

# 平湖油田高温大位移井尾管固井技术实践

田军政

(中海油田服务股份有限公司, 河北 三河 065200)

**摘要:** 平湖油气田已经进入开发阶段的中后期, 深部高温高压及边际油气资源开发是后续能源交替的重要手段, 进行深部地层大位移及水平井的开发是保产稳产的必由之路。前期平湖区块大位移井尾管固井因井漏试压不合格及高温高压井下尾管固井失败而造成了损失。为了确保井眼安全, 降低作业成本, 有必要对高温高压井及大位移井固井工艺进行优化研究, 以满足后续能源开发、产量接替的要求。本文从PH-X高温大位移井固井难题入手, 系统阐述区块内高温高压大位移水平井固井的难点及对策, 旨在探寻一种满足平湖区块高温高压大位移井固井技术, 同时也为同类型的大位移井固井提供借鉴与参考。

**关键词:** 高温大位移井; 尾管固井; 固井水泥浆; 平湖油田

**中图分类号:** TE256 **文献标识码:** B **文章编号:** 2096-9686(2024)S1-0378-06

## Practice of liner cementing technology for high temperature and large displacement wells in Pinghu Oilfield

TIAN Junzheng

(China Oilfield Services Limited, Sanhe Hebei 065200, China)

**Abstract:** The Pinghu oil and gas field has entered the mid to late stage of development, and the development of deep high-temperature and high-pressure and marginal oil and gas resources is an important means of subsequent energy alternation. The development of deep strata with large displacement and horizontal wells is the only way to ensure production and stability. In view of the losses caused by the failure of wellbore leakage and pressure testing, as well as the failure of downhole tail pipe cementing at high temperature and high pressure in the Pinghu block, it is necessary to optimize the cementing process for high temperature and high pressure wells and large displacement wells in order to ensure wellbore safety and reduce operating costs, in order to meet the requirements of subsequent energy development and production replacement. This article starts with the difficulty of cementing PH-X high-temperature and large displacement wells, systematically elucidating the difficulties and countermeasures of cementing high temperature and high pressure and large displacement horizontal wells in the block. The aim is to explore a cementing technology that meets the requirements of Pinghu block for high-temperature and high pressure and large displacement wells, and also provide some reference and reference for cementing similar large displacement wells.

**Key words:** high temperature and large displacement well; liner cementing; cementing slurry; Pinghu Oilfield

### 0 引言

目前, 平湖油气田油藏开发已进入特高含水期, 剩余油气藏分布越来越复杂, 开发难度越来越大, 已开发井有多口井出水。在开发过程中, 井口压力衰减趋快, 气井产量递减, 稳定供气的压力加

大。由于该区块开发进入中后期, 深部高温高压及边际油气资源开发是后续能源接替的重要手段, 因此进行高温高压井及大位移井开发是保产稳产的必由之路。

区块内首口大位移井尾管固井因井漏试压不

**收稿日期:** 2024-03-20; **修回日期:** 2024-05-27 **DOI:** 10.12143/j.ztgc.2024.S1.061

**作者简介:** 田军政, 男, 汉族, 1985年生, 工程师, 石油工程专业, 从事油气田固井及固井工具、附件方面的研究工作, 河北省三河市燕郊开发区行宫西大街81号中海油服中院南门, tianjzh@cosl.com.cn。

**引用格式:** 田军政. 平湖油田高温大位移井尾管固井技术实践[J]. 钻探工程, 2024, 51(S1): 378-383.

TIAN Junzheng. Practice of liner cementing technology for high temperature and large displacement wells in Pinghu Oilfield[J]. Drilling Engineering, 2024, 51(S1): 378-383.

