论文

基于油水产出动态的水驱油藏连通性评价新方法

王代刚^{1,2*}, 李勇³, 陈百炼⁴, 胡永乐³, 李保柱³, 胡高伟^{1,2}

1. 青岛海洋地质研究所国土资源部天然气水合物重点实验室, 青岛 266071;

2. 海洋国家实验室海洋矿产资源评价与探测技术功能实验室, 青岛 266071;

3. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083;

4. McDougall School of Petroleum Engineering, University of Tulsa, Tulsa 74104, USA

*E-mail: wwwdg2006@126.com; dgwang@pku.edu.cn

收稿日期: 2017-07-21; 接受日期: 2017-8-16; 网络出版日期: 2017-11-17

“十三五”国家科技重大专项(批准号: 2016ZX05015-002)、中国石油集团公司重大专项(批准号: 2014E-3203)和青岛海洋科学与技术国家实验室开发基金项目(批准号: QNLM2016ORP0207)资助

摘要 针对当前连通性评价模型仅能预测产液动态数据、现有分流量方程不能准确表征整个含水变化周期内产出特征的内在缺陷性, 基于油水产出动态数据, 建立了一种可快速反演水驱油藏井间连通状况的连通性评价新方法. 该方法将油藏离散为一系列以生产井为中心的控制单元(CRMP), 通过CRMP电容模型和分段含水率表征方程进行井点液量计算和含水率追踪, 获取井点处的生产数据; 在此基础上, 采用新近提出的随机近似梯度StoSAG优化算法实现动态数据预测值与观测值的自动拟合, 快速反演连通系数、时滞常数、泄油孔隙体积等参数. 应用实例表明, 相比于集合卡尔曼滤波(EnKF)算法和投影梯度算法, StoSAG算法鲁棒性更强, 油水动态数据拟合效果好, 连通性评价结果可靠; 相比于单一的Koval方程, 分段含水率表征模型能够更好地反映全生命周期内的产水规律, 适用范围更广.

关键词 CRMP电容模型, 分段含水率表征模型, 连通性评价, StoSAG算法, 油水产出动态

井间连通性评价是油藏描述和动态分析的重要内容. 现场一般通过示踪剂测试、井间微地震、干扰试井等方法来认识井间连通性^[1-3], 但其存在影响实际生产、解释周期长、费用高等缺点, 难以满足快速认识油藏的需要. 基于实际注采数据评价井间连通性已成为另一类非常重要的方法, 现有模型包括多元回归模型^[4]、电容模型^[5-11]、多井生产指数^[12]、流动网络模型^[13]和井间数值模拟模型^[14,15]等. 其中, 电容模型是基于水电相似和物质平衡原理得出的注入速度时滞模型, 它通过连通系数、时滞常数、产液指数等表征

油藏产液数据变化, 理论基础坚实、易于编程且表征参数物理意义明确, 可较好适应于油藏管理和实时优化调整, 已广泛用于弹性驱^[16]、水驱^[17,18]、气驱^[16,19]及CO₂地质封存^[20]等领域.

然而, 前述连通性评价模型仅能对产液动态数据进行拟合预测, 不能准确反映整个含水变化周期的油水产出特征, 这严重制约了剩余油分布规律分析、优化注采结构关系以及实施精细化挖潜调整, 是亟待解决的工程科学问题. 据此, Gentil^[4]引入了一种表征瞬时水油比和累积注水量幂律函数关系的经验模型, 该

引用格式: 王代刚, 李勇, 陈百炼, 等. 基于油水产出动态的水驱油藏连通性评价新方法. 中国科学: 技术科学, 2017, 47: 1331-1340
Wang D G, Li Y, Chen B L, et al. A novel interwell connectivity evaluation method for waterflooding reservoir using oil-water production performance (in Chinese). Sci Sin Tech, 2017, 47: 1331-1340, doi: [10.1360/N092017-00239](https://doi.org/10.1360/N092017-00239)

模型对高含水阶段的产油数据拟合效果较好,但低含水阶段由于水、油流量随饱和度变化显著,适用性差. Zhao等人^[3,14,15]将连通单元中的饱和度追踪计算等效为一维渗流问题,采用Buckley-Leveret前缘推进方程估算了不同时刻的井点饱和度值,并计算含水率数据,模型虽然实现简单、计算速度快,但假设条件过于简单,极大地限制了方法的实用性. 为了克服现有模型的局限性, Cao等人^[21,22]选取非均质系数、泄油孔隙体积这两个参数作为表征变量,建立了同时适用于混相、非混相驱替过程的Koval分流量表征模型. Wang等人^[23]的研究表明,相对于Gentil经验模型, Koval模型对低含水及中、高含水阶段适用性较好,但对含水率大于90%的特高含水阶段,尤其是强水体导致的暴性水淹特征,其拟合效果较差.

