

THÁCH THỨC VÀ GIẢI PHÁP CÔNG NGHỆ VẬN CHUYỂN DẦU NHIỀU PARAFFIN BẰNG ĐƯỜNG ỐNG KHÔNG BỌC CÁCH NHIỆT RP-1 UBN-3 TẠI MỎ RỒNG

CAO TÙNG SƠN, TRẦN VĂN THƯỜNG, PHẠM BÁ HIỂN, TRẦN QUỐC KHỎI,
PHẠM THÀNH VINH, NGUYỄN HOÀI VŨ, PHAN ĐỨC TUẤN

Liên doanh Việt - Nga (VIETSOVPETRO)

Quá trình vận chuyển dầu có hàm lượng paraffin cao bằng đường ống ngầm không bọc cách nhiệt luôn gặp nhiều khó khăn, phức tạp mà nguyên nhân chính là do nhiệt bị tổn thất lớn, gây nên hiện tượng lắng đọng paraffin trên bề mặt thành ống cũng như tăng độ nhớt chất lỏng, gây ra tổn áp lớn trong quá trình vận chuyển. Bài báo này, các tác giả đề cập đến những khó khăn và giải pháp đã được áp dụng thành công trong quá trình vận chuyển sản phẩm dầu khai thác bằng tuyến đường ống không bọc cách nhiệt RP-1 UBN-3 - tuyến đường ống duy nhất không bọc cách nhiệt hiện đang được sử dụng tại mỏ Rồng thuộc VIETSOVPETRO.

Đặc trưng của dầu khai thác khu vực mỏ Rồng

Dầu khai thác tại khu vực mỏ Rồng có đặc điểm là hàm lượng paraffin, asphaten, keo nhựa, nhiệt độ đông đặc và độ nhớt cao, với các tính chất đặc trưng cụ thể như sau: khối lượng riêng tại 20°C là 832-890 kg/m³, độ nhớt tại 50°C là 5,66-27,4 mm²/c, hàm lượng paraffin chiếm 13,8-23% khối lượng, hàm lượng asphaten keo nhựa chiếm 3,69-18,8% khối lượng, nhiệt độ đông đặc 28-34°C.

Hàm lượng paraffin cao trong dầu khai thác tại khu vực này là một trong các tác nhân chủ yếu gây nên những biểu hiện phức tạp trong tính chất lưu biến của dầu. Tại điều kiện nhiệt độ tiệm cận nhiệt độ đông đặc của dầu, hiện tượng lắng đọng mạnh mẽ paraffin - keo nhựa trên bề mặt thành đường ống khai thác cũng như đường ống thu gom vận chuyển dầu sẽ xảy ra, làm giảm khả năng lưu thông của dầu trong đường ống, tăng tổn hao áp suất trong quá trình vận chuyển và đồng thời gây nên nguy cơ tắc nghẽn đường ống.

Đặc trưng hệ thống đường ống vận chuyển dầu kết nối giàn cố định RP-1

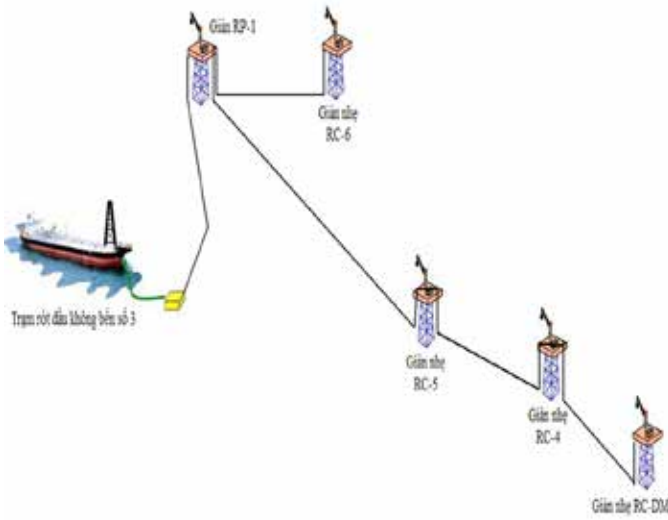
Tại mỏ Rồng, giàn cố định RP-1 đóng vai trò là điểm xử lý khí tập trung cho sản phẩm khai thác từ các công trình RC-DM, RC-4, RC-5, RC-6 trước khi bơm đến Trạm rót dầu không bến số 3 (UBN-3) để

