BỘ CÔNG THƯƠNG

BỘ CÔNG THƯƠNG	**CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM** **Độc lập - Tự do - Hạnh phúc**
Số: 40/2022/TT-BCT	*Hà Nội, ngày 30 tháng 12 năm 2022*

THÔNG TƯ
Ban hành Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về an toàn kho chứa khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) trên bờ

Căn cứ Luật Tiêu chuẩn và Quy chuẩn kỹ thuật ngày 29 tháng 6 năm 2006;

Căn cứ Luật An toàn, vệ sinh lao động ngày 25 tháng 6 năm 2015;

Căn cứ Nghị định số 127/2017/NĐ-CP ngày 01 tháng 8 năm 2017 của Chính phủ quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Tiêu chuẩn và Quy chuẩn kỹ thuật và Nghị định số 78/2018/NĐ-CP ngày 16 tháng 5 năm 2018 của Chính phủ sửa đổi, bổ sung một số điều của Nghị định số 127/2017/NĐ-CP ngày 01 tháng 8 năm 2007 của Chính phủ quy định chi tiết thi hành một số điều Luật Tiêu chuẩn và Quy chuẩn kỹ thuật;

Căn cứ Nghị định số 39/2016/NĐ-CP ngày 15 tháng 5 năm 2016 của Chính phủ quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật An toàn, vệ sinh lao động;

Căn cứ Nghị định số 44/2016/NĐ-CP ngày 15 tháng 5 năm 2016 của Chính phủ quy định chi tiết một số điều của Luật An toàn, vệ sinh lao động về hoạt động kiểm định kỹ thuật an toàn lao động, huấn luyện an toàn, vệ sinh lao động và quan trắc môi trường lao động;

Căn cứ Nghị định số 96/2022/NĐ-CP ngày 29 tháng 11 năm 2022 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Công Thương;

Theo đề nghị của Vụ trưởng Vụ Dầu khí và Than;

Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành Thông tư ban hành Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về an toàn kho chứa khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) trên bờ.

Điều 1. Ban hành Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia

Ban hành kèm theo Thông tư này Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về an toàn kho chứa khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) trên bờ.

Ký hiệu: QCVN 19: 2022/BCT

Điều 2. Hiệu lực thi hành

Thông tư và Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về an toàn kho chứa khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) trên bờ này có hiệu lực thi hành kể từ ngày 01 tháng 7 năm 2023.

Điều 3. Tổ chức thực hiện

1. Chánh Văn phòng Bộ, Vụ trưởng Vụ Dầu khí và Than, Vụ trưởng Vụ Khoa học và Công nghệ, Giám đốc Sở Công Thương các tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương, Thủ trưởng các cơ quan, tổ chức và cá nhân có liên quan chịu trách nhiệm thi hành Thông tư này.

2. Trong quá trình thực hiện Thông tư này, nếu phát hiện khó khăn vướng mắc, tổ chức, cá nhân phản ánh kịp thời về Bộ Công Thương để xem xét, giải quyết./.

KT. BỘ TRƯỞNG
THỨ TRƯỞNG

Đặng Hoàng An

CỘNG HÒA XÃ HỘI CHỦ NGHĨA VIỆT NAM

QCVN 19:2022/BCT

QUY CHUẨN KỸ THUẬT QUỐC GIA VỀ AN TOÀN KHO CHỨA KHÍ THIÊN NHIÊN HÓA LỎNG (LNG) TRÊN BỜ

National Technical Regulation on Safety of Onshore Liquefied Natural Gas Storage

HÀ NỘI - 2022

QCVN 19:2022/BCT

Lời nói đầu

QCVN 19:2022/BCT do Ban soạn thảo *Quy chuẩn kỹ thuật Quốc gia về an toàn kho chứa khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) trên bờ* biên soạn, Vụ Dầu khí và Than trình duyệt, Bộ Khoa học và Công nghệ thẩm định, Bộ Công Thương ban hành kèm theo Thông tư số 40/2022/TT-BCT ngày 30 tháng 12 năm 2022.

QUY CHUẨN KỸ THUẬT QUỐC GIA VỀ AN TOÀN KHO CHỨA KHÍ THIÊN NHIÊN HÓA LỎNG (LNG) TRÊN BỜ

National Technical Regulation on Safety of Onshore Liquefied Natural Gas Storage

I QUY ĐỊNH CHUNG

1 Phạm vi điều chỉnh

Quy chuẩn kỹ thuật này quy định các yêu cầu an toàn trong quá trình thiết kế, vận hành, bảo dưỡng cho kho chứa khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) cố định trên bờ, được giới hạn bởi vị trí đầu vào của LNG (dạng lỏng) và đầu ra (dạng lỏng hoặc khí).

Quy chuẩn kỹ thuật này áp dụng cho kho chứa LNG có sức chứa trên 200 tấn.

2 Đối tượng áp dụng

Quy chuẩn kỹ thuật này áp dụng đối với các cơ quan, tổ chức, cá nhân có hoạt động liên quan đến việc thiết kế, vận hành và bảo dưỡng kho chứa LNG trên bờ tại Việt Nam.

3 Giải thích từ ngữ

Trong quy chuẩn kỹ thuật này, các từ dưới đây được hiểu như sau:

3.1 Khí thiên nhiên hóa lỏng (Liquefied Natural Gas, LNG)

Là sản phẩm hydrocacbon ở thể lỏng, có nguồn gốc từ khí thiên nhiên với thành phần chủ yếu là metan (công thức hóa học: CH_4, tên tiếng Anh: Liquefied Natural Gas (viết tắt là LNG)); tại nhiệt độ, áp suất bình thường LNG ở thể khí và khi được làm lạnh đến nhiệt độ nhất định LNG chuyển sang thể lỏng.

3.2 BOG (Khí hóa hơi - Boil Off Gas)

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

3.3 Kho chứa LNG (LNG Receiving Terminal)

Là nơi tiếp nhận LNG bằng đường thủy hoặc đường bộ hoặc đường sắt. Tại đây, LNG được tiếp nhận, tồn chứa trong các bể chứa, có thể được hóa khí, vận chuyển bởi hệ thống phân phối khí tới các hộ tiêu thụ khí. Kho chứa LNG có thể có hoặc không có hệ thống hóa khí. Kho chứa LNG được giới hạn bởi vị trí đầu vào của LNG (dạng lỏng) và đầu ra (dạng lỏng hoặc khí).

3.4 Hệ thống ngắt khẩn cấp (Emergency Release System, ERS)

Là hệ thống để ngắt nhanh hệ thống giao nhận và cách ly an toàn nguồn tiếp nhận từ nguồn cung cấp.

3.5 Hệ thống dừng khẩn cấp (Emergency Shutdown, ESD)

Là hệ thống dừng an toàn và hiệu quả toàn bộ kho chứa LNG hoặc từng khu vực riêng lẻ để đảm bảo an toàn cho hệ thống hoặc giảm thiểu thiệt hại có thể xảy ra cho hệ thống.

3.6 Bể chứa LNG (LNG Storage Tank)

Là hệ thống thiết bị của kho LNG, được sử dụng để tồn chứa LNG phù hợp với các yêu cầu trong TCVN 8615-1:2010.

3.7 Bồn chứa LNG (LNG Container)

3.7.1 Bồn chứa chính (Primary Container)

Là bồn chứa tiếp xúc trực tiếp với LNG và là một thành phần của bể chứa LNG phù hợp với các yêu cầu trong TCVN 8615-1:2010.

3.7.2 Bồn chứa phụ (Secondary Container)

Là bồn chứa ngoài chỉ tiếp xúc với LNG trong trường hợp bồn chứa chính bị hỏng (rò rỉ) và là một thành phần của bể chứa LNG phù hợp với các yêu cầu trong TCVN 8615-1:2010.

3.8 Đối tượng được bảo vệ

Là các đối tượng xung quanh chịu rủi ro do các hoạt động, công trình dầu khí gây ra được quy định tại Nghị định số 13/2011/NĐ-CP ngày 11/02/2011, được sửa đổi bổ sung một số điều tại Nghị định số 25/2019/NĐ-CP ngày 07/3/2019 của Chính phủ về An toàn công trình dầu khí trên đất liền, bao gồm:

a) Trường học, nhà trẻ, bệnh viện, thư viện và các công trình công cộng.

b) Nhà ở, trừ tòa nhà phục vụ điều hành sản xuất trong công trình dầu khí.

c) Các công trình văn hóa.

d) Các đối tượng được bảo vệ khác.

3.9 Khu vực nguy hiểm (Hazardous Area)

Là khu vực tồn tại hoặc có thể sẽ tồn tại khí quyển nổ với lượng đòi hỏi phải có biện pháp phòng ngừa đặc biệt đối với kết cấu, lắp đặt và sử dụng các thiết bị điện.

3.10 Bảo vệ catot (Cathodic Protection)

Là quá trình bảo vệ kết cấu thép không bị ăn mòn bằng cách đưa điện thế của thép về giới hạn của tiêu chuẩn điện thế.

3.11 Chuyển pha nhanh (Rapid Phase Transition - RPT)

Là hiện tượng xảy ra khi hai chất lỏng ở hai nhiệt độ khác nhau tiếp xúc với nhau, có thể xảy ra lực gây nổ ở một vài tình huống. Hiện tượng này có thể xảy ra khi LNG và nước tiếp xúc với nhau. Mặc dù không xảy ra cháy nhưng hiện tượng này có tất cả các tính chất khác của sự nổ.

Các hiện tượng RPT do LNG rò rỉ trên nước hiếm khi xảy ra và không gây ra hậu quả nghiêm trọng.

3.12 Lạnh sâu (Cryogenic)

Là khái niệm vật lý liên quan đến việc tạo ra hoặc vận hành ở nhiệt độ rất thấp, thường là nhỏ hơn -120°C.

II QUY ĐỊNH VỀ KỸ THUẬT

1 Tài liệu viện dẫn

Các quy chuẩn kỹ thuật, tiêu chuẩn viện dẫn sau là cần thiết cho việc áp dụng quy chuẩn kỹ thuật này.

