

NGHIÊN CỨU CÁC TÍNH CHẤT LƯU BIẾN CỦA DẦU THÔ MỎ BẠCH HỔ VÀ MỎ RỒNG ĐỂ VẬN CHUYỂN BẰNG ĐƯỜNG ỐNG NGẦM NGOÀI KHƠI

Từ Thành Nghĩa¹, Tống Cảnh Sơn¹, Phạm Bá Hiến¹

Nguyễn Hoài Vũ¹, Phan Đức Tuấn¹, Nguyễn Thúc Kháng²

¹Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetpetro"

²Hội Dầu khí Việt Nam

Email: vunuh.pt@vietsov.com.vn

Tóm tắt

Dầu thô khai thác tại các mỏ của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetpetro" (Vietsovetpetro) có tính chất lý hóa phức tạp với độ nhớt, nhiệt độ đông đặc và hàm lượng paraffin cao. Vietsovetpetro đã triển khai các nghiên cứu toàn diện và có hệ thống về các đặc tính của dầu nhiều paraffin; đồng thời xây dựng thành công mô hình tính chất lưu biến đặc trưng cho dầu khai thác tại mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng. Trên cơ sở đó, Vietsovetpetro đã từng bước phát triển và hoàn thiện công nghệ thu gom, xử lý và vận chuyển dầu thô khai thác tại các mỏ an toàn bằng đường ống ngầm, đảm bảo hoạt động khai thác dầu khí liên tục và có hiệu quả. Bài viết tập trung giới thiệu kết quả nghiên cứu tính chất lưu biến dầu nhiều paraffin khai thác tại các mỏ của Vietsovetpetro.

Từ khóa: Dầu nhiều paraffin, tính chất lưu biến, vận chuyển dầu nhiều paraffin.

1. Giới thiệu

Dầu thô là một dạng chất lỏng, có thành phần chủ yếu là hydrocarbon. Trong đó paraffin là hydrocarbon ở dạng tinh thể có trọng lượng phân tử cao, mạch dài ($C_{18} - C_{70}$). Tùy theo hàm lượng paraffin, dầu thô được chia thành các loại khác nhau: dầu ít paraffin, dầu paraffin và dầu nhiều paraffin.

Dầu khai thác ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng đều là các loại dầu nhiều paraffin [1 - 3]. Hàm lượng paraffin trong dầu này thay đổi trong phạm vi khá rộng: thấp nhất là 14,1% và cao nhất là 27%. Đặc tính thể hiện tính chất, thành phần các phân tử của paraffin rắn trong dầu thô là nhiệt độ nóng chảy. Đối với dầu các mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng, nhiệt độ nóng chảy của paraffin dao động trong khoảng 55 - 61°C, nhiệt độ bão hòa paraffin trong dầu vừa thay đổi từ 49 - 56°C. Nhiệt độ đông đặc của dầu thay đổi ở mức 29 - 35°C. Quá trình chuyển từ trạng thái Newton sang phi-Newton của dầu Bạch Hổ xảy ra trong khoảng nhiệt độ 36 - 40°C. Ở nhiệt độ thấp hơn, dầu biểu hiện tính chất phi-Newton và có giá trị ứng suất trượt rất lớn, có thể đạt đến vài trăm Pa ở nhiệt độ 22 - 24°C. Nghiên cứu động học quá trình sa lắng paraffin [1] cho thấy ở khoảng nhiệt độ trên, dầu thô mỏ Bạch Hổ xảy ra hiện tượng sa lắng paraffin và tập trung ở nhiệt độ 35 - 40°C.

Công tác nghiên cứu tính chất lưu biến của dầu nhiều paraffin có độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng được thực hiện tại Phòng thí nghiệm của Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển, Vietsovetpetro nhờ thiết bị chuyên dụng Rotovisco RV-20 hay RT-550 của HAAKE (Đức). Thiết bị bao gồm nhớt kế

quay với hệ đo M-5, bộ điều khiển lưu biến, bể ổn nhiệt, phần mềm Rotation Version 3.0 cho phép điều khiển nhiệt độ, thay đổi vận tốc biến dạng, ghi nhận và xử lý các kết quả đo.

2. Kết quả nghiên cứu

2.1. Tính chất lưu biến của dầu thô mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng đã tách khí

2.1.1. Mô hình chất lỏng nhớt dẻo Bingham

Các đặc trưng lưu biến của dầu nhiều paraffin có độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao được xác định nhờ nhớt kế "Rotovisco" RV-20 cho thấy ở trạng thái chất lỏng Newton độ nhớt của dầu chỉ phụ thuộc nhiệt độ và được biểu diễn bằng hàm số có dạng sau:

$$\mu(T) = \mu_0 \times e^{-u \times T} \quad (1)$$

Trong đó:

μ : Độ nhớt động học, Pa.s;

μ_0 : Hệ số, Pa.s;

u : Hệ số phụ thuộc của hàm số $\ln \mu(T)$ với nhiệt độ °C⁻¹;

T : Nhiệt độ, °C.

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:

$$\tau = \tau_0 + \mu_a \times \dot{\gamma} \quad (2)$$

Trong đó:

τ : Ứng suất trượt, Pa;

τ_0 : Ứng suất trượt động, Pa;

μ_d : Độ nhớt dẻo, Pa.s;

γ : Vận tốc biến dạng, s^{-1} .

Quan hệ độ nhớt dẻo - nhiệt độ ở chế độ dòng chảy ổn định được miêu tả bằng hàm lũy thừa có dạng:

$$\mu_d(T) = \mu_h \times e^{-T \times u_\mu} \quad (3)$$

Trong đó:

μ_h : Hệ số thực nghiệm, Pa.s;

u_μ : Hệ số góc của hàm $\ln(\mu_d)$ theo nhiệt độ, $^{\circ}C^{-1}$.

Ứng suất trượt động đối với dòng chảy ổn định có mối phụ thuộc tương tự:

$$\tau_o(T) = \tau_h \times e^{-T \times u_\tau} \quad (4)$$

Trong đó:

τ_h : Hệ số thực nghiệm, Pa;

u_τ : Hệ số góc của hàm $\ln(\tau_o)$ theo nhiệt độ, $^{\circ}C^{-1}$.

Góc của đường cong chảy so với trục hoành thay đổi ở những nhiệt độ khác nhau, khi đó hệ số góc u_μ và u_τ sẽ thay đổi.

