

HIỆU QUẢ ÁP DỤNG PHƯƠNG PHÁP KHOAN KIỂM SOÁT ÁP SUẤT KHI THI CÔNG CÁC GIẾNG DẦU KHÍ Ở VIỆT NAM VÀ XÂY DỰNG MÔ HÌNH TÍNH TOÁN CÁC THÔNG SỐ KHOAN KIỂM SOÁT ÁP SUẤT CHO GIẾNG KHOAN BỂ CỬU LONG

Trần Đăng Tú¹, Lê Vũ Quân¹, Lê Quốc Trung¹, Nguyễn Thế Vinh², Nguyễn Khắc Long², Nguyễn Anh Tuấn¹

¹Viện Dầu khí Việt Nam

²Đại học Mở - Địa chất

Email: tutd@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Công nghệ khoan kiểm soát áp suất đã được nghiên cứu và áp dụng ngày càng phổ biến trong hoạt động khoan dầu khí. Công nghệ này cho phép thi công an toàn trong điều kiện phức tạp, tiềm ẩn rủi ro như cửa sổ khoan hẹp, nước biển sâu, đá nứt nẻ, dị thường áp suất và nhiệt độ... mà phương pháp khoan truyền thống khó hoặc không thể thực hiện được. Bài báo trình bày các nghiên cứu đánh giá hiệu quả của phương pháp khoan kiểm soát áp suất khi khoan qua các điều kiện phức tạp nêu trên ở Việt Nam và xây dựng mô hình tính toán các thông số khoan kiểm soát áp suất khi thi công giếng khoan bể Cửu Long trong điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao.

Từ khóa: Khoan kiểm soát áp suất, phản áp bề mặt, áp suất cao - nhiệt độ cao, bể Cửu Long.

1. Giới thiệu

1.1. Công nghệ khoan truyền thống

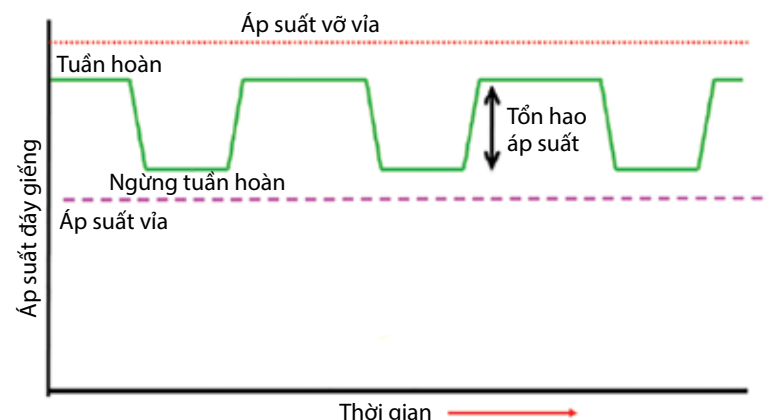
Công nghệ khoan truyền thống (CD) là hệ thống khoan với hệ tuần hoàn dung dịch mở với không khí, mùn khoan được đưa từ đáy giếng lên bề mặt rồi đi đến các thiết bị tách khí và tách chất rắn để xử lý. Trong công nghệ khoan truyền thống, dung dịch khoan được thiết kế với mục đích duy trì áp suất đáy giếng lớn hơn áp suất vỉa (khoan trên cân bằng) và nhỏ hơn áp suất vỡ vỉa để để phòng hiện tượng chất lưu từ vỉa xâm nhập vào giếng khi ngừng tuần hoàn trong quá trình tiếp cận và tránh hiện tượng mất dung dịch. Hình 1 mô tả sự thay đổi áp suất đáy giếng trong quá trình khoan ở trạng thái tuần hoàn và ngừng tuần hoàn.

Tuy nhiên, đối với các giếng có cửa sổ khoan nhỏ (giá trị áp suất vỉa và áp suất vỡ vỉa gần nhau), sự chênh lệch áp suất đáy giếng giữa trạng thái tuần hoàn và ngừng tuần hoàn

có thể vượt quá các giá trị giới hạn của cửa sổ khoan, dẫn tới hiện tượng mất dung dịch khi khoan và chất lưu vỉa xâm nhập vào giếng (hiện tượng kick) khi ngừng tuần hoàn (Hình 2).

1.2. Công nghệ khoan kiểm soát áp suất

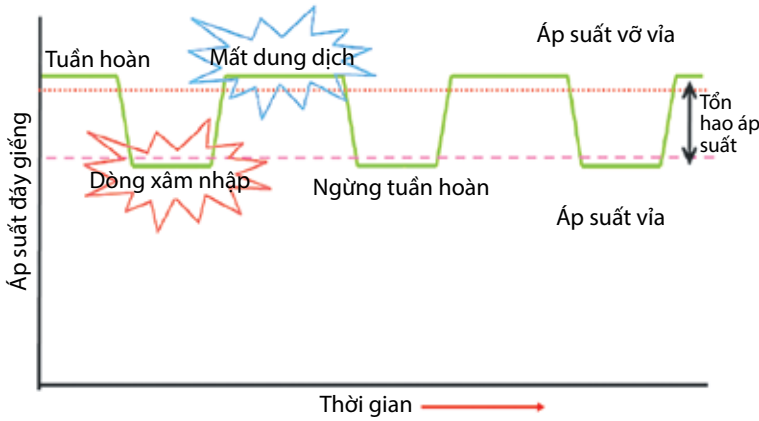
Hiệp hội các nhà thầu khoan quốc tế (IADC) định nghĩa công nghệ khoan kiểm soát áp suất (MPD) là công nghệ khoan có khả năng thích ứng, nhằm kiểm soát một cách chính xác áp suất ở khoảng không vành xuyên dọc theo thành giếng khoan. Mục đích của việc áp dụng công nghệ này là để đảm bảo chắc chắn giới hạn thay đổi của áp suất giếng khi khoan luôn phù hợp với áp suất vỉa, kiểm soát áp suất thủy tĩnh trong giếng một cách thích hợp để tránh các sự cố



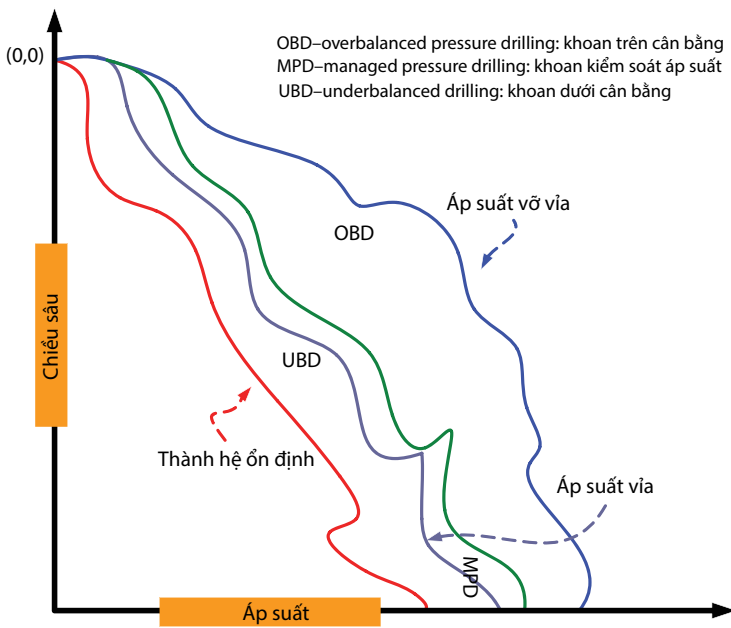
Hình 1. Sự thay đổi áp suất đáy giếng trong quá trình khoan

Ngày nhận bài: 18/11/2019. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 18/11 - 19/12/2019.

