

# ĐÁNH GIÁ KHẢ NĂNG ÁP DỤNG CÔNG NGHỆ THU TÁCH CO<sub>2</sub> CHO CÁC NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN CỦA PETROVIETNAM

KS. Trần Thanh Phương, KS. Võ Hồng Thái, ThS. Vũ An  
ThS. Hoàng Mai Chi, ThS. Nguyễn Thị Thu Hiền  
Viện Dầu khí Việt Nam

## Tóm tắt

Trong những năm gần đây, Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam (Petrovietnam) đã phát triển mạnh ngành công nghiệp điện. Năm 2012, Tập đoàn đã sản xuất và cung cấp cho lưới điện Quốc gia 15,27 tỷ kWh điện, bằng 110,2% so với kế hoạch năm, tăng 13,4% so với cùng kỳ năm 2011. Cùng với việc phát triển các dự án điện, Petrovietnam rất quan tâm đến vấn đề đảm bảo môi trường, trong đó giảm thiểu phát thải CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, bụi... từ các nhà máy. Bài viết giới thiệu công nghệ thu tách CO<sub>2</sub> từ các nhà máy điện và đánh giá khả năng áp dụng công nghệ này cho nhà máy nhiệt điện của Petrovietnam.

## 1. Giới thiệu công nghệ thu CO<sub>2</sub> từ các nhà máy nhiệt điện

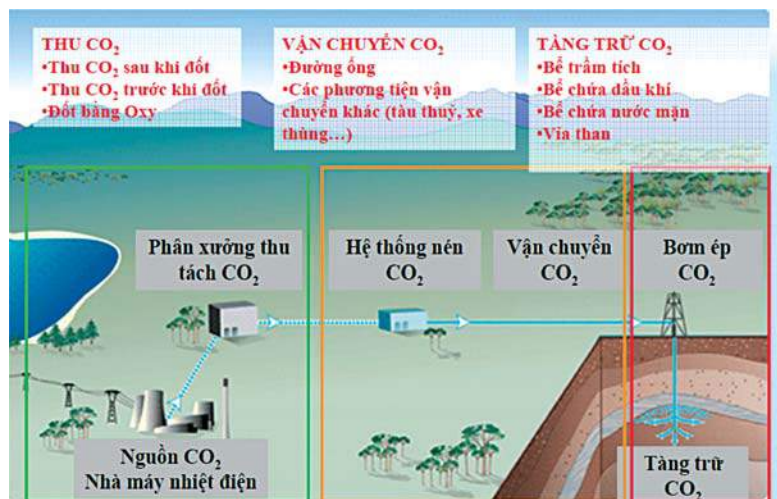
Việt Nam đã ký Nghị định thư Kyoto vào ngày 3/12/1998, được phê chuẩn ngày 25/9/2002 và tiếp tục được gia hạn tới năm 2020 trong Hội nghị về biến đổi khí hậu Doha tại Qatar ngày 8/12/2012. Cùng với tiêu chuẩn môi trường ngày càng nghiêm ngặt, Việt Nam phải tính đến việc giảm lượng phát thải CO<sub>2</sub> từ các ngành công nghiệp nói chung và các nhà máy nhiệt điện nói riêng. Với các dự án nhiệt điện Petrovietnam đang đầu tư xây dựng, vấn đề giảm thiểu phát thải CO<sub>2</sub> cho các dự án này bằng cách ứng dụng công nghệ thu tách khí CO<sub>2</sub> cần được xem xét và nghiên cứu áp dụng.

Hiện có nhiều phương pháp giảm phát thải CO<sub>2</sub> như: xử lý và làm sạch nguyên liệu trước khi đem vào lò đốt, nâng cao hiệu suất của các tổ máy hoặc sử dụng các công nghệ hiện đại ít tiêu hao năng lượng nhưng khả năng giảm phát thải khí CO<sub>2</sub> bằng các phương pháp này không cao. Nhiều nước phát triển trên thế giới đang quan tâm đến công nghệ thu giữ CO<sub>2</sub> (carbon capture and storage - CCS). Công nghệ này giúp giảm lượng khí thải CO<sub>2</sub> từ các nguồn phát thải lớn như nhà máy nhiệt điện bằng cách thu tách khí CO<sub>2</sub> trong khói thải, sau đó lưu trữ địa chất, hoặc sử dụng cho các mục đích thương mại khác (Hình 1). Phương pháp này cho phép giảm hơn 80% phát thải CO<sub>2</sub> vào khí quyển từ các nhà máy nhiệt điện [1].

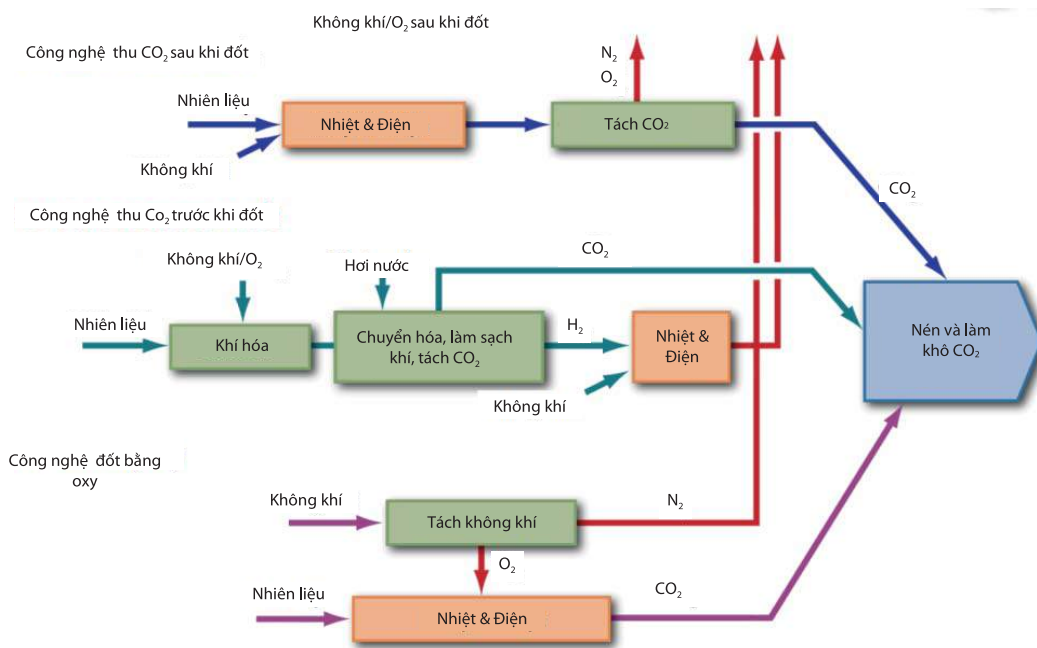
Có 3 công nghệ chính để thu CO<sub>2</sub> áp dụng cho các nhà máy nhiệt điện (Hình 2).

