DầuKhí
KHOA HỌC, CÔNG NGHỆ VÀ ĐỔI MỚI SÁNG TẠO PETROVIETNAM

# XÂY DỰNG MÔ HÌNH ĐỊA CƠ HỌC TỪ TÀI LIỆU ĐỊA CHẤT - ĐỊA VẬT LÝ GIẾNG KHOAN: ÁP DỤNG CHO MỎ RUBY, LÔ 01 & 02, BỂ CỬU LONG

**Nguyễn Văn Hoàng[1], Nguyễn Quốc Thập[2], Phạm Quý Ngọc[3]**
[1]Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP)
[2]Hội Dầu khí Việt Nam (VPA)
[3]Viện Dầu khí Việt Nam (VPI)
Email: ngocpq@vpi.pvn.vn
https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.03-05

**Tóm tắt**

Mỏ Ruby (Lô 01&02, bể Cửu Long) có cấu trúc địa chất phức tạp, gây ra nhiều thách thức trong quá trình khoan. Các vấn đề thường gặp bao gồm kẹt cần khoan, mất tuần hoàn dung dịch, thậm chí mất giếng khoan, dẫn đến thiệt hại kinh tế đáng kể. Để đảm bảo vận hành an toàn và tối ưu hóa chi phí khoan, cần phải hiểu rõ tính chất địa cơ học của đất đá trong khu vực.

Nghiên cứu này tập trung vào việc xây dựng mô hình địa cơ học 1D dựa vào tài liệu từ các đường cong địa vật lý giếng khoan. Mô hình này là công cụ hữu ích để dự báo và kiểm soát các thách thức trong quá trình khoan tại mỏ Ruby. Bằng cách xác định được khoảng tỷ trọng dung dịch khoan tối ưu dựa trên kết quả tính toán các thông số quan trọng như ứng suất lớp phủ, áp suất lỗ rỗng, các thông số đàn hồi và độ bền của đất đá, mô hình này góp phần nâng cao đáng kể độ ổn định của giếng khoan, giảm thiểu rủi ro và tối ưu hóa chi phí.

**Từ khóa:** Mô hình địa cơ học, ổn định thành giếng, dung dịch khoan, mỏ Ruby, bể Cửu Long.

## 1. Giới thiệu

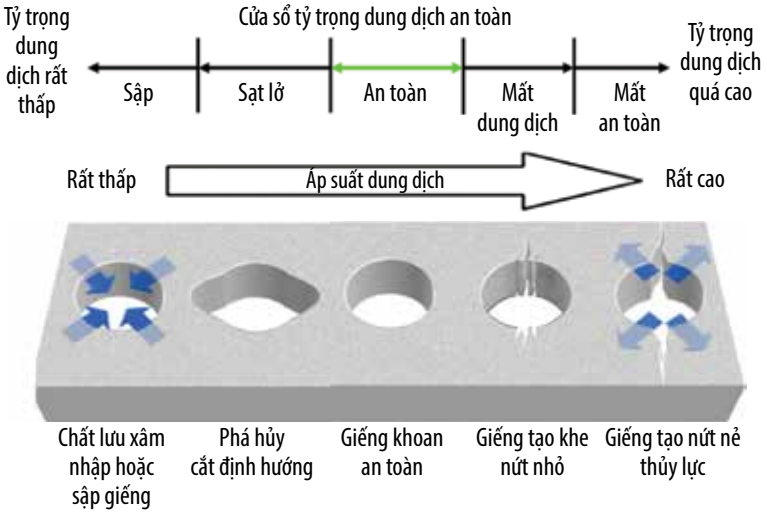
Bể Cửu Long đóng góp tới 85% sản lượng khai thác dầu khí trong nước [1]. Đây là bể dạng rift nội lục điển hình trải qua nhiều quá trình hoạt động kiến tạo phức tạp từ chế độ tiền rift, rift kết hợp với nâng lên nghịch đảo và cuối cùng là sụt lún nhiệt [2]. Quá trình này dẫn đến sự hình thành đa dạng các loại đất đá với thành phần thạch học khác biệt, tương ứng với các tướng địa chất và môi trường trầm tích đa dạng, tạo ra sự không đồng nhất về đặc tính cơ lý, đặc biệt là áp suất và trường ứng suất.

Những hoạt động kiến tạo này gây ra nhiều thách thức trong quá trình khoan, bao gồm sạt lở thành giếng, mất tuần hoàn dung dịch và kẹt cần… Những sự cố này không chỉ kéo dài thời gian vận hành mà còn làm tăng đáng kể chi phí khoan. Để giảm thiểu rủi ro, cần có đánh giá toàn diện về các nguy cơ địa chất tiềm ẩn và xây dựng phương án xử lý kịp thời [3]. Vì vậy, hiểu rõ tính chất địa cơ học của đất đá trở nên cực kỳ quan trọng trong việc tối ưu hóa chi phí và đảm bảo an toàn cho quá trình khoan.

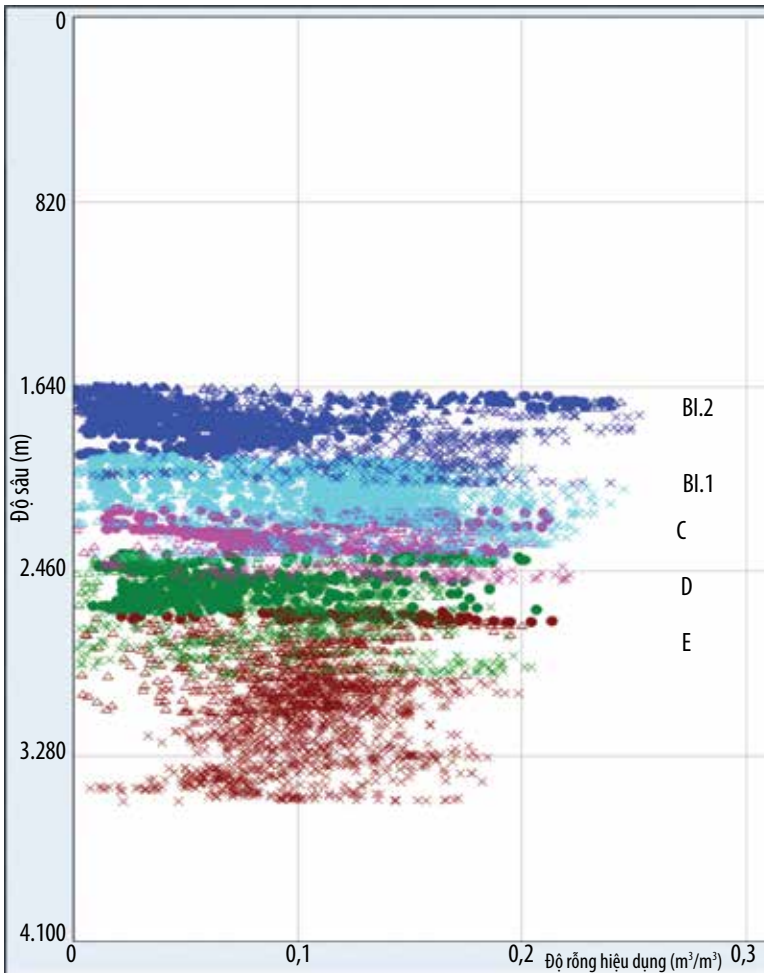
*Ngày nhận bài: 13/9/2023. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 13/9 - 24/11/2023. Ngày bài báo được duyệt đăng: 11/7/2024.*

Trong quá trình khoan, mùn khoan phá vỡ từ thành hệ được thoát ra lòng giếng và đưa lên bề mặt. Dung dịch khoan đi vào thành hệ làm thay đổi trạng thái ứng suất xung quanh thành giếng. Để duy trì ổn định giếng khoan, cần kiểm soát chặt chẽ tỷ trọng dung dịch khoan nhằm cân bằng ứng suất kích thích (induced wellbore stress). Ứng suất cắt và ứng suất căng giãn là 2 yếu tố chính gây mất ổn định cơ học cho giếng khoan [4]. Tỷ trọng dung dịch quá cao có thể gây nứt nẻ và mất tuần hoàn (phá hủy căng giãn - tensile failure), trong khi tỷ trọng quá thấp có thể dẫn đến sập lở thành giếng (phá hủy cắt - shear failure/breakout) (Hình 1).

