

## 水驱高效开发注采策略优化

张 凯<sup>1</sup>, 姚 军<sup>1</sup>, 张黎明<sup>1</sup>, 罗 琴<sup>2</sup>, 潜欢欢<sup>1</sup>

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 青岛 266555; 2. 西南石油大学 计算机科学学院, 成都 610500)

**摘 要** 水驱是一次采油后常用的提高采收率技术, 但是由于地层非均质性的影响, 致使注入水沿高渗透层位突破而圈闭未波及到的原油. 为了改善此类问题, 提出了一种新的优化控制模型, 其目标是调控各井的注采量, 延缓水驱指进现象, 尽可能多地采出原油. 该模型是基于油藏数值模拟与优化理论构建的, 通过控制变量的梯度求解, 根据不同的需求, 优化多个目标策略方案(如以累产油、累产水及经济效益为目标的最优方案), 用以辅助油田生产决策. 在理论方法研究的基础上, 采用该模型对油藏实例进行了优化计算与分析, 结果表明: 获得的最优生产方案符合油田实际, 为油田开发的智能调控提供了理论和技术支撑.

**关键词** 水驱优化; 油藏模拟; 最优控制; 智能油田

## Injection-production strategies optimization for efficient development of water flooding

ZHANG Kai<sup>1</sup>, YAO Jun<sup>1</sup>, ZHANG Li-ming<sup>1</sup>, LUO Qin<sup>2</sup>, QIAN Huan-huan<sup>1</sup>

(1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266555, China;

2. College of Computer Science, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China)

**Abstract** Water flooding is a common technique to improve recovery ratio after primary depletion. But because of heavy formation heterogeneity, injected water usually breaks through along the high permeability layer so as to trap crude oil in the bypassing regions. In order to solve such problems, this article proposed a optimal control model, and its goal was to delay fingering phenomenon of water flooding and produced crude oil as much as possible by controlling flow rate of injectors and producers. The author constructed the model on the basis of reservoir simulation and optimization theory. Through solving the gradients of control variables, strategy programs with the multiple objectives would be optimized (For example, objectives of these programs are respectively field oil production total, field water production total or economic benefits) to assist production decision-making of oil field. Based on the above theoretical study, applied examples of reservoir were optimized and analyzed. The results show optimal production scheme are coincident with the demand of actual field and it will provide a strong theoretical basis and technical support for smart field system.

**Keywords** water flooding optimization; reservoir simulation; optimal control; smart field

### 1 引言

油藏地质的非均质性, 致使注入水沿高渗透层或大孔道串流指进, 油井含水上升加快, 产油量下降, 开发区块产量迅速递减, 影响开发的最终效果. 通常来说, 为了减轻综合递减, 延长注水开发油田的稳产期, 国内外近年来发展了多项稳油控水技术, 其中最有效的方法分别有完善注采井网、调剖堵水、调向注水及间歇注

**收稿日期:** 2009-04-03

**资助项目:** 国家科技重大专项 (2008ZX05024-004-004); 中央高校基本科研业务费专项资金 (09CX05007A); 国家建设高水平大学公派留学生项目 (2007104039)

**作者简介:** 张凯 (1980-), 男, 汉, 四川蓬安人, 博士, 讲师, 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, E-mail: reservoirs@163.com.

水等<sup>[1]</sup>. 前两种方法最大的缺点是成本投入高, 而后两种方法在使用的过程中只能从区块的大范围程度上进行考虑, 不能对生命周期内的单井调控进行重点分析. 所以, 国内外石油公司纷纷提出了注采生产优化智能调控的理念<sup>[2-4]</sup>, 采用优化方法与数值模拟相结合的方式, 优化各井生产周期内的注采量, 在不需要措施施工的前提下, 实现稳油控水的目的, 改善区块的开发效果. 常规水驱调控需要多次人为改变注水的时间间隔与注采井流量的大小, 以之调整注入水的方向, 将更多的原油驱替出来, 调控的时间与调控井的选择没有考虑区块整体开发效果, 效率较低; 而该方法综合了间歇注水和调向注水的优点, 能够自动迅速给出各井当前状态下最优的注采方案, 将所有井间的关系综合考虑, 以之辅助油田开发决策.