针对目前存在问题,建立一种基于油水产出动态的非均质水驱油藏连通性评价新方法. 研究过程中,选取以生产井为中心的CRMP电容模型进行井点液量计算,引入分段含水率表征模型追踪获取井点处的含水率;在此基础上,采用随机近似梯度StoSAG优化算法实现油水动态数据的拟合预测,从而评价水驱油藏井间连通关系、预测生产动态变化规律.

1 连通性评价模型

油藏中的水井、油井及井间介质是一个完整的动力学系统,水井注入量是输入信号,油井产液量是输出信号. 本文采用以生产井为控制中心的CRMP电容模型预测井点产液数据,考虑了注采关系、时滞性等影响;引入分段含水率表征模型,实现产油动态数据的拟合计算,反演井间连通系数、时滞常数、非均质系数、泄油孔隙体积等特征参数.

1.1 CRMP电容模型

考虑岩石及流体压缩性并忽略重力、毛细管压力影响,以控制单元为模拟对象,建立油藏条件下的物质守恒方程,其表达形式为

$$c_i V_p \frac{d\bar{P}}{dt} = i(t) - q(t), \quad (1)$$

式中, c_i 为综合压缩系数, MPa^{-1} ; V_p 为泄油孔隙体积, m^3 ; $\bar{P}$ 为油藏平均压力, MPa ; $i(t)$ 为 t 时刻注水井的注入速度, $\text{m}^3 \text{d}^{-1}$; $q(t)$ 为 t 时刻生产井的产液速度, $\text{m}^3 \text{d}^{-1}$;

t 为生产时间, 月.

由产液指数 J 定义:

$$q(t) = J(\bar{P} - P_{wf}). \quad (2)$$

方程(1)整理得

$$\frac{dq(t)}{dt} + \frac{1}{\tau} q(t) = \frac{1}{\tau} i(t) - J \frac{dP_{wf}}{dt}, \quad (3)$$

式中, J 为产液指数, $\text{m}^3 \text{MPa}^{-1} \text{d}^{-1}$; P_{wf} 为井底流压, MPa ; τ 为时滞常数, $\tau = c_i V_p / J$, 该指标反映了压力波传播速度的大小. c_i 越大、 V_p 越大、渗透率越小, τ 越大; 反之, τ 越小. 假设产液指数 J 和时滞常数 τ 不随时间变化, 分别考虑整个油藏(CRMT)和以生产井为中心的控制单元(CRMP), 基于时间叠加及空间叠加原理, 推导方程(3)的半解析表达式.

(1) CRMT 电容模型的半解析解.

将整个油藏所有的生产井、注水井虚拟为一口油井和一口水井, 采用 $q_F(t)$, $I_F(t)$ 分别表示虚拟油井的产液速度和虚拟水井的注水速度, τ_F 表示整个油藏的平均时滞常数. 在不考虑井底压力变化的条件下, 针对任意时间间隔 Δt_k , 引入连通系数 f 反映井间连通程度, 确定方程(3)的半解析解, 其可表达为

$$q_F(t_k) = q_F(t_{k-1}) e^{-\frac{\Delta t_k}{\tau_F}} + (f \cdot I^{(k)})(1 - e^{-\frac{\Delta t_k}{\tau_F}}). \quad (4)$$

应用时间叠加原理, 公式(4)可整理为

$$q_F(t_k) = q_F(t_0) e^{-\left(\frac{t_k - t_0}{\tau_F}\right)} + \sum_{s=1}^k \left[f \cdot I^{(s)} \cdot e^{-\left(\frac{t_k - t_s}{\tau_F}\right)} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_s}{\tau_F}}\right) \right], \quad (5)$$

式中, $q_F(t_0)$ 为衰竭开采结束时刻的产液量, $\text{m}^3 \text{d}^{-1}$.

CRMT 电容模型共有3个表征参数: $q_F(t_0)$, f 和 τ_F . 图1为连通系数 f 和时滞常数 τ_F 不同时, 井点液量数据的变化曲线. 可以看出, 连通系数 f 反映了井点液量数据大小, 而时滞常数 τ_F 则反映了井点液量数据的波动幅度. 实际应用中, CRMT 电容模型的评价结果常作为 CRMP 电容模型的初始估计值.

