

深水大型半潜式天然气生产平台风险管理

陈 海¹ 谢玉洪² 冯加果²

1. 北京邮电大学经济管理学院 2. 中海石油（中国）有限公司

摘要：位于南海北部的陵水 17-2 气田半潜式天然气生产平台是国内首个 1 500 m 水深、立柱内大容量储存凝析油的半潜式生产平台，为了识别其各系统的潜在风险并进行风险管理，利用 HAZOP、SIL 和基于熵权的贝叶斯网络方法，结合专家的经验，对该平台的常规和特有风险进行了分析评价。研究方法和步骤包括：①确定事件与事故的因果关系，建立贝叶斯网络；②进行事故致因分析，确定最大事故致因链；③开展敏感性分析，找出对事故发生概率影响最大的事件，为风险防控提供重要依据；④依据风险识别与分析结果，针对平台各子系统提出相应的风险防控建议。由此建立了该半潜式平台的风险管理流程，将平台划分为系泊、立管、平台上部（气体接收和分离、气体压缩、气体脱水和燃气、生产水、凝析油处理、排水管和火焰）、船体设施、生活区以及货物装卸区等 11 个区域，针对每一个区域进行 HAZID 分析，识别出平台火灾爆炸、烟气扩散、船舶碰撞、落物、逃生撤离救生、化学品泄漏以及凝析油储存和外输等风险源，并给出了主要风险的应对措施。结论认为，该项研究成果对于我国未来深水油气项目的风险管理具有重要的参考价值。

关键词：南海北部；陵水 17-2 气田；半潜式生产平台；深水天然气；凝析油储存；火灾爆炸；泄漏；贝叶斯网络；熵权；敏感性

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2020.12.017

Risk management of deepwater large semi-submersible natural gas production platforms

CHEN Hai¹, XIE Yuhong², FENG Jianguo²

(1. School of Economics and Management, Beijing University of Posts and Telecommunications, Beijing 100876, China; 2. CNOOC China Limited, Beijing 100010, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 40, ISSUE 12, pp.151-158, 12/25/2020. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: The semi-submersible production platform in the Lingshui 17-2 Gas Field of the northern South China Sea is the first domestic deepwater semi-submersible production platform (water depth 1 500 m) with high-volume condensate oil stored in the vertical column. In order to identify the potential risks in each of its system and perform risk management, this paper analyzes and evaluates the conventional and special risks of this platform by means of HAZOP, SIL and entropy weight based Bayesian Network, combined with experts' experience. The research methods and procedures are as follows. First, determine the causal relation between the event and the accident, and establish the Bayesian Network. Second, analyze the causes of the accident and determine the maximum cause chain. Third, carry out sensitivity analysis to find out the event which has the greatest influence on the occurrence probability of the accident, so as to provide an important basis for risk prevention and control. Fourth, according to the risk identification and analysis results, propose risk prevention and control suggestions corresponding to each sub-system of the platform. In this way, the risk management process of the semi-submersible platform was established, in which the platform is divided into 11 zones, e.g. mooring, riser, upper platform (gas reception and separation, gas compression, gas dewatering and burning, production water, condensate oil treatment, drainage pipe and torch), hull facility, living zone and cargo working zone. Then, HAZID analysis was carried out on each zone. Finally, risk sources of the platform were identified, including fire and explosion, flue gas diffusion, ship collision, junk, escape, evacuation & rescue, chemical leakage, and condensate oil storage and transportation, and countermeasures to deal with the main risks were provided. In conclusion, the research results provide important reference for the risk management of deepwater oil & gas projects in China in the future.

Keywords: Northern South China Sea; Lingshui 17-2 Gas Field; Semi-submersible platform; Deepwater natural gas; Condensate oil storage; Fire and explosion; Leakage; Bayesian Network; Entropy weight; Sensitivity

基金项目：国家重点研发计划项目“新型深水多功能干树半潜平台关键技术研究”（编号：2016YFC0303600）。

作者简介：陈海，1972 年生，正高级工程师，博士研究生；主要从事海洋工程建设及项目管理工作。地址：（100010）北京市东城区朝阳门北大街 25 号中国海洋石油集团有限公司工程建设部。ORCID: 0000-0002-0263-3333. E-mail: chenhai@cnooc.com.cn

