

文章编号: 0253-2697(2006)03-0087-04

应用渗流反问题理论计算非均质油藏多参数分布

程时清¹ 王志伟² 李相方¹ 安小平¹

(1. 中国石油大学石油天然气工程学院 北京 102249; 2. 西安石油大学 陕西西安 710065)

摘要: 将地质统计学方法引入到油气藏参数识别中,以井点已知信息为条件,确定油藏参数初始分布的先验模型,建立了初始油气藏孔隙度、渗透率参数和压力拟合的目标函数。目标函数中考虑了动、静态信息。采用改进的 Gauss-Newton 法,利用后验协方差矩阵估算油藏参数,实现了一种有效反求非均质低渗透油藏参数的方法。计算结果表明,该算法收敛性好,确定的渗透率场比孔隙度场更准确。

关键词: 非均质油藏; 参数识别; 反问题理论; 渗透率; 孔隙度; 油藏描述; 计算模型

中图分类号: TE319 文献标识码: A

Calculation of multi-parameter distribution in heterogeneous reservoir based on the inverse problem theory

Cheng Shiqing¹ Wang Zhiwei² Li Xiangfang¹ An Xiaoping¹

(1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Beijing 102249, China;
2. Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, China)

Abstract: The geo-statistical method was used to identify the parameters of oil and gas reservoir. A prior model for initial distribution of reservoir parameters was determined on the basis of information around a well. The dynamic and static information was integrated to formulate the objective functions including initial permeability, porosity and pressure matching. The modified Gauss-Newton algorithm was used to calculate the multi-parameter of reservoir using post-covariance matrix. A fine characterization method for conditioning to static and dynamic data in a heterogeneous low-permeability reservoir is proposed. Some field cases show that the algorithm is convergent. The permeability field is more accurate than porosity field in some applications.

Key words: heterogeneous reservoir; parameter identification; inverse problem theory; permeability; porosity; reservoir description; calculation model

对于非均质油藏,各点的渗透率和孔隙度参数是变化的。现阶段的历史拟合是先用所录取的地层静态参数计算油气田开发过程中的主要动态指标变化的历史,把计算的结果与观测到的油气藏或油井的主要动态指标进行比较,如果发现两者之间有较大差异,而使用的数学模型又无误,则说明模拟时所使用的静态参数不符合油气藏实际。这时,就必须根据地层静态参数与压力、产量等动态参数的相关关系对所使用的油气层静态参数作相应的修改,并再次进行计算和对比。如果仍有差异,则再次进行修改,直到计算结果与实际动态结果相当接近,达到允许的误差范围为止。其最大缺陷是计算速度慢,所求参数不唯一。因此,得到的油气藏参数分布与已有的由岩心分析、测井解释和地质描述所得到的某些信息经常相矛盾,也使得油气藏

动态预测存在不可靠性。试井压力法只能反求油藏平均渗透率、压力、表皮系数等几个参数^[1],不能获得全油藏物性参数分布,未找到解的唯一性和收敛性的解决方法。近年来渗流反问题理论研究取得了重要进展,渗流反问题理论是渗流数值模拟、地质统计学、最优化方法的有机结合,并结合了现有动态和静态全部资料,极大地改善了渗流反问题解的收敛性^[2-11]。但在反问题的求解中仍未找到很好的算法。笔者根据实际不稳定压力资料,研究了油气藏参数的精细描述方法。

1 油气藏性质表征模型

在试井压力或生产数据中,已知油藏流体参数,待确定的模型参数是网格块的渗透率和孔隙度。为了获

基金项目: 国家自然科学基金项目(No. 10172061)“油藏渗流反问题理论及剩余油分布规律研究”部分成果。

作者简介: 程时清,男,1963年8月生,1984年毕业于大庆石油学院,现为中国石油大学(北京)副教授,主要从事油气藏工程科研和教学工作。

E-mail: chengsq@263.net

得与观察数据个数相吻合的模型参数, 即网格块渗透率和孔隙度的值, 引入先验地质统计学假设, 用先验概率密度函数表征先验模型。假设: ① K_x 、 K_y 和 K_z 分别为油藏 3 个方向的渗透率, 并符合对数正态分布, 即高斯分布, μ_{k_x} 、 μ_{k_y} 和 μ_{k_z} 为均值, $\sigma_{k_x}^2$ 、 $\sigma_{k_y}^2$ 和 $\sigma_{k_z}^2$ 为方差; ② ϕ 为孔隙度, 也符合正态分布, 均值 μ_ϕ 和方差 σ_ϕ^2 也已知; ③ 协方差函数直接与变差函数相关; ④ 已知孔隙度和渗透率之间相关系数、孔隙度和渗透率的自然对数的变差函数。方差和均值可从静态数据(岩心、测井、地震)测量和地质解释及地质统计学分析中获得。

