

低渗透致密气藏压裂气井动态储量预测新方法

——以苏里格气田为例

罗瑞兰^{1,2} 雷群² 范继武³ 刘剑飞⁴

1. 中国石油勘探开发研究院 2. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院

3. 中国石油长庆油田公司苏里格研究中心 4. 中国石油新疆油田公司准东采油厂

罗瑞兰等. 低渗透致密气藏压裂气井动态储量预测新方法——以苏里格气田为例. 天然气工业, 2010, 30(7): 28-31.

摘 要 由于地质条件及工艺措施的影响, 低渗透致密储层压裂气井的生产动态与常规气井有明显不同, 存在不稳定渗流时间很长等问题, 致使气井的单位压降采气量、井控动态储量、泄流面积随生产时间出现动态变化。因此在试采期间难以准确求得气井的井控动态储量和泄流面积, 给气田开发方案的合理编制带来很大困难。为此, 以苏里格气田为例, 在准确把握低渗透压裂气井生产特征的基础上, 结合现代气井动态分析方法, 根据先期投产区块内多口典型气井的生产数据建立了井控动态储量预测图版, 能够依据气井早期的生产数据有效预测井控储量、泄流面积随生产时间的动态变化规律, 对气田的建产规模和井网加密方式具有指导作用, 从而降低了测试成本, 避免了资源浪费。

关键词 低渗透油气藏 致密砂岩 气井 压裂(岩石) 生产特征 动态储量 预测图版 苏里格气田

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2010.07.007

低渗透致密气藏资源潜力巨大, 已成为天然气增储上产的热点之一。由于微观孔隙结构复杂、非均质性强、有效砂体连通性差等特点, 低渗透致密气藏的渗流机理与常规中高渗气藏有明显不同, 其压裂气井在产能测试中由于受测试时间限制, 很难达到拟稳定渗流状态, 因而在气藏开发早期难以准确求得气井的井控动态储量和泄流面积, 给气田开发方案的合理制订带来很大挑战, 近年来受到石油工作者的关注^[1-5]。

1 压裂气井的生产特征

由于储层致密, 自然产能低, 低渗透致密气藏必须进行人工水力压裂才能投产, 其气井的生产特征与常规中高渗气井有明显不同。表现为: ①早期产量和油套压随生产时间快速下降, 后期下降速度逐渐变缓; ②早期单位套压降产气量低, 随着开采时间延长, 单位套压降产气量逐渐增加; ③气井有很长一段低压、低产开采期。

低渗透致密压裂气井之所以表现出这些生产特

征, 受控于渗流因素。决定气井产能的3个渗流要素为: 地层系数、生产压差、完井质量。首先, 地层系数是3个因素中最重要、起决定作用的因素, 对于低渗透致密气藏来说, 地层系数很低, 这也决定了其气井的自然产能很低。通过人工措施(如压裂、酸化)改善机械表皮系数(S)之后, 低渗透气井的产能会大大提高, 然而这种高产水平并不能持久, 随着生产时间增长, 人工压裂(酸化)裂缝的导流能力逐渐下降, 同时近井地带的地层压力也会持续下降, 由此导致低渗透致密压裂气井在生产初期表现出产量和压力随时间持续下降的特点。随着气井外围储层持续缓慢供气, 气井的产量和压力会缓慢趋于稳定, 长时间地保持低压低产状态, 表现为单位套压降产气量随生产时间增加的特点。

从以上分析可以知低渗透致密压裂气井的不稳定生产时间很长, 在短期内很难达到拟稳定渗流状态。而在现场一般考虑减少测试时间、降低测试费用及避免资源浪费等因素, 实际测试时间很短, 很难满足试井要求, 因而通过短期试井或试采数据反映的只是近井

基金项目: 国家科技重大专项“低渗、特低渗油气藏低成本开发配套技术”(编号: 2008ZX05013-003)。

作者简介: 罗瑞兰, 女, 1974年生, 高级工程师, 博士, 在站博士后; 现从事天然气渗流机理及气藏动态研究工作。地址: (065006)河北省廊坊市万庄44号信箱。电话: (010)69213324。E-mail: luoruilan222@163.com