Việc lựa chọn tỷ trọng dung dịch phải lớn hơn áp suất thành hệ đồng thời phải nhỏ hơn áp suất vỡ vỉa là nguyên tắc trong thiết kế giếng khoan và xác định độ sâu để đặt chân ống chống, tiết kiệm nhiều triệu USD nhờ sử dụng nguyên tắc này để thiết kế các cấp ống chống [5]. Nhóm tác giả sử dụng các tài liệu giếng khoan như tia gamma, mật độ, điện trở suất, sóng âm, đồng thời kết hợp với tài liệu thử giếng như FIT/LOT (leak of test), thử vỉa DST/MDT, tài liệu khoan, tài liệu khai thác [6] từ các giếng hiện tại để xây dựng mô hình địa cơ học 1D (1D MEM) cho giếng khoan tại mỏ Ruby, Lô 01 & 02, bể Cửu Long. Các thông số




***Hình 1.*** *Biểu diễn ảnh hưởng của áp suất và tỷ trọng dung dịch khoan lên các hình thái lỗ khoan [4].*




***Hình 2.*** *Phân bố độ rỗng theo chiều sâu của một số giếng khoan khu vực Lô 01 & 02, bể Cửu Long.*

như tính chất cơ học, áp suất lỗ rỗng, áp suất ngang được tính toán và trên cơ sở đó xác định cửa sổ tỷ trọng dung dịch khoan tối ưu. Sau đó, mô hình tiếp tục được cập nhật và hiệu chỉnh với các giếng khoan trong tương lai để bảo đảm giảm thiểu sự cố và tối ưu công tác thi công khoan và các công tác phục vụ khai thác.

## 2. Đặc điểm địa chất khu vực nghiên cứu

Khu vực nghiên cứu là mỏ Ruby, đến nay đã có 37 giếng khoan, bao gồm 4 giếng khoan thăm dò và 33 giếng khoan khai thác. Các tầng chứa dầu khí là các tập cát kết có độ rỗng hiệu dụng lần lượt khoảng từ 18 - 23% trong Miocene và 11 - 20% trong Oligocene (Hình 2 ).

Các kết quả thử vỉa DST trong địa tầng Oligocene tới Miocene đều cho thấy dầu trong khu vực nghiên cứu đều là dầu nhẹ, có độ API từ 39 - 44°.

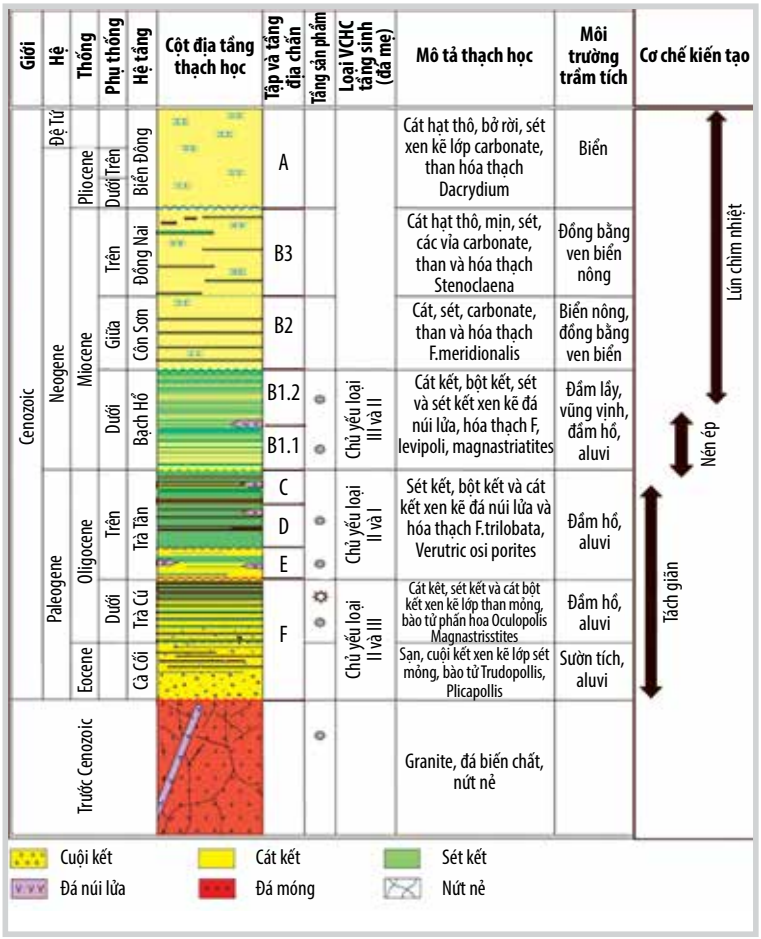
Tách giãn, nén ép và lún chìm nhiệt là những hoạt động kiến tạo điển hình xảy ra trong bể Cửu Long nói chung và khu vực nghiên cứu nói riêng (Hình 3).

Quá trình tách giãn bắt đầu từ Eocene tới cuối Oligocene sớm [9] tạo ra một loạt các trũng nhỏ hẹp, cục bộ theo hướng Đông Bắc - Tây Nam, Đông - Tây. Tiếp theo là pha nén ép và căng giãn vào Oligocene muộn - Miocene sớm chủ yếu theo hướng Đông Bắc - Tây Nam; đặc biệt vào cuối Oligocene, bể bị nén ép gây các đứt gãy nghịch bắt gặp ở khu vực mỏ Bạch Hổ [10]. Các quá trình kiến tạo trên tạo ra một bể trầm tích có ranh giới khép kín như một hồ lớn [2, 7]. Cuối cùng là thời kỳ lún chìm nhiệt ở giai đoạn Miocene sớm tới hiện tại, là giai đoạn bình ổn, chịu ảnh hưởng nhiều của môi trường biển.

Địa tầng khu vực Lô 01 & 02 tương đồng với địa tầng của bể Cửu Long như đã chỉ ra trong nghiên cứu trước đây. Cột địa tầng và thạch học cho bể Cửu Long bao gồm đá móng trước Đệ Tam và trầm tích trước Đệ Tam, đặc trưng thạch học - trầm tích, hóa thạch của mỗi phân vị địa tầng được thể hiện như Hình 3 [8]. Nghiên cứu đó xác định 6 tập trầm tích chính của khu vực lần lượt đặt tên từ F tới A và 1 tập đá móng trước Cenozoic. Móng và các tập trầm tích nằm trên móng được mô tả ngắn gọn như sau:

- Móng granite kết tinh trước Đệ Tam là những đã xâm nhập kết tinh có tuổi tương đương với 3 phức hệ: Hòn Khoai, Định Quán và Cà Ná [8].

- Tập F (hoặc tập G phân bố địa phương) tuổi Eocene giữa là các tập trầm tích cổ nhất




***Hình 3.*** *Cột địa tầng tổng hợp bể Cửu Long và khu vực nghiên cứu [7, 8].*

và chỉ gặp ở những phần sâu nhất của bể Cửu Long. Thành phần thạch học bao gồm tập cát kết, sỏi kết với tập bột và sét mỏng xen kẹp, được thành tạo trong môi trường năng lượng cao là môi trường sườn và sông tích.

- Tập E có tuổi Eocene muộn, là tập trầm tích có các tập cát kết với độ chọn lựa từ góc cạnh tới mịn, kèm thêm ít sỏi kết và xen kẹp với những tập bột và sét kết mỏng.

