

文章编号: 1000-0887(2002) 06-0563-06

垂直裂缝气井生产动态预测及参数识别^{*}

郭大立¹, 刘慈群², 赵金洲³

- (1 西南石油学院 计算机科学学院, 四川南充 637001;
2 中国科学院 渗流流体力学研究所, 河北廊坊 065007;
3 西南石油学院 研究生院, 四川南充 637001)

(本刊编委刘慈群来稿)

摘要: 为了摆脱分析解释水力压裂裂缝参数时选择图版的繁复工作和克服人为的误差, 在引入非达西因子的基础上, 考虑裂缝导流能力在生产过程中的变化, 提出了垂直裂缝气井中真实气体在地层-裂缝系统中非达西渗流的数学模型和生产动态预测模型, 建立了识别垂直裂缝气井水力裂缝参数的生产历史自动拟合模型, 并给出了数值解法, 为认识和了解气层、分析和评估气井压裂施工质量, 提供了准确可靠的方法。

关键词: 气井; 压裂; 非达西渗流; 裂缝导流能力; 参数识别; 自动拟合
中图分类号: TE357.1 文献标识码: A

符号说明

| | |
|---|---|
| B —地层流体体积系数, 无因次; | P_c —裂缝闭合压力, MPa; |
| d_{BHN} —地层岩石布氏硬度, kg/mm^2 ; | P_F —地层破裂压力, MPa; |
| C_{fi} —裂缝流体综合压缩系数, $(\text{MPa})^{-1}$; | P_f —裂缝压力, MPa; |
| C_p —裂缝单位面积上的单层砂重, kg/m^2 ; | P_i —原始地层压力, MPa; |
| C_t —地层流体综合压缩系数, $(\text{MPa})^{-1}$; | P_{wf} —井底压力, MPa; |
| h —气层厚度, m; | Q_i^{obs} —生产过程中实测的第 i 点井产量, m^3/d ; |
| K —地层渗透率, μm^2 ; | W_f —裂缝宽度, m; |
| K_f —裂缝渗透率, μm^2 ; | x_e, y_e —供液或封闭边界距离, m; |
| $(K_f W_f)_D$ —无因次导流能力; | Z —天然气压缩因子, 无因次; |
| L —支撑剂铺设层数; | δ —非达西流因子, 无因次; |
| L_f —裂缝单翼长度, m; | μ —流体粘度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; |
| N —实测井产量的点数; | ϕ —地层孔隙度, 无因次; |
| P —地层压力, MPa; | ϕ_f —裂缝(支撑剂)孔隙度, 无因次。 |

* 收稿日期: 2001_07_03; 修订日期: 2002_01_21

作者简介: 郭大立(1967—), 男, 四川人, 副教授, 硕士(E-mail: guodali@sina.com);
刘慈群(1930—), 男, 江苏人, 研究员, 博士生导师。

引言

天然气是一种洁净高效的优质燃料,又是一种用途广泛的有机化工原料。由于其具有环保和经济的双重意义,天然气工业正在加速发展,天然气在一次能源结构中的比重不断上升。目前,我国天然气产量约为 $2.2 \times 10^{10} \text{ m}^3$,据预测,到2010年天然气需求量为 $1.1 \times 10^{11} \text{ m}^3$,2020年将达到 $1.9 \times 10^{11} \text{ m}^3$ 。

作为低渗透气田增储上产的首选措施,水力压裂在老气田稳产高产和新气田勘探开发中发挥着日益重要的作用,而水力压裂的效果在很大程度上取决于对地层情况的认识 and 了解。目前,虽然水力压裂在理论、设备、工艺等各方面都有了很大发展,但仍存在不少问题,例如压裂后地下裂缝的几何尺寸、裂缝导流能力等还缺乏准确方便的测试方法和解释技术。随着油气藏压裂技术的发展和运用,压后分析评估技术受到广泛重视,相应的测试方法和解释技术也需进一步发展和完善。

