TẠP CHÍ DẦU KHÍ
Số 12 - 2018, trang 20 - 30
ISSN-0866-854X

ỨNG DỤNG CÔNG NGHỆ KHOAN KIỂM SOÁT ÁP SUẤT CHO CÁC GIẾNG CÓ NHIỆT ĐỘ CAO, ÁP SUẤT CAO TẠI BỂ NAM CÔN SƠN

Nguyễn Anh Tuấn, Nguyễn Thanh Tùng, Lê Vũ Quân, Lê Quốc Trung, Trần Đăng Tú
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: tuananguyen@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Hiện nay, các triển vọng dầu khí mới tại thềm lục địa của Việt Nam thường được phát hiện tại các khu vực nước sâu, xa bờ, điều kiện địa chất phức tạp, có dị thường về áp suất và nhiệt độ... Trong đó, sự thay đổi áp suất đáy giếng là nguyên nhân chính gây ra các sự cố trong quá trình khoan như: mất ổn định thành giếng, sập lở, kẹt cột cần khoan, mất dung dịch khoan, xâm nhập dung dịch vỉa...

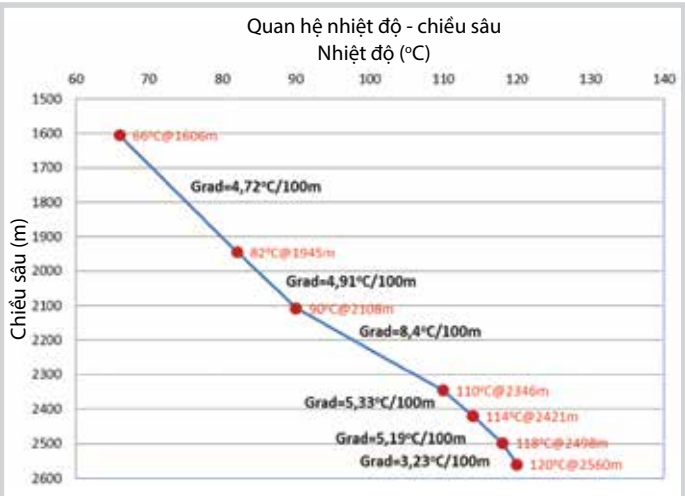
Bài báo giới thiệu công nghệ khoan kiểm soát áp suất (MPD) và kết quả ứng dụng phương pháp khoan duy trì áp suất đáy không đổi (CBHP) ở bể Nam Côn Sơn. Đây là giải pháp hiệu quả giúp ổn định thành giếng, tăng cường khả năng kiểm soát giếng, ngăn ngừa và hạn chế mất dung dịch, giảm thiểu thời gian phi sản xuất, giảm nhiễm bẩn thành hệ, tạo điều kiện tốt nhất cho công tác thử vỉa và gọi dòng sản phẩm.

Từ khóa: Khoan kiểm soát áp suất (MPD), áp suất đáy không đổi (CBHP), nhiệt độ cao, áp suất cao (HTHP).

1. Giới thiệu

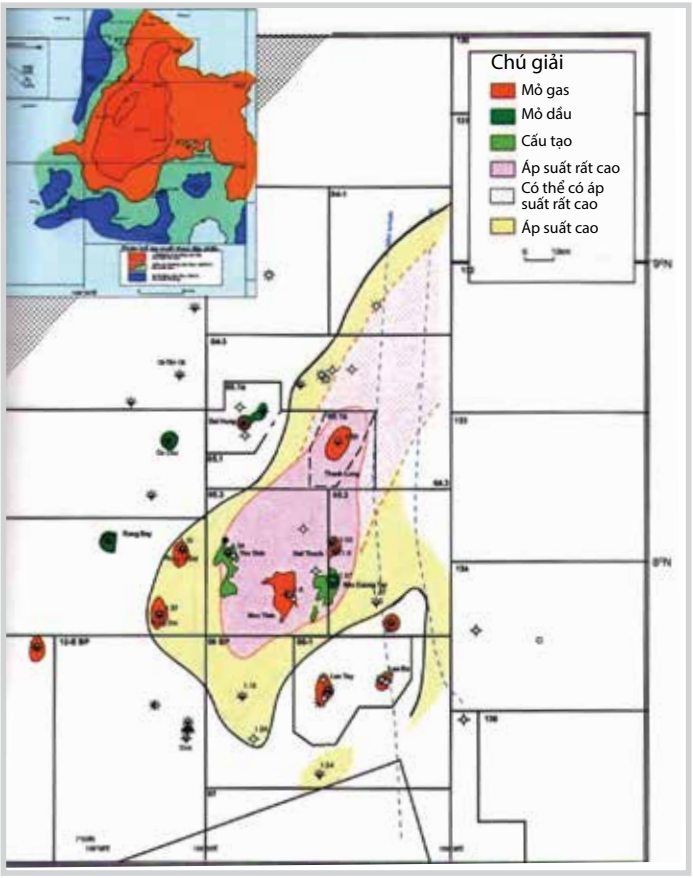
Các phức tạp do yếu tố địa chất ở bể Nam Côn Sơn ảnh hưởng lớn đến quá trình thi công giếng khoan gồm: gắn kết của vỉa yếu, kém bền vững; sự trương nở mạnh của sét trong một số địa tầng gây bó hẹp thành giếng khoan, kẹt thiết bị khoan; hiện tượng mất dung dịch trầm trọng tại các tầng carbonate; dị thường áp suất, nhiệt độ cao. Dị thường áp suất cao, nhiệt độ cao tại phía Đông Bắc (như Lô 05-1c, 05-2, 05-3, 04-3...) đã gây ra các khó khăn trong quá trình thi công khoan, ảnh hưởng đến tiến độ và chi phí khoan.

Yếu tố địa chất gây nên hiện tượng dị thường áp suất có thể do sự mất cân bằng trong quá trình kết rắn của đá, sự giãn nở nhiệt do tăng nhiệt độ của nước, sự sinh thành hydrocarbon, sự thay thế khoáng vật, các hoạt động kiến tạo... Trong một số trường hợp ở môi trường đồng bằng châu thổ (delta), với đặc điểm tốc độ trầm tích lớn có thể gây nên hiện tượng mất cân bằng trong quá trình kết rắn của đá dẫn đến dị thường áp suất cao do các trầm tích này bị chôn vùi sâu hơn, chịu nhiệt độ cao hơn. Môi trường đồng bằng châu thổ trong các trầm tích có tuổi Miocene giữa và sớm của hệ tầng Thông - Măng Cầu và Nam Côn Sơn thuộc khu vực bể. Ở khu vực Đông Bắc có bề dày trầm tích Cenozoic thay đổi rất lớn từ 4.000 - 10.000m, ở phụ đới trũng Trung tâm trong đới trũng phía Đông có bề dày trầm tích Cenozoic từ 5.000 - 14.000m (Lô 05). Khu vực Tây Nam trầm tích Cenozoic có chiều dày từ 3.500 - 4.000m ở trũng hẹp sâu kề đứt gãy Sông Hậu. Qua đó cho thấy dị thường nhiệt độ cao chỉ gặp ở khu vực Đông Bắc bể vì trầm tích lớn và bị chôn vùi sâu hơn nên sẽ chịu nhiệt độ cao hơn còn ở phía Tây Nam gặp ít vì trầm tích không lớn. Điều này có thể giải thích cho hiện tượng dị thường áp suất

