

## Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất

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

# Nghiên cứu giải pháp nâng cao hiệu quả xử lý lắng đọng paraffin từ dầu giếng ngầm đến giàn ĐH - 01 mỏ Đại Hùng

Nguyễn Văn Thịnh <sup>1,\*</sup>, Nguyễn Hải An <sup>2</sup>, Nguyễn Thanh Hải <sup>2</sup>

<sup>1</sup> Khoa Dầu khí, Trường Đại học Mỏ - Địa chất, Việt Nam

<sup>2</sup> Tổng Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP), Việt Nam

### THÔNG TIN BÀI BÁO

### TÓM TẮT

#### Quá trình:

Nhận bài 29/10/2018  
Chấp nhận 15/12/2019  
Đăng online 28/02/2019

#### Từ khóa:

Đảm bảo dòng chảy  
Lắng đọng paraffin  
Đường ống vận chuyển  
dầu  
Mỏ Đại Hùng

Mỏ dầu khí Đại Hùng thuộc Lô 05 - 1a nằm ở phía Đông Bắc bồn trũng Nam Côn Sơn, cách bờ biển Vũng Tàu khoảng 250km, độ sâu nước biển 110m. Hoạt động khai thác dầu khí ở đây được thực hiện thông qua thiết bị đầu giếng ngầm. Sản phẩm khai thác từ miệng giếng được vận chuyển về giàn Đại Hùng - 01 (ĐH - 01) bằng đường ống mềm đường kính 75mm. Trên ĐH - 01, dầu được xử lý tách khí và sau đó qua hệ thống phao neo kiểu CALM được bơm đi tàu chứa dầu FSO. Quá trình vận chuyển hỗn hợp dầu khí bằng đường ống ngầm thường xảy ra một số phức tạp như lắng đọng paraffin, muối, asphalten v.v.... Hàm lượng paraffin trong dầu cao, cộng với nhiệt độ môi trường đáy biển thấp, vận tốc dòng chảy trong ống giảm do lưu lượng khai thác sụt giảm v.v.... sẽ làm ảnh hưởng lớn đến quá trình vận chuyển của đường ống. Bài báo trình bày các kết quả nghiên cứu về hiệu quả xử lý paraffin và đưa ra các giải pháp tối ưu nhằm duy trì khả năng vận chuyển sản phẩm khai tại mỏ Đại Hùng. Đặc biệt, tác giả đề cập đến các giải pháp nâng cao hiệu quả xử lý paraffin cho đoạn đường ống từ dầu giếng ngầm đến giàn ĐH - 01 bằng phương pháp gia nhiệt kết hợp với sử dụng hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc (PPD).

© 2019 Trường Đại học Mỏ - Địa chất. Tất cả các quyền được bảo đảm.

## 1. Mở đầu

Mỏ dầu khí Đại Hùng nằm cách bờ biển Vũng Tàu khoảng 250km, thuộc Lô 05 - 1a - Bồn trũng Nam Côn Sơn, với chiều sâu mực nước trung bình khoảng 110m (Hình 1). Dầu của mỏ Đại Hùng thuộc nhóm phân loại từ trung bình cho đến nặng với tỷ trọng dao động trong khoảng 0,827g/cm<sup>3</sup> - 0,930g/cm<sup>3</sup>, ít lưu huỳnh, hàm lượng asphalten

từ 3,0 % đến 21,8 % khối lượng, chứa nhiều parafin (hàm lượng parafin từ 6,9 % đến 30,0 % khối lượng). Tháng 10/1994 mỏ Đại Hùng bắt đầu khai thác khu vực phía Bắc của mỏ hay còn gọi là khu vực Khai Thác Sớm (EPS), với hệ thống thiết bị khai thác bao gồm giàn nửa nổi nửa chìm Đại Hùng - 01, phao CALM, tàu chứa xuất nổi (FSO) và các giếng ngầm DH - 1P (khối K), DH - 2P (khối L), DH - 3P (khối L), DH - 4X (khối D). Giếng DH - 4P (khối L) được đưa vào khai thác tháng 04/1995 và giếng DH - 5P (khối K) được đưa vào khai thác tháng 10/1998. Tháng 9/2003 mỏ Đại Hùng đã

