

MÔ HÌNH ĐỊA CHẤT 3D TRÊN CƠ SỞ XÁC ĐỊNH CÁC ĐƠN VỊ DÒNG CHẢY CHO HỆ TẦNG SẢN PHẨM TUỔI MIOXEN HẠ, MỎ BẠCH HỔ

NGUYỄN XUÂN TRUNG, *Tổng Công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí*
LÊ HẢI AN, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*

Tóm tắt: Trong tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí, mô hình địa chất 3D trong những năm gần đây đã trở thành một trong những công cụ không thể thiếu được để hỗ trợ đánh giá tiềm năng dầu khí. Mục tiêu của công việc này không chỉ để tính toán trữ lượng dầu khí mà quan trọng hơn là nhằm mô phỏng phân bố các vỉa chứa trong không gian, chính xác hoá trữ lượng dầu khí tại chỗ của tầng chứa dầu khí, phục vụ cho việc mô phỏng dòng chảy chất lưu nhiều pha của tầng chứa, cung cấp thông tin cho quản lý và phát triển mỏ. Tuy nhiên, trên thực tế, đặc trưng địa chất của những mỏ dầu khí nói chung là rất phức tạp và bất đồng nhất, do đó mà xây dựng mô hình địa chất 3D còn gặp nhiều khó khăn. Để xây dựng mô hình địa chất của tầng chứa chính xác và chi tiết hơn, việc xác định các đơn vị dòng chảy đi liền với tướng trầm tích và xây dựng quan hệ rỗng-thấm của chúng đóng một vai trò quan trọng. Bài báo trình bày tóm tắt một số kết quả về mô hình địa chất 3D dựa trên xác định các đơn vị dòng chảy cho hệ tầng sản phẩm tuổi Mioxen hạ, mỏ Bạch Hổ, bể trầm tích Cửu Long ở thềm lục địa Việt Nam.

1. Mở đầu

Trong những năm gần đây, lý thuyết về đơn vị dòng chảy (Hydraulic Flow Unit – HU) được nhiều nhà khoa học phát triển và đưa vào ứng dụng trong tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí để dự báo độ thấm từ tài liệu địa vật lý giếng khoan (ĐVLGK), lựa chọn số lượng mẫu lõi trụ tối thiểu cần thiết phải phân tích các tham số tầng chứa đặc biệt phục vụ cho dự báo nhiều tham số địa vật lý và địa hóa khác từ tài liệu ĐVLGK. Xây dựng mô hình địa chất tĩnh cũng như mô hình động của tầng chứa đạt nhiều kết quả khả quan chứng tỏ tính khoa học và thực tiễn của lý thuyết về đơn vị dòng chảy [1, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11].

Trong suốt quá trình tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí ở mỏ Bạch Hổ từ 1981 đến nay đối tượng khai thác chính là thân dầu trong đá móng granit nứt nẻ. Tuy nhiên, ngoài đối tượng đá móng nứt nẻ, các thân dầu trong trầm tích tuổi Mioxen hạ và trầm tích tuổi Oligoxen cũng đang được tập trung đánh giá lại với mục đích nâng cao hệ số thu hồi dầu và khai thác tận thu.

Để nghiên cứu và đánh giá lại tiềm năng dầu khí trong trầm tích Mioxen hạ, ngoài các

phương pháp thông thường đã được tiến hành trong nhiều năm qua, việc áp dụng phương pháp xây dựng mô hình địa chất 3D là thực sự cần thiết. Thế nhưng cho đến hiện tại, mô hình địa chất 3D của hệ tầng sản phẩm Mioxen hạ của mỏ Bạch Hổ vẫn chưa được xây dựng một cách hoàn chỉnh. Chính vì vậy mà trong nghiên cứu này, các tác giả đã tập trung xây dựng mô hình địa chất 3D của hệ tầng sản phẩm này. Trên cơ sở phân chia vỉa chứa dầu khí thành các đơn vị dòng chảy, cho phép xây dựng mô hình độ thấm và xác định các đặc điểm địa chất - địa vật lý liên quan đến dòng chảy của các tầng chứa dầu khí tuổi Mioxen hạ.

2. Xác định đơn vị dòng chảy

Cơ sở lý thuyết của các phương pháp và kết quả xác định các đơn vị dòng chảy cho hệ tầng sản phẩm Mioxen hạ được các tác giả trình bày trong [3]. Phương pháp phân tích nhóm dựa trên thuật toán Ward là phương pháp tiếp cận không sử dụng đồ thị để xác định số các nhóm mẫu được nhóm tác giả sử dụng trong nghiên cứu đó [3, 7]. Để xác định số lượng của đơn vị dòng chảy, phương pháp biểu đồ tần suất tích lũy được kết hợp cùng với phương pháp thống kê sử dụng thuật toán Ward. Một trong những ưu

điểm của thuật toán Ward là sự phân tán của các mẫu trong các nhóm được giảm tối đa. Chính vì vậy mà thuật toán Ward được chọn để ứng dụng trong nghiên cứu này để xác định các đơn vị dòng chảy. Các tác giả đã lựa chọn mô hình 4HU để tính toán độ nhảy của mô hình độ thấm và xây dựng mô hình địa chất 3D cho hệ tầng sản phẩm Mioxen hạ.

