

GIẢI PHÁP GIẢM THIỂU RỦI RO KHI THI CÔNG KHOAN VÀ HOÀN THIỆN GIẾNG KHOAN ĐẠN DÀY TẠI TRẦM TÍCH MIOCENE DƯỚI TRONG GIAI ĐOẠN CUỐI CỦA MỎ VÀ CÁC KHU VỰC VĨA SUY GIẢM ÁP SUẤT, NHIỆT ĐỘ

Phạm Văn Hiếu^{1,2}, Tạ Văn Thịnh²

¹Trường Đại học Dầu khí Gubkin

²Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

Email: hieupv.dr@vietsov.com.vn

1. Tóm tắt

Bài báo đánh giá tình trạng phức tạp sự cố xảy ra trong quá trình thi công các giếng khoan tại Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro", các vấn đề mới xuất hiện khi khoan đan dày vào giai đoạn cuối của mỏ. Nghiên cứu sự ảnh hưởng của suy giảm áp suất vỉa, áp suất lỗ rỗng và các yếu tố (như nhiệt độ, độ thấm thấu dung dịch) lên ứng suất tự nhiên, chế độ ứng suất và độ đảm bảo ổn định thành giếng khoan; đánh giá hiệu quả của các giải pháp chống mất dung dịch khi khoan đan dày tại trầm tích Miocene dưới của bể Cửu Long. Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đề xuất các giải pháp đảm bảo an toàn khi thi công giếng khoan đan dày tại khu vực vỉa suy giảm áp suất, nhiệt độ.

Từ khóa: Phức tạp sự cố, khoan đan dày, Miocene dưới, bể Cửu Long.

1. Giới thiệu

Trong giai đoạn cuối của mỏ hoặc khi khoan đan dày, các mỏ dầu khí thường xuất hiện tình trạng suy giảm áp suất, nhiệt độ vỉa, dẫn đến các vấn đề phức tạp sự cố khi thi công giếng khoan như: mất dung dịch khi khoan và trám xi măng, mất ổn định thành giếng khoan, kẹt chèn ép. Đặc biệt, khi tiến hành sửa chữa giếng bằng cách khoan cắt thân, hiện tượng mất dung dịch thường xuyên xảy ra, ngay cả khi sử dụng dung dịch khoan với tỷ trọng thấp hơn tỷ trọng khi khoan thân giếng chính rất nhiều. Tình trạng này càng trở nên trầm trọng khi phải tăng tỷ trọng dung dịch khoan để đảm bảo ổn định khu vực sét hoạt tính dễ sập lở.

Trong khi thi công một số giếng khoan đan dày tại trầm tích Miocene dưới ở một số mỏ tại bể Cửu Long, Vietsovpetro đã ghi nhận hiện tượng mất dung dịch 15 - 45m³/giờ với tỷ trọng khoan chỉ vào khoảng 1,13 - 1,17g/cm³.

Ngoài ra, dung dịch khi khoan và xi măng khi bơm trám đi vào thành hệ gây nhiễm bẩn, bít nhét các kênh

dẫn, gây ra nhiều khó khăn cho việc gọi dòng cũng như giảm chất lượng khai thác. Vì vậy, việc nghiên cứu và đánh giá các vấn đề khi thi công giếng trong giai đoạn cuối của mỏ có ý nghĩa vô cùng quan trọng với các công ty dầu khí trên thế giới, trong đó có Vietsovpetro.

2. Đánh giá tình trạng phức tạp sự cố xảy ra trong quá trình thi công giếng khoan tại Vietsovpetro

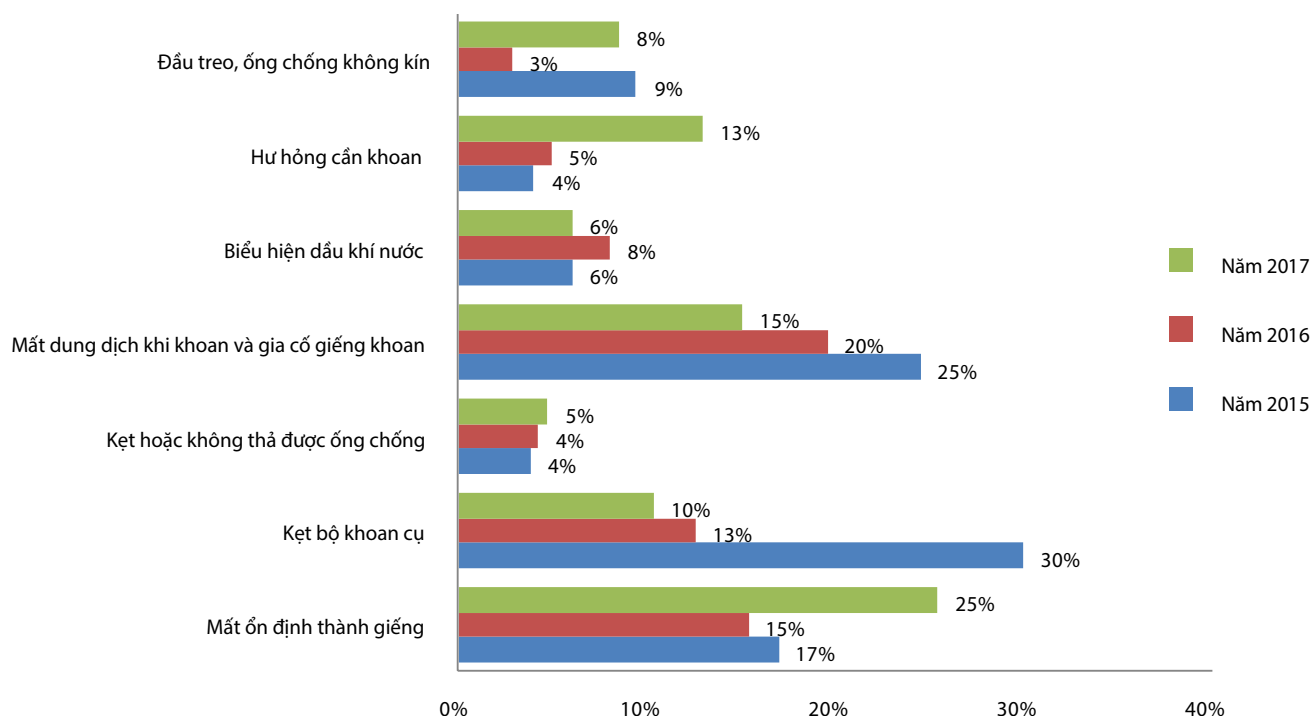
Hình 1 cho thấy tình trạng mất dung dịch và mất ổn định thành giếng khoan đã và đang xảy ra với tần suất khá cao, lần lượt chiếm 25 - 20 - 15% so với tổng số phức tạp sự cố được thống kê tương ứng với 3 năm 2015 - 2017. Chỉ riêng năm 2017 ghi nhận trên 20 trường hợp mất dung dịch tại 12 giếng thi công, trong số đó xảy ra khi khoan và gia cố giếng khoan tại tầng Miocene dưới, nơi đã từng ghi nhận áp suất vỉa sụt giảm từ 1 xuống còn 0,8 lần áp suất cột thủy tĩnh nước vỉa.