### 1.1. Công nghệ thu CO<sub>2</sub> sau khi đốt nhiên liệu (post-combustion)

Công nghệ thu CO<sub>2</sub> sau khi đốt nhiên liệu, khói thải từ buồng đốt không xả trực tiếp ra khí quyển mà đi qua thiết bị tách. Tại đây, khí CO<sub>2</sub> được tách ra và thu giữ lại. Phần khói thải còn lại không chứa CO<sub>2</sub> hoặc chỉ có một lượng rất nhỏ được xả ra môi trường. Khói thải đi ra từ các hệ thống cháy thường ở áp suất khí quyển. Hàm lượng CO<sub>2</sub> trong khói thải phụ thuộc vào loại nhiên liệu sử dụng (từ 3% thể tích khói thải của nhà máy nhiệt điện khí tới dưới 15% thể tích của nhà máy nhiệt điện than). Các tạp chất trong



Hình 1. Tổng quan công nghệ CCS [5]



Hình 2. Sơ đồ các công nghệ thu CO<sub>2</sub> [4]

của các nhà máy nhiệt điện thông thường. Do đó, công nghệ thu CO<sub>2</sub> trước khi đốt chỉ phù hợp với các nhà máy nhiệt điện trong giai đoạn thiết kế. Nếu áp dụng cho các nhà máy nhiệt điện đã đi vào hoạt động thì chi phí thay đổi công nghệ rất lớn và không khả thi.

### 1.3. Công nghệ thu CO<sub>2</sub> khi đốt nhiên liệu bằng O<sub>2</sub>

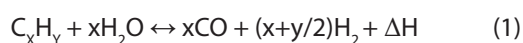
Công nghệ này sử dụng O<sub>2</sub> thay không

khí để đốt nhiên liệu. Sản phẩm (khí thải) có thành phần chính là CO<sub>2</sub> và nước. Nhiệt độ cháy của quá trình đốt nhiên liệu với O<sub>2</sub> rất cao (khoảng 3.500°C). Nhiệt độ cháy được giới hạn bằng cách điều chỉnh tỷ lệ khối thải, nước hoặc khí tuần hoàn tại buồng đốt (trong turbine khí khoảng 1.300 - 1.400°C, trong lò hơi đốt than khoảng 1.900°C).

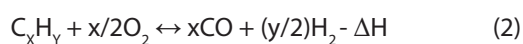
### 1.2. Công nghệ thu CO<sub>2</sub> trước khi đốt (pre-combustion)

Nhiên liệu được chuyển hóa thành CO<sub>2</sub> và H<sub>2</sub> sau đó CO<sub>2</sub> được tách riêng và sử dụng H<sub>2</sub> làm nhiên liệu đưa vào buồng đốt. Cơ chế của phản ứng như sau:

Giai đoạn 1 của phản ứng tạo ra hỗn hợp H<sub>2</sub> và CO (khí tổng hợp):



Giai đoạn 2 là quá trình oxy hóa một phần:



Giai đoạn 3 là quá trình phản ứng của CO với nước tạo ra H<sub>2</sub> và CO<sub>2</sub>:



Công nghệ này xử lý khí thải có thành phần CO<sub>2</sub> hơn 40%. Ưu điểm của công nghệ thu CO<sub>2</sub> trước khi đốt là khí thải sinh ra ở áp suất cao và nồng độ CO<sub>2</sub> trong khí thải cao (15 - 60%) nên làm giảm chi phí tách CO<sub>2</sub>. Tuy nhiên, do nhiên liệu phải được chuyển hóa thành khí tổng hợp nên thiết kế của nhà máy hoàn toàn khác với công nghệ

khí để đốt nhiên liệu. Sản phẩm (khí thải) có thành phần chính là CO<sub>2</sub> và nước. Nhiệt độ cháy của quá trình đốt nhiên liệu với O<sub>2</sub> rất cao (khoảng 3.500°C). Nhiệt độ cháy được giới hạn bằng cách điều chỉnh tỷ lệ khối thải, nước hoặc khí tuần hoàn tại buồng đốt (trong turbine khí khoảng 1.300 - 1.400°C, trong lò hơi đốt than khoảng 1.900°C).

Khí thải sau khi làm lạnh để ngưng tụ hơi nước chứa khoảng 80 - 98% CO<sub>2</sub> (phụ thuộc vào nhiên liệu sử dụng và quá trình cháy O<sub>2</sub> - nhiên liệu). Dòng khí CO<sub>2</sub> này được nén, làm khô và làm sạch trước khi chuyển đến khu vực lưu trữ. Hiệu suất của hệ thống thu CO<sub>2</sub> bằng đốt O<sub>2</sub> nhiên liệu xấp xỉ 100%. Điều kiện vận hành công nghệ là ở áp suất thường và nhiệt độ rất cao. Ưu điểm của công nghệ thu CO<sub>2</sub> khi đốt nhiên liệu bằng O<sub>2</sub> chính là khí thải chỉ có CO<sub>2</sub> và H<sub>2</sub>O nên dễ dàng thu được CO<sub>2</sub> sạch, đồng thời giảm phát thải NO<sub>x</sub> đến 90%. Tuy vậy, hệ thống tách O<sub>2</sub> từ không khí lại rất đắt tiền. Bên cạnh đó, nhiệt độ vận hành cao nên vật liệu của thiết bị cần được thiết kế đặc biệt dẫn đến chi phí đầu tư và vận hành cao [2].