压后分析评估技术主要包括裂缝延伸模拟^[1]、压后压降分析解释技术^[2~3]、微地震测试和试井分析^[4~9]等。但由于现场缺乏直接测量水力裂缝参数的方法和手段,地下真实裂缝参数不得而知,各种方法只是从不同角度去映证同一问题,因此导致了认识和了解地层、分析和评估压裂施工质量的很大困难。

1 生产动态预测

垂直裂缝气井生产动态预测是通过建立裂缝_地层中天然气渗流数学模型,并加以数值求解来进行的。

1.1 模型的建立

研究带人工裂缝的气藏平面渗流系统,矩形等厚气藏中心有一口完善井,经压裂后形成以井轴对称的双翼垂直裂缝,裂缝高度等于气层厚度,则当不考虑毛细管力和重力作用、裂缝宽度远小于裂缝单翼长度时,真实气体在地层中的流动可归结为下列渗流数学模型:

地层系统方程

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{KP}{\mu Z} \frac{\partial P}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{KP}{\mu Z} \frac{\partial P}{\partial y} \right) = \frac{\phi C_t P}{Z} \frac{\partial P}{\partial t}; \quad (1)$$

初始条件

$$P|_{t=0} = P_i; \quad (2)$$

边界条件

$$\begin{cases} K \frac{\partial P}{\partial x} |_{x=0} = 0, P|_{x=x_e} = P_e (\text{或 } \frac{\partial P}{\partial x} |_{x=x_e} = 0), \\ P|_{y=0} = P_f, P|_{y=y_e} = P_e (\text{或 } \frac{\partial P}{\partial y} |_{y=y_e} = 0). \end{cases} \quad (3)$$

水力压裂后,气藏中产生高导流能力裂缝,使气流入井的阻力大大降低,裂缝中的渗流规律发生显著变化,气流入井的动态由达西流变为非达西流,从而影响气井生产动态。为描述非达西流,采用 Forchheimer 提出的非达西流二次方程,引入非达西因子 δ ,天然气在裂缝中的流动可归结为下列渗流数学模型:

裂缝系统方程

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\delta \frac{K_f P_f}{\mu Z} \frac{\partial P_f}{\partial x} \right) + \frac{2KP}{\mu Z W_f} \frac{\partial P}{\partial y} \Big|_{y=0} = \frac{\phi_f C_{t_f} P_f}{Z} \frac{\partial P_f}{\partial t}; \quad (4)$$

初始条件

$$P_f|_{t=0} = P_i; \quad (5)$$

边界条件

$$P_f|_{x=0} = P_{wf}, \quad K_f \partial P_f / \partial x|_{x=L_f} = 0 \quad (6)$$

当考虑裂缝导流能力在生产过程中的变化时, 裂缝渗透率可表示为

$$K_f = K_f(A, P_f, W_f), \quad (7)$$

式中, A 为与裂缝单位面积上的铺设浓度、地层性质、支撑剂性质有关的参数。这是因为随着压裂井的生产, 裂缝和地层的压力将逐渐减小, 导致闭合压力增大, 进而影响裂缝导流能力。裂缝闭合压力是指开始张开一条已存在的裂缝所必须的流体压力或裂缝恰好保持不致于闭合所需要的流体压力, 当考虑气井在生产过程中的影响时, 可由破裂压力减去裂缝内的流动压力确定

$$P_c = P_F - P_f \quad (8)$$

导流能力随闭合压力的变化关系, 采用 Vlis 在大量实验基础上提出的半经验计算公式, 即

$$K_f W_f = 6.246 C_p L \left[\frac{17500}{142 P_c + a} \right]^8 \left[1 + \frac{b}{e^{L-1}} \ln d_{HN} \right], \quad (9)$$

式中, 常数 a 、 b 的取值依支撑剂的物理性质(主要是支撑剂的粒径)而定。

1.2 模型的数值解法

由于地层和裂缝关于井轴对称, 且裂缝缝口和裂缝壁面附近的压力变化较大, 因此为简化计算, 以地层的四分之一为研究单元, 并采用变步长网格, 在裂缝缝口和裂缝壁面附近加密网格, 对地层系统渗流数学模型采用交替方向隐式格式, 对裂缝系统渗流数学模型采用预测_校正格式进行迭代求解。即首先选取裂缝压力的初始迭代值(例如可选取前一时刻的裂缝压力为初始迭代值), 然后按顺序用交替方向法解地层系统渗流数学模型和用预测_校正法解裂缝系统渗流数学模型, 又可得到裂缝压力的值, 最后以得到的裂缝压力值作为新的迭代值, 反复迭代即可求解。实际计算表明, 迭代是收敛的, 通常情况下经过 3 次迭代, 便可以得到满意的结果。

