

GIẢI PHÁP VẬN CHUYỂN DẦU CÓ HÀM LƯỢNG PARAFFIN CAO TẠI MỎ GẤU TRẮNG

KS. Trần Văn Vĩnh, KS. Phạm Bá Hiên, KS. Trần Quốc Khởi
KS. Trần Văn Thường, KS. Nguyễn Hoài Vũ
KS. Phan Đức Tuấn, KS. Phạm Thành Vinh
Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
Email: vinh.tv.rd@vietsov.com.vn

Tóm tắt

Dầu khai thác ở mỏ Gấu Trắng (Lô 09-1, bể Cửu Long) có hàm lượng paraffin, asphaltene, keo nhựa, độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao so với nhiệt độ môi trường bên ngoài. Do đặc trưng của tính chất dầu khai thác cũng như hệ thống đường ống vận chuyển và quá trình phát triển mỏ kế cận, việc vận chuyển sản phẩm khai thác của mỏ Gấu Trắng về điểm xử lý gặp nhiều khó khăn. Bài báo giới thiệu các giải pháp trong quá trình thu gom, vận chuyển và xử lý sản phẩm khai thác tại mỏ Gấu Trắng nhằm giảm thiểu hiện tượng lắng đọng paraffin trong đường ống cũng như các rủi ro trong quá trình vận chuyển dầu, nâng cao hiệu quả khai thác.

Từ khóa: Dầu nhiều paraffin, vận chuyển dầu nhiều paraffin, mỏ Gấu Trắng.

1. Giới thiệu

1.1. Tính chất lý hóa và paraffin của dầu thô khai thác ở mỏ Gấu Trắng

Mỏ Gấu Trắng được Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đưa vào khai thác từ năm 2013. Dầu khai thác tại khu vực này có hàm lượng paraffin, asphaltene, keo nhựa, nhiệt độ đông đặc và độ nhớt cao với các tính chất đặc trưng như sau:

- Khối lượng riêng tại nhiệt độ 20°C: 881 - 902kg/m³;
- Độ nhớt tại nhiệt độ 50°C: 29,5 - 42,5mm²/c;
- Hàm lượng paraffin: 22,4 - 29% khối lượng;
- Hàm lượng asphaltene keo nhựa: 10,8 - 22% khối lượng;
- Nhiệt độ đông đặc: 30 - 35°C.

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

Nhiệt độ dầu tại miệng giếng thấp 30 - 32°C. Nhiệt độ môi trường nước biển quanh đường ống ngầm vận chuyển dầu từ mỏ Gấu Trắng (giàn GTC-1) về giàn công nghệ trung tâm 3 (CCP-3) trung bình đạt 26°C (mức

thấp nhất là 24,5°C) đã làm tăng độ nhớt của chất lỏng trong quá trình vận chuyển cũng như tốc độ lắng đọng paraffin.

1.2. Đặc tính đường ống vận chuyển sản phẩm khai thác từ mỏ Gấu Trắng về giàn xử lý trung tâm

Đường ống vận chuyển sản phẩm từ giàn GTC-1 mỏ Gấu Trắng về CPP-3 có đường kính 325 x 16mm, chiều dài 14km, gồm 3 đoạn: GTC-1 đến BK-14/BT-7 dài 6km, BK-14/BT-7 đến BK-9 dài 6,7km và BK-9 đến CPP-3 dài 1,3km. Tuyến đường ống này gồm nhiều đoạn ống đứng đi qua các giàn, do đó không có hệ thống phóng thoi tẩy rửa chất lắng đọng.

Tuyến đường ống vận chuyển sản phẩm khai thác mỏ Gấu Trắng được bọc lớp cách nhiệt. Tuy nhiên, do nhiệt độ miệng giếng và môi trường nước biển ở mức thấp nên nhiệt độ vận chuyển về các giàn trung gian ở mức rất thấp. Tại các thời điểm vận chuyển ở lưu lượng thấp nhiệt độ sản phẩm khai thác về đến các giàn trung gian chỉ dao động ở mức 26 - 28°C.

