

油田单井可采储量定量预测模型

邴绍献^{1,2}

(1.西南石油大学 理学院,四川 成都 610500; 2.中国石化胜利油田分公司 地质科学研究院,山东 东营 257015)

摘要: 利用水驱特征曲线法和递减法等动态方法测算可采储量时,存在时间滞后性,难以及时反映调整井所增加的可采储量。通过利用油井单井生产动态指标,应用油藏工程和数理统计等方法,从理论和矿场2方面对单井可采储量进行研究。结果表明:初始产油量和递减率是影响单井可采储量的主要因素,并根据影响程度确定递减率的主控因素为油藏类型、单井控制储量、初始含水率、单井产液量以及产液量随含水率变化的程度等,构建主控因素与递减率的相互关系,从而建立了19种单井可采储量预测模型。这些模型涵盖了水驱、稠油热采等开发方式,中高渗透、低渗透等油藏类型,直井和水平井2种井型。应用实例表明,根据新钻井的初始产油量等生产动态指标,能快速、简便地预测单井增加可采储量。

关键词: 单井可采储量 水驱曲线 初始产油量 递减率 预测模型

中国分类号: TE313.8

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2013)01-0085-04

可采储量是油田开发的物质基础,是评价油田开发效果的主要指标之一,测算方法主要有经验公式法、水驱特征曲线法、递减法等。经验公式法适用于油田开发的新区,计算的一般是井网相对完善时的可采储量,与实际投入开发的井网可能存在一定的差异;水驱特征曲线法、递减法等适用于油田开发的老区^[1-3],是根据开发规律段的变化趋势预测出来的,适用条件是开发调整后,经过较长时间的开发,当主要指标变化稳定时,所出现的较好规律段^[4-6],故老区调整当年投资(新钻油井、水井)增加的可采储量,无法在当年内反映出来,具有滞后性。因此,笔者对已开发井的生产规律进行研究,并从油藏特性和流体性质出发,分析了影响单井可采储量的主控因素^[7-13],建立了单井可采储量的预测模型,以期为开发优化投入和资产的保值、增值提供决策依据。

1 单井可采储量的主控因素

用指数递减法测算油田可采储量的计算式为

$$N_R = \frac{T}{10^4} \int_0^{\infty} q_0 e^{-D_i t} dt \quad (1)$$

式中: N_R 为可采储量, 10^4 t; T 为年实际生产

天数,一般取330 d; q_0 为初始产油量, t/d; D_i 为 t 时刻的递减率, %; t 为时间序列。

对式(1)积分可得

$$N_R = \frac{T}{10^4} \times \frac{q_0}{D_i} \quad (2)$$

从式(2)可以看出:可采储量的主控因素为初始产油量和递减率。

1.1 初始产油量

初始产油量的计算式为

$$q_0 = \frac{dN_p}{dt} = \frac{100Ah\phi\rho_o}{B_o} \times \frac{dS_w}{dt} \quad (3)$$

式中: N_p 为单井累积产油量, 10^4 t; A 为单井控制含油面积, km^2 ; h 为油层厚度, m; ϕ 为地层孔隙度; ρ_o 为地面原油密度, t/m^3 ; B_o 为地层原油体积系数; S_w 为含水饱和度。

根据达西定律,在一维条件下,忽略毛管压力和重力的作用,含水率的计算式为

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{K_{ro}}{K_{rw}} \times \frac{\mu_w}{\mu_o}} \quad (4)$$

式中: f_w 为含水率, %; K_{ro} 和 K_{rw} 分别为油相和水相相对渗透率; μ_o 和 μ_w 分别为油、水的

收稿日期:2012-11-12。

作者简介:邴绍献,男,高级工程师,在读博士研究生,从事油藏工程及油田开发战略研究。联系电话:(0546)8715379, E-mail:bingshaixian.slyt@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项“胜利油田特高含水期提高采收率技术”(2011ZX05011)。

油田单井可采储量定量预测模型

邴绍献^{1,2}

(1.西南石油大学 理学院,四川 成都 610500; 2.中国石化胜利油田分公司 地质科学研究院,山东 东营 257015)

摘要: 利用水驱特征曲线法和递减法等动态方法测算可采储量时,存在时间滞后性,难以及时反映调整井所增加的可采储量。通过利用油井单井生产动态指标,应用油藏工程和数理统计等方法,从理论和矿场2方面对单井可采储量进行研究。结果表明:初始产油量和递减率是影响单井可采储量的主要因素,并根据影响程度确定递减率的主控因素为油藏类型、单井控制储量、初始含水率、单井产液量以及产液量随含水率变化的程度等,构建主控因素与递减率的相互关系,从而建立了19种单井可采储量预测模型。这些模型涵盖了水驱、稠油热采等开发方式,中高渗透、低渗透等油藏类型,直井和水平井2种井型。应用实例表明,根据新钻井的初始产油量等生产动态指标,能快速、简便地预测单井增加可采储量。

