

石油生产过程设定点优化模型及其求解算法

梁昔明^{1,2}, 李山春²

(1. 北京建筑工程学院理学院, 北京 100044; 2. 中南大学信息科学与工程学院, 湖南长沙 410083)

摘要: 控制系统实时优化的关键是及时获得其最优设定点, 本文利用石油生产过程中积累的丰富历史数据, 建立了石油生产过程的稳态模型, 基于石油生产企业最大化石油生产利润或最小化生产成本的经济指标形成了一个设定点优化模型, 并结合修改增广 Lagrange 乘子法和粒子群优化算法提出了一个新型混合方法, 以对所形成的石油生产过程设定点优化问题进行有效的全局寻优, 利用商业软件 Eclipse 对一个非均质油藏 Synfield 进行模拟所得的一组数据进行了数值仿真试验, 试验结果验证了所给模型和方法的有效性。

关键词: 设定点优化; 稳态模型; 混合方法; 数值仿真

中图分类号: TP273 **文献标识码:** A

Optimization model and algorithm for set point in oil production process

LIANG Xi-ming^{1,2}, LI Shan-chun²

(1. School of Science, Beijing University of Civil Engineering and Architecture, Beijing 100044, China;

2. School of Information Science and Engineering, Central South University, Changsha Hunan 410083, China)

Abstract: The key to real-time optimization for control system is to obtain the optimal set points in time. Firstly, a steady-state model of oil production process is established using the rich historical data accumulated during the oil production. Secondly, a set point optimization problem is formulated based on the proposed steady-state model by maximizing profits or minimizing production costs. Thirdly, a new hybrid method is proposed to globally solve the formulated set point optimization problem by combining the modified augmented Lagrange multiplier method and the particle swarm optimization. Finally, the numerical simulation is performed to validate the proposed model and method, using a set of data obtained by a commercial software Eclipse on a heterogeneous reservoir Synfield.

Key words: set point optimization; steady-state model; hybrid method; numerical simulation

1 引言(Introduction)

过程控制理论和技术一直是一个热门领域, 如何寻求工艺变量的最优设定值并实时地对系统进行设定以使生产过程最优地运行, 是当今国际过程控制领域的研究热点之一^[1]. 事实上, 可控的生产过程不一定能给企业带来经济效益, 其局部范围的优化仅能有限增加经济效益, 只有从整体角度进行大范围优化, 才能更有效地提高总体经济效益^[2]. 由于工业过程的运行与行业知识密切相关, 目前过程的运行控制和运行优化仍需结合具体工业过程展开研究^[3].

石油生产过程与任何输入输出系统一样, 积累了其注入井的注入率和生产井的产出率等丰富历史数据^[4]. 通过对这些数据的分析, 可以获取有关各注入井和各生产井之间的连通性信息, 实时优化各注入井的注入率和各生产井的产出率, 并及时调整各注入井和各生产井对应控制系统的设定点, 可使石油

开采过程保持在最优工况下运行^[5].

在石油开采过程中, 分配注水井的注入率和调整生产井的产出率可控制石油的产量, 它涉及很多石油行业的专业知识和专家经验, 也直接关系到石油生产企业的生产效益和经济利益. 随着生产的进行, 石油生产企业积累了各注水系统的注入率和各生产系统的产出率等大量实际数据, 本文拟利用这些数据建立石油生产过程的稳态模型, 并根据企业利润最大化或成本最小化的经济指标形成一个设定点优化模型, 通过求解该模型获得各注水系统的注入率和各生产系统产出率的最优设定值.

石油生产过程的优化已取得一些成果, 研究方法分为敏感性分析, 启发式方法和数学规划法3类. 对加注天然气的采油过程, Stoitsis等用启发式规则研究了天然气在各注入井间的分配问题^[6], Fang和Lo研究了天然气在各注入井间的分配模型^[7], Litvak等

研究了油藏与管网的集成模型^[8], Wang等建立了各井之间调度的线性模型^[9].

