

THUYẾT MINH

QUY CHUẨN KỸ THUẬT QUỐC GIA VỀ KHÍ THIÊN NHIÊN

I. Tổng quan về khí thiên nhiên

I.1. Khái quát chung

Khí thiên nhiên là nguồn nhiên liệu sạch và thân thiện với môi trường, thải ra ít CO₂ và NO_x (là các nhân tố chính gây ra sự nóng lên toàn cầu và mưa axit) so với dầu và than đá. Do sự đa dạng về thành phần mà khí thiên nhiên được ứng dụng rộng rãi trong công nghiệp từ sản xuất năng lượng (điện, nhiên liệu) chiếm đến 90 % nguồn khí khai thác đến sản xuất nguyên liệu cho các ngành hóa dầu, sản xuất phân bón. Từ khí có thể sản xuất các sản phẩm quan trọng như: LPG, amoniac, metanol, etylen, propylen trong đó etylen, propylen là những nguyên liệu cơ bản chiếm tỷ trọng lớn trong công nghiệp hóa dầu....

Ngày 23/7/2015, Bộ Chính trị đã có Nghị quyết số 41-NQ/TW về “Định hướng Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và tầm nhìn đến năm 2035”, trong đó khẳng định quan điểm: “Công nghiệp Khí và Chế biến Dầu khí là hai trong 5 lĩnh vực chính trong Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam. Trên cơ sở Nghị quyết số 41-NQ/TW ngày 23/7/2015 của Bộ Chính trị, tại Quyết định số 60/QĐ-TTg ngày 16/01/2017, Thủ tướng Chính phủ đã phê duyệt “Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp Khí Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến năm 2035”, trong đó, một lần nữa khẳng định quan điểm: “Đẩy mạnh đầu tư chế biến sâu khí thiên nhiên, đa dạng hóa sản phẩm nhằm nâng cao giá trị sử dụng của khí và hiệu quả của sản phẩm khí trong nền kinh tế”. Chính phủ đã yêu cầu phát triển lĩnh vực hóa dầu từ khí, tăng cường đầu tư chế biến sâu khí thiên nhiên để nâng cao giá trị gia tăng sản phẩm khí; tạo ra các nguyên, nhiên, vật liệu để phục vụ phát triển sản xuất công nghiệp trong nước, hướng tới xuất khẩu... Và đây chính là nhiệm vụ trọng tâm trong Quy hoạch tổng thể phát triển ngành công nghiệp Khí Việt Nam. Từ đó, các nhiệm vụ cụ thể được đề ra như: Tiếp tục hoàn thiện hệ thống cơ sở hạ tầng thu gom, vận chuyển, xử lý khí trên nguyên tắc sử dụng tối đa công suất hệ thống hạ tầng hiện hữu; từng bước xây dựng và hoàn thiện cơ sở hạ tầng hệ thống kho chứa, nhập khẩu, phân phối LNG; đẩy mạnh đầu tư chế biến sâu khí thiên nhiên, đa dạng hóa sản phẩm nhằm nâng cao giá trị sử dụng của khí, giảm tỷ trọng nhập siêu, ... “Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp Khí Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến năm 2035” được phê duyệt tại Quyết định nêu trên là một bước phát triển nhất quán, tiếp nối “Quy hoạch tổng thể phát triển ngành công nghiệp Khí Việt Nam đến năm 2015, định hướng đến năm 2025” (được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Quyết định số 459/QĐ-TTg ngày 30/3/2011) trong đó có nội dung: “Đẩy mạnh đầu tư chế biến sâu khí thiên nhiên, đa dạng hóa sản phẩm nhằm nâng cao giá trị

sử dụng của khí và hiệu quả của sản phẩm khí trong nền kinh tế, giảm thiểu tỷ trọng LPG nhập khẩu”.

Trong nhiều thập niên gần đây, việc sử dụng khí thiên nhiên để sản xuất điện, đun và sản xuất công nghiệp đã trở thành một phương pháp phổ biến ở Việt Nam. Khí thiên nhiên là một nguồn năng lượng sạch, giúp các nhà sản xuất tiết kiệm chi phí, giảm thiểu ô nhiễm môi trường. Đây cũng là một loại hàng hoá đặc thù và được khai thác hầu hết từ các mỏ khí ở vùng thềm lục địa Việt Nam.

Khí thiên nhiên tại một số quốc gia trên thế giới

Khí thiên nhiên được mua bán rất phổ biến trên thị trường quốc tế và trở thành nguồn năng lượng quan trọng của nhiều quốc gia trên thế giới như: Nhật Bản, Hàn Quốc, Đài Loan, Trung Quốc, các nước châu Âu và Bắc Mỹ... Các nước xuất khẩu LNG nhiều nhất thế giới thuộc khu vực Trung Đông, Đông Nam Á (Malaysia, Indonesia), Australia, Nga. Khu vực Đông Bắc Á là thị trường tiêu thụ LNG truyền thống với Nhật Bản là quốc gia nhập khẩu LNG lớn nhất thế giới với sản lượng mỗi năm khoảng 80 triệu tấn.

Malaysia: Malaysia là nhà sản xuất dầu và khí thiên nhiên lớn thứ hai ở Đông Nam Á và là nước xuất khẩu khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) lớn thứ năm trên thế giới tính đến năm 2021. Malaysia có vị trí chiến lược trên các tuyến đường thiết yếu cho thương mại năng lượng đường biển. Malaysia từ lâu đã là nhà cung cấp LNG quan trọng cho Nhật Bản, Hàn Quốc và Đài Loan. Malaysia LNG đã có hơn 30 năm kinh nghiệm với tư cách là nhà cung cấp có uy tín và đáng tin cậy trong việc cung cấp LNG cho các thị trường lớn này. Malaysia áp dụng Đạo luật cung cấp khí đốt năm 1993 và Đạo luật sửa đổi đã được công bố vào ngày 9 tháng 9 năm 2016. GSA sửa đổi đã mở đường cho sự tiếp cận của bên thứ ba (TPA) và tự do hóa thị trường khí đốt của Malaysia.

Malaysia có nhu cầu ngày càng tăng về khí đốt tự nhiên trong nước và các khu vực lân cận. Hầu hết các quốc gia đều muốn giảm lượng khí thải carbon để kiểm soát chất lượng không khí trong môi trường, điều này đã làm tăng mức tiêu thụ khí đốt tự nhiên ở nhiều phân khúc người dùng cuối khác nhau. Tính đến năm 2022, lượng khí đốt tự nhiên nhập khẩu trong nước là khoảng 3,8 tỷ mét khối mỗi ngày. Nhập khẩu năm 2022 tăng so với năm 2021.

Source: <https://www.mordorintelligence.com/vi/industry-reports/malaysia-oil-and-gas-market>

Australia: Quản lý khí theo Đạo luật An toàn khí 1997 (Gas Safety Act 1997), Phiên bản được sửa đổi ngày 01/01/2021 và Đạo luật Công nghiệp khí 2001 (Gas Industry Act 2001). Mục đích chính của các Đạo luật này là quy định việc vận chuyển, bán, cung cấp, đo lường, kiểm soát và sử dụng khí đốt một cách an toàn và quy định

chung về an toàn gas. Ngoài ra, Úc áp dụng AS 4564 *Specification for general purpose natural gas* quy định chất lượng đối với khí thiên nhiên sử dụng cho mục đích chung.

Úc đang chú trọng hướng tới các nguồn sản xuất năng lượng sạch hơn nhằm giảm phát thải khí nhà kính có hại vào môi trường. Những nguồn sản xuất năng lượng sạch hơn này bao gồm khí thiên nhiên.

Khí đốt tự nhiên đã chứng kiến sự tăng trưởng đáng kể trong sản xuất và tiêu thụ của Úc trong vài năm vì nó luôn sẵn có và là nguồn năng lượng chính cho năng lượng sạch hơn. Năm 2022, tổng sản lượng khí đốt tự nhiên của Úc là 163.360 triệu mét khối, tăng từ 56.256 triệu mét khối vào năm 2011. Hơn nữa, tổng lượng tiêu thụ khí đốt của cả nước đạt 39,4 bcm vào năm 2021, so với 32,8 bcm vào năm 2011, ghi nhận tốc độ tăng trưởng 1,9% giữa năm 2011 và 2021.

