

石油与天然气

气井修井工艺实践

梁 铭, 张耀刚, 曹成寿

(中国石油长庆油田分公司第一采气厂, 陕西靖边 718500)

摘 要:某气井投产5年后井下管柱因 CO_2 等综合性酸性腐蚀穿孔、断脱, 全井形成长片、断根, 甚至部分井段双落鱼并行卡死, 2005年通过下开窗捞筒、反扣钻杆、倒扣捞矛等修井打捞工具对其进行分段打捞处理。文章总结了该井历时近8个月的修井过程及技术要点, 为今后同类气井修井作业及气井完井提供了参考依据。

关键词:气井; 修井工艺; 实践; 认识

中图分类号:TE358

文献标识码:A

文章编号:1673-5285(2007)06-0030-04

1 基本情况

1.1 钻井完井概况 某气井为天然气生产井。2000年6月23日开钻, 同年7月23日钻至井深3 306 m完钻, 下 $\Phi 177.8$ mm套管射孔完井。经常规射孔酸化后求得无阻流量为 $34.7\ 942 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 原始地层压力28.27 MPa。此气井井身结构如图1所示。

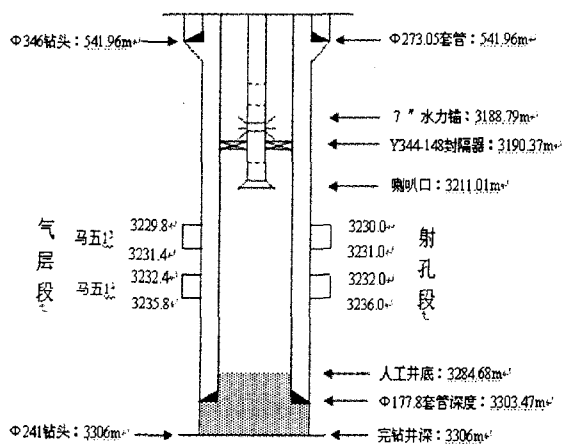


图1 某气井井身结构

1.2 产层流体性质 天然气甲烷含量93.012%; CO_2 含量6.071%; H_2S 含量811.56 mg/m^3 ; 地层水 Cl^- 含量为119 776.69 mg/L ; 总矿化度为187 552.75 mg/L 。

1.3 生产及通井情况 某气井是成功复产的第一口

水淹气井, 该井自2000年10投产至2005年11月修井作业前, 已累计产气 $7\ 818.9209 \times 10^4 \text{ m}^3$, 累计产水48 511.521 t。2005年进行的三次通井作业中, 第一次通至井深3 253.0 m(气层射孔段以下), 无遇阻、遇卡现象, 第二、三次分别通至2 000.0 m和1 584.0 m处遇阻, 活动无效, 分析为两处油管腐蚀断脱或变形严重。

1.4 井下现状 此气井生产过程中油套压差随着产气量、产水量增大基本不变, 甚至还有减小的趋势(图2)。综合分析该井的气质、水质化验结果以及油套压变化和通井情况后, 判断该井油管可能存在腐蚀穿孔或裂纹、丝扣密封不严等漏气现象。为了确保某气井正常生产, 预防井下事故, 了解井筒内生产管串的腐蚀状况, 决定上修井队打捞井内原管串, 对其进行腐蚀检测后更换相同型号的新油管, 恢复正常生产。

2005年11月21日修井队上井, 起钻时发现钻具悬重为144 kN, 起出油管1 513.41 m后发现原管串已从第157根油管接箍以下8.95 m处腐蚀断落井内; 油管本体腐蚀严重, 多处坑蚀穿孔, 断口腐蚀不规则, 预计井下落鱼总长1 697.6 m。

2 修井工艺方案及过程

2.1 修井工艺方案

1. 利用已上井的BJ-800修井设备实施修井打捞。

* 收稿日期: 2007-09-19

作者简介: 梁铭, (1971-), 华东石油大学毕业, 现主要从事天然气开采工艺研究管理工作。地址: (718500) 陕西靖边石油基地采气一厂采气工艺研究所。

