

苏里格气田特殊开采模式下的气井产能计算方法

李建奇 杨志伦 嵇业成 陈启文

(长庆石油勘探局苏里格气田合作开发项目组)

李建奇等. 苏里格气田特殊开采模式下的气井产能计算方法. 天然气工业, 2007, 27(12): 105-107.

摘 要 苏里格气田目前已进入大规模建产开发阶段, 在现有开采模式下通过优化简化工艺, 气井普遍不再采用“一点法”放空求产, 压裂排液结束后直接接入流程生产。在此条件下, 现场摸索出一套气井产能计算的新方法, 该方法是以前期勘探、评价阶段的气井测试资料为基础, 从气井压裂排液过程中短期压力恢复速度与无阻流量之间的关系入手, 通过归纳分析和进一步推导, 最终确定两者之间的线性关系进而获得气井产能的计算新方法。该方法是针对苏里格型气田特殊开采模式下气井产能评价的一种尝试, 经过验证表明该方法简便实用。

主题词 苏里格气田 气井 生产能力 数学分析 方法

一、计算方法研究的必要性

(1) 苏里格气田客观地质条件决定了气藏规模小, 用常规试井方法计算产能无法满足气田经济、有效开发的要求。

(2) 由于气田的特殊地质条件决定了利用试井解释判断气井产能无法全面了解气田真实面貌, 要达了解气田产能目的, 必须对所有井进行产能测试, 而试气求产平均每口井放空气量 $(5 \sim 10) \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

(3) 新井在压裂排液结束后即快速投产, 气井没有足够的压力恢复时间, 原始地层压力数据无法准确获取。

(4) 气井在短期生产后(一般 15 d 左右)或投产前即投放井下节流器, 节流器投放深度一般为 1800 ~ 2000 m, 节流器在井筒中阻止了测试仪器正常通过, 生产过程中阶段性目前地层压力同样无法取得。

二、计算方法探讨

1. 参数计算

研究中对前期生产老井压裂排液过程压力恢复资料进行了重新统计, 通过整理气井动态资料数据发现, 气井在压裂排液过程中的恢复压力与恢复时间呈很好的对数关系(见图 1-a)。

由于压裂排液过程的压力—时间数据录取受人因为因素影响, 存在准确度偏低的情况。压力恢复曲

线不规则, 与理论上的压力—时间关系曲线存在局部偏差(见图 1-b)。

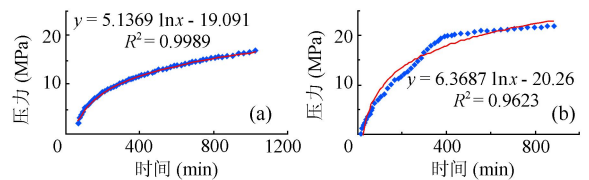


图 1 压力—时间关系曲线图

为了让现场资料更接近理论数据, 出现如图 1-b 所示的压力数据异常时, 必须进行真实压力值筛选。当筛选后得到的回归曲线与实际压力—时间曲线拟合性较差时, 可以通过调整设定时间变量逐步拟合直至最佳效果(如图 2)。

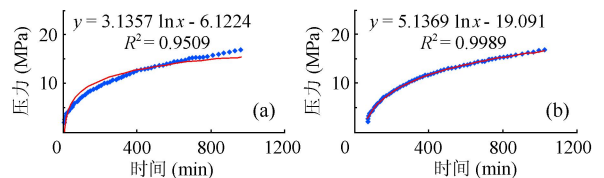


图 2 压力—时间关系曲线拟合图

恢复压力与恢复时间满足对数式:

$$p = A \ln(t + C) + B \quad (1)$$

最佳拟合后压力—时间公式为:

$$p = A \ln T + B \quad (2)$$

式中: p 为恢复压力, MPa; t 为累计恢复时间, h; T 为拟合后时间变量, $T = t + C$; A 为最佳拟合时系数;

作者简介: 李建奇, 1964 年生, 高级工程师; 长期从事天然气开发地质与油气藏工程研究工作。地址: (710021) 陕西省西安市长庆油田兴隆园小区长庆大厦 B302 室。电话: (029) 86592653。E-mail: jyc_cq@petrochina.com.cn

B 为最佳拟合时常数; C 为拟合设定时间变量。

通过改变时间变量 C 值,使 R^2 达到最大值为止,此时曲线得到了最佳拟合,拟合公式(2)即为计算压力最终标准式。

事实上,不同井压裂排液过程中技术措施不同,开关井制度各异,开井排液压力很难达到同一个压力基数,计算结果可比性差。比如,部分井排液压力可以达到 0 MPa,关井恢复则从 0 MPa 开始;另一部分井压力没有放喷到 0 MPa,关井恢复则从某一压力值开始。

