

TRƯỜNG ĐẠI HỌC MỎ - ĐỊA CHẤT

TUYỂN TẬP HỘI NGHỊ KHOA HỌC QUỐC GIA
**CÔNG NGHỆ NĂNG LƯỢNG
VÀ ỨNG PHÓ BIẾN ĐỔI KHÍ HẬU (ENCCR - 2026)**

TUYỂN TẬP HỘI NGHỊ KHOA HỌC QUỐC GIA
**CÔNG NGHỆ NĂNG LƯỢNG
VÀ ỨNG PHÓ BIẾN ĐỔI KHÍ HẬU (ENCCR - 2026)**

TUYỂN TẬP HỘI NGHỊ KHOA HỌC QUỐC GIA: CÔNG NGHỆ NĂNG LƯỢNG VÀ ỨNG PHÓ BIẾN ĐỔI KHÍ HẬU (ENCCR - 2026)

ISBN: 978-604-76-3382-1



SÁCH KHÔNG BÁN



NHÀ XUẤT BẢN GIAO THÔNG VẬN TẢI



BAN KHOA HỌC

- 1 PGS.TS Nguyễn Thế Vinh
- 2 TS Nguyễn Tiến Hùng
- 3 PGS.TS Trần Đình Kiên
- 4 PGS.TS Triệu Hùng Trường
- 5 PGS.TS Tống Thị Thanh Hương
- 6 PGS. TS Nguyễn Văn Thịnh
- 7 PGS. TS Nguyễn Xuân Thảo
- 8 TS Lê Đức Vinh
- 9 TS Nguyễn Khắc Long
- 10 TS Nguyễn Trần Tuấn
- 11 TS Tô Hữu Toàn
- 12 TS Nguyễn Thị Hải Yến

BAN BIÊN TẬP

- 1 PGS.TS Nguyễn Thế Vinh
- 2 PGS. TS Nguyễn Văn Thịnh
- 3 PGS. TS Lê Quang Duyên
- 4 TS Nguyễn Khắc Long
- 5 TS Nguyễn Tiến Hùng
- 6 TS Tô Hữu Toàn
- 7 TS Lê Đức Vinh

MỤC LỤC

1. COP26 và tác động đến ngành dầu khí biển Việt Nam: thực trạng và định hướng “Dầu khí xanh”	1
<i>Trương Hoài Nam, Mai Văn Cảnh, Đồng Thị Minh Hà</i>	
2. Ứng dụng trí tuệ nhân tạo trong sàng lọc và lựa chọn phương pháp gia tăng thu hồi dầu, thử nghiệm tại mỏ Tê Giác Trắng	13
<i>Đặng Duy, Nguyễn Tiến Hùng, Nguyễn Hải An</i>	
3. Ảnh hưởng của hóa lỏng đất đến bể chứa xăng dầu và biện pháp phòng ngừa	23
<i>Đặng Quang Huy, Phạm Văn Hùng, Vũ Minh Ngạn</i>	
4. Đánh giá cấu trúc bộ chuyển đổi DC/AC một pha điện mặt trời đến việc lựa chọn thông số bộ lọc sóng hài đảm bảo tiêu chuẩn kết nối	31
<i>Đỗ Đức Thành, Ngô Thanh Tuấn</i>	
5. Cơ sở kỹ thuật - kinh tế của mô hình cụm CCUS tập trung và định hướng cho Việt Nam	39
<i>Doãn Thị Trâm, Lê Quang Duyệt, Nguyễn Khắc Long, Nguyễn Văn Thành, Trần Văn Quảng</i>	
6. Investigation of seasonal correlation between land surface temperature and spectral indices: A case study in Gia Lai province	51
<i>Eaint Chit Phone, Le Mai Son, Nguyen Manh Hung</i>	
7. Assessing the influence of surface characteristics on evapotranspiration in evergreen forest ecosystems	57
<i>Le Mai Son, Nguyen Thu Ha</i>	
8. Ứng dụng mặt phản xạ mô phỏng đáy biển phục vụ dự báo địa nhiệt cho khu vực Đông Bắc bể trầm tích Nam Côn Sơn	64
<i>Lê Ngọc Ánh, Nguyễn Hải Bình, Bùi Thái Sơn, Hà Văn Thành, Vương Gia Bảo</i>	
9. Quản lý rủi ro sinh cát trong phát triển mỏ tầng Mioxen giữa, bể Cửu Long dưới góc nhìn tích hợp yếu tố địa kỹ thuật và kinh tế	71
<i>Lê Vũ Quân, Nguyễn Văn Thịnh</i>	
10. Tích hợp thuộc tính địa chấn và phân tách phổ nghiên cứu dự báo vỉa chứa địa tầng Oligocen muộn khu vực lô X bể Cửu Long	80
<i>Nguyễn Duy Mười, Lê Ngọc Ánh, Nguyễn Thị Minh Hồng, Bùi Thị Ngân, Nguyễn Thị Thu Hằng</i>	
11. Ảnh hưởng các yếu tố tới sự phát triển chiều cao khe nứt đối với giếng X tầng Oligocene trong quá trình nứt vỉa thủy lực	87
<i>Nguyễn Hữu Trường</i>	
12. Thực trạng và thách thức khi triển khai lưu giữ CO₂ trong thành hệ địa chất tại Việt Nam	97
<i>Nguyễn Khắc Long, Trương Văn Từ, Nguyễn Văn Thành, Doãn Thị Trâm, Phạm Hồng Sơn, Đỗ Minh Cường</i>	
13. Hydrogen trắng (hydrogen tự nhiên): Cơ chế hình thành, tiềm năng và định hướng nghiên cứu cho Việt Nam	108
<i>Nguyễn Thế Vinh, Lê Quang Duyệt, Nguyễn Hải An</i>	

Quản lý rủi ro sinh cát trong phát triển mỏ tầng Mioxen giữa, bể Cửu Long dưới góc nhìn tích hợp yếu tố địa kỹ thuật và kinh tế

Lê Vũ Quân¹, Nguyễn Văn Thịnh^{2,*}

¹ Viện Dầu khí Việt Nam, Petrovietnam, Việt Nam

² Khoa Dầu khí và Năng lượng, Trường Đại học Mỏ - Địa chất, Việt Nam

TÓM TẮT

Tại bể Cửu Long, khai thác dầu từ các vỉa cát kết bờ rời tầng Mioxen giữa luôn tiềm ẩn rủi ro sinh cát nghiêm trọng, gây mất ổn định giếng, gián đoạn khai thác và vượt ngân sách dự án. Nghiên cứu đề xuất một khung quản lý rủi ro tích hợp, liên kết phân tích địa cơ học với đánh giá kinh tế nhằm hỗ trợ ra quyết định phát triển mỏ. Mô hình Địa cơ học một chiều được xây dựng từ dữ liệu giếng khoan và tham số cơ lý đá để xác định trạng thái ứng suất, độ bền thành hệ và ngưỡng phá hủy. Trên cơ sở đó, xác suất sinh cát được định lượng theo các kịch bản suy giảm áp suất vỉa và chế độ khai thác khác nhau. Các xác suất này được tích hợp vào mô hình phân tích rủi ro sử dụng Cây quyết định (Decision Tree) kết hợp với giá trị tiền tệ kỳ vọng (EMV), cho phép đánh giá và so sánh các phương án phát triển và kiểm soát rủi ro. Kết quả cho thấy ngưỡng chênh áp khai thác là yếu tố chi phối chính đến ổn định thành hệ, với xác suất sinh cát tăng nhanh khi áp suất đáy giếng vượt giới hạn bền cơ học. Mô hình EMV cho phép lượng hóa tác động tài chính của từng kịch bản, bao gồm chi phí can thiệp, tổn thất sản lượng và thời gian dừng khai thác. Phân tích chi phí – lợi ích cho thấy các giải pháp như chèn sỏi hoặc kiểm soát chênh áp, mặc dù làm tăng chi phí đầu tư ban đầu, nhưng giúp giảm đáng kể rủi ro kỹ thuật và chi phí vận hành trong dài hạn, từ đó tối ưu hóa giá trị kinh tế tổng thể của dự án. Phương pháp tiếp cận tích hợp này cung cấp một công cụ định lượng hiệu quả cho việc lựa chọn chiến lược phát triển mỏ, giúp cân bằng giữa rủi ro kỹ thuật và hiệu quả kinh tế trong điều kiện khai thác thực tế.