Thống kê tình trạng mất dung dịch trên một số giàn tại mỏ Bạch Hổ trong thi công thời gian gần đây, ví dụ như: BK-2, BK-6, BK-9. Những BK này đã được tiến hành khoan đan dày và khoan cắt thân 2 trong năm 2017 và 2018.

Bảng 1 cho thấy thời gian gần đây hiện tượng mất dung dịch xảy ra tại các khu vực mà trước kia không có.

Ngày nhận bài: 5/11/2018. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 6 - 12/11/2018.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 8/5/2019.



Hình 1. Tình trạng phức tạp sự cố xảy ra trong quá trình thi công giếng khoan tại Vietsovpetro trong giai đoạn 2015 - 2017

Bảng 1. Tình trạng mất dung dịch khi khoan tại mỏ Bạch Hổ

Giếng khoan	Platform	Đường kính thân giếng (inch)	Khoảng khoan (m)	Nóc tầng sản phẩm 23-horizon	Tỷ trọng dung dịch (g/cm ³)	Mất dung dịch có/không	Năm thi công
2002B BK-2	BK-2	8,5 - 6,5	2.300 - 2.995	2.784/-2715,6	1,13 - 1,38	Không	7/2013
2006 BK-2	BK-2	12,25	1.333 - 3.083	2.972/-2744,1	1,07 - 1, 21	Không	12/2014
2003 BK-2	BK-2	12,25	2.443 - 3.609	3.123/-2743,5	1,13 - 1,31	Không	3/2008
556B BK-2	BK-2	8,5	1.723 - 3.419	3.231/-2739,3	1,10 - 1, 17	Không	10/2017
2001B BK-2	BK-2	8,5	1.300 - 3.158	3.076/-2.744	1,10 - 1,13	Có	8/2017
668 BK-6	BK-6	8,5	1.440 - 3.265	3.196/-2770,6	1,12 - 1,16	Có	6/2017
6001 BK-6	BK-6	8,5	1.364 - 3.285	3.178/-2767,9	1,12 - 1,15	Có	9/2017
436B BK-6	BK-6	6,5	1.413 - 3.091	2997,5/-2.760	1,14 - 1,17	Không	6/2017
442B BK-6	BK-6	8,5	1.380 - 3.118	3.061/-2.771	1,10 - 1,14	Có	10/2017
9002 BK-9	BK-9	8,5	2.152 - 3.466	3.089/-2.875	1,15 - 1,19	Không	3/2013
9002BB BK-9	BK-9	8,5	1.701 - 3.255	3.573/-2765,8	1,10 - 1,17	Có	6/2018
2002BB BK-2	BK-2	6½	3.375 - 4.002	3.809/-2731,4	1,14 - 1,15	Có	11/2018

Trước đó, giới hạn trên cửa sổ dung dịch để khoan các khu vực tầng sản phẩm 23 thường ở mức 1,15 - 1,19g/cm³, thậm chí còn lên tới 1,31g/cm³ khi khoan cùng với tầng Oligocene trên. Tuy nhiên, trong 2 - 3 năm gần đây cũng tại các cấu trúc địa chất và chiều sâu thẳng đứng tương tự giới hạn tỷ trọng dung dịch khoan thấp hơn trước khoảng 0,01 - 0,04g/cm³ đã ghi nhận hiện tượng mất dung dịch 15 - 45 m³/giờ. Điều đó cho thấy giới hạn áp suất vỡ vỉa tại các khu vực này có dấu hiệu suy giảm không đồng đều, không đẳng hướng. Ví dụ: cùng trên BK-2, năm 2017 cắt thân giếng 556B với tỷ trọng dung dịch lên tới 1,17g/cm³ mới

xảy ra mất dung dịch, tuy nhiên khi khoan giếng 2001B chỉ với tỷ trọng 1,13g/cm³ đã xảy ra hiện tượng mất dung dịch.

3. Các vấn đề chung khi thi công giếng khoan khu vực vỉa suy giảm áp suất, nhiệt độ

Khu vực áp suất vỉa suy giảm thường xuất hiện ở giai đoạn cuối khai thác mỏ (late reservoir life of field), vỉa không có đủ áp suất cần thiết để đẩy các sản phẩm dầu khí nước lên bề mặt, dẫn đến ngưng quá trình khai thác. Để đảm bảo quá trình khai thác được tiếp tục cần áp dụng các phương pháp khai thác, giải pháp công nghệ mới để

tích trữ đủ năng lượng vỉa cần thiết (khai thác định kỳ), hoặc khai thác bằng gaslift.

Nghiên cứu [1, 2] chỉ ra khó khăn cơ bản khi khoan tại các khu vực áp suất vỉa suy giảm là "cửa sổ" tỷ trọng dung dịch hay còn gọi là khoảng điều chỉnh tỷ trọng dung dịch bị thu hẹp, việc đảm bảo ổn định thành giếng khoan, xử lý mất dung dịch khoan do các khe nứt tự nhiên hoặc các khe nứt thứ sinh hình thành trong quá trình khoan trở nên khó khăn hơn. Nhóm tác giả cho rằng việc giảm tỷ trọng dung dịch tương đương (ECD), giảm thiểu mất dung dịch và tăng cường hiệu quả làm sạch giếng khoan là giải pháp công nghệ tối ưu khi khoan các khu vực áp suất vỉa suy giảm.

Khoan khu vực áp suất vỉa suy giảm khó thành công do khoảng cách giữa áp suất lỗ rỗng trong các tập sét và áp suất vỉa thủy lực tại các tập cát sản phẩm xen kẽ rất hẹp. Khoảng cách cho phép giữa tỷ trọng dung dịch từ tỷ trọng tĩnh đến tỷ trọng động rất nhỏ, kéo theo khoảng thay đổi của tỷ trọng dung dịch sẽ bị co hẹp. Khu vực này còn có sự không đồng nhất của các lớp đất đá xen kẽ, áp suất suy giảm ở các mức độ khác nhau, độ thấm thấu khác nhau kéo theo tính chất cơ lý cũng biến đổi khác nhau. Một số quan điểm cho rằng để giải quyết các vấn đề giới hạn khoảng tỷ trọng dung dịch trên cần áp dụng công nghệ khoan kiểm soát áp suất (managed pressure drilling). Kết quả áp dụng thực tế công nghệ khoan này đã chứng minh tính đúng đắn và hiệu quả, giảm thiểu các rủi ro không lường trước [3].

Nguyên nhân chính dẫn đến mất tuần hoàn dung dịch liên quan đến khoan khu vực cát suy giảm áp suất vỉa là do giảm gradient áp suất vỉa, giá trị tỷ trọng dung dịch đảm bảo ổn định thành giếng tương đối cao khi khoan các lớp sét xen kẽ. Kiểm soát và xử lý hiện tượng mất dung dịch trong các trường hợp này thường rất tốn kém, đôi khi không thể thực hiện được. Đối với các tầng cát suy giảm áp suất vỉa, cần có các phương án để tránh hoặc giảm thiểu tình trạng mất dung dịch khoan sẽ hiệu quả và tiết kiệm hơn là xử lý. Việc sử dụng các loại chất bít nhét thông thường như vôi trấu, sẽ không đem lại hiệu quả bởi kích thước các hạt bít nhét khá lớn so với kích thước các lỗ rỗng và các khe nứt tự nhiên hoặc thứ sinh dạng micro trong khu vực trầm tích. Ngoài ra, sẽ tạo ra lớp vôi bùn dày trên thành giếng kết hợp với sự chênh áp giữa áp suất cột chất lỏng trong giếng và áp suất vỉa có thể là nguyên nhân dẫn đến kẹt chênh áp bộ khoan cụ. Vấn đề cần tìm ra tổ hợp các chất bít nhét phù hợp, giúp tăng độ bền của thành giếng khoan, kéo theo tăng giá trị áp suất vỉa [4].

