗透率和孔隙度,能用有限差分模拟软件处理的模型。(右图)然后用有限差分模拟软件处理这个较小的模型。模拟生产九年后,流线模型与有限差分模型的压力相差1psi,而这时的模型压力是5200psi(35.8Mpa)。模型产油的含水量相差仅0.1%。^[13]两个模型的结果非



▲ 流线模拟软件生成的具有两种网格规格的墨西哥湾砂岩油藏模型 图形前部是具有50万个网格单元的实例,后部被简化成6万个网格单元。图中给出了两者的不同。颜色表示孔隙度。

常一致,这也证明了减少网格数这种方法的可行性。

对 Prudhoe 湾油田的油流进行模拟

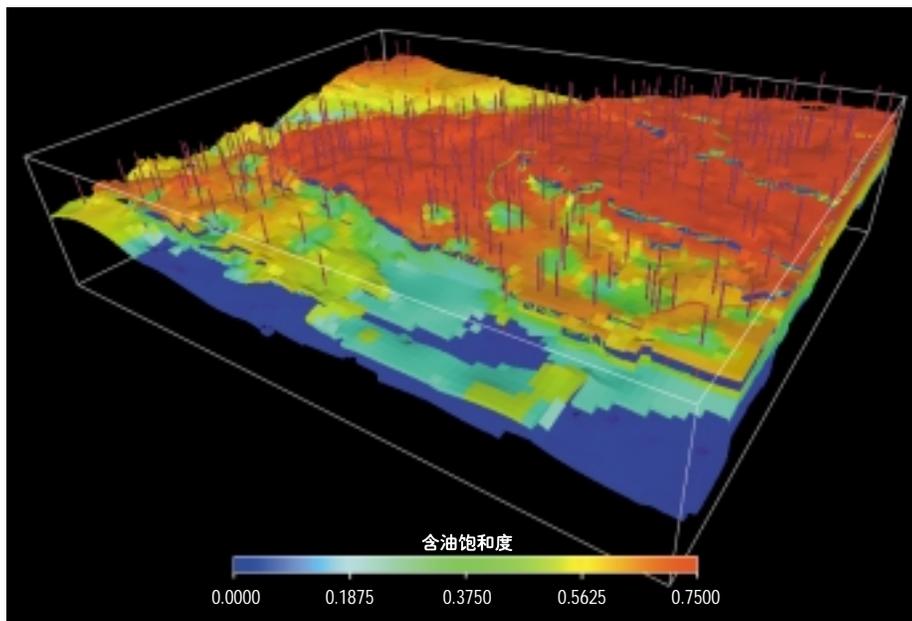
有些油田用有限差分模拟软件很难处理。巨大的油藏需要成百万个网格定义断层以及其它复杂的地质情况。水驱

和气驱引起的注入水前缘的活动需要密切监视。许多生产井和注入井的历史需要拟合。处理这样的模型所花的时间也许就会超过公司的预算,并且让油藏工程师失去耐心。

Prudhoe 湾油田位于美国阿拉斯加的北斜坡。它就是这样一个大油田,给BP公司带来了如上面提到的问题。该油田有23年开采史,原油地质储量260亿桶(40亿立方米),并且在水淹区已经进行了注水和水、气交替注入。模拟该油藏的1000多口井是非常困难的。

在 Prudhoe 湾油田西北部断块(NWFB)区,一个有限差分模拟软件处理的有200,000个网格块的模型10个月后不得不放弃,因为它无法完成200口井的详细历史拟合(左图)。操作人员决定使用FrontSim流线模拟。^[14]这样,复杂的地质情况就不用简化,可以包含大量的井以及充分覆盖油藏的网格块。一个人用FrontSim流线模拟拟和NWFB复杂的生产史只用了六个月。

(下接46页)



▲ Prudhoe 湾油田西北部断块(NWFB) NWFB的FrontSim模型显示了2001年的含油饱和度。模型中的有些井已经停产。

构建拟流体

最简单的油藏模型可以只用一种流体。尽管单一流体模型能描述含水层，但对于有三种流动相（气、油和水）的油藏就不适合了。三组分模型（又被称为黑油模型）实际上是一个含水相和烃相的简单二组分模型，因为气能溶解在油中或从油中析出。气和油的特性已经被确定，例如其密度和粘度。气、油相的行为常被作为一个二元体系来对待。这就意味着任何从油转化成的气和游离气顶都是同一种组分。唯一的变量是有多少气溶解在油里。

