

文章编号: 0253-9985(2009)02-0250-05

应用气井压力恢复资料确定产能的方法 ——以靖边气田为例

张宗林^{1,2}, 胡建国³

(1. 西北大学 地质系, 陕西 西安 710069 2. 中国石油天然气股份有限公司 长庆油田分公司, 陕西 西安 710021,
3. 中国石油化工股份有限公司 石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要: 天然气井绝对无阻流量是反映气井潜在产能的重要指标, 是科学、合理地确定气井产量的重要依据。气井绝对无阻流量通常由系统试井获得, 对于低渗透气藏, 用常规的系统试井方法确定二项式产能方程往往比较困难。在对气井产能二项式方程分析的基础上, 考虑储层类型及特性对产能试井资料的影响, 基于靖边气田 20 多口气井修正等时试井资料建立了应用压力恢复资料确定气井产能的经验方法, 经实例分析, 方法可行、有效。

关键词: 气藏; 气井; 产能试井; 压力恢复; 绝对无阻流量; 靖边气田

中图分类号: TE112.3 文献标识码: A

A method of determining deliverability with build-up data of gas wells — an example from the Jingbian gas field

Zhang Zonglin^{1,2}, Hu Jianguo³

(1 Department of Geology, Northwest University, Xi'an, Shaanxi 710069, China;

2 PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an, Shaanxi 710021, China;

3 PetroChina Research Institute of Exploration and Development, Beijing 100083, China)

Abstract Absolute open flow capacity of gas wells is a key index reflecting potential production capacity of gas wells. It is usually obtained by systematic well testing. For low-permeability reservoirs, however, it is difficult to define binomial deliverability equation through conventional systematic well testing. Based on analyses of binomial deliverability equation for gas wells and influences of reservoir types and characteristics on deliverability testing data, the modified isochronal testing data of over 20 wells in the Jingbian gas field were used to set up an empirical method for determining deliverability with build-up data. Field application shows that this method is feasible and effective.

Key words gas reservoir; gas well; deliverability testing; build-up; absolute open flow; the Jingbian gas field

天然气井的绝对无阻流量是反映气井潜在产能的重要指标, 是科学、合理地确定气井产量的重要依据。对气井产能的准确评价及单井生产规律的研究是编制气田开发规划部署、进行开发方案设计、开发动态分析、气井配产及开发方案调整的重要内容。气井产能评价的准确与否, 直接关系到井网部署、主体开发技术的优选、开发指标的预

测、地面管网的建设等一系列技术问题, 甚至导致气田开发决策的失误, 是衡量气田开发方案的操作性的关键指标。

通常的天然气井产能稳定试井评价方法, 包括多点回压试井、等时试井、修正等时试井以及单点试井^[1~6], 这些稳定试井方法都需要测得一个稳定的测试点。对于低渗透气藏要达到稳定通常

需要很长的时间, 有时甚至几个月都不能达到稳定^[7, 8]。另一方面, 在没有外界能量补充的前提下, 气井的地层压力在开发过程中不断下降, 因而要达到绝对的稳定是不可能的。同时, 由于受地层压力的准确度的影响, 常规的产能分析方法 (例如二项式产能分析方法) 有时会失效。因此, 由于稳定试井的某些局限性, 目前已有许多的应用不稳定试井确定 *IPR* 参数的方法。Mishra 和 Caudle^[9]将 Vogel^[10]提出的溶解气驱油藏无量纲 *IPR* 方程扩展到非压裂气井的稳定流动, 他们从二项式系数的定义出发, 根据压力恢复试井得到的地层及流体参数确定系数, 并建立了无量纲 *IPR* 方程用来进行气井产能预测。Chase 和 Alkandari^[11]将 Mishra 和 Caudle 的方法进一步推广至压裂气井, 应用 Monte Carlo 模拟器确定了无量纲 *IPR* 方程的参数。曾凡华等人^[12]推导了多产量下均质气藏不稳定压降方程, 提出了不稳定的产能方程和产能分析方法。陈淑芳^[13]则提出了将压力恢复试井与压力降落试井结合确定气井稳定产能的方法。这些应用不稳定试井法确定气井产能的方法在确定 *IPR* 方程的系数时, 总是要假定或确定气井的供给半径或试井达到边界反映的时间, 对于低渗透气藏, 也是难以准确确定的。本文基于气井二项式的理论分析与长庆靖边气田 20 多口气井修正等时试井资料的应用, 建立了应用压力恢复资料确定气井产能的方法。

