

# 深水半潜式生产储油平台安全保障系统设计研究

张西亮<sup>1</sup> 李 豫<sup>2</sup> 潜江伟<sup>1</sup> 李晓旭<sup>3</sup>

1. 中海石油(中国)有限公司湛江分公司, 广东 湛江 524000;
2. 海洋石油工程股份有限公司, 天津 300451;
3. 中海石油(中国)有限公司海南分公司, 海南 海口 570100

**摘 要:**陵水 17-2 气田深水半潜式平台是全世界首座十万吨级深水半潜式生产储油平台。针对陵水 17-2 气田深水半潜式平台天然气压力高、气量大、凝析油闪点低、重量控制严格等特点,提出一系列适用于深水半潜式生产储油平台的安全保障措施,包括采用水下隔离阀(Subsea Isolation Valve, SSIV)、高完整性压力保护系统(High-Integrity Pressure Protection System, HIPPS)、凝析油舱惰性气体覆盖系统创新设计等,并从设置必要性、设置位置及特殊设计等方面展开详细论证,保障深水半潜式生产储油平台的安全运行,对后续大型深水气田开发具有借鉴作用。

**关键词:**深水气田;半潜式生产储油平台;SSIV;HIPPS;惰性气体;凝析油

DOI:10.3969/j.issn.1006-5539.2021.06.005

## Research on safeguarding system design for deepwater semi-submersible production and storage platform

ZHANG Xiliang<sup>1</sup>, LI Yu<sup>2</sup>, QIAN Jiangwei<sup>1</sup>, LI Xiaoxu<sup>3</sup>

1. CNOOC(China) Ltd. Zhanjiang Branch, Zhanjiang, Guangdong, 524000, China;
2. Offshore Oil Engineering Co., Ltd, Tianjin, 300451, China;
3. CNOOC(China) Ltd. Hainan Branch, Haikou, Hainan, 570100, China

**Abstract:** The Lingshui 17-2 deepwater gas field semi-submersible platform is the world's first 100 000-ton class deepwater semi-submersible production and storage platform. In view of its characteristics such as high natural gas pressure, large gas flow rate, low flash point of condensate and strict weight control, a series of safeguarding measures applicable to the deepwater semi-submersible production and storage platform are proposed. These innovative design features include the application of SSIV(subsea isolation valve), HIPPS(high-integrity pressure protection system), and condensate tank inert gas blanketing system. Detailed discussions and verifications on aspects such as the necessity of safeguarding systems, their locations and special design features are also carried out to ensure the safe operation of the deepwater semi-submersible production and storage platform, which provides valuable

收稿日期:2021-05-24

基金项目:中国海洋石油集团有限公司综合科研项目“陵水半潜式生产平台研究专项”(LSZX-2020-HN-01)

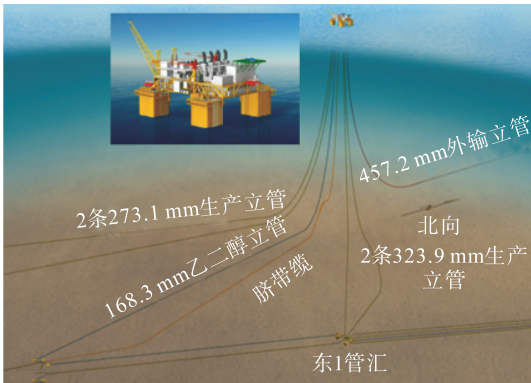
作者简介:张西亮(1983-),男,山东泰安人,高级工程师,学士,主要从事海上油气田开发工程建设工作。E-mail:zhangxl21@cnooc.com.cn

reference for the development of large deepwater gas fields in the future.