关键词: 单井可采储量 水驱曲线 初始产油量 递减率 预测模型

中国分类号: TE313.8

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2013)01-0085-04

可采储量是油田开发的物质基础,是评价油田开发效果的主要指标之一,测算方法主要有经验公式法、水驱特征曲线法、递减法等。经验公式法适用于油田开发的新区,计算的一般是井网相对完善时的可采储量,与实际投入开发的井网可能存在一定的差异;水驱特征曲线法、递减法等适用于油田开发的老区^[1-3],是根据开发规律段的变化趋势预测出来的,适用条件是开发调整后,经过较长时间的开发,当主要指标变化稳定时,所出现的较好规律段^[4-6],故老区调整当年投资(新钻油井、水井)增加的可采储量,无法在当年内反映出来,具有滞后性。因此,笔者对已开发井的生产规律进行研究,并从油藏特性和流体性质出发,分析了影响单井可采储量的主控因素^[7-13],建立了单井可采储量的预测模型,以期为开发优化投入和资产的保值、增值提供决策依据。

1 单井可采储量的主控因素

用指数递减法测算油田可采储量的计算式为

$$N_R = \frac{T}{10^4} \int_0^\infty q_0 e^{-D_i t} dt \quad (1)$$

式中: N_R 为可采储量, 10^4 t; T 为年实际生产

天数,一般取330 d; q_0 为初始产油量, t/d; D_i 为 t 时刻的递减率, %; t 为时间序列。

对式(1)积分可得

$$N_R = \frac{T}{10^4} \times \frac{q_0}{D_i} \quad (2)$$

从式(2)可以看出:可采储量的主控因素为初始产油量和递减率。

1.1 初始产油量

初始产油量的计算式为

$$q_0 = \frac{dN_p}{dt} = \frac{100Ah\phi\rho_o}{B_o} \times \frac{dS_w}{dt} \quad (3)$$

式中: N_p 为单井累积产油量, 10^4 t; A 为单井控制含油面积, km^2 ; h 为油层厚度, m; ϕ 为地层孔隙度; ρ_o 为地面原油密度, t/m^3 ; B_o 为地层原油体积系数; S_w 为含水饱和度。

根据达西定律,在一维条件下,忽略毛管压力和重力的作用,含水率的计算式为

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{K_{ro}}{K_{rw}} \times \frac{\mu_w}{\mu_o}} \quad (4)$$

式中: f_w 为含水率, %; K_{ro} 和 K_{rw} 分别为油相和水相相对渗透率; μ_o 和 μ_w 分别为油、水的

收稿日期:2012-11-12。

作者简介:邴绍献,男,高级工程师,在读博士研究生,从事油藏工程及油田开发战略研究。联系电话:(0546)8715379, E-mail:bingshaixian.slyt@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项“胜利油田特高含水期提高采收率技术”(2011ZX05011)。

粘度, mPa·s。

油水两相相对渗透率的比值常表示为含水饱和度的函数, 即

$$\frac{K_{ro}}{K_{rw}} = ae^{-bS_w} \quad (5)$$

式中: a 和 b 均为由相对渗透率曲线确定的常数。

由式(4)和式(5)可得

$$f_w = (1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} ae^{-bS_w})^{-1} \quad (6)$$

将式(6)变形整理, 并对 t 求导可得

$$\frac{dS_w}{dt} = \frac{1}{b} \times \frac{1}{f_w(1-f_w)} \times \frac{df_w}{dt} \quad (7)$$

将式(7)代入式(3)可得

$$q_o = \frac{100Ah\phi\rho_o}{B_o} \times \frac{1}{b} \times \frac{1}{f_w(1-f_w)} \times \frac{df_w}{dt} \quad (8)$$

从式(8)可以看出: 初始产油量的影响因素主要为油藏类型、单井控制储量和含水率等。

1.2 递减率

递减率的计算式为

$$D_t = \frac{1}{q_o} \times \frac{dq_o}{dt} \quad (9)$$

令 $M = \frac{100Ah\phi\rho_o}{B_o} \times \frac{1}{b}$, 将式(8)代入式(9), 整理可得

$$D_t = \frac{f_w(1-f_w)}{M \times \frac{df_w}{dt}} \times \frac{dq_o}{dt} \quad (10)$$

