

Tài nguyên dầu khí

Nguyễn Trọng Tin. Hội Dầu khí Việt Nam.

Trần Lê Đông. Hội Dầu khí Việt Nam.

Giới thiệu

Tài nguyên dầu khí là tổng lượng dầu khí tại chỗ tính được ở một thời điểm nhất định của các tích tụ dầu khí đã được phát hiện hoặc được dự báo có khả năng tồn tại trong một đơn vị cấu trúc địa chất như đới, bồn/bồn trầm tích. Như vậy, tài nguyên dầu khí

bao gồm tài nguyên đã phát hiện và tài nguyên chưa phát hiện. Khái niệm tài nguyên dầu khí xuất hiện từ những năm 70 của thế kỷ trước, ngày càng được hoàn thiện và thống nhất hơn trong cách phân loại, phân cấp giữa các nước, các nhà thầu dầu khí thế giới.

Trong mục từ tác giả có sử dụng tư liệu của các bạn đồng nghiệp về đánh giá tiềm năng dầu khí của bồn Sông Hồng (Nguyễn Thị Đậu, 2012), bồn Phú Khánh (Nguyễn Anh Đức, 2012), bồn Tư Chính - Vũng Mây và Trường Sa (Trịnh Xuân Cường, 2012), bồn Cửu Long (Đỗ Quang Đồi, 2012), bồn Nam Côn Sơn (Lê Chi Mai, 2012), bồn Mã Lai - Thổ Chu (Nguyễn Thanh Lam, 2012), bồn Hoàng Sa (Nguyễn Văn Phòng, 2012).

Phân cấp tài nguyên dầu khí

Năm 2005, Bộ Công Thương đã ban hành qui chế "Phân cấp và quản lý tài nguyên trữ lượng dầu khí" trên cơ sở phân cấp tài nguyên dầu khí của SPE & WPC. Tóm tắt hệ thống phân cấp tài nguyên trữ lượng như sau [H.1].

Tài nguyên đã phát hiện

Tài nguyên đã phát hiện là tổng lượng dầu khí tại chỗ được tính ở một thời điểm nhất định của các tích tụ dầu khí đã được phát hiện bằng giếng khoan.

Tài nguyên đã phát hiện gồm tổng lượng dầu khí thu hồi và tài nguyên thu hồi tiềm năng [H.1]. Tổng lượng dầu khí thu hồi là lượng dầu khí đã và dự kiến sẽ được thu hồi thương mại từ các tích tụ đã được phát hiện bằng công nghệ, kỹ thuật hợp lý, được lựa chọn phù hợp với những điều kiện kinh tế và pháp luật hiện hành. Tổng lượng dầu khí thu hồi gồm tổng lượng dầu khí đã khai thác tích dồn đến thời điểm tính và trữ lượng dầu khí còn lại. Trữ lượng dầu khí còn lại là lượng dầu khí có thể thu hồi thương mại trong điều kiện kinh tế - kỹ thuật ở thời điểm tính toán.

Tùy theo mức độ tin cậy giảm dần, trữ lượng dầu khí được phân thành các cấp trữ lượng xác minh và trữ lượng chưa xác minh [H.1].

Trữ lượng xác minh (P1) là lượng dầu khí có thể thu hồi thương mại tính được vào một thời điểm nhất định với độ tin cậy cao của các tích tụ dầu khí đã được phát hiện và dự kiến đưa vào khai thác trong các điều kiện kỹ thuật, công nghệ, kinh tế, môi trường hiện đại. Thông thường theo thuật toán Montecarlo, trữ lượng xác minh có xác suất khoảng 90%.

Trữ lượng chưa xác minh gồm trữ lượng có khả năng (P2) và trữ lượng có thể (P3).

