

智能井反馈控制生产策略数值模拟

周峰^{1,2,3}, 刘均荣⁴, 胡祥云¹

(1. 中国地质大学地球物理与空间信息学院, 湖北武汉 430074; 2. 中国地质大学岩土钻掘与防护教育部工程研究中心, 湖北武汉 430074; 3. 中国地质大学构造与油气资源教育部重点实验室, 湖北武汉 430074; 4. 中国石油大学石油工程学院, 山东青岛 266580)

摘要: 在传统油藏数值模型基础上建立具有井下监测和控制功能模块的储层数值模型, 提出一种智能井 Proactive 和 Reactive 反馈控制算法。基于此模型和控制算法并以水平井生产为例, 开展 Proactive 控制、Reactive 控制以及两者结合的混合式控制的生产策略研究。结果表明: 相对传统井生产, 基于 Reactive 和 Proactive 的反馈控制策略可以减少产水量、增加产油量, 提高净产值; Proactive 控制在生产前期优势较大, 而 Reactive 控制在生产后期优势较为明显, 两者结合的混合式生产控制策略优于单独的 Proactive 和 Reactive 生产策略。

关键词: 智能井; 储层数值模拟; 井下监控; 油水前缘

中图分类号: TE 34 **文献标志码:** A

引用格式: 周峰, 刘均荣, 胡祥云. 智能井反馈控制生产策略数值模拟[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2014, 38(4): 110-116.

ZHOU Feng, LIU Junrong, HU Xiangyun. Numerical simulation of intelligent well feedback control production strategies [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2014, 38(4): 110-116.

Numerical simulation of intelligent well feedback control production strategies

ZHOU Feng^{1,2,3}, LIU Junrong⁴, HU Xiangyun¹

(1. Institute of Geophysics and Geomatics, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China;

2. Engineering Research Center of Rock-Soil Drilling & Excavation and Protection, Ministry of Education, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China;

3. Key Laboratory of Tectonics and Petroleum Resources, Ministry of Education, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China;

4. School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, Qingdao 266580, China)

Abstract: A numerical model of reservoir production with the functionalities of real-time monitoring and control was established based on traditional reservoir numerical model and a set of proactive and reactive feedback control algorithms were proposed. Three intelligent well production strategies (i. e. , reactive control, proactive control and the combined control) were investigated in a scenario of water-flooding driven horizontal production wells. The results show that compared with the conventional well production, the feedback controlled production strategies can increase oil production, decrease water production, and thus improve the net present value. The proactive control displays advantages in the early production stage while the reactive control outperforms in the late stage, and the production strategy with combined reactive and proactive controls has the most advantage in economic return aspect.

Key words: intelligent well; numerical reservoir simulation; downhole monitoring; water-oil front

当前对智能井生产优化方法的研究主要集中在基于模型的(model-based)优化^[1-4]和闭环管理(close-loop management)优化^[5-11],本质上都是建立在对储层介质分布数据的已知性上,无法从根本上避免储层描述的不确定性带来的影响^[12]。随着井下传感器技术的发展,特别是井内光纤多相流传感器的成熟^[13-16],以及井外流动电势测量^[17-22]和雷达成像^[23-25]方法等监测油水前缘方法的提出,有学者提出一种反馈控制式(feedback control)生产策略。这是一种数据驱动的智能井优化生产方法。它避开了基于模型的流体预测,而将井下直接测量的数据与智能井流动控制阀(inflow control valves,即ICV)的响应建立关联,因此也叫无模型(model-free)的生产控制方法,可以避免储层描述不确定性带来的影响^[12,26]。笔者对传统的储层生产数值模型进行改进,建立具有智能井监测和控制模块的数值模型,以此开展智能井反馈控制生产策略的方法研究,提出一种智能井反馈控制算法,并以水平井水驱采油为例进行验证,评估几种智能井反馈控制方法在油田生产中的优势,为国内智能井技术的研发和应用提供参考。

