

# Các nguồn năng lượng dầu khí phi truyền thống trong chiến lược an ninh năng lượng quốc gia

Lê Quang Duyệt<sup>1,\*</sup>

<sup>1</sup> Trường Đại học Mở - Địa chất

THÔNG TIN BÀI BÁO

TÓM TẮT

*Quá trình:*

Nhận bài 28/2/2018

Chấp nhận 2/4/2018

*Từ khóa:*

Dầu khí, phi truyền thống, năng lượng, trữ lượng.

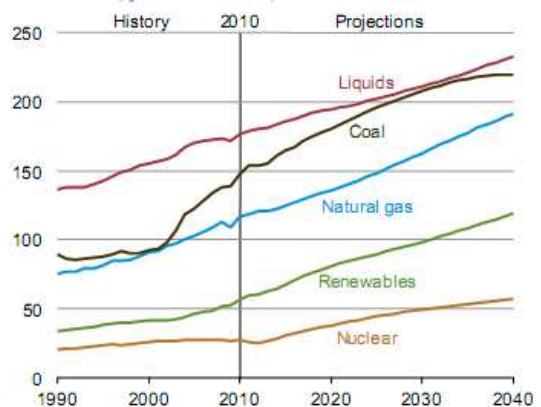
*Hiện nay nhiều nước đã có những chính sách thúc đẩy các nguồn năng lượng tái tạo và hạt nhân, tuy nhiên các nguồn năng lượng này không thể thay thế nguồn tài nguyên dầu khí truyền thống đã sử dụng và các nguồn tài nguyên dầu khí phi truyền thống mới phát hiện trong thời gian gần đây. Vì vậy bài báo này giới thiệu về nguồn năng lượng phi truyền thống của thế giới cũng như Việt Nam từ điều kiện hình thành cho tới dự báo trữ lượng, các phương pháp thăm dò và khai thác các nguồn năng lượng này. Qua đó có những nhận xét đánh giá về ảnh hưởng của nguồn năng lượng này tới chiến lược an ninh năng lượng quốc gia.*

## 1. Giới thiệu

Nhu cầu năng lượng toàn cầu hiện nay được đáp ứng bởi 34% từ dầu mỏ, 25% từ than đá, 21% từ khí tự nhiên, 12% từ năng lượng tái tạo và 8% từ các nguồn năng lượng hạt nhân. Tiêu thụ năng lượng của thế giới dự kiến sẽ đạt 20.679 triệu tấn dầu tương đương (Mtoe) vào năm 2040, tăng khoảng 56% so với năm 2010 và nguồn tài nguyên hydrocarbon tiếp tục cung cấp khoảng 80% năng lượng thế giới cho đến năm 2040. Mặc dù các chính sách hiện hành quy định hạn chế sử dụng tài nguyên hydrocarbon và các phát thải carbon dioxide. Tuy nhiên nguồn năng lượng trên thế giới dự kiến sẽ đạt 45 triệu tấn vào năm 2040, tăng 46% so với mức năm 2010 (Triển vọng năng lượng quốc tế, 2013).

Hiện nay đứng trước những yêu cầu cấp bách của chiến lược năng lượng quốc gia theo Quyết định số 1835/QĐ-TTg, Phê duyệt Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2020, tầm nhìn đến năm 2050 là Đảm bảo đủ

năng lượng cho nhu cầu phát triển kinh tế - xã hội: Năm 2010: 47,5 ~ 49,5 triệu TOE (tấn dầu quy đổi); Năm 2020: 100 ~ 110 triệu TOE; Năm 2025: 110 ~ 120 triệu TOE; Năm 2050: 310 ~ 320 triệu TOE.



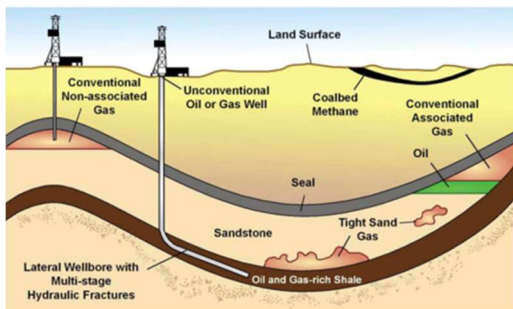
Hình 1. Tiêu thụ năng lượng thế giới theo loại nhiên liệu 1990-2040 (quadrillion Btu)

Do vậy đứng trước nguy cơ cạn kiệt dầu khí trên toàn cầu nói chung và Việt Nam nói riêng, đang là vấn đề cấp bách chính vì vậy các nhà khoa học địa chất và công nghệ

\*Tác giả liên hệ: Lê Quang Duyệt

E-mail: lequangduyen@humg.edu.vn

dầu khí thế giới đã rà soát lại toàn bộ các hệ thống dầu khí và khẳng định ngoài trữ lượng dầu khí truyền thống như đã biết, thì trên thế giới còn tồn tại trữ lượng dầu khí rất lớn các tích tụ hydrocarbon nằm trong hệ thống chứa - chắn phi truyền thống. Các Hydrocarbon này có tính chất lý - hóa không khác nhiều dầu khí truyền thống nên hệ thống thiết bị thăm dò trước đây vẫn thực hiện tốt nhưng kỹ thuật thăm dò, khai thác phức tạp hơn nhiều, đặt ra yêu cầu nghiên cứu cũng như chuyển giao công nghệ trong thời gian tới. Phải kể đến như là Gas Hydrate, Khí than, Dầu khí đá phiến. Theo thống kê của Cơ quan Thông tin Năng lượng Mỹ (EIA) công bố tháng 8/2013, có 143 nước trên thế giới đang triển khai các hoạt động trong lĩnh vực này. Tuy nhiên trừ Mỹ và Canada đang bắt đầu khai thác, hầu hết các nước còn lại đang trong giai đoạn nghiên cứu, tìm kiếm, thăm dò.



