

TÌM KIẾM, PHÁT HIỆN VÀ KHAI THÁC CÓ HIỆU QUẢ CÁC MỎ DẦU TRONG ĐÁ MÓNG NÚT NẸ - HANG HỐC TRƯỚC ĐỆ TAM

Ngô Thường San

Hội Dầu khí Việt Nam

Email: ngothuongsan@yahoo.com.vn

Tóm tắt

Mỏ Bạch Hổ là mỏ dầu lớn nhất của Việt Nam có trữ lượng rất lớn (trên 500 triệu tấn trữ lượng tại chỗ) được khai thác với cường độ và sản lượng cao (có thời điểm đạt trên 12 triệu tấn/năm) từ tầng chứa là đá móng granitoid Mesozoic trong bể trầm tích Đệ Tam.

Kết quả khai thác thân dầu trong đá móng ở mỏ Bạch Hổ, Rồng và các mỏ khác cho thấy sự đa dạng của mô hình địa chất mỏ, của thân dầu với sự có mặt của nước rìa, sự khác biệt về độ sâu phân bố và thành phần chất lưu (dầu, khí). Thân dầu trong đá móng nứt nẻ gặp ở độ sâu từ gần 2.000m đến trên 4.500m, các thông số vật lý của dầu như tỷ trọng, độ nhớt, độ khí hòa tan biến động. Sự phân bố độ rộng - thấm có khả năng cho dòng công nghiệp phức tạp làm tăng độ rủi ro khi bố trí các giếng tìm kiếm và phát triển.

Hiện nay ngoài Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro", các nhà điều hành dầu khí khác đang khai thác dầu trong đá móng nhưng với hệ số thu hồi thấp, cần tiếp tục trao đổi kinh nghiệm từ Vietsovpetro để gia tăng hiệu quả khai thác mỏ.

Từ khóa: Đá móng, granitoid, Đệ Tam, mỏ Bạch Hổ.

1. Giới thiệu

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã phát hiện và bắt đầu khai thác dầu móng mỏ Bạch Hổ từ ngày 6/9/1988. Từ kinh nghiệm của Vietsovpetro, nhiều mỏ dầu trong tầng chứa móng nứt nẻ lần lượt đã được phát hiện và đưa vào khai thác.

Đến nay, Vietsovpetro đã khai thác được trên 230 triệu tấn dầu (trong đó dầu khai thác từ tầng đá móng chiếm trên 85% sản lượng), thu gom và cung cấp vào bờ trên 34 tỷ m³ khí đồng hành, doanh thu bán dầu đạt gần 78 tỷ USD, nộp ngân sách Nhà nước Việt Nam trên 48 tỷ USD. Đó là yếu tố quan trọng đảm bảo sự phát triển bền vững của ngành dầu khí, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng và sự phát triển ổn định chung của nền kinh tế Việt Nam.

Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, đi đầu là Vietsovpetro đã xây dựng phương pháp luận về hệ thống dầu khí trong đá móng nứt nẻ, đóng góp về hệ phương pháp nghiên cứu mô hình mỏ, các giải pháp công nghệ khoan trong đá móng nứt nẻ, khai thác có duy trì áp suất vỉa, tối ưu hóa hệ số thu hồi dầu với nhịp độ cao, xây dựng các phần mềm tính toán thông số vỉa, tổ chức xây dựng mỏ... Trên cơ sở đó, các công ty dầu khí và dịch vụ nước ngoài đã hoàn thiện công nghệ khoan và khai thác dầu trong đá móng góp phần gia tăng sản lượng dầu Việt Nam.

Tại bể Cửu Long, ngoài các mỏ dầu khí đã được phát hiện trong móng và đưa vào khai thác như các mỏ: Bạch Hổ, Rồng (Vietsovpetro); Nam Rồng - Đồi Mồi (Liên doanh

Việt - Nga - Nhật); Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng, Sư Tử Nâu (Cửu Long JOC); Rạng Đông, Phương Đông (JVPC); Ruby, Diamond (Petronas); Cá Ngừ Vàng (Hoàn Vũ JOC); Thăng Long, Đông Đô (Lam Sơn JOC), ngoài ra còn có các phát hiện khác như Jade, Pearl, Hải Sư Đen...

Tầng chứa đá móng granitoid nứt nẻ trở thành đối tượng quan tâm khi tiến hành tìm kiếm thăm dò trong các bể trầm tích khác. Ngoài bể Cửu Long, dầu khí tiếp tục được phát hiện trong đá móng granitoid như ở mỏ Đại Hùng, Gấu Chứa... ở bể Nam Côn Sơn.

Những thành tựu khoa học - công nghệ của ngành Dầu khí Việt Nam có giá trị thực tiễn không chỉ trong bể Cửu Long mà có thể ứng dụng cho các bể chứa dầu khác trên thềm lục địa Việt Nam và trong khu vực.

