

# XÁC ĐỊNH CHIỀU CAO CỘT DẦU BẰNG PHƯƠNG PHÁP MINH GIẢI ÁP SUẤT DU TẠI MỎ TÊ GIÁC TRẮNG: KINH NGHIỆM ĐỂ PHÁT TRIỂN MỎ DẦU CÓ DẠNG TẦNG CHỨA LÀ CÁC VĨA DẦU PHÂN LỚP MỎNG VÀ XEN KẸP

Hoàng Ngọc Đông<sup>1</sup>, Bùi Hữu Phước<sup>1</sup>, Nguyễn Ngọc Sơn<sup>1</sup>, Lê Minh Hải<sup>1</sup>, Lê Trung Tâm<sup>2</sup>, Nguyễn Hùng Cứ<sup>2</sup>, Phạm Văn Tuấn<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Công ty Liên doanh Điều hành chung Hoàng Long (Hoang Long JOC)

<sup>2</sup>Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP)

<sup>3</sup>Trường Đại học Mở - Địa chất Hà Nội

Email: bhphuoc@hlhvjoc.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2023.01-04>

## Tóm tắt

Mỏ Tê Giác Trắng ngoài khơi thềm lục địa Việt Nam thuộc Lô 16-1, bể Cửu Long, là đối tượng chứa dầu rất đặc biệt với tập hợp các vỉa dầu mỏng xếp chồng lên nhau, có đặc điểm địa chất phức tạp, các thân dầu không liên tục, tập trung thành từng cụm nhỏ phân tách nhau bởi các đứt gãy kiến tạo... đã tạo nhiều thách thức cho quá trình tính toán trữ lượng, thiết kế lựa chọn vị trí giếng khai thác và quyết định chiến lược mở vỉa.

Bài báo giới thiệu phương pháp xác định chính xác chiều cao cột dầu, ranh giới nước tự do của từng vỉa chứa tại mỏ Tê Giác Trắng, là thông số quan trọng trong thiết kế giếng, tính toán trữ lượng dầu khí tại chỗ và là cơ sở để xây dựng kịch bản phát triển mỏ. Kết quả khai thác cho thấy hệ số thu hồi dầu hiện tại của mỏ Tê Giác Trắng đạt 32% và dự kiến đến cuối đời mỏ có thể đạt 40 - 50% với phương pháp khai thác tự phun và gaslift hỗ trợ. Đây là hướng đi mới cho việc phát triển các mỏ có điều kiện địa chất tương tự như mỏ Tê Giác Trắng với tầng chứa dầu khí là tập hợp các vỉa phân lớp mỏng, cát sét xen kẽ và có điện trở suất thấp.

**Từ khóa:** Ranh giới dầu nước, chiều cao cột dầu, vị trí giếng khoan, mỏ Tê Giác Trắng.

## 1. Giới thiệu

Tại Việt Nam, dầu khí được khai thác chủ yếu từ đối tượng đá móng granitoid nứt nẻ trước Cenozoic, tiếp theo là từ trầm tích Miocene dưới và Oligocene. Là đối tượng khai thác dầu khí chính, mặc dù có đặc tính thấm tốt nhất của bể Cửu Long nhưng các vỉa chứa dầu Miocene dưới thuộc hệ tầng Bạch Hổ và Oligocene trên có đặc điểm là phân lớp mỏng với điện trở suất thấp và đang chiếm tỷ trọng lớn ở một số mỏ Tê Giác Trắng, Hải Sư Trắng, Rồng... Điều này đã gây khó khăn cho việc nhận định, đánh giá vỉa chứa phục vụ cho công tác phát triển và quản lý mỏ.

Mỏ Tê Giác Trắng thuộc Lô 16-1, bể Cửu Long ngoài khơi thềm lục địa Việt Nam (Hình 1), có phát hiện dầu khí vào năm 2002. Dòng dầu đầu tiên được khai thác vào năm 2011 từ cụm giàn đầu giếng H1-WHP. Đến tháng 7/2012,

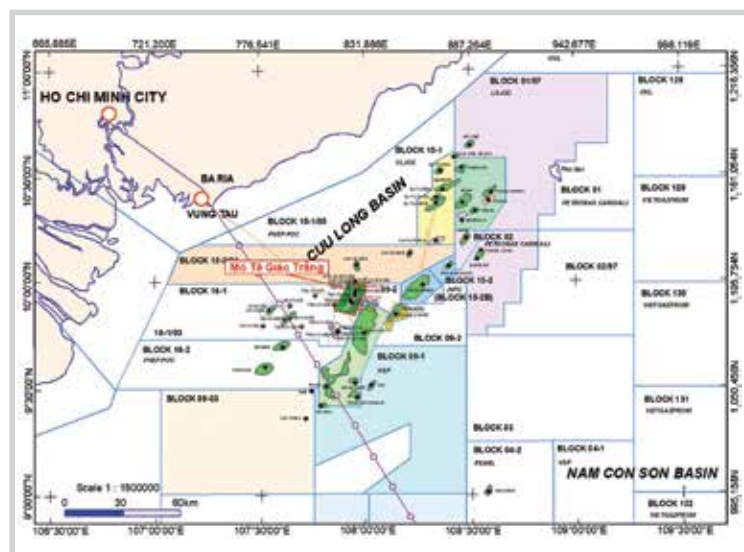
cụm giàn đầu giếng H4-WHP được kết nối vào hệ thống khai thác chung; cụm giàn đầu giếng H5-WHP được kết nối vào tháng 5/2015. Ngoài ra, 2 giàn đầu giếng của 2 mỏ Hải Sư Trắng và Hải Sư Đen lân cận được kết nối vào mỏ Tê Giác Trắng tại H1-WHP vào tháng 5/2013. Toàn bộ dầu của 3 mỏ được chuyển về tàu FPSO để xử lý, lưu chứa trước khi xuất bán. Khí được chuyển sang giàn khí nén trung tâm Bạch Hổ CCP (Hình 2). Sản lượng khai thác đỉnh của mỏ Tê Giác Trắng đạt 55.000 thùng/ngày từ 2 đối tượng chính là Oligocene trên C hệ tầng Trà Tân và Miocene dưới hệ tầng Bạch Hổ. Mỏ Tê Giác Trắng thuộc Lô 16-1 đang được khai thác với lưu lượng khá ổn định khoảng 15.000 thùng/ngày.