合格,另一口高温高压井下尾管失败而造成了施工工期大幅度延长,作业成本大幅增大。为了确保井眼安全,降低作业成本,有必要对高温高压井及大位移井固井工艺进行优化研究,以满足后续能源开发、产量接替的要求。

## 1 平湖区块高温大位移水平井尾管固井技术难题

### 1.1 大斜度段套管下入难

前期平湖区块多口井出现套管下入受阻。分析原因主要在于裸眼井段井径不规则,套管存在贴边现象<sup>[1-2]</sup>,施工中还发现悬挂器上胶皮有一侧磨损严重;此外,从起出的悬挂器有岩屑、异物被带出可以推断井筒中有大颗粒岩屑未被清理干净,也会造成套管下入受阻;第三,部分井段处于煤层,易垮塌,也会导致下套管受阻。

### 1.2 套管的选择问题

在大位移井固井中,油层套管的安全可靠性对开发采用的先进工艺或后期增产措施有极大的影响<sup>[3-4]</sup>。在有效管理套管成本的情况下,套管材料的选择要考虑下套管作业,还要考虑后续施工对套管力学性能的要求,以确保套管串的密封效果。从前期施工情况看,当尾管悬挂器在井眼中停留时间较长时,发现悬挂器上封隔胶皮有鼓包现象,说明有气侵现象存在,这一情况提高了对套管及入井附件的性能要求。

### 1.3 水泥浆顶替效率低

根据实践经验,要获得较好的固井质量,套管居中度应大于67%。大位移井及水平井在大斜度段及水平段,由于重力作用,套管常常倾向于贴近井壁,这使得套管柱与井壁之间的间隙变得非常狭窄,且不均匀,从而引起了工作流体注替过程中宽窄间隙区域中流速极度不均衡,导致顶替效率降低,进而对固井质量产生不利影响。根据现场收集的资料发现前期有套管不居中问题,井筒中有偏心环空,造成顶替效率低。

### 1.4 油基钻井液清洗挑战

平湖区块钻进作业多数采用油基钻井液,油基钻井液使井眼滤饼表面覆盖了一层油膜,破坏了井壁和滤饼表面原本具有的高能特性,导致水难以铺展,水泥环(具有亲水性质)与油膜之间存在显著的界面张力差异,严重影响水泥环的胶结质量,固井之前必须有效改善这种井壁状态<sup>[5-6]</sup>。对于存在“大

肚子”的井段,油基钻井液难驱替,也会影响固井质量;在部分有漏失的井段,由于当量低,受排量限制,顶替效率差,同样会使水泥环胶结强度变低。

### 1.5 大斜度段固井水泥浆挑战

根据PH-X井施工资料,该井层位复杂,存在多压力体系,对水泥环的封隔质量影响较大。尾管固井环空间隙小、水泥环薄、量少,水泥浆易被污染,对水泥浆提出了较高的要求。测井数据显示该井井径扩大率偏高,如果套管内水泥浆残留,会导致水泥浆返高不足,增大了固井气窜风险<sup>[7-9]</sup>。对水泥浆的要求具体可归纳为以下几个方面。

#### 1.5.1 水泥浆沉降稳定性要求高

水泥浆的高温稳定性差,严重时表现为悬浮能力下降,产生沉淀,使浆体的性能如失水、强度发育等完全偏离设计值。非稳定状态的固井水泥浆由于温度原因会导致其中的固体颗粒逐渐沉降,分离出来的自由水会逐渐汇集,形成一个独立的水层。在大斜度段中,这个水层很可能导致整个水平段顶部形成一条气窜通道,失去水泥的有效封隔,固井作业失败。在析水量较大的情况下,水泥浆不凝固或凝固后收缩严重,进而导致第一、二界面的胶结强度降低,丧失对套管的保护,影响油井寿命。就施工而言,固井水泥浆的固相颗粒若发生沉降,可能会阻塞下方的胶塞,从而引发类似于“灌香肠”的安全事故。

#### 1.5.2 大温差固井对水泥石强度要求高

对高温大斜度封固段,水泥浆面临着大温差挑战。在满足长封固段大灰量施工时间对水泥浆稠化性能的要求时,难以兼顾水泥浆顶部强度的发育速度。水泥浆的配方设计难度较大,对油井水泥降失水剂、缓凝剂等提出了较大的挑战,若浆体配方体系的设计不合理,可能导致水泥浆顶部强度发展缓慢,数天甚至数周不凝固,严重影响固井质量,耽误作业周期。