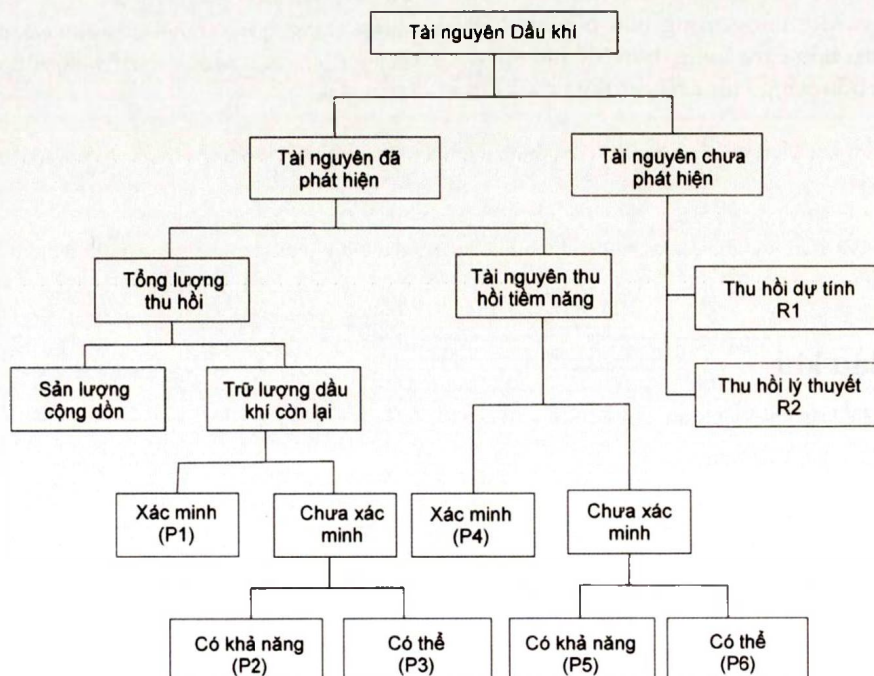
Trữ lượng có khả năng là trữ lượng dầu khí có thể thu hồi thương mại, tính được ở một thời điểm nhất định với độ tin cậy trung bình và kết quả thử vỉa chưa cho dòng công nghiệp. Trữ lượng có khả năng có xác suất khoảng 50%.

Trữ lượng có thể là lượng dầu khí có thể thu hồi thương mại, tính được ở một thời điểm nhất định với độ tin cậy thấp và chưa được khẳng định bằng kết quả khoan. Trữ lượng có thể có xác suất khoảng 10%.

Tài nguyên thu hồi tiềm năng là lượng dầu khí đã phát hiện và có thể thu hồi nhưng chưa thể khai thác (thu hồi) thương mại vào thời điểm tính toán vì các lý do kỹ thuật, công nghệ, kinh tế, môi trường, v.v... Tài nguyên thu hồi tiềm năng gồm tài nguyên thu hồi tiềm năng xác minh (P4) và tài nguyên thu hồi tiềm năng chưa xác minh (gồm có khả năng P5 và có thể P6).

Tài nguyên chưa phát hiện

Tài nguyên chưa phát hiện là tổng tài nguyên thu hồi dự tính và tài nguyên thu hồi lý thuyết [H.1] cho các đối tượng và diện tích thăm dò chưa có giếng



Hình 1. Phân cấp tài nguyên và trữ lượng dầu khí.

khoan nhưng có những đặc điểm địa chất dầu khí tương đồng với các vùng và đối tượng thăm dò lân cận đã có phát hiện dầu khí. Tài nguyên thu hồi dự tính là tài nguyên của diện tích đã có khảo sát địa vật lý đặc biệt do địa chấn ở một tỉ lệ nhất định. Còn tài nguyên thu hồi lý thuyết là tài nguyên của diện tích có rất ít hoặc chưa có khảo sát địa vật lý.

Đánh giá tiềm năng và trữ lượng dầu khí

Tiềm năng dầu khí của các cấu tạo triển vọng được đánh giá và tính toán như sau:

Phương pháp tính

Phương pháp thể tích và phần mềm GeoX được sử dụng để đánh giá tiềm năng tại chỗ của các cấu tạo theo từng tập hợp triển vọng.