Úc là một trong những nước xuất khẩu khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) hàng đầu sang nhiều nước khác nhau như Nhật Bản, Trung Quốc, Hàn Quốc, Đài Loan, Malaysia và các nước khác. Năm 2022, tổng lượng xuất khẩu LNG của Australia là 180,96 triệu megalit.

Source: <https://www.mordorintelligence.com/vi/industry-reports/australia-oil-and-gas-market>

Thái Lan: Việc quản lý khí thiên nhiên tại Thái Lan tuân thủ theo Đạo luật dầu mỏ số 7 năm 2017 (Petroleum Act No 7 - PA) và Đạo luật Công nghiệp khí (EIA). Đạo luật PA số 7 quản lý việc thăm dò và sản xuất sản phẩm dầu mỏ (khí thiên nhiên và dầu). Đạo luật Công nghiệp khí (EIA) có hiệu lực tháng 12/2007, giám sát tất cả chuỗi cung ứng khí, như mua bán, phân phối, nhập khẩu, xuất khẩu, tồn chứa, vận chuyển và tiêu chuẩn cho thiết bị.

Quy mô Thị trường Dầu khí Thái Lan ước tính là 238,73 nghìn thùng mỗi ngày vào năm 2024 và dự kiến sẽ đạt 266,55 nghìn thùng mỗi ngày vào năm 2029, tăng trưởng với tốc độ CAGR là 2,33% trong giai đoạn dự báo (2024-2029).

Để đáp ứng các yêu cầu về năng lượng nhiên liệu sạch quốc tế và giảm lượng khí thải carbon xuống mức 0, Thái Lan đã tuyên bố chuyển đổi từ nền kinh tế dựa trên than sang nền kinh tế dựa trên khí đốt.

Nhận thức rõ về trữ lượng khí đốt tự nhiên đang cạn kiệt, Thái Lan đã bắt đầu đầu tư vào Khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) bằng cách phát triển các yêu cầu cơ sở hạ tầng tại các cảng biển khác nhau. Nhà ga LNG mới hoàn thành gần đây ở Nong Fab, với công suất 7,5 triệu tấn/năm.

Năm 2022, mức tiêu thụ khí đốt tự nhiên ở Thái Lan lên tới khoảng 50,7 tỷ mét khối, tăng nhẹ so với năm trước. Tiêu thụ khí đốt tự nhiên ở Thái Lan chứng kiến mức tăng 10% vào năm 2022.

Quốc gia này có một số nhà máy điện khí thiên nhiên đang được xây dựng và đã lên kế hoạch, chẳng hạn như nhà máy điện Gulf Sriracha (2,5 GW), Dự án Điện lực Hin Kong (1,4 GW), nhà máy điện Dự án Chonburi Ng (2,6 GW) và hai nhà máy điện khác. Các nhà máy ở Surat Thani với công suất mỗi nhà máy là 700 MW. Việc vận hành các nhà máy điện này dự kiến sẽ làm tăng nhu cầu khí đốt tự nhiên ở Thái Lan.

Source: <https://www.mordorintelligence.com/vi/industry-reports/thailand-oil-and-gas-market>

Trung Quốc: Nguồn dầu khí của Trung Quốc bao gồm các đường ống dẫn dầu và khí đốt và các cơ sở lưu trữ. Tính đến năm 2021, cả nước có gần 110.000 km đường ống dẫn khí đốt tự nhiên, trong khi đường ống dẫn dầu gần 27.441 km.

Tháng 4/2020, Sinopec của Trung Quốc đã bắt đầu xây dựng các bể chứa trong giai đoạn hai của dự án nhà ga Thiên Tân để tiếp nhận khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG). Kế hoạch cho giai đoạn hai là có 5 bồn chứa LNG với sức chứa 220.000 mét khối mỗi bồn và một bến mới cho các tàu LNG.

Trung Quốc có gần 287 cơ sở lưu trữ với tổng sức chứa khoảng 1,06 tỷ thùng (dầu thô 74 cơ sở với sức chứa 706,1 triệu thùng; sản phẩm tinh chế 213 cơ sở với sức chứa 357 triệu thùng).

Với nhu cầu khí đốt tự nhiên ngày càng tăng, nước này đang có kế hoạch xây dựng 23 cơ sở lưu trữ khí đốt vào năm 2030, với vốn đầu tư khoảng 8,5 tỷ USD. Việc hoàn thành các cơ sở lưu trữ, cùng với các đường ống dẫn khí đốt sắp được xây dựng trong nước, dự kiến sẽ thúc đẩy lĩnh vực trung nguồn trong tương lai gần.

Trung Quốc áp dụng tiêu chuẩn GB 17820-2018 Natural gas để quản lý chất lượng khí thiên nhiên.

Source: <https://www.mordorintelligence.com/vi/industry-reports/china-oil-and-gas-market>

I.2. Tình hình sản xuất và sử dụng khí thiên nhiên tại Việt Nam

a. Sản xuất

Kế hoạch cung cấp điện và vận hành hệ thống điện quốc gia trên toàn quốc năm 2023 đã được Bộ Công Thương ban hành tại Quyết định số 2976/QĐ-BCT ngày 30.12.2022, trong đó sản lượng điện sản xuất từ khí thiên nhiên chiếm khoảng 10,4 % tổng sản lượng quốc gia. Theo kế hoạch này, Petrovietnam và bên trong hệ thống khí tại các khu vực Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ cung cấp khoảng 5,6 tỷ m³ khí (khu vực Đông Nam Bộ khoảng 4,3 tỷ m³ và Tây Nam Bộ khoảng 1,3 tỷ m³) cho sản xuất điện trong năm 2023. Kế hoạch 2024, Bộ Công Thương ban hành Quyết định số 3112/QĐ-BCT ngày 30/11/2023 phê duyệt kế hoạch cấp khí cho sản xuất điện năm 2024. Theo đó, sản lượng khí cấp cho sản xuất điện năm 2024 là 4,191 - 4,470 tỷ m³; trong đó khu vực Đông Nam Bộ từ 2,943 - 3,060 tỷ m³, khu vực Tây Nam Bộ từ 1,248 - 1,410 tỷ m³.

Hiện nay, tổng sản lượng CNG sản xuất và tiêu thụ khoảng 150 triệu m³ khí/năm tại các nhà máy thuộc PVGas, bao gồm:

- + Nhà máy CNG Phú Mỹ, công suất: 95 triệu m³/năm
- + Nhà máy CNG Mỹ Xuân, công suất: 100 triệu m³/năm
- + Nhà máy CNG Hiệp Phước, công suất: 20 triệu m³/năm.
- + Nhà máy sản xuất CNG tại Tiên Hải – Thái Bình với công suất 200 triệu m³/năm.

Hiện tại trong nước chưa sản xuất LNG, Việt Nam nhập khẩu LNG.

Một số dự án LNG nổi bật tại Việt Nam (*trích nguồn Công ty Cổ phần Kinh doanh khí miền Nam*)

1) Dự án LNG Thị Vải - Bà Rịa Vũng Tàu

Dự án LNG Thị Vải - Bà Rịa Vũng Tàu là một dự án lớn và trọng điểm của ngành dầu khí do PV GAS làm chủ đầu tư. Dự án này khởi công xây dựng ngày 28/10/2019 và có công suất giai đoạn 1 là 1 triệu tấn LNG/năm với tổng mức đầu tư là 285 triệu USD dự kiến hoàn thành vào năm 2022. Giai đoạn 2 với công suất 3 triệu tấn LNG/năm, dự kiến hoàn thành vào năm 2023.



Kho cảng LNG Thị Vải

Dự án kho cảng LNG Thị Vải nằm trong chuỗi dự án điện LNG Thị Vải - Nhơn Trạch, bao gồm dự án kho cảng nhập khẩu LNG Thị Vải và dự án nhà máy điện khí Nhơn Trạch 3&4. Sau khi hoàn thành, dự án kho cảng LNG Thị Vải dự kiến bổ sung

nguồn cung khoảng 1,4 tỷ m³ cho dự án điện khí Nhơn Trạch 3&4, các khách hàng công nghiệp và đáp ứng cho nhu cầu khí thiên nhiên thiếu hụt trong nước.