另外,气井井况各不相同。一般高产井排液时压力很难降到 0 MPa,甚至根本降不到 0 MPa,同时,因气井地层能量大,关井短时间内压力上升很快、很高,必须再一次放喷排液,压力恢复时间段很短,造成压力恢复时间不一致。

井筒可视为弹性定容容器,在气层井深、井身结构大致相似的情况下,气井井容基本相同,在井筒存在压力情况下,井筒余压越大,压力恢复速度越慢。

所以,气井前期压力恢复较快,越到后期压力恢复越慢,如果时间不一致,计算的恢复速度误差很大,很难得到气井真实压力恢复速度,要使气井在同一标准条件下进行对比,须进行参数校正。

校正参数首先必须将压力恢复时间取等时间段(实际统一取值为 8 h),其次,压力没有降到 0 MPa 的井必须将压力校正(延伸)至 0 MPa。

在压力恢复曲线完成最佳拟合后,用式(2)可以完成压力、时间校正。首先设 $p=0$,计算 T 值(T_0),而 A 、 B 已知。其次求得 T_0 值后,设 $T_i = T_0 + 8$, T_i 代表以 $p=0$ 时刻为起点向后延伸 8 h 的压力恢复时间,将 T_i 重新代入(2)式所得的压力即为恢复 8 h 时的压力值 p_i ,然后再计算压力恢复速度: $p_v = p_i / 8$ (p_v 为压力恢复速度,MPa/h),求得的压力恢复速度即可作为单井产能计算参数。

2 产能计算

苏里格气田前期开发试验阶段,大部分井测试了无阻流量,利用前期老井压力恢复速度与无阻流

量做相关分析、回归,可以得到比较好的关系曲线(见图 3)。

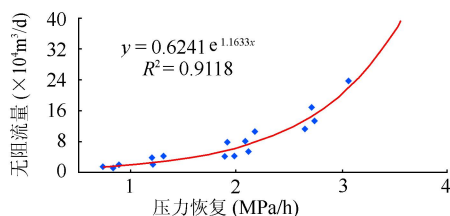


图 3 压力恢复速度—无阻流量关系图

回归曲线满足指数方程,回归方程通式为:

$$Q_{\text{aof}} = ae^{bp_v} \quad (3)$$

式中: Q_{aof} 为无阻流量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; a 、 b 为已知常数; p_v 为压力恢复速度,MPa/h。

求得 p_v 后代入式(3),即可求出气井无阻流量。

(1) 技术措施

为了解决压力、时间参数录取因人为因素造成准确度偏低的问题,使用存储式电子压力计自动录取压裂排液过程中的真实压力和时间数据(如图 4)。

从图 4 看出,用存储式电子压力计录取的压力、时间数据,使回归得到的曲线规则、相关系数高。

(2) 计算实例

苏 33-18 井,在压裂排液过程录取的数据中选取一段压力恢复较为准确的数据值进行曲线拟合、回归,得到回归方程为:

$$p = 5.663 \ln T - 3.2058 \quad (4)$$

设 $p=0$,求得初始 $T_0 = 1.76 \text{ h}$;按压力恢复 8 h 计,则 $T_i = T_0 + 8$,得到 $T_i = 9.76 \text{ h}$;将 T_i 值代入(4)式,求得 T_i 时刻的压力值(p_i)为 9.70 MPa,从而得到 $p_v = 1.1 \text{ MPa/h}$,再将 p_v 值代入(3)式,得 $Q_{\text{aof}} = 2.2418 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。现场试气无阻流量为 $2.2535 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,误差 $0.0117 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,误差率为 5.19%。

显然,简便产能计算是在气井井底流压没有达到相对稳定、产量波动较大的情况下计算的,计算无阻流量与实测无阻流量不可避免存在较大偏差应属正常,因气井在简化工艺技术措施、快速投产条件下短时间内本身限制了达到实现绝对精确的程度,应

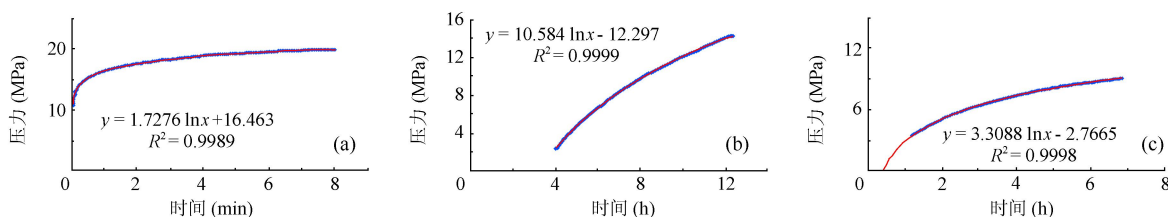


图 4 存储式电子压力计自动录取压力—时间关系曲线图

该说,对于气井的产能判断还是可行的。

(3)应用情况

按照苏里格气田开发方案所提供的 I、II、III 气井分类标准,通过压力恢复速度与无阻流量关系计算,可得到苏里格气田气井动态分类标准如下(表 1)。

表 1 苏里格气田气井分类标准表

气井类别	最高恢复压力 ¹⁾ (MPa)	最低排液压力 ¹⁾ (MPa)	压力恢复速度 (MPa/h)	无阻流量 (10 ⁴ m ³ /d)
I	>17	>2	>2.4	>10
II	15~17	1~2	1.6~2.4	4~10
III	<15	<1	<1.6	<4