Công thức tính

Đối với vỉa dầu:

$$OIIP = BRV \cdot N / G \cdot \Phi \cdot (1 - S_w) \cdot TF \cdot 1 / B_o$$

$$Ass.Gas = OIIP \cdot GOR$$

Đối với vỉa khí:

$$GIIP = BRV \cdot N / G \cdot \Phi \cdot (1 - S_w) \cdot TF \cdot 1 / B_g$$

$$Cond = GIIP \cdot CGR$$

**Trong đó:*

OIIP: Trữ lượng dầu tại chỗ, m³

GIIP: Trữ lượng khí tại chỗ, m³

Ass.Gas: Khí đồng hành, m³

Cond: condensat, m³

BRV: Tổng thể tích đá, m³

GOR: Tỷ số khí /dầu, m³/m³

CGR: Tỷ số condensat /khí, m³/m³

N/G: Tỷ số chiều dày hiệu dụng trên tổng chiều dày, phần đơn vị

Φ : Độ rỗng của đá chứa, phần đơn vị

S_w : Độ bão hòa nước, phần đơn vị

TF: Hệ số lấp đầy bão, phần đơn vị

B_o : Hệ số thể tích dầu, m³/m³

B_g : Hệ số giãn nở khí, m³/m³

Biện luận và lựa chọn thông số tính toán

Kết quả nghiên cứu chi tiết về cấu trúc địa chất, hệ thống dầu khí, liên kết giếng khoan và các thông số chứa, thông số công nghệ mỏ ở các mỏ, các cấu tạo phát hiện, cho phép lựa chọn các thông số trữ lượng cho từng đối tượng tính. Tại khu vực chưa có giếng khoan, các thông số này được xác định tương tự về giá trị và quy luật phân bố như khu vực lân cận đã có giếng khoan.

BRV: Giá trị trung bình thể tích đá được xác định trên cơ sở bản đồ cấu tạo theo đỉnh và đáy của tầng cần tính trữ lượng dầu khí tại chỗ.

N/G: Phân bố tam giác thường được áp dụng cho N/G đối với cả đá cát kết và đá móng nứt nẻ hang hốc trước Kainozoi.

Độ rỗng: độ rỗng của đá chứa cát kết tại khu vực đã có giếng khoan tuân thủ theo phân bố Lognormal. Độ rỗng tương đối của đá móng nứt nẻ, hang hốc trước Kainozoi, xác định theo quy luật phân bố tam giác ở hầu hết các khu vực.

Độ bão hòa dầu khí: Đối với đá chứa cát kết, độ bão hòa dầu khí tương tự như độ rỗng tuân thủ theo quy luật phân bố Lognormal. Với đá đá móng nứt nẻ, hang hốc trước Kainozoi thông số này không được xác định và thường được áp dụng tương tự như đối với ở mỏ Bạch hổ cho 3 giá trị 0,8; 0,85 và 0,9 tương ứng với giá trị nhỏ nhất, trung bình và lớn nhất.

Hệ số lấp đầy bão: hệ số này được xác định tùy thuộc vị trí, kích thước của cấu tạo và khoảng cách di cư, khả năng nạp dầu khí.

GOR, CGR: Được xác định từ kết quả thử vỉa hoặc số liệu khai thác.

Hệ số thể tích dầu/giãn nở khí: Được xác định theo kết quả phân tích PVT của các mẫu dầu, khí ở các mỏ hoặc các phát hiện.

Trong khi xác định các thông số độ rỗng và hệ số thể tích yếu tố độ sâu cũng đã được đưa vào phân tích, đánh giá nhằm lựa chọn các thông số gần hơn với thực tế. Quan hệ theo chiều sâu của các thông số này ở các mỏ, phát hiện trong khu vực đã được xây dựng, qua đó có thể dự báo chính xác hơn cho khu vực chưa có giếng khoan.

