

Nghiên cứu phát triển hệ dung dịch khoan ức chế trương nở sét cao KLATROL

KS. Phạm Đăng Sơn, ThS. Nguyễn Mạnh Hùng, TS. Thái Hồng Chương

Công ty TNHH MTV Dung dịch khoan & Dịch vụ giếng khoan

TS. Phạm Xuân Toàn

Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm dầu khí

Tóm tắt

Nhóm tác giả đã nghiên cứu và phát triển hệ dung dịch khoan gốc nước mới có nhiều tính năng ưu việt, có khả năng ức chế trương nở sét cao, thân thiện môi trường. Nội dung bài báo bao gồm các kết quả nghiên cứu về thành phần, khoảng biến thiên nồng độ cũng như tính chất lưu biến, khả năng ức chế sét của hệ dung dịch KLATROL, có so sánh với các hệ ức chế hiện đang sử dụng rộng rãi tại Việt Nam; đánh giá tính ưu việt của hệ KLATROL qua phương pháp thu hồi mùn khoan, khả năng tải mùn khoan.

1. Mở đầu

Sự phát triển của công nghệ khoan, khai thác luôn kéo theo sự phát triển không ngừng của các hệ dung dịch khoan nhằm rút ngắn thời gian thi công, ổn định thành giếng khoan và đảm bảo an toàn vỉa sản phẩm. Các hệ dung dịch khoan có thể được chia ra làm 3 loại chính: dung dịch khoan gốc nước, dung dịch gốc dầu/gốc tổng hợp và dung dịch khoan dạng bọt/khí. Dung dịch khoan gốc dầu/gốc tổng hợp có tính ức chế trương nở sét tốt nhất, nhưng giá thành cao và thường gây ảnh hưởng tiêu cực tới môi trường nên ứng dụng bị hạn chế, đặc biệt ở những nước có yêu cầu khắt khe về môi trường hoặc không có phương tiện thu hồi mùn khoan. Hệ dung dịch dạng bọt/khí rất hiếm khi được triển khai vì khó khăn trong việc xử lý; công nghệ pha trộn khí vào dung dịch khoan và thiết bị bơm dung dịch khí phức tạp, giá thành cao. Dung dịch khoan gốc nước luôn là ưu tiên hàng đầu khi tiến hành khoan thăm dò, thẩm lượng và khai thác dầu khí. Các công ty dung dịch khoan hiện đang tập trung nghiên cứu phát triển hệ dung dịch khoan gốc nước có tính ức chế cao, bền nhiệt, dễ pha chế và thân thiện với môi trường để từng bước đưa tính ức chế sét của hệ gốc nước tiệm cận với tính năng ức chế sét của các hệ gốc dầu [1, 2, 3, 4, 7, 8, 9].

Nhóm tác giả đã nghiên cứu xây dựng được một số hệ dung dịch khoan có tính ức chế tốt sử dụng để khoan qua những địa tầng có thành phần sét hoạt tính

cao như Miocen hạ và Oligocen thượng. Bài báo này giới thiệu một số kết quả nghiên cứu hệ dung dịch ức chế sét KLATROL, hệ dung dịch ức chế sét được phát triển bởi Công ty TNHH MTV Dung dịch khoan và Dịch vụ giếng khoan (DMC-WS).

2. Các hệ dung dịch ức chế hiện đang được sử dụng tại Việt Nam

Tại Việt Nam, hiện nay đa số các nhà thầu trong và ngoài nước tập trung vào một số hệ dung dịch gốc nước có tính ức chế sét như sau:

+ Hệ KCl/Polymer (DMC/MI/Vietsovpetro): Hệ có tính ức chế sét trung bình, dùng để khoan chủ yếu phân đoạn Miocen thượng và trung nơi có các lớp sét mỏng, hoạt tính. Dung dịch KCl/Polymer có giá thành thấp, khả năng chịu nhiệt kém, nên chỉ áp dụng cho những vùng địa chất nông và ít phức tạp [1, 2].

+ Hệ FCL-AKK (Vietsovpetro): Được sử dụng rộng rãi tại các giếng khoan của Vietsovpetro, có khả năng chịu nhiệt tốt, độ tải mùn khoan cao, dễ thi công. Tuy nhiên hệ có pha rắn cao; khó khống chế về tính lưu biến, dễ tăng ECD, tổn thất thủy lực lớn chưa thân thiện với môi trường vì có chứa Chrom trong hợp chất Ferro-Chrom Lignosulfonate (FCL). Bên cạnh đó, tính ức chế của hệ này cũng không cao vì hệ không chứa những chất ức chế có hoạt tính cao mà chỉ chứa tác nhân ức chế là các cation K^+ , Al^{3+} có từ phenol nhôm kali và KOH [1, 2, 13, 14].