## 2 水驱策略优化模型

水驱策略优化问题属于智能油田科学体系, 主要涵盖油藏水驱动态开发、油藏数值模拟、优化控制等多个领域. 油藏模拟的功用就是在再现油田开发动态的基础上, 对不同开发方案的效果进行预测和对比, 辅助现场决策. 但是在方案对比、预测和选择的过程中, 人为因素太大, 所以此项研究将油藏模拟与优化控制理论相结合, 预测不同开发阶段油藏的最优开发方案. 同时结合水驱动态开发的特性, 选择不同的目标函数, 考虑单井生产界限, 实现策略优化. 利用该方法服务油田时, 首先需要在目前的开发状态下, 为区块的油水井制定一组最优生产方案, 然后实施到油水井; 随着开发进程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), 发现需要对现有的开发方案进行调整, 于是基于那时油藏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, 实现动态优化调控. 水驱策略优化涉及多个科学领域, 将自动化控制理论与油藏开发相结合, 在提高生产效率的同时, 进行成本控制, 在稳油控水的基础上, 增大油田的经济效益<sup>[5-7]</sup>.

### 2.1 水驱优化目标函数

研究水驱生产优化问题, 需要针对实际情况提出最优控制的性能指标. 一般情况下, 一个最优问题只能选择一个指标函数. 对于油藏优化问题来说, 有着多个生产指标, 最为重要的是产油量与经济效益, 此外还包括产水量、注水量、产气量、注气量等指标. 因为本研究是针对水驱油藏来说的, 所以这里不考虑注气量和产气量等指标. 通常来说, 油田开发的经济效益是产油量、产水量和注水量的另一种表达形式, 所以为了能够在同一模型中实现多个目标的选择, 对传统的生产净现值公式进行了改进, 具体如下:

$$Y^n(x^{n+1}, u^n) = \frac{\Delta t^n}{(1+b)^{t^n}} \left[ \sum_{j=1}^{N_p} (a_j Q_{o,j}^n - b_j Q_{w,j}^n) - \sum_{k=1}^{N_I} c_j Q_{wi,k}^n \right] \quad (1)$$

式中:  $x^{n+1}$  为动态变量 (各个网格压力、饱和度和组分等);  $u^n$  为控制变量 (如油井生产流压  $p_{wf}$  及油井流量  $Q_o$ 、 $Q_w$  和注水井注入量  $Q_{wi}$  等);  $Q_{o,j}$  为每个时间段第  $j$  井产油量,  $m^3$ ;  $Q_{w,j}$  为每个时间段第  $j$  井产水量,  $m^3$ ;  $Q_{wi,j}$  为每个时间段第  $j$  井注水量,  $m^3$ ;  $a_j$  为各井产油量的经济因子;  $b_j$  为各井产水量成本因子;  $c_j$  为各井注入量成本因子;  $\Delta t$  为时间段, 年;  $b$  为目前的利息率;  $N_p$  为生产井总数;  $N_I$  为注水井总数;  $n$  为控制时间步.

与传统公式不同的是, 在公式 (1) 中, 引入了 3 个因子  $a$ 、 $b$ 、 $c$  以实现目标函数选择优化, 这里的函数可以表现为以下几种形式:

1) 净现值 (NPV): 当公式 (1) 中的  $a_j =$  原油的价格,  $b_j =$  处理产出水的价格,  $c_j =$  注入水的价格, 目标函数与净现值计算公式一致. 当  $j \in (0, 1, \dots, N_p)$  时,  $Y^n$  为油田净现值; 当  $j$  仅仅选择一口井的时候,  $Y^n$  为单井净现值.

2) 累油量: 当公式 (1) 中的  $a_j = (1+b)^{t^n}$ ,  $b_j = 0$ ,  $c_j = 0$ , 目标函数变为累油量计算公式  $Y^n = \sum_{j=1}^{N_p} (Q_{o,j}^n)$ . 当  $j \in (0, 1, \dots, N_p)$  时,  $Y^n$  为油田总累油量; 当  $j$  仅仅选择一口井的时候,  $Y^n$  为单井累油量.

3) 累产水量: 当公式 (1) 中的  $a_j = 0$ ,  $b_j = (1+b)^{t^n}$ ,  $c_j = 0$ , 目标函数变为累产水量计算公式  $Y^n = -\sum_{j=1}^{N_p} (Q_{w,j}^n)$ . 当  $j \in (0, 1, \dots, N_p)$  时,  $Y^n$  为油田总产水量; 当  $j$  仅仅选择一口井的时候,  $Y^n$  为单井产水量.

4) 累注水量: 当公式 (1) 中的  $a_j = 0$ ,  $b_j = 0$ ,  $c_j = (1+b)^{t^n}$ , 目标函数变为累注水量计算公式  $Y^n = -\sum_{j=1}^{N_p} (Q_{wi,k}^n)$ , 当  $j \in (0, 1, \dots, N_p)$  时,  $Y^n$  为油田总注水量; 当  $j$  仅仅选择一口井的时候,  $Y^n$  为单井

注水量.

