

BỘ GIÁO DỤC VÀ ĐÀO TẠO
TRƯỜNG ĐẠI HỌC MỎ - ĐỊA CHẤT

PHAN ĐỨC TUẤN

**NGHIÊN CỨU XỬ LÝ DẦU NHIỀU PARAFFIN
MỎ BẠCH HỔ VÀ RỒNG BẰNG PHƯƠNG PHÁP
NHIỆT - HÓA ĐỂ NÂNG CAO HIỆU QUẢ THU GOM**

Ngành: Kỹ thuật dầu khí

Mã số: 9520604

TÓM TẮT LUẬN ÁN TIẾN SĨ KỸ THUẬT

Hà Nội – 2021

Công trình được hoàn thành tại: **Bộ môn Khoan - Khai thác, Khoa Dầu khí,
Trường Đại học Mỏ - Địa chất.**

Người hướng dẫn khoa học:

- 1. PGS. TS. Trần Đình Kiên**
- 2. TS. Nguyễn Thúc Kháng**

Phản biện 1: **TS. Tống Cảnh Sơn**

Phản biện 2 : **PGS.TS Nguyễn Xuân Thảo**

Phản biện 3: **PGS.TS Triệu Hùng Trường**

Luận án sẽ được bảo vệ trước Hội đồng chấm luận án cấp Trường họp tại Trường đại học Mỏ - Địa chất vào hồi ... giờ ngày tháng năm

Có thể tìm hiểu luận án tại thư viện: **Thư viện Quốc Gia Hà Nội hoặc Thư viện Trường Đại học Mỏ - Địa chất.**

MỞ ĐẦU

1. Tính cấp thiết của đề tài

Đến nay, Vietsovpetro chỉ duy trì sản lượng dầu khai thác ở mức 3,0 – 4,0 triệu tấn/năm. Năm 2020, dự kiến các mỏ ở Lô 09-1 chỉ khai thác ở mức 3,1 triệu tấn. Điểm đặc thù của tất cả các mỏ Vietsovpetro là dầu có hàm lượng paraffin cao, có nhiệt độ đông đặc cao hơn nhiều so với nhiệt độ môi trường đáy biển, đưa đến các khó khăn thách thức trong việc giải quyết các sự cố có thể xảy ra và do đó công tác nghiên cứu gia tăng sản lượng duy trì hoạt động khai thác dầu khí ở các mỏ ngoài khơi Lô 09-1 đặc biệt khó khăn và chi phí cao. Việc nghiên cứu, đưa ra các giải pháp tiết giảm chi phí sản xuất là rất cần thiết và cấp bách đối với Vietsovpetro nói riêng và Petrovietnam nói chung ở thời gian này. Các ứng dụng khoa học công nghệ như lựa chọn những giải pháp hợp lý, hoàn thiện và hiệu quả trong khai thác, xử lý và vận chuyển dầu khí ngoài khơi các mỏ ở Lô 09-1 đạt hiệu quả kinh tế sẽ là hướng lựa chọn được ưu tiên hàng đầu, hiện nay tại Vietsovpetro.

Từ thực tế đó, đề tài: “*Nghiên cứu, xử lý dầu nhiều paraffin mỏ Rồng và Bạch Hổ bằng phương pháp nhiệt - hóa để nâng cao hiệu quả thu gom*” mang tính cấp thiết và thực tiễn cao.

2. Mục đích nghiên cứu của luận án: Nghiên cứu, phát triển phương pháp hóa - nhiệt trong xử lý dầu nhiều paraffin bằng việc tận dụng các nguồn năng lượng có sẵn ở điều kiện khai thác tại các công trình biển của Vietsovpetro, nhằm tiết giảm chi phí.

3. Đối tượng và phạm vi nghiên cứu

- **Đối tượng nghiên cứu:** Phương pháp xử lý dầu nhiều paraffin và các nguồn năng lượng tại các công trình biển.

- **Phạm vi nghiên cứu:** Dầu mỏ Bạch Hổ, Rồng và các mỏ kết nối đã và đang khai thác ở Vietsovpetro trên thềm lục địa Nam Việt Nam.

4. Nội dung nghiên cứu

- Tính chất lý hóa và lưu biến của dầu nhiều paraffin, ảnh hưởng của các mức độ ngậm nước và nhiệt độ đến tính lưu biến của dầu thô mỏ Bạch Hổ, Rồng và Cá Tầm;

- Các giải pháp xử lý dầu nhiều paraffin, giải pháp hóa - nhiệt;

- Các giải pháp tối ưu hóa xử lý hóa - nhiệt dầu nhiều paraffin trong điều kiện khai thác ở giai đoạn cuối tại các mỏ của Vietsovpetro.

5. Phương pháp nghiên cứu và cách tiếp cận

- Tổng hợp, tra cứu, đánh giá lựa chọn giải pháp hóa nhiệt để xử lý dầu thô các mỏ Vietsovpetro;

- Thí nghiệm, sử dụng thuật toán xử lý các kết quả thí nghiệm, thiết lập phương trình toán học cho sự thay đổi tính chất lưu biến phụ thuộc vào độ ngậm nước và nhiệt độ của dầu thô các mỏ thuộc Vietsovpetro;

- Thống kê, phân tích và xử lý kết quả khảo sát, thành lập mối liên hệ giữa nhiệt độ và độ sâu các tầng sản phẩm Móng, Oligocen và Miocen, thiết lập công thức gradient địa nhiệt của các tầng sản phẩm.

6. Ý nghĩa khoa học và thực tiễn

- **Ý nghĩa khoa học:** Giải pháp xử lý dầu bằng phương pháp hóa - nhiệt là giải pháp phù hợp tại các mỏ của Vietsovpetro;

- Xác lập được mối quan hệ giữa độ nhớt của hỗn hợp dầu nước phụ thuộc tỷ phần nước trong hỗn hợp và nhiệt độ của dầu khai thác;

- Góp phần làm phong phú phương pháp xử lý dầu nhiều paraffin của mỏ Rồng và Bạch Hổ bằng việc sử dụng nhiệt lượng của các Tuabin khí sẵn có ngoài giàn và sử dụng địa nhiệt của giếng dầu.

- **Ý nghĩa thực tiễn:** Đã lựa chọn được giải pháp phù hợp cho công tác xử lý dầu nhiều parafin mỏ Rồng và Bạch Hổ

7. Điểm mới của luận án

- Xác định được mối quan hệ giữa độ nhớt của hỗn hợp dầu nước khai thác ở Vietsovpetro với tỷ lệ phần trăm nước trong hỗn hợp và nhiệt độ bằng phương trình toán học. Đưa ra phương trình cụ thể xác định độ nhớt dầu nước mỏ Cá Tầm.

- Xác định được mối quan hệ động (công thức toán học) của gradient địa nhiệt các tầng sản phẩm (gồm: Móng, Oligocen và Miocen các mỏ tại Vietsovpetro).

- Lần đầu tiên tận dụng hiệu quả các nguồn năng lượng sẵn có (địa nhiệt của giếng dầu và năng lượng từ ống xả Turbin khí) để xử lý dầu thô mỏ Bạch Hổ

- Bổ sung phương pháp và chính xác hóa các thông số nhiệt độ các tầng sản phẩm, ứng dụng phần mềm chuyên dụng tính toán, cho phép lắp đặt đường ống bơm hóa phẩm và vị trí valve bơm hóa phẩm trong lòng giếng khai thác ở Bạch Hồ.

8. Luận điểm bảo vệ

- **Luận điểm 1:** Giải pháp xử lý nhiệt – hóa cho dầu nhiều paraffin là giải pháp phù hợp và hiệu quả ở giai đoạn thu gom hiện nay tại các mỏ của Vietsovpetro.

- **Luận điểm 2:** Độ nhớt của hỗn hợp dầu nước khai thác tại các mỏ của Vietsovpetro phụ thuộc vào hàm lượng nước và nhiệt độ theo phương trình sau:

$$\mu = \mu_o * f(W,T) = \mu_o * ((\alpha_0 + \alpha_1 \cdot T + \alpha_2 \cdot T^2) \cdot W_2 + (\beta_0 + \beta_1 \cdot T + \beta_2 \cdot T^2) \cdot W + (\gamma_0 + \gamma_1 \cdot T + \gamma_2 \cdot T^2))$$

- **Luận điểm 3:** Làn đầu tiên tận dụng hiệu quả các nguồn năng lượng sẵn có (địa nhiệt của giếng dầu và năng lượng từ ống xả Turbin khí) để xử lý dầu thô mỏ Bạch Hồ.

9. Cơ sở tài liệu của luận án: Luận án được xây dựng trên cơ sở các kết quả nghiên cứu của tác giả trình bày trong sách chuyên khảo (đồng tác giả) và trong các bài báo đăng trên các tạp chí chuyên ngành trong và ngoài nước...

10. Khối lượng và cấu trúc của luận án: Cấu trúc của luận án, gồm: phần mở đầu, 3 chương, kết luận - kiến nghị và danh mục tài liệu tham khảo.

