

建南某气井井口压力恢复“尖峰”式波动情况分析

刘兰

中石化江汉油田分公司采气一厂 重庆 404100

通讯作者: Email: liul1023@dingtalk.com

引用: 刘兰. 建南某气井井口压力恢复“尖峰”式波动情况分析[J]. 油气井测试, 2022, 31(6): 70-73.

Cite: LIU Lan. Analysis of “peak” type fluctuation of wellhead pressure recovery in Jiannan gas well [J]. Well Testing, 2022, 31(6): 70-73.

摘要 建南某气井在进行压力恢复试井时,井口压力恢复速度缓慢且压力呈现阶段“尖峰”式上升。经分析,压力恢复缓慢的原因主要受邻井生产干扰及自身能量低影响;压力呈现阶段“尖峰”式上升主要受环境温度的变化、压力计精度高、灵敏度强影响,并且根据压力波动标准,判断该井压力波动属正常范围。该结果为气井压力恢复缓慢及异常提供了分析思路,为压力恢复是否达到标准要求提供了依据,具有一定的参考价值。

关键词 建南气井;压力恢复;曲线异常;井筒积液;压力计精度;压力波动标准;单井评价

中图分类号: TE353

文献标识码: B

DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2022.06.014

Analysis of “peak” type fluctuation of wellhead pressure recovery in Jiannan gas well

LIU Lan

No. 1 Gas Production Plant of Jiangnan Oilfield Branch of SINOPEC, Chongqing 404100, China

Abstract: During the pressure build-up test of a well in Jiannan, the build-up speed of wellhead pressure was slow and the pressure showed a “spike” type rise. Through analysis, the slow pressure recovery is mainly caused by the production interference of adjacent well and low self energy; The “spike” type rise of the pressure is mainly affected by the change of ambient temperature and the high sensitivity of the pressure gauge. According to the pressure fluctuation standard, it is judged that the pressure fluctuation of the well is within the normal range. The results provide an analysis idea for the slow and abnormal pressure recovery of gas wells, and give a basis for whether the pressure recovery meets the standard requirements, which has certain reference value.

Keywords: gas well of jiannan; pressure recovery; abnormal curve; wellbore liquid loading; accuracy of pressure gauge; pressure fluctuation standard; single well evaluation

压力恢复试井在油气田开发中占据重要地位,压力恢复试井资料随着气田的开发被不断运用^[1-2],因数据的可变性,压力恢复数据不可避免会出现一些波动。国内学者对这些波动异常进行了大量的分析研究,陈伟等^[3]针对高产能气井测试井口压力异常问题,研究了高产能气井测试时井口压力下降、井底压力上升原因,通过 Hasan& Kabir 的非稳态井筒温度模型,计算出非线性井温剖面,修正井筒流体压力计算;王洪峰等^[4]对克拉 2 异常高压气田井口实测关井压力恢复资料出现持续下降的异常情况进行分析,为下一步井底压力恢复校正奠定了较好的基础;李雪莉等^[5]针对克拉 205 井在井口进行不稳定测试时井口压力动态出现异常,结合克拉 205 井的实际情况采用法国 KAPPA 公司研

制的 Saphir 试井解释软件,选用了适当的模型对克拉 205 井进行了试井分析,很好地获得储层参数;冯逍等^[6]针对国内首例超深高酸性普光气田单井关井后油压恢复出现随关井时间延长持续下降的异常情况,从理论上分析了高产纯气井在井筒储存和径向流动阶段产生井口油压动态异常的机理。韩红梅等^[7]针对注水井在测试过程中,由于泵压不稳、关井不严及其它人为或自然因素导致井口异常而产生异常压力恢复曲线,从人为因素、测试闸门、注水闸门和注水泵等方面分析,提出了处理方法。刘正奎等^[8]针对各种因素使地层压力恢复曲线各段形状出现了不同程度的上翘、下降、弯曲等现象,分析其成因可判断地层性质及井下结构状况及静压值波动原因,可以了解地层压力的变化趋势及井

身结构状况。但目前的研究大多是针对压力恢复中出现压力下降异常的分析,缺少对井口压力恢复中出现“尖峰”波动的原因分析。建南气田岩性致密且含硫,多采用井口压力恢复试井,对于低渗透气藏试井所需的测试时间相对较长^[9-10],出现的井口压力波动较多,如何正确认识压力恢复数据波动的合理性成为判断压力恢复是否达到标准的重要依据。

1 压力恢复基本情况

建南气田压力恢复历史曲线大都整体呈现出平滑上升趋于稳定的形态,但部分气井会出现不同大小的波动,例如建南气田某井关井前套压 6.94 MPa,油压 5.38 MPa,历时 20 d,关井最高套压 7.25 MPa,油压 7.17 MPa,压力恢复速度整体较为缓慢。从压力恢复小时数据来看,关井油压呈现阶段“尖峰”式上升,如图 1 所示,找出出现这种现象的原因具有重要意义。