1 智能井监控数值模型

1.1 储层和井模型

储层模型采用两相流渗流方程^[27-28]为

$$\nabla \cdot \left(\frac{\rho_w k K_{rw}}{\mu_w} \nabla p_w \right) = \frac{\partial(\varphi \rho_w S_w)}{\partial t} + q_w, \quad (1)$$

$$\nabla \cdot \left(\frac{\rho_o k K_{ro}}{\mu_o} \nabla p_o \right) = \frac{\partial(\varphi \rho_o S_o)}{\partial t} + q_o, \quad (2)$$

$$S_w + S_o = 1, \quad (3)$$

$$p_c(S_w) = p_o - p_w. \quad (4)$$

式中, S_w 和 S_o 分别为含水饱和度和含油饱和度; p_w 、 p_o 和 p_c 分别为水相、油相和毛细管压力,Pa; ρ_w 和 ρ_o 分别为水和油在储层条件下的密度,kg/m³; k 为储层渗透率,m²; K_{rw} 和 K_{ro} 分别为水和油的相对渗透率; μ_w 和 μ_o 分别为水和油的黏度,Pa·s; φ 为地层孔隙度; q_w 和 q_o 分别为在单位网格中注入(取负值)和采出(取正值)的水和油的质量流速,kg/s。

采用隐式压力显式饱和度的方法对公式(1)~(4)进行有限差分离散,求解得到压力和含水饱和度随生产时间的变化值。

实际生产中ICV流量调节通过改变连接油管 and 套管之间的水眼尺寸来改变流量^[29-30]。这里忽略孔眼等复杂细节因素的影响,以Peaceman井模型为基础^[31],引入ICV调节因子 A_c 表征ICV开启程度

(当 A_c 等于1时表明ICV满开, A_c 等于0时表明ICV完全关闭)。智能井井筒结构图参见文献[32]。

以生产井为例,定压生产时的井段流量计算公式修正为

$$q_{wi,j} = A_c(n) I_{i,j} \lambda_{wi,j} \overline{k_{i,j}} [p_{wi,j} - p_{bh}(n)] \rho_{wi,j}, \quad (5)$$

$$q_{oi,j} = A_c(n) I_{i,j} \lambda_{oi,j} \overline{k_{i,j}} [p_{oi,j} - p_{bh}(n)] \rho_{oi,j}. \quad (6)$$

定流量生产时的井模型修正为

$$q_{wi,j} = A_c(n) Q(n) \times \frac{(\lambda_{wi,j} + \lambda_{oi,j}) \overline{k_{i,j}}}{\sum_{(i,j)=n_{head}}^{n_{end}} [(\lambda_{wi,j} + \lambda_{oi,j}) \overline{k_{i,j}}]} \left(\frac{\lambda_{wi,j}}{\lambda_{wi,j} + \lambda_{oi,j}} \right) \rho_{wi,j}, \quad (7)$$

$$q_{oi,j} = A_c(n) Q(n) \times \frac{(\lambda_{wi,j} + \lambda_{oi,j}) \overline{k_{i,j}}}{\sum_{(i,j)=n_{head}}^{n_{end}} [(\lambda_{wi,j} + \lambda_{oi,j}) \overline{k_{i,j}}]} \left(\frac{\lambda_{oi,j}}{\lambda_{wi,j} + \lambda_{oi,j}} \right) \rho_{oi,j}. \quad (8)$$

其中

$$\lambda_{oi,j} = K_{roi,j} / \mu_{oi,j}, \lambda_{wi,j} = K_{rwi,j} / \mu_{wi,j}.$$

式中, $q_{wi,j}$ 和 $q_{oi,j}$ 分别为井筒所在网格的水和油的质量流速,kg/s; $p_{wi,j}$ 和 $p_{oi,j}$ 分别为井所在网格的平均水相压力和油相压力,Pa; $p_{bh}(n)$ 为第 n 个井段的井底压力,Pa; $\overline{k_{i,j}}$ 为等效渗透率,m²; $I_{i,j}$ 为井生产指数,与井和网格尺度有关; $Q(n)$ 表示第 n 个井段在其ICV完全打开时的体积流速,m³/s; n_{head} 和 n_{end} 分别为第 n 个井段起始端和终止端的网格坐标。在进行智能井生产策略研究时,只需调整各个井段的 $A_c(n)$ 即可实现ICV井段流量调控。

1.2 井下监测模拟

根据井下监控方式的不同,通常把智能井反馈控制生产方法分为Reactive控制和Proactive控制(或Defensive控制)。Reactive控制是在井内已经监测到水或气等不希望产出的流体后,采用一定的控制算法对各个井段的ICV进行调控;Proactive控制是在水或气还没有进入井筒前就开始进行调控^[33]。以井内含水率监测和井外水驱前缘成像为例在储层模拟器中加入井下监测模块。