Nghiên cứu [3] cho thấy ở trạng thái chất lỏng phi-Newton, dầu nhiều paraffin có tính chất xúc biến là đặc trưng bởi hệ keo, biểu hiện qua cách sắp xếp tối ưu hóa lại toàn bộ cấu trúc theo thời gian. Độ bền vững của cấu trúc tăng lên và đạt đến giới hạn cân bằng. Trong quá trình củng cố cấu trúc, ứng suất trượt của dầu sẽ 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.

Sự thay đổi độ bền của cấu trúc paraffin trong dầu theo thời gian chỉ có thể nghiên cứu bằng thực nghiệm theo thời gian thực, tốt nhất là trên đường ống vận chuyển dầu thực tế ngoài mỏ. Tuy nhiên, hầu hết các trường hợp không thể thực hiện do tính rủi ro cao. Vì vậy, các nghiên cứu độ bền vững của cấu trúc mạng paraffin được thực hiện trên mô hình thiết bị phòng thí nghiệm "Pipeline Restart Simulator Oilfield Production Analysis".

Giá trị ổn định của ứng suất trượt tĩnh τ_s và ứng suất trượt động phụ thuộc vào nhiệt độ được biểu diễn bằng hàm mũ:

$$\tau_s(T) = \tau_{os} \times e^{-u_s \times T} \quad (5)$$

Trong đó:

τ_s : Ứng suất trượt tĩnh, Pa;

τ_{os} : Hệ số, Pa;

u_s : Hệ số góc của hàm $\ln(\tau_s)$ theo nhiệt độ, $^{\circ}C^{-1}$.

Sau khi xử lý toán học, kết quả thí nghiệm đã thu được các mô hình lưu biến của dầu mỏ Bạch Hổ và Rồng [1].

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

Các nghiên cứu về tính chất lưu biến dầu nhiều paraffin trước đây, đặc biệt là dầu tầng móng mỏ Bạch Hổ và Rồng đã được giới thiệu trong nghiên cứu [1] xác định dòng chảy của dầu mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng được miêu tả bằng mô hình chất lỏng Bingham. Tuy nhiên, các nghiên cứu sau này [2] còn cho thấy dầu Oligocene khai thác ở khu vực phía Bắc mỏ Bạch Hổ có sự khác biệt về đường cong chảy. Đó là đường cong chảy ở nhiệt độ thấp hơn $37^{\circ}C$, không tuân theo mô hình Bingham mà tuân theo mô hình nhớt dẻo không tuyến tính, mô hình Buckley-Herschel và được trình bày theo công thức 6:

$$\tau = \tau_o + K \left(\frac{du}{dr} \right)^n; \quad \tau_o = f_1(T); \quad K = f_2(T); \quad n = f_3(T) \quad (6)$$

Trong đó:

τ : Ứng suất trượt, Pa;

τ_o : Ứng suất trượt động, Pa;

K : Tính nhất quán của chất lỏng;

n : Chỉ số chảy hoặc hệ số bậc đặc trưng của tính phi-Newton, ($n < 1$);

Bảng 1. Mô hình lưu biến của dầu thô khai thác mỏ Bạch Hổ

Độ nhớt dẻo, Pa.s	
Nhiệt độ lớn hơn $37^{\circ}C$, $T > 37^{\circ}C$	Nhiệt độ thấp hơn $37^{\circ}C$, $T \leq 37^{\circ}C$
$\mu(T) = 0,0121 \times e^{-0,017 \times T}$	$\mu(T) = 1114 \times e^{-0,32 \times T}$
Ứng suất trượt động, Pa	
Tại nhiệt độ $27^{\circ}C < T \leq 37^{\circ}C$	Tại nhiệt độ $21^{\circ}C < T \leq 27^{\circ}C$
$\tau_o(T) = 6,27 \times 10^9 \times e^{-0,7 \times T}$	$\tau_o(T) = 645,5 \times e^{-0,16 \times T}$
Ứng suất trượt tĩnh, Pa	
Tại nhiệt độ $30^{\circ}C < T \leq 37^{\circ}C$	Tại nhiệt độ $21^{\circ}C < T \leq 30^{\circ}C$
$\tau_s(T) = 0,08 \times e^{-0,83(36 \times T)}$	$\tau_s(T) = 11,8 \times e^{-0,47(30 \times T)}$

Bảng 2. Mô hình lưu biến của dầu thô khai thác ở mỏ Rồng

Độ nhớt dẻo, Pa.s	
Nhiệt độ lớn hơn $43^{\circ}C$, $T > 43^{\circ}C$	Nhiệt độ lớn hơn $36^{\circ}C$, $T \leq 43^{\circ}C$
$\mu(T) = 0,031 \times e^{-0,026 \times T}$	$\mu(T) = 2,32 \times 10^4 \times e^{-0,34 \times T}$
Tại nhiệt độ $27^{\circ}C < T \leq 36$	Tại nhiệt độ $21^{\circ}C < T \leq 27$
$\mu(T) = 2,32 \times 10^4 \times e^{-0,34 \times T}$	$\mu(T) = 26,8 \times e^{-0,09 \times T}$
Ứng suất trượt động, Pa	
Tại nhiệt độ $25^{\circ}C < T < 36^{\circ}C$	Tại nhiệt độ $21^{\circ}C < T \leq 25^{\circ}C$
$\tau_o(T) = 1,02 \times 10^6 \times e^{-0,42 \times T}$	$\tau_o(T) = 5,17 \times 10^3 \times e^{-0,21 \times T}$
Ứng suất trượt tĩnh, Pa	
Tại nhiệt độ $30^{\circ}C < T \leq 36^{\circ}C$	Tại nhiệt độ $21^{\circ}C < T \leq 30^{\circ}C$
$\tau_s(T) = 0,05 \times e^{-0,83(36 \times T)}$	$\tau_s(T) = 7,4 \times e^{-0,52(30 \times T)}$

Bảng 3. Các tham số lưu biến của dầu Oligocene khai thác ở phía Bắc mỏ Bạch Hổ

T (°C)	τ_0 (Pa)	K	n	Ghi chú
24	15,54	2,16	0,67	Giá trị K và n được xác định bằng máy tính từ kết quả xử lý sự phụ thuộc của ứng suất lực vào ứng suất trượt ở các nhiệt độ khác nhau
26	9,60	1,05	0,57	
28	1,39	0,74	0,48	
30	0,05	0,35	0,14	

Xử lý các dữ liệu thu được, các tham số của mô hình lưu biến được tính toán và trình bày ở Bảng 3.

