

稠油热采安全管理实践

徐桂庭 廖维平 巴特尔 任超

中海石油（中国）有限公司天津分公司辽东作业公司，天津，300452；

摘要：常规原油产量下降，非常规原油开发成为我国原油增储上产的重要方向。其中，稠油热采近年来在我国渤海海上油田得到大规模应用。稠油热采由于与传统的冷采开发相比，从开采工艺、关键设备、生产模式都有着巨大差别，对人员的操作技能要求更高，所具有的安全风险也比常规油田复杂、多变。为此，本文分析了稠油热采的主要风险，针对风险点总结了安全管理实践，用于建立适应于稠油热采安全管理特点的技术和体系。

关键词：稠油热采；安全管理实践；安全管理体系；

DOI: 10.69979/3029-2700.24.4.029

1 稠油热采发展趋势

作为世界四大稠油生产国之一，我国稠油资源量约有 198.7 亿吨，现已探明 39 亿吨^[1]，开发潜力巨大。仅在渤海海域，稠油储量就占了原油总探明储量的近一半。唤醒这部分沉睡的“海底黄金”，变规模储量为产量，对我国能源安全的重要性不言而喻。随着以旅大 21-2 油田、旅大 5-2 北油田为代表的稠油热采开发平台相继顺利投产，以及 2025 年稠油热采产量上产 300 万吨的目标提出，渤海油田稠油热采开发将进入到高速发展期。

2 稠油热采主要风险

稠油热采油田区别与普通开发油田主要在于“热”，高温条件下，金属原子的扩散活动能力增大，钢材的组织结构将不断发生变化，因而导致钢材性能的变化。金属在长期的高温 and 应力条件下强度下降，可能发生管线、设备中的高温高压蒸汽刺漏。而对于地下的稠油，高温会导致大分子烃类聚合物裂解分化^[2]，因烃类聚合物元素组成、地层温度的不同，会生产不同浓度的 H₂S、CO 等有毒有害气体。因此，稠油热采油田的主要风险均源自于“热”。

2.1 高温高压风险

稠油热采开发普遍采用蒸汽吞吐开发模式，蒸汽注入温度最高达 350℃，注入压力高达 15Mpa 及以上。高温高压条件下管线法兰、仪表接头、设备本体均可能由于热胀冷缩或应力改变等情况导致高温高压蒸汽泄漏，造成人员烫伤或毗伤。

2.2 井口抬升风险

高温高压蒸汽从采油树注入油井内，由于热胀冷缩原理，会导致套管变形伸长，套管头及采油树所在井口在注热期间会出现抬升，若抬升量达到一定程度会造成

与采油树相连的管线形变过大而发生法兰错位、管线断裂等严重情况，导致高温高压蒸汽、原油、可燃气体、有毒有害气体泄漏的严重事故，对人员安全及海洋环境造成严重威胁。

2.3 有毒有害气体风险

地下稠油注热后因高温裂解导致产出气组分复杂，含有高浓度的 H₂S、CO、CO₂ 气体。H₂S、CO 均为有毒有害气体，一旦发生泄漏造成严重的人员中毒风险。同时 H₂S、CO₂ 气体均会对工艺流程管线、设备造成不同程度的腐蚀，存在管线、设备因腐蚀穿孔造成的原油、有毒有害气体泄漏的风险。

2.4 交叉作业风险

为早注热、早拿油，稠油开发往往采取边注热、边钻完井、边配管作业施工的模式。三种作业均集中在井口区域较为狭小的空间，注热、热工、高空、试压、射线、起下钻等多种作业类型相互交织、风险相互叠加，稍有不慎可能引发交叉作业事故。

3 旅大 5-2 北油田稠油热采安全管理实践介绍

旅大 5-2 北油田作为世界首个特超稠油热采规模化开发项目，在安全管理上面临人员热采经验极度欠缺、新技术应用不确定性大、高危风险因素多、交叉作业频繁等难题。自 2022 年 4 月试运行以来，旅大 5-2 北油田从单井注热模式扩展到四井同注注热模式，“蒸汽吞吐+射流泵一体化管柱”技术模式总体上取得了圆满成功，钻完井作业、井口配管作业也安全顺利完成。油田通过近两年的摸索，逐渐建立起以工程措施、技能提升、管理机制等为核心的稠油热采安全管理体系。

4 安全管理实践——工程措施

针对稠油热采高温高压及有毒有害气体浓度高的

主要风险特点,旅大 5-2 北油田在设计阶段即有针对性的采取了多种工程措施,对高温高压及有毒有害气体风险可能造成的严重后果进行预防、监测、报警,确保现场各项作业安全。