根据上述分析,可以看出:当选择不同参数时,公式(1)则有着不同的意义,能够表述多个目标方程,囊括了所有的开发指标.

## 2.2 最优控制模型

### 2.2.1 最优控制模型建立

在选取优化的目标方程后,必须建立数学模型优化开发方案.根据最优控制模型的一般形式,结合水驱油藏注采调控问题,建立模型如下:

$$\max J = \sum_{n=0}^{N-1} Y^n(x^{n+1}, u^n) \quad (2)$$

约束条件:

$$L^n(x^{n+1}, x^n, u^n) = 0, \quad \forall n \in (0, 1, \dots, N-1) \quad (3)$$

$$LB \leq u^n \leq UB \quad (4)$$

式中,  $J$  为目标函数,也就是各个时间段最优控制的性能指标  $Y^n$  之和;  $L^n$  为油藏的初始条件构成了油藏动态体系,这个体系是由三维三相黑油模型方程构成<sup>[8]</sup>.  $LB \leq u^n \leq UB$  为控制变量的边界约束条件;  $N$  为总时间步数;这里的  $x$  和  $u$  与前述完全一致,  $x$  为动态变量,  $u$  为控制变量.采用离散极大值原理对模型进行求解<sup>[9-10]</sup>,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(3)带入到式(1)进行转换,生产优化问题的增广的性能指标为

$$J_A = J(x^{n+1}, u^n) + \sum_{n=0}^{N-1} (\lambda^{n+1})^T L^n(x^{n+1}, x^n, u^n) \quad (5)$$

根据离散极大值原理,  $J_A$  的一阶变分,并利用离散形式的分步积分得

$$\begin{aligned} \delta J_A = & \sum_{n=0}^{N-1} \left( \frac{\partial J_A^{n-1}}{\partial x^n} + \frac{\partial J_A^n}{\partial x^n} \right) \delta x^n - \left( \frac{\partial J_A^{-1}}{\partial x^0} \right) \delta x^0 + \left( \frac{\partial J_A^{N-1}}{\partial x^{N-1}} \right) \delta x^{N-1} \\ & + \sum_{n=0}^{N-1} \left( \frac{\partial J_A^n}{\partial u^n} \right) \delta u^n + \sum_{n=0}^{N-1} \left( \frac{\partial J_A^n}{\partial \lambda^{n+1}} \right) \delta \lambda^{n+1} \end{aligned} \quad (6)$$

取极值的必要条件是  $\delta J_A = 0$ , 因为上述方程这些项相互独立,要求各项都等于 0. 因为  $\frac{\partial J_A^n}{\partial \lambda^{n+1}} = L^n = 0$ ,  $\delta x^0 = 0$ , 要想使其余三项均等于 0, 首先必须求解得到相应的  $\lambda$ , 所以将  $\delta x^n$  和  $\delta x^{N-1}$  的系数项组合成了  $\lambda$ , 求解模型, 为

$$\begin{cases} \frac{\partial Y^{n-1}}{\partial x^n} + (\lambda^{n+1})^T \frac{\partial L^n}{\partial x^n} + (\lambda^n)^T \frac{\partial L^{n-1}}{\partial x^n} = 0 \\ \frac{\partial Y^{N-1}}{\partial x^N} + (\lambda^N)^T \frac{\partial L^{N-1}}{\partial x^N} = 0, \text{ Final boundary condition} \end{cases} \quad (7)$$

方程(8)中仅有  $\lambda$  是未知变量,迭代求解得到各个时间步的  $\lambda^n$ , 式(6)中的前四项均等于 0, 所以仅需要使  $\sum_{n=0}^{N-1} \left( \frac{\partial J_A^n}{\partial u^n} \right) \delta u^n = 0$ ,  $\delta u^n$  的系数项为

$$\frac{\partial J_A^n}{\partial u^n} = \sum_{n=0}^{N-1} \left[ \frac{\partial Y^n}{\partial u^n} + (\lambda^{n+1})^T \frac{\partial L^n}{\partial u^n} \right] \quad (8)$$

当控制变量的梯度  $\frac{\partial J_A^n}{\partial u^n}$  趋于 0 时,可以得到问题的最优解,此时的控制方案即是最优的开发调控方案.