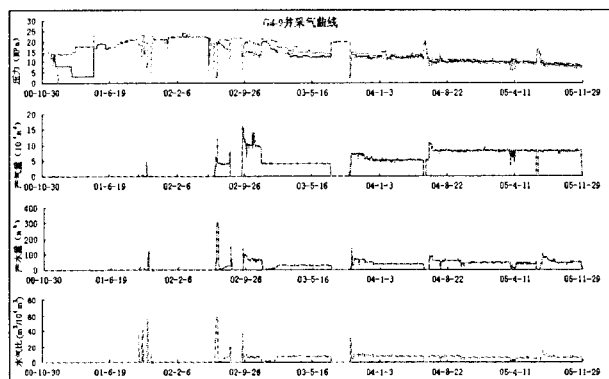


图2 某气井采气曲线

2. 若打捞无效,利用修井机配置钻台、转盘和循环系统,配合实施修井打捞和钻磨。

分析认定此气井管串为 CO_2 酸性腐蚀介质综合型腐蚀断落,首选第1种修井方案,与后一种方案比较该方案花费的投资少、时间短、见效快;就单一的油管打捞来看,从工艺上两者是一致的,能达到同一修井目的。

2.2 修井作业过程 实际修井过程按作业时间主要分以下3个阶段。

2.2.1 第一阶段的修井打捞 2005年12月起出生产管柱后发现其腐蚀穿孔严重,部分油管本体腐蚀穿孔最大孔径达 $\Phi 60$ mm,部分油管接箍有1/4腐蚀脱落;第157根油管自接箍以下8.95 m处,本体周向穿孔腐蚀断脱;断脱位置为1 513.41 m(图3)。考虑到断脱位置腐蚀严重;抗内压强度不够,且断面变形不规则,不具备井下工具内捞条件,下步用卡瓦打捞筒实施修井打捞。



图3 第157根油管本体腐蚀断脱

12月11日,下入KLT-T117可退式卡瓦打捞筒,探得鱼顶位置为1 583.50 m,确认第157根油管本体腐蚀断脱后落鱼下沉70.09 m。打捞2次捞获落鱼21根(整根油管19根,断油管2根),总长183.35 m;第178根油管本体穿孔腐蚀严重;并腐蚀断脱呈笔尖状(已经打捞出本体7.34 m + 1/4圈不规则断口1.22 m)见图4。



图4 第178油管本体腐蚀断脱

鉴于第178根油管腐蚀断脱后井下落鱼鱼顶状况复杂,鱼顶准确位置难以确定,12月12日下入光油管实探鱼顶位置为1743.50 m。根据已经捞获的第178根油管7.34 m长的本体及其腐蚀断脱情况,分析认为第178根以下落鱼鱼顶不完整,鱼顶状况为残留油管3/4圆周 $\times 1.22$ m,预计鱼顶距下1根油管接箍距离为2.28 m (9.62 m ~ 7.34 m),井下落鱼总长为1 510.31 m(约158根油管及酸化钻具一套)。

分析已经打捞出的井下落鱼的腐蚀状况认为井下生产管柱受 CO_2 、 H_2S 及储层产出高矿化度地层水腐蚀、穿孔、剥落情况严重;油管本体腐蚀严重;强度降低,抗外挤和内压强度损失较大,不具备井下工具内捞和外捞的条件。认为具备打捞条件的部位只有连接油管的接箍部分,下一步用开窗打捞筒及卡瓦打捞筒配合加长筒进行修井打捞。

2.2.2 第二阶段的修井打捞 2006年5月27日~6月5日,用开窗打捞筒配合加长筒打捞6次,捞获落鱼31根。其中第208根油管断脱部分捞出9.03 m后,下入 $\phi 146$ mm壁勾卡瓦捞筒配合加长筒打捞,抓捞后上提遇卡。



图5 开窗打捞筒

2006年6月5日~6月17日,用卡瓦打捞筒、开

窗打捞筒配合加长筒打捞 13 趟, 捞获落鱼 124 根。

6 月 18 ~ 23 日, 下入滑块捞矛打捞剩余落鱼, 工具入鱼后卡死, 上下活动 6 天共 868 次, 钻具上移 6.68 m。地面倒扣器倒扣, 上提 250 kN 反转 32 圈, 倒扣后悬重 17 kN; 捞获工具油管 192 根。

2.2.3 第三阶段的修井打捞 2006 年 7 月 27 日 - 8 月 18 日, 用 27/8" 反扣钻杆倒扣处理 13 趟; 打捞遗留井下的工具油管 122 根; 后又以反扣钻杆与震击类工具配合打捞, 捞获工具油管 2 根, 井下落鱼 2 根。

