



Application of polyamine-based inhibitors in water-based drilling fluids for reactive shale formations in the Bach Ho field



Anh Trung Bao Nguyen¹, Linh Hong Hoang¹, Khanh Quang Do², Nam Hoai Truong^{3,*}

¹ Vietnam – Russia Joint Venture “Vietsovpetro”, Hochiminh City, Vietnam

² Ho Chi Minh City University of Technology (HCMUT), Vietnam National University, Vietnam

³ Vietnam National Industry - Energy Group (Petrovietnam), Hanoi, Vietnam

ARTICLE INFO

Article history:

Received 3rd Dec. 2025

Revised 19th Mar. 2026

Accepted 13th Apr. 2026

Keywords:

Active clay formations,
Bach Ho field;
Clay inhibition,
Polyether diamine,
Vietsovpetro,
Water-based drilling fluid.

ABSTRACT

The Miocene and Oligocene formations at the Bach Ho field contain a high proportion of montmorillonite clay, which exhibits strong hydration and swelling behavior upon contact with water, thereby increasing the risks of wellbore tightness, pipe sticking, and drilling fluid instability. In the currently used water-based drilling fluid system, KGAC Plus M1, the inhibitor Hib-X has shown inconsistent performance when drilling through highly reactive clay intervals. This study evaluates a group of polyether diamine (PEDA) additives to identify a candidate with high inhibition efficiency and good compatibility with the KGAC Plus M1 system. The research approach consists of two stages: (1) individual screening tests of amine-based additives through bentonite inhibition tests, clay swelling measurements (Linear Swell Meter), sedimentation tests, and cuttings recovery evaluation; and (2) performance assessment of the selected additive within the complete drilling fluid formulation. The results indicate that PEDA-258 demonstrated the best overall performance, achieving a reduction in clay swelling of approximately 24÷25% compared with Hib-X, a cuttings recovery rate of 84%, and a pronounced ability to limit clay dispersion. Within the KGAC Plus M1 system, PEDA-258 maintained stable pH values (9.0÷9.5), low fluid loss (2.5÷2.6 ml/30 min), and stable PV-YP after hot rolling at 130°C for 24 hours. Field application in well H-8X showed that the KGAC Plus M1 system containing 1.5% vol PEDA-258 operated stably, with no occurrence of wellbore tightness or differential sticking. The PV-YP-FL parameters were maintained within a narrow range with increasing depth, and wellbore stability was improved compared with offset wells using Hib-X. The findings confirm that PEDA-258 is an effective polyamine-based inhibitor with high technical performance and good compatibility with the KGAC Plus M1 system, making it suitable for drilling through reactive clay formations in the Bach Ho field.

Copyright © 2026 Hanoi University of Mining and Geology. All rights reserved.

*Corresponding author

E - mail: namth@pvn.vn

DOI: 10.46326/JMES.2026.67(3).08



Nghiên cứu ứng dụng hóa phẩm ức chế gốc polyamine trong hệ dung dịch khoan gốc nước khi khoan qua địa tầng sét hoạt tính mỏ Bạch Hổ

Nguyễn Bảo Trung Anh¹, Hoàng Hồng Lĩnh¹, Đỗ Quang Khánh², Trương Hoài Nam^{3,*}

¹ Liên doanh Việt - Nga Vietsovpetro, TP. Hồ Chí Minh, Việt Nam

² Trường Đại học Bách Khoa, Đại học Quốc gia TP. Hồ Chí Minh, TP. Hồ Chí Minh, Việt Nam

³ Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam, Hà Nội, Việt Nam

THÔNG TIN BÀI BÁO

Quá trình:

Nhận bài 3/12/2025

Sửa xong 19/3/2026

Chấp nhận đăng 13/4/2026

Từ khóa:

Dung dịch khoan gốc nước,

Địa tầng sét hoạt tính,

Mỏ Bạch Hổ,

Polyether diamine,

Ức chế sét,

Vietsovpetro.

TÓM TẮT

Các thành hệ Miocen và Oligocen tại mỏ Bạch Hổ chứa hàm lượng cao khoáng vật sét montmorillonit, có khả năng hydrat hóa và trương nở mạnh khi tiếp xúc với nước, làm gia tăng rủi ro bó thành giếng, kẹt cần và mất ổn định dung dịch khoan. Trong hệ dung dịch khoan gốc nước KGAC Plus M1 hiện đang sử dụng, hóa phẩm ức chế Hib-X cho thấy hiệu quả ức chế chưa ổn định khi khoan qua các tầng sét hoạt tính. Nghiên cứu này tập trung đánh giá một nhóm hóa phẩm polyether diamine (PEDA) nhằm lựa chọn loại có hiệu quả ức chế cao và tương thích tốt với hệ KGAC Plus M1. Cách tiếp cận nghiên cứu gồm hai giai đoạn: (1) thí nghiệm sàng lọc riêng lẻ các hóa phẩm gốc amine thông qua các phép thử ức chế bentonite, độ trương nở sét (Linear Swell Meter), độ lắng sét và bảo tồn mùn khoan; (2) đánh giá trong hệ dung dịch hoàn chỉnh đối với mẫu được lựa chọn. Kết quả cho thấy PEDA-258 đạt hiệu quả tốt nhất, giảm mức trương nở khoảng 24% so với Hib-X, tỷ lệ bảo tồn mùn đạt 84% và khả năng hạn chế phân tán sét rõ rệt. Trong hệ dung dịch KGAC Plus M1, PEDA-258 duy trì pH ổn định (9,0÷9,5), độ thải nước thấp (2,5÷2,6 ml/30 min) và PV-YP ổn định sau thí nghiệm nhiệt ở 130°C/24h. Thử nghiệm thực địa tại giếng H-8X cho thấy hệ dung dịch KGAC Plus M1 + 1,5%vol PEDA-258 hoạt động ổn định, không xảy ra bó thành giếng hay kẹt vi sai; các thông số PV-YP-FL duy trì trong biên độ hẹp theo độ sâu và khả năng ổn định thành giếng được cải thiện so với các giếng sử dụng Hib-X. Kết quả nghiên cứu khẳng định PEDA-258 là hóa phẩm ức chế polyamine có hiệu quả kỹ thuật cao và tương thích tốt với hệ KGAC Plus M1, phù hợp cho các giếng khoan qua địa tầng sét hoạt tính tại mỏ Bạch Hổ.

© 2026 Trường Đại học Mỏ - Địa chất. Tất cả các quyền được bảo đảm.

*Tác giả liên hệ

E - mail: namth@pvn.vn

DOI: 10.46326/JMES.2026.67(3).08

1. Mở đầu

Khoan qua các tầng địa chất chứa khoáng vật sét hoạt tính luôn là một trong những thách thức lớn đối với công tác thi công giếng khoan dầu khí. Tại mỏ Bạch Hổ (bể Cửu Long), các thành hệ Miocen - Oligocen chứa hàm lượng montmorillonit cao (45÷50%), bên cạnh illit và kaolinit, gây ra hiện tượng trương nở mạnh khi tiếp xúc với nước (Ngô, 1996). Sự hydrat hóa và phân tán của sét dẫn đến các vấn đề như bó thành giếng, kẹt cần, tăng mô men xoay và mất ổn định dung dịch, ảnh hưởng trực tiếp đến tiến độ và chi phí thi công.

Trong hơn hai thập kỷ qua, Liên doanh Việt - Nga Vietsovpetro đã phát triển và ứng dụng nhiều hệ dung dịch gốc nước có khả năng ức chế sét khác nhau. Các hệ KCl/Polymer, KCl-COR-PAG và KLATROL từng được sử dụng rộng rãi nhưng đều bộc lộ hạn chế nhất định, đặc biệt là độ bền nhiệt thấp và khả năng ức chế sét không ổn định khi khoan sâu (Phạm và nnk., 2012; Đặng và nnk., 2017). Sự cải tiến quan trọng nhất đến từ hệ KGAC Plus và KGAC Plus M1 - dung dịch gốc nước hiệu suất cao (HPWBM) do Vietsovpetro phát triển dựa trên sự kết hợp giữa polymer, glycol và encapsulator, cho hiệu quả kiểm soát sét và ổn định thành giếng tốt hơn so với các hệ truyền thống (Hoàng và nnk., 2019; Hoàng và nnk., 2024).

Tuy nhiên, trong quá trình triển khai thực tế, hóa phẩm ức chế Hib-X (bản chất là diethanolamine - DEA), được bổ sung vào hệ KGAC Plus M1, cho thấy hiệu quả hạn chế trong việc giảm trương nở sét và kiểm soát hydrat hóa ở các tầng Miocen - Oligocen. Điều này đặt ra yêu cầu tìm kiếm một nhóm chất ức chế mới có cơ chế tương tác mạnh hơn với lớp silicat mang điện tích âm của montmorillonit và tương thích cao với hệ polymer KGAC Plus M1.

