

TCVN

TIÊU CHUẨN QUỐC GIA

TCVN 8611:2023

Xuất bản lần 2

**KHÍ THIÊN NHIÊN HÓA LỎNG (LNG) –
CÔNG TRÌNH VÀ THIẾT BỊ –
THIẾT KẾ CÔNG TRÌNH TRÊN BỜ**

*Installations and equipment for liquefied natural gas –
Design of onshore installations*

HÀ NỘI – 2023

Mục lục

	Trang
Lời nói đầu.....	5
1 Phạm vi áp dụng	7
2 Tài liệu viện dẫn	8
3 Thuật ngữ, định nghĩa và từ viết tắt.....	12
3.1 Thuật ngữ và định nghĩa	12
3.2 Từ viết tắt.....	19
4 Hệ thống quản lý chất lượng	20
5 Đánh giá địa điểm	20
5.1 Mô tả chung và kho chứa.....	20
5.2 Địa kỹ thuật.....	20
5.3 Khí tượng và hải dương học	22
5.4 Môi trường	23
5.5 Khu vực lân cận	25
5.6 Địa chấn.....	26
5.7 Thủy văn	27
5.8 Xã hội.....	27
6 Quản lý rủi ro.....	28
6.1 Yêu cầu chung	28
6.2 Phương pháp luận đánh giá mối nguy và rủi ro.....	29
6.3 Nhận diện kịch bản	34
6.4 Đánh giá hậu quả và tác động.....	36
6.5 Ước tính tần suất và khả năng xảy ra	40
6.6 Nâng cao độ an toàn.....	40
6.7 Đánh giá	41
6.8 An toàn trong vận hành.....	41
7 Thiết kế	43
7.1 Yêu cầu chung	43
7.2 Các kết cấu xây dựng	43
7.3 Thiết bị điện	60
7.4 Thiết kế và lựa chọn vật liệu cho đường ống và các thành phần cơ khí.....	63
7.5 Hệ thống tự động hóa và điều khiển công nghệ.....	73
7.6 An toàn công nghệ.....	80
7.7 Hệ thống giao nhận hàng hải	83
7.8 Hệ thống tồn chứa	85
7.9 Các thiết bị quay	90
7.10 Hệ thống tái hóa khí và xuất sản phẩm	91
7.11 Hệ thống xuất sản phẩm cho xe bồn.....	92

7.12 Phân xưởng hóa lỏng khí thiên nhiên.....	93
7.13 Các công trình xây dựng.....	93
7.14 Đo lường chất lượng LNG và khí thiên nhiên.....	94
7.15 Đo đếm thương mại.....	95
7.16 Hệ thống khí hóa hơi (BOG).....	95
7.17 Hệ thống đui ống/xả khí.....	98
7.18 Hệ thống phụ trợ.....	100
Phụ lục A (Quy định) Các ngưỡng bức xạ nhiệt.....	103
Phụ lục B (Quy định) Các quy định về lưu lượng dòng.....	106
Phụ lục C (Tham khảo) Phân loại cấp độ động đất.....	110
Phụ lục D (Quy định) Yêu cầu kỹ thuật đối với bơm LNG.....	113
Phụ lục E (Quy định) Những yêu cầu cụ thể cho thiết bị hóa khí LNG.....	119
Phụ lục F (Quy định) Thông số sử dụng cho việc thiết kế ống.....	125
Phụ lục G (Tham khảo) Mô tả các loại công trình LNG trên bờ.....	126
Phụ lục H (Tham khảo) Thiết bị nạp LNG cho xe bồn (TLU).....	129
Phụ lục I (Tham khảo) Dải tần suất.....	131
Phụ lục J (Tham khảo) Phân loại hậu quả.....	132
Phụ lục K (Tham khảo) Những mức độ rủi ro.....	133
Phụ lục L (Tham khảo) Các quy trình xử lý khí điển hình.....	135
Phụ lục M (Tham khảo) Các hệ thống tạo mùi.....	145
Thư mục tài liệu tham khảo.....	149

Lời nói đầu

TCVN 8611:2023 thay thế TCVN 8611:2010.

TCVN 8611:2023 được biên tập trên cơ sở tham khảo BS EN 1473:2021
*Installations and equipment for liquefied natural gas – Design of onshore
installations*

TCVN 8611:2023 do Tổng Công ty Khí Việt Nam biên soạn, Bộ Công Thương
đề nghị, Tổng cục Tiêu chuẩn Đo lường Chất lượng thẩm định, Bộ Khoa học
và Công nghệ công bố.

Khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) – Công trình và thiết bị – Thiết kế công trình trên bờ

Installations and equipment for liquefied natural gas – Design of onshore installations

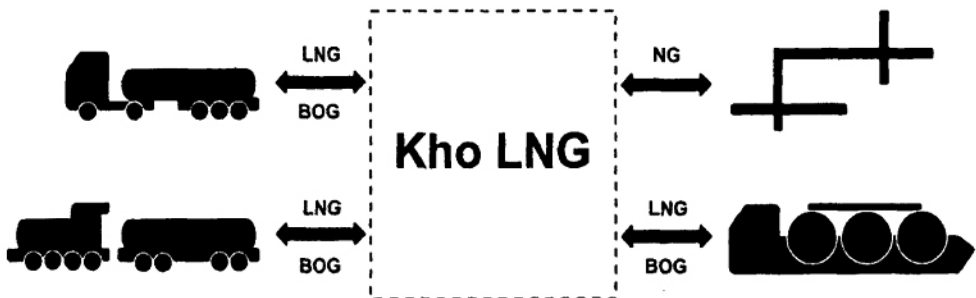
1 Phạm vi áp dụng

Tiêu chuẩn này quy định về thiết kế, lắp đặt và vận hành các kho chứa khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) trên bờ đối với hệ thống hoá lỏng khí, tồn chứa, hóa khí, giao nhận và xử lý LNG và khí thiên nhiên (NG).

Tiêu chuẩn này áp dụng cho các kho chứa với công suất chứa LNG trên 200 tấn.

Các điểm giới hạn quy định ranh giới là đầu vào/ đầu ra LNG từ hệ thống phân phối sản phẩm của tàu bao gồm cả điểm kết nối hơi hồi lưu, điểm kết nối xuất/ nhập cho xe bồn bao gồm cả đường hơi hồi lưu, điểm kết nối xuất/ nhập cho toa xe bao gồm cả đường hơi hồi lưu và ranh giới đầu vào và đầu ra của khí thiên nhiên từ hệ thống đường ống.

Các dạng kho chứa có một hoặc nhiều điểm giới hạn ranh giới được mô tả trong phạm vi này (xem Hình 1).



Hình 1 – Ranh giới giao nhận sản phẩm của kho LNG trên bờ

Mô tả sơ lược về các hệ thống này được nêu trong Phụ lục G.

Khí cấp cho nhà máy hóa lỏng LNG có thể từ mỏ khí, khí đồng hành từ mỏ dầu, khí từ mạng lưới vận chuyển khí hoặc từ các nguồn nhiên liệu tái tạo.

Các kho nổi (ví dụ FPSO, FSRU, SRV), dù ở ngoài khơi hay gần bờ, đều không thuộc phạm vi của tiêu chuẩn này ngay cả khi một số khái niệm, nguyên tắc hoặc khuyến nghị có thể được áp dụng.

TCVN 8611:2023

Tuy nhiên, trong trường hợp FSRU cập bến và có vận chuyển LNG qua cầu tàu, thì các khuyến nghị sau áp dụng cho cầu tàu và các thiết bị của khối thượng tầng.

Trong trường hợp sử dụng kho nổi (FSU) và tái hóa khí trên đất liền thì các khuyến nghị của tiêu chuẩn này được áp dụng cho phần trên bờ.

Các kho chứa từ 5 tấn đến 200 tấn áp dụng theo TCVN 11278^[5].

2 Tài liệu viện dẫn

Các tài liệu viện dẫn sau (toàn bộ hoặc từng phần) rất cần thiết cho việc áp dụng tiêu chuẩn này. Đối với các tài liệu viện dẫn ghi năm công bố thì áp dụng phiên bản được nêu. Đối với các tài liệu viện dẫn không ghi năm công bố thì áp dụng phiên bản mới nhất, bao gồm cả các sửa đổi, bổ sung (nếu có).

TCVN 4255:2008, *Cấp bảo vệ bằng vỏ ngoài (mã IP)*

TCVN 5868 (ISO 9712), *Thử không phá hủy – Trình độ chuyên môn và cấp chứng chỉ cá nhân thử không phá hủy*

TCVN 6627 (IEC 60034), *Máy điện quay – Phần 1: Thông số đặc trưng và tính năng*

TCVN 6700-1 (ISO 9606-1), *Kiểm tra chấp nhận thợ hàn – Hàn nóng chảy – Phần 1: Thép*

TCVN 7026 (ISO 7165), *Chữa cháy – Bình chữa cháy xách tay – Tính năng và cấu tạo*

TCVN 7027 (ISO 11601), *Chữa cháy – Xe đẩy chữa cháy – Tính năng và cấu tạo*

TCVN 7665 (ISO 1460), *Lớp phủ kim loại – Lớp phủ kẽm nhúng nóng trên vật liệu chứa sắt – Xác định khối lượng lớp mạ trên đơn vị diện tích*

TCVN 7702 (ISO 1127), *Ống thép không gỉ – Kích thước, dung sai và khối lượng quy ước trên đơn vị chiều dài*

TCVN 8018 (ISO 15664), *Âm học – Quy trình thiết kế kiểm soát tiếng ồn cho nhà máy hơi*

TCVN 8612 (ISO 16904), *Khí thiên nhiên hoá lỏng (LNG) – Hệ thống thiết bị và lắp đặt – Thiết kế và thử nghiệm cần xuất nhập*

TCVN 8613 (EN ISO 28460), *Khí thiên nhiên hoá lỏng (LNG) – Hệ thống thiết bị và lắp đặt – Quy trình giao nhận sản phẩm*

TCVN 8614 (EN 12308), *Khí thiên nhiên hoá lỏng (LNG) – Hệ thống thiết bị và lắp đặt – Thử nghiệm tính tương thích của các loại vòng đệm được thiết kế cho đầu nối bằng mặt bích trên đường ống LNG*

TCVN 8615-1 (EN 14620-1), *Thiết kế, chế tạo tại công trình bể chứa bằng thép, hình trụ đứng, đáy phẳng dùng để chứa các loại khí hoá lỏng được làm lạnh ở nhiệt độ vận hành từ 0 °C đến -165 °C – Phần 1: Quy định chung*

TCVN 8615-2 (EN 14620-2), *Thiết kế, chế tạo tại công trình bể chứa bằng thép, hình trụ đứng, đáy phẳng dùng để chứa các loại khí hoá lỏng được làm lạnh ở nhiệt độ vận hành từ 0 °C đến -165 °C – Phần 2: Các bộ phận kim loại*

TCVN 8615-3 (EN 14620-3), *Thiết kế, chế tạo tại công trình bể chứa bằng thép, hình trụ đứng, đáy phẳng dùng để chứa các loại khí hoá lỏng được làm lạnh ở nhiệt độ vận hành từ 0 °C đến -165 °C – Phần 3: Các bộ phận bê tông*

TCVN 9733 (ISO 13709), *Bơm ly tâm dùng trong công nghiệp dầu mỏ, hóa dầu và khí thiên nhiên*

TCVN 9888 (IEC 62305), *Bảo vệ chống sét*

TCVN 10888 (IEC 60079-0) (tất cả các phần), *Khí quyển nổ*

TCVN 11244 (ISO 15614), *Đặc tính kỹ thuật và chấp nhận các quy trình hàn vật liệu kim loại – Thử quy trình hàn*

TCVN 12047 (ISO 6974), *Khí thiên nhiên – Xác định thành phần và độ không đảm bảo kèm theo bằng phương pháp sắc ký khí*

TCVN 12546 (ISO 10715), *Khí thiên nhiên – Hướng dẫn lấy mẫu*

TCVN 12552 (ISO 19739), *Khí thiên nhiên – Xác định hợp chất lưu huỳnh bằng phương pháp sắc ký khí*

TCVN 12669 (IEC 60204), *An toàn máy – Thiết bị điện của máy*

TCVN 12705 (ISO 12944), *Sơn và vecni – Bảo vệ chống ăn mòn kết cấu thép bằng các hệ sơn phủ*

TCVN 12798 (ISO 6976), *Khí thiên nhiên – Phương pháp tính nhiệt trị, khối lượng riêng, tỷ khối và chỉ số Wobbe từ thành phần*

TCVN 12799:2019 (ISO 8943:2007), *Lưu chất hydrocacbon nhẹ được làm lạnh – Lấy mẫu khí thiên nhiên hóa lỏng – Phương pháp liên tục và gián đoạn*

TCVN 12984, *Khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) – Các yêu cầu kỹ thuật và phương pháp thử đối với LNG thương mại*

TCVN ISO/IEC 17025, *Yêu cầu chung về năng lực của các phòng thử nghiệm và hiệu chuẩn*

EN 809, *Pumps and pump units for liquids – Common safety requirements (Máy bơm và các bộ phận máy bơm chất lỏng – Yêu cầu an toàn chung)*

EN 1092-1, *Flanges and their joints – Circular flanges for pipes, valves, fittings and accessories, PN designated – Part 1: Steel flanges (Mặt bích và mối nối – Mặt bích tròn cho đường ống, van, khớp nối và phụ kiện, quy định chỉ số áp suất PN – Phần 1: Mặt bích thép)*

EN 1474-2, *Installation and equipment for liquefied natural gas – Design and testing of marine transfer systems – Part 2: Design and testing of transfer hoses (Hệ thống thiết bị và lắp đặt khí thiên nhiên hóa lỏng – Thiết kế và thử nghiệm hệ thống)*

TCVN 8611:2023

- EN 1514-1, *Flanges and their joints – Dimensions of gaskets for PN – designated flanges – Part 1: Non-metallic flat gaskets with or without inserts* (Mặt bích và mối nối – Kích thước của vòng đệm sử dụng cho mặt bích có quy định chỉ số áp suất PN – Phần 1: Vòng đệm phẳng phi kim loại có hoặc không có đệm lót)
- EN 1776, *Gas infrastructure – Gas measuring systems – Functional requirements* (Cơ sở hạ tầng khí – Các hệ thống đo khí – Yêu cầu chức năng)
- EN 1990, *Eurocode – Basis of structural design* (Tiêu chuẩn Châu Âu – Cơ sở thiết kế kết cấu)
- EN 1991 (all parts), *Eurocode 1: Actions on structures* (Tiêu chuẩn Châu Âu 1: Tác động đến kết cấu)
- EN 1992 (all parts), *Eurocode 2: Design of concrete structures* (Tiêu chuẩn Châu Âu 2: Thiết kế kết cấu bê tông)
- EN 1993 (all parts), *Eurocode 3: Design of steel structures* (Tiêu chuẩn Châu Âu 3: Thiết kế kết cấu thép)
- EN 1994, *Eurocode 4: Design of composite steel and concrete structures* (Tiêu chuẩn Châu Âu 4: Thiết kế kết cấu thép composit và bê tông)
- EN 1997 (all parts), *Eurocode 7: Geotechnical design* (Tất cả các phần, Tiêu chuẩn Châu Âu 7: Thiết kế địa kỹ thuật)
- EN 1998 (all parts), *Eurocode 8: Design of structures for earthquake resistance* (Tiêu chuẩn Châu Âu 8: Thiết kế kết cấu chống chịu động đất)
- EN 10204, *Metallic products – Types of inspection documents* (Sản phẩm kim loại – Các loại hồ sơ kiểm định)
- EN 12065, *Installations and equipment for liquefied natural gas – Testing of foam concentrates designed for generation of medium and high expansion foam and of extinguishing powders used on liquefied natural gas fire* (Thiết bị và lắp đặt thiết bị cho khí thiên nhiên hóa lỏng – Kiểm tra nồng độ bọt dùng để tạo bọt giãn nở cao và trung bình và bột chữa cháy cho đám cháy khí thiên nhiên)
- EN 12162, *Liquid pumps – Safety requirements – Procedure for hydrostatic testing* (Bơm chất lỏng – Yêu cầu an toàn – Quy trình thử thủy tĩnh)
- EN 12483, *Liquid pumps – Pump units with frequency inverters – Guarantee and compatibility tests* (Bơm chất lỏng – Bơm có bộ biến tần – Kiểm tra độ tương thích và bảo hành)
- EN 13445 (tất cả các phần), *Unfired pressure vessels* (Bình chứa chịu áp không cháy)
- EN 13458 (tất cả các phần), *Cryogenic vessels – Static vacuum insulated vessels* (Bồn chịu lạnh sâu – Bồn cách nhiệt chân không tĩnh)
- EN 13480 (tất cả các phần), *Metallic industrial piping* (Đường ống công nghiệp bằng kim loại)

- EN 13766, *Thermoplastic multi-layer (non-vulcanized) hoses and hose assemblies for the transfer of liquid petroleum gas and liquefied natural gas – Specification* (Ống nhựa nhiệt dẻo nhiều lớp (không lưu hóa) và cụm ống mềm để vận chuyển khí dầu mỏ lỏng và khí thiên nhiên hóa lỏng – Quy định kỹ thuật)
- EN 14197 (tất cả các phần), *Cryogenic vessels – Static non-vacuum insulated vessels* (Bồn chịu lạnh sâu – Bồn cách nhiệt tĩnh không chân không)
- EN 60079 (tất cả các phần), *Explosive atmospheres* (Khí quyển nổ)
- EN 61508, *Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related system* (Chức năng an toàn của hệ thống an toàn điện/điện tử/điện tử lập trình)
- EN ISO 3452-1, *Non-destructive testing – Penetrant testing – Part 1: General principles* (ISO 3452-1) (Thử không phá hủy – Kiểm tra khuyết tật bề mặt bằng phương pháp thẩm thấu – Phần 1: Nguyên tắc chung)
- EN ISO 17636-1, *Non-destructive testing of welds – Radiographic testing – Part 1: X- and gamma-ray techniques with film* (ISO 17636-1) (Thử không phá hủy mối hàn – Thử bằng X quang – Phần 1: Kỹ thuật chụp phim tia X và tia gamma)
- EN ISO 17636-2, *Non-destructive testing of welds – Radiographic testing – Part 2: X- and gamma-ray techniques with digital detectors* (ISO 17636-2) (Thử không phá hủy mối hàn – Thử bằng X quang – Phần 2: Kỹ thuật chụp tia X và tia gamma với detector số)
- EN ISO 17637, *Non-destructive testing of welds – Visual testing of fusion-welded joints* (ISO 17637) (Thử không phá hủy mối hàn – Kiểm tra trực quan các mối hàn nóng chảy)
- EN ISO 17640, *Non-destructive testing of welds – Ultrasonic testing – Techniques, testing levels, and assessment* (ISO 17640) (Thử không phá hủy mối hàn – Thử bằng siêu âm – Kỹ thuật, mức độ kiểm tra và đánh giá).
- EN ISO 20519, *Ships and marine technology – Specification for bunkering of liquefied natural gas fuelled vessels* (Kỹ thuật tàu và hàng hải – Quy định kỹ thuật đối với hệ thống nạp nhiên liệu cho tàu chạy bằng LNG)
- EN ISO 21012, *Cryogenic vessels – Hoses* (Bồn chịu lạnh sâu – Ống mềm)
- EN ISO 28921 (tất cả các phần), *Industrial valves - Isolating valves for low-temperature applications* (Van công nghiệp – Van cô lập cho các ứng dụng nhiệt độ thấp)
- IEC 60364 (tất cả các phần), *Low-voltage electrical installations* (Hệ thống điện thấp áp)
- ISO 6578, *Refrigerated hydrocarbon liquids – Static measurement – Calculation procedure* (Chất lỏng hydrocarbon được làm lạnh – Đo lường tĩnh – Quy trình tính toán)
- ISO 10497, *Testing of valves – Fire type – Testing requirements* (Kiểm tra van – Kiểu đốt cháy – Các yêu cầu thử nghiệm)

TCVN 8611:2023

ISO 15607, *Specification and qualification of welding procedures for metallic materials – General rules* (Đặc tính kỹ thuật và hợp cách quy trình hàn cho vật liệu kim loại – Quy tắc chung)

ISO 15609-1, *Specification and qualification of welding procedures for metallic materials – Welding procedure specification – Part 1: Arc welding* (Đặc tính kỹ thuật và hợp cách quy trình hàn cho vật liệu kim loại – Đặc tính quy trình hàn – Phần 1: Hàn hồ quang)

3 Thuật ngữ, định nghĩa và từ viết tắt

3.1 Thuật ngữ và định nghĩa

Trong tiêu chuẩn này sử dụng các thuật ngữ và định nghĩa sau:

3.1.1

Vận hành bất thường (Abnormal operation)

Vận hành của kho chứa dưới tác động của các hồng hóc bên trong hoặc dưới tác động của các ảnh hưởng có thể dự đoán trước nằm ngoài các điều kiện vận hành quy định.

3.1.2

Sự kiện bất ngờ (Accidental event)

Sự kiện phát sinh từ tình huống mất kiểm soát hoặc không nằm trong kế hoạch gây hậu quả về mặt an toàn và/hoặc môi trường.

3.1.3

Tác động (Action)

- a) tập hợp các lực (tải trọng) tác dụng lên kết cấu (tác động trực tiếp); hoặc
- b) tập hợp các biến dạng hoặc gia tốc (tác động gián tiếp).

CHÚ THÍCH: Biến dạng hoặc gia tốc áp đặt có thể được gây ra do thay đổi nhiệt độ, do thay đổi độ ẩm, do lún không đồng đều hoặc do động đất.

3.1.4

Sàn (Base slab)

Sàn bê tông đỡ bể chứa (trên nền đất hoặc trên cao).

3.1.5

Khí hóa hơi (Boil-off gas, BOG)

Khí được hình thành khi các hỗn hợp khí bay hơi trong quá trình tồn chứa, xử lý và vận chuyển các chất khí hóa lỏng.

3.1.6

Ranh giới (Boundary)

Đường giới hạn sở hữu trên đất liền hoặc trong vùng nước mà trong phạm vi giới hạn đó đơn vị vận hành/chủ đầu tư có toàn quyền kiểm soát hoặc sử dụng cơ sở vật chất của kho chứa.

3.1.7**Tường ngăn (Bund wall)**

Cấu trúc không thấm nước, có khả năng chịu được áp suất tĩnh và nhiệt độ của chất lỏng tràn, được dựng lên bao quanh một khu vực để ngăn chặn sự tràn hydrocacbon, thường gắn liền với khu vực tồn chứa.

3.1.8**Khí ngưng tụ (Condensate)**

Hydrocacbon dạng lỏng (trạng thái lỏng tại điều kiện tiêu chuẩn) được tạo ra từ quá trình phân tách sơ bộ khí thiên nhiên tại mỏ.

CHÚ THÍCH: Khí thiên nhiên ngưng tụ chủ yếu bao gồm pentan và các cấu tử nặng hơn, mặc dù có thể có một lượng nhất định propan và butan hòa tan trong hỗn hợp này.

3.1.9**Phòng điều khiển (Control room)**

Là một bộ phận cốt lõi của kho, nơi làm việc của nhân viên vận hành để thực hiện vai trò điều khiển trung tâm, giám sát và quản trị.

3.1.10**Nhân viên vận hành phòng điều khiển (Control room operator)**

Người điều hành phòng điều khiển có nhiệm vụ chính liên quan đến việc thực hiện các chức năng giám sát và điều khiển, thường là tại một trạm điều khiển, một mình hoặc kết hợp với các nhân viên khác trong phòng điều khiển hoặc cả bên ngoài.

CHÚ THÍCH: Trong các trường hợp đặc biệt dựa trên rủi ro đã được đánh giá, người vận hành phòng điều khiển có thể thực hiện nhiệm vụ của họ đối với hệ thống thiết bị thông qua truy cập từ xa.

3.1.11**Kho cảng LNG trên bờ thông thường (Conventional onshore LNG terminal)**

Kho cảng xuất hoặc tiếp nhận LNG trên bờ được trang bị cơ sở vật chất phục vụ cho việc giao nhận LNG với các phương tiện chuyên chở LNG đường biển.

CHÚ THÍCH: Cơ sở vật chất phục vụ việc giao nhận LNG được đặt ở bến cảng hoặc ở vùng biển, có nơi neo đậu chắc chắn hoặc có cầu tàu đủ khả năng chịu tải trọng để phương tiện chuyên chở LNG đường biển chứa đầy hàng cập cảng và thả neo an toàn. Cầu tàu được liên kết với bờ bằng cầu vượt, đường hầm hoặc các phương tiện khác, đảm bảo thực hiện giao nhận LNG, các dịch vụ phụ trợ được dễ dàng, đảm bảo lối ra vào an toàn cho nhân viên thực hiện nhiệm vụ vận hành và bảo dưỡng.

3.1.12**Dừng khẩn cấp (Emergency shut down – ESD)****ESD**

Phương pháp dừng an toàn và hiệu quả toàn bộ kho chứa hoặc các thiết bị riêng lẻ để giảm thiểu sự cố xảy ra.

TCVN 8611:2023

3.1.13

Khu vực cháy (Fire area)

Khu vực trong kho được phân định bằng đường ranh giới vật lý hoặc ngăn cách với các khu vực cháy khác bởi ranh giới như đường nội bộ.

CHÚ THÍCH 1: Mỗi dây chuyền sản xuất trong kho LNG lớn được gọi là một khu vực cháy. Các cụm thiết bị công nghệ khác nhau, ngăn cách nhau bởi đường nội bộ là các khu vực cháy riêng lẻ. Khu vực cháy có thể là kho đơn lẻ, kho chứa hoặc khu vực tiện ích hoặc một khu vực hoạt động riêng biệt, như khoang tải của xe bồn chở LNG.

CHÚ THÍCH 2: Đường đi chính của hệ thống ống phun nước chữa cháy thường được đặt bao quanh từng khu vực cháy.

CHÚ THÍCH 3: Các giá đỡ ống kết nối các khu vực kho được coi là không ảnh hưởng đến việc xem xét khu vực cháy.

3.1.14

Vùng cháy (Fire zone)

Một khu vực của kho chứa hoặc hệ thống công nghệ trong khu vực cháy cần được cô lập bởi các van ESD để kiểm soát và giảm thiểu hư hại trong trường hợp xảy ra hỏa hoạn hoặc do công nghệ vận hành không ổn định hoặc sai lỗi.

3.1.15

Khí dễ cháy (Flammable gases)

Khí hoặc hơi khí hòa trộn với không khí theo tỷ lệ nhất định sẽ tạo hỗn hợp cháy.

3.1.16

Đuốc (Flare)

Hệ thống đốt cháy hơi tại một vị trí an toàn có kiểm soát.

3.1.17

Khí bay hơi tức thì (Flash gas)

Khí tạo ra do LNG bay hơi đột ngột do thay đổi điều kiện cân bằng.

3.1.18

Nền móng (Foundation)

Hạng mục xây dựng cần thiết để đỡ thiết bị.

3.1.19

Tần suất (Frequency)

Số lần xuất hiện trên một đơn vị thời gian.

3.1.20

Thiệt hại (Harm)

Thiệt hại vật chất hoặc gây hại cho sức khỏe con người hoặc tổn hại tới tài sản hoặc môi trường.

3.1.21**Mối nguy (Hazard)**

Thiệt hại tiềm ẩn.

3.1.22**Khu vực ngăn tràn (Impounding area)**

Khu vực mà chất lỏng tràn ra từ bồn chứa hydrocacbon dạng lỏng có thể được ngăn chặn hoặc kiểm soát.

3.1.23**Bể chứa chất lỏng tràn (Impounding basin)**

Bể chứa nằm trong hoặc được nối với khu vực ngăn tràn hoặc khu vực thu gom chất lỏng chảy tràn, nơi hydrocacbon lỏng chảy tràn được thu gom, ngăn chặn và kiểm soát một cách an toàn.

3.1.24**Bồn chứa bên trong (Inner tank)**

Bồn chứa chính hình trụ tự đỡ bằng kim loại.

3.1.25**Rò rỉ (Leakage)**

Vị trí tại đó chất lỏng hoặc khí thoát ra qua một khe hở.

CHÚ THÍCH: Các khe hở dẫn đến rò rỉ có thể bao gồm các lỗ, vết nứt,...

3.1.26**Khí thiên nhiên hóa lỏng (Liquefied natural gas, LNG)****LNG**

Lưu chất lỏng, lạnh không màu, không mùi ở áp suất thường, thành phần chủ yếu là metan, ngoài ra có hàm lượng nhỏ etan, propan, butan, nitơ và các thành phần khác thường có trong khí thiên nhiên.

3.1.27**Trạm cấp LNG cho tàu biển (LNG bunkering station)**

Trạm LNG nơi LNG được chuyển đến bằng đường bộ, đường sắt, đường biển, đường ống chịu lạnh từ một trạm hoặc cảng gần đó, và sau đó tiếp LNG cho tàu làm nhiên liệu.

CHÚ THÍCH: Việc vận chuyển LNG có thể được thực hiện bằng đường bộ, đường biển hoặc bằng đường ống dẫn khí cố định dọc theo cầu tàu.

3.1.28**Quy định của địa phương (Local regulation)**

Các quy định, luật, thỏa thuận quốc gia, công ước quốc tế áp dụng cho một khu vực/địa điểm nhất định.

3.1.29**Bể chứa áp suất thấp (Low pressure tank)**

Thiết bị tồn chứa LNG tại áp suất dưới 50 kPa (0,5 bar).

TCVN 8611:2023

3.1.30

Áp suất cho phép lớn nhất (Maximum allowable pressure, PS)

PS

Áp suất thiết kế lớn nhất của thiết bị, tuân theo quy định của nhà sản xuất.

3.1.31

Vận hành bình thường (Normal operation)

Vận hành bao gồm vận hành gián đoạn như giao nhận tàu, khởi động, bảo dưỡng, dừng sản xuất theo kế hoạch, chạy thử.

3.1.32

Động đất cho phép vận hành (Operating basis earthquake, OBE)

OBE

Động đất xảy ra ở mức độ mạnh mà không gây bất kỳ thiệt hại nào, có thể khởi động lại và tiếp tục vận hành một cách an toàn.

CHÚ THÍCH: Sự kiện này có xác suất cao hơn nhưng không có tổn thất về vật chất và ảnh hưởng tới môi trường.

3.1.33

Đơn vị vận hành (Operating company)

Đơn vị chịu trách nhiệm vận hành kho chứa.

3.1.34

Nhân viên vận hành (Operating personnel)

Bất kỳ cá nhân nào được ủy quyền để điều khiển kho, trực tiếp hoặc từ xa.

3.1.35

Hệ số ổn định PASQUILL (PASQUILL stability class)

Các hệ số được xác định như là một hàm số của tốc độ gió và bức xạ nhiệt.

CHÚ THÍCH 1: Xem tài liệu tham khảo [19].

CHÚ THÍCH 2: Có 6 hệ số bao gồm:

- A: không ổn định mức độ cao;
- B: không ổn định mức độ vừa phải;
- C: không ổn định mức độ thấp;
- D: trung bình;
- E: ổn định mức độ thấp;
- F: ổn định mức độ vừa phải.

3.1.36

Kho chứa (Plant)

Khu vực bên trong mà ở đó việc ra vào tự do là không được phép, ví dụ: toàn bộ địa điểm dưới sự kiểm soát của người vận hành, nơi có các chất nguy hiểm xuất hiện trong một hoặc nhiều công trình, bao gồm các cơ sở hạ tầng, các hoạt động chung hoặc liên quan.

3.1.37**Đám cháy (Pool fire)**

Nguồn lửa khuếch tán hỗn loạn cháy phía trên một vùng nhiên liệu hydrocacbon bốc hơi, nơi nhiên liệu có động lượng ban đầu thấp hoặc bằng không.

3.1.38**Vũng chất lỏng (Pooling)**

Hậu quả của sự cố rò rỉ, chất lỏng chảy hoặc tràn khỏi bồn chứa LNG và đọng lại trên một bề mặt phẳng mà không bị đưa về hệ thống thu gom.

3.1.39**Bể chứa áp suất cao (pressurized tank)**

Thiết bị tồn chứa LNG tại áp suất trên 50 kPa (0,5 bar).

3.1.40**Hệ thống dừng công nghệ (Process Shut Down system)****PSD**

Hệ thống dừng hoạt động các cụm/bộ phận thiết bị riêng biệt trong kho vì các lý do công nghệ.

3.1.41**Rủi ro (Risk)**

Tổng hợp các hậu quả và tần suất các mối nguy hiểm cụ thể xảy ra trong một giai đoạn xác định trong trường hợp nhất định.

3.1.42**Cuộn xoáy (Roll-over)**

Hiện tượng lưu chuyển mất kiểm soát của chất lỏng tồn chứa bên trong bồn, gây ra bởi sự phân tầng của các chất lỏng có tỉ khối khác nhau và tạo ra một lượng đáng kể hơi sản phẩm.

3.1.43**Mái (Roof)**

Cấu trúc đặt trên vỏ hoặc thành bồn chứa, có tác dụng lưu giữ hơi sản phẩm và đậy kín sản phẩm bên trong.

3.1.44**Động đất bắt buộc ngừng vận hành (Safe shutdown earthquake, SSE)****SSE**

Động đất ở mức độ mạnh nhất xảy ra theo đó các cơ chế và chức năng an toàn thiết yếu khi có lỗi được thiết kế để dừng sản xuất.

CHÚ THÍCH: Loại động đất này với khả năng xảy ra thấp hơn có thể gây ra tổn thất lâu dài, tuy nhiên không gây thiệt hại cho sự toàn vẹn tổng thể của công trình. Công trình không được vận hành trở lại khi chưa có báo cáo kiểm tra chi tiết và kết luận đánh giá hiện trạng.

TCVN 8611:2023

3.1.45

Mức độ toàn vẹn an toàn (Safety integrity level, SIL)

SIL

Mức độ toàn vẹn an toàn theo yêu cầu của hệ thống liên quan đến an toàn quy định trong EN 61508 (tất cả các phần).

3.1.46

Hệ thống quản lý an toàn (Safety management system)

Quá trình quản lý xác định và giám sát cơ cấu tổ chức, trách nhiệm, thủ tục, quy trình và nguồn lực để thiết lập và thực thi chính sách phòng ngừa các sự cố nghiêm trọng.

3.1.47

Tràn (Spill)

Chất lỏng chảy ra (do sự cố hoặc vô ý) dẫn đến việc thất thoát hoặc lãng phí sản phẩm.

3.1.48

Khu vực thu gom chất lỏng tràn (Spill collection area)

Khu vực tại nơi sản xuất hoặc giao nhận LNG mà ở đó cho phép ngăn chặn và kiểm soát được sự rò rỉ, thông thường bằng cách sử dụng bờ đá và/hoặc gạch lát có độ dốc nhất định

3.1.49

Hệ thống tồn chứa (Storage system)

Thiết bị tồn chứa (Storage unit)

Bể chứa áp suất thấp hoặc áp suất cao.

3.1.50

Khu vực giao nhận (Transfer area)

Khu vực có hệ thống đường ống vận chuyển chất lỏng hoặc khí để chảy vào hoặc ra khỏi kho, hoặc hệ thống khớp nối đường ống được nối vào hoặc tháo ra định kỳ thường xuyên.

3.1.51

Mô hình kiểm chứng (Validated model)

Mô hình toán học mà cơ sở khoa học của nó được chấp nhận một cách chắc chắn và được chứng minh là cung cấp được thông tin toán học đầu ra cho vấn đề toán học liên quan, và được trình bày để bao quát toàn bộ phạm vi sử dụng của mô hình đã được hiệu chỉnh hoặc kiểm tra bằng những dữ liệu hoặc kết quả kiểm tra thực tế.

3.1.52

Lớp bảo vệ (Vapour barrier)

Lớp bảo vệ để ngăn sự xâm nhập của hơi nước và các khí khác trong khí quyển đi vào lớp cách nhiệt.

3.1.53

Ống thông hơi/xả khí (Vent stack)

Hệ thống thoát khí nằm ở vị trí cao, dùng để phân tán an toàn hơi thoát ra từ kho.

CHÚ THÍCH: Tài liệu [21] yêu cầu hệ thống thông hơi/xả khí phải được thiết kế với giả thiết rằng khí xả ra có thể bắt lửa và gây hư hại hoặc thương vong do ảnh hưởng bởi bức xạ nhiệt.

3.1.54

Phá hủy đột ngột (Zip failure)

Khi thành bể thép bị vỡ gần như ngay lập tức trên toàn bộ chiều cao của bể và bị xé toạc toàn bộ hoặc một phần ra khỏi tấm đáy, khiến cho chất lỏng tồn chứa trong bể bị tràn ra xung quanh một cách không thể kiểm soát.

3.2 Từ viết tắt

BLEVE	Nổ hơi giãn nở chất lỏng sôi (boiling liquid expanding vapour explosion)
BTA	Phân tích mô hình nơ (bow-tie analysis)
CAD	Phần mềm thiết kế trên máy vi tính (computer-aided design)
CCTV	Thiết bị truyền hình từ xa mạch kín (closed circuit television camera)
ESD	Dừng khẩn cấp (emergency shut down)
EPS	Cấp điện khẩn cấp (emergency power supply)
ETM	Phương pháp cây sự kiện (event tree method)
FERA	Phân tích rủi ro cháy nổ (fire and explosion risk analysis)
FMEA	Phân tích ảnh hưởng kiểu phá hủy (failure mode effect analysis)
FTM	Phương pháp cây lỗi (fault tree method)
GC	Phân loại địa kỹ thuật (geotechnical category)
HAZID	Nghiên cứu nhận diện mối nguy (hazard identification study)
HAZOP	Nghiên cứu mối nguy và khả năng vận hành (hazard and operability study)
HVAC	Hệ thống sưởi, thông gió và điều hòa (heating, ventilation, aircon and cooling)
LOPA	Phân tích các lớp bảo vệ (layer of protection analysis)
OBE	Động đất cho phép vận hành (operating basis earthquake)
PCS	Hệ thống điều khiển công nghệ (process control system)
QRA	Đánh giá định lượng rủi ro (quantified risk assessment)
SIL	Mức độ toàn vẹn an toàn (safety integrity level)
SIS	Hệ thống kiểm soát an toàn (safety instrumented system)
SSE	Động đất dừng an toàn (safe shutdown earthquake)
UPS	Hệ thống cấp điện không gián đoạn (uninterruptible power supply)

4 Hệ thống quản lý chất lượng

Hệ thống quản lý chất lượng phải chứng minh khả năng tương thích đối với việc thiết kế/ phát triển, sản xuất, thử nghiệm, lắp đặt, chạy thử, ngừng vận hành và bảo dưỡng kho và thiết bị liên quan.

5 Đánh giá địa điểm

5.1 Mô tả chung và kho chứa

Tất cả các giai đoạn từ thiết kế, mua sắm, xây dựng và vận hành đều phải được thực hiện tuân theo các yêu cầu của hệ thống quản lý Chất lượng, Sức khỏe, An toàn và Môi trường.

Hơn nữa, mỗi giai đoạn phải được kiểm soát bởi Hệ thống quản lý an toàn phù hợp.

Trong trường hợp mở rộng kho chứa hoặc tối ưu hóa công nghệ, các tác động môi trường và an toàn phải được đánh giá theo các khuyến nghị dưới đây. Các hậu quả tiềm ẩn phải được phân tích và đánh giá theo quy định hiện hành của địa phương.

Trong trường hợp cải tạo để kéo dài tuổi thọ, các tác động môi trường và an toàn phải được đánh giá theo các khuyến nghị sau. Việc áp dụng quy định hiện hành của địa phương và phạm vi của thiết bị đó, dự kiến phải được thỏa thuận với chính quyền địa phương.

Trong trường hợp cải tạo mà không kéo dài tuổi thọ và không thực hiện tối ưu hóa công nghệ thì nguyên tắc không hồi tố phải được ưu tiên.

Mô tả chức năng của hệ thống thiết bị phải được thể hiện theo khu vực kho chứa và/ hoặc theo chức năng của quy trình, để phục vụ việc đánh giá an toàn.

5.2 Địa kỹ thuật

5.2.1 Đặc tính của đất

Các khảo sát xây dựng phải tập trung vào các rủi ro có liên quan đến phạm vi dự án và công trường xây dựng. Những thông tin cần thiết cho khảo sát phụ thuộc vào điều kiện tự nhiên, quy mô xây dựng công trình, mức độ phức tạp của cấu trúc nền và mức độ rủi ro chấp nhận được có liên quan đến các ảnh hưởng trực tiếp và thiệt hại kinh tế khi có sự cố xảy ra.

Khảo sát xây dựng phải bao gồm cả khảo sát nền đất bao gồm:

- Khảo sát địa kỹ thuật để xác định các đặc tính cơ lý của lớp đất bên dưới;
- Điều tra về cấu trúc địa chất và địa kiến tạo.

Điều kiện địa chất của khu vực phải được khảo sát với mức độ chi tiết hợp lý để cung cấp các thông tin về quá trình vật lý hình thành khu vực và các khả năng động đất có khả năng xảy ra trong tương lai.

Khảo sát chi tiết hơn phải được tiến hành tại khu vực xây dựng để xác định các hang cactơ (karst), tầng đất đá hòa tan, trương nở, tầng đất hóa lỏng... và những ảnh hưởng có thể liên quan đến các hiện tượng trên.

Khảo sát xây dựng phải được tiến hành kết hợp cả với thăm dò địa vật lý và các nghiên cứu trong phòng và được phân thành các giai đoạn tương ứng. Ở giai đoạn ban đầu, mục tiêu khảo sát phải bao gồm:

- Thu thập thông tin địa chất như thành lập các cột địa tầng, trụ lỗ khoan, trụ lỗ xuyên, mặt cắt phong hóa, mặt cắt xói mòn và các đặc trưng khác (các dòng sông cổ, hang động, đứt gãy, mác ma xâm nhập....);
- Xác định các thông số của đất nền (vận tốc sóng thứ cấp và độ chặt của đất, các thông số truyền dẫn điện, truyền dẫn nhiệt...);
- Đánh giá các nguồn khoáng sản như các tầng chứa nước, các loại vật liệu xây dựng, cấp phối đá;
- Phát hiện các mối nguy về địa chất có thể xảy ra như hiện tượng các tơ, hòa tan, trương nở, hóa lỏng, mất ổn định sườn dốc, các quá trình trọng lực khác;
- Phát hiện các hang hốc, các đối tượng bị vùi lấp như các mỏ bị vùi lấp, hang động tự nhiên, nền móng cũ...
- Phát hiện các mối nguy về môi trường khác như ô nhiễm hydrocacbon, phế thải mỏ.

Các khảo sát hiện trường phải cung cấp thông tin về các chỉ tiêu và ứng xử dưới các điều kiện khác nhau, có thể bao gồm:

- Phân loại đất, sức kháng cắt, độ cứng, tính nén lún và cổ kết;
- Biến đổi tạm thời và lâu dài của tự nhiên do xây dựng công trình như thay đổi trạng thái ứng suất làm thay đổi độ ẩm kéo theo thay đổi thể tích và mực nước ngầm, kéo theo thay đổi chế độ dòng chảy, nhiệt độ trong đất, điện thế và thay đổi các chỉ tiêu cơ lý khác như cường độ kháng cắt và tính nén lún của đất;
- Ảnh hưởng của động đất, ví dụ như hóa lỏng và dịch chuyển ngang;
- Ăn mòn vật liệu trong nền như bê tông và thép;
- Khả năng đắp đất và san lấp sử dụng vật liệu tại chỗ.

Báo cáo khảo sát địa chất phải bao gồm các rủi ro liên quan đến các cơ chế gây hư hại về địa kỹ thuật sau :

- Hoạt động động đất liên quan đến các đứt gãy;
- Trượt lở;

TCVN 8611:2023

- Hóa lỏng;
- Dịch chuyển ngang;
- Sóng thần và động đất.

CHÚ THÍCH: Dao động mực nước thường xảy ra trong các hồ nước và có nghĩa là sự thay đổi theo chu kỳ của mực nước trong các hồ trong khu vực đất liền.

Phải nghiên cứu ô nhiễm đất và nước ngầm trước khi xây dựng. Nghiên cứu này có thể là một phần của việc lựa chọn địa điểm. Điều tra và thử nghiệm đất phải phù hợp với EN 1997-2.

Địa kỹ thuật và thiết kế nền móng phải tuân theo EN 1997-1. Địa kỹ thuật và thiết kế nền móng của các công trình chống động đất phải tuân theo EN 1998-5.

5.2.2 Đặc điểm kỹ thuật biển cho thiết kế cầu cảng và tiếp cận

Các đặc điểm địa kỹ thuật biển cho thiết kế cầu cảng và tiếp nhận hàng hải được quy định trong TCVN 8613.

5.2.3 Nạo vét bến cảng

Các yêu cầu đối với việc nạo vét bến cảng phải được xác nhận với đơn vị quản lý bến cảng.

5.3 Khí tượng và hải dương học

5.3.1 Yêu cầu chung

Khảo sát địa điểm phải bao gồm các nghiên cứu khí tượng như được nêu dưới đây.

Các khảo sát địa điểm phải được thực hiện để giải quyết các rủi ro cụ thể liên quan đến phạm vi và vị trí của dự án.

Mức độ yêu cầu của thông tin phụ thuộc vào bản chất, giai đoạn và mức độ phức tạp của cơ sở vật chất được xây dựng, tính chất và mức độ phức tạp của mặt bằng và mức độ rủi ro có thể chấp nhận được liên quan đến các ảnh hưởng trực tiếp và thiệt hại kinh tế có thể gây ra.

Khảo sát địa điểm phải bao gồm cả nghiên cứu khảo sát trên máy tính và ở hiện trường (biển).

5.3.2 Ảnh hưởng của dữ liệu đại dương

Ảnh hưởng của dữ liệu đại dương bao gồm:

- Nghiên cứu về chất lượng và nhiệt độ nước biển;
- Nghiên cứu về thủy triều, sóng và gió (TCVN 8613);
- Rủi ro ngập lụt do mưa hoặc nước biển dâng.

5.3.3 Ảnh hưởng của nhiệt độ không khí và độ ẩm

Ảnh hưởng của nhiệt độ không khí và độ ẩm bao gồm:

- Nhiệt độ;
- Độ ổn định không khí;
- Đặc tính gây xâm thực của không khí;
- Độ ẩm tương đối.

5.3.4 Ảnh hưởng của sét

Tham khảo TCVN 9888 (tất cả các phần) gồm các thông tin để nhận diện rủi ro và hậu quả thiệt hại do sét cũng như các biện pháp giảm thiểu.

5.3.5 Ảnh hưởng của dữ liệu gió và khí quyển

Ảnh hưởng của gió và khí quyển bao gồm:

- Cường độ gió và hướng gió bao gồm cả tần suất và độ mạnh của những trận bão;
- Phạm vi và mức độ thay đổi của áp suất khí quyển.

5.3.6 Ảnh hưởng của dữ liệu mưa

Ảnh hưởng của mưa bao gồm:

- Lượng mưa;
- Tuyết;
- Nước đóng băng.

5.3.7 Biến đổi khí hậu

Biến đổi khí hậu là hiện tượng phản ánh sự khác biệt của dữ liệu khí hậu trong quá khứ với hiện tại. Tư vấn thiết kế kho LNG phải sử dụng các mô hình dự báo khí hậu mới nhất trong đó có cập nhật các biên tính toán tương ứng với quy mô, tuổi thọ công trình.

Các dữ liệu khí hậu là đầu vào của mô hình tính toán phải được cập nhật với các chú ý tới tính bất định của dữ liệu cũng như tham chiếu tới vùng nghiên cứu nhằm xây dựng công trình có tính thích ứng và ổn định với các biến đổi đó. Theo đó, tần suất xuất hiện của các hiện tượng phải được điều chỉnh cho phù hợp.

CHÚ THÍCH: Phương pháp thông dụng tích hợp các nội dung này là gia tăng tải trọng do gió, nước lũ tới chu kỳ lặp lại là 100 năm. Chu kỳ lặp lại này phải được kết hợp với các quy chuẩn quốc gia trên cơ sở đánh giá rủi ro chung cho công trình.

5.4 Môi trường

5.4.1 Đánh giá tác động môi trường

Phải thực hiện đánh giá tác động môi trường sơ bộ (EIA) đối với địa điểm dự kiến. Cần phải xem xét để ghi lại các đặc điểm môi trường tại địa điểm công trình.

TCVN 8611:2023

Tất cả phát thải từ kho chứa như là chất rắn, chất lỏng (bao gồm cả nước), chất khí (bao gồm cả chất có mùi độc hại) phải được xác định và đo đếm để đảm bảo các chất phát thải này không được gây hại cho người, tài sản, động thực vật.

Trước hoặc trong khi vận hành, một quy trình quản lý chất thải phải được thiết lập. Các biện pháp phòng ngừa để xử lý các vật liệu độc hại phải được xác định và được cập nhật thường xuyên bởi người vận hành/ người sử dụng.

Tác động môi trường do quá trình xây dựng và vận hành cũng phải được đánh giá và phải loại bỏ, giảm thiểu hoặc hạn chế các hoạt động không mong muốn. Danh mục kiểm tra bao gồm các mục chính sau đây:

- Dân số tăng, thường trú và tạm thời;
- Tăng lưu lượng giao thông đường bộ, đường sắt, đường thủy;
- Tăng độ ồn, tiếng ồn đột ngột và không liên tục;
- Tăng mức độ rung động, đột ngột và không liên tục;
- Tăng thời gian làm việc ban đêm, ảnh hưởng của ánh sáng và ánh sáng không liên tục;
- Đốt thuốc/xả khí, gián đoạn và/hoặc liên tục;
- Nước sủi ảm hoặc nước làm mát.

