

LỰA CHỌN DUNG DỊCH KHOAN CHO CÁC GIẾNG KHOAN CÓ HÀM LƯỢNG KHÍ CO₂ CAO TẠI BỂ SÔNG HỒNG

Ngô Hữu Hải¹, Nguyễn Trọng Tài², Nguyễn Thế Vinh³, Trương Văn Từ³

¹Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông

²Zarubezhneft E&P Vietnam

³Trường Đại học Mở - Địa chất

Email: hainh@biendongpoc.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.05-02>

Tóm tắt

Trong công tác thiết kế và thi công giếng khoan, việc đánh giá và lựa chọn hệ dung dịch khoan có vai trò quan trọng, đặc biệt là đối với giếng khoan có điều kiện địa chất phức tạp (như nhiệt độ cao, áp suất cao) hoặc giếng khoan qua vỉa sản phẩm có chứa các loại khí chua. Đối với các giếng khoan có vỉa sản phẩm chứa hàm lượng khí CO₂ cao, trong quá trình thi công, khí CO₂ từ vỉa sẽ xâm nhập vào dung dịch trong giếng, phản ứng hóa học với nước và các thành phần từ chất phụ gia khác... Hiện tượng này sẽ làm thay đổi tính chất của hệ dung dịch khoan đang sử dụng (như tỷ trọng dung dịch, độ nhớt và tính lưu biến), khiến các thông số chế độ khoan bị sai lệch và có thể là nguyên nhân gây ra các sự cố trong quá trình thi công.

Bài báo đề xuất phương án lựa chọn hệ dung dịch khoan phù hợp sử dụng trong quá trình thi công khoan qua các giếng khoan có hàm lượng khí CO₂ cao tại bể Sông Hồng để góp phần giảm thiểu rủi ro và nâng cao hiệu quả thi công khoan.

Từ khóa: CO₂, dung dịch khoan gốc dầu, dung dịch khoan gốc nước, tỷ trọng dung dịch, tính lưu biến, độ thải nước, bể Sông Hồng.

1. Giới thiệu

Trong quá trình thiết kế giếng khoan, việc lựa chọn hệ dung dịch khoan sử dụng cho từng công đoạn khoan sẽ tùy thuộc vào tính chất của địa tầng khoan qua, gồm nhiệt độ, áp suất và cột địa tầng. Ngoài ra, đối với các giếng khoan thăm dò, thăm lượng có khả năng chuyển đổi thành giếng khai thác thì tính chất của chất lưu trong vỉa sản phẩm gồm các thành phần khí chua (như CO₂, H₂S) cũng được tính đến nhằm xác định độ ăn mòn kim loại đối với thiết bị lòng giếng cũng như ống chống khai thác. Tuy nhiên, ảnh hưởng của các thành phần khí chua trong vỉa chứa đến quá trình thi công khoan chưa được chú ý, đặc biệt đối với các cấu tạo có hàm lượng khí CO₂ cao. Thành phần khí chua sẽ xâm nhập vào dung dịch khoan trong giếng khoan và tạo ra các phản ứng hóa học làm thay đổi tính chất của hệ dung dịch khoan đang sử dụng, đây là nguyên nhân gây nên các sự cố lớn như phun trào dầu khí, kẹt cột cần khoan và giảm hiệu quả thi công khoan.

Theo các nghiên cứu mới nhất về sự phân bố khí CO₂ trong các vỉa dầu khí ở Việt Nam được thực hiện gần đây, có thể thấy hàm lượng khí CO₂ giảm dần từ Bắc vào Nam trong đó hàm lượng lớn nhất được xác định từ phân tích mẫu khí của các giếng khoan tại bể Sông Hồng - có những cấu tạo phát hiện hàm lượng khí CO₂ lên đến 99% (như Quả Mít Vàng Lô 114, Cá Voi Xanh Lô 118). Trong khi đó, hàm lượng khí CO₂ được phát hiện và ghi nhận tại các giếng khoan thuộc bể Phú Khánh, Cửu Long, Nam Côn Sơn và Malay - Thổ Chu đều có giá trị dưới 10%.

Về nguồn gốc hình thành khí CO₂, theo lý thuyết khí CO₂ có thể được tạo ra trong quá trình hình thành và biến đổi trầm tích carbonate biển, quá trình biến đổi vật chất hữu cơ, hoặc quá trình biến đổi chất do nhiệt bởi các khối dung nham xâm nhập qua các tập trầm tích chứa than... Kết quả phân tích mẫu khí bằng phương pháp sử dụng tham số đồng vị carbon -13 (13C) tại các giếng khoan đã thực hiện cho thấy các cấu tạo có hàm lượng khí CO₂ dưới 10% thường có nguồn gốc từ sự biến đổi vật chất hữu cơ do nhiệt. Các cấu tạo có hàm lượng khí CO₂ lớn hơn 30% thường có nguồn gốc vô cơ, hình thành từ sự phân hủy nhiệt của carbonate/calcareous shale hoặc có thể nguồn gốc từ manti xâm nhập.



Ngày nhận bài: 16/5/2022. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 16 - 20/5/2022.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 20/5/2022.

Như vậy, căn cứ vào hàm lượng khí CO₂ trong vỉa dầu khí cũng như nguồn gốc hình thành, trong phạm vi bài báo này các cấu tạo có chứa khí CO₂ có thể được phân loại như sau:

- Hàm lượng CO₂ thấp: < 10%
- Hàm lượng CO₂ trung bình: 10 - 30%
- Hàm lượng CO₂ cao: > 30%

Dựa trên số liệu về hàm lượng khí CO₂ tại các giếng khoan đã thực hiện trên thềm lục địa Việt Nam (Bảng 1), để nhận thấy các cấu tạo có hàm lượng khí CO₂ cao chủ yếu phân bố tại khu vực bể Sông Hồng nơi vỉa sản phẩm chủ yếu là đất đá carbonate.

2. Giới thiệu hệ dung dịch khoan

Trong công tác thi công giếng khoan hiện nay có 3 hệ dung dịch khoan được sử dụng gồm dung dịch khoan gốc nước, dung dịch khoan gốc dầu và dung dịch khoan dạng khí. Tuy nhiên, với các thông số đầu vào về điều kiện địa chất cũng như khả năng cung cấp thiết bị trên giàn khoan, các giếng khoan ở Việt Nam chủ yếu sử dụng 2 hệ

dung dịch khoan chính là dung dịch khoan gốc nước và dung dịch khoan gốc dầu.