Trong những năm gần đây, polyamine - đặc biệt là nhóm polyether diamine (PEDA) - được nhiều nghiên cứu quốc tế chứng minh có khả năng ức chế sét vượt trội nhờ cơ chế hấp phụ kép: nhóm $-NH_2$ proton hóa trung hòa điện tích âm, trong khi mạch polyether tạo lớp phủ kỵ nước ngăn cản sự xâm nhập của nước (Tian và nnk., 2021; Huang và nnk., 2024; Kang và nnk., 2023; Peng và nnk., 2013). Hiệu quả ức chế của polyamine được ghi nhận duy trì ổn định đến 150÷180°C (Huang và

nnk., 2024), cho thấy khả năng chịu nhiệt cao, tiệm cận hiệu quả của một số hệ dung dịch gốc dầu, đồng thời vẫn duy trì ưu điểm thân thiện môi trường và dễ xử lý.

Trong luận văn thạc sĩ của Nguyễn (2022), các mẫu polyether diamine (PEDA-258, PEDA-301, PEDA-302,...) được thu thập từ nhiều nhà cung cấp khác nhau và đánh giá thông qua chuỗi thí nghiệm sàng lọc ức chế bentonite, đo độ trương nở sét, độ lắng sét và khả năng bảo tồn mùn khoan. Kết quả cho thấy PEDA-258 thể hiện khả năng hấp phụ và ức chế sét nổi trội nhất, do đó được lựa chọn cho các bước nghiên cứu tiếp theo. Tuy nhiên, các kết quả trước đây chủ yếu dừng ở mức sàng lọc trong phòng thí nghiệm, chưa đánh giá đầy đủ trong hệ dung dịch hoàn chỉnh và chưa có kiểm chứng thực địa.

Trên cơ sở đó, nghiên cứu này hướng tới đánh giá toàn diện từ cơ chế ức chế đến hiệu quả vận hành thực tế:

- Đánh giá khả năng ức chế sét của các polyamine thông qua chuỗi thí nghiệm riêng lẻ;
- Kiểm tra sự tương thích của hóa phẩm tối ưu (PEDA-258) trong hệ KGAC Plus M1 thông qua các thí nghiệm dung dịch hoàn chỉnh;
- Cuối cùng kiểm chứng bằng thử nghiệm thực địa tại giếng H-8X để xác định hiệu quả ổn định thành giếng, tính lưu biến và hiệu quả khoan.

Nghiên cứu kỳ vọng bổ sung cơ sở khoa học cho việc sử dụng polyamine trong các hệ dung dịch gốc nước hiệu suất cao tại Việt Nam, đồng thời góp phần nâng cao độ ổn định khi khoan qua các tầng sét hoạt tính phức tạp của mỏ Bạch Hổ.

2. Cơ sở lý thuyết và phương pháp nghiên cứu

2.1. Cơ sở lý thuyết về trương nở sét và cơ chế hoạt động của polyamine

Các tầng Miocen - Oligocen của mỏ Bạch Hổ chứa hàm lượng lớn khoáng sét hoạt tính, trong đó montmorillonit chiếm tỷ lệ đáng kể. Đây là khoáng sét cấu trúc 2:1 có khả năng hydrat hóa mạnh do sự xâm nhập của phân tử nước vào khe lớp silicat, làm tăng khoảng cách (d001) và gây trương nở đáng kể. Quá trình này có thể dẫn đến các sự cố trong thi công giếng khoan như bó thành giếng, gia tăng ma sát, giảm tốc độ khoan và kẹt cần (Tian và nnk., 2021; Liu và nnk., 2021).

Để hạn chế sự trương nở sét, các hệ dung dịch khoan gốc nước thường áp dụng ba cơ chế chính (Phạm và nnk., 2012; Đặng và nnk., 2017):

1. Trao đổi ion, thay thế ion Na^+ bằng các cation có năng lượng hydrat hóa thấp hơn (K^+ , Ca^{2+}). Cơ chế này đơn giản nhưng hiệu quả không bền khi nhiệt độ tăng.

2. Tạo màng vật lý, sử dụng polymer hoặc glycol để bao bọc bề mặt sét. Lớp phủ này có thể bị phá vỡ dưới tác động cắt mạnh trong giếng khoan.

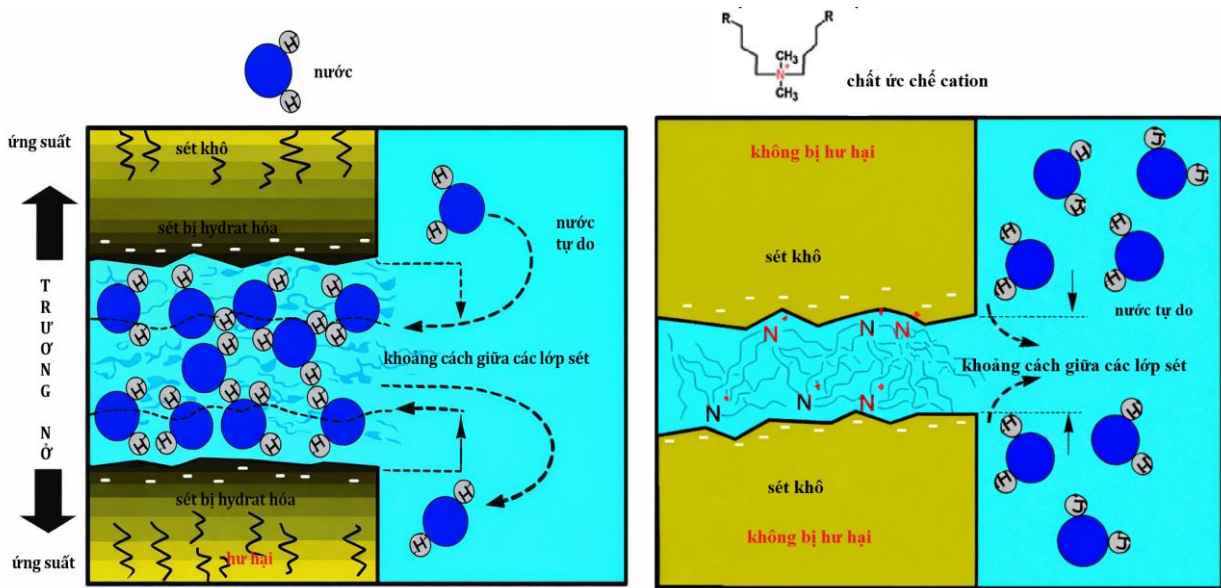
3. Hấp phụ điện tích kết hợp màng kỵ nước, là cơ chế đặc trưng của các hợp chất polyamine và polyether diamine (PEDA), được chứng minh có độ bền nhiệt và tính ổn định cao hơn (Peng và nnk., 2013; Huang và nnk., 2024).

Polyether diamine (PEDA) là hợp chất polyamine có mạch chính chứa các đoạn polyether với liên kết ether ($-\text{O}-\text{R}-$) và hai nhóm amine bậc một ($-\text{NH}_2$) ở hai đầu mạch (Hình 2). Trong môi trường dung dịch khoan pH kiềm nhẹ, các nhóm amine bị proton hóa thành $-\text{NH}_3^+$ và hấp phụ lên bề mặt khoáng sét mang điện tích âm, làm giảm lực đẩy giữa các lớp silicat. Đồng thời,

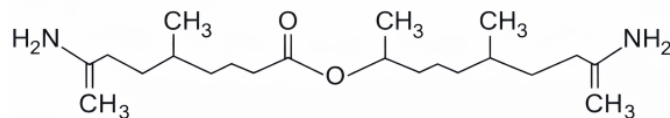
mạch polyether tạo lớp che phủ tương đối kỵ nước, hạn chế sự xâm nhập của nước tự do vào cấu trúc lớp. Sự kết hợp này hình thành cơ chế “ức chế kép” đặc trưng của PEDA (Hình 1).

Các nghiên cứu sử dụng phân tích cấu trúc như XRD và FTIR cho thấy khi xử lý bằng polyamine, khoảng cách lớp và mức độ hydrat hóa của montmorillonit có xu hướng giảm, phản ánh sự ổn định hơn của cấu trúc lớp silicat (Tian và nnk., 2021; Kang và nnk., 2023; Huang và nnk., 2024). Những kết quả này cung cấp cơ sở khoa học cho việc ứng dụng polyether diamine trong các hệ dung dịch khoan gốc nước ức chế cao.

Trong nghiên cứu này, nhiều mẫu polyether diamine có khối lượng phân tử khác nhau được đánh giá trong giai đoạn sàng lọc ban đầu nhằm xác định mẫu có hiệu quả ức chế và độ bền nhiệt phù hợp với điều kiện địa tầng Miocen - Oligocen. Kết quả lựa chọn PEDA-258 cho thấy mẫu này thể hiện sự cân bằng tốt giữa khả năng hấp phụ, ổn định nhiệt và hiệu quả ức chế sét, làm cơ sở cho bước đánh giá trong hệ dung dịch khoan hoàn chỉnh KGAC Plus M1.



Hình 1. Cơ chế ức chế sét của polyether diamine (PEDA) trong dung dịch khoan gốc nước.