#### 1.5.3 高温高压气井防气窜挑战

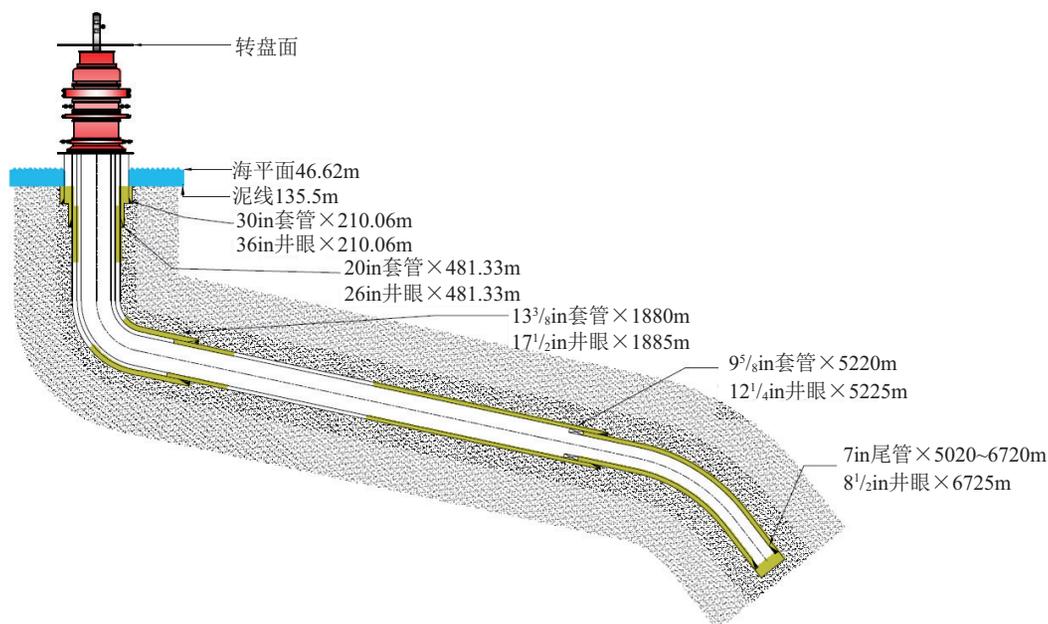
大位移井目的层可能存在高压气层,固井作业必须确保水泥环的封固长度。在钻遇率良好的条件下,固井施工过程中、水泥浆候凝和固化阶段都存在极高的气窜风险。气窜后果严重的会威胁到作业人员的生命安全。在评估水泥浆的防气窜性能时,需要全面考虑其各项性能指标,包括水泥浆密度、循环温度下的失水、静胶凝强度发展以及在井

下环境下的特殊性能,如水泥石的膨胀能力和自愈效果。为了确保气层的压力稳定并防止地层破裂,需要仔细选择水泥浆的密度。当水泥浆柱较长时,其静胶凝强度在凝固过程中逐渐增强,可能导致静液柱压强无法有效地传递到下部水泥浆中,气层附近的环空压力低于储层的孔隙压力,若此时水泥浆的静胶凝强度较低,气体就会侵入水泥浆,发生气窜;水泥浆在高温下的失水特性也会影响浆体的流动性、静液柱压强的有效传递,使水泥浆到达指定位置后偏离设计的性能,影响静胶凝强度发展、强

度发育等等,这些均会使浆体的防气窜性能降低。

## 2 固井技术对策

PH-X井是平湖油田放鹤亭区块的一口开发井,井身结构见图1。参照平湖组地温梯度 $3.30\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$ ,该井井底温度约 $137\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,测井资料显示地层压力系数 $1.00\sim 1.21$ ,为正常压力系统,井底压力为 $45.18\text{ MPa}$ 。该井尾管固井封固方案见表1,根据基本资料并结合前期施工井遇到的复杂情况,为了提升该井的固井质量,提出了以下技术措施。



注:1 in=25.4 mm,下同

图1 PH-X井井身结构

表1 PH-X井尾管固井方案

套管外径/in	套管下深/m	钻井液密度/( $\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$ )	水泥上返深度/m	水泥浆密度/( $\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$ )	水泥型号	固井方式
7	5020~6739	1.36	尾管挂顶部	1.90	G	尾管固井