但是，油藏中的气并不是单一组分，而是由很多组分组成的混合物，如甲烷、乙烷、丙烷和丁烷等。每一种组分在气相中

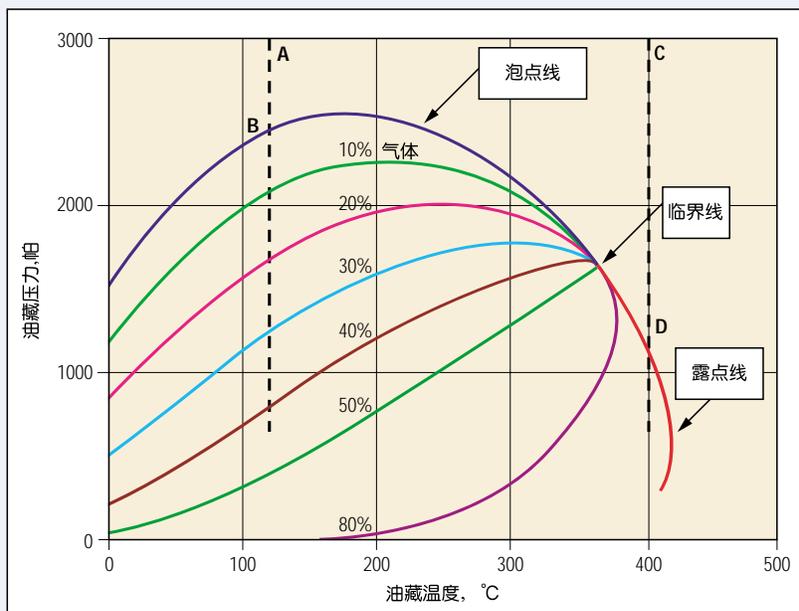
所占比例都是由混合物的压力-体积-温度（PVT）关系来决定和。^[1]所以我们要明确区分组分（如戊烷）与相（如气相）这两个概念。

水在大气压下有一种简单的相变关系。从固态变为液态再到气态——也就是从冰到水再到水蒸气。当温度达到冰点时水就开始变成冰。在这个温度下冰水两相共存。我们能说出任何时候两相所占的百分比。但无论是固态冰还是液态水都是 H_2O 。

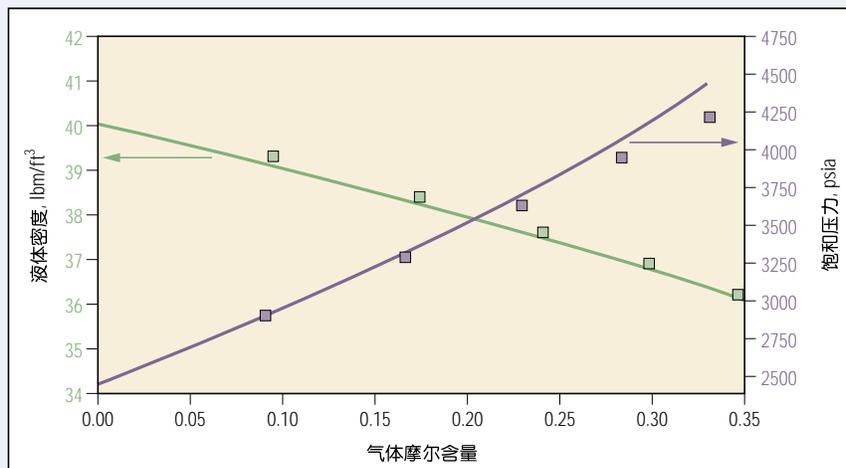
在二元体系中（如丙烷（ C_3H_8 ）和十六烷（ $C_{16}H_{34}$ ）），情况就变得复杂了。例如在油藏温度和压力下，这个二元体系可以都是气，也可以都是液态，也可以是气液混相。

在刚才这种情况里，不仅气相和液相所占百分比与环境条件有关，而且每个相态的丙烷和十六烷数量也会随环境变化。假设二元体系初始为气态，且压力下降。当压力下降到一定值时，就会出现液体滴，这个值被称为露点。开始阶段生成的液体滴中十六烷占优势，当压力继续下降两种组分都会从气态变成液态。当气向液转变的最后阶段，较轻的组分——丙烷占优势。到最后两种组分的液态混合比与最初气态时相同。