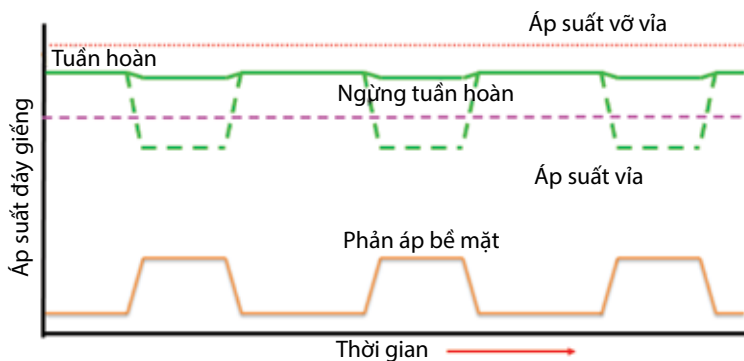
Ngày bài báo được duyệt đăng: 26/12/2019.



Hình 2. Phức tạp trong giếng có cửa sổ khoan nhỏ



Hình 3. Biểu diễn các loại áp suất và các phương pháp khoan khác nhau [1]



$$P_{BHP} = P_{HH} + P_{AFP} + P_{SBP}$$

Hình 4. Áp suất đáy giếng trong phương pháp khoan duy trì áp suất đáy không đổi

liên quan tới áp suất có thể xảy ra trong quá trình khoan. Hình 3 biểu diễn các loại áp suất và các phương pháp khoan khác nhau [1].

1.3. Các phương pháp khoan kiểm soát áp suất

1.3.1. Phương pháp khoan duy trì áp suất đáy giếng không đổi

Phương pháp duy trì áp suất đáy giếng không đổi (CBHP) là phương pháp được sử dụng để điều chỉnh hay hạn chế tối đa ảnh hưởng của sự thay đổi đột ngột áp suất đáy giếng gây ra do thay đổi trạng thái tuần hoàn dung dịch khoan. Trong phương pháp này, hệ thống tuần hoàn dung dịch kín được sử dụng, dung dịch khoan khi đi lên bề mặt được dẫn hướng đến hệ thống van tiết lưu tự động hoặc bán tự động, hệ thống van này tạo ra phản áp bề mặt lên dòng dung dịch thông qua việc đóng mở, thay đổi tiết diện van. Áp suất này tác động vào khoảng không vành xuyên nhằm bù lại lượng tổn hao áp suất bị giảm đi khi giảm lưu lượng bơm, do đó áp suất đáy giếng được giữ ổn định trong suốt quá trình khoan.

Hình 4 mô tả trạng thái áp suất đáy giếng được duy trì ổn định khi thay đổi trạng thái tuần hoàn dung dịch bằng phương pháp khoan duy trì áp suất đáy giếng không đổi.

1.3.2. Phương pháp khoan mũ dung dịch có áp

Khoan mũ dung dịch có áp (PMCD) là phương pháp khoan không có dòng hồi dung dịch lên miệng giếng, được áp dụng để khoan qua các tầng nứt nẻ, để xảy ra hiện tượng mất dung dịch trầm trọng. Dung dịch khoan giá thành thấp được bơm qua cột cần khoan, sẽ vận chuyển mùn khoan vào các tầng vỉa có hiện tượng nứt vỡ (giống như phương pháp khoan mờ). Hệ dung dịch nặng có độ nhớt cao được bơm vào khoảng không vành xuyên, duy trì áp suất nén từ cụm điều áp và máy bơm, cân bằng với áp suất đẩy của đáy giếng khoan. Hệ tuần hoàn của giếng áp dụng phương pháp khoan mũ dung dịch có áp là hệ dung dịch kín.

Hình 5 cho thấy dung dịch khoan thay thế đem theo toàn bộ mùn khoan vào trong các nứt nẻ còn mũ dung dịch tạo nút kín khoảng

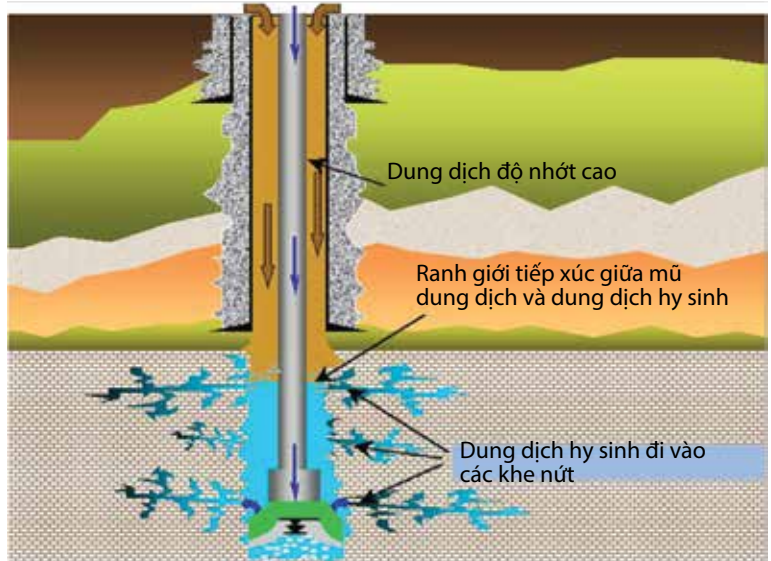
không vành xuyên ngăn hiện tượng chất lưu vỉa xâm nhập vào giếng xảy ra.

1.3.3. Phương pháp khoan trọng lượng riêng dung dịch kép

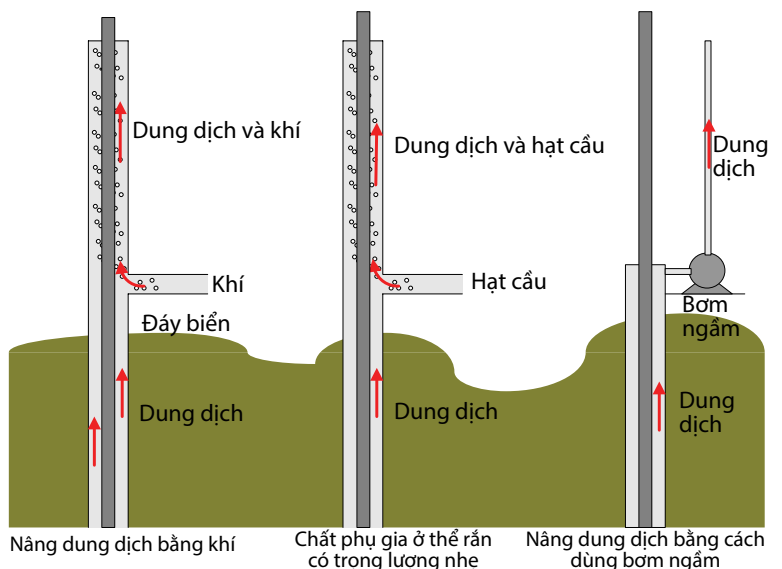
Khoan với đường trọng lượng riêng dung dịch kép (DGD) là phương pháp thi công đối với các giếng ngoài khơi tại các vùng nước sâu. Dòng nước rửa không đi lên “bề mặt” (trên giàn khoan) thông qua các ống bao đường kính lớn giống như phương pháp truyền thống. Dòng hồi dung dịch được bơm tràn ra đáy biển (khi khoan qua các tầng đất đá nằm gần đáy biển) hoặc quay trở lại bể chứa dung dịch trên giàn khoan, thông qua sử dụng một hoặc một số các đường hồi dung dịch có đường kính nhỏ đặt riêng biệt và máy bơm chìm dưới bề mặt đáy biển. “Bơm ép mùn và dung dịch khoan ra đáy biển” (Pump and dump) hoặc sử dụng “ống dẫn dòng dung dịch hồi đường kính nhỏ” (Riserless mud return) là 2 giải pháp chính hay được áp dụng trong phương pháp khoan trọng lượng riêng dung dịch kép, cho phép khoan các khoảng khoan qua các địa tầng gần đáy biển. Các phương pháp tạo ra hệ dung dịch kép được thể hiện trong Hình 6.