Hình 2. Cấu trúc điển hình của polyether diamine (PEDA, loại difunctional).
(Nguồn: Tổng hợp từ tài liệu kỹ thuật và các nghiên cứu đã công bố).

2.2. Thành phần hệ dung dịch và quy trình thí nghiệm

Quy trình nghiên cứu được triển khai theo hai giai đoạn chính: (1) đánh giá riêng lẻ các mẫu hóa phẩm gốc amine, và (2) đánh giá hóa phẩm trong hệ dung dịch hoàn chỉnh KGAC Plus M1. Cách tiếp cận cho phép sàng lọc hiệu quả ức chế nội tại của từng hóa phẩm trước khi đánh giá khả năng hoạt động thực tế trong môi trường dung dịch khoan phức tạp.

(1) Giai đoạn 1 - Thử nghiệm sàng lọc hóa phẩm amine.

Trong giai đoạn đầu, các mẫu hóa phẩm gốc amine (bao gồm PEDA-258, PEDA-301, Hib-X, Hib-U và một số mẫu polyamine khác) được khảo sát ngoài hệ dung dịch hoàn chỉnh để đánh giá đặc tính ức chế nguyên thủy. Các thí nghiệm gồm:

- Thí nghiệm ức chế bentonite (đánh giá AV, PV, YP và độ ổn định huyền phù);

- Thí nghiệm trương nở sét bằng Linear Swell Meter;

- Thí nghiệm độ lắng sét (khả năng hạn chế phân tán sét trong nước);

- Thí nghiệm bảo tồn pha sét (cuttings recovery) ở 130°C trong 24 giờ.

Mục tiêu của giai đoạn này là lựa chọn một số ít hóa phẩm polyamine có hoạt tính ức chế nổi trội nhất để đưa vào pha thử nghiệm ở giai đoạn tiếp theo. Kết quả sàng lọc cho thấy PEDA-258 thể hiện

hiệu quả tổng hợp tốt nhất, xét trên các tiêu chí ức chế trương nở, bảo tồn pha sét và độ ổn định hệ huyền phù, do đó được lựa chọn cho các bước thí nghiệm nâng cao.

(2) Giai đoạn 2 - Thử nghiệm trong hệ dung dịch hoàn chỉnh KGAC Plus M1.

Sau khi lựa chọn được hóa phẩm ức chế phù hợp, giai đoạn 2 tập trung đánh giá tính tương thích và hiệu quả của hóa phẩm khi pha vào hệ dung dịch khoan gốc nước ức chế cao KGAC Plus M1, là hệ dung dịch đang được sử dụng rộng rãi cho các giếng khoan tại mỏ Bạch Hổ. Các phép thử bao gồm:

- Kiểm tra lưu biến (PV, YP);

- Đo độ thải nước FL;

- Kiểm tra ổn định pH;

- Độ bền vỏ bùn;

- Độ bền nhiệt hot-roll 130°C trong 24 giờ;

- Đo độ trương nở sét trong điều kiện có dung dịch thực.

Giai đoạn này nhằm đánh giá khả năng hoạt động thực tế của hóa phẩm trong môi trường hệ phụ gia phức tạp, mô phỏng sát điều kiện vận hành ngoài hiện trường.

(3) Thành phần hệ dung dịch KGAC Plus M1.

Hệ KGAC Plus M1 là hệ dung dịch gốc nước có mức độ ức chế cao, được thiết kế để khoan qua các tầng sét hoạt tính Miocen - Oligocen. Thành phần chính của hệ được trình bày trong Bảng 1.

Bảng 1. Thành phần hệ dung dịch khoan hệ KGAC Plus M1.

STT	Thành phần hóa chất theo chức năng	Chức năng chính	Ảnh hưởng phụ (nếu có)	Hàm lượng (g/l)
1	Na ₂ CO ₃	Khử độ cứng do ion Ca ²⁺ , Mg ²⁺	-	1
2	Chất giảm độ thải nước	Giảm độ thải nước	Tăng độ nhớt (có thể)	15
3	Chất tạo cấu trúc	Tạo cấu trúc, tăng độ nhớt	-	3,2
4	Encapsulator	Ức chế sét (cơ chế bao bọc)	Tăng độ nhớt	25
5	Polyester amine/Hib-X	Ức chế sét, điều chỉnh pH	-	25
6	Chất khử bọt	Khử bọt	-	2
7	Chất làm loãng	Làm loãng, giảm độ thải nước	Giảm pH	25
8	Chất ổn định thành giếng	Ổn định thành giếng, giảm độ thải nước ở nhiệt độ cao	-	10
9	Muối KCl	Ức chế sét	-	100
10	Glycol	Ức chế sét (cơ chế giảm hoạt độ nước)	Bôi trơn, giảm bảo chòong	25
11	Bột đá CaCO ₃	Bít nhét, gia cố vỏ bùn	Giảm độ thải nước	15+5
12	Chất diệt khuẩn	Diệt khuẩn	-	1
13	Chất bôi trơn	Giảm moment quay	Giảm bảo chòong	25
14	Barite	Làm nặng dung dịch	-	500
15	Bentonite	Mô phỏng bùn khoan	-	100
16	Nước kỹ thuật	Môi trường phân tán	-	1.000

Trong các thí nghiệm so sánh, PEDDA-258 được sử dụng để thay thế hoàn toàn Hib-X trong hệ dung dịch, các thành phần còn lại giữ nguyên nhằm đảm bảo tính so sánh trực tiếp.

(4) Quản lý sai số và điều kiện thí nghiệm.

Tất cả mẫu dung dịch được khuấy bằng máy Hamilton/FANN trong 30 phút nhằm đảm bảo tính đồng nhất. Mỗi phép đo được lặp lại ba lần (n = 3) và kết quả báo cáo ở dạng giá trị trung bình. Sai số được kiểm soát theo tiêu chuẩn API RP 13B-1. Điều kiện thí nghiệm:

- Nhiệt độ phòng: 25 ± 2°C;
- Tỷ lệ mùn khoan: 2÷4 mm;
- Dung dịch trương nở: 6% wt bentonite API Wyoming, được hydrat hóa tối thiểu 16 giờ trước khi đo;
- Tỷ lệ hóa phẩm polyamine trong hệ dung dịch: 1,5% v/v, áp dụng đồng nhất cho toàn bộ các phép thử.

2.3. Phương pháp thí nghiệm

Các thí nghiệm được thực hiện tại Phòng Công nghệ Dung dịch khoan - Xí nghiệp Khoan & Sửa giếng Vietsovpetro, tuân thủ tiêu chuẩn American Petroleum Institute (2021) và các chuẩn ASTM liên quan như D5890/D7503. Mỗi phép đo được lặp ba lần (n = 3); kết quả trong bài được trình bày dưới dạng giá trị trung bình ± độ lệch chuẩn (SD). Sai số được kiểm soát trong giới hạn cho phép theo tiêu chuẩn API. Phương pháp thí nghiệm gồm hai nhóm chính: (i) đánh giá riêng lẻ các hóa phẩm gốc amine (thử nghiệm sàng lọc); (ii) đánh giá hóa phẩm được lựa chọn trong hệ dung dịch hoàn chỉnh KGAC Plus M1.

2.3.1. Thí nghiệm đánh giá riêng lẻ hóa phẩm gốc amine

Trong giai đoạn đầu, các mẫu polyamine (PEDDA-258, PEDDA-301, PEDDA-302) cùng hai mẫu đối chứng Hib-X và Hib-U được khảo sát riêng lẻ trong môi trường dung dịch nước muối chuẩn (KCl 3 wt%).

Dung dịch sét được chuẩn bị từ 6 wt% API Wyoming bentonite, được hydrat hóa tối thiểu 16 giờ trước khi tiến hành thí nghiệm.

Các hóa phẩm amine được bổ sung với nồng độ 1,5% v/v. Các chỉ tiêu đánh giá gồm:

- Độ nhớt biểu kiến (AV), độ nhớt dẻo (PV) và ứng suất chảy (YP) theo API RP 13B-1;

- Độ lắng sét (ml/180 phút) nhằm đánh giá khả năng hạn chế phân tán pha sét;

- Độ trương nở sét bằng thiết bị Linear Swell Meter (LSM-OFITE) ở 25°C. Mẫu sét được nén thành viên chuẩn, đặt trong dung dịch chứa hóa phẩm và theo dõi biến thiên chiều cao trong 65 giờ để tính độ trương nở tương đối (%);

- Thí nghiệm bảo tồn pha sét (cuttings recovery) trên mùn khoan kích thước 2÷4 mm, gia nhiệt ở 130°C trong 24 giờ. Tỷ lệ bảo tồn được tính theo phần trăm khối lượng khô còn lại so với khối lượng ban đầu.

Nhóm thí nghiệm này nhằm đánh giá hiệu quả ức chế nội tại của từng hóa phẩm và lựa chọn mẫu có hiệu quả tổng hợp cao nhất cho giai đoạn tiếp theo.