(2) CRMP 电容模型的半解析解.

对于图2所示的以生产井为中心的CRMP电容模型, 方程(3)变换为

$$\frac{dq_j(t)}{dt} + \frac{1}{\tau_j} q_j(t) = \frac{1}{\tau_j} \sum_{i=1}^{N_{inj}} f_{ij} I_i(t) - J_j \frac{dP_{wfj}}{dt}, \quad (6)$$

图1 (网络版彩图) 连通系数 f 和时滞常数 τ 值不同时CRMT计算液量的变化规律. (a) f 取不同值; (b) τ 取不同值

图2 (网络版彩图) CRMP模型的泄油控制体积示意图

式中, $q_j(t)$ 为 t 时刻生产井 j 的产液速度, $\text{m}^3 \text{d}^{-1}$, $j = 1, 2, \dots, N_{\text{pro}}$; $I_i(t)$ 为 t 时刻注水井 i 的注水速度, $\text{m}^3 \text{d}^{-1}$, $i = 1, 2, \dots, N_{\text{inj}}$; N_{pro} 和 N_{inj} 分别为油、水井数; P_{wtj} 为 t 时刻生产井 j 的井底压力, MPa; J_j 为生产井 j 的产液指数, $\text{m}^3 \text{MPa}^{-1} \text{d}^{-1}$; τ_j 为生产井 j 的时滞常数; f_{ij} 为井间连通系数, $f_{ij} \in [0, 1]$, f_{ij} 越接近于0, 连通性越差; f_{ij} 越接近于1, 连通性越好.

此外, 连通系数 f_{ij} 还应满足不等式约束, 具体描述为

$$\sum_i^{N_{\text{inj}}} f_{ij} \leq 1, \quad j = 1, 2, \dots, N_{\text{pro}}. \quad (7)$$

考虑井底压力变化, 并应用时间叠加原理, 方程(6)的半解析解:

$$q_j(t_k) = q_j(t_0) e^{-\left(\frac{t_k - t_0}{\tau_j}\right)} + \sum_{s=1}^k \left[e^{-\left(\frac{t_k - t_s}{\tau_j}\right)} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_s}{\tau_j}}\right) \left[\sum_{i=1}^{N_{\text{inj}}} [f_{ij} \cdot I_i^{(s)}] - J_j \cdot \tau_j \frac{\Delta p_{\text{wtj}}^{(s)}}{\Delta t_s} \right] \right]. \quad (8)$$

可以看出, 每个CRMP控制单元有 $(N_{\text{inj}} + 3)$ 个待反演参数, 主要包括 f_{ij} , $q_j(t_0)$, τ_j 和 J_j , 整个油藏的表征参数总计为 $N_{\text{pro}} \times (N_{\text{inj}} + 3)$.

1.2 含水率表征模型

将每个时间步控制单元内的流动近似看成稳定渗流, 考虑现有模型适用性和局限性基础上, 引入分段含水率表征模型, 对每个控制单元的含水率进行追踪计算. 当含水率 $f_w < 80\%$ 时, 采用Koval分流量模型^[21,22]计算井点含水率数据, 其表达式为

$$f_w = \begin{cases} 0, & t_D < \frac{1}{K_{\text{val}}}, \\ \frac{K_{\text{val}} - \sqrt{\frac{K_{\text{val}}}{t_D}}}{K_{\text{val}} - 1}, & \frac{1}{K_{\text{val}}} < t_D < K_{\text{val}}, \\ 1, & t_D \geq K_{\text{val}}, \end{cases} \quad (9)$$

K_{val} 和 t_D 为Koval分流量模型的特征参数, 其中 K_{val} 系数表示储层的非均质程度, 非均质性愈强, K_{val} 系数愈大, 对于均质油藏, $K_{\text{val}} = 1.0$; t_D 为无因次时间, 表示控制单元泄油孔隙体积 V_{pj} 中的累积注水量, 其表达式为

$$t_D = \frac{\sum_k \sum_i f_{ij} I_i}{V_{pj}}, \quad (10)$$

式中, f_{ij} 为井间连通系数, 通过1.1节所述模型进行估算; I_i 为相邻水井 i 在 t_k 时刻的注水量, $\text{m}^3 \text{d}^{-1}$.

