



Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất

Trang điện tử: <http://tapchi.humg.edu.vn>

Nghiên cứu sử dụng phụ gia bột thủy tinh để làm nhẹ dung dịch khoan

Nguyễn Thị Thùy Linh^{1,*}, Lê Vũ Quân¹, Vũ Đức Ứng¹, Triệu Hùng Trường²

¹ Viện Dầu khí Việt Nam, Việt Nam

² Khoa Dầu khí, Trường Đại học Mỏ - Địa chất, Việt Nam

THÔNG TIN BÀI BÁO

TÓM TẮT

Quá trình:

Nhận bài 15/7/2017
Chấp nhận 20/8/2017
Đăng online 30/8/2017

Từ khóa:

Dung dịch khoan
Trọng lượng riêng thấp
Bột thủy tinh
Sản xuất thử nghiệm

Trong quá trình thi công các giếng khoan ở điều kiện áp suất vỉa thấp, áp suất của cột thủy tinh trong giếng vượt quá giới hạn cho phép so với áp suất vỉa dẫn đến mất dung dịch khi khoan. Để tránh xảy ra hiện tượng này cần ưu tiên cải thiện chất lượng, tính chất của dung dịch khoan, đặc biệt là giảm tỷ trọng dung dịch để tạo ra sự cân bằng trong hệ áp suất vỉa - giếng, từ đó giảm các chi phí sửa chữa, bảo dưỡng giếng, tăng tuổi thọ giếng và nâng cao hiệu quả khai thác. Đây là lý do mà những nghiên cứu hiện nay chú trọng vào việc sản xuất dung dịch khoan có tỷ trọng thích hợp khi khoan trong tầng áp suất vỉa thấp. Trên cơ sở đó, bài báo nghiên cứu về hệ dung dịch khoan tỷ trọng nhẹ sử dụng phụ gia bột thủy tinh và đề xuất đơn pha chế hợp lý cho dung dịch khoan đối với tầng áp suất thấp.

© 2017 Trường Đại học Mỏ - Địa chất. Tất cả các quyền được bảo đảm.

1. Mở đầu

Trong quá trình thi công giếng khoan dầu khí, dung dịch khoan đóng vai trò vô cùng quan trọng, là thành phần không thể thiếu trong suốt thời gian khoan và góp phần hoàn thành chương trình khoan. Một trong những nhiệm vụ quan trọng hàng đầu của dung dịch khoan là tạo ra áp suất bên trong giếng để chống lại áp suất vỉa bên ngoài, giúp quá trình khoan diễn ra bình thường và trọng lượng riêng của dung dịch là yếu tố quyết định trong nhiệm vụ này vì nó có thể điều chỉnh áp suất cột thủy tinh trong giếng (Vietsovpetro, 2009).

Khi khoan trong tầng áp suất thấp, cần sử dụng dung dịch có trọng lượng riêng thấp. Các

công trình nghiên cứu gần đây cho thấy hiện nay đã có nhiều hệ dung dịch khoan có trọng lượng riêng thấp được sử dụng trong quá trình khoan đối với tầng áp suất thấp.

- Dung dịch Polymer - sét sục khí được sử dụng khi khoan qua vỉa nứt nẻ trong điều kiện dị thường áp suất thấp, trọng lượng riêng của dung dịch từ 0,70-0,80 g/cm³. Thành phần chính của dung dịch gồm khí và dung dịch rửa (nước, dầu, v.v) với tỷ lệ 30:1, để tăng tính ổn định của dung dịch cần thêm vào chất hoạt động bề mặt và chất tạo bọt. Tuy nhiên, loại dung dịch này cũng có một số hạn chế nhất định, đó là tính ăn mòn cao, khả năng nâng mùn khoan lên miệng giếng giảm, bị nén khi chịu áp suất cao, dễ gây cháy nổ (Vinarcry et al., 1969).

- Dung dịch hai pha dạng bọt: cùng với chất

*Tác giả liên hệ

E-mail: trieuhungtruong@humg.edu.vn

lông là chất hoạt động bề mặt được đưa vào môi trường khí sẽ tạo ra hệ dung dịch bọt với độ ổn định cao. Hệ này có khả năng vận chuyển mùn khoan tốt trong khi trọng lượng riêng khá thấp (Nediljka et al., 2009).