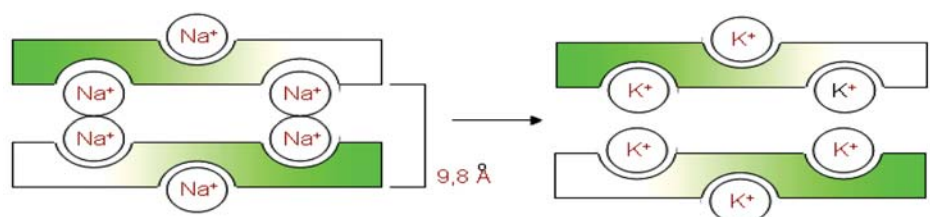
+ Hệ KCl-PHPA-Glycol (MI Swaco) là hệ được sử dụng rất phổ biến không chỉ ở Việt Nam mà còn ở nhiều nước trên thế giới. Hệ có tính ức chế tương đối tốt nhờ sự kết hợp 3 nhân tố ức chế chính: KCl, PHPA (Partially Hydrolized Polyacrylamide) và Polyalkylene Glycol. Tuy nhiên, hệ KCl-PHPA-Glycol có nhược điểm là dễ gây bít sãng rung dẫn đến trào dung dịch do PHPA bám vào mặt sãng. Bên cạnh đó, mức độ chịu nhiệt và độ thải nước ở nhiệt độ cao của hệ cũng bị hạn chế, đòi hỏi bổ sung thêm một số chất giảm độ thải nước và ức chế sét ở nhiệt độ cao [4].

+ Hệ Glydril (MI Swaco) là hệ dung dịch tiên tiến phát triển từ hệ dung dịch KCl-PHPA-Glycol, thay thế PHPA bằng hóa phẩm Idcap D có khả năng ức chế tốt mà không làm bít nhét sãng rung và không gây bước nhảy đột biến về tính lưu biến. Hơn nữa, hóa phẩm Idcap D cũng ít bị ảnh hưởng bởi nhiễm bẩn canxi như PHPA (PHPA có xu hướng bị kết tủa khi nồng độ canxi cao quá 800mg/l), nâng cao hiệu quả của dung dịch khi khoan qua những tầng chứa khoáng canxi cao vốn rất phổ biến ở Việt Nam. Tuy nhiên, dung dịch Glydril có giá thành tương đối cao và nguồn cung bị hạn chế do đây là hệ dung dịch bản quyền của MI Swaco [4].

+ Hệ Ultradril (MI Swaco): Hệ dung dịch này được sử dụng thành công tại Việt Nam cũng như một số quốc gia khác trên thế giới. Nó là sự tổng hợp ưu thế của chất ức chế sét dạng polyamine (Ultrahib), chất bao bọc (Ultracap), chất ức chế hấp phụ trao đổi ion (KCl) và chất làm giảm sự bám dính của mùn khoan vào cần khoan (Ultrafree). Do hoạt tính ức chế rất mạnh của Ultrahib kết hợp với KCl và Ultracap, các vỉa sét dày, hoạt tính cao thường được khoan qua dễ dàng với rất ít sự cố xảy ra trong quá trình khoan hoặc kéo thả, đặc biệt khi khoan liên thông qua các địa tầng có áp suất vỉa khác nhau. Tuy nhiên, nhược điểm của hệ Ultradril là có giá thành cao và chỉ được cung cấp độc quyền bởi MI Swaco [4].

3. Giới thiệu hệ dung dịch khoan KLATROL

Để tạo ra hệ dung dịch khoan gốc nước có các chỉ tiêu ưu việt đáp ứng yêu cầu khoan lại không phụ thuộc vào các nhà cung cấp độc quyền, nhóm tác giả đã nghiên cứu, phát triển hệ dung dịch KLATROL.



