



KỶ YẾU HỘI NGHỊ KHOA HỌC TOÀN QUỐC VIETGEO 2023 THỪA THIÊN HUẾ, NGÀY 28 & 29 THÁNG 9 NĂM 2023

ĐỊA CHẤT CÔNG TRÌNH - ĐỊA KỸ THUẬT VÀ MÔI TRƯỜNG PHỤC VỤ PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG



NHÀ XUẤT BẢN KHOA HỌC VÀ KỸ THUẬT

- NGHIÊN CỨU ĐẶC ĐIỂM VÀ SỰ PHÂN BỐ KHÔNG GIAN NƯỚC NGẦM MẠCH LỘ PHỤC VỤ PHÁT TRIỂN CÁC GIẢI PHÁP QUẢN LÝ BỀN VỮNG KHU VỰC TỈNH GIA LAI
Nhữ Việt Hà..... 705

Chủ đề V. CÔNG NGHỆ KHOAN - KHAI THÁC

- FEATURES OF SOLUTIONS TO CONTROL AND PREVENT SCALE DEPOSITION IN THE WELLS OF VIETSOVPETRO OIL FIELDS
Le Dang Tam, Tong Canh Son, Phan Tran Hai Long, Phan Duc Tuan, Nguyen Thuc Khang, Pham Ba Hien..... 716
- ỨNG DỤNG HỌC MÁY TRONG DỰ BÁO ĐƯỜNG CONG SONIC CHO GIẾNG X
Lương Hải Linh, Đồng Nhật Thiên, Huỳnh T. Thảo Vi, Thiệu Kiều Anh, Bùi Tử An..... 723
- THÀNH TỰU TRONG DỰ BÁO THÔNG SỐ ĐỊA CƠ HỌC CỦA GIẾNG KHOAN BẰNG KỸ THUẬT MÁY HỌC
Nguyễn Khắc Long, Trương Văn Từ, Nguyễn Thế Vinh, Lê Đức Vinh, Đào Hiệp..... 731
- NGHIÊN CỨU LỰA CHỌN CHOÒNG KHOAN PHÙ HỢP ĐỂ THI CÔNG CÁC GIẾNG DẦU KHÍ TẠI KHU VỰC VỊNH BẮC BỘ
Nguyễn Trần Tuấn..... 740
- NGHIÊN CỨU VÀ ÁP DỤNG NHỮNG HỆ DUNG DỊCH KHOAN TIỀN TIẾN CỦA VIETSOVPETRO
Hoàng Hồng Linh, Bùi Văn Thơm, Mai Duy Khánh, Phạm Đình Lơ, Nguyễn Xuân Thảo..... 747
- NGHIÊN CỨU ỨNG DỤNG THIẾT BỊ “MUD COOLER” NHẪM TỐI ƯU HÓA KHẢ NĂNG LÀM MÁT DUNG DỊCH KHI KHOAN CÁC GIẾNG DẦU KHÍ Ở BỀ CỬU LONG
Nguyễn Trần Tuấn..... 756
- NGHIÊN CỨU GIẢI PHÁP XỬ LÝ LẮNG ĐỘNG ASPHALTEN TẠI MỎ BRS, ALGERIA
Đỗ Duy Khoản, Nguyễn Văn Thịnh 764
- NGHIÊN CỨU NÂNG CAO HIỆU QUẢ KHOAN THĂM DÒ Ở KHU VỰC CẨM PHẢ, QUẢNG NINH
Nguyễn Trần Tuấn, Nguyễn Xuân Thảo, Lê Văn Nam, Nguyễn Văn Thành, Doãn Thị Trâm..... 773
- NGHIÊN CỨU VÀ ÁP DỤNG NHỮNG GIẢI PHÁP PHÙ HỢP NHẪM NÂNG CAO CHẤT LƯỢNG VÀ HIỆU QUẢ THI CÔNG DUNG DỊCH CHO HỆ KGAC PLUS M
Hoàng Hồng Linh, Bùi Văn Thơm, Mai Duy Khánh, Phạm Đình Lơ..... 780
- CÔNG TÁC XI MĂNG GIẾNG KHOAN DẦU KHÍ: TỔNG QUAN VỀ KỸ THUẬT VÀ CÁC SỰ SÓ LIÊN QUAN
Hoàng Trọng Quang, Trần Nguyễn Thiện Tâm, Lê Nguyễn Hải Nam, Kiều Phúc, Đỗ Quang Khánh 790
- NGHIÊN CỨU LỰA CHỌN HỆ DUNG DỊCH KHOAN ĐỂ THI CÔNG CÁC GIẾNG CÓ ĐIỀU KIỆN ĐỊA CHẤT PHỨC TẠP TẠI MỎ BẠCH HỒ
Trương Văn Từ, Nguyễn Khắc Long 798
- NGHIÊN CỨU LỰA CHỌN PHƯƠNG ÁN KỸ THUẬT PHÁT TRIỂN VÙNG CẬN BIÊN MỎ ĐẠI HÙNG
Lê Quang Duyệt, Lê Văn Nam, Tăng Văn Đồng..... 806