Kết quả khai thác cho thấy hệ số thu hồi dầu của mỏ Tê Giác Trắng hiện nay là 32% và dự kiến đến cuối đời mỏ có thể đạt 40 - 50% với phương pháp khai thác tự phun và gaslift hỗ trợ. Thực tế này chứng minh công tác hoạch định kịch bản phát triển mỏ đã có hướng đi đúng đắn, phù hợp với điều kiện địa chất tại mỏ Tê Giác Trắng và

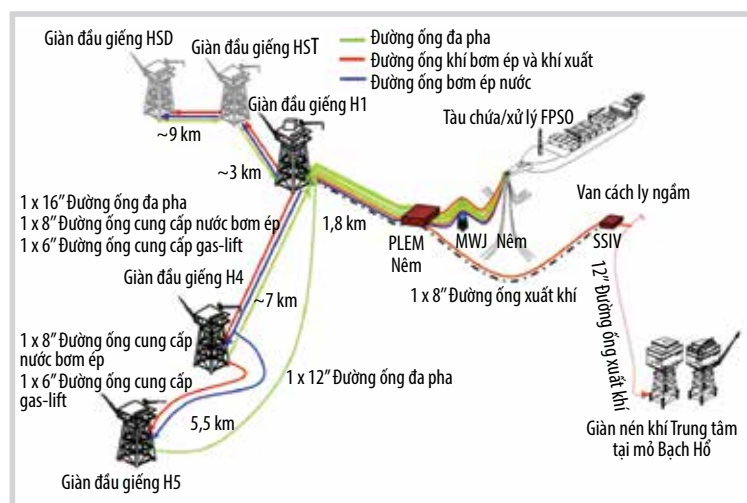


Ngày nhận bài: 13/3/2023. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 13 - 31/3/2023.

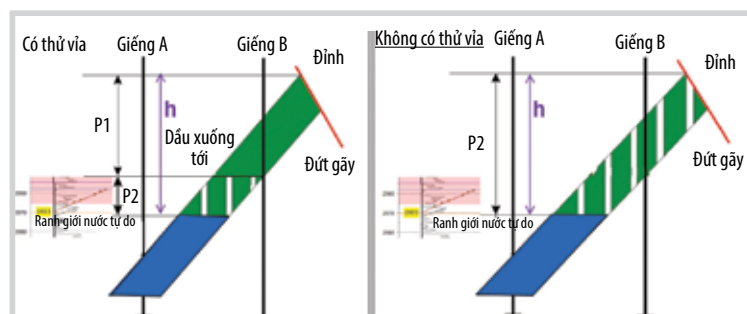
Ngày bài báo được duyệt đăng: 28/11/2023.



Hình 1. Bản đồ vị trí mỏ Tê Giác Trắng.



Hình 2. Hệ thống thiết bị khai thác bề mặt mỏ Tê Giác Trắng.



Hình 3. Chiều cao cột dầu xác định bằng áp suất dư và phân cấp trữ lượng.

đang mở ra tiền đề mới, hướng đi mới cho việc phát triển các mỏ có điều kiện địa chất tương tự với tầng chứa dầu khí là tập hợp các vỉa phân lớp mỏng, cát sét xen kẽ và có điện trở suất thấp [1, 2]. Một trong những thông số đầu vào rất quan trọng cho việc tính toán tham số vỉa chứa, phân cấp trữ lượng phục vụ tính toán trữ lượng dầu khí tại chỗ, thiết kế giếng khoan, xác định chế độ thủy động lực học và chiến lược bắn mở vỉa là xác định chiều cao cột dầu hay ranh giới dầu nước tại mỏ Tê Giác Trắng. Do vậy, yêu cầu cấp thiết đặt ra là

phải xác định chính xác và có độ tin cậy cao ranh giới dầu nước, chiều cao cột dầu.

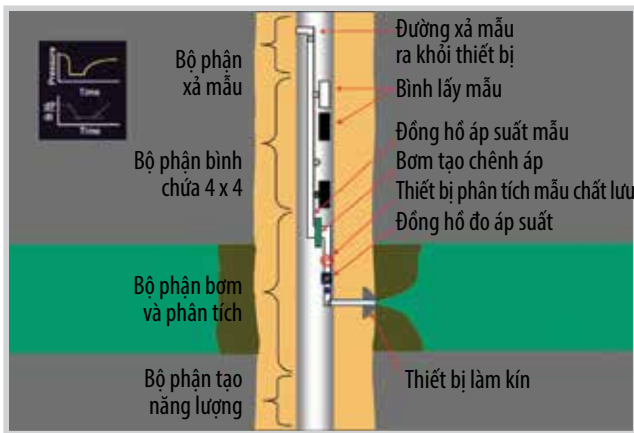
**2. Chiều cao cột dầu và phương pháp xác định**