当含水率 $f_w > 80\%$ 时, 采用Gentil经验模型^[4]描述含水率变化特征

$$f_w = 1 - \frac{1}{1 + a W_i^b}, \quad (11)$$

式中, a 和 b 为Gentil模型的特征参数; W_i 为与生产井连

通的所有水井的累积注入量, $W_i = \sum_k \sum_j f_{ij} I_i$.

2 鲁棒约束优化求解

基于前述连通性评价模型, 可快速计算油水产出动态(产液量、产油量、含水率等), 计算结果主要取决于模型各控制单元的表征参数. 为使模型计算值与动态观测值相吻合, 定义反映二者之间误差平方和的最小二乘目标函数, 其表达式为

$$\min_{\mathbf{u} \in R^{N_u}} J(\mathbf{u}) = \sum_{k=1}^{N_f} \sum_{j=1}^{N_{\text{pro}}} [q_j^{\text{cal}}(t_k) - q_j^{\text{obs}}(t_k)]^2, \quad (12a)$$

并满足广义的约束条件:

$$u_i^{\text{low}} \leq u_i \leq u_i^{\text{up}}, \quad i = 1, 2, \dots, N_u, \quad (12b)$$

$$c_i(\mathbf{u}) \leq 0, \quad i = 1, 2, \dots, n_i, \quad (12c)$$

$$e_i(\mathbf{u}) = 0, \quad i = 1, 2, \dots, n_e, \quad (12d)$$

式中, $J(\mathbf{u})$ 为最小二乘目标函数; $\mathbf{u}$ 为 $1 \times N_u$ 维的控制向量; 方程(12b), (12c), (12d) 分别为控制向量所满足的边界约束、不等式约束以及等式约束条件; u_i^{low} 和 u_i^{up} 分别为第 i 个控制参数 u_i 的下限和上限值; n_i 和 n_e 分别为不等式、等式约束的条件个数.

引入对数变换, 消除控制参数向量的边界约束, 将实空间上的控制参数向量 $\mathbf{u}$ 变换为对数空间上的控制参数向量 $\mathbf{v}$, 具体可描述为

$$v_i = \ln \left(\frac{u_i - u_i^{\text{low}}}{u_i^{\text{up}} - u_i} \right), \quad (13)$$

式中, u_i 为实空间上向量 $\mathbf{u}$ 的第 i 个元素; v_i 为对数空间上向量 $\mathbf{v}$ 的第 i 个元素.

对控制参数向量 $\mathbf{v}$ 进行优化后, 通过对数反变换, 可求取控制参数向量 $\mathbf{u}$, 其表达式为

$$u_i = \frac{\exp(v_i) u_i^{\text{up}} + u_i^{\text{low}}}{1 + \exp(v_i)} = \frac{u_i^{\text{up}} + \exp(-v_i) u_i^{\text{low}}}{1 + \exp(-v_i)}. \quad (14)$$

采用对数变换处理边界约束之后, 定义增广拉格朗日目标函数^[24]:

$$\begin{aligned} L_a(\mathbf{u}, \lambda, \mu) &= J(\mathbf{u}) - \sum_{j=1}^{n_e} \lambda_{e,j} [s_{e,j} \cdot e_j(\mathbf{u})] + \frac{1}{2\mu} \sum_{j=1}^{n_e} [s_{e,j} \cdot e_j(\mathbf{u})]^2 \\ &\quad - \sum_{i=1}^{n_i} \lambda_{c,i} \max[s_{c,i} \cdot c_i(\mathbf{u}), -\mu \cdot \lambda_{c,i}] \\ &\quad + \frac{1}{2\mu} \sum_{i=1}^{n_i} \left\{ \max[s_{c,i} \cdot c_i(\mathbf{u}), -\mu \cdot \lambda_{c,i}] \right\}^2, \end{aligned} \quad (15)$$

式中, $\lambda_{e,j}$, $\lambda_{c,i}$ 分别为等式、不等式约束的拉格朗日乘子; μ 为惩罚因子; $s_{e,j}$, $s_{c,i}$ 分别为等式、不等式约束的换算系数. 可以看出, 消除边界约束以后, 并假定等式或不等式约束不存在时, 方程(15)可化简为传统的无约束优化问题.

