



QCVN:.....

DỰ THẢO

QUY CHUẨN KỸ THUẬT QUỐC GIA VỀ THIẾT KẾ, VẬN HÀNH KHO CHỨA LNG VÀ HỆ THỐNG TÁI HÓA KHÍ TRÊN BỜ

*National technical regulation on the design
and operation of onshore LNG storage and vaporiser*

Mục lục

	Trang
1 Quy định chung	7
1.1 Phạm vi điều chỉnh.....	7
1.2 Đối tượng áp dụng	7
1.3 Thuật ngữ, định nghĩa và chữ viết tắt.....	7
1.3.1 Thuật ngữ và định nghĩa	7
1.3.2 Chữ viết tắt	9
1.4 Tài liệu viện dẫn	10
2 Quy định kỹ thuật	13
2.1 Lựa chọn vị trí và bố trí mặt bằng.....	13
2.1.1 Yêu cầu chung.....	13
2.1.2 Lựa chọn địa điểm	14
2.1.3 Bố trí mặt bằng	14
2.2 Thiết kế	16
2.3 Hệ thống tồn chứa	16
2.3.1 Yêu cầu chung.....	16
2.3.2 Thiết kế bể chứa	16
2.3.3 Thiết bị đo lường	17
2.3.4 Bảo ôn	17
2.3.5 Hệ thống bảo vệ áp suất.....	17
2.3.6 Đê ngăn tràn	18
2.3.7 Thiết bị an toàn.....	18
2.3.8 Thử nghiệm	18
2.4 Đường ống.....	18
2.4.1 Yêu cầu chung.....	18
2.4.2 Thử áp suất	19
2.4.3 Các thành phần của đường ống	19
2.4.4 Van.....	20
2.4.5 Van giảm áp	20
2.4.6 Bảo ôn	21
2.4.7 Giá đỡ ống.....	21
2.4.8 Ăn mòn	22
2.5 Thiết bị công nghệ.....	22
2.5.1 Yêu cầu chung.....	22
2.5.2 Bơm và máy nén	22
2.6 Hệ thống thu hồi, xử lý BOG	23
2.6.1 Yêu cầu chung.....	23

QCVN

2.6.2	Hệ thống thu hồi BOG	23
2.6.3	Hệ thống hồi lưu khí về phương tiện chuyên chở LNG hoặc về kho xuất LNG	24
2.6.4	Thu hồi BOG	24
2.6.5	Máy nén khí	24
2.6.6	Hệ thống đốt đốt/xả khí	24
2.7	Hệ thống hóa khí	26
2.7.1	Phạm vi áp dụng	26
2.7.2	Phân loại các thiết bị hóa khí	26
2.7.3	Thiết kế và vật liệu cho thi công	27
2.7.4	Đường ống thiết bị hóa khí, đường ống lưu chất trung gian và các van bồn chứa	27
2.7.5	Van giảm áp trên thiết bị hóa khí	28
2.7.6	Cung cấp không khí cho quá trình đốt cháy	28
2.7.7	Các sản phẩm của quá trình đốt cháy	28
2.8	Hệ thống phụ trợ	28
2.8.1	Hệ thống điều khiển công nghệ	28
2.8.2	Hệ thống điện	29
2.8.3	Hệ thống phát hiện lửa, tràn chất lỏng và khí (FSGDS)	29
2.8.4	Hệ thống chống sét và nối đất	30
2.8.5	Hệ thống bảo vệ catot	30
2.8.6	Đèn báo hiệu	30
2.8.7	Đèn chiếu sáng	30
2.8.8	Hệ thống cung cấp nước làm mát và gia nhiệt	30
2.8.9	Hệ thống loại bỏ tạp chất trong khí	31
2.8.10	Hệ thống khí điều khiển	31
2.8.11	Hệ thống khí nhiên liệu	31
2.8.12	Hệ thống nitơ	31
2.8.13	Hệ thống đo đếm	32
2.9	Cảng xuất nhập	32
2.9.1	Yêu cầu chung	32
2.9.2	Khu vực bến	33
2.9.3	Cần xuất nhập	33
2.10	Giao nhận sản phẩm	33
2.10.1	Yêu cầu chung	33
2.10.2	Hệ thống đường ống và thiết bị trên đường ống	33
2.10.3	Hệ thống hồi hơi	34
2.10.4	Quy trình giao nhận	34
2.10.5	Giao nhận bằng cần xuất nhập	35
2.10.6	Hệ thống dừng khẩn cấp (ESD) và ngắt khẩn cấp (ERS)	36
2.11	Thi công và chạy thử	36

2.11.1	Đảm bảo và quản lý chất lượng	36
2.11.2	Kiểm tra an toàn trước khi chạy thử và nghiệm thu.....	37
2.11.3	Chạy thử.....	37
2.12	Vận hành kho chứa LNG.....	38
2.12.1	Yêu cầu chung.....	38
2.12.2	Sổ tay vận hành.....	38
2.12.3	Quy trình ứng cứu khẩn cấp	39
2.12.4	Theo dõi, giám sát vận hành.....	40
2.12.5	Đào tạo nhân sự	40
2.13	Bảo dưỡng định kỳ.....	42
2.13.1	Yêu cầu chung.....	42
2.13.2	Chu kỳ kiểm tra, bảo dưỡng	42
2.13.3	Chống ăn mòn	43
2.14	An toàn, an ninh, môi trường.....	43
2.14.1	An toàn chung.....	43
2.14.2	Hệ thống dừng khẩn cấp (ESD).....	46
2.14.3	Phòng cháy, chữa cháy	47
2.14.4	An ninh	50
2.14.5	Môi trường.....	50
3	Quy định về quản lý.....	54
4	Trách nhiệm của tổ chức, cá nhân	54
5	Tổ chức thực hiện	55
	Thư mục tài liệu tham khảo.....	56

QCVN

Lời nói đầu

QCVN:2021/BCT do biên soạn, Bộ Công thương trình
duyet, ban hành ngày tháng năm 2021.

Quy chuẩn kỹ thuật Quốc gia về thiết kế, vận hành kho chứa LNG và hệ thống tái hóa khí trên bờ

National technical regulation on the design and operation of onshore LNG storage and vaporiser

1 Quy định chung

1.1 Phạm vi điều chỉnh

Quy chuẩn kỹ thuật này quy định:

- các yêu cầu an toàn cho quá trình thiết kế, vận hành, bảo dưỡng; và
- các yêu cầu chung về an ninh và môi trường

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 không đưa ra các khuyến cáo về các chủng loại thiết bị cụ thể (có hoặc không có chất lượng tương đương).

Các tiêu chuẩn quốc gia và tiêu chuẩn quốc tế viện dẫn trong quy chuẩn kỹ thuật này có thể được thay thế bởi các tiêu chuẩn/hệ tiêu chuẩn khác nếu sự tương đương về an toàn và kỹ thuật được chứng minh và phê duyệt.

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

1.2 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, thi công, vận hành và bảo dưỡng kho chứa LNG và hệ thống tái hóa khí trên bờ tại Việt Nam.

1.3 Thuật ngữ, định nghĩa và chữ viết tắt

1.3.1 Thuật ngữ và định nghĩa

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

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

Khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG): Khí thiên nhiên được xử lý, tách loại tạp chất và được hóa lỏng tại nhiệt độ khoảng $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$, ở áp suất khí quyển.

QCVN

1.3.1.2 Condensat (Condensate)

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

CHÚ THÍCH: Condensat từ khí thiên nhiên 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.

1.3.1.3 BOG (Khí hóa hơi – Boil off gas)

Khí hình thành trong quá trình tồn chứa, xử lý và vận chuyển các chất khí hóa lỏng.

1.3.1.4 Nhà máy hóa lỏng LNG (LNG liquefaction plant)

Nơi khí thiên nhiên từ (một hoặc nhiều) mỏ khí hoặc từ nguồn khác được chế biến, xử lý và hóa lỏng, tồn chứa cho mục đích vận chuyển tiếp theo, thông thường bằng đường biển, đến các địa điểm khác.

CHÚ THÍCH: Nhà máy hóa lỏng LNG được trang bị cơ sở vật chất phục vụ cho việc xuất LNG bằng đường thủy, và có các trạm/bến xuất LNG cho phương tiện chuyên chở LNG đường bộ (xe bồn), đường sắt (toa tàu hỏa), đường thủy (xà lan).

1.3.1.5 Kho cảng tiếp nhận LNG (LNG receiving terminal)

Nơi tiếp nhận tàu LNG, nơi LNG được nhập và tồn chứa trong các bồn chứa, được hóa hơi và vận chuyển tới mạng lưới khí hoặc các hộ tiêu thụ khí.

CHÚ THÍCH: Kho cảng tiếp nhận LNG được trang bị cơ sở vật chất phục vụ cho việc tiếp nhận LNG bằng đường thủy, và có các trạm/bến xuất LNG cho phương tiện chuyên chở LNG đường bộ (xe bồn), đường sắt (toa tàu hỏa), đường thủy (xà lan).

1.3.1.6 Chủ sở hữu kho (Owner)

Chủ sở hữu hoặc người quản lý hoặc người khai thác hoặc người thuê kho chứa.

1.3.1.7 Hệ thống ngắt khẩn cấp (emergency release system, ERS)

Hệ thống cung cấp một phương tiện tin cậy để ngắt nhanh hệ thống giao nhận và cách ly an toàn nguồn tiếp nhận từ nguồn cung cấp.

1.3.1.8 Hệ thống dừng khẩn cấp (emergency shutdown, ESD)

Hệ thống dừng an toàn và hiệu quả toàn bộ nhà máy hoặc từng khu vực riêng lẻ để giảm thiểu thiệt hại có thể xảy ra.

1.3.1.9 Bồn chứa chính (Container – primary container)

Bồn chứa tiếp xúc trực tiếp với LNG.

VÍ DỤ: Bồn chứa chính có thể là:

- Lớp bồn chịu lạnh của bể chứa đơn;
- Lớp bồn chịu lạnh của bể chứa hình cầu;

- Lớp bồn chịu lạnh bên trong của bể chứa kép, bể chứa tổ hợp hoặc bể chứa bê tông nhiệt độ thấp;
- Lớp bồn loại vách chịu nhiệt độ lạnh sâu của bể vách.

1.3.1.10 Bồn chứa ngoài (Secondary container)

Lớp bồn chứa ngoài chỉ tiếp xúc với LNG trong trường hợp lớp bồn chứa chính bị hỏng, bao gồm:

- tường ngăn của các bể chứa đơn, bể chứa kép, và bể chứa hình cầu;
- bồn chứa ngoài của bể chứa tích hợp hoặc bể chứa bê tông nhiệt độ thấp;
- lớp bê tông bao ngoài của bể vách.

1.3.1.11 Bể chứa đơn (Single containment tank)

Bể chứa đơn chỉ gồm duy nhất một bồn chứa dùng để tồn chứa sản phẩm lỏng (bồn chứa chất lỏng chính). Bồn chứa chất lỏng chính này phải là dạng hình trụ bằng thép tự đỡ.

CHÚ THÍCH: Tham khảo thêm điều 3 TCVN 8615 (BS EN 14620).

1.3.1.12 Đối tượng được bảo vệ

Là các đối tượng xung quanh chịu rủi ro do các hoạt động, công trình dầu khí gây ra, bao gồm:

- Trường học, nhà trẻ, bệnh viện, thư viện và các công trình công cộng.
- Nhà ở, trụ tòa nhà phục vụ điều hành sản xuất trong công trình dầu khí.
- Các công trình văn hóa.
- Đối tượng được bảo vệ khác quy định tại các bảng trong Phụ lục II ban hành kèm theo Nghị định 25/2019/NĐ-CP.

1.3.1.13 Khu vực nguy hiểm (area, hazardous)

Khu vực tồn tại, hoặc có thể dự kiến 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.

CHÚ THÍCH: Tham khảo thêm điều 3 TCVN 10888.

1.3.1.14 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 (TCVN 10264).