对生产井产出率与注入井注入率之间的关系, Albertoni和Lake建立了一个线性模型来估计油藏中各注入井和各生产井之间的连通性^[10]. Gentil探讨了了解释油藏中各井之间连通性权重物理意义的新方法, 以将生产井产出率数据纳入油藏地质渗透率统计分布模型^[11]. Yousef等给出了一个容量(压缩性)及通透性响应效果的复杂模型, 在每对注入井和生产井之间, 用一个权重来量化其连通程度, 用一个时间常数来度量其一定范围内的油液存储程度^[12]. Liang将油藏当作多输入多输出系统, 研究了一个简单容量模型, 用权重量化每对注入井和生产井之间的连通程度, 时间常数量化每个生产井一定范围内的油液存储程度^[13].

对石油生产过程中石油产出率和注水成本或油水混合物分离成本的优化问题, 已有文献中还未见到相关优化方法的报道. 为优化石油生产过程的性能和利润, 石油产出率和注入井注入率必须在油藏中各井之间连通性的约束下进行优化. 基于已建立的简单容量模型^[13], 本文根据每个生产井周围的动态水油比和累计注水量之间的指数关系, 建立每个生产井的石油生产模型, 通过引入不同类型的经济指标, 提出了石油生产过程的设定点优化问题.

对所得石油生产过程设定点优化问题的寻优, 需先离散化为一般约束优化问题, 其优化变量个数通常在几十到数百之间. 求解方法主要有基于局部搜索技术的非线性规划法和基于进化机制的约束优化进化算法两大类. 非线性规划法能快速收敛到问题的某局部最优解, 但很难找到其全局最优解, 约束优化进化算法能以较大概率获得问题的全局最优解, 但其数值精度比非线性规划法低^[14]. 本文结合修改增广Lagrange乘子法^[15]和粒子群优化算法构造了一个新型混合方法以对所得石油生产过程设定点优化问题进行有效的全局寻优.

2 石油生产模型(Model of oil production)

石油生产模型描述各注水井注入率和各生产井产出率之间的定量关系, 将作为石油生产过程设定点优化问题的约束条件. 在一个实际的注水采油油藏中, 通常有多个生产井和注水井同时操作, 本文假设有 m 个注入井和 n 生产井, 在前期工作中, 本文得到了如下描述各注水井注入率和各生产井产出率之间定量关系的简单容量模型:

$$q_j = \sum_{k=1}^m \lambda_{kj} i_k - \tau_j \frac{dq_j}{dt}, \quad j = 1, 2, \dots, n, \quad (1)$$

其中: i_k 是注水井 k 的注水率, q_j 是生产井 j 的总产出率, λ_{kj} 是注入井 k 和生产井 j 之间的权重, τ_j 是生产

井 j 的时间常数^[13].

在各生产井产出的油水混合物中, 石油所占比例随着油藏的注水量增加而动态变化, 模型(1)刻画了各个注入井所注入的水是如何分配流向到各个生产井的, 对生产井 j , 从 t_0 时刻到 t 时刻其周围的累积注水量 $W i_j$ 可用如下积分式估计:

$$W i_j = \sum_{k=1}^m \lambda_{kj} \int_{t_0}^t i_k(s) ds. \quad (2)$$

生产井 j 在某时刻的石油生产率 q_{oj} 是其总产出率乘以该生产井在该时刻的产油分流指数 f_j , 即

$$q_{oj} = f_j q_j, \quad (3)$$

其中 f_j 可由生产井 j 的动态水油比WOR $_j$ 进行估计:

$$f_j = \frac{1}{1 + \text{WOR}_j}. \quad (4)$$

动态水油比WOR $_j$ 与其周围的累积注水量 $W i_j$ 之间存在一种指数率函数关系^[6], 本文用如下模型描述:

$$\text{WOR}_j = a_j W i_j^{b_j}, \quad (5)$$

其中 a_j 和 b_j 是待定参数.

综上, 生产井 j 在 t 时刻的石油生产率模型如下:

$$q_{oj} = \frac{q_j}{1 + a_j \left(\sum_{k=1}^m \lambda_{kj} \int_{t_0}^t i_k(s) ds \right)^{b_j}}. \quad (6)$$

利用生产过程中积累的丰富历史数据, 可先由模型(1)确定各井之间的权重, 再估计每个生产井的石油生产率模型中的参数对 (a_j, b_j) .