5.4.2 Kiểm soát phát thải/ phát thải tại kho chứa

Khi thiết kế phải lập kế hoạch để loại bỏ, giảm thiểu hoặc chỉ phát thải những chất không gây hại từ các hoạt động chạy thử, vận hành, bảo dưỡng, và phải thiết lập giới hạn cho phép về lượng và nồng độ của chất thải.

Các mục sau phải được kiểm soát và giám sát một cách an toàn:

- Các sản phẩm cháy;
- Xả khí;
- Đốt thuốc;
- Thải bỏ dung môi tách khí axit;
- Thải bỏ tác nhân xử lý thủy ngân đã sử dụng (vì quá trình xử lý loại bỏ thủy ngân là quá trình không tái sinh, nên phải tồn chứa sau đó xử lý chất hấp phụ đã qua sử dụng hoặc thuê đơn vị có giấy phép xử lý chất thải);
- Nước lẫn dầu ngưng tụ trong quá trình tái sinh chất hấp phụ (làm khô) hoặc từ các máy móc thiết bị;
- Tạp chất hydrocacbon trong nước làm mát từ ống trao đổi nhiệt bị rò rỉ trong trường hợp dùng thiết bị làm mát bằng nước;
- Thải bỏ các phế phẩm (bao gồm dầu thải và các hợp chất hữu cơ chứa clo);

- Nước trong thiết bị hóa khí;
- Hóa chất tạo mùi.

5.4.3 Đốt đuốc/xả khí

Các kho chứa phải được thiết kế trên nguyên tắc không đốt đuốc/xả khí trong điều kiện vận hành bình thường. Phải tính toán dự phòng khi thiết kế và vận hành để đảm bảo các dòng khí thải có khả năng phát sinh đều được thu hồi và không dẫn ra để đốt đuốc/xả khí trong quá trình kho chứa vận hành bình thường.

Hệ thống đốt đuốc phải được sử dụng để loại bỏ hơi và khí an toàn nhằm ngăn ngừa các điều kiện nguy hiểm. Có thể sử dụng xả khí khi được đánh giá rủi ro cho phép.

5.4.4 Kiểm soát tiếng ồn

Thiết kế kho chứa phải xem xét ảnh hưởng của tất cả các nguồn gây ra tiếng ồn đối với con người trong khu vực kho chứa và đối với cộng đồng dân cư xung quanh kho chứa. Khuyến nghị thực hiện quy trình thiết kế kiểm soát tiếng ồn kho chứa tuân theo TCVN 8018.

5.4.5 Môi trường sinh học

Tác động của việc xả nước trừ trường hợp nước mưa phải được giảm thiểu và giám sát (nhiệt độ, dòng chảy, độ mặn, khối lượng và nồng độ các chất ô nhiễm,...).

5.5 Khu vực lân cận

5.5.1 Các tuyến đường giao thông bên ngoài

Các tuyến đường giao thông bên ngoài gần kho chứa LNG phải được liệt kê trong bản đánh giá tác động môi trường, ghi rõ lưu lượng giao thông hiện tại và dự đoán mức tăng trong tương lai khi kho chứa đi vào hoạt động. Phải kiểm tra các mục cụ thể sau đây:

- Đường bộ (đường ô tô, đường sắt);
- Đường thủy (đường biển, đường sông, kênh đào);
- Đường hàng không, vùng lân cận sân bay.

5.5.2 Cơ sở hạ tầng xung quanh

Khảo sát công trình phải bao gồm:

- Khảo sát cơ sở hạ tầng xung quanh (ví dụ: các khu công nghiệp, các khu vực đã xây dựng, thông tin liên lạc);
- Nghiên cứu về thảm thực vật để xác định các nguy cơ cháy thực vật;
- Nghiên cứu để xác định nguồn của các dòng điện tạp tán (ví dụ các dòng phát ra từ đường dây điện cao thế, đường sắt);
- Nghiên cứu địa hình để có thể đánh giá sự phân tán của các đám mây lỏng và khí.

5.5.3 Hàng hải và môi trường

Nếu có thể, bản đánh giá địa điểm phải bao gồm:

- Bản đánh giá môi trường biển và các hướng tiếp cận từ biển;
- Vũng quay tàu, các khoảng cách an toàn khi tàu chở LNG đang ở trong phạm vi cảng và bến tàu (xem 7.7 và TCVN 8613).

5.6 Địa chấn

5.6.1 Yêu cầu chung

Một trận động đất được xác định bởi gia tốc ngang và dọc của nền đất. Các gia tốc này được mô tả theo EN 1997 (tất cả các phần) và EN 1998 (tất cả các phần) bằng phổ phản ứng nền.

Một phân tích động đất cụ thể tại địa điểm phải được thực hiện. Điều này phải bao gồm các đánh giá về rủi ro của động đất, sóng thần, lở đất và các hoạt động núi lửa. Phân tích này phải được trình bày trong Báo cáo động đất, trong đó các đặc điểm địa chất và động đất của địa điểm đặt kho chứa và khu vực xung quanh cũng như các thông tin về địa kiến tạo phải được xem xét.

Kích thước của khu vực được khảo sát phụ thuộc vào động đất xung quanh khu vực và các điều kiện về địa chất và kiến tạo. Nói chung, khoảng cách 200 km đến 300 km xung quanh địa điểm là đủ, nhưng trong một số các trường hợp, nó có thể bao gồm toàn bộ đới kiến tạo, lớn hơn đới ở trên (xem [39]).

Độ sâu khảo sát đất tối thiểu là 30 m (đối với trầm tích) hoặc đến độ sâu của đá.

Trong trường hợp có các đứt gãy địa chất ở khu vực lân cận với địa điểm thì phải tiến hành điều tra tiếp để đánh giá các hoạt động có thể xảy ra của các đứt gãy đó. Các đứt gãy mà không thể xác định được có hoạt động hay không thì không được phép nằm trong địa điểm.

Tham khảo EN 1997 (tất cả các phần), EN 1998-1 và EN 1998-5 về các chi tiết của việc điều tra, khảo sát, phân tích và định dạng phổ phản ứng của động đất.

Các nghiên cứu về địa chất, kiến tạo và động đất cho phép thiết lập:

- Mức động đất bắt buộc ngừng vận hành (SSE);
- Động đất cho phép vận hành (OBE).

Phải xác minh các sự kiện sau:

- Theo xác suất, những sự kiện gây ra dịch chuyển nền đất với chu kỳ lặp lại trung bình bằng khoảng thời gian tối thiểu là 4 975 năm đối với SSE và 475 năm đối với OBE.

CHÚ THÍCH: Cả OBE và SSE đều xác định các giới hạn tác động cụ thể đối của các sự kiện động đất có mức độ nghiêm trọng ngày càng tăng đối với các hệ thống như được xác định trong 7.2.7.

5.6.2 Sóng thần

Nếu cơ sở được xác định là có nguy cơ bị sóng thần hoặc triều giã thì phải thực hiện đánh giá rủi ro chi tiết.

5.7 Thủy văn

5.7.1 Nghiên cứu ảnh hưởng của các tầng chứa nước, xói mòn và nước ngầm

Khảo sát địa điểm bao gồm:

- Khảo sát mực nước ngầm;
- Chất lượng nước ngầm.

5.8 Xã hội

5.8.1 Sức khỏe cộng đồng, an toàn và an ninh

5.8.2 Dân cư

Điều tra dân cư cần được tiến hành trong giai đoạn nghiên cứu khả thi để đánh giá mức độ ổn định của dân cư, các lựa chọn cho việc điều chỉnh phát triển. Đánh giá phải đề cập đến tối thiểu các vấn đề sau:

- Sự phát triển dân cư;
- Sự phát triển các hoạt động mua bán, giải trí;
- Sự phát triển các công trình có tính nhạy cảm (như trường học, bệnh viện, nhà dưỡng lão, sân vận động,...);
- Sự phát triển công nghiệp;
- Sự phát triển cơ sở hạ tầng, vận tải (cả đường bộ và đường thủy);
- Giới hạn phát thải.

Khi địa điểm xây dựng đã được lựa chọn, phải thực hiện đánh giá chi tiết về địa điểm xây dựng. Phương pháp và phạm vi đánh giá địa điểm xây dựng phải tập trung vào vấn đề tồn trữ vật liệu nguy hiểm trong kho chứa, sự hiện diện và quy mô của các công trình xây dựng liền kề trong thời điểm hiện tại và đã có kế hoạch phát triển trong tương lai, đồng thời phải tuân thủ các quy định của nhà nước và địa phương.

Phải đảm bảo rằng:

- Đánh giá được cập nhật định kỳ theo thông lệ và khi xảy ra những thay đổi hoặc biến đổi lớn;
- Sự phát triển xung quanh kho chứa được kiểm soát để giảm đến mức thấp nhất sự phát triển không phù hợp sau này.

Hướng dẫn về các tiêu chí chấp nhận của việc đánh giá xác suất đối với địa điểm xây dựng được trình bày trong Bảng K.2. Các tiêu chí chấp nhận tối thiểu này có thể được áp dụng trong trường hợp kho chứa được xây dựng tại khu vực không ban hành các tiêu chí này.

5.8.3 Các yếu tố khác

Các khía cạnh về sinh nhai, sử dụng đất, nghề nghiệp, quyền sở hữu, hoạt động kinh tế, tài nguyên thiên nhiên, công trình công cộng, giáo dục, y tế, di sản khảo cổ và văn hóa, cảnh quan và tầm nhìn phải được điều tra khi đánh giá các địa điểm tiềm năng.

6 Quản lý rủi ro

6.1 Yêu cầu chung

Kho chứa LNG phải được thiết kế để đảm bảo rủi ro tổng thể đối với con người và tài sản trong và ngoài hàng rào kho ở mức độ chấp nhận được (xem Phụ lục K). Để đảm bảo mức độ an toàn cho các trạm LNG và khu vực xung quanh, các yếu tố an toàn phải được xem xét trong suốt các giai đoạn của dự án: thiết kế kỹ thuật, thi công, khởi động, vận hành và kết thúc dự án bao gồm cả các thay đổi của kho. Các đánh giá rủi ro phải được tiến hành và các biện pháp an toàn phải được triển khai để đảm bảo mức độ rủi ro chấp nhận được.

ISO 16901 đưa ra các cách thức tiếp cận để xác định các kịch bản, phân tích tần suất xảy ra và hậu quả của chúng.

Đơn vị vận hành phải lập báo cáo an toàn để chứng minh cho việc triển khai đảm bảo nguyên tắc phòng ngừa các tai nạn nghiêm trọng (MAPP).

CHÚ THÍCH: Tham khảo [54] để có thêm thông tin về các yêu cầu cho bản báo cáo an toàn.

Việc đánh giá rủi ro phải được tiến hành trong suốt quá trình thiết kế kho và nên tiến hành khi có bất kỳ sự thay đổi hoặc cải tạo nào khác.

Các giả định chi tiết về các sự kiện ngẫu nhiên trong tiêu chuẩn này (ví dụ rò rỉ LNG) vẫn phải được xác nhận bởi bản đánh giá rủi ro. Tính nhất quán của các giả định này với nguyên tắc phòng ngừa các tai nạn nghiêm trọng được đảm bảo bằng việc kiểm tra từng trường hợp cụ thể.

Các yêu cầu chung về các biện pháp an toàn trong tiêu chuẩn này (ví dụ trách nhiệm giám sát) có thể áp dụng theo điều kiện kép: theo quy định cụ thể trong tiêu chuẩn và điều chỉnh theo đánh giá rủi ro.

Các mối nguy tiềm ẩn chủ yếu của nhà máy xử lý và tồn chứa LNG là sự tổ hợp của các mối nguy liên quan đến hydrocarbon và quá trình vận hành. Nói chung, các hậu quả tối thiểu sau phải được xem xét trong quá trình thiết kế và vận hành.

Thương vong đối với con người:

- Bỏng lạnh;
- Ngạt do thiếu oxy khi ở trong đám mây hydrocarbon;
- Bị thương do hỏa hoạn;
- Bị thương do sóng áp suất nổ.

Hư hại thiết bị:

- Giòn hóa các thiết bị không được chế tạo bằng vật liệu chịu lạnh sâu;
- Nổ đám mây hơi;
- Chớp lửa (chớp nổ);

- Đám cháy (pool fire);
- Ngọn lửa lớn và phun mạnh (jet fire);
- Hư hỏng động cơ đốt trong hoặc máy nén khí do hút phải khí dễ cháy bao gồm cả các tạp chất của khí điều khiển;
- Mất kiểm soát hoặc hư hỏng thiết bị công nghệ nếu hỗn hợp không khí và khí dễ cháy bị lọt vào bên trong thiết bị.

6.2 Phương pháp luận đánh giá mối nguy và rủi ro

6.2.1 Yêu cầu chung

Cả hai hướng tiếp cận pháp lý và dựa vào rủi ro đều được sử dụng trong việc lập kế hoạch, thiết kế và vận hành trạm LNG.

Hướng tiếp cận pháp lý (tắt định - deterministic) đại diện cho kinh nghiệm và thực tiễn trong ngành công nghiệp. Hướng tiếp cận dựa vào rủi ro sử dụng các nguyên tắc tập trung vào việc chứng minh rằng các tiêu chí chấp nhận rủi ro được đáp ứng bởi sự lựa chọn đúng đắn các thông số thiết kế và vận hành và sự đánh giá rủi ro đã được định lượng. Đánh giá rủi ro có thể là định tính, bán định lượng hoặc định lượng.

Cách dễ nhất để phân biệt ba phương pháp đánh giá rủi ro nêu trên là một phương pháp sử dụng các con số và các hệ số (định lượng), một phương pháp sử dụng dãy số và các hệ số (bán định lượng) và một phương pháp sử dụng các mô tả và từ ngữ (định tính).

Để xác định mức độ nghiêm trọng tổng thể của rủi ro, phương pháp định tính đánh giá khả năng xảy ra rủi ro so với mức độ nghiêm trọng tiềm ẩn của hậu quả (tác động).

Đánh giá rủi ro định tính sử dụng các phương pháp và công cụ phân tích định tính được thiết lập để đánh giá tần suất và hậu quả của rủi ro. Kết quả đánh giá được mô tả bằng các thuật ngữ "rất cao", "cao", "trung bình", "thấp", "rất thấp" hoặc liên hệ tới các kinh nghiệm trong ngành công nghiệp. Các đánh giá hai tiêu chí (hai chiều) của rủi ro được tiến hành cho mỗi sự kiện rủi ro cụ thể và kết quả có thể được thể hiện bằng ma trận rủi ro. Ma trận này biểu diễn mức độ rủi ro (ví dụ thấp, trung bình, cao) bằng cách nhân đơn giản các giá trị được xác định một cách định tính.

Hướng tiếp cận pháp lý bao gồm:

- Danh sách các mối nguy tiềm ẩn có nguồn gốc bên trong và bên ngoài;
- Thiết lập các mối nguy đáng tin cậy;
- Xác định hậu quả;
- Chứng minh sự cần thiết của các biện pháp nâng cao an toàn để giảm thiểu hậu quả.

Hướng tiếp cận dựa vào rủi ro có thể bao gồm:

- Danh sách các mối nguy tiềm ẩn có nguồn gốc bên trong và bên ngoài;

TCVN 8611:2023

- Xác định hậu quả và phân loại của mỗi mối nguy (ví dụ được đưa ra trong Phụ lục J);
- Bộ dữ liệu về tỷ lệ hư hỏng (failure rate);
- Xác định xác suất hoặc tần suất của mỗi mối nguy;
- Tổng hợp tần suất cho tất cả mối nguy đối với mỗi mức độ hậu quả và phân loại khoảng tần suất cho các mức độ hậu quả (ví dụ được đưa ra trong Phụ lục I);
- Phân loại mối nguy trong tương quan với mức độ hậu quả và khoảng tần suất, để xác định mức độ rủi ro (ví dụ được đưa ra trong Phụ lục K).

Nếu rủi ro được xác định ở mức "Không chấp nhận được" (ví dụ rủi ro mức 3 trong Phụ lục K), các thông số thiết kế và vận hành của kho phải được thay thế và đánh giá lại cho đến khi không còn rủi ro ở mức "Không chấp nhận được". Nếu mức độ rủi ro là "Bình thường", "Chấp nhận được" (ví dụ rủi ro mức 1 trong Phụ lục K), không cần thiết xem xét các hành động tiếp theo. Với rủi ro ở mức độ cần có các hành động tiếp theo (ví dụ rủi ro mức 2 trong Phụ lục K), các biện pháp an toàn bổ sung phải được xem xét để giảm thiểu rủi ro tới mức thấp nhất có thể đạt được một cách hợp lý (ALARP).

Đánh giá mối nguy và rủi ro có thể dựa trên các phương pháp ví dụ như:

- Nghiên cứu nhận diện mối nguy (Hazard Identification Study – HAZID);
- Nghiên cứu mối nguy và khả năng vận hành (Hazard and Operability Study – HAZOP);
- Phân tích kiểu hư hỏng và ảnh hưởng (Failure Mode Effect Analysis – FMEA);
- Phương pháp sơ đồ cây sự kiện (Event Tree Method – ETM);
- Phương pháp sơ đồ cây lỗi (Fault Tree Method – FTM);
- Phân tích mô hình nơ (Bow-Tie Analysis – BTA);
- Phân tích các lớp bảo vệ (Layer of Protection Analysis – LOPA);
- Xác nhận các mức độ toàn vẹn an toàn (Safety Integrity Level (SIL) verification);
- Đánh giá định lượng rủi ro (Quantified Risk Assessment – QRA);
- Phân tích rủi ro cháy nổ (Fire and Explosion Risk Analysis – FERA).

Quy trình đánh giá rủi ro phải được tiến hành trong suốt các giai đoạn của quá trình thiết kế. Quy trình này nên được triển khai sớm từ các bước đầu của quá trình thay đổi dự án hoặc thiết kế, cho phép cải thiện các thiết kế không được chấp nhận nhằm mục đích tối ưu chi phí.

Các tiêu chí chấp nhận tối thiểu trong Bảng K.1 dựa trên rủi ro đối với nhân sự vận hành trong hàng rào kho. Phân cấp dựa vào khối lượng hydrocarbon thất thoát được đưa ra trong Phụ lục J với mục đích hướng dẫn thực hiện. Các phương pháp đánh giá thay thế khác có thể được sử dụng để đánh giá tính tương thích của thiết kế kho. Tuy nhiên, rủi ro tối thiểu cho nhân sự vận hành nên được đánh giá và xác nhận ở mức chấp nhận được trong suốt quá trình thiết kế kho và các thay đổi lớn sau đó.

6.2.2 Ma trận rủi ro

Ma trận rủi ro là công cụ hiệu quả để đánh giá định tính và nghiên cứu tổng thể rủi ro. Công cụ này thường được sử dụng trong các nhà xưởng kết hợp với các phương pháp HAZID và FMEA. Kết quả của các phân tích chi tiết về tần suất và hậu quả được biểu diễn trong ma trận rủi ro. Điều này cho phép theo dõi và điều chỉnh tính hiệu quả của các biện pháp giảm thiểu rủi ro, đánh giá các giả định ban đầu, và xác nhận mức độ của các kịch bản ban đầu.

6.2.3 Nghiên cứu nhận diện mối nguy (HAZID)

HAZID là kỹ thuật được sử dụng để nhận diện sớm các mối nguy và mối đe dọa tiềm ẩn. Phương pháp này cũng phù hợp cho việc nhận diện các mối nguy không liên quan tới quá trình công nghệ như va chạm tàu, rơi vật thể, thời tiết cực đoan,... Ảnh hưởng hoặc hậu quả có thể xảy ra của một sự cố khó lường được phân loại và xác định các nguyên nhân có thể có.

Kỹ thuật HAZID:

- là các cách thức nhận diện và mô tả các mối nguy và các mối đe dọa nghề nghiệp về sức khỏe – an toàn – môi trường (HSE) ở các giai đoạn sớm nhất có thể của dự án;
- tập hợp một nhóm chuyên gia đa ngành giàu kinh nghiệm cùng kỹ thuật tư duy có cấu trúc (structured brainstorming technique) và dựa vào danh sách các vấn đề HSE tiềm ẩn để đánh giá khả năng áp dụng các mối nguy tiềm ẩn; và
- chỉ là quá trình nhận diện và mô tả nhanh, không phải là quá trình cố gắng giải quyết các vấn đề tiềm ẩn.

Quá trình triển khai HAZID thông thường được tổ chức với sự hỗ trợ của các đại diện giàu kinh nghiệm về thiết kế công nghệ, kỹ thuật an toàn, đo lường, vận hành và các chuyên gia khác nếu cần thiết. ISO 16901 cung cấp thêm thông tin về phương pháp luận HAZID.

6.2.4 Phân tích kiểu hư hỏng và ảnh hưởng (FMEA)

Phân tích kiểu hư hỏng và ảnh hưởng được định nghĩa là phương pháp nhận diện xuất phát từ phân tích (analytically derived identification) các kiểu hư hỏng có thể dự báo được và các ảnh hưởng tiêu cực tiềm ẩn của chúng tới hệ thống. Phương pháp này được sử dụng sơ bộ như là một công cụ thiết kế để đánh giá các thành phần quan trọng. Các thông tin chi tiết được đưa ra trong EN IEC 31010 và EN ISO 17776.

6.2.5 Nghiên cứu mối nguy và khả năng vận hành (HAZOP)

HAZOP được sử dụng để nhận diện các vấn đề về cả mối nguy và khả năng vận hành. Mặc dù việc nhận diện mối nguy là trọng tâm, các vấn đề về khả năng vận hành cũng được nhận diện ở mức độ có thể dẫn tới các mối nguy tiềm ẩn cho an toàn hoặc môi trường, hoặc có các tác động tiêu cực tới độ sẵn sàng của kho.

Đội ngũ triển khai HAZOP điển hình là một nhóm bao gồm nhân sự vận hành, thiết kế, chuyên gia kỹ thuật công nghệ (cả trong và ngoài đội ngũ thiết kế), và bảo dưỡng tập trung vào các phần cụ thể của hệ thống công nghệ (các nút). Các khu vực này được xác định từ sơ đồ đường ống và thiết bị (P&ID) trước khi tiến hành nghiên cứu.

Khi nhận diện một tham số của quá trình (ví dụ "dòng"), sử dụng một từ dẫn diễn hình chỉ trạng thái của các phân đoạn cụ thể để thể hiện tình trạng khác biệt (ví dụ trạng thái "không có" kết hợp với tham số "dòng" để thể hiện tình trạng khác biệt "không có dòng"). Sau đó, đội ngũ triển khai sẽ liệt kê tất cả các nguyên nhân đáng tin cậy của tình trạng khác biệt "không có dòng", bắt đầu bằng nguyên nhân dẫn đến hậu quả xấu nhất có thể xảy ra.

HAZOP có thể được áp dụng trong khâu thiết kế cơ sở (FEED), khi phát hành các bản P&ID, cũng như khi thiết lập ma trận nhân-quả. Kỹ thuật này cũng thường được tiến hành trong quá trình thiết kế chi tiết cũng như thậm chí được tái áp dụng trong quá trình quản lý các thay đổi (MOC). ISO 16901 đưa ra các thông tin chi tiết cho phương pháp HAZOP.

HAZOP là phương pháp được tiêu chuẩn hóa và được mô tả trong nhiều tiêu chuẩn liên quan.

Nghiên cứu HAZOP cho hệ thống công nghệ phải được tiến hành đầu tiên trong khâu thiết kế cơ sở của kho khi các bản P&ID được xây dựng.

Sau đó các nghiên cứu HAZOP phải được tiến hành trong suốt khâu thiết kế chi tiết của kho, với các hệ thống công nghệ và các gói thầu.

Các khuyến cáo của nghiên cứu HAZOP phải được quản lý vòng đời dự án.

Các nghiên cứu HAZOP cũng có thể được tiến hành trong suốt giai đoạn vận hành kho để kịp thời cải tiến an toàn và hiệu năng của kho.

6.2.6 Phương pháp sơ đồ cây sự kiện (ETM)

Phương pháp sơ đồ cây sự kiện (ETM) sử dụng đồ họa để thể hiện các kết quả có thể có của một sự kiện nguy hiểm, ví dụ như hư hỏng thiết bị hoặc thất thoát hydrocarbon. Bằng cách sử dụng sơ đồ cây, phương pháp này thể hiện rõ các kết quả có thể có của sự kiện ban đầu và xác định tần suất xảy ra của các sự kiện cuối cùng được thể hiện bởi các hậu quả khác nhau. Như vậy, sơ đồ cây là công cụ logic để tổng hợp xác suất và rủi ro.

6.2.7 Phương pháp sơ đồ cây lỗi (FTM)

Phương pháp sơ đồ cây lỗi (FTM) là phép phân tích các sự kiện trong quy trình công nghệ có thể dẫn tới các bất thường và hư hỏng cụ thể, và được biểu diễn ở dạng sơ đồ hình cây. Sơ đồ cây lỗi rất hữu ích đối với các hệ thống đơn giản và có thể được sử dụng để biểu diễn sự tham gia của các thành phần khác nhau trong hệ thống (ví dụ như các thiết bị đo lường). Tuy nhiên, trong sơ đồ cây rất khó để nhận diện được sự tham gia của tất cả các thành phần đến sự cố hư hỏng cũng như để nhận ra các kiểu hư hỏng thông thường.

6.2.8 Phân tích mô hình nơ (BTA)

Phân tích mô hình nơ (BTA) là một công cụ thiết kế có thể được sử dụng để đánh giá các giới hạn nhằm phòng ngừa sự xuất hiện của các sự kiện hay xảy ra và khôi phục các biện pháp để giảm thiểu hậu quả. Phương pháp này dựa vào mô hình biểu diễn sự xuất hiện và phát triển của mỗi nguy cơ như cách thức kiểm soát nó. Mô hình nơ cung cấp sự đánh giá mỗi nguy hiểm mục đích:

- Nhận diện sự xuất hiện, phát triển của mỗi nguy hiểm ẩn và các kịch bản hậu quả;
- Xác định các biện pháp kiểm soát (ví dụ kiểm soát các nhân tố giới hạn và phát triển) cần thiết để quản lý hiệu quả các mối nguy (ví dụ các yếu tố quan trọng về HSE, các công việc HSE quan trọng, các quy trình);
- Hỗ trợ cho việc chứng minh ALARP;
- Cung cấp khả năng quan sát và kết nối các thông tin nêu trên tới các nơi có trách nhiệm trong việc quản lý, hoặc tới nhân sự có thể bị ảnh hưởng bởi các mối nguy;
- Có khả năng xác định sự liên hệ giữa nguyên nhân của sự cố (trường hợp xảy ra) với các biện pháp kiểm soát không hiệu quả, từ đó nâng cao bài học kinh nghiệm và cải thiện việc phòng ngừa.

6.2.9 Phân tích các lớp bảo vệ (LOPA)

LOPA là phương pháp bán định lượng dùng cho việc ước tính các rủi ro gắn với một sự kiện hoặc kịch bản không mong muốn. Phương pháp này phân tích xem liệu các biện pháp kiểm soát hoặc giảm thiểu rủi ro có hiệu quả hay không.

Phương pháp lựa chọn một cặp giá trị nhân-quả và nhận diện các lớp bảo vệ (layers of protection) có tác dụng ngăn ngừa nguyên nhân dẫn tới hậu quả không mong muốn. Các phép tính toán được tiến hành theo thứ tự cường độ (tăng hoặc giảm dần) nhằm xác định các biện pháp bảo vệ có đủ để giảm thiểu rủi ro đến mức có thể chấp nhận được theo EN IEC 31010.

6.2.10 Phân tích mức độ toàn vẹn an toàn (SIL)

Phân tích SIL (được mô tả trong EN 61508 – tất cả các phần) là sự bổ sung cho phương pháp HAZOP và nghiên cứu đánh giá rủi ro bằng cách xác định mức độ tin cậy cần thiết từ các hệ thống an toàn được đo lường bằng thiết bị cơ học hoặc phần mềm. Phương pháp này hướng tới việc phòng ngừa các tình huống nguy hiểm ảnh hưởng tới con người và/hoặc môi trường hoặc để giảm thiểu hậu quả của chúng. Tiêu chuẩn viện dẫn nêu trên cũng đưa ra khái niệm về vòng đời an toàn nhằm mục đích đảm bảo độ tin cậy của các hệ thống an toàn được triển khai trong suốt vòng đời của hệ thống. Đánh giá SIL nên dựa trên kết quả của LOPA.

6.2.11 Đánh giá định lượng rủi ro (QRA)

Phương pháp QRA đưa ra dự báo về tần suất xảy ra của các tai nạn bên trong kho. Phương pháp này sử dụng các phương pháp luận đã được kiểm chứng và thiết lập các giá trị cho rủi ro đối với con người

TCVN 8611:2023

và so sánh các giá trị này với các tiêu chí rủi ro chấp nhận được. QRA dựa vào bố trí mặt bằng của kho và các khu vực xung quanh.

Mục tiêu của phương pháp QRA có thể là:

- Giảm thiểu rủi ro bằng cách nhận diện các khu vực rủi ro cao và các khu vực rủi ro có thể được giảm thiểu hơn nữa, chứng minh sự phù hợp với các quy định của các cấp có thẩm quyền và của công ty về các vấn đề trong và ngoài hàng rào kho;
- Đánh giá rủi ro cho công nhân;
- So sánh với một vài phương pháp khác;
- Đánh giá tính hiệu quả của các biện pháp giảm thiểu rủi ro;
- Đưa ra các tiêu chí cho thiết kế và vị trí xây dựng các tòa nhà dân dụng;
- Đánh giá rủi ro đối với đội bảo dưỡng khi một số phân xưởng trong kho vẫn đang vận hành;
- Cung cấp thông tin cho các nghiên cứu an toàn khác ví dụ như FERA.

Các thông tin chi tiết được đưa ra trong EN ISO 17776 (Phụ lục C).

6.2.12 Phân tích rủi ro cháy nổ (FERA)

FERA sử dụng các công cụ mô hình hóa đã được công nhận rộng rãi để dự báo:

- Các giá trị tải trọng tai nạn theo thiết kế (quá áp và lực kéo) của các cấu trúc, thiết bị và hệ thống đường ống;
- Các tác động tiềm ẩn của sự cố hỏa hoạn tới các cấu trúc và thiết bị.

Mục tiêu chính của đánh giá rủi ro cháy nổ là ước tính rủi ro của sự cố dây chuyền bên trong kho (và bên ngoài nếu cần thiết) và cung cấp các quyết định hỗ trợ cho việc thay đổi thiết kế liên quan đến tải trọng quá áp do cháy nổ.

Các thông tin chi tiết được đưa ra trong ISO 17776.

6.3 Nhận diện kịch bản

6.3.1 Nhận diện nguồn và nguyên nhân rủi ro có nguồn gốc bên ngoài

Các nghiên cứu phải được thực hiện để nhận diện nguồn gốc và nguyên nhân rủi ro có thể dẫn tới mối nguy khởi nguồn từ bên ngoài kho. Các mối nguy thất thoát LNG có thể được gây ra bởi:

- Tàu chở LNG cập bến với tốc độ và góc tới quá lớn;
- Khả năng các tàu tải trọng lớn khi di chuyển ngang qua bến và va chạm với cầu cảng và/hoặc tàu chở LNG tại bến;
- Tác động của các vật phóng ra;
- Hậu quả của va chạm (tàu, xe bồn, máy bay,...);

- Các sự kiện tự nhiên (bão, sét, ngập lụt, động đất, thủy triều, sóng thần,...);
- Các điều kiện thời tiết (thay đổi của áp suất khí quyển, mưa, băng tuyết, nhiệt độ môi trường,...);
- Các điều kiện của nền đất;
- Gần khu vực sân bay và/hoặc đường bay;
- Hiệu ứng dây chuyền từ sự cố cháy nổ lân cận.

Sự bắt lửa của đám mây khí dễ cháy có thể do:

- Sóng vô tuyến năng lượng cao [40];
- Các nguồn tia lửa cố định, ví dụ như đường điện cao thế;
- Gần các nguồn tia lửa không được kiểm soát bên ngoài khu vực.

6.3.2 Nhận diện các kịch bản xuất phát từ LNG

Sự thất thoát LNG và khí thiên nhiên phải được xem xét đối với tất cả các sự kiện liên quan đến thiết bị bao gồm cả quá trình giao nhận sản phẩm của xe bồn hoặc tàu LNG. Các kịch bản có thể được thiết lập để đơn giản hóa quá trình nghiên cứu.

Các kịch bản này phải được xác định dựa trên:

- Xác suất hoặc tần suất của mối nguy;
- Vị trí của rò rỉ;
- Đặc tính của lưu chất (LNG hoặc khí tùy thuộc vào nhiệt độ);
- Tốc độ và thời gian rò rỉ;
- Điều kiện thời tiết (tốc độ và hướng gió, độ ổn định của khí quyển, nhiệt độ môi trường, độ ẩm tương đối);
- Đặc tính nhiệt và địa hình của nền đất (bao gồm cả khu vực ngăn tràn);
- Các cấu trúc thép lân cận có thể bị phá hủy do giòn hóa khi tiếp xúc với nhiệt độ thấp hoặc lạnh sâu.

Dưới các điều kiện nhất định, khi một lượng lớn LNG tiếp xúc với nước, hiện tượng quá áp không bắt lửa có thể xảy ra, được gọi là hiện tượng chuyển pha nhanh (RPT). Tham khảo TCVN 12984 và [47-49].

6.3.3 Nhận diện các mối nguy và kịch bản khác có nguồn gốc bên trong

Các mối nguy và nguyên nhân sau đây không liên quan tới LNG nhưng vẫn phải được xem xét:

- Tồn chứa khí dầu mỏ hóa lỏng (LPG) và các hydrocacbon nặng;
- Giao nhận đồng thời nhiều sản phẩm trên cùng cầu cảng;

TCVN 8611:2023

- Liên lạc tàu-bờ không tốt;
- Các phương tiện lưu thông trong phạm vi kho trong quá trình thi công và vận hành;
- Rò rỉ các sản phẩm nguy hiểm khác, như là các chất làm lạnh dễ cháy;
- Các mảnh vỡ từ vụ nổ;
- Các thiết bị áp lực và sinh hơi;
- Thiết bị gia nhiệt và lò hơi dạng đốt;
- Các thiết bị quay;
- Các chất phụ trợ, xúc tác và hóa phẩm (dầu nhiên liệu, dầu bôi trơn, metanol,...);
- Các tạp chất trong khí đầu vào của nhà máy hóa lỏng;
- Các thiết bị điện;
- Hệ thống cảng biển liên quan đến kho LNG;
- Móng của bể chứa đặt trên cao (hỗn hợp khí dễ cháy có thể hình thành bên dưới bề mặt);
- Các vấn đề an ninh (xâm nhập, phá hoại);
- Sự cố trong quá trình thi công và bảo dưỡng;
- Sự cố dây chuyền;
- Các hoạt động vận hành diễn ra đồng thời.

6.4 Đánh giá hậu quả và tác động

6.4.1 Yêu cầu chung

Có rất nhiều công cụ tính toán để đánh giá hậu quả của các sự kiện ngẫu nhiên kết hợp cả công cụ thực nghiệm và công cụ được phát triển từ các phương trình vật lý cơ bản. Đặc tính cháy phụ thuộc nhiều vào loại nhiên liệu (khí thiên nhiên, LPG) và phải được phản ánh trong bản đánh giá.

Hậu quả của mỗi kịch bản nói trên phụ thuộc vào đặc tính của LNG và các hiện tượng khác được mô tả trong TCVN 12984. Với các lưu chất nguy hiểm khác ngoài LNG, bảng thông tin an toàn vật liệu (MSDS) được sử dụng để tham khảo.

Biện pháp bảo vệ an toàn toàn diện phải được trang bị nhằm mục đích:

- Tồn chứa LNG tràn trong phạm vi hàng rào kho, và giảm thiểu xác suất xảy ra của các kịch bản đáng tin cậy trong đó xuất hiện nguy cơ đám mây hơi lan rộng ra ngoài hàng rào ngoại vi của kho;
- Giảm thiểu khả năng lan rộng của đám cháy từ một khu vực trong kho sang khu vực khác;

- Giảm thiểu tổn thất cho các khu vực nhất thời của đám cháy bằng các không gian phân cách, giảm thiểu các khu tồn chứa hydrocacbon có thể tiếp nhiên liệu cho đám cháy có thể xảy ra (bằng cách phân chia kho thành các khu vực cháy khác nhau, hoặc bằng các van cô lập).

6.4.2 Sự khuếch tán đám mây khí

6.4.2.1 Yêu cầu chung

Mô hình mô phỏng khuếch tán khí quyển phải dựa trên sự tổ hợp của các yếu tố xuất hiện đồng thời là tốc độ gió và độ ổn định của khí quyển.

Nếu không đủ thông tin, các dữ kiện sau phải được áp dụng ở cao độ mặt đất: mức F (theo cấp độ ổn định PASQUILL) cho độ ổn định khí quyển hoặc độ biến thiên nhiệt độ tương đương, tốc độ gió 2 m/s và độ ẩm tương đối 50 %.

Mô hình phải xác định được:

- Biến thiên nồng độ theo khoảng cách (vùng);
- Khoảng cách có nồng độ đạt giá trị giới hạn cháy dưới (LFL).

6.4.2.2 Thát thoát LNG

LNG ngay tại vị trí rò rỉ bao gồm pha khí hóa hơi tức thì (khí thiên nhiên), các giọt lỏng dạng sol khí khi LNG phun ra và pha lỏng rơi xuống mặt đất. Sol khí chỉ bao gồm các giọt lỏng trong không khí và không rơi xuống mặt đất mà sẽ chuyển thành hơi bên trong đám mây hơi. Pha lỏng rơi xuống ngay tại vị trí rò rỉ và các giọt lỏng có thể bắn xa hơn khi rơi xuống.

Lưu lượng khối của dòng đi qua lỗ rò rỉ được tính toán dựa vào mô hình cơ học chất lưu.

6.4.2.3 Khí bay hơi tức thì và giọt lỏng dạng sol khí

Phải xem xét tới hiện tượng bay hơi tức thì khi áp suất giảm.

Sự bay hơi tức thì phải được tính toán.

Mô hình tính toán phải xem xét các yếu tố sau:

- Thời gian và tốc độ rò rỉ LNG;
- Thành phần LNG.

Các nguồn phun khí phải bao gồm khí từ các van xả áp và các đường xả khí không đốt.

6.4.2.4 Sự khuếch tán của hơi LNG và khí thiên nhiên từ vị trí phun

Việc tính toán sự khuếch tán khí quyển từ vị trí phun LNG phải được thực hiện bằng mô hình phù hợp nhằm đảm bảo xác định được tối thiểu là độ cao và khoảng cách của dòng LNG phun ra cũng như nồng độ khí tại bất kỳ điểm nào xung quanh.

Mô hình tính toán phải xem xét các yếu tố sau:

TCVN 8611:2023

- Các điều kiện khí quyển (nhiệt độ môi trường, độ ẩm, tốc độ gió);
- Độ ổn định khí quyển hoặc độ biến thiên nhiệt độ;
- Điều kiện địa hình (đặc điểm bề mặt,...).

6.4.2.5 Dòng lỏng và sự hình thành vũng lỏng

Sự hình thành dòng lỏng được ước tính bằng phương pháp dựa trên các tiêu chí để các giọt nhỏ có thể rơi xuống.

Mô hình tính toán phải xem xét các yếu tố sau:

- Thời gian và tốc độ rò rỉ LNG;
- Thành phần LNG;
- Điều kiện nền đất (độ dẫn nhiệt, nhiệt dung riêng, tỉ trọng,...);
- Nhiệt độ của nền đất hoặc mặt nước;
- Các điều kiện khí quyển (nhiệt độ môi trường, độ ẩm, tốc độ gió);
- Độ ổn định khí quyển hoặc độ biến thiên nhiệt độ.

Mô hình tính toán phải xác định được tối thiểu các kết quả:

- Tốc độ hình thành và phát triển các vũng lỏng;
- Các khu vực bị thấm ướt (thời gian và độ lớn);
- Tốc độ bay hơi (thời gian và giá trị tối đa).

6.4.2.6 Sự bay hơi của vũng lỏng

Việc tính toán sự khuếch tán khí quyển của đám mây hơi hình thành do sự bay hơi của LNG khi tiếp xúc với nền đất và mặt nước phải được thực hiện bằng các mô hình phù hợp.

Quá trình xác định sự khuếch tán phải xem xét tối thiểu các yếu tố sau:

- Bề mặt của vũng lỏng đang bay hơi;
- Tốc độ bay hơi;
- Đặc tính của hơi;
- Điều kiện nền đất (độ dẫn nhiệt, nhiệt dung riêng, tỉ trọng,...);
- Nhiệt độ của nền đất hoặc mặt nước;
- Các điều kiện khí quyển (nhiệt độ môi trường, độ ẩm, tốc độ gió);
- Độ ổn định khí quyển hoặc độ biến thiên nhiệt độ;
- Điều kiện địa hình (đặc điểm bề mặt,...).

6.4.3 Đám cháy

Việc tính toán bức xạ từ đám cháy của đám mây hơi từ vũng LNG lỏng hoặc LNG phun từ lỗ rò rỉ hoặc khí thiên nhiên phải được thực hiện bằng các mô hình phù hợp.

Mô hình tính toán phải xem xét các yếu tố sau:

- Khu vực chứa đám cháy (pool fire) hoặc kích thước của ngọn lửa;
- Năng lượng phát xạ bề mặt của đám cháy hoặc của ngọn lửa (xem TCVN 12984);
- Nhiệt độ môi trường, tốc độ/hướng gió chính và độ ẩm tương đối.

Việc tính toán bức xạ phải dựa trên sự tổ hợp của các yếu tố xuất hiện đồng thời là tốc độ gió và điều kiện khí quyển.

Mô hình phải có khả năng xác định bức xạ khi có sự cố tại các khoảng cách và cao độ khác nhau.

6.4.4 Vụ nổ

Sự bắt cháy khí thiên nhiên có thể gây nổ trong một số trường hợp nhất định (ví dụ ở khu vực hạn chế về không gian) và tạo ra sóng quá áp. Dải nồng độ bắt cháy của hỗn hợp khí thiên nhiên và không khí được đưa ra trong TCVN 12984.

Các phương pháp và mô hình phổ biến có thể được sử dụng để tính sóng quá áp, ví dụ các mô hình nêu trong [23] và [24]. Hiện tượng quá áp phải được áp dụng (khi có thể) cho các thiết bị, tòa nhà và kết cấu.

Khi áp dụng tính toán sóng quá áp cho bể chứa, thiết bị, tòa nhà hoặc kết cấu, phải sử dụng đặc điểm của sóng tới (incoming wave). Trong trường hợp này có thể giả thiết rằng vụ nổ bùng lên tại vị trí lân cận bể chứa hoặc ở khoảng cách gần (ví dụ khu vực công nghệ trong nhà máy hóa lỏng khí) sẽ gây ra một hiện tượng quá áp lên một nửa chu vi của bể chứa trong trường hợp xấu nhất. Ứng suất tại bể gây ra bởi sóng quá áp phải được xác định bằng mô hình tính toán động. Với các kết cấu khác, có thể sử dụng mô hình tĩnh để tính ứng suất.

Nếu có thể, phải xem xét đến ảnh hưởng của sóng quá áp tiềm ẩn bên dưới nền của bể chứa trên cao gây ra bởi sự bắt nổ của hỗn hợp khí cháy bên dưới bể.

Anh hưởng của sự phản xạ của sóng tới các vật thể cũng phải được xem xét.

Với các bể chứa áp lực, phải xem xét tới hiện tượng nổ hơi giãn nở gây ra từ chất lỏng sôi (BLEVE).

6.4.5 Vũng LNG

Các yếu tố ảnh hưởng tới việc hình thành vũng LNG được xác định bởi:

- Các điều kiện tồn chứa LNG (nhiệt độ, áp suất, thành phần);
- Điều kiện môi trường;
- Kích thước và hình dáng của nguồn rò rỉ;

– Sự tác động của các vật thể vào dòng LNG rò rỉ.

Nhiệt độ và áp suất của LNG trong hệ thống càng cao thì càng có nhiều dòng xoáy (turbulence) xuất hiện tại điểm rò rỉ làm tăng hiện tượng bay hơi nhanh và giảm tỉ lệ phần lỏng chảy xuống. Phân tích chi tiết phải xác định vũng LNG có phải là rủi ro tiềm ẩn hay không và yêu cầu các biện pháp giảm thiểu như bồn chứa chất lỏng tràn hoặc kiểm soát chất lỏng tràn.

Các kịch bản liên quan tới các loại bể chứa LNG được liệt kê trong Bảng 1.

Rò rỉ từ đường ống được đưa vào trường hợp ngăn tràn từ xa. Kích thước của khu vực ngăn tràn phải đủ cho toàn bộ thể tích LNG xả ra từ tuyến ống trước van ngắt nội bộ để giảm quá trình bay hơi.

6.4.6 Khoảng cách an toàn

Khoảng cách giữa các thành phần của kho phải được xác định phù hợp với các đánh giá mối nguy và rủi ro nhưng không được nhỏ hơn các giá trị tối thiểu đưa ra trong 7.2.6.

Không gian an toàn phải được tính toán khi xem xét tới các mức bức xạ từ đám cháy và các khu vực khuếch tán khí có thể có. Các ngưỡng tiếp xúc (với bức xạ) cho phép được đưa ra trong Phụ lục A. Các khoảng cách an toàn giữa các bể chứa LNG, các phân xưởng công nghệ, phòng điều khiển,... phải tuân thủ các yêu cầu tối thiểu để đảm bảo các ngưỡng tiếp xúc đó.

Bảng 1 – Liên hệ giữa kiểu bể chứa và kích thước đám cháy

Kiểu tồn chứa ^a	Tồn chứa áp suất thấp		Tồn chứa áp suất cao
	Bảng kim loại hoặc chỉ có mái bằng kim loại	Bảng bê tông dự ứng lực và mái bằng bê tông	
Bồn chứa đơn	Khu vực ngăn tràn	Không áp dụng	Khu vực ngăn tràn từ xa
Bồn chứa kép	Bồn chứa phụ	Không áp dụng	Bồn chứa phụ
Bồn chứa hỗn hợp	Bồn chứa phụ	Không có đám cháy	Không có đám cháy

^a: Định nghĩa các bồn chứa, xem 7.8.4

6.5 Ước tính tần suất và khả năng xảy ra

Việc ước tính tần suất hoặc khả năng xảy ra của một mối nguy nhất định cũng như hậu quả của nó phải dựa vào các cơ sở dữ liệu đáng tin cậy được công bố rộng rãi phù hợp với ngành công nghiệp LNG hoặc các phương pháp phổ biến có thể xác định được khoảng tần suất (Phụ lục I). Yếu tố con người cũng phải được xem xét.

6.6 Nâng cao độ an toàn

Khi đánh giá rủi ro chứng minh rằng các ngưỡng giá trị trong Phụ lục A bị vượt quá hoặc cho thấy rằng cần cải thiện mức độ rủi ro (xem Phụ lục K), phải tiến hành các biện pháp giảm thiểu, ví dụ như:

- Thiết lập hệ thống an toàn cho phép nhận biết sớm rò rỉ và hạn chế hậu quả của bất nổ (xem 7.2.3 và Điều 6);
- Tăng cường việc làm loãng đám mây hơi dễ cháy;
- Triệt tiêu các nguồn tia lửa trong vùng chứa đám mây hơi dễ cháy;
- Giảm tốc độ bay hơi bằng cách giảm thiểu quá trình trao đổi nhiệt;
- Giảm bức xạ nhiệt bằng màn nước, hệ thống phun nước, bọt hoặc cách nhiệt;
- Giảm khoảng cách khuếch tán hơi bằng cách làm ẩm đám mây hơi bằng bọt hoặc xịt nước;
- Tăng khoảng cách giữa các thiết bị;
- Bảo vệ các kết cấu khỏi vụ nổ;
- Sử dụng các hệ thống báo động phù hợp.

6.7 Đánh giá

Việc đánh giá phải được tổ chức thông qua việc áp dụng nghiêm ngặt một hệ thống quản lý chất lượng toàn diện (xem Điều 4).

Tùy thuộc vào mức độ phức tạp của dự án, các đánh giá tối thiểu sau phải được xem xét:

- Phân tích rủi ro sơ bộ
- Đánh giá mặt bằng;
- HAZOP;
- Đánh giá bảo dưỡng và khả năng tiếp cận;
- Đánh giá SIL;
- Đánh giá tiền khởi động (pre-start-up);
- Đánh giá khả năng thi công.

6.8 An toàn trong vận hành

6.8.1 Quy trình vận hành

Vấn đề an toàn trong giai đoạn vận hành phải được đảm bảo bằng các chức năng và biện pháp:

- Hệ thống kiểm soát, theo dõi vận hành và bảo vệ bao gồm cả các giấy phép làm việc;
- Kiểm soát các nguồn tia lửa;
- Điều khiển tại chỗ hoặc từ xa hệ thống chữa cháy;
- Ứng cứu khẩn cấp.

