

TCVN

TIÊU CHUẨN QUỐC GIA

**TCVN 13782:2023
ISO 23306:2020**

Xuất bản lần 1

**KHÍ THIÊN NHIÊN HÓA LỎNG (LNG) –
QUY ĐỊNH KỸ THUẬT ĐỐI VỚI LNG SỬ DỤNG LÀM
NHIÊN LIỆU CHO ỨNG DỤNG HÀNG HẢI**

Specification of liquefied natural gas as a fuel for marine applications

HÀ NỘI – 2023

Mục lục

	Trang
Lời nói đầu	4
Lời giới thiệu.....	5
1 Phạm vi áp dụng.....	7
2 Tài liệu viện dẫn	7
3 Thuật ngữ và định nghĩa	8
4 Yêu cầu chung	9
5 Lấy mẫu	9
6 Yêu cầu, giá trị giới hạn và các phương pháp thử liên quan	10
7 Các hợp chất chính được loại bỏ bằng quá trình hóa lỏng	11
Phụ lục A (Quy định) Chỉ số gỗ propan: Phương pháp tính toán trị số metan.....	13
Phụ lục B (Tham khảo) Ví dụ về thành phần LNG	21
Phụ lục C (Tham khảo) Trị số metan (khả năng chống gỗ) và chỉ số Wobbe (nhiệt đầu vào phun qua ống phun tiết lưu	24
Phụ lục D (Tham khảo) LNG giả hóa dọc theo chuỗi cung ứng (chuỗi bунке)	26
Phụ lục E (Tham khảo) Tạp chất dạng hạt.....	27
Phụ lục F (Tham khảo) Điểm nóng chảy và điểm sôi của các cấu tử tinh khiết và tạp chất có thể có trong các LNG khác nhau	28
Thư mục tài liệu tham khảo	30

TCVN 13782:2023

Lời nói đầu

TCVN 13782:2023 hoàn toàn tương đương với ISO 23306:2020.

TCVN 13782:2023 do Ban kỹ thuật tiêu chuẩn quốc gia TCVN/TC193 *Sản phẩm khí* biên soạn, Tổng cục Tiêu chuẩn Đo lường Chất lượng đề nghị, Bộ Khoa học và Công nghệ công bố.

Lời giới thiệu

Do nhiều yếu tố kinh tế và môi trường, sử dụng khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) làm nhiên liệu cho các ứng dụng hàng hải có sự gia tăng. Việc kiểm soát phát thải lưu huỳnh tại giới hạn lưu huỳnh 0,10 % ở Châu Âu và Hoa Kỳ có hiệu lực vào ngày 1 tháng 1 năm 2015 là một trong những động lực chính để sử dụng LNG làm nhiên liệu cho các ứng dụng hàng hải. Quyết định về giới hạn lưu huỳnh toàn cầu 0,50 % từ ngày 1 tháng 1 năm 2020 của Tổ chức Hàng hải Quốc tế (IMO) có thể tăng thêm sự quan tâm đối với LNG. Quy phạm Quốc tế về An toàn đối với tàu thủy sử dụng các khí hoặc các nhiên liệu có điểm chớp cháy thấp khác (Quy phạm IGF) là một phản hồi về nhu cầu hướng dẫn trong thị trường mới nổi này. Vì các tàu sử dụng nhiên liệu LNG có thể nạp LNG ở các khu vực khác nhau trên thế giới, nên cần có quy định kỹ thuật chung cho các chủ tàu, nhà khai thác tàu và nhà cung cấp LNG. Quy định này sẽ giúp các nhà sản xuất động cơ và thiết kế tàu biển thuận lợi trong việc phát triển thị trường nhiên liệu hàng hải thay thế mới này.

Năm 2018, IMO đã thông qua chiến lược ban đầu về giảm phát thải khí nhà kính (GHG) từ tàu thủy. Chiến lược này bao gồm mục tiêu đạt đỉnh phát thải GHG từ vận chuyển quốc tế càng sớm càng tốt, đồng thời theo đuổi các nỗ lực hướng tới việc loại cacbon trong lĩnh vực này càng sớm càng tốt trong thế kỷ này. Nỗ lực cũng bao gồm các mục tiêu giảm phát thải CO₂ trên mỗi hoạt động giao thông và tổng phát thải GHG hàng năm từ vận chuyển quốc tế vào năm 2050, với mục tiêu tạm thời vào năm 2030. Do đó, LNG sản xuất từ các nguồn tái tạo như metan sinh học có thể giảm phát thải CO₂ khi được sử dụng làm nhiên liệu hàng hải cũng được đề cập trong tiêu chuẩn này.

LNG được sản xuất ở các địa điểm khác nhau trên thế giới trong các nhà máy hóa lỏng. Các nhà máy sản xuất quy mô lớn thường dành riêng cho các thị trường cụ thể như hệ thống đường ống phân phối khí thiên nhiên và các nhà máy điện lớn sử dụng các tiêu chuẩn riêng của họ. Tiêu chuẩn này có xem xét đến hạn chế chính này đối với bất kỳ thích ứng với các đặc điểm/yêu cầu của các ứng dụng hàng hải.

Khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) – Quy định kỹ thuật đối với LNG sử dụng làm nhiên liệu cho ứng dụng hàng hải

Specification of liquefied natural gas as a fuel for marine applications

1 Phạm vi áp dụng

Tiêu chuẩn này quy định các yêu cầu chất lượng đối với khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) được sử dụng làm nhiên liệu cho ứng dụng hàng hải. Tiêu chuẩn này quy định các thông số liên quan để đo lường cũng như các giá trị cần thiết và các phương pháp thử chuẩn cho tất cả các thông số đó.

Tiêu chuẩn này áp dụng cho LNG từ tất cả các nguồn, ví dụ: khí từ các mỏ khí, khí đá phiến, metan vỉa than, metan sinh học, metan tổng hợp. LNG được mô tả trong tiêu chuẩn này có thể đến từ quá trình chế biến tổng hợp nhiên liệu hóa thạch hoặc các nguồn có thể tái tạo.

Tiêu chuẩn này xác định các thông số kỹ thuật cần thiết đối với nhiên liệu được giao tại thời điểm và địa điểm giao hàng (tại điểm giao hàng).

2 Tài liệu viện dẫn

Các tài liệu viện dẫn sau là rất cần thiết khi áp dụng tiêu chuẩn. 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).

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

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

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

ISO 6578 *Refrigerated hydrocarbon liquids – Static measurement – Calculation procedure* (Chất lỏng hydrocacbon được làm lạnh – Phép đo tĩnh – Quy trình tính toán)

EN 16726 *Gas infrastructure – Quality of gas – Group H* (Cơ sở hạ tầng khí – Chất lượng khí – Nhóm H)

3 Thuật ngữ và định nghĩa

Tiêu chuẩn này áp dụng các thuật ngữ và định nghĩa sau.

3.1

Metan sinh học (biomethane)

Khí giàu metan có nguồn gốc từ khí sinh học hoặc từ quá trình khí hóa sinh khối bằng cách nâng cấp với các đặc tính tương tự như khí thiên nhiên

[NGUỒN: ISO 14532:2014, 2.1.1.15]

3.2

Khí thiên nhiên hoá lỏng (liquefied natural gas)

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

3.3

Trị số metan (methane number)

MN

Chỉ số chỉ ra các đặc tính gõ của khí nhiên liệu

CHÚ THÍCH 1: Trị số metan của khí thiên nhiên có thể so sánh với trị số octan của xăng. Trị số metan là phần trăm thể tích của metan trong hỗn hợp metan-hydro, trong động cơ thử nghiệm ở điều kiện tiêu chuẩn có cùng xu hướng gõ như khí nhiên liệu được kiểm tra.

[NGUỒN: ISO 14532:2014, 2.6.6.1]

3.4

Khí thiên nhiên (natural gas)

Hỗn hợp các hydrocarbon thể khí, chủ yếu là metan, nhưng thường bao gồm etan, propan và các hydrocarbon mạch cao hơn, và một số khí không cháy như nitơ và cacbon dioxit

CHÚ THÍCH 1: Khí thiên nhiên cũng có thể chứa các thành phần hoặc chất gây ô nhiễm như các hợp chất lưu huỳnh và/hoặc các loại hóa chất khác.

