



PHÁT TRIỂN CÁC HỆ DUNG DỊCH KHOAN GỐC NƯỚC ỨC CHẾ TRƯỞNG NỞ SÉT CAO THI CÔNG CÁC GIẾNG KHOAN SÂU

Phạm Xuân Toàn

Viện Dầu khí Việt nam

Nguyễn Xuân Thảo, Nguyễn Duy Tuấn

Viện Công nghệ Khoan

Phạm Đăng Sơn

Công ty DMC WS

Email: phamxuantoan@vpi.pvn.vn

TÓM TẮT

Hệ dung dịch khoan là yếu tố quan trọng trong công tác khoan thăm dò khoáng sản, đặc biệt đối với giếng khoan sâu thăm dò và khai thác dầu khí. Các hệ dung dịch khoan gốc nước ức chế sét đã được sử dụng ở Việt Nam chủ yếu là KCL/Polymer, FCL/AKK, KCL/PHPA/Glycol; Glydril; Ultradril.... Trong thi công, một số hệ dung dịch khoan trên đã bộc lộ những hạn chế, cần phải nghiên cứu dung dịch khoan gốc nước trong nước. Bài báo giới thiệu kết quả nghiên cứu theo hướng này.

Từ khóa: dung dịch khoan, giếng khoan sâu, gốc nước

1. ĐẶT VẤN ĐỀ

Trong công tác khoan thăm dò khoáng sản, việc áp dụng các hệ dung dịch khoan phù hợp luôn là yếu tố quan trọng đảm bảo rút ngắn thời gian thi công, khoan giếng an toàn đồng thời đảm bảo tính nguyên vẹn cho các tầng chứa sản phẩm. Đặc biệt đối với giếng khoan sâu thăm dò và khai thác dầu khí, dung dịch khoan đóng vai trò rất quan trọng trong việc thành công của giếng khoan cả về kinh tế và kỹ thuật. Vì vậy, trong những năm qua, đã có nhiều nghiên cứu các hệ dung dịch khoan nhằm giảm các sự cố, phức tạp trong thi công khoan, tăng hiệu quả hoạt động của giàn khoan, giảm giá thành giếng khoan, đảm bảo an toàn cho công tác thử vỉa, gọi dòng sản phẩm... khi khoan qua các địa tầng chứa sét trương nở. Các hệ dung dịch khoan gốc nước ức chế sét đã được sử dụng ở Việt Nam chủ yếu là KCL/Polymer, FCL/AKK, KCL/PHPA/Glycol; Glydril; Ultradril.... Trong thi công, một số hệ dung dịch khoan trên đã bộc lộ những hạn chế như kém ổn định tính lưu biến, khả năng chịu nhiệt thấp, độ thải nước cao, khó tách chất rắn do PHPA bám vào sàng rung hay tác động ảnh hưởng tới môi trường do thành phần chrom trong hỗn hợp FCL... Trong đó, hệ dung dịch Ultradril là hệ dung dịch khoan tiên tiến nghiên cứu phát triển bởi MiSwaco bằng các hóa phẩm thay thế Idcap D,

Ultrahib, Ultrafree... kết hợp ức chế hấp phụ ion của KCL đã tăng được khả năng ức chế sét cao và giảm sự bám dính của mùn khoan đảm bảo thi công an toàn qua các tầng sét dày, hoạt tính tránh được các sự cố thi công giữ cho thành giếng ổn định và không nhiễm bẩn vỉa sản phẩm. Đây là ứng dụng thành công các hệ dung dịch khoan tiên tiến cho hoạt động khoan tại Việt nam. Tuy nhiên, hệ dung dịch Ultradril có giá thành khá cao và là hệ dung dịch bản quyền chỉ được cung cấp bởi dịch vụ của MisWaco. Từ những yêu cầu của thực tế, các cán bộ kỹ thuật của Việt Nam đã định hướng nghiên cứu trên cơ sở tổng hợp ưu thế của chất ức chế kếp dạng polyamine với KCL và hỗn hợp copolymer đã tạo ra các đặc tính vượt trội ức chế các hoạt tính của sét khi tiếp xúc với dung dịch khoan. Các kết quả nghiên cứu và thử nghiệm là cơ sở phát triển các hệ dung dịch khoan gốc nước ức chế sét cao cho thi công các giếng khoan sâu qua các trầm tích chứa sét hoạt tính.