### 2.2.2 偏导项计算

通过方程(8)和方程(9)可以看出,油藏模拟与离散极大值原理紧密结合,根据方程(3),是三维三相黑油模型压力方程,由油藏模拟理论可以得到方程的具体形式<sup>[11]</sup>:

$$L = \psi \pm Q - \eta = 0 \quad (9)$$

式中:

$$\psi = \left\{ \sum_{s=1}^{ns} \left[ T_s \sum_p (f_p \rho_p X_{cp} \Delta \Phi_p)_s \right] \right\}^{n-1, n}; \quad Q = \left\{ WI^W \cdot \sum_p [f_p \rho_p X_{cp} (p_p - p_{wf})] \right\}^{n-1, n};$$

$$\eta = V \frac{\phi^n \sum_p (S_p \rho_p X_{cp})^n - \phi^{n-1} \sum_p (S_p \rho_p X_{cp})^{n-1}}{\Delta t}$$

上述方程中  $\eta$  为物质守恒累积项;  $\psi$  为物质守恒侵入项;  $Q$  油水井注入采出项;  $V$  为体积,  $\text{m}^3$ ;  $\phi$  为孔隙度;  $S_p$  为  $p$  相的饱和度;  $\Delta t$  为时间间隔, 天;  $f_p$  为  $p$  相的流量,  $1/p$ ;  $\Delta \Phi_p$  为  $p$  相的势差, MPa;  $p_p$  为  $p$  相的网格压力, MPa;  $p_{wf}$  为井底流压, MPa;  $n$  为时间步;  $s$  为网格传导面;  $ns$  为网格传导面总数 (如笛卡尔坐标网格  $ns = 6$ );  $T_s$  为第  $s$  传导面的传导系数,  $\text{md/d}$ ;  $\pm$  中的  $+$  号代表采油井的压力方程,  $-$  号代表注入井的压力方程。

对于前面推导的  $\lambda$  求解方程 (8) 和梯度方程 (9) 来说, 2 组方程中包含的两个主要函数是目标函数  $Y$  与油藏模拟方程  $L$ , 而主要的两组变量是控制变量  $u$  (这里只考虑井底流压  $P_{wf}$ ,  $Q_o$  和  $Q_w$  均可由  $P_{wf}$  计算得到) 和状态变量  $x$  (压力  $P$  和饱和度  $S$ , 方程求解最大的问题就在于各个偏导项的计算, 所以这里具体的介绍一下这些偏导项是如何计算得到的。

### 1、 $L$ 对偏导项计算

$L$  的偏导项主要有三项, 即是  $\frac{\partial L^n}{\partial P^n}$ 、 $\frac{\partial L^n}{\partial S^n}$ 、 $\frac{\partial L^n}{\partial P_{wf}^n}$ , 其具体的计算方法如下:

1)  $\frac{\partial L^n}{\partial P^n}$  项: 压力  $P$  只与  $L$  方程中的  $X_{cp}$ 、 $\phi$ 、 $\rho$  和  $p_p$  有关, 所以该项计算为

$$\frac{\partial L^n}{\partial P^n} = \left\{ \sum_{s=1}^{ns} \left[ T_s \sum_p \left( f_p \frac{\partial (\rho_p X_{cp} \Delta \Phi_p)}{\partial P^n} \right)_s \right] \right\}^{n-1, n} \pm \left\{ WI^W \cdot \sum_p \left[ f_p \frac{\partial (\rho_p X_{cp} (p_p - p_{wf}))}{\partial P^n} \right] \right\}^{n-1, n} - V \frac{\phi^n \sum_p (S_p \frac{\partial (\rho_p X_{cp})}{\partial P^n})^n - \phi^{n-1} \sum_p (S_p \frac{\partial (\rho_p X_{cp})}{\partial P^n})^{n-1}}{\Delta t} \quad (10)$$

2)  $\frac{\partial L^n}{\partial S^n}$  项: 饱和度  $S$  仅与  $L$  方程包含的  $\Delta \Phi_p$  项中的毛管力项和  $T_s$  项中的相对渗透率有关, 于是

$$\frac{\partial L^n}{\partial S^n} = \left\{ \sum_{s=1}^{ns} \left[ \sum_p \left( f_p \rho_p X_{cp} \frac{\partial (T_s \Delta \Phi_p)}{\partial S^n} \right)_s \right] \right\}^{n-1, n} - V \frac{\phi^n \sum_p (\rho_p X_{cp})^n - \phi^{n-1} \sum_p (\rho_p X_{cp})^{n-1}}{\Delta t} \quad (11)$$

3)  $\frac{\partial L^n}{\partial P_{wf}^n}$  项: 井底流压在方程  $L$  中只与自身有关系, 所以偏导项仅有一项为

$$\frac{\partial L^n}{\partial P_{wf}^n} = \pm WI^W \cdot \sum_p [f_p \rho_p X_{cp} p_p] \quad (12)$$

