

川西及页岩气区块低压井连续油管钻塞技术

杜兴沛

四川吉瑞祥能源技术服务有限责任公司

DOI:10.12238/etd.v3i3.5046

[摘要] XX井连续油管带 $\Phi 98\text{mm}$ 磨鞋通井至产层底界后,带泵起钻至3674m(A靶点位置3007m)时,悬重突然上涨至180kN(正常上提悬重150kN),管柱遇卡,井口压力由15MPa \downarrow 0MPa,出口断流。采用倒划眼、活动管柱、注起泡剂、环空憋压、油管憋压、环空憋压震荡、注液氮辅助、强提等多种方式解卡未成功,投球丢手试提连续油管至430kN未提动,井口剪管管后关井。

[关键词] 连续油管; 钻磨通井; 遇卡; 倒划眼; 憋压; 丢手; 剪管

中图分类号: TV **文献标识码:** A

Coiled Tubing Drilling and Plugging Technology for Low Pressure Wells in Western Sichuan and Shale Gas Blocks

Xingpei Du

Sichuan jiruixiang Energy Technology Service Co., Ltd

[Abstract] When coiled tubing of well XX with $\Phi 98\text{ mm}$ milling drills to the bottom boundary of the production layer and pulls out of hole with the pump to 3674 m (3007 m at target A), the suspended weight suddenly rises to 180 kN (normally lifting the suspended weight is 150 kN), the pipe string is stuck, the wellhead pressure is from 15 MPa to 0 MPa, and the flow is cut off at the outlet. Various methods such as back reaming, movable string, foaming agent injection, annulus pressure holding, tubing pressure holding, annulus pressure holding oscillation, liquid nitrogen injection assistance, forced lifting and so on were used, but the releasing stuck is failed. Through throwing the ball and releasing the coiled tubing for trial lifting until 430kN without lifting, the well was shut in after pipe cutting at the wellhead.

[Key words] coiled tubing; drilling, grinding and wiper trip; touch sticking; back reaming; hold pressure; releasing; pipe shearing

前言

XX井位于四川省泸州市大寨村,是西南油气分公司部署在四川盆地川东南低陡构造带赤水褶皱带桂花构造的一口预探井。完钻井深5229m,人工井底5167.8m,水平段长2222m。

1 连续油管钻磨桥塞施工简况

1.1 第1趟钻磨通井施工简况

1.1.1 循环脱气。2021年12月22日19:30连续油管带 $\Phi 96\text{mm}$ 高效磨鞋入井;-3:10下至井深3007m(A靶点)循环脱气,循环排量350L/min,泵压32.5MPa,井口压力13MPa,采用5mm油嘴排液,出口返液连续,携带少量砂返出。

工具串组合(自上而下): $\Phi 73\text{mm}$ 铆钉接头0.16m+ $\Phi 73\text{mm}$ 单流阀0.41m+ $\Phi 73\text{mm}$ 液丢手0.54m+ $\Phi 73\text{mm}$ 震击器2.20m+ $\Phi 73\text{mm}$ 水力振荡器1.50m+ $\Phi 80\text{mm}$ 螺杆马达3.8m+ $\Phi 96\text{mm}$ 高效磨鞋0.32m(水眼10mm \times 5),地面测试水力振荡器、螺杆马达运转正常。

1.1.2 钻磨通井。12月23日3:10-8:00无遇阻通过29#桥塞

(设计井深3049m),排量350L/min,泵压33.2MPa,井口压力13.4MPa,采用5mm油嘴排液,出口返液量370L/min,通过后替入3m³高粘,上提至A靶点循环220min,期间油嘴制度,采用8mm油嘴排液,出口少量出砂。

23日8:00-13:00连续油管带 $\Phi 96\text{mm}$ 高效磨鞋下至井深3186m(28号桥塞设计井深3189m)遇阻,钻磨7min通过,循环排量400L/min,泵压32MPa,井口压力7.8MPa,通井至3254m后上提至井深3000m,出口返砂量增大,待出口无砂后继续下放钻磨。

23日13:00-19:00连续油管带 $\Phi 96\text{mm}$ 高效磨鞋通井至3255m(27号桥塞井深3288m)遇阻10kN,加钻压10-15kN,累计钻磨2h进尺缓慢,进口排量400-420L/min,泵压28-32MPa,井口压力8.5-10.5MPa,出口排量430L/min。起出连续油管检查,测试螺杆马达运转正常,磨鞋底面合金齿完好无缺失。