2.3.2. Thí nghiệm trong hệ dung dịch hoàn chỉnh KGAC Plus M1

Sau khi lựa chọn được hóa phẩm tối ưu (PEDDA-258), hóa phẩm này được sử dụng để thay thế hoàn toàn Hib-X trong hệ dung dịch KGAC Plus M1 với nồng độ 1,5% v/v, trong khi các thành phần khác được giữ nguyên nhằm đảm bảo tính so sánh trực tiếp.

Các phép thử trên hệ dung dịch hoàn chỉnh bao gồm:

- Tính lưu biến (PV, YP);
- Độ thải nước API (FL);
- Độ bền và chiều dày vỏ bùn;
- Độ ổn định pH;
- Độ bền nhiệt sau gia nhiệt trong autoclave ở 130°C trong 24 giờ (hot-roll);
- Đo lại độ trương nở sét bằng LSM trong môi trường dung dịch thực.

2.3.3. Xử lý dữ liệu và tiêu chí đánh giá

Ba nhóm tiêu chí được sử dụng:

Nhóm tiêu chí	Mục đích	Chỉ tiêu
Ức chế sét	Đánh giá hiệu quả ức chế nội tại	Trương nở LSM; lắng sét; bảo tồn pha sét
Độ ổn định hóa lý	Khả năng làm việc trong hệ dung dịch hoàn chỉnh	FL; PV/YP; pH; bền nhiệt
Ứng dụng thực tế	Đánh giá hiệu quả trong giếng khoan	Ổn định thành giếng; tính ổn định dung dịch; vận chuyển mùn

2.4. Thử nghiệm thực địa

Sau khi được lựa chọn thông qua các thí nghiệm đánh giá riêng lẻ và trong hệ dung dịch KGAC Plus M1, hóa phẩm polyether diamine PEDA-258 được triển khai thử nghiệm thực địa tại giếng H-8X, mỏ Bạch Hổ. Đây là giếng khoan qua tập sét hoạt tính Miocen - Oligocen, thường xuyên ghi nhận các hiện tượng trương nở sét, bó thành giếng và giảm hiệu suất thi công.

2.4.1. Cấu hình thi công và điều kiện giếng

Thử nghiệm được tiến hành trên đoạn khoan Ø178 mm, từ độ sâu 1.783 m đến 3.468 m, với điều kiện thi công:

- Loại hình thi công: Khoan định hướng, góc nghiêng tăng dần $18^{\circ} \rightarrow 32^{\circ}$;
- Nhiệt độ đáy giếng: $120^{\circ}\text{C} \pm 130^{\circ}\text{C}$;
- Áp suất tuần hoàn: $15 \div 17 \text{ MPa}$;
- Thể tích dung dịch toàn hệ: $\sim 170 \text{ m}^3$;
- Tỷ lệ dung dịch tái sử dụng: xấp xỉ 85%;
- Địa tầng chính: sét-bột sét xen kẽ cát kết, hàm lượng montmorillonit cao.

Hệ dung dịch được sử dụng là KGAC Plus M1 + 1,5% vol. PEDA-258, pha trộn theo quy trình chuẩn của Xí nghiệp Khoan & Sửa giếng Vietsovpetro.

2.4.2. Phương pháp theo dõi và thu thập dữ liệu

Trong quá trình khoan, các thông số dung dịch được đo liên tục và ghi nhận tại hiện trường, bao gồm:

- Khối lượng riêng (ρ);
 - Độ thải nước FL (API FL);
 - Độ nhớt Marsh (FV);
 - PV/YP (FANN 35A);
 - pH;
 - Hàm lượng cát (% sand content);
 - Độ bền vỏ bùn (mud cake thickness).
- Ngoài các thông số dung dịch, các thông số vận hành cũng được theo dõi:
- Áp suất bơm, mô-men xoay, lực kéo-nén;
 - Tốc độ khoan (ROP);
 - Tình trạng thành giếng (qua kiểm tra caliper);
 - Hoạt động vận chuyển mùn (qua đánh giá AGO và độ sạch lỗ).

Dữ liệu được tổng hợp theo từng khoảng độ sâu và so sánh với các giếng cùng cấu trúc đã khoan trước đó bằng hệ dung dịch chứa Hib-X.

2.4.3. Mục tiêu đánh giá tại hiện trường

Thử nghiệm thực địa nhằm đánh giá các yếu tố sau:

- Ổn định thành giếng – giảm trương nở sét, hạn chế bó thành, giảm nguy cơ kẹt cần.
- Tính ổn định dung dịch trong môi trường nhiệt độ cao - duy trì FL thấp, PV/YP ổn định và pH bền trong toàn bộ quá trình khoan.

Khả năng vận chuyển mùn khoan: không để mùn phân tán gây tăng độ nhớt và giảm hiệu suất tuần hoàn.

Hiệu quả vận hành tổng thể - tốc độ khoan, thời gian thi công, mức độ tái sử dụng dung dịch, chi phí hóa phẩm.

Khả năng tương thích giữa PEDA-258 và hệ polymer KGAC Plus M1 – đặc biệt trong điều kiện tuần hoàn kéo dài và nhiệt độ tăng theo độ sâu.

2.4.4. Tiêu chuẩn đánh giá thành công

Trong nghiên cứu này, hóa phẩm PEDA-258 được xem là đáp ứng yêu cầu kỹ thuật và vận hành khi thỏa mãn đồng thời các tiêu chí sau:

- Độ thải nước (FL) duy trì $\leq 3,5 \text{ ml}/30 \text{ min}$ trong phần lớn chiều sâu khoan, phản ánh khả năng kiểm soát mất nước và hình thành vỏ bùn ổn định;
- Các thông số lưu biến (PV/YP) ổn định, với mức biến thiên không vượt quá $\pm 10\%$ trong quá trình khoan, cho thấy dung dịch không bị suy giảm cấu trúc khi chịu tác động của nhiệt độ và nhiễm bẩn địa tầng;
- Không phát sinh các sự cố vận hành như bó chông, kẹt cần hoặc tăng áp suất bơm bất thường;
- Mùn khoan không bị phân tán mạnh, hàm lượng solids mịn thấp, phản ánh hiệu quả hạn chế hydrat hóa và phân rã sét;
- pH dung dịch được duy trì trong khoảng 9,0–9,5, phù hợp với cơ chế đệm và hoạt động của hệ polyamine;
- Thành giếng ổn định, không ghi nhận hiện tượng giãn mở đáng kể theo kết quả kiểm tra caliper sau khoan;

Vận tốc cơ học khoan (ROP) và thời gian thi công đoạn khoan đạt mức tương đương hoặc tốt hơn so với giá trị trung bình của các giếng trước đó sử dụng hệ dung dịch chứa Hib-X.

Các tiêu chí trên được xây dựng trên cơ sở thực tiễn vận hành dung dịch khoan gốc nước tại mỏ Bạch Hổ, đồng thời phù hợp với các chỉ tiêu

đánh giá hiệu quả dung dịch khoan được khuyến nghị trong các tài liệu tiêu chuẩn và thông lệ ngành.

2.5. Khung tổng hợp tiêu chí đánh giá

Hiệu quả của hóa phẩm được đánh giá theo ba nhóm chỉ tiêu:

Nhóm chỉ tiêu	Thông số đánh giá	Mục đích
Khả năng ức chế sét	Độ trương nở sét; bảo tồn mùn, hình thái mùn	Đánh giá hiệu quả tương tác hóa học của hóa phẩm
Ổn định dung dịch	pH; FL; độ bền vò bùn; PV-YP; khả năng chịu nhiệt	Kiểm tra độ bền hóa lý và tương thích phụ gia
Hiệu quả thực địa	Thành giếng ổn định; tốc độ khoan; sự cố vận hành	Kiểm chứng khả năng ứng dụng thực tế

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Kết quả thí nghiệm trong phòng

Các thí nghiệm được thực hiện nhằm đánh giá riêng lẻ hiệu quả của các hóa phẩm gốc amine (Hib-X, Hib-U, PEDA-258, PEDA-301, PEDA-302) đối với khả năng ức chế sét, hạn chế phân tán pha rắn và duy trì tính ổn định của hệ dung dịch. Các kết quả trong mục này là giá trị trung bình \pm SD với $n = 3$ thí nghiệm lặp lại cho mỗi mẫu hóa phẩm; độ lệch chuẩn nằm trong khoảng 0,5–1,2%, phù hợp giới hạn của API RP 13B-1. Kết quả trung bình được trình bày tại Bảng 2.

Giá trị thể hiện là trung bình của 3 lần đo ($n = 3$), sai số trong khoảng $\pm 0,5 \div 1,2\%$.

Giảm gel 10 s (%) = (Gel ban đầu - Gel sau xử lý)/Gel ban đầu \times 100%.

Ghi chú: Giá trị bảo tồn mùn của PEDA-302 không được trình bày do dữ liệu chưa được thu thập trong cùng điều kiện lặp lại kiểm soát ($n = 3$) như các mẫu còn lại, nên không đủ cơ sở so sánh định lượng.