xử lý chất lượng thương phẩm. Hệ thống kết nối vận chuyển sản phẩm khai thác đến RP-1 và UBN-3 bao gồm các tuyến đường ống: RC-DM $\Rightarrow$ RC-4 $\Rightarrow$ RC-5 $\Rightarrow$ RP-1, RC-6 $\Rightarrow$ RP-1 và RP-1 $\Rightarrow$ UBN-3. Trong đó, sản phẩm khai thác từ các giàn nhẹ thuộc mỏ Nam Rồng - Đổi Mới (RC-DM, RC-4) và giàn nhẹ RC-5 được vận chuyển về giàn RP-1 dưới dạng dầu bão hòa khí, còn sản phẩm khai thác từ RC-6 được vận chuyển về giàn RP-1 dưới dạng hỗn hợp dầu - khí. Đặc trưng của các tuyến ống được thể hiện ở bảng 1 và hình 1.

Bảng 1: đặc trưng các tuyến ống vận chuyển dầu kết nối với RP-1

Tuyến ống	Chiều dài (m)	Đường kính (mm)	Vật liệu cách nhiệt
RC-DM - RC-4	3385	323,8 x 15,9	composite
RC-4 - RC-5	5600	323,8 x 15,9	composite
RC-5 - RP-1	11150	323,8 x 15,9	composite
RC-6 - RP-1	5890	323,8 x 15,9	foam + hdpe + concrete
RP-1 - UBN-3	5865	324 x 16,0	Không bọc cách nhiệt

Hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển sản phẩm dầu khí của VIETSOVPETRO được xây dựng vào thời kỳ đầu dựa trên mô hình xây dựng mỏ ở vùng biển Caspi (Azerbaijan - Liên Xô). Theo thiết kế này, hệ thống đường ống ngầm dưới đáy biển không được bọc cách nhiệt. Từ sau năm 1998, tất cả các



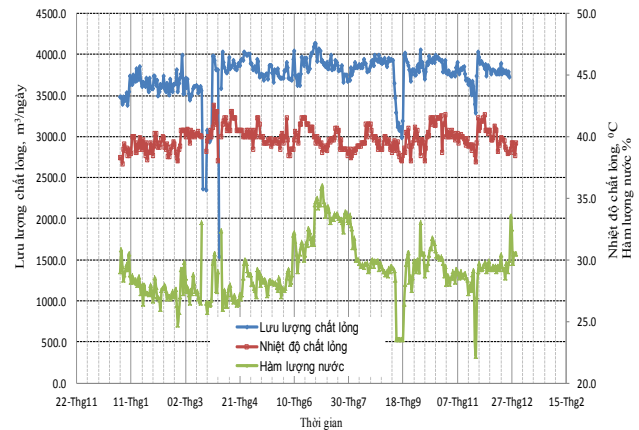
Hình 1: sơ đồ hệ thống đường ống vận chuyển dầu kết nối RP-1

đường ống xây dựng mới đều được bọc cách nhiệt với môi trường bên ngoài bằng vật liệu composite hoặc foam. Tại khu vực mỏ Rồng, tuyến đường ống vận chuyển sản phẩm từ giàn RP-1 đến UBN-3 là tuyến đường ống duy nhất không bọc cách nhiệt. Chính vì vậy, thách thức lớn nhất đối với hệ thống vận chuyển sản phẩm khai thác mỏ Rồng là duy trì đảm bảo dòng chảy an toàn cho tuyến đường ống không bọc cách nhiệt RP-1 $\Rightarrow$ UBN-3. Một vấn đề quan trọng khác, đây là tuyến đường ống duy nhất kết nối vận chuyển sản phẩm khai thác RC-5, RC-4, RC-DM, RC-6, RP-1 về UBN-3 để xử lý đến chất lượng dầu thương phẩm.

