

榆林气田陕 141 井区气井生产动态特征分析

李洪玺¹ 刘全稳¹ 陈国民¹ 徐剑良¹ 李志军¹ 李莲明² 乔亚斌²

(1.“油气藏地质及开发工程”国家重点实验室·西南石油学院 2.中国石油长庆油田分公司采气二厂)

李洪玺等. 榆林气田陕 141 井区气井生产动态特征分析. 天然气工业, 2005; 25(12): 89~91

摘 要 分析了陕 141 井区气井压力、产量的变化,研究了储层对生产动态的影响,把 16 口生产井分成了实际生产能力超过设计方案的井、达不到设计要求的井和与设计相符的井等 3 类。研究得出:气井产能的大小与气井所处的砂体位置及砂体的厚度有关,位于主砂带内部或有效厚度大的气井,生产能力和生产稳定性较好;位于主砂带边部或有效厚度小、渗透性较差的气井生产能力和生产稳定性差。根据井区实际生产情况和储层特征,利用生产指示曲线确定出该井区生产压差应取静地层压力的 16% 左右,合理产量取无阻流量的 1/3~1/4。此外,还建议采取一些提高地层能量的增产措施,更多地应用提高气层渗流面积、气层保护的相关技术以及气层的相关改造方法,增加气井的产能。

关键词 气井 开发 生产能力 动态分析 生产管理 榆林气田

一、引 言

榆林气田山₂ 气藏为无地层水的常压定容气藏,主要气源岩为上古生界的石炭—二叠系煤系地层^[1~3]。陕 141 井区储层岩性以石英砂岩及砂砾岩为主,属于砂岩气藏。主要产气层是上古生界下二叠统山西组^[4~7]。本研究主要以山₂ 段主力气藏为研究对象,对前期生产动态进行描述与分析,研究陕 141 井区开发的合理工作制度与稳产情况,为进一步有效开发陕 141 井区提供理论参考和建议。

二、压力描述

1. 井底流压

根据 Hagedorn—Brown 垂直管两相流压降关系式来求气井的井底流压,通过描述生产过程中流压变化,研究气井的生产能力和生产动态。图 1 是陕 141 井区两口有代表性气井的流压变化曲线。生产过程中,压力整体上呈下降趋势,即使长期关井也无法恢复到原始状态,可以考虑在某一时期采取一些提高地层能量的增产措施。

2. 地层压力

陕 141 井区山₂ 气藏地层压力属于正常压力系统。从图 2 中可以看出,生产一段时间以后,2001 年测试的压力比原始压力低,2002 年的比 2001 年的

低。说明随着生产的继续,地层压力随之降低,而且压力恢复程度越来越小。

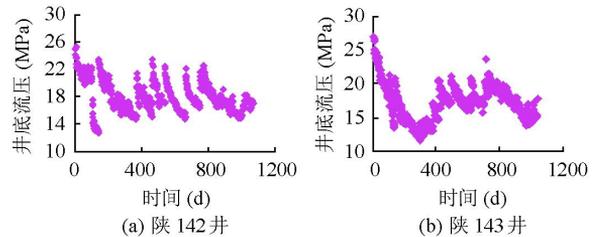


图 1 陕 141 井区部分井井底流压变化曲线

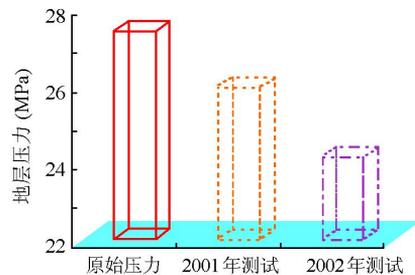


图 2 陕 141 井区平均压力恢复对比

三、上古生界天然气藏生产特征

陕 141 井区上古生界气藏为岩性圈闭气藏。储层致密、低孔低渗、含水饱和度高、地层能量低^[8]。低产井多,满足工业产气标准的气井少,产量较高的

作者简介:李洪玺,1978 年生,博士研究生;现主要从事开发地质与提高采收率等方面的研究工作。地址:(610500)四川省成都市新都区西南石油学院博 2004 级。电话:(028)83033718。E-mail:lhx168swp@yahoo.com.cn