2. NỘI DUNG NGHIÊN CỨU

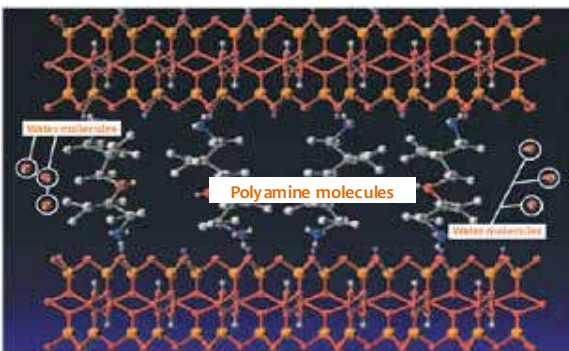
2.1. Cơ chế ức chế sét của hệ dung dịch khoan gốc nước

2.1.1. Cơ chế ức chế của Polyamine

Hỗn hợp của các polyamine và muối amine hữu cơ có thể tan hoàn toàn trong nước ức chế



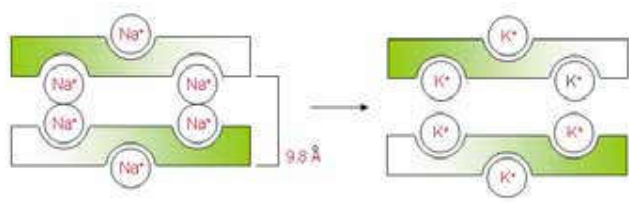
sét trên cơ sở gia cố liên kết phiến sét. Do ái lực của gốc amine (tâm điện dương) với các tâm hoạt động mang điện âm của các phiến sét, các gốc polyamine hoặc muối amine nhanh chóng hấp phụ lên bề mặt của các phiến sét, và trung hòa các tâm tích điện. Bên cạnh đó, do phân tử chứa nhiều gốc amine, chúng 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 sét.



H.1. Cơ chế ức chế sét của Polyamine

2.1.2 Cơ chế ức chế của muối KCl

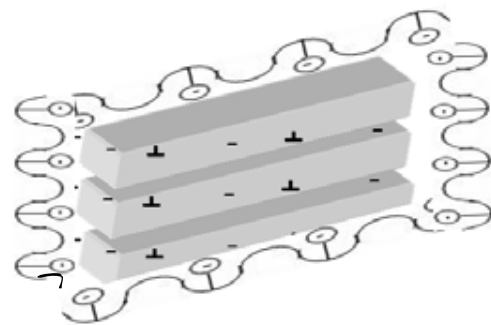
Khi hòa tan vào nước, muối KCl có thể phân ly hoàn toàn vì đây là một loại muối điện ly mạnh. Ion K^+ có kích thước nhỏ hơn (2.66Angxtrom), có thể xâm nhập vào các lớp phiến sét. Vì sự hấp phụ và thay thế ion Na^+ của K^+ là vĩnh viễn (ion K^+ không bị thay thế bởi các ion khác), do đó khoảng không gian nội tại giữa các phiến sét bị thu hẹp lại, làm các phần tử nước rất khó có thể xâm nhập sâu vào trong các 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 nở 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.



H.2. Cơ chế hấp phụ thay thế ion của cation K^+

2.1.3. Cơ chế ức chế của co-polymer polyacrylamide

Co-polymer polyacrylamide 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, co-polymer polyacrylamide là các cationic polymer (polymer dương) với các tâm điện tích dương chiếm ưu thế. Do vậy, chúng dễ dàng hấp phụ rất chắc 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, sẽ không tạo sự gia tăng đột ngột về độ nhớt, không làm khó khăn cho việc tách chất rắn khỏi mùn khoan hoặc các sự cố khác gây ra bởi độ nhớt quá cao của dung dịch.