- Hệ dung dịch lỏng hoá khí: Hệ này được tạo ra bằng cách bơm tuần hoàn chất lỏng và khí với lưu lượng xác định nhằm vừa đảm bảo độ ổn định của dung dịch vừa đảm bảo áp suất nhỏ hơn áp suất đáy giếng (Nediljka et al., 2009).

- Dung dịch khoan vi bọt gốc nước (aphrons): Ở nước ta hiện nay, hệ dung dịch này vẫn chưa được áp dụng. Dung dịch khoan vi bọt gốc nước là hệ dung dịch khoan mới, trọng lượng riêng nhỏ, có thể tái sử dụng và có giá thành không cao. Dung dịch khoan vi bọt gốc nước với thành phần chính gồm: polymer xanthan gum tạo nhớt cho lớp nước bao quanh và hệ chất hoạt động bề mặt NP9/SLES có tác dụng làm bền hạt vi bọt. Các thử nghiệm với mẫu lõi cho thấy dung dịch khoan vi bọt có khả năng ngăn chặn dung dịch xâm nhập vào trong mẫu lõi tốt hơn so với dung dịch polymer-set. Ngoài ra, độ thấm sau khi phục hồi của mẫu lõi cũng đạt 90% so với độ thấm ban đầu, cho thấy hệ dung dịch vi bọt hoàn toàn không gây ảnh hưởng đến vỉa chứa và có thể dễ dàng bị loại bỏ khi gọi dòng. Khi sử dụng dung dịch khoan vi bọt gốc nước, trọng lượng riêng của dung dịch có thể giảm

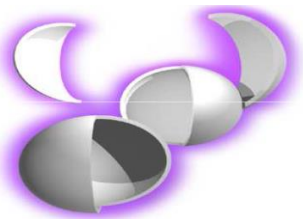
đến giá trị 0,84-0,85 g/cm³ (Tom Brookey, 1998).

Ưu điểm của những loại dung dịch trên là có trọng lượng riêng thấp (từ 0,70 đến 0,98 g/cm³), giảm mức độ nhiễm vữa vỉa, độ nhớt thấp, tính nén cao làm tăng tốc độ nâng mùn khoan lên trên bề mặt... Tuy nhiên việc sử dụng các dung dịch này có những hạn chế nhất định như: giá thành cao, công nghệ sản xuất và làm sạch phức tạp, dễ gây ra cháy nổ trong quá trình sử dụng.

Trong trường hợp áp suất vỉa đạt đến giá trị rất thấp (<700 atm) thì việc sử dụng các hệ dung dịch khoan trên không phù hợp nữa. Chính vì thế bài báo đề xuất sử dụng hệ dung dịch có khả năng đáp ứng được các điều kiện kinh tế và kỹ thuật khi khoan qua các tầng có áp suất vỉa thấp nêu trên. Với phương pháp nghiên cứu đi từ sản xuất thử nghiệm dung dịch sử dụng phụ gia bột thủy tinh với một quy trình sản xuất nghiêm ngặt để chế tạo ra một hệ dung dịch khoan có các tính chất phù hợp với điều kiện khoan qua đến việc áp dụng thực tế vào các giếng khoan có điều kiện tương tự, hệ dung dịch này sẽ giúp giảm chi phí, giảm sự nhiễm bẩn thành hệ trong quá trình khoan và hoàn thiện giếng tại các vùng nước sâu có áp suất vỉa thấp bằng phương pháp khoan dưới áp suất cân bằng.

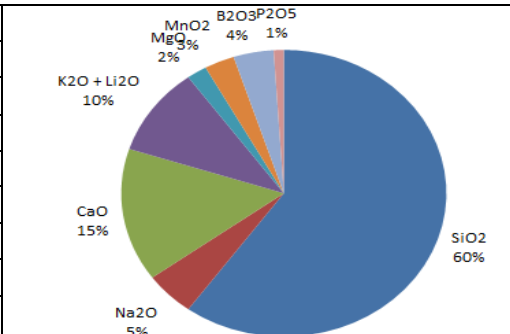
2. Tổng quan về bột thủy tinh và vai trò của bột thủy tinh đối với dung dịch khoan

Bảng 1. Một số đặc điểm của bột thủy tinh.

