

# 新型 XPJQ 系列下套管漂浮减阻器的研制与试验

张明昌, 张新亮, 高剑玮

(中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101)

**摘 要:**为有效减小大位移井、长水平段水平井的套管下入阻力, 保证套管的安全下入, 研制开发了新型 XPJQ 系列下套管漂浮减阻器。基本的技术思路是, 依据套管在下入过程中的受力大小、状态及影响因素, 利用漂浮接箍或漂浮减阻器实现对水平段套管内部全掏空, 以有效降低套管正压力、减小套管下入摩擦阻力。根据漂浮下套管技术及固井技术的要求, 研制开发的新型下套管漂浮减阻器由 1 个主部件(漂浮减阻器)和 4 个辅助部件(可钻式防落物浮箍、高承压漂浮旋流鞋、剪销式套管清理器、防转碰压塞)组成。下套管漂浮减阻器地面试验表明, 各功能都运行平稳, 各项技术参数均达到设计要求。在胜利油田胜 2-平 17 井的现场试验也表明, 各部件工作正常, 可实现漂浮功能。研究认为, 新型 XPJQ 系列下套管漂浮减阻器性能可靠, 可在大位移井、长水平段水平井推广应用。

**关键词:**套管 漂浮减阻器 水平井 大位移井 摩阻 固井

**中图分类号:**TE925<sup>+</sup>.2 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2014)05-0114-05

## Developing and Testing XPJQ Series Floating Friction Reducers for Running Casing

Zhang Mingchang, Zhang Xinliang, Gao Jianwei

(Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China)

**Abstract:** In order to effectively reduce the friction which occurs when running casing in extended-reach wells, and in long sections of horizontal wells, to ensure casing is run into the planned formation, a new casing floating friction reducer was developed. It can effectively reduce the friction generated when running casing, and ensure safer operations. The concept and the procedures were based on the principle that keeps the inside of casing empty by a floating friction reducer, so as to reduce the weight of casing and friction caused by running casing. According to the casing floating technology and requirements of cementing, a main part and four auxiliary components of floating system were developed, which include the floating friction reducer and a drillable float collar used for isolating falling articles, a high pressure whirling float shoe, a shear-pin type casing cleaner and an anti-rotation bump plug. The floating friction reducer was tested at both surface and the Well Sheng 2-Ping 17, Shengli Oilfield, and it showed that each component worked properly and that floating function was achieved. The successful development of a floating friction reducer for casing can result in successful applications in extended reach wells and in the long section of horizontal wells.

**Key words:** casing; floating friction reducer; horizontal well; extended reach well; friction; well cementing

随着深海油气田和非常规油气田的不断勘探开发以及钻井新技术的不断发展, 大位移井、长水平段水平井越来越多。而这两类井由于水平位移大或水平段长, 在水平段及造斜段, 套管与井壁或上层套管壁间摩阻较大, 严重影响套管的正常下入<sup>[1]</sup>, 甚至可能造成压差卡套管, 带来重大经济损失。针对水平段长、垂深浅、水垂比大、套管加压有限及易卡套管等问题, 近年来开始采用套管漂浮技术, 其关键工具为下套管漂浮接箍或漂浮减阻器<sup>[2-3]</sup>。漂浮接箍的作用是对下部套管内封闭一定量的气体或低密度钻井液并进行暂时屏障, 减小套管在大斜度井段或水平段的正压力, 以致减小套管下入摩阻, 套管下到位

后解除暂堵作用, 最后完成固井作业。目前国内钻井(尤其是海洋钻井)中, 采用的多为从国外进口的工具, 不但价格昂贵, 而且存在以下不足: 在使用中关键部件密封易失效、固井施工中留塞等问题时有发生, 尤其是下套管后接箍内通径比套管内径小, 影响后期作业。由于内心附件与套管间隙小, 在内心下行时易产生卡内心故障, 影响固井施工, 尤其是对