H.3. Cơ chế bao bọc sét của polyacrylamide

2.2. Thử nghiệm tính năng ổn định và ức chế sét của Protrol

2.2.1. Thành phần hệ dung dịch pha chế

Thành phần pha chế các hệ dung dịch ức chế

Bảng 1. Thành phần pha chế các hệ dung dịch khoan

| PROTROL | | HPWBM* | | KCl/Glycol | |
|------------|--------------------------------|-------------|--------------------------------|------------|--------------------------------|
| Hóa phẩm | Hàm lượng (kg/m ³) | Hóa phẩm | Hàm lượng (kg/m ³) | Hóa phẩm | Hàm lượng (kg/m ³) |
| theo y/cầu | | theo y/cầu | | theo y/cầu | |
| Soda Ash | 0,5 | Soda Ash | 0,5 | Soda Ash | 0,8 |
| KCl | 100 | KCl | 100 | KCl | 100 |
| DV-HIB | 30 | Ultrahib | 35 | Glydril MC | 45 |
| DV-CAP LV | 10 | Ultracap | 10 | ID Cap D | 10 |
| DV-PAC LV | 8 | MI PAC UL | 8 | MI PAC UL | 8 |
| DV-HIVIS D | 3,5 | Duovis plus | 3,5 | Duovis | 3 |
| DV-CARB F | 20 | CaCO3 F | 20 | CaCO3 F | 20 |
| DV-KLAFREE | 10 | Ultrafree | 10 | NaOH | 2 |
| DV-FLO HT | 5 | Dualflo HT | 5 | Dualflo HT | 5 |
| DV-CIDE | 1,5 | Safe-cide | 1,5 | Biosafe | 1,5 |
| Barite | 100 | Barite | 100 | Barite | 100 |
| Raw clay | 10 | Raw clay | 10 | Raw clay | 10 |

HPWBM* là hệ dung dịch khoan gốc nước ức chế sét cao của các nhà thầu nước ngoài

sét được sử dụng tại Việt Nam, trong đó các hóa phẩm có tính năng tương tự đã được sử dụng sát với nồng độ thực tế để đánh giá khả năng ức chế sét, tính chịu nhiệt, khả năng thu hồi mùn khoan... khác nhau và được trình bày trong Bảng 1.

Các thông số dung dịch khoan được đánh giá trong điều kiện nhiệt độ phòng và nhiệt độ sau khi nung ở điều kiện 120 °C nung trong 16 giờ. Các thông số được trình bày trong Bảng 2. Các thông số đo được cho thấy rằng, các hệ dung dịch khoan polymer phi sét hiện nay có các tính chất lưu biến khá ổn định, bền nhiệt và đảm bảo yêu cầu kỹ thuật thi công các giếng khoan sâu.

2.2.2. Chuẩn bị mẫu sét

Mẫu sét để thử nghiệm là sét API hoạt hóa có độ trương nở cao được nén ở 6000psi (408 at) tương đương với điều kiện nén của đất đá ở độ sâu 3.500 m với cột áp suất thủy tĩnh của dung dịch là 1,2g/cm³. Đây là độ sâu thường gặp của các địa tầng có chứa sét hoạt tính và thường xuyên xảy ra các sự cố mất ổn định thành thành giếng khoan như trương nở, sập nở, biến dạng thành giếng khoan trong quá trình thi công khoan tại thềm lục địa Việt nam.

Đối với mẫu mùn khoan (cutting) sau khi được nén ép mẫu sét được đập nhỏ thành các hạt với kích thước giới hạn là lọt qua sàng 5 mesh và nằm

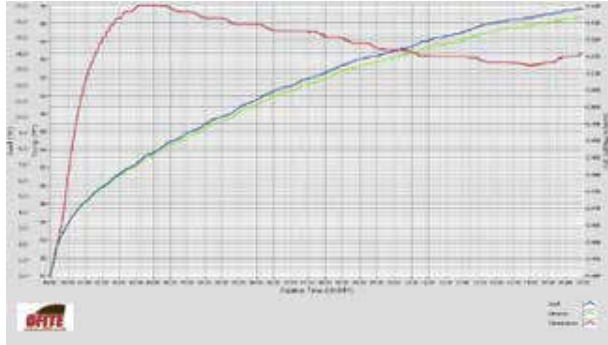
Bảng 2. Thông số dung dịch khoan thử nghiệm

| Thông số | PROTROL | | HPWBM | | KCl/Glycol | |
|--------------------------------|----------------|--------------|----------------|--------------|----------------|--------------|
| | Trước khi nung | Sau khi nung | Trước khi nung | Sau khi nung | Trước khi nung | Sau khi nung |
| PV, cPs | 24 | 26 | 27 | 24 | 25 | 22 |
| YP, lb/100ft ² | 31 | 32 | 30 | 34 | 32 | 30 |
| 10' Gel, lb/100ft ² | 8 | 9 | 8 | 9 | 8 | 8 |
| 10' Gel, lb/100ft ² | 11 | 12 | 12 | 13 | 10 | 14 |
| 6RPM, cPs | 12 | 11 | 9 | 10 | 9 | 10 |
| API FL, ml | 3,4 | 3,5 | 3,2 | 3,6 | 3,4 | 5 |
| HHP FL, ml | 12,8 | 11,4 | 12,6 | 11,0 | 13,0 | 11,6 |
| pH | 9,9 | 9,7 | 9,7 | 9,5 | 9,2 | 8,4 |