### 2. Phương pháp tách CO<sub>2</sub> từ khí thải của các nhà máy nhiệt điện

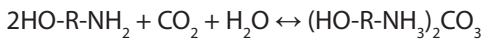
Quá trình tách CO<sub>2</sub> từ khí thải bắt đầu được nghiên cứu từ những năm 70 của thế kỷ XX. Đầu năm 1980, Mỹ đã xây dựng một số nhà máy thu tách CO<sub>2</sub>. Đến tháng 9/1996, phương pháp hấp thụ CO<sub>2</sub> được thương mại hóa đầu tiên ở Na Uy.

Các phương pháp tách CO<sub>2</sub> từ khí thải gồm: hấp thụ, hấp phụ, màng tách và làm lạnh. Trong đó, phương pháp

được sử dụng nhiều nhất là hấp thụ hóa học sử dụng dung môi amine.

**2.1. Tách CO<sub>2</sub> bằng phương pháp hấp thụ**

Phương pháp này chủ yếu sử dụng dung môi hóa học tái sinh là các bazơ yếu. Bản chất của phương pháp hấp thụ hóa học là phản ứng hóa học giữa dung môi bazơ và khí CO<sub>2</sub> (có tính acid) để tạo thành dung dịch muối tan. Trong quá trình tái sinh dung môi, các muối này có thể phân hủy bởi nhiệt. Các dung môi thường dùng là monoethanolamine (MEA), methyldiethanolamine (MDEA), diethanolamine (DEA). Phản ứng cơ sở của phương pháp này như sau:



Sản phẩm CO<sub>2</sub> sau khi ngưng tụ (áp suất khoảng 25psi) được làm khô và nén tới áp suất phù hợp để thuận lợi cho quá trình thu gom. Độ sạch của CO<sub>2</sub> tách từ quá trình hấp thụ bằng dung môi amine đạt 99,9% thể tích. Chất lượng của CO<sub>2</sub> sau khi làm sạch đáp ứng tiêu chuẩn dùng cho thực phẩm.

Trên thế giới có nhiều hãng cung cấp bản quyền phương pháp tách CO<sub>2</sub> bằng phương pháp hấp thụ. Dưới đây là một số bản quyền phương pháp hấp thụ hóa học thấp áp tách CO<sub>2</sub> từ khí thải.

**2.1.1. Fluor Daniel Inc./Econamine FGSM**

Công nghệ Econamine FGSM sử dụng dung môi MEA có nồng độ 30% khối lượng, kết hợp với phụ gia ức chế quá trình ăn mòn và ức chế quá trình biến tính dung môi. Với những đặc tính của phụ gia bổ sung vào dung môi hấp thụ, công nghệ Econamine FGSM cho phép sử dụng vật liệu thép carbon để xây lắp hệ thống nên giảm được

chi phí đầu tư. Bên cạnh đó, giảm tiêu hao MEA bị biến tính khi có mặt O<sub>2</sub> trong khói lò cũng góp phần giảm chi phí vận hành. Tuy nhiên, các phụ gia ức chế lại có giá thành cao, chi phí các phụ gia chiếm đến 20% tổng chi phí dung môi bổ sung trong quá trình vận hành.

Fluor Daniel Inc. đã cung cấp bản quyền công nghệ ứng dụng cho hơn 20 hệ thống tách CO<sub>2</sub> trên thế giới, công suất tách các hệ thống này là 4,8 - 360 tấn CO<sub>2</sub>/ngày. Công nghệ này chỉ ứng dụng cho các cột tháp hấp thụ có chu vi nhỏ hơn 12,8m.

**2.1.2. Kerr-McGee/ABB Lummus Global**

Sử dụng dung môi MEA có nồng độ 15% hoặc 20% khối lượng, không sử dụng các phụ gia ức chế cho dung môi. Nồng độ dung môi thấp, cho phép sử dụng dung môi không cần bổ sung các phụ gia ức chế. Tuy nhiên, kích thước thiết bị lớn và tiêu hao năng lượng cao.

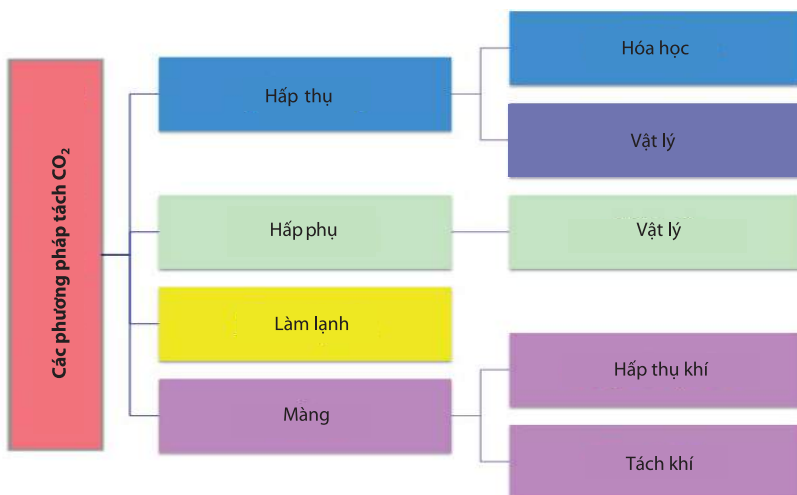
Đặc trưng chính của công nghệ Kerr-McGee, ABB Lummus Global là khả năng hoạt động của khói thải có thành phần các hợp chất lưu huỳnh cũng như oxy cao. Đối với khói thải có hàm lượng SO<sub>x</sub> > 100ppm, cần bổ sung thêm quá trình khử các hợp chất SO<sub>x</sub>. Đối với khói thải có hàm lượng SO<sub>x</sub> < 100ppm, có thể loại bỏ chúng trong quá trình tái sinh dung môi. Khói thải có hàm lượng SO<sub>x</sub> < 50ppm thì không phải xử lý gì thêm.

Hiện nay, Kerr-McGee, ABB Lummus Global đang cung cấp bản quyền công nghệ thế hệ mới, tiết kiệm năng lượng dựa trên những cải tiến của thế hệ trước đây, công suất lớn, có thể tách đến 800 tấn CO<sub>2</sub>/ngày. Đã có 4 hệ thống tách CO<sub>2</sub> trên thế giới sử dụng công nghệ Kerr-McGee/ABB Lummus Global với dải công suất tách là 144 - 768 tấn CO<sub>2</sub>/ngày.

