

## 根据动态驱替实验数据计算油水相对渗透率曲线的最优化方法\*

李克文

(石油勘探开发科学研究院)

**摘要** 提出了采用动态驱替实验数据——岩芯末端的流体产量(或采收率)作为宏观拟合变量计算油水相对渗透率曲线的最优化方法(也称自动历史拟合方法),编制了相应的计算软件AMK2-1.并且,利用正常情况的实验数据对该软件进行了验证;然后,对用E.F.Johnson等人的方法求出的相对渗透率曲线异常的情况进行了实例计算,计算表明该软件的应用效果良好.

**关键词** 开发研究;油水相对渗透率曲线;最优化方法;岩芯分析

### 0 引言

相对渗透率( $KR$ )曲线是油田开发工程中十分重要的基础数据.目前,获得 $KR$ 曲线的实验室方法主要有两种,一种是稳态法<sup>[1]</sup>,另一种是非稳态法<sup>[2]</sup>.稳态法能够在较大的饱和度和区域内测定相对渗透率,数值处理与计算也比较简单;但稳态法中岩芯内流体的运动过程不能代表油藏中流体的实际运动过程,且所需的实验时间很长.非稳态法(或称动态法)中的驱替过程可与实际油藏中的相同,并且其实验时间短,所以,非稳态法在实验室中的应用比稳态法更加广泛.

利用驱替实验中测得的流体产量和岩芯两端的压差数据,可以根据JBN方法(即E.F.Johnson等人的方法)或者其改进方法——琼斯图解方法<sup>[3]</sup>求得油水 $KR$ 曲线.然而,上述方法都假定毛管压力可以忽略,流体在岩芯内以等饱和度面推进.所以,当毛管压力的影响比较显著或者岩芯内流体运动不能保证等饱和度面推进时,利用上述方法处理非稳态驱替实验数据求得的 $KR$ 曲线往往出现异常.大量的实验与计算表明,下列几种情况容易使按JBN方法求得的 $KR$ 曲线产生异常现象:

(1) 岩芯非均质时<sup>[4,5]</sup>,驱替过程中流体很难保证等饱和度面推进;并且,使驱替相的最前缘的突破时间大大早于其主流前缘的突破时间.

(2) 油水粘度比很小以及岩芯低渗透、强亲水(也包括含粘土较多的情况)时<sup>[4,5]</sup>,岩芯内流体的驱替呈活塞状;驱替相突破以后,被驱替相几乎全部产出.这样,利用JBN方法只能求得接近最大驱替相饱和度附近且区域很窄的 $KR$ 曲线,实际上往往只有1~3个油水相对渗透率点.

\* 1989年2月20日收稿.

(3) 岩芯具有部分或混合润湿性时<sup>[4]</sup>, 即使岩芯孔隙结构的均质性很好, 也容易出现前述驱替相超前突破的现象。

(4) 驱替速度很低时, 毛管压力和驱替压力相比不可忽略, 因而利用 JBN 方法求得的  $KR$  曲线的可靠性与准确性比较差, 甚至出现异常情况。

为了克服上述缺点, 许多研究人员将已经发展起来的油藏数值模拟技术应用于岩芯驱替实验, 提出了利用岩芯和流体的物理参数以及动态驱替实验数据(如采收率、岩芯两端的压差等)计算油水相对渗透率曲线的自动历史拟合方法<sup>[4,5,7,8]</sup>。

以往的自动历史拟合方法大多采用被驱替流体的采收率和岩芯两端的压差(或者相对注入率)作为被拟合的宏观参数。在本文中, 利用经典的 Buckley-Leverett 方程模拟岩芯内的水驱油过程, 只用被驱替流体(油)的采收率作为被拟合的宏观参数, 求得相应的油水  $KR$  曲线。实例计算表明, 该方法和前一种方法相比更加简单、有效。

