

冷冻暂堵带压换阀技术及应用前景^{*}

黄桢^{1,2} 王锐² 杜娟³

1.重庆大学资源与环境学院博士后流动站 2.中国石油西南油气田公司川东开发公司

3.中国石油西南油气田公司重庆气矿

黄桢等.冷冻暂堵带压换阀技术及应用前景.天然气工业,2009,29(2):79-80.

摘要 为了安全地解决井口隐患,在川东沙罐坪气田罐31井首次采用四川油气灭火中心引进的最新技术——冷冻暂堵技术来实施暂堵带压换阀。该技术是将特殊的暂堵剂逐层注入各层套管环空和油管内部,冷冻后可同时将各环空和油管水眼暂堵,达到以不压井方式来更换井口1、2、3号闸阀的目的。此项技术在国内属首次成功应用,并且为保护油气层而需要进行带压整改井口又找到了一项新的技术途径。

关键词 冷冻 暂堵 带压 套管 油管 修井 完井

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2009.02.021

1 冷冻暂堵技术工作原理

冷冻暂堵技术是引进加拿大 SNUBCO 公司的新工艺技术,它可进行套管环空和油管水眼暂时封堵,使井口油压、套压降为零,可达到换装井口1号、2号、3号闸阀的目的。该技术通过在表层套管周围安装上冷冻盒后,加入冷冻剂,然后通过自带液压冷冻系统将特殊的暂堵剂逐层注入各层套管环空和油管内部(如果环空固井已注满水泥或水就不需要再注入暂堵剂),冷冻一定时间,就可以同时将多层套管环空和油管内径暂时封堵。其主要特点如下:

1)可以在环境温度为 $-35\sim+50\text{ }^{\circ}\text{C}$ 的条件下,同时暂堵多层套管环空和油管内部。

2)暂堵成功后,安全系数高,如果一直保持冷冻剂在冷冻盒内,暂堵将一直保持温度在 $-70\text{ }^{\circ}\text{C}$ 左右。

3)解堵方便,拆除冷冻剂后,可人为加热升温解堵或自然升温解堵,否则将一直处于暂堵状态。通过放喷可排出暂堵剂,恢复采气。

4)暂堵压力较高,最高工作压力为 70 MPa 。暂堵后,反向试压压力至少按关井压力的2倍来试压。

5)从理论上推导出的油管、套管安全系数,科学可靠。当暂堵剂在井下节流后形成桥塞,在桥塞两端形成节流压差,这个压差在暂堵剂上产生相应的作用力,力的大小与节流压差成正比关系。暂堵剂

在井下节流压差所产生的作用力形成两向分力;一是矢量向上对油管、套管的上顶力,另一就是产生横向作用对油管、套管的挤压力^[1-5]。

6)节流后油管上顶力的计算:

$$F_1 = 1/40\pi\cos\alpha d^2 p$$

式中: F_1 为暂堵剂节流后对油管产生的上顶力,kg; d 为油管内径,mm; p 为节流压差,MPa; α 为井斜角, $^{\circ}$ 。冷冻剂以下油管重量应大于暂堵剂节流所产生的上顶力。

7)油管抗内挤强度计算。先应计算出暂堵剂节流后对油管所产生的挤压力(F_2),公式如下:

$$F_2 = 1/40\pi\sin\alpha d^2 p$$

再计算油管抗机械内挤强度,其公式如下:

$$p_c = 0.75Y_a \left(\frac{2.721}{d/\delta} - 0.063 \right)$$

式中: p_c 为最小抗挤强度, 0.1 MPa ; Y_a 为平均屈服极限, 0.1 MPa ; d 为油管外径,mm; δ 为油管壁厚,mm;油管的抗挤强度应大于暂堵剂节流对油管产生的作用力。

8)暂堵剂高度、冷冻时间。目前,加拿大 SNUBCO 公司根据他们每年百余口井的成功案例,对各次环空空间、油管水眼的暂堵剂需用量及冷冻时间等操作参数提供了一些经验数字。通常暂堵剂长度在 1 m 以上,压力越高的井,长度设计更高;冷