0 引言

近年来,全球重大油气发现中的绝大部分都来自深水领域,全球排名前50的超大项目中的3/4是深水油气项目,并且未来深水油气田投资有望保持稳定,产量也将继续增长^[1]。深水油气开发平台具有投资高、周期长、风险高的特点,项目能否安全生产对经济效益的好坏影响巨大。在深水气田开发早期进行风险管理研究,并制订针对性的风险应对策略,从而实现有效的风险防控,对项目的成功实施至关重要^[2]。目前,国内外在这一领域采用的研究方法主要包括模糊理论、故障树分析法、贝叶斯网络(Entropy-based Bayesian Network)分析法等。Lavasani^[3]、Yu等^[4]分别采用模糊故障树分析方法研究了油气田、海底管道等泄露风险;Rozuhan等^[5-8]应用贝叶斯网络分析方法,开展了风险分析。部分学者针对深水大型半潜式平台开展了研究,如Jin等^[9-10]对半潜式钻井平台的火灾、爆炸风险进行了评估。然而上述研究大多数都针对某些具体风险因素,未对深水半潜式平台面临的诸多风险因素进行系统性的识别与分析,并且其研究对象也都不具有大量储存凝析油的功能。

位于南海北部的陵水17-2半潜式生产平台是国内首个1500 m水深、立柱内大容量储存凝析油的半潜式生产平台,国内外尚无相关风险管理经验。为此,笔者基于贝叶斯网络分析方法和熵权理论,建立了针对深水大型半潜式平台的风险管理流程,结合项目实际情况,对该类大型深水油气开发平台的风险防控和风险管理工作进行了探索。

1 风险管理流程与分析方法

深水大型半潜式天然气生产平台面临的诸多风险可以大体分为常规风险和特有风险两类。常规风险即一般油气生产平台所面临的各种风险因素,包括油品泄漏、化学品泄漏、落物、船舶碰撞、系泊失效、压载问题、仪器仪表故障等。特有风险是指由平台性质、用途所带来的风险,包括天然气扩散、凝析油泄漏及其引发的平台火灾爆炸事故等,具有一定的特殊性,需要依托历史数据、结合专家经验,才能完成分析和评价。笔者基于贝叶斯网络方法和熵权理论,建立了深水大型半潜式天然气生产平台的风险管理流程。

1.1 风险管理流程

依据海洋工程和油气领域的相关规范^[11-12],参

考油气管道风险评估的分析方法^[13]和设备完整性管理的相关经验^[14-15],结合深水大型半潜式天然气生产平台的自身结构特点与工程需求^[16-18],构建了一套适合于南海天然气开发及凝析油储存平台的风险管理流程,如图1所示。

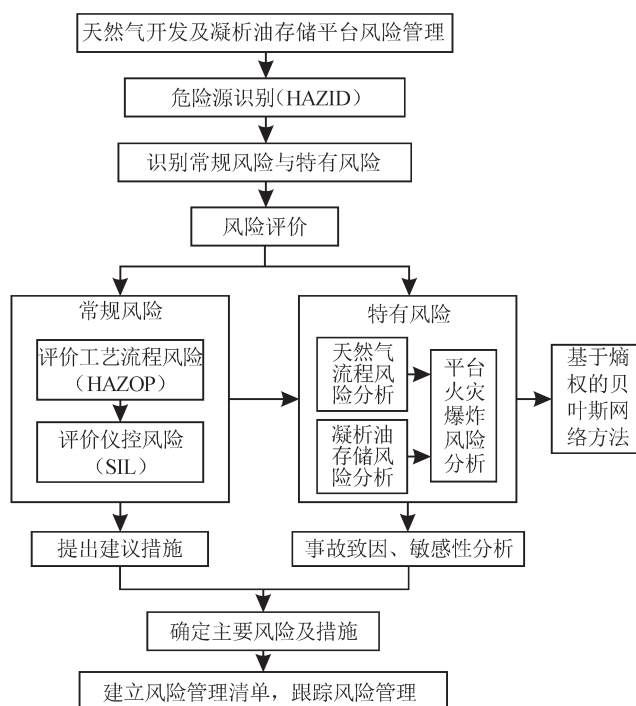


图1 天然气开发及凝析油储存平台风险分析流程图

风险管理流程包括风险识别、评价、防控3个阶段:风险识别是指在项目设计及建设阶段需对所面临的风险加以判断、分类,是风险评价与防控的前提;风险评价是指在风险识别的基础上采用一定的方法度量风险程度,通常采用定性定量相结合的方法;风险防控是在风险评价后,制订相应的风险应对措施,实施管理和跟踪,从而有效规避风险。

在风险识别环节,主要采用HAZID(Hazard Identification)方法识别平台的风险源。评估常规风险时采用的方法包括HAZOP(Hazard and Operability Analysis)、SIL(Safety Integrity Level)等。其中,HAZOP以工艺流程为线索寻找潜在风险,进而分析风险产生的原因、可能导致的后果以及应采取的措施。SIL是一种基于特定安全仪表功能和功能失效概率的分析方法,对平台上包括软、硬件在内的所有安全相关系统元器件进行安全等级确认,从而实现平台油气处理、电力控制等设备系统的评价。对于特有风险的分析难点和重点,采用基于熵权理论的贝叶斯网络分析方法,结合历史数据与专家经验,可以对事故发生概率及原因进行计算、推理。