Theo đúng kế hoạch, PV GAS đã hoàn thành dự án Kho chứa LNG 1 triệu tấn tại Thị Vải từ tháng 7/2023 và là đơn vị duy nhất đến thời điểm hiện tại được cấp Giấy chứng nhận đủ điều kiện thương nhân xuất khẩu, nhập khẩu LNG tại Việt Nam.

2) Dự án LNG Hải Linh - Bà Rịa Vũng Tàu

Dự án LNG Hải Linh - Bà Rịa Vũng Tàu khởi công xây dựng vào quý 2/2018 do Công ty TNHH Dầu khí Hải Linh làm chủ đầu tư. Dự án kho LNG có sức chứa 220.000m³, công suất khoảng 4 triệu tấn/năm và dự kiến hoàn thành vào năm 2023. Giai đoạn 1 xây dựng hai bể có sức chứa 120.000m³, giai đoạn 2 xây dựng 1 bể thể tích 100.000m³ với tổng giá trị đầu tư ước tính khoảng 8400 tỷ đồng. Sau khi hoàn thành, dự án LNG Hải Linh sẽ cung cấp LNG cho EVN - cụm nhà máy điện Phú Mỹ.



Dự án LNG Hải Linh

3) Dự án LNG Bạc Liêu

Dự án LNG Bạc Liêu là một dự án điện khí thiên nhiên hóa lỏng thuộc Trung tâm nhiệt điện khí LNG Bạc Liêu. Dự án này do Công ty Delta Offshore Energy Pte. Ltd làm chủ đầu tư. Dự án có tổng mức đầu tư dự kiến 93.600 tỷ đồng (tương đương khoảng 4 tỷ USD) lớn nhất khu vực Đồng bằng sông Cửu Long với công suất 3.200MW. Theo kế hoạch, dự án bắt đầu triển khai trong năm 2021 và bắt đầu vận hành nhà máy điện vào năm 2024. Tuy nhiên, dự án này đang gặp phải nhiều khó khăn và chưa được triển khai. Tuy nhiên, hiện dự án này đang gặp vướng mắc ở các công việc liên quan đến chuẩn bị triển khai dự án, nên không thể bước sang giai đoạn xây dựng nhà máy.



Dự án LNG Bạc Liêu

4) Dự án LNG Chân Mây - Thừa Thiên Huế

Dự án LNG Chân Mây là dự án nhà máy điện khí thiên nhiên hóa lỏng do Công ty Cổ phần Chân Mây LNG đầu tư và phát triển tại Khu kinh tế Chân Mây - Lăng Cô khởi công xây dựng vào quý I.2021, với tổng công suất thiết kế 4.000 MW và mức đầu tư ước tính 6 tỷ USD. Dự tính sẽ vận hành vào năm 2024 với sản lượng điện khí cung cấp trung bình từ 24-25 tỷ kWh. Tuy nhiên, dự án này được quy hoạch điện VIII dự kiến đưa vào giai đoạn 2041-2045 để thực hiện khi không phát triển được thêm các nhà máy điện khí miền Bắc.

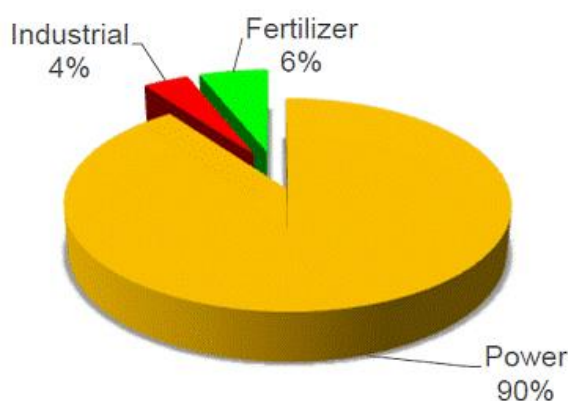


Dự án LNG Chân Mây - Thừa Thiên Huế

Trên đây là một số dự án LNG lớn nhất Việt Nam đang trong giai đoạn xây dựng và dự kiến đưa vào hoạt động trong những năm tới đây. Theo quy hoạch phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035, cả nước sẽ xây dựng 6 kho cảng LNG với tổng chi phí hơn 10 tỷ USD. Điều này giúp Việt Nam hạn chế sự phụ thuộc vào nguồn nhiên liệu hoá thạch như than đá, điện năng lượng tái tạo (thủy điện, điện gió, điện mặt trời, v.v.) đồng thời giảm lượng khí thải, gắn liền phát triển bền vững với bảo vệ môi trường.

b. Sử dụng trong công nghiệp

Sản xuất điện từ khí chiếm đến 40 % tổng lượng công suất điện hiện nay và sản xuất phân bón từ khí chiếm 35 % tổng sản lượng.



Hình 1 - Phân khúc thị trường tiêu thụ nguồn tài nguyên khí thiên nhiên Việt Nam hiện nay

Về cung cấp, tiêu thụ khí cho sản xuất điện: Năm 2023, lượng khí tiêu thụ thấp hơn so kế hoạch, trong đó: Khí Đông Nam Bộ: 4,07 tỷ m³ bằng 94,21 % kế hoạch năm; Khí Tây Nam Bộ: 1,01 tỷ m³ bằng 77,69 % kế hoạch năm.

Sản xuất phân bón: Đối với các nhà máy đạm tại khu vực Đông Nam Bộ và Tây Nam Bộ sử dụng nguồn khí thiên nhiên làm nguyên liệu đầu vào cho sản xuất (không có nguyên liệu thay thế) kể từ năm 2006 đến nay. Nhu cầu tiêu thụ khí luôn duy trì ổn định ở mức khoảng 1,1 tỷ m³ khí mỗi năm cho 2 nhà máy Đạm Phú Mỹ và Đạm Cà Mau, góp phần đảm bảo an ninh lương thực của đất nước.

b. Thay thế nhiên liệu đốt cho các nhà máy

Hiện các khách hàng sử dụng CNG rất đa dạng, hoạt động sản xuất kinh doanh trên nhiều lĩnh vực khác nhau. Cụ thể:

+ Ngành sắt thép: Nhà máy Thép Thủ Đức, Thép Biên Hòa, Thép Pomina, Tôn Đại Thiên Lộc.

+ Ngành gạch men: Công ty Gạch men Bách Thành, Gạch men Long Tai, Gạch men Ý Mỹ, Gạch men Thanh Thanh, Sứ vệ sinh cao cấp Caesar.

+ Ngành thực phẩm: Công ty URC Việt Nam, Sài Gòn Cafe, Dielac (Vinamilk), Friesland Campina (Sữa Cô Gái Hà Lan), Masan (Thương hiệu Chinsu).

Tất cả các khách hàng khi sử dụng CNG đều đánh giá cao hiệu quả kinh tế, xã hội và môi trường mà CNG mang lại.

c. Sử dụng cho các khu chung cư

CNG sẽ cấp cho các khu chung cư để thay thế các nhiên liệu khác nhằm đưa đến cho người dân một nguồn nhiên liệu sạch, giá rẻ.

d. Sử dụng trong ngành giao thông vận tải

CNG thay thế xăng cho các phương tiện giao thông vận tải với công nghệ đơn giản, an toàn, dễ sử dụng. Việc chuyển đổi sang sử dụng CNG sẽ góp phần bảo vệ môi trường và tiết kiệm được ít nhất 30 % chi phí nhiên liệu.

I.3. Tình hình tiêu chuẩn hóa

Tiêu chuẩn quốc tế ISO có 66 tiêu chuẩn, bao gồm các tiêu chuẩn quy định chất lượng, phương pháp thử cho sản phẩm khí do ban kỹ thuật tiêu chuẩn quốc tế ISO/TC28 Sản phẩm dầu mỏ và chất bôi trơn và ISO/TC193 Sản phẩm khí biên soạn. ASTM có 68 tiêu chuẩn, bao gồm các tiêu chuẩn phương pháp lấy mẫu và phương pháp thử.