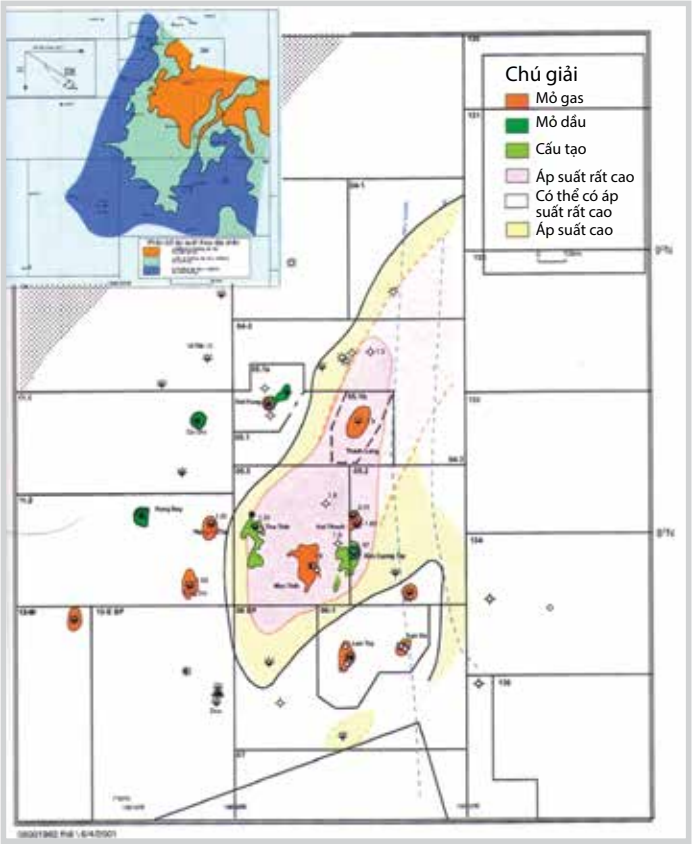


Hình 1. *Quan hệ giữa nhiệt độ và độ sâu ở giếng A bể Nam Côn Sơn [1]*

Ngày nhận bài: 3/5/2018. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 4/5 - 1/6/2018.
Ngày bài báo được duyệt đăng: 3/12/2018.



Hình 2. *Dị thường áp suất trong trầm tích Miocene giữa và dưới của bể Nam Côn Sơn [1]*



Hình 3. *Dị thường áp suất trong trầm tích Miocene trên bể Nam Côn Sơn [1]*

cao trong Lô 04-3, 05-1c, 05-2, 05-3... bể Nam Côn Sơn nơi các tập trầm tích dày Pliocene (> 2.000m) (Hình 2 và 3) và giá trị gradient nhiệt độ đo được rất cao (Hình 1). Quá trình sinh thành hydrocarbon cũng gây nên sự mất cân bằng và cũng có thể là nguyên nhân gây nên dị thường áp suất tại khu vực này.

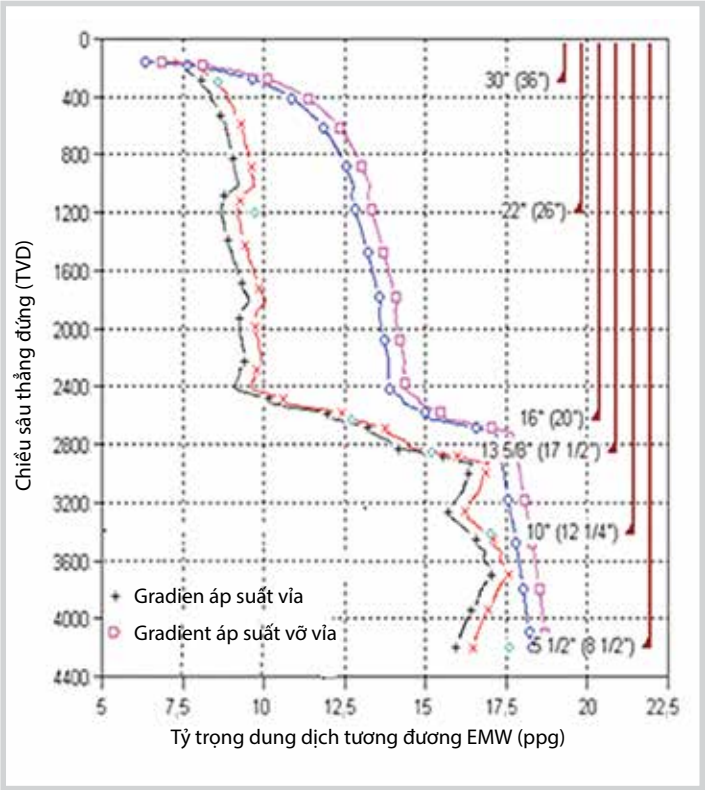
Một số mỏ dầu khí tại bể Nam Côn Sơn có đặc điểm địa chất phức tạp, đặc biệt là nhiệt độ và áp suất vỉa rất cao. Theo kết quả phân tích dữ liệu từ các giếng thăm dò, áp suất đáy giếng lớn hơn 11.500psi và nhiệt độ trên 170°C, có nơi áp suất lên đến 12.000psi và nhiệt độ là 180°C.

Với đặc điểm áp suất cao, để đảm bảo an toàn, cần phải sử dụng dung dịch có tỷ trọng cao để khống chế áp suất vỉa. Hình 4 cho thấy trong khoảng từ 2.400 - 4.200mTVD, giới hạn khoan (narrow PP-FP) rất nhỏ, có vị trí chỉ vào khoảng 0,8 - 1ppg. Với đặc điểm địa chất này, để khoan đến chiều sâu thiết kế, phải bổ sung 2 cấp ống chống với mác thép đặc chủng và kích thước không thông dụng (13⅝" và 10"), dẫn đến phải tăng chi phí và thời gian khoan. Ngoài ra, trong điều kiện giới hạn khoan hẹp rất dễ xảy ra hiện tượng mất dung dịch hoặc lưu thể vỉa xâm nhập vào giếng gây ra hiện tượng mất kiểm soát giếng. Theo thống kê có 1 sự cố về kiểm soát giếng (well control) trên 1 giếng có nhiệt độ cao, áp suất cao (HTHP) và 1 sự cố kiểm soát giếng trên 20 giếng có áp suất bình thường. Trong điều kiện HTHP rất dễ dẫn đến hiện tượng phun trào nếu giếng khoan không được kiểm soát tốt.

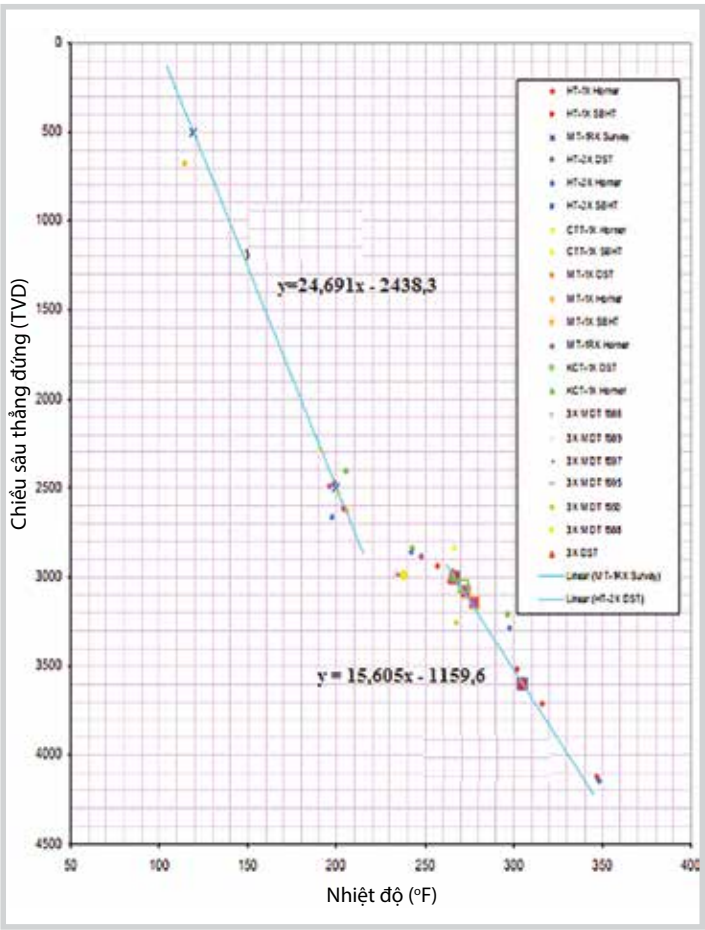
Trong quá trình kéo thả, hiện tượng piston dễ xảy ra khi ở điều kiện chênh lệch áp suất vỉa và vỡ vỉa quá hẹp, dẫn đến quá trình khoan bị kéo dài làm gia tăng chi phí khoan.