NGHIÊN CỨU LỰA CHỌN HỆ DUNG DỊCH KHOAN ĐỂ THI CÔNG CÁC GIẾNG CÓ ĐIỀU KIỆN ĐỊA CHẤT PHỨC TẠP TẠI MỎ BẠCH HỔ

Trương Văn Từ*, Nguyễn Khắc Long

Trường Đại học Mở - Địa chất

*Tác giả chịu trách nhiệm: truongvantuktd50@gmail.com

Tóm tắt

Lựa chọn hệ dung dịch khoan và các thông số của nó căn cứ vào điều kiện địa chất và khả năng phức tạp có thể gặp phải khi khoan. Các phức tạp liên quan tới dung dịch đặc trưng thường gặp phải trong quá trình thi công giếng khoan ở mỏ Bạch Hổ là sự thay đổi lượng dung dịch khoan khi khoan qua tầng Mioxen trên và Mioxen giữa, sự mất ổn định thành giếng khoan (sự trương nở, sự tạo nút và co thắt thân giếng) khi khoan qua các lớp sét tầng Mioxen dưới, sự mất ổn định thành giếng ở Oligoxen (sự sập lở của sét kết, nguy cơ kẹt dính do chênh áp cao khi khoan ở những vùng áp suất vỉa không tương thích) và mất dung dịch khi khoan trong móng (từ mất từng phần cho đến mất trầm trọng với mực dung dịch hạ thấp đến 1500 m so với miệng giếng). Các dạng phức tạp này, ngoài chi phí trực tiếp, còn dẫn đến những hậu quả về vấn đề công nghệ nặng nề. Trong bài báo này, nhóm tác giả đề xuất hệ dung dịch khoan phù hợp nhằm khắc phục các phức tạp thường gặp phải khi khoan các địa tầng tại mỏ Bạch Hổ.

Từ khóa: hệ dung dịch khoan; phức tạp khoan; Mioxen; Oligoxen; móng.

1. Điều kiện địa chất - kỹ thuật khi thi công giếng khoan mỏ Bạch Hổ

1.1. Đặc điểm thi công giếng khoan trong điều kiện có những vùng có dị thường áp suất cao (DTASC) và dị thường áp suất thấp (DTAST)

Một trong những đặc tính địa chất chính của vòm bắc mỏ được xác định bởi DTASC trong Oligoxen trên với gradient đương lượng là 1,59 - 1,70 Ptt. Sự hiện diện của yếu tố này quyết định sự tách biệt của Mioxen và Oligoxen (hình 1). Tuy nhiên, để giải quyết các vấn đề hiện tại và nhiệm vụ chiến lược sản xuất, cần thiết khoan chập các khoảng này, gia tăng một cách đáng kể nguy cơ xuất hiện phức tạp và sự cố trong quá trình khoan.

Trong tầng trầm tích Oligoxen loại phức tạp thường gặp nhất là mất dung dịch khoan, mất ổn định thành giếng khoan, tự thay đổi quỹ đạo giếng khoan, dẫn đến việc tạo máng, lầy, kẹt bộ khoan cụ và việc doa lại thân giếng.

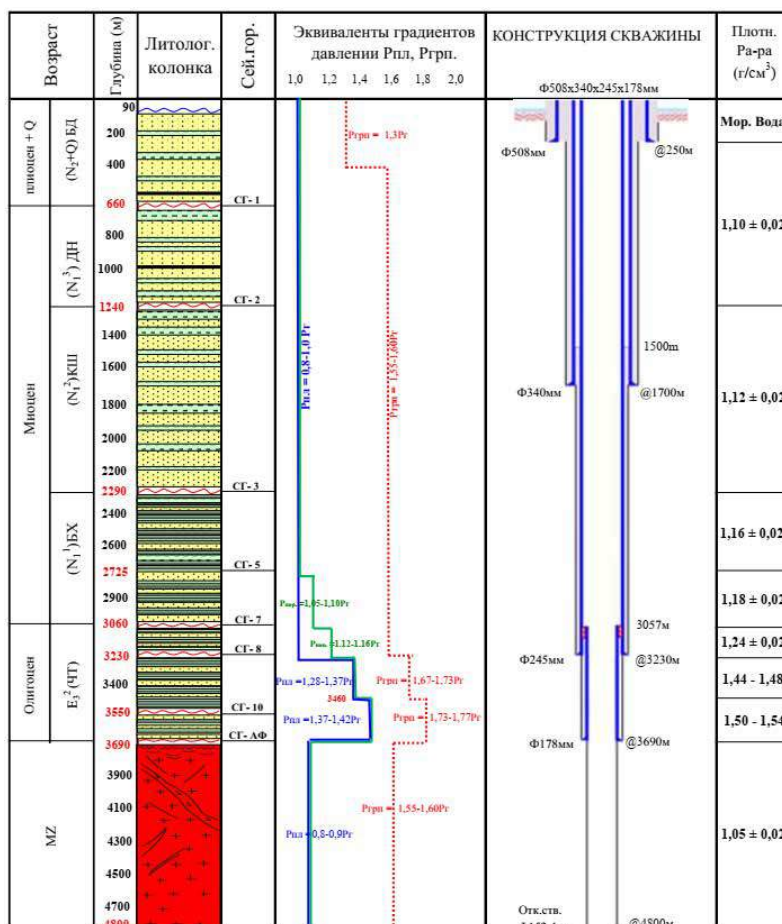
Kinh nghiệm khoan giếng tại mỏ Bạch Hổ cho thấy sập lở thành giếng là một trong những dạng phức tạp chính trong trầm tích Oligoxen. Việc doa lại thân giếng, vướng cần, bó giếng v.v... là dấu hiệu thấy rõ của khoảng khoan này, và thường dẫn đến mất thân giếng và phải khoan lại giếng.