[NGUỒN: ISO 14532:2014, 2.1.1.1]

3.5

Chỉ số Wobbe (Wobbe index)

Nhiệt trị tính theo thể tích ở các điều kiện quy chiếu xác định, chia cho căn bậc hai của tỷ khối ở cùng các điều kiện đo quy chiếu xác định

[NGUỒN: ISO 14532: 2014, 2.6.4.3, được sửa đổi]

4 Yêu cầu chung

4.1 LNG tại điểm giao nhận phải phù hợp với các đặc tính và giới hạn nêu trong Bảng 1 khi được thử theo các phương pháp quy định.

Các chỉ tiêu quy định trong Bảng 1 và Bảng 2 phải được xác định để tính toán các đặc tính vật lý của LNG tại điểm giao nhận.

4.2 LNG thành phẩm không được chứa bất kỳ thành phần nào ở hàm lượng làm cho LNG không được chấp nhận sử dụng, tức là các thành phần đó không ở hàm lượng có hại cho con người, gây nguy hiểm cho an toàn của tàu, hoặc ảnh hưởng xấu đến tính năng của máy móc.

4.3 Các đặc tính hóa lý không cần đo được liệt kê trong Bảng 3.

Không thực tế khi yêu cầu phân tích hóa học chi tiết cho mỗi lần cung cấp nhiên liệu vượt quá các yêu cầu được liệt kê trong Bảng 1 hoặc Bảng 2. Thay vào đó, nhà máy hóa lỏng, kho cảng giao nhận LNG hoặc bất kỳ nhà máy/phương tiện cung cấp nào khác, bao gồm sà lan và xe bồn, phải đảm bảo chất lượng và quản lý các quá trình thay đổi để đảm bảo rằng LNG phù hợp với yêu cầu của tiêu chuẩn này.

Ví dụ về các thành phần LNG được nêu trong Phụ lục B.

Thông tin về sự giả hóa của LNG xem trong Phụ lục D và thông tin về các tạp chất dạng hạt xem trong Phụ lục E.

4.4 Các điều kiện quy chiếu phải là 288,15 K, 101,325 kPa trong pha khí [xem TCVN 12548:2019 (ISO 13443:1996), Điều 3].

5 Lấy mẫu

Mẫu để kiểm tra xác nhận chất lượng không bắt buộc, có thể lấy ở nhiều địa điểm khác nhau theo thỏa thuận giữa các bên liên quan. Các mẫu, nếu cần, cũng có thể được lấy tại nhiều thời điểm, do LNG có các đặc điểm giả hóa khác biệt so với nhiên liệu hàng hải hydrocarbon truyền thống (tham khảo về giả hóa được nêu trong Phụ lục D). Để đảm bảo lấy mẫu đại diện, cần tuân thủ các quy trình lấy mẫu thích hợp.

Lấy mẫu LNG để phân tích phải thực hiện theo các quy trình quy định trong TCVN 12799 (ISO 8943). Các yêu cầu lấy mẫu cụ thể được lập thành văn bản, các bên liên quan cần thống nhất về các phương pháp thử viện dẫn. LNG thu được ở trạng thái lỏng phải được xử lý ngay lập tức sang trạng thái khí mà không có bất kỳ sự bay hơi một phần nào hoặc mất mát các cấu tử phân tử để đảm bảo là mẫu đại diện.

Có hai phương pháp lấy mẫu LNG như được quy định trong TCVN 12799 (ISO 8943), liên tục và gián đoạn. Cả hai phương pháp này thu nhận LNG từ đường ống vận chuyển/hầm chứa LNG và

TCVN 13782:2023

sau đó được khí hóa trong thiết bị hóa hơi. Phương pháp lấy mẫu liên tục lấy LNG được khí hóa trong bộ chứa mẫu với tốc độ dòng chảy không đổi để phân tích ngoại tuyến. Phương pháp lấy mẫu gián đoạn lấy LNG được khí hóa và đưa đến máy phân tích trực tuyến tại khoảng thời gian xác định trước. Xem TCVN 12799 (ISO 8943) để biết thêm chi tiết về các phương pháp này.

Các yêu cầu lấy mẫu LNG cho các ứng dụng hàng hải có thể khác nhau trong toàn ngành, tùy thuộc vào tình trạng sẵn có và thiết bị. Mẫu tại cảng xếp (mẫu bơm nạp hàng) có thể được sử dụng để xác định chất lượng nếu không có sẵn thiết bị lấy mẫu và phải được thỏa thuận giữa các bên.

6 Yêu cầu, giá trị giới hạn và các phương pháp thử liên quan

Các cấu tử và các đặc tính hóa lý phải được đo hoặc tính toán bằng cách sử dụng các phương pháp thử liên quan được nêu trong Bảng 1 và Bảng 2.

CHÚ THÍCH: Thông tin có thể được tìm thấy trong TCVN 12797 (ISO 6975) ^[1].

Thông tin về trị số metan (MN) và chỉ số Wobbe nêu trong Phụ lục C.

Bảng 1 – Các đặc tính hóa lý yêu cầu đo lường/tính toán, có giá trị giới hạn

Tên chỉ tiêu	Đơn vị	Giới hạn	Giá trị	Phương pháp thử
Nhiệt trị thực (NCV)	MJ/m ³ (s)	Min	33,6 ^a	TCVN 12798 (ISO 6976)
Nitơ	% (mol)	Max	1,0	TCVN 12047 (ISO 6974) (tất cả các phần)
Trị số metan (MN)	Không thứ nguyên	Min	^b	Phụ lục A (chỉ số gỗ propan) hoặc EN 16726
^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)].				
^b Cả hai phương pháp được sử dụng để xác định MN và giá trị tối thiểu phải được sự thỏa thuận giữa nhà cung cấp và người sử dụng.				

Nhà cung cấp nhiên liệu sẽ tính MN thực tế tại điểm giao hàng và cung cấp thông tin này cho người sử dụng (xem Điều 5 về địa điểm lấy mẫu). Thông tin này sẽ được cung cấp dưới dạng MN_(PKI) hoặc MN_(EN 16726). Để được hướng dẫn về khả năng áp dụng MN cho một ứng dụng cụ thể, cần xem xét quy định kỹ thuật của nhà sản xuất thiết bị gốc (OEM).

Bảng 2 – Các đặc tính lý hóa yêu cầu đo lường, không có giá trị giới hạn

Đặc tính	Đơn vị	Phương pháp thử	Giá trị
Khối lượng riêng ^a	kg/m ³	ISO 6578	Báo cáo
Metan (CH ₄)	% (mol)	TCVN 12047 (ISO 6974) (tất cả các phần)	Báo cáo
Etan (C ₂ H ₆)	% (mol)	TCVN 12047 (ISO 6974) (tất cả các phần)	Báo cáo
Propan (C ₃ H ₈)	% (mol)	TCVN 12047 (ISO 6974) (tất cả các phần)	Báo cáo
n-Butan (C ₄ H ₁₀) i-Butan	% (mol)	TCVN 12047 (ISO 6974) (tất cả các phần)	Báo cáo
Pentan (C ₅ H ₁₂)	% (mol)	TCVN 12047 (ISO 6974) (tất cả các phần)	Báo cáo
^a Khối lượng riêng tại nhiệt độ của pha lỏng.			

7 Các hợp chất chính được loại bỏ bằng quá trình hóa lỏng

Khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) là chất lỏng ở khoảng $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ dưới áp suất khí quyển. Để tránh đóng băng và tắc nghẽn các bộ trao đổi nhiệt lạnh sâu của nhà máy hóa lỏng, các tạp chất hoặc hợp chất thông thường có trong khí thiên nhiên từ các nguồn khác nhau được tách bỏ tại nhà máy sản xuất từ quá trình hóa lỏng dưới mức hòa tan của chúng. Một số thành phần LNG (ví dụ: etan, propan, butan và pentan) có thể bị loại bỏ vì lý do thương mại hoặc để đạt được khoảng nhiệt trị mong muốn.

Do thành phần cấu tử LNG nằm trong giới hạn hẹp hơn so với khí thiên nhiên. Các hợp chất có thể được coi là có hại cho các ứng dụng hàng hải được loại bỏ hoặc giảm xuống mức rất thấp (vết) để chúng không còn đáng lo ngại nữa. Các hợp chất có hại này phải phù hợp với 4.2. Các hợp chất chính bị loại bỏ bằng cách hóa lỏng được liệt kê trong Bảng 3 và bên dưới cung cấp thông tin và tham khảo, không bắt buộc phân tích định lượng các hợp chất này. Tuy nhiên, nếu các bên liên quan thỏa thuận xác định các hợp chất này, thì phải áp dụng các phương pháp viện dẫn nêu trong Bảng 3.