4. Nguyên nhân dẫn đến các phức tạp sự cố khi khoan khu vực vỉa suy giảm áp suất, nhiệt độ

Tại các tầng chắn đặc trưng bởi các tập sét áp suất lỗ rỗng gần như giữ nguyên hoặc suy giảm không đáng kể so với áp suất ban đầu, trong khi đó áp suất tại các lỗ rỗng thông nhau trong vỉa cát sụt giảm mạnh theo thời gian khai thác mỏ. Qua công thức tính áp suất vỉa được xây dựng bởi Ben Eaton (1), có thể thấy rằng áp suất vỉa và áp suất vỡ vỉa luôn tồn tại mối quan hệ:

$$\text{Gradient FP} = \frac{\sigma_v - P_{\text{pore}}}{D} \times \frac{\vartheta}{1 - \vartheta} + \frac{P_{\text{pore}}}{D} \quad (1)$$

Trong đó:

Gradient FP: Gradient áp suất vỡ vỉa;

σ_v : Ứng suất thẳng đứng (tạo bởi cột đất đá);

P_{pore} : Áp suất lỗ rỗng (hoặc áp suất vỉa);

ϑ : Hệ số poisson;

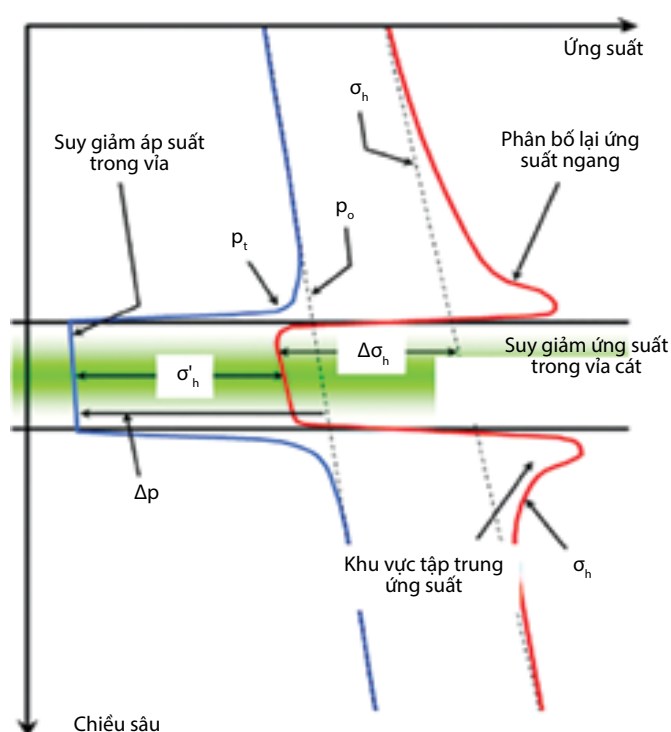
D: Chiều sâu thẳng đứng.

Sự suy giảm của áp suất vỡ vỉa tỷ lệ thuận với suy giảm áp suất vỉa. Tại các khu vực tầng chắn hoặc đáy của khu vực chứa sản phẩm xuất hiện sự gia tăng của ứng suất, dẫn đến việc khoan các tầng này khó khăn hơn, tốc độ khoan cơ học chậm. Việc suy giảm áp suất vỉa trong khi ứng suất cột đất đá không thay đổi, đến một giá trị giới hạn nào đó sẽ dẫn đến việc sập vỉa bởi các lực nén ép. Có thể ngăn ngừa hiện tượng này bằng việc thiết kế và chống ống tại chiều sâu phù hợp giúp cách ly khu vực suy giảm áp suất. Sau đó tiếp tục thi công phần còn lại của vỉa cùng việc sử dụng tỷ trọng trong giới hạn cho phép thậm chí áp dụng khoan dưới cân bằng (underbalanced drilling) nếu thực sự cần thiết.

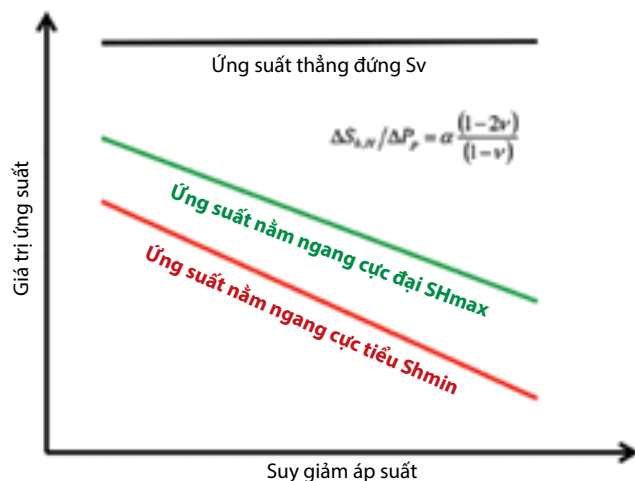
Khoan đan dày (infill drilling) với mục đích tăng cường thu hồi dầu, đảm bảo sản lượng khai thác từ giữa đến nửa sau giai đoạn khai thác của mỏ. Việc khai thác trong thời gian dài dẫn đến việc suy giảm của áp suất vỉa, kéo theo sự thay đổi tỷ lệ thuận các ứng suất tự nhiên và sự phân bố tại khu vực xung quanh thành giếng khoan, dẫn đến sự thay đổi "cửa sổ" dung dịch khoan. Vì vậy, việc sử dụng các thông số khoan của các giếng trước đó hoặc thân giếng chính đối với trường hợp khoan cắt thân sẽ không còn phù hợp. Việc áp dụng một cách máy móc có thể dẫn đến các phức tạp sự cố nghiêm trọng. Sự suy giảm của áp suất vỡ vỉa và áp suất sập lở thành giếng sẽ diễn ra đồng thời, tuy nhiên mức độ suy giảm không giống nhau. Đối với các vỉa không đồng nhất, các giếng khoan có góc lệch lớn sự suy giảm của áp suất vỡ vỉa thường lớn hơn mức

độ suy giảm của áp suất sập lở. Điều này giải thích cho việc "cửa sổ" dung dịch càng bị hẹp lại khi suy giảm áp suất vỉa (Hình 2) [5, 6].