Sự tương tác kéo dài thẩm thấu của dung dịch khoan với các hạt sét, dễ bị trương nở và sập lở sau đó, mặc dù thành phần các chất ức chế cao trên nền kali hoặc nhôm kali trong dung dịch khoan, dẫn đến vướng/kẹt trong quá trình khoan và kẹt bộ khoan cụ (Van Tu Truong, 2022).

Được cho rằng dưới áp lực thủy tĩnh, vùng thẩm thấu nằm vuông góc với trục của thân giếng khoan. Thời gian tương tác của dung dịch khoan với đất đá trong thân tràn càng lâu thì vùng xuất hiện thẩm thấu càng lớn. Sự xuất hiện thẩm thấu xảy ra dần dần, ngấm ướt đất đá trong vùng gần thân giếng và kết quả là thậm chí với một chênh áp không đáng kể hoặc một sự thay đổi áp lực đột ngột có thể gây ra sập lở thành giếng khoan.

Ngoài ra, trong những năm gần đây, có ý kiến cho rằng một trong những yếu tố chính ảnh hưởng đến sự ổn định của thân giếng khoan trong quá trình khoan là kiến tạo của đất đá, cụ thể là, thể nằm của đất đá so với hướng của thân giếng. Sự ảnh hưởng của yếu tố này khi khoan trong tầng Oligoxen trên có thể xem xét theo 2 phương án. Phương án xấu nhất - gặp vỉa theo hướng đổ của vỉa. Trong trường hợp này, góc nghiêng của thân giếng và góc đổ của đất đá được

cộng thêm, và nếu giá trị nhận được lớn hơn 300 (góc tới hạn đối với Oligoxen), xảy ra mất sự ổn định của thân giếng khoan, như thể hiện ở việc sập lở với cường độ khác nhau. Giá trị của góc này càng lớn thì thời gian doa và bơm rửa càng lớn và khả năng xuất hiện sự cố càng lớn.



Hình 1. Biểu đồ áp suất tổng hợp và cấu trúc mẫu của các giếng khoan mỏ Bạch Hổ.

Ngoài ra, có những trường hợp mất ổn định của thân giếng khoan trong tầng Oligoxen không phụ thuộc vào góc đổ của vỉa. Thực tế này, thường xảy ra trong trường hợp tầng móng được khoan chập với Oligoxen dưới.

Trong thời gian gần đây, một số phức tạp nhất định thường xảy ra khi thi công thân giếng khoan qua các tầng Mioxen dưới, mà các tầng này là xen kẽ các tầng với áp suất vỉa thủy tĩnh và áp suất vỉa sản phẩm, áp suất vỉa sản phẩm sau thời gian khai thác đã giảm thấp hơn áp suất thủy tĩnh. Trong khi đó áp suất lỗ rỗng thì cao hơn khoảng 10 - 20%. Điều kiện này trước hết thường xảy ra khi khoan thân hai ở các khu vực của mỏ đã ở giai đoạn cuối của quá trình khai thác mà không có hệ thống giữ áp suất vỉa. Trong những trường hợp này, xuất hiện những vùng cục bộ với độ dày mỏng DTAST, mà khi khoan qua thường xảy ra những phức tạp như vừa mất dung dịch khoan vừa phun trào và mất ổn định thành giếng khoan. Trong trường hợp này cần phải dự báo chính xác các khoảng DTAST, lựa chọn tỷ trọng dung dịch khoan tối ưu, chế độ khoan và bơm rửa sao cho giảm thiểu tối đa áp lực thủy tĩnh lên thành hệ (Báo cáo sản xuất năm 2022 của Liên doanh dầu khí Việt - Nga).

Thêm một yếu tố quan trọng không kém trong bức tranh tổng thể khoan, là việc cắt hay đi qua của thân giếng gần đứt gãy kiến tạo trong vùng. Khi có tình trạng này xảy ra sập lở nặng thân giếng, với việc tăng mô-men xoắn sau đó và tăng áp suất máy bơm và hệ quả là sự cố với việc kẹt bộ khoan cụ, không thả được thiết bị đo địa vật lý v.v... Hơn nữa, dựa trên địa chấn không phải lúc nào cũng có thể xác định các đứt gãy kiến tạo khu vực, và họ phải đối mặt

trực tiếp trong quá trình khoan, dẫn đến kéo dài thời gian thi công giếng và tăng trong chi phí của giếng.

Như đã biết, mất dung dịch xảy ra là do vượt tổng áp suất (thủy tĩnh và thủy động lực học) trên áp suất vỉa. Xác định áp suất trong thân giếng, dẫn đến mất dung dịch qua các nứt nẻ của đất đá là rất khó khăn, do đó, trong thực tế dựa trên kinh nghiệm, đặc trưng đối với mặt cắt địa chất cụ thể.

