

文章编号: 1000-0887(2004) 06_0635_08

一种基于流线方法的 CO₂ 混相驱数学模型^{*}

侯 健

(石油大学(华东)石油工程学院 山东东营 257061)

(林建忠推荐)

摘要: 采用改进的黑油模型研究思路, 建立起一种实用的 CO₂ 混相驱数学模型, 模型中利用混相流的油、气相对渗透率及有效粘度的调整来实现混相过程的模拟。为了实现生产动态的快速预测, 用流线方法替代传统的有限差分法求解该模型。在结合边界元方法确定复杂边界条件下稳态渗流场流线分布的基础上, 采用显式全变差递减法对流管内的一维渗流问题求解。同时, 利用该模型讨论了开采方式、溶剂段塞尺寸、注入周期等对 CO₂ 驱开采效果的影响规律。建立的模型的优点在于: 输入参数较少、计算快捷, 适应于对任意形状边界条件下各种井网配置的 CO₂ 驱替动态进行计算, 为 CO₂ 混相驱油田的早期筛选及油藏动态管理提供了有效的工具。

关键词: 混相驱; 流线; 数学模型; 边界元法; 提高采收率

中图分类号: TE319; O242.1 文献标识码: A

引 言

混相驱是指注入流体(溶剂)与原油之间达到混相的驱替过程, 其主要机理在于消除相间界面张力以降低油藏内残余油饱和度, 从而提高原油采收率。美国、加拿大等国气驱占全国 EOR 项目总数的比例逐年增加。我国从 60 年代起就开始在大庆油田进行了注 CO₂ 技术研究, 但由于气源困乏, 气驱工作进展较慢。近年来, 由于油田储采平衡矛盾的加剧以及部分气田资源的发现, 国内气驱研究已得到逐步重视。全国第二次三次采油潜力评价结果表明, 17 个油区适用于进行 CO₂ 混相驱的地质储量为 1.057×10^9 t, 占参评储量的 10.4%。从矿场试验报道来看, 吐哈葡北油田已开始实施注气混相驱, 大港大张坨凝析气田和塔西南柯克亚凝析气田也已注气成功^[1]。

国外混相驱数值模拟工作开展较早, 目前主要发展应用的包括组分模型、传输_扩散模型和改进的黑油模型等三大类混相驱数值模型。其中, 组分模型最为复杂, 它利用状态方程来计算相间组分分配。它能够较好地模拟组分机理, 如汽化、凝析、原油膨胀等重要作用, 同时, 能够考虑相态、多次接触混相过程等对原油采收率的影响^[2]。但该模型在应用中存在以下限制: 为精确计算复杂相态可能需要较多的组分数, 从而增大了存储和计算量; 不能较好地模拟粘性指进现象; 存在数值弥散问题等。传输_扩散模型假设单相流中具有两种组分: 油和溶剂, 并考

* 收稿日期: 2001_12_30; 修订日期: 2003_11_18

基金项目: 国家重点基础研究发展规划(973)资助项目(G19990225)

作者简介: 侯健(1972—), 男, 四川隆昌县人, 讲师, 博士, 主要从事油藏数值模拟、三次采油等研究
(Tel: + 86_546_8393770 转 8010; E_mail: houjian@hpu.edu.cn)。

虑较强的扩散作用, 但该模型在求解驱替前缘过程中存在着严重的数值弥散影响了它的应用^[3]。改进的黑油模型主要建立在 Koval^[4]、Todd 和 Longstaff 等人^[5]的研究成果基础上, 它能够模拟各种指进现象, 以及指进对面积驱扫效率起控制作用的首次接触混相驱过程。该模型不是刻意计算实际的溶剂和油的物理混合, 而是通过调整经验混合参数来预测混相驱结果。其优点表现在, 模型较为简单, 计算量小, 但能够较好吻合实际的混相驱过程, 达到动态预测的目的。

本文研究目的在于建立一种实用的 CO₂ 混相驱数学模型。通过进行合理的假设, 使模型便于求解, 可用于 CO₂ 驱生产动态的快速预测, 使之成为 CO₂ 混相驱油田进行早期筛选及油藏动态管理的有效工具。因此, 本文着手用流线方法替代传统的有限差分法求解^[6], 在数学模型中利用混相流的油、气相对渗透率及有效粘度的调整来实现混相过程的模拟。在结合边界元方法确定复杂边界条件下稳态渗流场流线分布的基础上, 采用显式全变差递减 (total variation diminishing) 法对流管内的一维渗流问题进行了求解。