2. Lịch sử phát hiện và tổ chức khai thác ở mỏ Bạch Hổ

Biểu hiện dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ được ghi nhận ở giếng BH-1 nhưng kết quả thử vỉa không cho dòng. Giếng khoan BH-6 khoan sâu vào móng 23m đến chiều sâu 3.533m và ngày 5/5/1987 khi thử vỉa cùng với tầng Oligocene cho lưu lượng 477 tấn/ngày. Giếng BH-6 được xem là giếng phát hiện đầu tiên dòng dầu có lưu lượng công nghiệp trong tầng chứa đá móng ở thềm lục địa Việt Nam. Dầu trong đá móng nứt nẻ được xác định có lưu lượng công nghiệp khi quay lại thử vỉa trong móng ở giếng BH-1 và được đưa vào khai thác ngày 6/9/1988.

Đây là thân dầu lớn trong đá chứa granitoid nứt nẻ - hang hốc với trữ lượng dầu tại chỗ trên 500 triệu tấn,

sản lượng đỉnh trên 12 triệu tấn/năm, lưu lượng giếng cao nhất ban đầu có thể đạt 2.000 tấn/ngày.

Năm 1974, Công ty Mobil (Mỹ) khoan giếng tìm kiếm BH-1X trên cấu tạo Bạch Hổ và chỉ phát hiện dầu trong tầng Miocene tuổi Đệ Tam. Trước năm 1975, quan điểm tìm kiếm của các công ty dầu nước ngoài chỉ tập trung vào tầng Miocene, tầng chứa Oligocene và lớp vỏ phong hóa trên móng được xem hình thành trong điều kiện lục địa nên không phải là mục tiêu để khoan tìm kiếm dầu khí. Hơn nữa, móng nằm lót dưới trầm tích Đệ Tam là các đá xâm nhập magma granitoid lại càng không phải là đối tượng được quan tâm vì theo học thuyết hữu cơ, dầu không thể sinh và chứa trong các đá magma có nguồn gốc sâu trong vỏ trái đất. Vì thế, không chỉ ở Việt Nam mà theo sử liệu thống kê cho thấy đến thập niên cuối của thế kỷ 20 những phát hiện dầu trong móng đều được xem không hữu ích (non-productive) và không được các công ty dầu khí quan tâm [1].

Dầu khí cũng được khai thác trong đá móng ở nhiều nơi trên thế giới. Có trên 320 mỏ được phát hiện và một số được đưa vào khai thác. Đá móng chứa dầu khí thường là các đá trầm tích hoặc trầm tích - biến chất, các đá trầm tích - phun trào, các đá biến chất cổ và chỉ một số ít có thành phần là đá magma như: mỏ Lago Mercedes (Chi Lê); Xinglongtai (Trung Quốc); mỏ Hurghada và Zeit Bay (Ai Cập); Oymasha (Kazakhstan); mỏ PY-1 vịnh Bengal (Ấn Độ); Nafoora - Augila (Libya); các mỏ Hall - Gurney và Gorham (trung Kansas, Mỹ); mỏ Lapaz (Venezuela). Ở các mỏ trên, các giếng khoan vào móng là đá granitoid không sâu thường 200 - 300m liên quan đến vỏ phong hóa, lưu lượng thường thấp hơn 100 tấn/ngày trừ vài giếng riêng lẻ có thể đạt đến 1.000 tấn/ngày và được khai thác ở chế độ suy giảm tự nhiên kết hợp với các tầng chứa là các đá trầm tích nằm trên. Trữ lượng được đánh giá không lớn do tính bất đồng nhất lớn về đặc tính thấm - chứa, không thể xác định được sự phân bố độ rỗng và chưa có hệ phương pháp nghiên cứu về mô hình mỏ, trừ mỏ Lapaz (Venezuela) được xác định có trữ lượng tại chỗ khoảng 100 triệu tấn.

Như thế, có thể xem mỏ Bạch Hổ với thân dầu trong móng granitoid nứt nẻ - hang hốc có trữ lượng và sản lượng lớn, cường độ khai thác cao và được tổ chức khai thác có hệ thống và hiệu quả là một điển hình đầu tiên được ghi nhận trong văn liệu dầu khí thế giới.

3. Lịch sử khai thác dầu trong móng ở mỏ Bạch Hổ

Dựa trên diễn biến động năng của vỉa có thể chia quy trình khai thác dầu trong móng ở mỏ Bạch Hổ thành 3 giai

đoạn với hệ phương pháp kỹ thuật - công nghệ có tính đặc thù riêng biệt:

- Giai đoạn khai thác không có duy trì áp suất vỉa.
- Giai đoạn khai thác có duy trì áp suất vỉa bằng nước bơm ép.
- Giai đoạn khai thác suy giảm cuối đời mỏ.