Ngoài ra, khi khoan các giếng HTHP, điều kiện bắt buộc là các giàn phải có các tiêu chuẩn cao về đặc tính kỹ thuật cũng như sức chứa, do vậy giá thành thuê giàn sẽ cao.

Hình 5 cho thấy tại giếng khoan bể Nam Côn Sơn, ở độ sâu khoảng 2.800m đã xuất hiện dị thường nhiệt độ cao, đến chiều sâu khoảng 3.500m thì nhiệt độ vỉa đã lên tới 150°C (khoảng 300°F) và tại độ sâu khoảng 4.100m nhiệt độ vỉa là 175°C (khoảng 350°F). Trong điều kiện này, để làm giảm khả năng xảy ra các sự cố liên quan đến thiết bị, cần phải sử dụng các thiết bị có tiêu chuẩn chịu nhiệt cao dẫn đến giá thành cao.



Hình 4. *Gradient áp suất của giếng khoan bể Nam Côn Sơn [2]*



Hình 5. *Gradient nhiệt độ của một giếng khoan tại bể Nam Côn Sơn [2]*

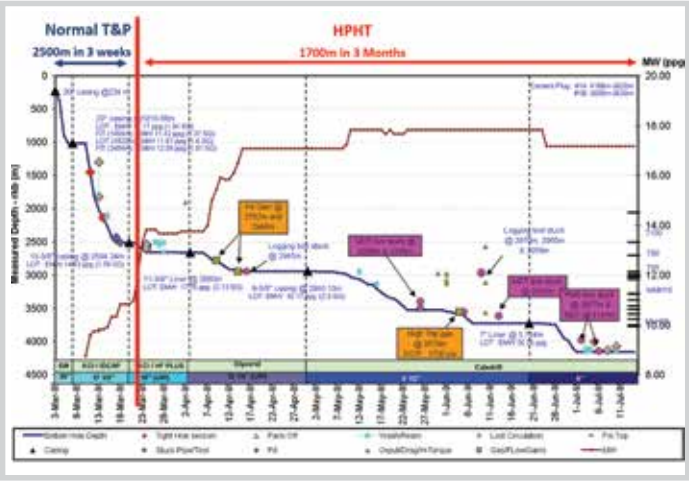
Biểu đồ khoan một giếng tại bể Nam Côn Sơn (Hình 6) cho thấy rất rõ khi khoan qua khu vực HTHP đã mất tới vài tháng chỉ cho khoảng khoan 2.500 - 4.000m, trong quá trình khoan gặp sự cố liên quan đến kiểm soát giếng, kẹt cần, mất dung dịch… Nếu không được kiểm soát tốt, giếng khoan sẽ gây ra sự cố, đòi hỏi nhà điều hành phải áp dụng công nghệ kiểm soát giếng khoan hiệu quả nhất, đảm bảo cho quá trình khoan được triển khai tiết kiệm, an toàn.

Bài báo giới thiệu về công nghệ khoan kiểm soát áp suất (MPD) bằng phương pháp áp suất đáy không đổi (CBHP), đồng thời đánh giá hiệu quả của việc ứng dụng thực tế công nghệ này khi khoan tại bể Nam Côn Sơn.

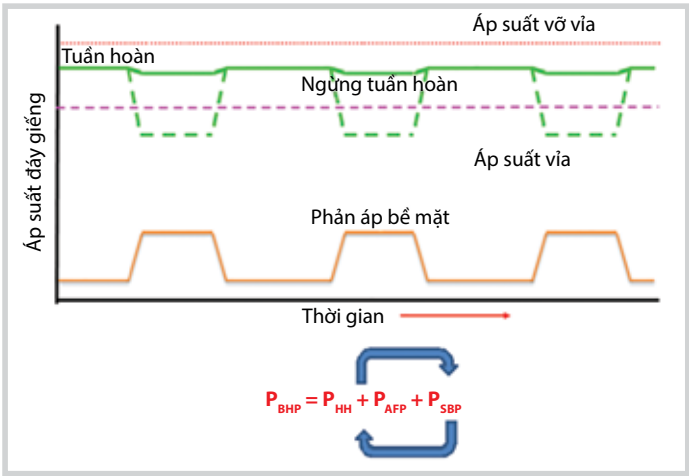
2. Công nghệ khoan kiểm soát áp suất bằng phương pháp duy trì áp suất đáy không đổi

Sự thay đổi áp suất đáy giếng là nguyên nhân chính gây ra tình trạng: mất ổn định thành giếng, sập lở, kẹt cột cần khoan, mất dung dịch khoan, xâm nhập dung dịch vỉa… Sự thay đổi áp suất đáy giếng xảy ra khi thay đổi trạng thái tuần hoàn, ví dụ ngừng tuần hoàn để tiếp cần khoan. Trong trạng thái tuần hoàn dung dịch để đưa mùn khoan lên bề mặt, áp suất đáy giếng bằng tổng của cột áp thủy tĩnh của dung dịch trong giếng khoan và tổn hao áp suất do ma sát trong khoảng không vành xuyến dọc thân giếng. Ở trạng thái tĩnh khi ngừng tuần hoàn, tổn hao áp suất mất đi dẫn đến giảm giá trị áp suất đáy giếng, gây ra các phức tạp trên. Đặc biệt với các giếng khoan địa tầng không ổn định, sự thay đổi áp suất đáy giếng sẽ làm gia tăng rủi ro xảy ra sự cố trong quá trình khoan.

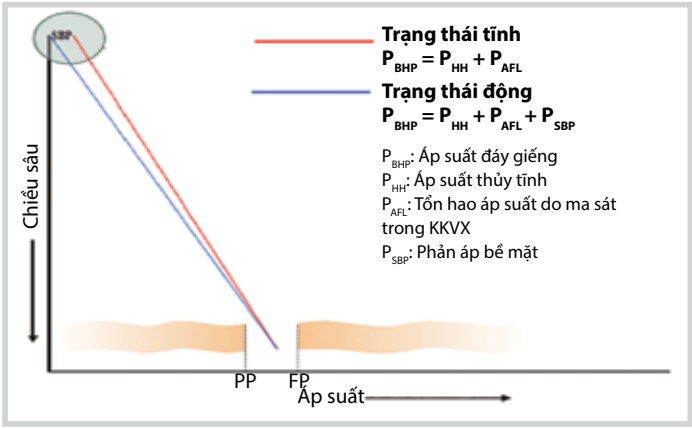
Phương pháp duy trì áp suất đáy giếng không đổi là phương pháp được sử dụng để điều chỉnh hay hạn chế tối đa ảnh hưởng của sự thay đổi đột ngột áp suất đáy giếng gây ra do thay đổi trạng thái tuần hoàn dung dịch khoan. Với việc sử dụng một hệ thống tuần hoàn kín, dung dịch khoan khi đi lên bề mặt được dẫn hướng đến một 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 xuyến nhằm bù lại lượng tổn hao áp suất bị giảm khi giảm lưu lượng bơm, do đó áp suất đáy giếng được giữ cố định trong suốt quá trình khoan.



Hình 6. *Biểu đồ thi công khoan giếng HTHP [2]*



Hình 7. *Áp suất đáy giếng trong phương pháp CBHP*



Hình 8. *Áp suất đáy giếng ổn định trong phương pháp CBHP [3]*

Hình 7 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 CBHP.

Hình 8 mô phỏng phương thức ứng dụng phản áp bề mặt (SBP) trong phương pháp CBHP. Theo lý thuyết, khi ngừng tuần hoàn dung dịch thì tổn hao áp suất do ma sát giảm đi sẽ được bù lại bằng lượng phản áp bề mặt với giá trị tương đương cho phép kiểm soát áp suất đáy giếng (BHP) luôn ổn định.

