

海上射流泵注采一体化管柱液控系统受热稳定性分析

梁月松, 卢道胜, 李良庆, 陈学江, 张清龙, 仲崇迪

中海油田服务股份有限公司油田生产事业部 天津 300459

通讯作者: Email: liangys2@cnoc.com.cn.

项目支持: 天津市科技计划项目“海上中深层特稠油热采关键技术及应用”部分研究成果(20YDLZCG00190)

引用: 梁月松, 卢道胜, 李良庆, 等. 海上射流泵注采一体化管柱液控系统受热稳定性分析[J]. 油气井测试, 2023, 32(4): 22-27.

Cite: LIANG Yuesong, LU Daosheng, LI Liangqing, et al. Thermal stability analysis on hydraulic control system of offshore jet pump injection-production integrated tubing[J]. Well Testing, 2023, 32(4): 22-27.

摘要 针对渤海油田某油井采用射流泵注采一体化管柱注蒸汽过程中, 出现井下安全阀液控管线接头因生产管柱受热伸长脱落的问题, 开展了海上射流泵注采一体化管柱液控管线系统受热稳定性分析。结合管柱结构和注热工况分析了生产管柱注热后伸长量和液控管线受力状态, 采用组合弹簧模型, 对液控管线缠绕生产油管的工况进行模拟, 计算分析了液控管线缠绕圈数、生产管柱伸长量对液控管线受力状态的影响。结合计算模型, 并通过室内测试对液控系统薄弱点进行了分析, 对海上射流泵注采一体化管柱液控管线缠绕方案进行了优化。现场应用情况表明: 优化后的生产管柱系统在 350 ℃ 注热投产过程中状态稳定, 能够克服生产管柱受热伸长对管线接头受力影响, 满足海上热采井技术要求, 有效指导了海上射流泵注采一体化管柱的安全开采。

关键词 渤海油田; 注采一体化; 射流泵; 液控管线; 热稳定分析; 组合弹簧模型; 缠绕圈数; 方案优化

中图分类号: TE355 **文献标识码:** B **DOI:** 10.19680/j.cnki.1004-4388.2023.04.004

Thermal stability analysis on hydraulic control system of offshore jet pump injection-production integrated tubing

LIANG Yuesong, LU Daosheng, LI Liangqing, CHEN Xuejiang, ZHANG Qinglong, ZHONG Chongdi

Oilfield Production Department, China Oilfield Services Ltd., Tianjin 300459, China

Abstract: During the process of injecting steam with jet pump injection-production integrated tubing into some well in Bohai Oilfield, the joint of the downhole safety valve on the hydraulic control pipeline fell off due to thermal elongation of the production tubing. In response to this issue, a thermal stability analysis was conducted for the hydraulic control system on the offshore jet pump injection-production integrated tubing. Considering the tubing structure and the thermal conditions during steam injection, the elongation of the production tubing and the stress state of the hydraulic control pipeline were analyzed. By using a combined spring model, the conditions of the hydraulic control pipeline wrapped around the production tubing were simulated. And the influences of the number of wraps of the hydraulic control pipeline and the elongation of the production tubing on the stress state of the hydraulic control pipeline were calculated and analyzed. Combining with the calculation model and analyzing the weak points of the hydraulic control system through indoor tests, the wrapping scheme of the hydraulic control pipeline for the offshore jet pump injection-production integrated tubing was optimized. Field application results show that the optimized production tubing system remained stable during the steam injection process at 350 ℃, effectively guiding the safe production of the offshore jet pump integrated injection-production tubing.

Keywords: Bohai Oilfield; injection-production integration; hydraulic jet pump; hydraulic control pipeline; thermal stability analysis; combined spring model; wrap number; scheme optimization

热采井注采一体化技术通过一趟管柱实现注热和采油两种工艺, 有效降低了现场作业成本, 提高了注热效率, 该技术已经在陆地油田取得普遍应用^[1-4], 并陆续在海上开展了应用研究^[5]。结合海上工况和特殊要求, 白健华等^[6]提出海上同心管射