Điểm nóng chảy và điểm sôi của một loạt các hợp chất, bao gồm cả những hợp chất có thể có trong metan sinh học, có sẵn trong Bảng F.1.

TCVN 13782:2023
Bảng 3 – Các hợp chất chính bị loại bỏ bằng cách hóa lỏng và không yêu cầu đo lường

Đặc tính	Đơn vị	Phương pháp thử	Giới hạn khả năng tan trong LNG (khoảng -160 °C, áp suất khí quyển)	Giá trị điển hình ngoài nhà máy LNG	Ghi chú
Hexan và các hydrocacbon cao hơn	% (mol)	TCVN 12047 (ISO 6974) (tất cả các phần)	n.a.	n.a.	n.a.
Lưu huỳnh tổng	mg(S)/m ³	TCVN 12552 (ISO 19739) ^[5] TCVN 12800 (ISO 20729) ^[6]	(n.a.)	Max 30 mg(S)/m ³ (khí)	Phụ thuộc vào hợp đồng LNG. Giá trị thực luôn thấp hơn nhiều
Hydro sulfua	mg/m ³	ISO 19739	n.a.	4,29 mg/m ³ (N)	Loại bỏ trong Bộ khử khí axit (AGRU) trong nhà máy hóa lỏng để đảm bảo mục đích an toàn
Mercaptan	mg/m ³	ISO 19739	Tùy thuộc kích thước phân tử	n.a.	Loại bỏ trong AGRU hoặc trong bộ loại bỏ hydrocacbon nặng trong nhà máy hóa lỏng
Cacbon dioxit	% (mol)	TCVN 12047 (ISO 6974) (tất cả các phần)	Khoảng 0,02 % (mol)	0,005 % (mol)	Loại bỏ trong AGRU trong nhà máy hóa lỏng
Oxy	% (mol)	TCVN 12047 (ISO 6974) (tất cả các phần)	n.a.	n.a.	Loại bỏ trong nhà máy hóa lỏng
Nước	mg/m ³	TCVN 12545 (ISO 10101) ^[3]	Dưới 0,74 mg/m ³	0,74 mg/m ³ hoặc dưới	Loại bỏ trong bộ khử nước trong nhà máy hóa lỏng
Thủy ngân	µg/m ³	TCVN 12544-2 (ISO 6978-2) ^[2]	n.a.	0,01 µg/m ³	Loại bỏ trong nhà máy hóa lỏng
CHÚ THÍCH: Xem Phụ lục F đối với các cấu tử ở nồng độ thấp hoặc vắng mặt, ví dụ siloxan n.a. Không có sẵn					

Phụ lục A
(quy định)

Chỉ số gõ propan: Phương pháp tính toán trị số metan

MN của nhiên liệu khí có thể được tính toán từ thành phần của nhiên liệu theo một số phương pháp khác nhau, tất cả đều có thể cho các kết quả khác nhau. Phương pháp xác định được mô tả trong Phụ lục này sẽ được sử dụng để tính MN_(PKI).

Đối với các thành phần được liệt kê trong Bảng 3, phần mol có thể được coi là bằng "0".

DNV GL^{*)} đã xây dựng phương pháp MN ("PKI MN") đặc trưng cho các loại khí cho khả năng chống gõ dựa trên đặc tính cháy của chính hỗn hợp nhiên liệu. Phương pháp PKI MN dựa trên một thang đo metan-propan (PKI, Propane Knock Index)¹⁾ trong đó khả năng chống gõ của thành phần khí được so sánh với khả năng chống gõ của hỗn hợp khí metan-propan trong các điều kiện động cơ giống nhau.

Để tính toán các giá trị PKI ở dạng đa thức, sử dụng Công thức (A.1):

$$PKI = \sum \alpha_i^n X_i^n + \sum \beta_{i^n \cdot j^m} X_i^n X_j^m \quad (A.1)$$

Trong đó

X là phần mol (đã được chuẩn hoá),

i = CH₄, C₂H₆, C₃H₈, i-C₄H₁₀, n-C₅H₁₂, i-C₅H₁₂, neo-C₅H₁₂, CO₂, CO, H₂ và N₂;

j = C₂H₆, C₃H₈, i-C₄H₁₀, n-C₄H₁₀, n-C₅H₁₂, i-C₅H₁₂, neo-C₅H₁₂, CO₂, CO, H₂ và N₂;

n = 1 đến 4;

m = 1, 2;

Giá trị α và β được cho trong Bảng A.2.

Kết quả tính toán là hợp lệ đối với các giá trị PKI ≤ 20 (hoặc MN_(PKI) ≥ 53, xem bên dưới) và dải khí thành phần trong Bảng A.1

¹⁾ DNV GL là nhãn hiệu của DNV GL AS. Thông tin này được cung cấp để tạo sự thuận tiện cho người sử dụng tài liệu này và không phải là sự chứng thực của ISO

Bảng A.1 – Dải khí thành phần

Các loại hydrocacbon	Min, % mol	Max, % mol
CH ₄	65	100
C ₂ H ₆	0	20
C ₃ H ₈	0	20
i-C ₄ H ₁₀	0	5
n-C ₄ H ₁₀	0	5
n- C ₅ H ₁₂	0	2
i- C ₅ H ₁₂	0	2
neo-C ₅ H ₁₂	0	2
C ₆₊	0	1,5
H ₂	0	20
CO	0	10
CO ₂	0	20
N ₂	0	20
H ₂ S	0	0,5

Để tính đến sự có mặt của C₆₊ và H₂S trong hỗn hợp khí, các hệ số tỷ lệ được tính dựa trên các phương pháp xác định nhiệt độ tự bắt cháy trong máy nén nhanh DNV GL. Các hệ số tỷ lệ này được sử dụng trong thuật toán để xác định ảnh hưởng của C₆₊ và H₂S đến khả năng chống gõ của hỗn hợp khí thành một tỷ lệ tương đương của n-C₅H₁₂. Các yếu tố được sử dụng để hiệu chỉnh nồng độ phần mol của metan và n-pentan trong Công thức (A.2) và (A.3).

$$X_{CH4,mới} = X_{CH4 \text{ trong hỗn hợp khí}} - 0,3 \times X_{C6+} \quad (A.2)$$

$$X_{nC5H12,mới} = X_{nC5H12 \text{ trong hỗn hợp khí}} + X_{H2S} + 1,3 \times X_{C6+} \quad (A.3)$$

Trong đó X là nồng độ phần mol. Ở đây, lưu ý rằng kết quả của thuật toán chỉ hợp lệ nếu tổng phần trăm mol của hỗn hợp khí là 100 %.

Bảng A.2 - Hệ số α và β trong Công thức (A.1)

Hệ số	Giá trị	Mô tả
α _{CH4}	569,285 536 016 002 0	CH ₄
α _{(CH4)²}	-650,854 339 490 7	CH ₄ ²
α _{(CH4)³}	64,359 575 257 386 2	CH ₄ ³
α _{(CH4)⁴}	17,214 959 222 053 6	CH ₄ ⁴
α _{C2H6}	-645,099 966 662 855 0	C ₂ H ₆
α _{(C2H6)²}	694,229 376 857 102 0	C ₂ H ₆ ²

Bảng A.2 (tiếp theo)