Chiều cao cột dầu được định nghĩa là chiều cao tuyệt đối tính từ ranh giới nước tự do (free water level, FWL) đến nóc của vỉa chứa. Nhóm tác giả sử dụng phương pháp minh giải áp suất dư (excess pressure) để xác định chiều cao cột dầu [3]. Đây là phương pháp xác định ranh giới dầu nước có độ chính xác cao, phù hợp cho đối tượng vỉa chứa dầu phân lớp mỏng, dạng cát sét xen kẽ, gồm nhiều thân dầu xếp chồng lên nhau với nhiều ranh giới dầu nước và có điện trở suất thấp. Theo Hình 3, chiều cao cột dầu còn có mối liên hệ chặt chẽ với phân cấp trữ lượng và đây cũng là điểm khác biệt khi mỏ Tê Giác Trắng sử dụng ranh giới dầu nước trùng với phân cấp trữ lượng 2P để thiết kế giếng và tính toán trữ lượng dầu khí tại chỗ - cơ sở để xây dựng kịch bản phát triển mỏ.

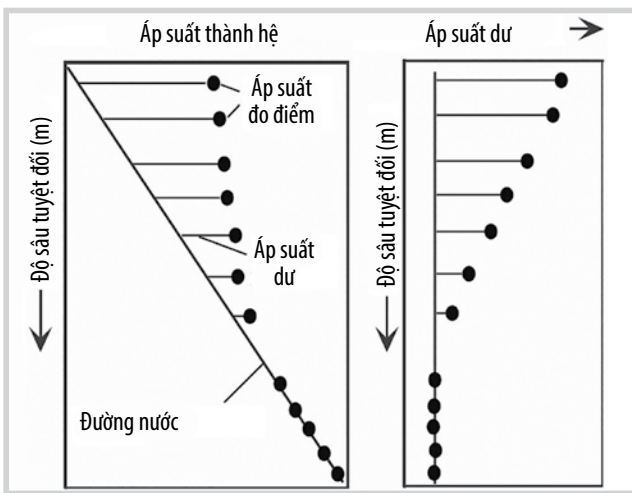
**3. Phương pháp xác định chiều cao cột dầu**

Áp suất thành hệ được thu thập và dùng cho nghiên cứu này được đo bằng hệ thiết bị RCI/MDT của Baker Hughes và Schlumberger. Áp suất này được đo trong thân trần ngay khi vừa khoan xong và rửa giếng. Thiết bị đầu dò được áp sát vào thành hệ xuyên qua lớp mùn khoan (Hình 4). Một lượng nhỏ chất lưu sẽ được rút ra khỏi thành hệ nhờ chênh áp ( $\Delta P$ ). Áp suất sau đó sẽ phục hồi khi chất lưu từ thành hệ chảy vào thiết bị đo (buildup) [4]. Do thể tích chất lưu lấy từ thành hệ thường rất nhỏ (khoảng vài cc) nên áp suất cân bằng lại rất nhanh, chỉ sau vài phút. Các giá trị đo áp suất thành hệ được coi là hợp lệ khi áp suất phục hồi ổn định ở giai đoạn cuối trước khi kết thúc đo đặc và sự chênh lệch áp suất theo thời gian là nhỏ hơn 0,01 psi. Với một điểm đo áp suất thì các thông tin của thành hệ nhận được bao gồm: áp suất thành hệ, nhiệt độ, độ linh động của chất lưu (độ thấm thành hệ/độ nhớt của chất lưu) được tính toán bằng sự kết hợp giữa chênh áp - phục hồi áp suất và lưu lượng lớn nhất [5].

Cách biểu diễn để xác định ranh giới dầu nước là sử dụng biểu đồ quan hệ áp suất tuyệt đối hay áp suất dư và độ sâu tuyệt đối.



**Hình 4.** Sơ đồ thiết bị đo áp suất thành hệ. Nguồn: Baker Hughes.



**Hình 5.** Chuyển đổi đồ thị áp suất thường sang áp suất dư.

#### 4. Áp suất dư và phương pháp xây dựng biểu đồ áp suất dư

Áp suất dư được tính từ việc mặc định giá trị mật độ chất lưu, chiều sâu điểm đo áp suất thành hệ. Áp suất dư là sự khác biệt giữa áp suất đo đạc với áp suất tính bằng tỷ trọng của chất lưu tính từ điểm chuẩn tới điểm đo đạc. Công thức biểu thị mối quan hệ này như sau (Hubbert, 1956):

