

文章编号:0253-9985(2005)03-0379-05

水驱油田剩余经济可采储量计算方法

冉启佑¹,赵庆飞¹,方开璞²,赵小军²

(1. 中国石化石油勘探开发研究院,北京 100083; 2. 胜利油田有限公司开发管理中心,山东东营 257000)

摘要:水驱油田剩余经济可采储量的计算模型包括甲型、乙型、丙型和丁型4种水驱曲线,分别适用于不同粘度的层状油藏。求取经济可采储量的最本质原理是资金的盈亏平衡,而经济极限含水率可将水驱特征曲线、油价、成本等有机结合起来。经济极限含水率与油价和原油商品率成正相关关系,与吨油税金和吨液操作成本成负相关关系。

关键词:计算方法;吨液成本法;水驱;剩余经济可采储量

中图分类号:TE313.2

文献标识码:A

Calculation methods of remaining economic recoverable reserves in waterflooding oilfields

Ran Qiyu, Zhao Qingfei, Fang Kaipu, Zhao Xiaojun

(1. Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing; 2. Development Management Center of Shengli Oilfield Co. Ltd, SINOPEC, Dongying, Shandong)

Abstract: Computation modes of remaining economic recoverable reserves in waterflooding oilfields include 4 types of waterflooding curves, which are suitable for use in layered reservoirs with different crude viscosities respectively. The basic principle for calculating economic recoverable reserves is capital break-even, while waterflooding characteristic curves, oil price and cost should be integrated when calculating economic ultimate water cut. Economic ultimate water cuts are in positive correlation with oil price and commodity rate of crude oil, and in negative correlation with tonnage dues of oil and tonnage operating cost of fluid.

Key words: calculation method; tonnage-operating-cost method; waterflooding; remaining economic recoverable reserves

水驱特征曲线法在国内各油田得到了广泛的应用^[1],在行业标准“SY/T 5367-1998”中给出了相应的计算公式,用其进行开发指标预测和可采储量计算已经得到同行业的认可^[2]。随着储量管理理念的转变以及国内油公司在境外的成功上市,迫切需要计算剩余经济可采储量^[3,4]。利用水驱特征曲线法计算剩余经济可采储量,在原理上是可行的。其中的技术关键是如何保证计算结果具有经济性^[5],也就是说,如何将经济因素融入到水驱特征曲线法的计算公式中。作者仔细分析了水驱特征曲线法计算公式中的各项参数,认为含

水率在公式中是一个极其敏感的参数,反映的是某一时刻油田的含水情况。在油田某一时刻含水率的影响因素中,油价和操作成本等经济因素对其具有重要的影响作用^[6]。为求证含水率与油价、操作成本之间的关系,作者提出了“水驱系列——吨液成本法”。

1 计算模型

资金的盈亏平衡原理是建立经济可采储量求解方程的最基本原理。通过经济极限含水率把水驱特征曲线和油价、成本有机地结合起来,可以科

基金项目:中国石化科技攻关项目(P01079)

第一作者简介:冉启佑,男,38岁,高级工程师,油田开发地质

收稿日期:2005-05-20

学、简便地计算剩余经济可采储量^[7,8]。应用“水驱系列——吨液成本法”的基本前提条件是在水驱油田开发的中后期,油田无重大调整措施,油田的油水关系符合某一水驱规律以及油田的产液量在一定时期内保持相对的稳定。

1.1 剩余经济可采储量

按照不同类型油藏在中、高含水期的开采特征,依据中华人民共和国石油天然气行业标准,将计算模型中的含水率定义为油田的经济极限含水率,则水驱油田剩余经济可采储量的计算模型可以概括为4种。

1)甲型曲线由马克西莫夫-童宪章水驱曲线演变而来^[9],适用于中等粘度(4~30 mPa·s)层状油藏。计算公式为

$$\lg W_p = a + bN_p \quad (1)$$

$$N_{PS} = \frac{1}{b} \left\{ \lg \left[\frac{0.4343}{b} \left(\frac{f_{wj}}{1-f_{wj}} \right) \right] - a \right\} - N_{PO} \quad (2)$$