CHƯƠNG 1: TỔNG QUAN VỀ THU GOM, XỬ LÝ VÀ VẬN CHUYỂN DẦU NHIỀU PARAFFIN

1.1. Đặc tính lý hóa của dầu nhiều paraffin tại các mỏ của Vietsovpetro

Tổng hợp các kết quả nghiên cứu của đề tài cho thấy, dầu khai thác ở mỏ Bạch Hồ, Rồng và các mỏ kết nối khác của Vietsovpetro có những đặc tính hóa lý sau:

a) Hàm lượng paraffin (20-29% KL), nhiệt độ đông đặc (29-36⁰C) cao, cao hơn khoảng 9-15⁰C so với nhiệt độ thấp nhất của nước biển ở vùng cận đáy (22⁰C). Trong khi đó, nhiệt độ kết tinh paraffin trong dầu khai thác ở các mỏ này dao động ở mức 58-61⁰C;

b) Đặc tính lý hóa của dầu thô ở các mỏ có sự khác biệt rõ rệt: dầu mỏ Bạch Hồ có hàm lượng paraffin cao nhất (trung bình 26% KL), tiếp đó đến dầu các

mỏ: Rồng, Nam Rồng - Đồi Mồi và Gấu Trắng (dao động trong khoảng 23-24% KL). Hàm lượng paraffin của dầu thô mỏ Thổ Trắng (khoảng 20% KL), thấp hơn so với dầu thô các mỏ khác. Độ nhớt của dầu cao nhất, được nhận thấy ở dầu khai thác tại các mỏ Gấu Trắng và Nam Rồng-Đồi Mồi;

c) Sự khác biệt trong đặc tính lý hóa không chỉ thể hiện ở dầu các mỏ khác nhau mà trong cùng một mỏ, giữa các giếng thuộc các địa tầng khác nhau cũng có sự chênh lệch đáng kể. Dầu tầng Miocen dưới có tính chất khác hẳn so với dầu thuộc tầng Oligocen và Móng. Chúng có tỉ trọng, độ nhớt, hàm lượng nhựa và asphalten cao hơn nhiều cũng như hàm lượng paraffin thấp hơn hẳn.

Kết quả nghiên cứu cho thấy, tính chất của dầu thô mỏ Bạch Hổ, Rồng và các mỏ kết nối khác có tính chất rất phức tạp, lắng đọng paraffin cao. Ở điều kiện nhiệt độ và lưu lượng trong đường ống thấp sẽ càng tạo lắng đọng paraffin lớn, tắc đường ống và gây nguy cơ dừng khai thác mỏ. Từ đó cho thấy, yêu cầu đảm bảo công nghệ thu gom, xử lý, vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống phù hợp và an toàn là điều kiện thiết thực hiện nay của Vietsovpetro.

1.2. Thu gom xử lý vận chuyển dầu nhiều paraffin trên thế giới và kinh nghiệm ở các mỏ của Vietsovpetro

1.2.1. Tổng quan về các phương pháp xử lý và vận chuyển dầu thô

Trên thế giới, hiện nay có rất nhiều phương pháp để vận chuyển dầu paraffin bằng đường ống. Căn cứ vào các đặc tính lý hóa của dầu cần vận chuyển mà người ta lựa chọn phương pháp và công nghệ vận chuyển phù hợp. Thông thường các phương pháp xử lý dầu thô để vận chuyển bằng đường ống, gồm:

- Sử dụng dầu có độ nhớt thấp hoặc dung môi để hòa trộn với dầu nhiều paraffin phục vụ vận chuyển bằng đường ống;
- Xử lý gia nhiệt (gia nhiệt cho dầu đến nhiệt độ cao hơn nhiệt độ kết tinh paraffin);
- Xử lý dầu bằng hoá phẩm chuyên dụng giảm nhiệt độ đông đặc (PPD) để vận chuyển bằng đường ống;
- Vận chuyển dầu cùng với nước (vận chuyển nhũ tương thuận, dầu trong nước);
- Vận chuyển dầu bão hòa khí (ở điều kiện áp suất cao);

- Vận chuyển dầu nhờ các nút, phân cách;
- Bọc ống cách nhiệt đường ống.

1.2.2. Kinh nghiệm vận chuyển dầu nhiều paraffin ngoài khơi các mỏ trên thế giới

a) Mỏ dầu khí Minas (Indonesia)

Dầu khai thác ở mỏ Minas, Indonesia là dầu có độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao. Vận chuyển về bờ theo đường ống nối từ mỏ ngoài khơi vào bờ.

b) Mỏ dầu Bombay High (Ấn Độ)

Dầu khai thác ở mỏ này, có tính chất lý hóa gần giống với dầu khai thác tại mỏ Bạch Hổ ở thềm lục địa Việt Nam. Để đảm bảo vận chuyển an toàn hơn, người ta đã bọc cách nhiệt đường ống, đặt ngầm và chôn sâu dưới đáy biển.

c) Mỏ dầu Uzen, Mangaslux (Cộng hòa Kazashtan (Liên Xô cũ))

Để khai thác và vận chuyển dầu paraffin này đi xa bằng đường ống, người ta đã sử dụng phương pháp vận chuyển nước nóng cùng với dầu để đảm bảo suốt dọc chiều dài đường ống.

Như vậy, tùy theo điều kiện của từng mỏ, từng giai đoạn mà người ta có thể áp dụng các giải pháp công nghệ xử lý dầu khác nhau để vận chuyển bằng đường ống.

1.3. Những khó khăn thách thức ở điều kiện đặc thù các mỏ của Vietsovpetro trong xử lý vận chuyển dầu nhiều paraffin

- Thách thức do tính chất của dầu thô khai thác ở các mỏ của Vietsovpetro;
- Vấn đề lắng đọng paraffin trong đường ống vận chuyển dầu nhiều paraffin;
- Lắng đọng muối trong hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu và vấn đề tạo nhũ tương dầu nước bền vững;
- Đặc thù của đường ống dùng để vận chuyển dầu khai thác ở các mỏ Bạch Hổ, Rồng và các mỏ kết nối;
- Vấn đề xung động áp suất trong hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu;
- Nội dung của đề tài nhằm tập trung giải quyết hai thách thức đầu tiên đã nêu.

1.4. Các giải pháp công nghệ trong xử lý vận chuyển dầu nhiều paraffin đã được ứng dụng tại Vietsovpetro

- Xử lý dầu bằng các gia nhiệt cho dầu đến nhiệt độ cao hơn nhiệt độ kết tinh paraffin;

- Xử lý dầu bằng hóa chất hạ điểm đông (PPD).
- Vận chuyển dầu bão hòa khí (vận chuyển dầu sau bình tách khí sơ bộ);
- Bơm trộn dầu nhiều paraffin với condensate thu được tại mỏ.

Kết luận chương 1.

Các kết quả nghiên cứu liên quan đến đề tài, cho thấy:

- Hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu ở mỏ Bạch Hổ và Rồng mang tính đặc thù, được hình thành và phát triển ở giai đoạn từ 1985 - 2017. Trong đó, bao gồm các đường ống không được bọc cách nhiệt để vận chuyển dầu nhiều paraffin.

- Nghiên cứu đặc tính lý hóa của dầu thô cho thấy: dầu ở các mỏ của Vietsovpetro là loại dầu có hàm lượng paraffin, nhiệt độ đông đặc và độ nhớt cao. Để vận chuyển dầu này, nhất thiết phải áp dụng các biện pháp xử lý để sau khi xử lý, dầu có nhiệt độ đông đặc nhỏ hơn nhiệt độ môi trường xung quanh đường ống, đủ để vận chuyển đến nơi lưu trữ;

- Có nhiều phương pháp xử lý dầu để vận chuyển bằng đường ống. Tuy nhiên, mỗi phương pháp chỉ phù hợp cho từng loại dầu và từng giai đoạn cụ thể mà có thể ứng dụng các phương pháp khác nhau;

- Tại Vietsovpetro đã sử dụng nhiều giải pháp khác nhau cho từng thời kỳ và từng điều kiện cụ thể. Một trong các giải pháp đang được áp dụng hiệu quả là giải pháp xử lý nhiệt- hóa phẩm;

- Mỏ Bạch Hổ và Rồng đã qua thời kỳ khai thác đỉnh. Bên cạnh đó, ảnh hưởng của các điều kiện chính trị và kinh tế, giá dầu giảm mạnh, vì vậy, việc hoàn thiện, tối ưu hóa giải pháp nhiệt hóa phù hợp với hệ thống thu gom sẵn có ở giai đoạn này là vấn đề cấp thiết đối với Vietsovpetro.

CHƯƠNG 2: NGHIÊN CỨU LẮNG ĐỘNG PARAFFIN, TÍNH CHẤT LƯU BIẾN VÀ CÁC GIẢI PHÁP XỬ LÝ DẦU NHIỀU PARAFFIN Ở MỎ BẠCH HỔ VÀ RÒNG ĐỂ VẬN CHUYỂN BẰNG ĐƯỜNG ỐNG

2.1. Nghiên cứu lắng đọng paraffin, cơ chế gây lắng đọng và giải pháp xử lý

2.1.1. Lắng đọng paraffin trong khai thác dầu khí

Trong quá trình khai thác, dòng dầu chuyển động lên, dọc theo lòng giếng, đến thiết bị bề mặt. Quá trình này đi liền với giảm áp suất và nhiệt độ, tách pha khí từ hỗn hợp chất lưu. Khi xử lý trong các thiết bị bề mặt sẽ xảy ra các quá trình: tách các phân đoạn nhẹ, nước đồng hành, (giảm nhiệt độ do trao đổi với môi trường, thay đổi áp suất). Quá trình bơm dầu qua các đường ống, đến nơi tàng chứa, nhiệt độ chất lưu tiếp tục giảm. Sự mất cân bằng nhiệt động học và cân bằng pha trong những trường hợp vừa nêu sẽ làm mất cân bằng trạng thái thành phần các chất trong hỗn hợp, như: độ hòa tan của paraffin phân tử lớn. Khi nhiệt độ giảm đến một mức nào đó, paraffin bắt đầu kết tinh.

2.1.2. Cơ chế gây lắng đọng paraffin

Tồn tại 3 cơ chế thúc đẩy lắng đọng paraffin, đó là cơ chế khuếch tán phân tử, tán xạ do chuyển động trượt tương đối và cơ chế chuyển động nhiệt (braonơ). Chuyển động braonơ xảy ra trong suốt quá trình lắng đọng nhưng không rõ ràng khi so sánh với các cơ chế khác. Do đó, các nhà kỹ thuật dầu khí chỉ quan tâm đến hai cơ chế: khuếch tán phân tử và phân tán do chuyển động trượt tương đối.