## 1 自动历史拟合方法的基本原理

根据动态驱替实验数据利用最优化方法计算油水  $KR$  曲线的基本原理如下: 设油的相对渗透率  $K_{ro}$  和水的相对渗透率  $K_{rw}$  分别与含水饱和度  $S_w$  存在函数关系——油水相对渗透率模型( $KR$  模型), 该模型中有一定数量的待定参数。显然, 如果  $KR$  模型完全确定, 则可以利用差分方法在给定的条件下求解代表岩芯内流体运动的渗流模型, 并计算出岩芯出口端油相(或水相)的累积产量  $N_p$  和岩芯两端的压差  $\Delta P_c$ (或者相对注入率)。  $KR$  模型中的待定参数是可调的, 因此, 可以先给定  $KR$  模型中待定参数的初始值, 再用最优化方法(如非线性最小二乘法)使得累积产油量和岩芯两端的压差的计算值与实测值之间的离差平方和最小, 从而确定  $KR$  模型中一组唯一的待定参数, 例如方程(16)和(17)中的  $n_o$  与  $n_w$ 。  $KR$  模型中的待定参数确定以后, 便得到了所需的油水相对渗透率曲线。在本文中, 只用累积产油量作为被拟合的宏观参数, 基本原理与上述相同。

上述表示相对渗透率的方法称为公式化方法。相对渗透率与含水饱和度之间的关系还可以用参数化的形式来表达, 拟合求解的是这些参数化了的相对渗透率值。参数化方法与公式化方法的主要差别在于: 对于某一含水饱和度, 设对应的油水相对渗透率为一待定参数, 设若干个, 然后用最优化方法求出这些点的相对渗透率值, 最后内插成相对渗透率曲线。不难看出, 参数化方法的计算工作量要大得多。

## 2 Buckley-Leverett 方程及其差分形式

对于水平放置的岩样(或者不考虑重力作用时), 油水两相在岩芯中的不可压非混相流动可以用一维条件下的广义达西定律描述

$$V_o = - \frac{K \cdot K_{ro}}{\mu_o} \cdot \frac{\partial P_o}{\partial x} \quad (1)$$

$$V_w = -\frac{K \cdot K_{rw}}{\mu_w} \cdot \frac{\partial P_w}{\partial x} \quad (2)$$

式中  $V_o$ ,  $V_w$  分别表示油和水的渗流速度;  $K$  为岩芯的绝对渗透率;  $\frac{\partial P_o}{\partial x}$ ,  $\frac{\partial P_w}{\partial x}$  分别表示油、水两相的压力梯度;  $\mu_o$ ,  $\mu_w$  分别表示油、水两相的粘度.

毛管压力  $P_c$  为

$$P_c = P_o - P_w \quad (3)$$

因此, 总的渗流速度  $V_t$  可由方程(1), (2)和(3)求出

$$V_t = V_o + V_w = -\left(\frac{K \cdot K_{ro}}{\mu_o} + \frac{K \cdot K_{rw}}{\mu_w}\right) \cdot \frac{\partial P_w}{\partial x} - \frac{K \cdot K_{ro}}{\mu_o} \cdot \frac{\partial P_c}{\partial x} \quad (4)$$

整理方程(4)可得

$$V_w = V_t \cdot f_w + \lambda_o \cdot f_w \cdot \frac{dP_c}{dS_w} \cdot \frac{\partial S_w}{\partial x} \quad (5)$$

式中

$$f_w = \frac{\lambda_w}{\lambda_o + \lambda_w} \quad (6)$$

$$\lambda_w = \frac{K \cdot K_{rw}}{\mu_w} \quad (7)$$

$$\lambda_o = \frac{K \cdot K_{ro}}{\mu_o} \quad (8)$$

一维不可压非混相流动的连续性方程为

$$\frac{\partial V_w}{\partial x} + \phi \cdot \frac{\partial S_w}{\partial t} = 0 \quad (9)$$

将方程(5)代入方程(9)可得

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( M \cdot \frac{\partial S_w}{\partial x} \right) - \frac{\partial (V_t \cdot f_w)}{\partial x} = \phi \cdot \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad (10)$$