Phương pháp CBHP tạo ra khả năng có thể khoan được ở những khu vực có giới hạn khoan nhỏ đến rất nhỏ. Đặc biệt, phương pháp CBHP có thể điều chỉnh chính xác áp suất trong giếng nhờ bổ sung bằng phản áp bề mặt để duy trì áp suất đáy giếng ổn định, cho phép sử dụng dung dịch khoan có tỷ trọng nhỏ hơn, từ đó làm gia tăng tốc độ cơ học khoan.

Ưu điểm của phương pháp CBHP:

- Sử dụng hệ thống van tiết lưu điều chỉnh phản áp bề mặt, cho phép hạn chế tối đa sự thay đổi áp suất đáy giếng khi thay đổi trạng thái tuần hoàn của giếng.

- Áp suất đáy giếng ở trạng thái động và trạng thái tĩnh đều được duy trì ổn định và dễ điều chỉnh trong giới hạn khoan nhỏ giữa gradient áp suất vỉa và gradient áp suất vỡ vỉa.

- Khả năng duy trì áp suất đáy giếng ổn định trong giới hạn khoan cho phép khoan sâu hơn trước khi phải thay đổi tỷ trọng dung dịch và chống ống.

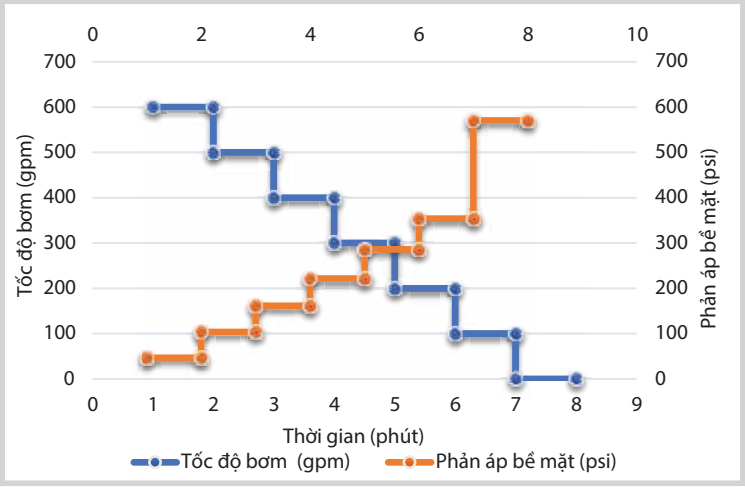
- Trong quá trình tiếp cần khi ngừng tuần hoàn, dòng xâm nhập được kiểm soát bằng việc sử dụng phản áp bề mặt duy trì áp suất đáy giếng.

- Ít phải thay đổi tỷ trọng dung dịch khoan, gia tăng tốc độ cơ học khoan.

Mục tiêu của khoan kiểm soát áp suất là đưa áp suất giếng luôn nằm giữa khoảng áp suất vỉa và áp suất vỡ vỉa, nhằm tránh được các sự cố xâm nhập khí, dầu, nước hoặc mất dung dịch tại các vỉa có giới hạn khoan rất hẹp, thường gặp tại các mỏ thuộc vùng biển sâu. Khi công đoạn khoan vừa bắt đầu (máy bơm bắt đầu hoạt động), áp suất ở khoảng không vành xuyến phía miệng giếng gần như bằng 0. Khi đóng máy bơm để tiếp cần (máy bơm ngừng hoạt động), phản áp bề mặt bổ sung được phải duy trì ở giá trị khoảng vài trăm psi thay cho giá trị áp suất ma sát trong khoảng không vành xuyến mất đi.

Hình 9 chỉ ra sự bổ sung phản áp bề mặt vào hệ thống tuần hoàn, khi trọng lượng tuần hoàn tương đương hoặc tổn thất áp suất ma sát bị thiếu hụt trong quá trình tuần hoàn bị gián đoạn. Về mặt lý thuyết, để giữ cho áp suất đáy giếng không thay đổi có thể được bổ sung bằng một giá trị phản áp bề mặt tương

đương khi ngừng tuần hoàn. Do vậy, có thể kiểm soát được áp suất đáy giếng khoan không bị thay đổi, ngăn chặn được hiện tượng xâm nhập dòng chất lưu từ vỉa vào giếng.

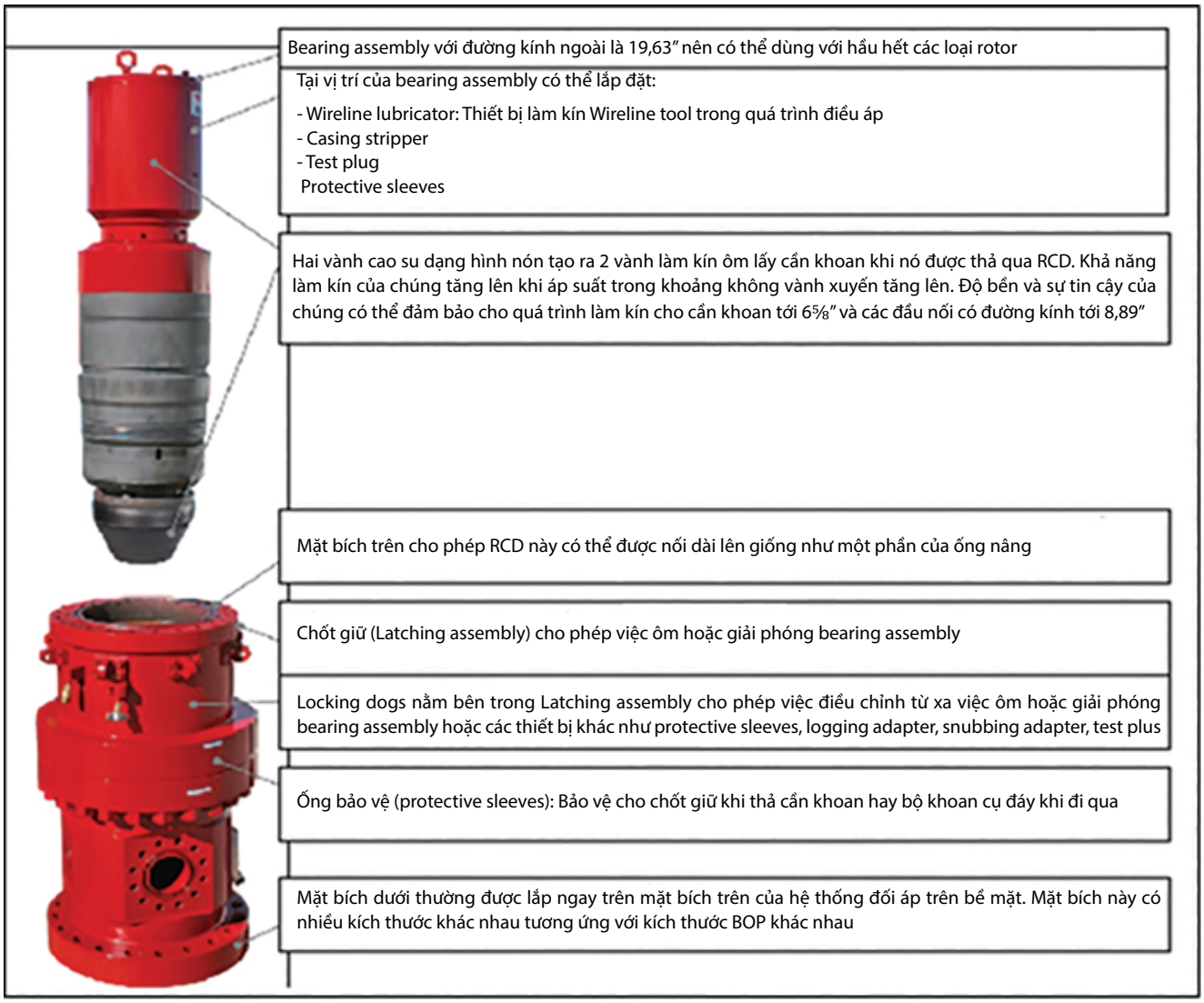


Hình 9. *Đồ thị áp suất khi giếng khoan sử dụng phản áp bề mặt trong CBHP [4]*

Việc áp dụng phản áp bề mặt từ miệng giếng giúp công tác khoan có thể sử dụng hệ dung dịch có trọng lượng riêng nhỏ hơn và có thể nén ép. Tuy nhiên, cột áp thủy tĩnh của giếng khi ở trạng thái giếng ngừng tuần hoàn là trong điều kiện "dưới cân bằng". Do vậy, phản áp bề mặt thực hiện chức năng duy trì điều kiện áp suất lòng giếng ở trạng thái cân bằng hoặc gần cân bằng với vỉa khoan qua.