1 基本数学模型

采用改进的黑油模型研究思路, 建立了 CO₂ 混相驱数学模型, 并进行了如下的假设:

- 1) 考虑三组分, 包括水、油和溶剂 (CO₂);
- 2) 完全混相时, 存在水相和非水湿相 (混合相) 两相。但假设即使在混合状态下, 油和溶剂仍分别具有各自的分流量, 即假定模型中存在三个潜在相: 水相 (w)、油相 (o) 和溶剂相 (s);
- 3) 流体和岩石均为不可压缩, 流体流动符合达西定律;
- 4) 油和溶剂是首次接触混相;
- 5) 模型忽略重力、毛管力的影响;
- 6) 平面均质、层间非均质的拟三维油藏。

混合相质量守恒方程

$$\phi \frac{\partial S_n C_i}{\partial t} + \mathbf{u}_t \cdot \nabla F_i f_n = q_i \quad (i = o, s), \quad (1)$$

式中, ϕ 为孔隙度; S_n 为混合相饱和度; C_i 表示油或溶剂在混合相中的浓度; t 为时间, s; F_i 表示油或溶剂在混合相中的流量分数; f_n 为混合相分流; q_i 为单位岩石体积中, 注入或采出的油或溶剂的体积流量, 1/s; \mathbf{u}_t 为总渗流速度, 其定义为

$$\mathbf{u}_t = \mathbf{u}_n + \mathbf{u}_w = \frac{dx}{dt} \mathbf{i} + \frac{dy}{dt} \mathbf{j} + \frac{dz}{dt} \mathbf{k} = - \lambda \nabla P$$

其中, P 为压力, $\times 10^{-1}$ MPa; λ 为总流量, $\text{cm}^2 / (\text{s} \cdot 10^{-1} \text{ MPa})$ 。

水相质量守恒方程

$$\phi \frac{\partial S_w}{\partial t} + \mathbf{u}_t \cdot \nabla f_w = q_w, \quad (2)$$

式中, S_w 为水相饱和度; f_w 为水相分流; q_w 为单位岩石体积中, 注入或采出的水的体积流量, 1/s。

根据基本假设 2), 潜在的三个相具有各自的分流量, 且其分流量与相饱和度有关。将式 (1) 写为潜在相的普遍形式为

$$\phi (\partial S_j) / \partial t + \mathbf{u}_t \cdot \nabla f_j = q_j \quad (j = w, o, s), \quad (3)$$

其中, S_j 为水、油或溶剂相饱和度; f_j 为水、油或溶剂相分流, 可表示为

$$f_j(S_w, S_o, S_s) = \frac{K_{rj}/\mu_j}{\sum_{i=w,o,s} K_{ri}/\mu_i} \quad (j = w, o, s), \quad (4)$$

式中, K_r 表示相对渗透率; μ 表示粘度, mPa·s。

由于油相与驱替溶剂之间往往存在不利的流度比和较大的密度差异, 混相驱一般具有不稳定的推进前缘, 表现为粘性指进或重力舌进。传输-扩散模型考虑了扩散作用对混相驱的影响, 但求解中存在严重的数值弥散。Todd 和 Longstaff 等人^[5]的研究表明, 扩散对混相驱过程中有效的流体特征(如粘度、相对渗透率等)的影响作用足以用经验模型来反映, 同时, 该模型也能很好地模拟粘性指进等不稳定驱替状态。与组分模型相比, 这类模型更适合于在混相驱的重要机理是分散作用, 而不是相态(传质)的情况下应用。

1.1 相对渗透率曲线的处理

混相状态下, 混合相相对渗透率 K_m 不能用实验测得。本文采用饱和度加权方法^[7]进行计算:

$$K_m = \frac{S_o - S_{om}}{1 - S_w - S_{om}} K_{row} + \frac{S_s}{1 - S_w - S_{om}} K_{rs}, \quad (5)$$

