

NGHIÊN CỨU PHÁT TRIỂN HỆ DUNG DỊCH KHOAN GỐC DẦU UNIMUD CHO KHOAN KHAI THÁC DẦU KHÍ TẠI THềm LỤC ĐỊA VIỆT NAM

Phạm Đăng Sơn¹, Nguyễn Văn Hiền¹, Nguyễn Văn Tiến¹
Nguyễn Mạnh Hùng¹, Thái Hồng Chương¹, Phạm Xuân Toàn²

¹Công ty Dung dịch khoan và Dịch vụ giếng khoan (DMC-WS)

²Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm dầu khí (DMC)

Email: hungtsd@pvdmc.com.vn

Tóm tắt

Nhóm tác giả đã nghiên cứu thiết kế hệ dung dịch khoan gốc dầu UNIMUD với tính năng ưu việt để khoan các giếng có điều kiện địa chất phức tạp tại thềm lục địa Việt Nam. Nhóm tác giả đã nghiên cứu các thành phần cơ bản, khoảng biến thiên nồng độ, các thông số dung dịch cần khống chế trong quá trình vận hành. Các thử nghiệm trong phòng thí nghiệm cho thấy độ ổn định nhũ tương, khả năng ức chế sét, tính chất lưu biến và độ thải nước ở điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao của hệ dung dịch khoan gốc dầu UNIMUD tương đương với hệ dung dịch khoan gốc dầu được nhập khẩu từ nước ngoài.

Từ khóa: Dung dịch khoan gốc dầu, UNIMUD, dầu gốc.

1. Mở đầu

Dung dịch khoan gốc dầu là hệ nhũ tương ngược nước trong dầu, được duy trì bởi các chất nhũ hóa. Dung dịch khoan gốc dầu có tính chất ưu việt hơn so với dung dịch khoan gốc nước do môi trường phân tán là dầu, pha phân tán là nước và các phụ gia. Thành phần nước trong hệ nhũ tương rất hạn chế và chứa hàm lượng lớn muối CaCl_2 , giúp dung dịch khoan gốc dầu có khả năng ức chế trương nở sét cao hơn nhiều so với hệ dung dịch khoan gốc nước.

Do nhiệt độ sôi của dầu cao hơn nước, vì thế khả năng chịu nhiệt của dung dịch khoan gốc dầu tốt hơn dung dịch khoan gốc nước. Bên cạnh đó, bản chất của dầu nền (base oil) có hệ số ma sát thấp, nên tính bôi trơn của dung dịch gốc dầu cũng tốt hơn, thích hợp cho các giếng khoan có góc nghiêng lớn và quỹ đạo phức tạp. Độ thải nước nhiệt độ cao áp suất cao của dung dịch khoan gốc dầu thường rất thấp và phần nước lọc (filtrate) của dung dịch khoan gốc dầu khó xâm nhập sâu vào vỉa do sức căng bề mặt lớn, nhờ đó giảm ảnh hưởng nhiễm bẩn tới vỉa sản phẩm. Các tính năng trên giúp thời gian hoàn thành các phân đoạn khoan sử dụng hệ dung dịch gốc dầu thường được rút ngắn hơn so với sử dụng hệ dung dịch gốc nước, đặc biệt ở các giếng khó, nhiệt độ cao áp suất cao [1 - 6].

Vấn đề kỹ thuật là rào cản chính khiến các nhà điều hành khoan dầu khí quyết định chuyển từ hệ dung dịch khoan gốc nước sang gốc dầu. Các giếng có độ nghiêng lớn, khoan xuyên qua các tầng sét có độ trương nở cao, các giếng thân nhỏ (slim-hole) có độ bất ổn định lớn, các

giếng ở nhiệt độ cao áp suất cao thường rất khó khoan thành công bằng dung dịch khoan gốc nước, thời gian khoan dài và tiềm ẩn nhiều rủi ro trong quá trình khoan [6]. Khi cân bằng được các yếu tố chi phí/thuận lợi, hệ dung dịch khoan gốc dầu đã được nhiều nhà điều hành khoan dầu khí lựa chọn sử dụng.