Hình 1. Cơ chế hấp phụ thay thế ion của cation K⁺

3.1. Thành phần cấu tử và chức năng các hóa phẩm trong hệ KLATROL

- DV-HIVIS D: Chất tạo độ nhớt, tạo cấu trúc.
- DV-CAP LV: Ức chế sét theo cơ chế màng bao bọc.
- KCl: Ức chế sét theo cơ chế hấp phụ trao đổi ion.
- DV-KLATROL: Ức chế sét theo cơ chế nén chặt phiến sét.
- DV-PAC LV: Giảm độ thải nước.
- DV-FLO HT: Giảm độ thải nước ở nhiệt độ cao.
- DV-CARB F (CaCO₃F): Chống mất dung dịch, gia cố vỏ bùn.
- DV-KLASEAL: Ổn định sét ở nhiệt độ cao.
- DV-CIDE/Biosafe: Chất diệt khuẩn.
- Soda Ash: Khử độ cứng.
- Barite: Chất tăng tỷ trọng.

3.2. Cơ chế ức chế của các cấu tử ức chế trong hệ KLATROL [4, 10, 11]

Đối với hệ dung dịch KLATROL, khả năng ức chế được thể hiện chủ yếu bởi 4 hóa phẩm:

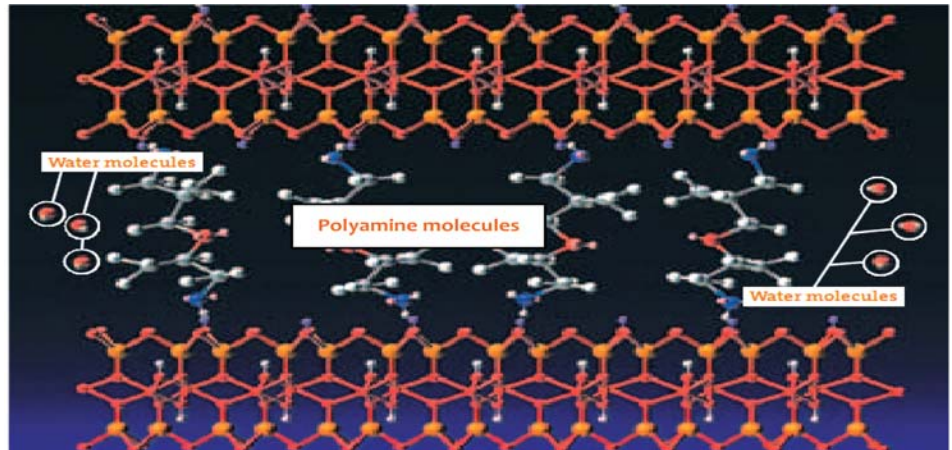
- *Muối KCl*: Khi hòa tan vào nước, muối KCl có thể phân ly hoàn toàn vì đây là một loại muối điện ly mạnh. Ion K⁺ có kích thước nhỏ hơn (2,66Angxtrom), có thể xâm nhập vào rất khít các lớp phiến sét. Vì sự hấp phụ và thay thế ion Na⁺ của K⁺ là vĩnh viễn (ion K⁺ không bị thay thế bởi các ion khác), do đó khoảng không gian nội tại giữa các phiến sét bị thu hẹp lại, làm các phần tử nước rất khó có thể xâm nhập sâu vào trong khe giữa các phiến sét này, do đó hạn chế sự trương nở của phiến sét. Bên cạnh đó, khi các tâm hoạt động tích điện âm trên bề mặt các phiến sét được trung hòa bởi các ion K⁺, chúng không còn khả năng tương tác với các phân tử nước được nữa, do đó độ dày vỏ bọc hydrat của các phiến sét giảm đi, dẫn đến việc các phiến sét khó trương hơn. Ngoài ra, ion Cl⁻ có

ái lực mạnh đối với các phân tử nước cũng làm giảm tỷ lệ nước tự do trong dung dịch, do đó làm giảm mức độ xâm nhập vào các kẽ sét của các phân tử nước tự do, hạn chế quá trình trương nở của sét.

