

文章编号: 0253-2697(2017)05-0555-07 DOI:10.7623/syxb201705008

基于井间连通性的油藏开发生产优化方法

赵辉¹ 谢鹏飞¹ 曹琳¹ 李颖¹ 赵艳艳²

(1. 长江大学石油工程学院 湖北武汉 430100; 2. 中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院 北京 100728)

摘要:基于连通性思想与最优控制理论,建立了一种新的油藏开发生产优化设计方法。在现有井间连通性模型基础上,通过改进饱和度追踪方法,得到可预测油水动态的连通性模型,使其在处理油田常见液量剧变、关停井、转注等措施带来的流体转向时计算更为精确。在对油藏历史动态进行自动拟合反演后,建立了油藏生产最优控制模型,结合优化算法进行快速求解,最大化经济效益的同时,自动获取最优开发注采方案。概念算例表明,改进后饱和度追踪方法更为精确;实际算例显示,该方法能自动优化油井转注时机,且优化后注采方案能有效控水增油,提高经济开发效益,为现场开发方案设计提供指导。

关键词:井间连通性;油藏生产优化;饱和度追踪;历史拟合;优化算法

中图分类号:TE33

文献标识码:A

Reservoir production optimization method based on inter-well connectivity

Zhao Hui¹ Xie Pengfei¹ Cao Lin¹ Li Ying¹ Zhao Yanyan²

(1. College of Petroleum Engineering, Yangtze University, Hubei Wuhan 430100, China; 2. Sinopec Petroleum Exploration & Production Research Institute, Beijing 100728, China)

Abstract:Based on the inter-well connectivity and optimal control theory, this paper presented a new reservoir production optimization method. According to the existing inter-well connectivity model, the saturation tracing method was improved to obtain the connectivity model for predicting oil and water dynamics, and thus can more accurately calculate the fluid diversion caused by fluid upheaval, well shut-in, converted injection and other commonly-used measures. Through the automatic fitting inversion of dynamic history, the reservoir production optimization control model was established with the optimization algorithm for rapid solution. When maximizing economic benefits, the optimal injection and production scheme can be automatically obtained. The conceptual case demonstrated that the improved saturation tracking method is more accurate. The practical case also indicated that this method can automatically optimize the converted injection timing of oil well; meanwhile, the optimized injection and production scheme is able to effectively control water and increase oil yield, improve the economic development efficiency and provide a reference for on-site development scheme design.

Key words: inter-well connectivity; reservoir production optimization; saturation tracking method; historical fitting; optimization algorithm

引用:赵辉,谢鹏飞,曹琳,李颖,赵艳艳.基于井间连通性的油藏开发生产优化方法[J].石油学报,2017,38(5):555-561.

Cite: ZHAO Hui, XIE Pengfei, CAO Lin, LI Ying, ZHAO Yanyan. Reservoir production optimization method based on inter-well connectivity[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(5): 555-561.

水驱开发仍然是当前中国大部分油田的主体开发方式^[1-4],如何进一步立足现有条件,优化生产开发方案,改善注采矛盾,是实现稳油控水、提高开发效益的关键。借助油藏工程方法或数值模拟技术^[5-8]进行人工注水方案优化设计的随机性强,人工设计有限组合的方案往往不是最优的,且数值模拟模型建立工作繁琐,人工历史拟合过程耗时耗力,优化设计工作量大。

随着最优控制理论的发展及其在油田开发中的应

用,许多学者^[9-14]尝试将其与数值模拟技术相结合,提出了“油藏开发实时生产优化理论”,通过优化油水井的注采参数来求解油藏生产最优控制数学模型,实现油水井动态配产配注方案设计。该方法避免人工设计方法粗放、周期长等缺点,成为当前油气田开发工程研究的热点。但由于油藏模拟体系和优化梯度求解的复杂性,加上求解维数较高,现有生产优化方法如伴随梯度法^[10]、随机扰动梯度法(SPSA)^[11]、EnOpt^[12-13]等,运算量巨大,计算效率仍然很难满足实际应用需要。

基金项目:国家重大科技专项(2016ZX05014)和国家自然科学基金项目(No. 51344003、No. 51674039)资助。

第一作者及通信作者:赵辉,男,1984年3月生,2006年获中国石油大学(华东)学士学位,2011年获得中国石油大学(华东)博士学位,现为长江大学石油工程学院副教授,主要从事油气田开发、油藏工程及优化控制工程方面的研究。Email: zhaohui-712@163.com