**收稿日期:**2014-06-10; **改回日期:**2014-08-11。

**作者简介:**张明昌(1958—), 男, 山东济宁人, 1982年毕业于华东石油学院钻井工程专业, 教授级高级工程师, 主要从事固井技术及固井工具研究工作。

**联系方式:**(010)84988609, zhangmc\_sripe@sinopec.com。

**基金项目:**中国石化科技攻关项目“油基钻井液水平井固井技术”(编号:SG1004)部分研究内容。

当前页岩气井使用泵送桥塞分段压裂时,小通径影响桥塞的顺利下入。因此,为解决以上问题,研制开发了与套管通径一致且承压能力强的下套管漂浮减阻器,适合当前大位移井固井的需要<sup>[5-7]</sup>,而笔者研制开发的新型 XPJQ 系列下套管漂浮减阻器即属此类。

## 1 主要结构部件设计及工作原理

### 1.1 漂浮减阻器的减阻原理

在下套管过程中,套管主要受套管重力、套管浮力、套管与井壁的摩擦阻力、钻井液的黏滞力等。通常情况下,摩擦阻力是影响套管顺利下入的主要因素。由于摩擦阻力与摩擦系数和正压力成正比,而摩擦系数与钻井液性能、地层岩石性能有关,因此工程应用中减小套管与井壁的正压力是减小套管下入摩擦阻力的最有效办法,该办法在大位移井中的效果更为显著。

漂浮减阻器就是通过对套管的漂浮来减小套管对井壁的正压力,其减小套管下入摩擦阻力的原理是:根据计算选择确定套管串的漂浮段长度,漂浮段下端由高承压漂浮旋流鞋密封,漂浮段上端由漂浮减阻器密封,漂浮段中间充填空气或其他低密度液体(一般充填空气)以减小套管串对井壁的正压力,从而降低套管串与井壁的摩擦阻力,使套管顺利下入井底,再通过各部件的程序操作达到固井施工条件,完成固井施工(漂浮减阻器的减阻原理如图 1 所示)。

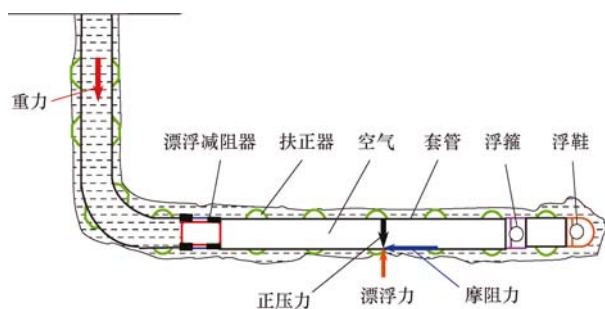


图 1 漂浮减阻器减阻原理示意

Fig. 1 Basic principle of floating friction reducer

### 1.2 XPJQ 系列下套管漂浮减阻器的组成

根据漂浮下套管技术的基本原理,设计中既要考虑漂浮减阻系统的密封能力(低密度介质填充的上下两部分),同时还要不影响以后的固井、完井作业。因此,为了保证实现漂浮下套管,同时保证后期的固井施工作业,采用漂浮减阻器和可钻式防落物浮箍、高承压漂浮旋流鞋实现对低密度介质的密封;

浮旋流鞋,采用清理塞对附件进行清扫,采用防转碰压塞进行固井施工。

XPJQ 系列下套管漂浮减阻器主要由 1 个主部件和 4 个辅助部件组成(见图 2):主部件为漂浮减阻器;辅助部件为可钻式防落物浮箍、高承压漂浮旋流鞋、剪销式套管清理器(简称套管清理塞)、防转碰压塞。