式中 W_p 为累计产水量, 10^4 t; N_p 为累计产油量, 10^4 t; N_{PS} 为剩余经济可采储量, 10^4 t; a 为直线截距; b 为直线斜率; f_{wj} 为经济极限含水率, 小数; N_{PO} 为至预测时的累计产油量, 10^4 t。

2)乙型曲线由沙卓诺夫水驱曲线演变而来^[9],适用于较高粘度(大于30 mPa·s)层状油藏。计算公式为

$$\lg L_p = a + bN_p \quad (3)$$

$$N_{PS} = \frac{1}{b} \left\{ \lg \left[\frac{0.4343}{b} \left(\frac{1}{1-f_{wj}} \right) \right] - a \right\} - N_{PO} \quad (4)$$

式中 L_p 为累计产液量, 10^4 t。

3)丙型曲线由西帕切夫水驱曲线演变而来^[9],适用于中等粘度(4~30 mPa·s)层状油藏。计算公式为

$$\frac{L_p}{N_p} = a + bL_p \quad (5)$$

$$N_{PS} = \frac{1}{b} \left[1 - \sqrt{a(1-f_{wj})} \right] - N_{PO} \quad (6)$$

4)丁型曲线由纳扎洛夫水驱曲线演变而来^[9],适用于较低粘度(小于3 mPa·s)层状油藏和碳酸盐岩底水驱油藏。计算公式为

$$\frac{L_p}{N_p} = a + bW_p \quad (7)$$

$$N_{PS} = \frac{1}{b} \left[1 - \sqrt{(a-1) \left(\frac{1-f_{wj}}{f_{wj}} \right)} \right] - N_{PO} \quad (8)$$

可以看出,只要求得经济极限含水率即可快速求解剩余经济可采储量。因此,经济极限含水率的求解是“水驱系列——吨液成本法”计算剩余经济可采储量的关键。

在油田开发中,当一定时期内油价保持不变时,效益下降的主要原因是含水率上升导致的吨油成本上升。当油田(油井)含水率上升使吨油成本等于吨油税后产值时,油田(油井)的净现金流为零,此时的含水率称为油田(油井)的经济极限含水率。为了求解经济极限含水率,需要通过建立吨油最高操作成本、吨油操作成本与吨液操作成本之间的关系式。

1.1.1 吨油操作成本与吨油利润的关系

从企业有效生产经营的角度来看,吨油允许的最高操作成本是油价、税收和商品率的函数。吨油产品的税后利润为零时,吨油操作成本达到最大值,即

$$E = I(P-R) - C_m = 0 \quad (9)$$

整理得

$$C_m = I(P-R) \quad (10)$$

式中 E 为吨油税后利润,元/t; P 为油价,元/t; R 为吨油税金,元/t; I 为原油商品率,小数; C_m 为吨油最高操作成本,元/t。

1.1.2 吨液操作成本和吨油操作成本的关系

在油田水驱开发的实际生产过程中,从油层至井筒到地面流程,原油是以油水混合液的形式存在的,经“脱水、脱气和脱硫”处理后,以脱水原油外输销售。因此,采油成本的发生实际上是围绕采液、处理液而发生的。从费用的产生过程来看,吨液操作成本才是吨油成本形成的最基本的要素。它与吨油操作成本的关系为:吨油操作成本=吨液操作成本×液油比。对于某一口油井,操作成本可以同时用吨油操作成本和吨液操作成本的形式表示

$$C_o q_o = C_L q_L \quad (11)$$

产油与产液之间满足如下关系式

$$q_o = q_L(1-f_w) \quad (12)$$

因此,式(11)可写成

$$C_o q_L (1 - f_w) = C_L q_L \quad (13)$$

整理得

$$C_L = C_o (1 - f_w) \quad (14)$$

式中 C_o 为吨油操作成本,元/t; q_o 为单井日产油量,t/d; C_L 为吨液操作成本,元/t; q_L 为单井日产液油量,t/d; f_w 为油井综合含水率。