2 方法

对于有限定容封闭气藏, 当气井的生产达到拟稳态之后, 气井的产能方程为:^[14]

$$q_g = \frac{2.714 \times 10^{-5} khT_{sc} (p_R^2 - p_{wf}^2)}{\bar{\mu}_g \bar{Z} T p_{sc} \left[\ln \frac{0.472 r_e}{r_w} + S + D q_g \right]} \quad (1)$$

式中: q_g ——气井的产量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$
 k ——气层有效渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$;
 h ——气层有效厚度, m;
 p_R ——地层压力, MPa
 p_{wf} ——井底流动压力, MPa
 p_{sc} ——地面标准压力, MPa
 T_{sc} ——地面标准温度, K;
 T ——气藏温度, K;

$\bar{\mu}_g$ ——在平均压力 $\bar{p} = (p_R + p_{wf})/2$ 下地层气体的粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$

$\bar{Z}$ ——在平均压力下地层气体的偏差因子;

r_e ——气藏供给半径, m;

r_w ——井底半径, m;

S ——表皮系数;

D ——非达西流动常数, $(10^4 \text{ m}^3/\text{d})^{-1}$ 。

将式 (1) 改写为常用的二项式形式:

$$p_R^2 - p_{wf}^2 = A q_g + B q_g^2 \quad (2)$$

式中:

$$A = \frac{3.684 \times 10^4 \bar{\mu}_g \bar{Z} T p_{sc}}{khT_{sc}} \left[\ln \frac{0.472 r_e}{r_w} + S \right] \quad (3)$$

$$B = \frac{3.684 \times 10^4 \bar{\mu}_g \bar{Z} T p_{sc}}{khT_{sc}} D \quad (4)$$

根据非达西流动常数 D 与湍流系数 β 的关系, 以及大量文献^[15~18]对湍流系数 β 随渗透率变化的统计, 可以得到非达西流动常数 D 具有以下通式:

$$D = \frac{a \gamma_g p_{sc} k^b}{h r_w \bar{\mu}_g T_{sc} R} \quad (5)$$

式中: a , b ——系数, 取决于气藏类型; γ_g ——天然气相对密度; R ——通用气体常数, $8.315 \times 10^{-3} (\text{kPa} \cdot \text{m}^3)/(\text{mol} \cdot \text{K})$ 。

将式 (5) 代入式 (4) 得:

$$B = \frac{3.684 \times 10^4 a \gamma_g \bar{Z} T p_{sc}^2}{R r_w k^{1-b} h^2 T_{sc}^2} \quad (6)$$

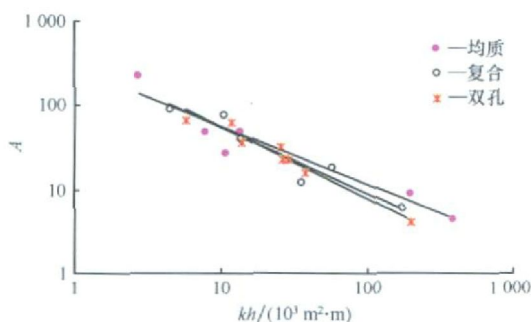
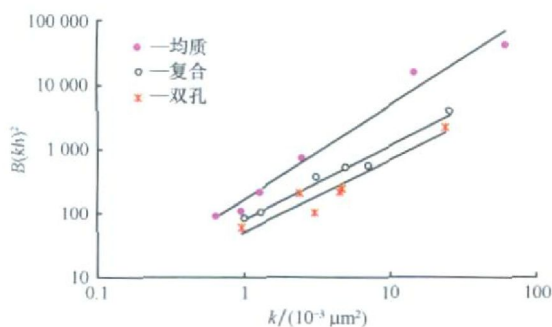
式 (6) 可变形为:

$$B (kh)^2 = \frac{3.684 \times 10^4 a \gamma_g \bar{Z} T p_{sc}^2 k^{1+b}}{R r_w T_{sc}^2} \quad (7)$$

