

GIẢI PHÁP GIA CỐ THÀNH GIẾNG KHI KHOAN QUA CÁC VĨA SUY GIẢM ÁP SUẤT CHO MỎ NGOÀI KHƠI VIỆT NAM

Lê Vũ Quân, Đinh Đức Huy, Vũ Mạnh Hào, Nguyễn Văn Đô

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), Thành phố Hà Nội, 11312, Việt Nam

TỪ KHÓA

Gia cố thành giếng, vữa suy giảm áp suất, địa cơ học giếng khoan, dung dịch khoan, hạt nano, mất tuần hoàn dung dịch.

TÓM TẮT

Suy giảm áp suất vữa sau thời gian dài khai thác dẫn đến giảm ứng suất ngang nhỏ nhất và gradient nứt vỡ, thu hẹp cửa sổ áp suất khoan và gia tăng rủi ro mất tuần hoàn dung dịch, kẹt cần khoan và sập lở thành giếng...

Bài viết tổng hợp và phân tích cơ sở địa cơ học, công nghệ dung dịch khoan và hệ phụ gia sử dụng để gia cố thành giếng, gồm các mô hình lỏng ứng suất, ứng suất đóng khe nứt và kháng lan truyền khe nứt. Các hệ vật liệu được phân tích theo cơ chế hoạt động và phạm vi áp dụng gồm: Vật liệu chống mất dung dịch truyền thống, bột xốp biến dạng, hạt nano, hydroxide kim loại hỗn hợp và phụ gia kiểm soát mất dung dịch.

Kết quả thực nghiệm cho thấy dung dịch polymer 0,05% duy trì sức kháng ma sát bề mặt tốt hơn so với dung dịch bentonite 8%, với mức giảm lần lượt là 11,1% và 23,4%. Trên cơ sở đó, nghiên cứu đề xuất phân loại vữa theo mức độ suy giảm áp suất, xây dựng quy trình thiết kế gồm 7 bước và khung giải pháp lựa chọn vật liệu gia cố thành giếng khoan, áp dụng cho các mỏ Bạch Hổ, Sư Tử Đen và Đại Hùng tại thềm lục địa Việt Nam.

1. Giới thiệu

Công tác thi công giếng khoan tại các thành hệ phi truyền thống và các mỏ đã khai thác lâu năm ngày càng đối mặt với nhiều thách thức cả về kỹ thuật lẫn hiệu quả kinh tế. Quá trình khai thác kéo dài làm suy giảm áp suất vỉa, dẫn đến sự thay đổi trạng thái ứng suất địa cơ học của đất đá khu vực lân cận thành giếng. Hệ quả là cửa sổ áp suất khoan - khoảng chênh lệch giữa áp suất lỗ rỗng và gradient nứt vỡ - bị thu hẹp đáng kể, làm gia tăng nguy cơ mất tuần hoàn dung dịch, kẹt cần khoan do chênh áp, sập lở thành giếng và phun trào khi cột áp thủy tĩnh không được duy trì [1, 2].

Các giải pháp truyền thống để xử lý bài toán ổn định thành giếng chủ yếu mang tính cơ học và chi phí cao, điển hình là khoan kiểm soát áp suất (managed pressure drilling, MPD) hoặc bổ sung cột ống chống trung gian. Công nghệ gia cố thành giếng (wellbore

strengthening, WBS) dựa trên các cơ chế hóa - lý đã được đầu tư nghiên cứu và ứng dụng quy mô lớn [3, 4]. Bằng cách bổ sung các phụ gia chuyên dụng như vật liệu nano, FLC gia cố thành giếng, hydroxide kim loại hỗn hợp (mixed metal hydroxide, MMH) hoặc polymer cao phân tử vào hệ dung dịch khoan, thành giếng được gia cố, qua đó hạn chế sự phát triển của vi nứt và mở rộng cửa sổ áp suất khoan. Việc áp dụng WBS giúp đơn giản hóa cấu trúc giếng (giảm số cấp ống chống), cho phép đưa ống chống khai thác có đường kính lớn hơn xuống vỉa sản phẩm, góp phần duy trì hiệu quả kinh tế trong dài hạn [5].

Tại Việt Nam, các mỏ chủ lực thuộc bể Cửu Long (Bạch Hổ, Sư Tử Đen, Rạng Đông) và bể Nam Côn Sơn (Đại Hùng, Lan Tây) đã bước vào giai đoạn khai thác cuối với nhiều tầng chứa bị suy giảm áp suất nghiêm trọng. Công tác khoan đàn dày đang gặp các thách

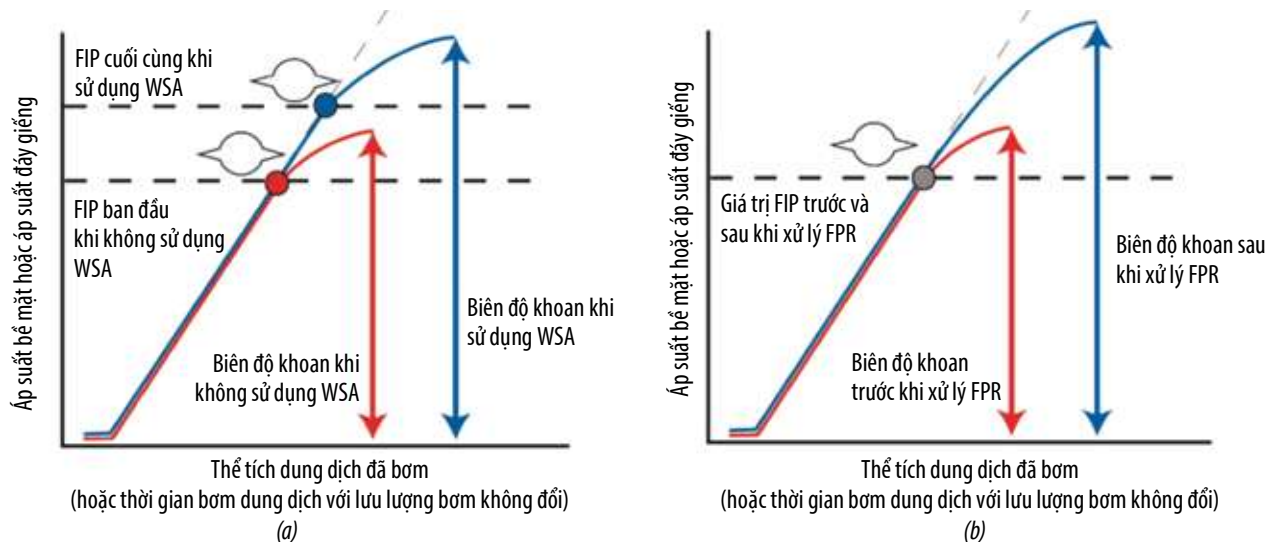
Tác giả liên hệ: quanlv@vpi.pvn.vn

Ngày nhận bài: 22/1/2026; Ngày sửa chữa sau phản biện: 22 - 26/1/2026; Ngày duyệt đăng: 26/2/2026

Copyright © 2026. Đây là bài báo truy cập mở theo Giấy phép CC BY-NC-ND

(<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).