1.3.2 Chữ viết tắt

Trong quy chuẩn kỹ thuật này sử dụng các chữ viết tắt sau:

ANSI	Viện Tiêu chuẩn Quốc gia Hoa Kỳ (American National Standard Institute)
API	Viện Dầu khí Hoa Kỳ (American Petroleum Institute)
ASME	Hiệp hội Kỹ sư cơ khí Hoa Kỳ (American Society of Mechanical Engineers)

QCVN

BOG	Khí hoá hơi (boil-off gas)
EPS	Hệ thống điện khẩn cấp (emergency power system)
ERS	Hệ thống ngắt khẩn cấp (emergency release system)
ERC	Bộ li hợp ngắt khẩn cấp (emergency release coupling)
ESD	Dừng khẩn cấp (emergency shutdown)
FSGDS	Hệ thống phát hiện lửa, tràn chất lỏng và khí (Fire, Spill and Gas Detection System)
HVAC	Hệ thống điều hòa và thông gió (heating ventilation air conditioning)
IEC	Ủy ban kỹ thuật điện quốc tế (International Electrotechnical Commission)
ISPS	Bộ luật An ninh Bến cảng và Tàu Quốc tế (International Ship and Port Facility Security Code)
LPG	Khí dầu mỏ hóa lỏng (Liquified petroleum gas)
NFPA	Hiệp hội Phòng cháy Quốc gia Hoa Kỳ (The National Fire Protection Association)
OBE	Động đất cho phép vận hành (operating basis earthquake)
PIANC	Hiệp hội Thường trực các Hội nghị Hàng hải Quốc tế (Permanent International Association of Navigation Congresses)
ppm	phần triệu (part per million)
QRA	Đánh giá rủi ro định lượng (quantitative risk assessment)
SCS	Hệ thống kiểm soát an toàn (safety control system)
SSE	Động đất dừng an toàn (safe shutdown earthquake)
UPS	Bộ lưu điện (Uninterruptible Power Supply)

1.4 Tài liệu viện dẫn

Các tài liệu viện dẫn sau đây là cần thiết khi áp dụng quy chuẩn kỹ thuật này. Đối với các tài liệu viện dẫn ghi năm công bố thì áp dụng 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 bản sửa đổi (nếu có).

QCVN 01:2019/BCA, *Quy chuẩn kỹ thuật Quốc gia về Hệ thống phòng cháy và chữa cháy cho kho chứa, cảng xuất, nhập và trạm phân phối khí*

QCVN 02:2020/BCA, *Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về trạm bơm nước chữa cháy*

QCVN 01:2008/BLĐTBXH, *Quy chuẩn kỹ thuật Quốc gia về An toàn lao động nổi hơi và bình chịu áp lực*

QCVN 06:2020/BXD, *Quy chuẩn kỹ thuật Quốc gia về An toàn cháy cho nhà và công trình*

QCVN 07:2009/BTNMT, *Quy chuẩn kỹ thuật Quốc gia về Ngưỡng chất thải nguy hại*

QCVN 19:2009/BTNMT, *Quy chuẩn kỹ thuật Quốc gia về Khí thải công nghiệp với bụi và chất vô cơ*

- QCVN 20:2009/BTNMT, Quy chuẩn kỹ thuật Quốc gia về Khí thải công nghiệp đối với chất hữu cơ
- QCVN 20:2020/BGTVT, Quy chuẩn kỹ thuật Quốc gia về Báo hiệu hàng hải
- QCVN 29:2010/BTNMT, Quy chuẩn kỹ thuật Quốc gia về Nước thải của kho và cửa hàng xăng dầu
- TCVN 10888-1:2015 (IEC 60079:2014), Khí quyển nổ - Phần 1: Bảo vệ thiết bị bằng vỏ bọc không xuyên nổ “D”
- TCVN 5868, Thử không phá hủy - Trình độ chuyên môn và cấp chứng chỉ cá nhân thử không phá hủy
- TCVN 8611, Khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) - Hệ thống thiết bị và lắp đặt - Thiết kế hệ thống trên bờ
- TCVN 8612, Khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) - Hệ thống thiết bị và lắp đặt - Thiết kế và thử nghiệm cần xuất nhập.
- TCVN 8614, Khí thiên nhiên hóa 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, 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
- TCVN 8616, Khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) – Yêu cầu trong sản xuất, tồn chứa và vận chuyển
- TCVN 8366, Bình chịu áp – Yêu cầu về thiết kế và chế tạo
- TCVN 9386, 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, Bảo vệ chống sét
- TCVN 10264, Bảo vệ catốt cho các kết cấu thép của cảng biển và công trình biển – Yêu cầu thiết kế
- TCVN 11244-1, 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, 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, Khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) – Các yêu cầu kỹ thuật và phương pháp thử phù hợp đối với LNG thương mại
- ACI 376, Code Requirements for Design and Construction of Concrete Structures for the Containment of Refrigerated Liquefied Gases and Commentary (Tiêu chuẩn và thông tin bổ sung về Yêu cầu trong thiết kế và thi công các kết cấu bê tông của bồn chứa khí hóa lỏng bằng làm lạnh)
- API 620, Design and Construction of Large Welded Low Pressure Storage Tanks (Thiết kế và thi công bể chứa áp suất thấp kiểu hàn kích thước lớn)
- API STD 625, Tank Systems for Refrigerated Liquefied Gas Storage (Hệ thống bể tồn chứa khí hóa lỏng bằng làm lạnh)

QCVN

ASME Boiler and Pressure Vessel Code (BPVC), Section IX - *Welding, Brazing & Fusing Qualifications* (Quy chuẩn Nồi hơi và Bình chịu áp lực – Phần IX: Hàn và cấp chứng chỉ)

ASME B31 *Code for Pressure Piping* (Tiêu chuẩn Đường ống chịu áp)

BS EN 14620, *Design and manufacture of site built, vertical, cylindrical, flat-bottomed steel tanks for the storage of refrigerated, liquefied gases with operating temperatures between 0 °C and -165 °C* (Thiết kế, chế tạo tại công trình bể chứa bằng thép, hình trụ đứng, đáy phẳng dung để chứa các loại khí hóa lỏng được làm lạnh ở nhiệt độ vận hành từ 0 °C đến -165 °C)

BS EN 1473, *Installation and equipment for liquefied natural gas. Design of onshore installations* (Hệ thống thiết bị và lắp đặt khí thiên nhiên hóa lỏng. Thiết kế hệ thống trên bờ)

EN ISO 10456, *Building materials and products. Hygrothermal properties. Tabulated design values and procedures for determining declared and design thermal values* (Vật liệu xây dựng và sản phẩm - Đặc tính giữ ẩm - Các giá trị thiết kế tính sẵn và quy trình xác định các giá trị nhiệt được công bố và thiết kế)

EN ISO 10497, *Testing of valves — Fire type-testing requirements* (Thử nghiệm van – Yêu cầu thử nghiệm kiểu chống cháy)

EN ISO 12241, *Thermal insulation for building equipment and industrial installations. Calculation rules* (Cách nhiệt cho thiết bị xây dựng và kết cấu công nghiệp - Quy tắc tính toán)

EN ISO 13709, *Industrial valves. Steel globe and globe stop and check valves* (Van công nghiệp. Van cầu bằng van một chiều bằng thép)

EN ISO 15614, *Specification and qualification of welding procedures for metallic materials. Welding procedure test* (Đặc tính kỹ thuật và cấp chứng chỉ cho quy trình hàn vật liệu kim loại – Thử nghiệm quy trình hàn)

EN ISO 9606, *Qualification testing of welders. Fusion welding* (Kiểm tra trình độ thợ hàn. Hàn nóng chảy)

EN ISO 9906, *Rotodynamic pumps. Hydraulic performance acceptance tests. Grades 1, 2 and 3* (Máy bơm quay động lực - Kiểm tra chấp nhận hiệu suất thủy lực – Cấp 1, 2 và 3)

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 fires* (Lắp đặt và thiết bị cho khí thiên nhiên hóa lỏng – Thử nghiệm chất tạo bọt thiết kế cho loại bọt giãn nở cao và trung bình và phun bột chữa cháy sử dụng cho đám cháy khí thiên nhiên hóa lỏng)

EN 12162, *Thermoplastics materials for pipes and fittings for pressure applications. Classification, designation and design coefficient* (Vật liệu nhựa nhiệt dẻo cho ống và phụ kiện cho các ứng dụng chịu áp – Phân loại, chỉ định và hệ số thiết kế)

EN 12308, *Installations and equipment for LNG. Suitability testing of gaskets designed for flanged joints used on LNG piping (Hệ thống thiết bị và lắp đặt LNG. Kiểm tra sự phù hợp của miếng đệm thiết kế cho khớp nối bích dùng cho đường ống LNG)*

EN 12434, *Cryogenic vessels - Cryogenic flexible hoses (Bồn chứa lạnh sâu - Ống mềm)*

EN 12567, *Industrial valves - Isolating valves for LNG - Specification for suitability and appropriate verification tests (Van công nghiệp – Van cách ly cho LNG – Đặc tính thử nghiệm độ phù hợp)*

EN 13445, *Unfired pressure vessels (Bình chịu áp lực không nung)*

EN 13480, *Metallic industrial piping (Đường ống công nghiệp bằng kim loại)*

EN 1591, *Flanges and their joints. Design rules for gasketed circular flange connections (Mặt bích và mối nối bích – Quy tắc thiết kế các mối nối mặt bích có gioăng)*

EN 809, *Pumps and pump units for liquids. Common safety requirements (Bơm và phân xưởng bơm chất lỏng – Các yêu cầu an toàn phổ biến)*

ISO 16903, *Petroleum and natural gas industries - Characteristics of LNG, influencing the design and material selection (Công nghiệp dầu mỏ và khí thiên nhiên – Đặc tính của LNG và ảnh hưởng của chúng tới thiết kế và lựa chọn vật liệu)*

IEC 61511, *Functional safety - Safety instrumented systems for the process industry sector (An toàn vận hành – Hệ thống thiết bị an toàn cho lĩnh vực công nghiệp chế biến)*

NFPA 52, *Vehicular Natural Gas Fuel Systems Code (Tiêu chuẩn hệ thống nhiên liệu khí thiên nhiên trên phương tiện giao thông)*

NFPA 59A, *Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG) (Yêu cầu trong sản xuất, tồn chứa và vận chuyển khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG))*

2 Quy định kỹ thuật

2.1 Lựa chọn vị trí và bố trí mặt bằng

2.1.1 Yêu cầu chung

Việc lựa chọn vị trí 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 nhân sự và môi trường xung quanh kho.

Các mối nguy được đánh giá thông qua các bản đánh giá chi tiết, trong đó bao gồm tối thiểu các nội dung sau:

- Phân tích nguy cơ của quá trình công nghệ xử lý khí hóa lỏng;
- Các hoạt động vận chuyển hàng hóa ảnh hưởng trực tiếp tới an toàn của kho;

QCVN

- Mỗi nguy từ các công trình lân cận;
- Các điều kiện khí tượng, thủy văn trong khu vực;
- Phân tích các nguy cơ liên quan an toàn và an ninh;
- Phân tích các mối nguy về môi trường.

Các bản đánh giá mối nguy phải bao gồm các biện pháp phòng tránh cũng như giảm thiểu tác động của các mối nguy này.

2.1.2 Lựa chọn địa điểm

Địa điểm xây dựng kho chứa LNG phải tuân theo quy hoạch tổng thể ngành dầu khí và quy hoạch phát triển kinh tế xã hội của địa phương (nếu có).

Các vấn đề tối thiểu cần khảo sát, đánh giá khi lựa chọn địa điểm xây dựng kho LNG trên bờ 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;
- Chất lượng và nhiệt độ nước biển;
- Các chế độ thủy triều trong năm và/hoặc 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 của 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.

2.1.3 Bố trí mặt bằng

2.1.3.1 Yêu cầu chung

Việc bố trí mặt bằng các tòa nhà, 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 LNG.

Các tòa nhà, 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 khác như:

- Vị trí các tòa nhà cụ thể liên quan đến mối nguy đã biết;
- Lối vào/ra khỏi đường sắt;
- Vị trí và diện tích các dịch vụ khẩn cấp;

cũng phải được xem xét trong việc bố trí mặt bằng kho.

2.1.3.2 Khoảng cách an toàn

Khoảng cách an toàn giữa các bồn chứa LNG phải tuân theo các giá trị như sau (Bảng 1 - TCVN 8616 (Bảng 6.3.1 - NFPA 59A)):

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

Dung tích bồn chứa, V m ³	Khoảng cách an toàn tính từ mép ngoài khu vực ngăn tràn của bồn chứa đến đối tượng được bảo vệ m	Khoảng cách giữa các bồn chứa m
$V \leq 0,5^*$	0	0
$0,5 < V \leq 1,9$	3	1
$1,9 < V < 7,6$	4,6	1,5
$7,6 \leq V < 63$	7,6	1,5
$63 \leq V < 114$	15	1,5
$114 \leq V < 265$	23	1,5
$V > 265$	0,7 đường kính bồn nhưng không nhỏ hơn 30 m	$\frac{1}{4}$ tổng đường kính hai bồn lân cận nhưng không nhỏ hơn 1,5 m
*) Nếu 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.		