	Hình dạng	Hình cầu rỗng đồng nhất
	Cấu tạo	Thủy tinh natri silicat Na ₂ CO ₃
	Màu sắc	Trắng bạc
	Trọng lượng riêng	0.29 - 0.63 g/cm ³
	Độ bền	2000-18000 psi
	Kích thước	10-100μm
	Nhiệt độ tới hạn	600°C

Bảng 2. Thành phần hóa học của bột thủy tinh (Sergey Papkov, 2012).

Thành phần	% Khối lượng
SiO ₂	60-80
Na ₂ O	5-16
CaO	5-25
K ₂ O+Li ₂ O	5-16
MgO	0-15
MnO ₂	0-10
B ₂ O ₃	0-20
P ₂ O ₅	0-5



Bột thủy tinh đặc trưng những tính chất cơ bản sau:

- Không tan trong nước và dầu;
- Độ bền nén cao, hay thể tích dung dịch không thay đổi khi chịu áp suất cao (Hình 1);
- Đảm bảo được mức độ bền vững của độ nhớt;
- Tuổi thọ cao;
- Khả năng chịu áp suất cao và nhiệt độ cao bên trong giếng.

Bột thủy tinh được thêm vào giúp khắc phục những khó khăn trong khoan ở tầng địa chất phức tạp, thành hệ kém bền vững và mất tuần hoàn dung dịch do áp suất bên trong giếng vượt quá mức cho phép so với áp suất vỉa. Với cấu trúc rỗng cũng như trọng lượng riêng thấp (0.29 - 0.63 g/cm³), bột thủy tinh có vai trò làm giảm trọng lượng riêng của dung dịch khoan khi cần dung dịch nhẹ khoan qua tầng áp suất vỉa thấp.

3. Sản xuất thử nghiệm

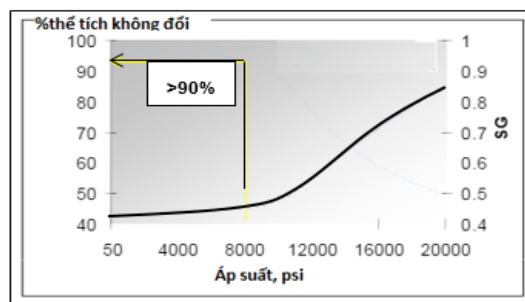
3.1. Nguyên liệu

- Bột thủy tinh Na₂SiO₃ để giảm trọng lượng riêng của dung dịch khoan.
- Polymer sinh học gốc tinh bột: Xanthan Gum, Polyanionic cellulose gồm 2 loại PAC-R và PAC-LV được thêm vào dung dịch với vai trò đảm bảo cấu trúc bền vững của dung dịch và giảm độ thải nước.
- Chất ổn định độ PH: Na₂CO₃ và NaHCO₃.
- Dung dịch nền: nước H₂O.

Từ đề xuất của Công ty 3M tại Nga (Sergey Papkov, 2012) về đơn pha chế cơ bản, nhóm tác giả đã pha chế dung dịch theo đơn pha chế tại Bảng 5.

Bảng 3. Kết quả thử nghiệm mức độ thay đổi thể tích dung dịch.

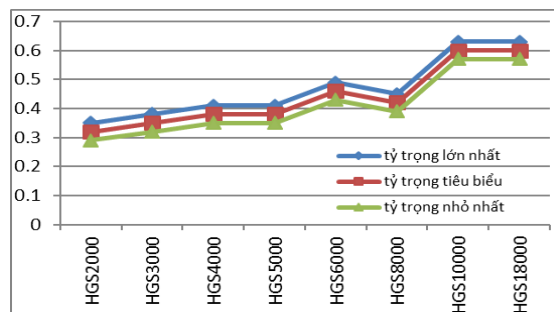
Loại bột thủy tinh	Áp suất thử,psi	% thể tích không thay đổi
HGS2000	2000	80%
HGS3000	3000	80%
HGS4000	4000	80%
HGS5000	5500	80%
HGS6000	6000	80%
HGS8000	8000	90%
HGS10000	10000	80%
HGS18000	18000	80%



Hình 1. Mức độ thay đổi thể tích của dung dịch bột thủy tinh HGS8000.