Hình 1. Hiệu ứng mở rộng của số áp suất khoan khi áp dụng công nghệ gia cố thành giếng [4].

thức kỹ thuật tương tự các mỏ trường thành trên thế giới, đặt ra yêu cầu cấp thiết làm chủ công nghệ WBS trong điều kiện địa chất đặc thù của thềm lục địa Việt Nam.

Nghiên cứu tập trung: (i) phân tích cơ sở địa cơ học của hiện tượng mất ổn định thành giếng khi khoan qua vỉa suy giảm áp suất; (ii) hệ thống hóa các cơ chế gia cố thành giếng bằng dung dịch khoan và phụ gia; (iii) phân tích so sánh các nhóm vật liệu chính và kết quả thực nghiệm; (iv) đề xuất bảng phân loại vỉa theo mức độ suy giảm áp suất, quy trình thiết kế WBS và khung lựa chọn giải pháp phù hợp với điều kiện Việt Nam.

2. Cơ sở địa cơ học của vỉa suy giảm áp suất

2.1. Cửa sổ áp suất khoan

Cửa sổ áp suất khoan là dải tỷ trọng dung dịch an toàn được giới hạn dưới bởi áp suất lỗ rỗng (hoặc áp suất sập lỗ) và giới hạn trên bởi gradient nứt vỡ của đất đá [6]. Khi tỷ trọng dung dịch nhỏ hơn áp suất lỗ rỗng, lưu chất vỉa sẽ xâm nhập vào giếng - hiện tượng kick. Ngược lại, nếu áp suất thủy tĩnh hoặc tỷ trọng tuần hoàn tương đương (equivalent circulating density, ECD) vượt gradient nứt vỡ, vỉ nứt sẽ mở ra và dung dịch tràn vào vỉa, gây mất tuần hoàn. Tại các mỏ chưa nén chặt ở vùng nước sâu, cửa sổ khoan có thể bị thu hẹp xuống chỉ còn khoảng 1,3 ppg, khiến mọi biến động nhỏ của ECD đều tiềm ẩn rủi ro [1].

Hình 1 minh họa sự khác biệt giữa việc tăng áp suất khởi nứt thủy lực (fracture initiation pressure, FIP) và tăng khả năng kháng lan truyền khe nứt (fracture propagation resistance, FPR) để mở rộng giới hạn trên của cửa sổ dung dịch khoan.

Hình 1a biểu thị cơ chế tăng áp suất nứt vỡ ban đầu (Initial

FIP): Đồ thị biểu diễn tác động của các phụ gia gia cố thành giếng (wellbore strengthening additives, WSA) nhằm củng cố cường độ cơ học trực tiếp tại bề mặt thành giếng. Nếu không sử dụng WSA (đường màu đỏ), khe nứt bắt đầu hình thành tại điểm Initial FIP thấp. Khi sử dụng WSA (đường màu xanh), điểm nứt vỡ được đẩy lên cao hơn (Final FIP), cho phép hệ thống chịu được áp suất thủy tĩnh lớn hơn mà không làm xuất hiện khe nứt mới. Đây thường là kết quả của cơ chế "lồng ứng suất" (stress cage) giúp tăng ứng suất vòng quanh thành giếng.

Hình 1b thể hiện cơ chế kháng lan truyền khe nứt. Ở trường hợp này, áp suất khởi nứt thủy lực không thay đổi giữa trước và sau khi xử lý. Tuy nhiên, nhờ các vật liệu bịt kín vỉ nứt nẻ, ngay khi một khe nứt nhỏ xuất hiện, các hạt này sẽ ngay lập tức bị đẩy vào miệng hoặc đầu khe nứt, ngăn không cho áp suất từ giếng truyền vào bên trong khe nứt, hạn chế mở rộng khe nứt. Kết quả là dù vỉ đã nứt, nhưng áp suất bơm (đường màu xanh) vẫn có thể tiếp tục gia tăng đáng kể trước khi xảy ra hiện tượng mất dung dịch hoàn toàn, từ đó mở rộng cửa sổ áp suất khoan an toàn.

2.2. Ứng suất hiệu dụng

Ứng suất tác dụng lên khung đá quanh giếng được mô tả bằng ứng suất hiệu dụng theo nguyên lý Terzaghi [6]:

$$\sigma' = \sigma - \alpha \times P_p \quad (1)$$

Trong đó:

σ' : Ứng suất hiệu dụng;

σ : Ứng suất tổng;

α : Hệ số Biot;

P_p : Áp suất lỗ rỗng.

Khi áp suất vỉa bị suy giảm ($\Delta P_p < 0$), ứng suất hiệu dụng trong khung đá tăng, đồng thời ứng suất ngang tối thiểu (σ) cũng có xu hướng giảm theo mô hình đàn hồi - xốp (poroelastic) của Geertsma [7]:

$$\Delta \sigma_h = \alpha \times [(1 - 2\nu) / (1 - \nu)] \times \Delta P_p \quad (2)$$

với ν là hệ số Poisson.

Tỷ số suy giảm ứng suất $\gamma = \Delta \sigma_h / \Delta P_p$ thường nằm trong khoảng 0,5 - 0,8 đối với cát kết, nghĩa là cứ giảm 1.000 psi áp suất lỗ rỗng thì ứng suất ngang tối thiểu có thể giảm 500 - 800 psi [2]. Đây chính là cơ chế chủ đạo làm hẹp cửa sổ khoan ở các tầng đã bị khai thác lâu năm.

2.3. Trường ứng suất quanh giếng

Đối với giếng khoan thẳng đứng trong môi trường đàn hồi đẳng hướng, ứng suất tiếp tuyến tại thành giếng được mô tả bởi nghiệm Kirsch [6]:

$$\sigma_\theta = \sigma_H + \sigma_h - 2(\sigma_H - \sigma_h) \cos 2\theta - P_w \quad (3)$$

Trong đó:

σ_H, σ_h : Lần lượt là ứng suất ngang lớn nhất và nhỏ nhất;

θ : Góc phương vị trên thành giếng;

P_w : Áp suất cột dung dịch.

Phá hủy cắt thành giếng được đánh giá theo tiêu chuẩn Mohr-Coulomb:

$$\tau_f = c + \sigma'_n \times \tan(\varphi) \quad (4)$$

với c là lực dính kết, φ là góc ma sát trong, σ'_n là ứng suất pháp hiệu dụng.

