

# NGHIÊN CỨU ỨNG DỤNG CÔNG NGHỆ NGĂN NGỪA, ỨC CHẾ LẮNG ĐÔNG PARAFFIN TRONG CÁC GIẾNG GASLIFT SẢN LƯỢNG THẤP BẰNG PHƯƠNG PHÁP HẤP PHỤ PHỤ GIA HẠ ĐIỂM ĐÔNG ĐẶC PPD LÊN BỀ MẶT ĐÁ VĨA

ThS. Đỗ Quang Thịnh, CN. Phạm Thanh Đại, KS. Nguyễn Khánh Toàn  
Viện Dầu khí Việt Nam

## Tóm tắt

**Dầu thô Việt Nam chủ yếu thuộc họ paraffinic với hàm lượng n-paraffin rắn cao, gây ra hiện tượng lắng đọng paraffin trong đường ống khai thác và đường ống vận chuyển dầu thô. Bài báo giới thiệu công nghệ ngăn ngừa, ỨC CHẾ LẮNG ĐÔNG paraffin trong các giếng khai thác sản lượng thấp bằng phương pháp hấp phụ phụ gia hạ điểm đông đặc (PPD - pour point depressant) lên bề mặt đá vữa. Kết quả nghiên cứu cho thấy công nghệ này phù hợp với điều kiện địa chất, khai thác, tính chất dầu thô mỏ Bạch Hổ và có khả năng áp dụng cho các giếng chưa được lắp đặt hệ thống đường ống bơm định lượng PPD.**

**Từ khóa:** Phụ gia hạ điểm đông đặc, ỨC CHẾ LẮNG ĐÔNG paraffin, giếng gaslift, mỏ Bạch Hổ.

## Giới thiệu

Hiện tượng lắng đọng paraffin thường xảy ra trong quá trình khai thác các loại dầu thô có hàm lượng paraffin rắn cao và ở khu vực khai thác có nhiệt độ thấp. Nhiệt độ xuất hiện tinh thể sáp (hay điểm vẫn đục) là nhiệt độ mà tại đó paraffin bắt đầu kết tinh trong dầu lỏng. Khi nhiệt độ tiếp tục giảm, các hạt sáp đã kết tủa tương tác qua lại và hình thành mạng liên kết không gian. Đến nhiệt độ nhất định, dầu thô sẽ đông đặc và không chảy được nữa. Nhiệt độ này được gọi là điểm đông hay điểm đông đặc của dầu thô [7].

Sự suy giảm nhiệt độ có thể xảy ra trên thành giếng hoặc trên hệ thống vận chuyển do giãn nở khí hoặc tổn thất nhiệt qua ống chống, qua không gian vành xuyên, qua vùng vỉa xung quanh giếng và ra môi trường xung quanh đường ống vận chuyển (đất, nước, không khí). Trong suốt quá trình tích tụ, các tinh thể paraffin kết tinh từ dầu thô dưới dạng phân tử riêng biệt. Các tinh thể này tồn tại trong pha dầu lỏng dưới dạng pha phân tán và có xu hướng tạo vật thể rắn quanh mầm kết tinh là asphaltene, các hạt rắn tạp chất cơ học để hình thành các hạt có kích thước tương đối lớn. Lắng đọng paraffin thường là kết quả của các cơ chế: khuếch tán phân tử, phân tán trượt, chuyển động Brown, ảnh hưởng của trọng lực, ảnh hưởng của điện động học.

Sự xuất hiện của paraffin sẽ làm giảm đường kính ống khai thác và bề mặt đường ống vận chuyển; giảm hệ số thẩm; cản áp lực đáng kể để khởi động lại dòng chảy;

giảm đáng kể áp suất dòng chảy trên đường ống; hạn chế năng lực hoạt động của toàn bộ hệ thống khai thác. Đây là nguyên nhân dẫn đến giảm sản lượng khai thác, hạn chế khả năng vận chuyển dầu thô bằng đường ống; có thể gây tắc, ăn mòn đường ống; tốn chi phí do phải dừng hệ thống khai thác, vận chuyển để tiến hành xử lý lắng đọng paraffin...

