

◀ 钻井完井 ▶

doi:10.11911/syztjs.2020040

川西长裸眼水平井下尾管循环解阻关键技术

张 瑞, 侯跃全, 郭朝辉, 李 旻, 刘国祥

(中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101)

摘 要: 为解决川西长裸眼水平井中尾管下入遇阻和不易下到设计位置的问题, 从提高尾管固井工具可靠性和尾管固井管串组合通过性等方面入手, 优化了尾管固井管串组合, 并选用压力平衡式尾管悬挂器、整体式弹性扶正器和弹浮式浮箍等关键工具, 制定了降低尾管下入遇阻概率和提高解阻成功率的技术措施, 形成了适用于长裸眼水平井的下尾管中途大排量循环解阻技术。压力平衡式尾管悬挂器能消除循环憋堵或异常高压导致尾管悬挂器提前坐挂的风险; 整体式弹性扶正器最小复位力约为常规单弓弹性扶正器的 2 倍, 可提高套管居中度; 弹浮式浮箍能解决常规弹簧式浮箍大排量长时间循环弹簧疲劳失效和回压阀冲蚀密封失效的问题。长裸眼水平井下尾管中途大排量循环解阻技术在川西 50 口中浅层水平井进行了应用, 解决了尾管下入遇阻和下不到设计位置的问题, 尾管到位率达到了 98%。研究表明, 长裸眼水平井下尾管中途循环解阻技术可以解决川西长裸眼水平井尾管下入存在的问题。

关键词: 水平井; 尾管固井; 解阻; 尾管悬挂器; 扶正器; 浮箍; 川西地区

中图分类号: TE925

文献标志码: A

文章编号: 1001-0890(2020)03-0052-06

Key Techniques for Eliminating Resistance while Running Liner with Circulation in Long Horizontal Openhole Wells in the Western Sichuan

ZHANG Rui, HOU Yuequan, GUO Zhaozhui, LI Han, LIU Guoxiang

(Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China)

Abstract: In order to solve the problems of resistance encountered while running liner and the fact that it is often hard to run liner through the full extent of long horizontal openhole wells in the Western Sichuan Area, cementing pipe string liner was optimized to improve the reliability of liner cementing tools and to enhance the mobility of the liner cementing pipe string. Key tools such as pressure-balanced liner hanger, integral elastic centralizer, and elastic/buoyant floating collar were adopted, and the technical measures that can reduce the resistance encountering probability of liner and increase the success rate of resistance removal were formulated, through which the mid-way resistance removal technology for running liner in long openhole horizontal wells was formed with large flowrate circulation. The pressure-balanced liner hanger can eliminate the risk of premature setting caused by the pressure build-up during circulation or abnormal high pressure. In this case, the minimum resetting force of integral elastic centralizer is about 2 times that of the conventional single-bow elastic centralizer, and that can improve the casing centering. In the meantime, the elastic/buoyant floating collar can solve the problems of spring fatigue failure due to large flowrate long-term circulation and the erosion failure of back pressure valve seal in conventional spring-type floating collar. The resistance removal technology by mid-way large flowrate circulation has been applied to 50 shallow horizontal wells for running liners in long openholes in the Western Sichuan Area, and it solved the problems of getting hung up and getting out of design position in running liner. Using the new technique, the liner successfully arrived at the end of the hole at the rate of 98%. The research results showed that this technology could solve the problems of running liner in long horizontal openhole wells in the Western Sichuan Area.

Key words: horizontal well; liner cementing; resistance removal; liner hanger; centralizer; floating collar; the Western Sichuan

中国石化川西地区的中浅层气藏以沙溪庙组和蓬莱坝组地层为主力产层, 属于致密砂岩气藏, 为提高裂缝钻遇率和单井产能, 多采用水平井开发。水平井多采用三开井身结构, 具有目的层埋深浅(埋深小于 2 700.00 m)、水平段长等特点。三开裸眼段长 1 500.00~2 000.00 m, 水平段长 800.00~1 200.00 m, 采用尾管悬挂器悬挂 $\phi 139.7$ mm 尾管完井, 完钻时的钻井液为钾石灰聚磺钻井液, 密度为