QCVN 13:2021/BCT, Quy chuẩn kỹ thuật Quốc gia về Kiểm định trên cơ sở rủi ro đối với các bình chịu áp lực nhà máy lọc hóa dầu, nhà máy chế biến khí và nhà máy đạm.

QCVN 20:2015/BGTVT, Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về báo hiệu hàng hải.

QCVN 40:2011/BTNMT, Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về nước thải công nghiệp.

TCVN 5868:2018, Thử không phá hủy - Trình độ chuyên môn và cấp chứng chỉ cá nhân thử không phá hủy.

TCVN 6700-1:2016, Kiểm tra chấp nhận thợ hàn - Hàn nóng chảy - Phần 1: Thép.

TCVN 6700-2:2011, Kiểm tra chấp nhận thợ hàn - Hàn nóng chảy - Phần 2: Nhôm và hợp kim nhôm.

TCVN 8366:2010, Bình chịu áp - Yêu cầu về thiết kế và chế tạo.

TCVN 8611:2010, Khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) - Hệ thống thiết bị và lắp đặt - Thiết kế hệ thống trên bờ.

QCVN 19:2022/BCT

TCVN 8612:2010, Khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) - Hệ thống thiết bị và lắp đặt - Thiết kế và thử nghiệm cần xuất nhập.

TCVN 8613:2010, Khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) - Hệ thống thiết bị và lắp đặt - Quy trình giao nhận sản phẩm.

TCVN 8615-1,2,3:2010, Thiết kế, chế tạo tại công trình bể chứa bằng thép hình trụ đứng, đáy phẳng dùng để chứa các loại khí hóa lỏng được làm lạnh ở nhiệt độ vận hành từ 0°C đến -165°C - Phần 1: Quy định chung; - Phần 2: Các bộ phận kim loại; - Phần 3: Các bộ phận bê tông.

TCVN 9386-1,2:2012, Thiết kế công trình chịu động đất - Phần 1: Quy định chung, tác động động đất và quy trình đối với kết cấu nhà; Phần 2: Nền móng, tường chắn và các vấn đề địa kỹ thuật.

TCVN 9888-1,2,3:2013, Bảo vệ chống sét - Phần 1: Nguyên tắc chung; - Phần 2: Quản lý rủi ro; - Phần 3: Thiệt hại vật chất đến kết cấu và nguy hiểm tính mạng; - Phần 4: Hệ thống điện và điện tử bên trong các kết cấu.

TCVN 10264:2014, Bảo vệ catốt cho các kết cấu thép của cảng biển và công trình biển - Yêu cầu thiết kế.

TCVN 10888-0:2015 (IEC 60079-0:2011), Khí quyển nổ - Phần 0: Thiết bị - Yêu cầu chung.

TCVN 11244-1:2015, Đặc tính kỹ thuật và chấp nhận các quy trình hàn vật liệu kim loại - Thử quy trình hàn - Phần 1: Hàn hồ quang và hàn khí thép, hàn hồ quang niken và hợp kim niken.

TCVN 12705-5:2019, Sơn và vecni - Bảo vệ chống ăn mòn kết cấu thép bằng các hệ sơn phủ - Phần 5: Các hệ sơn bảo vệ.

TCVN 12984:2020, Khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) - Các yêu cầu kỹ thuật và phương pháp thử phù hợp đối với LNG thương mại.

API STD 620, Design and Construction of Large Welded Low Pressure Storage Tanks.

API STD 625, Tank Systems for Refrigerated Liquefied Gas Storage (Hệ thống bể tồn chứa khí hóa lỏng được làm lạnh).

ASME Boiler and Pressure Vessel Code (BPVC), Section VIII - Rules for Construction of Pressure Vessels; Section IX - Welding, Brazing & Fusing Qualifications (Tiêu chuẩn nồi hơi và bình chịu áp lực, Phần VIII - Quy tắc chế tạo bình chịu áp lực; Phần IX - Chứng chỉ hàn, hàn vảy cứng và hàn nóng chảy).

ASME B31, Code for Pressure Piping (Tiêu chuẩn cho đường ống áp lực).

EN 13445:2021, Unfired pressure vessels (Tiêu chuẩn bình chịu áp lực loại không đốt).

EN 13480:2017, Metallic industrial piping (Tiêu chuẩn đường ống công nghiệp bằng kim loại).

ISO 10497:2022, Testing of valves - Fire type-testing requirements (Thử nghiệm van - Các yêu cầu thử nghiệm kiểu chống cháy).

ISO 12241:2022, Thermal insulation for building equipment and industrial installations - Calculation rules (Cách nhiệt cho thiết bị trong công trình và các hệ thống công nghiệp - Các nguyên tắc tính toán).

ISO 21012:2018, Cryogenic vessels - Hoses (Bồn chứa lạnh sâu - Ống mềm).

ISO 21011:2008, Cryogenic vessels - Valves for cryogenic service (Bồn chứa lạnh sâu - Van vận hành trong điều kiện lạnh sâu).

2 Lựa chọn địa điểm và bố trí mặt bằng

2.1 Yêu cầu chung

Việc lựa chọn địa điểm đặt kho chứa và bố trí mặt bằng bên trong phạm vi kho phải được quyết định dựa trên các đánh giá chi tiết nhằm xác định các mối nguy tiềm ẩn có thể ảnh hưởng tới an toàn cho con người và môi trường xung quanh kho.

Các mối nguy phải được đánh giá thông qua các bản đánh giá chi tiết, trong đó phải bao gồm các biện pháp phòng tránh cũng như giảm thiểu tác động của các mối nguy này.

2.2 Lựa chọn địa điểm

Các vấn đề tối thiểu cần khảo sát, đánh giá khi lựa chọn địa điểm xây dựng trong giai đoạn thiết kế kho LNG trên bờ phải bao gồm:

- Khảo sát đất nền bao gồm các khảo sát địa kỹ thuật và nước ngầm;

- Khảo sát/Đánh giá nguy cơ động đất;

- Khảo sát địa hình nhằm đảm bảo độ phân tán và thoát chất lỏng và chất khí khi có sự cố tràn và/hoặc rò rỉ;

- Nghiên cứu xác định các nguồn dòng điện rò (từ các nguồn điện cao thế xung quanh);

- Khảo sát môi trường biển và các hướng tiếp cận từ biển (đối với kho có hệ thống cảng biển);

- Tình trạng giao thông đường thủy nội địa (đối với kho có hệ thống cảng xuất/nhập đường thủy nội địa);

- Chất lượng và nhiệt độ nước biển;

- Các chế độ thủy triều trong năm và trong nhiều năm;

- Khí tượng thủy văn trong khu vực, đặc biệt chú ý tới hướng và cường độ gió theo mùa;

- Các nguy cơ ngập lụt bất thường do thời tiết hoặc sóng thần;

- Ảnh hưởng hai chiều các công trình công nghiệp và dân dụng xung quanh, đặc biệt quan tâm tới các công trình công cộng như trường học, bệnh viện, sân vận động và các quy hoạch đường giao thông và các khu công nghiệp trong khu vực;

- Khoảng cách an toàn đến các công trình lân cận có thể ảnh hưởng đến an toàn vận hành kho LNG.

2.3 Bố trí mặt bằng

2.3.1 Yêu cầu chung

Việc bố trí mặt bằng các công trình, thiết bị công nghệ và các hạng mục, bộ phận khác phải đảm bảo đủ điều kiện cho việc vận hành, theo dõi giám sát an ninh, an toàn, bảo dưỡng và xử lý sự cố của kho chứa LNG.

Các công trình, thiết bị và các hạng mục, bộ phận khác phải được xem xét bố trí phù hợp với hướng gió chính trong khu vực và vị trí các nguồn phát tia lửa.

Các yếu tố sau cũng phải được xem xét trong việc bố trí mặt bằng kho:

- Vị trí các công trình cụ thể liên quan đến các mối nguy đã được xác định;

- Lối vào/ra khỏi đường sắt;

- Vị trí và diện tích các dịch vụ khẩn cấp.

QCVN 19:2022/BCT

Các yếu tố sau phải được tính toán trong quá trình lựa chọn vị trí cảng xuất nhập của kho:

- Điều kiện địa hình, thủy văn;
- Hoạt động của các khu vực và lưu lượng giao thông của các cảng lân cận;
- Số lượng và quy mô các nguồn phát tia lửa lân cận;
- Không gian để xả an toàn BOG;
- Đường tiếp cận bằng xe hoặc tàu/canô chuyên dụng trong các trường hợp khẩn cấp.

2.3.2 Khoảng cách an toàn

Khoảng cách an toàn giữa các bồn chứa LNG phải tuân theo các giá trị trong Bảng 1.

Khoảng cách an toàn đến các đối tượng được bảo vệ khác được xác định trên cơ sở kết quả đánh giá định lượng rủi ro.

Các quy định bổ sung:

- Phải thiết kế không gian tối thiểu là 0,9 m để tiếp cận các van cô lập dùng chung cho nhiều bồn chứa;
- Các bồn chứa LNG có dung tích lớn hơn 0,5 m^3 không được phép đặt trong tòa nhà;
- Các bể chứa chất lỏng dễ cháy không được đặt trong khu vực ngăn tràn;
- Các nguồn nhiệt hoặc nguồn phát tia lửa phải đặt cách khu vực ngăn tràn bồn chứa LNG và khu vực xuất/nhập LNG tối thiểu 15 m;
- Các thiết bị hóa khí phải đặt cách nhau tối thiểu 1,5 m;
- Các thiết bị công nghệ xử lý LNG, chất làm lạnh, chất lỏng dễ cháy hoặc khí cháy phải đặt cách nguồn phát tia lửa và các đối tượng được bảo vệ tối thiểu là 15 m.