4.1 井筒隔热措施

1) 抗 350℃ 高温弹性水泥浆体系

油井固井水泥采用抗 350℃ 高温弹性水泥浆体系,可以确保在长期高温注热条件下固井水泥不变形,确保固井质量,保证井筒完整性。

2) 4-1/2" × 3-1/2" 110H 隔热油管

油井油管采用 4-1/2" × 3-1/2" 110H 双层隔热油管,降低注热时热量从油管向套管传递,避免套管因注热过度变形伸长。

3) 井筒油套环空注氮隔热

油井注热作业时采取向油套环空连续或间歇注入氮气工艺,利用氮气惰性气体且传热系数低的特点降低注热时热量从油管向套管传递,避免套管过度升高。

4.2 井口抬升补偿及监测措施

1) 油井套管头升高补偿

油井 9 5/8" 及 13 3/8" 套管头分别预留 60cm、20cm 升高补偿距离,防止套管升高时带动井口过度抬升,导致井口管线可能出现的应力断裂。

2) 井口抬升远程监控装置

油井采油树安装井口抬升自动监测装置,实时监控井口抬升高度并回传中控,具备报警功能。

4.3 蒸汽泄漏监测装置

1) 蒸汽管路分布式光纤测温系统

分布式光纤传感技术将感温光缆沿蒸汽管道的不同位置进行线性敷设实时监测管道周围的温度分布情况。当蒸汽管道局部出现温度异常时,分布式光纤传感监测系统能及时捕获异常,并在温度曲线上显示并报警,并定位出异常点的位置信息。

2) 注热区域红外测温系统

红外热成像测温技术针对井口和锅炉等重要区域安装在线式红外热像仪,进行 24 小时多预置位监控,通过软件分析算法,对温度异常自动告警。

4.4 H₂S 监测探头

由于油井注热后,原油热裂解可能会产生高浓度 H₂S,因此油田在设计之初总计布置 H₂S 探头总计 51 个,覆盖整个生产区域。现场探头检测 7ppm 造成中控报警,14ppm 高高报,同一区域双选 2 个触发,即触发 ESD 二

级火气关断。

同时,油田员工根据稠油热采期间的实际安全风险现状,因地制宜、因时制宜采取了许多简单而有效的防护措施,并取得了很好的效果。

1) 安装临时脱硫装置

油田稠油热采试运行后,由于高温热裂解,油井在放喷及生产阶段均含有高浓度 H₂S,放喷阶段 H₂S 最高达 1400ppm,生产阶段回落到 50-200ppm。因平台设计无火炬,放喷气通过冷放空进行排放,对作业人员,尤其是冷放空排放口附近作业的钻完井及修井作业人员带来极高的安全风险。经过多方找寻,临时协调在冷放空前安装了一套络合铁脱硫装置,将排放气体中的 H₂S 含量降低至 10ppm 以内,显著降低了 H₂S 气体给现场带来的人员中毒风险。

络合铁脱 H₂S 工艺具有恒温、低运行成本的特点。其化学反应原理是利用空气中的氧气间接的同 H₂S 反应,使 H₂S 被氧化为单质硫^[3]。

其化学反应方程式如式:
$$\text{H}_2\text{S}(\text{g}) + 2\text{Fe}^{3+}(\text{L}) \rightarrow 2\text{H}^+(\text{L}) + \text{S} \downarrow + 2\text{Fe}^{2+}(\text{L})$$

水溶液吸收 H₂S 气体:
$$\frac{1}{2}\text{O}_2(\text{g}) + \text{H}_2\text{O}(\text{L}) + 2\text{Fe}^{2+}(\text{L}) \rightarrow 2\text{OH}^-(\text{L}) + 2\text{Fe}^{3+}(\text{L})$$

2) 注热井搭设物理隔离挡板

在油井注热期间,尽管井口区注热涉及区域都会拉警戒带、悬挂警示牌对周边作业人员进行警示,防止人员进入注热危险区域。但由于井口配管、钻完井作业人员众多、作业量大、作业人员安全意识不强、安全监管人员不足等客观条件存在,误闯注热危险区的情况仍可能发生,因此为提高注热本质安全性,油田利用脚手架及铁皮板在注热井四周搭设了物理隔离挡板,加强对周边作业人员的安全防护。

3) 采油树辅助井口抬升监测装置

尽管每口油井均安装了井口抬升自动监测装置,通过数据远传在中控即可监测井口的抬升情况,但电子设备可能存在数据失真、传输故障等干扰因素,为确保井口抬升监测万无一失,操作人员在每口油井注热前均会制作机械式的井口抬升监测装置,每日定时巡检并与电子监测装置比对,保证数据的可靠性。

5 安全管理实践——技能提升

旅大 5-2 北油田作为首个采用“蒸汽吞吐+射流泵一体化管柱”规模化开发项目,新技术、新工艺应用多,所有员工皆没有实际操作、运行经验,员工经验和技能的不足对项目的安全运行造成了很大的困扰。为了在紧张的调试期间尽快提升员工热采设备、工艺的操作技能,