1.9~2.1 kg/L。由于水平井段地层多样、砂泥岩并

收稿日期: 2019-11-16; **改回日期:** 2020-01-18。

作者简介: 张瑞(1985—), 男, 江苏南京人, 2008 年毕业于北京科技大学材料物理专业, 2011 年获北京科技大学材料物理与化学专业硕士学位, 副研究员, 主要从事石油钻井完井井下工具的设计与研发工作。E-mail: zhangrui.sripe@sinopec.com。

基金项目: 国家科技重大专项“高压低渗油气藏固井完井技术”(编号: 2016ZX0521005)和中国石化技术推广项目“平衡式尾管安全下入技术推广应用”(编号: P17050-11)联合资助。

存、地层易坍塌等原因, $\phi 139.7$ mm 尾管下入受阻或下不到设计位置的问题突出^[1-5]。2016 年以前, 主要通过提高送入钻具质量, 采用猛冲猛放的方式强行解阻, 但每年仍有约 20%~30% 的水平井尾管无法下至设计位置, 严重影响了固井质量。

目前, 国内外在解决尾管下入受阻问题时多集中在如何降低尾管下入摩阻方面, Weatherford、Baker Hughes 等国外油田技术服务公司和国内石油工程科研院所相继研发了高性能的旋转尾管悬挂器和低摩阻扶正器等固井工具, 并得到了广泛的应用, 通过旋转尾管的方式降低下入摩阻, 提高了大位移井和大斜度井的尾管下入成功率^[6-9]。但是, 对于水平井、小间隙井和易坍塌井, 尾管旋转下入难度大, 同时对于井壁易坍塌的情况, 旋转尾管下入技术的解阻效果不佳。

中途大排量循环洗井是解决井壁坍塌卡钻的有效手段。然而, 现有尾管悬挂器多采用常规的管内憋压坐挂的原理, 尾管下入过程中需严格控制管内压力, 以防止尾管悬挂器提前坐挂^[10-13]。现场一般要求中途循环压力必须控制在 6 MPa 以内^[14], 这限制了循环排量, 往往无法达到解除砂卡的要求。因此, 针对川西长裸眼水平井尾管下入受阻和下不到设计位置的问题, 开展了尾管固井管串优化、工具优选、施工工艺配套等方面的研究工作, 并通过现场实践, 形成了适用于长裸眼水平井的下尾管中途大排量循环解阻关键技术, 并在中国石化川西地区近 50 口中浅层长裸眼水平井尾管固井中得到推广应用, 解决了尾管下入受阻的问题, 取得了良好的应用效果。

1 尾管固井管串组合优化及关键工具

下尾管循环解阻是通过开泵大排量循环洗井, 解除砂卡或调整钻井液性能, 从而达到通过遇阻点的目的。长裸眼水平井尾管固井中途循环的压力往往较高, 且可能出现循环憋堵或异常高压等情况, 常规尾管悬挂器在这些极端情况下极易提前坐挂。为此, 将尾管固井管串组合优化为: 送入钻具+压力平衡式尾管悬挂器(球座式胶塞)+尾管串+碰压座+套管×1~2 根+弹浮式浮箍+套管×1~2 根+弹浮式浮箍+套管×1 根+短套管×1 根(长约 1~2 m)+浮鞋(见图 1)。该管串组合与常规尾管固井管串组合相比, 主要区别在于使用了压力平衡式尾管悬挂器、整体式弹性扶正器和弹浮式浮箍等。

