

低渗透高含水砂岩气藏产能评价

位云生¹ 闫存章² 贾爱林¹ 何东博¹ 王慧¹

1. 中国石油勘探开发研究院 2. 中国石油天然气股份有限公司

位云生等. 低渗透高含水砂岩气藏产能评价. 天然气工业, 2011, 31(2): 66-69.

摘要 针对目前低渗透气藏气水同产井产能评价时遇到的问题, 依据渗流力学中气水两相不稳定渗流的基本方程, 采用气藏工程方法和改进的修正等时试井方法及热力学原理, 并考虑井下油嘴节流及气体高速非达西和滑脱效应的影响, 提出了低渗透高含水气藏的产能评价方法。该方法在理论推导的基础上, 对气水两相广义拟压力和修正等时试井方法进行了改进, 最后结合井下油嘴节流原理和气体通过油嘴时的滑脱效应方程, 利用热力学方法和数值分析方法, 求出气水同产井的产气能力及最大携液流量。根据模拟井数据, 分别用传统产能评价方法和上述方法进行了计算, 计算结果表明: 传统方法的计算值偏高, 而上方法的计算结果比较符合实际。这为低渗透高含水气藏下入井下节流器的气井的产能评价提供了新的思路。

关键词 低渗透气藏 高含水气藏 气水同产井 生产能力 井下节流 滑脱效应 评价

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2011.02.016

国内外对低渗透砂岩干气气藏或水气比很小的低渗透砂岩气藏的研究较多, 像鄂尔多斯盆地的苏里格气田, 美国 Texas 地区的 Bradford 和 Ellis Ranch 气田等, 这类气藏的产能评价方法比较成熟^[1-4]。但对于渗透率低、水气比高且下有井下油嘴的气水同产气井, 目前的产能评价方法无法满足实际的需要, 甚至无法评价。笔者从理论上探索低渗透含水砂岩气藏更合理的产能评价方法。

1 气水两相不稳定渗流产能方程及产能评价方法的改进

假设均质、水平、等厚、等温、各向同性和不可压缩圆形地层中 1 口气水同产井, 气水两相不存在质量交换, 忽略重力及毛细管力的影响, 基本服从达西定律, 考虑气体高速非达西和表皮系数等。

气水两相不稳定渗流二项式产能方程为:

$$\Psi_{ti} - \Psi_{wf} = Aq_i + Bq_i^2 \quad (1)$$

其中

$$A = \frac{2.12 \times 10^{-3} p_{sc} T}{KhT_{sc}} \left[\lg \left(\frac{8.085 \eta t}{r_w^2} \right) + 0.8686 S \right]$$

$$B = \frac{1.84 \times 10^{-3} p_{sc} T D}{KhT_{sc}}$$

低渗透气井产能评价通常采用的修正等时试井方法在理论上存在缺陷, 唐俊伟等人对修正等时试井方法进行修正和改进^[5]。笔者在此基础上进行了简化, 得到 4 个生产制度下生产时间末的广义拟压力表达式, 其归纳通式为:

$$\frac{\Psi_{ti} - \Psi_{wf}(t)}{q^n} - \Delta \Psi_n^* = m [\lg(t) + s^*] + Bq_{in} \quad (2)$$

其中

$$\Delta \Psi_n^* = \frac{m}{q_{in}} \sum_{j=2}^n q^{(n-j+1)} \lg \frac{2(j-1)+1}{2j-3+1} \quad (n > 1)$$

$$\Delta \Psi_n^* = 0 \quad (n = 1)$$

$$m = \frac{2.12 \times 10^{-3} p_{sc} T}{KhT_{sc}}$$

$$s^* = \lg \left(\frac{8.085 \eta}{r_w^2} \right) + 0.8686 S$$

生产刚刚达到拟稳态时的广义拟压力表达式为:

$$\frac{\Psi_{ti} - \Psi_{wf}(\Delta t_p)}{q^5} - \Delta \Psi_5^* = A + Bq_{i5} \quad (3)$$

基金项目: 国家重点基础研究发展规划(973 计划)项目(编号: 2007CB209506)。

作者简介: 位云生, 1979 年生, 工程师, 博士; 主要从事低渗透致密气藏开发与评价工作。地址: (100083) 北京市海淀区学院路 20 号 910 信箱鄂尔多斯分院。电话: (010) 83592519。E-mail: weiyun@petrochina.com.cn

其中

$$\Delta \Psi_5^* = \frac{m}{q^{15}} \sum_{j=2}^5 q^{(5-j+1)} \lg \frac{2(j-1)+\alpha_5}{2j-3+\alpha_5}$$

$$A = m[\lg(\Delta t_p) + s^*]$$

从第5次开井生产达到拟稳态的时间为 Δt_p , 故

$$\alpha_5 = \Delta t_p / t_0$$

将式(2)求出的 B 值和稳定点坐标代入式(3)即可得到二项式稳定产能方程系数 A 。将 A 、 B 值代入式(1)即可得到由气水混合液质量流量表示的二项式稳定产能方程。