Việc suy giảm của các ứng suất tự nhiên được giải thích qua công thức (2). Khi tiến hành khoan đơn dày các khu vực đã ghi nhận suy giảm áp suất vỉa, sự suy giảm các ứng suất tự nhiên nằm ngang sẽ ảnh hưởng tới trạng thái ổn định thành giếng khoan. Qua công thức (2) của Hoek và Hình 3, có thể thấy tỷ lệ giữa giá trị suy giảm các ứng suất nằm ngang là $\frac{1-2\nu}{1-\nu} \times \dots$, giá trị này phụ thuộc vào đặc tính đất đá (hệ số Poisson và hệ số Biot).



Hình 2. Ảnh hưởng của suy giảm áp suất lên cửa sổ dung dịch khoan



Hình 3. Sự ảnh hưởng của áp suất vỉa lên sự thay đổi ứng suất tự nhiên nằm ngang

$$\begin{cases} \sigma_{H1} = \sigma_H + \frac{1-2\nu}{1-\nu} \times \alpha (P_{p1} - P_p) \\ \sigma_{h1} = \sigma_h + \frac{1-2\nu}{1-\nu} \times \alpha (P_{p1} - P_p) \end{cases} \quad (2)$$

Trong đó:

σ_H, σ_h, P_p : Tương ứng là các giá trị cực đại và cực tiểu tự nhiên của đất đá trước khi suy giảm áp suất;

$\sigma_{H1}, \sigma_{h1}, P_{p1}$: Tương ứng là các giá trị ứng suất cực đại và cực tiểu nằm ngang khi suy giảm áp suất;

α : Hệ số Poisson;

ν : Hệ số Biot.

Ngoài việc thay đổi áp suất vỉa, quá trình khai thác còn dẫn đến sự suy giảm nhiệt độ vỉa. Giống như áp suất, sự thay đổi nhiệt độ kéo theo sự thay đổi các ứng suất, là nguyên nhân phát sinh thêm các ứng suất bổ sung trên thành giếng khoan chưa kể đến sự thay đổi nhiệt độ vỉa trong quá trình khoan. Quá trình khoan dung dịch khoan được tuần hoàn liên tục từ bể chứa đi vào trong cần xuống đáy giếng rồi đi lên khoảng không vành xuyên trước khi trở lại bể chứa. Sự tuần hoàn của dung dịch đã đồng thời giảm nhiệt độ của các vỉa dưới sâu, tăng nhiệt độ của các vỉa nông phía trên. Sự thay đổi nhiệt độ vỉa liên tục sẽ ảnh hưởng đến độ bền cấu trúc cũng như làm giảm độ bền mỏi của thành hệ. Việc này kéo theo hàng loạt các phức tạp sự cố liên quan đến sự ổn định thành giếng khoan.

Trong trường hợp bỏ qua sự ảnh hưởng nhiệt độ tới các đặc tính đàn hồi của đất đá, dựa trên công thức của Hoek thấy rằng trên thành giếng khoan xuất hiện các ứng suất bổ sung, thể hiện qua công thức (3).

$$\begin{cases} \sigma_{rT} = 0 \\ \sigma_{\theta T} = \frac{E\alpha_m}{3(1-\nu)} \times (T_w - T_0) \\ \sigma_{zT} = \frac{E\alpha_m}{3(1-\nu)} (T_w - T_0) \end{cases} \quad (3)$$

Trong đó:

$\sigma_{rT}, \sigma_{\theta T}, \sigma_{zT}$: Tương ứng là các ứng suất bổ sung trên thành giếng khoan - ứng suất hướng tâm, tiếp tuyến và chiều trục;

E: Young modulus;

α_m : Hệ số giãn nở nhiệt;

T_w : Nhiệt độ thành giếng khi khoan;

T_0 : Nhiệt độ ban đầu của vỉa.

Sự chênh lệch giữa áp suất cột chất lỏng trong giếng và áp suất vỉa sẽ gây ra sự thẩm thấu dung dịch khoan vào thành hệ ngay trên thành giếng khoan. Việc thẩm thấu này gây nhiễm bẩn thành hệ và gia tăng áp suất lỗ rỗng tại thành giếng ngay phía sau lớp vỏ bùn do dung dịch tạo ra. Việc hình thành áp suất ngay sau lớp vỏ bùn cao hơn áp suất tự nhiên của vỉa dẫn đến hình thành các ứng suất bổ sung trên thành giếng. Vì vậy có thể dẫn đến thay đổi áp suất vỉa và áp suất sập lở tại khu vực thành giếng. Ứng suất bổ sung được thể hiện qua công thức (4).

$$\begin{cases} \sigma_{rp} = 0 \\ \sigma_{\theta p} = \delta \frac{\alpha(1-2\nu)}{1-\nu} (P_w - P_0) \\ \sigma_{zp} = \delta \frac{\alpha(1-2\nu)}{1-\nu} (P_w - P_0) \\ \delta = P_w - P_0/P - P_0 \end{cases} \quad (4)$$

Trong đó:

$\sigma_{rp}, \sigma_{\theta p}, \sigma_{zp}$: Tương ứng là các ứng suất bổ sung - ứng suất hướng tâm, tiếp tuyến và dọc trục;

P_w : Áp suất lỗ rỗng tại thành giếng;

P_0 : Áp suất lỗ rỗng hoặc áp suất vỉa tự nhiên;

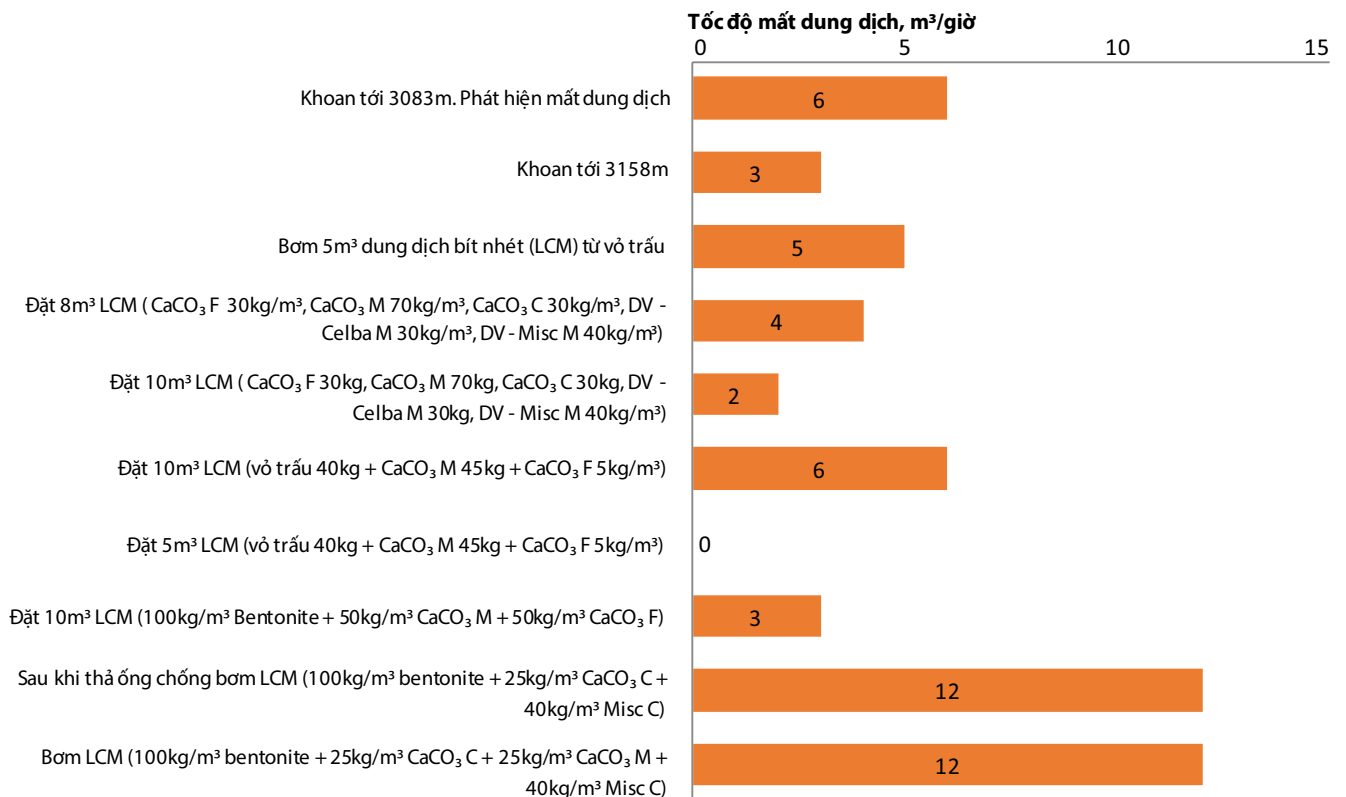
P: Áp suất cột thủy tĩnh dung dịch.