^{*} 本文受到国家自然科学基金项目(编号:50674077)的资助。

作者简介:黄桢,1964年生,高级工程师,博士;从事生产与技术管理工作,现任中国石油西南油气田公司川东开发公司经理。地址:(400021)重庆市江北区大石坝大庆村。电话:(023)67312318。E-mail:hzhzen_1119@yahoo.com.cn

冻时间则根据施工环境的温度和堵塞空间的尺寸而定,空间尺寸越大、需要冷冻的高度越长,则需要冷冻的时间更长;堵塞剂量一般为堵塞空间的1.5~2倍。

2 冷冻暂堵技术现场应用

2.1 罐31井井口隐患简况

罐31井位于四川省开江县回龙乡余家坡村八组。该井于1987年12月24日完钻,产层为C₂hl,酸化后获气1.65×10⁴ m³/d,天然气中H₂S含量为6.30 g/m³,1994年3月4日投产,是一口油管、套管合采井,现处于关井复压阶段。施工前关井油压为5.6 MPa,关井套压为5.6 MPa,井口为KQ65-60采气井口装置。其中井口装置除1、2、3、4号阀门均存在多处锈蚀泄漏。

2.2 冷冻暂堵技术施工步骤

①在方井内表层套管周围挖一个深为1 m、直径为1.2~1.5 m的坑用于安装冷冻盒(见图1);②在冷冻盒内加入干冰冷冻剂,冷冻约3 h;③然后从2、5号闸门通道注入暂堵剂封堵油管与油层套管的环空,冷冻16 h;④再从7、4、1号闸门通道注入暂堵介质封堵油管内径的通道,冷冻14 h;⑤在3、6号闸门和9、11号闸门接放喷管线;⑥冷冻时间到后,缓慢开3、6号闸门和9、11号闸门泄掉井口压力后关闭,观察30 min无泄漏后,反向试压井口套压8 MPa一次成功,更换了2号、3号套管阀门,对井口油压反向试压8 MPa成功,但在观察期间发生泄漏,关井油压恢复至初始压力,再向油管内注入暂堵介质,延长冷冻时间为3 h,最后暂堵成功,更换了1号、4号总闸;⑦井口试压合格后撤除冷冻盒,自然升温解堵。

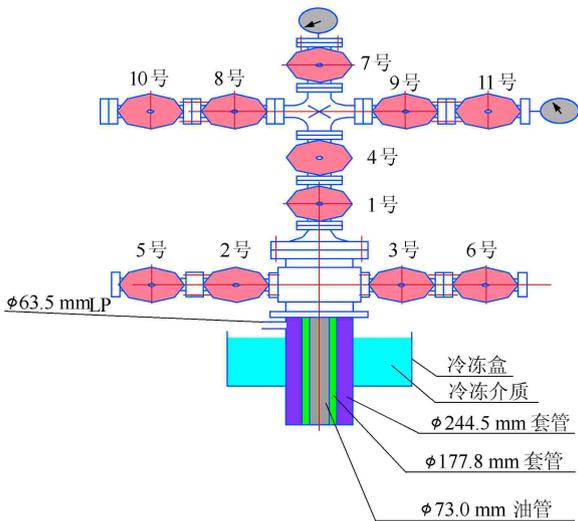


图1 罐31井冷冻盒安装示意图

3 冷冻暂堵技术的特点

冷冻暂堵带压换阀技术在国内首次应用即取得了成功,该技术具有安全可靠、对生产气井的干扰最小、对储层无伤害、施工周期短、应用效果好等优点。但与堵塞器带压换阀技术相比,也暴露了一些问题。

1)应根据国内不同的气井,特别是含硫化氢的井管串腐蚀严重的情况,采用不同的施工作业参数。罐31井第一次油管堵塞后发生泄漏,再注入暂堵介质、延长冷冻时间为3 h暂堵成功,说明该技术是可行的。由于是首次应用,国外提供的也仅是经验参数。因此,堵塞剂量、冷冻时间等相关冷冻暂堵施工技术参数还需要进一步探索。