Bằng cách sử dụng phương pháp bình phương tối thiểu thu được các biểu thức giải tích miêu tả sự phụ thuộc vào nhiệt độ của các tham số của mô hình lưu biến (nội suy của đa thức bậc hai):

$$\tau_0 = (0,29T^2 - 18,27T + 288,7); \quad (7a)$$

$$K = (0,05T^2 - 2,70T + 41,35); \quad (7b)$$

$$n = (-0,016T^2 + 0,76T - 8,53); \quad (7c)$$

Thay (7a), (7b) và (7c) vào công thức (6), thu được:

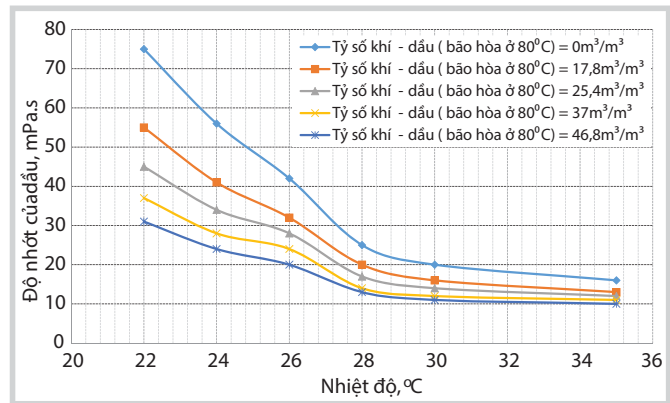
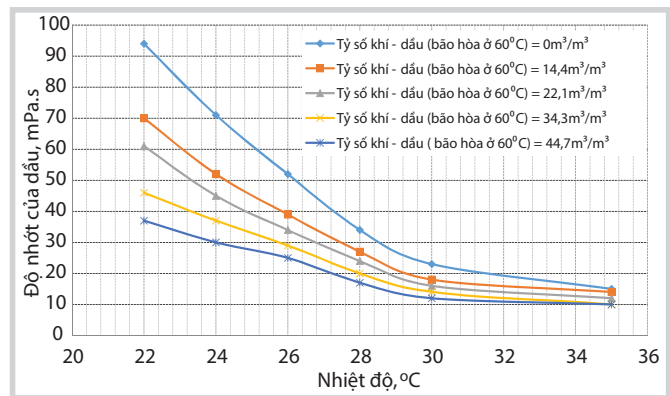
$$\tau = (0,29T^2 - 18,27T + 288,7) + (0,05T^2 - 2,70T + 41,35) \left(\frac{du}{dr} \right)^{-0,016T^2 + 0,76T - 8,53} \quad (7d)$$

2.2. Tính chất lưu biến của dầu nhiều paraffin bão hòa khí

Tính chất lưu biến thông thường được xác định trên các mẫu dầu đã tách khí. Trong khi đó, dầu khai thác thực tế tại mỏ với độ bão hòa khí khác nhau được thu gom, vận chuyển bằng đường ống đến các trạm xử lý. Vì vậy, việc nghiên cứu ảnh hưởng của khí hòa tan trong dầu ở các áp suất khác nhau lên tính chất lưu biến của dầu sẽ cho phép đánh giá mức độ cải thiện tính chất lưu biến và khả năng lưu thông của dầu trong đường ống. Nghiên cứu ở phòng thí nghiệm về ảnh hưởng của khí đến tính chất lưu biến của dầu thô thể hiện rõ nhất ở trạng thái phi-Newton của dầu [4]. Mức độ bão hòa khí ở các áp suất khác nhau được đánh giá bằng lượng khí hòa tan hay thể tích chênh lệch lượng khí tách ra trong quá trình tách từ áp suất bão hòa giảm đến áp suất khí quyển và ở điều kiện nhiệt độ làm việc của bình tách (tức là nhiệt độ thực tế trước khi dầu và khí đi vào đường ống ngầm).

Lượng khí hòa tan trong dầu ở điều kiện áp suất P và nhiệt độ T được xác định bằng hiệu số lượng khí tách ra ở điều kiện áp suất khí quyển P_0 và nhiệt độ T [$G_k(P_0, T)$] và lượng khí tách ra ở điều kiện áp suất P và nhiệt độ T ($G_k(P, T)$):

$$G(P, T) = G_k(P_0, T) - G_k(P, T) \quad (8)$$

**Hình 1.** Tương quan độ nhớt của dầu và nhiệt độ ở các tỷ số khí - dầu khác nhau tại 80°C**Hình 2.** Tương quan độ nhớt của dầu và nhiệt độ ở các tỷ số khí - dầu khác nhau tại 60°C

Trong đó:

P: Áp suất, Pa;

P_0 : Áp suất khí quyển, Pa;

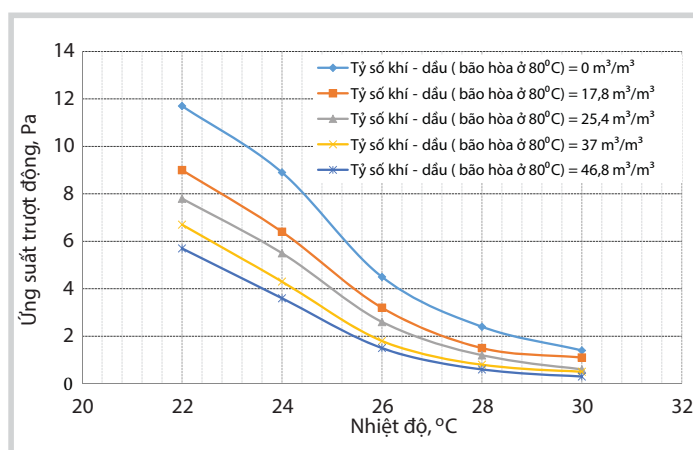
T: Nhiệt độ, °C;

$G(P, T)$: Tỷ số khí dầu, m^3/m^3 ;

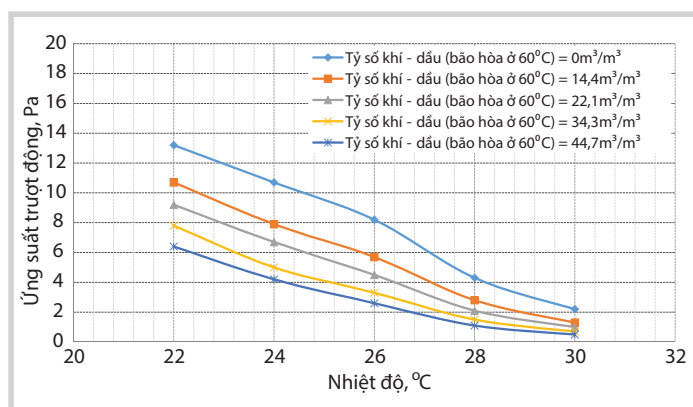
$G_k(P_0, T)$: Lượng khí tách ra ở nhiệt độ T và áp suất khí quyển P_0 , m^3/m^3 ;

$G_k(P, T)$: Lượng khí tách ra ở điều kiện nhiệt độ T và áp suất P, m^3/m^3 .