Bảng 1. Khoảng cách an toàn từ bồn chứa LNG đến các đối tượng được bảo vệ và khoảng cách giữa các bồn chứa nổi

Dung tích bồn chứa nổi, V m^3	**Khoảng cách an toàn tính từ mép ngoài khu vực ngăn tràn của bồn chứa nổi đến đối tượng được bảo vệ** m	**Khoảng cách giữa các bồn chứa nổi** m
V < 0,5*	0	0

QCVN 19:2022/BCT

Dung tích bồn chứa nổi, V m^3	**Khoảng cách an toàn tính từ mép ngoài khu vực ngăn tràn của bồn chứa nổi đến đối tượng được bảo vệ** m	**Khoảng cách giữa các bồn chứa nổi** m
0,5 ≤ V < 1,9	3	1
1,9 ≤ V < 7,6	4,6	1,5
7,6 ≤ V < 63	7,6	1,5
63 ≤ V < 114	15	1,5
114 ≤ V ≤ 265	23	1,5
V > 265	0,7 đường kính bồn nhưng không nhỏ hơn 30 m	0,25 tổng đường kính hai bồn lân cận nhưng không nhỏ hơn 1,5 m
*) Trường hợp dung tích tổng cộng của nhiều bồn chứa trong một kho lớn hơn 1,9 m^3, phải áp dụng giá trị khoảng cách tối thiểu tương ứng với tổng dung tích chứ không phải dung tích của từng bồn chứa.		

3 Yêu cầu chung về thiết kế

Các thiết bị công nghệ và đường ống của kho LNG phải được thiết kế bằng vật liệu phù hợp với các điều kiện vận hành bình thường và bất thường phù hợp với TCVN 12984:2020 hoặc tiêu chuẩn quốc tế, tiêu chuẩn khu vực, tiêu chuẩn nước ngoài được thừa nhận và áp dụng rộng rãi tuân thủ các quy định của Luật Xây dựng và quy định của pháp luật khác có liên quan (sau đây gọi tắt là tiêu chuẩn nước ngoài được thừa nhận và áp dụng rộng rãi). Các hiện tượng vật lý có thể ảnh hưởng tới hệ thống thiết bị cũng phải được xem xét trong quá trình thiết kế.

Các công trình trong phạm vi kho phải được thiết kế và xây dựng theo quy chuẩn kỹ thuật về phòng chống cháy nổ cho các tòa nhà công nghiệp theo quy định của pháp luật và phải được thiết kế chống động đất theo TCVN 9386-1,2:2012.

Các công trình và kết cấu kín có chức năng hoạt động liên quan đến LNG và/hoặc các chất dễ cháy khác phải được thông hơi để giảm nguy cơ tích tụ khí hoặc hơi dễ cháy. Các tầng hầm (nếu có) phải được trang bị phương thức thông

hơi bổ sung. Tốc độ thông hơi tối thiểu tính theo không khí phải là 5 L/s cho mỗi mét vuông diện tích sàn.

Yêu cầu về thiết kế cho các hệ thống thiết bị cụ thể được quy định tại các điều khoản liên quan trong quy chuẩn kỹ thuật này.

4 Hệ thống tồn chứa

4.1 Yêu cầu chung

Các loại bể chứa LNG được phân loại và thiết kế theo TCVN 8615-1:2010 hoặc tiêu chuẩn nước ngoài được thừa nhận và áp dụng rộng rãi.

4.2 Thiết kế bể chứa LNG

Bể chứa LNG phải được thiết kế nhằm đảm bảo tối thiểu các chức năng sau:

- Tồn chứa an toàn chất lỏng tại nhiệt độ lạnh sâu;
- Đảm bảo bảo độ kín khí bên trong và chống không khí và hơi ẩm từ bên ngoài;
- Cho phép bơm LNG vào và ra một cách an toàn;
- Cho phép hút BOG một cách an toàn;
- Chống chịu được các tác động bên trong và bên ngoài tránh rò rỉ chất lỏng theo các quy định trong TCVN 8615-1,2,3:2010 hoặc tiêu chuẩn nước ngoài được thừa nhận và áp dụng rộng rãi;
- Vận hành an toàn trong tất cả các điều kiện theo thiết kế.

4.3 Thiết bị đo lường

Bể chứa LNG phải được trang bị các thiết bị đo lường tối thiểu sau nhằm đảm bảo an toàn cho quá trình đo, vận hành và bảo dưỡng:

- Thiết bị đo mực chất lỏng;
- Thiết bị đo áp suất;
- Thiết bị đo nhiệt độ bao gồm thiết bị đo nhiệt độ đa điểm của pha lỏng và pha hơi, khoảng cách tối đa giữa các điểm đo phải là 2 m;
- Thiết bị đo tỷ trọng của LNG tại các độ sâu khác nhau.

Các thiết bị đo lường phải hoạt động liên tục và chính xác tại mọi điều kiện vận hành của bể chứa theo thiết kế.

Các thiết bị đo lường cùng bộ cảnh báo/báo động tích hợp phải được kết nối trực tiếp và liên tục với phòng điều khiển trung tâm.

Các thiết bị đo lường của bể chứa LNG và của hệ thống thiết bị khác trong kho phải được kiểm định, hiệu chuẩn bởi các tổ chức đã được đăng ký, chỉ định kiểm định, hiệu chuẩn phương tiện đo theo quy định của pháp luật.

4.4 Cách nhiệt

Vật liệu cách nhiệt cho bồn chứa và bể chứa LNG phải được lựa chọn và sử dụng phù hợp với đặc tính của LNG theo các quy định tại TCVN 12984:2020 hoặc tiêu chuẩn nước ngoài được thừa nhận và áp dụng rộng rãi.

Vật liệu cách nhiệt hở phải là loại không cháy và không được chứa các thành phần có thể gây ăn mòn cho các kết cấu tiếp xúc trực tiếp với LNG.

Lớp cách nhiệt phải được bảo vệ khỏi sự xâm nhập của hơi ẩm và phải chống chịu được các tác động thông thường từ môi trường làm việc.

4.5 Hệ thống bảo vệ áp suất

Bể chứa LNG phải được trang bị hệ thống bảo vệ chống quá áp (pressure protection) và áp suất chân không (vacuum protection).

Các thiết bị bảo vệ áp suất phải được thiết kế và vận hành theo phương thức không làm ảnh hưởng đến hoạt động chính của bể chứa LNG. Với thiết bị bảo vệ áp suất dạng đĩa nổ (rupture disc), mảnh vỡ sinh ra không được rơi vào trong bể hoặc làm hư hỏng bất kỳ bộ phận nào của bể chứa.

Mỗi bể chứa phải được trang bị van giảm áp với số lượng cần thiết cộng thêm một van dự phòng (quy tắc n+1).

Giá trị áp suất kích hoạt hệ thống bảo vệ phải được tính toán và thiết kế phù hợp nhằm tránh hiện tượng xả áp sớm gây thất thoát khí không cần thiết. Đơn vị thiết kế có trách nhiệm thiết kế van xả phù hợp với các điều kiện vận hành của hệ thống.

4.6 Khu vực ngăn tràn

Khu vực ngăn tràn phải đủ lớn để chứa được tối thiểu 110% thể tích chất lỏng của (các) bể LNG mà nó bảo vệ.

Khu vực ngăn tràn phải có độ kín lỏng đảm bảo LNG không rò rỉ ra môi trường trong suốt quá trình thu gom LNG tràn.

Khu vực ngăn tràn phải được thiết kế và chế tạo bằng vật liệu phù hợp với đặc tính vật lý và hóa học của LNG theo các quy định tại TCVN 12984:2020 hoặc tiêu chuẩn nước ngoài được thừa nhận và áp dụng rộng rãi.

Thành và đáy khu vực ngăn tràn phải được thiết kế nhằm giảm thiểu quá trình bay hơi của LNG.

Khu vực ngăn tràn có thể được sử dụng chung cho tối đa hai bể chứa LNG nhưng phải được thiết kế đảm bảo sự cố của một bể chứa không gây ảnh hưởng tới bể chứa còn lại.

4.7 Thiết bị an toàn

Các thiết bị an toàn tối thiểu sau phải được trang bị cho bể chứa LNG:

- (Hệ) Thiết bị chống cuộn xoáy (roll-over);

- Chống sét cho bể, thiết bị và con người tại khu vực đỉnh bể chứa;

- Thiết bị đo nhiệt độ ở các vị trí hợp lý bên ngoài bể chứa và/hoặc lớp cách nhiệt nhằm phát hiện rò rỉ LNG thông qua xác định sự biến đổi nhiệt độ và báo động;

- Thiết bị phát hiện lửa và nút nhấn báo động;

- Thiết bị phát hiện khí và báo động.

Thiết bị an toàn là thiết bị đo phải được kiểm định, hiệu chuẩn, thử nghiệm bởi các tổ chức đã được đăng ký, chỉ định kiểm định, hiệu chuẩn, thử nghiệm phương tiện đo theo quy định của pháp luật.

4.8 Thử nghiệm

Các thử nghiệm bể chứa LNG phải tuân theo các quy định tại TCVN 8615-2:2010 cho các kết cấu thép, TCVN 8615-3:2010 cho các kết cấu bê tông hoặc tiêu chuẩn nước ngoài được thừa nhận và áp dụng rộng rãi.

5 Đường ống công nghệ

5.1 Yêu cầu chung

Hệ thống đường ống công nghệ phải tuân theo các yêu cầu trong bộ tiêu chuẩn EN 13480:2017 hoặc ASME B31 (cho đường lỏng) hoặc tiêu chuẩn nước ngoài khác được thừa nhận và áp dụng rộng rãi.

Đường ống và các phụ kiện tiếp xúc trực tiếp với LNG phải được chế tạo bằng các loại vật liệu theo các yêu cầu trong TCVN 12984:2010 hoặc tiêu chuẩn nước ngoài được thừa nhận và áp dụng rộng rãi tùy thuộc vào điều kiện làm việc của đoạn đường ống và phụ kiện đó.