$$\text{Áp suất dư} = 0,4335 \rho z + P_m \text{ (ft, g/cm}^3, \text{psi)}$$

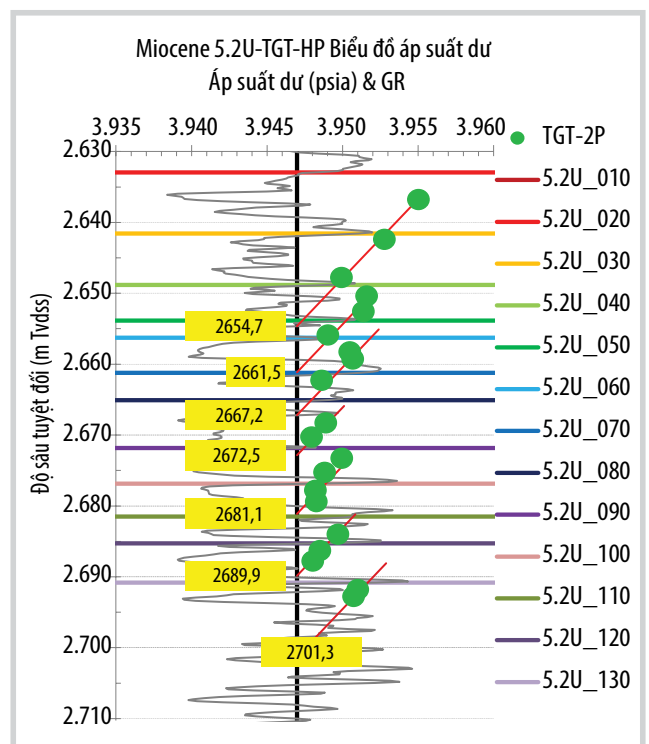
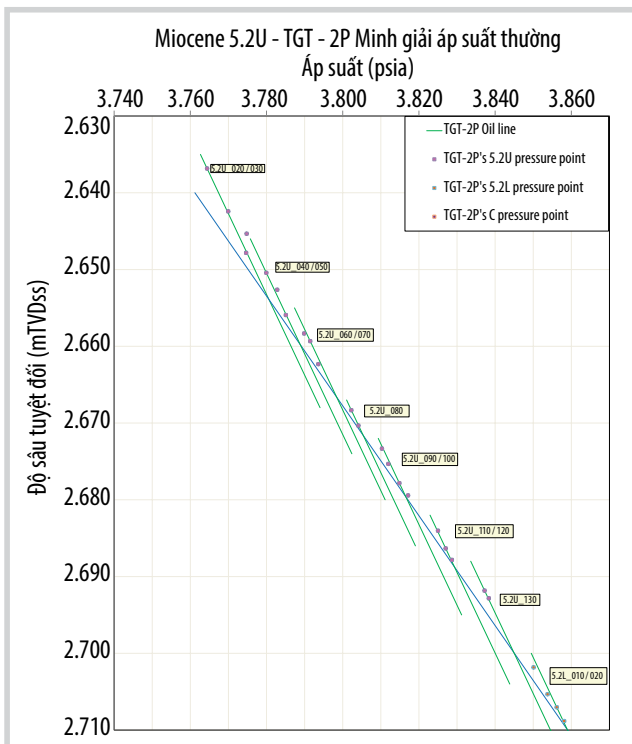
Trong đó:

$P_m$ : Áp suất đo được tại độ sâu tương đối z tương ứng tính từ điểm mốc;

$\rho$ : Mật độ chất lưu tại điều kiện vỉa chứa hay là gradient áp suất.

Các đồ thị áp suất dư được xây dựng bởi giá trị mật độ xác định và giá trị áp suất dư tại tương ứng các điểm độ sâu. Áp suất dư tại các vỉa nước là bằng nhau tương ứng với các độ sâu khác nhau. Hình 5 là chuyển đổi trực tọa độ từ áp suất thành hệ thường thành áp suất dư.

Vỉa chứa nước được chọn làm vỉa chuẩn là vỉa cát sạch, có độ bão hòa nước 100% - là vỉa có đường nước chuẩn đi qua với mật độ nước mặc định là khoảng 1 g/cm<sup>3</sup> tùy vào nồng độ khoáng hóa nước vỉa [6].



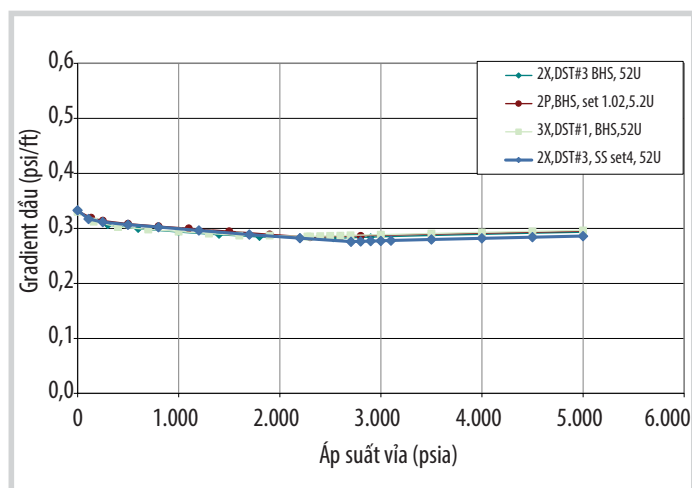
**Hình 6.** So sánh ranh giới dầu nước xác định bằng minh giải áp suất thường và áp suất dư.

Biểu đồ áp suất - độ sâu truyền thống rất khó để phân biệt mực nước tự do (nơi áp suất mao dẫn bằng không) và ranh giới dầu - nước (độ sâu có dầu lưu động thấp nhất). Tuy nhiên, các ranh giới trên đều có thể được nhận diện nhờ sử dụng biểu đồ áp suất dư. Điểm giao giữa đường biểu diễn của nước và dầu chính là mực nước tự do (FWL) bởi vì tại độ sâu này, áp suất của dầu và nước là bằng nhau.

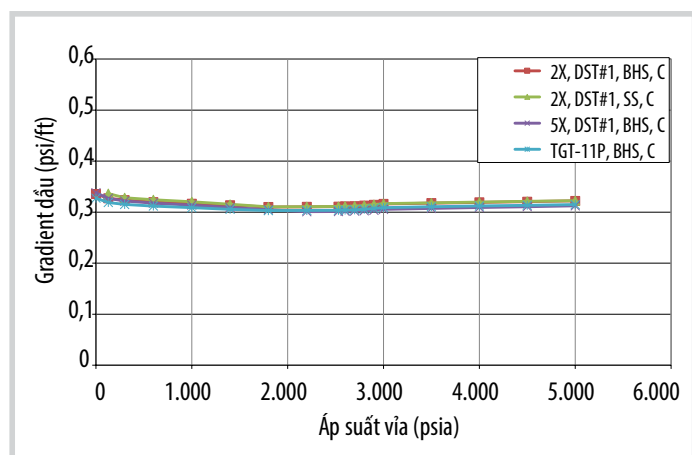
Một trong những thông số quan trọng cho tính toán áp suất dư là gradient của dầu. Tại khu vực nghiên cứu, gradient của dầu được phân tích từ mẫu sâu và được chuyển hóa về điều kiện vỉa như Hình 7 và 8.