2 参数识别

虽然地层和水力压裂参数不能直接测量, 但生产过程中产量和压力的变化反映了裂缝本身及其周围地层的情况, 因此可以利用生产过程中的产量和压力数据分析并求出有关参数。其研究方法是把地层和裂缝作为一个系统, 以生产过程中实测的产量为拟合目标, 通过调节参数, 使目标函数达到最小, 从而求出水力裂缝参数。

2.1 模型的建立

为表达方便, 当考虑裂缝导流能力在生产过程中的变化时, 识别参数(地层渗透率、裂缝渗透率、裂缝长度和裂缝宽度)写成

$$\beta = (K, A, L_f, W_f)^T \quad (10)$$

识别水力裂缝参数是以生产过程中实测的产量或井底压力为拟合目标, 通过调节参数, 使目标函数达到最小, 进而求出水力裂缝参数。因此, 取最优化问题的目标函数为最小二乘形式, 当以生产过程中实测的产量为拟合目标时, 得到下列目标函数

$$J(\beta) = \sum_{i=1}^N \left[Q_i^{obs} - \frac{2K_f W_f h \partial P_f}{\mu B \partial x} \Big|_{x=0} \right]^2 \quad (11)$$

为保证极小化目标函数时有整体唯一解, 预先给定两组经验值 β_{min} 和 β_{max} , 满足

$$\beta_{\min} \leq \beta \leq \beta_{\max} \quad (12)$$

综上所述, 认别水力裂缝参数的问题归结为下列最优化模型

$$\min J(\beta), \quad (13)$$

$$\text{s. t. } C(\beta) \geq 0 \quad (14)$$

2.2 模型的最优化算法

最优化模型(13)~(14)的目标函数是非线性的、约束函数是线性的, 本文采用逐步二次规划法(SQP法)求解该模型。逐步二次规划法是求解非线性约束优化问题的有效方法^[10]。为此, 定义 Lagrange 函数

$$L(\beta, \lambda) = J(\beta) - \lambda^T C(\beta), \quad (15)$$

式中, λ 为 Lagrange 乘子。以 β_k, β_{k+1} 分别表示极小值点的第 $k, k+1$ 次近似, 令第 k 次的下降方向 $d_k = \beta_{k+1} - \beta_k$, 将上述 Lagrange 函数在 β_k 处展开成 Taylor 级数, 并略去二阶以上高阶项得到

$$L(\beta_{k+1}, \lambda_k) = L(\beta_k, \lambda_k) + \cdot^{\beta} L(\beta_k, \lambda_k)^T d_k + 0.5(d_k)^T B_k d_k, \quad (16)$$

式中, $\cdot^{\beta} L(\beta_k, \lambda_k)^T$ 为梯度向量, $B_k = \cdot^{\beta} L(\beta_k, \lambda_k)$ 为 Hesse 阵的近似。同时, 约束函数 $C(\beta)$ 也在 β_k 处展开, 得到

$$C(\beta_{k+1}) = C(\beta_k) + \cdot^{\beta} C(\beta_k) d_k \quad (17)$$

由此, 最优化模型(13)~(14)的算法可描述为:

步1 给定精度 ε , 初始迭代值 β_0 , 初始正定阵 B_0 (可取为单位阵), 并令 $k = 0$;

步2 构造下列二次规划子问题, 求出 d_k 和 λ_k

$$\min \left\{ \cdot^{\beta} J(\beta_k)^T d_k + 0.5(d_k)^T B_k d_k \right\}, \quad (18)$$

$$\text{s. t. } C(\beta_k) + \cdot^{\beta} C(\beta_k) d_k \geq 0; \quad (19)$$

步3 利用线搜索, 以 d_k 为搜索方向, 求出新的极小值点 $\beta_{k+1} = \beta_k + \alpha_k d_k$;