产油量与产液量的关系为

$$q_o = (1-f_w)q_L \quad (11)$$

式中: q_L 为单井产液量, t/d。

将式(11)代入式(10), 整理可得

$$D_t = f_w(1-f_w) \times \frac{1}{M} \times \left[q_L - (1-f_w) \times \frac{dq_L/dt}{df_w/dt} \right] \quad (12)$$

由式(12)可以看出, 影响递减率的主要因素有油藏类型、单井控制储量、初始含水率、单井产液量以及产液量随含水率变化的程度等。

通过矿场对中高渗透、低渗透和稠油热采油藏单井递减规律的分析可知, 单井初始产油量越高, 递减率越大; 同一初始产油量下, 稠油热采油藏的递减率最大, 中高渗透油藏的递减率最小, 低渗透油藏的递减率介于二者之间(图1)。

为了进一步分析产液量变化对递减率的影响,

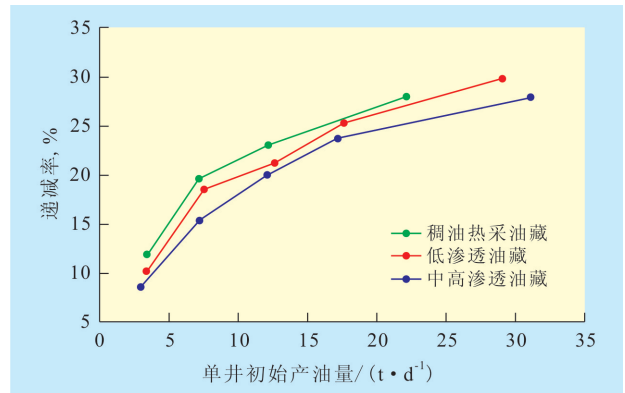


图1 不同油藏类型单井初始产油量和递减率的关系

笔者将后期平均产液量与初始平均产液量之比定义为产液量保持程度。

当产液量保持程度大于或等于0.9时, 认为产液量保持程度好; 当产液量保持程度小于0.9时, 认为产液量保持程度差。在同一初始产油量下, 产液量保持程度好的递减率小于产液量保持程度差的递减率(图2)。

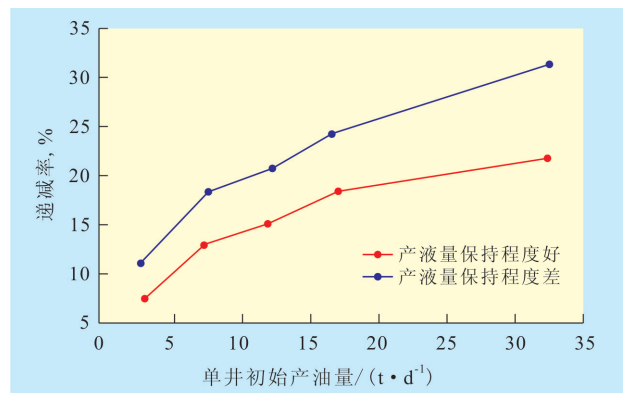


图2 不同产液量保持程度下单井初始产油量和递减率的关系

2 单井可采储量预测模型建立

单井可采储量的主控因素为初始产油量和油井生命期内的递减率, 对于当年新投产井, 初始产油量是已知的, 因此只需预测递减率。根据井型(直井、水平井)、开发方式、油藏类型、开发对象(新区、老区)的初始含水率和开发过程中的产液量保持程度等影响因素, 将初期含水率分为低、中、高3个级别, 其对应值分别为0~20%, 20%~80%和80%~100%, 建立了19种组合关系(图3)。

根据油田开发生产实际, 对已投产井按19种组合关系进行分类, 分别研究单井递减率与初始产油量的定量关系, 依次建立单井可采储量预测模型。以中高渗透油藏为例说明单井可采储量预测模型

