

文章编号:1673-5005(2009)06-0071-06

埕岛油田 6A + B 区块油藏动态调控

张凯¹, 姚军¹, 刘顺², 段友智¹, 陈小飞³, 赵政权⁴

(1. 中国石油大学 石油工程学院, 山东 青岛 266655; 2. 西安石油大学 石油工程学院, 陕西 西安 710065;
3. 长庆油田 采气一厂, 陕西 靖边 718500; 4. 中石油华北油田 采油五厂, 河北 辛集 052360)

摘要:埕岛海上油田油层多, 储层平面上和纵向上物性差异大, 非均质性较强, 采用分层注水工艺开发不能较好地控制整个油藏的水驱效果。针对埕岛油田采油速度低、含水上升较快等问题, 提出一种新的最优油藏动态调控方法。该方法将油藏视为一个复杂的动态系统, 以油藏开发生产净现值最大化为目标, 通过求解描述油藏开发生产的优化模型, 实时优化油藏的输入输出调控参数, 获取该时刻最优的生产方案。利用该方法对埕岛油田 6A + B 典型区块进行的实例分析结果表明, 获得的最优生产方案符合油田实际。

关键词: 埕岛油田; 生产优化; 极大值原理; 最优方案

中图分类号: TE 33 **文献标识码:** A

Reservoir dynamic control in block 6A + B of Chengdao Oilfield

ZHANG Kai¹, YAO Jun¹, LIU Shun², DUAN You-zhi¹, CHEN Xiao-fei³, ZHAO Zheng-quan⁴

(1. College of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Qingdao 266555, China;
2. College of Petroleum Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, China;
3. 1st Gas Production Plant of Changqing Oilfield, Jingbian 718500, China;
4. 5th Oil Production Plant of Huabei Oilfield, PetroChina, Xinji 052360, China)

Abstract: Chengdao offshore oilfield is a multi-layers reservoir with strong heterogeneity of uneven physical properties on the vertical and horizontal direction. The technology of separated layer water-flooding was used for development. However, this technology couldn't control water flooding in the whole reservoir. To solve these issues such as a low production velocity and water cut increasing rapidly, a new optimal reservoir dynamic control method was proposed. It regarded reservoir as a complex dynamic system. The optimal objective was to maximize net present value of production. Through solving the optimization model of reservoir development and production, real-time control parameters of input and output for reservoir were determined and the optimal production schedule was obtained. Typical block 6A + B of Chengdao Oilfield was analyzed by the new method. The results show that the optimal production scheme agrees well with the demand of actual field.

Key words: Chengdao Oilfield; production optimization; maximum principle; optimal schedule

胜利海上埕岛油田位于渤海湾南部的极浅海海域, 是我国极浅海区域投入开发的第一个年产量超过 2×10^6 t 级的大油田。该油田油层多, 储层平面上和纵向上物性差异大, 储层非均质严重。平面上砂体几何形态变化大、连续性差, 渗透率分布具有明显的方向性; 纵向上储层渗透率突进系数为 1.89, 渗透率级差为 5.89。油田区域内含油小层多, 油井段长(平均 250 ~ 350 m), 各小层渗透率为 0.01 ~ 6

μm^2 , 储量动用很不均衡。针对上述情况, 采用了分层注水工艺进行开发, 虽然缓解了水驱的突进现象, 但仍不能较好地控制整个油藏的水驱效果, 仍存在采油速度低、含水率上升较快、水淹不均等诸多问题。须针对这些问题进行生产调控。目前新兴的油藏动态优化调控方法^[1-3]是各大石油公司基于智能油田、数字油田和 E 油田等概念提出的, 其目的是减少方案设计时间, 通过智能调控, 在原油增产的同

收稿日期: 2009-08-28

基金项目: 国家“973”计划项目(2006CB202404)

作者简介: 张凯(1980-), 男(汉族), 四川蓬安人, 讲师, 博士, 从事采油工艺及油气田开发理论与优化控制工程方面的研究。

时尽可能减小生产成本,找出各个开发时间段最需要调控的油、水井和最佳的调控时机,改善区块的整体开发效果,提高区块原油采收率。以该方法为基础,笔者采用梯度算法对埕岛油田6A+B典型区块进行油藏动态优化调控分析研究。