3 石油生产过程设定点优化模型(Set point optimization model for oil production)

最大化石油生产过程的利润, 关键是如何设定各个注入井的注入率和各生产井的产出率. 以各注入井的注入率和各生产井的产出率为优化变量, 可选取的目标函数很多, 这里主要考虑如下3种:

1) 为最大化 $[t_0, t_f]$ 间的石油总产量, 定义目标函数

$$Q_o = \sum_{j=1}^n \int_{t_0}^{t_f} q_{oj}(s) ds. \quad (7)$$

2) 为最大化 $[t_0, t_f]$ 间的非贴现收入, 定义目标函数

$$R = p_o \sum_{j=1}^n \int_{t_0}^{t_f} q_{oj}(s) ds - p_w \sum_{k=1}^m \int_{t_0}^{t_f} i_k(s) ds, \quad (8)$$

其中 p_o 和 p_w 分别是当前石油和注入水的价格.

3) 对 $[t_0, t_f]$ 间非贴现收入的最大化, 也可令函数

$$R = \sum_{j=1}^n [p_o \int_{t_0}^{t_f} q_{oj}(s) ds - \bar{p}_w \int_{t_0}^{t_f} q_{wj}(s) ds], \quad (9)$$

其中 p_o 和 \bar{p}_w 分别是当前石油和从油水混合物中分离水的价格. 如考虑净现值, 则只需在上面目标函数(8)和(9)中乘以贴现率将其转化为净现值表达式.

以容量模型(1)和石油生产率模型(6)以及对各注水井注入率的最低和最高限制为约束条件, 石油生产过程设定点优化问题如下:

$$\begin{cases} \max \text{ 式(7)中} Q_0 \text{ or 式(8)中} R \text{ or 式(9)中} R, \\ \text{s.t. } q_j = \sum_{k=1}^m \lambda_{kj} i_k - \tau_j \frac{dq_j}{dt}, \\ q_{oj} = q_j / [1 + a_j (\sum_{k=1}^m \lambda_{kj} \int_{t_0}^t i_k(s) ds)^{b_j}], \\ l_k \leq i_k \leq u_k, \\ j = 1, \dots, n, k = 1, \dots, m. \end{cases} \quad (10)$$

通过对优化问题(10)的求解, 本文可获得 $[t_0, t_f]$ 期间各注入井的最优注入率和各生产井的最优产出率.

对优化问题(10), 先选取适当的步长离散化为如下形式的非线性约束优化问题:

$$\begin{cases} \min f(x), \\ \text{s.t. } h_i(x) = 0, i = 1, \dots, m_e, \\ g_j(x) \geq 0, j = 1, \dots, m_i, \\ l \leq x \leq u. \end{cases} \quad (11)$$

其中 l 和 u 分别是变量 x 的下界和上界. 然后由修改增广Lagrange函数法和粒子群算法融合所得新型混合方法对问题(11)进行有效的全局寻优.

4 新型混合方法(New hybrid method)

基于修改增广Lagrange乘子法的思想, 方法先将问题(11)转化为界约束优化问题, 然后用粒子群优化算法(PSO)求解所得系列界约束优化问题, 在满足给定精度后获得问题(11)的全局最优解. 具体地, 先初始化Lagrange乘子向量 $\lambda^0, \hat{\lambda}^0$ 和罚参数向量 $\sigma^0, \hat{\sigma}^0$, 在第 k 步, 假设已知Lagrange乘子向量 $\lambda^k, \hat{\lambda}^k$ 和罚参数向量 $\sigma^k, \hat{\sigma}^k$, 方法求解如下界约束子问题:

$$\begin{cases} \min P(x, \lambda^k, \sigma^k, \hat{\lambda}^k, \hat{\sigma}^k), \\ \text{s.t. } l \leq x \leq u, \end{cases} \quad (12)$$