Để giải quyết vấn đề này, các nghiên cứu đã được thực hiện, trong đó tập trung vào hai hướng chính: ngăn ngừa/hạn chế hiện tượng lắng đọng paraffin trong quá trình khai thác, vận chuyển dầu thô có hàm lượng paraffin rắn cao và loại bỏ lắng đọng paraffin. Tuy nhiên, chưa có công nghệ hay phương pháp ngăn ngừa lắng đọng nào có đạt hiệu quả tuyệt đối, vẫn xảy ra hiện tượng lắng đọng paraffin sau khi áp dụng các phương pháp ngăn ngừa. Vì vậy, để giải quyết vấn đề lắng đọng paraffin cần kết hợp nhiều phương pháp để đạt hiệu quả ngăn ngừa, xử lý cao nhất. Trong đó, ba phương pháp phổ biến được sử dụng trong ngành công nghiệp dầu khí để xử lý, ngăn ngừa lắng đọng paraffin là xử lý nhiệt, cơ học và hóa học.

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetropetrol" chủ yếu áp dụng các phương pháp xử lý lắng đọng paraffin trong quá trình khai thác như: Xử lý bằng cơ học, xử lý bằng cách tuần hoàn dầu nóng, xử lý bằng hơi nước quá nhiệt. Ngoài ra, ở một số giếng khai thác được lắp đặt hệ thống đường ống bơm định lượng PPD vào dòng dầu khai thác ở độ sâu khoảng 2.000 - 2.500m để hạn chế hình thành lắng đọng paraffin trong ống khai thác. Tuy nhiên, số lượng giếng có

hệ thống đường ống bơm định lượng PPD này rất hạn chế và thường chỉ có ở các giếng được thiết kế sẵn từ lúc hoàn thiện giếng. Việc lắp đặt thêm hệ thống đường ống bơm định lượng PPD rất khó khăn và chi phí cao. Vì vậy, nhóm tác giả đã nghiên cứu ứng dụng phương pháp hấp phụ PPD lên bề mặt đá vôi và đánh giá khả năng áp dụng cho các giếng chưa được lắp đặt hệ thống đường ống bơm định lượng PPD để ngăn ngừa, ức chế lắng đọng paraffin trong đường ống khai thác.

**2. Công nghệ ngăn ngừa lắng đọng paraffin bằng phương pháp hấp phụ PPD lên bề mặt đá vôi**

**2.1. Các yếu tố ảnh hưởng đến sự kết tinh và lắng đọng paraffin**

Hiện tượng kết tinh paraffin xảy ra khi các phân tử paraffin có trong dầu thô đạt tới giới hạn hòa tan do sự thay đổi điều kiện cân bằng trong dầu, dẫn đến giảm khả năng hòa tan của paraffin. Giới hạn hòa tan của paraffin phụ thuộc vào nhiệt độ, thành phần dầu thô, áp suất... Một số yếu tố ảnh hưởng đến quá trình kết tinh paraffin bằng cách thay đổi giới hạn hòa tan của paraffin trong điều kiện nhiệt độ lên/xuống, một số yếu tố khác lại tạo điều kiện thuận lợi cho lắng đọng xảy ra. Những yếu tố ảnh hưởng tới hiện tượng kết tinh và lắng đọng paraffin gồm:

- Nhiệt độ là yếu tố quan trọng nhất ảnh hưởng tới quá trình kết tinh và lắng đọng paraffin do có ảnh hưởng trực tiếp tới khả năng hòa tan của paraffin. Khả năng hòa tan của paraffin tăng khi nhiệt độ tăng và giảm khi nhiệt độ giảm.
- Thành phần dầu thô gồm các hydrocarbon no, hydrocarbon thơm, nhựa và asphaltene... quyết định khả năng hình thành lắng đọng của các phân tử paraffin trong dầu thô nên ảnh hưởng tới độ ổn định của dầu thô.

- Áp suất: Khi áp suất giảm, các thành phần nhẹ sẽ bị bay hơi ra khỏi pha dầu lỏng, làm giảm khả năng hòa tan paraffin rắn của dầu. Độ hòa tan của paraffin trong dầu giảm khi áp suất giảm.

- Ngoài các yếu tố trên, một số yếu tố khác cũng có ảnh hưởng đến sự hình thành lắng đọng paraffin như: vận tốc dòng chảy, tỷ lệ khí - dầu và độ nhám của thành ống. Qua những nghiên cứu trong phòng thí nghiệm, nhóm tác giả thấy rằng, lắng đọng paraffin bị ảnh hưởng trong chế độ chảy tầng nhiều hơn trong chế độ chảy rối.