流泵注采一体化技术, 有效解决海上生产平台空间受限, 井下安全控制等问题, 并在海上油田取得应用。

渤海油田某油井采用同心管射流泵注采一体化管柱注蒸汽过程中, 出现井下安全阀液控管线接

头脱落,事故分析认为注蒸汽过程中生产管柱受热伸长将液控管线接头拉脱。目前,热采井完井管柱注采工况风险研究已经成为热点,魏晓冬^[7]针对热采井插管密封注采一体化管柱推导建立管柱分析模型,研究了管柱在下放、上提和注采工况下的受力情况,为现场作业安全提供了理论指导。梅伟等^[8]针对海上热采注汽管柱,采用空间双向弹簧元模型分析了温度、螺旋弯曲、膨胀等效应对管柱变形的影响。在液控管线失效方面,仇朝军等^[9]分析了渤海某井蒸汽吞吐管线断裂的原因,认为热采环境下的氯化物应力腐蚀导致 316 L 液控管线腐蚀断裂。顾启林等^[10]、马增华等^[11]认为液控管线发生应力腐蚀开裂是由于 Cl⁻、氧和拉应力的共同作用。而目前关于同心管射流泵注采一体化管柱液控管线系统在注采工况下的受力和稳定性分析还鲜有报道。

由于海上同心管射流泵注采一体化管柱结构的特殊性,井下安全阀位于环空封隔器下方,且下入深度一般超过 1 000 m,安全阀液控管线需要穿越环空封隔器,整个液控管线系统的受力情况和稳定性受生产管柱注采工况影响较大,需要开展针对性的液控管线系统受热稳定性分析,以提高液控管线在海上同心管射流泵注采工况下的适应性和安全可靠。

1 一体化管柱结构及注热工况

由于海上生产作业对于井控的特殊要求,注采一体化管柱中需要配备井下安全阀,并开展了相应管柱结构和注热工况的分析研究。

1.1 一体化管柱结构

目前海上应用的同心管射流泵注采一体化管柱结构如图 1 所示,外管柱(由下至上)由带孔圆堵+普通油管+井下安全阀+射流泵工作筒+隔热油管+

环空封隔器(带自补偿功能)+隔热油管+油管挂组成。

井下安全阀的液控管线处于油套环空,经过油管接箍,通过管线保护器固定在 $\phi 114.3\text{ mm}$ 的隔热油管上,液控管线在经过环空封隔器时,通过卡套接头与预制在封隔器内部的穿越管线连接。为防止管柱伸长对液控管线接头的影响,一般会在安全阀上端、环空封隔器上下端和油管挂下端沿油管外径缠绕一定圈数管线。

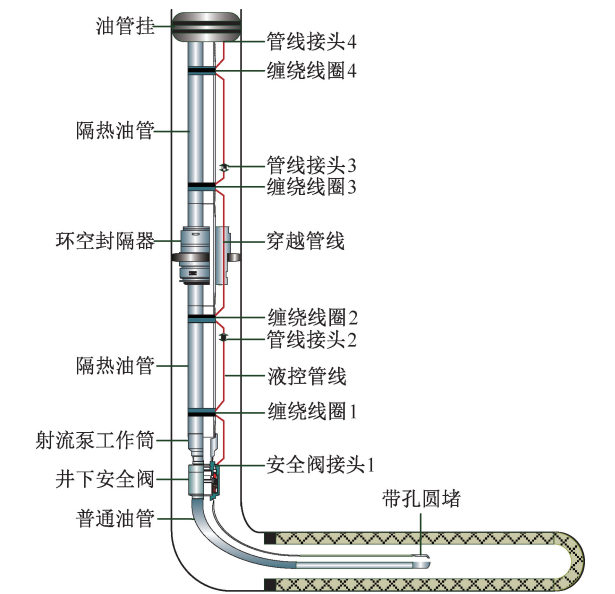


图 1 海上注采一体化管柱外管柱结构示意图
Fig. 1 Schematic diagram of the structure for the outer pipe string

注采一体化管柱中的环空封隔器结构示意图如图 2 所示。封隔器内部中心管和外部本体通过一组剪钉固定。在环空封隔器坐封之后,当中心管与外部本体连接剪钉受外力剪断之后,中心管可以在封隔器内部向下滑动并保持密封,从而实现封隔器的自补偿功能。