Bài báo giới thiệu kết quả nghiên cứu, phát triển hệ dung dịch khoan gốc dầu UNIMUD; so sánh tính chất của hệ dung dịch khoan này với hệ dung dịch khoan MEGADRIL (M-I Swaco) đang được sử dụng để khoan các giếng khoan ở điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao tại Việt Nam.

2. Nghiên cứu, phát triển hệ dung dịch khoan gốc dầu UNIMUD

2.1. Thành phần cấu tử và chức năng của các hóa phẩm trong hệ dung dịch khoan UNIMUD

- Dầu gốc: Hệ dung dịch khoan UNIMUD được thiết kế tối ưu để sử dụng trên dầu tổng hợp như Neoflo 1-58 (Shell), EDC Diamond (Total), Saraline 185v (Shell) hay thậm chí là dầu gốc khoáng như Escaid 110 (ExxonMobil), diesel...

- Chất nhũ hóa DV-UNIMUL là chất nhũ hóa chính giúp thành phần nước (chiếm thể tích từ 1/4 - 1/9 so với dầu) phân tán trong dầu gốc. Thành phần của chất nhũ hóa này là hỗn hợp các chất hoạt động bề mặt, dẫn xuất của acid béo có thành phần từ C16 - C18 với khả năng chịu nhiệt tốt được pha trộn với tỷ lệ phù hợp để tạo thành hỗn hợp có chỉ số cân bằng ưa nước/ưa dầu từ 4 - 9. Nhờ vậy, DV-UNIMUL vừa có khả năng nhũ hóa

nhánh giúp nước phân tán đều trong pha dầu, vừa có ái lực mạnh với bề mặt rắn (bề mặt hóa phẩm barite hoặc các chất bít nhét dạng rắn không tan), giúp các phụ gia rắn này nhanh chóng thấm ướt và phân tán đều trong môi trường dầu, qua đó biến nước, dầu và các chất rắn không tan thành một hỗn hợp đồng nhất ngay cả ở nhiệt độ cao.

- Chất tạo nhớt chính DV-BENMOD có khả năng thấm ướt và phân tán, trương nở trong dầu gốc. Khác với các loại chất tạo nhớt dùng trong dầu khoáng không chịu được nhiệt độ cao, DV-BENMOD được hoạt hóa ở điều kiện phù hợp với các phụ gia đặc biệt giúp hóa phẩm tương thích với dầu gốc tổng hợp mà vẫn duy trì được các tính năng lưu biến ở môi trường khắc nghiệt trong lòng giếng khoan.

- Chất tạo nhớt tạm thời DV-UNIGEL là hỗn hợp các acid béo có khối lượng phân tử lớn, có tính năng tạo độ nhớt tạm thời trong dung dịch khoan gốc dầu, sử dụng trong giai đoạn bắt đầu khoan trên các giàn có hệ thống pha trộn không tốt. Ở điều kiện pha trộn hạn chế, quá trình phân tán hóa phẩm tạo nhớt chính DV-BENMOD cần nhiều thời gian hơn. Tại thời điểm ban đầu, độ nhớt của dung dịch tạo bởi hóa phẩm DV-UNIGEL là chủ yếu. Sau khi dung dịch được tuần hoàn kỹ qua vòi phun ở chوòng khoan và tiếp xúc với nhiệt độ cao trong giếng, hoạt tính của DV-UNIGEL giảm dần nhường chức năng tạo độ nhớt và tính lưu biến chủ yếu trong hệ cho DV-BENMOD, khi đó đã trương nở và phân tán hoàn toàn.

- Chất giảm độ thải nước DV-GALAMUL F là chất giảm độ thải nước thể lỏng, có khả năng phối hợp với DV-UNITROL giảm độ thải nước ở điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao một cách hiệu quả. Bên cạnh khả năng phân tán tốt và giúp khống chế độ thải nước ở mức thấp, DV-GALAMUL F còn giúp tăng độ ổn định nhũ tương của cả hệ dung dịch.

- Chất giảm độ thải nước DV-UNITROL là chất giảm độ thải nước cho dung dịch UNIMUD ở dạng rắn. DV-UNITROL có khả năng phân tán tốt trong dầu gốc, chuyển sang trạng thái keo dính ở điều kiện nhiệt độ cao giúp liên kết các hạt rắn trong vỏ mùn khoan thêm bền chặt, từ đó giảm đáng kể độ thải nước của dung dịch gốc dầu.