对于一个确定的气藏全面开发后, 由于气藏储层及流体参数基本一致, 因此, 由式 (3) 可以看出, A 与地层系数 kh 成反比; 由式 (7) 可以看出, $B (kh)^2$ 与地层渗透率 k 成正比。下面对靖边气田勘探开发初期, 先后进行的 20 口井的修正等时试井资料分析, 进一步应用实际资料验证上述结论。

靖边气田奥陶系马家沟组属华北海相沉积, 马家沟组上部的马五段是马家沟组沉积厚度最大的一段地层, 经长期岩溶风化形成储集层, 其主力产层是马五¹, 其次是马五², 气层段埋藏深度 3 200~

3 700 m, 厚度为 1.4~13.7 m, 平均为 5.4 m, 岩性以白云岩为主, 夹灰岩、泥质岩及蒸发岩。气田气藏类型为岩性-地层气藏, 其储集类型主要为容孔-裂缝型为主, 其次为孔隙型和裂缝-微细孔型。下古储层物性平均孔隙度 6.6%, 渗透率 $2 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均 $3.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平面上非均质性较强。气田天然气以甲烷为主, 平均含量 93.89%, 属干气, 气体相对密度为 0.61, 非烃组份中主要为 H_2S 、 N_2 和 H_2 , H_2S 含量平均为 $1\ 031 \text{ mg/m}^3$, 其含量最高可达 $66\ 145.1 \text{ mg/m}^3$, 地层水主要为 CaCl_2 水型, 地层水密度 1.1 g/cm^3 。气田压力资料表明, 原始地层压力 30.98 MPa, 压力系数随地层埋深而增加, 单井压力系数普遍小于 1.0, 平均 0.965, 属常压气藏。该气田在勘探与开发初期, 先后进行了 20 多井次的气井修正等时试井。通过这 20 多口气井修正等时试井资料分析, A 与 kh , $B(kh)^2$ 与 k 之间确实均存在着明显的相关关系 (图 1、图 2)。同时统计发现, A 、 B 除与 kh 有关外, 还受气藏类型的影响。对于不同的气藏类型, A 与 kh , $B(kh)^2$ 与 k 之间存在着较好的双对数直线关系。

图 1 A 与 kh 的关系Fig. 1 The relationship between A and kh 图 2 $B(kh)^2$ 与 kh 的关系Fig. 2 The relationship between $B(kh)^2$ and kh

对于均质模型:

$$A = 266.17(kh)^{-0.6846} \quad (8)$$

$$B(kh)^2 = 167.63k^{1.4611} \quad (9)$$

两式的相关系数分别为 -0.954 7, 0.988 5,

对于复合模型:

$$A = 319.44(kh)^{-0.7762} \quad (10)$$

$$B(kh)^2 = 79.039k^{1.1612} \quad (11)$$

两式的相关系数分别为 -0.952 0, 0.991 7,

对于双孔模型:

$$A = 377.35(kh)^{-0.8424} \quad (12)$$

$$B(kh)^2 = 52.134k^{1.1181} \quad (13)$$

两式的相关系数分别为 -0.975 6, 0.960 3。

当气井进行关井压力恢复测试并得到解释结果后, 根据解释得到的地层系数 kh 、地层有效渗透率 k 以及气井控制区的类型, 在式 (8)、式 (13) 中选择相应的计算式, 即可确定出气井二项式的系数 A 、 B 的值。将气井压力恢复资料解释所采用的关井前气井稳定产量 q_g 、井底流动压力 p_{wf} 以及解释得到的平均地层压力 p_R 代入二项式方程, 即可确定气井的绝对无阻流量 q_{AOF} 。