1.3. Vấn đề lắng đọng paraffin trong quá trình vận chuyển dầu trong điều kiện nhiệt độ và lưu lượng thấp

Trong điều kiện lưu lượng dầu vận chuyển thấp, quá trình tổn thất nhiệt ra môi trường xung quanh sẽ diễn ra mạnh, tăng tốc độ lắng đọng tinh thể paraffin trên thành đường ống. Kết quả phân tích theo phương pháp Cold finger cho thấy với nhiệt độ môi trường nước biển ở 25°C:

- Ở nhiệt độ vận chuyển dầu trên 65°C, không thấy có hiện tượng lắng đọng paraffin;
- Ở nhiệt độ vận chuyển dầu 35°C, tốc độ lắng đọng paraffin 1kg/m²/ngày đêm;
- Ở nhiệt độ vận chuyển dầu 30°C, tốc độ lắng đọng paraffin 3,7kg/m²/ngày đêm.

Để đảm bảo an toàn tuyệt đối cho hệ thống đường ống vận chuyển dầu, nhiệt độ sản phẩm khai thác vận chuyển trong đường ống phải cao hơn nhiệt độ xuất hiện tinh thể paraffin, tối thiểu là 5°C. Khi vận chuyển dầu trong điều kiện nhiệt độ thấp hơn nhiệt độ xuất hiện tinh thể paraffin, chất lỏng sẽ ở trạng thái phi Newton gây ra các biểu hiện phức tạp trong tính chất lưu biến của dầu thô, tăng độ nhớt dẫn đến nguy cơ lắng đọng paraffin trong đường ống.

1.4. Vấn đề xung động áp suất, lưu lượng dầu khí trong đường ống và hệ thống thu gom, xử lý, vận chuyển dầu

Sản phẩm khai thác mỏ Gấu Trắng được vận chuyển trong đường ống dưới dạng hỗn hợp chất lỏng, khí. Khi vận chuyển lưu lượng thấp sẽ tạo ra những nút khí và lỏng đi vào hệ thống thu gom, gây ra hiện tượng quá tải trong hệ thống xử lý và thu gom dầu khí. Trong một số trường hợp có thể gây ra hiện tượng dầu tràn ra đường hay phải ngừng vận hành hệ thống khai thác.

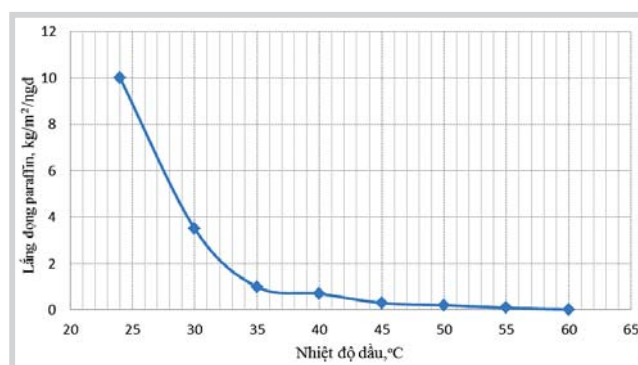
Quá trình vận chuyển hỗn hợp sản phẩm khai thác dưới dạng hỗn hợp lỏng - khí gây nên tổn áp cao trong đường ống, dẫn đến áp suất miệng giếng cao, ảnh hưởng đến sản lượng khai thác dầu khí.

2. Các giải pháp vận chuyển sản phẩm khai thác mỏ Gấu Trắng

2.1. Sử dụng địa nhiệt xử lý dầu từ giàn GTC-1 mỏ Gấu Trắng bằng hóa phẩm PPD để vận chuyển về giàn CPP-3 bằng đường ống

Kết quả thí nghiệm cho thấy, dầu mỏ Gấu Trắng được xử lý bằng hóa phẩm ở các nhiệt độ khác nhau cho hiệu quả khác nhau (Bảng 1). Do đó dầu mỏ Gấu Trắng có nhiệt độ miệng giếng thấp (30 - 35°C), được xử lý hóa phẩm bằng cách bơm hóa phẩm xuống giếng qua đường ống xung lượng, ở độ sâu 2.000 - 2.500m.