Trong quá trình khoan, mất dung dịch có thể dẫn đến một loạt phức tạp khác. Bao gồm: sập lở thành giếng khoan, phun trào dầu khí, kẹt cần khoan, bơm trám xi măng không thành công, móp ống chống v.v...

Tại mỏ Bạch Hổ, mất dung dịch khoan xảy ra chủ yếu ở trong Mioxen dưới, Oligoxen và móng.

Cần thiết phân biệt mất dung dịch khoan xảy ra ở trong Mioxen dưới, Oligoxen với mất dung dịch trong móng.

Nếu dạng thứ nhất liên quan đến lỗ rỗng của cát kết và bột kết thì dạng thứ 2 là đất đá nứt nẻ với các khe nứt nhỏ mức độ khác nhau.

Trong các lỗ rỗng của cát kết và bột kết, cường độ mất dung dịch từ từng phần 1 - 30 m³/giờ đến mất hoàn toàn với việc mất và không mất tuần hoàn.

Biện pháp chống mất dung dịch hiệu quả nhất là làm tĩnh kỹ thuật, giảm lưu lượng, giảm ít tỷ trọng và bơm chất bít nhét với nồng độ khác nhau 10-50 kg/m³.

Thậm chí, cường độ mất dung dịch còn bị ảnh hưởng bởi việc cắt giếng với đứt gãy kiến tạo vùng và khu vực. Đứt gãy kiến tạo phá vỡ vỉa đất đá thành các khối được dịch chuyển tương đối với nhau. Trong các khu vực trên đất đá bị phá vỡ và làm tăng cường độ mất dung dịch không có tuần hoàn.

Mất dung dịch trong tầng sản phẩm móng nứt nẻ xảy ra khá thường xuyên. Việc bơm chất bít nhét trong khoảng này làm bít các nứt nẻ chứa sản phẩm. Vì thế, chống mất dung dịch được tiến hành với việc bơm tập LCM (Lostcirculation material) với các chất hòa tan trong axit hoặc các chất bít nhét thực vật (vỏ trấu) hoặc khoan không tuần hoàn bằng nước biển (Trần Xuân Đào, 2008; Trần Xuân Đào, 2019; Báo cáo sơ đồ công nghệ hiệu chỉnh khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ 2013).

1.2. Điều kiện địa chất - kỹ thuật khi thi công giếng khoan theo các khu vực (Kế hoạch phát triển mỏ Bạch Hổ điều chỉnh năm 2022)

1.2.1. Khu vực phía Bắc

Ở khu vực phía Bắc mỏ Bạch Hổ, mặt cắt địa chất chỉ ra thành phần là đất đá lục nguyên. Phần trên cấu tạo từ sét mềm, cát, cát kết. Còn ở phần dưới cấu tạo gồm cát kết và sét kết cũng như đá móng kết tinh. Áp suất vỉa và áp suất lỗ rỗng ở phần vỉa trên đến tầng Mioxen dưới bình thường. Từ Mioxen dưới đến SH-7-gradien áp suất 1,05-1,15, tiếp tục xuống dưới gặp vùng dị thường áp suất cao với gradient áp suất 1,2-1,7. Tầng đá móng có áp suất bằng áp suất thủy tĩnh.

Áp suất địa nhiệt ở mặt cắt địa chất đất đá lục nguyên nằm trong khoảng 2,7 - 2,8 °C/100 m, còn nhiệt độ địa nhiệt ở đáy giếng khoan đạt gần 120 °C, ở tầng đá móng nhiệt độ ở đáy giếng khoan đo được gần 160 °C.

1.2.2. Khu vực trung tâm

Khoan ở khu vực Trung tâm mỏ Bạch Hổ tầng đất đá lục nguyên ở các giếng khai thác ở tầng Mioxen dưới bao gồm sét mềm, cát và cát kết. Tầng Oligoxen bao gồm sét và sét kết chủ yếu độ cứng trung bình, còn trong tầng móng nứt nẻ - đá granit cứng nứt gãy tạo thành các hang hốc.

Áp suất vỉa và áp suất lỗ rỗng theo mặt cắt đến tầng Mioxen dưới là bình thường, từ Mioxen dưới đến SH-8- Gradient áp suất tương đương 1,05-1,15. Dưới SH-8 - Gradient áp suất vỉa đạt

1,20 - 1,28 (Ngoại trừ BK-04, $K_a = 1,35 - 1,45$ ở Oligoxen trên và dưới), ở tầng đá móng gradient áp suất tương đương từ 0,9 - 1,0.

Gradient địa nhiệt nằm trong khoảng 2,5 - 2,7 °C/100 m, còn nhiệt độ ở đáy giếng khoan khoảng 100 - 120 °C- đối với giếng khoan đến Mioxen và Oligoxen, 125 - 135 °C đối với giếng khoan đến móng.

1.2.3. Khu vực phía Nam

Khu vực phía Nam mỏ Bạch Hổ tiến hành khoan chủ yếu tầng đất đá lục nguyên ở các giếng khai thác ở tầng Mioxen dưới bao gồm sét mềm, cát và cát kết.