2.1. Nguyên lý hoạt động

Để chuyển giếng từ trạng thái không tuần hoàn tới trạng thái tuần hoàn mà không xảy ra hiện tượng mất dung dịch hay hiện tượng kick, gây ra do sự biến động về áp suất đáy giếng, có thể thực hiện theo phương pháp: giảm từ từ tốc độ máy bơm đồng thời đóng từ từ van điều tiết áp suất trên bề mặt để tăng áp suất ở khoảng



Hình 10. *Thiết bị kiểm soát xoay RCD model 7875 [3]*

không vành xuyến, tới khi máy bơm dừng hoàn toàn và áp suất ở khoảng không vành xuyến tương đương với giá trị ECD khi giếng tuần hoàn (ECD là trọng lượng riêng tuần hoàn tương đương, bằng tổng các giá trị áp suất lòng giếng tại các thời điểm khác nhau).

- Hệ thống các van điều áp tự động (automatic choke) điều khiển bằng máy tính được lắp đặt trên đường tuần hoàn để có thể tự động thực hiện quy trình điều áp theo các mức áp suất thay đổi khi máy bơm làm việc hoặc ngưng hoạt động.

- Van một chiều lắp trong cột cần khoan (NRV, non return valve) cho phép ngăn dòng dung dịch không bị chảy ngược khi hệ thống tạm ngưng tuần hoàn, hoặc van cột cần (floating valve) cho phép ngăn dòng dung dịch khoan đi lên khi kéo cần khoan.

- Các loại máy bơm chuyên dụng được sử dụng để duy trì bổ sung áp suất liên tục qua khoảng không vành xuyến từ bề mặt thông qua việc kết hợp với hệ thống van điều áp, nhằm mục tiêu điều chỉnh chính xác và dễ dàng áp suất ở khoảng không vành xuyến trong quá trình thay đổi chế độ làm việc của máy bơm.

- Áp suất bề mặt bổ sung tác động vào đáy giếng thông qua sự đóng kín một phần hoặc hoàn toàn của van điều áp. Với các thiết bị của kiểm soát áp suất, trong quá trình khoan, dòng chất lưu xâm nhập được ngăn chặn thông qua điều chỉnh tăng áp suất ma sát ở khoảng không vành xuyến.

- Trong một số trường hợp, máy bơm dùng cho phương pháp thi công thông thường có nhiều cấp tốc độ cũng được sử dụng với vai trò giống như loại bơm chuyên dụng, hoặc với vai trò là bơm dự phòng, thực hiện được đầy đủ các chức năng yêu cầu đối với thiết bị của công nghệ khoan kiểm soát áp suất.

Với việc sử dụng phương pháp khoan kiểm soát áp suất, những rủi ro hay gặp phải của hệ thống tuần hoàn mở (trong công nghệ khoan thông thường) được loại bỏ. Khi máy bơm dung dịch dần chuyển sang chế độ ngừng hoạt động, cụm van điều áp được đóng lại từ từ; đồng thời, van một chiều lắp trong cột cần khoan ngăn áp suất không cho dung dịch chảy ngược ra khỏi giếng, giúp áp suất tại khoảng không vành xuyến tăng dần (đây là quá trình nén áp suất đối bổ sung vào giếng).

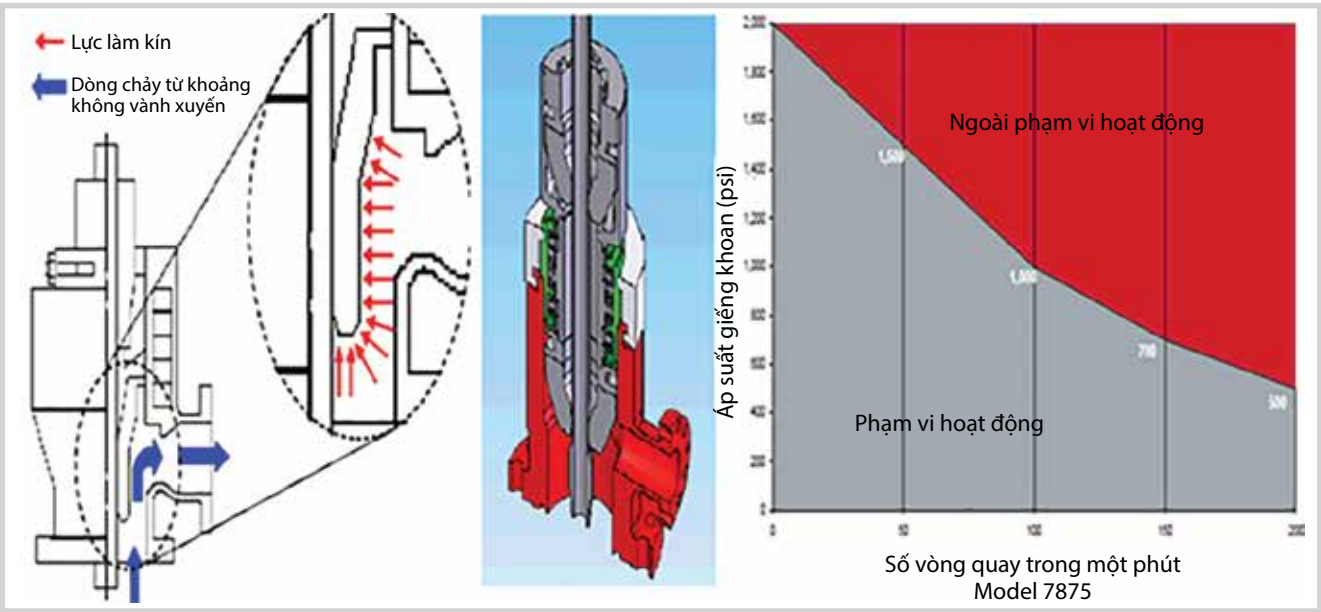
2.2. Hệ thống thiết bị chính khi áp dụng phương pháp khoan CBHP

2.2.1. Thiết bị kiểm soát xoay (RCD)

RCD là thiết bị kiểm soát xoay (Hình 10) [5].

Thiết bị này được lắp ngay bên trên của cụm đối áp trên giàn khoan (surface BOP stack), tạo ra một vành bịt kín an toàn xung quanh cần khoan và các đầu nối trong quá trình cột cần khoan quay, để chuyển hướng một cách chủ động dòng hồi dung dịch từ khoảng không vành xuyến.

RCD cũng có thể chuyển hướng dòng hồi dung dịch cùng với mùn khoan qua một hệ thống van tiết lưu riêng tới các thiết bị tách, cho phép sử dụng nhiều phương pháp khoan khác nhau: MPD, UBD, air drilling. Việc chuyển hướng dòng hồi dung dịch này giúp nâng cao hiệu quả



Hình 11. *Mặt cắt dọc thiết bị kiểm soát xoay và giới hạn áp suất làm việc [5]*

an toàn, sức khỏe và bảo vệ môi trường trong quá trình khoan kiểm soát áp suất. Có thể tháo cụm thiết bị trục quay để nhanh chóng chuyển từ khoan kiểm soát áp suất sang khoan truyền thống và ngược lại.

Với mỗi loại RCD có một giới hạn áp suất làm việc nhất định phụ thuộc vào tốc độ quay của cột cần khoan (Hình 11).