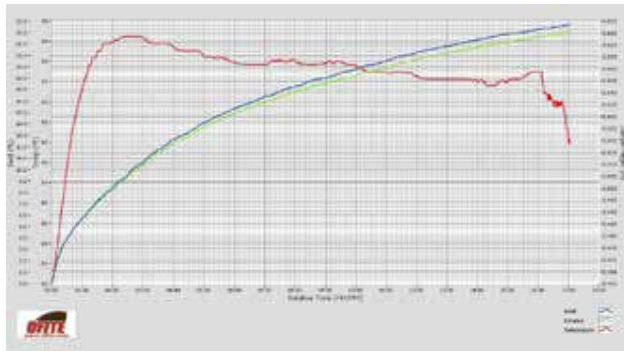


trên sàng 20 mesh (gần tương đồng với kích thước của mùn khoan). Sau đó, cân 10g và cho vào 200ml hệ dung dịch thử nghiệm với thành phần, hàm lượng và tính chất dung dịch trình bày trong Bảng 1, 2 và chuyển qua lò nung quay với nhiệt độ 120°C trong vòng 16 giờ.

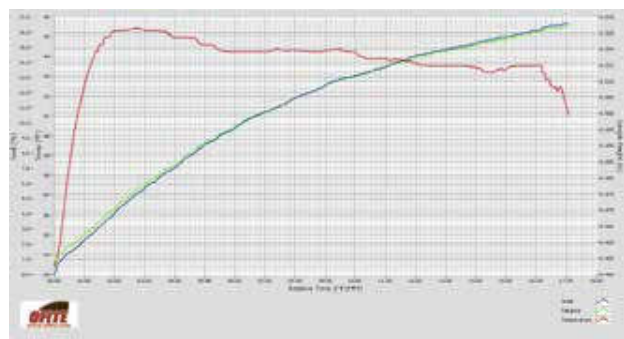
2.2.3. Kết quả thử nghiệm độ trương nở của sét



H.1. Biểu đồ trương nở và thời gian của sét trong dung dịch HPWBM



H.2. Biểu đồ trương nở và thời gian của sét trong dung dịch KCL/Glycol



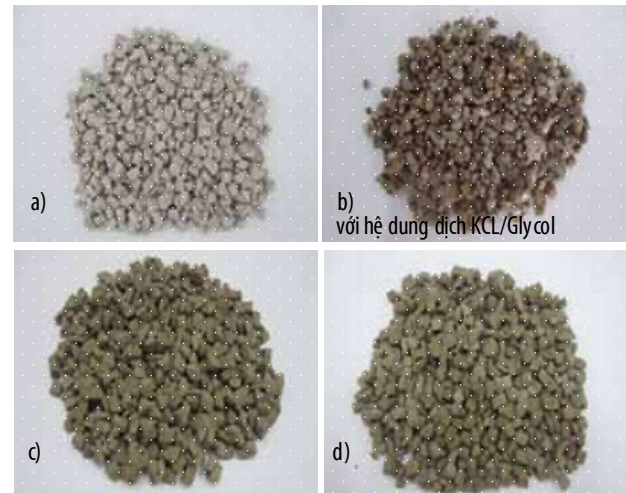
H.3. Biểu đồ trương nở và thời gian của sét trong dung dịch PROTROL

Kết quả thử nghiệm đã chỉ ra rằng, trong cùng điều kiện thử nghiệm, các chỉ số từ Swell Meter đã cho kết quả khá khả quan khi sử dụng các hóa

phẩm có chức năng ức chế kép để pha chế hệ dung dịch khoan PROTROL đã có hiệu quả rõ rệt. Sau khi nung, hệ số trương nở của Protrol là 15,8% (hình H.3) so với hai hệ dung dịch được sử dụng phổ biến hiện nay là HPWBM và KCL/Glycol tương ứng là 16,8% (hình 1) và 22% (hình H.2).

2.2.4. Kết quả thử nghiệm khả năng thu hồi mùn khoan

Một trong những phương pháp để đánh giá khả năng ức chế của hệ dung dịch khoan là thử nghiệm khả năng thu hồi mùn khoan. Mùn khoan có thể được lấy từ mẫu lõi khoan thu hồi từ thực tế hoặc được gia công bằng mẫu sét được nén ép tạo thành các mẫu cutting có kích thước, hình dạng khác nhau. Mẫu mùn khoan chuẩn bị cho thử nghiệm được đề cập trong phần chuẩn bị mẫu cutting.