当 $p_{wf} = 0.101 \text{ MPa}$ 时, 气井的最大潜在产能即为气井的绝对无阻流量 q_{AOF} 。因此, 由 (2) 式得

$$p_R^2 = Aq_{AOF} + Bq_{AOF}^2 \quad (14)$$

由式 (14) 得到, 气井的绝对无阻流量为:

$$q_{AOF} = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4Bp_R^2}}{2B} \quad (15)$$

3 应用举例

以靖边气田的一口气井为例, 说明如何应用本文提供的方法进行气井产能的预测, 该气井进行了修正等时试井, 本文应用测试中终关井的压力恢复资料分析及前面建立的经验公式确定气井产能, 应用修正等时试井分析结果进行验证。该气井的修正等时试井过程见图 3。气井测试前测得原始地层压力为 30.484 4 MPa 并进行了 4 个开、关井的测试, 每一个开、关井的持续时间均为 48 h, 然后以产量 $3.0036 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 进行了 743 h 的延续流动阶段, 阶段末测得的井底流压为 27.15 MPa, 最终关井 1 011 h 进行压力恢复测试。

气井终关井压力恢复数据的半对数、压力及压力导数双对数拟合曲线分别见图 4、图 5。由图可以看出, 该气藏模型为均质模型, 且确定的 $k =$

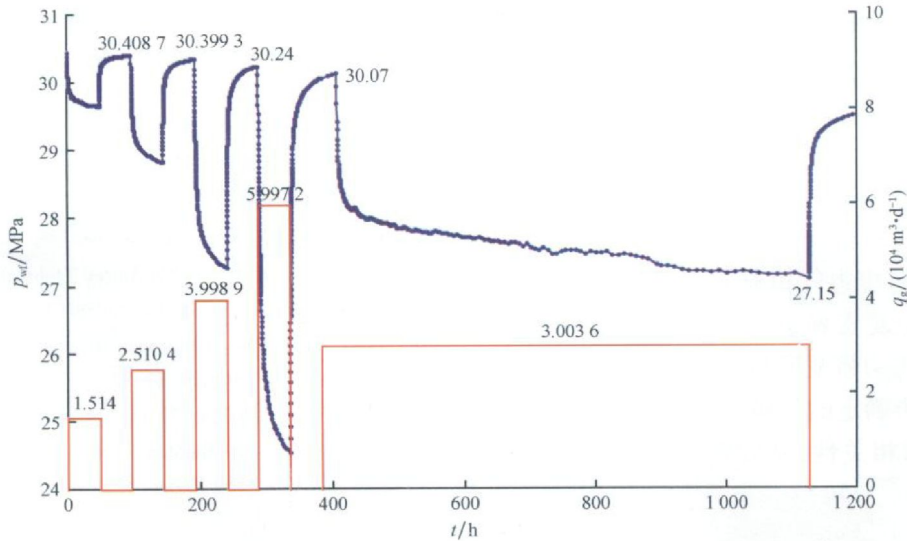


图 3 气井修正等时试井测试曲线

Fig. 3 Modified isochronal testing curves of gas wells

$2.88 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, $kh = 13.376 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ 。将上述数据分别代入式 (8) 式 (9), 得到

$$A = 266.17 \times 13.376^{0.6846} = 45.0896$$

$$B = 167.63 \times 2.88^{1.4611} / 13.376^2 = 4.3946$$

因此, 该气井的二项式方程为

$$p_R^2 - p_{wf}^2 = 45.0896q_g + 4.3946q_g^2 \quad (16)$$

该气井绝对无阻流量

$$\begin{aligned} q_{AOF} &= \frac{-45.0896 + \sqrt{45.0896^2 + 4 \times 4.3946 \times 30.4844^2}}{2 \times 4.3946} \\ &= 10.29 \times 10^4 (\text{m}^3/\text{d}) \end{aligned} \quad (17)$$