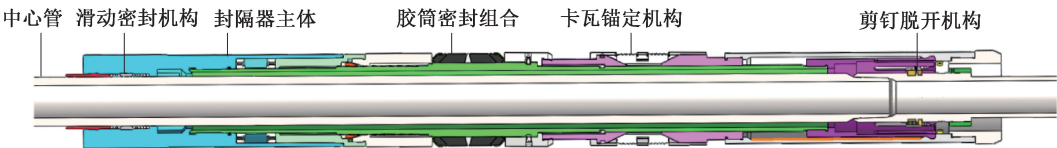


图 2 环空封隔器结构示意图
Fig. 2 Schematic diagram of the structure of the annular packer

1.2 注热工况分析

注采一体化生产管柱在油井中下到位,并完成环空封隔器坐封后,整个管柱的重量主要由环空封隔器和油管挂共同承担。注热之前,井口和环空封隔器之间的隔热油管处于两端固定状态,环空封隔

器以下油管为一端固定一端自由。
1.2.1 生产管柱注热工况
注热工况下,整个生产管柱都会受热膨胀,不断伸长至注热稳定状态。在这个过程中,环空封隔器以下油管将沿下端自由伸长;井口至环空封隔器

之间油管受热后内应力不断增大,最终导致封隔器中心管与外部本体连接剪钉被剪断,这部分油管受热后的伸长量也将传递至封隔器以下。

1.2.2 井下液控管线系统注热工况

井下安全阀至井口的液控管线系统中存在4个管线接头,安全阀接头1和井口管线接头4受注热工况的影响较小,在此不做受热风险分析。环空封隔器上下端的管线接头2和管线接头3由于一端管线与封隔器外部本体(本体通过卡瓦固定在套管上)固定连接,一端与生产管柱连接。在注热工况下,生产管柱会与封隔器外部本体存在相对移动,进而使环空封隔器上下端的液控管线接头受力。如果液控管线缠绕圈数不够,无法补偿管柱受热的伸长量,就会导致液控管线在接头处脱落。

同时,随着注热转采油后,井内温度不断降低,生产管柱会逐渐收缩,环空封隔器上下端液控管线会逐渐恢复至注热前状态。

2 一体化管柱液控系统受热分析

为解决注热工况下管线接头脱落的问题,需要分析注热工况下生产管柱伸长量、以及管柱伸长量和液控管线缠绕圈数对管线接头受力的影响,为下一步的方案优化提供依据。

2.1 生产管柱注热后伸长量计算

为简化计算过程,生产管柱注热后伸长量只考虑温度效应引起的长度变化^[12-14],针对预应力隔热油管,温度升高引起的管柱伸长量计算公式为

$$\Delta L = \lambda L \Delta T - \beta L = \lambda L (T_2 - T_1) - \beta L \quad (1)$$

式中: ΔL 为由温度变化引起的管柱伸长量,m; λ 为钢的热膨胀系数,取 $1.5 \times 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$; L 为生产管柱长度,m; ΔT 为生产管柱平均温度变化, $^\circ\text{C}$; β 为预应力隔热油管热补偿系数,根据试验数据,取 1.0×10^{-3} ; T_2 为蒸汽注入温度, $^\circ\text{C}$; T_1 为地面温度, $^\circ\text{C}$;

结合现场实际工况,计算生产管柱为井口至环空封隔器部分,取 $L=520 \text{ m}$, $T_2=350 \text{ } ^\circ\text{C}$, $T_1=20 \text{ } ^\circ\text{C}$;计算可得, ΔL 为 2.05 m 。

工程上考虑安全系数1.2,取 $\Delta L=2.5 \text{ m}$ 作为后续液控管线缠绕方案设计的依据。

2.2 液控管线缠绕圈数计算

在注热工况下,生产管柱会与环空封隔器本体存在相对移动,封隔器上部液控管线会被压缩,封隔器下部液控管线会被拉伸;针对液控管线缠绕圈

数的计算分析,这里做以下处理:①将盘绕环空封隔器上下端隔热油管的液控管线当做圆柱空心弹簧处理;②液控管线与油管外径(114.3 mm)保留一定的空间,单边约30 mm;③不考虑液控管线在拉伸和压缩过程中内外径的变形。

结合实际工况,液控管线材质选用625镍基合金,实测最小抗拉强度906 MPa,剪切强度500 MPa,切变模量79000 MPa,管线外径6.35 mm,内径3.05 mm,液控管线缠绕结构示意图见图3。为满足后期注热后液控管线线圈伸缩的要求,环空封隔器上端液控管线初始缠绕时需要保持大间距,而下端液控管线则按照小间距缠绕。