**2.2. Cơ chế tác dụng của PPD và chất trợ hấp phụ (activator)**

Các polymer có trong PPD (như Polyvinylacetate, Polyvinylacrylate...) khi hòa tan vào dầu thô sẽ đồng kết tinh với phân tử paraffin (Hình 1), giúp ngăn ngừa sự lớn lên của paraffin trong điều kiện nhiệt độ thấp.

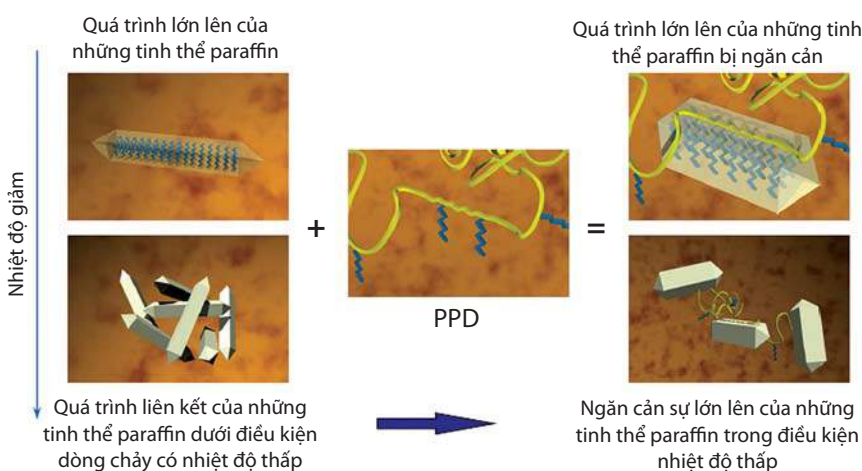
Chất trợ hấp phụ (activator) có khả năng kết tủa hoặc tương tác với PPD ở dạng hòa tan trong dung dịch và di chuyển vào vỉa. Thành phần chính của activator là các alcohol và hỗn hợp của chúng. Khi cho PPD tương tác với activator sẽ xảy ra cơ chế hình thành gel, do hiện tượng kết hợp trong dung dịch polymer và do ái lực của phân tử polymer không giống với các dung môi khác.

Hòa tan PPD trong dung môi để tạo ra dung dịch PPD loãng và các phân tử polymer không thể liên kết với nhau. Do ái lực của phân tử alcohol trong activator và phân tử dung môi trong dung dịch PPD lớn hơn ái lực của phân tử dung môi và phân tử polymer nên khi cho activator vào dung dịch PPD, dung môi sẽ bị tách ra khỏi dung dịch PPD và PPD trở về trạng thái ban đầu là dung dịch polymer đậm đặc. Trong dung dịch đậm đặc, các đại phân tử (phân tử polymer) có thể tác dụng tương hỗ và tạo thành các

chất kết hợp khi khả năng va chạm tương đối lớn. Đặc điểm của các chất kết hợp được tạo thành trong dung dịch polymer là nhờ các đại phân tử dài, uốn dẻo nên có thể tham gia vào thành phần của các chất kết hợp khác nhau, tạo thành mạng liên kết không gian trong dung dịch.

**2.3. Công nghệ ngăn ngừa lắng đọng paraffin bằng phương pháp hấp phụ PPD**

Công nghệ ngăn ngừa lắng đọng paraffin bằng phương pháp hấp phụ



Hình 1. Cơ chế ngăn ngừa lắng đọng paraffin của PPD

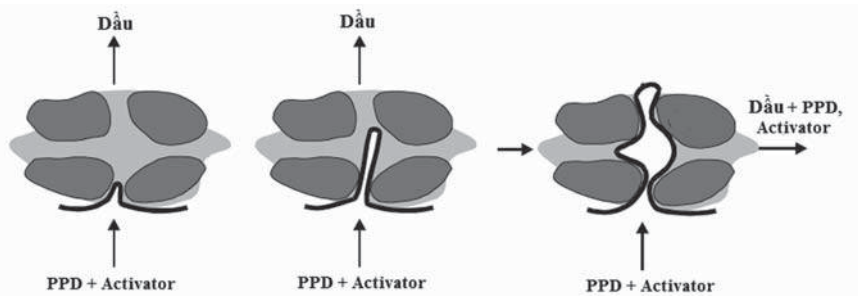
PPD lên bề mặt đá vôi ứng dụng khả năng giảm nhiệt độ đông đặc của dầu thô của hóa phẩm PPD và khả năng kết tủa PPD ra khỏi dung dịch của activator. Khi PPD (dạng hòa tan trong dung dịch) và activator tiếp xúc với nhau trong vỉ, lập tức hóa phẩm activator chuyển PPD từ dạng lỏng sang dạng gel, bám trên bề mặt đá vôi, di chuyển vào các lỗ rỗng của đá vôi (Hình 2). Khi dòng dầu khai thác chảy qua lớp đá vôi này, PPD sẽ bị cuốn theo dòng dầu và hòa tan vào dầu thô, làm giảm nhiệt độ đông đặc của dòng dầu thô khai thác ngay trong vỉ. Do đó, ức chế quá trình hình thành lắng đọng paraffin trong ống khai thác.