H.4. Mẫu mùn khoan thử nghiệm

a) Làm từ sét; b) với hệ dung dịch KCL/Glycol;

c) với dung dịch khoan HPWBM; d) với hệ dung dịch khoan Protrol

Sau thử nghiệm khả năng thu hồi mùn khoan đối với các hệ dung dịch khoan cho thấy hệ dung dịch khoan protrol có hệ số thu hồi mùn khoan khá cao 90,23% (hình H.4.c) tương đương với hệ dung dịch khoan tiên tiến HPWBM mà nhà thầu nước ngoài đang áp dụng cho các giếng khoan tại Việt nam với khả năng thu hồi mùn khoan 89,07% (hình 4.b). Việc sử dụng các hóa phẩm có tác dụng ức chế kép được phản ánh rõ nét qua thử nghiệm bảo toàn các hạt mùn không bị hòa tan hay trương nở khi tiếp xúc với dung dịch. Cơ chế ức chế sét trên cơ sở gia cố liên kết phiến sét, bao bọc ngăn cản tốt hơn sự xâm nhập của nước tự do vào các phiến sét đã phát huy hiệu quả so với dung dịch KCL/

| MUD SYSTEM BUILDING | | | | | CODE | PROTROL Cement Contaminated | | | |
|---|--------------|--------------|-------------|-------------|---------------------------------------|--------------------------------|-------|-------|------------|
| | | | | | D.O.T | 6-8 Mar 2013 | | | |
| Chemicals | Conc (kg/m3) | Mixing order | Mix 350ml | Mixing time | Mud properties | BHR | AHR | Specs | |
| Sea water(VT-VN), ppb | as required | 1 | as required | - | Mud weight | sg | n/a | n/a | |
| Soda Ash, ppb | 0.85 | 2 | 0.5g | 1 | Rheology @ 120 °F | 600 RPM | 84 | 79 | |
| Potassium Chloride, ppb | 100.00 | 3 | 35g | 1 | | 300 RPM | 57 | 54 | |
| DV-HIB, ppb | 30.00 | 4 | 10.5ml | 1 | | 200 RPM | 46 | 45 | |
| DV-GAP LV, ppb | 10.00 | 5 | 3.5g | 5 | | 100 RPM | 32 | 29 | |
| DV-PAC LV, ppb | 5.70 | 6 | 2g | 3 | | 6 RPM | 11 | 10 | 8-14 |
| DV-FLO HT, ppb | 5.70 | 7 | 2g | 5 | | 3 RPM | 9 | 8 | |
| DV-HIVIS, ppb | 4.30 | 8 | 1.5g | 5 | Plastic Viscosity | cP | 27 | 25 | ALAP |
| DV-CIDE, ppb | 1.50 | 9 | 0.5ml | 1 | Yield Point | Lb/100 ft2 | 30 | 29 | 25-40 |
| CaCO3 F, ppb | 15.00 | 10 | 5g | 1 | 10"/10' Gel Strength | Lb/100 ft2 | 10/18 | 10/16 | 8-15/10-25 |
| DV-KLASEAL, ppb | 10.00 | 11 | 3.5g | 5 | API FL | cc | 3.3 | 3.7 | <4.5 |
| API evaluation clay, ppb | 45.00 | 12 | 15g | 5 | HTHP FL (@120 oC, 500psi) | cc | 12.8 | 13.6 | <15 |
| Barite (Vietnam), ppb | 145.00 | 13 | 50g | 20 | pH / Temp | n/a | 10.5 | 10.0 | |
| Cement slurry | | 14 | 8g | 5 | Swelling test (room temp after 16hrs) | % | n/a | 17.8 | <20 |
| Cement slurry is made by mixing thoroughly 20g cement G in 20ml water. After adding cement slurry into mud, the contaminated mud is aged at room temp for 24 hour before undergoing hot rolling (dynamic aging) at 275oF. | | | | | | | | | |
| ow speed mixer at - 2300 RPM : | | | | | 36 | | | | |
| e spindle mixer At 14000 RPM : | | | | | 25 | | | | |
| Total Mixing Time : | | | | | 61 | | | | |
| Aging condition: | | | | | 275oF: Hot roll 16hrs | | | | |

H.5. Thử nghiệm nhiễm bẩn xi măng của dung dịch protrol

Glycol với tỷ lệ thu hồi mùn khoan chỉ đạt 73,17% (hình H.4.a).