2.2.2. Hệ thống van điều áp

Hệ thống van điều áp (choke manifold system) được bố trí lắp đặt trên đường tuần hoàn đi lên của dung dịch khoan từ đáy giếng (Hình 12). Hệ thống này có khả năng điều chỉnh các dạng áp suất khác nhau như: áp suất đáy giếng, áp suất ống đứng, phản áp bề mặt. Hệ thống van điều áp được sử dụng phổ biến trong phương pháp khoan kiểm soát áp suất duy trì áp suất đáy không đổi để điều chỉnh phản áp bề mặt bằng việc đóng mở các van trong hệ thống, duy trì áp suất đáy không đổi trong quá trình tiếp cần, ngăn ngừa những mối nguy hại có thể xảy ra do sự thay đổi áp suất đáy giếng.

Hệ thống van điều áp được chia thành 3 dạng cơ bản:

- Hệ thống van điều áp điều khiển bằng tay (manual choke).

- Hệ thống van điều áp bán tự động (semi - automatic choke).

- Hệ thống van điều áp tự động (PC control automatic choke).

Tuy nhiên hiện nay, các công ty dầu khí chủ yếu sử dụng hệ thống van điều áp tự động do có ưu điểm: khả năng điều chỉnh linh hoạt và hạn chế tối đa sai sót trong quá trình kiểm soát công tác khoan.

Hệ thống van điều áp tự động gồm các chi tiết như Hình 12.

- Lưu lượng kế (mass flowmeter) là dụng cụ dùng thu thập các dữ liệu quan trọng về khối lượng và thể tích dòng, cũng như trọng lượng riêng và nhiệt độ của dòng dung dịch hồi trong thời gian thực. Dữ liệu được chuyển qua bộ kiểm soát thông minh (intelligent control unit).

- Van tiết lưu (drilling choke) đóng, mở để điều chỉnh lượng phản áp bề mặt tương ứng cho khoảng không vành xuyến của giếng khoan.

- Bộ kiểm soát thông minh là nơi thu thập và lưu trữ các thông tin cần thiết cho việc đo và phân tích các tính chất vật lý, gồm cả việc phản ứng với các bất lợi trong giếng khoan.

2.2.3. Van một chiều trong cột cần (NRV)

Trong quá trình khoan kiểm soát áp suất thường sử dụng phản áp bề mặt (surface back-pressure) tác động vào khoảng không vành xuyến, hoặc trong nhiều trường hợp áp suất trong khoảng không vành xuyến cao hơn áp lực bên trong bộ khoan cụ, lúc này dung dịch cùng mùn khoan có xu hướng bị đẩy ngược vào bên trong cột cần khoan và có thể làm: tắc động cơ đáy, hỏng thiết bị đo, thậm chí có thể xảy ra phun bên trong cột cần khoan, đây chính là lý do phải dùng NRV lắp đặt bên trong cột cần khoan (Hình 13).

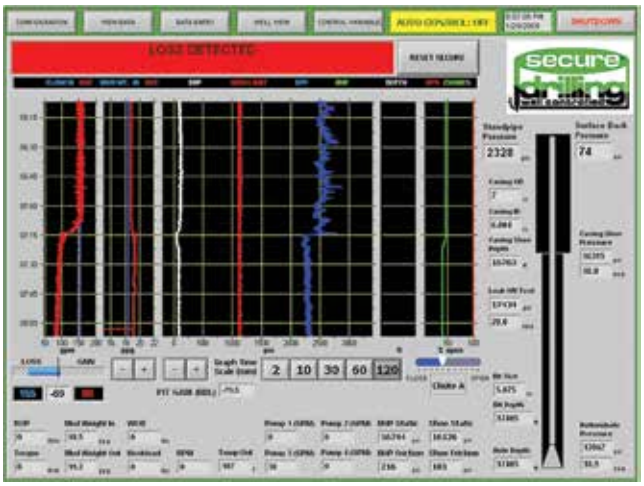
2.2.4. Thiết bị hiển thị tốc độ và áp suất dòng chảy tức thời

Các phép đo tức thời không chỉ cung cấp số liệu quan trọng cho hệ thống kiểm soát tự động, mà còn hiển thị kết quả của quá trình tác động từ trên mặt xuống giếng khoan. Thiết bị này cho phép theo dõi và phát hiện kịp

Hình 12. *Cụm van điều áp kiểm soát dòng xâm nhập [3]*

Hình 13. *Van 1 chiều lắp trên cột cần khoan*

Hình 14. *Màn hình và bàn phím điều khiển*



Hình 15. *Màn hình hiển thị hiện tượng mất dung dịch trong giếng khoan [6]*

thời các thay đổi bất thường trong giếng khoan để kiểm soát áp suất đáy một cách chính xác trong giới hạn khoan (Hình 14).

+ Phát hiện mất dung dịch

Hình 15 là một ví dụ cho trường hợp màn hình cảnh báo mất dung dịch.

Ngoài ra, hệ thống kiểm soát dung dịch còn có các thiết bị như: bình tách đa pha, hệ thống sản xuất nitrogen…

3. Kết quả ứng dụng phương pháp khoan duy trì áp suất đáy tại bể Nam Côn Sơn

3.1. Phát hiện chất lưu xâm nhập (kick) sớm

Mục tiêu chính của việc sử dụng khoan kiểm soát áp suất để đảm bảo các giếng được khoan an toàn qua các khoảng khoan có cửa sổ áp suất nhỏ (narrow kick/ loss margin) mà không gặp bất kỳ sự cố nào. Phương pháp này giúp kiểm soát được áp suất đáy giếng, hạn chế được dòng chất lưu của vỉa xâm nhập với lưu lượng rất nhỏ trong thành hệ dị thường áp suất cao, làm gia tăng an toàn, giảm thiểu khả năng xảy ra sự cố và bảo vệ tính nguyên vẹn của thành hệ. Bên cạnh đó, phương pháp này có thể phát hiện sớm dòng chất lưu (lỏng hoặc khí) xâm nhập vào giếng, giảm thời gian kéo thả.

3.2. Phát hiện chất lưu xâm nhập sớm vào giếng

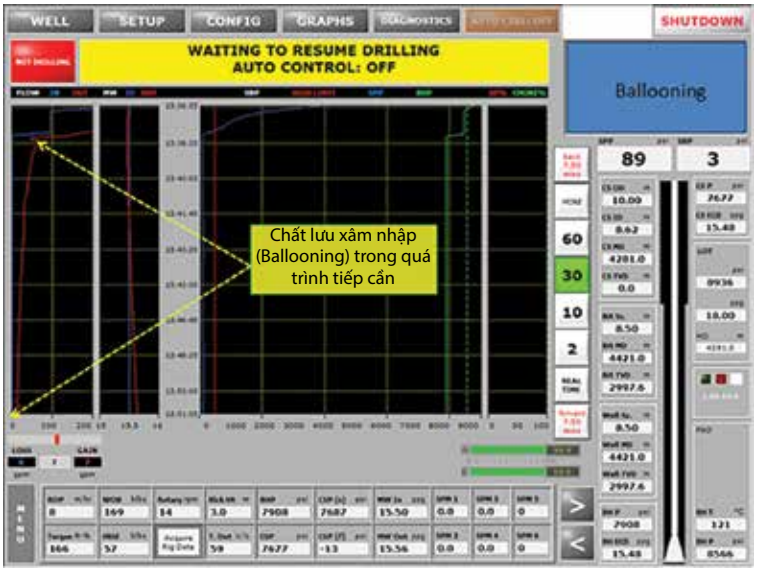
Trong khi khoan, hệ thống MPD có thể phát hiện sự xuất hiện khí ở bề mặt, đồng thời có thể xác định các sự cố dễ hơn so với dùng các phương pháp khoan thông thường.

Hình 16 cho thấy dung dịch khoan xâm nhập trở lại giếng do hiện tượng co ép sau phá hủy (ballooning) của đất đá vỉa bằng lưu lượng kế (coriolis fow meter), trong khi dừng bơm để tiếp cần.