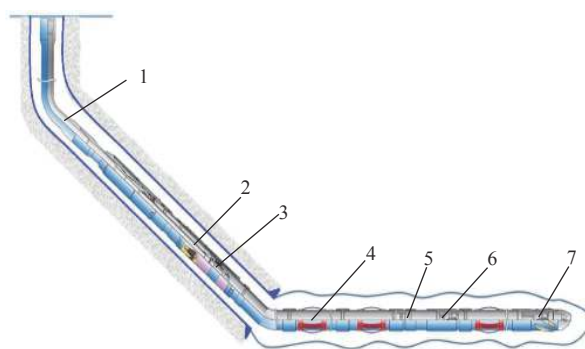


图 1 优化后的尾管固井管串组合示意

Fig.1 Schematic of the optimized liner cementing pipe string

1. 送入钻具; 2. 压力平衡式尾管悬挂器; 3. 球座式胶塞;
4. 整体式弹性扶正器; 5. 碰压座; 6. 弹浮式浮箍; 7. 浮鞋

1.1 压力平衡式尾管悬挂器

常规液压尾管悬挂器的坐挂驱动机构只有一组液缸, 通过管内憋压实现坐挂, 而压力平衡式尾管悬挂器的坐挂驱动机构基于压力平衡原理采用了双向牵制型液缸, 如图 2 所示。当中途循环管内产生高压时, 由于双向液缸处的压力 p_1 和 p_2 相等, 且液缸作用面积相等, 产生的液压力 F_1 和 F_2 相互抵消。因此, 无论管内产生多大的压力, 坐挂驱动机构都不会推动卡瓦实现坐挂, 彻底消除了循环憋堵或异常高压导致卡瓦提前动作的风险, 从而保证了中途循环的泵压和排量不受工具性能的限制。

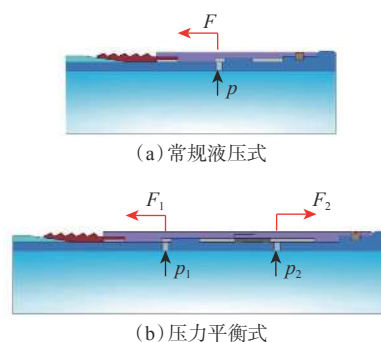


图 2 常规尾管悬挂器与压力平衡式尾管悬挂器的坐挂机构示意

Fig.2 Setting and hanging mechanisms of the conventional liner hanger and pressure-balanced liner hanger

压力平衡式尾管悬挂器内部设计有集常规尾管胶塞和球座功能于一体的球座式胶塞, 主要包括胶碗和球座 2 部分: 一方面, 作为双向牵制型液缸的坐挂激发机构, 安装在 2 个液缸的传压孔之间, 当尾管下至设计位置后, 投球憋压可使反向的牵制液缸失去作用, 从而驱动卡瓦动作实现尾管悬挂; 另一方面, 作为尾管胶塞, 当钻杆胶塞达到球座式胶塞处,

两胶塞复合并憋压剪脱,从而顶替套管内的水泥浆,完成固井作业。试验表明,该双向牵制型液缸密封能力达到 35 MPa,中途循环泵压可达 25 MPa 以上,球座式胶塞具有良好的耐冲蚀性能^[15]。

1.2 整体式弹性扶正器

裸眼段的尾管串增加弹性扶正器安放数量可以较好地提高水平段的套管居中度,防止发生压差卡套管。然而常规单弓或双弓扶正器的复位力较小,扶正效果不佳,且在频繁上下活动管柱时极易损坏,不仅无法达到提高套管居中度的目的,还会增大下入摩阻。为此,选用了一种高复位力、高可靠性的整体式弹性扶正器(见图 3)。该扶正器采用整体成型工艺,其中无任何机械连接或焊接点,提高了扶正器的可靠性。同时,该扶正器采用了高强度合金钢材料及特定的热处理工艺,既提高了扶正器的复位力,又可保证其韧性达到要求。



图 3 整体式弹性扶正器结构示意图

Fig.3 Schematic of the integral elastic centralizer

表 1 为适用于 $\phi 139.7$ mm 套管不同弹性扶正器的技术参数。从表 1 可以看出,整体式弹性扶正器的外径更小,最大启动力为 618 N,仅为单弓扶正器的 25%,下入摩阻极小,而其达到偏离间隙比为 67% 时所需的最小复位力却达到了 13 923 N,约为单弓弹性扶正器的 2 倍,达到国家推荐标准《石油天然气工业套管扶正器 第 1 部分 弓形弹簧套管扶正器》(GB/T

表 1 适用于 $\phi 139.7$ mm 套管不同弹性扶正器的技术参数
Table 1 Technical parameters of various elastic centralizers applicable to $\phi 139.7$ mm casing

弹性扶正器类型	最大外径/mm	最大启动力/N	最小复位力 ^① /N
整体式	216.0	618	13 923
单弓	256.0	2 435	7 133
双弓	233.0	796	4 050