Kết quả Bảng 2 cho thấy các hóa phẩm polyether diamine (PEDA-258, PEDA-301) có mức giảm gel 10 s cao hơn Hib-X, phản ánh khả năng tương tác với pha rắn và hệ polymer nền. Tuy nhiên, chỉ tiêu giảm gel chủ yếu phản ánh đặc tính lưu biến tức thời và không đại diện trực tiếp cho khả năng ức chế hydrat hóa sét; do đó cần được xem xét đồng thời với các chỉ tiêu trương nở và bảo tồn mùn.

Về độ lắng sét, PEDA-258 và PEDA-301 cho giá trị tương đương Hib-U, phản ánh khả năng hạn chế phân tán pha rắn tốt. Hiệu quả này có thể được lý giải bởi đặc tính của polyether diamine: các nhóm amine hấp phụ lên bề mặt khoáng sét mang điện tích âm, trong khi mạch polyether tạo lớp che phủ bền vững, hạn chế sự tách rời và phân tán hạt sét vào dung dịch (Peng và nnk., 2013; Tian và nnk., 2021).

Sự khác biệt giữa giá trị trương nở 65 h và tỷ lệ bảo tồn mùn cho thấy hiệu quả ức chế không chỉ phụ thuộc vào mức giảm thể tích trương nở mà còn liên quan đến khả năng duy trì tính toàn vẹn cơ học của mùn khoan. Ví dụ: Hib-U có giá trị trương nở thấp nhất (70,4%) nhưng PEDA-258 vẫn đạt mức bảo tồn mùn 84,0%, cao hơn Hib-X (79,0%), cho thấy sự khác biệt về cơ chế tương tác phân tử và mức độ che phủ bề mặt. Do đó, việc lựa chọn hóa phẩm cho thử nghiệm thực địa được thực hiện trên cơ sở đánh giá tổng hợp nhiều chỉ tiêu thay vì dựa trên một thông số đơn lẻ.

Trong số các mẫu thử, PEDA-258 được lựa chọn cho bước thử nghiệm tiếp theo do thể hiện sự cân bằng tốt giữa khả năng ức chế trương nở, bảo tồn mùn và tính tương thích với hệ polymer nền của dung dịch.

Bảng 2. Kết quả thí nghiệm đánh giá riêng lẻ các hóa phẩm ức chế.

Hóa phẩm	pH	Giảm gel 10 s (%)	Độ lắng sét (ml/180')	Trương nở 65 h (%)	Bảo tồn mùn (%)
Hib-X	9,5	36	-	77,6	79,0
Hib-U	9,5	72	155	70,4	91,8
PEDA-258	9,5	81	155	72,1	84,0
PEDA-301	9,5	82	155	76,4	79,0
PEDA-302	8,5	83	160	77,6	-

3.1.1. Độ trương nở sét

Độ trương nở sét được theo dõi liên tục trong 65 giờ bằng thiết bị Linear Swell Meter nhằm đánh giá khả năng ức chế hydrat hóa của các hóa phẩm gốc amine. Kết quả thí nghiệm được trình bày trong Bảng 3 và Hình 3.

Kết quả cho thấy PEDA-258 làm giảm đáng kể mức độ trương nở sét trong giai đoạn đầu so với các hóa phẩm đối chứng. Sau 24 giờ, độ trương nở của mẫu chứa PEDA-258 đạt 49,6%, thấp hơn khoảng 24% (tương đối) so với Hib-X (65,3%).

Sự suy giảm này phản ánh cơ chế hấp phụ điện tích của polyether diamine: trong môi trường pH 9÷9,5, các nhóm $-NH_2$ bị proton hóa thành $-NH_3^+$ và hấp phụ lên bề mặt montmorillonit, làm giảm lực đẩy tĩnh điện giữa các lớp cấu trúc. Việc trung hòa điện tích bề mặt này hạn chế sự mở rộng khoảng cách lớp (c-spacing), từ đó làm giảm mức độ hydrat hóa ban đầu.

Sau 65 giờ, giá trị trương nở của PEDA-258 tăng lên 72,1%, song vẫn thấp hơn Hib-X (77,6%) và tiệm cận Hib-U (70,4%). Chênh lệch giữa 24 h

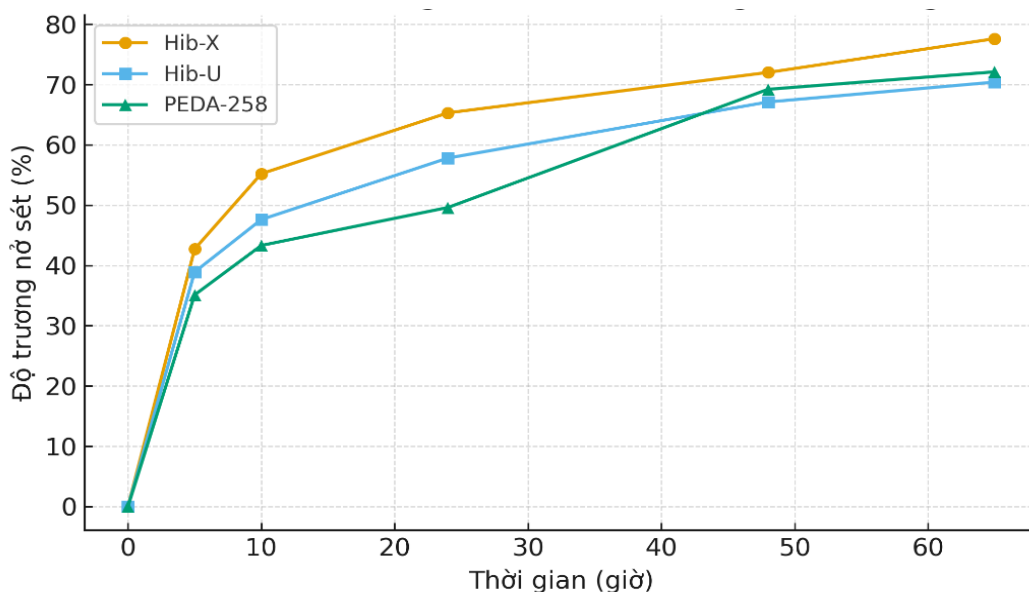
và 65 h của PEDA-258 nhỏ hơn so với Hib-X, cho thấy tốc độ trương nở được kiểm soát hiệu quả ngay từ giai đoạn đầu và xu hướng tiến tới trạng thái cân bằng diễn ra ổn định hơn.

Ngoài cơ chế trung hòa điện tích, mạch polyether của PEDA-258 tạo lớp che phủ tương đối kỵ nước quanh hạt sét, hạn chế sự xâm nhập của nước tự do và giảm phân tán cơ học. Do đó, PEDA-258 không chỉ làm giảm giá trị trương nở cực đại mà còn làm giảm tốc độ hydrat hóa ban đầu - yếu tố có ý nghĩa quan trọng trong điều kiện khoan thực tế khi dung dịch tiếp xúc liên tục với thành hệ.

Sự khác biệt giữa giá trị trương nở và tỷ lệ bảo tồn mùn khoan cho thấy PEDA-258 mang tính tổng hợp. Mặc dù Hib-U có trương nở 65 h thấp hơn (70,4%), PEDA-258 vẫn đạt tỷ lệ bảo tồn mùn 84,0%, cao hơn Hib-X (79,0%), cho thấy khả năng duy trì tính toàn vẹn cơ học của mùn khoan và hạn chế phát sinh hạt mịn. Cơ chế này là cơ sở quan trọng cho việc kiểm soát độ thải nước (FL) và ổn định dung dịch ở điều kiện nhiệt độ cao.

Bảng 3. Kết quả thí nghiệm trương nở sét (Swellmeter).

Hóa phẩm	Trương nở 24 h (%)	Trương nở 65 h (%)	Bảo tồn mùn (%)
Hib-X	65,3	77,6	79,0
Hib-U	57,8	70,4	91,8
PEDA-258	49,6	72,1	84,0



Hình 3. Độ trương nở sét theo thời gian 0÷65 giờ của Hib-X, Hib-U và PEDA-258. Các điểm dữ liệu biểu diễn giá trị trung bình \pm SD ($n = 3$).

3.1.2. Khả năng kiểm soát phân tán pha rắn

Hiệu quả ức chế còn được phản ánh qua khả năng hạn chế sét phân tán vào dung dịch nền. Tỷ lệ bảo tồn mùn khoan của PEDA-258 đạt 84%, cao hơn Hib-X và tiệm cận Hib-U. Hình 4 cho thấy mẫu mùn sau xử lý bằng PEDA-258 giữ được hình dạng và mức độ liên kết tốt hơn so với Hib-X, phù hợp với kết quả định lượng thu được.

3.1.3. Độ bền nhiệt của dung dịch sử dụng PEDA-258

Dung dịch KGAC Plus M1 chứa 1,5% vol. PEDA-258 được kiểm tra độ bền nhiệt bằng phép thử hot-roll ở 130°C trong 24 giờ. Kết quả được trình bày tại Bảng 4.

Dung dịch duy trì FL ≤ 3 ml/30 min, pH ổn định, không tách pha và duy trì cấu trúc lưu biến phù hợp. Điều này cho thấy PEDA-258 tương thích tốt với hệ polymer nền và có khả năng chịu nhiệt hiệu quả tới 130°C.