Dựa trên biểu đồ mật độ dầu theo PVT cho đối tượng tầng chứa là Miocene dưới thì gradient của dầu ở các cấp áp suất khác nhau có sự biến thiên rất nhỏ, dao động trong khoảng 0,28 - 0,29 psi/ft và gradient của dầu ở điều kiện vỉa là 0,283 psi/ft @ 3.500 psi.

Theo Hình 8, tầng chứa Oligocene có gradient của dầu khoảng 0,3 - 0,32 psi/ft và gradient của dầu ở điều kiện vỉa là 0,31 psi/ft @ 4.000 psi.



Hình 7. Biểu đồ gradient của dầu theo áp suất, tầng Miocene dưới.



Hình 8. Độ thị gradient của dầu theo áp suất, tầng Oligocene.

Gradient của nước là yếu tố quan trọng để tính áp suất dư. Gradient của nước phụ thuộc vào thành phần và độ khoáng hóa của nước vỉa. Nước vỉa của đối tượng nghiên cứu được lấy từ quá trình thử vỉa và giai đoạn khai thác khi lưu lượng nước vỉa cao, các thành phần của nước vỉa được phân tích và đối sánh với nhau. Nồng độ khoáng hóa của nước vỉa cho tầng chứa Miocene dao động trong khoảng 25.000 - 30.000 ppm; tầng chứa Oligocene có nồng độ khoáng hóa nhạt hơn, khoảng 22.000 - 24.000 ppm. Mật độ nước vỉa được đo trực tiếp tại bề mặt cho đối tượng Miocene dưới dao động trong khoảng 1,011 - 1,025 g/cm<sup>3</sup> (0,437 psi/ft @ 3.500 psi) và mật độ của nước đối tượng Oligocene là 1,006 - 1,01 g/cm<sup>3</sup> (0,438 psi/ft @ 4.000 psi) tương ứng với nhiệt độ đáy từ 100 - 125°C [7].

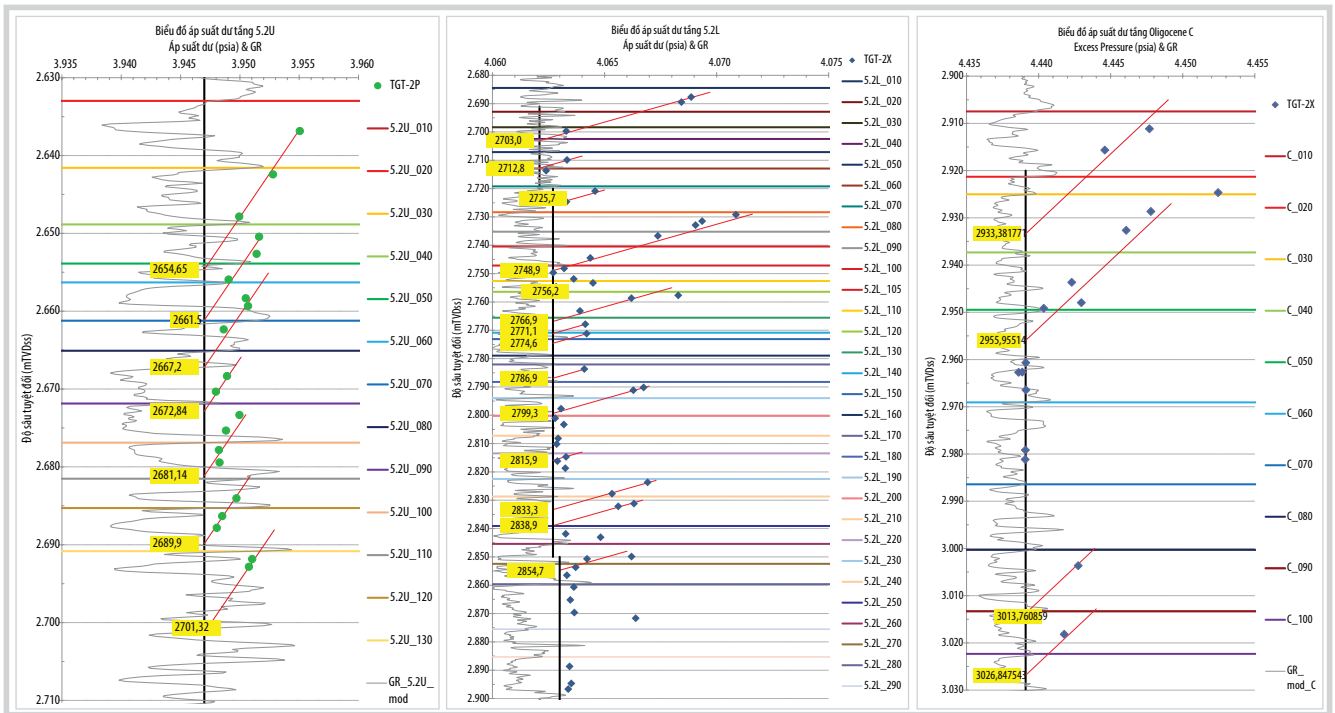
Mật chuẩn cho tầng chứa Miocene dưới của đối tượng nghiên cứu được lấy từ 1 giếng trung tâm của mỏ với độ sâu tại vỉa chứa nước và cố định cho toàn bộ quá trình tính áp suất dư, chiều cao từ mật chuẩn đến các điểm tính áp suất dư z là chiều sâu thẳng đứng.