1.2 贝叶斯网络

贝叶斯网络是一种统计学方法,通过有向无环图来描绘一组随机变量和条件依赖关系的概率图模型,具有推理能力强、易于理解、便于计算的特点。网络主要包含节点、弧和若干条件概率表,其中节点代表变量,而节点间的有向弧代表变量之间的因果关系。

考虑变量的条件依赖关系,贝叶斯网络相关随机变量 $X_i = \{X_1, \dots, X_n\}$ 的联合概率分布 $P(X)$ 可以表示为:

$$P(X_1, \dots, X_n) = \prod_{X_i \in (X_1, \dots, X_n)} P[X_i | P_a(X_i)] \quad (1)$$

式中 $P_a(X_i)$ 表示变量 $X_i (i=1, \dots, n)$ 所有父节点的集合; $P(X_1, \dots, X_n)$ 反映的是贝叶斯网络的特性。

在贝叶斯网络中,各节点之间的因果关系是由条件概率函数决定的,而条件概率的计算则应用贝叶斯定理。给定变量 Y ,那么 X 的条件概率为:

$$P(X|Y) = \frac{P(X)P(X|Y)}{P(Y)} \quad (2)$$

根据已知的先验概率和条件概率,就可以计算出贝叶斯网络中任意节点的概率,由不同的观测结果进行相应的因果推理。

1.3 熵权理论

熵值反映了信息无序化程度,其值越小,系统无序度越小。对于贝叶斯网络事故中部分条件概率,由于缺乏相应的数据资料,难以计算其条件概率,而一般的专家打分存在一定的主观性及波动性,故可用信息熵来确定指标权重。其计算步骤如下:

1) 对 n 个样本、 m 个指标进行归一化处理,得到新的 X_{ij} 值, X_{ij} 表示第 i 个样本的第 j 个指标的数值。 $j=1, 2, \dots, m; i=1, 2, \dots, n$ 。

$$X_{ij} = \frac{X_{ij} - \min\{X_{1j}, \dots, X_{nj}\}}{\max\{X_{1j}, \dots, X_{nj}\} - \min\{X_{1j}, \dots, X_{nj}\}} \quad (3)$$

2) 计算第 j 个指标下第 i 个样本值占该指标的比重:

$$P_{ij} = \frac{X_{ij}}{\sum_{i=1}^n X_{ij}} \quad (4)$$

3) 计算第 i 个指标 j 个指标的熵值:

$$e_j = -\frac{\sum_{i=1}^n P_{ij} \ln P_{ij}}{\ln n} \quad (5)$$

4) 评价指标的熵权式:

$$W_j = \frac{1 - e_j}{\sum_{i=1}^n (1 - e_j)} \quad (6)$$

2 实例分析

2.1 陵水 17-2 半潜式天然气生产平台概况

以陵水 17-2 大型半潜式天然气生产平台为研究实例。该平台排水量 $10.5 \times 10^4 \text{ t}$,用于开采深水天然气。通过平台油气处理装置提炼出凝析油,并存储在平台的立柱中,初步纯化的天然气则通过海底管道运输至岸上的天然气生产基地。该平台是国内首个 1 500 m 水深、立柱内大容量储存凝析油的半潜式平台,国内外没有相关风险管理经验。同时,海洋深水区域特殊的自然环境、复杂的油气储藏条件、深水高压开采、上部模块复杂的天然气处理系统和浮式平台动态运动等因素^[17,19-20],都增加了风险分析与管理的难度。

2.2 风险识别

在风险识别环节中,首先将该半潜式平台划分为系泊、立管、平台上部(气体接收和分离、气体压缩、气体脱水和燃气、生产水、凝析油处理、排水管和火焰)、船体设施、生活区以及货物装卸区等 11 个区域。再针对每一个区域进行 HAZID 分析,识别出平台火灾爆炸、烟气扩散、船舶碰撞、落物、逃生撤离救生、化学品泄漏以及凝析油储存和外输风险源(图 2)。在识别结果中,未发现影响凝析油储油的重大风险。因

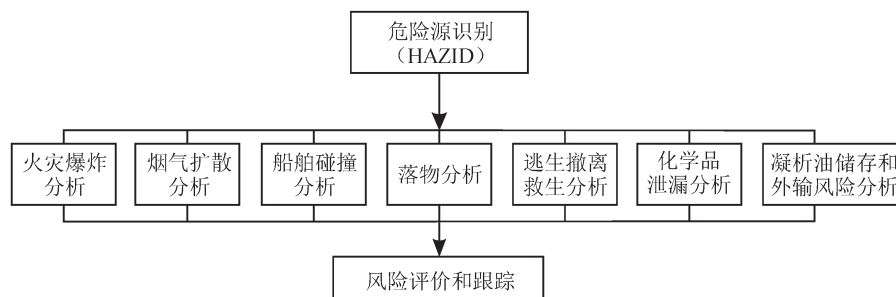


图 2 陵水 17-2 半潜式平台 HAZID 风险识别内容图

此,从风险管理角度看,该平台设计方案具备合理性。

2.3 风险分析

在整个油气生产的过程中,天然气在立管及处理系统或输送管道中可能发生扩散;凝析油在立柱油舱内或外输过程中可能泄漏;而扩散的天然气和泄漏的凝析油以及其他因素还可能进一步引发火灾、爆炸事故。以上述三类特有风险为例,对陵水 17-2