**Keywords:** Deepwater gas field; Semi-submersible production and storage platform; SSIV; HIPPS; Inert gas; Condensate

0 前言

随着海洋油气资源的开发,海洋工程领域逐步由浅水走向深水,油气田的规模也逐步扩大。世界深水能源开发过程中存在着大大小小各种风险,如 2010 年 4 月,1 座位于墨西哥湾深海钻井平台爆炸沉没,造成巨大的财产损失和环境灾难<sup>[1]</sup>。随着健康安全环保理念的不断提升,作为高风险行业,深海石油开发的安全保护技术也需不断创新。陵水 17-2 深水气田半潜式生产储油平台拥有世界最大的桁架式半潜组块,同时为世界首创半潜平台立柱储油,水深约 1 500 m,具有高压、高流量、高风险等特点,结合该平台工程实际情况,提出一系列安全控制保障措施,包括采用水下隔离阀(Subsea Isolation Valve, SSIV)、高完整性压力保护系统(High-Integrity Pressure Protection System, HIPPS)、凝析油舱惰性气体覆盖系统创新设计等。



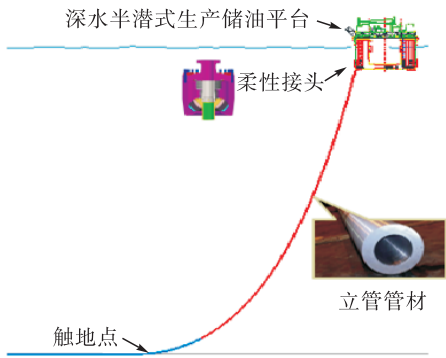
a) 深水半潜式生产储油平台立管总体  
a) SCR risers overall diagrammatic sketch

1 水下隔离阀

1988 年北海 Piper Alpha 平台由于火灾原因造成立管位置的应急关断阀失效<sup>[2]</sup>,2002 年印度 BHN 平台由于船体碰撞导致立管失效,均造成了严重的事故后果。水下隔离阀可以在立管和紧急关断阀(Emergency Shutdown Valve, ESDV)失效情况下为海管提供有效隔离,避免储存在长距离海管中的大量烃类物质泄漏,从而导致事故进一步升级,造成严重的人员伤亡和财产损失<sup>[3]</sup>。

1.1 水下隔离阀设置必要性分析

陵水 17-2 气田水下东、西区井口物流分别经由 2 条 323.9 mm 及 2 条 273.1 mm 钢悬链线式立管(SCR)登陆半潜平台进行气、油、水处理,脱水并稳定后的凝析油储存于船体凝析油舱内定期外输,脱水脱烃并增压后的干气经 1 条 457.2 mm 钢悬链线式立管(SCR)进入海底管道最终输往终端。陵水 17-2 气田深水半潜式生产储油平台立管见图 1。



b) 深水半潜式生产储油平台单根立管  
b) One SCR riser diagrammatic sketch

图 1 深水半潜式生产储油平台立管示意图

Fig. 1 SCR risers diagrammatic sketch of the SEMI platform

钢悬链线式立管(SCR)属于国内首次应用,是连接浮体与海底管道及设施的必需通道,具有成本低、对浮体运动适应性较强的特点<sup>[4-7]</sup>,但长期受深水半潜平台的约束作用和波浪力作用,易发生疲劳破坏。陵水 17-2 气田深水半潜式生产储油平台设置 5 条油气输送立管,见表 1,水深约 1 500 m,大尺寸长距离的高压立管一旦遭到破坏,极易引发严重的石油、天然气泄漏,造成巨大财产损失和环境灾难,所以必须设置水下隔离阀用于在立管失效泄漏情况下海底管道的紧急隔离。

表 1 深水半潜式生产储油平台立管信息表

Tab. 1 The data of SCR risers of the SEMI platform

| 立管            | 数量 / 根 | 介质    | 生产压力 /MPa | 悬链段长度 /m |
|---------------|--------|-------|-----------|----------|
| 273.1 mm 生产立管 | 2      | 未处理井流 | 10.9      | 1 728    |
| 323.9 mm 生产立管 | 2      | 未处理井流 | 10.9      | 1 728    |
| 457.2 mm 外输立管 | 1      | 干气    | 20.2      | 1 803    |

### 1.2 水下隔离阀安装位置论证

水下隔离阀安装位置对立管失效的事故后果定量评估有直接影响,水下隔离阀安装位置的影响因素主要有两方面:1)水下隔离阀与深水半潜式生产储油平台之间的距离,用以确定在立管失效后的泄放量;2)水下隔离阀上游的泄漏可能性(以 323.9 mm 海底管道为例)。