地带有限范围内的气藏特征,不代表气井所控制的整个气藏的特点。

现代气井生产动态分析技术把不稳定试井的原理应用到日常生产数据的分析中,在传统产量递减分析技术的基础上,通过对压力、产量和时间函数进行相应的变换,建立典型图版,实现了不关井条件下利用丰富的日常生产数据对气井的渗流特征、井控储量、泄流面积等进行定量评价的目的^[6-8]。Matter L 将以上现代生产动态分析理论编制成 FAST.RTA 软件,得到了较广泛的应用。

苏里格气田是典型的低渗透致密砂岩气藏,笔者采用 FAST.RTA 软件对苏里格气田的多口气井进行跟踪分析,发现气井的井控动态储量和泄流面积是随生产时间动态变化的。其中 S14 区块加密井组的分析结果为:从投产日到 2009 年 2 月 6 日,平均井控动态储量为 $1\ 698 \times 10^4 \text{ m}^3$,平均单井等效泄流半径为 176 m;从投产日到 2009 年 6 月 5 日,平均井控动态储量为 $1\ 867 \times 10^4 \text{ m}^3$,平均单井等效泄流半径为 191 m。图 1 列出了 S14 区块加密井组不同生产时间段气井的

井控动态储量图,气泡的大小代表井控动态储量的相对大小,不同颜色表示气井的投产时间不同。

单井的井控动态储量和泄流面积均随生产时间发生动态变化—这使得气井动态分析的工作量变得非常巨大,因为每更新一次生产数据,就需要进行新的动态分析,而低渗透致密气藏一般采用密井网小井距开发,气井数量非常多。除了工作量之外,另外,利用目前生产数据进行动态分析得到的仅仅是目前气井所控制的储量和面积,而更关心的是最终气井所控制的储量和面积。为此,利用先期投产区块多口典型气井的生产数据建立了井控动态储量预测图版。

2 压裂气井动态储量预测图版的建立

S6 区块是苏里格气田最早投产的区块,其地质条件与苏里格气田其他区块相似,气井的生产动态也基本相似。S6 区块第一批生产井于 2002 年投产,生产期已超过 7 a,气井的渗流边界已达到或接近真实的气藏边界,处于低压低产中后期。在实际生产中,绝大部分气井只进行了井口油套压和产量的监测,对气井的生产数据进行分析,发现气井的单位套压降采气量 ($G_p / \Delta p_c^2$) 随生产时间动态变化,两者之间呈良好的二次多项式关系,相关系数大于 0.96。即

$$\frac{G_p}{\Delta p_c^2} = at^2 + bt + c \quad (1)$$

对 S6 区块 18 口典型气井的 $G_p / \Delta p_c^2$ 与 t 拟合关系式进行分类整理,归纳得到 3 类典型气井的 $G_p / \Delta p_c^2 - t$ 的关系图版(图 2)。