为弥补传统梯度算法计算耗时、很难在大规模实际油藏中应用的技术瓶颈, 通过Chen和Reynolds^[25]提出的随机近似梯度StoSAG算法求解上述约束优化问题:

$$\mathbf{u}^{k+1} = \mathbf{u}^k - a_k \left[\frac{\mathbf{d}_k}{\|\mathbf{d}_k\|_\infty} \right], \quad (16)$$

式中, $\mathbf{u}^k$ 为最优控制向量的先验估计; a_k 为线性搜索步长, 初值 $a_k^0 = 0.1 \times \min_i (u_i^{\text{up}} - u_i^{\text{low}})$; $\mathbf{d}_k$ 为控制参数向量 $\mathbf{u}^k$ 与目标函数 $L_a(\mathbf{u}^k)$ 的互协方差向量, 用于逼近目标函数 $L_a(\mathbf{u}^k)$ 的梯度值; $\|\cdot\|_\infty$ 为向量的无穷范数. 为计算互协方差 $\mathbf{d}_k$, 需随机生成一个包含 N_e 个扰动控制向量的集合, 具体可描述为

$$\widetilde{\mathbf{u}}_j^k = \mathbf{u}^k + \mathbf{L} \cdot \mathbf{Z}_j, \quad j = 1, 2, \dots, N_e, \quad (17)$$

式中, k 为循环的迭代次数; $\mathbf{u}^k$ 为第 k 次迭代的最优控制向量; $\mathbf{L}$ 为协方差矩阵 $\mathbf{C}_U$ Cholesky 分解的下三角形矩阵; 向量 $\mathbf{Z}_j$ 为服从高斯分布 $N(0, \mathbf{I})$, $\mathbf{I}$ 为 $N_u \times N_u$ 的单位矩阵; $\mathbf{L} \cdot \mathbf{Z}_j$ 为均值为 N_u 维零向量、协方差为 $\mathbf{C}_U$ 的 N_u 维高斯随机向量, 即 $\mathbf{L} \cdot \mathbf{Z}_j \sim N(0, \mathbf{C}_U)$.

令 $\widetilde{\delta \mathbf{U}}_j^k = \widetilde{\mathbf{u}}_j^k - \mathbf{u}^k$, $\delta \mathbf{L}_a|_j^k = \mathbf{L}_a(\widetilde{\mathbf{u}}_j^k) - \mathbf{L}_a(\mathbf{u}^k)$, StoSAG 优化求解的互协方差向量 $\mathbf{d}_k$ 表达式为

$$\begin{aligned} \mathbf{d}_k &= \frac{1}{N_e} \sum_{j=1}^{N_e} \left(\delta \widetilde{\mathbf{U}}_j^k (\delta \widetilde{\mathbf{U}}_j^k)^T \right)^+ \delta \widetilde{\mathbf{U}}_j^k \cdot \delta \mathbf{L}_a|_j^k \\ &= \frac{1}{N_e} \sum_{j=1}^{N_e} \frac{\delta \widetilde{\mathbf{U}}_j^k}{\|\delta \widetilde{\mathbf{U}}_j^k\|_2^2} \cdot \delta \mathbf{L}_a|_j^k, \end{aligned} \quad (18)$$

式中, 作用于矩阵的上标“+”表示 Moore-Penrose 逆

矩阵.

判断 $L_a(\mathbf{u}^{k+1}) < L_a(\mathbf{u}^k)$ 是否成立,若是,将 $\mathbf{u}^{k+1}$ 作为最优控制向量用于下次循环迭代计算;否则,调整线性搜索步长, $a_k = 0.5a_k$,通过式(13)重新计算第 $k+1$ 次迭代的搜索方向,直至找到合适的 $\mathbf{u}^{k+1}$,使 $L_a(\mathbf{u}^{k+1}) < L_a(\mathbf{u}^k)$ 或达到最大容许步数,取值为10. 如果达到最大容许步数,还找不到合适的控制参数向量 $\mathbf{u}^{k+1}$,使之满足 $L_a(\mathbf{u}^{k+1}) < L_a(\mathbf{u}^k)$,则调用式(17)和(18)重新生成随机扰动向量集合,计算互协方差 $\mathbf{d}_k$ 来寻找最速下降方向;若连续5次生成随机扰动向量集合,都找不到下降搜索方向,则终止循环迭代. 迭代收敛条件为

$$\frac{|L_a(\mathbf{u}_{\text{opt}}^{l+1}) - L_a(\mathbf{u}_{\text{opt}}^l)|}{\max[|L_a(\mathbf{u}_{\text{opt}}^l)|, 1.0]} \leq 10^{-6}, \quad (19)$$

$$\frac{\|\mathbf{u}_{\text{opt}}^{l+1} - \mathbf{u}_{\text{opt}}^l\|_2}{\max(\|\mathbf{u}_{\text{opt}}^l\|_2, 1.0)} \leq 10^{-5}. \quad (20)$$

基于鲁棒约束优化的连通性评价流程如图3所示.