(1) 含水率监测。井内安装的多相流传感器对各个独立井段内的含水率进行测量,在井模型中的数学公式为

$$f_w(n) = \frac{\sum_{(i,j)=n_{head}}^{n_{end}} (q_{wi,j} / \rho_{wi,j})}{\sum_{(i,j)=n_{head}}^{n_{end}} (q_{wi,j} / \rho_{wi,j} + q_{oi,j} / \rho_{oi,j})}. \quad (9)$$

式中, $f_w(n)$ 为第 n 个井段的含水率。

(2) 油水前缘监测。套管外壁安装的传感器阵列可以对油水驱替前缘进行探测,在数值模拟时采用搜索算法定位到油水驱替前缘的位置。搜索算法的数学描述为

$$(i_{\text{front}}, j_{\text{well}}) = \begin{cases} S_w(i, j_{\text{well}}) - S_{wc} \geq \delta; \\ S_w(i+1, j_{\text{well}}) - S_{wc} < \delta; \end{cases} \quad N_1 \geq i \geq 1. \quad (10)$$

式中, j_{well} 为井所在网格纵坐标; i_{front} 为搜索到的油水前缘对应的网格横坐标; N_1 为横坐标网格数目; S_{wc} 为束缚水饱和度; δ 为油水前缘判别因子, 考虑到计算误差的存在, 令其为略大于 0 的小数。

该搜索算法是基于驱替前缘含水饱和度渐进变化的特点, 以井所在的网格为起点, 在与井垂直方向进行逐行由近及远的网格扫描, 找出含水饱和度刚刚开始大于束缚水饱和度的那个网格, 认定为油水前缘的位置, 从而计算出油水前缘在整个储层中的位置分布, 为 Proactive 控制模块提供储层成像信息。

2 生产策略

2.1 生产模型

以上述储层数值模拟器为仿真工具, 对水平井水驱采油进行智能井反馈控制方法的数值模拟。储层尺寸为 $500 \text{ m} \times 500 \text{ m} \times 10 \text{ m}$, 油、水和岩石的压缩系数分别为 10×10^{-10} 、 4×10^{-10} 和 $6 \times 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$, 油和水的密度分别为 750 和 1000 kg/m^3 , 黏度分别为 0.42 和 $0.3 \text{ mPa} \cdot \text{s}$, 油和水的端点相对渗透率分别为 0.9 和 0.6 , 科尔指数均为 2 , 残余油饱和度和束缚水饱和度均为 0.1 , 储层的初始压力为 40 MPa , 平均孔隙度为 0.2 ^[34]。在储层上半部存在一条明显的高渗流带, 注水井和生产井分别位于储层区域的左边界内侧和右边界内侧, 注水井为传统未分段水平井, 生产井由两个等长的智能井段组成, 分别对应在高渗流带(标注为井段 1)和低渗流带(标注为井段 2), 如图 1 所示。假设生产井段内装有含水率监测传感器, 井外布置储层油水前缘成像传感器。注水井和生产井按照井头流量 $200 \text{ m}^3/\text{d}$ 进行定液量生产, 采取笼统注水方式。采用基于 Reactive 和 Proactive 控制的智能井反馈控制生产策略, 并与常规水平井生产(即注水井和生产井均为常规井)进行比较, 仿真时间设为 1800 d 。

以净产值为目标函数, 忽略通货膨胀的影响, 不考虑设备投资成本, 由于各种生产方式下注水井的注水量和时间都一样, 因此也省去注水成本这一项, 得到简化的净产值目标函数为

$$J = \int_0^T \sum_{n=1}^N [Q_o(n, t)R_o - Q_w(n, t)R_w] dt. \quad (11)$$

式中, $Q_o(n, t)$ 和 $Q_w(n, t)$ 分别为第 n 个井段在 t 时刻生产的油和水体积产量, m^3/d ; N 为总的井段数量; R_o 为原油价格, 设为 $80 \text{ \$}/\text{m}^3$; R_w 为水处理费用, 设为 $20 \text{ \$}/\text{m}^3$ ^[3]。