## 2.1 管柱的设计及安全下入

### 2.1.1 套管强度校核

基于高温高压及大位移井对套管的力学特性的要求,为了保障固井下套管作业的顺利进行并确保后续大位移井井筒的密封性,必须科学选择套管

钢级及规格<sup>[10]</sup>。在套管选择过程中,应对所使用的套管进行严格的强度校验,确保其满足工程要求,生产中常用的套管强度校核软件一般为LAND-MARK的STRESSCHECK,PH-X井套管性能校核可参照表2。

表2 PH-X井设计套管性能校核参数

套管尺寸/in	公称重量/( $\text{lbs}\cdot\text{ft}^{-1}$ )	钢级	扣型	抗拉强度/kN	抗内压强度/MPa	抗外挤强度/MPa
7	29	N80	优质扣	3010	56.2	48.4

2.1.2 套管管柱强度结构优化设计

套管在钻井和生产过程中所受到的各种载荷可归纳为3种类型:内压力、外挤压力和轴向力。其产生的原因是多方面的,实际生产根据最大载荷法优化设计套管管柱。最大载荷法的设计原理是基于实际工作环境下的套管柱所承受的有效载荷,并结合一定的安全系数来确定套管柱的规格<sup>[11-12]</sup>。在设计过程中,首先根据有效内压进行计算,随后再综合考虑有效外压和拉力等因素。此外,还需特别关注双轴应力和三轴应力对套管柱抗挤强度的影响,以确保设计出的套管柱能够在实际工作条件下承受各种应力的挑战。PH-X井套管串结构见表3。

表3 PH-X井身结构及套管程序

井眼尺寸/in	套管尺寸/in	井深/m	套管下深/m	套管规格
8½	7	6739	6734	13Cr-L80×29ppf×气密扣

2.1.3 套管柱的下入

PH-X井具有显著的特点,包括裸眼井段长、斜度大、稳斜段长。当井斜角较大时,套管在受到重力作用下容易发生弯曲,进而与井壁接触,增加了下行阻力。在某些情况下,套管甚至可能无法仅凭自重到达井底,需要额外压力推动其下滑,有可能导致套管柱弯曲。此外,由于井斜角大,岩屑容易堆积并形成岩屑床,进一步增加了下套管时的阻力。因此,在进行下套管作业之前,对套管的阻力进行详尽分析预测和综合设计至关重要。按照表4的基础数据,利用CemSmart 5固井工程设计软件模拟<sup>[13]</sup>的套管下入情况见图2,从图2可以看出套管串能够安全下入到位。此外,在生产中可综合运用漂浮下套管、旋转下套管等技术,以应对套管下入困难。

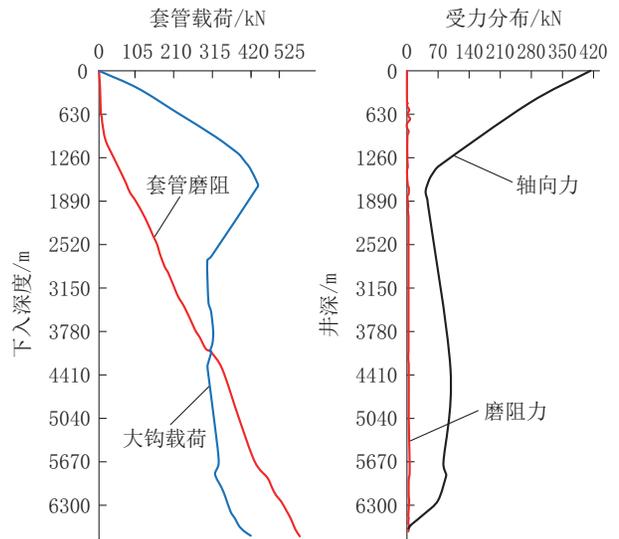
2.1.4 扶正器优化设计提高套管居中度

大位移井为了提高套管的居中度,通常会采用滚轮扶正器和整体式弹性扶正器<sup>[14-15]</sup>。滚轮扶正器作为刚性扶正器的一种,其特点在于其棱上横向安装了两排滚轮,并且滚轮的轴线与井眼轴线保持垂直。这种设计不仅有助于降低套管在下放过程中的摩擦阻力,还能显著提高套管的居中效果。另一方面,整体式弹性扶正器相较于传统的弹性扶正

