

水驱油田采出程度计算及措施效果评价

吴湛*

(西南石油学院)

彭鹏商

(中原石油勘探局勘探开发研究院)

提 要

运用优化理论,结合油水两相渗流基本规律,对水驱油田最终采出程度进行了计算。该法运用实验测定的比较准确的相对渗透率曲线端点值,不需要假定油水相对渗透率呈某一特定函数关系,而用计算和实测累积产水量数据建立目标函数,就可以计算最终采出程度。计算表明,随着含水率不断增高,累积产水量的对数与采出程度之间就不再呈直线关系;即使采取一些增产措施,使累积产水量统计数据偏离直线,也能对最终采出程度进行计算,对不同的开发阶段进行措施效果评价。

主题词 采出程度 措施评价 水驱曲线 最优化

1 问题的提出

最终采收率的预测是油藏动态分析的一项重要工作。文献 [1, 2] 对两种预测最终采收率的方法作了全面介绍。方法之一是以油水比作为拟合目标,假设油水相对渗透率之比作为一种指数形式,对采出程度进行计算,但拟合水油比时,其数据系列有明显的波动性,经累加生成的累积产水量数据系列的随机性有所减少,以此为目标函数,计算结果就可以精确一些。从以往的经验,油层达到某一含水率之后,采出程度 R 与累积产水量的对数 $\lg wp$ 坐标上不是一条直线,因此如果直接外推直线计算最终采出程度,势必要造成误差。文献 [2] 认为,这是由于假设了油水相对渗透率之比的对数与饱和度呈直线关系造成的。不同开发阶段,采取一些增产措施,或开发效果不理想,使得水驱曲线偏离直线,最终采出程度随之发生了变化。针对以上存在的问题,提出了以计算与实测累积产水量为目标函数,结合较准确的实验内测定的相对渗透率端点值,运用优化理论来计算采出程度的方法。

2 累积产水量的计算

油水流经同一系统,由达西定律:

$$\frac{Q_o}{Q_w} = \frac{k_{ro}\mu_w B_w \gamma_o}{k_{rw}\mu_o B_o \gamma_w} \quad (1)$$

故:

$$Q_w = Q_o \frac{k_{rw}\mu_o B_o \gamma_w}{k_{ro}\mu_w B_w \gamma_o} \quad (2)$$

* 吴 湛,1964年3月生。1989年西南石油学院硕士毕业,现攻读博士学位。通讯处:四川省南充市。邮政编码:637001。

油田累积产水量为:

$$W_p = \int_0^t Q_w dt = \int_0^t \frac{Q_o k_{rw} \mu_o B_o \gamma_w}{k_{ro} \mu_w B_w \gamma_o} dt \quad (3)$$

地层采出程度为:

$$R = \frac{\bar{S}_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad (4)$$

$$\text{故:} \quad \bar{S}_w = R(1 - S_{wi}) + S_{wi} \quad (5)$$

$$\text{而} \quad R = \frac{N_p}{N_o} \quad (6)$$

将(5)式代入(6)式求得:

$$Q_o = \frac{dN_p}{dt} = \frac{N_o}{(1 - S_{wi})} \frac{d\bar{S}_w}{dt} \quad (7)$$

将(7)式代入(3)式得:

$$W_p = \frac{N_o \mu_o B_o \gamma_w}{(1 - S_{wi}) \mu_w B_w \gamma_o} \int_{S_{wi}}^{\bar{S}_w} \frac{K_{yw}}{K_{ro}} dS_w \quad (8)$$