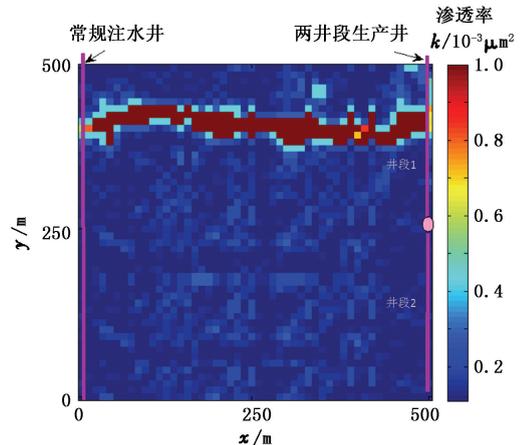


图 1 储层的渗透率分布及井配置方案

Fig. 1 Permeability distribution and well placement scheme

2.2 Reactive 生产

生产开始时, 保持每个井段 ICV 满开, 生产过程中利用井内布置的多相流传感器监测各个井段的含水率变化, 一旦某一井段内监测到见水, 即刻启动 Reactive 控制。

Reactive 控制的基本过程为: 在每个调控周期内, 当两个井段之间的含水率差别超过一定界限时, 减少高含水率井段 ICV 的开启度, 而保持低含水率井段的 ICV 满开, 由于总的流量固定, 因此低含水率井段的产量增加, 高含水率井段的产量减少。只要井段之间的含水率差值在设定范围内, 则保持 ICV 当前的开启状态不变, 直到井段间的含水率差别再次超过界限值时才进行下一阶段的 ICV 调控。这里采用的 Reactive 控制算法为

$$\begin{cases} Q^T(1) = A_{c_react} Q^{T-1}(1), \\ Q^T(2) = Q_{\text{total}} - Q^T(1), \end{cases} \quad f_w(1) - f_w(2) > f_{w_range}. \quad (12)$$

$$\begin{cases} Q^T(1) = Q^{T-1}(1), \\ Q^T(2) = Q^{T-1}(2), \end{cases} \quad f_w(1) - f_w(2) \leq f_{w_range}. \quad (13)$$

式中, 上标 T 和 $T-1$ 分别表示本次和上一次调控周期的取值, 这里将调控周期设置为 10 d ; A_{c_react} 为 Reactive 调节因子, 反映了 ICV 开启度比上一个调控周期减少的程度, 这里设置为 10% ; f_{w_range} 为井段含水

率差值的界限,这里设置为 5%,即井段含水率差超过该值就开始进行 ICV 调控; Q_{total} 为总的井头产量。

该 Reactive 调控算法的基本思想是逐渐减少高含水井段的产量,增加低含水井段的产量,以阻止井段含水率之间差距的扩大,从而平衡各个井段的油水产量,抑制过快产水。基于上述调控算法,数值模拟得到的井段产量和井段内含水率的变化如图 2 所示。

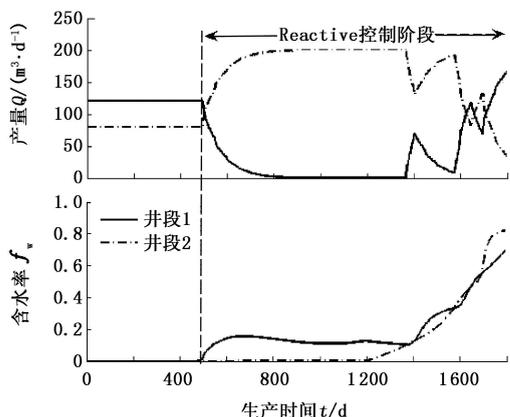


图 2 Reactive 生产时各个井段产量和含水率随时间的变化

Fig.2 Variation of segment production rate and water cut with production time for Reactive production

2.3 Proactive 生产

生产开始时保持生产井各个井段 ICV 满开,利用储层成像传感器监测井外数米至上百米范围内的油水前缘状态,当驱替前缘进入到监测范围时,将监测数据实时反馈给 ICV 进行 Proactive 控制,假设井外可监测范围为 0 ~ 400 m。

Proactive 控制流程为:在每个监控周期内,利用成像数据得到两个井段对应区域中的驱替前缘距生产井的距离,分别记作 $D_{min,1}$ 和 $D_{min,2}$ 。当这两个距离值之间的差值大于设定阈值时,减少驱替前缘距离较近的井段的 ICV 开启度,另一个井段的 ICV 则保持满开,由于总产量固定,因此该井段的产量增加,而另一个井段的产量减少;只要驱替前缘之间的距离差小于设定阈值,则保持 ICV 当前的开启状态不变,直到驱替前缘之间的差距再次超过阈值时才进行下一个阶段的 ICV 调控。这里采用的 Proactive 控制算法为

$$\begin{cases} Q^T(1) = A_{c_proact} Q^{T-1}(1), & D_{min,1} - D_{min,2} > D_{range} \\ Q^T(2) = Q_{total} - Q^T(1), \end{cases} \quad (13)$$

$$\begin{cases} Q^T(1) = Q^{T-1}(1), & D_{min,1} - D_{min,2} \leq D_{range} \\ Q^T(2) = Q^{T-1}(2), \end{cases} \quad (14)$$