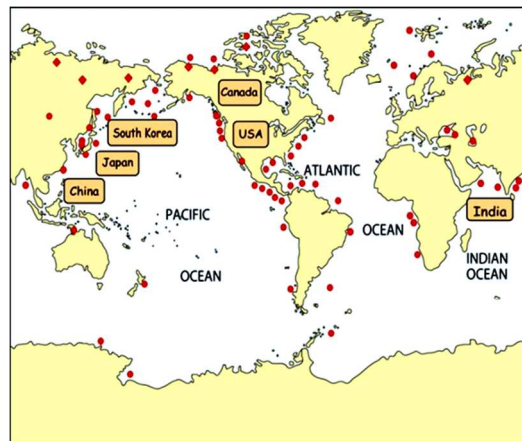
Hình 2. Phân bố của dầu khí truyền thống và phi truyền thống trong cấu trúc địa chất (nguồn EIA)

## 2. Các nguồn năng lượng phi truyền thống

### 2.1. Hydrate khí

Hydrate khí tồn tại dưới dạng vữa ở thể rắn, chúng được hình thành từ sự kết hợp khí (như Methane, Ethan, Propane...) và nước ở điều kiện áp suất cao và nhiệt độ thấp. Hydrate khí là nguồn dự trữ năng lượng rất tiềm năng. Theo dự báo trữ lượng khí hydrocarbon chứa trong hydrat khí tự nhiên đạt 2,1.1016 m<sup>3</sup>. Do chỉ được thành tạo trong điều kiện nhiệt độ thấp và áp suất cao nên 98% lượng khí Hydrate nằm dưới đáy thềm lục địa

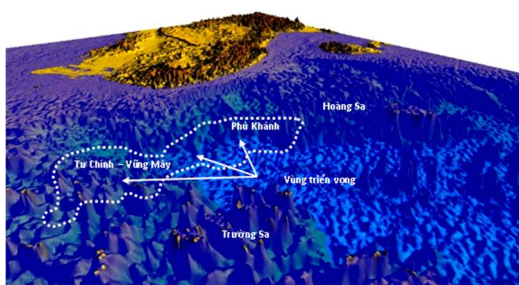
và hồ, chỉ 2% ở vùng băng vĩnh cửu trên lục địa. Theo dự báo của các nhà khoa học, các tích tụ Hydrate khí phân bố hầu như khắp nơi dọc theo bờ các biển sâu, đại dương. Những nơi Hydrate khí phong phú nhất trên thế giới là Xibiri, các vùng biển Đông Bắc Á, biển Đông, thềm lục địa Nhật Bản (đặc biệt là phía Đông), vùng lục địa phía Bắc Mỹ, Bắc Alasca, Thái Lan... Trữ lượng của hydrate khí ở Canada được xem là nhiều nhất thế giới, sau đó là Nga, Hoa Kỳ, Ấn Độ, Nhật Bản, Trung Quốc. Tinh thể khí hydrate tích tụ tại Biển Đông được đánh giá có chất lượng tốt nhất với hàm lượng khí metan tới 99%.



Hình 3. Các phát hiện Hydrat khí trên thế giới (Theo Krenrolden, 1993)

Ở Việt Nam, hiện nay các nhà khoa học đánh giá, nhận định biển nước ta cũng có triển vọng lớn về Hydrate khí Metan. Việt Nam đứng thứ 5 châu Á về tiềm năng Hydrate khí Metan. Vùng Biển Đông thuộc chủ quyền Việt Nam hội tụ đủ điều kiện tồn tại Hydrate khí Metan như: độ sâu đáy biển, đặc điểm địa mạo, nhiệt độ đáy biển, trầm tích, nguồn khí, các dấu hiệu địa hóa, địa vật lý... Theo các nhà khoa học, một phần lớn địa hình đáy biển Việt Nam có vĩ tuyến trùng với hướng tách giãn của Biển Đông. Tại đây, xuất hiện nhiều núi lửa, là dạng địa hình thuận lợi cho việc hình thành các cao nguyên ngầm, các đới nâng. Phần sườn lục địa

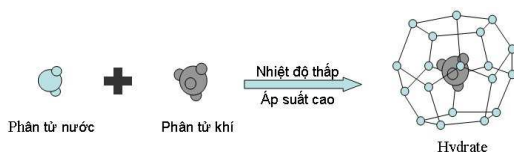
miền Trung và Đông Nam, địa hình đáy biển thay đổi đột ngột từ vài trăm mét xuống 1500 - 2.500m, tạo thành vách dốc đứng. Các cấu trúc này thích hợp cho việc hình thành Hydrate. Đặc biệt là cấu trúc địa chất, bối cảnh địa chất là một trong những điều kiện tiên quyết dẫn đến sự xuất hiện của các bể chứa dầu khí Sông Hồng, Phú Khánh, Tư Chính – Vũng Mây, Nam Côn Sơn, các nhóm bể Hoàng Sa, Trường Sa...