Sự thay đổi về áp suất lỗ rỗng sẽ dẫn đến sự thay đổi

cả về độ lớn và hướng của ứng suất cực đại, cực tiểu nằm ngang. Sự thay đổi về hướng ứng suất cực đại kéo theo sự thay đổi về hướng ổn định thành giếng khoan, đặc biệt quan trọng đối với các giếng khoan có góc lệch lớn hoặc giếng khoan ngang. Mức độ thay đổi về hướng của ứng suất cực đại nằm ngang phụ thuộc vào nhiều yếu tố như độ lớn chênh lệch giữa áp suất, nhiệt độ vỉa thời điểm hiện tại và ban đầu, góc giữa ứng suất cực đại và hướng đứt gãy và đặc tính cơ học của đất đá. Vì vậy, việc thay đổi áp suất lỗ rỗng còn làm thay đổi chế độ ứng suất (chế độ đứt gãy). Ví dụ ban đầu dạng đứt gãy là dạng trượt ngang "Strike-slip" lúc này mối quan hệ giữa các ứng suất tự nhiên như sau: $SH_{max} > S_v > SH_{min}$. Tuy nhiên, sau thời gian suy giảm áp suất vỉa hoặc áp suất lỗ rỗng, các ứng suất cực đại và cực tiểu nằm ngang cùng suy giảm, trong khi đó giá trị S_v gần như không thay đổi. Đến một thời điểm nào đó giá trị SH_{max} xuống thấp hơn S_v , lúc đó mối quan hệ giữa các ứng suất sẽ như sau $S_v > SH_{max} > SH_{min}$, chế độ ứng suất lúc này sẽ là đứt gãy thuận "Normal fault" [7 - 9].

5. Giải pháp xử lý hiện tượng mất dung dịch khoan khi khoan qua trầm tích Miocene dưới tại Vietsovpetro

Để xử lý tình trạng mất dung dịch khoan, giải pháp sử dụng dung dịch bit nhét từ vỏ trấu để khoan trong tầng đá móng, nơi xuất hiện các nứt nẻ lớn hoặc lỗ rỗng dạng tổ ong cho thấy có hiệu quả. Tuy nhiên, tại khu vực trầm



Hình 4. Tình trạng mất dung dịch và biện pháp xử lý giếng 2001B BK-2

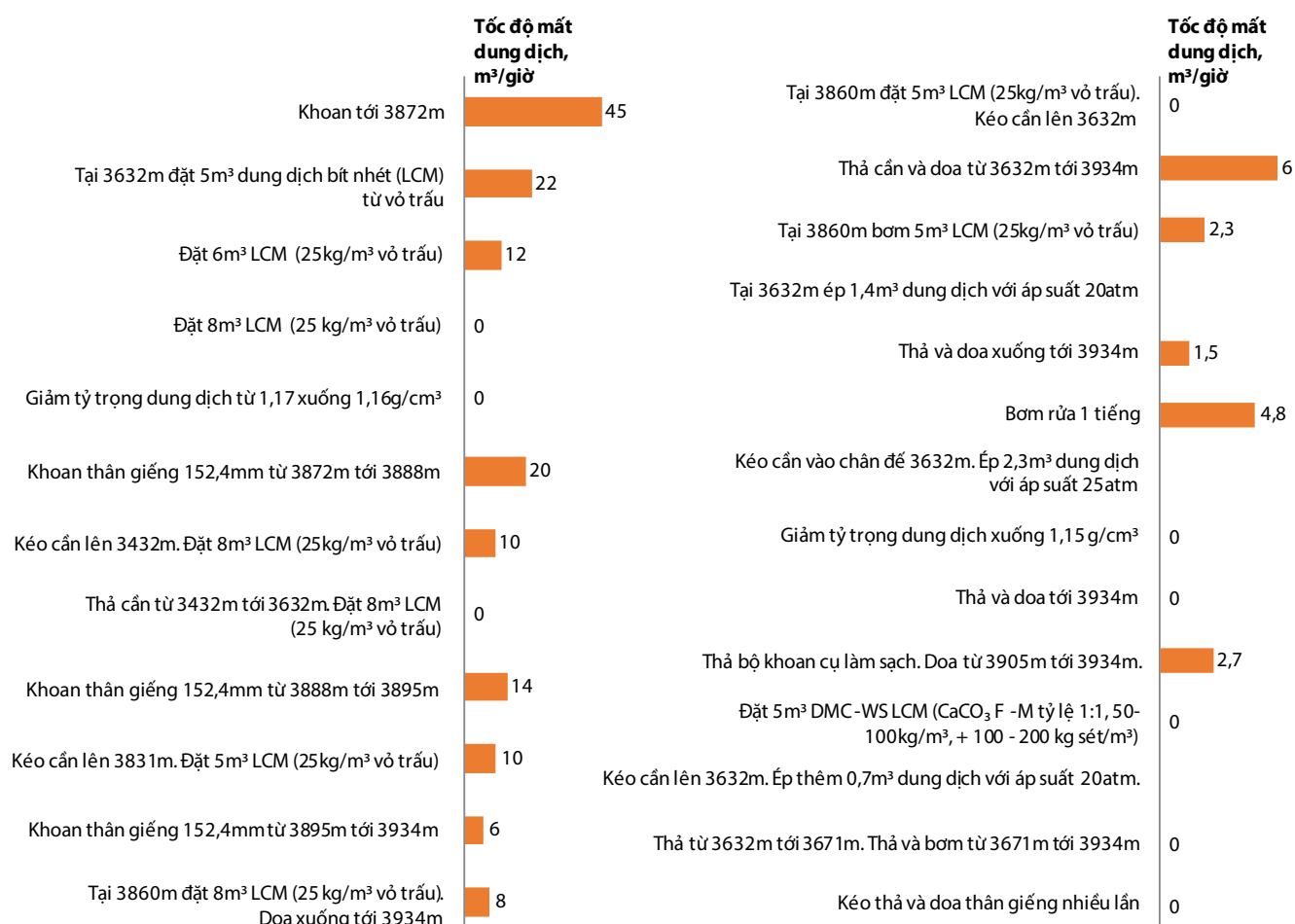
tích Miocene dưới với đặc tính địa chất hoàn toàn khác so với tầng đá móng. Đất đá trong Miocene dưới gồm thành phần chính là cát kết và sét kết xen kẽ, ở đó chủ yếu là các kênh dẫn liên thông trong vỉa cát hoặc các khe nứt nhỏ. Việc sử dụng dung dịch bit nhét từ vỏ trấu có thể sẽ không có hiệu quả. Trong năm 2017 và 2018, Vietsovpetro đã xử lý trên 20 phức tạp liên quan đến hiện tượng mất dung dịch, trong đó chủ yếu xảy ra tại trầm tích Miocene dưới. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả đề cập tới 3 giếng khoan điển hình 2001B BK-2, 10008B BK-10 và 2002BB BK-2 được khoan trong năm 2017 - 2018 và phân tích tính phù hợp của các giải pháp đã áp dụng.