Bảng 4. Trọng lượng riêng của một số loại bột thủy tinh.

Loại bột thủy tinh	Giá trị tiêu biểu	Trọng lượng riêng thực, g/cm ³	
		Nhỏ nhất	Lớn nhất
HGS2000	0.32	0.29	0.35
HGS3000	0.35	0.32	0.38
HGS4000	0.38	0.35	0.41
HGS5000	0.38	0.35	0.41
HGS6000	0.46	0.43	0.49
HGS8000	0.42	0.39	0.45
HGS10000	0.6	0.57	0.63
HGS18000	0.6	0.57	0.63

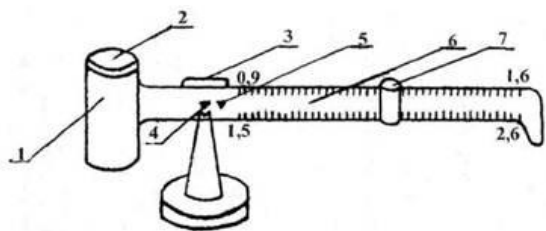


Hình 2. Giới hạn trọng lượng riêng của từng loại bột thủy tinh.

Bảng 5. Thành phần của dung dịch khoan nhẹ với chất phụ gia bột thủy tinh.

STT	Thành phần	Vai trò	Hàm lượng, %
1	Bột thủy tinh Na ₂ SiO ₃	Giảm trọng lượng riêng	Theo Hình 7
2	Polyanionic cellulose	Giảm độ thải nước	1%
3	Xanthan Gum	Polymer tạo lớp vỏ nhớt	2,1%
4	Na ₂ CO ₃ và NaHCO ₃	Ổn định độ pH	0,25%
5	Nước	Dung dịch nền	Còn lại

3.2. Thiết bị, dụng cụ



Hình 3. Tỷ trọng kế.

- Thiết bị trộn bột thủy tinh vào dung dịch khoan (Hình 5, Hình 6).
- Dụng cụ đo trọng lượng riêng của dung dịch (hay còn gọi là tỷ trọng kế).

Thông số kỹ thuật cơ bản:



Hình 4. Máy đo độ nhớt dẻo PV và ứng suất trượt động YP: Máy Fann 35 SA.

- + Theo thang đo trên: 0,8 đến 1,6
- + Theo thang đo dưới: 1,4 đến 2,6

Lưu ý: cần đo kiểm tra thiết bị bằng nước cất trước khi tiến hành đo dung dịch khoan. Trọng lượng riêng của nước cất ở nhiệt độ $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$ cần phải bằng 1 g/cm^3

- Máy đo độ nhớt dẻo PV và ứng suất trượt động YP: Máy Fann 35 SA

Máy đo độ nhớt FANN 35 SA với 6 tốc độ quay để xác định độ nhớt dẻo và ứng suất trượt động của dung dịch.

Thông số kỹ thuật cơ bản:

- + Có 4 mức tốc độ quay: 600, 300, 200, 100 vòng/phút
- + Điện áp: 115V/50Hz
- + Dòng điện tối đa: 0.75A
- + Kích thước máy (WxDxH): 6 x 10.5 x 15.2inch

+ Trọng lượng: 6.8kg

3.3. Quá trình pha trộn

Quá trình pha trộn phải đảm bảo các yêu cầu sau:

