

文章编号: 0253-9993(2008)05-0543-04

中高渗气藏压裂井产能预测及优化设计

黄广涛¹, 张士诚²

(1. 中国石化石油勘探开发研究院 油藏所, 北京 100083; 2. 中国石油大学(北京)石油天然气工程学院, 北京 102249)

摘要: 目前, 基于达西流动假设所进行的数值模拟对压裂气井生产动态的计算结果与实际相差较大. 为此, 在引入非达西因子的基础上, 推导建立了压裂气井中气体在地层-裂缝中非达西渗流的数学模型, 采用有限差分法求解了数学模型, 模拟计算了不同裂缝参数和地层参数下的气井产量. 计算表明, 压裂气井中存在的非达西渗流对气井产量有显著影响; 使用正交试验方法可快捷、准确地优选出最优的压裂方案.

关键词: 气藏; 压裂; 产能预测; 优化设计

中图分类号: P618.130.25 文献标识码: A

Capacity prediction and optimization project on fractured well in medium-high permeability reservoir

HUANG Guang-tao¹, ZHANG Shi-cheng²

(1. Reservoir Engineering Department, Sinopec Exploration and Production Research Institute, Beijing 100083, China; 2. Institute of Oil and Gas Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China)

Abstract: Non-Darcy effect exists in the course of production in fractured gas well. Current calculated results from numerical simulation based Darcy flow condition have a big difference with real output. So introduced non-Darcy factor and built a mathematic model which described non-Darcy flow between formation and fracture in fractured gas well, then through finite difference method solved this mathematic model, and computed gas output in different fracture parameter and formation parameter. The result appears that non-Darcy flow in fractured well has an obvious effect on gas output. And it optimizes the fracturing project with cross experimental method which can help gas well project design.

Key words: gas reservoir; fracture; capacity prediction; optimization project

压裂作为一种增产措施已在低渗透气藏及煤层气开发中得到了广泛应用. 为了进一步提高中高渗透气藏的单井产量, 国外对这类气藏实施了端部脱砂压裂, 达到了气井增产和防砂的双重作用. 在参考国外成功经验的基础上, 国内近几年也在陆上中高渗透气藏成功地开展了早期工艺试验. 但是在进行压后产能预测时, 由于常规模型很少考虑气体在地层和人工裂缝内的非达西渗流问题, 导致预测的压裂井产量偏大, 从而给制定压裂方案和经济评价等工作带来了一定的误差. 非达西流在压裂气井生产过程中普遍存在, 特别在井眼附近的支撑裂缝中尤为剧烈^[1~3]. Wattenbarger, Holditch Guppy, Ephraim^[4~7] 等人在低渗透气藏压裂气井的非达西流动数值模拟方面取得了一定的成果. 本文建立了中高渗气藏考虑裂缝和地层高速非达西效应的压裂气井数值模拟模型, 并进行了实例对比计算, 对压裂气井生产动态预测和气藏压裂方案设计进行了深入的研究.

1 地层 - 裂缝非达西渗流数学模型

1.1 假设条件

建立的油藏模型如图 1 所示. 基本假设: ① 矩形气藏中心一口生产井, 产层水平均质等厚, 渗透率各向异性; ② 有限导流能力的裂缝两翼以井筒为轴对称分布, 裂缝的高度与储层厚度相同; ③ 地层和裂缝内单相气体的渗流服从 Forchheimer 二项式方程 (等温非达西流动); ④ 气井定压生产; ⑤ 忽略重力影响.

1.2 数学模型

1.2.1 地层内渗流模型

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(k_x \sigma_x \frac{\partial \psi}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(k_y \sigma_y \frac{\partial \psi}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(k_z \sigma_z \frac{\partial \psi}{\partial z} \right) = \phi \mu C \frac{\partial \psi}{\partial t},$$

式中, ψ 为真实气体的拟压力函数; k 为渗透率, m^2 ; ϕ 为孔隙度, 无因次; μ 为流体黏度, $Pa \cdot s$; σ 为非达西因子, 无因次; C 为压缩系数, Pa^{-1} ; t 为时间, s .