1.1.3 经济极限含水和吨液操作成本的关系

随着含水的上升,当吨油操作成本达到吨油最高操作成本,即 $C_o = C_m$ 时,(10)和(13)联立可得

$$C_L \cdot \frac{1}{1 - f_{wj}} = I(P - R) \quad (15)$$

在一定的油价、税率和商品率的条件下,平均经济极限含水率的表达式为

$$f_{wj} = 1 - \frac{C_L}{I(P - R)} \quad (16)$$

式(16)是“水驱系列——吨液成本法”计算剩余经济可采储量的关键,油井的经济极限含水率与油价呈明显的正相关关系。也就是说,当油井的吨液操作成本保持相对稳定时,油井的经济极限含水率随油价的上涨而升高。这从侧面反映出,笼统取含水率 98% 作为界限值计算可采储量不能客观反映油价对含水率的影响。

式(16)表明,油田(油井)平均经济极限含水率和原油售价、吨油税金、商品率及吨液操作成本有关。在税率、商品率一定时,只和原油售价及吨液操作成本有关。原油售价越高,允许油田(油井)的最终极限含水率越高。吨液操作成本越高,则油田(油井)经济极限含水率越低。

另外,利用式(16)还可以直观判断油田开采成本的高低,从而达到指导油田开发的目的。从大多数注水开发油田的实际情况来看,油田(油井)的经济极限含水率大致在 90% 以上。因此,还可以对式(16)作进一步的推导。在经济极限含水率大于等于 90% 时,则有

$$0.1 \geq \frac{C_L}{I(P - R)} > 0 \quad (17)$$

整理得

$$0 < C_L \leq 0.1I(P - R) \quad (18)$$

式(18)可以用来判断一个油田实际发生的吨

液操作成本的高低。当 $C_L < 0.1I(P - R)$ 时,表明油田的吨液操作成本处于正常的范围,油田生产状况良好;当 $C_L > 0.1I(P - R)$ 时,则表明油田的操作成本过高,油田将提前结束经济开发期。如果出现这种情况,应及时引起重视并查找原因,降低成本以保持油田的健康生产。

1.2 净现值

1.2.1 动态现值法

动态现值法变量分别属于递减系列和水驱系列的变量,因此,累积净现值的计算包含两个系列的计算。

1) 按递减规律预测产油量

$$\begin{aligned} NPV &= \sum_{t=1}^t Q_t D_t / (1 + i)^t \\ &= \sum_{t=1}^t [N_p(t) - N_p(t-1)] \cdot \\ &\quad \left[I(P - R) - \frac{C_L}{1 - f_{wt}} \right] / (1 + i)^t \quad (19) \end{aligned}$$

式中 NPV 为累积净现值, 10^4 t; Q_t 为递减期内第 t 年的产油量, 10^4 t; D_t 为分年吨油净利润,元/t; i 为贴现率,小数; t 为递减期, a ($t = 1, 2, 3, \dots, a$, 直到 $N_p(t) = N_{ps}$ 计算结束); $N_p(t)$ 为递减期为第 t 年的累计产油量, 10^4 t; f_{wt} 为递减期第 t 年的综合含水率,小数。

递减阶段的年产油量为阶段累积产油量之差,可由双曲递减曲线方程求出,即

$$N_p(t) = \frac{Q_i}{a_i(1-n)} \left[1 - \frac{1}{(1 + a_i n t)^{\frac{1-n}{n}}} \right] \quad (20)$$