3.2. Kết quả thử nghiệm thực địa tại giếng H-8X

Dung dịch khoan KGAC Plus M1 có bổ sung 1,5% vol PEDA-258 được sử dụng cho đoạn khoan $\varnothing 178$ mm của giếng H-8X trong khoảng độ sâu 1.783÷3.468 m, tương ứng với các tập địa tầng sét hoạt tính Miocen - Oligocen. Trong suốt quá trình khoan, các thông số dung dịch được theo dõi và kiểm soát liên tục; kết quả được tóm tắt trong Bảng 5.



Hình 4. Ảnh mùn khoan sau 24 giờ xử lý bằng dung dịch Hib-X (trái) và PEDA-258 (phải) – Kết quả thí nghiệm tại XN Khoan & Sửa giếng Vietsovpetro.

Bảng 4. Ảnh hưởng của nhiệt độ đến tính ổn định dung dịch.

Thông số	Trước nung	Sau 130°C/24h	Thay đổi (%)
pH	9,3	9,1	-2,1
FL (ml/30 min)	2,5	2,6	+4,0
Vỏ bùn (mm)	1,3	1,4	+7,7

Bảng 5. Diễn biến thông số dung dịch trong quá trình khoan giếng H-8X.

Độ sâu (m)	FL (ml/30 min)	PV/YP (cP/lb/100 ft ²)	pH	T ⁰ (°C)	Khối lượng riêng (g/cm ³)	Nhận xét
1.783÷2.653	3,5	25/33	9,5	120	1,12÷1,14	Thành giếng ổn định
2.653÷3.325	2,8	33/42	9,5	125	1,15÷1,20	Không có bó thành
3.325÷3.468	2,5	34/37	9,0	130	1,20÷1,26	Kết thúc khoan ổn định

Kết quả cho thấy, mặc dù nhiệt độ và khối lượng riêng dung dịch tăng dần theo độ sâu, các thông số công nghệ chủ chốt vẫn được duy trì ổn định. Đáng chú ý, độ thải nước (FL) giảm dần từ 3,5 xuống 2,5 ml/30 min trong khi nhiệt độ tăng từ 120 lên 130°C.

Theo thông lệ, khi nhiệt độ tăng, độ thải nước của dung dịch gốc nước thường có xu hướng tăng do độ nhớt pha lỏng giảm và cấu trúc polymer có thể bị suy yếu. Do đó, xu hướng FL giảm theo độ sâu trong Bảng 5 không phải là hiện tượng ngẫu nhiên mà phản ánh sự cải thiện hiệu quả kiểm soát pha rắn trong quá trình tuần hoàn.

Nguyên nhân chi phối chính của xu hướng này được xác định là hiệu quả ức chế hydrat hóa và hạn chế phân tán sét của PEDA-258 được tích lũy theo thời gian tiếp xúc. Khi quá trình trương nở và phân tán sét được kiểm soát tốt, lượng hạt mịn phát sinh vào dung dịch giảm đáng kể, từ đó hạn chế sự phá vỡ cấu trúc vỏ bùn và duy trì lớp màng lọc mỏng, bền hơn theo độ sâu.

Mặc dù trong thực tế thi công, thành phần dung dịch được điều chỉnh và tối ưu dần (kiểm soát polymer và solids theo độ sâu), song các

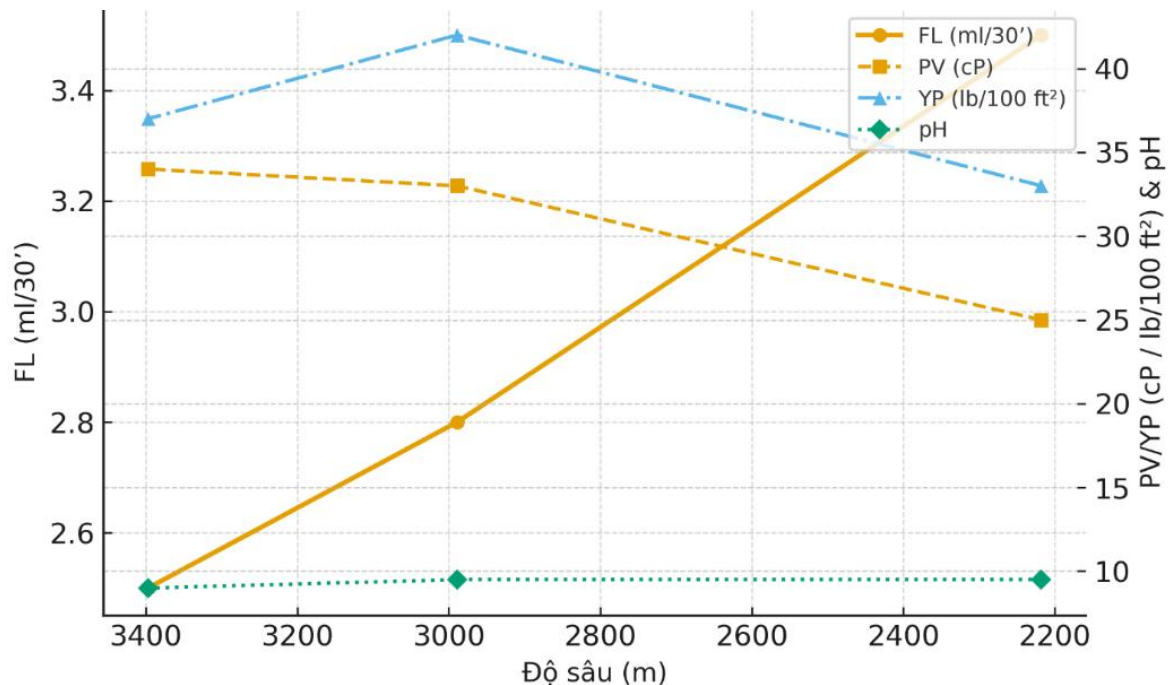
thông số vận hành khác như pH và tỷ trọng không có biến động đột biến giữa các khoảng độ sâu. Sự ổn định này, kết hợp với kết quả thí nghiệm phòng (giảm trương nở và bảo tồn mùn cao), cho phép quy xu hướng giảm FL chủ yếu về hiệu quả kiểm soát pha rắn mịn của hệ dung dịch có bổ sung polyether diamine.

Các thông số lưu biến (PV/YP) và pH chỉ dao động trong biên độ hẹp ($\pm 5\%$), cho thấy dung dịch không bị nhiễm bẩn đáng kể bởi pha sét phân tán và hệ polymer nên duy trì được tính ổn định ở nhiệt độ cao (Hình 5).

Trong suốt đoạn khoan, dung dịch duy trì được các đặc điểm vận hành thuận lợi:

- FL ổn định trong khoảng 2,5÷3,5 ml/30 min;
- PV và YP không tăng đột biến theo nhiệt độ;
- pH duy trì trong khoảng 9,0÷9,5, phù hợp với cơ chế đệm của hệ polyamine;
- Vỏ bùn mỏng, bền, không xảy ra mất tuần hoàn hay kẹt vi sai.

Không ghi nhận các hiện tượng bất lợi như bó chông, tăng moment xoay, hoặc khó khăn trong quá trình kéo - thả cần, cho thấy dung dịch đáp ứng tốt yêu cầu khoan qua các tầng sét hoạt tính.



Hình 5. Biến thiên của các thông số FL, PV/YP và pH theo độ sâu giếng H-8X. Các thông số được đo nhiều lần tại mỗi khoảng độ sâu và cho thấy dao động nhỏ hơn $\pm 5\%$, chứng tỏ tính ổn định của dung dịch trong điều kiện khoan thực tế.

3.2.1. Ổn định thành giếng

Trong toàn bộ quá trình khoan qua các tầng địa tầng Miocen - Oligocen, thành giếng duy trì trạng thái ổn định, thể hiện qua các chỉ dấu vận hành sau:

- Áp suất bơm ổn định trong khoảng 15÷17 MPa;
- Không xuất hiện hiện tượng cavings bất thường;
- Đường kính giếng đo bằng caliper không cho thấy xu hướng mở rộng đáng kể.

Các biểu hiện điển hình của hydrat hóa và trương nở sét, như bó thành giếng hoặc tăng moment xoay không được ghi nhận. Điều này phù hợp với cơ chế ức chế sét đã được chứng minh trong thí nghiệm phòng và cho thấy hiệu quả ổn định thành giếng của hệ KGAC Plus M1 có bổ sung PEDA-258 trong điều kiện thực địa.

3.2.2. Hiệu quả vận hành và thời gian khoan

Tốc độ khoan trung bình (ROP) của đoạn Ø178 mm đạt 28÷30 m/h, tăng khoảng 12÷15% so với ba giếng đối chứng có cùng điều kiện địa tầng sử dụng hệ dung dịch chứa Hib-X. Các giếng đối chứng được lựa chọn có cùng thiết kế đoạn và điều kiện địa chất tương đương. Nhờ đó, thời gian thi công đoạn khoan được rút ngắn từ mức trung bình 5,6 ngày xuống còn 4,8 ngày (Bảng 6).