### 2、 $Y$ 对偏导项计算

$Y$  的偏导项同样也有三项, 即是  $\frac{\partial Y^n}{\partial P^n}$ 、 $\frac{\partial Y^n}{\partial S^n}$ 、 $\frac{\partial Y^n}{\partial P_{wf}^n}$ , 与  $L$  不同的是,  $Y$  的计算仅仅只需要油水井的注采量即可, 具体方程可以参见式 (1)。根据式 (10), 具体到油、水两相, 得到产油量、产水量和注入量计算方程:

$$Q_{o,j}^n = \left\{ WI_j^w \cdot \sum_o [f_{o,j} \rho_{o,j} X_{cpo} (p_{o,j} - p_{wf,j})] \right\}^n \quad (13)$$

$$Q_{w,j}^n = \left\{ WI_j^w \cdot \sum_w [f_{w,j} \rho_{w,j} X_{cpw} (p_{w,j} - p_{wf,j})] \right\}^n \quad (14)$$

$$Q_{wi,j}^n = \left\{ WI_j^w \cdot \sum_{wi} [f_{wi,j} \rho_{wi,j} X_{cpwi} (p_{wi,j} - p_{wf,j})] \right\}^n \quad (15)$$

$\frac{\partial Y^n}{\partial P^n}$ 、 $\frac{\partial Y^n}{\partial S^n}$ 、 $\frac{\partial Y^n}{\partial P_{wf}^n}$  计算公式如下:

1)  $\frac{\partial Y^n}{\partial P^n}$  项: 压力  $P$  只与  $Y$  方程中的  $\rho$ 、 $X_{cp}$  和  $p_p$  有关, 所以该项计算为

$$\frac{\partial Y^n}{\partial P^n} = \frac{\Delta t^n WI_j^{w,n}}{(1+b)^{t^n}} \left[ \sum_{j=1}^{N_p} \left( a_j \sum_o \left( f_{o,j} \frac{\partial (\rho_{o,j} X_{cpo} (p_{o,j} - p_{wf,j}))}{\partial P^n} \right) - b_j \sum_w \left( f_{w,j} \frac{\partial (\rho_{w,j} X_{cpw} (p_{w,j} - p_{wf,j}))}{\partial P^n} \right) \right) - \sum_{k=1}^{N_I} c_j \sum_{wi} \left( f_{wi,j} \frac{\partial (\rho_{wi,j} X_{cpwi} (p_{wi,j} - p_{wf,j}))}{\partial P^n} \right) \right]^n \quad (16)$$

2)  $\frac{\partial Y^n}{\partial S^n}$  项: 饱和度  $S$  仅与  $Y$  方程包含的流量项  $f$  中的相对渗透率有关, 于是

$$\frac{\partial Y^n}{\partial S^n} = \frac{\Delta t^n W I_j^{w,n}}{(1+b)t^n} \left[ \sum_{j=1}^{N_p} \left( a_j \sum_o \left( \rho_{o,j} X_{cpo} (p_{o,j} - p_{wf,j}) \frac{\partial (f_{o,j})}{\partial S^n} \right) - b_j \sum_w \left( \rho_{w,j} X_{cpw} (p_{w,j} - p_{wf,j}) \frac{\partial (f_{w,j})}{\partial S^n} \right) \right) - \sum_{k=1}^{N_I} c_j \sum_{wi} \left( \rho_{wi,j} X_{cpwi} (p_{wi,j} - p_{wf,j}) \frac{\partial (f_{wi,j})}{\partial S^n} \right) \right]^n \quad (17)$$

3)  $\frac{\partial Y^n}{\partial P_{wf}^n}$  项: 井底流压在方程  $Y$  中只与自身有关系, 所以偏导项仅有一项为

$$\frac{\partial Y^n}{\partial P_{wf}^n} = \frac{\Delta t^n W I_j^{w,n}}{(1+b)t^n} \left[ \sum_{j=1}^{N_p} \left( -a_j \sum_o (f_{o,j} \rho_{o,j} X_{cpo}) + b_j \sum_w (f_{w,j} \rho_{w,j} X_{cpw}) \right) + \sum_{k=1}^{N_I} c_j \sum_{wi} (f_{wi,j} \rho_{wi,j} X_{cpwi}) \right]^n \quad (18)$$

因为计算比较复杂, 所以仅在上述过程中给出了相关参数的偏导项表达形式, 不对具体的偏导形式加以叙述, 具体相关项可以参阅文献书籍 [8].