非达西因子定义为 $\sigma = (1 + \beta \rho k v / \mu)^{-1}$, 其中, β 为孔隙介质的孔隙度、渗透率、孔隙形状及其大小分布等特征的常数, 无因次; ρ 为气体密度, kg/m^3 ; v 为气体渗流速度, m/s . Alhussaing 和 Ramey 提出的拟压力公式^[8]为

$$\psi = 2 \int_{p_0}^p \frac{p}{\mu Z} dp,$$

式中, p_0 为某种标准压力, Pa ; Z 为气体偏差系数.

1.2.2 地层的边界条件

初始条件

$$\psi \Big|_{t=0} = 2 \int_{p_0}^p \frac{p}{\mu Z} dp = \psi_i.$$

外边界条件

$$\frac{\partial \psi}{\partial x} \Big|_{x=0} = 0, \frac{\partial \psi}{\partial x} \Big|_{x=L_x} = 0, \frac{\partial \psi}{\partial y} \Big|_{y=0} = 0, \frac{\partial \psi}{\partial y} \Big|_{y=L_y} = 0, \frac{\partial \psi}{\partial z} \Big|_{z=0} = 0, \frac{\partial \psi}{\partial z} \Big|_{z=L_z} = 0.$$

内边界条件

$$\psi \Big|_{x=0} = 2 \int_{p_0}^{p_{wf}} \frac{p}{\mu Z} dp = \psi_{wf} \quad (\text{定压}),$$

式中, ψ_i 为初始条件下气体拟压力; p_{wf} 为井底压力, Pa .

1.2.3 裂缝模型

对于裂缝, 由于缝宽很小, 建立裂缝模型时, 不考虑缝宽方向的流动.

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\sigma_{fx} \frac{\partial \psi_f}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\sigma_{fz} \frac{\partial \psi_f}{\partial z} \right) + \frac{q_i}{k_f} = \frac{\phi_f \mu_f C_f}{k_f} \frac{\partial \psi_f}{\partial t},$$

式中, 下标 f 为裂缝系统相应的参数; q_i 为地层系统与裂缝系统流量交换.

1.3 非达西因子的求法

将运动方程 $\mathbf{v}_x = -\sigma \frac{k_f}{\mu} \nabla P_f$ 代入 Forchheimer 方程^[9], $\nabla P_f = -[(\mu/k_f)\mathbf{v} + \rho\beta|\mathbf{v}|\mathbf{v}]$, 得到裂缝内的

非达西因子为

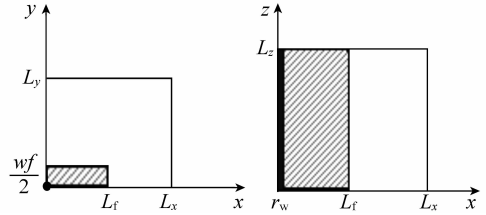


图 1 压裂后的气井模型

Fig. 1 Gas well model after fracturing

L_f ——裂缝长度, w_f ——裂缝宽度; r_w ——井筒半径; L_x, L_y, L_z ——矩形油藏在 x, y, z 方向的延伸范围

$$\sigma_f = \left[-1 + \sqrt{1 + 2\beta \frac{M}{RT} \left(\frac{k_f^2}{\mu} \right) \nabla \psi_f} \right] / \left[\beta \frac{RT}{M} \left(\frac{k_f^2}{\mu} \right) \nabla \psi_f \right],$$

式中, M 为气体分子量, kg/mol ; T 为绝对温度, K ; R 为气体常数, $R = 0.008\ 471\ \text{MPa} \cdot \text{m}^3 / (\text{kmol} \cdot \text{K})$.