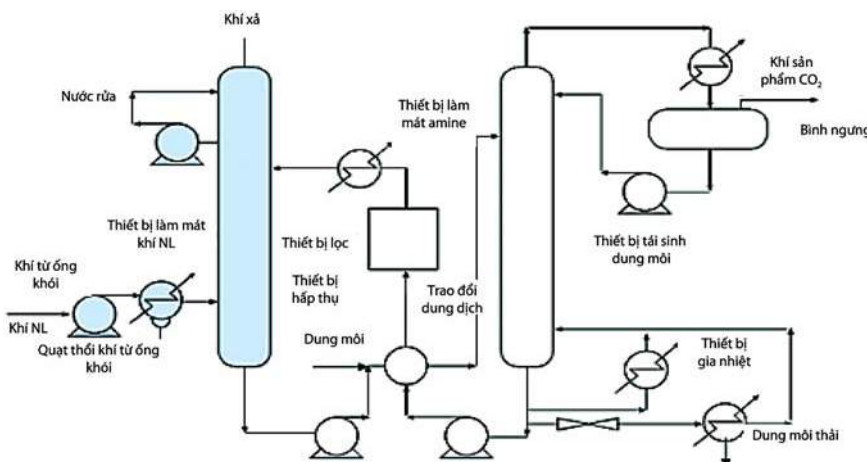
Với điều kiện áp suất làm việc của tháp hấp thụ tương đối lớn so với áp suất khí quyển nên việc cải tiến lắp đặt bình phân tách bay hơi dung môi ra khỏi tháp hấp thụ đã cải thiện đáng kể vấn đề tiêu hao nhiệt lượng.

**2.1.3. Mitsubishi Heavy Industries (MHI)**

MHI bắt đầu nghiên cứu quá trình xử lý tách loại CO<sub>2</sub> trong khói thải từ năm 1990 và đưa vào thử nghiệm vận hành bán công nghiệp năm 2003. MHI chú trọng đến việc nghiên cứu tăng tốc độ dòng khói thải trong tháp hấp thụ, giảm kích thước lớp đệm và giảm tiêu hao dung môi hấp thụ.



**Hình 3.** Các phương pháp tách CO<sub>2</sub> từ khói thải của các nhà máy nhiệt điện



Hình 4. Sơ đồ thiết bị hấp thụ và nhả hấp thụ CO<sub>2</sub> sử dụng dung môi hóa học

Thế hệ đệm cấu trúc KP-1 cho kết quả tổn thất áp suất thấp, hiệu quả tiếp xúc pha khí - lỏng rất cao. Dung môi KS-1 là loại amine có khả năng hấp thụ tốt, ái lực hợp chất trung gian nhỏ và tiêu hao năng lượng tái sinh thấp. Do đó, công nghệ MHI đã mang lại một số đặc trưng vượt trội khi so sánh với các công nghệ sử dụng dung môi MEA thông thường như: tháp hấp thụ có khả năng hoạt động với điều kiện tốc độ dòng khí lò cao mà không bị ngập cột tháp, tiêu hao năng lượng thấp, ít biến tính dung môi và không gây ăn mòn thép carbon khi có mặt O<sub>2</sub> ở nhiệt độ đến 130°C. Các thế hệ dung môi mới KS-2, KS-3 của MHI đang được nghiên cứu phát triển và thử nghiệm, cho nhiều kết quả rất khả quan.

Công nghệ KEPCO/MHI, Kansai Electric Power Co., INC, Mitsubishi Heavy Industries Co., Ltd dựa trên các dung môi KS-1, KS-2 và KS-3. KS-1 đã được thương mại hóa trong việc ứng dụng sản xuất urê. Nhà máy thương mại đầu tiên với công suất tách 200 tấn CO<sub>2</sub> từ dòng khí thải đang được hoạt động ở Malaysia từ năm 1999 cho việc sản xuất urea (tương đương với sự phát thải từ một nhà máy nhiệt điện đốt than 10MWt). Nhà máy Đạm Phú Mỹ cũng đã sử dụng công nghệ của Mitsubishi cho hệ thống tách khói thải CO<sub>2</sub>.

MHI đã cung cấp bản quyền công nghệ cho các hệ thống tách CO<sub>2</sub> có công suất 800 tấn CO<sub>2</sub>/ngày và đang hướng đến hệ thống có khả năng tách 3.000 tấn CO<sub>2</sub>/ngày trong tương lai gần. Đến nay, công nghệ bản quyền của MHI đã được ứng dụng cho gần 10 hệ thống tách CO<sub>2</sub> trên thế giới, chưa kể một số dự án tiềm năng đang trong giai đoạn đàm phán.

#### 2.1.4. Alstom

Công nghệ hấp thụ sử dụng dung môi amoniac đã được Alstom phát triển (Chilled Ammonia Process).

Alstom và American Electric Power (AEP) đưa vào vận hành chạy thử thiết bị xử lý làm lạnh bằng amoniac để tách khí thải CO<sub>2</sub> với công suất phát điện 20MW tại Nhà máy Mountaineer của AEP ở New Haven. Nhà máy nhiệt điện này có công suất 1.300 MW, là nhà máy đầu tiên sử dụng tích hợp tách và xử lý carbon tại nhà máy nhiệt điện than. Thiết bị thử nghiệm này giúp giảm thiểu khoảng 90% CO<sub>2</sub> khi xử lý khí thải, cho 20MW công suất phát điện, tách tới 100.000 tấn CO<sub>2</sub>/năm, sản phẩm CO<sub>2</sub> thu được đạt độ

tinh khiết đến 99,94% [1, 3, 4].

