

文章编号: 1000-0747(2004)02-0104-04

稠油油藏蒸汽吞吐井注采参数系统优化

王卫红^{1,2}, 王经荣^{1,2}, 李¹, 董正远¹, 高孝田³, 艾敬旭³, 刘新福³

(1. 西安石油大学; 2. 中国石油勘探开发研究院; 3. 中国石化河南油田勘探开发研究院)

摘要: 蒸汽吞吐热力采油的效果取决于由注采参数决定的注入蒸汽的热能利用程度。将蒸汽在地面管线、井筒及地层中的流动作为一个整体系统, 在地面、井筒管流及油藏数值模拟研究的基础上, 基于节点分析技术, 建立蒸汽吞吐注入系统组合模型, 提出蒸汽吞吐井注采参数整体系统优化的设计方法。考虑蒸汽吞吐井的注入、采出费用建立经济评价模型, 用模拟退火算法优化注采参数。应用结果表明, 采用此方法优选出的参数进行生产, 可提高蒸汽吞吐井的热能利用率和开采效果。图 2 表 2 参 8

关键词: 稠油; 蒸汽吞吐; 注采参数; 优化设计; 模拟退火

中图分类号: TE357.44

文献标识码: A

蒸汽吞吐开采稠油是一项复杂的系统工程, 开采效果直接取决于注采参数的选取及注入蒸汽的热能利用程度。注采参数的确定不仅受锅炉条件、地面管线和井筒条件限制, 还受地层吸汽能力的限制。目前, 对蒸汽吞吐井注采参数优化的研究主要是考虑油藏模型的局部优化, 而相对于蒸汽吞吐井生产系统来说, 局部优化并不一定效果最佳; 油藏动态预测多采用解析模型^[1], 与油藏实际开发状况相差甚远; 优化方法还存在局限性^[2]。为更加准确地确定注采参数, 提高蒸汽吞吐井的开采效果, 本文提出了蒸汽吞吐井注采参数系统优化方法。

1 注采参数系统优化总体思路

本文综合考虑影响蒸汽吞吐井开采效果的各种因素, 将地面、井筒和地层作为一个整体系统考虑, 采用节点分析技术, 建立蒸汽吞吐井注入系统组合数学模型, 基于经济评价模型, 应用全局的优化技术建立蒸汽吞吐注采参数系统优化模型, 为蒸汽吞吐井的注采参数整体优化提供有效的工具(见图 1)。

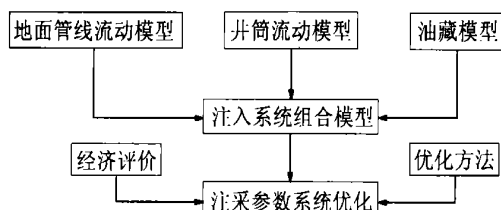


图 1 蒸汽吞吐注采系统优化总体框架

2 蒸汽吞吐井注入系统组合模型

稠油油藏蒸汽吞吐井注入系统组合模型由地面管流、井筒垂直管流和油藏动态预测数学模型 3 部分组成, 其中地面管流模型部分^[3]除了考虑管线和保温层的

传热, 还考虑了环境对流和风速对蒸汽热损失的影响; 垂直管流^[4]考虑了油管、隔热管、套管、水泥环、地层、隔热方式等因素对蒸汽热损失的影响; 油藏动态模型采用了三维三相多组分注蒸汽模型^[5], 充分考虑实际油藏内压力、饱和度、温度等的分布, 毛管力、重力、黏滞力的影响以及热在地层中传播和上、下盖层的热损失, 并用数值模拟的方法求解。应用节点分析技术^[6], 分别以井口、井底为节点, 将蒸汽在地面管线、垂直井筒及地层中的流动耦合为一个整体系统, 自动实现井筒注入参数与地层吸入能力之间的协调, 从而得到稠油油藏蒸汽吞吐井注入系统组合模型, 以此组合数学模型为基础, 即可对蒸汽吞吐井各周期注采参数进行优化设计。

3 经济评价模型

稠油注蒸汽开发的目标不仅是获得较高的开发水平(最终采收率、采油速率等), 更重要的是获得较好的经济效益。因此, 以净现值(NPV)指标建立蒸汽吞吐注采参数优化经济评价模型^[7]:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{(C_1 - C_0)_t}{(1 + i_c)^t} - C_s \quad (1)$$