表4 PH-X套管串下入参数

套管下到位深度/m	6725.0	最大钩载时套管下深/m	1680.0
下到位时套管总摩阻/kN	553.21	套管摩阻/kN	109.17
下到位时大钩载荷/kN	416.66	大钩载荷/kN	428.52

注:摩阻计算参数应考虑加扶正器后影响;套管段摩阻系数为0.25,裸眼段摩阻系数为0.3。



(a) 套管载荷 (b) 套管载荷受力分析  
图2 PH-X井套管串下入情况

器,具有更高的恢复力,为套管提供了足够的支撑力,从而提高了套管的居中度。此外,其结构坚固、强度高,没有明显的应力薄弱点,因此在应用过程中表现出极高的可靠性。根据表5的扶正器安放方案,利用LANDMARK模拟了套管串的居中度(见图3),从图3可以看出套管串居中度达到了80%。

表5 PH-X套管串扶正器安放方案

井段尺寸/in	井段/m	扶正器设计
7	6725~6245	每根套管一个旋流树脂扶正器
	6245~5020	每根套管一个旋流半钢扶正器

平湖油田高温大位移井尾管固井大斜度井段扶正器安放建议:对于规则井眼,大斜度井段,建议使用刚性扶正器和滚轮扶正器结合的方法,平均每2根或1根套管下一只扶正器。对于不规则井眼,由于较大的井眼尺寸及“狗腿”度,采用加密安放刚性扶正器的方法并不能有效提高套管居中度,需要采

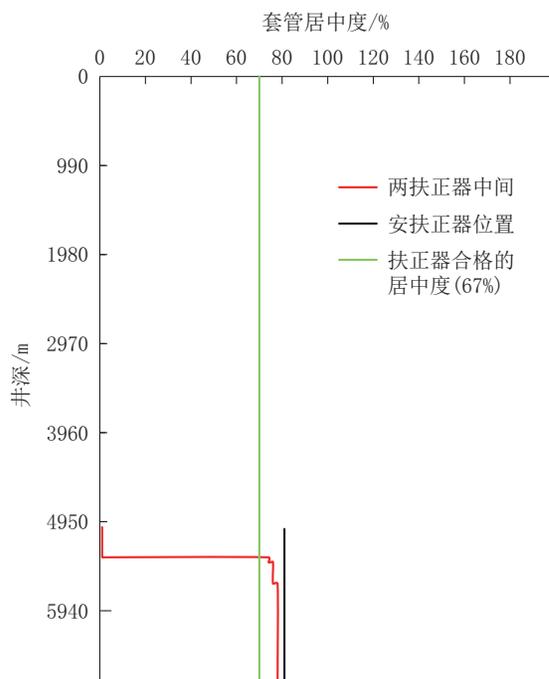


图3 PH-X井尾管居中度

用间隔安放整体式弹性扶正器的方法,改善套管居中度。生产中,通过计算机模拟手段可确定详细的扶正器下放方案,它可提供详细的扶正程序,并利用井径及轨迹数据确定扶正器类型,帮助优化扶正器密度,进而提供最节省成本的扶正器放置方案。

## 2.2 固井水泥浆性能优化措施

### 2.2.1 提高水泥浆稳定性

高温环境对水泥浆稳定性的影响,始终是固井水泥浆性能不可忽视的因素。水泥浆设计可以基于紧密堆积理论,利用紧密堆积理论与颗粒大小分布技术,通过对水泥、外掺料及各种外加剂的颗粒粒径优化<sup>[16-17]</sup>,提高单位体积水泥中的填充固相,使颗粒间的范德华力增大,从而提高聚结稳定性,形成的致密网架结构对水的束缚能力也增大,对高温水泥浆的滤失性和游离水进行有效控制,从而实现高温水泥浆沉降稳定性的提升;同时可以在保证水泥浆性能的前提下,加入适当的稳定剂来提升水泥浆的稳定性。