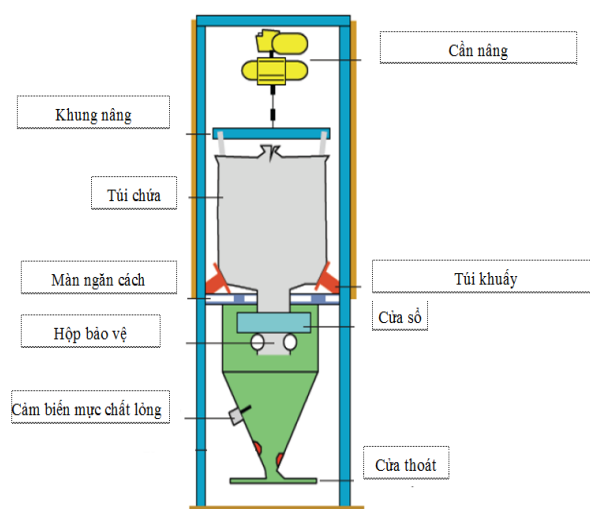
- Đảm bảo tỷ lệ trộn như Bảng 5;
- Tốc độ khuấy trộn hợp lý nhằm tránh trường hợp bột thủy tinh bị vón cục;
- Nước trộn cần được xử lý nếu có tính phèn và độ cứng cao.

Cho bột thủy tinh vào dung dịch và tiến hành khuấy đều. Lưu ý rằng, việc dẫn bột thủy tinh vào dung dịch có thể mất nhiều thời gian, do đó có 2 cách tiến hành: một là đổ trực tiếp bột thủy tinh vào bể chứa dung dịch cho trước, hai là sử dụng máy bơm.

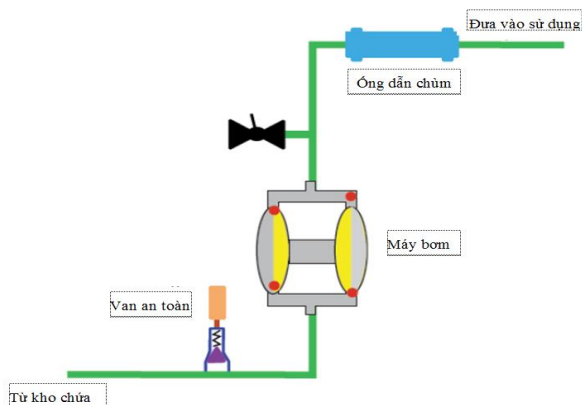
Cách 1: Đổ trực tiếp - phương pháp này yêu cầu một số thay đổi trong quá trình tải bột thủy tinh. Thêm dòng chất lỏng để giúp cho quá trình tải không sinh ra bụi. Trong trường hợp này, dòng chất lỏng đóng vai trò là dòng dung dịch tuần hoàn tạo ra hiệu ứng siphon làm giảm bụi thủy tinh. Kích thước máng dẫn và thể tích dung dịch dẫn cần được chọn phù hợp với thể tích bột thủy tinh cần dẫn vào dung dịch khoan.

Cách 2: Sử dụng máy bơm hai màn ngăn - hướng từ kho chứa bột thủy tinh đến thùng chứa dung dịch khoan. Trong cách này yêu cầu phải tiến hành rửa theo chu kỳ để tránh làm hỏng máy bơm do bột thủy tinh đóng trên màn ngăn.

Sau khi kết thúc quá trình khuấy trộn, cần phải kiểm tra độ đồng nhất của dung dịch,



Hình 5. Thiết bị trộn bột thủy tinh trực tiếp vào dung dịch.



Hình 6. Sơ đồ trộn bột thủy tinh vào dung dịch bằng máy bơm.

đồng thời điều chỉnh hàm lượng bột thủy tinh để đạt được trọng lượng riêng và các thông số cần thiết của dung dịch khoan.