- Tập trầm tích Oligocene sớm D chủ yếu là các tập bột kết, sét kết lắng đọng trong môi trường đầm hồ sâu.

- Tập trầm tích Oligocene sớm C có nhiều cát hơn so với tập D, độ hạt chủ yếu là trung bình tới rất mịn, xen kẹp với những tập bột kết và sét kết, được lắng đọng trong môi trường đầm hồ, tam giác châu, phủ đầy phần còn sót lại các hồ trong bể tách giãn.

- Tập trầm tích Oligocene muộn tới Miocene sớm B, là các tập trầm tích silic có nguồn gốc môi trường đầm lầy, vũng vịnh, đồng bằng biển.

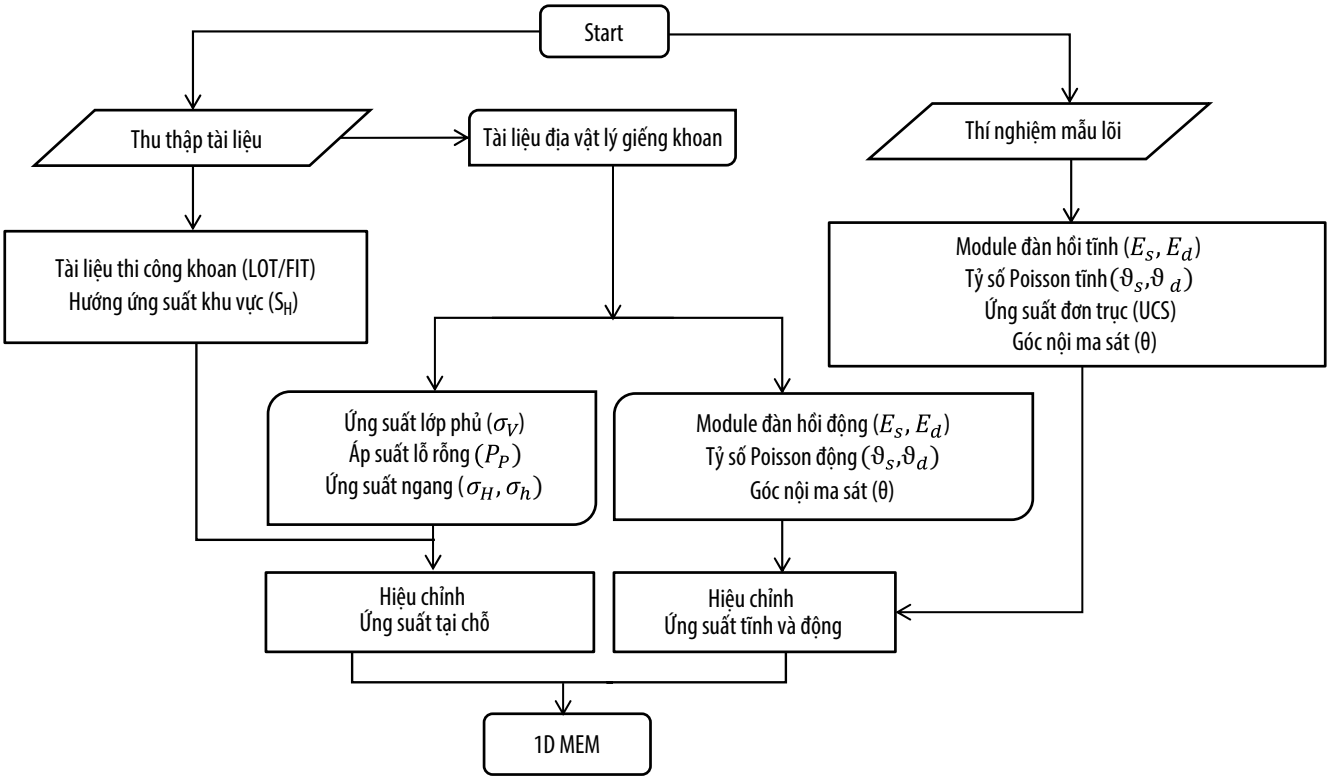
- Tập trầm tích Pliocene tới Đệ Tứ A bao gồm các tập cát góc cạnh và các tập sét kết xen kẹp lẫn với những tập đá vôi và than mỏng, lắng đọng trong môi trường biển [7].

## 3. Cơ sở lý thuyết xây dựng mô hình địa cơ học 1D từ tài liệu địa chất - địa vật lý giếng khoan

Mô hình địa cơ học 1D (1D MEM) là công cụ quan trọng khi triển khai kế hoạch khoan khai thác dầu khí. Mô hình địa cơ học biểu diễn tính chất cơ học của đá, áp suất lỗ rỗng và trạng thái ứng suất dọc theo lỗ khoan [11]. Mô hình này thể hiện các thông số đàn hồi và/hoặc đàn hồi - dẻo, độ bền đất đá và các ứng suất của ngang thành hệ theo lát cắt hệ tầng khác nhau.

Việc xây dựng mô hình 1D MEM được tiến hành theo các bước sau: (i) Thu thập tài liệu, phân tích và hiệu chỉnh tài liệu giếng khoan khu vực mỏ Ruby, bao gồm tài liệu thi công khoan, tài liệu hoàn thiện giếng và tài liệu phân tích tính chất địa cơ học đất đá từ mẫu lõi của giếng khoan nghiên cứu và đặc biệt là tài liệu địa vật lý giếng khoan như tia gamma, mật độ (RHOB), thời gian truyền sóng dọc (DTC), thời gian truyền sóng ngang (DTS), tài liệu đo đường kính giếng (caliper) và tài liệu đo hình ảnh giếng khoan (formation images), (ii) tính toán trường ứng suất thẳng đứng và áp suất thành hệ, hướng và độ lớn của trường ứng suất ngang lớn nhất và nhỏ nhất, kết hợp với tài liệu địa chất khu vực và tài liệu LOT/FIT để hiệu chỉnh kết quả và (iii) tiến hành phân tích các đặc tính cơ học của đất đá bằng cách tính toán các tham số đàn hồi cũng như độ bền đất đá, cuối cùng là phân tích và đánh giá sự phá hủy của đất đá trên cơ sở các mô hình phá hủy (Hình 4).

Hình 4 mô tả quy trình xây dựng mô hình địa cơ học 1D. Quy trình thể hiện quá trình tích hợp dữ liệu từ nhiều nguồn khác nhau. Bắt đầu từ thu thập tài liệu, phân tích dữ liệu địa vật lý giếng khoan, và thí nghiệm mẫu lõi. Từ tài liệu thu thập được, quy trình xác định các thông số như tài liệu thi công khoan, tài liệu thử giếng (LOT/FIT) và hướng ứng suất khu vực. Dữ liệu địa vật lý giếng khoan được sử dụng để tính toán ứng suất lớp phủ, áp suất lỗ rỗng, ứng suất ngang lớn nhất và nhỏ nhất và các tính chất cơ học, đàn hồi động. Đồng thời, các thí nghiệm mẫu lõi cung cấp thông tin về module đàn hồi tĩnh, tỷ số Poisson, độ bền đơn trục và góc ma sát trong. Các thông số này sau đó




***Hình 4.*** *Quy trình xây dựng mô hình địa cơ học 1D MEM.*

được hiệu chỉnh thông qua tài liệu thí nghiệm hiện trường và thí nghiệm trong phòng. Cuối cùng, dữ liệu và kết quả tính toán được tổng hợp để tạo ra mô hình địa cơ học 1D hoàn chỉnh. Quy trình này đảm bảo mô hình cuối cùng phản ánh chính xác nhất các đặc tính địa chất và cơ học của địa tầng, cung cấp cơ sở quan trọng cho việc đánh giá và dự báo các điều kiện địa chất trong hoạt động và khai thác dầu khí.