\*Tác giả liên hệ

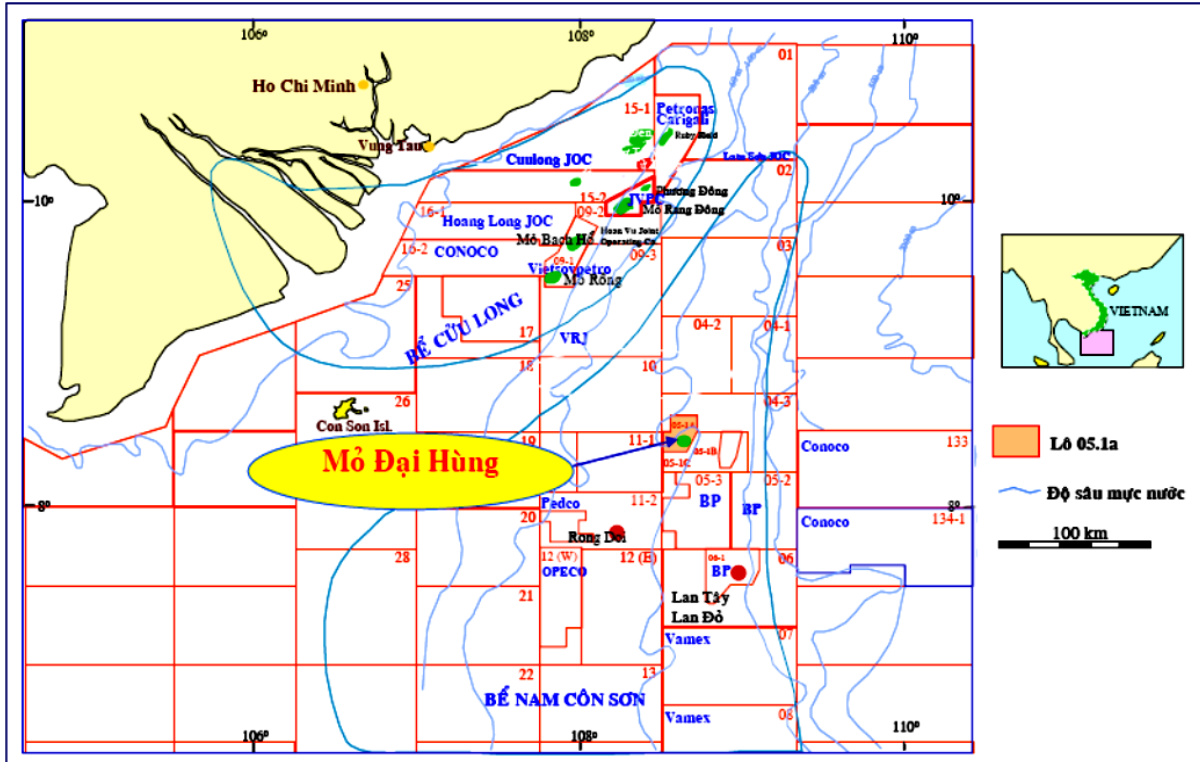
E - mail: [nguyenvanthinh@humg.edu.vn](mailto:nguyenvanthinh@humg.edu.vn)

được bàn giao cho Công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí (PVEP) điều hành.

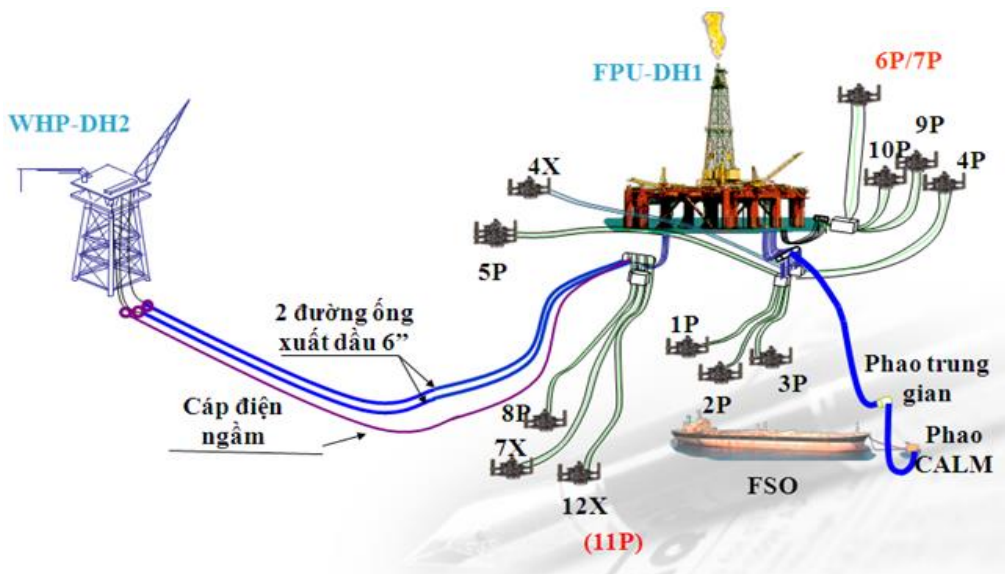
Tổ hợp công nghệ trên FPU (Floating Production Unit) ĐH - 01 gồm 4 block - modul công nghệ. Các bình tách áp suất cao được bố trí dọc theo đường trung tâm FPU ĐH - 01 nhằm giảm ảnh hưởng của độ lắc đến mực chất lỏng trong bình. Dầu được bơm từ ĐH - 01 qua phao CALM

đến tàu chứa FSO. Sản phẩm khai thác của từng giếng đi theo ống mềm (flowline), qua ống đứng (riser), các van đóng an toàn, côn điều chỉnh lưu lượng vào đường làm việc và đi vào hệ thống xử lý dầu (Hình 2).

**2. Ảnh hưởng của paraffin tới quá trình vận chuyển dầu thô từ đầu giếng ngầm tới DH - 01**



Hình 1. Vị trí mỏ Đại Hùng (Tổng Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí, 2007).



Hình 2. Sơ đồ khai thác mỏ Đại Hùng (Tổng Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí, 2013).