Khi khoan xiên hoặc khoan ngang, trạng thái ứng suất 3D phức tạp hơn và đòi hỏi mô hình địa cơ học kép (coupled geomechanics) để dự báo chính xác [2].

2.4. Áp suất khởi nứt và ảnh hưởng của suy giảm áp suất

Áp suất khởi nứt thủy lực FIP tại thành giếng được biểu diễn bởi phương trình sau [8]:

$$FIP = 3\sigma_h - \sigma_H - P_p + T_o \quad (5)$$

với T_o là cường độ kéo của đá.

Khi σ_h giảm theo quá trình khai thác, FIP cũng giảm tương ứng, do đó vi nứt có thể được khởi tạo ở mức ECD thấp hơn nhiều so với khi mỏ còn nguyên áp. Trên phương diện vận hành trong quá trình khoan, các thông số khoan cần được kiểm soát thông qua ECD:

$$ECD = MW + \Delta P_{ann} / (0,052 \times TVD) \quad (6)$$

Trong đó:

MW: Tỷ trọng dung dịch tĩnh (ppg);

ΔP_{ann} : Tổn thất áp trên vành xuyên (psi);

TVD: Chiều sâu thẳng đứng thực (ft).

Khi cửa sổ khoan thu hẹp xuống dưới 1 ppg, mọi biến động về lưu lượng bơm, tốc độ khoan cơ học, tải mùn khoan hoặc dừng/khởi động tuần hoàn đều có thể đẩy ECD vượt khỏi giới hạn an toàn.

3. Cơ chế suy giảm áp suất và các thách thức khi khoan qua vỉa suy giảm

3.1. Cơ chế suy giảm áp suất vỉa

Suy giảm áp suất vỉa là hệ quả tất yếu của quá trình khai thác dầu/khí, khi tốc độ khai thác lưu chất vượt quá tốc độ bù áp tự nhiên. Mức độ suy giảm phụ thuộc vào chế độ năng lượng vỉa, độ thấm và mức độ liên thông của tầng chứa. Theo lý thuyết đàn hồi - xốp, sự giảm áp suất lỗ rỗng làm tăng ứng suất hiệu dụng và đồng thời làm giảm σ_h , dẫn đến giảm gradient nứt vỡ theo phương trình (2) [7]. Đặc biệt, tại các mỏ trầm tích kém chặt sít (highly under-compacted, HUC) ở vùng nước sâu, sự suy giảm này có thể dẫn đến cửa sổ khoan cực hẹp.

3.2. Các thách thức kỹ thuật chính

Mất tuần hoàn dung dịch: Là rủi ro lớn nhất khi khoan qua tầng suy giảm áp suất. Chênh lệch áp suất giữa đáy giếng và vỉa có thể khiến dung dịch thất thoát vào hệ thống khe nứt, kéo theo chi phí vật tư cao và nguy cơ kick [9].

Kẹt cần do chênh áp: Áp suất thủy tĩnh cao kết hợp với lớp vỏ bùn dày trên bề mặt và cát có độ thấm cao khiến bộ khoan cụ bị ép dính chặt vào thành giếng. Đây là một trong những nguyên nhân chính làm gia tăng thời gian phi sản xuất.

Ballooning/wellbore breathing: Khi ECD dao động quanh giá trị FIP, vi nứt mở - đóng theo nhịp tuần hoàn, sinh ra hiện tượng giếng "thở". Đây vừa là dấu hiệu cảnh báo sớm vừa là tiền đề của mất dung dịch không kiểm soát [4].

Sập lở và bó hẹp lỗ khoan: Khi cửa sổ khoan quá hẹp, không thể đồng thời ngăn sụp lở (cần tỷ trọng dung dịch tĩnh cao) và tránh nứt vỡ (cần tỷ trọng dung dịch tĩnh thấp), gây bó hẹp lỗ và rủi ro kẹt cơ học.

3.3. Phân loại vỉa theo mức độ suy giảm áp suất

Để phục vụ cho việc lựa chọn chiến lược khoan đan dày và vật

Bảng 1. Phân loại vỉa suy giảm áp suất theo mức độ và chiến lược khoan tương ứng

Mức độ suy giảm	ΔP (psi)	Giảm gradient nứt vỡ	Chiến lược khoan đề xuất
Nhẹ	< 1.000	0,5 - 1 ppg	Tối ưu tỷ trọng và lưu biến dung dịch; sử dụng vật liệu chống mất dung dịch dự phòng.
Trung bình	1.000 - 2.500	1 - 2 ppg	Áp dụng vật liệu chống mất dung dịch theo phân bố kích thước hạt (PSD) để thiết lập cơ chế lỏng ứng suất; kiểm soát tỷ trọng tuần hoàn tương đương.
Nghiêm trọng	2.500 - 4.000	2 - 3 ppg	Công nghệ gia cố thành giếng chủ động sử dụng phụ gia FLC, hạt nano, MMH; kết hợp khoan kiểm soát áp suất; pill xử lý trước khi bơm vào tầng vỉa.
Rất nghiêm trọng	> 4.000	> 3 ppg	Tích hợp đồng bộ công nghệ gia cố thành giếng với khoan kiểm soát áp suất, kết hợp thiết kế ống chống linh hoạt; thường xuyên kiểm tra áp suất vỉa bằng phương pháp LOT/FIT.

liệu gia cố, các mức suy giảm áp suất vỉa có thể được phân nhóm theo Bảng 1, dựa trên tổng hợp kinh nghiệm vận hành tại vịnh Mexico, Biển Bắc và bể Cửu Long.

4. Cơ chế gia cố thành giếng

Về bản chất, gia cố thành giếng là tập hợp các cơ chế làm tăng áp suất chịu đựng của thành giếng trước khi khe nứt khởi phát hoặc lan truyền. Theo tổng hợp từ các nghiên cứu nền tảng [3, 4, 10], có 4 cơ chế chính để gia cố thành giếng.

4.1. Cơ chế lỏng ứng suất

Cơ chế lỏng ứng suất do Alberty và McLean đề xuất, dựa trên việc chủ động tạo ra các vi nứt ngăn ở thành giếng, sau đó sử dụng các hạt LCM có dải phân bố kích thước được thiết kế chính xác để chèn vào miệng vi nứt [3]. Các hạt này đóng vai trò “nêm”, ngăn vi nứt khép lại khi áp suất giảm, làm gia tăng cục bộ ứng suất tiếp tuyến σ_θ quanh giếng và do đó nâng cao FIP biểu kiến. Phương trình cân bằng áp suất tại vị trí cầu hạt (bridge):

$$P_{wf} = \sigma_h + \Delta\sigma_{bridge} \quad (7)$$

Trong đó, $\Delta\sigma_{bridge}$ là phần ứng suất bổ sung do nứt chặn tạo ra. Chiều rộng vi nứt tại mép thành giếng được xác định bằng:

$$w = 4(P_w - \sigma_h) \times R/E^* \quad (8)$$

Với P_w là áp suất đáy giếng, R là bán kính giếng và $E^* = E/(1 - \nu^2)$ là module Young hiệu dụng. Công thức (8) cho phép thiết kế kích thước hạt LCM bất kỳ phù hợp với vi nứt dự kiến.