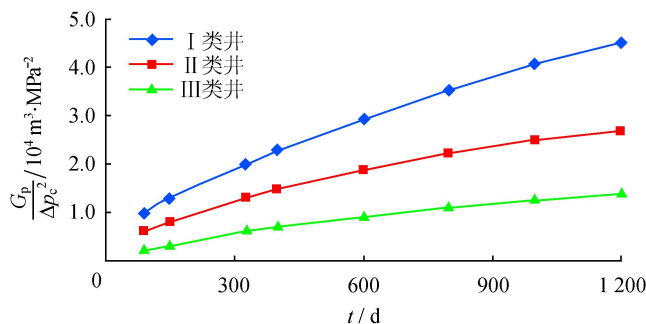
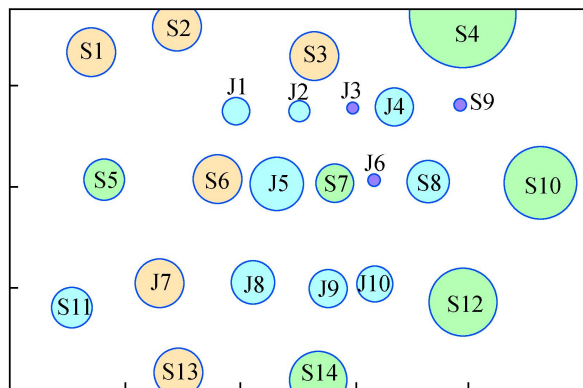
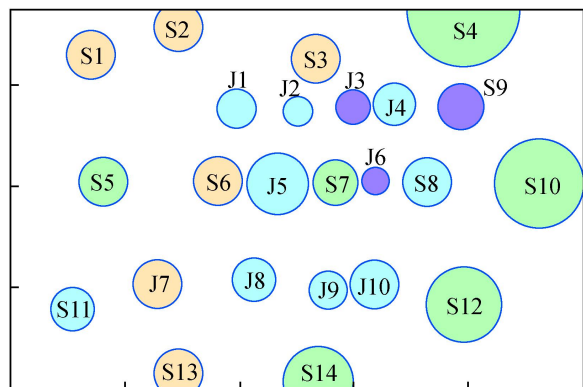


图 2 典型气井单位套压降产气量与生产时间关系图

气井在各生产阶段的单位套压降产气量的变化规律直接反映了气井井控动态储量随生产时间变化的规律。采用 FAST.RTA 软件对这些气井进行动态分析,求得不同生产时间的井控动态储量 (G_i),发现 $G_i - t$ 与 $G_p / \Delta p_c^2 - t$ 有相同的变化规律, G_i 在早期随生产时间 t 增加而快速增大,后期逐渐趋缓变平,两者之间呈良好的二次多项式关系;当 G_i 不再随生产时间



(a) 生产时间截至 2009-02-06



(b) 生产时间截至 2009-06-25

图 1 S14 井组井控动态储量泡泡图

增大时,可认为已达到了最大井控动态储量,记为 G 。归纳这些气井的 $G_t/G-t$ 关系,可得到3类典型气井井控动态储量随生产时间变化的关系图版。在研究过程中发现气井的生产制度对井控动态储量的变化规律有较大影响,气井初始配产越高,其初始阶段的井控动态储量和泄流面积越小。苏里格早期投产井大部分未安装井下节流器,初始配产较高,而近年来投产的气井普遍采用了井下节流技术,初始配产较低(图3)。

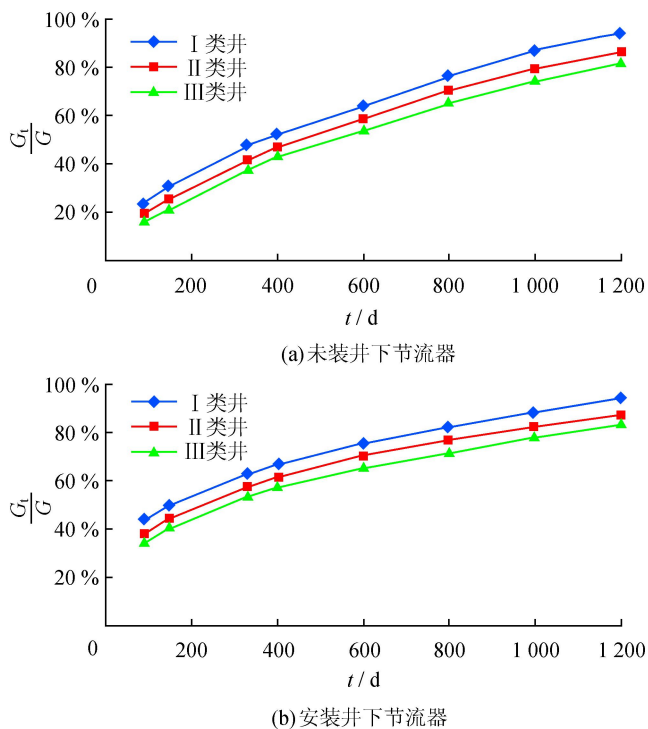


图3 典型气井井控动态储量与生产时间关系图

对于其他低渗透致密气田或区块,如果地质条件和生产制度存在较大差异,可以利用生产时间较长的气井进行动态分析,按上面同样的方法建立各自适用的 $G_t/G-t$ 图版。