Mỏ Tê Giác Trắng được chia thành nhiều tích tụ ở các khu vực khác nhau. Trong bài viết này khu vực B được lựa chọn là khu vực đại diện để tính ranh giới dầu nước, chiều cao cột dầu.

### 5. Chiều cao cột dầu khu vực B của mỏ

Tầng Miocene được phân chia thành 2 phụ tầng 5.2U và 5.2L do có ranh giới áp suất tồn tại giữa 2 tầng. Tầng 5.2U phát hiện có 7 ranh giới nước tự do khác nhau và chiều cao cột dầu (h) khác nhau; có duy nhất 1 đường nước cho toàn bộ tầng chứa này với hệ thống nước đáy chung; chiều cao cột dầu trung bình là 21 m. Tầng 5.2L phát hiện có 13 ranh giới nước tự do khác nhau và chiều cao cột dầu giữa các vỉa chứa cũng khác nhau, chiều cao cột dầu trung bình khoảng 13 m.

Tầng Oligocene C phát hiện có 4 ranh giới nước tự do. Các vỉa chứa C20-30-40 có thể gộp được với nhau do cùng ranh giới nước tự do, chiều cao cột dầu của vỉa này khá lớn, khoảng 36 m, các vỉa còn lại có chiều cao 12 - 24 m.



**Hình 9.** Biểu đồ ranh giới nước tự do xác định dựa trên áp suất dư của khu vực B.

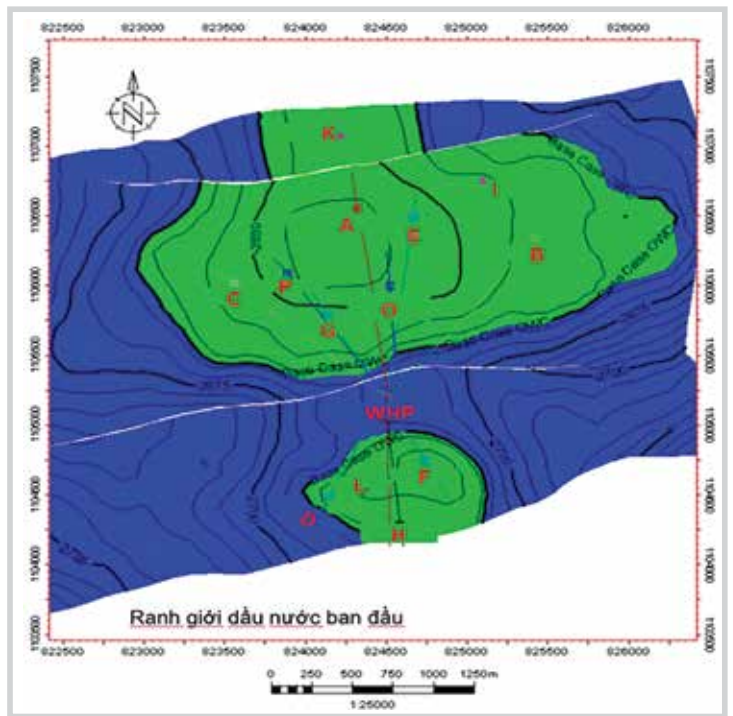
**6. Thiết kế lựa chọn vị trí giếng khoan khai thác**

Ranh giới nước tự do sẽ được tính là giao điểm của đường xu thế dầu và đường xu thế nước. Chiều cao cột dầu sẽ được tính là chiều cao từ ranh giới nước tự do đến nóc vỉa.

Ranh giới nước tự do được xác định dựa trên minh giải áp suất dư kể cả khi giếng khoan ở vị trí đỉnh cấu tạo và không đi qua ranh giới nước tự do với sai số nhỏ, độ chính xác và tin cậy cao nên được sử dụng để phục vụ công tác đánh giá trữ lượng dầu tại chỗ, xây dựng mô hình phát triển mỏ với ranh giới dưới thân dầu lấy trùng với độ sâu nước tự do. Kết quả xác định ranh giới nước tự do đã giảm được sai số tính trữ lượng dầu tại chỗ, phục vụ thiết kế mạng lưới giếng khai thác và dùng để dự báo sản lượng khai thác.

Ngoài ra ranh giới nước tự do cũng được xác định dựa trên tài liệu địa vật lý giếng khoan. Tuy nhiên, ranh giới nước tự do chỉ được xác định nếu giếng khoan qua ranh giới nước tự do hay khoan ở rìa cấu tạo. Do vậy, việc xác định ranh giới nước tự do cho các vỉa dầu không nằm dọc theo thân giếng khoan là hạn chế của tài liệu log.