3 计算实例

为了验证本文方法的可靠性,建立一个三维非均

图3 基于StoSAG鲁棒约束优化的连通性评价流程图

质油藏数值模拟模型,如图4所示. 所建油藏模型采用角点网格系统,共划分为 $31 \times 31 \times 6 = 5766$ 个网格,其网格步长DX, DY, DZ分别为29, 30和1.2 m,岩石及流体物性参数见表1. 油藏采用五点面积井网注水开发,包括5口水井和4口油井,其生产模式为定液注入、定压产出,无边底水侵入作用,并忽略重力和毛细管压力的影响. 通过商业的Eclipse数值模拟器对该油藏进行生产动态模拟运算,模拟生产时间为240个月,最终含水率达到98.1%. 图5为模型输入的月均日注水数据,总体上符合均值为 $60 \text{ m}^3 \text{ d}^{-1}$,方差为5.0的正态分布,以反映生产实践中由于工作制度变化、措施等影响导致的产量波动状况. 图6为模拟计算的各油井含水率数据. 图7为油藏全区的生产动态模拟结果.

为验证本文优化求解流程的鲁棒性,基于CRMT电容模型计算油藏全区的产液动态数据,分别利用StoSAG优化算法、集合卡尔曼滤波(EnKF)算法和传

图4 (网络版彩图) 非均质油藏渗透率分布

图5 (网络版彩图) 模型输入的月均日注水数据

表 1 非均质油藏模型所采用的岩石及流体物性参数

参数	取值	参数	取值
初始油藏压力, MPa	5.5	水相粘度, mPa s	0.5
油藏温度, °C	36	油相粘度, mPa s	5.0
平均孔隙度	0.28	水相密度, kg m ⁻³	1000
平均渗透率, 10 ⁻³ μm ²	676	油相密度, kg m ⁻³	850
束缚水饱和度Swc	0.265	岩石压缩系数, MPa ⁻¹	6.0×10 ⁻⁶
Swc下的油相相对渗透率	1.0	油相压缩系数, MPa ⁻¹	5.0×10 ⁻⁵
残余油饱和度Sor	0.32	水相压缩系数, MPa ⁻¹	4.5×10 ⁻⁶
Sor下的水相相对渗透率	0.4	井底流压, MPa	3.0

图 6 (网络版彩图) 模拟计算得到的含水率动态数据

图 7 (网络版彩图) 非均质油藏全区的生产动态数据

统的投影梯度(PG)算法拟合预测产液动态数据, 对比分析目标函数迭代收敛过程以及全区产液动态拟合效果, 计算结果如图8~11所示。

研究中, 引入 R^2 表征生产动态预测值和实际观测值之间的拟合精度, R^2 越接近于1, 拟合效果越好, 其计算表达式为

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_i (y_i - f_i)^2}{\sum_i (y_i - \bar{y})^2}, \quad (21)$$

式中, y_i 表示动态观测数据; f_i 表示模型预测数据; $\bar{y}$ 表示观测数据平均值。

可以看出, 利用StoSAG算法、EnKF算法和投影

图 8 (网络版彩图) 目标函数的迭代收敛结果

图 9 (网络版彩图) 基于StoSAG算法的全区动态拟合效果

图10 (网络版彩图) 基于EnKF算法的全区动态拟合效果

图11 (网络版彩图) 基于投影梯度算法的全区动态拟合效果

梯度算法均获得了较好的动态拟合效果,但StoSAG算法收敛速度快、耗时更少,说明了本文提出的优化求解流程的鲁棒性,也为后续开展大规模复杂非均质油藏井间连通性评价研究提供了方法依据。

将CRMT电容模型的时滞常数、泄油孔隙体积结果作为初始估计,通过CRMP电容模型计算井点液量数据,在拟合产液数据评价井间连通状况基础上,分别选择Koval方程、分段含水率表征模型描述整个含水变化周期的产水特征,对比产油及含水数据的拟合效果。图12给出了水驱油藏的井间连通性评价结果,典型井Prod_4的产液拟合效果如图13所示。