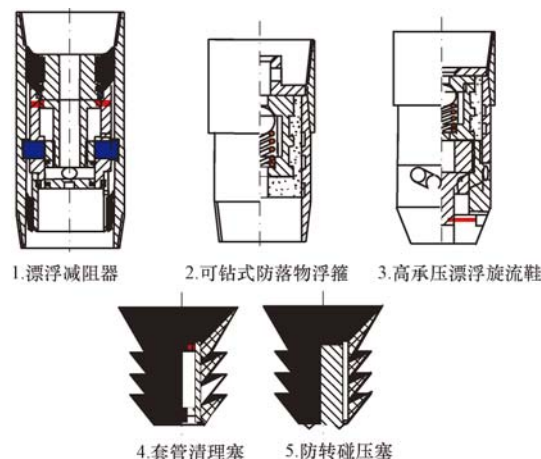


图 2 XPJQ 系列下套管漂浮减阻器主要部件

Fig. 2 Main components of XPJQ series floating friction reducer

### 1.3 漂浮减阻器结构设计及工作原理

漂浮减阻器的主要组成部件有钢制外筒、密封胶塞、金属塞心、胶塞密封圈、胶塞卡簧、打开心销钉、打开心、承载滑块、扶正胶塞卡簧、打开心密封圈、扶正胶塞和承载短节等,如图 3 所示。上接头上部设计有内螺纹套管扣,用于与套管连接,内部密封槽内装有密封圈,外筒外径比套管外径要稍大一些,本体内通径与套管内径保持严格一致,符合通径要求,以满足后期固井和完井作业的要求。

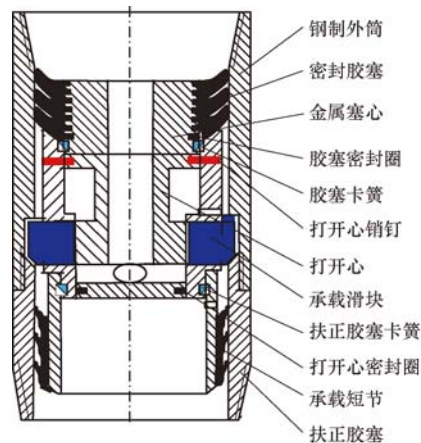


图 3 漂浮减阻器结构示意

Fig. 3 Structure of floating friction reducer

根据减小套管摩阻的要求,确定漂浮减阻器在套管串中的位置。在下套管过程中,当套管下至设计漂浮段顶部时,连接漂浮减阻器,见图4(a)。漂浮减阻器入井后,按规定向套管内注入钻井液。当套管下至目的层后,连续向套管内泵注钻井液,并憋压至设计压力,漂浮减阻器打开心销钉剪断,打开心打开,上部钻井液进入下部掏空段套管内(见图4(b)),置换出掏空段套管内的空气,当空气被置换完时,套管内灌满钻井液,然后憋通高承压旋流鞋销钉,循环钻井液。循环钻井液至正常后,释放清理塞,并泵送钻井液以清理套管内的残余附件使之到达套管底部(见图5),继续循环处理钻井液至达到固井施工要求。

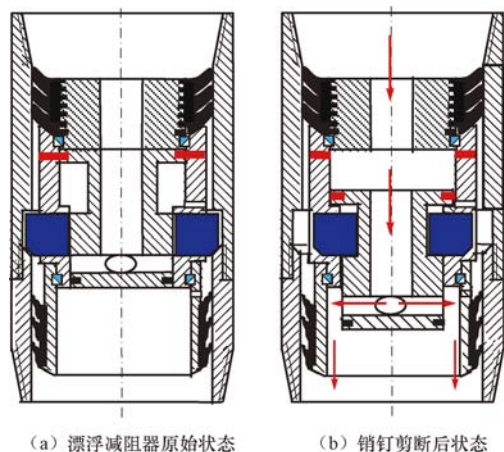


图4 漂浮减阻器工作原理示意

Fig. 4 Working principle of floating friction reducer for running casing

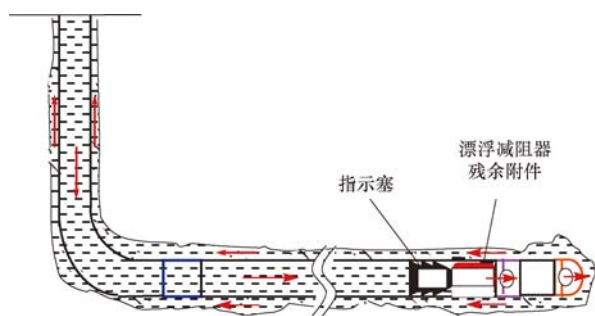


图5 清理塞清理漂浮减阻器残余附件示意

Fig. 5 Remove the residual attachments of floating friction reducer with cleaning plug