式中

$$M = -\lambda_o \cdot f_w \cdot \frac{dP_c}{dS_w} \quad (11)$$

方程(10)为 Buckley-Leverett 方程(简称为 B-L 方程). 该方程是十分复杂的偏微分方程, 可用差分方法求解. 在本文中采用距离后向差分、时间显式差分的方法进行求解. 方程(10)的差分形式如下

$$\frac{M_i^n}{\Delta X_i} \left[ \frac{(S_w)_{i+1}^n - (S_w)_i^n}{\Delta X_{i+\frac{1}{2}}} \right] - \frac{M_{i-1}^n}{\Delta X_{i-1}} \left[ \frac{(S_w)_i^n - (S_w)_{i-1}^n}{\Delta X_{i-\frac{1}{2}}} \right] - V_t \left[ \frac{(f_w)_i^n - (f_w)_{i-1}^n}{\Delta X_i} \right]$$

$$= \varphi \left[ \frac{(S_w)_i^{n+1} - (S_w)_i^n}{\Delta t} \right] \quad (12-a)$$

式中  $n$  表示本步时间;  $n+1$  表示下步时间. 不考虑毛管压力的作用时, 可简化为

$$-V_t \left[ \frac{(f_w)_i^n - (f_w)_{i-1}^n}{\Delta X_i} \right] = \varphi \left[ \frac{(S_w)_i^{n+1} - (S_w)_i^n}{\Delta t} \right] \quad (12-b)$$

上述差分方程的边界条件为

$$(S_w)_1^n = 1 - S_{or} \quad (n = 2, 3, \dots, N) \quad (13)$$

初始条件为

$$(S_w)_i^1 = S_{wc} \quad (i = 1, 2; \dots, I) \quad (14)$$

式中  $S_{or}$  为残余油饱和度;  $S_{wc}$  为束缚水饱和度.

对于水驱油的情况, 岩芯出口端的累积产油量  $N_{P_e}$  可用下式表达

$$\left( N_{P_e} \right)_n = \sum_{i=0}^n \left[ 1 - (f_w)_i^n \right] \cdot A \cdot V_t \cdot \Delta t \quad (15)$$

式中  $A$  为岩芯的截面积.

### 3 相对渗透率模型与毛管压力模型

在本文中采用的相对渗透率模型为

$$K_{ro}^* = \frac{K_{ro}^* \cdot \left[ (1 - S_c)^{n_o} + b \cdot (1 - S_c) \right]}{1 + b} \quad (16)$$

$$K_{rw}^* = \frac{K_{rw}^* \cdot (S_c^{n_w} + a \cdot S_c)}{1 + a} \quad (17)$$

式中

$$S_c = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \quad (18)$$

$K_{ro}^* = K_{ro}(S_{wc})$ ,  $K_{rw}^* = K_{rw}(1 - S_{or})$  分别表示束缚水饱和度下的油相相对渗透率及残余油饱和度下的水相相对渗透率.  $a, b$  为很小的正常数, 一般取为 0.001. 引进  $a, b$  值的目的是, 是为了在进行最优化计算中在相对渗透率等于零的附近求导时不出现奇异点.

P.D.Kerig 等人采用过如下所示的  $KR$  模型<sup>[7]</sup>

$$K_{ro} = K_{ro}^* \cdot \left[ \left( \frac{1 - S_w - S_{or} + \varepsilon}{1 - S_{wc} - S_{or} + \varepsilon} \right)^{n_o} - \left( \frac{\varepsilon}{1 - S_{wc} - S_{or} + \varepsilon} \right)^{n_o} \right] \quad (19)$$

$$K_{rw} = K_{rw}^* \cdot \left[ \left( \frac{S_w - S_{wc} + \varepsilon}{1 - S_{wc} - S_{or} + \varepsilon} \right)^{n_w} - \left( \frac{\varepsilon}{1 - S_{wc} - S_{or} + \varepsilon} \right)^{n_w} \right] \quad (20)$$

式中  $\varepsilon$  也是一很小的正常数, 其作用与参数  $a, b$  的相同. 上述两类模型基本相同, 但是, 根据方程(19), 当  $S_w = S_{wc}$  时,  $K_{ro}$  不是严格地等于  $K_{ro}^*$ ; 根据方程(20), 当  $S_w = 1 - S_{or}$  时,  $K_{rw}$  不是严格地等于  $K_{rw}^*$ . 在某些特殊的情况下, 这会产生较大的误差.