平台展开风险分析。

2.3.1 贝叶斯网络模型

以 HAZID、HAZOP、SIL 等分析结果为基础,结合深水油气平台事故类型及致因的相关资料,综合分析天然气扩散、凝析油泄漏及火灾爆炸安全事故,最终确定事故节点与其他节点之间的因果关系,建立贝叶斯网络模型(图 3)。

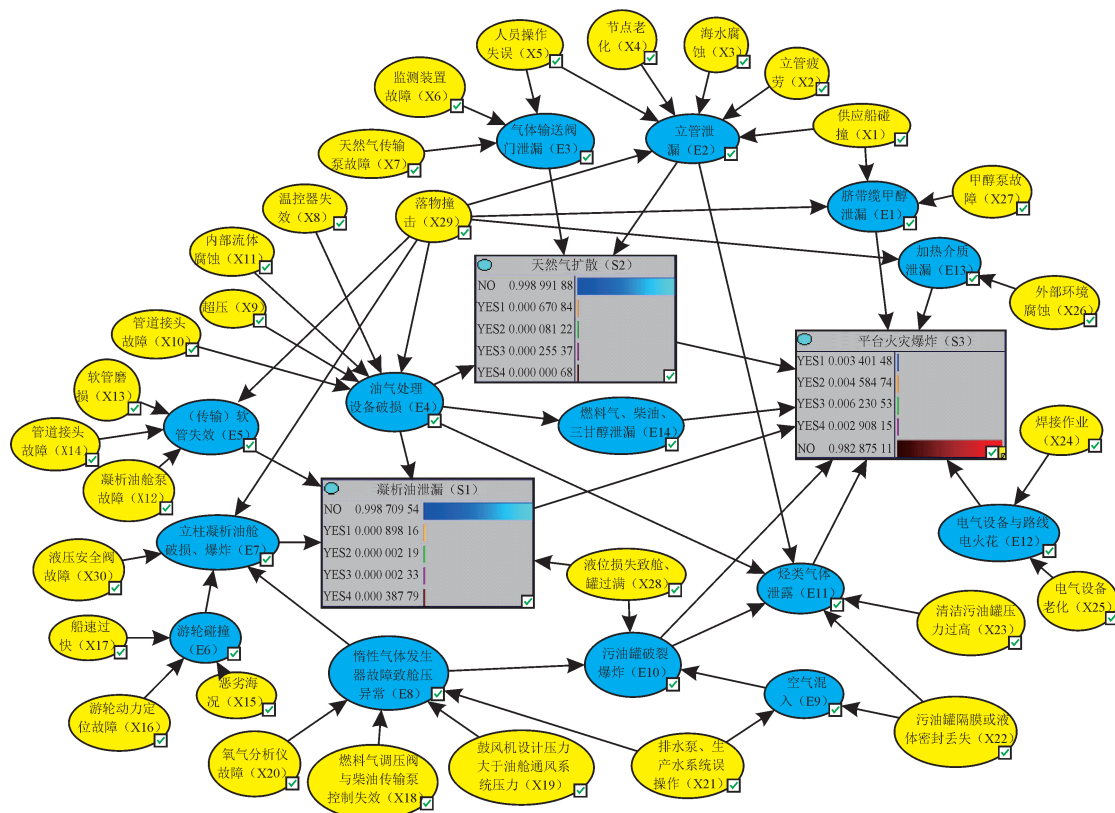


图 3 陵水 17-2 半潜式平台特有风险的贝叶斯网络模型图

其中,网络图中各根节点的概率可以通过查阅国际石油和天然气生产者协会(International Association of Oil and Gas Producers, IOGP)数据库中近 10 年海上油气平台各类风险因素统计数据得到。中间事件的条件概率可以依据美国安全与环境执法局(Bureau of Safety and Environmental Enforcement, BSEE)

1964—2012 年海上油气平台碰撞、泄漏、火灾、管道、撞击等事故的统计数据,由公式(2)计算得到。

表 1 中定义了包括凝析油泄漏、天然气扩散及平台火灾爆炸在内的事故等级划分标准。然而由于缺乏相应的数据支持,难以计算相关条件概率。因此利用熵权理论,由平台设计、建造、安装与运营