- Chất tăng cường lưu biến DV-UNIMOD được sử dụng cho giếng khoan có góc nghiêng lớn, đòi hỏi thông số lưu biến cao ở tốc độ cắt thấp để có thể vận chuyển hiệu quả mùn khoan ra khỏi giếng. Hóa phẩm

DV-UNIMOD được cung cấp dưới dạng lỏng, dễ phân tán trong hệ dung dịch, có khả năng tạo liên kết chéo với các hạt keo trong hệ nhũ giúp tạo trạng thái gel tốt nhưng không bền. Nhờ vậy, dung dịch khoan được tăng cường khả năng giúp giữ mùn khoan ở trạng thái lơ lửng khi giảm tốc độ bơm hay dừng tuần hoàn, vừa giúp kéo mùn khoan ra khỏi giếng tại các vị trí có góc nghiêng lớn (khi dung dịch ở phần dưới của thành giếng chuyển động chậm hơn phần trên), vừa giữ cho áp suất khởi động tuần hoàn không quá lớn, hạn chế áp lực lớn không cần thiết vào vỉa và chân ống chống.

- Chất bít nhét DV-EFSEAL là hỗn hợp các chất xơ hữu cơ được nghiền mịn với kích thước phù hợp, được xử lý hóa học để có khả năng thấm ướt dầu tốt và được thêm vào trong dung dịch khoan để làm tăng khả năng bít nhét các kẽ nứt nẻ nhỏ trong tầng sét, giúp ổn định thành giếng khoan. Bên cạnh đó, tính chất "trơ" của DV-EFSEAL sẽ làm cho vỏ mùn khoan khi chứa một lượng nhất định DV-EFSEAL sẽ trở nên "trơ" và ít bám dính hơn, do vậy làm giảm moment xoắn (torque) trong quá trình khoan và giảm thiểu tối đa rủi ro kẹt chèn ép.

- Chất bôi trơn và bít nhét DV-UNISEAL là hỗn hợp các hợp chất carbon có độ cứng cao được nghiền mịn, giúp giảm ma sát giữa bộ khoan cụ và thành giếng, nâng cao tuổi thọ cho bộ khoan cụ. DV-UNISEAL cũng có tính năng bít nhét các kẽ nứt nẻ vi mô trong tầng sét, giúp làm trơ vỏ mùn khoan và hạn chế khả năng kẹt chèn ép.

2.2. Biến thiên nồng độ và thông số kỹ thuật của hệ dung dịch khoan UNIMUD

Các thí nghiệm được thực hiện nhằm tìm ra công thức phù hợp cho hệ UNIMUD, đảm bảo các thành phần có thể tương tác hiệu quả nhất để tạo ra thông số phù hợp cho quá trình khoan. Thành phần và khoảng biến thiên nồng độ của hệ UNIMUD được thể hiện ở Bảng 1.

Tùy theo đặc tính địa chất, cấu trúc giếng khoan, tốc độ bơm, độ rỗng, kích thước kẽ nứt nẻ... hóa phẩm với nồng độ phù hợp sẽ được lựa chọn. Các thành phần không thể thiếu trong hệ dung dịch khoan UNIMUD cơ bản gồm: DV-UNIMUL, DV-BENMOD, DV-GALAMUL F và DV-UNITROL. Thông số cơ bản của hệ dung dịch khoan UNIMUD thể hiện trong Bảng 2.

Các chỉ tiêu trên được đánh giá là phù hợp với công nghệ khoan tại thềm lục địa Việt Nam, trong đó các chỉ tiêu về lưu biến được rút ra từ tính toán thủy lực. Bên cạnh đó, các chỉ tiêu trên giúp đảm bảo hệ nhũ tương ổn định

