



Review:

Các loại nhiên liệu tái tạo giúp giảm thiểu phát thải carbon, hướng tới mục tiêu Carbon Net Zero

Renewable fuels strengthening carbon reduction towards Carbon Net Zero commitment

Đinh Thị Ngọc¹, Nguyễn Khánh Diệu Hồng^{2,*}, Nguyễn Đăng Toàn³

¹ Khoa Kỹ thuật Hóa học, Trường Hóa và Khoa học sự sống, Đại học Bách Khoa Hà Nội, số 1 Đại Cồ Việt, Hà Nội, Việt Nam

² Viện nghiên cứu Đào tạo và Phát triển Nhân lực, Liên Hiệp Các hội Khoa học và Kỹ thuật Việt Nam

³ Quỹ Đổi mới sáng tạo Vingroup, Viện nghiên cứu Dữ liệu lớn, Tập đoàn Vingroup

* Email: khanhdieuhong@gmail.com

ARTICLE INFO

Received: 10/08/2025

Accepted: 24/09/2025

Published: 30/09/2025

Keywords:

Renewable fuel;
Green hydrogen;
SAF; Carbon reduction;
Carbon Net Zero

ABSTRACT

In order to cope with the climate change nowadays, the use of fossil fuels, which generate massive amounts of CO₂, must be replaced with renewable fuels (the carbon-neutral approach). This paper provides an overview of definitions, characteristics and developments of several renewable alternative fuels including bioethanol, biodiesel, biokerosene, green hydrogen, green ammonia and sustainable aviation fuels. The overview also introduces pathways in the past to present and the years to come in some countries to deal with the production and development of these fuels. This will be the essential benefits for researchers, manufacturers and policy makers to refer in order to understanding and finding their own pathways to achieve carbon neutrality in the near future. This is one aspect of the green transformations that the entire world is striving for.

Giới thiệu chung

Phát thải khí nhà kính (gọi chung là phát thải carbon) là nguyên nhân của sự tăng nhiệt độ trái đất, dẫn đến các thảm họa như băng tan, lũ lụt, động đất, sóng thần ...đe dọa cuộc sống loài người. Để hạn chế các thiên tai đó, cần khống chế nhiệt độ toàn cầu không được tăng quá 1,5°C. Muốn vậy, cần phải chuyển đổi phương thức sử dụng nhiên liệu dầu khoáng (nơi phát sinh ra lượng CO₂ cực lớn và không thể bù trừ) sang sử dụng nhiên liệu tái tạo thay thế (phương thức là trung hòa carbon). Đó là sự chuyển đổi XANH mà cả thế giới đều hướng tới. Việc tổng quan về xu hướng này sẽ góp phần làm rõ bản chất của các loại nhiên liệu tái

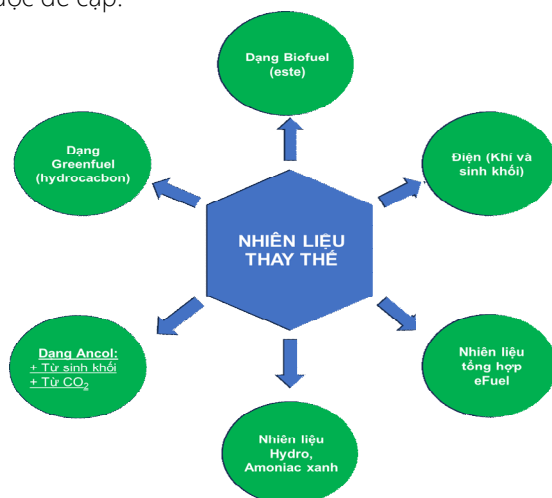
tạo nhằm thay thế nhiên liệu dầu mỏ và phương thức các nhiên liệu này trung hòa carbon ra sao. Bài tổng quan chia làm hai phần. Phần 1: Các loại nhiên liệu sinh học, nhiên liệu xanh điển hình. Phần 2: Điện, nhiên liệu điện tử eFuel – Năng lượng thay thế nhiên liệu tiềm năng. Các nội dung dưới đây sẽ tập trung vào Phần 1 của toàn bộ tổng quan. Phần 2 sẽ được trình bày trong bài viết ở số tiếp theo của Tạp chí xúc tác và hấp phụ Việt Nam.

Tổng quan chung về nhiên liệu tái tạo

Ngày nay, hai hệ thống năng lượng đang chi phối toàn thế giới là điện năng và nhiên liệu, trong đó nhiên liệu

dạng hydrocarbon vẫn chiếm một tỷ trọng lớn [1, 2] – chủ yếu đến từ các nguồn hóa thạch như dầu mỏ, than đá, khí tự nhiên. Nhiên liệu tái tạo (còn gọi là nhiên liệu thay thế), hoặc cụ thể hơn là nhiên liệu sinh học, là các loại nhiên liệu được sản xuất từ những nguồn tài nguyên có khả năng tái tạo trong một thời gian ngắn, không bị cạn kiệt như nhiên liệu hóa thạch. Những nguồn này bao gồm sinh khối (cây trồng, phụ phẩm nông, lâm nghiệp), rác thải hữu cơ, dầu thực vật, tảo, khí sinh học, v.v. Nhiên liệu tái tạo là chìa khóa cho một tương lai sử dụng năng lượng “phi carbon” của xã hội loài người, để tránh những tác động nghiêm trọng của biến đổi khí hậu [3, 4].

Để thay thế nhiên liệu hóa thạch, hệ thống các loại nhiên liệu tiềm năng – nhiên liệu thay thế, theo thời gian đã được nghiên cứu, tổng hợp và phát triển, bao gồm các loại nhiên liệu sinh học (dạng este), nhiên liệu xanh (dạng hydrocarbon đi từ nguồn tái tạo), nhiên liệu dạng ancol đi từ CO_2 và sinh khối, nhiên liệu tổng hợp sản xuất từ điện tái tạo (eFuel), nhiên liệu hydro, amoniac xanh và điện đi từ khí, sinh khối (Hình 1) [1-4]. Trong khuôn khổ bài tổng quan (Phần 1) này, một số dạng nhiên liệu thay thế bao gồm nhiên liệu sinh học, nhiên liệu xanh và nhiên liệu tổng hợp tái tạo điển hình được đề cập.



Hình 1. Các loại nhiên liệu thay thế nhằm giảm thiểu phát thải carbon

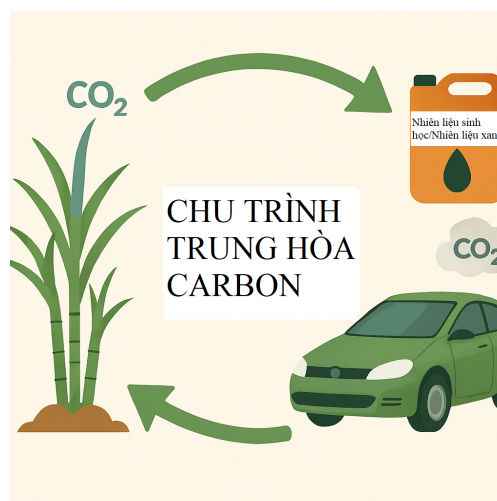
Để hiện thực hóa việc phát triển nhiên liệu tái tạo và hướng tới Net Zero (phát thải ròng bằng 0), ngay tại Hội nghị thượng đỉnh Khí hậu trong khuôn khổ COP26 tại Glasgow, Anh vào tháng 11/2021, Thủ tướng Việt Nam đã đưa ra cam kết đạt Net Zero vào năm 2050. Việt Nam đã xây dựng lộ trình cắt giảm phát thải carbon trong các lĩnh vực công nghiệp, nông nghiệp, giao thông và năng lượng. Việc Việt Nam hướng đến mục tiêu Net Zero không chỉ là trách nhiệm với cộng đồng quốc tế mà còn là hành động cần thiết để bảo

<https://doi.org/10.62239/jca.2025.031>

vệ tương lai của chính mình trước các tác động khắc nghiệt của biến đổi khí hậu.

Nguyên lý giảm phát thải carbon khi sử dụng nhiên liệu sinh học, nhiên liệu xanh

Nguyên lý cơ bản để giảm phát thải carbon khi sử dụng nhiên liệu sinh học, nhiên liệu xanh thay thế nhiên liệu hóa thạch là dựa trên chu trình trung hòa carbon (Carbon Neutral Cycle): Nhiên liệu sinh học có nguồn gốc từ sinh khối như động, thực vật hoặc chất thải hữu cơ. Trong quá trình sinh trưởng, thực vật hấp thụ CO_2 từ khí quyển thông qua quá trình quang hợp để phát triển. Khi sinh khối được chuyển hóa thành nhiên liệu và sử dụng, chúng lại thải ra lượng CO_2 tương đương lượng đã hấp thụ trước đó. Vì vậy, quá trình này tạo nên một chu trình carbon gần như khép kín: CO_2 được cây xanh hấp thụ rồi lại được thải ra khi đốt nhiên liệu, không làm tăng thêm CO_2 vào khí quyển.



Hình 2. Nguyên lý trung hòa carbon khi sử dụng nhiên liệu sinh học, nhiên liệu xanh

Nhiên liệu hóa thạch như dầu mỏ, than đá và khí tự nhiên chứa carbon đã bị "khóa" trong lòng đất hàng triệu năm. Khi con người khai thác và đốt các nhiên liệu này, lượng CO_2 mới được đưa vào khí quyển, làm tăng tích lũy khí nhà kính. Ngược lại, nhiên liệu sinh học và nhiên liệu xanh không khai thác thêm nguồn carbon mới từ lòng đất, mà sử dụng lại carbon đã và đang lưu hành trong tự nhiên. Nhờ đó, lượng khí nhà kính thải ra ít hơn đáng kể, giảm áp lực lên môi trường và khí hậu.

Các loại nhiên liệu sinh học, nhiên liệu xanh điển hình

Bài tổng quan này đề cập đến một số loại nhiên liệu tái tạo điển hình:

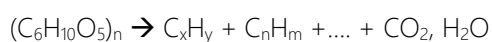
- ✓ Xăng sinh học, ngoài dạng hydrocarbon, chủ yếu là bioethanol: Chính là rượu etylic được sản xuất từ đường, tinh bột hoặc cellulose (ví dụ: mía, ngô, rơm rạ, phế thải nông lâm ngư nghiệp), dùng pha trộn với xăng, tạo ra xăng sinh học.
- ✓ Diesel sinh học: Có hai dạng, là biodiesel (este sản xuất từ dầu thực vật hoặc mỡ động vật, các axit béo, dùng thay thế hoặc pha trộn với nhiên liệu diesel truyền thống) hoặc diesel xanh, tạo ra khi cracking chất béo hoặc sinh khối, phế thải.
- ✓ Kerosene sinh học, là este hoặc hydrocarbon tương tự diesel.
- ✓ Nhiên liệu hàng không bền vững SAF, sản xuất từ nguyên liệu bền vững, sử dụng cho máy bay phản lực.
- ✓ Nhiên liệu tổng hợp tái tạo: Nhiên liệu hydro tái tạo (HYDRO XANH) sản xuất theo công nghệ điện phân nước, sử dụng điện từ nguồn tái tạo như năng lượng mặt trời, gió); e-diesel, e-methanol (tổng hợp từ CO₂ và hydro bằng công nghệ chuyển hóa điện – nhiên liệu); nhiên liệu AMONIAK XANH.

Nhiên liệu xăng sinh học

Xăng sinh học là loại nhiên liệu có chức năng tương tự như xăng từ dầu mỏ (sử dụng cho động cơ đốt trong chạy xăng) nhưng được chế tạo từ nguồn tự nhiên. Có thể thu xăng sinh học từ các quá trình chế biến nguyên liệu thiên nhiên như decarboxyl hóa hoặc cracking sinh khối, cracking các nguồn phế thải. Có thể thu các sản phẩm lỏng có khoảng sôi từ thấp đến cao.

Xăng thu được từ các quá trình này có thành phần chính là hydrocarbon tương tự trong dầu mỏ, thường được gọi là XĂNG XANH; do có cấu trúc giống với xăng dầu mỏ nên xăng xanh có rất nhiều tính chất ưu việt như: nhiệt trị cao, xăng sạch không chứa lưu huỳnh, có thể sử dụng riêng biệt không cần pha trộn với xăng khoáng hoặc pha trộn với bất kể tỷ lệ nào, mà các chỉ tiêu kỹ thuật đạt được hoàn toàn tương đồng với xăng khoáng truyền thống.

