NGHIÊN CỨU ỨNG DỤNG VẬT LIỆU GIA CƯỜNG THÀNH GIẾNG KHAI THÁC CÓ ĐỘ SUY GIẢM ÁP SUẤT CAO

NGUYỄN HOÀNG NGHĨA, NGUYỄN ANH PHƯƠNG, ĐẶNG VIỆT LONG, LÊ HOÀNG PHƯƠNG, TS.NGUYỄN VĂN KHƯƠNG, ĐINH TRỌNG HUY

TÓM TẮT

Trong các năm gần đây do điều kiện địa chất tại các tầng sản phẩm sau nhiều năm khai thác, năng lượng vỉa đã suy giảm rất lớn từ 3200psi-3700psi so với áp suất vỉa ban đầu. Các giếng khoan tại mỏ Tê Giác Trắng lô 16.1 khi khoan vào các tầng sản phẩm có độ suy giảm áp suất lớn dẫn đến thành giếng khoan không ổn định gây ra các sự cố nghiêm trọng như hiện tượng mất dung dịch, kẹt cần, sập lở thành giếng khoan. Các hiện tượng này thường xuyên xảy ra không phụ thuộc vào việc sử dụng dung dịch gốc nước hay dung dịch gốc tổng hợp. Những vùng suy giảm áp suất này thường là các tập cát xen kẹp với các lớp đá phiến sét thuộc đối tượng khai thác Miocene và Oligocene. Trước đây, nhà Điều hành đã sử dụng các loại vật liệu chống mất dung dịch khác nhau để khoan qua các tầng này nhưng kết quả không tốt như mong muốn dẫn đến hàng loạt sự cố tại các giếng khoan như: mất dung dịch, không ổn định thành giếng, sập lở, kẹt cần khoan, ống chống để khắc phục vô cùng tốn kém. Do đó việc nghiên cứu và tìm giải pháp sử dụng vật liệu chống mất dung dịch trong khi khoan các địa tầng suy giảm áp suất cao tại các giếng khoan khai thác tại Công ty điều hành chung Hoàng Long-Hoàn Vũ là yêu cầu cấp thiết.

I. ĐẶT VẤN ĐỀ

Để tiến hành thi công một cách hiệu quả khi khoan trong điều kiện địa chất không ổn định, có độ suy giảm áp suất cao, từ năm 2018 Công ty điều hành chung Hoàng Long-Hoàn Vũ đã cùng với các nhà thầu phụ dung dịch khoan như Halliburton; Baker và MI nghiên cứu thành công hỗn hợp dung dịch chống mất dung dịch có sử dụng các vật liệu hiện có nhằm gia cố tầng sản phẩm để thi công an toàn tới chiều sâu thiết kế và đưa giếng vào khai thác hiệu quả. Hỗn hợp dung dịch này đã được hoàn thiện trong quá trình thi công và đã được sử dụng thành công tại các giếng khoan gần đây như TGT-H5-32I, TGT-15X, TGT-H4-34P, TGT-H5-12XPST, 4PST1 với độ chênh lệch áp suất giữa cột thủy tĩnh trong giếng khoan với áp suất vỉa rất lớn từ 3200psi-3700psi.

Hỗn hợp dung dịch gia cố, ổn định thành giếng khoan và chống mất dung dịch trên được thiết kế trên nguyên tắc là thiết kế các thành phần vật liệu chống mất dung dịch có kích thước phù hợp để lấp nhét và giữ ổn định ở các khe nứt trong thành hệ ngăn chặn sự mất dung dịch khi khoan qua. Việc xác định kích thước của các khe nứt này dựa trên dữ liệu địa chất, sử dụng phần mềm Opti-Stress và thực hiện mô phỏng trong phòng thí nghiêm có điều kiện tương tự trong giếng khoan. Công việc này thường được tiến hành trước mỗi chiến dịch khoan.

II. PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU

2.1. Cơ sở thiết kế

Mục đích thiết kế vật liệu chống mất dung dịch (WBS) phải đảm bảo các yếu tố sau đây:

- Tối ưu vật liệu chống mất dung dịch có sẵn.
- Có khả năng chống mất dung dịch trong điều kiện chênh áp tới 4000 psi.
- Đảm bảo các tính chất khác của dung dịch ổn định trong suốt quá trình thi công khoan.

Mô hình mô phỏng cho khe nứt được ứng dụng trong tính toán dựa trên công thức như sau:

• Độ rộng khe nứt (micron) =

$$=\frac{4(1-\nu^2)}{E}(P_w-S_h)\sqrt{(L+R)^2-x^2}\cdot f(\Phi, \vartheta, S_H, \eta, PO) \quad [1]$$

• Trong đó:

+ S_h: giá trị nhỏ nhất của ứng suất ngang của thành giếng khoan, đơn vị psi.

+ S_H: giá trị lớn nhất của ứng suất ngang của thành giếng khoan, đơn vị psi.

+ P_w: áp suất của thân giếng tạo ra bởi áp suất thủy tĩnh và áp suất do quá trình bơm, trở lực thân giếng, psi.

+ E: hằng số Young.

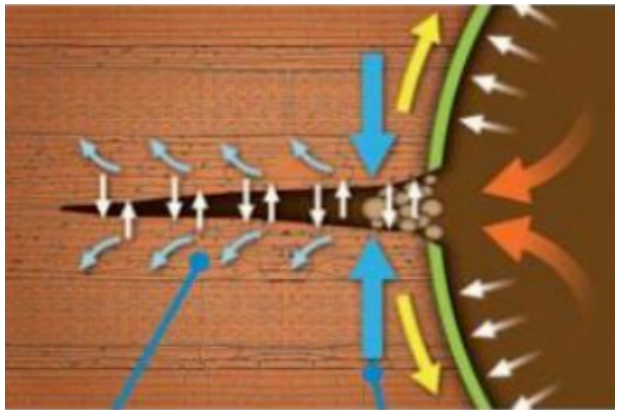
+ v: hệ số Poision.

+ R: bán kính của lỗ khoan (in).

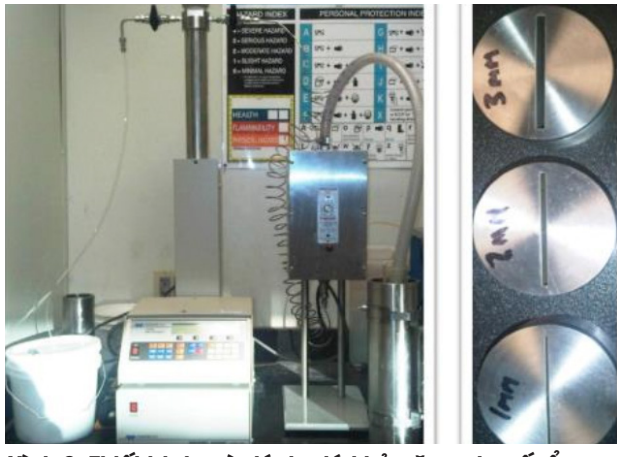
Dựa trên các thông số cũng như đặc tính về vỉa sản phẩm và các giếng đã khoan như:

* Chiều rộng đứt gãy/ khe nứt với giả định các vùng có khả năng mất dung dịch tại tầng sản phẩm với chiều sâu từ 3500m đến 4000m TVD với các chiều rộng của các khe nứt từ 50 tới 300micron (chủ yếu là khe nứt với kích thước từ dưới 100 micron lên tới 312micron). Do đó việc chọn thành phần và hàm lượng của vật liệu gia cố, ổn định thành giếng khoan sẽ dựa trên giải khe nứt lớn nhất khoản 300 micron trong phòng thí nghiệm để đánh giá và lựa chọn.