Kết quả thử nghiệm tại 2 giếng khoan 2001B và 10008B (Hình 4 và 5) cho thấy việc sử dụng dung dịch bit nhét chỉ có vỏ trấu không xử lý triệt để hiện tượng mất dung dịch tại trầm tích Miocene dưới. Dung dịch bit nhét từ vỏ trấu thường tạo một lớp vỏ bùn dày trên thành giếng chính làm giảm tốc độ mất dung dịch, tuy nhiên sau khi doa lại thân giếng, lớp vỏ trấu trên thành giếng bị làm sạch, giếng sẽ tiếp tục mất dung dịch. Trong cùng điều kiện tại giếng 2001B khi thay dung dịch bit nhét từ vỏ trấu

bằng các hỗn hợp gồm CaCO₃ F (hạt mịn), CaCO₃ M (hạt trung bình), CaCO₃ C (hạt thô), DV-Celba M (trung bình), DV-Misc M (trung bình) với các tỷ lệ khác nhau (bổ sung thêm hàm lượng nhỏ vỏ trấu) tốc độ mất dung dịch giảm từ 5 m³/giờ xuống còn 2 m³/giờ, thậm chí có thời điểm không mất dung dịch (Hình 4).

Đồng quan điểm với tác giả [6, 10] việc tiến hành nứt vỉa thủy lực "Fracture" kết hợp bit nhét các vật liệu trơ với kích cỡ khác nhau vào các khe nứt thứ sinh giúp tăng cường độ bền của thành hệ, kéo theo giá trị áp suất vỡ vỉa mới của thành hệ tăng lên, giúp xử lý mất dung dịch một cách hiệu quả. Các công ty dầu khí trên thế giới đã tiến hành thử nghiệm hỗn hợp CaCO₃ với các kích cỡ, hình dạng hạt khác nhau.

Kết quả xử lý mất dung dịch tại giếng 10008B BK-10 (Hình 5), khi sử dụng dung dịch bit nhét từ vỏ trấu (25kg/m³) tốc độ mất dung dịch dao động trong khoảng 6 - 10m³/giờ. Khi thay dung dịch bit nhét mới (kết hợp giữa CaCO₃ F-M tỷ lệ 1:1, 50 - 100kg/m³ + 100 - 200 kg sét/m³) đồng thời tiến hành ép vỉa 2 lần với áp suất bề mặt lên tới 25atm để bit nhét các hạt CaCO₃ và sét vào các khe nứt nẻ thứ sinh thì



Hình 5. Tình trạng mất dung dịch và biện pháp xử lý giếng 10008B BK-10

tốc độ mất dung dịch giảm rõ rệt và không mất dung dịch kể cả khi doa lại thân giếng và bơm rửa nhiều lần.

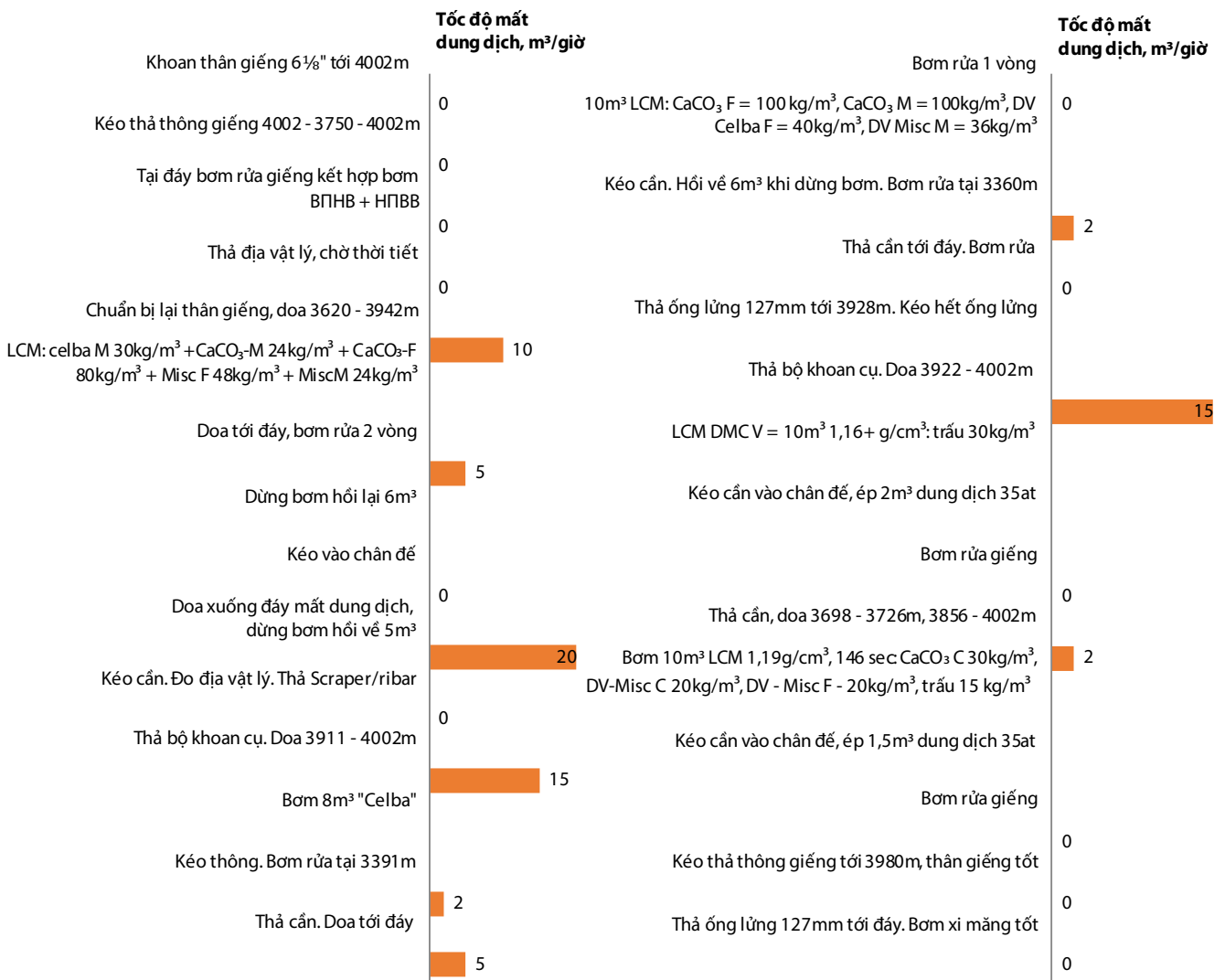
Tương tự như giếng 10008B BK-10 việc ép vữa vào kết hợp bít nhét (CaCO₃ các kích thước khác nhau) vào các khe nứt thứ sinh thực sự cho thấy hiệu quả trong việc chống mất dung dịch giếng khoan 2002BB BK-2. Quy trình xử lý mất dung dịch giếng 2002BB được thể trên Hình 6.