Từ khóa: Quản lý rủi ro dự án; Rủi ro sinh cát; Giá trị tiền tệ kỳ vọng (EMV); Địa cơ học, Bể Cửu Long.

1. Mở đầu

Bể Cửu Long là một trong những bể trầm tích đóng vai trò chủ lực, đóng góp phần lớn sản lượng dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam. Nhiều nghiên cứu đã khẳng định đây là một trong những bể dầu khí quan trọng nhất khu vực Đông Nam Á, với các phát hiện lớn như Bạch Hổ, Rồng và Sư Tử Đen (Bojesen-Koefoed và nnk., 2009). Trong đó, các vỉa cát kết thuộc hệ thống trầm tích tuổi Mioxen giữa được đánh giá là tầng chứa quan trọng với tiềm năng trữ lượng thương mại đáng kể. Các trầm tích này hình thành chủ yếu trong môi trường delta–biển nông, tạo điều kiện thuận lợi cho tích tụ và bảo tồn hydrocarbon. Tuy nhiên, đặc trưng địa chất nổi bật của các vỉa này là trạng thái cát kết bờ rời, độ gắn kết xi măng kém và độ bền nén đơn trục (UCS) thường ở mức rất thấp. Các nghiên cứu thực nghiệm cho thấy UCS trong các vỉa cát kết bờ rời có thể chỉ dao động trong khoảng 5–10 Mpa (Phạm và nnk., 2025). Đặc tính cơ học bất lợi này biểu hiện tượng sinh cát (sand production) trở thành một rủi ro kỹ thuật tất yếu trong suốt vòng đời khai thác mỏ, đặc biệt ở giai đoạn suy giảm áp suất vỉa hoặc khi có sự xâm nhập của nước làm suy yếu liên kết giữa các hạt khoáng vật (Heo và nnk., 2022; Ubura và nnk., 2024; Shabdirova và nnk., 2019). Cơ chế này đã được ghi nhận rộng rãi trong các nghiên cứu địa cơ học dầu khí (Fjaer và nnk., 2008).

Dưới góc độ quản lý dự án, rủi ro sinh cát không đơn thuần là một hiện tượng vật lý tại đáy giếng, mà là nguyên nhân cốt lõi dẫn đến sự phá vỡ cấu trúc tài chính của dự án. Khi dòng lưu thể mang theo cát di chuyển với vận tốc cao, chúng hoạt động như một tác nhân ăn mòn cực mạnh, gây hư hỏng thiết bị hoàn thiện giếng, hệ thống van tiết lưu và mạng lưới đường ống ngầm. Hiện tượng xói mòn do cát đã được tiêu chuẩn hóa đánh giá trong ngành theo API RP 14E, cho thấy tốc độ dòng chảy có thể làm gia tăng nhanh mức độ hư hại thiết bị. Hậu quả trực tiếp là sự gia tăng đột biến của chi phí can thiệp, sửa chữa giếng. Nghiêm trọng hơn, sự cô sập giếng do cát gây ra sự gián đoạn vận hành khai thác, dẫn đến khối lượng dòng tiền khổng lồ bị hao hụt do sản lượng suy giảm. Trong nhiều trường hợp thực tế, chi phí can thiệp giếng có

* Tác giả liên hệ

Email: nguyenvanthinh@humg.edu.vn

thể chiếm tỷ trọng đáng kể trong tổng chi phí vận hành (OPEX) của mỏ. Điều này đặt các nhà quản lý trước một bài toán đánh đổi nan giải trong giai đoạn lập kế hoạch phát triển mỏ: Lựa chọn tiết kiệm chi phí đầu tư ban đầu (CAPEX) bằng các thiết kế hoàn thiện giếng cơ bản, hay đối mặt với nguy cơ sụt giảm giá trị hiện tại thuần (NPV) trong dài hạn. Các phân tích kinh tế trong ngành dầu khí cho thấy quyết định này có thể ảnh hưởng trực tiếp đến hiệu quả đầu tư và vòng đời dự án (Ponomarenko và nnk., 2022; Li và nnk., 2020; Osunrinde và nnk., 2019).

Thực tiễn quản trị rủi ro tại nhiều dự án hiện nay vẫn đang tồn tại một khoảng trống lớn giữa phân tích kỹ thuật và quyết định tài chính. Các nghiên cứu định lượng về địa cơ học thường độc lập, thiên về việc dự báo giới hạn áp suất mà thiếu đi sự gắn kết với các chỉ số kinh tế. Ngược lại, hồ sơ quản lý rủi ro trong quản lý dự án lại thường dừng ở mức đánh giá định tính (Cao/Trung bình/Thấp), thiếu vắng các cơ sở định lượng minh bạch để thuyết phục các cơ quan hữu quan phê duyệt sớm các khoản ngân sách phòng ngừa đất đỏ, chẳng hạn như áp dụng phương pháp hoàn thiện thân trần có chèn sỏi (Open Hole Gravel Pack - OHGP). Khoảng trống này đã được đề cập trong nhiều nghiên cứu SPE, nhấn mạnh nhu cầu tích hợp giữa kỹ thuật và kinh tế trong quản lý rủi ro (Elias và nnk., 2014).

Nhằm lấp đầy khoảng trống học thuật và thực tiễn nêu trên, nghiên cứu này đề xuất một khung tiếp cận quản lý rủi ro tích hợp (Integrated Risk Management Framework) áp dụng chuyên biệt cho vỉa Mioxen giữa tại bể Cửu Long. Bài báo sử dụng mô hình Địa cơ học một chiều để xác định định lượng xác suất phá hủy cơ học của đá vôi, từ đó tích hợp vào mô hình phân tích Giá trị Tiền tệ Kỳ vọng thông qua phương pháp Cây quyết định. Cách tiếp cận này cho phép chuyển hóa rủi ro kỹ thuật thành các đại lượng tài chính định lượng, tạo cầu nối trực tiếp giữa phân tích kỹ thuật và quyết định đầu tư. Mục tiêu của nghiên cứu là lượng hóa rủi ro sinh cát thành giá trị tài chính thực tế, qua đó cung cấp một luận cứ kinh tế vững chắc giúp nhà quản trị tối ưu hóa chiến lược hoàn thiện giếng, đưa rủi ro dự án về mức thấp nhất có thể chấp nhận được (ALARP - As Low As Reasonably Practicable) theo chuẩn mực ISO 31000. Nguyên tắc ALARP là một trong những nền tảng quan trọng trong quản lý rủi ro hiện đại, được quy định trong tiêu chuẩn ISO 31000 (ISO 31000, 2018).

