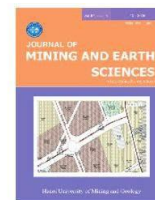




Journal of Mining and Earth Sciences

Website: <https://jmes.humg.edu.vn>



Geomechanical modeling for well design and sand production prediction in the KD area, Block 46/13, Malay–Tho Chu Basin

Bien Song Trinh¹, Duc Anh Nguyen¹, Son Thieu Bui¹, Dang Hai Pham¹, Anh Tuan Pham^{1,*}, Hai Van Phung², Hoang The Do², Thanh Dinh Le², Tung Thanh Nguyen³, Truong Hung Trieu⁴, Hung Danh Tran⁴



¹Petrovietnam Exploration Production Corporation - Integrated Technical Center (PVEP-ITC), Hochiminh City, Vietnam

²Khanh My Petroleum Operating Branch - Petrovietnam Exploration Production Corporation LTD (PVEP-KHANH MY), Hochiminh City, Vietnam

³Vietnam Petroleum Institute (VPI), Hanoi, Vietnam

⁴Hanoi University of Mining and Geology (HUMG), Hanoi, Vietnam

ARTICLE INFO

Article history:

Received 15th May 2026

Revised 21st Aug. 2026

Accepted 5th Sept. 2026

Keywords:

1D MEM,
Block 46/13,
Geomechanics,
Malay–Tho Chu Basin,
Mud weight window,
Sand production,
Wellbore stability (WBS).

ABSTRACT

This study applies an integrated multi-source data approach, including well logging data, formation pressure measurements (MDT), formation integrity/leak-off tests (FIT/LOT), and drilling incident records, to develop a high-confidence one-dimensional Mechanical Earth Model (1D MEM) for the KD field cluster, Block 46/13, Malay–Tho Chu Basin. Key geomechanical parameters, including pore pressure, in-situ stress regime, and rock mechanical properties, were quantified and rigorously calibrated using MDT, FIT/LOT, caliper logs, and actual drilling performance data. The results indicate that the KD area is characterized by a normal hydrostatic pressure regime and a normal faulting stress regime ($S_{hmin} \approx S_{hmax} < S_v$). The calibrated geomechanical model established a safe mud weight window ranging from 8.6 to 9.6 ppg, helping to mitigate wellbore instability and lost circulation risks during drilling operations. Failure analysis and Critical Drawdown Pressure (CDDP) evaluation indicate that sand production risk is primarily concentrated within the Middle Miocene reservoirs (H) and Early Miocene (I) reservoir intervals, particularly under reservoir pressure depletion during production. In contrast, the deeper Early Miocene to Late Oligocene reservoirs (below I-115, including the J and K intervals) exhibit better mechanical stability and a lower likelihood of sand production. Based on these findings, a cased-hole perforated completion strategy, combined with appropriate production management, is recommended to minimize sand production risk and enhance long-term production performance.

Copyright © 2026 Hanoi University of Mining and Geology. All rights reserved.

*Corresponding author

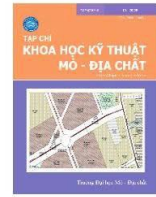
E - mail: anhpt@pvep.com.vn

DOI: 10.46326/JMES.2026.67(5).10



Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất

Trang diện tử: <https://tapchi.humg.edu.vn>



Mô hình địa cơ học trong công tác thiết kế khoan và dự báo sinh cát khu vực KD, Lô 46/13, bồn trũng Malay-Thổ Chu

Trịnh Sóng Biển¹, Nguyễn Anh Đức¹, Bùi Thiều Sơn¹, Phạm Hải Đăng¹, Phạm Tuấn Anh^{1,*}, Phùng Văn Hải², Đỗ Thế Hoàng², Lê Đình Thành², Nguyễn Thanh Tùng³, Triệu Hùng Trường⁴, Trần Danh Hùng⁴

¹Tổng Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí - CN Trung tâm Kỹ thuật, Tp. Hồ Chí Minh, Việt Nam

²Tổng Công ty Thăm dò Khai thác dầu khí - CN Khánh Mỹ, Tp. Hồ Chí Minh, Việt Nam

³Viện Dầu khí, Hà Nội, Việt Nam

⁴Trường Đại học Mỏ - Địa chất, Hà Nội, Việt Nam

THÔNG TIN BÀI BÁO

TÓM TẮT

Quá trình:

Nhận bài 15/5/2026

Sửa xong 21/8/2026

Chấp nhận đăng 5/9/2026

Từ khóa:

1D MEM,
Cửa sổ dung dịch khoan,
Địa cơ học,
Lô 46/13,
Malay – Thổ Chu,
Ổn định thành giếng,
Sinh cát.

Nghiên cứu này ứng dụng phương pháp tích hợp đa dữ liệu (địa vật lý giếng khoan, áp suất vỉa (MDT), áp suất phá hủy vỉa (FIT/LOT) và lịch sử sự cố khoan) để thiết lập mô hình địa cơ học 1D (1D MEM) độ tin cậy cao cho cụm mỏ KD, Lô 46/13, bồn trũng Malay – Thổ Chu. Các tham số cơ học trọng yếu gồm áp suất lỗ rỗng, trường ứng suất tại chỗ và đặc tính cơ lý đá được định lượng và hiệu chuẩn chặt chẽ thông qua dữ liệu MDT, FIT/LOT, đường kính giếng khoan (caliper) và lịch sử sự cố khoan thực tế. Kết quả nghiên cứu cho thấy khu vực KD có chế độ áp suất thủy tĩnh bình thường và trạng thái ứng suất đứt gãy thuận ($S_{hmin} \approx S_{hmax} < S_v$). Mô hình địa cơ học sau hiệu chỉnh đã xác định cửa sổ trọng lượng dung dịch khoan an toàn trong khoảng 8,6–9,6 ppg, góp phần giảm thiểu nguy cơ sập lở thành giếng và mất dung dịch trong quá trình khoan. Phân tích cơ học phá hủy và chênh áp tới hạn (CDDP) cho thấy nguy cơ sinh cát chủ yếu tập trung tại các tập chứa Mioxen giữa (H) và Mioxen sớm (I), đặc biệt khi áp suất vỉa suy giảm trong quá trình khai thác, trong khi các tập chứa sâu hơn thuộc Mioxen sớm và Oligoxen muộn (I-115 trở xuống, J và K) có độ ổn định cơ học tốt hơn. Trên cơ sở đó, phương án hoàn thiện giếng dạng chống ống bắn vỉa kết hợp kiểm soát hợp lý chế độ khai thác được đề xuất nhằm hạn chế rủi ro sinh cát và nâng cao hiệu quả khai thác lâu dài.

© 2026 Trường Đại học Mỏ - Địa chất. Tất cả các quyền được bảo đảm.

1. Giới thiệu chung

Lô 46/13 (tiền thân là Lô 46/02) nằm tại rìa Đông Bắc bồn trũng Malay – Thổ Chu, sở hữu hệ

*Tác giả liên hệ

E - mail: anhpt@pvpep.com.vn

DOI: 10.46326/JMES.2026.67(5).10

thống vỉa chứa dầu khí thương mại tập trung chủ yếu trong các tập trầm tích cát kết tuổi Mioxen và Oligocen, đã được minh chứng qua các giếng khoan thăm dò K1 và D1.

Mặc dù điều kiện vỉa chứa được đánh giá từ khá đến tốt theo PVEP (2025), quá trình đưa cụm mỏ này vào phát triển khai thác đang đối mặt với hai thách thức địa cơ học cốt lõi: (1) Tính mất ổn định thành giếng gây rủi ro sập lở, phình giếng hoặc mất dung dịch trong thi công khoan; và (2) Nguy cơ sinh cát khai thác diễn biến phức tạp làm suy giảm nghiêm trọng tính toàn vẹn của giếng và hiệu quả khai thác. Các thách thức này cũng được bắt gặp tại các khu vực khác của Việt Nam như Lô 09-3/12 mỏ Cá Tầm (Vietsov Petro, 2023).

Nút thắt kỹ thuật lớn nhất trong việc kiểm soát các rủi ro này tại khu vực nghiên cứu là sự thiếu hụt dữ liệu mẫu lõi (conventional core data). Hạn chế này tạo ra độ bất định trong việc xác lập các tham số cơ lý đá, làm suy giảm khả năng dự báo định lượng về hiện tượng phá hủy cơ học của thành hệ dưới tác động của sự thay đổi ứng suất và suy giảm áp suất vỉa.

Để vượt qua rào cản dữ liệu này, việc ứng dụng Mô hình địa cơ học 1D (1D MEM) dựa trên nền tảng tích hợp đa dữ liệu giếng khoan trở thành giải pháp kỹ thuật cấp thiết. Mục tiêu trọng tâm của bài báo này là xây dựng và hiệu chuẩn mô hình 1D MEM cho khu vực KD, định lượng chính xác ba thành phần chủ chốt: i. Trường ứng suất tại chỗ; ii. Áp suất lỗ rỗng; và iii. Đặc tính cơ học của đá. Từ kết quả mô hình hóa, các vấn đề cấp thiết đã được giải quyết như thiết lập cửa sổ trọng lượng dung

dịch khoan an toàn phục vụ tối ưu hóa thiết kế khoan và cung cấp luận cứ khoa học vững chắc để hoạch định chiến lược hoàn thiện giếng để kiểm soát sinh cát trong quá trình khai thác giếng sau này. Kết quả của nghiên cứu kỳ vọng đóng góp một quy trình đánh giá rủi ro địa cơ học có độ tin cậy, khả thi để áp dụng rộng rãi cho các mỏ có đặc thù dữ liệu hạn chế tại bồn trũng Malay – Thổ Chu.

