

旋转下套管工艺在元坝陆相水平井中的应用

Application of Rotating Lower Casing Process in Yuanba Continental Horizontal Well

张庆华

Qinghua Zhang

中原西南钻井分公司 中国·四川 成都 610000

Zhongyuan Southwest Drilling Branch, Chengdu, Sichuan, 610000, China

摘要: 在陆相水平井中, 井眼难清洁、井眼曲率大、水平段长, 都增加了下套管时的阻力。套管柱依靠自身重量提供的驱动力非常有限。通常套管柱在下入过程中遇阻时采用冲放的方式, 这将容易发生卡套管等复杂情况, 一旦发生遇阻就要起出套管重新通井后再进行下套管作业。旋转下套管工艺使用能够在套管下入的过程中开泵循环、遇阻能够旋转, 有效地解决了下套管遇卡、遇阻等潜在的安全危害, 极大地提高了下套管作业的成功率, 为套管顺利下入设计深度提供了安全保证。

Abstract: In continental horizontal wells, the difficulty in cleaning the hole, the large curvature of the hole and the long horizontal section all increase the resistance when running casing. The driving force provided by the casing string by its own weight is very limited. Usually, when the casing string is blocked in the process of running, the method of flushing and releasing is adopted, which will easily lead to complex situations such as casing jamming. Otherwise, once the casing string is blocked, it is necessary to pull out the casing and re-punch the well before running the casing. The rotary casing running process can be used to start pump circulation and rotate in case of resistance during casing running, which effectively solves the potential safety hazards of casing running such as jamming and resistance, greatly improves the success rate of casing running operation, and provides safety assurance for the smooth casing running design depth.

关键词: 水平井; 下套管; 遇卡; 旋转下套管; 安全

Keywords: horizontal well; lower casing; encounter card; rotating lower casing; safe

DOI: 10.12346/etr.v4i12.7439

1 引言

元坝陆相天然气资源丰富, 是中国石化的重点勘探开发区域。陆相储层岩性以砂泥岩为主, 岩性致密、硬度高, 研磨性高、摩擦系数较高。泥岩井段容易坍塌、缩径; 上沙溪庙组、自流井组、须家河组有漏失; 沙溪庙组、须家河组、自流井组存在高压气层, 钻井液密度高, 自流井—须家河组含砾石, 夹煤层, 井壁稳定性差; 容易卡钻。

水平井主要部署在裂缝、断层较发育区域, 井眼轨迹调整频繁, 需要根据岩性变化及时增降斜钻进。在实钻过程中随着水平段的延长, 井下产生的摩擦阻力越来越大, 导致井下情况复杂, 甚至无法钻至设计井深而提前完钻。导致完井下套管作业时困难重重^[1]。

2 元坝陆相水平井套管下入难点分析

①元坝陆相储层砂泥岩交错、多为硅质胶结、岩石致密、非均质性强, 岩石抗压强度在 68.89~148.05Mpa, 岩石内摩擦角为 26.65°~48.44°, 可钻性级值普遍在 5~8 级甚至更高, 属高硬度、高研磨性地层。岩石表面摩擦系数较大, 增大了套管柱下入摩擦阻力。

②水平井斜井段、水平段套管与井壁发生大段面积接触。当井斜超过 70° 时套管重量的 90% 将作用于井眼下侧, 套管柱悬重不再增加。套管柱靠自身重量很难顺利安全下入。

③水平井眼清洁难度大, 水平段存在岩屑床增加套管下入阻力。

水平井随着水平井段的延续增长, 井内钻井液液柱的激

【作者简介】张庆华(1973-), 男, 中国山东梁山人, 本科, 工程师, 从事石油勘探工程研究。

动压力和抽吸压力将增大,将导致井漏和井塌,进而产生大肚子井眼,形成岩屑床;水平井中钻井液返速与岩屑颗粒沉降速度方向互相垂直,固体颗粒易于沉降并形成岩屑床。且水平井岩屑床不易被清除,下套管时导致增大了套管下入时遇阻遇卡。

④井眼轨迹不规则增加套管下入时的摩擦阻力。

水平井为保证入靶需要不断调整轨迹改变井眼曲率;水平段追层亦要频繁定向调整轨迹,导致井眼轨迹起伏较大,井眼的不断弯曲增加弯曲应力使摩阻急剧增加。另外,井斜大于 90° 水平井,轨迹上翘额外增加套管下入阻力。