图14和15为不同分流量表征模型下典型井的产油及含水数据拟合效果,时滞常数及泄油孔隙体积的反演评价结果见表2。可以看出,相比于单一的Koval模型,分段含水率表征模型能够更好地反映全生命周期内的产水规律,适用范围更大。

图12 (网络版彩图) 非均质油藏井间连通性评价结果

图13 (网络版彩图) 典型井Prod_4的产液动态拟合效果

图14 (网络版彩图) 不同表征模型下Prod_4井产油数据拟合效果

4 结论

(1) 采用CRMP电容模型和分段含水率表征模型追踪计算井点处的液量数据和含水率,通过随机近似

表2 水驱油藏的时滞常数及泄油孔隙体积估算结果

	时滞常数 (d)				泄油孔隙体积 (m ³)			
	Prod_1	Prod_2	Prod_3	Prod_4	Prod_1	Prod_2	Prod_3	Prod_4
Inj_1	19.2	14.9	8.5	7.0	599.0	1448.7	381.9	1270.5
Inj_2	19.1	13.3	7.9	7.1	1000.5	558.2	1052.0	1350.7
Inj_3	18.7	11.8	7.5	7.2	927.9	691.6	868.4	1457.2
Inj_4	17.8	10.4	7.2	7.6	574.6	910.0	674.3	1082.1
Inj_5	16.4	9.3	7.1	8.0	606.6	320.2	2139.1	651.9

图15 (网络版彩图) 不同表征模型下Prod_4井含水率拟合效果

梯度StoSAG优化算法进行生产动态数据的自动拟合,建立了一种可快速反演水驱油藏井间连通状况的连通性评价新方法.

(2) 实例表明,相比于EnKF算法和投影梯度算法,StoSAG优化算法鲁棒性更好,油水动态数据拟合精度高,连通性评价结果可靠;相比于单一的Koval方程,分段含水率表征模型能够更好地反映全生命周期内的产水规律,适用范围更广.

(3) 相比于常规数值模拟方法,本文模型作为一种有效的生产动态指标拟合预测手段,可进一步用于水驱油藏开发生产优化等研究,为后期注采参数的优化调整提供决策参考.

参考文献

1 靳彦欣,林承焰,贺晓燕,等.油藏数值模拟在剩余油预测中的不确定性分析.石油大学学报(自然科学版),2004,28: 22–29

2 康志宏,陈琳,鲁新便,等.塔河岩溶型碳酸盐岩缝洞系统流体动态连通性研究.地质前缘,2012,19: 110–120

3 赵辉,康志江,孙海涛,等.水驱开发多层油藏井间连通性反演模型.石油勘探与开发,2015,42: 1–8

4 Gentil P H. The use of multi-linear regression models in patterned waterfloods: Physical meaning of the regression coefficients. Dissertation for Dcotoral Degree. Austin: The University of Texas, 2005

5 Yousef A A, Gentil P H, Jensen J L, et al. A capacitance model to infer interwell connectivity from production and injection rate fluctuations. *SPE Reservoir Evaluation Eng*, 2006, 9: 630–646

6 Yousef A A, Lake LW, Jensen J L. Analysis and interpretation of interwell connectivity from production and injection rate fluctuations using a capacitance model. In: Proceedings of the SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. Tulsa, 2006

7 Sayarpour M, Zuluaga E, Kabir C S, et al. The use of capacitance-resistance models for rapid estimation of waterflood performance. In: Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Anaheim, 2007

8 Moreno G A. Multilayer capacitance-resistance model with dynamic connectivities. *J Pet Sci Eng*, 2013, 109: 298–307

9 Mamghaderi A, Pourafshary P. Water flooding performance prediction in layered reservoirs using improved capacitance-resistive model. *J Pet Sci Eng*, 2013, 108: 107–117

10 Zhang Z, Li H, Zhang D. Water flooding performance prediction by multi-layer capacitance-resistive models combined with the ensemble Kalman filter. *J Pet Sci Eng*, 2015, 127: 1–19

11 Holanda R W, Gildin E, Jensen J L. Improved waterflood analysis using the capacitance-resistance model within a control systems framework. In: Proceedings of the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Quito, 2015