2.2. Nghiên cứu tính lưu biến của dầu thô các mỏ của Vietsovpetro

2.2.1 Mô hình chất lỏng nhớt dẻo Bingham

Dầu khai thác ở mỏ Bạch Hổ và Rồng là dầu nhiều paraffin có độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao, được phân biệt theo các tính chất hóa lý. Ở nhiệt độ cao, chúng là chất lỏng Newton, có độ nhớt không phụ thuộc vào vận tốc biến dạng. Khi nhiệt độ giảm, quá trình kết tinh paraffin bắt đầu, dầu dần thể hiện tính phi-Newton, không thể miêu tả đơn thuần chỉ bằng độ nhớt mà còn cả ứng suất trượt. Nghĩa là cần có tác dụng của ứng lực để phá vỡ cấu trúc tinh thể paraffin trong dầu. Đa phần, đặc biệt ở tầng móng các mỏ của Vietsovpetro, dầu khai thác có mô hình chảy phù hợp nhất là mô hình chất lỏng nhớt - dẻo (mô hình Bingham). Các đặc trưng tính chất lưu biến của dầu nhiều paraffin và độ nhớt cao ở mỏ Bạch Hổ và Rồng được xác định nhờ thiết bị chuyên dụng Rotovisco

RV-20. Các nghiên cứu cho thấy, ở trạng thái Newton, độ nhớt của dầu chỉ phụ thuộc nhiệt độ và ứng suất trượt và có thể biểu diễn bằng hàm số ở dạng sau:

$$\tau = \mu_d * \gamma$$

Khi nhiệt độ giảm xuống dưới nhiệt độ tới hạn T_c , dầu biểu hiện tính phi-Newton. Đường cong chảy trong phạm vi nhiệt độ này như mô hình chất lỏng nhớt dẻo Bingham.

$$\tau = \tau_0 + \mu_d * \gamma$$

Ở trạng thái chất lỏng phi Newton, dầu nhiều paraffin có tính chất xúc biến, là đặc trưng đối với hệ keo, biểu hiện qua cách sắp xếp tối ưu hoá lại toàn bộ cấu trúc của nó theo thời gian. Độ bền vững của cấu trúc tăng lên và đạt đến giới hạn cân bằng. Trong quá trình hình thành cấu trúc, ứng suất trượt tĩnh có thể tăng lên nhiều lần. Do đó, ở trạng thái tĩnh, dầu có thể bị đông đặc lại trong đường ống. Thời gian cần thiết để đạt đến giới hạn hình thành cấu trúc vững chắc phụ thuộc nhiều vào tính chất hóa lý của dầu và những điều kiện bên ngoài. Điểm đặc biệt của dầu khi ở trạng thái phi Newton là cần có một ứng suất trượt ban đầu τ_0 để phá vỡ cấu trúc ban đầu và đưa dầu vào trạng thái chảy (hoạt động).

2.2.2. Mô hình chất lỏng nhớt dẻo không tuyến tính Bulkley-Herschel

Các nghiên cứu lưu biến dầu nhiều paraffin tầng Móng mỏ Bạch Hồ được thực hiện trước đây (giai đoạn 1986-1997), đã xác định rằng: tích chất chảy của dầu mỏ Bạch Hồ và Rồng được miêu tả bằng mô hình chất lỏng Bingham. Tuy nhiên, một số kết quả gần đây, cho rằng: dầu khai thác phía bắc mỏ Bạch Hồ ở các tầng Oliocen có sự khác biệt về đường cong chảy của dầu Oligocen, khu vực phía Bắc mỏ Bạch Hồ. Kết quả cho phép xác định tính lưu biến của dầu tầng Oligocen mỏ Bạch Hồ khi nhiệt độ thấp hơn 37°C , là mô hình độ nhớt dẻo không tuyến tính, mô hình Bulkley-Herschel, nó được trình bày dưới dạng sau:

$$\tau = \tau_0 + K \left(\frac{dv}{dr} \right)^n ; \tau_0 = f_1(T) ; K = f_2(T) ; n = f_3(T) ;$$

2.3. Kết quả nghiên cứu lưu biến dầu mỏ Bạch Hồ & Rồng ở giai đoạn khai thác cuối

2.3.1 Các mô hình toán học tính lưu biến của nhũ tương dầu nước

Ở Việt Nam, việc nghiên cứu tính lưu biến của dầu thô đã được nghiên cứu rất nhiều, đặc biệt là dầu thô của mỏ Bạch Hồ và Rồng. Tuy nhiên, các kết quả nghiên cứu được công bố trước đây, phần lớn ở dạng một pha, Kết quả nghiên cứu lưu biến nhiều pha (cho hỗn hợp dầu – nước, hỗn hợp dầu - nước – khí) còn

rất hạn chế. Thực tế cho thấy, trong quá trình khai thác vận chuyển sản phẩm thường thực hiện đối với hỗn hợp dầu-khí, dầu-khí nước hoặc dầu nước. Thành phần, tinh chất của các chất lưu này khác nhau.

Trên thế giới có rất nhiều nghiên cứu ảnh hưởng của tỷ phần nước lên tính chất lưu biến của dầu thô. Nhiều công trình nghiên cứu đã xác định mối quan hệ này. Chẳng hạn, đối với các loại nhũ với tỷ lệ pha tán xạ $W < 0.05$ thì độ nhớt của nhũ tương dầu nước μ_{nt} có thể xác định với độ chính xác cho phép bằng công thức của Einstein:

$$\mu_{nt} = \mu_d (1 + 2,5W),$$

Ngoài ra, các nhà khoa học cũng đã đưa ra các công thức tính toán khác như, Vand đã đưa ra công thức lý thuyết xác định độ nhớt của nhũ tương dầu nước và sau đó được chính xác hóa bằng thực nghiệm:

$$\mu_{nt} = \mu_d (1 + 2,5W + 7,17W^2 + 16,2 W^3)$$

V. I. Kotanov đã tiến hành nghiên cứu đối với dòng chảy rối trong ống của hệ nhũ "nước - dầu diesel", "nước - dầu hỏa", "nước - xăng", "nước - dầu cách điện" và đã khẳng định rằng trong các tính toán kỹ thuật (với độ sai số cho phép trong khoảng $\pm 10\%$) bằng công thức trên có thể xác định độ nhớt của nhũ với tỷ lệ của pha tán xạ $W < 0,4$.

Phương trình Benskovski V. G. đối với nhũ tương của dầu chứa parafin với tỷ lệ nước (pha tán xạ) $W < 0,35$ có dạng sau:

$$\mu_{nt} = \mu_d (1 + 7,1W)$$

Để xác định độ nhớt của nhũ tương dầu có thể sử dụng một trong số công thức sau:

- Công thức Richardson E.G:

$$\mu_{nt} = \mu_d e^{kw}, \text{ trong đó } k = 2,5$$

- Công thức Brinsman:

$$\mu_{nt} = \mu_d (1 - W)^{-k}, \text{ trong đó } k = 2,5$$

- Công thức Teilor:

$$\mu_{nt} = \mu_d \left(1 + 25W \frac{\mu_w + 0.4\mu_d}{\mu_w + \mu_d}\right)$$

trong đó μ_w là độ nhớt của pha tán xạ.

- Công thức Medvedev V. F.:

$$\mu_{nt} = \mu_d (1 + 0,25W + 4W^2)$$

- Công thức E. Hatschek:

$$\mu_{nt} = \mu_d (1 + \sqrt[3]{w})^{-1}$$

- Công thức Sibiri:

$$\mu_{nt} = \mu_d (1 + \sqrt[3]{1,3W})^{-1}$$

Phân tích quá trình xác định độ nhớt của nhũ tương nhận thấy rằng, không có một công thức nào dùng để xác định giá trị này một cách tổng quát. Thực tế, đối với từng trường hợp cụ thể cần phải tìm một công thức tương thích nhất. Các công thức nêu trên chưa tính đến sự thay đổi tính lưu biến của nhũ tương so với nhiệt độ. Điều này đặc biệt quan trọng đối với loại dầu phi Newton khi nhiệt độ ảnh hưởng rất lớn lên tính lưu biến của dầu thô cũng như của nhũ tương khi dầu thô là môi trường tán xạ.

2.3.2. Kết quả nghiên cứu tính lưu biến của nhũ tương dầu nước mỏ Bạch Hổ và Rồng

Ở Việt Nam, trên cơ sở tính chất dầu thô của Bạch Hổ, một số kết quả nghiên cứu đã được đưa ra:

a. Trong trường hợp nhiệt độ thay đổi trong khoảng $26^{\circ}\text{C} < T < 34^{\circ}\text{C}$ và độ ngậm nước trong khoảng $0 < w < 68\%$:

$$\mu_{nt} = K_{\mu}\mu_{026}[1 + 1,2 \times 10^{-2}K_{\mu}^{-0.5}W - 2,5 \times 10^{-4}K_{\mu}^{-0.8}W^2 + 6,67 \times 10^{-6}K_{\mu}^{-0.85}W^3]$$

b. Trong trường hợp nhiệt độ thay đổi trong khoảng $37^{\circ}\text{C} < T < 55^{\circ}\text{C}$ và độ ngậm nước trong khoảng $0 < w < 68\%$:

$$\mu_e = K_{\mu}\mu_{037}[1 + 1,3 \times 10^{-2}K_{\mu}^{-0.7}W - 9,0 \times 10^{-4}K_{\mu}^{0.2}W^2 + 6,67 \times 10^{-6}K_{\mu}^{1.5}W^3]$$

Đối với trường hợp nhiệt độ nằm trong khoảng $34^{\circ}\text{C} < T < 37^{\circ}\text{C}$, khi nhũ tương thay đổi từ chất lỏng Newton sang chất lỏng phi Newton, độ nhớt hiệu dụng có thể xác định dựa trên phương pháp ngoại suy.