Tài nguyên dầu khí của Việt Nam

Hiện nay tài nguyên dầu khí của Việt Nam đã được đánh giá cho hầu hết các bồn trầm tích. Tuy nhiên do mức độ khảo sát, thăm dò và nghiên cứu ở từng bồn khác nhau nên mức độ chi tiết, cấp độ đánh giá ở từng bồn cũng khác nhau. Sản lượng cộng dồn khoảng 410 triệu m³ dầu quy đổi, tập trung chủ yếu ở bồn Cửu Long. Tổng trữ lượng dầu khí còn lại của các bồn trầm tích đã có khoan thăm dò khoảng 2,5 tỷ m³ dầu quy đổi. Tổng trữ lượng tiềm năng của các bồn trầm tích khoảng 5,7 tỷ m³ dầu quy đổi. Để tiện theo dõi, trữ lượng tiềm năng của các cấu tạo triển vọng ở từng bồn trầm tích và của thềm lục địa và vùng biển Việt Nam được minh họa trên các biểu đồ [H.2 - H.10].

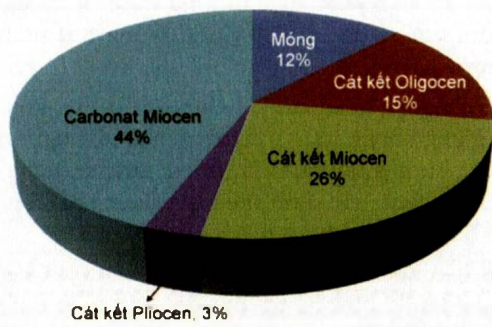
Phân vùng triển vọng dầu khí

Vùng triển vọng dầu khí được xác định và phân chia theo các tiêu chuẩn:

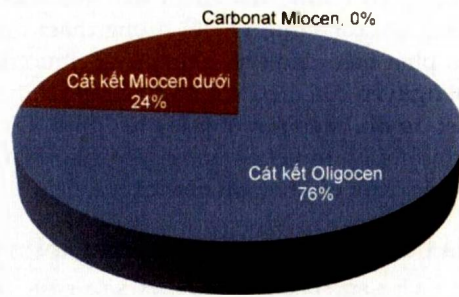
- Mật độ phân bố các mỏ, phát hiện, cấu tạo triển vọng dầu khí.

- Mức độ kế thừa của các tập hợp triển vọng trong bồn trầm tích/khu vực nghiên cứu.

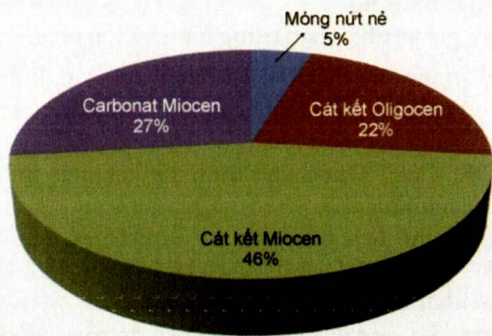
- Mức độ xác minh và quy mô trữ lượng dầu khí tại chỗ của các cấu tạo, bể triển vọng dầu khí.



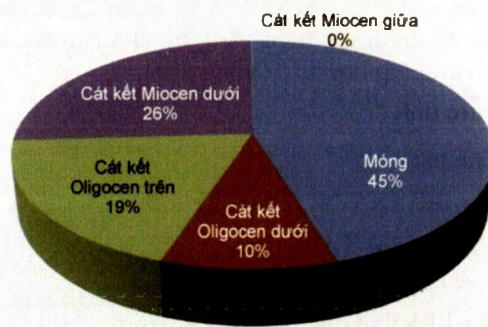
Hình 2. Biểu đồ trữ lượng tiềm năng các cấu tạo triển vọng bồn Sông Hồng theo tập hợp triển vọng (triệu m³ dầu quy đổi).