3.1. Giai đoạn khai thác không có duy trì áp suất vỉa

Từ tháng 9/1988 đến tháng 6/1993 tầng móng được khai thác ở chế độ giảm áp tự nhiên. Từ nhận thức ban đầu thân dầu là lớp vỏ phong hóa, quá trình khoan phát triển và nghiên cứu mô hình mỏ ở giai đoạn này đã giúp Vietsovpetro xác định được đây là một mỏ lớn liên quan đến thân dầu trong đá móng nứt nẻ - hang hốc có độ bất đồng nhất thấm - chứa cao, thân dầu lớn và sâu, mà các phương pháp kinh điển thường không thể áp dụng được, đòi hỏi phải nghiên cứu và xây dựng hệ phương pháp riêng cho đặc tính thân dầu này, mà trọng tâm là mô hình mỏ với hệ các nứt nẻ liên quan đến đứt gãy được xem vừa là tầng chứa, vừa là kênh dẫn và cơ chế dòng chảy trong môi trường rỗng nứt nẻ hở.

Những công trình nghiên cứu khoa học và ứng dụng kỹ thuật - công nghệ trong giai đoạn này đã cho những kết luận quan trọng theo các hướng:

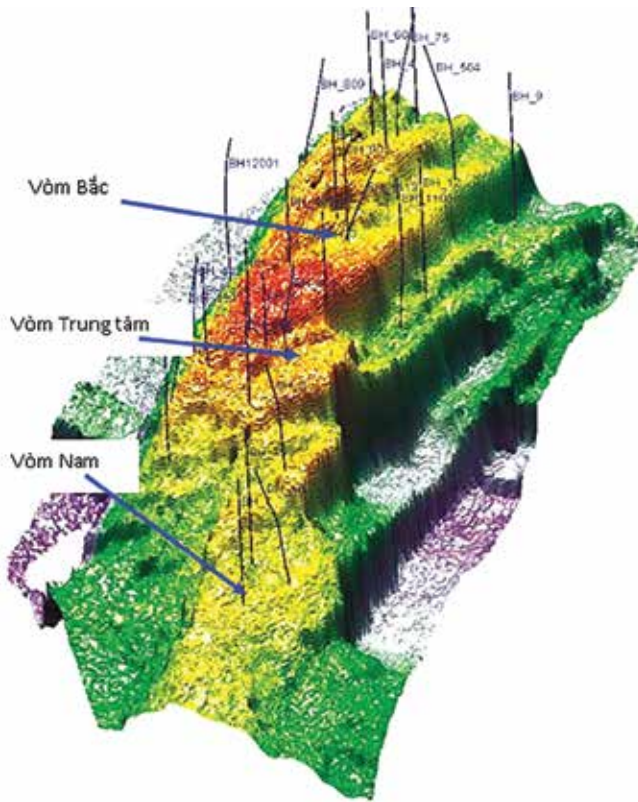
3.1.1. Về hệ thống dầu khí, cấu trúc và các thông số tầng chứa

- Kết quả nghiên cứu về địa hóa và thành phần vật chất hữu cơ, so sánh thành phần dầu và tầng sét giàu bitum Oligocene trên đã xác định tầng sét Oligocene trên là tầng sinh dầu chủ yếu, thời gian tạo dầu xảy ra suốt trong giai đoạn Oligocene - Miocene sớm, thời gian nạp bẫy vào Miocene giữa - muộn. Độ trưởng thành vật chất hữu cơ tương ứng với cửa sổ tạo dầu.

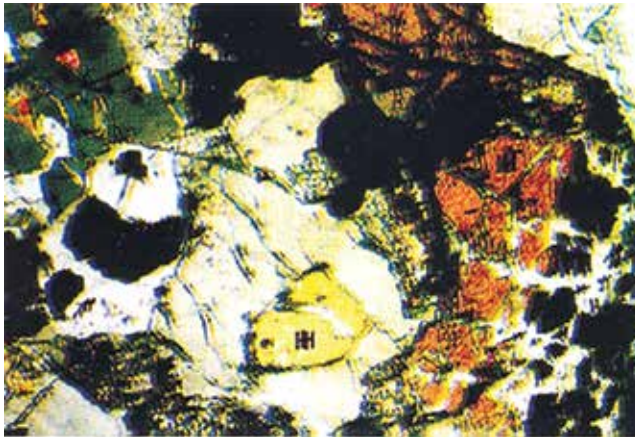
- Xác định tầng sét Oligocene trên là tầng chắn khu vực trên toàn mỏ và là tầng tạo dị thường áp suất trong thân dầu móng, là yếu tố thuận lợi để bảo toàn độ rỗng nứt nẻ - hang hốc của đá móng.

- Áp dụng phương pháp địa chấn 3D lần đầu tiên ở Việt Nam, thử nghiệm và áp dụng các giải pháp xử lý tốc độ địa chấn để nhận dạng mặt móng và các đứt gãy trong móng. Phân chia mỏ Bạch Hổ thành các khối có mật độ phân bố nứt nẻ khác nhau và xu thế phát triển các đới đứt gãy làm cơ sở mô hình - hóa mỏ.

- Mô hình - hóa thân dầu móng đến chiều sâu 4.250m và xác định thân dầu không có áp lực nước đáy.