#### 1.4 漂浮减阻器关键参数计算与材料选择

##### 1.4.1 整体强度的计算

由于在漂浮下套管过程中采用掏空方式,因此下入过程中漂浮减阻器受拉伸应力及外挤应力而容

易导致结构受损。漂浮减阻器外壳材质 35CrMo, 圆扣退刀槽处最薄,壁厚 9.2 mm(外径 139.7 mm, 内径 121.4 mm)。漂浮减阻器受到的拉伸屈服力的计算式为:

$$F = A\sigma_s \quad (1)$$

抗外挤强度校核公式为:

$$\tau = Q/A < \tau_s \quad (2)$$

式中:  $F$  为拉伸屈服力, N;  $A$  为本体截面积,  $\text{m}^2$ ;  $\sigma_s$  为抗拉屈服强度, 取  $7.58 \times 10^8 \text{ Pa}$ ;  $\tau$  为抗外挤强度, Pa;  $Q$  为外挤载荷(流体在漂浮接箍处的静液压在接触面上产生的载荷), N;  $\tau_s$  为剪切屈服强度, 取  $4.70 \times 10^8 \text{ Pa}$ 。

由式(1)计算可得, 拉伸屈服力为  $2.85 \times 10^6 \text{ N}$ ; 由式(2)计算可得抗外挤强度为  $6.50 \times 10^7 \text{ Pa}$ , 远小于剪切屈服极限  $4.70 \times 10^8 \text{ Pa}$ 。

##### 1.4.2 销钉材质选择及数量确定

为了保证漂浮减阻器在井下的稳定性, 防止套管下入过程中由于压力激动导致销钉提前剪断, 打开心的销钉采用稳定性好的  $\phi 14.0 \text{ mm}$  铜钉, 打开压力设计为 25 MPa(打开压力根据减阻器下入深度和钻井液密度确定), 铜钉的抗剪强度为 250 MPa。铜钉数量通过式(3)确定:

$$n_T \xi_T A_T = A_c p_p \quad (3)$$

式中:  $n_T$  为铜钉数量;  $\xi_T$  为铜钉抗剪强度, MPa;  $A_T$  为铜钉截面积,  $\text{m}^2$ ;  $A_c$  为打开心的截面积,  $\text{m}^2$ ;  $p_p$  为设计打开压力, MPa。

根据现场经验, 一般  $n_T = 8$ , 具体数值通过试验校核再确定。

套管清理指示器剪钉采用稳定性好的  $\phi 4.0 \text{ mm}$  铜钉, 打开压力设计为 3 MPa, 铜钉的抗剪强度为 250 MPa。铜钉的数量也可通过式(3)确定。根据现场经验, 一般  $n_T = 2$ , 设计打开压力为 3 MPa。

##### 1.4.3 密封圈材料选择

漂浮组件中采用 O 形圈密封方式, 而常用 O 形圈材料的性能见表 1。

表 1 常用 O 形圈材料性能对比

Table 1 Material comparison of conventional O-ring

材料	主要特点	工作温度/°C
丁腈橡胶	耐油	-30~100
乙丙橡胶	耐放射性, 耐碱	-50~150
氟橡胶	耐油, 耐热, 耐腐蚀	-20~200
硅橡胶	耐寒, 耐热	-60~230



现场多用油基钻井液,且要求密封圈的密封能力达到 30 MPa 以上,因此结合表 1 数据选用氟橡胶 O 形圈。

2 关键部件及整机地面试验

为了保证各组件在井下更加可靠,确保达到设计要求,在实验室对主要受力部件、密封部件、剪切部件进行了独立的单项试验,并进行了整机地面功能试验。

2.1 漂浮减阻器内滑块的承压、剪切试验

采用直接剪切的方法测定滑块在不同当量压力下的承压能力及可承受的剪切强度,并观察滑块和承压体的挤压、磨损及变形情况。室内试验表明,滑块在 25 MPa 压力(漂浮减阻器的设计打开压力)下,承压及滑脱均达到设计要求,滑块承压能力为 39 MPa 以上(39 MPa 压力下未损坏),满足现场要求。不居中时偏差率小于 10%,受力最薄弱的面为滑块下部与外壳内槽的接触面,也是最容易变形(挤压出小台阶)的面,由于在滑块下部,故对滑块的滑脱影响较小。心轴受挤压处的厚度取承压体受挤压部分厚度的 80%,试验表明承压体抗外挤能力足够。