1 油藏约束控制优化问题

注水开发是一种常用的二次提高采收率技术,但如果储层出现高渗透层,会导致注入水早期突破并且圈闭未波及到的油从而对采收率有很大影响。油藏控制优化的目标就是控水采油,具体过程是在最初开发时或目前的开发状态下,为区块油、水井制定一组初始最优生产方案并实施,然后随着开发进程中对油藏状况的了解逐步深入(渗透率场、孔隙度场等未知因素明了化),对现有的开发方案进行调整,基于该时刻的油水分布重新对开发区块进行优化计算,获取新的最优开发方案,实现实时优化^[4-5]。在优化的过程中,首先将得到的方案实施到油、水井,再根据反馈信息进行油藏数值模拟,基于模拟结果采用优化算法按照稳油控水的原则优化出最优的生产开发方案,再实施到油、水井,形成一套闭合的调控机制,改善区块开发效果。

结合最优控制的一般模型和油藏生产优化的性能指标,可以得到最优控制模型为

$$\max J = \sum_{m=0}^{N-1} \sum_{n=0}^{N_m-1} Y_{m,n}(x_{m,n+1}, u_m). \quad (1)$$

约束条件为

$$\begin{cases} L_{m,n}(x_{m,n+1}, x_{m,n}, u_m) = 0, \\ F(u_m) \leq b, \\ u_{m,low} \leq u_m \leq u_{m,up}, \\ n \in (0, \dots, N_m - 1), m \in (0, \dots, N - 1). \end{cases} \quad (2)$$

该模型具体的参数如下:

(1) J 为目标函数,也就是各个时间段最优控制的性能指标 $Y_{m,n}$ (净现值) 之和,其具体表达式为

$$Y_{m,n}(u_m) = \frac{\sum_{j=1}^{N_p} (r_o Q_{o,m,j} - r_{wp} Q_{w,m,j}) - \sum_{j=1}^{N_l} r_{wi} Q_{wi,m,j}}{(1+b)^{m,n} / \Delta t_{m,n}}$$

式中, $Q_{o,m,j}, Q_{w,m,j}, Q_{wi,m,j}$ 分别为每个时间段单井第 j 层段产油量、产水量和注水量, m^3 ; r_o 为产油量的经济因子; r_{wp} 和 r_{wi} 分别为产水量和注入量成本因子; Δt 为时间段, $a; b$ 为目前的利息率; N_p 为生产井总数; N_l 为注水井总数; m 为控制时间步; n 为每个控制时间步中的模拟计算时间步。

(2) $L_{m,n}$ 为油藏初始条件构成的油藏动态体系,由全隐式三维三相黑油模型方程构成^[6],

$$\text{即 } L = V \frac{\varphi_n \sum_p (S_p \rho_p X_{cp})_n - \varphi_{n-1} \sum_p (S_p \rho_p X_{cp})_{n-1}}{\Delta t} -$$

$$\left\{ \sum_{i=1}^{n_s} [T_i \sum_p (\lambda_p \rho_p X_{cp} \Delta \Phi_p)] \right\}_{n-1, n} + \left\{ I \sum_p [\lambda_p \rho_p X_{cp} (p_p - p_{wf})] \right\}_{n-1, n} = 0.$$

其中

$$T_i = A(k_p / \mu_p) / \Delta x.$$

式中, L 为黑油模型全隐式方程; V 为体积, m^3 ; φ 为孔隙度; S_p 为饱和度; ρ_p 为密度, kg/m^3 ; X_{cp} 为 p 相 c 组分对应的摩尔数; Δt 为时间间隔, d ; T_i 为传速率, $10^{-12} m^3 / (mPa \cdot s)$; λ_p 为 p 相的流量, $(mPa \cdot s)^{-1}$; k_p 为 p 相的渗透率, μm^2 ; $\Delta \Phi_p$ 为 p 相的势差, MPa ; p_p 为网格压力, MPa ; p_{wf} 为井底流压, MPa ; I 为油水井各层生产指数, $m^3 / (s \cdot Pa)$; μ_p 为 p 相的黏度, $mPa \cdot s$; A 为渗流截面积, m^2 ; Δx 为网格长度, m 。

(3) $F(u_m) \leq b$ 为线性或非线性等式约束条件; $u_{m,low} \leq u_m \leq u_{m,up}$ 为控制变量的边界约束条件。

(4) $x_{m,n}$ 为动态变量(如压力、饱和度和组分等); u_m 为控制变量(如油井生产流压及油水井流量等); N 为控制时间步的总数; N_m 为每个控制时间步中的模拟计算时间步总数; $u_{m,up}$ 和 $u_{m,low}$ 分别为控制变量上、下边界。