Một số công trình nghiên cứu đã áp dụng mô hình địa cơ học 1D MEM, ứng dụng trong nghiên cứu ổn định thành giếng và kiểm soát sinh cát đã được áp dụng phổ biến tại Việt Nam như ở Bể Cửu Long, Lô 09-3/12 mỏ Cá Tầm (Mô hình địa cơ học tầng Lower Miocene mỏ Cá Tầm & ứng dụng hoàn thiện giếng; Vietsov Petro, 2023), Lô 15-2/01 cụm mỏ Hải Sư Trắng, Hải Sư Đen (Nghiên cứu ổn định thành giếng khoan cho khu vực Hải Sư Trắng), Lô 01-02/17 (Nghiên cứu sinh cát cho mỏ Ruby và Pearl), và một số công trình quốc tế như Bồn trũng Malay (Mô hình địa cơ học và dự báo sinh cát cho giếng khoan X); mỏ Anambas Indonesia (Địa cơ học – thiết kế giếng khoan cho vỉa có thành hệ yếu và chặt xít: Nghiên cứu ổn định thành giếng khoan và dự báo sinh cát),...

2. Cơ sở dữ liệu

Để thiết lập mô hình 1D MEM với độ tin cậy cao trong bối cảnh không có dữ liệu mẫu lõi trực tiếp (routine/ special core data), nghiên cứu áp dụng cách thức tích hợp đa dữ liệu từ hai giếng khoan thăm dò K1 và D1 theo PVEP (2025). Cấu trúc dữ liệu đầu vào được trình bày trong Bảng 1.

Bảng 1. Tài liệu các giếng khoan K1 và D1 phục vụ cho nghiên cứu.

Nhóm	STT	Loại tài liệu	K1	D1	Mục đích
Địa chất - Khoan	1	Báo cáo địa chấn	Có	Có	Sử dụng để hiệu chuẩn áp suất lỗ rỗng, ứng suất ngang nhỏ nhất (S_{hmin}), mô hình 1D MEM.
	2	Marker vỉa - Địa tầng	Có	Có	
	3	Cột địa tầng	Có	Có	
	4	Báo cáo phân tích độ hạt	Có	Có	
	5	Báo cáo kết thúc giếng khoan	Có	Có	
	6	Các tài liệu áp suất (XLOT, LOT, MDT, RFT, FIT)	Có	Có	
	7	Báo cáo thiết kế khoan	Có	Có	
Địa vật lý giếng khoan (ĐVLGK)	8	Các đường ĐVLGK (GR, NPHI, RHOB, CALI, DT, Resistivity)	Có	Có	Xác định các thông số đàn hồi và độ bền cơ học liên tục theo chiều sâu.
	9	Kết quả minh giải ĐVLGK	Có	Có	
Mẫu lõi	10	Các kết quả đo thông số cơ học đá (UCS, góc ma sát trong, tỷ số Poisson, mô đun đàn hồi, độ rỗng, mật độ)	Không có	Không có	Sử dụng để hiệu chuẩn các thông số cơ học của đất đá.

Dữ liệu tương tự (Analog Data): Để khắc phục độ bất định do thiếu mẫu lõi và tài liệu hình ảnh giếng khoan (FMI), nghiên cứu sử dụng dữ liệu khai thác từ các mỏ tương tự thuộc cụm mỏ Lô 46/13 để dự báo sinh cát và lô PM3CAA để xác định hướng của ứng suất ngang S_{hmax} làm cơ sở tham chiếu (analog). Lô 46/13 và PM3CAA có một số mỏ đã qua quá trình khai thác, dữ liệu thu thập nhiều nên dữ liệu tương tự có độ tin cậy cao.

3. Phương pháp nghiên cứu

Quy trình xây dựng MEM 1D được thực hiện theo các bước chuẩn mực trong địa cơ học ứng dụng, như Hình 1 theo nghiên cứu của PVEP (2025) bao gồm:

3.1. Thu thập dữ liệu

Các dữ liệu cần được thu thập một cách đầy đủ như tài liệu địa chất, địa vật lý, tài liệu áp suất, tài liệu khoan ... Các dữ liệu cần được chọn lọc, kiểm tra, xem lại để đánh giá sơ bộ khu vực nghiên cứu.

3.2. Xử lý và hiệu chỉnh tài liệu

Tài liệu được xử lý và hiệu chỉnh trước khi đưa vào xây dựng mô hình địa cơ học 1D nhằm nâng cao độ tin cậy của mô hình.

3.3. Xác định thạch học

Thạch học được xác định dọc theo giếng khoan.

3.4. Xác định ứng suất thẳng đứng (S_v)

Ứng suất thẳng đứng được tính toán bằng cách tích phân mật độ khối của các lớp trầm tích theo chiều sâu theo công thức của (Zoback, 2007):

$$S_v = \int_0^z \rho_b(z) \cdot g \cdot dz \quad (1)$$

Trong đó: S_v - ứng suất thẳng đứng (psi); ρ_b : mật độ khối (bulk density) từ log mật độ (g/cm^3); g : gia tốc trọng trường (m/s^2); z : độ sâu thẳng đứng thực tế (m).

Ở những khoảng thiếu dữ liệu mật độ, giá trị được ngoại suy bằng hàm mũ (power law function) dựa trên dữ liệu từ các tầng lân cận.

3.5. Xác định áp suất vỉa (P_p)

Áp suất vỉa là thành phần quan trọng trong MEM, ảnh hưởng trực tiếp đến tính toán ứng suất ngang và ổn định giếng khoan.

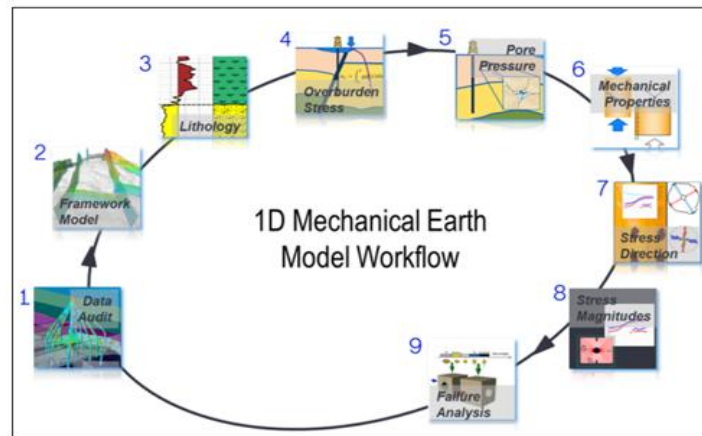
Áp suất vỉa trực tiếp: sử dụng dữ liệu MDT tại các giếng K1 và D1, cho thấy Gradient thủy tĩnh 0,434 psi/ft (tương đương 8,35 ppg).

Phương pháp Eaton ratio theo (Eaton, 1975): áp dụng cho các tầng sét, dựa trên quan hệ giữa ứng suất thẳng đứng và ứng suất hữu hiệu. Công thức tính toán:

$$P_{pore} = P_{Litho} - \left[(P_{Litho} - P_{Hydro}) * \left(\frac{ITT_{Norm}}{ITT_{Obs}} \right)^3 \right] \quad (2)$$

Trong đó: P_{pore} - Áp suất lỗ rỗng (psi); P_{Litho} - Áp suất thẳng đứng (psi); P_{Hydro} - Áp suất thủy tĩnh (psi); ITT_{Norm} - Giá trị sonic theo đường cong nén bình thường; ITT_{Obs} - giá trị sonic đo được.

Kết quả từ phương pháp Eaton phù hợp với dữ liệu MDT, khẳng định không có hiện tượng áp suất bất thường trong khu vực.



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

3.6. Xác định thông số đàn hồi của đá

Thông số đàn hồi bao gồm mô đun đàn hồi (E) (Young Modulus) và hệ số Poisson (ν).

Young Modulus động (E_{dyn}): tính từ vận tốc sóng dọc (V_p) và sóng ngang (V_s) theo công thức của Mavko và nnk. (2009):

$$E_{dyn} = \rho V_s^2 \frac{3V_p^2 - 4V_s^2}{V_p^2 - V_s^2} \quad (3)$$

Trong đó: E_{dyn} - Young Modulus động (psi); V_p - vận tốc sóng dọc (P-wave) (ft/s); V_s - vận tốc sóng ngang (S-wave) (ft/s); ρ - mật độ khối (g/cm³); Chuyển đổi sang Young Modulus tĩnh (E_{sta}) sử dụng công thức của Bradford và nnk. (1998):

$$E_{sta} = 0,047946 * E_{dyn}^{2,7} \quad (4)$$

Hệ số Poisson trong nghiên cứu này không có kết quả thí nghiệm cơ học trên mẫu lõi để xây dựng quan hệ chuyển đổi giữa v_{dyn} và v_{sta} . Vì vậy, trong các nghiên cứu MEM khi thiếu dữ liệu thí nghiệm, việc giả thiết $v_{sta} = v_{dyn}$ là một cách tiếp cận thực hành được sử dụng khá phổ biến ở Việt Nam (Vietsov Petro, 2023; PVEP, 2025). Do đó trong nghiên cứu này giả định giá trị động bằng giá trị tĩnh.

$$v_{sta} = v_{dyn} \quad (5)$$

3.7. Xác định thông số bền của đá

Các thông số bền bao gồm:

Ứng suất nén một trục (UCS) (psi): tính từ Young Modulus tĩnh theo Bradford và nnk.(1998):

$$UCS = 330,69 + 4108,9 * E_{sta} \quad (6)$$

- Góc ma sát trong: xác định từ Log gamma ray, phản ánh thành phần khoáng vật;

- Sức bền kéo: giả định bằng 1/10 UCS.

Các thông số này được sử dụng để đánh giá nguy cơ phá hủy thành giếng do ứng suất cắt hoặc ứng suất kéo.