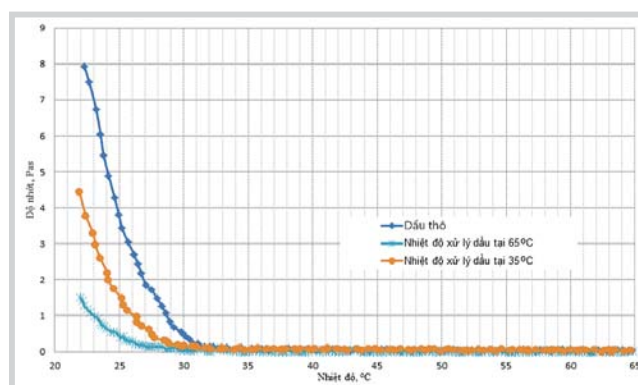
Dầu sau khi xử lý có nhiệt độ đông đặc khoảng 25°C được vận chuyển đến BK-14 sau đó sẽ được vận chuyển cùng dầu BK-14 và BT-7 đến CPP-3 theo đường ống: GTC-1 đến BK-14/BT-7 đến CPP-3.



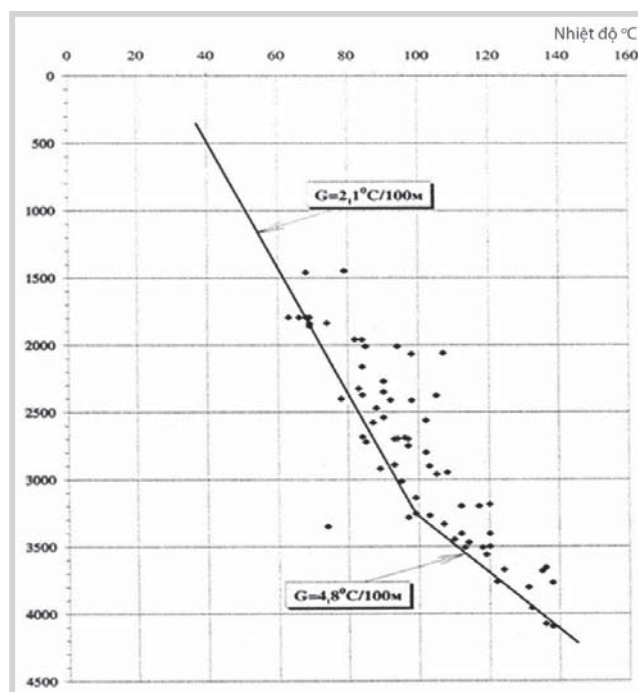
Hình 1. Tốc độ lắng đọng paraffin dầu Gấu Trắng tại các điều kiện nhiệt độ vận chuyển khác nhau

Bảng 1. Nhiệt độ đông đặc của dầu sau khi xử lý bằng hóa phẩm ở nhiệt độ khác nhau