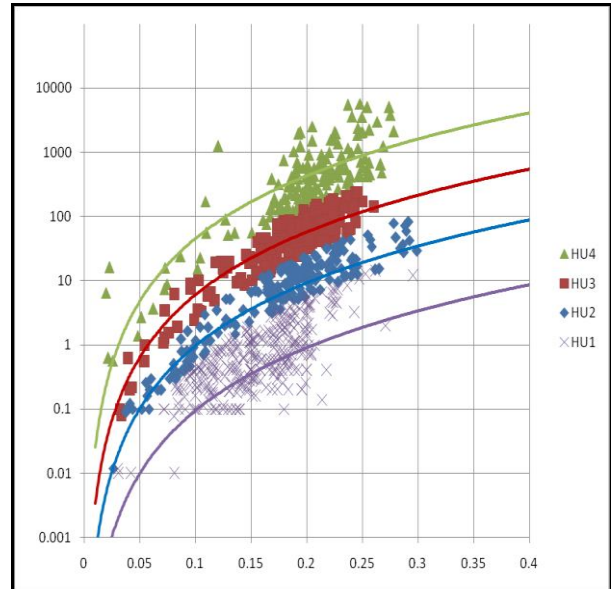
Theo [1], mô hình độ thấm cho từng HU được tính toán theo công thức:

$$K=1014,24FZI_{tb}^2 \frac{\Phi^3}{(1-\Phi)^2} \cdot \quad (1)$$

Chỉ số của vùng chảy FZI (Flow Zone Indicator) được định nghĩa và xác định theo

phương trình Kozeny-Carman, $FZI = \frac{1}{\sqrt{F_s} \tau S_{gr}}$,

trong đó F_s là yếu tố hình dạng, τ là độ uốn khúc, S_{gr} là tỷ bề mặt. Như vậy, FZI là tham số đặc trưng cho cấu kiến trúc của đá và có ý nghĩa trong việc xác định chất lượng của tầng chứa. Theo Amaefule và nnk (1993), FZI là tham số duy nhất mà kết hợp được các thuộc tính địa chất của kiến trúc hạt và khoáng vật để phân biệt các tướng kiến trúc lỗ rỗng khác nhau (các đơn vị dòng chảy) [1]. Giá trị FZI càng cao thì tính chất của tầng chứa (rỗng-thấm) càng tốt. Với các giá trị FZI_{tb} trung bình cho từng HU của từng mô hình, độ thấm được tính theo công thức (1). Kết quả độ thấm tính toán được khi so sánh với kết quả đo ghi trên mẫu lõi trụ ở tất cả các giếng khoan có lấy mẫu, cho thấy độ chính xác tăng lên đáng kể so với chỉ sử dụng một quan hệ hồi quy thông thường. Hệ số tương quan giữa độ thấm tính theo mô hình HU và mẫu lõi $R^2 = 0,934$ (mô hình 4 HU). Hình 1 biểu diễn cross-plot độ rỗng - độ thấm của mô hình 4HU và bảng 1 trình bày các giá trị FZI_{tb} trung bình đại diện cho từng HU. Theo kết quả này, giá trị FZI_{tb} tăng dần từ HU1 đến HU4 cho thấy tính chất tầng chứa của HU cũng tốt dần từ HU1 đến HU4. HU1 có chất lượng tầng chứa kém nhất còn HU4 có chất lượng tầng chứa tốt nhất (theo quan hệ độ rỗng và độ thấm).



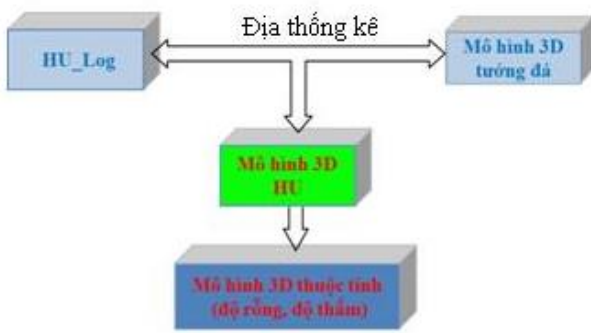
Hình 1. Crossplot độ rỗng - độ thấm mô hình 4HU hệ tầng sản phẩm Mioxen hạ

Bảng 1. Giá trị FZI_{tb} cho mô hình 4 HU

| FZI_{tb} | HU1 | HU2 | HU3 | HU4 |
|-------------|------|-----|-----|-----|
| Mô hình 4HU | 0,25 | 0,8 | 2 | 5,5 |