Trong quá trình khai thác, thử vỉa, việc khảo sát mặt cắt dòng giếng bằng tổ hợp PLT cũng sẽ xác định tương đối được đóng góp của nước vỉa,



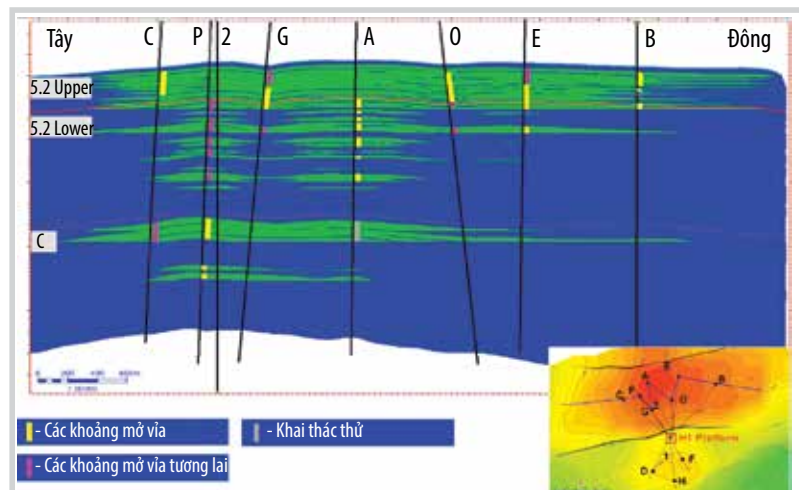
**Hình 10.** Bản đồ ranh giới dầu nước của một tầng sản phẩm đại diện (5.2U-050).

tuy nhiên để xác định ranh giới nước tự do cũng rất hạn chế vì không đánh giá được chiều cao nóc nước, cũng như chiều cao đối chuyển tiếp.

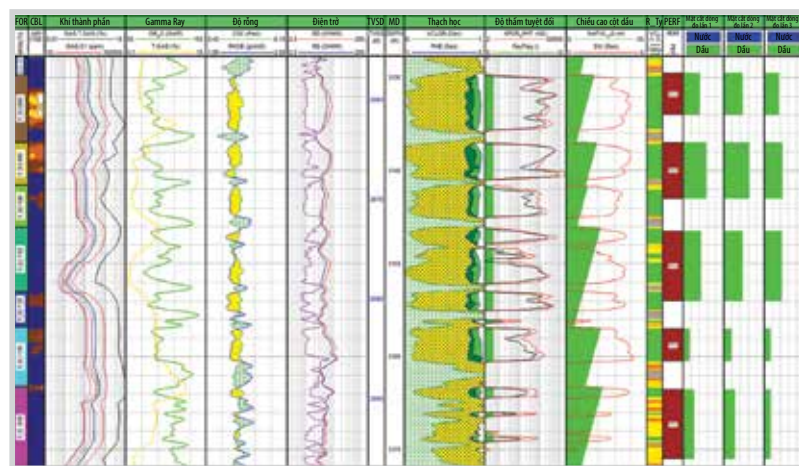
Thiết kế giếng dựa trên ranh giới dầu nước được tối ưu cho tất cả các tầng với thân giếng khoan phải đi trong vỉa dầu và cách xa ranh giới dầu nước. Mạng lưới giếng phải được phân bố hợp lý để tối ưu thu hồi và giảm thiểu dầu sót trong diện tích thân dầu được thiết

kế khai thác. Các thiết kế giếng khai thác từ A đến L (Hình 10) đều nằm trên ranh giới dầu nước và đi qua các thân dầu cấp 2P.

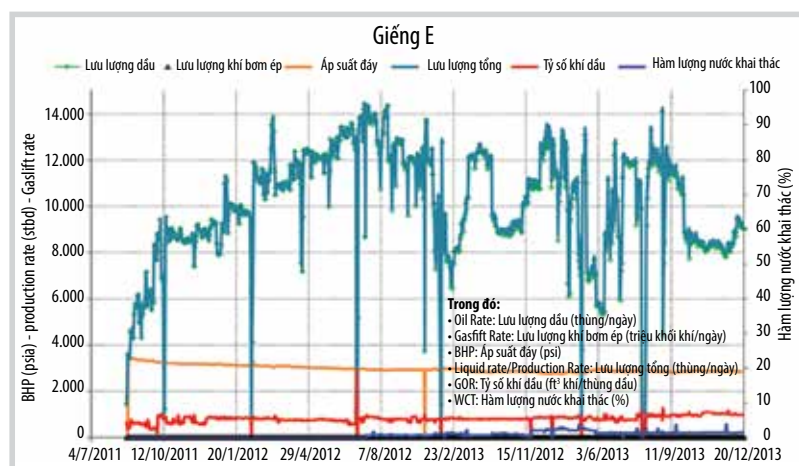
Mặt cắt đứng của các giếng khoan dự kiến qua thân dầu cấp 2P thể hiện ở Hình 11. Các giếng khoan được thiết kế cắt qua các thân dầu với ranh giới dầu nước được bắt gập chủ yếu ở rìa của cấu tạo; các giếng tại vị trí đỉnh cấu tạo không gập ranh giới dầu nước tại đáy các vỉa chứa dầu.



Hình 11. Mặt cắt Tây sang Đông đi qua vị trí các giếng khai thác được thiết kế.



Hình 12. Sơ đồ lựa chọn khoảng mở vỉa của giếng E (PH1).



Hình 13. Động thái khai thác thực tế sau khi mở vỉa PH1 của giếng khoan E.

Giếng khoan C và B được thiết kế nằm ở rìa của cấu tạo để đảm bảo tối đa thu hồi dầu, tăng hệ số quét và làm giảm hiện tượng ngập nước theo xu thế lười nước của các giếng ở gần đỉnh cấu tạo.

Những nơi có chiều cao cột dầu lớn thường có độ thấm và độ rỗng tốt. Chiều cao cột dầu tại đối tượng này được kiểm chứng bằng kết quả thử vỉa trong giai đoạn thăm dò.