Dầu của mỏ Đại Hùng thuộc loại ít lưu huỳnh (hàm lượng lưu huỳnh từ 0,05% đến 0,152% khối lượng), hàm lượng asphalten không đáng kể, chứa nhiều parafin cứng dạng wax chiếm 16% tỉ phần khối lượng dầu khai thác, nhiệt độ xuất hiện paraffin ở 42°C, nhiệt độ đông đặc của dầu ở 30°C (Tổng Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí, 2017). Lớp wax lắng đọng ảnh hưởng tới hoạt động của đường ống theo các cách sau: Làm giảm đường kính trong dẫn tới giảm thiết diện khả dụng cho dòng chảy; Tăng độ nhám thành ống. Lượng wax lơ lửng - huyền phù xuất hiện trong dầu thường làm tăng độ nhớt dầu đồng thời tiềm ẩn nguy cơ đóng gel đường ống khi shut - down và làm tăng áp suất tái khởi động (restart pressure) hệ thống sau khi dừng khai thác. Các cấu tử wax có khối lượng phân tử cao (thường là C20 - C60) kết tinh đầu tiên khi nhiệt độ giảm tới giá trị của nhiệt độ bắt đầu xuất hiện paraffin (WAT). Khi nhiệt độ tiếp tục giảm, wax kết tinh càng nhiều do tính tan của các n - paraffin giảm dần (Aiyejna et al., 2011; Burger et al., 1981). Thực tế khả năng hình thành chất lắng đọng diễn ra dọc đường ống thống thu gom, vận chuyển dầu là do nhiệt độ của chất lưu khai thác giảm dần do trao đổi nhiệt qua vách ngăn cách giữa chất lưu và môi trường (Nguyễn Thúc Kháng và nnk, 2016). Khi nhiệt độ chất lưu giảm đến nhiệt độ bắt đầu hình thành paraffin của dầu Đại Hùng (khoảng 42°C) thì bắt đầu xuất hiện sự lắng đọng. Do đó để ngăn ngừa sự lắng đọng của paraffin cứng (wax), người ta thường sử dụng các phương pháp sau:

- Phóng thoi làm sạch đường ống: Tần suất phóng thoi dựa trên kết quả tính toán, đánh giá tốc độ hình thành lớp wax trên thành ống, thường dựa trên các tiêu chí như: Giới hạn tổng bề dày wax khoảng 5% tiết diện chảy; Giới hạn tổng bề dày wax từ 1 - 2 mm, tùy thuộc vào tốc độ lắng đọng wax.

Wax lắng đọng ở tốc độ cao với hệ số truyền nhiệt cao thường mềm và dễ loại bỏ, do đó cho phép bề dày wax tới 3mm. Ngược lại wax lắng đọng ở tốc độ thấp với hệ số truyền nhiệt của đường ống thấp thường cứng do paraffin cao phân tử. Loại wax này yêu cầu phóng thoi khi bề dày lắng đọng đạt 1 - 2 mm để ngăn ngừa việc cản trở dòng chảy trong đường ống. Tùy thuộc trường hợp lựa chọn bề dày wax cần phóng thoi đảm bảo an toàn cho quá trình vận chuyển.

- Sử dụng hóa chất ức chế sự hình thành wax:

Việc bơm liên tục hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc (PPD) để giảm nhiệt độ đông đặc của dầu nhằm ngăn ngừa đường ống đóng gel khi dừng khai thác, ngoài ra PPD có tác dụng làm giảm độ nhớt và có thể ức chế wax hình thành và lắng đọng (ROEMEX LIMITED speciality Oilfield Chemicals, 2016).

### 3. Mô hình hóa và đề xuất giải pháp xử lý paraffin trên đường ống để đảm bảo hiệu quả vận chuyển dầu ở mỏ Đại Hùng

#### 3.1. Tính chất dầu đặc thù của dầu ở mỏ Đại Hùng

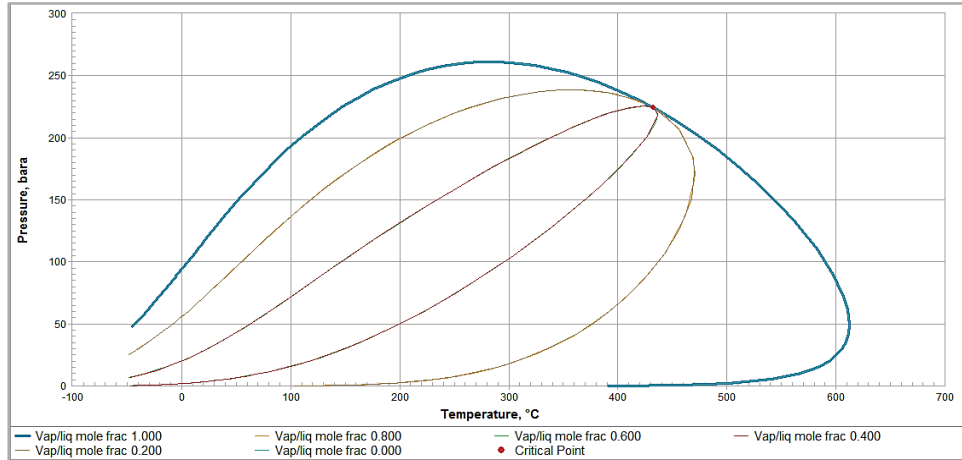
Như đã trình bày ở trên, dầu của mỏ Đại Hùng thuộc nhóm phân loại từ trung bình cho đến nặng hàm lượng parafin khoảng 16% khối lượng. Nhiệt độ bắt đầu hình thành paraffin ở 42°C và nhiệt độ đông đặc ở 30°C. Thành phần đặc trưng của dầu ở mỏ Đại Hùng được thể hiện thông qua Bảng 1 và giản đồ pha tại giàn ĐH - 01 (Hình 3).

Bảng 1. Thành phần Dầu giếng mỏ Đại Hùng (%Mol) (Tổng Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí, 2017).