### 2.3 最优控制模型求解

计算过程中公式均采用差分求解, 所有的系数项均以矩阵形式计算, 矩阵的具体形式可以参照油藏数模求解. 根据模型划分的网格数  $N_e$ , 每一个网格均对应  $N_p$  (流体相数) 个  $L$  方程, 所以根据式 (5) 就有  $N_p$  个对应的  $\lambda$  值. 例如, 油藏模型为三相 (油、气、水) 黑油模型, 划分有 4000 个网格, 则  $\lambda$  矩阵维数为  $3 \times 4000 = 12000$ .

根据前面的叙述, 优化模型求解的计算步骤如图 1.

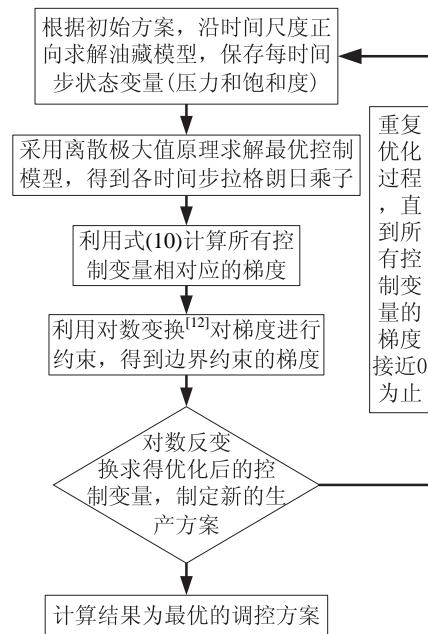


图 1

### 3 实例分析

这里选用的模型是一个二维三相油藏模型, 网格为  $19 \times 19 \times 1$ , 网格大小  $\Delta x = \Delta y = 50\text{m}$ ,  $\Delta z$  各网格不等 (4.3m-19.2m). 渗透率场如图 2 所示, 孔隙度场如图 3 所示, 油层的层厚如图 4 所示. 油藏压力为 42.8MPa, 每口油井井底流压初始设为 31MPa, 井底流压的最小值为 20.7MPa, 最大值为 41.4MPa, 总注入量是  $300\text{m}^3/\text{d}$ . 模拟生产时间最大步长为 30 天. 总的生产时间是 3 年 (1095 天), 优化时间步分为 6 步 (0、182、365、547、730、912 天).

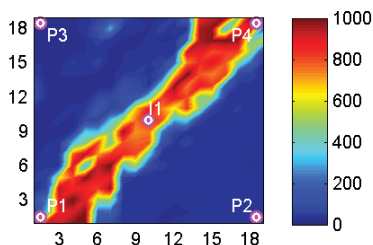


图 2 渗透率场 ( $\mu \text{m}^3$ )

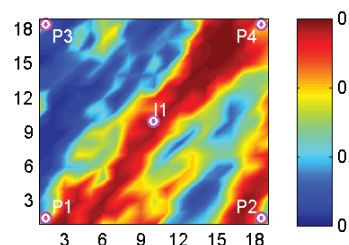


图 3 孔隙度场

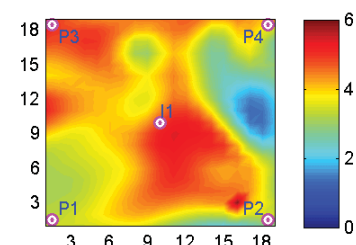


图 4 层厚 (m)

优化的时候分别选用两种目标函数: 净现值 (NPV) 与累产油量. 当使用净现值作为目标函数时, 原油价格为 2170 元/立方米 (50 美元/桶), 处理产出水的费用为 10 元/立方米, 注入水的费用为 5 元/立方米, 利息率为 0.1. 图 5 中描述了两种目标函数优化前后的累产油、累产水量和含水率的对比图, 可以看出优化效

果非常明显, 抑制了水驱的指进现象, 一定幅度地提高了原油的采出量; 当使用  $NPV$  作为目标函数时, 最终采出含水率下降了 11.7.