2.2.1. Quy trình chế tạo hóa phẩm activator trong phòng thí nghiệm

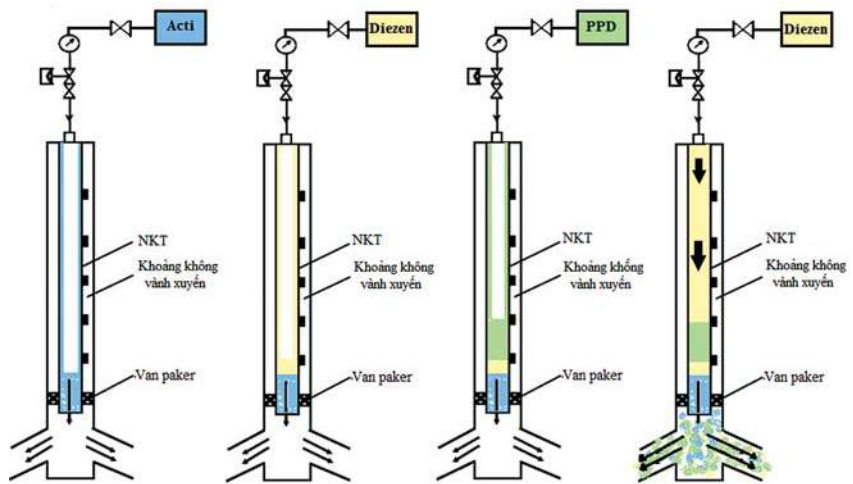
Nhóm tác giả lựa chọn loại PPD phù hợp với dầu thô của giếng cần xử lý ức chế lắng đọng paraffin. Khảo sát khả năng tương tác của các loại alcohol riêng lẻ với loại PPD đã lựa chọn phù hợp với dầu của giếng cần tiến hành ức chế lắng đọng paraffin (đánh giá nhanh qua lượng gel thu được sau khi ly tâm hỗn hợp sản phẩm tương tác giữa PPD và alcohol và đặc điểm của sản phẩm tương tác). Từ đó, nhóm tác giả xác định các loại alcohol có khả năng tương tác tốt nhất với PPD lựa chọn. Phối trộn các loại alcohol đã lựa chọn được với thành phần và hàm lượng khác nhau để tạo thành các loại hóa phẩm activator khác nhau. Thử nghiệm, đánh giá khả năng tương tác của các mẫu hóa phẩm activator này với hóa phẩm PPD đã lựa chọn được.

2.2.2. Quy trình tiến hành công nghệ ức chế lắng đọng paraffin bằng phương pháp hấp phụ PPD lên bề mặt đá vôi

Quy trình công nghệ ức chế lắng đọng paraffin được áp dụng cho một giếng khai thác dầu gồm 4 giai đoạn. Giai đoạn 1 là thu thập tài liệu về lịch sử xử lý lắng đọng paraffin của giếng; xác định đặc trưng hóa lý các đối tượng thuộc giếng, nhiệt độ đông đặc dầu, hàm lượng paraffin trong dầu, độ rỗng, độ thấm của đá vôi; thử nghiệm lựa chọn loại PPD, hóa phẩm activator phù hợp với loại dầu. Tiếp theo là giai đoạn chuẩn bị, lên kế hoạch chi tiết cho cả quá trình áp dụng công nghệ; tính



Hình 2. Quá trình chui vào bên trong lỗ rỗng đá vôi của sản phẩm tương tác giữa PPD và hóa phẩm activator