### *3.1. Ứng suất lớp phủ và áp suất rỗng*

*3.1.1. Ứng suất lớp phủ*

Ứng suất lớp phủ hay ứng suất thẳng đứng ($\sigma_v$) là tổng trọng lượng lớp đất đá nằm trên điểm tính, được tính theo công thức (1) [12]:

$$\sigma_V = \rho_w \times z_w \times g + \int_0^z \rho_b(z) \times g \times dz \quad (1)$$

Trong đó: $\rho_b$ là mật độ đất đá (g/cm³) (RHOB) và $\rho_w$ là mật độ nước biển (g/cm³); g là gia tốc trọng trường của trái đất; z, $z_w$ là chiều sâu thẳng đứng và chiều sâu mực nước biển.

Đường mật độ thường không được đo từ bề mặt nên những đoạn dữ liệu RHOB bị thiếu sẽ được ngoại suy (extrapolation density method). Mật độ nước biển là 1,03 g/cm³ và mật độ đất đá trung bình là 2,3 g/cm³ [12].

*3.1.2. Áp suất lỗ rỗng*

Áp suất lỗ rỗng ($P_p$) là áp suất lỗ rỗng trong thành hệ, là một thông số quan trọng trong công tác thăm dò, khoan và phát triển mỏ. Theo Ben Eaton [13, 14], áp suất lỗ rỗng tính từ đường cong sonic (DTC) theo công thức (2) sau:

$$P_p = \sigma_V - (\sigma_V - P_{p_norm}) \times (\frac{DT_{obser}}{DT_{norm}})^3 \quad (2)$$

Trong đó, $P_p$ là áp suất lỗ rỗng (đơn vị psi), $P_{p_norm}$ áp suất thủy tĩnh, $DT_{obser}$ đường cong sonic đo được trong giếng khoan (DTC), $DT_{norm}$ thời gian truyền sóng xu thế của thành hệ. Kết quả tính toán áp suất lỗ rỗng được hiệu chỉnh với kết quả đo áp suất trực tiếp từ các phương pháp lấy mẫu áp suất trong giếng khoan (MDT, RFT, RCI).

### *3.2. Các thông số đàn hồi đất đá*

*3.2.1. Các thông số đàn hồi*

Các thông số đàn hồi cần thiết để xây dựng mô hình địa cơ học (1D MEM) bao gồm module Young (E), tỷ số Poisson (υ), module cắt và module khối [11]. Để có được module E tĩnh và Poisson tĩnh để tính các trường ứng suất, trước tiên phải tính toán module E động ($E_{dyn}$) và tỷ số Poisson động ($\upsilon_{dyn}$) tính theo công thức từ (3) - (6) như sau [15]:

- Module biến dạng cắt động ($G_{dyn}$) là đại lượng đo lường chống lại sự biến dạng cắt của thành hệ:

$$G_{dyn} = \frac{\rho_b}{DTC^2} \quad (3)$$

Trong đó:

$G_{dyn}$: Module cắt động (Gpa);

$\rho_b$: Mật độ đất đá (g/cm$^3$).

- Module biến dạng khối động ($K_{dyn}$) là đại lượng đo lường chống lại sự biến dạng thể tích, nghịch đảo của K là độ nén của đất đá:

$$K_{dyn} = \frac{\rho_b}{DTC^2} - \frac{4}{3}G_{dyn} \quad (4)$$

Trong đó: $K_{dyn}$: Module khối động (Gpa).

Hệ số Young động ($E_{dyn}$) là đại lượng chỉ thị thông số biến dạng của đất đá dọc theo trục bất kỳ, và là đại lượng thể hiện khả năng chống lại sự biến dạng co giãn đàn hồi đất đá:

$$E_{dyn} = \frac{9G_{dyn} \times K_{dyn}}{G_{dyn}+3K_{dyn}} \quad (5)$$

Trong đó: $E_{dyn}$: Hệ số Young động (psi).

- Tỷ số Poisson động ($\vartheta_{dyn}$) là tỷ số của biến dạng hông trên biến dạng dọc trục:

$$E_{dyn} = \frac{9G_{dyn} \times K_{dyn}}{G_{dyn}+3K_{dyn}} \quad (6)$$

Trong đó: $\vartheta_{dyn}$: Tỷ số Poisson (Frac).

Thuật ngữ đàn hồi động (dynamic moduli) là các thông số đàn hồi được tính toán trực tiếp từ các đường cong địa vật lý giếng khoan, thông thường các giá trị này lớn hơn giá trị đàn hồi tĩnh rất nhiều. Sự tương quan giữa thông số đàn hồi đất đá tĩnh và động được biểu diễn theo công thức (7) và (8) [16].

$$E_{sta} = 0{,}032 \times E_{dyn}^{1{,}632} \quad (7)$$

Trong đó: $E_{sta}$: Hệ số Young tĩnh (psi).

$$\vartheta_{sta} = \vartheta_{dyn} \quad (8)$$

Trong đó: $\vartheta_{sta}$: Tỷ số Poisson tĩnh (Frac).

*3.2.2. Các thông số độ bền cơ lý đất đá*

Ứng suất nén đơn trục (UCS) là giá trị ứng suất nén tối đa mà đất đá có thể sinh ra bên trong khối đất khi chịu tác dụng của lực nén theo 1 trục, ký hiệu là UCS. Giá trị USC của đá được xác định từ thí nghiệm độ bền nén đơn trục. Ngoài ra có rất nhiều phương pháp để tính toán giá trị độ nén đơn trục UCS [17]. J.Fuller [16, 18] đề xuất mối tương quan giữa giá trị UCS và thời gian truyền sóng trong đất đá.

$$UCS = 0{,}77 \times \left(\frac{304{,}8}{DTC}\right)^{2{,}93} \quad (9)$$

Trong đó: UCS: Ứng suất nén đơn trục (psi).

- Độ bền căng giãn đất đá (tensile): Ứng suất kéo tối đa mà đất đá có thể sinh ra bên trong khối đất khi chịu tác dụng của lực kéo theo 1 trục, ký hiệu TS. Độ căng giãn đất đá (tensile strength) được tính bằng 1/10 giá trị UCS [19, 20].

- Góc nội ma sát (internal friction angle): Góc là thông số đặc trưng cho biểu thị kháng lực cắt của đất đá, mô tả sức kháng lực cắt do ma sát của đất đá với ứng suất pháp hữu hiệu với góc bao nhiêu; góc ma sát trong được xác định từ độ rỗng, hàm lượng sét dựa vào sự tương quan do Plumb (1994) đề xuất [11]:

$$FANG = 26{,}5 - 37{,}4(1-\Phi-V_{cl}) + 62{,}1(1-\Phi-V_{cl})^2 \quad (10)$$

Trong đó:

FANG: Góc nội ma sát (Deg);

Φ: Độ rỗng (%);

$V_{cl}$: Thể tích sét (Dec).

- Ứng suất nén ngang nhỏ nhất ($\sigma_{hmin}$) và ứng suất ngang lớn nhất ($\sigma_{Hmax}$): là ứng suất nén nhỏ nhất và lớn nhất theo phương ngang. Trong thi công giếng khoan để xác định ứng suất $\sigma_{hmin}$ tại chân ống chống, người ta thường thực hiện thí nghiệm ép thủy lực [21] (LOT, XLOT's), còn phương pháp xác định $\sigma_{hmin}$, $\sigma_{Hmax}$ dựa vào đường cong địa vật lý giếng khoan được tính theo công thức (11), (12) [11, 16]:

$$\sigma_{hmin} = \frac{\vartheta}{1-\vartheta}\sigma_V + \frac{1-2\vartheta}{1-\vartheta}\alpha P_p + \frac{E}{1-\vartheta^2}\varepsilon_h + \frac{\vartheta E}{1-\vartheta^2}\varepsilon_H \quad (11)$$

$$\sigma_{Hmax} = \frac{\vartheta}{1-\vartheta}\sigma_V + \frac{1-2\vartheta}{1-\vartheta}\alpha P_p + \frac{E}{1-\vartheta^2}\varepsilon_H + \frac{\vartheta E}{1-\vartheta^2}\varepsilon_{min} \quad (12)$$