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 m³ 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;

QCVN

- 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 công trình được bảo vệ tối thiểu là 15 m.

2.2 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. Tham khảo tiêu chuẩn ISO 16903 (Điều 7) hoặc API 625 cho các loại vật liệu phù hợp với LNG. 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 tòa nhà 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 Nghị định số 136/2020/NĐ-CP và QCVN 06:2020/BXD cũng như phải được thiết kế chống động đất theo TCVN 9386.

Các tòa nhà 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 phải là 5 lít không khí một giây cho mỗi mét vuông diện tích sàn.

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

2.3 Hệ thống tồn chứa

2.3.1 Yêu cầu chung

Các loại bể chứa LNG được phân loại và thiết kế tuân theo TCVN 8615 (BS EN 14620) hoặc API 625 hoặc tiêu chuẩn tương đương.

2.3.2 Thiết kế bể chứa

Bể chứa LNG có thể là kiểu nổi, ngầm một phần hoặc ngầm hoàn toàn, trong lòng đất hoặc trong hầm. Kiểu móng bể phụ thuộc vào đặc điểm địa hình, địa chất của khu vực.

Bể chứa 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 (BS EN 14620) hoặc các tiêu chuẩn tương đương;

- vận hành an toàn trong tất cả các điều kiện theo thiết kế.

2.3.3 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 chạy thử, 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 tỉ 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.

2.3.4 Bảo ôn

Vật liệu bảo ôn cho bồn và bể chứa LNG được lựa chọn và sử dụng phải phù hợp với đặc tính của LNG (ISO 16903 hoặc API 625 hoặc tiêu chuẩn tương đương).

Vật liệu bảo ôn 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 bảo ôn phải được bảo vệ khỏi sự xâm nhập của hơi ẩm và phải chống chịu được các tác động theo TCVN 8615 (BS EN 14620).

2.3.5 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). Hệ thống này có thể ở dạng thông hơi, van giảm áp hoặc đĩa nổ (rupture disc).

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 đĩa nổ, mảnh vỡ sinh ra không được rơi vào trong bể và/hoặc không được làm hư hỏng bất kì 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.

2.3.6 Đê ngăn tràn

Bể chứa đơn phải được xây dựng đê/tường ngăn tràn phù hợp với kích thước và thể tích chứa của bồn chứa bên trong nhằm đảm bảo thu gom và tồn chứa được toàn bộ lượng LNG rò rỉ trong trường hợp có sự cố. 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 TCVN 8615 (BS EN 14620)).

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.

2.3.7 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 bảo ôn 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.

2.3.8 Thử nghiệm

Các thử nghiệm bể chứa LNG phải tuân theo các quy định trong TCVN 8615 (BS EN 14620) hoặc API 625 hoặc các tiêu chuẩn tương đương.

2.4 Đường ống

2.4.1 Yêu cầu chung

Hệ thống đường ống trong kho chứa LNG bao gồm tối thiểu các phân loại sau:

- Đường ống công nghệ chính;
- Đường ống công nghệ phụ;
- Đường ống phụ trợ;
- Đường ống cứu hỏa.

Hệ thống đường ống phải tuân theo các yêu cầu trong bộ tiêu chuẩn EN 13480 hoặc ASME B31 hoặc các tiêu chuẩn tương đương.

Đường ống và các phụ kiện phải được chế tạo bằng các loại vật liệu theo các yêu cầu trong ISO 16903 hoặc các tiêu chuẩn tương đương 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.

2.4.2 Thử áp suất

Tất cả các hệ thống đường ống đều phải được thử áp suất theo các tiêu chuẩn thiết kế tương ứng. Trong trường hợp không có thông tin, có thể thực hiện theo khuyến cáo sau (điều 9.4 - TCVN 8611 (BS EN 1473)):

- Thử bằng thủy lực: theo thông số của hệ thống thiết bị thử hoặc 150 % áp suất thiết kế của ống;
- Thử bằng khí nén: theo thông số hệ thống thiết bị thử hoặc 110 % áp suất thiết kế của ống.

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 hiện hành.

2.4.3 Các thành phần của đường ống

2.4.3.1 Yêu cầu chung

Các đường ống dẫn LNG hoặc khí lạnh 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). Giá đỡ ống phải được tính toán về độ chịu tải nếu cần thiết.

2.4.3.2 Đường ống cứng

Đường ống cứng phải được thiết kế, thi công tuân theo quy định của bộ tiêu chuẩn EN 13480 hoặc ASME B31 hoặc các tiêu chuẩn tương đương.

Các mối nối hàn giữa các đoạn ống phải tuân thủ các tiêu chuẩn liên quan, bao gồm tối thiểu các tiêu chuẩn sau:

- Quy trình hàn tuân thủ TCVN 11244-1 hoặc bộ tiêu chuẩn ASME B31, ASME BPVC Section IX hoặc các tiêu chuẩn tương đương;
- Thợ hàn phải được đào tạo và cấp chứng chỉ theo EN ISO 9606-1;

QCVN

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

Ngoài các TCVN và ISO nêu trên, các quy định về hàn có thể tuân theo ASME BPVC Section IX hoặc các tiêu chuẩn tương đương.

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 bích phải tuân thủ các yêu cầu trong EN 1591.

Các mối nối không hàn phải được thử nghiệm theo EN 12308.

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 cũng 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.

2.4.3.3 Đường 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.

Đường ống mềm không được có độ dài quá 15 m và thể tích quá 0,5 m³. Áp suất danh nghĩa của đường ống mềm không được quá PN 40.

Đường ống mềm phải được thiết kế, chế tạo và thử nghiệm theo các tiêu chuẩn liên quan (EN 12434).

2.4.4 Van

Van phải được thiết kế, chế tạo và thử nghiệm theo EN 12567 hoặc các tiêu chuẩn tương đương.

Van gắn trên đường ống dẫn hydrocacbon lạnh 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 theo EN ISO 10497.

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 càng gần thiết bị càng tốt. Cơ cấu khởi động, thiết bị và cáp điều khiển trên mặt đất phải là loại chống cháy.

2.4.5 Van giảm áp

Không nên lắp đặt bảo ôn cho van giảm áp.

Van giảm áp phải là loại chống cháy theo tiêu chuẩn liên quan.

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 cho LNG hoặc các hydrocacbon nhẹ trong hệ thống công nghệ.

2.4.6 Bảo ôn

2.4.6.1 Yêu cầu chung

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

- Khả năng bất 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.

Phải sử dụng vật liệu bảo ôn có thành phần clo thấp để tránh ăn mòn cho thép không gỉ.

Với hệ thống bảo ôn 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.

Bảo ôn phải được bọc bảo vệ khỏi sự xâm nhập của hơi nước trừ khi có khả năng chống nước.

2.4.6.2 Bảo ôn đường ống

Hệ thống đường ống phải được bọc bảo ôn nhằm:

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

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

2.4.6.3 Độ dày bảo ôn

Độ dày của lớp bảo ôn phải được tính toán dựa theo EN ISO 12241 nhằm đảm bảo các yếu tố:

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

Giá trị độ dẫn nhiệt của vật liệu bảo ôn được sử dụng trong tính toán độ dày lớp bảo ôn có thể được tham khảo EN ISO 10456.

2.4.7 Giá đỡ ống

QCVN

Đường ống phải được lắp đặt trên giá hoặc giàn ống. Các hệ thống công nghệ chính và phụ trợ phải được đặt ngoài trời càng nhiều càng tốt 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.

2.4.8 Ăn mòn

Hệ thống đường ống 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. Bảo vệ catot hoặc sơn phủ có thể được sử dụng.

2.5 Thiết bị công nghệ

2.5.1 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 các tiêu chuẩn liên quan.

Các tòa nhà và các cấu trúc kín phải được xây dựng theo QCVN 06:2020/BXD.

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 liên quan và phải được chủ sở hữu phê duyệt.

2.5.2 Bơm và máy nén

Bơm và máy nén phải được thiết kế, chế tạo và thử nghiệm theo các tiêu chuẩn liên quan. Có thể tham khảo các tiêu chuẩn sau hoặc tương đương:

- TCVN 8611 (BS EN 1473), Phụ lục D;
- EN ISO 9906 hoặc ANSI/HI 14.6;
- EN 12162 hoặc ASME B73.1;
- EN ISO 13709 ASME B73.1.

Các yêu cầu về an toàn kỹ thuật cho bơm li tâm làm việc trong kho chứa LNG được mô tả trong EN 809 hoặc ASME B73.1 hoặc API 610.

Bơm và máy nén được chế tạo bằng các vật liệu phù hợp với LNG theo ISO 16903.

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.

Nên lắp đặt hệ thống theo dõi tình trạng hoạt động và cảnh báo cho bơm và máy nén.

2.6 Hệ thống thu hồi, xử lý BOG

2.6.1 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.

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

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

Hệ thống thu hồi BOG thông thường bao gồm:

- Đường ống thu gom BOG;
- Hệ thống giao nhận khí với phương tiện chuyên chở LNG;
- Máy nén BOG;
- Hệ thống ngưng tụ lại và/hoặc hóa lỏng lại.

2.6.2 Hệ thống thu hồi BOG

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

Ít nhất phải thiết kế hệ thống thu hồi 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 (BOG có thể có nhiệt độ $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$). 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 được đốt/xả khí (xem 11.6 TCVN 8611 (BS EN 1473)).

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 được đốt/xả khí (đầu vào bình thu gom lỏng (KOD) của hệ thống được đốt/xả khí).

Khuyến nghị thực hiện kết nối giữa bồn chứa và hệ thống thu hồi BOG bằng van và thiết bị có khả năng:

- Cô lập bồn chứa;

QCVN

- Giảm áp suất của một bồn chứa, mà không làm thay đổi áp suất của các bồn chứa khác;
- Đo độ giảm tốc độ bay hơi trong mỗi bồn chứa, một phần trong chiến lược ngăn ngừa cuộn xoáy nêu trong TCVN 8611 (BS EN 1473).

2.6.3 Hệ thống hồi lưu khí về phương tiện chuyên chở LNG hoặc về kho xuất LNG

Hệ thống kết nối hệ thống thu gom BOG với đường hơi hồi lưu trên cầu tàu.

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

Nếu cần thiết có thể sử dụng thiết bị tăng áp hoặc quạt thổi để tăng lưu lượng hồi lưu.

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

2.6.4 Thu hồi BOG

BOG có thể được:

- Hóa lỏng lại;
- Ngưng tụ lại thành LNG trước khi hóa hơi;
- Sử dụng làm khí nhiên liệu;
- Nén lại và vận chuyển tới mạng lưới phân phối khí.

Tại kho tiếp nhận, BOG thường được nén và làm mát, sau đó được dẫn vào thiết bị ngưng tụ lại, nơi khí được hóa lỏng khi tiếp xúc với tất cả hoặc một phần dòng xuất LNG áp suất thấp.

Thiết bị ngưng tụ lại phải được thiết kế theo EN 13445 (hoặc ASME BPVC Section VIII hoặc tiêu chuẩn tương đương) và phải được làm bằng vật liệu có tính chất chịu lạnh sâu, và phải được cách nhiệt.

2.6.5 Máy nén khí

Máy nén 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 được trang bị quy trình 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.

2.6.6 Hệ thống đốt/ xả khí

2.6.6.1 Yêu cầu chung

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

Lưu lượng dòng bình thường do tất cả các chế độ vận hành mang lại, có thể là ổn định hoặc tạm thời, theo thiết kế hoặc thấp hơn công suất thiết kế, tuy nhiên vẫn đảm bảo mục đích thiết kế kho ban đầu.

Lưu lượng dòng sự cố là lưu lượng dòng cao nhất do sự cố mất kiểm soát và/hoặc không theo kế hoạch có thể xảy ra trong quá trình vận hành. Đó là tổng của lưu lượng dòng bình thường và lưu lượng tổng cộng cao nhất liên quan đến các tình huống mất kiểm soát/không theo kế hoạch có khả năng xảy ra đồng thời.

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).

Nếu vì lý do bất kỳ, một vài tình huống hoạt động dưới công suất thiết kế không được liệt kê vào trường hợp "lưu lượng dòng bình thường" (ví dụ chạy thử, làm lạnh tàu chở LNG tại xưởng đóng/sửa chữa tàu), người thiết kế phải kiểm tra xem lưu lượng dòng liên quan cộng với lưu lượng dòng bình thường phải thấp hơn lưu lượng dòng sự cố.

Mặt bằng bố trí hệ thống đốt/xả khí phải tuân theo mức độ dòng bức xạ nêu trong Bảng A.3 – Phụ lục A TCVN 8611 (BS EN 1473) và nếu có thể thực hiện được, 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).