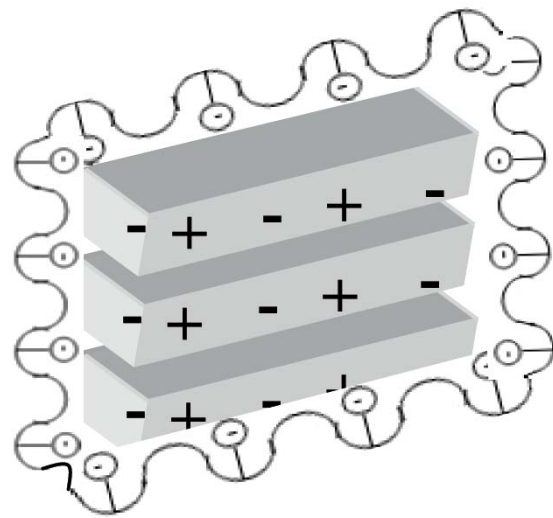
- DV-KLATROL là hỗn hợp của các polyamine và muối amine hữu cơ bậc 4 tan hoàn toàn trong nước, ức chế sét trên cơ sở gia cố liên kết phiến sét. Do ái lực của gốc amine (tâm điện dương) với các tâm hoạt động mang điện âm của các phiến sét rất lớn, các gốc polyamine hoặc muối amin này nhanh chóng hấp phụ lên bề mặt của các phiến sét và trung hòa các tâm tích điện. Bên cạnh đó, do phân tử chứa nhiều gốc amine, chúng đóng vai trò như một cation đa hóa trị, liên kết chặt và gia cố bề mặt các phiến sét lại với nhau. Do vậy, ngay cả khi các phân tử nước xâm nhập và hydrat hóa các tâm điện tích giữa các bề mặt phiến sét, chúng cũng không thể làm gia tăng khoảng cách giữa các phiến sét, từ đó hạn chế khả năng phân tán của các hạt sét.

- DV-CAP LV là hỗn hợp của các co-polymer polyacrylamide mạch ngắn ức chế sét theo cơ chế bao bọc. Khác với các polyacrylamide có mạch dài mang điện tích âm, DV-CAP LV là các cationic polymer (polymer dương) với các tâm điện tích dương chiếm ưu thế. Do vậy, chúng dễ dàng hấp phụ rất chắc chắn lên bề mặt của các phiến sét, đồng thời hấp phụ cả lên cạnh của các phiến sét, nơi có cả tâm điện tích dương và âm, che phủ hoàn toàn cụm phiến sét và ngăn không cho nước xâm nhập vào cụm phiến sét qua các kẽ phiến sét. Liên kết và khả năng che phủ của polymer dương này tốt hơn rất nhiều đối với các polymer âm, do vậy ngăn cản tốt hơn sự xâm nhập của nước tự do vào các phiến sét. Bên cạnh đó, vì khối lượng phân tử thấp và độ dài mạch ngắn, DV-CAP LV sẽ không tạo sự gia tăng đột ngột về độ nhớt, không bít nhét các khe hở của sàng rung. Do đó, sẽ loại bỏ hiện tượng trào sàng rung hoặc các sự cố khác gây ra bởi độ nhớt quá cao của dung dịch.

- DV-KLASEAL là chất ổn định sét rất hiệu quả ở nhiệt độ cao. Khả năng bền nhiệt của DV-KLASEAL xuất phát từ



Hình 2. Cơ chế ức chế sét của Polyamine



Hình 3. Cơ chế bao bọc sét của DV-CAP LV

mạng lưới mạng cacbon hữu cơ rất chắc chắn, được xử lý hóa học để có thể tan tốt trong môi trường nước. Ở mức độ vi mô, DV-KLASEAL làm ổn định sét bằng cơ chế bao bọc mùn khoan và thành hệ, trung hòa các tâm hoạt tính của sét (đặc biệt các tâm điện tích dương ở cạnh phiến sét), hạn chế khả năng xâm nhập của nước vào cấu trúc nội tại của các phiến sét.

4. Biến thiên nồng độ và tính chất của hệ KLATROL

Thành phần và khoảng biến thiên nồng độ, tính chất lưu biến của hệ KLATROL được mô tả ở Bảng 1.

5. So sánh tính chất lưu biến, độ thái nước và khả năng ức chế sét của dung dịch KLATROL với các dung dịch khác ở các điều kiện nhiệt độ khác nhau [3, 4, 5, 6, 7, 11]

Có 4 hệ dung dịch được khảo sát so sánh là: KLATROL (DMC-WS); CFL-AKK-KCl-PAG (cùng phát triển bởi nhóm

Bảng 1. Thành phần, khoảng biến thiên nồng độ và tính chất lưu biến của hệ KLATROL