以 323.9 mm 海底管道为例,如果泄漏点位于水下隔离阀上游,泄漏量将不会因水下隔离阀的关闭而得到控制;水下隔离阀可控制泄漏点位于其下游的泄漏量,水下隔离阀距离深水半潜式生产储油平台的距离越短,水下隔离阀与深水半潜式生产储油平台应急关断阀之间的泄放容积就会越小,泄放量也相应越小。

水下隔离阀在立管的安装位置考虑 3 个方案:位置 1,水下隔离阀位于深水半潜式生产储油平台底座浮筒顶部,水深约 30 m 处;位置 2,水下隔离阀位于立管底部,水深约 1 500 m 的海床上;位置 3,水下隔离阀位于水深 1 500 m 的海床,距离位置 2 水平 3 000 m 的位置。各具体位置见图 2。

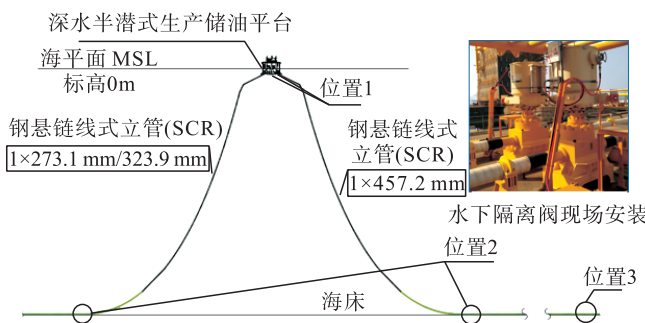


图 2 立管水下隔离阀安装位置示意图

Fig. 2 Diagrammatic sketch of the SSIV location

经分析,最容易产生立管泄漏的位置位于飞溅区,另外,位置 3 较位置 2,水下隔离阀下游的泄放总量要大得多,泄放后果影响也较位置 2 大,因此仅以位置 1 与位置 2 展开风险对比。

采用事故树(Event tree)的分析方法用于计算年度个人安全风险(Individual Risk Per Annum,IRPA),其计算方法见式(1):

$$Y_{\text{IRPA}} = \frac{X_{\text{PLL}}}{t_1 \cdot n} \quad (1)$$

式中: $Y_{\text{IRPA}}$ 为年度个人案例风险, $\text{a}^{-1}$ ;  $X_{\text{PLL}}$ 为潜在人员损失(Potential Loss of Life), $\text{a}^{-1}$ ;  $n$ 为暴露在危险环境中的人数,人;  $t_1$ 为倒班轮次,次,根据企业相关规定为 4 周海上 4 周陆地,因此  $t_1$  取值为 2。

针对水下隔离阀安装位置的 2 个方案,分别考虑是否设置火灾应急泄放 2 种工况,以 457.2 mm 外输立管为例,经计算得到的  $Y_{\text{IRPA}}$  结果见表 2。

表 2 457.2 mm 立管  $Y_{\text{IRPA}}$  计算结果表

Tab. 2 The  $Y_{\text{IRPA}}$  analysis results of 457.2 mm riser

| 水下隔离阀位置 | 是否设置火灾应急泄放阀 | $n$ /人 | $X_{\text{PLL}}/10^{-6} \text{ a}^{-1}$ | $Y_{\text{IRPA}}/10^{-8} \text{ a}^{-1}$ | 事故扩散频率                |
|---------|-------------|--------|-----------------------------------------|------------------------------------------|-----------------------|
| 位置 1    | 否           | 27     | 2.69                                    | 4.98                                     | $4.42 \times 10^{-7}$ |
|         | 是           | 27     | 2.65                                    | 4.90                                     | $8.72 \times 10^{-8}$ |
| 位置 2    | 否           | 27     | 2.85                                    | 5.27                                     | $6.67 \times 10^{-7}$ |
|         | 是           | 27     | 2.85                                    | 5.27                                     | $6.67 \times 10^{-7}$ |

从表 2 可以看出,位置 1(即水下隔离阀设置在船体浮筒顶部)均优于位置 2(即水下隔离阀设置在海床上), $Y_{\text{IRPA}}$  低 5.5%,扩散频率低 33.7%。综上,水下隔离阀安装位置最终确定设置在位置 1,即船体浮筒顶部。