2)如果产油或井内油管壁较脏,则冷冻暂堵带压换阀技术对油管内密封效果不是很好,存在一定的施工风险。特别是如果在抬开井口后出现严重泄漏,不得不抢险时,由于环空也被暂堵不能实施压井作业,只能抢装1号总闸,使井场充满天然气,可能造成事故。

3)冷冻暂堵带压换阀技术环空解堵可使用高温水冲洗暂堵部位,使其迅速解堵;但油管内冷冻剂解堵依靠自然解堵,时间较长,通常不能马上恢复生产。

4)暂堵剂解堵后排出彻底,其残渣可能导致堵塞采输管线。

4 冷冻暂堵技术的应用前景

无论是报废井还是生产井,井口装置由于长期受生产流体、雨水、空气的长期综合锈蚀或自身的质量隐患影响,井口各部位均可能产生不同程度的漏气、锈蚀,阀门无法正常开启或关闭,最严重的是1、2、3号一级控制阀失效或油管头损坏时,需要压井才能将危险失控的井口整改为可控井口。常规办法之一是采用堵塞器封堵油管内径或封闭井口大四通的旁通道(如KQ65-60型井口通径为φ65 mm,长为135 mm)进行带压换阀。该封堵法既困难又不可靠,特别是一些高含硫化氢较高的老井,由于油管严重腐蚀,堵塞器密封不好、固定不稳,抬开井口后如果出现严重泄漏,堵塞器可能如“火箭炮”被顶出井口,其作业风险很大,如七里12井。另一种常规办法则是压井后进行更换井口或整改。但该法污染产层、整改周期长。冷冻暂堵带压换阀技术则可推广应用于下列特殊情况:

1)适用于井下腐蚀严重的井。冷冻暂堵带压换阀技术由于暂堵剂在油管与油层套管的环空形成长段桥塞(长度大于1.0 m),该桥塞直径远远大于井口大四通的旁通道,根本不可能被冲出井口,即使泄漏,也不会形成失控的局面。因此,即使井口段套管或油管腐蚀、穿孔,通过内外堵塞,也可实现全面暂堵。

2)适用于高压、高含硫井口作业。对于高含硫井、高压井、正在生产井的井口整改,若进行压井作业再换井口,则需上修井机、成本高、作业周期越长,井控风险也越高;或者对气井产生严重干扰。冷冻暂堵带压换阀技术作业则可在最短的时间内消除隐患、恢复生产。

3)适用于低压生产井的井口整改。生产末期,气井大多低压低产、井口出现故障,若不压井进行整改,井口容易发生井涌、井喷;压井后再整改又很可能大量漏失压井液伤害产层,不能及时恢复生产。冷冻暂堵技术不伤害产层,具有优势应用条件。

5 结束语

在川东沙罐坪气田罐 31 井首次采用冷冻暂堵技术实施了暂堵带压更换井口闸阀,这是该项技术在国内的首次成功应用。

参 考 文 献

- [1] 文成槐,尹强,文蜀江.带压安全更换井口闸阀技术的研究与应用[J].钻采工艺,2002(2):76-70.
- [2] 梁光川,赵金洲,郑云萍,等.油田地面注水系统规划技术研究[J].西南石油学院学报,2002,24(6):78-81.
- [3] 陈平,梅宗斌.带压换阀整改采油气井口[J].中国石油石化,2005(10):79-81.
- [4] 贾长贵,杨兆中,李宗田,等.气举井不动管柱酸化工艺技术研究与应用[J].西南石油学院学报,2003,25(4):48-51.
- [5] 刘绘新,张鹏,熊友明.合理井身结构设计的新方法研究[J].西南石油学院学报,2004,26(1):19-22.

(收稿日期 2008-12-13 编辑 钟水清)