Trong đó:

$\sigma_{hmin}$: Ứng suất ngang nhỏ nhất (psi);

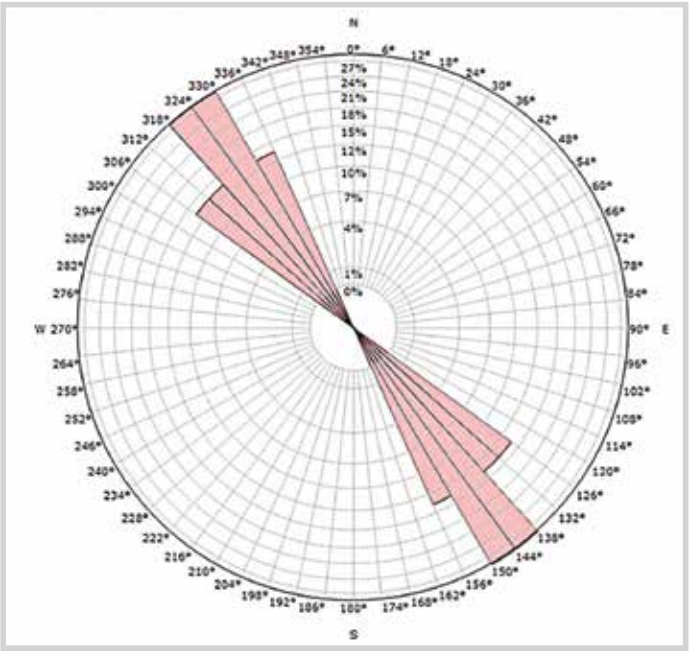
$\sigma_{Hmax}$: Ứng suất ngang lớn nhất (psi);

$\varepsilon_H$: Hệ số epsilon của ứng suất ngang lớn nhất;

$\varepsilon_{min}$: Hệ số epsilon của ứng suất ngang nhỏ nhất.

Góc phương vị của ứng suất ngang lớn nhất. Các tài liệu hình ảnh giếng khoan như FMS (formation micro scanner), FMI (formation micro image), là những phương tiện hữu hiệu để xác định hướng của ứng suất lớn nhất $\sigma_{Hmax}$. Phân tích tài liệu hình ảnh giếng khoan cho phép

xác định hình thái đứt gãy, nứt nẻ như dạng hình sine rõ ràng xung quanh giếng khoan là dấu hiệu của bề mặt đứt gãy hay các bề mặt phân phiến cắt qua giếng khoan, hoặc dạng song song với thân giếng khoan mà không cắt xung quanh thân giếng thì đó là dấu hiệu của nứt nẻ gây ra bởi quá trình khoan (induced drilling fractures) [22]. Giếng khoan sử dụng cho nghiên cứu này không có tài liệu hình ảnh giếng khoan nên việc xác định hướng ứng suất lớn nhất được sử dụng bằng tài liệu giếng lân cận trong khu vực (Hình 5). Hình ảnh cho thấy hướng của ứng suất lớn nhất là N138+/-12.

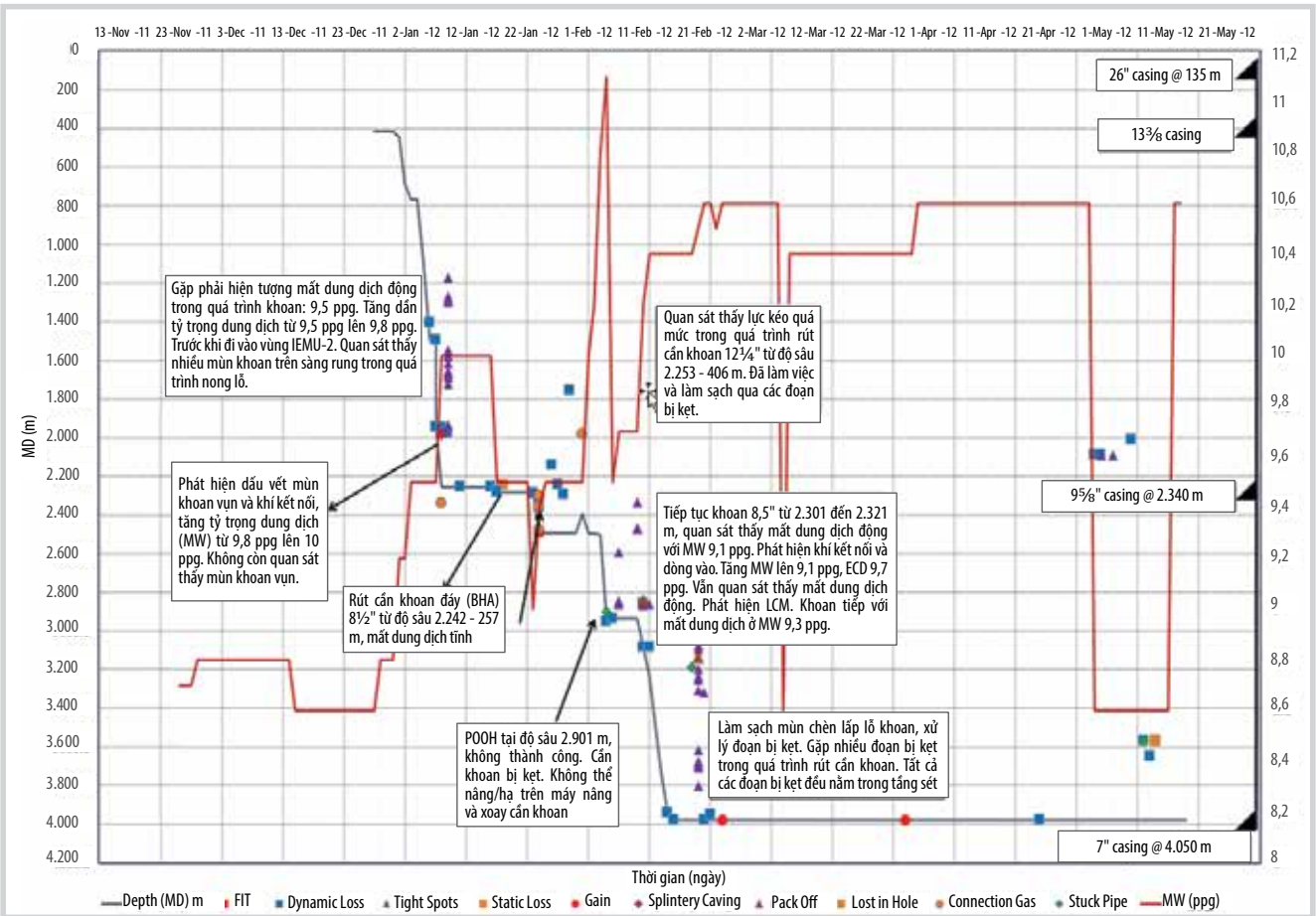



***Hình 5.*** *Hướng ứng suất lớn nhất dựa trên phân tích tài liệu FMI của giếng lân cận với góc phương vị khoảng N138 +/-12°.*