这里对相对渗透定义为整个油层平均含水饱和度的函数。为简化计算,将油水相对渗透率曲线用指数函数参数化。有作者提出用样条函数逼近相对渗透率[5],由于未知参数过多,计算烦琐,没有得到广泛运用。

k_{rw} 、 k_{ro} 表达式如下:

$$K_{rw}(\bar{S}_w) = a_w \left(\frac{\bar{S}_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{b_w} \quad (9)$$

$$K_{ro}(\bar{S}_w) = a_o \left(\frac{1 - S_{or} - \bar{S}_w}{1 - S_{or} - S_{wi}} \right)^{b_o} \quad (10)$$

a_o 、 a_w 、 b_o 、 b_w 为待识别的参数。 a_o 、 a_w 有较明确的物理意义,为油水相对渗透率的端点值,实验室内测定该值比较准确。因此在计算中将 a_o 、 a_w 作为已知值,这样既考虑了油藏生产的动态特性,又结合了实验值,而且简化了计算。文献[3]介绍了利用相对渗透率相关关系求 a_o 、 a_w 的方法,从理论上说,可将 a_o 、 a_w 作为未知参数估算,但求出的值往往超出物理意义。

当油层见水后,油层出口端含水率表示为:

$$f_w = \frac{\frac{\mu_o K_{rw}}{\mu_w K_{ro}}}{1 + \frac{\mu_o K_{rw}}{\mu_w K_{ro}}} \quad (11)$$

此时, K_{rw} 、 K_{ro} 是出口端含水饱和度的函数。由文献[1]知,当含水率 $f=0.98$ (水油比 $F=49$)时,平均地层含水饱和度为:

$$\bar{S}_w = S_w + \frac{(1 - f_w)}{f_w} \quad (12)$$

从(11)式求解出 S_w ,代入(12)式求出 \bar{S}_w ,再将其代入(4)式,即可求出最终采出程度。

3 计算方法分析

对于一组给定的实际累积产水量,目标函数为:

$$J = \sum_{k=1}^N [Y_k - W_p(R, \vec{\beta})]^2 \quad (13)$$

其中, R 为采出程度, W_p 为对应于某一定采出程度的累积产水量。求解目的就是应用某种优化方法, 使(13)式达到最小。

$$\text{即 } J = \min \sum_{k=1}^N [Y_k - W_p(R, \vec{\beta})]^2 \quad (14)$$

$$\text{迭代格式为: } \vec{\beta}^{(L+1)} = \vec{\beta}^{(L)} + \Delta \vec{\beta}^{(L)} \quad (15)$$

$\Delta \vec{\beta}^{(L)}$ 由如下方程组求得:

$$(A^{(L)T} A^{(L)} + \lambda^{(L)} I) \Delta \vec{\beta}^{(L)} = -\vec{g}^{(L)} \quad (16)$$

其中

$$A = \frac{\partial W_p(R, \vec{\beta})}{\partial \vec{\beta}} \quad (17)$$

$$\vec{g} = - \sum_{k=1}^N [Y_k - W_p(R, \vec{\beta})] \frac{\partial W_p(R, \vec{\beta})}{\partial \vec{\beta}}$$

具体推导可参阅文献[4]。迭代开始后, 就是反复求解线性代数方程组(16), 直到满足某一指定的精度要求为止。

分析(8)式, 由于积分式比较复杂, 求不出其原函数, 只能采用数值积分, 由复化辛普生公式求解。

含水 $f_w = 0.98$ 时, 求解出口端含水饱和度, (11)式是一个超越方程, 采用数值方法计算。

利用 Marqudt 法, 每次迭代必须求出 W_p 的偏导数 $\frac{\partial W_p}{\partial \beta}$, 其解析式不能求出, 可用差商代替偏导数。该处理方法不十分完善, 是系统潜在的误差来源, 而且每迭代一次, 就必须求两次偏导数, 若参数多或 W_p 计算复杂, 计算量非常大。

4 实例计算及结果分析

表 1 油层物性参数

Table 1 Reservoir and fluid properties

残余油饱和度	束缚水饱和度	油粘度 (mPa·s)	水粘度 (mPa·s)	油密度	油体积系数	水体积系数
0.35	0.26	2.94	0.40	0.737	1.305	1.0

