

天然裂缝油藏模拟的发展及其应用实例

R. H. Dean, L. L. Lo
ARCO Exploration and Technology Co.

谢兴礼 译
唐养吾 校

摘 要

本文描述了天然裂缝油藏三维三相黑油模型的发展和应用。其程序为全隐式，可以进行单孔隙度、双孔隙度或双渗透率的计算。

将双渗透率方程与单孔隙度和双孔隙度方程进行了比较。示范性的模拟计算说明了三种方法之间的差别。单孔隙度的采收率比双重介质的采收率高得多。双渗透率的一次枯竭采收率与双孔隙度的相应采收率十分相近。而双渗透率的水驱采收率则显著高于双孔隙度的水驱采收率。

细网格、单块基质模型的研究说明了基质与裂缝系统之间的相互作用。将这些细网格的模拟结果与单网块双孔隙度的计算结果进行比较，获得双孔隙度井网模拟的拟函数。为了计算流体在基质和裂缝两个系统中的分布，建立了这两个系统的拟毛管压力。然后将具有拟毛管压力的双孔隙度模拟结果与标准双孔隙度和标准双渗透率的模拟结果进行了对比。

绪 言

在最近三十多年中，为了搞清裂缝油藏中出现的物理过程并将此过程转换为可供油藏分析的合适数学模型，人们作出了巨大的努力。天然裂缝油藏可能包含许多穿过油藏不同区域的裂缝，在断层或褶皱附近裂缝的密集度很高。裂缝是油藏流体的高导流能力的流动通道，因而大大提高了油藏的有效渗透率，使之远远超出岩石的基质渗透率。裂缝容积通常是很小的，因此，多孔的岩石基质是主要的供油油源。

裂缝系统的油藏力学明显地不同于单孔隙度系统的油藏力学。除了基质的孔隙度和渗透率之外，人们还必须考虑裂缝的孔隙度和渗透率以及控制两系统间流量交换的一些因素。裂缝有效渗透率可通过不稳定试井来确定，不过，要弄清裂缝孔隙度和基质块的几何形状是很困难的。

裂缝系统的流体生产机理是很复杂的。流体的膨胀将烃类从高孔隙度的基质中驱入小容积的裂缝内，而重力和毛管力可以增加或阻止烃类从基质系统中采出。在流体注入过程中，注入的流体可以很容易地绕过低渗透的基质系统，而沿着高渗透裂缝到达生产井。如果基质中的烃类为注入的流体所置换，那么，重力和毛管压力在注入过程中必定起着主要作用。

若干作者研究过流体通过非孔隙岩石的裂缝网络^[1,2]。他们指出,在某一区域内,裂缝在能够起到等效孔隙介质的作用之前,该区域内必须存在着许多相互连通的裂缝。这里我们假定有许多连通性很好的裂缝,并且裂缝网络起着某种等效孔隙介质的作用。

1960年, Barenblatt等人^[3]为了模拟天然裂缝系统,提出了一个双重介质方法。裂缝和基质在整个油藏中都作为独立的连续介质来对待。油藏中的每一点都包含裂缝的压力和饱和度,还包含基质的压力和饱和度。流体可以通过裂缝连续介质和基质连续介质。两种连续介质通过一个建立在基质和裂缝之间压差基础上的交换项联系起来。这个基本公式与本文后面所讨论的双渗透率方法等效。

通常给定裂缝系统以高有效渗透率和低有效孔隙度,而基质则赋予以低渗透率和高孔隙度。在一个包含着裂缝和基质的体积内,求取裂缝系统的局部性质的平均值,从而求得其有效性质。在许多情况下,有可能忽略流过基质系统的流体流量。于是,其数学表示就成为双孔隙度方法。

单孔隙度的模拟已实现多年了,随着高性能计算机的出现和计算费用降低,模拟天然裂缝油藏正在成为可能。数值模拟使人们有可能对复杂的油藏系统进行估价并作出动态预报,而不必局限于假设寻求解析解。Kazemi等人^[4]以及Rossen^[5]分别于1976年和1977年提供了模拟流体在天然裂缝油藏中流动的模拟软件。从此,天然裂缝油藏的数值模拟便日益受到重视。

基质—裂缝之间的交换机理是天然裂缝油藏模拟的一个重要组成部分。为了更好地了解其开采机理,许多作者研究了基质—裂缝之间的相互作用^[6,7,8]。Reiss^[9]和Van Golf-Racht^[10]为了弄清基质块的采油速度和最终采收率,相当详细地分析了基质和裂缝系统内流体的分异作用。若干作者对流体在基质单块内的流动机理进行了广泛的实验研究^[11,12,13]。

流体在基质和裂缝之间进行交换时,流体通过基质块进入裂缝系统,从而引起整个基质块内的饱和度和压力剖面出现不均匀分布。毛管力产生的剖面是从基质块的中心径向地向外变化,而重力产生的剖面则在垂向上变化。Saidi^[14]将每个基质块再细分成圆柱体网块并模拟饱和度和压力剖面的立体变化,从而算出了饱和度和压力的径向和垂向变化。Pruesses和Narasimham^[15]利用多路反应连续介质网格(MINC-multiple interacting continua grid)模拟了放射状剖面。MINC是围绕基质块中心以对称方式离散化的。

用Saidi, Pruess和Narasimham等人提出的方法,模拟了具有已知几何形状的基质块,而且这个方法要求每个基质块具有若干个压力和饱和度值。在本文中,我们按照Barenblatt等人的双重介质方法^[3]对每个网块给定一组基质压力和饱和度,并且在讨论单块模型研究以前,我们不局限于某一给定的基质块的几何形状。虽然每个网块实际上可能包含许多基质块,如图1所示,但基质和裂缝的饱和度及压力在每个网块(类似于Kazemi^[18]等人^[4], Chen^[16], Thomas等人^[17], Gilman和Kazemi^[18]和Blaskovich等人^[19]的网格块)内都认为是常数。为了计算某些非均匀特性,产生了拟毛管压力。

本文对比了一个160英亩(0.65平方公里)井组的单孔隙度、双孔隙度和双渗透率的一次枯竭开采和注水开采的模拟结果,对比时使用了实验室毛管压力曲线。然后对被油—气和油—水系统所包围的基质块进行单块模拟研究,从而获得拟毛管压力,可供双孔隙度井网研究之用。最后,利用这些拟函数进行一次枯竭和注水的井网研究,并且将由此得到的结果与使用原始实验室曲线作出的预测进行比较。

方 程

双渗透率方程是单孔隙度方程的直接推广。图 2 描述了流体在单孔隙度、双孔隙度和双渗透率系统中的一维流动。在图 2 中,一维双渗透率系统类似于二维单孔隙度系统。由于单孔隙度系统与双渗透率系统之间具有这种相似性,如果适当地选择第三维导流系数,就可利用任何三维单孔隙度程序来进行二维双渗透率计算。

有限差分形式的三相双渗透率方程为:

水/油裂缝方程

$$\begin{aligned} & \Delta[T_{\alpha f}(\Delta P_{\alpha f} - \gamma_{\alpha f}\Delta h)] + T_{\alpha}(P_{\alpha m} - P_{\alpha f}) \\ & + q_{\alpha f} = \frac{V_b}{\Delta t}\Delta t(\phi_f b_{\alpha f} S_{\alpha f}) \end{aligned} \quad (1)$$

式中 $\alpha = w$ 或 o 。

天然气裂缝方程

$$\begin{aligned} & \Delta[T_{gf}(\Delta P_{gf} - \gamma_{gf}\Delta h)] + \Delta[R_{sf}T_{of}(\Delta P_{of} - \gamma_{of}\Delta h)] \\ & + T_g(P_{gm} - P_{gf}) + R_s^*T_o(P_{om} - P_{of}) + \\ & q_{gf} = \frac{V_b}{\Delta t}\Delta t(\phi_f b_{gf} S_{gf} + \phi_f R_{sf} b_{of} S_{of}) \end{aligned} \quad (2)$$

水/油基质方程

$$\begin{aligned} & \Delta[T_{\alpha m}(\Delta P_{\alpha m} - \gamma_{\alpha m}\Delta h)] - T_{\alpha}(P_{\alpha m} - P_{\alpha f}) \\ & = \frac{V_b}{\Delta t}\Delta t(\phi_m b_{\alpha m} S_{\alpha m}) \end{aligned} \quad (3)$$

式中, $\alpha = w$ 或 o 。

天然气基质方程

$$\begin{aligned} & \Delta[T_{gm}(\Delta P_{gm} - \gamma_{gm}\Delta h)] + \Delta[R_{sm}T_{om}(\Delta P_{om} - \gamma_{om}\Delta h)] \\ & - T_g(P_{gm} - P_{gf}) - R_s^*T_o(P_{om} - P_{of}) = \\ & \frac{V_b}{\Delta t}\Delta t(\phi_m b_{gm} S_{gm} + \phi_m R_{sm} b_{om} S_{om}) \end{aligned} \quad (4)$$

方程 (1) ~ (4) 与具有附加交换项(基质和裂缝之间)的单孔隙度方程相同。基质方程中不包含井项 (q), 这是因为早期试验表明, q 对于基质并不十分重要, 即使裂缝渗透率与基质渗透率大致相等也是如此。如果基质的导流系数 T_{wm} , T_{om} 和 T_{gm} 为零, 那么上述方程归结为双孔隙度方程。

基质和裂缝的导流系数分别等于单孔隙度的对应导流系数。例如, 均匀裂缝系统在 x 方向上水的导流系数为:

$$(T_{wf})_x = 0.001127 \left[\frac{K_x K_{rw} b_w}{\mu_w} \right]_t \frac{\Delta y \Delta z}{\Delta x} \quad (5)$$

式中各参数用矿场单位度量。

交换导流系数包含一个几何形状因子 σ 。水的交换导流系数具有如下形式：

$$T_w = 0.001127 \sigma K_m \left[\frac{K_{rw} b_w}{\mu_w} \right]^* \Delta x \Delta y \Delta z \quad (6)$$

式中 K_m 为基质平均渗透率；流体性质参数 K_{rw} 、 b_w 和 μ_w ，按上游权方法估计。如果水流入基质块，则上述性质参数根据 P_{wf} 和 S_{wf} 取值，如果水流出基质块，则根据 P_{wm} 和 S_{wm} 取值。求取方程(2)和(4)中的 R^* ，同样使用上述的上游权方法。

形状因子 σ 是基质块与其周围裂缝之间传导性的一种量度。因此 σ 是基质块几何特性的某种函数。如果基质块是边长为 l_x 、 l_y 和 l_z 的长方体，那么流出基质块的一阶有限差分近似式产生某一 σ ，其数学形式为

$$\sigma = 4 \left[\frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} + \frac{1}{l_z^2} \right] \quad (7)$$

式中 σ 具有(长度) $^{-2}$ 的单位。

井 的 方 程

方程(1)和(2)中的产量项 q 是裂缝系统分层的井产量。每层的井产量由井底压力与该层的油藏压力确定。某层的水流量为：

$$q_{wf} = WBC \cdot b_w \lambda_w (P_w + \gamma_w \Delta h - P_{of}) \quad (8)$$

式中， $\lambda_w = K_{rw}/\mu_w$ ，属于产出情况； $\lambda_w = K_{rw}/\mu_w + K_{ro}/\mu_o + K_{rg}/\mu_g$ ，属于注入情况。 P_w 是顶部井层的井筒压力， P_{of} 是网块中裂缝的油相压力， γ_w 是平均井筒液柱梯度，WBC是特定层的井筒常数。用上述同样的方法计算油和气的产量。求各分产量的和即得到全井总产量，于是构成一个联系井的总产量和井底压力 P_w 的方程。给定某一相或各相井的总产量，然后确定 P_w ；或者给定 P_w ，然后确定井的总产量。

程 序 描 述

本程序可以模拟单孔隙度、双孔隙度或双渗透率的黑油系统，并能进行三维径向或直角坐标的离散化处理。井只能在裂缝系统中完成，但可在任一方向上偏斜。斜井井筒常数、渗透率、旋转张量和垂直于井筒的横截面积，以及在旋转面中运用 Peaceman's 公式来进行计算^[20]。

程序可以模拟裂缝密集度在整个区域上的变化。用户可以通过改变形状因子、裂缝渗透率和裂缝孔隙度来改变裂缝密集度，也可以将基质性质给予裂缝系统来完全取消部分区域中的裂缝。

该程序对空间坐标进行有限差分离散，流动项按上游权处理；时间离散可用全隐式向后欧拉方法^[21]。方程(1)~(4)中每一时步的所有各项都按全隐式处理，并且所有各项在求解过程中保持全耦合状态。基本的解变量是网块中的 P_o 、 S_w 和 S_g 以及井的 P_w 。如果某一网块中的 S_g 等于0，则该网块的饱和压力就成为第三变量。运用Newton-Raphson 方法进行非线性

迭代, 迭代收敛容限通常为: 压力, 0.1 磅/英寸^2 (0.7 千帕); 饱和度, 0.0001 (小数)。

运用有效不完全LU因子分解 (ILU(0)) 来求解线性方程。(ILU(0)) 是一个正交最小化加速预处理件。程序对油藏变量和井压力联立求解。为了便于矢量化计算, 线性方程组中的油藏变量系数按带区贮存, 而为了考虑一般完井情况, 井变量则使用间接寻址方式。