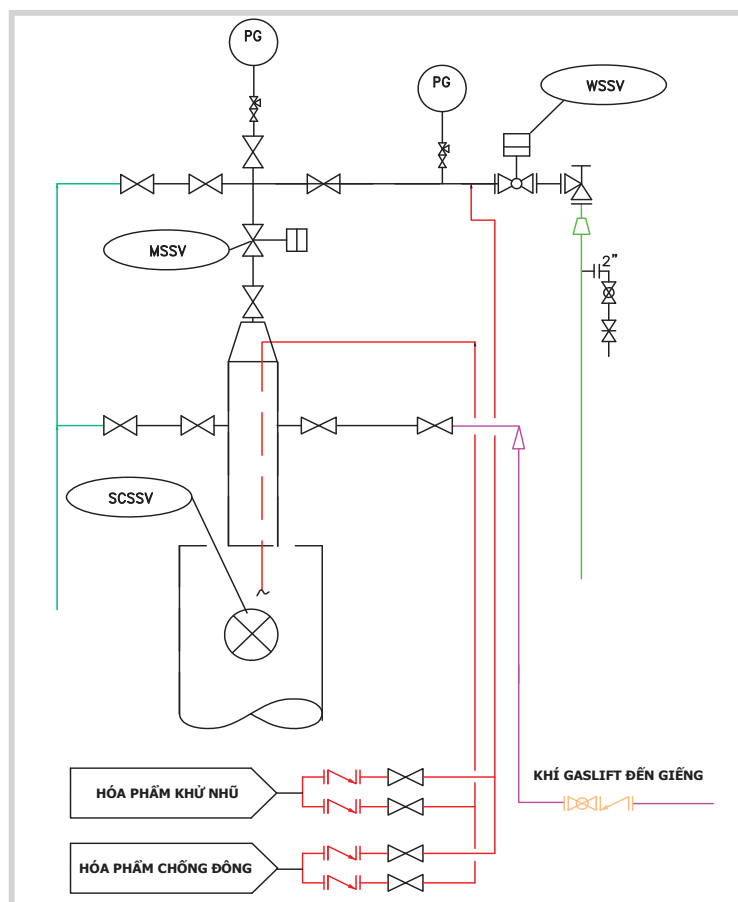
Nhiệt độ xử lý dầu	Nhiệt độ đông đặc sau khi xử lý bằng hóa phẩm	Nhiệt độ đông đặc khi không xử lý bằng hóa phẩm
65°C	25°C	34°C
35°C	30°C	35°C



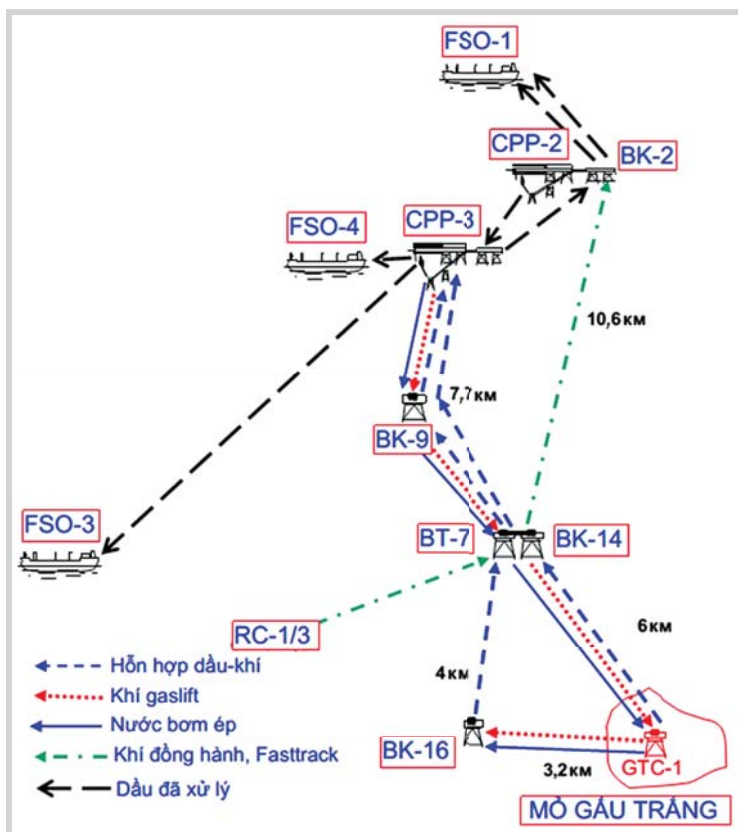
Hình 2. Tính chất lưu biến dầu ở các nhiệt độ xử lý khác nhau



Hình 3. Phân bố địa nhiệt mỏ Gấu Trắng



Hình 4. Sơ đồ bơm hóa phẩm xuống giếng khai thác ở mỏ Gấu Trắng



Hình 5. Sơ đồ hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển sản phẩm khai thác từ mỏ Gấu Trắng

2.2. Tẩy rửa paraffin bên trong đường ống dẫn dầu từ BK-14 về CPP-3

Để giảm thiểu tối đa khả năng hình thành lắng đọng paraffin trong đường ống, định kỳ bơm thêm nước vào đường ống vận chuyển dầu (không dùng khai thác).