3.8. Xây dựng mô hình ứng suất ngang

Ứng suất ngang được tính theo mô hình Poro-elastic, có xét đến ảnh hưởng của ứng suất kiến tạo theo công thức tổng quát của (Zoback, 2007):

$$S_{hmin} = \frac{\nu}{1-\nu} (S_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \varepsilon_h E \quad (7)$$

$$S_{hmax} = \frac{\nu}{1-\nu} (S_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \varepsilon_H E \quad (8)$$

Trong đó: S_{hmin} - ứng suất ngang nhỏ nhất (psi); S_{hmax} - ứng suất ngang lớn nhất (psi); α - hệ số Biot; $\varepsilon_h, \varepsilon_H$ - biến dạng kiến tạo; ν - hệ số Poisson; S_v - ứng suất thẳng đứng (psi); P_p - Áp suất lỗ rỗng (psi); E - Young Modulus (psi).

Do trong khu vực nghiên cứu không có dữ liệu trực tiếp để hiệu chỉnh hai tham số ε_h và ε_H . Ngoài ra, khu vực đã trải qua nhiều pha kiến tạo nén và kéo giãn chồng lấp phức tạp, nên không có đủ cơ sở định lượng để xác định giá trị cũng như dấu của ε_h và ε_H . Vì vậy, nghiên cứu lựa chọn $\varepsilon_h = \varepsilon_H = 0$ như một giả thiết, nhằm tránh đưa vào mô hình các tham số kiến tạo không được kiểm chứng bởi dữ liệu thực tế. Kết quả cho thấy chế độ ứng suất dạng đứt gãy thuận ($S_{hmin} \approx S_{hmax} < S_v$).

Ngoài ra việc xác định chính xác α đòi hỏi các dữ liệu thí nghiệm địa cơ học hoặc các thí nghiệm trên mẫu lõi. Trong nghiên cứu này không có các dữ liệu này. Do đó, nghiên cứu lựa chọn $\alpha = 1,0$ theo giả thiết Biot đầy đủ, đây là giả thiết được sử dụng phổ biến trong nhiều nghiên cứu MEM trong các khu vực ở Việt Nam khi chưa có số liệu hiệu chỉnh.

3.9. Hiệu chỉnh mô hình MEM

Mô hình MEM được hiệu chỉnh bằng cách so sánh kiểm chứng với dữ liệu khoan thực tế:

- Đường kính giếng khoan: ghi nhận hiện tượng phình giếng;

- Báo cáo khoan: ghi nhận sự cố như mất dung dịch, kẹt cần;

- FIT/LOT: xác định áp suất nứt vỉa, dùng để hiệu chỉnh ứng suất ngang.

Quá trình hiệu chỉnh đảm bảo mô hình MEM phản ánh đúng thực tế, giảm thiểu sai số trong dự báo.

3.10. Tiêu chí đánh giá ổn định giếng khoan

Sau khi xây dựng MEM, nghiên cứu tiến hành phân tích ổn định giếng khoan dựa trên các tiêu chí:

- Cửa sổ dung dịch khoan: khoảng giá trị dung dịch khoan an toàn, nằm giữa giới hạn dưới (áp suất vỉa và dung dịch khoan tối thiểu chống phình giếng) và giới hạn trên (S_{hmin} và áp suất phá vỡ vỉa);

- Phân tích phá hủy đá: sử dụng tiêu chuẩn Modified Lade để dự báo nguy cơ phá hủy thành giếng. Các tham số đầu vào của mô hình bao gồm các tính chất cơ học của đá như lực dính kết (cohesion), góc ma sát trong (friction angle), độ

bền nén một trục (UCS) và các ứng suất chính, được xác định từ kết quả MEM. Nghiên cứu lựa chọn Modified Lade vì tiêu chuẩn này đã được chứng minh phù hợp đối với đá cát (sandstone), đặc biệt trong điều kiện ứng suất ba trục, do có xét ảnh hưởng của ứng suất trung gian (σ_2);

- So sánh với dữ liệu thực tế: đối chiếu kết quả dự báo với hiện tượng phình giếng, mất dung dịch đã ghi nhận.

3.11. Phương pháp dự báo sinh cát

Hiện tượng sinh cát trong quá trình khai thác dầu khí xảy ra khi ứng suất tác động lên thành giếng vượt quá sức bền của đá chứa, dẫn đến sự phá vỡ cấu trúc hạt và cuốn theo hạt cát vào dòng sản phẩm. Các yếu tố chính chi phối hiện tượng này bao gồm:

- Ứng suất hữu hiệu tại thành giếng: phụ thuộc vào áp suất vỉa, áp suất đáy giếng và ứng suất ngang;

- Thông số cơ học của đá: ứng suất nén một trục (UCS), sức bền kéo, góc ma sát trong;

- Đặc tính hạt cát: kích thước hạt, độ chọn lọc, mức độ gắn kết;

- Điều kiện khai thác: mức độ suy giảm áp suất vỉa (depletion), độ chênh áp (drawdown), đường kính và hướng lỗ bắn (perforation).

Khái niệm độ chênh áp tới hạn (Critical Drawdown Pressure (CDDP)) được sử dụng để

xác định ngưỡng chênh áp tối đa mà thành giếng có thể chịu được trước khi xảy ra phá hủy hạt. Khi độ chênh áp vượt quá CDDP, nguy cơ sinh cát sẽ xuất hiện.

Quy trình dự báo sinh cát như sau:

- Tính toán độ chênh áp tới hạn (CDDP) cho từng tập chứa;

- Phân tích theo các mức suy giảm áp suất vỉa: 15%, 25%, 35%;

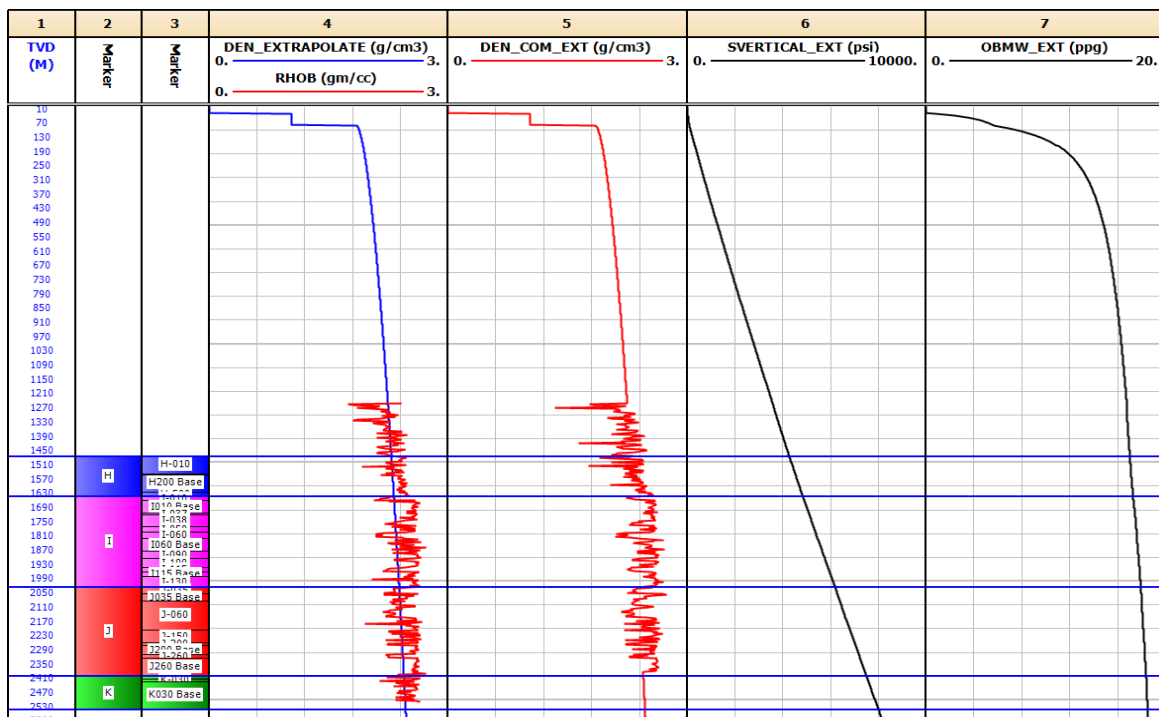
- Thực hiện phân tích độ nhạy với các tham số: UCS, ứng suất ngang, đường kính lỗ bắn, hướng lỗ bắn.

4. Kết quả xây dựng mô hình 1D MEM để đánh giá ổn định giếng khoan khu vực KD

Theo PVEP (2025), kết quả xây dựng mô hình địa cơ học 1D (1D MEM) cho khu vực KD đã cung cấp cái nhìn tương đối toàn diện về trạng thái ứng suất, áp suất vỉa và đặc tính cơ học của đá. Việc tích hợp dữ liệu ĐVLGK, MDT, FIT/LOT cùng với báo cáo khoan cho phép mô hình phản ánh sát thực tế, đồng thời đưa ra những dự báo đáng tin cậy về ổn định thành giếng.

4.1. Xác định ứng suất thẳng đứng

Trước hết, ứng suất thẳng đứng được tính toán từ Log mật độ cho thấy Gradient ổn định khoảng 1,0 psi/ft, không xuất hiện bất thường tải trọng (Hình 2).



Hình 2. Tính toán ứng suất thẳng đứng.

4.2. Xác định áp suất vỉa

Áp suất vỉa được xác định từ MDT theo (PVEP, 1996, 1998) và phương pháp Eaton ratio đều cho kết quả trùng khớp, với Gradient thủy tĩnh 0,434 psi/ft (tương đương 8,35 ppg). Điều này

khẳng định trong khu vực nhiều khả năng không có hiện tượng áp suất bất thường, một yếu tố thuận lợi cho thiết kế giếng khoan (Hình 3).

4.3. Xác định các thông số cơ học của đá

Thông số cơ học của đá được tính toán từ dữ liệu Sonic và gamma ray cho thấy mô đun Young tĩnh dao động trong khoảng trung bình, ứng suất nén một trục (UCS) từ 3000–8000 psi, sức bền kéo khoảng 1/10 UCS. Các giá trị này phản ánh tầng chứa Mioxen giữa có độ bền vừa phải, dễ xảy ra phá hủy cắt gây mất ổn định thành giếng khoan làm sập lở thành giếng, sinh cát. Ngược lại, tầng Mioxen sớm và Oligoxen muộn có độ gắn kết cao hơn, UCS lớn hơn, dễ bị nứt vỡ khi dung dịch vượt quá ngưỡng ứng suất ngang nhỏ nhất (Hình 4).