式中, S_{om} 为混合条件下残余油饱和度; K_{row} 为水相存在条件下的油相相对渗透率; K_{rs} 为混合状态下溶剂相相对渗透率。其中, K_{rs} 可用以下经验公式计算:

$$K_{rs} = K_{rsm} \left[\frac{S_s - S_{sr}}{1 - S_{wc} - S_{sr} - S_{om}} \right]^{n_s}, \quad (6)$$

式中, K_{rsm} 为在束缚水饱和度条件下, 溶剂相端点(最大)相对渗透率; S_{wc} 为束缚水饱和度; S_{sr} 为残余溶剂饱和度; n_s 为溶剂相相渗公式指数。

为了描述压力对混相状态的影响, 引入压力影响系数 α 。其含义为: 当油藏压力高于最小混相压力(MMP)时, 油和溶剂呈完全混相状态, 此时 $\alpha = 1$; 当油藏压力低于某个特定压力 P_s (如 $P_s = 0.75$ MMP) 时, 呈非混相驱状态, 此时 $\alpha = 0$; 而当油藏压力介于 P_s 与 MMP 之间时, $0 < \alpha < 1$, 部分混相, 如图 1 所示。

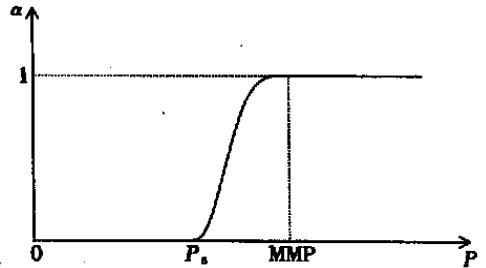


图 1 压力影响系数 α 与油藏压力关系

那么, 油相和溶剂相有效的相对渗透率 $K_{ro\text{eff}}$ 、 $K_{rs\text{eff}}$ 可定义为

$$K_{ro\text{eff}} = (1 - \alpha)K_{ro} + \alpha \frac{S_o - S_{om}}{1 - S_w - S_{om}} K_m, \quad (7)$$

$$K_{rs\text{eff}} = (1 - \alpha)K_{rg} + \alpha \frac{S_s}{1 - S_w - S_{om}} K_m, \quad (8)$$

其中, K_{ro} 、 K_{rg} 分别为油气水三相条件下的油、气相相对渗透率。 K_{ro} 采用改进的 Stone II 公式^[8]计算。

$$K_{ro} = K_{row} \left[\left(\frac{K_{row}}{K_{row}} + K_{rw} \right) \left(\frac{K_{rog}}{K_{row}} + K_{rg} \right) - (K_{rw} + K_{rg}) \right]. \quad (9)$$

1.2 有效粘度的处理

引入混合参数 ω 用于调整混合状态下油和溶剂的有效粘度。 ω 可取值范围为 0~1, 它决定混合流体间的混合量。 $\omega = 0$ 表示不混合, 这时油和溶剂分别具有各自在不混合状态下的粘度; 而 $\omega = 1$ 代表完全混合。混合参数 ω 的典型取值是 2/3。

$$\mu_{om} = \mu_o^{1-\omega} \mu_m^\omega \quad (10)$$

$$\mu_{sm} = \mu_s^{1-\omega} \mu_m^\omega \quad (11)$$

式中, μ_o 、 μ_s 分别为非混相状态下油、溶剂粘度。其中, 混合相粘度 μ_m 由粘度的 1/4 次幂混合规则确定,

$$\frac{1}{\mu_m^{0.25}} = \frac{1}{1 - S_w} \left(\frac{S_o}{\mu_o^{0.25}} + \frac{S_s}{\mu_s^{0.25}} \right) \quad (12)$$

考虑压力的影响, 计算混合状态下的油和溶剂有效粘度 $\mu_{o\text{eff}}$ 、 $\mu_{s\text{eff}}$ 公式可写为:

$$\mu_{o\text{eff}} = (1 - \alpha) \mu_o + \alpha \mu_{om}, \quad (13)$$

$$\mu_{s\text{eff}} = (1 - \alpha) \mu_s + \alpha \mu_{sm} \quad (14)$$

2 流线的生成

本文从无限大油藏稳态渗流场基本解出发, 结合边界元方法(BEM) 求解出复杂边界条件下稳态渗流场的势分布, 以此为基础提出了流线场的生成办法^[9]。

将式(3)三相相加, 并考虑 $S_w + S_o + S_s = 1$, 则可得到压力方程:

$$\nabla \cdot (\lambda \nabla P) + q_t = 0, \quad (15)$$

式中, q_t 为单位岩石体积中, 注入或采出的总体积流量, $1/s$, $q_t = q_w + q_o + q_s$ 。为便于推导, 记 Φ 为势, 定义为

$$\Phi = \lambda P = \left(K \sum_{i=w,o,s} \frac{K_{ri}}{\mu_i} \right) P, \quad (16)$$

式中, K 为绝对渗透率, μm^2 。

为研究复杂边界条件下稳态渗流问题, 不失一般性, 设在二维定义域 Ω 内包含 n_w 个源汇项(井位), 边界为不规则形状复合边界 S , 由一类边界段 S_1 和二类边界段 S_2 组合形成, 即 $S = S_1 + S_2$, 如图 2 所示。为简化研究, 忽略 λ 在平面上变化对势分布的影响。其基本微分方程可表示为

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 \Phi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial y^2} + \sum_{k=1}^{n_w} q_k \delta(x - x_k) \delta(y - y_k) = 0, & \text{在 } \Omega \text{ 内,} \\ \Phi - \Phi_0 = 0, & \text{在 } S_1 \text{ 上,} \\ \frac{\partial \Phi}{\partial n} \Big|_S - \frac{\partial \Phi}{\partial n} = 0, & \text{在 } S_2 \text{ 上,} \end{cases} \quad (17)$$

式中, q_k 为在单位岩石体积中, 第 k 口井注入(或采出)的体积流量, $1/s$; x_k, y_k 分别为第 k 口井的 X, Y 坐标, cm ; δ 为狄拉克函数; n 表示法线方向; $\Phi(x, y)$ 和 $\partial \Phi(x, y) / \partial n$ 为已知函数。

将无限大油藏稳态渗流场基本解称之为格林函数, 记为

$$G = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{1}{|r - r_V|}, \quad (18)$$

式中, r 为场点; r_V 为源点。通过该解并结合式(17), 可得到积分方程:

$$\begin{aligned} \Phi(V) = & \sum_{k=1}^{n_w} q_k G_k + \int_S \frac{\partial \Phi(R_0)}{\partial n} G(R_0, V) dS(R_0) - \\ & \int_S \Phi(R_0) \frac{\partial G(R_0, V)}{\partial n} dS(R_0), \end{aligned} \quad (19)$$

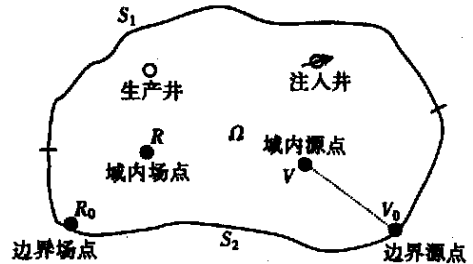


图 2 不规则边界均质油藏

式(19)右端两个边界积分项,反映了边界上的函数值 $\Phi(S)$ 及其一阶导数 $\partial \Phi(S)/\partial n$ 对场变量 $\Phi(V)$ 产生的影响。为便于求解,可将源点 V 移到 V_0 点处(图2),进行奇异点处理后,即可获得边界积分方程。

用数值方法求解边值问题的边界积分方程时,本文采用常数单元。设边界划分为 n 个单元,其中 n_1 个单元属于第一类边界(S_1), n_2 个单元属于第二类边界(S_2), $n = n_1 + n_2$ 。写出线性代数方程式即为:

$$\sum_{j=1}^n H_{ij} \Phi - \sum_{j=1}^n G_{ij} \frac{\partial \Phi}{\partial n} = \sum_{k=1}^{n_w} q_k G_{ik} \quad (i = 1, \dots, n), \quad (20)$$

式中, H_{ij} 、 G_{ij} 称之为影响系数。

用高斯消去法可对式(20)进行求解,即可求出待解的 n_1 个 $(\partial \Phi / \partial n)|_j$ 和 n_2 个 Φ 共 n 个边界未知值。将其回代入式(19)的离散形式求出域内任意点的 Φ 值,从而确定出复杂边界条件下稳态渗流的势场。

在求得势场后,可以通过下式确定域内某点的速度。

$$v_x = -\frac{\partial \Phi}{\partial x}, \quad v_y = -\frac{\partial \Phi}{\partial y}. \quad (21)$$

根据已知速度场,即可从注入井到生产井进行流线追踪,得到全研究域内的流线分布。

3 一维问题的求解

在流线方法中,需将多维方程换成可沿流线求解的一维方程。流线从注入井流出流向生产井,沿流线的运移时间 τ 可定义为

$$\tau = \int_0^{\xi} \frac{\phi}{|u_t|} dS. \quad (22)$$

式(22)以沿着流线的总速度 $u_t(S)$ 为基础,定义了到达流线上某一点 ξ 所需的时间。为了进行坐标变换,将该式改写为

$$|u_t| \frac{\partial}{\partial S} = u_t \cdot \nabla = \phi \frac{\partial}{\partial \tau}. \quad (23)$$

将式(23)代入式(3),暂不考虑源汇项 q_j ,可得 j 相沿流线坐标的一维物质守恒方程。

$$\frac{\partial S_j}{\partial t} + \frac{\partial f_j}{\partial \tau} = 0 \quad (j = w, o, s). \quad (24)$$

用解析法对式(24)求解只限于在初始条件比较简单的情况下。因此,为了模拟油田复杂的开采过程,往往需要用数值方法对该式求解。

利用关于时间 t 的一阶向前差商和关于运移时间 τ 的二阶差商,写出式(24)的有限差分方程为:

$$S_{j,k}^{n+1} = S_{j,k}^n + \frac{\Delta t}{\Delta \tau} (f_{j,k-1/2}^n - f_{j,k+1/2}^n), \quad (25)$$

其中, $S_{j,k}^n$ 、 $S_{j,k}^{n+1}$ 分别表示第 n 或 $n+1$ 时刻,网格 k 内的 j 相饱和度; $f_{j,k-1/2}^n$ 、 $f_{j,k+1/2}^n$ 分别表示第 n 时刻,网格 k 与网格 $k-1$ 或网格 $k+1$ 之间网格界面上 j 相的分流量; Δt 为时间步长; $\Delta \tau$ 为运移时间步长。

本文采用显式全变差递减(TVD)法^[10]对式(25)进行求解。其中,网格块界面上分流量可近似为一阶分流量项和反扩散修正项之和,即为

$$f_{j,k+1/2}^n = f_{j,k}^n + \frac{\Psi_{j,k+1/2}^n}{2} (f_{j,k+1}^n - f_{j,k}^n), \quad (26)$$

其中, Ψ 采用 Van Leer 流量限幅器, 定义为

$$\Psi = \frac{\gamma + |\gamma|}{1 + |\gamma|}, \quad (27)$$

式中, γ 为相邻网格分流量差之比, 为 $\gamma_{j, k+1/2}^n = (f_{j, k}^n - f_{j, k-1}^n) / (f_{j, k+1}^n - f_{j, k}^n)$ 。

4 讨 论

模拟计算建立模型是平面均质、纵向非均质的拟三维地质模型。纵向上分为 5 个小层, 变异系数为 0.7。模拟井网为反九点井网, 井网面积 0.16 km², 地层原油粘度 2 mPa·s。为了实现三次采油过程的模拟, 在原始油层条件下, 注入 1 倍烃孔隙体积(1 HCPV) 水后, 再注入溶剂段塞。

4.1 开采方式

分别模拟水驱、连续注入和溶剂-水交替注入(WAG)等 3 种开采方式。其中, 连续注入方式设计为: 在注入 1 HCPV 水后连续注入 0.3 HCPV CO₂, 再进行后续水驱; 而 WAG 方式设计为: 在注入 1 HCPV 水后进行 6 个水气交替周期, 每个周期注入 0.05 HCPV CO₂ 和 0.05 HCPV 水, 水气交替之后进行后续水驱。

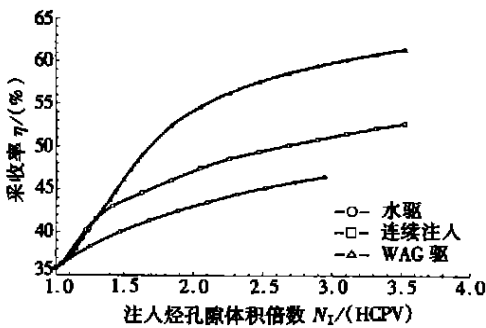


图 3 开采方式对采收率的影响

图 3 反映了 3 种开采方式对采收率的影响。连续注入方式和 WAG 开采方式与水驱相比分别提高采收率 6.2%、15.0%。WAG 方式开采效果明显优于连续注入方式, 主要由于水气交替注入抑制了由原油与溶剂粘度及密度差异引起的粘性指进, 从而改善了面积扫油效率。图 4 反映出 WAG 方式较连续注入方式推迟了 CO₂ 的突破, 同时也减少了 CO₂ 的总采出量。

4.2 段塞尺寸

溶剂段塞尺寸的大小直接关系到采收率的高低。模拟结果(图 5)表明, 随着溶剂段塞尺寸的加大, 采收率提高, 但注剂利用率(即注入单位量 CO₂ 所能得到的增油量)逐步减小。图中反映出溶剂段塞尺寸在 0.3 HCPV 处附近, 曲线斜率变化较大, 因此优化溶剂段塞尺寸为 0.3 HCPV。

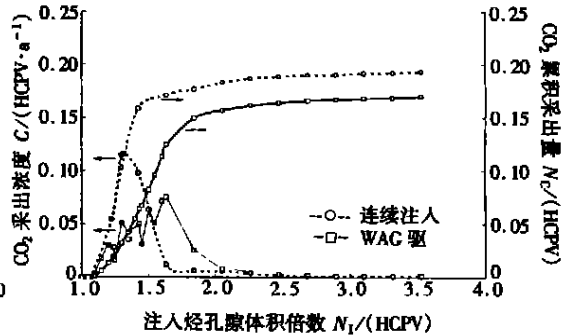
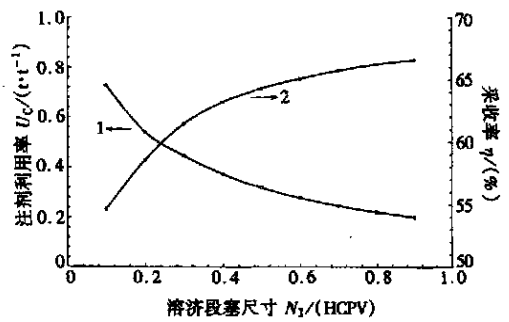


图 4 CO₂ 采出曲线对比



1. 注剂利用率; 2. 采收率

图 5 溶剂段塞尺寸对开采效果的影响

图中反映出溶剂段塞尺寸在 0.3 HCPV 处附近, 曲线斜率变化较大, 因此优化溶剂段塞尺寸为 0.3 HCPV。

4.3 注入周期

在累积注入 CO₂ 总量为 0.3 HCPV 的条件下, 设计了 5 种不同的注入周期方案, 即: (0.15 HCPV CO₂+ 0.15 HCPV 水) × 2; (0.1 HCPV CO₂+ 0.1 HCPV 水) × 3; (0.05 HCPV CO₂+ 0.05 HCPV 水) × 6; (0.025 HCPV CO₂+ 0.025 HCPV 水) × 12; (0.02 HCPV CO₂+ 0.02 HCPV 水) × 15。模拟结果 (图 6) 表明, 随着注入周期的增多, 开采效果得到改善。但注入周期数超过 6 周期以后, 对采收率的影响很小。考虑现场操作的复杂性, 注入周期以 6 周期为宜, 即每周期溶剂段塞尺寸为 0.05 HCPV 左右。

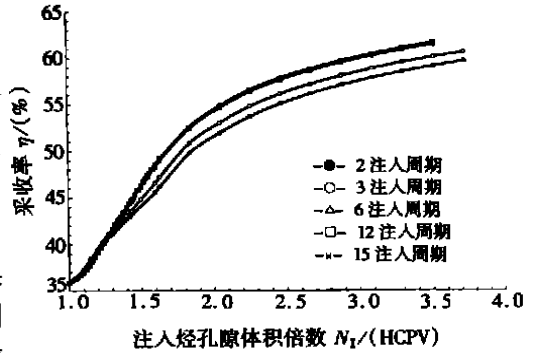


图 6 注入周期对采收率的影响

5 结 论

- 1) 建立起一种实用的 CO₂ 混相驱数学模型, 可实现 CO₂ 混相驱驱替动态的快速预测。
- 2) 本文结合边界元方法对复杂边界条件下稳态渗流场的势分布进行了求解。该方法计算量较小, 且可用于求解任意形状的包含定压、定流量或混合边界在内的组合边界问题。
- 3) 模拟结果表明, WAG 方式较之连续注入方式, 开采效果明显改善; 优化溶剂段塞尺寸为 0.3 HCPV 左右; 超过一定注入周期数时, 注入周期对采收率的影响很小, 每周期溶剂段塞尺寸在 0.05 HCPV 左右比较合适。

[参 考 文 献]

- [1] 李士伦, 郭平, 戴磊, 等. 发展注气提高采收率技术[J]. 西南石油学院学报, 2000, 22(3): 41—45.
- [2] Nghiem L X, Fong D K, Aziz K. Compositional modeling with an equation of state [J]. Society of Petroleum Engineering Journal, 1981, 21(12): 687—698.
- [3] Larson R G. Controlling numerical dispersion by timed flux updating in one dimension [J]. Society of Petroleum Engineering Journal, 1980, 20(6): 399—408.
- [4] Koval E J. A method for predicting the performance of unstable miscible displacement in heterogeneous media [J]. Society of Petroleum Engineering Journal, 1963, 3(6): 145—154.
- [5] Todd M R, Longstaff W J. The development, testing, and application of a numerical simulator for predicting miscible flood performance [J]. Journal of Petroleum Technology, 1972, 24(7): 874—882.
- [6] Thiele M R, Batycky R P, Blunt M J. A streamline_based 3D field_scale compositional reservoir simulator [A]. In: the SPE Annual Technical Conference and Exhibition [C]. SPE 38889, San Antonio, 1997, 471—482.
- [7] Prieditis J, Brugman R J. Effects of recent relative permeability data on CO₂ flood modeling [A]. In: the 68th Annual Technical Conference and Exhibition of SPE [C]. SPE 26650, Houston, Texas, 1993, 467—481.
- [8] Stone H L. Estimation of three phase relative permeability and residual oil data [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1973, 12(4): 53—61.
- [9] 侯健, 王玉斗, 陈月明. 复杂边界条件下渗流场流线分布研究 [J]. 计算力学学报, 2003, 20(3): 335—338, 345.

- [10] Rubin B, Edwards M. Extension of the TVD midpoint scheme to higher_order accuracy in time[A]. In: the 12th SPE Symposium on Reservoir Simulation [C]. SPE 25265, New Orleans, 1993, 375—385.

Streamline_Based Mathematical Model for CO₂ Miscible Flooding

HOU Jian

(Institute of Petroleum Engineering, Petroleum University (East of China),
Dongying Shandong 257061, P. R. China)

Abstract: According to the research theory of improved black oil simulator, a practical mathematical model for CO₂ miscible flooding was presented. In the model, the miscible process simulation was realized by adjusting oil/gas relative permeability and effective viscosity under the condition of miscible flow. In order to predict the production performance fast, streamline method is employed to solve this model as an alternative to traditional finite difference methods. Based on streamline distribution of steady_state flow through porous media with complex boundary confirmed with the boundary element method (BEM), an explicit total variation diminishing (TVD) method is used to solve the one_dimensional flow problem. At the same time, influences of development scheme, solvent slug size, and injection periods on CO₂ drive recovery are discussed. The model has the advantages of less information need, fast calculation, and adaptation to calculate CO₂ drive performance of all kinds of patterns in a random shaped porous media with assembly boundary. It can be an effective tool for early stage screening and reservoir dynamic management of the CO₂ miscible oil field.

Key words: miscible displacement; streamline; mathematical model; boundary element method; enhanced oil recovery