2.1. Dung dịch khoan gốc nước (WBM)

Là hệ dung dịch khoan được sử dụng phổ biến nhất hiện nay, hệ dung dịch khoan này sử dụng nước làm dung môi nên có giá thành rẻ, ít ảnh hưởng đến môi trường. Dung dịch khoan gốc nước cũng được chia thành 3 loại khác nhau dựa trên chức năng chính gồm: dung dịch khoan không có khả năng ức chế và dung dịch khoan ức chế sự trương nở của sét, tuy nhiên 2 loại dung dịch khoan này chỉ sử dụng cho các công đoạn khoan mở lỗ hoặc các công đoạn có cột địa tầng không phức tạp.

Để thi công khoan qua địa tầng phức tạp, qua tầng sét có tính trương nở cao, dung dịch khoan polymer sẽ được sử dụng với mục đích giữ ổn định thành giếng và duy trì tính chất của dung dịch khoan dưới ảnh hưởng của nhiệt độ. Tuy nhiên, với các giếng khoan có nhiệt độ đáy giếng cao, áp suất cao, thì các thông số của dung dịch khoan có thể thay đổi trong quá trình khoan và chống ống dẫn đến các sự cố như kẹt cột cần khoan và ống chống, phun trào dầu khí.

Bảng 1. Hàm lượng CO₂ trong các cấu tạo trên thềm lục địa Việt Nam

TT	Lô/cấu tạo	Độ sâu (mTVDSS)	CO ₂ trung bình (%)	Via chứa	Phương pháp xác định
1	103-H-1X		5,5	Móng carbonate	DST
2	104-QMV-1X	3.690	99	Móng carbonate	DST
3	106-HR-1, 2X	3.695	8	Móng carbonate	DST
4	106-YT-1X	1.780	3	Móng carbonate	DST
5	106-HL-1X	1.930	2	Móng carbonate	DST
6	111-HE-1X	2.532	40	Miocene sớm	DST
7	112-HO-1X	1.262	66	Miocene giữa	DST
		1.440	40	Miocene sớm	DST
8	112-BT-1X	4.020	27,4	Oligocene muộn	DST
9	112-VGP BT-1X	2.775	72	Miocene sớm	MDT
		3.493	82	Devon	DST
10	113-BV-1X	1.500	1	Pliocene	MDT
11	113-BD-1X	1.550	50	Pliocene	
12	115-A	3.131 - 3.496	82,4	Miocene sớm - Oligocene giữa	RFT
13	117-STB	2.295 - 2.612	77,5	Miocene	RFT
14	118-CVX	1.580 - 1.638	81,5	Miocene sớm - Miocene giữa	RFT
15	119-CH	1.456 - 1.552	2	Móng carbonate	DST
16	05.1b, c - DN	3.246 - 3.800	6	Miocene giữa	DST
17	05.1b, c - SV	3.192-3.536	4	Miocene giữa	DST
18	06.1 - PLDCC	3.486	6	Oligocene	DST
19	46-HM	1.895	1,8	Miocene sớm	DST
20	15.1 STV/STD		0,1 - 0,3	Móng	Khai thác

2.2. Dung dịch khoan gốc dầu (SBM)

Hệ dung dịch khoan gốc dầu được sử dụng để khắc phục những nhược điểm mà dung dịch khoan gốc nước không đáp ứng được yêu cầu khi khoan qua địa tầng đất đá phức tạp do hệ dung dịch khoan này có tính ổn định cao trong điều kiện nhiệt độ cao, khả năng ức chế sự trương nở tầng sét rất tốt, khả năng vận chuyển mùn khoan và làm mát bộ dụng cụ khoan tốt hơn. Nhược điểm của hệ dung dịch khoan này là ảnh hưởng đến môi trường, giá thành cao và cần trang bị thêm các thiết bị xử lý mùn khoan.

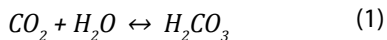
Với các yêu cầu về vấn đề bảo vệ môi trường, hiện nay chính phủ Việt Nam và các cơ quan chức năng qui định chỉ cho phép sử dụng dung dịch khoan gốc dầu từ loại dung môi Neoflo 1-58 trong hoạt động khoan tìm kiếm thăm dò, thăm lượng và khai thác trên lãnh thổ Việt Nam.

3. Đánh giá ảnh hưởng của khí CO₂ đến tính chất của dung dịch khoan

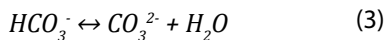
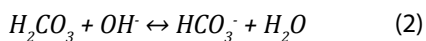
3.1. Lý thuyết về ảnh hưởng của CO₂ đến tính chất của hệ dung dịch khoan

3.1.1. Ảnh hưởng của CO₂ đối với hệ dung dịch khoan gốc nước

Dung dịch khoan là hỗn hợp gồm nước và các chất phụ gia được pha trộn theo tỷ lệ nhất định để đạt được các thông số kỹ thuật theo yêu cầu. Khi có khí CO₂ xâm nhập vào giếng khoan từ thành hệ, phản ứng với nước sẽ xảy ra như sau:



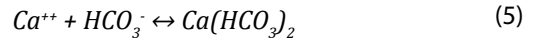
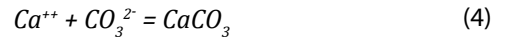
Sự chuyển hóa từ acid carbonic trong nước thành ion bicarbonate HCO₃⁻ và carbonates CO₃²⁻ tùy thuộc vào pH của dung dịch khoan thông qua các phản ứng (2) và (3):



Mối quan hệ giữa pH và sự hiện diện của H₂CO₃, (CO₃)²⁻, HCO₃⁻ được thể hiện trong Hình 1.