Giải pháp công nghệ vận chuyển dầu theo tuyến đường ống không bọc cách nhiệt RP-1 - UBN-3

Như đã đề cập ở trên, dầu khai thác tại khu vực mỏ Rồng có hàm lượng paraffin và nhiệt độ đồng đặc cao ($28-34^{\circ}\text{C}$); trong khi đó, nhiệt độ nước biển tại khu vực mỏ Rồng thời điểm thấp nhất trong năm có thể xuống 21°C . Do vậy quá trình vận chuyển sản phẩm khai thác theo tuyến đường ống không bọc cách nhiệt RP-1 $\Rightarrow$ UBN-3 luôn đi kèm với những rủi ro rất lớn do khả năng lắng đọng paraffin làm tắc nghẽn đường ống, tổn áp lớn trong đường ống do độ nhớt chất lỏng lớn khi nhiệt độ chất lỏng xuống thấp. Các thông số vận chuyển chất lỏng theo đường ống RP-1 $\Rightarrow$ UBN-3 được thể hiện tại hình 2.

Nhiệt độ chất lỏng bơm đến UBN-3 dao động quanh mức $38-42^{\circ}\text{C}$, nhiệt độ xuất hiện tinh thể

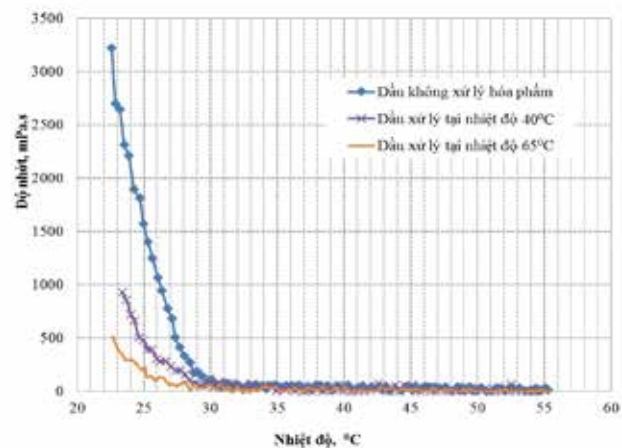


Hình 2: thông số vận chuyển chất lỏng theo tuyến ống RP-1 $\Rightarrow$ UBN-3

paraffin trong dầu ở mỏ Rồng là 60°C , trong khi theo tiêu chuẩn kỹ thuật quy định, để đảm bảo an toàn quá trình vận chuyển sản phẩm khai thác, nhiệt độ chất lỏng trong đường ống phải cao hơn nhiệt độ xuất hiện tinh thể paraffin tối thiểu là 5°C .

Để hạn chế tối đa số lượng paraffin lắng đọng trong đường ống vận chuyển, tại khu vực mỏ Rồng, sản phẩm khai thác phải được xử lý bằng hóa phẩm chống đông, tuy nhiên, các nghiên cứu trong phòng thí nghiệm cho thấy, hiệu quả xử lý bằng hóa phẩm chống đông tại các dải nhiệt độ thấp bị hạn chế. Các kết quả xử lý dầu theo các điều kiện nhiệt độ khác nhau được thực hiện theo tiêu chuẩn ASTM-97 trên thiết bị Viscotester Haake 550 và thiết bị Coldfinger.62 F5 Technologie (hình 3).