3 图版应用

对于新投产井,利用 $G_p/\Delta p_c^2-t$ 和 $G_t/G-t$ 这两个图版可以方便地根据气井早期的生产数据来定量预测未来的井控动态储量,进而求出相应的泄流面积。

J2和J7是S14井组不同时间投产的生产井,基本数据如表1所示。首先根据气井的生产时间及当前单位套压降产气量查对 $G_p/\Delta p_c^2-t$ 图版(图2),可初步判断苏J2为III类井,J7为II类井;然后采用FAST-RTA软件对气井进行动态分析,可得到气井的当前井控动态储量 G 和等效泄流半径(R_e);再根据井型和生产时间查对 $G_t/G-t$ 图版(图3-b),得到2口井的

表1 S14井组J2、J7井生产数据表

生产数据	J2井	J7井
投产时间	2008-05-10	2008-01-13
分析数据截止时间	2009-06-25	2009-06-25
累计生产时间/d	246	436
累采气/ 10^4 m^3	245	516
当前 $\frac{G_t}{\Delta p_c^2}/10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{MPa}^{-2}$	0.442	1.030
当前井控动态储量/ 10^4 m^3	551	1 516
当前等效泄流半径/m	247	189
$\frac{G_t}{G}$	48%	60%
预测最终井控动态储量/ 10^4 m^3	1 160	2 527
预测最终等效泄流半径/m	358	243

G_t/G 值分别为48%和60%,由此可求出最终井控动态储量(G)和最终等效泄流半径(R_e)。

图4是根据图版预测得到的S14加密井组最终井控动态储量泡泡图,可以看出它与生产早期的动态分析结果(图2)相比有很大差异。生产至废弃时,S14加密井组的平均最终井控动态储量为 $2 920 \times 10^4 \text{ m}^3$ (最终可采出气量为 $2 480 \times 10^4 \sim 2 630 \times 10^4 \text{ m}^3$),平均最终泄流面积为 0.206 km^2 ,由于储层具有较强的非均质性。因此各单井的最终井控储量和泄流面积之间存在较大的差异。

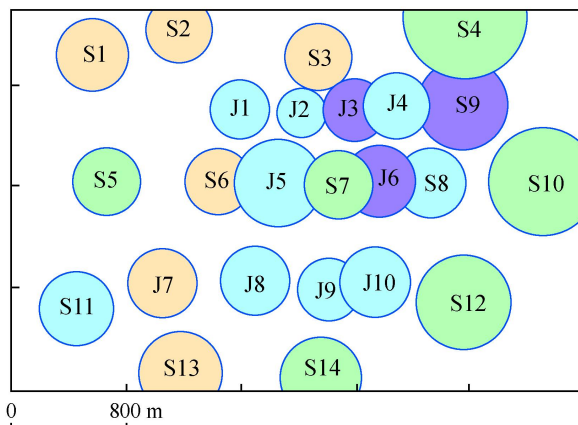


图4 S14加密井组预测最终井控储量泡泡图

图5是S14加密井组的单井泄流面积累积频率图,可知80%以上气井的泄流面积小于 0.24 km^2 ,95%以上气井的泄流面积小于 0.48 km^2 ,可推算出当井排距为 $400 \text{ m} \times 600 \text{ m}$ 时,发生井间干扰的概率为7%~22%,而当井排距为 $600 \text{ m} \times 800 \text{ m}$ 时,发生井间干扰的概率小于5%。