其中 $P(x, \lambda, \sigma, \hat{\lambda}, \hat{\sigma})$ 是修改增广Lagrange函数

$$P(x, \lambda, \sigma, \hat{\lambda}, \hat{\sigma}) = f(x) - \sum_{j=1}^{m_i} \tilde{P}_j(x, \lambda, \sigma) - \sum_{i=1}^{m_e} [\lambda_i h_i(x) - \frac{1}{2} \sigma_i (h_i(x))^2], \quad (13)$$

$$\tilde{P}_j(x, \hat{\lambda}, \hat{\sigma}) = \begin{cases} \hat{\lambda}_j^2 / (2\sigma_j), & \lambda_j \leq -\hat{\sigma}_j g_j(x), \\ \hat{\lambda}_j g_j(x) - \frac{1}{2} \hat{\sigma}_j (g_j(x))^2, & \text{其他.} \end{cases} \quad (14)$$

当 $\lambda^k = \lambda^*$ 和 $\hat{\lambda}^k = \hat{\lambda}^*$ 且 σ^k 和 $\hat{\sigma}^k$ 足够大时, 子问题(12)的最优解 x^* 即是原约束优化问题(11)的最优解^[15].

混合方法以内外两层循环形式实现, 内层循环中由PSO在界约束下对修改增广Lagrange函数全局寻

优以得到下一代点, 外层循环修正乘子向量和罚参数向量、检查收敛准则是否满足、重新构造界约束子问题或在收敛准则满足时终止算法.

Lagrange乘子向量的初始化有两种选择: 1) λ^0 和 $\hat{\lambda}^0$ 设为任意正向量; 2) λ^0 和 $\hat{\lambda}^0$ 设为用户预先对每个约束的乘子的初始估计. 设 \hat{x}^k 是第 k 个界约束子问题(12)的解, Lagrange乘子向量按式(15)进行修正,

$$\begin{cases} \lambda_i^{k+1} = \lambda_i^k - \sigma_i^k h_i(\hat{x}^k), i = 1, \dots, m_e, \\ \hat{\lambda}_j^{k+1} = \max\{\hat{\lambda}_j^k - \hat{\sigma}_j^k g_j(\hat{x}^k), 0\}, j = 1, \dots, m_i. \end{cases} \quad (15)$$

罚参数向量的初始值可设为任意正向量, 并按式(16)进行修正,

$$\begin{pmatrix} \sigma^{k+1} \\ \hat{\sigma}^{k+1} \end{pmatrix} = \gamma \begin{pmatrix} \sigma^k \\ \hat{\sigma}^k \end{pmatrix}, \quad (16)$$

其中 γ 是大于1的常数. 该程序每次迭代都增加罚参数向量 σ 的各分量值, 也可只在前后两次迭代没有取得充分可行性时才增加其分量值, 具体地, 当 $\|\bar{c}(x^{k+1})\| \leq \zeta \|\bar{c}(x^k)\|$ 时取 $\gamma = 1$, 否则取 $\gamma > 1$, 其中 $\|\bar{c}(x)\|$ 称为 x 的可行性度量^[15]. 为限制罚参数可能取不切实际的很大数值, 用户可引进一个严格上界 σ_u .

设 x^{k+1} 是第 k 个界约束子问题(12)的全局最优解, 对给定精度 ε , 若 $\|\bar{c}(x^{k+1})\| \leq \varepsilon$, 则 x_{k+1} 是问题(11)的近似解, 算法终止. 通常, 还需引入最大迭代次数 K_m , 当可行性度量在 K_m 次外层迭代中都不小于给定精度时, 最后所得界约束子问题(12)的解将作为原问题(11)的解.