Hình 1. Mô hình cấu trúc 3D móng mỏ Bạch Hổ. Nguồn: Vietsovpetro



Hình 2. Granite nứt nẻ và hang hốc, lấp đầy các khoáng vật thứ sinh. Nguồn: Vietsovpetro

- Xây dựng tiêu chuẩn nhận dạng có tính định tính các đới nứt nẻ trong quá trình khoan và đo log (tốc độ và moment khoan, khoảng mất dung dịch, biến đổi điện trở và điện trường tự nhiên, mật độ, sóng âm...) áp dụng phương pháp FMS để kiểm chứng.

- Xác định mối quan hệ độ thấm và độ di động của dầu phụ thuộc vào độ rỗng nứt nẻ - hang hốc và độ liên thông kết nối giữa chúng. Dòng chảy được kiểm soát bởi hệ thống độ rỗng hở trong giai đoạn này.

- Thông số quan trọng để tính trữ lượng là giá trị độ rỗng được tính chủ yếu bởi hệ phương pháp truyền thống trên tài liệu logs về sóng âm (acoustic), neutron, gamma - mật độ, điện trở theo mô hình vật lý - thạch học có nhiều bất cập do yếu tố thạch học và khoáng vật thứ sinh không xác định được nên Vietsovpetro đã nghiên cứu và lần đầu tiên xây dựng phần mềm xử lý Basroc - 1.0 để tính độ rỗng có hạn chế yếu tố bất đồng nhất về thạch học.

3.1.2. Về hệ các giải pháp kỹ thuật

- Nghiên cứu và áp dụng các giải pháp kỹ thuật từ chọn kiểu chèo, hợp lý hóa cấu trúc ống chống, chế độ dung dịch để khoan trong móng đá cứng và nứt nẻ, chống mất dung dịch, tăng tốc độ và độ nghiêng giếng khoan, tăng chiều sâu và độ dài thân giếng.

- Nghiên cứu mô hình dòng chảy trong môi trường một độ rỗng trên các thông số phân tích PVT để tính hệ số thu hồi.

- Hoàn chỉnh phần mềm Basroc.1.0 để tính thông số độ rỗng làm cơ sở tính trữ lượng.

- Áp dụng đầu tiên ở Việt Nam có hiệu quả phương pháp “Nứt vỡ vữa và acid hóa” để giảm độ nhiễm bẩn thành giếng (skin factor), tăng mật độ và độ liên thông nứt nẻ vùng cận đáy giếng.

Kết quả nghiên cứu khoa học - kỹ thuật và ứng dụng công nghệ mới được thể hiện và áp dụng trong các công trình: Thiết kế khai thác thử công nghiệp thân dầu trong móng vòm trung tâm mỏ Bạch Hổ (1990); Tính lại trữ lượng dầu và khí hòa tan mỏ Bạch Hổ tới thời điểm 1/1/1991 (1991); Sơ đồ công nghệ khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ (1993).

Việc khai thác dầu trong tầng móng ở chế độ suy giảm tự nhiên đã làm giảm mạnh áp suất vỉa ở độ sâu quy chiếu 3.650m từ 417at còn 333,5at vào tháng 6/1993, trung bình giảm 17,3 at/năm với 5,84 at/triệu tấn dầu. Đến cuối năm 1993, sản lượng dầu khai thác được

từ khối trung tâm mỏ Bạch Hổ là 14,1 triệu tấn và từ các khối phía Bắc là 3,3 triệu tấn.

Tiềm năng chứa dầu trong móng mỏ Bạch Hổ cùng với sự ưu đãi của Luật Đầu tư đã hấp dẫn các công ty dầu đối với bể Cửu Long như Petronas Carigali (Malaysia), Mitsubishi Oil (NOEX - Nhật Bản), ConocoPhillips (Mỹ), SK (Hàn Quốc)...

3.2. Giai đoạn khai thác có duy trì áp suất vỉa

Sự giảm mạnh áp suất vỉa trong khoảng thời gian ngắn ở thân dầu móng nút nề đòi hỏi phải nhanh chóng áp dụng giải pháp duy

trì năng lượng vỉa mới có thể đạt sản lượng đỉnh, tăng hệ số thu hồi dầu, phải nghiên cứu lại mô hình địa chất và mô hình khai thác mỏ Bạch Hổ.

Vietsovetro đưa giải pháp kỹ thuật bơm ép nước xuống phần đáy của thân dầu vừa để duy trì áp suất vỉa trên áp suất bão hòa vừa tạo nước đẩy nhân tạo để quét và đẩy dầu từ dưới lên. Phương pháp này ban đầu không được ủng hộ do lo ngại không kiểm soát được sự di chuyển của nước ảnh hưởng tiêu cực đến khả năng thu hồi dầu.