Sự khác biệt trong kết quả xử lý dầu tại các điều kiện nhiệt độ khác nhau là do tại điều kiện nhiệt



Hình 3: tính chất lưu biến của dầu được xử lý theo các điều kiện nhiệt độ khác nhau

độ thấp đã hình thành đáng kể lượng paraffin trong dầu, đồng thời đóng vai trò như các tâm tinh thể để hình thành các tinh thể mới có cấu trúc lớn và liên kết chặt chẽ, bởi vậy khi dầu xử lý bằng hóa phẩm tại nhiệt độ thấp, tác dụng của hóa phẩm theo các cơ chế ức chế tinh thể hay biến đổi cấu trúc tinh thể sẽ bị hạn chế rất đáng kể (bảng 2 và bảng 3).

Bảng 2: nhiệt độ đông đặc của dầu khi xử lý

Nhiệt độ đông đặc dầu không xử lý hóa phẩm (°C)	Nhiệt độ đông đặc dầu xử lý hóa phẩm tại nhiệt độ 40°C (°C)	Nhiệt độ đông đặc dầu xử lý hóa phẩm tại nhiệt độ 65°C (°C)
34	32	28

Bảng 3: tốc độ lắng đọng paraffin biểu kiến của dầu khi xử lý tại các điều kiện nhiệt độ khác nhau (nhiệt độ chất lỏng 40°C, nhiệt độ cold finger 23°C)

Tốc độ lắng đọng paraffin dầu không xử lý hóa phẩm ở 40°C (kg/m ² /ngày đêm)	Tốc độ lắng đọng paraffin dầu xử lý hóa phẩm ở 40°C (kg/m ² /ngày đêm)	Tốc độ lắng đọng paraffin dầu xử lý hóa phẩm ở 65°C (kg/m ² /ngày đêm)
7.612	4.241	1.235

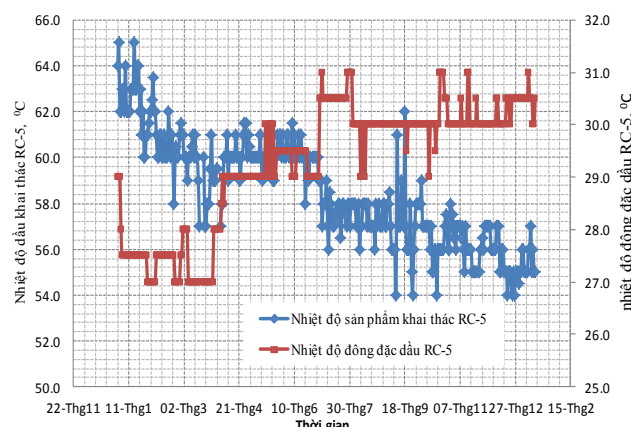
Để tối ưu khả năng xử lý dầu nhiều paraffin bằng hóa phẩm, đảm bảo an toàn dòng chảy cho các tuyến đường ống vận chuyển dầu trên mỏ Rồng (đặc biệt là tuyến đường ống không bọc cách nhiệt RP-1 ⇒ UBN-3), VIETSOVPETRO đã nghiên cứu phát triển công nghệ tận dụng địa nhiệt để xử lý dầu nhiều paraffin bằng cách bơm hóa phẩm xuống giếng với độ sâu 2000-2500 m. Tại độ sâu này, nhiệt độ chất lỏng được đảm bảo duy trì ở trên 60-65°C; đồng thời, tại các dải nhiệt độ này, hiệu quả của việc xử lý ức chế lắng đọng paraffin được tối ưu hóa, cải thiện được tính chất lưu biến của dầu, hạn chế tối đa khả năng hình thành lớp paraffin trong đường ống vận chuyển. Với việc ứng dụng công nghệ này, quá trình vận hành tuyến đường ống không bọc cách nhiệt RP-1 ⇒ UBN-3 cũng như các tuyến đường ống vận chuyển còn lại được duy trì liên tục an toàn trong vòng hơn 10 năm kể từ thời điểm đưa các tuyến đường ống này vào hoạt động.