⑤电测、通井不能正常的水平井需要强行下套管,增加了套管下入难度和的风险。

在实际钻井完井施工中,时常发生钻输电测钻具在井下不能起下顺畅,有的需要进行多次电测才能取准资料,甚至有的无法电测而不再进行电测。通井时钻具多次不能正常下到底,起下都需要划眼,又无其他有效、可行的办法,但是下套管作业还要必须进行。

以上因素都导致套管柱在下入时不能靠自重下到底,需要加压才能向下滑动,有时甚至需要多次上下活动、冲放套管柱,把套管悬重下放到零才能勉强通过,这可能导致套管柱发生屈曲变形,破坏套管强度,使得密封失效,管体稳定性破坏。更有甚者使套管柱遇卡不能活动,造成套管事故^[2]。

3 旋转下套管工艺技术

3.1 常规下套管技术

常规下套管工艺流程是使用简易吊卡提升单根套管;安装对扣护套对扣;在连接时使用液压套管钳旋转顶部套管单根;用吊卡承载套管柱的全部重量,下放套管柱;按要求及时向套管柱内灌注泥浆,完成一根套管下入井内。

重复以上流程,直至把全部套管连接并下入井底。传统下套管技术存在如下缺点:

①套管柱长时间与井壁接触易发生粘卡;下入套管柱时产生压力激动压漏地层。

②依靠套管自重不能下入时套管柱不能旋转,只有冲放,风险较大。

③不能根据需要随时开泵循环泥浆;套管只有坐在井口才能循环。

④遇阻后无法下入时,需要将套管柱全部起出,重新组合通井钻具通井。

旋转下套管方式可以随时循环、随时旋转,可以有效减少因水平段摩阻产生的轴向阻力,保证套管安全顺利下到位。

旋转下套管系统将顶部驱动工具与顶驱连接在一起,实现吊起套管、扶正套管、上卸扣、提放、旋转、下放套管柱、灌浆、循环等功能。在下套管遇阻或需要循环时,使用就可以直接开泵进行循环;若开泵循环套管仍无法下入,使用可

实现边旋转套管边下放套管,最大限度地保证了套管的顺利下入,降低了井下复杂情况的发生概率。

3.2 工作原理

旋转下套管装置上端与顶驱主轴相连接,可以通过顶驱精确控制下套管作业时套管的上扣扭矩。其工作原理如下:通过顶驱的液压源,使驱动机构下油腔充满又升至额定压力,驱动油缸上下运动来驱动卡瓦机构复位或张开,进而松开或卡紧套管,以传递旋转以及提升载荷,完成上扣及提放套管动作。该装置采用自密封皮碗,可以在套管作业的同时循环钻井液,以减少或避免复杂事故的发生。

3.3 工作过程

其整个下套管过程和常规接钻杆作业一样,主要动作包括:

①在小鼠洞抓管钳抓取单根套管,提升至井口悬挂的套管接头处与其对接,驱动工具在导向头的辅助下插入单根套管至极限卡位环处。

②活塞下行时卡瓦与卡瓦芯轴相对滑动,迫使卡瓦卡紧套管同时压缩弹簧锁紧套管。

③顶驱带动旋转下套管工具旋转,使卡紧的单根套管与井口悬挂的套管对接上扣。

④下放套管并开启泥浆循环系统,套管下放到位后液压缸泄压,卡瓦在弹簧的反向推力的作用下上行,解除卡瓦卡紧状态,完成单次下套管作业,同时为下一根套管做好准备。

下套管过程中,遇到井眼缩径、井壁坍塌、岩屑沉淀问题时,可以通过顶部驱动钻井装置主轴水眼和顶驱下套管装置中心孔,向单根套管和套管柱内壁灌注泥浆并循环泥浆;另外,启动顶部驱动钻井装置的旋转上扣机构,带动单根套管旋转,使单根套管与套管在井内旋转,解决井眼缩径井壁坍塌、岩屑带来的问题,保证套管柱顺利正常下到井底^[3]。

3.4 使用安全注意事项

①钻工要确保单根吊卡的安全销插好,防止意外打开。

②不要站立在工具与坡道之间,防止被摆臂撞伤。

③夜间下套管,保证井架良好的照明。

④为了防止误操作,必须保证清晰良好的沟通(通过对讲机)。如不清楚,绝对不执行下一步的操作。

⑤在上扣时控制好悬重,悬重不要放得过多或提着套管上扣。

⑥在座手提卡瓦的时候同样注意悬重。

⑦注意灌浆量,避免的泥浆从套管中喷出。

⑧在整个下套管过程中,司钻将严禁使用顶驱的备钳。

⑨当下套管遇阻时,(通过套管的自重无法下放套管)这个时候就需要开泵建立循环然后开始旋转下入套管,需要提前设定好顶驱旋转扭矩和转速。当旋转到位置后,在释放工具前,司钻需要确定将压力完全卸掉后才能将工具提出套管。否则会有高压突然从套管内释放的危险。