Hình 4. Bản đồ dự báo vùng triển vọng Hydrate khí Methan trên thềm lục địa Việt Nam (Theo các chuyên gia Tổng cục biển và hải đảo Việt Nam)

a. Điều kiện hình thành

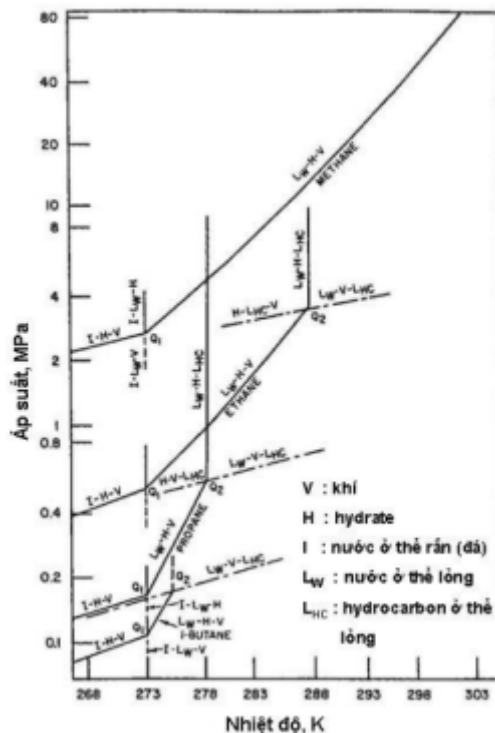
Hydrate được tạo ra từ hai nhóm phân tử khác nhau (nước và khí) mà phân tử nước liên kết với nhau bởi liên kết Hydro để tạo thành một cấu trúc tinh thể bao bọc xung quanh phân tử khí (Hình 5).



Hình 5. Nguyên tắc hình thành Hydrate

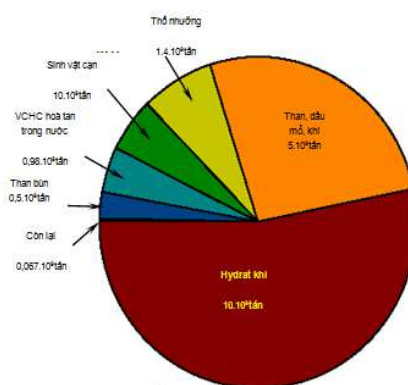
Hình 6 giới thiệu giản đồ pha của một số Hydrate như Hydrate của methane, ethane, propane và iso-butane. Vùng nằm ở phía trên hai đường I-H-V và Lw -H-V có áp suất cao là vùng bền vững của hydrate. Còn vùng nằm dưới hai đường này là vùng không bền của Hydrate. Và cho thấy Hydrate của các Hydrocarbon có thể được hình thành tại một áp suất tương đối cao và nhiệt độ vừa phải. Ví dụ,

tại 10°C, chúng ta cần một áp suất tối thiểu là 80 bar để tạo ra Hydrate Metan hoặc 15 bar để tạo ra Hydrate Etan



Hình 6. Giản đồ pha của một số Hydrate (Sloan E. Dendy, 1998)

b. Trữ lượng của Hydrate khí



Hình 7. Phân bố Carbon hữu cơ

Theo Iu A Diain và A. L Gusin - Đại học Tổng hợp Novosibirsk, trữ lượng Hydrocarbon (chủ yếu là Metan) chứa trong Hydrate khí có thể tới 2,1.1016 m<sup>3</sup>, lớn gấp 2 lần trữ lượng nhiên liệu hoá thạch quy đổi có trên hành tinh. Nếu khai thác được, chỉ 10% lượng khí trên cũng

đã gấp 2 lần lượng khí khai thác từ các nguồn truyền thống. Trữ lượng của Hydrate khí ở Canada được xem là nhiều nhất Thế giới, sau đó là Nga, Hoa Kỳ, Ấn Độ, Nhật Bản, Trung Quốc. Tinh thể Hydrate khí tích tụ tại biển châu Á được đánh giá có chất lượng tốt nhất với hàm lượng khí Metan tới 99%.

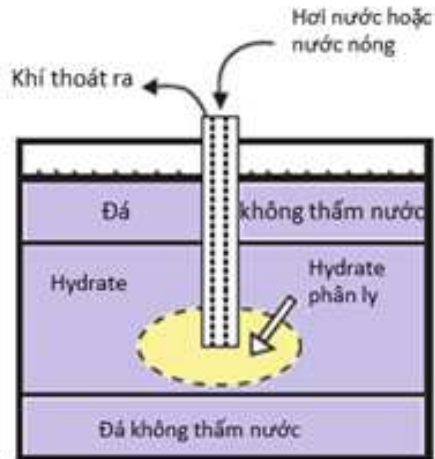
### c. Các phương pháp khai thác hydrate khí metan

Trong các vỉa khí thông thường, khí tự nhiên di chuyển tới điểm thu hồi thông qua Gradient áp suất. Trong đó, tỷ lệ thu hồi là hàm số của độ thấm của vỉa và Gradient áp suất được thiết lập giữa bề chứa và giếng khai thác. Quá trình khai thác khí từ trầm Hydrate cần được cung cấp năng lượng để phân tách mạng tinh thể hydrate thành nước và khí. Có nhiều phương pháp khai thác khác nhau được đề xuất cho việc khai thác Hydrate:

1. Kích thích nhiệt, là nhiệt độ được tăng cao hơn nhiệt phân ly của Hydrate.
2. Giảm áp suất, là áp suất được giảm xuống dưới áp suất thành tạo của Hydrate.
3. Bơm ép chất ức chế, là thay đổi điều kiện nhiệt độ, áp suất ổn định Hydrate.
4. Trao đổi khí là phương pháp bơm  $\text{CO}_2$  hoặc hỗn hợp  $\text{CO}_2$  và  $\text{N}_2$ , trong đó  $\text{CO}_2$  và  $\text{N}_2$  thay thế cho  $\text{CH}_4$  trong cấu trúc Hydrate.

#### + Kích thích nhiệt

Gần đây việc khai thác Hydrate khí Metan bằng phương pháp kích thích nhiệt được khảo sát thực nghiệm và đưa ra số liệu bởi các nhà khoa học trên thế giới. Các công nghệ hỗ trợ cho việc khảo sát thực nghiệm kích thích nhiệt bao gồm bơm nước biển nóng, bơm hơi nước, bơm tuần hoàn hơi nước, bơm ngập vỉa bằng dòng nhiệt, làm nóng bằng điện từ.



Hình 8. Phương pháp kích thích nhiệt

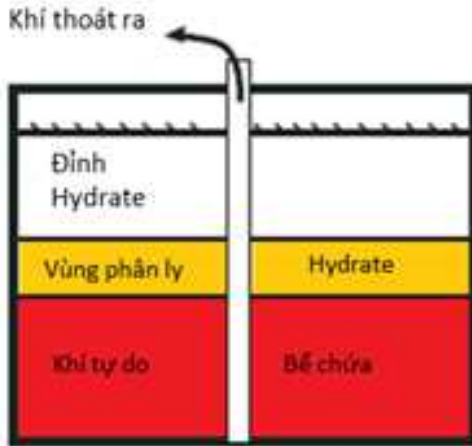
Nhược điểm của phương pháp là tỉ lệ thu hồi năng lượng cao do nhiệt độ đầu vào và hiệu suất bơm thấp tuy nhiên tốc độ khai thác chậm. Mặt khác, công nghệ kích thích nhiệt cũng được tiến hành với việc bơm hai chất lỏng có phản ứng tỏa nhiệt khi trộn lẫn với nhau, như axit và bazơ lỏng. Phản ứng giữa hai dung dịch này cũng sẽ tạo ra dung dịch nước muối nóng.

#### + Giảm áp suất

Khai thác Hydrate khí Metan thông qua phương pháp giảm áp suất được coi là công nghệ kinh tế nhất. Ở vùng Messoyakha miền Bắc nước Nga, đã được khai thác bằng cách giảm áp suất. Khí đốt tự nhiên khai thác được ở khu vực này là do sự phân ly của Hydrate khí Metan thành một dạng khí thiên nhiên cơ bản. Tuy nhiên, tốc độ khai thác bị kiểm soát bởi sự truyền nhiệt theo vùng phân ly Hydrate khí. Việc khai thác khí Hydrate sử dụng phương pháp giảm áp tại Mallik được mô phỏng số liệu như một phần của nghiên cứu để phân tích các phương pháp khai thác khác nhau. Giả sử Gradient địa nhiệt qua sự hình thành Hydrate là  $0,03^\circ\text{C}/\text{m}$ . Các kết quả mô phỏng đối với một giếng khai thác đơn thẳng đứng cho thấy quá trình giảm nhiệt độ để đáp ứng với việc giảm áp suất của sự hình thành và phân ly Hydrate. Nhiệt



độ sẽ tăng lên khi nước ấm được đưa vào giếng, cung cấp năng lượng cần thiết để duy trì sự phân ly Hydrate trong hệ thống điều áp. Khi tăng cường hơi nước hoặc phun khí Metan nóng từ giếng thứ hai, việc khai thác khí thiên nhiên sẽ trở nên dễ dàng hơn.



Hình 9. Phương pháp giảm áp suất

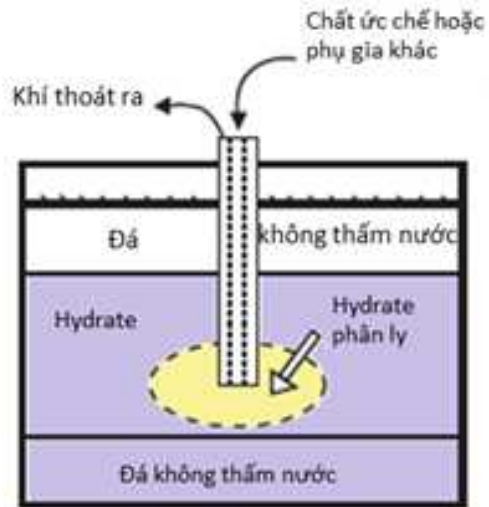
Nghiên cứu số liệu giảm áp theo chiều giới hạn bể chứa với trung tâm giếng cũng đã được tiến hành bằng cách sử dụng một mô hình tuyến tính. Như đã dự đoán, kết quả mô phỏng chỉ ra rằng tốc độ phân ly Hydrate và tốc độ khai thác khí đồng hành được kiểm soát bởi áp suất và nhiệt độ trong khu vực xa bể chứa, thông qua năng lượng được cung cấp bởi khí đốt tự nhiên từ khu vực xa tới khu vực trước phân ly.