Hình 3. Sơ đồ bơm hóa phẩm trong công nghệ ức chế lắng đọng paraffin bằng phương pháp hấp phụ PPD lên bề mặt đá vôi động paraffin cho một giếng khai thác dầu

toán, chuẩn bị lượng hóa phẩm cần thiết như: PPD, hóa phẩm activator, dầu diesel; chuẩn bị bơm, thiết bị tạo hơi nước cho xử lý giếng trước khi áp dụng công nghệ, đường ống dẫn từ bơm tới miệng giếng; chuẩn bị nhân lực. Trong giai đoạn 3, tiến hành xử lý giếng bằng thiết bị tạo hơi nước áp lực cao, xử lý bằng dầu nóng, dung môi nóng...; tiến hành bơm ép các hóa phẩm cần thiết để ức chế lắng đọng paraffin theo chương trình bơm đã để ra từ trước. Giai đoạn 4 là theo dõi và đánh giá hiệu quả: theo dõi sản lượng giếng, tốc độ lắng đọng paraffin, theo dõi nhiệt độ lắng đọng của dầu ra khỏi giếng theo sản lượng khai thác; đánh giá hiệu quả kinh tế theo tình hình tiến hành thực tế (đã tính phát sinh trong quá trình tiến hành).

Trong đó, giai đoạn bơm ép xử lý, ngăn ngừa lắng đọng paraffin cần thực hiện 7 bước chi tiết:

- Bước 1: Loại bỏ lắng đọng trong đường ống khai thác.
- Bước 2: Khởi động lại giếng để loại bỏ toàn bộ dung môi hoặc các hóa phẩm sử dụng để làm sạch paraffin đã nhiễm bẩn và những lắng đọng paraffin bị hòa tan tới

thùng chứa (đã chuẩn bị khi lên kế hoạch bơm ép) đến khi không nhìn thấy lắng đọng bằng mắt thường.

- Bước 3: Bơm ép hóa phẩm activator vào giếng với tỷ lệ thể tích cần thiết (tính toán) so với hóa phẩm PPD.

- Bước 4: Bơm diesel hoặc dầu thô vào giếng để tạo ra bề mặt ngăn cách giữa hóa phẩm activator và chất hạ điểm đông đặc PPD.

- Bước 5: Lượng hóa phẩm PPD cần thiết được tính toán trước theo sản lượng giếng cần xử lý. Hóa phẩm PPD đã được pha loãng bằng diesel.

- Bước 6: Bơm ép mạnh diesel hoặc dầu thô vào giếng để đẩy toàn bộ hóa chất đã bơm trước đó vào giếng vào sâu trong vỉa.

+ Bước 7: Đóng giếng trong vòng 24 giờ. Khởi động khai thác trở lại và kiểm soát chất lượng sản phẩm (dầu thô).

Lượng hóa phẩm PPD cần sử dụng cho quá trình ức chế, ngăn ngừa lắng đọng paraffin trong các giếng khai thác bằng phương pháp hấp phụ PPD lên bề mặt đá vỉa được tính theo công thức sau:

$$\text{Thể tích PPD (m}^3\text{)} = \frac{(\text{ppm}) \times (\text{Quy}_{\text{dầu}}/\text{ngày đêm})}{(f) \times (1.000.000)}$$

Trong đó:

ppm: Hàm lượng PPD pha chế cần thiết để hạ nhiệt độ đông đặc của dầu xuống mức cho phép;

(t): Thời gian dự kiến từ lúc tiến hành công nghệ tới khi hóa phẩm hết tác dụng (ngày);

( $Q_{\text{dầu}}$ /ngày đêm): Năng suất dầu của giếng ( $\text{m}^3$ );

(f): Hệ số lý tưởng,  $f = 0,55 - 0,66$ .

Lượng activator/PPD được sử dụng theo tỷ lệ thích hợp.

### 3. Kết luận

Công nghệ ngăn ngừa, ức chế lắng đọng paraffin trong đường ống khai thác bằng phương pháp hấp phụ PPD lên bề mặt đá vỉa được nghiên cứu hoàn toàn khả thi và có thể áp dụng cho mỏ Bạch Hổ do phù hợp về công nghệ khai thác, đối tượng dầu thô và địa chất của mỏ Bạch Hổ.

Việc áp dụng công nghệ này vừa giúp giảm tần suất xử lý và chi phí xử lý lắng đọng paraffin vừa có thể giúp tăng sản lượng của giếng xử lý (do paraffin không lắng

đọng trong đường ống khai thác). Vì vậy, việc đưa công nghệ này vào áp dụng trong thực tế khai thác dầu thô tại Việt Nam sẽ mang lại lợi ích rất lớn và đạt hiệu quả kinh tế cao.