2. Nhận diện và đánh giá rủi ro kỹ thuật

Theo chuẩn mực Quản lý rủi ro ISO 31000, để lượng hóa được tác động tài chính, bước tiên quyết là phải nhận diện chính xác cơ chế vật lý và đánh giá định lượng xác suất xảy ra sự cố. Đối với rủi ro sinh cát tại hệ thống cát kết bờ rời thuộc tầng Mioxen giữa bể Cửu Long, quá trình này đòi hỏi sự tích hợp chặt chẽ giữa các nguyên lý cơ học đá và mô phỏng trạng thái ứng suất vỉa.

2.1. Cơ chế phát sinh rủi ro sinh cát

Sự cố sinh cát xảy ra khi trạng thái cân bằng ứng suất tại vùng cận đáy bị phá vỡ, dẫn đến sự suy giảm hoặc triệt tiêu hoàn toàn khả năng chịu tải của liên kết xi măng giữa các hạt khoáng vật. Về bản chất địa cơ học, đây là quá trình phá hủy theo tiêu chuẩn bền (failure criterion) khi ứng suất tác dụng vượt quá giới hạn bền của đá vôi, thường được mô tả thông qua các mô hình như Mohr–Coulomb hoặc Drucker–Prager. Quá trình phá hủy này chịu sự chi phối của hai lực chính:

- Ứng suất nén cắt: Do sự tập trung ứng suất xung quanh thành giếng (thân trần) hoặc lỗ bắn vỉa khi giếng được đưa vào khai thác. Hiện tượng tập trung ứng suất này đặc biệt nghiêm trọng tại các vùng có dị thường ứng suất hoặc khi góc phương vị giếng không tối ưu so với trường ứng suất ban đầu.
- Lực kéo thủy động lực học: Được tạo ra bởi dòng chảy của lưu thể (dầu, khí, nước) hướng từ vỉa vào giếng. Lực kéo này phụ thuộc nhiều vào gradient áp suất và vận tốc dòng chảy, trong đó sự gia tăng chênh lệch khai thác làm tăng đáng kể lực kéo tác động lên các hạt rời, thúc đẩy quá trình bóc tách và vận chuyển hạt cát vào giếng.

Ngoài hai cơ chế chính trên, các yếu tố như tính dị hướng cơ học của đá, mức độ xi măng hóa, độ rỗng và lịch sử khai thác cũng đóng vai trò quan trọng trong việc kiểm soát ngưỡng bắt đầu sinh cát.

Đặc biệt, tại tầng chứa Mioxen giữa, hiện tượng nước xâm nhập được nhận diện là nguyên nhân lớn nhất. Sự xâm nhập của nước không chỉ làm thay đổi điều kiện dòng chảy đa pha mà còn gây biến đổi hóa – cơ học trong cấu trúc đá. Nước hình thành làm hòa tan các khoáng vật sét đóng vai trò chất gắn kết tự nhiên, đồng thời triệt tiêu lực mao dẫn, làm suy giảm từ 40% đến 60% độ bền nén đơn trục của hệ thống đá vôi. Quá trình này thường đi kèm với hiện tượng trương nở sét và phân tán hạt mịn, làm giảm thêm độ ổn định cơ học của thành hệ. Sự dịch chuyển trạng thái từ pha "dầu" sang pha "ngập nước" làm tăng đột biến xác suất sụp lở thành giếng. Điều này xảy ra do sự kết hợp giữa suy giảm độ bền cơ học và gia tăng lực kéo thủy động, tạo ra điều kiện thuận lợi cho sự khởi phát và phát triển nhanh chóng của hiện tượng sinh cát trong giai đoạn cuối đời mỏ.

2.2. Xây dựng Mô hình địa cơ học một chiều

Mô hình Địa cơ học một chiều (1D Mechanical Earth Model-1D MEM) là mô hình mô phỏng các đặc tính cơ học của đất đá và trạng thái ứng suất địa tầng theo phương thẳng đứng của giếng khoan. Đây là công cụ quan trọng trong ngành dầu khí, địa nhiệt và lưu trữ CO₂ nhằm đánh giá điều kiện địa cơ học của tầng chứa và đảm bảo an toàn trong quá trình khoan, khai thác cũng như vận hành mỏ. Mô hình 1D MEM được xây dựng dựa trên việc tích hợp nhiều nguồn dữ liệu như tài liệu địa chất, số liệu địa vật lý giếng khoan, mẫu lõi, thí nghiệm cơ học đá, áp suất vỉa và dữ liệu khoan. Từ đó, mô hình cho phép xác định các tham số quan trọng như ứng suất thẳng đứng (overburden stress), ứng suất ngang cực đại và cực tiểu, áp suất lỗ rỗng, đặc tính đàn hồi của đất đá (Young's modulus, Poisson's ratio) và cường độ phá hủy của đá.

Trong thực tế, 1D MEM được sử dụng rộng rãi để phân tích ổn định thành giếng, xác định cửa sổ mật độ dung dịch khoan an toàn, dự báo nguy cơ sập lở hoặc nứt vỡ thành giếng, thiết kế chống ống và tối ưu hóa chương trình khoan. Ngoài ra, mô hình còn hỗ trợ đánh giá nguy cơ cát xâm nhập, nứt vỉa thủy lực và biến dạng địa tầng trong quá trình khai thác lâu dài. Mặc dù chỉ phản ánh điều kiện địa cơ học theo một chiều tại vị trí giếng khoan, 1D MEM đóng vai trò nền tảng cho việc xây dựng các mô hình địa cơ học 2D và 3D có độ phức tạp cao hơn. Hiện nay, cùng với sự phát triển của công nghệ mô phỏng số và trí tuệ nhân tạo, mô hình 1D MEM ngày càng được nâng cao về độ chính xác và khả năng ứng dụng trong quản lý rủi ro và tối ưu hóa khai thác dầu khí.

Đối với bài toán đánh giá rủi ro sinh cát, 1D MEM liên tục dọc theo thân giếng đóng vai trò là cơ sở dữ liệu đầu vào để tính toán giới hạn áp suất vận hành an toàn. Không chỉ dừng lại ở việc xác định ngưỡng phá hủy của đất đá, mô hình còn cho phép tích hợp các tham số địa cơ học với điều kiện khai thác thực tế nhằm dự báo động thái ổn định của thành giếng theo thời gian. Về bản chất, 1D MEM là sự tích hợp có hệ thống giữa dữ liệu địa chất, địa vật lý giếng khoan và cơ học đá, được hiệu chỉnh thông qua các quan sát thực tế như sự cố mất ổn định giếng, hiện tượng sập lở hoặc cát xâm nhập đã ghi nhận. Mô hình này đóng vai trò then chốt trong việc chuyển đổi các thông tin rời rạc thành một bộ tham số liên tục theo chiều sâu, phục vụ cho các phân tích định lượng tiếp theo. Các thông số chính của 1D MEM bao gồm:

- Áp suất vỉa và Trạng thái ứng suất tại chỗ:

Áp suất vỉa (P_p) được xác định thông qua dữ liệu đo áp suất trực tiếp (MDT/RFT). Ứng suất phương đứng (S_v) được tính toán bằng cách tích phân tỷ trọng của đất đá từ giá trị log tỷ trọng (Density log) có được từ bề mặt đến độ sâu khảo sát z :

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

Trong đó: $\rho(z)$ là tỷ trọng tại độ sâu z ; g là gia tốc trọng trường.

Ứng suất ngang cực tiểu (S_{hmin}) được hiệu chỉnh từ kết quả thử vỉa (Leak-off Test - LOT) hoặc Minifract, trong khi ứng suất ngang cực đại (S_{hmax}) được nội suy từ hiện tượng lở thành giếng quan sát qua Caliper log.

