

Research and Application of Casing Tieback Technology

Weinan Yuan Zuowei Zhang

CNOOC Energy Development Co., Ltd. Engineering Technology Branch, Tianjin, 300451, China

Abstract

During the cementing process of the 16" wellbore in the second spud of a certain well in Bohai, the 13-3/8" casing ruptured. The leakage point was segmented through a packer (RTTS), and a single pipe cutter was used to cut the casing below the leakage point. The cutting edge was polished with a shoe on the leading eye, and the drilling tool was inserted in. The successful application of the casing repair tool to successfully connect the 13-3/8" casing and pass the pressure test is the first practice of Bohai exploration well operation, marking the maturity of domestic technology to handle such complex underground situations and having milestone significance.

Keywords

oil drilling; casing tieback technology; packers; technical applications

套管回接技术研究及应用

袁伟楠 张作伟

中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司, 中国 · 天津 300451

摘要

渤海某井二开16"井眼固井期间13-3/8"套管发生破裂, 通过封隔器 (RTTS) 分段查找漏失点, 使用单管割刀在漏点位置下方切割套管, 领眼磨鞋打磨割口, 下内引钻具, 使用套管补接器成功回接13-3/8"套管并且试压合格。此次回接技术的成功应用是渤海探井作业的首次实践, 标志着国内处理此类井下复杂情况技术的成熟, 具有里程碑的意义。

关键词

石油钻井; 套管回接技术; 封隔器; 技术应用

1 基本情况

2022年8月8日某井正进行13-3/8"套管固井作业, 在顶替过程中泵压在逐渐上涨的过程中突然下降, 如图1所示。因作业设计中上部地层存在断层, 判断水泥浆压漏上部地层, 等待水泥凝固后进行 SBT 测固井质量作业, 从而确认水泥返高位置是否封住上部油气显示层确认是否进行水泥回挤作业。

根据 SBT 测固井质量结果可知水泥返高至 500m 附近, 如图 2 所示, 上部油气层所处位置为 1500m 左右, 因此判断水泥已封住油气层, 无需回挤作业, 进而进行安装三开井口作业。在三开井口试压作业中, 剪切闸板试压压力持续降低, 检查排除剪切闸板无问题后确认 13-3/8" 套管出现问题。

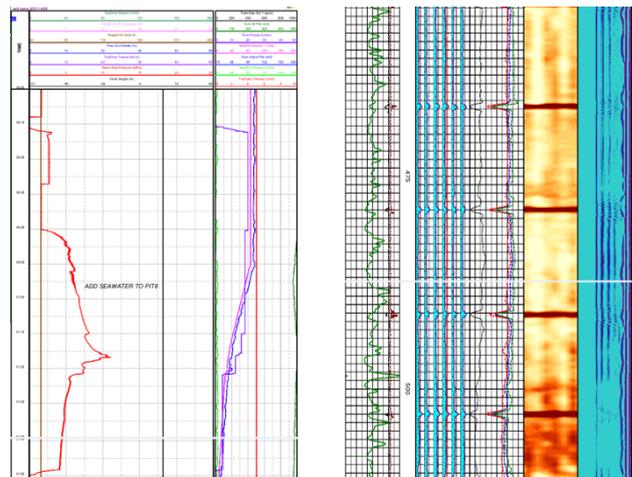


图 1 固井时泵压突然下降 图 2 SBT 测固井质量结果图

2 处理措施

2.1 确认漏点位置

为确认 13-3/8" 套管漏点位置, 拆移防喷器组, 组合封隔器 (RTTS) [1-3]。

钻具组合: 5-1/2" HWDP × 12+5-1/2" DP × 36+X/O+RTTS+安全接头 +X/O+5-1/2" DP。

【作者简介】袁伟楠 (1992-), 男, 锡伯族, 中国辽宁开原人, 本科, 工程师, 从事石油钻井研究。

因 SBT 测固井质量显示水泥返高顶为 500m, 判断漏点在 500m 以上, 下封隔器至 497.39m, 坐封封隔器后固井泵正循环打压至 500psi 观察是否能够稳压。若能够稳压则上提封隔器继续打压测试, 分段试压查找漏点。依次重复此步骤。在上提封隔器至 168m 时无法稳压, 结合上一测点位置为 180m, 最终确认在 168~180m 存在漏点, 对应套管场地号 29#。起钻拆用封隔器钻具组合。