3. Xây dựng mô hình địa chất theo đơn vị dòng chảy

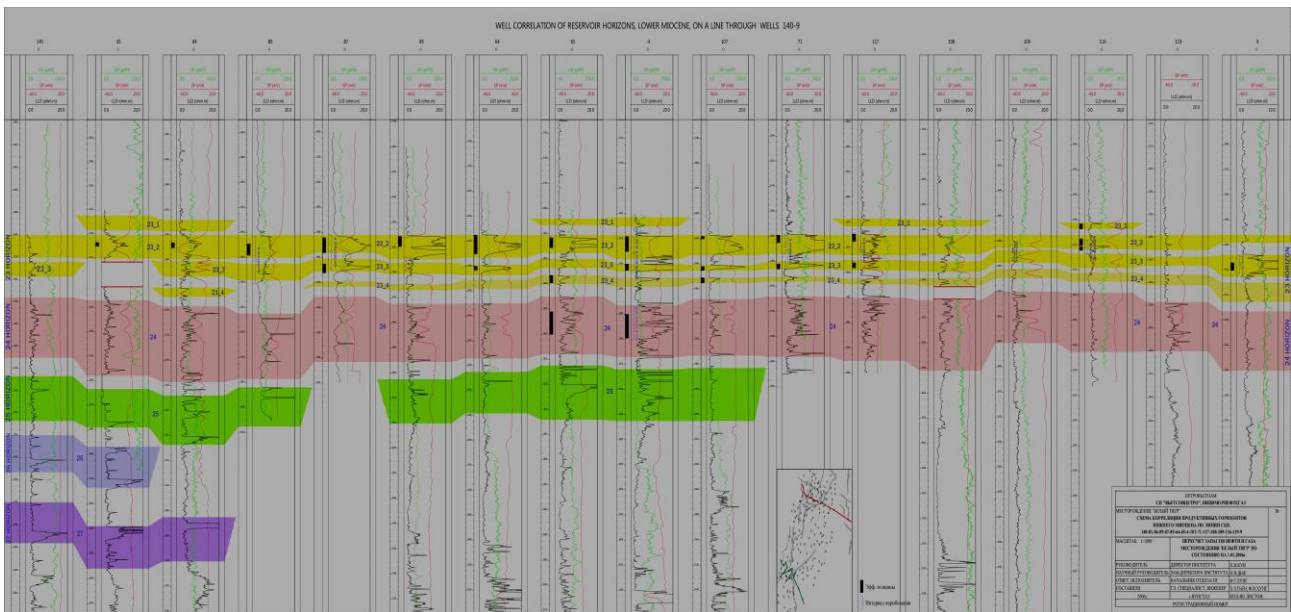
Để xây dựng mô hình địa chất 3D của tầng chứa, sử dụng bất kỳ phần mềm nào cũng đều cần phải tuân theo một quy trình chuẩn bao gồm các bước chính sau: (i) Dữ liệu đầu vào, (ii) Xây dựng mô hình cấu trúc, (iii) Chuyển đổi tỷ lệ (upscale) từ tỷ lệ tài liệu vào tỷ lệ mô hình, (iv) Phân tích số liệu, (v) Xây dựng mô hình tương, (vi) Xây dựng mô hình thông số (độ rỗng, độ thấm, độ bão hòa) [4]. Trong nghiên cứu này, để áp dụng phương pháp tiếp cận mới trên cơ sở của đơn vị dòng chảy, bước (vi) được thực hiện thành hai giai đoạn: (vi-a) xây dựng mô hình 3D đơn vị dòng chảy và (vi-b) xây dựng mô hình thông số. Hình 2 trình bày sơ đồ khối tối giản sử dụng trong xây dựng mô hình địa chất 3D hệ tầng sản phẩm Mioxen hạ, mỏ Bạch Hổ. Mô hình thông số rỗng - thấm của hệ tầng sản phẩm này sẽ được xây dựng theo đơn vị dòng chảy xác định từ mẫu lõi và mô hình 3D của HU, như đã trình bày ở trên. Số HU được xác định là 4 và tính chất tầng chứa (rỗng - thấm) tốt dần từ HU1 đến HU4.



Hình 2. Sơ đồ khối xây dựng mô hình địa chất 3D hệ tầng sản phẩm Mioxen hạ, mỏ Bạch Hồ

Trong hệ tầng chứa sản phẩm Mioxen hạ, các tầng sản phẩm từ trên xuống lần lượt là 23 - 27. Theo kết quả nghiên cứu thuộc tính địa chấn cũng như các nghiên cứu về môi trường trầm tích, các thân dầu có dạng kênh rạch chủ yếu tập trung trong các tầng sản phẩm từ 25, 26 đến 27 và ở vòm Nam của mỏ (hình 3). Trong hệ