- 12 Kaviani D, Valko P P, Jensen J L. Application of the multiwall productivity index-based method to evaluate interwell connectivity. In: Proceedings of the SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, 2010
- 13 Lerlertpakdee P, Jafarpour B, Gildin E. Efficient production optimization with flow-network models. *SPE J*, 2014, 19: 1083–1095
- 14 Zhao H, Kang Z J, Zhang X S, et al. INSIM: A data-driven model for history matching and prediction for waterflooding monitoring and management with a field application. In: Proceedings of the SPE Reservoir Simulation Symposium. Houston, 2015
- 15 Zhao H, Li Y, Cui S, et al. History matching and production optimization of water flooding based on a data-driven interwell numerical simulation model. *J Nat Gas Sci Eng*, 2016, 31: 48–66
- 16 Nguyen A P. Capacitance resistance modeling for primary recovery, waterflood and water-CO₂ flood. Dissertation for Dcotoral Degree. Austin: University of Texas at Austin, 2012
- 17 Lee K H, Ortega A, Ghareloo A, et al. An active method for characterization of flow units between injection/production wells by injection-rate design. *SPE Reservoir Evaluation Eng*, 2011, 14: 433–445
- 18 Tafti A, Ershaghi T, Rezapour I, et al. Injection scheduling design for reduced order waterflood modeling. In: Proceedings of the SPE Western Regional & AAPG Pacific Section Meeting. Monterey, 2013
- 19 Sakazar-Bustamante M, Gonzalez-Gomez H, Matringe S, et al. Combining decline-curve analysis and capacitance/resistance models to understand and predict the behavior of a mature naturally fractured carbonate reservoir under gas injection. In: Proceedings of the SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Anaheim, 2012
- 20 Tao Q, Bryant S L. Optimizing carbon sequestration with the capacitance/resistance model. *SPE J*, 2015, 20: 1094–1102
- 21 Cao F, Luo H S, Lake L W. Development of a fully coupled two-phase flow based capacitance resistance model (CRM). In: Proceedings of the SPE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, 2014
- 22 Cao F, Luo H, Lake L W. Oil-rate forecast by inferring fractional-flow models from field data with koval method combined with the capacitance/resistance model. *SPE Reservoir Evaluation Eng*, 2015, 18: 534–553
- 23 Wang D, Li Y, Chen B, et al. Ensemble-based optimization of interwell connectivity in heterogeneous waterflooding reservoirs. *J Nat Gas Sci Eng*, 2017, 38: 245–256
- 24 Oliveira D F, Reynolds A. An adaptive hierarchical multiscale algorithm for estimation of optimal well controls. *SPE J*, 2014, 19: 909–930
- 25 Chen B, Reynolds A C. Ensemble-Based optimization of the water-alternating-gas-injection process. *SPE J*, 2016, 21: 0786–0798

A novel interwell connectivity evaluation method for waterflooding reservoir using oil-water production performance

WANG DaiGang^{1,2}, LI Yong³, CHEN BaiLian⁴, HU YongLe³, LI BaoZhu³ & HU GaoWei^{1,2}

¹ The Key Laboratory of Gas Hydrate, Ministry of Land and Resources, Qingdao Institute of Marine Geology, Qingdao 266071, China;

² Laboratory for Marine Mineral Resources, Qingdao National Laboratory for Marine Science and Technology, Qingdao 266071, China;

³ Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China;

⁴ McDougall School of Petroleum Engineering, University of Tulsa, Tulsa 74104, USA

To address the issues that the existing connectivity evaluation models can only predict liquid production rate and the widely-used fractional-flow equations are not efficient to represent the water-producing characteristics in the whole water-cut variation period accurately, a novel connectivity evaluation method for waterflooding reservoir is established by using injection and production data. This developed model discretizes the reservoir into a series of production-based reservoir control volume. By coupling the producer-based capacitance-resistance model (CRMP) with a segmented water fraction-flow equation to obtain liquid production rate and water-cut, oil-water production data of each well can be further determined. Finally, the estimated parameters including connectivity, time constant and drainage volume of each producer are determined by history matching the measured production data with the newly developed Stochastic Simplex Approximate Gradient (StoSAG) optimization algorithm. Case studies show that, compared with the EnKF algorithm and the traditional projected gradient algorithm, the robustness of the ensemble-based StoSAG optimization procedure is higher. Moreover, the segmented water fractional-flow equation can achieve better dynamic matching and prediction effect of the measured production data than that of the single Koval fractional-flow model, which fully validate the reliability of the proposed interwell connectivity evaluation method and provides the theoretical basis for the actual applications in strongly-heterogeneous waterflooding reservoirs.

CRMP model, segmented water fractional-flow equation, connectivity evaluation, StoSAG optimization, oil-water production performance

doi: 10.1360/N092017-00239