毛管压力模型如下

$$P_c = \frac{P_c^* \cdot \left[ (1 - S_c)^{n_c} + \varepsilon \cdot (1 - S_c) \right]}{1 + \varepsilon} \quad (21)$$

式中  $P_c^*$  为束缚水条件下的毛管压力;  $n_c$  为待定参数.

在进行自动历史拟合计算时,  $K_{ro}^*, K_{rw}^*$  和  $P_c^*$  可由实验确定; 不过, 也可以作为待定参数利用最优化方法进行求解, 从而同时求出油水  $KR$  曲线和毛管压力曲线. 当然, 如果毛管压力数据已知, 则可以直接将有关数据代入方程(12).

#### 4 最优化模型及其算法

水驱油时的累积产量实测值用  $N_{p_m}$  表示, 在不考虑毛管压力  $P_c$  或者  $P_c$  已知时, 用自动历史拟合方法求解油水  $KR$  曲线的目标函数如下

$$J(\vec{u}) = \sum_{i=1}^m FR_i^2 \quad (22)$$

$$FR_i = \left( N_{p_m} \right)_i - \left( N_{p_c} \right)_i \quad (23)$$

$$\vec{u} = [n_o, n_w]^T \quad (24)$$

可以利用最优化方法求得一组适当的  $(n_o^*, n_w^*)$  使  $J(\vec{u})$  达到最小. 此时, 由  $(n_o^*, n_w^*)$  便可得到所需的油水  $KR$  曲线. 在本文中采用 Gauss-Newton 方法计算  $(n_o^*, n_w^*)$ , 具体算法如下.

第  $k+1$  迭代步的  $\vec{u}$  值与前一迭代步的值具有如下关系

$$\vec{u}^{k+1} = \vec{u}^k + \Delta \vec{u} \quad (k = 1, 2, \dots) \quad (25)$$

$k$  代表迭代步,  $k=1$  时,  $\vec{u}^k$  即为选取的初始值.

$\Delta \vec{u} = (\Delta n_o, \Delta n_w)^T$  是下列方程的解

$$\begin{bmatrix} A_1 & A_2 \\ A_3 & A_4 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta n_o \\ \Delta n_w \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_o \\ B_w \end{bmatrix} \quad (26)$$

式中各符号的表达式如下

$$A_1 = \sum_{i=1}^m \left( \frac{\partial FR_i}{\partial n_o} \right)^2 \quad (27)$$

$$A_2 = \sum_{i=1}^m \left( \frac{\partial FR_i}{\partial n_o} \cdot \frac{\partial FR_i}{\partial n_w} \right) \quad (28)$$

$$A_3 = A_2 \quad (29)$$

$$A_4 = \sum_{i=1}^m \left( \frac{\partial FR_i}{\partial n_w} \right)^2 \quad (30)$$

$$B_o = - \sum_{i=1}^m \left( FR_i \cdot \frac{\partial FR_i}{\partial n_o} \right) \quad (31)$$

$$B_w = - \sum_{i=1}^m \left( FR_i \cdot \frac{\partial FR_i}{\partial n_w} \right) \quad (32)$$

上述公式中的参数都是第  $k$  迭代步的参数。

由于  $FR_i$  不是  $n_o$  和  $n_w$  的显函数，所以，其偏导数可采用扰动法求解，扰动值一般取为 0.001 即可。

利用上述算法，可以一步一步地进行迭代，直至满足如下终止准则

$$\frac{\Delta n_o}{n_o} \leq \varepsilon_o \quad (33)$$

$$\frac{\Delta n_w}{n_w} \leq \varepsilon_w \quad (34)$$

$\varepsilon_o$  与  $\varepsilon_w$  是比较小的正常数，可根据实际情况选定。此时求得的  $(n_o, n_w)$  则为使目标函数  $J(\bar{u})$  最小的最佳值  $(n_o^*, n_w^*)$ 。

## 5 应 用

根据前述基本原理，编制了相应的计算油水  $KR$  曲线的软件 AMK2-1。为了验证这一方法的可行性与可靠性，我们应用 Jones 等人发表的岩芯驱替实验数据<sup>[4]</sup>作为软件 AMK2-1 的输入数据，求出了相应的油水  $KR$  曲线。与 Jones 等人利用图解方法计算的油水  $KR$  曲线的对比情况如图 1 所示，有关的岩芯和流体等参数为：

