

厄瓜多尔油田顶驱下套管装置应用及经济性

张忠良 吴雪灵 (中石化西南石油工程有限公司湖南钻井分公司, 湖南 长沙 410000)

摘要: 本文详细探讨了顶驱下套管装置在厄瓜多尔油田钻井中的具体应用。与传统下套管方式相比, 顶驱下套管装置在安全、工序与应用方面具有显著的优势。通过对厄瓜多尔油田的地质概况、井型与井身结构设计以及下套管作业所面临的难点进行深入分析, 本文旨在展示顶驱下套管工具在该地区钻井实践中的重要性和经济效果。

关键词: CDS; 下套管; 厄瓜多尔油田; 钻井技术; 经济性

在石油钻井中套管是非常重要的工具, 它的主要作用是防止孔壁坍塌, 封隔地层, 封闭涌水或漏水层、油气层, 在油气开采时套管又是流体、气体的通道。在钻井施工过程中需根据地质特性, 设计合理的井身结构与套管程序, 常见的套管设计是表层套管, 在其顶部安装套管头, 通过套管头悬挂和支撑后续各层套管, 表层套管的作用是隔离地表浅水层和浅部复杂地层, 使淡水层不受钻井液污染。技术套管用来隔离不同地层压力的层系或易塌易漏等复杂地层, 油层套管是用来保护油气层, 并给油气从产层留置地面提供通道。

下套管作业是在完成每开次的钻井施工任务后, 把套管按照设计逐根上扣连接下放到裸眼井的预定深度的作业, 下完套管后通过固井作业向井眼与套管之间的环形空间注入水泥, 用以保护和支撑油气井内井壁, 封隔油、气和水等地层。

1 厄瓜多尔油田地质概况

厄瓜多尔为奥连特盆地, 根据油气区的沉降和油气特征, 主要划分为西部次安第斯构造带、中部构造带及东部前陆斜坡构造带 3 个构造单元。构造演化对油气成藏具有主导控制作用。中部构造带西(早)安第斯阶段多形成低幅背斜圈闭, 西部、东部构造带东(晚)安第斯阶段分别以形成逆冲断背斜型圈闭和构造-岩性复合型圈闭为主。地层为海相地层, 主要为平行不整合地层, 向斜背斜构造发育, 上部地层以泥、页岩为主, 主要产层为早白垩纪 HOLLIN 地层, 主要岩性以砂岩为主, 上层砂泥岩互层。上覆地层由粉砂岩、绿泥岩, 泥岩过度至灰岩、灰泥岩, 中上部穿插一段砾岩层, 产层较浅且地层层压较低。

1.1 井身结构设计

不同油田的地貌特征、地质条件、油藏特性等因素均会影响井身结构的设计。厄瓜多尔国内油田主要

位于东部热带雨林地区, 对环境生态保护要求极其严格, 为减小对生态环境的破坏, 厄瓜多尔境内油田几乎均采用丛式井的模式进行开发, 一个钻井平台内通常布置数 10 口井以上, 最多时达到有近 30 口井, 每口井之间约 4-5 米间距, 井型大多为定向井、水平井, 其中包括 S 型和 J 型两种井型。

1.2 井身结构设计

在井身结构设计中, 普遍采用 26" 钻头钻进至约 500FT, 下入 20" 导管, 固井后, 一开使用 16" 钻头钻进至约 6000FT, 下入 13-3/8" 表套, 二开使用 12-1/4" 钻头钻进至约 10500FT, 下入 9-5/8" 技套, 三开使用 8-3/8" 钻头, 钻进至约 11500FT 的 Hollin 组底部(目的层)完钻。13-3/8" 表套、9-5/8" 技套均下至井口, 三开 7" 尾管采用悬挂的方式下至 9-5/8" 套管鞋上部约 180FT。

表 1 常见井身结构及套管程序

井眼尺寸	套管直径	套管下深
26"	20"	±500FT
16"	13-3/8"	±6000FT
12-1/4"	9-5/8"	±10500FT
8-3/8"	7"	±11500FT

1.3 下套管作业面对的难点

在厄瓜多尔各油田在实际钻井施工过程中, 经常面临井斜大、狗腿大, 水平井段长, 井眼摩阻大, 地层易坍塌等施工难题。在一开与二开上部地层存在大段水敏性强的泥、页岩, 此井段地层易吸水膨胀, 施工中存在井眼易垮塌风险, 在二开垂深约 6300FT-7250FT 井段的 CONGLOMERADO SUPERIOR TIYUYACU 与 CONGLOMERADO INFERIOR TIYUYACU 地层中含大段砾岩, 地层研磨强、可钻性差、胶结性差, 易垮塌。这给钻井与下套管施工带来

了很多困难,在下 13-3/8" 表套与 9-5/8" 技套时,套管钳常规下套管方式经常发生卡套管、套管下不到设计深度等问题,不但造成施工进度滞后,造成经济损失,同时也因处理井下复杂增加其他施工中的风险。为了解决这类问题,厄瓜多尔地区各油田引进了一种新型装置—顶驱下套管装置,它是一种集机械、液压于一体的设备,可以有效降低下套管作业风险,提高下套管作业的效率。

2 顶驱下套管装置的发展

国外在顶驱下套管装置开发上早于国内,在顶驱下套管装置出现之前,常规液压套管钳上扣是下套管作业的主要方式。自 21 世纪初,随着加拿大 TESCO 公司的 CASING DRIVE SYSTEM,美国 NOV 公司的 CRT, FRANK,S 公司的 TORQUE ACTIVATED WEDGE GRIP 等工具的开发,下套管作业迈入一个新的阶段,各厂家生产的顶驱下套管装置原理和结构各有不同,但具备的功能相近,均是发挥顶驱钻进的优势,在下套管作业时能同时实现旋转、开泵循环、上下划眼等功能,大大提高了下套管作业的工作效率与安全性。

国内顶驱下套管装置的开发相比国外要晚,且普及应用还不多,近年来北京石油机械厂开始研发出了 XTG 系列顶驱下套管装置,但与国外先进成熟的产品相比还有改进空间,目前北石厂生产的顶驱下套管装置在作业时没有独立的液压系统可控制吊环的浮动,此项功能需借助钻井队的顶驱来实现,将下套管装置的吊环与井队顶驱控制吊环的两个液压缸相连,在运行吊环和吊卡来抓取套管时及井口对扣过程中,需通过钻井队司钻来控制吊环摆动,这使得司钻在下套管过程中即要控制游动滑车的下放,还得控制吊环摆动,给其操作增加了不便与难度。

3 常用顶驱下套管装置结构与工作原理



图 1 顶驱下套管装置、液压源示意图

顶驱下套管装置根据套管尺寸的不同可分为内卡式与外卡式,一般当套管直径 $\leq 5-1/2$ "时采用外卡式,当套管直径 $\geq 6-5/8$ "时常采用内卡式,厄瓜多尔地区常使用顶驱下套管装置所下套管尺寸为 13-3/8" 套管与 9-5/8" 套管,因此在这介绍常所使用的内卡式

顶驱下套管装置。以加拿大 TESCO 公司的 CDS 为例,其主要包含以下主要 6 大结构,与顶驱相连的主轴、用以驱动卡瓦张开与复位的液压驱动机构、用以传递拉力和扭矩的卡瓦机构、用以实现泥浆循环的密封机构、用以支撑吊环的液压悬吊系统,以及便于进入套管内部的导向头。

作业时该装置上端与井队顶驱主轴相连,通过控制顶驱的旋转及扭矩来实现下套管过程中的上扣。独立的液压源给顶驱下套管装置提供压力源,使驱动机构的上下油腔充油至工作压力,活塞将上下活动来驱动卡瓦机构复位与张开,从而来松开与卡紧套管,以传递旋转与提升载荷,完成上扣与上提、下放套管作业。拥有独立的吊臂液压悬吊系统。通过液压源提供压力源,控制吊臂系统两个油缸的伸缩,从而实现吊臂的前倾与复位。该装置使用自封式皮碗密封套管,可以在下套管的同时循环泥浆,减少复杂事故的发生。

4 下套管作业过程需注意事项

下套管作业是一项高风险作业,作业前需对参与施工的人员进行技术交底,做好风险识别与安全提示。

①根据厄瓜多尔当地行业标准,在下套管前要求有检测资质的第三方公司在现场对套管再次进行检查确认,检查套管丝扣、本体状况是否完好,并逐根通径,检测合格的套管出具检测合格报告才能使用;

③井口作业人员在操作工程中掩盖好井口,下套管过程中防止内外落物,吊卡扣在套管上后,司钻上操作上提游动滑车时需平稳操作;

④套管对扣时需先倒扣,避免错扣,在确保无错扣后,用顶驱低速旋转上扣 2-3 扣后才能高速上扣,上扣前按标准设置好上扣扭矩,上至标准扭矩后,检查丝扣余扣离 Δ 符号少于两扣才合格;

⑤下放套管时注意气动卡瓦与顶驱的配合,下放时应匀速平稳操作,下放到合适位置后,开启气动卡瓦,确保套管在气动卡瓦上坐稳固,悬重释放后才能控制顶驱下套管装置卡瓦复位,上提游动滑车与入井套管脱开,开始下一根的操作;



5 顶驱下套管装置下套管工作程序

首先,将顶驱下套管装置吊至钻台,并放置在转盘内与顶驱主轴连接,一般上扣至扭矩到 37000FT.