2.4 Kết quả nghiên cứu tính lưu biến của nhũ tương dầu nước mỏ Cá Tầm

Nội dung nghiên cứu ban đầu của luận án đề xuất dầu mỏ Bạch Hổ và Rồng. Tuy nhiên, trong quá trình thực hiện luận án, tác giả nhận thấy: sản phẩm khai thác ở các mỏ này đã được xử lý bằng các hóa phẩm PPD để vận chuyển và hóa phẩm demulsifier để tách nước. Hàm lượng nước trong sản phẩm các mỏ này, hiện nay quá lớn (50-70% V). Bên cạnh đó, để nâng cao và duy trì sản lượng khai thác, ở các mỏ này thường xuyên sử dụng nhiều loại hóa phẩm để xử lý giếng. Vì những lý do ở trên, việc sử dụng mẫu dầu Rồng hay Bạch Hổ sẽ ảnh hưởng không nhỏ đến tiêu chí và kết quả nghiên cứu của luận án. Sau khi nghiên cứu tính chất lý hóa dầu mỏ Cá Tầm, thấy rằng: các tính chất lý hóa của dầu

khai thác ở mỏ Cá Tầm tương đồng dầu khai thác ở mỏ Rồng. Sản phẩm ở mỏ Cá Tầm, Lô 09-3/12 sau khi khai thác, được vận chuyển đến mỏ Rồng bằng đường ống riêng biệt để xử lý chung. Vì vậy, để duy trì tính thực tế của sản phẩm và tính chính xác của kết quả nghiên cứu, tác giả đã sử dụng mẫu dầu mỏ Cá Tầm thay thế dầu mỏ Bạch Hổ/Rồng để nghiên cứu và làm kết quả cho luận án.

Ở giai đoạn hiện nay, hàm lượng nước trong dầu khai thác ở mỏ Cá Tầm thấp. Việc tạo nhũ tương nhân tạo dầu nước mỏ Cá Tầm sẽ thực hiện trong phòng thí nghiệm. Việc tạo nhũ tương dầu nước trong điều kiện phòng thí nghiệm gần giống với nhũ tương với thực tế mỏ, có thể áp dụng mô Hình 3.

Tính chất lưu biến của nhũ tương dầu nước mỏ Cá Tầm, được xác định như sau: Rót mẫu nhũ tương dầu nước từ bình thủy tinh sang cốc thí nghiệm. Trong cốc thí nghiệm được thiết lập đầu dò của hệ thống MV Viscometer Rotovisco VT-550 tại nhiệt độ ban đầu. Mẫu nhũ tương cần đo độ nhớt động học được giữ ổn định trong khoảng thời gian 15 phút, sau đó mẫu được hạ nhiệt độ bằng thiết bị làm lạnh với tốc độ $0.15^{\circ}\text{C}/\text{phút}$. Độ nhớt động học được xác định với vận tốc biến dạng 20s^{-1} , thực hiện từ nhiệt độ ban đầu đến nhiệt độ 22°C (tương đương với nhiệt độ thấp nhất của nước biển của vùng cận đáy, nơi lắp đặt đường ống vận chuyển sản phẩm).

2.4.4. Mô hình toán học lưu biến dầu thô mỏ Cá Tầm

Phương trình mô tả tính lưu biến của dầu thô mỏ Cá Tầm được diễn tả dưới dạng phương trình toán học, là phương trình phụ thuộc các biến số hàm lượng nước $W\%$ và nhiệt độ lưu chất $T^{\circ}\text{C}$:

$$\mu = \mu_0 f(W, T)$$

Phương pháp xây dựng mô hình toán học dựa trên cơ sở tổ hợp các phương trình thực nghiệm. Từ đó, lựa chọn các kết quả gần đúng nhất với các kết quả thu được trong phòng thí nghiệm. Các phương trình chọn lọc được sử dụng để mô phỏng quá trình chuyển động hỗn hợp dầu khí với điều kiện tác động bên ngoài cho trước (độ ngập nước, nhiệt độ). Việc đầu tiên để xác lập phương trình, ta xác định phương trình phụ thuộc bên dưới khi nhiệt độ không đổi:

$$\mu = f(W)$$

Các dữ liệu để xây dựng phương trình được lấy từ kết quả thực nghiệm, các số liệu trong phòng thí nghiệm. Phương trình phụ thuộc biến số hàm lượng nước

trong dầu thô, vào độ nhớt có dạng tổng quát phương trình bậc 2 - đường cong phụ thuộc (có sai số nhỏ nhất). Từ các kết quả thực tế thu được trong phòng thí nghiệm có thể xác định các hệ số (a_i) :

$$\mu = a_0 W^2 + a_1 W + a_2$$

Các hệ số của phương trình có thể được xác định bằng phương pháp xây dựng ma trận các điểm thực nghiệm gần với đường cong mô phỏng nhất. Bước tiếp theo lập bảng 1 thể hiện ma trận các điểm để xây dựng đường cong phụ thuộc của phương trình tại các nhiệt độ khảo sát 31°C, 35°C, 40°C, 45°C, 50°C, 55°C, 60°C.

Trên cơ sở số liệu của bảng 1, phương trình $\mu = \mu_o * f(W, T)$ được xem xét cho các khoảng nhiệt độ và hàm lượng nước khác nhau:

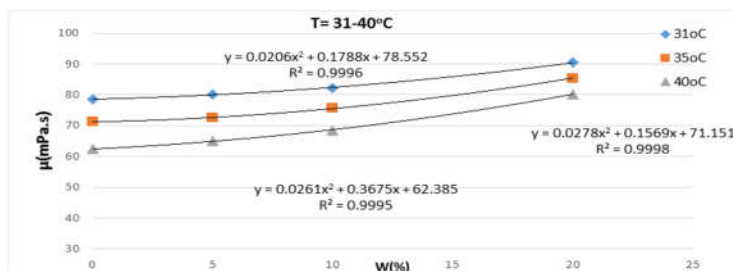
• **Trường hợp 1:** Khi nhiệt độ dao động 31°C - 40°C, hàm lượng nước nhỏ hơn 20%V:

Dựa trên các kết quả thực nghiệm, khảo sát tất cả các phương trình bằng phần mềm excel để lựa chọn phương trình phù hợp với sai số nhỏ nhất cho phép nhỏ nhất (phương trình bậc hai).

Hệ phương trình mô tả tính lưu biến như sau:

$$\left. \begin{aligned} \mu_{31oC} &= 0,0206 W^2 + 0,1788 W + 78,552 ; R^2=0,999 \\ \mu_{35oC} &= 0,0278 W^2 + 0,1569 W + 71,151 ; R^2=0,999 \\ \mu_{40oC} &= 0,0261 W^2 + 0,3675 W + 62,385 ; R^2=0,999 \end{aligned} \right\} \quad (I)$$

với R^2 -hệ số chính xác



Hình 5 – Sự phụ thuộc của độ nhớt hỗn hợp dầu thô vào hàm lượng nước ở điều kiện, nhiệt độ dao động 31-40°C

Sai số phép đo các lần thí nghiệm khi thực hiện trong phòng thí nghiệm được xác định bằng giá trị trung bình tiêu chuẩn ϵ_{tb} , ϵ_{tb} không được vượt quá 5% để đảm bảo độ chính xác và tin cậy của kết quả nhận được.

Bước tiếp theo của mô phỏng là tính toán các hệ số của phương trình sử dụng dữ liệu từ hệ phương trình (I) theo trình tự nhiệt độ tăng dần như Bảng 2.

Bảng 2 – Các hệ số của hệ phương trình (I)

Dạng phương trình	T°C	Hệ số		
		a0	a1	a2
$\mu = f(W)$	31	0.0206	0.1788	78.552
	35	0.0278	0.1569	71.151
	40	0.0261	0.3675	62.385

Tính toán các hệ số nhận được phương trình bậc 04 phụ thuộc 03 biến số: độ nhớt, độ ngậm nước, nhiệt độ:

$$\mu = \mu_0 f(W, T) = \mu_0 ((\alpha_0 + \alpha_1 T + \alpha_2 T^2) W^2 + (\beta_0 + \beta_1 T + \beta_2 T^2) W + (\gamma_0 + \gamma_1 T + \gamma_2 T^2))$$

với α_i, β_i và γ_i ($i = 0, 1, 2$) – các hệ số được xác định theo bảng 2, μ_0 - độ nhớt của môi trường tán xạ tại nhiệt độ T_0 (31°C) (mPa*s), μ - độ nhớt nhũ tương tại nhiệt độ T(mPa*s), W – độ ngậm nước của mẫu phân tích (%), T- nhiệt độ khảo sát (°C)

Sự phụ thuộc của độ nhớt vào độ ngậm nước và nhiệt độ

$$\left. \begin{aligned} 0,0206 &= \alpha_0 + \alpha_1 31 + \alpha_2 31^2 \\ 0,0278 &= \alpha_0 + \alpha_1 35 + \alpha_2 35^2 \\ 0,0261 &= \alpha_0 + \alpha_1 40 + \alpha_2 40^2 \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

$$\left. \begin{aligned} 0,1788 &= \beta_0 + \beta_1 31 + \beta_2 31^2 \\ 0,1569 &= \beta_0 + \beta_1 35 + \beta_2 35^2 \\ 0,3675 &= \beta_0 + \beta_1 40 + \beta_2 40^2 \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

$$\left. \begin{aligned} 78,552 &= \gamma_0 + \gamma_1 31 + \gamma_2 31^2 \\ 71,151 &= \gamma_0 + \gamma_1 35 + \gamma_2 35^2 \\ 62,385 &= \gamma_0 + \gamma_1 40 + \gamma_2 40^2 \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