2.2 漂浮减阻器剪钉的剪断压力偏差试验

滑块在抱紧内心组件状态下,测定剪钉承受的实际剪切强度,同时观察剪钉剪断后滑块的性能状况,分析滑块在抱紧内心组件时对剪钉剪断压力的影响。测得 3 次试验的剪断压力分别为 24.25、23.50 和 22.75 MPa,剪钉的实际剪断压力与理论剪断压力有 3%~9% 的偏差,在设计参数范围之内,能够满足现场要求。

2.3 套管清理指示器剪钉剪切试验

模拟并检验套管清理指示器的打开、密封性能,验证其结构设计的合理性,通过试验调整剪钉、结构,获得合适的压力及设计结构,并评价内套的密封性。试验表明:剪钉实际剪断压力为 3.4 MPa,理论剪断压力为 3.0 MPa;在相同的试验条件下,更换剪钉再装配,重复试验,试验结果偏差在设计要求范围之内,能够满足现场使用要求;在油基钻井液介质下验证密封性,可承受压力 35 MPa,稳压 24 h 未泄漏。

2.4 地面整机试验

φ139.7 mm 漂浮减阻器总成组装完成后,进行地面功能试验,试验连接如图 6 所示。该试验主要测试漂浮减阻器总成及辅助部件总成的功能运行情况并获取技术指标,结果见表 2。从表 2 可以看出,各项功能都可靠好用,各项技术指标达到设计要求,该减阻器可以进行入井试验。

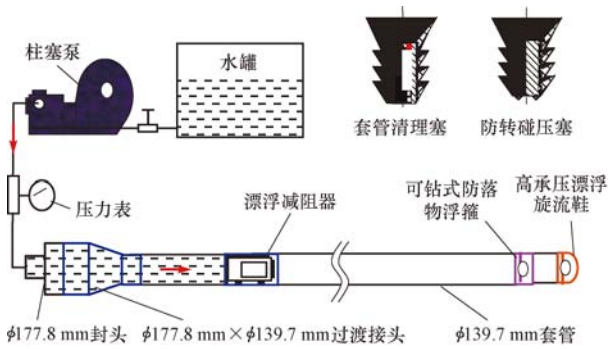


图 6 地面功能试验部件连接示意  
Fig. 6 Connection of surface functional test parts

表 2 φ139.7 mm 漂浮减阻器地面整机试验结果  
Table 2 Test data of floating friction reducer in lab

技术指标	设计值	试验值		说明
		第一次	第二次	
密封能力/MPa	>40	45	46	1. 两次试验均未发生泄漏和部件损坏情况; 2. 各部件运行动作灵活可靠; 3. 销钉剪切压力准确
打开压力/MPa	24.0~25.0	24.0	24.6	
漂浮旋流鞋打开压力/MPa	7.0~8.0	7.5	8.0	
套管清理指示器打开压力/MPa	2.0~3.0	3.0	2.5	

3 现场试验

整机室内试验验证其各项技术指标达到设计要求后,为验证漂浮减阻器在井下的各项技术指标是

否符合设计要求,在胜利油田胜 2-平 17 井对 XPJQ 系列下套管漂浮减阻器的 XPJQ5 1/2-P 型产品进行了首次入井试验。基本试验流程是:选择具有一定长度水平段的水平井,设计合理的漂浮减阻器位置及其他附件在管串中的位置,然后进行漂浮下套管

试验;固井前剪断销钉,清理漂浮减阻器附件,然后进行固井施工,验证设计参数与实际值之间的差异及功能部件的合理性。

试验井钻井液密度 1.25 kg/L,井眼直径 215.9 mm,套管外径 139.7 mm。胜 2-平 17 井的部分井眼轨迹数据为:井深 2 748.00 m,垂深 2 180.76 m;造斜点井深 1 792.00 m,垂深 1 790.00 m;入靶点井深 2 432.34 m,垂深 2 185.29 m;出靶点井深 2 737.53 m,垂深 2 180.86 m;漂浮减阻器下至垂深 2 429.14 m,下至井深 2 185.00 m;斜井段长 640.34 m,水平段长 315.66 m。