Khí bão hòa có tác động tích cực lên tính chất lưu biến của dầu nhiều paraffin. Với sự gia tăng lượng khí trong dầu, độ nhớt dẻo và ứng suất trượt động của dầu giảm, đặc biệt, rõ nét trong khoảng nhiệt độ thấp. Dầu nhiều paraffin luôn tồn tại nhiệt độ tới hạn T_c tại đó xảy ra quá trình chuyển tiếp của dầu từ trạng thái chất lỏng Newton sang phi-Newton. Kết quả nghiên cứu trên cho thấy dầu nhiều paraffin theo các mức độ bão hòa khí khác nhau có T_c giảm so với dầu đã tách khí, có nghĩa là ở trạng thái bão hòa khí, khả năng vận chuyển dầu nhiều paraffin được cải thiện đáng kể, giảm tổn hao áp suất vận chuyển. Hình 1 - 4 thể hiện độ nhớt của dầu thô mỏ Bạch Hổ phụ thuộc nhiệt độ ở những điều kiện bão hòa khí khác nhau.



Hình 3. Tương quan ứng suất trượt động và nhiệt độ của các tỷ số khí - dầu khác nhau tại 80°C



Hình 4. Tương quan ứng suất trượt động và nhiệt độ của các tỷ số khí - dầu khác nhau tại 60°C

Trên cơ sở kết quả nghiên cứu mối tương quan giữa độ nhớt dẻo, ứng suất trượt động của dầu mỏ Bạch Hổ với nhiệt độ ở các mức bão hòa khí khác nhau, có thể thiết lập công thức tổng quát xác định tính chất lưu biến của dầu ở các mức độ bão hòa khí. Kết quả nghiên cứu cho thấy áp suất bão hòa hợp lý để vận chuyển dầu bão hòa khí mỏ Bạch Hổ là 20at. Do đó, có thể điều chỉnh các chế độ vận chuyển dầu bão hòa khí từ các giàn nhẹ (BK) đến các điểm xử lý tập trung, như giàn cố định (MSP) và giàn công nghệ trung tâm (CPP). Kết quả nghiên cứu tính chất lưu biến dầu bão hòa khí mỏ Bạch Hổ cũng cho thấy khả năng vượt trội ở tính lưu chuyển của dầu bão hòa khí so với dầu đã tách khí. Kết quả này cho phép đề xuất giải pháp vận chuyển hỗn hợp dầu và khí bằng đường ống ngầm ngoài khơi ở điều kiện nhiệt độ chất lỏng trong đường ống thấp hơn nhiệt độ đông đặc của dầu.

2.3. Tính chất lưu biến của nhũ tương dầu và nước

Sự xuất hiện của nước trong dầu sẽ làm cho tính chất lưu biến của dầu xấu đi. Khi hàm lượng nước trong dầu tăng, các tính chất lý hóa của hỗn hợp cũng thay đổi phức tạp hơn. Đối với dầu khô (không có nước) khai thác từ tầng móng của các mỏ Vietsovpetro, cấu trúc mạng tinh thể paraffin bắt đầu hình

thành ở nhiệt độ 35 - 36°C. Nhưng nếu hàm lượng nước trong dầu vượt quá 15% thì quá trình đó lại bắt đầu ở nhiệt độ cao hơn, từ 40 - 45°C [2].

Vietsovpetro đã nghiên cứu về các tính chất lưu biến của dầu không có nước. Tuy nhiên, các dữ liệu về tính chất lưu biến của nhũ tương dầu nước lại chưa được quan tâm đúng mức. Mục đích của các nghiên cứu thí nghiệm tính chất lưu biến của nhũ tương dầu nước là xác định ảnh hưởng của hàm lượng nước lên các tính chất lưu biến của nhũ tương ở các nhiệt độ khác nhau và xác định điểm chuyển pha.

Nhũ tương được hình thành khi khuấy trộn các chất lỏng không hòa tan, là các hệ không ổn định nhiệt động, luôn có xu hướng kết dính để làm giảm lực căng bề mặt các pha và cuối cùng là phân lớp. Vì nhũ tương dầu nước là các hệ không bền, do đó để thu được các kết quả chính xác trong thời gian đo thì các tính chất của chúng không được thay đổi.

Các nghiên cứu được thực hiện trên dầu không có nước và nhũ tương dầu - nước với hàm lượng nước tăng dần từ 10 - 80%. Hàm lượng nước trong nhũ tương nghiên cứu tăng dần tới hàm lượng cao cho phép xác định tối ưu mối quan hệ tính chất lưu biến của hệ nhũ tương dầu - nước trước và sau thời điểm chuyển pha (khoảng 60 - 75%). Các loại nhũ tương thuận "dầu trong nước" và nghịch "nước trong dầu" được sử dụng cho các nghiên cứu tiếp theo nhờ bộ đo lưu biến.

Kết quả nghiên cứu [2] cho thấy, khi hàm lượng nước trong dầu vượt quá 15%, độ nhớt và ứng suất trượt động của nhũ tương dầu - nước bắt đầu tăng. Để diễn tả sự phụ thuộc giữa hàm lượng nước và các tính chất lưu biến của dầu, nhiều nhà khoa học đã đưa ra tương quan tổng quát giữa độ nhớt hiệu dụng và hàm lượng nước trong dầu. Mặc dù vậy, kết quả đạt được chỉ có tính chất tương đối và áp dụng cụ thể cho từng loại dầu. Các nghiên cứu được tiến hành trên mẫu nhũ tương dầu - nước thí nghiệm, mô phỏng tối đa theo điều kiện thực tế ngoài mỏ. Dầu lấy từ các giếng của tầng móng mỏ Bạch Hổ được khuấy trộn cùng nước và nhờ máy khuấy và sau đó được gia nhiệt ở nhiệt độ 65°C. Sau khi tạo được mẫu nhũ như yêu cầu, việc xác định các thông số lưu biến được thực hiện trên nhớt kế Rotovisco RV-20.