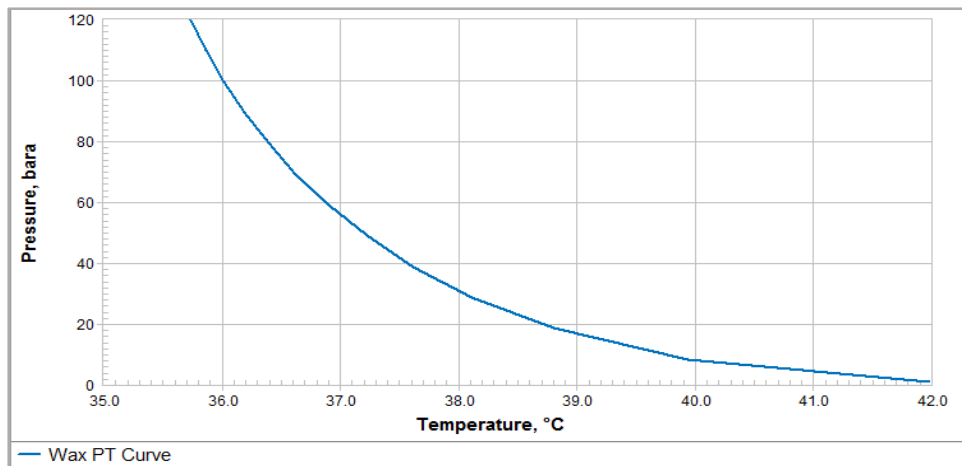
Thành phần chất lưu		
Thành phần	Mol (%)	Mật độ chất lưu (g/cm <sup>3</sup> )
N2	0,57	
CO2	1,2	
C1	46,35	
C2	5,26	
C3	3,41	
iC4	1,36	
nC4	1,43	
iC5	0,67	
nC5	0,59	
C6	1,04	0,664
C7	2,816	0,7569
C8	2,608	0,7692
C9	2,415	0,7801
C10 - C13	8,006	0,8023
C14 - C16	4,584	0,8271
C17 - C20	4,682	0,8462
C21 - C23	2,681	0,8624
C24 - C28	3,301	0,8775
C29 - C33	2,250	0,8938
C34 - C39	1,776	0,9088
C40 - C50	1,733	0,9272
C51 - C80	1,178	0,956

Kết quả phân tích dầu ở mỏ Đại Hùng cho thấy, tại giá trị nhiệt độ 42°C bắt đầu xuất hiện sự lắng đọng paraffin. Khi nhiệt độ càng giảm, sự lắng đọng paraffin diễn ra càng mạnh, cùng với đó áp suất trong đường ống sẽ tăng lên (Hình 4). Quan

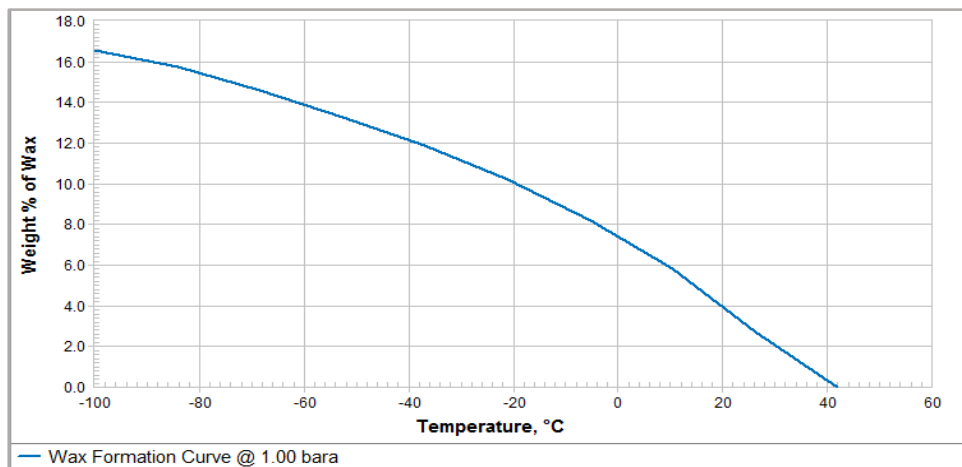
sát biểu đồ về lắng đọng wax trên Hình 5 cho thấy, khi nhiệt độ càng giảm các tinh thể paraffin liên kết với nhau để tăng trọng lượng tức là lớp paraffin sẽ trở nên ngày càng rắn chắc, điều đó sẽ gây khó khăn cho quá trình loại bỏ chúng.



Hình 3. Giản đồ pha dầu khí tại giàn ĐH - 01.



Hình 4. Giản đồ áp suất, nhiệt độ hình thành paraffin.



Hình 5. Biểu đồ lắng đọng wax.

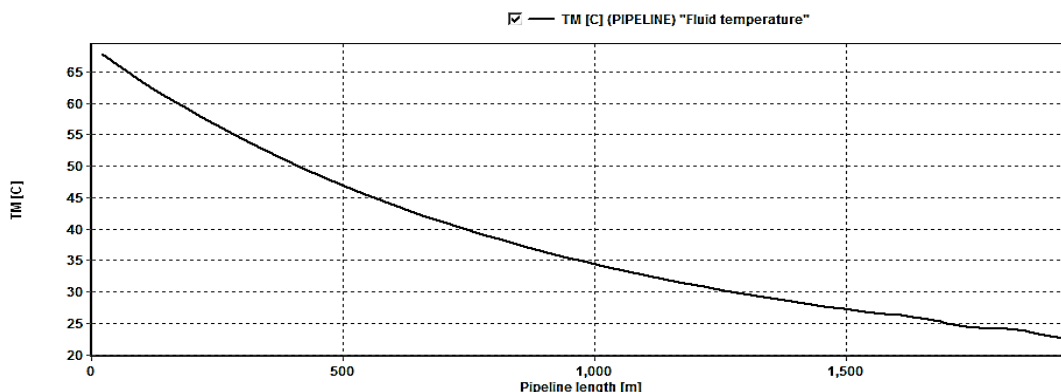
### 3.2. Xây dựng mô hình mô phỏng đường ống ngầm vận chuyển dầu ở mỏ Đại Hùng