### 2.2. Tách CO<sub>2</sub> bằng phương pháp hấp phụ

Bản chất của phương pháp hấp phụ là các phân tử CO<sub>2</sub> được giữ lại trên bề mặt của chất hấp phụ. Các chất hấp phụ CO<sub>2</sub> thường được sử dụng phổ biến là than hoạt tính, zeolite, silicagel, nhôm. Hệ thống hấp phụ hoạt động theo ba bước: hấp phụ CO<sub>2</sub>, loại bỏ các loại khí khác và giải hấp để tách CO<sub>2</sub>. Thiết bị của quá trình này chứa 3 lớp vật liệu hấp phụ để tối ưu hóa hiệu suất:

- Khí thải đi vào tháp hấp phụ từ phía dưới, khí đã tách CO<sub>2</sub> thoát ra từ đỉnh tháp;
- Bơm CO<sub>2</sub> vào tháp để loại triệt để khí N<sub>2</sub>;
- Bơm chân không để giảm áp trong hệ thống thiết bị giải hấp CO<sub>2</sub>.

### 2.3. Tách CO<sub>2</sub> từ khói thải bằng phương pháp màng lọc

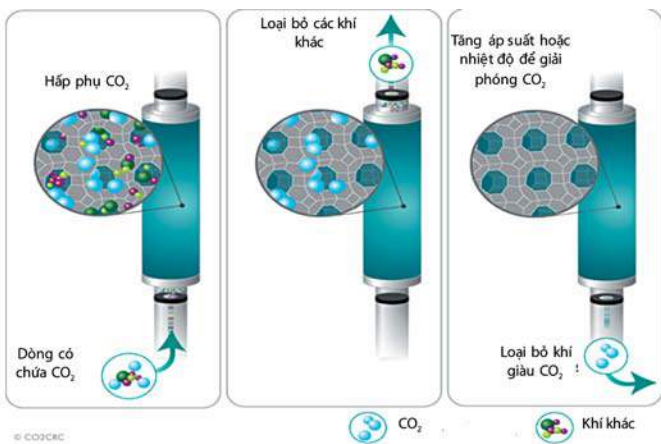
#### 2.3.1. Màng hấp thụ khí

Màng hấp thụ khí sử dụng dung môi để hấp thụ CO<sub>2</sub>. CO<sub>2</sub> khuếch tán giữa các lỗ màng, sau đó được hấp thụ bởi dung môi. Màng đóng vai trò tăng cường và duy trì tiếp xúc của pha khí và pha lỏng. Màng hấp thụ khí được sử dụng khi áp suất riêng phần của CO<sub>2</sub> thấp (vì động lực tách khí nhỏ). Các lỗ xốp của màng cho phép khí tiếp xúc với dung môi. CO<sub>2</sub> được hấp thụ bởi tính chọn lọc của dung môi. Màng không tự tách CO<sub>2</sub> từ các khí khác mà chỉ có vai trò khuếch tán khí trong các lỗ xốp nằm chắn giữa pha lỏng và khí. Hiệu quả tách CO<sub>2</sub> bằng màng hấp thụ khí cao hơn hiệu quả tách CO<sub>2</sub> bằng dung môi thông thường nên kích thước thiết bị giảm. Dạng module thường được sử dụng là màng sợi rỗng [5].

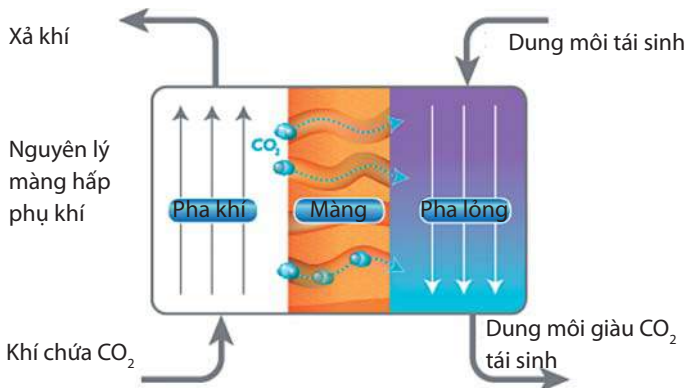
2.3.2. Màng tách khí

Lợi thế của việc sử dụng màng tách khí là thiết bị nhỏ gọn vì không sử dụng dung môi. Chi phí chính cho phương pháp này là năng lượng cần thiết để tạo áp suất đủ lớn cho pha khí. Các yếu tố ảnh hưởng đến hoạt động của màng là kích thước phân tử khí, nồng độ khí, chênh lệch áp suất và độ chọn lọc của vật liệu màng.

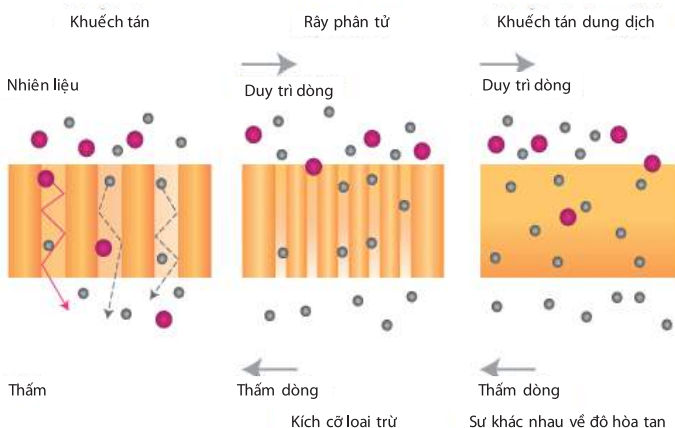
Cơ chế tách khí của màng phụ thuộc vào kích thước lỗ màng: cơ chế rây phân tử (lỗ màng kích thước từ 0 - 0,5nm), cơ chế khuếch tán bề mặt (từ 0,5 - 2,5nm), cơ chế khuếch tán Knudsen (kích thước > 2,5nm).



Hình 5. Thiết bị hấp phụ CO<sub>2</sub> [5]



Hình 6. Sơ đồ màng hấp thụ khí [5]



Hình 7. Các cơ chế tách khí của màng tách khí [5]

2.4. Tách CO<sub>2</sub> từ khói thải bằng phương pháp làm lạnh sâu

Kỹ thuật làm lạnh sâu sử dụng nhiệt độ thấp để làm lạnh, ngưng tụ và tách CO<sub>2</sub> từ hỗn hợp khí. Có hai phương pháp làm lạnh sâu:

- Đông lạnh: khói thải dưới áp lực cao được làm lạnh đến nhiệt độ đông đặc của CO<sub>2</sub>, chỉ có CO<sub>2</sub> ngưng tụ, các khí khác thoát ra ngoài.
- Tạo các hydrate: nước lạnh được đưa vào khói thải đã làm mát. Tại nhiệt độ và áp suất thích hợp, CO<sub>2</sub> và nước đóng băng với nhau tạo các tinh thể (băng) chứa CO<sub>2</sub>. CO<sub>2</sub> dễ dàng thu lại bằng cách đun nóng các tinh thể hydrate.