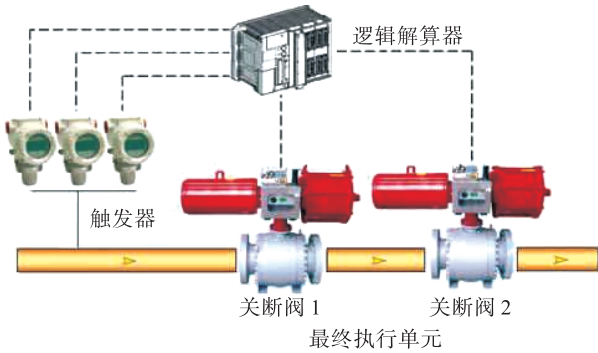
## 2 高完整性压力保护系统

深水高压气田一般具备水深(超过 300 m)、关井压力高(超过 25 MPa)的特点<sup>[8]</sup>,为在超压工况下快速有效地隔离高压源,自 20 世纪 90 年代起,一种高完整性压力保护系统(HIPPS)被尝试应用于深水高压气田的海上处理平台<sup>[9-12]</sup>。HIPPS 可以快速有效切断压力源来保护下游设备免受超压影响,从而取代机械式压力释放装置(Pressure Safety Valve,PSV),起到降低下游设施设计压力和减少火炬泄放量的作用。

### 2.1 HIPPS 基本配置及要求

HIPPS 主要由触发器、逻辑解算器、最终执行单元三部分组成<sup>[13-16]</sup>,见图 3。

HIPPS 作为工艺系统的最后一级保护,需具备极高的可靠性,参考美国石油行业标准 API 14 C *Recommended Practice for Analysis, Design, Installation, and Testing of Basic Surface Safety Systems for Offshore Production Platforms* 的相关规定,HIPPS 实现上述功能的基本要求为:整个系统满足 SIL3 的系统安全等级;最终执行机构的紧急关断阀关闭时间需小于 2 s;不可接入任何仪表设施降低 HIPPS 的可靠性;故障关闭后需现场复位;在缺失液压源、电源及仪表信号、仪表气时,HIPPS 将自动故障关闭;每个 HIPPS 系统内的回路均独立于任何其余回路系统<sup>[17-18]</sup>。



a) HIPPS 主要组成示意图

a) The component diagrammatic sketch of HIPPS



b) HIPPS 现场安装图

b) The on-site installation of HIPPS

图 3 HIPPS 主要组成及现场安装图

Fig. 3 The component and on-site installation of HIPPS

2.2 HIPPS 设置的必要性分析

针对大型高压气田, HIPPS 设置可取代深水半潜式生产储油平台入口全量放空的机械式压力释放装置 (PSV), 大幅降低火炬放空量, 降低火炬臂的长度及重量, 对浮式平台的重控有利影响; 但同时考虑 HIPPS

本身的配置要求, 会增加深水半潜式生产储油平台投资和后期维护费用。因此, 是否设置 HIPPS, 需根据工艺流程综合考虑, 以陵水 17-2 气田深水半潜式生产储油平台为例, 对比分析见表 3。

表 3 是否设置 HIPPS 对比分析结果表

Tab. 3 Comparison and analysis results for HIPPS setting

| 设备 / 仪表        | 数量   | 设置 HIPPS                                                   | 不设置 HIPPS                                                 | 重量变化 / t | 费用变化 / 万元 |
|----------------|------|------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|----------|-----------|
| HIPPS          | 4 套  | 4                                                          | —                                                         | -13.6    | -1 519    |
| 清管球收发器         | 4 个  | 设计压力 25 060 kPa                                            | 设计压力 38 000 kPa                                           | 8        | 50        |
| 段塞流捕集器         | 2 台  | 泄放工况为火灾<br>泄放量 $4.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$ (气体) | 泄放工况为堵塞<br>泄放量 $35 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$ (气体) | 2        | 10        |
| 高压火炬           | 1 座  | 火炬臂长 70 m                                                  | 火炬臂长 74 m                                                 | 30       | 100       |
| 隔离阀            | 46 个 | 压力等级 25 MPa                                                | 压力等级 42 MPa                                               | 30       | 445       |
| 管线 (包括相关阀门、仪表) | —    | 压力等级 25 MPa                                                | 压力等级 42 MPa                                               | 60       | 120       |
| 后期维护费用         | —    | —                                                          | —                                                         | —        | 200       |
| 合计             | —    | —                                                          | —                                                         | 116.4    | -594      |