6.8.2 Quy trình bảo dưỡng

Quá trình thiết kế phải đảm bảo khả năng bảo dưỡng của kho. Việc chuẩn bị cho quá trình vận hành kho phải bao gồm các quy trình cho:

- Bảo dưỡng;
- Kiểm tra.

Việc kiểm tra và bảo dưỡng phải gắn với nhau trong hệ thống quản lý kho bằng các văn bản nêu rõ các chương trình bảo dưỡng cụ thể cho mỗi thiết bị liên quan. Việc bảo dưỡng đúng tiêu chuẩn các thiết bị chữa cháy là một trong những điều quan trọng cơ bản.

Quy trình bảo dưỡng phải đảm bảo an toàn cho nhân sự và tính toàn vẹn cho thiết bị đang được sửa chữa. Quy trình cũng phải đề cập tới cách thức và tần suất kiểm tra.

6.8.3 Đào tạo

Việc chuẩn bị cho giai đoạn vận hành kho phải bao gồm quá trình đào tạo nhân sự vận hành như liệt kê dưới đây.

Quy trình vận hành bằng văn bản phải được cung cấp cho toàn bộ kho và phải luôn sẵn sàng để sử dụng đối với các nhân sự vận hành. Các văn bản này phải bao gồm tất cả các quy trình vận hành bình thường và khẩn cấp.

Các thiết bị bảo vệ (bảo vệ cá nhân) phải được trang bị và sử dụng theo đánh giá của bản phân tích rủi ro.

Nhân sự vận hành liên quan đến các tình huống khẩn cấp phải được trang bị quần áo và thiết bị bảo hộ cần thiết. Thiết bị phát hiện khí cháy cầm tay phải luôn sẵn sàng để sử dụng.

Nhân sự liên quan quản lý, sản xuất, xử lý và tồn chứa LNG phải được đào tạo về các mối nguy và đặc tính của LNG cùng với các quy trình ứng cứu khẩn cấp.

Nhân viên vận hành và bảo dưỡng phải được đào tạo kỹ lưỡng về tất cả các khía cạnh trong công việc của mình để đảm bảo họ có thể làm việc an toàn và thành thạo trong cả tình huống thông thường và khẩn cấp. Đào tạo ban đầu phải xem xét tới nền tảng căn bản của mỗi cá nhân. Việc đào tạo lại phải được tiến hành định kỳ và tất cả hồ sơ đào tạo đều phải được lưu giữ.

Với cấp quản lý và nhân viên, các chương trình đào tạo được tổ chức căn cứ vào kinh nghiệm cá nhân, nghĩa vụ và trách nhiệm trong tổ chức và phải được xác nhận một cách độc lập.

Tất cả cá nhân vào khu vực sản xuất vì bất cứ lý do gì đều phải được giới thiệu về mối nguy và đặc tính của LNG. Mức chuyên sâu của khóa đào tạo phải phù hợp với mức độ liên quan của cá nhân đó tới việc vận hành của khu vực sản xuất.

Trong tất cả các dự án, phải có một sự tham vấn giữa chủ trạm, vận hành cảng, vận hành tàu, hoa tiêu và các tàu lai dắt. Các khóa đào tạo trước vận hành và các khóa nhắc lại định kỳ (sử dụng hệ thống mô phỏng) phải được tiến hành cho tất cả các bên liên quan.

Xem [40].

Theo đó, đối với các tình huống khẩn cấp, mức độ quan tâm của nhân viên vận hành phải luôn được giữ ở mức cao bằng các cuộc diễn tập phù hợp bao gồm cả việc sử dụng thiết bị.

Thông qua các cuộc diễn tập, tất cả nhân viên vận hành phải được đào tạo phù hợp với các tình huống khẩn cấp bao gồm cả việc sử dụng thiết bị.

6.8.4 Ứng cứu khẩn cấp

Việc chuẩn bị cho giai đoạn vận hành kho phải bao gồm việc xây dựng quy trình an toàn và an ninh phù hợp với các quy trình khẩn cấp của cảng và các tiêu chuẩn quốc tế liên quan.

Các thiết bị báo động khẩn cấp (còi, đèn hiệu, tin nhắn, biển báo,...) phải được lắp đặt một cách có tính toán dựa vào bản đánh giá rủi ro tại các vị trí chiến lược để cảnh báo mọi người về sự cố.

CHÚ THÍCH: Có thể áp dụng các quy định của địa phương.

Hệ thống phát hiện phải được trang bị nhằm cảnh báo về LNG hoặc khí thiên nhiên rò rỉ và đưa ra cảnh báo trong tình huống hỏa hoạn. Việc kích hoạt hệ thống này phải tự động khởi động chức năng ESD của hệ thống giao nhận tàu-bờ và bật báo động ở phòng vận hành cảng, các phòng điều khiển trạm và được thông tin tới tàu theo các phương thức khuyến cáo trong TCVN 8613.

7 Thiết kế

7.1 Yêu cầu chung

Trong điều này, nội dung thiết kế được chia thành các phần riêng rẽ với các yêu cầu cụ thể.

Thiết kế phải phù hợp với các thông lệ tốt trong ngành, với các tiêu chuẩn hiện hành cũng như với các yêu cầu cụ thể theo quy định của địa phương.

Thông số nhiệt độ và áp suất thiết kế tối đa cũng như tối thiểu của đường ống và thiết bị phải được lựa chọn đáp ứng được tất cả các điều kiện vận hành bình thường cũng như bất thường.

7.2 Các kết cấu xây dựng

7.2.1 Yêu cầu chung

Thiết kế của các kết cấu xây dựng phải tuân theo các nguyên tắc, tiêu chuẩn xây dựng và dựa vào các phương pháp tính toán tải trọng liên quan.

7.2.2 Khu vực thoát chất lỏng và kiểm soát tràn

7.2.2.1 Phòng ngừa và phát hiện LNG rò rỉ

Các biện pháp ngăn chặn quá trình phát tán rộng của LNG hoặc hydrocacbon rò rỉ là:

- Hạn chế thể tích rò rỉ bằng việc cô lập nguồn rò rỉ;

TCVN 8611:2023

- Chứa chất lỏng tràn vào các khu vực ngăn tràn hoặc bể ngăn tràn để phòng ngừa chất lỏng lan sang các khu vực khác của kho hoặc ra ngoài kho và giảm thiểu khoảng cách khuếch tán của đám mây hơi;
- Kiểm soát quá trình rò rỉ và tràn.

Nếu các tính toán về quá trình khuếch tán chỉ ra rằng sự rò rỉ có thể tiến triển thành sự cố nghiêm trọng hơn, cần phải trang bị hệ thống phát hiện rò rỉ cố định kèm theo sự tư vấn và hành động phù hợp nhằm cô lập các khu vực của kho và tắt nguồn tia lửa.

Các thiết bị phát hiện tràn cũng phải được lắp đặt.

7.2.2.2 Mục đích và vị trí của bể ngăn tràn

Chất lỏng tràn trong phạm vi kho phải được ngăn chặn trong các khu vực thu hồi chất lỏng tràn và phải được dẫn tới và lưu trữ trong các bể ngăn tràn theo bản đánh giá rủi ro.

Tùy thuộc vào kết quả phân tích rủi ro, bể ngăn tràn có thể được kết hợp với khu vực thu hồi chất lỏng tràn bằng cách đặt bên trong, đặt bên cạnh hoặc đặt ở xa.

Thiết kế của khu vực ngăn tràn phải đảm bảo kích bản rò rỉ không được gây ra bất kỳ một tác động dây chuyền nào tới (các) bể chứa hoặc thiết bị lân cận. Vị trí của bể ngăn tràn phải được xác định thông qua các phân tích về bức xạ nhiệt và khuếch tán.

7.2.2.3 Dung tích của bể ngăn tràn

Đối với các khu vực công nghệ, dung tích hệ thống thu hồi và bể ngăn tràn tối thiểu phải bằng 110 % thể tích rò rỉ lớn nhất dựa theo kết quả của đánh giá rủi ro. Hiện tượng bay hơi nhanh có thể được xem xét trong việc tính toán dung tích. Trong trường hợp mở rộng hoặc thay đổi công suất kho, dung tích hệ thống thu hồi và bể ngăn tràn phải được kiểm tra đảm bảo phù hợp với hệ thống công nghệ mới.

Đối với bể chứa áp suất thấp, bể ngăn tràn trong khu vực để ngăn phải đủ lớn để tồn chứa được tối thiểu 110 % thể tích tương ứng với mức chất lỏng thiết kế lớn nhất theo TCVN 8615 (tất cả các phần) cho bể chứa lớn nhất của kiểu thiết kế bể chứa đơn áp suất thấp.

Đối với bể chứa LNG áp suất cao, thể tích của bể ngăn tràn theo Bảng 1 phải dựa trên bản nhận diện mối nguy và đánh giá rủi ro. Nếu bể ngăn tràn được xác định là cần thiết, nó phải có khả năng tồn chứa được tối thiểu 20 % thể tích của bể chứa lớn nhất với giả thiết độ sâu của bồn không lớn hơn 2 m (trừ khi các giá trị khác được chứng minh). Có thể kết hợp các bể ngăn tràn từ xa của hai hay nhiều bể chứa.

CHÚ THÍCH: Việc tăng độ sâu sẽ làm giảm bề mặt truyền nhiệt của đáy.

Bồn ngăn tràn của bể chứa phải có khả năng thu hồi chất lỏng rò rỉ từ đường ống dẫn LNG trong khu vực ngăn tràn. Dung tích của nó phải lớn hơn lượng LNG có thể tràn ra từ vị trí rò rỉ với tốc độ rò rỉ lớn nhất trong khoảng thời gian cần thiết để phát hiện và thực hiện ngắt dòng.

Dung tích của các bể ngăn tràn và các kênh thu hồi tràn từ hệ thống đường ống và thiết bị LNG và hydrocacbon phải được xác định là một phần của hệ thống quản lý rủi ro.

Về cơ bản, nếu các đường ống không có nhánh, mặt bích hoặc thiết bị thì LNG và hydrocacbon rò rỉ từ các đường ống này không cần đưa vào đánh giá rủi ro.

Đường ống giao nhận sản phẩm giữa các bể chứa và bến cảng nên được xem xét riêng.

7.2.2.4 Thiết kế của bể ngăn tràn

Bồn ngăn tràn phải là dạng hở ra môi trường.

Cốt của khu vực ngăn tràn bên dưới và xung quanh hệ thống tồn chứa (tại điểm có thể xuất hiện rò rỉ) phải đảm bảo độ dốc để dẫn chất lỏng rò rỉ hoặc tràn ra khoảng cách an toàn cho thiết bị và đến bể ngăn tràn từ xa.

Đánh giá rủi ro phải xem xét mối nguy của việc LNG có thể đi vào thiết bị kín dùng để tách dầu từ hệ thống thu hồi nước mưa.

Thiết kế phải chứng minh được rằng bể ngăn tràn sẽ không bị đầy tràn kể cả trong tình huống hư hại nghiêm trọng nhất được nhận diện theo bản đánh giá rủi ro.

Thiết kế cũng phải xem xét các biện pháp để hạn chế bay hơi và giảm tốc độ cháy của chất lỏng tràn bị bắt cháy và hậu quả của các sự kiện này.

Độ dẫn nhiệt của vật liệu ảnh hưởng tới tốc độ bay hơi của chất lỏng tràn. Sự cần thiết phải cách nhiệt cho khu vực ngăn tràn và bể ngăn tràn phụ thuộc vào kết quả của đánh giá rủi ro. Lớp bọc cách nhiệt cho các hệ thống này phải được thiết kế phù hợp với TCVN 12984.

Đáy của bể ngăn tràn có thể được bọc cách nhiệt hoặc được chế tạo bằng vật liệu đặc biệt để giảm thiểu quá trình bay hơi.

Đáy của khu vực ngăn tràn hoặc của bể ngăn tràn không nên phủ sỏi vì đặc tính truyền nhiệt có thể gia tăng quá trình bay hơi, hoặc không nên che phủ bởi thảm thực vật vì có thể gây ra nguy cơ cháy.

Đối với bể chứa được lắp đặt trong hố đào, nền đất xung quanh có thể đóng vai trò bể ngăn tràn nếu đặc tính nền đất đảm bảo.

7.2.2.5 Hệ thống thoát LNG tràn và thoát nước

Hệ thống thu hồi nước mặt và nước chữa cháy cũng như hệ thống thu hồi LNG tràn phải được thiết kế để giảm thiểu nguy cơ nước chữa cháy gia tăng quá trình bay hơi của LNG tràn.

Nước mưa hoặc nước chữa cháy được thu gom trong bồn và được xử lý bằng các cách thức phù hợp. Nếu phát hiện LNG rò rỉ, bơm bị hạn chế sử dụng.

LNG tràn không được phép đi vào các mạng lưới thoát chất lỏng kín (ví dụ như đóng kín đường vào mạng lưới thoát chất lỏng) hoặc chảy về hướng các khu vực có các tòa nhà (ví dụ như thông qua khu vực ngăn tràn).

TCVN 8611:2023

LNG hoặc hydrocacbon không được đi vào hệ thống thoát nước mưa công cộng hoặc hệ thống thoát nước sinh hoạt khác.

Không được phép sử dụng hệ thống tách LNG và nước dựa vào khối lượng riêng.

7.2.3 Rào chắn

Rào chắn phải được lắp đặt để bảo vệ thiết bị khỏi các tai nạn do các phương tiện giao thông. Vị trí và thiết kế của rào chắn phải được xác định bởi đánh giá rủi ro.

Hệ thống rào chắn phải được thiết kế để hấp thụ năng lượng va chạm bằng việc biến dạng mà không bị phá hủy.

Các phương tiện giao thông phải được kiểm soát bên trong khu vực công nghệ để giảm thiểu va chạm.

7.2.4 Chữa cháy

7.2.4.1 Yêu cầu chung

Các vấn đề an toàn cháy nổ của kho phải được xác định thông qua đánh giá rủi ro cho từng loại kịch bản cháy và rò rỉ hydrocacbon cụ thể.

Kết quả thu được từ việc tính toán khi lập mô hình hậu quả của mối nguy phải chỉ rõ thiết bị nào có nguy cơ hư hỏng cao nhất dẫn tới hậu quả leo thang của sự cố cháy nổ. Kết quả này cung cấp cơ sở cho việc lựa chọn các biện pháp chữa cháy (hệ thống phun nước, vòi phun nước chữa cháy cố định, vòi phun di động, các biện pháp sử dụng nước trong ứng cứu khẩn cấp, chữa cháy thụ động, xe chữa cháy,...).

Các biện pháp phòng cháy, chữa cháy phải dựa vào đánh giá rủi ro. Mức độ của các biện pháp chữa cháy phụ thuộc vào cấp độ nhân lực vận hành, các yêu cầu an toàn nhân sự vận hành, các vấn đề môi trường, nguy cơ gián đoạn công việc chung.

7.2.4.2 Hệ thống chống cháy

Hệ thống chữa cháy được chia thành:

- Chống cháy thụ động;
- Chống cháy chủ động.
- Chống cháy thụ động có thể là các biện pháp:
 - ở các giai đoạn đầu của đám cháy khi các biện pháp chống cháy chủ động chưa được kích hoạt hoặc để giảm áp cho bồn chứa và đường ống;
 - sử dụng khi các biện pháp chống cháy chủ động không giảm được tác động của sự cố.

Một mục tiêu của các biện pháp chống cháy thụ động là tăng cường khả năng chống cháy của thiết bị và/hoặc giá đỡ của nó đối với đám cháy (pool fire) hoặc ngọn lửa phun (jet fire), ví dụ giá đỡ bồn chứa một lượng lớn hydrocacbon lỏng.

Một mục tiêu khác là duy trì khả năng vận hành của thiết bị khi tiếp xúc với lửa: ví dụ, cần gạt và cáp (điều khiển) của van (khả năng vận hành của van (đóng hoặc mở) đã được đánh giá là cần thiết khi có đám cháy). Cụ thể khả năng chống cháy nhằm:

- Đảm bảo khả năng vận hành của van trở về vị trí an toàn khi có đám cháy nếu cần thiết (đối với các van không phải loại ngắt an toàn (fail safe), van điện đóng mở tức thời);
- Duy trì khả năng vận hành trong đám cháy của các van ngắt an toàn cùng với một hành động ứng cứu sau đó (với các van giảm áp khẩn cấp vận hành nối tiếp nhau để giảm áp cho thiết bị lớn).

Trừ khi được nêu trong bản đánh giá rủi ro, các van ESD dạng ngắt an toàn và đã được kiểm tra chống cháy theo EN ISO 10497 thì không cần bọc chống cháy. Cáp của các loại van này cũng không cần trang bị chống cháy.

Dựa vào kết quả của đánh giá rủi ro, các bồn chứa áp suất cao có thể phải tiếp xúc với thông lượng bức xạ nhiệt vượt các mức đưa trong Phụ lục A. Biện pháp phòng cháy kiểu cách nhiệt hoặc tưới nước nên được lắp đặt cho các bồn chứa này để tránh cho bồn chứa bị hư hỏng và giải phóng ra chất lỏng bị đốt nóng quá mức và có thể dẫn tới hiện tượng BLEVE (xem TCVN 12984).

CHÚ THÍCH: Tùy thuộc và mục tiêu chống cháy, cấp độ chống cháy có thể không giống nhau.

Các tính toán tưới nước, cách nhiệt để bảo vệ các kết cấu khỏi đám cháy phải được thực hiện với lưu chất tạo ra thông lượng bức xạ cao nhất.

Các biện pháp chống cháy thụ động có thể được lắp đặt bằng:

- Bê tông đúc sẵn hoặc bê tông phun;
- Các vật liệu cách nhiệt làm bằng sợi bông khoáng, gốm, canxi silicat hoặc sợi thủy tinh;
- Lớp phủ bên ngoài.

Các biện pháp phòng cháy thụ động phải được thiết kế và lắp đặt theo các tiêu chuẩn liên quan.

7.2.4.3 Quy định về chống cháy chủ động

Việc chống cháy chủ động nên bao gồm:

- Hệ thống nước chữa cháy với các trụ nước chữa cháy và lăng giá chữa cháy;
- Hệ thống phun nước làm mát;
- Màn nước;
- Hệ thống chữa cháy bằng bọt;
- Hệ thống bột khô hóa học cố định;
- Hệ thống dập lửa sử dụng các tác nhân trơ (ví dụ N₂);
- Bình chữa cháy xách tay và xe đẩy;
- Xe chữa cháy.

TCVN 8611:2023

Chủng loại, số lượng và công suất của các biện pháp chữa cháy phải tuân theo quy định của pháp luật hiện hành.

7.2.4.4 Hệ thống nước chữa cháy

Các yêu cầu cho hệ thống nước chữa cháy phải tuân theo bản báo cáo đánh giá rủi ro.

Đối với đám cháy LNG, không sử dụng nước để kiểm soát đám cháy và chữa cháy. Việc sử dụng nước làm tác nhân chữa cháy sẽ làm tăng quá trình hình thành hơi trên bề mặt chất lỏng, dẫn đến làm tăng tốc độ cháy gây hậu quả xấu đối với việc kiểm soát đám cháy. Khi xảy ra cháy ở kho LNG, nước được sử dụng với khối lượng lớn để làm mát các bồn chứa, thiết bị và kết cấu chịu ảnh hưởng bởi bức xạ nhiệt và tác động từ ngọn lửa. Kết quả là đám cháy không bị lan rộng và làm hỏng hóc thiết bị.

Trong trường hợp nước chữa cháy bị nhiễm bẩn, phải có biện pháp phòng tránh ô nhiễm nguồn nước tự nhiên.

Phải lắp đặt ít nhất hai máy bơm nước chữa cháy, mỗi máy đảm bảo 100 % công suất. Phải bố trí các nguồn phát điện độc lập sao cho có thể vận hành hết công suất, có tính đến việc chỉ hoạt động được một nguồn điện.

CHÚ THÍCH: Ví dụ một máy bơm điện chạy 100 % công suất cộng với một máy bơm diesel chạy 100 % công suất.

Mạng lưới đường ống cấp nước chữa cháy phải được lắp đặt trong toàn bộ khu vực kho. Hệ thống cung cấp nước chữa cháy phải được nối thành mạng vòng hoặc có đường cấp dự phòng đến các khu vực để trong trường hợp bảo dưỡng hoặc hỏng một đường cấp sẽ không ảnh hưởng đến việc cấp nước cho khu vực khác. Hai máy bơm không được xả vào một đầu phân phối chung.

Tất cả các mạng lưới này, bao gồm cả trụ cấp nước chữa cháy phải được duy trì mỗi ở áp suất tối thiểu tại tất cả các điểm, ví dụ bằng cách sử dụng bơm mỗi hoặc một tháp nước.

Ở các vùng có khí hậu lạnh, phải áp dụng phương pháp dự phòng đặc biệt (như theo dõi nhiệt) để tránh mọi hư hỏng do hiện tượng đóng băng.

Hệ thống cấp nước phải có thể cung cấp, ở áp suất vận hành của hệ thống chữa cháy, một lưu lượng nước không nhỏ hơn giá trị yêu cầu cho hệ thống chữa cháy liên quan đến sự cố đơn lẻ tối đa được xác định trong báo cáo Đánh giá các mối nguy hiểm ở Điều 6, cộng thêm với lưu lượng 100 L/s cho các ống mềm. Lượng nước dự trữ chữa cháy phải đủ để giải quyết sự cố này nhưng không được ít hơn 2 h vận hành.

Các kho LNG (nhất là các bể ngăn tràn) phải được trang bị hệ thống thoát nước có khả năng thoát lượng nước do các hệ thống này tạo ra.

7.2.4.5 Hệ thống phun nước

Tầm quan trọng của việc làm mát các thiết bị và lượng nước yêu cầu phải phụ thuộc vào báo cáo đánh giá rủi ro (xem Điều 6).

Khi được yêu cầu, các hệ thống phun nước làm mát phải phân phối nước đều trên bề mặt tiếp xúc. Do đó, thiết bị chịu ảnh hưởng bởi bức xạ sẽ không bị quá nhiệt cục bộ.

Tái tuần hoàn nước đã qua sử dụng có thể được cân nhắc nếu khả thi và phải phụ thuộc vào khả năng làm nguội của nó trong khi vẫn giữ cho các thiết bị hoạt động bình thường. Cần lưu ý rằng các vật liệu dễ cháy không bị tái lưu chuyển cùng với nước.

Lượng nước phun trên mỗi đơn vị diện tích phải được tính toán trên thông lượng bức xạ đối với từng tình huống mô tả trong Điều 6 – áp dụng mô hình thích hợp để giới hạn nhiệt độ bề mặt phù hợp với tình trạng nguyên vẹn của kết cấu.

7.2.4.6 Màn nước

Màn nước có thể được sử dụng để giảm bớt sự thoát khí và chống lại bức xạ nhiệt.

Mục đích của hệ thống màn nước làm mát là làm giảm nhanh chóng nồng độ khí của đám mây hơi LNG xuống thấp hơn giới hạn nồng độ bắt cháy dưới của khí trong không khí.

Màn nước trao đổi nhiệt với đám mây khí lạnh thông qua sự tiếp xúc giữa hơi LNG và giọt nước nhỏ.

Thêm vào đó, màn nước lôi cuốn một khối lượng lớn không khí vào quá trình trao đổi nhiệt, pha loãng đám mây hơi LNG, do đó làm cho nó trở nên nhẹ hơn, và dễ phân tán hơn.

Các màn nước được khuyến cáo đặt ở các vị trí theo yêu cầu trong bản đánh giá rủi ro (xem Điều 6).

Lưu lượng thể tích của nước được khuyến nghị bằng 70 L/min cho mỗi mét dài.

7.2.4.7 Hệ thống tạo bọt

Các yêu cầu với hệ thống tạo bọt phải dựa vào bản đánh giá rủi ro.

Chất tạo bọt chữa cháy được dùng để giảm bức xạ nhiệt từ vùng cháy LNG và hỗ trợ phân tán khí an toàn hơn trong trường hợp rò rỉ khí không bắt cháy. Việc sử dụng chất tạo bọt phụ thuộc vào báo cáo đánh giá các mối nguy hiểm, xem Điều 6.

Thiết bị tạo bọt phải được thiết kế để có thể vận hành khi bị bao trùm trong đám cháy LNG, ngoại trừ trường hợp thiết bị tạo bọt được làm bằng các loại vật liệu có khả năng chịu được tác động thông lượng nhiệt cao. Thiết kế của hệ thống phải tránh nước ở dạng lỏng chảy vào khu vực ngăn tràn.

Chất tạo bọt phải là loại bột khô phù hợp để sử dụng cho đám cháy LNG theo EN 12065, có tỷ lệ giãn nở tiêu chuẩn bằng khoảng 500:1.

Bồn ngăn LNG tràn hay khu vực ngăn tràn LNG phải được bố trí các thiết bị tạo bọt cố định cho phép phản ứng nhanh và kích hoạt từ xa.

Dung tích/thể tích chất tạo bọt cho các bể hứng và khu vực ngăn tràn LNG phải được xác định theo EN 12065 nhằm giảm bức xạ nhiệt, có tính đến khả năng xảy ra lỗi của một trong các thiết bị tạo bọt và tốc độ phá hủy của bọt do ngọn lửa. Thiết bị ngăn bọt có thể được bố trí xung quanh bồn hứng chất lỏng tràn hoặc khu vực ngăn tràn - nơi có nguy cơ mất mát bọt do gió.

TCVN 8611:2023

Chất tạo bọt phải được tồn chứa tại nơi phù hợp tránh các nguồn bức xạ nhiệt (từ đám cháy và ánh sáng mặt trời).

Thể tích tối thiểu của bồn chứa chất tạo bọt được tính như sau:

$$Q = Q_1 + Q_2 + Q_3$$

Trong đó:

$$Q_1 = t \times r \times S$$

t là thời gian phun chất tạo bọt, tính bằng giờ (h), (tối đa là 48 h);

r là độ phá hủy của chất tạo bọt, tính bằng mét trên giờ (m/h) (ví dụ $r = 0,11$ m/h);

S là diện tích lớn nhất được che phủ, tính bằng mét vuông (m²);

Q_2 là lượng chất tạo bọt cần thiết để thử hệ thống định kỳ. Khi không có thông tin thì được tính bằng lượng chất tạo bọt khi bơm ở công suất tối đa trong khoảng thời gian là 15 min;

Q_3 là lượng chất tạo bọt cần thiết cho việc tạo lớp bọt đầu tiên.

7.2.4.8 Thiết bị phun bọt di động

Yêu cầu cho một thiết bị tạo bọt di động phải được quy định trong báo cáo đánh giá rủi ro (xem Điều 6). Trường hợp được bố trí, thiết bị tạo bọt di động được kết nối với nguồn cấp nước chữa cháy phải được trang bị với cuộn vòi chữa cháy đủ để tiếp cận vị trí nguy hiểm xa nhất cần được bảo vệ.

7.2.4.9 Dập lửa LNG bằng bột khô

7.2.4.9.1 Yêu cầu chung

Thiết bị chữa cháy phải dựa theo yêu cầu của bản đánh giá rủi ro.

Khuyến cáo sử dụng chất chữa cháy dạng bột khô cho đám cháy LNG.

Để dập tắt đám cháy LNG, bột khô phải được sử dụng bao phủ bên trên bề mặt sao cho không va chạm và làm khuấy động bề mặt chất lỏng.

Việc khuấy động bề mặt chất lỏng sẽ làm tăng tốc độ cháy do gia tăng quá trình tạo thành hơi thay vì dập tắt đám cháy.

Để đạt được kết quả tối ưu trong việc dập tắt đám cháy LNG, khu vực cháy phải được bao phủ ngay lập tức và toàn bộ. Nếu không lửa tàn dư từ đám cháy LNG có thể nhanh chóng làm bùng cháy lại khí thoát ra từ vùng đã được dập cháy. Ngoài ra, phải áp dụng biện pháp dự phòng để làm lạnh bất cứ bề mặt kết cấu nào có khả năng kích hoạt gây cháy khí.

Lượng bột được khuyến cáo phải có đủ để cho phép chữa cháy lần hai trong trường hợp bị bốc cháy lại.

7.2.4.9.2 Các loại bột khô

Bột khô phải được thử tương thích cho việc dập tắt đám cháy khí, độ tương thích của bột phải tuân theo EN 12065.

Bột khô có thể là một trong những loại sau:

- Thành phần chính là natri bicacbonat;
- Thành phần chính là kali bicacbonat.

7.2.4.9.3 Vị trí đặt hệ thống bột khô

Yêu cầu về việc lắp đặt hệ thống bột khô ở các vị trí gần nơi có nguy cơ xảy ra rò rỉ LNG phải dựa vào bản đánh giá rủi ro. Các vị trí ví dụ như sau:

- Các khu vực giao nhận sản phẩm (theo quy định trong TCVN 8613);
- Các bơm LNG;
- Các van ESD;
- Các van bộ chia;
- Bồn tháo chất lỏng;
- Bình tách pha.

7.2.4.10 Dập tắt đám cháy khí bất lờ

Các yêu cầu đối với việc lắp đặt hệ thống bột khô gần các vị trí có nguy cơ rò rỉ khí (ví dụ ống xả của van an toàn cho bồn thấp áp) phải tuân theo bản đánh giá rủi ro.

Nếu bồn thấp áp được lắp đặt hệ thống dập lờ cho ống xả van an toàn, thiết bị phát hiện nhiệt và lờ cũng phải được trang bị.

Hệ thống phun nitơ có thể được sử dụng như biện pháp dập lờ nhanh cho đuốc và đường xả khí giống như cho van an toàn (xem thêm 7.18.3).

7.2.4.11 Bình chữa cháy xách tay/di động

Những loại bình chữa cháy được sử dụng:

- Bình bột chữa cháy trong khu vực có sử dụng dầu (nhà đặt máy nén khí, thiết bị thủy lực của hệ thống cần giao nhận sản phẩm tại cầu tàu);
- Bình chữa cháy khí CO₂ bố trí trong tòa nhà có liên quan đến việc sử dụng các thiết bị điện và điều khiển.
- Bình bột khô chữa cháy bố trí trong khu vực công nghệ.

Các bình chữa cháy này phải tuân theo quy định của TCVN 7026 và TCVN 7027.

Các bình chữa cháy được bố trí tại các vị trí trọng yếu dọc theo các lối đi hoặc sàn thao tác. Các bình chữa cháy phải đặt tại lối thoát hiểm, tách biệt khỏi vị trí mà nó dự kiến được sử dụng (để dập tắt đám cháy).

TCVN 8611:2023

7.2.4.12 Xe chữa cháy

Sự cần thiết của xe chữa cháy phải được đánh giá và ghi vào văn bản trong kế hoạch ứng phó khẩn cấp.

7.2.4.13 Cabin chữa cháy/hộp vòi chữa cháy

Các thiết bị chữa cháy phải được bố trí tại các vị trí dễ tiếp cận, gần nơi các vòi nước được thiết kế để nhân viên kho hoặc đội cứu hỏa địa phương sử dụng.

Các thiết bị chữa cháy chứa trong các cabin phải:

- Có thể xác định một cách rõ ràng;
- Cung cấp phương tiện để cất giữ thiết bị chữa cháy an toàn;
- Được xây lắp và bảo vệ thích hợp đối với môi trường kho;
- Thông khí tự nhiên;
- Bố trí thuận tiện để có thể tiếp cận từ nơi an toàn.

Các quy định về cabin chữa cháy phải tuân theo các quy định hiện hành về phòng cháy chữa cháy.

7.2.5 Lớp cách nhiệt

Vật liệu cách nhiệt phải được lựa chọn tuân theo TCVN 12984. Nếu sử dụng các vật liệu khác, phải chứng minh sự phù hợp của chúng.

Hệ thống cách nhiệt được lắp đặt phải không chứa tạp chất có thể gây ăn mòn hoặc làm hỏng bộ phận chịu áp lực tiếp xúc với hệ thống cách nhiệt.

Cách nhiệt cho bề hình cầu phải ở phía bên ngoài bề và không được phép chịu tải trọng thủy tĩnh hoặc các tác động cơ học.

Lớp cách nhiệt bên ngoài phải được bảo vệ chống ẩm bằng lớp sơn phủ và lớp chặn hơi.

Thiết kế bể chứa phải đảm bảo lớp cách nhiệt không được tiếp xúc với lửa cháy. Lớp cách nhiệt có thể là loại hoàn toàn không cháy hoặc phải có các biện pháp thiết kế nhằm đảo bảo lớp cách nhiệt không tiếp xúc với nhiệt hoặc ngọn lửa.

Trường hợp bồn chứa nằm trên mặt đất, tốc độ gió tối thiểu cần tính đến là 1,5 m/s.

Việc lựa chọn chất lượng và chủng loại vật liệu cách nhiệt phải dựa trên các yêu cầu sau đây:

- Mức độ dễ cháy và hấp thụ khí của vật liệu;
- Độ nhạy với độ ẩm của vật liệu cách nhiệt;
- Gradient nhiệt độ lớn;
- Nhiệt độ thấp.

Phải sử dụng vật liệu cách nhiệt có hàm lượng clo thấp để tránh ăn mòn thép không gỉ.

Phải cách nhiệt đường ống tại những vị trí yêu cầu để:

- Giảm đến mức thấp nhất tiêu thụ năng lượng;
- Bảo vệ khỏi hiện tượng ngưng tụ và/hoặc đóng băng;
- Bảo vệ nhân viên.

Cung cấp cách nhiệt bằng cách sử dụng :

- Vật liệu cách nhiệt;
- Màng chắn hơi đối với đường ống lạnh để ngăn chặn sự xâm nhập của không khí ẩm gây ra ngưng tụ và đóng băng hơi nước;
- Chống va đập cơ khí, chống chịu thời tiết, chống cháy khi có yêu cầu theo 9.8.3.
- Khi sử dụng vật liệu cách nhiệt, cần thực hiện các biện pháp phòng ngừa sau:
- Bố trí đủ không gian thao tác cho việc siết chặt và tháo bulông tại các mặt bích;
- những bộ phận đường ống dịch chuyển;
- Giá đỡ và giá treo đường ống.

Lớp cách nhiệt tại các khớp nối ống (mối hàn, mặt bích) không được lắp vào trước khi kiểm định đường ống.

Khi thiết kế hệ thống cách nhiệt nhiều thành phần, đặc tính kỹ thuật cháy của tất cả thành phần bao gồm mattit, chất bịt kín, màng chắn hơi và chất dính phải được xác nhận và chứng thực bằng tài liệu để đảm bảo rằng hệ thống cách nhiệt không gây ra cháy lan truyền và hơi phát thải không gây nguy cơ độc hại không thể chấp nhận.

Sự có mặt hơi ẩm trong hệ thống cách nhiệt sẽ nhanh chóng phá hỏng tính năng của vật liệu cách nhiệt.

Để tránh sự xâm nhập của hơi nước, phải bố trí màng chắn hơi hiệu quả xung quanh vật liệu cách nhiệt. Phải thiết kế hệ thống để duy trì độ kín khí ngay cả sau khi trải qua dịch chuyển vi sai được dự đoán trước giữa đường ống và các bộ phận cấu thành hệ thống cách nhiệt (bao gồm màng chắn hơi, lớp phủ, chất điền đầy vi lỗ, vỏ bọc kim loại).

Phải thiết kế khớp nối, chủ yếu là khớp nối cơ ngót, để chịu được chu kỳ dịch chuyển vi sai liên quan đến sự thay đổi nhiệt độ bên trong và bên ngoài.

Trừ các thiết bị cách nhiệt bằng chân không, việc tính toán chiều dày lớp cách nhiệt tuân theo ISO 12241 và có tính đến các yêu cầu sau đây:

- An toàn (lựa chọn kích thước van chống quá áp);
- Giới hạn bay hơi;
- Kiểm soát ngưng tụ bề mặt;

TCVN 8611:2023

- Sự xâm nhập của nhiệt.

Trường hợp yêu cầu theo ISO 12241, phải sử dụng các phương pháp chính xác hơn để dự đoán chính xác nhiệt gia tăng và nhiệt độ bề mặt cách nhiệt, xem ví dụ trong [37] và [38].

Ví dụ về hậu quả của quá trình ngưng tụ là:

- Ở vùng ôn đới hoặc lạnh, việc ngưng tụ hơi nước trên bề mặt ngoài có thể dẫn đến hiện tượng đóng băng và làm lão hóa sớm màng chắn hơi hoặc lớp phủ bảo vệ;
- Ở vùng ẩm ướt, một lượng lớn hơi nước ngưng tụ có thể gây ra ăn mòn và ảnh hưởng xấu đến thực vật, tảo, sự sinh sôi vi sinh vật, làm đẩy nhanh quá trình lão hóa mang chắn hơi hoặc lớp phủ bên ngoài.

Có thể dùng phương pháp tính toán khác dựa trên những giả thuyết trong Bảng 2. Khi đó trong các điều kiện tính toán này thì không xảy ra hiện tượng ngưng tụ.

Bảng 2 – Các điều kiện khí quyển để tính toán chiều dày lớp cách nhiệt nếu không có dữ liệu khí hậu của khu vực

	Gió m/s	Độ ẩm tương đối %	Nhiệt độ °C
Vùng nhiệt đới	1,5	85	35
Vùng cận nhiệt đới	1,5	80	32
Vùng sa mạc	1,5	70	32
Vùng địa trung hải	1,5	80	30
Vùng ôn đới	1,5	80	25
Vùng cực	1,5	75	20

Trường hợp khu vực nào không có thông gió tự nhiên, áp dụng điều kiện "không có gió" trong tính toán.

7.2.6 Các yêu cầu về bố trí mặt bằng

Các điều khoản sau liên quan đến việc bố trí mặt bằng kho có sử dụng thuật ngữ "khu vực nguy hiểm" và "khu vực bị ảnh hưởng bởi mối nguy hiểm". Theo đó khu vực bị ảnh hưởng bởi mối nguy hiểm là nơi mà các sự kiện được mô tả trong điều 6 có thể xảy ra. Thuật ngữ khu vực nguy hiểm được áp dụng đặc biệt cho các khu vực nêu trong 7.3.4. Các bể chứa LNG và các thiết bị liên quan không được đặt dưới đường dây điện (trên cao).

Kho LNG phải được bố trí sao cho việc xây dựng, vận hành, bảo trì, các hoạt động khẩn cấp có thể được thực hiện một cách an toàn và phải tuân theo các quy định trong báo cáo đánh giá rủi ro (xem Điều 6).

Việc phân bố khoảng cách phải tính đến các yếu tố:

- Các mức thông lượng bức xạ;
- Đường bao giới hạn cháy dưới;
- Hiệu ứng của vụ nổ;
- Độ ồn.

Hướng gió chính cũng phải được xem xét trong việc bố trí mặt bằng kho LNG. Nếu điều kiện mặt bằng cho phép, các công trình/tòa nhà, vật liệu dễ bắt cháy và nguồn gây cháy không được bố trí liên hoàn theo cùng một hướng gió bởi khả năng bắt cháy. Tất cả phải được bố trí ở ngoài khu vực nguy hiểm.

Trong điều kiện cho phép, kho và bồn chứa chất lỏng dễ cháy phải được đặt ở nơi thông thoáng; tuy nhiên, công tác bảo dưỡng và điều kiện khí hậu có thể sẽ ảnh hưởng đến quy định này.

Nhà xưởng phải được bố trí ngoài khu vực có nguy cơ bị ảnh hưởng bởi mối nguy hiểm hoặc được thiết kế để chịu được các kịch bản rủi ro này. Mật độ người làm việc của tòa nhà cũng là một phần của báo cáo đánh giá trên. Dựa vào kết quả phân tích rủi ro liên quan, việc lắp đặt các tòa nhà tạm thời phải được thực hiện trên nguyên tắc phù hợp với các tiêu chí về độ chịu đựng của các tòa nhà tạm thời trong khu vực bị ảnh hưởng bởi mối nguy.

Đối với tất cả các thiết bị, như máy nén khí, các thiết bị đốt, tuốc bin khí, bơm chữa cháy chạy bằng diesel và máy phát điện khẩn cấp, đường lấy không khí phải được bố trí ngoài vùng 0 và 1. Trong vùng 2, các đường lấy không khí phải được lắp đặt thiết bị phát hiện khí để tự động ngắt các thiết bị. Nếu phân tích rủi ro quy định, các yêu cầu nêu trên đối với thiết bị phát hiện khí có thể được áp dụng cho các khu vực không được phân loại.

Khoảng cách giữa hai bể chứa liền kề được quy định trong báo cáo đánh giá rủi ro. Theo cách tiếp cận xác định, khoảng cách này phải tối thiểu bằng một nửa đường kính của bể chứa có kích thước lớn hơn (giữa hai bể chứa liền kề). Cách tiếp cận xác suất sử dụng phương pháp luận tính toán với các kịch bản có tính đến tác động nhiệt giữa các công trình lân cận. Thiết kế mặt bằng cũng phải xem xét tới tầm hoạt động của cầu và khoảng trống tối thiểu bên trên các thiết bị đang hoạt động.

Hệ thống đường phải được thiết kế để xe chữa cháy và các phương tiện ứng phó khẩn cấp có thể tiếp cận trực tiếp. Khi bố trí hệ thống đường, phải phân tích các yêu cầu cho việc vận chuyển và di chuyển dự kiến trong các quá trình thi công, vận hành, (dừng máy) bảo trì, khẩn cấp và ngừng hoạt động của thiết bị. Việc phân tích cũng phải tính đến khoảng dự phòng trong tương lai cho việc di chuyển của tàu trọng tải lớn (đến và đi).

Quá trình thiết kế và vận hành phải giảm thiểu hoặc loại bỏ rủi ro của việc va chạm với các phương tiện đang xuất nhập sản phẩm. Phải có các biện pháp bảo vệ để tránh việc phương tiện va chạm với thiết bị.

Các khu vực có thể phát sinh mối nguy cho nhân viên vận hành đều phải có lối thoát hiểm. Các lối thoát hiểm phải bố trí nhằm tăng cường khả năng phản ứng trực quan cho nhân viên vận hành từ khu vực nguy cơ cao đến khu vực nguy cơ thấp và phải xem xét đến khả năng xảy ra hoảng loạn cho tình huống khẩn cấp. Thiết kế phải xem xét đến thực tế là khi LNG rò rỉ sẽ có một đám sương được tạo ra do độ ẩm

TCVN 8611:2023

trong khi quyền bị ngưng tụ. Với các lối thoát hiểm dài, cần xem xét trang bị các vị trí chứa đồ hỗ trợ thờ dọc theo lối thoát hiểm.

Phải thực hiện việc đánh giá mặt bằng kho. Van và thiết bị khác phải được cung cấp các phương cách tiếp cận an toàn bằng các lối đi, cầu thang và sàn thao tác theo yêu cầu của việc đánh giá mặt bằng, xem 6.3. Phải xác định khoảng không gian tối thiểu cho nhân sự hoạt động (bảo trì, sửa chữa tại chỗ, tháo dỡ, thay thế) xung quanh van an toàn, các thiết bị, các gioăng, li hợp, nắp đậy của bơm và máy nén. Các giá trị này được sử dụng để xác định việc bố trí mặt bằng kho.

Các hướng dẫn bổ sung cho việc bố trí mặt bằng được đưa ra trong các tài liệu tham khảo [8,26,27].

7.2.7 Động đất

Kho phải được thiết kế để có thể nhanh chóng vận hành trở lại ở chế độ OBE sau động đất (xem quy định trong Điều 3).

Các hệ thống sau đây phải đủ khả năng chống chịu các tác động gây ra bởi động đất mạnh hơn (từ cấp độ OBE cho tới cấp độ SSE):

- Các hệ thống mà sự cố gãy, đứt, vỡ có thể gây nguy hiểm cho kho;
- Các hệ thống bảo vệ được yêu cầu phải hoạt động để duy trì mức an toàn tối thiểu.

Để đạt mục đích này, hệ thống kho và các bộ phận phải được phân loại trên cơ sở tầm quan trọng (xem Phụ lục C). Sự phân loại này phải được phân tích khi đánh giá rủi ro:

- **Nhóm A:** các hệ thống quan trọng đối với sự an toàn của kho hoặc các hệ thống bảo vệ yêu cầu phải vận hành để giữ mức an toàn tối thiểu. Những hệ thống này phải duy trì hoạt động ngay cả khi xảy ra động đất OBE và SSE. Hệ thống thiết bị dừng khẩn cấp và bồn chứa LNG phụ được phân loại nhóm A.
- **Nhóm B:** các hệ thống thực hiện chức năng quan trọng đối với vận hành kho hoặc hệ thống mà sự cố gãy, đứt, vỡ có thể gây nguy hiểm cho kho, dẫn đến tác động lớn đến môi trường hoặc gây ra những thiệt hại hậu quả khác. Những hệ thống này phải duy trì hoạt động sau khi xảy ra động đất OBE và phải giữ được sự nguyên vẹn trong trường hợp xảy ra động đất SSE. Bồn chứa chính LNG được phân loại nhóm B.
- **Nhóm C:** các hệ thống khác. Những hệ thống này phải duy trì hoạt động sau động đất OBE và không bị hư hỏng hoặc gây tác động cho các hệ thống và bộ phận khác sau động đất SSE.

Những hệ thống này bao gồm các thiết bị, đường ống, van, thiết bị đo đếm, nguồn cấp điện và các thiết bị phụ trợ liên quan. Kết cấu phải được thiết kế tuân theo theo phân loại của bộ phận quan trọng nhất trong hệ thống mà kết cấu được sử dụng để đỡ.

Công trình xây dựng có chức năng an toàn hoặc thường xuyên có người làm việc bên trong phải được thiết kế sao cho giữ được sự toàn vẹn trong trường hợp động đất SSE. Hệ thống cấp nhiệt,

thông gió và điều hòa không khí phải thiết kế để đáp ứng đầy đủ các tiêu chí của hệ thống được phân loại trong công trình xây dựng.

7.2.8 Địa kỹ thuật

Vị trí đặt kho, khu vực tồn chứa, các tòa nhà và các hạ tầng kết nối phải xem xét đến các điều kiện địa kỹ thuật của khu vực được xác định theo EN 1997 (tất cả các phần) để thiết kế nền móng và để giảm thiểu rủi ro tiềm ẩn từ các mối nguy địa chất và các động đất.

7.2.9 Thiết kế nền móng

Nền móng được thiết kế để tránh hiện tượng sụt lún cục bộ vượt quá giới hạn cho phép. Thiết kế nền móng phải tuân thủ bộ EN 1997. Nguyên tắc chủ đạo là đảm bảo không vượt quá giới hạn trong mọi tình huống liên quan địa kỹ thuật liên quan.

Nền móng phải được phân loại dựa theo ba loại địa kỹ thuật trong bộ EN 1997. Các phân loại này sẽ xác định các yêu cầu và quá trình thiết kế.

Việc phân loại sơ bộ địa kỹ thuật của nền móng phải được hoàn thành trước khi tiến hành mọi khảo sát đất nền.

Việc xác định các phân loại địa kỹ thuật phải tuân thủ EN 1997-1. Trong suốt quá trình thiết kế, các phân loại này phải được theo dõi và cập nhật nếu cần thiết.

Nền móng đỡ thiết bị chứa nhiều hơn 1 000 kg LNG hoặc đường ống có lưu lượng khối cao hơn 1 000 kg/(10 min) phải được xếp vào loại GC 3.

Đối với cụm thiết bị, cần thực hiện khảo sát tổng quan về các thiết bị riêng lẻ và kết cấu chịu tải lên nền móng và phân loại địa kỹ thuật của chúng.

Các yếu tố tải trọng tổng hợp, các hệ số an toàn của các công trình, kết cấu, thiết bị, bồn chứa, bể chứa và nền móng phải tuân thủ theo điều sau (theo thứ tự ưu tiên):

- Các tiêu chuẩn về công trình và kết cấu dân dụng là EN 1990, EN 1992 (tất cả các phần), EN 1993 (tất cả các phần), EN 1997 (tất cả các phần) và các tiêu chuẩn về tải trọng tổng hợp EN 1991 (tất cả các phần) và EN 1998 (tất cả các phần);
- Các tiêu chuẩn về thiết bị công nghệ, bồn chứa, đường ống, bể chứa là TCVN 8615 (tất cả các phần), EN 13445 (tất cả các phần), EN 13480 (tất cả các phần) hoặc các tiêu chuẩn liên quan khác;
- Các khả năng tổng hợp tải trọng có thể có (bao gồm cả quá trình thi công).

Thiết kế phải dựa vào tải trọng tổng hợp gây nên ảnh hưởng không mong muốn nhất.

Các thành phần kết cấu thường xuyên hoặc định kỳ tiếp xúc với nhiệt độ lạnh sâu bao gồm nền móng của các bồn chứa lạnh sâu và giá đỡ ống phải được thiết kế để chịu được tải trọng vận hành, tải trọng gây ra bởi môi trường như động đất và ảnh hưởng của nhiệt độ.

TCVN 8611:2023

Thiết kế kết cấu phải tính đến các lực gây ra bởi dòng chất lỏng bên trong thiết bị công nghệ hoặc đường ống.

Thiết kế phải xác định khả năng chịu tải cho phép của nền đất và cọc trong quá trình nén và chịu ứng suất.

Thiết kế nền móng phải tính đến hiện tượng sụt lún cục bộ và lâu dài.

Các yếu tố độ võng, momen uốn, lực trượt và lực dọc trục do lún cục bộ cũng phải được đưa vào thiết kế của kết cấu dựa vào việc lựa chọn nền móng và ý kiến của kỹ sư địa kỹ thuật.