4.2. Cơ chế ứng suất đóng khe nứt

Cơ chế ứng suất đóng khe nứt (fracture closure stress, FCS) nhấn mạnh việc đưa vật liệu vào sâu bên trong khe nứt, thay vì chỉ tập trung tại vùng miệng khe nứt [10]. Khi áp suất trong khe nứt giảm, khe nứt có xu hướng đóng lại, vật liệu bên trong khe nứt tạo

phản áp lực chống lại sự đóng khe nứt, làm tăng ứng suất đóng khe nứt và do đó tăng gradient nứt nề biểu kiến của thành giếng. FCS đặc biệt phù hợp với các đới đã có khe nứt hở sẵn hoặc khe nứt đã được tạo ra trong các chu kỳ khoan/đóng giếng trước đó.

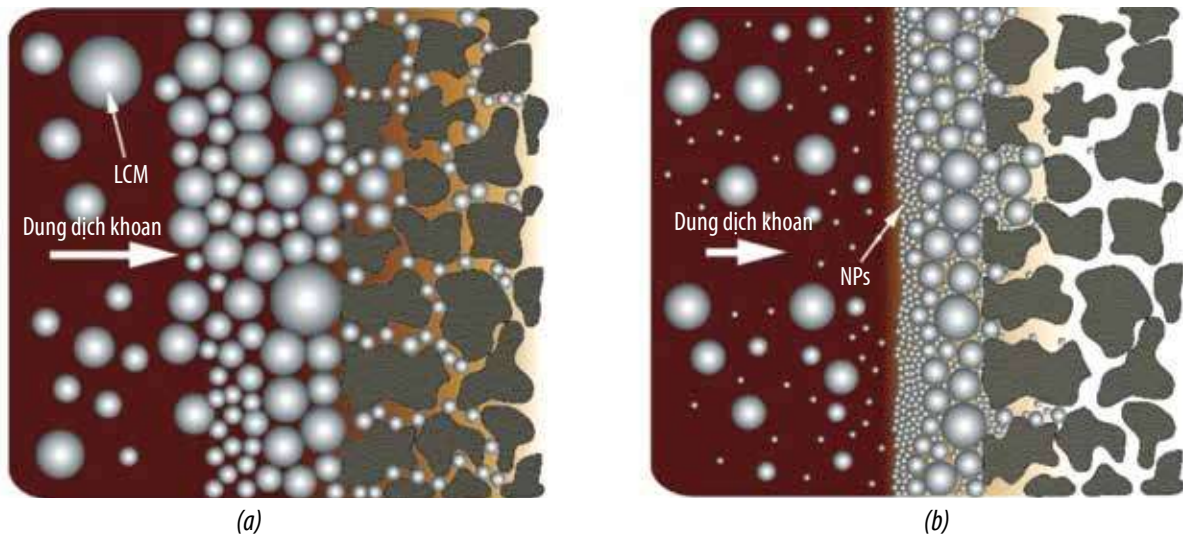
4.3. Cơ chế kháng lan truyền khe nứt

Cơ chế kháng lan truyền khe nứt (fracture propagation resistance, FPR) dựa trên việc ngăn truyền áp suất dung dịch khoan vào đầu nứt khe nứt thông qua hình thành một nứt chặn có độ thấm cực thấp ở miệng khe nứt [4]. Khi áp suất hiệu dụng tại đầu nứt khe nứt giảm, năng lượng để mở rộng khe nứt cũng giảm, do đó kháng lan truyền nứt nề tăng lên. Đây là cơ chế nổi bật của các phụ gia hiện đại như FLC gia cố thành giếng hay OptiSeal.

4.4. Tạo màng chắn độ thấm thấp

Bên cạnh 3 cơ chế trên, các hệ dung dịch tiên tiến còn hình thành lớp màng chắn có độ thấm rất thấp ở bề mặt tiếp xúc dung dịch - đá, hoặc tạo gel liên kết hạt đất trong mạng lỗ rỗng. Cơ chế này vừa hạn chế xâm nhập áp suất vào mạng nứt vi mô, vừa cải thiện ổn định hóa học của đá sét hoạt tính [9]. Hình 2 so sánh sự khác biệt giữa phương pháp gia cố truyền thống bằng vật liệu chống mất dung dịch và công nghệ tạo màng chắn (lớp vỏ bùn) vi mô hiện đại [11].

Hình 2a biểu thị cơ chế lỏng ứng suất. Cơ chế này dựa trên việc sử dụng các vật liệu chống mất dung dịch có kích thước hạt lớn để chèn vào miệng các vi nứt nhỏ hoặc lỗ rỗng lớn của đất đá. Các hạt LCM được thiết kế với phân bố kích thước hạt phù hợp để “bắc cầu” và bịt kín miệng các khe nứt ngay khi khe nứt vừa hình thành. Khi các hạt này chèn chặt vào miệng khe nứt, chúng tạo ra một lực đẩy ngược lại, làm gia tăng ứng suất vòng quanh thành giếng. Tuy nhiên, cơ chế này phụ thuộc nhiều vào kích thước hạt và kích thước khe nứt. Nếu kích thước hạt quá nhỏ sẽ bị đẩy sâu vào vỉa gây hư



Hình 2. Sơ đồ khái niệm: (a) cơ chế lỏng ứng suất - hạt LCM chèn miệng vi nứt; (b) hạt nano hình thành màng chắn độ thấm thấp tại vùng cận giếng [11].

hại vỉa, nếu kích thước hạt quá lớn sẽ không thể đi vào miệng khe nứt để tạo hiệu ứng chèn.

Hình 2b biểu thị cơ chế tạo màng chắn độ thấm thấp để gia cố thành giếng. Đây là công nghệ tiên tiến sử dụng các hạt có kích thước cực nhỏ, bao gồm cả hạt nano (NPs) hoặc các phụ gia siêu mịn ít xâm nhập. Nguyên lý của cơ chế này là thay vì chỉ bịt kín các lỗ hổng lớn, các hạt siêu mịn này kết hợp với các thành phần rắn trong dung dịch khoan để hình thành một lớp khiên (vỏ bùn) linh hoạt và liên tục ngay tại mặt tiếp xúc giữa dung dịch và đá. Lớp màng này có độ thấm cực thấp, có khả năng bịt kín các vi nứt nhỏ và lỗ rỗng có kích thước rải rác từ 1 μm đến 3.000 μm dưới áp suất chênh lệch cao.