采用PSO对第 k 个界约束子问题(12)全局寻优时, 修改增广Lagrange函数 $P(x, \lambda^k, \sigma^k, \hat{\lambda}^k, \hat{\sigma}^k)$ 作为粒子的适用度评价函数, 搜索空间由 $l \leq x \leq u$ 定义. 粒子首先被随机初始化并赋予相应初始速度, 然后按如下公式更新速度和位置, 直到搜索到问题的全局最优解:

$$v_i = \beta(v_i + c_1 R(p_i - x_i) + c_2 \tilde{R}(p_g - x_i)), \quad (17)$$

$$x_i = x_i + v_i, \quad (18)$$

其中: x_i 和 v_i 分别为第 i 个粒子的位置和速度, p_i 为第 i 个粒子到目前为止具有最好适应度值的位置, p_g 为所有粒子中到目前为止具有最好适应度值的位置, β 是收缩参数, c_1 和 c_2 为正常数, R 和 \tilde{R} 是 $[0,1]$ 内均匀分布的随机向量.

综上, 求解约束优化问题(11)的新型混合方法包含一个Lagrange乘子向量、一个罚参数向量和一个PSO粒子群. 方法先初始化Lagrange乘子向量和罚参数向量, 然后调用PSO获得问题(12)的全局最优解

p_g , 如果 p_g 的可行性度量不小于给定精度, 则根据 p_g 信息修正Lagrange乘子向量和罚参数向量, 之后再调用PSO以获得新的 p_g , 直到 p_g 的可行性度量小于给定精度或算法达到设定的外层迭代次数.

5 数值试验(Numerical experiment)

利用商业软件Eclipse对非均质油藏Synfield^[12]模拟所得数值数据, 本节验证石油生产模型、石油生产设定点优化模型及新型混合方法的有效性.

Synfield是有5个注水井和4个生产井的多层各向异性油藏, 除两条高渗透带外, 其余地方是渗透率为5 md的均质结构. 高渗透带中的一条连接注水井I01和生产井P01, 渗透率为1000 md, 另一条连接注水井I03和生产井P04, 渗透率为500 md. 用Eclipse对Synfield模拟时使用了文献[12]中相同的设置和注水率数据, 模拟时间长度为100个月, 即用5个注水井的100个月注水率模拟产生4个生产井相应的100组产出率数据. 将所得数据对分为二: 前1~50个月数据称为模型数据, 后51~100个月数据称为对比数据. 先用模型数据获得石油生产模型及石油生产设定点优化模型中的参数, 然后用新型混合方法求解第51~100个月时段的石油生产设定点优化模型, 得到5个注水井在该时段内每个月的最优注水率设定值, 再以这些最优设定值用Eclipse对Synfield模拟产生4个生产井对应的新50组产出率数据, 最后将新数据与对比数据比较, 分析石油生产设定值优化前后的经济效益. 由模型数据和容量模型(1)在MATLAB环境中得到了油藏Synfield中各个井之间的连通性权重及每个生产井的时间常数, 如表1所示.

表1 由模型数据所得权重及时间常数
Table 1 Weights and time constants obtained by model data

	P01	P02	P03	P04
I01	0.9871	0.0098	0.0031	0.0000
I02	0.4894	0.0129	0.2211	0.2765
I03	0.0000	0.0000	0.0145	0.9855
I04	0.1931	0.1054	0.0022	0.6993
I05	0.1104	0.0130	0.1896	0.6869
τ	0.0245	3.0000	2.4730	1.2454

正如所预期的, 对非均质油藏, 对称注水井和生产井之间的权重是不对称的, 权重的大小恰当地量化了各个注水井和生产井之间连通性大小. 对注水井I01和生产井P01之间以及注水井I03和生产井P04之间存在两条高渗透带的情形, 明显地反映在容量模型所得权重的大小上.

对油藏Synfield, 生产井P01, P02, P03和P04的总产出率在实际量与容量模型计算量之间拟合的

确定性系数(coefficient of determination) R^2 分别为: 0.9838, 0.99672, 0.9965和0.9740, 可见容量模型能成功地描述注水油藏中水的衰减和滞后特性, 以及各注水井注入率和各生产井产出率之间的相互作用关系. 对模型(6)中参数 a_j 和 b_j 估计结果如表2.