Việc tiến hành thí nghiệm khai thác Hydrate khí Metan trong phòng thí nghiệm bằng phương pháp giảm áp suất bị hạn chế về số lượng và phạm vi. Do sự tự điều chỉnh nhiệt của Hydrate khí Metan, giảm áp tinh khiết là một lựa chọn khả thi cho tích lũy tự nhiên của Hydrate khí Metan, nhưng có thể làm cho tốc độ khai thác chậm lại. Việc khai thác lâu dài sử dụng phương pháp giảm áp suất cần bổ sung một nguồn nhiệt. Ở vùng Messoyakha, nguồn năng lượng này giống như việc chuyển dịch nhiệt vào vùng phân ly thông qua sự dẫn nhiệt và

sự bình lưu, giúp kiểm soát tốc độ khai thác.

+ Bơm chất ức chế

Khi các chất ức chế được bơm vào trong quá trình hình thành của Hydrate thì nhiệt động lực học của các chất ức chế sẽ hạ thấp nhiệt độ hình thành của Hydrate, và làm cho Hydrate phân ly.



Hình 10. Phương pháp bơm ép chất ức chế

Những yêu cầu chính đối với chất ức chế:

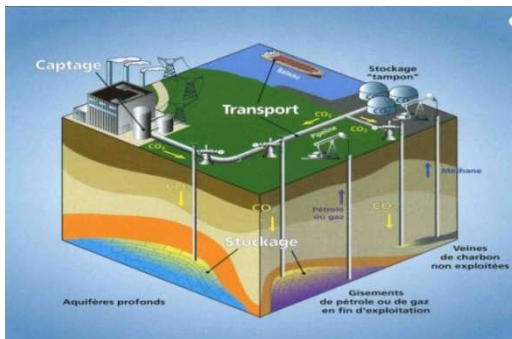
- Giảm tối đa nhiệt độ hình thành Hydrate khí Metan;
- Không tham gia phản ứng với các thành phần dòng khí- chất lỏng và lắng đọng;
- Không tăng tính độc của khí và sản phẩm của chúng khi cháy;
- Hoàn toàn hòa tan trong nước và dễ dàng tái sinh;
- Có độ nhớt thấp và tính đàn hồi của khí;
- Dễ tìm và giá thành thấp;
- Nhiệt độ đóng băng thấp.

Các chất ức chế hữu cơ phổ biến nhất là metanol, mono-etylen glycol và di-etylen glycol - thường được gọi là glycol. Muối hòa tan ( NaCl, CaCl<sub>2</sub>, KCl, NaBr) cũng có thể xem như là các chất ức chế.

Ngoài ra việc sử dụng các chất ức chế Hydrate là phương pháp có hiệu quả trong việc ngăn cản sự tái hình thành của Hydrate trong ứng dụng kỹ thuật. Các hạn chế của phương pháp này là: tác động môi trường, chi phí kinh tế và tự điều chỉnh nhiệt của khí Hydrate.

#### + Trao đổi khí

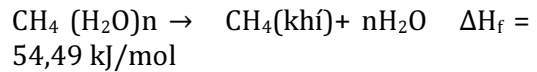
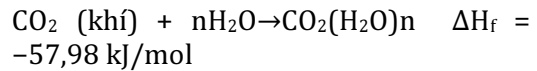
Bằng thí nghiệm, ta chứng minh được  $\text{CO}_2$  chiếm ưu thế hình thành mắt lưới hơn  $\text{CH}_4$  trong Hydrate, đồng thời cho thấy khả năng khai thác  $\text{CH}_4$  bằng cách bơm ép khí  $\text{CO}_2$ . Trong quá trình trao đổi, ta quan sát thấy phần mol của  $\text{CO}_2$  trong pha Hydrate lớn hơn so với trong pha khí. Ta định lượng nếu trong pha khí, tỉ lệ  $\text{CO}_2$  chiếm trên 40% thì trong pha Hydrate tỉ lệ  $\text{CO}_2$  chiếm trên 90%.  $\text{CH}_4$  và  $\text{CO}_2$  tinh khiết hình thành nên cấu trúc Hydrate loại I (sI) và hỗn hợp của chúng cũng hình thành nên cấu trúc Hydrate loại I (sI).