Hệ số	Giá trị	Mô tả
$\alpha_{(C_2H_6)^3}$	-675,381 075 231 165 0	$C_2H_6^3$
$\alpha_{(C_2H_6)^4}$	1 474,790 791 373 33	$C_2H_6^4$
$\alpha_{C_3H_8}$	499,398 492 651 52	C_3H_8
$\alpha_{(C_3H_8)^2}$	-576,665 945 472 394 0	$C_3H_8^2$
$\alpha_{(C_3H_8)^3}$	252,193 674 060 28	$C_3H_8^3$
$\alpha_{(C_3H_8)^4}$	593,958 975 466 507 0	$C_3H_8^4$
$\alpha_{n-C_4H_{10}}$	934,466 273 223 240 0	N_{C_4}
$\alpha_{(n-C_4H_{10})^2}$	-86,872 357 077 023 8	$N_{C_4}^2$
$\alpha_{(n-C_4H_{10})^3}$	-20 418,906 767 397 9	$N_{C_4}^3$
$\alpha_{(n-C_4H_{10})^4}$	633 286,561 358 521 0	$N_{C_4}^4$
$\alpha_{iso-C_4H_{10}}$	735,223 884 113 728 0	I_{C_4}
$\alpha_{(iso-C_4H_{10})^2}$	-3 182,614 393 379 67	$I_{C_4}^2$
$\alpha_{(iso-C_4H_{10})^3}$	20 945,186 725 021 9	$I_{C_4}^3$
$\alpha_{(iso-C_4H_{10})^4}$	159 067,868 032 595 0	$I_{C_4}^4$
$\alpha_{n-C_5H_{12}}$	2 571,930 793 605 35	N_{C_5}
$\alpha_{(n-C_5H_{12})^2}$	10 516,494 109 227 50	$N_{C_5}^2$
$\alpha_{(n-C_5H_{12})^3}$	-770 539,377 197 693	$N_{C_5}^3$
$\alpha_{(n-C_5H_{12})^4}$	28 633 475,586 565 4	$N_{C_5}^4$
$\alpha_{iso-C_5H_{12}}$	-3 582,967 844 353 79	I_{C_5}
$\alpha_{(iso-C_5H_{12})^2}$	0	$I_{C_5}^2$
$\alpha_{(iso-C_5H_{12})^3}$	403 155,950 864 334	$I_{C_5}^3$
$\alpha_{(iso-C_5H_{12})^4}$	-11 917 333,837 932 9	$I_{C_5}^4$
$\alpha_{neo-C_5H_{12}}$	1 123,396 367 098 65	NEC_5
$\alpha_{(neo-C_5H_{12})^2}$	1 679,728 075 248 10	NEC_5^2
$\alpha_{(neo-C_5H_{12})^3}$	-172 182,649 067 176	NEC_5^3
$\alpha_{(neo-C_5H_{12})^4}$	3 467 918,607 466 990	NEC_5^4
α_{N_2}	-469,428 097 827 742	N_2
$\alpha_{(N_2)^2}$	352,688 107 288 763	N_2^2
$\alpha_{(N_2)^3}$	-220,491 687 402 358	N_2^3
$\alpha_{(N_2)^4}$	1 419,680 053 962 420	N_2^4

Bảng A.2 (tiếp theo)

Hệ số	Giá trị	Mô tả
α_{CO_2}	-953,460 328 339 263	CO2
$\alpha_{(CO_2)^2}$	1 148,487 258 682 280	CO2^2
$\alpha_{(CO_2)^3}$	-601,339 855 375 907	CO2^3
$\alpha_{(CO_2)^4}$	448,125 565 457 084	CO2^4
α_{CO}	-5 813,759 963 900 21	CO
$\alpha_{(CO)^2}$	5 511,721 025 828 67	CO^2
$\alpha_{(CO)^3}$	1 647,043 065 843 26	CO^3
$\alpha_{(CO)^4}$	-3 471,241 525 554 25	CO^4
α_{H_2}	-906,859 878 136 883	H2
$\alpha_{(H_2)^2}$	1 059,747 810 140 28	H2^2
$\alpha_{(H_2)^3}$	-1 302,861 581 498 63	H2^3
$\alpha_{(H_2)^4}$	3 639,859 493 045 20	H2^4
$\beta_{CH_4 \times C_2H_6}$	201,788 909 592 169	CH4*C2H6
$\beta_{CH_4 \times C_3H_8}$	-865,856 657 223 225	CH4*C3H8
$\beta_{CH_4 \times n-C_4H_{10}}$	-1 210,227 541 932 4	CH4*N_C4
$\beta_{(CH_4 \times n-C_4H_{10})^2}$	1 331,555 523 696 450	(CH4*N_C4)^2
$\beta_{CH_4 \times iso-C_4H_{10}}$	-1 023,278 147 470 3	CH4*I_C4
$\beta_{(CH_4 \times iso-C_4H_{10})^2}$	1 550,095 184 612 58	(CH4*I_C4)^2
$\beta_{CH_4 \times n-C_5H_{12}}$	-2 811,677 404 325 23	CH4*N_C5
$\beta_{CH_4 \times iso-C_5H_{12}}$	3 363,981 505 063 56	CH4*I_C5
$\beta_{CH_4 \times neo-C_5H_{12}}$	-1 534,525 674 887 23	CH4*NEC5
$\beta_{CH_4 \times N_2}$	-1,053 973 329 306 09	CH4*N2
$\beta_{CH_4 \times CO_2}$	473,574 764 109 71	CH4*CO2
$\beta_{(CH_4 \times CO_2)^2}$	-308,259 010 229 21	(CH4*CO2)^2
$\beta_{CH_4 \times CO}$	5 356,433 570 549 5	CH4*CO
$\beta_{CH_4 \times H_2}$	118,685 621 913 274	CH4*H2
$\beta_{CH_4 \times (H_2)^2}$	252,885 168 496 247	CH4*(H2^2)
$\beta_{(CH_4)_2 \times H_2}$	325,305 174 695 724	(CH4^2)*H2
$\beta_{C_2H_6 \times C_3H_8}$	0	C2H6*C3H8
$\beta_{C_2H_6 \times n-C_4H_{10}}$	-437,695 363 730 406	C2H6*N_C4

Bảng A.2 (tiếp theo)

Hệ số	Giá trị	Mô tả
$\beta_{C_2H_6 \times iso-C_4H_{10}}$	-109,983 789 902 769	C2H6*I_C4
$\beta_{C_2H_6 \times n-C_5H_{12}}$	-1 870,347 465 005 63	C2H6*N_C5
$\beta_{C_2H_6 \times iso-C_5H_{12}}$	3 909,509 060 762 45	C2H6*I_C5
$\beta_{C_2H_6 \times neo-C_5H_{12}}$	-886,578 525 827 322	C2H6*NEC5
$\beta_{C_2H_6 \times N_2}$	968,887 620 927 515	C2H6*N2
$\beta_{(C_2H_6)_2 \times N_2}$	267,472 766 191 96	(C2H6^2)*N2
$\beta_{C_2H_6 \times (N_2)_2}$	337,464 863 958 288	C2H6*(N2^2)
$\beta_{C_2H_6 \times CO_2}$	1 431,950 116 993 15	C2H6*CO2
$\beta_{C_2H_6 \times CO}$	6 463,144 442 956 27	C2H6*CO
$\beta_{C_2H_6 \times H_2}$	1 865,090 903 843 57	C2H6*H2
$\beta_{C_3H_8 \times n-C_4H_{10}}$	-118,490 180 710 956	C3H8*N_C4
$\beta_{C_3H_8 \times iso-C_4H_{10}}$	0	C3H8*I_C4
$\beta_{C_3H_8 \times n-C_5H_{12}}$	-1 734,805 682 394 27	C3H8*N_C5
$\beta_{C_3H_8 \times (n-C_5H_{12})_2}$	127 551,642 193 201	C3H8*(N_C5^2)
$\beta_{(C_3H_8)_2 \times n-C_5H_{12}}$	11 318,418 395 072 2	(C3H8^2)*N_C5
$\beta_{C_3H_8 \times iso-C_5H_{12}}$	3 318,968 208 193 38	C3H8*I_C5
$\beta_{C_3H_8 \times neo-C_5H_{12}}$	0	C3H8*NEC5
$\beta_{C_3H_8 \times N_2}$	13,345 337 812 469	C3H8*N2
$\beta_{C_3H_8 \times CO_2}$	292,275 289 330 565	C3H8*CO2
$\beta_{C_3H_8 \times CO}$	5 403,502 607 948 29	C3H8*CO
$\beta_{(C_3H_8)_2 \times CO}$	2 333,823 463 429 21	(C3H8^2)*CO
$\beta_{C_3H_8 \times H_2}$	957,887 281 487 301	C3H8*H2
$\beta_{n-C_4H_{10} \times iso-C_4H_{10}}$	3 500,702 828 522 74	N_C4*I_C4
$\beta_{n-C_4H_{10} \times n-C_5H_{12}}$	-4 737,328 494 949 99	N_C4*N_C5
$\beta_{n-C_4H_{10} \times (n-C_5H_{12})_2}$	525 591,310 711 326	NC4*(NC5^2)
$\beta_{(n-C_4H_{10})_2 \times n-C_5H_{12}}$	297 556,039 242 685	(NC4^2)*NC5
$\beta_{n-C_4H_{10} \times iso-C_5H_{12}}$	6 095,059 988 750 87	N_C4*I_C5
$\beta_{n-C_4H_{10} \times neo-C_5H_{12}}$	-953,002 183 779 388	N_C4*NEC5
$\beta_{n-C_4H_{10} \times N_2}$	0	N_C4*N2