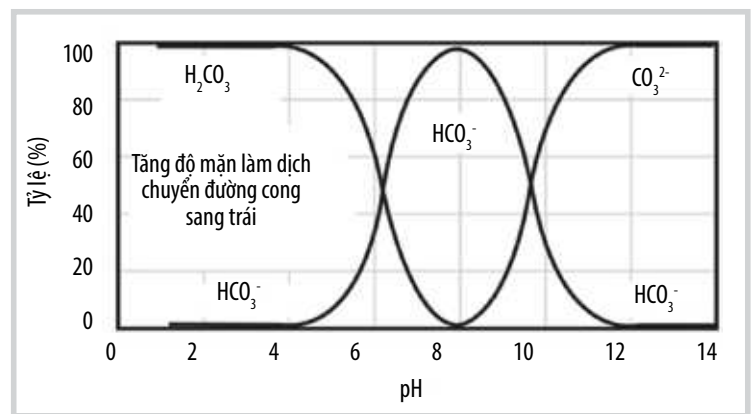
Từ đồ thị Hình 1, nếu pH của dung dịch khoan từ 9 - 11, là khoảng pH phổ biến của dung dịch khoan gốc nước, trong dung dịch khoan tồn tại cả carbonate và bicarbonate. Loại bỏ sự

xâm nhập của khí CO₂ trong dung dịch khoan là quá trình phức tạp do HCO₃⁻ và CO₃²⁻ đều tồn tại trong dung dịch khoan tùy thuộc vào pH. Phương thức phổ biến nhất là kết tủa carbonate bằng Ca⁺⁺ thông qua phản ứng hóa học (4) và (5):

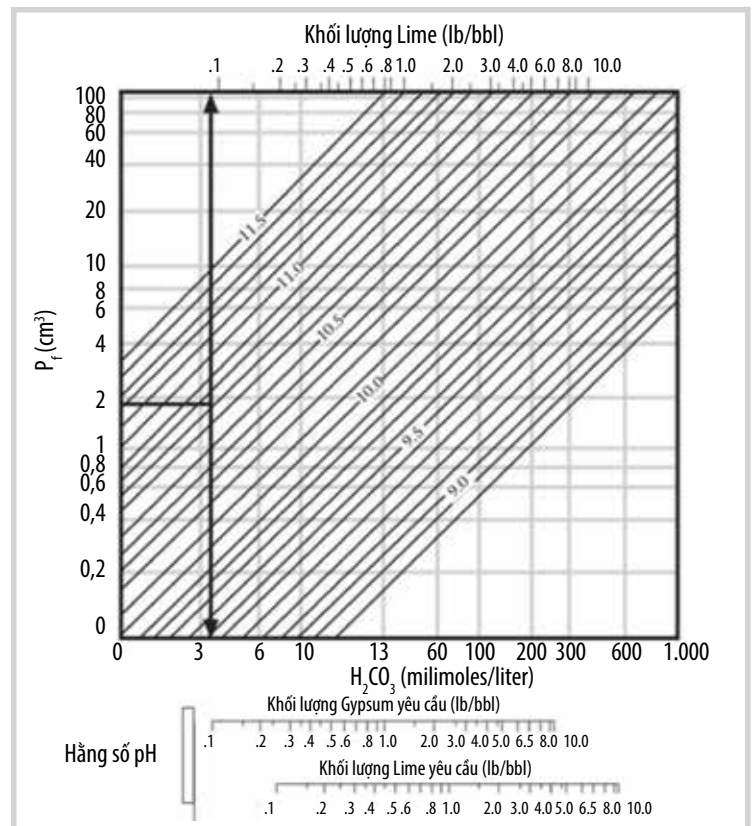


Ca(HCO₃)₂ - calcium bicarbonate là hợp chất hòa tan trong dung dịch khoan, do đó để loại bỏ bicarbonate, dung dịch khoan phải được duy trì pH lớn hơn 10.

Dựa trên tính chất này, lime - Ca(OH)₂ thường được sử dụng để loại bỏ sự xâm nhập của CO₂ dựa trên 2 đặc tính: (i) cung cấp ion



Hình 1. Mối quan hệ giữa pH và H₂CO₃, (CO₃)²⁻, HCO₃⁻ [2].



Hình 2. Đồ thị hàm lượng lime và gypsum [2].

Ca⁺⁺, (ii) đồng thời tạo ra môi trường pH cho dung dịch khoan trong khoảng yêu cầu từ 10,3 - 11,3.

Do lime (vôi) có khả năng làm tăng pH của dung dịch khoan lớn hơn 11,5, điều này không có lợi cho các hợp chất polymer của dung dịch khoan làm việc, do đó thực tế có sử dụng cả lime và gypsum (thạch cao) để loại bỏ CO₂, nhưng không làm tăng pH tới ngưỡng cao gây bất lợi cho polymer và các chất bôi trơn trong thành phần của dung dịch khoan.

Tính toán cho hàm lượng lime và gypsum được mô tả thông qua đồ thị Hình 2 để xử lý sự xâm nhập của khí CO₂ và tính chất của dung dịch khoan bị tác động bởi khí CO₂ xâm nhập.

Trong đó, P_f là thể tích H₂SO₄ 0.02N để chuẩn độ làm giảm pH của dung dịch khoan tới 8,3 sử dụng chất chỉ thị là phenolphthalein. Với trường hợp P_f nhỏ hơn 5 ml H₂SO₄ 0.02N, thì sự ảnh hưởng của khí CO₂ là không đáng kể. Ở phía ngược lại, nếu P_f cho kết quả lớn hơn 5 ml H₂SO₄ 0.02N, khi đó có thể kết luận sự xâm nhập của CO₂ trong dung dịch khoan là đáng kể, và có thể ảnh hưởng tiêu cực tới tính chất của dung dịch.

Ảnh hưởng của các hệ dung dịch khoan gốc nước được sử dụng khi khoan qua hệ tầng có hàm lượng CO₂ cao như sau:

- Dung dịch khoan gốc nước amine high performance (amine HP): Với sự có mặt của polyamine là chất ức chế sự trương nở của sét, tính chất tự nhiên pH ở 3% thể tích trong dung dịch khoan khoảng từ 9 - 10. Trong cùng điều kiện thí nghiệm, sự có mặt của polyamine sẽ hỗ trợ tính ổn định của dung dịch khoan dưới tác động của khí CO₂.