该气井应用压力平方二项式方法处理修正等时试井资料, 得到的二项式方程为

$$p_{wf}^2 = 929.2986 - 51.0228q_g - 4.3067q_g^2 \quad (18)$$

由上式计算的气井绝对无阻流量为 $q_{AOF} = 9.915 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。应用式 (16) 式 (18) 预测的气井 IPR 曲线见图 6。显然, 两者预测的结果基本一

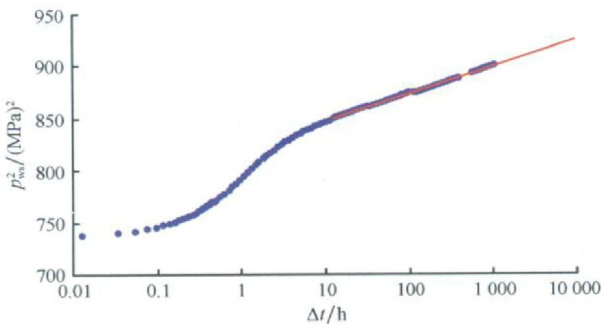


图 4 气井终关井压力恢复 MDH 图

Fig. 4 MDH map showing final shut-in pressure build-up in gas wells

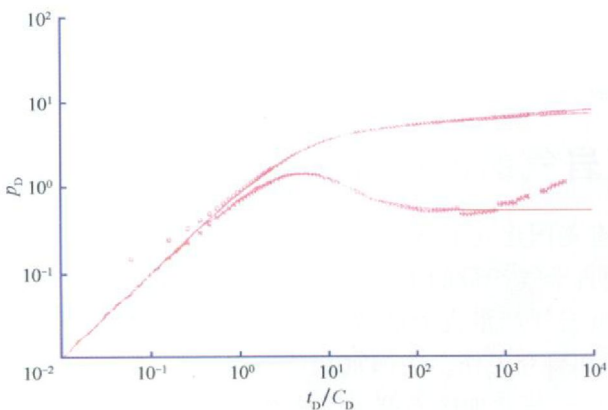


图 5 气井终关井压力恢复双对数拟合图

Fig. 5 Double logarithmic fitting curves of final shut-in pressure build-up in gas wells

p_D : 无量纲恢复压力; t_D/C_D : 无量纲视恢复时间

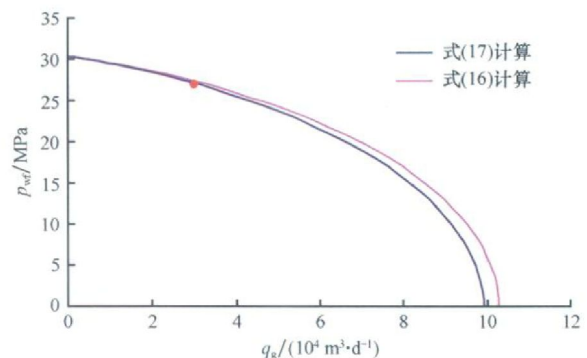


图 6 本文方法与常规方法预测结果对比

Fig. 6 The comparison between results from this method and conventional methods

致。并且对于关井测压力恢复之前的稳定点 $q_g = 3.0036 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ $p_{wf} = 27.15 \text{ MPa}$ 本文方法计算的结果也基本一致。