表 1 贝叶斯网络事故的等级划分表

事故	等级				
	NO (0 级)	YES1 (1 级)	YES2 (2 级)	YES3 (3 级)	YES4 (4 级)
凝析油泄漏 (S1)	不发生	泄漏量 $\leq 1 \text{ t}$	$1 \text{ t} < \text{泄漏量} \leq 10 \text{ t}$	$10 \text{ t} < \text{泄漏量} \leq 100 \text{ t}$	泄漏量 $> 100 \text{ t}$
天然气扩散 (S2)	不发生	扩散量 $\leq 10^3 \text{ m}^3$	$10^3 \text{ m}^3 < \text{扩散量} \leq 10^4 \text{ m}^3$	$10^4 \text{ m}^3 < \text{扩散量} \leq 10^5 \text{ m}^3$	扩散量 $> 10^5 \text{ m}^3$
火灾爆炸 (S3)	不发生	无人受伤, 设备受损, 持续时间短	≥ 1 名人员受伤, 持续时间短, 具有短期影响	1 人死亡或 ≥ 1 名人员残疾, 持续时间短, 具有长期影响	多名人员死亡, 火灾爆炸无法控制

管理等方面的专家进行评分，再由公式（3）～（6）计算确定。

计算可知，陵水 17-2 半潜式平台上凝析油泄漏、天然气扩散及火灾爆炸的发生概率分别为 0.001 290 次/（船·年）、0.001 008 次/（船·年）和 0.017 125 次/（船·年）。其中，凝析油泄漏 1 级事故最有可能出现；天然气扩散 3 级事故概率最高；平台发生 2、3 级火灾爆炸事故的可能性较高，出现 1、4 级火灾

爆炸事故的可能性则大致相同。

2.3.2 事故致因分析

在进行事故致因分析时，先假定某一事故节点的各个根节点状态分别为“YES”，再求出事故节点为“YES”的概率，比较概率大小，即可找到最可能的事故致因，形成最大事故致因链。以凝析油泄漏、天然气扩散及平台火灾爆炸为例，事故致因分析结果如表 2 所示。

表 2 事故最大致因分析表

事故	最大致因链	致因分析	分析结果
凝析油泄漏（S1）	S1←E7←E6←X17	油轮与立柱结构碰撞	油轮速度小于 2 m/s 时立柱油舱外壳体安全
天然气扩散（S2）	S2←E3←X5	气体阀门扩散、电站排烟	泄漏的天然气会在阀门下游 11 m 范围形成气云，不会波及平台上部员工活动区域
	S2←E2←X5	立管泄漏导致的可燃气体扩散范围	烟气不会影响吊机室正常作业
	S3←S1，S2		水面以上至甲板以下范围的立管泄漏会对平台结构及人员安全造成严重的冲击
火灾爆炸（S3）	S3←E11←E2		同 S1、S2
	S3←E10←E8←X19	设计爆炸载荷分析	防火墙和甲板的设计爆炸载荷满足规范

2.3.3 敏感性分析

为了明确事故发生的薄弱环节，展开事故致因敏感性分析。首先，分别设置“凝析油泄漏”“天然气扩散”和“平台火灾爆炸”的事故等级为 1、2、3、4 级，针对各等级对应的各根节点基本事件的后验概率，结果如图 4 所示。基本事件后验概率相对于先验概率的变化率体现了该事件对事故的敏感程度，变化率越大则敏感性程度越高，意味着该基本事件是否发生会很大程度地影响事故发生的概率。

由分析结果可知，总体上凝析油泄漏和平台火灾爆炸的根节点后验概率变化率要比天然气扩散的高出一个数量级，这意味着凝析油泄漏和平台火灾爆炸更容易受到基本事件的影响。对于凝析油泄漏和天然气扩散，落物撞击的敏感性最高，油气处理设备的振动疲劳、高压高温及内部流体的腐蚀也具有较高的敏感性。因此，一旦发生这些事件，将很有可能导致严重事故。凝析油舱液压安全阀故障、液位损失和海水腐蚀、节点老化、人员误操作等敏感性较低，对事故发生概率影响较小。对于平台火灾爆炸事故，油污罐压力过高、排水泵及生产水系统误操作和油污罐密封失效的敏感性显著，这与火灾爆炸致因分析的结果保持一致，再次证明这些基本事件是引发火灾爆炸事故的关键因素。

2.4 风险防控

根据平台风险识别与分析结果，经过统计、评估、修正，得出该平台各子系统的潜在风险及相应的应对措施建议共 65 项。以特有风险相关建议为例，按照敏感性大小顺序排列，如表 3 所示。