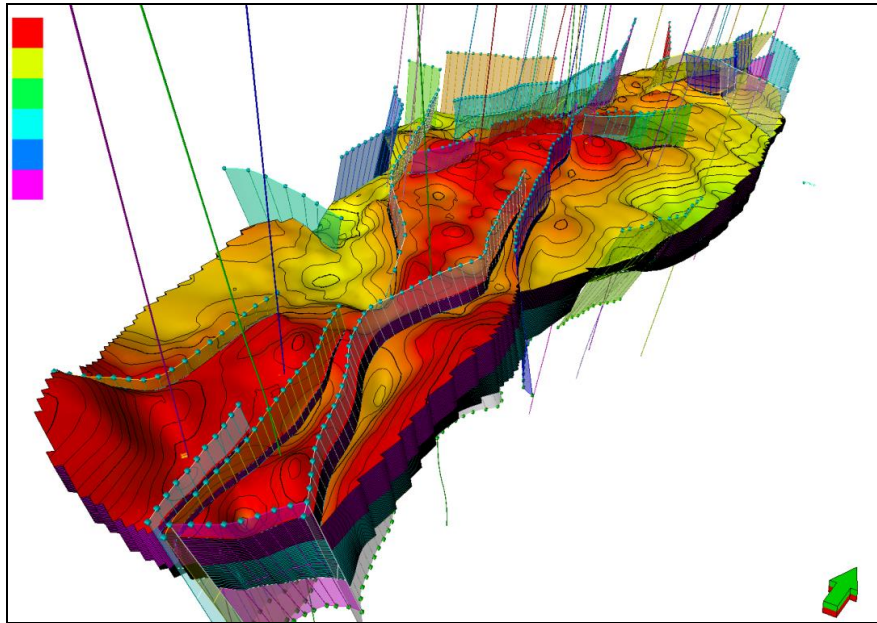
tầng sản phẩm Mioxen hạ, các thân dầu được phát hiện chủ yếu trong các tầng sản phẩm 23 và 24 và các tầng sản phẩm này có diện phân bố trên toàn bộ mỏ Bạch Hồ và cũng là đối tượng nghiên cứu chính nên không sử dụng phương pháp mô hình hóa ngẫu nhiên định hướng đối tượng (Stochastic/Object based) cho các tầng sản phẩm 23 và 24 (đới 1) mà sử dụng phương pháp mô hình hóa ngẫu nhiên theo điểm (Stochastic/Pixel). Khi xây dựng mô hình phân bố tương trong Petrel, các tác giả đã sử dụng thuật toán Sequence Indicator Simulation (SIS). Ưu điểm của thuật toán này là có phương pháp tính toán tương tự với Sequence Gaussian Simulation (được sử dụng rộng rãi khi mô hình hóa cho dạng dữ liệu liên tục (continuous data) như các đường cong ĐVLGK, địa chấn) nhưng tốc độ tính toán nhanh hơn nhiều do làm việc trên dữ liệu rời rạc (discrete data) [12].



Hình 3. Mặt cắt liên kết các thân dầu trong Mioxen hạ (vòm Bắc)

a. Mô hình 3D cấu trúc

Dựa trên các kết quả minh giải lại địa chấn các tầng SH-5 - bất chỉnh hợp nóc Mioxen hạ, SH-6 - bất chỉnh hợp trong Mioxen hạ, tương ứng với nóc tầng sản phẩm 24 và SH-7 - bất chỉnh hợp nóc Oligocen thượng cùng với hệ thống hóa lại các đứt gãy, mô hình 3D cấu trúc cho hệ tầng sản phẩm Mioxen hạ đã được xây dựng trên 60 lớp (hình 4) làm cơ sở cho tất cả các mô hình 3D sau này. Các thông số sử dụng để xây dựng mô hình cấu trúc hệ tầng sản phẩm Mioxen hạ được liệt kê trong bảng 2.



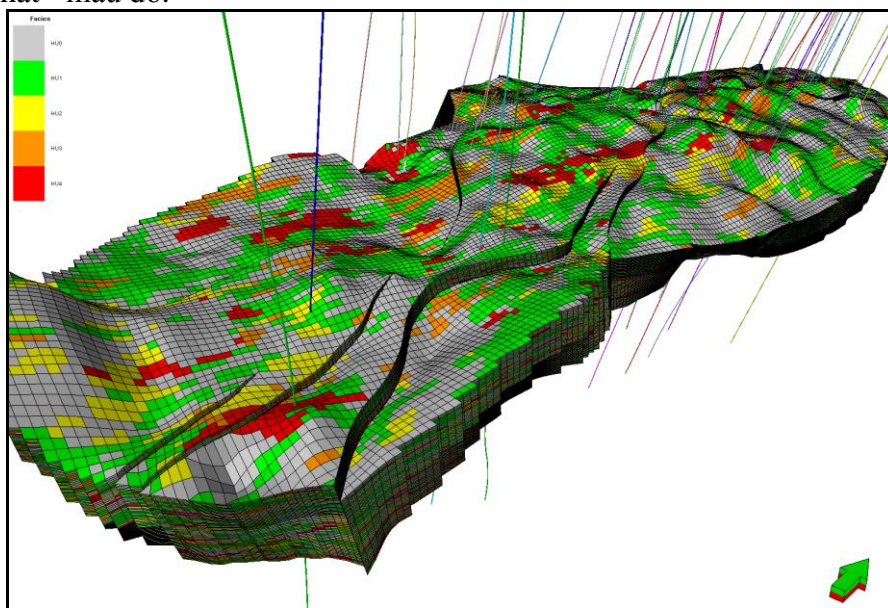
Hình 4. Mô hình cấu trúc hệ tầng sản phẩm Mioxen hạ (60 lớp)