2.2 切割套管

套管泄漏有两种可能, 一是套管上扣扭矩不够造成密封不牢或脱扣; 二是套管本体存在漏点。因无法确定是哪种原因, 现场需逐一排查^[4,5]。

①根据监控显示在 29# 套管上扣过程中套管队人员使用套管钳低速挡紧扣时间较短, 判断套管扣未上紧, 因此进行紧扣作业。

拆用井口 13-3/8" 套管母接箍上部余留套管, 留出下部套管母扣方便之后接循环头, 拆除 13-3/8" × 24" 环板, 连接紧扣钻具。钻具组合: 13-3/8" 套管循环头 + 5-1/2" DP × 3。

接顶驱正转对 13-3/8" 套管串紧扣, 直至扭矩上至 24kN · m 稳 1min 并释放扭矩, 多次重复上述操作。套管串正转 1/4 圈, 随后对套管串进行试压, 压力仍迅速下降, 对套管串紧扣未能提高套管承压能力, 确认套管本体破裂。

②起用紧扣钻具组合, 组合单管割刀, 准备在 180m 处进行切割作业。在切割完毕后存在蹩扭现象, 并且上提存在过提现象, 过提时上部管串有向上移动, 判断已被切割的套管压住割刀刀翼或割口直接卡住刀翼, 使刀翼无法正常收回^[6]。在使用 BOP 吊吊起上部 13-3/8" 套管 7~8cm 后上提割刀无过提现象, 正常起出割刀。

起用割刀, 起出套管共 163.97m, 计算鱼顶位置 179.84m。在第 29# 套管距公扣端约 0.5m 处存在一条长 24cm 左右的 S 型裂缝, 如图 3 所示。



图 3 29# 套管破裂处

2.3 磨铣鱼顶

为使切割后的 13-3/8" 套管能成功进入补接器引鞋, 使用多刀翼领眼磨鞋钻具进行修整^[7,8]。钻具组合: 12-1/8" 扶正器 + 8" DC × 3 + X/O + 5-1/2" DP × 36 + X/O + 磨鞋扶正器 + 多

刀翼领眼磨鞋 + 8" DC × 3 + 5-1/2" DP。下放钻具, 探鱼顶位置 179.84m。磨铣过程共分 4 次, 共计磨铣 125 分钟, 磨铣至 179.99m, 修整鱼头至平滑。

磨铣完成后循环扫稠浆清洗井眼, 循环干净后起出钻具组合, 多刀翼领眼磨鞋有明显磨损痕迹。

2.4 补接器回接套管

本次使用的套管补接器是封隔器型套管补接器, 其原理是取出井下损坏套管后, 再下入新套管时的新旧套管的连接器, 有抓捞机构及封隔机构两大部分组成, 如图 4 所示。上接头上部为套管内螺纹与新套管相连, 下部是粗牙螺纹与旧套管相连^[6-8]。

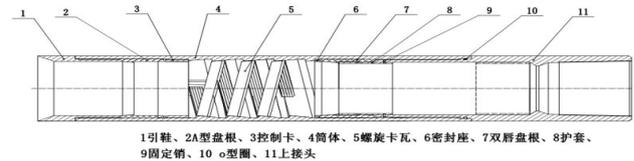


图 4 封隔器型套管补接器构造图

由于 13-3/8" 套管外部是 16" 套管, 两层套管之间存在着较大的孔隙, 补接器的外径仅为 14-3/4", 若不加以调整很难使 13-3/8" 套管进入补接器, 反而很有可能会使套管的上端面与补接器引鞋下端面相碰, 造成无法逆转的损伤, 造成回接困难甚至工具损坏。若直接下放会有碰撞损坏的风险, 利用扶正器本体与扶正套之间平滑的过渡面, 可以使补接器在不造成损坏的情况下达到居中效果。

针对扶正器在组下补接器的情况下处在切割口附近的问题, 接在补接器下方能够起到效果, 但扶正器无法回收, 并且会为后续作业造成严重影响。如果连接钻杆, 用钻杆去送扶正器至指定位置, 此时又分为两种情况: ①先下放补接器, 在即将到位时组下送扶正器钻具, 扶正器与新管串一起到位。首先补接器上接新 13-3/8" 套管管串, 补接器到位前井口已经坐上 13-3/8" 套管, 由于套管比钻杆尺寸大, 无法再在套管上坐钻杆卡瓦等工具, 组合钻具无法实现。

②先下放扶正器钻具组合, 再下放补接器管串。这种方式需要扶正器组合坐底, 形成“内引钻具”, 钻台转盘面上只留较低的内引钻具方余, 随后再把补接器管串套在内引钻具外。由于套管内径大于钻杆与扶正器外径, 可以在内引钻具外坐套管卡瓦, 因此这种方法可以实行。钻具组合: 12-1/8" 扶正器 + 8" DC × 3 + X/O + 5-1/2" DP × 147 + X/O + 12-1/4" 扶正器 + 8" DC × 3 + 磨鞋扶正器 + X/O + 5-1/2" DP。