用 \mathbf{m}_p 表示渗透率和孔隙度的初始估计值的向量, \mathbf{C}_M^{-1} 表示从变差函数模型得到的先验总协方差矩阵 \mathbf{C}_M 的逆。用 \mathbf{d}_o 表示观测或测量的井底压力数据向量, 个数为 N_p 。根据 Chu 等人研究的结果^[3-8], 测量误差可以看成具有零均值和方差 σ_d^2 的高斯随机变量, 假设向量 \mathbf{d} 是与 \mathbf{d}_o 相对应的由数值模拟器计算的井底压力数据, 可表示为

$$\mathbf{d} = g(\mathbf{m}) \quad (1)$$

反问题的解就是确定与观测数据一致的模型 \mathbf{m} 。模型 \mathbf{m} 的实现是从方程式(1)抽样后验概率密度函数获取的。

如果对先验模型不进行特殊处理, 模型参数估计问题为最小化生产数据拟合项目标函数 $S(\mathbf{m})$, 其计算式为

$$S(\mathbf{m}) = \frac{1}{2} \left\{ [\mathbf{g}(\mathbf{m}) - \mathbf{d}_o]^T \mathbf{C}_D^{-1} [\mathbf{g}(\mathbf{m}) - \mathbf{d}_o] \right\} \quad (2)$$

由于常规历史拟合采用式(2)计算, 如果独立的生产数据数目远小于模型参数数目, 某些因素如生产数据对模型参数不敏感, 使得最小二乘法解是不确定的或不唯一, 因此导致错误的结果。

反问题理论所确定的模型是使概率密度函数为最大的模型, 等价于 $S(\mathbf{m})$ 最小, 即

$$S(\mathbf{m}) = \frac{1}{2} \left\{ (\mathbf{m} - \mathbf{m}_p)^T \mathbf{C}_M^{-1} (\mathbf{m} - \mathbf{m}_p) + [\mathbf{g}(\mathbf{m}) - \mathbf{d}_o]^T \mathbf{C}_D^{-1} [\mathbf{g}(\mathbf{m}) - \mathbf{d}_o] \right\} \quad (3)$$

式中 \mathbf{C}_D^{-1} 为协方差矩阵 \mathbf{C}_D 的逆。

2 改进的 Gauss-Newton 法

为了获得最大概率密度函数, 对式(3)采用迭代算法, 该法要求计算 $S(\mathbf{m})$ 的梯度, 即敏感系数为

$$\partial g_i(\mathbf{m}) / \partial m_j$$

式中 $1 \leq i \leq N_d$; $1 \leq j \leq N_p$ 。

它表示由数值方法计算数据 $g_i(\mathbf{m})$ 受模型参数 \mathbf{m} 变化的影响程度^[2]。

敏感系数矩阵为

$$\mathbf{G} = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1(\mathbf{m})}{\partial m_1} & \frac{\partial g_1(\mathbf{m})}{\partial m_2} & \cdots & \frac{\partial g_1(\mathbf{m})}{\partial m_{N_d}} \\ \frac{\partial g_2(\mathbf{m})}{\partial m_1} & \frac{\partial g_2(\mathbf{m})}{\partial m_2} & \cdots & \frac{\partial g_2(\mathbf{m})}{\partial m_{N_d}} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial g_{N_d}(\mathbf{m})}{\partial m_1} & \frac{\partial g_{N_d}(\mathbf{m})}{\partial m_2} & \cdots & \frac{\partial g_{N_d}(\mathbf{m})}{\partial m_{N_p}} \end{bmatrix} \quad (4)$$

式中 \mathbf{G} 为 $N_d \times N_p$ 阶矩阵; \mathbf{m} 代表模型参数向量; m_i 代表第 i 个模型参数; $g_i(\mathbf{m})$ 代表井底压力, 该值对应于第 i 个测量井底压力。