气井以物性相对较好的石英质砂岩储层发育为特征。为增加气井的产能,建议采取一些提高气层渗流面积、气层保护的相关技术以及一些气层的相关改造方法。

四、气井生产动态特征

按照生产能力把陕141区井16口井分为以下三类。

1. 实际生产能力超过设计方案能力的井

这种类型的井有榆28-12井、榆36-9井、榆26-12井、陕142井,共4口。本研究主要以榆26-12井和榆28-12井为例进行描述和分析。

榆26-12井,目前产量稳定,采气曲线如图3-a。有效厚度21.2 m,渗透率 $7.27 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度6.9%,含气饱和度为77.2%。榆28-12井,累积产量已超过 $2 \times 10^8 \text{ m}^3$,生产曲线如图3-b。有效厚度23.4 m,渗透率为 $7.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;孔隙度7.93%,含气饱和度为80.3%。

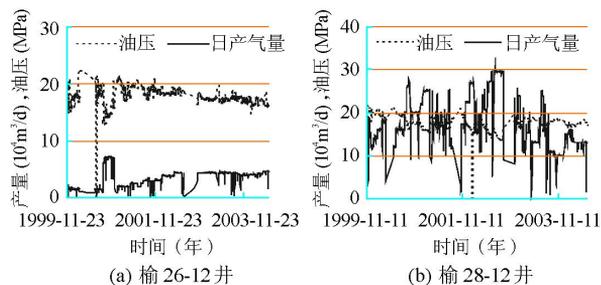


图3 生产能力超过设计方案部分井产气曲线

这些井高产的主要原因是这些井位于砂体的主砂带上,砂体厚度均大于25 m,有效厚度接近或超过15.0 m,储层物性和含气性较好,以及外围储层供气能力强是这些井高产、稳产的基础。

2. 生产能力达不到设计方案要求的井

生产能力达不到方案设计要求的井有陕143井、榆35-8井,共2口井。

陕143井生产层位为山₂段,该井生产能力差,

压力下降快,关井后压力恢复较慢,原因是单独的一个压力系统,原始地层压力偏低,压裂效果不好。榆35-8井位于主砂体带的边部,有效厚度8.2 m,储层物性较差,开井生产时压力难以达到稳定,这些是该井生产能力差的主要原因。

3. 气井产能与方案设计相符的井

这种情况的井有陕118、榆34-9、榆24-13、榆26-11、陕117、陕119、榆29-10、陕141、榆27-11井,共10口。笔者主要以陕141井和陕211井为例来说明问题。

陕141井累计产气量达到 $2.1 \times 10^8 \text{ m}^3$,生产情况见图4-a。该井位于主砂体带内,有效厚度23 m,渗透率 $8.95 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度7.3%,含气饱和度79.5%,压力和产量都相对稳定。

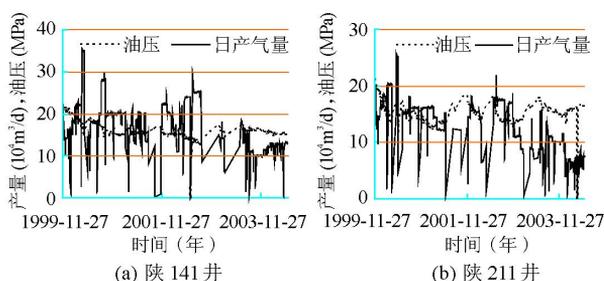


图4 产能与设计相符的部分井产气曲线

陕211井累积产量超过 $1.5 \times 10^8 \text{ m}^3$,产量和压力变化稳定,生产曲线如图4-b。有效厚度24.7 m,渗透率 $6.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,孔隙度5.53%,含气饱和度81.6%。