1.3.4. Phương pháp kiểm soát dòng hồi dung dịch

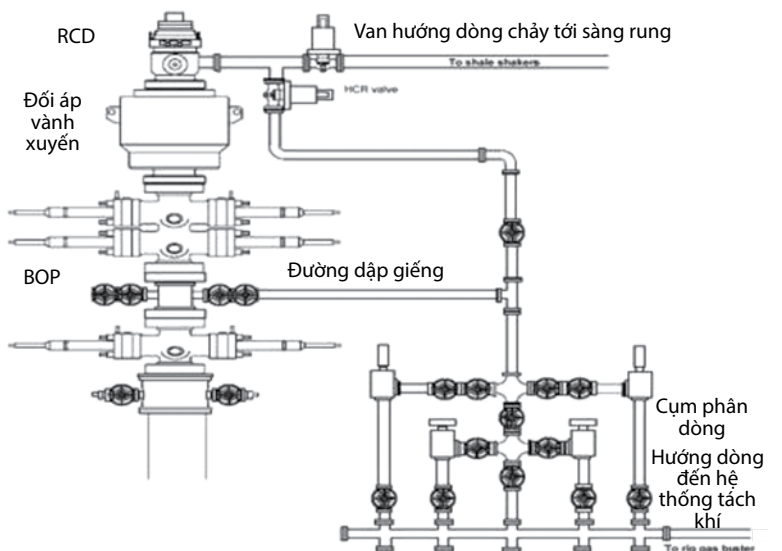
Hệ thống kiểm soát dòng hồi dung dịch (RFC) được lắp đặt để phản ứng một cách an toàn và hiệu quả hơn với bất kỳ biến đổi bất ngờ nào dưới giếng khoan. Khi vận hành hệ thống kiểm soát dòng hồi dung dịch hai van thủy lực được lắp đặt trên đường hồi dung dịch, một van cho phép dòng dung dịch hồi đi theo đường dung dịch truyền thống trở về sàng rung, một đường chuyển hướng đi tới hệ thống van tiết lưu của giàn khoan (Hình 7). Trong quá trình khoan nếu có hiện tượng chất lưu vỉa xâm nhập vào giếng hoặc hiện tượng rò rỉ khí trên giàn khoan thì dòng hồi dung dịch sẽ được chuyển hướng ngay lập tức sang hệ thống van tiết lưu của giàn khoan. Tại đây, toàn bộ chất lưu vỉa xâm nhập dễ dàng được đưa ra khỏi giếng khoan ngay lập tức. Việc sử dụng thiết bị kiểm soát xoay (RCD) giúp không phải tiến hành đóng hệ thống chống phun trào (BOP), giảm thiểu việc khí rò rỉ trên giàn



Hình 5. Khoan mũ dung dịch có áp [2]



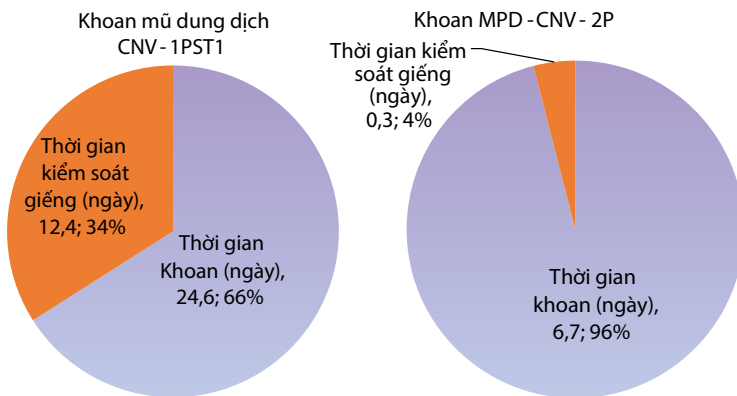
Hình 6. Các phương pháp tạo ra hệ dung dịch kép [2]



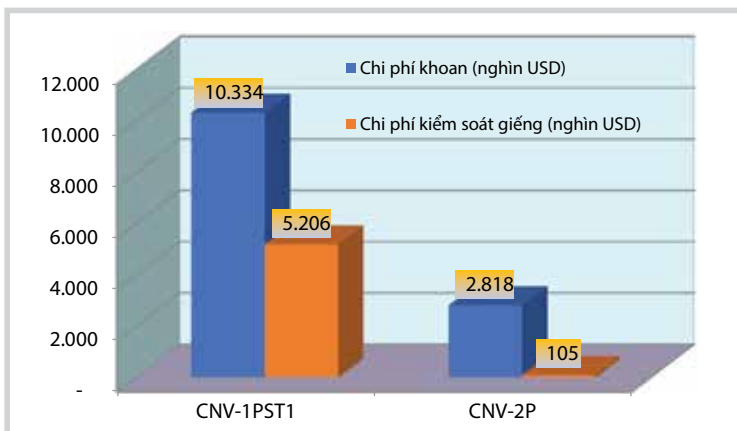
Hình 7. Hệ thống kiểm soát dòng hồi dung dịch [2]

Bảng 1. So sánh chi phí khoan và chi phí kiểm soát giếng của 2 giếng CNV-1PST1 và CNV-2P

Tên giếng	Số ngày khoan	Chi phí khoan (nghìn USD)	Kiểm soát giếng (ngày)	Chi phí kiểm soát giếng (nghìn USD)	Chi phí ngày (nghìn USD)	Ghi chú
CNV-1PST1	24,6	10.334	12,4	5.206	420	Khoan mũ dung dịch
CNV-2P	6,7	2.818	0,3	105	420	Khoan MPD
Tiết kiệm	18	7.516	12	5.101		
% tiết kiệm	73	73	98	98		



Hình 8. Biểu đồ phân tích thời gian khoan và thời gian kiểm soát giếng của 2 giếng CNV-1PST1 và CNV-2P [3]



Hình 9. So sánh chi phí khoan và chi phí kiểm soát giếng của hai giếng CNV-1PST1 và CNV-2P [3]

khoan, cho phép cột cần khoan di chuyển trong khi tuần hoàn loại bỏ hiện tượng chất lưu vỉa xâm nhập vào giếng.