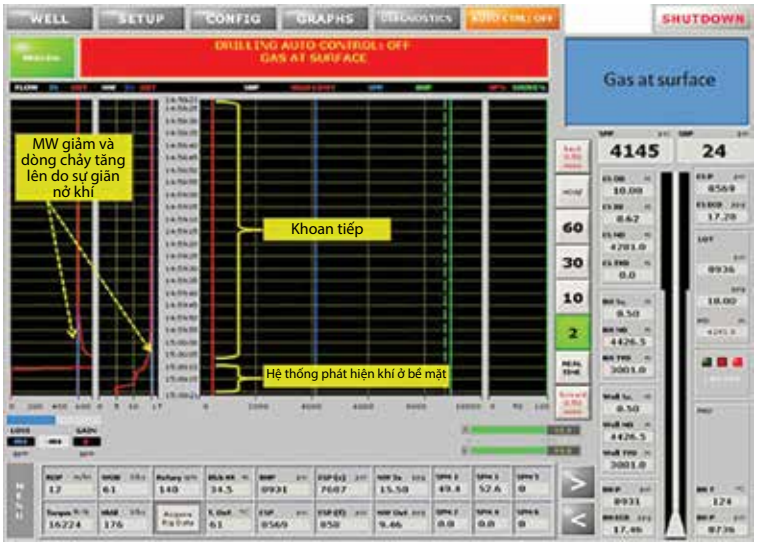
3.3. Phát hiện khí xâm nhập vào giếng

Trong quá trình khoan, tỷ trọng dung dịch cả dòng đi xuống và dòng đi lên (in-out) được xác định chính xác thông qua lưu lượng kế. Hình 17 cho thấy xuất hiện chất lưu xâm nhập và tốc độ của dòng đi lên (flow out) tăng do ảnh hưởng của sự giãn nở của chất lưu.

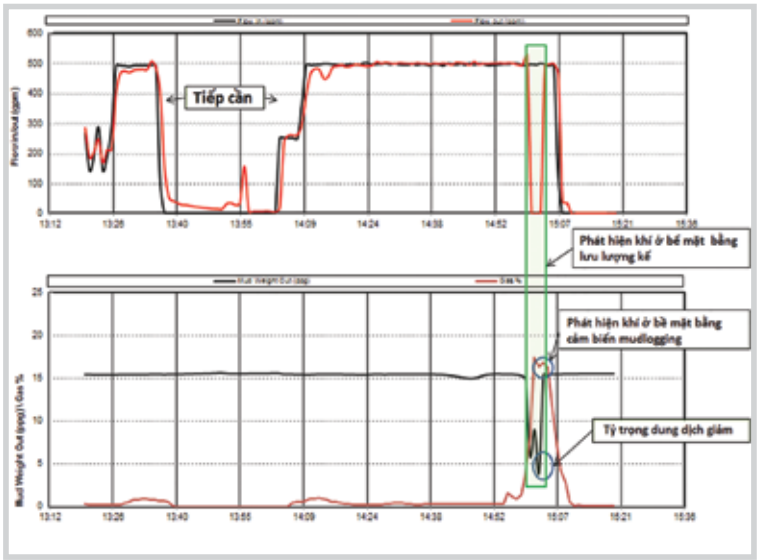
Hình 18 cho thấy phát hiện khí ở bề mặt bằng hệ thống lưu lượng kế tin cậy hơn so với việc phát hiện bằng cảm biến đo mudlogging.



Hình 16. *Phát hiện chất lưu xâm nhập trong quá trình tiếp cần [6]*



Hình 17. *Hệ thống phát hiện khí lên bề mặt [6]*



Hình 18. *So sánh phát hiện khí lên bề mặt của lưu lượng kế và Mudlogging [6]*

3.4. Kiểm soát áp suất thông qua tỷ trọng tuần hoàn tương đương (ECD)

Các biểu hiện trạng thái dòng chảy trong phương pháp khoan duy trì áp suất đáy không đổi (MPD-CBHP) được mô phỏng để xác định các thông số tuần hoàn sẽ được sử dụng trong khi khoan. Các thông số này sẽ duy trì áp suất đáy không đổi trong giới hạn khoan cho phép. Điều này sẽ được xác định khi tiến hành khoan bằng cách điều chỉnh áp phản áp bề mặt thông qua hệ thống van tiết lưu (MPD choke).

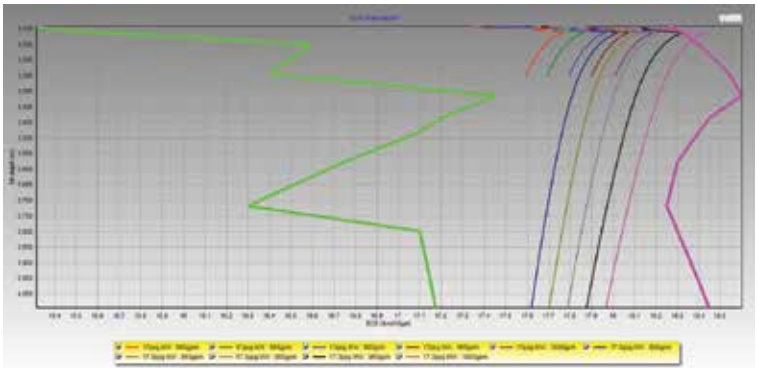
Hình 19 và 20 là kế hoạch kiểm soát tỷ trọng tuần hoàn tương đương/tỷ trọng tĩnh tương đương (ECD/ESD) với việc quan trọng nhất là đảm bảo duy trì áp suất đáy trong cả điều kiện tĩnh và động. Để duy trì áp suất đáy không đổi khi bơm tắt (static condition), sử dụng bơm chuyên dụng để tạo phản áp bề mặt thông qua hệ thống van tiết lưu (choke manifold), do đó áp suất trong khoảng không vành xuyến được duy trì không đổi trong suốt chiều dài thân giếng.

Từ Hình 20, có thể thấy rằng trong quá trình tiếp cần sẽ không duy trì được áp suất đáy lớn hơn áp suất vỉa. Do vậy, việc tạo phản áp bề mặt trong khi thay đổi trạng thái tuần hoàn với việc sử dụng hệ thống van tiết lưu là rất cần thiết.

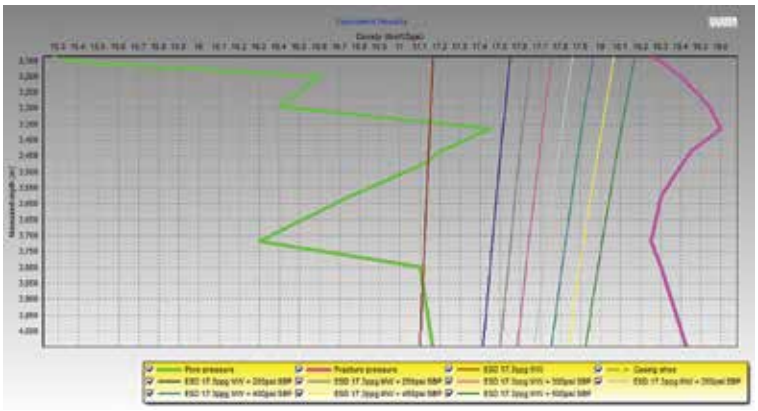
3.5. Tăng hiệu quả, giảm thời gian kéo thả

Quy trình kéo thả được sử dụng để duy trì áp suất đáy không đổi trong quá trình kéo cần (POOH). Khả năng làm giảm hiệu ứng piston, tăng hiệu quả kéo thả cho phép cột cần khoan chuyển động hiệu quả hơn. Dưới dây là ví dụ về việc sử dụng phản áp bề mặt trong phương pháp CBHP để giảm hiệu ứng piston được so sánh với phương pháp khoan truyền thống, không sử dụng phản áp bề mặt.