TT	Hóa chất	Khối lượng/1l nước	Thời gian trộn (phút)	Độ nhớt phễu, giây (25°C)	PV (cP)	YP (lb/100 ft ²)	10'' Gel (lb/100 ft ²)	10' Gel (lb/100 ft ²)	6RPM	API Fluid Loss (ml/30min)	pH	DV-KLATROL (%v/v)	KCl (%w/w)	
1	Nước biển/nước KT	Đủ 1l		45-72	ALAP	25-35	7-15	10-30	8-15	<6	9-10	1,5-3	6-8	
2	Na ₂ CO ₃	0,5 - 1g	1											
3	KCl	80 - 100g	3	DV-FLO HT chỉ được đưa vào hệ dung dịch khi nhiệt độ đáy giếng cao trên 120°C. Độ thải nước của dung dịch có thể điều chỉnh <4 khi tăng nồng độ DV-PAC LV										
4	DV-KLATROL	2,5% - 3% (v/v)	3										LGS (% v/v)	MBT (ppb)
5	DV-PAC LV	7g - 10g	3											
6	DV-FLO HT	3 - 6g	3										<6	<25
7	DV-CAP LV	7 - 12g	3											
8	DV-HIVIS D	2 - 4,5g	5											
9	DV-KLASEAL	3 - 10g	3											
10	DV-CIDE /Biosafe	0,5 - 1g	1											
11	DV-CARB F	10 - 20g	3											
12	Barite	Theo yêu cầu	30											

tác giả DMC-WS và VSP); KCl/Glydril MC/Idcap D và Ultradril (MI Swaco). Thành phần, nồng độ của các hệ được trình bày trong Bảng 2. Các dung dịch khoan được chuẩn bị bằng mẫu nước biển lấy từ khu vực mỏ Rồng (giàn West Prospero khoan cho Vietsovpetro). Tiến hành đo lưu biến dung dịch ở điều kiện 25°C. Đo mức độ trương nở sét trên thiết bị Swell Metter ở điều kiện 25°C trong 16 giờ. Một nửa dung dịch đã chuẩn bị được nung quay trong Rolling Oven 16 giờ ở nhiệt độ 120°C, sau đó cũng được kiểm tra tính chất lưu biến và mức độ trương nở sét.

Mẫu sét API Calibration Bentonite (sét hoạt hóa) được nén ở 6.000psi (408at) tương đương với mức độ nén của mẫu đất đá ở độ sâu 3.500m với cột áp suất thủy tĩnh của dung dịch là 1,2 (SG). Đây là độ sâu của tầng Oligocen thượng có chứa rất nhiều sét hoạt tính và thường xuyên gặp ở thềm lục địa Việt Nam. API Calibration Bentonite

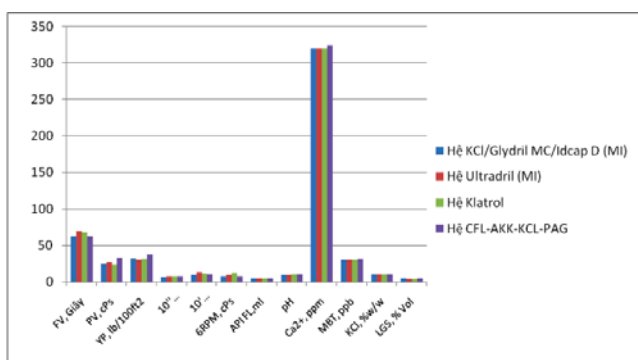
(sét hoạt hóa) là loại sét Natri Montmorillonite có khả năng trương nở rất mạnh, do đó sẽ phản ánh khách quan khả năng ức chế của hệ dung dịch nghiên cứu. Thời gian tiếp xúc của mẫu lõi sét trong dung dịch khoan là 16 tiếng, đo tại nhiệt độ thường (25°C) cũng như nhiệt độ cao (120°C).

Các kết quả về tính chất lưu biến của các hệ dung dịch trên trước và sau khi nung 16 giờ ở 120°C được trình bày trên các Hình 4 và 5, kết quả ức chế sét mô tả trên các Hình 6 và 7.

Qua các Hình 4 và 5 có thể thấy hệ dung dịch KLATROL cũng như các hệ khác có tính chất lưu biến ổn định trước và sau khi gia nhiệt và có các giới hạn lưu biến trong phạm vi cho phép. Kết quả đo trương nở trước và sau khi nung (Hình 6 và 7) cho thấy trước khi nung, Ultradril cho kết quả tốt nhất, trương nở sét chỉ khoảng 10%, sau đó đến hệ KLATROL (13%), hệ KCl/Glydril MC/Idcap D (14%) và