监控周期设为 10 d,驱替前缘差距的阈值 D_{range} 设为 30 m,调节因子 A_{c_proact} 设为 10%。

该 Proactive 控制算法的原则是通过逐渐调节井段产量来平衡储层中油水流动剖面,使整个储层的水驱前缘平坦化。基于上述调控算法,数值模拟得到的井段产量和驱替前缘离井的距离随时间的变化如图 3 所示。

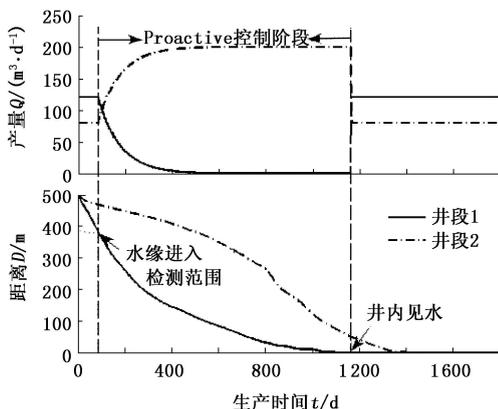


图 3 Proactive 生产时各个井段产量和对应水驱前缘离井距离随时间的变化

Fig.3 Variation of segment production rate and displacement front distance with production time for Proactive production

2.4 混合生产策略

图 4 为混合生产策略的井段产量与油水前缘距离及含水率的变化。

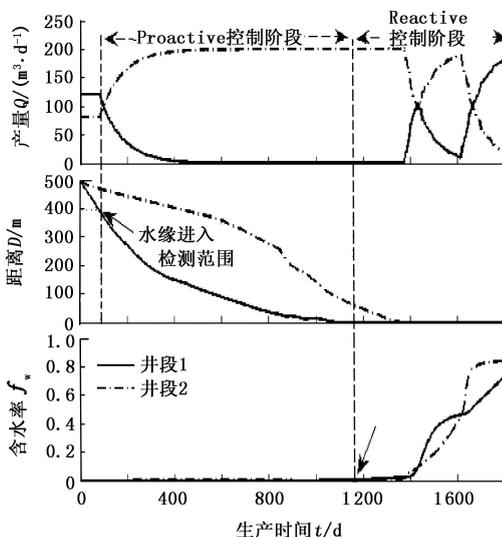


图 4 Proactive 和 Reactive 混合生产时各个井段产量、驱替前缘距离及含水率随时间的变化

Fig.4 Variation of segment production rate, displacement front distance and water cut with production time for Proactive combining Reactive production

Proactive 控制在见水之前就开始进行 ICV 调

控,而 Reactive 控制则在见水之后进行 ICV 调控,若将两者进行结合,则有可能充分利用其各自的优势,获得更好的生产效果。

Proactive 和 Reactive 混合控制策略的控制过程为:当驱替前缘进入到井外监测范围后,启动 Proactive 控制,当井内见水后,关闭 Proactive 控制并启动 Reactive 控制。Proactive 和 Reactive 控制算法和参数设置与前述相同。

3 结果分析

将上述 3 种智能井调控策略得到的最终生产数据与常规水平井生产进行比较,累积油水产量如图 5 所示,图 6 为智能井生产策略净产值相对传统生产的增加幅度,图 7 为 4 种生产方式在生产 800 d 时的含油饱和度分布。