Từ kết quả phân tích trên có thể đưa ra kết luận rằng việc dùng tổ hợp các hạt trơ (CaCO₃, DV-Celba, DV-Misc), sét với thành phần và tỷ lệ khác nhau cho thấy tính hiệu quả hơn vỏ trấu khi xử lý mất dung dịch tại trầm tích Miocene dưới. Việc tiến hành vữa thủy lực để bít nhét các hạt trơ vào các khe nứt thứ sinh là cần thiết. Việc này giúp tăng độ bền thành hệ, giảm thiểu mất dung dịch. Việc sử dụng tổ hợp bít nhét với thành phần chính từ CaCO₃ vừa hiệu quả, vừa giúp khôi phục các kênh dẫn dễ dàng hơn bằng việc xử lý acid vùng cận đáy giếng. Ngược lại,

cần xem xét việc sử dụng sét làm thành phần bít nhét, bởi sét đi vào trong khe nứt có thể trương nở gây nhiễm bẩn thành hệ, khó khăn khi khôi phục các kênh dẫn chất lưu.

6. Kinh nghiệm xử lý mất ổn định thành giếng khi khoan đan dày tầng Miocene dưới tại các mỏ của Vietsovpetro

Như đã phân tích ở trên, ngoài hiện tượng mất dung dịch thì mất ổn định thành giếng cũng thường xuyên xảy ra khi khoan đan dày. Mất ổn định thành giếng xảy ra là kết quả của nhiều nguyên nhân, tuy nhiên trong giai đoạn cuối của mỏ những nguyên nhân sau cần đặc biệt chú ý xem xét: sự tương tác giữa đất đá và nước tách ra từ dung dịch khoan, các hóa phẩm dung dịch đập giếng, hóa phẩm xử lý vùng cận đáy giếng, hóa phẩm khai thác. Tất cả những yếu tố trên đều ảnh hưởng đến độ bền cấu trúc và làm thay đổi đặc tính cơ học của đất đá dẫn đến làm mất độ liên kết của các lớp đất đá, có những khu vực sét bị



Hình 6. Tình trạng mất dung dịch và biện pháp xử lý giếng 2002BB BK-2

trương nở, bão hòa nước và dẫn đến bị chảy xệ khi khoan qua. Thực tế khi khoan cắt thân một số giếng tại khu vực BK-2 mỏ Bạch Hổ, để đảm bảo ổn định thành giếng cần tăng tỷ trọng dung dịch thêm 0,04 - 0,06g/cm³ so với thân giếng chính và cao hơn tỷ trọng dung dịch thiết kế đến 0,06g/cm³. Cụ thể giếng khoan 485BB BK-2, tỷ trọng dung dịch thiết kế chỉ là 1,14g/cm³, tuy nhiên theo thực tế giếng khoan phải tăng tỷ trọng dung dịch lên 1,20g/cm³ để giảm thiểu tình trạng chảy xệ của các tập sét. Tuy nhiên việc tăng tỷ trọng chỉ giảm thiểu phần nào mà không thể xử lý một cách triệt để.

Theo kinh nghiệm khoan tại các mỏ của Vietsovpetro để xử lý các dạng phức tạp trên, nhóm tác giả khuyến cáo thực hiện các biện pháp sau:

- Nhiều lần doa kỹ thân giếng kết hợp từng bước tăng tỷ trọng và điều chỉnh dung dịch. Ví dụ: tăng hàm lượng ức chế sét, giảm độ thải nước, tăng độ nhớt trong khoảng thiết kế cho phép.

- Hạn chế tốc độ kéo thả qua các khu vực sét chảy xệ nhằm giảm thiểu hiệu ứng piston.

- Trước khi thả ống chống cần xem xét đặt một tập dung dịch tỷ trọng cao và độ nhớt cao tại khu vực sét chảy xệ. Tuy nhiên cần tính toán để áp lực toàn bộ cột dung dịch không gây vỡ vỉa, mất dung dịch hoặc kẹt do chênh áp.

- Lắp và phân bố định tâm ống chống hợp lý, hạn chế tốc độ thả.

- Trước khi bơm xi măng cần bơm rửa đẩy tập dung dịch tỷ trọng và độ nhớt cao ra khỏi giếng. Kết hợp điều chỉnh dung dịch theo hướng giảm độ nhớt và kiểm soát tỷ trọng để tránh mất dung dịch khi bơm xi măng.

Việc áp dụng đồng bộ các giải pháp trên đã cho thấy hiệu quả, giúp giảm thiểu hiện tượng mất ổn định thành giếng do sét chảy xệ khi thi công một số giếng khoan cắt thân tại mỏ Bạch Hổ.

7. Kết luận

Việc áp suất và nhiệt độ vỉa suy giảm là nguy cơ chính dẫn đến sự suy giảm của áp suất vỉa, thu hẹp "cửa sổ" dung dịch khoan. Nếu mức độ suy giảm áp suất vỉa lớn lúc đó rất khó thực hiện thành công công tác khoan cũng như bơm trám xi măng trong khu vực này, đặc biệt đối với các giếng có góc lệch lớn, quỹ đạo phức tạp. Dựa trên cơ sở đó các giải pháp được đưa ra tùy thuộc vào chiến lược khoan, hoàn thiện giếng hay kế hoạch khai thác mỏ.

Một số giải pháp đề xuất nhằm giảm thiểu rủi ro mất ổn định thành giếng khoan, mất dung dịch khi tiến hành

khoan và hoàn thiện các giếng khoan đan dày cũng như các giếng tại các khu vực mỏ suy giảm áp suất, nhiệt độ.

- Tái sử dụng các giếng đã chết hoặc khai thác không hiệu quả, giúp tránh được các rủi ro khi thi công khoan, giảm giá thành giếng khoan.

- Lựa chọn quỹ đạo khoan tối ưu nhằm giảm thiểu nguy cơ vỡ vỉa thủy lực và sập lở thành giếng khoan. Sự thay đổi áp suất, nhiệt độ làm thay đổi hướng ứng suất nằm ngang vì vậy cần lựa chọn lại hướng khoan mới, nếu sử dụng hướng khoan của các giếng cũ có nguy cơ cao xảy ra phức tạp sự cố.