Tất cả các loại nguyên liệu từ tự nhiên đều có thể chế biến để thu xăng sinh học loại này, kèm theo các sản phẩm nhiên liệu xanh khác (kerosen xanh, diesel xanh). Nguyên liệu cho xăng sinh học loại này là dầu mỡ động thực vật hoặc sinh khối (thành phần sinh khối chủ yếu là cellulose) chuyển hóa bằng quá trình cracking, hydrocracking như sau



Các hydrocarbon thu được có khối lượng phân tử (với khoảng sôi) khác nhau. Sau khi chưng cất phân đoạn sẽ thu được các sản phẩm nhiên liệu xanh như: xăng, kerosen, diesel tương ứng

Loại thứ hai của nhiên liệu xăng sinh học chính là xăng ethanol, còn được gọi là bioethanol.

Bioethanol là một giải pháp thay thế bền vững cho nhiên liệu hóa thạch. Tùy theo loại nguyên liệu đầu vào, bioethanol được chia thành 4 thế hệ:

- ✓ Bioethanol thế hệ thứ nhất được sản xuất từ cây lương thực, có chi phí nguyên liệu cao nhưng chi phí chế biến thấp; loại này có thể dẫn đến thiếu hụt lương thực.
- ✓ Bioethanol thế hệ thứ hai sử dụng nguyên liệu lignocellulose giá rẻ (như rơm rạ, bã mía, gỗ vụn...) và có tiềm năng ứng dụng rộng rãi. Mặc dù công nghệ đã có nhiều tiến bộ, chi phí chế biến vẫn cao.
- ✓ Bioethanol thế hệ thứ ba chủ yếu dựa vào tảo làm nguyên liệu.
- ✓ Bioethanol thế hệ thứ tư sử dụng tảo biến đổi gen để quang hợp CO₂ tạo ra nhiên liệu sinh học loại này nhằm tăng sản lượng.

Hiện nay, phần lớn bioethanol được sản xuất từ nguồn nguyên liệu thế hệ thứ nhất, trong khi bioethanol thế hệ thứ hai đang bắt đầu được triển khai. Các thế hệ thứ ba và thứ tư vẫn đang ở giai đoạn phòng thí nghiệm hoặc thử nghiệm quy mô nhỏ. Bằng cách lên men các nguyên liệu chứa tinh bột, cellulose sẽ thu được cồn sinh học với nồng độ ethanol thấp, sau đó làm khan ethanol (phương pháp chủ yếu là chưng cất kết hợp dùng rây phân tử) sẽ thu được ethanol nồng độ trên 99%, đủ điều kiện để pha chế xăng sinh học ethanol.

Hoa Kỳ chiếm ưu thế trong ngành sản xuất bioethanol toàn cầu, đóng góp hơn 50% tổng sản lượng vào năm 2022. Quốc gia sản xuất bioethanol lớn thứ hai là Brazil. Sản lượng 20% còn lại đến từ các quốc gia khác, trong đó Liên minh Châu Âu, Ấn Độ và Trung Quốc là những bên đóng góp chính.

Về mặt nguyên liệu, Hoa Kỳ chủ yếu sử dụng ngũ cốc, trong khi Brazil phần lớn sử dụng mía và nước mía. Trong vài năm gần đây, tỷ lệ sản xuất bioethanol từ ngô của Brazil đang tăng lên, từ 14,63% vào năm 2022 lên 18,21% vào năm 2023 [5-8].

Bioethanol có thể hoàn toàn thay thế xăng dưới dạng E100 (100% bioethanol) hoặc pha trộn với xăng, ví dụ như E10 mang ý nghĩa pha trộn 10% bioethanol vào xăng. Tỷ lệ pha trộn phổ biến nhất ở Brazil là E20 – E25, E85 được sử dụng rộng rãi ở Hoa Kỳ và châu Âu, trong khi E15 là tỷ lệ chính được dùng tại Hà Lan [5-8]. Tại Việt Nam, trong nhiều năm qua, xăng E5 được sản xuất, nhập khẩu, phân phối và bán rộng rãi trên thị trường. Bắt đầu từ năm 2026, Chính phủ Việt Nam sẽ quyết liệt triển khai việc sử dụng xăng E10 để thay thế hoàn toàn các loại xăng thuần hóa thạch hiện nay. Đây

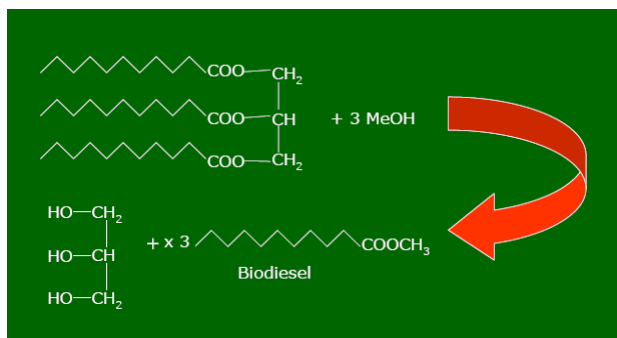
được đánh giá là một bước tiến mạnh mẽ trong lộ trình Net Zero mà Việt Nam cam kết với thế giới đến năm 2050.

Nhiên liệu diesel, kerosene sinh học

Nhiên liệu diesel sinh học

Có hai dạng diesel sinh học, loại thứ nhất là chủ đạo, đó là diesel sinh học dạng este, gọi là biodiesel.

Phản ứng chủ đạo như sau:



Biodiesel được định nghĩa là “các monoalkyl este của dầu, mỡ động thực vật”, ngày nay đang trở thành ứng viên số một có khả năng thay thế nhiên liệu diesel khoáng trong động cơ diesel. Biodiesel được tổng hợp theo phản ứng trao đổi este giữa dầu, mỡ động thực vật với methanol hoặc ethanol trong điều kiện có hoặc không có xúc tác để tạo ra các methyl hoặc etyl este và glycerin. Methanol là rượu được sử dụng phổ biến hơn ethanol do gốc metoxi ($\text{CH}_3\text{O}-$) có tính nucleophil cao hơn so với gốc etoxi ($\text{C}_2\text{H}_5\text{O}-$); ngoài ra methanol có giá thành thấp hơn so với ethanol. Tuy nhiên, ethanol lại là rượu an toàn hơn nhiều so với methanol nhờ độc tính thấp, có thể sản xuất dễ dàng từ những nguyên liệu tái tạo chứa carbohydrate. Việc sử dụng biodiesel làm nhiên liệu sinh học có hệ thống các tiêu chuẩn riêng đã được phổ biến rộng rãi, trong đó tiêu chuẩn quan trọng nhất là ASTM D 6751 (Mỹ). Bảng 1 đưa ra các chỉ tiêu chất lượng đối với biodiesel (B100) theo tiêu chuẩn chất lượng của Mỹ [9].

Nhiên liệu biodiesel có nhiều ưu điểm hơn so với diesel khoáng, bao gồm: Trị số xetan cao; giảm lượng các khí phát thải độc hại (trong đó giảm mạnh khói thải đen); khả năng bôi trơn cao, giảm mài mòn các chi tiết động cơ; khả năng phân hủy sinh học; khả năng thích hợp cho mùa đông tốt hơn; an toàn về cháy nổ hơn; là nguồn nhiên liệu tái tạo với nguyên liệu tương đối dồi dào và có thể trồng được hoặc tận dụng được phụ phẩm và phế thải của nông, lâm, ngư nghiệp; phụ phẩm của quá trình tổng hợp biodiesel có thể sử dụng tốt cho tổng hợp hóa học. Tuy vậy, một số nhược điểm của nhiên liệu biodiesel đến thời điểm này vẫn

còn tồn tại, có thể kể đến như giá thành khá cao; tính dễ phân hủy sinh học vừa là ưu điểm nhưng cũng là nhược điểm cho quá trình bảo quản; vẫn có thể gây ô nhiễm nếu toàn bộ quy trình sản xuất không đảm bảo các yếu tố bảo vệ môi trường [9-11].

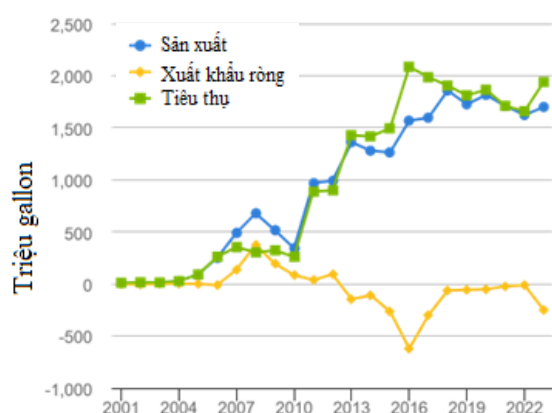
Bảng 1. Tiêu chuẩn chất lượng cho biodiesel B100 theo tiêu chuẩn ASTM 6751

Chỉ tiêu	Phương pháp thử	Giới hạn dưới	Giới hạn trên	Đơn vị
Nhiệt độ chớp cháy cốc kín	D 93	93	-	°C
Hàm lượng nước và cặn	D 2709	-	0,05	% (v/v)
Hạn chế hàm lượng rượu phải đạt được một trong hai yêu cầu sau				
1. Hàm lượng methanol	EN 14110	-	0,2	% (m/m)
2. Nhiệt độ chớp cháy	D 93	130	-	°C
Độ nhớt động học tại 40°C	D 445	1,9	6,0	mm^2/s
Hàm lượng cặn sunphat	D 874	-	0,02	% (m/m)
Hàm lượng lưu huỳnh tổng	D 5453	-	0,05	% (m/m)
Độ ăn mòn tấm đồng	D 130	-	Mức 3	-
Chỉ số xetan	D 613	47	-	-
Nhiệt độ vẫn đục	D 2500	-	-	°C
Hàm lượng cặn carbon	D 4530	-	0,05	% (m/m)
Chỉ số axit	D 664	-	0,05	mgKOH/g
Hàm lượng glycerin tự do	D 6584	-	0,02	% (m/m)
Hàm lượng glycerin tổng	D 6584	-	0,24	% (m/m)
Hàm lượng photpho	D 4951	-	0,001	% (m/m)
Hàm lượng K, Na	EN 14538	-	5	ppm
Hàm lượng Ca, Mg	EN 14538	-	5	ppm
Độ ổn định oxy hóa	EN 15751	3	-	Giờ
Hàm lượng lưu huỳnh				
1. Mức S 15	D 5453	-	15	ppm
2. Mức S 500	D 5453	-	500	ppm
Nhiệt độ cất cuối	D 1160	-	360	°C

Quá trình sản xuất biodiesel cho đến ngày nay vẫn chủ yếu sử dụng dầu đậu tương làm nguyên liệu, tác nhân phản ứng là methanol và xúc tác kiềm đồng thể. Việc chuyển hướng sang những nguồn nguyên liệu thay thế (dầu mỡ thải, dầu cây công nghiệp...), xúc tác dị thể hiệu quả cao là xu thế tất yếu của công nghiệp sản xuất biodiesel [9, 10].

Tại châu Âu, biodiesel đóng vai trò chủ đạo trong các loại nhiên liệu sinh học đang được sử dụng, chiếm khoảng 82% tổng khối lượng. Năng suất sản xuất biodiesel ở châu Âu tăng đều theo từng năm, ví dụ năm 2002 là 1,065 triệu tấn còn năm 2010 là 9,570 triệu tấn. Năm 2024, Liên minh Châu Âu sản xuất khoảng 15 triệu tấn biodiesel, tăng nhẹ 2.4% so với năm 2023, nhưng chững lại so với năm 2022 (vẫn là 15 triệu tấn). Hiện nay, tổng số nhà máy, cơ sở sản xuất biodiesel tại châu Âu là khoảng trên 250. Với từng quốc gia, sự phát triển có khác nhau: Đức và Pháp là hai quốc gia có năng suất biodiesel lớn nhất châu Âu, kể đến là Tây Ban Nha, Italia, Vương quốc Anh.

Từ năm 2005, Mỹ đã đầu tư khoảng 14 tỷ USD vào kế hoạch năng lượng quốc gia bao gồm rất nhiều định hướng về dự trữ và nâng cao hiệu quả năng lượng, hiện đại hóa cơ sở hạ tầng năng lượng và thúc đẩy cả nguồn năng lượng truyền thống cũng như năng lượng tái tạo. Mỹ sản xuất 1,83 tỷ gallon nhiên liệu sinh học vào năm 2015, đồng thời cho phát triển và ra đời các tiêu chuẩn về chúng, trong đó có tiêu chuẩn ASTM D 6751 cho biodiesel thương mại [12, 13]. Dự kiến biodiesel sẽ duy trì mức ổn định khoảng 2,12 tỷ gallon/năm đến 2026, trong khi nhu cầu diesel xanh và nhiên liệu hàng không bền vững (SAF) nhảy vọt - lên đến 4,71 tỷ gallon vào 2026 [14]. Năng suất sản xuất biodiesel của Mỹ qua từng năm được tóm lược trong Hình 3 [12].