Bảng A.2 (tiếp theo)

Hệ số	Giá trị	Mô tả
$\beta_{n-C_4H_{10} \times CO_2}$	-103,571 484 346 062	N_C4*CO2
$\beta_{n-C_4H_{10} \times CO}$	5 869,190 506 527 74	N_C4*CO
$\beta_{n-C_4H_{10} \times H_2}$	1 267,619 534 835 89	N_C4*H2
$\beta_{iso-C_4H_{10} \times n-C_5H_{12}}$	5 056,603 091 637 61	I_C4*N_C5
$\beta_{iso-C_4H_{10} \times iso-C_5H_{12}}$	6 619,278 776 370 44	I_C4*I_C5
$\beta_{iso-C_4H_{10} \times neo-C_5H_{12}}$	-1 363,961 016 448 41	I_C4*NEC5
$\beta_{iso-C_4H_{10} \times N_2}$	14,803 895 799 972 4	I_C4*N2
$\beta_{iso-C_4H_{10} \times CO_2}$	211,752 602 673 394	I_C4*CO2
$\beta_{iso-C_4H_{10} \times CO}$	5 786,325 257 174 88	I_C4*CO
$\beta_{iso-C_4H_{10} \times H_2}$	1 458,460 720 431 54	I_C4*H2
$\beta_{n-C_5H_{12} \times iso-C_5H_{12}}$	12 268,283 772 748	N_C5*I_C5
$\beta_{n-C_5H_{12} \times neo-C_5H_{12}}$	0	N_C5*NEC5
$\beta_{n-C_5H_{12} \times N_2}$	-1 573,688 937 706 25	N_C5*N2
$\beta_{n-C_5H_{12} \times CO_2}$	-898,466 856 535 774	N_C5*CO2
$\beta_{(n-C_5H_{12})_2 \times CO_2}$	-42 401,411 139 182 4	(N_C5^2)*CO2
$\beta_{n-C_5H_{12} \times CO}$	3 985,110 420 511 03	N_C5*CO
$\beta_{(n-C_5H_{12})_2 \times CO}$	48 265,319 103 373 7	(N_C5^2)*CO
$\beta_{n-C_5H_{12} \times H_2}$	-1 112,443 527 705 6	N_C5*H2
$\beta_{(n-C_5H_{12})_2 \times H_2}$	99 558,333 341 943 2	(N_C5^2)*H2
$\beta_{iso-C_5H_{12} \times neo-C_5H_{12}}$	3 773,449 267 853 97	I_C5*NEC5
$\beta_{iso-C_5H_{12} \times N_2}$	4 490,678 300 326 75	I_C5*N2
$\beta_{iso-C_5H_{12} \times CO_2}$	5 122,009 935 455 09	I_C5*CO2
$\beta_{(iso-C_5H_{12})_2 \times CO_2}$	-28 087,848 186 432 6	(I_C5^2)*CO2
$\beta_{iso-C_5H_{12} \times CO}$	10 248,340 825 423 2	I_C5*CO
$\beta_{iso-C_5H_{12} \times H_2}$	5 464,934 669 232 21	I_C5*H2
$\beta_{neo-C_5H_{12} \times H_2}$	-642,170 828 416 611	NEC5*N2
$\beta_{neo-C_5H_{12} \times CO_2}$	0	NEC5*CO2
$\beta_{(neo-C_5H_{12})_2 \times CO_2}$	-11 320,112 689 948 1	(NEC5^2)*CO2
$\beta_{neo-C_5H_{12} \times CO}$	4 772,677 301 186 82	NEC5*CO
$\beta_{neo-C_5H_{12} \times H_2}$	0	NEC5*H2

Bảng A.2 (kết thúc)

Hệ số	Giá trị	Mô tả
$\beta_{N2 \times CO2}$	1 156,200 327 160 21	$N2 \times CO2$
$\beta_{(N2)2 \times CO2}$	359,342 203 118 816	$(N2^2) \times CO2$
$\beta_{N2 \times CO}$	6 076,818 092 916 31	$N2 \times CO$
$\beta_{(N2)2 \times CO}$	389,853 153 629 781	$(N2^2) \times CO$
$\beta_{N2 \times (CO)^2}$	367,319 351 280 689	$N2 \times (CO^2)$
$\beta_{N2 \times H2}$	1 506,655 641 914 57	$N2 \times H2$
$\beta_{CO2 \times CO}$	6 557,376 349 418 7	$CO2 \times CO$
$\beta_{(CO2 \times CO)2}$	1 824,585 879 374 03	$(CO2 \times CO)^2$
$\beta_{CO2 \times H2}$	1 924,917 595 080 54	$CO2 \times H2$
$\beta_{(CO2 \times H2)^2}$	-1 656,219 745 263 47	$(CO2 \times H2)^2$
$\beta_{CO \times H2}$	6 896,458 388 070 18	$CO \times H2$
$\beta_{(CO \times H2)2}$	911,791 848 875 967	$(CO \times H2)^2$

Để đặt phương pháp trên một thang tương tự với các phương pháp trị số metan đang sử dụng, thang đo theo propan (PKI) đã được chuyển đổi sang thang 0 - 100, được gọi là $MN_{(PKI)}$ trong Công thức (A.4):

$MN_{(PKI)} = a_1 PKI + a_2 PKI^2 + a_3 PKI^3 + a_4 PKI^4 + a_5 PKI^5 + a_6 PKI^6 + b$ (A.4)

Sử dụng Công thức (A.4) và các hệ số được trình bày trong Bảng A.3, chuyển đổi các giá trị PKI tính theo Công thức (A.1) sang giá trị $MN_{(PKI)}$.

Bảng A.3 - Các hệ số trong Công thức (A.4) để chuyển đổi PKI sang $MN_{(PKI)}$

Hệ số	Giá trị
a_1	-9,757 977
a_2	1,484 961
a_3	-0,139 533
a_4	0,007 031 306
a_5	-0,000 177 002 9
a_6	0,000 001 751 212
b	100

TCVN 13782:2023

VÍ DỤ: Nếu xem xét một hỗn hợp gồm 90 % CH₄ và 10 % C₂H₆ thì PKI có thể được tính bằng công thức (A.1) như sau:

$$X_{CH_4} = 0,9$$

$$X_{C_2H_6} = 0,1$$

$$PKI = X_{CH_4} \cdot \alpha_{CH_4} + (X_{CH_4})^2 \cdot (\alpha_{CH_4})^2 + (X_{CH_4})^3 \cdot (\alpha_{CH_4})^3 + (X_{CH_4})^4 \cdot (\alpha_{CH_4})^4 + X_{C_2H_6} \cdot \alpha_{C_2H_6} + (X_{C_2H_6})^2 \cdot (\alpha_{C_2H_6})^2 + (X_{C_2H_6})^3 \cdot (\alpha_{C_2H_6})^3 + (X_{C_2H_6})^4 \cdot (\alpha_{C_2H_6})^4 + X_{CH_4} \cdot X_{C_2H_6} \cdot \beta_{CH_4 \cdot C_2H_6} =$$

[xem thêm các giá trị trong Bảng A.2]

$$0,9 \cdot 569,285\,536\,016\,002\,0 + (0,9 \cdot 0,9) \cdot 650,854\,339\,490\,7 + (0,9 \cdot 0,9 \cdot 0,9) \cdot 64,359\,575\,257\,386\,2 + (0,9 \cdot 0,9 \cdot 0,9 \cdot 0,9) \cdot 17,217\,959\,222\,053\,6 + 0,1 \cdot 645,099\,966\,662\,855\,0 + (0,1 \cdot 0,1) \cdot 694,229\,376\,857\,102\,0 + (0,1 \cdot 0,1 \cdot 0,1) \cdot 675,381\,075\,231\,165\,0 + (0,1 \cdot 0,1 \cdot 0,1 \cdot 0,1) \cdot 1\,474,790\,791\,373\,33 + 0,1 \cdot 0,9 \cdot 201,788\,909\,592\,169 = 3,4$$

Do vậy, đối với hỗn hợp này giá trị PKI bằng 3,4.