Như vậy, sự khác biệt lớn nhất là trong khi cơ chế (a) tập trung vào việc gia cố lực cơ học bằng cách chèn các khe nứt lớn, thì cơ chế (b) tập trung vào việc tạo ra một rào cản thủy lực tuyệt đối ngay tại bề mặt, ngăn chặn mọi sự xâm nhập ngay từ cấp độ vi mô.

5. Cơ sở dung dịch khoan và các nhóm phụ gia gia cố thành giếng

Sự thành công của công nghệ gia cố thành giếng phụ thuộc rất lớn vào việc lựa chọn loại dung dịch nền và phụ gia phù hợp với cơ chế nứt vỡ chủ đạo, đồng thời tối ưu hóa dải phân bố kích thước hạt theo lý thuyết Abrams và Vickers [12, 13]. Các nhóm vật liệu chính được trình bày dưới đây.

5.1. Vật liệu chống mất dung dịch truyền thống

Vật liệu chống mất dung dịch truyền thống (loss control materials, LCM) bao gồm vỏ quả óc chó, sợi mica, vỏ trấu, và các mẫu nhựa băm nhỏ. Ưu điểm của loại vật liệu này là rẻ tiền và dễ tìm, song nhược điểm là không đồng nhất về kích thước và dễ bị

ép vỡ dưới áp suất cao. Vật liệu chống mất dung dịch truyền thống phù hợp với vỉa suy giảm áp suất ở mức nhẹ đến trung bình, được phối trộn theo nguyên tắc phân bố kích thước hạt để bịt các khe nứt cố định.

5.2. Vật liệu biến dạng (deformable materials)

Bột xốp đàn hồi kết hợp với bột trám bít nhanh của một số nhà sản xuất (ví dụ như Sharp-Rock Technologies) cho phép vật liệu tự co giãn lấp đầy các hang hốc có hình dạng bất định, chịu chênh áp lên đến 12.000 psi. Đây là giải pháp “one-size-fits-many” đặc biệt phù hợp với các tầng carbonate nứt nẻ tự nhiên.

5.3. Phụ gia FLC wellbore shielding

Dòng sản phẩm FLC của Impact Fluid Solutions là thể hệ phụ gia hóa học chuyên biệt tạo “tấm khiên” bảo vệ vi mô, hình thành màng chắn có độ thấm cực thấp tại bề mặt giếng. Phụ gia này phong tỏa các vi nứt nhỏ có kích thước từ 150 μm đến 3.000 μm , hoạt động trong cả dung dịch gốc nước, gốc dầu và gốc tổng hợp. Đặc tính nổi bật là màng chắn có thể được bóc tách khi giếng đưa vào khai thác, do đó không gây tổn hại vỉa [5]. Bảng 2 tóm tắt phổ phân bố kích thước và ứng dụng của các dòng phụ gia FLC.

5.4. Vật liệu nano

Hạt nano CaCO_3 và iron hydroxide pha trộn ở nồng độ rất nhỏ (dưới 1%) vào dung dịch khoan gốc nước hoặc gốc dầu có thể giảm mất dung dịch từ 80 - 90% [11] với cơ chế bịt lấp như trình bày tại Hình 2b. Các hạt siêu nhỏ này lấp đầy và hàn gắn vi nứt ngay lập tức, đồng thời thẩm thấu vào vùng lân cận thành giếng tạo lớp gel mỏng ổn định lớp sét hoạt tính. Hạt nano đặc biệt hiệu quả với các tầng sét kết, vỉa có tính phản ứng cao.

Bảng 2. Phân loại và phạm vi áp dụng của dòng phụ gia FLC gia cố thành giếng

Sản phẩm	Kích thước khe nứt bảo vệ	Đặc điểm kỹ thuật nổi bật
FLC FINE	≤ 150 µm	Hạt mịn, tối ưu cho hệ kiểm soát chất rắn; giảm chi phí bảo trì.
FLC 2000	≤ 250 µm	Giải pháp gia cố thành giếng tiêu chuẩn; bảo vệ tốt trong môi trường chênh áp cao.
FLC SUPREME	≤ 500 µm	Phạm vi trám bít rộng; không yêu cầu bỏ qua hệ thống sàng rung (shale shakers).
FLC EXTREME	500 - 3.000 µm	Xử lý nứt vỡ lớn dưới chênh áp cao; bảo vệ toàn diện hệ thống giếng.

Bảng 3. Thông số lưu biến tối ưu của bentonite và polymer

Thông số	Bentonite (gốc sodium)	Polymer (cationic polyacrylamide)
Nồng độ tối ưu	8%	0,05%
Độ nhớt biểu kiến	56 giây	58 giây
Độ pH	9,63	9,80
Tỷ trọng dung dịch	1,03 g/cc	1,01 g/cc

Bảng 4. Sự suy giảm sức kháng ma sát bề mặt [14]

Trạng thái mẫu	Lực kháng ma sát tổng (kN)	Tỷ lệ suy giảm (%)
Không sử dụng (dung dịch cơ sở)	5.735	0,0
Polymer 0,05%	5.100	11,1
Bentonite 8%	4.391	23,4

5.5. Hydroxide kim loại hỗn hợp (MMH)

MMH là một chất phụ gia được ứng dụng rất phổ biến trong công nghệ gia cố thành giếng khoan, đặc biệt là trong nhóm các giải pháp can thiệp bằng tính chất lưu biến của dung dịch. MMH là một hợp chất vô cơ dạng tinh thể chứa các cation kim loại có hóa trị khác nhau (thường là magie và nhôm) tạo nên cấu trúc lớp mang điện tích dương cố định trên bề mặt. MMH không hoạt động theo cơ chế chèn cơ học bằng hạt cứng như các chất chèn khe nứt truyền thống (như calcium carbonate hay graphite), mà MMH là chất gia cố thành giếng bằng cơ chế hóa học - lưu biến, tạo ra một rào cản thủy lực tuyệt đối ngay tại bề mặt tiếp xúc dung dịch - đá để bảo vệ giếng khoan khỏi bị nứt vỡ. Thế hệ phụ gia MMH thứ ba đã khắc phục hạn chế của các thế hệ trước liên quan đến khả năng phản ứng bất lợi với sét. Bằng việc điều chỉnh thông số lưu biến đặc biệt, MMH tự động dày lên tại khu vực khe nứt để cản trở lan truyền, đồng thời duy trì tính dẻo trong quá trình tuần hoàn dung dịch. Việc sử dụng MMH đã giúp khoan thành công các đoạn ngang dài hơn 8.000 ft qua lớp muối và sét kết nứt nẻ tại bể Permian [4].