4. Tính chất hệ dung dịch khoan

4.1. Trọng lượng riêng dung dịch khoan thấp

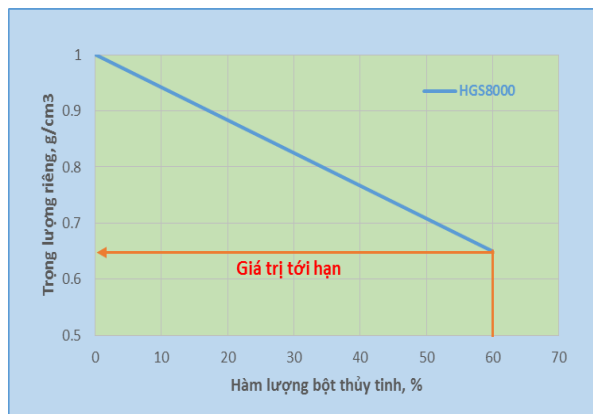
Bột thủy tinh có thể thêm vào mọi hệ dung dịch khoan (gốc nước, gốc dầu,...). Việc giảm trọng lượng riêng của dung dịch khoan phụ thuộc hoàn toàn vào hàm lượng bột thủy tinh chứa trong dung dịch. Hàm lượng bột thủy tinh càng tăng thì trọng lượng riêng của dung dịch khoan càng giảm, nhưng chỉ có thể giảm đến một giá trị xác định sau (Sergey Papkov, 2012):

- Trọng lượng riêng thấp nhất có thể của dung dịch - 0,66 g/cm³
- Đối với dung dịch gốc dầu - 0,75 g/cm³
- Đối với dung dịch gốc nước - 0,85 g/cm³

Mỗi loại bột thủy tinh sẽ cho một giới hạn nhất định về giá trị trọng lượng riêng của dung dịch khoan. Hình 7 là kết quả thí nghiệm về sự phụ thuộc của trọng lượng riêng dung dịch khoan vào hàm lượng bột thủy tinh HGS8000. Theo đó, giá trị trọng lượng riêng của dung dịch thấp nhất có thể đạt được là 0,65 g/cm³ (Sergey Papkov, 2012).

4.2. Tính lưu biến

Tính lưu biến của các hệ dung dịch khoan sử dụng bột thủy tinh tương đối giống với các dung dịch khoan thường khác. Bảng 6 thể hiện sự khác nhau giữa các hệ dung dịch sử dụng bột thủy tinh trọng lượng riêng 0,38 g/cm³ phụ thuộc vào thành phần của dung dịch cơ sở ban đầu.



Hình 7. Sự phụ thuộc của trọng lượng riêng dung dịch vào hàm lượng bột thủy tinh.

Bảng 6. Tính chất lưu biến của các hệ dung dịch khoan với chất phụ gia bột thủy tinh.

Loại dung dịch	Trọng lượng riêng (g/cm ³)	Độ nhớt dẻo (cp)	Ứng suất trượt động (lbs/100ft ²)
Polymer	0,81-0,96	17-42	34-48
100% dầu	0,67-0,81	19-30	10-18
60/40 dầu/nước nhũ tương	0,73-0,86	27-43	15-24
Aphrons	0,74-0,93	5.7-15	15-30

Bảng 7. Thông số của hệ dung dịch khoan với chất phụ gia bột thủy tinh.

Trọng lượng riêng (g/cm ³)	Độ nhớt dẻo (cp)	Ứng suất tĩnh sau 10 giây (lbs/100ft ²)	Ứng suất tĩnh sau 10 phút (lbs/100ft ²)	Độ PH	Bề dày lớp vỏ bùn (mm)
0,65-0,85	15-17	6-7	14-16	9	1

4.3. Thông số của hệ dung dịch khoan nhẹ sử dụng bột thủy tinh

Sau khi hoàn tất việc pha trộn, dung dịch khoan được đo kiểm tra các thông số với kết quả như tại Bảng 7.

5. Ưu, nhược điểm của hệ dung dịch bột thủy tinh

5.1. Ưu điểm

Việc sử dụng dung dịch khoan với chất phụ gia bột thủy tinh mang lại lợi ích kinh tế đáng kể là nhờ vào những ưu điểm sau:

Bảng 8. Khoan lỗ 6" trên giếng số 5.

No	Hoạt động	Phân loại thời gian	Giờ
1	Khoan	PT	217
2	Rửa lỗ	PT	3.5
3	Nâng thả dụng cụ	PT	24
4	Thu hồi nút trám xi măng	PT	34.5
5	Công tác chuẩn bị cột cần	PT	3.0
6	Chống mất dung dịch	NPT	286,5
7	Sửa chữa giếng	NPT	116,5
8	Kẹt cần	NPT	206,5
9	Các hoạt động khác	NPT	19.5
Tổng			911.0

Bảng 9. Khoan lỗ 6" trên giếng số 6.