Giải các hệ phương trình (1– 3) nhận được các phương trình sau:

$$\alpha = -0,2931 + 0,0175 T - 0,00024 T^2 \quad (4)$$

$$\beta = 6,0863 - 0,545 T + 0,0052 T^2 \quad (5)$$

$$\gamma = 134,893 - 1,8807 T + 134,893 T^2 \quad (6)$$

Để chính xác hóa kết quả thực nghiệm ta có hệ số $\Omega = 1/\mu_0 = 1/78.5 = 0,0127$.
Kết hợp các phương trình (4-6) nhận được phương trình tổng quát mô tả tính

chất lưu biến dầu thô mỏ Cá Tầm với nhiệt độ dầu thô dao động 31°C-40°C và hàm lượng nước nhỏ hơn 20% như sau:

$$\mu = \mu_0 f(W, T) = 0,0127 \mu_0 ((-0,2931 + 0,0175 T - 0,00024 T^2) W^2 + (6,0863 - 0,3545T + 0,0052 T^2) W + (134,893 - 1,8807 T + 134,893 T^2))$$

Sai số tối đa cho phép của phương trình lưu biến trên so với phép đo thực tiễn là 5,4%.

• **Trường hợp 2:** Khi nhiệt độ dầu thô (31-40°C), hàm lượng nước khoảng 20-65%V:

Phương trình tổng quát mô tả tính chất lưu biến dầu thô mỏ Cá Tầm với nhiệt độ dầu thô dao động 31-40°C và hàm lượng nước dao động 20-65% như sau:

$$\mu = \mu_0 f(W, T) = 0,011 \mu_0 ((1,3479 - 0,050 T + 0,00065 T^2) W^2 + (-78,760 - 3,313 T - 0,044 T^2) W + (1182,666 - 47,956 T + 0,629 T^2))$$

Sai số tối đa cho phép của phương trình lưu biến trên so với phép đo thực tiễn là 6,8%.

• **Trường hợp 3:** Khi nhiệt độ dầu thô (45°C-60°C) và hàm lượng nước nhỏ hơn 20%V:

Phương trình tổng quát mô tả tính chất lưu biến dầu thô mỏ Cá Tầm với nhiệt độ dầu thô dao động 45-60°C và hàm lượng nước nhỏ hơn 20% V như sau:

$$\mu = \mu_0 f(W, T) = 0,038 \mu_0 ((0,4800 - 0,01695 T + 0,00017 T^2) \cdot W^2 + (-6,284 + 0,288 T - 0,00314 T^2) W + (64,674 - 1,1443 T + 0,0061 T^2))$$

Sai số tối đa cho phép của phương trình lưu biến trên so với phép đo thực tiễn là 4,8%.

• **Trường hợp 4:** Khi nhiệt độ dầu (45°C-60°C) và hàm lượng nước dao động 20-65% V:

Phương trình tổng quát mô tả tính chất lưu biến dầu thô mỏ Cá Tầm với nhiệt độ dầu thô dao động 45°C-60°C và hàm lượng nước dao động 20-65% V như sau:

$$\mu = \mu_0 f(W, T) = 0,0177 \mu_0 ((0,4800 - 0,01695 T + 0,00017 T^2) W^2 + (-6,284 + 0,288 T - 0,00314 T^2) W + (64,674 - 1,1443 T + 0,0061 T^2))$$

Sai số tối đa cho phép của phương trình lưu biến trên so với phép đo thực tiễn là 8,0%.

Tổng hợp các kết quả nghiên cứu nhận thấy rằng:

- Đưa ra phương trình lưu biến của nhũ tương của mỏ Cá Tầm phụ thuộc không chỉ ở hàm lượng nước mà cả nhiệt độ của hỗn hợp;

- Từ kết quả thí nghiệm và phương trình lưu biến, nhận thấy khi hàm lượng trong hỗn hợp nhỏ hơn 15% V ảnh hưởng của pha tán xạ lên tính lưu biến của

nhũ tương dầu – nước không lớn. Ảnh hưởng này tăng dần khi hàm lượng nước vượt quá 20% V và tăng dần tới điểm chuyển pha;

- Trên cơ sở kết quả thí nghiệm và phương trình lưu biến được tính ra của dầu thô mỏ Cá Tầm ở các hàm lượng nước và nhiệt độ khác nhau, cho phép dự báo và là cơ sở để thiết kế các giải pháp kỹ thuật công nghệ cần thiết trước khi đưa dầu thô của mỏ Cá Tầm vào hệ thống khai thác toàn mỏ.

2.5. Các giải pháp công nghệ xử lý và vận chuyển dầu nhiều paraffin đã được ứng dụng tại mỏ Bạch Hổ, Vietsovetro

- Xử lý dầu bằng gia nhiệt và dùng hóa phẩm Crompic;
- Vận chuyển hỗn hợp dầu – khí;
- Vận chuyển dầu bão hòa khí bằng thiết bị tách khí sơ bộ;
- Xử lý gia nhiệt kết hợp với hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc để vận chuyển dầu mỏ Rồng sang mỏ Bạch Hổ;
- Vận chuyển dầu pha loãng với condensate.

Kết luận chương 2

Dầu thô mỏ Bạch Hổ và Rồng khai thác từ các tầng sản phẩm khác nhau: Móng, Oligoxen, Mioxen đều chứa hàm lượng paraffin cao, độ nhớt lớn, là thách thức cho việc khai thác và vận chuyển dầu bằng đường ống ngoài khơi:

- Dầu của Vietsovetro tùy theo nhiệt độ mà tuân thủ theo các mô hình lưu biến:
- Ở nhiệt độ $t^0 > 37^0C$, theo mô hình lưu biến chất lỏng Newton;
- Nhiệt độ $t^0 < 37^0C$ theo mô hình Bingham hoặc Bulkley-Herschel
- Các nghiên cứu tính lưu biến của hỗn hợp 2 pha trước đây và giai đoạn hiện nay cho thấy, tính lưu biến của hỗn hợp dầu nước xấu đi khi tỷ phần nước trong hỗn hợp tăng dần. Với hàm lượng nhỏ hơn 10% V, ảnh hưởng của nước đến tính lưu biến của hỗn hợp dầu nước không đáng kể. Độ nhớt của nhũ tương dầu nước sẽ tăng dần và đạt giá trị lớn nhất, đến khi hàm lượng nước đạt 68% V, Đây là điểm chuyển pha của nhũ tương dầu nước mỏ Bạch Hổ (từ nhũ tương nghịch nước trong dầu chuyển sang nhũ tương thuận dầu trong nước);
- Tổng hợp phân tích đánh giá của giải pháp công nghệ xử lý dầu nhiều paraffin của Vietsovetro qua các thời kỳ nhận thấy giải pháp nhiệt hóa được áp dụng rộng rãi và đặc biệt phù hợp với giai đoạn khai thác cuối của các mỏ lớn và các mỏ nhỏ cận biên bắt đầu đưa vào khai thác.

CHƯƠNG 3. NGHIÊN CỨU NÂNG CAO HIỆU QUẢ XỬ LÝ DẦU NHIỀU PARAFFIN DỄ VẬN CHUYỂN BẰNG ĐƯỜNG ỐNG Ở CÁC MỎ VIETSOVPETRO VÀ CÁC MỎ KẾT NỐI

3.1. Giải pháp xử lý nhiệt hóa trong xử lý và vận chuyển dầu thô các mỏ Vietsovpetro

- *Ảnh hưởng của xử lý gia nhiệt đến nhiệt độ đông đặc của dầu thô*

Một trong những biện pháp hạ điểm đông của dầu thô là gia nhiệt cho dầu. Dầu được gia nhiệt đến một nhiệt độ xác định sẽ cho một giá trị nhiệt độ đông đặc. Nhiệt độ đông đặc của dầu phụ thuộc rất nhiều và mức độ gia nhiệt ban đầu. Nhiệt độ đông đặc của dầu thô được xác định nhờ phương pháp ASTM D-97. Đối với dầu thô khai thác ở các mỏ của Vietsovpetro, nhiệt độ đông đặc của dầu phụ thuộc vào các mức độ gia nhiệt cho dầu. Bảng 3 là một số kết quả nhiệt độ đông đặc của dầu phụ thuộc vào mức độ gia nhiệt cho dầu.

Bảng 3. Ảnh hưởng của nhiệt độ trên độ hạ điểm đông của dầu mỏ Bạch hổ và Rồng

Dầu gia nhiệt đến nhiệt độ	Nhiệt độ đông đặc, °C	
	Dầu mỏ Bạch Hổ	Dầu mỏ Rồng
50	32,5	26,5
60	31,5	26
70	27	25
80	26,5	19
90	25	17

- *Ảnh hưởng của hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc (PPD) lên tính chất lưu biến của dầu các mỏ của Vietsovpetro.*

Kinh nghiệm cho thấy, phương pháp hiệu quả nhất trong việc giảm nhiệt độ đông đặc và độ nhớt của dầu thô là sử dụng hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc (PPD) để xử lý dầu thô. Giảm độ nhớt và nhiệt độ đông đặc của dầu thô sẽ làm tăng tính linh động của dầu ở nhiệt độ thấp. Tuy nhiên, hiệu quả hơn cả là làm giảm lắng đọng paraffin trong quá trình khai thác và vận chuyển bằng đường ống ở điều kiện nhiệt độ thấp. Hình 6 dưới đây là một số kết quả nghiên cứu ở phòng thí nghiệm về tác dụng của PPD đến lắng đọng paraffin của dầu khai thác tại mỏ Rồng sau khi xử lý PPD ở nhiệt độ 65°C.