Tuy nhiên, đến thời điểm tháng 12.2014, bắt đầu xuất hiện các dấu hiệu tăng áp trên tuyến ống RP-1 ⇒ UBN-3 (giá trị tăng lớn nhất được ghi nhận lên đến

10 atm) mà nguyên nhân có thể do trong thời điểm này nhiệt độ nước biển ở khu vực đáy biển giảm xuống thấp (có ngày nhiệt độ giảm chỉ còn 23°C), làm tăng lượng paraffin lắng đọng bên trong đường ống. Các kết quả tính toán mô phỏng thủy lực hoạt động của tuyến đường ống cho thấy, trong tuyến ống khả năng hình thành lớp lắng đọng paraffin dày 20-40 mm.

Trong giai đoạn này cũng ghi nhận hiện tượng giảm nhiệt và quá trình tăng nhiệt độ đông đặc ở sản phẩm dầu khai thác từ RC-5 (hình 4). Do dầu RC-5 chiếm tỷ trọng lớn trong lưu lượng dầu bơm từ giàn RP-1 nên ảnh hưởng đến tính chất lưu biến của dầu bơm đến tàu. Nhiệt độ đông đặc của dầu bơm đến tàu UBN-3 tăng từ 27-30°C lên 31-33°C.

Kết quả phân tích mẫu dầu bơm đến UBN-3 ghi nhận sự tăng lên đáng kể mức độ phân tán của pha

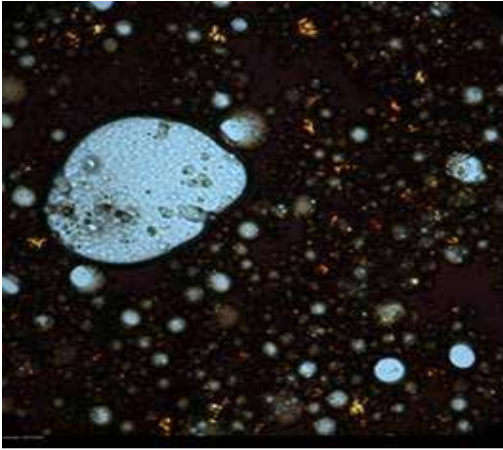


Hình 4: tương quan nhiệt độ sản phẩm khai thác RC-5 và nhiệt độ đông đặc dầu RC-5

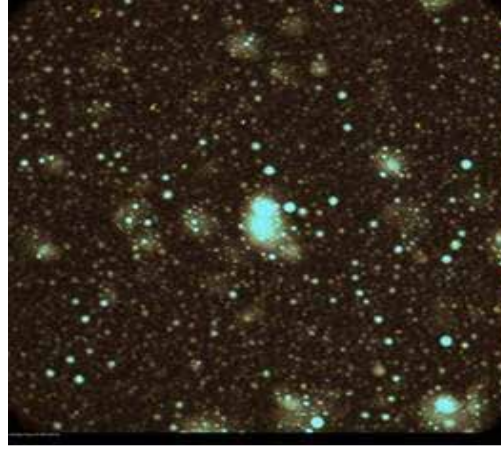
nước trong mẫu nhũ tương (hình 5). Sự gia tăng mức độ phân tán của pha nước trong môi trường dầu dẫn đến sự hình thành nhũ tương bền có độ nhớt lớn làm cho nhiệt độ đông đặc của dầu và tổn áp trong đường ống vận chuyển dầu tăng lên.

Hình 5: hình ảnh nhũ tương dưới kính hiển vi Zeiss Imager. A2

Vì vậy, để tối ưu khả năng xử lý dầu bằng hóa phẩm đông đặc trong môi trường nhũ tương và hạn chế sự hình thành nhũ tương có mức độ phân tán lớn, trên các RC đã tiến hành bơm bổ sung hóa phẩm phá nhũ tương cùng với hóa phẩm chống đông sâu xuống giếng với định lượng 50 ppm. Kết