1. 烃类流体性质的完整表述: Muskat M: “烃类流体的物理性质和行为” 来自 Muskat M: “石油生产的物理原则”, 美国马萨诸塞州波士顿: JHRDC, 1981。



烃类的相包络线。相包络线以泡点线和露点线为界，两条曲线的交点是临界点。在A点的温度和压力下，流体都是液相。由于压力损耗，在B点，气泡开始形成。随着压力损耗持续增加，体系内游离气体所占比例增加，虚线AB穿过恒定组分曲线。当温度较高，例如（C点）随着压力损耗，虚线CD与露点曲线相交于D。从D点开始气体开始转变成液相。气液恒定比例曲线相交于临界点。如果沿着B-A-C-D路径，首先增加压力，然后增加温度，最后降低压力，流体能直接从液相转变成气相而不过两相共存的阶段。



▲ 状态方程模拟. 通过对比实验室测试 (块) 数据与拟组分模型输出数据 (线), 调整描述拟组分的参数。烃类流体的密度 (绿色) 和饱和压力 (紫色) 是气体组成的函数。

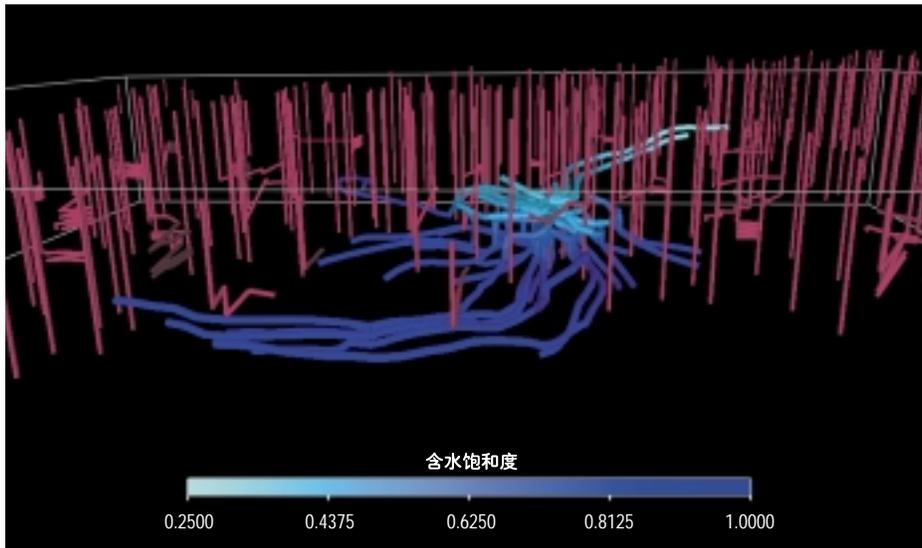
油藏中的烃类是多种组分的混合物, 这些组分的碳原子数从一到四十不等甚至更多。它的相图与两相体系是相同的, 只是各相态中的组分更多。中东某油田的油层油相图 (见前页) 给我们展示了相变的一些重要性质。在一定体积下, 随着压力和温度变化, 流体从相图外的单相转变成相图内的两相。所谓泡点是当压力下降到液体开始汽化时的值。在泡点以上, 流体是液态。所谓露点是当压力下降到气体开始液化时的值。在露点曲线以上, 流体为气态。泡点曲线与露点曲线的交点是临界点。相图上恒定组分曲线都交于临界点。在临界点气相和液相的强度性质 (如密度) 相同。在邻近临界点的区域, 很小的压力或温度变化, 将引起很大的相成分变化。

流体成分确定了相包络线的形状, 以及包络线上临界点的位置和恒定组分曲线的位置。因为烃类包括超过 40 种组分, 模拟所有组分的性状的工作量将非常巨大。所以, 构建或创造拟组分的概念被提出。一般是将所有比已烷重的组分归入 C7+ 拟组分。较轻的组分再被分为两个或三个组。一些工具能协助定义拟组分。例如 PVTi 软件。流体物理性质由一个状态方程来描述。需要用到拟组分时, 所有这些归并组要被输入方程的值都要被设定。一般用室内测试来确定流体性质。测试包括恒定组分膨胀测试, 分离测试和油膨胀测试。利用测试数据来调整状态方程, 然后再把这些方程应用到组分模型中 (上图)。