- Đo và ghi nhận sự thay đổi áp suất vỉa và áp suất vỡ vỉa thường xuyên, trên cơ sở đó kiểm soát sự ảnh hưởng của các yếu tố khác gây ảnh hưởng lên ứng suất.

- Nghiên cứu tổ hợp chất bít nhét phù hợp với điều kiện đặc thù của mỏ. Việc sử dụng chất bít nhét phù hợp kết hợp với nứt vỉa thủy lực giúp tăng cường độ bền thành hệ, tăng áp suất vỡ vỉa giúp tăng khả năng thi công giếng thành công và chất lượng cao. Sử dụng tổ hợp các hạt trơ như CaCO₃, DV-Celba, DV- Misc... với thành phần, kích cỡ hạt và tỷ lệ khác nhau cho hiệu quả tại khu vực trầm tích Miocene dưới.

Trên thế giới, tổ hợp CaCO₃ với kích cỡ hạt và hình dạng khác nhau kết hợp cùng graphite đang được sử dụng phổ biến - Tối ưu hóa chế độ khoan, chế độ thủy lực, nghiên cứu tính khả thi của phương pháp khoan kiểm soát áp suất trong điều kiện cụ thể của mỏ. Trong quá trình khoan các khu vực tầng chắn của tầng sản phẩm có thể phải thay đổi các thông số khoan để phù hợp và đảm bảo tốc độ khoan.

- Xác định chiều sâu đặt chân đế ống chống một cách tối ưu nhằm tránh làm hẹp thêm các khoảng cửa sổ tỷ trọng dung dịch vốn đã bị thu hẹp bởi sự suy giảm áp suất và nhiệt độ vỉa.

- Kiểm soát và điều chỉnh tỷ trọng dung dịch tương đương (ECD) bằng cách áp dụng công nghệ và giải pháp kỹ thuật hiện đại; tăng cường làm sạch giếng khoan. Sử dụng các hệ dung dịch đảm bảo chất lượng: đảm bảo ổn định tầng sét, giảm được các thông số lưu biến. Đồng thời, sử dụng các thiết bị khoan hiện đại, xem xét việc sử dụng: cột cần tiêu chuẩn với đường kính nhỏ nhất cho phép, khoan kết hợp mở rộng thành giếng một cách phù hợp nhằm giảm tổn hao vành xuyên, giảm tỷ trọng tương đương.

- Nghiên cứu thiết kế cấu trúc giếng khoan để có thể khoan cách ly các khu vực đã và có nguy cơ mất dung dịch. Giúp việc xử lý mất dung dịch dễ dàng hơn.

Do khoảng khoan các khu vực này không dài, lượng tiêu tốn dung dịch không nhiều vì vậy xem xét sử dụng các hệ dung dịch tốt nhằm giảm thiểu mức độ gây nhiễm bẩn thành hệ.

- Để tránh và giảm thiểu mất dung dịch, xi măng khi bơm trám đề nghị nghiên cứu và sử dụng các loại xi măng nhẹ kết hợp phụ gia bít nhét phù hợp với điều kiện mỏ. Xem xét khả năng sử dụng loại xi măng nhẹ Microspher trên diện rộng, loại xi măng này đã qua thử nghiệm tại Vietsovpetro. Thiết kế chương trình bơm xi măng phù hợp (lượng spacer, lượng vữa xi măng, tỷ trọng xi măng...), nhằm giảm thiểu áp suất động của cột chất lỏng ngoài vành xuyên. Nghiên cứu tính khả thi và đưa vào thử nghiệm SealBond™ Spacer khi bơm trám các khu vực đã và có nguy cơ mất dung dịch.

- Kiểm soát tốc độ kéo thả bộ cần tránh gây hiệu ứng piston lên thành hệ.

- Đối với các mỏ chưa suy giảm áp suất cần xem xét phương án khoan phát triển mỏ đảm bảo số lượng giếng như kế hoạch xây dựng mỏ sớm.

Tài liệu tham khảo

1. Halliburton. *Sag resistant, economical fluid Solution for narrow margin, depleted permeable zone, high angle wellbore*. www.halliburton.com. 2017.

2. J.Adachi, L.Bailey, O.H.Houwen, G.H.Meeten, P.W.Way, Schlumberger, F.Growcock, R.S.Schlemmer, M-I LLC. *Depleted zone drilling: Reducing mud losses into fractures*. IADC/SPE Drilling Conference. 2 - 4 March, 2004.

3. Morten Kartevoll. *Drilling problems in depleted reservoirs*. Master's thesis, Universitetet i Stavanger. 2009.

4. Saddok Benaissa. *Sealant improves drilling in depleted sands*. *Drilling contractor*. May/June, 2006.

5. Yu Baohua, Yan Chuanliang, Tan Qianga, Deng Jingena, Guan Shen. *Wellbore stability in high temperature and highly-depleted reservoir*. *EJGE*. 2013; 18: p. 909 - 922.

6. Paul O.Fekete, Adewale Dosunmu, Anthony Kuerunwa, Evelyn B.Ekeinde, Anyanwu Chimaroke, Odagme S.Baridor. *Wellbore stability management in depleted and low pressure reservoirs*. SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, Nigeria. 5 - 7 August, 2013.

7. Yuan Jun-Liang, Deng Jin-Gen, Tan Qiang, Yu Bao-Hua, Fan Bai-Tao. *Effects of long-term development on wellbore stability: A case study of Bohai Bay basin*. *The Open Petroleum Engineering Journal*. 2013; 6: p. 1 - 6.

8. Junliang Yuan, Jingen Deng, Yong Luo, Shisheng Guo, Haishan Zhang, Qiang Tan, Kai Zhao, Lianbo Hu. *The research on borehole stability in depleted reservoir and caprock: Using the geophysics logging data*. *Scientific World Journal*. 2013.

9. M.S.Asadi, A.Khaksar, A.White, Z.Yao. *Wellbore stability analysis in depleted deepwater reservoirs: A case study from Australia*. SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Manama, Bahrain. 8 - 11 March, 2015.

10. M.W.Alberty, M.R.McLean. *Fracture gradients in depleted reservoirs - Drilling wells in late reservoir life*. SPE/IADC Drilling Conference. 27 February - 1 March, 2001.

RISK MITIGATION SOLUTION FOR INFILL DRILLING AND WELL COMPLETION IN LOWER MIOCENE SEDIMENTS IN LATE RESERVOIR LIFE AND IN PRESSURE AND TEMPERATURE DEPLETED ZONES

Pham Van Hieu^{1,2}, Ta Van Thinh²

¹Gubkin State University of Oil and Gas (National Research University)

²Vietsovpetro

Email: hieupv.dr@vietsov.com.vn

Summary

The article evaluates the condition of well's problems and accidents during drilling at Vietsovpetro Joint Venture and arising problems when drilling in late reservoir life. The effects of well and pore pressure and temperature depletion on the in-situ stress, wellbore stability, and mud loss are investigated. The efficiency of solutions for curing mud losses during infill drilling in the Lower Miocene sediments of the Cuu Long basin is also analysed. Based on that, the authors give a series of recommendations to ensure safe well construction through the pressure and temperature depleted zones.

Key words: Well's problems and accidents, infill drilling, Lower Miocene, Cuu Long basin.