式中 Q_i 为递减初始年产油量, 10^4 t; a_i 为初始递减率,小数; n 为递减指数,小数。

2) 按定液求产法预测产油量

在一定的水驱规律下,确定年产液量可以较好地预测分年产油量,即

$$NPV = \sum_{t=1}^t Q_t \cdot D_t / (1 + i)^t \quad (21)$$

$$\begin{aligned} Q_t &= Q_{L0} B (1 - \bar{f}_{wt}) \\ &= Q_{L0} B \left[1 - \frac{1}{2} (f_{wt} + f_{w(t+1)}) \right] \quad (22) \end{aligned}$$

式中 Q_{L0} 为预测期初年产液量, 10^4 t; B 为年产液量递减率,小数; $\bar{f}_{wt}$ 为第 t 年的平均含水率,小

数; f_{wt} 为 t 年末含水率,小数。

分年度含水率及吨油利润值的计算方法与第一种动态现值法完全一样,但因为年产油量的预测方法不同,预测的经济开采期不一样,其累计净现值也不同。如果现金流方法也是用水驱系列定液求产法预测年产油量,则该法和现金流方法预测结果相同或相近,但存在计算误差。

1.2.2 静态现值法

按照动态现值法的概念,剩余经济可采储量的货币值是指在以后若干年内采出这部分储量,在保证一定的社会贴现率以后所获得的超额利润(条件是必须按时间序列计算出每年的净现值)。而利用静态现值法计算的货币值,是针对累计量而计算的,它跳过了预计每年的生产现金流入和流出,以及取一定贴现率的计算过程,只相当于现金流方法中贴现率为0时的累计净现金流量。它应等于油田经济开采期内生产吨油的平均净现金流与经济可采储量或剩余经济可采储量的乘积,是一种简化的算法,即

$$NPV = \frac{1}{2} I[(P-R)-C_o] N_{PS} \quad (23)$$

在精度要求不高时,应用该方法可以方便地计算剩余经济可采储量的货币值。

2 实例分析

已知某油田1995年底累计产油量 $13\,151.65 \times 10^4$ t,综合含水率为0.941,水驱曲线服从于甲型水驱曲线, $a=3.06\,787$, $b=0.000\,127$ 。1988至1997年的年产油量分别为 491.4×10^4 , 465.0×10^4 , 442.3×10^4 , 441.1×10^4 , 438.9×10^4 , 431.5×10^4 , 408.4×10^4 , 387.2×10^4 , 360.8×10^4 和 332.0×10^4 t。目前的吨液操作成本为16.65元/t,原油售价为1300元/t,吨油税金为220元/t,商品率0.98,贴现率为10%。

2.1 经济极限含水率

该油田1995年以后的经济极限含水率可由式(16)求得,其值为0.9843,计算结果与用现金流模型法计算结果相同。

2.2 剩余经济可采储量

将经济极限含水率的计算结果代入公式(2),求得该油田的剩余经济可采储量为 $4\,663 \times 10^4$ t,这一结果与用现金流模型法计算的结果 $4\,710 \times 10^4$ t极为相近。

表1 某油田剩余经济可采储量及净现值计算结果

Table 1 Calculated remaining economic recoverable reserves and NPV of an oilfield