Đường ống mềm khai thác Đại Hùng được thiết kế với áp suất vận hành 86 bara, nhiệt độ 100°C, điều kiện vận hành có thể vận chuyển 820 thùng dầu/ngày, 851 nghìn bộ khối khí/ngày. Nhiệt độ vận hành khoảng 70°C, được cấu tạo bởi 9 lớp bọc ống với hệ số truyền nhiệt 8 W/m<sup>2</sup> - °C. Với các thông số về tính chất dầu, cấu tạo đường ống mềm đã được trình bày, nhóm nghiên cứu đã tiến hành xây dựng mô hình đường ống vận chuyển bằng phần mềm OLGA với các thông số khai thác của giếng hiện tại là: lưu lượng khai thác 300 thùng dầu/ngày, tỉ số khí dầu 150 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, tỉ lệ nước khai thác chiếm khoảng 30%, Nhiệt độ tại đầu giếng ngầm khai thác khoảng 70°C. Áp suất làm việc tại bình tách thứ nhất là 12 bara, hệ số truyền nhiệt của đường ống mềm vận chuyển là 8W/m<sup>2</sup> - °C, nhiệt độ đáy biển thấp nhất là 18°C,

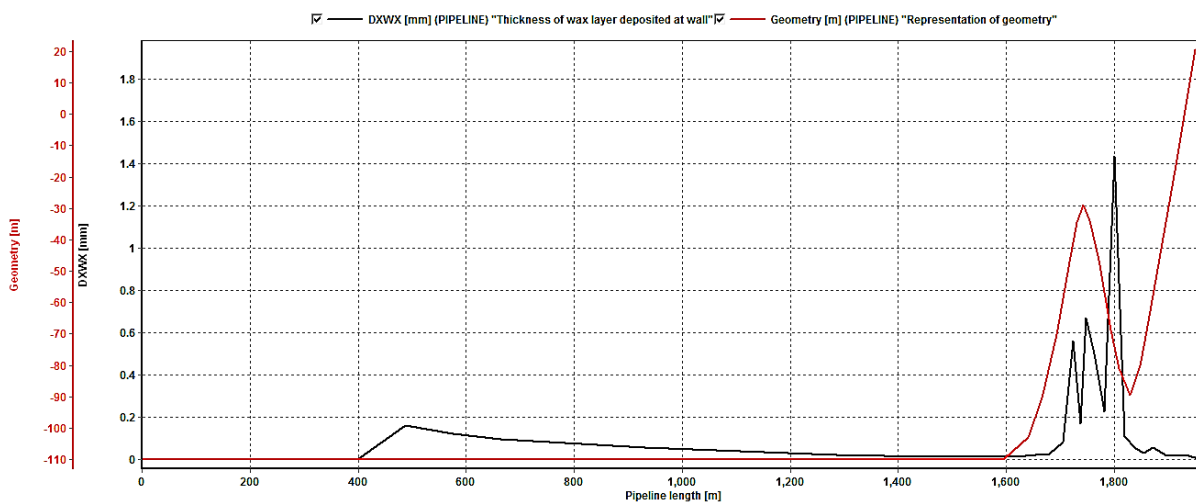
nhiệt độ môi trường không khí thấp nhất là 22°C. Phân tích số liệu về sự thay đổi nhiệt độ dọc theo chiều dài đường ống (Hình 6) cho thấy chất lưu vận chuyển từ đầu giếng với nhiệt độ 70°C, khi đến giàn ĐH - 01 nhiệt độ còn khoảng 23°C. Cách đầu giếng khoảng 700m ta tìm được giá trị nhiệt độ bắt đầu hình thành paraffin (42°C).

Như vậy, kết quả nghiên cứu cho thấy paraffin bắt đầu lắng đọng cách đầu giếng khoảng 700m, tốc độ lắng đọng paraffin rắn tăng mạnh ở khu vực đường ống mềm đoạn tiếp giàn. Tốc độ lắng paraffin được thể hiện bằng đường màu đen trên Hình 7 (đường màu đỏ trên Hình 7 thể hiện profile đường ống mềm từ đầu giếng ngầm đến giàn ĐH - 01). Tốc độ lắng đọng cực đại của lớp paraffin có thể đạt tới trên 1,4mm/4ngày (Hình 7).

Qua phân tích cho thấy, nhiệt độ xuất hiện paraffin trên đường ống ngầm từ đầu giếng khai thác đến giàn ĐH - 01 là tương đối cao. Sản phẩm vận chuyển về đến giàn ĐH - 01 có nhiệt độ dao



Hình 6. Biểu sự thay đổi đồ nhiệt độ ở chế độ ổn định, dọc theo đường ống.



Hình 7. Chiều dày lớp wax hình thành trên thành ống trong thời gian 4 ngày.