连通性认识是油藏描述和注水开发设计的重要基础,基于井间连通性的生产动态预测已在油田开发中得到了应用^[15-17]。针对当前生产优化存在的问题,基于井间连通性思想,笔者提出了一种不依赖于精细建模的快速油藏生产优化策略。通过利用当前油水井生产动态信息,改进了一种可模拟油水动态的连通性预测模型。在厘清油水井相互作用规律和连通关系的基础上,实现了对油藏地质特征、井间连通关系、瞬时油水流动的定量认识。基于这些认识,结合最优控制理论,建立了油藏生产最优控制数学模型,可以自动进行注采参数、转注时机等的设计,快速制定注采动态优化决策。

1 基于井间连通性的生产动态预测模型

基于文献[16]的井间连通性模型(ICNS),在前缘推进理论^[17]的基础之上,进一步改进了其连通单元饱和度追踪计算方法,可以应对油田常见的关停井,转注等措施。

1.1 ICNS 连通性模型

ICNS模型中,将油藏简化表征为一系列由井间传导率(T_{ij})和控制体积(V_{pi}) 2个模型参数表征的井间连通单元,前者表征井间的渗流能力,后者反映了井间的物质基础。其地下条件物质平衡方程,对于第*i*井有:

$$\sum_{j=1}^n T_{ij} (p_j - p_i + \alpha \rho_1 g D_{ij}) + q_i = C_t V_{pi} \frac{dp_i}{dt} \quad (1)$$

设时间步长为 Δt ,对式(1)进行隐式差分离散,整理后可得压力求解方程组:

$$\begin{pmatrix} p_1' \\ p_2' \\ \dots \\ p_n' \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} R_1 + 1 & -W_1 T_{12} & \dots & -W_1 T_{1n} \\ -W_2 T_{21} & R_2 + 1 & \dots & -W_2 T_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ -W_n T_{n1} & -W_n T_{n2} & \dots & R_n + 1 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} p_1^{t+1} \\ p_2^{t+1} \\ \dots \\ p_n^{t+1} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \dots \\ U_n \end{pmatrix} \quad (2)$$

其中:

$$W_i = \frac{\Delta t}{C_t V_{pi}}$$

$$R_i = -\frac{\Delta t}{C_t V_{pi}} \sum_{j=1}^n T_{ij}$$

$$U_i = \frac{\Delta t}{C_t V_{pi}} \left(\sum_{j=1}^n \alpha \rho_1 g D_{ij} T_{ij} + q_i \right)$$

求解式(2)得出各井点压力 p_i 后,利用井点间的压差和传导率乘积可得到井点间连通单元内流量 q_{ij} ,进而可对连通单元进行饱和度追踪计算。在忽略毛细管条件力条件下,模型中每个时间步连通单元内的流动可

近似看成稳定渗流,连通单元内油水流动主要沿着井间最大压降梯度方向,因此连通单元内饱和度的计算可近似看成一维两相渗流问题。根据 Buckley 前缘推进理论,前期 ICNS 模型中认为油层中某个单元的含水率导数是其上游权值加上流过本单元无因次累积流量的倒数^[17]。因此,井点的饱和度可由其上游井点饱和度追踪求得。考虑上游 j 井追踪至下游 i 井的含水率导数 $f'_w(S_{wji})$ 满足:

$$f'_w(S_{wji}) = \min \left[f'_w(S_{wj}) + \frac{1}{C_{V_{ij}}^t}, f'_w(S_{wi}) \right] \quad (3)$$

$f'_w(S_{wji})$ 考虑了关停井或油井转注等现象,那么将此时含水饱和度对含水率的系数与上一时刻 $f'_w(S_{wi})$ 进行比较,取两者最小值,保证饱和度稳定性。但该方法在实际计算中处理液流转向并不够精确,需要改进。