Tầng Oligoxen bao gồm sét và sét kết chủ yếu độ cứng trung bình, còn trong tầng móng nứt nẻ - đá granit cứng nứt gãy tạo thành các hang hốc.

Áp suất vỉa và áp suất lỗ rỗng theo mặt cắt đến tầng Mioxen dưới là bình thường, từ Mioxen dưới - Gradient áp suất tương đương 1,05 - 1,15. Oligoxen trên - Gradient áp suất vỉa đạt 1,22 - 1,40, ở tầng đá móng gradient áp suất tương đương từ 0,9 - 1,0.

Gradient địa nhiệt nằm trong khoảng 2,4 - 2,8 °C/100 m, còn nhiệt độ ở đáy giếng khoan khoảng 142 - 152 °C đối với giếng khoan đến móng, khoảng 135 °C - đối với giếng khoan đến Oligoxen và khoảng 90 - 120 °C đối với Mioxen.

2. Công nghệ thi công giếng khoan thiết kế mỏ Bạch Hổ

Khoan giếng ở mỏ Bạch Hổ được tiến hành bằng giàn khoan tự nâng. Các giếng được thiết kế khoan trên giàn BK (Блок Кондукторов) hoặc MSP (Морская Стационарная Платформа) sẵn có cũng như các BK mới. Cần nghiên cứu kỹ lưỡng các vấn đề về khả năng cập giàn tự nâng đồng thời khả năng cantilever tháp khoan vươn đến những lỗ khoan bổ sung. Đối với những giếng mới, trong mỗi địa tầng sử dụng bộ khoan cụ đáy riêng, cụ thể như sau:

Trong địa tầng Plioxen và Mioxen

- Khoan đoạn thẳng đứng được thực hiện bằng chوòng 3 chớp xoay 660,4 mm, bộ khoan cụ rotor dạng con lắc với 1 định tâm;

- Đoạn lấy góc và thay đổi góc phương vị của giếng - bằng chوòng 3 chớp xoay Ø 444,5 mm hoặc Ø 406,4 mm (Ø 311,1 mm đối với cấu trúc nhẹ) động cơ đáy với 1 định tâm (có thể sử dụng chوòng kim cương đa tinh thể PDC (Polycrystalline Diamond Compact) và PDM (động cơ Positive Displacement Mud motor) để đảm bảo công suất.

- Đoạn ổn định góc - bằng chوòng kim cương đa tinh thể PDC Ø 311,2 mm (Ø215,9 mm đối với cấu trúc nhẹ) và giảm góc về 0° bằng hệ thống khoan xoay định hướng RSS (Rotary Steerable Systems).

Trong địa tầng Oligoxen

- Khoan đoạn thẳng đứng được thực hiện bằng chوòng PDC Ø 215,9 mm (Ø 152,4 mm) và bộ khoan cụ rotor với 2 định tâm;

- Để chỉnh lái xiên - động cơ đáy với 1 định tâm.

Ở giếng sửa chữa đặc biệt, để khoan ở địa tầng Mioxen và Oligoxen dự kiến ứng dụng bộ khoan cụ sau:

Cấu trúc một ống chống

- Sau khi cắt cửa sổ, khoan một phần thân mới có lái chỉnh góc nghiêng và góc phương vị của giếng bằng chوòng 3 chớp xoay Ø 215,9 mm và bộ khoan cụ với động cơ đáy;

- Khoan tiếp đoạn ổn định góc bằng chوòng PDC Ø 215,9 mm và bộ khoan cụ với hệ thống chỉnh xiên RSS.

Cấu trúc hai ống chống

- Sau khi cắt cửa sổ, khoan một phần thân mới có lái chỉnh góc nghiêng và Góc phương vị

của giếng bằng choòng 3 chớp xoay Ø 215,9 mm và bộ khoan cụ với động cơ đáy;

- Khoan tiếp đoạn ổn định góc bằng choòng PDC Ø 215,9 mm và bộ khoan cụ với hệ thống khoan xoay định hướng RSS;

- Khoan đoạn ổn định góc tiếp theo bằng choòng PDC Ø152,4 mm (155,6 mm) và bộ khoan cụ với hệ thống khoan xoay định hướng RSS.

Để khoan giếng, đề xuất sử dụng động cơ đáy của nhiều hãng khác nhau (Baker Hughes INTEQ, Schlumberger, v.v...), hệ thống kiểm soát quỹ đạo giếng khoan (MWD), top driver (TD), hệ thống khoan xoay định hướng RSS của hãng Baker Hughes INTEQ, Schlumberger.

Hệ thống khoan xoay định hướng «Rotary Steerable Systems»(RSS) cho phép chỉnh lái xiên khi đang quay cần khoan. Hệ thống «PowerDrive X6» của hãng Schlumberger và «Autotrak G3» của hãng Baker Hughes INTEQ đã áp dụng ở Liên doanh Việt - Nga Vietsovpetro - đây là thiết bị khoan thế hệ mới với tính ổn định và hiệu quả cao, gia tăng số mét khoan trong một hiệp khoan, tối ưu hóa quỹ đạo giếng khoan đồng thời rút ngắn thời gian khoan và kéo thả (Kế hoạch phát triển mỏ Bạch Hổ điều chỉnh năm 2022).