(1) 表 1 是我国东部某一油层(S2 上 1)的油层物性参数。1980 年投入开发, 截止到 1989 年 6 月, 综合含水已达 86.2%。以一个季度为一个点, 共计 36 个累积产水量。首先以前 20 个点为拟合目标, 后 16 个点作为预测, 开始计算时, 给一初值, 经 9 次迭代即可满足精度要求。计算最终采出程度为 43.16%, 标定采收率为 41%, 说明这段时期开发效果是不错的。

如图 1 所示, 其水驱曲线的发展趋势, 统计数据偏离了计算曲线, 后一阶段的开发效果则不理想。为了进一步测算采出程度的变化, 分别取前 16 点及前 29 个点进行测算, 结果见表 2。

表 2 计算最终采出程度

Table 2 Calculated ultimate recovery

时 间	1982.9	1983.9	1984.12	1985.12	1989.6
拟合点数	16	20	25	29	36
最终采出程度	37.60%	43.10%	38.32%	39.00%	38.50%

1983 年前后, 计算最终采出程度比较高, 1984 年 12 月~1989 年 6 月最终采出程度基本保证在 38% 左右, 显然 1983 年是开发效果比较好的年限。如果按照 1989 年的开发趋势, 不可能达到 41% 的标定采收率。图 2 是用 1989 年 6 月前的 36 个累积产水量为拟合点。以上两图均显示了在含水达到一定的程度后, 累积产水曲线均发生偏离, 不再是直线, 这很好地反映了油层的水驱特征, 也符合以往的开发经验。

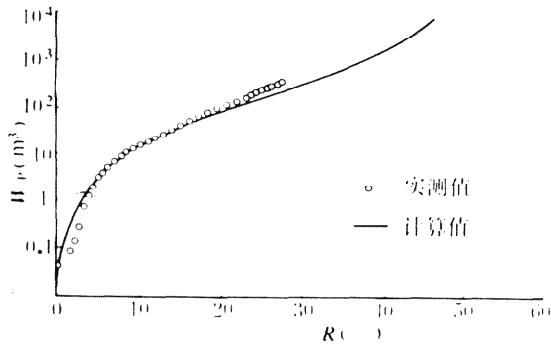


图 1 生产数据与计算水驱曲线

Fig. 1 Comparison between measured and calculated curve of water drive

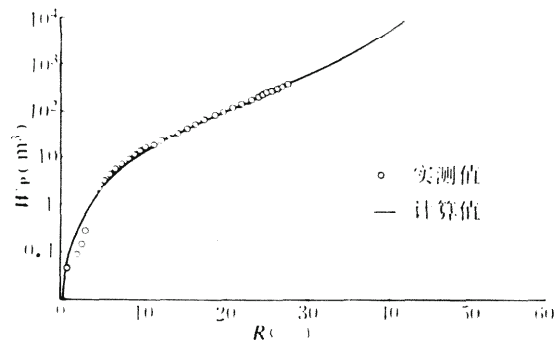


图 2 生产数据与计算水驱曲线

Fig. 2 Comparison between measured and calculated curve of water drive

(2) 同一油藏, 另一层系(S1), 1980 年投入开发, 该油层物性参数好, 开发效果认为比较理想, 标定最终采出程度为 56%。运用不同阶段统计数据进行计算, 如表 3 所示, 最佳时期是 1986 年前后, 计算出的采收率为 58.5%。若按照这样的开发趋势, 就可以超过标定最终采出程度。

表 3 (S1) 计算最终采出程度

Table 3 Calculated ultimate recovery

时 间	1984.3	1984.9	1985.3	1986.1	1986.1	1987.3	1989.3
拟合点数	16	18	20	23	25	28	36
最终采出程度	49.90%	57.16%	58.24%	58.15%	56.96%	54.50%	50.23%

分析原因, 一是对油层进行了井网加密, 提高了油层的水驱控制程度, 从而增加了可采储量; 二是采取了补孔、压裂等增产措施, 说明该阶段采取的措施是有效的, 除此阶段外采收率要低一些。图 3 是以 1987 年 3 月前数据进行拟合的, 计算曲线基本上与后两年的统计数据一致。而图 4 是以 1984 年 3 月前数据为目标函数, 这一时期后开发效果逐渐变好。按照图 4 中预测