表2 由模型数据所得参数 a_j 和 b_j
Table 2 Parameter a_j and b_j obtained by model data

	P01	P02	P03	P04
a_j	3.381e-11	1.394e-15	1.777e-08	4.756e-12
b_j	2.2753	3.9070	1.7910	2.3455

对生产井P01~P04, 由石油生产模型计算所得的石油产出率与其实际石油产出率拟合的确定性系数 R^2 分别是: 0.9947, 0.9997, 0.9996和0.9978, 说明所建立的石油生产模型准确地描述了它们的石油产出率, 可对它们的石油产出率准确预测.

对每个注水井, 本文设其注入率下限为零, 上限分别取其100个月数据中的最大价值(RB/day), 即

$$l_k = 0, k = 1, 2, \dots, 5, \\ u_1 = 3531.916, u_2 = 1963.172, u_3 = 1456.326, \\ u_4 = 1346.799, u_5 = 2209.986.$$

考虑式(9)中带折旧率 r 的目标函数, 优化时段从第50个月结束开始到第100个月, 以月为步长离散化问题(10)得形如式(11)的优化问题, 其目标函数为

$$R = \frac{\sum_{k=1}^{50} \{p_o \sum_{j=1}^4 q_{oj}(k+50) - \bar{p}_w \sum_{j=1}^4 q_{wj}(k+50)\}}{(1+r/12)^k} \quad (19)$$

优化变量为: $i_k(l), q_j(l) (k = 1, \dots, 5, j = 1, \dots, 4, l = 51, \dots, 100)$, 共450个. 用新型混合方法求解, 其参数设置如表3.

表3 新型混合方法的参数设置
Table 3 Parameter setting in new hybrid method

参数	设定值	说明
ε	1.0e-08	用户指定的精度
$\lambda^0, \hat{\lambda}^0$	$(1, \dots, 1)^T$	Lagrange乘子向量初始值
$\sigma^0, \hat{\sigma}^0$	$(10, \dots, 10)^T$	罚参数向量的初始值
σ_u	1.0e+10	罚参数的最大容许值
γ	10	罚参数的递增因子
ζ	0.25	不可行性的递减因子

PSO的参数设置为: $c_1 = c_2 = 2.05$ 和 $\beta = 0.729$, 粒子群规模设为300, PSO在新型混合方法中的循环次数设为20, 最大外层迭代次数 K_m 取为20.

将价格 \bar{p}_w 固定为1 \$/RB, 价格 p_o 以每增加1 \$的幅度由1 \$/RB提高到450 \$/RB, 得到了不同价格和

折旧率分别取0, 0.1, 0.15及0.2时各注入井注入率和各生产井产出率从第51~100个月的最优设定值。

在不同价格和折旧率下, 新型混合方法求解所对应优化问题只需要0.1~0.7s的CPU时间, 这说明该混合方法能快速地求解石油生产过程设定点优化问题。对油藏从第51~100个月的石油开采过程, 各注入井注入率和各生产井产出率的不同设定方案对应有不同的经济收益, 利用目标函数(19)评价, $p_o = 6 \text{ \$}/\text{RB}$ 和 $\bar{p}_w = 1 \text{ \$}/\text{RB}$ 时对应结果如表4所示。

表4 优化后的经济收益对比

Table 4 Comparison on revenue after optimization

折旧率 r	优化前/\\$	优化后/\\$	增长值/\\$	增长率/%
0.00	4.9923e+7	8.0896e+7	3.0973e+7	62.0
0.10	4.2479e+7	7.1544e+7	2.9065e+7	68.4
0.15	3.9376e+7	6.7825e+7	2.8449e+7	72.2
0.20	3.6612e+7	6.4538e+7	2.7926e+7	76.3

表4中结果清晰地表明, 对油藏注入井注入率和生产井产出率的设定值优化带来了显著经济收益, 且随着折旧率的提高, 经济收益增长幅度更大。

6 结论(Conclusions)

利用石油生产过程中积累的丰富历史数据, 本文建立了石油生产过程的稳态模型, 基于石油生产企业最大化利润或最小化成本的经济指标形成了一个设定点优化模型, 结合修改增广Lagrange乘子法和粒子群优化构造了一个新型混合方法以对所得设定点优化问题进行有效全局寻优, 利用软件Eclipse对非均质油藏Synfield进行模拟所得数据验证了文中所给模型和方法的有效性。