Hệ thống đường ống phải được mô phỏng và thiết kế nhằm đảm bảo tối ưu dòng chảy của lưu chất, giảm thiểu tác động của các hiệu ứng vật lý tới kết cấu và độ an toàn của đường ống.

5.2 Thử áp suất

Tất cả các hệ thống đường ống đều phải được thử áp suất sau khi lắp đặt.

Nếu thử nghiệm bằng thủy lực (sử dụng nước), chất lượng nước phải đảm bảo, đặc biệt chú ý tới hàm lượng clo khi thử nghiệm hệ thống ống bằng thép không gỉ.

Việc thử nghiệm, xả thải nước thử áp suất đường ống và các thiết bị áp lực khác phải được thực hiện theo quy trình được phê duyệt bởi chủ sở hữu, chủ đầu tư và/hoặc các cơ quan có thẩm quyền và phải tuân thủ các quy định của pháp luật.

5.3 Các thành phần của đường ống

5.3.1 Yêu cầu chung

Các đường ống dẫn LNG hoặc khí lạnh sâu (cryogenic gas) phải được thiết kế và bố trí (sắp xếp) đảm bảo tránh các nguy cơ:

- Biến dạng, kẹt, dịch chuyển hoặc xô lệch do sự khác nhau về hệ số giãn nở nhiệt;

- Đóng băng và tích tụ băng trên đường ống hở (tiếp xúc với môi trường).

5.3.2 Đường ống

Đường ống phải được thiết kế và lắp đặt phù hợp với yêu cầu làm việc của LNG tuân theo ASME B31 hoặc tiêu chuẩn nước ngoài khác được thừa nhận và áp dụng rộng rãi.

Các mối nối hàn giữa các đoạn ống phải tuân thủ tối thiểu các tiêu chuẩn sau:

- Quy trình hàn phải tuân theo TCVN 11244-1:2015 hoặc bộ tiêu chuẩn ASME B31, ASME BPVC Section IX;

- Thợ hàn phải được đào tạo và cấp chứng chỉ theo TCVN 6700-1:2016, TCVN 6700-2:2011 hoặc tiêu chuẩn nước ngoài được thừa nhận và áp dụng rộng rãi;

- Quá trình giám sát trước, trong và sau khi hàn phải tuân theo TCVN 5868:2018.

Các mối nối bích phải được thiết kế, chế tạo và thi công theo cách thức giảm thiểu các tác động của nhiệt tới các kết cấu của đường ống đồng thời thuận tiện cho quá trình bảo dưỡng, sửa chữa.

Các mối nối không hàn phải được kiểm tra theo TCVN 8614:2010 hoặc tiêu chuẩn nước ngoài được thừa nhận và áp dụng rộng rãi.

Giá đỡ ống phải được thiết kế, lắp đặt theo cách thức đảm bảo cho phép sự dịch chuyển của đường ống do co giãn nhiệt mà không tạo các ứng suất quá mức

cho phép. Giá đỡ ống phải chịu được các rung động của đường ống trong quá trình vận chuyển, làm sạch và xả nạp lưu chất.

Kết cấu bù co giãn nhiệt cũng phải được thiết kế và lắp đặt trong hệ thống đường ống dẫn LNG và khí lạnh sâu.

5.3.3 Ống mềm

Chỉ được phép dùng ống mềm cho các kết nối tạm thời để vận chuyển LNG hoặc các chất lỏng lạnh khác. Không được sử dụng ống mềm cho vận chuyển thường xuyên LNG từ các tàu LNG lớn sang kho chứa.

Ống mềm không được dài hơn 15 m và có thể tích tồn chứa lớn hơn 0,5 m^3. Áp suất danh nghĩa của ống mềm không được quá 40 bar (PN 40).

Ống mềm phải được thiết kế, chế tạo và thử nghiệm theo bộ tiêu chuẩn ASME B31, ISO 21012:2018 hoặc tiêu chuẩn nước ngoài khác được thừa nhận và áp dụng rộng rãi.

5.4 Van

Van phải được thiết kế, chế tạo và thử nghiệm theo tiêu chuẩn ISO 21011:2008 hoặc tiêu chuẩn nước ngoài khác được thừa nhận và áp dụng rộng rãi.

Van gắn trên đường ống dẫn hydrocacbon lạnh sâu (lỏng hoặc khí) và các chất độc phải được kết nối bằng mối hàn giáp mối (butt-weld).

Van trên hệ thống dẫn hydrocacbon phải là loại chống cháy được thử nghiệm theo ISO 10497:2022 hoặc tiêu chuẩn nước ngoài khác được thừa nhận và áp dụng rộng rãi

Số lượng van phải được tính toán tối ưu nhằm giảm nguy cơ rò rỉ nhưng vẫn đảm bảo các yêu cầu công nghệ và an toàn.

Van dừng khẩn cấp (ESD) phải được lắp đặt gần thiết bị (mà van bảo vệ) nhất có thể. Cơ cấu khởi động, thiết bị và cáp điều khiển trên mặt đất phải là loại chống cháy.

5.5 Van giảm áp

Van giảm áp phải được lắp đặt trên các bồn chứa LNG để bảo vệ bồn trong trường hợp quá áp do sự cố cháy hoặc tăng nhiệt độ trong bồn.

Van giảm áp phải là loại chống cháy.

Van giảm áp nhiệt phải được lắp đặt để bảo vệ thiết bị và đường ống trong các trường hợp nhiệt độ môi trường tăng cao gây ra quá áp do LNG hoặc các hydrocacbon nhẹ trong hệ thống công nghệ.

5.6 Cách nhiệt

5.6.1 Yêu cầu chung

Chất lượng và chủng loại của vật liệu cách nhiệt phải được xác định nhằm đảm bảo các yêu cầu về các tiêu chí:

- Khả năng bắt cháy và hấp phụ khí;
- Khả năng tích tụ hơi ẩm;
- Khả năng thích nghi với dải nhiệt độ rộng và ở nhiệt độ thấp;
- Phù hợp với các vật liệu và kết cấu khác mà vật liệu cách nhiệt tiếp xúc.

Với hệ thống cách nhiệt nhiều thành phần, tất cả các thành phần, phụ kiện và hóa chất sử dụng phải là loại chống cháy.

Không được sử dụng các vật liệu xốp có khả năng hấp phụ khí metan.

Lớp cách nhiệt phải được bọc bảo vệ khỏi sự xâm nhập của hơi nước trừ khi có khả năng chống nước.

5.6.2 Cách nhiệt đường ống

Hệ thống đường ống phải được bọc cách nhiệt nhằm:

- Tiết kiệm năng lượng;
- Bảo vệ đường ống khỏi việc ngưng tụ và/hoặc đóng băng;
- Bảo vệ người vận hành.

Cách nhiệt phải được bọc theo cách thức không cản trở việc thử nghiệm, vận hành, bảo dưỡng, sửa chữa đường ống.

5.6.3 Độ dày cách nhiệt

Độ dày của lớp cách nhiệt phải được tính toán dựa theo ISO 12241:2022 nhằm đảm bảo các yếu tố:

- An toàn;
- Hạn chế BOG;
- Kiểm soát hiện tượng ngưng tụ trên bề mặt.

5.7 Giá đỡ ống

Đường ống phải được lắp đặt trên giá hoặc giàn ống. Các hệ thống công nghệ chính và phụ trợ phải được ưu tiên đặt ngoài trời để tránh tích tụ khí dễ cháy.

Giá đỡ ống phải được tính toán và thiết kế nhằm đảm bảo chịu được khối lượng ống cũng như an toàn cho đường ống trong suốt quá trình vận hành, bảo dưỡng và các tác động của môi trường.

Giá đỡ ống phải được bảo vệ trong trường hợp hỏa hoạn hoặc rò rỉ LNG và khí lạnh sâu.

5.8 Ăn mòn

Hệ thống đường ống (ngoại trừ đường ống bằng vật liệu thép không gỉ) phải được trang bị các biện pháp chống ăn mòn trong toàn bộ tuổi đời dự án. Các biện pháp được lựa chọn và áp dụng phải dựa vào điều kiện làm việc và môi trường của khu vực.

6 Thiết bị công nghệ

6.1 Yêu cầu chung

Hệ thống công nghệ phải được thiết kế tuân thủ các yêu cầu phòng chống động đất, gió, ngập lụt và các sự cố thiên tai khác theo TCVN 9386-1,2:2012.

Các bình chịu áp, thiết bị trao đổi nhiệt, động cơ đốt trong, lò hơi, tuabin hơi phải được thiết kế, chế tạo và thử nghiệm theo các tiêu chuẩn thiết kế và phải được phê duyệt theo quy định.

6.2 Bơm và máy nén

Bơm và máy nén phải được thiết kế, chế tạo và thử nghiệm theo TCVN 8611:2010 hoặc tiêu chuẩn nước ngoài được thừa nhận và áp dụng rộng rãi.

Vật liệu chế tạo bơm và máy nén phải phù hợp với tính chất của LNG theo TCVN 12984:2020.

Tất cả bơm và máy nén phải được lắp đặt hệ thống van cô lập để sử dụng khi bảo dưỡng. Van một chiều cũng phải được xem xét lắp đặt nếu sử dụng song song và đồng thời nhiều bơm hoặc máy nén.

Van giảm áp cũng phải được lắp đặt ở đầu ra của bơm và máy nén và cài đặt hợp lý để tránh sự cố quá áp, trừ trường hợp buồng bơm và máy nén, và hệ thống thiết bị, đường ống hạ nguồn được thiết kế với áp suất không nhỏ hơn áp suất đầu ra lớn nhất có thể của bơm và máy nén.

7 Hệ thống thu hồi, xử lý BOG

7.1 Yêu cầu chung

Phải xây dựng hệ thống thu hồi BOG để thu gom LNG bay hơi do hấp thụ nhiệt từ môi trường bên ngoài và bay hơi nhanh khi nhập LNG vào bồn chứa hoặc xuất LNG cho các phương tiện chuyên chở.