Bảng 1. Biến thiên nồng độ các hóa phẩm trong hệ dung dịch khoan UNIMUD

TT	Hóa phẩm	Tính năng	Dải nồng độ (ppb)
1	Neoflo 1-58/EDC Diamond/Saraline 185v/Escaid 110	Môi trường phân tán	155 - 195
2	Nước ngọt	Pha phân tán	Duy trì tỷ lệ dầu/nước ở 70/30 - 90/10
3	DV-UNIMUL	Chất tạo nhũ đơn	10 - 12
4	DV-BENMOD	Chất tạo nhớt chính	6 - 8
5	CaCl ₂	Chất mặn hóa pha lỏng	18 - 24
6	Ca(OH) ₂	Chất hoạt hóa nhũ	10 - 14
7	DV-GALAMUL F	Chất giảm độ thải nước	3 - 5
8	DV-UNITROL	Chất giảm độ thải nước	8 - 10
9	DV-UNIGEL	Chất tạo nhớt tạm thời	2 - 4
10	DV-UNIMOD	Chất tăng cường lưu biến	1 - 3
11	DV-UNISEAL	Chất bôi trơn, bít nhét	5 - 10
12	DV-EFSEAL	Chất bít nhét	2 - 5
13	Barite	Chất tăng trọng	Tối tỷ trọng mong muốn

Bảng 2. Biến thiên thông số của hệ dung dịch khoan UNIMUD

TT	Thông số	Đơn vị	Dải biến thiên tối ưu
1	Độ nhớt phổ	Giây	45 - 70
2	PV	cP	Càng thấp càng tốt (hạn chế chất rắn khoan tối đa có thể)
3	Chỉ số 6rpm	-	8 - 14
4	YP	lb/100ft ²	10 - 20
5	Gel 10s/10m	lb/100ft ²	8 - 20/12 - 30
6	Tỷ lệ dầu/nước theo thể tích	-	70/30 - 90/10
7	Độ ổn định điện thế (độ bền nhũ tương)	Volt	Min 550
8	Độ thải nước ở điều kiện nhiệt độ cao áp suất cao	cc/30 phút	Max 4
9	Nồng độ Ca(OH) ₂ dư	ppb	Min 4
10	Độ mặn của pha nước	mg/l	180.000 - 220.000
11	Nồng độ chất rắn khoan tỷ trọng thấp (tính toán)	%	Max 3

và có khả năng ức chế sét tốt, duy trì hiệu quả hoạt động của hệ dung dịch khoan UNIMUD tương thích với các điều kiện khoan khác nhau.

2.3. Khảo sát tính chất của hệ dung dịch khoan UNIMUD

Các tính chất cơ bản của hệ dung dịch khoan gốc dầu/tổng hợp gồm:

- Độ bền nhũ tương ở nhiệt độ cao theo thời gian;
- Thông số lưu biến sau khi nung ở điều kiện nhiệt độ cao;
- Độ thải nước nhiệt độ cao áp suất cao;
- Khả năng ức chế trương nở (đánh giá dựa trên phương pháp thu hồi mùn khoan và phương pháp trương nở mẫu lõi sét).

Để lựa chọn hệ dung dịch khoan phù hợp nhất cho các giếng khoan ở Việt Nam, nhóm tác giả đã phân tích và so sánh công thức của 2 hệ dung dịch khoan: hệ UNIMUD của DMC-WS và hệ MEGADRIL của M-I Swaco (Bảng 3).