注:①为偏离间隙比为 67% 时的最小复位力。

19831.1—2005)中规定最小值(2 758 N)的 4 倍以上,套管居中效果更佳。

1.3 弹浮式浮箍

中途循环解阻用时长,需大排量循环钻井液,对浮箍、浮鞋等附件的耐冲蚀性能提出了更高的要求。常规弹簧式浮箍通过弹簧推动回压阀实现密封,中途循环解阻长时间循环钻井液,可能造成弹簧疲劳失效,同时回压阀密封面经钻井液长时间冲蚀易损坏,导致密封失效。为此,研制了一种新型弹浮式浮箍(见图 4)。该浮箍通过弹簧和浮球的共同作用关闭管内流体通道,实现防回压功能,兼具浮球式浮箍和弹簧式浮箍的优点,具有复位力强、耐冲刷、抗冲击等特点。浮球采用硫化橡胶制作,提高了浮球的耐冲蚀能力和密封效果。

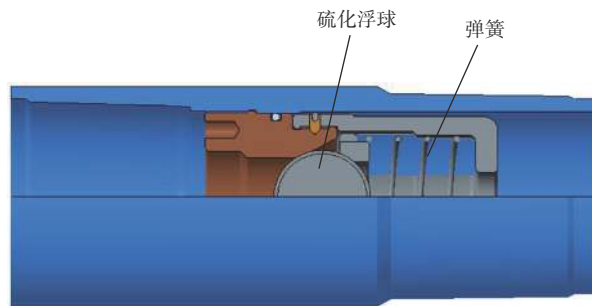


图 4 弹浮式浮箍结构示意图

Fig.4 Schematic of the elastic/buoyancy floating collar

2 大排量循环解阻技术措施

2.1 井眼准备

井眼条件是决定尾管能否顺利下入的关键,任何工具和技术都无法代替下尾管前的井眼准备。一般认为,导致尾管下入遇阻的原因大致为狗腿度大及存在压差卡钻、台阶、键槽、坍塌、缩径等。大排量循环主要用于解决井壁坍塌、砂卡或压差卡钻导致的遇阻问题,对于其他原因造成的遇阻效果不明显。因此,下尾管前需采取以下措施:1)对于易发生压差卡钻的井,重点调整钻井液性能,在易发生压差卡钻点以下适当增加扶正器的安放数量;2)对于井壁易坍塌的井,通井到底后,在井眼稳定的情况下,调整钻井液性能,增强其携砂能力,充分循环,清洁井眼,达到井底无沉砂,井眼稳定无漏失。3)其他按常规要求,综合井况,采用不低于套管刚度的钻具组合通井、划眼,以确保井眼平滑,井壁无台肩;若存在键槽,应采用键槽破坏器反复通井,最低要求是通井钻具组合低转速旋转可通过。

2.2 遇阻类型判断

尾管下入遇阻时,首先要分析遇阻原因、判断遇阻类型,然后有针对性地采取解阻措施,才能更好、更高效地解阻。在充分进行井眼准备后,尾管下入遇阻最可能的原因是井壁坍塌和压差卡

钻,而井壁坍塌导致的遇阻也分为套管中段卡钻和套管前端井壁坍塌遇阻 2 种类型。当尾管下入遇阻时,可以根据上提下放的重、管柱回缩距和循环泵压变化等进行综合判断,判断流程如图 5 所示。