1.4. Ưu điểm của phương pháp khoan kiểm soát áp suất

So với phương pháp khoan truyền thống, MPD có các ưu điểm sau:

Kiểm soát hiệu quả vị trí đặt ống chống khi thi công, giúp giảm thiểu số cấp cột ống chống;

Kiểm soát tốt hơn trọng lượng riêng của dung dịch yêu cầu và chi phí dành cho dung dịch khoan;

Kiểm soát và điều chỉnh linh hoạt áp suất đáy giếng, phát hiện

và xử lý các dấu hiệu sự cố nhanh chóng, hiệu quả;

Cho phép khoan qua thành hệ nứt nẻ;

Tăng tốc độ cơ học khoan (ROP);

Giảm chi phí khoan và trám xi măng;

Áp dụng được các giếng khó thi công;

Mang lại hiệu quả kinh tế khi thi công được ở các giếng từng bị coi là không thể đem lại hiệu quả kinh tế;

Kéo dài thời gian khoan thuần túy và rút ngắn thời gian phi sản xuất (NPT).

2. Áp dụng công nghệ khoan kiểm soát áp suất ở Việt Nam

2.1. Sử dụng phương pháp khoan mũ dung dịch có áp trong tầng móng nứt nẻ ở mỏ Cá Ngừ Vàng

Trong quá trình khoan qua tầng móng nứt nẻ tại giếng CNV-1PST1 thuộc mỏ Cá Ngừ Vàng, do hiện tượng mất tuần hoàn, nhà thầu khoan đã áp dụng công nghệ khoan mũ dung dịch sử dụng dung dịch khoan nước muối với hàm lượng cao. Để pha chế loại dung dịch này cần một lượng muối lớn dẫn đến chi phí dung dịch khoan tăng cao. Ngoài ra, vấn đề thời tiết cũng thường xuyên làm gián đoạn việc cung cấp muối, kéo dài thời gian thi công... Sau đó, áp dụng hệ thống MPD tại giếng khoan CNV-2P nhằm xử lý các sự cố chất lưu vỉa xâm nhập vào giếng và mất dung dịch.

Ứng dụng công nghệ khoan kiểm soát áp suất và so sánh giữa 2 giếng CNV-1PST1 và CNV-2P cho thấy lợi ích đáng kể về chi phí:

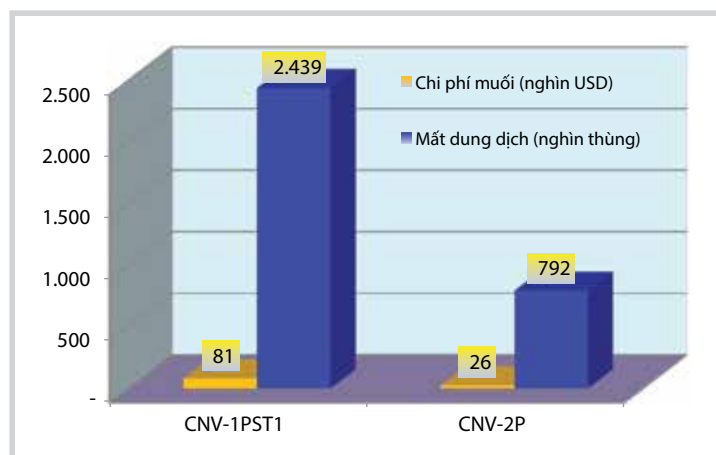
Giảm 30% thời gian kiểm soát giếng (Hình 8 và 9), tương đương với tiết kiệm được 5,1 triệu USD (Bảng 1);

Bảng 2. So sánh chi phí muối và thể tích mất dung dịch trong 2 giếng CNV-1PST1 và CNV-2P

Tên giếng	Mất dung dịch (nghìn thùng)	Chi phí/thùng (nghìn USD)	Chi phí muối (nghìn USD)	MW (ppg)	Ghi chú
CNV-1PST1	81	30,13	2.439	10,2	Khoan mũ dung dịch
CNV-2P	26	30,16	792	9,8	Khoan MPD
Tiết kiệm	55		1.647		
% tiết kiệm			68		

Bảng 3. Kết quả sử dụng khoan MPD ở đoạn thân giếng 12¼" x 14¾"

Đoạn thân giếng 12¼" x 14¾"	Thời gian bắt đầu khoan	Thời gian kết thúc khoan	Độ sâu từ 2.947m	Chiều sâu khoan được (m)	Thời gian khoan (giờ)	Ghi chú
Kế hoạch khoan	7 giờ 30 Thứ 5 8/7	20 giờ 30 Thứ 3 13/7	3.715m	768	133	Dựa trên kế hoạch khoan 12/7
Kết quả	11 giờ Thứ 6 9/7	4 giờ Thứ 3 13/7	3.761m	814	89	



Hình 10. So sánh thể tích và chi phí mất dung dịch của hai giếng CNV-1PST1 và CNV-2P [3]

Giảm 55 nghìn thùng trong tiêu thụ nước muối tương đương với tiết kiệm được 1,647 triệu USD (Bảng 2).

2.2. Sử dụng phương pháp khoan duy trì áp suất đáy không đổi trong giếng áp suất cao - nhiệt độ cao mỏ Hải Thạch, Mộc Tinh

Tại mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh, các giếng khoan thăm dò đầu tiên trong khu vực này thường gặp sự cố trong quá trình khoan do điều kiện địa chất phức tạp, đặc biệt là vấn đề nhiệt độ cao, áp suất cao.

Cửa sổ khoan ở Mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh đều rất hẹp. Vì vậy cần áp dụng phương pháp khoan duy trì áp suất đáy giếng không đổi để tránh các sự cố trong cả điều kiện động và điều kiện tĩnh hay nói cách khác là trong điều kiện tuần hoàn và ngừng tuần hoàn dung dịch khoan.

Hệ thống van điều áp MPD cho phép phát hiện chất lưu vỉa xâm nhập vào giếng sớm nhất và tuần hoàn chất lưu vỉa xâm nhập ra ngoài.

Sử dụng hệ thống MPD, Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (Bien Dong POC) có thể tiến hành khoan an toàn tới chiều sâu thiết kế và giảm thiểu số cấp ống chống.

Quá trình khoan sử dụng công nghệ MPD ở mỏ Hải Thạch, Mộc Tinh giúp nhà điều hành phát hiện được hiện tượng mất dung dịch và hiện tượng chất lưu vỉa xâm nhập vào giếng sớm, tăng độ an toàn cho các giếng khoan trong điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao.

2.3. Sử dụng phương pháp khoan duy trì áp suất đáy không đổi trong giếng khoan mỏ Tê Giác Đen

Các giếng TGD-1X, TGD-2X mỏ Tê Giác Đen khoan qua các vỉa HPHT, gặp hiện tượng mất ổn định thành giếng và mất dung dịch. Sau đó, nhà thầu đã lên kế hoạch áp dụng công nghệ khoan kiểm soát áp suất trong các đoạn thân giếng 14½" hoặc 14¾" và 8¼" của giếng TGD-2X. Đoạn thân giếng 14½" hoặc 14¾" được lên kế hoạch khoan từ 2.925m đến 3.715m, khoảng 5m trên tập "D" (Trà Tân giữa). Áp dụng công nghệ khoan kiểm soát áp suất với mục tiêu chính là kiểm soát trọng lượng riêng tuần hoàn tương đương.