油藏约束控制优化问题的意义就是从经济角度出发,通过对油藏的注采调控措施进行优化,改善生产区块的开发效果,提高油藏采收率,达到最大化生产净现值目的。该问题可以描述为:在控制变量满足线性约束条件 $u_{m,low} \leq u_m \leq u_{m,up}$ (单井生产界限) 和约束条件 $F(u_m) \leq b$ (如总注入量约束) 的同时,求解使性能指标 J 取得最大值的最佳控制 $u^*(t)$ 及相应的最佳状态 x^* 。本文中的约束主要针对两个方面:采用对数变换约束法对单井生产界限进行约束;采用平均梯度法对总注入量进行约束。动态调控针对的是在一定条件下的生产工作参数(油井工作制度)的优化,在优化过程中,层系是给定的,区块内的注采比保持不变,所以并不是对所有动态问题进行优化。

2 优化模型求解

对于最优问题,最为简单的方法就是对其进行求导,求得极值点和最优解。但是,对于油藏生产优化这类复杂的动态系统,约束方程成千上万,例如对

于5000个网格的三相黑油模型来说,约束方程就有15000个,如果采用单纯求导的方式进行求解是不现实的。通常解决最优控制的主要数学工具有变分法、极大值原理及动态规划等。根据油藏生产优化最优控制模型,整个优化过程必须与油藏数值模拟计算紧密结合,而油藏模拟时网格间的计算多采用差分求解,也就是需要对连续方程进行离散求解,这里选用离散极大值原理方法进行求解^[7]。这种方法为一种梯度求解方法,所求得的最优解仅是一种局部最优解,但是相对于油田现状来说,局部最优解也能大幅度改善油田的生产状况,适用于油田开发。

2.1 离散极大值原理

采用离散极大值原理进行求解的过程来源于经典的变分理论,这个理论的实质是将目标函数方程与存在的等式约束条件相结合,将等式约束优化转换为无约束优化进行计算,将式(1),(2)进行转换,生产优化问题的增产性能指标为

$$J_A = \sum_{m=0}^{N-1} \sum_{n=0}^{N_m-1} Y_{m,n}(x_{m,n+1}, u_m) + \sum_{m=0}^{N-1} \sum_{n=0}^{N_m-1} (\lambda_{m,n+1})^T L_{m,n}(x_{m,n+1}, x_{m,n}, u_m), \quad (3)$$

式(3)中仅考虑黑油模型方程的约束,在计算时每一个约束方程均对应着一个拉格朗日乘子向量λ,也就是说拉格朗日乘子的数量与计算时间步和控制变量的数量有关。如果三相黑油模型划分有2000个网格和100步控制时间步,需要求解的拉格朗日乘子的数量应该为3 × 2000 × 100 = 6 × 10⁵个。

根据离散极大值原理^[8-9],J_A的一阶变分为

$$\delta J_A = \sum_{m=0}^{N-1} \sum_{n=0}^{N_m-1} \left(\frac{\partial J_{A,m,n}}{\partial x_{m,n+1}} \right) \delta x_{m,n+1} + \sum_{m=0}^{N-1} \sum_{n=1}^{N_m-1} \left(\frac{\partial J_{A,m,n}}{\partial x_{m,n}} \right) \delta x_{m,n} + \sum_{m=0}^{N-1} \sum_{n=0}^{N_m-1} \left(\frac{\partial J_{A,m,n}}{\partial u_m} \right) \delta u_m = \sum_{m=0}^{N-1} \sum_{n=1}^{N_m-1} \left(\frac{\partial \bar{J}_{m,n}}{\partial x_{m,n}} + \frac{\partial \bar{J}_{m,n-1}}{\partial x_{m,n}} \right) \delta x_{m,n} + \left(\frac{\partial \bar{J}_{N-1,N_m-1}}{\partial x_{N-1,N_m}} \right) \delta x_{N-1,N_m} + \sum_{m=0}^{N-1} \sum_{n=0}^{N_m-1} \left(\frac{\partial \bar{J}_{m,n}}{\partial u_m} \right) \delta u_m. \quad (4)$$

求得极值的必要条件为δJ_A = 0,因为这些项相互独立,所以可得到伴随方程和梯度求解方程。伴随模型为

$$\begin{cases} \frac{\partial J_{A,m,n}}{\partial x_{m,n}} + \frac{\partial J_{A,m,n-1}}{\partial x_{m,n}} = 0, m < N - 1; \\ \frac{\partial \bar{J}_{A,N-1,N_m-1}}{\partial x_{N-1,N_m}} = 0, m = N - 1. \end{cases} \quad (5)$$