4 结论

1) 本文应用靖边气田修正等时试井资料建立了应用压力恢复资料预测气井产能的经验方法,大大提高了压力恢复资料的应用范围。

2) 对于一个确定的气藏, A 、 B 与地层系数 kh 之间存在很好的相关性,从而保证了气井产能预测的精度。

参 考 文 献

- Chain R Y L, Mountford C J. Determination of Reservoir Properties from Back Pressure Tests with Applications to Reservoir Simulation [J]. JPT, 1976, 28(5): 603–610
- 陈元平, 胡建国. 确定饱和型煤层气藏地质储量, 可采储量和采收率方法的推导及应用 [J]. 石油与天然气地质, 2008, 29(1): 151–156
- Katz D L. Handbook of Natural Gas Engineering [M]. New York: McGraw Hill Book Co., Inc., 1959
- Brar G S, Aziz K. Analysis of Modified Isochronal Test to Predict the Stabilized Deliverability Potential of Gas Wells Without Using Stabilized Flow Data [J]. JPT, 1978, (2): 297–304
- Chase R W, Alkandari H. Improved Estimation of Gas Well Deliverability from Single-Point Tests [A]. paper SPE 72365 presented at the SPE Eastern Regional Meeting in Canton Ohio, 2001, 11: 17–19
- 陈元千. 油气藏工程计算方法 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1990, 21–40
- 郭肖, 任勇. 启动压力梯度和应力敏感应力对低渗透气藏水平井产能的影响 [J]. 石油与天然气地质, 2007, 28(4): 539–543
- 王恭彬, 刘传喜, 郑荣臣. 大牛地致密低渗气藏启动压力梯度及应用 [J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(5): 698–702
- Misha S, Caudle B H. A Simplified Procedure for Gas Deliverability Calculations Using Dimensionless IPR Curves [A]. paper SPE 13231 presented at the 59th Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, 1984, 9: 16–19
- Vogel J L. Inflow Performance Relationships Solution-Gas Drive Wells [J]. JPT, 1968, 20(1): 83
- Chase R W, Alkandari H. Prediction of Gas Well Deliverability from Just a Pressure Buildup or Draw-down [A]. paper SPE 26915 presented at the SPE Eastern Regional Meeting in Pittsburgh, PA, 1993
- 曾凡华, 黄炳光, 王怒涛, 等. 用不稳定测试资料确定均质气藏气井产能 [J]. 西安石油学院学报, 2003, 18(5): 41–44
- 陈淑芳. 用不稳定试井确定产能方程的新方法 [J]. 天然气工业, 1994, 14(4): 55–57
- Lee J and Wattenbarger R A. Gas Reservoir Engineering [M]. Richardson: Society of Petroleum Engineers Inc., 1996
- Tessen R. High Velocity Coefficient's Dependence of Rock Properties "A Laboratory Study" [J]. Norway: Thesis Pet Inst, NTH, Dec., 1980, 26
- Nunan R, Shrinanker N, Archer J S. Estimation of the coefficient of Inertial Resistance in High Rate Gas Wells [A]. paper SPE 14207 presented at the 60th Annual Technical Conference in Las Vegas NV, 1985, 9: 22–25
- Geertsm a J. Estimating the Coefficient of Inertial Resistance in Fluid Flow through Porous Media [J]. SPEJ, 1974, 14(5): 445–450
- Firoozabadi A and Katz D L. A Analysis of High Velocity Gas Flow through Porous Media [J]. JPT, 1979, 31(2): 211–216

(编辑 董立)

我国需要尽快开展页岩气的勘探开发

美国是世界上页岩气勘探开发利用最好的国家, 只有美国建立了该资源的商业项目。页岩气储量占美国探明天然气储量的 2.3%。1998 年美国页岩气产量占干气产量的 1.6%。2002 和 2004 年页岩气产量分别占天然气总产量的 3% 和 4%, 预测 2010 年美国页岩气产量占天然气总产量的 13%。近年来, 加拿大、澳大利亚、俄罗斯等国也相继开展了页岩气的勘探和研究工作。中国沉积盆地中泥页岩分布广泛, 页岩气资源潜力较大。初步研究表明我国南方地区下组合、华北地区石炭–二叠系、鄂尔多斯盆地三叠系、西北地区侏罗系是页岩气勘探的有利层系。目前我国没有进行页岩气的资源评价, 只是一种潜在的资源, 应该尽快制定勘探开发的具体政策与措施。

(董立)