采用和裂缝非达西因子相同的处理方法, 可求出地层的非达西因子 $\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z$. 根据文献 [10] 的大量实验, 建立了地层中 β 系数与渗透率、孔隙度的经验公式, 即 $\beta = 0.005 / (\phi^{5.5} k^{0.5})$.

2 实例计算及分析

2.1 不同裂缝参数产能预测

为使计算结果更加准确, 本文在处理地层-裂缝系统时将二者作为2套相对独立的系统考虑, 然后, 根据人工裂缝和气藏之间的接触面满足压力和流量相等, 将二者联立迭代求解. 基于上述模型和方法编制了模拟计算程序, 结合某气田的实际地层参数: 气层的有效厚度为 $6.0\ \text{m}$, 气层的平均渗透率为 $30 \times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$, 气层的平均孔隙度为 6.0% , 井筒半径为 $0.08\ \text{m}$, 气体压缩系数为 $0.002\ 6\ \text{MPa}^{-1}$, 地层压缩系数为 $2 \times 10^{-8}\ \text{MPa}^{-1}$, 地层原始压力为 $27\ \text{MPa}$, 水力裂缝宽度为 $0.004\ \text{m}$, 井底流压为 $22\ \text{MPa}$, 气层温度为 $333\ \text{K}$, 天然气比重为 0.61 , 进行了模拟计算分析.

在裂缝导流能力为 $20\ \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$ 条件下, 分别计算缝长比 (裂缝总长/井距) 为 $0, 0.05, 0.10, 0.15, 0.20, 0.25$ 时, 裂缝长度对气藏的生产动态的影响.

图2为不同裂缝长度下气井产量与生产时间的关系. 从图2可以看出, 裂缝缝长越长, 气井产量越高, 但增加的幅度越来越小. 这是因为气井经水力压裂后, 气体渗流速度快, 黏度低. 气流入井的动态由达西流变为非达西流, 这种现象在近井地带尤为明显. 而且, 缝长越大, 非达西现象越明显, 对产量的影响也越大, 产量增加的幅度也就越小.

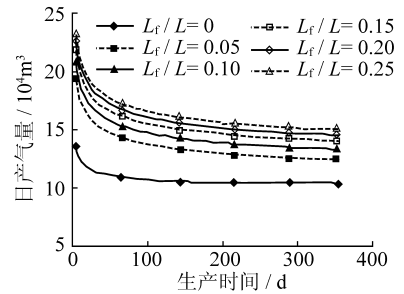


图2 裂缝长度对日产气量的影响
Fig. 2 Influenced of fracture length on daily gas output

2.2 考虑非达西效应的压裂参数优化

以某气田的实测地质数据为例, 具体参数见2.1节. 由于该区块分布有多种气层有效厚度和地层渗透率, 不同地层参数分布组合在不同生产参数下, 除了要考虑单一因素影响外, 还要考虑多因素之间共同作用的影响, 因此, 把对产能影响较大的气藏有效厚度、地层渗透率、生产压差、裂缝缝长以及裂缝导流能力5个参数按照正交化表格的要求, 设计了5因素4水平共16个方案的正交优化 (表1), 按照正交表格的参数组合进行产能预测和评价, 最后把多因素共同作用下的模拟结果进行排序, 从而决定出最佳方案.

表1 方案正交优化 $L_{16}(4^5)$

Table 1 Cross experimental optimization project $L_{16}(4^5)$

方案号	气层有效厚度/m	地层有效渗透率/ $(10^{-3}\ \mu\text{m}^2)$	缝长比/m	生产压差/MPa	导流能力/ $(\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm})$	方案号	气层有效厚度/m	地层有效渗透率/ $(10^{-3}\ \mu\text{m}^2)$	缝长比/m	生产压差/MPa	导流能力/ $(\mu\text{m}^2 \cdot \text{cm})$
1	3	10	0.05	3.0	20	9	9	10	0.15	6.0	30
2	3	30	0.10	4.0	30	10	9	30	0.20	5.0	20
3	3	60	0.15	5.0	40	11	9	60	0.05	4.0	50
4	3	100	0.20	6.0	50	12	9	100	0.10	3.0	40
5	6	10	0.10	5.0	50	13	12	10	0.20	4.0	40
6	6	30	0.05	6.0	40	14	12	30	0.15	3.0	50
7	6	60	0.20	3.0	30	15	12	60	0.10	6.0	20
8	6	100	0.15	4.0	20	16	12	100	0.05	5.0	30