Hình 11. Phương pháp trao đổi khí

Trong quá trình hình thành hỗn hợp Hydrate  $\text{CH}_4$  và  $\text{CO}_2$ , các phân tử  $\text{CH}_4$  chiếm giữ cả các lồng lớn và các lồng nhỏ của Hydrate cấu trúc loại I (sI), ngược lại các phân tử  $\text{CO}_2$  chỉ chiếm giữ các lồng lớn. Khi không có sự phân ly Hydrate, sẽ gặp khó khăn trong việc thay thế  $\text{CO}_2$  cho  $\text{CH}_4$  trong Hydrate. Qua thí nghiệm định lượng, gần 64%  $\text{CH}_4$  có thể thoát ra khi được thay thế bởi  $\text{CO}_2$ . Nhiệt lượng của sự hình thành Hydrate  $\text{CO}_2$  (57,98 kJ/mol) lớn hơn nhiệt lượng của sự phân ly Hydrate  $\text{CH}_4$  (54,49 kJ/mol), thuận lợi

cho việc trao đổi  $\text{CO}_2$ -  $\text{CH}_4$ , bởi vì quá trình trao đổi là quá trình tỏa nhiệt :



Khi sử dụng phương pháp quang phổ Raman, nhận thấy phản ứng trao đổi xảy ra ở bề mặt chung giữa hydrate - khí. Ta thấy cơ chế thay thế xảy ra khá chậm và có thể lên đến vài ngày. Khi sử dụng phương pháp này, ta phải tăng áp suất lên cao hơn để  $\text{CO}_2$  ở trạng thái lỏng thay vì ở thể khí. Đối với  $\text{CO}_2$  lỏng thì động học biến đổi chậm nhưng trong thực tế nó nhanh hơn rất nhiều so với sử dụng khí  $\text{N}_2$  thay thế để thu hồi  $\text{CH}_4$ . Đối với việc bơm ép  $\text{CO}_2$  lỏng, các điều kiện nhiệt động lực học có thể thuận lợi cho sự chiếm giữ các lồng của  $\text{CO}_2$  hay  $\text{CH}_4$ . Sự chuyển dịch này xảy ra trong suốt quá trình cân bằng của  $\text{CO}_2$  và  $\text{CH}_4$  tinh khiết và là hàm số của nhiệt độ và áp suất với sự tăng dần của áp suất ở trên ranh giới pha lỏng - khí của  $\text{CO}_2$ .

Sự hình thành Hydrate trong môi trường địa chất có sự phân bố của các lỗ rỗng sẽ bắt đầu trong các không gian trống lớn nhất, sau đó tiếp tục vào trong các không gian trống nhỏ hơn. Môi trường xốp có thể ảnh hưởng đến các đặc tính nhiệt động lực học khác của Hydrate. Giữa việc khai thác  $\text{CH}_4$  với việc thu giữ  $\text{CO}_2$ , có một số quan điểm trái ngược về entanpi ngoài thực địa của quá trình phân ly Hydrate  $\text{CO}_2$  và  $\text{CH}_4$ . Trong môi trường địa chất có sự phân bố của lỗ rỗng, Hydrate sẽ hình thành và phân ly theo nhiệt độ và áp suất tương ứng với sự phân bố của bán kính lỗ rỗng và tác động của muối. Để có thể hiểu rõ về công nghệ trao đổi khí, cần phải có đánh giá định lượng về quá trình hình thành và phân ly Hydrate trong môi trường địa chất.

## 2.2. Dầu khí đá phiến và đá chật sét (Shale and tight gas)

### a. Điều kiện hình thành

Theo các nhà khoa học địa chất sự hình thành dầu khí bắt nguồn từ hàng trăm triệu năm trước, khi xác các sinh vật bị vùi lấp chìm dưới đáy biển và sau quá trình biến động của địa chất các xác động thực vật này bị chôn vùi rất sâu trong lòng đất, sau đó sẽ hình thành lớp lắng hữu cơ. Và các vùi lấp này sau thời gian rất dài các lớp lắng hữu cơ này trộn lẫn trong các trầm tích và các vật chất khác đi xuống sâu hình thành nên những lớp đá phiến hạt mịn.

Các lớp lắng hữu cơ này bị ảnh hưởng bởi điều kiện nhiệt độ áp suất cao của điều kiện địa chất dưới sâu làm cho chúng bị phân hủy hình thành dầu khí len lõi di chuyển trong các lớp đất đá có sự liên thông do độ rỗng của đất đá khi gặp các tầng chắn hình thành nên các vỉa dầu khí. Đây được gọi là dầu khí truyền thống (conventional oil & gas)

Hiện nay chúng ta phát hiện các tầng nông hơn tại đó áp suất và nhiệt độ không cao và ở những lớp đá đó có độ thấm và độ rỗng thấp thì dầu khí không thể tập trung vào một chỗ mà tích tụ trong các khe rỗng nhỏ, không có sự liên thông thủy lực, nằm xen kẽ giữa các lớp đá phiến. Các lớp đá phiến này thường nằm ở độ sâu dưới 4km trong lòng đất, tùy theo cấu tạo địa chất của vùng mỏ. Dầu khí tại các vùng đó được gọi là dầu khí trong đá phiến, gọi tắt là dầu khí đá phiến (Shale and tight gas) hay dầu khí phi truyền thống (unconventional oil & gas).

Các nhà dầu khí đã biết về dầu khí đá phiến từ những năm 70 của thế kỷ XX bởi George Mitchell kỹ sư dầu khí sống ở thành phố Houston, tiểu bang Texas. Nhưng ở thời điểm đó chúng ta chưa tìm phương pháp khai thác thương mại.

### b. Trữ lượng dự báo

Hiện nay các phát hiện dầu khí đá phiến thì thành phần chủ yếu là methane và trữ

lượng dự báo hiện nay trên toàn thế giới tương ứng là 6187 TCM (Trillion Cubic Meters) khí và dầu là 287 triệu thùng (International energy outlook, 2013). Với đặc điểm tính thấm đá thấp của các vỉa đá phiến, việc khai thác dầu khí đá phiến sét khó khăn và tốn kém có nhiều khác biệt so với dầu khí truyền thống.