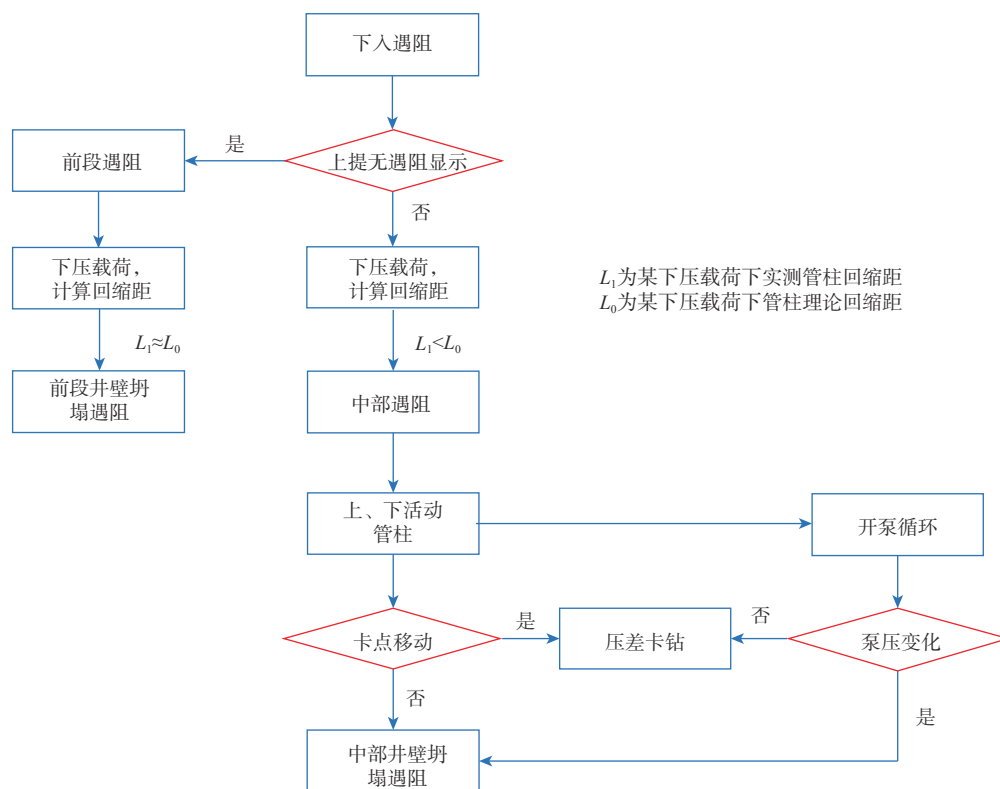


图 5 尾管下入遇阻类型判断流程

Fig.5 Workflow of judging resistance and likelihood of getting hung up in running liner

如上提管柱无遇阻显示,且一定下压载荷下测量管柱的回缩距 L_1 与同载荷下已入井管柱理论回缩距 L_0 接近时,可以判断为套管前端井壁坍塌导致的遇阻;如上提管柱提不动,且下压回缩距 L_1 明显小于理论回缩距 L_0 时,则可判断为套管中部遇阻。上下活动管柱,开泵循环,如卡点不上移,且循环泵压变化明显,则可以判断为套管中段井壁坍塌导致的遇阻;若卡点明显上移,而循环泵压却无明显变化,则可以判断为压差卡钻导致的遇阻。

2.3 循环解阻工艺

针对以上 3 种不同类型的遇阻,采用不同的循环解阻工艺。

1) 当判断为套管前端井壁坍塌导致的遇阻时,首先上提活动管柱后,开泵顶通,并逐步将排量提高至钻井施工最高排量(一般不超过 $2.0 \text{ m}^3/\text{min}$),泵压稳定后,将排量降至 $1.5 \text{ m}^3/\text{min}$,然后缓慢下放管柱。若泵压迅速升高或悬重快速下降,则停止下

放,继续循环 10~15 min,然后再缓慢下放管柱,如此反复,直至通过遇阻点。

2) 当判断为套管中段的井眼坍塌遇阻时,开泵顶通,缓慢提高排量,并根据泵压变化及时调整排量,防止泵压过高压漏地层。同时,每隔 3~5 min 上提、下放活动管柱一次,防止套管静止过长发生压差卡钻。一般每次循环 30 min,或者循环至泵压无明显变化后,停泵,尝试下放管柱通过遇阻点。

3) 当判断为压差卡钻遇阻时,开泵循环洗井 1~2 个环空容积,充分清洗井眼,然后注入解卡剂(注入解卡剂的量根据卡点位置计算求得),期间采用上提下放管柱的方式配合解卡。