động trong khoảng 23 - 24°C, nhiệt độ này thấp hơn nhiệt độ đông đặc của dầu (30°C). Trong trường hợp phải dừng vận hành đường ống đột ngột, sẽ xảy ra hiện tượng đường ống bị bít nhét hoàn toàn. Nếu không có biện pháp can thiệp vào đường ống thu gom vận chuyển thì áp suất khởi động của đường ống sẽ rất lớn so với áp suất thiết kế dẫn đến không thể khôi phục lại khả năng hoạt động của đường ống. Thêm vào đó, lượng paraffin bám trên thành ống với tốc độ đạt tới trên 1.4mm/4ngày sẽ dẫn đến phải phồng thoi với tần suất khoảng 4 ngày/lần. Điều này tiềm ẩn nhiều rủi ro do hiện tượng kẹt thoi. Mặt khác khi độ nhớt dầu trong đường ống vận chuyển tăng lên, làm cho tổn hao áp suất dọc đường ống tăng cao, dẫn đến áp suất đầu giếng cao, làm cho khả năng thu hồi dầu của mỏ giảm.

### 3.3. Giải pháp xử lý paraffin trên đường ống ngầm từ đầu giếng khai thác đến giàn ĐH - 01

#### 3.3.1. Sử dụng hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc của dầu kết hợp với phồng thoi định kỳ

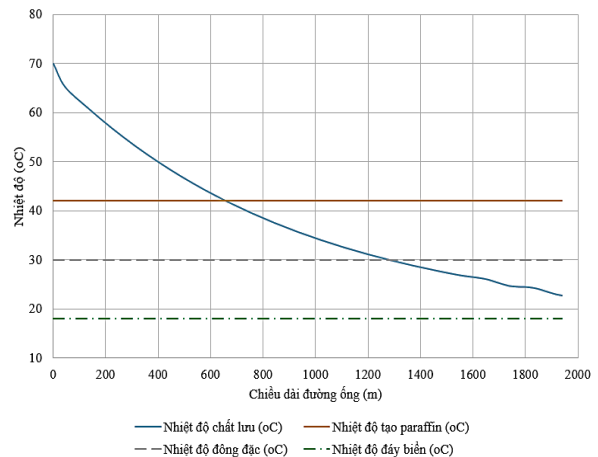
Như đã phân tích ở trên, nhiệt độ môi trường nước biển là 18°C thấp hơn so với nhiệt độ dòng chất lưu trong ống, hệ số truyền nhiệt của đường ống là 8 W/m<sup>2</sup> - °C. Chính vì vậy, nhiệt độ chất lưu trong đường ống luôn có xu hướng truyền nhiệt ra môi trường bên ngoài thông qua thành ống cho đến khi đạt đến nhiệt độ cân bằng với nhiệt độ môi trường (Hình 8). Do đó với điều kiện vận chuyển dầu không dùng hóa phẩm, khả năng rất cao xảy ra hiện tượng paraffin lắng đọng trong đường ống, gây tổn thất áp suất lớn trong quá trình vận chuyển dầu từ đầu giếng ngầm đến hệ thống thiết bị xử lý. Đồng thời, tồn tại rủi ro rất lớn trong trường hợp dừng khai thác đột ngột, khi đó nhiệt độ chất lưu trong đường ống bằng nhiệt độ môi trường (khoảng 18°C). Vì vậy, để đảm bảo vận chuyển sản phẩm an toàn từ đầu giếng ngầm đến giàn ĐH - 01 cần phải bơm hóa phẩm liên tục trong suốt quá trình khai thác. Đối với trường hợp dừng khai thác phải bơm hóa phẩm ức chế giảm nhiệt độ đông đặc của dầu ở nhiệt độ môi trường hoặc thay thế chất lưu trong đường ống bằng dầu diesel. Khi sử dụng hóa phẩm PPD, nhiệt độ đông đặc của dầu đã được cải thiện. Điều đó cho thấy tác dụng tích cực của việc sử dụng hóa phẩm PPD và tính khả thi của giải pháp này.

Kết quả nghiên cứu khi bơm hóa phẩm PPD

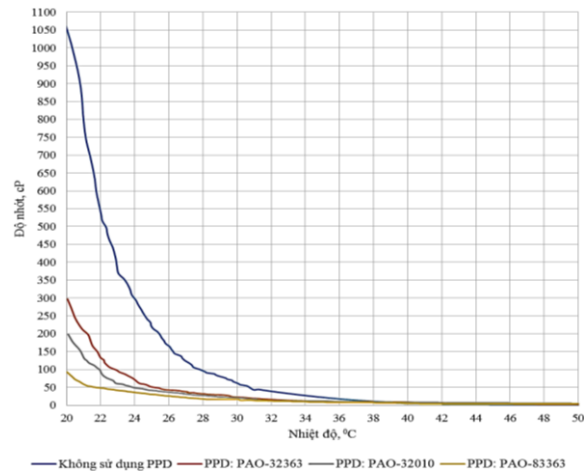
với định lượng khoảng 600 ppm độ nhớt của dầu đã giảm (Hình 9). Điều này chứng tỏ phẩm PPD đã làm nhiệt độ đông đặc của dầu giảm và ức chế tốt sự lắng đọng lượng paraffin cứng trên thành ống. Vận tốc lắng đọng diễn ra khá chậm, khoảng 0.05 mm/ngày (Hình 10), so với khi chưa sử dụng hóa phẩm PPD (khoảng 1,4mm/4ngày) (Hình 7). Với kết quả như vậy, thời gian phồng thoi được cải thiện đáng kể (khoảng 3 - 4 tuần/lần).