年序	年产油量/ 10^4 t	阶段累计产油量/ 10^4 t	累计产油量/ 10^4 t	水油比	年末含水率	平均含水率	吨油成本/(元·t ⁻¹)	吨油利润/(元·t ⁻¹)	现金流/ 10^4 元	净现值/ 10^4 元	累计净现值/ 10^4 元
1	375.8	375.8	13 527.8	17.84	0.946 9	0.944 0	298.0	760.4	285 795	259 814	259 814
2	354.1	729.9	13 881.9	19.78	0.951 9	0.949 4	330.0	728.4	257 906	213 146	472 960
3	333.7	1 063.6	14 215.6	21.81	0.956 2	0.954 0	363.2	695.2	231 985	174 294	647 253
4	314.6	1 378.2	14 530.2	23.91	0.959 9	0.958 0	397.7	660.7	207 856	141 968	789 222
5	296.7	1 674.9	14 826.9	26.08	0.963 1	0.961 5	433.3	625.1	185 446	115 147	904 369
6	279.9	1 954.8	15 106.8	28.30	0.965 9	0.964 5	470.0	588.4	164 682	92 959	997 328
7	264.1	2 218.9	15 370.9	30.57	0.968 3	0.967 1	507.6	550.8	145 490	74 659	1 071 987
8	249.4	2 468.3	15 620.3	32.89	0.970 5	0.969 4	545.9	512.5	127 794	59 617	1 131 604
9	235.5	2 703.8	15 855.8	35.23	0.972 4	0.971 4	584.8	473.6	111 518	47 295	1 178 899
10	222.5	2 926.2	16 078.2	37.60	0.974 1	0.973 2	624.2	434.2	96 587	37 238	1 216 137
11	210.2	3 136.5	16 288.5	39.98	0.975 6	0.974 8	663.9	394.5	82 924	29 064	1 245 201
12	198.7	3 335.2	16 487.2	42.38	0.976 9	0.976 3	703.8	354.6	70 454	22 449	1 267 650
13	187.9	3 523.1	16 675.1	44.77	0.978 2	0.977 5	743.8	314.6	59 105	17 121	1 284 771
14	177.7	3 700.8	16 852.8	47.16	0.979 2	0.978 7	783.8	274.6	48 804	12 852	1 297 622
15	168.2	3 868.9	17 020.9	49.53	0.980 2	0.979 7	823.6	234.8	39 481	9 451	1 307 074
16	159.1	4 028.1	17 180.1	51.89	0.981 1	0.980 7	863.2	195.2	31 067	6 761	1 313 835
17	150.7	4 178.7	17 330.7	54.23	0.981 9	0.981 5	902.4	156.0	23 498	4 649	1 318 484
18	142.7	4 321.4	17 473.4	56.54	0.982 6	0.982 3	941.3	117.1	16 711	3 006	1 321 489
19	135.2	4 456.6	17 608.6	58.82	0.983 3	0.983 0	979.6	78.8	10 646	1 741	1 323 230
20	128.1	4 584.7	17 736.7	61.07	0.983 9	0.983 6	1 017.4	41.0	5 247	780	1 324 010
21	121.4	4 706.1	17 858.1	63.27	0.984 4	0.984 2	1 054.6	3.8	458	62	1 324 072
22	115.1	4 821.1	17 973.1	65.44	0.984 9	0.984 7	1 091.2	-32.8	-3771	-463	1 323 609

2.3 剩余经济可采储量净现值

2.3.1 初始递减率和递减指数

根据生产数据,用试凑法求递减阶段的初始递减率和递减指数。年度产油量数据表明,从1993年以后产油量递减比较明显,故选取1993年年产油量为试凑法的初始产油量,计算不同递减指数对应 $\left(\frac{Q_i}{Q_t}\right)^n$ 的值,并以 $\left[\frac{Q_i}{Q_t}\right]^n = F(t)$ 在直角坐标系上作图。当递减指数为0.1时,有

$$\left[\frac{Q_i}{Q_t}\right]^n = 1 + na_it \quad (24)$$

$$na_i = \frac{1}{t} \left[\left(\frac{Q_i}{Q_t} \right)^n - 1 \right] \quad (25)$$

取 $n = 0.1, t = 3$, 则

$$\frac{Q_i}{Q_t} = \frac{431.5}{360.8} = 1.196 \quad (26)$$

$$na_i = \frac{1}{3} (1.196^{0.1} - 1) = 0.006 \quad (27)$$

根据递减阶段的实际数据,油田产油量符合双曲线递减规律,计算出初始递减率为0.06,递减指数为0.1。

2.3.2 吨油操作成本

根据分年度平均含水率,由式(12)计算分年度吨油操作成本(表1)。

2.3.3 剩余经济可采储量的累计净现值

已知分年吨油操作成本,在贴现率为10%时,分年度的净现值为

$$\begin{aligned} NPV_i &= Q_i \cdot D_i / (1 + i)^t \\ &= Q_i [(P - R) \cdot I - C_{oi}] / (1 + i)^t \end{aligned} \quad (28)$$