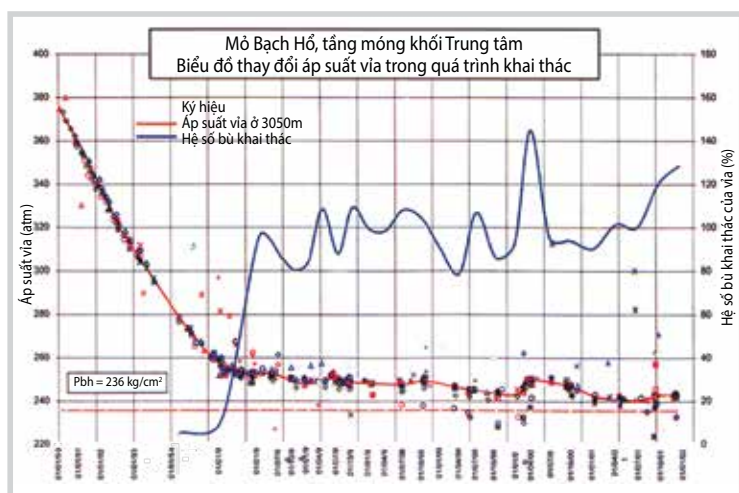
Vietsovetro thiết kế phương án bơm ép nước và tháng 6/1993 tiến hành bơm ép thử nghiệm ở giếng 421 khối Trung tâm mỏ Bạch Hổ nơi có suy giảm mạnh áp suất vỉa. Sau 2 năm, nước bắt đầu xuất hiện ở giếng khai thác 409, sau đó là một loạt giếng xung quanh, hình thành tầng nước đáy cục bộ. Hệ thống giếng khai thác và bơm ép nước dần được hoàn thiện. Hệ thống khai thác ban đầu được xây dựng theo mô hình 3 đới: đới bơm ép nước, đới khai thác chính và đới mũ khí tiềm năng ở phần đỉnh.

Do hiệu ứng tích cực của bơm ép nước và sự đối lưu tốt của dòng dầu từ dưới lên nên trong giai đoạn khai thác này không thể sớm hình thành mũ khí. Vietsovetro xây dựng lại mô hình khai thác với 2 đới: đới khai thác chính và đới bơm ép, giữa chúng là vùng chuyển tiếp, mở rộng chiều cao đới khai thác. Nước bơm ép được xử lý để có thể đẩy dầu từ những vi khe nứt dưới 1 micron, với quy trình hạn chế gây hại đến môi trường chứa về phương diện hóa - lý.

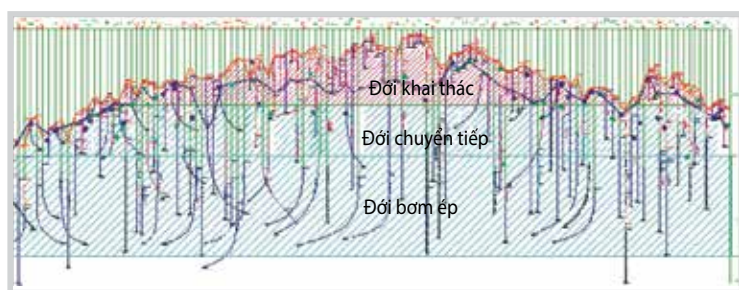
Từ sản lượng 5,7 triệu tấn/năm vào năm 1993, Vietsovetro nhanh chóng đạt sản lượng đỉnh trên 12,1 triệu tấn/năm vào năm 2001 và duy trì đến năm 2004 với sự gia tăng hằng năm trên 1 triệu tấn trước khi đạt đỉnh cho thấy hiệu quả tích cực của phương án bơm ép nước duy trì áp suất vỉa, tạo front nước đẩy, tăng hệ số thu hồi dầu từ móng nút nề ước tính đạt 0,37 - 0,42.

Từ năm 1994 đến hết năm 2004 Vietsovetro đã khai thác từ thân dầu trong móng nút nề khoảng 107,2 triệu tấn dầu.

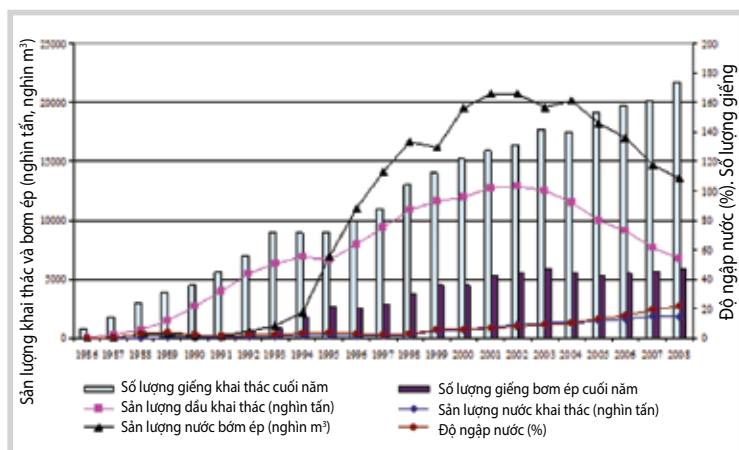
Vietsovetro đề ra phương châm đúc kết từ kinh nghiệm của mình "Bơm đúng chỗ, bơm đúng lúc, bơm đúng áp suất, bơm đúng lưu lượng và bơm theo chu kỳ".