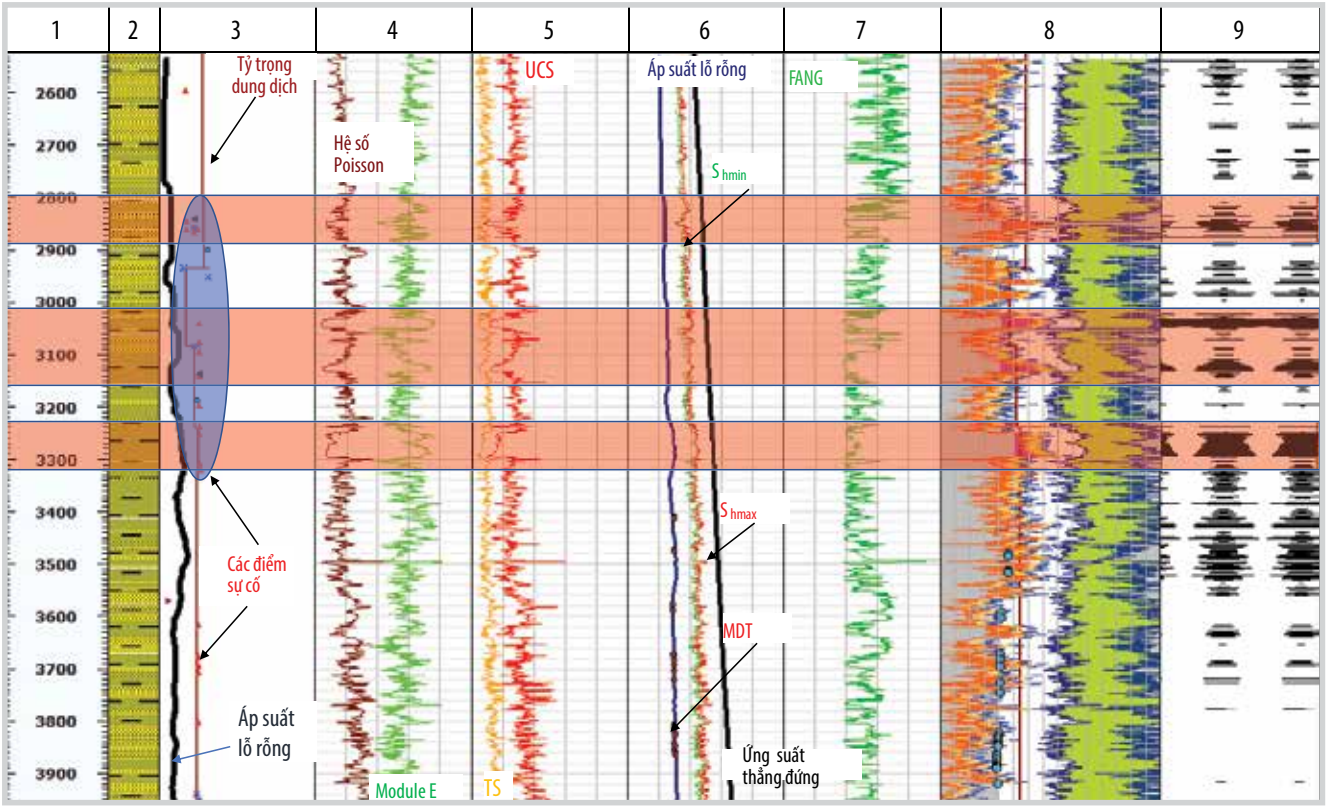
## 4. Mô hình địa cơ học 1D MEM cho các giếng khoan khu vực Đông Bắc bể Cửu Long

Mô hình địa cơ học 1D (1D MEM) được xây dựng cho các giếng khoan khu vực nghiên cứu. Kết quả chạy mô hình so với số liệu thực tế cho thấy sự cố xuất hiện khi thi công khoan như: kẹt cần khoan, sập lở giếng, bó hẹp giếng…

Giếng khoan Y-1: Hình 6 biểu diễn các công đoạn thi công và sự cố gặp phải tại giếng khoan Y-1. Đáng chú ý tại công đoạn 12,25", khoảng độ sâu 1.600 - 2.200 m, tỷ trọng dung dịch sử dụng là 10,2 ppg nhưng đã xảy hiện tượng như mất dung dịch, bó hẹp giếng khoan (tight spot). Nhà điều hành phải




***Hình 6.*** *Các công đoạn và sự cố gặp phải khi thi công giếng khoan Y-1.*




***Hình 7.*** *Kết quả tính toán mô hình địa cơ lý 1D MEM.*

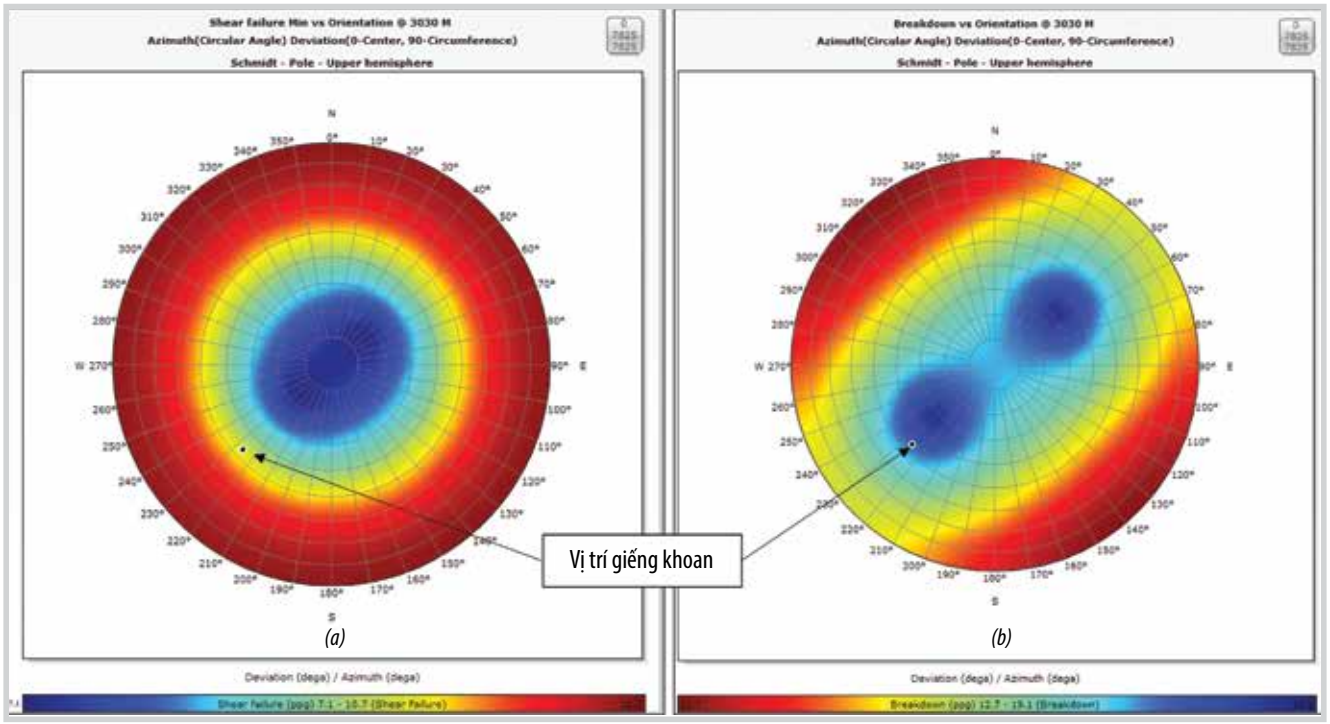
giảm tỷ trọng dung dịch từ 10,2 ppg xuống còn 9,5 ppg, mặc dù vậy giếng khoan vẫn còn bị mất dung dịch, nhiều độ sâu xuất hiện khí tiếp cần khoan (connection gas)… Sang công đoạn khoan 8,5", tỷ trọng dung dịch được nâng từ 9,4 ppg lên 10,5 ppg, giếng khoan vẫn còn hiện tượng bó hẹp giếng, tắc cần khoan… Sau đó dung dịch được tăng lên 10,6 ppg thì giếng khoan ổn định hơn, có xuất hiện nhẹ điểm mất dung dịch. Khi thả ống lửng 7" (liner) thì xuất hiện một số điểm bó hẹp giếng.