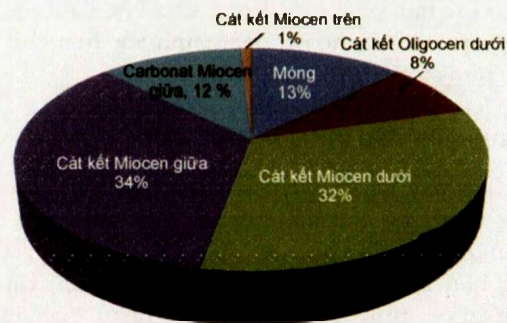
Hình 3. Biểu đồ trữ lượng tiềm năng các cấu tạo triển vọng bồn Hoàng Sa theo tập hợp triển vọng (triệu m³ dầu quy đổi).



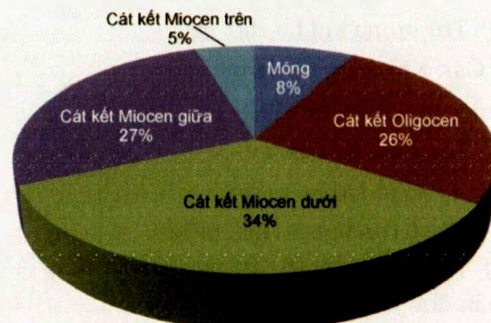
Hình 4. Biểu đồ trữ lượng tiềm năng các cấu tạo triển vọng bồn Phú Khánh theo tập hợp triển vọng (triệu m³ dầu quy đổi).



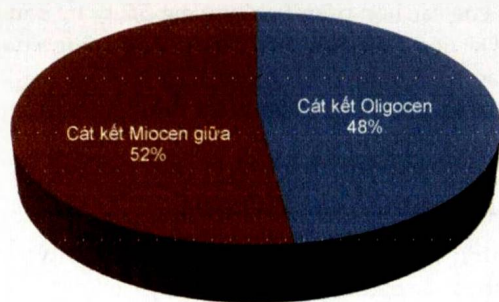
Hình 5. Biểu đồ trữ lượng tiềm năng các cấu tạo triển vọng bồn Cửu Long theo tập hợp triển vọng (triệu m³ dầu quy đổi).



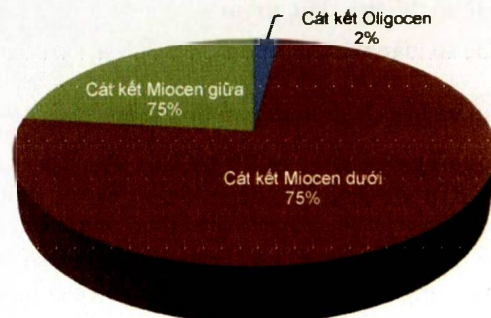
Hình 6. Biểu đồ trữ lượng tiềm năng các cấu tạo triển vọng bồn Nam Côn Sơn theo tập hợp triển vọng (triệu m³ dầu quy đổi).



Hình 7. Biểu đồ trữ lượng tiềm năng các cấu tạo triển vọng bồn Tư Chính - Vũng Mây theo tập hợp triển vọng (triệu m³ dầu quy đổi).



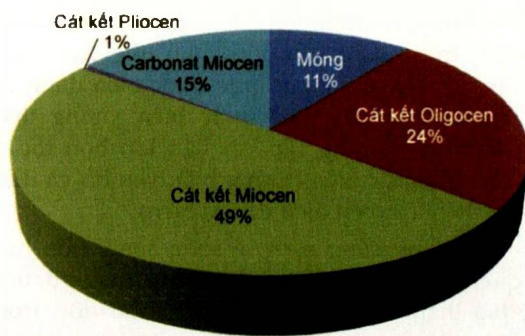
Hình 8. Biểu đồ trữ lượng tiềm năng các cấu tạo triển vọng bồn Trường Sa theo tập hợp triển vọng (triệu m³ dầu quy đổi).



Hình 9. Biểu đồ trữ lượng tiềm năng các cấu tạo triển vọng bồn Mã Lai - Thổ Chu theo tập hợp triển vọng (triệu m³ dầu quy đổi).