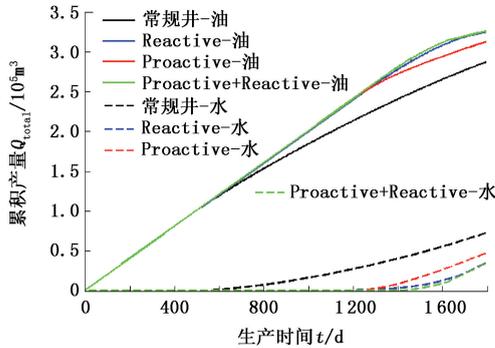


图 5 4 种生产方式的累积油水产量

Fig. 5 Oil and water cumulative production for four production styles

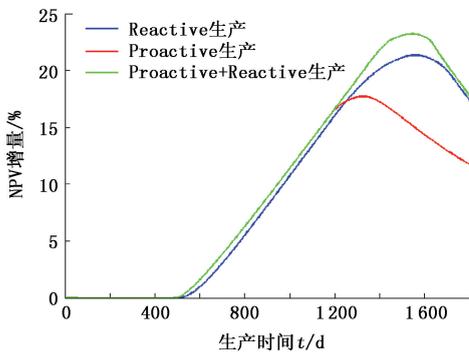


图 6 智能井生产相对传统的净产值增量

Fig. 6 NPV increments compared with conventional well production

可以看出,采用基于智能井反馈控制的生产策略均能获得更多的产油量和更少的产水量,因此得到的净产值也均高于传统井生产。

对比分析上述结果可以看出:

(1)在 Reactive 生产初期,由于高渗流带的影响,第一个井段在 490 d 时见水,从而触发了 Reac-

tive 调控,随后两个井段的 ICV 交替进行产量调节(图 2)。调控的结果可以确保两个井段的含水率差距不会逐渐变大,因此平衡了井段间的油水产量。自调控时间开始,较之常规井生产方式,累积产油量逐渐提高,而累积产水量在相当长的时间维持较低水平(图 5),总的净产值增加幅度最大超过 20%(图 6)。

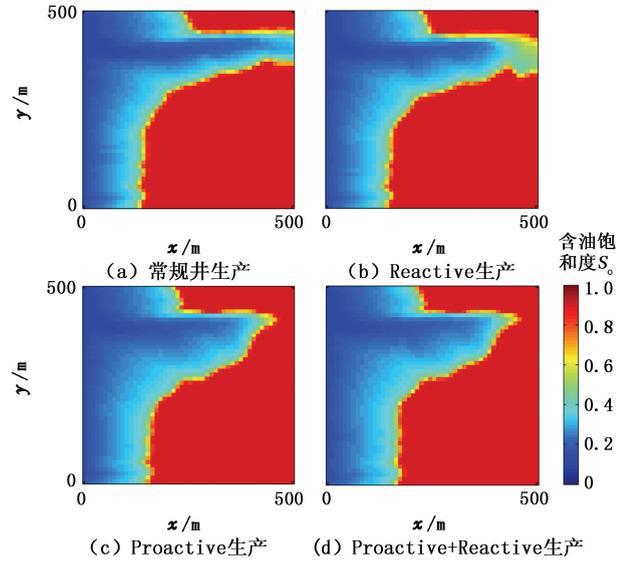


图 7 4 种生产方式在生产 800 d 时的含油饱和度分布

Fig. 7 Oil saturation distribution in 800 days for four production styles

(2)采用 Proactive 控制生产策略时,由于第一井段对应的储层区域中含有高渗流带,生产到 75 d 时驱替前缘进入到 400 m 的监控范围内,于是触发 Proactive 控制,逐渐减少第一井段产量,增加第二个井段产量,调控的结果虽然不能将两个井段对应的油水前缘的差距维持在设定的阈值范围,但是逐渐减少了其差距的扩大,将见水时间延迟到 1 165 d(图 3)。从图 7 的饱和度分布可以看出,使用了 Proactive 控制的生产方式可以延缓见水时间。Proactive 调控只能降低流体在高渗区域的流动速度,而不能使该区域的流体完全停止流动。Proactive 生产在调控初期取得比 Reactive 更大的经济增量,而后期则由于其停止了 Proactive 控制使经济增量逊于 Reactive 控制(图 6)。

(3)采用 Proactive 和 Reactive 混合生产策略时,见水的延迟时间与单独的 Proactive 生产策略相同,而见水后 Reactive 控制做了进一步的调控(图 4)。整个调控期间其累积产油量均高于单独的 Reactive 或 Proactive 调控方式,累积产水量均低于单独的调控方式(图 5),使其净产值增加始终保持最