5.6. Dung dịch polymer và bentonite

Đối với các giếng đường kính lớn, bentonite tạo lớp vỏ bùn dày làm suy giảm mạnh sức kháng ma sát bề mặt. Polymer

cationic polyacrylamide ở nồng độ cực thấp lại thẩm thấu vào lỗ rỗng và tạo mạng gel liên kết các hạt đất đá, duy trì tính toàn vẹn cơ học tốt hơn [14]. Các kết quả thực nghiệm so sánh được trình bày tại Bảng 3 và 4.

Bentonite tạo lớp vỏ bùn dày cách ly tương tác cơ học, gây suy giảm ma sát 23,4%; trong khi polymer chỉ làm giảm 11,1%, chứng tỏ hiệu năng vượt trội trong cả tính năng bảo vệ thành giếng và duy trì độ bám dính (Bảng 4).

Kết quả tổng hợp và so sánh các nhóm vật liệu chống mất dung dịch và gia cố thành giếng được trình bày tại Bảng 5.

6. Các trường hợp nghiên cứu điển hình trên thế giới và tại Việt Nam

6.1. Mỏ Pompano, vịnh Mexico

Tại giếng TB-03 tại mỏ Pompano, vỉa M85 bị suy giảm áp suất từ 12,65 ppg xuống còn 7,7 ppg, trong khi tầng sét kết phủ trên vẫn đòi hỏi tỷ trọng dung dịch khoảng 13 ppg để duy trì ổn định. Việc giữ nguyên tỷ trọng 13 ppg gần như chắc chắn dẫn đến xé nứt vỉa M85. Giải pháp được áp dụng là quản lý chặt chẽ ECD ở mức 12,6 ppg kết hợp với vật liệu chống mất dung dịch phối trộn (Baracarb, SteelSeal), giúp giếng được thi công thành công. Tại giếng TB-09, cửa sổ khoan quá hẹp buộc nhà điều hành phải đặt liner 16" ở độ sâu nông hơn dự kiến nhằm

Bảng 5. So sánh các nhóm vật liệu chống mất dung dịch và gia cố thành giếng

Loại vật liệu	Cấu trúc và đặc tính	Cơ chế hoạt động chính	Môi trường áp dụng
Hạt rắn (granular)	CaCO_3 , vỏ quả hạch, dolomite	Cơ chế lỏng ứng suất, lấp đầy khe nứt cố định	Vỉa cát kết, độ xốp cao
Dạng sợi (fibrous)	Sợi cellulose, sợi tổng hợp	Bridging, tạo mạng lưới đan xen	Khe nứt lớn, mất dung dịch nghiêm trọng
Bọt xốp biến dạng được (deformable foam)	Bọt xốp đàn hồi	Thích ứng mọi kích thước lỗ hổng	Vỉa carbonate nứt nẻ tự nhiên, hang hốc
FLC gia cố thành giếng	Phụ gia hóa học chuyên biệt	Cơ chế kháng lan truyền khe nứt, màng chắn độ thấm cực thấp	Mọi hệ dung dịch (WBM/OBM/SBM)
Hạt nano	Nano CaCO_3 , hydroxide sắt	Bít nhét vi nứt, giảm độ thải nước	Sét kết, vỉa phản ứng cao
MMH thế hệ 3	Hydroxide kim loại hỗn hợp	Lưu biến thích ứng, chống lan truyền khe nứt	Đoạn khoan ngang dài, đối muối, sét kết

Bảng 6. Kết quả thí điểm và định hướng áp dụng tại các mỏ dầu khí Việt Nam

Mỏ	Tầng chứa	Mức suy giảm áp suất	Giải pháp áp dụng	Kết quả đạt được/ kỳ vọng
Bạch Hổ	Miocene hạ	≈ 1.500 psi	CaCO_3 nhiều kích thước (lỏng ứng suất)	Tăng áp suất khởi nứt thủy lực +1,2 ppg; giảm mất dung dịch rõ ràng
Sư Tử Đen	Oligocene	≈ 2.000 psi	Dạng sợi + LCM biến dạng	Giảm 85% thời gian xử lý kẹt cần
Đại Hùng	Carbonate nứt nẻ	> 2.500 psi	Hạt nano + FLC gia cố thành giếng	Ổn định thành giếng; chiều sâu đặt chân đế ống chống tăng thêm ~ 400 m

tăng khả năng chịu áp (leak-off resistance) trước khi khoan đoạn tiếp theo [1].

6.2. Mỏ ngoài khơi Qatar

Một nhà thầu khoan ngoài khơi Qatar đối mặt với cấu trúc vỉa carbonate đứt gãy mạnh và áp suất dị thường từ 4 - 9,1 ppg, dẫn đến rủi ro kẹt cần do chênh áp và moment xoắn cao. Sau khi sử dụng phụ gia FLC 2000 vào hệ dung dịch, giếng đã khoan thành công đoạn thân giếng dài 14.000 ft mà không gặp sự cố kẹt cần nào, đồng thời giảm thiểu đáng kể hiện tượng mất dung dịch. Công nghệ này cho phép loại bỏ 2 - 3% hóa chất bôi trơn, tiết kiệm trực tiếp 200.000 USD chi phí dung dịch khoan [5].

6.3. Bể Permian và Biển Bắc

Tại bể Permian (Mỹ), MMH thế hệ 3 đã hỗ trợ khoan thành công các đoạn ngang dài hơn 8.000 ft qua lớp muối và sét kết nứt nẻ mạnh, một thách thức mà các thế hệ MMH trước không thể giải quyết do phản ứng với sét. Tại Biển Bắc, việc kết hợp hạt nano CaCO_3 với polymer trong dung dịch gốc nước đã cho phép khoan qua các tầng sét hoạt tính mà không phải bổ sung cấp ống chống, giảm đến 40% thời gian khoan doa thành giếng so với việc sử dụng hệ dung dịch ban đầu [11].

6.4. Bài học rút ra và áp dụng cho điều kiện Việt Nam

Bảng 6 tóm tắt định hướng áp dụng tại 3 mỏ trọng điểm của Việt Nam. Trong đó, mô hình lỏng ứng suất kết hợp CaCO_3 nhiều kích thước đã được triển khai thí điểm tại Bạch Hổ - tầng Miocene hạ, giúp tăng áp suất khởi nứt thủy lực biểu kiến thêm khoảng 1,2 ppg và loại bỏ sự cố mất dung dịch trong các đoạn khoan đan dày.