每个时间步控制变量的梯度方程最终为

$$\frac{\partial J_{A,m,n}}{\partial u_m} = \sum_{n=0}^{N_m-1} \left[\frac{\partial Y_{m,n}}{\partial u_m} + (\lambda_{m,n+1})^T \frac{\partial L_{m,n}}{\partial u_m} \right], \quad m \in (0, \dots, N - 1). \quad (6)$$

因为在求解梯度时,需要用到拉格朗日乘子,所以需要求解伴随模型(5),将式(3)代入式(6)得

$$\begin{cases} \frac{\partial Y_{m,n-1}}{\partial x_{m,n}} + (\lambda_{m,n+1})^T \frac{\partial L_{m,n}}{\partial x_{m,n}} + (\lambda_{m,n})^T \frac{\partial L_{m,n-1}}{\partial x_{m,n}} = 0, \\ m < N - 1; \\ \frac{\partial Y_{N-1,N_m-1}}{\partial x_{N-1,N_m}} + (\lambda_{N-1,N_m})^T \frac{\partial L_{N-1,N_m-1}}{\partial x_{N-1,N_m}} = 0, \\ m = N - 1 \text{ (终端边界条件)}. \end{cases} \quad (7)$$

式(7)中通过终端边界条件逆向求解,可以迭代得到每个时间步每个网格对应的λ值。

因为方程(6)和(7)中的L是油藏流动方程,所以这里的∂L/∂x项为流动方程对状态变量(压力和饱和度)的偏导,∂L/∂u是流动方程对控制变量(井底流压和流量)的偏导。Y与产油量、产水量和注水量相关,也就是只与油藏流动方程L中的油、水井项W相关,

$$W = I \sum_p [\lambda_p \rho_p X_{qp} (p_p - p_{wf})].$$

所以∂W/∂x是∂L/∂x的一部分,∂W/∂u是∂L/∂u的一部分。方程(6)

和(7)的求解主要就涉及了4项偏导∂L/∂x, ∂L/∂u, ∂W/∂x和∂W/∂u的计算,这4项的求解正好与全隐式油藏模拟求解雅可比矩阵中的系数项计算方法相同,具体计算过程可参考文献[10]。

2.2 矩阵计算

模型(7)的计算过程全部都是由矩阵形式计算完成的,如果油藏的网格维数为N_e × N_e × 1,也就是对于单层x方向和y方向网格数为N_e的油藏来说,模型(7)中的第一个方程拉格朗日乘子λ和∂Y/∂x项的维数为N_e,而∂L_{m,n}/∂x_{m,n}则为N_e × N_e,所以对于该方程来说,矩阵计算为

$$\begin{aligned} & [(\lambda_{m,n})^T]_{N_e} = \\ & - \left\{ \left[\frac{\partial Y_{m,n-1}}{\partial x_{m,n}} \right]_{N_e} + [(\lambda_{m,n+1})^T]_{N_e} \left[\frac{\partial L_{m,n}}{\partial x_{m,n}} \right]_{N_e \times N_e} \right\} \times \\ & \left\{ \left[\frac{\partial L_{m,n-1}}{\partial x_{m,n}} \right]_{N_e \times N_e} \right\}^{-1}. \end{aligned} \quad (8)$$

模型(7)中的终端边界条件方程与式(8)计算过程类似,而对于梯度方程(6)来说,如果油、水井

控制变量个数为 N_u , 则矩阵计算为

$$\left[\frac{\partial J_\Lambda}{\partial u_m} \right]_{1 \times N_u} = \sum_{n=0}^{N_m-1} \left\{ \left[\frac{\partial Y_{m,n}}{\partial u_m} \right]_{1 \times N_u} + [(\lambda_{m,n+1})^T]_{1 \times N_c} \left[\frac{\partial L_{m,n}}{\partial u_m} \right]_{N_c \times N_u} \right\}$$

2.3 计算步骤

(1) 给出初始条件和工作制度, 沿着时间尺度正向求解油藏模型, 保存每个时间步的状态变量 x (每个网格的压力和饱和度)。

(2) 根据油藏模拟结果计算成本目标函数。

(3) 采用离散极大值原理求解伴随方程, 先计算得到方程中各项矩阵 $\left(\frac{\partial W}{\partial x}, \frac{\partial W}{\partial u} \right)$ 和 $\left(\frac{\partial L}{\partial x}, \frac{\partial L}{\partial u} \right)$, 然后得到各时间步拉格朗日乘子。