- Dung dịch khoan gốc nước lime (sử dụng lime Ca(OH)₂ hòa tan trong pha nước) có ưu điểm là Ca⁺⁺ luôn được duy trì ổn định. Dưới tác dụng của Ca(OH)₂, dung dịch khoan loại bỏ hoàn toàn CO₂ dưới dạng kết tủa CaCO₃ bằng cách duy trì độ pH ở ngưỡng lớn hơn 11.

- Dung dịch khoan gốc nước CaCl₂ (sử dụng CaCl₂ hòa tan trong pha nước) có ưu điểm là Ca⁺⁺ luôn được duy trì ổn định. Để loại bỏ hoàn toàn CO₂ dưới dạng kết tủa CaCO₃, pH của dung dịch khoan này phải được duy trì ở ngưỡng lớn hơn 11 bằng xút (NaOH). Với yêu cầu này, các polymer trong dung dịch khoan có chức năng kiểm soát độ nhớt, lưu biến và độ thải nước sẽ phản ứng với nhóm OH; tác động này trở nên tiêu cực hơn với các giếng có nhiệt độ cao hơn. Mặt khác, các chất bôi trơn có bản chất là ester sẽ bị mất tính chất hoặc giảm chức năng khi pH

của môi trường lớn hơn 10,5 do phản ứng xà phòng hóa xảy ra.

3.1.2. Ảnh hưởng của CO₂ đối với các hệ dung dịch khoan gốc dầu.

Trong pha lỏng của dung dịch khoan gốc dầu gồm 2 thành phần chính: pha dầu (pha ngoài) và pha nước (pha phân tán). Tỷ lệ dầu/nước được tính theo công thức (6) như sau:

$$SWR = S/(S + W) \quad (6)$$

Trong đó

SWR: Tỷ lệ dầu nước;

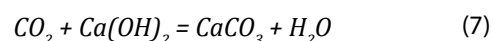
S: Thể tích của pha dầu trong dung dịch khoan;

W: Thể tích của pha nước trong dung dịch khoan.

Bên cạnh đó, để pha nước (và pha rắn) có thể phân tán vào pha dầu dưới dạng nhũ tương, chất phụ gia tạo nhũ sẽ được trộn vào dung dịch khoan. Để phụ gia tạo nhũ tương có thể làm việc, trước hết chất phụ gia tạo nhũ phải phản ứng với chất phụ gia lime Ca(OH)₂ để hình thành 1 phần phân cực, có thể liên kết với ion Ca⁺⁺ trong pha nước. Phần còn lại không phân cực sẽ liên kết trong pha dầu.

Do đó, về bản chất tự nhiên, dung dịch khoan gốc dầu luôn được duy trì lượng lime Ca(OH)₂, tồn tại dưới dạng pha rắn do chưa phản ứng hết với chất tạo nhũ, được gọi là "lượng dư lime", được chuẩn độ thông qua H₂SO₄ 0.02N, dùng chỉ thị phenolphthalein. Ngoài ra, calcium chloride thường được thêm vào pha nước để đảm bảo tính chất ức chế sự trương nở của sét trong quá trình khoan.

Với tính chất như trên, khi sử dụng dung dịch khoan gốc dầu cho các giếng khoan có hàm lượng CO₂ cao, khí CO₂ acid sẽ bị trung hòa bởi lime tạo thành kết tủa theo phương trình phản ứng (7) như sau:



Do "lượng dư lime" luôn được xác định và duy trì bằng cách thêm vào dung dịch khoan, vì vậy lượng lime luôn đảm bảo dư để phản ứng với khí acid từ vỉa. Có điểm rất quan trọng là do lime không có tác động tiêu cực với các thành phần khác của dung dịch khoan gốc dầu khi so sánh với gốc nước, do đó hàm lượng lime luôn được duy trì ở mức 3 ppb hoặc lớn hơn khi khoan với môi trường có khí CO₂ cao. Do đó, dung dịch khoan gốc dầu, về mặt kỹ thuật là phù hợp nhất để khoan cho môi trường có sự xuất hiện của khí CO₂.

3.2. Xác định sự ảnh hưởng của CO₂ bằng phương pháp thực nghiệm

Căn cứ vào lý thuyết về sự ảnh hưởng của CO₂ đến tính chất của dung dịch khoan sử dụng trong giếng khoan, tác giả đề xuất phương pháp thí nghiệm bơm khí CO₂ vào bình chứa dung dịch khoan và áp dụng các điều kiện tương tự như điều kiện giếng khoan trong thực tế. Sự thay đổi tính chất của hệ dung dịch khoan gồm các thông số chính ảnh hưởng đến chế độ khoan, khả năng phun trào sẽ được ghi lại theo thời gian.

Theo số liệu nghiên cứu về nguồn gốc, hàm lượng và phân bố khí CO₂ trên thềm lục địa Việt Nam, các cấu tạo có hàm lượng CO₂ cao chủ yếu phân bố tại bể Sông Hồng, do vậy các thông số kỹ thuật đầu vào để thực hiện các thí nghiệm sẽ được căn cứ trên số liệu của các giếng khoan tại khu vực này.

3.2.1. Thời gian thực hiện

Thời gian thực hiện thí nghiệm sẽ căn cứ theo điều kiện thực tế của hoạt động khoan. Trong quá trình thi công, dung dịch khoan được tuần hoàn liên tục và điều chỉnh các thông số kỹ thuật tại bể chứa trước khi bơm tuần hoàn trở lại giếng khoan. Do vậy, hoạt động đo địa vật lý giếng khoan là thời gian dung dịch khoan tiếp xúc với khí CO₂ từ vỉa chứa lâu nhất. Tùy thuộc vào mục đích của từng giếng khoan mà thời gian đo địa vật lý sẽ thay đổi, tuy nhiên thông thường từ 4 - 14 ngày. Do vậy, trong phạm vi bài báo, giả thiết thời gian thực hiện công việc đo địa vật lý giếng khoan trung bình là 7 ngày.