Nước ngầm:

Tính không đồng nhất của các tầng đất và tải trọng gây ra hiện tượng lún cục bộ.

Thiết kế phải tính toán tới sự ảnh hưởng của nước ngầm và mực nước ngầm đến hoạt động của nền móng. Việc kiểm tra độ ổn định của nền móng khi có tải trọng động đất phải sử dụng giá trị mực nước ngầm cao nhất có thể dự đoán.

Việc kiểm tra độ ổn định của nền móng khi có tải trọng gió phải sử dụng mực nước ngầm ở cốt bệ mặt đất.

Nếu đáy của móng nông thấp hơn mực nước (tạm thời hay lâu dài), thiết kế phải tính đến lực nâng của áp suất thủy tĩnh. Bồn chứa được coi là rỗng khi đánh giá tác động của lực nâng.

Tồn chứa chất lạnh sâu:

Thiết kế nền móng của các bể chứa lạnh sâu phải đảm bảo tránh được hiện tượng đông nở bằng cách sử dụng tấm đế hoặc hệ thống sưởi. Nếu sử dụng hệ thống sưởi, hệ thống này phải có khả năng được sửa chữa hay thay thế mà không phải dừng vận hành và phải được dự phòng 100 % công suất.

Nếu móng bồn là loại nâng cao, phải đảm bảo khoảng hở bên dưới đủ lớn để không khí lưu thông tự nhiên nhằm duy trì nhiệt độ của mặt dưới móng không thấp hơn 5 °C so với nhiệt độ khí quyển.

Phải tiến hành theo dõi tình trạng tổng thể của kết cấu.

Phải theo dõi sự lún của nền trong quá trình vận hành và so sánh với trạng thái ban đầu khi tiến hành chạy thử bằng nước hoặc lần đầu tiên chứa sản phẩm nếu không thử bằng nước ở hiện trường.

Có thể trang bị bộ cách li giảm chấn cho bể chứa để giảm bớt hậu quả của động đất. Hệ thống này phải có khả năng thay thế mà không cần dừng hoạt động của bể.

7.2.10 Máng ống hoặc không gian hạn chế

Phải hạn chế tối đa sự tồn tại của các khu vực hạn chế hoàn toàn hay cục bộ, cụ thể:

- Nếu có thể khắc phục, đường ống khí và LNG không được đặt trong các đường hầm kín, ví dụ nơi có cầu đường bộ vượt qua đường chạy của ống;

- Nếu có khoảng trống ở dưới tấm đỡ của bồn chứa loại nâng cao thì phải đủ cao để không khí có thể lưu thông;
- Nếu sử dụng ống chạy cáp ngầm, phải đặc biệt chú ý tới:
 - + Độ kín khí và độ chống cháy tại vị trí cáp đi vào/ra khỏi công trình xây dựng để tránh trường hợp khí xâm nhập;
 - + Giảm thiểu khả năng khí di chuyển dọc theo ống cáp. Đường ống cáp có thể được đẩy bằng tấm phẳng có lỗ thông khí.

7.2.11 Giá đỡ ống

Đường ống được lắp đặt trên sàn đỡ hoặc giá đỡ ống. Hệ thống sàn đỡ chính và hệ thống phụ trợ dẫn đường ống phải bố trí lộ thiên càng nhiều càng tốt để tránh tích tụ khí dễ cháy.

Kích thước của giá và gối đỡ ống phải được tính toán phù hợp để chịu được các tác động nêu trong Phụ lục F.

Giá đỡ phải được bảo vệ chống cháy (xem 7.2.4.2) và/hoặc chống LNG hoặc khí lạnh bị rò rỉ (xem 7.4.13) nếu được yêu cầu trong báo cáo đánh giá rủi ro.

Mặt đất bên dưới giá đỡ ống phải có độ cao và độ dốc phù hợp để tránh đọng nước mưa và hydrocarbon tràn.

7.2.12 Hàng rào và kiểm soát ra vào

Hệ thống giám sát an ninh (như là hàng rào) phải được thiết lập dựa trên báo cáo đánh giá rủi ro.

Hệ thống an ninh phải bao gồm những mục sau:

- Chống xâm nhập

Hệ thống chống xâm nhập phải được lắp đặt dọc theo chiều dài của hàng rào để theo dõi sự xâm nhập trái phép vào kho;

- Kiểm soát ra vào

Hệ thống kiểm soát ra vào phải được lắp đặt với mục đích kiểm soát việc ra vào khu vực bất kỳ của kho. Nó có thể bao gồm hệ thống đọc thẻ, hệ thống liên lạc nội bộ và thiết bị cảm ứng chống xâm nhập. Hệ thống kiểm soát ra vào phải tính đến các mức truy cập khác nhau (phòng điều khiển, khu chế biến, các công trình chính,...).

Hệ thống kiểm soát ra vào phải được kết nối với truyền hình mạch kín (CCTV) để cho phép việc theo dõi từ xa.

Các điểm ra vào kho phải được kiểm soát thông qua các gác chắn độc lập, được điều chỉnh phù hợp đối với phương tiện xe cộ và nhân viên. Ít nhất phải có hai lối ra vào cho các phương tiện chữa cháy và cấp cứu.

TCVN 8611:2023

Phụ thuộc vào quy mô của kho, lối vào khu vực công nghệ nơi mà khí được tồn chứa, vận chuyển qua đường ống hoặc xử lý phải được kiểm soát. Việc kiểm soát này có thể bị hạn chế trong khu vực công nghệ hoặc mở rộng cho các khu vực khác. Việc kiểm soát ra vào có thể được thực hiện bởi nhân viên an ninh hoặc sử dụng thiết bị (như khóa, cửa điện từ,...).

Kho LNG phải được bao quanh bởi một hàng rào và có thể được trang bị hệ thống phát hiện chống xâm nhập trái phép.

7.3 Thiết bị điện

7.3.1 Phân loại khí quyển nổ (ATEX)

Tất cả thiết bị điện, đo lường và các kết cấu lắp đặt trong khu vực nguy hiểm (xem 7.3.4) phải phù hợp với các yêu cầu trong bộ TCVN 10888.

7.3.2 Phân loại IP

Phân loại IP (cấp bảo vệ) cho các thiết bị điện phải phù hợp với TCVN 4255.

7.3.3 Chống sét

Chống sét phải tuân theo TCVN 9888 (tất cả các phần).

Ít nhất các hạng mục sau đây phải được chống sét:

- Bể chứa và các thiết bị phụ trợ;
- Hệ thống cần xuất nhập tại cầu tàu;
- Các công trình;
- Đuốc và hệ thống xả khí.

7.3.4 Chiếu sáng

Phải bố trí đèn chiếu sáng trong kho tại các khu vực yêu cầu hoạt động đi lại an toàn và các điều kiện an toàn cho công việc vào ban đêm.

Phải bố trí hệ thống chiếu sáng dùng pin/ắc quy dự phòng để duy trì hệ thống chiếu sáng cho phép nhân viên rời khỏi kho an toàn trong trường hợp điện và thiết bị chiếu sáng chính bị hỏng hoặc trong tình huống khẩn cấp.

7.3.5 Phân loại khu vực nguy hiểm

Cần đánh giá phân loại vùng nguy hiểm cho tất cả các thiết bị/cụm thiết bị. Tham khảo tiêu chuẩn liên quan như TCVN 7702, TCVN 10888.

Việc phân loại khu vực nguy hiểm có thể khác nhau tùy thuộc vào tiêu chuẩn chuyên ngành hoặc quốc gia được áp dụng, tuy nhiên phải tuân theo các phương pháp luận được thiết lập trong TCVN 7702, TCVN 10888. Đối với cầu tàu, tham chiếu TCVN 8613 (ISO 28460), đặc biệt là khu vực nguy hiểm phát sinh khi phương tiện chuyên chở LNG neo đậu dọc theo cầu tàu.

Việc lựa chọn thiết bị sử dụng tại các vị trí cụ thể phải được xác định trên cơ sở phân loại khu vực nguy hiểm tại vị trí lựa chọn và phải tuân theo TCVN 7702 và bộ tiêu chuẩn EN/IEC. Để cho phép lựa chọn thiết bị điện cho các khu vực có thể xuất hiện khí dễ cháy, phải lập bản vẽ phân loại khu vực trong đó các khu vực nguy hiểm được thể hiện trên mặt bằng hiện trường. Việc phân loại khu vực phải tính toán đến các hoạt động nhập hàng, phân loại khu vực cho các bồn giao nhận hàng, toa xe hàng và tàu hàng.

Các thiết bị điện lắp đặt trong khu vực nguy hiểm phải được chứng nhận phù hợp với bộ TCVN 10888.

7.3.6 Nối đất

Thiết kế phải đảm bảo an toàn cho nhân viên vận hành và tránh gây ra sự chênh lệch điện thế giữa các thành phần kim loại và khả năng tạo tia lửa trong các khu vực nguy hiểm.

7.3.7 Hệ thống cung cấp điện cao thế và hệ thống điện chính

Kho có thể sử dụng điện từ lưới điện địa phương hoặc sử dụng máy phát điện riêng của kho hoặc kết hợp sử dụng cả hai nguồn này.

Nếu sử dụng điện từ nguồn điện lưới địa phương, tốt nhất là sử dụng hai nguồn điện độc lập để đảm bảo duy trì mạng điện liên tục cho kho. Nguồn điện cấp cho kho phải được xem xét để xác định điểm các đường điện độc lập có thể kết nối với nhau hoặc xác định nơi có thể xảy ra nguy cơ cả hai nguồn cấp điện độc lập bị hỏng do cùng một nguyên nhân.

Đường điện cấp phải đảm bảo:

- a) Đủ công suất cho toàn bộ tải của kho LNG chạy hết công suất;
- b) Cho phép khởi động an toàn các thiết bị điện của kho vào bất kỳ thời điểm nào mà không gây sụt điện áp vượt mức cho phép tại thanh cái chính.

Nếu kho có trạm máy phát điện riêng, phải có phương án dự phòng để khởi động kho sau khi ngừng hoạt động hoàn toàn ("khởi động đen"). Quy trình khởi động này cần tính đến việc nhiên liệu cần thiết cho các máy phát điện có thể không sẵn có khi "khởi động đen".

Chủ sở hữu kho phải cân nhắc thực hiện phân tích độ ổn định của hệ thống điện nếu cần thiết. Phân tích này phải bao gồm:

- Độ nhạy của thiết bị, đặc biệt là các thiết bị điện và máy tính, khi sụt áp hoặc bị cắt điện;
- Sự nhiễu của hệ thống điện gây ra bởi dòng điện hài, đặc biệt là trong hệ thống có các thiết bị biến tốc. Phải sử dụng các biện pháp giảm thiểu phù hợp (tụ điện, bộ chia,...).

7.3.8 Hệ thống điện hạ thế

Các thiết bị và hệ thống điện, điện tử sử dụng nguồn điện không cao hơn 1000 V xoay chiều và 1500 V một chiều với tần số không cao hơn 200 Hz phải tuân thủ các yêu cầu của TCVN 12669.

7.3.9 Nguồn cấp điện khẩn cấp (EPS)

Dựa vào bản đánh giá rủi ro, phải trang bị nguồn điện khẩn cấp nếu cần thiết. Nguồn điện này được thiết kế sao cho vẫn duy trì toàn bộ các chức năng thiết yếu nhằm đảm bảo an toàn cho nhân viên và các cụm thiết bị trong trường hợp nguồn cấp điện chính bị hỏng.

Công suất của nguồn điện khẩn cấp phải đủ đưa kho về trạng thái ngừng hoạt động có kiểm soát và theo đúng trình tự trong trường hợp mất điện toàn bộ. Người thiết kế phải tính toán toàn bộ phụ tải của máy phát điện khẩn cấp.

Trong trường hợp mở rộng kho, công suất của nguồn điện khẩn cấp phải được kiểm tra để đảm bảo rằng nhu cầu tải tối thiểu vẫn được đáp ứng.

Tối thiểu nguồn điện khẩn cấp phải:

- Cung cấp điện cho một bơm trong bể chứa nếu cần thiết để đảm bảo an toàn. Điều này phụ thuộc vào lưu chất trong bể (ví dụ để tuần hoàn chất lỏng tránh cuộn xoáy (roll-over), tháo chất lỏng hoặc giảm thể tích tồn chứa, giữ lạnh bể hoặc vận hành các thiết bị an toàn);
- Đảm bảo tàu chuyên chở LNG có thể dừng hoạt động giao nhận và rời khỏi nơi neo đậu nếu cần thiết;
- Duy trì các tiêu chí an toàn; các phụ tải (thiết bị đo đếm công nghệ, thiết bị chữa cháy, an toàn và các hệ thống liên quan, van vận hành cơ khí (MOV), phương tiện thông tin liên lạc, đèn cảnh báo, hệ thống chiếu sáng thiết yếu,...);
- Khởi động và chạy một máy bơm nước chữa cháy trừ khi có bơm chạy dầu diesel;
- Duy trì đủ điện cho các cuộn dây điện của hệ thống gia nhiệt (nếu được lắp) cho nền móng bể chứa LNG trong trường hợp bồn chứa nổi, hoặc duy trì đủ điện cho hệ thống gia nhiệt trong trường hợp bồn chứa chìm;
- Cung cấp điện cho hệ thống khí điều khiển, hệ thống nitơ và hệ thống thủy lực nếu cần thiết cho các chức năng an toàn.

Máy phát điện khẩn cấp phải có bình chứa nhiên liệu tối thiểu đủ cho 24 h hoạt động và có khả năng nạp thêm nhiên liệu khi máy đang chạy.

7.3.10 Bộ lưu điện (UPS)

Kho phải lắp đặt bộ lưu điện (nguồn cấp điện không gián đoạn).

Bộ lưu điện phải cung cấp điện cho các hệ thống điều khiển và an toàn quan trọng sao cho kho có thể giữ trạng thái an toàn trong ít nhất là 60 min hoặc lâu hơn (theo bản đánh giá rủi ro).

Trong trường hợp mở rộng kho, công suất của bộ lưu điện phải được kiểm tra nhằm đảm bảo khả năng duy trì được các hoạt động độc lập tối thiểu.

7.4 Thiết kế và lựa chọn vật liệu cho đường ống và các thành phần cơ khí

7.4.1 Vật liệu

Các loại vật liệu phù hợp được liệt kê trong TCVN 12984. Các vật liệu khác có thể được sử dụng nếu nhà cung cấp chứng minh được sự phù hợp. Phải đặc biệt chú ý tới sự tương thích khi sử dụng các chủng loại vật liệu khác nhau.

Ứng suất trong đường ống và thiết bị chịu ảnh hưởng của hiện tượng co/giãn do thay đổi nhiệt độ, khả năng xảy ra sốc nhiệt và phương pháp cách nhiệt. Cần tính đến các hiện tượng vật lý như là: áp lực dòng chảy, xâm thực, bay hơi tức thì/nhanh và dòng chảy hai pha.

Vì thiết bị hóa khí tiếp xúc với dung môi gia nhiệt nên phải áp dụng một trong hai yêu cầu sau:

- Vật liệu tương thích (không bị ăn mòn hoặc bị mài mòn) với dung môi gia nhiệt có tính chất phù hợp được xác định trước;
- Hoặc phải có lớp phủ bảo vệ bộ phận tiếp xúc với dung môi gia nhiệt.

Phải chú ý đến tính tương thích của vật liệu: ví dụ phải lưu ý rằng ống trao đổi nhiệt của thiết bị hóa khí thường làm bằng hợp kim nhôm trong khi đường ống LNG làm bằng thép không gỉ austenit.

Phải chú ý để tránh nguy cơ các đường ống và hệ thống thiết bị hạ nguồn của thiết bị hóa khí bị tiếp xúc với nhiệt độ thấp (xem E.2.6).

Việc lựa chọn vật liệu chế tạo đường ống và phụ kiện phải phù hợp theo điều kiện sử dụng.

Có hai trường hợp cần phải xem xét đến khi lựa chọn:

- Vật liệu thường xuyên hoặc không thường xuyên tiếp xúc với LNG;
- Vật liệu ngẫu nhiên tiếp xúc với LNG do hiện tượng rò rỉ hoặc tràn LNG.

Trong trường hợp thứ nhất, vật liệu phải có tính chất chịu lạnh sao cho không xảy ra rui ro giòn gãy khi tiếp xúc với nhiệt độ của LNG.

Trong trường hợp thứ hai, theo kết quả báo cáo đánh giá rui ro (xem Điều 6), phải đặc biệt lưu ý các biện pháp đề phòng, ví dụ:

- Sử dụng vật liệu chịu lạnh sâu;
- Cách nhiệt bằng vật liệu thích hợp.

Phải phân tích nguy cơ hệ thống đường ống công nghệ tiếp xúc với đám cháy. Đường ống tiếp xúc với đám cháy có thể lắp đặt tại những nơi mà hydrocacbon tràn được thu gom hoặc tích tụ và đốt cháy, hoặc tại những nơi bị ảnh hưởng của đám cháy do hydrocacbon phun ra thành dòng do sự cố hoặc xả hydrocacbon.

Phải chú ý về tính tương thích giữa các loại vật liệu để tránh hiện tượng ăn mòn điện hóa.

TCVN 8611:2023

Phải chú ý tới việc lắp đặt vật liệu kẽm và nhôm lên trên hệ thống làm bằng đồng và thép không có lớp phủ bảo vệ. Việc nhôm hoặc kẽm bị nung nóng trong thời gian dài cùng với vật liệu thép hoặc đồng sẽ tạo ra các lỗ hoặc vết rỗ do hình thành hợp kim trong quá trình vận hành sau này. Hiện tượng này không xảy ra ngay lập tức nhưng sẽ gây ảnh hưởng đến tính toàn vẹn của kho trong vận hành sau này.

7.4.2 Ăn mòn

Phải lựa chọn vật liệu và mức ăn mòn cho phép trên cơ sở điều kiện vận hành và điều kiện môi trường (sự có mặt của hợp chất clo, lưu huỳnh, nitơ).

Phải áp dụng các biện pháp đặc biệt như là bảo vệ catốt và sử dụng lớp phủ chống ăn mòn phù hợp với các rủi ro liên quan (xem 7.4.3 và 7.4.4).

7.4.3 Sơn phủ

Kho phải có các biện pháp chống ăn mòn bề mặt kim loại của thiết bị, đường ống và kết cấu kim loại trong các công trình thông qua việc lựa chọn vật liệu và xác định mức độ ăn mòn khí quyển. Kết cấu bê tông cũng có thể được sơn để bảo vệ khỏi bị hư hại.

Khi sử dụng lớp phủ (sơn, phun phủ kim loại, mạ kim loại) để bảo vệ thiết bị hóa khí chống lại tác động hóa lý từ dung môi gia nhiệt, lớp phủ này phải ổn định ở cả nhiệt độ LNG và nhiệt độ cao nhất của dung môi gia nhiệt.

Lớp phủ bảo vệ có thể bị ăn mòn hoặc bị mài mòn một cách từ từ. Việc xác định được tốc độ ăn mòn lớp phủ lớn nhất phải tính đến các điều kiện vận hành (vận tốc dòng chảy, nhiệt độ, thành phần, thời gian sử dụng).

Việc chuẩn bị bề mặt, các hệ thống sơn và sử dụng lớp phủ đối với kết cấu thép phải tuân theo TCVN 12705 (tất cả các phần).

Nếu cần thiết sử dụng thép mạ kẽm nhúng nóng thì phải tuân thủ yêu cầu trong TCVN 7665.

Phải đảm bảo tránh hiện tượng thép không gỉ austenit bị nhiễm bẩn kẽm (xem 7.4.5).

Việc sơn, mạ, đánh mã màu phải được thiết kế và thực hiện theo các quy định nội bộ.

7.4.4 Bảo vệ catốt

Tất cả các bộ phận kim loại chôn ngầm dưới đất hoặc chìm dưới nước biển phải được bảo vệ chống ăn mòn sử dụng lớp phủ phù hợp và/hoặc bảo vệ catốt theo các tiêu chuẩn liên quan.

Trong trường hợp mở rộng kho, hệ thống bảo vệ catốt phải được kiểm tra để đảm bảo vẫn đủ công suất hoạt động tối thiểu.

7.4.5 Các kết cấu mạ

Các bề mặt mạ nên được bố trí ở những vị trí sao cho tránh được khả năng kẽm nóng chảy trong đám cháy gây nhiễm bẩn đến các thiết bị và đường ống bằng vật liệu thép không gỉ austenit và có thể dẫn đến khả năng giòn nứt vỡ hoặc bị phá hủy nhanh chóng.

7.4.6 Hệ thống đường ống và van

Đối với đường ống LNG hoặc khí lạnh, phải thực hiện các biện pháp để ngăn ngừa các sự cố sau đây:

- Co ngót gây biến dạng, kẹt các bộ phận chuyển động, hiện tượng cong vênh,...;
- Đóng băng các bộ phận tiếp xúc với không khí. Nếu hiện tượng này không thể tránh khỏi, phải xem xét khối lượng băng tích tụ để tính toán giá đỡ.

Phải áp dụng biện pháp cô lập chủ động tại những nơi cần thiết nhằm bảo vệ nhân viên thực hiện việc kiểm tra, bảo dưỡng thiết bị. Xem thêm 7.4.11.

Hệ thống đường ống chính trong kho LNG bao gồm:

- Hệ thống công nghệ chính;
- Hệ thống công nghệ phụ trợ;
- Hệ thống phụ trợ;
- Hệ thống chữa cháy.

Hệ thống công nghệ chính phụ thuộc vào loại kho, tuy nhiên có thể bao gồm:

- Hệ thống khí thiên nhiên áp suất cao, dẫn khí đến hoặc đi từ mạng lưới đường ống vận chuyển khí thiên nhiên;
- Hệ thống LNG cao áp và thấp áp;
- Hệ thống giao nhận giữa tàu vận chuyển và kho tồn chứa; hệ thống này kết thúc tại mặt bích kết nối với hệ thống cần xuất nhập;
- Hệ thống BOG, bao gồm cả hệ thống xả khí ra đốt/xả khí và đường hơi hồi lưu về phương tiện chuyên chở LNG đường biển;
- Hệ thống làm lạnh, giữa máy nén hóa lỏng, thiết bị trao đổi nhiệt và bồn chứa lưu chất làm lạnh.
- Hệ thống công nghệ phụ trợ bao gồm:
 - Hệ thống xả thải (thu gom hydrocacbon thải ra từ hệ thống công nghệ và thiết bị đến bồn chứa chất thải hoặc bồn tách trước khi dẫn ra hệ thống đuốc/flare);
 - Hệ thống khí thiên nhiên được sử dụng làm khí nhiên liệu cho kho, khí sinh hoạt, khí ră đông (làm tan băng), khí công tác cho kho và phục vụ cho mục đích an toàn của các bể chứa;
 - Hệ thống làm lạnh các thiết bị lớn;
 - Hệ thống làm lạnh và duy trì lạnh (ví dụ dùng để duy trì hệ thống vận chuyển LNG ở nhiệt độ lạnh sâu khi hệ thống đang ở chế độ standby).

Phải chú ý các điều sau:

TCVN 8611:2023

- Số lượng mặt bích trên đường ống phải được giảm tới mức tối thiểu bằng cách sử dụng các van hàn trên đường ống, cùng với sự xem xét kỹ lưỡng về chạy thử, cô lập và bảo dưỡng. Khi sử dụng mặt bích, phải lựa chọn gioăng đệm đảm bảo chất lượng theo TCVN 8614, phù hợp cho việc kết nối; trong điều kiện cho phép, mặt bích phải được lắp theo hướng sao cho nếu xảy ra rò rỉ thì dòng lưu chất không gây ảnh hưởng đến các thiết bị xung quanh;
- Các yêu cầu về bảo trì.

Hệ thống đường ống phải tuân thủ quy định trong EN 13480 (tất cả các phần) hoặc các tiêu chuẩn liên quan.

Van phải được thiết kế, chế tạo và thử nghiệm theo các tiêu chuẩn công nghiệp liên quan.

- Van lạnh phải tuân theo những yêu cầu của EN ISO 28921 (tất cả các phần). Van lạnh phải có khả năng vận hành kể cả khi xuất hiện băng giá;
- Khuyến cáo không sử dụng van có mối ghép dọc thân cho các điều kiện lạnh sâu;
- Van lắp đặt cho mục đích sử dụng trong hệ thống độc hại và cung cấp hydrocacbon lạnh sâu được khuyến cáo phải ở dạng hàn nối hai đầu;
- Khuyến cáo các van hàn sử dụng cho hệ thống lạnh phải được thiết kế sao cho khi bảo dưỡng không cần phải tháo rời thân van khỏi đường ống;
- Tất cả van lắp đặt kề cận bể chứa LNG cho đến van đầu tiên của hệ thống ESD phải là loại chống cháy theo ISO 10497 và phải có chức năng an toàn cho van tự động.

Số lượng van phải giảm đến mức thấp nhất để hạn chế khả năng rò rỉ. Tuy nhiên phải xem xét các vấn đề sau đây:

- Yêu cầu đối với việc giảm áp suất cục bộ trên đường ống và hệ thống thiết bị;
- Cô lập an toàn cho LNG, nguồn lưu chất nguy hiểm khác, thiết bị đặc biệt hoặc bồn chứa;
- Giới hạn lượng LNG hoặc các lưu chất nguy hiểm trong trường hợp xảy ra hiện tượng rò rỉ.

Van chịu lạnh sâu phải được lắp đặt sao cho cần van ở vị trí thẳng đứng hoặc nghiêng góc 45° so với chiều thẳng đứng. Trước khi lắp đặt ở bất kỳ vị trí nào khác, van phải được thử nghiệm và xác định chứng tỏ ở vị trí đó thì thiết kế của van không gây ra nguy cơ rò rỉ hoặc kẹt. Yêu cầu này không áp dụng cho van cô lập thiết bị có kích thước nhỏ.

Tất cả van của bể chịu áp tính đến van ESD đầu tiên phải được lắp đặt càng gần vòi của bể càng tốt.

Vận tốc tối đa của mỗi loại lưu chất phải được xác định như là một hàm số của lưu chất, khối lượng riêng và điện thế tĩnh điện (xem EN 61800 (tất cả các phần)).

Vì lý do an toàn, tất cả đường ống của kho LNG trên bờ phải được đánh mã màu để nhận diện lưu chất theo tiêu chuẩn, ví dụ EN ISO 14726.

Không được sử dụng van cánh bướm trên các thiết bị vận hành với hydrocarbon để đề phòng nguy cơ làm đám cháy nghiêm trọng hơn.

7.4.7 Van cô lập/Van ESD

Với bồn chứa chất lỏng dễ cháy, phải lắp đặt van cô lập gần nhất đến mức có thể (nhưng phải ở ngoài giá đỡ bồn) với đầu xuất chất lỏng của bồn. Những van cô lập này phải có khả năng vận hành từ xa bằng nút bấm đặt tại vị trí an toàn hoặc vận hành tự động bằng thiết bị dừng khẩn cấp ESD (xem 7.5).

Van ESD phải được lắp đặt càng gần thiết bị càng tốt.

Không nên sử dụng van dừng khẩn cấp với vai trò một bộ phận trong hệ thống kiểm soát công nghệ.

Các van ESD có thể được sử dụng cho mục đích khởi động dòng công nghệ. Việc sử dụng van ESD để khởi động dòng công nghệ phải được nghiên cứu và vận hành trong các trường hợp cụ thể riêng biệt.

Thời gian thao tác van dừng khẩn cấp ESD phải phù hợp với giả định trong báo cáo đánh giá rủi ro (xem Điều 6). Người thiết kế phải đảm bảo rằng bất kỳ tác động nào, ví dụ do va đập thủy lực (sóng) trong bồn chứa hoặc ống nối gây ra bởi đóng van ESD, đều nằm trong giới hạn cho phép.

Van ESD phải được mở lại thủ công tại vị trí bảng điều khiển bởi nhân viên được cấp phép trước khi khởi động lại hệ thống.

Van ESD phải là loại tự đóng khi xảy ra sự cố (fail-safe) với cơ cấu truyền động sử dụng khí nén hoặc thủy lực. Ưu tiên sử dụng cơ cấu truyền động bằng lò xo hồi vị. Tuy nhiên, nếu kiểu cơ cấu này không khả thi thì phải lắp đặt cơ cấu tích trữ năng lượng cục bộ đủ cho 3 lần vận hành.

Van ESD sử dụng cho LNG phải được thử chống cháy theo EN ISO 10497.

7.4.8 Ứng suất đường ống

Phải phân tích ứng suất của tất cả các hệ thống đường ống theo các tiêu chuẩn đường ống liên quan. Phân tích này có thể là thực nghiệm hoặc dựa trên mô hình máy tính, tùy thuộc vào độ tin cậy để bảo đảm tương thích với tất cả các trường hợp chịu tải: vận hành (nhiệt năng, trọng lượng, áp suất trong hoặc chân không,...) và sự cố (tải tăng, động đất, lún,...). Phải lập báo cáo về số liệu đầu vào và kết quả phân tích.

Giá đỡ phải cho phép đường ống chuyển dịch do co giãn nhiệt mà không gây vượt quá ứng suất cho phép. Thiết kế giá đỡ phải phù hợp với chức năng và tránh truyền nhiệt lạnh giữa đường ống và cấu trúc mà giá đỡ đang tựa vào hoặc treo lên.

Việc thiết kế phân giá đỡ và đường ống liên quan phải tính đến rung động và sự thay đổi đột ngột do lưu chất vận chuyển trong đường ống.

Phải áp dụng những biện pháp đặc biệt để hấp thụ những thay đổi về kích thước của đường ống liên quan đến nhiệt độ, ví dụ:

- Vòng bù giãn nở;

TCVN 8611:2023

- Cơ cấu bù loại bản lề có khả năng dao động quanh trục dọc của cơ cấu (khoảng 5°);
- Hệ thống có khớp nối;
- Vật liệu (ví dụ: Hợp kim Invar) không bị giãn nở /co ngót quá mức.

Phải tránh sử dụng khớp nối giãn nở dạng ống xếp ở mức thấp nhất có thể.

Trong trường hợp mở rộng kho và các đường ống mới được kết nối với hệ thống đường ống hiện hữu, phải thực hiện phân tích ứng suất tối thiểu cho đoạn ống từ hệ thống đường ống hiện có cho đến các điểm neo đầu tiên trên mỗi đoạn ống. Trong trường hợp đường ống dao động, phân tích rung động phải được mở rộng theo các khuyến cáo của báo cáo nghiên cứu rung động/ xung.

Trong trường hợp nâng cấp hoặc sửa chữa kho, bất kỳ thay đổi nào trong hệ thống đường ống có khả năng ảnh hưởng đến hoạt động, tính ổn định hoặc tính toàn vẹn của đường ống cần phải được phân tích ứng suất mới. Trong trường hợp đường ống dao động, bất kỳ sự thay đổi nào làm thay đổi tần số tự nhiên của đường ống cần phải được phân tích rung động mới.

7.4.9 Thiết kế thoát lỏng và xả khí

Thiết kế chi tiết phải xác định các điểm thấp kết nối với điểm thoát lỏng để sử dụng cho mục đích tháo chất lỏng hoặc thành phần nặng khi bảo trì. Các đường liên kết dài phải dốc về điểm thấp này. Tất cả các van xả phải có bích mù hoặc nút bịt để đảm bảo độ kín trong trường hợp vô tình mở hoặc van bị rò.

Thiết kế chi tiết phải xác định các điểm giảm áp và đường dẫn ra vị trí an toàn để sử dụng cho mục đích giảm áp khí khi mở hệ thống áp lực để bảo trì. Mặt bằng thoát lỏng và xả khí nên được đánh giá trước trên bản thiết kế 3D.

7.4.10 Xung của dòng chất lỏng

Các đường ống có nguy cơ chịu áp lực xung của dòng chảy phải được phân tích ứng suất để đảm bảo hệ thống đường ống chịu được mức ứng suất cho phép theo EN 13480 (tất cả các phần). Thiết kế của giá đỡ ống phải tính toán các lực bổ sung gây ra do xung của dòng chất lỏng.

7.4.11 Cơ lập an toàn

Các thiết bị hydrocarbon và phụ trợ phải được trang bị biện pháp cô lập dòng công nghệ cho các thiết bị cơ học và đường ống. Điều này cho phép tiếp cận an toàn và tránh các nguy cơ từ năng lượng tích tụ trong hệ thống áp lực, cháy nổ, ngạt thở và các chất lỏng độc hại.

Có rất nhiều phương pháp cô lập an toàn. Bản phân tích an toàn phải xác định phương pháp cô lập cho từng vị trí cụ thể. Các thông số sau phải được tính toán:

- Kiểu thiết bị;
- Cấp áp suất;
- Đường kính;
- Loại khí hoặc lỏng (điểm bay hơi, giới hạn cháy,...);

- Thời gian triển khai công việc;
- Kiểu công việc (ví dụ công việc sinh nhiệt, làm việc trong không gian hạn chế).

Các tùy chọn cô lập hoặc kết hợp các tùy chọn sau cũng có thể được sử dụng:

- Cô lập bằng một van, không xả;
- Cô lập bằng một van, có xả;
- Cô lập bằng một van, có tấm chặn;
- Cô lập bằng hai van;
- Cô lập bằng hai van, có xả.

7.4.12 Thiết bị xả áp

Phải lắp đặt các thiết bị an toàn để ngăn chặn rủi ro do quá áp bên trong bao gồm cả trường hợp do đám cháy.

Khí xả từ các thiết bị an toàn thông thường (van an toàn, van xả giảm áp) nên được dẫn đến hệ thống đốt/xả khí. Nếu không xả vào hệ thống đốt/xả khí, khí xả từ van an toàn của bồn chứa và thiết bị hóa khí phải được dẫn tới vị trí an toàn được xác định trong báo cáo đánh giá rủi ro.

Trường hợp sử dụng chung 01 hệ thống cho việc xả các nguồn khí cao áp và thấp áp thì cần tránh nguy cơ dội áp. Trong trường hợp xảy ra hiện tượng dội áp trong hệ thống xả thấp áp, cần tính đến việc lắp đặt hệ thống đốt/xả khí riêng biệt cho nguồn khí cao áp và thấp áp.

Cần tính đến các lưu lượng khác nhau khi xác định kích thước hệ thống BOG và van xả áp như quy định tại Phụ lục B. Lưu lượng tham chiếu áp dụng cho từng bồn chứa riêng biệt. Phải tính toán dự phòng đủ khoảng chênh lệch giữa áp suất vận hành và áp suất thiết kế của bồn chứa để tránh xả áp suất không cần thiết.

Bồn chứa phải được lắp các van chống quá áp theo nguyên tắc dự phòng (n+1), xả trực tiếp ra ngoài khí quyển, ngoại trừ trường hợp khí xả trong trường hợp khẩn cấp sẽ dẫn đến những tình huống không mong muốn. Trong trường hợp này, các van xả áp phải được nối với hệ thống flare đốt/xả khí. Lưu lượng xả tối đa ở áp suất vận hành tối đa được tính trên cơ sở lưu lượng khí do nhiệt cấp từ đám cháy hoặc do tổ hợp các nguyên nhân sau đây:

- Hóa hơi do được nhiệt cấp vào bể chứa;
- Chất lỏng chuyển dịch do nạp nhiên liệu;
- Bay hơi nhanh khi nạp nhiên liệu;
- Thay đổi áp suất khí quyển (xem B.7);
- Tuần hoàn khép kín từ máy bơm chìm;
- Hồng van điều khiển;

TCVN 8611:2023

– Cuộn xoáy.

Xem Phụ lục B để biết về việc xác định các dòng tham chiếu cho từng kịch bản cụ thể đối với bồn chứa thấp áp.

Thiết bị xả áp dạng đĩa nổ được khuyến cáo sử dụng vì các thiết bị này thực tế không phải lại tự đóng và có thể gây ra các tình huống nguy hiểm.

Để tránh quá áp, bất kỳ thiết bị hóa khí nào có khả năng bị cô lập đều phải được lắp đặt ít nhất một van xả an toàn. Tốc độ xả quy định cho van xả an toàn phải được tính toán dựa trên những giả định sau:

- Thiết bị hóa khí chứa đầy LNG tại nhiệt độ làm việc;
- Van cô lập của phần hóa khí được đóng và giả định van đóng kín hoàn toàn;
- Hệ thống gia nhiệt (lưu chất truyền nhiệt, bồn gia nhiệt,...) duy trì công suất hoạt động tối đa (ở nhiệt độ tối đa và lưu lượng tối đa đối với chất tải nhiệt);
- Trừ trường hợp hệ số truyền nhiệt hệ kín được biết, còn lại thì hệ số truyền nhiệt phải dựa trên chế độ hoạt động ở điều kiện vận hành sạch (tức là không bám bẩn) và lưu lượng dòng LNG.

Van xả an toàn có thể xả trực tiếp ra ngoài khí quyển tại địa điểm an toàn. Nếu không thì phải dẫn đường xả của van xả an toàn đến hệ thống đốt/xả khí.

Không được lắp cách nhiệt cho van xả áp trong điều kiện bình thường.

Việc lựa chọn kích thước van xả áp phải tuân theo những khuyến cáo trong tài liệu kỹ thuật trong đó có tính đến nhiệt từ đám cháy.

Phải lắp đặt van xả áp dạng nhiệt để bảo vệ thiết bị, đường ống, ống mềm tránh quá áp do nhiệt môi trường tác động vào các vị trí mà LNG hoặc hydrocacbon lỏng nhẹ bị giữ lại. Phải lắp đặt van xả áp tại những nơi mà áp suất của lưu chất ở nhiệt độ môi trường lớn nhất – có tính đến cả bức xạ mặt trời, có thể vượt quá áp suất theo thiết kế, ít nhất tại những vị trí sau đây:

- Đường ống hoặc thiết bị chứa chất lỏng trong phạm vi kho;
- Đường ống hoặc thiết bị có khả năng bị cô lập đặc biệt là các đoạn đường ống giữa hai van nơi mà LNG hoặc khí lạnh có nguy cơ bị giữ lại trong kho tồn chứa hoặc khu vực giao nhận.

Trường hợp van xả áp có khả năng bị cô lập khỏi thiết bị và/hoặc hệ thống mà nó đang bảo vệ, phải dự phòng các biện pháp đặc biệt để đảm bảo rằng áp suất của thiết bị và/hoặc hệ thống phải được liên tục giám sát và kiểm soát khi đóng van cô lập. Các biện pháp dự phòng có thể bao gồm:

- Van khóa liên động đối với trường hợp có nhiều van xả áp suất;
- Van có khóa hoặc niêm phong với hệ thống quản lý an toàn;
- Quy trình làm việc đặc biệt dưới sự giám sát của hệ thống cấp phép an toàn.

7.4.13 Giòn hóa

Vật liệu phải được lựa chọn phù hợp hoặc phải lắp đặt các biện pháp chống giòn hóa do ảnh hưởng của sự tràn lưu chất nhiệt độ thấp đến nhà xưởng, thiết bị và cấu trúc thép lân cận. Ảnh hưởng này phải được đo lường, đánh giá để tránh thiệt hại, gây mối nguy hiểm tới an toàn của nhân viên.

Việc sử dụng các vật liệu phù hợp (bê tông, thép không gỉ,...) hoặc vật liệu cách nhiệt sẽ bảo vệ thiết bị và kết cấu khỏi hiện tượng sốc lạnh. Lớp cách nhiệt phải được thiết kế và lắp đặt theo tiêu chuẩn tương ứng và có tính toán dự phòng để bảo vệ bề mặt ngoài cùng tránh bị mài mòn và xây xát.

Thiết bị và các chi tiết kết cấu đỡ phải được bảo vệ sao cho chức năng và hình dạng của chúng được bảo toàn và giữ nguyên vẹn trong suốt quá trình vận hành kho.

7.4.14 Mối hàn và mối nối

Mối nối các đường ống bằng phương pháp hàn phải tuân theo các quy định sau đây:

- Chỉ dùng kim loại hàn được chủ đầu tư phê duyệt;
- Hàn theo quy trình đảm bảo chất lượng theo TCVN 11244-1:2015;
- Sử dụng thợ hàn đủ năng lực chuyên môn theo TCVN 6700-1;
- Giám sát trước, trong và sau khi hàn theo TCVN 5868.

Hàn các vật liệu đường ống khác nhau phải được thực hiện dưới sự giám sát đặc biệt nhất là vấn đề liên quan tới ứng suất nhiệt phát sinh từ sự co ngót không đều và ăn mòn điện hóa.

Phải giới hạn số lượng mối nối bằng mặt bích đến mức thấp nhất đặc biệt đối với hoạt động bảo dưỡng. Nếu sử dụng loại mối nối này, phải lưu ý đặc biệt khi siết chặt bulông. Phải đặc biệt thận trọng khi thao tác với hệ thống lạnh sâu, tránh rò rỉ trong quá trình làm lạnh, ví dụ tạo ứng suất trước cho bulông, vòng đệm lò xo. Các mối ghép có mặt bích phải được thiết kế tuân theo EN 1591 (tất cả các phần).

Áp suất danh định (PN) của mặt bích và gioăng đệm phải tuân theo EN 1092-1 và gioăng đệm dẹt phi kim loại phải tuân theo EN 1514-1.

Mối nối không hàn phải được kiểm tra theo TCVN 8614.

7.4.15 Thử nghiệm và kiểm tra

Đối với việc thử nghiệm và kiểm tra trong suốt quá trình chế tạo, phải có kế hoạch cho từng phân xưởng hoặc hệ thống trong đó đưa ra các yêu cầu bắt buộc cho việc kiểm tra cùng với các bước thực hiện công việc đó.

Thử nghiệm bồn chứa phải tuân theo các yêu cầu trong các tiêu chuẩn liên quan (xem 7.8).

Các chương trình kiểm tra và thử nghiệm cho bơm LNG phải được triển khai phù hợp với Phụ lục D để chứng minh khả năng vận hành của bơm tại tất cả các điều kiện vận hành. Các chế độ tải phải được xác định theo các điều kiện vận hành này.

TCVN 8611:2023

Phải có một chương trình kiểm soát chất lượng cụ thể bao gồm kiểm tra và thử nghiệm được thiết lập để giám sát chất lượng trong suốt các giai đoạn khác nhau của thiết kế, chế tạo và xây dựng.

Tối thiểu phải cung cấp chứng chỉ kiểm tra loại 3.1 theo EN 10204 cho các bộ phận chịu áp lực của thiết bị và/hoặc hệ thống công nghệ.

Hệ thống đường ống phải được thử nghiệm theo các tiêu chuẩn liên quan. Trong trường hợp không có thông tin, các tiêu chuẩn sau có thể được sử dụng:

- EN 13480-5 cho thử nghiệm bằng nước;
- EN 13480-5 cho thử bằng khí nén.

Thử nghiệm bằng khí nén chỉ được thực hiện khi đã chứng minh được sự phù hợp của các biện pháp đo lường để đảm bảo an toàn cho nhân viên vận hành và năng lượng tồn chứa (áp suất trong thiết bị thử nghiệm) nằm trong mức cho phép.

Khoảng cách an toàn phải được xác định bởi phân tích các kịch bản sự cố tiềm ẩn có thể xảy ra trong quá trình thử nghiệm.

Phải tiến hành làm khô sau khi tiến hành thử nghiệm bằng nước; có thể cần lắp van nếu cần thiết. Chất lượng nước được sử dụng cho thử nghiệm phải có chất lượng phù hợp, đặc biệt là hàm lượng clorua nếu thử nghiệm cho đường ống bằng thép không gỉ.

Giá đỡ ống phải được kiểm tra đảm bảo chịu được tải trọng của ống chứa đầy nước.

Các kết nối bích phải được kiểm tra rò rỉ sau khi làm sạch và khi hệ thống được tăng áp lại.

7.4.16 Chạy thử và khởi động

Phải xác định các thiết bị được sử dụng cho quá trình chạy thử và dừng hoạt động kho trong giai đoạn thiết kế:

- Phải thiết kế hệ thống xả cho phép làm tro và làm khô hoàn toàn, đặc biệt là đối với không gian cách nhiệt. Phải có phương án lấy mẫu để kiểm tra các thông số này;
- Trường hợp lớp cách nhiệt tiếp xúc trực tiếp với không gian chứa khí của bồn chứa, phải có phương án đuổi khí và làm tro phần không gian này;
- Đường ống làm mát phải được thiết kế theo các tiêu chuẩn liên quan;
- Bồn chứa chính tự hồ phải được trang bị đủ số cảm biến nhiệt độ cần thiết để giám sát chính xác biến thiên nhiệt độ về mặt không gian và thời gian (xem 7.5.3);
- Phải có thiết bị cân bằng áp suất để bảo vệ bồn chứa chính không bị tình trạng vượt quá áp âm liên tục (xem 7.6.3). Phải giám sát chênh lệch áp suất thực tế trong suốt quá trình chạy thử và dừng hoạt động kho.

Việc có mặt của hydrocacbon và điều kiện nhiệt độ thấp yêu cầu quy trình chạy thử và dừng máy đặc biệt. Trước khi khởi động, quy trình đó bao gồm:

- Làm trơ loại bỏ oxy để đạt hàm lượng oxy lớn nhất là 8 % thể tích;
- Và làm khô sử dụng một trong những biện pháp sau:
 - + Kỹ thuật làm khô bằng chân không là một lựa chọn tốt cho đường ống dài và ống chạy dọc bên tàu tuy nhiên đường ống phải được thiết kế để có thể hút chân không hoàn toàn.
 - + sử dụng khí nitơ nóng 60 °C thổi qua đường ống với áp suất thấp và lưu lượng cao. Sau đó nitơ được xả ra khí quyển. Ưu điểm của phương pháp này là đồng thời làm sạch và làm khô.
 - + Làm khô với khí thiên nhiên khô, nhưng cần đảm bảo rằng nước đã được loại bỏ tại tất cả các điểm trong kho bao gồm cả các đường kết nối với thiết bị đo lường. Nhược điểm của phương pháp này là những hạn chế mà hydrocacbon gây ra cho thiết bị. Trong trường hợp sử dụng vòng làm lạnh khép kín, phương pháp khử đông lạnh động sử dụng máy nén có thể làm tăng tốc quá trình. Các bể chứa thường được làm khô sau khi thử thủy lực bằng việc lau và sủi để đảm bảo rằng không còn nước. Đối với bể chứa có bố trí hòng bơm, phải chắc chắn rằng không còn nước ở van xả đáy vì nó sẽ làm van đáy bị đóng băng và dẫn đến việc làm mất tác dụng của thiết bị này. Kinh nghiệm là không kết nối van xả đáy cho đến sau khi thử thủy lực.

Giới hạn thường được sử dụng cho điểm sương trong đường ống là -40 °C.

7.4.17 Dừng hoạt động

Trong thời gian dừng máy để bảo dưỡng, nếu yêu cầu mở thiết bị thì phải:

- Cô lập hệ thống một cách chủ động;
- Loại bỏ hydrocacbon lỏng;
- Làm tan băng và sủi ấm tới nhiệt độ môi trường bằng dòng khí thiên nhiên hoặc nitơ nóng tuần hoàn;
- Cuối cùng làm sạch bằng khí nitơ trước khi mở thiết bị.

Quá trình dừng hoạt động phải được tính toán trong giai đoạn thiết kế.

7.5 Hệ thống tự động hóa và điều khiển công nghệ

7.5.1 Hệ thống điều khiển công nghệ (PCS) và hệ thống kiểm soát an toàn (SIS)

7.5.1.1 Yêu cầu chung

Các hệ thống kiểm soát và giám sát của kho LNG phải cho phép người vận hành thực hiện được ít nhất những việc sau:

- Giám sát và kiểm soát quá trình công nghệ xử lý khí và các hệ thống phụ trợ thiết yếu;
- Thông tin nhanh chóng và chính xác, bất cứ sự cố nào có thể dẫn đến tình huống nguy hiểm;
- Giám sát và kiểm soát an toàn kho;

TCVN 8611:2023

- Giám sát và kiểm soát việc ra vào kho;
- Trao đổi thông tin nội bộ và với bên ngoài trong cả điều kiện bình thường và khẩn cấp.

Tất cả hệ thống điều khiển và đo lường đều phải được kiểm tra chức năng trước vận hành phân xưởng.

Nhìn chung những chức năng chính này của kho phải được thực hiện bởi:

- Hệ thống điều khiển công nghệ;
- Hệ thống kiểm soát an toàn;
- Hệ thống chống xâm nhập và kiểm soát ra vào;
- Mạng lưới thông tin nội bộ và ngoại mạng.

SIS phải độc lập với các hệ thống khác.

Phải sử dụng các biện pháp dự phòng nhằm giảm thiểu hậu quả của sự cố hư hỏng bộ phận, ví dụ:

- Thiết bị công nghệ có cùng chức năng phải được tách riêng mô đun xử lý;
- Phải nghiên cứu, đánh giá hậu quả của lỗi ở chế độ thông thường cho phạm vi toàn kho hoặc cục bộ;
- Đường truyền dữ liệu phải được thiết kế sao cho tối đa hóa độ tin cậy.

Kho phải được thiết kế có năng lực xử lý và mô đun I/O dự phòng khi hoạt động hết công suất. Có tính đến phương án dự phòng tại chỗ. Trong trường hợp mở rộng kho, năng lực xử lý dự phòng phải được khôi phục sau khi hoàn tất quá trình mở rộng.