Số liệu trong Bảng 3 cho thấy kết quả áp dụng công nghệ khoan kiểm soát áp suất thành công cho đoạn thân giếng 12¼" x 14¾" so với kế hoạch khoan. Khi ứng dụng công nghệ này, chiều sâu khoan được 814m trong 89 giờ trong khi đó theo kế hoạch khoan thì phải tiến hành khoan trong 133 giờ cho khoảng khoan 768m. Như vậy, việc



Bảng 4. Kết quả sử dụng công nghệ khoan kiểm soát áp suất ở đoạn thân giếng 8¼"

Đoạn thân giếng 8¼"	Thời gian bắt đầu khoan	Thời gian kết thúc khoan	Độ sâu từ 2.947 m	Chiều sâu khoan được	Thời gian khoan (giờ)	Ghi chú
Kế hoạch khoan	14 giờ Thứ 2 22/8	1 giờ 30 Thứ 7 28/8	4.736m	346	131,5	Dựa trên kế hoạch khoan 24/8
Kết quả	1 giờ Thứ 4 25/8	3 giờ 30 Thứ 6 27/8	4.669m	279	50,5	Đến TD 5 giờ 30, thứ 6 ngày 27/8

áp dụng công nghệ khoan kiểm soát áp suất trong đoạn thân giếng này giúp giảm thời gian khoan và tăng số mét khoan so với kế hoạch.

Bảng 4 cho thấy kết quả ứng dụng công nghệ khoan kiểm soát áp suất thành công cho đoạn thân giếng 8¼" so với kế hoạch khoan: Số giờ khoan khi áp dụng là 50,5 giờ nhỏ hơn rất nhiều so với số giờ khoan theo kế hoạch khoan (131,5 giờ).

3. Xác định các thông số MPD cho giếng khoan bể Cửu Long

Các thông số chính gồm:

Tổn thất áp suất do ma sát trong khoảng không vành xuyên (AFL);

Phản áp bề mặt (SBP);

Trọng lượng riêng tuần hoàn tương đương (ECD);

Trọng lượng riêng tĩnh tương đương (ESD).

Trước đây, nhóm tác giả đã phát triển công cụ tính toán các thông số MPD này trên Microsoft Excel. Tuy nhiên, sau quá trình sử dụng nhóm tác giả nhận thấy công cụ tính toán còn hạn chế. Vì vậy, nhóm tác giả đã phát triển công cụ đó viết trên giao diện Matlab. Module chính đọc các dữ liệu đầu vào như lưu lượng, các thông số ống chống và tính chất của dung dịch, dữ liệu được lấy từ Microsoft Excel (Hình 12).

3.1. Phương pháp xác định

Để giữ cho trọng lượng riêng tuần hoàn tương đương ổn định cần tính toán chính xác phản áp bề mặt. Việc tính toán phản áp bề mặt càng chính xác càng đảm bảo cho sự thành công khi thi công giếng khoan theo phương pháp duy trì áp suất đáy không đổi [4]. Do vậy, phải nghiên cứu xây dựng và ứng dụng mô hình tính toán phản áp bề mặt tối thiểu cho từng khoảng khoan nhất định.

Tổn thất áp suất trong khoảng không vành xuyên được tính toán theo các giả định sau:

- Nhiệt độ ít ảnh hưởng đến tính toán tổn thất áp suất trong khoảng không vành xuyên;

- Các thành phần trong bộ dụng cụ đáy (BHA) được giả thiết là lấy cấp đường kính trung bình khi có nhiều cấp đường kính khác nhau;

- Thành giếng ổn định, đường kính lỗ khoan đúng theo thiết kế.

Trong công nghệ khoan kiểm soát áp suất, giá trị áp suất đáy giếng được xác định theo công thức [5]:

$$P_{BHP} = P_{AFL} + P_{HH} + P_{SBP} \quad (1)$$

Trong đó:

P_{BHP} : Áp suất tại đáy giếng khoan (psi);

P_{AFL} : Tổn thất áp suất do ma sát trong khoảng không vành xuyên (psi);

P_{HH} : Áp suất thủy tĩnh do cột dung dịch trong giếng khoan tạo ra (psi);

P_{SBP} : Phản áp bề mặt (psi).

Áp suất thủy tĩnh không những phụ thuộc vào khối lượng riêng của dung dịch khoan và chiều sâu giếng khoan mà còn phụ thuộc vào hàm lượng của mùn khoan (C) và khối lượng riêng của mùn khoan (ρ_c). Theo Erdem Tercan [2], áp suất thủy tĩnh được xác định theo công thức sau:

$$P_{HH} = 0,052 \times [(1-C) \times \rho + 8,345 \times C \times \rho_c] \times H \quad (2)$$

Trong đó:

C: Hàm lượng của mùn khoan (%);

ρ : Khối lượng riêng của dung dịch khoan (ppg);

ρ_c : Khối lượng riêng của mùn khoan (g/cm³);

H: Chiều sâu giếng khoan (ft).

Giá trị của tổn thất áp suất do ma sát trong khoảng không vành xuyên khi giếng khoan tuần hoàn (PAFL) phụ thuộc vào lưu lượng tuần hoàn, chế độ dòng chảy, đường kính thủy lực và tính chất lưu biến của dung dịch khoan.

Lưu lượng tuần hoàn của dung dịch khoan được xác định dựa vào tốc độ đi lên trung bình của dòng dung dịch khoan trong khoảng không vành xuyên:

$$v_a = \frac{24,51 \times Q}{d_h^2 - d_i^2} \quad (3)$$

Trong đó:

v_a : Tốc độ đi lên của dung dịch khoan trong khoảng không vành xuyên (ft/m);

Q: Lưu lượng tuần hoàn của dòng dung dịch (gpm);

d_h : Đường kính trong của ống chống (với đoạn đã chống ống) hoặc giếng khoan (với đoạn thân trần) (in);

d_i : Đường kính ngoài của từng bộ phận trong bộ khoan cụ (in);

Để xác định ứng suất trượt giữa hai lớp chất lỏng tại thành giếng (τ_w), tốc độ cắt trượt (γ_w) và ứng suất trượt tĩnh (τ_f) phải được xác định trước:

$$\tau_w = 1,066 \times \tau_f \quad (4)$$

$$\tau_f = \left(\frac{3}{2}\right)^n \times \tau_y + k\gamma_w^n \text{ với } k = \frac{PV+YP - \tau_y}{511^n} \quad (5)$$

$$\gamma_w = \frac{1,6 \times G \times V_a}{d_{hyd}} \quad (6)$$

Chế độ dòng chảy của dung dịch khoan được xác định dựa vào mối quan hệ giữa hệ số Reynold chuẩn (N_{rec}) và hệ số Reynold tính toán (N_{reg})

$$N_{rec} = 3470 - 1370n \quad (7)$$

$$N_{reg} = \frac{P_{HH} \times v_a^2}{19,36 \times \tau_w} \quad (8)$$

Trong đó:

G: Hệ số điều chỉnh ứng suất trượt tại thành giếng;

k: Chỉ số độ sệt của dung dịch;

PV: Độ nhớt dẻo của chất lỏng (lb.s/ft²);

YP: Ứng suất trượt động (psi);

n: Hệ số chảy của dung dịch khoan;

d_{hyd} : Đường kính thủy lực tương ứng với từng thành phần bộ khoan cụ trong giếng khoan (ft);

$$d_{hyd} = d_h - d_i \quad (9)$$

d_h : Đường kính trong của ống chống (với đoạn đã chống ống) hoặc giếng khoan (với đoạn thân trần), (ft);

d_i : Đường kính ngoài của từng bộ phận trong bộ khoan cụ (ft);

Dung dịch khoan có lẫn hạt mùn sau khi gia công hóa học tuần hoàn trong giếng được tính toán theo mô hình của chất lỏng Herschel - Bulkley. Khi đó hệ số chảy được xác định theo công thức:

$$n = 3,32 \lg \left(\frac{2PV + YP - \tau_y}{PV + YP - \tau_y} \right) \quad (10)$$

Trong đó:

τ_y : Ứng suất trượt giữa hai lớp chất lỏng trong khoảng không vành xuyên (psi).