Hình ảnh nhũ tương dầu sau bơm trên giàn RP-1 lấy tháng 4.2014



Hình ảnh nhũ tương dầu sau bơm trên giàn RP-1 lấy tháng 1.2015

hóa phẩm phá nhũ cho các đối tượng khai thác có độ ngập nước lớn sẽ giúp tối ưu khả năng xử lý dầu nhiều paraffin bằng hóa phẩm chống đông trong môi trường nhũ tương; đồng thời gia tăng hiệu quả tách nước trong quá trình vận chuyển chất lỏng trong đường ống, từ đó làm giảm áp lực lên hệ thống xử lý nhũ tương trên các tàu nổi chứa dầu và trên giàn công nghệ trung

tâm. quả phân tích mẫu dầu sau đó cho thấy, nhiệt độ đông đặc của dầu RC-5 giảm xuống 3-4°C, nhiệt độ đông đặc của dầu từ giàn RP-1 bơm đến tàu UBN-3 giảm từ 31-33°C xuống còn 27-30°C.

Song song với biện pháp nêu trên, trên giàn RP-1 đã tiến hành bơm bổ sung lượng nước lấy từ hệ thống cung cấp nước bơm ép vỉa vào đường ống RP-1 $\Rightarrow$ UBN-3 để gia tăng vận tốc dòng chảy, tận dụng hiệu ứng trượt của chất lỏng lên bề mặt thành ống để tách các lớp lắng đọng paraffin mềm vào dòng chảy. Đồng thời tiến hành đưa lượng khí hóa hơi ở nhiệt độ cao của hệ thống tạo hơi nước nóng (PPU) vào đường ống ở điều kiện lưu lượng dòng chảy thấp, nhằm loại bỏ một phần lượng paraffin lắng đọng ở đoạn đầu đường ống.

Việc áp dụng đồng loạt các biện pháp trên đã làm giảm áp suất đường ống RP-1 $\Rightarrow$ UBN-3 từ mức tiệm cận khả năng kỹ thuật của hệ thống bơm trên giàn RP-1 (gần 30 atm) xuống còn 9-15 atm, đảm bảo vận hành an toàn, liên tục tuyến đường ống vận chuyển sản phẩm khai thác từ điểm thu gom xử lý khí tập trung RP-1 về UBN-3 để xử lý chất lượng dầu thương phẩm.

Kết luận

Quá trình vận chuyển dầu có hàm lượng paraffin và nhiệt độ đông đặc cao trong các tuyến đường ống ngầm không bọc cách nhiệt trong điều kiện nhiệt độ chất lỏng thấp luôn đi kèm với những thách thức, khó khăn về mặt công nghệ. Công nghệ tận dụng địa nhiệt để xử lý dầu nhiều paraffin được áp dụng tại VIETSOVPETRO đã đem lại hiệu quả đáng kể nhằm khắc phục vấn đề trên. Sử dụng kết hợp

tâm.

Công nghệ bơm bổ sung lượng nước từ hệ thống cung cấp nước bơm ép vỉa vào đường ống để gia tăng vận tốc dòng chảy, tận dụng hiệu ứng trượt của chất lỏng lên bề mặt thành ống để tách các lớp lắng đọng paraffin mềm vào dòng chảy và kết hợp sử dụng lượng khí hóa hơi ở nhiệt độ cao đưa vào đường ống ở điều kiện lưu lượng dòng chảy thấp được chứng minh là giải pháp có hiệu quả để xử lý lắng đọng paraffin trong đường ống.

Tài liệu tham khảo

1. A.T Leiroz and L.F.A Azevedo, Dept. of Mechanical Engineering, PUC-Rio, "Studies on the Mechanisms of Wax Deposition in Pipeline", OTC17081 Offshore Technology Conference.
2. Sheikh Mohammad Samiur Rahman and Sibi Chacko, Heriot - Watt University, "Improved paraffin-deposition estimation in hydrocarbon pipelines and effective mitigation review".
3. G.H Couto, H Chen, E Dellecase, C Sarica and M Volk, U of Tulsa, "An investigation of two-phase oil/water paraffin deposition", OTC 17963 Offshore Technology Conference.
4. B.T Ellision, Petrel Consulting, "The physical chemistry of wax, hydrate and asphaltene", Offshore Technology Conference.