3 现场应用

自 2016 年底以来,川西地区近 50 口水平井尾管固井作业应用了中途循环解阻关键技术,尾管到位率

达 98% 以上,解决了该地区长裸眼水平井尾管下入遇阻的问题。表 2 为该地区部分井的应用情况统计结果,其中,江沙 203-6HF 井为压差卡钻遇阻,大排量循环后注入解卡剂解阻,累计循环 24 h 后通过遇阻点;江

沙 319HF 井和江沙 321-3HF 井为前端井壁坍塌遇阻,采用边循环边下放的方式将尾管下到设计位置;其他 3 口井均为套管中段井壁坍塌遇阻,采用大排量循环和上下活动管柱的方式顺利通过遇阻点。

表 2 川西地区部分水平井中途大排量循环解阻技术应用情况统计结果

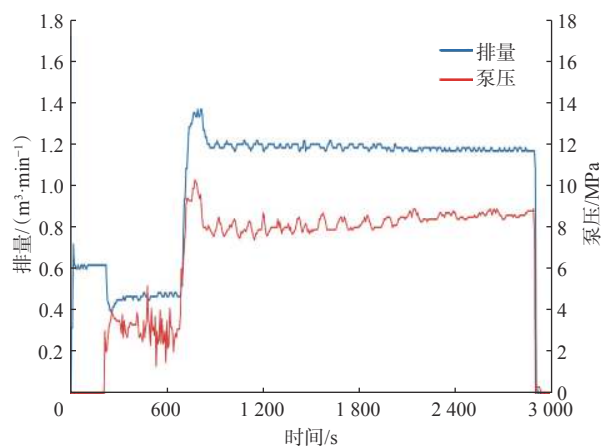
Table 2 Applications of large flowrate circulation for mid-way resistance removal in partial horizontal wells in the Western Sichuan Area

井号	井深/m	裸眼段长/m	尾管段长/m	循环排量/($\text{m}^3 \cdot \text{min}^{-1}$)	最高泵压/MPa	循环时长/h	解阻段长/m
江沙319HF	3 701	1 500	1 800	1.4~1.5	11	1.5	80
江沙212HF	3 188	1 368	1 586	1.8~1.9	13	1.0	620
江沙321HF	3 925	1 720	2 031	1.4~1.6	18	8.0	625
江沙203-6HF	3 425	1 175	1 530	1.3~2.3	21	24.0	509
江沙322HF	3 684	1 304	1 480	1.5~1.6	12	1.0	196
江沙321-3HF	3 817	1 860	2 160	1.5~1.6	12	2.0	117

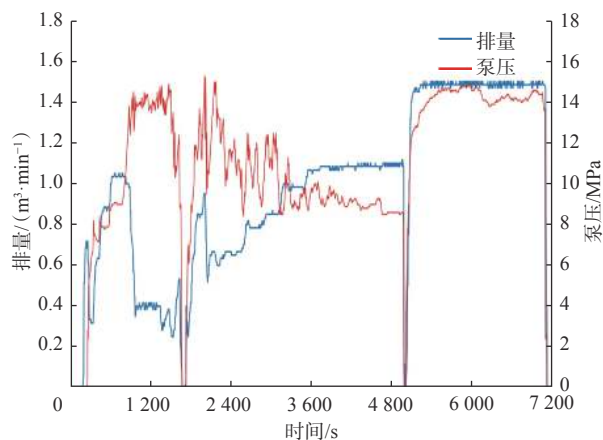
江沙 321HF 井是尾管下入遇阻最严重的井,完钻井深 3 925.00 m,尾管悬挂器坐落在井深 1 890.00 m 处,三开裸眼段长 1 720.00 m,尾管段长达 2 031.00 m,其中水平井段长达 1 010.00 m,且井眼轨迹起伏。裸眼段砂泥岩交错,在井深 3 000.00、3 300.00 和 3 870.00 m 处有 3 段泥岩,多次通井后井深 3 400.00 m 以深仍需要划眼才能通过,下套管摩阻大,泥岩段井壁坍塌风险大。尾管固井管串组合为: $\phi 139.7$ mm 常规钻杆 $\times 693.00$ m+ $\phi 139.7$ mm 加重钻杆 $\times 1 196.00$ m+压力平衡式尾管悬挂器+ $\phi 139.7$ mm 尾管 $\times 2 000.00$ m+碰压座+ $\phi 139.7$ mm 套管 $\times 1$ 根+弹浮式浮箍+ $\phi 139.7$ mm 套管 $\times 1$ 根+弹浮式浮箍+ $\phi 139.7$ mm 套管 $\times 1$ 根+ $\phi 139.7$ mm 短套管 $\times 2.00$ m+浮鞋,每隔 3 根套管安装 1 只整体式弹性扶正器。