Hình 3. Biểu đồ thay đổi áp suất vỉa trong quá trình khai thác. Áp suất vỉa được duy trì ổn định nhờ bơm ép nước. Nguồn: Vietsovetro



Hình 4. Mô hình khai thác "2 đới" theo Sơ đồ công nghệ năm 1997. Nguồn: Vietsovetro



Hình 5. Động thái khai thác mỏ Bạch Hổ giai đoạn 1988 - 2008. Nguồn: Vietsovetro

Những công trình nghiên cứu khoa học và ứng dụng kỹ thuật - công nghệ, các giải pháp kỹ thuật trong giai đoạn này tập trung theo các hướng:

3.2.1. Về mô hình mỏ

Để đạt mục tiêu tối ưu hóa vị trí các giếng phát triển và khai thác cần phải làm rõ cấu trúc móng, nhận dạng các đứt gãy, các vùng nứt nẻ và khả năng nối kết giữa chúng, đặc biệt ở không gian chứa với tính chất 2 độ rỗng lớn và nhỏ. Nhưng các đứt gãy trong móng luôn có độ dốc lớn (thường trên 70°), độ phân dị tốc độ kém rất khó xác định mô hình cấu trúc/vận tốc phù hợp, bức tranh sóng địa chấn phức tạp, tỷ số tín hiệu/nhiều thấp, đó là những thách thức chính đòi hỏi phải có những thử nghiệm và giải pháp phù hợp.

- Xử lý địa chấn
- + Hiện nay, hệ phương pháp xử lý hiệu quả được chọn bao gồm: dịch chuyển thời gian Kirchhoff trước khi cộng (Pre-stack time Kirchhoff migration, PSTM); dịch chuyển độ sâu Kirchhoff trước khi cộng (Pre-stack depth Kirchhoff migration, PSDM); dịch chuyển CBM (Controlled beam migration); xây dựng mô hình tốc độ.
- + Nghiên cứu các thuộc tính sóng địa chấn (seismic attributes) dựa trên sự thay đổi cường độ và tần số sóng liên quan đến bất đồng nhất trong cấu trúc móng.
- + Ứng dụng các phần mềm đặc dụng hiện đại trong nghiên cứu cấu trúc địa chất và mô phỏng mỏ.
- + Ứng dụng kỹ thuật mạng neuron nhân tạo - ANN (Artificial neuron network) kết hợp với Cokrigging để chọn lọc hệ các thông số attributes địa chấn phù hợp cùng kết quả FMI xây dựng mô hình phân bố mật độ độ rỗng trong không gian 3D.
- Phương pháp đo và xử lý địa vật lý giếng khoan với mô hình 2 độ rỗng.
- + Ngoài phương pháp vi điện trở EMI-FMI, sử dụng phương pháp đo siêu âm cao tần CAST-V để định dạng và xác định đặc tính của nứt nẻ trên cơ sở phân tích sóng âm học Stoneley để hạn chế tác động của yếu tố thạch học.
- + Nâng cấp và cải tiến phần mềm Basroc thành các phiên bản 2.0 (1997) và phiên bản 3.0 (2002) để tính giá trị độ rỗng của hệ nứt nẻ và tỷ lệ tham gia của 2 dạng độ rỗng lớn và nhỏ trong thể tích chứa và lưu chuyển dầu.

3.2.2. Về mô hình khai thác và ứng dụng khoa học - công nghệ trong khai thác dầu

- Nghiên cứu hiệu chỉnh phương pháp cân bằng vật

chất trong tính toán trữ lượng thu hồi do tính bất đồng nhất của các tham số vật lý vỉa và chất lưu và sự biến động của chúng trong quá trình khai thác, do tác động phân dị của dầu ở thân dầu chiều cao lớn và có xuất hiện nước đáy nhân tạo.

- Hoàn thiện mô hình vật lý - thạch học đá chứa móng nứt nẻ và phương pháp tính các tham số khung đá để chính xác hóa giá trị độ rỗng.
- Nghiên cứu mô hình dòng chảy với độ thấm 2 pha và hệ số đẩy dầu do nước bơm ép trong môi trường rỗng nứt nẻ của đá móng.
- Xây dựng phần mềm mô phỏng quá trình chuyển động nhiều pha trong môi trường nứt nẻ chứa dầu phục vụ cho khai thác.
- Ứng dụng các phần mềm để thiết kế mạng lưới tối ưu các giếng khai thác - bơm ép.
- Ứng dụng kỹ thuật đánh dấu đồng vị phóng xạ để xác định hướng di chuyển của front nước bơm ép.
- Ứng dụng công nghệ vi sinh - hóa lý, polymer để tăng hệ số thu hồi dầu.
- Áp dụng có hiệu quả các giải pháp xử lý vùng cận đáy giếng do nhiễm bẩn và lắng cặn trong quá trình khai thác và bơm ép nước.
- Nghiên cứu điều chỉnh kịp thời hệ số ngập nước ở các giếng, hạn chế sự hình thành các lưới nước, tăng hệ số thu hồi dầu.
- Nghiên cứu ảnh hưởng bão hòa khí và độ ngập nước đến tính di động của dầu làm cơ sở hoàn thiện hệ thống thu gom - xử lý - vận chuyển dầu.
- Ứng dụng phương pháp khai thác gaslift.
- Nghiên cứu các giải pháp xử lý lắng cặn paraffin trong đường ống vận chuyển dầu.
- Nghiên cứu các giải pháp xử lý vận chuyển dầu 2 pha có hình thành nhũ tương.