大(图6),反映了这种混合生产控制策略充分利用了 Reactive 和 Proactive 控制的优势。

从智能井生产的累积油水产量相对于传统井的改善可以看出,智能井调控得到的净产值增量源于采油量的增加和采水量的减少,而在抑制产水上的优势更大。在图6中,净产值增量都有一个最高峰,反映出智能井生产在该时间段获益最大,这主要是因为反馈控制使得这个时间段之前保持了较长的无水生产过程;后期的增益逐渐减少,主要原因是调控使两井段在见水后的产油和产水收益逐渐平衡。

需要说明的几个问题:①Proactive 控制的优势主要体现在生产的前期,而 Reactive 控制则在生产后期,特别是见水后显示出较大的优势;哪种调控方式更好,需要根据具体的储层生产环境和关井限制条件选择;②与反馈控制算法相关的参数,如监控周期、ICV 调节因子和阈值也会在一定程度上影响到调控效果,其取值应针对具体生产环境设置,并非监控周期或调节因子越小效果越好。

4 结 论

(1)建立的储层数值模型可以进行智能井生产监测和控制的数值模拟;提出的 Reactive 和 Proactive 控制算法可以有效地进行智能井反馈控制生产。

(2)在渗透率分布不均匀的储层中采用基于 Reactive 和 Proactive 的反馈控制策略可以减少产水量、增加产油量,从而提高净产值。

(3)从经济角度来看,Proactive 控制在生产前期优势较大,而 Reactive 控制在生产后期优势较为明显,两者结合的混合式生产控制策略始终优于单独的 Proactive 和 Reactive 生产策略。

致谢 本研究的部分工作是在 Delft University of Technology 完成,期间得到了地球科学系 Evert Slob 和 Jan Dirk Jansen 教授的帮助,Imperial College London 的 Addiego-Guevara 博士提供了技术资料,长江大学的赵辉副教授对论文的完稿提出宝贵建议,一并感谢。

参考文献:

[1] 张凯,李阳,姚军,等. 油藏生产优化理论研究[J]. 石油学报,2010,31(1):78-83.
ZHANG Kai, LI Yang, YAO Jun, et al. Theoretical research on production optimization of oil reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 2010,31(1):78-83.

[2] 王子健,申瑞臣,王开龙,等. 基于最优控制理论的智能井动态优化技术[J]. 石油学报,2012,33(5):887-891.
WANG Zijian, SHEN Ruichen, WANG Kailong, et al. Dynamic optimization techniques of smart well using optimal control theory [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012,33(5):887-891.

[3] BROUWER D R. Dynamic water flood optimization with smart wells using optimization control theory [D]. Delft: Department of Geotechnology, Delft University of Technology, 2004.

[4] YETEN B, DURLOFSKY L J, AZIZ K. Optimization of smart well control [R]. SPE 79031, 2002.

[5] JANSEN J D, BROUWER D R, NÆVDAL G, et al. Closed-loop reservoir management [J]. First Break, 2005,23:43-48.

[6] 赵辉. 油藏开发闭合生产优化理论研究 [D]. 青岛: 中国石油大学石油工程学院, 2011.
ZHAO Hui. Theoretical research on reservoir closed-loop production optimization [D]. Qingdao: School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum, 2011.

[7] ZHAO Hui, LI Yang, YAO Jun, et al. Theoretical research on reservoir closed-loop production management [J]. Science China Technological Sciences, 2011,54(10):2815-2824.

[8] BROUWER D, NÆVDAL G, JANSEN J, et al. Improved reservoir management through optimal control and continuous updating [R]. SPE 90149, 2004.

[9] CHEN Y, OLIVE D. Ensemble-based closed-loop reservoir management [R]. SPE/DOE 118926, 2008.

[10] CHEN C, LI G, REYNOLDS A C. Robust constrained optimization of short and long-term NPV for closed-loop reservoir management [J]. SPE Journal, 2012,17(3):849-864.

[11] NÆVDAL G, BROUWER D, JANSEN J D. Waterflooding using closed-loop control [J]. Computational Geosciences, 2006,10(1):37-60.

[12] ERNESTO A G. Quantifying the value of reactive and proactive feedback control strategies for intelligent wells [D]. London: Department of Earth Science and Engineering, Imperial College London, 2009.

[13] DRAKELEY B K, JOHANSEN E S, ZISK E, et al. In-well optical sensing: state-of-the-art applications and future direction for increasing value in production optimization systems [R]. SPE 99696, 2006.

[14] LEE J H. Assisted interpretation of fiber-optic data for smart well completions [R]. SPE 101675, 2006.