3.2. Nghiên cứu hoàn thiện giải pháp nhiệt hóa trong xử lý dầu thô ở điều kiện đặc thù của Vietsovpetro

Trong điều kiện khai thác giai đoạn cuối các mỏ của Vietsovpetro hiện nay,

lưu lượng dầu khai thác giảm, nhiệt độ miệng giếng của sản phẩm chỉ dao động ở mức 28-50°C. Để xử lý dầu đạt hiệu quả, giảm độ nhớt, nhiệt độ đông đặc và hạn chế lắng đọng paraffin, phục vụ khai thác dầu kiểu quả và vận chuyển bằng đường ống an toàn, đòi hỏi phải gia nhiệt cho dầu thô đến nhiệt độ không thấp hơn 65°C (cao hơn nhiệt độ WAT khoảng 5°C). Như vậy, chi phí sẽ rất lớn, cho việc cung cấp nhiệt cho dầu.

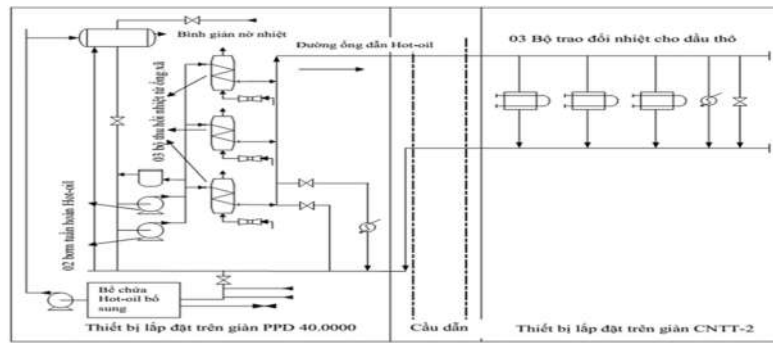
Để tối ưu hóa giải pháp này, chúng tôi đã nghiên cứu tận dụng các nguồn nhiệt lượng sẵn có trên các công trình biển ngoài khơi mỏ Bạch Hổ và Rồng của Vietsovpetro. Nội dung chính của chương này, tác giả sẽ đi sâu nghiên cứu các giải pháp:

- Tận dụng nguồn năng lượng của khí thải từ các động cơ Tuabin trên các công trình biển để gia nhiệt cho dầu;
- Tận dụng nguồn nhiệt lượng của giếng dầu, trong lòng đất (địa nhiệt) để xử lý dầu bằng hóa phẩm PPD.

3.2.1 Nghiên cứu giải pháp gia nhiệt cho dầu bằng cách tận dụng nguồn năng lượng từ khí thải của các Turbin khí trên giàn công nghệ trung tâm

Giàn công nghệ trung tâm số 2 (CNTT-2), nhận sản phẩm khai thác đến từ các giàn cố định (MSP) và giàn nhẹ (BK), được thiết kế tách khí ở các bậc cuối cùng và xử lý tách nước đến thương phẩm, sau đó vận chuyển đến tàu chứa FSO để tàng chứa và xuất cho khách hàng. Ở giai đoạn cuối của quá trình khai thác mỏ, ngoài sản lượng suy giảm, nhiệt độ sản phẩm khai thác ở mỏ có nhiệt độ miệng giếng cũng khá thấp, mỏ Bạch Hổ cũng không ngoại lệ. Nhiệt độ sản phẩm giếng từ các giàn ở mỏ Bạch Hổ đến CNTT-2 có nhiệt độ ở mức 35-45°C, hàm lượng nước trong sản phẩm 50-70% V. Trong khi đó, nhiệt độ cần thiết để tách nước hiệu quả trong hệ thống thiết bị điện trường (EG) lắp đặt trên giàn CNTT phải ở mức 60-65°C. Theo đề xuất tại “Sơ đồ công nghệ xây dựng và phát triển mỏ Bạch Hổ năm 2008 & 2013, để tách nước hiệu quả trên giàn CNTT-2, cần phải lắp đặt hệ thống gia nhiệt trên giàn CNTT-2 để gia nhiệt cho dầu lên đến 60-65°C.

Hình 7, là sơ đồ nguyên tắc tận dụng nguồn nhiệt từ turbin khí trên giàn PPD-40000 để gia nhiệt cho dầu thô trên gian CNTT-2.



Hình 7. Sơ đồ hệ thống gia nhiệt cho dầu thô trên giàn CNTT-2

Các thông số công nghệ khi hệ thống gia nhiệt làm việc trên giàn CNTT-2 được thể hiện trong bảng dưới đây:

	Lưu lượng dầu, nước	Nhiệt độ dầu vào T-1	Nhiệt độ ra T-1		
			T/24h	°C	Min
T-1-A	3500	40	52	96	66
T-1-B	3500	40	54	97	67
T-1-B	7000	40	51	95	66

Việc tận dụng nguồn nhiệt từ khí thải của turbin khí trên PPD-4000, đã cho phép gia nhiệt sản phẩm giếng trên giàn CNTT-2 lên đến 60-62°C, đảm bảo cho việc tách nước hiệu quả trên CNTT-2 và bơm đến tàu chứa dầu FSO của Vietsovpetro.

Giải pháp này, đã mang lại hiệu quả kinh tế rất lớn cho Vietsovpetro, do không phải đầu tư và lắp đặt thêm thiết bị gia nhiệt trên giàn CNTT-2 ở mỏ Bạch Hổ.

3.2.2. Nghiên cứu phương pháp gia nhiệt sử dụng địa nhiệt của giếng dầu

3.2.2.1. Gradient địa nhiệt và xác định gradient địa nhiệt tiềm địa Việt Nam

Gradient địa nhiệt giếng khoan là nhiệt độ biến đổi theo chiều sâu giếng của từng 100m, ký hiệu là G, đơn vị vật lý °C/100m. Tham số địa nhiệt này được xác định bằng nhiệt độ đáy giếng khoan trừ đi nhiệt độ bề mặt 26-35°C (với vùng nhiệt đới) hoặc 10-15°C (với vùng ôn đới) và chia cho độ sâu giếng khoan nhân với 100m.

Các kết quả nghiên cứu cho thấy gradient nhiệt độ ở một số số bể trầm tích trên tiềm địa Việt Nam được trình bày trong Bảng 5.

Bảng 5. Giá trị nhỏ nhất, lớn nhất và trung bình gradient nhiệt độ và dòng nhiệt của các bể trầm tích chứa dầu khí thềm lục địa Việt Nam.

TT	Bể trầm tích	Gradient nhiệt độ (°C/100m)		
		Nhỏ nhất	Lớn nhất	Trung bình
1	Sông Hồng	2,93	4,24	3,59
2	Nam Côn Sơn	2,6	4,15	3,59
3	Cửu Long	2,26	3,35	2,28

Gradient nhiệt độ trung bình của trái đất từ 2,5 – 3°C/100m. Như vậy ở thềm lục địa Việt Nam gradient nhiệt độ của bể Cửu Long tương đương với gradient nhiệt độ trung bình trái đất, các bể còn lại nói trên thì cao hơn.

3.2.2.2. Gradient địa nhiệt ở mỏ Bạch Hổ và Rồng

Mỏ Bạch Hổ và Rồng thuộc bồn trũng Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam, độ sâu nước biển tại vùng mỏ khoảng 50 m. Mỏ Bạch Hổ của Vietsovpetro khai thác từ năm 1986. Số lượng giếng khai thác ở mỏ này ngày càng nhiều, công tác đo nhiệt độ ở các giếng được thực hiện khi tiến hành khảo sát để theo dõi và cho phép thu thập được nhiều số liệu phục vụ công tác nghiên cứu giếng. Trên cơ sở các kết quả thu được nói trên, tác giả đã tổng hợp và nghiên cứu bổ sung để xác định đường gradient địa nhiệt cụ thể cho từng đối tượng vỉa ở mỏ Bạch Hổ và Rồng. Qua đó, đường đặc tính gradient địa nhiệt sẽ được xác định dựa trên phương trình đường thẳng: $y=ax+b$.

Các thông số a1, a2, a3, b1, b2, b3, đặc trưng cho từng gradient địa nhiệt của các đối tượng khai thác ở mỏ Bạch Hổ, được xác định như sau:

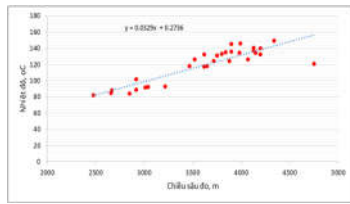
$$T_{\text{Móng}} = 0,0329 * H + 0,2736$$

$$T_{\text{Oligocen}} = 0,0225 * H + 42,907$$

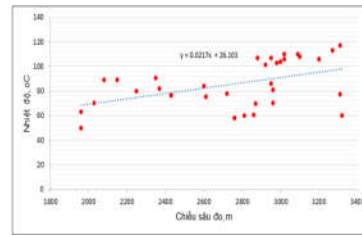
$$T_{\text{Mioxen}} = 0,0217 * H + 26,103$$

Trong đó: H- Chiều sâu tuyệt đối, m.