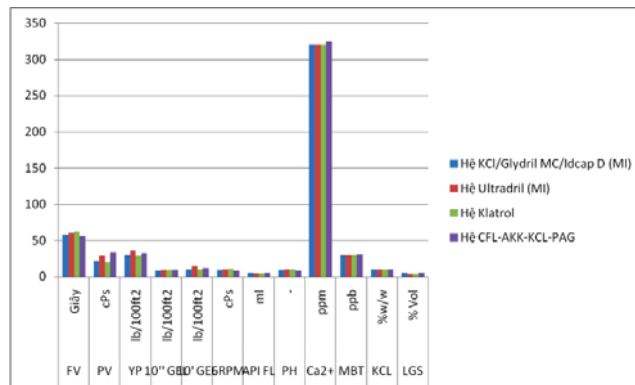
Bảng 2. Thành phần, nồng độ các hệ dung dịch khảo sát so sánh

Hệ KCl/Glydril MC/Idcap D		Hệ Ultradril	
Thành phần	Nồng độ	Thành phần	Nồng độ
Nước biển	Đủ 1l	Nước biển	Đủ 1l
Barite	100kg/m ³	Barite	100kg/m ³
Biosafe	3,0kg/m ³	Biosafe	3,0kg/m ³
Caustic soda	3,0kg/m ³	Soda ash	0,8kg/m ³
Soda ash	0,8kg/m ³	Duovis/Duovis plus	4,0kg/m ³
Duovis	3,0kg/m ³	KCl	100kg/m ³
Idcap D	10kg/m ³	MI PAC UL	10kg/m ³
Glydril MC	45kg/m ³	Ultrahib	35kg/m ³
KCl	100kg/m ³	Ultrafree	10kg/m ³
MI PAC UL	10kg/m ³	Ultracap	10kg/m ³
CaCO ₃ F	40kg/m ³	CaCO ₃ F	40kg/m ³
Hệ KLATROL		Hệ CFL-AKK-KCL-PAG	
Thành phần	Nồng độ	Thành phần	Nồng độ
Nước biển	Đủ 1l	Nước biển	Đủ 1l
Na ₂ CO ₃	0,5kg/m ³	Na ₂ CO ₃	0,8kg/m ³
KCl	100kg/m ³	KCl	100kg/m ³
DV-KLATROL	3% thể tích	DV-PAC LV	20kg/m ³
DV-PAC LV	7kg/m ³	DV-HIVIS	3,0kg/m ³
DV-CAP LV	10,5kg/m ³	PAG	45kg/m ³
DV-HIVIS D	3,5kg/m ³	CFL	40kg/m ³
CaCO ₃ F	20kg/m ³	KOH	15kg/m ³
DV-KLASEAL	10kg/m ³	AKK	7kg/m ³
DV-CIDE	0,5kg/m ³	Biosafe	3kg/m ³
Barite	100kg/m ³	Barite	100kg/m ³

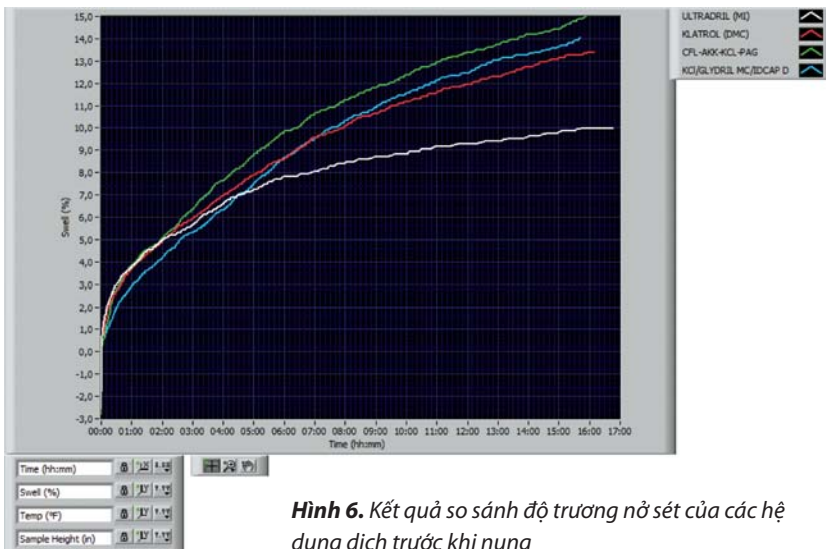


Hình 4. So sánh tính chất lưu biến các hệ dung dịch trước khi nung hệ CFL-AKK-KCl-PAG (15%). Tuy nhiên, tất cả các mẫu đều cho mức độ ức chế trương nở sét rất tốt (trương nở sét dưới 20%).