由表 3 分析结果可看出, 若深水半潜式生产平台不设置 HIPPS 系统, 项目投资可减少 594 万元人民币, 但深水半潜式生产储油平台将增重 116.4 t, 堵塞工况引起天然气超压泄放量  $35 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$ , 造成巨大的资源浪费和环境污染。综上, 最终深水半潜式生产储油平台设置 4 套 HIPPS 系统, 安装在海底管道出口端, 以降低下游设施设计压力和天然气事故超压泄放量。

3 凝析油舱惰性气体系统

陵水 17-2 气田深水半潜式生产储油平台船体分别在 4 个立柱内设置 4 个凝析油储舱, 每个舱的有效舱容为  $5\,000 \text{ m}^3$ 。为降低凝析油舱的氧气含量, 并保持舱内正压状态, 陵水 17-2 气田深水半潜式生产储油平台的凝

析油舱采用惰性气体作为覆盖气, 将舱内氧气浓度控制在 8% 以内, 确保舱内凝析油储存安全。该平台惰性气体系统采用常规的直燃式惰性气体发生装置, 本文不再赘述, 仅就管汇系统设计及特殊设置进行介绍<sup>[19-20]</sup>。

3.1 惰性气体系统管路设计

凝析油舱惰性气体系统设置 2 条惰性气体管汇, 1 条为惰性气体供应 / 放空管汇, 1 条为惰性气体吹扫管汇, 在正常进油 / 外输工况时采用惰性气体供应 / 放空管汇, 惰性气体吹扫管汇可作为备用; 若凝析油舱处于维修工况, 舱内需惰性气体吹扫或活化操作时, 将同时采用 2 条惰性气体管线进行流程切换, 其管路图见图 4。

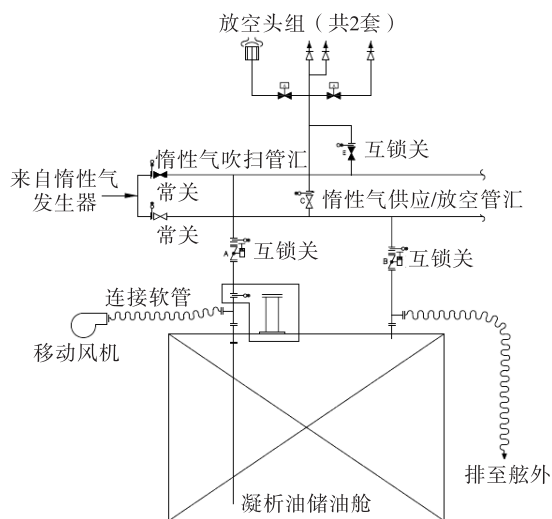


图 4 深水半潜式生产储油平台凝析油舱惰性气体覆盖管路图

Fig. 4 The piping layout of condensate tank inert gas system of deepwater semi-submersible production and storage platform

每个凝析油舱顶部设置 2 条分支管线与 2 条惰性气体管汇分别连通,并在分支管线上各设置 1 个机械互锁阀及 8 字盲板进行物理隔离。2 个互锁阀在操作过程中不允许同时关闭,以确保舱内与惰性气体/放空管汇始终保持连通状态。

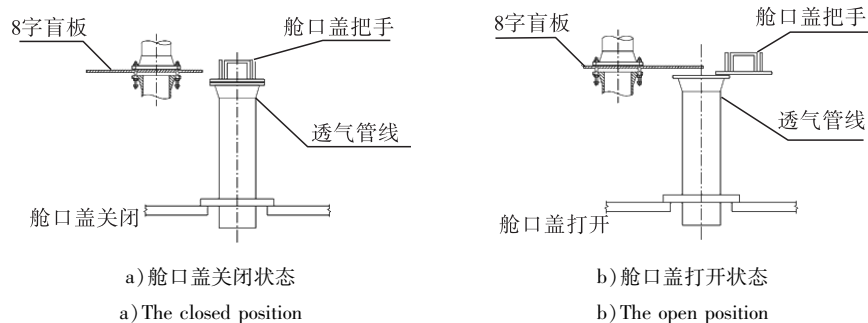


图 5 舱口盖开关状态及现场安装图

Fig. 5 The closed and open position of the hatch

## 4 结论

对于高压深水气田半潜式生产储油平台,水下隔离阀(SSIV)、高完整性压力保护系统(HIPPS)以及凝析油舱惰性气体系统创新设计可极大地提高储油平台操作和生产的安全性。