Những kết quả nghiên cứu và ứng dụng khoa học - công nghệ trên được đưa vào các công trình: Chính xác hóa sơ đồ công nghệ khai thác, xây dựng và phát triển mỏ Bạch Hổ (1997); Sơ đồ công nghệ điều chỉnh mới và xây dựng mỏ Bạch Hổ (2003); Tính lại trữ lượng dầu và khí hòa tan mỏ Bạch Hổ đến ngày 1/6/2006; Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học Quốc tế "Thân dầu trong đá móng nứt nẻ" (2006).

Áp dụng những giải pháp công nghệ và kinh nghiệm của Vietsovpetro khai thác dầu trong đá móng, có cải tiến

và hoàn thiện cho phù hợp với đặc điểm mô hình địa chất, đặc tính chất lưu vỉa của từng mỏ, các công ty dầu khí như Petronas (PCV), JVPC, Cửu Long JOC, đã phát hiện và tổ chức khai thác có hiệu quả các mỏ Ruby, Rạng Đông, Sư Tử Đen và các mỏ khác.

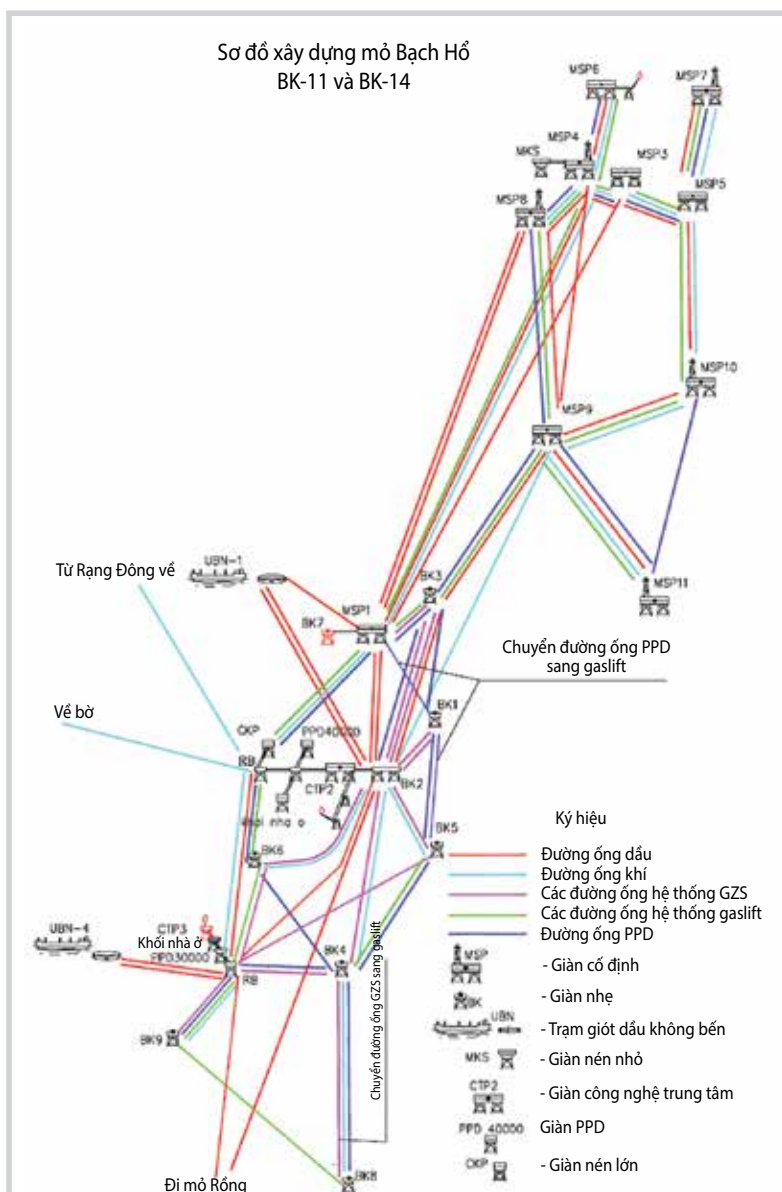
Tầng móng nứt nẻ - hang hốc granitoid trước Đệ Tam ở bể Cửu Long và thềm lục địa Nam Việt Nam đã trở thành đối tượng quan tâm đặc biệt trong chiến lược tìm kiếm và khai thác dầu khí của các công ty dầu hoạt động ở Việt Nam và các tổ chức dầu khí thế giới.

3.3. Giai đoạn khai thác suy giảm cuối đời mỏ

Sau khi đạt đỉnh, từ năm 2005 sản lượng thân dầu móng mỏ Bạch Hổ bắt đầu suy giảm 8 - 10%/năm. Số giếng và hệ số ngập nước tăng nhanh, front nước đáy dâng cao không đồng đều tạo những lưòi nước. Cột dầu giảm, xuất hiện mũ khí cục bộ làm giảm sản lượng giếng. Áp suất vỉa tiệm cận áp suất bão hòa. Đó là những thách thức lớn đối với Vietsovpetro làm thế nào để giảm tốc độ suy giảm sản lượng.