7. Quy trình thiết kế và áp dụng công nghệ gia cố thành giếng

Trên cơ sở tổng hợp các giải pháp đã áp dụng và các bài học từ trường hợp nghiên cứu điển hình, bài báo đề xuất quy trình thiết kế 7 bước (Hình 3) cho các giếng khoan qua vỉa suy giảm áp suất.

Bước 1: Đánh giá địa chất và áp suất vỉa: Thu thập dữ liệu P_p , σ_H , σ_H , σ_v từ log sonic - density, dữ liệu LOT/FIT lịch sử, minifrac và dữ liệu suy giảm áp suất theo thời gian. Xác định phân bố không đồng nhất theo lớp.

Bước 2: Tính toán cửa sổ khoan và nhận diện vùng rủi ro: Sử dụng các phương trình (1) - (6) và mô hình địa cơ học để xác định MW - ECD theo chiều sâu; khoanh vùng các chiều sâu nhạy cảm.

Bước 3: Lựa chọn cơ chế gia cố: Quyết định ưu tiên lỏng ứng

suất, FCS hay FPR (hoặc tổ hợp) dựa trên cơ chế nứt nẻ chủ đạo và đặc tính đá.

Bước 4: Thiết kế hệ dung dịch và PSD của LCM/WBS: Phối trộn hạt thô - trung - mịn theo nguyên tắc Abrams và Vickers [12, 13]; chọn phụ gia FLC/nano/MMH theo Bảng 5.

Bước 5: Thử nghiệm trong phòng thí nghiệm: Kiểm tra hiệu quả gia cố trên mô hình; ước tính ΔFG_{WBS} dự kiến và phân tích độ nhạy của σ_h .

Bước 6: Áp dụng và giám sát tại hiện trường: Bơm chất phụ gia xử lý trước khi khoan vào vỉa suy giảm áp suất; giám sát mức độ mất dung dịch, ECD, SPP, thể tích bể dung dịch, ballooning, moment xoắn và lực kéo - thả cần (torque-drag) và caliper.

Bước 7: Đánh giá sau khoan và cập nhật cơ sở dữ liệu: Thực hiện LOT/FIT để xác nhận ΔFG_{WBS} thực tế; cập nhật cơ sở dữ liệu địa cơ học và vật liệu cho các giếng kế tiếp.



Hình 3. Quy trình để xuất 7 bước thiết kế và triển khai công nghệ gia cố thành giếng cho các vỉa suy giảm áp suất.

Bảng 7. Khung lựa chọn giải pháp theo cơ chế hư hỏng chủ đạo

Điều kiện/vấn đề chính	Cơ chế ưu tiên	Giải pháp dung dịch - vật liệu	Chỉ tiêu theo dõi
Vỉa cát kết suy giảm áp suất, mất dung dịch sớm	Bít kín vi nứt/lỗ rỗng, tăng FIP	Phối trộn vật liệu bridging + WBS + pill xử lý trước khi vào tầng	Mức độ mất dung dịch, ECD, SPP, thể tích bể dung dịch
Vi nứt tại tầng sét, ballooning	Giảm truyền áp và ngăn lan truyền nứt	Màng chắn ít thấm, hạt nano/siêu mịn; kiểm soát ECD	Lưu lượng hồi khi tắt bơm, cavings, caliper
Kẹt cần do chênh áp	Giảm xâm nhập và cải thiện lớp vỏ bùn	Polymer + chất bôi trơn + WBS tương thích	Moment xoắn và lực kéo/thả cần, xu hướng kẹt cần do chênh áp
Cửa sổ áp suất cực hẹp	Tích hợp địa cơ học - thủy lực	WBS kết hợp MPD và kiểm soát ECD chặt chẽ	MW, ECD, LOT/FIT, các sự kiện/sự cố trong quá trình khoan

Một chỉ tiêu định lượng hữu ích để đánh giá hiệu quả gia cố là độ tăng gradient nứt hiệu dụng:

$$\Delta FG_{WBS} = FG_{eff} - FG_{base} \quad (9)$$

Trong đó:

FG_{eff} : Gradient nứt vỡ sau khi hình thành lớp che chắn;

FG_{base} : Gradient nứt vỡ cơ sở khi chưa có WBS;

ΔFG_{WBS} : Thường đạt 0,8 - 1,5 ppg tại các mỏ áp dụng thành công.

Bảng 7 đề xuất khung lựa chọn giải pháp theo cơ chế nứt vỡ chủ đạo, phục vụ cho việc thiết kế nhanh chương trình gia cố thành giếng tại hiện trường.

Đối với các mỏ ở Việt Nam, đặc biệt tại bể Cửu Long (Bạch Hổ, Sư Tử Đen, Rạng Đông) và bể Nam Côn Sơn (Đại Hùng, Lan Tây), hiện tượng suy giảm áp suất vỉa sau nhiều thập kỷ khai thác đã ở mức nghiêm trọng. Việc khoan đan dày để tận thu sản lượng gặp khó khăn lớn do chênh lệch áp suất giữa các lớp đất đá kề nhau. Việc áp dụng công nghệ gia cố thành giếng - đặc biệt là kết hợp hạt nano, FLC gia cố thành giếng và các phụ gia vật liệu chống mất dung dịch truyền thống được thiết kế với dải phân bố kích thước hạt chuẩn - là hướng đi cấp thiết để duy trì sản lượng và kéo dài tuổi thọ kinh tế của các mỏ trưởng thành.

Đáng chú ý, công nghệ gia cố thành giếng hoàn toàn tương thích và mang tính hỗ trợ cho công nghệ khoan kiểm soát áp suất. Trong khi công nghệ khoan kiểm soát áp suất động thủy tĩnh thông qua thiết bị bề mặt (thiết bị kiểm soát xoay, cụm van tiết lưu), công nghệ gia cố thành giếng lại nâng cao năng lực chịu áp của chính bản thân thành giếng. Sự kết hợp đồng thời 2 công nghệ mở rộng tối đa cửa sổ khoan tại các khu vực nhạy cảm, cho phép tối ưu hóa cấu trúc giếng, giảm số cấp ống chống trung gian và đưa được ống chống khai thác có đường kính lớn hơn vào vỉa sản phẩm.

Để triển khai bền vững, cần xây dựng đồng bộ 3 nhóm năng lực: (i) cơ sở dữ liệu địa cơ học chi tiết cho từng mỏ, đặc biệt là lịch

sử suy giảm áp suất và dữ liệu LOT/FIT; (ii) năng lực thử nghiệm vật liệu gia cố thành giếng trong nước (thử nghiệm bít kín độ thấm, bít kín khe nứt, khả năng phục hồi độ thấm) tương thích với điều kiện vỉa Việt Nam; (iii) quy chuẩn kỹ thuật và quy trình giám sát thời gian thực.