Khói thải ở nhiệt độ 313°K và áp suất 6 bar được làm khô và lạnh xuống 170°K trước khi đi vào thiết bị tách, CO<sub>2</sub> được nén và làm lạnh kết tinh dưới dạng đá (tuyết), phần hỗn hợp không chứa CO<sub>2</sub> thoát ra ngoài. Đá CO<sub>2</sub> đi xuống thiết bị hóa lỏng (230°K) và sử dụng bơm để tăng áp cho dòng này.

Phương pháp làm lạnh sâu xử lý dòng CO<sub>2</sub> có nồng độ cao (> 90%), do đó không phù hợp cho khói thải từ công nghệ thu CO<sub>2</sub> sau khi đốt nhưng phù hợp sử dụng công nghệ thu CO<sub>2</sub> trước khi đốt và đốt bằng O<sub>2</sub>. Ưu điểm của phương pháp làm lạnh sâu cho phép sản xuất trực tiếp CO<sub>2</sub> lỏng [5]. Tuy nhiên, nhược điểm của phương pháp này là cần năng lượng lớn để làm lạnh cho quá trình.

3. Đánh giá công nghệ thu tách CO<sub>2</sub>

Việc áp dụng công nghệ thu tách CO<sub>2</sub> trước khi đốt từ hỗn hợp khói thải cho các nhà máy nhiệt điện ở Việt Nam gặp một số khó khăn như:

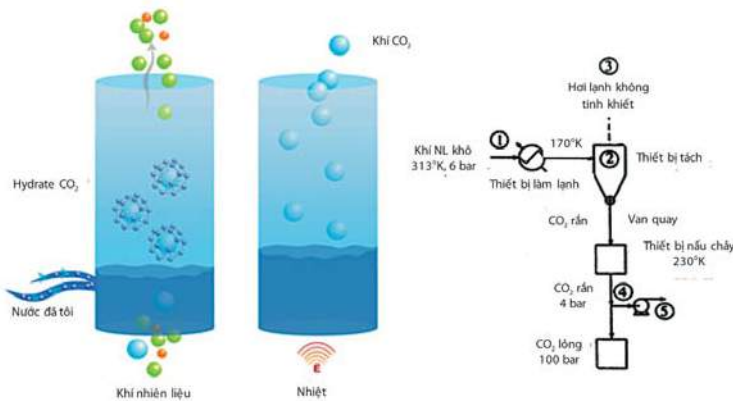
- Yếu tố kinh tế, tài chính: chi phí đầu tư thiết bị thu tách cao ảnh hưởng đến chi phí sản xuất điện;
- Nguồn tàng trữ CO<sub>2</sub> sau khi tách: tàng trữ hay thu tách CO<sub>2</sub> tại Việt Nam hiện nay chưa được áp dụng. Tuy nhiên, các bể trầm tích ở Việt Nam có khả năng tàng trữ lượng lớn. Con số này sẽ trở nên chính xác hơn khi đi vào thực tế khai thác. Để đánh giá khả năng tàng trữ địa chất Việt Nam cần có nhiều hơn số liệu minh giải địa chất;
- Yếu tố kỹ thuật: thiếu nhân lực và kỹ thuật công nghệ trong thiết kế, vận hành công nghệ thu tách vận chuyển và tàng trữ CO<sub>2</sub>.

Trước yêu cầu cắt giảm phát thải CO<sub>2</sub> khi các quy định về môi trường ngày càng chặt chẽ, công nghệ này cần sự quan tâm đầu tư đúng mức. Tổng hợp đánh

giá các công nghệ thu tách CO<sub>2</sub> từ khói thải của các nhà máy nhiệt điện được thể hiện ở Bảng 1 [3].

**4. Khả năng áp dụng công nghệ thu tách CO<sub>2</sub> từ khói thải cho các nhà máy nhiệt điện của Petrovietnam**

Các nhà máy nhiệt điện khí (Cà Mau 1 & 2, Nhơn Trạch 1 & 2) đã đi vào hoạt động nên việc lựa chọn công nghệ thu CO<sub>2</sub> cho các nhà máy này chỉ có thể là công nghệ thu



Hình 8. Sơ đồ nguyên lý và thiết bị phương pháp làm lạnh sâu[5]

CO<sub>2</sub> sau khi đốt. Các nhà máy nhiệt điện than đang trong quá trình thiết kế, thi công và xây dựng nên việc thay đổi, áp dụng công nghệ mới khả thi hơn.

**4.1. Đánh giá công nghệ thu CO<sub>2</sub>**

Việc so sánh, đánh giá các công nghệ thu CO<sub>2</sub> sẽ tập trung vào 3 dạng công nghệ chính còn lại và dựa vào các tiêu chí sau: khả năng áp dụng cho các nhà máy nhiệt điện; chi phí đầu tư thiết bị; kinh nghiệm thực tế (số lượng dự án sử dụng từng loại công nghệ thu CO<sub>2</sub>). Các tiêu chí đánh giá: rất thuận lợi (3 điểm); thuận lợi (2 điểm); chưa thuận lợi (1 điểm).

Trong Bảng 3 và Bảng 4, nhóm tác giả tiến hành đánh giá khả năng áp dụng cho các nhà máy nhiệt điện và chi phí đầu tư thiết bị.

Kinh nghiệm thực tế: Theo thống kê của Global CCS Institute, hiện có 75 dự án thu tách CO<sub>2</sub> quy mô lớn trên thế giới. Trong đó, có 43 dự án thu tách CO<sub>2</sub> cho các nhà máy nhiệt điện (Bảng 5).