LB, 将下套管装置固定在顶驱的挂壁上, 连接该装置与液压源之间的液压管线, 调试液压源压力至工作压力 (13MP 左右), 操作顶驱下套管装置控制箱, 验证卡瓦驱动系统及吊环液压悬吊系统是否工作正常, 上提、下放游动滑车至少 1 根套管单根长度的行程, 观察是否工作正常, 再旋转顶驱主轴 3-5 分钟在确认调试完成后方可开始下套管作业。

其次, 使用气动绞车将套管吊至坡道超出钻台面 2 米左右, 操作 CDS 控制箱, 使吊臂前倾将套管单根扣上, 司钻上提游动滑车, 将套管提升至钻台面, 再次操作 CDS 控制箱, 收回吊臂, 使套管居中, 使用液压大钳上紧引鞋与第一根套管的丝扣, 再下放套管至合适位置, 开启启动卡盘使套管坐在气动卡盘上, 松开单根吊卡, 上提游动滑车使单根吊卡位于井口套管接箍之上。

再次, 使用气动绞车将套管吊至坡道超出钻台面 2 米左右, 操作 CDS 控制箱, 使吊臂前倾将套管单根扣上, 司钻上提游动滑车, 将套管提升至钻台面, 再次操作 CDS 控制箱, 收回吊臂, 使套管居中, 缓慢下放游动滑车对扣。

最后, 对扣完成后, 继续缓慢下放游动滑车使 CDS 导向头与卡瓦进入套管内合适位置 (限位套距离套管端面 50mm 左右), 立即停止下放, 操作 CDS 控制箱, 驱动卡瓦张开, 卡紧套管, 先使顶驱反转倒扣, 防止错扣损坏套管丝扣, 在确认丝扣未错扣后, 正转顶驱主轴上扣, 直至达到提前设定的套管最佳扭矩值。上扣完成后, 松开气动卡盘, 下放套管至井内, 如此循环作业, 直至完成整个下套管作业。

6 顶驱下套管装置相比液压套管钳下套管的各项优势

顶驱下套管装置相比传统常规下套管效率更高, 需要配合作业的人员更少, 面对井下复杂情况时处理方法更多, 大大降低了作业风险。具体如下:

①顶驱下套管装置下套管不需要使用套管扶正台与上气动卡盘, 同时减少了在套管扶正台上工作的人员, 避免了高空作业, 大大降低了操作风险;

②顶驱下套管装置下套管时降低了对井眼状况的要求, 常规套管钳下套管时需要对接井眼状况准备更加充分, 下套管前往往需要进行起下钻通井, 甚至带扶正器进行反复的通井, 确保井壁完全拉通后才能下套管施工, 使用顶驱下套管装置下套管后只要在完钻后起钻过程中没有明显的阻卡现象, 起钻过程中将井壁拉通, 起钻完后便直接下套管作业, 缩短了作业周期,

提高了经济效益;

③顶驱下套管装置下套管, 在上提下放套管柱的过程中均能向套管内灌浆, 灌浆更及时, 井控安全更可靠, 且减少了套管在井内的静止时间, 大大降低了粘卡的风险;

④遇到井斜大、方位变化大、狗腿大等井眼不规则井段, 或有缩径、掉块、沉砂等复杂情况时常规下套管方式可能会导致套管无法下到位, 且上提下放都困难的情况, 而顶驱下套管装置下套管面对这些复杂情况时, 可以开泵循环, 带泵上提、下放、旋转划眼等方式处理, 可以更加可靠的保障套管顺利下到位, 降低了井下复杂发生的概率。

7 现场应用经济效果

①根据在厄瓜多尔 SACHA、ITT、ISHPINGO、WAYRA、SHAYA 等油田的施工效果来看, 在下套管作业时顶驱下套管装置的应用降低对井眼条件要求, 减少套管钳下套管时需要的反复通井等工序, 光通井作业工序每口井能缩短 2-3 天的施工周期, 降低了钻井总成本;

②顶驱下套管工具的使用提高了下套管作业效率, 相比套管钳常规下套管效率更高, 用时更少, 且使用顶驱下套管装置下套管上扣更平稳, 大大降低了因错扣损坏套管丝扣的概率, 提高了经济效益;

③顶驱下套管装置的应用有避免、效降低了作业时卡套管、套管下不到设计深度等井下复杂情况出现, 避免、减少了需处理下套管作业引起的井下复杂情况费用;

④顶驱下套管装置自动化程度更高, 减少了套管扶正台上人员的高空作业, 对扣时操作更省力, 相比套管钳常规下套管每次作业可减少 1-2 人的人员配置, 降低了人工成本, 也避免了套管钳常规下套管时易发生套管钳及尾绳伤人等安全事故, 作业更加安全高效。

综上所述, 顶驱下套管装置在厄瓜多尔油田钻井中的应用具有显著成效, 是钻井作业的理想选择, 提高了作业效率、降低了施工风险, 也取得了较好的经济效益。随着钻井技术的不断发展, 顶驱下套管工具在的应用将更加广泛, 该技术也可以在国内外钻井施工下套管作业时推广使用。

参考文献:

- [1] 初德军, 邢志彪. 顶驱下套管装置介绍 [J]. 中国机械, 2014(16).
- [2] 梁政, 张立文, 蒋发光, 李双双. 顶驱下套管驱动工具现状与发展建议 [J]. 石油矿场机械, 2013(1).