如果网块的数目为 N , 则单孔隙度的三相模拟, 包含 $3N$ 个未知量 (P_o , S_o 和 S_g 或 P_s)。对于双孔隙度或双渗透率为 $6N$ 个未知量 (P_{of} , S_{of} , S_{gf} 或 P_{sf} , P_{om} , S_{wm} 和 S_{gm} 或 P_{sm})。不过, 对于单孔隙度和双孔隙度模拟程序, 均解具有 $3N$ 个未知量的线性方程组, 而对于双渗透率模拟, 则解 $6N$ 个未知量。因为在双孔隙度模拟中, 在形成线性方程组时, $3N$ 个未知量 P_{om} , S_{wm} 和 S_{gm} 或 P_{sm} 用裂缝变量表示, 因此, 得出的线性问题只包含 $3N$ 个未知量。

$6N$ 个未知量的线性求解结构与 $3N$ 个未知量的线性求解结构是相同的。三维单孔隙度和双孔隙度模拟产生的线性方程组, 具有长度为 N 的 7 个非零带, 每个带包含 3×3 个子阵。对于双渗透率, 解向量包含作为第一未知量 ($3N$ 个) 的裂缝变量和作为第二未知量 ($3N$ 个) 的岩石基质变量。用这种方法对解变量排序时, 线性方程组具有长度为 $2N$ 的 7 个非零带和长度为 N 的 2 个附加带, 每个带包含 3×3 个子阵。虽然程序是全隐式的, 但它仍能处理颇大的油藏离散化问题。在两兆存贮单字 (32兆字节) 情况下, 程序可以模拟由 8700 个网块组成的三维三相单孔隙度问题, 由 7600 个网块组成的双孔隙度问题, 以及由 4200 个网块组成的双渗透率问题。

单孔隙度、双孔隙度和双渗透率的比较

单孔隙度、双孔隙度和双渗透率选件均提供了一次枯竭模拟和注水模拟。它们模拟的井网面积为 160 英亩 (0.65 平方公里) 的 $1/8$, 产层厚度为 100 英尺。有限差分网络是由 x 方向和 y 方向上的 10 行网格以及垂直方向上的 10 个层所组成的。全部网块为 $146.7 \text{ 英尺} \times 146.7 \text{ 英尺} \times 10.0 \text{ 英尺}$ ($45 \text{ 米} \times 45 \text{ 米} \times 3 \text{ 米}$)。为了考虑缩小了的井网面积, 可修正导流系数、孔隙容积、井筒常数和井的产量。

假定油藏均质且各向同性, 基质绝对渗透率为 0.5 毫达西 ($5 \times 10^{-4} \text{ 微米}^2$), 裂缝绝对渗透率为 15 毫达西 (0.015 微米^2), 基质孔隙度为 12% , 裂缝孔隙度为 0.5% 。形状因子为 8 英尺^{-2} (90 米^{-2}), 它相应于方程 (7) 中的一个 $1 \text{ 英尺} \times 1 \text{ 英尺} \times 10 \text{ 英尺}$ ($0.3 \text{ 米} \times 0.3 \text{ 米} \times 3 \text{ 米}$) 的长方体。基质和裂缝间的导流系数为 3.5×10^{-6} (磅/英寸^2) $^{-1}$ ($5.1 \times 10^{-4} \text{ 千帕}^{-1}$)。

裂缝相对渗透率为从 0 到 1 的直线, 裂缝中油-水和油-气毛管压力为零。基质相对渗透率和毛管压力列于表 1 和表 2, 其中, 束缚水饱和度为 20% , 临界气饱和度为 5% , 油-水渗吸毛管压力曲线在含水饱和度 31.0% 处为 0。以后我们会看到, 毛管压力曲线上的这个零点在水驱预测中起着主要的作用。与油气性质有关的压力列于表 3, 附加流体性质列于表 4。三种模拟方法的全套对比均使用原始实验室曲线。拟毛管压力将在后一节讨论。

所有运算开始时的条件是, 裂缝系统的油饱和度为 100% ; 基质系统的油饱和度为 80% , 束缚水饱和度为 20% , 没有原始自由气。平均原始油藏压力为 4300 磅/英寸^2 (29.6 千帕), 每个网块中的原始饱和压力规定等于该块的原始油相压力。在这些初始条件下, 原始储量的 5% 是在裂缝中。

进行所有的运算时, 每时步的目标饱和度变化为 0.10 (分数), 此目标饱和度适用于裂

表 1 实验室油水数据

水 饱 和 度 S_w (小 数)	水相相对渗透率 K_{rw}	油相相对渗透率 K_{row}	毛 管 压 力 P_{cwo} (磅/英寸 ²)
0.20	0.0	1.0000	85.69
0.25	0.0004	0.6027	27.84
0.30	0.0024	0.4490	2.53
0.31	0.0033	0.4165	0.0
0.35	0.0075	0.3242	-1.26
0.40	0.0167	0.2253	-2.55
0.45	0.0310	0.1492	-3.94
0.50	0.0515	0.0927	-5.56
0.60	0.1146	0.0265	-10.35
0.70	0.2133	0.0031	-22.06
0.80	0.3542	0.0	-100.0
0.90	0.5438	0.0	-300.0
1.00	0.7885	0.0	-600.0

表 2 实验室气液数据

液 相 饱 和 度 S_l (小 数)	油-气系统 油相相对渗透率 K_{rog}	油-气系统 气相相对渗透率 K_{rg}	毛 管 压 力 P_{cgo} (磅/英寸 ²)
0.30	0.0	0.6345	1.92
0.40	0.00002	0.5036	1.15
0.50	0.00096	0.3815	0.77
0.60	0.00844	0.2695	0.50
0.70	0.03939	0.1692	0.32
0.80	0.13010	0.0835	0.22
0.85	0.21670	0.0477	0.18
0.90	0.34540	0.0183	0.15
0.95	0.53020	0.0	0.12
1.00	1.0	0.0	0.10

缝和基质两个系统，由于基质孔隙度比裂缝孔隙度大24倍，故这个饱和度变化的限制条件使单孔隙度模拟有可能取比双孔隙度或双渗透率模拟更大的时间步长。此外，双重介质方法要求每时步的计算量比单孔隙度方法大。因此，双重介质方法用起来比单孔隙度方法要贵得多。

一次枯竭开采模拟

一口井布置在网格的一个角上并且在产层的下半部完井。全井产量为2000油罐桶/天(320方/天)，直到井底压力达到1800磅/英寸²(12兆帕)为止。在模拟过程中，该井很早就达到上述极限压力，剩余的模拟过程始终保持在这个压力下。模拟期间不回注气体。单孔隙度、双孔隙度和双渗透率的累积产量曲线和油气比曲线分别示于图3和图4中。单孔隙度的最终采收率为原始储油量的9.4%。双孔隙度和双渗透度的产量曲线彼此十分接近，最终采收