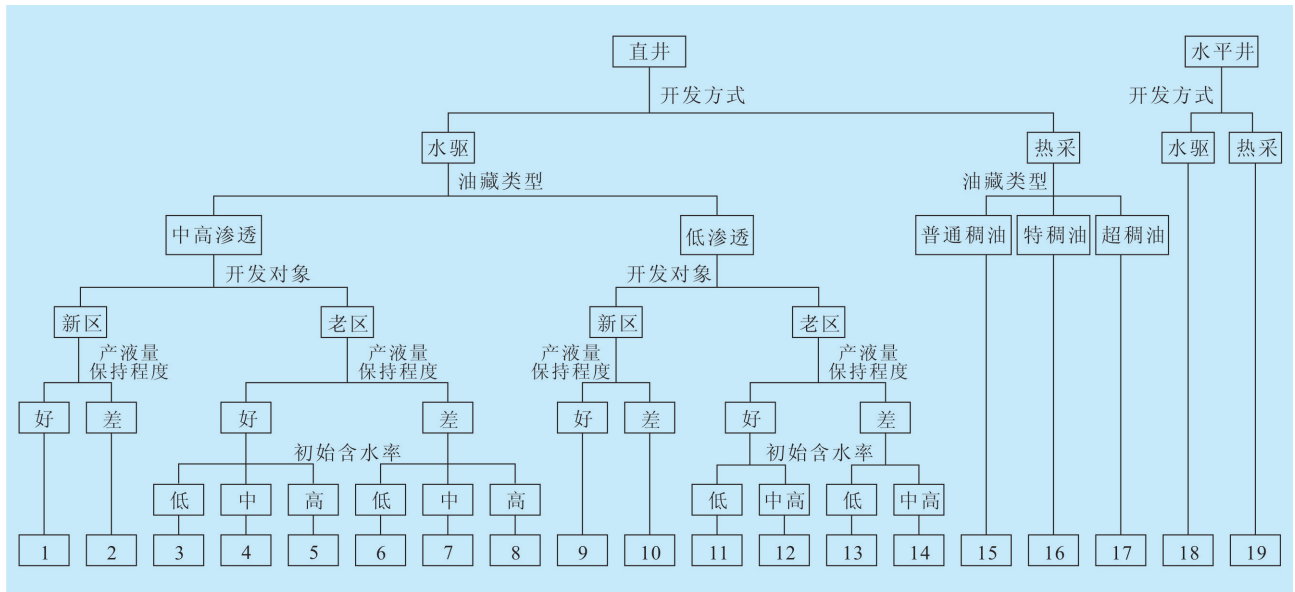


图3 递减率影响因素的19种组合关系

的建立方法。

中高渗透油藏研究的样本井共有 2 148 口,根据开发阶段、初始含水率和产液量保持程度建立了 8 个预测模型,模型序号 1—8 的井数分别为 276, 120, 237, 646, 435, 80, 145 和 208 口。

为消除不确定因素对单井开发规律的影响,按照聚类分析方法,将相近影响条件的单井进行聚类,分析同类井的开发规律,再预测递减率。经分析发现每一级别井的平均单井产油量呈较好的指数递减规律。

以老区低含水率、产液量保持程度好的单井为例, 237 口油井按照初始产油量为 0~5, 5~10, 10~15, 15~20 t/d 和大于 20 t/d, 分为 5 个级别, 对应的井数分别为 12, 77, 46, 39 和 63 口。将每一级别的井作为一类, 分析其平均单井产油量的递减规律, 并结合平均初始产油量, 可建立初始产油量和递减率的回归关系式为

$$D_i = 0.058 \ln q_0 + 0.0275$$

$$R^2 = 0.9033 \quad (13)$$

由式(13)可以看出, 初始产油量与递减率相关性较好。

将式(13)代入式(2)可得模型 3 的可采储量计算式为

$$N_R = \frac{T}{10^4} \times \frac{q_0}{D_i} = \frac{T}{10^4} \times \frac{q_0}{0.058 \ln q_0 + 0.0275} \quad (14)$$