步4 修正 B_k , 得到 B_{k+1}

$$B_{k+1} = B_k + y_k y_k^T / s_k^T y_k - B_k s_k s_k^T B_k / s_k^T B_k s_k, \quad (20)$$

式中 $y_k = \cdot^{\beta} L(\beta_{k+1}, \lambda_k) - \cdot^{\beta} L(\beta_k, \lambda_k)$, $s_k = \beta_{k+1} - \beta_k$;

步5 如果满足 $\|d_k\| \leq \varepsilon$, 则计算停止; 否则修正 B_k , 令 $k = k + 1$, 转步2。

3 算例与分析

对于上述模型和方法, 研制了一套 Windows 环境下的识别水力裂缝参数的软件, 进行了大量实例计算和分析。由于现场缺乏直接测量水力裂缝参数的方法和手段, 地下真实裂缝参数不得而知, 但软件的计算结果与裂缝延伸模拟^[1]、压后压降分析解释技术^[2~3]和微地震测试的结果甚为吻合, 从不同角度映证了同一问题, 说明了上述模型和方法的可靠性和适用性。

作为一个算例, 本文处理文献[4](Agawal)中完整光滑的试井数据, 拟合结果与各种方法的拟合结果均较为吻合, 见表1。但作为另一个算例, 对于四川某气井的实际生产数据, 由于在气井生产过程中各种实际情况的发生, 加之裂缝导流能力随生产过程而变化, 地层微粒随流体运移堵塞孔隙而造成地层渗透率下降等各种因素的影响, 使得实际生产数据既不完整也不光滑。对于这种典型的实际生产数据, 利用本文提出的模型和方法, 分别考虑缝导流能力随生产过程不变化和变化的情形, 得到的拟合结果见表2和图1。由表2和图1可以看出本文提出的模型和方法的可靠性和准确性, 同时对比考虑裂缝导流能力随生产过程变化和不变化的拟

合结果也说明了考虑裂缝导流能力随生产过程变化的必要性和重要性。

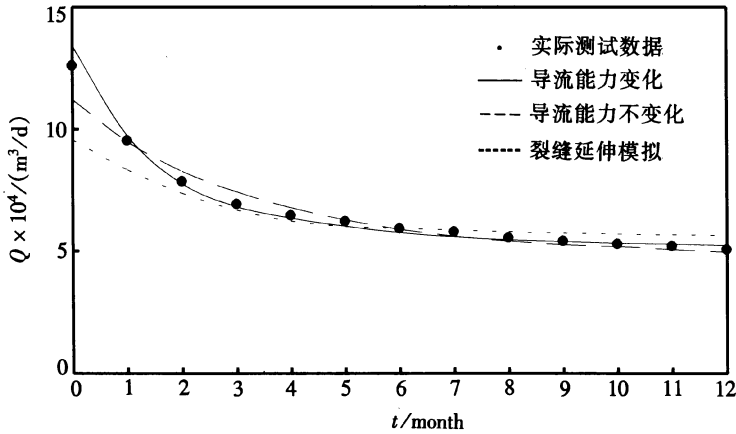


图1 实际生产数据的拟合情况

表1 文献[4]中数据的拟合结果

| 参数 | 文献[4] | 文献[9] | 本文 |
|---------------|--------|--------|--------|
| L_f/m | 221.6 | 237.8 | 222.7 |
| $(K_f W_f)_D$ | 50 | 50 | 49.6 |
| $K/\mu m^2$ | 0.0081 | 0.0087 | 0.0080 |

表2 实际生产数据的拟合结果

| 参数 | 裂缝延伸模拟 | 导流能力不变化 | 导流能力变化 |
|----------------------------|---------|---------|---------|
| L_f/m | 276.5 | 292.4 | 283.2 |
| $K_f W_f/\mu m^2 \cdot cm$ | 21.5 | 28.6 | 23.1 |
| $K/\mu m^2$ | 0.00045 | 0.00028 | 0.00037 |