Bảng 1. Tổng hợp các công nghệ thu CO<sub>2</sub> [4]

Công nghệ	Thành phần khí thải	Áp suất, nhiệt độ	Ưu điểm	Nhược điểm
Công nghệ thu CO <sub>2</sub> sau khi đốt	- CO <sub>2</sub> (3 - 15%); - N <sub>2</sub> (~ 70%); - Các khí khác.	- Áp suất thường; - Nhiệt độ cao (~200°C).	- Không phải thay đổi nhiều trong thiết kế nhà máy; - Chi phí đầu tư thấp; - Công nghệ thu đơn giản.	- Phương pháp tách phức tạp, cần nghiên cứu chọn lựa phương pháp tách phù hợp; - Hỗn hợp khí thải ở áp suất thấp do đó cần bổ sung máy nén hoặc quạt thổi nhằm tăng áp suất để đạt hiệu quả tách cao; - Thành phần CO <sub>2</sub> trong khói thải nhỏ (3 - 15%).
Công nghệ thu CO <sub>2</sub> trước khi đốt	- CO <sub>2</sub> (~ 40%); - Các khí khác	- Áp suất cao; - Nhiệt độ cao (~ 400°C).	- Khí thải ở áp suất cao hơn công nghệ thu CO <sub>2</sub> sau khi đốt do đó hiệu quả tách cao hơn và chi phí cho máy nén thấp hơn công nghệ thu CO <sub>2</sub> sau khi đốt; - Nồng độ CO <sub>2</sub> cao (15 - 60%); - Giảm phát thải đáng kể SO <sub>x</sub> và NO <sub>x</sub> ; - Phương pháp tách đơn giản.	- Phương pháp thu phức tạp hơn công nghệ thu CO <sub>2</sub> trước khi đốt; - Nhiên liệu phải được chuyển hóa thành khí tổng hợp do đó thiết kế nhà máy phải thay đổi hoàn toàn; - Đòi hỏi trang bị thêm nhiều thiết bị đắt tiền; - Chỉ áp dụng cho các nhà máy nhiệt điện trong giai đoạn thiết kế.
Công nghệ thu CO <sub>2</sub> khi đốt nhiên liệu bằng O <sub>2</sub>	- CO <sub>2</sub> (~90%) - Các khí khác	- Áp suất thường; - Nhiệt độ rất cao.	- Phương pháp tách đơn giản do khói thải chỉ có CO <sub>2</sub> và H <sub>2</sub> O nên hiệu quả tách được CO <sub>2</sub> sạch cao; - Giảm phát thải NO <sub>x</sub> đến 90%.	- Hệ thống tách không khí lấy O <sub>2</sub> tinh khiết để đốt rất đắt tiền; - Nhiệt độ vận hành cao, phải dẫn khói thải tuần hoàn lại, vật liệu thiết bị đòi hỏi loại cao cấp đắt tiền và chi phí vận hành cao; - Chỉ áp dụng cho các nhà máy nhiệt điện trong giai đoạn thiết kế.

**Bảng 2.** Đánh giá phương pháp tách CO<sub>2</sub> [4]

Phương pháp	Ưu điểm	Nhược điểm
Hấp thụ	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Hiệu suất tách cao (75 - 95%);</li> <li>- Độ tinh khiết của CO<sub>2</sub> cao (có thể đạt 99%);</li> <li>- Áp dụng cho nguồn khí có áp suất thấp;</li> <li>- Dễ dàng kết nối vào những nhà máy đã xây dựng từ trước;</li> <li>- Dung môi hấp thụ có thể tái sinh và quá trình tái sinh diễn ra đơn giản;</li> <li>- Được sử dụng rộng rãi từ lâu.</li> </ul>	Vận hành ở áp suất cao do đó cần tăng áp bằng máy nén khí hoặc quạt thổi.
Hấp phụ	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Dễ vận hành;</li> <li>- Không cần tiền xử lý khói thải.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Chi phí lắp đặt cao;</li> <li>- Phương pháp chưa được sử dụng phổ biến.</li> </ul>
Màng tách	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Chi phí đầu tư, vận hành thấp;</li> <li>- Vận hành đơn giản, tính ổn định, linh động cao;</li> <li>- Trọng lượng nhỏ, kích thước nhỏ gọn;</li> <li>- Phương pháp thân thiện môi trường;</li> <li>- Lý tưởng cho việc lắp đặt ở vùng xa, mở rộng quy mô công suất.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tuổi thọ không cao;</li> <li>- Công suất thấp;</li> <li>- Dễ bị bít các lỗ xốp khi màng hoạt động một thời gian dài.</li> </ul>
Làm lạnh sâu	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Xử lý CO<sub>2</sub> có nồng độ cao (&gt; 90%);</li> <li>- Phù hợp với công nghệ thu CO<sub>2</sub> trước khi đốt bằng O<sub>2</sub>;</li> <li>- Sản xuất trực tiếp CO<sub>2</sub> lỏng.</li> </ul>	Yêu cầu năng lượng lớn, chi phí vận hành lớn.

**Bảng 3.** Đánh giá khả năng áp dụng công nghệ thu CO<sub>2</sub>

Loại	Điểm	Khả năng áp dụng cho các nhà máy nhiệt điện
Công nghệ thu CO <sub>2</sub> sau khi đốt	3	Áp dụng vào các nhà máy nhiệt điện có sẵn, không phải thay đổi nhiều thiết kế của nhà máy.
Công nghệ thu CO <sub>2</sub> khi đốt nhiên liệu bằng oxy	1	Áp dụng cho các nhà máy nhiệt điện mới.
Công nghệ thu CO <sub>2</sub> trước khi đốt	2	Có thể áp dụng vào các nhà máy nhiệt điện có sẵn. Tuy nhiên, cần phải thay đổi nhiều thiết kế của nhà máy.

**Bảng 4.** Đánh giá chi phí đầu tư thiết bị của các công nghệ thu CO<sub>2</sub>

Loại	Điểm	Chi phí đầu tư thiết bị
Công nghệ thu CO <sub>2</sub> sau khi đốt	3	Thiết bị cần đầu tư là hệ thống tách CO <sub>2</sub> .
Công nghệ thu CO <sub>2</sub> khi đốt nhiên liệu bằng O <sub>2</sub>	2	Do quá trình cháy với O <sub>2</sub> sinh ra lượng nhiệt lớn nên chi phí cao về vật liệu thiết bị, hệ thống tách O <sub>2</sub> đắt tiền. Tuy nhiên, hệ thống tách CO <sub>2</sub> đơn giản do khói thải chứa chủ yếu là CO <sub>2</sub> .
Công nghệ thu CO <sub>2</sub> trước khi đốt	1	Đầu tư nhiều thiết bị như thiết bị khí hoá, thiết bị phản ứng lò hơi, hệ thống tách CO <sub>2</sub> .