Hình 3. Sản xuất biodiesel tại Mỹ theo từng năm

Minesota là bang đầu tiên tại Mỹ cho phép sử dụng nhiên liệu B2 (chứa 2% biodiesel và 98% diesel

khóang), sau đó cho phép thêm nhiên liệu B5 và B10 vào năm 2012 và B20 vào năm 2015. Theo sau đó, các bang Washington và Pennsylvania cùng nhiều bang khác đều cho phép sử dụng B2 và dần nâng cấp lên B5 [12].

Chương trình phát triển biodiesel quy mô công nghiệp của Ấn Độ bắt đầu thực hiện từ năm 2003, đặt mục tiêu hướng đến sử dụng nhiều nguồn nguyên liệu phi thực phẩm như dầu jatropha, dầu pongamia pinnata như những nguồn có ý nghĩa sống còn cho việc sản xuất biodiesel, cung cấp quỹ đất 60 triệu hecta để phát triển những nguyên liệu này. Nhiều tổ chức chính phủ và tư nhân đã tham gia các dự án này như Vụ Công nghệ Sinh học, Tập đoàn Dầu khí Ấn Độ, Trung tâm Nghiên cứu Công nghệ Sinh học Aditya, Đại học Nông nghiệp Gandhi, Viện Nghiên cứu Hóa chất Biển và Muối... Giá thành biodiesel từ dầu jatropha khá thấp, từ 2,2-3,0 USD/gallon [12, 15, 16]. Năm 2022 Ấn độ sản xuất 185 triệu lít biodiesel - tương đương ~33% công suất hiện có (~600 triệu lít). Đến năm 2023 con số này tăng lên 200 triệu lít biodiesel. Chính sách Quốc gia về Nhiên liệu sinh học của Ấn Độ đặt mục tiêu pha trộn 5% biodiesel vào diesel (B5) đến năm 2030, tương đương 200 triệu tấn biodiesel hàng năm. Hiện Ấn Độ đang có khoảng 36 nhà máy biodiesel được phê duyệt [17].

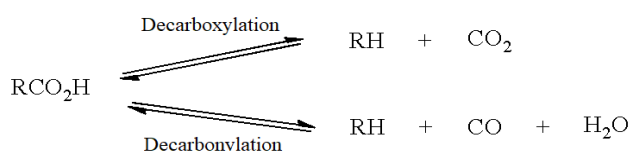
Brazil vào năm 2004 đã thực hiện chương trình biodiesel cấp quốc gia với mục đích tăng cường sản xuất và sử dụng loại nhiên liệu này, dần thay thế các loại nhiên liệu hóa thạch truyền thống, kết quả là đã cho phép sử dụng nhiên liệu sinh học B2 vào năm 2005, B5 vào năm 2008. Năng suất sử dụng biodiesel cũng tăng một cách chóng mặt từ năm 2005 (chỉ 736 m³) đến năm 2010 (2,39 triệu m³), biến Brazil thành nước sản xuất biodiesel lớn thứ hai trên thế giới. Nguyên liệu chủ yếu tại quốc gia này là dầu đậu nành, hiện tại đang phát triển thêm nhiều loại khác như dầu trẩu, dầu cọ và dầu jatropha [12, 18, 19]. Đến năm 2024, Brazil vận hành 62 nhà máy biodiesel, tăng nhẹ so với 61 vào 2023 và 57 vào 2022; Công suất thiết bị năm 2024 đạt khoảng 14,89 tỷ lít/năm, nhưng chỉ được vận hành trung bình 55% công suất. Từ tháng 3/2024, tỷ lệ pha trộn biodiesel vào diesel tăng từ 12% (B12) lên 14% (B14) và tiếp tục lộ trình lên 15% (B15) từ tháng 8/2025 theo luật năng lượng mới. Tiếp tục tăng 1% mỗi năm để đạt 20% vào năm 2030 [20, 21].

Một số quốc gia có nền công nghiệp sản xuất biodiesel phát triển mạnh khác có thể kể đến là Canada, Trung Quốc, Australia và Nga, cũng cung cấp một lượng đáng kể nhiên liệu trên phạm vi thế giới. Ngoài ra, một số nước tại khu vực Đông Nam Á, châu Phi như Thái Lan, Indonesia, Malaysia, Ghana cũng đã đưa ra các chương trình phát triển nhiên liệu sinh học

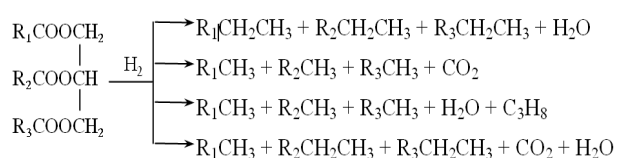
rất triển vọng, đặc biệt chú trọng phát triển đến các loại cây lấy dầu bản địa như dầu dừa, dầu jatropha, dầu cọ... [10, 12]. Trung Quốc có khoảng 48 nhà máy biodiesel khai thác từ dầu thực vật và dầu ăn đã qua sử dụng, với tổng công suất khoảng 3,7 – 4 tỷ lít/năm. Tỷ lệ sử dụng công suất đạt khoảng 49 - 51% năm 2023 – 2024. Biodiesel sản xuất tại Trung Quốc chủ yếu được xuất khẩu sang châu Âu với tỷ trọng lên tới trên 90% [22].

Về mặt nguyên liệu, các loại dầu như dầu đậu nành, dầu cọ và dầu hướng dương... được phân loại như nguyên liệu thế hệ thứ nhất do chúng là những nguyên liệu đầu tiên sử dụng cho quá trình sản xuất biodiesel; các nguyên liệu phi thực phẩm như dầu jatropha, mahua, jojoba, salmon, dầu ăn thải, dầu hạt cao su và các loại mỡ động vật thải được phân loại là nguyên liệu thế hệ thứ hai do có khả năng thay thế cho các nguyên liệu thế hệ đầu tiên với mục đích hạn chế ảnh hưởng đến tình hình an ninh lương thực [23]. Ngày nay, các nhà nghiên cứu đang tập trung vào nguyên liệu thế hệ thứ ba là vi tảo [24]. Gần đây, nhiều nhà nghiên cứu còn đề xuất nguyên liệu (nhiên liệu) thế hệ thứ tư dựa trên các công nghệ nhiệt phân, khí hóa, nâng cấp, nhiên liệu mặt trời, các quá trình chuyển hóa gen vi sinh vật thành các hydrocarbon và chuyển hóa dầu thực vật và biodiesel thành xăng sinh học sử dụng các công nghệ tiên tiến [25].

Loại thứ hai ít phổ biến hơn, đó là diesel xanh (green diesel), có thành phần hydrocarbon tương tự như diesel dầu khoáng, thu được từ các quá trình decarboxyl hóa hoặc hydrocracking dầu mỡ động thực vật hoặc sinh khối. Quá trình decarboxyl hóa như sau

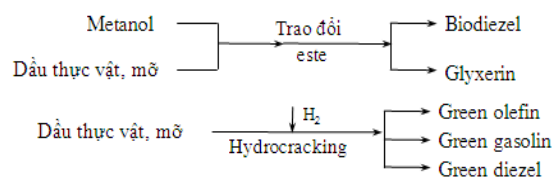


Quá trình hydrocracking:



Sản phẩm diesel xanh thu được có ưu điểm là nhiệt trị cao, không chứa lưu huỳnh, có thể pha trộn với diesel dầu mỏ theo bất kể tỷ lệ nào. Tuy nhiên giá thành nhiên liệu thu cao hơn so với biodiesel. Sản phẩm thu ngoài diesel xanh, còn có kerosene xanh và xăng xanh.

Biểu diễn chung quá trình chế biến dầu mỡ động thực vật



Nhiên liệu kerosene sinh học - Biokerosene

Trong những năm gần đây, nhiên liệu sinh học biokerosene cho máy bay (còn gọi là biojet) trở thành chủ đề thu hút rất nhiều sự quan tâm của các nhà khoa học và các nước trên thế giới bởi máy bay không thải khí thải trên mặt đất nhưng lại thải trực tiếp khí thải vào khí quyển ở độ cao trên 10 km, gây ô nhiễm khí quyển. Các hãng hàng không trên thế giới đã tiến hành bay thử nghiệm trên nhiên liệu sinh học biokerosene và thu được những kết quả rất khả quan. Trong những năm qua và tới đây, chính phủ nhiều nước đã và đang thắt chặt các tiêu chuẩn của nhiên liệu máy bay, yêu cầu sử dụng nhiên liệu sinh học. Các nước trong Liên minh châu Âu EU quy định máy bay bay trong không phận của các quốc gia này phải là nhiên liệu sạch.

Theo định nghĩa của nhiều nghiên cứu [26, 27], biokerosene là một loại nhiên liệu tái tạo dùng cho động cơ phản lực, được sản xuất từ nguồn nguyên liệu sinh khối như dầu thực vật (dầu cọ, dầu hạt cải, dầu jatropha...), dầu ăn đã qua sử dụng (UCO), mỡ động vật, vi tảo, chất thải nông nghiệp hoặc gỗ. Biokerosene có đặc điểm hóa học tương đương với kerosene truyền thống (Jet A hoặc Jet A-1) – loại nhiên liệu hóa thạch phổ biến nhất cho máy bay phản lực – nhưng được chế tạo từ sinh khối, không từ dầu mỏ. Biokerosene là trọng tâm của chiến lược phát triển SAF – Sustainable Aviation Fuel trên toàn cầu.

Về mặt lịch sử phát triển, năm 1980 ghi dấu ấn lần đầu tiên thế giới công nhận sự ra đời của biokerosene. Đây cũng là năm khởi động cho các công trình nghiên cứu loại nhiên liệu sinh học đầy tiềm năng này. Từ năm 1980 đến năm 1984, rất nhiều thí nghiệm ứng dụng biokerosene vào thực tế đã được thực hiện: Ngày 23/10/1984 đã diễn ra một chuyến bay thử nghiệm lịch sử khi sử dụng biokerosene tinh khiết B100, với hành trình hơn 1000 dặm từ Sao-Jose-dos-Campos tới Brazil trong khoảng thời gian 4 giờ trên máy bay mang tên “Brandeirante” được sản xuất bởi Embraer, Brazil [28]; năm 2008, Bergthorson [29] đã trình bày công trình nghiên cứu của mình trong giải thưởng United Nation’s Blue Sky ở Shenzhen, với đề tài “Mối tương quan giữa biodiesel và biokerosene”; năm 2008, hãng hàng không Virgin Atlantic thực hiện chuyến bay Boeing 747

hoạt động với nhiên liệu là 80/20 hỗn hợp của nhiên liệu khoáng và biokerosene đi từ dầu hạt cọ ba-ba-su, với thành phần chất chống đông bioethanol [29]; tháng 11/2009, hãng hàng không Hà Lan KLM thực hiện một chuyến bay có hành khách thử nghiệm sử dụng biokerosene [30]; tháng 9/2011, chuyến bay KLM Royal Dutch 1233 trên máy bay Boeing 737-800 cất cánh từ Amsterdam Schipol đến Charles de Gaulle, Paris cũng sử dụng biokerosene và chở theo 171 hành khách; từ mùa hè năm 2011, hãng KLM có 200 chuyến bay giữa Amsterdam và Paris sử dụng hỗn hợp 50% kerosen và 50% biokerosene được sản xuất từ dầu ăn [30]; ngày 13/4/2012, Qantas đã bay chuyến bay thương mại đầu tiên trên máy bay Airbus A330 của Úc sử dụng biokerosene nguồn gốc dầu ăn, cất cánh từ Sydney đến Adelaide; biokerosene đã được phát triển ở Fortaleza, Brazil trong suốt giai đoạn 1980 – 1985 và hiện tại đã được cấp bằng sáng chế, đăng ký theo số PI-800795-7 [29].

Do biokerosene là một phần trong các loại nhiên liệu hàng không bền vững (Sustainable Aviation Fuels – SAF), do đó các nghiên cứu và công nghệ sản xuất biokerosene sẽ được trình bày rõ hơn trong phần nhiên liệu SAF.

Nhiên liệu hydro xanh, amoniac xanh

Nhiên liệu hydro xanh

Khái niệm nền kinh tế hydro (hydrogen economy) lần đầu tiên được đề xuất bởi nhà hóa học và điện hóa học John Bockris vào những năm 1970. Đến nay, các nền kinh tế lớn nhất thế giới đã đặt ra những kế hoạch phát triển rõ ràng cho năng lượng hydro. Từ góc nhìn kinh tế, năng lượng và môi trường, hydro có thể được xem là một nhiên liệu lý tưởng để thúc đẩy quá trình thay thế nhiên liệu hóa thạch, tái cấu trúc hệ thống năng lượng, đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia, đẩy nhanh tiến trình trung hòa carbon, và thúc đẩy sự phát triển công nghệ, công nghiệp.