岩芯长度  $L = 12.705$  cm;

岩芯直径  $D = 3.810$  cm;

孔隙体积  $V_p = 31.130$  ml;

水的粘度  $\mu_w = 0.97$  mPa · s;

油的粘度  $\mu_o = 10.45$  mPa · s;

绝对渗透率  $K = 35.4 \times 10^{-3}$   $\mu\text{m}^2$ ;

流量  $Q = 0.022$  ml / s;

$S_{wc} = 0.350$ ;

$S_{or} = 0.313$ ;

$K_{ro}^* = 0.774$ ;

$K_{rw}^* = 0.160$ ;

$\Delta X = 0.63525$  cm;

孔隙体积倍数  $\Delta t V = \frac{Q \cdot \Delta t}{V_p} = 7.156 \times 10^{-3}$ 。

从图 1 可以看出, 自动历史拟合方法与 Jones 方法求出的油水  $KR$  曲线的吻合程度比较高, 特别是含水饱和度  $S_w$  比较大的区域, 两种方法求得油水  $KR$  曲线几乎完全重合. 对累积产量, 拟合精度为

$$ER = \left\{ \sum [(N_{p_e})_i - (N_{p_m})_i]^2 \right\}^{\frac{1}{2}}$$

$ER$  代表累积误差, 这里  $ER = 0.065$  ml.

另外, 还对安徽油田的两块岩样(岩样号分别为王-16-相 2(1)和王-16-相 6(1))进行了计算, 求出的油水  $KR$  曲线分别如图 2 和图 3 所示. 有关其它岩芯、流体等参数以及计算结果如表 1 和表 2 所示.

王-16-相 2(1)的物性参数(其它参数见表 1-a, 表 1-b)如下:

- $L = 4.978$  cm;                       $D = 2.515$  cm;
- $V_p = 4.106$  ml;                       $\mu_w = 1.095$  mPa · s;
- $\mu_o = 21.37$  mPa · s;                   $S_{wc} = 0.357$ ;
- $S_{or} = 0.244$ ;                           $K_{ro}^* = 0.590$ ;
- $K_{rw}^* = 0.032$ ;                           $\Delta X = 0.4978$  cm;

孔隙体积倍数  $\Delta tV = 7.87 \times 10^{-2}$ ;       $K = 29.23 \times 10^{-3} \mu m^2$  (气测).

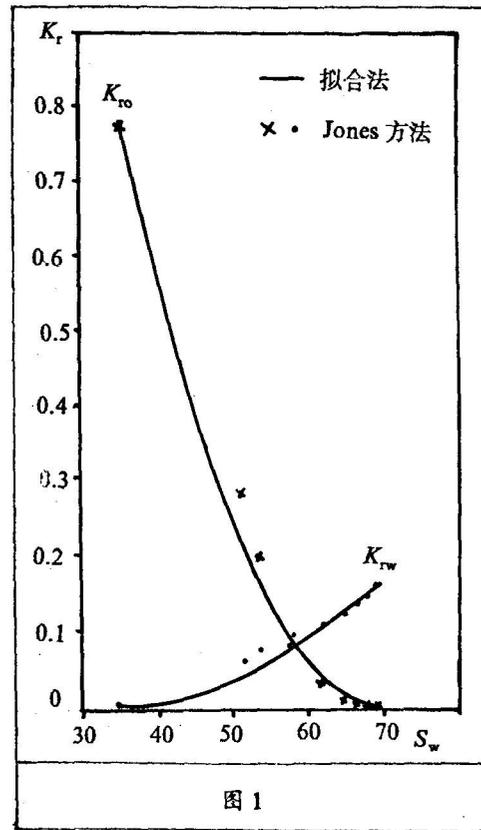


图 1

表 1-a 王-16-相 2(1)的累积注入量  $TV$  与累积产油量  $N_{p_m}$

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$TV$	0.95	1.08	1.54	2.01	2.84	4.53	7.87	14.11	31.33	49.01	66.66
$N_{p_m}$	0.95	1.05	1.15	1.25	1.30	1.40	1.50	1.55	1.60	1.62	1.64