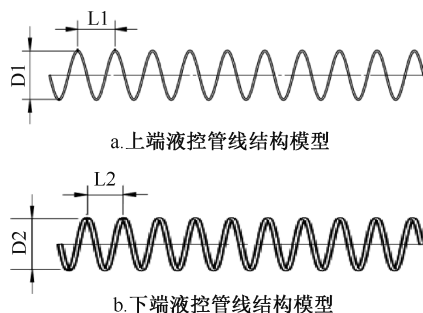


图3 环空封隔器上下端液控管线初始安装结构示意图
Fig.3 Schematic diagram of the initial installation structure of the upper and lower hydraulic control pipelines

结合注热工况,针对空心弹簧开展压缩或拉伸2.5 m的受力计算分析,先分别按照直径6.35 mm和直径3.05 mm的圆柱螺旋弹簧计算,再对计算结果进行线性叠加。圆柱螺旋弹簧的主要计算公式如下^[15]

$$k_1 = (4C - 1)/(4C - 4) + 0.615/C \quad (2)$$

$$\tau_{\max} = 8k_1 FD/(\pi d^3) \quad (3)$$

$$c = GD/(8nC^3) \quad (4)$$

$$L = \pi Dn/\cos\alpha \quad (5)$$

式中: k_1 为曲度系数; C 为环绕比, $C=D/d$; τ_{\max} 为最大切应力,MPa; F 为外力,N; D 为弹簧中径,mm; d 为弹簧丝直径,mm; c 为弹簧刚度,N/mm; G 为弹簧材料切变模量,MPa; n 为弹簧缠绕圈数; L 为弹簧展开长度,mm; α 为弹簧螺旋角, $^\circ$ 。

环空封隔器上端液控管线按照压缩弹簧计算处理,需要综合考虑缠绕圈数和最小节距的影响;下端液控管线按照拉伸弹簧计算处理,结合现场工况,管线节距取50 mm,只考虑管线缠绕圈数的影响。综上,按照组合弹簧模型得到的液控管线缠绕方案计算结果见表1。

表 1 环空封隔器上下端液控管线缠绕方案计算结果
Table 1 Calculation results of the winding scheme of the hydraulic control pipeline

位置	方案选择	弹簧中径/ mm	圈数	最小节距/ mm	自由长度/ mm	变形后长度/ mm	最大弹力/ kN	最大切应力/ MPa	管线展开 长度/m
上端	方案 1	175	10	260	2 600	100	0.72	1 386	6.08
	方案 2	175	15	175	2 625	125	0.48	924	8.65
	方案 3	175	20	135	2 700	200	0.36	693	11.32
	方案 4	175	25	110	2 750	250	0.29	555	14.02
	方案 5	175	30	95	2 850	350	0.24	462	16.74
下端	方案 1	175	10	50	500	3 000	0.71	1 369	5.52
	方案 2	175	15	50	750	3 250	0.47	913	8.28
	方案 3	175	20	50	1 000	3 500	0.35	684	11.04
	方案 4	175	25	50	1 250	3 750	0.28	547	13.80
	方案 5	175	30	50	1 500	4 000	0.24	456	16.56

2.3 计算结果分析

在压缩或拉伸 2.5 m 的情况下,环空封隔器上下端液控管线缠绕方案的计算结果可以看出:

环空封隔器上端液控管线的在注热工况下不断压缩,随着管线缠绕圈数的不断增加,管线最大弹力和最大切应力不断减小,在缠绕圈数 30 圈、管线节距 95 mm 的情况下,管线最大弹力为 0.24 kN,最大切应力 462 MPa,小于管线剪切强度 500 MPa,能够保证液控管线的在冷热交变下的压缩回弹性。该方案下液控管线缠绕的弹簧自由长度为 2.85 m,所需液控管线长度为 16.74 m。

环空封隔器下端液控管线的在注热工况下不断拉伸,随着管线缠绕圈数的不断增加,管线最大弹力和最大切应力也不断减小,在缠绕圈数 30 圈、管线节距 50 mm 的情况下,管线最大弹力为 0.24 kN,最大切应力 456 MPa,小于管线剪切强度 500 MPa,能够保证液控管线的在冷热交变下的压缩回弹性。该方案下液控管线缠绕的弹簧自由长度为 1.50 m,所需液控管线长度为 16.56 m。