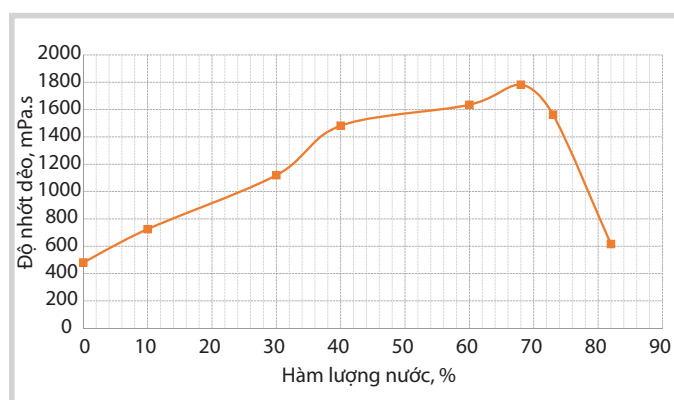
Nghiên cứu các tính chất lưu biến của dầu không ngâm nước của mỏ Bạch Hổ cho thấy, các tính chất

của dầu thay đổi mạnh và có các tính chất của chất lỏng phi-Newton trong khoảng nhiệt độ thấp hơn 37°C , từ 37°C trở lên là chất lỏng Newton. Tương tự, sự phụ thuộc độ nhớt hiệu dụng của nhũ tương theo hàm lượng nước được trình bày theo 2 khoảng nhiệt độ $T \geq 37^{\circ}\text{C}$ và $T < 37^{\circ}\text{C}$ cho phép xác định sự biểu hiện tính phi-Newton.

Bảng 4 và Hình 5 cho thấy hàm lượng nước trong dầu càng tăng thì độ nhớt dẻo và ứng suất trượt động của nhũ càng lớn, như vậy khả năng lưu chuyển của dầu trong đường ống càng khó khăn. Bên cạnh đó, sự xuất hiện nước trong dầu còn dẫn đến hiện tượng ăn mòn kim loại do nước tiếp xúc với bề mặt bên trong đường ống. Kết quả nghiên cứu trên cho phép xác định điểm chuyển pha của nhũ tương dầu - nước.

Khi hàm lượng nước trong dầu vượt quá 68%, độ nhớt và ứng suất trượt động của nhũ tương dầu - nước giảm đột ngột, chứng tỏ nhũ tương dạng nghịch “nước trong dầu” đã chuyển sang nhũ tương dạng thuận “dầu trong nước”.

Kết quả nghiên cứu ảnh hưởng của nước đến các đặc tính chất lưu biến của dầu mỏ Bạch Hổ cho phép điều chỉnh hợp lý quá trình vận chuyển dầu bằng đường ống. Ví dụ,



Hình 5. Mối tương quan giữa độ nhớt dẻo dầu tăng móng và hàm lượng nước

Bảng 4. Tính chất lưu biến của nhũ tương dầu - nước

Nhiệt độ ($^{\circ}\text{C}$)	Độ nhớt dẻo của dầu ở các hàm lượng nước khác nhau (mPa.s)							
	0%	10%	30%	40%	60%	68%	73%	82%
50	5,0	7	11	22	52	57	55	53
40	5,4	8	18	32	142	253	197	156
35	11	71	54	180	450	671	617	283
30	127	325	323	575	881	1.111	1.213	491
26	481	725	1.120	1.482	1.635	1.782	1.563	616
	Ứng suất trượt động (Pa)							
40	0	0,2	0,4	0,7	1,8	2,6	2,3	1,2
35	0	2,3	3,4	3,5	4,2	5,7	4,5	1,5
30	4,2	9,8	5,8	6,6	9,0	9,2	7,5	6,2
26	16,6	18,1	25,0	26,7	33,1	35,6	14,2	8,4

vận chuyển dầu có hàm lượng nước lớn hơn 68% sẽ tạo điều kiện cho pha nước tiếp xúc với bề mặt của đường ống và dẫn đến nguy cơ ăn mòn. Nếu ngược lại sẽ tránh được hiện tượng này, nhưng tổn hao áp suất bơm dầu lại lớn.

Khi lượng khí hòa tan trong dầu càng tăng, độ nhớt và ứng suất trượt động càng giảm [4], sẽ tạo điều kiện cho các hạt nước linh động hơn, có cơ hội xích lại gần nhau, kết hợp với nhau và lắng nhanh hơn.

Việc tạo ra và nghiên cứu các mẫu nhũ tương dầu - nước - khí, thí nghiệm mô phỏng điều kiện thực tế khai thác ngoài mỏ trong một số trường hợp gặp rất nhiều khó khăn do điều kiện tạo mẫu, thiết bị thí nghiệm... Các yếu tố đó đều ảnh hưởng đến độ chính xác của kết quả nghiên cứu và có thể dẫn đến sai số khá lớn. Ảnh hưởng đồng thời của khí hòa tan và nước đến các thông số lưu biến của dầu nhiều paraffin mỏ Bạch Hổ và Rồng rất phức tạp, gần như chưa có công trình nào công bố về vấn đề này.

Bảng 5 là một số kết quả nghiên cứu ban đầu về ảnh hưởng đồng thời của hàm lượng nước và khí bão hòa đến tính chất lưu biến của dầu thô.

Các kết quả nghiên cứu cho thấy vận chuyển nhũ tương dầu - nước tại trạng thái nhũ tương thuận (hàm lượng nước trên 68%) sẽ cho phép giảm độ nhớt của chất lỏng, đồng thời làm tăng tính ướt của pha nước trên bề mặt thành ống, giảm thiểu khả năng tích tụ paraffin trên bề mặt thành ống. Nhận định này cho phép áp dụng công nghệ bơm bổ sung nước vào đường ống để vận chuyển dầu ở trạng thái nhũ tương thuận tối ưu khả năng vận chuyển dầu nhiều paraffin mỏ Bạch Hổ và Rồng trong đường ống.