* Chênh lệch áp suất từ 900psi tới 4000psi (chênh lệch áp suất được giả định số liệu từ các giếng khoan khai thác trong khu vực và nghiên cứu độ ổn định của giếng khoan). Thực tế thí nghiệm được thực hiện ở phòng thí nghiệm của nhà thầu, thí nghiệm được thực hiện với chêch lệch áp suất cao nhất là 4000psi, cho khe nứt là 300micron cho



Hình 1: Mô phỏng khe nứt của thành giếng do chênh lệch áp suất



Hình 2: Thiết bị đo và đánh giá khả năng gia cố, ổn định thành giếng khoan do chêch áp suất

các nhóm vật liệu gia cố, ổn định thành giếng khoan khác nhau, trên nền dung dịch gốc tổng hợp được xây dựng để khoan cho mỏ Tê Giác Trắng.

2.2. Phương pháp xác định thông số thí nghiệm:

Thông số áp suất của các giếng khoan để xác định kích thước khe nứt của vỉa bằng phần mềm Opti-Stress [2]

• Trường hợp 1: Xác định kích thước khe nứt tại chiều sâu 3000-3500mTVD

• Trường hợp 2: Xác định kích thước khe nứt tại chiều sâu 3500-4000mTVD

Nhóm vật liệu được lựa chọn và sử dụng dựa trên kinh nghiệm áp dụng thành công như Bảng 1:[3],[4]

2.3. Thiết bị thí nghiệm:

Sử dụng thiết bị thí nghiệm chuyên dụng để đánh giá khả năng ổn định, gia cố thành giếng khoan, phương pháp thí nghiệm có tên là SLOT TEST, được thực hiện tại phòng thí nghiệm tại Jakarta, Indonesia, với áp suất chênh lệch tối đa là 1500psi. Thiết bị tại phòng thí nghiệm tại Houston Texas, USA, với áp suất chênh lệch tối đa là 4000psi.

Áp suất được đo và giám sát thông qua cảm biến và kết nối với máy tính theo thời gian thực.

Thể tích dung dịch khoan thoát qua khe được đo và giám sát theo thời gian thực.

III. KẾT QUẢ VÀ THẢO LUẬN

Bốn tổ hợp vật liệu có công thức như sau được thí nghiệm dựa trên khe nứt có khích thước là 160 micron và 300 micron được lựa chọn để lập mô hình và cho kết quả như sau:[5]

- Công thức#1: Dung dịch khoan gốc tổng hợp không chứa vật liệu gia cố, ổn định thành giếng khoan và chống mất dung dịch, hệ dung dịch này chỉ giữ được áp suất tối đa là 900psi với chiều rộng khe nứt là 160micron. Thí nghiệm này được thực hiện tại phòng thí nghiệm, Jakarta, Indonesia. Từ thí nghiệm cho thấy, nếu không sử dụng vật liệu gia cố, ổn định thành giếng khoan, trong trường hợp có các khe nứt trên thành giếng khoan do chênh lệch áp suất, dung dịch khoan sẽ đi theo khe nứt và làm thành giếng khoan mất ổn định.

- Công thức#2: Dung dịch khoan gốc tổng hợp được xử lý với hàm lượng các gia cố, ổn định thành giếng khoan và chống mất dung dịch với 6ppb Safe-Carb 40, 4ppb của G-Seal HRG và 1ppb của Vinseal F cho thấy hệ dung dịch này có khả năng bít nhét những khe nứt lên tới 160micron với áp suất lên tới 1500psi tuy nhiên khi thí nghiệm với khe nứt là 300micron thì chỉ giữ được áp suất là 700psi. Kết quả thí nghiệm chứng minh hiệu quả của vật liệu gia cố, ổn định thành giếng khoan trong việc giảm thiểu, ngăn chặn dung dịch khoan chui vào các khe nứt do chêch lệch áp suất, tuy nhiên với chênh lệch áp suất hạn chế, mặc dù kích thước phân bố hạt của vật liệu đã lớn hơn so với kích thước của khe nứt mô phỏng.