Hệ thống tiêu chuẩn quốc gia (TCVN), quy chuẩn kỹ thuật quốc gia (QCVN) về sản phẩm khí hiện tại 01 QCVN và 95 TCVN, bao gồm:

- 01 QCVN: QCVN 8:2019/BKHCN Khí dầu mỏ hóa lỏng (LPG)
- 78 TCVN về Khí thiên nhiên, bao gồm các tiêu chuẩn quy định chất lượng, phương pháp thử, yêu cầu đối với hệ thống thiết bị, kho chứa...
- 18 TCVN về LPG, trong đó có 01 TCVN yêu cầu kỹ thuật, 11 TCVN phương pháp thử và 6 TCVN về thiết kế, chế tạo thiết bị cho LPG

I.4. Lý do xây dựng quy chuẩn kỹ thuật quốc gia

Nghị định số 87/2018/NĐ-CP về Kinh doanh khí do Thủ tướng Chính phủ ban hành ngày 15/6/2018 giao Bộ Khoa học và Công nghệ chủ trì phối hợp với các Bộ, ngành liên quan xây dựng, sửa đổi, bổ sung hoàn thiện hệ thống tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về khí; hoàn thiện văn bản quy phạm pháp luật về đo lường, chất lượng đối với các loại khí, quy định thực hiện thống nhất trong cả nước; quản lý, thanh tra, kiểm tra về đo lường, chất lượng khí sản xuất, chế biến, nhập khẩu, pha chế, giao nhận, vận chuyển và lưu thông trên thị trường; quy định việc sử dụng phụ gia để sản xuất, chế biến và pha chế khí; quy định việc áp dụng hệ thống quản lý chất lượng và hệ thống quản lý năng lực phòng thử nghiệm. Hiện tại, Việt Nam chưa có quy chuẩn kỹ thuật quốc gia quy định yêu cầu kỹ thuật, chất lượng của khí thiên nhiên thương phẩm. Do vậy cần xây dựng quy chuẩn kỹ thuật nhằm đưa ra các

yêu cầu quy định kỹ thuật chất lượng khí đảm bảo an toàn về môi trường, an toàn bảo vệ sức khỏe con người, an toàn phương tiện giao thông sử dụng khí thiên nhiên làm nhiên liệu cũng như quy định các biện pháp quản lý chất lượng, đánh giá sự phù hợp đối với khí thiên nhiên các loại.

II. Cơ sở tài liệu xây dựng QCVN

- TCVN 12049:2017 (ISO 13686:2013) *Khí thiên nhiên – Yêu cầu chung về chất lượng*
- TCVN 12051-1:2017 (ISO 15403-1:2006) *Khí thiên nhiên – Khí thiên nhiên nén sử dụng cho phương tiện giao thông – Phần 1: Yêu cầu chung về chất lượng*
- TCVN 12051-2:2017 *Khí thiên nhiên – Khí thiên nhiên nén sử dụng cho phương tiện giao thông – Phần 2: Quy định kỹ thuật*
- TCVN 13782:2023 (ISO 23306:2020) *Khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) – Yêu cầu kỹ thuật đối với LNG sử dụng làm nhiên liệu cho ứng dụng hàng hải*
- ASTM 8080-21 *Standard Specification for Compressed Natural Gas (CNG) and Liquefied Natural Gas(LNG) Used as a Motor Vehicle Fuel (Tiêu chuẩn quy định kỹ thuật đối với khí thiên nhiên nén (CNG) và khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) sử dụng làm nhiên liệu phương tiện xe cơ giới)*
- Tiêu chuẩn cơ sở của Tổng công ty Khí Việt Nam (PVGas)

III. Bố cục của dự thảo quy chuẩn

Bố cục QCVN, gồm các phần chính sau:

1. Quy định chung
 - 1.1. Phạm vi điều chỉnh
 - 1.2. Đối tượng áp dụng
 - 1.3. Giải thích từ ngữ
2. Quy định kỹ thuật
 - 2.1. Khí thiên nhiên thương phẩm dùng cho mục đích chung
 - 2.2. Khí thiên nhiên thương phẩm dùng cho phương tiện giao thông
3. Phương pháp thử
 - 3.1. Lấy mẫu
 - 3.2. Phương pháp thử
 - 3.3. Xử lý kết quả
4. Quản lý chất lượng
5. Trách nhiệm của tổ chức, cá nhân

6. Tổ chức thực hiện

IV. Nội dung QCVN

Mục 1. Quy định chung

1.1. Phạm vi điều chỉnh:

Quy chuẩn kỹ thuật này quy định mức giới hạn đối với các chỉ tiêu kỹ thuật liên quan đến an toàn, sức khỏe, môi trường và các yêu cầu về quản lý chất lượng đối với khí thiên nhiên thương phẩm, bao gồm khí thiên nhiên đường ống (PNG), khí thiên nhiên nén (CNG) và khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) có mã HS được quy định trong Danh mục hàng hóa xuất khẩu, nhập khẩu Bộ Tài chính ban hành kèm theo Thông tư số 31/2022/TT-BTC ngày 08/6/2022 (xem Phụ lục A).

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 sản xuất, kinh doanh, chế biến, pha chế, nhập khẩu và phân phối khí thiên nhiên thương phẩm tại Việt Nam.

1.3. Giải thích từ ngữ:

1.3.1. Khí thiên nhiên (Natural gas – NG)

Hỗn hợp của các hydrocarbon bao gồm chủ yếu là metan và lượng ít hơn các cấu tử hydrocarbon nặng gồm etan, propan, butan, pentan, các alkan khác và lượng nhỏ các khí trơ (nitơ, cacbon dioxit, ...) và/hoặc các tạp chất (hợp chất của lưu huỳnh, nước, bụi, ...).

Khí thiên nhiên được khai thác từ các mỏ khí hoặc thu gom được từ các phân đoạn nhẹ của quá trình khai thác tại các mỏ dầu (trong trường hợp này còn được gọi là khí đồng hành). Khí thiên nhiên khi mới được khai thác, thu gom còn chứa nhiều thành phần hydrocarbon nặng và các tạp chất cần được xử lý, tách loại tại các nhà máy xử lý khí (Gas processing plant – GPP) để đảm bảo chất lượng, an toàn cho quá trình vận chuyển, phân phối và sử dụng.

1.3.2. Khí thiên nhiên thương phẩm (Commercial natural gas)

Sản phẩm khí thu được từ khí thiên nhiên hay khí đồng hành sau khi được xử lý tách loại nước và các tạp chất cơ học, tách khí dầu mỏ hóa lỏng (LPG) và condensat. Tùy thuộc vào trạng thái và hoạt động vận chuyển, khí thiên nhiên thương phẩm được chia thành ba loại khí thiên nhiên đường ống, khí thiên nhiên nén và khí thiên nhiên hóa lỏng.

1.3.3. Khí thiên nhiên đường ống (Pipeline natural gas) (PNG)

Khí thiên nhiên thương phẩm được vận chuyển và cung cấp bằng đường ống dẫn khí từ nơi sản xuất đến nơi sử dụng. Nơi sản xuất có thể là nhà máy xử lý khí (GPP); hoặc

các kho nhập khẩu LNG tại đó có hệ thống tái hóa khí và cung cấp khí thiên nhiên thương phẩm vào đường ống; hoặc các kho/trạm cung cấp LNG, CNG tập trung và có hệ thống tái hóa khí hoặc hệ thống điều chỉnh áp suất để cung cấp LNG vào đường ống cấp cho hộ tiêu thụ. Thông thường áp suất để vận chuyển/phân phối bằng đường ống có thể từ vài bar đến vài chục bar. Một số đường ống vận chuyển khí chính áp suất có thể đến 200 bar.

Khí thiên nhiên sau khi được xử lý tách loại nước và các tạp chất cơ học, tách khí hóa lỏng (LPG) và condensat tại các GPP, đạt tiêu chuẩn chất lượng để vận chuyển phân phối được đưa vào các đường ống vận chuyển, phân phối khí để cung cấp cho các khách hàng.

CNG được giảm áp cung cấp vào đường ống, LNG được gia nhiệt để chuyển về trạng thái khí và cung cấp vào đường ống cũng gọi là PNG.

1.3.4. Khí thiên nhiên nén (Compressed natural gas – CNG)

Khí thiên nhiên thương phẩm được nén với áp suất cao (thường khoảng từ 200 bar đến 250 bar).

Khí thiên nhiên sau khi được xử lý tại các GPP đạt tiêu chuẩn tương đương khí đường ống (PNG) được nén lên áp suất cao (khoảng từ 200 bar đến 250 bar) và chứa trong các bồn chịu áp để vận chuyển, phân phối đến các khách hàng sử dụng khí nằm xa các đường ống vận chuyển khí.