2 考虑井下油嘴处滑脱效应的处理方法

低渗透高含水气藏气水同产时,为了提高气体举液能力,常在下入井下油嘴,这给气水同产井的产能评价带来很大困难。笔者考虑气体通过油嘴时的滑脱效应,结合气水混合液的质量流量(q),分析和计算受井下油嘴及滑脱效应影响的气水两相流的气、水分配关系^[6-9]。

假设流动是一维的,总质量流量不变,液相不可压缩,气相体积随压力的变化而变化,气体等熵膨胀。气水混合流的密度和多相流能量平衡方程为:

$$\frac{1}{\rho_m} = \left[\frac{x_g}{\rho} + \frac{R(1-x_g)}{\rho} \right] \left[x_g + \frac{1}{R}(1-x_g) \right] \quad (4)$$

$$\frac{dp}{\rho_m} = \frac{q^2}{2} \left[\frac{1}{\rho_m^2 A_2^2} - \frac{1}{\rho_m^2 A_1^2} \right] \quad (5)$$

$$\text{将式(4)代入式(5),并令 } r = \frac{p^2}{p^1}, \lambda =$$

$\frac{R(1-x_g)v_{L1}}{x_g v_{g1}}$, 整理得到:

$$q^2 = \frac{2000 C_b A_2^2 p^1 \left[\lambda(1-r) + \frac{n}{n-1}(1-r^{\frac{n-1}{n}}) \right]}{\Omega} \quad (6)$$

其中

$$\Omega = x_g v_{g1} (r^{-1/n} + \lambda)^2 \left[1 - \left(\frac{1+\lambda}{r^{-1/n} + \lambda} \right)^2 \left(\frac{A_2}{A_1} \right)^2 \right] \times \left[x_g + \frac{1}{R}(1-x_g) \right]$$

假设达到临界流速,则有 $\frac{d}{dr} \left(\frac{q^2 x_g v_{g1}}{A_2^2 p^1} \right) = 0$, 联立

式(6)整理得:

$$r_c^{-1/n} = \frac{\lambda(1-r_c) + \frac{n}{n-1}}{\frac{n}{n-1} + \frac{n}{2}(1+\lambda r_c^{1/n})^2 \left[1 - \left(\frac{1+\lambda}{r_c^{-1/n} + \lambda} \right)^2 \left(\frac{A_2}{A_1} \right)^2 \right]} \quad (7)$$

若 $r > r_c$, 则混合流处于亚临界状态,如在孔喉大的储层中或节流器尺寸较大的情况下,滑脱比用 Grolmes 和 Leung 滑脱模型计算。即

$$R = \omega \left(\frac{1-x_g}{x_g} \right)^{(a_1-1)} \left(\frac{\rho}{\rho_c} \right)^{(a_2+1)} \left(\frac{\mu}{\mu_c} \right)^{a_3} \quad (8)$$

反之,流动处于临界状态,如在小孔喉或节流器尺寸较小的情况下,滑脱比用 Schuller 等人推导的滑脱模型,其表达式为:

$$R = \sqrt{1 + x_g \left(\frac{\rho}{\rho_c} - 1 \right)} (1 + 0.6e^{-5x_g}) \quad (9)$$

3 求解方法

隐式方程主要采用试算和迭代等数学方法来求解,其具体求解步骤如下:

1) 赋 x_g 一初值,首先可求出 n 值,由式(7)可得气水滑脱比(R)与 r_c 的关系式。假设混合流体流动状态,可以确定气水滑脱比,进而可解出 r_c 值。

2) 比较 r_c 值与 r 值的大小,验证假设的流体流动状态。

3) 如果假设不正确,返回步骤1),赋 x_g 新值,重新计算;如果假设正确,即可暂时确定 n 、 R 、 λ 值,根据式(6)可求出 q 。

4) 与二项式产能方程求得的 q 比较,如果两者相等或差值很小,所赋 x_g 初值即为准确的气体质量分数,结合 q 即可求得气体体积流量;如果两者差值很大,转到步骤1),赋新 x_g 值,重新计算,直到差值满足误差要求。