1.2 改进的饱和度追踪方法

当关停井及转注等措施导致井底液流转向, j 井变为下游, i 井变为上游,其饱和度前缘在由 j 井推向至 i 井一段时间后,开始向相反方向进行推进,此时,需要对转向后的饱和度前缘进行重新计算,而不是与上一时刻含水率导数进行简单的比较。考虑 t' 时刻发生液流转向后,由 Buckley 前缘推进理论, t 时刻饱和度面回退至 j 井对应的含水率导数满足:

$$f'_w(S_{wji}) = f'_w(S_{wj}) \frac{C_{V_{ij}}^{t'}}{C_{V_{ij}}^t} \quad (4)$$

其中:

$$C_{V_{ij}}^{t'} = C_{V_{ij}}^{t'} - C_{V_{ij}}^t$$

液流反转较长时间后,当 $C_{V_{ij}}^{t'}$ 足够大时,由 i 井反向推进追踪 j 井的含水率导数可根据式(3)前一项计算得到:

$$f'_w(S_{wji}) = f'_w(S_{wi}) + \frac{1}{C_{V_{ji}}^t} \quad (5)$$

根据式(4)和式(5)计算 t 时刻 j 井的含水率导数,并取两者的最小值:

$$f'_w(S_{wji}) = \min \left[f'_w(S_{wi}) + \frac{1}{C_{V_{ji}}^t}, f'_w(S_{wj}) \frac{C_{V_{ij}}^{t'}}{C_{V_{ij}}^t} \right] \quad (6)$$

再通过插值计算出当前井点的含水饱和度。

在发生液流转向的情况时,利用式(6)可通过正向的来水计算最终确定井点饱和度的大小,采用追踪计算更加精确。在求得井点压力、流量及饱和度后可以计算单井及区块的油水两相动态指标,进而可以对历史油水生产动态进行历史拟合。在历史拟合模型参数反演之后,可以获得水井流量劈分系数 λ_{ij} 以及水井注水效率 W_{efi} (单位体积下注水量置换出原油体积产出量),从而对油藏平面上油水动态进行刻画:

$$\lambda_{ij} = \frac{q_{ij}}{\sum_{j=1}^n q_{ij}} \quad (7)$$

$$W_{\text{eff}} = \frac{\sum_{j=1}^n q_{ij} \cdot (1 - f_{wji})}{\sum_{j=1}^n q_{ij}} \quad (8)$$

2 油藏生产最优控制数学模型

以历史拟合后的井间连通性模型作为油田动态预测基础,将未来生产时间分为若干控制步,各控制步内油水井的注采参数 u 作为控制变量,考虑油藏实际生产条件约束,以油藏的经济净现值(NPV)作为性能指标,建立最优控制数学模型为:

$$\max J(u, s) = \sum_{\tau=1}^{N_{\tau}} \frac{(r_o Q_o^{\tau} - r_{wp} Q_{wp}^{\tau} - r_{wi} Q_{wi}^{\tau}) \Delta t^{\tau}}{(1 + e)^{t^{\tau}/365}} \quad (9)$$

约束条件为:

$$u^{\text{low}} \leq u \leq u^{\text{up}} \quad (10)$$

$$C_{\delta}(u) = 0, \delta \in I_{\delta} \quad (11)$$

$$C_{\gamma}(u) \leq 0, \gamma \in I_{\gamma} \quad (12)$$

在上述优化模型中,只有与井相关的控制变量 u 可以被操作,而连通性模型变量 s 不能直接控制。控制变量 u 作为外部因素通过影响与 s 相关状态变量影响油藏生产系统的运行状态,进而达到影响经济指标 J 的结果。求解该油藏生产优化问题就是在满足约束条件的同时尽可能地求取最大经济指标以及其对应的控制变量 u 。

采用梯度投影方法^[18-19]进行模型求解:

$$u^{t+1} = u^t + \eta P \times \hat{g}^t \quad (13)$$

\hat{g}^t 可采用梯度法或无梯度方法进行求解,具体的计算方法参见文献[11]。

3 计算实例

3.1 一维油藏概念算例

通过构建一个 100 个网格的一维油藏模型(图 1)。图 1 中网格大小为 $dx = dy = dz = 10 \text{ m}$,模型两端设有 2 口井,其可近似代表 1 个连通单元。生产动态设计共 1500 d,其中前 600 d 由 W1 井注入,W2 井生产,后 900 d 由 W2 井注入,W1 井生产,生产制度注采均为 $15 \text{ m}^3/\text{d}$ 。采用油藏模拟器 ECLIPSE、ICNS 模型以及本文模型