No	Hoạt động	Phân loại thời gian	Giờ
1	Khoan	PT	30.5
2	Rửa lỗ	PT	11.5
3	Tuần hoàn dung dịch	PT	3.5
4	Nâng thả dụng cụ	PT	25.5
5	Công tác chuẩn bị cột cần	PT	1.0
6	Công tác chuẩn bị đo đạc	PT	2.0
7	Tiến hành đo đạc	PT	6.0
8	Kẹt cần	NPT	18.0
9	Các hoạt động khác	NPT	4.0
Tổng			102.0

Giảm chi phí cho dung dịch và giảm thời gian khắc phục sự cố mất dung dịch khi tuần hoàn.

Khả năng tái chế và tái sử dụng của bột thủy tinh: kinh nghiệm thực tế cho thấy bột thủy tinh trong dung dịch khoan gốc nước có thể được tách ra và tái sử dụng. Theo phân tích mẫu thử dung dịch khoan gốc nước chứa 10ppb bentonite, 35% bột thủy tinh và 2% cát được tách đến 84% sau 30 phút, và đến 88% sau 24 giờ.

Giảm thiểu nguy cơ bị ăn mòn của ống chống: ống chống và cột cần khoan không tiếp xúc trực tiếp với không khí như khi sử dụng dung dịch polymer-sét sục khí nên hạn chế tối thiểu tổn kém do ăn mòn khi sử dụng dung dịch khoan với chất phụ gia bột thủy tinh.

Hệ dung dịch nhẹ sử dụng bột thủy tinh đã được đưa vào sử dụng tại mỏ RDL - Trung Quốc, và thực tế cho thấy việc sử dụng hệ dung dịch này

đã mang lại hiệu quả kinh tế rất cao, giảm thiểu được thời gian thực hiện công tác khoan và giá thành khoan. So sánh số liệu thu được trên hai giếng số 5 (không dùng bột thủy tinh) và giếng số 6 (dùng bột thủy tinh), kết quả lần lượt thể hiện trong Bảng 8 và Bảng 9 (Sergey Papkov, 2012).

Kết luận

Thời gian khoan đường kính 6" tại giếng khoan số 6 giảm 809 giờ so với thời gian khoan đường kính 6" tại giếng số 5, trong đó có thể thấy rõ thời gian phi sản xuất (NPT) giảm rõ rệt khi sử dụng dung dịch khoan với chất phụ gia bột thủy tinh.

Ngoài ra, việc sử dụng bột thủy tinh để giảm trọng lượng riêng của dung dịch khoan được tiến hành đơn giản với các thiết bị sản xuất và thiết bị làm sạch thông thường. Sản xuất dung dịch khoan sử dụng bột thủy tinh không cần máy nén khí đắt tiền, thay vào đó thủy tinh được trộn trực tiếp vào dung dịch bằng máy trộn thông thường.

5.2. Nhược điểm

Bên cạnh những ưu điểm mà dung dịch khoan với chất phụ gia bột thủy tinh mang lại thì việc sử dụng dung dịch này cũng có những nhược điểm đáng chú ý. Nhược điểm chính của dung dịch này là bột thủy tinh có giá thành cao hơn so với các loại chất phụ gia khác gây tổn kém trong việc sản xuất dung dịch khoan.

6. Ứng dụng thực tế

Trên cơ sở nghiên cứu thành phần và khả năng ứng dụng dung dịch khoan có trọng lượng riêng thấp bằng việc pha trộn phụ gia bột thủy tinh, một số nước trên thế giới đã đưa vào sử dụng dung dịch này cho các tầng vỉa áp suất thấp.

Năm 2008-2009, Nga tiến hành sản xuất và sử dụng dung dịch này với kết quả được trình bày chi tiết tại Bảng 10 (Sergey Papkov, 2012):

Năm 2010-2011, Canada cũng áp dụng dung dịch này và đạt được kết quả khả quan như trình bày tại Bảng 11 (Sergey Papkov, 2012):

7. Kết luận

Bột thủy tinh là một trong những sự lựa chọn phù hợp trong việc sản xuất dung dịch khoan có trọng lượng riêng thấp.