Bảng 2 – 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	Lượng bức xạ nhiệt lớn nhất kW/m ²	
	Bình thường	Bất thường
Lưu lượng dòng như đã xác định ở 11.6 TCVN 8611 (BS EN 1473)	Bình thường	Bất thường
Giá trị cực đại trong khu vực cấm	5,0	9
Phía ngoài khu vực cấm	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

2.6.6.2 Đối với kho tiếp nhận LNG

Hệ thống được thiết kế xung quanh kho không có đuốc đốt/xả khí liên tục, xem 4.2.4 TCVN 8611 (BS EN 1473). Khi xảy ra sự cố, hệ thống đuốc đốt/xả khí phải xả an toàn ở mức lưu lượng đã được tính toán. Hai lưu lượng dòng hiển thị, bình thường và sự cố được xác định và định nghĩa như sau:

- Lưu lượng dòng bình thường là tổng của các lưu lượng dòng nêu trong 6.8.2 TCVN 8611 (BS EN 1473), không bao gồm dòng phát sinh do bồn tăng áp suất đột ngột do hiện tượng roll-over

QCVN

và dòng BOG do thiết bị chứa LNG (đường ống, khoang xả đáy,...) hấp thụ nhiệt. Lưu lượng dòng này là không liên tục.

- Lưu lượng dòng sự cố là lưu lượng cao hơn trong 02 trường hợp sau:
 - + Lưu lượng dòng bình thường và lưu lượng dòng tại đầu ra của van giảm áp của một thiết bị hóa khí nêu trong 8.1.6 TCVN 8611 (BS EN 1473), nếu được kết nối với cùng một hệ thống được đốt/xả khí;
 - + Lưu lượng dòng bình thường và lưu lượng dòng tại đầu ra của van giảm áp của một bồn chứa nêu trong 6.8.3 TCVN 8611 (BS EN 1473), nếu được kết nối với cùng một hệ thống được đốt/xả khí.

Thiết bị được 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 được đốt/xả khí thì các chế độ dòng thay thế sẽ là cơ sở để xác định lưu lượng dòng sự cố.

CHÚ THÍCH: Tham khảo 11.6.2 TCVN 8611 (BS EN 1473) để biết về chế độ dòng thay thế.

Dòng xả khí áp suất cao có thể được dẫn tới hệ thống được đốt/xả khí riêng biệt, ví dụ lưu lượng dòng từ van giảm áp của một thiết bị hóa khí trong trường hợp bị coi là lưu lượng dòng sự cố.

2.6.6.3 Đối với kho xuất LNG

Đối với kho xuất LNG, có nhiều sự cố gây nên lưu lượng dòng sự cố cho hệ thống được đốt/xả khí hơn so với kho 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 được đốt/xả khí.

Dòng khí giảm áp phát sinh do hỏng van điều khiển và tắc nghẽn dòng chảy thường gây ra chế độ dòng sự cố.

Chế độ dòng bình thường phát sinh từ các sự kiện nằm trong tầm kiểm soát của người vận hành và các chế độ do rò rỉ nhiệt và vận hành giao nhận.

Thông thường, việc đốt khí áp suất thấp được bố trí riêng biệt cho khu vực tồn chứa và giao nhận.

Kho xuất LNG có thể có hệ thống đốt khí "ướt" và "khô" riêng biệt.

2.7 Hệ thống hóa khí

2.7.1 Phạm vi áp dụng

Điều này quy định các yêu cầu về thiết kế, xây dựng và lắp đặt hệ thống hóa khí LNG.

2.7.2 Phân loại các thiết bị hóa khí

Các thiết bị hóa khí được phân loại theo Phụ lục E TCVN 8611 (BS EN 1473).

Nếu nhiệt độ của nguồn nhiệt tự nhiên của thiết bị hóa khí dùng nhiệt môi trường vượt quá 100 °C, phải cân nhắc sử dụng thiết bị hóa khí gia nhiệt từ xa.

Nếu nguồn nhiệt tự nhiên của thiết bị hóa khí sử dụng nhiệt môi trường tách biệt khỏi bộ trao đổi nhiệt và nhiệt được truyền từ nguồn nhiệt đến bộ trao đổi nhiệt thông qua môi trường trung gian có thể kiểm soát được nhiệt độ, thì thiết bị hóa khí phải được coi là thiết bị hóa khí được gia nhiệt từ xa và phải thỏa mãn các yêu cầu đối với thiết bị hóa khí gia nhiệt cưỡng bức.

2.7.3 Thiết kế và vật liệu cho thi công

Thiết bị hóa khí phải được thiết kế, chế tạo và kiểm tra theo TCVN 8366, Phần VIII.

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 đầu đầy tối đa của bơm LNG hoặc hệ thống bồn chứa chịu áp, tùy theo áp suất nào lớn hơn.

2.7.4 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, và các van giảm áp được lắp phía trên từng van giảm áp của thiết bị hóa khí phải được thiết kế để hoạt động ở nhiệt độ 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 khoá 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 khoá trên đường LNG tới thiết bị hóa khí cần được lắp đặt như sau:

- Trường hợp kho chứa LNG không có vận hành viên 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 vận hành viên trực thường xuyên và thiết bị hóa khí 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 khoá 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.

QCVN

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 máy hóa khí tối thiểu 15 m.

2.7.5 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.

2.7.6 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.

2.7.7 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, phải thực hiện các biện pháp để ngăn ngừa sự tích tụ các sản phẩm của quá trình đốt cháy.

2.8 Hệ thống phụ trợ

2.8.1 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.

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/ hoặc 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. Các thông

tin này là cần thiết cho vận hành an toàn và hiệu quả của kho. Để phân tích một sự cố, hệ thống sẽ lưu trữ các thông tin đã xảy ra theo trình tự thời gian bao gồm cả các hành động được thực hiện bởi người vận hành trước và sau sự kiện đó.

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. Đặc biệt, vị trí của cấp dự phòng và tủ hệ thống điều khiển cần được nghiên cứu kỹ lưỡng để tránh làm hỏng cáp và thiết bị trong trường hợp xảy ra tình huống nguy hiểm (ví dụ: hỏa hoạn).

Thiết bị được điều khiển từ xa phải có chức năng dừng vận hành từ hiện trường trong trường hợp khẩn cấp hoặc trực trực.

2.8.2 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 (IEC 60079).

Kho chứa LNG có thể sử dụng nguồn điện từ lưới điện quốc gia hoặc tự cung cấp hoặc kết hợp cả hai nguồn.

Công suất điện cho kho phải được thiết kế đảm bảo đủ cho hoạt động của tất cả thiết bị trong phạm vi kho chứa. Nên 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 tối thiểu:

- Hoạt động của tối thiểu một (01) bơm bên trong bồn chứa LNG;
- Hoàn thành hoạt động xuất nhập 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 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.

2.8.3 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 ít nhất các khả năng sau đây:

- a) Phát hiện khí (LNG, khí làm lạnh, khí thiên nhiên, hidro, hidro sunfua). Việc phát hiện các khí nitơ, cacbonic, và oxy có thể xem xét khi cần thiết;
- b) Phát hiện tràn;
- c) Phát hiện lửa (lửa và/hoặc khói);

QCVN

- d) Kích hoạt dừng khẩn cấp (ESD) từ hệ thống trung tâm và/hoặc trạm ESD tại chỗ;
- e) Theo dõi, kích hoạt và điều khiển các thiết bị an toàn;
- f) 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.

2.8.4 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.

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

- Bồn chứa LNG và các phụ kiện;
- Cầu xuất nhập sản phẩm;
- Các tòa nhà;
- Ống khói và thông hơi.

2.8.5 Hệ thống bảo vệ catot

Các kết cấu bằng kim loại chìm dưới đất hoặc dưới biển (nếu cần thiết) nên được bảo vệ chống ăn mòn bằng phương pháp bảo vệ catot và/hoặc sơn phủ tuân theo TCVN 12705-5 và TCVN 10264 hoặc các tiêu chuẩn liên quan.

2.8.6 Đèn báo hiệu

Bồn chứa và các kết cấu trên cao phải được lắp đặt đèn báo hiệu theo các tiêu chuẩn liên quan.

Khu vực cảng xuất nhập sản phẩm phải được lắp đèn báo hiệu theo quy định trong QCVN 20:2020/BGTVT.

2.8.7 Đèn chiếu sáng

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

2.8.8 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.

Thông số nước đầu ra của hệ thống làm mát và gia nhiệt (nhiệt độ, thành phần tạp chất) phải tuân thủ các tiêu chuẩn, quy chuẩn liên quan về môi trường theo QCVN 29:2010/BTNMT.

2.8.9 Hệ thống loại bỏ tạp chất trong khí

Nếu được lắp đặt, hệ thống loại bỏ tạp chất trong khí phải được thiết kế, lắp đặt theo đúng tiêu chuẩn. Các tạp chất, đặc biệt như thủy ngân, lưu huỳnh, phải được thu hồi và xử lý hoặc thải bỏ theo đúng tiêu chuẩn về xử lý chất thải công nghiệp.

2.8.10 Hệ thống khí điều khiển

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

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

Nếu máy nén khí hoạt động bằng điện, tối thiểu 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.

2.8.11 Hệ thống khí nhiên liệu

Kho chứa LNG có thể được lắp đặt hệ thống khí nhiên liệu cho một số thiết bị, cụm thiết bị sau:

- Thiết bị hóa khí dùng khí đốt;
- Tuabin khí hoặc động cơ đốt khí dùng để chạy máy nén và máy phát điện;
- Lò hơi và các thiết bị gia nhiệt dòng công nghệ;
- Bồn LNG để tránh hiện tượng chân không;
- Khí mồi cho thiết bị đốt và khí đuổi (purging) cho đường ống góp ra thiết bị đốt.

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

2.8.12 Hệ thống nitơ

Nitơ được sử dụng cho các mục đích:

- Xử lý khí;
- Tạo áp;
- Làm sạch thiết bị, đường ống và khoang cách nhiệt của bồn LNG;

QCVN

- Làm khô và tạo khí quyển trơ;
- Làm mát;
- Các mục đích khác.

Vật liệu chế tạo hệ thống đường ống, thiết bị xử lý, vận chuyển nitơ lỏng phải tuân theo các yêu cầu trong ISO 16903 hoặc tương đương.

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

2.8.13 Hệ thống đo đếm

Hệ thống đo đếm phục vụ cho các mục đích tài chính, giao nhận thương mại hoặc cân bằng vật chất trong hệ thống công nghệ. Hệ thống đo đếm phải được thiết kế và vận hành với độ chính xác đáp ứng được mục đích theo yêu cầu.

Việc đo đếm thương mại phải tuân thủ các quy định của địa phương (bao gồm cả các quy định quốc gia).

Đồng hồ đo dòng phải tuân theo tiêu chuẩn EN 1776 hoặc các tiêu chuẩn tương đương.

2.9 Cảng xuất nhập

2.9.1 Yêu cầu chung

Vị trí cảng xuất nhập sản phẩm là một trong những tiêu chí quan trọng nhất phải quan tâm trong quá trình thiết kế và đánh giá rủi ro kho chứa LNG. Vị trí tốt nhất là vị trí “chấp nhận được” trong bản đánh giá rủi ro, trong đó cần tính toán đến ảnh hưởng của các yếu tố tối thiểu sau:

- Điều kiện địa hình, thủy văn của vị trí;
- 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 thoát khí LNG bay hơi;
- Đường tiếp cận bằng xe hoặc tàu/canô chuyên dụng trong các trường hợp khẩn cấp.

Thiết kế cảng xuất nhập, bến đỗ tàu chở LNG và các giao thức xuất nhập sản phẩm phải tuân theo TCVN 8613 (EN ISO 28460).

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

Bến cảng phải có phòng điều khiển riêng, đảm bảo kết nối thông tin liên tục với tàu và bến. Hệ thống liên lạc dự phòng cũng phải được trang bị để 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 dừng khẩn cấp (ESD) quá trình giao nhận sản phẩm.

2.9.2 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.

CHÚ THÍCH: *Chân hoa tiêu – UKC – under keel clearance*: Khoảng cách theo phương thẳng đứng từ mặt đáy biển đến điểm thấp nhất của đáy tàu (TCVN 10336).

Các kích 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. Cần phải lưu ý về mức độ dao động và va chạm khi tàu chứa đầy và không chứa hàng.

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.

2.9.3 Cần xuất nhập

Cần xuất nhập LNG phải được thiết kế, chế tạo và thử nghiệm theo các yêu cầu trong TCVN 8612 (EN ISO 16904).