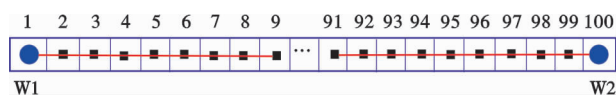


图 1 一维油藏网络划分

Fig. 1 Mesh generation of one-dimensional reservoir

对一维油藏网络进行了饱和度追踪计算。

其中编号 20 的网格饱和度计算结果对比如图 2 所示。由图 2 可以看出,本文模型改进后的饱和度追踪计算结果与 ECLIPSE 油藏模拟器基本一致,ICNS 模型方法在前 600 d,仍与 ECLIPSE 模型追踪结果一致,但在进行转注措施后,饱和度计算由于仅简单与上一个时刻进行简单对比处理,导致后 900 d 计算结果相较于实际值偏高,改进后的方法能够精确追踪在转注后连通单元内部的含水饱和度。

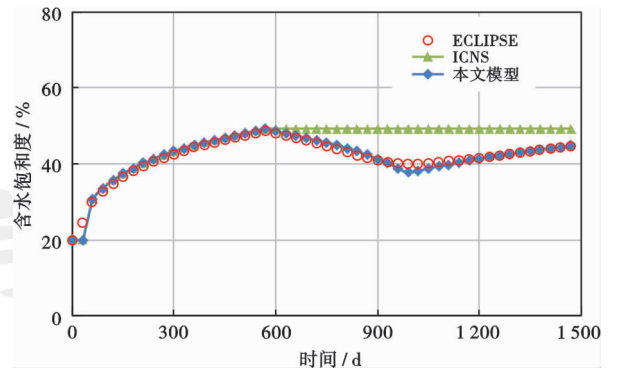


图 2 编号 20 的网格饱和度追踪结果对比

Fig. 2 Contrast in the saturation tracking results of No. 20 grid

由图 2 可以看出,本文模型改进后的饱和度追踪计算结果与 ECLIPSE 油藏模拟器基本一致,ICNS 模型方法在前 600 d,仍与 ECLIPSE 模型追踪结果一致,但在进行转注措施后,饱和度计算由于仅简单与上一个时刻进行简单对比处理,导致后 900 d 计算结果相较于实际值偏高,改进后的方法能够精确追踪在转注后连通单元内部的含水饱和度。

3.2 实际油藏算例

实际油藏单元位于塔河油田 X 区块,原油黏度为 $27.5 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,平均孔隙度为 0.22,平均渗透率为 9.5 mD 。目前区块在生产总井数 30 口,油井 22 口,转注油井有 8 口。区块储层非均质性强兼有裂缝发育,井间连通关系复杂,且该单元注水开发无效水循环严重,注水利用效率低,目前注水调控难度较大。

通过对该单元实际油水数据拟合,其目标函数下降了 83.1%,迭代过程如图 3 所示。区块含水率及部分单井产油速度拟合结果如图 4 所示。从拟合结果可以看出,拟合效果较好,能够较好地反映油藏生产动态特征。

为了验证本文模型改进饱和度追踪在实际应用中的效果,将本文模型与 ICNS 模型在 AK664 井的含水率拟合效果进行了对比(图 5)。AK664 井开井高含水后,关井复开含水率下降,ICNS 模型由于在关停井后,含水率导数会与该井点处上一个时刻含水率导数

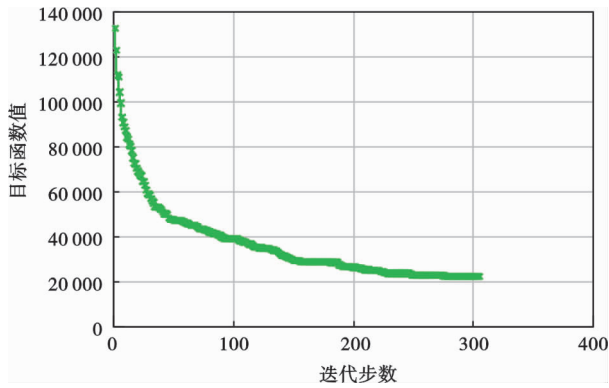
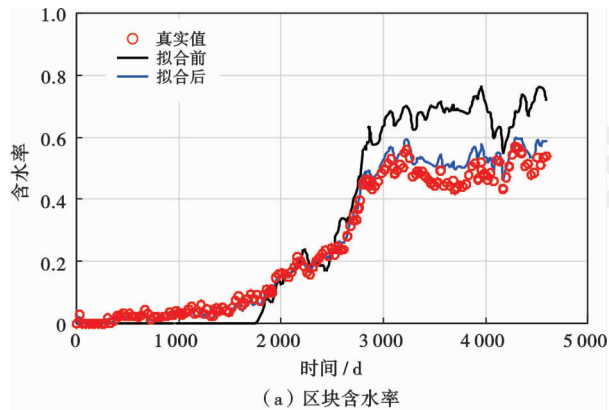
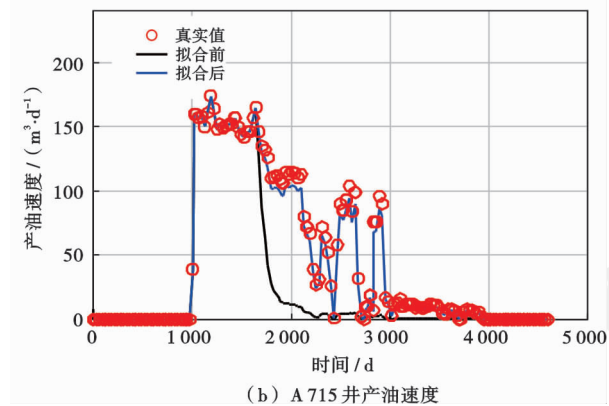