表 3 与压力有关的数据

压 力 P (磅/英寸 ²)	原油体积系数 B _{oi} (油藏桶/油罐桶)	气体体积系数 B _g (油藏桶/油罐桶)	油 气 比 R _s (标准英尺 ³ /油罐桶)	原 油 粘 度 μ_o (厘泊)	气 体 粘 度 μ_g (厘泊)
15.0	1.050	225.00	5.0	3.934	0.0105
115.0	1.080	25.000	43.0	2.776	0.0109
315.0	1.100	9.524	95.0	2.400	0.0113
615.0	1.126	4.762	160.0	2.053	0.0122
915.0	1.148	3.125	210.0	1.810	0.0132
1215.0	1.170	2.326	265.0	1.600	0.0143
1515.0	1.190	1.852	315.0	1.413	0.0153
2015.0	1.223	1.351	403.0	1.196	0.0173
2515.0	1.257	1.075	493.0	0.990	0.0193
3015.0	1.293	0.901	585.0	0.880	0.0212
3515.0	1.331	0.787	680.0	0.790	0.0232
4015.0	1.375	0.704	782.0	0.725	0.0253
4273.0	1.393	0.671	836.0	0.702	0.0264
4515.0	1.410	0.641	883.0	0.679	0.0274
5015.0	1.449	0.585	983.0	0.638	0.0295
5515.0	1.487	0.530	1083.0	0.602	0.0317
6015.0	1.526	0.474	1183.0	0.572	0.0338

表 4 附加的流体性质

油的压缩系数, (磅/英寸 ²) ⁻¹ (兆帕 ⁻¹)	12.0×10^{-6} (0.0017)
水的压缩系数, (磅/英寸 ²) ⁻¹ (兆帕 ⁻¹)	3.5×10^{-8} (0.00051)
油藏温度下水的地层体积系数, 油藏桶/油罐桶	1.07
水的粘度, 厘泊 (帕·秒)	0.35 (0.00035)
地面条件下的水密度, 磅(质量)/英尺 ³ (公斤/方)	62.4 (1000)
地面条件下的油密度, 磅(质量)/英尺 ³ (公斤/方)	57.0 (910)
地面条件下的气密度, 磅(质量)/英尺 ³ (公斤/方)	0.056 (0.90)

率分别只有3.5%和3.6%。在保持压力和增大临界气饱和度的情况下, 预计可得到较高的采收率。双重介质方法, 仅在半年后就得到高油气比曲线。双孔隙度和双渗透率的结果如此相似是令人吃惊的, 因为双渗透率方法隐式地包含重力效应, 而双孔隙度方法则忽略了重力效应。双重介质方法的总产量比裂缝系统中的原始储油量还低。事实上, 在运算结束时, 基质系统中的油比初始状态时多。出现这种情况的原因是油藏压力降低时原油收缩以及原油被吸入基质置换出析出的气体。

模拟10年, 单孔隙度方法需要56个时步, 每时步包含3.3次非线性迭代, 并且每次非线性迭代又包含19次线性迭代。双孔隙度方法需要178个时步, 每时步包含3.3次非线性迭代, 每次非线性迭代又包含17次线性迭代。双渗透率计算只模拟了两年, 共需359个时步, 每时步包含3次非线性迭代, 每次非线性迭代包含74次线性迭代。

就整个运算时间来说, 单孔隙度模拟比双孔隙度模拟快3.2倍。外推双渗透率模拟的运算时间至10年时, 双孔隙度方法比渗透率方法快17.6倍。双孔隙度和单孔隙度方法每时步的

计算费用几乎相同，但是双孔隙度模拟需要较多的时步，这是由于目标饱和度的前述限制条件所造成的。双渗透率方法比其他两个方法贵得多，这是因为其线性迭代不够稳定的缘故。这种不稳定性大概是由于裂缝和基质系统之间的交换导流系数在线性方程组中产生大量的非对角线项，引起线性问题病态化。当形状因子减小时，双渗透率模拟会变得比较稳定些。

注 水 开 采 模 拟

在进行这项研究时，生产井仍布置在网格的一个角上，但在产层的上半部完井，一口注水井布置在井网的对角上，并且钻开全部井段。生产井总液量为2000油罐桶/天（320方/天）直至其最小井底压力达到1800磅/英寸²（12兆帕）为止。注水井的注入量为2400油罐桶/天（380方/天），直至其最大井底压力达到6000磅/英寸²（41兆帕）为止。

模拟单孔隙度时，注入井和生产井大部分模拟过程都是在约束压力下工作。使用双重介质方法时，生产井第一年保持约束压力，此后变为控制流量，注入压力保持在约束压力下。模拟器在裂缝系统中的产出和注入，比基质系统容易，因为对裂缝系统来说，方程（8）中的流量 λ 项是很大的。裂缝的相对渗透率比基质的相对渗透率对流动更为有利。

单孔隙度、双孔隙度和双渗透率的头10年累积产量示于图5。当水-油比为50油罐桶/油罐桶时，单孔隙度的最终采收率为原始储油量的61.8%；双孔隙度的最终采收率为18%，而双渗透率的最终采收率为33.3%。水-油比曲线示于图6。双渗透率和单孔隙度的水-油比曲线在整个10年中仍然是相当低的。

双渗透率方法预测出总采收率为85%；它比双孔隙度方法的总采收率高。注水10年，在注水井网中心、基质含水饱和度的垂向分布剖面示于表5。由表5可清楚看出，重力对双渗透率基质的整个垂向层段都是有影响的，但在双孔隙度基质中却没有。

在进行第二个双渗透率模拟时，设基质系统的全部垂向导流系数为0。得出的产油量曲线，连同双孔隙度的结果均示于图7。双渗透率的预测结果与双孔隙度的预测结果十分接近，这证明双渗透率的前述水驱采收率比较高，主要是由于整个基质系统的垂向连续性造成的。

就总的运算时间而言，单孔隙度模拟比双孔隙度模拟快6.4倍；双孔隙度模拟比双渗透率模拟快12.0倍。双孔隙度方法需要426个时步，而单孔隙度方法仅需57个时步，目标饱和度

表 5 10年后的含水饱和度剖面

层	双 孔 隙 度	双 渗 透 率
1	32.4%	31.0%
2	32.6	32.1
3	32.6	33.3
4	32.6	34.4
5	32.6	35.7
6	32.6	37.3
7	32.6	39.0
8	32.6	41.1
9	32.6	43.5
10	32.6	46.5

控制,在水驱模拟中所起的作用比一次枯竭模拟大。

具有拟毛管压力的双孔隙度模拟

前一节利用原始实验室相对渗透率和毛管压力对单孔隙度、双孔隙度和双渗透率方法进行了比较。本节将研究毛管压力拟函数,以便在双孔隙度模拟中将重力影响包括进去,并且计算出模拟具有不均匀饱和度和压力剖面的基质块时所引起的数值误差。

借助流体膨胀力、毛管力和重力,模拟器从基质块中生产烃类。基质块的采收率是邻近裂缝系统中流体类型的一个强函数。如果裂缝含水,那么,毛管压力将水吸入基质,同时将其中的烃类挤入裂缝。如果裂缝含气,并且重力压头超过门限压力,则重力将油从基质中泄出。但如果裂缝含油,而基质含油和自由气,那么毛管压力和重力将迫使油进入基质,从而降低基质的含气饱和度,直至达到临界值为止。如同在前节中所讨论的那样,基质块在模拟结束时所含的油比在初始状态时所含的油要多,这是完全可能的。