(4) 在得到拉格朗日乘子之后, 利用式(6)计算所有控制变量相对应的梯度 $\partial J_\Lambda / \partial u_m$ 。

(5) 根据已设定的控制变量的边界条件, 利用对数变换^[11]对梯度进行约束, 得到边界约束的梯度。

(6) 为了保持优化过程中注入量的均衡, 将区内所有水井的梯度值减去其平均值得到平均梯度。

(7) 线性搜索得到新的控制变量, 再进行对数变换反变换求得优化后的控制变量 u , 制定新的生产方案。

(8) 重复优化过程, 直到所有控制变量的梯度接近 0 为止, 计算结果为最优的调控方案。

3 埕岛油田 6A + B 区块优化分析

埕北 6A + B 区块目标层位于埕岛油田馆陶组

北部, 共 1 个开发井组, 完钻 18 口井, 目前共 14 口井在产, 其中生产井 9 口、注水井 5 口。该井区目前主要开采层位为馆上 3、馆上 4 砂层组, 采取一套层系开采。油藏埋深 1.250 ~ 1.464 km, 油层孔隙度为 32% ~ 40%, 油层渗透率为 $(10 \sim 4422) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 差异较大。该区块从开发初期到 2006 年含水率均较低 ($< 20\%$), 但是 2006 年以后, 含水率迅速上升, 到 2008 年 6 月时已接近 60%。所以, 有必要在其含水率不高的情况下, 对其进行生产调控优化, 以控制含水率, 减缓递减, 改善区块开发效果。

3.1 数值模拟

首先对区块进行数值模拟和历史拟合, 根据埕北 6A + B 井区最新测井二次解释资料和小层平面成果图, 以馆上 1 至馆上 5 构造图为骨架建立三维地质模型, 根据测井解释成果、前期有关沉积相和分层研究成果, 垂向上细分为 10 个小层。整个区块网格划分为 $15 \times 18 \times 10$, 平面上网格为 $\Delta x = \Delta y = 36.5 \text{ m}$, 各层厚度 Δz 不均。油藏初始压力为 13.3 MPa, 饱和压力为 11 MPa, 原油密度为 0.956 g/cm^3 , 地下水密度为 1.035 g/cm^3 , 地下原油黏度为 $50.4 \text{ mPa} \cdot \text{s}$, 地下水黏度为 $0.45 \text{ mPa} \cdot \text{s}$, 原油体积系数为 1.07, 原始油气比为 25.4。采用三维三相油藏模拟器进行模拟计算, 经过历史拟合, 截至 2008 年 6 月, 生产小层的 3 个主力层位的含油饱和度分布如图 1 所示 (深色区域为水, 浅色区域为油, 图 4 含义相同)。

立足于现有的生产状况, 当前区块的采出程度为 8.29%。按照 2008 年 6 月的产量和注水量进行预测, 5 a 后区块的采出程度能够达到 10.47%。

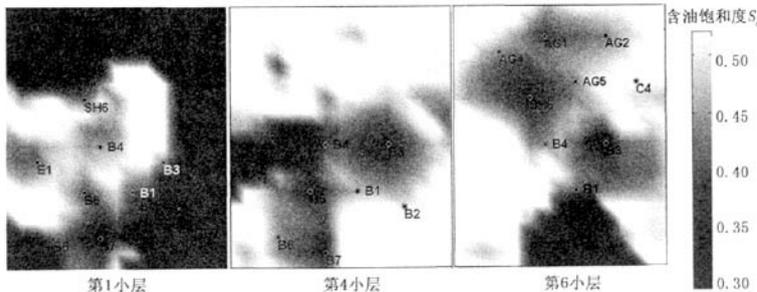


图 1 2008 年 6 月小层含油饱和度分布

Fig. 1 Oil saturation distribution of oil layers in June, 2008

3.2 生产优化

在数值模拟的基础上进行优化运算。生产井井底流压优化初始值为 2008 年 6 月时的状态, 生产井采用井底流压控制, 单井下边界设为初始流压的 80%, 单井上边界为 12.7 MPa。开发过程中约束区

块总注入量为 $450 \text{ m}^3/\text{d}$, 注入井采用注入量控制, 单井下边界为 0, 单井上边界为 $450 \text{ m}^3/\text{d}$ 。原油的价格为 2170 元/t (50 美元/桶), 处理产出水的费用为 10 元/t, 注水成本为 5 元/t, 折算率为 0.1。模拟生产时间最大步长为 60 d, 总的生产时间是 5 a, 每半

年调控一次,优化时间步分为10步(0,182,365,547,730,912,1095,1277,1460和1642 d)。通过优化计算,5 a后的采出程度达到了11.98%,在不实施增产措施的情况下,仅调控各井的生产状况,同样的时间内将采出程度提高了1.5%,增产原油 17.36×10^4 t(表1)。