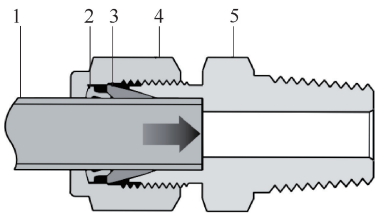
3 液控系统薄弱点分析和方案确定

通过室内测试,检测分析井下安全阀液控管线路系统中管线本体和各处接头的抗拉强度,以验证液控管线缠绕方案是否满足现场作业要求。

3.1 液控系统薄弱点分析

如图 1 所示,整个井下液控管线路系统中除了管线本体外存在 4 个接头,安全阀接头 1 采用美式 UNF 螺纹^[16]接头形式,管线接头 2、接头 3 和接头 4 采用世伟洛克公司接头形式,这 2 种接头的管线固定方式都采用前后卡套掐紧的形式(见图 4)。由于热采井液控管线采用 625 硬质合金,材质表面硬度高(HRC 20~25),管线本体和接头的抗拉强度需要

室内测试验证。



1—液控管线;2—后卡套;3—前卡套;4—外套;5—双公接头。
图 4 卡套连接形式示意图
Fig. 4 Schematic diagram of the connection form of the ferrule

3.1.1 管线本体抗拉强度测试

截取 3 根 1/4 in 液控管线样件进行了室内抗拉强度测试,得出 625 材质液控管线本体抗拉强度约为 22 kN。

3.1.2 管线接头抗拉强度测试

对安全阀专用 UNF 接头和世伟洛克接头进行抗拉强度测试,得出安全阀专用接头的抗拉强度为 10 kN,世伟洛克接头在经受拉力 10 kN 下没有脱开,抗拉强度大于 10 kN。

3.1.3 薄弱点分析

综上可以看出,整个液控系统薄弱点在液控管线接头处,最小抗拉强度为 10 kN。结合文中组合弹簧模型计算的环空封隔器上下端液控管线缠绕方案,在缠绕圈数 30 圈,液控管线处于压缩或拉伸 2.5 m 的工况下,液控管线系统承受的最大弹力为 0.24 kN,远小于管线接头处抗拉强度 10 kN,表明该优化的管线缠绕技术方案具备现场应用的可行性。

3.2 液控管线缠绕方案确定

为满足射流泵注采一体化管柱液控管线路系统受热稳定性要求,结合管柱注热工况,考虑生产管柱受热伸长量和冷热交变影响,制定的环空封隔器

上下端液控管线缠绕方案如下:

3.2.1 上端液控管线缠绕方案

缠绕圈数不少于 30 圈,每圈间距不小于 100 mm,管线中径 175 mm(与油管外径单边间隙约 30 mm),缠绕前预留管线长度不少于 17 m,液控管线缠绕 30 圈后的弹簧自由长度为 2.85 m。

3.2.2 下端液控管线缠绕方案

缠绕圈数不少于 30 圈,每圈间距为 50 mm,管线中径 175 mm(与油管外径单边间隙约 30 mm),缠绕前预留管线长度不少于 17 m,液控管线缠绕 30 圈后的弹簧自由长度为 1.50 m。采用优化的管线缠绕方案后,环空封隔器上下端液控管线圈在入井和注热工况下的状态如图 5 所示。

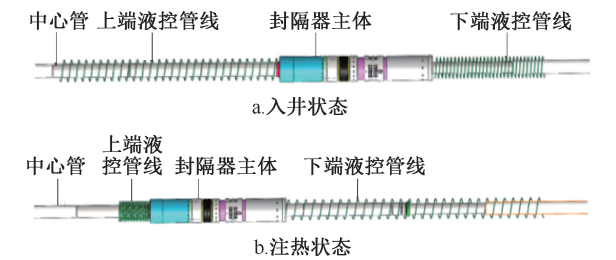


图 5 环空封隔器上下端液控管线缠绕方案示意图
Fig.5 Schematic diagram of the winding scheme of the hydraulic control pipeline

入井状态下,上端液控管线间距大,下端液控管线间距较小;注热工况下,随着封隔器芯轴向下

移动,上端液控管线不断压缩,而下端液控管线不断拉伸,逐渐至注热稳定状态。

4 现场应用

渤海辽东湾海域某油田 A1H 井在完井期间下入射流泵注采一体化管柱时,采用了优化后的管线缠绕方案。该井生产段为 215.9 mm 裸眼水平井,实钻井深 2 137 m,垂深 1 044 m,最大井斜 90°,目的层位馆陶组。该井井下安全阀下入深度 1 258 m,垂深 991 m。