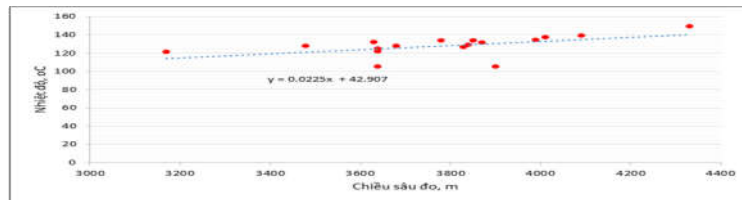
Lưu ý rằng, các công thức nêu ở trên chỉ sử dụng cho các khoảng độ sâu của các vỉa sản phẩm nghiên cứu và là công thức động. Tùy theo thời gian phân tích, nhiệt độ thực tế tại thời điểm phân tích mà các thông số trên sẽ được hiệu chỉnh chính xác cho từng đối tượng vỉa của giếng. Các kết quả phân tích xác định đường gradient nhiệt độ cho các đối tượng được thể hiện qua các hình sau:



Hình 8. Sự phụ thuộc của nhiệt độ vào chiều sâu của tầng Móng



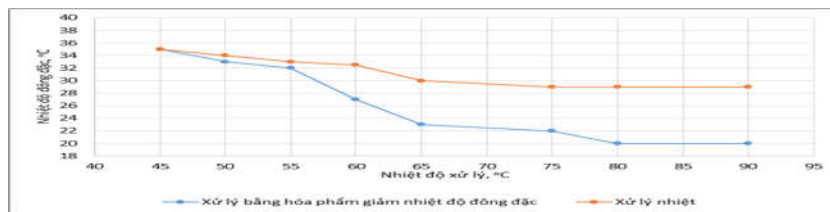
Hình 9. Sự phụ thuộc của nhiệt độ vào chiều sâu của tầng Miocen



Hình 10. Sự phụ thuộc của nhiệt độ vào chiều sâu của tầng Oligocen

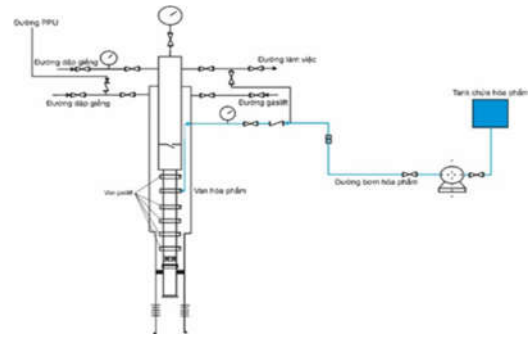
3.2.2.3. Phương pháp tận dụng địa nhiệt trong giải pháp xử lý hóa nhiệt để vận chuyển dầu thô nhiều paraffin bằng đường ống ở Vietsovpetro

Dầu thô khai thác trên các giàn nhẹ (BK) của mỏ Bạch Hổ và Rồng được vận chuyển ở dạng hỗn hợp dầu và khí bằng đường ống đến các giàn cố định (MSP) hoặc giàn công nghệ trung tâm (CNTT) để xử lý. Dầu khai thác trên các giàn này đều là loại dầu nhiều paraffin, có độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao. Cho nên, để đảm bảo vận chuyển dầu này bằng đường ống ngầm dưới đáy biển từ các giàn BK đến MSP hoặc CNTT, dầu thô cần được xử lý bằng hóa phẩm PPD. Từ các kết quả nghiên cứu tính lưu biến của dầu thô khai thác ở mỏ Bạch Hổ và Rồng, cho thấy để xử lý dầu nhiều paraffin đạt hiệu quả thì dầu thô phải có nhiệt độ không thấp hơn 65°C ($T \geq 65^{\circ}\text{C}$) (cao hơn nhiệt độ kết tinh paraffin khoảng $5-10^{\circ}\text{C}$). Trong Hình 11, trình bày hiệu quả xử lý dầu các mỏ Vietsovpetro phụ thuộc vào nhiệt độ.



Hình 11. Biểu diễn tương quan giữa nhiệt độ xử lý dầu và nhiệt độ đông đặc của dầu đạt được sau khi xử lý gia nhiệt

Như vậy, hiệu quả xử lý dầu bằng hóa phẩm làm giảm nhiệt độ đông đặc chỉ đạt được ở nhiệt độ dầu $T \geq 65^\circ\text{C}$. Cho nên, việc thiết kế lắp đặt đường ống dẫn hóa phẩm xuống giếng và vị trí đặt van ở độ sâu có nhiệt độ $T \geq 65^\circ\text{C}$ là rất cần thiết. Công tác xác định vị trí đặt van bơm ép được thực hiện dựa vào đường đặc tính gradient nhiệt độ của mỏ.



Hình 12. Sơ đồ nguyên tắc vị trí lắp đặt ống bơm hóa phẩm

- **Xác định chiều sâu lắp đặt van bơm hóa phẩm PPD**

Hiện nay, đa số các giếng khai thác ở Vietsovpetro đều khai thác bằng gaslift nên vấn đề vận chuyển dầu nhiều parafin càng gặp khó khăn hơn do sự giảm nhiệt độ của dòng dầu cùng dòng khí gaslift. Chính vì vậy, việc xử lý dầu trong giếng trước khi sản phẩm giếng vào đường ống thu gom sẽ góp phần nâng cao hiệu quả xử lý dầu để vận chuyển bằng đường ống.

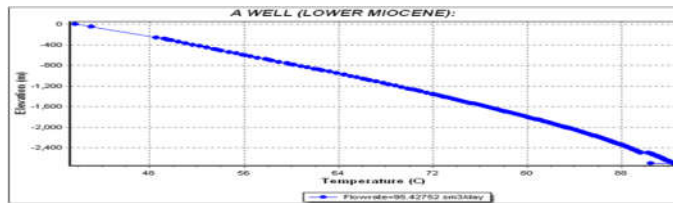
Cho nên, việc xác định vị trí lắp đặt van hóa phẩm bơm ép cần được xem xét tất cả yếu tố trên. Trên cơ sở các kết quả thu được về đường gradient địa nhiệt cho các tầng sản phẩm cụ thể. Nhiệt độ sản phẩm ở một số giếng cụ thể được chính xác hóa sẽ là đầu vào của phần mềm xác định chính xác vị trí lắp đặt van hóa phẩm, nơi có nhiệt độ $T \geq 65^\circ\text{C}$. Các ứng dụng cụ thể để xác định vị trí lắp đặt van đưa hóa phẩm vào giếng, như sau:

Giếng A: thuộc mỏ Bạch Hổ, dự kiến khoan đến độ sâu 2926m, khoảng vỉa khai thác là: 2819-2845m, (thuộc đôi tượng Miocen dưới). Từ kết quả phân tích mẫu dầu thu được trong quá trình khoan thăm dò cho thấy, nhiệt độ dầu ở bề mặt thấp ($29-45^\circ\text{C}$). để xử lý dầu bằng hóa phẩm, cần phải lắp đặt đường ống và van hóa phẩm cho giếng này. Việc xác định vị trí đặt van bơm ép dựa vào đường gradient nhiệt độ dòng chất lưu và các thông số vỉa, PVT, độ lệch giếng khoan, điểm bơm ép khí và lưu lượng khí gaslift đưa vào thông qua phần mềm ứng dụng.

Phần mềm ứng dụng này dùng để mô phỏng chất lưu ở chế độ ổn định với mục đích mô hình hóa dòng chảy nhiều pha trong hệ thống “vỉa - giếng” và trong hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu khí. Mô hình hóa các thiết kế giếng và thiết bị lòng giếng từ đơn giản đến phức tạp, thiết kế thiết bị khai thác nhân tạo, như gaslift hoặc bơm điện chìm, tối ưu hóa hệ thống gaslift hoặc bơm điện chìm nhằm nâng cao sản lượng khai thác, giảm thiểu lượng khí gaslift hoặc

năng lượng cần thiết cho bơm điện chìm, giảm chi phí đến mức tối thiểu. Phân tích toán đường gradient nhiệt độ của giếng là một qui trình trong thiết kế và tối ưu khai thác gaslift, bơm điện chìm.

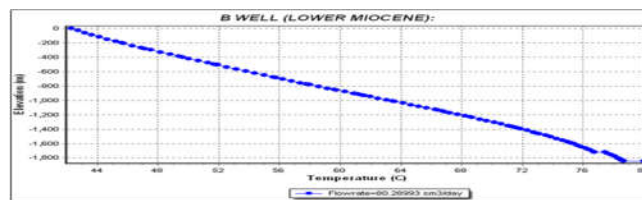
Sau khi nhập đầy đủ các thông số cần thiết cho việc xây dựng mô hình khai thác của giếng A, ta tiếp tục phân tích nhiệt độ theo chiều sâu của giếng, với lưu lượng của giếng dự kiến khai thác là $95 \text{ m}^3/\text{ngày}$. Kết quả thu được thể hiện trong Hình 13.



Hình 13. Gradient nhiệt độ giếng A với $Q=95\text{m}^3/\text{ngày}$

Như vậy chiều sâu lắp đặt van bơm hóa phẩm để đưa hóa phẩm PPD vào dòng dầu của giếng sẽ hiệu quả ở độ sâu của giếng không nhỏ hơn 1005m ($\geq 1005\text{m}$).

Giếng B: thuộc khu vực trung tâm của mỏ Rồng, dự kiến khoan đến độ sâu 2303 m, khoảng vỉa khai thác là 2200-2245m, từ đối tượng Miocen dưới. Kết quả phân tích mẫu dầu thô của giếng cho thấy, dầu có hàm lượng parafin cao, nhiệt độ dầu ở bề mặt thấp, khoảng $30-44^\circ\text{C}$. Cần phải lắp đặt van hóa phẩm để xử lý dầu bằng hóa phẩm PPD. Việc xác định vị trí đặt van bơm hóa phẩm sẽ dựa vào đường gradient nhiệt độ dòng chất lưu của giếng B thông qua phần mềm ứng dụng. Kết quả thu được thể hiện trong Hình 14.



Hình 14. Gradient nhiệt độ giếng B với $Q=80\text{m}^3/\text{ngày}$

Như vậy, chiều sâu lắp đặt van van hóa phẩm để bơm ép hóa phẩm PPD để xử lý dầu của giếng B phải không nhỏ hơn 1077m ($\geq 1077\text{m}$).