Khí thiên nhiên để sản xuất CNG có thể được lấy từ sau các GPP, lấy từ đường ống vận chuyển khí hoặc lấy từ LNG sau khi được tái hóa khí.

1.3.5. Khí thiên nhiên hóa lỏng (Liquefied natural gas – LNG)

Khí thiên nhiên thương phẩm được hóa lỏng tại nhiệt độ khoảng $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$, ở áp suất khí quyển.

Khí thiên nhiên sau khi được xử lý tại các GPP, được tách loại hầu hết các tạp chất đủ tiêu chuẩn để sản xuất LNG (tiêu chuẩn khí thiên nhiên để sản xuất LNG có thể cao hơn tiêu chuẩn khí PNG và CNG) và được đưa vào nhà máy hóa lỏng khí (Natural gas liquefaction plant), tại đây khí thiên nhiên được hóa lỏng tại nhiệt độ khoảng $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ và chuyển từ trạng thái khí sang trạng thái lỏng gọi là LNG.

Việc hóa lỏng khí thiên nhiên thành LNG giúp giảm thể tích khí khoảng 600 lần nhằm vận chuyển bằng tàu biển đến các thị trường ở xa hàng ngàn km (vận chuyển Quốc tế). LNG cũng có thể được chứa trong các bồn chứa (bồn cách nhiệt, iso tank) để phân phối đến khách hàng bằng xe bồn hoặc tàu hỏa hoặc tàu thủy nhỏ. Tại nơi tiêu thụ, LNG được gia nhiệt để chuyển lại thành trạng thái khí (gọi là quá trình tái hóa khí) và được sử dụng như PNG hoặc CNG.

Mục 2. Quy định kỹ thuật

Các chỉ tiêu kỹ thuật và mức giới hạn đối với khí thiên nhiên được quy định trong dự thảo quy chuẩn này được tham chiếu từ các tài liệu tiêu chuẩn, các quy định của một số quốc gia, tiêu chuẩn cơ sở của Tổng công ty Khí Việt Nam (hiện tại là đơn vị duy nhất sản xuất, kinh doanh sản phẩm khí thiên nhiên tại Việt Nam) cũng như các tiêu chuẩn quốc gia (TCVN) liên quan.

Chi tiết được trình bày trong các bảng dưới đây.

2.1. Khí thiên nhiên thương phẩm dùng cho mục đích chung

2.1.1. Khí thiên nhiên đường ống (PNG), khí thiên nhiên nén (CNG)

Các chỉ tiêu kỹ thuật cơ bản và phương pháp thử tương ứng của PNG và CNG được quy định trong Bảng 1.

Các chỉ tiêu và mức quy định đối với PNG và CNG được tham khảo từ AS 4564 *Specification for general purpose natural gas*, IGS-M-CH-033(1) *Specification for Iranian Natural Gas Quality*, TCVN 12051-2:2017 *Khí thiên nhiên – Khí thiên nhiên nén sử dụng cho phương tiện giao thông – Phần 2: Quy định kỹ thuật và các tiêu chuẩn cơ sở của PVGas*.

Bảng 1 – Chỉ tiêu kỹ thuật và phương pháp thử đối với PNG và CNG

Tên chỉ tiêu	Mức	Phương pháp thử
1. Nhiệt trị toàn phần (GHV), MJ/Sm ³	35,2 – 47,0	TCVN 12553:2019 (ASTM D 3588-98) TCVN 12798:2019 (ISO 6976:2016)
2. Hàm lượng lưu huỳnh tổng, ppmv, không lớn hơn	36	TCVN 10142:2013 (ASTM D 5504-12); TCVN 10143:2013 (ASTM D 6228-10); TCVN 12046-5:2019 (ISO 6326-5:1989); TCVN 12552:2019 (ISO 19739:2004)
3. Hàm lượng hydro sulfua (H ₂ S), ppmv, không lớn hơn	24	TCVN 10142:2013 (ASTM D 5504-12); TCVN 10143:2013 (ASTM D 6228-10); TCVN 9796:2013 (ASTM D 4810-06)
4. Hàm lượng nước, mg/Sm ³ , không lớn hơn	80	TCVN 12545-1,2,3:2019 (ISO 10101-1,2,3:1993); TCVN 12551:2019 (ISO 18453:2013); TCVN 12547:2019 (ISO 11541:1997); TCVN 12802:2019 (ASTM D 1142-95)

5. Hàm lượng tạp chất có đường kính lớn hơn 10 μm , ppmw, không lớn hơn	30	TCVN 11256-4:2015 (ISO 8573-4:2001)
--	----	-------------------------------------

2.1.2. Khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG)

Các chỉ tiêu kỹ thuật và phương pháp thử đối với LNG được quy định trong Bảng 2. Các chỉ tiêu và mức quy định đối với LNG được tham khảo từ tiêu chuẩn cơ sở của PVGas.

Bảng 2 – Chỉ tiêu kỹ thuật và phương pháp thử đối với LNG

Tên chỉ tiêu	Mức	Phương pháp thử
1. Nhiệt trị toàn phần (GHV), MJ/Sm ³	37,0 – 47,0	TCVN 12798:2019 (ISO 6976:2016)
2. Hàm lượng lưu huỳnh tổng, ppmv, không lớn hơn	32	TCVN 10142:2013 (ASTM D 5504-12); TCVN 10143:2013 (ASTM D 6228-10); TCVN 12046-5:2019 (ISO 6326-5:1989); TCVN 12552:2019 (ISO 19739:2004)
3. Hàm lượng hydro sulfua (H ₂ S), ppmv, không lớn hơn	17	TCVN 10142:2013 (ASTM D 5504-12); TCVN 10143:2013 (ASTM D 6228-10); TCVN 9796:2013 (ASTM D 4810-06)
4. Hàm lượng nitơ, % thể tích, không lớn hơn	2	TCVN 12047:2017 (ISO 6974:2012) (tất cả các phần)
5. Khối lượng riêng, kg/m ³	420 – 480	TCVN 12798:2019 (ISO 6976:2016)

2.2. Khí thiên nhiên thương phẩm dùng cho phương tiện giao thông

2.2.1. Khí thiên nhiên thương phẩm dùng cho phương tiện giao thông đường bộ

2.2.1.1. Khí thiên nhiên nén (CNG)

CNG sử dụng làm nhiên liệu cho phương tiện giao thông phải đáp ứng các chỉ tiêu được quy định trong Bảng 3.

Các chỉ tiêu và mức quy định được tham khảo từ ASTM 8080-21 *Standard Specification for Compressed Natural Gas (CNG) and Liquefied Natural Gas(LNG) Used as a Motor Vehicle Fuel*

Bảng 3 – Chỉ tiêu kỹ thuật và phương pháp thử đối với CNG sử dụng cho phương tiện giao thông đường bộ

Tên chỉ tiêu	Mức		Phương pháp thử
	S16	S32	
1. Trị số metan tính toán, không nhỏ hơn	75	75	ASTM D 8221-23
2. Chỉ số Wobbe, MJ/m ³	46 – 53	46 – 53	TCVN 12798:2019 (ISO 6976:2016)
3. Nhiệt trị dưới, MJ/m ³ , min.	33,2	33,2	TCVN 12553:2019 (ASTM D 3588-98)
4. Hàm lượng lưu huỳnh tổng (bao gồm chất tạo mùi), ppmv, không lớn hơn	16	32	TCVN 10142:2013 (ASTM D 5504-12); TCVN 10143:2013 (ASTM D 6228-10); TCVN 12046-5:2019 (ISO 6326-5:1989); TCVN 12552:2019 (ISO 19739:2004)
5. Hàm lượng hydro sulfua (H ₂ S), ppmv, không lớn hơn	5	5	TCVN 10142:2013 (ASTM D 5504-12); TCVN 10143:2013 (ASTM D 6228-10); TCVN 9796:2013 (ASTM D 4810-06)
6. Hydro, % thể tích, không lớn hơn	0,3	0,3	TCVN 9794:2013 (ASTM D 1945-03); ASTM D 7833-20
7. Oxy, % thể tích, không lớn hơn	1	1	TCVN 9794:2013 (ASTM D 1945-03); ASTM D 7607; ASTM D 7833
8. Điểm sương theo nước, °C, không lớn hơn	6	6	TCVN 12802:2019 (ASTM D 1142-95); ASTM D 5454-11; ASTM D 7904-21
9. Tạp chất dạng hạt lớn nhất, mg/kg, không lớn hơn	1	1	ASTM D 7651-17
10. Dầu máy nén, mg/kg, không lớn hơn	10	10	ASTM D 8251-23
11. Siloxanes, mg của Si/m ³ , không lớn hơn	0,1	0,1	ASTM D 8230-19

2.2.1.2. Khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG)

Các chỉ tiêu kỹ thuật và phương pháp thử đối với LNG sử dụng làm nhiên liệu cho phương tiện giao thông đường bộ được quy định trong Bảng 4.