- Đặc tính cơ học đá:

Các mô đun đàn hồi động được tính toán từ vận tốc sóng nén (V_p), sóng cắt (V_s) và tỷ trọng (ρ). Sau đó, thông qua các phương trình thực nghiệm được hiệu chỉnh bằng dữ liệu thí nghiệm mẫu lõi, các giá trị này được chuyển đổi sang mô đun tĩnh. Giá trị độ bền nén đơn trục UCS – thông số quyết định khả năng kháng cắt của vỉa cát kết – được xác định theo hàm của độ rỗng và vận tốc sóng âm:

$$UCS = f(\phi, V_p, V_s) \quad (2)$$

2.3. Đánh giá ranh giới an toàn và Áp suất chênh lệch tới hạn

Dựa trên 1D MEM, rủi ro đá bị phá hủy được đánh giá thông qua tiêu chuẩn phá hủy Mohr-Coulomb. Theo tiêu chuẩn này, đá vỉa sẽ bắt đầu sụp lở và sinh cát khi ứng suất cắt hiệu dụng (Effective shear stress) vượt quá sức bền kháng cắt của đất đá. Ứng suất hiệu dụng (σ'_{ij}) được định nghĩa bởi định luật Terzaghi:

$$\sigma'_{ij} = \sigma_{ij} - \alpha P_p \delta_{ij} \quad (3)$$

Trong đó: σ_{ij} là tensor ứng suất tổng; α là hệ số Biot (thường xấp xỉ 1 đối với cát kết bờ rời); δ_{ij} là hàm Kronecker delta.

Thông qua mô phỏng địa cơ học tại khu vực lân cận lỗ bắn vỉa, nghiên cứu tính toán được Áp suất chênh lệch tới hạn (Critical Drawdown Pressure - ΔP_c). Đây là giá trị chênh lệch tối đa cho phép giữa áp suất vỉa và áp suất đáy giếng động (P_{wf}) mà tại đó cấu trúc vòm cát vẫn duy trì được tính ổn định:

$$\Delta P_c = P_p - P_{wf, \text{critical}} \quad (4)$$

Mối liên hệ với quản lý rủi ro: Giá trị ΔP_c không phải là một hằng số mà là một hàm suy giảm theo tuổi đời của mỏ. Nếu kịch bản khai thác vượt qua ngưỡng ΔP_c này, xác suất sụp lở cấu trúc vòm cát (P_f) sẽ tiến đến giá trị 1.0 (sự kiện chắc chắn xảy ra). Bằng cách so sánh ΔP_c với các kịch bản lưu lượng khai thác thiết kế, nghiên cứu đã lượng hóa được Xác suất xảy ra rủi ro cho từng chiến lược hoàn thiện giếng (Base case vs. Sand Control). Giá trị xác suất này sẽ là đầu vào trực tiếp cho cây quyết định tài chính EMV ở phần tiếp theo.

3. Đánh giá rủi ro định lượng theo EMV

Sau khi xác định được giới hạn phá hủy cơ học của đá vữa và lượng hóa được xác suất xảy ra sự cố (P_f) thông qua mô hình 1D MEM, bước tiếp theo trong khung quản lý rủi ro dự án là chuyển đổi các thông số kỹ thuật này thành giá trị tài chính. Nghiên cứu áp dụng phương pháp phân tích Giá trị tiền tệ kỳ vọng (Expected Monetary Value - EMV) kết hợp với công cụ Cây quyết định (Decision Tree) nhằm đánh giá định lượng thiệt hại và tối ưu hóa chi phí đầu tư (CAPEX) cho các kịch bản hoàn thiện giếng khác nhau.

3.1. Lượng hóa tác động tài chính

Tác động tài chính tổng thể của một sự cố sinh cát nghiêm trọng (khi vòm cát bị phá hủy dẫn đến cát xâm nhập vào giếng, yêu cầu phải can thiệp bằng giàn khoan) được cấu thành từ hai yếu tố chính: Chi phí khắc phục trực tiếp (C_{direct}) và Chi phí mất doanh thu do gián đoạn khai thác ($C_{deferment}$).

Tổng thiệt hại tài chính giả định (I_{total}) nếu sự kiện rủi ro chắc chắn xảy ra (xác suất 100%) được xác định theo phương trình:

$$I_{total} = C_{direct} + C_{deferment} \quad (5)$$

$$I_{total} = [(R_{rig} \times T_{NPT}) + C_{equip}] + (Q \times P_{oil} \times T_{NPT}) \quad (6)$$

Trong đó: R_{rig} : Đơn giá thuê giàn (150.000 USD/ngày); T_{NPT} : Thời gian dừng giếng (Non-Productive Time) khắc phục sự cố (20 ngày); C_{equip} : Chi phí vật tư, thiết bị thay thế (800.000 USD); Q : Sản lượng khai thác (3.000 thùng/ngày); P_{oil} : Giá dầu cơ sở (75 USD/thùng).

Bảng 1. Các thông số vận hành và hiệu quả kinh tế.

Thông số	Giá thành	Đơn vị
Sản lượng khai thác	3.000	Thùng/ngày
Giá dầu cơ sở	75	USD/thùng
<i>Khi giếng gặp sự cố</i>		
Thời gian dừng giếng khắc phục sự cố	20	Ngày
Đơn giá thuê giàn	150.000	USD/ngày
Chi phí vật tư, thiết bị thay thế	800.000	USD

Kết quả tính toán về thiệt hại tài chính trong trường hợp xảy ra sự cố được thể hiện như Bảng 2.

Bảng 2. Tổng giá trị thiệt hại về tài chính.

Các chi phí	Giá thành (USD)
Chi phí Sửa chữa trực tiếp	3.800.000
Chi phí mất doanh thu	4.500.000
Tổng Tác động	8.300.000

Dựa trên các tham số đầu vào đặc trưng của mỏ, chi phí can thiệp trực tiếp (C_{direct}) được tính toán ở mức 3.800.000 USD. Trong khi đó, dòng tiền doanh thu bị mất ($C_{deferment}$) trong 20 ngày dừng giếng lên tới 4.500.000 USD. Do đó, tổng tác động tài chính tuyệt đối (I_{total}) đạt 8.300.000 USD cho một lần xảy ra sự cố. Kết quả này phản ánh đặc thù của công nghiệp khai thác ngoài khơi, nơi rủi ro phi sản xuất (NPT) luôn chi phối trọng số lớn nhất trong cấu trúc thiệt hại tài chính.

3.2. Cây Quyết định và phân tích EMV

Do sự cố sinh cát mang tính bất định, giá trị thiệt hại thực tế đối với dự án phải được phân bổ theo xác suất xảy ra tương ứng với từng chiến lược kiểm soát. EMV được tính bằng tích của xác suất rủi ro (P_f) và tổng thiệt hại tài chính (I_{total}):

$$EMV = P_f \times I_{total} \quad (7)$$

Nhóm nghiên cứu đã thiết lập một Cây quyết định so sánh 3 kịch bản thiết kế, bao gồm Kịch bản Cơ sở (Base Case), Kịch bản lựa chọn 1 (Lắp đặt lưới lọc độc lập - SAS) và Kịch bản lựa chọn 2 (Hoàn thiện thân trần chén sỏi - Open Hole Gravel Pack).