只要气相组分没有达到临界点, 黑油模型的效果就比较好。油藏工程师必须确定组分变化对流体性质有多大影响, 以及最终是否会影响到油田采油效益。

组分模型可能需要以下条件:

- 气体条带造成的注气油藏;
- 因为注入气溶解在油中, 形成的混合驱动油藏
- 二氧化碳加上油溶性和水溶性气体形成的气体驱动油藏
- 具有因重力分异引起的具有不同成分梯度的巨厚油藏
- 流体组分水平变化的油藏
- 处于临界点附近的油藏
- 高压、高温油藏。



▲ 流入水流的来源. 从 1983 年开始的时间步长内, 通向单井的流管显示了从含水层 (深蓝) 的水流与从上覆层 (淡蓝色) 来的水和油之间的区别。流管显示许多水在被采出以前流经了很多井 (红紫色)。

操作人员为了弄清楚注入井和生产井之间的关系, 对注水进行调配和管理。用NWFB模型进行的井间检测能鉴别油藏中的水是来自于含水层还是注水井 (上图)。在详细分析以后, BP 调整了注水方案。其中包括重新钻井和调整注水井位置。调整以后流型更为区域化, 注水量下降了 40%。(下一页)

BP 在 Prudhoe 湾油田所有的注水地区都使用了 FrontSim 油藏模型。他们认为该模型是日常油藏管理的重要工具。这个模型运行时间是一到两个小时。BP 用它来确定新注水井井位以及预测增产的采油量。

油藏终生管理

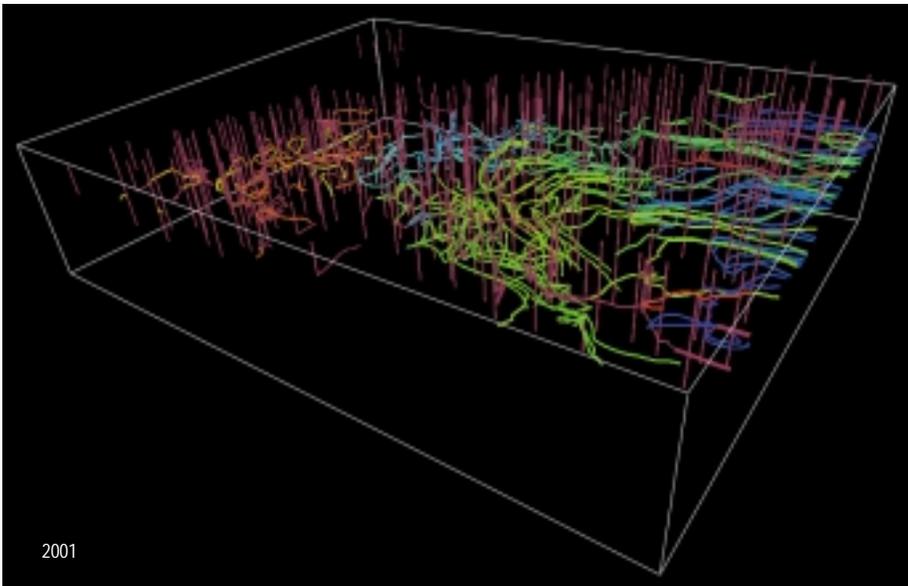
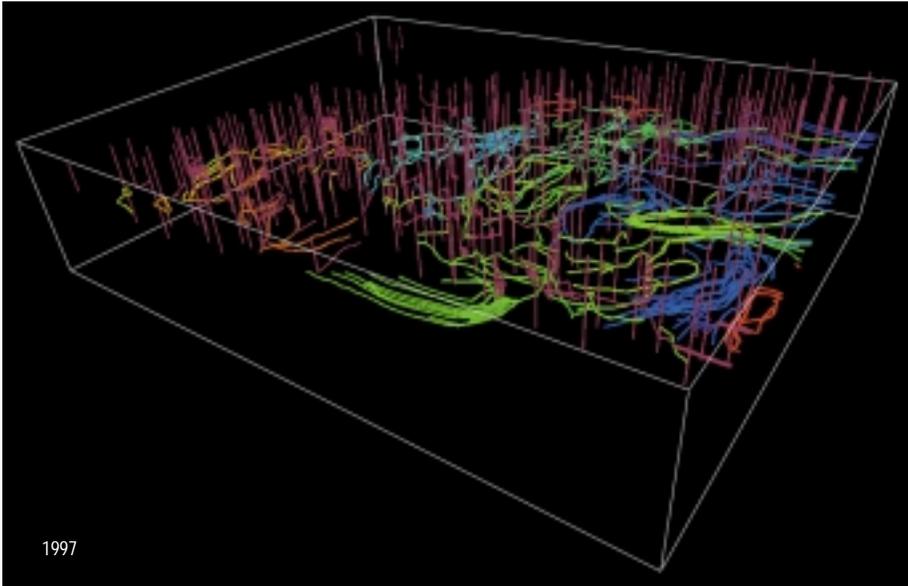
石油价格波动驱使油藏管理向两个极端发展。一些成熟产区希望以最小的资金投入和工程量来获得尽可能多的油气。他们总是寻求最简单的工程方案。虽然油藏模拟不可能象“白纸黑字”一样简单明了, 但用户希望它有更加直观的用户界面。因此, 如果要想成功, 未来的计算机程序必须具有智能化功能, 即使是新手也能很快学会用它来工作。