如果以产量为拟合条件, $g_i(\mathbf{m})$ 表示计算的产量, 该值对应于第 i 个实际产量。令

$$\bar{x} = (M_i - N_i) \sin^2 x_i \quad (5)$$

式中 M_i 和 N_i 分别为参数 \mathbf{m} 初始分布的上、下限。

根据 Gauss-Newton 法, 可得

$$m^{l+1} = m^l - \mu (\mathbf{C}_M^{-1} + \mathbf{G}^T \mathbf{C}_D^{-1} \mathbf{G})^{-1} \cdot [\mathbf{G}^T \mathbf{C}_D^{-1} (g(m^l) - \mathbf{d}_o) + \mathbf{C}_M^{-1} (m^l - m_p)] \quad (6)$$

式中 l 表示迭代次数; μ 为步长。

使用矩阵运算法则, 式(6)可改写为

$$m^{l+1} = \mu m_p + (1 + \mu) m^l - \mu [\mathbf{C}_M \mathbf{G}^T (\mathbf{C}_D + \mathbf{G} \mathbf{C}_D \mathbf{G}^T)^{-1} g(m^l) - \mathbf{d}_o - \mathbf{G}(m^l - m_p)] \quad (7)$$

尽管式(6)和式(7)是等价的, 但是计算时间显著不同。式(6)右边的逆矩阵是 $N_p \times N_p$ 阶, N_p 是待确定参数的数目。而式(7)右边逆矩阵是 $N_d \times N_d$ 阶, N_d 是观测数据的个数。如果 $N_d \ll N_p$, 必须使用式(7)。

改进的 Gauss-Newton 法收敛判别准则为

$$\frac{1}{N_d} [\mathbf{g}(m^l) - \mathbf{d}_o]^T [\mathbf{g}(m^l) - \mathbf{d}_o] < \sigma_d^2 \quad (8)$$

采用改进 Gauss-Newton 算法, 能大大加快解的收敛性及迭代速度。

在满足式(8)的情况下, m^l 为最大后验估计。

最大后验协方差矩阵为

$$\mathbf{C}_{MP} = (\mathbf{C}_M^{-1} + \mathbf{G}^T \mathbf{C}_D^{-1} \mathbf{G})^{-1} = \mathbf{C}_M - \mathbf{C}_M \mathbf{G}^T \mathbf{C}_D^{-1} \mathbf{G}^T \mathbf{C}_D^{-1} \mathbf{G} \mathbf{C}_M \quad (9)$$

式中 \mathbf{G}_∞ 表示对应于最大后验概率密度估计(m_∞)的敏感系数矩阵。

通过矩阵 \mathbf{C}_{MP} 的 Cholesky 分解, 则孔隙度和渗透率的实现为

$$m_r = m_\infty + LZ_r \quad (10)$$

式中 Z_r 是独立的标准差向量; L 为 \mathbf{C}_{MP} 的分解; m_r 为所求的孔隙度、渗透率变量。

传统历史拟合是对目标函数式(2)最小化后直接得到油藏参数, 其物理意义是: 所求的油藏参数使计算的变量与实测量的误差最小。而本文讨论的反问题的解是使目标函数式(3)最小化, 得到方差矩阵 \mathbf{C}_M 或

C_{MP} , 然后进行 Cholesky 分解, 从而得到油藏参数。其物理意义为所求的油藏参数使该参数出现的概率密度最大, 即最大概率下的参数值。

3 算例

参数估计的步骤如下:

(1) 根据已知静态信息(包括已知井点的物性参数)计算初始油藏参数(渗透率和孔隙度), 确定先验模型。

(2) 根据先验模型参数计算敏感系数。

(3) 确定后验油藏参数。

(4) 根据确定的油藏参数计算油井压力, 并与已测压力拟合, 检验计算油藏参数与实际的符合程度。

假定二维等厚油藏的周围为不渗透边界, 渗透率 $K_x = K_y = K_z$, 油藏面积为 $450 \text{ m} \times 450 \text{ m}$, 采用 15×15 网格, $\Delta x = \Delta y = 30 \text{ m}$ 。为了便于确定数据, 假定油藏内分布 9 口井, 其中 5 号井(8, 8)以定产量 $q = 20 \text{ m}^3/\text{d}$ 生产, 其他 8 口井关井观测。

油藏其他数据: 厚度 h 为 10 m , 粘度 μ 为 $5.0 \text{ mPa}\cdot\text{s}$, 综合压缩系数 c_t 为 $1.5 \times 10^{-3} \text{ MPa}^{-1}$, 原始压力为 10 MPa , 启动压力梯度 λ 为 1 kPa/m 。