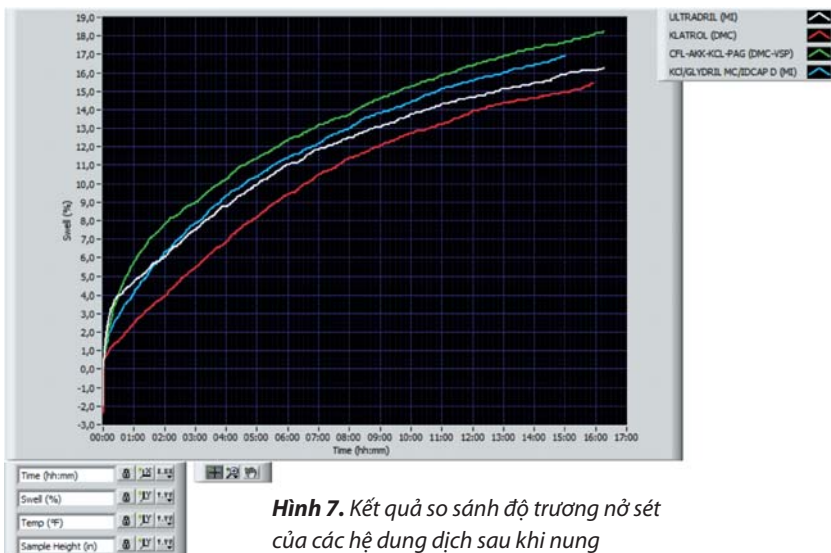
Sau khi nung ở nhiệt độ cao, tất cả các hệ dung dịch đều cho kết quả trương nở sét dưới 20%. Hệ KLATROL cho



Hình 5. So sánh tính chất lưu biến các hệ dung dịch sau khi nung kết quả tốt nhất (15,4%) rồi đến hệ Ultradril (16,2%); hệ KCl/Glydril MC/Idcap D (16,9%) và hệ CFL-AKK-KCl-PAG (18,2%). Mặt khác, hệ dung dịch KLATROL tương đối bền nhiệt, sự thay đổi về trương nở sét trước và sau khi nung thấp nhất trong số các hệ được khảo sát (từ 13 - 15,4%).



Hình 6. Kết quả so sánh độ trương nở sét của các hệ dung dịch trước khi nung



Hình 7. Kết quả so sánh độ trương nở sét của các hệ dung dịch sau khi nung

Bảng 3. Kết quả thí nghiệm thu hồi mùn khoan

	Dung dịch KLATROL	Dung dịch Ultradril
Phần trăm mùn khoan được thu hồi trong điều kiện thí nghiệm	82,01%	81,55%

6. Đánh giá khả năng ức chế sét của hệ KLATROL bằng phương pháp thu hồi mùn khoan [11]

Để đánh giá khả năng ức chế của sét bằng phương pháp thu hồi mùn khoan, API Evaluation Clay (sét sơ khai) được sử dụng để nén viên mẫu. Đây là loại sét sơ khai chưa được xử lý, có tính chất gắn với sét thường gặp trong quá trình khoan. Sét được nén với áp suất 6.000psi và được đập nhỏ thành các hạt nhỏ với kích thước giới hạn là lọt qua sàng 5 mesh và nằm trên sàng 20 mesh (gần tương đồng với kích thước của mùn khoan). Sau đó, cân 10g và cho vào 200ml hệ dung dịch thử nghiệm (thí nghiệm trên hệ ức chế ưu việt Ultradril của MI Swaco và hệ KLATROL của DMC-WS với thành phần và nồng độ được trình bày trong Bảng 3) và nung trong lò nung quay với nhiệt độ 120°C trong vòng 16 giờ. Sau đó, các hạt sét được thu hồi lại bằng sàng 20 mesh, đem phơi khô đến khối lượng không đổi và so sánh với khối lượng ban đầu. Kết quả thu hồi mùn khoan của hai dung dịch trên được trình bày trong Bảng 3, Hình 8 và 9 cho thấy khả năng ức chế của hệ KLATROL khá tốt và cho hệ số thu hồi mùn khoan cao.