3.2.2. Các giả thiết lựa chọn thông số dung dịch khoan thực hiện thí nghiệm

Mẫu dung dịch khoan có thể tích 350 ml được chứa trong bình thủy tinh kín với thể tích tiêu chuẩn 500 ml. Trong đó, khí CO₂ được bơm vào bình với áp suất bơm 120 psi dựa trên các giả thiết sau:

- Áp suất bơm CO₂ vào bình dung dịch 120 psi: chênh áp 0,2 ppg do hiện tượng swabbing gây ra bởi hoạt động kéo thả thiết bị đo địa vật lý giếng khoan tương đương áp suất tại độ sâu 3.600 mTVD;

- Khí CO₂ được bơm vào bình sau mỗi 24 giờ;
- Nhiệt độ tại bình chứa 80°C: Trong quá trình khoan, giếng khoan được tuần hoàn bởi dung dịch khoan nên nhiệt độ đáy giếng trung bình là 40°C. Tuy nhiên, sau thời gian ngừng tuần hoàn, nhiệt độ dung dịch khoan sẽ tăng do ảnh hưởng của địa nhiệt, do đó 80°C là giá trị trung bình của cả quá trình thí nghiệm trong 7 ngày từ khi bắt đầu cho đến khi kết thúc đo địa vật lý giếng khoan;

Bảng 2. Hàm lượng và tỷ lệ thể tích dung dịch khoan được sử dụng cho thí nghiệm
Mẫu 1: Dung dịch khoan gốc nước calcium chloride

Thành phần	Hàm lượng (lb/thùng)	Thể tích (%)
Calcium chloride (CaCl ₂)	87,87	18,1
Nước khoan	250	71,4
Magnesium oxide (MgO)	1	0,1
Phụ gia tăng độ nhớt (floviss)	1	0,2
Chất giảm độ thải nước (flotrol)	6	1,1
Chất ức chế glycol (glydril MC)	17,5	5
Phụ gia hòa tan acid (CaCO ₃ F)	5	0,5
Chất giảm độ thải nước (mix II F)	1	0,1
Chất tăng tỷ trọng (barite)	50	3,4
Lime (Ca(OH) ₂)	0,6	0,3

Mẫu 2: Dung dịch khoan gốc nước lime

Thành phần	Hàm lượng (lb/thùng)	Thể tích (%)
Nước khoan	289,18	82,6
Phụ gia điều chỉnh pH (NaOH)	0,2	0,2
Bentonite	10	1,1
Chất ổn định độ nhớt (spersene CF)	6	3,2
Phụ gia tăng độ nhớt (floviss)	1	0,2
Chất giảm độ thải nước (flotrol)	6	1,1
Chất ức chế glycol (glydril MC)	17,5	5
Phụ gia hòa tan acid (CaCO ₃ F)	5	0,5
Chất giảm độ thải nước (mix II F)	1	0,1
Chất tăng tỷ trọng (barite)	80	5,4
Lime (Ca(OH) ₂)	5	0,6

Mẫu 3: Dung dịch khoan gốc nước amine high performance

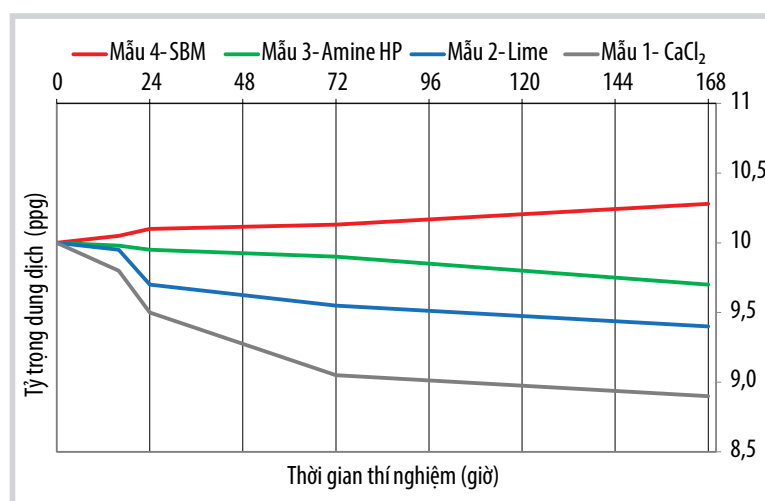
Thành phần	Hàm lượng (lb/thùng)	Thể tích (%)
Nước khoan	297,16	84,9
Potassium chloride (KCl)	40	5,7
Chất tăng độ pH (soda ash)	0,5	0,3
Phụ gia tăng độ nhớt (duoviss)	2	0,4
Phụ gia ức chế (ultrahib)	10,5	3
Phụ gia chống mất dung dịch (pac uL)	4	0,7
Chất tăng vận chuyển mùn khoan (ID CAP)	1,5	0,5
Phụ gia hòa tan acid (CaCO ₃ F)	5	0,5
Chất giảm độ thải nước (mix II F)	1	0,1
Chất tăng tỷ trọng (barite)	57,5	3,9
Lime (Ca(OH) ₂)	0,49	0,2

Mẫu 4: Dung dịch khoan gốc dầu megadrill SBM

Thành phần	Hàm lượng (lb/thùng)	Thể tích (%)
Dung môi gốc dầu - Neoflo 1-58	164,71	60,3
Phụ gia tăng độ nhớt (Versagel HT)	2,5	0,4
Phụ gia tăng độ nhớt (VG plus)	5	0,8
Lime - Ca(OH) ₂	20	2,6
Chất tạo nhũ tương (One mul)	12	3,6
Nước khoan	71	20,3
Calcium chloride (CaCl ₂)	24	2
Chất giảm độ thải nước (Versatrol M)	6	1,6
Chất giảm độ thải nước (Novatec F)	1	0,3
Phụ gia hòa tan acid (CaCO ₃ F)	5	0,5
Phụ gia chống mất dung dịch (vinseal F)	1	0,2
Chất tăng tỷ trọng (barite)	107	7,3

Bảng 3. Các thông số chính của hệ dung dịch khoan trước khi thí nghiệm

Hệ dung dịch khoan	Tỷ trọng (ppg)	Tính lưu biến 6 RPM	PV (cp)	YP (lb/100ft ²)	10" YP (lb/100ft ²)	Độ thải nước (cc)
Dung dịch khoan gốc nước - CaCl ₂	10	12	21	28	10	6,6
Dung dịch khoan gốc nước - lime	10	12	18	23	10	4
Dung dịch khoan gốc nước - amine HP	10	14	26	38	11	3,2
Dung dịch khoan gốc dầu - megadrill SBM	10	12	20	22	10	1,6



Hình 3. Biểu đồ ảnh hưởng của tỷ trọng dung dịch khoan.