Quá trình bơm rửa đường ống thực hiện đến khi thay thế được 2 - 3 lần thể tích của đường ống.

2.3. Tách khí sơ bộ trong quá trình vận chuyển dầu từ GTC-1 mở Gấu Trắng về CPP-3

Để giảm xung động áp suất và lưu lượng trong đường ống, giảm tổn áp trong quá trình vận chuyển, hỗn hợp dầu - khí giàn GTC-1 sau khi xử lý hóa phẩm được vận chuyển bằng năng lượng vỉa (không dùng máy bơm) đến BK-14/BT-7, được tách khí sơ bộ trong UPOG của BK-14 và vận chuyển cùng dầu BK-14 và BT-7 đến CPP-3 theo đường ống: GTC-1 → BK-14/BT-7 → CPP-3; khí tách ra từ UPOG của BK-14 vận chuyển theo đường ống vận chuyển khí RP3 → RC1/3 → BK-14/BT-7 → BK2 → CCP.

3. Kết luận

Vận chuyển hỗn hợp dầu - khí trong điều kiện lưu lượng và nhiệt độ thấp cùng với tính chất lưu biến phức tạp của dầu khai thác có thể gây ra các thách thức và rủi ro trong quá trình vận hành: tổn áp cao, lắng đọng paraffin trong đường ống... ảnh hưởng đến hoạt động khai thác và xử lý dầu thô. Các giải pháp sử dụng địa nhiệt cũng như bơm rửa định kỳ đường ống và vận chuyển sản phẩm khai thác dưới dạng dầu bão hòa khí có hiệu quả đáng kể trong việc giảm thiểu lắng đọng paraffin trong đường ống cũng như các rủi ro trong quá trình vận chuyển dầu, nâng cao hiệu quả khai thác mỏ.

Tài liệu tham khảo

1. I.Gjermundsen. *State of the art: Wax precipitation deposition and aging in flowing hydrocarbon systems*. Internal Hydro Report, Porsgrunn. 2006.
2. David W.Jennings, Michael Edward Newberry. *Application of paraffin inhibitor treatment programs in offshore developments*.

Offshore Technology Conference, Houston, Texas, US. 5 - 8 May, 2008.

3. Hyun Su Lee. *Computational and rheological study of wax deposition and gelation in subsea pipeline*. The University of Michigan. 2008.

4. B.T.Ellision, C.T.Gallagher, L.M.Frostman, S.E.Lorimer. *The physical chemistry of wax, hydrates and asphaltene*. Offshore Technology Conference, Houston, Texas, US. 1 - 4 May, 2000.

Solutions for transporting high-paraffin oil from Gau Trang field

Tran Van Vinh, Pham Ba Hien, Tran Quoc Khoi, Tran Van Thuong
 Nguyen Hoai Vu, Phan Duc Tuan, Pham Thanh Vinh
 Vietsovpetro

Summary

Oil produced from Gau Trang field (Block 09-1, Cuu Long basin) is characterised with high paraffin, asphaltene and resin content, high viscosity and high pour point as compared with the outside temperature. Due to the rheological complexity of crude oil and the complication of the oil gathering system, the process of transporting Gau Trang crude oil has been facing a lot of challenges. This paper summarises different solutions to minimise paraffin deposition inside the pipeline and to reduce risks during the transportation of Gau Trang crude oil.

Key words: High-paraffin oil, transportation of high-paraffin oil, Gau Trang field.