Bảng 5. Độ nhớt dẻo của dầu thô mỏ Bạch Hổ bão hòa khí ở các điều kiện khác nhau

Nhiệt độ, °C	Độ nhớt dẻo của dầu mỏ Bạch Hổ bão hòa khí ở các điều kiện khác nhau, mPa.s			
	44,7m ³ /m ³ (tỷ số khí dầu)			65,5m ³ /m ³ (tỷ số khí dầu)
	11% (nước)	21% (nước)	28% (nước)	21% (nước)
40	16	14	20	20
35	19	19	33	27
30	64	76	93	48
28	87	86	123	54
26	103	119	192	76
24	123	148	226	106
22	137	189	250	163
	Ứng suất trượt, Pa			
40	0,5	0,8	0,7	0,7
35	1,25	2,0	3,0	2,1
30	4,8	6,0	4,9	4,6
28	5,0	6,3	5,2	5,2
26	5,1	6,8	7,1	5,6
24	5,3	7,5	7,8	6,0
22	6,6	9,0	8,8	7,04

3. Nghiên cứu tính chất lưu biến của dầu nhiều paraffin sau khi xử lý gia nhiệt, kết hợp với xử lý bằng hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc (PPD) và hòa trộn với condensate

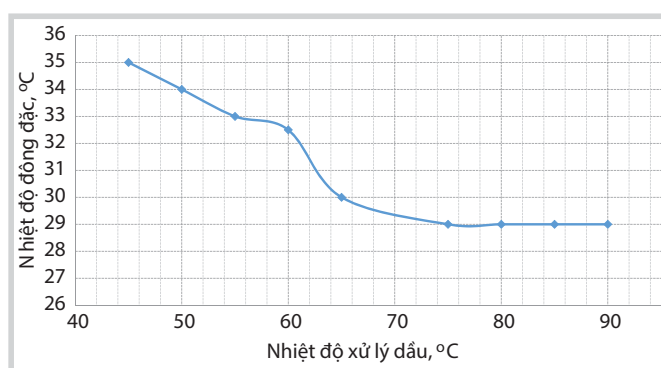
3.1. Tính chất lưu biến của dầu nhiều paraffin sau khi xử lý gia nhiệt

Quá trình xử lý gia nhiệt được thực hiện như sau: dầu được đun nóng đến nhiệt độ cao hơn nhiệt độ nóng chảy paraffin khoảng 10°C, sau đó làm lạnh trong điều kiện phù hợp để cấu trúc tinh thể paraffin tạo thành có độ bền thấp nhất. Độ bền đó phụ thuộc vào nhiệt độ đun dầu, điều kiện làm lạnh (động và tĩnh) và hàm lượng paraffin rắn, nhựa, keo có trong dầu [5]. Mỗi loại dầu có nhiệt độ xử lý tối ưu. Khi đun dầu chưa đến nhiệt độ tối ưu thì độ nhớt của dầu không giảm, mà trong nhiều trường hợp có thể còn tăng lên.

Kết quả nghiên cứu khẳng định tính chất lưu biến của dầu sau khi xử lý nhiệt thường không ổn định và sẽ xấu dần theo thời gian. Gia nhiệt dầu lại thấp hơn nhiệt độ tối ưu, làm giảm đáng kể hiệu quả xử lý trước đó. Như vậy, nên xử lý dầu bằng cách gia nhiệt đến hoặc cao hơn nhiệt độ xử lý tối ưu.

Giải pháp xử lý gia nhiệt trên thực tế luôn đòi hỏi vốn đầu tư và chi phí sản xuất lớn do phải lắp đặt và duy trì khối lượng lớn lò đun, máy làm lạnh.

Kết quả nghiên cứu phương pháp xử lý gia nhiệt cho dầu paraffin mỏ Bạch Hổ để vận chuyển cho thấy: gia nhiệt cho dầu đến 45°C sẽ làm tính chất lưu biến của dầu xấu đi (nhiệt độ đông đặc cao nhất); gia nhiệt



Hình 6. Mối tương quan giữa nhiệt độ xử lý dầu và nhiệt độ đông đặc của dầu sau khi xử lý nhiệt tại các nhiệt độ khác nhau

cho dầu cao hơn 65°C sẽ làm nhiệt độ đông đặc của dầu giảm đáng kể; nhiệt độ xử lý dầu của Vietsovpetro tối ưu nhất là từ 75°C trở lên (nhiệt độ đông đặc của dầu sau xử lý sẽ thấp nhất).

Hình 6 thể hiện sự phụ thuộc nhiệt độ đông đặc của dầu thô mỏ Bạch Hổ vào nhiệt độ gia nhiệt khác nhau. Kết quả cho thấy, nếu nhiệt độ xử lý của dầu ở mức lớn hơn 75 - 80°C, thì nhiệt độ đông đặc của dầu sẽ ổn định.

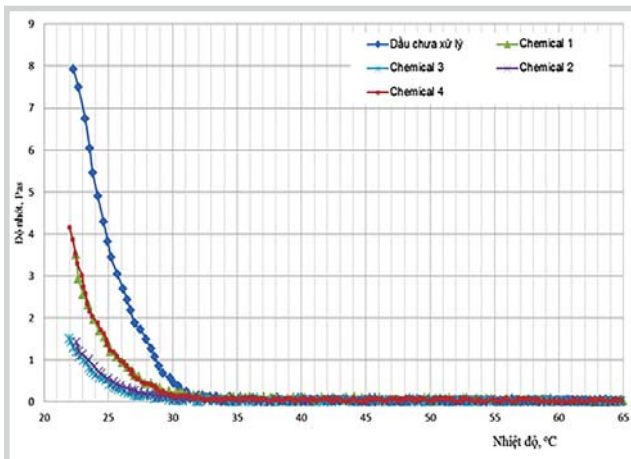
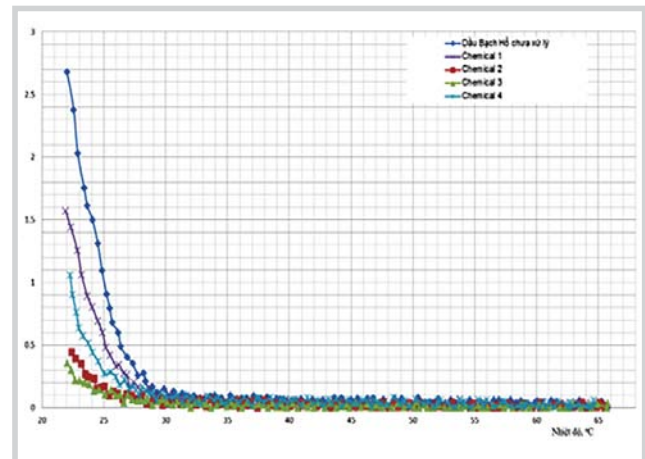
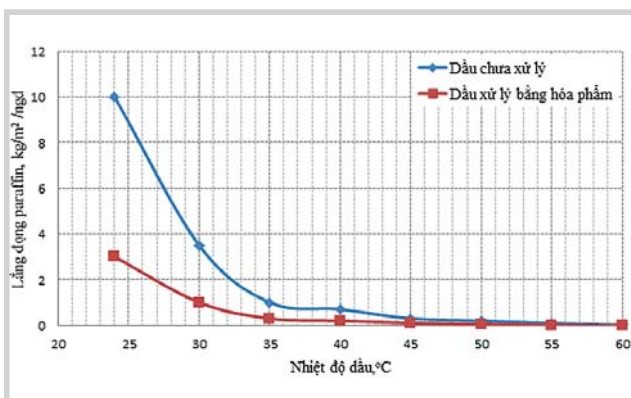
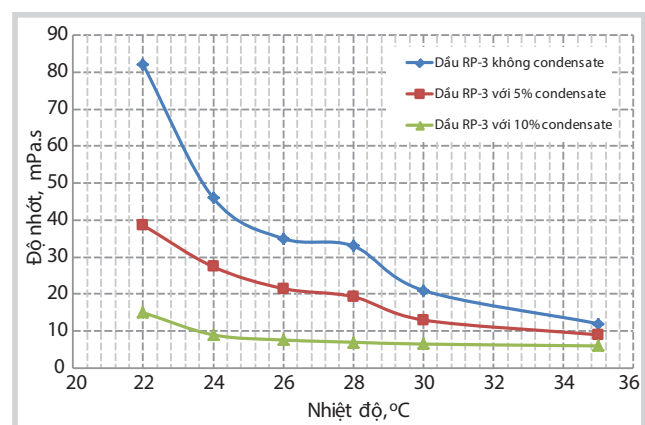
Có thể lựa chọn phương án đầu tư thiết bị gia nhiệt dầu phù hợp với chi phí sản xuất tối ưu tùy theo khoảng cách, phương pháp vận chuyển dầu.