注:1)均按 8 h 关放周期选择压力值。

按照表 1 分类标准,气井在不求产条件下:压力恢复速度小于 1.6 MPa/h、最高恢复压力小于 15.0 MPa、最低排液压力小于 1.0 MPa/h,无阻流量一般小于 4×10⁴ m³/d;压力恢复速度 1.6~2.4 MPa/h、最低排液压力 1.0~2.0 MPa/h、最高恢复压力 15.0~17.0 MPa、无阻流量大致为(4~10)×10⁴ m³/d;压力恢复速度大于 2.4 MPa/h、最高恢复压力大于 17 MPa、最低排液压力大于 2 MPa,无阻流量一般大于 10×10⁴ m³/d。

用上述计算方法,对前期实施的部分老井压力恢复速度与无阻流量进行了计算,结果见表 2。

表 2 苏 6 井区老井压力恢复速度与无阻流量对照表

序号	井号	压力恢复速度 (MPa/h)	计算无阻流量 (10 ⁴ m ³ /d)	实测无阻流量 (10 ⁴ m ³ /d)	误差 (%)
1	苏 33-18	1.10	2.2418	2.2535	-5.19
2	苏 6	3.06	21.9387	23.5778	6.95
3	苏 37-15	2.08	7.0162	7.9724	11.99
4	苏 40-16	2.65	13.6167	11.3808	-19.65
5	苏 38-16-5	0.89	1.7575	2.1024	16.41
6	苏 39-14-3	2.11	7.2653	5.6858	-27.78

从表 2 看出,计算值与实测值误差较大是由于现场录取压力、时间数据时人为因素出现偏差所致。

3.适应性分析

从经验公式 $p = A \ln T + B$ 可以看出,当 $T \rightarrow \infty$ 时,计算恢复压力 $p_i > p_e$ (p_e 为原始地层压力),按该区平均原始地层压力 30 MPa 计算,最好的井恢复至原始地层压力所需的时间为 35.5 h 左右,最差井需要 530 h 以上,所以压力恢复时间取值越长,精度越高。计算中取 8 h 恢复时间是因压裂排液大多数井

关井时间在 8 h 左右,而完井后即刻快速投产。8 h 恢复时间取值对于大部分井来说只是其压力恢复过程中的一小段,但其计算的压恢速率或无阻流量基本反映了气井真实产能状况。

4.误差分析

通过对气田开发以来所有井的结果分析,平均无阻流量绝对误差在 1×10⁴ m³ 左右。由于高产井恢复至原始地层压力所需时间短,故无阻流量越大,无阻流量绝对误差越大。即本计算方法对于无阻流量大于 50×10⁴ m³ 的高产井绝对误差偏大。

三、结 论

(1)该计算方法是在特殊开采模式下的气井产能计算,是气田开发中的新尝试,计算方法简便适用,但前提条件必须有本气田前期产能测试资料做支撑,以建立压力恢复速度—无阻流量关系。

(2)计算所需参数必须准确,否则计算误差较大,用存储式压力计可实现气井压力、时间的准确录取。

(3)本区平均原始地层压力为 30 MPa 左右,用经验公式推算的最终恢复压力可能超过原始地层压力,这在理论上看似不成立,但实际上大部分井最终恢复至原始地层压力需要很长时间,而目前选取的压力恢复时间段与之相比很小,因此该方法对于中低产井产能计算还是很适用。

(4)气井按照简便计算方法计算的产能作为初期气井配产依据,气井生产状况基本与计算的产能情况相吻合。

(5)目前,苏里格型低产、低效气田在国内占有相当大的比例,单纯用试井手段进行产能评价,仅靠少数试井资料无法实现整个气田的评价需要,而全面采取试井方式判断气井产能,势必造成巨大浪费,因而要不断结合本地区实际提出产能计算的新方法。

参 考 文 献

- [1] 钟孚勋.气藏工程[M].北京:石油工业出版社,2000.
- [2] 廖维新,沈平平.现代试井分析[M].北京:石油工业出版社,2002.
- [3] 王志章,吴胜和,熊琦华,等.油气田渗流场特征[M].北京:石油工业出版社,2003.
- [4] 《试井手册》编写组.试井手册(下).北京:石油工业出版社,1992.
- [5] 李传亮.油藏工程原理[M].北京:石油工业出版社,2005.

(收稿日期 2007-09-26 编辑 韩晓渝)