1) 水下隔离阀系统能对平台及海底管道进行有效隔离,降低由于立管失效导致油气泄漏引发的火灾爆炸,确保人员、设施安全。

2) 高完整性压力保护系统(HIPPS)可替代传统的机械式压力释放装置,有效降低下游设施设计压力,减少火炬排放量,起到节能减排目的。

3) 针对世界首创的深水半潜式生产储油平台立柱

## 3.2 惰性气体透气系统设置

每条惰性气体/放空管汇均与设置在组块顶部的 2 套可自动打开的高压透气阀及可手动打开的低压透气阀保持连通状态,在进油期间对异常超压工况进行放空保护,同时设置多套真空阀用于舱内压力降低时的真空保护。

## 3.3 凝析油舱安全操作设置

凝析油舱计划维修前,需进行惰化置换舱内烃类气体、活化置换舱内惰性气体等过程,在常规设计基础上,为考虑深水半潜式生产储油平台凝析油储油及人员操作安全,进行特殊设置。

1) 采用独立移动风机提供空气。常规设计采用惰性气体发生器提供空气,为避免操作失误造成空气、惰性气体在同一管线内互混,采用独立移动风机规避此潜在风险。

2) 凝析油舱顶部设置开启路径与舱口盖互锁的 8 字盲板。由于深水半潜式生产储油平台的结构特点导致凝析油舱深度达 59 m,为避免人员进舱后用于通风的舱口盖意外关闭造成人员在密闭空间内长期滞留,设置开启路径与舱口盖互锁的 8 字盲板,具体结构见图 5。在人员进舱前,将 8 字盲板由开启状态切至关闭状态时,通过固定的滑道与关闭的舱口盖产生干涉,确保舱口盖处于打开状态。

储油,凝析油舱惰性气体系统创新设计(机械互锁、特殊 8 字盲板)在保证凝析油储存安全的同时,也从根本上解决了人员操作的安全问题。

## 参考文献:

- [1] 余建星,周宝勇,周清基,等.海底管道 SSIV 设置研究[J]. 天津大学学报,2011,44(7):565-570.  
YU Jianxing, ZHOU Baoyong, ZHOU Qingji, et al. Research of installing SSIV on subsea pipeline [J]. Journal of Tianjin University, 2011, 44 (7): 565-570.
- [2] 邓连军,刘祖德.海上石油平台安全应急培训:以 Piper Alpha 平台火灾导致沉没事故为例[J]. 安全与环境工程,