4.4. Xác định ứng suất ngang

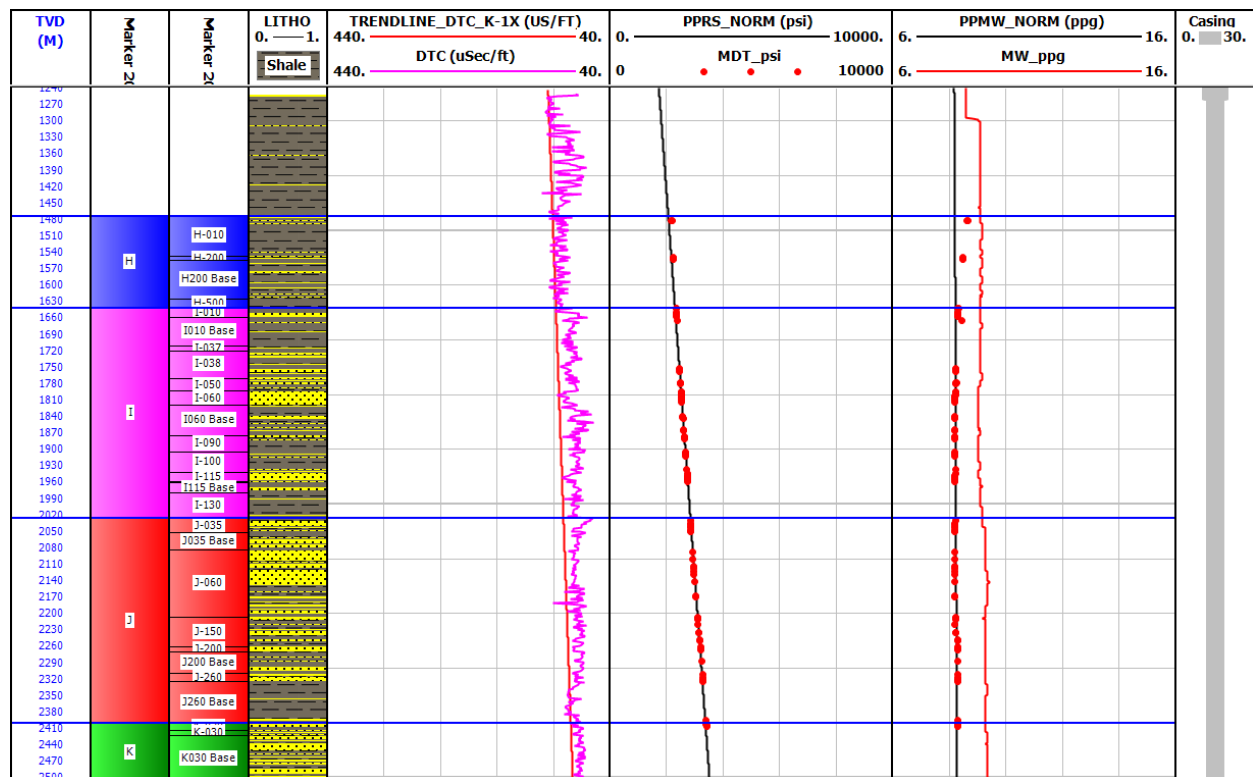
Mô hình ứng suất ngang cho thấy chế độ ứng suất dạng đứt gãy thuận ($S_{hmin} \approx S_{hmax} < S_v$), với

hướng ứng suất chính SHmax khoảng 180°N theo (Truong Son JOC, 2006). Kết quả này phù hợp với dữ liệu World Stress Map và được hiệu chỉnh bằng các thử nghiệm FIT/LOT tại chân ống chống (Hình 5). Các quan sát thực địa như phình giếng trên Caliper log và sự cố mất dung dịch trong quá trình khoan cũng được mô hình tái hiện chính xác, chứng minh độ tin cậy của 1D MEM.

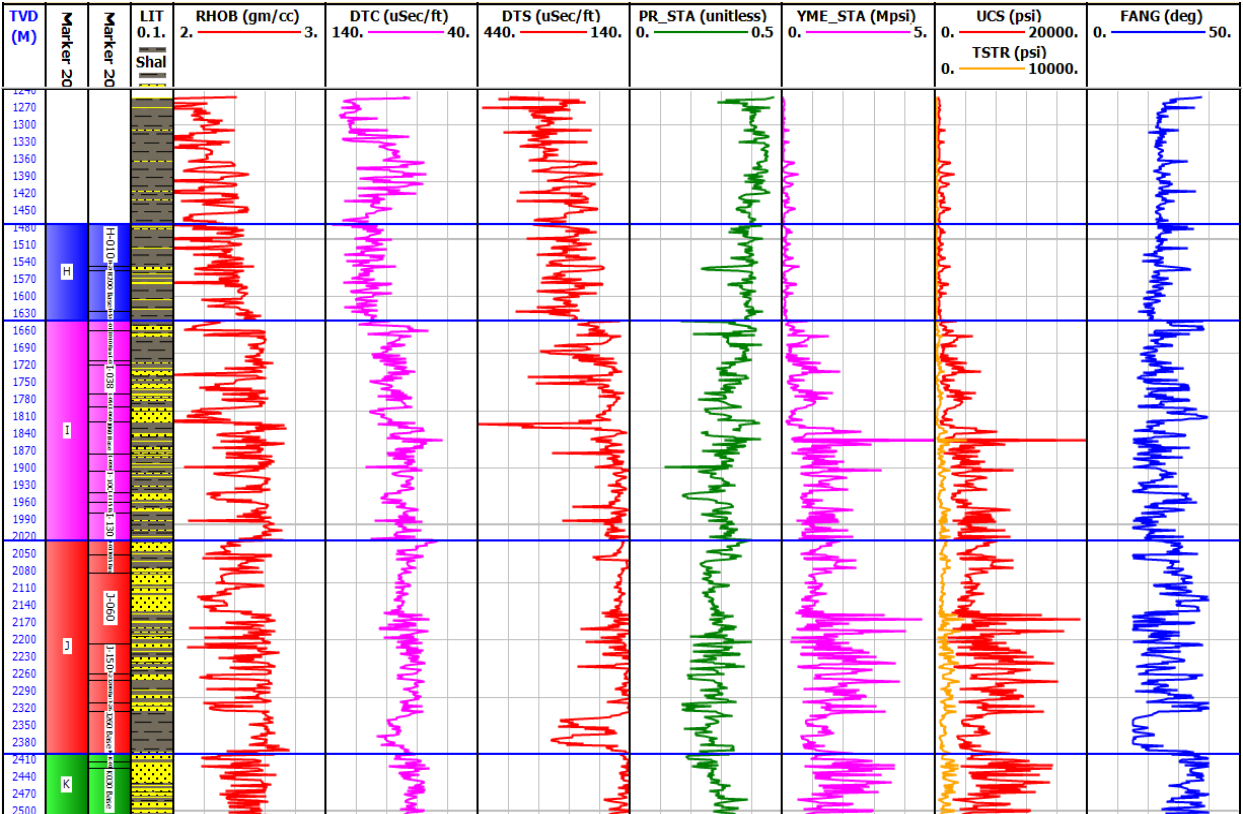
4.5. Ứng dụng mô hình 1D MEM vào đánh giá ổn định giếng khoan

4.5.1. Cửa sổ dung dịch khoan

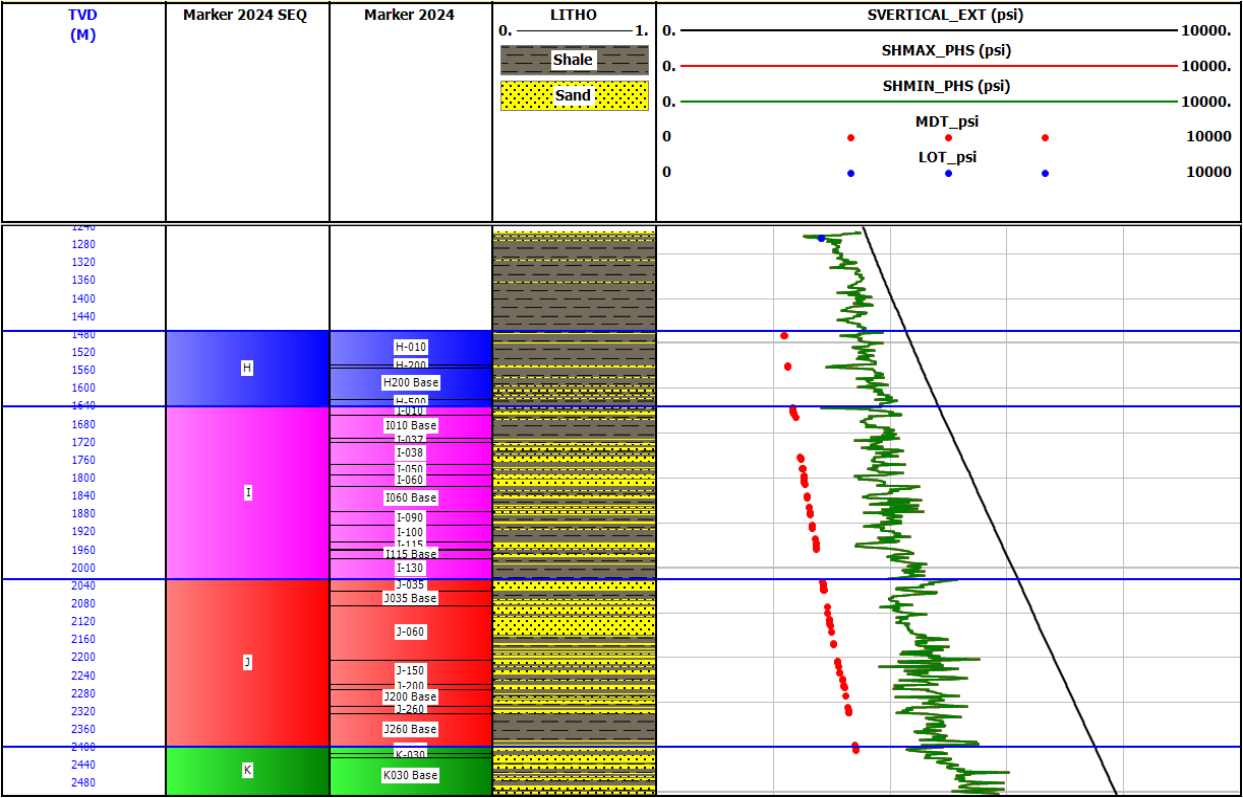
Từ kết quả mô hình, cửa sổ dung dịch khoan an toàn được xác định. Giới hạn dưới của cửa sổ là áp suất vỉa cộng với ngưỡng chống phình giếng, trong khi giới hạn trên được ràng buộc bởi ứng suất ngang nhỏ nhất và áp suất phá vỡ vỉa. Đối với các tập chứa Mioxen, ngưỡng dung dịch khoan an toàn nằm trong khoảng 8,6–9,6 ppg, với nguy cơ sập lở thành giếng khi dung dịch thấp hơn 8,5 ppg và nguy cơ vỡ vỉa, mất dung dịch khi vượt quá 9,7 ppg. Đối với các tập chứa Oligoxen, ngưỡng dung dịch khoan tương tự, dao động từ 8,5–9,7 ppg, nhưng cần đặc biệt lưu ý khi vận hành trọng lượng riêng dung dịch tuần hoàn tương đương ECD để tránh vượt ngưỡng trên Hình 6 và Hình 7.