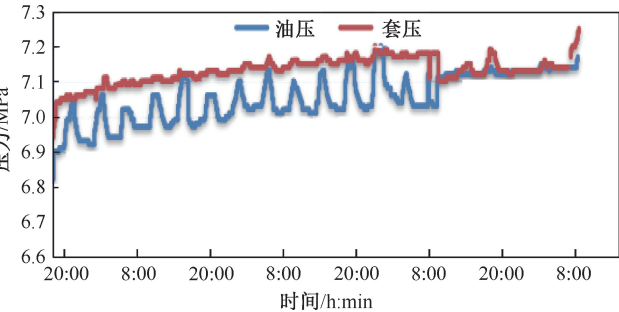


图 1 关井井口压力小时数据图
Fig. 1 Hourly data chart of shut-in wellhead pressure

2 井口压力恢复异常影响因素分析

此次压力恢复试井异常,反映在井口压力恢复缓慢以及关井井口压力呈现阶段“尖峰”式上升,需从这两个方面分别分析其出现的原因。

2.1 压力恢复缓慢分析

首先对于该井目前压力恢复缓慢是否存在积液影响,分析如下:

(1)井筒直井段无积液

该井套管完井,井深 4 192 m,地层温度为 87 ℃,地层压力 22 MPa。投产初期日产气量 (10~14)×10⁴ m³/d。天然气组份以甲烷为主,平均含量 96%,二氧化碳平均含量 2.67%,硫化氢平均含量 4.85 g/m³,临界温度 194 K,临界压力 4.68 MPa,相对密度 0.58。

测试时,井口生产油压 5.0~6.0 MPa,日产气

6×10⁴ m³/d,平均每天带液 0.6 m³,油套、压差基本恒定在 0.6 MPa,且日产大于临界携液流量(见表 1),井筒(油管、油套环空)直井段不存在积液。井径为 215.9 mm,水平段长 669 m,计算水平段容积为 25 m³,若以平均每天带液 0.6 m³ 的极限条件下计算(实际低于该值),需要 42 d 水平段才充满。目前关井 20 d,故直井段无积液。

表 1 临界携液流量计算表

Table 1 Critical liquid-carrying flow calculation table		
井口压力/ MPa	李闯 ^[11]	Turner ^[12-13]
	临界气量 $Q_{cr}/$ ($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	临界气量 $Q_{cr}/$ ($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)
7.0	1.94	5.11
6.5	1.86	4.91
6.0	1.78	4.71
5.5	1.70	4.49
5.0	1.62	4.27
4.5	1.53	4.04
4.0	1.44	3.79

(2)水平段积液影响不大

该井以日产 6×10⁴ m³/d 下降至 3×10⁴ m³/d 生产时,间歇性提产带液,每个带液周期油套压差增大,水平段存在一定积液。但关井后油、套压差值在逐渐缩小(见表 2),并且根据方建龙等^[14]关于小压差气井关井前后井口压力随水气比的变化曲线(见图 2)可以看出,水气比越大,压力越低,若气井受积液影响越大,井口压力会呈现下降趋势且下降幅度大,这与该井井口压力整体呈上升趋势相反,可见水平段积液对该井压力恢复影响不大。

表 2 关井压力数据表

Table 2 Shut-In Pressure Data Sheet				
日期	生产时间/h	套压/MPa	油压/MPa	油套差值/MPa
2021-09-21	12	6.94	5.38	1.56
2121-09-22	关井	7.07	6.92	0.15
2121-09-23	关井	7.11	7.06	0.05
2121-09-24	关井	7.10	7.02	0.08
2121-09-25	关井	7.11	7.06	0.05
2121-09-26	关井	7.13	7.12	0.01
2121-09-27	关井	7.13	7.06	0.07
2121-09-28	关井	7.15	7.10	0.05
2121-09-29	关井	7.17	7.13	0.04
2121-09-30	关井	7.16	7.10	0.06
2121-10-01	关井	7.17	7.13	0.04
2121-10-02	关井	7.18	7.17	0.01

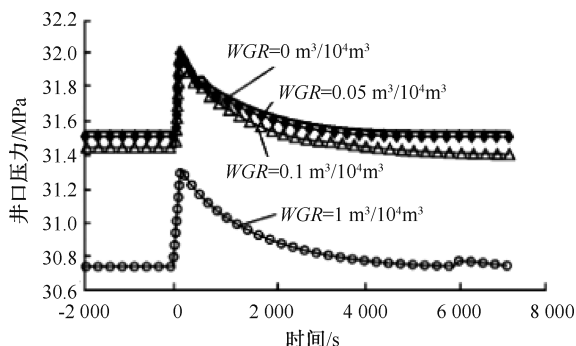


图2 井口压力随水气比变化曲线

Fig.2 Variation curve of wellhead pressure with water-gas ratio

其次对于该井压力恢复缓慢的其它原因分析如下:

(1) 邻井压力恢复速度

邻井进行过一次压力恢复试井,关井第一天压力上升明显,随后压力上升不是很明显,压力恢复速度也较缓慢。根据邻井的压力恢复情况,整个气藏气井可能在第一天压力恢复明显后压力上升较为平缓。压力恢复前期整体特征可能就较为缓慢。

(2) 邻井生产影响

压力恢复测试井关井期间,周围3口井生产,波及范围涉及到压力恢复测试井^[15],可能影响该井压力恢复速度。

(3) 自身地层能量有限

该井压力恢复一直都比较慢,在第一天压力明显上升后压力恢复缓慢,且该井目前累产 $3.5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{d}$,通过压降曲线计算地层压力为 10 MPa,地层能量有限。

2.2 压力波动异常分析

对于测试井关井油压出现阶段“尖峰”式波动,分析如下:

(1) 环境温度的影响

从关井油压小时数据图可以看出,“尖峰”出现在白天 8:00~19:00,当时处于夏季,这个时间段温度高,从 $PV=nRT$ 方程来看,井筒内一定体积气体 P/T 为一定值,随着温度的升高,压力随之增大。从测试井关井油压与环境温度曲线(见图3)来看,关井油压与环境温度的变化趋势一致。

(2) 压力计的影响

电子压力计是一种精密的电子仪器,在外界压力和温度的作用下,压力计产生不同频率的振荡,并将处理过的频率值记录在压力计内含的存储器中。此次测试井压力恢复所用井口存储式压力计

精度为 0.03 级,精度高,灵敏度强,受温度影响,读数可能会存在一定影响。

油、套压力计互换后,油压上涨 0.1 MPa 后呈稳定升高趋势,套压下降 0.1 MPa 后受温度影响更为明显,与换压力计前油、套压趋势相反,可能压力计本身存在一定差异,受温度影响程度有所不同。

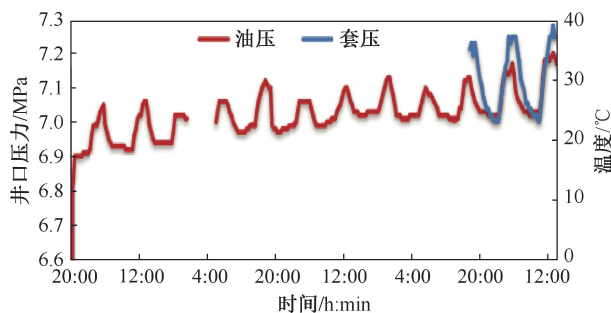


图3 测试井关井井口压力与环境温度曲线

Fig.3 Wellhead pressure and ambient temperature curve of test well shut-in

(3) “压力波动”的标准

根据 SY/T 6125—2013《气井试气、采气及动态监测工艺规程》,压力波动范围大于 0.1 MPa; Q/SH 0022—2013《川东北含硫化氢天然气井试气推荐作法》压力波动范围大于 0.5~1 MPa。测试井压力波动最大差值在 0.1 MPa 左右,在正常范围内,无“压力波动”。

3 结论

(1) 测试井井筒积液影响小,压力恢复速度缓慢主要受邻井生产以及自身能力低影响。

(2) 测试井关井油压有“尖峰”是受温度影响,但属正常范围,不属于“压力波动”。

(3) 压力恢复预测按目前的压力恢复速度,当井口压力变化速率为 0 时,地层压力恢复达到稳定,计算约还有 15 d 达稳定,预计稳定套压 7.2 MPa。

致谢:感谢江汉油田分公司采气一厂勘探开发研究所以及计量测试中心各位同事的帮助与支持!

参考文献

- [1] 甘笑非,易劲,欧家强,等.基于井间干扰模型的气井压力恢复数值试井技术[J].油气井测试,2022,31(3):9-15.
GAN Xiaofei, YI Jin, OU Jiaqiang, et al. Numerical build-up well test technology for gas wells based on inter-well interference model[J]. Well Testing, 2022, 31(3): 9-15.
- [2] 赵润冬,王锦昌,周瑞立,等.大牛地气田分段压裂水平井压力恢复试井曲线特征[J].油气井测试,2017,26