### 2.2.2 防气窜措施

从水泥水化过程出发,水泥浆顶替到位后,水泥浆可近似认为是纯液体,可以完全传递液柱压力,随着水化反应的不断进行,水泥浆内部逐渐形成胶凝网架结构,同时由于失水、水化体积收缩及胶凝悬挂作用,造成环空水泥浆静液柱压力不断降

低,当静液柱压力降低到地层孔隙压力时为气窜危险点,此时水泥浆内部还未形成足够强的胶凝结构来阻止气体运移,随着水化反应的继续进行,当静液柱压力低于地层孔隙压力时,由于此时水泥浆处于塑性态水化物质搭接形成骨架-孔隙结构具有一定的孔渗特性,气体可沿着水泥浆内部的微观孔隙置换孔隙水向上运移,气体在水泥浆中的运移是一种渗流物理过程。当水泥浆内部形成足够强的胶凝结构时,水泥浆内部的孔渗结构不断致密,气体将不再能沿着水泥浆内部运移,此时为气窜终止点。

从上述分析可知,水泥是一种无机非金属胶凝材料,它在凝固过程中展现出胶凝强度。此过程中,水化产物晶体会形成桥接和填充物,会出现孔隙结构,从而赋予水泥石一定的渗透性。因此,水泥浆在候凝阶段展现的胶凝态渗透率、孔隙度、静胶凝强度及水泥石收缩等特性,均是其固有的物理化学属性,这些属性对于水泥浆的防窜性能具有至关重要的影响。为了提升水泥浆的抗气窜能力,可以从缩短水泥浆静胶凝强度的过渡时间和降低水泥浆的气测渗透率方面加以改进。此外,水泥石体积不收缩,可以通过加入一定的胶乳、纳米防窜材料、膨胀剂、增强剂等来调节水泥浆的性能。

### 2.2.3 良好的抗温性

井深温度高,水泥浆需要良好的抗温性,为实现高压油气层的有效压稳,需要水泥浆具有良好的加重性能的同时保持良好的物理性能。体系中添加硅粉作为高温稳定剂,能够保证高温下水泥石的强度。

### 2.2.4 防止井漏

如果钻井过程中发生漏失,建议固井前进行承压堵漏,提高地层承压能力,降低固井漏失风险。研究提出摩阻判断法来计算井底地层承压能力。摩阻判断法是指在保证井下不漏的前提下,计算钻井液循环最大排量所产生的循环摩阻,即为地层承压能力。

控制下套管速度与循环排量,避免压漏地层。下放速率过快,灌浆以及循环不到位都会对套管的正常下入产生影响。水泥浆设计要考虑堵漏性能,可加入一定量的堵漏纤维。

### 2.2.5 固井前置液性能要求

为了更好地清洗油膜,整理井壁,前置液应具

有以下特性:(1)较好的清洁油基泥浆,润湿反转效果;(2)能实现油基泥浆与水泥浆的有效隔离;(3)良好的稳定性能,能够携带岩屑;(4)密度可调,性能稳定,良好的抗温性;(5)与水泥浆以及钻井液均具有良好的相容性。

### 2.2.6 水泥浆配方

PH-X井7 in尾管井段固井采用现场应用较为成熟的胶乳防窜水泥浆体系。水泥浆采用领尾浆模式,领浆作为引导浆使用,用于协助改善壁面整理效果和顶替置换钻井液,配方尽可能简单。尾浆是在以前使用配方的基础上加入纤维和非渗透剂,