表1 6A+B区块累积产油量和采出程度

Table 1 Accumulative oil production and recovery percent of 6A+B block

时期	累积产油量 $N_p/10^4$ t	地质储量 $N_i/10^4$ t	采出程度 $R/\%$
当前	95.82	1155.69	8.29
预测5 a后	121.06	1155.69	10.48
优化计算5 a后	138.42	1155.69	11.98

优化前、后的累积产油量、累积产水量和采出液含水率如图2所示(图中曲线1,1'分别为优化前、后的累积产油量;2,2'分别为优化前、后的累积产水量;3,3'分别为优化前、后的含水率)。优化后累积产水量只在最后半年有小幅度的增加,其他时间段基本保持不变,但累积产油量却获得了较大幅度的增加,累积增油量为 1.7363441×10^5 t,最终采出液含水率约为65%。

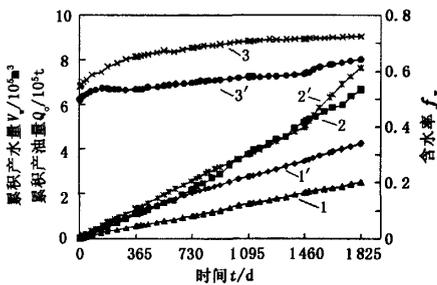


图2 优化前、后累积产油量和累积产水量

Fig.2 Accumulative oil production and accumulative water production before and after optimization

因为优化的过程是多次梯度预算迭代的过程,每一次运算将会获得梯度改进后的控制变量,也就是获得一组调控方案,预测5 a后油田的开发状况。通过5次迭代运算,净现值增大了27%,取得了较好的经济效益。

为了更为直观地了解优化后经济效益是如何增大的,以第6小层为例进行说明,图3(为了使驱替效果更为明显,绘图时含油饱和度的上限设为0.44,下限设为0.3)为该小层在2008年6月的剩余油储量丰度图。可以看出其剩余油主要集中在以AG1井和AG5井为核心的地区。如果按照目前的状况进行开发,5 a后该层的饱和度分布如图4(a)所示,此时

SH6井注入量为 $110 \text{ m}^3/\text{d}$,而AG1井注入量仅为 $50 \text{ m}^3/\text{d}$,优化后的饱和度分布如图4(b)所示。图5为优化后生产井井底流压的调控图。图6为优化后注水井的调控图。可以发现优化后AG1井的注入量大幅度提高,而SH6井的注入量则变小。SH6井下方的B4井目前含水率已经超过70%,含水率上升速度快,而AG1井周围的AG2,AG4和AG5油井目前含水率均在30%以下,通过提高AG1井周围储量的动用状况,增大了原油的产出,并同时达到了控水的目的。

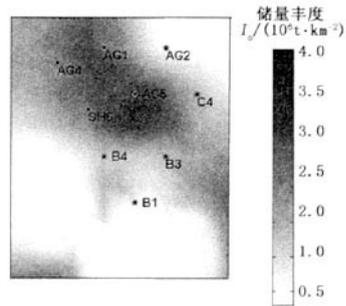


图3 剩余油储量丰度

Fig.3 Abundance distribution of remaining oil reserves

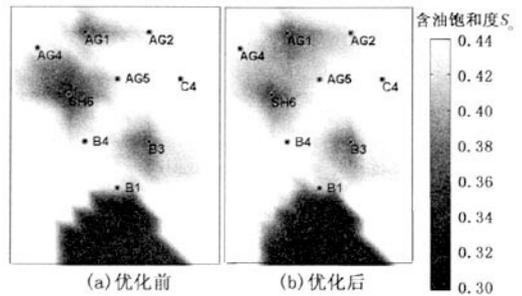


图4 优化前、后含油饱和度对比

Fig.4 Comparison of oil saturation distribution before and after optimization

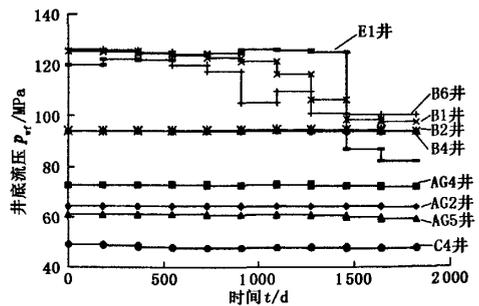


图5 优化后生产井井底流压

Fig.5 Optimized bottom-hole pressure controls of production wells

开发控制优化是一个最优化的过程,每一迭代

步的计算收敛结果均比初始值更优。优化过程中,共经过5次迭代计算,有5组收敛结果,每一组收敛结果代表一组开发方案(一组控制变量),所得到的开发方案均比初始方案更优,即效益更好。