Việc đánh giá lại thiết kế quy định tại 6.3.1 phải được thực hiện trên hệ thống điều khiển. Quy trình được chấp thuận phải bao gồm xác nhận hoạt động an toàn của PCS khi xảy ra sự cố.

Các thiết bị được điều khiển từ xa trong trường hợp khẩn cấp hoặc gặp sự cố phải có khả năng đóng ngắt tại chỗ.

7.5.1.2 Hệ thống điều khiển công nghệ (PCS)

Hệ thống điều khiển công nghệ cung cấp cho người vận hành thông tin thời gian thực cho phép điều khiển an toàn và hiệu quả kho.

Một số thiết bị có thể có chế độ tự ngắt riêng (PSD).

Các thông số công nghệ cơ bản có thể dẫn đến việc đóng ngắt một nhóm thiết bị; chế độ đóng ngắt riêng có thể được kích hoạt bởi PCS hoặc SIS.

Hệ thống điều khiển công nghệ phải chỉ ra, lưu và/hoặc in được mọi thông tin phản hồi từ các thiết bị cần thiết cho việc vận hành an toàn và hiệu quả kho. Để phân tích một sự cố, hệ thống phải phân biệt trình tự và lưu giữ mọi thông tin xảy ra trong suốt quá trình và mọi thao tác xử lý bởi người vận hành trước và sau sự cố.

PCS phải thông báo cho người vận hành các thông tin về thiết bị điện chủ yếu cần thiết để vận hành kho.

Thiết kế PCS phải cung cấp cho người vận hành lượng thông tin tối ưu cần thiết để vận hành an toàn và hiệu quả kho và phải giảm đến mức thấp nhất việc quá tải tín hiệu báo động trong trường hợp gặp sự cố hoặc khi thay đổi trạng thái/chế độ đột ngột.

7.5.1.3 Hệ thống kiểm soát an toàn (SIS)

Hệ thống kiểm soát an toàn (SIS) phải được lắp đặt để xác định, thông báo và ứng phó với các sự cố nguy hiểm tiềm ẩn. SIS phải độc lập với PCS và xác nhận sự cố nguy hiểm để tự động dừng kho một cách an toàn nếu thấy thích hợp.

Tất cả các thay đổi của SIS phải tuân theo Hệ thống Quản lý An toàn.

SIS phải được thiết kế để phát hiện các tình huống nguy hiểm và giảm thiểu hậu quả của chúng. Hệ thống tối thiểu phải có các khả năng sau đây:

- Phát hiện khí (LNG, khí làm lạnh, khí thiên nhiên);
- Phát hiện quá áp;
- Phát hiện quá nhiệt;
- Phát hiện tràn;
- Phát hiện lửa;
- Kích hoạt dừng khẩn cấp (ESD) từ hệ thống trung tâm và/hoặc tại chỗ;
- Theo dõi, kích hoạt và điều khiển các thiết bị an toàn;
- Theo dõi và điều khiển các thông số chính để giữ thiết bị trong tình trạng an toàn.

SIS được thiết kế để:

- Tự động khởi động các cơ cấu ESD phù hợp. Hệ thống ESD chỉ được khởi động lại một cách thủ công và/hoặc tại chỗ bởi nhân viên có thẩm quyền trước khi khởi động lại hệ thống;
- Xử lý các chức năng kiểm soát an toàn;
- Tự động kích hoạt thiết bị bảo vệ cần thiết nếu phù hợp;
- Truyền thông tin tới hệ thống điều khiển công nghệ khi kích hoạt ESD;
- Điều khiển các thiết bị thông tin và hình ảnh như được quy định trong kế hoạch ứng cứu khẩn cấp (ví dụ còi báo);
- Khi kế hoạch khẩn cấp yêu cầu, SIS phải mở các cổng để lực lượng ứng cứu xâm nhập và nhân viên di tản.

TCVN 8611:2023

Các kết luận của báo cáo đánh giá các mối nguy hiểm phải được áp dụng để thiết kế SIS. Chủng loại, hệ số dự phòng, số lượng và vị trí của thiết bị phát hiện và cảm biến phải được nghiên cứu để bảo đảm phát hiện nhanh chóng và chính xác các tình huống gây nguy hiểm. Yêu cầu về hệ thống được tính toán trên cơ sở các yêu cầu của báo cáo đánh giá các mối nguy hiểm tại Điều 6. Một ma trận nguyên nhân và kết quả phải được đưa ra tương ứng với các yêu cầu của báo cáo đánh giá rủi ro và HAZOP.

SIS phải cung cấp cho người vận hành thông tin chi tiết của vùng bị ảnh hưởng khi xảy ra sự cố, loại nguy hiểm, nồng độ của khí, vị trí trong khu vực (nếu có), đầu dò và hệ thống mạch liên quan, trạng thái của bơm chữa cháy, hệ thống bảo vệ, các thiết bị HVAC liên quan (quạt, van thông gió,...), lực và hướng gió, nhiệt độ và độ ẩm tương đối, các lỗi hệ thống, sự suy giảm về mức độ an toàn trong vùng cháy.

Các báo động được tiếp nhận trong phòng điều khiển, chi tiết của các hoạt động tự động thực hiện bởi SIS cùng với thông tin chi tiết về sự cố, tín hiệu CCTV trợ giúp người vận hành trong việc lựa chọn thao tác điều khiển thích hợp, như:

- Đóng ngắt hoặc cách ly hệ thống công nghệ liên quan;
- Kích hoạt hệ thống chống cháy thích hợp từ xa;
- Khởi động/kích hoạt các hành động khẩn cấp với phương tiện chữa cháy cơ động/xách tay.

7.5.2 Dừng khẩn cấp (ESD)

Tất cả các hành động ESD phải được kích hoạt bởi bảng điều khiển trung tâm SIS cùng với sự kích hoạt bổ sung từ các trạm ESD ngoài hiện trường. Việc kích hoạt ESD phải không dẫn đến tình huống nguy hiểm hoặc làm hỏng hóc máy móc hay thiết bị khác.

Kích hoạt ESD phải đóng ngắt thiết bị và các van ESD sang vị trí đóng an toàn khi có sự cố để bảo toàn kho.

PCS phải đặt trình tự tự động sao cho tránh các thiết bị hay van không mong muốn có thể hoạt động trong thời gian khởi động lại ESD.

Nguyên tắc của việc vận hành hệ thống ESD là giảm thiểu việc giải phóng hydrocarbon và hạn chế sự lan truyền của bất cứ sự cố nào tới các khu vực lân cận.

Kho thường được phân chia ra thành các khu vực cháy và được chia nhỏ ra thành các vùng cháy cho phép xác định các hoạt động của hệ thống ESD nhằm hạn chế sự leo thang (lan truyền của bất cứ sự cố nào tới các khu vực lân cận).

Mối nguy cháy ở các vùng cháy này có thể được kiểm soát bởi việc vận hành hệ thống van ESD. Hệ thống ESD phải cách ly các vùng nhằm giảm thiểu việc giải phóng hydrocarbon từ vùng cháy và dòng chảy hydrocarbon tới khu vực đang cháy.

Vùng cháy có thể được giảm áp sau khi được cách ly bởi van ESD để giảm lượng tồn chứa hydrocarbon và giảm thiểu sự hỏng hóc của bồn chứa hoặc đổ vỡ của các kết cấu do cường độ và thời gian cháy.

Các van ESD cũng được dùng trong các vùng cháy để giảm thiểu sự giải phóng các hóa chất nguy hiểm từ các bồn chứa vì lỗi thiết bị hoặc đường ống phía hạ nguồn.

Việc vận hành ESD thường trên cơ sở phân cấp sự cố.

Các mức độ ESD điển hình:

- ESD 1: Dừng xuất/ nhập LNG;
- ESD 2: Ngắt kết nối với tàu;
- ESD 3: Dừng công nghệ (hóa lỏng hoặc hóa khí). Mức độ ESD 3 có thể được thiết lập để ngăn ngừa tổn thất do việc ngừng toàn bộ hoạt động vận hành, nếu áp dụng cho kho;
- ESD 4: Đóng toàn bộ các thiết bị.

7.5.3 Van và các thiết bị đo tại khu công nghệ

Số lượng yêu cầu các thiết bị đo được xác định bởi báo cáo đánh giá rủi ro và khả năng vận hành cũng như các nghiên cứu độ tin cậy.

Phải lắp đặt đầy đủ thiết bị đo theo yêu cầu để kho có thể được chạy thử, vận hành, dừng hoạt động một cách an toàn.

Thiết bị đo điển hình bao gồm:

- Chỉ thị báo mức lỏng và/hoặc các công tắc;
- Chỉ thị áp suất và/hoặc các công tắc;
- Chỉ thị nhiệt độ và/hoặc các công tắc;
- Thiết bị đo khối lượng riêng lắp trong bể (trừ bên trong các bể áp lực hoặc tuân theo yêu cầu trong TCVN 12984 nhằm tránh hiện tượng cuộn xoáy).

Thông thường, độ tin cậy của những biện pháp đo này phải đảm bảo các yêu cầu tối thiểu sau đây:

- Thiết bị đo phải duy trì hoạt động bình thường của kho;
- Thiết bị đo liên quan đến an toàn và vận hành mà khi có yêu cầu cần bảo dưỡng/tháo dỡ thì phải có đủ độ dự phòng;
- Đầu dò có chức năng an toàn (áp suất, mức LNG,...) phải độc lập với việc đo lường của quá trình công nghệ;
- Kết quả đo và tín hiệu báo động phải được truyền về phòng điều khiển;
- Tại các khu vực xảy ra động đất, các tín hiệu báo động quan trọng như áp suất và mức chất lỏng phải được truyền bằng nhiều đường khác nhau về phòng điều khiển trung tâm.

7.5.4 Hệ thống phát hiện cháy, tràn và khí

Hệ thống phải được thiết kế nhằm phát hiện các biến cố bất ngờ có thể xảy ra trong kho.

TCVN 8611:2023

Việc bố trí các bộ phát hiện phải đảm bảo sự bao quát phù hợp. Việc lựa chọn và lắp các bộ phát hiện phải tránh được báo động giả, báo động sai. Ợ cố phải theo nguyên tắc luôn có độ dự phòng/dư và tránh các báo động sai, giả mạo.

Các thiết bị không thể phát hiện được tất cả rò rỉ. Việc kiểm tra định kỳ là tối quan trọng trong việc phát hiện các chỗ rò rỉ nhỏ và có thể sửa chữa để tránh bị lan rộng thành rò rỉ lớn hơn.

Hệ thống phát hiện được kết nối với hệ thống ESD và có mục đích phát hiện nhanh chóng và chính xác các sự cố tràn LNG hoặc rò khí dễ cháy và đám cháy trong khu vực kho.

Các hệ thống phát hiện hoạt động liên tục phải được lắp đặt ở tất cả các vị trí, trong nhà và ngoài trời nơi có thể xảy ra rò rỉ.

Phải lắp đặt các thiết bị phát hiện sau:

- Phát hiện tràn LNG: LNG tràn phải được phát hiện bằng bộ cảm biến nhiệt độ thấp, ví dụ loại điện trở hoặc hệ thống cáp quang. Các bộ cảm biến phải được bảo vệ khỏi sự hư hỏng ngẫu nhiên.
- Phát hiện khí dễ cháy
- Phát hiện cháy
- Phát hiện khói

7.5.5 Phát hiện động đất

Nếu có thể, phải theo dõi gia tốc động đất để truyền tín hiệu tự động dừng kho khi động đất đạt đến cấp độ đặt trước.

7.5.6 Giao diện điều khiển hệ thống

Giao diện điều khiển phải được thiết kế theo các tiêu chuẩn công nghiệp liên quan và nên bao gồm các chức năng:

- Màn hình tổng quát về hệ thống công nghệ thể hiện các thiết bị công nghệ và đo lường chính;
- Các màn hình chi tiết của thiết bị hoặc vận hành công nghệ;
- Màn hình tổng hợp báo động;
- Màn hình ghi nhận báo động;
- Tình trạng của các van (vận hành bằng tay, đóng, mở);
- Mã màu sắc phù hợp với các cấp độ chú ý;
- Màn hình thể hiện đồ thị các thông số vận hành;
- Tình trạng các bơm;
- Hiển thị dữ liệu theo thời gian thực;
- Hiển thị lịch sử dữ liệu.

- Giao diện điều khiển tại khu vực giao nhận phải theo một trong các cách thức sau:
- Đèn báo, nút bấm dạng có dây và các chỉ báo của thiết bị đo;
- Màn hình cảm ứng hoặc màn hình máy tính.

7.5.7 Quản lý báo động

Quản lý báo động phải theo các tài liệu hướng dẫn liên quan.

7.5.8 Các yêu cầu về liên lạc từ xa và CCTV

Các yêu cầu cho hệ thống liên lạc từ xa và CCTV phải dựa trên bản báo cáo đánh giá rủi ro.

- Điểm liên lạc thủ công (ví dụ hộp điện thoại, nút bấm báo động):

Phải bố trí các điểm liên lạc thủ công trong khu vực có nguy cơ, điển hình là những khu vực trong kho được lắp đặt các bộ phát hiện cháy và/hoặc khí dễ cháy, và phải được lắp đặt tại đường thoát hiểm từ các khu vực này. Các điểm liên lạc thủ công có thể được thay thế bằng các nút bấm ESD để ngay lập tức dừng hoạt động (điển hình là khu vực giao nhận hàng) hoặc lập tức cô lập khu vực đó.

- Theo dõi bằng hệ thống truyền hình mạch kín (CCTV):

Camera điều khiển từ xa nên được lắp đặt để xem được tất cả các sự việc có thể xảy ra trong khu vực nguy hiểm hoặc khu vực không người.

Khi có tình huống bất thường, người vận hành có thể có khả năng sử dụng hệ thống này để phân tích tình huống xảy ra.

Hệ thống này phải được ưu tiên khởi động và được kết nối vào hệ thống điện dự phòng UPS. Hệ thống phải tự động đáp ứng khi có báo động và nhấn mạnh thông tin quan trọng trên màn hình của phòng điều khiển tương ứng.

- Hệ thống thông tin liên lạc:

Người vận hành tại phòng điều khiển phải có khả năng liên lạc với người vận hành hiện trường thông qua hệ thống trạm thông tin (bộ đàm hoặc điện thoại di động đặc chủng).

Cần đặc biệt lưu ý với các tòa nhà có độ ồn cao, nơi mà hệ thống/thiết bị báo động bằng ánh sáng (đèn) phải được trang bị.

Tất cả các vị trí trong kho đều phải lắp đặt hệ thống báo động kết hợp dạng ánh sáng và âm thanh.

Nên có các đường liên lạc trực tiếp với điều hành cảng, phương tiện chuyên chở LNG và trung tâm điều độ hệ thống đường ống.

Hệ thống liên lạc nội bộ phải phân biệt thông tin vận hành (của hệ thống điều khiển công nghệ) với thông tin an toàn (của hệ thống kiểm soát an toàn). Hệ thống liên lạc nội bộ phải được bảo mật khỏi hệ thống ngoại vi (khuyến cáo không sử dụng giao diện trực tiếp cho các kho có người vận hành).

TCVN 8611:2023

7.5.9 Đèn cảnh báo

Bể chứa và các kết cấu trên cao phải được lắp đèn cảnh báo theo các tiêu chuẩn về báo hiệu liên quan.

Bến cảng phải được lắp đèn báo hiệu theo các quy định hàng hải liên quan.

7.6 An toàn công nghệ

7.6.1 Bảo vệ nạp quá đầy

Bể chứa phải được lắp thiết bị đo để theo dõi mức LNG và điều khiển nếu cần thiết. Thiết bị này phải cho phép thực hiện các hoạt động sau:

- Đo liên tục mức chất lỏng;
- Phát hiện mức tới hạn và khởi động chức năng phân tích để ngăn ngừa quá đầy.

7.6.2 Bảo vệ quá áp

7.6.2.1 Bảo vệ quá áp cho bể chứa

Để tránh hiện tượng quá áp, bể chứa phải được lắp đặt tối thiểu các thiết bị sau:

Thiết bị xả áp có kích cỡ phù hợp với tất cả các kịch bản bất thường và kịch bản cháy (xem 7.4.12);

Bể chứa LNG phải được bảo vệ khỏi hiện tượng quá áp gây ra do dòng ngược về từ các thiết bị hạ nguồn;

Thiết bị phát hiện quá áp phải kích hoạt hệ thống ESD và độc lập với việc đo áp suất liên tục.

Bên cạnh đó, bể chứa cũng phải được lắp thiết bị cố định ở vị trí thích hợp để kiểm soát áp suất như sau:

- Đo áp suất liên tục;
- Phát hiện áp suất quá cao bằng thiết bị đo độc lập với thiết bị đo áp suất liên tục nêu trên;
- Nếu vùng cách nhiệt không có sự kết nối với bồn chứa bên trong, phải lắp đặt cảm biến phát hiện sự chênh lệch áp suất giữa vùng cách nhiệt và bồn chứa bên trong hoặc cảm biến áp suất riêng biệt tại vùng cách nhiệt. Quy định này không bắt buộc với bồn áp lực.

Với các bể chứa áp suất thấp, xem EN ISO 28300.

7.6.2.2 Bảo vệ quá áp cho các thiết bị khác

Quy trình bảo vệ quá áp phải là một phần của quá trình Phân tích rủi ro.

7.6.3 Bảo vệ chân không cho bể chứa

Bồn chứa phải được ngăn không cho tạo thành áp suất âm dưới giới hạn cho phép, bằng cách tự động đóng bơm và máy nén đứng lúc, phun khí hoặc nitơ, và bằng van phá chân không bằng không khí đối với bể áp suất thấp. Do việc bơm không khí vào bồn có thể tạo hỗn hợp dễ cháy, van phá chân không

bằng không khí chỉ được phép hoạt động như là giải pháp cuối cùng nhằm mục đích tránh thiệt hại lâu dài cho bồn chứa.

Khí có thể được phun bằng điều khiển tự động để hạn chế mức áp suất thấp trong bồn chứa.

Bể áp lực phải được thiết kế để chịu được điều kiện sụt áp cho mỗi điều kiện vận hành và công nghệ khác nhau.

Theo yêu cầu của đánh giá rủi ro, bể chứa có thể được lắp các thiết bị nhận biết áp suất thấp (chân không) hoạt động độc lập với thiết bị đo áp suất liên tục.

7.6.4 Rò rỉ

Các bể chứa áp suất cao cũng như bể chứa áp suất thấp được thiết kế với giả thiết rằng chất lỏng tồn chứa bên trong có thể bị rò rỉ và sản phẩm có thể bị thất thoát dần (xem 7.8.5 và 7.8.6).

Việc đo lường trong tình huống nêu trên phải được xem xét trong đánh giá rủi ro và đưa vào tính toán trong thiết kế của hệ thống tồn chứa. Trong tiêu chuẩn này chưa xem xét đến khả năng bồn chứa bị phá hủy đột ngột.

7.6.5 Cuộn xoáy

Nếu hiện tượng cuộn xoáy được coi là một kịch bản nguy hiểm có thể dẫn tới việc quá áp bể chứa, phải áp dụng các biện pháp tối thiểu sau đây:

- Lắp vòi nạp trên và dưới đáy bồn;
- Hệ thống tuần hoàn khép kín;
- Giám sát tốc độ bay hơi;
- Đo nhiệt độ/khối lượng riêng theo chiều cao của khối LNG.

Có thể áp dụng các biện pháp phòng ngừa trong quá trình vận hành như :

- Tránh tồn chứa các loại LNG có tính chất quá khác biệt trong cùng bể chứa;
- Quy trình nạp LNG vào bồn chứa, có xem xét đến khối lượng riêng tương ứng của LNG;
- Áp dụng quy trình xử lý riêng biệt đối với LNG có chứa nitơ với nồng độ phần mol lớn hơn 1 %;
- Sử dụng hoán đổi bồn chứa để tránh ứ đọng LNG trong quá trình lưu kho.

Xem 7.4.12 về thiết kế thiết kế xả áp và Phụ lục B về tốc độ dòng.

Việc thiết kế bồn chứa có thể dựa trên phần mềm mô phỏng tích hợp các hoạt động nạp/tháo của LNG trong bồn chứa. Có thể sử dụng phần mềm để dự đoán xảy ra sự phân lớp, ước lượng hậu quả và đánh giá các biện pháp phòng tránh hoặc kiểm soát.

Nguy cơ của hiện tượng cuộn xoáy cũng phải được tính toán đối với bồn chứa áp lực.

TCVN 8611:2023

7.6.6 Bảo vệ nhiệt độ thấp

Tại đầu ra của thiết bị hóa khí, phải lựa chọn vật liệu đường ống theo nhiệt độ thấp nhất có thể xảy ra. Nhiệt độ này phụ thuộc vào các yếu tố sau đây:

- Nhiệt độ cài đặt tự động đóng van cô lập;
- Thời gian yêu cầu để đóng van LNG;
- Nhiệt độ tức thời (quá nhiệt) trước khi được ổn định;
- Hiện tượng giảm nhiệt độ khi khí giãn nở và giảm áp.

Vật liệu sử dụng phải là:

- Thép không gỉ austenit cho đến trước vị trí van cô lập, van này được đóng lại trong trường hợp nhiệt độ khí thấp dưới ngưỡng quy định;
- Phù hợp với mức nhiệt độ thấp nhất có thể xuất hiện ở sau van cô lập trước khi van này có thể được đóng lại.

7.6.7 Cuốn theo chất lỏng

Phải lắp đặt thiết bị cảm biến nhiệt độ ở đường hạ nguồn của thiết bị xả áp (dẫn về đường đốt/xả khí) để kịp thời phát hiện LNG bị cuốn theo pha khí.

7.6.8 Giảm áp khẩn cấp

Hệ thống giảm áp suất khẩn cấp tại các khu vực trong kho được khuyến cáo sử dụng để ngăn chặn sự leo thang trong các tình huống khẩn cấp.

Mục đích của biện pháp này nhằm:

- Giảm áp suất bên trong đường ống và thiết bị;
- Giảm ảnh hưởng của việc rò rỉ;
- Tránh nguy cơ đường ống và bồn áp lực chứa LNG, chứa chất làm lạnh hydrocacbon hoặc chứa khí bị hư hỏng do bức xạ bên ngoài.

Thiết bị giảm áp suất phải cho phép áp suất của một hay nhiều thiết bị giảm một cách nhanh chóng. Khí xả ra phải được kết nối với hệ thống đốt/xả khí có khả năng xử lý khí ở lưu lượng lớn và nhiệt độ thấp do quá trình giảm áp suất gây nên.

Phải bố trí các van cô lập, được kích hoạt từ phòng điều khiển hoặc từ xa, hoặc được kích hoạt tự động sao cho hệ thống thiết bị có thể được cô lập thành các cụm nhỏ, và cô lập các thiết bị nhạy cảm khi có yêu cầu. Điều này giúp giảm áp suất từng khu vực trong kho, trong khi vẫn hạn chế được hydrocacbon vào trong vùng có đám cháy.

7.7 Hệ thống giao nhận hàng hải

7.7.1 Yêu cầu chung

Đối với các kho chứa LNG trên bờ thông thường, hệ thống cầu tàu và hàng hải phải được thiết kế theo TCVN 8613 và các quy định trong điều này. Đối với tàu chuyên chở LNG, hệ thống cầu tàu và hàng hải phải được thiết kế theo ISO 20519 và các quy định trong điều này.

Các nội dung trong điều này đề cập đến các yêu cầu lựa chọn vị trí, thiết kế kỹ thuật, đào tạo trước vận hành và an toàn cho hệ thống cầu tàu và hàng hải.

7.7.2 Hệ thống giao nhận hàng hải LNG

Hệ thống giao nhận hàng hải phải được sử dụng để giao nhận LNG giữa tàu và bờ tuân theo các quy định trong TCVN 8612 và EN 1474-2.

Ông mềm phải được thiết kế theo các tiêu chuẩn liên quan, ví dụ như EN ISO 21012, EN 1474-2, EN ISO 10380 và/hoặc EN 13766.

Phải chú ý đến quá trình giao nhận khí từ bể chứa đến phương tiện chuyên chở LNG hoặc ngược lại, để bù đắp thể tích lỏng bị thay thế trong quá trình giao nhận, và để thu gom khí hóa hơi từ tàu chuyên chở LNG khi đang neo đậu tại cầu tàu.

Có thể sử dụng thiết bị thổi hoặc máy nén.

7.7.3 Thiết kế cảng

Vị trí của cầu tàu trong kho chứa LNG ven biển là yếu tố quan trọng nhất phải xem xét để xác định rủi ro chung của hoạt động giao nhận giữa tàu và bờ, và để lập một nghiên cứu chi tiết xác định vị trí chấp nhận được nhất trong giai đoạn thiết kế sơ bộ của dự án. Xác định những gì có thể chấp nhận được trong các trường hợp cụ thể phải dựa trên đánh giá rủi ro thực tế xảy ra bởi hoạt động của các địa điểm lân cận và giao thông của bến cảng.

Các điều khoản trong TCVN 8613 phải được đưa vào thiết kế cầu tàu và giao tiếp tàu/bờ.

Phải áp dụng tiêu chuẩn phù hợp cho các công trình biển để lựa chọn các thông số thiết kế liên quan và phương pháp tính toán để tính toán các lực tác động lên kết cấu cầu tàu. Tính toán phải tính đến điều kiện đất, cộng thêm tải trọng tác dụng lên cầu tàu tại kho cảng LNG do hiện tượng tự nhiên như gió, thủy triều, sóng, nhiệt độ thay đổi, động đất và những tác động do các hoạt động vận hành như neo buộc tàu, giao nhận hàng, các phương tiện giao thông qua lại khi xây dựng, vận hành, bảo dưỡng.

Cần chú ý đảm bảo phạm vi cho các tàu dự kiến sẽ neo đậu một cách an toàn tại kho cảng.

Trong thiết kế phải xem xét khả năng tràn LNG, đặc biệt là ở khu vực liền kề với hệ thống cần giao nhận LNG. Có thể trang bị các phương án dự phòng ngăn chặn tràn LNG, chống giòn hóa kết cấu thép cacbon, hoặc bằng các biện pháp thích hợp khác.

TCVN 8611:2023

Phòng điều khiển cầu tàu phải có các bộ điều khiển dừng khẩn cấp, nhả khẩn cấp cho hệ thống giao nhận LNG, thiết bị kiểm soát hơi, thiết bị chữa cháy điều khiển từ xa tại cầu tàu. Phải trang bị hệ thống liên lạc giữa cầu tàu và trạm điều khiển kho.

Dựa theo đánh giá rủi ro, có thể trang bị móc neo tàu loại nhả nhanh và hệ thống này phải được thiết kế sao cho thao tác vận hành bằng một nút bấm, hoặc hư hỏng một bộ phận sẽ không nhả đồng thời tất cả các móc neo khác.

7.7.4 Giám sát và điều khiển cầu tàu và hàng hải

Các chức năng sau phải được kết nối với hệ thống điều khiển và giám sát của kho, nếu có:

- Giám sát các điều kiện thời tiết (gió, trạng thái biển,...);
- Giám sát quá trình đẩu tàu (tốc độ, khoảng cách,...);
- Giám sát tình trạng neo tàu (tải trọng neo,...);
- Trạng thái móc neo nhả nhanh;
- Giám sát và điều khiển hệ thống giao nhận hàng hải;
- Hệ thống ngắt khẩn cấp (ERS) của cần giao nhận.

Xem chi tiết tại TCVN 8612, TCVN 8613 và EN 1474 (tất cả các phần).

7.7.5 An toàn và an ninh cảng

7.7.5.1 An toàn

Tại bến tàu, nếu kế hoạch ứng phó khẩn cấp yêu cầu, phải có quy định về đường vào và ra khẩn cấp dành cho xe hoặc tàu chữa cháy, cứu thương hoặc kiểm soát ô nhiễm.

Có thể cần phải bố trí cầu vượt tại các cầu tàu giao cắt với đường của các phương tiện giao thông khác.

Phải bố trí lối thoát hiểm khi xảy ra sự cố cháy hoặc chất lỏng tràn. Từ bất kỳ vị trí nào tại nơi tàu neo đậu cũng có thể thoát ra vị trí an toàn. Có thể thoát ra nhanh nhất bằng cách bố trí hai đường thoát hiểm độc lập:

- Đường đi bộ phụ;
- Xuồng dự phòng.

Nếu bản đánh giá rủi ro yêu cầu, phải bảo vệ đường thoát hiểm bằng hệ thống phun nước.

Đường lên tàu từ cầu tàu phải tuân theo các yêu cầu trong TCVN 8613.

7.7.5.2 An ninh

Phải tiến hành đánh giá an ninh cho các trạm thiết bị hàng hải và trên bờ trong đó đề cập tới tất cả các vấn đề an ninh và hậu quả của chúng.

7.7.6 Trạm giao nhận tự động (không người)

Trong một số trường hợp nhất định, kho có thể vận hành mà không cần nhân viên. Nếu được yêu cầu bởi bản đánh giá rủi ro, các yêu cầu tối thiểu bao gồm nhưng không giới hạn:

- Hệ thống giám sát từ xa và quản lý báo động từ xa (24/7);
- CCTV (24/7);
- Nút bấm ESD từ xa.

Khi có các trạm thiết bị vận hành không người, trong mọi trường hợp thì bản đánh giá rủi ro không được phép coi việc can thiệp vào báo động của người vận hành là một biện pháp giảm thiểu nguy cơ. Do đó cần trang bị thêm các biện pháp giảm thiểu so với các khu vực vận hành bởi nhân viên.

7.8 Hệ thống tồn chứa

7.8.1 Yêu cầu chung

Điều này quy định các yêu cầu tối thiểu cho việc đặc tả, thiết kế, chế tạo và lắp đặt, xây dựng, thử nghiệm, vận hành và bảo dưỡng các thiết bị tồn chứa trong kho LNG.

CHÚ THÍCH: Trong tiêu chuẩn này, bồn chứa áp suất thấp là một hạng mục thiết bị trọn bộ để tồn chứa LNG với áp suất lớn nhất cho phép phải nhỏ hơn 50 kPa (0,5 bar). Các kiểu khác nhau của bể áp suất thấp được mô tả trong TCVN 8615 (các phần). Bồn chứa áp suất cao là một hạng mục thiết bị trọn bộ để tồn chứa LNG với áp suất lớn nhất cho phép lớn hơn 50 kPa (0,5 bar).

Thiết bị tồn chứa phải được thiết kế cho các điều kiện vận hành bình thường và bất thường.

7.8.2 Các điều kiện bình thường

Các bồn chứa LNG được thiết kế để:

- Tồn chứa chất lỏng an toàn ở nhiệt độ lạnh sâu;
- Đảm bảo độ kín khí;
- Cho phép nạp và tháo LNG an toàn;
- Cho phép xả BOG một cách an toàn;
- Tránh sự xâm nhập của không khí và hơi ẩm;
- Vận hành an toàn trong dải áp suất và nhiệt độ theo thiết kế;
- Hạn chế tối đa tổn thất nhiệt, phù hợp với các yêu cầu vận hành;
- Tránh bị đông nở (ví dụ đất bị đóng băng);
- Chịu được các tổn thất gây ra mất khả năng tồn chứa do các yếu tố nội tại và ngoại lai nêu ở Điều 4;
- Chịu được số chu kỳ nạp và xả, số lần vận hành làm lạnh và sưởi nóng được dự tính trong suốt tuổi thọ thiết kế;

TCVN 8611:2023

- Chịu được các trận động đất cho phép vận hành;
- Chịu được tác động của môi trường trong các điều kiện bình thường (gió, nhiệt độ khí quyển thay đổi,...).

7.8.3 Các điều kiện bất thường

Các kịch bản nguy hiểm bất thường đối với hệ thống tồn chứa có thể xuất phát từ các nguyên nhân:

- Bể chứa nạp quá đầy;
- Áp suất bể quá cao hoặc quá thấp do các quy trình công nghệ không ổn định;
- Hiện tượng cuộn xoáy gây ra quá áp cho bể;
- Rò rỉ gây ra thất thoát hết sản phẩm ở bồn chứa bên trong;
- Ảnh hưởng bởi nhiệt độ thấp của chất lỏng tràn;
- Các kết cấu quan trọng chịu tải trọng môi và tải trọng tuần hoàn;
- Ăn mòn;
- Hư hỏng cửa đường ống gắn với bể;
- Móng bể bị lún cục bộ;
- Móng bể bị đóng nỏ;
- Hư hỏng thiết bị đo;
- Sốc nhiệt;
- Hư hỏng lớp cách nhiệt (mất hoặc suy giảm hiệu suất);
- Quá áp do vụ nổ bên ngoài;
- Tác động bởi các va chạm bất thường từ bên ngoài;
- Bức xạ nhiệt từ đám cháy bên ngoài;
- Động đất dừng vận hành;
- Sóng thần;
- Lũ lụt;
- Bão.

7.8.4 Các kiểu bồn chứa

7.8.4.1 Yêu cầu chung

Để phân loại các kiểu bể chứa LNG, tham khảo TCVN 8615 (tất cả các phần), EN 13458 (tất cả các phần), EN 14197 (tất cả các phần) và EN 13445 (tất cả các phần). Các tiêu chuẩn này đưa ra các giải pháp kỹ thuật cho quá trình tồn chứa sản phẩm lỏng và sản phẩm hơi.

Trong tiêu chuẩn này đề cập tới ba kiểu bể tồn chứa: tồn chứa đơn, tồn chứa kép và tồn chứa tổ hợp. Nguyên tắc phân loại các kiểu bể dựa trên việc thất thoát chất lỏng từ bồn chứa chính của bể tồn chứa.

Đối với hiện tượng thất thoát LNG một cách từ từ, các giả thiết thực tế về tốc độ và thời gian rò sẽ khác nhau phụ thuộc vào kiểu cấu tạo và các nguyên tắc thiết kế của bồn chứa bị rò hoặc kết cấu ngăn lỏng. Với bể có bồn chứa thứ cấp, các kích bản LNG thoát vào bồn thứ cấp và làm nó quá tải sẽ phụ thuộc vào đặc tính của vật liệu cách nhiệt khi tiếp xúc với LNG và hệ thống bảo vệ mà nó được trang bị. Với kiểu bể này, nếu có nguy cơ mất tính toàn vẹn của cả hai lớp bồn chứa (ví dụ do mối nguy từ bên ngoài) thì phải tính toán đến việc bổ sung khu vực ngăn tràn.

CHÚ THÍCH: Việc lựa chọn số lượng và kiểu tồn chứa (đơn, kép hay tổ hợp) phụ thuộc vào giới hạn của bố trí mặt bằng kho: bể tồn chứa đơn cần có bể ngăn tràn tại các vị trí an toàn do đó cần có một khoảng không gian cần thiết giữa bể ngăn tràn và các thiết bị chứa các hóa chất nguy hiểm và các khu vực hạn chế bức xạ nhiệt.

Bồn chứa thứ cấp có thể khác với vách ngoài được sử dụng cho mục đích cách nhiệt. Bồn chứa thứ cấp có thể là một phần của vỏ ngoài bể chứa hoặc là một thành phần không bắt buộc của bể. Trong bất kỳ trường hợp nào, bồn thứ cấp đều phải có khả năng chứa được toàn bộ lượng LNG lỏng bị thoát ra.

7.8.4.2 Bể tồn chứa đơn

Hệ thống tồn chứa đơn bao gồm một bồn chứa đơn lẻ được thiết kế để chứa LNG. Cần có thêm một giải pháp ngăn tràn để thu hồi và tồn chứa chất lỏng tràn trong trường hợp bồn chứa bị rò rỉ.

7.8.4.3 Bể tồn chứa kép

Hệ thống tồn chứa kép được thiết kế để ngăn ngừa nguy cơ chất lỏng tràn ra khu vực xung quanh trong trường hợp bồn chứa chính bị rò rỉ. Do đó, hệ thống tồn chứa này cần có một bồn chứa lỏng thứ cấp. Bồn chứa này là một phần tích hợp của hệ thống tồn chứa có khả năng chứa được toàn bộ lượng chất lỏng thoát ra từ bồn chứa chính. Bồn chứa thứ cấp không được thiết kế để ngăn chặn hơi của sản phẩm sinh ra từ việc rò rỉ bồn chứa bên trong.

7.8.4.4 Bể tồn chứa tổ hợp

Hệ thống tồn chứa tổ hợp được thiết kế để chứa chất lỏng và kiểm soát hơi sinh ra từ sự cố rò rỉ của bồn chứa chính (bồn chứa trong). Lượng sản phẩm thất thoát từ từ do thấm qua lớp bồn chứa ngoài là chấp nhận được và tùy thuộc vào kết quả của việc đánh giá rủi ro.

7.8.5 Bể chứa áp suất thấp

7.8.5.1 Sự cố rò rỉ từ từ

Tốc độ rò rỉ phải được thiết lập trong bản đánh giá rủi ro cho mỗi kiểu tồn chứa. Với bể chứa áp suất thấp, kích bản sự cố thất thoát từ từ phải tính toán tối thiểu các vấn đề sau:

- Lỗ rò 20 mm theo TCVN 8615 (tất cả các phần) đối với bể thép-thép hoặc thép-bê tông đáy phẳng cho kiểu tồn chứa áp suất thấp;
- Lỗ rò 2 mm đối với bể vách đáy phẳng cho kiểu tồn chứa áp suất thấp.

TCVN 8611:2023

CHÚ THÍCH: xem TCVN 8615 (tất cả các phần).

Bể phải được lắp đặt các cảm biến nhiệt độ cố định ở các vị trí thích hợp để phát hiện nguy cơ thất thoát LNG và gửi tín hiệu cho PCS và SIS (7.5.1).

Phải lắp đặt hệ thống tuần hoàn nitơ cho các bể chứa mà vùng cách nhiệt không kết nối với bồn chứa chính. Hệ thống tuần hoàn nitơ có khả năng phát hiện ra khuyết tật gây rò rỉ giữa vùng cách nhiệt và bồn chứa chính thông qua việc phân tích khí (nitơ) và các dữ liệu bất thường về độ chênh áp suất. Quy định này chỉ hỗ trợ chứ không thay thế được cho hệ thống phát hiện rò rỉ dựa vào các tín hiệu về nhiệt độ.

7.8.5.2 Sự cố rò rỉ đột ngột

Với bể chứa áp suất thấp, nguy cơ thất thoát sản phẩm một cách đột ngột phải được hạn chế bằng thiết kế như sau:

- Đối với bể chứa áp suất thấp thiết kế theo TCVN 8615 (tất cả các phần), sàn hoặc thành bể không được phép có thấm thấu.

CHÚ THÍCH: Sự cố rò rỉ nghiêm trọng hơn giả thiết trong 7.8.5.1 có thể được xem xét trong bản đánh giá rủi ro.

7.8.5.3 Tác động bên ngoài

Nếu được đề cập đến trong bản đánh giá rủi ro, bản thiết kế bể phải chứng minh được rằng không có khí hoặc hơi rò rỉ ra trong các sự cố gây ra bởi các tác động bên ngoài như va chạm gây phá hủy, bức xạ nhiệt và nổ.

7.8.5.4 Đám cháy

Trong trường hợp bể hoặc mái bể bị hư hỏng, phạm vi của đám cháy được xác định theo Bảng 1 (xem 6.4.5).

7.8.6 Bể chứa áp suất cao

7.8.6.1 Sự cố rò rỉ từ từ

Tốc độ rò rỉ phải được thiết lập trong bản đánh giá rủi ro cho mỗi kiểu tồn chứa. Với bể chứa áp suất cao, kích bản sự cố thất thoát từ từ phải tính toán tối thiểu như sau:

- Lỗ rò 10 mm trừ khi được chứng minh khác (ví dụ bằng đánh giá rủi ro). Kết nối với thiết bị đo bị hỏng được coi là sự cố nghiêm trọng.

CHÚ THÍCH: Tiêu chuẩn EN 13645 mô tả các hiện tượng tràn chất lỏng.

7.8.6.2 Sự cố rò rỉ đột ngột

Với bể chứa áp suất cao, nguy cơ thất thoát sản phẩm một cách đột ngột phải được hạn chế bằng thiết kế như sau:

- Cho phép thẩm thấu qua đáy hoặc thành bể chịu áp, với điều kiện phải lắp các van trong bể hoặc van ngắt bên ngoài càng gần bể càng tốt;
- Đảm bảo bố trí mặt bằng cho bể áp suất cao và khu vực ngăn tràn đảm bảo tránh được hiện tượng BLEVE.

Với bể tồn chứa tổ hợp có lắp đặt van ngắt bên ngoài, hệ thống tồn chứa được tính đến van ngắt đầu tiên của mọi đường chứa sản phẩm lỏng kết nối với bể áp suất cao. Do đó, thiết kế phải tính toán đến trường hợp rò rỉ ở vị trí giữa bể áp suất cao và van ngắt.

CHÚ THÍCH: Sự cố rò rỉ nghiêm trọng hơn giả thiết trong 7.8.6.1 có thể được xem xét trong bản đánh giá rủi ro.

7.8.6.3 Tác động bên ngoài

Nếu được đề cập đến trong bản đánh giá rủi ro, bản thiết kế bể phải chứng minh được rằng không có khí hoặc hơi rò rỉ ra trong các sự cố gây ra bởi các tác động bên ngoài như va chạm gây phá hủy, bức xạ nhiệt và nổ.

7.8.6.4 Đám cháy

Phạm vi của đám cháy được xác định theo Bảng 1 (xem 6.4.5).

Với thiết kế của hệ thống tồn chứa kép (bồn chứa thứ cấp không có lớp ngăn hơi), trong trường hợp rò rỉ từ bồn chứa trong, chất lỏng tràn có thể đọng lại bên dưới của bể áp suất và có nguy cơ gây ra cháy. Kích bản đám cháy này phải được xử lý bằng phương thức “phòng ngừa và khắc phục” để giảm nguy cơ xuất hiện của hậu quả đám cháy (ví dụ hiện tượng BLEVE).

7.8.6.5 Các kịch bản cháy khác

Thiết kế của bể tồn chứa tổ hợp phải đảm bảo tránh được đám cháy giữa hai lớp bồn chứa (trong và ngoài). Phải tính đến nguy cơ ngọn lửa phun (cháy tại điểm rò rỉ mạnh). Giá đỡ bồn phải có khả năng chịu được đám cháy cục bộ xác định theo bản đánh giá rủi ro.

7.8.7 Các kiểu bể chứa

7.8.7.1 Các tiêu chuẩn tham khảo cho bể áp suất thấp

TCVN 8615 quy định các yêu cầu cho thiết kế và xây dựng bể chứa LNG dạng nổi, hình trụ đứng và được chế tạo tại công trình có bồn chứa chính bằng thép hoặc bồn chứa kiểu vách.

Các kiểu cấu tạo khác có thể được chấp nhận nếu chứng minh được thiết kế và độ an toàn phù hợp với các nguyên lý thiết kế nêu trên. Ví dụ về các kiểu cấu tạo khác là:

- Bể có bồn chứa chính cấu tạo bằng bê tông hoặc kết hợp bê tông/thép;
- Bể bán chìm, chìm hoặc trong hầm;
- Bể hình cầu.

TCVN 8611:2023

7.8.7.2 Các tiêu chuẩn tham khảo cho bể áp suất cao

Thiết kế cho các bể áp suất cao phải tuân theo các tiêu chuẩn liên quan:

- Bể áp suất cao cách nhiệt bằng chân không: EN 13458 (tất cả các phần);
- Bể áp suất cao không cách nhiệt bằng chân không: EN 14198 (tất cả các phần);
- Các loại bể áp suất cao khác: EN 13445 (tất cả các phần).

Các tiêu chuẩn hoặc kiểu cấu tạo khác có thể được chấp nhận nếu chứng minh được thiết kế và độ an toàn phù hợp với các nguyên lý thiết kế nêu trên.

7.9 Các thiết bị quay

7.9.1 Bơm LNG

Điều này quy định các yêu cầu tối thiểu trong đặc tả, thiết kế, chế tạo, thử nghiệm, lắp đặt, vận hành và bảo dưỡng bơm ly tâm dùng cho LNG.

Cần chú ý đặc biệt các vấn đề sau:

- Phải sử dụng bơm có độ kín cao hoặc bơm và động cơ chìm cho LNG;
- Yêu cầu kỹ thuật an toàn nêu trong EN 809 và biện pháp an toàn áp dụng trong kho LNG nêu trong 6.3 được áp dụng đối với bơm ly tâm LNG được thiết kế, lắp đặt và vận hành trong kho.

Yêu cầu cho thiết kế, chế tạo, thử nghiệm được nêu trong các tiêu chuẩn sau đây:

- ISO 9906;
- EN 12162;
- TCVN 9733.

Các yêu cầu bổ sung đối với bơm LNG được nêu trong Phụ lục D.

Nếu mô tơ điện của bơm dùng máy biến tần để điều chỉnh tốc độ khi vận hành, phải áp dụng các tiêu chuẩn sau đây:

- IEC 61800;
- TCVN 6627;
- EN 12483.

Trong trường hợp này, phải thực hiện nghiên cứu về độ tương thích điện từ và ảnh hưởng của dòng điện hài tới lưới điện. Phải thực hiện những yêu cầu này để giảm hậu quả của việc sử dụng máy biến tần.

Mỗi bơm phải có van riêng biệt để cô lập, xả lỏng, đuổi khí khi bảo dưỡng.

Trường hợp các bơm hoạt động song song, phải lắp đặt van một chiều. Phải có biện pháp phòng tránh hiện tượng va đập thủy lực (búa nước) từ van một chiều.

Phải có biện pháp đảm bảo bơm không bị hư hỏng khi hoạt động với dòng lưu lượng thấp.

Đối với bơm đặt đứng, phải đảm bảo xả được túi khí.

Bơm đặt đứng phải có phương án thực hiện việc đuổi khí, xả lỏng và cô lập. Nếu bơm được lắp đặt trong hố, phải đảm bảo rằng các van xả đáy, van xả khí có thể vận hành trong quá trình bơm dừng hoạt động.

7.9.2 Bơm nước biển

Số lượng và công suất của bơm nước làm mát hoặc bơm nước biển được khuyến nghị phải đảm bảo sao cho nếu bơm có công suất lớn nhất không hoạt động thì cũng không ảnh hưởng đến khả năng đáp ứng nhu cầu nước cho mục đích trao đổi nhiệt và làm mát.

Việc thiết kế đường hút nước biển thường yêu cầu nghiên cứu chi tiết để đảm bảo đưa ra chính xác các yêu cầu về bộ lọc và các yêu cầu về thủy lực của bơm.

Bộ lọc phải được cung cấp theo yêu cầu của nhà sản xuất bơm và các thiết bị liên quan.

Đường ống nước dễ bị ăn mòn bên trong và/hoặc tắc nghẽn bởi các sinh vật tự nhiên (cây, vi sinh vật,...). Nên sử dụng các biện pháp nhằm hạn chế các yếu tố này nếu cần thiết. Việc xả thải nước đã qua xử lý bằng hóa chất chống ăn mòn, chống tắc nghẽn phải tuân theo giấy phép xả nước thải của kho (xem 5.4.1 và 5.4.2). Nhiệt độ của nước thải cũng phải tuân theo giấy phép xả nước thải.

7.9.3 Máy nén

Máy nén khí phải được trang bị thiết bị giới hạn áp suất đầu ra nhằm tránh nguy cơ vượt quá áp suất thiết kế tối đa tại các thiết bị lắp đặt ở hạ nguồn.

Máy nén khí phải có tính năng dừng bằng tay hoặc tự động, cho phép máy nén được cách ly trong trường hợp bị hư hỏng nghiêm trọng.

Phải bố trí hệ thống thông gió/xả khí phù hợp cho các phần của máy nén khí, do có thể xuất hiện tình trạng quá áp. Đường thông/xả khí phải được dẫn ra khu vực an toàn.

7.9.4 Tuabin

7.10 Hệ thống tái hóa khí và xuất sản phẩm

7.10.1 Yêu cầu chung

Chức năng của thiết bị hóa khí là làm bay hơi và gia nhiệt cho LNG để vận chuyển khí thiên nhiên vào mạng lưới phân phối.

Nhà sản xuất phải đảm bảo giá trị danh định của thông số kỹ thuật thiết bị hóa khí liệt kê dưới đây:

- Lưu lượng dòng nhỏ nhất và lớn nhất;
- Nhiệt độ đầu ra nhỏ nhất;
- Mức tổn hao áp suất lớn nhất;
- Lưu lượng khí nhiên liệu lớn nhất hoặc lưu lượng lưu chất gia nhiệt lớn nhất và công suất yêu cầu;

– Áp suất tối thiểu với công suất làm việc.

Thiết bị hóa khí phải được thiết kế tối thiểu chịu được các điều kiện thiết kế đồng thời nêu trong Bảng 3.

Bảng 3 – Điều kiện thiết kế đồng thời

Điều kiện thiết kế	Kết hợp các điều kiện cố định và biến đổi						
	Khối lượng	Thử áp suất	Áp suất vận hành	Ứng suất làm mát	Ứng suất nhiệt	Gió	OBE
Thử nghiệm	1	1	–	–	–	1	–
Làm mát	1	–	1	1	–	1	–
Vận hành bình thường	1	–	1	–	1	1	1

Các yêu cầu cụ thể cho thiết kế một số loại thiết bị hóa khí thường sử dụng được nêu trong Phụ lục E.

7.10.2 Điều chỉnh chất lượng khí

Khí xuất ra khỏi kho LNG phải tuân theo các thông số chất lượng quy định của khí vận chuyển trong đường ống như chỉ số Wobbe, nhiệt trị và nồng độ chất tạo mùi (nếu được yêu cầu).