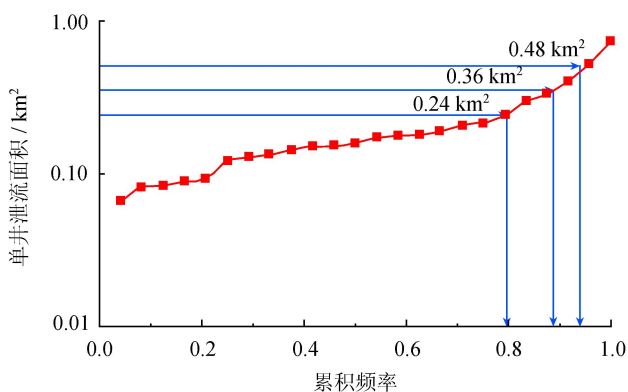


图5 S14 加密井组单井泄流面积累积频率图

由以上数据可分析得到,对于S14区块,设计井距为500~600 m、排距为600~800 m时,能够实现较高的井控程度(45%~70%)以及较低的井间干扰概率(小于15%),能保证获得理想的采收率并合理控制投资成本,此结果对苏里格气田其他新开发区块具有重要的借鉴意义。

4 结论

1)低渗透致密压裂气井生产特征明显不同于常规气井,表现为单位套压降采气量、井控动态储量、泄流范围随生产时间动态变化的特点,因而在进行动态分析时需要考虑时间因素。

2)根据本文所述方法建立的井控动态储量预测图版,能够依据气井早期的生产数据有效预测井控储量和泄流面积随生产时间的动态变化规律,对气田的建产规模和合理井网井距具有前瞻性的指导意义。此方法利用日常生产数据进行动态分析,降低了测试成本,避免了资源浪费,具有良好的应用前景。

符号说明

t 为有效开井生产时间,d; G_p 为 t 时刻的累计产气量, 10^4 m^3 ; Δp_c^2 为 t 时刻的套压下降量, $\Delta p_c^2 = p_{ci}^2 - p_{ct}^2$, MPa^2 ; p_{ci} 为气井投产前的初始套压, MPa ; p_{ct} 为 t 时刻的套压, MPa ; G_i 为当前井控动态储量, 10^4 m^3 ; R_i 为当前等效泄流半径,m; G 为预测最终井控动态储量, 10^4 m^3 ; R 为预测最终等效泄流半径,m。

参考文献

- [1] HOLDITCH S A .Tight gas sands[J].Journal of Petroleum Technology,2006,58(6):86-93.
- [2] 王卫红,沈平平,马新华,等.非均质复杂低渗气藏动态储量的确定[J].天然气工业,2004,24(7):80-82.
- [3] 郝玉鸿,许敏,徐小蓉.正确计算低渗透气藏的动态储量[J].石油勘探与开发,2002,29(5):66-68.
- [4] 陈伟,段永刚,严小勇,等.低渗气藏单井非稳态产能分析及控制储量评价[J].西南石油大学学报,2007,29(2):34-36.
- [5] 冯曦,贺伟,许清勇.非均质气藏开发早期动态储量计算问题分析[J].天然气工业,2002,22(增刊):87-90.
- [6] BLASINGAME T A,JOHNSTON J L,LEE W J,et al. Type-curve analysis using the pressure integral method[C] // SPE California Regional Meeting, 5-7 April 1989, Bakersfield,California. SPE,1989;SPE 18799.
- [7] MATTAR L,ANDERSON D M .A systematic and comprehensive methodology for advanced analysis of production data[C]//SPE Annual Technical Conference and Exhibition,5-8 October 2003, Denver,Colorado. SPE,2003;SPE 84472.
- [8] 熊东东,王世泽,刘汝敏,等.致密砂岩气藏储量难动用影响因素及开发对策[J].西南石油大学学报:自然科学版,2008,29(4):77-80.

(修改回稿日期 2010-05-17 编辑 韩晓渝)