- Tỷ trọng dung dịch khoan sử dụng 10 ppg, căn cứ vào áp suất vỉa trung bình tại bể Sông Hồng.

3.2.3. Dung dịch khoan sử dụng

Căn cứ vào địa tầng và điều kiện địa chất các giếng khoan tại bể Sông Hồng, cũng như tài liệu tham khảo từ các giếng khoan đã thực

hiện, cả 2 hệ dung dịch khoan gốc nước và gốc dầu đều có thể sử dụng tại khu vực này. Do vậy, các loại dung dịch khoan sẽ được sử dụng cho thí nghiệm như Bảng 2.

3.3. Kết quả thực nghiệm về thí nghiệm xác định sự ảnh hưởng của khí CO₂ đến tính chất của hệ dung dịch khoan

Tính chất của hệ dung dịch khoan được thể hiện qua nhiều thông số kỹ thuật trong đó có một số mang tính quyết định đến hiệu quả làm việc của hệ dung dịch khoan trong quá trình sử dụng. Trong phạm vi thí nghiệm, chỉ tập trung đánh giá sự thay đổi của thông số kỹ thuật chính của hệ dung dịch khoan để đưa ra kết luận trong việc lựa chọn hệ dung dịch khoan phù hợp cho giếng khoan có hàm lượng khí CO₂ cao.

Các thông số chính của hệ dung dịch khoan trước khi thí nghiệm như Bảng 3.

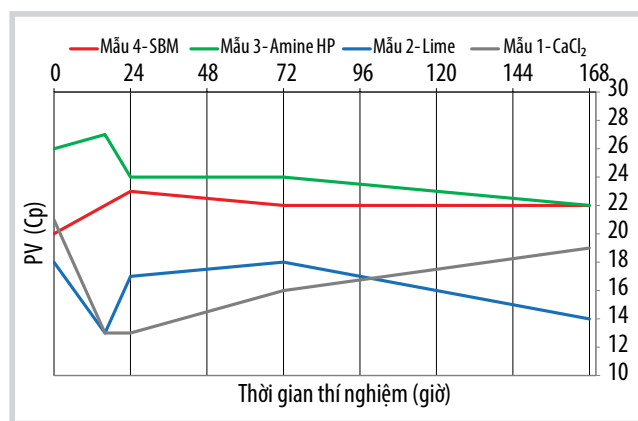
3.3.1. Ảnh hưởng của tỷ trọng dung dịch khoan (MW)

Với giá trị tỷ trọng dung dịch khoan ban đầu 10 ppg trước khi thực hiện thí nghiệm, giá trị này thay đổi theo thời gian được thể hiện như Hình 3.

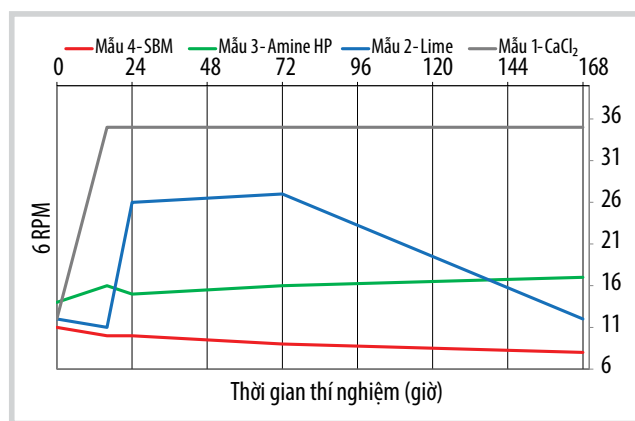
Qua biểu đồ cho thấy dung dịch khoan gốc dầu SBM là hệ dung dịch khoan duy nhất có tỷ trọng tăng theo thời gian. Tất cả các hệ dung dịch khoan gốc nước đều có tỷ trọng giảm theo thời gian, cường độ giảm tùy thuộc vào loại dung dịch khoan. Trong đó, hệ dung dịch khoan amine HP có cường độ giảm nhỏ nhất với giá trị 0,3 ppg trong 7 ngày. Với tiêu chuẩn lựa chọn dung dịch khoan đối với giếng khoan thăm dò, thăm lượng có tỷ trọng > 0,5 ppg so với áp suất vỉa thì chỉ có 2 loại dung dịch SBM và amine HP đáp ứng được tiêu chí an toàn về phòng chống phun trào trong quá trình khoan.

3.3.2. Ảnh hưởng của tính lưu biến

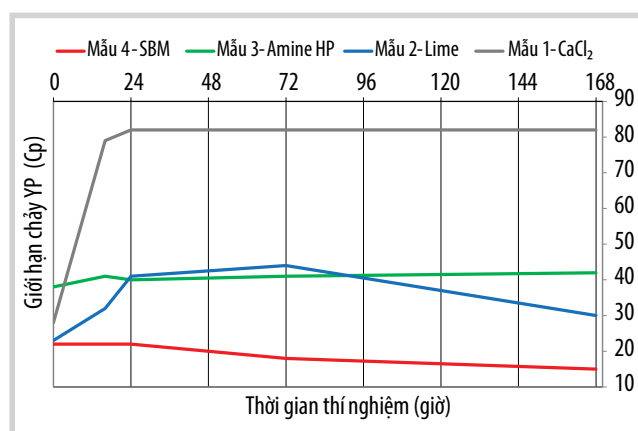
Tính lưu biến của dung dịch khoan đặc trưng cho khả năng vận chuyển mùn khoan làm sạch giếng khoan và khả năng giữ mùn khoan ở trạng thái lơ lửng khi ngừng tuần



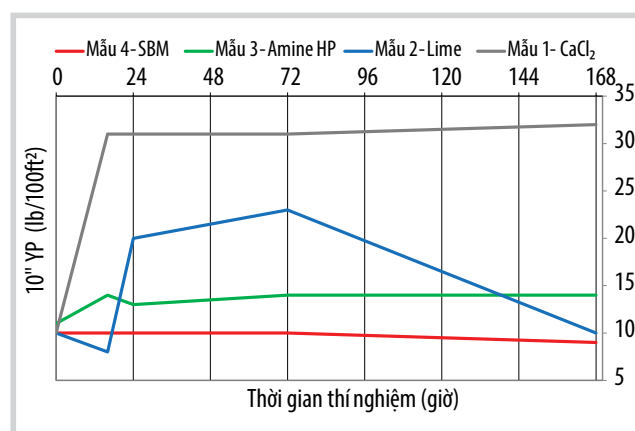
Hình 4. Ảnh hưởng của độ nhớt dẻo (PV).