另一边是一些正处在勘探和开发初期的大油田。这里有大量的资金以保证高质量的施工。软件开发人员不断开发新的算法和改进内部设计以满足处理更多网格块、更复杂、要求更快速度的任务的迫切需要。

并行处理在这几年是可选择的方法之一, 以后它将成为基本方法, 特别是对有几百万个网格块的大型模型只能用它来处理。为了实现这一点, 就需要提高处理器间的通信能力以及更好的模型逻辑分区工具。逻辑分区使程序更容易控制。

要提高自动化程度, 模拟软件主要面临两项主要任务。其一是, 用户现在必须自己设计网格。如果与地质模型直接自动连接而且能提高从地质模型向油藏模型网格块输入的速度, 设计网格将会很容易。两种模型互相连接有利于地质学家利用油藏模型对勘探远景进行评价。

其二是, 模拟软件必须拟和油田生产历史。自动拟和还不太现实, 但可以



1997年和2001年的模拟结果 主要的变化是注入计划。含油面积外伸入的流管，例如前景上的绿色长管（上图）。后来，模型预测显示流体依然在含油面积内（下图）。用颜色将不同注入来源的流管区分开，流管的长度表示三年来流体运移的距离。

优化程序使用户能把更多的精力放在识别那些对运算求解影响最大的变量上。工程评价依然扮演重要角色。历史拟合程序的优化将促使模拟软件算法革命性的变革。

上面的讨论主要涉及用户界面人性化以及模型内部运行方式的变革。随着模拟技术不断进步，其它一些学科也可以利用油藏模拟软件。例如现在已经出现的 Weltest 2000 为试井提供的数字化工具，以及 ECLIPSE 的 MSW 组件可以帮助完井工程师评价多分支井和智能井下控制设备。

人们正在努力提高近井地区的模拟技术。模型中井位布置有了更大的灵活性，未来将有助于优化井位选择。井位选择的精度将不再是网格级的，而能精确到几米范围之内。油藏工程师和地质学家将对断层、裂缝、砂或泥透镜体和区域地层尖灭的影响进行评价，并且引用一些地质实例和井眼与注水前缘间的关系。

今天，油藏模拟软件只包括简单的地层应力，并且是用岩石机械模型来模拟应力变化。以后，将会出现同时处理流体和地层应力的模拟软件。为了保证准确评价油藏能量，对强烈挤压和下沉的油藏需要整体模拟。由挤压引起的渗透率变大或变小必然与应力变化有关。为了数字化控制压裂和出砂，以后更多的生产实践将会被包括在模型中作为模块。以后，钻头与地层关系将成为模型的标准配置，来说明钻头对地层的污染，钻井液侵入，以及爆发和井壁坍塌。

直到几年以前，天文学家和天体物理学家还不能探测环绕其它恒星的行星。但他们改进了观测技术和行星体系模型。现在每过几个月就有一些新的行星被发现。对我们这个行业，用一个程序就能对油藏建模是一个遥远的梦想，但只要我们心存梦想，这个梦想就会在不远的将来得以实现。

— MAA

(翻译：赵洪文；审校：周晓东)