Hình 7 biểu diễn kết quả tính toán cho mô hình địa cơ học 1D MEM gồm: cột số 6 cho kết quả áp suất thẳng đứng, áp suất lỗ rỗng, ứng suất ngang lớn nhất và nhỏ nhất; cột số 4 - hệ số Poisson, module Young E; cột 5 - độ bền đất đá gồm ứng suất nén đơn trục UCS, ứng suất căng giãn TS biểu diễn; cột 7 - góc nội ma sát FANG biểu diễn; cột 8 và 9 biểu diễn cửa sổ dung dịch và các đoạn giếng khoan sạt lở. Cột 3 ghi lại tỷ trọng dung dịch sử dụng trong khi khoan và các sự cố gặp phải. Tại cột 6, các điểm đo trực tiếp áp suất thành hệ từ phương pháp MDT (chấm đỏ) được sử dụng để hiệu chỉnh với giá trị đường áp suất tính từ đường cong địa vật lý giếng khoan.

Khoảng chiều sâu nghiên cứu của giếng khoan từ 2.500 mMD tới xấp xỉ 4.000 mMD với thành phần thạch học là cát sét xen kẹp nhưng tỷ phần sét nhiều hơn.

Một số sự cố chủ yếu gặp trong quá trình thi công khoan được đánh dấu bằng khoảng đỏ ở các độ sâu từ 2.800 - 2.900 mMD, 3.020 - 3.180 mMD và 3.230 - 3.310 mMD. Tại các khoảng này, tỷ trọng dung dịch thay đổi từ 10,4 ppg xuống 9,7 ppg sau đó lại tăng lên 10,4 ppg, tiềm ẩn nguy cơ xảy ra sự cố như bó hẹp, sạt lở và kẹt cần khoan, thậm chí xuất hiện hiện tượng chảy khí từ vỉa vào giếng (gas kick). So sánh với kết quả tính toán áp suất lỗ rỗng cho thấy tỷ trọng dung dịch cao hơn khoảng 1 - 1,5 ppg, song chưa bảo đảm thành giếng khoan ổn định. Kết quả tính toán mô hình địa cơ học 1D MEM với tỷ trọng dung dịch đó giếng khoan vẫn bị sạt lở, không ổn định và phù hợp với biểu hiện thực tế khi khoan. Từ mô hình địa cơ học 1D MEM, nghiên cứu đề xuất khoảng độ sâu 2.500 - 2.810 mMD tỷ trọng dung dịch sử dụng khoảng 10,4 ppg, 2.810 - 3.550 mMD tỷ trọng dung dịch là 12 - 12,5 ppg và phần còn lại của giếng khoan tỷ trọng dung dịch nên giảm xuống còn 11,7 - 11,5 ppg. Phân tích độ nhạy của tỷ trọng dung dịch khoan về khả năng sạt lở và phá hủy gây nứt nẻ so với độ lệch và góc phương vị giếng khoan tại độ sâu 3.330 mMD giếng khoan bị sạt lở khá mạnh nhưng giếng khoan không bị phá hủy gây nứt nẻ tại độ sâu này (Hình 8).

Kết quả tính toán cho mô hình 1D MEM tại một số độ sâu của giếng khoan Y-1 được thể hiện trong Bảng 1.




***Hình 8.*** *Độ nhạy của tỷ trọng dung dịch khoan gây phá hủy nhỏ theo hướng của ứng suất ngang nhỏ nhất, tại độ sâu 3.030 mMD giếng khoan không bị phá hủy gây nứt nẻ (a), tuy nhiên xảy ra sạt lở khá mạnh (b).*

***Bảng 1.*** *Thông số của mô hình địa cơ học 1D MEM tại một số độ sâu của giếng khoan Y-1*

| Hiện trạng giếng khoan với tỷ trọng dung dịch đã sử dụng | | | | Kết quả 1D MEM và đề xuất tỷ trọng dung dịch sử dụng | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Độ sâu (mMD) | Thạch học | Tỷ trọng dung dịch đã sử dụng (ppg) | Hiện trạng giếng khoan thực tế | Gradient áp suất lỗ rỗng (psi/ft) | Gradient áp suất thẳng đứng (psi/ft) | Shmin (psi) | Shmax (psi) | Hệ số poisson (Frac) | Young E (pdi) | UCS (psi) | TR (psi) | FANG (degs) | Tỷ trọng dung dịch đề xuất (ppg) |
| 2.750 | Sét kết | 10,8 | Tốt | 3240,58 | 3886,3 | 5019 | 5293 | 0,29 | 0,89 | 5391,2 | 539,2 | 30,6 | 10,8 |
| 2.800 | Cát kết | 10,8 | Tốt | 3297,6 | 7002 | 4927,6 | 5263 | 0,27 | 1,06 | 5744,8 | 574,4 | 34,9 | 10,8 |
| 2.850 | Sét kết | 10,8 | Sạt lở | 3558,5 | 7120 | 4632,9 | 4736,2 | 315 | 0,22 | 1779,2 | 177,9 | 19 | 11,4 |
| 3.120 | Sét kết | 10,2 | Sạt lở | 3851,6 | 7761,1 | 6205,2 | 6319,4 | 0,39 | 0,36 | 3558,2 | 335,8 | 19,2 | 12 |
| 3.280 | Sét kết | 10,4 | Sạt lở | 4415,3 | 8146,4 | 6581,4 | 6700 | 0,4 | 0,35 | 3352,7 | 335,2 | 23,3 | 12 |
| 3.500 | Cát kết | 10,4 | Sạt lở | 4583,4 | 8676,9 | 7395,2 | 7487,2 | 0,3 | 0,39 | 3849,2 | 384,9 | 19 | 11,7 |
| 3.630 | Cát kết | 10,4 | Sạt lở | 4381,1 | 9024 | 6866 | 7046,5 | 0,6 | 0,33 | 4327,7 | 432,7 | 20,8 | 11 |
| 3.900 | Cát kết | 10,4 | Tốt | 4668,7 | 9810,8 | 6816,5 | 7267 | 1,4 | 0,25 | 7064,2 | 706,4 | 27,9 | 10,4 |

## 5. Kết luận

Khu vực nghiên cứu nằm phía Đông Bắc bể Cửu Long, được hình thành trong quá trình biến đổi địa chất phức tạp từ thời kỳ trước Đệ Tam cho tới nay. Là một bể tách giãn (rifting) điển hình từ Eocene tới Oligocene muộn, nhưng đồng thời cũng có giai đoạn ngắn xảy ra nén ép ở đầu Miocene sớm nhưng không mạnh. Sau khi kết thúc quá trình này, bể Cửu Long được cho rằng chủ yếu xảy ra quá trình lún chìm nhiệt vì thế trong khu vực có cơ chế đứt gãy thuận là chủ yếu (normal fault regime) đặc điểm về trường ứng suất $\sigma_V > \sigma_{Hmax} > \sigma_{hmin}$. Kết quả thực tế giếng khoan Y-1 có rất nhiều sự cố xảy ra khi thi công khoan liên quan đến tỷ trọng dung dịch khoan như kẹt cần, khí xâm nhập từ vỉa vào lòng giếng (gas kick), nhiều đoạn bị bó hẹp hoặc sạt lở giếng…

Nhóm tác giả dựa vào các tài liệu địa chất, địa vật lý giếng khoan để tính toán các thông số cho mô hình địa cơ học 1D MEM như áp suất lỗ rỗng, áp suất thẳng đứng, các thông số đàn hồi đất đá như hệ số Poisson, module đàn hồi Young E, ứng suất ngang nhỏ nhất, lớn nhất và thông số độ bền đất đá là ứng suất nén đơn trục (UCS), cho tới góc nội ma sát (FANG) từ đó có thể tối ưu được tỷ trọng dung dịch nhằm giảm thiểu sự cố khi thi công khoan. Kết quả nghiên cứu cho thấy hệ dung dịch tối ưu nên sử dụng tỷ trọng từ 10,4 - 12,5 ppg.