图3 目标函数迭代下降过程

Fig. 3 Iterative decline process of objective function



(a) 区块含水率



(b) A715井产油速度

图4 区块及部分单井拟合效果

Fig. 4 Fitting effects of the block and partial wells

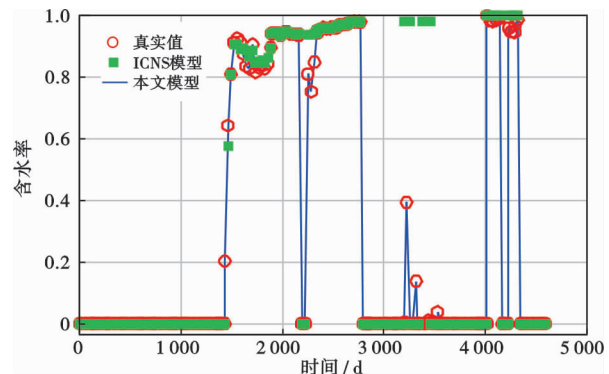


图5 AK664井不同模型方法拟合效果对比

Fig. 5 Contrast in the fitting effects of different model methods on Well AK664

进行比较,取其最小值。因此导致在频繁关井复开阶段,井点含水饱和度无法下降,而本文模型改进后,关停井影响的拟合效果得到明显改善。

最终反演传导率、控制体积参数结果(图6),连线括号当中的第1个为传导率,第2个为控制体积。蓝色线条表示传导率一般,红色线条表示传导率较大,属于优势渗流通道。该区块对AK642井曾进行过示踪剂测试,示踪剂测试结果与A747井、A744井、A636H井等连通,而连通性的反演结果显示这几口井之间的传导率都较高,这与示踪剂的结果相对吻合,进一步佐证本文方法可靠性。

基于反演结果,笔者计算了水井劈分系数,其中A642井[图7(a)]和A713井[图7(b)]的劈分示意图中显示任意时刻的水井与周围油井的注水分流量之间的大小关系,A642井对A747的劈分效果较好,而根据已有的示踪剂认识,A642井与A747井的示踪剂峰值质量浓度高达1740 mg/L。结果显示,劈分效果与示踪剂测试一致。

笔者也进行了区块所有注水井在最后时刻的注水效率计算结果对比(图8),其中A713井注水效率最高达到0.104,效率最低的A634井低至0.007。注水效率较低的井可考虑采取降注停井处理。基于反演结果,对该区块接下来的1800 d进行注采参数方案优化设计。在方案优化过程中,原油的价格设定为700美元/m³,产水和注水的价格分别设定为20美元/m³和35美元/m³。

对每口井注采液量设定上下边界,下边界设为-100 m³/d(负表示注水),上边界设为区块最高注采的1~1.5倍。优化后区块目标净现值(图9)增加了3.31 × 10⁸美元。

优化结果显示未来1800 d累积产油量的增量为15 × 10⁴ m³,区块含水率(图10)下降4%。从优化前后单井的工作制度变化(图11)可以看出其中A634井以降注水量为主,A7-607井、A80井以提液为主。其中A634井最后时刻的注水效率低至0.007,应该对其进行降注处理,平均注水速度下降达10 m³/d,优化结果与实际认识一致。