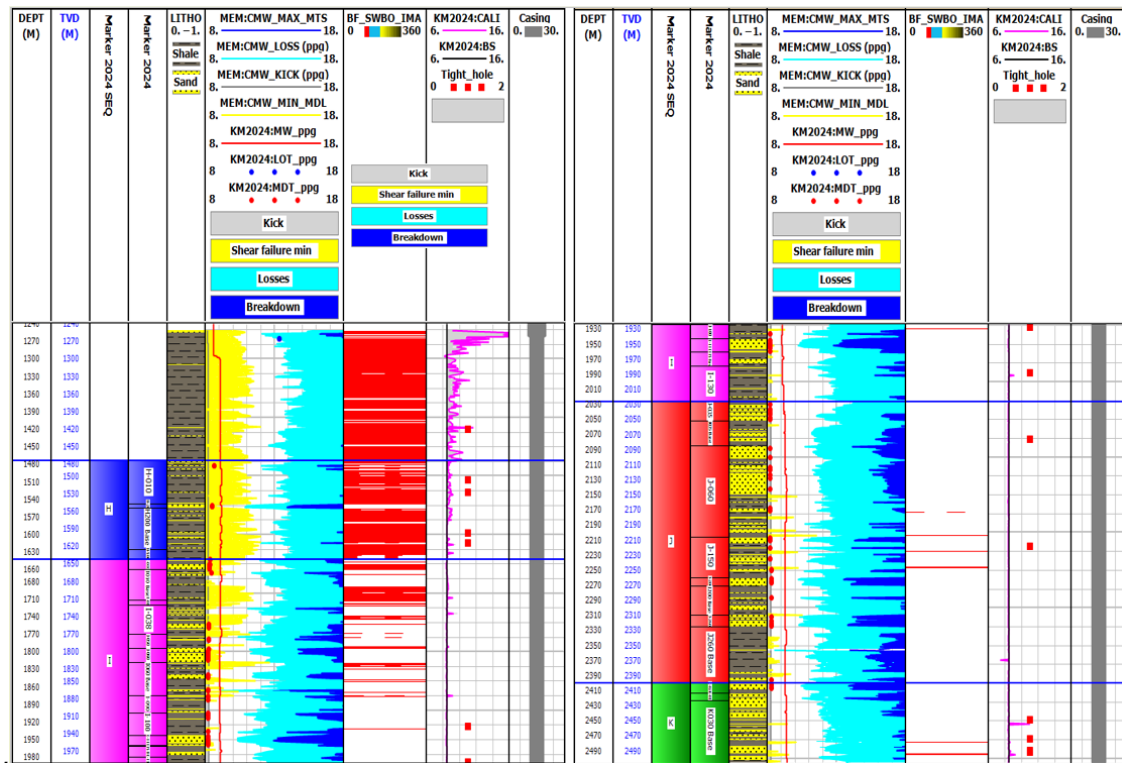
Hình 3. Tính toán áp suất lỗ rỗng.



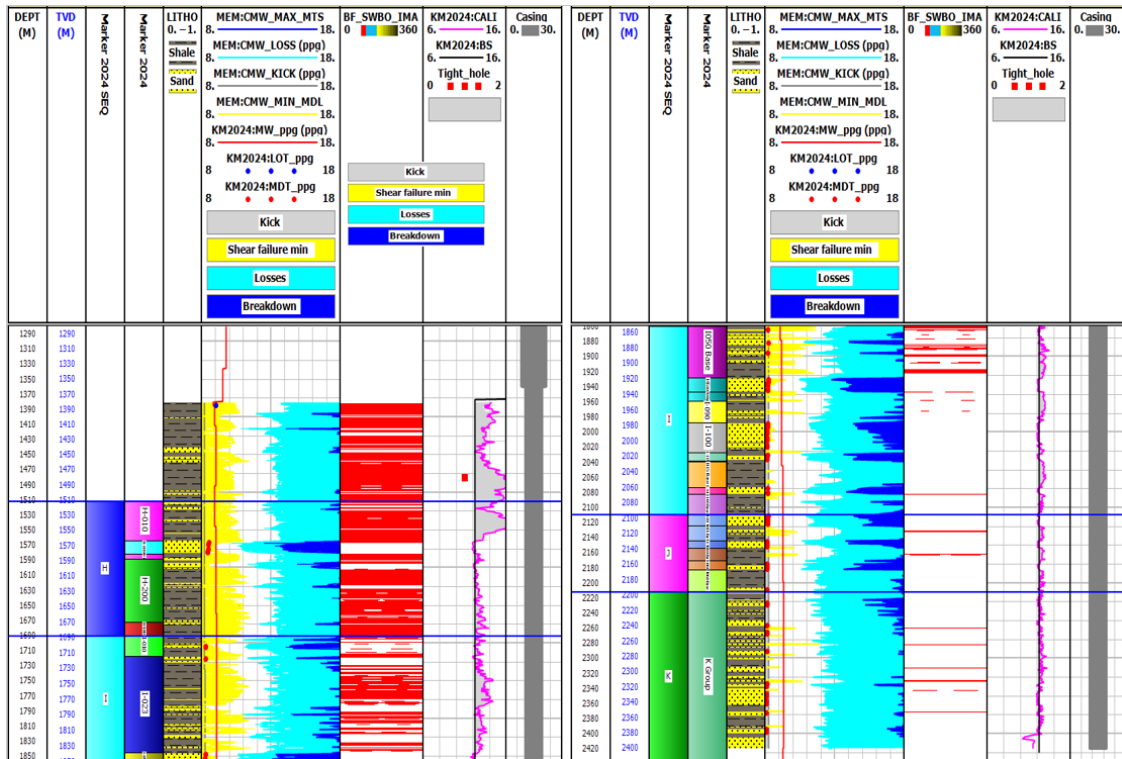
Hình 4. Tính toán các thông số tính chất đất đá.



Hình 5. Tính toán các ứng suất đất đá.



Hình 6. Mô hình 1D MEM cho giếng khoan K1.



Hình 7. Mô hình 1D MEM cho giếng khoan D1.

Như vậy, ngưỡng dung dịch khoan an toàn cho các giếng khoan tương lai tại khu vực KD được khuyến nghị duy trì trong khoảng 8,6–9,6 ppg (Bảng 2). Việc kiểm soát ECD, hạn chế hiện tượng tăng áp và giảm áp khi kéo thả cần và theo dõi chặt chẽ các thông số trong quá trình khoan là cần thiết để đảm bảo giếng khoan ổn định, giảm thiểu rủi ro sập lở và mất dung dịch. Đây là cơ sở quan trọng cho thiết kế giếng khoan, đồng thời góp phần tối ưu hóa chi phí và nâng cao hiệu quả khai thác tại khu vực nghiên cứu.

4.5.2. Dự báo mất ổn định

Dữ liệu đường kính giếng khoan cho thấy hiện tượng phình giếng tại các tầng Mioxen. Mô hình MEM dự báo phù hợp với thực tế, với nguy cơ sập lở thành giếng khi $M_w < 8,5$ ppg và nguy cơ mất dung dịch khi $M_w > 9,7$ ppg.

4.6. Phân tích khả năng sinh cát

Khả năng sinh cát trong quá trình khai thác phụ thuộc vào sự tương tác giữa ứng suất hữu hiệu tại thành giếng, đặc tính cơ học của đá chứa và điều kiện khai thác. Khi áp suất đáy giếng giảm xuống dưới ngưỡng chịu tải của đá, các hạt cát bị phá vỡ liên kết và cuốn theo dòng sản phẩm. Để đánh giá nguy cơ này, nghiên cứu đã sử dụng mô hình địa cơ học 1D (1D MEM) làm nền tảng, kết hợp với phân tích chênh áp tới hạn (CDDP) cho từng tập chứa.