双渗透率方程(方程(1)~(4))没有对基质块的几何形状作出限制,但为了进行单块模型研究,我们必须假定基质块具有某种特定的几何形状。在本文中,我们对垂直裂缝组合感兴趣,因此我们要求,基质块的垂向尺寸比它的水平尺寸要大得多。选择基质块为10英尺高的圆柱,其横断面直径1英尺(0.3米),此圆柱体的几何特性构成二维问题。但是,预备性模拟指出,圆柱体模型的采收率与长方体模型(1英尺×1英尺×10英尺)(0.3米×0.3米×3.0米)的采收率是一致的。

所有模拟的基质块初始饱和度为:水是20%,油是80%。对于包含水和油的裂缝系统给出定压模拟结果,而对于包含气和油的裂缝系统则给出压力枯竭模拟结果。与 Thomas 等人的方法⁽¹⁾相同,对细分网格的基质块精确计算了采收率,然后产生单格、双孔隙度模拟的拟毛管压力。Thomas等人⁽¹⁷⁾作出了基质系统的拟函数。此外,我们为了计算裂缝系统中的流体分布,作出了裂缝系统的拟函数,然后应用这些拟毛管压力来研究前面曾讨论的井网问题。

所有细网格模拟的基质块垂直方向具有10个网格,水平方向具有5个网格。图8示出了基质块及其周围裂缝系统的细网格的离散化情况。规定裂缝网格的孔隙容积和渗透率都很大。这样,基质块周围的流体介质是恒定的,即裂缝系统中的压力梯度只是静水力学梯度。

枯竭式模拟研究是在基质块周围的裂缝含油为100%的情况下进行的。要求图8中网格的底行(第14行)的深度与第13行网格顶部的深度相同。当裂缝系统中的压力随时间下降时,其中析出的气体全部聚积在第1和第14行网格中,基质块周围的油仍保持100%。

油-水系统研究

10英尺高的基质块位于裂缝系统的油-水接触面上。裂缝系统的毛管压力为0,油水相重力分异充分,其物理结构示于图9。其中基质块底面与油-水接触面之间的距离为 h_c 。在模拟期间,油-水接触面始终保持为 h_c 。水渗吸到基质系统,将其中的油挤入裂缝系统,直到建立平衡为止。由于裂缝系统中油-水毛管压力为0,因此在 h_c 处的基质毛管压力必定为0。利用

流体密度梯度和基质的油-水毛管压力曲线,确定基质块中各处的饱和度分布。如果渗吸毛管压力曲线可以用两条在毛管压力零点处相交的直线来近似地表示,那么,基质块的采收率将成为一个以 $h_c/10$ 表示的简单的二次函数。

表1中的油-水毛管压力曲线在含水饱和度31%处为0,因此,毛管压力将采出基质块中13.8%(100(31-20)/80)的原始油。而重力影响将增加或减少这个数量,主要视 h_c 值的大小而定。图10示出了基质块具有各种不同油-水界面条件下的细网格的采收率。为使 $h_c = 0$,水层置于基质块的底面处。油-水接触面为0.0, 5.0和10.0英尺(0.0, 1.5和3.0米)的最终采收率分别为13.4%、14.2%和16.6%。

从图10基质块完全被浸泡的结果中明显看出,毛管力发挥作用非常快,而重力发挥作用则慢得多。因此,唯一的一条拟毛管压力曲线不可能精确地模拟出图10中的全部开采曲线。毛管力的时间刻度通常与块的长度成正比,而重力的时间刻度则与块的长度平方成正比。在本文提供的结果中,两个时间刻度的差别甚大,因为基质块具有10英尺(3米)垂向刻度(重力方向),而毛管力的作用范围仅仅在1英尺(0.3米)的水平刻度上。

研究160英亩(0.65平方公里)双孔隙度井网时使用的网块尺寸为146.7英尺×146.7英尺×10.0英尺(45米×45米×3米)。由于基质块的高度为10英尺(3米),故每个网块只包含基质块的一个层,对于含有若干个层的基质网块来说,不需产生拟函数。尽管如此,基质中无流动的双孔隙度方程(1)~(4)仍未考虑网块内部的重力效应,也未考虑在基质块研究中所见到的非均匀流体的分布。为了使这些不足之处减到最小程度,将细网格结果与单格双孔隙度模拟进行匹配,采用的方法是选择方程(1)~(4)中的合适的形状因子,以及修正基质和裂缝两者中的实验室毛管压力。然后,将这些拟毛管压力应用到双孔隙度井网的研究中,以近似考虑重力效应和基质中非均匀流体的分布。

单块模拟选用形状因子为 8.0 英尺^{-2} (90 米^{-2})。在方程(7)中,这相应于尺寸为1英尺×1英尺×10英尺(0.3米×0.3米×3米)的基质块。在油-气系统中,重力影响很重要,正如Thomas等人所讨论的那样^[17],人们可以只用方程(7)中的垂向尺寸来调配油-气系统的形状因子 0.04 英尺^{-2} (0.4 米^{-2})。在本文中,所有油-水和油-气系统的模拟均使用相同的形状因子,目的是为了在程序中避免进行逻辑检验。形状因子0.04所产生的油-气拟毛管压力曲线与形状因子8.0所产生的油-气拟毛管压力曲线具有大致相同的形式,但它们的比例相差200倍,这是因为流体的交换流量涉及形状因子乘以毛管压力。

在裂缝系统含水100%的情况下,单格模拟结果与细网格模拟结果的比较示于图11和图12中。采用表6中的油-水拟毛管压力时,上述两种情况的结果曲线在整个水渗吸过程中,都拟合得很好。实验室原始油-水相对渗透率未加修正。拟毛管压力在含水饱和度33.3%处相交于零。含水饱和度33.3%相应于采出程度16.6%。该曲线从31.0%到33.3%还具有很小的斜率,因为重力效应使采出程度从13.8%缓慢地增加到16.6%。

通过修改裂缝系统的油-水毛管压力来模拟 $h_c < 10$ 英尺的基质块的开采过程。要建立一条拟基质油-水毛管压力曲线来模拟出图10中的各种不同开采曲线,那是不可能的;不过,通过修改裂缝系统的毛管压力来模拟出正确的最终采收率则是可以做到的。如果将表7中的拟油-水毛管压力用于裂缝系统,那么裂缝系统含水饱和度为 S_{wr} (分数)的单格模型具有的最终采收率将与相应的细网格模型(它的 h_c 等于 S_{wr} 的10倍)的最终采收率相同。