Cần xuất nhập LNG phải là loại chuyên dụng, được trang bị hệ thống ngắt khẩn cấp theo thiết kế trong TCVN 8612. Bến cảng có thể được thiết kế để xuất/nhập nhiều loại sản phẩm khí khác nhau.

Cần xuất nhập sản phẩm 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.

2.10 Giao nhận sản phẩm

2.10.1 Yêu cầu chung

Điều này quy định các yêu cầu trong hoạt động giao nhận các sản phẩm và lưu chất công nghệ trong phạm vi kho, bao gồm LNG, khí hydrocacbon và các loại lưu chất khác.

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.

2.10.2 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.

QCVN

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

Nếu van cô lập là loại có cơ cấu vận hành tự động (bằng điện, khí nén hoặc thủy lực) phải tính toán tốc độ đóng mở van để ứng suất thủy lực của lưu chất không gây tổn hại đến đường ống và van.

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

Van của các đường ống liên quan đến nhau có thể đặt gần nhau để thuận tiện trong việc điều khiển.

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.

2.10.3 Hệ thống hơi

Bể chứa LNG trên tàu hoặc bồn chứa LNG trên xe phải có hệ thống kiểm soát áp suất qua đường hơi kết nối với bến/trạm nhập hàng.

Chỉ được tiến hành quá trình xuất/nhập 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/hoặc cảng chỉ được thực hiện trong các trường hợp khẩn cấp.

2.10.4 Quy trình giao nhận

Trước khi tiến hành giao nhận sản phẩm, đại diện tàu và cảng phải trao đổi và thống nhất một số vấn đề tối thiểu sau:

- Danh mục kiểm tra an toàn tàu-bờ;
- Các quy trình ứng cứu khẩn cấp và xử lý các sự cố bất ngờ;
- Trách nhiệm và phương thức liên lạc;
- Thông số vận hành quá trình giao nhận bao gồm lưu lượng và áp suất bơm hàng;
- Quy trình bắt đầu và hoàn tất giao nhận sản phẩm;
- Giao nhận thương mại;
- Nạp liệu và trữ hàng;
- Quản lý dẫn tàu và hạ tải;
- Các yêu cầu bảo dưỡng (nếu có);

- Điều kiện thời tiết trong suốt quá trình giao nhận.

Sau khi giao nhận, giữa tàu và cảng nên có trao đổi về các vấn đề phát sinh (nếu có) để cải thiện hiệu quả cho các quá trình giao nhận trong tương lai. Việc giao nhận phải được lập quy trình và phê duyệt bởi cơ quan quản lý và chủ đầu tư trước khi những tàu chở đầu tiên cập bến.

2.10.5 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.

Với số lượng LNG nhỏ, có thể sử dụng ống mềm để giao nhận với điều kiện tổng lượng LNG trong hệ thống ống mềm không vượt quá 0,5 m³ và chiều dài đường ống mềm không vượt quá 15 m.

Phải đảm bảo các yêu cầu tối thiểu sau trước khi tiến hành giao nhận LNG:

- Nối đất sau khi kết nối họng xuất/nhập;
- Kiểm tra các thiết bị an toàn, đảm bảo chúng hoạt động tốt;
- Nhân sự làm việc với các chất lỏng lạnh sâu phải được trang bị bảo hộ phù hợp;
- Cần giao nhận hơi phải được kết nối đầu tiên;
- Cần xuất nhập phải được bơm khí trơ và thử kín trước khi giao nhận LNG;
- Tàu và cảng đều phải thử hoạt động của hệ thống thông tin liên lạc kết nối tới hệ thống ESD;
- Cảng phải thử hoạt động của hệ thống ngắt khẩn cấp (ERS);
- Hệ thống giao nhận, bao gồm các cần xuất nhập: Chủ đầu tư phải xây dựng quy trình công việc về cách thức giao nhận chất lỏng an toàn 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. Các mục sau nên được kiểm tra định kỳ bởi tàu và cảng:

- Độ toàn vẹn của hệ thống giao nhận (tránh rò);
- Thông tin liên lạc;
- Mức lỏng trong bể chứa, lưu lượng, áp suất;
- Neo và cầu tàu;
- Danh sách an toàn;
- An ninh;
- Thời tiết và mức thủy triều.

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

QCVN

- 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.

Cần hơi phải được ngắt kết nối sau cùng và nên duy trì kết nối đến trước khi tàu khởi hành rời bến.

2.10.6 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 thủ các yêu cầu trong TCVN 8612 (EN ISO 16904).

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

ESD được thiết kế để có thể được kích hoạt bởi các yếu tố sau:

- Phát hiện cháy hoặc khí dễ cháy;
- Sự cố về điện;
- Mức lỏng cao trong bể chứa hoặc áp suất bất thường;
- Tàu bị dịch chuyển quá mức cho phép;
- Do người vận hành kích hoạt thủ công.

ERS được thiết kế để bảo vệ cần xuất nhập bằng cách ngắt kết nối khi tàu dịch chuyển quá phạm vi cho phép. ERS có thể được kích hoạt thủ công từ bến tàu.

ERS bao gồm bộ li hợp ngắt khẩn cấp (ERC), van cô lập để giảm thiểu mất sản phẩm khi ngắt li hợp, cảm biến theo dõi góc vận hành của cần xuất nhập.

Khởi động ERS phải đồng thời đóng van cô lập, sau đó là kích hoạt ngắt 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 khởi động.

Trong trường hợp xảy ra sự cố nghiêm trọng, các hệ thống ESD, ERS hay ERC có khả năng xả ra một lượng lớn LNG. Các hệ thống khẩn cấp này phải được bảo trì theo hướng dẫn và kế hoạch của nhà sản xuất. Công việc này phải được thực hiện bởi nhân sự được đào tạo phù hợp.

2.11 Thi công và chạy thử

2.11.1 Đảm bảo và quản lý chất lượng

Chủ đầu tư kho chứa và nhà thầu phải xây dựng và áp dụng quy trình quản lý chất lượng nghiêm ngặt cho các khâu sau của quá trình thi công (tối thiểu):

- Xử lý nền móng;

- Lắp đặt;
- Xây dựng thô;
- Dựng kết cấu thép;
- Dựng bồn chứa, các thiết bị áp lực, bộ tách, lò đốt, lò hơi, bơm, ống lộ thiên (bao gồm giá đỡ), ống ngầm, các thiết bị đo lường, hệ thống điện, hệ thống bảo vệ catot, sơn phủ, bảo ôn và chống cháy.

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.

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

Trước khi đưa thiết bị, công trình kho LNG vào chạy thử, 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.

2.11.3 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 tiêu chuẩn thiết kế và chế tạo liên quan, 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 (BS EN 14620).

GHI CHÚ: Các tiêu chuẩn ASME liên quan có thể được sử dụng trong thiết kế, chế tạo và thử nghiệm đường ống chịu áp, đường ống công nghệ, bồn/bình chịu áp lực, thiết bị trao đổi nhiệt.

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

QCVN

- 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 8 % thể tích;
- Giá trị chấp nhận của điểm sương trong đường ống và bồn chứa trong lần lượt là -20 °C và -10 °C.

Việc dùng 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 liên quan.

2.12 Vận hành kho chứa LNG

2.12.1 Yêu cầu chung

Đơn vị vận hành phải xây dựng các quy trình vận hành, bảo dưỡng và đào tạo bằng văn bản dựa trên kinh nghiệm và 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 đổi hoặc từ bài học kinh nghiệm khi điều tra sự cố;
- Đảm bảo thời gian làm lạnh của các thiết bị/bộ phận 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 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.

2.12.2 Sổ tay vận hành

Tất cả các thiết bị/bộ phận trong kho 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 ngắt tất cả các thiết bị/bộ phận trong kho, bao gồm các thủ tục khởi động ban đầu trong kho, để đảm bảo tất cả các thiết bị/bộ phận hoạt động an toàn;

- Làm sạch và làm lạnh các thiết bị/bộ phận. Quy trình làm lạnh thiết bị/hệ thống thiết bị tiếp xúc với nhiệt độ lạnh sâu phải giới hạn tốc độ làm lạnh và lưới phân bố nhiệt để đảm bảo ứng suất nhiệt (do co giãn nhiệt) trong giới hạn thiết kế của hệ thống trong suốt quá trình làm lạnh;
- 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, bao gồm:
 - o Bộ gia nhiệt và nồi hơi;
 - o Tuabin và các động cơ chính khác;
 - o Máy bơm, máy nén và bộ giãn nở;
 - o Các thiết bị tinh chế (làm sạch), xử lý và tái sinh;
 - o Bộ hóa khí, bộ trao đổi nhiệt và hộp lạnh;
 - o Các bồn, bể chứa và bình công nghệ;
 - o Thiết bị giao nhận;
 - o Thiết bị liên quan đến an toàn.
- Kiểm soát sự tạo thành BOG (tốc độ, nhiệt độ và áp suất) nằm trong giới hạn thiết kế của thiết bị tái 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.

2.12.3 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;

QCVN

- 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 tối thiểu các quy trình ứng cứu với các trường hợp khẩn cấp có thể kiểm soát được, bao gồm các nguyên tắc về:

- 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.

2.12.4 Theo dõi, giám sát vận hành

2.12.4.1 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 phải được phê duyệt .

Các cảnh báo liên quan đến an toàn theo yêu cầu trong mục 4.7.2 TCVN 8616 (NFPA 59A) phải thông báo cho nhân viên 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 phải được tiến hành theo thời gian tối thiểu trong các khoảng thời gian được nêu trong các quy trình vận hành bằng văn bản được đề cập trong mục 2.12.2.

2.12.4.2 Nền móng hệ thống bể chứa

Nếu được lắp đặt hệ thống sưởi ấm nền móng 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 phải được thực hiện 3 năm một lần cũng như sau mỗi sự kiện 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.

2.12.5 Đào tạo nhân sự

2.12.5.1 Yêu cầu chung

Mỗi kho chứa đi vào vận hành phải có bản kế hoạch đào tạo để phổ biến cho tất cả các nhân sự của kho.

Người thực hiện các công việc vận hành phải được đào tạo chuyên môn, huấn luyện an toàn, huấn luyện phòng cháy chữa cháy theo quy định.

Thời gian đào tạo bồi dưỡng định kỳ phải theo quy định đào tạo được phê duyệt bởi chủ sở hữu kho trong đó tất cả các hồ sơ tập huấn/đào tạo phải được lưu giữ.

Kế hoạch đào tạo phải bao gồm chương trình đào tạo cho các nhân viên vận hành, bảo dưỡng và giám sát thường xuyên với các chú ý sau:

- Vận hành cơ bản được thực hiện tại các phân xưởng trong kho;
- Các nguy cơ đặc trưng và tiềm ẩn của LNG và các chất lỏng nguy hiểm khác liên quan đến vận hành và bảo dưỡng kho LNG, bao gồm nguy cơ có tính chất nghiêm trọng như bỏng lạnh do tiếp xúc trực tiếp với LNG hoặc chất làm lạnh khác, chất gây ngạt, hỗn hợp dễ cháy, khí không mùi, khí bay hơi và phản ứng với nước;
- Các phương pháp thực hiện vận hành và bảo dưỡng kho LNG như đã nêu trong quy trình hướng dẫn vận hành và bảo dưỡng đã được đề cập trong mục 2.12.3 quy chuẩn này và mục 18.9 TCVN 8616 (NFPA 59A);
- Các phương pháp thực hiện các quy trình khẩn cấp theo yêu cầu của mục 2.12.4 vì chúng liên quan đến chức năng theo quy định;
- Đào tạo về an toàn chung cho nhân sự và công tác thi công.

Tất cả các nhân viên vận hành và giám sát phải được đào tạo về những kiến thức sau:

- Hướng dẫn vận hành kho và hệ thống thiết bị, bao gồm các quy trình vận hành, kiểm soát;
- Quy trình giao nhận LNG;
- Các nguyên lý và thực hành làm sạch.

Đối với bộ phận quản lý và điều hành, kế hoạch đào tạo phải được sắp xếp tùy theo kinh nghiệm của từng cá nhân, chức vụ và trách nhiệm trong tổ chức và được phê duyệt độc lập

Nhân viên chịu trách nhiệm về an ninh liên quan đến chức năng được giao và được quy định trong các thủ tục an ninh bắt buộc phải được đào tạo để thực hiện những công việc sau:

- Phương án, kế hoạch đảm bảo an ninh;
- Thực hiện các thủ tục an ninh liên quan đến các chức năng được giao;
- Làm quen với các thao tác vận hành cơ bản của kho và các quy trình ứng cứu khẩn cấp khi cần thiết để thực hiện các công việc được giao;

QCVN

- Xác định các tình huống cần hỗ trợ để duy trì an ninh của kho LNG.