Các tham số đầu vào bao gồm: ứng suất thẳng đứng, áp suất vỉa, ứng suất ngang, UCS, sức bền kéo, góc ma sát trong, cùng với dữ liệu phân tích

kích thước hạt theo (PVEP, 1997, 2024). Phân tích được thực hiện cho cả trường hợp hoàn thiện giếng dạng thân trần (OH) và dạng chống ống (CH), đồng thời xem xét ảnh hưởng của hướng lỗ bắn (0° và 90°).

4.6.1. Kết quả tại giếng K1

Giếng K1 cho thấy nguy cơ sinh cát tập trung chủ yếu ở các tập H và I. Trong giai đoạn đầu đến giữa khai thác, khi áp suất vỉa suy giảm khoảng 15–25%, CDDP giảm mạnh, dẫn đến nguy cơ phá hủy hạt. Ngược lại, các tập J và K có UCS cao hơn, độ gắn kết tốt hơn nên ít rủi ro sinh cát (Hình 8).

Phân tích độ nhay cho thấy khi sử dụng lỗ bắn định hướng 0° , nguy cơ sinh cát giảm đáng kể so với lỗ bắn định hướng 90° , do ứng suất tập trung được phân bố đều hơn quanh lỗ bắn (Bảng 3). Điều này gợi ý rằng lựa chọn hướng lỗ bắn phù hợp có thể là giải pháp hiệu quả để giảm thiểu rủi ro.

4.6.2. Kết quả tại giếng D1

Tương tự K1, giếng D1 cũng ghi nhận nguy cơ sinh cát tại các tập H và I (Hình 9). Các tập J ổn định hơn, không có dấu hiệu sinh cát trong cả hai trường hợp OH và CH. Kết quả này phù hợp với quan sát thực tế tại các giếng lân cận như TG-2A và SD-4P, nơi hiện tượng sinh cát đã được ghi nhận khi áp suất đáy giếng giảm xuống 1.000–1.800 psi (Bảng 4).

Điều này cho thấy mô hình MEM và phân tích CDDP có độ tin cậy cao, phản ánh đúng hành vi cơ học của đá chứa trong khu vực.

Bảng 2. Kết quả đánh giá ổn định giếng khoan.

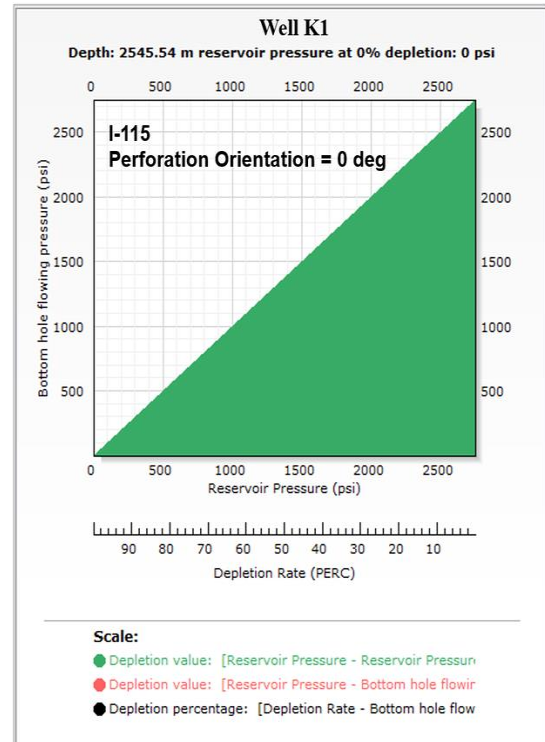
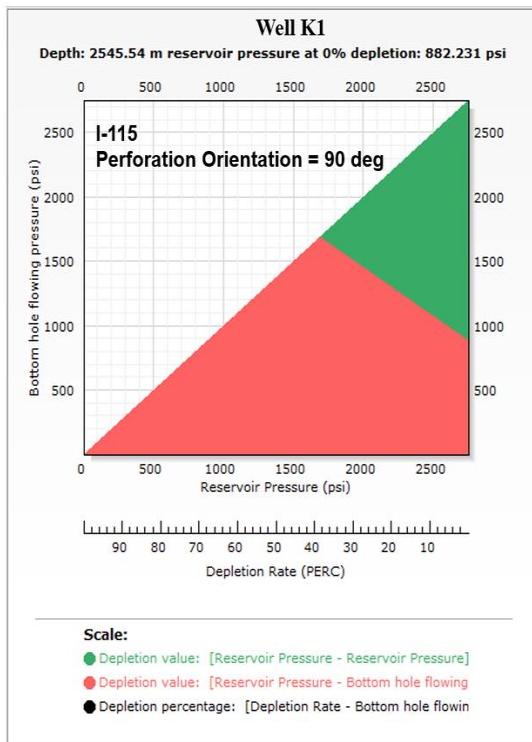
Giếng khoan	Thành hệ		Độ sâu nóc tập (m)	Độ sâu đáy tập (m)	Áp suất vỉa (psi)	S_{hmin} (psi)	S_{hmax} (psi)	Cửa sổ dung dịch khoan an toàn (ppg)	Khoảng mất ổn định (mMD)
K1	Mioxen giữa	H	1474	1642	2180	3657	3657	8,6 – 9,6	1474 – 1642
	Mioxen sớm	I	1642	2026	2573	3959	3959	8,6 – 9,6	1642 – 1876
	Mioxen sớm	J	2026	2400	3112	4575	4575	8,6 – 9,6	
	Oligoxen muộn	K	2400	2544	3480	5168	5168	8,5 – 9,7	
D1	Mioxen giữa	H	1512	1691	2242	3628	3628	8,6 – 9,6	1512 – 1691
	Mioxen sớm	I	1691	2109	2657	4085	4085	8,6 – 9,6	1691 – 1923
	Mioxen sớm	J	2109	2212	3018	4486	4486	8,6 – 9,6	
	Oligoxen muộn	K	2212	2437	3247	4916	4916	8,5 – 9,7	

Bảng 3. Kết quả phân tích sinh cát tại giếng K1.

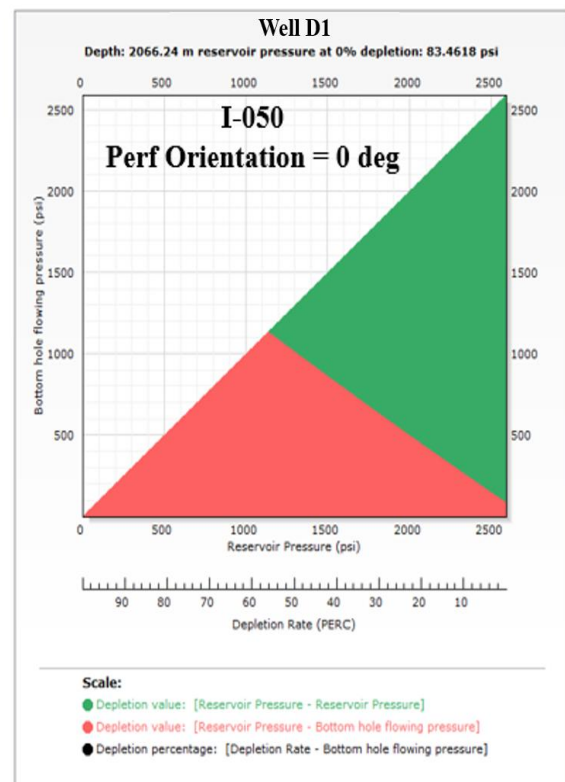
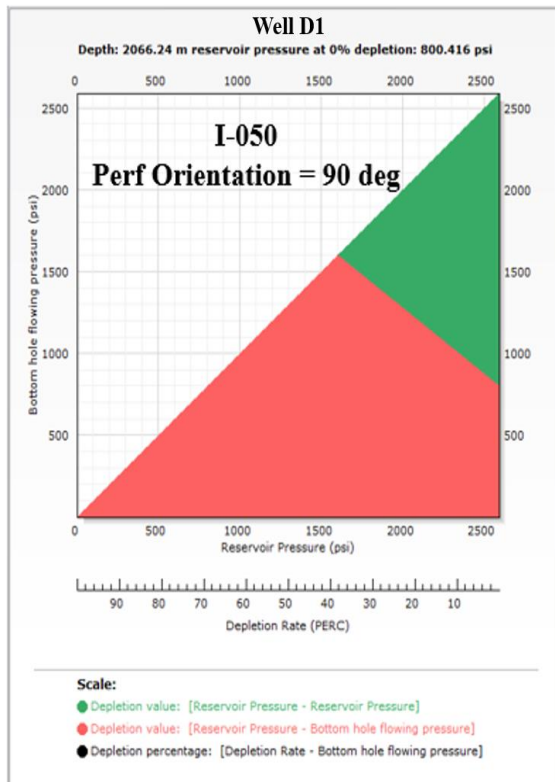
Giếng	Thành hệ	Vía	Áp suất vỉa ban đầu P_i (psi)	Khoảng cát yếu nhất (mMD)	Rủi ro sinh cát (OH)	CH - hướng bắc 90°				CH - hướng bắc 0°			
						Rủi ro sinh cát	Khuyến nghị áp suất đáy giếng (không sinh cát) (psi)	Chênh áp tối đa @ P_i (không sinh cát) (psi)	Khuyến nghị đường kính lỗ khoan (không sinh cát) (in)	Rủi ro sinh cát	Khuyến nghị áp suất đáy giếng (không sinh cát) (psi)	Chênh áp tối đa @ P_i (không sinh cát) (psi)	Khuyến nghị đường kính lỗ khoan (không sinh cát) (in)
K1	H	H-200	2200	1874 - 1880	Giai đoạn đầu	Giai đoạn giữa	>1600	1300	<0,3	Không sinh cát	>0	2200	<0,3
K1	I	I-010	2300	2048 - 2055	Giai đoạn đầu	Giai đoạn cuối	>800	2300	<0,3	Không sinh cát	>0	2300	<0,3
K1	I	I-060	2550	2290 - 2313	Giai đoạn đầu	Giai đoạn đầu	>2400	350	<0,3	Giai đoạn giữa	>1100	1950	<0,3
K1	I	I-115	2750	2544 - 2547	Giai đoạn đầu	Giai đoạn giữa	>1700	1850	<0,3	Không sinh cát	>0	2750	<0,3
K1	J	J-035	2850	-	Không sinh cát	Không sinh cát	>0	2850	<0,6	Không sinh cát	>0	2850	<0,6
K1	J	J-200	3200	-	Không sinh cát	Không sinh cát	>0	3200	-	Không sinh cát	>0	3200	-
K1	J	J-260	3250	-	Không sinh cát	Không sinh cát	>0	3250	-	Không sinh cát	>0	3250	-
K1	K	K-20	3350	-	Không sinh cát	Không sinh cát	>0	3350	<0,9	Không sinh cát	>0	3350	<0,9
K1	K	K-30	3400	-	Không sinh cát	Không sinh cát	>0	3400	<0,8	Không sinh cát	>0	3400	<0,8

Bảng 4. Kết quả phân tích sinh cát tại giếng D1.