Kết luận chương 3

- Kết quả nghiên cứu nhận thấy, không có một giải pháp chung để xử lý dầu nhiều paraffin cho tất cả các mỏ hoặc cho từng mỏ từng giàn ở mọi thời kỳ khai thác. Các giải pháp xử lý dầu để khai thác và vận chuyển dầu được lựa chọn tùy từng trường hợp cụ thể và phụ thuộc vào các đặc thù của vùng mỏ đó;

- Nhiệt độ để xử lý dầu chỉ đạt hiệu quả khi nhiệt độ dầu không thấp hơn 65°C và đạt kết quả tối ưu khi nhiệt độ dầu đạt $80-90^{\circ}\text{C}$;

- Sử dụng nguồn nhiệt năng có sẵn trên các công trình biển ở mỏ Bạch Hổ để gia nhiệt cho dầu nhiều paraffin các mỏ ở Lô 09-1 là giải pháp hữu hiệu và mang lại hiệu quả kinh tế trong điều kiện hiện nay của Vietsovpetro;

- Kết quả nghiên cứu, đã xác định được mối quan hệ động (các công thức để tính toán) của gradient nhiệt cho các tầng sản phẩm, bao gồm tầng Miocen, Oligocen và Móng ở các mỏ ở lô 09-1 của Vietsovpetro.

- Việc xác định được đường địa nhiệt của các tầng sản phẩm của các giếng khác nhau, cho phép chính xác hóa nhiệt độ dọc thân giếng các vỉa sản phẩm của giếng dầu. Từ đó xác định chính xác vị trí lắp đặt van bơm hóa phẩm PPD ở độ sâu cần thiết, góp phần nâng cao hiệu quả xử lý dầu để vận chuyển dầu bằng đường ống, điều đặc biệt là đã xử lý dầu bằng hóa phẩm có hiệu quả với những giếng dầu có nhiệt độ miệng giếng thấp, khai thác bằng gaslift.

KẾT LUẬN CHUNG

- Dầu thô mỏ Bạch Hổ và Rồng là loại dầu thô có hàm lượng paraffin, độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao, là thách thức lớn trong khai thác và vận chuyển bằng đường ống, đặc biệt với thời kỳ sản lượng suy giảm, lưu lượng và nhiệt độ sản phẩm thấp;

- Hàm lượng nước trong dầu càng tăng, tính lưu biến của dầu càng xấu đi. Tuy nhiên, khi hàm lượng nước trong dầu vượt quá 68% V, độ nhớt của dầu lại giảm. Như vậy, điểm chuyển pha của nhũ tương nước trong dầu sang dầu trong nước của dầu thô mỏ Bạch Hổ là 68% V;

- Trên cơ sở nghiên cứu, lần đầu tiên tác giả đưa ra công thức xác định độ nhớt phụ thuộc nhiệt độ của chất lưu, khai thác ở các mỏ Bạch Hổ, Rồng và Cá Tầm, là cơ sở để cung cấp các thông số đầu vào cho công tác thiết kế và hoán cải hệ thống công nghệ thu gom, xử lý và vận chuyển sản phẩm giữa các công trình/giữa các mỏ ở Lô 09-1 của Vietsovpetro;

- Kết quả nghiên cứu cho thấy, tác dụng hiệu quả của PDD khi xử lý dầu thô các mỏ của Vietsovpetro chỉ ở điều kiện, nhiệt độ dầu không nhỏ hơn 65 °C, và đạt kết quả tối ưu khi nhiệt độ dầu đạt 80-90 °C;

- Sử dụng nguồn nhiệt năng sẵn có trên các công trình biển ở mỏ Bạch Hổ để nung dầu đến nhiệt độ không thấp hơn 65 °C và tận dụng địa nhiệt của giếng dầu để xử lý dầu bằng hoá phẩm PPD là giải pháp hữu hiệu và đạt hiệu quả ở điều kiện Vietsovpetro hiện nay;

- Kết quả nghiên cứu, đã cho phép xác lập được mối quan hệ động (các công thức để tính toán) của gradient nhiệt cho các tầng sản phẩm, bao gồm tầng Miocen, Oligocen và Móng ở các mỏ của Vietsovpetro tại Lô 09-1, làm cơ sở để tính toán, xác định độ sâu của giếng dầu, nơi có nhiệt độ không thấp hơn 65°C phục vụ công tác thiết kế, lắp đặt đường ống vào giếng và xác định vị trí lắp đặt van bơm hóa phẩm PPD;

- Kết quả nghiên cứu của luận án không chỉ phục vụ công tác thiết kế cho các giếng mới cần sử dụng đường ống bơm hóa phẩm vào các giếng ở mỏ Bạch Hổ và Rồng mà còn có khả năng áp dụng cho các mỏ khác có điều kiện tương tự của tập đoàn dầu khí Việt Nam.

DANH MỤC CÁC BÀI BÁO CỦA TÁC GIẢ ĐÃ CÔNG BỐ

1. Phan Đức Tuấn, Cao Tùng Sơn, Trần Văn Thường, Phạm Bá Hiên, Trần Quốc Khởi, Phạm Thành Vinh, Nguyễn Hoài Vũ (2015), “Thách thức và giải pháp vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống không bọc cách nhiệt RP1÷UBN3 mỏ Rồng”, Tạp chí Khoa học và Công nghệ Việt Nam, (05/2015), tr. 42-45.

2. Phan Đức Tuấn, Lê Khánh Huy, Đỗ Dương Phương Thảo, Nguyễn Hoài Vũ, Lê Quang Duyên, Lê Văn Nam (2016), “Đặc tính lý hóa của dầu nhiều paraffin khai thác tại các mỏ thuộc LD Việt - Nga Vietsovetro”, Tạp chí Khoa học kỹ thuật Mỏ - Địa chất, (54), tr. 29-34.

3. Phan Đức Tuấn, Nguyễn Hoài Vũ, Trần Ngọc Tân, Nguyễn Văn Chung, Phạm Trung Sơn, Lê Văn Nam (2017), “Nghiên cứu sự hoạt động của đường ống vận chuyển dầu nhiều parafin trong điều kiện phức tạp ở liên doanh Vietsovetro”, Tạp chí Khoa học kỹ thuật Mỏ - Địa chất, (58-4), tr. 96-102.

4. Phan Đức Tuấn, Nguyễn Thúc Kháng, Trần Đình Kiên và NNK, “Nghiên cứu tính chất lưu biến của nhũ tương dầu – nước ở mỏ Cá Tầm”, Tạp chí Dầu khí số 3/2019, tr. 26-31. tr.

5. Phan Đức Tuấn, Nguyễn Thúc Kháng, Trần Đình Kiên, và NNK “Ứng dụng địa nhiệt trong giải pháp xử lý hóa nhiệt để vận chuyển dầu nhiều parafin ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng, Bể Cửu Long”, Tạp chí Dầu khí số 5/2018, tr. 29-34.

6. Phan Đức Tuấn, Phùng Đình Thực, Tống Cảnh Sơn, Phạm Thành Vinh, Akhmadeev A. G., Nguyễn Hoài Vũ (2016), “Một số kinh nghiệm vận chuyển dầu nhiều paraffin tại các mỏ của Vietsovetro và các mỏ kết nối, Báo cáo khoa học tại Hội nghị Khoa học Kỷ niệm 35 năm ngày thành lập Liên doanh Việt – Nga Vietsovetro và 30 năm khai thác tấn dầu đầu tiên, tập II, tr. 68-77.

7. Phan Đức Tuấn, Từ Thành Nghĩa, Trần Văn Vĩnh, Phạm Bá Hiên, Trần Văn Thường, Tống Cảnh Sơn, Nguyễn Hoài Vũ, Nguyễn Thúc Kháng (2015), “Vietsovetro: Phát triển các giải pháp công nghệ trong xử lý và vận chuyển dầu nhiều paraffin”, Tạp chí Khoa học và Công nghệ Việt Nam, (4/2015), tr. 28-31.

8. Phan Đức Tuấn, Từ Thành Nghĩa, Tống Cảnh Sơn, Phạm Bá Hiên, Nguyễn Hoài Vũ, Nguyễn Thúc Kháng (2017), “Nghiên cứu các tính chất lưu biến của dầu thô ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng để vận chuyển bằng đường ống ngầm ngoài khơi”, Tạp chí Dầu Khí, (01/2017), tr. 24-32.

9. Phan Đức Tuấn, Trần Văn Vĩnh, Nguyễn Thúc Kháng, và NNK, Nghiên cứu tận dụng nhiệt từ hệ thống khí xả của tuabin khí phát điện trên giàn bơm ép vỉa PPD-40.000 để gia nhiệt dầu thô trên giàn CNTT-2, mỏ Bạch Hổ, Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất số 60, tr 65 – 70.

10. Phan Đức Tuan and others, Transportation of high pour point waxy crude oils at low ambient temperature and low flow rate, «White Bear» oil filed (Socialist Republic of Vietnam), Problems of gathering, Treatment and Transportation of oil and oil Products - Institute of Energy Resources Transportation, pp. 99 -109;

11. Phan Đức Tuan and others, “Study of optimization of high paraffinic crude oil transportation through uninsulated pipeline RP-1 → UBN-3”. 2nd Conference on Integrated Petroleum Engineering, Hanoi, October 19th 2017, pp. 217-225;

12. Phan Đức Tuan and others, “Experience of assessment on oil&gas transportation pipeline by using simulation tools at joint venture Vietsovetro”. 2nd International Conference on Integrated Petroleum Engineering, Hanoi, October 19th 2017, pp. 211-216.