8. Kết luận và kiến nghị

- Suy giảm áp suất vỉa làm thu hẹp cửa sổ khoan chủ yếu thông qua cơ chế giảm ứng suất ngang tối thiểu và gradient nứt vỡ, do đó làm tăng đáng kể nguy cơ mất dung dịch, kẹt cần và mất ổn định thành giếng tại các mỏ trường thành.

- Gia cố thành giếng là giải pháp có cơ sở địa cơ học vững chắc, dựa trên 4 cơ chế chính: lỏng ứng suất, ứng suất đóng khe nứt, kháng lan truyền khe nứt và hình thành màng chắn độ thấm thấp.

- Kết quả thực nghiệm và nghiên cứu trường hợp điển hình chứng minh dung dịch polymer 0,05% duy trì tốt hơn sức kháng ma sát giao diện so với bentonite 8% (11,1% so với 23,4%); các hệ chất phụ gia gia cố thành giếng hiện đại có thể bít kín khe nứt 1 - 3.000 μm và mang lại hiệu quả cao.

- Bài báo đề xuất bảng phân loại vỉa 4 cấp (nhẹ - trung bình - nghiêm trọng - rất nghiêm trọng), quy trình thiết kế 7 bước và khung lựa chọn giải pháp theo cơ chế nứt vỡ chủ đạo, có thể áp dụng trực tiếp cho các mỏ Bạch Hổ, Sư Tử Đen, Đại Hùng và các giếng đơn dày trong tương lai.

- Hướng nghiên cứu tiếp theo nên tập trung vào mô hình ghép thủy lực - cơ học - hóa học, tiêu chuẩn hóa các thử nghiệm đánh giá vật liệu gia cố thành giếng, và xây dựng cơ sở dữ liệu thực địa cho các mỏ dầu khí Việt Nam, nhằm chuyển đổi từ cách tiếp cận phản ứng thụ động sang cách tiếp cận chủ động trong thi công giếng khoan qua các vỉa suy giảm áp suất.

Tài liệu tham khảo

[1] S.M. Willson, S. Edwards, P.D. Heppard, X. Li, G. Coltrin, D. K. Chester, H.L. Harrison, and B.W. Coteles, "Wellbore stability challenges in the deep water, Gulf of Mexico: Case history examples from the Pompano field", *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, 5 - 8 October 2003*. DOI: 10.2118/84266-MS.

[2] Mark D. Zoback, *Reservoir geomechanics*. Cambridge University Press, 2009. DOI: 10.1017/CBO9780511586477.

[3] Mark W. Alberty and Michael R. McLean, "A physical model for stress cages", *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 26 - 29 September 2004*.

[4] E. van Oort, J. Friedheim, T. Pierce, and J. Lee, "Avoiding losses in depleted and weak zones by constantly strengthening wellbores", *SPE Drilling & Completion*, Volume 26, Issue 4, pp. 519 - 530, 2011. DOI: 10.2118/125093-PA.

[5] Impact Fluid Solutions, *FLC® Wellbore Shielding® - Ultra-low invasion additives & wellbore stabilizers*, 2023.

[6] E. Fjaer, R.M. Holt, P. Horsrud, A.M. Raaen, and R. Risnes, *Petroleum related rock mechanics 2nd edition*. Elsevier; 2008.

[7] J. Geertsma, "Land subsidence above compacting oil and gas reservoirs", *Journal of Petroleum Technology*, Volume 25, Issue 6, pp. 734 - 744, 1973. DOI: 10.2118/3730-PA.

[8] M. King Hubbert and David G. Willis, "Mechanics of hydraulic fracturing", *Transactions of the AIME*, Volume 210, Issue 1, pp. 153 - 168, 1957. DOI: 10.2118/686-G.

[9] Alexandre Lavrov, *Lost circulation: Mechanisms and solutions*. Gulf Professional Publishing, 2016.

[10] Fred E. Dupriest, "Fracture closure stress (FCS) and lost returns practices", *SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Netherlands, 23 - 25 February 2005*.

[11] Oscar Contreras, Geir Hareland, Maen Husein, Runar Nygaard, and Mortadha Alsaba, "Application of in-house prepared nanoparticles as filtration control additive to reduce formation damage", *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, 26 - 28 February 2014*.

[12] A. Abrams, "Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion", *Journal of Petroleum Technology*, Volume 29, Issue 5, pp. 586 - 592, 1977. DOI: 10.2118/5713-PA.

[13] Stephen Vickers, Martin Cowie, Tom Jones, and Allan J. Twynam, "A new methodology that surpasses current bridging theories to efficiently seal a varied pore throat distribution as found in natural reservoir formations", *Wiertnictwo Nafta Gaz*, Volume 23, Issue 1, pp. 501 - 515, 2006.

[14] Sneha Raju, V. Veena, and Liji Anna Mathew, "Experimental study to compare the behaviour of drilling fluids as a borehole stabilizer", *Proceedings of SECON'22, Lecture notes in civil engineering*. Springer, 2022, pp. 321 - 330.

WELLBORE STRENGTHENING FOR DRILLING THROUGH DEPLETED RESERVOIRS IN OFFSHORE VIETNAM OIL FIELDS

Le Vu Quan, Dinh Duc Huy, Vu Manh Hao, Nguyen Van Do

Vietnam Petroleum Institute (VPI), Ha Noi, 11312, Vietnam

KEY WORDS

Wellbore strengthening/shielding, depleted reservoirs, wellbore geomechanics, stress cage, drilling fluids, nanoparticles, lost circulation.

ABSTRACT

Long-term hydrocarbon production significantly reduces reservoir pressure, which in turn lowers the minimum horizontal stress and fracture gradient, narrows the drilling window, and increases the risks of lost circulation, stuck pipe and wellbore collapse.

This paper reviews and analyses the geomechanical fundamentals, drilling fluid technology and additive systems used for wellbore strengthening (WBS), covering the stress cage, fracture closure stress (FCS) and fracture propagation resistance (FPR) models. The material systems, including conventional lost circulation materials (LCM), deformable foam, nanoparticles, mixed metal hydroxide (MMH) and fluid loss control (FLC) additives, are analysed in terms of their action mechanism and application range.

Experimental results demonstrate that a 0.05% polymer system maintains surface friction resistance better than an 8% bentonite drilling fluid, with reductions of 11.1% and 23.4%, respectively. Based on these findings, the study proposes a depletion-based reservoir classification, a seven-step wellbore strengthening design workflow and a framework for selecting wellbore strengthening materials, applicable to the Bach Ho, Su Tu Den and Dai Hung fields on the Vietnamese continental shelf.

Corresponding author: quanlv@vpi.pvn.vn

Received: 22/1/2026; Revised: 22 - 26/1/2026; Accepted date: 26/2/2026

This is an Open Access article under the CC BY-NC-ND license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)