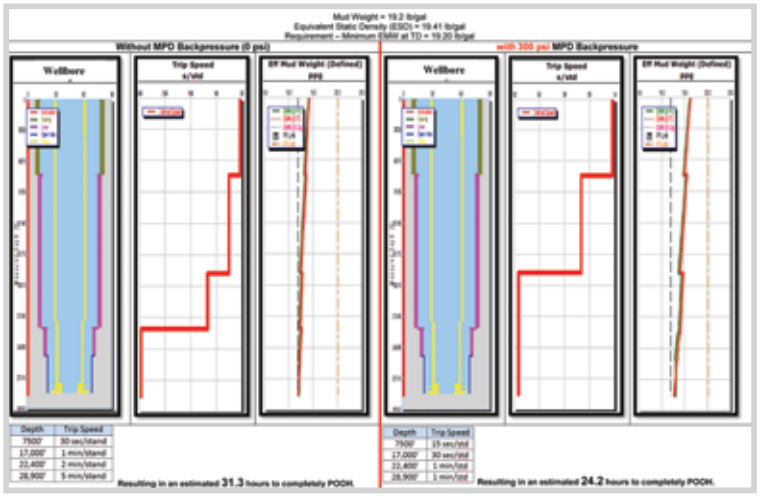
Thời gian được dự báo khi kéo cần (POOH) từ độ sâu 28.900ft không sử dụng phản áp bề mặt là 31,3 giờ. Sử dụng phản áp bề mặt 300psi để ngăn chặn hiện tượng piston thời gian kéo cần là 24,2 giờ (Hình 21). Ví dụ trên đã chứng minh việc sử dụng phản áp bề mặt giảm 7,1 giờ hoặc 23% thời gian và luôn đảm bảo EMW ở đáy giếng không bị giảm dưới áp suất vỉa.



Hình 19. *Kế hoạch kiểm soát tỷ trọng tuần hoàn tương đương trong điều kiện bơm bật [6]*



Hình 20. *Kế hoạch kiểm soát tỷ trọng tĩnh tương đương trong điều kiện bơm tắt [6]*



Hình 21. *So sánh kéo thả khi sử dụng SBP và không sử dụng SBP [7]*

3.6. Ứng dụng thực tế của công nghệ CBHP tại bể Nam Côn Sơn

Tại một số giếng có điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao của bể Nam Côn Sơn đã sử dụng công nghệ khoan duy trì áp suất đáy giếng không đổi. Công nghệ "phát hiện chất lưu xâm nhập sớm" đã giúp nhà điều hành phát hiện được hiện tượng mất dung dịch (loss) và hiện tượng chất lưu xâm nhập vào giếng, tăng độ an toàn cho các giếng khoan. Vấn đề chính của hệ thống này là cao su làm kín của RCD dễ bị hỏng sau một thời gian ngắn sử dụng, do vậy nhà điều hành quyết định tạm dừng sử dụng MPD cho giếng tiếp theo.

Khi không sử dụng MPD cho công đoạn 12¼" và 8½" và điều kiện địa chất phức tạp hơn dự đoán (áp suất vỡ vỉa LOT thấp hơn 0,8ppg và áp suất vỉa cao hơn 0,2ppg so với dự đoán) giếng khoan đã gặp rất nhiều các vấn đề về kiểm soát giếng (gain, loss). Nhà điều hành đã tăng một cấp ống chống dự phòng (Expandable liner) 11¾ × 13⅝" do không thể khoan tiếp công đoạn 12¼". Công đoạn này mất khoảng vài tuần để thực hiện với thời gian không sản xuất (NPT) khoảng 400 giờ.

Sau khi nhà thầu cung cấp dịch vụ MPD thay cao su làm kín của hệ thống thiết bị kiểm soát quay bằng một loại cao su tự nhiên mới hiệu quả hơn, nhà điều hành áp dụng hệ thống MPD - với ứng dụng phản áp bề mặt cho các giếng HTHP tiếp theo.

Việc sử dụng công nghệ khoan duy trì áp suất đáy không đổi cho phép lựa chọn tỷ trọng dung dịch hợp lý khi khoan qua các khoảng khoan khó khăn nhất của giếng, nơi có giới hạn khoan rất nhỏ (chỉ 0,8 - 1ppg EMW) nên đã hạn chế được các phức tạp xảy ra, đồng thời tránh được việc sử dụng thêm ống chống lửng.

Từ ứng dụng thực tế trên cho thấy với sự tiến bộ của công nghệ chế tạo, cao su bịt kín của thiết bị RCD đã hoạt động hiệu quả hơn, cho phép hệ thống CBHP hoạt động an toàn và trong thời gian dài đảm bảo cho các giếng khoan tiếp theo được thi công an toàn và hiệu quả.

4. Kết luận

Công nghệ khoan kiểm soát áp suất với phương pháp khoan duy trì áp suất đáy không đổi được đánh giá, lựa chọn là giải pháp phù hợp nhất cho giếng khoan có nhiệt độ cao, áp suất cao nhằm ổn định thành giếng, tăng cường khả năng kiểm soát giếng, ngăn ngừa và hạn chế mất dung dịch, giảm thiểu thời gian phi sản xuất, giảm nhiễm bẩn thành hệ, tạo điều kiện tốt nhất cho công tác thử vỉa và gọi dòng sản phẩm. Ngoài ra, công nghệ này còn giúp tăng tốc độ cơ học khoan nhờ sử dụng dung dịch có tỷ trọng nhỏ, giảm chi phí khoan.

Công nghệ này đã được áp dụng thành công tại một số giếng khoan ở bể Nam Côn

Sơn. Trong bối cảnh sản lượng khai thác dầu khí trong nước suy giảm, việc gia tăng tìm kiếm thăm dò ở các khu vực có điều kiện địa chất phức tạp (nhiệt độ cao, áp suất cao, nước sâu xa bờ) bằng cách sử dụng công nghệ mới là giải pháp hiệu quả giúp thi công khoan an toàn, tiết kiệm chi phí, đồng thời bảo vệ thành giếng và các vỉa sản phẩm.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Minh Quý và nnk. *Báo cáo tổng kết nhiệm vụ khoa học cấp ngành "Tổng kết công tác thi công khoan tại bể Nam Côn Sơn"*. 2012.

2. Drilling program well X, *block Y, Nam Con Son basin*. 2011.

3. Erdem Tercan. *Managed pressure drilling techniques, equipment & applications*. 2010.

4. Tran Dang Tu & et al. *Building and applying surface back pressure calculation model using constant bottom hole pressure technique in managed pressure drilling for exploration well in Cuu Long basin*. 2nd International Conference on Integrated Petroleum Engineering for Unconventional Resources (IPE-2017, HUMG). 19/10/2017.

5. Deepak M.Gala, Julmar Shaun Toralde. *Managed pressure drilling 101: Moving beyond "It's always been done that way"*. www.spe.org. 15/1/2011.

6. Benjamin Gedge & et al. *The deployment of managed pressure drilling technology, to assist in the development of offshore HPHT gas condensate fields in Vietnam - Planning, engineering, and implementation*. SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Adelaide, Australia. 14 - 16 October, 2014.

7. Craig Starkey, Travis Webre, Mike Rafferty, Paul Fredericks, John Hobin.

8. Bill Rehm, Jerome Schubert, Arash Haghshenas, Amir Saman Paknejad, Jim Huges. *Managed pressure drilling*. 2008.

9. SPE. *Workshop "Improve well control and drilling performance with the advances in managed pressre drilling technology"*. 20 - 21 February, 2017.

APPLICATION OF MANAGED PRESSURE DRILLING TECHNIQUE FOR HIGH TEMPERATURE HIGH PRESSURE WELLS IN NAM CON SON BASIN

Nguyen Anh Tuan, Nguyen Thanh Tung, Le Vu Quan, Le Quoc Trung, Tran Dang Tu
Vietnam Petroleum Institute
Email: tuananguyen@vpi.pvn.vn

Summary

Nowadays, new oil and gas prospects in the continental shelf of Vietnam are discovered in deep water, offshore areas where there are complex geological conditions, pressure and temperature anomalies, etc. Among which, the change of bottom hole pressure is the main cause of incidents during drilling such as instability of wellbore, collapses, loss of circulation, and influx of reservoir fluids, etc.

The paper presents the Managed Pressure Drilling (MPD) technology and the results of application of the Constant Bottom Hole Pressure (CBHP) method in the Nam Con Son basin. This is an effective solution that helps stabilise wellbore, improve well control, prevent and limit the loss of circulation, minimise non-production time, reduce contamination of formation, and create the best conditions for well testing.

Key words: Managed Pressure Drilling (MPD), Constant Bottom Hole Pressure (CBHP), High Temperature, High Pressure (HTHP).