表 1-b 王-16-相 2(1)的油水相对渗透率数据

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$S_w$	0.356	0.396	0.436	0.476	0.516	0.556	0.596	0.636	0.676	0.716	0.756
$K_{ro}$	0.590	0.490	0.398	0.315	0.240	0.174	0.118	0.071	0.035	0.010	0.000
$K_{rw}$	0.000	0.003	0.006	0.009	0.012	0.015	0.018	0.022	0.025	0.028	0.032

对于王-16-相 2(1), 累积产油量的拟合精度  $ER = 0.099$  ml, 其效果是比较好的. 从图 2 中也可以看出, 对于油相, 用两种方法求出的  $KR$  曲线吻合得比较好; 但是, 用 Jones 方法求出的水相  $KR$  曲线却是异常的, 且出现明显的驼峰状, 这是不符合实际情况的. 而用拟合法求出的水相  $KR$  曲线的趋势是正常的, 并且反映该岩样强亲水, 这一点完全符合实际情况.

王-16-相 6(1)的物性参数(其它参数见表 2-a, 表 2-b)如下:

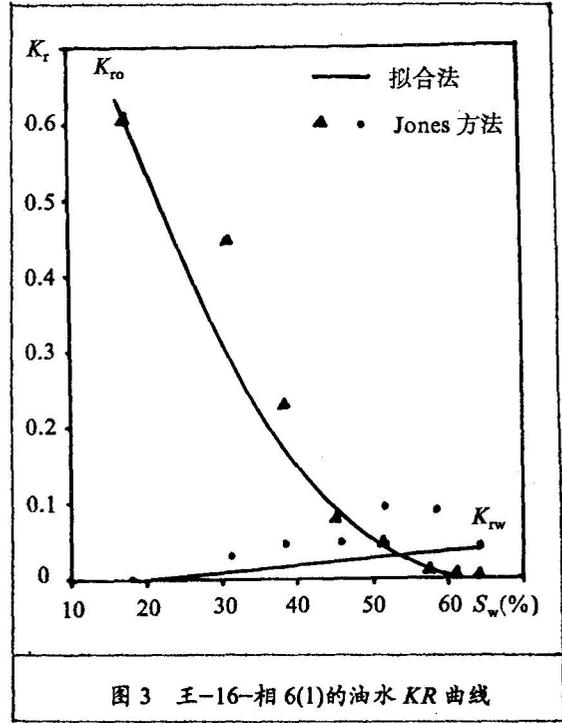
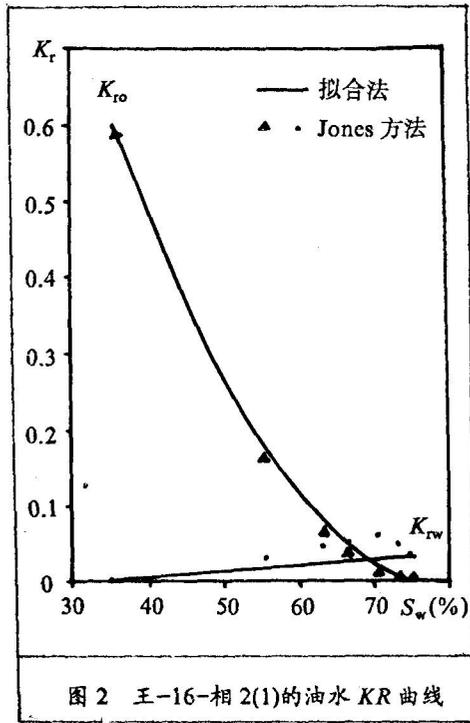
$L = 4.960 \text{ cm}; D = 2.520 \text{ cm}; V_p = 3.645 \text{ ml}; \mu_w = 1.095 \text{ mPa} \cdot \text{s};$   
 $\mu_o = 21.37 \text{ mPa} \cdot \text{s}; S_{wc} = 0.180; S_{or} = 0.354; K_{ro}^* = 0.609; K_{rw}^* = 0.042;$   
 $\Delta X = 0.496 \text{ cm};$  孔隙体积倍数  $\Delta V = 5.9 \times 10^{-2}; K = 52.12 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  (气测).