Kết quả từ mô hình 1D MEM đối với tầng Mioxen giữa bể Cửu Long cho thấy đặc trưng nổi bật của hệ thống vữa là bờ rời với độ bền nén đơn trục (UCS) rất thấp. Khi mô phỏng trạng thái ứng suất tại chỗ kết hợp với kịch bản khai thác suy giảm áp suất và ngập nước, mô hình chỉ ra rằng ứng suất cắt hiệu dụng thường xuyên tiệm cận và vượt qua đường bao phá hủy Mohr-Coulomb. Mức xác suất rủi ro cho Kịch bản Cơ sở được xác định qua mô hình là 25%, con số này chính là sự lượng hóa trực tiếp tỷ lệ các trường hợp mà mức chênh áp khai thác (drawdown) vượt quá ngưỡng chịu tải tự nhiên của vữa đá, dẫn đến sự sụp đổ tất yếu của cấu trúc vòm cát cận đáy giếng.

Đối với kịch bản lựa chọn 1, mô hình khẳng định rằng SAS này mang tính thụ động và hoàn toàn không làm thay đổi trạng thái ứng suất nguyên thủy của thành giếng. Đá vôi vẫn sẽ nứt vỡ với tỷ lệ như kịch bản cơ sở, nhưng rủi ro sinh cát lên hệ thống bề mặt được kiểm soát và giảm xuống mức 10%. Con số này được biện luận dựa trên giới hạn độ tin cậy cơ học của bản thân thiết bị lọc SAS: 10% rủi ro tồn dư đại diện cho các sự cố thứ cấp khi khối lượng đất đá sập xuống quá lớn gây bít nhét (plugging), làm dòng chảy tập trung xói mòn thùng lưới lọc (erosion), hoặc làm móp méo hoàn toàn lưới lọc dưới tác động của tải trọng cơ học đã được dự báo từ mô hình.

Chuyển sang kịch bản lựa chọn 2, sự can thiệp công nghệ đã làm thay đổi hoàn toàn bài toán địa cơ học. Lớp sỏi được lấp đầy vào khoảng không vành xuyên cung cấp một lực chống đỡ hướng tâm liên tục, giúp phục hồi ứng suất ngang và đẩy đường sức bền của vỉa Mioxen về lại vùng an toàn tuyệt đối. Mô hình hạ xác suất rủi ro xuống mức 2% phản ánh việc loại bỏ thành công nguyên nhân gốc rễ gây sập vỉa từ góc độ địa chất. Mức rủi ro cực thấp này nay chỉ còn phụ thuộc vào các sai số mang tính thi công, lắp đặt (như lỗi bơm sỏi tạo ra các khoảng trống cục bộ) thay vì sự bất định của cấu trúc đất đá.

Kết quả tính toán và lập Cây quyết định cho 3 kịch bản nêu trên được tóm tắt như dưới đây.

- Kịch bản Cơ sở (Base Case - Không kiểm soát cát): Mô hình địa cơ học cho thấy khi độ suy giảm áp suất vỉa đạt ngưỡng tới hạn, xác suất sập vỉa lên tới 25%. Kịch bản này không yêu cầu CAPEX phòng ngừa, nhưng dự án phải gánh chịu mức rủi ro kỳ vọng là 2.075.000 USD.

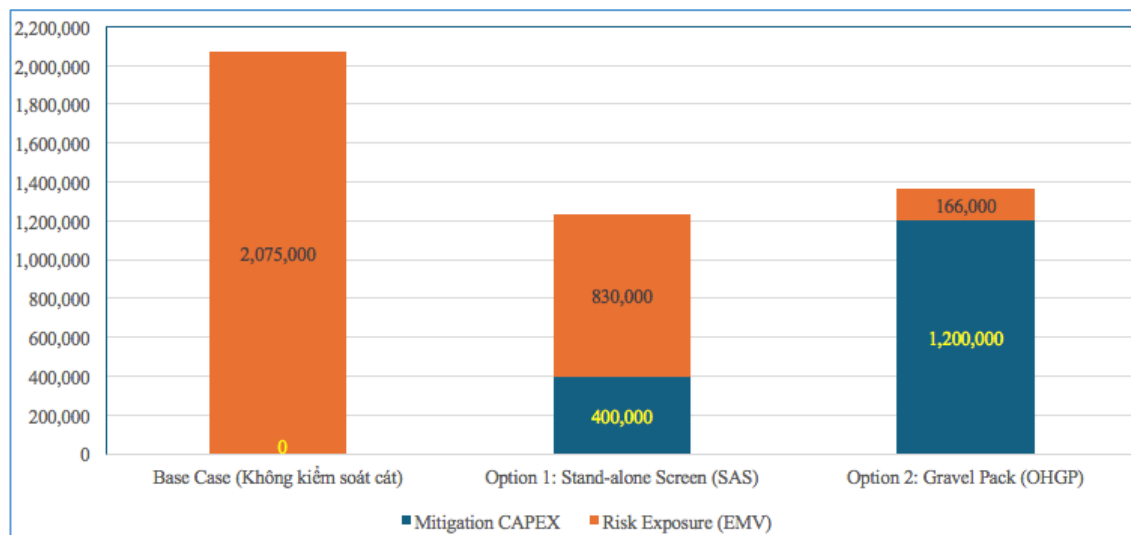
- Kịch bản lựa chọn 1 (Lắp đặt lưới lọc độc lập -SAS): Phương pháp này đòi hỏi khoản đầu tư thêm (Mitigation CAPEX) là 400.000 USD, giúp giảm xác suất rủi ro xuống còn 10%. Giá trị EMV tương ứng giảm xuống mức 830.000 USD.

- Kịch bản lựa chọn 2 (Hoàn thiện thân trần chén sỏi (Open Hole Gravel Pack-OHGP): Đây là giải pháp kỹ thuật có độ tin cậy cao nhất, triệt tiêu xác suất sập vỉa xuống dưới 2%. Tuy nhiên, hệ thống này đòi hỏi CAPEX lớn nhất, ở mức 1.200.000 USD. Rủi ro tồn dư lúc này được giảm xuống chỉ còn 166.000 USD.

Bảng 3. So sánh các kịch bản thiết kế.

Các kịch bản	Xác suất	Khoản đầu tư thêm (USD)	EMV (USD)	Tổng chi phí dự kiến (USD)
Base Case (Không kiểm soát cát)	25%	0	2.075.000	2.075.000
Lựa chọn 1: Stand-alone Screen (SAS)	10%	400.000	830.000	1.230.000
Lựa chọn 2: Gravel Pack (OHGP)	2%	1.200.000	166.000	1.366.000

3.3. Tối ưu hóa CAPEX dựa trên tổng chi phí kỳ vọng



Hình 1. Phân tích EMV và tối ưu hóa CAPEX (Decision Tree Model).

Trong lập kế hoạch phát triển mỏ, quyết định đầu tư được phê duyệt không dựa trên CAPEX thấp nhất, mà dựa trên tổng chi phí kỳ vọng (TEC) tối ưu:

$$TEC = CAPEX_{mitigation} + EMV \quad (8)$$

Áp dụng cho các kịch bản trên, từ kết quả tính toán tại Bảng 3 và Hình 1, ta có thể thấy:

- Base Case: Tổng chi phí kỳ vọng là 2.075.000 USD (hoàn toàn là rủi ro ẩn).
- Kịch bản SAS: Tổng chi phí kỳ vọng là 400.000 + 830.000 = 1.230.000 USD.

- Kịch bản OHGP: Tổng chi phí kỳ vọng là $1.200.000 + 166.000 = 1.366.000$ USD.