- Công thức#3: Dung dịch khoan gốc tổng hợp sử dụng các vật liệu chống mất dung dịch với hàm lượng 15ppb Safe-Carb 40, 10ppb Safe-carb 250, 2ppb Vinseal F,

Bảng 1: Nhóm vật liệu được lựa chọn sử dụng

TT	Tên vật liệu/ tên hóa phẩm	Mô tả	Kích thước phân bố hạt
1	Safe-Carb 40	Calcium Carbonate	D50: 40 micron D90: 200 micron
2	Safe-Carb 250	Calcium Carbonate	D50: 250 micron D90: 450 micron
3	G-Seal HRG F	Graphite có độ đàn hồi cao.	D50: 25 micron D90: 70 micron
4	Vinseal F	Vật liệu dạng sợi có nguồn gốc thực vật.	D50: 90 micron D90: 200 micron
5	Sureseal	Hỗn hợp của nhiều loại vật liệu khác nhau.	D50: 400 miron D90: 630 micron
6	G-Seal Plus	Graphite có độ đàn hồi cao.	D50: 140 micron D90: 820 micron

2ppb Vinseal M and 4ppb Sureseal với khe nứt được mô phỏng là 300micron, hệ dung dịch này có cải thiện đôi chút tuy nhiên cũng chỉ chịu được áp suất tối đa là 1000psi.

- Công thức#4: Dung dịch khoan gốc tổng hợp được sử dụng với hàm lượng các chất chống mất dung dịch: 4ppb Safe-Carb 40, 10ppb Safe-Carb 250, 4ppb G-Seal Plus and 4ppb Sureseal đã cho thấy kết quả rất tốt để bịt các khe nứt lên tới 300micron và áp suất tối đa là 4000psi. Sự có mặt của vật liệu graphite (G-Seal Plus) có độ đàn hồi cao là nhân tố quan trọng góp phần đảm bảo khả năng duy trì tính ổn định của nhóm gia cố, ổn định thành giếng khoan khi bít nhét vào khe nứt 300 micron, áp suất chêch lệch lên tới 4000psi. Tác dụng của kết hợp giữa Carbonate và vật liệu graphite có tính đàn hồi cao với tỷ lệ xấp xỉ 80:20 đem lại hiệu quả tốt nhất được mô tả trong nghiên cứu của J.D. Moffitt and Albert Tamashausky, Asbury Carbons, "A Wellbore Strengthening Comparison between Conventional and Highly Resilient Synthetic Graphite: New Data to Support the Utility of Low Resilience Graphite as a more Effective LCM", 2019.

Thành phần của 4 công thức và tính chất dung dịch khoan được đưa vào thí nghiệm. Căn cứ vào phân tích điều kiện thi công thực tế, mức độ suy giảm áp suất tại mỗi giếng cụ thể mà một trong các công thức trên sẽ được lựa chọn.

Bên cạnh đó để đạt hiệu quả một cách toàn diện, các phương án trên sẽ được thực hiện theo các phương án thi công sau đây:

- Duy trì vật liêu chống mất dung dịch trong hệ dung dịch khoan với hàm lượng như trong công thức số#2 để bịt kín bất kỳ khe nứt có kích thước nhỏ hơn 150micron của thành hệ và trong khi khoan.

- Sau khi đã khoan được hai hoặc ba cần khoan sẽ bơm 50-100bbls dung dịch khoan với hàm lượng như trong công thức#4 để đảm bảo các khe nứt có kích thước lớn hơn được bít nhét và toàn bộ thành hệ chịu được chênh lệch áp suất tối đa như đã tính toán là 4000psi.

- Các vật liệu chống mất dung dịch luôn phải sẵn sàng trên giàn để đối phó với các trường hợp mất dung dịch xảy ra, phương án đã được chuẩn bị sẵn sàng trước khi khoan.

Thực tế đã chứng minh, các giếng khoan được khoan bằng dung dịch gốc tổng hợp có chứa hàm lượng chất chống mất dung dịch như đã được nghiên cứu cho thấy các giếng khoan luôn ổn định, đặc biệt không có hiện tượng: dính cần do chênh lệch áp suất, sập lở thân giếng do mất ổn định trong quá trình khoan, hay mất dung dịch xảy ra khi khoan với tỷ trọng dung dịch tĩnh là 11,5ppg và tỷ trọng dung dịch động lên tới 13,0ppg tương đương chênh áp tới 3700psi. Như vậy có thể khẳng định rằng đây là hướng nghiên cứu đúng đắn giúp các giếng khoan đạt mục đích thiết kế và tiết kiệm chi phí hiệu quả.