Trên cơ sở đó, bản đồ phân vùng triển vọng dầu khí thêm lục địa và vùng biển Việt Nam được xây dựng và tổng hợp trên cơ sở các loại bản đồ sau:

- Bản đồ phân vùng kiến tạo các bồn trầm tích Kainozoi thêm lục địa và vùng biển Việt Nam;
- Bản đồ phân bố các cấu tạo triển vọng, cấu tạo tiềm năng thêm lục địa và vùng biển Việt Nam;
- Bản đồ phân bố đá mẹ, mức độ trưởng thành VCHC, tỷ phần dầu/khí và di cư dầu khí các bồn trầm tích Kainozoi thêm lục địa và vùng biển Việt Nam;
- Tổng hợp, đối sánh các bản đồ phân vùng triển vọng dầu khí ở từng bồn trầm tích Kainozoi thêm lục địa và vùng biển Việt Nam trong một hệ thống phân loại.



Hình 10. Biểu đồ trữ lượng tiềm năng các cấu tạo triển vọng toàn thêm lục địa và vùng biển Việt Nam theo tập hợp triển vọng (triệu m³ dầu quy đổi).

Tồn tại 07 vùng triển vọng dầu khí ở các cấp độ khác nhau:

Vùng triển vọng cao thiên về dầu tập trung chủ yếu ở hầu hết diện tích của bồn Cửu Long; diện tích Tây - TN bồn Mã Lai - Thổ Chu; diện tích TB bồn Nam Côn Sơn.

Vùng triển vọng cao thiên về khí tập trung chủ yếu ở phần trung tâm trung Đông bồn Nam Côn Sơn; diện tích TB bồn Mã Lai - Thổ Chu; phần Đông lô 113, phần trung tâm lô 118 và Nam lô 117 bồn Sông Hồng.

Vùng triển vọng khá thiên về dầu tập trung chủ yếu diện tích ĐB bồn Sông Hồng; một phần diện tích bồn Cửu Long.

Vùng triển vọng khá thiên về khí phân bố ở hầu hết các bồn trầm tích: diện tích ĐB bồn Sông Hồng; diện tích Nam bồn Sông Hồng; diện tích phần Tây bồn Hoàng Sa; diện tích phần Tây bồn Phú Khánh; diện tích trung phía Đông bồn Nam Côn Sơn; một phần diện tích các lô Nam bồn Tư Chính - Vũng Mây.

Vùng triển vọng trung bình chiếm diện tích khá lớn ở tất cả các bồn trầm tích đặc biệt khu vực ĐB, Trung tâm, TN và Nam bồn Sông Hồng; phần lớn diện tích bồn Hoàng Sa, toàn bộ khu vực trung tâm bồn Phú Khánh; diện tích phần rìa bồn Cửu Long; diện tích phần rìa bồn Nam Côn Sơn; toàn bộ khu vực phía Bắc bồn Tư Chính - Vũng Mây, diện tích phần Đông bồn Trường Sa; diện tích phần rìa Bắc - TB bồn Mã Lai - Thổ Chu.

Vùng triển vọng thấp chiếm toàn bộ diện tích phần rìa các bồn trầm tích bao gồm: rìa ĐB, rìa phía Tây bồn Sông Hồng; rìa phía Tây bồn Phú Khánh; diện tích bao quanh bồn Cửu Long; rìa TB, Tây và TN bồn Nam Côn Sơn; khu vực phần tây bồn Trường Sa; rìa Bắc - ĐB bồn Mã Lai - Thổ Chu.

Vùng chưa rõ triển vọng là diện tích của các bồn trầm tích còn ít được nghiên cứu và có mức độ khảo sát địa chất - địa vật lý và khoan thấp bao gồm: khu vực ĐB và Đông bồn Hoàng Sa; khu vực phía đông bồn Phú Khánh; khu vực ĐB, đông và ĐN bồn Tư Chính - Vũng Mây; khu vực tây và TN bồn Trường Sa.

Tài liệu tham khảo

- Noth F.K., 1990. Petroleum Geology. *Win Hyman Inc.*
 SPE, 1986, 2001. Reserve classification of oil and gas. USA.
 Craft B.C, Hawkins M.F., 1991. Applied Petroleum Reservoir Engineering.