2.3.1. Độ bền nhũ tương ở điều kiện nhiệt độ cao theo thời gian

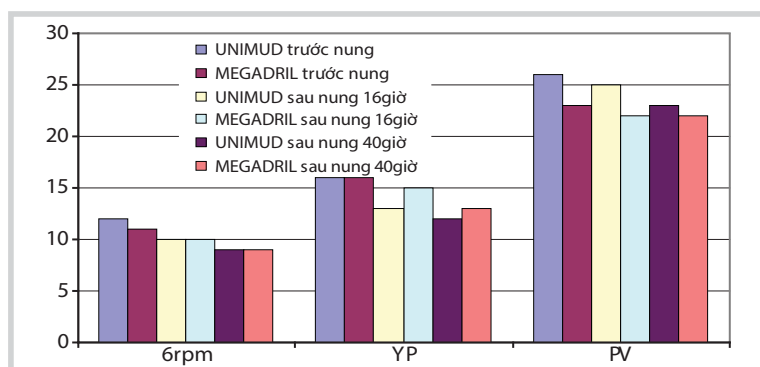
Độ bền nhũ tương là thông số rất quan trọng, thể hiện mức độ ổn định của hệ dung dịch khoan gốc dầu. Độ bền nhũ tương được phản ánh bằng độ ổn định điện thế, là thông số hiệu điện thế ổn định cần thiết đặt giữa 2 điện cực cố định của đầu đo mà tại giá trị đó hệ nhũ tương nước trong dầu bắt đầu dẫn điện. Độ ổn định điện thế càng cao, dung dịch càng khó dẫn điện, đồng nghĩa với việc hệ nhũ tương càng bền. Nồng độ và khả năng nhũ hóa của chất tạo nhũ, nồng độ chất hoạt hóa Ca(OH)₂, các thông số lưu biến, hàm lượng chất rắn và tỷ lệ dầu/nước đều ảnh hưởng tới độ bền nhũ tương. Hệ dung dịch khoan gốc dầu được coi là ổn định khi pha nước (chất phân tán) được duy trì phân tán hoàn toàn trong pha dầu (môi trường phân tán) nhờ tác dụng thấm ướt của chất nhũ hóa. Các hạt nước được bao bọc bởi chất nhũ hóa tạo thành các hạt micelle đóng vai trò như các hạt rắn, tồn tại lơ lửng trong môi trường phân tán, tương tác đẩy lẫn nhau và duy trì trạng thái ổn định của hệ, bất kể các xáo trộn cơ học trong quá trình tuần hoàn, khuấy trộn. Khi nồng

Bảng 3. Công thức tiêu biểu hệ dung dịch khoan UNIMUD và MEGADRIL

TT	UNIMUD	MEGADRIL	Thông số tỷ lệ thể tích hoặc nồng độ (ppb)
1	Tỷ lệ dầu nền Neoflo 1-58/nước ngọt	Tỷ lệ dầu nền Neoflo 1-58/nước ngọt	80/20
2	DV-UNIMUL	ONEMUL	12
3	DV-BENMOD	Bentone 38	7
4	CaCl ₂	CaCl ₂	22
5	Ca(OH) ₂	Ca(OH) ₂	14
6	DV-GALAMUL F	NOVATEC F	4
7	DV-UNITROL HT	VERSATROL HT	8
8	DV-EFSEAL	VINSEAL	10
9	Barite	Barite	150

Bảng 4. Độ ổn định điện thế của hệ dung dịch khoan UNIMUD và MEGADRIL

Hệ dung dịch khoan	Độ ổn định điện thế (Volts, giá trị trung bình)		
	Trước khi nung	Sau khi nung 16 giờ	Sau khi nung 40 giờ
UNIMUD	746	720	685
MEGADRIL	728	652	630



Hình 1. So sánh thông số lưu biến của hệ dung dịch khoan UNIMUD và MEGADRIL

độ các chất nhũ hóa giảm dẫn đến lực tương tác đẩy giảm, các hạt micelle liên kết với nhau tạo thành kích thước lớn hơn, tách hẳn khỏi pha dầu, phá vỡ trạng thái ổn định. Khả năng dẫn điện của hệ lúc đó sẽ tăng lên, hiệu điện thế cần thiết như trên giảm. Độ nhớt của hệ dung dịch khoan gốc dầu do vậy sẽ giảm đáng kể, gây lắng phần lớn các phụ gia rắn và chất rắn khoan, làm tăng nguy cơ kẹt cần khoan, giảm đáng kể khả năng làm sạch giếng, tăng độ thải nước và giảm khả năng ức chế sét... Bằng cách thường xuyên theo dõi/đo điện thế, các kỹ sư có thể chẩn đoán được tình trạng của hệ dung dịch khoan gốc dầu và tiến hành can thiệp ngay khi xảy ra dấu hiệu mất ổn định. Để duy trì độ bền nhũ tương tốt, độ ổn định điện thế thường được duy trì tối thiểu 550 Volts.

Ở điều kiện nhiệt độ cao, chất nhũ hóa rất dễ phân hủy làm giảm khả năng duy trì tính ổn định của hệ nhũ tương [7]. Nhóm tác giả đã đánh giá độ ổn định nhũ tương của dung dịch bằng cách nung hệ dung dịch khoan UNIMUD và MEGADRIL ở nhiệt độ 160°C trong 16 giờ và 40 giờ, sau đó so sánh giá trị độ ổn định điện thế ghi nhận được.