曲线,产水量远高于实测,实际的累积产水量增长较慢,因此不断地引用新产水量数据,可使预测更精确。根据四条曲线所计算出的采收率的变化,就可对这两个时期的开发效果作出评价。

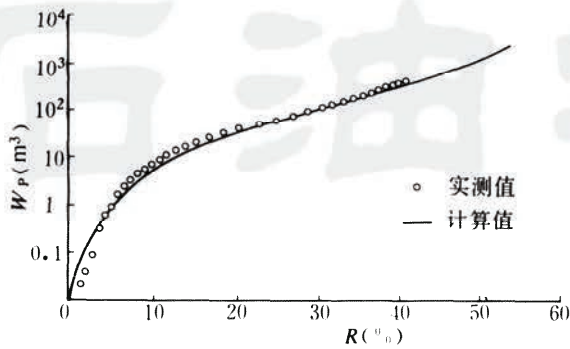


图3 生产数据与计算水驱曲线

Fig. 3 Comparison between measured and calculated curve of water drive

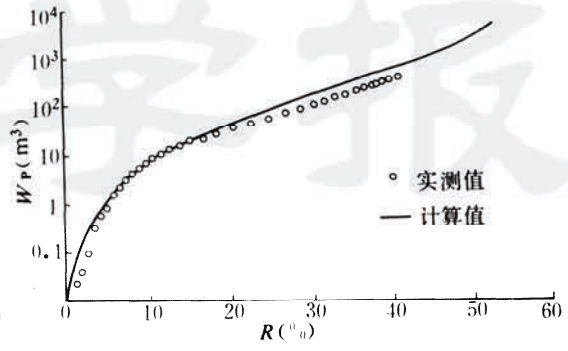


图4 生产数据与计算水驱曲线

Fig. 4 Comparison between measured and calculated curve of water drive

表4 初值与迭代次数关系

Table 4 Initial value and iteration number

参数	b_o	b_w	b_o	b_w	b_o	b_w
初值	9.0	1.0	4.0	2.0	1.0	0.1
收敛值	1.3413	1.2158	1.3422	1.2161	1.3419	1.2160
迭代次数	10		8		12	

如表4,只要初值的选取不偏离真值太远,经有限次迭代,均能收敛。如果出现不收敛,可以重新选取初值进行计算。

综合以上两例结果分析,水驱特征曲线先凸后凹,中间呈近似直线,相对渗透率的曲线是引起水驱曲线弯曲的主要因素。若采用相对渗透率比值为某一特定函数,仅取其直接段来计算采收率就会有误差,而且将淹没水驱曲线发生弯曲现象。

对于初期投入开发的油田,油水产量数据很少,这并不影响该方法的应用。将现有相对渗透率曲线按照文献[8]介绍的方法,加工整理成一条综合相对渗透率曲线,参数化后加以利用,那么同样对后期开发具有指导意义。

5 讨论

5.1 模型

计算累积产水量时,(8)式是对平均地层饱和度的积分,此时视出口端饱和度与平均地层饱和度相同,这只能是一个近似。出口端饱和度与平均地层饱和度之间的关系,可以应用(12)式 Welge 方程取得联系,但该式只有含水达到某一值时,才有意义。即:当 f_w 低含水时,(12)式右端

$$\frac{(1-f_w)}{f} > 1$$

因而使得 $S_w > 1$ 。许多作者以出口端饱和度近似代替平均地层饱和度^[9~11]。笔者认为这样处理有一定的合理性,不能认为是错误的^[4]。由于油层的非均质性与井网的完善程度制约着油层的含水饱和度,想用一个公式建立平均地层饱和度之间的相互关系是困难的,采用文献[6]提供的方法验算,结果不尽如意,这个问题有待于进一步研究。