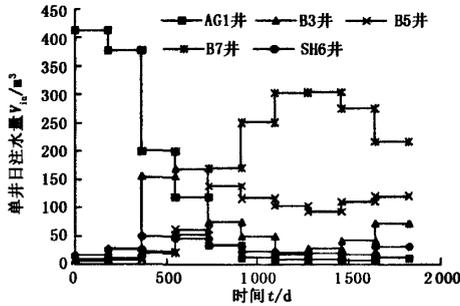


图6 优化后注水井注入量

Fig. 6 Optimized injection rate of injection wells

3.3 油、水井调控排序

将最终优化结果与初始值进行对比,根据变化的幅度排列出油、水井需要进行调控的秩序(表2, 3)。对于注入井来说,AG1井的调控幅度最大,因为总的注入量约束不变,所以其他注水井的注入量相应的减少。对于生产井来说,调控幅度最大是E1井和B2井,E1井目前含水率接近80%,所以可以适当减小其产液量。由图1中第4小层饱和度分布可以看出,B2井周围的剩余油还有一定的潜力,对比其储量丰度图,可以适当增大其产液量。

表2 生产井井底流压调控排序

Table 2 Production wells in control order of bottom-hole pressure

井号	井底流压改变率	液量调整	排序
B2井	-0.19590	↑	1
B4井	-0.19159	↑	2
AG2井	-0.18152	↑	3
AG4井	-0.16876	↑	4
C4井	-0.14856	↑	5
AG5井	-0.12827	↑	6
E1井	0.199366	↓	1
B1井	0.031985	↓	2
B6井	0.009088	↓	3

注: ↑ 表示优化后液量上升, ↓ 表示优化后液量下降。

表3 注入井注入量调控排序

Table 3 Injection wells in control order of injection rate

井号	注入量改变率	液量调整	排序
AG1井	0.769849	↑	1
B7井	-0.224710	↓	2
B5井	-0.206700	↓	3
SH6井	-0.198370	↓	4
B3井	-0.138990	↓	5

4 现场调控效果

根据优化计算的结果,结合6A+B区块的实际

情况,适当减小了油、水井液量的增幅,对现场生产井和注水井进行了调控,以验证优化的计算结果。

4.1 注水井调控

因为AG1井临近SH6井,所以在注水时相互影响,考虑到目前实际的开采情况,调控时在保持两口注水井注入总量不变的前提下,将AG1井的注水量由40 m³/d升至100 m³/d,SH6井的注水量由105 m³/d减至45 m³/d。这两口井的注入状况主要由临近的3口生产井表现出来,分别为AG2,AG4,AG5井。根据调控前后的实测资料可以看出,调控后AG2井的产液量和产油量均有一定幅度的提升,而含水率基本保持不变,按照调控前的产油量21.0 t/d作为参照,见效后日增产油量7~8 t。调控后,AG4井和AG5井的产液量基本保持稳定,但在见效后,AG4井含水率由53.6%降至46.95%,AG5井含水率由29.5%降至24.3%,两口井日产油量均略有增加,稳油控水效果较好。

4.2 生产井调控

优化结果显示B2井所处位置仍存在较大潜力,于是将该井的产液量由21.25 m³/d提升至29.21 m³/d。调控后,B2井产液量和产油量均有一定幅度的提升,含水率虽有小幅度的上扬,但仍低于18%,控水效果较好。按照调控前的产油量19.51 t/d作为参照,见效后日增产油量为6~7 t。

5 结论

(1)对于油藏生产优化问题,极大值原理是一种行之有效的梯度求解方法,结合全隐式油藏模拟运算,能够准确地求得各个控制变量的梯度,优化油藏生产。

(2)结合埕岛油田6A+B区块实际油藏进行生产优化研究,从理论和实际应用上证明了该方法的正确性。

(3)油藏生产优化是油田智能调控的一部分,该方法为智能油田体系的实施提供了理论和技术支撑,是一种有效的辅助决策手段,具有较大的推广和应用潜力。

参考文献:

[1] GERRARD C, TAYLOR I C, GOH K-C, et al. Implementing real-time production optimization in shell E&P in Europe—changing the way we work and run our business [R]. SPE 108515, 2008.

(下转第86页)

[M]. 北京:石油工业出版社,2001

[12] 徐运亭,徐启,郭永贵,等. 低渗透油藏渗流机理研究及应用[M]. 北京:石油工业出版社,2006.