打捞出的第 334 根落鱼本体整体挤扁 (图 6); 第 333 根变形 (图 7)。



图 6 第 333 根油管变形

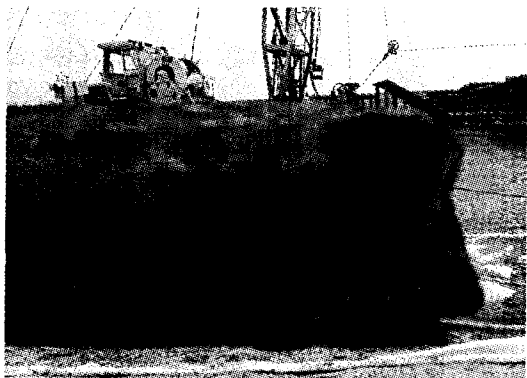


图 7 第 334 根油管本体整体挤扁

由次可以看出, 导致 6 月 23 日滑块捞矛打捞遇卡活动无效, 上反扣钻具进行倒扣并震击解卡处理的原因是第 333 号单根与第 334 号单根两根断鱼在井底时并排插入并卡死在套管内。

8 月 11 日, 用 $\Phi 114 \text{ mm} \times 5.16 \text{ m}$ 老虎嘴打捞水力锚以上断鱼, 打捞至 7" 水力锚部位 3 238.96 m。根据该井井下落鱼的打捞情况来看, 在水力锚上部存在腐蚀断落井底的油管残片、结垢和锈蚀氧化物沉积; 继续向下处理需要用高效铣鞋配合螺杆钻或转盘磨铣, 施

工难度将进一步增加。同时, 由于储层能量亏空, 地层漏失将直接影响磨铣过程中压井液的循环、铁屑及井底沉淀物的携带, 地层的进一步污染将不可避免。考虑到目前水力锚、封隔器等落鱼都在气层射孔段以下, 不影响气井正常生产, 决定不再继续向下打捞, 采取一定油套管腐蚀保护措施后完井。

2.3 套管腐蚀概况及封隔器坐封位置 2006 年 8 月 13 日对该井进行了 MIT - MTT 套损检查测井作业。通过套损检查发现此气井 1 000 ~ 1 500 m 和 2 000 ~ 2 500 m 井段套管的腐蚀状况较为严重; 而此处的固井质量很差, 说明气井固井质量对套管腐蚀影响较大; 另外该井 740 ~ 1 955 m 和 3 050 ~ 3 236.6 m 井段的大部分套管发生了较为严重的腐蚀、穿孔现象, 而 1 955.00 ~ 3 050.00 m 之间, 套管腐蚀情况比较轻微。针对此气井腐蚀现状, 分析以下小套管和下永久式封隔器两种完井方法来减缓油套管的腐蚀状况。

综合考虑技术难度、资金投入及施工周期对气井产能的影响等多种因素后, 决定以下永久式封隔器同时油套环空注入缓蚀剂保护液的形式完井。根据套管腐蚀情况, 封隔器坐封位置应选择在腐蚀较轻微的 1 955.00 ~ 3 050.00 m 井段, 而此气井 2 500 ~ 3 000 m 井段固井质量较好, 鉴于以上情况将封隔器坐封位置确定在 2 926.8 ~ 2 929.5 m 之间。

2.4 完井 综合分析此气井修井作业前生产数据及采气曲线变化情况、此气井完井固井质量声幅测井解释资料、修井过程中油管腐蚀状况及 MIT\MTT 工程测井解释结果等因素, 同时考虑井下落鱼状况及修井过程中压井液灌入情况后, 决定以更换相同型号油管, 下完井封隔器后油套环空注防腐保护液的形式完井。

先用 $\Phi 149 \text{ mm} \times 1.2 \text{ m}$ 通井规通井至鱼顶位置, 再用 7" 套管刮削器刮削至鱼顶位置, 对拟坐封井段 2 926.8 ~ 2 929.5 m 反复刮削多次, 至坐封井段套管内壁达到完井封隔器密封条件; 更换新井口及 27/8" TBG FOX 生产管柱, 下入 CQ - 7B 水力式完井封隔器, 电测校深坐封位置并坐封; 最后油套环空注入防腐保护液, 验证工具及环空密封, 诱喷排液完井。

此次压井及修井过程中灌入井筒的压井液量总共为 2 041.17 m^3 , 2006 年 11 月 9 日完井后诱喷, 至 12 月 17 日累计排出液体 2 500 m^3 左右。完井后井身结构见图 8。