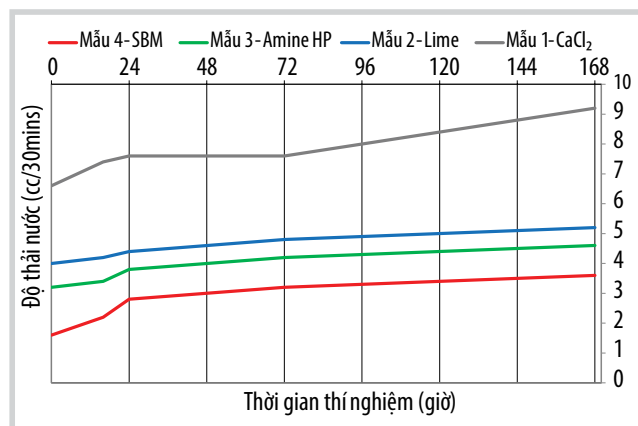
Hình 5. Ảnh hưởng của giá trị 6RPM.



Hình 6. Ảnh hưởng của giới hạn chảy (YP).



Hình 7. Ảnh hưởng của giới hạn chảy (10'' YP).



Hình 8. Ảnh hưởng của độ thải nước (Fluid Loss - FL).

hoàn. Dung dịch khoan sẽ đạt hiệu quả cao nếu giá trị ổn định trong suốt thời gian thí nghiệm. Kết quả thí nghiệm cho thấy tính lưu biến của dung dịch khoan gốc nước amine HP biến đổi rất ít trong suốt thời gian thí nghiệm và nằm trong khoảng hiệu suất cao. Tương tự, đối với dung dịch khoan gốc dầu SBM, 2 hệ dung dịch khoan này đạt yêu cầu kỹ thuật trong điều kiện nhiễm khí CO₂ hàm lượng cao. Dung dịch khoan gốc nước lime và CaCl₂ có sự thay đổi rất lớn về tính lưu biến dẫn đến dung dịch khoan

không hiệu quả trong quá trình làm sạch giếng khoan cũng như gây nên hiện tượng kẹt cột cần khoan do mùn khoan lắng đọng.

3.3.3. Ảnh hưởng của độ thải nước

Giá trị độ thải nước (cc/30mins) đặc trưng cho khả năng thải nước và tạo filter cake trên thành giếng khoan. Dung dịch khoan sẽ đạt hiệu quả cao nếu giá trị độ thải nước nhỏ. Căn cứ vào kết quả thí nghiệm cho thấy dung dịch khoan gốc nước amine HP và lime có giá trị độ thải nước nhỏ do tính chất của dung dịch khoan và biến đổi rất ít trong suốt thời gian thí nghiệm và nằm trong khoảng hiệu suất cao. Dung dịch khoan gốc dầu SBM có giá trị độ thải nước nhỏ nhất và biến đổi không lớn. Do vậy, các hệ dung dịch khoan này đạt yêu cầu kỹ thuật trong điều kiện nhiễm khí CO₂ hàm lượng cao. Dung dịch khoan gốc nước CaCl₂ có giá trị độ thải nước lớn từ ban đầu, ngoài ra cũng có sự thay đổi lớn khiến dung dịch khoan có thể làm ảnh hưởng đến tính chất vỉa, gây ra hiện tượng kẹt cột cần khoan do có độ dày vỏ bùn (mud cake) trên thành giếng khoan lớn.

4. Kết luận và kiến nghị

Căn cứ vào kết quả thí nghiệm đối với các hệ dung dịch khoan trong điều kiện giếng khoan có hàm lượng CO₂ cao, có thể kết luận về tính ổn định của hệ dung dịch khoan như sau:

- Dung dịch khoan gốc dầu - megadrill SBM là hệ dung dịch khoan có tính ổn định cao nhất trong điều kiện giếng khoan nhiễm khí CO₂. Tỷ trọng dung dịch khoan thay đổi theo chiều hướng tăng nhẹ cho đến khi kết thúc 7 ngày, đây cũng là yếu tố quan trọng trong việc giảm thiểu rủi ro phun trào khí, dầu đối với các giếng khoan có áp suất vỉa cao. Ngoài ra, các đặc tính lưu biến ổn định trong điều kiện nhiệt độ và thời gian tiếp xúc. Trong trường hợp hàm lượng khí CO₂ cao hơn giá trị dự đoán, có thể sử dụng lime như chất phụ gia để trung hòa lượng CO₂ mà vẫn không ảnh hưởng đến hiệu suất của hệ dung dịch khoan.

- Dung dịch khoan amine HP là hệ dung dịch khoan có tính ổn định kém hơn hệ dung dịch khoan gốc dầu. Trong điều kiện giếng khoan nhiễm khí CO₂, tỷ trọng dung dịch khoan có xu hướng giảm với cường độ không lớn, giá trị giảm khoảng 3% sau 7 ngày nhiễm khí CO₂ sẽ ít gây ảnh hưởng đến rủi ro phun trào giếng khoan. Các đặc tính lưu biến vẫn ổn định khi tiếp xúc với nhiệt độ và thời gian; có một số yếu tố biến đổi nhẹ sau 24 giờ sau đó ổn định trong suốt thời gian thí nghiệm. Độ thải nước tăng theo thời gian nhưng vẫn nằm trong giới hạn cho phép. Nhìn chung, hệ dung dịch khoan amine HP làm việc tốt trong môi trường giếng khoan có hàm lượng CO₂ cao, trong trường hợp cần thiết có thể sử dụng phụ gia Ca(OH)₂ để trung hòa. Tuy nhiên, cần chú ý lượng phụ gia Ca(OH)₂ thêm vào dung dịch khoan để tránh xảy ra hiện tượng kết tủa tác động đến hiệu suất của hệ dung dịch khoan.