Kết quả Bảng 4 cho thấy hệ dung dịch khoan UNIMUD có hệ nhũ tương rất bền theo thời gian, ngay cả khi tiếp xúc với điều kiện nhiệt độ cao trong khoảng thời gian dài. Chất tạo nhũ tương DV-UNIMUL

có khả năng chịu nhiệt tốt tương đương hóa phẩm ONEMUL của M-I SWACO, giữ cho hệ nhũ tương ngược (nước trong dầu) ổn định, duy trì được độ ổn định điện thế khá cao (trên 600 Volts) sau khi nung xoay ở nhiệt độ 160°C trong 16 giờ và 40 giờ.

2.3.2. Thông số lưu biến

Thông số lưu biến của hệ dung dịch khoan UNIMUD và MEGADRIL được theo dõi, so sánh trước và sau khi nung xoay ở nhiệt độ 160°C trong 16 giờ và 40 giờ. Ở điều kiện này, nếu thông số lưu biến chỉ dao động trong ngưỡng khống chế chứng tỏ hệ nhũ tương ổn định, công tác khoan do vậy có thể được tiến hành thuận lợi.

Kết quả thí nghiệm công thức điển hình của hệ dung dịch khoan UNIMUD và MEGADRIL cho kết quả lưu biến như Hình 1.

Hình 1 cho thấy thông số lưu biến của hệ dung dịch khoan UNIMUD trước và sau khi nung khá ổn định. Việc duy trì thông số lưu biến sau một thời gian dài tiếp xúc với điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao đã chứng minh độ bền nhiệt ưu việt của các chất tạo nhũ chính DV-BENMOD và chất nhũ hóa DV-UNIMUL.

2.3.3. Độ thải nước ở điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao

Khác với dung dịch khoan gốc nước, dung dịch khoan gốc dầu không dùng thông số độ thải nước API mà sử dụng thông số độ thải nước đo ở điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao để đánh giá tính năng của hệ. Ở điều kiện nhiệt độ phòng, với áp suất thấp 100psi, rất khó để dung dịch khoan gốc dầu có thể tách nước, trừ trường hợp hệ nhũ tương bị phá vỡ [7, 8]. Để đánh giá khả năng giảm độ thải nước của các hóa phẩm chức năng (DV-GALAMUL F và DV-UNITROL), hệ dung dịch khoan UNIMUD và MEGADRIL với công thức điển hình trên được nung và khảo sát độ thải nước ở điều kiện nhiệt độ 150°C, chênh áp 500psi trong cả 2 trạng thái tĩnh và động, sử dụng thiết bị HTHP Filter Press (thiết bị đo độ thải nước ở điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao trong trạng thái tĩnh) và Dynamic HTHP Filter Press (thiết bị đo độ thải nước ở điều

Bảng 5. Độ thải nước của hệ dung dịch khoan UNIMUD và MEGADRIL ở điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao

Hệ dung dịch khoan	Độ thải nước trong trạng thái tĩnh ở nhiệt độ 150°C (cc/30 phút)			Độ thải nước trong trạng thái động ở nhiệt độ 150°C (cc/30 phút)		
	Trước khi nung	Sau khi nung 16 giờ	Sau khi nung 40 giờ	Trước khi nung	Sau khi nung 16 giờ	Sau khi nung 40 giờ
UNIMUD	3,4	3,8	4,0	6,8	7,4	8,2
MEGADRIL	3,2	3,8	4,2	6,6	7,6	8,0

Bảng 6. So sánh khả năng ức chế sét của hệ dung dịch khoan UNIMUD và MEGADRIL

Phương pháp	Đơn vị	UNIMUD	MEGADRIL
		Sau khi nung 16 giờ	Sau khi nung 16 giờ
Thu hồi mùn khoan, đánh giá qua tỷ lệ mùn khoan được thu hồi	% khối lượng	99,1	98,6
Độ trương nở đo bằng thiết bị Swell meter	% thể tích	1,77	1,65

**Hình 2.** Mùn khoan thu hồi từ hệ dung dịch khoan UNIMUD**Hình 3.** Mùn khoan thu hồi từ hệ dung dịch khoan MEGADRIL

kiện nhiệt độ cao, áp suất cao trong trạng thái động). Đo độ thải nước ở trạng thái động sẽ mô phỏng tốt hơn trạng thái dung dịch khoan trong giếng khi được tuần hoàn và di chuyển theo chuyển động xoay của cần khoan.