假定渗透率为各向同性, 服从对数正态分布, 均值为 $20.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 方差为 14.7 , 可用变程为 165 m 的球变差函数模型描述, 孔隙度服从均值为 0.16 、方差为 0.0036 的正态分布, 并可用变程为 165 m 的球变差函数描述。压力测量误差的标准差 σ_p 为 0.006 MPa , 方差 σ_p^2 为 0.000036 。渗透率和孔隙度相关系数 ρ_{pk} 为 0.75 。9 口井物性参数由岩心分析和测井给出。

采用地质统计学方法, 利用井 1、井 3、井 9 和井 5 的压力作为拟合条件, 计算初始油藏渗透率和孔隙度分布。图 1 是井 9 孔隙度敏感系数分布等值线, 图 2 和图 3 是最终获得的孔隙度和渗透率场(渗透率单位为 $10^{-3} \mu\text{m}^2$)。

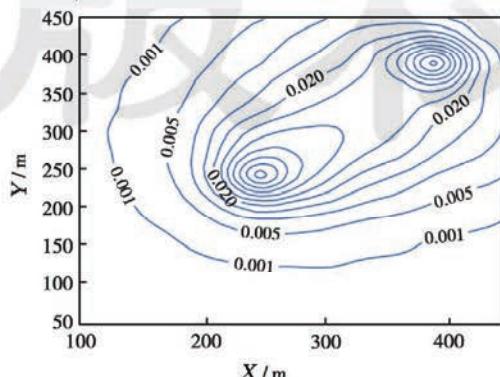


图 1 井 9 孔隙度敏感系数等值线

Fig. 1 The coefficient contour of porosity sensitiveness of well 9

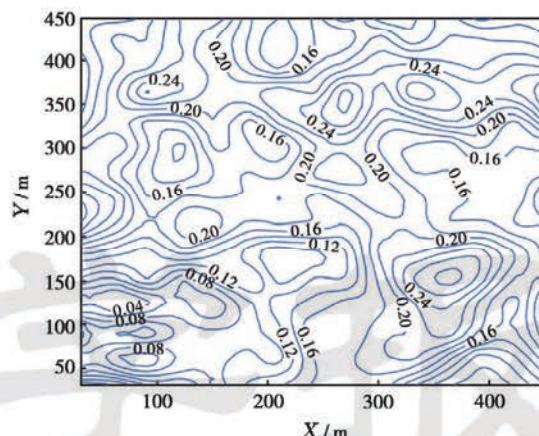


图 2 油藏孔隙度等值线分布

Fig. 2 The porosity contour of reservoir

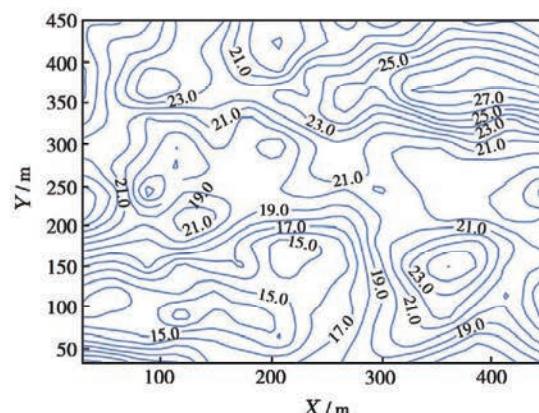


图 3 油藏渗透率等值线图

Fig. 3 The permeability contour of reservoir

图 2 和图 3 与初始参数相比, 渗透率和孔隙度场分布趋势是一致的, 大部分区域计算结果与先验模型参数的误差小于 10% , 在井 5、井 9 附近地区误差更小。这种计算结果与 He 等人的认识相吻合^[7], 表明该方法是可行的。

图 4 是用获得的油藏参数分布重新进行数值计算, 计算压力差与原压力差数据的误差小于 0.1 MPa ,

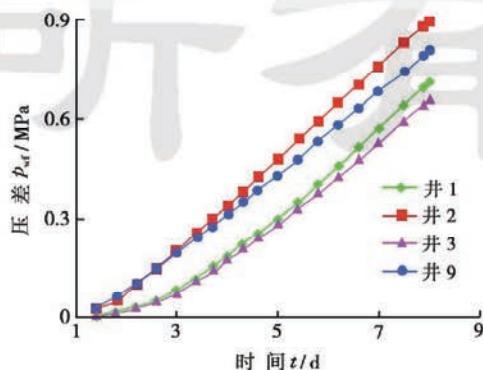


图 4 观测井压力差拟合曲线

Fig. 4 The match curves of pressure difference in observation well

两条曲线几乎重合在一起,生产压差曲线也能拟合,说明计算结果正确。

4 结 论

(1) 将地质统计学方法引入到油气藏参数识别中,以井点已知信息为条件,建立了油藏参数初始分布和概率密度函数。在数学模型的目标函数中考虑了动、静态信息,从后验协方差矩阵估算油藏参数和估计了油藏的不确定性。