现场施工期间,在生产管柱下入过程中,为了避免注热期间井下安全阀液控管线接头在环空封隔器位置处受力脱落,按照优化后的方案在封隔器上下端各缠绕液控管线达 30 圈。同时,在液控管线圈的上下端各安装了一个扶正器,避免液控管线圈在下入过程中刮蹭套管产生破坏。

A1H 井于 2022 年 3 月 18 日完井作业结束,随后转入注热阶段,注热温度 349 ℃,注入干度 85%,注入速度 12.5 t/h,累计注入蒸汽 3 000 t;2022 年 4 月 28 日开始射流泵投产,截至目前日均地层产油量 54.0 m³,井口温度 79 ℃。随后油田陆续开展了另外 4 口井的完井投产作业(见表 2),该批次油井投产期间,生产管柱液控管线系统性能稳定,优化后的管线缠绕方案满足现场应用要求。

表 2 渤海某油田 5 口井完井生产作业过程
Table 2 Completion and production process of 5 wells in an oilfield in Bohai Sea

井号	注热阶段				投产阶段			
	注热温度/ ℃	注入干度/ %	注入速度/ (t/h)	累计注入蒸 汽量/t	注入压力/ MPa	井口温度/ ℃	设计周期平均 产能/(m ³ ·d ⁻¹)	目前日产油量/ (m ³ ·d ⁻¹)
A1H	349	85	12.5	3 000	17.5	79	51.0	54.0
A2H	339	85	12.6	6 000	17.0	80	66.0	77.4
A3H	343	85	8.9	6 000	19.5	72	64.0	53.6
A4H	339	85	12.5	6 000	19.0	86	61.0	77.6
A5H	343	85	12.5	6 000	19.0	82	58.0	96.2

5 结论

(1)针对海上射流泵注采一体化管柱注蒸汽过程中,液控管线接头脱落的问题,通过系统分析注采一体化生产管柱和液控管线系统受热工况,发现液控管线缠绕圈数不足是导致管线接头因生产管柱受热伸长脱落的主要原因。

(2)建立组合弹簧模型对液控管线缠绕生产油管的工况进行了模拟,结合液控系统薄弱点分析表明:在生产管柱受热伸长 2.5 m 的情况下,环空封隔器上下端液控管线需缠绕不少于 30 圈,此时管线所

受最大弹力为 0.24 kN,满足现场工况要求。
(3)优化后的液控管线系统在油井注热和投产过程中性能稳定,能够克服生产管柱受热伸长对管线接头受力影响,满足海上热采井技术要求,有效指导了海上射流泵注采一体化管柱的安全开采。
致谢:感谢中国海洋石油有限公司天津分公司辽东作业公司同意本文公开发表。