Sản xuất hydro xanh là yếu tố then chốt. Hydro là nguyên tố đơn giản nhất trên Trái Đất, chỉ bao gồm một proton và một electron. Nó có thể được sản xuất bằng cách sử dụng điện tái tạo để phân tách nước, được lưu trữ với số lượng lớn và sử dụng để cung cấp năng lượng cho các phương tiện chạy bằng pin nhiên liệu (fuel cell), hộ gia đình, hoặc được chuyển đổi thành các nhiên liệu hóa học như amoniac và methanol. Nhiều quốc gia đã công bố các lộ trình và chiến lược đầy tham vọng nhằm thúc đẩy sản xuất hydro xanh, góp phần vào mục tiêu khử carbon trong nhiều lĩnh vực trong vòng 10 – 30 năm tới [31-37]. Tính đến cuối năm 2022, hơn 30 chính phủ đã công bố

chiến lược quốc gia hoặc lộ trình chính thức về hydro. Tổng giá trị thị trường hiện tại của hydro vào khoảng 115 tỷ USD.

Chuỗi công nghiệp dựa trên hydro xanh, bao gồm sản xuất, vận chuyển, lưu trữ và sử dụng hydro cùng các dẫn xuất của nó như methanol xanh, amoniac xanh và nhiên liệu hàng không bền vững (SAF), sẽ tạo ra một thị trường khổng lồ. Nhiều dự kiến cho rằng hydro và các sản phẩm dẫn xuất của nó sẽ chiếm từ 5% - 15% tổng năng lượng cuối cùng sử dụng vào năm 2050, và đóng góp của hydro sạch vào mục tiêu khử carbon được ước tính tương đương khoảng 20% lượng phát thải CO₂ toàn cầu [38-40].

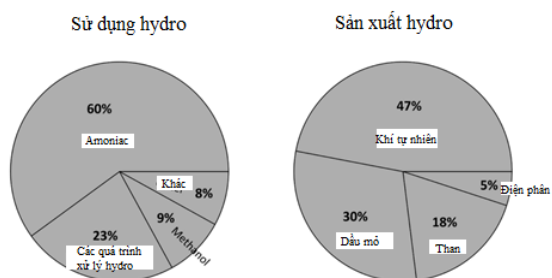
Đồng hành cùng xu hướng phát triển hydro xanh trên thế giới, PV Gas là đơn vị tiên phong ở Việt Nam đưa ra lộ trình cam kết phát triển loại nhiên liệu cao cấp này. Theo Chiến lược quốc gia về năng lượng tái tạo và trung hòa carbon đến năm 2050, mục tiêu đến 2030, Việt Nam sẽ sản xuất 100.000 - 500.000 tấn hydro xanh mỗi năm và từng bước xuất khẩu hydro, các dẫn xuất (như ammonia). PV Gas đặt ra một số mục tiêu như sản xuất hydro xanh từ quá trình điện phân nước, sử dụng nguồn điện tái tạo (gió, mặt trời); tận dụng hạ tầng khí hiện hữu (đường ống, kho cảng LNG) để vận chuyển và phân phối hydro xanh; hợp tác quốc tế với các đối tác như GIZ (CHLB Đức), TotalEnergies (Pháp), Samsung C&T (Hàn Quốc), và JERA (Nhật Bản). Một số nội dung đáng chú ý bao gồm: Lên kế hoạch thử nghiệm sản xuất và cung cấp hydro xanh từ nguồn điện mặt trời ở khu vực Đông Nam Bộ vào tháng 1 năm 2026; nghiên cứu sử dụng công nghệ điện phân PEM hoặc AKL, đồng thời ứng dụng các giải pháp lưu trữ và vận chuyển hydro; nghiên cứu khả thi cho các mô hình thương mại hóa hydro xanh trong ngành công nghiệp, giao thông và phát điện; vận hành và xây dựng cảng nhập khẩu LNG Thị Vải – có thể chuyển đổi để chứa ammonia hoặc hydrogen lỏng trong tương lai; số hóa hệ thống quản lý năng lượng, nhằm tối ưu hóa hiệu suất và giảm phát thải CO₂ trong vận hành [41].

Có ba con đường chính để sản xuất hydro: Reforming hơi nước từ khí methane; khí hóa sinh khối, khí hóa than; điện phân nước. Hai phương pháp đầu tiên đang chiếm ưu thế trong sản lượng hydro toàn cầu, nhưng sử dụng rất nhiều nhiên liệu hóa thạch và phát thải CO₂; hydro sản xuất từ công nghệ này được gọi là “hydro xám”. Phát thải CO₂ có thể được giảm thông qua công nghệ thu giữ và lưu trữ carbon, nhưng cũng làm tăng chi phí sản xuất và yêu cầu kiểm soát nghiêm ngặt lượng methane phát thải; hydro thu được theo phương pháp này được gọi là “hydro xanh dương”.

Phương pháp sạch nhất để sản xuất hydro là điện phân nước bằng nguồn điện tái tạo đi từ gió, mặt trời, thủy điện, địa nhiệt hoặc phản ứng hạt nhân; loại hydro này được gọi là “hydro xanh”, không phát thải CO₂ [35, 37].

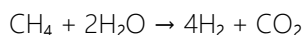
Sản xuất hydro từ khí tự nhiên

Hiện nay, sản lượng hydro toàn cầu ước tính hơn 100 triệu tấn mỗi năm [42]. Tình hình sản xuất và ứng dụng của hydro được minh họa trong Hình 4 [42].



Hình 4. Tình hình sản xuất và sử dụng hydro trên thế giới

Hiện tại, 95% hydro được sản xuất từ nhiên liệu hóa thạch. Quá trình này thường diễn ra qua nhiều thiết bị phản ứng hóa học, nhưng phản ứng tổng quát có thể được mô tả như sau:



Sản xuất hydro hiện nay tạo ra khoảng 830 triệu tấn CO₂ mỗi năm, tương đương tổng lượng phát thải CO₂ của Vương quốc Anh và Indonesia cộng lại [43].

Sản xuất hydro bằng điện phân nước - Hydro xanh

Sản xuất hydro xanh là quá trình tạo ra khí hydro thông qua phương pháp điện phân nước, sử dụng điện được tạo ra từ các nguồn năng lượng tái tạo như năng lượng mặt trời, gió. Phương pháp này khác với cách sản xuất hydro truyền thống thường dựa vào nhiên liệu hóa thạch và thải ra một lượng lớn khí nhà kính [44]. Do đó, hydro xanh được coi là nguồn năng lượng sạch và bền vững. Phản ứng điện phân có thể mô tả một cách đơn giản như sau:



Nghiên cứu về công nghệ sản xuất hydro bằng điện phân nước ở châu Âu và Mỹ được bắt đầu khá sớm. Hoa Kỳ và châu Âu đã xây dựng lộ trình phát triển công nghệ sản xuất hydro bằng điện phân nước vào các năm 2011 và 2013, tương ứng. Trong đó, các công ty dẫn đầu trong lĩnh vực sản xuất hydro bằng điện phân nước phần lớn tập trung ở châu Âu, bao gồm các tên tuổi như: Nel, ITM Power, HydrogenPro, Encapiter, Sunfire, McPhy. Những công ty này đều có ứng dụng thành thực đối với cả công nghệ điện phân kiềm và PEM (màng trao đổi proton).

<https://doi.org/10.62239/jca.2025.031>

Trung Quốc cũng thể hiện vị thế ứng dụng công nghiệp trong lĩnh vực công nghệ điện phân nước. Theo nghiên cứu và dữ liệu công bố trong ngành, tính đến cuối năm 2022, Trung Quốc có hơn 100 dự án sản xuất hydro từ điện phân nước bằng năng lượng tái tạo đã được xây dựng, đang xây dựng hoặc lên kế hoạch. Hơn một nửa trong số đó đã công bố loại hình và quy mô sản xuất hydro điện phân, với tổng công suất vượt quá 17 GW. Ước tính sơ bộ, sản lượng hydro xanh từ năng lượng tái tạo tại Trung Quốc vào năm 2025 có thể đạt khoảng 500.000 tấn.

Phát triển hạ tầng vận chuyển, lưu trữ và phân phối hydro xanh

Hiện nay giá thành để sản xuất hydro xanh còn đắt hơn nhiều so với các loại hydro khác do điện phân nước là một quá trình tốn rất nhiều năng lượng. Ví dụ, chi phí để sản xuất hydro xanh đắt gấp 4 lần so với chi phí sản xuất hydro từ khí tự nhiên.

Một vấn đề nữa đặt ra là quá trình điện phân cần nhiều nước mới có thể đáp ứng các tiêu chuẩn về độ tinh khiết nhất định; điều này có thể đặt ra những hạn chế về địa lý đối với vị trí của các cơ sở sản xuất hydro xanh.

Cơ sở hạ tầng để phát triển nhiên liệu hydro xanh cũng là một vấn đề cấp thiết cần phải giải quyết. Mặc dù nhiều quốc gia có cơ sở hạ tầng khí tự nhiên mạnh mẽ, nhưng không thể dễ dàng thay đổi mục đích vận chuyển từ khí tự nhiên sang hydro. Hydro là một khí rất nhẹ, nên nếu tồn chứa trong bình khí thì áp suất trong bình phải rất lớn mới đảm bảo an toàn, vì vậy phương pháp này ít có tính khả thi. Hydro có xu hướng làm cho thép giòn và có thể bị gãy, vì vậy có thể sẽ cần các đường ống chuyên dụng. Hiện nay, có một số hình thức tồn chứa hydro khác nhau đang được phát triển và ứng dụng như hóa lỏng, hấp thu hydro vào chất mang, tồn chứa trong chất trung gian có khả năng sinh ra H₂ khi sử dụng như hydrua kim loại, amoniac. Nhìn chung, mỗi phương pháp tồn chứa có những đặc điểm riêng, việc lựa chọn cách thức tồn chứa phụ thuộc mức độ an toàn, giá thành, tính tiện lợi.

Một vấn đề khác đó là vận chuyển. Vận chuyển hydro cũng tiêu tốn năng lượng rất đáng kể. Ví dụ, để bơm H₂ cần năng lượng gấp 4,5 lần so với bơm khí tự nhiên. Người ta có thể hóa lỏng hydro, hoặc nén hydro trong các bình chứa để đơn giản hóa việc vận chuyển, nhưng như đã đề cập, chi phí cho các công nghệ này không hề rẻ, thực tế là đắt hơn vận chuyển khí tự nhiên hoá lỏng nhiều lần. Ngoài ra, lượng hydro mất mát trong vận chuyển cũng lên tới khoảng 0,2 đến 0,4% mỗi ngày.

Hiện nay thế giới đã phát triển phương pháp vận chuyển hydro mới, đó là vận chuyển hydro cùng với khí tự nhiên hóa lỏng trong đường ống. IEA ước tính rằng: Việc thêm 20% hydro vào khí đốt tự nhiên sẽ làm giảm gần 7% lượng khí thải carbon dioxide. Về mặt lý thuyết, đường ống dẫn khí metan có thể vận chuyển gần như cùng một lượng năng lượng sử dụng hydro. Tuy nhiên, nếu tỷ lệ hydro vượt quá 40%, các bộ phận như máy nén và tua bin có thể cần phải được thay thế để đối phó với lưu lượng hydro cao hơn. Cá biệt, theo công ty PJSC Gazprom: các đường ống dẫn khí hiện đại của họ có thể vận chuyển tới 70% hydro trong hỗn hợp khí [45, 47]. Hiện tại, theo quy định hiện hành của châu Âu, từ 0,1% (Bỉ) đến 12% (Hà Lan) hydro có thể được đưa vào mạng lưới khí đốt.

Tuy nhiên, công nghệ này không phải không có những khó khăn [45]: Kích thước hydro rất nhỏ nên nó có thể thẩm thấu, thậm chí xuyên qua kim loại rắn, đặc biệt khi áp suất vận chuyển và tỷ lệ hydro tăng lên trong đường ống. Vấn đề này yêu cầu sử dụng vật liệu chuyên dụng để xây dựng đường ống; đây vẫn là công nghệ mới nên còn thiếu các tiêu chuẩn, mà một trong số đó chính là mức công bố hàm lượng phối trộn hydro khác nhau giữa các quốc gia như đề cập ở trên; mặc dù hydro có mật độ năng lượng lớn nhất theo khối lượng, nhưng tỷ trọng lại rất thấp dẫn đến nhiệt trị của nó chỉ bằng 1/3 so với khí tự nhiên nếu tính theo thể tích – điều quan trọng khi tính đến các giá trị kinh tế.