- Dung dịch khoan lime là hệ dung dịch khoan có tính ổn định kém hơn các hệ dung dịch khoan trên. Trong điều kiện giếng khoan nhiễm khí CO₂ với nhiệt độ 80°C thì tỷ trọng dung dịch khoan có xu hướng giảm với cường độ trung bình. Ngoài ra, tính lưu biến của dung dịch khoan có xu hướng tăng lên theo thời gian đến 72 giờ sau đó giảm dần với cường độ lớn, độ thải nước không duy trì được tính ổn định và tăng theo thời gian. Để sử dụng hệ dung dịch khoan gốc lime cho giếng khoan hàm lượng CO₂ cao, việc bổ sung các chất phụ gia có tác dụng ổn định tính lưu biến, độ thải nước là yêu cầu mang tính bắt buộc; tuy nhiên việc hiệu chỉnh tỷ trọng dung dịch khoan bằng barite dẫn đến việc tăng giá thành cả hệ dung dịch khoan.

- Dung dịch khoan CaCl₂ là hệ dung dịch khoan có tính ổn định kém nhất trong các hệ dung dịch khoan được thí nghiệm. Trong điều kiện giếng khoan nhiễm khí CO₂, tỷ trọng dung dịch khoan có xu hướng giảm với cường độ rất lớn, giá trị giảm khoảng 13% sau 7 ngày nhiễm khí CO₂. Đây là nhân tố chính gây nên hiện tượng phun trào gây mất an toàn nhất đối với công tác khoan. Tính lưu biến và độ thải nước của hệ dung dịch khoan tăng nhanh sau 12 giờ (sau đó ổn định trong suốt thời gian thí nghiệm) cũng là yếu tố không ổn định ảnh hưởng đến tính chất của toàn bộ hệ dung dịch khoan. Nhìn chung, với công thức được sử dụng thì cần có thêm các chất phụ gia khác để ổn định tính chất của hệ dung dịch khoan như chất làm loãng/khử chất kết tụ trong trường hợp dự đoán có dòng khí CO₂ xâm nhập.

- Trong điều kiện tỷ trọng dung dịch khoan khoảng 10 ppg thì giá thành trung bình của các hệ dung dịch khoan như sau: dung dịch khoan gốc dầu SBM megadrill 250 - 280 USD/thùng, dung dịch khoan gốc nước amine HP 80 - 100 USD/thùng, dung dịch khoan gốc nước lime 60 - 90 USD/thùng, dung dịch khoan gốc nước CaCl₂ 60 - 80 USD/thùng.

Trên cơ sở kết quả của các thí nghiệm về sự ảnh hưởng về tính chất của hệ dung dịch khoan sử dụng cho các giếng khoan có hàm lượng CO₂ cao và hiệu quả kinh tế thể hiện thông qua giá thành của dung dịch khoan, có thể lựa chọn hệ dung dịch khoan sau cho các giếng khoan thăm dò, thăm lượng và khai thác tại bể Sông Hồng:

- Đối với các giếng khoan đi qua các cấu tạo có áp suất - nhiệt độ thông thường, có khả năng xảy ra hiện tượng mất dung dịch khoan tại vỉa carbonate, hệ dung dịch khoan gốc nước amine HP đáp ứng yêu cầu về các thông số kỹ thuật sau khi nhiễm CO₂ với hàm lượng cao. Tỷ trọng dung dịch khoan giảm trong giới hạn an toàn sau 7 ngày, tính lưu biến ổn định, độ thải nước trong giới hạn an toàn cùng với giá thành thấp hơn hệ dung dịch khoan gốc dầu. Trong trường hợp này, kiến nghị sử dụng hệ dung dịch khoan amine HP để tăng hiệu quả của dự án.

- Đối với các giếng khoan tại các cấu tạo có điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao (150°C, 10 psi) ngoài sự ảnh hưởng của CO₂, dung dịch khoan còn chịu sự ảnh hưởng của nhiệt độ cao dẫn tới sự thay đổi tính chất, thông số trong quá trình khoan có thể gây nên sự cố xâm nhập, phun trào dầu khí. Trong trường hợp này, kiến nghị sử dụng dung dịch khoan gốc dầu (SBM) để giảm thiểu rủi ro cho quá trình thi công.

Tài liệu tham khảo

[1] Trần Châu Giang, "Tìm hiểu nguồn gốc khí CO₂ trong các vỉa dầu khí ở thềm lục địa Việt Nam", *Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học Công nghệ "Viện Dầu khí Việt Nam: 30 năm phát triển và hội nhập"*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, trang 433 - 442, 2008.

[2] MI SWACO, "102996648 AA M-I SOP CO₂ contamination procedure", Research and Engineering Technical Services Laboratory.

[3] Premier Oil Vietnam North B.V., "104-QMV-1X final well reports", 2011.

[4] Thomas Adebayo, Harrison Oluwaseyi, Thomas A., Olusoga Opeyemi, and Igweze Augusta, "Experimental study of the effects of CO₂ gas kick on the properties water-based drilling fluid", *International Journal of Engineering & Technology*, Vol. 11, No. 4, pp. 133 - 137, 2011.

SELECTION OF DRILLING FLUID SYSTEM FOR WELLS WITH HIGH CO₂ CONTENT IN SONG HONG BASIN

Ngo Huu Hai¹, Nguyen Trong Tai², Nguyen The Vinh³, Truong Van Tu³

¹Bien Dong Petroleum Operating Company

²Zarubezhneft E&P Vietnam

³Hanoi University of Mining and Geology

Email: hainh@biendongpoc.com.vn

Summary

The selection of drilling fluid systems for wells to be drilled plays a vital role in designing and operations, especially for wells that penetrate through challenging geological conditions or through reservoirs containing sour gas. For reservoirs with high CO₂ content, during the drilling operations, CO₂ gas from the reservoir will influx into the well which causes chemical reactions between CO₂ and chemicals used in the mud systems, leading to changes of their properties such as density, viscosity and rheology. These changes lead to incorrect drilling parameters, which can cause problems during operations.

The article proposes an option to select a suitable drilling fluid system for wells with high CO₂ content in the Song Hong basin in order to reduce risks and improve the efficiency of drilling operations.

Key words: CO₂, oil-based drilling fluid, water-based drilling fluid, solution density, rheology, water discharge, Song Hong basin.