按照正交化表格内的设计方案,对多因素作用下的产能进行计算.根据多因素共同作用时计算的结果,作出不同参数组合时年累积产气量曲线,如图 3 所示.

从上面正交优化表格中的计算结果排序可以看出:在 5 种因素相互影响下,产能不仅仅受到单一因素的影响,而且受多因素的共同作用.在上面计算结果中,方案 16, 15, 12, 11, 8 都具有较高的产量,这些参数组合的效果相对较好.从计算结果对比也可以看出,并非各个参数都要达到最大时才能取得较好的产能,只要参数组合得当,部分参数适当降低也可以产生较好的效果,这样从经济角度来看也是非常好的.这个排序对该区块遇到不同地质组合情况的时候进行优化设计具有一定指导意义.

3 结 论

(1) 建立的压裂气井产能模拟程序考虑了地层和裂缝的非达西渗流,可以较好地预测压后气井产量,为压裂方案优化设计提供依据.

(2) 以增产量为目标,研究了中高渗透砂岩气藏条件下,缝长等敏感参数对产量的影响.结果显示,缝长越大,非达西现象越明显,对产量的影响也越大,产量增加的幅度也就越小.

(3) 采用正交试验的方法优化压裂方案,减少了数值模拟工作量.模拟结果表明:影响压裂井产量的地质和施工因素较多,并非各个参数都要达到最大时才能取得较好的产能,只要参数组合得当,部分参数适当降低也可以产生较好的效果.

参考文献:

- [1] 王鸿勋,张士诚.水力压裂设计数值计算方法基础[M].北京:石油工业出版社,1998.269~272.
- [2] 郭建春,赵金洲,阳雪飞.压裂气井非达西流动模拟研究[J].西南石油学院学报,1999,21(4):7~10.
- [3] Michael J Economides.油藏增产措施(第三版)[M].北京:石油工业出版社,2002.560~565.
- [4] Wattenbarger R A. Well test interpretation in vertical fractured gas wells [J]. JPT, 1969 (5): 625~632.
- [5] Holditch, Morse. The effects of Non-Darcy flow on the behavior of hydraulically fractured gas wells [J]. JPT, 1976 (10): 1120~1125.
- [6] Guppy K H. Non-Darcy flow in wells finite-conductivity vertical fractures [DB]. SPE8281, Oct., 1982: 1~7.
- [7] Ephraim A Ubani, Ronald D. Evans. Non-Darcy compressible flow of real gas in propped fracture [DB]. SPE11101, 1982: 1~3.
- [8] 李士伦.天然气工程[M].北京:石油工业出版社,2000.117~121.
- [9] Maloney D R, GallBL, Raible C J. Non-Darcy gas flow through propped fractures [DB]. SPE16899, 1987: 219~221.
- [10] Cooke C. Conductivity of fracture proppants in multiple layers [J]. JPT, 1973 (9): 1101~1103.

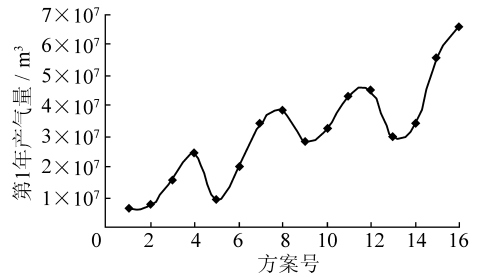


图 3 不同组合下各方案年累积产气量
Fig. 3 Accumulative gas output in a year in different parameter combination