Phải phân tích chính xác dòng khí để đảm bảo rằng chất lượng khí đáp ứng các yêu cầu về thông số nêu trên. Phải có hệ thống kiểm soát liên tục (online) và có các phương thức nhằm điều chỉnh các thông số chất lượng khí trong trường hợp các thông số này được dự đoán có thể sẽ nằm ngoài phạm vi quy định.

Biện pháp hiệu chỉnh có thể được thực hiện bằng cách thêm propan hoặc butan vào dòng khí có nhiệt trị thấp (ví dụ như BOG) hoặc thêm không khí/nitơ vào dòng khí có chỉ số Wobbe cao (ví dụ như LNG tồn kho lâu).

Yêu cầu phải trang bị hệ thống lấy mẫu, đo đếm, phân tích và kiểm soát để đảm bảo thực hiện việc hiệu chỉnh một cách nhanh chóng và dễ dàng.

7.10.3 Tạo mùi

Hệ thống tồn chứa và bơm chất tạo mùi có thể được bố trí tại kho theo quy định của luật hiện hành hoặc tại hệ thống cung cấp khí nơi khách hàng yêu cầu.

Đặc tính kỹ thuật của chất tạo mùi, việc xây dựng và vận hành hệ thống thiết bị tạo mùi phải tuân theo các tiêu chuẩn liên quan. Nếu không có tiêu chuẩn, hệ thống thiết bị tạo mùi có thể được thiết kế phù hợp với mô tả trong Phụ lục M.

7.11 Hệ thống xuất sản phẩm cho xe bồn

Mô tả hệ thống xuất sản phẩm cho xe bồn được đưa ra trong Phụ lục H.

7.12 Phân xưởng hóa lỏng khí thiên nhiên

7.12.1 Yêu cầu chung

7.12.2 Loại bỏ tạp chất trong khí

Khí thiên nhiên đưa vào kho hóa lỏng LNG có thể bị yêu cầu phải loại bỏ một số tạp chất nhất định như thủy ngân, lưu huỳnh, cacbon dioxit, mercaptan và các hợp chất thơm trước khi được hóa lỏng.

Cần bố trí thiết bị và có quy trình nhằm đảm bảo việc vận hành, tồn chứa và tái chế hoặc thải bỏ các tạp chất này và vật liệu hấp thụ tạp chất một cách an toàn (nếu cần thiết).

Bảng dữ liệu an toàn hóa chất (MSDS) của các hóa chất độc hại và các hóa chất có nguy cơ gây hại cho môi trường phải được cung cấp và phải nêu rõ các yêu cầu cụ thể cho việc thải bỏ an toàn hoặc tái chế vật liệu đã qua sử dụng.

7.13 Các công trình xây dựng

7.13.1 Yêu cầu chung

Việc thiết kế và xây dựng các công trình phải tuân theo các yêu cầu của báo cáo đánh giá rủi ro (xem Điều 6), theo các tiêu chuẩn sau đây, đặc biệt đối với thiết kế chống động đất:

- EN 1992-1-1;
- EN 1993-1-1;
- EN 1994-1-1;
- EN 1998-1.

Hệ thống thiết bị điện của công trình phải tuân thủ IEC 60364 hoặc các tiêu chuẩn liên quan.

Trường hợp được quy định trong báo cáo đánh giá rủi ro thì các công trình phải được giữ ở áp suất dương (xem hướng dẫn trong TCVN 10888 và EIC 60079-13). Đường hút khí thông gió cưỡng bức cho công trình phải được lắp đặt các đầu dò khí cho phép tắt quạt thông gió và ngăn chặn việc tái khởi động nhằm tránh nguy cơ hút khí dễ cháy vào trong công trình.

Các công trình thường xuyên có người phải được thiết kế sao cho có đủ thời gian triển khai quy trình ứng phó trong trường hợp khẩn cấp và sơ tán đến khu vực an toàn. Phải thiết kế hệ thống gia nhiệt, xả khí và điều hòa không khí (HVAC) phù hợp với dòng bức xạ có thể tác động vào công trình (xem 6.5 và Phụ lục A).

Trường hợp công trình được thiết kế chịu sóng áp suất do vụ nổ, cần tính đến các mối nguy hiểm đối với con người do sóng áp suất cao đi vào công trình qua đường vào và ra của hệ thống thông hơi.

Để giảm thiểu nguy cơ cho công trình có thể duy trì liên tục áp suất dương trong các phòng điện và điều khiển của công trình nằm trong khu vực công nghệ.

TCVN 8611:2023

Trong trường hợp phát hiện khí trong khu vực công nghệ, người vận hành trong phòng điều khiển phải có khả năng điều khiển từ xa để đóng/tắt hệ thống HVAC tại khu vực đó.

Trường hợp phát hiện khí tại cửa hút gió vào công trình, hệ thống các quạt bên ngoài phải được ngắt và các cửa hút gió phải được đóng lại để tránh sự xâm nhập của khí vào các phòng điện và phòng điều khiển là nơi nguy cơ bắt cháy có thể xảy ra.

7.13.2 Phòng điều khiển

Vị trí đặt phòng điều khiển được xác định chủ yếu bởi các yếu tố như độ an toàn, mô hình vụ nổ, hướng gió, khoảng trống yêu cầu xung quanh công trình, khả năng mở rộng sau này, ứng phó khẩn cấp, kiểu và số lượng kho và phân xưởng chịu sự điều khiển của phòng điều khiển. Phải đặc biệt chú ý tới việc thông hơi cho phòng điều khiển để tránh hoàn toàn sự xâm nhập của đám hơi hydrocarbon và/hoặc khí độc.

Các chú ý về bố trí mặt bằng được đề cập trong 7.2.6.

7.14 Đo lường chất lượng LNG và khí thiên nhiên

7.14.1 Yêu cầu chung

Kiểu thiết bị và các thỏa thuận trong hợp đồng có vai trò quyết định trong việc dự án LNG sẽ lắp đặt/ sử dụng các phép đo đạc và phương pháp tính toán nào trong các nội dung được liệt kê sau đây.

7.14.2 Lấy mẫu

Dòng khí nên được lấy mẫu trong suốt quá trình nạp/xả tuân thủ TCVN 12799.

Lấy mẫu để xác định tạp chất hàm lượng nhỏ phải tuân thủ TCVN 12546.

Hệ thống lấy mẫu phải đảm bảo liên tục lấy được mẫu có tính đại diện.

7.14.3 Phân tích thành phần

Phân tích thành phần khí thiên nhiên phải tuân thủ TCVN 12047. Việc xác định các tạp chất hàm lượng nhỏ nên thực hiện theo các phương pháp phù hợp, ví dụ phân tích H₂S theo TCVN 12552.

7.14.4 Nhiệt trị và chỉ số Wobbe

Nhiệt trị của khí phải được tính toán dựa vào thành phần khí theo TCVN 12798.

7.14.5 Tỷ khối

Tỷ khối của khí phải được xác định theo các tiêu chuẩn liên quan, ví dụ ISO 6578.

7.14.6 Hiệu chuẩn thiết bị phân tích

Các thiết bị phân tích phải được đánh giá theo EN ISO 10723. Hiệu lực của đánh giá là một năm và báo cáo đánh giá có thể được cung cấp cho các bên liên quan nếu có yêu cầu. Bên cạnh việc đánh giá, các thiết bị phân tích phải được hiệu chuẩn trước và sau khi làm việc.

Thiết bị phân tích tạp chất hàm lượng nhỏ (lưu huỳnh/H₂S) phải được hiệu chuẩn theo giá trị trong giới hạn của đặc tính kỹ thuật (của khí).

7.14.7 Khí chuẩn

Khí chuẩn được sử dụng để hiệu chuẩn nên được chứng nhận ít nhất đạt chuẩn theo EN ISO 14111 và từ nhà cung cấp có chứng nhận TCVN EN/ISO 17025.

Khí chuẩn phải có thành phần gần với với dải thành phần của khí cần phân tích ($\pm 5\%$).

Khí chuẩn để phân tích tạp chất hàm lượng nhỏ chỉ nên được chứng nhận theo TCVN ISO/IEC 17025 cho thành phần tạp chất cần phân tích.

7.15 Đo đếm thương mại

Việc đo dòng để nhằm phục vụ các mục đích tài chính, giao nhận thương mại hoặc cân bằng vật chất. Độ chính xác của hệ thống đo đếm phải đáp ứng phù hợp với mục đích sử dụng.

Phải thực hiện đo lưu lượng theo EN 1776.

Thiết bị đo lưu lượng dạng tuabin phải được bảo vệ tránh hư hại do sự cố vỡ bộ lọc sơ cấp.

7.16 Hệ thống khí hóa hơi (BOG)

7.16.1 Yêu cầu chung

BOG là khí thiên nhiên phát sinh từ:

- Sự bay hơi chậm của LNG ở trạng thái cân bằng pha do nhiệt xâm nhập vào bên trong thiết bị như bể chứa, ống, thùng chứa hoặc bình tách; hoặc
- Sự bay hơi nhanh của LNG bên trong thiết bị do nhiệt độ tăng cao hoặc áp suất giảm đột ngột (ví dụ như hòa trộn với LNG ấm hơn khi nhận hàng từ tàu, khi LNG đi qua van) hoặc khi tiếp xúc với thiết bị ấm (ví dụ trong quá trình làm lạnh đường ống).

CHÚ THÍCH 1: Khí thiên nhiên thu được từ sự tái hóa khí nhanh LNG thông qua sự trao đổi nhiệt với các vật chất bên ngoài (một phần xưởng công nghệ chính của kho LNG) được gọi là LNG tái hóa khí.

CHÚ THÍCH 2: Thành phần của BOG thu được từ quá trình bay hơi chậm thường khác với thành phần của LNG ban đầu.

Hệ thống BOG được thiết kế để:

- Thu hồi và tái sử dụng BOG để tránh thất thoát khí thiên nhiên trong điều kiện bình thường ra ngoài khí quyển hoặc hệ thống đốt/xả khí và tránh xả bỏ một lượng tương tự trong điều kiện bất thường;
- Giữ áp suất pha khí trong bể chứa LNG nằm trong giá trị cho phép trong điều kiện vận hành bình thường;
- Cung cấp cho người vận hành khả năng thiết lập áp suất pha khí trong giá trị cho phép để kiểm soát quá trình sản sinh và lưu chuyển BOG trong quá trình giao nhận LNG (từ tàu, xe bồn).

TCVN 8611:2023

Các trạm LNG dùng bồn chứa áp suất cao có dải áp suất rộng nên không cần trang bị hệ thống BOG. Có thể tránh tăng áp suất trong bể bằng nhiều cách, ví dụ như xả bớt sản phẩm, làm mát bể hoặc nạp LNG từ phía bên trên (Bể LNG có vòi nạp bên trên và dưới).

Hệ thống BOG bao gồm hệ thống thu hồi BOG và hệ thống tái sử dụng BOG. Hệ thống thu hồi BOG được kết nối với cả hệ thống tái sử dụng BOG và hệ thống đốt/xả khí.

Trong điều kiện vận hành bình thường, hệ thống thu hồi BOG phải dẫn dòng BOG vượt quá công suất của hệ thống tái sử dụng BOG đến hệ thống đốt/xả khí. Tuy nhiên, hệ thống thu hồi BOG nên giữ chức năng kiểm soát áp suất khí trong bể.

Phải có các biện pháp để tránh không khí xâm nhập vào hệ thống BOG.

Hệ thống BOG có hai chế độ dòng: bình thường và sự cố. Hệ thống tái sử dụng BOG được thiết kế để tái sử dụng dòng BOG bình thường. Hệ thống đốt/xả khí được thiết kế để xả an toàn dòng sự cố.

Chế độ bình thường được thiết lập trên cơ sở các chế độ vận hành, có thể là ổn định hoặc tạm thời, theo thiết kế hoặc một số tình huống vận hành phát sinh, nhưng vẫn nằm trong giới hạn thiết kế ban đầu của thiết bị. Hệ thống tái sử dụng BOG được thiết kế để tái sử dụng dòng bình thường, tối thiểu bao gồm:

- BOG từ bể chứa và tất cả các thiết bị tồn chứa LNG;
- Hệ thống khử khí từ đường ống và thiết bị chứa LNG;
- Khí bay hơi nhanh trong quá trình nhận sản phẩm từ tàu/xe chở LNG;
- Khí bị chiếm chỗ (trong bồn chứa) thu từ quá trình nạp sản phẩm cho tàu/xe chở LNG.

Báo cáo đánh giá rủi ro phải xác định các sự kết hợp các sự kiện có thể xảy ra đồng thời mà không gây ra mối nguy hiểm kép (các sự kiện không liên quan với nhau xảy ra đồng thời). Nếu vì lý do bất kỳ, một vài tình huống phát sinh không có trong "chế độ bình thường" (ví dụ khi chạy thử, làm lạnh tàu chở LNG sau khi bảo dưỡng) người thiết kế phải kiểm tra tổng lưu lượng dòng ở chế độ phát sinh cộng với dòng bình thường phải thấp hơn lưu lượng dòng ở chế độ dòng sự cố.

Chế độ dòng sự cố được tính bằng tổng của lưu lượng dòng bình thường và lưu lượng dòng tổng cộng cao nhất của các sự kiện mất kiểm soát hoặc ngoài kế hoạch xảy ra đồng thời. Dòng sự điển hình có thể là một hoặc tổ hợp các kiểu sau:

- Tốc độ dòng ở đầu ra của van xả an toàn của một thiết bị hóa khí (7.4.12) nếu nó được nối vào cùng một hệ thống BOG;
- Tốc độ dòng tại đầu ra của van xả của một bể chứa nếu nó được nối vào cùng một hệ thống BOG;
- Các mức tải khẩn cấp như là tải giảm áp;
- Một hoặc một vài tải vận hành bất thường như:
 - + Khí bị chiếm chỗ trong bể tồn chứa không được hồi về tàu chở LNG trong quá trình giao nhận sản phẩm;

- + Làm lạnh bể chứa trên tàu chở LNG;
- + Khí không đủ chất lượng để tái sử dụng và phải đốt/xả.

Với bể áp suất cao, tốc độ dòng sự cố phải được tính toán theo EN 13458 (tất cả các phần) hoặc EN 14197 (tất cả các phần).

Không phân biệt biện pháp xả hoặc tái sử dụng BOG tồn tại ở chỗ nào khác, để đề phòng trường hợp van nối không gian hơi của bể chứa với hệ thống BOG bị đóng, không gian hơi phải được kết nối với hệ thống đốt/xả khí thông qua một thiết bị an toàn (xem 7.4.12) có khả năng xả được dòng khí sinh ra từ bất kỳ sự tổ hợp nào của các nguyên nhân dưới đây:

- Hóa hơi do nhiệt xâm nhập vào bể chứa, thiết bị và các đường tuần hoàn khép kín;
- Khí bị chiếm chỗ do do nạp chất lỏng ở tốc độ dòng tối đa hoặc khí hồi lưu từ phương tiện chuyên chở khí giao nhận;
- Bay hơi nhanh khi nạp chất lỏng;
- Thay đổi áp suất khí quyển (xem B.7);
- LNG hóa hơi trong thiết bị làm giảm quá nhiệt;
- Tuần hoàn khép kín từ máy bơm chìm.

7.16.2 Hệ thống thu hồi BOG

Hệ thống phải được thiết kế để thu hồi dòng BOG bình thường sinh ra ít nhất từ các nguồn sau:

- Bể chứa và tất cả các thiết bị tồn chứa LNG;
- Hệ thống khử khí từ đường ống và thiết bị chứa LNG;
- Khí bay hơi nhanh trong quá trình nhận sản phẩm từ tàu/xe chở LNG;
- Khí hồi lưu từ quá trình nạp sản phẩm cho tàu/xe chở LNG.

Đầu ra của hệ thống thu hồi BOG được kết nối tới:

- Hệ thống tái sử dụng BOG; và
- Hệ thống đốt/xả khí; và
- Cản giao nhận khí hoặc ống mềm của hệ thống giao nhận hàng hải.

CHÚ THÍCH: Tùy thuộc vào a) bản đánh giá rủi ro và các quy định nội bộ; và b) vị trí lắp đặt và/hoặc kích thước, đường xả của một vài thiết bị an toàn được kết nối với hệ thống thu hồi BOG hoặc đường ống của hệ thống đốt/xả khí.

Hệ thống thu hồi BOG phải được thiết kế theo các quy tắc về kích thước theo quy định ở 7.4.6. Vật liệu chế tạo thiết bị liên quan phải có đặc tính chịu được lạnh sâu (BOG có thể có nhiệt độ xuống tới $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Áp suất làm việc lớn nhất của hệ thống thu hồi BOG phải tương thích với áp suất lớn nhất có khả năng phát sinh tại thời điểm mở hệ thống khử khí hoặc phải được trang bị thiết bị giới hạn áp suất kép.

TCVN 8611:2023

Tại điểm kết nối với hệ thống đốt/xả khí, hệ thống thu hồi BOG phải được lắp đặt van kiểm soát áp suất đầu vào nhằm cho phép người vận hành có thể kiểm soát được áp suất của không gian hơi của bể chứa.

Các van xả đáy (kết nối với hệ thống xả đáy) phải được lắp đặt ở các điểm thấp trên tất cả các đường công nghệ chính hoặc đường xả khí (đầu vào bình thu gom tách lỏng (knockout drum) của hệ thống đốt/xả khí).

Bồn chứa và hệ thống thu hồi BOG nên kết nối bằng van và thiết bị đo cho phép:

- Cô lập bể chứa;
- Giảm áp suất của một bể chứa, mà không làm thay đổi áp suất của các bể chứa khác;
- Đo tốc độ dòng BOG trong mỗi bồn chứa.

Kết nối giữa hệ thống thu hồi BOG và hệ thống giao nhận hàng hải liên quan phải được tính toán phù hợp với quy định trong 7.7.2.

7.16.3 Tái sử dụng BOG

Để tái sử dụng, BOG có thể:

- Được tái hóa lỏng;
- Được nén bằng máy nén BOG sau đó tái ngưng tụ trong đường ống LNG dẫn tới bộ hóa khí;
- Được dùng làm khí nhiên liệu;
- Được tái nén và đưa vào hệ thống mạng lưới vận chuyển khí ra ngoài kho.

Công suất của hệ thống tái sử dụng BOG phải tương ứng với tốc độ dòng bình thường.

CHÚ THÍCH: Hệ thống tái sử dụng BOG không được thiết kế để sử dụng khí thiên nhiên xả ra từ các van an toàn vì các van này nối với hệ thống thu hồi BOG.

Tại kho nhập LNG, BOG thường được nén và làm lạnh, sau đó được dẫn vào thiết bị tái ngưng tụ để tái hóa lỏng khi tiếp xúc với tất cả hoặc một phần dòng xuất LNG áp suất thấp. Thiết bị tái ngưng tụ phải được thiết kế theo EN 13445 (tất cả các phần) và phải được làm bằng vật liệu có tính chất chịu lạnh sâu, và phải được cách nhiệt.

Để cải thiện hiệu suất của quá trình tái sử dụng BOG bằng bộ tái ngưng tụ, có thể lắp đặt và sử dụng bộ trao đổi nhiệt giữa LNG lạnh cao áp (trước cụm hóa khí) và BOG áp suất cao (sau máy nén BOG).

Các yêu cầu cụ thể cho máy nén khí được đưa ra trong 7.9.3.

7.17 Hệ thống đốt/xả khí

7.17.1 Yêu cầu chung

Cơ sở LNG phải có hệ thống đốt hoặc xả khí lắp đặt ở vị trí an toàn mà bức xạ nhiệt hay đám khí không gây ra thêm mối nguy.

Hệ thống đốt/xả khí phải được tính toán công suất đủ cho dòng khí lớn nhất có thể dự tính, ví dụ như trong tình huống sự cố.

Các sự kiện tạo ra tải bất thường cho hệ thống đốt/xả phải được liệt kê trong bảng tổng hợp về xả áp và giảm áp để thiết lập các chế độ đốt/xả bất thường.

Chế độ tải bất thường thường được xác định bằng sự cố áp tăng cao do van điều khiển bị hỏng và tắc dòng đầu ra của thiết bị xả.

Các điều kiện để tạo ra các dòng cao bất thường rất khác nhau giữa kho nhập và kho xuất LNG.

Thông thường có một đường đốt/xả khí riêng cho khu vực tồn chứa và giao nhận sản phẩm. Một đường đốt/xả khí cũng có thể được sử dụng để nối pha khí của các tàu neo ở bến.

Bố trí mặt bằng cho đốt/xả khí phải quan tâm đến các mức bức xạ nhiệt đưa ra trong Bảng A.3 và nếu có thể thì phải được lựa chọn theo hướng gió chính để giảm thiểu nguy cơ đám khí dễ cháy có thể tiếp xúc với ngọn lửa (đuốc) và các nguồn đánh lửa khác (xả khí).

Tất cả nguồn khí xả ra môi trường phải được giám sát, kiểm soát và tuân thủ quy định của pháp luật.

7.17.2 Đuốc

Hệ thống đuốc là dạng ống thẳng đứng có đầu đốt ở trên cùng hoặc đầu đốt nằm ngang gần mặt đất. Cấu tạo của đuốc ngăn chặn không khí lọt vào.

Đuốc cũng có thể có hệ thống chiếu sáng, hệ thống dập lửa và hệ thống làm mát để đề phòng khả năng tự thấp sáng sau khi dập lửa.

Kho xuất sản phẩm thường có các hệ thống đốt "ướt" và "khô". Hệ thống ướt xử lý khí có hàm lượng nước cao đáng kể. Hệ thống đuốc khô được sử dụng cho khí lạnh. Đôi khi hệ thống đuốc đốt khí axit cũng được lắp đặt. Thông thường, một hệ thống đuốc thấp áp được lắp đặt riêng cho khu vực tồn chứa và giao nhận sản phẩm.

Hệ thống đuốc phải bao gồm bình tách lỏng (knockout drum) có thể được trang bị bộ gia nhiệt để đảm bảo rằng không có chất lỏng đi ra đến đuốc.

Bình tách lỏng nên được trang bị khả năng xả toàn bộ chất lỏng bên trong khi ở mức cao nhất trong khoảng thời gian không quá 12 h. Bình tách lỏng nên lắp đặt thiết bị đo mức chất lỏng độ tin cậy cao có tính đến sự sai khác về tỉ khối chất lỏng.

Trong trường hợp chất lỏng trong bình tách vượt mức cho phép, phải cân nhắc đến phương án dừng khẩn cấp toàn bộ hệ thống được bảo vệ bởi hệ thống đuốc đó.

7.17.3 Xả khí

Đường xả phải dẫn dòng khí ra vị trí an toàn trong tình huống khẩn cấp khi các van xả an toàn và van giảm áp hoạt động. Công suất/Kích thước của ống xả phải dựa vào giá trị tổng hợp các mức xả của các van xả khác nhau.

TCVN 8611:2023

Thiết kế ống xả phải:

- Ngăn ngừa khả năng bị chặn và bị nước xâm nhập để luôn đảm bảo một đường mở thông ra khí quyển;
- Cho phép kiểm tra định kỳ nước tích tụ (bên trong).

7.18 Hệ thống phụ trợ

7.18.1 Yêu cầu chung

Tùy thuộc vào loại hình kho, hệ thống phụ trợ bao gồm:

- Nước, dầu hoặc lưu chất truyền nhiệt được sử dụng như là nguồn gia nhiệt hoặc để làm mát;
- Hệ thống khí nitơ được dùng làm khí dịch vụ, khí trong phòng thí nghiệm;
- Hệ thống không khí:
 - + Khí điều khiển;
 - + Khí dùng để tạo áp suất cho hộp điều khiển điện và các trạm;
 - + Khí dịch vụ;
 - + Khí thở;
- Hệ thống cung ứng cho tàu vận chuyển LNG:
 - + Nitơ lỏng;
 - + Nhiên liệu cho tàu;
 - + Nước uống;
 - + Nước chữa cháy;
 - + Rác thải và xả nước la canh.
- Hệ thống hơi và nước cấp cho nồi hơi;
- Nước chữa cháy khẩn cấp từ tàu chữa cháy đến khớp nối cầu tàu.

Phải có biện pháp dự phòng đặc biệt nhằm tránh thiệt hại do hiện tượng đông cứng bằng cách cô lập, khoanh vùng giới hạn, tuần hoàn hoặc chôn lấp các hệ thống để bị ảnh hưởng.

7.18.2 Khí điều khiển

Hệ thống khí điều khiển độc lập với hệ thống không khí và khí dịch vụ của kho. Phải tiến hành đánh giá rủi ro để xác định sự cần thiết cung cấp hệ thống khí dịch vụ.

CHÚ THÍCH: Nội dung 6.2.10 mô tả chung về phương pháp thông thường để đánh giá rủi ro (phân tích SIL). Phương pháp này đánh giá cấu hình của hệ thống khí điều khiển trên tiêu chí độ tin cậy và từ đó đưa ra kết luận về số lượng máy nén tối thiểu, công suất tương ứng và khả năng hỗ trợ quan lại trong tình huống khẩn cấp.

Hệ thống cung cấp khí điều khiển phải đảm bảo được khoảng thời gian cần thiết để đưa kho về trạng thái an toàn khi nguồn điện chính bị hỏng. Điều này có thể đạt được, ví dụ, bằng cách trang bị các bình tích áp để sử dụng khí cần.

Không khí phải được sấy khô tới điểm sương phù hợp với điều kiện nhiệt độ khí quyển thấp nhất trong khu vực kho. Tham khảo thêm ISO 8573.

7.18.3 Nitơ

Nitơ được sử dụng chủ yếu cho:

- Xử lý khí, điều chỉnh nhiệt trị và chỉ số Wobbe;
- Tăng áp cho các bình áp lực nhỏ;
- Đuổi khí làm sạch thiết bị/không gian cách nhiệt của bồn chứa LNG và đường ống;
- làm trơ đường ống và thiết bị một cách an toàn;
- làm khô đường ống và thiết bị như cần xuất nhập, bơm,...
- Dập tắt nhanh đuốc, xả khí và van xả áp an toàn;
- Bọc các thiết bị quay vận hành ở nhiệt độ lạnh sâu;
- Đuổi khí/Làm sạch không gian cách nhiệt bên ngoài của bồn chứa chính của bể chứa LNG;
- Làm lạnh;
- Bổ sung tuần hoàn chất làm lạnh.

Phải thiết kế đường ống nitơ lỏng bằng vật liệu chịu lạnh theo các tiêu chuẩn được công nhận, ví dụ về vật liệu được chấp nhận được nêu trong TCVN 12984.

Không được phép kết nối chéo giữa hệ thống khí nitơ và hệ thống không khí vì lý do an toàn.

7.18.4 Khí nhiên liệu

Kho LNG có thể được trang bị hệ thống khí nhiên liệu. Mục đích chính của việc sử dụng khí nhiên liệu phụ thuộc vào các ứng dụng sau:

- Thiết bị hóa khí gia nhiệt bằng đốt khí;
- Tuabin khí hoặc máy nén, máy phát điện chạy bằng động cơ khí;
- Nồi hơi và thiết bị gia nhiệt;
- Khí phá chân không cho mục đích an toàn bồn chứa;
- Khí cho đường môi của đuốc.

Khí nhiên liệu sử dụng nội bộ trong kho phải không pha mùi. Cần lắp đặt hệ thống phát hiện rò rỉ theo 7.5.4.

TCVN 8611:2023

7.18.5 Các dịch vụ phụ trợ khác

Cần chú ý đến rủi ro từ các hệ thống phụ trợ như:

- Nhiên liệu diesel;
- Dầu tải nhiệt;
- Nước ngọt;
- Nước sạch (nước uống);
- Nước khử khoáng;
- Nước thải;
- Nước biển;
- Hơi nước;
- ...

Phụ lục A

(Quy định)

Các ngưỡng bức xạ nhiệt

A.1 Bức xạ nhiệt từ đám cháy khí thiên nhiên hoá lỏng (LNG)

Bảng A1 đưa ra các giá trị khuyến cáo về giá trị thông lượng bức xạ tới lớn nhất trong trường hợp những giá trị này chưa có trong các quy định của quốc gia (khu vực). Thông lượng bức xạ từ đám cháy LNG có thể được tính toán bằng cách sử dụng các phương pháp thích hợp đã được phê duyệt (một số phương pháp đã được trình bày trong TCVN 12984 hoặc [19]).

Trong bất cứ trường hợp nào, mức thông lượng bức xạ lớn nhất có thể chấp nhận cho mỗi hạng mục chính nằm trong vùng giới hạn bao quanh phải được xác nhận bằng cách sử dụng các phương pháp đã được phê duyệt và các đồ thị đường cong trong EN 1991-1-2, EN 1992-1-1, EN 1992-1-2, EN 1993-1-1, EN 1993-1-2, EN 1994-1-1, EN 1994-1-2. Các nhà thiết kế, thông qua việc tính toán nhiệt độ bề mặt cùng với thời gian dự đoán của ngọn lửa, phải điều chỉnh mức thông lượng bức xạ nhiệt lớn nhất đủ thấp để duy trì tính nguyên vẹn của công trình. Các thay đổi về mặt bản chất tự nhiên và cơ tính của vật liệu đối với nhiệt độ cũng phải được xem xét khi tính toán.

Đối với các bồn chứa LNG, việc xác định mức thông lượng bức xạ cho phép cần được xem xét dựa trên các yếu tố sau:

- Việc bơm chất lỏng vào bể chỉ được thực hiện cùng với việc làm mát bể chứa bằng nước. Các thiết bị cung cấp nước có thể được điều khiển từ khu vực an toàn;
- Tổn thất độ bền của bể chứa;
- Áp lực tạo ra trong bể chứa;
- Công suất của van an toàn;
- Năng lượng thoát bề mặt [xem TCVN 12984].

Mức thông lượng nhiệt có thể được giảm xuống đến giới hạn yêu cầu bằng việc áp dụng khoảng cách an toàn, phun nước, thiết bị chống cháy, lưới chắn xạ hoặc các hệ thống tương tự.

Bảng A.2 đưa ra các giá trị khuyến cáo về thông lượng bức xạ tới lớn nhất trong trường hợp những giá trị này chưa có trong các quy định quốc gia.

Độ dày của khối bê tông phải được đảm bảo rằng khi lửa cháy ở bên ngoài thì nhiệt độ của cáp dự ứng lực vẫn được giữ ở mức đủ thấp để duy trì được tính nguyên vẹn của bồn chứa LNG và các khoang kín chứa đầy sản phẩm tại áp suất thiết kế tối đa. Nếu hệ thống xả nước không được lắp đặt, sự nguyên vẹn của bồn chứa LNG phải được đảm bảo, trong thời gian chờ đủ lượng nước

chứa cháy cấp từ bên ngoài. Để xác định độ dày nhỏ nhất cần thiết của tấm bê tông, phải sử dụng các phương pháp và mô hình thích hợp đã được phê duyệt.

Bảng A.1 – Thông lượng bức xạ nhiệt cho phép trong phạm vi kho không tính đến năng lượng bức xạ mặt trời

Thiết bị trong phạm vi kho	Thông lượng bức xạ nhiệt lớn nhất kW/m ²
Bề mặt bê tông phía ngoài của các bồn chứa liền kề nhau ^a	32
Bề mặt kim loại phía ngoài của các bồn chứa liền kề nhau (xem [21])	15
Mặt ngoài của các bồn chứa chịu áp và các thiết bị công nghệ liền kề nhau (xem [21])	15
Phòng điều khiển, xưởng bảo trì, phòng thí nghiệm, nhà kho (xem [20])	8
Khu vực hành chính (xem [20])	5

^a) Đối với các bể chứa làm bằng bê tông cốt thép dự ứng lực, các mức thông lượng bức xạ lớn nhất có thể được xác định theo các quy định trong A.1.

Bảng A.2 – Thông lượng bức xạ nhiệt cho phép ngoài phạm vi kho không tính đến bức xạ mặt trời

Khu vực phía ngoài kho	Thông lượng bức xạ nhiệt lớn nhất kW/m ²
Khu vực hẻm lánh ^a	8,0
Khu vực nhạy cảm ^b	1,5
Các khu vực khác ^c	5,0

^a) Khu vực chỉ có một số lượng nhỏ người cư trú không thường xuyên. VD: vùng đất hoang, đất nông nghiệp, sa mạc.

^b) Khu vực quan trọng nhạy cảm không được bảo vệ, nơi mọi người không được trang bị quần áo bảo hộ trong trường hợp khẩn cấp hoặc khu vực đô thị (với mật độ dân số lớn hơn 20 người/km²) hoặc các khu vực gặp khó khăn, nguy hiểm khi cần sơ tán nhanh (ví dụ bệnh viện, nhà dưỡng lão, sân vận động, trường học, nhà hát ngoài trời).

^c) Các khu vực khác bao gồm các khu công nghiệp không nằm dưới sự kiểm soát của kho LNG.

CHÚ THÍCH: Các số liệu ghi trong Bảng A.2 được lấy từ [20]: ảnh hưởng của bức xạ ngọn lửa đối với kết cấu bê tông chịu lực.

A.2 Bức xạ nhiệt từ đuốc hay hệ thống xả nguội đốt cháy¹

Bảng A.3 và A.4 đưa ra các giá trị khuyến cáo về thông lượng bức xạ lớn nhất trong trường hợp những giá trị này không có trong quy định địa phương.

Tuy vậy, các phương pháp tương đương để dự đoán mức thông lượng cũng có thể được chấp nhận. Trong trường hợp đó, nhà thiết kế cần chứng minh phương pháp đề xuất là hợp lệ.

Bảng A.3 – Thông lượng bức xạ nhiệt cho phép trong phạm vi kho không tính đến bức xạ mặt trời

Các thiết bị nằm trong phạm vi kho	Thông lượng bức xạ nhiệt lớn nhất kW/m ²	
	Bình thường	Bất thường
Lưu lượng như đã xác định ở 7.17		
Giá trị cực đại trong khu vực (xem [21])	5,0	9
Phía ngoài khu vực giới hạn	NA	5
Đường và các khu vực mở	3,0	5
Bồn chứa và các thiết bị công nghệ	1,5	5
Phòng điều khiển, xưởng bảo quản, phòng thí nghiệm, nhà kho,...	1,5	5
Khu vực hành chính	1,5	5

Bảng A.4 – Thông lượng bức xạ nhiệt cho phép nằm ngoài phạm vi kho không tính đến năng lượng bức xạ mặt trời

Khu vực ngoài kho	Năng lượng bức xạ nhiệt lớn nhất, kW/m ²	
	Bình thường	Bất thường
Lưu lượng dòng như đã xác định ở 7.17		
Khu vực hẻo lánh ^a	3,0	5,0
Khu vực nhạy cảm ^b	1,5	1,5
Các khu vực khác ^c	1,5	3,0

^a Khu vực chỉ có một số lượng nhỏ người cư trú không thường xuyên. Ví dụ: vùng đất hoang, đất nông nghiệp, sa mạc.

^b Khu vực quan trọng nhạy cảm không được bảo vệ, nơi mọi người không được trang bị quần áo bảo hộ trong trường hợp khẩn cấp hoặc khu vực đô thị (với mật độ dân số lớn hơn 20 người/km²) hoặc các khu vực gặp khó khăn hoặc nguy hiểm khi cần sơ tán nhanh (ví dụ bệnh viện, nhà dưỡng lão, sân vận động, trường học, nhà hát ngoài trời).

^c Các khu vực khác bao gồm các khu công nghiệp không nằm dưới sự kiểm soát của người vận hành kho LNG.

CHÚ THÍCH: Các số liệu ghi trong Bảng A.3 và A.4 được lấy từ [3] và [4].

¹ Trong báo cáo đánh giá rủi ro, việc mỗi lửa hệ thống xả nguội được coi là một sự kiện đáng tin cậy.

Phụ lục B

(Quy định)

Các quy định về lưu lượng dòng

B.1 Yêu cầu chung

Phụ lục này quy định về lưu lượng của các dòng khí xả.

B.2 Lưu lượng nhiệt vào, V_T

Lưu lượng dòng bay hơi lớn nhất (V_T) của bồn chứa do tác động nhiệt ở điều kiện vận hành bình thường được xác định tại thời điểm nhiệt độ ngoài trời cao nhất trong ngày mùa hè nóng bức.

B.3 Lưu lượng chất lỏng vào, V_L

Việc làm đầy bồn/bể chứa gây ra hiệu ứng piston. Lưu lượng thể tích lớn nhất để làm đầy bồn được lấy làm giá trị V_L – lưu lượng thể tích của khí hình thành (ở điều kiện nhiệt độ và áp suất thực tế của không gian khí trong bồn chứa).

V_L là lưu lượng dòng lớn nhất có thể khi van kiểm soát đầu vào với chức năng mở khi có sự cố.

B.4 Lưu lượng nạp tràn, V_o

Nếu trong quá trình nạp do sơ suất nạp đầy quá mức cho phép dẫn đến LNG bị tràn ra khỏi vành bể chứa, thì cần phải tính đến việc hóa hơi ngay lập tức của lượng LNG được nạp vào bồn lúc này. Cần áp dụng các bước được đề cập tại 7.6.1.

B.5 Lưu lượng bay hơi tức thời khi nạp đầy, V_f

Khi nạp đầy LNG vào bồn/bể chứa, hiện tượng bay hơi tức thời xảy ra (được gọi là "flash"). Nguyên nhân chính của hiện tượng này bao gồm:

- Sự nóng lên của LNG do quá trình bơm;
- Dòng nhiệt vào từ ống dẫn trong quá trình nạp và xuất sản phẩm;
- Sự làm mát thành bể chứa khi mức chất lỏng tăng lên (do thực tế là nhiệt độ pha hơi ở không gian trên đỉnh bồn chứa cao hơn nhiệt độ chất lỏng, kết quả là thành bồn chứa được làm mát khi mức chất lỏng tăng lên gây ra hiện tượng hóa hơi);
- Hòa trộn với LNG có sẵn trong bể chứa;
- Khi LNG bị được nén vào bồn chứa có nhiệt độ trước khi giãn nở cao hơn nhiệt độ điểm tạo bọt của chất lỏng tại áp suất bồn chứa, sự hóa hơi lập tức xảy ra.

V_F , thể tích hóa hơi khi nạp đầy tại tốc độ lớn nhất khi van điều khiển có chức năng mở khi có sự cố và được xác định bằng các tham số trên.

Nếu ban đầu LNG ở trạng thái cân bằng, tỷ lệ chất lỏng hoá hơi ngay lập tức (F), do nhiệt độ trước khi giãn nở cao hơn điểm sôi bọt của LNG có sẵn trong bồn chứa, có thể được tính chính xác hoặc gần đúng theo công thức rút gọn sau:

$$F = 1 - \exp \left[\frac{C(T_2 - T_1)}{L} \right]$$

trong đó:

- C là nhiệt dung của lưu chất, tính bằng jun trên kenvin kilogram [J/(K · kg)];
- T_2 là nhiệt độ sôi của lưu chất tại áp suất của bồn chứa, tính bằng kenvin (K);
- T_1 là nhiệt độ của lưu chất trước khi giãn nở, tính bằng kenvin (K);
- L là ẩn nhiệt hoá hơi của lưu chất, tính bằng jun trên kilogram (J/kg).

Từ đó, V_F được tính theo công thức sau:

$$V_F = F \times f$$

trong đó:

- f là lưu lượng dòng bơm vào, tính bằng kilogram trên giây (kg/s)

Trong trường hợp thiếu các dữ kiện chính xác, nếu độ giảm áp suất tuyệt đối nhỏ hơn hoặc bằng 0,7 MPa (1 bar), có thể sử dụng các giá trị sau:

$$C = 3,53 \times 10^3 \text{ J/(K} \cdot \text{kg)};$$

$$L = 504 \times 10^3 \text{ J/K};$$

$$(T_2 - T_1) = (p_2 - p_1) / 8\ 000$$

Trong đó:

- $(p_2 - p_1)$ tính bằng pascal (Pa), đặc trưng cho sự giảm áp suất tuyệt đối của LNG trong bồn chứa ban đầu và bồn chứa được nạp vào.

B.6 Lưu lượng tuần hoàn kín LNG bằng máy bơm chìm, V_R

V_R là lưu lượng BOG được tạo ra do sự tuần hoàn nội tại của LNG khi lưu lượng máy bơm chìm lớn nhất.

V_R có thể được ước tính theo công thức rút gọn sau với giả thiết là tất cả năng lượng của bơm đều được truyền cho chất lỏng:

$$V_R = E_{i,p} / L$$

Trong đó năng lượng tính bằng jun trên giờ (J/h) và L tính bằng jun trên kilogram (J/kg) (xem B.5).

B.7 Lưu lượng do biến thiên áp suất khí quyển, V_A

Nếu áp suất của bể chứa bằng với áp suất vận hành lớn nhất, sự giảm áp suất khí quyển dẫn đến sự hoá hơi ở lớp bề mặt chất lỏng do giãn nở (V_{AG}) cộng với sự hoá hơi do sự quá nhiệt của chất lỏng (V_{AL}). Một cách tương tự, điều kiện chân không có thể xuất hiện khi áp suất khí quyển tăng.

V_{AG} : Lưu lượng hoá hơi do giãn nở có thể tính theo công thức sau (tính bằng mét khối trên giờ (m^3/h) ở điều kiện nhiệt độ và áp suất thực tế của phần không gian hơi trên đỉnh bể chứa):

$$V_{AG} = \frac{V}{p} \times \frac{dp}{dt}$$

trong đó:

V là dung tích khí lớn nhất của bể chứa rỗng, tính bằng mét khối (m^3);

p là áp suất vận hành tuyệt đối, tính bằng pascal (Pa);

dp/dt là giá trị tuyệt đối của tốc độ biến thiên áp suất khí quyển, tính bằng pascal trên giờ (Pa/h);

V_{AL} là lưu lượng hoá hơi do sự khử quá nhiệt chất lỏng có thể ước tính dựa theo các phương pháp tính F đã nêu trong Điều B.5.

$$V_A = V_{AG} + V_{AL}$$

Các dữ liệu cục bộ về tốc độ biến thiên áp suất khí quyển tại địa phương phải được sử dụng. Trong trường hợp không có sẵn các dữ liệu này, có thể giả sử tốc độ giảm suất khí quyển là 2 000 Pa/h với sự biến thiên toàn phần là 10 kPa.

Các giá trị này cũng có thể sử dụng để tính lưu lượng thể tích đầu vào khi áp suất khí quyển tăng.

B.8 Lưu lượng do hồng van kiểm soát, V_V

Sự hư hỏng van kiểm soát có thể dẫn tới sự tăng lượng chất hoá hơi giống như trong trường hợp tăng tốc độ nạp đột ngột hoặc mở van phá chân không sớm.

B.9 Lưu lượng nhiệt vào khí cháy, V_I

Tốc độ hoá hơi khi cháy được xác định bằng cách giả định rằng tất cả nhiệt đưa vào được sử dụng ngay lập tức cho việc hoá hơi chất lỏng, không tính đến ảnh hưởng của nước chữa cháy.

Dòng nhiệt nhận được từ phía ngoài dọc theo bồn chứa được mặc định bằng năng lượng toả ra của ngọn lửa LNG (xem thêm TCVN 12984).

Đây là giá trị trong trường hợp xấu nhất gây ra bởi bức xạ nhiệt trong báo cáo *Đánh giá các rủi ro* cho vị trí thực của bồn chứa.

B.10 Lưu lượng hút chất lỏng, V_b

Việc hút chất lỏng ra khỏi bồn phải được thực hiện đồng thời với việc đưa dòng khí vào để tránh áp suất âm. Lưu lượng thể tích khí bơm vào phải bằng với lưu lượng thể tích lớn nhất của bơm hút chất lỏng.

B.11 Lưu lượng hút của máy nén, V_c

Sự hoá hơi tự nhiên xảy ra trong bồn chứa nhên chung được loại trừ nhờ sử dụng các máy nén khí bay hơi. Mặc dù trong điều kiện bình thường, các máy nén này được điều chỉnh hoạt động sao cho lưu lượng thể tích hút tương ứng với tốc độ hoá hơi, sự gây ra áp suất âm trong bồn chứa do các máy nén này là không thể loại trừ. V_c là lưu lượng thể tích hút lớn nhất của máy nén.

B.12 Lưu lượng hóa hơi do cuộn xoáy, V_B - hiện tượng hóa hơi do hòa trộn các lớp khác nhau trong bồn chứa

Sự bay hơi do cuộn xoáy phải được tính toán theo các mô hình chuẩn thích hợp.

Trong trường hợp không có mô hình nào được sử dụng, lưu lượng chất lỏng bay hơi trong quá trình cuộn xoáy có thể tính theo công thức sau:

$$V_B = 100 \times V_T$$

Lưu lượng này tương ứng xấp xỉ với lưu lượng lớn nhất đã gặp trong cuộn xoáy thực tế.

Phụ lục C

(Tham khảo)

Phân loại cấp độ động đất

C.1 Yêu cầu chung

Phụ lục này cung cấp hệ phương pháp luận phân loại cấp độ động đất, tác động của từng cấp độ đến kho và thiết bị, từ đó giúp cho việc thiết kế kho có khả năng chống chịu lại các trận động đất ở mọi cấp độ (các cấp độ này được quy định trong 5.6.1).

C.2 Một số nguyên tắc cơ bản

- Sự phân loại cấp độ động đất được quy định trong 5.6.1.
- Kho chứa cần phải ngừng hoạt động sau bất kỳ trận động đất nào có cường độ vượt quá ngưỡng động đất cấp độ được quy định theo OBE.
- Quyết định ngừng hoạt động có thể do người vận hành thực hiện, hoặc tự động thực hiện khi có tín hiệu từ bộ dò động đất ngừng hoạt động theo quy trình, thay vì dừng máy một cách ngẫu nhiên bằng các thiết bị dò tìm chấn động đơn lẻ.
- Trước khi kho được phép hoạt động trở lại, cần tiến hành việc kiểm tra độ an toàn một cách đầy đủ các vấn đề sau:
 - + Khả năng vận hành;
 - + Tình trạng nguyên vẹn;
 - + Độ ổn định.
- Sau động đất OBE, tất cả các thiết bị và/hoặc hệ thống phải được duy trì hoạt động. Thiết bị và/hoặc các hệ thống không cần thiết cho vận hành kho chứa có thể được loại trừ quy định này.
- Sau động đất SSE, kho chứa ở trạng thái an toàn. Trong khoảng thời gian tiếp theo, một số biện pháp cần được tiến hành để đảm bảo sự vận hành trở lại an toàn của kho chứa, hoặc nếu cần, kho chứa phải ngừng hoạt động. Những hoạt động đó có thể kéo dài hàng tuần hoặc hàng tháng.
- Sau động đất SSE, hệ thống quản lý an toàn phải mô tả và thông báo các quy trình khẩn cấp được kích hoạt, bao gồm kiểm tra sự sẵn có của nguồn nhân lực, giám sát, kiểm tra tình trạng của kho chứa, và thực hiện một số biện pháp tạm thời.

C.3 Ví dụ về cách tiếp cận an toàn sau SSE

Các rò rỉ nhỏ cục bộ có thể được chấp nhận, tuy nhiên kho chứa cần giữ trạng thái nguyên vẹn để tránh các rủi ro phát sinh do tràn hydrocarbon.

Phòng điều khiển (CR) trở thành trung tâm điều khiển hoạt động và xử lý khủng hoảng sự cố.

Chấp nhận trường hợp CR không nhận được đầy đủ các thông tin về hoạt động của kho chứa, tuy nhiên phải báo cáo về CR các thông tin chính như: áp suất, mức và nhiệt độ tại các kho tồn chứa hydrocarbon, ví dụ như bồn tồn chứa, thiết bị chứa chất làm lạnh.

Để đạt được các yêu cầu sau động đất SSE, phải xem xét tách riêng biệt các dây dẫn cứng, đường truyền các tín hiệu quan trọng và cáp điều khiển ra bên ngoài các công trình của kho chứa do chúng có thể đã bị hư hại trong trận động đất.

Phải kiểm soát từ xa áp suất bồn chứa và phải duy trì hoạt động của van an toàn sau động đất SSE.

C.4 Ví dụ về sự phân loại SSE

Dựa trên một số nguyên tắc cơ bản và các ví dụ về cách tiếp cận an toàn, sự phân loại theo Bảng C.1 sau đây có thể được áp dụng:

Bảng C.1 – Phân loại các cấp độ động đất

Cấp độ phân loại	Chức năng hoạt động	Tình trạng nguyên vẹn	Độ ổn định
Cấp độ A	x		
Cấp độ B		x	
Cấp độ C			x

Các cấp độ khác nhau bao gồm:

– Cấp độ A:

- + Thiết bị và hệ thống chống cháy (chỉ dùng trong hoạt động tại chỗ);
- + Hệ thống ống ngầm chứa cháy dẫn lên các van phun và họng cứu hoả;
- + Các van ESD;
- + Khả năng hoạt động của hệ thống kiểm soát an toàn trong phòng điều khiển (CR);
- + UPS dùng cho hệ thống kiểm soát an toàn;
- + Tín hiệu nguy hiểm được truyền tới CR;
- + Van an toàn hay van kiểm soát áp suất bồn chứa hydrocarbon;
- + Bồn chứa phụ.