现在将拟油-水毛管压力曲线用于前节所讨论的同样的水驱过程。在前一节里,我们对比

了三种模拟方法，在一口角井中注水，在另一口对角井中生产液体（油+水）。

具有拟毛管压力的双孔隙度模拟的结果用图13中的产量曲线表示。图13还包括前节未考虑拟函数时的双孔隙度和双渗透率模拟结果。正如人们所预料的，具有拟函数的双孔隙度模拟的曲线位于两条非拟函数曲线之间，拟毛管压力考虑了10英尺（3米）基质块中的重力影响，而非拟函数双孔隙度方法则忽略了重力影响。双渗透率方法显示出100英尺（30米）产层的重力影响。具有拟函数的双孔隙度模拟的最终采收率为20.6%，而未考虑拟函数的双孔隙度模拟的最终采收率为18.0%。这多出的2.6%相当于单块模拟中所见到的重力采收率。

三种模拟方法得到的水-油比示于图14。拟函数曲线再次位于两条非拟函数曲线之间。具有拟函数的双孔隙度曲线，在开始一段时间与双渗透率曲线拟合得很好，大约在4年之后才迅速上升。

表 6 基质的油-水拟函数

基质、水饱和度 S_{wm} (小数)	基 质、油-水 系 统 水相相对渗透率 K_{rwm}	基 质、油-水 系 统 油相相对渗透率 K_{owm}	基质、油-水系统 毛 管 压 力 P_{cwm} (磅/英寸 ²)
0.20	0.0	1.0000	85.69
0.25	0.0004	0.6027	18.00
0.27	0.0014	0.5259	0.75
0.30	0.0024	0.4490	0.18
0.31	0.0037	0.4214	0.003
0.3327	0.0059	0.3662	0.0
0.35	0.0075	0.3242	-1.26
0.40	0.0167	0.2253	-2.55
0.45	0.0310	0.1492	-3.94
0.50	0.0515	0.0927	-5.56
0.60	0.1146	0.0265	-10.35
0.70	0.2133	0.0031	-22.06
0.80	0.3542	0.0	-100
0.90	0.5438	0.0	-300
1.00	0.7885	0.0	-600

表 7 裂缝的油-水拟函数

裂缝、水饱和度 S_{wf} (小数)	裂 缝、油-水 系 统 水相相对渗透率 $K_{r wf}$	裂 缝、油-水 系 统 油相相对渗透率 $K_{r owf}$	裂缝、油-水系统 毛 管 压 力 $P_{c wof}$ (磅/英寸 ²)
0.0	0.0	1.00	0.0526
0.20	0.20	0.80	0.0278
0.50	0.50	0.50	0.0026
0.70	0.70	0.30	0.0019
1.00	1.00	0.0	0.0

油-气系统研究

对于前面提出的一次枯竭模拟研究来说,双孔隙度和双渗透率的预测结果几乎是相同的,这意味着一次枯竭模拟研究可能不需要拟函数曲线。尽管如此,我们仍然应用类似于水渗吸研究的方法继续研究基质细网格的采收率以及生成包含基质单块模拟的拟油-气毛管压力。然后,借助于这些毛管压力重复前面的井网生产研究,预报一次枯竭采收率。

将10英尺(3米)高的基质块放在裂缝系统的油-气接触面上。基质块具有均匀的初始含水和含油饱和度,其值分别为20%和80%。物理结构与图9所示的相同,基质块底面与油-气接触面之间的距离为 h_c 。在整个模拟过程中,油-气接触面始终保持在 h_c 上。规定初始饱和压力等于网块本身的压力,裂缝压力以1.0磅/英寸²/天(6.9千帕/天)的速度下降,直到6.8年之后降至1800磅/英寸²(12.4兆帕)为止。此后,其余部分模拟的裂缝压力保持在1800磅/英寸²(12.4兆帕)。

气体从基质的油中析出,并进入裂缝系统。在油-气接触面以下的全部网块中的基质内的最终气体分布达到5%的临界值;油-气接触面以上的气体饱和度显著增大。图15表示某一具有各种不同油-气接触面的基质块的采收率。油-气接触面分别为0.0,5.0和10.0英尺(0.0,1.5和3.0米)时,10年期间的采收率分别为38.3%、16.9%和6.6%。对于完全被气体包围的基质块来说,最终气体饱和度从基质块底面的5.0%增大到顶面的43.9%。

模拟结束时,完全被油包围的基质块内的油比初始状态时的油还多出6.6%,这是因为气体析出时,基质中的油发生收缩,而且裂缝中的油又渗吸到基质中,置换出了析出的气体。对于油浸入的模拟,基质块中各处的最终气体饱和度为5%。由此可以预计,膨胀气顶以上的基质块的采收率能达到38.3%,而油柱中的基质块实际上可能还在吸油。

在基质块的研究中,重力影响是很重要的。对于完全被气体包围的基质块,考虑了重力影响的细网格模拟预测出10年期间的采收率为38.3%。如果对所有网块给定一个恒定深度而不考虑重力影响,那么细网格模拟预报的采收率仅为3.9%。

为了重现细网格模拟的结果,我们用类似于前节(油-水系统研究)的方法,发展了一条单格模拟的拟油-气毛管压力曲线。借助表8的拟油-气毛管压力,单格模拟重现了完全被气体包围的基质块的细网格模拟结果,见图16。表8中的负毛管压力值是很小的,因为形状因子选为8.0英尺⁻²(0.4米⁻²)。正如前节所述的那样,如果形状因子为0.04英尺⁻²(0.4米⁻²),那么负毛管压力值大概在-0.9左右。

如同在水渗吸的算例中那样,我们必须修改裂缝中的油-气毛管压力,以便求得基质块局部被油包围的情况的正确最终采收率。借助表8和表9中的拟毛管压力,单格模拟重现了完全被气体包围的基质块的开采过程,并算出了局部被油包围的基质块的正确最终采收率。

现在将拟油-气毛管压力应用于前节所讨论的一次枯竭模拟算例,在一口角井中采油,总产量为2000油罐桶/天(320方/天),极限井底压力1800磅/英寸²(12.4兆帕)。

具有拟毛管压力的双孔隙度模拟,得出的结果是图17所示的产油量曲线。图17还包括前节未考虑拟函数的双孔隙度和双渗透率的模拟结果。具有拟函数的双孔隙度模拟的采收率显著地大于双渗透率模拟的采收率。如果在基质中使用拟油-气毛管压力,在裂缝中取毛管压力为0,重复双孔隙度的模拟,那么10年后的采收率为38.3%。当拟函数未计及裂缝中的流体饱和度时,预测的采收率将是非常高的。