5.2 计算方法

很显然这是一个非线性回归问题。为了检验收敛唯一性,选取了多组初值进行试算,若收敛于同一值,则可认为迭代是正确的。

试图将 a_o, a_w, b_o, b_w, N_o 均作为未知参数来识别,并不象文献[5]中所说的那样简单,求出的参数没有物理意义,因此有必要把约束条件引入程序,才能解决这一问题。

以计算和实测的累积产水量作为拟合目标,计算最终采出程度是一个可行的方法。由于应用了统计性质比较好的数据,计算结果令人满意。Marqudt 方法迭代过程中要反复求解线性方程组,如果待识别的参数过多,则可考虑文献[7]提出的,把高维问题转化成逐次使用的一维搜索算法,但本文只有两参数识别,用 Marqudt 法也是非常快的。

6 结 论

1. 提出了一种以计算和实测累积产水量为目标函数,结合优化理论,求最终采出程度的方法。该法可以为油藏开发效果进行分析评价。
2. 计算表明,一定高含水后,水驱特征曲线 $\lg wp$ 与 R 关系不再是直线,而要发生上翘。
3. 即使由于实施了重大增产措施,水驱曲线偏离直线,同样可以对油藏最终采出程度进行预测。
4. 可以得到一条综合的相对渗透率曲线,而不仅是相对渗透比值曲线。

(本文收到日期 1992-03-05)

(修改稿收到日期 1992-07-16)

(编辑 徐和坤)

符 号 说 明

B_o ——油体积导数,无因次量;	S_{or} ——残余油饱和度,小数;
B_w ——水体积导数,无因次量;	S_{wc} ——束缚水饱和度,小数;
N_p ——累积产油量, $10^4 t$;	r_w ——水密度;
N_o ——地质储量, $10^4 t$;	r_o ——油密度;
N_{or} ——剩余地质储量, $10^4 t$;	β ——待求参数向量

参 考 文 献

- [1] 俞启泰. 油水相对渗透率曲线与水驱油藏含水率随采出程度变化的两种类型. 石油学报, 1982, (4).
- [2] 俞启泰. 应用生产资料预测可采储量的方法评价. 石油学报, 1987, (4).
- [3] Nelson N. Molima 等著, 徐振章译. 怎样使用相对渗透率相关关系. 油气田开发工程译丛. 1990, (3).
- [4] 刘钦圣编著. 最小二乘问题计算方法. 北京工业大学出版社, 1989. 10.
- [5] Kering P D and Watson A T. Relative Permeability Estimatin from Displacements. SPE. R. E July, 1986.
- [6] 陈元干. 水驱曲线关系式的推导. 石油学报, 1985, (2).
- [7] 李汤, 陈钟祥. 油层非均质及井网等因素对水驱特征曲线的影响. 石油学报, 1987, (1).
- [8] Schneider F N. Three Procedures Enhance Relative Permeability Data. Oil & Gas J, May 1987.
- [9] 童宪章. 油井产状和油藏动态分析. 北京: 石油工业出版社, 1981.
- [10] 万吉业. 水驱油田的驱替系列及其应用. 石油勘探与开发, 1982, (6).
- [11] Ershaghi Iraj 等著, 万吉业译. 应用油田动态数据预测非混相驱替过程的方法. JPT 1984, (4).

CALCULATION OF WATER DRIVE RECOVERY FACTOR AND ITS USE IN EVALUATING STIMULATION TREATMENT

Wu Zhan

(Southwestern Petroleum Institute)

Peng Pengshang

(Research Institute of Petroleum Exporation and Development, Zhongyuan Petroleum Administration)

Abstract

The final recovery efficiency of water drive is calculated with optimization theory and equations of displacement. In the calculation more precise values of end points of relative permeability measured by experments are applied, without the need to assume the ratio of relative permeability of oil and water. The result has shown that the lgwp vs recovery factor does not take a linear relationship when water cut reaches a certain value. Even if lgwp vs recovery factor is not a straight line because of stimulation treatment, the final factor can still be estimated. So the treatment can be evaluated according to the change of the ultimate recovery. At the same time the cures of relative permeability can be determined.

版权所有