Kết quả so sánh cho thấy việc sử dụng PEDA-258 giúp giảm đáng kể độ thải nước, cải thiện tốc độ khoan và loại bỏ các sự cố liên quan đến thành giếng. Việc giảm FL và ổn định pha rắn góp phần duy trì trạng thái thành giếng ổn định, từ đó nâng cao hiệu quả vận hành tổng thể.

3.3. Thảo luận

3.3.1. Liên hệ giữa thí nghiệm phòng và biểu hiện thực địa

Các kết quả thí nghiệm trong phòng về khả năng ức chế sét của PEDA-258 (độ trương nở, độ lắng sét và khả năng bảo tồn mùn khoan) cho thấy

sự phù hợp cao với các biểu hiện ghi nhận trong quá trình khoan thực địa tại giếng H-8X.

Cụ thể, trong thí nghiệm Swellmeter, PEDA-258 cho giá trị trương nở 24 h là 49,6%, thấp hơn đáng kể so với Hib-X (65,3%) và duy trì mức 72,1% sau 65 h, đồng thời đạt tỷ lệ bảo tồn mùn 84,0%. Sự giảm trương nở ban đầu phản ánh cơ chế hấp phụ điện tích của nhóm $-NH_3^+$ lên bề mặt montmorillonit, làm giảm lực đẩy giữa các lớp sét và hạn chế hydrat hóa thể tích. Đồng thời, mạch polyether tạo lớp che phủ tương đối kỵ nước, góp phần hạn chế phân tán cơ học thành hạt mịn. Mức giảm trương nở 24 h (49,6% so với 65,3%) kết hợp với tỷ lệ bảo tồn mùn 84,0% là bằng chứng định lượng cho việc giảm phát sinh hạt sét mịn trong dung dịch. Đây được xem là yếu tố chi phối chính dẫn đến sự ổn định của FL và PV-YP trong điều kiện khoan thực tế.

Trong điều kiện thực địa, độ thải nước (FL) duy trì ở mức 2,5÷3,5 ml/30 min mặc dù nhiệt độ tăng tới 130°C. Về nguyên tắc, nhiệt độ tăng thường làm xu hướng FL tăng; do đó, việc FL giảm dần theo độ sâu cho thấy hiệu quả kiểm soát pha rắn được cải thiện trong quá trình tuần hoàn. Khi hydrat hóa và phân tán sét được hạn chế, lượng hạt mịn phát sinh vào dung dịch giảm, qua đó duy trì cấu trúc vỏ bùn mỏng và bền hơn. Như vậy, xu hướng FL giảm theo độ sâu không chỉ là hệ quả của điều chỉnh vận hành dung dịch, mà chủ yếu bắt nguồn từ hiệu quả ức chế hydrat hóa và hạn chế phân tán sét của PEDA-258 được tích lũy theo thời gian tuần hoàn.

Bên cạnh đó, các thông số lưu biến (PV-YP) duy trì ổn định và không xuất hiện sự cố bó thành hoặc kẹt vi sai cho thấy dung dịch ít bị nhiễm bẩn bởi pha sét phân tán. Điều này phù hợp với kết quả bảo tồn mùn 84,0% trong phòng thí nghiệm. Sự tương đồng giữa các chỉ tiêu định lượng trong phòng (trương nở, bảo tồn mùn) và biểu hiện thực địa (FL, PV-YP, ổn định thành giếng) cho thấy các phép thử đã phản ánh đúng cơ chế tương tác giữa polyether diamine và khoáng sét trong điều kiện giếng khoan thực tế.

Bảng 6. So sánh kết quả vận hành giữa giếng dùng Hib-X và giếng H-8X (PEDA-258).

Chỉ tiêu	Giếng dùng Hib-X (TB)	Giếng H-8X (PEDA-258)	Cải thiện
FL (ml/30 min)	4,2	2,8	↓ 33%
ROP (m/h)	25,0	28,5	↑ 14%
Thời gian đoạn (ngày)	5,6	4,8	↓ 14%
Sự cố thành giếng	Có	Không	-

3.3.2. So sánh với các hệ dung dịch khoan gốc nước đã sử dụng tại mỏ Bạch Hổ

So sánh với các hệ dung dịch khoan gốc nước đã từng được áp dụng tại mỏ Bạch Hổ cho thấy hệ KGAC Plus M1 có bổ sung PEDA-258 đạt giá trị FL thấp nhất (2,5÷2,8 ml/30 min) ở nhiệt độ tới 130°C. Trong khi đó, hệ KCl/Polymer đạt 5÷6 ml/30 min ở <110°C và hệ KGAC Plus sử dụng Hib-X đạt 3,5÷4,2 ml/30 min ở 125°C (Bảng 7).

Các hệ dung dịch truyền thống như KCl/Polymer chủ yếu dựa trên cơ chế trao đổi ion $K^+ - Na^+$, chỉ làm giảm một phần hydrat hóa lớp mà không tạo được lớp che phủ bảo vệ bền vững. Do đó, khi nhiệt độ tăng hoặc khi sét phân tán mạnh, hiệu quả ức chế có xu hướng suy giảm. Hệ KLATROL và KGAC Plus (Hib-X) cải thiện khả năng kiểm soát trương nở nhờ cơ chế bao bọc polymer, song vẫn bị hạn chế khi khoan sâu vào các tập sét hoạt tính Miocen - Oligocen nhiệt độ cao.

Ngược lại, việc bổ sung PEDA-258 đã tạo cơ chế ức chế kép (hấp phụ điện tích + che phủ kỵ nước), giúp đồng thời giảm trương nở (72,1% so với 77,6% của Hib-X) và hạ thấp FL ở nhiệt độ cao hơn. Điều này cho thấy phạm vi làm việc của hệ dung dịch được mở rộng cả về điều kiện nhiệt độ và thời gian tiếp xúc.

Nghiên cứu này kế thừa nền tảng hệ KGAC Plus đã công bố trước đây (Hoàng và nnk., 2024), đồng thời điều chỉnh thành phần hóa phẩm ức chế nhằm nâng cao hiệu quả trong điều kiện nhiệt độ cao và thời gian tuần hoàn kéo dài. Vì vậy, đóng góp chính của nghiên cứu không nằm ở việc thay đổi hoàn toàn hệ dung dịch, mà ở việc chứng minh vai trò của polyether diamine trong việc mở rộng giới hạn làm việc của hệ dung dịch gốc nước tại mỏ Bạch Hổ.

3.3.3. So sánh với các nghiên cứu polyamine quốc tế

Các kết quả của PEDA-258 trong nghiên cứu này phù hợp với xu hướng đã được ghi nhận trong các nghiên cứu quốc tế về dung dịch khoan gốc

polyamine và polyether diamine. Tian và nnk. (2021) đã báo cáo mức giảm trương nở sét trong khoảng 25÷35%, tương đồng với mức giảm khoảng 24% (49,6% so với 65,3%) ghi nhận trong nghiên cứu hiện tại.

Peng và nnk. (2013) chỉ ra rằng các polyetheramine hình thành lớp hấp phụ bền vững trên bề mặt khoáng sét, hạn chế phân tán hạt mịn; điều này phù hợp với tỷ lệ bảo tồn mùn 84% thu được trong nghiên cứu này. Liu và nnk. (2021) ghi nhận mức bảo tồn mùn 85÷90% đối với các hệ polyamine phân nhánh, nằm trong cùng dải hiệu quả.

Về khả năng chịu nhiệt, Huang và nnk. (2024) cho thấy các hệ polyamine ổn định ở nhiệt độ 150÷180°C trong điều kiện phòng thí nghiệm. Trong nghiên cứu này, hệ dung dịch có bổ sung PEDA-258 duy trì FL thấp và PV-YP ổn định ở 130°C trong điều kiện thực địa, cho thấy hiệu quả chịu nhiệt được xác nhận không chỉ trong phòng thí nghiệm mà còn trong môi trường vận hành thực tế.

Nhìn chung, hiệu năng ức chế sét và ổn định dung dịch của PEDA-258 tương đương với các hệ polyamine đã được công bố quốc tế, đồng thời chứng minh khả năng áp dụng hiệu quả trong điều kiện địa tầng sét hoạt tính Miocen - Oligocen tại Việt Nam.

3.3.4. Tổng hợp đánh giá

Từ các kết quả thí nghiệm và thực địa có thể nhận thấy rằng PEDA-258 giúp giảm trương nở sét và hạn chế phân tán pha rắn và duy trì tính ổn định các thông số lưu biến và độ thải nước trong điều kiện nhiệt độ cao. Việc kiểm soát hydrat hóa và phát sinh hạt mịn góp phần hình thành vỏ bùn mỏng, bền và ổn định thành giếng, hạn chế sự cố bó thành hoặc kẹt cần.

Khả năng tương thích tốt với hệ KGAC Plus M1 và hiệu quả vận hành cải thiện (giảm FL, tăng ROP, rút ngắn thời gian khoan) cho thấy PEDA-

Bảng 7. So sánh hiệu quả giữa các hệ dung dịch khoan gốc nước đã áp dụng tại mỏ Bạch Hổ.