Cần lưu ý rằng hiệu quả của việc sử dụng các hệ thống khoan rotor định hướng khi khoan bằng giàn tự nâng phụ thuộc chủ yếu vào tổ hợp thiết bị công nghệ được sử dụng và có liên hệ lẫn nhau, chẳng hạn như máy bơm công suất và hiệu suất cao, loại và chất lượng dung dịch khoan, hệ thống làm sạch đa cấp và hiệu suất cao, choòng kim cương đa tinh thể loại PDC, top driver, hệ thống đo độ lệch và đo carôta trong khi khoan (MWD và LWD).

Chỉ khi có sự hoạt động đồng bộ giữa các thiết bị với nhau mới có thể đảm bảo hiệu quả tối đa của các hệ thống khoan xoay định hướng. Việc thiếu bất kỳ loại thiết bị công nghệ nào hoặc sử dụng các thiết bị kém hiệu quả từ tổ hợp trên làm giảm đáng kể hiệu quả của toàn bộ hệ thống.

Trong thành phần cột cần khoan, người ta thường sử dụng cần khoan có đường kính Ø 140 mm, Ø 127 mm ($\delta = 9,19$ mm), Ø 101,6 mm ($\delta = 8,38$ mm) và Ø 89 mm ($\delta = 9,35$ mm), có mác thép G-105 và S-135. Sử dụng cần khoan nặng (DC) kích thước tiêu chuẩn Ø229; 203,2; 165,1; 120,65; 95,25 mm. Định tâm được sử dụng đường kính bằng với đường kính choòng hoặc nhỏ hơn một chút, tùy thuộc vào quỹ đạo giếng khoan (tăng góc, giảm góc hoặc ổn định góc).

Ngoài ra, sẽ triển khai nghiên cứu, áp dụng các công nghệ mới, phương hướng mới nhằm hoàn thiện thiết kế giếng khoan, giảm chi phí xây dựng giếng như công nghệ khoan và hoàn thiện giếng khoan đa đáy, công nghệ khoan “Batch Drilling”, sử dụng công nghệ khoan đường kính nhỏ “Slim Hole” (Nguyễn Văn Khương, 2015).

3. Lựa chọn hệ dung dịch để khoan thành công các giếng có điều kiện địa chất phức tạp mỏ Bạch Hổ

Kinh nghiệm khoan ở các mỏ của Vietsovpetro, trong đó có mỏ Bạch Hổ, cho thấy các địa tầng Plioxen, Mioxen trên có thể khoan hiệu quả bằng dung dịch polymer sét gốc nước biển, địa tầng Mioxen giữa - sử dụng dung dịch lignosulfonate hoặc hệ dung dịch polymer và KCl. Tầng Mioxen dưới và Oligoxen phần lớn chứa sét hoạt tính và đá agrilite giòn, rất dễ bị thủy phân khi thấm ướt dẫn đến sập lở, cần được khoan bằng các hệ dung dịch ức chế (Van Tu Truong, 2022; Конецев Г.В.,1993; ПД VSP-000-PK-650; VSP-000-PK-637).

Khoảng khoan thả chống ống Ø 508mm được đề xuất khoan bằng nước biển và bơm những tập dung dịch sét có độ nhớt cao. Theo kinh nghiệm khoan những giếng trước đây, kết quả tốt nhất đạt được khi bơm 8 m³ tập dung dịch sét độ nhớt cao cứ mỗi 12 m khoan (nửa cần dựng) và trước khi tiếp cần. Khi đến chiều sâu thiết kế, bơm 15 m³ dung dịch sét độ nhớt cao và thay nước biển trong giếng bằng dung dịch sét độ nhớt cao, tỷ trọng 1,05 g/cm³. Sau khi kéo thả thông giếng và trước khi thả ống chống, lắp lại công tác bơm tập độ nhớt cao và thay dung dịch khoan.

Đề xuất khoan đoạn chống ống Ø 340 mm bằng hệ dung dịch sét - polymer với nước biển. Tỷ trọng dung dịch cần giữ trong khoảng 1,05 - 1,10 g/cm³ và không vượt quá 1,12 g/cm³. Để

tạo lớp vỏ mùn khoan mỏng độ thấm thấp, giá trị độ thải nước cần giữ không lớn hơn $8 \text{ cm}^3/30$ phút bằng CMC HV.

Đề xuất khoan đoạn chống ống Ø 340; 245 mm bằng hệ dung dịch ức chế lignosulfonate hoặc dung dịch polymer KCl. Tỷ trọng dung dịch cần giữ trong khoảng 1,10-1,12 g/cm^3 . Đề tạo lớp vỏ mùn khoan mỏng độ thấm thấp, giá trị độ thải nước cần giữ không lớn hơn $5 \text{ cm}^3/30$ phút bằng PAC-LV.