表 8 基质的气-液拟函数

基质、液相饱和度 S_{lm} (小数)	基 质、油-气 系 统 油相相对渗透率 K_{rogm}	基 质、油-气 系 统 气相相对渗透率 K_{rgm}	基质、油-气系统 毛 管 压 力 P_{cgom} (磅/英寸 ²)
0.30	0.0	0.6345	1.92
0.40	0.00002	0.5036	1.15
0.50	0.00096	0.3815	0.77
0.60	0.00844	0.2695	-0.0045
0.70	0.03939	0.1692	-0.0045
0.80	0.13010	0.0835	-0.0045
0.85	0.21670	0.0477	-0.0045
0.90	0.34540	0.0183	-0.0045
0.95	0.53020	0.0	-0.0045
1.00	1.0	0.0	-0.0045

表 9 裂缝的气-液拟函数

裂缝、液相饱和度、 S_{lt} (小数)	裂 缝、液-气 系 统 油相相对渗透率 K_{rogt}	裂 缝、液-气 系 统 气相相对渗透率 K_{rgt}	裂缝、液-气系统 毛 管 压 力 P_{cgot} (磅/英寸 ²)
0.0	0.0	1.00	0.0
0.50	0.50	0.50	-0.0039
1.00	1.00	0.0	-0.0060

结 论

本文提供了一个天然裂缝油藏模拟器，它可以实现单孔隙度、双孔隙度和双渗透率的计算。算例中进行了一次枯竭开采和水驱开采的研究，对比了三种方法，得到如下几点结论：

1. 双重介质方法预测出的最终采收率显著低于单孔隙度模拟器预测的采收率，对于一次枯竭和水驱开采均是如此。

2. 双孔隙度的水驱采收率比双渗透率的水驱采收率低得多，这是由于双渗透率基质系统中的垂向连续性造成的。

3. 在双孔隙度水驱中，为了计及有限重力和数值误差，可以将拟毛管压力用于基质和裂缝两个系统。

4. 对于油-气系统而言，基质块采收率对裂缝系统中的流体分布很敏感。双孔隙度模拟对基质和裂缝系统二者的油-气毛管压力很敏感。

5. 双孔隙度一次枯竭开采的预测结果与双渗透率一次枯竭开采的预测结果十分相似。对于油-气系统的双孔隙度模拟来说，拟毛管压力可能是不必要的。

6. 如果裂缝系统不考虑拟毛管压力，那么基质系统中的拟油-气毛管压力会导致很高的一次采收率。

7. 采用单孔隙度和双孔隙度方法时，每时步需要的计算次数大致相同，但由于裂缝系统

的孔隙度很小，因而双孔隙度计算需要更多的时间步长。

8. 双渗透率的计算比其他两个方法昂贵得多。双渗透率方法具有一个比较庞大的线性方程组，比其它两个方法的线性方程组大一倍。因此，它要求更大的存贮容量。并且在求解线性方程时要求更多次的迭代计算。

术 语 表

- b——地层体积系数的倒数，油罐桶/油藏桶，或油罐桶/标准英尺³（方/方）；
h——网块深度，英尺（米）；
h_c——基质块底面至流体界面的距离，英尺（米）；
K——渗透率，毫达西（微米²）；
K_r——相对渗透率，小数；
l——基质块长度，英尺（米）；
P——压力，磅/英寸²（千帕）；
P_s——饱和压力，磅/英寸²（千帕）；
q——井产量，油罐桶/天，或标准英尺³/天（方/天）；
R——溶解油气比，标准英尺³/油罐桶（方/方）；
S——饱和度，小数；
T——导流系数，油罐桶/磅/英寸²·天（方/千帕·天）
Δt——时间步长，天；
V_b——网块体积，英尺³（方）；
WBC——井筒常数，油藏桶·厘泊/磅/英寸²·天（方）；
Δx——x方向的网块尺寸，英尺（米）；
Δy——y方向的网块尺寸，英尺（米）；
Δz——z方向的网块尺寸，英尺（米）；
γ——密度梯度，磅/英寸²/英尺（千帕/米）；
Δ——三维有限差分算子；
Δ_t——时间差分算子；
λ——流体的流动系数，厘泊⁻¹（帕⁻¹·秒⁻¹）；
μ——流体粘度，厘泊（帕·秒）；
σ——基质—裂缝的形状因子，英尺⁻²（米⁻²）；
φ——孔隙度，小数。

下角标

- f——裂缝系统；
g——气相；
m——基质系统；
o——油相；
w——水相或井的足标；
x——x方向的性质；
y——y方向的性质；

z——z方向的性质;

α ——水相或油相。

上角标

*——基质—裂缝流量交换时的上游权方向。

参 考 文 献

1. Long, J.C.S. et al., "Porous Media Equivalents for Networks of Discontinuous Fractures," *Water Resources Res.* (June 1982) 645-658.
2. Engiman, R., Gur, Y., and Jaeger, Z., "Fluid Flow Through a Crack Network in Rocks," *J. Appl. Mech.* (Dec. 1983) 707-711.
3. Barenblatt, G.E., Zheltov, Iu.P., and Kochina, I.N., "Basic Concepts in the Theory of Seepage of Homogeneous Liquids in Fissured Rocks," *J. Appl. Math. and Mech. Engl. Transl.*, (1960), 1286-1303.
4. Kazemf, H., et al., "Numerical Simulation of Water-Oil Flow in Naturally Fractured Reservoirs," *Soc. Pet. Eng. J.* (Dec. 1976) 317-326.
5. Rossen, R.H., "Simulation of Naturally Fractured Reservoirs with Semi-Implicit Source Terms," *Soc. Pet. Eng. J.* (June 1977) 201-210.
6. Blair, P.M., "Calculation of Oil Displacement by Countercurrent Water Imbibition," *Soc. Pet. Eng. J.* (Sept. 1964) 195-202.
7. Yamamoto, R.H., et al., "Compositional Reservoir Simulator for Fissured Systems - The Single-Block Model," *Soc. Pet. Eng. J.* (June 1971) 113-128.
8. Kazemi, H. and Merrill, L.S., "Numerical Simulation of Water Imbibition in Fractured Cores," *Soc. Pet. Eng. J.* (June 1979) 175-182.
9. Reiss, L.H., The Reservoir Engineering Aspects of Fractured Formations, Gulf Publishing Co., Houston (1980) 108.
10. Van Golf-Racht, I.D., Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering, Elsevier/North Holland Inc., New York City (1982) 710.
11. Mattax, C.C. and Kyte, J.R., "Imbibition Oil Recovery from Fractured, Water-Drive Reservoir," *Soc. Pet. Eng. J.* (June 1962) 177-184.
12. Kyte, J.R., "A Centrifuge Method to Predict Matrix-Block Recovery in Fractured Reservoirs," *Soc. Pet. Eng. J.* (June 1970) 164-170.
13. Du Prey, E.F., "Gravity and Capillary Effects on Imbibition in Porous Media," *Soc. Pet. Eng. J.* (June 1978) 195-206.
14. Saidi, A.M., "Simulation of Naturally Fractured Reservoirs," presented at the 7th SPE Symposium on Reservoir Simulation, San Francisco, Nov. 16-18, 1983.
15. Preuss, K. and Narasimham, T.N., "A Practical Method for Modeling Fluid and Heat Flow in Fractured Porous Media," *Soc. Pet. Eng. J.* (Feb. 1985) 14-26.
16. Chen, H., "Numerical Simulation of Coning Behavior of a Single Well in a Naturally Fractured Reservoir," paper SPE 10566 presented at the International Meeting on Petroleum Engineering, Beijing, March 19-22, 1982.
17. Thomas, L.K., Dixon, T.N., and Pierson, R.G., "Fractured Reservoir Simulation," *Soc. Pet. Eng. J.* (Feb. 1983) 42-54.
18. Gilman, J.R. and Kazemi, H., "Improvements in Simulation of Naturally Fractured Reservoirs," *Soc. Pet. Eng. J.* (Aug. 1983) 695-707.
19. Blaskovich, F.T., et al., "A Multicomponent Isothermal System for Efficient Reservoir Simulation," paper SPE 11480 presented at the SPE Middle East Oil Technical Conference, Manama, Bahrain, March 14-17, 1983.
20. Peaceman, D.W., "Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation with Nonsquare Grid Blocks and Anisotropic Permeability," paper SPE 10528 presented at the 6th SPE Symposium on Reservoir Simulation, New Orleans, Jan. 31-Feb. 3, 1982.
21. Dahlquist, G. and Bjorck, A., translated by Anderson, N., Numerical Methods, Prentice-Hall Inc., Englewood Cliffs, New Jersey (1974) 573.