Tiếp theo, sử dụng công thức (A.4), có thể tính MN_(PKI) sử dụng các giá trị từ Bảng A.3:

$$\begin{aligned} MN_{(PKI)} &= a_1 PKI + a_2 PKI^2 + a_3 PKI^3 + a_4 PKI^4 + a_5 PKI^5 + a_6 PKI^6 + b \\ &= -9,757\,977 \cdot 3,4 + 1,484\,961 \cdot (3,4 \cdot 3,4) + -0,139\,533 \cdot (3,4 \cdot 3,4 \cdot 3,4) + 0,007\,031\,306 \cdot (3,4 \cdot 3,4 \cdot 3,4 \cdot 3,4) + -0,000\,177\,002\,9 \cdot (3,4 \cdot 3,4 \cdot 3,4 \cdot 3,4 \cdot 3,4) + 0,000\,001\,751\,212 \cdot (3,4 \cdot 3,4 \cdot 3,4 \cdot 3,4 \cdot 3,4 \cdot 3,4) + 100 = 79 \end{aligned}$$

Lưu ý 0,9^{0,9} về mặt toán học bằng (0,9)². Trong công thức (A.1) điều này được trình bày là (ví dụ trong trường hợp với X_{CH₄} = 0,9) X_{CH₄}² hoặc (X_{CH₄})²

Phụ lục B

(tham khảo)

Ví dụ về thành phần LNG

Các ví dụ được đưa ra trong Bảng B.1 về thành phần LNG được đưa ra trong báo cáo hàng năm ^[9] của GIIGNL (Hiệp hội quốc tế các nhà nhập khẩu LNG). Chúng đến từ các nguồn hóa thạch. Dữ liệu được cập nhật lần cuối vào năm 2012. Thành phần trung bình được chọn làm đại diện trong các thành phần được báo cáo bởi các kho tiếp nhận đầu mối khác nhau. Thông tin bổ sung về lượng năng lượng của LNG có thể tìm thấy trong Sổ tay Giao nhận GIIGNL LNG ^[8].

Bổ sung các cột đối với trị số metan, nhiệt trị thực, nhiệt trị tổng và chỉ số Wobbe trong các điều kiện quy chiếu ISO. Cột về tỷ lệ giãn nở đã bị xóa.

Bảng B.1 – Ví dụ về thành phần của LNG

Nguồn gốc	Nitơ % N ₂	Metan % C ₁	Etan % C ₂	Propan % C ₃	% C ₄₊	Khối lượng riêng LNG ^a kg/m ³	Khối lượng riêng khí ^b kg/m ³	Khí GCV ^c MJ/m ³ (n)	Khí GCV ^c MJ/m ³ (n)	Khí NCV MJ/kg	Chỉ số Wobbe ^b MJ/m ³ (n)	Chỉ số Wobbe ^c MJ/m ³ (n)	Trị số metan ^d	Trị số metan ^e
Úc-NWS	0,04	87,33	8,33	3,33	0,97	467,35	0,83	45,32	42,88	49,2	56,53	53,49	68	69
Úc-Darwin	0,10	87,64	9,97	1,96	0,33	461,05	0,81	44,39	42,00	49,3	56,01	53,00	71	73
Algeri-Skikda	0,63	91,40	7,35	0,57	0,05	446,65	0,78	42,30	40,02	49,1	24,62	51,69	79	80
Algeri-Bethionua	0,64	89,55	8,20	1,30	0,31	454,50	0,80	43,22	40,89	49,0	55,12	52,16	75	76
Algeri-Arzew	0,71	89,93	8,42	1,59	0,37	457,10	0,80	43,48	41,14	48,9	55,23	52,26	74	74
Brunei	0,04	90,12	5,34	3,02	1,48	461,63	0,82	44,68	42,27	49,3	56,18	53,16	69	68
Ai cập-Idku	0,02	95,31	3,58	0,74	0,34	437,38	0,76	41,76	39,51	49,6	54,61	51,68	83	83
Ai cập-Damieta	0,02	97,25	2,49	0,12	0,12	429,35	0,74	40,87	38,67	49,8	54,12	51,21	90	91
Equatoria Guine	0,00	93,41	6,52	0,00	0,00	439,64	0,76	41,95	39,69	49,7	54,73	51,79	85	84
Indonesia-Arun	0,08	91,86	5,66	0,79	0,79	450,96	0,79	43,29	40,96	49,4	55,42	52,44	75	74
Indonesia-Badak	0,01	90,14	5,46	1,40	1,40	461,07	0,82	44,63	42,23	49,3	56,17	53,15	69	69

^a Được tính theo ISO 6578 [T = -160 °C].^b Được tính theo ISO 6976 [0 °C / 0 °C, 1,013 25 bar].^c Được tính ở 15 °C / 15 °C, 1,013 25 bar.^d Được tính theo phương pháp EN 16726.^e Được tính theo phương pháp PKI trong Phụ lục A.

Bảng B.1 (kết thúc)

Nguồn gốc	Nitơ % N₂	Metan % C1	Etan % C2	Propan % C3	% C4+	Khối lượng riêng LNG^a kg/m³	Khối lượng riêng khí^b kg/m³	Khí GCV^c MJ/m³(n)	Khí GCV^c MJ/m³(n)	Khí NCV MJ/kg	Chỉ số Wobbe^b MJ/m³(n)	Chỉ số Wobbe^c MJ/m³(n)	Trị số metan^d	Trị số metan^e
Indonesia-Tangguh	0,13	96,91	2,37	0,15	0,15	431,22	0,74	41,00	38,79	49,7	54,14	51,23	88	89
Malaysia-Bintulu	0,14	91,69	4,64	0,93	0,93	454,19	0,80	43,67	41,32	49,3	55,59	52,60	73	72
Nigeria	0,03	91,70	5,52	2,17	0,58	451,66	0,79	43,41	41,07	49,5	55,50	52,52	75	74
Na Uy	0,46	92,03	5,75	1,31	0,45	448,39	0,78	42,69	40,39	49,2	54,91	51,96	77	77
Oman	0,20	90,68	5,75	2,12	1,24	457,27	0,81	43,99	41,62	49,2	55,73	52,74	72	71
Peru	0,57	89,07	10,26	0,10	0,01	451,80	0,79	42,90	40,59	49,1	55,00	52,04	77	78
Quata	0,27	90,91	6,43	1,66	0,74	453,46	0,79	43,43	41,09	49,3	55,40	52,42	74	74
Nga-Sakhalin	0,07	92,53	4,47	1,97	0,95	450,67	0,79	43,30	40,57	49,4	55,43	52,45	75	74
Trinidad	0,01	96,78	2,78	0,37	0,06	431,03	0,74	41,05	38,84	49,8	54,23	51,32	88	89
Mỹ-Alaska	0,17	99,71	0,09	0,03	0,01	421,39	0,72	39,91	37,76	49,8	53,51	50,63	99	99
Yemen	0,02	93,17	5,93	0,77	0,12	442,42	0,77	42,29	40,01	49,6	54,91	51,96	80	81

^a Được tính theo ISO 6578 [T = -160 °C].

^b Được tính theo ISO 6976 [0 °C / 0 °C, 1,013 25 bar].

^c Được tính ở 15 °C / 15 °C, 1,013 25 bar.

^d Được tính theo phương pháp EN 16726.

^e Được tính theo phương pháp PKI trong Phụ lục A.

Phụ lục C

(tham khảo)

Trị số metan (khả năng chống gõ) và chỉ số Wobbe (nhiệt đầu vào phun qua ống phun tiết lưu)**C.1 Trị số metan**

Khả năng của nhiên liệu chống lại tiếng gõ của động cơ đối với các điều kiện nhất định trong xy lanh của động cơ được đề cập đến như khả năng chống gõ của nó. Khả năng chống gõ của nhiên liệu khí thường được đặc trưng sử dụng trị số metan. Khả năng chống gõ của nhiên liệu là một thông số quan trọng đối với hoạt động của động cơ; công suất không-gõ lớn nhất của nhiều loại động cơ hàng hải có thể phụ thuộc vào trị số metan.