4 现场应用

侧钻井井身结构见表1。

4.1 完钻钻具结构

215.9mmPDC钻头+175mm无扶螺杆(1.25°)+箭型止回阀+Φ175mm无磁钻铤+Φ127mm加重×1根+Φ158mm随钻震击器+Φ127mm加重×2根+Φ127mm钻杆×10根+Φ173mm水力振荡器+127mm钻杆。

4.2 实钻复杂情况

在3518~5141m井段使用旋导工具,钻进期间扭矩较大频繁憋停顶驱发生卡钻,起下钻或接立柱均需要倒划眼。采用无扶螺杆+偏心钻头施工至完钻。

在探层着陆过程中轨迹调整频繁,在4000~4500m井段,形成增—降—增—降—增轨迹,使得局部狗腿较大,自井深4060m井下摩阻大幅增加,在井深4100m位置摩阻激增,上提下放钻具阻卡严重,起下钻、接立柱均需要下提倒划。井深4500m以后井上提摩阻达到100吨无法起出钻具,钻进时扭矩大频繁憋停顶驱出现卡钻现象,每次卡钻需要处理20min以上。井深4900m后,扭矩由18KN·m增

至25KN·m,钻具上提下放困难,钻进期间频繁憋停顶驱。钻进至5580m时,振动筛返出长宽高为5cm×3cm×1.5cm的砂岩掉块。起钻需要倒划眼,顶驱频繁憋停且憋泵,多次出现卡钻情况,经反复活动才能转开。振动筛有较多掉块返出,其中砂岩掉块长宽高为8cm×4cm×2.3cm,泥岩掉块成小薄片状,局部井段发生垮塌。钻至5609m起钻时,卡钻频繁,阻卡严重。鉴于井下情况越来越复杂,提前完钻。

4.3 井眼轨迹

侧钻井井眼轨迹见表2。

4.4 通井情况

通井钻具组合在4000~5609m井段反复倒划眼正划眼都无法正常通过。上提下放钻具,多提100t、放空悬重未开,须接顶驱旋转划眼;划眼时频繁憋停顶驱,憋停后常出现卡钻现象,每次处理需20min以上。

4.5 下套管

套管柱出上层套管鞋后开始使用旋转下套管工具旋转下入。下套管至井深4190m时下入困难,旋转扭矩达到规定值,下入速度一小时一根。用时达227h把套管顺利安全下到位。

表1 侧钻井井身结构

	导管	一开	二开	三开
钻头程序	660.4mm×50m	444.5mm×1001m	311.2mm×3452m	215.9mm×5609m
套管程序	476.25mm×50m	339.7mm×982.9m	244.48mm×3450m	139.7mm×5606.09m

表2 侧钻井井眼轨迹

完钻层位	侧钻点(m)	井底位移(m)	水平段长度(m)	最大井斜角(°)/斜深(m)	最大狗腿度(°/30m)/斜深(m)	油基钻井液密度
自流井组大安寨段	3480	1929.47	1514	94.47/5508.77	8.31°/3481m	2.12

5 建议与认识

①采用旋转下套管技术,能够随时实现管柱旋转、钻井液循环,有效地减少了水平井井段的套管下入的摩擦阻力,避免了套管遇阻、遇卡等危害发生,保证套管的安全下入。

②旋转套管工艺的使用,为大位移水平井等高难度井下套管作业提供了技术保障。

6 结语

经过三个月的努力,在领导和同事们的帮扶下解决了众

多问题,终于完成了这篇论文。深刻体会到只有不断地学习、静下心来进行写作,再学习再写作,才能一步一步地不断提高自己的认知和写作水平。

参考文献

- [1] 李启如,周高洪.旋转下套管技术在自201X7-6井的应用与分析[J].江汉石油科技,2019,29(1):4.
- [2] 田志欣.顶驱下套管技术及应用[J].石油矿场机械,2017,46(6):6.
- [3] 刘伟,李文生.元坝陆相水平井钻井关键技术[J].天然气技术与经济,2015,9(4):4.