Hệ số ma sát của chất lỏng (f) thay đổi theo chế độ chảy. Hệ số ma sát ở chế độ chảy tầng, chảy chuyển tiếp, chảy rối lần lượt được xác định theo các công thức:

$$f_{lam} = \frac{16}{N_{Reg}} \quad f_{trans} = \frac{16N_{reg}}{N_{Rec}^2} \quad (11)$$

$$f_{turb} = \frac{a}{N_{Reg}^b},$$

Trong đó:

f_{lam} : Hệ số ma sát của chất lỏng ở trạng thái chảy tầng;

f_{trans} : Hệ số ma sát của chất lỏng ở trạng thái chuyển tiếp;

f_{turb} : Hệ số ma sát của chất lỏng ở trạng thái chảy rối;

a,b: Hệ số; $a = \frac{\lg(n) + 3,93}{50}$ và $b = \frac{1,75 - \lg(n)}{7}$

Hệ số ma sát có thể được xác định dựa trên hệ số Reynolds và chế độ dòng chảy bất kỳ theo công thức:

$$f = \left(\left(\left(f_{trans}^{-8} + f_{turb}^{-8} \right)^{-\frac{1}{8}} \right)^{12} + f_{lam}^{12} \right)^{\frac{1}{12}} \quad (12)$$

Do đó tổn thất áp suất do ma sát trong khoảng không vành xuyên được xác định bằng công thức:

$$P_{AFL} = \sum \frac{1,076 \times P_{HH} \times v_a^2 \times f \times L_i}{10^5 \times d_{hyd}} \quad (13)$$

Trong đó: L_i là chiều dài từng thành phần bộ khoan cụ trong giếng khoan (ft);

Giá trị áp suất tại đáy giếng (P_{BHP}) thu được từ thiết bị đo áp suất (PWD) được lắp đặt trong thiết bị đo trong khi khoan (MWD).

Như vậy, giá trị phân áp bề mặt trong phương trình (1) được xác định sau khi thu được các thông số áp suất tại đáy giếng khoan, tổn thất áp suất do ma sát trong khoảng không vành xuyên và áp suất thủy tĩnh do cột dung dịch



trong giếng khoan tạo nên. Mặt khác, để ngăn ngừa hiện tượng mất ổn định thành giếng, giá trị phản áp bề mặt được bổ sung từ trên bề mặt phải tạo ra áp suất đáy giếng lớn hơn áp suất vỉa.

Ngoài ra, sự thay đổi duy nhất trong công thức tính áp suất đáy giếng khoan (P_{BHP}) trong phương trình (1) là giá trị phản áp bề mặt (P_{SBP}) phụ thuộc vào áp suất vỉa (P_V) nhỏ nhất ở đoạn đang xét. Để ngăn ngừa hiện tượng mất ổn định thành giếng, giá trị phản áp bề mặt (P_{SBP}) được bổ sung từ bề mặt phải tạo ra áp suất đáy giếng (P_{BHP}) lớn hơn hoặc bằng so với áp suất vỉa (P_V).

$$P_{BHP} = P_{AFL} + P_{HH} + P_{SBP} \geq P_V$$

$$P_{SBP} \geq P_V - (P_{AFL} + P_{HH}) \quad (14)$$

Trọng lượng dung dịch tương đương (EMW) là giá trị áp suất (psi) được chuyển đổi về đơn vị trọng lượng riêng dung dịch (ppg) nhằm giúp đội khoan dễ nhận biết và so sánh giữa trạng thái áp suất đáy giếng với trọng lượng dung dịch khoan đang sử dụng.

Ở trạng thái tĩnh, khi ngừng tuần hoàn, áp suất được chuyển đổi sang trọng lượng riêng tĩnh tương đương (ESD) theo công thức:

$$ESD = EMW + \frac{P_{SBP}}{0,052 \times H} \quad (15)$$

Ở trạng thái động, khi tuần hoàn áp suất được chuyển đổi sang trọng lượng riêng tuần hoàn tương đương (ECD) theo công thức:

$$ECD = EMW + \frac{P_{AFL} + P_{SBP}}{0,052 \times H} \quad (16)$$

Trong đó:

ECD: Trọng lượng riêng tuần hoàn tương đương (ppg);

ESD: Trọng lượng riêng tĩnh tương đương (ppg);

EMW: Trọng lượng riêng dung dịch tương đương (ppg);

với: $EMW = \frac{P_{HH}}{0,052 \times H} \quad (17)$

P_{HH} : Áp suất thủy tĩnh do cột dung dịch trong giếng khoan tạo nên (psi);

H: Chiều sâu thẳng đứng của giếng khoan (ft);

P_{SBP} : Phản áp bề mặt (psi);

P_{AFL} : Tổn hao áp suất do ma sát trong khoảng không vành xuyên (psi);

3.2. Thông số đầu vào của giếng khoan bể Cửu Long

3.2.1. Những khó khăn có thể gặp phải khi thi công đoạn thân giếng 8½"

Căn cứ vào các điều kiện thi công giếng khoan (có nhiệt độ cao, áp suất cao từ độ sâu khoảng 4118mMD; hiện tượng mất dung dịch; hiện tượng chất lưu vỉa xâm nhập vào giếng và sự bất ổn định thành giếng) và các ưu điểm của công nghệ khoan kiểm soát áp suất, việc áp dụng phương pháp này vào thi công giếng khoan có thể mang lại những hiệu quả tích cực, tránh được các sự cố tiềm ẩn có thể xảy ra (chất lưu vỉa xâm nhập vào giếng, bó hẹp thành gây kẹt cần khoan, mất dung dịch, moment xoắn, kéo lớn), giảm chi phí chống ống và xử lý sự cố.

Khoảng khoan 3239,28 - 4300,68 mTVD ở đoạn thân giếng 8½" (MW = 12,8 - 13,8ppg) qua hệ tầng Trà Cú Thượng xuất hiện dị thường áp suất cao lên đến 13,7ppg (Hình 11). Việc kiểm soát trọng lượng riêng tuần hoàn tương đương ổn định là rất cần thiết.

3.2.2. Thông số đầu vào của giếng khoan (Hình 12)

3.3. Kết quả tính toán các thông số khoan kiểm soát áp suất cho đoạn thân giếng 8½"

- Để kiểm soát chính xác áp suất đáy giếng hay còn gọi là trọng lượng riêng tuần hoàn tương đương cần xác định phản áp bề mặt trong điều kiện tĩnh và điều kiện động khi khoan qua đoạn thân giếng 8½" với trọng lượng riêng dung dịch 12ppg.