Bảng 10. Ứng dụng khi khoan qua vỉa nứt nẻ, mất dung dịch tại Nga.

Vấn đề	Cách giải quyết	Thông số cơ bản	Kết quả
Vỉa nứt nẻ, khả năng mất dung dịch cao	- Khoan trong điều kiện cân bằng áp sử dụng dung dịch gốc nước; - Thêm HGS4000 để giảm trọng lượng riêng dung dịch xuống đến 0,95-0,97 g/cm ³ .	- Chiều sâu thẳng đứng: 2840m; - Chiều sâu thân giếng: 3710m; - Thêm HGS4000 với hàm lượng 6% tổng thể tích.	- Trọng lượng riêng dung dịch khoan giữ ở giá trị cần thiết; - Khoan được 5 giếng; - Dự án có triển vọng cao.

Bảng 11. Ứng dụng khi khoan qua tầng cát mất dung dịch trầm trọng tại Canada.

Vấn đề	Cách giải quyết	Thông số cơ bản	Kết quả
Khoan qua tầng cát ở độ sâu 1300m với chỉ số mất dung dịch lên đến 288m ³	- Sử dụng dung dịch khoan gốc dầu với chất phụ gia HGS8000	- Thể tích dung dịch khoan: 150m ³ ; - Trọng lượng riêng đầu/cuối: 0,91/0,81 g/cm ³ .	- Quá trình khoan diễn ra thành công; - Cuối năm 2011 khoan được 12 giếng; - Dung dịch khoan gốc dầu thêm HGS8000 làm giảm trọng lượng riêng dung dịch và bịt khe hở ở vỉa, giảm mất dung dịch.

Hơn nữa, việc sử dụng bột thủy tinh làm tăng năng suất và giảm chi phí khoan. Dung dịch khoan với chất phụ gia bột thủy tinh khi khoan ở điều kiện áp suất dưới cân bằng hoặc gần cân bằng đều có thể áp dụng cho tất cả các tầng vỉa mà không làm nhiễm bẩn thành hệ, đáp ứng nhu cầu chống mất tuần hoàn dung dịch và giảm thiểu sự cố trong quá trình khoan.

Tài liệu tham khảo

Brookey, T., 1998. Micro-bubbles: New aphron drill in fluid technique reduces formation damage in Horizontal wells. *SPE formation*

damage control conference, Lafayette, Louisiane.

Liên doanh Việt-Nga, 2009. *Giáo trình dung dịch khoan và sửa giếng*, Vietsovpetro.

Nediljka, G. M., Borivoje, P., 2009. Aphron-Based drilling fluids: Solution for low pressure reservoir. Zagreb.

Papkov, S., 2012. Dung dịch khoan tỷ trọng nhẹ sử dụng bột thủy tinh dạng cầu rỗng ZM. Công ty 3M Russia.

Vinarcry, M. S., Goncharenko, N. M., 1969. Ứng dụng dung dịch khoan sục khí khi khoan qua tầng có nguy cơ mất dung dịch. Moskva.

ABSTRACT

Study on using glass bubbles for reducing density of drilling mud

Linh Thuy Thi Nguyen¹, Quan Vu Le ¹, Ung Duc Vu ¹, Truong Hung Trieu ²

¹ *Vietnam Petroleum Institute, Vietnam*

² *Faculty of Oil and Gas, Hanoi University of Mining and Geology, Vietnam*

During of drilling the wells in low pressure conditions, the hydrostatic pressure in the well exceeds the limit of reservoir pressure leading to loss of drilling mud. To avoid this phenomenon, it should improve the quality and properties of drilling mud, especially reducing the density of drilling mud to create a balance of the reservoir pressure and hydrostatic pressure, thus reducing costs of well workover and maintenance job, increasing the longevity of well and improving the efficiency of production. This is the reason why the current study focuses on producing drilling mud with the light density for drilling in the low pressure reservoir. As the results, the article introduces the lightweight drilling mud using glass bubbles additive and proposes the formular of drilling mud for the low pressure reservoir.