Bảng 2. Thông số mô hình cấu trúc hệ tầng sản phẩm Mioxen hạ

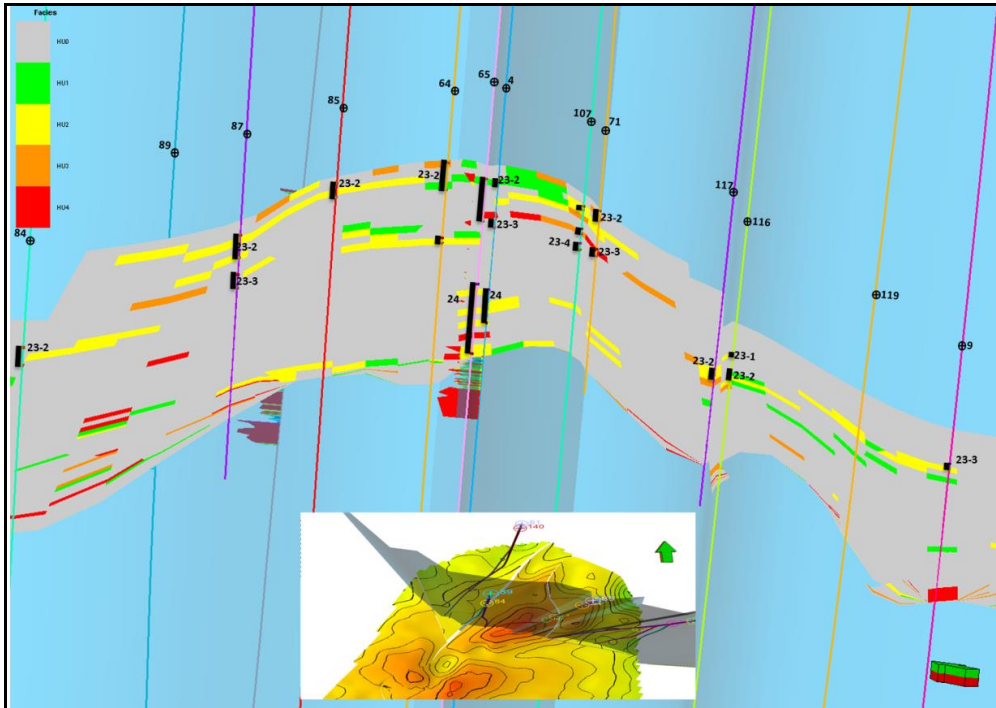
| Đới (Zone) | Hàng | Cột | Chiều dày _{tb} (m) | Lớp | Tổng số khối |
|-----------------|------|-----|-----------------------------|-----|--------------|
| Tầng 23, 24 | 228 | 96 | 70 | 30 | 656640 |
| Tầng 25, 26, 27 | 228 | 96 | 120 | 30 | 656640 |
| Toàn mô hình | 228 | 96 | | 60 | 1313280 |

b. Mô hình 3D đơn vị dòng chảy

Về bản chất, HU tương đồng với tướng đá, một tướng đá có thể có nhiều HU, hay 1 HU có thể bao gồm nhiều tướng đá khác nhau. Do vậy mà mô hình đơn vị dòng chảy cũng xây dựng tương tự mô hình phân bố tướng đá. Hình 5 trình bày kết quả mô hình 3D HU của hệ tầng sản phẩm Mioxen hạ. Mô hình 3D HU theo mặt cắt liên kết các giếng khoan ở vòm Bắc được biểu diễn trên hình 6. HU0 -không chứa có màu xám, HU1 - màu xanh, HU2 - vàng, HU3 - da cam và HU4 có tính chất tầng chứa tốt nhất - màu đỏ.