Kết quả phân tích định lượng chứng minh rằng, đối với cấu hình giếng khai thác 3.000 thùng/ngày, kịch bản lắp đặt lưới lọc độc lập (SAS) đang mang lại giá trị kinh tế tối ưu nhất (tiết kiệm 845.000 USD so với kịch bản Cơ sở). Các dữ liệu định lượng này cung cấp khung tham chiếu minh bạch, hỗ trợ Ban quản lý dự án đưa ra các quyết định "Go/No-Go" khách quan và thiết lập chuẩn mực ALARP (As Low As Reasonably Practicable) trong thiết kế hoàn thiện giếng tại bể Cửu Long.

4. Lựa chọn giải pháp

Từ kết quả phân tích định lượng (QRA) tại Mục 3, có thể thấy việc quản lý rủi ro sinh cát không chỉ đơn thuần là việc áp dụng các rào cản kỹ thuật một cách máy móc, mà là một quá trình cân bằng động giữa chi phí đầu tư CAPEX và khả năng bảo vệ dòng tiền. Việc lựa chọn chiến lược ứng phó rủi ro phải tuân thủ nguyên tắc tối ưu hóa kinh tế dự án và thỏa mãn tiêu chuẩn ALARP.

4.1. Phân tích lợi ích - chi phí và lựa chọn tối ưu

Dưới góc nhìn quản trị dự án, quyết định đầu tư hệ thống kiểm soát cát không dựa trên việc tìm kiếm giải pháp có giá thành rẻ nhất, mà phải hướng tới phương án có Tổng chi phí kỳ vọng (TEC) thấp nhất. Với kịch bản cơ sở của mỏ tại bể Cửu Long (sản lượng dự kiến 3.000 thùng/ngày, giá dầu 75 USD/thùng), sự so sánh giữa các phương án cho thấy một nghịch lý thú vị trong đầu tư dầu khí: "Không tiêu tiền có thể là phương án đắt đỏ nhất". Cụ thể, việc không áp dụng biện pháp kiểm soát cát (Base case) khiến dự án gánh chịu mức chi phí kỳ vọng lên tới 2.075.000 USD/giếng.

Trong khi đó, giải pháp lắp đặt lưới lọc độc lập (SAS) với mức đầu tư CAPEX 400.000 USD đã chứng minh được hiệu quả vượt trội khi kéo giảm TEC xuống mức 1.230.000 USD. Giải pháp công nghệ cao nhất là chèn sỏi trần OHGP, mặc dù triệt tiêu gần như hoàn toàn rủi ro cơ học (xác suất < 2%), lại không phải là lựa chọn tối ưu về mặt kinh tế cho kịch bản này do mức CAPEX ban đầu quá lớn (1.200.000 USD), đẩy TEC lên mức 1.366.000 USD.

Do đó, đối với các giếng có sản lượng trung bình tại khu vực nghiên cứu, giải pháp SAS được xác định là "điểm ngọt" (Sweet spot) về mặt kinh tế, mang lại giá trị rủi ro được giảm tới 845.000 USD/giếng so với phương án Base Case.

4.2. Phân tích độ nhạy theo biến động sản lượng

Trong thực tế phát triển mỏ, các thông số địa chất và công nghệ khai thác luôn chứa đựng độ bất định cao. Để kiểm định tính bền vững của quyết định lựa chọn giải pháp, nghiên cứu tiến hành phân tích độ nhạy đối với biến số quan trọng nhất, đó là sản lượng khai thác mục tiêu (Q) với các số liệu được thể hiện trong Bảng 4.

Sản lượng (Q) và giá dầu (P): Hai cột này cho ra kết quả giống hệt nhau vì chúng đều là nhân tử bậc 1 tác động trực tiếp vào chi phí mất doanh thu ($C_{deferment}$).

Biến số nhạy cảm nhất (T): Nhìn vào dòng +50%, bạn sẽ thấy nếu thời gian dừng giếng kéo dài thêm 50% (từ 20 ngày lên 30 ngày), tổng thiệt hại vọt lên 12.050.000 USD (cao nhất trong các biến).

Biến số ít nhạy cảm nhất (R): Dù giá thuê giàn khoan có bị đội lên 50% (từ 150.000 lên 225.000 USD/ngày), tổng thiệt hại cũng chỉ tăng lên 9.800.000 USD.

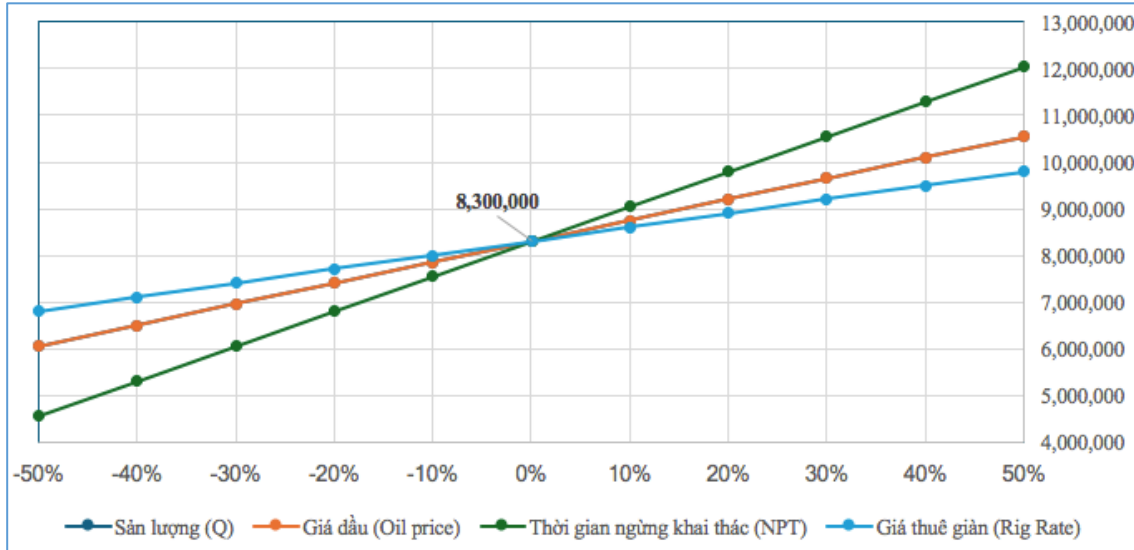
Hình 2 minh họa trực quan mức độ chi phối của bốn biến số rủi ro cốt lõi đối với tổng thiệt hại tài chính, dựa trên biên độ dao động quanh giá trị cơ sở (Base case: 8.300.000 USD). Kết quả phân tích cho thấy, thời gian dừng giếng (NPT) là biến số nhạy cảm nhất và mang tính quyết định cao nhất (nằm ở đỉnh lốc xoáy). Khi NPT biến thiên, tổng thiệt hại bị kéo giãn với biên độ lớn nhất, dao động từ 4.550.000 USD đến 12.050.000 USD. Độ nhạy vượt trội này xuất phát từ việc NPT đóng vai trò là nhân tử chung, khuếch đại đồng thời cả hai cấu phần thiệt hại: chi phí khắc phục trực tiếp (thời gian thuê giàn) và chi phí gián tiếp (tổng lượng doanh thu đình trệ). Đứng ở vị trí thứ hai và thứ ba là sản lượng khai thác mục tiêu (Q) và giá dầu (P), với mức độ tác động đồng hạng do đều là biến số bậc một của hàm doanh thu (biên độ dao động từ 6.050.000 USD đến 10.550.000 USD). Đáng chú ý, đơn giá thuê giàn khoan (R)-yếu tố thường bị e ngại là nguyên nhân chính gây thâm hụt ngân sách can thiệp, lại là biến số ít nhạy cảm nhất ở đáy biểu đồ. Ngay cả trong kịch bản cực đoan khi giá thuê giàn tăng sốc tới 50%, tổng thiệt hại cũng chỉ tiệm cận mức 9.800.000 USD, thấp hơn đáng kể so với kịch bản kéo dài thời gian NPT. Hàm ý quản trị dự án: Dưới góc nhìn quản lý rủi ro, phân tích này khẳng định rằng chiến lược ứng phó rủi ro hậu sự cố (Reactive Strategy) không nên đặt trọng tâm vào việc cố gắng đàm phán giảm giá nhà thầu cung cấp dịch vụ can thiệp. Thay vào đó, Ban quản lý dự án (PMB) cần ưu tiên phân bổ ngân sách cho các giải pháp giúp rút ngắn tối đa thời gian NPT. Các biện pháp này bao gồm việc duy trì lượng vật tư dự phòng thiết yếu cho hệ thống van bề mặt và xây dựng sẵn các kịch bản hợp đồng mở (Call-off contracts) để đảm bảo khả năng huy động giàn can thiệp khẩn cấp trong thời gian ngắn nhất. Giả định dự án triển khai các giếng khoan ngang có độ thấm