A715井在优化中后期自动转为注水井。根据A715井井史数据,后期产油速度较低,含水率高达94%。经地质信息以及动态参数综合分析,该井与周边低含水油井连通性较好,后期将该井转为注水井,可抑制与其周边连通性较好的某些井的水窜情况,提高注水波及效率。优化后注水速度在15~25 m³/d范围内。本文优化结果提供了转注的具体时机及注入量,优化结果符合实际认识。

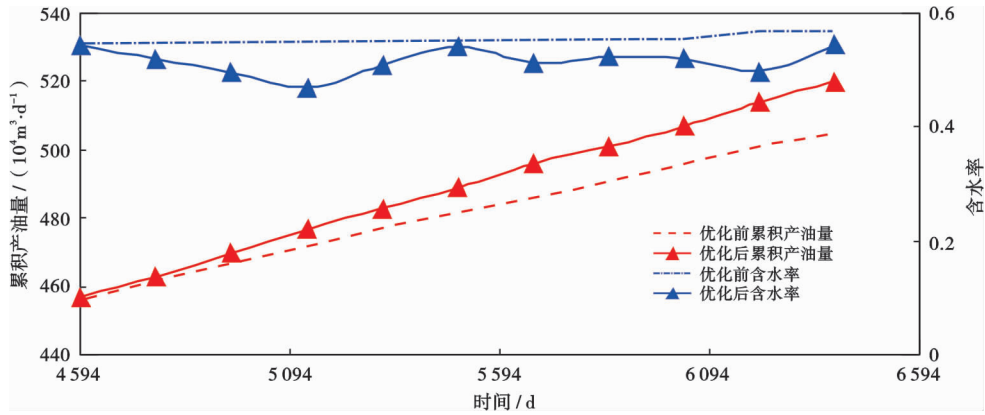


图 10 区块指标优化结果

Fig. 10 Optimization results of block indices

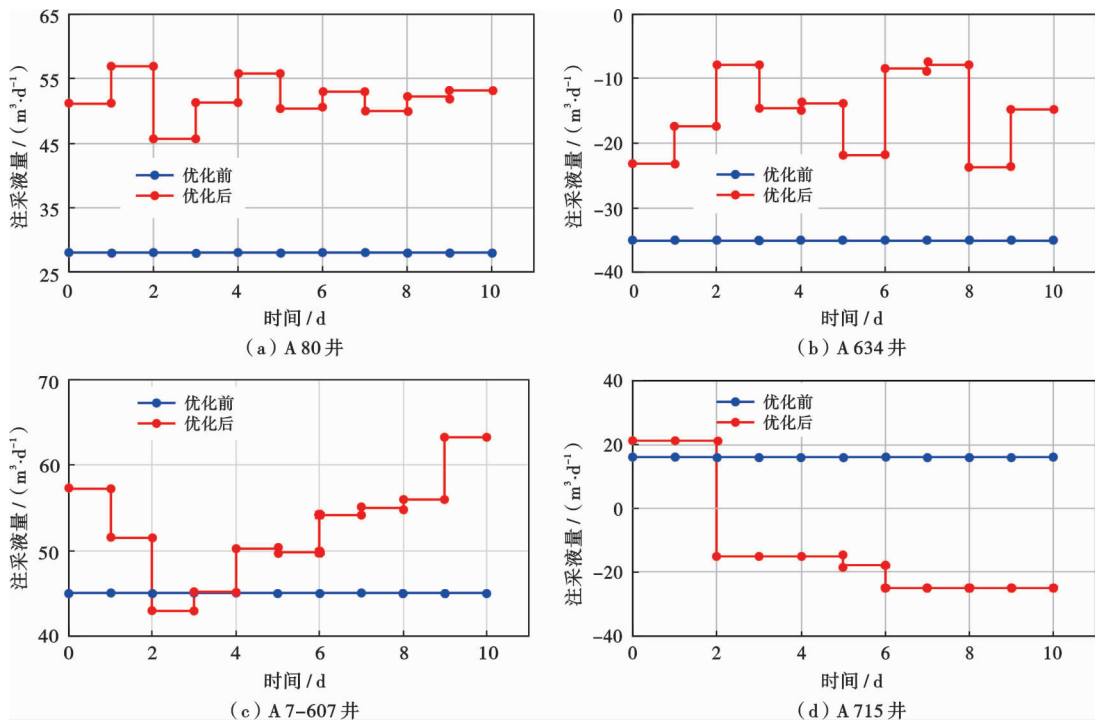


图 11 单井优化调控结果

Fig. 11 Sing-well optimal control results

4 结论

(1) 概念算例结果表明,改进后饱和度追踪方法在关停井、转注等复杂情况下对单元内部饱和度前缘计算更加准确稳定。

(2) 基于油藏井间连通性模型的生产优化方法能够在最大化经济收益的同时,自动获取注采参数方案,实现了稳水增油,改善开发效果;在生产优化设计注采参数的同时还能对高含水油井进行转注时机优化,指导油田制定转注措施,且优化结果也可用于指导酸化、压裂等措施。

(3) 基于井间连通性模型所提出的优化方法实现

过程简单,计算快速,可在不依赖精细地质建模情况下,满足现场快速制定优化开发方案的需求,该方法还可推广至多层井间连通性模型生产优化研究。

符号注释: q_{ij} — j 井流向 i 井流量; T_{ij} —传导率, $m^3/(d \cdot MPa)$; V_{pi} —控制体积, $10^4 m^3$; S_{wi}, S_{wj} — i 井与 j 井点处的含水饱和度; f_w —含水率; $C_{V_{ij}} = \int_0^t q_{ij}(\xi) dt$; V_{pij} —由上游 j 井流向下游的 i 井的无因次累积流量; $C'_{V_{ji}}$ —从 t' 时刻到 t 时刻从 i 井流向 j 井的反向无因次累积流量; $C'_{V_{ij}}, C_{V_{ij}}$ —从0时刻到 t' 时刻及 t 时刻从 j 井流向 i 井的无因次累积流量; J —优化目标函数净现值(NPV),元; S —基于参数反演后的井间平均传导率

和控制体积参数组成的向量, $\mathbf{S} = [\dots, T_{ij}, \dots, V_{p_{ij}}, \dots]^T$; \mathbf{u} — N_u 维控制变量向量, 包括井在各控制步的注采量; W_{eff} —水井注水效率; N_τ —总的油藏生产控制时间步; ρ_l —流体密度, kg/m^3 ; α —单位换算系数; r_o 、 r_{wp} 、 r_{wi} —原油的单价、产出废水的处理成本、注水井的注水成本, $\text{元}/\text{m}^3$; Q_o^τ 、 Q_{wp}^τ 、 Q_{wi}^τ —第 τ 步区块日产油量、日产水量、日注水量, m^3/d ; e —年利率; Δt^τ —第 τ 步时间步长, d ; t^τ —第 τ 步累积计算时间, d ; u^{up} 、 u^{low} —控制变量上、下边界约束, 表征实际单井工作能力的限制; C_δ 、 C_γ —等式和不等式约束, 主要反映整体油田生产能力及规划的限制; I_δ 、 I_γ —由约束条件序号组成的集合; u^l 、 \hat{g}^l —第 l 步优化工作制度和梯度或近似梯度; η —迭代步长; \mathbf{P} — $N_u \times N_u$ 维投影矩阵; C_t —综合压缩系数。