其中

$$C_1 = PQ_0$$

式中 Q_0 ——吞吐周期年累计产油量, 由注入系统组合模型求得; t ; P ——油价, 元/t; C_1 ——1 个吞吐周期年生产总收益, 元; n ——1 个吞吐周期生产年限, a; C_0 ——1 个吞吐周期年生产总支出, 元; i_c ——贴现率, %; t ——计算生产时间, a; C_s ——注汽成本, 元。

4 蒸汽吞吐注采参数系统优化方法

4.1 系统优化目标函数及优化变量

蒸汽吞吐井注采参数优化设计的目标是寻求最大

净现值下注蒸汽井的注汽参数。

累计产油量的决定因素有地层参数、注入参数、管柱结构以及开井生产工作制度等, 但一个已知油藏的静态参数是定值, 而动态参数受注入参数及生产参数影响, 是注采参数的函数。因此, 若假定管柱结构不变, 可认为周期产油量只是注采参数的函数, 其中主要参数有注汽压力、注汽干度、注汽速率、周期注汽量、焖井时间和井底生产流压。经过敏感性分析发现, 焖井时间的变化对周期累计产油量影响较小, 因此以其它 5 种主要参数为优化变量。

约束条件取注汽压力、注汽干度、注汽速率、周期注汽量、井底生产流压的上、下限。其中注汽压力和注汽干度的上、下限取决于锅炉状况; 注汽速率和周期注汽量的上、下限取决于地层的吸汽能力; 井底生产流压上、下限取决于油田对采油速率及经济效益的要求。

4.2 系统优化方法

模拟退火 (Simulated Annealing, SA) 优化方法^[8]是基于 Monte Carlo 迭代求解法的一种启发式随机搜索算法, 用于解决优化问题是基于固体物质的退火过程与一般组合优化问题之间的相似性。

模拟退火算法是求解全局最小问题, 即

$$\min_{X \in \Omega \subset R^k} f(X)$$

其中 $\Omega = \{ (x_1, x_2, \dots, x_n) \mid a_i < x_i < b_i, i = 1, 2, \dots, n \}$, Ω 是由一切可能的解所组成的解空间, f 为有界优化目标函数, 组合优化问题就是寻找在 Ω 域内的优化变量 X_{opt} , 使得 $f(X_{\text{opt}}) = \min f(X)$ 。

模拟退火算法的基本思想是把每种组合状态看成是某一系统的微观状态, 把 $f(X)$ 看成是该系统在 X 状态下的能量, 即把待优化变量看作粒子的运动, 变量的取值范围看作粒子的状态, 函数值对应系统能量。用控制参数 T 表示伪温度, 让 T 从一个足够高的值慢慢下降, 用 Metropolis 抽样法模拟该系统在每个 T 下的热平衡状态。对当前状态 X 做随机扰动, 使其产生一个新状态 X' , 计算增量 $\Delta f = f(X') - f(X)$, 则接受 X' 为新的当前状态的概率为:

$$P_c = \begin{cases} 1 & \Delta f \leq 0 \\ \exp(-\Delta f / T) & \Delta f > 0 \end{cases} \quad (2)$$

4.3 系统优化步骤

对蒸汽吞吐井注采系统, 令 $f(X) = -NPV$, 则蒸汽吞吐井注采参数优化设计的数学模型为

$$\min f(X) = \max (NPV) \quad (3)$$

其中 $X = (x_1, x_2, x_3, x_4, x_5)^T$, 为前述 5 个优化变量。显然这是一个组合优化问题。

用模拟退火法进行蒸汽吞吐井注采参数优化的步骤为:

①初选优化变量 $X_0 (X_0 \in \Omega)$, 并给定控制参数 T 的初值 T_0 、终止参数 T_{end} 和每一控制参数 T 下进行 Metropolis 抽样的次数 N , 置外循环 $j = 0$ 、内循环 $L = 0$;

②由蒸汽吞吐注入系统模型计算出周期累计采油量 $Q_{\alpha, 0}$, 再由经济评价模型计算 $f_0 = f(X_0)$;