7. Đánh giá khả năng tải mùn khoan của hệ KLATROL

Một trong những tiêu chí để đánh giá tính năng của hệ dung dịch là thử nghiệm khả năng tải mùn khoan của



Hình 8. Mẫu mùn khoan thu hồi của dung dịch KLATROL



Hình 9. Mẫu mùn khoan thu hồi của dung dịch Ultradril

Bảng 4. Thông số dung dịch KLATROL sau khi nhiễm bẩn mùn khoan

TT	Thông số	Đơn vị	Hệ KLATROL (trước nung)	Hệ KLATROL (sau nung)
1	Tỷ trọng	sg	1,27	1,27
2	Độ nhớt phổ	giây	73	68
3	pH		10,0	9,7
4	Chỉ số 600		103	110
	Chỉ số 300		70	75
	Chỉ số 200		56	60
	Chỉ số 100		38	42
	Chỉ số 6		10	13
	Chỉ số 3		8	10
5	PV	cP	33	35
6	YP	lb/100ft ²	37	40
7	Gel 10"/10'	lb/100ft ²	9/14	13/16
8	Độ thải nước API	ml	3	3,2

hệ. Yêu cầu đối với khả năng tải mùn khoan của hệ là ứng suất cắt động (YP) của hệ không vượt 42lb/100ft² khi làm nhiễm bẩn hệ với 10ppb (28kg/m³) sét sơ khai - mức nhiễm bẩn cao của dung dịch. Thí nghiệm mô phỏng nhiễm bẩn 10ppb API Evaluation Clay (sét sơ khai) của hệ KLATROL (có thành phần nêu trong Bảng 2) cho kết quả như Bảng 4.

Kết quả ở Bảng 4 cho thấy khả năng tải mùn khoan của hệ dung dịch KLATROL hoàn toàn đáp ứng yêu cầu đặt ra. Hệ dung dịch có tính lưu biến tương đối tốt ngay cả khi nhiễm bẩn chất rắn khoan với nồng độ khá lớn. Điều này sẽ hạn chế quá trình pha loãng và làm mới hệ dung dịch khoan, nhờ đó sẽ tăng hiệu quả kinh tế trong quá trình thi công khoan.

8. Kết luận

Hệ dung dịch khoan gốc nước KLATROL do DMC-WS nghiên cứu phát triển có nhiều tính năng ưu việt, đặc biệt là khả năng ức chế trương nở sét cao, bền nhiệt và thân thiện với môi trường, đáp ứng yêu cầu tăng cường năng lực khoa học công nghệ, tự chủ về hệ dung dịch, hóa chất và kỹ thuật trong cung cấp dịch vụ dung dịch khoan.

Lời cảm ơn

Nhóm tác giả xin chân thành cảm ơn Viện Công nghệ khoan đã có những giúp đỡ, tư vấn quý báu trong quá trình nghiên cứu xây dựng hệ dung dịch khoan KLATROL; cảm ơn Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí, Xí nghiệp Khoan và Sửa giếng (Liên doanh Việt - Nga) đã hỗ trợ đánh giá các tính chất của các hệ dung dịch khoan trình bày trong bài viết này.

Tài liệu tham khảo

1. Hoàng Hồng Lĩnh, Ngô Văn Tự, 1995. *Nghiên cứu áp dụng hệ dung dịch khoan ức chế mới tại Liên doanh Việt - Nga*. Tạp chí Dầu khí số 2. p. 10 - 16.
2. Ngô Văn Tự, 1995. *Nghiên cứu hệ dung dịch khoan ức chế mới trên cơ sở chất phụ gia KR - 22 để thi công các giếng khoan dầu khí tại mỏ Bạch Hổ và Rồng*. Hà Nội.
3. *Do well drilling fluids manual*, 1999.
4. *Drilling fluids handbook*. MI Swaco, 2006.
5. *Drilling fluids manual*. Amoco Production Company.
6. *Drilling fluids product data manual*. Dowell Drilling Fluids, 2005.
7. *Fluids Fact. Engineering handbook*. Baker Hughes INTEQ.
8. King et al., 1993. *Method of aerating drilling fluid*. US Patent.
9. *KMC Oiltools Drilling fluids operation manual*, Ver. 2.0. Scomi Oiltools, 2008.
10. Smith et al., 1997. *Method of treating shale and clay in hydrocarbon formation drilling*. US Patent.
11. *Specification for drilling fluid materials*, 13A, 1993.
12. US Patent No. 5607902: *Method of treating shale and clay in hydrocarbon formation drilling*.
13. *Иструкция по технологии приготовления и обработки буровых растворов с применением морской воды при бурении скважин на месторождениях СП "Вьетсовнепро"* - ВСП, 2005.
14. *Руководящий нормативный документ: Регламент буровых растворов при проводке скважин на месторождениях СП Вьетсовнепро РД СП 86-07* - ВСП, 2007.