BOG phải được tái hóa lỏng và sử dụng làm nhiên liệu khí. BOG từ phương tiện chuyên chở LNG (chỉ áp dụng tại các kho cảng) phải được nén trở lại và chuyển vào mạng lưới đường ống khí, hoặc được dẫn đến hệ thống đuốc đốt/xả khí hoặc phát tán ra ngoài khí quyển.

Phải phòng tránh không khí xâm nhập vào hệ thống thu hồi BOG.

7.2 Hệ thống thu hồi BOG

Phải thiết kế hệ thống thu hồi BOG sao cho không có phát thải trực tiếp khí lạnh sâu ra khí quyển trong quá trình vận hành bình thường.

Hệ thống thu hồi BOG phải được thiết kế cho các hạng mục sau:

- BOG của bồn chứa và tất cả các thiết bị tiếp nhận chứa LNG;
- Hệ thống xả khí trên đường ống và thiết bị chứa LNG;
- Khí hồi lưu từ phương tiện chuyên chở LNG trong quá trình giao nhận.

Vật liệu chế tạo hệ thống thu hồi BOG phải có tính chất chịu lạnh sâu phù hợp các yêu cầu trong TCVN 12984:2020. Lớp cách nhiệt của đường ống phải có cùng chiều dày với đường ống LNG áp suất thấp có cùng đường kính, trừ trường hợp BOG được dẫn tới hệ thống đuốc đốt/xả khí.

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 xả khí hoặc phải được trang bị thiết bị giới hạn áp suất kép.

Phải bố trí điểm xả đáy có van chặn kết nối với hệ thống xả đáy tại điểm thấp nhất của đường ống chính hoặc của đường ống trong hệ thống đuốc đốt/xả khí (đầu vào bình thu gom lỏng (KOD) của hệ thống đuốc đốt/xả khí).

7.3 Hệ thống hồi lưu khí về phương tiện chuyên chở LNG hoặc về kho chứa LNG (khi xuất hàng)

Hệ thống này phải được trang bị cho quá trình vận chuyển khí từ bể chứa của kho 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 hồi BOG từ tàu chuyên chở LNG khi đang neo đậu tại cầu tàu.

Đường ống phải có cùng đặc điểm như của hệ thống thu hồi.

7.4 Thu hồi BOG

Thiết bị ngưng tụ lại BOG phải được:

- Thiết kế theo EN 13445:2021 hoặc ASME BPVC Section VIII hoặc tiêu chuẩn nước ngoài khác được thừa nhận và áp dụng rộng rãi;

- Làm bằng vật liệu có tính chất chịu lạnh sâu theo TCVN 12984:2020;

- Cách nhiệt.

7.5 Máy nén khí

Máy nén khí phải được trang bị hệ thống giới hạn áp suất ở hạ nguồn để tránh các rủi ro vượt quá giới hạn áp suất thiết kế lớn nhất của thiết bị lắp đặt hạ nguồn.

Máy nén khí phải có chức năng dừng khẩn cấp, có thể khởi động tự động hoặc bằng tay, cho phép cô lập thiết bị trong trường hợp hư hỏng nặng.

Để tránh quá áp, mọi không gian bên trong máy nén đều phải được lắp đặt thiết bị xả khí. Đường xả khí phải dẫn ra khu vực an toàn.

7.6 Hệ thống đuốc đốt/xả khí

7.6.1 Yêu cầu chung

Kho phải có hệ thống đuốc đốt/xả khí (vent) được thiết kế cho hai chế độ: dòng bình thường và dòng sự cố.

Bản đánh giá mối nguy phải xác định tập hợp các sự cố có thể xảy ra đồng thời mà không gây nguy hiểm kép (các sự cố không liên quan xảy ra đồng thời).

Mặt bằng bố trí hệ thống đốt/xả khí phải tuân theo mức độ dòng bức xạ phù hợp quy định trong TCVN 8611:2010 và phải lựa chọn theo hướng gió chính tại khu vực để giảm đến mức thấp nhất nguy cơ bắt lửa (đốt) và nguy cơ đám mây khí dễ cháy gặp nguồn gây cháy (xả khí).

7.6.2 Đối với kho tiếp nhận LNG

Khi xảy ra sự cố, hệ thống đuốc đốt/xả khí phải xả an toàn ở mức lưu lượng đã được tính toán.

Thiết bị đuốc đốt/xả khí phải được tính toán kích cỡ đáp ứng lưu lượng dòng lớn nhất theo dự tính, như là lưu lượng dòng sự cố. Nếu van giảm áp của bồn chứa và thiết bị hóa khí không được kết nối với hệ thống đuốc đốt/xả khí thì các chế độ dòng thay thế sẽ là cơ sở để xác định lưu lượng dòng sự cố.

Các định nghĩa về dòng bình thường, dòng sự cố và dòng thay thế được quy định tại TCVN 8611:2010.

7.6.3 Đối với khu vực xuất hàng của kho LNG

Đối với khu vực xuất hàng của kho LNG, có nhiều sự cố gây nên lưu lượng dòng sự cố cho hệ thống đuốc đốt/xả khí hơn so với khu vực tiếp nhận LNG. Những sự cố này phải được liệt kê thành bảng tổng hợp để thiết lập chế độ dòng sự cố cho hệ thống đuốc đốt/xả khí.

8 Hệ thống hóa khí

8.1 Phân loại các thiết bị hóa khí

Các thiết bị hóa khí được phân loại theo Phụ lục E TCVN 8611:2010.

8.2 Thiết kế và vật liệu chế tạo

Thiết bị hóa khí phải được thiết kế, chế tạo và kiểm tra theo TCVN 8366:2010, Phần VIII ASME BPVC hoặc tiêu chuẩn nước ngoài khác được thừa nhận và áp dụng rộng rãi.

Các bộ trao đổi nhiệt của thiết bị hóa khí phải được thiết kế với áp suất làm việc tối thiểu là bằng áp suất tối đa đầu ra của bơm LNG hoặc áp suất tối đa của hệ thống bồn chứa chịu áp, tùy theo áp suất nào lớn hơn.

8.3 Đường ống thiết bị hóa khí, đường ống lưu chất trung gian và các van bồn chứa

Các ống phân phối trên thiết bị hóa khí phải có van chặn trên cả đường vào và đường ra.

Van giảm áp của mỗi thiết bị hóa khí, các bộ phận đường ống của thiết bị hóa khí phải được thiết kế để hoạt động ở nhiệt độ của LNG (-162°C).

Ống phân phối của thiết bị hóa khí ở trạng thái không làm việc phải được cô lập bằng hai van vào.

Các chất khí và LNG tích tụ giữa các van hoặc giữa các hệ thống chặn - xả kép phải được dẫn bằng đường ống ra khu vực không có nguồn đánh lửa và không có người.

Một van khóa phải được lắp trên đường LNG tới thiết bị hóa khí dùng nhiệt, và phải đóng khi có bất kỳ sự cố nào sau đây:

- Sụt giảm áp suất trên đường ống;

- Phát hiện cháy ở khu vực xung quanh thiết bị hóa khí hoặc van khóa;

- Nhiệt độ vượt ngoài khoảng nhiệt độ thiết kế (bao gồm đường ống đầu ra thiết bị hóa khí).

Van khóa trên đường LNG tới thiết bị hóa khí cần được lắp đặt như sau:

- Trường hợp kho chứa LNG không có nhân viên vận hành trực thường xuyên hoặc thiết bị hóa khí lắp đặt cách nguồn nhiệt hoặc thiết bị chứa chất lỏng dễ cháy khác dưới 15 m, van khóa tự động phải được lắp đặt cách thiết bị hóa khí không quá 3 m.

- Trong trường hợp kho chứa LNG có nhân viên vận hành trực thường xuyên và thiết bị hóa khí (có sử dụng nguồn phát sinh nhiệt) lắp đặt cách nguồn nhiệt và thiết bị chứa chất lỏng dễ cháy khác hơn 15 m, van khóa tự động hoặc bằng tay phải được lắp đặt cách thiết bị hóa khí không quá 15 m.

Van khóa tự động hoặc bằng tay trên đường LNG tới thiết bị hóa khí phải có thể thao tác được tại chỗ hoặc từ xa, và phải độc lập với tất cả các hệ thống điều khiển dòng khác.

Nếu thiết bị hóa khí gia nhiệt từ xa sử dụng một lưu chất trung gian dễ cháy, các van chặn phải theo các yêu cầu sau:

- Các van chặn phải được trang bị cho cả hai đường nóng và lạnh của hệ thống lưu chất trung gian;

- Các thiết bị điều khiển van phải ở vị trí cách xa thiết bị hóa khí (sử dụng nguồn gia nhiệt bằng điện) tối thiểu 15 m.

8.4 Van giảm áp trên thiết bị hóa khí

Các van giảm áp của thiết bị hóa khí dùng nhiệt nhân tạo:

- Phải được lựa chọn để đảm bảo công suất xả bằng 110% lưu lượng dòng khí thiên nhiên trong thiết bị hóa khí, và không cho phép áp suất tăng quá 10% so với áp suất làm việc tối đa cho phép của thiết bị hóa khí;

- Phải được đặt ở vị trí phù hợp sao cho nhiệt độ của van không được vượt quá 60°C trong quá trình hoạt động bình thường, trừ khi chúng được thiết kế để chịu được nhiệt độ cao hơn.

Các van giảm áp của thiết bị hóa khí dùng nhiệt môi trường phải được lựa chọn để đảm bảo công suất xả tối thiểu bằng 150% lưu lượng dòng khí thiên nhiên trong thiết bị hóa khí (theo các điều kiện hoạt động tiêu chuẩn), và không để áp suất tăng trên 10% mức áp suất làm việc tối đa cho phép của thiết bị hóa khí.

8.5 Cung cấp không khí cho quá trình đốt cháy

Không khí sử dụng trong quá trình đốt cháy cần thiết để vận hành các thiết bị hóa khí dùng nhiệt tích hợp hoặc nguồn nhiệt chính của các thiết bị hóa khí gia nhiệt từ xa phải được lấy từ bên ngoài kết cấu hoàn toàn khép kín hoặc bên ngoài công trình.