3.2. Tính chất lưu biến của dầu nhiều paraffin sau xử lý gia nhiệt kết hợp với xử lý bằng hóa phẩm hạ nhiệt độ đông đặc

Hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc được sử dụng để làm giảm nhiệt độ đông đặc và cải thiện tính chất lưu biến của dầu thô (giảm độ nhớt, ứng suất trượt động) [5, 6]. Các chất hạ điểm đông không làm giảm độ nhớt của dầu

Bảng 6. Ảnh hưởng của hóa phẩm đến nhiệt độ đông đặc của dầu thô mỏ Rồng

TT	Hóa phẩm	Định lượng hóa phẩm (ml/m ³)	Nhiệt độ đông đặc ở các nhiệt độ xử lý (°C)		
			45	65	80
1	Chemical 1	1.000	28	25 - 26	24
2	Chemical 2	1.000	25 - 28	24	23
3	Chemical 3	1.000	25 - 27	22	18 - 22
4	Chemical 4	1.000	25 - 26	26	23 - 25

**Hình 7.** Độ nhớt của dầu thô mỏ Rồng không xử lý và xử lý hóa phẩm**Hình 8.** Độ nhớt của dầu thô mỏ Bạch Hổ không xử lý và xử lý hóa phẩm**Hình 9.** Tốc độ lắng đọng paraffin của dầu mỏ Rồng khi không xử lý và xử lý hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc**Hình 10.** Độ nhớt của hỗn hợp dầu với condensate tại các nhiệt độ khác nhau

ở nhiệt độ cao, mà tác dụng chỉ thể hiện rõ ở điều kiện nhiệt độ thấp khi xảy ra quá trình hình thành cấu trúc paraffin.

Hiệu quả của phương pháp xử lý dầu phụ thuộc vào tính chất hóa lý của dầu và điều kiện xử lý. Hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc thường được bơm vào dầu với định lượng 500 - 2.000ppm (dạng thương phẩm) ở điều kiện nhiệt độ mà tại đó paraffin đã ở trạng thái hòa tan. Hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc tăng cường, củng cố và duy trì lâu dài hiệu quả xử lý nhiệt của dầu. Hiệu quả của hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc phụ thuộc rất lớn vào thành phần và tính chất của dầu thô. Không có loại hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc nào chung cho các loại dầu.

Để đảm bảo khả năng khai thác và vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống ngầm ngoài khơi, cần phải đảm bảo dầu thô luôn ở trạng thái lỏng, hoặc giảm độ nhớt của dầu đến mức tối thiểu. Có nhiều phương pháp để giảm tối đa nhiệt độ đông đặc và độ nhớt như: duy trì dầu ở nhiệt độ cao hơn nhiệt độ kết tinh paraffin, hoặc xử lý dầu. Các thử nghiệm và kinh nghiệm khai thác dầu ngoài khơi cho thấy phương pháp hiệu quả là sử dụng hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc để xử lý dầu thô, giảm độ nhớt và quan trọng là giảm lắng đọng paraffin trong quá trình khai thác và vận chuyển bằng đường ống [6]. Bảng 6 trình bày một số kết quả nghiên cứu trong phòng thí nghiệm về tác dụng của hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc đến nhiệt

độ đông đặc của dầu thô khai thác tại mỏ Rồng xử lý tại nhiệt độ 65°C.

Trên cơ sở kết quả nghiên cứu nhiệt độ đông đặc của dầu thô, các loại hóa phẩm có khả năng giảm nhiệt độ đông đặc hiệu quả nhất sẽ được lựa chọn để tiếp tục nghiên cứu mức độ ảnh hưởng đến độ nhớt và tốc độ lắng đọng paraffin. Kết quả Bảng 6 cho thấy, hóa phẩm Chemical 1 và Chemical 2 có hiệu quả làm giảm nhiệt độ đông đặc của dầu thô mỏ Rồng nhất (đến 18 - 22°C).

Kết quả nghiên cứu ảnh hưởng của một số hóa phẩm có khả năng giảm nhiệt độ đông đặc nhiều nhất đến độ nhớt và tốc độ lắng đọng paraffin của dầu thô mỏ Rồng và Bạch Hổ được trình bày ở Hình 7 - 9.

Nếu sử dụng hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc để xử lý dầu thô, thì độ nhớt dẻo ở vùng nhiệt độ thấp 22 - 28°C của dầu mỏ Rồng giảm đi khoảng 10 - 15 lần và 5 - 8 lần đối với dầu mỏ Bạch Hổ so với dầu không xử lý hóa phẩm. Nghiên cứu bằng phương pháp ngón tay lạnh, lắng đọng paraffin cũng giảm đi khoảng 45 - 52% đối với dầu đã xử lý hóa phẩm.