设计这种组合的目的就是分别在下部套管割口之上、之下与井底各有一个扶正器, 使内引钻具居中, 此时再下入补接器补接, 套管与补接器相碰的概率将会大大降低。下放内引钻具坐底 1616.46m, 内引钻具整体伸缩量约 1.2m, 转盘面上方余 0.6m。连接 13-3/8" 封隔器型套管补接器, 开始下 13-3/8" 回接套管。割刀切割深度为 180m, 预计共下入 17 根 (N80, BHC, 68lb/ft) 至 179m。

套管串：13-3/8"封隔器型套管补接器+13-3/8"套管×13+13-3/8"短套管×2+13-3/8"套管+13-3/8"短套管。

在连接第17根套管后上部连接13-3/8"套管循环头及变扣，接顶驱下放，并校验深度。下放补接器管串，下放过程中开小排量500L/min打通循环，并以5rpm/min缓慢旋转管柱。在下方至180.11m时悬重由54t下降至51.6t，判断套管补接器下端与套管接触，小幅度上提，再次尝试缓慢下放。第二次下放至180.11m时悬重仍为54t，判断套管成功进入补接器引鞋，此时停泵，继续缓慢下放。下放至180.57m时因套管逐渐向上挤压螺旋卡瓦，悬重逐渐降低48.2t，此时停转，继续下放。下放至180.88m，此时距离引鞋下端（即第一次悬重下降处）约0.7m，为确保螺旋卡瓦能够坐封，缓慢正转使卡瓦放松，悬重逐渐从48.2t上涨至53.7t。继续缓慢下放至181.02m，悬重降低至44.5t，此时距离引鞋下端约0.9m，此长度足够螺旋卡瓦坐封，进行下一步坐封卡瓦。为使螺旋卡瓦坐封，开始逐渐上提，每次上提5t，观察悬重大钩高度变化，在经过上提5次后，悬重达到82t，大钩高度为180.94m，减去套管及钻具的伸缩量判断坐封成功。坐封后试压曲线如图5所示。

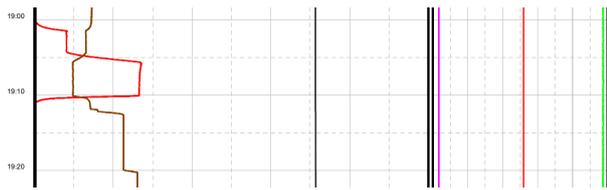


图5 坐封后试压曲线

回接作业的最后一步为试压作业，是检验整个作业是否合格的过程。下放至原悬重，固井泵打低压300Psi，稳压，压力稳定不降，判断回接器与套管之间密封良好；打压至700Psi，稳压，压力稳定不降，如图5所示，证明回接器与

套管承压良好，可以进行下一开次作业，标志此次回接作业的成功。

3 结论及建议

①此次回接技术的成功应用，是首次在渤海探井作业的实践，能够大量节约钻井工期和成本，标志着国内处理此类井下复杂情况技术的成熟，具有里程碑意义。

②针对套管的上端面与补接器引鞋下端面相碰造成无法逆转损伤的问题，利用扶正器本体与扶正套之间平滑的过渡面，能够使补接器在不造成损坏的情况下达到居中效果。

③在下套管作业过程中，需检查套管本体是否有裂纹，上扣需上到位，防止此类情况再次发生。

参考文献

- [1] 张斌,雷鸿,李剑.套管回接技术在番禺油田表层套管中的应用[J].中国石油和化工标准与质量,2022(9):42.
- [2] 顾纯巍,黄熠,段泽辉,等.导管架Φ508mm套管回接技术在油田开发中的应用[J].石油钻采工艺,2010,32(5):4.
- [3] 任生军,李磊,丁洁茵,等.大邑401井修井套管回接工艺技术[J].钻采工艺,2011,34(3):3.
- [4] 李清洁,周坚,许盟,等.KS2-1-6井177.8+232.5mm超深井套管回接固井技术[J].化工管理,2014(21):1.
- [5] 曾宪华,杨昌龙,顾军,等.深探井套管磨穿补救新方法—套管回接“固两头”技术[J].钻采工艺,2010.
- [6] 富玉海,徐克彬.自封卡瓦式套管回接补接器:CN200720173467.1[P].CN201100109[2023-08-13].
- [7] 陈绍安,傅国民,修志宏,等.扶正式可调节回接筒:CN200320114903.X[P].CN2675843Y[2023-08-13].
- [8] 宋永君,朱锡堂.套管回接工艺技术[J].石油钻采工艺,1993,15(4):54-56.