8.6 Các sản phẩm của quá trình đốt cháy

Nếu các thiết bị hóa khí dùng nhiệt tích hợp hoặc nguồn nhiệt chính của các thiết bị hóa khí gia nhiệt từ xa được lắp đặt bên trong các tòa nhà/công trình, phải thực hiện các biện pháp để ngăn ngừa sự tích tụ các sản phẩm của quá trình đốt cháy.

9 Hệ thống phụ trợ

9.1 Hệ thống điều khiển công nghệ

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

Phải đảm bảo việc hỏng toàn bộ hoặc một phần của hệ thống điều khiển không được phép gây ra tình huống nguy hiểm cho toàn bộ quá trình công nghệ.

Hệ thống điều khiển quá trình công nghệ phải có chức năng hiển thị, lưu trữ và in tất cả thông tin về quá trình công nghệ được gửi về từ các thiết bị đo đếm cần thiết lắp đặt ngoài hiện trường.

Vị trí và thiết kế của hệ thống điều khiển và các hạng mục liên quan phải theo cách thức phù hợp đảm bảo chúng có thể chịu được các sự kiện nguy hiểm cụ thể. Cáp dự phòng và tủ hệ thống điều khiển phải được đặt ở vị trí an toàn trong trường hợp xảy ra tình huống nguy hiểm.

Trong trường hợp khẩn cấp hoặc trục trặc, thiết bị được điều khiển từ xa phải được trang bị khả năng dừng vận hành tại chỗ.

9.2 Hệ thống điện

Tất cả các thiết bị điện, thiết bị đo lường và các thiết bị khác đặt trong khu vực nguy hiểm phải tuân theo các yêu cầu trong TCVN 10888-0:2015 hoặc tiêu chuẩn nước ngoài được thừa nhận và áp dụng rộng rãi và phải được kiểm định kỹ thuật an toàn lao động theo quy định của pháp luật. Thiết bị/phương tiện đo phải được kiểm định, hiệu chuẩn bởi các tổ chức đã được đăng ký, chỉ định kiểm định, hiệu chuẩn phương tiện đo theo quy định của pháp luật.

Công suất điện cho kho chứa LNG phải được thiết kế đảm bảo đủ cho hoạt động của tất cả thiết bị trong phạm vi kho chứa. Phải có dự phòng công suất trong trường hợp có sự cố với một hoặc nhiều nguồn điện chính cung cấp cho kho.

Kho chứa phải được trang bị hệ thống cung cấp điện khẩn cấp (EPS) nhằm đảm bảo hoạt động cho các thiết bị trong trường hợp sự cố với hệ thống cung cấp điện chính. EPS phải đảm bảo khả năng:

- Hoạt động của tối thiểu một (01) bơm bên trong bồn chứa LNG;

- Hoàn thành hoạt động giao nhận LNG từ tàu/xe và đảm bảo tàu/xe rời bến an toàn;

- Hoạt động của toàn bộ hệ thống an toàn, thông tin liên lạc, cảnh báo, chỉ dẫn và chữa cháy;

- Hoạt động an toàn của các bồn chứa LNG;

- Hoạt động của hệ thống khí điều khiển cung cấp cho các thiết bị an toàn.

Bộ lưu điện (UPS) cho kho chứa LNG phải đảm bảo cung cấp điện năng nhằm duy trì hệ thống cấp điện không bị gián đoạn, đảm bảo hoạt động an toàn của kho trong thời gian tối thiểu là 60 min.

9.3 Hệ thống phát hiện lửa, tràn chất lỏng và khí (FSGDS)

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

- Phát hiện khí (LNG, khí làm lạnh, khí thiên nhiên, hydro, hydro sunfua);

- Phát hiện tràn;

- Phát hiện lửa (lửa hoặc khói);

- Kích hoạt dừng khẩn cấp (ESD) từ hệ thống điều khiển trung tâm hoặc trạm ESD 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 quá trình công nghệ trong tình trạng an toàn.

Tất cả các thay đổi điều chỉnh hệ thống kiểm soát an toàn phải tuân theo hệ thống quản lý an toàn.

9.4 Hệ thống chống sét và nối đất

Thiết bị trong kho chứa LNG phải được lắp đặt hệ thống chống sét và nối đất theo yêu cầu an toàn trong TCVN 9888-1,2,3:2013.

Hệ thống chống sét phải được lắp đặt cho các thiết bị sau đây:

- Bể chứa LNG và các phụ kiện;

- Cần xuất nhập sản phẩm;

- Ống khói và thông hơi;

- Các công trình khác trong phạm vi kho chứa LNG.

9.5 Hệ thống bảo vệ catot

Các kết cấu bằng kim loại chìm dưới đất hoặc dưới biển phải được bảo vệ chống ăn mòn bằng phương pháp bảo vệ catot và/hoặc sơn phủ tuân theo TCVN 12705-5:2019 và TCVN 10264:2014.

9.6 Đèn báo hiệu

Bể chứa và các kết cấu trên cao phải được lắp đặt đèn báo hiệu theo quy định của pháp luật.

Khu vực cảng xuất nhập sản phẩm phải được lắp đèn báo hiệu theo quy định trong QCVN 20:2015/BGTVT.

9.7 Đèn chiếu sáng

Phải bố trí đèn chiếu sáng tại khu vực kho, cảng, nơi 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 trong thời gian tối thiểu 2 h cho phép nhân viên rời khỏi kho, cảng an toàn trong trường hợp điện và thiết bị chiếu sáng chính bị hỏng hoặc trong tình huống khẩn cấp.

9.8 Hệ thống cung cấp nước làm mát và gia nhiệt

Vật liệu sử dụng cho hệ thống cung cấp nước làm mát và gia nhiệt (cho thiết bị hóa khí dùng nhiệt môi trường) phải được lựa chọn phù hợp với yêu cầu chống ăn mòn và chống mài mòn.

Chủng loại, số lượng và công suất bơm nước phải được tính toán phù hợp với hoạt động của kho chứa LNG.

Nước làm mát/nước trao đổi nhiệt từ kho chứa LNG xả ra môi trường phải tuân theo QCVN 40:2011/BTNMT về nước thải công nghiệp.

9.9 Hệ thống loại bỏ tạp chất trong khí

Các tạp chất, đặc biệt như thủy ngân, lưu huỳnh phải được thu hồi và xử lý đáp ứng quy chuẩn kỹ thuật môi trường trước khi thải ra ngoài môi trường.

9.10 Hệ thống khí điều khiển

Nếu được lắp đặt hệ thống khí điều khiển, kho chứa phải được trang bị tối thiểu hai (02) máy nén không khí, trong đó mỗi máy đều phải có công suất đảm bảo cho toàn bộ hoạt động của kho.

Hệ thống khí điều khiển phải đảm bảo khả năng hoạt động trong thời gian tối thiểu phải là 3 min để đưa kho chứa về trạng thái an toàn trong trường hợp có sự cố với hệ thống cung cấp điện chính.

Nếu máy nén khí hoạt động bằng điện, một máy nén có công suất đảm bảo hoạt động cho toàn bộ hoạt động của kho phải được nối với nguồn điện khẩn cấp.

Không khí cung cấp cho máy nén khí phải được làm khô. Điểm sương tối thiểu là -30°C và 5°C dưới nhiệt độ môi trường (tùy thuộc áp suất khí quyển).

Hệ thống khí điều khiển phải độc lập với hệ thống khí nén khác cung cấp cho kho chứa LNG.

9.11 Hệ thống khí nhiên liệu

Không được tạo mùi cho khí nhiên liệu. Khí nhiên liệu rò rỉ phải được phát hiện bằng các thiết bị chuyên dụng.

9.12 Hệ thống nitơ

Vật liệu chế tạo hệ thống đường ống, thiết bị xử lý, vận chuyển nitơ lỏng phải tuân theo các yêu cầu trong TCVN 12984:2020 hoặc tiêu chuẩn nước ngoài được thừa nhận và áp dụng rộng rãi.

Vì lý do an toàn, không được phép nối chéo hệ thống khí nitơ với hệ thống không khí chung của kho chứa LNG.

9.13 Hệ thống đo đếm

Hệ thống đo đếm trong kho chứa LNG phải được thiết kế và vận hành với độ chính xác đáp ứng được mục đích theo yêu cầu.

Đồng hồ đo dòng phải được kiểm định, hiệu chuẩn bởi các tổ chức đã được đăng ký, chỉ định kiểm định, hiệu chuẩn, thử nghiệm phương tiện đo theo quy định của pháp luật.

10 Cảng xuất nhập

10.1 Yêu cầu chung

Thiết kế cảng xuất nhập, bến đỗ tàu chở LNG phải tuân theo quy định của pháp luật.

Các giao thức xuất nhập sản phẩm phải tuân theo TCVN 8613:2010 hoặc tiêu chuẩn nước ngoài được thừa nhận và áp dụng rộng rãi.

Cảng phải có đội tàu lai dắt hoặc hợp đồng dịch vụ tàu lai dắt phù hợp với quy định của pháp luật.

Bến cảng phải được thiết kế đảm bảo kết nối thông tin liên tục với tàu và bến. Hệ thống liên lạc dự phòng cũng phải được trang bị đề phòng các trường hợp khẩn cấp.

Bến cảng phải được trang bị hệ thống phát hiện khí cháy, báo động và có khả năng khởi động hệ thống ESD trong quá trình giao nhận sản phẩm.

10.2 Khu vực bến

Độ sâu mực nước trước bến phải đảm bảo chân hoa tiêu tối thiểu tại mọi mức thủy triều trong khu vực.

Các kịch bản dao động, rung lắc hay va chạm của tàu với bến phải được tính toán cho mọi phương án có thể xảy ra trong các tình huống khẩn cấp hoặc trong các điều kiện cực đoan về thời tiết hoặc thủy triều.