3.3. Tính chất lưu biến của hỗn hợp dầu nhiều paraffin với condensate

Để nghiên cứu khả năng vận chuyển dầu nhiều paraffin từ mỏ Rồng sang mỏ Bạch Hổ [6], Vietsovpetro đã thực hiện các nghiên cứu về tính chất lưu biến của hỗn hợp dầu mỏ Rồng với condensate thu được ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng với các tỷ lệ khác nhau.

Kết quả nghiên cứu cho thấy nếu bổ sung 5% condensate vào dầu khai thác từ mỏ Rồng, thì nhiệt độ đông đặc sẽ giảm từ 21°C xuống còn 18°C, còn nếu bổ sung 10% condensate thì nhiệt độ đông đặc chỉ còn 16 - 17°C. Tính linh động của dầu thô tăng lên gấp gần 3 lần nếu bổ sung 5% condensate và tăng gấp 8 - 9 lần nếu bổ sung 10% condensate. Như vậy, để đảm bảo khả năng vận chuyển an toàn dầu từ mỏ Rồng sang mỏ Bạch Hổ, cần bổ sung lượng condensate $\geq 5\%$.

4. Kết luận

Đặc trưng của dầu khai thác tại các mỏ của Vietsovpetro nói riêng và của bể Cửu Long nói chung là dầu có hàm lượng paraffin cao (19 - 27%), nhiệt độ đông đặc (29 - 36°C). Từ nhiệt độ 37 - 40°C trở lên, dầu biểu hiện tính chất của chất lỏng Newton và ở nhiệt độ thấp hơn dầu biểu hiện tính chất của chất lỏng phi-Newton.

Ở trạng thái chất lỏng phi-Newton, tính chất lưu biến của dầu khai thác tại mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng được

diễn tả bằng 2 mô hình chính: mô hình Bingham và mô hình Bulkley-Herschel. Kết quả sẽ cho phép thực hiện các nghiên cứu sâu hơn về nhiệt - thủy động lực và xây dựng các mô hình nhiệt thủy lực tiêu biểu cho dòng chảy chất lưu trong đường ống ngầm ngoài khơi tại các mỏ của Vietsovpetro.

Dầu bão hòa khí có tính chất lưu biến vượt trội so với dầu đã tách khí, làm cơ sở để Vietsovpetro thực hiện giải pháp vận chuyển dầu trong điều kiện nhiệt độ dầu thấp hơn nhiệt độ đông đặc.

Khi hàm lượng nước trong dầu tăng đến 68 - 70%, độ nhớt của dầu sẽ giảm, đây là chỉ dấu điểm chuyển pha trong hệ nhũ tương dầu - nước mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng từ nhũ tương "nghịch" sang nhũ tương "thuận".

Nhiệt độ xử lý dầu tối ưu nhất cho dầu khai thác từ các mỏ của Vietsovpetro là từ 75°C trở lên. Tính chất lưu biến của dầu sẽ tốt lên và ổn định hơn khi kết hợp xử lý nhiệt với sử dụng PPD đúng loại và đúng định lượng.

Các kết quả nghiên cứu tính chất lưu biến dầu thô nhiều paraffin tại các mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng giúp Vietsovpetro hoàn thiện và phát triển công nghệ thu gom xử lý vận chuyển dầu để vận chuyển các sản phẩm của giếng khoan bằng đường ống ngầm ngoài khơi, góp phần nâng cao hiệu quả vận hành các mỏ Bạch Hổ, mỏ Rồng và các mỏ kết nối.

Tài liệu tham khảo

1. Phùng Đình Thực. *Nghiên cứu hoàn thiện công nghệ xử lý và vận chuyển dầu nhiều paraffin, độ nhớt cao trong khai thác dầu khí tại thềm lục địa phía Nam Việt Nam*. Luận án, Đại học Mỏ - Địa chất, Hà Nội. 1996.
2. Nguyễn Thúc Kháng. *Phát triển công nghệ vận chuyển dầu loại trừ sự phân lớp nhũ tương với mục đích nâng cao độ tin cậy trong vận hành đường ống dẫn dầu trên thềm lục địa Việt Nam*. Luận án, Đại học Tổng hợp Dầu khí Quốc gia Ufa, Liên bang Nga. 1999.
3. Phùng Đình Thực, Hà Văn Bích, Tống Cảnh Sơn, V.P.Vugovskoi, Lê Đình Hòe. *A new approach to study on thixotropic properties of waxy crude oils from Dragon and White Tiger fields offshore Vietnam*. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia. 20 - 22 April, 1999.
4. Nguyễn Thúc Kháng, Hà Văn Bích, Tống Cảnh Sơn. *Ảnh hưởng của mức độ bão hòa khí đến tính lưu biến của dầu thô tăng móng mỏ Bạch Hổ và Rồng*. Tạp chí Dầu khí. 1999; 1: trang 34 - 40.

5. Tống Cảnh Sơn. Vấn đề sử dụng hóa phẩm trong khai thác và vận chuyển dầu khí ở các mỏ của XNLD Vietsovpetro. Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học Công nghệ "30 năm Dầu khí Việt Nam". Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. 2005; 2: trang 152 - 159.

6. Từ Thành Nghĩa, Nguyễn Thúc Kháng, Trần Văn Vinh, Phạm Bá Hiên, Trần Văn Thường, Tống Cảnh Sơn, Nguyễn Hoài Vũ, Phan Đức Tuấn. Vietsovpetro: 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. 2015: trang 28 - 31.

Research on rheological properties of crude oil from Bach Ho and Rong oil fields for transportation in submarine pipelines

Tu Thanh Nghia¹, Tong Canh Son¹, Pham Ba Hien¹
Nguyen Hoai Vu¹, Phan Duc Tuan¹, Nguyen Thuc Khang²

¹Vietsovpetro

²Vietnam Petroleum Association

Email: vunh.pt@vietsov.com.vn

Summary

Oil produced from the oil fields of Vietsovpetro Joint Venture has complex physical and chemical properties with high viscosity, high pour point and high paraffin content. Many comprehensive researches have been systematically conducted by Vietsovpetro's scientists and engineers to study the characteristics of paraffinic oil and successfully build a rheological property model for oil produced from Bach Ho and Rong oil fields. Based on the results of these researches, Vietsovpetro has step by step developed its own technology for gathering, treatment and safe transportation of crude oil produced at its oil fields through submarine pipelines, ensuring constant and efficient production of oil and gas. This article focuses on summarising the results of the rheological research on paraffinic oil from Vietsovpetro's oil fields.

Key words: Paraffinic oil, rheological properties paraffinic oil transportation.