vía cao, đẩy sản lượng lên mức 5,000 thùng/ngày. Lúc này, theo kết quả tính toán, chi phí mất doanh thu do gián đoạn khai thác ($C_{deferment}$) tăng vọt lên đến 7.500.000 USD, đây tổng thiệt hại tuyệt đối (I_{total}) lên mức 11.300.000 USD. Với kịch bản sản lượng cao này, kết quả chạy mô hình EMV tại Bảng 5 cho thấy bức tranh kinh tế thay đổi hoàn toàn:

- Tổng chi phí kỳ vọng của phương án SAS (TECSAS) tăng lên mức 1.530.000 USD (do phần rủi ro tồn dư 10% nay đã nhân với một khối lượng thiệt hại lớn hơn rất nhiều).

- Tổng chi phí kỳ vọng của phương án OHGP lúc này chỉ ở mức 1.426.000 USD.

Kết quả phân tích độ nhạy cung cấp một quy tắc thiết kế mang tính chiến lược cho thêm lục địa Việt Nam: Đối với các giếng chủ lực (high-profile/high-rate wells), chi phí cơ hội do mất sản lượng là quá lớn. Khi đó, phương án kiểm soát cát chủ động và đắt tiền nhất OHGP lại trở thành giải pháp kinh tế và an toàn nhất. Khả năng dịch chuyển điểm tối ưu này minh chứng cho sự cần thiết của việc tích hợp linh hoạt mô hình EMV vào từng giếng cụ thể, thay vì áp dụng một thiết kế rập khuôn cho toàn mỏ.



Hình 2. Đánh giá độ nhạy dựa trên tổng mức chi phí tài chính.

Bảng 4. Tổng mức chi phí tài chính theo biến động các tham số đầu vào (USD).

Mức độ thay đổi (%)	Sản lượng (Q)	Giá dầu (Oil price)	Thời gian ngừng khai thác (NPT)	Giá thuê giàn (Rig Rate)
-50%	6.050.000	6.050.000	4.550.000	6.800.000
-40%	6.500.000	6.500.000	5.300.000	7.100.000
-30%	6.950.000	6.950.000	6.050.000	7.400.000
-20%	7.400.000	7.400.000	6.800.000	7.700.000
-10%	7.850.000	7.850.000	7.550.000	8.000.000
0%	8.300.000	8.300.000	8.300.000	8.300.000
10%	8.750.000	8.750.000	9.050.000	8.600.000
20%	9.200.000	9.200.000	9.800.000	8.900.000
30%	9.650.000	9.650.000	10.550.000	9.200.000
40%	10.100.000	10.100.000	11.300.000	9.500.000
50%	10.550.000	10.550.000	12.050.000	9.800.000

Bảng 5. So sánh các kịch bản thiết kế trong trường hợp $Q = 5.000$ thùng/ngày.

Các kịch bản	Xác suất	Khoản đầu tư thêm (USD)	EMV (USD)	Tổng chi phí dự kiến (USD)
Base Case (Không kiểm soát cát)	25%	0	2.825.000	2.825.000
Lựa chọn 1: Stand-alone Screen (SAS)	10%	400.000	1.130.000	1.530.000
Lựa chọn 2: Gravel Pack (OHGP)	2%	1.200.000	226.000	1.426.000

4.3. Quản lý rủi ro tồn dư theo tiêu chuẩn ALARP

Việc lựa chọn thiết kế hoàn thiện giếng (SAS hoặc OHGP) chỉ mới giải quyết được phần xác suất của bài toán rủi ro. Tuy nhiên, theo tiêu chuẩn ISO 31000, mọi rủi ro tồn dư phải được kiểm soát liên tục trong suốt vòng đời dự án để đảm bảo tiêu chí ALARP (As Low As Reasonably Practicable).

Để đạt được điều này, nghiên cứu kiến nghị song hành giải pháp phần cứng (Thiết bị kiểm soát cát) với giải pháp phần mềm (quy trình vận hành khai thác). Cụ thể, dựa trên mô hình Địa cơ học một chiều tại Mục 2, các kỹ sư khai thác cần thiết lập một giới hạn vận hành an toàn (Safe Operating Envelope - SOE). Đường ranh giới của SOE sẽ xác định mức áp suất chênh lệch tới hạn (Critical Drawdown) cho phép tại từng thời điểm suy giảm áp suất vỉa.

Trong giai đoạn mở giếng hoặc vận hành thông thường, giàn trường phải duy trì trạng thái khai thác nằm hoàn toàn bên trong vùng an toàn của SOE. Sự kết hợp giữa rào cản vật lý (thiết bị lòng giếng) và rào cản vận hành (tuân thủ SOE có kết hợp cảm biến âm thanh phát hiện cát bề mặt - ASD) sẽ tạo thành hệ thống phòng vệ đa lớp, đảm bảo rủi ro sinh cát thực sự được cô lập và kiểm soát triệt để.

5. Kết luận

Nghiên cứu này đã trình bày một khung tiếp cận toàn diện, phá vỡ ranh giới truyền thống giữa bộ phận phân tích kỹ thuật và bộ phận quản lý tài chính dự án trong việc giải quyết rủi ro sinh cát tại tầng chứa Mioxen giữa, bể Cửu Long. Bằng cách tích hợp mô hình Địa cơ học một chiều với công cụ phân tích EMV, nghiên cứu đã lượng hóa thành công một rủi ro vật lý phức tạp thành ngôn ngữ dòng tiền minh bạch, hỗ trợ trực tiếp cho quá trình ra quyết định đầu tư (FDP).

Các kết quả nghiên cứu đã chỉ ra 4 vấn đề cốt lõi sau đây:

- Về bản chất và tác động tài chính của rủi ro: Trong quản lý rủi ro khai thác ngoài khơi, chi phí gián tiếp do mất sản lượng thường chiếm tỷ trọng áp đảo (hơn 54%) so với chi phí sửa chữa vật lý. Chiến lược thụ động "chạy đến khi hỏng" (Run-to-failure) đối với các vỉa cát kết bờ rời không chỉ gây mất an toàn giếng mà còn là phương án đắt đỏ nhất, với mức rủi ro kỳ vọng vượt quá 2 triệu USD/giếng.