TCVN 8611:2023

– Cấp độ B:

- + Tất cả các thiết bị và hệ thống đường ống chứa hydrocarbon và các chất độc hại khác (có khả năng gây rủi ro khi bị gãy vỡ);
- + Tất cả các công trình phụ trợ cho các thiết bị và hệ thống ống đó;
- + Bồn chứa chính.

– Cấp độ C:

- + Các hệ thống, thiết bị không thuộc trong 2 cấp độ trên nhưng ở vùng lân cận với các thiết bị, hệ thống nêu ở cấp độ A và B và sự hư hỏng của chúng có thể gây ảnh hưởng đến các thiết bị hệ thống nêu ở cấp độ A và B.

Phụ lục D

(Quy định)

Yêu cầu kỹ thuật đối với bơm LNG

D.1 Yêu cầu chung

Phụ lục này đưa ra thêm một số yêu cầu đối với các vấn đề đã nêu trong 7.9.1.

D.2 Thiết kế

Việc thiết kế phải đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật sau:

- Phải tính đến điều kiện vận hành chuyển tiếp nhiệt (xem thêm TCVN 12984);
- Mặt bích, vòng đệm, chốt khoá (đai ốc và bulông) tuân theo các chỉ dẫn ở 7.4.14;
- Các khớp nối phải được thử nghiệm theo EN 1591 (tất cả các phần);
- Việc chế tạo và lắp ráp phải đáp ứng các yêu cầu sau:
 - Phần khớp nối phải duy trì được sự kín khít dưới tác động của sự thay đổi nhiệt độ và sự rung;
 - Phải loại bỏ các chất oxi hoá và các chất gây ô nhiễm khác trước khi chế tạo hoặc lắp ráp;
 - Quy trình và thao tác hàn, chất lượng của que hàn, dây hàn và chất nóng chảy phải tuân theo EN ISO 15607, EN ISO 15609-1 và TCVN 11244.

Máy bơm phải phù hợp với hệ thống lắp ráp sao cho nó có thể chịu được áp lực hướng trực tạo ra khi vận hành và trong các điều kiện chuyển tiếp.

D.3 Kiểm tra

D.3.1 Yêu cầu chung

Để đảm bảo bơm hoạt động an toàn, các bộ phận của bơm cần phải được thử nghiệm và kiểm tra ứng suất cơ học, ứng suất quay và ứng suất nhiệt. Quá trình thử nghiệm và kiểm tra phải được tiến hành theo đúng các tiêu chuẩn liên quan và tuân theo bản chỉ tiêu chất lượng với chương trình kiểm tra tổng thể bao gồm cả các thử nghiệm được nêu tại D.3.2 đến D.3.8. Các yêu cầu về nhận dạng vật liệu phải được nêu trong bản chỉ tiêu chất lượng.

D.3.2 Kiểm tra các chi tiết máy dưới tác động áp suất và chuyển động quay

Các kết quả phân tích hoá học và các đặc tính cơ học phải được cung cấp cho mỗi lần chế tạo.

Với các chi tiết được cán và rèn, các thử nghiệm về đặc tính cơ học phải được thực hiện ngay sau bất kỳ quá trình xử lý nhiệt nào. Với mỗi chi tiết máy, nhà cung cấp phải đưa ra các tiêu chuẩn tham chiếu, vị trí lấy mẫu, và các hướng dẫn thực hiện một cách chi tiết.

TCVN 8611:2023

D.3.3 Kiểm tra bằng tia bức xạ

Việc kiểm tra bằng tia bức xạ phải được thực hiện phù hợp với TCVN 5868, EN ISO 17636-1 và EN ISO 17636-2..

D.3.4 Kiểm tra bằng siêu âm

Việc kiểm tra bằng siêu âm phải được thực hiện phù hợp với TCVN 5868 và EN ISO 17640.

D.3.5 Kiểm tra phát hiện vết nứt (Kiểm tra sự thẩm thấu chất màu)

Việc kiểm tra sự thẩm thấu chất màu phải được thực hiện phù hợp với TCVN 5868, EN ISO 3452-1 và EN ISO 17637.

D.3.6 Kiểm tra bằng mắt

Việc kiểm tra bằng mắt phải được tiến hành để đánh giá sự phù hợp của các sản phẩm theo các tiêu chuẩn kỹ thuật được nêu trong 7.4.1 và sự ghi nhãn/ đánh dấu từng chi tiết máy theo đúng các chỉ tiêu chất lượng.

D.3.7 Kiểm tra kích thước

Việc kiểm tra kích thước phải được thực hiện để đánh giá kích cỡ của các sản phẩm được cung cấp liệu có đáp ứng những tiêu chuẩn của nhà cung cấp và phù hợp với các tài liệu mà nhà sản xuất đưa ra hay không.

D.3.8 Kiểm tra về điện

Việc kiểm tra này bao gồm các thử nghiệm sau:

- Các thử nghiệm về điện theo các chỉ dẫn trong bản chỉ tiêu chất lượng;
- Thử nghiệm bộ phận điều chỉnh điện năng.

Các thiết bị điện phải có chứng nhận thích hợp với các phân loại vùng nguy hiểm.

D.4 Thử nghiệm

D.4.1 Điều kiện thử nghiệm

Tất cả các thử nghiệm sau đây phải được tiến hành với nitơ lỏng hoặc với LNG trừ khi có quy định khác.

Ngoại trừ LNG, tất cả các chất lỏng khác dùng trong thử nghiệm thì quy trình chi tiết và công thức tính hiệu suất thực tế phải được quy định để để dự đoán hiệu suất thực tế từ dữ liệu thử nghiệm.

D.4.2 Các thử nghiệm mẫu và các phép thử nghiệm nghiệm thu

Các thử nghiệm mẫu được tiến hành đối với mỗi loại bơm. Các phép thử nghiệm nghiệm thu được thực hiện đối với tất cả các bơm cùng loại đó. Các thử nghiệm mẫu bao gồm:

- Thử độ bền cơ học và độ kín (các thử nghiệm thủy tĩnh);

- Thử hiệu suất vận hành;
- Thử nghiệm về chiều cao cột áp của bơm (Net positive suction head, NPSH) (Quy định về NPSH đã được nêu trong ISO 9906);
- Thử chuyển động quay trong điều kiện nhiệt độ thấp nhất (-160 °C) (đối với máy bơm không được thử nghiệm với LNG).

Các phép thử nghiệm nghiệm thu ít nhất phải bao gồm phép thử độ bền và độ kín.

D.4.3 Phép thử độ bền và độ kín

Phần thân bơm hay bất cứ một bộ phận nào của bơm chịu áp (ví dụ thân bơm) đều phải qua thử nghiệm độ bền và độ kín theo chỉ dẫn của EN 12162. Nước có thể được sử dụng cho các thử nghiệm này với điều kiện là nồng độ clo phải nhỏ hơn 50×10^{-6} (50 ppm).

D.4.4 Thử nghiệm hiệu suất vận hành

Các thử nghiệm hiệu suất vận hành tốt nhất là được tiến hành với LNG. Thành phần hỗn hợp, khối lượng riêng và nhiệt độ là các thông số cần được xác định.

Kết quả thử nghiệm phải được ghi chép hoặc tính toán tại ít nhất là 6 thời điểm trong khoảng thời gian vận hành của bơm. Các thời điểm đó bao gồm:

- Thời điểm ngừng bơm;
- Thời điểm bơm ổn định liên tục với lưu lượng nhỏ nhất;
- Hai thời điểm ở khoảng giữa thời điểm lưu lượng bơm nhỏ nhất và lưu lượng bơm định mức;
- Lưu lượng bơm định mức;
- Lưu lượng bơm lớn nhất có thể;
- NPSH.

Các thử nghiệm phải được tiến hành ở tốc độ danh định của bơm $\pm 3\%$ khi sử dụng LNG hoặc ở tốc độ thích hợp khi sử dụng chất lỏng khác theo thỏa thuận với chủ đầu tư.

Đối với mỗi mức lưu lượng bơm, ngoại trừ trường hợp ngừng bơm, các thông số sau cần được xác định:

- Tổng chiều cao đẩy;
- Tổng chiều cao hút;
- Hiệu suất của bơm và động cơ;
- Năng lượng hao phí do động cơ;
- Mức độ rung;
- Mức độ ồn.

TCVN 8611:2023

Tại thời điểm ngừng bơm, các thông số sau cần được xác định:

- Tổng chiều cao đẩy;
- Năng lượng hao phí do động cơ, nếu có.

Đối với các bơm được lắp động cơ điều tốc, các thông số cũng phải được xác định tại hai tốc độ khác nhau nằm trong khoảng giới hạn tốc độ của bơm (tốc độ trung bình và tốc độ nhỏ nhất).

Đối với các bơm động cơ thẳng đứng được đặt chìm trong bồn chứa, phép thử “khả năng hút của bơm” phải được thực hiện với sự đồng ý của chủ đầu tư. Đây là phép thử của bơm ở mức chất lỏng thấp tương đương với sự giảm chiều cao đẩy của bơm tới 40 % so với giá trị danh định.

Thử nghiệm hoạt động liên tục trong ít nhất 1 h phải được tiến hành với công suất định mức.

D.4.5 Thử nghiệm chiều cao cột áp của bơm (NPSH)

Việc xác định chiều cao cột áp của bơm phải được tiến hành ở nhiệt độ cân bằng của chất lỏng, tốt nhất là sử dụng LNG có thành phần xác định. Thử nghiệm này phải được thực hiện ít nhất với ba mức lưu lượng bơm khác nhau đối với bơm đầu tiên, sau đó sử dụng một mức lưu lượng đối với các bơm cùng kiểu. Các mức lưu lượng bơm trong thử nghiệm này phải giống với mức lưu lượng sử dụng trong thử nghiệm hiệu suất vận hành.

D.5 Các thông số cần xác định

Đối với khí thiên nhiên hóa lỏng với khối lượng riêng được xác định ở nhiệt độ tiêu chuẩn. Nhà sản xuất phải đưa ra được các thông số sau:

- Độ chênh lệch áp suất khi dừng bơm;
- Độ chênh lệch áp suất với lưu lượng bơm nhỏ nhất;
- Độ chênh lệch áp suất với lưu lượng danh định;
- Độ chênh lệch áp suất với lưu lượng bơm lớn nhất;
- Chiều cao hút yêu cầu với lưu lượng bơm nhỏ nhất;
- Chiều cao cột áp yêu cầu với lưu lượng danh định;
- Chiều cao cột áp yêu cầu với lưu lượng lớn nhất;
- Năng lượng tiêu hao ở lưu lượng danh định;
- Hiệu suất bơm ở lưu lượng danh định và hiệu suất này khi bơm chạy với các tốc độ khác nhau (nếu có);
- Khả năng hút khi bơm được đặt chìm trong bồn;
- Năng lượng tiêu hao khi lưu lượng bơm liên tục nhỏ nhất và khi lưu lượng bơm lớn nhất.

Sai số của các giá trị này đã được xác định trong quá trình thử nghiệm hiệu suất vận hành (xem D.4.4) được quy định theo TCVN 9733.

D.6 Ghi nhãn

Một tấm kim loại mỏng được gắn trên mỗi thân máy bơm cho biết các thông tin sau:

- Kí hiệu riêng của nhà sản xuất;
- Số serie sản xuất và số đặt hàng;
- Lưu lượng danh định, tính bằng mét khối trên giờ;
- Chiều cao cột nước tiêu chuẩn của bơm;
- Tốc độ quay ở lưu lượng danh định;
- Áp suất cho phép tối đa và ngày thử nghiệm thân bơm nếu có;
- Ngày và áp suất thử nghiệm bơm (xem thêm EN 12162).

D.7 Các yêu cầu cụ thể đối với các bơm chìm và dây cáp của bơm

D.7.1 Các bơm được đặt trong hộp

Phải sử dụng hộp cáp để kết nối dây dẫn điện của máy bơm với dây dẫn điện phía ngoài.

Phải có biện pháp phòng tránh khí từ bình hút xâm nhập vào hộp cáp.

Các dây dẫn điện nhiệt độ thấp dùng để nối giữa hộp cáp và động cơ của bơm phải chịu được nhiệt độ làm việc ở $-196\text{ }^{\circ}\text{C}$.

D.7.2 Loại bơm cột lắp trong bồn chứa

D.7.2.1 Yêu cầu chung

Với quy trình phù hợp, các máy bơm cột có thể được tháo ra khỏi bể chứa khi nó đang trong quá trình hoạt động. Máy bơm và các đường cáp điện cho máy bơm đi vào từ phía đỉnh trên của cột bơm. Máy bơm được gắn trên một bộ chỉnh lưu tại đáy của cột.

Dòng hút vào phải thông qua bộ chỉnh lưu đáy và xả ra qua rìa chu vi của thân máy bơm, phần giữa cột và thân máy bơm.

Bên cạnh những yêu cầu kỹ thuật trong 7.9.1 và D.2, bơm phải được lắp đặt và tháo gỡ nhờ một hệ thống nâng sử dụng cáp chuyên dụng hoặc các ống thép liên kết không gỉ hoặc các thiết bị khác.

Bản điện cực gắn kín trên đỉnh cột phải bao gồm:

- Ở mặt trong: hệ thống làm căng cho dây cáp để bảo vệ dây cáp điện và nâng cuộn dây cáp dưới bản điện cực;

TCVN 8611:2023

– Ở mặt ngoài: hộp đấu nối dây cáp điện.

Bộ chỉnh lưu đáy phải đảm bảo vị trí của bơm luôn ở trung tâm của cột bơm, cố định không cho bơm quay. Nó cho phép bơm được nâng lên mà không cần tác động bất kỳ lực nào.

D.7.2.2 Cáp chuyên dụng

Các thiết bị để lắp đặt bơm và cố định cáp bao gồm:

- Hệ thống nâng đảm bảo an toàn cho sự nâng lên hạ xuống của bơm, tránh nguy cơ bị rơi hoặc gây xoắn dây cáp;
- Cáp nâng dự phòng phải đảm nhận chức năng của cáp đang hoạt động trong trường hợp bị hỏng. Cáp dự phòng phải được lắp đặt sao cho có thể ngăn máy bơm bị rơi trong trường hợp cáp đang hoạt động bị hỏng. Chỉ có thể loại bỏ cáp nâng dự phòng này nếu chứng minh được sự an toàn trong trường hợp cáp chính bị hỏng;
- Dây cáp sử dụng để hỗ trợ dây cáp điện chịu được ứng suất trong cột, cáp này phải là loại không xoắn và phải thử ứng lực trước khi lắp đặt để tránh ứng suất vượt tải do dây cáp điện bởi nhiệt độ khác nhau trong bể chứa;
- Một hệ thống dẫn hướng dây cáp vào trong cột;
- Một hệ thống trợ giúp nhồi dây cáp đo đếm vào cột.

Các cáp dẫn điện phải có bán kính uốn giúp cho phép việc điều khiển dễ dàng đồng thời tránh được sự đứt gãy dưới sức nặng của cáp.

D.7.2.3 Ống thép không gỉ

Khi các ống thép không gỉ được sử dụng, thiết bị đóng ngắt (van cổng, hoặc bích đặc hình tròn, hoặc bất kỳ thiết bị đóng nào) có thể đặt phía trên cột phía ngoài bể chứa.

Bơm phải được nâng đỡ bởi hệ thống các ống thép không gỉ chứa các dây cáp điện. Hệ thống nâng cần cố định, dễ dàng lắp ráp và phải bảo vệ được dây cáp điện.

D.8 Các bơm có động cơ ngoài thẳng đứng

Thiết bị này bao gồm động cơ điện/bơm ly tâm.

Bơm đứng lắp trong thùng được đặt chìm trong LNG. Động cơ điện được lắp trên đỉnh của thùng chứa và không chìm trong LNG.

Việc lắp ráp phải được xem xét cẩn thận. Việc làm kín trục phải loại bỏ sự rò rỉ qua miếng đệm lót.

Việc làm mát bơm được phải được tiến hành chậm rãi và tỉ mỉ. Mỗi bơm cần được thiết kế một lỗ xả khí thích hợp hoặc van giảm áp để ngăn sự tăng áp quá mức trong quá trình làm mát.

Thùng chứa cần được cô lập để ngăn cản sự hóa hơi và ức chế sự ngưng tụ. Nền móng của bơm phải được thiết kế và xây dựng tránh hiện tượng đồng nở.

Phụ lục E

(Quy định)

Những yêu cầu cụ thể cho thiết bị hóa khí LNG**E.1 Các thông số vận hành**

Các thông số vận hành của thiết bị hoá hơi mà giá trị danh nghĩa được định rõ theo loại được nêu trong Bảng E.1. Phạm vi có thể thay đổi của các thông số này cũng phải được định rõ.

Nhà sản xuất phải công bố một trong số các giá trị này. Các yêu cầu cụ thể hơn được đưa ra dưới đây.

E.2 Thiết bị hoá hơi dùng nước: Loại khung giàn chu trình mở (ORV)**E.2.1 Các yêu cầu cụ thể về thiết kế:**

Thiết bị hóa khí loại khung giàn chu trình mở phải được bảo vệ để chống lại điều kiện môi trường khắc nghiệt như gió, mưa và lũ lụt. Cụ thể, lá chắn gió cần phải được lắp đặt để hạn chế sự khuếch tán bọt nước biển do gió.

Hai tác động thường gặp sau phải được xem xét trong việc xác định các hoạt động thông thường được sử dụng trong thiết kế:

- Ứng suất nhiệt khác thường do nước không phủ đều, Ví dụ: Ống cấp nhiệt không được làm ướt;
- Sự đóng băng (dày 10 cm) trên một nửa chiều cao của máy hoá hơi.

E.2.2 Sự phân phối nước

Dòng nước phải được phủ đều ngay cả:

- Trong các bộ phận có thể tiếp cận khác nhau của bất kì phần ống nào để ngăn chặn sự biến dạng của ống;
- Giữa các ống khác nhau được liên kết cơ khí.
- Hệ thống phân phối nước qua các ống phải dễ dàng tiếp cận, điều chỉnh và được thiết kế để cho phép làm sạch, sử dụng một trong số các phương pháp sau đây:
 - Phun nước có áp;
 - Phun thổi bằng không khí nén;
 - Dùng bàn chải.

E.2.3 Các dòng LNG và NG

Sự phân tích ứng suất phải được thực hiện cho cả các dòng LNG vào và NG ra để cho phép có độ linh hoạt thích hợp và giảm tải tại các vị trí kết nối.

E.2.4 Phân phối LNG

Phải chú ý sự phân phối dòng LNG giữa các cụm thiết bị hóa khí bố trí song song. Một giải pháp đó là dùng đầu phân phối có kích thước lớn và có chỗ thắt tại đầu vào của mỗi ống trao đổi nhiệt.

Bảng E.1 – Các thông số được thiết lập cho thiết bị hóa khí LNG

		Dòng nước chu trình mở	Dòng nước: chu trình kín tuần hoàn	Môi chất trung gian: bồn nước áp suất khí quyển	Môi chất trung gian: tuần hoàn cường bức	Môi chất trung gian: thiết bị hóa khí ngưng tụ	Gia nhiệt chính	Hóa hơi dưới áp suất khí quyển	
Thông số cơ bản	Lưu lượng lưu chất trung gian tối thiểu và tối đa				x				
	Áp suất lưu chất trung gian tối thiểu và tối đa				x				
	Công suất tối thiểu và tối đa	x	x	x	x	x	x	x	
	Mức tiêu thụ điện tối đa						x		
	Nhiệt độ dòng nóng tối thiểu	x	x	x	x		x		
	Nhiệt độ dòng nóng tối đa			x	x				
	Nhiệt độ đầu ra khí bay hơi tối thiểu	x	x	x	x	x	x	x	
	Độ giảm áp LNG/NG	x	x	x	x	x	x	x	
Các thông số vận hành	Môi chất	Nhiệt độ không khí, tốc độ gió và độ ẩm tối thiểu						x	
		Nhiệt độ nước vào tối thiểu	x	x	x				
		Lưu lượng dòng nước	x	x					
		Nhiệt độ dòng nước ra	x	x	x				
		Áp suất, nhiệt độ, thành phần khí đốt cháy						x	
		Phân tích nước	x	x	x			x	
		Khoảng áp suất lưu chất trung gian				x	x		
		Loại lưu chất trung gian			x	x	x		
		Phạm vi của lưu chất	x	x	x	x	x	x	x
		Kiểu gia nhiệt			x	x	x		
	LNG	Đường cong nhiệt	x	x	x	x	x	x	x
		Công suất nhiệt	x	x	x	x	x	x	x
		Nhiệt độ đầu vào và ra	x	x	x	x	x	x	x
		Áp suất đầu vào và ra	x	x	x	x	x	x	x
		Thành phần	x	x	x	x	x	x	x
		Lưu lượng theo khối lượng	x	x	x	x	x	x	x
	Chung	Thời gian tối thiểu để khởi động	x	x	x	x	x	x	x

E.2.5 Làm sạch dòng LNG/NG

Khí luân chuyển trong thiết bị trao đổi nhiệt có thể chứa sáp parafin. Những chất này lắng đọng trên thành ống và làm giảm hiệu suất của thiết bị hóa khí. Trong trường hợp đó phải có phương tiện súc rửa ống với sự hỗ trợ của một loại dung môi thích hợp. Dung môi phải tương thích với các vật liệu sử dụng.

E.2.6 Kiểm soát /an toàn

Sự vận hành an toàn được đảm bảo bởi sự kiểm soát nhiệt độ đầu ra khí của thiết bị hóa khí và lưu lượng nước, đây là những thông số cơ bản của hệ thống an toàn và báo động.

Trong trường hợp nhiệt độ đầu ra của khí hoặc lưu lượng nước thấp, thiết bị hóa khí phải tự động ngắt. Thời gian đóng của van khí ra phải được thiết lập để nhiệt độ lạnh không vượt quá giới hạn đã được đưa ra trong báo cáo về sự truyền nhiệt (xem 7.6.6).

Phải xác định những giá trị ngưỡng cho nhiệt độ khí đầu ra. Những giá trị tiêu biểu là:

- 0 °C khi báo động;
- -5 °C khi kích hoạt thiết bị ngắt an toàn để dừng dòng cấp LNG.

Khi nhiệt độ môi trường tối thiểu thấp hơn ngưỡng ngắt, việc khởi động thiết bị hóa khí có thể được thực hiện căn cứ theo một quy trình cần trọng đã được tính đến khi thiết kế.

Việc thiếu hụt lượng nước cấp phải được tự động phát hiện (Ví dụ: Cảm biến dòng).

E.2.7 Mái che cho thiết bị hóa khí

Nếu việc sửa chữa các ống trao đổi nhiệt của thiết bị hóa khí đòi hỏi phải tháo rời các bộ phận, thì mái che của thiết bị hóa khí phải được thiết kế thích hợp cho việc tháo lắp.

Các tấm khung panel ống hóa hơi bên mặt phải được thiết kế để tránh nước bắn ra bên ngoài (nước sẽ quay trở lại bồn thu nước bên dưới).

Phải bố trí các hệ thống các điểm kiểm tra để cho phép kiểm tra khi vận hành.

E.2.8 Tuần hoàn nước

Các thành phần của hệ thống nước gia nhiệt (máy bơm, hệ thống đường ống, gia nhiệt nước, bơm chất clo) phải đáp ứng các yêu cầu được liệt kê trong 7.9.2.

E.2.9 Chất lượng nước

Chất lượng nước phải được kiểm tra về độ tương thích với các vật liệu ống.

Khi nước có lẫn hạt rắn nhỏ thì nhà cung cấp phải khuyến cáo phương án bảo vệ tối ưu nhất như lọc nước.

E.3 Thiết bị hoá hơi dùng nước: Loại chu trình kín/tuần hoàn (STV)

Lưu lượng và nhiệt độ của nước phải được kiểm soát.

TCVN 8611:2023

Thiết bị hóa khí phải được vận hành với nhiệt độ bề mặt ống lớn hơn 0 °C để tránh việc hình thành băng. Trong điều kiện không ổn định, khi lưu lượng nước cung cấp không đủ, phải giảm hoặc ngừng cấp LNG. Nếu cần thiết, phải tháo nước ra từ vỏ ngoài của hệ thống trao đổi nhiệt.

Những giá trị ngưỡng cho nhiệt độ khí đầu ra phải được xác định. Những giá trị tiêu biểu là:

- +15 °C khi báo động;
- +10 °C khi kích hoạt thiết bị ngắt an toàn để dừng dòng cấp LNG.

Lưu lượng nước được kiểm soát bởi nhiệt độ. Để tránh tắc nghẽn, một thiết bị phát hiện lưu lượng nước bổ sung phải được lắp đặt để chặn dòng LNG trong trường hợp thiếu hụt nước.

E.4 Thiết bị hóa khí dùng lưu chất trung gian (IFV)

E.4.1 Loại dùng bồn nước áp suất khí quyển

Việc kiểm soát phải dựa trên nhiệt độ của bồn nước. Nếu một máy bơm ngoài được dùng để luân chuyển nước, thì phải tính đến khả năng máy bơm này không sẵn sàng hoạt động và có thể gây ra ngừng hệ thống.

Cần phải xác định ngưỡng giá trị cho nhiệt độ đầu ra. Những giá trị tiêu biểu là:

- +15 °C, khi báo động;
- +10 °C, khi ngừng hoạt động.

Nhiệt độ bồn nước phải được kiểm soát nhờ sự cấp nhiệt. Trong trường hợp ngừng cấp nhiệt, phải ngừng cung cấp LNG.

E.4.2 Loại dùng dòng chảy cưỡng bức

Các nguyên tắc kiểm soát tương tự như của thiết bị hóa khí dùng nước tuần hoàn, chỉ khác ở chế độ cài đặt báo động và đóng ngắt phụ thuộc vào các tính chất vật lý của lưu chất trung gian.

Nhiệt độ đầu ra của LNG hóa hơi sẽ điều khiển lưu lượng của lưu chất trung gian trong chu trình. Trong trường hợp điều kiện dòng lưu chất trung gian không ổn định, phải ngừng cấp LNG.

E.4.3 Loại thiết bị hóa khí/ngưng tụ

Hệ thống hóa khí ngưng tụ là hệ thống kiểm soát bởi nhiệt độ. LNG bị hóa khí nhờ lưu chất trung gian. Chế độ báo động và ngắt máy phải phụ thuộc vào các tính chất vật lý của dòng lưu chất trung gian và điều kiện thiết kế của thiết bị.

Hệ thống kiểm soát nhiệt độ của LNG hóa khí tại đầu ra của thiết bị hóa khí phải hoạt động dựa trên nguồn gia nhiệt của hệ thống.

E.5 Thiết bị hóa khí loại buồng đốt gián tiếp (SCV)

E.5.1 Sự ăn mòn

Việc lựa chọn loại vật liệu và thiết kế thiết bị hóa khí phải cho phép chống được hiện tượng ăn mòn.

Nồng độ pH của nước phải được kiểm soát thường xuyên để tránh sự ăn rỗ bề mặt ống.

Cần trọng trong quá trình xử lý chống ăn mòn các bộ phận được làm bằng thép cacbon (ống xả, khung đỡ,...) do môi trường axit tiềm ẩn.

E.5.2 Kiểm soát và an toàn

Ưu tiên lựa chọn sử dụng bộ điều khiển được lập trình.

Thông số chính dùng để điều chỉnh vận hành đầu đốt là nhiệt độ khí đầu ra, tuy nhiên nhiệt độ nước gia nhiệt phải đủ thấp để đạt hiệu suất cao nhưng cũng phải đủ cao để tránh bị đóng băng.

Các thông số dùng để điều chỉnh hệ thống điều khiển đầu đốt tự động là lưu lượng khí nhiên liệu và không khí.

Thiết bị hóa khí loại buồng đốt gián tiếp phải dùng môi lửa. Hệ thống điều khiển phải phân rõ ba chế độ vận hành ở trạng thái ổn định khi môi lửa:

- Tắt máy;
- Chế độ chờ (chỉ có ngọn lửa môi cháy);
- Hoạt động bình thường.

Bộ cảm biến lửa kiểm soát liên tục ngọn lửa cả trong chế độ "chờ" và "hoạt động bình thường".

Các thiết bị an toàn phải kích hoạt quá trình tắt các thiết bị trong các trường hợp dưới đây:

- Nhiệt độ bồn nước quá thấp;
- Nhiệt độ khí đầu ra quá thấp;
- Mức nước bồn quá thấp;
- Tắt lửa;
- Phát hiện khí trong luồng không khí vào
- Quạt không khí dừng chạy.

Những ngưỡng giá trị cho nhiệt độ khí đầu ra phải được xác định. Những giá trị tiêu biểu là:

- 0 °C khi báo động;
- -5 °C khi tắt một hoặc toàn bộ hệ thống thiết bị hóa khí, theo vị trí cảm biến nhiệt độ trong hệ thống.

Khi nhiệt độ môi trường tối thiểu thấp hơn ngưỡng ngắt, việc khởi động thiết bị hóa khí có thể được thực hiện căn cứ theo một quy trình cần trọng đã được tính đến khi thiết kế.

TCVN 8611:2023

Trong trường hợp này, các hệ thống điều khiển phải tự động:

- Cô lập nguồn cung cấp LNG tới thiết bị hóa khí và bảo vệ công trình đường ống hạ nguồn khỏi nhiệt độ thấp;
- Cắt nguồn cung cấp khí đốt cho đầu mồi lửa và đầu đốt chính;
- Duy trì hoạt động của quạt và bơm nước tuần hoàn (trong thiết kế phải tính đến khả năng nước xâm nhập vào ống phân phối khí và đầu đốt khi quạt ngừng hoạt động, gây ra sốc nhiệt và phá hỏng các bộ phận của thiết bị).
- Truyền một tín hiệu báo động cho phòng điều khiển.

E.5.3 Bồn nước

Các vật liệu xây dựng bồn nước phải chịu được tính axit của nước do sự hòa tan hơi khói (CO_2 , NO_2) trong nước. Bồn nước phải chống rò rỉ.

Vị trí của xả tràn phải tính đến khả năng mức nước dâng cao xảy ra giữa các chu trình hoạt động và ngừng hoạt động của thiết bị.

E.5.4 Rung động

Cần tính đến việc hơi khói đi qua bồn tạo nên rung khi tính toán thiết kế động.

E.5.5 Mùa lạnh

Cần tính đến yếu tố mùa đông khi thiết kế thiết bị hóa khí.

E.5.6 Vi khuẩn Legionella

Sự hoạt động của bồn nước là điều kiện tốt để cho vi khuẩn Legionella tồn tại và phát triển. Người vận hành phải có một chương trình để kiểm tra sự tồn tại của Legionella và một kế hoạch để tránh vi khuẩn phát triển.

E.6 Thiết bị hóa khí sử dụng không khí (AAV)

Thiết bị hóa khí sử dụng không khí với luồng gió tự nhiên hoặc cưỡng bức như phương tiện làm nóng.

Cả hai loại AAV (tự nhiên hoặc cưỡng bức) đều cần chu kỳ ră đông, tạo ra một lượng lớn nước ngọt.

Hệ thống AAV tạo ra sương hoặc 'sương mù'. Do đó, tác động phụ của sương mù đối với khu vực xung quanh Kho cảng cần phải được xác định. Khả năng hình thành sương mù và sự phân tán của nó phải được nghiên cứu thông qua Phân tích mô hình CFD hoặc phương pháp tương tự, cho biết thời điểm sương mù xuất hiện và ảnh hưởng của sự phân tán của nó.

Tác động bất lợi của sương mù cũng phải được tính đến đối với các hoạt động của thiết bị hóa khí (tính khả dụng của môi trường không khí xung quanh) và an toàn (khả năng hiện thị/tầm nhìn, hiệu quả của hệ thống phát hiện).

Phụ lục F

(Quy định)

Thông số sử dụng cho việc thiết kế ống

Việc tính toán giá đỡ cho ống và độ linh hoạt/ mềm dẻo của ống phải xem xét trên những căn cứ sau:

- Thông số tĩnh:
 - + Áp suất trong;
 - + Trọng lượng của ống;
 - + Trọng lượng của lớp cách nhiệt;
- Thông số động:
 - + Tải trọng bất thường do sóc thủy lực;
 - + Tải trọng nhiệt do hiện tượng co lại và bền mỏi sau các chu kỳ nóng và lạnh; cần đặc biệt chú ý trong trường hợp có một sự thay đổi đột ngột về độ dày hoặc đường kính;
 - + Gió;
 - + Động đất,...

Các thông số liên quan đến hiện tượng "búa thủy lực" là kết quả của việc tăng quá áp gây ra bởi sự đột ngột dừng bơm hoặc đóng van. Các hoạt động này phải được xác định thông qua việc sử dụng một phương pháp đã được kiểm nghiệm áp dụng cho LNG. Công thức đơn giản sau được sử dụng để tạm tính giá trị quá áp do đóng van, biểu thị qua giá trị chiều cao của cột LNG, D_h :

$$t \leq \frac{2L}{v}, D_h = \frac{vV_0}{g}$$

$$t > \frac{2L}{v}, D_h = \frac{2LV_0}{gt}$$

Trong đó:

L là chiều dài đường ống;

t là thời gian đóng van;

v là tốc độ sóng đập vào, $v = 1500$ m/s cho LNG;

D_h là chiều cao của cột LNG tương ứng với giá trị quá áp;

V_0 là tốc độ dòng chảy LNG trước khi va thủy lực;

g là gia tốc trọng trường.

Các đoạn ống chịu tác động của việc tăng tải trọng bất thường và gần với trạng thái tới hạn của chúng phải được thiết kế theo phương pháp FE và có tính đến tác động của hiệu ứng xâm thực.

Phụ lục G

(Tham khảo)

Mô tả các loại công trình LNG trên bờ

G.1 Nhà máy hóa lỏng LNG

- Các nhà máy hóa lỏng LNG thường bao gồm:
- Hệ thống tiếp nhận và đo đếm khí thiên nhiên đầu vào, bao gồm cả đường ống hai pha, bộ tách lỏng;
- Hệ thống ổn định và tồn chứa condensat;
- Các thiết bị xử lý khí, tại đây các khí axit, nước, hydrocarbon nặng và thủy ngân trong khí đầu vào được tách ra;
- Các thiết bị hóa lỏng sản xuất LNG và các sản phẩm như etan, propan, butan thương mại, hydrocarbon nặng và nitơ có thể được tách ra. Một phần hydrocarbon đã được tách ra có thể được sử dụng làm lưu chất lạnh. Một thiết bị hóa lỏng sử dụng các thiết bị chuyên dụng là chùm ống xoắn đông lạnh hay bộ trao đổi nhiệt dạng tấm vây và các bộ máy nén tubo công suất lớn. Hai chu trình làm lạnh theo tầng (lớp) thường được sử dụng;
- Các bồn chứa LNG và hệ thống cầu tàu xuất LNG, nạp cho các phương tiện chuyên chở LNG, xe bồn, ... đến các nơi tiêu thụ phù hợp;;
- Các bồn chứa khí dầu mỏ hóa lỏng (LPG) và/hoặc xăng tự nhiên, và các hệ /thiết bị xuất tương ứng;
- Các hệ thống phụ trợ cần thiết phục vụ cho việc sản xuất và/hoặc mua bán và phân phối để vận hành nhà máy (điện, hơi nước, nước làm lạnh, không khí nén, nitơ, khí nhiên liệu, ...);
- Các hệ thống hạ tầng tổng thể bên ngoài nhà máy (các hệ thống đốt/xả khí và lưu chất, xử lý chất thải, các hệ thống chữa cháy, ...).

Hầu hết các bước xử lý khí có thể được tìm thấy tại các nhà máy xử lý khí để sản xuất khí thương mại. Ví dụ: xử lý khí axit, khử nước, xử lý đến điểm sương hydrocarbon và thu hồi khí thiên nhiên dạng lỏng (NGL). Phân đoạn NGL cũng thường được thấy tại cụm thiết bị xử lý thành phần nhẹ của nhà máy lọc dầu.

Lưu ý rằng, ngoài các bồn chứa, chỉ một phần nhỏ các hydrocarbon chứa trong nhà máy hóa lỏng là ở dạng LNG. Phần lớn thiết bị có khả năng tồn chứa khí tự ở nhiên áp suất cao, NGL hoặc lưu chất làm lạnh.

G.2 Kho cảng tiếp nhận LNG

Kho cảng tiếp nhận LNG được thiết kế để nhận khí thiên nhiên hóa lỏng từ tàu vận chuyển, xuất nhập sản phẩm, tồn chứa LNG và tái hóa LNG thành khí để đưa vào mạng hệ thống đường ống/hệ thống phân phối đến các hộ tiêu thụ.

Do đó, một kho cảng tiếp nhận LNG có một số chức năng cần thiết sau:

- Xuất nhập sản phẩm (LNG);
- Tồn chứa (LNG);
- Thu hồi và điều áp LNG;
- Hoá khí;
- Điều chỉnh chất lượng khí.

G.3 Kho điều hòa nhu cầu LNG

Các kho điều hòa nhu cầu LNG sẽ hóa lỏng khí thiên nhiên được cấp từ mạng lưới cung cấp khí thương mại và thường có quy mô nhỏ hơn các kho xuất LNG. Chất lượng của nguồn khí cấp sẽ làm đơn giản hóa các yêu cầu xử lý khí đầu vào so với một kho xuất LNG. Khái niệm hydrocacbon lỏng tồn chứa có thể được giới hạn là LNG và chất làm lạnh. Không yêu cầu phải có thiết bị tách phân đoạn. Có thể giả định rằng H₂S trong khí thiên nhiên thương phẩm có hàm lượng thấp hơn mức độ yêu cầu phải xử lý.

Những công nghệ hóa lỏng sau đây thường được sử dụng trong kho điều hòa nhu cầu LNG (xem Phụ lục L để biết thêm chi tiết) :

- Chu trình sử dụng hỗn hợp lưu chất lạnh;
- Chu trình sử dụng hỗn hợp lưu chất lạnh nhiều tầng;
- Chu trình giãn nở nitơ;
- Chu trình giãn nở metan/nitơ;
- Thiết bị giãn nở chu trình mở.

Thiết bị tăng giãn áp (turbo-expander) thường được kết hợp cùng máy nén khí tăng áp.

Khi một lưu lượng lớn khí thiên nhiên áp suất cao bị giãn nở cung cấp cho hệ thống khí áp suất thấp hơn, sự giãn nở xảy ra trong một máy tăng giãn áp (turbo-expander) sẽ tạo ra sự làm lạnh cần thiết để hóa lỏng khí thiên nhiên. Lượng lưu chất làm lạnh phụ thuộc trực tiếp vào tỷ lệ áp suất giãn nở, thông thường hiệu suất bằng 10 % của dòng khí giãn nở.

G.4 Trạm phân phối LNG vệ tinh

Trạm phân phối LNG vệ tinh có chức năng tồn chứa và hoá hơi LNG nhằm mục đích điều phối hoặc để cung cấp khí cho một mạng lưới phân phối tách biệt ở xa trung tâm. LNG được phân phối bằng đường bộ hoặc đường sắt hoặc các phương tiện chuyên chở nhỏ từ kho cảng tiếp nhận LNG hoặc kho điều hòa nhu cầu LNG.

Những chức năng chính của kho LNG vệ tinh giống như của kho cảng tiếp nhận LNG.

G.5 Trạm tồn chứa LNG

Trạm tồn chứa LNG nói chung là địa điểm mà LNG được tiếp nhận và sau đó được lưu trữ để nạp LNG làm nhiên liệu cho tàu thông qua hệ thống đường ống, xe tải, xe công ten nơ hoặc sà lan.

Một trạm tồn chứa phải được cung cấp LNG từ một kho hóa lỏng (ở xa hoặc liền kề với trạm tồn chứa) hoặc từ một kho cảng tiếp nhận.

Phụ lục H

(Tham khảo)

Thiết bị nạp LNG cho xe bồn (TLU)

H.1 Các mối nguy của thiết bị nạp LNG cho xe bồn

Các mối nguy liên quan đến sự cố phương tiện và giao thông:

- xe va chạm với thiết bị công nghệ của và thất thoát sản phẩm;
- các đám cháy nhỏ không do hydrocacbon (ví dụ như cháy lốp, cháy động cơ) và do hậu quả do cháy đám mây hơi hydrocacbon hoặc chất lỏng tràn;
- tác động của đám cháy lớn của xe bồn LNG cùng với nguy cơ của hiện tượng nổ do giãn nở hơi của chất lỏng sôi (BLEVE);
- xe tải/ xe bồn di chuyển mà không ngắt kết nối ống mềm, cần xuất hàng hoặc dây cáp;
- các mối nguy liên quan đến vận hành (rò rỉ):
- không kết nối được đầu nối của ống mềm hoặc cần xuất hàng;
- nứt ống mềm.

H.2 Các biện pháp an toàn được khuyến cáo

Giảm thiểu bằng thiết kế và các quy trình vận hành:

- Giảm thiểu thời gian rò rỉ trong quá trình giao nhận: cô lập hiệu quả và nhanh chóng nguồn rò rỉ/ tràn bằng cách dừng quá trình giao nhận LNG và cô lập khoang TLU đang giao nhận (một trạm nạp có thể có nhiều khoang xuất hàng) cũng như xe bồn. Điều này có thể đạt được thông qua hệ thống ESD được kích hoạt bằng việc dừng vận hành, phát hiện lửa hoặc khí, liên kết ESD giữa khoang xuất hàng và xe bồn LNG và / hoặc các nút nhấn ESD thủ công tại khoang;
- Bố trí mặt bằng, vị trí của thiết bị và giá đỡ phải đảm bảo khoảng cách giữa các khoang xuất hàng để quản lý rủi ro tắc nghẽn và va chạm phương tiện (hàng rào bảo vệ và/ hoặc tấm chắn);
- Các hệ thống ngăn tràn như dốc, thoát nước, vách ngăn, hồ chứa phải được thiết kế để ngăn chặn LNG tích tụ ở các khu vực nguy hiểm, nơi có nguy cơ xảy ra hỏa hoạn dẫn đến nguy cơ cao đối với cả người và/ hoặc tài sản;
- Trước khi đăng ký nhập hàng tại trạm, để đảm bảo các yêu cầu về an toàn vận hành, nhân viên trạm có thể kiểm tra tính toàn vẹn và các chức năng an toàn tổng thể của xe bồn như danh sách kiểm tra, kiểm tra các điểm kết nối, thử van ESD của xe bồn, tem chứng nhận của các van xả của xe bồn. Chứng chỉ ADR cho xe tải và xe bồn (xem [73]) phải được kiểm tra. Trạm phải quản lý lưu lượng phương tiện ra vào trạm hợp lý.

TCVN 8611:2023

Phòng cháy và chữa cháy phải được quy định tuân theo 7.2.4 phù hợp với quy mô và các rủi ro cụ thể của TLU.

H.3 Các yêu cầu cụ thể cho an toàn công nghệ

Các yêu cầu sau cần được xem xét:

- Liên kết ESD giữa khoang nạp và xe bồn;
- Hệ thống cấp nổi đất;
- Khớp nối nhanh tự khóa cho ống mềm hoặc cần xuất hàng;
- Nút bấm tự ngắt được nhấn không liên tục trong quá trình nạp hàng;
- Kiểm soát khả năng nạp đầy tối đa của xe bồn;
- Tiết lưu hoặc kiểm soát lưu lượng để giới hạn tốc độ dòng nạp lớn nhất;
- TLU có chức năng kiểm soát áp suất xe bồn;
- Phát hiện chất lỏng trên đường hồi hơi để phát hiện xe bồn bị nạp quá đầy;
- Cân tải trọng và/hoặc đo/kiểm soát dòng nạp để ngăn chặn nạp quá đầy xe bồn trong quá trình nạp LNG.

H.4 Đo đếm LNG

Đo đếm thương mại thường được thực hiện chủ yếu bằng cách sử dụng cân tải trọng (loại phổ biến hoặc chuyên dụng cho từng khoang), đồng hồ đo khối lượng dòng (ví dụ: Coriolis) hoặc thiết bị đo dòng kiểu tiết lưu (có hiệu chỉnh cho các thông số của lưu chất).

Phụ lục I

(Tham khảo)

Dài tần suất

Dữ liệu tần suất điển hình có thể được tìm thấy trong các cơ sở dữ liệu công khai sau (ví dụ: EI, OREDA, OGP, PGS 3 / Purple Book). Bảng I.1 cho thấy các dài tần suất để đánh giá rủi ro.

Bảng I.1 – Dài tần suất để đánh giá rủi ro

Dài 1	Tần suất xảy ra sự cố nhiều hơn 1 lần trong 10 năm
Dài 2	Tần suất xảy ra sự cố trong khoảng giữa 1 lần trong 10 năm và 1 lần trong 100 năm
Dài 3	Tần suất xảy ra sự cố trong khoảng giữa 1 lần trong 100 năm và 1 lần trong 1 000 năm
Dài 4	Tần suất xảy ra sự cố trong khoảng giữa 1 lần trong 1 000 năm và 1 lần trong 10 000 năm
Dài 5	Tần suất xảy ra sự cố trong khoảng giữa 1 lần trong 10 000 năm và 1 lần trong 100 000 năm
Dài 6	Tần suất xảy ra sự cố trong khoảng giữa 1 lần trong 100 000 năm và 1 lần trong 1 000 000 năm
Dài 7	Tần suất xảy ra sự cố ít hơn 1 lần trong 1 000 000 năm (Ví dụ: thiên thạch rơi)

Phụ lục J

(Tham khảo)

Phân loại hậu quả

Phân loại hậu quả dựa trên mức độ thương vong của nhân viên kho/ người vận hành và của dân cư, cũng như sự thiệt hại về thiết bị bên trong và ngoài kho, nhưng chỉ trên phương diện an toàn và môi trường.

Năm loại hậu quả được phân loại dựa trên:

- Số người tử vong;
- Tai nạn liên quan tới quá trình vận hành với tổn thất thời gian;
- Sự giải phóng hydrocacbon.

Mức độ hậu quả được đánh từ 1 đến 5 theo chiều giảm dần, xem Bảng J.1:

Bảng J.1 - Các nhóm hậu quả để đánh giá rủi ro

	Đơn vị tính	nhóm 1	nhóm 2 ^a	nhóm 3	nhóm 4	nhóm 5
Số người tử vong	Số người tử vong	> 10	1-10	0	0	0
Tai nạn với tổn thất thời gian	Số người bị thương	> 100	11-100	2-10	1	0
Xả hydrocacbon	Tấn	> 100	10,01-100	1,01-10	0,1-1	< 0,1

Phụ lục K

(Tham khảo)

Những mức độ rủi ro

K.1 Yêu cầu chung

Rủi ro được phân thành 3 cấp độ:

- Cấp độ 3: trạng thái không mong muốn và vượt quá khả năng chống chịu. Hành động khắc phục được yêu cầu (Không chấp nhận được);
- Cấp độ 2: trạng thái cần được cải thiện. Cấp độ tại đó mức độ rủi ro phải được chứng minh là có thể giảm đến mức độ thấp được thực tế chấp nhận (ALARP);
- Cấp độ 1: trạng thái thông thường (Chấp nhận được).

K.2 Tiêu chí chấp nhận

Bảng K.1 và K.2 đưa ra các ví dụ về ma trận tiêu chí rủi ro chấp nhận được cho tổng số tích lũy của tất cả các rủi ro trong kho, và do vậy chúng chỉ có thể được dùng khi tất cả mối nguy hiểm đã được đánh giá trong báo cáo Đánh giá rủi ro. Phương pháp này không thể được dùng để đánh giá từng mối nguy hiểm riêng biệt trừ khi mỗi mối nguy hiểm được phân bổ theo tỷ lệ rủi ro tổng thể cho phép của kho. Trường hợp tổng mức độ rủi ro có các rủi ro cần được giảm thiểu nằm ngoài phạm vi có thể lựa chọn thì phải điều chỉnh tổng mức độ rủi ro theo cách hiệu quả nhất về mặt chi phí.

Những tiêu chí chấp nhận phải nghiêm ngặt hơn đối với những hậu quả xảy ra bên ngoài phạm vi kho.

Bảng K.1 – Xác định mức độ rủi ro bên trong phạm vi kho

Rủi ro		Nhóm hậu quả	Nhóm hậu quả	Nhóm hậu quả	Nhóm hậu quả	Nhóm hậu quả
Tần suất cho tất cả các vụ tai nạn kho	Tần suất tích lũy (trong một năm)	5	4	3	2	1
Phạm vi 1	> 0,1	2	2	3	3	3
Phạm vi 2	Từ 0,1 đến 0,01	1	2	2	3	3
Phạm vi 3	Trên 0,01 đến 0,001	1	1	2	2	3
Phạm vi 4	Trên 0,001 đến 10^{-4}	1	1	1	2	2
Phạm vi 5	Trên 10^{-4} đến 10^{-5}	1	1	1	1	2
Phạm vi 6	Trên 10^{-5} đến 10^{-6}	1	1	1	1	1
Phạm vi 7	< 10^{-6}	1	1	1	1	1

CẤP ĐỘ RỦI RO:
 1 = Tình huống bình thường
 2 = Vùng "Rủi ro có mức độ thấp được chấp nhận trong thực tế"
 3 = Không chấp nhận được

Bảng K.2 – Xác định mức độ rủi ro bên ngoài phạm vi kho

Rủi ro		Nhóm hậu quả	Nhóm hậu quả	Nhóm hậu quả	Nhóm hậu quả	Nhóm hậu quả
Tần suất cho tất cả các vụ tai nạn kho	Tần suất tích lũy (trong một năm)	5	4	3	2	1
Phạm vi 1	> 0,1	2	3	3	3	3
Phạm vi 2	Nhỏ hơn 0,1 đến 0,01	2	2	3	3	3
Phạm vi 3	Nhỏ hơn 0,01 đến 0,001	1	2	2	3	3
Phạm vi 4	Nhỏ hơn 0,001 đến 10^{-4}	1	1	2	2	3
Phạm vi 5	Nhỏ hơn 10^{-4} đến 10^{-5}	1	1	1	2	2
Phạm vi 6	Nhỏ hơn 10^{-5} đến 10^{-6}	1	1	1	1	2
Phạm vi 7	< 10^{-6}	1	1	1	1	1

CẤP ĐỘ NGUY HIỂM:
 1 = Tình huống bình thường
 2 = Vùng "Rủi ro có mức độ thấp được chấp nhận trong thực tế"
 3 = Không chấp nhận được

Phụ lục L
(Tham khảo)

Các quy trình xử lý khí điển hình

L.1 Giới thiệu

Kho hóa lỏng thường là bắt đầu tại thiết bị loại bỏ khí axit ở đầu vào và kết thúc tại điểm đầu vào của đường ống phân phối sản phẩm LNG (và các hydrocarbon lỏng khác). Vận chuyển khí, xử lý loại bỏ khí axit ở thượng nguồn, tồn chứa sản phẩm và chất làm lạnh không được đề cập đến trong Phụ lục này. Phụ lục này quy định các quy trình xử lý thông thường tuy nhiên các quy trình này không phải là tốt nhất và duy nhất.