Những giải pháp công nghệ được Vietsovpetro thực hiện trong giai đoạn này là:

- Điều chỉnh quy trình bơm ép nước hợp lý cho từng cụm khai thác theo chế độ: bơm đúng áp suất, đúng lưu lượng và theo chu kỳ để hạn chế lưòi nước đột biến.
- Nghiên cứu các giải pháp tận thu dầu sót trong không gian nứt nẻ nhỏ, có cơ chế đẩy dầu kiểu mao dẫn và ở những khối sót chưa tác động bởi hiệu ứng bơm ép nước.
- Tiếp tục áp dụng các chất hoạt động bề mặt để giảm độ bão hòa dầu sót "Sor" và các giải pháp công nghệ khác nhằm tăng hệ số thu hồi dầu.
- Chính xác hóa mô hình phân bố độ rỗng trong không gian 3D.
- Điều chỉnh mô hình khai thác và trữ lượng còn lại.



Hình 6. Hệ thống các công trình xây dựng mỏ Bạch Hồ. Nguồn: Vietsovpetro

Kết quả nghiên cứu khoa học và ứng dụng các giải pháp công nghệ được thể hiện trong công trình: Sơ đồ công nghệ khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hồ hiệu chỉnh năm 2008; Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học Quốc tế "Thần dầu trong đá móng nứt nẻ" (2008); Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học kỷ niệm 30 năm khai thác dầu từ đá móng mỏ Bạch Hồ (2018).

4. Kết luận

Kết quả khai thác thân dầu trong đá móng ở mỏ Bạch Hổ, Rồng và các mỏ khác cho thấy sự đa dạng của mô hình địa chất mỏ, của thân dầu với sự có mặt của nước rìa, sự khác biệt về độ sâu phân bố và thành phần chất lưu (dầu, khí). Thân dầu trong đá móng nứt nẻ gặp ở độ sâu từ gần 2.000m đến trên 4.500m, các thông số vật lý của dầu như tỷ trọng, độ nhớt, độ khí hòa tan biến động. Sự phân bố độ rỗng - thấm có khả năng cho dòng công nghiệp phức tạp làm tăng độ rủi ro cao khi bố trí

các giếng tìm kiếm và phát triển. Hiện nay, nhiều nhà điều hành dầu khí khác (ngoài Vietsovpetro) cũng đang khai thác dầu trong đá móng nhưng với hệ số thu hồi thấp hơn nhiều, cần tiếp tục trao đổi kinh nghiệm từ Vietsovpetro để tăng hiệu quả khai thác mỏ.

Như vậy, việc áp dụng có chọn lọc các kinh nghiệm của Vietsovpetro từ mỏ Bạch Hổ và tăng hàm lượng nghiên cứu và đầu tư công nghệ mới đã làm phong phú thêm kinh nghiệm khai thác dầu của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam và tính hiệu quả cao trong khai thác thân dầu trong đá móng granitoid nứt nẻ - hang hốc.

Những kết quả trên cho thấy phát hiện và khai thác có hiệu quả dầu trong tầng chứa đá móng granitoid nứt

nẻ - hang hốc là thành tựu khoa học và công nghệ của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, đi tiên phong là Vietsovpetro; có đóng góp lớn về lý luận và thực tiễn cho khoa học dầu khí thế giới.

Tài liệu tham khảo

1. Anirbid Sircar. *Hydrocarbon production from fractured basement formations*. Current Science. 2004; 87(2): p. 147 - 151.
2. GeoScience Limited. *Hydrocarbon production from fractured basement formations*. 2013.

EFFECTIVE EXPLORATION, DISCOVERY AND EXPLOITATION OF OIL FIELDS IN PRE-TERTIARY FRACTURED BASEMENT RESERVOIRS

Ngo Thuong San

Vietnam Petroleum Association

Email: ngothuongsan@yahoo.com.vn

Summary

Bach Ho is the largest oil field in Vietnam with oil initially in place of over 500 million tons. Field production is highly intensive with the peak of production amounting to over 12 million tons per year from Mesozoic granitoid basement reservoir in the Tertiary sedimentary basin.

Results of oil production from the basement reservoirs of Bach Ho, Rong, and other oil fields reveal the diversity of geological model with the presence of aquifer and the difference in fluid composition and distribution by depth. Oil in the fractured basement reservoir is discovered at the depth range of nearly 2,000m to 4,000m. Crude properties such as density, viscosity, and soluble gas ratio vary from area to area. The complex porosity-permeability distribution increases the risk of new exploration and infill wells.

Currently, besides Vietsovpetro Joint Venture, other oil and gas operators are producing from fractured basement reservoir with low recovery rate. It is, therefore, necessary to exchange experiences with Vietsovpetro in order to increase the production efficiency.

Key words: Basement rock, granitoid, Tertiary, Bach Ho field.