### Tài liệu tham khảo

1. Lê Phước Hào. *Bài giảng công nghệ khai thác dầu khí*. Trường Đại học Bách khoa - Đại học Quốc gia Tp. Hồ Chí Minh. 2006.

2. Nguyễn Hữu Niếu, Trần Vĩnh Diệu. *Hóa lý polymer*. Nhà xuất bản Đại học Quốc gia Tp. Hồ Chí Minh. 2004.

3. Vietsovpetro. *Tính lại trữ lượng dầu và khí hòa tan mỏ Bạch Hổ đến thời điểm 1/7/2011*. Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển. 2012.

4. H.Ilkin Bilgesu, Sam Ameri, Kashy Aminian, D.E. Della-Guistina. *A study on paraffin deposition and removal characteristics of Jacksonsburg-Stringtown oil, West Virginia*. 1999.

5. Tao Zhu, Jack A.Walker, J.Liang. *Evaluation of wax deposition and its control during production of Alaska North Slope oils*. University of Alaska. 2008.

6. Zoltán E.Heinemann. *Textbook series: Volume 1 - Fluid flow in porous media*. Montanuniversitat Leoben, Petroleum Engineering Department. 2005.

7. Ekeh Modesty Kelechukwu, Hikmat Said S.Al Salim, Abu Azam Mohd Yassin. *Influencing factors governing paraffin wax deposition during crude production*. International Journal of the Physical Sciences. 2010; 5(15): p. 2351 - 2362.

8. James P.Bill, Michael Volk. *Proposal for continued study of paraffin deposition in multiphase flowlines and wellbores*. University of Tulsa. 1999.

9. S.G.Johnsen, S.M.Hanetho, P.Tetlie, S.T.Johansen, M.A.Einarsrud, I.Kaus, C.R.Simon. *Studies of paraffin wax deposition on coated and non-coated steel surfaces*. Proceedings of International Conference on Heat Exchange Fouling and Cleaning, Greece. 5 - 10 June, 2011.

10. Thomas S.Golczynski, Elijah C.Kempton. *Understanding wax problems leads to deepwater flow assurance solutions*. (Deepwater technology trends in offshore oil and gas operations). World oil. 2006.

11. D.Vazquez, G.A.Mansoori. *Analysis of heavy organic deposits*. Department of Chemical Engineering, University of Illinois at Chicago. 2000.

12. G.Ali Mansoori. *Remediation of asphaltene and other heavy organic deposits in oil well and in pipelines*. Reservoir and Petroleum Engineering, SOCAR. 2010.
13. James B.Dobbs. *A unique method of paraffin control in production operations*. Society of Petroleum Engineers (SPE) Rocky Mountain Regional Meeting, Gillette, Wyoming. 15 - 18 May, 1999.
14. Sarkyt E.Kudaibergenov, Alexander G.Didukh, Zhanar E.Ibraeva, Larisa A.Bimendina, Francois Rullens, Michel Devillers, André Laschewsky. *A regular, hydrophobically modified polyampholyte as novel pour point depressant*. Journal of Applied Polymer Science. 2005; 98(5): p. 2101 - 2108.
15. Leo Noll. *Treating paraffin deposits in producing oil wells*. National Institute for Petroleum and Energy Research Bartlesville. 1992.
16. Cem Sarica, Michael Volk. *Tulsa University paraffin deposition projects*. The University of Tulsa, 2004.

## Study on application of technology to prevent and inhibit paraffin deposition in low yield gas-lift wells using the method of adsorption of pour point depressant (PPD) additives on the surface of reservoir rocks

Do Quang Thinh, Pham Thanh Dai, Nguyen Khanh Toan  
Vietnam Petroleum Institute

### Summary

**Vietnamese crude oil is classified as paraffinic with high molecular weight (solid) n-paraffin, which causes paraffin deposition in production tubing and transportation pipelines. This paper presents a technology to prevent and inhibit paraffin deposition in low productive gas-lift wells by using the method of adsorption of PPD additives on the surface of reservoir rocks. The results proved that this technology is compatible with the geological conditions, production methods, and the properties of Bach Ho's crude oil, and can be used for wellbores which have not been equipped with PPD dosing pump systems.**

**Key words:** Paraffin deposition, pour point depressant, gas-lift well, Bach Ho field.