IV. KẾT LUẬN

• Thông tin chính xác từ phòng địa chất cho khu vực giếng khoan là yếu tố quan trọng để xây dựng và mô phỏng khả năng tạo ra các khe nứt thông qua phần mềm Opti-Stress đạt được độ chính xác cao nhất so với thực tế.

• Từ lý thuyết tới thực nghiệm, được kiểm chứng thông qua phòng thí nghiệm, dưới sự giám sát, tham vấn của những chuyên gia giàu kinh nhiệm.

• Trong quá trình áp dụng thực tế, kế hoạch được xây dựng chu đáo từ logistics, phương án thi công, và tình huống phòng ngừa cho trường hợp các khe nứt lớn hơn so với mô phỏng để có phương án xử lý kịp thời.

• Nghiên cứu đã xây dựng hoàn thiện công thức tối ưu cho việc sử dụng vật liệu gia cố thành giếng khoan nhằm mục đích bịt kín các khe nứt có kích thước khác nhau với áp suất tối đa là 4000 psi để khoan an toàn hiệu quả các tầng suy giảm áp suất tại công ty công ty điều hành chung Hoàng Long-Hoàn Vũ cũng như phù hợp sử dụng cho các giếng khoan thuộc các đối tượng trầm tích có độ suy giảm áp suất cao khu vực bồn trũng Cửu Long và các khu vực khác có điều kiện thi công tương tự.

• Trước mỗi chiến dịch khoan qua các đối tượng mất dung dịch, suy giảm áp suất… cần nghiên cứu để tìm ra các tổ hợp chất gia cường thành giếng và chống mất dung dịch thích hợp khi phải khoan với dung dịch có tỉ trọng cao. Các nghiên cứu này có thể thực hiện "free – miễn phí" bởi các công ty cung cấp dịch vụ Dung dịch khoan và hóa phẩm dầu khí như Halliborton; Baker Hughes; MI; PVchem...❖

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Addagalla, A., Maley, I., Lawal, I., Jadhav, P. and Moroni, L. 2018. Minimum Stress, Maximum Pressure: A New High Performance Bridging System Facilitates Drilling Depleted Formations at High Overbalance in Middle East, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Brisbane, Australia, 23-25 October, SPE-192051-MS.

2. Aston, M. S., Alberty, M. W., McLean, M. R., de Jong, H. J. and Armagost, K. 2004. Drilling Fluids for Wellbore Strengthening, SPE/IADC Drilling Conference, Dallas, March 2-4, SPE 87130.

3. Chellappah, K., Aston, M., Maltby, T., Savari, S. and Whitfill, D. L. 2018. Engineered Nutshell Particles for Wellbore Strengthening, IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, Fort Worth, Texas, 6-8 March, SPE-189574.

4. Fuh, G.-F., Morita, N., Boyd, P. A. and McGoffin, S. J. A. 1992. New Approach to Preventing Lost Circulation While Drilling, 67th Annual Tech. Conf. & Exhibition of SPE, Washington DC, October 4-7, SPE 24599.

5. Rahman, M. M. and Rahman, M. K. 2010. A Review of Hydraulic Fracture Models and Development of an Improved Pseudo-3D Model for Stimulating Tight Oil/Gas Sand, Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects, 32: 15, 1416-1436.

Ngày nhận bài: 2/4/2023; Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 5/4/2023; Ngày chấp nhận đăng bài: 10/4/2023

Người phản biện: PGS.TS. Nguyễn Thế Vinh

Thông tin tác giả:

NGUYỄN HOÀNG NGHĨA, NGUYỄN ANH PHƯƠNG, ĐẶNG VIỆT LONG, LÊ HOÀNG PHƯƠNG, TS.NGUYỄN VĂN KHƯƠNG, ĐINH TRỌNG HUY

Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP)