

# 整体气密封尾管悬挂器技术研究进展及 发展建议

徐星, 邹洁, 赵飞

(中石化石油工程技术研究院有限公司德州大陆架石油工程技术有限公司, 山东德州 253005)

**摘要:**随着油气勘探开发不断往深井、超深井等高温高压井方向发展,油气行业对尾管悬挂器的整体气密封能力提出了更高的要求,常规的液压尾管悬挂器由于在本体上存在液缸传压孔及橡胶密封件,导致存在密封薄弱点,难以满足井筒长时间密封完整性及后期压裂等高压完井作业要求,为此,国外公司相继研发了整体气密封尾管悬挂器技术,对坐挂驱动机构设计进行了创新,尾管悬挂器本体采用一体式结构,不存在传压孔或密封件等密封薄弱环节,大幅提升了系统整体气密封能力。本文在对比常规液压尾管悬挂器结构组成的基础上,介绍了国外几种代表性的整体气密封尾管悬挂器结构原理和技术特点,总结分析了尾管悬挂器未来发展的趋势,提出了今后尾管悬挂器技术研发方向的几点建议。

**关键词:**尾管悬挂器;整体气密封;坐挂驱动机构;高温高压;超深井

**中图分类号:**TE28 **文献标识码:**A **文章编号:**2096-9686(2023)03-0116-08

## Research progress and development suggestions of integral liner hanger technology

XU Xing, ZOU Jie, ZHAO Fei

(SINOPEC Research Institute of Petroleum Engineering Co., Ltd., Shelfoil Petroleum Equipment & Services Co., Ltd.,  
Dezhou Shandong 253005, China)

**Abstract:** With the continuous development of oil and gas exploration and development in the direction of deep wells, ultra-deep wells and other high-temperature and high-pressure wells, the oil and gas industry has put forward higher requirements for the overall gas sealing capability of the liner hanger. The conventional hydraulic liner hanger has a hydraulic cylinder on the body. Pressure transmission holes and rubber seals lead to weak sealing points, which make it difficult to meet the long-term sealing integrity of the wellbore and the high-pressure completion requirements such as fracturing in the later stage. For this reason, foreign companies have successively developed the integral gas-sealed liner hanger technology. Innovations have been made in the design of the seat-hanging drive mechanism. The body of the liner hanger adopts an integrated structure, and there are no sealing weak links such as pressure transmission holes or seals, which greatly improves the overall sealing capability of the system. On the basis of comparing the structural composition of conventional hydraulic liner hangers, this paper introduces the structural principles and technical characteristics of several representative integral air-tight liner hangers abroad, summarizes and analyzes the future development trend of liner hangers, and puts forward Some suggestions for the direction of liner hanger technology research and development in the future are given.

**Key words:** liner hanger; integral gas-seal; setting mechanism; HPHT; ultra-deep well

收稿日期:2023-02-03; 修回日期:2023-04-24 DOI:10.12143/j.ztgc.2023.03.015

基金项目:中石化科技部科研项目“V0级耐高温高压固井封隔器的研制”(编号:P18001-4)

第一作者:徐星,男,汉族,1990年生,工程师,石油工程专业,从事石油井下固完井工具研发与服务工作,山东省德州市经济技术开发区常兴路1286号,xuxing.sripe@sinopec.com。

引用格式:徐星,邹洁,赵飞.整体气密封尾管悬挂器技术研究进展及发展建议[J].钻探工程,2023,50(3):116-123.

XU Xing, ZOU Jie, ZHAO Fei. Research progress and development suggestions of integral liner hanger technology[J]. Drilling Engineering, 2023,50(3):116-123.

随着全球油气勘探开发不断向深井、超深井等方向发起挑战,井下高温高压环境变得日益普遍,油田对安全开发的要求不断提高,高温高压等井况对尾管悬挂器的整体气密封能力提出了更高的要求<sup>[1]</sup>。近年来,随着固井技术的不断发展,虽然尾管悬挂器的可靠性及气密封性能有了很大改进,但常规液压尾管悬挂器在面对高温高压等极端环境仍存在一些弊端<sup>[2]</sup>,一方面是常规尾管悬挂器各单元连接螺纹及坐挂液缸存在橡胶密封件,密封件在高温下容易发生老化导致密封失效,另一方面液缸位置存在传压孔,芯轴本体与环空存在连接通道,因此限制了尾管悬挂器的整体密封能力。为此,国外公司通过结构创新,改变了在尾管悬挂器本体上设计坐挂驱动机构的做法,将坐挂驱动机构由悬挂器单元移至送入工具单元,尾管悬挂器本体无任何传压通道,研发了整体气密封尾管悬挂器,使得尾管悬挂器

的整体气密封性能获得大幅提升。

## 1 常规液压尾管悬挂器坐挂机构分析

常规尾管悬挂器的坐挂驱动机构为液缸-卡瓦结构,普遍采用楔形卡瓦、锥体和外层套管三者自锁实现承载<sup>[3]</sup>,坐挂驱动机构主要由液缸、坐挂卡瓦和锥套等组成(如图1所示)。液缸通常设计在尾管悬挂器的本体芯轴上,通过坐挂剪钉与芯轴连接,本体芯轴上设计有传压通道。其工作原理是尾管悬挂器下到设计井深后投球,当球到达球座后进行管内憋压,压力通过尾管悬挂器本体上的传压孔传到液缸内,剪断液缸剪钉,推动液缸、卡瓦支撑套及卡瓦上行,卡瓦沿锥套径向张开,楔入悬挂器锥套与上层套管环形间隙内,当下放钻具时,卡瓦在尾管重力下嵌入到上层套管内壁,尾管重力通过卡瓦被支撑在上层套管内壁,完成坐挂。

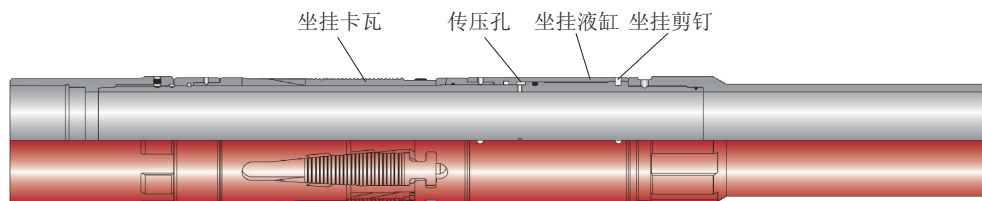


图1 常规尾管悬挂器坐挂驱动机构示意

Fig.1 Structure of setting mechanism for conventional liner hanger

常规液压尾管悬挂器的坐挂机构经过几十年的发展,技术已比较成熟,坐挂成功率较高,可以满足常规井的尾管固井作业施工,但由于悬挂器本体上设计有传压通道和橡胶密封件,限制了尾管悬挂器的整体气密封能力,因此难以满足超深井高压尾管固井作业的需求。

## 2 国外几种整体气密封尾管悬挂器介绍

### 2.1 CTR公司的MonoBore尾管悬挂器

CTR公司的MonoBore尾管悬挂器是一种典型的整体气密封尾管悬挂器,它的坐挂驱动机构位于送入工具上,悬挂器芯轴上无任何传压孔,坐挂是通过送入工具上的液缸带动坐挂楔形块将坐挂卡瓦挤出贴紧到上层套管内壁上实现。固井结束后通过进行二次回接,将回接插头插入到悬挂器下部的回接筒内实现密封,保证固井后整个尾管管串的密封性能,特别适用于小间隙井眼高压尾管固井作业。

其坐挂驱动机构的关键部件为送入工具上的液缸和坐挂楔形块,坐挂液缸通过剪钉与送入工具连接,坐挂楔形块位于卡瓦与送入工具之间的凹槽内,下入时在坐挂卡瓦和送入工具之间形成周向约束,如图2所示。坐挂楔形块与卡瓦接触的端面为一斜坡,在液压力作用下液缸可带动卡瓦沿着楔形块的斜坡爬升实现径向张开,贴紧上层套管内壁完成坐挂。

尾管悬挂器单元采用单层设计,主要由本体、楔形内嵌卡瓦<sup>[4]</sup>、回接筒和密封外壳组成,如图3所示,坐挂卡瓦采用内嵌式设计<sup>[5]</sup>,卡瓦侧面为平面,通过上下2个挡销与尾管悬挂器本体间产生固定约束,回接筒位于悬挂器下端,用于插入回接插头实现整个管串的密封。中心管的末端设计有球座式胶塞,高压液体仅存在于上部送入钻具与中心管内,较常规尾管悬挂器压力容腔大幅减小,能有效减少压力波动,使送入工具液缸上的剪钉动作压力更准确。

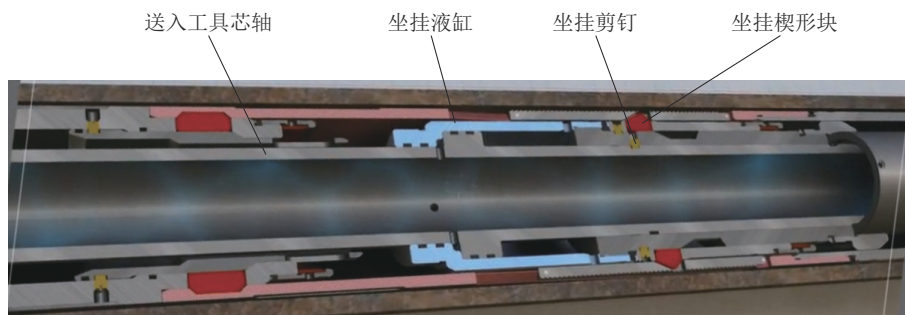


图2 MonoBore尾管悬挂器坐挂驱动机构示意

Fig.2 Structure of setting mechanism for MonoBore liner hanger

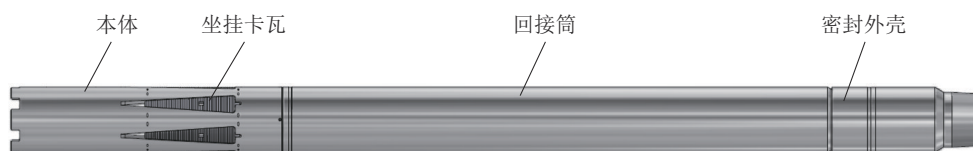


图3 MonoBore尾管悬挂器单元结构示意图

Fig.3 Structure of MonoBore liner hanger module

其工作原理是当尾管下到设计井深后投球,等球到达中心管末端的胶塞式球座上后开泵憋压,剪断送入工具坐挂液缸上的剪钉,坐挂液缸上行带动坐挂楔形块上行,坐挂卡瓦沿着楔形块斜面爬行径向张开直至贴紧上层套管,然后下放管串,在尾管的重力下坐挂卡瓦嵌入到上层套管内壁完成坐挂。MonoBore尾管悬挂器最大的优点是将坐挂液缸集成在送入工具单元上,本体无任何传压通道或橡胶密封件,从而提高了整体的气密封能力,目前MonoBore尾管悬挂器在以伊朗为代表的中东地区已广泛应用。

## 2.2 威德福公司的SwageHammer尾管悬挂器

威德福公司研发的SwageHammer尾管悬挂器其坐挂驱动机构同样位于送入工具上,悬挂器本体无任何传压通道,与CTR公司MonoBore悬挂器不

同之处在于它的坐挂力传递方式,它是通过坐挂驱动机构带动防砂罩下压回接筒,自上而下依次传递下压载荷剪断卡瓦锥套上的坐挂销钉,卡瓦锥套下行,坐挂卡瓦沿卡瓦槽斜面爬升从而完成坐挂。

SwageHammer悬挂器坐挂驱动机构的关键部件为送入工具上的液缸和活塞,如图4所示,活塞上端与防砂罩通过销钉连接,液压力可以通过送入工具芯轴本体上的传压孔驱动活塞下行,将下压力由防砂罩传递给回接筒,然后依次通过回接筒下压悬挂器芯轴外部的部件,剪断锥套上的坐挂剪钉,实现坐挂。中心管内部设计有机械翻转球座,如图5所示,投球后可对送入工具管内进行憋压,当憋压到一定压力值时,球座可翻转 $90^\circ$ 让出中间的过流通道。

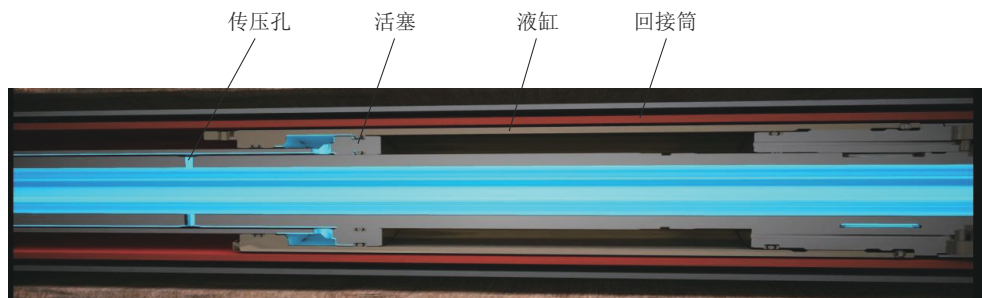


图4 SwageHammer尾管悬挂器坐挂驱动机构示意

Fig.4 Structure of setting mechanism for SwageHammer liner hanger

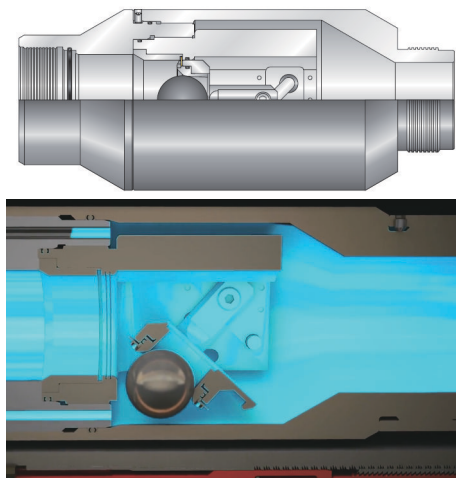


图5 机械翻转球座及球座翻转状态

Fig.5 Mechanical ball seat and shifting status

其尾管悬挂器单元采用双层设计,本体采用单一芯轴,封隔器单元、卡瓦锥套等依次套入到芯轴本

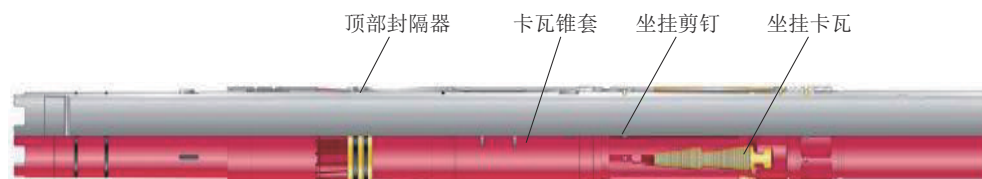


图6 SwageHammer尾管悬挂器单元结构示意图

Fig.6 Structure of SwageHammer liner hanger module

SwageHammer尾管悬挂器系统目前已完成多次现场应用,并取得了良好的效果,成功解决了井下高压气窜的问题。其中 $\text{O}244.5\text{ mm}\times\text{O}177.8\text{ mm}$ 规格在安哥拉卡宾达省的大斜度气井批量成功应用,该井井底温度 $180\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,压力达到 $68.7\text{ MPa}$ ,不仅成功解决气窜问题,还平均为每口井节约 $8\sim 10\text{ h}$ 的作业时间。

### 2.3 Drillquip公司的LS-15尾管悬挂器

Drillquip公司研发的LS-15尾管悬挂器也是一种典型的整体气密封尾管悬挂器,与SwageHammer悬挂器类似,悬挂器本体采用芯轴一体化设计,不同之处在于其坐挂力的传递方向自下而上,依靠送入工具上的坐挂驱动机构带动回接筒及悬挂器芯轴本体的外部部件上行,与坐挂卡瓦连接的卡瓦触发套在上行拖拽力的作用下触发坐挂卡瓦弹开贴紧上层套管内壁完成坐挂。

LS-15的坐挂单元与封隔器单元共用同一芯轴,坐挂卡瓦位置采用三层单元设计,如图7所示,

体上,如图6所示。外部部件可在芯轴本体上相对移动,与悬挂器芯轴本体之间通过设计收缩螺纹卡簧实现轴向约束,薄壁厚的芯轴本体设计可以避免采用厚壁无缝管原材料加工所带来的成本浪费,尤其针对于高钢级或特殊需求钢材,可以直接采用相对应钢级的套管加工,节约成本。

其工作原理是下到位后投球,当球到达位于中心管内的机械翻转球座后进行管内憋压,液压力通过传压孔推动活塞下行,带动防砂罩挤压回接筒,然后通过回接筒和顶部封隔器单元将载荷依次传递到卡瓦锥套上,剪断卡瓦锥套上的坐挂剪钉,继续下放,坐挂卡瓦沿卡瓦槽斜面上行贴紧上层套管内壁,从而完成坐挂。SwageHammer尾管悬挂器的优点除了能明显提升整体气密封能力外,还能在其下入过程中保持坐挂液缸活塞上下的压力平衡,可以承受较高的循环泵压而不会发生提前坐挂。

在坐挂锥体与悬挂器芯轴本体之间增加了卡瓦触发套,卡瓦触发套通过下端的棘爪嵌入在卡瓦内的凹槽内与卡瓦形成固定约束,上端与封隔器锥套相连。下入过程中坐挂卡瓦收缩在下接头的凹槽内,当卡瓦锥套上行驱动卡瓦离开下接头的凹槽时,坐挂卡瓦的周向约束消失,卡瓦弹开贴紧上层套管内壁进而实现坐挂。

不同于常规的分体式卡瓦设计<sup>[6]</sup>,LS-15悬挂器坐挂卡瓦采用整体C型设计,如图8所示,轴向受力分布更均匀,卡瓦内外两侧均设计有卡瓦牙,外侧的卡瓦牙截面为三角形,内侧卡瓦牙截面为梯形。坐挂时外侧较尖锐的卡瓦牙在较小的载荷作用下即嵌入到上层套管内壁;继续下送入钻具,卡瓦内侧较钝的卡瓦牙嵌入到尾管悬挂器本体形成微台阶,当载荷继续增大时微台阶会对尾管悬挂器本体形成限位,防止尾管悬挂器本体或上层套管被挤毁。

LS-15悬挂器坐挂驱动机构的关键部件是送入工具本体上的液缸,如图9所示,液缸通过弹性套爪



图7 LS-15尾管悬挂器单元结构示意图

Fig.7 Structure of LS-15 liner hanger module

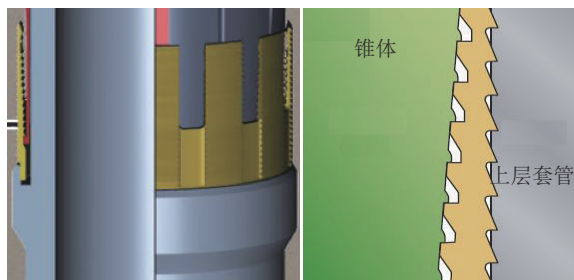


图8 LS-15尾管悬挂器坐挂卡瓦结构示意图

Fig.8 Structure of LS-15 liner hanger setting slips

与防砂罩连接,同时防砂罩外部设计有挡块嵌入在回接筒上端的凹槽内,从而实现液缸、防砂罩、回接筒及悬挂器芯轴本体外部部件之间的载荷传递。液缸位置对应的送入工具内设计有可膨胀球座,下入时球座阻断液缸的传压通道,憋压到一定压力剪断球座的剪钉,球座下行露出液缸的传压通道,液缸在液压力的作用下上行,依次通过防砂罩、回接筒、封隔器单元将坐挂载荷传递给卡瓦触发套,卡瓦触发套在上行拖拽力的作用下触发坐挂卡瓦弹开。

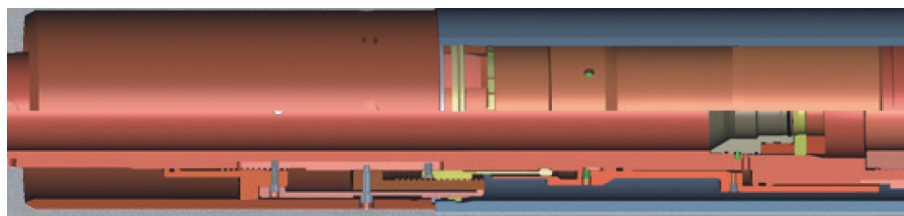


图9 LS-15悬挂器坐挂驱动机构示意图

Fig.9 Structure of setting mechanism for LS-15 liner hanger

其工作原理是下到位后投球,当球到达球座时憋压剪断球座上的剪钉,球座下行露出传压孔,继续憋压剪断液缸上的剪钉,液缸上行依次带动防砂罩、回接筒、顶部封隔器坐封套、卡瓦触发装置触发坐挂卡瓦,使C型坐挂卡瓦弹开并接触到上层套管内壁,下放送入钻具,尾管悬挂器本体与坐挂卡瓦重新接触并将卡瓦挤紧到上层套管内壁,完成坐挂。目前,LS-15尾管悬挂器系统已在中东、加拿大、南美等地的陆地深井、超深井和深水环境下完成多次现场应用,有效解决了高温高压气举、环空带压等问题。

### 3 国内尾管悬挂器技术存在的问题

目前国内高端尾管悬挂器产品主要包括多功能尾管悬挂器、平衡液缸尾管悬挂器等,主要特点是采用内嵌卡瓦形式,确保坐挂可靠性及后期的固井质量;集成有尾管顶部封隔器单元,能够一定程度解决井下气举问题;采用液压丢手机构,能够实现尾管下

入过程及坐挂后的旋转功能,保证了工具使用的可靠性及固井质量,但针对深井和超深井的高温高压气密封需求进行的技术研究与国外油服公司相比仍存在差距。

#### 3.1 系统内单元之间缺少可互换性

国外公司已具备种类和规格齐全的尾管悬挂器及配套系列产品,而且具备较完整的技术规范文件,尾管悬挂器系统单元之间互换性强。对比国外,国内尾管悬挂器及配套产品虽然已涵盖常见的种类,比如按坐挂方式可分为液压式、机械式、膨胀式,按功能分为常规式、封隔式、旋转式等,按卡瓦设计可分为外置卡瓦式、内嵌卡瓦式,但是在种类和系列化上仍有差距,产品部件之间互换通用性差,仅能满足国内市场的产品需求。

#### 3.2 持续创新和研发能力有待提升

随着油气勘探日益往深井、超深井、大位移井和大斜度井方向发展,超高温高压、高浓度腐蚀介质、

极小间隙井眼等复杂挑战也变的更加普遍,尾管固井作业施工的难度也越来越高。国外公司为应对解决这些挑战,对尾管悬挂器及配件产品进行了不同程度的结构创新和升级。国内虽然在集坐挂、液压丢手、封隔、旋转等一体的多功能尾管悬挂器技术上取得了较大的进展,而且针对小间隙尾管施工、尾管下入过程循环排量受限等难题,研制了膨胀尾管悬挂器、平衡液缸尾管悬挂器并现场应用成功,但是没有形成系列化和规模化推广,持续创新和研发水平仍有待提升。

### 3.3 提供系统解决方案的能力仍需提高

针对不同的井下条件和客户的要求,国外公司可提供一整套产品系统的方案,避免了客户选择多个供应商产品而出现不配套的问题。国内在单一产品和技术上很成熟,但缺乏提供系统配套工具和解决方案的能力。

## 4 尾管悬挂器未来发展趋势

### 4.1 结构进一步创新

本文介绍的几种尾管悬挂器均是通过结构上的创新,解决了常规尾管悬挂器芯轴本体上存在的密封薄弱点<sup>[7]</sup>,大幅提升整体气密封能力,能够有效解决深井、超深井高温高压环境下固井质量差导致的环空气窜及环空带压等风险,提高后期开采可靠性。对比这3个系列尾管悬挂器的特点及工作原理,我们不难发现这3个系列尾管悬挂器系统动力单元(坐挂液缸)均位于送入工具上,通过设置不同压力剪钉来实现悬挂器坐挂、封隔器坐封和液压丢手等动作。因此想要实现无液缸悬挂器功能,关键要做的就是送入工具集成动力单元,SwageHammer为回接筒在液缸的带动下下压,实现坐挂;Drillquip LS-15系列为回接筒在液缸带动下上行,卡瓦弹出,实现坐挂;CTR的则为液缸带动楔形块将卡瓦挤出

实现坐挂。总之关键技术就是将动力结构由悬挂器单元移至送入工具单元。别的技术类似于送入工具平衡液缸设计、膨胀球座等设计均是更好实现尾管悬挂器坐挂动作而服务。

三种系列悬挂器均集成有球座单元——SwageHammer系列送入工具为机械翻转球座、Drillquip LS-15系列送入工具为可变形球座、CTR悬挂器送入工具采用球座式尾管胶塞。相比于常规接于尾管串下部的球座,这3种悬挂器坐挂时高压腔体较小,球座憋通后,瞬间的压力释放经过下部尾管串内钻井液的缓冲,对裸眼地层的影响会大大减小,避免出现井漏的风险。SwageHammer系列和Drillquip LS-15系列尾管悬挂器中,顶部封隔器单元及悬挂器单元共用一个本体,且采用小壁厚设计,外层零部件均通过螺纹卡簧、端环等形式套在本体上,这种设计不仅可以节省加工本体用的无缝管料(可采用高钢级套管加工),也使得封隔器与悬挂器之间无任何缺陷,做到零风险。无液缸高性能尾管悬挂器系统将是深井、超深井高效、安全勘探开发的不二之选。

### 4.2 性能进一步提升

随着井深不断增加,井下高温高压恶劣环境层出不穷,水泥浆在高温环境下性能变差,从而影响固井质量<sup>[8]</sup>,因此可能会出现井下气窜到上层套管内,出现环空带压风险。为解决高温下固井质量差问题,各大油服公司相继研发满足高温高压气井密封要求的尾管顶部封隔器(见图10),来辅助完成环空密封。如威德福公司的SwageSet高性能尾管顶部封隔器适用于高温高压环境下的大斜度井、水平井和大位移井,在固井和不固井作业中都能有效的封隔上层套管和尾管之间的环空<sup>[9]</sup>,耐高温性能达到了204℃,耐压达到了105 MPa,并且通过了API 11D1封隔器V0级认证<sup>[10]</sup>。



图10 V0级高温高压顶部封隔器  
Fig.10 V0 grade HPHT liner top packer

尾管顶部封隔器由回接筒、密封单元、蓄能环、卡瓦、锥套和本体等组成<sup>[11]</sup>。其中回接筒前端面为楔形面,与密封单元贴合,用于密封单元膨胀密封。

密封单元是由可膨胀金属环和两组脊峰状的AF-LAS橡胶组成,橡胶硫化在可膨胀金属环上。SwageSet高性能尾管顶部封隔器的脊峰状硫化橡

胶能够承受高温高压的井下工况,同时在工具入井、钻井和扩孔作业中可以保持大排量循环,不存在提前坐封座挂的风险;蓄能环结构<sup>[12]</sup>能够使得封隔器居中,始终作用在密封单元上一定载荷,加强封隔效果;卡瓦能够实现封隔器锚定,密封组件在承压下不会发生轴向位移,影响密封效果。因此,SwageSet高性能尾管顶部封隔器适用于高温高压环境下的大斜度井、水平井和大位移井,在伊拉克、阿拉伯等地区的油气开发井中均有应用。