Phải thiết lập vùng an toàn hàng hải theo quy định của pháp luật xung quanh bến khi đang có tàu cập bến để xuất/nhập sản phẩm. Các phương tiện giao thông (bao gồm cả các phương tiện giao thông đường bộ) xung quanh và tại bến phải được thông báo về sự hiện hữu của tàu hàng đang cập bến.

Bến phải trang bị các phương tiện hỗ trợ cập bến và neo đậu an toàn phù hợp cho mọi trường hợp vận hành bình thường và khẩn cấp.

10.3 Cần xuất nhập

Cần xuất nhập LNG phải là loại chuyên dụng được thiết kế, chế tạo, thử nghiệm và được trang bị hệ thống ngắt khẩn cấp (ERS) theo các yêu cầu trong TCVN 8612:2010.

Cần xuất nhập và hệ thống đường ống (kể cả hệ thống ngầm dưới nước) đều phải được đặt cố định trên bến cảng, đảm bảo không bị va chạm khi tàu ra vào cảng.

11 Giao nhận sản phẩm

11.1 Yêu cầu chung

Khu vực giao nhận LNG và các sản phẩm khí dễ cháy nổ phải được lắp đặt các biển báo CẤM LỬA.

Chất lỏng rò rỉ hoặc bay hơi từ quá trình giao nhận sản phẩm phải được thông hơi và xả ra vị trí ngoài trời, an toàn cho con người và cách xa nguồn cháy nổ.

Khi giao nhận đồng thời nhiều sản phẩm tại cùng một bến, các cần xuất nhập, đường ống, ống mềm và bộ phân phối phải được gắn chỉ dẫn rõ ràng về sản phẩm đang được giao/nhận. Cần xuất nhập sản phẩm phải có đèn báo hiệu chỉ dẫn tình trạng hoạt động của thiết bị.

11.2 Hệ thống đường ống và thiết bị trên đường ống

Đường ống giao nhận sản phẩm phải được lắp đặt hệ thống bảo vệ quá nhiệt và quá áp.

Các van cô lập phải được lắp đặt ở cuối hệ thống vận chuyển và tại các đường ống mềm, bộ phân phối, đường hồi hơi để đảm bảo các thiết bị này có thể được cô lập, xả áp và làm sạch trước khi ngắt kết nối.

Trong hệ thống giao nhận sản phẩm tại cảng (marine transfer), van cô lập đường lỏng (mọi kích cỡ) và đường hơi có đường kính từ 8 in (200 mm) trở lên phải là loại có cơ cấu vận hành tự động (bằng điện, khí nén hoặc thủy lực) cũng như khả năng vận hành bằng tay.

Van vận hành tự động (điều khiển bằng điện, khí nén hoặc thủy lực) phải có khả năng được điều khiển tại chỗ và từ xa với khoảng cách tối thiểu là 15 m từ khu vực bộ phân phối.

Đường ống sử dụng cho xuất sản phẩm lỏng phải lắp đặt van một chiều.

Bơm và máy nén trên đường ống vận chuyển sản phẩm phải có khả năng được điều khiển tại chỗ hoặc từ xa tối thiểu 7,6 m sử dụng trong trường hợp khẩn cấp.

11.3 Hệ thống hồi hơi

Bồn chứa LNG trên tàu hoặc trên xe phải có hệ thống kiểm soát áp suất qua đường hồi hơi kết nối với bến/trạm giao nhận hàng.

Chỉ được tiến hành quá trình giao nhận khi đã kết nối đường hơi. Hệ thống hơi phải vận hành được ở mức áp suất cao nhất ứng với tốc độ xuất sản phẩm.

Thông hơi và xả khí từ tàu và cảng chỉ được thực hiện trong các trường hợp khẩn cấp.

11.4 Quy trình giao nhận

Quy trình giao nhận phải được lập và phê duyệt bởi cơ quan quản lý và chủ đầu tư. Quy trình giao nhận (đã được phê duyệt) phải được tuyệt đối tuân thủ bởi nhân viên vận hành hệ thống giao nhận.

11.5 Giao nhận bằng cần xuất nhập

Phải sử dụng cần xuất nhập sản phẩm chuyên dụng để giao nhận LNG trong các điều kiện vận hành bình thường.

Chủ đầu tư phải xây dựng quy trình công việc về cách thức giao nhận an toàn chất lỏng từ tàu sang kho LNG. Quy trình này phải bao gồm các bước cần thiết để làm lạnh hệ thống phù hợp để duy trì ứng suất nhiệt trong mức cho phép theo thiết kế.

Trong suốt quá trình giao nhận, hệ thống giao nhận phải được giám sát liên tục nhằm đảm bảo an toàn cho hệ thống.

Khi hoàn thành quá trình giao nhận, chỉ được ngắt kết nối cần xuất nhập sau khi:

- Dừng tất cả bơm;
- Đóng tất cả van đúng quy trình;
- Cần xuất nhập phải được làm sạch lỏng và bơm khí trơ;
- Tàu và cảng đồng thuận về việc có thể ngắt kết nối.

Đường hơi phải được ngắt kết nối sau cùng và phải duy trì kết nối đến trước khi tàu khởi hành rời bến nếu điều kiện kỹ thuật cho phép.

11.6 Hệ thống dừng khẩn cấp (ESD) và ngắt khẩn cấp (ERS)

Cần xuất nhập sản phẩm phải được trang bị hệ thống ESD và ERS tuân theo các yêu cầu trong TCVN 8612:2010.

Hệ thống ESD và ERS phải được trang bị cho hoạt động giao nhận sản phẩm.

Khi ERS kích hoạt phải đồng thời đóng van cô lập, sau đó là kích hoạt ngắt bộ li hợp ngắt khẩn cấp (ERC). Cần xuất nhập sau khi ngắt kết nối phải thu về vị trí an toàn và phải khóa bằng thủy lực. Hệ thống phải được thiết kế đảm bảo ERS không bị kích hoạt trừ khi ESD kích hoạt.

Các hệ thống khẩn cấp này phải được bảo trì theo quy định của nhà sản xuất. Công việc này phải được thực hiện bởi nhân sự được đào tạo phù hợp.

12 Xây dựng và chạy thử

12.1 Đảm bảo và quản lý chất lượng quá trình xây dựng

Chủ đầu tư kho và nhà thầu phải xây dựng phải áp dụng quy trình quản lý chất lượng nghiêm ngặt cho tất cả các khâu của quá trình xây dựng kho.

Chương trình kiểm soát chất lượng phải bao gồm quá trình kiểm tra và thử nghiệm thiết bị, đảm bảo chất lượng trong suốt các quá trình từ thiết kế, chế tạo đến thi công, lắp đặt, chạy thử và nghiệm thu.

12.2 Kiểm tra an toàn trước khi chạy thử và nghiệm thu

Trước khi đưa thiết bị, công trình kho LNG vào chạy thử và nghiệm thu để đưa vào sử dụng, phải thực hiện kiểm tra, đánh giá an toàn bao gồm:

- Kiểm tra hồ sơ, tài liệu của dự án bao gồm cả quy trình hoặc kế hoạch ứng cứu khẩn cấp, các biện pháp kiểm tra thử nghiệm thiết bị, kế hoạch hoặc quy trình phối hợp, phân công trách nhiệm đảm bảo an toàn cho từng cá nhân, các biên bản hoàn thành hoặc nghiệm thu từng phần, các biên bản kiểm tra chấp nhận về phòng cháy chữa cháy, đăng kiểm, kiểm định chất lượng công trình, hồ sơ quản lý về môi trường;

- Kiểm tra hiện trường, điều kiện kỹ thuật an toàn và tính sẵn sàng của thiết bị an toàn, công nghệ và toàn bộ công trình trước khi đưa vào chạy thử, nghiệm thu.

12.3 Chạy thử

Trước khi khởi động các thiết bị, phải có kế hoạch chạy thử để kiểm tra và xác minh tất cả các thiết bị vận hành theo đúng thiết kế.

Hệ thống thiết bị trong kho chứa LNG phải được thử nghiệm theo đúng các tiêu chuẩn thiết kế và chế tạo, đặc biệt là:

- Đường ống áp lực;

- Bồn/Bình áp lực;

- Các thiết bị đốt (fired equipment).

Bồn chứa LNG phải được thử nghiệm theo các yêu cầu trong TCVN 8615-1,2,3:2010, API STD 620, API STD 625 hoặc tiêu chuẩn nước ngoài khác được thừa nhận và áp dụng rộng rãi.

Trước khi khởi động các thiết bị vận hành với hydrocacbon và ở nhiệt độ thấp, phải tuyệt đối tuân thủ các điều sau:

- Làm khô thiết bị bằng phương pháp thích hợp. Phương pháp và quy trình làm khô phải được phê duyệt trước khi thực hiện;

- Sử dụng khí trơ để loại bỏ oxy, đảm bảo nồng độ oxy trong thiết bị tối đa là 2% thể tích;

- Giá trị chấp nhận của điểm sương trong đường ống và bồn chứa chính lần lượt là -20°C và -10°C tại áp suất khí quyển.

Việc dừng máy phục vụ công tác thử nghiệm hoặc bảo dưỡng sửa chữa hoặc các hoạt động khác phải tuân thủ tuyệt đối quy trình vận hành/thử nghiệm đã được phê duyệt.

13 Vận hành kho chứa LNG

13.1 Yêu cầu chung

Đơn vị vận hành phải xây dựng các quy trình bằng văn bản cho việc vận hành, bảo dưỡng và đào tạo dựa trên điều kiện vận hành thực tế của kho.