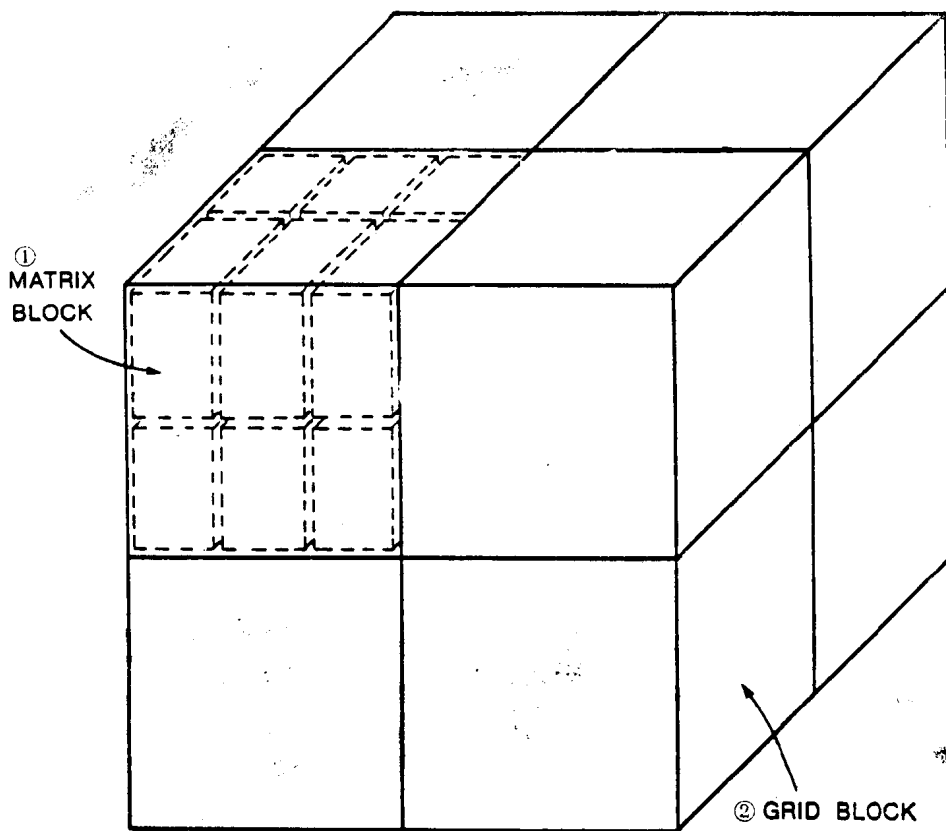


圖 1 包含在网块内部的基质块
①基质块; ②网块

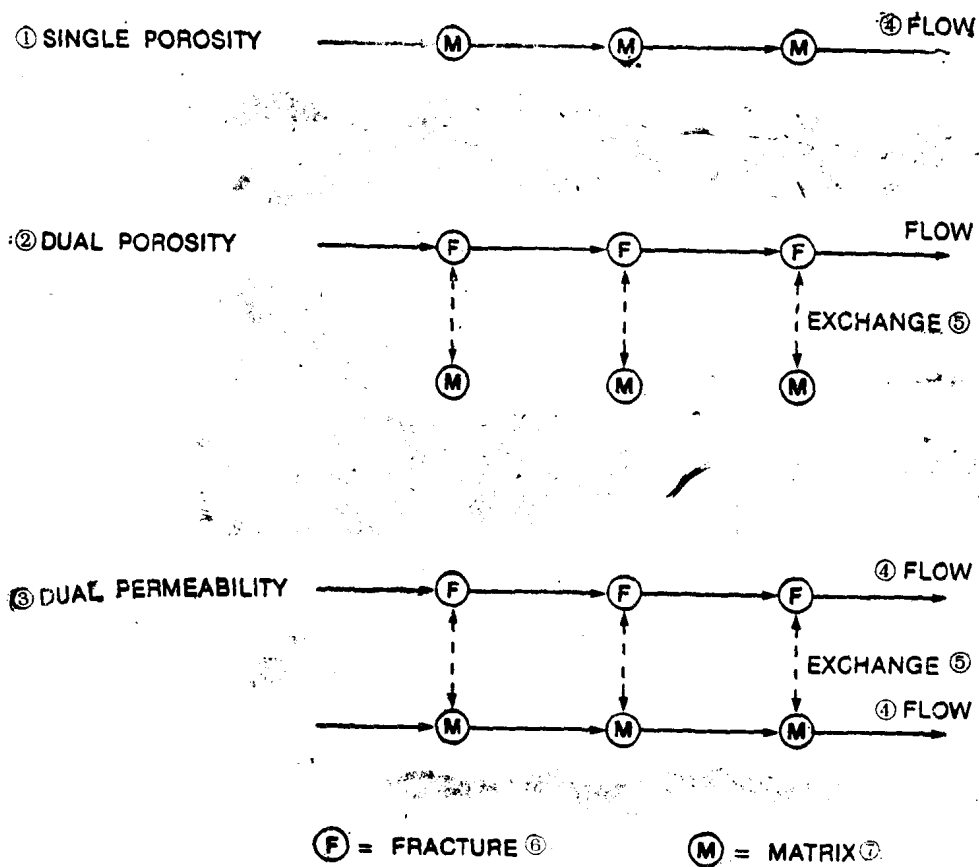


图 2 三种模拟方法的一维流动

①单孔隙度；②双孔隙度；③双渗透率；④流动；⑤流量交换；⑥裂缝；⑦基质