该漂浮减阻器下深 2 429.14 m,漂浮段掏空段长度为 300 m,设计漂浮减阻器打开压力为 23~25 MPa。套管下至目的层后,向套管内泵注钻井液 3 m<sup>3</sup>,漂浮减阻器所在位置静液压为 23.0 MPa,见气体上返,确定减阻器打开销钉剪断,向套管内继续泵注钻井液,立管压力由 1 MPa 升至 5 MPa,然后迅速降至 2 MPa,判断为下部密封的旋流鞋销钉剪断,建立循环通道。根据设计要求,将排量逐渐提高至 2 m<sup>3</sup>/min,立压 7 MPa,循环约一周半后投套管清理塞,开泵排量 1.3 m<sup>3</sup>/min,立压 4 MPa,40 min 后观察到立压迅速升至 4.5 MPa,判断指示塞打开(与计算时间相符),继续循环 30 min,后接水泥头,开始固井施工;固井施工顺利,碰压 18 MPa,放回水正常,无回流,各功能部件工作正常。现场实测与设计技术指标对比见表 3。

表 3 技术指标现场实测值与设计值对比

Table 3 Comparison of designed and field parameters

类别	漂浮减阻器 打开压力/MPa	高承压旋流鞋 打开压力/MPa	套管清理指示器 打开附加压力/MPa
设计值	23.0~25.0	5.0~7.0	2.0
实际值	24.5	5.0	1.5

通过试验表明:下套管顺利,下套管漂浮减阻器的各部件都灵活好用,各项技术指标达到设计要求。

## 4 结 论

1) 固井施工结束后 XPJQ 系列下套管漂浮减阻器的内径与套管一致,能满足后期压裂和其他完

井作业的要求,且内心附件与套管间隙大,在内心下移时能避免卡内心事故发生,增加工具的可靠性。同时内心采用滑块承压,承压能力强,满足了当前实施分段压裂水平井固井的要求。

2) XPJQ 系列下套管漂浮减阻器能有效解决大位移井、长水平段井下套管摩阻大的问题,可在大位移井、长水平段水平井中推广应用。

## 参 考 文 献

### References

- [1] 刘春全,史海涛,梅宇光,等.大位移井套管可下入深度预测[J].石油矿场机械,2008,37(7):53-56.  
Liu Chunquan, Shi Haitao, Mei Yuguang, et al. Forecast depth for casing running in extended reach well[J]. Oil Field Equipment, 2008, 37(7): 53-56.
- [2] Rae G, Williams H, Hamilton J. Selective flotation of casing from a floating vessel[R]. SPE 88841, 2004.
- [3] 陈述,张文华,王雷,等.委内瑞拉浅层高水垂比三维水平井下套管工艺[J].石油钻探技术,2013,41(1):56-60.  
Chen Shu, Zhang Wenhua, Wang Lei, et al. Casing running technology for high horizontal-displacement to vertical-depth ratio 3D shallow layer horizontal well in Venezuela[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(1): 56-60.
- [4] 雷齐松,李振,王海红,等.快速下套管配套技术研究[J].化学工程与装备,2012(7):105-107.  
Lei Qisong, Li Zhen, Wang Haihong, et al. Matching technology research of casing running[J]. Chemical Engineering & Equipment, 2012(7): 105-107.
- [5] 李维,李黔.大位移水平井下套管漂浮接箍安放位置优化分析[J].石油钻探技术,2009,37(3):53-56.  
Li Wei, Li Qian. Optimization of float collar position in extended reach wells[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2009, 37(3): 53-56.
- [6] 刘善祯.大位移水平井下套管受力分析及漂浮接箍设计[D].青岛:中国石油大学(华东)机电工程学院,2007.  
Liu Shanzhen. Casing running force analysis and float coupling design for extended reach well[D]. Qingdao: China University of Petroleum (Huadong), College of Mechanical & Electronic Engineering, 2007.
- [7] 刘伟,陶谦,丁士东.页岩气水平井固井技术难点分析与对策[J].石油钻采工艺,2012,34(3):40-43.  
Liu Wei, Tao Qian, Ding Shidong. Difficulties and countermeasures for cementing technology of shale gas horizontal well[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2012, 34(3): 40-43.

[编辑 令文学]