3 结束语

借鉴国外深水项目的风险应对策略，结合风险分析的方法和理论，建立了深水天然气开发及凝析油储存平台风险管理流程，涉及风险的识别、分析与防控环节。利用 HAZOP、SIL 和基于熵权的贝叶斯网络方法，结合专家经验，对陵水 17-2 半潜式平台的常规和特有风险进行了分析评价。以平台特有风险为例，首先确定事件与事故的因果关系，建立贝叶斯网络；再进行事故致因分析，确定最大事故致因链；然后开展敏感性分析，找出对事故发生概率影响最大的事件，为风险防控提供重要依据。最后，依据风险识别与分析结果，针对平台各子系统提出了相应的风险防控建议。

该研究针对南海深水天然气开发及凝析油储存的半潜式平台的风险分析进行了积极的探索与工程实践，积累了宝贵的经验，对我国未来深水项目的

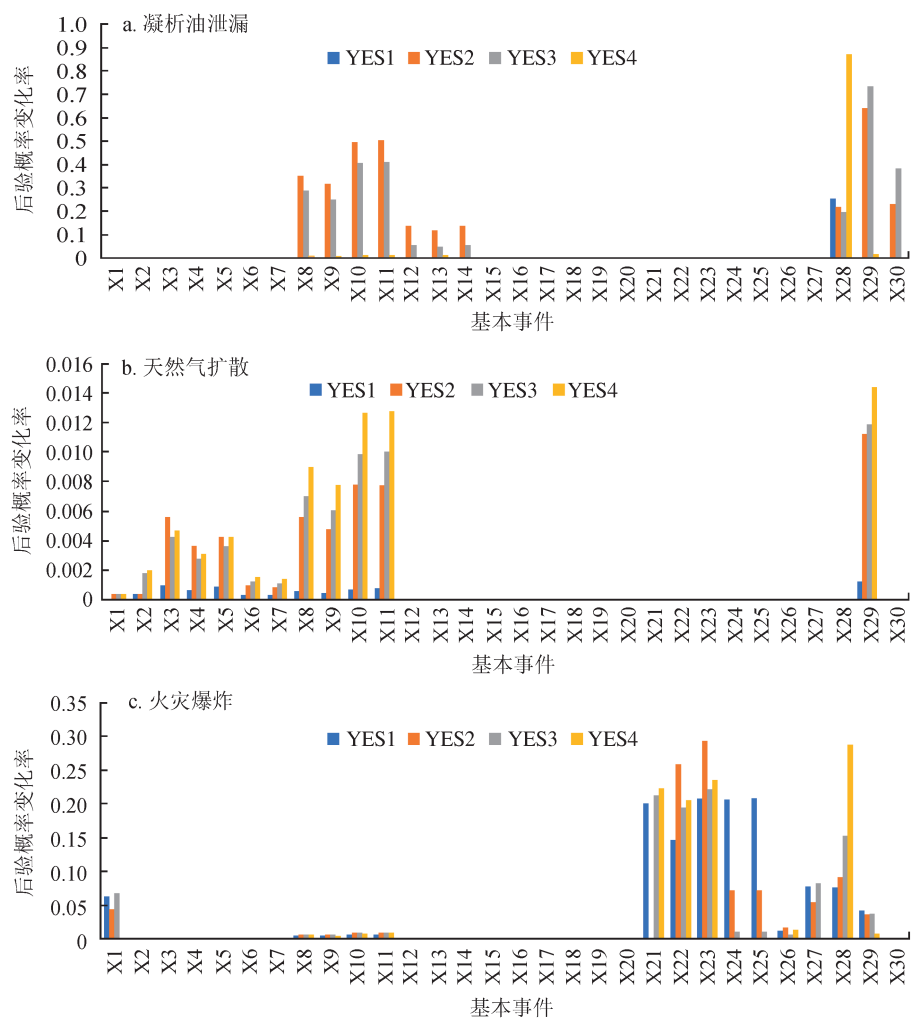


图 4 陵水 17-2 半潜式平台事故根节点敏感性分析图

表 3 陵水 17-2 半潜式平台特有风险点及应对措施表

风险事件	系统	风险节点	解决措施或建议
火灾爆炸	油气处理系统	落物撞击	开启安全保护程序
		疲劳振动	保证管道支撑到位；根据应力分析结果进行管道布线
		内部流体腐蚀	设计腐蚀余量；进行年度检查（壁厚监测）；选择阴极保护；添加缓蚀剂
		温控器失效	检查气体与凝析油高温跳闸
		超压	在超压源（捕集器、湿气压缩机、进气分离器等）出口设置关闭阀；在第一级生产分离器中设置压力安全阀；压力保护系统确保高完整性
	污水罐系统	电气设备老化及电火花	运输时在单个电缆盘上进行标识，尽可能在外层护套上购买带有胶片标记的电缆；关注电缆走线时的效率，不要将电力电缆与仪表电缆混合；注意电缆槽的过度填充
		焊接作业	加强作业人员培训；落实责任制作业
		排水泵、生产水系统误操作	评估并记录上部组块非危险区排放是否可以直接排海，以避免危险区和非危险区排放放在污油罐中混合；修改污油罐高高位跳闸以关闭所有的凝析油舱泵和污油罐传输泵；设置污油罐带有人工操作的高位警报；安装压力真空断路器及阀门上的机械联锁装置以应对人员误操作；研究氮气在污油罐的最大流量，保证污油罐通风性能
		隔膜或液体密封丢失	考虑顶部冗余液封设计；开启顶部液封上的低液位警报
		清洁压力过高	设置污油罐高高位跳闸以关闭凝析油舱泵和污油罐传输泵