Các chỉ tiêu và mức quy định được tham khảo từ ASTM 8080-21 *Standard Specification for Compressed Natural Gas (CNG) and Liquefied Natural Gas (LNG) Used as a Motor Vehicle Fuel*

Bảng 4 – Chỉ tiêu kỹ thuật và phương pháp thử đối với LNG cho phương tiện giao thông đường bộ

Tên chỉ tiêu	Mức		Phương pháp thử
	S16 ¹⁾	S32 ²⁾	
1. Trị số metan tính toán, không nhỏ hơn	75	75	ASTM D 8221-23
2. Chỉ số Wobbe, MJ/m ³	46 – 53	46 – 53	TCVN 12798:2019 (ISO 6976:2016)
3. Nhiệt trị thực, MJ/m ³ , không nhỏ hơn	33,2	33,2	TCVN 12553:2019 (ASTM D 3588-98)
4. Hàm lượng lưu huỳnh tổng (bao gồm chất tạo mùi), ppmv, không lớn hơn	16	32	TCVN 10142:2013 (ASTM D 5504-12); TCVN 10143:2013 (ASTM D 6228-10); TCVN 12046-5:2019 (ISO 6326-5:1989); TCVN 12552:2019 (ISO 19739:2004)
5. Hàm lượng hydro sulfua (H ₂ S), ppmv, không lớn hơn	5	5	TCVN 10142:2013 (ASTM D 5504-12); TCVN 10143:2013 (ASTM D 6228-10); TCVN 9796:2013 (ASTM D 4810-06)
6. Hydro, % thể tích, không lớn hơn	0,3	0,3	TCVN 9794:2013 (ASTM D 1945-03) ASTM D 7833-20
7. Oxy, % thể tích, không lớn hơn	1	1	TCVN 9794:2013 (ASTM D 1945-03) ASTM D 7607-19; ASTM D 7833-20
8. Điểm sương theo nước, °C, không lớn hơn	6	6	TCVN 12802:2019 (ASTM D 1142-95) ASTM D 5454-11; ASTM D 7904-21
9. Siloxanes, mg của Si/m ³ , không lớn hơn	0,1	0,1	ASTM D 8230-19
¹⁾ S16: Chỉ CNG có hàm lượng lưu huỳnh tổng là không lớn hơn 16 ppmv. ²⁾ S32: Chỉ CNG có hàm lượng lưu huỳnh tổng là không lớn hơn 32 ppmv.			

2.2.2. Khí thiên nhiên thương phẩm dùng cho phương tiện giao thông đường thủy

Các chỉ tiêu kỹ thuật và phương pháp thử đối với LNG sử dụng làm nhiên liệu cho phương tiện giao thông đường thủy được quy định trong Bảng 5.

Các chỉ tiêu và mức quy định được tham khảo từ TCVN 13782:2023 (ISO 23306:2020) *Khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) – Yêu cầu kỹ thuật đối với LNG sử*

dùng làm nhiên liệu cho ứng dụng hàng hải

Bảng 5 – Chỉ tiêu kỹ thuật và phương pháp thử đối với CNG, LNG dùng cho phương tiện giao thông đường thủy

Tên chỉ tiêu	Mức	Phương pháp thử
1. Nhiệt trị thực (NCV), MJ/m ³ (s), không nhỏ hơn	33,6 ^a	TCVN 12798:2019 (ISO 6976:2016)
2. Hàm lượng nitơ, % (mol), không lớn hơn	1,0	TCVN 12047:2017 (ISO 6974:2012) (tất cả các phần)
3. Trị số metan tính toán, không nhỏ hơn	75	ASTM D 8221-23
4. Hàm lượng lưu huỳnh tổng, ppmv, không lớn hơn	32	TCVN 12552:2018 (ISO 19739:2004) TCVN 12800:2019 (ISO 20729:2017)

^a Được tính toán đối với hỗn hợp lý thuyết của 99 % (mol) metan và 1 % (mol) nitơ trong pha lỏng. Nhiệt trị tổng có thể tính toán được từ nhiệt trị thực [xem TCVN 12548:2019 (ISO 13443:1996)].

Mục 3. Phương pháp thử

Lấy mẫu khí thiên nhiên để xác định phù hợp với Quy chuẩn kỹ thuật này theo TCVN 12546:2019 (ISO 10715:1997) *Khí thiên nhiên – Hướng dẫn lấy mẫu*.

Lấy mẫu LNG để xác định phù hợp với Quy chuẩn kỹ thuật này theo TCVN 12799:2019 (ISO 8943:2007) *Lưu chất hydrocacbon nhẹ được làm lạnh – Lấy mẫu khí thiên nhiên hóa lỏng – Phương pháp liên tục và gián đoạn*

Liệt kê tiêu chuẩn phương pháp thử tương ứng với các chỉ tiêu được quy định trong các bảng yêu cầu kỹ thuật

Quy định về việc xử lý kết quả thử nghiệm theo TCVN 6702:2013 (ASTM D 3244-07a) *Xử lý kết quả thử nghiệm để xác định sự phù hợp với yêu cầu kỹ thuật*.

Mục 4. Quy định quản lý

- Quy định về việc đánh giá chứng nhận sự phù hợp với các quy định kỹ thuật được quy định trong quy chuẩn.
- Đưa ra phương thức đánh giá chứng nhận sự phù hợp đối với từng loại sản phẩm, cụ thể như sau:

Các phương thức đánh giá chứng nhận sự phù hợp và nguyên tắc áp dụng được 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-BKHHCN ngày 12/12/2012 của Bộ Khoa học và Công nghệ. Việc áp dụng cụ thể như sau:

a) Khí thiên nhiên sản xuất, pha chế trong nước phải được đánh giá chứng nhận sự phù hợp với Quy chuẩn kỹ thuật này theo Phương thức 5 “Thử nghiệm mẫu đại diện

và đánh giá quá trình sản xuất; giám sát thông qua thử nghiệm mẫu lấy tại nơi sản xuất hoặc trên thị trường kết hợp với đánh giá quá trình sản xuất” hoặc Phương thức 7 “Thử nghiệm, đánh giá sự phù hợp của lô sản phẩm, hàng hóa”;

b) Khí thiên nhiên nhập khẩu phải được đánh giá chứng nhận sự phù hợp với Quy chuẩn kỹ thuật này theo Phương thức 7 “Thử nghiệm, đánh giá sự phù hợp của lô sản phẩm, hàng hóa”;

- Quy định về tạo mùi: Khí thiên nhiên thương phẩm phải được bổ sung chất tạo mùi, phù hợp với TCVN 12549:2019 (ISO 13734:2013) Khí thiên nhiên – Các hợp chất hữu cơ sử dụng làm chất tạo mùi – Yêu cầu kỹ thuật và phương pháp thử. Tại các cơ sở sản xuất, chế biến, pha chế và tiêu thụ công nghiệp, khi không bổ sung chất tạo mùi thì phải áp dụng các giải pháp kỹ thuật để phát hiện rò rỉ khí, như lắp đặt thiết bị báo rò khí tự động, đầu dò lửa, đầu dò nhiệt, đầu dò khói trong hệ thống F&G, v.v
- Ngoài ra còn các quy định quản lý nhà nước liên quan khác.

Mục 5 Trách nhiệm của tổ chức, cá nhân

5.1. Tổ chức, cá nhân sản xuất, chế biến, pha chế và nhập khẩu khí thiên nhiên thương phẩm phải thực hiện công bố tiêu chuẩn áp dụng với nội dung không được trái với Quy chuẩn kỹ thuật này, đảm bảo chất lượng phù hợp với quy định tại Quy chuẩn kỹ thuật này và tiêu chuẩn đã công bố áp dụng.