Giếng	Thành hệ	Vía	Áp suất vỉa ban đầu P_i (psi)	Khoảng cát yếu nhất (mMD)	Rủi ro sinh cát (OH)	CH - hướng bắc 90°				CH - hướng bắc 0°			
						Rủi ro sinh cát	Khuyến nghị áp suất đáy giếng (không sinh cát) (psi)	Chênh áp tối đa @ P_i (không sinh cát) (psi)	Khuyến nghị đường kính lỗ khoan (không sinh cát) (in)	Rủi ro sinh cát	Khuyến nghị áp suất đáy giếng (không sinh cát) (psi)	Chênh áp tối đa @ P_i (không sinh cát) (psi)	Khuyến nghị đường kính lỗ khoan (không sinh cát) (in)
D1	H	H-100	2200	1566 - 1580	Giai đoạn đầu	Giai đoạn đầu	>2200	0	-	Giai đoạn đầu	>2200	0	-
D1	I	I-050	2600	1852 - 1854	Giai đoạn đầu	Giai đoạn giữa	>1600	1900	<0,3	Giai đoạn giữa	>1400	2100	<0,3
D1	I	I-070	2700	1929 - 1934	Giai đoạn giữa	Giai đoạn giữa	>1400	2500	<0,3	Giai đoạn giữa	>1200	2700	<0,3
D1	I	I-100	2800	-	Giai đoạn giữa	Không sinh cát	>0	2800	<0,4	Không sinh cát	>0	2800	<0,4
D1	I	I-115	2800	-	Không sinh cát	Không sinh cát	>0	2800	-	Không sinh cát	>0	2800	-
D1	I	I-140	2900	-	Giai đoạn cuối	Không sinh cát	>0	2900	<0,5	Không sinh cát	>0	2900	<0,5
D1	J	J-035	2950	-	Không sinh cát	Không sinh cát	>0	2950	<0,8	Không sinh cát	>0	2950	<0,8
D1	J	J-050	3000	-	Không sinh cát	Không sinh cát	>0	3000	<0,8	Không sinh cát	>0	3000	<0,8
D1	J	J-060	3050	-	Không sinh cát	Không sinh cát	>0	3050	<1,1	Không sinh cát	>0	3050	<1,1



Hình 8. Phân tích sinh cát tại vỉa I-115 giếng K1.



Hình 9. Phân tích sinh cát tại vỉa I-050 giếng D1.

4.6.3. So sánh giữa các phương pháp hoàn thiện giếng

Kết quả phân tích cho thấy:

- Hoàn thiện thân trần (OH): nguy cơ sinh cát cao hơn, đặc biệt tại các tập H và I, do thành giếng trực tiếp tiếp xúc với dòng sản phẩm;

- Hoàn thiện chống ống (CH): nguy cơ sinh cát giảm đáng kể, nhất là khi lỗ bắn định hướng 0°. Đây là phương pháp hoàn thiện được khuyến nghị cho khu vực KD;

- Màng lọc cát: không được khuyến nghị do thành phần hạt mịn cao, dễ gây tắc nghẽn và giảm hiệu quả khai thác.

Phân tích khả năng sinh cát cho thấy các tập H và I là những tầng chứa nhạy cảm, cần được quản lý chặt chẽ trong quá trình khai thác. Việc lựa chọn phương pháp hoàn thiện giếng phù hợp, kết hợp với kiểm soát chênh áp sẽ giúp giảm thiểu rủi ro sinh cát, bảo vệ thiết bị khai thác và tối ưu hóa hiệu quả kinh tế.

4.6.4. Phương pháp kiểm soát cát cho các giếng khu vực KD

Việc đánh giá nguy cơ sinh cát và lựa chọn giải pháp kiểm soát cát phù hợp đóng vai trò quan trọng trong thiết kế và vận hành giếng khai thác, đặc biệt tại các thân chứa có mức độ gắn kết kém. Dựa trên hướng dẫn của (Tiffin và nnk., 1998) và kết quả phân tích đặc điểm trầm tích – cơ học vữa của khu vực KD, nghiên cứu đưa ra định hướng lựa chọn phương án hoàn thiện giếng và quản lý rủi ro sản sinh cát phù hợp với điều kiện địa chất của khu vực.

Các giếng hoàn thiện theo dạng chống ống hầu như không đối mặt với nguy cơ sinh cát trong giai đoạn đầu khai thác, ngoại trừ một số tầng riêng lẻ như H và I. Với đặc điểm hạt mịn chiếm hơn 10% trong thành phần trầm tích, các phương án thân trần hoàn thiện bằng màng lọc cát không được khuyến nghị áp dụng do nguy cơ tắc nghẽn và tăng hệ số skin.

Do đó, phương án tối ưu cho các giếng phát triển tại KD là hoàn thiện dạng chống ống, kết hợp với thiết kế giếng có khả năng nâng cấp các giải pháp kiểm soát cát trong tương lai nếu giếng xuất hiện dấu hiệu bất ổn.

Các rủi ro chính liên quan đến sinh cát bao gồm: (1) hư hại thiết bị lòng giếng do mài mòn ống khai thác, ống chống, thiết bị cách ly vữa và các thiết bị điều khiển dòng; (2) giảm tuổi thọ giếng

do tổn thương vữa và giảm hiệu suất khai thác; và (3) ảnh hưởng nghiêm trọng đến thiết bị bề mặt như đường ống, bình tách và máy nén do xói mòn hoặc tắc nghẽn. Những rủi ro này có thể dẫn đến tăng đáng kể chi phí vận hành, gia tăng số lần can thiệp giếng và thậm chí buộc phải đóng giếng sớm hơn dự kiến.

Để quản lý hiệu quả sản sinh cát, nghiên cứu đề xuất một số giải pháp chính: Trước hết, cần tối ưu thiết kế hoàn thiện giếng phù hợp với đặc tính địa cơ học của từng tầng chứa. Đồng thời, cần đánh giá và chuẩn bị sẵn các phương án kiểm soát cát qua ống khai thác, bao gồm lắp đặt màn chắn cát, chèn sỏi lọc cát hoặc các giải pháp can thiệp khác trong trường hợp giếng xuất hiện hiện tượng sản sinh cát vượt ngưỡng cho phép. Bên cạnh đó, việc lắp đặt hệ thống giám sát và xử lý cát tại bề mặt đóng vai trò quan trọng trong việc phát hiện sớm và giảm thiểu tác động của cát đến thiết bị khai thác. Các thiết bị được khuyến nghị bao gồm đầu dò cát để theo dõi liên tục lượng cát sản sinh, bộ lọc hoặc tách cát nhằm bảo vệ hệ thống thu gom và xử lý, cùng van tiết lưu sử dụng vật liệu Tungsten Carbide có khả năng chống xói mòn cao tại các vị trí chịu tác động trực tiếp của dòng lưu thể mang cát. Ngoài ra, cần xây dựng và duy trì chế độ khai thác tối ưu dựa trên kết quả mô hình dự báo sinh cát. Lưu lượng khai thác và áp suất đáy giếng cần được kiểm soát để chênh áp tác động lên thành hệ không vượt quá ngưỡng phá hủy cát của đất đá. Việc theo dõi thường xuyên các thông số khai thác như lưu lượng dầu khí, áp suất, hàm lượng nước và lượng cát sản sinh là cần thiết nhằm nhận diện sớm các dấu hiệu suy giảm độ bền cơ học của tầng chứa. Do đó, việc quản lý chặt chẽ chế độ khai thác sẽ góp phần kéo dài tuổi thọ giếng, trì hoãn thời điểm xuất hiện sản sinh cát nghiêm trọng và nâng cao hiệu quả khai thác lâu dài.

4.7. Kết quả và thảo luận

Đặc trưng trường ứng suất và Áp suất lỗ rỗng:

Kết quả đo MDT và tính toán mô hình khẳng định khu vực nghiên cứu có chế độ áp suất thủy tĩnh bình thường (Gradient ~0,434 psi/ft hay 8,35 ppg) và không ghi nhận sự tồn tại của các đới dị thường áp suất

Trường ứng suất tại chỗ tuân theo quy luật đứt gãy thuận ($S_{hmin} \approx S_{hmax} < S_v$) với hướng ứng suất ngang cực đại (S_{hmax}) xấp xỉ 180° Bắc được

phân tích tương tự từ dữ liệu lô PM3CAA theo (Truong Son JOC, 2006), hoàn toàn tương thích với dữ liệu World Stress Map.