Bảng 5 cho thấy các phụ gia giảm độ thải nước trong 2 hệ dung dịch khoan (DV-GALAMUL F/DV-UNITROL HT và Novatec F/Versatrol HT) hoạt động rất hiệu quả, tương thích với các thành phần còn lại (chất tạo nhớt chính, chất nhũ hóa, chất bít nhét) và duy trì độ thải nước thấp, giúp ổn định thành giếng và hạn chế tối đa hiện tượng kẹt dính chèn ép trong quá trình khoan.

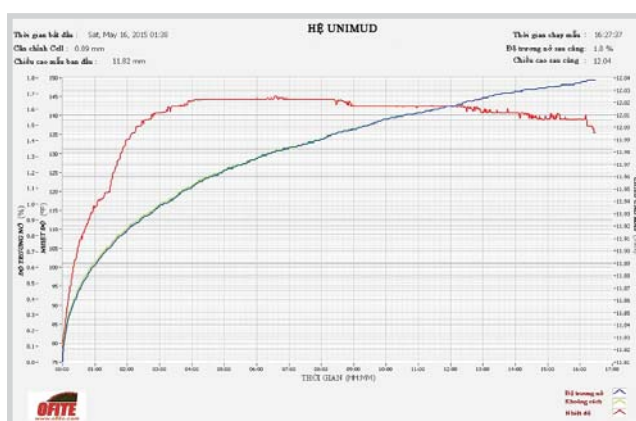
2.3.4. Khả năng ức chế trương nở sét

Do môi trường phân tán của dung dịch khoan gốc dầu là dầu gốc chiếm 70 - 80% thể tích, pha phân tán là nước đã được muối hóa bằng CaCl_2 với độ mặn rất cao, được phân tán đều trong dầu bởi các chất nhũ hóa nên khả năng tương tác với các phiến sét trong các vỉa sét (nếu có) rất thấp. Độ mặn cao sẽ làm nước tự do từ vỉa sét khuếch tán một phần vào pha nước muối, giúp cấu trúc sét càng bền chặt và khó trương nở. Vì vậy, khả năng ức chế sự trương nở sét (ức chế sét) của dung dịch khoan gốc dầu trội hơn so với dung dịch khoan gốc nước [8, 9].

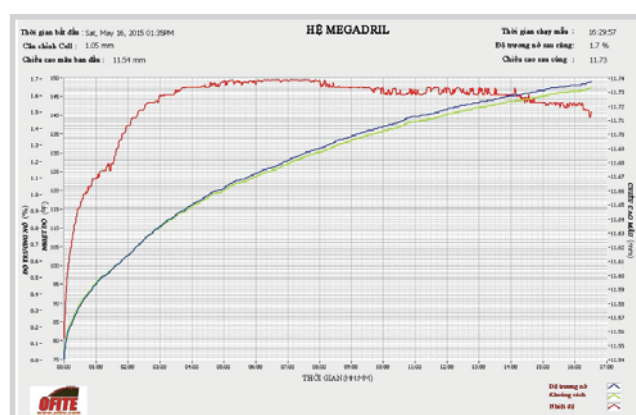
Nhóm tác giả sử dụng phương pháp thu hồi mùn khoan và phương pháp đo độ trương nở sét bằng thiết bị Swell meter để đánh giá khả năng ức chế sét của 2 hệ dung dịch khoan UNIMUD và MEGADRIL (Bảng 6 và các Hình 2 - 5).

- Đánh giá khả năng ức chế sét bằng phương pháp thu hồi mùn khoan, API Evaluation Clay (sét sơ khai, có tính chất gần giống với các vỉa sét thường gặp trong quá trình khoan) được nén ép dưới áp suất 6.000psi tạo thành bánh và sau đó được đập nhỏ và sàng thành các hạt có kích thước giới hạn (sàng có kích thước mắt 2 x 2mm và 4 x 4mm). Cân 20g hạt mùn khoan nhân tạo này cho vào bình chịu áp chứa 200ml hệ dung dịch khoan thử nghiệm và nung trong lò nung quay ở nhiệt độ 160°C trong 16 giờ. Sau đó, các hạt sét được thu hồi lại bằng sàng (kích thước mắt 0,5 x 0,5mm), đem phơi khô đến khối lượng không đổi và so sánh với khối lượng ban đầu. Tỷ lệ thu hồi mùn khoan theo khối lượng càng lớn chứng tỏ dung dịch có khả năng ức chế sét càng tốt.