5.2. Tổ chức, cá nhân sản xuất, chế biến, pha chế khí thiên nhiên thương phẩm phải thực hiện việc chứng nhận hợp quy và công bố hợp quy theo quy định tại Quy chuẩn này.

Tổ chức, cá nhân nhập khẩu khí thiên nhiên nén và khí thiên nhiên hóa lỏng phải thực hiện việc chứng nhận phù hợp Quy chuẩn kỹ thuật này và đăng ký kiểm tra nhà nước về chất lượng hàng hóa nhập khẩu theo quy định tại Quy chuẩn này.

5.3. Tổ chức, cá nhân kinh doanh, phân phối khí thiên nhiên thương phẩm phải đảm bảo chất lượng phù hợp với các quy định tại Quy chuẩn kỹ thuật này và tiêu chuẩn đã công bố áp dụng.

5.4. Tổ chức chứng nhận, tổ chức thử nghiệm được chỉ định phải thực hiện trách nhiệm theo quy định tại Điều 18 Nghị định số 132/2008/NĐ-CP được sửa đổi, bổ sung tại khoản 8 Điều 1 Nghị định số 74/2018/NĐ-CP ngày 15/5/2018 của Chính phủ

Tổ chức chứng nhận, tổ chức thử nghiệm và các tổ chức, cá nhân liên quan phải lưu giữ hồ sơ theo quy định tại Thông tư số 19/2019/TT-BKHCN ngày 10/12/2019 của Bộ trưởng Bộ Khoa học và Công nghệ quy định thời hạn bảo quản hồ sơ, tài liệu chuyên ngành khoa học và công nghệ, cụ thể như sau:

- Đối với hồ sơ, tài liệu thử nghiệm khí thiên nhiên thương phẩm là 05 năm;
- Đối với hồ sơ, tài liệu chứng nhận khí thiên nhiên thương phẩm là 10 năm

Mục 6 Tổ chức thực hiện

V. Ý nghĩa của các chỉ tiêu được quy định trong quy chuẩn

1. Nhiệt trị toàn phần

Nhiệt trị dưới (LHV), còn được gọi là nhiệt trị thực - Lượng năng lượng trên một thể tích được truyền dưới dạng nhiệt từ quá trình đốt cháy hoàn toàn, lý tưởng của khí ở nhiệt độ tiêu chuẩn trong đó tất cả nước tạo thành từ phản ứng vẫn ở trạng thái hơi.

2. Lưu huỳnh

Tổng lưu huỳnh – Giới hạn về hàm lượng lưu huỳnh được đưa ra để bảo vệ hệ thống kiểm soát khí thải. Vì lý do an toàn, các nhà cung cấp khí đốt tự nhiên được yêu cầu phải tạo mùi cho khí đốt trước khi giao cho khách hàng. Các phương pháp thử nghiệm được sử dụng để xác định tổng lưu huỳnh đo tổng khối lượng của tất cả các nguyên tử lưu huỳnh từ các hợp chất khí chứa lưu huỳnh, bao gồm cả hydro sulfua, trong một thể tích cố định của hỗn hợp khí và kết quả được chuyển đổi thành ppmv [$\mu\text{mol S/mol gas}$] ở điều kiện tham chiếu tiêu chuẩn là 101,325 kPa và 15,55°C.

Nhiều nguồn khí thiên nhiên chứa lượng và loại hợp chất lưu huỳnh khác nhau, có mùi, ăn mòn thiết bị và có thể ức chế hoặc phá hủy chất xúc tác trong quá trình xử lý khí. Số lượng chính xác của chúng là cần thiết cho việc xử lý, vận hành và sử dụng khí.

Thông số này là lượng lưu huỳnh có trong các hợp chất chứa lưu huỳnh có trong khí thiên nhiên. Hạn chế liên quan đến ô nhiễm không khí và kiểm soát chất lượng không khí trong nhà. Hơn nữa, hàm lượng lưu huỳnh trong khí ảnh hưởng xấu đến tuổi thọ của đường ống và thiết bị tiêu dùng, do đó hàm lượng này bị hạn chế đối với tất cả các loại khí nhiên liệu.

Hàm lượng lưu huỳnh trong khí thiên nhiên, được sử dụng làm nhiên liệu, góp phần phát thải SOX và có thể dẫn đến ăn mòn các thiết bị, động cơ và hệ thống xả.

Các hợp chất lưu huỳnh trong khí cũng có thể dẫn đến sự lắng đọng lưu huỳnh nguyên tố trong đường ống, chất này cũng có tác dụng ăn mòn, đặc biệt khi có nước.

Các hợp chất lưu huỳnh có thể có mùi rất nồng và khó chịu và có thể gây ra khó chịu khi bị rò rỉ. Một số chất xúc tác được sử dụng trong quy trình lọc dầu và hóa chất có thể bị nhiễm độc bởi các vật liệu chứa lưu huỳnh trong nguyên liệu thô. Ngoài ra, một số quy trình công nghiệp nhất định, ví dụ: các nhà sản xuất thủy tinh, có thể bị ảnh hưởng bất lợi bởi hàm lượng lưu huỳnh cao trong dòng khí.

Một số thành phần lưu huỳnh thì ăn mòn; hàm lượng lưu huỳnh tổng có thể có tác động ngược lên các thiết bị làm sạch khí phát thải.

Khi có mặt lưu huỳnh, các thành phần kim loại sau đây dễ bị ăn mòn:

- a) bình chứa trong phương tiện giao thông;
- b) bình chứa tĩnh trong trạm nạp nhiên liệu;
- c) đường ống;
- d) móc nối nạp nhiên liệu;
- e) các van nối chung;
- f) bộ điều khiển;
- g) hệ thống bơm.

Nếu có nước, với một lượng nhỏ lưu huỳnh cũng có thể làm tăng sự ăn mòn. Giá trị giới hạn đối với hàm lượng lưu huỳnh tổng là 120 mg/m^3 . Lượng lưu huỳnh tổng này tránh ngộ độc xúc tác-phát thải quá mức.

Theo tiêu chuẩn Úc, hàm lượng lưu huỳnh tổng trong khí thiên nhiên không lớn hơn 50 mg/m^3 (36 ppmv). Tiêu chuẩn Philippin quy định max 30 mg/m^3 , Ấn độ quy định max 20 mg/m^3 .

3. Hydro sulfua

Hydro sulfua là một loại khí dễ cháy không màu, có mùi khó chịu tương tự như trứng thối. Nó cực kỳ độc hại. Nồng độ H_2S cao dẫn đến ngộ độc nhanh chóng và tử vong. Trong nhiều trường hợp, điều đó là rất quan trọng cho sức khỏe và an toàn.

Hydro sulfua là một loại khí ăn mòn và tác động ăn mòn của nó đối với đường ống và các bộ phận bằng đồng trong hệ thống lắp đặt khí đốt có xu hướng tích lũy. H_2S cũng là tác nhân gây nứt ăn mòn ứng suất cho đường ống thép cacbon và khả năng tạo ra các vết nứt ứng suất phụ thuộc vào áp suất riêng phần của hydro sulfua, đến mức ở áp suất khí cao hơn thì phải xác định mức H_2S thấp hơn.

Khi có nước, hydro sulfua có thể gây ra vết nứt do hydro gây ra và vết nứt do ứng suất sulfua ở thép cường độ cao ở áp suất cao. Điều này đặc biệt quan trọng đối với việc vận chuyển khí trong ống thép và sử dụng khí thiên nhiên trong các phương tiện vận chuyển khí thiên nhiên thường được lưu trữ ở áp suất lên tới 26 MPa. Bằng cách khử nước, sự ăn mòn do H_2S được loại bỏ một cách hiệu quả. Tương tự, khả năng ăn mòn của khí axit cũng có thể được kiểm soát bằng cách khử nước.

Hydro sulfua cũng có liên quan đến sự tấn công hóa học vào đồng và hợp kim của nó, dẫn đến sự hình thành đồng sulfua, có thể gây ra trục trặc trong các thiết bị.