容量模型能准确描述注水油藏中水的衰减和滞后特性, 以及各注水井注入率和各生产井产出率之间的相互作用关系; 石油生产模型可准确地描述和预测每个生产井的石油产出率。在不同价格和折旧率下, 对应的石油生产过程设定点优化问题规模较大, 基于修改增广Lagrange函数法和粒子群算法所得新型混合方法能较快地对其进行全局寻优。

数值仿真试验表明, 对油藏注入井注入率和生产井产出率的设定值进行优化所带来的经济收益是显著的, 本文所形成的设定点优化模型有效, 且对石油生产过程中的设定点进行实时优化能给石油生产企业带来巨大的经济效益。

参考文献(References):

[1] VARMA V A, REKLAITIS G V, BLAU G E, et al. Enterprise-wide modeling and optimization—an overview of emerging research chal-

lenges and opportunities[J]. *Computers and Chemical Engineering*, 2007, 31(5/6): 692 – 711.

[2] EDGAR T F. Process operations: when does controllability equal profitability[J]. *Computers and Chemical Engineering*, 2004, 29(1): 41 – 49.

[3] 柴天佑. 生产制造全流程优化控制对控制与优化理论方法的挑战[J]. *自动化学报*, 2009, 35(6): 641 – 649.
(CHAI Tianyou. Challenges of optimal control for plant-wide production processes in terms of control and optimization theories[J]. *Acta Automatica Sinica*, 2009, 35(6): 641 – 649.)

[4] WANG X D, HU Y L, DING Y P. A model of production data analysis for horizontal wells[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2010, 37(1): 99 – 103.

[5] ECHEVERRIA C D, ISEBOR O J, DURLOFSKY L J. Application of derivative-free methodologies to generally constrained oil production optimization problems[J]. *Procedia Computer Science*, 2010, 1(7): 1295 – 1304.

[6] STOISITS R F, BATESOLE E C, CHAMPION J H, et al. Application of nonlinear adaptive modeling for rigorous representation of production facilities in reservoir simulation[C] // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Washington: Society of Petroleum Engineers, 1992.

[7] FANG W Y, LO K K. A generalized well-management scheme for reservoir simulation[J]. *SPE Reservoir Engineering*, 1996, 11(2): 116 – 120.

[8] LITVAK M L, CLARK A J, FAIRCHILD J W, et al. Integration of prudhoe bay surface pipeline network and full field reservoir models[C] // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. San Antonio: Society of Petroleum Engineers, 1997: 38885-MS.

[9] WANG P, LITVAK M L, AZIZ K. Optimization of production from mature fields[C] // *The 17th World Petroleum Congress*. Rio de Janeiro: World Petroleum Council, 2002: 32152.

[10] ALBERTONI A, LAKE L W. Inferring connectivity only from well-rate fluctuations in waterfloods[J]. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering Journal*, 2003, 6(1): 6 – 16.

[11] GENTIL P H. *The use of multilinear regression models in patterned waterfloods: physical meaning of the regression coefficients*[D]. Austin: The University of Texas at Austin, 2005.

[12] YOUSEF A A, GENTIL P H, JENSSEN J L, et al. A capacitance model to infer interwell connectivity from production and injection rate fluctuations[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2006, 9(6): 630 – 646.

[13] LIANG X M. A simple model to infer interwell connectivity only from well-rate fluctuations in waterfloods[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2010, 70(1/2): 35 – 43.

[14] CAI Z X, WANG Y. A multiobjective optimization-based evolutionary algorithm for constrained optimization[J]. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, 2006, 10(6): 658 – 675.

[15] LIANG X M. Modified augmented Lagrange multiplier methods for large-scale chemical process optimization[J]. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, 2001, 9(2): 167 – 172.

作者简介:

梁昔明 (1967—), 男, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为过程控制与系统优化、最优化方法及其应用、人工生命与进化计算等, E-mail: liangximing@bucea.edu.cn;

李山春 (1964—), 男, 博士研究生, 工程师, 研究方向为工程控制理论与技术、最优控制等, E-mail: lishangchun@tom.com.