**Lời cảm ơn**

Nhóm tác giả trân trọng cảm ơn Bộ Công Thương (theo Hợp đồng số 006.2021.CNKK.QG/HĐKHCN ngày 3/2/2021) và Viện Dầu khí Việt Nam (theo Quyết định số 5876/QĐ-VDKVN ngày 29/10/2021) đã hỗ trợ nguồn lực và tài trợ kinh phí thực hiện nghiên cứu này.

**Tài liệu tham khảo**

[1] Nguyễn Văn Đắc, Phạm Thanh Liêm và Nguyễn Anh Đức, "Chương 3: Tổng quan về tài nguyên dầu khí của Việt Nam", *Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, 2019, trang 41 - 69.

[2] Lê Văn Cự, Hoàng Ngọc Đang, Trần Văn Trị và Nguyễn Quang Tuấn, "Chương 5: Cơ chế hình thành và các kiểu bể trầm tích Kainozoi Việt Nam", *Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, 2019, trang 129 - 159.

[3] Richard Plumb, Stephen Edwards, Gary Pidcock, Donald Lee, Brian StaceyThe mechanical earth model concept and its application to high-risk well construction projects", *IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans, Louisiana, 23 - 25 February 2000*. DOI: 10.2118/59128-MS.

[4] Ayoub Darvishpour, Masoud Cheraghi Seifabad, David Anthony Wood, and Hamzeh Ghorbani, "Wellbore stability analysis to determine the safe mud weight window for sandstone layers", *Petroleum Exploration and Development*, Volume 46, Issue 5, pp. 1031 - 1038, 2019. DOI: 10.1016/S1876-3804(19)60260-0.

[5] Daniel Moos, Pavel Peska, Thomas Finkbeiner, and Mark Zoback, "Comprehensive wellbore stability analysis utilizing", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volume 38, Issues 3 - 4, pp. 97 - 109, 2003. DOI: 10.1016/S0920-4105(03)00024-X.

[6] M.S. Asadi, A. Khaksar, M.J. Ring, and K. Yin Yin, "Comprehensive geomechanical modeling and wellbore stability analysis for infill drilling of high-angled wells in a mature oil field", *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia, 25 - 27 October 2016*. DOI: 10.2118/182220-MS.

[7] William J. Schmidt, Bui Huy Hoang, James W. Handschy, Vu Trong Hai, Trinh Xuan Cuong, and Nguyen Thanh Tung, "Tectonic evolution and regional setting of the Cuu Long basin, Vietnam", *Tectonophysics*, Volume 757, pp. 36 - 57, 2019. DOI: 10.1016/j.tecto.2019.03.001.

[8] Tran Le Dong and Phung Dac Hai, "Chapter 9: Cuu Long sedimentary basin and petroleum resources", *The Petroleum Geology and Resources of Vietnam*. Science and Technics Publishing House, 2009, pp. 275 - 324.

[9] Michael B.W. Fyhn, Lars O. Boldreel, and Lars H. Nielsen, "Geological development of the Central and South Vietnamese margin: Implications for the establishment of the East Sea, Indochinese escape tectonics and Cenozoic volcanism", *Tectonophysics*, Volume 478, Issues 3 - 4, pp. 184 -214, 2009. DOI: 10.1016/j.tecto.2009.08.002.

[10] Trinh Xuan Cuong and J. K. Warren, "Bach Ho field, a fractured granitic basement reservoir, Cuu Long basin, offshore SE Vietnam: A "buried-hill" play", *Journal of Petroleum Geology*, Volume 32, Issue 2, pp. 129 - 156, 2009. DOI: 10.1111/j.1747-5457.2009.00440.x.

[11] Muhammad Zain-Ul-Abedin and Andreas Henk, "Building 1D and 3D mechanical earth models for underground gas storage - A case study from the Molasse basin, Southern Germany", *Energies*, Volume 13, Issue 21, 2000. DOI: 10.3390/en13215722.

[12] M. Zoback, "Part I: Basic principles", *Reservoir Geomechanics*. Cambridge University Press, 2007. DOI: 10.1017/CBO9780511586477.

[13] Milendra Prankada, Kriti Yadav, and Anirbid Sircar, "Analysis of wellbore stability by pore pressure prediction using seismic velocity", *Energy Geoscience*, Volume 2, Issue 4, pp. 219 - 228, 2021. DOI: 10.1016/j.engeos.2021.06.005.

[14] Nguyen Van Hoang, Pham Quy Ngoc, Nguyen Minh Quy, and Doan Huy Hien, "Pre-drill pore pressure prediction using seismic interval velocity and wireline log: Case studies for some wells in Cuu Long and Song Hong basins", *Petrovietnam Journal*, Volume 8, pp. 5 - 12, 2022. DOI: 10.47800/PVJ.2022.08-01.

[15] Mohammed S. Ameen, Brian G.D. Smart, J.Mc. Somerville, Sally Hammilton, and Nassir A. Naji, "Predicting rock mechanical properties of carbonates from wireline logs (A case study: Arab-D reservoir, Ghawar field, Saudi Arabia", *Marine and Petroleum Geology*, Volume 26, Issue 4, pp. 430 - 444, 2009. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2009.01.017.

[16] Schlumberger, *"Schlumberger techlog software solution"*, 2021.

[17] Chandong Chang, Mark D. Zoback, and Abbas Khaksarb, "Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volume 51, Issues 3 - 4, pp. 223 - 237, 2006. DOI: 10.1016/j.petrol.2006.01.003.

[18] Per Horsrud, "Estimating mechanical properties of shale from empirical correlations", *SPE Drilling & Completion*, Volume 16, Issue 2, pp. 68 - 73, 2001. DOI: 10.2118/56017-PA

[19] Saeed Shad, Parvin Kolahkaj, and Davood Zivar, "Geomechanical analysis of an oil field: Numerical study of wellbore stability and reservoir subsidence", *Petroleum Research*, Volume 8, Issue 3, pp. 350 - 359, 2023. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2022.08.002.

[20] Ramli Nazir, Ehsan Momeni, Danial Jahed Armaghani, and Mohd For Mohd Amin, "Correlation between unconfined compressive strength and indirect tensile strength of limestone rock samples electronic", *Journal of Geotechnical Engineering*, Volume 18, pp. 1737-1746, 2013.

[21] Mark D. Zoback, "Part II: Measuring stress orientation and magnitude", *Reservoir Geomechanics*. Cambridge University Press, 2007. DOI: 10.1017/CBO9780511586477.

[22] M. Brudya M.D. Zoback, "Drilling-induced tensile wall-fractures: implications for determination of in-situ stress orientation and magnitude", *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, Volume 36, Issue 2, pp. 191 - 215, 1999. DOI: 10.1016/S0148-9062(98)00182-X.

# BUILDING A GEO-MECHANICAL MODEL FROM GEOLOGICAL AND WELL LOG DATA: APPLICATION TO RUBY FIELD, BLOCKS 01&02, CUU LONG BASIN

**Nguyen Van Hoang[1], Nguyen Quoc Thap[2], Pham Quy Ngoc[3]**
[1]Petrovietnam Exploration Production Corporation (PVEP)
[2]Vietnam Petroleum Association (VPA)
[3]Vietnam Petroleum Institute (VPI)
Email: ngocpq@vpi.pvn.vn

**Summary**

The Ruby field (Block 01&02, Cuu Long basin) has a complex geological structure, presenting many challenges during drilling operation. Common issues include pipe stuck, gas kick, mud loss, and even well loss, resulting in significant economic damages. To ensure safe operations and optimize drilling costs, it is essential to thoroughly understand the geomechanical properties of the rock in the area.

This study focuses on constructing a 1D geomechanical model based on well log data. This model serves as a useful tool for predicting and controlling challenges during drilling operations in the Ruby field. By determining the optimal mud weight window based on calculated key parameters such as overburden stress, pore pressure, elastic parameters, and rock strength, this model significantly contributes to improving wellbore stability, minimizing risks, and optimizing costs.

**Key words:** Geo-mechanical model, wellbore stability, mud weight, Ruby field, Cuu Long basin.