- 2005, 12(3): 81-83.
- DENG Lianjun, LIU Zude. Some issues about emergency response training and accident death rate of offshore production platforms: with the example of Piper Alpha disaster [J]. Safety and Environmental Engineering, 2005, 12(3): 81-83.
- [3] 胡忠前, 王红红, 李忠涛, 等. 西非海上天然气管道泄漏风险评估及水下隔离阀设置必要性研究[J]. 中国海上油气, 2019, 31(2): 160-166.
- HU Zhongqian, WANG Honghong, LI Zhongtao, et al. Leakage assessment of west African offshore natural gas pipeline and research on necessity of installing subsea isolation valve [J]. China Offshore Oil and Gas, 2019, 31(2): 160-166.
- [4] 李艳, 李欣, 罗勇, 等. 深水钢悬链线立管(SCR)的设计与研究进展[J]. 中国海洋平台, 2013, 28(2): 6-13.
- LI Yan, LI Xin, LUO Yong, et al. Review of the design and research on deepwater steel catenary riser [J]. China Offshore Platform, 2013, 28(2): 6-13.
- [5] 杨伟, 李旭, 任翠青, 等. 深水钢制悬链线立管疲劳敏感性分析研究[J]. 石油和化工设备, 2021, 24(3): 31-34.
- YANG Wei, LI Xu, REN Cuiqing, et al. Research on SCR fatigue sensitivity analysis deepwater SCR [J]. Petro & Chemical Equipment, 2021, 24(3): 31-34.
- [6] 侯静, 杨伟, 任翠青, 等. 陵水 17-2 气田深水钢悬链立管强度敏感性分析研究[J]. 海洋工程, 2021, 39(1): 53-61.
- HOU Jing, YANG Wei, REN Cuiqing, et al. Analysis on SCR strength sensitivity in deepwater of Lingshui 17-2 [J]. The Ocean Engineering, 2021, 39(1): 53-61.
- [7] 宋儒鑫. 深水开发中的海底管道和海洋立管[J]. 中国造船, 2002, 43(增刊): 238-251.
- SONG Ruxin. Pipelines and risers for deepwater development [J]. Shipbuilding of China, 2002, 43(Suppl): 238-251.
- [8] 《海洋石油工程设计指南》编委会. 海洋石油工程深水气田开发技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2011.
- Editorial Board of Offshore Oil Engineering Design Guidelines. Technology of deepwater gas field development of offshore oil engineering [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.
- [9] Baker L. HIPAA protects subsea production in HP/HT conditions [J]. Offshore, 2007, 67(6): 72-76.
- [10] Redford S. Developing HP/HT subsea tiebacks [J]. Harts E & P, 1999, 80(9): 104-107.
- [11] 杨安. HIPPS 系统及部分行程测试功能在南海气田开发工程中的设计与应用[J]. 石油和化工设备, 2015, 18(5): 5-8.
- YANG An. Design and application of HIPPS and PST in South China Sea gas field engineering [J]. Petro & Chemical Equipment, 2015, 18(5): 5-8.
- [12] 郝蕴, 衣华磊. HIPPS 系统在海洋石油工程领域的应用[J]. 中国海洋平台, 2014, 29(1): 1-6.
- HAO Yun, YI Hualei. HIPPS system in offshore oil engineering application [J]. China Offshore Platform, 2014, 29(1): 1-6.
- [13] 洪毅, 孙钦, 张艺. 大型深水平台安全控制保障系统设计与应用前景[J]. 中国海上油气, 2013, 25(3): 61-63.
- HONG Yi, SUN Qin, ZHANG Yi. Design and application of large deep water platform safeguard system [J]. China Offshore Oil and Gas, 2013, 25(3): 61-63.
- [14] 郝蕴. HIPPS 在深水高压气田开发中的应用[J]. 天然气与石油, 2014, 32(2): 5-9.
- HAO Yun. Application of HIPPS in deepwater high pressure gas filed development [J]. Natural Gas and Oil, 2014, 32(2): 5-9.
- [15] 任新华. 石油天然气工程中 HIPPS 的设计与应用[J]. 自动化仪表, 2013, 34(6): 77-79.
- REN Xinhua. Design and application of HIPPS in petroleum and natural gas project [J]. Process Automation Instrumentation, 2013, 34(6): 77-79.
- [16] 董小刚. 海洋工程高完整性压力保护系统(HIPPS)生命周期内的管理[J]. 仪器仪表标准化与计量, 2009(4): 27-31.
- DONG Xiaogang. Lifecycle management of offshore HIPPS [J]. Instrumentation Standardization & Metrology, 2009(4): 27-31.
- [17] American Petroleum Institute. Analysis, design, installation, and testing of safety systems for offshore production facilities: API recommended practice 14C-2017 [S]. Washington D. C.: API Publishing Services, 2017.
- [18] 白英, 曾宇平, 王小东, 等. HIPPS 在油气集输工程中的设计与应用[J]. 现代化工, 2017, 37(7): 206-209.
- BAI Ying, ZENG Yuping, WANG Xiaodong, et al. Design and application of HIPPS in oil and gas gathering project [J]. Modern Chemical Industry, 2017, 37(7): 206-209.
- [19] 季东. 大型油船货舱惰气及透气系统布置优化[J]. 航海工程, 2019, 48(2): 97-100.
- JI Dong. Optimal arrangement for inert gas and vent system of cargo oil tanks in large size oil carrier [J]. Ship & Ocean Engineering, 2019, 48(2): 97-100.
- [20] 何成能, 赵波. 油船货油舱透气系统布置[J]. 船舶与海洋工程, 2018, 34(6): 31-35.
- HE Chengneng, ZHAO Bo. Arrangement of venting system in the oil cargo tank of tankers [J]. Naval Architecture and Ocean Engineering, 2018, 34(6): 31-35.