4 模拟井分析

笔者依据广安须家河组气井的情况模拟了1口井,分别用传统不考虑水的产能评价方法和本方法进行计算和对比,并用本方法分析了各变量之间的关系。模拟井的基本情况:气层中部深度为1780 m,有效厚度为31.9 m,渗透率为0.68 mD,孔隙度为11.8%,原始地层压力为19.38 MPa,地层温度为339 K,井筒储集系数为0.002 06, $D=0.1 (10^4 \text{ m}^3/\text{d})^{-1}$, 气体偏差因子为0.846,井眼半径为0.1 m,压缩系数为0.052 MPa⁻¹,水黏度为0.308 mPa·s,气体黏度为0.02 mPa·s,表皮系数为2,地面气体密度为0.782 kg/m³,含水饱和度为48%,油嘴下深为1200 m,流量系数为0.75,油管内径为62 mm,油嘴直径为12 mm。修正等时试井测试数据见表1,计算结果见图1~4。

新的稳定产能方程为:

表 1 模拟井修正等时试井测试数据表

测试制度	测试时间 / h	产气量 / $\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$	产水量 / $\text{m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$	中部压力 / MPa	质量流量 / $\text{kg} \cdot \text{d}^{-1}$	广义拟压力 / $10^9 \text{ kg} \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{s}^{-1}$
压力恢复	240	0	0	19.383	0	17 741.98
第一次开钻	48	12 550	15.0	18.420	24 814.1	16 026.76
关井	48	0	0	19.148	0	17 315.37
第二次开钻	48	19 302	16.0	17.559	31 094.2	14 567.02
关井	48	0	0	19.023	0	17 090.57
第三次开钻	48	28 215	18.5	15.451	40 564.1	11 287.28
关井	48	0	0	19.233	0	17 469.08
第四次开钻	48	39 039	21.3	10.643	51 828.5	5 369.59
延长测试稳定点	240	15 000	12.0	17.800	23 730.0	14 968.59

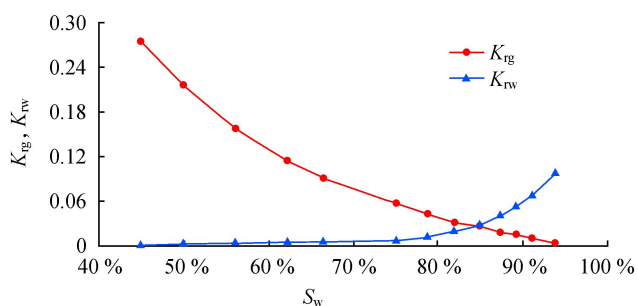


图 1 模拟井相渗曲线图

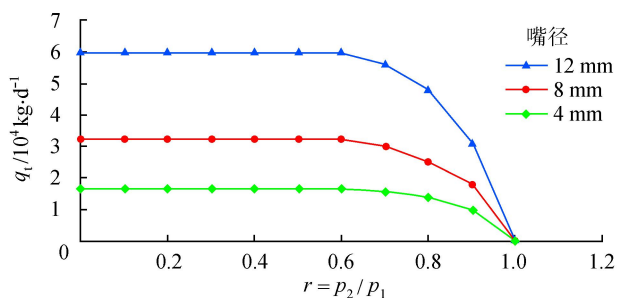


图 4 不同油嘴尺寸的嘴流动态图

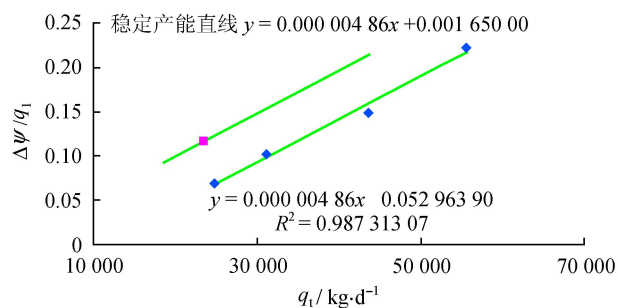


图 2 改进方法计算的稳定产能曲线图

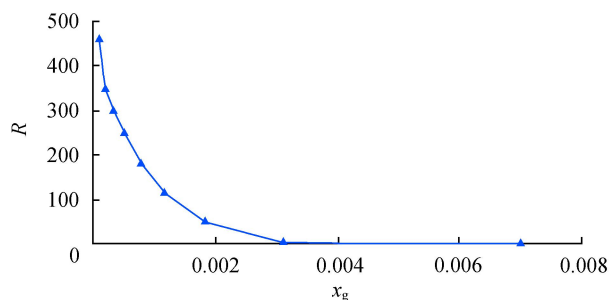


图 3 气体质量分数与滑脱比的关系图

$$\Psi_{ti} - \Psi_{wf} = 0.001 65 q_i + 0.000 004 86 q_i^2 \quad (10)$$

传统的产能方程为：

$$p_i - p_{wf} = 0.001 72 q_g + 0.000 000 147 q_g^2 \quad (11)$$

由式(10)可得 $q_{iAOF} = 59 738 \text{ kg/d}$,通过程序计算得到 $q_{gAOF} = 48 258 \text{ m}^3/\text{d}$, $q_{wAOF} = 22 \text{ m}^3/\text{d}$ 。而传统产能试井计算方法无法考虑水的影响,由式(11)得到 $q_{gAOF} = 50 361 \text{ m}^3/\text{d}$,结果明显偏高。