Ban đầu, trị số metan được suy ra tương tự với trị số octan của xăng; nó là thông số về cường độ gõ cụ thể trong một động cơ chuẩn. Cường độ gõ đối với một loại nhiên liệu nhất định là so với hỗn hợp nhiên liệu chuẩn. Đối với trị số metan, metan nguyên chất được ấn định là giá trị "100", trong khi hydro nguyên chất được ấn định giá trị "0".

Có một số công cụ tính toán để xác định trị số metan, thường đưa ra các trị số metan khác nhau cho cùng một thành phần nhiên liệu. Việc sử dụng cùng phương pháp, đối với một số thành phần khí, có thể cho kết quả trị số metan quá cao và đối với các thành phần khí khác lại cho kết quả trị số metan thấp. Sự khác biệt giữa các công cụ phản ánh các điều kiện động cơ khác nhau mà các công cụ được hướng tới (ví dụ: tỷ lệ so với đốt cháy nghèo) và sự khác biệt về cách trị số metan có được từ thực nghiệm, kinh nghiệm và lý thuyết. Điều này dẫn đến các cách tiếp cận khác nhau về tác động của các hydrocarbon cao hơn như thế nào và các đồng phân của chúng, cũng như tác động của khí trơ, được tích hợp trong các công cụ.

CHÚ THÍCH: Trong EN 16726:2015, phương pháp MWM đã được sử dụng để tính trị số Metan.

C.2 Chỉ số Wobbe

Trong khi nhiệt trị thực (NCV) là chỉ tiêu quan trọng để xác định đặc tính của LNG cho động cơ pittông, khí thiên nhiên cho các thiết bị sử dụng cuối khác (ví dụ như lò hơi) được đặc trưng bởi chỉ số Wobbe. Với tổn thất áp suất không đổi, nhiệt lượng đầu vào thiết bị sử dụng cuối cùng tỷ lệ với chỉ số Wobbe.

Chỉ số Wobbe tổng là nhiệt trị tổng (GCV) chia cho căn bậc hai của tỷ khối (d) của nhiên liệu như trong Công thức (C.1):

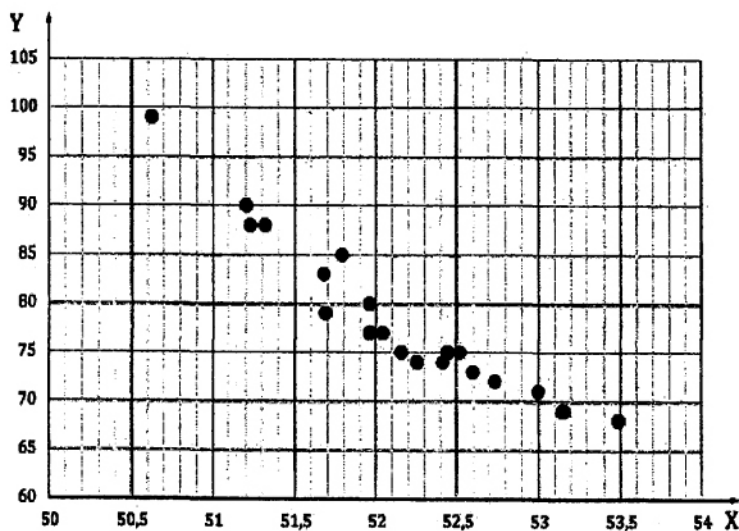
$$Wl_{\text{tổng}} = GCV / \sqrt{d} \quad (C.1)$$

Trong khi trị số metan giảm và chỉ số Wobbe tăng lên khi tăng phần của hydrocarbon cao hơn (etan, propan, butan, v.v.), trị số metan, phụ thuộc vào thành phần chi tiết của nhiên liệu, không được

dự đoán một cách đáng tin cậy bằng chỉ số Wobbe. Đối với các thành phần LNG, trị số metan có thể thay đổi 5-10 điểm đối với nhiên liệu có chỉ số Wobbe tương tự, như được minh họa trong Hình C.1, bên dưới, hiển thị số metan cho danh sách GIIGNL 2018 dưới dạng một hàm của chỉ số Wobbe.

CHÚ THÍCH: Các phương pháp khác nhau để tính toán trị số metan cho kết quả tương tự khi vẽ biểu đồ theo chỉ số Wobbe; kết quả hiển thị phản ánh phương pháp MWM.

Vì thông số kỹ thuật cho MN được cho là số nguyên, việc sử dụng mối tương quan với chỉ số Wobbe không đủ dự đoán cho mục đích này.



CHÚ DẪN:

X Chỉ số Wobbe [MJ/m³] (15 °C / 15 °C)

Y Trị số metan [•] [EN 16726]

Dữ liệu đến từ Bảng B.1

Hình C.1 – Biểu đồ trị số metan và chỉ số Wobbe

Phụ lục D

(tham khảo)

LNG già hóa dọc theo chuỗi cung ứng (chuỗi bunkers)**D.1 Già hóa**

Sự già hóa của LNG trong toàn bộ chuỗi cung ứng là sự thay đổi dần dần trong thành phần phân tử gây ra do bay hơi khác nhau vì LNG có các thành phần có nhiệt độ sôi khác nhau. Các thành phần trong LNG có điểm sôi thấp hơn (Nitơ, Metan) bay hơi trước và tạo ra khí bay hơi (BOG). Điều này làm giảm tỷ lệ hàm lượng của các thành phần dễ bay hơi nhất và làm tăng đáng kể hàm lượng thành phần ít bay hơi hơn (C2+) trong LNG, do đó thay đổi thành phần phân tử tổng thể. Sự thay đổi thành phần này có tác động trực tiếp đến tính chất LNG thường làm tăng khối lượng riêng, nhiệt trị và giảm trị số metan.

D.2 Thay đổi thành phần do già hóa

Sự già đi của LNG diễn ra ở mọi giai đoạn của chuỗi cung ứng: trong quá trình tồn chứa, vận chuyển và hoạt động chuyển hàng hóa. Tùy thuộc vào giai đoạn của chuỗi cung ứng, các yếu tố khác nhau có thể tác động đến già hóa của thành phần. Sự thay đổi phụ thuộc vào thành phần ban đầu của LNG và lượng khí BOG tạo ra. Có các thông số kỹ thuật thiết kế khi bay hơi cho cả bồn chứa và hầm tàu dựa trên kết cấu của chúng, tuy nhiên các yếu tố bên ngoài, chẳng hạn như thời tiết, điều kiện biển hoặc xếp dỡ hàng hóa có thể ảnh hưởng đến kết quả của quá trình già hóa. Tác động của LNG tồn dư trong bồn chứa của tàu trước khi bơm nạp hàng có thể là yếu tố quan trọng ảnh hưởng đến thành phần LNG tại cảng dỡ hàng.

D.3 Tầm quan trọng của việc hiểu và quản lý quá trình già hóa LNG

Khi quá trình già hóa LNG xảy ra trong toàn bộ chuỗi cung ứng, điều quan trọng là tất cả các bên phải hiểu sự thay đổi có thể có trong thành phần. Mỗi quan tâm thương mại về tác động của quá trình già hóa LNG có thể phù hợp với đặc điểm kỹ thuật và giá trị của hàng hóa. LNG đã được nạp có thể ở trong đặc điểm kỹ thuật phân phối, tuy nhiên, sự già hóa trong quá trình vận chuyển có thể dẫn đến các thông số nằm ngoài quy định khi được phân phối. Các công cụ dự đoán khác nhau có thể được áp dụng để tính toán mức độ bay hơi và mô phỏng tốc độ già hóa khi mà thành phần LNG ban đầu được đo tính và nhiệt xâm nhập được ước lượng. Các công cụ này có thể dự đoán và ước tính chất lượng LNG tại điểm giao nhận và giúp quản lý sự già hóa trong quá trình quản lý hàng hóa. Các công cụ này có thể dựa trên dữ liệu lịch sử hoặc các thuật toán khác nhau, nhưng vì các yếu tố bên ngoài cũng có thể tác động đến quá trình già hóa, độ chính xác của những dự đoán này có thể thay đổi.