Đơn vị vận hành phải tuân thủ tất cả các quy trình sau:

- Ban hành các quy trình và kế hoạch bao gồm vận hành, bảo dưỡng, đào tạo và an ninh;

- Duy trì việc cập nhật hồ sơ các thiết bị trong kho bao gồm các bản vẽ và bản lưu dữ liệu khác;

- Sửa đổi các kế hoạch và quy trình khi điều kiện vận hành hoặc thiết bị LNG được sửa chữa/thay đổi hoặc từ bài học kinh nghiệm khi điều tra sự cố;

- Đảm bảo thời gian làm lạnh của các thiết bị/kết cấu tuân theo quy trình vận hành;

- Thiết lập kế hoạch ứng cứu khẩn cấp bằng văn bản;

- Thiết lập các phương thức liên lạc với chính quyền địa phương như cảnh sát, phòng cháy chữa cháy, y tế hoặc các cơ quan chức năng địa phương để điều phối các kế hoạch khẩn cấp và vai trò của họ trong các tình huống khẩn cấp;

- Phân tích và lập hồ sơ tất cả các sự cố liên quan đến an toàn để xác định nguyên nhân và ngăn ngừa khả năng tái diễn.

13.2 Sổ tay vận hành

Tất cả các thiết bị/bộ phận trong kho chứa LNG phải được vận hành tuân thủ theo sổ tay vận hành.

Sổ tay vận hành phải dễ dàng được tiếp cận đối với tất cả nhân viên trong kho và luôn sẵn có trong trung tâm điều khiển vận hành và phải được cập nhật khi có khi có những thay đổi về thiết bị hoặc quy trình.

Sổ tay vận hành phải bao gồm các quy trình:

- Khởi động và dừng tất cả các thiết bị/bộ phận trong kho;

- Làm sạch và làm lạnh các thiết bị/bộ phận;

- Điều chỉnh hệ thống nhằm đảm bảo các quá trình công nghệ phải vận hành trong giới hạn thiết kế;

- Quy trình để duy trì nhiệt độ, mức chất lỏng, áp suất, chênh lệch áp suất và tốc độ dòng trong giới hạn thiết kế của hệ thống thiết bị;

- Kiểm soát sự tạo thành BOG (tốc độ, nhiệt độ và áp suất) nằm trong giới hạn thiết kế của thiết bị hóa khí và đường ống hạ nguồn;

- Xác định sự tồn tại và phản ứng với các điều kiện vận hành bất thường trong kho;

- Quá trình giao nhận an toàn LNG và các chất lỏng nguy hiểm;

- Ứng cứu khẩn cấp;

- Theo dõi, giám sát vận hành;

- An ninh của kho.

Quy trình bằng văn bản phải được cập nhật và có sẵn để sử dụng cho mọi nhân viên vận hành quá trình giao nhận.

13.3 Quy trình ứng cứu khẩn cấp

Các quy trình ứng cứu khẩn cấp phải bao gồm tối thiểu các trường hợp khẩn cấp được dự đoán từ sự cố vận hành, sự cố về kết cấu trong kho chứa LNG, sai sót của nhân viên, các tác động của thiên nhiên và các hoạt động diễn ra ngay sát cạnh kho.

Mục đích của các quy trình ứng cứu khẩn cấp phải bao gồm:

- Giảm thiểu tổn hại cho nhân viên trong kho chứa LNG và cho cộng đồng;

- Thông báo ngay tình trạng khẩn cấp cho các cơ quan chức năng tại địa phương, bao gồm cả tình huống có thể phải sơ tán mọi người ra khỏi khu vực lân cận kho chứa LNG.

Quy trình ứng cứu khẩn cấp phải phân loại tình huống ứng cứu khẩn cấp, phân cấp nhân sự ứng cứu và các hành động ứng cứu tương ứng.

Các quy trình ứng cứu khẩn cấp phải bao gồm các quy trình ứng cứu với các trường hợp khẩn cấp có thể kiểm soát được, bao gồm:

- Báo động và huy động nguồn lực bao gồm nguồn lực tại chỗ và nguồn lực địa phương;

- Giảm thiểu các nguy cơ, ưu tiên vào việc giảm nhẹ hậu quả cho con người, sau đó là môi trường và tài sản;

- Sơ cứu và điều trị y tế;

- Sơ tán;

- Khôi phục hoạt động bao gồm việc phục hồi cho người bị thương, cho môi trường làm việc và cho hệ thống thiết bị của kho chứa LNG.

13.4 Theo dõi, giám sát vận hành

13.4.1 Trung tâm điều khiển

Việc giám sát vận hành phải được tiến hành liên tục.

Tại các kho chứa LNG có trung tâm điều khiển tại chỗ, việc rời phòng điều khiển trung tâm và kiểm tra hiện trường của nhân viên vận hành để thực hiện kiểm tra hiện trường theo lịch trình hoặc giải quyết các hoạt động trong lĩnh vực liên quan đến vận hành của kho chứa LNG phải được phê duyệt .

Các cảnh báo liên quan đến an toàn phải được thông báo cho nhân viên vận hành tại chỗ thực hiện giám sát hoạt động trừ khi trung tâm điều khiển có phương pháp thay thế để liên lạc trong quá trình giám sát vận hành.

Việc kiểm tra vận hành phải được tiến hành theo quy trình vận hành bằng văn bản được đề cập trong sổ tay vận hành.

13.4.2 Nền móng hệ thống bể chứa

Nếu được lắp đặt, hệ thống sưởi ấm nền móng bể chứa LNG (và các chất lỏng lạnh sâu khác) phải được theo dõi hàng ngày để đảm bảo đường đẳng nhiệt 0°C (32°F) không đi vào trong đất.

Khảo sát độ cao (quan trắc lún) nền móng của hệ thống bể chứa LNG (và các chất lỏng lạnh sâu khác) phải được thực hiện 3 năm một lần cũng như sau mỗi sự kiện động đất cho phép vận hành (OBE) và xuất hiện các khu vực có nhiệt độ thấp bất thường.

Bất kỳ độ lún nào vượt quá dự đoán trong thiết kế phải được điều tra và thực hiện các biện pháp khắc phục theo yêu cầu.

14 Bảo dưỡng định kỳ

14.1 Yêu cầu chung

Tất cả đường ống, thiết bị phải được đảm bảo an toàn trước khi tiến hành bảo dưỡng và trước khi vận hành trở lại.

14.2 Chu kỳ kiểm tra, bảo dưỡng

Các thiết bị, đường ống phải được bảo dưỡng, kiểm tra theo quy định của nhà sản xuất trừ khi có quy định khác của pháp luật.

Các bình chịu áp lực phải được kiểm định trên cơ sở rủi ro theo quy định trong QCVN 13:2021/BCT.

Cần xuất nhập sản phẩm được kiểm tra, kiểm định và bảo dưỡng theo quy định hàng hải hoặc theo quy định của nhà sản xuất.

Hệ thống phòng chống cháy phải được kiểm tra, kiểm định và bảo dưỡng định kỳ theo quy định của pháp luật.

14.3 Chống ăn mòn

Tất cả các kết cấu bằng kim loại tồn chứa LNG và các chất nguy hại bị ảnh hưởng bởi sự ăn mòn khí quyển phải được bảo vệ để đảm bảo tuổi thọ vận hành bằng một trong các cách sau:

- Sử dụng vật liệu có khả năng chống ăn mòn;

- Sơn phủ hoặc sử dụng bọc để tránh ăn mòn khí quyển.

Tất cả kết cấu, đường ống dưới nước hoặc chôn dưới đất phải được bảo vệ khỏi ăn mòn bên ngoài bằng một trong các cách sau:

- Sử dụng vật liệu có khả năng chống ăn mòn;

- Cả hai biện pháp sau:

o Sơn phủ hoặc bọc; và

o Bảo vệ catot.

Các đầu cảm biến nhiệt độ để điều khiển hoặc kích hoạt van khẩn cấp không được sơn để đảm bảo khả năng vận hành đúng kỹ thuật.

15 An toàn, phòng cháy chữa cháy

Công tác an toàn, phòng cháy chữa cháy đối với kho chứa LNG trên bờ phải tuân thủ quy định pháp luật về phòng cháy và chữa cháy và pháp luật có liên quan.

III QUY ĐỊNH VỀ QUẢN LÝ

1 Trách nhiệm của các tổ chức, cá nhân

1.1 Mọi tổ chức, cá nhân khi tham gia các hoạt động liên quan đến yêu cầu về an toàn trong thiết kế và vận hành kho chứa LNG trên bờ phải tuân thủ các quy định của Quy chuẩn kỹ thuật này.

1.2 Mọi tổ chức, cá nhân liên quan đến việc thiết kế và vận hành kho chứa LNG phải có hồ sơ thuyết minh về sự tuân thủ các quy định của Quy chuẩn kỹ thuật này.

2 Tổ chức thực hiện

2.1 Vụ Dầu khí và Than - Bộ Công Thương chủ trì và phối hợp với các cơ quan, đơn vị liên quan hướng dẫn và kiểm tra, giám sát việc thực hiện Quy chuẩn này; Có trách nhiệm kiến nghị Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung hoặc thay thế Quy chuẩn này.

2.2 Sở Công thương các tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương có trách nhiệm hướng dẫn, kiểm tra, giám sát việc thực hiện Quy chuẩn kỹ thuật này tại địa phương.

3. Điều khoản chuyển tiếp

Các dự án kho chứa LNG đã tồn tại trước ngày Quy chuẩn kỹ thuật này có hiệu lực chưa đáp ứng các quy định trong Quy chuẩn kỹ thuật này, sau 3 năm kể từ

ngày Quy chuẩn kỹ thuật này có hiệu lực phải thực hiện các biện pháp tăng cường, đảm bảo mức rủi ro chấp nhận được theo quy định.

Các dự án đầu tư xây dựng mới hoặc các dự án nâng cấp mở rộng, cải hoán dự án đã đầu tư xây dựng sau thời điểm Quy chuẩn kỹ thuật này có hiệu lực phải tuân thủ các quy định trong Quy chuẩn kỹ thuật này.

4. Khi các văn bản quy phạm pháp luật, các tài liệu viện dẫn hoặc hướng dẫn quy định tại Quy chuẩn kỹ thuật này có sự thay đổi, bổ sung hoặc được thay thế thì thực hiện theo các văn bản mới./.