**Bảng 5.** Đánh giá kinh nghiệm thực tế của các công nghệ thu CO<sub>2</sub>

Loại	Điểm	Số dự án
Công nghệ thu CO <sub>2</sub> sau khi đốt	3	18
Công nghệ thu CO <sub>2</sub> khi đốt nhiên liệu bằng O <sub>2</sub>	1	5
Công nghệ thu CO <sub>2</sub> trước khi đốt	2	17
Kết hợp các công nghệ	-	3

**Bảng 6.** Đánh giá hiệu suất tách CO<sub>2</sub>

Loại	Điểm	Hiệu suất tách CO <sub>2</sub>
Hấp thụ	2	95%
Hấp phụ	0	80%
Màng tách	3	98%
Làm lạnh sâu	1	90%

Phân tích kết quả Bảng 3, 4, 5 cho thấy công nghệ thu CO<sub>2</sub> sau khi đốt (9 điểm) có nhiều ưu điểm về khả năng áp dụng, chi phí đầu tư, và kinh nghiệm thực tế hơn công nghệ thu CO<sub>2</sub> trước khi đốt (5 điểm) và công nghệ thu CO<sub>2</sub> khi đốt nhiên liệu bằng O<sub>2</sub> (4 điểm). Việc so sánh đánh giá các phương pháp tách CO<sub>2</sub> dựa vào các tiêu chí sau: hiệu suất tách, nguyên vật liệu tách, kinh nghiệm thực tế.

**4.2. Đánh giá phương pháp tách CO<sub>2</sub>**

Căn cứ vào đặc tính kỹ thuật của từng

phương pháp tách CO<sub>2</sub>, nhóm tác giả đưa ra các tiêu chí đánh giá: rất thuận lợi (3 điểm), thuận lợi (2 điểm), chưa thuận lợi (1 điểm), trung bình (0 điểm).

Trong Bảng 6 và Bảng 7, nhóm tác giả tiến hành đánh giá hiệu suất tách và nguyên vật liệu tách.

Kinh nghiệm thực tế: Theo kết quả Bảng 6, 7, 8, phương pháp hấp thụ (8 điểm) có ưu điểm về hiệu suất tách, nguyên vật liệu tách và kinh nghiệm thực tế hơn phương pháp hấp phụ (2 điểm), phương pháp công nghệ màng (7 điểm) và phương pháp làm lạnh (1 điểm).

### 5. Kết luận

Như vậy, phương pháp tách công nghệ thu CO<sub>2</sub> sau khi đốt và tách bằng dung môi amine phù hợp với các nhà máy nhiệt điện của Việt Nam vì: hiệu suất thu, tách cao; sản phẩm có độ tinh khiết cao; nguyên liệu dễ kiếm, có thể tái sinh, tuổi thọ cao; giá thành phù hợp; không phải thay đổi nhiều kết cấu nhà máy, dễ lắp đặt; công nghệ đã được thương mại hóa và ứng dụng rộng rãi. Hiện nay Nhà máy Đạm Phú Mỹ cũng đã sử dụng hệ thống thu tách khói thải CO<sub>2</sub> để nâng công suất từ 740.000 tấn/năm lên 800.000 tấn/năm, đồng thời góp phần bảo vệ môi trường.

Bên cạnh việc đẩy mạnh nghiên cứu, phát triển, cải tiến công nghệ thì Việt Nam cần nhanh chóng xây dựng các chính sách phù hợp về ngân sách, ưu đãi cho các dự án thu tách CO<sub>2</sub>.

**Bảng 7.** Đánh giá nguyên vật liệu của các phương pháp tách

Loại	Điểm	Nguyên vật liệu tách
Hấp thụ	3	Dung môi amine: phổ biến, có thể tái sinh, quá trình tái sinh diễn ra đơn giản
Hấp phụ	1	Vật liệu hấp phụ: chi phí cao
Màng tách	2	Màng: chi phí thấp, tuổi thọ thấp, dễ bị bít các lỗ xốp sau một thời gian vận hành
Làm lạnh sâu	0	Chi phí năng lượng lớn cho việc làm lạnh

**Bảng 8.** Đánh giá kinh nghiệm thực tế

Loại	Điểm	Số lượng đã được thương mại hóa
Hấp thụ	3	> 10
Hấp phụ	1	5
Màng tách	2	7
Làm lạnh sâu	0	2

### Tài liệu tham khảo

1. Intergovernmental panel on climate change. *Carbon dioxide capture and storage*. Cambridge University Press, New York, 2005.
2. Shrikar Chakravarti, Amitabh Gupta, Balazs Hunek. *Advanced Technology for the capture of carbon dioxide from flue gases*. First national conference on carbon sequestration Washington DC May 15-17, 2011.
3. Stephen A Rackley. *Carbon capture and storage*. Butterworth-Heinemann, 2009.
4. <http://www.globalccsinstitute.com>
5. <http://www.co2crc.com.au>

## Evaluation of possible application of CO<sub>2</sub> capture technologies for Petrovietnam’s thermal power plants

Tran Thanh Phuong, Vo Hong Thai, Hoang Mai Chi, Vu An  
Vietnam Petroleum Institute

### Summary

**Petrovietnam’s activities in the electric power industry have strongly developed in recent years. In 2012, the total electricity produced and supplied to the national grid by Petrovietnam is 15.27 billion kWh, which is equivalent to 110.2% of the yearly plan and represents a 13.4% increase over the same period of 2011. Together with the development of its power projects, Petrovietnam is paying special attention to environmental protection, including reduction of emission of CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, and dust from power plant projects. In this article, the authors present CO<sub>2</sub> capture technologies for power plants and evaluate the possible application of those technologies for Petrovietnam’s thermal power plants.**