#### 3.3.2. Bơm hóa phẩm kết hợp bơm luân phiên định kỳ nước nóng xuống đầu giếng qua đường ống vận chuyển đôi

Hiện tại trên giàn Đại Hùng - 01 có giếng 12X khai thác với lưu lượng nước đồng hành khoảng 200 - 300 thùng/ngày, nhiệt độ của nước cao (khoảng 90°C), đây là yếu tố thuận lợi để sử dụng giải pháp làm sạch đường ống bằng việc bơm luân phiên nước nóng xuống đầu giếng thông qua



Hình 8. Biểu đồ biến thiên nhiệt độ dọc theo đường ống ở trạng thái tĩnh.



Hình 9. Sự phụ thuộc độ nhớt của dầu vào nhiệt độ khi sử dụng hóa phẩm PPD (600 ppm).

đường ống dự phòng.

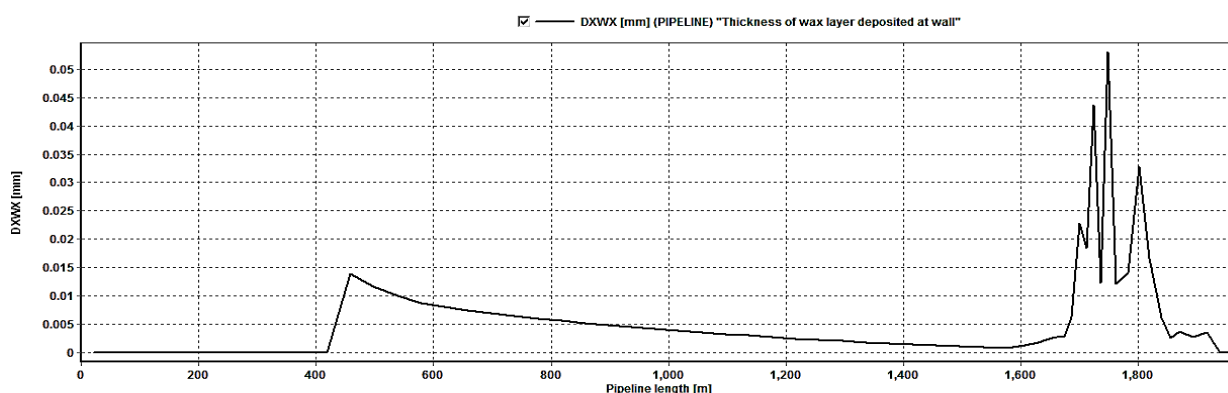
Kết quả phân tích cho thấy khi bơm nước nóng với lưu lượng khoảng 200 - 300 thùng/ngày, nhiệt độ của hỗn hợp vận chuyển trong đường ống luôn cao hơn nhiệt độ đông đặc của dầu (Hình 11). Việc bơm hóa phẩm kết hợp bơm luân phiên định kỳ nước nóng xuống đầu giếng qua đường ống vận chuyển đôi đã góp phần làm giảm tần suất phóng thoi làm sạch đường ống.

#### 4. Kết luận

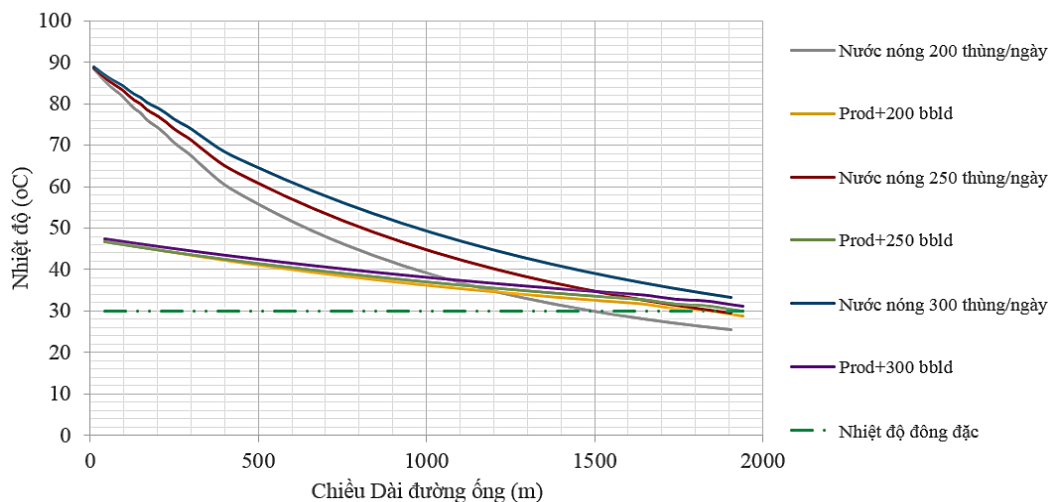
Việc xây dựng hệ thống đường ống ngầm vận chuyển dầu và đảm bảo dòng chảy được an toàn trong toàn bộ quá trình khai thác mỏ là nhiệm vụ hết sức quan trọng. Đặc biệt khi dầu khai thác ở mỏ Đại Hùng có hàm lượng paraffin cao, môi trường nhiệt độ đáy biển thấp và mỏ đang trong quá trình suy giảm sản lượng nhanh, sẽ ảnh hưởng lớn đến quá trình vận chuyển sản phẩm. Trên cơ sở nghiên cứu về các tác động của paraffin

đến khả năng vận chuyển dầu thô ở mỏ Đại Hùng thông qua việc sử dụng phần mềm OLGA, kết quả nghiên cứu chỉ ra như sau:

Với chế độ khai thác 300 thùng dầu/ngày ở điều kiện tiêu chuẩn, nước đồng hành 30%, nhiệt độ chất lưu tại đầu giếng 70°C, hàm lượng paraffin chiếm khoảng 16%, cấu trúc đường ống 9 lớp với hệ số truyền nhiệt 8W/m<sup>2</sup> - °C, dầu sẽ bị đông đặc trong quá trình vận chuyển từ đầu giếng ngầm tới giàn ĐH - 01. Lượng wax bám trên thành ống với tốc độ khoảng 0,35mm/ngày dẫn đến phải phóng thoi liên tục, tiềm ẩn nhiều rủi ro kẹt thoi trong quá trình phóng. Mặt khác, khi độ nhớt chất lưu lớn dẫn đến tổn hao áp suất dọc đường ống tăng cao, làm cho áp suất đầu giếng cao dẫn tới làm giảm khả năng thu hồi dầu của mỏ v.v,... Nhiệt độ vận chuyển chất lưu khai thác giảm nhanh đến nhiệt độ cân bằng với nhiệt độ môi trường (khoảng 18°C) thấp hơn nhiệt độ đông đặc của dầu (30°C) gây ra rủi ro tắc đường ống trong trường hợp dừng khai thác đột ngột.



Hình 10. Tốc độ hình thành wax trên thành ống khi sử dụng hóa phẩm PPD (600 ppm).



Hình 11. Đánh giá độ nhạy nhiệt độ trong phương án bơm nước nóng.

Giải pháp bơm hóa phẩm liên tục kết hợp với phóng thoi định kỳ (tần suất 3 - 4 tuần/lần) được áp dụng trong điều kiện vận hành thông thường, là phương án hiệu quả nhất đối mỏ Đại Hùng. Hóa phẩm được bơm liên tục xuống đầu giếng thông qua hệ thống bơm hóa phẩm riêng làm giảm nhiệt độ đông đặc của dầu và ức chế lắng đọng wax. Ngoài ra có thể sử dụng giải pháp bơm hóa phẩm kết hợp với bơm nước nóng 90°C luân phiên định kỳ làm sạch đường ống với lưu lượng tối thiểu khoảng 200 thùng/ngày. Trong thời dưng khai thác, bắt buộc phải bơm hóa phẩm chống đông và ức chế wax lắng đọng hoặc thay thế chất lưu khai thác trong đường ống bằng nước hoặc dầu Diesel.

### Tài liệu tham khảo

- Aiyajna, A., Chakrabarti, D. P., Pilgrim, A., Sastry, M. K. S., 2011. Wax formation in Oil Pipelines: A critical Review. *International Journal of Multiphase Flow* 37. 671 - 694.
- Burger, E.D., Perkins, T. K, Striegler, J. H., 1981. Studies of Wax Deposition in the Trans Alaska Pipeline. *Journal of Petroleum Technology*. 1075 - 1086.
- Nguyễn Thúc Kháng, Từ Thành Nghĩa, Tống Cảnh Sơn, Phạm Bá Hiền, Phạm Thành Vinh, Nguyễn Hoài Vũ, 2016. Công nghệ xử lý và vận chuyển dầu nhiều paraffin ở thềm lục địa Việt Nam. *Nhà xuất bản Khoa học Kỹ thuật*. Hà Nội.
- ROEMEX LIMITED speciality Oilfield Chemicals, 2016. Field Trial Report of PPD at Dai Hung Oil Field.
- Tổng Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí, 2007. Báo cáo sơ đồ công nghệ phát triển Mỏ Đại Hùng. PVEP
- Tổng Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí, 2013. Báo cáo cập nhật Kế hoạch phát triển mỏ Đại Hùng tới thời điểm 31/12/2013. PVEP.
- Tổng Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí, 2017. Daily Production. PVEP - POC.

## ABSTRACT

### Solutions to improve paraffin deposition treatment and removal efficiency: applications to pipelines from the subsea wellheads to the DH - 01 platform at Dai Hung Oil field

Thinh Van Nguyen <sup>1</sup>, An Hai Nguyen <sup>2</sup>, Hai Thanh Nguyen <sup>2</sup>

<sup>1</sup> Faculty of Oil and Gas, Hanoi University of Mining and Geology, Vietnam

<sup>2</sup> PetroVietnam Exploration Production Corporation (PVEP), Vietnam

Dai Hung Oil Field is located in Block 05 - 1a in the Northeast of Nam Con Son basin, 250km away from Vung Tau city, at a depth of 110m. The production activities are carried out by subsea wellhead equipment. Oil and gas are transported from the subsea wellheads to Dai Hung - 01 platform (DH - 01) by gathering pipelines of 75mm diameter. On DH - 01 platform, the crude oil is preliminary processed into oil and gas which is then transported to FSO through the CALM system. The transportation of the processed of oil and gas through subsea pipelines may experience several difficulties such as paraffin, salt and asphaltene deposition etc.. Noticeably, high paraffin content in crude oil, along with very low temperature at sea floor and the decrease in velocity of the flow due to the decline of recovery rate etc. may bring about negative effects on the transportation. This paper presents results of the research on efficiency of paraffin deposition treatment and provides adequate solutions to improve the transportation of crude oil at Dai Hung Oil field. Specifically, the paper proposes solutions to improve the efficiency of paraffin deposition treatment for the pipelines from subsea wellheads to DH - 01 platform by combination of heating and Pour Point Depressant chemical (PPD) techniques.