### 7. Chiến lược bắn mở vỉa tại mỏ Tê Giác Trắng

Đáy của các khoảng mở vỉa phải nằm trên ranh giới dầu nước ít nhất 5 m để tránh hiện tượng ngập nước sớm. Các khoảng mở vỉa phải cách nhau tối thiểu là 3 m, trong trường hợp nước ngập sớm có thể áp dụng các biện pháp ngăn cách nước bằng cơ khí, miếng và ống khai thác.

Cân bằng khai thác giữa các tầng bằng cách mở vỉa so le, tránh hiện tượng mất cân bằng áp suất của các vỉa khai thác gây ra hiện tượng chảy chéo trong quá trình khai thác.

Các vỉa có cùng chế độ thủy động lực học như cùng ranh giới dầu nước, cùng hệ thống nước đáy, tính chất dầu và đặc trưng vỉa chứa được phép khai thác chung dòng cùng thời điểm.

Với chiến lược mở vỉa khai thác như trên thì giếng E là một giếng khoan khai thác đại diện cho dạng phân lớp mỏng xen kẽ và có nhiều ranh giới dầu nước với các vỉa dầu được xếp chồng lên nhau. Động thái khai thác của giếng thể hiện tương đối ổn định với sản lượng đỉnh của giếng có những lúc lên đến 14,3 nghìn thùng dầu/ngày và không có biểu hiện nước trong 2 năm đầu tiên. Đây là bài học kinh nghiệm quý cho việc áp dụng chiều cao cột dầu phục vụ lựa chọn vị trí giếng khoan và thiết kế mở vỉa.

Giếng khoan E được bắt đầu khai thác vào tháng 8/2011 với sản lượng khí bắt đầu mở vỉa là 1,8 nghìn thùng dầu/ngày và sản lượng đạt đỉnh là khoảng 14 nghìn thùng

dầu/ngày với áp suất đáy tương đối cao, khoảng 2.900 - 3.300 psi; giếng không có nước trong 2 năm khai thác đầu tiên với tỷ số khí dầu (GOR) ổn định ở 800 - 900 scf/stb.

## 8. Kết luận

Đối với mỏ có tầng chứa đặc biệt gồm nhiều vỉa mỏng xen kẽ, việc xác định ranh giới dầu nước hay chiều cao cột dầu đã góp phần quan trọng trong công tác tính toán trữ lượng, lựa chọn vị trí giếng khoan và lựa chọn các khoảng mở vỉa khai thác trong giai đoạn phát triển mỏ. Những bài học kinh nghiệm từ mỏ Tè Giác Trắng đã làm phong phú thêm các phương án phát triển mỏ có dạng bao gồm nhiều vỉa dầu mỏng với các ranh giới dầu nước khác nhau được xếp chồng lên nhau.

## Tài liệu tham khảo

[1] Cu Xuan Bao, Pham Thi Thuy, Bui Huu Phuoc, and Nguyen Quan Phong, "Evaluation of water saturation in the low resistivity reservoir of Te Giac Trang Field, Block 16-1, Cuu Long basin, offshore Vietnam", *Petrovietnam Journal*, Vol. 6, pp. 20 - 23, 2014.

[2] Pierre Berger et al, *Peter Goode, Detecting hydrocarbon in the low resistivity, low pay low contrast environment*. Schlumberger, 1992.

[3] Alton Brown, "Improved interpretation of wireline pressure data", *AAPG Bulletin*, Vol. 87, No. 2, pp. 295 - 311, 2003.

[4] Schlumberger, *Well test interpretation*.

[5] Peter Goode, *Well testing*. Schlumberger, 1992.

[6] Tarek Ahmed and Paul D. McKinney, *Advanced reservoir engineering*. Gulf Professional Publishing, 2005.

[7] Djebbar Tiab and Erle C. Donaldson, *Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. Gulf Professional Publishing, 2004.

[8] Schlumberger, "Introduction to well testing", 1998.

[9] Schlumberger, "Well log interpretation principle and application", 2002.

# DETERMINING OIL COLUMN HEIGHT BY EXCESS PRESSURE INTERPRETATION FOR TE GIAC TRANG FIELD: A CASE STUDY FOR DEVELOPING OIL FIELDS OF STACKED AND THINLY LAMINATED HYDROCARBON BEARING RESERVOIRS

**Hoang Ngoc Dong<sup>1</sup>, Bui Huu Phuoc<sup>1</sup>, Nguyen Ngoc Son<sup>1</sup>, Le Minh Hai<sup>1</sup>, Le Trung Tam<sup>2</sup>, Nguyen Hung Cu<sup>2</sup>, Pham Van Tuan<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>Hoang Long Joint Operating Company

<sup>2</sup>Petrovietnam Exploration Production Corporation

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

Email: bhphuoc@hlhvjoc.com.vn

## Summary

The Te Giac Trang field located offshore Vietnam's continental shelf in Block 16-1, Cuu Long basin, is a special hydrocarbon accumulation of thinly stacked oil layers with complex geological features, discontinuous hydrocarbon bearing reservoirs separated into different oil pools by tectonic faults, etc., which caused significant challenges toward the estimation of initial oil reserve in-place, production wells design, and perforation strategy.

This paper introduces a method to accurately determine the height of the oil column, the free water level of each reservoir at Te Giac Trang field, which are important parameters in well design, reserve estimation of oil and gas in-place and for field development plan. Accumulated production shows that the current oil recovery rate of Te Giac Trang field is 32% and expected to reach 40 - 50% by the end of the field life by natural and gas-lift production. This is a new direction to develop fields featuring similar geological characteristics as Te Giac Trang: hydrocarbon bearing reservoir consisting of thinly laminated, alternating clay and sand layers with low resistivity.

**Key words:** Oil water contact, hydrocarbon column, well location, Te Giac Trang field.