L.2 Xử lý khí thiên nhiên/tách khí axit

L.2.1 Yêu cầu chung

Mục đích của thiết bị tách khí axit là để làm giảm hàm lượng CO₂ và H₂S có trong khí cần hóa lỏng tới một giá trị phù hợp với các đặc điểm kỹ thuật của khí thương phẩm theo tiêu chuẩn và phù hợp với yêu cầu làm lạnh (rủi ro do hiện tượng hóa rắn). Hàm lượng CO₂ và H₂S cho phép trong khí đã qua xử lý là:

- CO₂ < 100 x 10⁻⁶ theo thể tích;
- H₂S < 4 x 10⁻⁶ theo thể tích

Việc lựa chọn quy trình xử lý phụ thuộc vào loại và nồng độ của các tạp chất cần loại bỏ. Những quy trình thường sử dụng được mô tả dưới đây.

L.2.2 Quá trình hấp thụ

L.2.2.1 Nguyên tắc hoạt động

Nguyên tắc hoạt động của những quá trình này là hấp thụ khí axit từ khí cần xử lý, bằng cách làm sạch bởi dung dịch hấp thụ trong một thiết bị hấp thụ dạng khay hoặc dạng nhồi.

Dung dịch chất hấp thụ có thể là:

- Hấp thụ hóa học (tạo thành hợp chất hóa học mà khi nhiệt độ tăng lên sẽ phân ly và giải phóng khí axit);
- Hoặc hấp thụ vật lý (quá trình hấp thụ được gây ra bởi áp suất, mà sau đó, khi giảm áp suất, các dung dịch ban đầu có thể được tái sinh).

Trong một số quy trình nhất định, dung dịch hấp thụ là một hỗn hợp các dung môi hóa - lý.

Một số dung dịch hấp thụ có thể chứa một số phụ gia khác nhằm làm tăng hoạt tính của dung môi, giảm nguy cơ ăn mòn hoặc ngăn tạo bọt.

L.2.2.2 Thông số vận hành/ dữ liệu hoạt động

Thiết kế hệ thống thiết bị tách khí axit yêu cầu thông tin về các giá trị danh định liên quan đến các thông số vận hành của thiết bị được liệt kê sau đây, cũng như khoảng biến thiên của những thông số đó:

- Lưu lượng, áp suất, nhiệt độ, thành phần và hàm lượng khí axit trong khí thiên nhiên trước khi đưa vào xử lý;
- Lưu lượng, áp suất, và hàm lượng khí axit của khí thiên nhiên đã qua khi xử lý ra khỏi thiết bị;
- Tốc độ tuần hoàn và nồng độ dung dịch hấp thụ.

Trong những trường hợp cụ thể, các giá trị sau phải đảm bảo bởi người quản lý quy trình hoặc nhà sản xuất:

- Lưu lượng khí thiên nhiên đã qua xử lý ra khỏi thiết bị;
- Hàm lượng khí axit trong khí thiên nhiên đã qua xử lý;
- Độ giảm áp suất của dòng lưu thông khí thiên nhiên;
- Nồng độ dung dịch hấp thụ;
- Tốc độ tuần hoàn dung dịch hấp thụ;
- Tiêu hao dung dịch hấp thụ;
- Tiêu hao của các dạng năng lượng tham gia vào quá trình hoạt động của thiết bị.

L.2.2.3 Các đặc điểm cụ thể

Thiết kế kho chứa phải tính đến một số đặc điểm cụ thể đặc trưng cho từng loại kho.

a) Nguy cơ tạo bọt ở thiết bị hấp thụ

Hiện tượng tạo bọt bên trong thiết bị hấp thụ gây ảnh hưởng xấu đến sự hoạt động của thiết bị và kéo theo bọt (và cả dung dịch hấp thụ) cùng với khí đã qua xử lý ra ngoài thiết bị hấp thụ.

Bọt xuất hiện do các nguyên nhân sau:

- Thiết kế không chính xác hoặc kích thước thiết bị hấp thụ không phù hợp;
- Có các hạt rắn trong dung dịch;
- Có hydrocacbon lỏng trong dung dịch lọc.

Dung dịch hấp thụ phải được lọc qua để loại bỏ hết các hạt rắn.

Khí thiên nhiên đi vào thiết bị hấp thụ không được chứa hydrocacbon lỏng. Do vậy cần phải đảm bảo không có dấu hiệu của sự ngưng tụ hydrocacbon trong thiết bị hấp thụ. Nếu không thể loại trừ sự có mặt của hydrocacbon lỏng, cần có một thiết bị chuyên dụng để hấp thụ hydrocacbon lỏng (Ví dụ: cho ít nhất một phần dung dịch tuần hoàn đi qua lớp than hoạt tính).

Phụ gia “chống tạo bọt” có thể được cho vào dung dịch miễn là không làm ảnh hưởng đến hoạt động của thiết bị.

b) Nguy cơ ăn mòn

Trong một số điều kiện nhất định (như nhiệt độ cao hay nồng độ khí axit cao) dung dịch hấp thụ có thể gây ăn mòn thép.

Ngoài việc làm giảm sức bền của kim loại, cặn ăn mòn còn gây tạo bọt trong thiết bị hấp thụ - do đó việc lựa chọn vật liệu kim loại và xử lý nhiệt phù hợp cho kết cấu là rất quan trọng để tránh hiện tượng ăn mòn.

Chất ức chế ăn mòn có thể được cho vào dung dịch miễn là không gây tác dụng phụ làm ảnh hưởng đến vận hành của thiết bị.

L.2.3 Quá trình hấp phụ rây phân tử

Các rây phân tử được sử dụng rộng rãi để khử nước trong khí cũng có tính chất hấp phụ các khí axit. Tuy nhiên, do hạn chế về số lượng rây phân tử cần lắp đặt và lưu lượng thể tích của khí tái sinh nên chỉ sử dụng rây phân tử đối với khí thiên nhiên có hàm lượng khí axit thấp (nhỏ hơn 0,2 % về thể tích đối với kho LNG lớn, tới 1,5 % về thể tích đối với các kho điều hòa nhu cầu LNG).

Xem thêm về các thiết bị khử nước tại L.3 dưới đây.

L.2.4 Các quá trình xử lý lưu huỳnh khác ngoài H₂S

Ngoài H₂S, khí thiên nhiên khai thác còn chứa các hợp chất lưu huỳnh khác (COS, mercaptan,...) mà không thể loại bỏ bằng các biện pháp xử lý axit thông thường, trong khi đặc tính LNG có quy định hạn chế tổng hàm lượng lưu huỳnh. Do vậy, lượng các hợp chất lưu huỳnh này cần phải được xử lý.

Việc lựa chọn quy trình xử lý phụ thuộc vào số lượng và loại hợp chất lưu huỳnh trong dòng khí thiên nhiên khai thác. Quy trình có thể bao gồm chưng cất nhiệt độ thấp (các hợp chất lưu huỳnh bị loại bỏ trong quá trình tách NGL từ khí thiên nhiên và cuối cùng được loại bỏ bởi xử lý bằng LPG) và sử dụng rây phân tử để khử nước.

L.3 Xử lý khí thiên nhiên/ tách nước

L.3.1 Yêu cầu chung

Hàm lượng nước trong khí đã qua xử lý phải nhỏ hơn 1×10^{-6} theo thể tích. Việc tách nước của khí thiên nhiên cần hóa lỏng thường bằng các rây phân tử. Nhôm oxit và silic hoạt tính cũng có thể được sử dụng.

L.3.2 Nguyên tắc hoạt động

Việc tách nước được thực hiện bằng cách cho khí thiên nhiên ẩm đi qua lớp rây phân tử. Lớp rây phân tử này là aluminosilicat của natri, canxi hoặc kali với cấu trúc tinh thể có kích thước lỗ xốp cho phép độ chọn lọc cao và dung lượng hấp phụ lớn.

TCVN 8611:2023

Hệ thống tách nước bao gồm ít nhất hai thiết bị làm khô chứa các rây phân tử. Một thiết bị làm nhiệm vụ hấp phụ trong khi thiết bị còn lại làm nhiệm vụ tái sinh. Việc tái sinh được thực hiện ở nhiệt độ cao (từ 200 °C tới 250 °C) bởi dòng khí khô tuần hoàn mà trước đó đã được gia nhiệt trong một bộ trao đổi nhiệt.

Quá trình tái sinh có thể được thực hiện tại áp suất bằng với áp suất của quá trình hấp phụ, sử dụng khí khô tuần hoàn qua một máy nén, hoặc tại áp suất thấp.

Để giảm lượng nước cần loại bỏ trong khí bởi rây phân tử, khí thiên nhiên được làm lạnh tới một nhiệt độ cao hơn nhiệt độ hình thành hydrat – như là một cách để làm ngưng tụ một phần nước trước khi khí thiên nhiên đi qua các rây phân tử.

L.3.3 Các thông số hoạt động/ dữ liệu vận hành

Việc thiết kế hệ thống thiết bị tách nước đòi hỏi sự hiểu biết về các giá trị danh nghĩa của thông số vận hành và phạm vi hoạt động của các thông số được liệt kê dưới đây:

- Lưu lượng, áp suất, nhiệt độ, thành phần và hàm lượng nước của khí thiên nhiên đầu vào hệ thống thiết bị khử nước;
- Lưu lượng, áp suất và hàm lượng nước của khí khô ra khỏi hệ thống thiết bị;
- Lưu lượng và áp suất của khí tái sinh đến các thiết bị làm khô;
- Nhiệt độ của dòng khí nóng tái sinh;
- Thời gian của chu trình.

Đặc biệt, các giá trị sau đây phải được đảm bảo chắc chắn bởi người vận hành và/hoặc nhà sản xuất, để tính công suất danh định của hệ thống thiết bị:

- Lưu lượng của khí thiên nhiên khô ra khỏi hệ thống thiết bị;
- Độ giảm áp suất của chu trình khí thiên nhiên;
- Hàm lượng nước trong khí thiên nhiên khô đầu ra;
- Lưu lượng của khí tái sinh đến các thiết bị làm khô;
- Nhiệt độ của dòng khí nóng tái sinh;
- Tuổi thọ của các rây phân tử.

L.3.4 Các đặc điểm đặc trưng

Để không phá hủy cấu trúc tinh thể của các rây phân tử, cần thiết phải bảo vệ chúng khỏi các chất lỏng không mong muốn (dung dịch khử khí axit, nước hoặc các hydrocacbon lỏng).

Sự mài mòn làm hình thành bụi rây phân tử có thể giảm thiểu bằng cách kiểm soát cẩn thận sự thay đổi của nhiệt độ khí tái sinh và, khi việc tái sinh được thực hiện tại áp suất thấp thì bằng cách từng bước giảm áp và tái tăng áp.

Phải tránh các điểm có vị trí thấp trên đường ống nơi mà nước có thể ngưng tụ và tích tụ.

Sự có mặt của bụi rây phân tử có thể làm rối loạn hoạt động của van, và do vậy cần thiết phải chú ý để chọn loại van và vị trí lắp đặt van thích hợp.

Khí khô ra khỏi thiết bị làm khô phải được lọc cẩn thận (thông thường sử dụng các cột lọc) để ngăn sự xâm nhập của bụi rây phân tử vào thiết bị trao đổi nhiệt độ thấp của cụm thiết bị hóa lỏng.

Khuyến cáo phải có một khoảng thời gian nghỉ tại cuối pha tái sinh ít nhất là từ 15 min tới 30 min cho kho cảng xuất và 10 min cho kho điều hòa nhu cầu. Khoảng thời gian này để đủ cho các thao tác cần thiết khi các cơ cấu tự động bị hỏng hoặc lỗi van.

L.4 Xử lý khí thiên nhiên/ tách loại thủy ngân

Khí thiên nhiên có thể chứa một hàm lượng thủy ngân nhất định. Thủy ngân dưới điều kiện nhất định có thể ăn mòn mạnh nhôm, kim loại được sử dụng rộng rãi trong chế tạo thiết bị trao đổi nhiệt độ thấp và các chi tiết khác của thiết bị. Nếu khí cần hóa lỏng chứa thủy ngân, nhất thiết phải loại bỏ thủy ngân trước khi cho đi vào cụm thiết bị hóa lỏng.

Việc loại bỏ thủy ngân khỏi khí thiên nhiên được thực hiện bằng cách cho khí đi qua một thiết bị phản ứng có lớp sunfua, iốtua hoặc sunfit kim loại thấm hạt nhôm có độ rỗng cao, cacbon hoạt hóa hoặc rây phân tử. Thông thường, thông số kỹ thuật cuối cùng tại đầu ra của thiết bị khử thủy ngân phải ở dưới mức $0,01 \mu\text{g}/\text{m}^3$ Hg trong khí đo ở 1 013 mbar và 0°C .

Quá trình này là không tái sinh. Khối hấp phụ được thay thế khi đã bão hòa.

L.5 Thiết bị hóa lỏng khí thiên nhiên

L.5.1 Yêu cầu chung

Mục đích của quá trình hoá lỏng là chuyển đổi khí thiên nhiên đã qua xử lý thành dạng lỏng (LNG) tại nhiệt độ sôi của nó trong điều kiện áp suất khí quyển giúp cho việc tồn chứa và vận chuyển.

L.5.2 Nguyên lý hoạt động

L.5.2.1 Chung cất phân đoạn khí thiên nhiên

Khí đã được xử lý đi vào thiết bị hoá lỏng sau khi các khí axit, nước và thủy ngân (nếu có) đã được loại bỏ. Tuy nhiên, ở giai đoạn này, khí vẫn còn chứa các hydrocarbon thơm và hydrocarbon nặng. Nếu không được loại bỏ, những cấu tử này có khả năng bị đông đặc trong quá trình làm lạnh, theo thời gian sẽ làm kẹt các thiết bị trao đổi nhiệt và có thể cả các van xả giảm áp. Do đó, khí thiên nhiên được làm lạnh từ nhiệt độ môi trường tới nhiệt độ của LNG qua hai giai đoạn, thông thường được quy định là tiền làm lạnh và hoá lỏng.

Sau quá trình tiền làm lạnh, khí thiên nhiên ngưng tụ một phần được chưng cất sao cho tách các phân đoạn từ C_2+ . Phần C_2+ này có chứa toàn bộ những hydrocarbon nặng (C_{5+}) không mong muốn, và cả

etan, propan, butan. Một phần nhỏ của các cấu tử này có thể được sử dụng trong chu trình làm lạnh, và phần dư còn lại dành cho thương mại hoặc đưa trở lại vào khí thiên nhiên để tiếp tục hoá lỏng. Nhiệt độ thực hiện chưng cất phân đoạn càng thấp thì tỷ lệ tách ethan, propan, và butan càng cao. Nếu các thành phần chứa lưu huỳnh như mercaptan cũng được loại bỏ trong giai đoạn này, thì điều này sẽ quyết định các thông số công nghệ cho quá trình chưng cất phân đoạn.

Khí thiên nhiên sau khi được tách các hydrocarbon nặng có thể được hoá lỏng. Áp suất của khí càng cao thì việc hoá lỏng càng dễ dàng. Do đó, mọi quy trình vận hành đều cố gắng thực hiện ở áp suất cao nhất tương ứng với việc loại bỏ hydrocacbon nặng.

Tiếp theo quá trình ngưng tụ ở áp suất cao, khí thiên nhiên hóa lỏng sẽ được làm lạnh sâu hơn để tránh sự bay hơi quá mức do giãn nở tới áp suất khí quyển của bồn chứa. Có hai cách tiếp cận như sau:

- Nếu khí thiên nhiên không chứa nhiều thành phần nitơ (thấp hơn 1,5 % mol), thì việc làm lạnh sâu của LNG tới mức entanpi tương đương với nhiệt độ ngay dưới nhiệt độ điểm sôi (xấp xỉ khoảng $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$) tại áp suất khí quyển. LNG lạnh sâu có thể chuyển thẳng tới các bồn chứa;
- Tiến hành làm lạnh sâu từng phần (xấp xỉ khoảng $-150\text{ }^{\circ}\text{C}$) sau đó giãn nở trong bình tách nhanh tại áp suất cao hơn khí quyển một chút; BOG ra được nén trở lại để cung cấp cho hệ thống khí nhiên liệu, trong khi LNG trong bình tách nhanh được bơm tới bồn chứa bằng máy bơm. Ở các kho điều hòa LNG, sự hóa hơi nhanh cuối cùng diễn ra trực tiếp trong không gian hơi của bồn chứa.

Hoàn tất quá trình làm lạnh sâu đòi hỏi tiêu hao thêm năng lượng hóa lỏng nhưng không cần đến các máy bơm LNG và máy nén khí tức thời. Nếu cần thiết phải loại bỏ nitơ để có chất lượng LNG theo yêu cầu thì có thể thực hiện bằng một quá trình hóa hơi nhanh lần cuối, hoặc sử dụng tháp chưng cất nhiệt độ thấp nếu thành phần có chứa nhiều nitơ.

L.5.2.2 Chu trình làm lạnh

Mục đích của các chu trình làm lạnh là để thu entanpi và nhiệt ẩn từ khí thiên nhiên để chuyển nó từ thể khí ở áp suất cao thành thể lỏng tại áp suất khí quyển.

Quá trình hoá lỏng khí cần năng lượng để làm lạnh từ nhiệt độ môi trường xuống xấp xỉ $-150\text{ }^{\circ}\text{C}$ tới $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Các nhà máy hóa lỏng thường sử dụng 2 chu kỳ làm lạnh theo tầng, trong khi 1 chu kỳ làm lạnh được dùng tại kho điều hòa nhu cầu.

Một máy nén làm lạnh có thể được vận hành bằng tua bin khí, tua bin hơi nước hoặc động cơ điện. Chất làm lạnh được làm từ hợp chất của hydrocarbon nhẹ (với nitơ để có nhiệt độ thấp nhất, nếu có thể), hoặc bằng các lưu chất tinh khiết ví dụ như propan.

L.5.3 Thông số hoạt động/ dữ kiện vận hành

Việc thiết kế thiết bị hoá lỏng khí thiên nhiên đòi hỏi sự hiểu biết về giá trị danh nghĩa của các thông số vận hành thiết bị được liệt kê dưới đây, cùng với khoảng biến thiên của các thông số này:

- Lưu lượng, nhiệt độ và thành phần của khí thiên nhiên đưa vào xử lý;
- Lưu lượng của khí đã hoá lỏng rời khỏi thiết bị;
- Áp suất, nhiệt độ và thành phần của LNG đi ra;
- Các điều kiện: nhiệt độ, áp suất, lưu lượng và thành phần của các dòng chất khác đi ra khỏi thiết bị (phân đoạn C_{2+} , etan, propan, butan, khí đốt và khí tức thì nếu có);
- Điều kiện của một số những hệ thống phụ trợ khác, đặc biệt, là nhiệt độ của không khí và nước làm mát;
- Tỷ lệ tách chiết của etan, propan, butan thương phẩm.

Những giá trị sau đây phải được đảm bảo bởi người cấp giấy phép cho quy trình và/hay nhà sản xuất, đối với các điều kiện vận hành của thiết bị:

- Lưu lượng của LNG ra khỏi thiết bị;
- Nhiệt độ của LNG đi ra;
- Thành phần của LNG đi ra;
- Lưu lượng, áp suất, nhiệt độ và thành phần của etan, propan, butan thương phẩm tương ứng;
- Mức tiêu thụ của các hệ thống phụ trợ.

L.5.4 Nhiệt độ thấp

Yếu tố của nhiệt độ làm việc thấp và dung tích lớn của các thiết bị quyết định đặc điểm cụ thể của kho.

Nhiệt độ thiết kế đòi hỏi vật liệu cấu tạo của thiết bị và các ống dẫn phải tương thích trong điều kiện vận hành bình thường và chuyển tiếp (khởi động, ngắt, quá tải) của thiết bị.

Có 3 loại thép thường được sử dụng (xem ISO 1603) để biết thêm chi tiết):

- Thép cacbon đối với nhiệt độ thấp (không lạnh sâu, thường > -46 °C);
- Thép hợp kim niken 3,5 % đối với nhiệt độ thiết kế > -104 °C;
- Thép hợp kim niken 9 % hoặc thép không gỉ đối với nhiệt độ > -196 °C.

Việc sử dụng các loại vật liệu trên có thể được mở rộng nếu mức nhiệt độ thiết kế chỉ đạt được bằng cách giảm áp và khi đã áp dụng các biện pháp để tránh sự tăng áp của thiết bị lạnh.

Như trong bất kỳ một thiết bị dùng nhiệt độ thấp, phải có phương pháp làm khô dòng thật kỹ để hạn chế hơi ẩm trong chu trình làm lạnh.

Các lưu chất lạnh bổ sung phải hoàn toàn khô ráo và không chứa bất kỳ thành phần nào có khả năng bị đông cứng trong điều kiện nhiệt độ làm việc.

L.5.5 Các thiết bị đặc trưng

L.5.5.1 Yêu cầu chung

Cụm thiết bị hóa lỏng khí thiên nhiên bao gồm các thiết bị, thiết bị trao đổi nhiệt lạnh, tổ hợp máy nén tuabin và hệ thống làm lạnh, là các thiết bị lớn trong các trạm xuất LNG.

L.5.5.2 Thiết bị trao đổi nhiệt lạnh

Thiết kế của thiết bị trao đổi nhiệt LNG phải tuân theo các yêu cầu sau:

- Có mặt một vài dòng lưu chất thu nhiệt (lưu chất làm lạnh tại các mức áp suất khác nhau, hơi và/hoặc dạng lỏng, khí thiên nhiên) chảy ngược chiều (hoặc chéo chiều) với các lưu chất làm lạnh áp suất nhỏ hơn mà thường là dòng hai pha;
- Chênh lệch lớn nhiệt độ đối với mỗi lưu chất đi qua cụm thiết bị trao đổi nhiệt;
- Mức độ chênh lệch nhiệt độ không lớn giữa dòng tuần hoàn nóng và lạnh trong cụm thiết bị trao đổi nhiệt;
- Gradient nhiệt độ kim loại lớn trong thiết bị trao đổi nhiệt;
- Nhiệt độ thấp;
- Lượng lớn nhiệt được trao đổi;
- Độ chênh áp cao;
- Lưu lượng dòng lớn.

Hai loại thiết bị trao đổi nhiệt đạt được các yêu cầu này là: thiết bị trao đổi nhiệt dạng chùm ống xoắn và thiết bị trao đổi nhiệt dạng tấm.

Thiết bị trao đổi nhiệt bằng chùm ống xoắn được dùng phổ biến trong các kho LNG lớn. Các máy này được làm từ các lớp ống nhôm (hoặc thép không gỉ) đặt liên tiếp theo hình xoắn ốc quanh lõi. Các lưu chất ở áp suất cao được ngưng tụ hoặc làm lạnh sâu trong các ống, trong khi đó, các chất làm lạnh bốc hơi trong điều kiện áp suất thấp bên ngoài các ống. Cấu tạo này giúp tạo ra cho các thiết bị trao đổi nhiệt cỡ lớn.

Thiết bị trao đổi nhiệt dạng tấm nhôm hàn cứng được sử dụng rộng rãi trong phạm vi làm lạnh sâu cho việc tách và hóa lỏng khí.

Cấu tạo của những thiết bị trao đổi nhiệt này giúp trao đổi một lượng nhiệt lớn trong một thể tích lõi khá nhỏ.

Các thiết bị trao đổi nhiệt dạng tấm đồng hàn cứng được sản xuất với lõi khối kết cấu có thể tới 12 m³. Để làm việc với áp suất cao, kích cỡ lớn nhất của lõi cũng phải hạn chế để đảm bảo toàn vẹn cơ học của máy. Công suất trao đổi nhiệt lớn đạt được bằng cách lắp một vài lõi xong xong, thường là trong các hộp lạnh bằng đá peclit.

Các thiết bị trao đổi nhiệt dạng tấm khác, sử dụng các tấm thép không gỉ được hàn lại, ngày nay được dùng trong các quá trình nhiệt nóng, cũng có thể được dùng cho các quá trình làm lạnh trong LNG.

L.5.5.3 Các hệ thống máy nén

L.5.5.3.1 Yêu cầu chung

Các kho cảng xuất LNG yêu cầu các hệ thống máy nén và làm lạnh công suất rất lớn.

L.5.5.3.2 Các máy nén nhiệt độ thấp

Máy nén ly tâm là loại được dùng phổ biến nhất trong công nghiệp LNG. Tuy nhiên việc tăng công suất xuất của kho cảng LNG đã dẫn tới việc gia tăng sử dụng máy nén hướng tâm khi lưu lượng yêu cầu vượt quá dải lưu lượng của máy nén ly tâm. Hơn nữa, các máy nén hướng tâm có hiệu suất tốt hơn ly tâm.

Cần thiết kế và chế tạo cẩn thận các thiết bị chống tăng áp cho máy nén. Năng lượng tiêu hao lớn trong những thiết bị này có thể gây ra sự co giãn mạnh và lực ép dẫn tới nứt và vỡ kim loại nếu không được quan tâm đầy đủ.

L.5.5.3.3 Động cơ

Rất nhiều kho cảng xuất LNG đang sử dụng tuabin hơi làm động cơ nén làm lạnh. Tuabin hơi có nhiều loại công suất cao và có hiệu suất tốt.

Tuabin khí đang càng ngày càng được sử dụng rộng rãi do một số đặc điểm kỹ thuật:

- Không yêu cầu hơi áp suất cao (với hệ thống đun sôi nước);
- Giảm thiểu rõ rệt nhu cầu nước cần làm mát;
- Có thể tăng hiệu suất làm việc bằng cách thu hồi nhiệt từ khí thải ra từ tuabin.

Cần tính đến ảnh hưởng của sự thay đổi nhiệt độ không khí xung quanh đến công suất tua bin khí (công suất giảm khi nhiệt độ không khí tăng).

Tuabin khí hai trục đang được sử dụng ngày càng rộng rãi bởi thể mạnh của chúng là có thể hoạt động ở nhiều tốc độ khác nhau.

Nếu công suất cần thiết vượt quá khả năng của loại tuabin này, thì có thể sử dụng tuabin khí một trục loại lớn, vốn được sử dụng cho sản xuất điện nhưng nhược điểm là tốc độ không đổi. Có thể điều chỉnh thành phần của hỗn hợp dung môi làm lạnh khi thiết kế và trong vận hành (nếu cần thiết) để phù hợp với tốc độ cố định của máy nén. Cần đặc biệt lưu ý trong quá trình khởi động.

Trong tất cả các trường hợp, vì tầm quan trọng của hệ thống nén và làm lạnh đối với sự vận hành tốt của các thiết bị LNG, những thiết bị trên phải được thiết kế, sản xuất, vận hành và bảo trì thật cẩn thận để đạt được độ ổn định cao nhất.

L.5.5.4 Hệ thống làm mát

Trong các nhà máy hóa lỏng khí, một lượng nhiệt rất lớn cần được truyền ra ngoài môi trường thông qua hệ thống làm mát.

Do các kho thường được xây dựng gần bờ biển để thuận lợi cho vận chuyển LNG bằng tàu, nên nước biển thường được sử dụng để làm lưu chất làm lạnh.

Lưu lượng của nước biển cần thiết, đặc biệt là khi các máy nén chất làm lạnh sử dụng động cơ tuabin hơi nước, có thể khẳng định hiệu quả của việc lựa chọn sử dụng nước biển có sẵn, làm giảm đáng kể năng lượng bơm và giảm thiểu nguy cơ ăn mòn, thông qua cách giảm lượng oxy trong hệ thống làm mát. Trong vòng tuần hoàn nước biển, cần đặc biệt chú ý đến sự ăn mòn và nguy cơ phát triển của sinh vật sống (tảo,...).

Nếu như trong điều kiện của nhà máy (như độ cao hay chất lượng nước biển) khiến cho việc sử dụng nước biển làm chất làm mát trở nên không kinh tế, thì có thể sử dụng hệ thống nước ngọt khép kín với tháp làm mát hay các thiết bị trao đổi nhiệt bằng không khí. Có thể xuất hiện bởi sự phát triển của khuẩn trong vòng tuần hoàn nước ngọt. Nhược điểm của phương án này là phải có biện pháp xử lý nước thích hợp.

Phụ lục M

(Tham khảo)

Các hệ thống tạo mùi

M.1 Yêu cầu chung về chất tạo mùi

Sự tạo mùi được thực hiện bởi việc pha trộn chất có mùi – thường là hợp chất của các chất hữu cơ lưu huỳnh dễ bay hơi, ví dụ: etyl mecaptan, tertiary butyl mecaptan, metyl etyl sulphua và dietyl sulphua, hoặc một đơn chất như tetrahydrothiophen. Các dung dịch chất tạo mùi dễ bay hơi, dễ cháy và mùi rất độc.

Ở dạng cô đặc, hầu hết các chất này đều rất độc.

M.2 Các yêu cầu của các hệ thống chất tạo mùi

M.2.1 Yêu cầu chung

Hệ thống tạo mùi thường bao gồm một bồn chứa, các thùng tiếp liệu nhỏ hơn, bơm và các van và hệ thống ống dẫn. Hệ thống này phải được thiết kế sao cho dễ dàng bảo trì, hoạt động, và bảo vệ khỏi những tổn hại có thể xảy ra. Nên chú ý sử dụng vật liệu của thiết bị tương thích với chất tạo mùi. Đồng và các hợp kim chứa đồng, polyetylen và polypropylen, butyl và cao su tự nhiên dễ dàng bị phá hủy bởi các dung dịch chất mùi và không nên được sử dụng trong cấu tạo thiết bị. Sử dụng kết nối bằng hàn cho ống khi có thể.

Trong quá trình hệ thống hoạt động, tránh không để chất tạo mùi rò rỉ ra môi trường và hệ thống cần phải được thiết kế sao cho loại bỏ hoặc giảm thiểu tới mức thấp nhất những sự cố rò rỉ có thể xảy ra.

Các thùng chứa và thiết bị bơm phải được đặt trong khu vực được che chắn cùng với một hệ thống thoát nước mưa để tránh sự cố tràn hoặc rò rỉ tích tụ phía dưới. Nên hạn chế việc các chất rò rỉ đọng lại dưới thùng chứa hoặc các thiết bị.

M.2.2 Tồn chứa

Chất tạo mùi dạng lỏng có thể được chứa trong các bồn cố định, hoặc trong các thùng chứa di động bằng thép không gỉ có đăng kiểm quốc tế về vận chuyển hàng nguy hiểm dưới quy định UN 1A1W/X2.0/900. Phương pháp tồn chứa thứ 2 cho phép nối trực tiếp bơm với đầu nối, và các ống PTFE dẻo, từ đó sẽ tránh được việc phải chuyển chất tạo mùi từ ô tô xi tec đến thùng chứa cố định để giảm thiểu nguy cơ tai nạn rò rỉ.

Khuyến cáo nên giảm thiểu tối đa số lượng các đường ống kết nối với bồn chứa nằm ở phía bên dưới mức chất lỏng cao nhất.

Cũng nên có một lớp cách li bằng khí (không có oxi) phù hợp với chất tạo mùi ở phía bên trên dung dịch chất tạo mùi.

TCVN 8611:2023

M.2.3 Bơm và van

Khuyến cáo nên sử dụng bơm tạo mùi đối với lưu lượng khí lớn. Khi lưu lượng khí cần tạo mùi nhỏ, việc sử dụng hệ thống tạo mùi bằng phương pháp bay hơi có thể được cân nhắc.

Sử dụng các loại bơm có thiết kế giảm thiểu sự rò rỉ.

Các bơm phải có màng lọc ở đầu hút vào và có khả năng điều chỉnh lượng dòng chảy.

Sử dụng ống thép không mối nối và hàn mối nối nếu có.

Tất cả các van, mặt bích và khớp nối phải được thiết kế phù hợp với EN 1092-1, EN 1759-1, EN 1514 và EN 12560

M.3 Xử lý chất tạo mùi

M.3.1 Yêu cầu chung

Cần có các biện pháp phòng ngừa đối với các chất tạo mùi có điểm bắt cháy thấp. Đồng thời cần quan tâm đến vị hướng và tính độc của nó, xem Điều M.6 an toàn cho nhân viên.

M.3.2 Vận chuyển

Khí trơ và methanol nên có sẵn để thổi và làm sạch đoạn ống vận chuyển và những thiết bị đi kèm nếu việc vận chuyển bồn chứa chất tạo mùi được thực hiện.

Những khay tràn, thiết bị hấp thụ và làm sạch phải được trang bị tại khu vực xuất nhập sản phẩm.

Các đầu nối tự kín phải được sử dụng tại các mối nối với xe vận chuyển, được thiết kế để đóng khi ống dẫn bị ngắt.

Xe bồn chuyên chở/vận chuyển phải được tiếp đất để giải phóng bất cứ sự tích điện nào. Ống vận chuyển phải được nối điện với bồn chứa.

Một hệ thống hồi lưu hơi giữa bồn vận chuyển và bồn chứa phải được sử dụng trong lưu chuyển khối lượng lớn. Nếu không có một hệ thống đuốc hoặc các hệ thống xả khác thì có thể cân nhắc biện pháp tương tự như kết nối với hệ thống thu gom BOG từ bồn chứa LNG.

M.3.3 Rửa và làm sạch

Tất cả các thiết bị phải được làm sạch trước khi tháo dỡ để bảo trì hay kiểm tra bằng cách tháo xả, bơm chất tạo mùi ra khỏi thiết bị, sau đó rửa bằng metanol hay các dung môi tương tự. Sau khi xả hết cặn metanol/chất tạo mùi, phần hơi có thể được đuổi làm sạch với khí thiên nhiên và cuối cùng bằng khí trơ ra hệ thống đuốc hoặc ra đường khí thấp áp thích hợp như hệ thống thu gom BOG từ bồn chứa LNG. Các công việc này phải được chuẩn bị theo quy trình đặc biệt.

M.4 Bơm chất tạo mùi

Các thiết bị phải được thiết kế để có thể vận hành trên suốt dải áp suất của khí thiên nhiên được đo ở điểm bơm vào. Các đầu phun phải được thiết kế đáp ứng được khi lưu lượng khí lớn nhất; nếu cần, có thể lắp đặt một vài đầu phun có điều khiển tự động để bảo đảm duy trì lượng chất tạo mùi.

Phải bố trí ít nhất ít nhất hai máy bơm chất tạo mùi lắp song song, một hoạt động và một dự phòng (phụ thuộc vào lưu lượng yêu cầu mà chọn số lượng và kích cỡ máy bơm).

Lưu lượng bơm chất tạo mùi cần được giám sát chặt chẽ và được kiểm soát để đạt mức pha trộn mùi tối thiểu. Khuyến cáo lưu lượng bơm phải được kiểm soát bởi tín hiệu từ đồng hồ đo lưu lượng khí.

Lượng chất tạo mùi trong khí, nếu được yêu cầu, có thể đo như sau:

- Bằng cách đo liên tục lượng sunfua trong dòng khí đã tạo mùi;
- Bằng cách sử dụng quang phổ của lưu huỳnh.

M.5 Rò rỉ chất tạo mùi

Khi chất tạo mùi bị tràn hoặc rò rỉ sẽ tạo ra mùi rất khó chịu, và nếu khí đó không nhanh chóng được xử lý thì nhân viên hay người dân xung quanh sẽ bị ảnh hưởng. Điều quan trọng là nếu bị tràn hoặc bị rò rỉ thì chất tạo mùi cần phải được trung hòa nhanh chóng và phải tránh tạo mùi. Trên thực tế có rất nhiều chất và phương pháp được sử dụng để xử lý tốt tình huống này. (xem thuyết minh vật liệu an toàn để có hướng dẫn).

Một phương pháp hiệu quả để trung hòa là dựa trên việc chuyển hóa chất tạo mùi bị tràn thành một chất được khử lưu huỳnh thông qua phản ứng oxy hóa. Điều này có thể đạt được bằng việc bơm, pha loãng khu vực tràn bằng dung dịch chất tẩy pha loãng. Có thể sử dụng natri hipoclorit hay canxi hypoclorit pha loãng trong nước. Các dung dịch pha loãng hiệu quả hơn dung dịch đậm đặc; VD: dùng 50 L của dung dịch nồng độ 0,5 % thường hiệu quả hơn là 5 L dung dịch nồng độ 5 %.

Vì quá trình oxy hóa không diễn ra ngay lập tức, khuyến cáo nên sử dụng phụ gia che phủ chất tạo mùi cùng với dung dịch chất tẩy pha loãng.

Tránh sử dụng bột canxi hipoclorit khô lên chất tạo mùi đậm đặc bởi nhiệt của phản ứng làm phát cháy mercaptan hữu cơ trong chất tạo mùi.

Chất lỏng bị tràn phải được hấp thụ bằng việc sử dụng cát khô hay các chất hấp phụ trợ được khuyến cáo, làm trung hòa hay cho vào thùng kín để vứt bỏ. Đám tràn chất lỏng tạo mùi có thể được phủ bột chống cháy để giảm độ bay hơi.

Lưu ý việc tìm nguồn rò một cách chính xác là rất khó do đặc tính dễ bay hơi cao của chất tạo mùi. Chất tạo mùi có mùi ở ngưỡng nhất định khi nồng độ chất tạo mùi trong khí tăng cao nhưng không làm tăng mùi.

M.6 An toàn cho nhân viên

Tham khảo bảng dữ liệu phân tích an toàn đối với chất tạo mùi để hướng dẫn người vận hành sử dụng an toàn vật liệu này. Trong bất kỳ một tác nghiệp vận hành nào liên quan đến chất tạo mùi, tối thiểu người vận hành phải đeo găng tay PVC, bảo vệ mắt và quần áo không thấm nước và được làm sạch sau khi sử dụng.

Nếu xảy ra sự cố tràn chất tạo mùi, nhân viên làm việc trong khu vực phải mang thiết bị thở cùng với quần áo bảo hộ.

Nếu trong trường hợp người vận hành bị chất tạo mùi bắn vào người, phải tháo bỏ quần áo bị bắn và tắm sạch với nước. Sau đó phải khám mắt ngay.

Gần khu xử lý chất tạo mùi phải lắp vòi hoa sen và vòi nước rửa mắt an toàn.

Thư mục tài liệu tham khảo

- [1] EN 823, *Thermal insulating products for building applications - Determination of thickness*
- [2] EN 1514 (all parts), *Flanges and their joints - Dimensions of gaskets for PN-designated flanges*
- [3] EN 1759-1, *Flanges and their joint - Circular flanges for pipes, valves, fittings and accessories, Class designated - Part 1: Steel flanges, NPS 1/2 to 24*
- [4] EN 12560 (all parts), *Flanges and their joints - Gaskets for Class-designated flanges*
- [5] TCVN 11278:2015, *Khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) – Hệ thống thiết bị và lắp đặt – Kho chứa LNG có sức chứa đến 200 tấn*
- [6] EN 60079-29-1, *Explosive atmospheres - Part 29-1: Gas detectors - Performance requirements of detectors for flammable gases (IEC 60079-29-1)*
- [7] EN 61882:2016, *Hazard and operability studies (HAZOP studies) - Application guide (IEC 61882:2016)*
- [8] EN ISO 5199, *Technical specifications for centrifugal pumps - Class II (ISO 5199)*
- [9] EN ISO 11064-3:1991, *Ergonomic design of control centres - Part 3: Control room layout (ISO 11064-3)*
- [10] EN ISO 11064-5:2008, *Ergonomic design of control centres - Part 5: Displays and controls (ISO 11064-5)*
- [11] EN ISO 12100, *Safety of machinery - General principles for design - Risk assessment and risk reduction (ISO 12100:2010)*
- [12] EN ISO 14111, *Natural gas - Guidelines to traceability in analysis (ISO 14111)*
- [13] EN ISO 14726, *Ships and marine technology - Identification colours for the content of piping systems (ISO 14726-1)*
- [14] EN ISO 17776, *Petroleum and natural gas industries - Offshore production installations – Major Accident hazard management during the design of new installations (ISO 17776)*
- [15] EN ISO 28300, *Petroleum, petrochemical and natural gas industries - Venting of atmospheric and low-pressure storage tanks (ISO 28300)*
- [16] EN ISO/IEC 17025, *General requirements for the competence of testing and calibration laboratories (ISO/IEC 17025)*
- [17] EN IEC 31010, *Risk management - Risk assessment techniques (IEC 31010)*
- [18] ISO 23552-1:2007, *Safety and control devices for gas and/or oil burners and gas and/or oil appliances - Particular requirements - Part 1: Fuel/air ratio controls, electronic type*
- [19] "Atmospheric diffusion", F. PASQUILL and F.B. SMITH third edition, Ellis Horwood Series Environment Science

- [20] *"Liquefied Petroleum Gas – Large bulk pressure storage and refrigerated LPG"* The Institute of Petroleum, London, Feb. 1987
- [21] *"Guide for pressure-relieving and depressuring systems"*, API recommended practice n° 521, second edition, Sept. 1982
- [22] *"Maîtrise de l'urbanisation - La prise en compte des effets thermique, mécanique et toxique"*, Joëlle Jarry, Sécurité revue de préventique n° 15 Août septembre 1994
- [23] Van Den Berg A.C. *The multi energy method, a framework for vapour explosion blast prediction*. J. Hazard. Mater. 1985, p. 12
- [24] *"Analyses des explosions air-hydrocarbure en milieu libre, étude déterministe et probabiliste de scénarios d'accident – Prévion des effets de surpression"* (Analysis of unconfined airhydrocarbon explosion, deterministic and probabilistic studies of accident scenarios – Prediction of the over pressure effects) A. LANNOY, Bulletin de la Direction des Études et Recherches EDF, Série A ISSN0013-449X, Octobre 1984
- [25] GAPS Guidelines GAP.2.5.1, *Fire proofing for hydrocarbon fire exposures*
- [26] GAPS Guidelines GAP.2.5.2, *Oil and chemical plant layout and spacing*
- [27] GAPS Guidelines GAP.8.0.1.1, *Oil and chemical properties loss potential estimation Guide*
- [28] API RP 520 (all parts), *Sizing, selection and installation of pressure-relieving devices in refineries*
- [29] *"ATEX" European Directive [Directive 2014/34/EU of the European Parliament and of the Council of 26 February 2014 on the harmonisation of the laws of the Member States relating to equipment and protective systems intended for use in potentially explosive atmospheres(recast)]*
- [30] *Model code of safe practice – Part 15, Area classification code for installation handling flammable fluids*, 4th edition (2015), by the Energy Institute London
- [31] NFPA 921, *Guide for Fire and Explosion Investigations*
- [32] *LNG operations in Port Areas: SIGTTO*, 2003
- [33] *Site selection and design for LNG Ports and jetties: SIGTTO*, 1997
- [34] *International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk*, (IGC Code), IMO
- [35] *TNO Dutch experimental program on heat radiation from fires* (report 79-0263)
- [36] BS 5970, *Thermal insulation of pipework, ductwork, associated equipment and other industrial installations in the temperature range of -100°C to +870°C. Code of practice*
- [37] VDI 2055, *Thermal insulation for heated and refrigerated industrial and domestic installations - Calculations, guarantees, measuring and testing methods, quality assurance, supply conditions*
- [38] BS 6349 (series), *Maritime structures*

- [39] NRC Regulations 10, CFR 100, Appendix A to Part 100 - *Seismic and Geologic Siting Criteria for Nuclear Power Plants*
- [40] HSG 186, *The bulk Transfer of Dangerous Liquids and Gases between ship and shore*, 1999
- [41] BS 6656, *Assessment of inadvertent ignition of flammable atmospheres by radio-frequency radiation Guide - Guide replaced by: PD CLC/TR 50427, Assessment of inadvertent ignition of flammable atmospheres by radio-frequency radiation. Guide*
- [42] ISGOTT, *International Safety Guide for Oil Tanker and Terminal (OCMF/ICS/IAPH)*
- [43] GAPS Guidelines GAP.2.5.2 A, *Hazard Classification of Process operations for spacing requirements*
- [44] BS 1722-10, *Fences. Specification for anti-intruder fences in chain link and welded mesh*
- [45] International Ship and Port Facility Security Code (ISPS-Code) – International Maritime Organization (IMO)
- [46] API RP 2218, *Fireproofing Practices in Petroleum and Petrochemical Processing Plants*
- [47] *Last developments in Rapid Phase Transition knowledge and modelling techniques* D. Nédelka (Gaz de France), V. Sauter (Gaz de France), J. Goanvic (Total), R. Ohba (Mitsubishi Heavy Industries) OTC 15228 presented at the 2003 Offshore Technology Conference held in Houston, Texas, U.S.A., 5–8 May 2003
- [48] LNG-Water Rapid Phase Transition: Part1 - A literature Review. LNG Journal. 2005, (May) pp. 21–24
- [49] LNG-Water Rapid Phase Transition: Part2 - Incident Analysis. LNG Journal. 2005, (July-August) pp. 28–30
- [50] *HSE Safety requirements for pressure testing*, Guidance Note GS4 (4th edition)
- [51] ISO 15664, *Acoustics - Noise control design procedures for open plant*
- [52] SIGTTO - *ESD Arrangements & Linked Ship/Shore Systems for Liquefied Gas Carriers*
- [53] ISO/TS 16901, *Guidance on performing risk assessment in the design of onshore LNG installations including the ship/shore interface*
- [54] "Seveso" European Directive, Directive 2012/18/EU of the European Parliament and of the Council of 4 July 2012 on the control of major-accident hazards involving dangerous substances, amending and subsequently repealing Council Directive 96/82/EC
- [55] ISO 19379, *Ships and marine technology - ECS databases - Content, quality, updating and testing*
- [56] API RP 752, *Management of Hazards Associated With Location of Process Plant Permanent Buildings*
- [57] CIA *Guidance for the location and design of occupied building on chemical manufacturing sites*, CIA/CISHEC, 1998

TCVN 8611:2023

- [58] *Process plant hazard and control building design: An approach to categorisation*, CIA, 1990
 - [59] *LNG custody transfer handbook*, International Group of Liquefied Natural Gas Importers (GIIGNL)
 - [60] IEC/TR 60079-16, *Electrical apparatus for explosive gas atmospheres. Part 16: Artificial ventilation for the protection of analyser(s) houses*
 - [61] HSG 253, *The safe isolation of plant and equipment*, 2006
 - [62] EEMUA 191, *Alarm systems: Guide to design, management and procurement*
 - [63] ANSI/ISA-18.2, *Management of Alarm Systems for the Process Industries*
 - [64] Scurlock, Ralf G: *Stratification, Roll-over and Handling of LNG, LPG and other Cryogenic Liquid Mixtures*, 2016
 - [65] SIGTTO, *Guidance for the Prevention of Roll-over in LNG Ships*, 2012
 - [66] Chrz V. *Assessment of Rollover Effects at Large LNG Atmospheric and Pressure Storage Tanks*, The 15th Cryogenics 2019, IIR Conference, Prague, 2019
 - [67] ISO 8943, *Refrigerated light hydrocarbon fluids - Sampling of liquefied natural gas – Continuous and intermittent methods*
 - [68] "PED" European Directive (Directive 2014/68/EU of the European Parliament and of the Council of 15 May 2014 on the harmonisation of the laws of the Member States relating to the making available on the market of pressure equipment)
 - [69] ISO 8573-1, *Compressed air - Part 1: Contaminants and purity classes*
 - [70] EEMUA 201, *Control rooms: a guide to their specification, design, commissioning and operation*
 - [71] IEC 60079-33, *Explosive atmospheres - Part 33: Equipment protection by special protection 's'*
 - [72] ASME PCC-2:2018, *Repair of Pressure Equipment and Piping*
 - [73] ADR, *European Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Road (ECE/TRANS/275)*
 - [74] *International Code of safety for ships using gases or other low-flashpoint fuels (IGF Code)*, IMO
 - [75] HD 60364-5-54, *Low-voltage electrical installations - Part 5-54: Selection and erection of electrical equipment - Earthing arrangements and protective conductors (IEC 60364-5-54)*
 - [76] EN 1474-3, *Installation and equipment for liquefied natural gas - Design and testing of marine transfer systems - Part 3: Offshore transfer systems*
-