③随机产生扰动 ΔX , 得 $X_{j+1} = X_j + \Delta X$, 由蒸汽吞吐注入系统模型计算出周期累计采油量 $Q_{\alpha, j+1}$, 再由经济评价模型计算 $f_{j+1} = f(X_{j+1})$, $\Delta f = f_{j+1} - f_j$;

④若 $\Delta f \leq 0$, 转步骤⑦;

⑤若 $\Delta f > 0$, 计算接受概率 $P_c = \exp(-\Delta f / T)$, 并产生 $[0, 1]$ 区间均匀分布的随机数 R ;

⑥若 $P_c < R$, 则拒绝 X_{j+1} , $L + 1 \rightarrow L$, 转步骤⑧;

⑦满足约束条件, 接受 X_{j+1} ; 否则不接受, $L + 1 \rightarrow L$;

⑧若 $L < N$, 转步骤③;

⑨令 $j + 1 \rightarrow j$, 计算控制参数 T , $T = T_0 (0.95)^j$;

⑩若 $T > T_{\text{end}}$, 令 $L = 0$, 转步骤③;

结束。

5 应用实例

以上述模型及优化方法为基础, 开发研制了蒸汽吞吐井注采参数系统优化软件, 并对河南油田一口蒸汽吞吐井进行优化设计。该井油层中部深度 160.4m, 平均孔隙度 34%, 平均渗透率 4.009D, 油层有效厚度 18.6m, 原始地层压力 1.6MPa, 破裂压力梯度 0.023 MPa/m, 原始油层温度 26℃, 原始含油饱和度 0.7, 地面原油相对密度 0.95, 地层温度下脱气原油黏度为 80 Pa·s, 控制面积 0.01km², 地质储量 43 273m³。地面注汽管线从锅炉出口到井口长度约 1270m, 由管径 133mm (长 700m) 和 89mm (长 570m) 两段管子组成, 保温材料为岩棉。该井采用 63.5mm 的光油管, 自 1996 年 6 月开始注蒸汽吞吐生产, 到 2000 年 6 月吞吐生产 6 周期, 累计注汽 10 035m³, 累计产油 5292.9t, 累计生产时间 1029.15d, 累计油汽比 0.527, 采出程度 12.87%, 累计注入热量 2.3×10^{10} kJ, 实际生产参数 (井口参数) 见表 1。

利用上述蒸汽吞吐井注采参数优化设计方法和软件, 首先对该井前 6 个周期累计产油量、综合含水率进行历史拟合 (见图 2)。拟合结果, 周期累计产油量拟合

表 1 优化结果表

参数	周期 1		周期 2		周期 3		周期 4		周期 5		周期 6	
	实际值	优化值	实际值	优化值	实际值	优化值	实际值	优化值	实际值	优化值	实际值	优化值
注汽压力(MPa)	7.6	7.13	6.5	7.08	4.9	7.0	4.0	7.03	4.6	7.04	4.6	7.11
注汽干度	0.74	0.69	0.72	0.70	0.73	0.69	0.71	0.70	0.72	0.70	0.72	0.69
注汽速率(m ³ /d)	158.4	197.0	317.5	199.2	304.1	194.8	309.9	198.1	220.3	198.2	150.1	199.6
周期注汽量(m ³)	1521	1980.7	1867	1992.4	1773	1895.0	1060	1596.8	2313	1795.6	1501	1993.8
井底生产流压(MPa)		0.41		0.39		0.21		0.17		0.15		0.10
周期累计产油量(t)	974	1540.3	600	1280.4	1576.9	1071.3	573	921.2	106.9	876.4	1462.1	858.03

效果较好,误差为 2%,综合含水拟合效果差一些,误差为 9.2%,但满足工程精度要求。在历史拟合的基础上,对该井前 6 个周期优化设计的结果见表 1 和表 2。

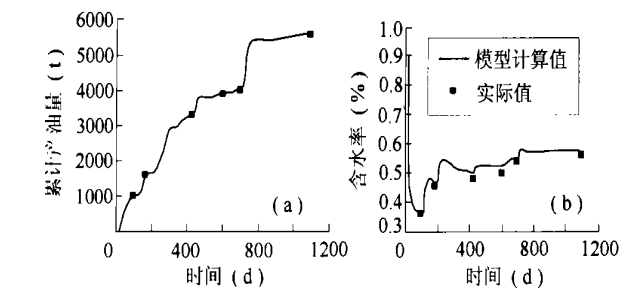


图 2 累计产油量(a)综合含水率(b)拟合图

表 2 前 6 个周期优化结果与实际数据对比表

参数	优化值	实际值
累计产油量(t)	6 547.63	5 292.9
累计注汽量(m ³)	11 254.3	10 035.0
累计油汽比	0.582	0.527