其主要目的是提高水泥浆在胶结强度及改善水泥石的力学性能,为后续的增产措施提供安全保证,同时起到一定的堵漏效果。密度1.90 g/cm<sup>3</sup>领浆配方:G级水泥+34%淡水+3.5%防窜剂+3.5%降失水剂+0.3%消泡剂+12%胶乳+1.8%分散剂+1.5%缓凝剂+35%硅粉+2.5%非渗透剂+3.5%纤维。密度1.90 g/cm<sup>3</sup>尾浆配方:G级水泥+34%淡水+3.5%防窜剂+3.5%降失水剂+0.25%消泡剂+12%胶乳+1.8%分散剂+0.8%缓凝剂+35%硅粉+2.5%非渗透剂+3.5%纤维。水泥浆性能见表6。

表6 水泥浆基本性能

浆液	密度/(g·cm <sup>-3</sup> )	稠化时间/min	可泵时间/min	自由水/%	滤失量/[mL·(30min) <sup>-1</sup> ]	抗压强度/(MPa·h <sup>-1</sup> )	Φ <sub>300</sub>
领浆	1.90	318	200	0.1	86	10.3/24	269
尾浆	1.90	205	160	0	29	19.6/24	258

室内根据标准要求进行了水泥浆各项实验,实验结果符合设计要求。现场固井施工连续,碰压正常,水泥浆成功返出地面。候凝72 h后固井质量检测结果显示固井质量达到优质。

### 3 结论

(1)大位移井由于井斜大、稳斜段长、套管下入摩阻较大,套管的选择要合理,扶正器的安放要科学,套管串的安全下入对于固井施工的成功极其重要。

(2)平湖区块尾管固井对水泥浆设计应从水泥浆高温沉降稳定性、水泥石强度要求、水泥浆胶凝期防窜能力及防漏4个方面进行综合考量。

(3)大位移井、油基泥浆壁面,要合理设计前置液,同时在地层条件允许的情况下增大排量,实现尽可能少的油基泥浆存在于井筒壁面,可以有效提升水泥环的固井质量。

### 参考文献:

[1] 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),2007.  
 [2] 李博.大庆油田特低渗透水平井提高固井质量技术研究[D].大庆:东北石油大学,2013.  
 [3] 张蕊蕊.涡轮驱动式下套管辅助工具研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2015.

[4] 宋秀英,赵庆,姚军,等.大位移井下套管技术[J].钻采工艺,2000,23(4):15-19.  
 [5] 黄峰,王有伟,田进.深层高温页岩气井固井流体研究进展[J].辽宁化工,2022,51(1):54-59,63.  
 [6] 祁凌.油基钻井液条件下固井吸油型水泥浆室内研究[D].成都:西南石油大学,2018.  
 [7] 施览玲.东海西湖井身结构深度优化技术及其应用[J].钻探工程,2021,48(10):76-81.  
 [8] 贾佳.临兴致密气区块水平井套管优选的研究与应用[J].北京石油化学工业学报,2021,29(1):55-60.  
 [9] 田国宏.页岩气井复杂载荷下套管抗挤能力研究[D].成都:西南石油大学,2018.  
 [10] 刘川生.高温高压深井注水泥塞工艺技术[J].钻采工艺,1990,13(3):4.  
 [11] 张俊成,李军,谢士远,等.考虑井筒完整性的固井方案风险评估方法[J/OL].石油钻采工艺,1-7[2024-03-20].  
 [12] 赵亚平,刘振,尚元元.提高石油固井施工质量的技术措施[J].中国石油和化工标准与质量,2024,44(4):34-36.  
 [13] 万夫磊,曹晓丽,张尧,等.川中蓬莱气区复杂超深井钻井技术研究与实践[J].钻采工艺,2023,46(6):34-40.  
 [14] 金海生,朱强,王海平.合水区块溢流水平井水平段固井技术研究与应用[J].内蒙古石油化工,2024,50(1):79-81.  
 [15] 杨威,刘仕康,薛雷.渤海浅层大位移井固井水泥浆技术[J].石油化工应用,2023,42(12):37-41.  
 [16] 黄熠,刘和兴,刘智勤,等.南海西部浅层大位移水平井钻井关键技术与实践[J].中国海上油气,2023,35(6):115-123.  
 [17] 刘虎,左罗,尹德灿,等.常压页岩气压裂技术现状及高效压裂技术对策[J].科技导报,2023,41(20):79-88.

(编辑 荐华)