4 结 论

1) 提出了以垂直裂缝气井生产历史资料为拟合目标,自动识别水力裂缝参数的模型和方法。由于它不需进行专门的测试,不影响气井的正常生产,便于推广应用,可起到比其他方法更好的作用。

2) 在引入非达西因子的基础上,考虑裂缝导流能力在生产过程中的变化,建立了垂直裂缝气井中真实气体在地层-裂缝系统中非达西渗流的数学模型和生产动态预测模型,并以变步长网格,对地层系统渗流数学模型采用交替方向隐式格式,裂缝系统渗流数学模型采用预测-校正格式进行了迭代求解。模型既可用于压裂前预测气井压后生产动态,也可用于压裂后分析和评估压裂施工质量。

3) 以生产过程中实测的井产量为拟合目标,建立了识别水力裂缝参数的生产历史自动拟合模型,并用逐步二次规划法进行了求解,为认识和了解地层,分析和评估压裂施工质量,提供了准确可靠的方法。

4) 对于完整光滑的试井数据, 各种方法的拟合结果都较为吻合; 但实际生产数据的拟合情况说明了本文提出的模型和方法的可靠性和准确性。

[参 考 文 献]

- [1] 郭大立, 纪禄军, 赵金洲, 等. 煤层压裂裂缝三维延伸模拟及产量预测研究[J]. 应用数学和力学, 2001, 22(4): 337—344.
- [2] 郭大立, 陈汶斌, 赵金洲. 压裂后压力递减分析新方法[J]. 石油钻采工艺, 1997, 19(4): 70—73.
- [3] 张平, 郭大立, 陈汶斌, 等. 压裂后压力测试资料分析解释技术[J]. 天然气工业, 1997, 17(5): 55—57.
- [4] Agawal R G, Carter R D, Pollock C B. Evaluation and performance prediction of low permeability gas wells stimulated by massive hydraulic fracturing[J]. J Pet Tech, 1979, 31(3): 362—372.
- [5] Gringarten A C, Ramey H J J, Raghavan R. Applied pressure analysis for fractured wells[J]. J Pet Tech, 1975, 27(7): 887—892.
- [6] Cinco H, Samaniego F, Dominguez N. Transient pressure behavior for a well with a finite conductivity vertical fracture[J]. Soc Pet Eng J, 1978, 18(8): 253—264.
- [7] Cinco H, Samaniego F. Transient pressure analysis for fractured wells[J]. J Pet Tech, 1981, 33(9): 1749—1766.
- [8] 刘慈群. 在双重孔隙介质中有限导流垂直裂缝井的非牛顿流体试井分析方法[J]. 石油学报, 1990, 11(4): 61—67.
- [9] 陈建新, 王鸿勋. 识别水力裂缝参数的曲线自动拟合法[J]. 石油学报, 1992, 13(1): 69—78.
- [10] 袁亚湘. 非线性规划数值方法[M]. 上海: 上海科学技术出版社, 1993.

Dynamic Production Prediction and Parameter Identification for Gas Well With Vertical Fracture

GUO Da-li¹, LIU Ci-qun², ZHAO Jin-zhou³

(1. Department of Computer Science, Southwest Petroleum Institute,
Nanchong, Sichuan 637001, P R China;

2. Institute of Porous Flow and Fluid Mechanics, Chinese Academy of Sciences,
Langfang, Hebei 065007, P R China;

3. Department of Post Graduate, Southwest Petroleum Institute, Nanchong,
Sichuan 637001, P R China)

Abstract: In order to devoid the hard work and factitious error in selecting charts while analyzing and interpreting hydraulic fracturing fracture parameters, on the basis of the non-Darcy flow factor, this paper put out the non-Darcy flow mathematical model of real gas in the formation and fracture, established the prodution history automatic matching model to identify fracture parameters, and offered the numerical solutions of those models, which took the variation of fracture conductivity in production process. These results offered a precise and reliable method to understand formation, analyze and evaluate the fracturing treatment quality of gas well.

Key words: gas well; fracturing; non-Darcy flow in porous media; fracture conductivity; parameter identification; automatic matching