式中 NPV_i 为分年度净现值, 10^4 t。

累计的净现值为

$$\begin{aligned} NPV &= \sum_{i=1}^t Q_i \cdot [(P - R) \cdot I - C_{oi}] / (1 + i)^t \\ &= 132.7414 \times 10^8 (\text{元}) \end{aligned} \quad (29)$$

结果表明(表1),1995年以后,某油田在不追加投资的情况下按目前的水驱规律开采,以现行油价1300元/t,吨液操作成本16.7元/t计。其剩余经济

可采储量为 4710×10^4 t,经济可采期为21.65 a,当贴现率为10%时,累计净现值为 132.4072×10^8 元。

参 考 文 献

- 1 俞启泰. 使用水驱特征曲线应注意的几个问题[A]. 见: 俞启泰, 编. 俞启泰油田开发论文集[C]. 北京: 石油工业出版社, 1999. 604 ~ 610
Yu Qitai. Several problems in the application of water-expulsion characteristic curves[A]. In: Yu Qitai, ed. Oilfield development paper collection of Yu Qitai[C]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999. 604 ~ 610
- 2 石油可采储量计算方法[S]. SY/T 5367—1998
Oil recoverable reserves calculation methods[S]. SY/T 5367—1998
- 3 郭齐军. 对油田剩余经济可采储量及评估的讨论——以东辛油田为例[J]. 石油与天然气地质, 2003, 24(3): 309 ~ 312
Guo Qijun. Evaluation of remaining commercial recoverable reserves in an oilfield—take Dongxin oilfield for example[J]. Oil & Gas Geology, 2003, 24(3): 309 ~ 312
- 4 郭齐军. 石油和天然气剩余经济可采储量评估方法简介[J]. 天然气地球科学, 2003, 14(6): 525 ~ 528
Guo Qijun. The brief introduction of method of reserves evaluation of remaining economic recoverable oil and gas[J]. Natural Gas Geoscience, 2003, 14(6): 525 ~ 528
- 5 荆尧尧, 肖席珍, 赵宏宇. 油气勘探开发中长期规划经济评价中的若干问题[J]. 石油与天然气地质, 2004, 25(5): 592 ~ 595
Jing Keyao, Xiao Xizhen, Zhao Hongyu. A discussion on economic evaluation of medium-long term exploration & production plan[J]. Oil & Gas Geology, 2004, 25(5): 592 ~ 595
- 6 刘斌, 郭福军. 油田经济可采储量确定方法研究[J]. 西南石油学院学报, 1999, 21(1): 83 ~ 87
Liu Bin, Guo Fujun. Method research for calculating oilfield economic recoverable reserves[J]. Xinan Petroleum College Transaction, 1999, 21(1): 83 ~ 87
- 7 李道品, 罗迪强. 油井经济极限含水率的计算[J]. 断块油气田, 1998, 5(3): 34 ~ 38
Li Daopin, Luo Diqiang. Calculating of economic limited water cut of oil wells[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 1998, 5(3): 34 ~ 38
- 8 张宇, 杜锦堂. 克拉玛依油田砾岩油藏经济极限含水率初步研究[J]. 新疆石油地质, 1995, 16(2): 160 ~ 164
Zhang Yu, Du Jintang. Pilot study for calculating economic limited water cut of Conglomerate reservoir in Kelamayi oilfield [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 1995, 16(2): 160 ~ 164
- 9 陈元千. 油气藏工程实用方法[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999. 344 ~ 367
Chen Yuanqian. Oil-gas reservoir engineering practical methods[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999. 344 ~ 367

(编辑: 高岩)