有效厚度大,储层物性好,以及含气饱和度高是这些井稳产的主要原因。

五、生产压差与产量的预测

气井的合理生产压差和产量是生产中重要的参数^[9]。结合陕141井区实际生产情况和储层的地质特征,根据采气指示曲线确定这两个参数。图5是陕211、陕141、榆28-12等3口井的产气指示曲

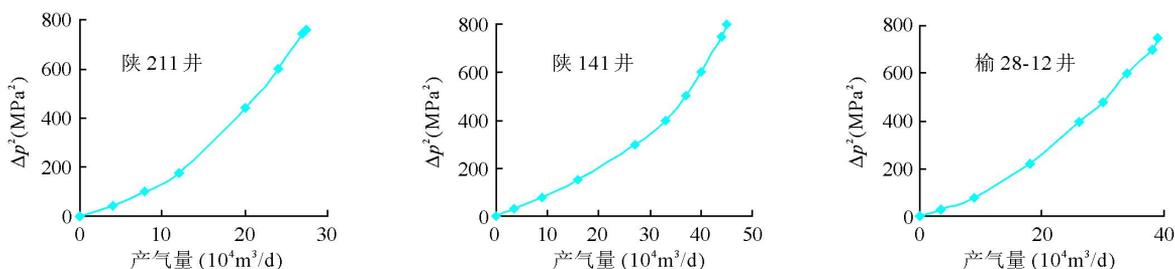


图5 陕141井区部分气井采气指示曲线

线,结合二项式产能方程,确定出3口气井的合理生产压差分别是3.41 MPa、3.91 MPa和2.93 MPa,合理产量分别是 $12 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 和 $14 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

研究得出,陕141井区开发生产时,建议生产压差取静地层压力的16%左右,合理产量取无阻流量的 $1/3 \sim 1/4$ 。

六、结 论

(1)气井生产能力的大小与气井所处的砂体位置有关。有效厚度大或位于主砂带内部的气井,生产能力强,稳定性好;有效厚度小、渗透性较差或位于主砂带边部的气井生产能力和生产稳定性稍差。

(2)压力描述得出,全区地层压力呈下降趋势,随着生产的继续,下降趋势会继续扩大,因此,应采取相应的措施来提高地层压力。

(3)上古生界储层的分布特征是低孔低渗、低丰度和低产量,合理的气井改造措施是开发上古生界的有效手段。建议采取一些提高气层渗流面积、气层保护的相关技术以及一些气层的相关改造方法来增加气井的产能;改进压裂工艺,加大改造强度,加强气层保护,将会使气井的产能进一步提高。

参 考 文 献

- 1 韩申庭等.鄂尔多斯盆地榆林区山西组砂岩气藏岩性地震勘探.天然气工业,1998;18(5):10~13
- 2 傅诚德等.鄂尔多斯盆地研究.北京:石油工业出版社,2001
- 3 王震亮等.鄂尔多斯盆地中部上古生界天然气运移特征分析.石油勘探与开发,1998;25(6):1~4
- 4 王震亮等.鄂尔多斯盆地神木—榆林地区上石盒子组、石千峰组天然气成藏机理.石油学报,2004;25(3):10~13
- 5 傅锁堂等.长庆气田榆林区山₂段砂岩气藏的AVO分析.天然气工业,2000;20(6):24~26
- 6 李德生.重新认识鄂尔多斯盆地油气地质学.石油勘探与开发,2004;31(6):1~7
- 7 刘全稳,陈景山,王允诚.油气圈闭管理评价系统.北京:石油工业出版社,2000
- 8 郑承光等.鄂尔多斯盆地陕141井区上古生界气藏储层特征.天然气工业,1998;18(5):14~17
- 9 刘全稳等.圈闭管理内容与方法.天然气工业,2002;22(3):17~20

(收稿日期 2005-09-06 编辑 韩晓渝)