Như đã đề cập trong phần trước, tại Việt Nam, PV Gas là đơn vị tiên phong đang nghiên cứu để ứng dụng phương pháp vận chuyển hydro trong đường ống với khí hóa lỏng.

Vấn đề tinh chế hydro sau vận chuyển

Rõ ràng, khả năng vận chuyển hydro cùng khí tự nhiên có thể giảm thiểu đáng kể việc phát thải cacbon. Tuy vậy, với những ứng dụng cuối như trong pin nhiên liệu hydro, hay nhiên liệu hydro cho động cơ cần hydro có độ tinh khiết cao, nên yêu cầu các phương pháp tách hydro từ hỗn hợp khí tự nhiên. Hiện nay, có 4 công nghệ tách hydro chính: (1) Công nghệ hấp phụ áp suất chuyển đổi (PSA - Pressure swing adsorption), (2) Công nghệ tách màng, (3) Công nghệ tách điện hóa và (4) Công nghệ tách làm lạnh sâu [46].

Công nghệ PSA: Đây là công nghệ đã khá thành thực với chu kỳ tách ngắn và tạo ra hydro có độ tinh khiết cao, dựa trên nguyên lý đẳng nhiệt hấp phụ và mỗi vật liệu có một tương quan giữa khả năng hấp phụ bề mặt và áp suất khí hấp phụ. Sử dụng các cột hấp phụ chứa các vật liệu có độ xốp cao, các hợp chất không phải hydro có thể được hấp phụ ở áp suất cao, và cuối cùng thu được hydro ở đầu ra. Hydro tinh chế theo cách này có thể đạt độ tinh khiết 99,97%.

Công nghệ tách màng: Công nghệ này dựa trên nguyên lý thẩm thấu chọn lọc, ở đó chuyển động của các phân tử khí qua màng sẽ tương ứng với áp suất riêng phần cân bằng tại mỗi bề mặt màng. Trong quá trình tách màng, hydro liên tục được chiết xuất ra từ bên màng chứa hydro tinh khiết, làm cho hydro trên cả 2 bên của màng tạo ra sự chênh lệch áp suất riêng phần, là động lực thúc đẩy quá trình tinh chế liên tục. Màng có thể làm từ các chất liệu như ceramic, kim loại, rây phân tử, polymer, v.v., với độ tinh khiết của hydro đạt tới 95-99% và có thể ứng dụng với lượng lớn trong công nghiệp. Để tăng độ tinh khiết, người ta dùng màng trên cơ sở kim loại paladi (Pd), nhưng giá thành cao.

Công nghệ tách điện hóa: Nguyên lý tách này tương tự quy trình xảy ra trong pin nhiên liệu hydro. Pin nhiên liệu được sử dụng để tạo ra một hỗn hợp khí chạy qua một bên của pin và tạo một dòng điện tới pin. Nguyên tử hydro mất electron tại phản ứng anốt để tạo thành proton và di chuyển đến catốt rồi lại kết hợp với electron để hình thành hydro. Tách điện hóa có thể hoạt động rất hiệu quả ngay cả khi hàm lượng hydro trong hỗn hợp khí rất thấp.

Công nghệ tách làm lạnh sâu: Đây là công nghệ cổ điển – chính là chưng cất nhiệt độ cực thấp, được phát minh từ năm 1902 bởi Linde. Ngày nay, công nghệ này được biến đổi khi áp dụng với hỗn hợp hydro và methane: Hỗn hợp được làm lạnh xuống -161,5°C, tại đó metan được hóa lỏng và tách ra, còn lại hydro tinh khiết. Tuy vậy, đây là phương pháp tốn nhiều năng lượng, tính hiệu quả kinh tế không cao, và còn phát thải thêm cacbon gián tiếp vào môi trường.

Việc lựa chọn công nghệ tách loại hydro nào trong 4 công nghệ trên còn tùy thuộc vào sự khảo sát, trong đó thông số quan trọng là hàm lượng hydro trong ống dẫn cao. Nếu hàm lượng hydro thấp hơn 20%, chi phí tách nói chung sẽ cao bất kể sử dụng phương pháp tách nào, và cần nghiên cứu các công nghệ mới hoặc cải tiến các công nghệ hiện hành.

Sản xuất hydro xanh tại một số quốc gia tiên phong

Hoa Kỳ đang tích cực thúc đẩy sản xuất hydro xanh như một thành phần then chốt trong quá trình chuyển đổi sang năng lượng sạch. Hiện tại, phần lớn hydro ở Mỹ hiện là “hydro xám”, được sản xuất từ quy trình reforming hơi nước khí methane, tạo ra một lượng lớn khí CO₂. Tuy nhiên, nhiều dự án hydro xanh đang được triển khai, sử dụng nguồn năng lượng tái tạo như điện mặt trời và điện gió để sản xuất hydro qua điện phân. Sáng kiến “Hydrogen Shot” của Bộ Năng lượng Mỹ đang được triển khai với mục tiêu giảm chi phí sản xuất hydro xanh xuống còn 1 USD/kg. Một số dự án lớn đang được đầu tư cho hydro xanh có thể kể đến:

Plug Power Inc. với dự án tại Louisiana, hướng tới trở thành nhà sản xuất hydro xanh lớn nhất Bắc Mỹ, đạt công suất 1.000 tấn hydro lỏng/ngày vào năm 2028; dự án Inner Space (Utah) chuyển đổi từ hỗn hợp khí tự nhiên - hydro xanh sang 100% hydro xanh cho phát điện quy mô lớn, đạt công suất dự kiến 100 tấn hydro xanh mỗi ngày. Các dự án đáng chú ý khác như Sauk Valley Green Hydrogen Plant, Hydrogen City Project, Matagorda E-fuels Facility [48].

Châu Âu đang sản lượng hydro xanh với sự tăng trưởng đều đặn. Liên minh châu Âu (EU) đặt mục tiêu sản xuất 10 triệu tấn hydro xanh mỗi năm vào năm 2030, đồng thời có thể nhập khẩu thêm 10 triệu tấn nữa [49].

Nga đặt mục tiêu trở thành quốc gia dẫn đầu toàn cầu về sản xuất và xuất khẩu hydro xanh. Với nguồn tài nguyên thiên nhiên phong phú, hạ tầng năng lượng sẵn có và năng lực khoa học mạnh, Nga có nhiều tiềm năng để đạt được mục tiêu này. Theo kỳ vọng, đến năm 2050, Nga đạt thị phần đáng kể trong thị trường hydro toàn cầu, với sản lượng và xuất khẩu lên tới 50 triệu tấn/năm [50].

Trung Quốc đang mở rộng nhanh chóng năng lực sản xuất hydro xanh và đang trên đà vượt mục tiêu 200.000 tấn/năm vào năm 2025, với công suất hiện tại đã vượt 125.000 tấn, tăng 62% so với cùng kỳ năm 2024. Mặc dù sản xuất hydro xanh hiện vẫn chỉ chiếm một phần nhỏ trong tổng sản lượng hydro của Trung Quốc, nhưng nước này đang tích cực chuyển đổi. Trong năm 2023, Trung Quốc đã lắp đặt 1 GW công suất điện phân, củng cố vị thế là quốc gia dẫn đầu thế giới về sản xuất hydro xanh [51].

Nhiên liệu amoniac xanh

Khái lược chung về nhiên liệu amoniac xanh: Amoniac là hóa chất được sản xuất nhiều thứ hai trên thế giới hiện nay, với sản lượng thương mại toàn cầu hàng năm vào khoảng 180 triệu tấn [52, 54]. Lịch sử sản xuất và ứng dụng rộng rãi của hóa chất này gắn liền với nhu cầu trong sản xuất lương thực toàn cầu, dẫn đến sự mở rộng nhanh chóng của ngành công nghiệp phân bón trong suốt thế kỷ 20. Thực tế, phân bón từ amoniac đang hỗ trợ sản xuất lương thực cho khoảng một nửa dân số thế giới. Ngoài ra, các ứng dụng phổ biến khác của amoniac bao gồm: Làm lạnh và điều hòa không khí – nhờ vào đặc tính chuyển pha thuận tiện của amoniac; kiểm soát khí NO_x trong ngành ô tô và năng lượng; sản xuất chất nổ thông qua ammonium nitrate; cũng như các lĩnh vực như dệt may, dược phẩm, v.v.

Bên cạnh những lợi ích to lớn mà việc gia tăng sản xuất amoniac mang lại cho xã hội, cũng tồn tại nhiều

mặt tiêu cực như: Rò rỉ không kiểm soát, gia tăng dân số do sản xuất lương thực dư thừa, và lượng phát thải carbon khổng lồ. Amoniac có thể được sản xuất theo ba con đường chính, mỗi con đường có lượng CO₂ phát thải khác nhau:

- Amoniac "xám": Phổ biến nhất hiện nay (~96% sản lượng toàn cầu, theo YARA 2018): Reforming hơi nước từ nhiên liệu hóa thạch (thường là khí tự nhiên, hoặc các hydrocarbon nặng hơn – có lượng CO₂ cao hơn).

- Amoniac "xanh dương": Cũng sử dụng nhiên liệu hóa thạch nhưng tích hợp công nghệ thu giữ và lưu trữ carbon (Carbon Capture and Storage - CCS), giúp giảm phát thải CO₂.

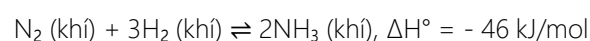
- Amoniac "xanh": Tuy bền vững nhất, nhưng hiện vẫn chỉ chiếm tỷ lệ nhỏ, dựa trên nguyên lý "power-to-gas": sử dụng nguồn điện tái tạo để điện phân nước tạo hydro, sau đó phản ứng với N₂ thành NH₃ [54].

Bảng 2. Đặc tính nhiên liệu amoniac so sánh với các loại nhiên liệu khác

	Methane (CH ₄)	Hydrogen (H ₂)	Methanol (lỏng) (CH ₃ OH)	Ammonia (hơi) (NH ₃)	LPG	FO nặng	Diesel
Tỷ trọng (kg/m ³)	0.66	0.08	786	0.73	494	899	831
Độ nhớt × 10 ⁻⁵ (P)	11.0	8.80	594	9.90	98	24×10 ³	3.0×10 ³
Nhiệt trị dưới (MJ/kg)	50.05	120.00	19.92	18.80	45.50	39.00	42.60
Tốc độ cháy lớp (m/s)	0.38	3.51	0.36	0.07	0.40	N/A	0.82
Nhiệt độ tự bắt lửa (K)	859	773–850	712	930	743	>673	527
Trị số octane	120	–	119	130	109	N/A	30
Nhiệt độ ngọn lửa đoạn nhiệt với không khí (K)	2,223	2,483	2,220	2,073	2,391	2,248	2,297
Mất độ hydro theo khối lượng (%kt)	25.0	100.0	12.5	17.8	~17.6	N/A	~14.0

Amoniac được so sánh với một loạt nhiên liệu phổ biến khác trong Bảng 2, từ đó cho thấy amoniac có thể tương thích với các yêu cầu trong ứng dụng nhiên liệu, cả trong hệ thống đốt (động cơ, lò đốt, v.v.) hoặc pin nhiên liệu. Amoniac có nhiều đặc điểm phù hợp để trở thành một chất mang năng lượng, bổ sung cho các nhiên liệu truyền thống hơn (ví dụ methanol).

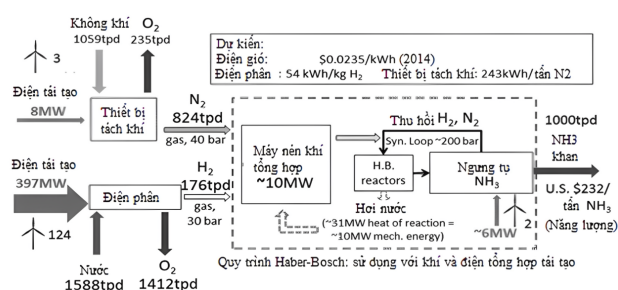
Quá trình sản xuất nhiên liệu amoniac xanh: Về mặt công nghệ sản xuất amoniac hiện đại, sự xuất hiện của khí thiên nhiên giá rẻ đã dẫn đến việc sử dụng hydro tạo ra từ quá trình reforming hơi nước methane từ những năm 1960, kết hợp với quy trình Haber - Bosch để sản xuất amoniac [55]. Hiện nay, quy trình Haber-Bosch cung cấp amoniac cho cả phân bón và hệ thống làm lạnh, với giá trị thị trường vượt quá 200 tỷ USD và sản lượng hơn 180 triệu tấn mỗi năm. Phản ứng thuận nghịch tỏa nhiệt dưới đây tóm tắt quá trình tổng hợp amoniac [55-58]:



Để đạt được mức chuyển hóa thực tiễn, cần có nhiệt độ cao (<650 K) và áp suất cao (~10,0 - 30,0 MPa), cùng với xúc tác (thường là xúc tác trên cơ sở Fe).