Phụ lục E

(tham khảo)

Tạp chất dạng hạt

LNG là một chất lỏng đồng nhất, không chứa các tạp chất dạng hạt sau quá trình hóa lỏng. Tuy nhiên, ô nhiễm có thể xảy ra trên tàu chở hàng trong quá trình xây dựng hoặc bảo trì, trong quá trình nạp hàng và trong tồn chứa. Chất gây ô nhiễm rắn, ví dụ phoi kim loại, mảnh vụn hàn, vật liệu cách nhiệt (ví dụ peclit), bụi, cát, vôi và dầu, là chất rắn ở nhiệt độ đông lạnh, nên được loại bỏ vì chúng có thể làm tắc bộ lọc nhiên liệu, và cuối cùng làm hỏng thiết bị trên tàu nếu ở lượng lớn.

Điều quan trọng cần lưu ý là chất lượng và mức độ nhiễm bẩn có thể khác nhau giữa các nhà cung cấp do sự khác biệt trong việc bảo quản, tồn chứa và quy trình xếp hàng/phân phối (ví dụ: từ bồn chứa tại cảng giao đến tàu, từ xe bồn đến tàu, tàu đến tàu, phân phối bằng xitec). Do đó, điều quan trọng là nhà cung cấp và khách hàng thống nhất và sử dụng các phương pháp tốt nhất để đảm bảo rằng các hạt và mảnh vụn được loại bỏ khỏi hệ thống nhiên liệu LNG.

Quy trình vệ sinh thích hợp đặc biệt quan trọng đối với các hệ thống thiết bị mới, ví dụ: xà lan mới, đường nạp, đường ống, bể chứa và van, v.v... Cần giám sát sự nhiễm bẩn của hạt khi vận hành thử các bộ phận mới và / hoặc thay thế thiết bị bị trục trặc.

Thông tin chi tiết hơn về quy trình làm sạch, bộ lọc và bảo trì có sẵn từ các nhà cung cấp thiết bị.

Phụ lục F

(tham khảo)

Điểm nóng chảy và điểm sôi của các cấu tử tinh khiết và tạp chất có thể có trong các LNG khác nhau

Bảng sau đây là danh sách không đầy đủ về một số cấu tử (ví dụ: metan, etan) và tạp chất (ví dụ như siloxan, amoniac) có thể có trong LNG có nguồn gốc từ khí thiên nhiên và metan sinh học, với điểm nóng chảy và điểm sôi tương ứng của chúng. Thông tin bổ sung về thành phần metan sinh học có thể được tìm thấy trong EN 16723-2 [7].

LNG được lưu trữ ở khoảng $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ và ở áp suất khí quyển và tồn tại ở trạng thái cân bằng với hơi của nó. Trong quá trình vận hành cơ sở LNG các điều kiện không cân bằng có thể tồn tại nhất thời nhưng pha lỏng và pha hơi cuối cùng sẽ trở lại trạng thái cân bằng. Vì LNG là một hỗn hợp của nhiều cấu tử, pha hơi, hoặc khí dễ cháy sẽ chứa một tỷ lệ phần trăm lớn hơn các hợp chất dễ bay hơi hơn (ví dụ nitơ) và tỷ lệ phần trăm thấp hơn của các thành phần ít bay hơi hơn so với pha lỏng mà nó ở trạng thái cân bằng nhiệt động lực học.

Điểm nóng chảy và điểm sôi được lấy từ Tài liệu tham khảo [11] và [12].

Bảng F.1 - Điểm sôi và điểm nóng chảy đối với các thành phần tinh khiết và tạp chất có thể có trong các LNG khác nhau, thứ tự sắp xếp theo điểm sôi giảm dần

Thành phần	Công thức phân tử	Điểm sôi, $^{\circ}\text{C}$	Điểm nóng chảy, $^{\circ}\text{C}$	Ghi chú
Hexametylcyclotrisiloxan (D3)	$\text{C}_6\text{H}_{18}\text{O}_3\text{Si}_3$	134	64,5	Trong metan sinh học
Nước	H_2O	100	0	Có thể gây ra hiện tượng đóng băng
Benzen	C_6H_6	80	6	Hòa tan trong LNG (khoảng $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ ở 1 bar) là khoảng 1 ppm. Có thể gây ra hiện tượng đóng băng
Metyl etyl keton (2-butanon)	$\text{C}_4\text{H}_8\text{O}$	79	-86	Trong metan sinh học
Pentan	C_5H_{12}	36	-130	Có thể có trong LNG ở các nồng độ rất thấp lên đến 0,1 %
Diclorometan	CH_2Cl_2	40	-95	Trong metan sinh học

Bảng F.1 (kết thúc)

Thành phần	Công thức phân tử	Điểm sôi, °C	Điểm nóng chảy, °C	Ghi chú
Methylmercaptan	CH_3SH	6	-123	Thỉnh thoảng có mặt trong khí thiên nhiên
Butan	C_4H_{10}	-1	-138	Có thể có trong LNG một cách tự nhiên ở các nồng độ thấp lên đến 1,5 % ^[8]
Amoniắc	NH_3	-33	-78	Ăn mòn, độc. Trong metan sinh học
Propan	C_3H_8	-42	-188	Có thể có trong LNG ở các nồng độ thấp lên đến 3,3 % ^[8]
Hydro sulfua	H_2S	-60	-86	Khí axit, cực kỳ độc
Cacbon dioxit	CO_2	-78	-57	-78 °C là nhiệt độ thăng hoa. -57 °C là ở 5,1 bar. Khí axit
Hydro clorua	HCl	-85	-114	Phản ứng, ăn mòn. Trong metan sinh học
Etan	C_2H_6	-89	-183	Có trong LNG.
Metan	CH_4	-162	-182	Thành phần chính của LNG.
Oxy	O_2	-183	-219	Thường không có trong LNG.
Khí nitơ	N_2	-196	-210	Có trong LNG.
Hydro	H_2	-253	-259	Sẽ bay hơi ngay lập tức

Thư mục tài liệu tham khảo

- [1] TCVN 12797 (ISO 6975) *Khí thiên nhiên – Phân tích mở rộng – Phương pháp sắc ký khí*
- [2] TCVN 12544-2 (ISO 6978-2) *Khí thiên nhiên – Xác định thủy ngân – Phần 2: Lấy mẫu thủy ngân bằng cách hỗn hợp trên hợp kim vàng/bạc kim*
- [3] TCVN 12545 (ISO 10101) *Khí thiên nhiên – Xác định nước bằng phương pháp Karl Fischer*
- [4] ISO 14532:2014, *Natural gas – Vocabulary (Khí thiên nhiên – Từ vựng)*
- [5] TCVN 12552 (ISO 19739) *Khí thiên nhiên – Xác định các hợp chất lưu huỳnh bằng phương pháp sắc ký khí*
- [6] TCVN 12800 (ISO 20729) *Khí thiên nhiên – Xác định các hợp chất lưu huỳnh – Xác định hàm lượng lưu huỳnh tổng bằng phương pháp huỳnh quang tử ngoại*
- [7] EN 16723-2, *Natural gas and biomethane for use in transport and biomethane for injection in the natural gas network – Part 2: Automotive fuels specification (Khí thiên nhiên và metan sinh học để sử dụng trong vận chuyển và metan sinh học để nạp trong mạng lưới khí thiên nhiên – Phần 2: Quy định kỹ thuật nhiên liệu ô tô)*
- [8] Gersen S., Essen M., Levinsky H., Dijk G., *Characterizing Gaseous Fuels for Their Knock Resistance based on the Chemical and Physical Properties of the Fuel*, SAE Int. J. Fuels Lubr.9(1):2016 (Gersen S., Essen M., Levinsky H., Dijk G., *Đặc điểm nhiên liệu khí dựa trên các tính chất hóa học và vật lý của nhiên liệu* ", SAE Int. J. Fuels Lubr. 9 (1): 2016)
- [9] *The LNG industry GIIGNL Annual Report 2018 (Báo cáo thường niên GIIGNL ngành công nghiệp LNG 2018)*
- [10] *GIIGNL LNG Custody Transfer Handbook 2017 (Sổ tay chuyển giao quyền lưu ký GIIGNL LNG 2017)*
- [11] *Handbook of Chemistry and Physics 64 Th Edition 1983-1984 (Sổ tay hóa học và vật lý phiên bản lần thứ 64, 1983-1984)*
- [12] *Siloxanes Environmental Danish Ministry of the Environment Project n°1531, 2014 (Dự án môi trường Siloxanes Bộ Môi trường Đan Mạch n°1531, 2014)*
- [13] TCVN 12548:2019 (ISO 13443:1996) *Khí thiên nhiên – Điều kiện quy chiếu tiêu chuẩn*