该井尾管下至井深 3 100.00 m 以深时遇阻明显,只能通过猛提猛放的方法缓慢下入,摩阻达到 500~600 kN。当尾管下至井深 3 300.00 m 后,采用猛提猛放的方法已经基本无法下入,下压力达到 720 kN,仍无法通过。下压 300 kN 测得回缩距为 0.95 m(理论回缩距 1.10 m),判断为套管中部井壁坍塌遇卡。于是开泵顶通后进行循环洗井,开始以 $0.5 \text{ m}^3/\text{min}$ 的排量循环时,泵压出现明显波动,随后将排量提至 $1.2 \text{ m}^3/\text{min}$,循环 15 min 后泵压趋于稳定(见图 6(a))。同时在循环过程中不断上提下放管柱,以防止发生压差卡钻。循环 50 min 后停泵,上提悬重 1 050 kN,下放悬重 850 kN,管柱缓慢通过该处遇阻点。当尾管下至井深 3 860.00 m 时遇阻,判断还是套管中段遇阻。再次开泵循环,在循环初期,泵压剧烈波动,并出现了泵压多次异常升高的情况(见图 6(b)),这可能是由于井内泥沙上返出现了憋堵,在地面也发现了明显的泥沙返出。循环 1 h 后,

管内压力趋于稳定,说明井眼得到了很好的冲洗。循环 2 h 后,上提悬重 1 160 kN,下放悬重 950 kN,缓慢通过遇阻点,最终下至设计位置。



(a) 井深 3 300.00 m 处



(b) 井深 3 860.00 m 处

图 6 江沙 321HF 井尾管下入过程中的施工曲线

Fig.6 Operation curves of liner running in hole in Well Jiangsha 321HF

该井中途循环洗井累计6次, 累计循环时长超过8 h, 最大循环排量 $1.6\text{ m}^3/\text{min}$, 泵压18 MPa, 压力平衡式尾管悬挂器没有出现提前坐挂现象, 且尾管下至设计位置顺利完成了坐挂及丢手作业。固井过程中观察到了明显的胶塞复合显示, 并根据该显示及时校核了替浆量, 最终实现到量碰压。实际替浆量与设计量仅相差 0.5 m^3 , 这说明球座式胶塞的确有良好的水泥浆刮拭效果。

4 结论及建议

1) 通过优化尾管固井管串组合和研制与选用压力平衡式尾管悬挂器、整体式弹性扶正器和弹浮式浮箍等关键工具, 针对性地制定了尾管下入技术措施, 包括井眼准备、遇阻类型判断、循环解阻工艺等, 形成了适用于长裸眼水平井的下尾管中途大排量循环解阻关键技术。

2) 中途循环解阻关键技术川西地区中浅层水平井的应用结果表明, 该技术可以解决该地区 $\phi 139.7\text{ mm}$ 尾管下入遇阻或下不到设计位置的问题。