Trong những năm 1990, các vật liệu trên cơ sở Ru bắt đầu được sử dụng rộng rãi với sự ra đời của Quy trình Amoniac Nâng cao Kellogg (Kellogg Advanced Ammonia Process), giúp tiết kiệm năng lượng và chi phí đáng kể nhờ giảm áp suất vận hành xuống dưới 100 bar [53]. Hiện nay, nhiều nghiên cứu tiếp tục tập trung vào hỗn hợp xúc tác có nền Ru nhằm tăng năng suất đồng thời giảm tiêu thụ năng lượng và các điều kiện áp suất/nhiệt độ cần thiết.

Một phân tích gần đây [59, 60] đã nghiên cứu quá trình sản xuất amoniac từ nguồn năng lượng tái tạo (xem Hình 5). Nghiên cứu chỉ ra rằng có thể sản xuất amoniac với chi phí năng lượng khoảng 232 USD/tấn, đồng thời giảm được 1,5 tấn CO₂ phát thải. Trong các hệ thống tiên tiến nhất, có thể tái sử dụng đến 93% năng lượng trong quá trình chuyển hóa amoniac [53].



Hình 5. Quá trình sản xuất amoniac từ nguồn năng lượng tái tạo

Trong thiết bị tổng hợp amoniac, mức chuyển hóa điển hình dao động từ 12,0 đến 19,5% thể tích NH₃ trong mỗi vòng phản ứng (tức là thể tích NH₃ đạt được trong hỗn hợp sau phản ứng sau mỗi lần đi qua thiết bị). Amoniac được ngưng tụ và thu hồi, trong khi các khí chưa phản ứng được tái tuần hoàn sau khi được nén trở lại chu trình.

Ứng dụng của nhiên liệu amoniac xanh: Về mặt ứng dụng, nhiên liệu amoniac có thể được sử dụng trong các lò hơi, lò đốt; trong động cơ đốt trong; trong tua-bin khí; hay trong pin nhiên liệu. Ứng dụng tiềm năng nhất của nhiên liệu amoniac xanh hiện tại vẫn là sử dụng cho các loại động cơ đốt trong. Nhưng trước tiên, amoniac xanh, bên ngoài chức năng nhiên liệu, vẫn được sử dụng nhiều nhất trong lĩnh vực rất quan trọng đối với nền kinh tế nhân loại – làm phân bón.

Amoniac xanh, tương tự các loại amoniac khác, có thể đóng vai trò nguyên liệu chính trong các loại phân bón chứa nitơ như urê và amoni nitrat. Amoniac xanh có thể thay thế amoniac truyền thống trong các quy trình này, giúp ngành sản xuất phân bón trở nên bền vững hơn. Việc sử dụng amoniac xanh đóng góp quan trọng vào việc giảm lượng khí thải carbon. Quy trình này sử

dụng hydro thu được từ quá trình điện phân nước nhờ năng lượng tái tạo, kết hợp với nitơ từ không khí, sau đó tổng hợp thông qua quy trình Haber-Bosch. Amoniac xanh không chỉ đóng vai trò quan trọng trong việc khử carbon cho ngành nông nghiệp mà còn có tiềm năng trở thành nhiên liệu cho tàu biển và nhiều ứng dụng khác. Ngoài lĩnh vực phân bón, amoniac xanh cũng đang được nghiên cứu như một phương tiện lưu trữ và vận chuyển hydro (chất mang hydro), đồng thời là nhiên liệu cho tàu biển và nhiều ứng dụng khác, góp phần vào nỗ lực khử carbon trên phạm vi rộng hơn [61].

Ứng dụng khả thi và có tiềm năng nhất trong điều kiện công nghệ hiện tại của amoniac xanh chính là sử dụng thay thế cho một phần nhiên liệu hóa thạch trong các động cơ đốt trong. Amoniac xanh có thể sử dụng cho động cơ đốt trong ở nhiều quy mô khác nhau. Ưu điểm của amoniac trong động cơ là có trị số octane cao (~130) nên khả năng chịu nén, chống kích nổ tốt hơn so với xăng. NH₃ cũng rất thuận tiện trong lưu trữ và vận chuyển. Do đó, từ lâu amoniac đã nhận được nhiều sự quan tâm như một loại nhiên liệu thay thế trong động cơ đốt trong. Gần đây, việc sử dụng NH₃ được quan tâm chuyển sang giao thông đường dài, đặc biệt là vận tải biển và đường bộ [62].

Amoniac kết hợp được cả với xăng và diesel, giúp tối ưu hóa mô-men xoắn của động cơ đốt trong. Các hỗn hợp khác như ethanol/amoniac, NH₄NO₃/amoniac, nhiên liệu chứa oxy, cũng đã được nghiên cứu nhằm mục tiêu giảm phát thải NO_x. Ví dụ, động cơ AmVeh do Viện Năng lượng Hàn Quốc phát triển hoạt động với hỗn hợp 70% amoniac và 30% xăng [63]; kết quả cho thấy nồng độ NO_x giảm khi bổ sung amoniac, do hiện tượng tái kết hợp các thành phần trong quá trình cháy. Sự kết hợp giữa diesel và amoniac [64] cho thấy hiệu suất phát thải của động cơ rất nhạy với cách thức phun nhiên liệu khi thay đổi tỷ lệ pha trộn; các cách thức phun tối ưu cho thấy tiềm năng đáng kể trong việc giảm lượng chất ô nhiễm phát ra từ các động cơ diesel.

Một chất pha trộn lý tưởng cho amoniac là hydro, từ đó tạo nên một giải pháp thay thế không phát thải carbon để cải thiện khả năng bắt cháy. Hydro có thể được tạo ra trực tiếp từ dòng nhiên liệu amoniac thông qua quá trình nhiệt phân. Một bình chứa amoniac ở áp suất 1.0 MPa có thể chứa năng lượng gấp 2,5 lần so với bình hydro ở 70 MPa, đồng thời yêu cầu bình chứa nhỏ hơn và áp suất thấp hơn, giúp tăng khả năng thương mại [65].

Amoniac xanh đã thu hút sự quan tâm trong thập kỷ qua nhờ tiềm năng ứng dụng làm nhiên liệu. Mặc dù vẫn còn những lo ngại liên quan đến tính ăn mòn, tác

động môi trường, cũng như vấn đề an toàn sức khỏe, hạ tầng phân phối amoniac xanh hiện nay đã khá phát triển, kết hợp với khả năng lưu trữ hydro cao của nó đã thúc đẩy hoạt động nghiên cứu và phát triển các hệ thống ở mọi quy mô nhằm chứng minh hiệu quả sử dụng amoniac làm nhiên liệu.

Nhiên liệu xanh trong lĩnh vực hàng không (SAF)

Giới thiệu chung về SAF

Ngành hàng không quốc tế đã tuyên bố cam kết tăng trưởng trung hòa carbon. Vào năm 2009, các thành viên của Hiệp hội Vận tải Hàng không Quốc tế (IATA) đã cam kết giới hạn lượng phát thải CO₂ từ ngành hàng không kể từ năm 2020, đồng thời hướng đến giảm 50% lượng phát thải CO₂ vào năm 2050 so với mức của năm 2005. Nhiên liệu hàng không bền vững được công nhận là một yếu tố then chốt để hiện thực hóa cam kết này, bên cạnh các giải pháp như tăng hiệu suất vận hành và cơ chế mua bán khí thải carbon. Nhiên liệu hàng không bền vững (Sustainable Aviation Fuel - SAF) là một loại nhiên liệu sinh học được thiết kế để thay thế nhiên liệu phản lực truyền thống, được sản xuất từ các nguồn phi dầu mỏ, và nhằm mục tiêu giảm đáng kể lượng khí thải carbon của ngành hàng không. SAF có thể được pha trộn với nhiên liệu phản lực truyền thống và sử dụng trong các loại máy bay và hạ tầng hiện có mà không cần thay đổi lớn. SAF làm giảm đáng kể lượng khí nhà kính phát thải trong toàn bộ vòng đời so với nhiên liệu phản lực truyền thống, với một số quy trình sản xuất thậm chí còn đạt được mức phát thải âm ròng. SAF có thể được sản xuất từ nhiều loại nguyên liệu bền vững khác nhau, bao gồm chất thải nông nghiệp và lâm nghiệp, dầu ăn đã qua sử dụng, CO₂ được thu giữ từ không khí. SAF được thiết kế có thể pha trộn trực tiếp với nhiên liệu phản lực truyền thống cho các hệ thống máy bay hiện có. Sự phối trộn giữa nhiên liệu máy bay truyền thống (kerosen dầu mỏ) với SAF có thể thay thế ngay lập tức nhiên liệu máy bay phản lực thông thường JA1 mà máy bay đang sử dụng; đó là bước phát triển vượt trội của SAF so với nhiên liệu phản lực sinh học (hay biokerosene) trước đây.

Sau đây là các nguồn nguyên liệu cụ thể cho SAF:

- ✓ Cellulose- Là những phế phẩm từ gỗ thừa, cành củi nhỏ, nông sản, tàn dư rừng, rơm rạ, bã mía, vỏ trấu, mùn cưa, vỏ bào...
- ✓ Dầu ăn đã qua sử dụng - Thường đến từ dầu mỡ động thực vật đã qua sử dụng để chế biến thực phẩm, nấu ăn (dầu ăn thải).
- ✓ Cây phi thực phẩm: Ví dụ cây lạc đà, là loại cây năng lượng có hàm lượng dầu mỡ cao, không ăn

được; nó thường được trồng như một loại cây luân canh phát triển nhanh với lúa mì và các loại cây ngũ cốc khác. Ngoài ra còn có dầu hạt cây cao su, dầu hạt bông...

- ✓ Jatropha: Là cây cọc rào, có chứa hàm lượng dầu lipid cao nhưng dầu đó không ăn được.
- ✓ Thực vật ưa sáng : Các loại cỏ đầm lầy (có switch, cỏ halophit...)
- ✓ Rong, rêu, tảo biển: Các loại cây siêu nhỏ (vi tảo) có thể trồng ở những nơi ô nhiễm hoặc nước mặn, sa mạc và những nơi khắc nghiệt khác. Tảo phát triển mạnh nhờ "thức ăn" là cacbon dioxit - CO₂
- ✓ Chất thải rắn đô thị: Đây thực chất là thùng rác của các hộ gia đình & doanh nghiệp. Ví dụ: bao bì sản phẩm, túi nilon, đồ đạc, quần áo cũ, chai lọ nhựa... Có thể bao gồm cả phân động vật (phân trâu, bò, lợn, gà...)
- ✓ Phế thải nông, lâm, ngư nghiệp: cành củi nhỏ, rơm rạ, vỏ trấu, bã mía, mùn cưa, vỏ bào, vỏ trấu, vỏ cafe, cacao, mỡ cá, mỡ bò ...

Hiện nay phương pháp tiềm năng đang được thế giới phát triển là sản xuất SAF từ nguồn CO₂ dự trữ kết hợp với H₂ từ năng lượng mặt trời. SAF hoặc nhiên liệu tổng hợp theo phương pháp đi từ CO₂ gọi là nhiên liệu tổng hợp (hoặc nhiên liệu điện tử) – eFuels sẽ được trình bày rõ hơn ở phần II của bài viết.

Hiện còn nhiều tranh cãi giữa Mỹ và EU về nguồn nguyên liệu cho SAF. Theo Mỹ: Ngoài các loại phế thải như trên, SAF còn có thể được sản xuất từ một số cây lương thực như mía, dầu nành và ngô. Bộ Năng lượng Mỹ định nghĩa SAF là "nhiên liệu sinh học được sử dụng để cung cấp năng lượng cho máy bay có các đặc tính tương tự như nhiên liệu máy bay truyền thống nhưng có dấu ấn cacbon thấp hơn"

Theo EU: Không chấp nhận nguyên liệu thô cho SAF là cây lương thực như mía, dầu nành và ngô. Theo định nghĩa của EU, SAF bao gồm nhiên liệu tổng hợp, nhiên liệu sinh học và nhiên liệu cacbon tái chế (RCF). Ngoài ra, SAF cũng được tổng hợp bằng cách kết hợp hydro xanh với khí CO₂ để tạo ra nhiên liệu lỏng. Các nhà quản lý ở EU lo ngại, việc sử dụng các sản phẩm nông nghiệp để sản xuất SAF sẽ làm tăng nhu cầu, dẫn đến nạn phá rừng hoặc đất nông nghiệp sản xuất lương thực bị chuyển sang sản xuất nhiên liệu.