1.2 第2趟钻磨通井施工简况

1.2.1 钻磨通井管柱结构。2021年12月23日20:50连续油管

带Φ98mm高效磨鞋入井,工具串管柱结构(自上而下):Φ73mm 铆钉接头0.16m+Φ73mm单流阀0.41m+Φ73mm液压丢手0.54m+Φ73mm震击器2.20m+Φ73mm水力振荡器1.50m+Φ73mm螺杆马达3.82m+Φ98mm高效磨鞋0.30m(水眼10mm×5),地面测试螺杆马达、水力振荡器运转正常。

1.2.2钻磨通井至2740m提前遇阻。23日20:50-24日1:30连续油管带Φ98mm高效磨鞋下深2740m提前遇阻,上提有挂卡现象;起泵后上提下放活动管串,悬重恢复正常,出口持续出砂,循环排砂至出口无砂后下放钻磨。

1.2.3钻磨通井至3007m、3270.49m循环排砂。24日1:30-8:00连续油管带Φ98mm高效磨鞋在井深2869m-3270.49m循环排砂,出口持续返液带出大量砂返出,期间拆卸捕屑器捕获少量砂,进口排量400L/min,泵压28-32MPa,井口压力8.5-10.5MPa,出口排量420L/min。

1.2.4钻磨通过27号、26号桥塞。24日8:00-11:00连续油管带Φ98mm高效磨鞋钻磨通过27号、26号桥塞后,替入5m³高粘并上提至3007m(A靶点)循环洗井,期间拆卸捕屑器检查,发现少量桥塞未溶解物碎屑。

1.2.5钻磨通井至3380m有挂卡,解卡后上提至2400m循环排砂。24日11:00-16:30循环排砂结束后,连续油管带Φ98mm高效磨鞋下放至3380m遇阻,加钻压10kN钻磨,期间上提有挂卡现象,定点循环并替入金属减阻液10m³,上提悬重恢复正常;怀疑井筒内有桥塞不溶解物,联系氯化钾溶液进场。-16:30起至井深2400m循环排砂,放喷口大量出砂,进口排量400L/min,泵压28-32MPa,井口压力8.5-10.5MPa,出口排量420L/min。

1.2.6钻磨通过25号至14号桥塞。24日16:30-25日10:45连续油管带Φ98mm高效磨鞋钻磨通过27号至14号桥塞,每钻磨1-2个桥塞,替入5m³高粘并短起300m循环洗井,期间每次短起循环出口均有出砂,循环排砂至出口无砂再继续下放钻磨,期间25日7:40检查捕屑器,捕获砂4kg,少量桥塞未溶解物及胶圈段。

1.2.7钻磨通过13号至8号桥塞。12月25日10:45-16:55连续油管带Φ98mm高效磨鞋钻磨通过13号至8号桥塞,期间在4541m-4556m井段摩阻较大,每钻磨3个桥塞,替入5m³高粘并短起300m循环洗井,期间出口出砂,循环排砂至出口无砂再继续下放钻磨,13:30拆卸捕屑器发现胶皮及桥塞胶圈段、桥塞未溶解物及砂粒约4kg,16:00点火成功,火焰高度约1m。

1.2.8钻磨通过7号至1号桥塞。12月25日16:55-19:45连续油管带Φ98mm高效磨鞋钻磨通过7号至5号桥塞,替入5m³高粘并短起300m循环洗井,期间出口出砂,循环排砂至出口无砂再继续下放钻磨。

12月25日19:45-21:50连续油管带Φ98mm高效磨鞋钻磨通过4号至1号桥塞,通井至井深5150m(产层底界5148m)。

2 卡钻发生经过

2021年12月25日21:50-26日0:00连续油管带Φ98mm高效磨鞋在井深5150m(产层底界5148m)替入3m³高粘后,边循环边上提,进口排量430L/min,泵压32MPa,井口压力15MPa,出口采用8mm油嘴排液,返液量450L/min。

26日0:00-2:10连续油管带泵起钻至3674m(A靶点位置3007m)时,悬重突然上涨至180kN(正常上提悬重150kN),管柱遇卡,井口压力由15MPa↓0MPa,出口断流,循环泵压33MPa↑40MPa。

3 解卡处理经过

3.1 倒划眼解卡

12月26日2:10-12:00连续油管悬重在150kN-180kN之间倒划眼,由3674m缓慢上行至3558m,共上行116m,循环排量300L/min,泵压34MPa,期间出口间隙小股返液。

3.2 强提、活动解卡

26日13:30-27日10:20控制连续油管最大上提悬重350kN(正常上提悬重150kN)活动管柱,管柱上行56m至3502m,累计上行172m。期间连续油管内间隙循环,排量200-300L/min,泵压33-35MPa,出口间断小股返液,连续油管累计泵注液体约425m³。现场储备用水告急,间隙开泵,同时联系供水方供水。