Đề xuất khoan đoạn chống ống Ø 245 mm bằng những hệ dung dịch hoàn thiện hơn như KGAC Plus hoặc Protrol. Tỷ trọng dung dịch cần giữ theo thiết kế. Để ngăn ngừa tình trạng hydrat hóa sét trong dung dịch KGAC Plus, sử dụng kết hợp KCl, phen nhôm kali (AKK), chất ức chế HyPR-Cap và polyalkylene glycol (PAG). Xanthan biopolymer được sử dụng làm chất tạo cấu trúc ban đầu, chất giảm độ nhớt - ferrochrome lignosulfonate hoặc ferrolignosulfonate (FLS), chất giảm độ thải nước - Pac UL. Để duy trì sự ổn định của các khoáng sét, cũng như để giảm độ thải nước ở nhiệt độ đáy giếng cao, cần xử lý bằng hóa phẩm Soltex với lượng 10 - 20 kg/m^3 .

Để ngăn ngừa tình trạng hydrat hóa sét trong dung dịch Protrol, sử dụng kết hợp KCl và hóa phẩm DV-Hib, xanthan biopolymer được sử dụng làm chất tạo cấu trúc ban đầu, chất giảm độ thải nước - DV-Res, DV-Polystab HT, Driscal D.

Để ngăn ngừa kẹt chênh áp, đề xuất giữ nồng độ CaCO_3 dạng hạt mịn và trung bình khoảng 25 - 30 kg/m^3 .

Loại dung dịch đề xuất cho từng địa tầng mỏ Bạch Hổ được thể hiện trong bảng 1, còn thông số cơ bản đề xuất - trong bảng 2 và 3.

Bảng 1. Đề xuất các hệ dung dịch khoan để sử dụng khoan các địa tầng mỏ Bạch Hổ

Địa tầng	Đường kính ống chống, mm	Loại dung dịch khoan
Pleistocen- Pliocen	508	Nước biển
Pliocen, Mioxen thượng	340	Dung dịch Polymer sét (KCl/Polymer)
Mioxen trung	340, 245	Dung dịch ức chế Lignosulfonate (KCl - FCL/CFL)
Miocene hạ, Oligocen thượng và Oligocen hạ	245, 178, 127	Dung dịch ức chế (KGAC Plus, Protrol)
Móng	Thân trần	Polymer ít sét pha rắn thấp có hoạt tính bề mặt cao hoặc polymer sét (Gel/Polymer)

Bảng 2. Thông số thiết kế các hệ dung dịch của VSP tại mỏ Bạch Hổ

STT	Thông số dung dịch khoan	Đường kính ống chống, mm		
		340, 245	340, 245	245, 178, 127
1	Loại dung dịch khoan	Polymer sét	Lignosulfonate	KGAC Plus
2	Trọng lượng riêng, G/cm^3	1100	1200	1200-1700
3	Độ nhớt phễu, s	40-60	50-60	50-70
4	Độ thải nước, $\text{cm}^3/30$ phút	<8	4-5	<4
5	Gel $1/10^{10}$, $\text{lb}/100\text{ft}^2$	3-8/6-12	8-15/10-20	7-15/10-25
6	Độ nhớt dẻo (PV), cP	ALAP	ALAP	ALAP
7	Ứng lực trượt động (YP), $\text{lb}/100\text{ft}^2$	18-30	10-25	20-45
8	KCl, %	-	6-7	8-10
9	pH	8,5-9,5	8,5-9,5	8,5-9,5
10	MBT, kg/m^3	<52	<42	<40
11	Ca^{++} , mg/l	<800	<400	<400

Bảng 3. Thông số thiết kế các hệ dung dịch từ nhà thầu khoan tại mỏ Bạch Hổ

N ₀	Thông số dung dịch khoan	Đường kính ống chống, mm	
		340, 245	245, 178, 127
1	Loại dung dịch khoan	KCl/Polymer	Protol
2	Trọng lượng riêng, G/cm ³	1200	1200-1700
3	Độ nhớt phễu, s	45-65	50-70
4	Độ thải nước, cm ³ /30 phút	4-5	<4
5	Gel _{1' /10"} , lb/100ft ²	8-15/10-25	6-12/10-25
6	Độ nhớt dẻo (PV), cP	ALAP	ALAP
7	Ứng lực trượt động (YP), lb/100ft ²	20-35	25-40
8	KCl, %	8	8-10
9	pH	8,5-9,5	8,5-9,5
10	MBT, kg/m ³	<42	<35
11	Ca ⁺⁺ , mg/l	<400	<400

Tampon polymer sét độ nhớt cao chứa hỗn hợp các chất bít nhét (vỏ trấu và bột đá nghiền theo kích thước định sẵn) theo quy định của Vietsovpetro được sử dụng để chống mất dung dịch.

Nếu cường độ mất dung dịch khi khoan trong móng trên 60 m³/giờ, cho phép khoan bằng nước biển và bơm tập độ nhớt cao. Đồng thời để khắc phục tình trạng mất dung dịch, đề nghị sử dụng các vật liệu bít nhét tan trong axit (Safe carb 250, calcium carbonate M). Các khoảng khoan không chứa vỉa sản phẩm cho phép sử dụng các vật liệu bít nhét không hòa tan trong axit như vỏ trấu, Kwikseal F/M/C, Mix II M.