积累操作经验,提升异常工况应急处置水平,油田根据实际情况先后推出了“设备导师摘牌制”、“交叉导师制”、“培训研讨会”等独具特色的培训方式,在最短时间内使所有员工达到了满足热采安全操作、运行的技能水平,顺利实现了特超稠油热采的安全试运行。

5.1 设备导师摘牌制

稠油热采首次应用新设备、新工艺多,为了在紧张的调试阶段迅速完成人员技能提升,油田将蒸汽锅炉、RO 反渗透膜、翻斗计量分离器、射流泵起下泵芯作为挂牌项目,每位员工选择一项作为挂牌导师,在调试工作时全程参与该设备的调试工作,并向厂家全面学习设备的原理、操作、维保、检修等技能,保证项目试运行前每个设备均有一名精通的油田员工。

5.2 交叉导师制

交叉导师制即在调试阶段完成设备导师揭牌后,各设备导师自动成为该设备全体员工的导师,必须负责全体员工的培训、考核,确保本专业员工全部通过理论及实操考核,提升全体员工的操作技能,为安全试运行打下坚实的技能基础。

5.3 培训研讨会

旅大 5-2 北油田每 14 天安排一次培训研讨会,针对一段时间内实际运行、操作、故障、检修情况,对蒸汽锅炉、射流泵运维、制氮系统、锅炉水系统、动力液泵等关键设备进行分析、讨论,同时对新到平台员工进行培训,研讨会中全体操作、维修人员就自己所了解的设备情况及存在的疑问进行畅所欲言地交流、讨论,对操作规程、安全提示、风险防范不完善之处进行修改,持续提升热采作业安全作业规范。

6 安全管理实践——管理机制

针对试运行前期热采作业现场主要安全风险及生产作业实际情况,油田在 QHSE 管理体系框架下,制定了热采针对性管理机制,管控作业风险,确保注热、钻完井、配管等作业皆能够安全、高效开展。

6.1 交叉作业“3+N”安全管理机制

为了保证注热作业、钻完井作业以及井口配管施工作业能够安全进行,油田联合钻完井方、工程建造方建立了“3+N”安全立体监管模式,即由油田、油服一体化、工建中心三个单位与现场各主要服务承包商的安全管理人员组成注热作业期间联合安全管理小组,形成交叉作业现场多层次覆盖的安全监护与检查,每天对存在的风险、隐患及不安全现象进行相互提示、通报。

6.2 注热作业前安全检查机制

随着注热作业的不断开展,油田不断总结、完善注热作业标准,对存在的安全薄弱点进行强化,逐步形成了较为完善的注热作业前安全检查机制。注热作业前安全检查机制从机电仪、生产以及安全 5 个专业角度,全面对蒸汽锅炉、蒸汽管线、采油树、检测仪表、风险辨识、安全告知、个体防护以及应急准备等方面进行全面的检查、确认。

6.3 风险告知机制

为保证上平台人员第一时间知悉平台主要风险及可能造成的伤害,油田建立了风险告知机制,制定了《热采区域危害因素告知书》,明确告知新上平台人员现场存在的高温高压、H₂S、CO 有毒有害气体等风险以及涉及高温高压、有毒有害区域施工作业的开展程序,提升上平台人员的风险防范意识。

6.4 注热红区管理制度

为最大程度确保注热作业时作业人员的安全,提升注热区域风险管控级别,特将注热作业时蒸汽锅炉、蒸汽管线及注热采油树及周边区域划分为注热红区。注热红区用警戒带、警示标语进行隔离。非注热操作人员一律严禁私自进入。在人员上平台、作业 JSA 时单独宣贯并强调注热红区管理制度,对于确需在注热红区开展的作业,由油田方根据作业内容及存在风险进行评估后,采取穿着隔热服、搭设临时挡板或直至暂停注热等方式后方可进行。

结束语

针对稠油热采带来的高风险,油田采取了相应的工程措施、人员技能提升等措施,并探索出了一系列的管理机制,形成了一整套的稠油热采安全管理良好实践,具备可行性和推广意义。

参考文献

- [1]程强,魏佳琪,秦紫函.稠油热采:复合技术动用更“愁”储量[N].中国石化报,2024-6-3(005).
 - [2]赵鑫,陈立海,陈刚.油气田硫化氢形成机理及安全防治分析[J].化工管理,2014(35):92.
 - [3]郭伟,陆原,张强,等.络合铁脱硫化氢工艺技术在珠海横琴处理厂的应用及效果[J].石化技术,2020(6):70.
- 作者简介:徐桂庭(1989 年-),男,安徽省天长市,学士,中级工程师,主要从事采油工艺、人工举升、稠油开采等方面的研究工作,中海石油(中国)有限公司天津分公司辽东作业公司