3 修井作业后生产情况

2006 年 12 月此气井井下作业完井后 18 日进入流程

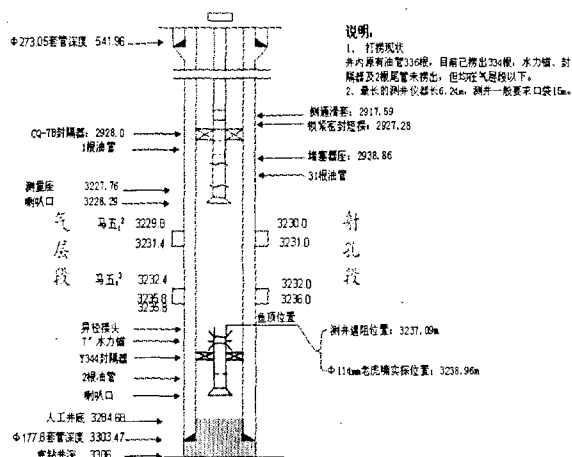


图8 此气井修井作业后井身结构

生产,截至2007年2月累计产气 $221.5609 \times 10^4 \text{ m}^3$,累计产水2 137.5 t,日均产气 $5.9881 \times 10^4 \text{ m}^3$,日均产水57.7703 t,生产较稳定,油压7.4 MPa,套压0 MPa。(图9)

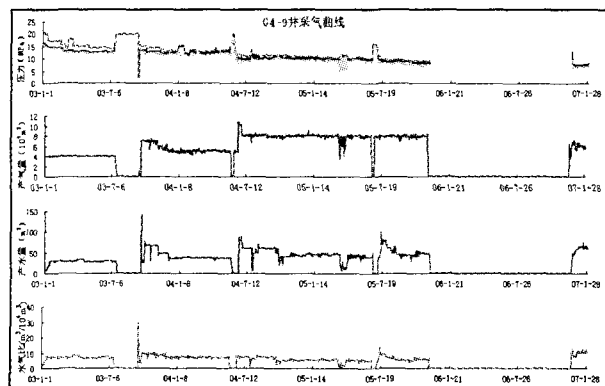


图9 此气井大修作业后采气曲线

4 结论及建议

1. 打捞腐蚀落鱼时,若加压造扣打捞或内捞,易损

坏鱼头,用开窗打捞筒、卡瓦打捞筒等外捞工具效果较好,尤其对未卡钻的落鱼。由于该工具加压小,可与 $\Phi 127 \text{ mm}$ 长引筒配合使用,实现“双保险”,捞获后鱼头不易滑脱。

2. 打捞深度腐蚀的落鱼时,钻压不宜过大,防止下部落鱼多次受压,进一步折断、变形,若上提遇卡,可适当硬提,本此修井作业用此法获得了较好的分段打捞效果。

3. 在气田生产的中后期,多数气井地层流体含不同类型多腐蚀介质;需要常起换管柱,修井工作量逐渐上升,应建立一条井筒管柱使用监督网络,及时监测井内管柱使用情况。

4. 气井完井作业中应根据气井地层流体性质、井深、压力、温度,有针对性的对生产管柱材质及组合进行优选,并与有关部门把好完井入井油管质量关,以防止恶性腐蚀;延缓腐蚀介质对油管的腐蚀速度,提高油管在井内使用寿命。

5. 鉴于衬管法套管修复技术日趋成熟,针对长庆气田目前的井身结构,今后对套管腐蚀穿孔的气井,可以考虑下入 $\Phi 127 \text{ mm}$ 套管做衬管,彻底修复受损套管。

6. 随着气田进入中后期开发,很多气井由于修井过程中的压井液漏失造成储层伤害严重;复产困难,单井采收率大受影响;建议今后气井修井作业中根据储层物性、井深、压力、温度,有针对性的对压井液进行注入量、密度及配方优化,提高压井液配伍性;同时采取屏蔽暂堵等工艺措施;减小修井作业中压井液造成的储层伤害。

7. 气井固井质量对套管腐蚀影响较大,加之固井水泥环是套管腐蚀穿孔或断裂后防止储层污染的最后—道屏障,因此应对气井固井、完井质量引起足够的重视,尤其对产高矿化度地层水的区块,更应该加强气井固井、完井质量的监督和管理,提高固井质量。

Gas well workover technology practice and understanding

LIANG Ming, ZHANG yao gang, CAO Cheng shou

(petroching changqing Oilfield compang NO. 1 of gas production plant neimengy, jingbian, shanxi, 718500, china)

Abstract : The gas well has been put into gas production for 5 years, so that its underground pipe column was corroded by carbon dioxide etc comprehensive sour gas, caused tube punched hole and tube snap. The crushed tubing with various shapes was found in whole well, in which the dual fishing head parallel insertions were encountered in some intervals. 2005, Different tools as overshot with gliding slab slot, spear, left-hand screw drill pipe were used for fishing jobs. The courses and technical main points of the well workover lasted nearly 8 months are summarized in the paper, which may be available for reference to similar gas well's workover and gas well completion operating.

Key words: Gas well; Well workover technology; practice; understanding