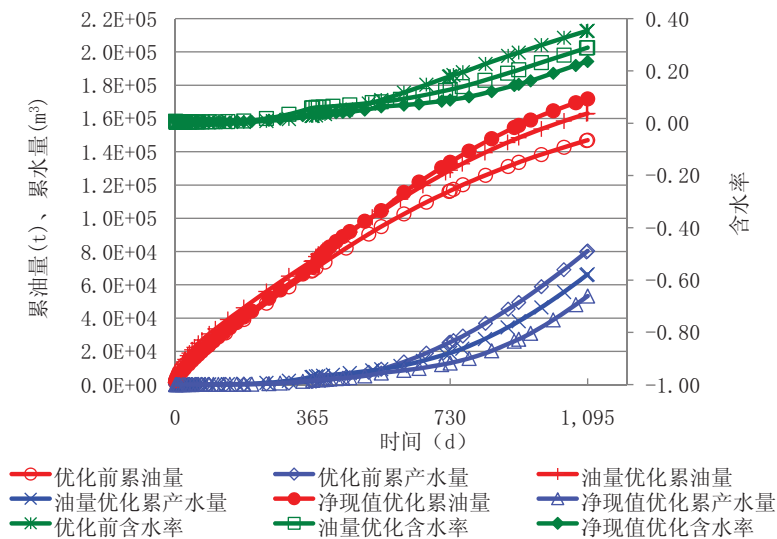


图 5 优化前后累油量和累产水量对比

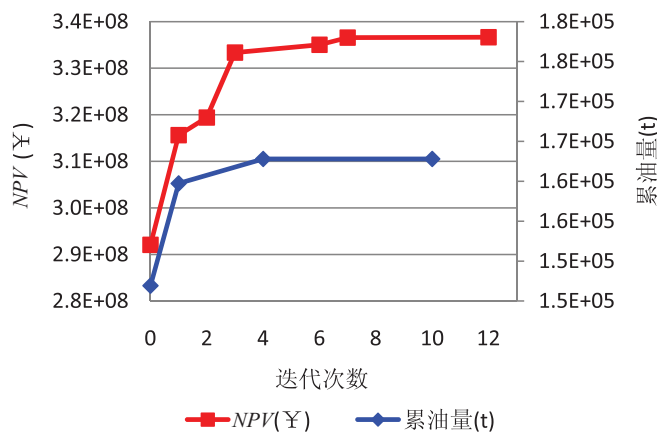


图 6 目标函数优化计算值

因为开发控制优化是一个最优化的过程, 所以在计算迭代时, 每一迭代步的计算收敛结果均比初始值更优. 在图 6 中,  $NPV$  优化共经过 12 次迭代计算, 有 6 组收敛结果 (除去第一个红点外的六个红点, 第一个红点为初始值), 累油量优化经过了 10 次迭代计算, 有 3 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), 且这里所得到的开发方案均比初始方案更优, 也就是说目标函数值 ( $NPV$  和累油量) 更大. 这里仅列出了最后一组迭代结果 (最优的调控方案) 进行分析和对比.

采用两种目标函数, 优化前后各个时间控制步饱和度的分布图为图 7 中的 (a) 描述的是在各井按照初始设定方案开采时各个调控时间步的饱和度分布图. 可以看出在 365 天后, 注入水已经沿高渗通道指进, 在 730 天时, 注入水突破至 P4 井井底; 图 7 中的 (b) 是  $NPV$  作为目标函数优化调控的结果, 结合图 8, 可以看出最优方案在 365 天前高渗通道两端的 P1 和 P4 井维持最大井底流压状态, 也就是以最小的液量生产, 阻止注入水沿高渗层位突破, 然后 P1 井调控至最大产液量, 在第 4 个调控步 547 天时 P4 井也调至最大产液量; 图 7 中的 (c) 是累油量作为目标函数优化调控的结果, 结合图 9, 只有 P4 井在初始两个调控步和最末的一个调控步以最小的液量生产, 其余井均以最大液量产出. 最末 1095 天时的饱和度分布状况表明, 对于这个实例来说, 目标函数为  $NPV$  时的优化效果更好, 在使用同样的注入量的前提下驱替出了更多的油.