通过本方法也可得到滑脱比与气体质量分数的关系及嘴流动态(图 3、4)。

5 结论

1)低渗透含水气藏,渗透率低、水气比高,且气水同产,使用常规的产能评价方法无法满足实际的需要,甚至无法评价。

2)引入气水总质量流量、气水广义拟压力有效地解决了气水混合流产能评价的理论难题。

3)考虑了井下油嘴以及通过油嘴时的气体滑脱效应对气水产出的影响。

4)实例证明气体质量分数越小,通过节流器时气

体的滑脱效应越明显,气井产能越低;井下油嘴直径越小,滑脱效应越明显,气井的产能影响越小。

符 号 说 明

q_t 为气水两相总质量流量, $q_t = q_g \rho_{sc} + q_w \rho_{sc}$, kg/d; q_g 、 q_w 分别为产气量、产水量, m^3/d ; ρ_{sc} 、 ρ_{sc} 分别为标准状况下的气、水密度, kg/m^3 ; Ψ 为广义拟压力, $\Psi = \int_{0.1}^p \left(\frac{K_{rg}}{\mu_g} \rho_g + \frac{K_{rw}}{\mu_w} \rho_w \right) dp$, $10^9 \text{ kg}/(m^3 \cdot s)$; η 为气水两相导压系数, $\eta = \frac{K}{\varphi C_l} \left(\frac{K_{rg}}{\mu_g} \rho_g + \frac{K_{rw}}{\mu_w} \rho_w \right)$; K 为气层渗透率, mD; h 为气层厚度, m; r_w 为井半径, m; μ_g 、 μ_w 分别为气、水黏度, mPa·s; D 为惯性或紊流系数; S 为表皮系数; p_{sc} 为气体标准状态下的压力, MPa; T_{sc} 为气体标准状态下的, K; t_0 为等时间间隔, h; k 为等熵指数, $k = C_p/C_v = 1.3$; V_{vg} 为气体定容比热容, $kJ/(kg \cdot K)$; C_l 为液体比热容, $kJ/(kg \cdot K)$; x_g 为气体质量分数; r_c 为临界压力比; R 为气水滑脱比, $R > 1$; n 为气体多变指数, $n = \frac{x_g k C_{vg} + (1-x_g) C_l}{x_g C_{vg} + (1-x_g) C_l}$; A_1 、 A_2 分别为油管内截面和油嘴截面积, m^2 ; v_g 为气体比容, $v_g = 1/\rho_g$, m^3/kg ; v_l 为液体比容, $v_l = 1/\rho_l$, m^3/kg ; p_1 、 p_2 分别为井下节流器上、下流压力, MPa; T_1 、 T_2 分别为节流器上、下流温度, $^{\circ}C$; C_D 为流量系数; Simpson 等人给出经验值常数 $\omega = 1$ 、 $a = 1$ 、 $\alpha = -0.83$ 、 $\omega = 0$ 。

参 考 文 献

- [1] 杨景海,何风珍,邹艳华,等.利用不稳定试井资料确定气井动态产能方法研究[J].天然气工业,2007,27(3):95-96,105.
- [2] 王卫红,沈平平,马新华,等.低渗透气藏气井产能试井资料分析方法研究[J].天然气工业,2005,25(11):76-78.
- [3] 蒋凯军.气井不稳定产能评价方法[J].油气井测试,2003,12(1):1-3.
- [4] 贾永禄,聂仁仕,陈珂,等.考虑二次梯度影响的渗流模型与试井样版曲线[J].西南石油大学学报,2007,29(5):69-71.
- [5] 唐俊伟,陈彩红.修正等时试井资料分析新方法[J].石油勘探与开发,2004,31(1):97-99.
- [6] ALSAFRAN E M, KELKAR M G. Predictions of two-phase critical-flow boundary and bass-flow rate across chokes[J].SPE Production & Operations, 2009, 24(2): 249-256.
- [7] 刘鸿文,刘德平.井下油嘴节流机理研究与应用[J].天然气工业,1990,10(5):57-62.
- [8] 曾焱,陈伟,段永刚,等.井下节流气井的生产动态预测[J].西南石油大学学报:自然科学版,2009,31(6):110-112.
- [9] 王荧光,裴红,刘文伟,等.苏里格气田井下节流综合预测[J].天然气工业,2010,30(2):97-101.

(修改回稿日期 2010-12-06 编辑 韩晓渝)