[13] 李松泉,程林松,李秀生,等. 特低渗透油藏非线性渗流模型[J]. 石油勘探与开发, 2008,35(5):706-806. LI Song-quan, CHENG Lin-song, LI Xiu-sheng, et al. Non-linear seepage flow models of ultra-low permeability reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008,35(5):706-806.

[14] 刘辉,何顺利,李俊键,等. 特低渗油藏水驱开发效果评价方法研究[J]. 西南石油大学学报, 2009, 31(1):28-29. LIU Hui, HE Shun-li, LI Jun-jian, et al. Study of methods evaluating water-drive development in ultra-low permeability reservoir [J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2009,31(1):28-29.

(编辑 李志芬)

(上接第 65 页)

[8] KABIR C S, HASAN A R, KOUBA G E, et al. Determining circulating fluid temperature in drilling, work-over, and well-control operations[R]. SPE 24581, 1996.

[9] HASAN A R, KABIR C S. Heat transfer during two phase flow in wellbores, part II wellbore fluid temperatures[R]. SPE 22948, 1991.

[10] 蔚宝华,卢晓峰,王炳印,等. 高温井地层温度变化对井壁稳定性影响规律研究[J]. 钻井液与完井液, 2004,21(6):15-18. WEI Bao-hua, LU Xiao-feng, WANG Bing-yin, et al.

Stability of well wall influenced by formation temperature change in high temperature well[J]. Drilling Fluid and Completion Fluid, 2004,21(6):15-18.

[11] 朱平,马永乾,李昊. 附加流速法压井的模拟计算[J]. 中国石油大学学报:自然科学版,2008,32(3):68-70. ZHU Ping, MA Yong-qian, LI Hao. Simulated calculation of well killing by additional flow rate method[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2008,32(3):68-70.

(编辑 李志芬)

(上接第 70 页)

[8] 高海红,程林松,赵梅,等. 稠油油藏蒸汽驱筛选的模糊综合评判[J]. 西南石油大学学报,2007,29(3):53-56. GAO Hai-hong, CHENG Lin-song, ZHAO Mei, et al. Fuzzy comprehensive evaluation of steam flooding sorting heavy oil reservoir [J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2007,29(3):53-56.

[9] 石启新,方开璞. 注蒸汽开发经济极限油汽比及经济可采储量的计算方法及应用[J]. 石油勘探与开发, 2001,28(4):97-98. SHI Qi-xin, FANG Kai-pu. The calculating method and application of economic limiting steam/oil ratio for steam flood and steam soak[J]. Petroleum Exploration and Development, 2001,28(4):97-98.

(编辑 李志芬)

(上接第 76 页)

[2] ALHUTHALI A H, ARAMCO S, DATTA-GUPTA A, et al. Optimal rate control under geologic uncertainty[R]. SPE 113628, 2008.

[3] SAPUTELLI L, NIKOLAOU M, ECONOMIDES M J. Real-time reservoir management: a multi-scale adaptive optimization and control approach[J]. Computational Geosciences, 2005,10(1):61-96.

[4] LIEN M, BROUWER D R, MANSETH T, et al. Multi-scale regularization of flooding optimization for smart field management[R]. SPE 99728, 2006.

[5] NAUS Mmjj, DOLLE N, JANSEN J D. Optimization of commingled production using infinitely variable inflow control valves [R]. SPE 90959, 2006.

[6] AZIZ K, SETTARI A. Fundamentals of reservoir simulation[M]. New York: Elsevier Applied Science Publishers, 1986: 102-103.

[7] 方涵先,王廷芳,黄思训. 变分伴随方法应用于大气化学初值和参数反演研究[J]. 南京气象学院学报,

2007,2(30):216-223. FANG Han-xian, WANG Ting-fang, HUANG Si-xun. Retrieval of the initial values and parameters in atmospheric chemistry by the variational adjoint method [J]. Journal of Nanjing Institute of Meteorology, 2007,2(30):216-223.

[8] BROUWER D R, JANSEN J D, VAN D. Recovery increase throughh water flooding with smart well technology [R]. SPE 68979,2004.

[9] SARMA P, DURLOFSKY L J, AZIZ K. Efficient closed-loop production optimization under uncertainty[R]. SPE 94241, 2005.

[10] 刘慧卿. 油藏数值模拟方法专题[M]. 东营:石油大学出版社, 2001: 90-102.

[11] WANG Chunhong, LI Gaoming, REYNOLDS A C. Production optimization in closed-loop reservoir management [R]. SPE 109805, 2007.

(编辑 李志芬)