2.12.5.2 Huấn luyện giao nhận trên biển

Tất cả nhân sự liên quan đến việc giao nhận LNG trên biển (marine transfer) phải nắm rõ tất cả các công việc của quy trình giao nhận, bao gồm cả các mối nguy tiềm ẩn và các quy trình ứng cứu khẩn cấp.

Đào tạo cho nhân viên liên quan đến việc giao nhận LNG trên biển phải bao gồm những nội dung sau:

- Quy trình giao nhận LNG, bao gồm đào tạo thực hành dưới sự giám sát của nhân viên có kinh nghiệm được xác nhận bởi người điều hành bến;
- Các quy định của kế hoạch dự phòng được yêu cầu trong 18.4.7 TCVN 8616 (NFPA 59A).

Mỗi cá nhân tham gia vào các hoạt động giao nhận ven bờ (shoreside transfer) phải được đào tạo theo các yêu cầu quy định trong mục 18.11.2 TCVN 8616 (NFPA 59A) và các yêu cầu sau:

- Tối thiểu 48 h kinh nghiệm giao nhận LNG;
- Có kiến thức về các mối nguy từ LNG;
- Có kiến thức về các quy trình trong sổ tay vận hành và sổ tay ứng phó khẩn cấp.

2.13 Bảo dưỡng định kỳ

2.13.1 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.

2.13.2 Chu kỳ kiểm tra, bảo dưỡng

Các thiết bị, đường ống nên được bảo dưỡng, kiểm tra theo quy định của nhà sản xuất. Có thể tham khảo một số chu kỳ bảo dưỡng, kiểm tra như sau:

- Hệ thống giá đỡ và bệ đỡ thiết bị phải được kiểm tra tối thiểu là một lần mỗi năm;
- Hệ thống điện khẩn cấp phải được kiểm tra độ sẵn sàng tối thiểu là một lần mỗi tháng. Tối thiểu một lần mỗi năm, hệ thống này phải được kiểm tra công suất theo thiết kế, đảm bảo cung cấp điện cho tất cả các thiết bị mà nó phục vụ trong tình huống khẩn cấp;
- Hệ thống bảo ôn cho các bề mặt ngăn tràn phải được kiểm tra hàng năm;
- Hệ thống bảo ôn cho bồn chứa LNG được kiểm tra, bảo dưỡng theo quy định của nhà sản xuất;
- Ống mềm vận chuyển LNG và các chất làm lạnh phải được kiểm tra tối thiểu một lần mỗi năm ở mức áp suất bơm cao nhất hoặc ở mức áp suất đặt của van giảm áp. Ống mềm phải được kiểm tra bằng mắt trước mỗi lần sử dụng để phát hiện các hư hỏng nếu có;
- Hệ thống điều khiển nếu dừng hoạt động từ 30 ngày trở lên phải được kiểm tra trước khi vận hành trở lại;

- Hệ thống điều khiển (không thuộc hệ thống phòng chống cháy) phải được kiểm tra với tần suất một lần mỗi năm nhưng không quá 15 tháng;
- Van giảm áp cho bồn chứa LNG phải được kiểm tra theo chu kỳ 2 năm nhưng không quá 30 tháng;
- Van giảm áp bảo vệ các thiết bị xử lý chất lỏng nguy hại phải được kiểm tra theo chu kỳ của nhà sản xuất hoặc các tiêu chuẩn thiết kế liên quan.
- Hệ thống ESD phải được thử chức năng định kỳ, chu kỳ thử chức năng được xác định trong quá trình thiết kế theo tiêu chuẩn IEC-61511.

Nồi hơi và bình áp lực phải được kiểm định theo chu kỳ quy định trong QCVN 01:2008/BLDTBXH.

Cần xuất nhập sản phẩm được kiểm tra, kiểm định và bảo dưỡng theo quy định hàng hải trong QCVN.

Các thiết bị áp lực, hệ thống phòng chống cháy phải được kiểm tra, kiểm định và bảo dưỡng định kỳ theo QCVN liên quan.

2.13.3 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;
 - o Và bảo vệ catot.

Các biện pháp bảo vệ ăn mòn phải được thiết kế, lắp đặt và vận hành theo các tiêu chuẩn liên quan.

2.14 An toàn, an ninh, môi trường

2.14.1 An toàn chung

2.14.1.1 Yêu cầu chung về bố trí kho

Ngoài các yêu cầu trong 2.1.3, việc bố trí các thiết bị, tòa nhà, đường đi và các hạng mục khác trong phạm vi kho phải đảm bảo các yêu cầu sau:

- Các khoảng cách an toàn phải được tính toán dựa vào mức độ bức xạ nhiệt từ các đám cháy và khu vực khuếch tán khí. Các yếu tố như tiếng ồn và hiệu ứng nổ cũng phải được cân nhắc;

QCVN

- Các khu vực trong phạm vi kho phải được chia thành các khu vực nguy hiểm với các mức độ khác nhau dựa trên bản đánh giá rủi ro;
- Các thiết bị, cụm thiết bị, tòa nhà, bồn chứa và các công trình trong phạm vi kho phải được bố trí đảm bảo thuận tiện cho việc thi công, di chuyển của nhân viên, tiếp cận, vận hành, bảo dưỡng và xử lý sự cố;
- Hướng gió chính trong vùng phải được cân nhắc khi bố trí mặt bằng kho. Nếu có thể, các tòa nhà và các nguồn phát tia lửa không nên đặt xuôi gió so với các khu vực nguy hiểm có khả năng xả khí dễ cháy;
- Phòng điều khiển trung tâm phải được đặt ở ngoài khu công nghệ và được thiết kế để tiếp tục vận hành nhà máy trong các tình huống sự cố đã lường trước;
- Nguồn cung cấp không khí đầu vào cho các thiết bị như máy nén, lò đốt, tuabin khí và các máy phát điện khẩn cấp phải đặt ở ngoài khu vực nguy hiểm cấp 0 và cấp 1. Đầu cấp không khí phải được lắp đặt thiết bị phát hiện khí có khả năng dừng máy khi có sự cố;

Lối thoát hiểm phải được bố trí tại tất cả các khu vực nguy hiểm trong phạm vi kho và phải dẫn từ khu vực nguy hiểm mức độ cao đến khu vực nguy hiểm mức độ thấp hơn.

Phải loại bỏ các khu vực kín hoặc kín một phần nhằm đảm bảo tránh được việc tích tụ khí hydrocacbon. Các giá đỡ ống và chân bồn chứa phải được thiết kế cho không khí có thể lưu thông.

Hệ thống đường lưu thông nội bộ phải đảm bảo khả năng tiếp cận nhanh chóng và trực tiếp đến các phương tiện và thiết bị cứu hỏa và các thiết bị khẩn cấp khác.

2.14.1.2 Phát hiện và thu hồi chất lỏng tràn và rò rỉ

Hệ thống phát hiện và thu hồi chất lỏng tràn phải có chức năng:

- Hạn chế thể tích chất lỏng bị tràn trong trường hợp sự cố;
- Thu hồi và tồn chứa chất lỏng nguy hại vào khu vực ngăn tràn riêng biệt;
- Hạn chế tốc độ bay hơi của hydrocacbon lỏng và giảm thiểu mức độ khuếch tán của đám hơi hydrocacbon.

Thiết kế của khu vực thu gom chất lỏng rò rỉ (hình dáng, thể tích, độ dốc,...) phải được tính toán căn cứ vào kết quả của bản đánh giá rủi ro cũng như điều kiện vận hành cụ thể. Tuy nhiên, cần đảm bảo tối thiểu các yếu tố sau:

- Chất lỏng rò rỉ được phải được thu gom và dẫn về bể chứa bằng các kênh dẫn hở;
- Với khu vực công nghệ, thể tích bể chứa tối thiểu phải bằng 110 % thể tích chất lỏng rò rỉ theo bản đánh giá rủi ro. Nếu kho tăng dung tích tồn chứa hoặc công suất hoạt động, phải tính toán lại thể tích cho bể chứa chất lỏng rò rỉ.

2.14.1.3 Chống cháy

Trong tình huống có sự cố, một số thiết bị như các van ESD, thiết bị điều khiển an toàn quan trọng, bình chứa một lượng lớn hydrocacbon lỏng và các kết cấu giá đỡ có vai trò quan trọng vì nếu chúng hư hỏng có thể làm sự cố nghiêm trọng hơn và gây nguy hiểm cho nhân sự xử lý sự cố trước đó. Các thiết bị nói trên phải được lắp đặt các kết cấu nhằm bảo vệ khỏi sự phá hủy của bức xạ nhiệt từ đám cháy trong vòng tối thiểu 90 min.

Không cần thiết trang bị bọc chống cháy bổ sung cho các van ESD đã là loại chống cháy.

Tùy thuộc vào cấu tạo và tài liệu của nhà sản xuất, các đầu dò hoặc cảm biến của hệ thống FSGDS có thể không được phép bọc chống cháy nhằm đảm bảo hiệu quả hoạt động của chúng.

Danh mục các “thiết bị điều khiển an toàn quan trọng” phải được bao gồm trong bản báo cáo đánh giá phân tích rủi ro.

Các trang bị chống cháy có thể là lớp bọc chống cháy hoặc màn nước. Bình/Bồn chứa LNG phải được bảo vệ khỏi đám cháy trong suốt thời gian xảy ra tai nạn và có thể dài hơn 90 min. Màn nước là phương pháp phù hợp với mục đích bảo vệ liên tục.

Lớp bọc chống cháy có thể được cấu tạo từ các loại vật liệu chống cháy phù hợp và phải tuân theo các tiêu chuẩn liên quan.

2.14.1.4 Chống phá hủy do lạnh

Với các thiết bị và cấu trúc thép, việc tiếp xúc trực tiếp với chất lỏng lạnh sâu có thể phá hủy cấu trúc vật liệu. Do đó, các cấu trúc lân cận các khu vực có thể xuất hiện nguy cơ rò rỉ LNG hoặc các chất lỏng lạnh sâu phải được hoặc chế tạo bằng vật liệu phù hợp hoặc có các biện pháp bảo vệ khỏi sự phá hủy do lạnh.

Vật liệu phù hợp với chất lỏng lạnh phải tuân theo yêu cầu trong ISO 16903.

2.14.1.5 Phát hiện sự cố, thông tin liên lạc và báo hiệu

Kho chứa phải được trang bị hệ thống phát hiện sự cố bằng các bộ phát hiện được thiết kế hoạt động liên tục và nhanh chóng phát hiện được các yếu tố gây nguy hiểm.

Các bộ phát hiện tối thiểu phải có là:

- Tràn LNG;
- Khí cháy;
- Lửa;
- Khói;
- Nhiệt.

Các bộ phát hiện phải được lắp đặt ở tất cả các vị trí có thể xảy ra sự cố rò rỉ hoặc cháy.

QCVN

Các nút nhấn khẩn cấp phải được lắp đặt ở tất cả các khu vực nguy hiểm có nguy cơ rò rỉ khí cháy hoặc bị ảnh hưởng bởi đám cháy.

Hệ thống thông tin giám sát phải bao gồm tối thiểu các hệ thống sau:

- Camera giám sát: phải được lắp đặt ở các khu vực nguy hiểm và không có người vận hành thường xuyên. Camera phải có khả năng vận hành được ngay trong các tình huống bất thường, đảm bảo khả năng quan sát và phân tích tình huống cho người vận hành;
- Hệ thống liên lạc: người vận hành ở phòng điều khiển trung tâm phải có khả năng liên lạc trực tiếp với tất cả các khu vực nguy hiểm, các khu công nghệ chính, bến tàu và khu vực xuất nhập sản phẩm.

Hệ thống báo hiệu/báo động phải kết hợp cả âm thanh và ánh sáng (đèn). Các khu vực công nghệ bị ảnh hưởng bởi tiếng ồn phải được chú ý đặc biệt trong các tình huống sự cố và phải được trang bị báo động bằng đèn bổ sung.

2.14.1.6 Các yêu cầu khác

Các tòa nhà điều khiển, đo lường trong khu công nghệ phải duy trì liên tục thông hơi chủ động.

Trong trường hợp rò rỉ khí trong khu vực công nghệ, người vận hành phải có khả năng tắt từ xa hệ thống sưởi, thông hơi và điều hòa (HVAC) của tòa nhà bị ảnh hưởng bởi sự cố.

Nếu phát hiện khí cháy ở cửa hút không khí của tòa nhà, các quạt hút gió phải được tắt và các cửa gió phải được đóng lại để phòng khí lọt vào khu vực chứa các thiết bị điện, đo lường có nguy cơ phát tia lửa điện.