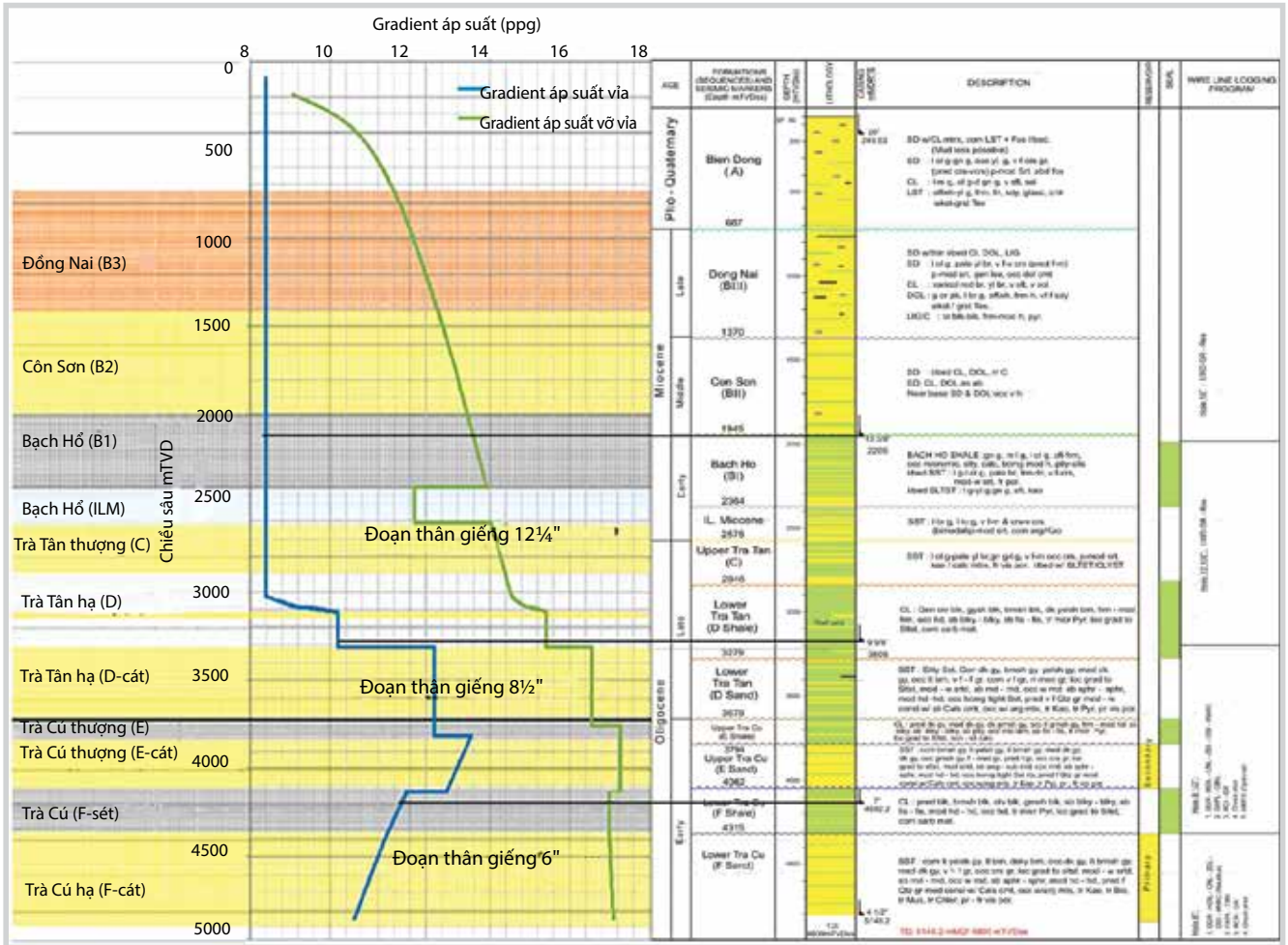
- Hình 13 thể hiện mối tương quan giữa tốc độ bơm và phản áp bề mặt trong quá trình tiếp cận ở độ sâu 3800 mTVD, nơi gặp dị thường áp suất vỉa lớn nhất (13,7ppg). Phản áp bề mặt được tăng lên từng bước tương ứng với việc giảm tốc độ bơm từ từ cho đến khi bơm tắt. Phản áp bề mặt tối thiểu được bổ sung trong quá trình tiếp cận hay khi bơm tắt là 800psi. Khi công tác tiếp cận hoàn thành, tốc độ bơm tăng dần lên 600gpm cùng với sự giảm từ từ phản áp bề mặt tối thiểu đến 130psi.

- Với các kết quả tính toán phản áp bề mặt, có các thông số MPD sau:

+ Với trọng lượng riêng dung dịch là 12ppg thì trọng lượng riêng tuần hoàn tương đương khoảng 14,5 - 15ppg;

+ Phản áp bề mặt cần bổ sung thông qua hệ thống van điều áp khi bơm tắt là 800 - 1200psi;

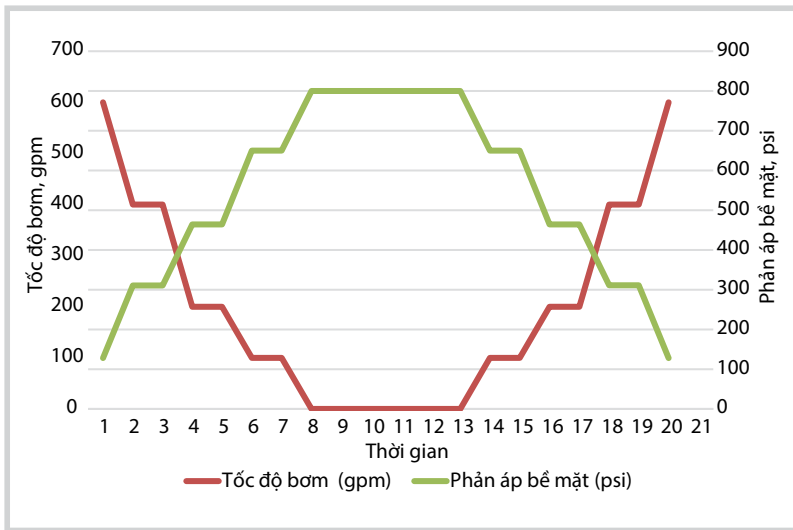
+ Khi bơm bật, phản áp bề mặt cần bổ sung thông qua hệ thống van điều áp là 200 - 500psi;



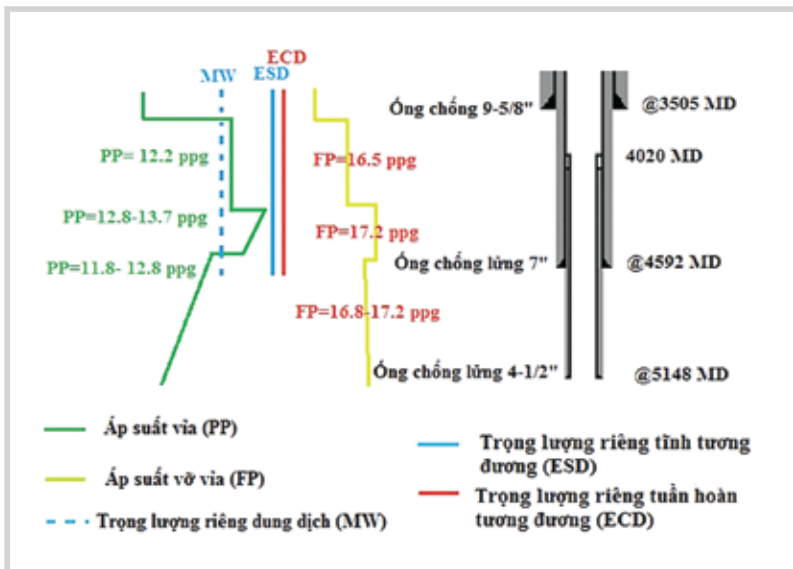
Hình 11. Biểu đồ áp suất vỉa, áp suất vỉa và cột địa tầng của giếng khoan bể Cửu Long [6]