Giá thành SAF sẽ đắt đỏ hơn do qui định này của EU. Sự khác biệt về quan điểm giữa Mỹ và châu Âu đang làm suy yếu hoạt động đầu tư sản xuất SAF vì các cơ quan quản lý của hai bên đang dẫn dắt các nhà đầu tư theo những hướng khác nhau. Bảng 3 dưới đây thể hiện các tiêu chí cần có của nhiên liệu SAF.

Bảng 3. Các tiêu chí của nhiên liệu SAF

Các chủ đề bền vững	
1. Khí nhà kính	Chủ đề giảm phát thải cacbon
2. Tích tụ cacbon	
3. Nước	
4. Đất	
5. Không khí	Chủ đề môi trường
6. Bảo tồn	
7. Chất thải và hóa chất	
8. Quyền lao động và quyền con người	Chủ đề kinh tế – Xã hội
9. Quyền sử dụng đất và sử dụng đất	
10. Quyền sử dụng nước	
11. Phát triển xã hội và địa phương	
12. An toàn lương thực	

Tăng sản lượng SAF để đáp ứng nhu cầu ngày càng tăng là một thách thức lớn, đòi hỏi đầu tư đáng kể và những tiến bộ về công nghệ. Các sáng kiến như “Thách thức Lớn về Nhiên liệu Hàng không Bền vững” (Sustainable Aviation Fuel Grand Challenge) đang được thực hiện nhằm thúc đẩy phát triển và triển khai SAF.

Một số ví dụ về sản xuất và sử dụng SAF: Nhiều sân bay tại Mỹ và châu Âu hiện đang sử dụng SAF, với hơn 360.000 chuyến bay thương mại đã sử dụng loại nhiên liệu này; các hãng hàng không như Air France-KLM, Lufthansa, và Delta Air Lines đang đưa SAF vào hoạt động của họ; các công ty như Neste đang mở rộng quy mô sản xuất SAF để đáp ứng nhu cầu ngày càng tăng.

Lộ trình phát triển và thay thế nhiên liệu khoáng bằng SAF tại một số quốc gia

Tại Mỹ, lộ trình phát triển và thay thế là năm 2023 sử dụng nhiên liệu SAF với dung lượng 0,13% trên tổng lượng nhiên liệu hàng không; đến năm 2030, lượng nhiên liệu SAF sẽ phải chiếm tỷ lệ 10% và đến năm 2050 là thay thế 100% nhiên liệu hóa thạch.

Với Trung Quốc, lộ trình phát triển và thay thế là năm 2025 sẽ sử dụng nhiên liệu SAF với dung lượng 0,2% trên tổng lượng nhiên liệu hàng không; đến năm 2030, lượng nhiên liệu SAF phải chiếm tỷ lệ 5% cho nhu cầu sử dụng và việc sản xuất chiếm tới 31,4% (phần dôi ra sẽ xuất khẩu); và đến năm 2050 là thay thế 65% nhiên liệu hóa thạch.

Châu Âu đặt ra lộ trình phát triển và thay thế như sau: năm 2025 sử dụng nhiên liệu SAF với dung lượng 2% trên tổng lượng nhiên liệu hàng không; đến năm 2030,

lượng nhiên liệu SAF phải chiếm tỷ lệ 6%; năm 2035 là 20%; năm 2040 là 34%; năm 2045 là 42%; và đến năm 2050 sẽ thay thế 70% nhiên liệu hóa thạch.

Ấn Độ cũng đưa ra lộ trình phát triển đến năm 2030 sẽ thay thế 5% nhiên liệu hàng không bằng SAF, trong đó năm 2027 sẽ sử dụng 1% SAF cho các chuyến bay quốc tế và năm 2028 sẽ sử dụng 2% cho các chuyến bay này [66-69].

Các công nghệ sản xuất SAF

Công nghệ HEFA (Hydroprocessed Esters and Fatty Acids): Nhiên liệu HEFA được sản xuất thông qua quá trình chuyển đổi dầu vi tảo, dầu thực vật hoặc dầu thải và mỡ và có thể được sử dụng như các thành phần pha trộn để sản xuất nhiên liệu diesel và nhiên liệu hàng không. Xúc tác cho quá trình này là các loại xúc tác dị thể, thường kết hợp cặp kim loại đi từ Pt, Pd, Ni và Mo mang trên chất mang xốp, giúp chuyển hóa dầu, mỡ động thực vật thành các hydrocarbon parafinic chất lượng cao sử dụng làm SAF. Quy trình xử lý hydro bao gồm các bước sau: Phân hủy nhiệt; phản ứng hydro hóa và đồng phân hóa để tạo ra nhiên liệu diesel; một quá trình cracking có chọn lọc bổ sung để sản xuất nhiên liệu hàng không. Các nhà máy thương mại quy mô lớn hiện đang hoạt động, sử dụng dầu thực vật, mỡ động vật và dầu ăn đã qua sử dụng: Neste Oil vận hành hai nhà máy công suất 190.000 tấn/năm tại Phần Lan, và hai nhà máy công suất 800.000 tấn/năm tại Singapore và Rotterdam; Dynamic Fuels vận hành một nhà máy thương mại tại Hoa Kỳ, đã cung cấp nhiên liệu hàng không cho các chuyến bay thử nghiệm thông qua SkyNRG [70].

Công nghệ FT (Fischer-Tropsch): Nhiên liệu FT được sản xuất thông qua một loạt các phản ứng hóa học, chuyển đổi khí tổng hợp (syngas) - hỗn hợp CO và H₂ – thành hydrocarbon lỏng. Nguyên liệu rắn, chẳng hạn như sinh khối lignocellulosic, trước tiên được khí hóa để tạo ra khí tổng hợp, sau đó được chuyển hóa thành dạng lỏng thông qua quá trình FT xúc tác. Xúc tác truyền thống sử dụng cho quá trình FT tổng hợp SAF dựa trên Fe và Co mang trên chất mang xốp như nhôm oxit hoạt tính, vật liệu mao quản trung bình silica, v.v. Ngoài ra, xúc tác dựa trên kim loại Fe, Co được xúc tiến bằng một số kim loại khác như Mn hay Ti cũng được nghiên cứu sử dụng. Nhiên liệu FT có thể được sản xuất từ nhiều loại nguyên liệu khác nhau, như than đá, khí tự nhiên, biomethane, sinh khối và/hoặc chất thải. Tuy nhiên, chỉ những nhiên liệu FT được sản xuất từ một số loại sinh khối hoặc phân đoạn chất thải nhất định mới đáp ứng được các tiêu chí bền vững cho SAF. Hiện nay, quy trình FT đang được áp dụng ở quy mô thương mại bởi các công ty như Sasol, Petro SA,

<https://doi.org/10.62239/jca.2025.031>

Shell và Oryx, sử dụng nguồn nguyên liệu hóa thạch (ví dụ: than đá, khí tự nhiên). Các quy trình FT dựa trên sinh khối hoặc chất thải (BtL) đang ở giai đoạn thí điểm; các nhà máy quy mô thương mại đầu tiên đang được phát triển [70].

Công nghệ Alcohol-to-Jet: Công nghệ Alcohol-to-Jet (AtJ) liên quan đến quá trình xúc tác chuyển hóa methanol, ethanol hoặc butanol thành kerosene. Lộ trình chuyển hóa điển hình bao gồm: Khử nước của các loại rượu để tạo thành olefin; oligomer hóa olefin để tạo ra hydrocarbon mạch dài hơn; hydro hóa hydrocarbon mạch dài; cuối cùng là chưng cất phân đoạn để thu được xăng, kerosene và diesel. Các quy trình xúc tác đang được phát triển nhằm tối ưu hóa tỉ lệ thu kerosene (50%) so với xăng (15%) và diesel (35%) [70]. Xúc tác sử dụng cho quá trình AtJ thường thúc đẩy sự chuyển hóa rượu thành nhiên liệu thông qua các quá trình tách nước, oligomer hóa (hay cracking) và hydro hóa; do đó, các vật liệu có tính axit mạnh như zeolit, axit phosphotungstic, oxit kim loại chuyển tiếp là các ứng cử viên truyền thống. Việc chuyển hóa rượu thành nhiên liệu hydrocarbon là một công nghệ đã được biết tới - quy trình Methanol-to-Gasoline (MTG). Tuy nhiên, việc chuyển đổi rượu thành SAF hiện chỉ mới ở giai đoạn chứng minh tính khả thi. Một nhà máy như vậy đang được lên kế hoạch xây dựng với nguồn tài trợ từ Chương trình Khung thứ bảy (FP7) của Ủy ban Châu Âu, và việc cấp phép cho SAF sản xuất từ ethanol cũng đang được tiến hành. Việc sử dụng isobutanol để sản xuất nhiên liệu gần đây cũng đã được phê duyệt. Ethanol và isobutanol có thể được sản xuất từ sinh khối, khí thải giàu CO, hoặc khí tổng hợp từ khí hóa sinh khối. Ví dụ, Virgin Atlantic đã hợp tác với LanzaTech để tiến hành việc sản xuất ethanol từ khí thải CO, và sau đó chuyển hóa xúc tác thành SAF cùng với Swedish Biofuels [70].

Ngành hàng không kỳ vọng SAF sẽ đóng góp đáng kể vào việc giảm phát thải CO₂ của ngành vào năm 2050. Tính chất dài hạn của quá trình chuyển đổi công nghệ và hạ tầng trong ngành hàng không đồng nghĩa với việc nhiên liệu kerosene sẽ tiếp tục được sử dụng trong máy bay phản lực trong tương lai gần. Hiện tại, các công nghệ sản xuất SAF hiện vẫn đang ở giai đoạn đầu của quá trình thương mại hóa, vì vậy nguồn cung và nhu cầu sẽ cần thời gian để phát triển. Dựa trên các nhà máy đang hoạt động và được lên kế hoạch, ước tính rằng nguồn cung toàn cầu của SAF có thể đạt từ 3 đến 13 triệu tấn vào năm 2030, tương ứng với 0,7 đến 3,3 % tổng lượng sử dụng nhiên liệu hàng không toàn cầu và lượng khí nhà kính (Green House Gases - GHG) tiết kiệm được từ 8 đến 35 triệu tấn CO₂.

Để đạt được các mục tiêu cắt giảm GHG của ngành hàng không vào năm 2050, có thể cần tới 140 đến 190 triệu tấn nhiên liệu hàng không bền vững, tương ứng với tốc độ tăng trưởng trung bình hàng năm lần lượt là 14% và 18% trong giai đoạn từ năm 2030 đến 2050 cho hai kịch bản sản xuất thấp và cao. Để đạt được mức tăng trưởng này, việc sản xuất và sử dụng nhiên liệu hàng không bền vững phải trở thành xu hướng chủ đạo vào năm 2030, sau khi vượt qua các rào cản kỹ thuật và rào cản giá nhập thị trường. Điều này sẽ đòi hỏi sự phối hợp hành động của ngành hàng không, các nhà cung cấp nhiên liệu và chính phủ, cũng như sự tham gia và đồng thuận từ nhiều bên liên quan khác như các nhà nghiên cứu và tổ chức phi chính phủ.

Kết luận

Bài tổng quan đã giới thiệu bao quát một số loại nhiên liệu xanh, nhiên liệu sinh học điển hình đóng vai trò nhiên liệu thay thế một phần hoặc toàn phần nhiên liệu hóa thạch, bao gồm bioethanol, biodiesel, nhiên liệu hydro xanh, nhiên liệu amoniac xanh, và nhiên liệu hàng không bền vững (SAF) – bao gồm cả biokerosene. Trong đó, bioethanol, biodiesel hiện đã có công nghệ thành thực và được sản xuất, thương mại hóa tại nhiều nơi trên thế giới; các công nghệ sản xuất nhiên liệu SAF đang nhanh chóng được hoàn thiện để tiến tới thương mại hóa tại nhiều quốc gia phát triển; các loại nhiên liệu như hydro xanh và amoniac xanh đang tiếp tục được nghiên cứu, phát triển, nhưng có tiềm năng lớn để trở thành các thế hệ nhiên liệu xanh tiếp theo, đóng góp chung vào cam kết Net Zero vào năm 2050.

Việt Nam cũng không nằm ngoài xu hướng phát triển đó mà cụ thể nhất là cam kết Net Zero vào năm 2050 của Chính phủ đã ban hành. Để thực hiện lộ trình cam kết trên, Việt Nam đang có nhiều bước đi mạnh mẽ như khuyến khích nghiên cứu và sản xuất nhiên liệu sinh học, nhiên liệu xanh; yêu cầu sử dụng nhiên liệu xăng sinh học chứa bioethanol E10 từ năm 2026; hạn chế sử dụng các phương tiện đốt nhiên liệu hóa thạch gây ô nhiễm, v.v.