(2) 将静态和动态数据结合起来,以油藏事先确定的个别井点参数为基础。建立了最优化目标函数,提出了一种有效反求低渗透油藏参数的方法。多次计算结果表明,该方法收敛性好,确定的渗透率场较孔隙度场更准确,算例和实际应用结果表明此方法是可行的。

(3) 采用动态和静态相结合的方法进行全油气藏参数描述,其结果可以直接用于油气藏数值模拟计算和数值模拟自动拟合分析,该方法也可以类似地推广应用到油水两相流模型、油气水三相流模型、聚合物驱模型和稠油热采模型等。

参 考 文 献

- [1] 陆建林,李国强,樊中海.高含水期剩余油分布研究[J].石油学报,2001,22(5):48-52.
- [2] Sagar R K, Kelkar M G, Thompson L G. Reservoir description by

- integrating well test data and spatial statistics[J]. SPE Formation Evaluation, 1995, 23(4): 267-274.
- [3] 程时清.低渗透非均质油藏考虑启动压力梯度的敏感系数计算方法[J].应用数学与力学,2002,23(6):635-642.
- [4] Reynolds A C, He Nanqun, Chu L, et al. Reparameterization techniques for generating reservoir description conditioned to variograms and well-test pressure data[J]. SPEJ, 1996, 34(4): 145-154.
- [5] Holden L E. Use of well test data in stochastic reservoir modeling[R], SPE 30591, 1995: 22-25.
- [6] Bonef-Cunha L, Oliver D S R, Redner A, et al. A hybrid markov chain monte carlo method for generating permeability fields conditioned to multiwell pressure data and prior information[J]. SPEJ, 1998, 36(3): 261-271.
- [7] He Nanque, Reynolds A C, Oliver D S, et al. Three-dimensional reservoir description from multiwell pressure data and prior information[J]. SPEJ, 1997, 35(3): 312-327.
- [8] Chen W H, Gavalas G R, Seinfeld J H, et al. A new algorithm for automatic history matching[J]. SPEJ, 1974, 14(12): 593-608.
- [9] Landa J L, Horne R N, Kame M M. Reservoir characterization constrained to well test data: A field example[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2000, 3(4): 325-334.
- [10] 石玉梅,刘雯林,姚逢昌.用地震法监测水驱薄互层油藏剩余油的可行性[J].石油学报,2003,24(5):52-56.
- [11] 程时清,李相方,张盛宗,等.油藏渗流反问题研究与进展[J].水动力学研究与进展,2002,18(1):98-104.

(收稿日期 2005-04-14 改回日期 2005-06-22 编辑 孟伟铭)

青海油田将建成高原千万吨级油气田

未来5年,我国油气的需求会更加旺盛。作为甘肃、青海、西藏三省区重要的能源供应基地,青海油田将加大柴达木盆地的油气勘探开发力度,力争在“十一五”末建成高原千万吨级油气田。

青海油田的勘探开发领域位于柴达木盆地,是我国陆上最为艰苦的油田之一。在“十五”期间,青海油田实现了柴达木油气事业的新发展,上交油气三级储量639亿t,生产油气1805万t,炼油化工实现产值101亿元,原油年加工量上升到95万t。特别是,通过涩宁兰输气管道,把天然气输送到了西宁、兰州,从根本上解决了这两个城市的污染问题,让人民群众真正感受到了人与环境的和谐。

“十一五”期间,我国国民经济将继续保持平稳较快发展的态势,随着经济的发展,我国能源消耗将有明显的增长,油气的需求会更加旺盛。“十一五”规划纲要明确提出了要加快柴达木盆地的油气勘探开发力度。青海油田要在柴达木的油气勘探上实现突破,找到有一定规模的优质油气储量,增强油田的发展后劲。今年油气产量将达到485万t,力争在“十一五”末实现油气产量1000万t,建成高原上的千万吨级油气田,为甘肃、青海和西藏自治区的发展提供能源支持。

摘自《石油综合信息》