### 4.3 系统更加集成

深水钻井成本高昂,日费20~50万美元,工具的施工效率和可靠性至为关键。目前国外专用深水尾管悬挂器系统,智能化水平较高,且具有自灌浆浮箍和滤鞋,能够保证尾管下放时间尽可能缩短,且各环节均达到自动化操作水平,避免人为施工带来的时间浪费;且均设计有专门适用于深水的小间隙尾管悬挂系统,能够满足海上小间隙施工需求。如威德福公司的WellMaster深水尾管悬挂器系统,管串从下到上依次为:MudMaster过滤鞋+自灌浆浮箍+尾管串+尾管悬挂器+顶部封隔器+专用旋转送入工具+送入钻具+SurgeMaster压力释放短节+远程控制水泥头<sup>[13]</sup>。能够实现下入过程的自灌浆和滤砂功能,保证尾管的快速下入;高性能尾管悬挂器及顶部封隔器确保坐挂及密封可靠;旋转送入工具保证了尾管串的安全快速下入;压力释放短节则可以平衡钻具内外压力,避免胶塞因激振压力提前释放;地面的远程控制水泥头可以实现各环节的智能释放,无需人为操作,做到高效可靠。贝克休斯的INLine深水尾管悬挂器系统<sup>[14]</sup>与威德福公司的类似,均可实现整个固井过程的准确高效。因此,系统性的深水尾管固井技术将会是之后海洋油气资源勘探开发的一个利器。

## 5 技术发展建议

(1)提高悬挂器及配套产品关键技术指标<sup>[15]</sup>,应当与高校或科研院所合作进行橡胶或弹性体材料的基础研究,优选出一种能够满足高温高压气密封要求的橡胶或弹性体材料,然后进行封隔器单元的V3~V0等级测试,取得API 11D1 V0级别认证<sup>[16]</sup>。可以将悬挂器结构进行微调,本体采用薄壁厚设计,甚至可以直接采用套管加工,这样就可以避免再遇到高钢级要求订单时,原材料供给困难的问题,还可

以节约采用厚壁无缝管甚至圆钢加工所带来的材料及人工成本浪费。

(2)配齐相关附件,提升系统解决问题能力,以深水配套尾管固井工具为例,目前已有多功能尾管悬挂器及平衡液缸尾管悬挂器,可以分别实现尾管串下入过程中的旋转功能及大排量循环功能,但两种功能目前尚不能同时实现,有待提高;具有高压顶驱钻杆水泥头,可以实现投塞及投球功能,但为人工操作,程序较繁琐,时间较长,且会存在一些操作失误等风险,造成一定的成本损失。建议配齐深水及深井用的各种规格附件,如自灌浆浮箍、浮鞋等;研发各种规格水下释放塞(四塞系统及压力平衡短节),保证替浆准确性,提高固井质量;研制井口智能顶驱水泥头<sup>[17]</sup>,保证各个环节的时效性及准确性,提高效率。

(3)科研创新,研制新型高性能尾管悬挂器。加大研发力度,吸收国外高端尾管悬挂器系列产品特点,设计出一套具有自主知识产权的尾管悬挂器系统:悬挂器单元无液缸设计,尾管顶部封隔器单元达到API 11D1 V0等级认证,满足高温高压气密封要求,避免高温高压气井固井后环空带压等风险;送入工具集成平衡液缸单元,且具备旋转送入功能<sup>[18]</sup>,集成球座单元,能够实现尾管串下入过程中的旋转及大排量循环功能,同时减少球座憋通时对井底冲击;采用水下释放塞系统<sup>[19]</sup>,提高替浆准确性,保证固井质量。

### 参考文献(References):

- [1] 崔淑英,邵玉涛,王跃伟.膨胀式尾管悬挂器的研究[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2019,46(2):65-70.  
CUI Shuying, SHAO Yutao, WANG Yuewei. Research on expandable liner hanger [J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2019, 46(2): 65-70.
- [2] 林强,郑力会,崔小勃.高温高压小井眼尾管固井技术应用[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2008,35(11):24-26.  
LIN Qiang, ZHENG Lihui, CUI Xiaobo. Application of liner cementing technology in HTHP slim-hole [J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2008, 35(11): 24-26.
- [3] 郑殿富.尾管悬挂器结构优选与事故预防及处理[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2016,43(1):27-30.  
ZHENG Dianfu. Structure optimization for liner hanger with accident prevention and treatment [J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2016, 43(1): 27-30.