依据同样的方法, 建立了其他的 18 种单井可采储量预测模型(表 1)。

表 1 单井可采储量预测模型

模型序号	预测模型	相关系数
1	$N_R = \frac{T}{10^4} \times \frac{q_0}{0.0662 \ln q_0 + 0.0708}$	0.9003
2	$N_R = \frac{T}{10^4} \times \frac{q_0}{0.0502 \ln q_0 + 0.02}$	0.7913
3	$N_R = \frac{T}{10^4} \times \frac{q_0}{0.058 \ln q_0 + 0.0275}$	0.9033
4	$N_R = \frac{T}{10^4} \times \frac{q_0}{0.0605 \ln q_0 + 0.053}$	0.9401
5	$N_R = \frac{T}{10^4} \times \frac{q_0}{0.059 \ln q_0 + 0.018}$	0.9476
6	$N_R = \frac{T}{10^4} \times \frac{q_0}{0.0625 \ln q_0 + 0.116}$	0.8598
7	$N_R = \frac{T}{10^4} \times \frac{q_0}{0.064 \ln q_0 + 0.1365}$	0.9187
8	$N_R = \frac{T}{10^4} \times \frac{q_0}{0.062 \ln q_0 + 0.0838}$	0.8502
9	$N_R = \frac{T}{10^4} \times \frac{q_0}{0.05652 \ln q_0 + 0.0106}$	0.9432
10	$N_R = \frac{T}{10^4} \times \frac{q_0}{0.09504 \ln q_0 + 0.0232}$	0.8517
11	$N_R = \frac{T}{10^4} \times \frac{q_0}{0.06068 \ln q_0 + 0.0219}$	0.9565
12	$N_R = \frac{T}{10^4} \times \frac{q_0}{0.07097 \ln q_0 + 0.0072}$	0.9213
13	$N_R = \frac{T}{10^4} \times \frac{q_0}{0.08942 \ln q_0 + 0.0325}$	0.9045
14	$N_R = \frac{T}{10^4} \times \frac{q_0}{0.09687 \ln q_0 + 0.0432}$	0.8762
15	$N_R = \frac{T}{10^4} \times \frac{q_0}{0.0481 \ln q_0 + 0.041}$	0.8763
16	$N_R = \frac{T}{10^4} \times \frac{q_0}{0.0499 \ln q_0 + 0.069}$	0.9125
17	$N_R = \frac{T}{10^4} \times \frac{q_0}{0.0481 \ln q_0 + 0.086}$	0.7689
18	$N_R = \frac{T}{10^4} (0.1084 q_0 + 0.6852)$	0.9904
19	$N_R = \frac{T}{10^4} (0.0327 q_0 + 0.7522)$	0.9587

3 应用实例

为了验证方法的可靠性,统计分析了1990年以来胜利油区地质报废井522口,应用所建预测模型计算了每口井的单井可采储量,并与实际累积产油量进行对比分析。结果表明,522口地质报废井应用单井预测模型的计算结果与实际累积产油量相近,误差均小于10%。

例如,某井于1994年6月投产,1999年12月地质报废,报废前累积产油量为 2.27×10^4 t。该井钻遇油层渗透率为 $560 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,投产初期的单井产油量为13.4 t/d,含水率为76.7%,产液量保持程度较好,选取单井可采储量计算模型4,计算得到单井可采储量为 2.12×10^4 t。报废井的可采储量与报废前的累积产油量接近,单井预测模型计算结果与实际相近,误差为6.6%。

4 结束语

影响油田单井可采储量的主要因素为初始产油量和递减率,对于当年新投产井,初始产油量是已知的,影响递减率的主要因素包括油藏类型、开发方式、初始含水率及开发过程中的产液量保持程度等。

从指数递减法入手,建立了19种单井可采储量预测模型,由油井单井投产效果,可测算单井所能增加的可采储量,并选择合适的预测模型,评价损失的可采储量。

参考文献:

- [1] 俞启泰,赵明,林志芳.应用生产资料预测可采储量的方法评价[J].石油学报,1987,8(4):65-75.
- [2] 秦同洛,陈元千.实用油藏工程方法[M].北京:石油工业出版社,1989.
- [3] 俞启泰.水驱油田产量递减规律[J].石油勘探与开发,1993,20(4):72-79.
- [4] 俞启泰.使用水驱特征曲线应重视的几个问题[J].新疆石油地质,2000,21(1):58-61.
- [5] 王树华,杨凤波,孙继伟,等.应用水驱特征曲线法计算可采储量应注意的几个问题[J].石油勘探与开发,2001,28(5):53-55.
- [6] 陈元千.预测油气田可采储量和剩余可采储量的快速方法[J].新疆石油地质,2005,26(5):544-548.
- [7] 苏映宏.油田开发中后期可采储量标定方法[J].石油勘探与开发,2005,32(6):94-96.
- [8] 王华.改进型水驱特征曲线计算技术可采储量的公式推导及其应用[J].油气地质与采收率,2012,19(4):84-86.
- [9] 周鹏,陈小凡,乐平,等.引入系数的新型水驱特征曲线的建立[J].油气地质与采收率,2012,19(4):99-102.
- [10] 张宇,汪向东,王剑峰.老油区经济极限单井可采储量的计算[J].新疆石油地质,1997,18(4):52-56.
- [11] 杨满平,高超,闫栋栋,等.特低渗透油藏单井产量递减规律及其影响因素——以长庆油田盘古梁6油藏为例[J].油气地质与采收率,2011,18(4):68-71.
- [12] 高达,侯健,王传飞,等.水驱油藏单井可采储量定量预测模型研究[J].石油天然气学报(江汉石油学院学报),2011,33(3):107-110.
- [13] 邴绍献.水驱油藏单井可采储量影响因素权重定量研究[J].油气地质与采收率,2011,18(6):78-81.

编辑 王星

欢迎订阅《油气地质与采收率》