2.14.2 Hệ thống dừng khẩn cấp (ESD)

ESD bao gồm hệ thống kiểm soát an toàn (SCS) và hệ thống phát hiện lửa, tràn chất lỏng và khí (FSGDS).

Hệ thống ESD phải được thử chức năng định kỳ. Chu kỳ thử chức năng được xác định trong quá trình thiết kế theo tiêu chuẩn IEC-61511.

Mục đích của hệ thống ESD là giảm thiểu sự thất thoát hydrocacbon và sự phát tán các hóa chất nguy hại ra các khu vực xung quanh.

Để bảo đảm an toàn cho hệ thống, ESD phải dừng các thiết bị và đưa van dừng khẩn cấp về vị trí an toàn.

ESD phải được kích hoạt bởi hệ thống điều khiển an toàn trung tâm kết hợp với việc kích hoạt tại khu vực có sự cố. ESD không được phép gây ra một tình huống nguy hiểm mới cũng như làm hư hỏng máy móc hay thiết bị. Nếu người vận hành không phản ứng trong tình huống khẩn cấp, ESD phải tự động kích hoạt bởi hệ thống phát hiện lửa, tràn chất lỏng và khí với một khoảng thời gian trễ phù hợp.

Tín hiệu ESD phải được truyền tới hệ thống điều khiển công nghệ để kích hoạt các hành động dây chuyền tương ứng nhằm tránh việc thiết bị hoặc van vận hành một cách không mong muốn khi ESD khởi động lại.

Kho chứa phải được phân chia thành các khu vực cháy và vùng cháy, từ đó xác lập các mức dừng khẩn cấp cho hệ thống ESD nhằm giảm thiểu mức thiệt hại tới thiết bị và con người.

Các mức độ ESD phổ biến:

- ESD cấp 1: dừng xuất nhập sản phẩm;
- ESD cấp 2: ngắt kết nối với tàu;
- ESD cấp 3: dừng hệ thống công nghệ (hóa lỏng và hóa khí). Cấp ESD này nên được lập trình để tránh dừng toàn bộ hệ thống công nghệ nếu có thể;
- ESD cấp 4: dừng toàn bộ hệ thống thiết bị.

Nếu van điện thuộc hệ thống ESD không phải van ngắt an toàn (fail-safe) và hệ thống được thiết kế để hoạt động với điều kiện vận hành vượt ngưỡng (trong phạm vi nhất định), mọi thành phần của van phải nằm trong phạm vi 15 m tính từ thiết bị được bảo vệ, trong đó các thành phần này hoặc được đặt ở vị trí không bị ảnh hưởng bởi đám cháy hoặc có thể chống cháy trong thời gian tối thiểu là 10 min.

Các van có hệ dẫn động thủ công phải được đặt ở các khu vực dễ tiếp cận khi có tình huống khẩn cấp và phải nằm trong phạm vi 15 m tính từ thiết bị được bảo vệ và phải được ghi chú rõ ràng về cách vận hành.

Bảng hướng dẫn ghi chú vị trí và cách vận hành các điều khiển khẩn cấp phải được đặt trong khu vực quanh thiết bị.

Trước khi hệ thống công nghệ vận hành, hệ thống ESD phải được kiểm tra, thử nghiệm theo các tiêu chuẩn thiết kế hoặc các tiêu chuẩn liên quan.

2.14.3 Phòng cháy, chữa cháy

2.14.3.1 Yêu cầu chung

Tất cả các thiết bị tồn chứa, xử lý LNG phải được trang bị các hệ thống và phương tiện phòng cháy chữa cháy phù hợp. Chúng loại, số lượng và công suất các thiết bị trong hệ thống chữa cháy phải được xác định thông qua các bản đánh giá rủi ro, theo cấp kho LNG được quy định trong QCVN 01:2019/BCA và QCVN 02:2020/BCA cũng như các quy định của cơ quan quản lý nhà nước có thẩm quyền.

Các phương pháp, thiết bị chữa cháy tối thiểu phải có là:

- Hệ thống chữa cháy ban đầu;
- Hệ thống chữa cháy bằng nước;
- Hệ thống làm mát;

QCVN

- Màn nước;
- Hệ thống chữa cháy bằng bột;
- Hệ thống chữa cháy bằng bột;
- Hệ thống chữa cháy di động (bán cố định);
- Hệ thống phương tiện chữa cháy di động (xe chữa cháy, máy bơm chữa cháy).

Việc thiết kế, lắp đặt, nghiệm thu và thử nghiệm thiết bị cũng như tập huấn công tác phòng cháy và chữa cháy phải được tiến hành theo quy định của pháp luật.

Các công tác lắp đặt, nghiệm thu và thử nghiệm liên quan đến phòng thiết bị, hệ thống phòng cháy và chữa cháy phải được hoàn thành trước khi vận hành thiết bị.

Thiết bị chữa cháy đối với kho chứa LNG phải tuân thủ các yêu cầu trong các tiêu chuẩn liên quan.

2.14.3.2 Hệ thống chữa cháy bằng nước

Số lượng, chủng loại và công suất của hệ thống chữa cháy bằng nước cho kho tuân theo quy định trong QCVN 01:2019/BCA.

Do đặc điểm của LNG, hệ thống nước chữa cháy trong kho chứa LNG có nhiệm vụ chính là làm mát các bồn LNG, thiết bị hoặc các kết cấu bị ảnh hưởng bởi bức xạ nhiệt từ các đám cháy.

Hệ thống thu gom nước làm mát thiết bị (trong sự cố cháy) phải được thiết kế để đảm bảo:

- Không làm gia tăng tốc độ bay hơi của LNG (lỏng) khiến sự cố cháy trở nên nghiêm trọng hơn;
- Không làm ô nhiễm nguồn nước mặt, hệ thống thoát nước mặt của kho hoặc nguồn nước tự nhiên.

Hệ thống nước chữa cháy phải được lắp đặt độc lập cho tất cả các khu vực trong kho. Khi có sự cố hoặc bảo dưỡng ở một khu vực thì việc cấp nước cho các khu vực khác vẫn phải được đảm bảo.

2.14.3.3 Hệ thống làm mát

Hệ thống làm mát phải được thiết kế để phân phối nước đều lên các bề mặt ảnh hưởng bởi bức xạ nhiệt từ đám cháy.

Nước của hệ thống làm mát có thể được sử dụng tuần hoàn. Tuy nhiên, phải đảm bảo các vật liệu dễ cháy lẫn vào dòng nước không được quay trở lại dòng nước tuần hoàn.

Áp lực và lưu lượng dòng nước phải được tính toán dựa vào bản đánh giá rủi ro và quy định của pháp luật.

2.14.3.4 Màn nước

Màn nước có chức năng giảm nồng độ khí cháy trong không khí xuống dưới giới hạn nồng độ bắt cháy và giảm bức xạ nhiệt từ đám cháy.

Công suất màn nước, số lượng và chủng loại vòi phun nước và vị trí lắp đặt phải được tính toán dựa vào báo cáo đánh giá rủi ro và quy định của pháp luật cũng như khuyến cáo của nhà sản xuất.

2.14.3.5 Hệ thống chữa cháy bằng bột

Hệ thống chữa cháy bằng bột được sử dụng để giảm bức xạ nhiệt từ đám cháy LNG hoặc giảm mức độ khuếch tán khí nếu chất lỏng rò rỉ chưa bắt lửa.

Hệ thống chữa cháy bằng bột phải được thiết kế làm việc ngay cả khi chìm trong ngọn lửa LNG. Thiết kế của hệ thống phải ngăn nước dạng lỏng lọt vào khu vực chống tràn LNG.

Bột được sử dụng phải là loại bột có bội số nở thấp hoặc trung bình.

Nên lắp đặt các thiết bị tạo bột cố định cho các khu vực ngăn tràn để đảm bảo ứng phó từ xa và kịp thời với sự cố.

Chủng loại và công suất của các thiết bị tạo bột di động phải tuân theo và quy định của pháp luật.

2.14.3.6 Bột khô

Đối với đám cháy LNG, bột khô là biện pháp chữa cháy hiệu quả và được khuyến cáo sử dụng.

Số lượng, chủng loại và công suất của hệ thống chữa cháy bằng bột khô cho kho tuân theo quy định trong QCVN 01:2019/BCA.

Số lượng bột nên được trang bị đủ để sử dụng trong trường hợp đám khí bắt cháy trở lại (re-ignited)

Hệ thống bột khô nên được trang bị tại các vị trí có nguy cơ rò rỉ LNG và hydrocacbon, ví dụ như ở gần:

- Khu vực xuất nhập sản phẩm;
- Bơm LNG;
- Van dừng khẩn cấp.

Các đánh giá an toàn liên quan (ví dụ QRA) phải được sử dụng làm cơ sở quyết định sự cần thiết của hệ thống bột khô hoặc hệ thống chữa cháy sử dụng nitơ (nitrogen stuffing).

2.14.3.7 Thiết bị chữa cháy di động

Các thiết bị chữa cháy di động phải tuân theo QCVN 01:2019/BCA.

Chủng loại và số lượng thiết bị chữa cháy di động phải được tính toán phù hợp với báo cáo đánh giá rủi ro.

- Thiết bị chữa cháy bằng bột: tại khu vực có thể xuất hiện dầu (máy nén, các bộ phận thủy lực của cần xuất nhập);
- Thiết bị chữa cháy bằng carbon dioxid: các phòng điều khiển trong tòa nhà, khu vực điện, đo lường;
- Thiết bị chữa cháy bằng bột khô: khu các thiết bị công nghệ.

QCVN

Các thiết bị chữa cháy nêu trên phải được đặt ở các vị trí quan trọng và dễ nhận biết trên lối đi chuyển và/hoặc giàn công nghệ.

2.14.3.8 Xe chữa cháy

Quy định về xe chữa cháy cho kho phải tuân theo quy định trong QCVN 01:2019/BCA. Có thể xem xét khả năng phòng cháy chữa cháy của khu vực khi trang bị phương tiện chữa cháy di động (xe chữa cháy, máy bơm chữa cháy).

Xe chữa cháy phải được trang bị:

- Hệ thống phun bột phù hợp với loại đám cháy;
- Hệ thống bột khô phù hợp.

Các yêu cầu trang bị khác cho xe chữa cháy, bao gồm cả trang bị cho nhân viên chữa cháy, phải tuân theo các tiêu chuẩn liên quan.

2.14.4 An ninh

Hệ thống an ninh phải đảm bảo tối thiểu được các vấn đề sau:

- Cấm xâm nhập: giám sát các xâm nhập trái phép tại hàng rào xung quanh kho;
- Kiểm soát ra vào: kiểm soát ra vào các khu vực khác nhau trong kho. Hệ thống này có thể bao gồm biển báo, điện thoại, bộ đàm, cửa khóa và cảm biến chống xâm nhập. Mỗi khu vực trong kho có thể có mức an ninh khác nhau.
- Mỗi khu vực được bảo vệ phải có tối thiểu hai lối vào/ra và phải bố trí theo cách thức giảm thiểu quãng đường thoát hiểm trong trường hợp khẩn cấp.
- Trong trường hợp khẩn cấp, tất cả nhân viên làm việc trong khu vực bảo vệ phải mở được cửa từ bên trong.

Hệ thống an ninh phải đảm bảo kết nối liên tục và trực tiếp giữa các nhân viên an ninh với nhau và với phòng điều khiển trung tâm.

Hệ thống an ninh phải kết nối với các camera để có thể điều khiển từ xa.

Hàng rào bảo vệ xung quanh kho phải được gắn biển cảnh báo và được chiếu sáng phù hợp với chức năng.

2.14.5 Môi trường

Các vấn đề môi trường tiềm ẩn liên quan tới hệ thống thiết bị LNG gồm có: Vật tư/hóa chất nguy hiểm, nước thải, phát thải khí, quản lý chất thải, tiếng ồn, khi vận chuyển LNG.

2.14.5.1 Quản lý vật tư/hóa chất nguy hiểm

Quá trình tồn chứa, vận chuyển và giao nhận LNG có thể gây ra sự cố rò rỉ từ bồn bể chứa, đường ống,... thậm chí gây cháy nổ do đặc tính dễ cháy của LNG và BOG.