从研究结果看,该井若按优化设计的注采参数进行生产,6 个周期得到的累计产油量可比实际产油量增加 23.7%,采出程度可提高 3.06%,蒸汽注入量可增加 12.2%,累计油汽比可增加 10.3%,盖层及隔层的热损失率可降低 7.74%,能明显改善开采效果。

分析计算结果还可以看出,各周期优化的注汽速率和注汽干度趋于这两个参数优化区间的上限,而注汽压力主要受地层破裂压力的限制,在不压破地层和地面锅炉条件允许的情况下,注汽干度、速率和压力越高,注汽效果越好。这口井优化注汽干度的上限取的是 70%,而目前现场一般要求锅炉出口的注汽干度达到 80%,若按此要求进行注汽生产,开采效果会更好。

6 结论

本文综合考虑地面、井筒、油藏提出的稠油油藏蒸汽吞吐井整体系统注采参数优化设计方法较过去的优化方法具有较大的优越性。引入求解全局优化问题的模拟退火算法,建立了蒸汽吞吐注采参数系统优化模型,可自动寻求各注采参数之间的最佳协同,有效地解

决了蒸汽吞吐注采参数系统优化的强非线性全局优化问题,优化决策可靠度高。

对实际生产井的蒸汽吞吐注采参数优化设计与现场数据进行比较的结果,蒸汽吞吐井整体系统注采参数优化可提高注入蒸汽的热利用率和开采效果,表明本文方法具有广泛的实用性。

参考文献:

[1] 蒲海洋,杨双虎,张红梅.蒸汽吞吐效果预测及注汽参数优化方法研究[J].石油勘探与开发,1998,25(3):52-55.
[2] 侯健,陈月明.基于模糊综合评判模型的蒸汽吞吐注采参数优化设计方法的研究[J].特种油气藏,1997,4(3):15-21.
[3] 陈家琅.石油气液两相管流[M].北京:石油工业出版社,1989.
[4] 任瑛,梁金国,等.稠油与高凝油热力开采问题的理论与实践[M].北京:石油工业出版社,2001.
[5] Keith H Coats. In-situ combustion model[J].SPEJ,Dec.1980,533-554.
[6] 侯健,陈月明.蒸汽注入过程中节点分析方法研究[J].石油钻采工艺,1997,19(2):62-67.
[7] 蔡鹏展.油田开发经济评价[M].北京:石油工业出版社,1997.
[8] Kirkpartie S, et al. Optimization by simulated annealing[J].Science,1983,220:671-680.

第一作者简介:王卫红(1965-),女,新疆库尔勒人,西安石油大学副教授,主要从事油气田开发研究和教学工作,现为中国石油勘探开发研究院博士研究生。地址:陕西省西安市,西安石油大学石油工程学院,邮政编码:710065。

收稿日期:2003-06-27

(编辑、绘图 郭海莉)

Optimization of steam stimulation injection-production parameter system in heavy oil

WANG Wei-hong^{1,2}, WANG Jing-rong^{1,2}, LI Dang¹, DONG Zheng-yuan¹, GAO Xiao-tian³, Ai Jing-xu³, LIU Xin-fu³ (1. Xi'an Petroleum University, Shaanxi 710065, China; 2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Petrochina, Beijing 100083, China; 3. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Henan Oilfield Company, Sinopec, Henan 473132, China)

Abstract The level of oil production using steam injection technique directly depends on the heat efficiency of steam

(下转第 118 页)

微米级软性颗粒。在油携带下,未溶胀微凝胶(粒径范围为 $5\sim 13\mu\text{m}$)能进入渗透率范围为 $0.4\sim 10\text{D}$ 的多孔介质。溶胀后微凝胶的粒径范围为 $20\sim 60\mu\text{m}$,对油藏有调驱作用。