- Về giới hạn an toàn kỹ thuật: Rủi ro sinh cát có thể được dự báo và lượng hóa xác suất thông qua tiêu chuẩn phá hủy Mohr-Coulomb và áp suất chênh lệch tới hạn (ΔP_c). Giá trị này suy giảm mạnh khi áp suất vỉa cạn kiệt hoặc khi có nước xâm nhập, đòi hỏi phải thiết lập và tuân thủ nghiêm ngặt biểu đồ giới hạn vận hành an toàn (SOE) trong suốt đời mỏ.

- Về tối ưu hóa quyết định đầu tư: Quyết định lắp đặt hệ thống kiểm soát cát không mang tính cao bằng mà phụ thuộc mạnh mẽ vào sản lượng mục tiêu. Phân tích EMV chứng minh rằng: Đối với giếng có sản lượng trung bình (3.000 bopd), hệ thống Lưới lọc độc lập (SAS) là điểm tối ưu kinh tế. Tuy nhiên, đối với các giếng chủ lực năng suất cao (5.000 bopd), phương án đắt tiền nhất là Chèn sỏi tràn (OHGP) lại trở thành giải pháp tiết kiệm nhất nhờ khả năng triệt tiêu rủi ro mất dòng tiền khổng lồ.

- Về tiêu chuẩn quản lý rủi ro ALARP: Việc áp dụng khung đánh giá tích hợp MEM - EMV cung cấp một luận cứ kinh tế vững chắc. Điều này giúp nhà quản lý dự án tự tin phê duyệt các khoản CAPEX phòng ngừa ngay từ giai đoạn thiết kế, đảm bảo rủi ro tổng thể của dự án được kiểm soát và duy trì ở mức thấp nhất có thể chấp nhận được (ALARP).

Tài liệu tham khảo

- Bojesen-Koefoed, J.A., Nytoft, H.P., Nguyen, T.D., (2009). Petroleum composition in the Cuu Long Basin (Mekong Basin) offshore southern Vietnam. *Marine and Petroleum Geology*, 26, 899–908.
- Elias, R., Marquardt, I., Medizade, M., (2014). Case Study: Steam Injection Step Rate Tests Run in the Shallow Low Permeability Diatomite Formation, Orcutt Oil Field, Careaga Lease, Santa Barbara County, California. *SPE-169513-MS*. <https://doi.org/10.2118/169513-MS>
- Fjær, E., Holt, R.M., Horsrud, P., Raaen, A.M., Risnes, R., (2008). Petroleum Related Rock Mechanics. *Developments in Petroleum Science*, 1-491
- Heo, J.H., Hashemi, S.S., Melkournian, N., (2022). Study of Micro-Parameters of DEM Model on the Laboratory Experiment Results Obtained from Poorly Cemented Sandstone. *Geosciences*, 12, 373, 1-14. <https://doi.org/10.3390/geosciences12100373>
- ISO 31000:2018. Risk management-Guidelines.
- Li1, Z.X., Liu, J.Y., Luo, D.K., Wang, J.J., (2020). Study of evaluation method for the overseas oil and gas investment based on risk compensation. *Petroleum Science*, 17, 858–871. <https://doi.org/10.1007/s12182-020-00457-7>
- Osunrinde, T.O., Chiamaka, I., Ahmad, Y., (2019). Field developmental plan analysis: a case study of 'x' reservoir. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9, 2185–2203. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0622-0>

- Pham, Q. N., Nguyen, V.T., Pham, T. G., Nguyen, M.Q., (2025). Sand Production Risk Prediction In Weakly Consolidated Formations Using An Integrated Geomechanical Approach: A Case Study From Cuu Long Basin, Offshore Vietnam. *Petrovietnam*, 6, 4-12. <https://doi.org/10.47800/PVSI.2025.06-01>.
- Ponomarenko, T., Marin, E., Galevskiy, S., (2022). Economic Evaluation of Oil and Gas Projects: Justification of Engineering Solutions in the Implementation of Field Development Projects. *Energies*, 15, 3103, 1-22. <https://doi.org/10.3390/en15093103>.
- Shabdirova, A., Nguyen, H.M., Zhao, Y., (2019). A sand production prediction model for weak sandstone reservoir in Kazakhstan. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, 11, 760-769. <https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2018.12.015>.
- Ubura, D.O., Olayinka, Y.A., Emujakporue, G.O., Soronnadi-Ononiwu, G.C., (2024). Evaluation of formation susceptibility and sand production potential in an offshore field, Niger Delta Basin, Nigeria. *Energy Geoscience*, 5, 100213, 1-11. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2023.100213>.

ABSTRACT

Sand production risk management in middle Miocene reservoir in the Cuu Long basin during field development: Integrating geomechanics analysis and expected monetary value

Le Vu Quan¹, Nguyen Van Thinh²

¹ Vietnam Petroleum Institute, Petrovietnam, Vietnam

² Faculty of Petroleum and Energy, Hanoi University of Mining and Geology, Vietnam

In the Cuu Long Basin, oil production from unconsolidated Middle Miocene sandstones is consistently associated with significant sand production risk, leading to wellbore instability, production interruptions, and project cost overruns. This study proposes an integrated risk management framework that links geomechanical analysis with economic evaluation to support decision-making in field development. A one-dimensional geomechanical model is developed using well data and rock mechanical properties to determine the in-situ stress state, formation strength, and failure thresholds. Based on this model, the probability of sand production is quantified under different reservoir pressure depletion scenarios and production regimes. These probabilities are incorporated into a quantitative risk analysis model using a Decision Tree approach combined with Expected Monetary Value (EMV), enabling the evaluation and comparison of development and risk mitigation options. The results indicate that critical drawdown is the dominant factor controlling formation stability, with the probability of sand production increasing rapidly when bottom-hole pressure exceeds the mechanical strength limit. The EMV model allows for clear quantification of the financial impact of each operational scenario, including intervention costs, production losses, and downtime. Cost-benefit analysis shows that solutions such as gravel pack installation or drawdown management, although increasing initial capital expenditure, significantly reduce technical risks and operating costs in the long term, thereby optimizing the overall economic value of the project. This integrated approach provides an effective quantitative tool for selecting field development strategies, enabling a balance between technical risks and economic performance under real operating conditions.

Keywords: Project risk management; Sand production risk; Expected monetary value (EMV); Geomechanics; Cuu Long Basin.

NHÀ XUẤT BẢN GIAO THÔNG VẬN TẢI

Số 8 Tầng Bạt Hồ, phường Cửa Nam, TP. Hà Nội

ĐT: 024.39424620 - 39423346 * Fax: 024.38224784

Website: www.nxbgtvt.vn * Email: nxbgtvt@fpt.vn

CHỊU TRÁCH NHIỆM XUẤT BẢN, NỘI DUNG:

***Giám đốc - Tổng Biên tập:* Nguyễn Minh Nhật**

BIÊN TẬP: Dương Hồng Hạnh

THIẾT KẾ: Phương Linh

Đối tác liên kết: Trường Đại học Mỏ - Địa chất

Địa chỉ: Số 18 phố Viên, phường Đông Ngạc, TP. Hà Nội

In 500 cuốn khổ 20,5 x 29,5 cm, tại Công ty cổ phần in và thương mại Ngọc Hưng

Địa chỉ: 296 đường Phúc Diễn, TDP số 1, phường Xuân Phương, TP. Hà Nội.

Số xác nhận đăng ký xuất bản: 2230-2026/CXBIPH/2-45/GTVT.

Mã số sách tiêu chuẩn quốc tế - ISBN: 978-604-76-3382-1.

Quyết định xuất bản số: 74LK/QĐ-XBGT ngày 24/6/2026.

In xong và nộp lưu chiểu năm 2026.