参考文献

[1] 王学忠. 春风油田浅层超稠油注采一体化技术应用研

- 究[J]. 钻采工艺, 2015, 38(2): 57-58.
- WANG Xuezhong. Research on the application of integrated technology of injection and production of shallow super heavy oil in Chunfeng Oilfield [J]. Drilling & Production Technology, 2015, 38(2): 57-58.
- [2] 刘若虚, 岳慧, 刘花军, 等. 热采喷射泵举升注采一体化工艺在河南油田的应用[J]. 石油地质与工程, 2011, 25(1): 122-124.
- LIU Ruoxu, YUE Hui, LIU Huajun, et al. Application of thermal recovery jet pump lifting injection-production integrated technology in Henan Oilfield [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2011, 25(1): 122-124.
- [3] 姜东. 全金属螺杆泵蒸汽吞吐注采一体化试油技术[J]. 钻采工艺, 2019, 42(1): 35-38.
- JIANG Dong. All-metal screw pump steam huff and puff integrated oil testing technology [J]. Drilling & Production Technology, 2019, 42(1): 35-38.
- [4] 杨康敏, 张景辉, 马宏伟, 等. 热采井注采调一体化技术研究[J]. 内蒙古石油化工, 2020, 46(8): 96-97.
- YANG Kangmin, ZHANG Jinghui, MA Hongwei, et al. Research on the integrated technology of injection, production and regulation for thermal recovery wells [J]. Inner Mongolia Petrochemical, 2020, 46(8): 96-97.
- [5] 盛磊祥, 许亮斌, 蒋世全, 等. 海上热采井完井管柱设计技术特点分析[J]. 海洋工程装备与技术, 2014, 1(2): 111-115.
- SHENG Leixiang, XU Liangbin, JIANG Shiquan, et al. Analysis on critical points of completion design of thermal recovery well [J]. Ocean Engineering Equipment and Technology, 2014, 1(2): 111-115.
- [6] 白健华, 刘义刚, 王通, 等. 海上同心管射流泵注采一体化技术研究[J]. 中国海上油气, 2021, 33(2): 148-155.
- BAI Jianhua, LIU Yigang, WANG Tong, et al. Research on integrated technology of injection and production of offshore concentric-tube jet pump [J]. Petroleum China Offshore Oil and Gas, 2021, 33(2): 148-155.
- [7] 魏晓冬. 热采井插管密闭注采一体化管柱受力分析与热损失研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2014: 28-43.
- WEI Xiaodong. The stress analysis and thermal loss research for an intubation closed injection-production integration string used in thermal recovery wells [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2014: 28-43.
- [8] 梅伟, 孙玉豹, 张卫行, 等. 海上热采注汽管柱设计方法及应用[J]. 石油化工应用, 2021, 40(1): 30-35.
- MEI Wei, SUN Yubao, ZHANG Weixing, et al. Design method and application of steam injection string for offshore thermal recovery [J]. Petrochemical Industry Application, 2021, 40(1): 30-35.
- [9] 仇朝军, 周小杰, 施曾宝, 等. 渤海某井蒸汽吞吐管柱断裂原因分析[J]. 涂层与防护, 2019, 40(5): 16-26.
- QIU Chaojun, ZHOU Xiaojie, SHI Zengbao, et al. Fracture analysis of steam huff and puff pipeline in a well in Bohaisea [J]. Coating and Protection, 2019, 40(5): 16-26.
- [10] 顾启林, 孙永涛, 马增华, 等. 316L 不锈钢液控管线失效分析[J]. 石油化工腐蚀与防护, 2017, 34(6): 41-44.
- GU Qilin, SUN Yongtao, MA Zenghua, et al. Failure analysis of 316L stainless steel hydraulic control pipeline [J]. Corrosion & Protection in Petrochemical Industry, 2017, 34(6): 41-44.
- [11] 马增华, 孙永涛, 蒋召平, 等. 应力应变对 316L 液控管线热采环境中应力腐蚀行为的影响[J]. 石油与天然气化工, 2021, 50(5): 54-59.
- MA Zenghua, SUN Yongtao, JIANG Zhaoping, et al. Effect of stress-strain on stress corrosion behavior of 316L hydraulic control pipeline in thermal recovery environment [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2021, 50(5): 54-59.
- [12] 闫相祯, 张殿锋, 王同涛, 等. 热采井预应力隔热管柱最佳胀率设计[J]. 石油学报, 2010, 31(5): 849-853.
- YAN Xiangzhen, ZHANG Dianfeng, WANG Tongtao, et al. Design of the pre-stressed insulation tube in thermal recovery wells by the optimum expansion rate method [J]. Acta Petroli Sinica, 2010, 31(5): 849-853.
- [13] 赵增新, 高德利. 高温斜直热采井管柱热屈曲探讨[J]. 钻采工艺, 2008, 31(6): 98-101.
- ZHAO Zengxin, GAO Deli. Discussion on thermal buckling of high temperature inclined straight thermal recovery wells [J]. Drilling & Production Technology, 2008, 31(6): 98-101.
- [14] 胡军建, 张耀, 鲍永辉, 等. 注汽井伸缩管安装位置及数量设计[J]. 当代化工, 2016, 45(12): 2843-2844.
- HU Junjian, ZHANG Yao, BAO Yonghui, et al. Design of installation position and quantity of telescopic tube in steam injection wells [J]. Contemporary Chemical Industry, 2016, 45(12): 2843-2844.
- [15] 邱宣怀, 郭可谦, 吴宗泽, 等. 机械设计(第四版)[M]. 北京: 高等教育出版社, 1997: 431-445.
- [16] 全国螺纹标准化技术委员会. 公制、美制和英制螺纹标准手册(第三版)[M]. 北京: 中国标准出版社, 2009: 142-405.

编辑 方志慧

第一作者简介: 梁月松, 男, 1990 年出生, 硕士, 工程师, 2015 年毕业于中国石油大学(北京)油气井工程专业, 现主要从事海上油气田完井工具技术研究及应用工作。电话: 13426249058, Email: liangys2@cnoc.com.cn。通信地址: 天津市滨海新区塘沽华山道 450 号, 邮政编码: 300459。