3.3 注起泡剂辅助解卡

27日10:20-28日15:00控制连续油管最高上提悬重350kN(正常上提悬重150kN)活动管柱,管柱上行4m至3498m,累计上行176m。进口排量200-300L/min,泵压35-39MPa,出口无气液返出,此阶段起在液体内添加0.1%浓度起泡剂。

期间环空打压至25MPa,增加连续油管上提悬重180↑300kN,同时快速泄环空压力至0MPa,共操作5次,未解卡。理论上,管串底界上部仍有5段射孔段,说明环空堵点可能位于A靶点以上,连续油管累计泵注液体约750m³。

3.4 环空憋压激荡

12月28日15:00-29日14:00控制连续油管悬重-50kN-350kN,环空憋压后,快速泄压,期间连续油管持续泵注起泡剂溶液,循环排量200-300L/min,泵压30-40MPa。环空分别憋压40MPa、50MPa、60MPa,管柱上行6m至3492m,累计上行182m。出口泄压瞬间有少量液体排出,无天然气产出,此阶段连续油管泵注液体约102m³。

29日14:00-1月4日8:00-19:30控制连续油管最大上提悬重350kN(正常上提悬重150kN),最大下放悬重-60kN,上提下放活动管柱,未解卡,目前井深3492m,累计上行182m,期间连续油管间隙循环,排量200-300L/min,泵压33-40MPa,出口无液体排出,此阶段连续油管泵注液体约852m³。

2022年1月4日19:30-5日17:10采用1400型泵车从环空泵注,憋压至70MPa,观察75min后压降至56MPa,继续补压至70MPa,压力依然缓慢下降,每小时下降10-12MPa(压降后继续补压至70MPa),期间连续油管上提下放活动管柱,最大上提悬重300kN,最大下压-50kN,连续油管保持循环,排量200-300L/min,泵压32-40MPa,出口无液体排出,此阶段连续油管泵注液体约160m³,连续油管累计泵注液体约1830m³。此阶段连续油管泵注液体约711m³,连续油管累计泵注液体约2541m³。

3.5 环空挤注氯化钾溶液

2022年1月7日8:00-20:00控制连续油管悬重50kN,环空限压40-52MPa,间歇泵注浓度10%氯化钾溶液,期间从油管内持续泵注浓度3%起泡剂溶液。累计操作6次,累计挤注氯化钾溶液

2.5m³, 停泵观察时间90-120min不等, 压降3.5-8MPa。期间从连续油管泵注10%氯化钾溶液3m³+顶替阻水8m³, 操作2次, 累计浸泡观察17.5h。

2022年1月7日20:05-8日8:00环空限压55MPa, 间歇泵注10%氯化钾溶液, 操作5次, 累计泵注氯化钾溶液1.1m³, 停泵观察时间100-210min不等, 压降6-7MPa。

2022年1月8日8:00-16:00环空限压55-70MPa, 间歇泵注浓度10%氯化钾溶液, 操作4次, 累计泵注氯化钾溶液0.6m³, 停泵观察时间30-60min不等, 压降7-15MPa。

此阶段环空累计泵注氯化钾溶液4.2m³, 连续油管泵注液体约711m³, 连续油管泵注液体约2541m³。

3.6环空憋压、快速泄压激荡

2022年1月8日16:00-19:00环空憋压、快速泄压激荡。环空限压70MPa, 间歇泵注浓度10%氯化钾溶液, 期间连续油管泵注浓度3%起泡剂溶液, 累计操作10次。

1月8日19:00-9日0:00关井观察, 套压0↑5MPa, 连续油管压力19.8↓18.7MPa。

1月9日0:00-8:00环空憋压。环空限压55MPa, 间歇泵注浓度10%氯化钾溶液, 期间从油管泵注浓度3%起泡剂溶液, 累计操作3次, 此阶段环空累计泵注氯化钾溶液1.4m³。

1月9日8:00-19:00环空憋压、快速泄压激荡。控制悬重-50kN-300kN, 环空限压60MPa泵注浓度10%氯化钾溶液, 油管内以排量200-400L/min泵注起泡剂溶液, 观察30-50min后泄环空压力至0, 累计操作14次。

1月9日19:00-10日0:00关井观察, 环空压力0↑6.9MPa, 连续油管压力0↑5.5MPa。

1月9日0:00-8:00环空憋压。环空限压55MPa间歇泵注浓度10%氯化钾溶液, 期间从油管泵注浓度3%起泡剂溶液, 累计操作4次, 此阶段环空累计泵注氯化钾溶液1.5m³。