续表 3

风险事件	系统	风险节点	解决措施或建议
天然气扩散	天然气系统	立管泄漏	具体防控措施同立管系统泄漏
		油气处理设施破损	加强管道检测，设计时考虑腐蚀余量；增加生产平台数据库建设及分析，对油气设施相关状态进行预测和预警
		气体输送阀门泄漏	安装监测装置，同时加装机器人安全巡检，增加动态监测
凝析油泄漏	凝析油舱系统	液位损失	立柱顶部开启气体检测；保障凝析油舱溢流体积大于凝析油入舱速率；设置带有人工操作的高位警报
		凝析油舱泵故障	修改凝析油舱泵的高高位跳闸以关闭所有的凝析油泵
		液压安全阀故障	在离开建造场地开始上部模块和船体对接前，需完成储罐计量系统、液压阀系统调试工作；设置阀门上的机械联锁装置以应对人员误操作
		落物坠落立柱顶部	核实凝析油舱顶部结构强度
		惰性气体发生器故障、排水泵、生产水系统误操作	在从建造场地拖航至气田现场前需完成惰性气体系统的调试工作（凝析油和污油罐在湿拖前需要惰化）并制订详细的调试计划；修改凝析油舱泵的低低压跳闸，设置压力真空断路器和阀门上的机械联锁装置以应对人员误操作；使惰性气体发生器出口处的氧气分析仪具有隔离功能；在压力调节阀下游的燃气进气口上添加低压警报或跳闸以启动柴油泵；设置备用惰性气体发生器的操作程序
	凝析油外输系统	传输软管磨损	关注管道孔、贯穿件和加强件
立管系统泄漏导致天然气扩散或火灾爆炸	立管系统	接头故障	为立柱上部重要设备提供防上浪措施，在设计中详细分析和设计细节
		落物撞击	对浮箱上的立管采取保护措施
		人员误操作	进行人员培训；设置压力真空断路器和阀门上的机械联锁装置以应对人员误操作
		立管疲劳、海水腐蚀、节点老化	关注立管触地点的疲劳、波形，在立管上加装涡激震动抑制装置，减小海流造成的涡激振动对立管的疲劳损伤；在安装施工中请国际上有经验的公司，进行独立分析；尽快选择供应商，以确定对立管提拉的具体方式；立管牵引系统和程序需要进行完整 HAZID 分析；制订检查与维修计划 IMR
		天然气传输泵故障	在离开建造场地开始上部模块和船体对接前，需完成卸压泵 HPU、阀门遥控系统、液压阀系统、BCS 等系统的调试工作；明确和细化调试计划，注意上述系统的调试时间
		监测装置故障	测试通风管道的泄漏情况；进行风险评估并考虑进行烟雾测试以提高通风管道的密闭性
		供应船碰撞	考虑放空设计对海管 / 立管泄漏时间的影响；如果可能让供应商先供货，关注立管支架的焊接计划

风险管理具有重要的参考价值。由于篇幅有限，笔者未对平台抵抗台风和内波等平台环境引起的风险进行分析，可以在未来研究中重点关注。

参 考 文 献

[1] GUO Xusheng, HU Dongfeng, LI Yuping, et al. Theoretical progress and key technologies of onshore ultra-deep oil/gas exploration[J]. Engineering, 2019, 5(3): 458-470.

[2] LIAROPOULOS A, SAPOUNTZAKI K, NIVOLIANITOU Z. Adopting risk governance in the offshore oil industry and in diverse cultural and geopolitical context: North Sea vs Eastern Mediterranean countries[J]. Safety Science, 2019(120): 471-483.

[3] LAVASANI S M, RAMZALI N, SABZALIPOUR F, et al. Utilisation of fuzzy fault tree analysis (FFTA) for quantified risk analysis of leakage in abandoned oil and natural-gas wells[J]. Ocean Engineering, 2015, 108: 729-737.

[4] YU Jianxing, CHEN Haicheng, YU Yang, et al. A weakest t-norm based fuzzy fault tree approach for leakage risk assessment of submarine pipeline[J]. Journal of Loss Prevention in the Process Industries, 2019, 62: 103968.