Giới hạn đối với hydro sulfua trong khí là rất cần thiết vì tác động ăn mòn của nó. Hydro sulfua bị oxy hóa trong quá trình đốt cháy dẫn đến hình thành sulfur dioxide (SO_2), phản ứng với nước tạo thành axit lưu huỳnh. Axit này có tính ăn mòn cực mạnh đối với các bộ phận của động cơ đốt trong.

Nói chung, việc hạn chế hydro sulfua trong khí thiên nhiên là quan trọng vì các thông số kỹ thuật về chất lượng khí, tính chất ăn mòn của H₂S đối với vật liệu đường ống và ảnh hưởng của hydro sulfua lên thiết bị sử dụng. Việc loại bỏ hydro sulfua là mong muốn để giảm tác động bất lợi của nó.

4. Nước

Yêu cầu an toàn quan trọng nhất của nhiên liệu khí thiên nhiên nén (CNG) là nhiệt độ điểm sương nước rất thấp để ngăn ngừa sự tạo thành nước lỏng tại bất kỳ thời điểm nào. Nước lỏng là điểm báo sự tạo thành các hợp chất ăn mòn thông qua sự kết hợp với các thành phần trong khí thiên nhiên, như là cacbon dioxit và hydro sulfua. Sự kết hợp của các chất ăn mòn và tuần hoàn áp suất, gây ra bởi sự tiêu thụ nhiên liệu và nạp lại tiếp theo của thùng chứa tồn trữ nhiên liệu, có thể dẫn đến sự phát triển rạn nứt trong kim loại và tạo ra sự hư hại và hỏng hóc. Cũng vậy, tự nước lỏng có thể gây thiệt hại như nó có thể gây ra sự tắc nghẽn, cả chất lỏng và chất rắn, trong hệ thống nhiên liệu.

Khi có mặt của nước tự do trong các bộ phận làm bằng kim loại sau đây, sẽ dễ bị ăn mòn:

- h) bình chứa trong phương tiện giao thông;
- i) bình chứa tĩnh trong trạm nạp nhiên liệu;
- j) đường ống;
- k) móc nối nạp nhiên liệu;
- l) các van nói chung;
- m) bộ điều khiển;
- n) hệ thống bơm.

Đặc điểm an toàn khác là thực tế thiết bị nén nạp nhiên liệu vỡ nếu nước dạng lỏng có mặt.

Hàm lượng nước không lớn hơn 80 mg/Sm³ là mức độ thỏa mãn đối với áp suất và nhiệt độ mong muốn. Điều này có thể được xem xét yêu cầu kỹ thuật và hệ thống phải được thích hợp và duy trì với chất làm khô để đạt điều kiện như vậy.

Giới hạn nước được quy định như trên để đảm bảo sự tạo thành hydrat và ăn mòn quá mức không xảy ra trong hệ thống truyền dẫn.

5. Tạp chất dạng hạt

Nhiên liệu CNG được giao hàng về mặt kỹ thuật phải không có bụi. Hàm lượng dầu có thể có của khí thiên nhiên phải không có tác động xấu đến sự vận hành an toàn của phương tiện vận tải.

6. Trị số mêtan— Trị số mêtan (MN) là thước đo khả năng chống tự bốc cháy (gõ) của nhiên liệu khí khi sử dụng trong động cơ đốt trong. Giá trị tương đối của nhiên liệu khí từ các nguồn khác nhau và có thành phần khác nhau có thể được so sánh dễ dàng dựa trên số lượng khí mêtan của chúng. Trị số mêtan là phép xác định thực nghiệm về khả năng chống kích nổ của nhiên liệu khí dựa trên động cơ thử nghiệm Octane động cơ (MON) của Nghiên cứu nhiên liệu hợp tác (CFR) và được biểu thị bằng thể tích khí mêtan trong hỗn hợp với hydro.

Trị số mêtan được tính toán (MNC)—Trị số mêtan được tính toán (MNC) dựa trên thuật toán gần đúng với số lượng mêtan được xác định bằng thực nghiệm. Tính toán này là sự tối ưu hóa các trình tự khác nhau của bảng thành phần khí nhị phân và bậc ba được tạo ra từ thành phần của mẫu nhiên liệu khí. Phương pháp tính toán này áp dụng cho nhiên liệu khí gồm các hydrocarbon từ metan đến hexan trở lên (C6+); cacbon monoxit; hydro; hydro sulfua; nitơ; và carbon dioxide.

7. Chỉ số Wobbe (WI) - Chỉ số Wobbe là thước đo mật độ năng lượng của hỗn hợp nhiên liệu khí.

Sự thay đổi về chỉ số Wobbe có thể tác động đến công suất và tính năng của động cơ. Hầu hết các hệ thống đo của động cơ khí thiên nhiên hiện nay sử dụng các vòi phun, do đó những biến thiên về chỉ số Wobbe sẽ sinh ra những biến thiên tương tự về tỷ lệ không khí-nhiên liệu. Sự biến thiên của thông số này hầu hết ảnh hưởng đáng kể đến động cơ mà không được trang bị bộ kiểm soát mạch kín (tự thích nghi).

8. Hydro - Hydro tác động đến MNC và chỉ số Wobbe của hỗn hợp nhiên liệu khí. Hydro có thể dẫn đến hư hỏng bộ phận của động cơ chạy bằng khí thiên nhiên không được thiết kế để sử dụng ở mức hydro cao hơn.

9. Oxy - Giới hạn nồng độ oxy là yêu cầu an toàn để ngăn ngừa cháy nổ trong hệ thống cung cấp và lưu trữ nhiên liệu.

Oxy thường không có mặt với số lượng đáng kể trong các mỏ khí sản xuất. Sự hiện diện của nó trong khí thiên nhiên thường được cho là do ô nhiễm trong quá trình vận chuyển, xử lý, lưu trữ và phân phối hoặc do dẫn không khí như một phương tiện để kiểm duyệt Chỉ số Wobbe. Giới hạn quốc gia rất khác nhau trên khắp thế giới, phản ánh các tiêu chuẩn, phong tục và thông lệ khác nhau.

Oxy khi có mặt hơi nước có thể gây ra sự ăn mòn bên trong đường ống và ở mức rất cao có khả năng hình thành hỗn hợp nổ.

Sự đóng góp khi có mặt một lượng nhỏ oxy trong nguồn cung cấp khí cho quá trình đốt cháy là không đáng kể. Đúng hơn, tỷ lệ không khí-nhiên liệu trong quá trình đốt cháy, xác định hầu hết các hành vi phát thải liên quan, bị chi phối bởi sự cuốn theo không khí sơ cấp và thứ cấp khi khí rời khỏi vòi phun của thiết bị. Các sự đóng góp của oxy trong nguồn cung cấp khí vào hiệu quả sử dụng nhiên liệu của các thiết bị sử dụng khí đốt trong quá trình đốt cháy cũng được cho là không đáng kể.

Các sản phẩm ăn mòn từ quá trình oxy hóa trong đường ống thép có tác dụng loại bỏ chất tạo mùi được bơm vào từ khí.

Cần có nồng độ oxy không quá 0,1%, theo tiêu chuẩn kỹ thuật của New Zealand (NZS 5542), đối với giới hạn ưu tiên, nhưng nồng độ này được phép tăng lên 1,0% mol trong giới hạn tuyệt đối với điều kiện khí không được vận chuyển qua thép đường ống ở áp suất cao và trung bình.

10. Điểm sương của nước - Nước có thể dẫn đến đóng băng các bộ phận trong hệ thống nhiên liệu. Giới hạn được đặt ở 6 °C dưới nhiệt độ tối thiểu 99 %.

11. Hạt tối đa - Các hạt có thể làm hỏng hệ thống nhiên liệu.

12. Siloxanes - Siloxanes là các hợp chất chứa silicon được tìm thấy trong khí sinh học từ các bãi chôn lấp và rác thải đô thị. Khí thiên nhiên bị nhiễm hợp chất siloxane đã dẫn đến các bộ phận của động cơ bị hỏng (ví dụ: bugi, cảm biến oxy thải và bộ chuyển đổi xúc tác) cần phải thay thế và sửa chữa các bộ phận.

13. Dầu máy nén - Dầu bôi trơn máy nén bị nhiễm vào khí thiên nhiên trong quá trình nén.

14. Mùi

Khí thiên nhiên được cấp cho xe sử dụng khí thiên nhiên nên được tạo mùi để đảm bảo tính an toàn trong sử dụng.