FLUID AND HYDRAULICS			WELL PARAMETERS								
MW	12	ppg									
Cut.Dens.	2	g/cm3									
Cut.Conc.	10	%									
R600	79	* deflection									
R300	48	* deflection									
R6	8	* deflection									
R3	7	* deflection									
PV	31	cP									
YP	17	lb/100ft ²									
PP	13,7	ppg									
FP	17,2	ppg									
Flow rate	600	gpm									
Bx	1										
			Casing size								
			MD Lower		MD Upper		TVD		Casing OD	Casing ID	Hole Diameter
			[m]	[ft]	[m]	[ft]	[m]	[ft]	[in]	[in]	[in]
			818,70793	99	324,819	249,53	818,70793	20,000	19,124	26	
			7234,605	99	324,819	1997	6552,157	13,375	12,375	16	
			11499,905	99	324,819	3239,28	10628,07768	9,625	8,535	12,25	
			4040	13255,24	3300	10827,3	3719	12202,039	7	5,920	8,5
			4118	13511,158	3300	10827,3	3800	12467,8	7	5,920	8,5
			4592,2	15067,082	4118	13511,158	4300	14108,3	7	5,920	8,5
			5148,2	16891,242	4020	13189,62	4843,28	15890,80168	4,500	3,826	6
			5148,2								
			DRILLSTRING		[m]	[ft]	[in]	[m]	[ft]	[in]	
			Riser parameter								
			Diameter		18,75						
			Intinal Mud Level		99						
			Drill Pipe 1								
			Diameter		5,356						
			Length		3905						
			Drill Pipe 2								
			Diameter		5						
			Length		157						
			Bottom hole assembly								
			Diameter		56						
			Length		183,736						
			Choke Line								
			Diameter		4						
			Length		30,5						

Hình 12. Thông số đầu vào của giếng khoan



Hình 13. Mối liên hệ giữa áp suất van điều áp và tốc độ bơm trong quá trình tiếp cận



Hình 14. Biểu diễn kết quả khoan MPD thành công cho đoạn thân giếng 8½"

+ Trọng lượng riêng tinh tương đương được giữ khoảng 14 - 14,4ppg khi bơm tắt với giá trị phản áp bề mặt được bổ sung khoảng 300 - 600psi.

Hình 14 thể hiện kết quả áp dụng phương pháp MPD vào đoạn thân giếng 8½". Với trọng lượng riêng dung dịch 12ppg (nhỏ hơn rất nhiều so với điểm dị thường áp suất cao 13,7ppg), việc duy trì ổn định trọng lượng riêng tuần hoàn tinh trong điều kiện bơm tắt và trọng lượng riêng tuần hoàn tương đương trong điều kiện bơm bật giúp khoan qua đoạn thân giếng có dị thường áp suất cao dễ dàng.

4. Kết luận

Công nghệ khoan kiểm soát áp suất là giải pháp khoan sử dụng nhiều công nghệ và thiết bị đặc biệt, giúp giảm thời gian và nâng cao hiệu quả khoan. MPD cho phép loại bỏ những sự cố có thể gặp phải khi khoan trong những điều kiện tiềm ẩn nhiều rủi ro hoặc không thể thực hiện được bằng phương pháp khoan truyền thống. Phương pháp

này cho phép tăng chất lượng khoan, tăng tốc độ cơ học khoan, giảm thiểu chi phí liên quan đến thời gian phi sản xuất (NPT), cho phép khoan an toàn qua vỉa nhiệt độ cao áp suất cao, hoặc cửa sổ khoan hẹp.

Công tác xây dựng mô hình tính toán các thông số MPD cho đoạn thân giếng 8½" có dị thường áp suất cao tại giếng khoan bể Cửu Long giúp quá trình khoan tới chiều sâu thiết kế an toàn và đạt hiệu quả cao. Kết quả nghiên cứu chứng minh tính khả thi về kỹ thuật, hiệu quả kinh tế khi ứng dụng công nghệ khoan kiểm soát áp suất tại các khu vực có điều kiện địa chất phức tạp như tầng móng nứt nẻ, điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao...

Tài liệu tham khảo

1. Deepak M.Gala, Julmar Shaun Toralde, Weatherford. *Managed pressure drilling 101: Moving beyond "It's always been done that way"*. 2011.
2. Erdem Tercan. *Managed pressure drilling techniques, equipment & applications*. Middle East Technical University. 2010.
3. Ben Gedge, Harpreet Kaur Dalgit Singh, Elsofron Bandico Refugio, Bao Ta Quoc, Nguyen Viet Bot. *Managed pressure drilling - A solution for drilling the challenging and uni-drillable well in Vietnam and South East Asia*. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia. 22 - 24 October, 2013.
4. Nguyễn Khắc Long, Nguyễn Văn Thành, Trương Văn Từ, Nguyễn Văn Khương. *Nghiên cứu cơ sở xác định phản áp bề mặt trong công nghệ khoan kiểm soát áp suất*. Tạp chí Khoa học kỹ thuật Mỏ - Địa chất. 2015; 49: trang 13 - 17.
5. API. *Recommended practice 13D - Rheology and hydraulics of oil-well drilling fluids*. 2009.
6. Cuu Long JOC. *Drilling problem for well X*.
7. Ben Gedge. *Managed pressure drilling applied to manage ECD in an HPHT*

Clastic Formation in Vietnam. SPE MPD/USD ATW-Penang, Malaysia. 2011.

8. Maren Maland. *Managed pressure drilling*. Norwegian University of Science and Technology, ORGE, Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics. 2013.

9. Steve William Nas, Benjamin J.Gedge, Felbert Palao, Viet Bot Nguyen. *Advantages of managed pressure drilling and the recent deployment of the technology in Vietnam*. IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition, Ho Chi Minh City, Vietnam. 1 - 3 November, 2010.

EFFICIENCY OF MANAGED PRESSURE DRILLING TECHNOLOGY FOR OIL AND GAS WELLS IN VIETNAM AND BUILDING A COMPUTING MODEL FOR DETERMINING MANAGED PRESSURE DRILLING PARAMETERS FOR WELLS IN CUU LONG BASIN

Tran Dang Tu¹, Le Vu Quan¹, Le Quoc Trung¹, Nguyen The Vinh², Nguyen Khac Long², Nguyen Anh Tuan¹

¹Vietnam Petroleum Institute

²Hanoi University of Mining and Geology

Email: tutd@vpi.pvn.vn

Summary

Managed pressure drilling technology has been studied and widely applied in the oil and gas drilling activities. This technology enables safe execution under complex and risky conditions such as narrow drilling windows, deep water, fractured rocks, abnormal pressure and temperature, etc., in which the conventional drilling technology is not appropriate. The paper presents studies evaluating the efficiency of the managed pressure drilling method when drilling through these complicated conditions in Vietnam and building a model to calculate the managed pressure drilling parameters for wells in the Cuu Long basin under high pressure, high temperature conditions (HPHT).

Key words: Managed pressure drilling, back surface pressure, high pressure high temperature, Cuu Long basin.