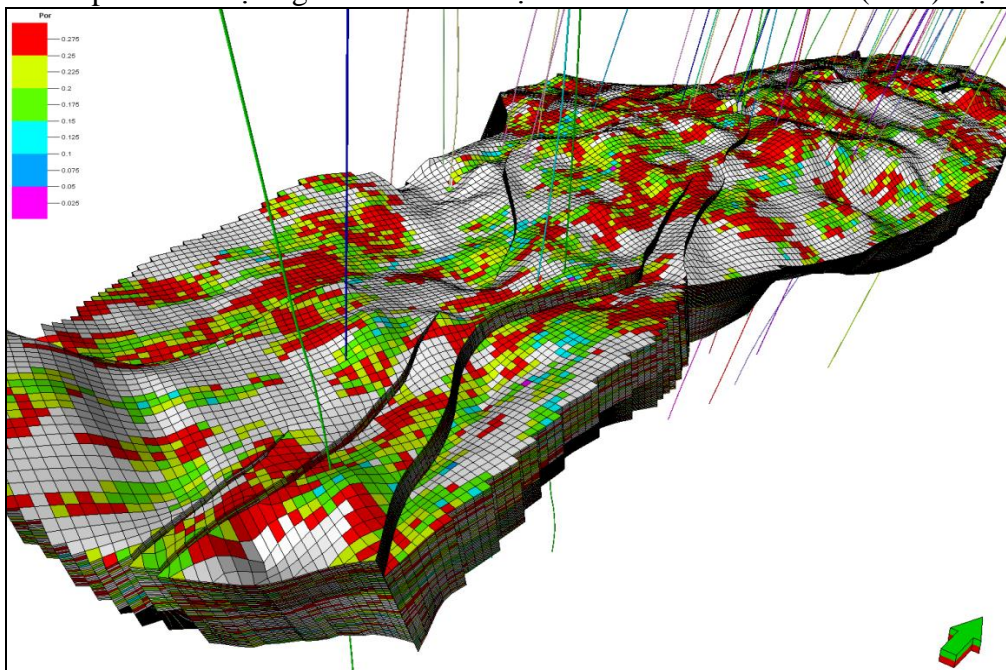
Hình 5. Mô hình HU hệ tầng sản phẩm Mioxen hạ



Hình 6. Phân bố đơn vị dòng chảy trên mặt cắt liên kết giếng khoan ở vòm Bắc

c. Mô hình 3D độ rỗng

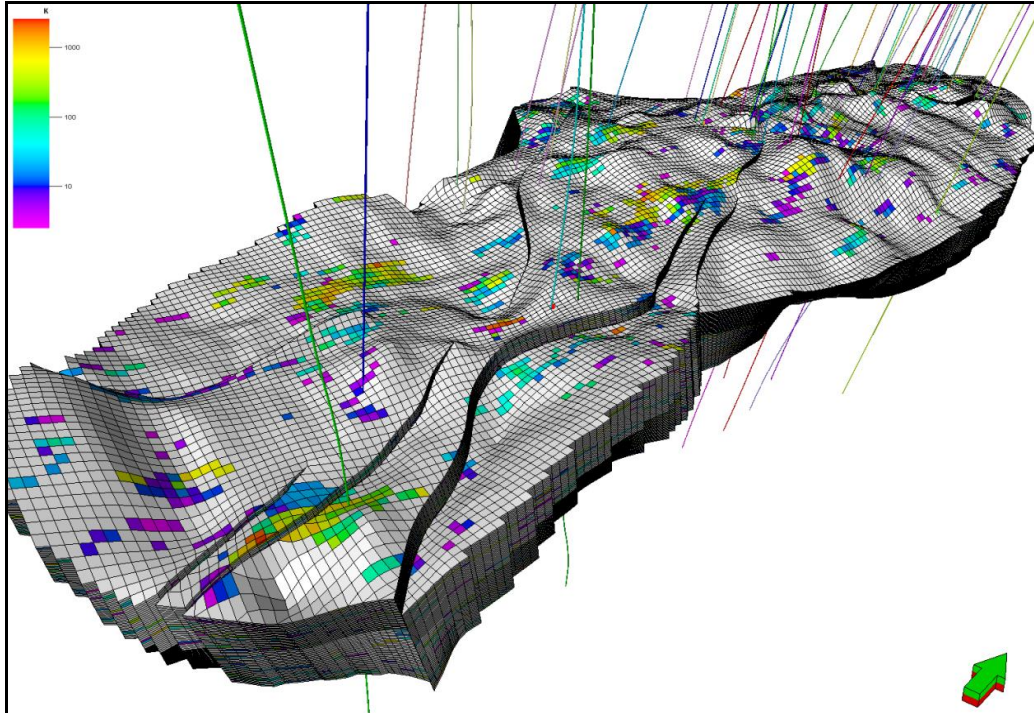
Đường cong độ rỗng hở cho toàn bộ hệ tầng sản phẩm Mioxen hạ (từ SH-5 đến SH-7) được minh giải và sử dụng để xây dựng mô hình độ rỗng. Khác với mô hình HU, mô hình độ rỗng phải sử dụng mô-đun mô hình hóa thuộc tính vật lý thạch học để xây dựng. Thuật toán được lựa chọn là Gaussian Random Function Simulation và cũng dùng mô hình phân bố tương đá để giới hạn [12]. Hình 7 trình bày mô hình 3D độ rỗng hệ tầng sản phẩm Mioxen hạ. Giá trị độ rỗng chiếm ưu thế trong mô hình là từ 16 đến 26%, phù hợp với báo cáo trữ lượng dầu và khí hòa tan tính đến năm 2006 của Vietsovpetro do Viện nghiên cứu khoa học và thiết kế dầu khí biển (NIPI) thực hiện.