3.7油管内泵注液氮

3.7.1第一次泵注液氮。2022年1月10日16:30-18:35控制连续油管悬重0kN, 从连续油管泵注液氮19m³, 排量100sm³/min, 泵压42-49MPa, 出口敞套压观察, 无液体及氮气返出。

1月10日18:35-15日8:00敞套压观察, 控制连续油管悬重-50至350kN, 上提下放活动管柱, 未解卡, 出口无液体及氮气返出, 期间18:35-22:00连续油管停泵后压力40↓33MPa; 22:00泄连续油管压力至20MPa, 22:00-15日8:00连续油管压力20↑21.8MPa。

1月11日8:00-16日8:00敞套压观察, 出口无液体及氮气返出, 控制连续油管悬重-50至350kN间歇活动管柱, 未解卡, 连续油管内压力21.8↑26MPa。

3.7.2第二次泵注液氮。2022年1月12日8:00-16:00敞套压观察, 出口无液体及氮气返出, 控制连续油管悬重-50至350kN, 上提下放活动管柱, 未解卡, 连续油管内压力26MPa。

1月12日16:00-19:00从连续油管泵注液氮20m³, 排量70-100sm³/min, 泵压46-50MPa, 出口敞套压观察, 无液体及氮气返出, 期间连续油管控制悬重-100kN至400kN上提下放活动油管,

停泵后连续油管压力46↓37MPa。

1月12日19:00-18日16:00敞套压观察, 无液体及氮气返出, 期间连续油管控制悬重-100kN至400kN间歇活动油管, 连续油管循环压力37↓35MPa。

截至目前油管内累计泵注液体3161m³。

4 总结及建议

(1)在针对川西区块或者页岩气区块的低压井钻塞作业, 施工前应详细了解相关工艺设计, 并对已出现的复杂情况进行分析, 做到分析到位, 处置到位, 进行施工可行性分析, 清楚井内情况及可能会遇到的风险, 选择合适的工艺。(2)对于地层压力低的井钻磨桥塞, 尽量提高循环排量, 保证钻磨碎屑及砂粒上返, 出口应灵活调整油嘴大小, 保证出口排量略大于进口排量。(3)针对低压井钻塞, 每钻磨1个桥塞至上一个桥塞定点, 循环流量应大于该桥塞上部水平段容积, 上提速度≤3m/min。每钻磨第4个桥塞后, 边循环边上提至A靶点以上定点循环洗井, 循环量应大于直井段井筒容积, 观察无砂返出后继续下放钻磨桥塞, 水平段上提速度≤3m/min, 斜井段上提速度≤10m/min, 斜井段下放速度≤15m/min, 水平段下放速度≤3m/min。(4)对于水平段较长的井钻磨桥塞, 采用上提连续油管至直井段的方式辅助携屑、排砂, 每钻磨一定数量的桥塞, 建议组下连续油管带喷嘴工具进行冲砂, 尽量将上部井筒清理干净选用大排量。(5)对于前期加砂量大的井, 建议钻磨过程中要多循环、多拖动, 尽量将井筒内砂子带出井筒, 防止连续油管砂卡, 并安排专人监控好放喷口返出情况, 出现出口大量出砂时, 考虑到有可能是钻磨点以上的产层出砂, 为防止下部连续油管砂埋, 建议立即上提连续油管至直井段排砂。(6)对于地层低压、水平段长的井, 钻磨液体选择应满足携砂要求, 并建议在降阻水中加入1-3%起泡剂。(7)做好应急处置、JSA分析、安全技术交底, 相关人员应具备突发情况的应急处置能力, 及时发现问题, 及时补救解决, 始终以公司应急预案为标准, 及时汇报及处置, 以防错过解决问题的最佳时期。(8)钻扫过程中井口压力突降在连续油管安全限压及马达最高允许排量下尽可能提高泵注排量, 同时在不超2m/min速度上提连续油管至直井段排砂, 排砂完成后转入后续作业。

[参考文献]

- [1]贺会群.连续油管技术与装备发展综述[J].石油机械,2006,(01):1-6+83.
- [2]唐大丰.连续油管在施工中的几种被卡现象及预防措施[J].科技信息,2010,(27):59+45.
- [3]裴楚洲,李源源.连续油管在带底封压裂施工中强度校核方法[J].西部探矿工程,2014,26(05):32-34.
- [4]石铁栓.连续油管技术在打捞解卡中的运用[J].中国新技术新产品,2019,(21):40-41.

作者简介:

杜兴沛(1985--),男,汉族,四川省苍溪县人,本科,助理工程师,2015年毕业于西南石油大学石油工程专业,从事修井、连续油管相关工作。