Hệ dung dịch	FL (ml/30 min)	Nhiệt độ (°C)	Trương nở (%)	Ghi chú
KCl/Polymer	5÷6	<110	80÷85	phổ biến
KLATROL	4÷5	120	75÷80	cải thiện
KGAC Plus M1 (Hib-X)	3,5÷4,2	125	77,6	dùng rộng rãi
KGAC Plus M1 (PEDA-258)	2,5÷2,8	130	72,1	ổn định nhất

258 là hóa phẩm ức chế có tiềm năng mở rộng ứng dụng tại các giếng khoan qua địa tầng sét hoạt tính của mỏ Bạch Hổ.

4. Kết luận và kiến nghị

4.1. Kết luận

Nghiên cứu đã đánh giá toàn diện khả năng ức chế sét của hóa phẩm polyether diamine PEDA-258 thông qua chuỗi thí nghiệm riêng lẻ và thử nghiệm trong hệ dung dịch khoan KGAC Plus M1. Các kết luận chính rút ra như sau:

(1) PEDA-258 thể hiện hiệu quả ức chế sét cao hơn so với Hib-X trong thí nghiệm riêng lẻ. PEDA-258 giảm độ trương nở bentonite khoảng 24÷25% so với Hib-X (49,6% sau 24 giờ và 72,1% sau 65 giờ), đồng thời đạt tỷ lệ bảo tồn mùn khoan 84%, cho thấy khả năng hạn chế phân tán sét hiệu quả. Độ lắng sét thấp và pH ổn định phù hợp với cơ chế hấp phụ điện tích kết hợp che phủ kỵ nước của polyamine.

(2) Khi thay thế Hib-X trong hệ KGAC Plus M1, PEDA-258 duy trì độ ổn định hóa lý tốt. Dung dịch sau hot-roll ở 130°C/24 giờ vẫn giữ pH 9,0÷9,5, độ thải nước thấp (2,5÷2,6 ml/30 min) và vỏ bùn mỏng, chứng tỏ sự tương thích tốt với hệ polymer của KGAC Plus M1.

(3) Thử nghiệm thực địa tại giếng H-8X xác nhận hiệu quả vận hành và ổn định thành giếng. Dung dịch KGAC Plus M1 + 1,5% PEDA-258 duy trì FL 2,5÷3,5 ml/30 min và PV/YP ổn định trong suốt đoạn khoan qua Miocen - Oligocen, không ghi nhận bó chòong hoặc kẹt cần. Tốc độ khoan cải thiện khoảng 12÷15% so với các giếng sử dụng Hib-X.

(4) Kết quả phòng thí nghiệm và thực địa nhất quán.

Việc giảm hydrat hóa và hạn chế phân tán sét giúp duy trì ổn định lưu biến và cấu trúc vỏ bùn, góp phần nâng cao hiệu quả vận chuyển mùn và ổn định thành giếng trong điều kiện địa tầng sét hoạt tính.

(5) PEDA-258 là lựa chọn phù hợp để nâng cao mức độ ức chế của hệ KGAC Plus M1. Kết quả cho thấy PEDA-258 có khả năng chịu nhiệt tốt và tương thích với hệ polymer hiện hữu, phù

hợp cho khoan qua các tầng sét hoạt tính tại mỏ Bạch Hổ.

4.2. Kiến nghị

Trên cơ sở các kết quả thí nghiệm và thử nghiệm thực địa, một số hướng nghiên cứu và ứng dụng tiếp theo được đề xuất:

(1) Mở rộng áp dụng trên nhiều giếng có điều kiện địa chất khác nhau.

Cần đánh giá tính lặp lại và độ ổn định của hệ dung dịch chứa PEDA-258 khi áp dụng trên các giếng Miocen - Oligocen có đặc tính khoáng sét khác nhau.

(2) Đánh giá giới hạn nhiệt độ làm việc.

Các nghiên cứu bổ sung nên xem xét khả năng chịu nhiệt ở mức $\geq 150^{\circ}\text{C}$ nhằm xác định giới hạn vận hành của hệ dung dịch trong điều kiện giếng khoan sâu hoặc nhiệt độ cao.

(3) Tối ưu hóa phối hợp với polymer nền.

Cần nghiên cứu sâu hơn sự tương thích giữa polyamine và các polymer kiểm soát lưu biến và độ thải nước trong điều kiện nhiệt độ cao, nhằm duy trì ổn định dài hạn của hệ dung dịch.

(4) Đánh giá khía cạnh môi trường và an toàn.

Nên thực hiện các thử nghiệm bổ sung về độc tính và khả năng phân hủy sinh học theo các tiêu chuẩn môi trường hiện hành để hoàn thiện hồ sơ kỹ thuật cho ứng dụng thực tế.

(5) Phân tích cơ chế ở cấp độ vi mô.

Các nghiên cứu sử dụng XRD, FTIR hoặc SEM có thể cung cấp bằng chứng trực tiếp về sự thay đổi cấu trúc lớp và hình thái bề mặt sét sau khi xử lý bằng polyamine.

(6) Hoàn thiện quy trình kiểm soát dung dịch.

Việc xây dựng tiêu chí thiết kế và kiểm soát chuyên biệt cho hệ dung dịch chứa polyamine sẽ góp phần chuẩn hóa vận hành và nâng cao tính ổn định giữa các giếng.

Đóng góp của các tác giả

Nguyễn Bảo Trung Anh - thực hiện thí nghiệm, lên ý tưởng, viết bản thảo bài báo; Hoàng Hồng Lĩnh, Đỗ Quang Khánh - phương pháp nghiên cứu; Trương Hoài Nam - tổng hợp, phương pháp nghiên cứu và chỉnh sửa bài báo.

Tài liệu tham khảo

- American Petroleum Institute. (2021). *API RP 13B-1: Recommended practice for field testing water-based drilling fluids* (5th ed.).
- Đặng, C., Nguyễn, X. Q., & Bùi, V. T. (2017). Nghiên cứu, ứng dụng các hệ dung dịch khoan có đặc tính kỹ thuật – công nghệ phù hợp để thi công các giếng khoan thăm dò và khai thác ở Việt Nam. *Tạp chí Dầu khí*, (6), 45–53.
- Hoàng, H. L., Vũ, V. H., Bùi, V. T., & Nguyễn, T. T. (2019). *Giải pháp áp dụng hệ dung dịch khoan ức chế sét KGAC-Plus M1 cho các giếng khoan nghiêng lớn và phức tạp tại mỏ Bạch Hổ* (Báo cáo kỹ thuật nội bộ, Vietsovpetro).
- Hoàng, H. L., Bùi, V. T., Mai, D. K., & Phạm, Đ. L. (2024). Research and application of high-performance drilling fluid systems in Vietsovpetro Joint Venture. *Petrovietnam Journal*, 6, 54–64. <https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.06-07>
- Huang, X., Liu, J., Wang, F., & Zhao, D. (2024). Improving the performance of a polyamine shale inhibitor for water-based drilling fluids. *Fuel*, 355, 134164. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.134164>
- Kang, H., Li, Y., & He, Y. (2023). Analysis of a strong-inhibition polyamine drilling fluid. *Fluid Dynamics & Materials Processing*, 19(9), 2431–2447. <https://doi.org/10.32604/fdmp.2023.027604>
- Liu, Y., Wang, M., Li, H., & Zhang, S. (2021). Preparation and performance of the hyperbranched polyamine as an effective shale inhibitor for water-based drilling fluid. *Open Journal of Yangtze Oil and Gas*, 6(4), 161–174. <https://doi.org/10.4236/ojogas.2021.64014>
- Ngô, V. T. (1996). *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* (Luận án Phó Tiến sĩ). Trường Đại học Mỏ – Địa chất Hà Nội.
- Nguyễn, B. T. A. (2022). *Nghiên cứu ứng dụng hóa phẩm ức chế gốc polyamine trong hệ dung dịch khoan gốc nước khi khoan qua địa tầng sét hoạt tính vùng mỏ Bạch Hổ* (Luận văn Thạc sĩ). Trường Đại học Bách Khoa – ĐHQG TP. Hồ Chí Minh.
- Phạm, Đ. S., Nguyễn, M. H., & Thái, H. C. (2012). Nghiên cứu và ứng dụng hệ dung dịch khoan gốc nước KLATROL có khả năng ức chế sét cao. *Tạp chí Dầu khí*, (7), 32–38.
- Peng, B., Luo, P.-Y., Guo, W.-Y., & Zhang, L. (2013). Structure–property relationship of polyetheramines as clay-swelling inhibitors in water-based drilling fluids. *Journal of Applied Polymer Science*, 129(3), 1074–1079. <https://doi.org/10.1002/app.38784>
- Tian, Y., Li, Y., Zhang, Q., Cheng, L., & Yang, H. (2021). Study of a polyamine inhibitor used for shale water-based drilling fluid. *ACS Omega*, 6(23), 15448–15459. <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c01936>