表 2-a 王-16-相 6(1)的累积注入量  $TV$  与累积产油量  $N_{p_m}$

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$TV$	0.65	0.76	0.95	1.24	1.35	3.79	5.90	11.98	30.69	63.77	81.79
$N_{p_m}$	0.65	0.75	0.85	0.95	1.15	1.25	1.35	1.50	1.60	1.67	1.70

表 2-b 王-16-相 6(1)的油水相对渗透率数据

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$S_w$	0.180	0.227	0.273	0.320	0.367	0.413	0.460	0.506	0.553	0.600	0.646
$K_{ro}$	0.609	0.484	0.375	0.280	0.200	0.135	0.083	0.044	0.018	0.004	0.000
$K_{rw}$	0.000	0.004	0.008	0.012	0.016	0.020	0.024	0.029	0.033	0.038	0.042



对于王-16-相 6(1)岩芯, 其累积产量的拟合精度  $ER = 0.15 \text{ ml}$ , 效果也是比较好的。从图 3 可见, 用 Jones 方法求出的油水  $KR$  曲线呈异常状态, 特别是水相  $KR$  曲线的变化趋势不符合实际情况; 而用自动历史拟合方法求出的油水  $KR$  曲线的形态是正常的。

上述两块岩样用 Jones 方法求出的油水  $KR$  曲线异常的原因可能是由于低渗透、强亲水、孔隙结构异常(如孔隙大小分布呈双峰态)等因素造成驱替相提前突破, 或者难以保证

等饱和度面推进, 从而使 Jones 方法失败. 然而, 由于自动历史拟合方法没有 JBN 方法或 Jones 方法的那些假设, 所以, 在这种情况下, 拟合法是适用的. 当然, 拟合法并不是万能的, 如果在实验过程中出现了堵塞或者产生较强烈的粘土膨胀现象, 则不宜采用自动历史拟合方法计算油水  $KR$  曲线.

## 6 结 论

如果岩芯具有特殊岩性, 如低渗透、强亲水、混合润湿性、孔隙结构异常, 则采用 JBN 方法或其改进方法求出的油水  $KR$  曲线呈异常状态 (特别是水相的  $KR$  曲线). 此时, 可以采用最优化方法利用动态驱替实验中岩芯末端的流体产量作为宏观拟合变量计算油水  $KR$  曲线, 该方法具有计算工作量小、可收敛和实用性强等优点.

当岩芯的岩性正常时, 当然也可以采用最优化方法计算油水  $KR$  曲线, 此时, 与异常情况相比, 对初始值的要求低得多, 且收敛速度很快.

在完成本文过程中, 得到了秦同洛教授、沈平平高级工程师以及薄启亮、戴志坚等同志的大力支持与帮助, 在此表示衷心的感谢!

## 参 考 文 献

- 1 李克文等. 石油勘探与开发, 1989; 16(4): 41~46
- 2 Firoozabadi A, Aziz K. *SPE* 15059, 1986
- 3 桓冠仁, 沈平平. 石油勘探与开发, 1982; 9(2): 52~58
- 4 Archer J S, Wong S W. *SPE* 3551, 1971
- 5 Sigmund P M, Mccaffery F G. *SPEJ*, 1979; 19(1): 15~28
- 6 官文超, 马志元. 大庆石油地质与开发, 1986; 5(3): 39~51
- 7 Kerig P D, Watson A T. *SPE* 14476, 1985
- 8 MacMillan D J. *SPE* 12356, 1986

[本文责任编辑 正 丁]

## AN OPTIMISTIC METHOD FOR CALCULATING OIL-WATER RELATIVE PERMEABILITY CURVES FROM DYNAMIC DISPLACE-MENT EXPERIMENTAL DATA

Li Kewen

(Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing)

---

**Abstract**

An optimistic method (called also automatic history matching method) for calculating oil and water relative permeability curves from dynamic displacement experimental data—fluid production or recovery at the outlet end of the core is developed. The corresponding calculating software AMK2-1 is worked out. Moreover, the software is tested with the normal experimental data. Then, the software is used for some cases in which the oil-water relative permeability curves are abnormal if JBN method is used. The results show that the software is efficient.

**Keywords** oil and water relative permeability curves; optimistic method; core analysis