[5] ROZUHAN H, MUHAMMAD M, NIAZI U M. Probabilistic risk assessment of offshore installation hydrocarbon releases leading to fire and explosion, incorporating system and human reliability analysis[J]. Applied Ocean Research, 2020(101): 102282.

[6] PARHIZKAR T, HOGENBOOM S, VINNEM J E, et al. Data driven approach to risk management and decision support for dy-

- dynamic positioning systems[J]. Reliability Engineering & System Safety, 2020, 201: 106964.
- [7] UNG S T. Development of a weighted probabilistic risk assessment method for offshore engineering systems using fuzzy rule-based Bayesian reasoning approach[J]. Ocean Engineering, 2018, 147: 268-276.
- [8] WU Shengnan, ZHANG Laibin, FAN Jianchun, et al. Dynamic risk analysis of Hydrogen sulfide leakage for offshore natural gas wells in MPD phases[J]. Process Safety and Environmental Protection, 2019, 122: 339-351.
- [9] JIN Yanlin, JANG B S, KIM J D. Fire risk analysis procedure based on temperature approximation for determination of failed area of offshore structure: Living quarters on semi-drilling rig[J]. Ocean Engineering, 2016, 126: 29-46.
- [10] SHI Jihao, ZHU Yuan, KONG Depeng, et al. Stochastic analysis of explosion risk for ultra-deep-water semi-submersible offshore platforms[J]. Ocean Engineering, 2019, 172: 844-856.
- [11] DNV GL. DNVGL-OS-A101 Safety principles and arrangements[S]. Oslo, Norway: DNV GL, 2015.
- [12] International Organization for Standardization. Petroleum and natural gas industries, Offshore production installations, Guidelines on tools and techniques for hazard identification and risk assessment: ISO 17776: 2000[S]. Geneva: International Organization for Standardization, 2000.
- [13] 姚安林, 赵忠刚, 张锦伟. 油气管道风险评估质量评价技术[J]. 天然气工业, 2013, 33(12): 111-116.
- YAO Anlin, ZHAO Zhonggang, ZHANG Jinwei. Quality evaluation for oil and gas pipeline risk assessment[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(12): 111-116.
- [14] 王毅辉, 李勇, 蒋蓉, 等. 中国石油西南油气田公司管道完整性管理研究与实践[J]. 天然气工业, 2013, 33(3): 78-83.
- WANG Yihui, LI Yong, JIANG Rong, et al. Research and practices of the integrity management of gas pipelines operated by PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(3): 78-83.
- [15] 王弢, 帅健. 管道完整性管理标准及其支持体系[J]. 天然气工业, 2006, 26(11): 126-129.
- WANG Tao, SHUAI Jian. The feature of the standards of pipeline integrity management and its supporting regulations system[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(11): 126-129.
- [16] 薄玉宝. 南海深水油气开发海洋工程方案选择策略探讨[J]. 中国造船, 2015, 56(2): 179-184.
- BO Yubao. Discussion on selection strategy of deepwater offshore engineering proposals for oil and gas development in the South China Sea[J]. Ship Building of China, 2015, 56(2): 179-184.
- [17] 朱海山, 李达, 魏澈, 等. 南海陵水 17-2 深水气田开发工程方案研究[J]. 中国海上油气, 2018, 30(4): 170-177.
- ZHU Haishan, LI Da, WEI Che, et al. Research on LS17-2 deep water gas field development engineering scenario in South China Sea[J]. China Offshore Oil and Gas, 2018, 30(4): 170-177.
- [18] 金晓剑, 陈荣旗, 朱晓环. 南海深水陆坡区油气集输的重大挑战与技术创新——荔湾 3-1 深水气田及周边气田水下及水上集输工程关键技术[J]. 中国海上油气, 2018, 30(3): 157-163.
- JIN Xiaojian, CHEN Rongqi, ZHU Xiaohuan. Major challenges and technical innovations of oil & gas gathering and transporting for the deep water continental slope in the South China Sea: Key technologies for subsea and overwater gathering and transporting project of the LW 3-1 deep water gas field & its surroundings[J]. China Offshore Oil and Gas, 2018, 30(3): 157-163.
- [19] 李天斌. 某海洋气田中心平台三甘醇脱水系统模拟研究[J]. 石油与天然气化工, 2019, 48(6): 30-34.
- LI Tianbin. Simulation research on TEG dehydration system of an offshore gas field central processing platform[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2019, 48(6): 30-34.
- [20] 李忠慧, 赵毅, 楼一珊, 等. 海洋深水井钻井过程中井筒温度的变化规律[J]. 天然气工业, 2019, 39(10): 88-94.
- LI Zhonghui, ZHAO Yi, LOU Yishan, et al. Changing laws of wellbore temperature during offshore deepwater well drilling[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(10): 88-94.

(修改回稿日期 2020-09-20 编辑 罗冬梅)