Nhiên liệu sinh học và nhiên liệu xanh là thành phần cốt lõi của hệ thống năng lượng bền vững hiện tại và tương lai. Dù còn một số rào cản về công nghệ và chi phí sản xuất, tồn chứa, sử dụng, v.v., nhưng với chính sách phù hợp và đầu tư chiến lược, đây sẽ là hướng đi tất yếu để đạt mục tiêu phát triển xanh và trung hòa carbon toàn cầu.

Tài liệu tham khảo

- BP, BP Statistical Review of World Energy 2021, London, UK (2021). <https://www.bp.com/statisticalreview>
- Lawrence Livermore National Laboratory, Estimated U.S. Energy Consumption in 2020, Report No. LLNL-MI-410527 (2021).
- V. Masson-Delmotte, P. Zhai, A. Pirani, S.L. Connors, C. Péan, S. Berger, N. Caud, Y. Chen, L. Goldfarb, M.I. Gomis, M. Huang, IPCC, Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Cambridge Univ. Press, Cambridge & New York (2021).
- IEA, World Energy Outlook 2021 (2021).
- B. Sajjadi, et al., *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 97 (2018) 200–232. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.07.005>
- N.A.A. Adnan, et al., *Renew. Energy*, 66 (2014) 625–633. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.12.049>
- K. Szambelan, et al., *Ind. Crops Prod.*, 120 (2018) 103–112. <https://doi.org/10.1016/j.indcrop.2018.04.047>
- H. Lyu, et al., *J. Clean. Prod.*, 271 (2020) 122525. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.122525>
- A. Demirbas, *Biodiesel: A Realistic Fuel Alternative for Diesel Engines*, Springer, London (2008). <https://doi.org/10.1007/978-1-84628-995-8>
- A. Demirbas, *Energy Educ. Sci. Technol.*, 17(1) (2006) 27–63.
- D. Laforgia, V. Ardito, *Bioresour. Technol.*, 51(1) (1994) 53–59. [https://doi.org/10.1016/0960-8524\(94\)90092-2](https://doi.org/10.1016/0960-8524(94)90092-2)
- A. Sarin, *Biodiesel: Production and Properties*, RSC Publishing, Cambridge (2012). <https://doi.org/10.1039/9781849734724>
- C.K.R. Szulczyk, B.A. McCarl, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 14(9) (2010) 2426–2433. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.07.052>
- BMI – A FitchSolutions Company, Updated Renewable Fuel Standard Proposal For 2026 And 2027 (2025).
- G.P.K. Biswas, S. Pohit, R. Kumar, *Energy Policy*, 38(3) (2010) 1477–1484. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.11.026>
- G.S. Kumar, A. Chaube, S.K. Jain, *Energy Policy*, 41 (2012) 775–781. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.11.013>
- Ground Report, India's bio-fuel generation in 2023. <https://groundreport.in/how-much-is-indias-bio-fuel-generation-in-2023/>
- G. Pettrie, M. Darby, Report No. AS1118, USDA Foreign Agricultural Service, Global Agricultural Information Network, USA (2011).
- G.A.D. Padula, M.S. Santos, L. Ferreira, D. Borenstein, *Energy Policy*, 44 (2012) 395–405. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.02.003>
- Fastmarkets, Brazil raises biodiesel mandate (2023). <https://www.fastmarkets.com/insights/brazil-raises-biodiesel-mandate>
- M.A. Barakat, *Arabian J. Chem.*, 4(4) (2011) 361–377. <https://doi.org/10.1016/j.arabjc.2010.07.019>
- M. Jaishankar, T. Tseten, N. Anbalagan, B.B. Mathew, K.N. Beeregowda, *Interdiscip. Toxicol.*, 7(2) (2014) 60–72. <https://doi.org/10.2478/intox-2014-0009>
- G.F. Nordberg, B.A. Fowler, M. Nordberg, L.T. Friberg, *Handbook on the Toxicology of Metals*, Academic Press, 2014. <https://doi.org/10.1016/C2009-0-01963-4>
- P.B. Tchounwou, C.G. Yedjou, A.K. Patlolla, D.J. Sutton, *EXS*, 101 (2012) 133–164. https://doi.org/10.1007/978-3-7643-8340-4_6
- A. Sigel, H. Sigel, R.K.O. Sigel, *Metallothioneins and Related Chelators, Metal Ions in Life Sciences*, 5, CRC Press, Boca Raton, FL, 2009. <https://doi.org/10.1201/9781420065237>
- J. Liu, E. Lei, *Metallothionein-1 and -2 null mice: roles in the regulation of zinc metabolism and protection against toxicity*, in A. Sigel, H. Sigel, R.K.O. Sigel (Eds.), *Metal Ions in Life Sciences*, CRC Press, Boca Raton, FL, 2009, pp. 339–361. <https://doi.org/10.1201/9781420065237.ch12>
- Y. Cai, Y. Chen, J.S. Banks, P.A. Williams, D.M. Rocke, R. Bach, *Environ. Sci. Technol.*, 33(11) (1999) 1767–1771. <https://doi.org/10.1021/es9809654>
- T.W. Clarkson, L. Magos, *Crit. Rev. Toxicol.*, 36(8) (2006) 609–662. <https://doi.org/10.1080/10408440600845619>
- L. Jarup, *Br. Med. Bull.*, 68(1) (2003) 167–182. <https://doi.org/10.1093/bmb/dg032>
- T. Suzuki, H. Imura, *Metals and Micronutrients: Uptake and Utilization by Plants*, Academic Press, 1989. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-676460-0.X5001-0>
- K. Nogawa, E. Sakurai, Y. Ishizaki, T. Kido, Itai-itai disease and the countermeasures taken by the Kamioka Mining and Smelting Co., in T. Suzuki, L. Clarkson, T. Suzuki (Eds.), *Advances in Modern Environmental Toxicology*, John Wiley & Sons, 1984, pp. 1–29.
- R.A. Goyer, T.W. Clarkson, *Toxicology of Metals*, Springer, 2001. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-06494-1>
- R.A. Bernhoft, *J. Environ. Public Health*, 2012 (2012) 460508. <https://doi.org/10.1155/2012/460508>
- A. Sharma, S. Shanker, *Toxicology of heavy metals: a case study of lead and cadmium*, in P. Gupta, A. Sharma (Eds.), *Reproductive and Developmental Toxicology*, Elsevier, 2017, pp. 335–351. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-804239-7.00019-8>
- D. Waisberg, P. Joseph, B. Hale, D. Beyersmann, *Toxicology*, 192(2–3) (2003) 95–117. [https://doi.org/10.1016/S0300-483X\(03\)00305-6](https://doi.org/10.1016/S0300-483X(03)00305-6)
- M. Valko, H. Morris, M.T.D. Cronin, *Curr. Med. Chem.*, 12(10) (2005) 1161–1208. <https://doi.org/10.2174/0929867053764635>
- J.O. Nriagu, E. Nieboer, *Chromium in the Natural and Human Environments*, Wiley, 1988.
- S. Barceloux, *J. Toxicol. Clin. Toxicol.*, 37(2) (1999) 173–194. <https://doi.org/10.1081/CLT-100102418>

39. P. Apostoli, *Crit. Rev. Toxicol.*, 30(2) (2000) 129-170. <https://doi.org/10.1080/10408440091159239>
40. A. Zhitkovich, *Chem. Res. Toxicol.*, 24(10) (2011) 1617-1629. <https://doi.org/10.1021/tx200251t>
41. L. Costa, T. Klein, *Arch. Toxicol.*, 80(12) (2006) 823-839. <https://doi.org/10.1007/s00204-006-0091-0>
42. D.E. Mertz, W.E. Cornatzer, *Zinc Metabolism: Current Aspects in Health and Disease*, C.C. Thomas, Springfield, IL, 1971.
43. R.J. Cousins, Zinc, in E.E. Frieden (Ed.), *Biochemistry of the Essential Ultratrace Elements*, Springer, Boston, MA, 1984, pp. 293-312. https://doi.org/10.1007/978-1-4613-2743-3_13
44. J. Maret, *Metallomics*, 5(1) (2013) 117-125. <https://doi.org/10.1039/C2MT20166A>
45. P. Coyle, J.C. Philcox, L.C. Carey, A.M. Roife, *Cell. Mol. Life Sci.*, 59(4) (2002) 627-647. <https://doi.org/10.1007/s00018-002-8454-2>
46. J. Bertinato, R.D. L'Abbé, *J. Nutr.*, 130(5) (2000) 1393S-1397S. <https://doi.org/10.1093/jn/130.5.1393S>
47. J.E. Coleman, *Annu. Rev. Biochem.*, 61 (1992) 897-946. <https://doi.org/10.1146/annurev.bi.61.070192.004341>
48. H.H. Sandstead, *Am. J. Clin. Nutr.*, 68(2 Suppl) (1998) 447S-463S. <https://doi.org/10.1093/ajcn/68.2.447S>
49. M. Hambidge, B. Krebs, Zinc deficiency: a special challenge, *J. Nutr.*, 137(4) (2007) 1101-1105. <https://doi.org/10.1093/jn/137.4.1101>
50. P. Tchounwou, W. Centeno, A. Patlolla, *Mol. Cell. Biochem.*, 222(1-2) (2001) 21-26. <https://doi.org/10.1023/A:1017918013293>
51. H. Kaur, V. Garg, S. Singhal, *Water Environ. Res.*, 96(10) (2024) e11391. <https://doi.org/10.1002/wer.11391>
52. H. Wang, L. Zhang, C. Yang, R. Li, Y. Chen, *J. Hazard. Mater.*, 365 (2019) 895-906. <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2018.11.086>
53. X. Xu, G. Liu, Y. Li, *J. Environ. Chem. Eng.*, 8(4) (2020) 103939. <https://doi.org/10.1016/j.jece.2020.103939>
54. S. Rengaraj, K.-H. Yeon, S.-H. Moon, *J. Hazard. Mater.*, 87(1-3) (2001) 273-287. [https://doi.org/10.1016/S0304-3894\(01\)00291-6](https://doi.org/10.1016/S0304-3894(01)00291-6)
55. Y. Lv, H. Li, J. Zhou, L. Chen, Y. Bai, *J. Environ. Sci.*, 125 (2023) 364-374. <https://doi.org/10.1016/j.jes.2022.03.033>
56. A. Kapoor, T. Viraraghavan, *Bioresour. Technol.*, 53(3) (1995) 195-206. [https://doi.org/10.1016/0960-8524\(95\)00072-7](https://doi.org/10.1016/0960-8524(95)00072-7)
57. T.A. Kurniawan, G.Y.S. Chan, W.H. Lo, S. Babel, *Chem. Eng. J.*, 118(1-2) (2006) 83-98. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2006.01.015>
58. S. Babel, T.A. Kurniawan, *J. Hazard. Mater.*, 97(1-3) (2003) 219-243. [https://doi.org/10.1016/S0304-3894\(02\)00263-7](https://doi.org/10.1016/S0304-3894(02)00263-7)
59. R. Srivastava, S. Goyal, R. Tyagi, *Environ. Technol. Innov.*, 23 (2021) 101653. <https://doi.org/10.1016/j.eti.2021.101653>
60. D. Sud, G. Mahajan, M.P. Kaur, *Bioresour. Technol.*, 99(14) (2008) 6017-6027. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2007.11.064>
61. S. Wang, Y. Peng, *Chem. Eng. J.*, 156(1) (2010) 11-24. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2009.10.029>
62. Y. Ho, G. McKay, *Process Biochem.*, 34(5) (1999) 451-465. [https://doi.org/10.1016/S0032-9592\(98\)00112-5](https://doi.org/10.1016/S0032-9592(98)00112-5)
63. Y. Ho, W. Chiu, C. Wang, *Water Res.*, 39(12) (2005) 2369-2380. <https://doi.org/10.1016/j.watres.2005.04.040>
64. J. Febrianto, A.N. Kosasih, J. Sunarso, Y.H. Ju, N. Indraswati, S. Ismadji, *J. Hazard. Mater.*, 162(2-3) (2009) 616-645. <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2008.06.042>
65. V.K. Gupta, A. Rastogi, *J. Hazard. Mater.*, 152(1) (2008) 407-414. <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2007.07.071>
66. S. Lagergren, *Handlingar*, 24(4) (1898) 1-39.
67. I. Langmuir, *J. Am. Chem. Soc.*, 40(9) (1918) 1361-1403. <https://doi.org/10.1021/ja02242a004>
68. H.M.F. Freundlich, *J. Phys. Chem.*, 57 (1906) 385-471.
69. M. Temkin, V. Pyzhev, *Acta Physicochim. URSS*, 12 (1940) 217-222.
70. C. Hall, D. Wadsworth, *J. Chem. Educ.*, 57(12) (1980) 882-885. <https://doi.org/10.1021/ed057p882>