4. Kết luận và kiến nghị

Các hệ dung dịch ức chế cao giảm đáng kể xác suất và mức độ nghiêm trọng của các phức tạp khoan. Tính chất của chúng ít bị ảnh hưởng do tác động của các chất gây nhiễm bẩn (xi măng, muối của các kim loại đa hóa trị v.v...). Tính ức chế của dung dịch cần được đánh giá bằng thí nghiệm.

Để khoan thành công các giếng có điều kiện địa chất phức tạp, cần sử dụng các hệ dung dịch khoan có hệ số an toàn cao về khả năng ức chế và điều chỉnh các thông số. Nhiệm vụ chính ở đây là giảm thiểu ảnh hưởng xấu của dung dịch lên vỉa và tăng độ bền theo thời gian sau khi mở vỉa.

Cần lưu ý rằng, có thể tránh được một số phức tạp bằng cách áp dụng các công nghệ dung dịch khác như bơm các nút làm sạch giếng, nút bít nhét hoặc bôi trơn, điều chỉnh tốt hơn các tính chất của dung dịch. Ngoài ra, để tận dụng hết các ưu điểm của hệ dung dịch công nghệ cao, cần đánh giá lại, cải tiến hệ thống làm sạch và pha chế dung dịch trên tất cả các giàn khoan hiện nay.

Tài liệu tham khảo

- Báo cáo sơ đồ công nghệ hiệu chỉnh khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ (2013), tập I, III, LD Vietsovpetro, 2013.
- Báo cáo sản xuất năm 2022 của Liên doanh dầu khí Việt - Nga (Vietsovpetro).
- Kế hoạch phát triển mỏ Bạch Hổ điều chỉnh năm 2022, tập I và IV.
- Trần Xuân Đào, Nguyễn Thành Trường, Nguyễn Quốc Phong, Vũ Văn Hưng (2008), Báo cáo tổng kết công tác khoan trong đá móng nứt nẻ mỏ Bạch Hổ - Vietsovpetro, Vũng Tàu.
- Trần Xuân Đào, 2019. Công nghệ khoan đá móng nứt nẻ mỏ Bạch Hổ, Liên doanh dầu khí Việt - Nga (Vietsovptro).
- Nguyễn Văn Khương, Trần Xuân Đào, Nguyễn Thành Trường, Nguyễn Thế Vinh (2015). Một số giải pháp công nghệ nâng cao hiệu quả thi công khoan đường kính nhỏ trong thân dầu đá móng nứt nẻ mỏ Bạch Hổ. Tạp chí dầu khí, số 1.

Van Tu Truong, Tien Hung Nguyen, Khac Long Nguyen, 2022. Research on improving the efficiency of shale inhibition of non-clay polymer type drilling fluid applied in Russia-Vietnam Joint Venture-Vietsovpetro. X Международная научная конференция молодых ученых "Молодые- Наукам о Земле", Москва.

VSP-000-PK-637 «Регламент буровых растворов при проводке скважин на месторождениях СП «Вьетсовпетро».

Конесев Г.В., Мавлютов М.Р., Спивак А.И., Мулюков Р.А. Смазочное действие сред в буровой технологии. - М.: Недра, 1993. - 272 с.

РД VSP-000-PK-650 «Технические требования к качеству и основные методики проведения лабораторных испытаний химических реагентов и материалов для бурения, капитального ремонта и кислотной ОПЗ скважин в СП «Вьетсовпетро» от 01.12.2015.

Study on selection of drilling fluid system for drilling process through the complex geological conditions at the Bach Ho oil field

Truong Van Tu*, Nguyen Khac Long

Hanoi University of Mining and Geology

*Corresponding author: truongvantuktd50@gmail.com

Abstract

Selection of the drilling fluid type and parameter properties is based on geological conditions and possible complications encountered during the drilling process. The typical fluid-related drilling problems often encountered during operating the well construction in the Bach Ho field are the natural variability in drilling fluid volume when drilling through the upper and middle Miocene strata, borehole instability (swelling, caving in and sticking) when drilling through the clay layers in the lower Miocene strata, instability of the well bore in Oligocene strata (collapsing, pipe sticking due to differential pressures) and loss circulation when drilling in the Basement strata (from partial loss to severe loss with fluid level lowered to 1500m above the well surface). These drilling problems, in addition to direct costs, also lead to heavy technological consequences. In this paper, the authors propose to choose a properly fluid system for the drilling process through the complexity strata often encountered when well construction at the Bach Ho oil field.

Keywords: *Drilling fluid system, drilling problem, Miocene, Oligocene, Basement.*



KỶ YẾU HỘI NGHỊ KHOA HỌC TOÀN QUỐC VIETGEO 2023

THỪA THIÊN HUẾ, NGÀY 28 & 29 THÁNG 9 NĂM 2023

ĐỊA CHẤT CÔNG TRÌNH - ĐỊA KỸ THUẬT VÀ MÔI TRƯỜNG PHỤC VỤ PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG



NHÀ XUẤT BẢN KHOA HỌC VÀ KỸ THUẬT

Số 70 Trần Hưng Đạo, Hoàn Kiếm, Hà Nội
SĐT: 024 3822 0686 | Hotline: 0989 275 999

Email: nxbkhkt@hn.vnn.vn

Website: <https://nxbkhkt.com.vn>