- [4] 阮臣良, 马兰荣, 姜向东. 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. Advantages and application of inner-slip liner hanger[J]. Drilling & Production Technology, 2013, 36(2): 84-86.
- [5] 朱晓丽, 张金法, 魏书雷. 尾管用内嵌式卡瓦坐挂机构承载能力分析[J]. 石油矿场机械, 2018, 47(5): 84-87.  
ZHU Xiaoli, ZHANG Jinfa, WEI Shulei. Analysis of carrying capacity of embedded slips for tail pipe[J]. Oil Field Equipment, 2018, 47(5): 84-87.
- [6] 马开华. 关于国内尾管悬挂器技术发展问题的思考[J]. 石油钻采工艺, 2008, 30(6): 108-111.  
MA Kaihua. A consideration on the development of liner hanger technologies in China[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2008, 30(6): 108-111.
- [7] 吴柳根, 滕照正, 侯婷. 国内尾管固井完井技术现状[J]. 石油矿场机械, 2013, 42(10): 52-56.  
WU Liugen, TENG Zhaozheng, HOU Ting. Development status of liner cementing and liner completion technology in China[J]. Oil Field Equipment, 2013, 42(10): 52-56.
- [8] 马开华, 马兰荣, 姜向东. 国内特殊尾管悬挂器研制现状与发展趋势[J]. 石油钻采工艺, 2004(4): 16-19.  
MA Kaihua, MA Lanrong, JIANG Xiangdong. Review on present situation and development direction of special liner hangers in China[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2004(4): 16-19.
- [9] 马开华, 朱德武, 马兰荣. 国外深井尾管悬挂器技术研究新进展[J]. 石油钻探技术, 2005(5): 55-58.  
MA Kaihua, ZHU Dewu, MA Lanrong. Advances in liner hanger techniques in deep wells outside China[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2005(5): 55-58.
- [10] 马兰荣, 达伟, 韩峰. 高性能尾管悬挂器关键技术[J]. 断块油气田, 2017, 24(6): 859-862.  
MA Lanrong, DA Wei, HAN Feng. Key techniques for high-performance liner hanger[J]. Fault-block Oil & Gas Field, 2017, 24(6): 859-862.
- [11] 马兰荣, 王德国, 阮臣良. 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. Key Techniques for using multi-functional liner hanger[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(5): 119-125.
- [12] 刘国祥, 郭朝辉, 孙文俊. 新型封隔式尾管悬挂器的研制及应用[J]. 石油钻采工艺, 2014, 36(5): 120-123.  
LIU Guoxiang, GUO Zhaohui, SUN Wenjun. Development and application of new isolated liner hanger[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2014, 36(5): 120-123.
- [13] DOANE J, DENG G, COLLINS S, et al. Pushing the boundary of Ultra-HPHT completion technology: the first 20,000 psi, 470°F permanent production packer for as-rolled casing[R]. Beijing: International Petroleum Technology Conference, 16852, 2013.
- [14] DOANE J, DENG G, COLLINS S, et al. A completion technology milestone the first 25,000 psi 500°F packer seal system[R]. SPE 16852, 2012.
- [15] 冯丽莹, 郭朝辉, 陈志峰. 尾管固井用牵制短节的研制与应用[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(6): 106-110.  
FENG Liying, GUO Zhaohui, CHEN Zhifeng. Development and application of a holddown sub for liner cementing[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2014, 42(6): 106-110.
- [16] GUIJUN D, CHRISTOPHER D J, ANTONIO R, et al. Design verification, optimization and validation of Ultra-HPHT completion and production tools[R]. SPE 166231, 2013.
- [17] 马兰荣, 马开华, 郭朝辉. 旋转尾管悬挂器的研制与应用[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(4): 103-106.  
MA Lanrong, MA Kaihua, GUO Zhaohui. Development and application of rotary liner hanger[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(4): 103-106.
- [18] 张金龙, 阮臣良, 郭朝辉. 旋转尾管固井关键技术分析[J]. 石油机械, 2011, 39(5): 88-91.  
ZHANG Jinlong, RUAN Chenliang, GUO Zhaohui. Analysis of key technologies for rotating tailpipe cementing[J]. China Petroleum Machinery, 2011, 39(5): 88-91.
- [19] 张瑞. 顶部驱动液压尾管悬挂器研制与现场试验[J]. 钻采工艺, 2022, 45(4): 26-31.  
ZHANG Rui. Development and field test of top-driven hydraulic liner hanger[J]. Drilling & Production Technology, 2022, 45(4): 26-31.

(编辑 荐华)