可通过调整反相剂的种类和用量来控制微凝胶的反相吸水速度和溶胀程度。交联作用使微凝胶化学稳定性上升,耐剪切和抗氧化降解性能提高。

溶胀微凝胶的“变形虫”特征与多孔介质的孔喉直径等因素结合,产生运移匹配关系。

在很宽渗透率范围内,微凝胶处理使多孔介质的渗流能力降低约90%,并具有较高的提高采收率能力。

参考文献:

- [1] Norman C A, Smith J E, Thompson R S. Economics of In-Depth Polymer Gel Processes[A]. SPE 55632. May, 1999.
- [2] 刘玉章.等.胜利油田用化学法提高原油采收率的探索与实践[J].油气采收率技术,1994,1(1):25-28.
- [3] 朱平.污水配制聚合物交联体系在江苏油田的应用[J].石油勘探与开发,2001,28(4):89-92.
- [4] 刘玉章.等.一种凝胶微粒的用途[P].中国专利号98120664.6.2000.5.
- [5] Dawson C Jeffrey, Le H V, et al. Method of controlling production of excess water in oil and gas wells[P]. Int. Cl. E21B 33/138. U. S. Patent 5465792. 1995.11.
- [6] Dawson C Jeffrey, Le H V, et al. Compositions and methods for modifying the permeability of subterranean formations[P]. Int. Cl. E21B 033/138. U. S. Patent 5735349. 1998.4.
- [7] Hany Frampton. Downhole fluid control processes[P]. Int. Cl. E21B 033/138. U. S. Patent 5701955. 1997.
- [8] 朱怀江.碱/聚合物驱中部分水解聚丙烯酰胺的溶液性质及热稳定性研究[J].油田化学,1987,4(4):284-292.

第一作者简介:朱怀江(1956-),男,浙江人,中国石油勘探开发研究院高级工程师,从事化学驱提高采收率研究工作。地址:北京市910信箱。

箱,采油工程研究所,邮政编码:100083。

收稿日期:2003-01-08 修回日期:2003-01-20

(编辑、绘图 郭海莉)

Application performance of a pre-crosslinking micro-gel dispersion for profile control and oil displacement

ZHU Huai-jiang¹, ZHU Ying¹, SUN Shang-ni², LIU Yu-zhang¹, TANG Jin-xing² (1. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China; 2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Henan Oilfield Company, Sinopec, Henan 473132, China)

Abstract: Pre-crosslinking micro-gel dispersion, which is synthesized with inverse-phase emulsion polymerization, is a novel agent for profile control and oil displacement different from either polymers or pre-crosslinking gel particles. Its swelling process could be controlled by changing the sort and quantity of inverse-phase agent. This kind of agent possesses high chemical stability and "amoeba" character. Different from bulk gels and the pre-crosslinking gel particles, the micro-gel dispersion with a diameter of $5\sim 13\mu\text{m}$ could be injected into porous media with a permeability of $0.4\sim 10\text{D}$ with the help of oil before it swelled. The diameter of the swollen micro-gel reaches $20\sim 60\mu\text{m}$, and its migration ability in the porous media depends on the diameter of pore throats and the deformability of rock particles. The agent could be used to adjust the reservoir permeability and enhance oil recovery.

Key words: gel; pre-crosslinking; profile control and oil displacement; inverse-phase emulsion polymerization; enhanced oil recovery

(上接第106页)

injection and the heat efficiency can be determined by injection-production parameters. By treating steam flow in surface pipeline, in the borehole, and within the rock formation as a system, this study establishes an integrated mathematical model of steam injection system, and a new method of optimization design of steam stimulation injection-production parameters. In this integrated model, the wellhead and well bottom are treated as nodes, and a nodal analysis technique is applied to integrate surface pipeline flow, well-bore flow and formation seepage flow. The optimization design method takes into consideration the cost

of steam injection and fluid production in the steam stimulation well, and forms the basis of an economic evaluation model. Simulated annealing to global optimization problem is introduced to optimize the injection-production parameters. The results suggest that operations based on the optimal injection-production parameters designed by this method lead to an increase in heat efficiency and recovery rate of steam stimulation wells.

Key words: heavy oil; steam stimulation; injection-production parameters; optimization design; simulated annealing