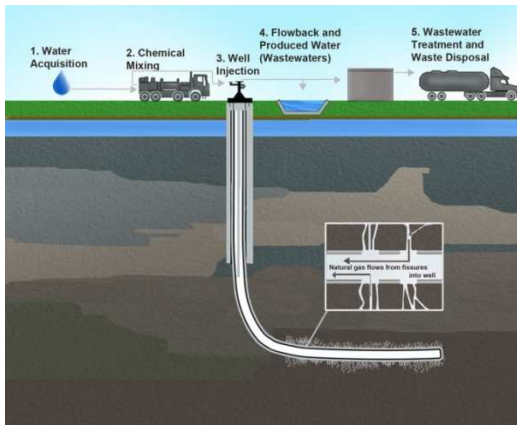
Đối với Việt Nam hiện nay Tập đoàn Dầu khí Việt Nam PVN đặc biệt quan tâm tuy vậy hiện nay chúng ta vẫn chưa có phát hiện nào về dầu khí đá phiến.

### c. Phương pháp khai thác

Do đá phiến có độ thấm thấp nên việc khai thác phải được sử dụng nứt vỡ bằng thủy lực làm cho độ thấm tăng lên và cho phép dòng khí vào giếng và được phục hồi. Trong quá trình khai thác, phải kết hợp bơm nước, cát và vật liệu chèn vào giếng để gây ra các nứt vỡ thủy lực và giữ cho chúng ổn định.

Hiện nay, Mỹ là nước duy nhất, đã hoàn toàn nắm vững các công nghệ cần thiết cho thăm dò và khai thác dầu đá phiến và là nước hàng đầu và duy nhất đạt tới sự phát triển thương mại về khí đốt từ đá phiến sét. Các công nghệ liên quan đến khoan ngang, vỡ nứt thủy lực, địa chấn, vi địa chấn để dự báo và giám sát nứt vỡ nhằm nâng cao hiệu quả công tác thăm dò và khai thác. (Wan et al., 2014)

Nhờ thành tựu vượt bậc trong kỹ thuật khai thác dầu khí đá phiến nên Mỹ sớm vượt qua các nước khác trong lĩnh vực này. Từ năm 2005-2013, sản lượng khai thác dầu khí đá phiến của Mỹ tăng từ 5% lên đến 35% tổng lượng dầu khí khai thác ở nước này. Theo ước tính của Cơ quan Năng lượng quốc tế (IEA), trữ lượng dầu khí đá phiến của Mỹ hiện vào khoảng 58 tỉ thùng, chiếm 1/4 tổng trữ lượng dầu mỏ của nước này, trong khi trên thế giới, dầu khí đá phiến chỉ chiếm 1/10 tổng trữ lượng.



Hình 12. Mô hình khai thác dầu khí đá phiến

### 2.3. Khí than (Coal bed methane)

#### a. Điều kiện hình thành

Khí than (CBM) là một hydrocarbon phi truyền thống được hấp thụ trong các điệp chứa than mà thường là than nghèo, nó bao gồm chủ yếu là khí mê-tan, một lượng nhỏ hydrocarbon nặng hơn, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, H<sub>2</sub> và He. CBM rất quan trọng đối với an ninh năng lượng và được coi là một nguồn năng lượng tương đối sạch. (Gao et al., 2013; Ren et al., 2014; Li et al., 2011; Max and Johnson, 2011).

#### b. Trữ lượng dự báo

Việt Nam có tổng trữ lượng than thu hồi được là 150 triệu tấn, trong đó phần lớn là anthracit (EIA, 2009b, EIA, 2007b). Trữ lượng than quan trọng nhất của Việt Nam được tìm thấy ở khu vực phía bắc của đất nước trong vùng than Quảng Yên gần đồng bằng Sông Hồng. Trữ lượng trong khu vực này ước tính khoảng 190-272 tỷ tấn (Methane to Markets, 2009).

Keeper Resources đã và đang làm việc về các dự án khai thác CBM đầu tiên ở Việt Nam. Khu vực đàm phán nhượng quyền khai thác CBM được đàm phán bao gồm khoảng 3600 km<sup>2</sup> thuộc lưu vực Sông Hồng về phía đông nam của Hà Nội. Ba năm đàm phán đã kết thúc với PetroVietnam và PetroVietnam Exploration Production Corporation

(PVEP) cho Hợp đồng chia sẻ sản phẩm CBM (PSC) vào đầu năm 2010. Dự án tiến hành ký kết hợp đồng xây dựng và chuẩn bị khoan sau khi có giấy phép tiếp nhận đất (Dragon Capital, 2008, Dragon Capital, 2010).

Nghiên cứu về tiềm năng của CBM tại lưu vực Sông Hồng do Keeper tiến hành ước tính trữ lượng khí than khoảng 55 tỷ mét khối trong khu vực nghiên cứu, chiếm 28% số nhượng quyền của Keeper (Keeper, 2005).