Ứng dụng 1D MEM trong thiết kế cửa sổ dung dịch khoan phân tích cơ học phá hủy cho thấy các tập trầm tích Mioxen giữa (H) và Mioxen sớm (I), các vỉa phía trên I-115 có độ bền từ thấp đến trung bình ($UCS = 3000-8000$ psi), rất nhạy cảm với phá hủy cắt. Dựa trên 1D MEM đã hiệu chuẩn với dữ liệu Caliper, nghiên cứu thiết lập cửa sổ trọng lượng riêng dung dịch an toàn trong khoảng 8,6 – 9,6 ppg. Việc duy trì trọng lượng riêng dung dịch trong khoảng này, kết hợp kiểm soát chặt chẽ mật độ tuần hoàn tương đương (ECD) sẽ giúp giảm thiểu rủi ro sập lở thành giếng (khi $MW < 8,5$ ppg) và ngăn chặn hiện tượng mất dung dịch (khi $MW > 9,7$ ppg).

Đánh giá rủi ro sinh cát và chiến lược hoàn thiện giếng: Kết quả phân tích CDDP chỉ ra rằng nguy cơ sinh cát đặc biệt nghiêm trọng tại các tập chứa Mioxen giữa (H) và Mioxen sớm (I) các vỉa phía trên I-115, nhất là khi mở bước vào giai đoạn giữa vòng đời với mức suy giảm áp suất vỉa (Depletion) đạt 15–25%. Điều này hoàn toàn trùng khớp với dữ liệu thực tế tại các giếng lân cận, nơi cát bắt đầu sinh ra khi áp suất đáy giếng (BHP) giảm xuống ngưỡng 1.000–1.800 psi.

Đối với giải pháp thông thường màng lọc cát: Do đặc thù thành phần trầm tích chứa hàm lượng hạt mịn lớn (>10%), việc sử dụng màng lọc cát là không phù hợp do hiện tượng bít nhét màn lọc, gây tổn thất áp suất nghiêm trọng và suy giảm sản lượng như đã bài học thực tế tại Lô PM3CAA.

Đề xuất chiến lược hoàn thiện: Nghiên cứu khuyến nghị áp dụng phương pháp hoàn thiện ống chống bắn vỉa kết hợp kỹ thuật bắn vỉa định hướng (0° phasing). Phương pháp này giúp phân tán ứng suất hiệu quả quanh lỗ bắn, kéo dài thời gian vận hành an toàn trước ngưỡng CDDP, đồng thời cho phép nhà điều hành dễ dàng can thiệp xử lý cát trong giai đoạn khai thác muộn.

5. Kết luận

Nghiên cứu đã xây dựng thành công mô hình địa cơ học 1D (1D MEM) cho cụm mỏ KD trên cơ sở tích hợp dữ liệu địa vật lý giếng khoan, MDT, FIT/LOT và lịch sử khoan. Mặc dù không có dữ liệu mẫu lõi, quá trình hiệu chỉnh bằng dữ liệu thực tế đã giúp nâng cao đáng kể độ tin cậy của mô hình, cho phép đánh giá định lượng trạng thái ứng

suất, áp suất lỗ rỗng và đặc tính cơ học của đất đá trong khu vực nghiên cứu.

Kết quả mô hình hóa cho thấy các giếng khoan tại khu vực KD nằm trong môi trường áp suất thủy tĩnh bình thường với chế độ ứng suất đứt gãy thuận. Cửa sổ trọng lượng dung dịch khoan an toàn được xác định trong khoảng 8,6–9,6 ppg, là cơ sở quan trọng để tối ưu thiết kế giếng và giảm thiểu các rủi ro địa cơ học trong quá trình khoan. Kết quả dự báo phù hợp với các hiện tượng phình giếng, mất dung dịch và các sự cố khoan đã ghi nhận thực tế, khẳng định tính chính xác của mô hình.

Phân tích sinh cát cho thấy nguy cơ phá hủy cơ học tập trung chủ yếu tại các tập chứa Mioxen giữa (H) và Mioxen sớm (I), nơi độ bền đá thấp hơn và độ chênh áp tới hạn suy giảm đáng kể khi áp suất vỉa giảm trong quá trình khai thác. Ngược lại, các tập chứa sâu hơn thuộc Mioxen sớm và Oligoxen muộn (I-115 trở xuống, J và K) thể hiện độ ổn định cơ học tốt và ít có khả năng sinh cát. Kết quả cũng cho thấy phương án hoàn thiện giếng dạng chống ống bắn vỉa có khả năng giảm đáng kể nguy cơ sinh cát so với hoàn thiện thân trần, trong khi các giải pháp sử dụng màng lọc cát không phù hợp do tỷ lệ hạt mịn cao.

Trên cơ sở các kết quả đạt được, nghiên cứu khuyến nghị áp dụng phương án hoàn thiện giếng dạng chống ống bắn vỉa kết hợp thiết kế sẵn khả năng triển khai các giải pháp kiểm soát cát trong tương lai. Đồng thời, cần duy trì chế độ khai thác tối ưu thông qua kiểm soát lưu lượng, chênh áp khai thác và giám sát liên tục lượng cát sản sinh nhằm kéo dài tuổi thọ giếng, bảo vệ thiết bị và tối ưu hiệu quả thu hồi dầu khí. Quy trình xây dựng và hiệu chỉnh MEM được đề xuất trong nghiên cứu có thể được áp dụng hiệu quả cho các mỏ dầu khí có điều kiện địa chất tương tự và hạn chế về dữ liệu tại bồn trũng Malay – Thổ Chu.

Lời cảm ơn

Nhóm tác giả xin chân thành cảm ơn Tổng công ty Thăm dò Khai thác dầu khí – PVEP; Tổng Công ty Thăm dò Khai thác dầu khí – Chi nhánh Khánh Mỹ, đồng thời, cũng gửi lời cảm ơn đến các chuyên gia của đề tài đã đóng góp nhiều ý kiến quý báu trong quá trình thực hiện nghiên cứu này.

Đóng góp của các tác giả

Trịnh Sóng Biển, Nguyễn Anh Đức, Bùi Thiều Sơn, Phạm Hải Đăng - lên ý tưởng, xem xét và chỉnh sửa tổng thể; Trịnh Sóng Biển, Phạm Tuấn Anh, Đỗ Thế Hoàng, Lê Đình Thành - minh giải và phân tích mô hình 1D MEM, đánh giá ổn định giếng khoan và dự báo sinh cát; Nguyễn Anh Đức, Phùng Văn Hải, Nguyễn Thanh Tùng, Triệu Hùng Trường, Trần Danh Hùng - cố vấn và rà soát toàn bộ nội dung của bài báo.

Diễn giải tên các đường log trong các hình minh họa

- DEN_EXTRAPOLATE: Đường mật độ được tính toán theo phương pháp ngoại suy để thay thế những khoảng giếng thiếu đường log mật độ;
- DEN_COM_EXT: Đường mật độ trên toàn thân giếng khoan kết hợp giữa đường Log mật độ và đường mật độ ngoại suy;
- SVERTICAL_EXT: Đường ứng suất theo phương thẳng đứng;
- OBMW_EXT: Đường Gradient ứng suất theo phương thẳng đứng;
- TRENDLINE_DTC_K-1X: Đường xu thế nén ép bình thường theo chiều sâu (Normal compaction trendline);
- PPRS_NORM: Đường áp suất lỗ rỗng;
- PPMW_NORM: Đường Gradient áp suất lỗ rỗng;
- PR_STA: Đường tỷ số Poisson tĩnh;
- YME_STA: Đường Young Modulus tĩnh;
- UCS: Đường lực nén một trục;
- TSTR: Đường lực kéo của đá (Tensile);
- FANG: Đường góc ma sát;
- SHMAX_PHS: Đường ứng suất ngang cực đại;
- SHMIN_PHS: Đường ứng suất ngang cực tiểu;
- CMW_MAX_MTS: Trọng lượng riêng dung dịch tối đa tại đó thành giếng bắt đầu bị nứt vỡ do lực kéo (Breakdown gradient);
- CMW_LOSS: Trọng lượng riêng dung dịch tại đó bắt đầu bị mất dung dịch khoan;
- CMW_KICK: Trọng lượng riêng dung dịch tối thiểu để tránh kick;
- CMW_MIN_MDL: Trọng lượng riêng dung dịch tối thiểu để tránh phá hủy trượt (Shear failure) quanh thành giếng;

- MW_ppg: Gradient dung dịch khoan được sử dụng trong khi khoan;

- BF_SWBO_IM: Hình ảnh thành giếng bị phá hủy trượt mạnh với vùng sập lỗ rỗng;

- Tight hole: Vị trí giếng khoan bị hẹp lại trong quá trình khoan.

Tài liệu tham khảo

- Bradford, I. D. R., Fuller, J., Thompson, P. J., & Walsgrove, T. R. (1998). Benefits of assessing the solids production risk in a North Sea reservoir using elastoplastic modelling. *SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering*, SPE 47360-MS, 261-269.
- Eaton, B. A. (1975). The equation for geopressure prediction from well logs. *Proceedings of the Society of Petroleum Engineers of AIME Fall Meeting*, SPE 5544, 1-10.
- Mavko, G., Mukerji, T., & Dvorkin, J. (2009). *The rock physics handbook: Tools for seismic analysis of porous media*. Cambridge University Press, Cambridge, UK, 511 pp.
- PVEP (1996). *Geological final well report D-1X*.
- PVEP (1997). *Petrographic analysis report D-1X*.
- PVEP (1998). *Geological final well report K-1X*.
- PVEP (2024). *Grain size analysis report K-1X*.
- PVEP (2025). *Sanding prediction study for development wells in Block 46/13 report*.
- Tiffin, D. L., King, G. E., Larese, R. E., & Britt, L. K. (1998). New criteria for gravel and screen selection for sand control. *Proceedings of the SPE Formation Damage Control Conference*, Lafayette, Louisiana, USA, SPE-39437-MS. <https://doi.org/10.2118/39437-MS>.
- Truong Son JOC (2006). *Sand production prediction report*.
- Vietsov Petro (2023). *Geomechanical modeling of the Lower Miocene reservoir in Ca Tam field & application for completion*.
- Zoback, M. D. (2007). *Reservoir geomechanics*. Cambridge University Press, Cambridge, UK, 464 pp.