Hình 7. Mô hình độ rỗng hệ tầng sản phẩm Mioxen hạ

d. Mô hình 3D độ thấm

Với cùng mô hình độ rỗng được xác định như trên, mô hình độ thấm đã được xây dựng trong đó độ thấm được xác định theo giá trị độ rỗng hở và loại HU trong từng khối theo công thức (1). Hình 8 trình bày mô hình 3D độ thấm theo HU của hệ tầng sản phẩm Mioxen hạ. Những vùng không chứa có màu xám, độ thấm biến đổi từ 0,1mD – 2000mD theo thang logarit và có màu biến đổi tăng dần từ tím tới đỏ. Khu vực có giá trị độ thấm cao thường liên quan đến những chỗ có giá trị HU3 và HU4, tập trung chủ yếu ở vòm Bắc và Trung Tâm.



Hình 8. Mô hình độ thấm theo HU hệ tầng sản phẩm Mioxen hạ

4. Đánh giá đặc tính rỗng - thấm từ kết quả mô hình địa chất 3D

Từ các kết quả mô hình địa chất 3D thu được, bao gồm cả mô hình tương đá, mô hình HU, mô hình độ rỗng, và mô hình độ thấm của hệ tầng sản phẩm Mioxen hạ, có thể nhận thấy rằng ở các tầng sản phẩm, chất lượng tầng chứa và phân bố thay đổi không nhiều và chủ yếu tập trung các vỉa có chất lượng tốt ở một số khu vực nhất định.

Tầng sản phẩm 23-1 chủ yếu tập trung ở phần cao nhất ở khu vực Trung Tâm của mỏ Bạch Hồ. Theo mô hình đơn vị dòng chảy thì tầng sản phẩm này có một số thân dầu có diện tích nhỏ. Các thân dầu có chất lượng đá chứa từ trung bình tới tốt, HU2, HU3 và HU4 chiếm ưu thế. Độ thấm thay đổi 10 đến 500mD, độ rỗng thay đổi từ 15 đến 27%.

Tầng sản phẩm 23-2 có mặt ở cả vòm Bắc và vòm Trung Tâm của mỏ, có diện tích tương

đôi lớn. Chất lượng đá chứa trung bình, phần lớn là HU2. Độ thấm thay đổi từ 3 đến 80mD và độ rỗng thay đổi từ 18 đến 25%.

Tầng sản phẩm 23-3 phân bố rải rác ở vòm Bắc và Trung của mỏ. Các thân dầu này có diện tích nhỏ. Các thân dầu nói chung có chất lượng đá chứa tốt, chủ yếu là HU3, HU4. Độ thấm thay đổi từ 10 đến 1000mD. Độ rỗng thay đổi 18 đến 27%.

Tầng sản phẩm 23-4 chỉ cho sản phẩm ở vòm Bắc của mỏ Bạch Hồ, có diện tích nhỏ. Tầng chứa có tính chất rỗng - thấm tốt, tập trung HU2 đến HU4. Độ thấm thay đổi 10 đến 1000mD. Độ rỗng thay đổi từ 18 đến 27%.

Tầng sản phẩm 24, bao gồm các thân dầu có diện tích nhỏ và phân bố ở nhiều nơi trong vòm Bắc và Trung Tâm. Độ thấm (theo HU) ở các thân dầu vòm Trung Tâm (5 đến 50mD) nhỏ hơn so với ở vòm Bắc (10 đến 500mD). Độ rỗng thay đổi từ 15 đến 22%.

5. Kết luận

Qua nghiên cứu này, các tác giả rút ra một số kết luận chính sau đây:

- Những kết quả thu được cho thấy đặc điểm của hệ tầng sản phẩm tuổi Mioxen hạ mỏ Bạch Hồ là phức tạp, có tính bất đồng nhất cao và có thể chia thành 4 đơn vị dòng chảy HU khác nhau để xây dựng mô hình địa chất 3D...

- Các mô hình 3D cấu trúc, mô hình 3D phân bố tướng đá, mô hình 3D HU, mô hình 3D độ rỗng, và mô hình 3D độ thấm của hệ tầng sản phẩm Mioxen hạ được xây dựng bằng phương pháp mô hình hoá địa thống kê giới hạn trong phần nhô cao của mỏ theo phân bố các thân cát được xác định từ các thuộc tính địa chấn và theo chiều sâu giới hạn bởi hai tầng phân xạ SH-5 và SH-7.