Ngoài ra, Arrow Energy đã ký kết hợp đồng phân chia sản phẩm với PVEP trong một lô CBM khoảng 2743 km<sup>2</sup> ở bồn trũng Sông Hồng. Hợp đồng yêu cầu Arrow để khoan tám giếng khoan. Khoan thăm dò đã bắt đầu thực hiện từ tháng Giêng năm 2009 (Arrow, 2009).

#### c. Phương pháp khai thác

Khí than được khai thác bởi phương pháp giảm áp trong vỉa bằng cách thi công giếng khoan vào vỉa than và bơm nước trong vỉa ra khỏi vỉa khi đó sự giảm áp cho phép khí than di chuyển từ vỉa vào giếng và lên bề mặt. (Gao et al., 2013; Ren et al., 2014; Li et al., 2011; Max and Johnson, 2011). Ở Mỹ, sản lượng CBM trong năm 2011 là 49,8 BCM với phần lớn sản lượng từ các bang Rocky Mountain của Colorado, Wyoming và New Mexico (triển vọng năng lượng quốc tế, 2013). Sản xuất CBM thương mại lớn đầu tiên ở lưu vực Appalachian bắt đầu vào đầu năm 1980, trong Black Warrior và Pocahontas lưu vực, tiếp theo là lưu vực Dunkard ở Tây Bắc Virginia và Pennsylvania, vào cuối thập kỷ này (Gao et al., 2013).

### 3. Kết luận

Để đảm bảo gia tăng trữ lượng, duy trì khai thác ổn định lâu dài, đảm bảo an ninh năng lượng cho phát triển kinh tế của đất nước luôn là thách thức lớn đối với ngành dầu khí Việt Nam. Bởi vậy trong thời gian tới Tập đoàn Dầu khí Việt Nam cần phải phát huy



nội lực để đẩy mạnh và mở rộng thăm dò dầu khí ở các vùng còn chưa được thăm dò, các nguồn năng lượng phi truyền thống đồng thời cần đầu tư nghiên cứu tìm hiểu các giải pháp kinh tế - công nghệ để phát triển khai thác các mỏ được xem là nhỏ và các mỏ khí có hàm lượng CO<sub>2</sub> cao mà các nhà thầu đã hoàn trả và có được một tổ hợp các giải pháp nâng cao hiệu quả đầu tư của các tập đoàn dầu khí nước ngoài, Tập dụng khoa học kỹ thuật của các nhà đầu tư nước ngoài nhằm khai thác các nguồn năng lượng còn đang khó khăn trong khai thác, có các chính sách ưu đãi khuyến khích đầu tư nước ngoài để phát triển khai thác các mỏ giới hạn kinh tế trên biển là đòi hỏi thực tế cấp bách. Mặt khác, cần phối hợp với các nhà thầu nghiên cứu áp dụng công nghệ mới để tăng khả năng thu hồi dầu tại các mỏ đang khai thác. Trong điều kiện các mỏ dầu khí ngày càng cạn kiệt thì việc phát triển các mỏ ở thềm lục địa và vùng đặc quyền kinh tế Việt Nam ngày càng trở nên cấp bách.

#### **Tài liệu tham khảo**

- Gao L., Brassell S. C., Mastalerz M., Schimmelmann A., 2013. Microbial degradation of sedimentary organic matter associated with shale gas and coalbed methane in the eastern Illinois Basin, Indiana, USA. *Int. J. Coal Geol.* 107, 152-164.
- U.S. Energy Information Administration, USA, 2013. *International Energy Outlook*.
- Pramod Thakur, 2016. *Advanced Reservoir and Production Engineering for Coal Bed Methane* 1st eBook ISBN: 9780128030967.
- Li et al., 2013. Evaluation of coal bed methane potential of different reservoirs in the western Guizhou and eastern Yunnan, China. *Fuel* 257-267.
- Max M. D., Johnson A. H., 2011. Methane hydrate/clathrate conversion. In: Khan M. R. (Ed.), *Clean Hydrocarbon Fuel Conversion Technology*, Woodhead Publishing Series in Energy No. Woodhead Publishing Ltd, Cambridge, U. K, pp. 413e434.
- N. Vedachalam, et al., 2015. Review of unconventional hydrocarbon resources in major energy consuming countries and efforts in realizing natural gas hydrates as a future source of energy, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, ELSEVIER.
- Ren J., Zhang L., Ren S., Lin J., Meng S., Ren G., Gentsis T., 2014. Multi-branched horizontal wells for coalbed methane production: field performance and well structure analysis. *Int. J. Coal Geol.* 131, 52e64.
- Project PVEP, Dragon Capital, 2008.
- Project PVEP, Dragon Capital, 2010
- Trần Hữu Hiếu, Nguyễn Vạn Phú, 2017. Dầu khí đá phiến và cuộc cách mạng trong kỹ thuật khai thác dầu khí. <http://ois.hcmut.edu.vn>

**ABSTRACT****Unconventional oil and gas energy sources in the national energy security strategy**

Le Quang Duyen<sup>1</sup>

<sup>3</sup> *Hanoi University of Mining and Geology*

Nowaday many countries already have policies to promote renewable and nuclear energy resources, but these sources of energy can not replace the conventional oil and gas resources and un conventional oil and gas resources in recent discovery. So this paper introduces the unconventional energy resources of the world and Vietnam as the conditions of formation and reserves, the methods of exploration and production of these energy resources. Thereby propose some comments on the impact of this energy source on the national energy security strategy.