- Đánh giá khả năng ức chế sét bằng việc sử dụng thiết bị Swell meter, API calibration bentonite (bentonite có khả năng trương nở lớn) được ép dưới áp suất 6.000psi thành viên mẫu có chiều dày khoảng 1cm. Viên mẫu sau đó được nạp vào cell đo của thiết bị và được đổ ngập trong dung dịch khoan thử nghiệm. Do ống chứa mẫu được thiết kế với kích thước trong vừa khít với đường kính của viên mẫu, viên mẫu tiếp xúc với dung dịch khoan chỉ có thể trương nở theo phương thẳng đứng. Một cảm biến đặc biệt sẽ đo chiều cao viên sét trong quá trình trương nở, từ đó tính



Hình 4. Độ trương nở của mẫu sét trong hệ dung dịch khoan UNIMUD



Hình 5. Độ trương nở của mẫu sét trong hệ dung dịch khoan MEGADRIL

được mức độ trương nở của viên sét theo thời gian. Mức độ trương nở theo thể tích càng lớn thì khả năng ức chế sét của dung dịch càng kém.

3. Kết luận

Nhóm tác giả đã nghiên cứu chế tạo hệ dung dịch khoan gốc dầu tổng hợp UNIMUD với các tính chất lưu biến, độ thải nước, khả năng ức chế trương nở sét tương đương với hệ dung dịch khoan MEGADRIL (M-I Swaco) ở

các điều kiện thường cũng như ở điều kiện nhiệt độ cao, áp suất cao.

Những nghiên cứu cải tiến nhằm nâng cao hiệu quả hoạt động của hệ UNIMUD ở điều kiện khắc nghiệt hơn sẽ được nhóm tác giả tiếp tục tiến hành. Đồng thời nhóm tác giả sẽ tích cực giới thiệu hệ UNIMUD tới các nhà điều hành khoan trong nước với mục đích đưa hệ dung dịch khoan này vào thử nghiệm công nghiệp và triển khai đại trà tại các giếng khoan dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam trong thời gian tới.

Tài liệu tham khảo

1. Dowell. *Dowell drilling fluids manual*. 1999.
2. M-I Swaco. *Drilling fluids handbook*. 2012.
3. Amoco Production Company. *Drilling fluids manual*.
4. Dowell Drilling Fluids. *Drilling fluids product data manual*. 1996.
5. Baker Hughes INTEQ. *Fluids fact Engineering handbook*. 1997.
6. Scomi Oiltools. *KMC oiltools drilling fluids operation manual (Ver. 2.0)*. 2008.
7. Donal C. Van Slyke. *Thermally stable oil-based drilling fluid*. Patent US5700763 A. 1997.
8. Jay Paul Deville. *Oil based drilling fluids with enhanced stability at high temperatures*. Patent US8586507 B2. 2013.
9. Jeff Kisner, Don Siems, Kimberly Burrows Lawson, David Carbajal, Ian Robb, Dale Jamison. *Invert drilling fluids and methods of drilling boreholes*. Patent US2003144153 A1. 2003.

Research to develop synthetic-based mud UNIMUD for drilling operations in Vietnam's continental shelf

Pham Dang Son¹, Nguyen Van Hien¹, Nguyen Van Tien¹
 Nguyen Manh Hung¹, Thai Hong Chuong¹, Pham Xuan Toan²

¹DMC-Drilling Fluids and Well Services (DMC-WS)

²Drilling Mud Corporation (DMC)

Email: hungtsd@pvdmc.com.vn

Summary

The authors have conducted a research to develop UNIMUD, a synthetic-based drilling fluid system which possesses a number of advantages for drilling complicated wells in Vietnam's continental shelf. The research has built up the key components and important concentration range as well as focused on the principal mud properties to be controlled. Laboratory tests also showed that the emulsion stability, shale inhibition ability, and rheological properties of this innovative mud system are equivalent to those of imported mud systems.

Key words: Oil-based mud, UNIMUD, base oil.