- Mô hình phân bố các vỉa chứa sản phẩm theo HU trong tầng 23 và 24 đã chỉ ra một số khu vực có tính chất rỗng-thấm tốt ở cánh sụt phía Tây của mỏ ở vòm Trung Tâm và vòm Bắc. Cuối tháng 6/2011, GK50 đã cho dòng dầu có lưu lượng cao ở Tây Bắc của mỏ, thuộc vỉa 23-2 và 23-3, tại đúng khu vực mà mô hình HU đã chỉ ra.

- Việc xây dựng mô hình địa chất dựa trên việc xác định các đơn vị dòng chảy (HU) từ mẫu lõi và mô hình HU địa thống kê mang lại hiệu quả tốt hơn cho công tác quản lý và phát triển mỏ trong tương lai.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

[1]. Lê Hải An, 2006. Xác định phân tổ thủy lực từ tài liệu ĐVLGK sử dụng mạng nơ-ron phục vụ đánh giá tầng chứa dầu khí. Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất, số 14, trang 4-8.

[2]. Lê Hải An, Hà Quang Mẫn, Nguyễn Xuân Trung, 2007. Xác định các đơn vị dòng chảy tầng sản phẩm X, tuổi Mioxen hạ, mỏ Bạch Hồ. Tạp chí Dầu khí, số 7-2007, trang 23-27.

[3]. Lê Hải An, Nguyễn Xuân Trung, 2010. Mô hình xác định độ thấm theo đơn vị dòng chảy cho hệ tầng sản phẩm tuổi Mioxen hạ, mỏ Bạch Hồ. Tạp chí KHKT Mỏ-Địa chất, số 29, trang 1-5.

[4]. Trần Nam Thắng, Phạm Thanh Liêm, Lê Hải An, 2011. Mô hình địa chất 3D cho đối tượng đá vôi nứt nẻ tuổi Creta, Bể Maracaibo, Venezuela. Tạp chí KHKT Mỏ-Địa chất, số 33, trang 21-27.

[5]. Abbaszadeh, M., Fujii, H., and Fujimoto, F., 1995. Permeability prediction by hydraulic flow units – theory and applications. SPE 30158.

[6]. Amaefule, J. O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D. G., and Keelan, D. K., 1993. Enhanced reservoir descriptions: using core and log data to identify Hydraulic (flow) Units and predict permeability in uncored intervals / wells. SPE 26436.

[7]. An H. Le, 2004. Innovative neural network approaches for petrophysical parameter prediction. Unpublished PhD thesis, Heriot-Watt University, 193 p.

[8]. Corbett, P. W. M., Ellabadi, Y., Mohamed, K., and Pososyaev, A., 2003. Global Hydraulic Elements – elementary petrophysics for reduced reservoir modeling. European Association of Geoscientists and Engineers 65th Conference, Paper F-26 EAGE meeting, Stavanger, June 2 - June 5.

[9]. Ebanks, W. J., 1987. Flow unit concept - integrated approach for engineering projects. Abstract presented June 8, during the roundtable sessions at the 1987 American Association of Petroleum Geologists Annual Convention.

[10]. Potter, D. K., Le, A. H., Corbett, P. W. M., McCann, C., Assefa, S., Astin, T., Sothcott, J., Bennett, B., Larter, S., and Lager, L., 2003. Genetic petrophysics approach to core analysis - application to shoreface sandstone reservoirs. Proceedings of the 2003 International Symposium of the Society of Core Analysts, Paper SCA2003-35, 421-433.

[11]. Svirsky D., A. Ryazanov, M. Pankov, P. W. M. Corbett, A. Pososyoev, 2004. Hydraulic Flow Units Resolve Reservoir Description Challenges in a Siberian Oil. SPE 87056.

[12]. Schlumberger Information Solution, Property Modeling Course, Petrel 2007.

(xem tiếp trang 33)

SUMMARY

Hydraulic flow units based 3D geological model of Lower Miocene reservoirs, White Tiger Oilfield

Nguyen Xuan Trung, PVEP

Le Hai An, *University of Mining and Geology*

In the petroleum exploration and production, building 3D geological model, in recent years, has become one of the indispensable tools to help evaluate the petroleum potential of a field. The objective of it not only to calculate oil and gas reserves, but more important is to simulate the spatial distribution of the reservoir, calculate accurately oil and gas reserves in place of the reservoir, allow multiphase fluid flow simulations, provide information for the need of the field management and development. But, in fact, the geological characteristics of the oil and gas fields are generally very complex and heterogeneous, so that building of 3D geological model of the reservoir is becoming more difficult. To construct the geological model of the layer in details with high accuracy, the identification of flow units associated with sedimentary rocks and creating proper porosity - permeability relationships plays an important role. This paper presents a summary of the results of the 3D geological model based on identification and modeling of flow units for in the Lower Mioxen reservoirs, White Tiger oilfield, Cuu Long basin that is located in the continental shelf of Vietnam.