- (4):22-24.
ZHAO Rundong, WANG Jinchang, ZHOU Ruili, et al. Curve characteristics of pressure build up welling test for staged fracturing to horizontal well in daniudi gas field[J]. Well Testing, 2017, 26(4): 22-24.
- [3] 陈伟, 段永刚, 刘柏峰等. 罗家寨高产能气井测试井口压力异常分析[J]. 西南石油大学学报, 2007, 29(1): 60-63.
CHEN Wei, DUAN Yonggang, LIU Baifeng, et al. Abnormal well head pressure of high productivity gas wells in LuoJiazhai [J]. Journal of Southwest Petroleum University, 2007, 29(1): 60-63.
- [4] 王洪峰, 朱卫红, 唐明龙, 等. 克拉2气田井口压力恢复测试异常分析[J]. 天然气工业, 2008, 28(10): 78-80.
WANG Hongfeng, ZHU Weihong, TANG Minglong, et al. Abnormal reason analysis on wellhead pressure build up test in the Kela-2 gas field [J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(10): 78-80.
- [5] 李雪莉, 胥豪. 克拉205井井口压力恢复测试异常的处理方法研究[J]. 石油地质与工程, 2010, 24(3): 62-64.
LI Xueli, XU Hao. Study on the treatment method of abnormal wellhead pressure recovery test in well Kela 205[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2010, 24(3): 62-64.
- [6] 冯道, 肖盈, 王兴群, 等. 普光气田关井油压恢复异常浅析[J]. 内蒙古石油化工, 2012, 38(15): 53-55.
FENG Xiao, XIAO Ying, WANG Xing Qun, et al. Analysis of abnormal oil pressure recovery from well shutdown in puguang gas field[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2012, 38(15): 53-55.
- [7] 韩红梅, 邱军, 马全天, 等. 井口原因导致注水井压力恢复测试异常分析[J]. 油气井测试, 2005, 14(5): 31-32.
HAN Hongmei, QIU Jun, MA Quantian, et al. Analysis for abnormal building up pressure of injection well caused by wellhead reason[J]. Well Testing, 2005, 14(5): 31-32.
- [8] 刘正奎, 郭小群, 楼振英, 等. 静压测试成果影响因素分析[J]. 河南石油, 1999, 13(2): 39-42.
LIU Zhengkui, GUO Xiaoqun, LOU Zhen Ying, et al. Factors affecting static pressure testing [J]. Henan Petroleum, 1999, 13(2): 39-42.
- [9] 方全堂, 陈伟, 段永刚. 致密低渗气藏气井动态分析方法[J]. 天然气勘探与开发, 2009, 32(4): 40-42.
FANG Quantang, CHEN Wei, DUAN Yonggang. A dynamic analysis method of gas well in tight gas reservoir[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2009, 32(4): 40-42.
- [10] 曾繁华, 梁彬, 李闽, 等. 低渗透、致密气藏中压恢式和降压通式的推导[J]. 断块油气田, 2005, 12(1): 27-29.
ZENG Fanhua, LIANG Bin, LI Min, et al. The deduction of build-up formula and general draw down formula of the low-permeability and tight gas reservoir [J]. Fault Block Oil & Gas Field, 2005, 12(1): 27-29.
- [11] 李闽, 郭平, 刘武, 等. 气井连续携液模型比较研究[J]. 断块油气田, 2002, 9(6): 39-41.
LI Min, GUO Ping, LIU Wu, et al. Comparative study of continuous-removal liquid models from gas wells [J]. Fault-block Oil & Gas Field, 2002, 9(6): 39-41.
- [12] 向耀权, 辛松, 何信海, 等. 气井临界携液流量计算模型的方法综述[J]. 中国石油和化工, 2009, (9): 55-58.
XIANG Yaoquan, XIN Song, HE Xinhai, et al. A review of methods for calculating critical liquid-carrying flow rate in gas wells[J]. China Petroleum and Chemical Industry, 2009, (9): 55-58.
- [13] 熊健, 李凌峰, 张涛. 气井临界携液流量的计算方法[J]. 天然气与石油, 2011, 29(4): 54-56.
XIONG Jian, LI Lingfeng, ZHANG Tao. Calculation of critical liquid carrying flow rate in gas well [J]. Natural Gas and Oil, 2011, 29(4): 54-56.
- [14] 方建龙, 杨学锋, 王灿. 高含硫气井关井后井口压力异常影响因素研究 [J]. 钻采工艺, 2012, 35(4): 53-57.
FANG Jianlong, YANG Xuefeng, WANG Can. Study on influencing factors of abnormal wellhead pressure after shut-in of high sulfur gas wells [J]. Drilling and Production Technology, 2012, 35(4): 53-57.
- [15] 《试井手册》编写组. 试井手册(下册) [M]. 北京: 石油工业出版社, 1992: 27-31.

编辑 方志慧

第一作者简介: 刘兰, 女, 1989年出生, 工程师, 2012年毕业于西南石油大学石油工程专业, 现主要从事油气田开发工作。电话: 13075492030; Email: liul1023@dingtalk.com 或 707016199@qq.com, 通信地址: 重庆市万州区百安大道48号采气一厂, 邮政编码: 404100。