3) 随着压力平衡式尾管悬挂器和中途大排量循环解阻技术的不断成熟, 建议在易漏失井、大位移井和易坍塌井等尾管下入困难的井进行推广应用。

参 考 文 献

References

- [1] 姚勇, 焦建芳, 郭广平, 等. 川西沙溪庙组高压气藏水平井固井技术[J]. 钻采工艺, 2014, 37(5): 25–27.
YAO Yong, JIAO Jianfang, GUO Guangping, et al. Horizontal well cementing technology of high pressure reservoir in Chuanxi Shaximiao Group[J]. *Drilling & Production Technology*, 2014, 37(5): 25–27.
- [2] 魏殿举. 川西地区中浅水平井钻井难点与对策[J]. 钻采工艺, 2015, 38(2): 105–107.
WEI Dianju. Difficulties and countermeasures of middle and shallow horizontal well drilling in Chuanxi[J]. *Drilling & Production Technology*, 2015, 38(2): 105–107.
- [3] 罗德明, 舒秋贵, 姚勇, 等. 川西地区蓬莱镇组开发水平井固井难点及对策[J]. 钻采工艺, 2014, 37(5): 28–30.
LUO Deming, SHU Qiugui, YAO Yong, et al. Difficulties and countermeasures of horizontal well cementing technology in Chuanxi Penglaizhen Formation[J]. *Drilling & Production Technology*, 2014, 37(5): 28–30.
- [4] 朱礼平, 李群生, 张继尹, 等. 川西沙溪庙组水平井固井技术难点及对策[J]. 钻采工艺, 2014, 37(1): 18–20.
ZHU Liping, LI Qunsheng, ZHANG Jiyin, et al. Difficulties and countermeasures of horizontal well cementing technology in Chuanxi Shaximiao Formation[J]. *Drilling & Production Technology*, 2014, 37(1): 18–20.
- [5] 秦德威, 邹传元, 张明华, 等. 马蓬 75-1H 大位移水平井固井技术[J]. 石油天然气学报, 2014, 36(11): 159–162.
QIN Dewei, ZOU Chuanyuan, ZHANG Minghua, et al. Cementing technology of extend-reach horizontal well Mapeng 75-1H[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2014, 36(11): 159–162.
- [6] MOHAMED A O, AL-ZURAIGI A. Liner hanger technology advancement and challenges[R]. SPE 164367, 2013.
- [7] BREHME J, BAIN A D, VALENCIA A. Use of pressure gauges in liner running strings during liner cementing operation[R]. SPE 79906, 2003.
- [8] BELLOSO A J B, SCOTT J R, RODRIGUEZ J M M R, et al. Use of liner drilling technology to ensure proper liner setting: a Mexico case study[R]. SPE 153450, 2012.
- [9] 阮臣良, 王小勇, 张瑞, 等. 大斜度并旋转尾管下入关键技术[J]. 石油钻探技术, 2016, 44(4): 52–57.
RUAN Chenliang, WANG Xiaoyong, ZHANG Rui, et al. Key techniques of rotating liners running in high angle wells[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2016, 44(4): 52–57.
- [10] 阮臣良, 冯丽莹, 张金法, 等. 内嵌卡瓦尾管悬挂器的研制与应用[J]. 石油机械, 2012, 40(8): 15–18.
RUAN Chenliang, FENG Liying, ZHANG Jinfa, et al. Development and application of liner hanger embedded with slips[J]. *China Petroleum Machinery*, 2012, 40(8): 15–18.
- [11] 阮臣良, 马兰荣, 姜向东, 等. 内嵌卡瓦尾管悬挂器的优势与现场应用分析[J]. 钻采工艺, 2013, 36(2): 84–86.
RUAN Chenliang, MA Lanrong, JIANG Xiangdong, et al. Advantages and application of inner-slip liner hanger[J]. *Drilling & Production Technology*, 2013, 36(2): 84–86.
- [12] MA Lanrong, WANG Deguo, GUO Zhaozhui, et al. Research and practice of rotating technique for liner hanger[J]. *The Open Petroleum Engineering Journal*, 2012, 5: 88–97.
- [13] 马兰荣, 王德国, 阮臣良, 等. 多功能尾管悬挂器关键技术研究[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(5): 119–125.
MA Lanrong, WANG Deguo, RUAN Chenliang, et al. Key techniques for using multi-functional liner hanger[J]. *Petroleum Drilling Techniques*, 2014, 42(5): 119–125.
- [14] Q/SH 0080—2014 尾管悬挂器及尾管回接装置现场操作规程[S]. Q/SH 0080—2014 Operating code of liner hanger and tie-back device[S].
- [15] 郭朝辉, 张瑞, 李夯, 等. 压力平衡式尾管悬挂器在川西水平井的应用[J]. 石油钻采工艺, 2018, 40(2): 193–197.
GUO Zhaozhui, ZHANG Rui, LI Hang, et al. Application of pressure-balance liner hanger in horizontal wells in western Sichuan Basin[J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2018, 40(2): 193–197.

[编辑 刘文臣]