2.2.5. Kết quả thử nghiệm nhiễm bẩn do xi măng

Trong quá trình thi công khoan, dung dịch khoan có thể nhiễm bẩn làm thay đổi các tính chất lưu biến của dung dịch làm giảm đáng kể khả năng tuần hoàn cũng như vận chuyển mùn khoan. Đặc biệt khi bị nhiễm bẩn xi măng (do khoan phá các cầu xi măng). Để thử nghiệm khả năng duy trì các thông số dung dịch khi bị nhiễm bẩn 4 ppb xi măng G được cho vào dung dịch Protrol để thử nghiệm. Kết quả trên hình H.5 cho thấy các thông số lưu biến như độ nhớt dẻo, Yield point, Gel 10/10 đều duy trì khá tốt và đảm bảo yêu cầu cho thi công. Ngay cả độ thải nước ở nhiệt độ phòng (API FL)

cũng như sau nung (HTHP FL) cũng duy trì khá ổn định, điều đó cho thấy Protrol thực sự đáp ứng được yêu cầu thi công các giếng khoan sâu với khả năng ức chế sét cao.

3. KẾT LUẬN

Việc nghiên cứu hệ dung dịch khoan gốc nước ức chế sét cao dựa trên cơ sở lựa chọn hệ hóa phẩm có chức năng ức chế kép là một định hướng cho việc phát triển các hệ dung dịch khoan gốc nước tiên tiến. Các thử nghiệm hệ dung dịch Protrol là bước đột phá nghiên cứu cho thấy Protrol hoàn toàn đáp ứng các yêu cầu thi công khoan, với chức năng ức chế sét tốt nhằm hạn chế các sự cố trong thi công các giếng khoan sâu tại Việt Nam □

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. H. C. H. Darley, George R. Gray (1988), Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids, Fifth Edition by Gulf Publishing Company.
2. Phạm Đăng Sơn, Nguyễn Mạnh Hùng, Thái Hồng Chương, Phạm Xuân Toàn (2012), Nghiên cứu phát triển hệ dung dịch khoan ức chế trương nở sét cao Klatrol. Tạp chí Dầu khí số 4, Hà Nội.
3. Dowell Drilling (1999), Fluids Manual.
4. Drilling Fluids (2006), Handbook. MI Swaco.
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.: Method of aerating drilling fluid. US Patent, 1993.
9. KMC Oiltools Drilling Fluids Operation Manual, Ver. 2.0. Scomi Oiltools, 2008.
10. Smith et al.: Method of treating shale and clay in hydrocarbon formation drilling. US Patent, 1997.
11. Specification for drilling fluid materials, 13A, 1993.
12. US Patent No. 5607902: Method of Treating Shale and Clay in Hydrocarbon Formation Drilling.
13. Инструкция по технологии приготовления и обработки буровых растворов с применением морской воды при бурении скважин на месторождениях СП “Вьетсовпетро” (Hướng dẫn về công nghệ điều chế và xử lý dung dịch sử dụng nước biển cho khoan các giếng khoan tại các mỏ của XNLD)- ВСП, 2005.

DEVELOPMENT OF WATER-BASED DRILLING FLUID WITH HIGHLY SWELLING-INHIBITING CLAY FOR THE DRILLING DEEP WELLS

Pham Xuan Toan, Nguyen Xuan Thao, Nguyen Duy Tuan, Pham Dang Son

ABSTRACT

Drilling mortar is an important factor in mineral exploration drilling, especially for deep wells for exploration and exploitation of oil and gas. The clay-inhibiting water-based drilling mortar that have been used in Vietnam are mainly KCL/Polymer, FCL/AKK, KCL/PHPA/Glycol; Glydril; Ultradril.... In construction, some of the above drilling fluid systems have revealed limitations, it is necessary to study water-based drilling fluids in the country. This paper introduces the research results in this direction.

Keywords: drilling fluid, deep well, water-based

Ngày nhận bài: 25/8/2020;

Ngày gửi phản biện: 05/9/2020;

Ngày nhận phản biện: 15/11/2020;

Ngày chấp nhận đăng bài: 18/11/2021.

Từ khóa: *dung dịch khoan, dung dịch khoan gốc nước, khoan sâu*

Trách nhiệm pháp lý của các tác giả bài báo: *Các tác giả hoàn toàn chịu trách nhiệm về các số liệu, nội dung công bố trong bài báo theo Luật Báo chí Việt Nam*