参 考 文 献

- [1] 姜彬, 邱凌, 刘向东, 等. 固相沉积模型在高凝油藏注水开发中的应用[J]. 石油学报, 2015, 36(1): 101-105.
JIANG Bin, QIU Ling, LIU Xiangdong, et al. Application of solid deposition model to water flooding simulation in high pour point oil reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(1): 101-105.
- [2] 陈元千, 周翠. 线性递减类型的建立、对比与应用[J]. 石油学报, 2015, 36(8): 983-987.
CHEN Yuanqian, ZHOU Cui. Establishment, comparison and application of the linear decline type[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(8): 983-987.
- [3] 魏明强, 段永刚, 方全堂, 等. 基于物质平衡修正的页岩气藏压裂水平井产量递减分析方法[J]. 石油学报, 2016, 37(4): 508-515.
WEI Mingqiang, DUAN Yonggang, FANG Quantang, et al. Production decline analysis method of fractured horizontal well in shale gas reservoirs based on modifying material balance[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(4): 508-515.
- [4] 陈元千, 唐玮. 广义递减模型的建立及应用[J]. 石油学报, 2016, 37(11): 1410-1413.
CHEN Yuanqian, TANG Wei. Establishment and application of generalized decline model[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(11): 1410-1413.
- [5] 康志江, 赵艳艳, 张允, 等. 缝洞型碳酸盐岩油藏数值模拟技术与应用[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(6): 944-949.
KANG Zhijiang, ZHAO Yanyan, ZHANG Yun, et al. Numerical simulation technology and its application to fractured-vuggy carbonate reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(6): 944-949.
- [6] 刘晨, 孟立新, 黄芳, 等. 油藏数值模拟技术在复杂断块油藏开发后期的应用[J]. 录井工程, 2011, 22(2): 65-69.
LIU Chen, MENG Lixin, HUANG Fang, et al. Application of the reservoir numerical simulating technique in the later development stage of complex fault block oil and gas pool[J]. Mud Logging Engineering, 2011, 22(2): 65-69.
- [7] 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, 1999: 1-120.
HAN Dakuang, CHEN Qinlei, YAN Cunzhang. The basis for reservoir numerical simulation[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999: 1-120.
- [8] 齐与峰, 李力. 油田开发总体设计最优控制法[J]. 石油学报, 1987, 8(1): 61-70.
QI Yufeng, LI Li. Study of the basic properties of oil shales[J]. Acta Petrolei Sinica, 1987, 8(1): 61-70.
- [9] 赵辉, 曹琳, 李阳, 等. 基于改进随机扰动近似算法的油藏生产优化[J]. 石油学报, 2011, 32(6): 1031-1036.
ZHAO Hui, CAO Lin, LI Yang, et al. Production optimization of oil reservoirs based on an improved simultaneous perturbation stochastic approximation algorithm [J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(6): 1031-1036.
- [10] SARAC S, MORTON K L, THEUVENY B. Integrated history matching on interference well test data in a naturally fractured reservoir with automated adjoint gradient based inversion technique[R]. SPE 181498, 2016.
- [11] WANG Chunhong, LI gaoming, REYNOLDS A C. Production optimization in the context of closed-loop reservoir management[J]. SPE Journal, 2007, 14(3): 506-523.
- [12] SEFAT M H, MURADOV K M, ELSHEIKH A H, et al. Proactive optimization of intelligent-well production using stochastic gradient-based algorithms[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2016, 19(2): 239-252.
- [13] CHEN Yan, OLIVER D S. Ensemble-based closed-loop optimization applied to brugge field[R]. SPE 118926, 2009.
- [14] 赵辉, 唐乙玮, 康志江, 等. 油藏开发生产优化近似扰动梯度升级算法[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2016, 40(2): 99-104.
ZHAO Hui, TANG Yiwei, KANG Zhijiang, et al. Reservoir production optimization using an upgraded perturbation gradient approximation algorithm[J]. Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Science, 2016, 40(2): 99-104.
- [15] 赵辉, 李阳, 高达, 等. 基于系统分析方法的油藏井间动态连通性研究[J]. 石油学报, 2010, 31(4): 633-636.
ZHAO Hui, LI Yang, GAO Da, et al. Research on reservoir interwell dynamic connectivity using systematic analysis method[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(4): 633-636.
- [16] 赵辉, 康志江, 张允, 等. 表征井间地层参数及油水动态的连通性计算方法[J]. 石油学报, 2014, 35(5): 922-927.
ZHAO Hui, KANG Zhijiang, ZHANG Yun, et al. An interwell connectivity numerical method for geological parameter characterization and oil-water two-phase dynamic prediction [J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(5): 922-927.
- [17] 宋考平, 吴玉树, 计秉玉. 水驱油藏剩余油饱和度分布预测的函数法[J]. 石油学报, 2006, 27(3): 91-95.
SONG Kaoping, WU Yushu, JI Bingyu. A U-function method for estimating distribution of residual oil saturation in water drive reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(3): 91-95.
- [18] 张光澄, 王文娟, 韩会磊. 非线性最优化计算方法[M]. 北京: 高等教育出版社, 2005.
ZHANG Guangcheng, WANG Wenjuan, HAN Huilei. Computational methods for nonlinear optimization [M]. Beijing: China Higher Education Press, 2005.
- [19] 孙清莹, 段立宁, 崔彬, 等. 基于简单二次函数模型的非单调信赖域算法[J]. 系统科学与数学, 2009, 29(4): 470-483.
SUN Qingying, DUAN Lining, CUI Bin, et al. A non-monotone trust region algorithm with simple quadratic models[J]. Journal of Systems Science and Mathematical Sciences, 2009, 29(4): 470-483.