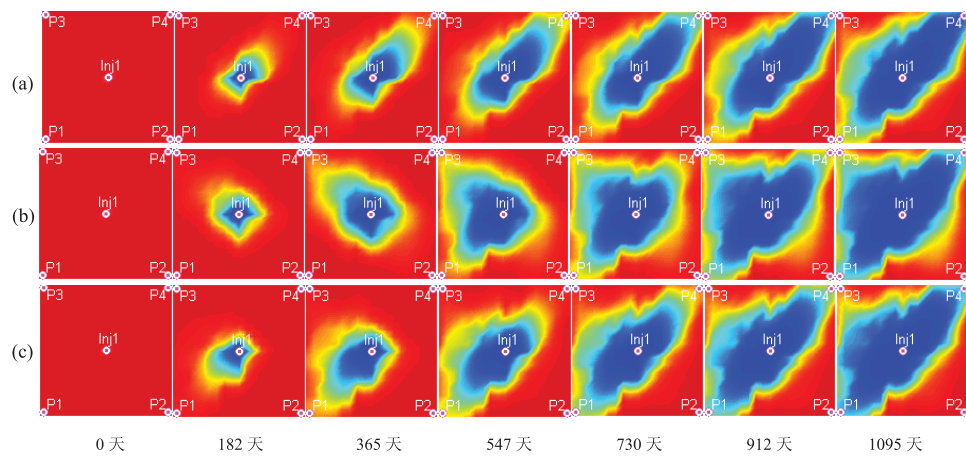


图 7 油井优化前后各控制时间步饱和度对比

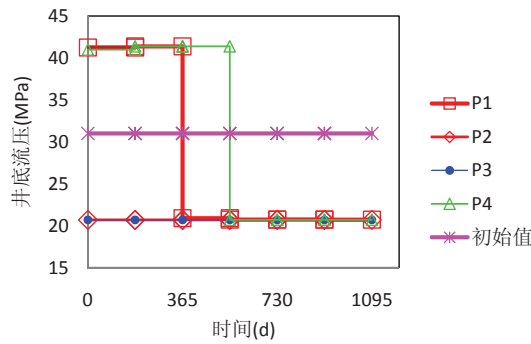


图 8 生产井井底流压调控图 (目标函数为 NPV)

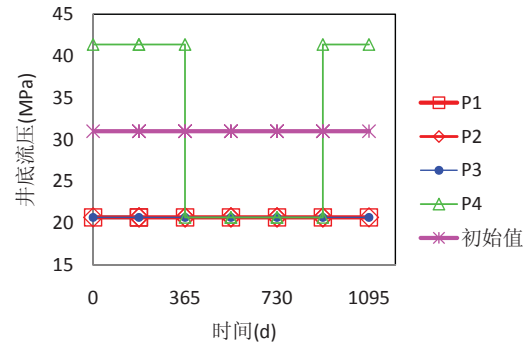


图 9 生产井井底流压调控图 (目标函数为累油量)

## 4 结论

1) 根据实际情况需要, 可以通过调节参数因子使最优控制性能指标转换为多个目标函数, 在使用同一优化模型的基础上, 实现多个指标的优化;

2) 将离散极大值原理与油藏数模理论相结合, 推导了求解模型、梯度方程及其计算所需的偏导项公式, 实现了油藏生产优化最优控制问题的求解;

3) 结合具体的油藏实例, 证明了该方法的正确性和计算的有效性. 使用不同的目标函数作为优化的目标, 均能得到更优的生产调控方案. 但通过对比分析发现, 不同的目标函数优化得到的结果是不相同的, 对于文中所用到的计算实例, 采用 NPV 作为目标函数优化得到的结果效果更好.

## 致谢

本研究是在国家留学基金委资助下完成的, 作者张凯在美国 Tulsa 大学交流学习期间, 受到石油工程系 Reynolds 教授和李高明研究员悉心指导, 在此深表谢意.

## 参考文献

- [1] 汪超, 何芬, 刘超, 等. 断块油田高含水期提高开发效果研究 [J]. 断块油气田, 2004, 11(4): 28-29.  
Wang C, He F, Liu C, et al. Research of fault-block reservoir at high water-cut stage to enhance development efficiency[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2004, 11(4): 28-29.
- [2] Mochizuki S, Saputelli L A, Kabir C S, et al. Real-time optimization: Classification and assessment[C]// SPE

- 90213, 2006.
- [3] Bieker H P, Slupphaug O, Johansen T A. Real-time production optimization of oil and gas production systems: A technology survey[C]// SPE 99446, 2007.
  - [4] Zhu D, Furui K. Optimizing oil and gas production by intelligent technology[C]// SPE 102104, 2006.
  - [5] Lien M, Brouwer D R, Manseth T, et al. Multiscale regularization of flooding optimization for smart field management[C]//SPE 99728, 2006.
  - [6] Naus M J, Dolle N, Jansen J D. Optimization of commingled production using infinitely variable inflow control valves[C]//SPE 90959, 2006.
  - [7] Sarma P. Efficient closed-loop optimal control of petroleum reservoirs under uncertainty [D]. San Francisco: Stanford University, 2006.
  - [8] 刘慧卿. 油藏数值模拟方法专题 [M]. 东营: 石油大学出版社, 2001: 72-95.  
Liu H Q. Special Topic of Reservoir Numerical Simulation[M]. Dongying: Petroleum University Press, 2001: 72-95.
  - [9] Sarma P, Durlofsky L J, Aziz K. Efficient closed-loop production optimization under uncertainty[C]//SPE, 94241, 2005.
  - [10] Brouwer D R, Jansen J D, Van D S. Recovery increase through waterflooding with smart well technology[C]// SPE 68979, 2001.
  - [11] Aziz K. Fundamentals of Reservoir Simulation[M]. New York, 1986.
  - [12] Wang C H, Li G M, Reynolds A C. Production optimization in closed-loop reservoir management[C]//SPE 109805, 2007.