[15] TOLAN M, BOYLE M, WILLIAMS G. The use of fi-

- ber-optic distributed temperature sensing and remote hydraulically operated interval control valves for the management of water production in the Douglas field [R]. SPE 71676, 2001.
- [16] 周峰. 智能井监测技术研究进展[J]. 地质科技情报, 2013, 32(2):174-180.
ZHOU Feng. Advances in smart well monitoring technology [J]. Geological Science and Technology Information, 2013, 32(2):174-180.
- [17] JAAFAR M Z, VINOGRADOV J, JACKSON M D. Measurement of streaming potential coupling coefficient in sandstones saturated with high salinity NaCl brine [J]. Geophysical Research Letters, 2009, 36(21):L21306-L21312.
- [18] VINOGRADOV J, JAAFAR M Z, JACKSON M D. Measurement of streaming potential coupling coefficient in sandstones saturated with natural and artificial brines at high salinity [J]. Journal of Geophysical Research: Solid Earth. 2010, 115 (B12):1235-1242.
- [19] VINOGRADOV J, JACKSON M D. Multiphase streaming potential in sandstones saturated with gas/brine and oil/brine during drainage and imbibition [J]. Geophysical Research Letters. 2011, 38(1):42012-42019.
- [20] JACKSON M D, VINOGRADOV J, SAUNDERS J H, et al. Laboratory measurements and numerical modeling of streaming potential for downhole monitoring in intelligent wells [J]. SPE Journal, 2011, 16(3):625-636.
- [21] SAUNDERS J H, JACKSON M D, PAIN C C, et al. Streaming potentials in hydrocarbon reservoir conditions [J]. Geophysics. 2012, 77:E77-E90.
- [22] 卜亚辉, 姚军, 李爱芬, 等. 三维油藏流动电位数值模拟及油水前缘预测 [J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2014, 38(1):81-86.
BU Yahui, YAO Jun, LI Aifen, et al. 3D numerical simulation of streaming potential in water-flooded reservoir for oil-water front prediction [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2014, 38(1):81-86.
- [23] MIORALI M, SLOB E, ARTS R. A feasibility study of borehole radar as a permanent downhole sensor [J]. Geophysical Prospecting, 2011, 59(1):120-131.
- [24] MIORALI M, ZHOU F, SLOB E, et al. Coupling ground penetrating radar and fluid flow modeling for oilfield monitoring applications [J]. Geophysics, 2011, 76(3):A21-A25.
- [25] 周峰. 井中雷达储层动态监控及其在智能井采油优化上的应用 [D]. 武汉: 中国地质大学机械与电子信息学院, 2011.
ZHOU Feng. Reservoir dynamic monitoring using borehole radars and its application in smart well production optimization [D]. Wuhan: Faculty of Mechanism and Electronic Information, China University of Geosciences, 2011.
- [26] DILIB F A, JACKSON M D. Close-loop feedback control for production optimization of intelligent wells under uncertainty [J]. SPE Production and Operations, 2013, 28(4):345-357.
- [27] 陈月明. 油藏数值模拟基础 [M]. 东营: 石油大学出版社, 1988.
- [28] 韩大匡, 陈钦雷, 闫存章. 油藏数值模拟基础 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1993.
- [29] 杨继峰, 赵永瑞, 赵莅龙, 等. 智能完井流量控制设备技术及应用 [J]. 石油矿场机械, 2013, 42(3):66-69.
YANG Jifeng, ZHAO Yongrui, ZHAO Lilong, et al. Technologies and applications for inflow control equipments of intelligent well completion [J]. Oil Filed Equipment, 2013, 42(3):66-69.
- [30] ZAREA M, ARAMCO S, ZHU D. An integrated performance model for multilateral wells equipped with inflow control valves [R]. SPE 142373, 2011.
- [31] PEACEMAN D W. Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation [J]. SPE Journal, 1978, 18(3):183-194.
- [32] VAN P R, JANSEN J D. Probabilistic analysis of the value of a smart well for sequential production of a stacked reservoir [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2004, 44:155-172.
- [33] ERNESTO A G, JACKSON M D, GIDDINS M A. Insurance value of intelligent well technology against reservoir uncertainty [R]. SPE 113918, 2008.
- [34] AITOKHUEHI I, DURLOFSKY L J. Optimization the performance of smart wells in complex reservoirs using continuous updated geological models [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2005, 48:254-264.

(编辑 李志芬)