Các biện pháp quản lý rủi ro sau được khuyến cáo:

- Tuân thủ các tiêu chuẩn Quốc tế về thiết kế và vận hành bồn/bể chứa LNG và các hệ thống phụ trợ để tránh các sự cố nghiêm trọng. Các điều khoản quy định có thể gồm có chạy thử nghiệm thu, bảo vệ tràn, đo đếm, chữa cháy,...;
- Hệ thống thiết bị nên được kiểm tra định kỳ để chống ăn mòn và bảo đảm tính toàn vẹn;
- Quá trình giao nhận giữa tàu/xe với cảng nên được thực hiện theo quy trình chính thức bởi nhân viên được đào tạo để tránh rò rỉ và nguy cơ cháy nổ;

LNG là chất lỏng ở nhiệt độ lạnh sâu và không cháy ở thể lỏng. Tuy nhiên, LNG bay hơi có thể tạo ra đám mây hơi (chủ yếu là metan) thì lại có nguy cơ gây cháy nổ rất lớn nhất là khi tích tụ trong không gian hạn chế và có sự xuất hiện của nguồn đánh lửa.

Các biện pháp phòng ngừa và phản ứng với LNG rò rỉ được khuyến cáo là:

- Tiến hành đánh giá rủi ro của quá trình giao nhận theo các tiêu chuẩn Quốc tế;
- Xây dựng kế hoạch đề phòng và ứng phó với các kịch bản nghiêm trọng trong đó bao gồm các phương án sử dụng phương tiện ứng phó tại chỗ với sự cố rò rỉ/tràn nhỏ hoặc phương tiện ứng phó với sự cố lớn. Các phương án ứng phó phải tuân thủ các quy định của địa phương;
- Trang bị hệ thống nhận biết khí có khả năng kích hoạt hệ thống ESD nhanh chóng để giảm thiểu nguy cơ tràn LNG;
- Xây dựng và triển khai các quy trình phòng ngừa tràn LNG cho quá trình giao nhận của phương tiện chuyên chở LNG tuân theo các tiêu chuẩn quốc tế;
- Đảm bảo bồn/bể chứa LNG cũng như hệ thống đường ống và thiết bị tiếp xúc LNG phải được thiết kế theo tiêu chuẩn Quốc tế và chế tạo bằng các vật liệu phù hợp;
- Trạm LNG phải được trang bị hệ thống hút, thu gom và tháo chất lỏng tràn hoặc thu gom hơi từ quá trình giao nhận có công suất/dung tích chứa phù hợp công suất giao nhận;
- Hạn chế quá trình hoặc làm chậm tốc độ bay hơi của LNG đồng thời giảm thiểu hiện tượng tích tụ khí trong các không gian hạn chế.

2.14.5.2 Nước thải

(i) Nước làm mát và nước trao đổi nhiệt

Việc sử dụng nước làm mát và để trao đổi nhiệt trong bộ hóa khí dẫn đến một lượng lớn nước thải từ kho. Các khuyến cáo sau có thể được xem xét trong việc quản lý các dòng nước nói trên:

QCVN

- Sử dụng hợp lý nguồn nước cho hệ thống trao đổi nhiệt trong kho LNG (ví dụ như sử dụng bộ trao đổi nhiệt bằng không khí hoặc kết hợp tái sử dụng dòng nước thải cho các hộ công nghiệp lân cận);
- Nước làm mát nên được xả ra khu vực nước mặt đảm bảo nhiệt độ chênh lệch không quá 3 °C;
- Sử dụng hợp lý hóa phẩm (chất diệt khuẩn, phụ gia) đảm bảo hàm lượng và chất lượng xả thải ra môi trường.

(ii) Các loại nước thải khác

Các biện pháp bảo vệ môi trường và xử lý các nguồn nước thải khác của kho LNG (nước mặt, nước thu gom từ các khu công nghệ, nước chữa cháy, những thử áp suất, nước nhiễm dầu,...) nên xem xét là:

- Nước thải sinh hoạt nên được xử lý trước khi xả ra môi trường;
- Nên có hệ thống tách biệt nước thu gom từ khu công nghệ và các khu vực khác (kênh đóng hoặc kênh hở), phù hợp với hệ thống thu gom LNG tràn. Các bể thu gom nên được thiết kế dung lượng phù hợp với các kịch bản vận hành khác nhau. Nước thu gom kể cả nước mặt như nước mưa cũng nên được tách dầu trước khi xả thải bằng các biện pháp phù hợp nhằm đảm bảo hàm lượng phát thải trong giá trị cho phép;
- Nước cứu hỏa trong các thử nghiệm thông thường và nước rửa thiết bị, phương tiện nên được thu gom và xử lý nếu nhiễm bản hydrocacbon;
- Nước nhiễm dầu và các loại cặn lỏng khác từ các thiết bị và đường ống công nghệ nên được dẫn tới hệ thống xử lý nước thải;
- Các biện pháp sau nên được áp dụng trong việc xử lý nước thử áp suất thủy tĩnh: giảm sự cần thiết sử dụng hóa phẩm bằng cách giảm thiểu thời gian thử áp suất; lựa chọn kỹ lưỡng hóa phẩm dựa trên các tiêu chí về nồng độ, độc tính, khả năng phân hủy sinh học,...; sử dụng chung nước cho nhiều thử nghiệm;

Nếu xả thải nước thử áp suất ra môi trường nước mặt hoặc mặt đất là biện pháp khả thi duy nhất, kế hoạch xả thải nên cân nhắc tới các thông số xả thải như tốc độ, hóa phẩm, an toàn môi trường,... Chất lượng nước thử áp suất nên được theo dõi trước khi sử dụng và xả thải cũng như nên được xử lý để đáp ứng các giới hạn xả thải.

Ngoài ra, nước thải của kho chứa LNG phải tuân theo yêu cầu pháp lý hiện hành.

2.14.5.3 Phát thải khí

- Các nguồn khí thải từ các trạm LNG xuất phát từ các hoạt động của trạm như phát điện, tách nước, hóa lỏng/tái hóa khí, xả khí và đốt đuốc,... gây ra ô nhiễm không khí bởi các tác nhân như NO_x, CO, CO₂ và các khí chua và SO₂;
- Với kho LNG có các nguồn đốt khí quan trọng, sự tác động tới chất lượng không khí nên được ước tính dựa vào các đánh giá chất lượng không khí và các mô hình khuếch tán khí quyển để

thiết lập các ngưỡng chất lượng cho không khí trong quá trình thiết kế và các kế hoạch vận hành. Các nghiên cứu này phải đảm bảo giảm thiểu tác động tiêu cực tới sức khỏe con người và môi trường;

- Mục tiêu tổng thể giảm khí thải có thể được thực hiện bằng cách tối ưu hóa hiệu quả năng lượng và thiết kế kỹ thuật thông qua các nỗ lực về kỹ thuật và kinh tế;
- Việc phát thải các khí nhà kính từ tất cả các trạm nên được đánh giá hàng năm dựa vào các phương pháp được công nhận trên thế giới.

(i) Khí thải

Các nguồn khí phát thải từ quá trình đốt cháy khí thiên nhiên hoặc hydrocacbon lỏng (tuabin, lò hơi, máy phát điện hay gia nhiệt) có thể trở thành các nguồn phát thải đáng kể từ trạm LNG. Thông số phát thải của các thiết bị này nên được cân nhắc khi lựa chọn và mua thiết bị.

Tại các trạm tái hóa khí, việc lựa chọn loại thiết bị hóa khí nên đánh giá đến các yếu tố môi trường. Nên cân nhắc tái sử dụng hoặc tận dụng các nguồn nhiệt lân cận (như các nhà máy lọc dầu lân cận).

Khí thải của kho LNG phải tuân theo yêu cầu pháp lý hiện hành.

(ii) Xả khí và đốt đuốc

Xả khí và đốt đuốc là một biện pháp an toàn quan trọng nhưng chỉ nên sử dụng trong trường hợp khẩn cấp hoặc khi vận hành bất thường. Cần tránh xả khí và đốt đuốc liên tục khí hóa hơi (BOG) trong các điều kiện vận hành thông thường.

(iii) Khí hóa hơi (BOG)

BOG nên được thu gom bằng cách sử dụng hệ thống thu hồi hơi phù hợp, đưa trở lại quá trình hóa lỏng hoặc được sử dụng làm khí nhiên liệu tại chỗ; trong các khoang chứa LNG, BOG phải được tái hóa lỏng và đưa trở lại các bồn chứa hoặc được sử dụng làm nhiên liệu; đối với các thiết bị tái khí hóa, khí thu được phải được trở lại hệ thống xử lý để sử dụng làm nhiên liệu tại chỗ, được nén lại và đưa vào trong hệ thống bình và đường ống, hoặc được đốt bỏ.

(iv) Các khí phát thải khác

Các biện pháp quản lý các nguồn khí thải khác từ trạm LNG (như xả khí, rò rỉ từ đường ống, van, mặt bích,...) nên được tính toán từ khâu thiết kế, vận hành và bảo dưỡng, bao gồm cả việc lựa chọn thiết bị và các biện pháp phát hiện khí.

2.14.5.4 Quản lý chất thải

Chất thải không độc hại và chất thải độc hại từ các trạm LNG (rác thải sinh hoạt chung, dầu thải, vải vụn nhiễm dầu, chất lỏng thủy lực,...) cần được phân loại và xem xét khả năng tái sử dụng hoặc tái chế trước khi thải bỏ. Cần xây dựng một kế hoạch quản lý chất thải với hệ thống theo dõi chất thải, tiến hành tồn chứa, xử lý và tiêu hủy theo phương án phù hợp.

QCVN

2.14.5.5 Kiểm soát tiếng ồn

Các nguồn chính gây ra ô nhiễm tiếng ồn từ các trạm LNG (từ các hoạt động bình thường của trạm như bơm, máy nén, tái hóa khí, vận chuyển) nên được kiểm soát ở mức độ chấp nhận được.

2.14.5.6 Khi vận chuyển LNG

Khí thải từ tàu lai dắt và tàu chở LNG, đặc biệt là nơi cầu cảng gần bờ biển, có thể là một nguồn gây ô nhiễm không khí nghiêm trọng. Khi thiết kế, xây dựng và vận hành tàu LNG cần phải tuân theo các tiêu chuẩn và quy định quốc tế liên quan đến các yêu cầu về thân tàu, ngăn chứa hàng hóa, kiểm soát áp suất/ nhiệt độ, tàu ngầm, hệ thống an toàn, phòng cháy chữa cháy và đào tạo thủy thủ đoàn, cũng như các vấn đề khác.

Có thể giảm quá trình RPT bằng cách tối đa hóa cấp áp suất và xả an toàn bể chứa LNG. Tàu hoặc xe bồn LNG nên có vách kép với hệ thống chân không và bảo ôn để giữ chất lỏng lạnh sâu trong quá trình vận chuyển và hạn chế BOG.

3 Quy định về quản lý

3.1 Mọi tổ chức, cá nhân liên quan đến việc thiết kế, thi công và vận hành kho chứa LNG và hệ thống hóa khí trên bờ phải có thuyết minh về sự tuân thủ các quy định của Quy chuẩn này.

3.2 Kho chứa LNG và hệ thống hóa khí trên bờ trước khi đưa vào vận hành và sử dụng phải được công bố hợp quy phù hợp với các quy định tại Mục 2 của Quy chuẩn kỹ thuật này trên cơ sở kết quả đánh giá sự phù hợp của tổ chức chứng nhận/kiểm định được Bộ Công Thương thừa nhận hoặc chỉ định.

3.3 Việc đánh giá sự phù hợp đối với kho chứa thực hiện theo Phương thức 8 “Thử nghiệm hoặc kiểm nghiệm toàn bộ sản phẩm, hàng hóa” được quy định tại quy định tại Điều 5 và Phụ lục II của Quy định về công bố hợp chuẩn, công bố hợp quy và phương thức đánh giá sự phù hợp với tiêu chuẩn và quy chuẩn kỹ thuật ban hành kèm theo Thông tư số 28/2012/TT-BKHCN ngày 12/12/2012 của Bộ Khoa học và Công nghệ.

4 Trách nhiệm của tổ chức, cá nhân

4.1 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 và hệ thống hóa khí trên bờ phải tuân thủ các quy định của quy chuẩn này.

4.2 Vụ Khoa học và Công nghệ - 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 Quy chuẩn này cho phù hợp với thực tiễn.

4.3 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 này tại địa phương; Tiếp nhận báo cáo sự phù hợp quy chuẩn của tổ chức, cá nhân theo quy định.

5 Tổ chức thực hiện

5.1 Bộ Công Thương chịu trách nhiệm tổ chức phổ biến, hướng dẫn áp dụng Quy chuẩn này cho các đối tượng liên quan.

5.2 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./.

QCVN

Thư mục tài liệu tham khảo

[1] MarCom WG 116: Aspects Affecting the Berthing Operations of Tankers to Oil and Gas Terminals (2012)