

NGHIÊN CỨU TÍNH CHẤT LƯU BIẾN CỦA NHŨ TƯƠNG DẦU - NƯỚC Ở MỎ CÁ TẦM

Nguyễn Thúc Kháng¹, Trần Đình Kiên², Nguyễn Ngọc Anh Tuấn³, Phan Đức Tuấn³

¹Hội Dầu khí Việt Nam

²Đại học Mỏ - Địa chất Hà Nội

³Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

Email: tuanpd.hq@vietsov.com.vn

Tóm tắt

Việc nghiên cứu tính chất lưu biến của sản phẩm từ các giếng đang khai thác là cơ sở quan trọng để tìm ra các giải pháp kỹ thuật tối ưu, nhằm nâng cao hiệu quả công tác thu gom, xử lý và vận chuyển sản phẩm.

Ở Việt Nam, tính chất lưu biến của dầu thô đã được nghiên cứu, đặc biệt là dầu thô của mỏ Bạch Hổ và Rồng. Tuy nhiên, các nghiên cứu về tính chất lưu biến của các loại hỗn hợp dầu - nước, dầu - nước - khí còn rất hạn chế. Hiện nay, độ ngập nước tại các giếng khai thác xuất hiện sớm và tăng nhanh, do vậy việc nghiên cứu tính chất lưu biến của hỗn hợp dầu nước để có cơ sở triển khai các giải pháp công nghệ là yêu cầu cấp thiết.

Bài báo giới thiệu nghiên cứu tính chất lưu biến của chất lưu 2 pha dầu - nước và đưa ra các kết quả nghiên cứu tính chất lưu biến của nhũ tương dầu - nước của mỏ Cá Tầm, Lô 09-3/12, bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam.

Từ khóa: Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro", vận chuyển dầu, nhũ tương dầu - nước, tính lưu biến.

1. Giới thiệu

Mỏ Cá Tầm thuộc Lô 09-3/12 với diện tích là 5.559km², nằm ở rìa phía Đông Nam bể Cửu Long, cách Tp. Vũng Tàu 160km về phía Đông Nam, tiếp giáp với Lô 09-1 ở phía Tây Bắc; Lô 09-2/09 ở phía Bắc; Lô 03 và Lô 04-2 ở phía Đông; Lô 10 ở phía Nam và Lô 17 ở phía Tây.

Khu vực Cá Tầm trước đây thuộc Lô 09 cùng với các mỏ Bạch Hổ, Rồng do Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" tiến hành công tác tìm kiếm, thăm dò từ năm 1981. Tại đây, Vietsovpetro đã thu nổ trên 1.500km tuyến địa chấn 2D, thực hiện các công tác nghiên cứu địa chất và khoan giếng khoan tìm kiếm SOI-1X vào năm 1989 trên cấu tạo Sói với kết quả nhận được dòng dầu có lưu lượng thấp (8m³/ngày) từ trầm tích Miocene dưới. Đến năm 1994, Vietsovpetro đã hoàn trả phần lớn diện tích Lô 09, chỉ giữ lại khu vực mỏ Rồng - Bạch Hổ và được đặt tên mới là Lô 09-1. Phần diện tích hoàn trả của Lô 09 (cũ) được chia thành Lô 09-2 (ở phía Bắc) và Lô 09-3 (ở phía Nam).

Ở mỏ Cá Tầm, giếng khoan thăm dò tiếp theo - giếng CT-3X được đặt ở vị trí cách giếng CT-2X gần 1,5km về

phía Bắc - Đông Bắc và khoan vào năm 2015 với đối tượng thăm dò chính là các vỉa cát kết trong trầm tích Oligocene D và Miocene dưới. Kết quả thử vỉa đã nhận được dòng dầu thương mại trong Oligocene D với lưu lượng trên 1.300m³/ngày và trong Miocene dưới với lưu lượng tổng cộng trên 1.000m³/ngày. Giếng khoan tiếp theo CT-4X được đặt ở vị trí cận biên của cấu tạo (trên quan điểm hiệu quả kinh tế của dự án), cách giếng CT-3X gần 1km về phía Đông Bắc. Giếng khoan kết thúc thử vỉa vào tháng 9/2016 cho kết quả thành công ở cả 4 đối tượng với dòng dầu công nghiệp có lưu lượng từ 200 đến trên 600m³/ngày.

Trong quá trình khai thác hỗn hợp dầu khí khi được hòa trộn ở một điều kiện nhất định tạo thành nhũ tương dầu nước. Thành phần của chất lưu này được hòa vào môi trường của chất khác. Chất được hòa trộn này được gọi là "pha tán xạ", chất khác được gọi là "môi trường tán xạ". Nghiên cứu này chỉ tập trung vào hệ nhũ tương nước trong dầu khí nước là pha tán xạ và dầu thô là môi trường tán xạ.

Ở Việt Nam, tính chất lưu biến của dầu thô đã được nghiên cứu, đặc biệt là dầu thô của mỏ Bạch Hổ và Rồng. Tuy nhiên, các nghiên cứu về tính chất lưu biến của các loại hỗn hợp dầu - nước, dầu - nước - khí còn rất hạn chế.

Ngày nhận bài: 7/1/2019. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 7 - 11/1/2019.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 6/3/2019.

Hiện nay, độ ngập nước tại các giếng khai thác xuất hiện sớm và tăng nhanh, do vậy việc nghiên cứu tính lưu biến của hỗn hợp dầu - nước nói chung và tại mỏ Cá Tầm nói riêng để có cơ sở triển khai các giải pháp công nghệ là yêu cầu cấp thiết.

2. Tính chất lưu biến của nhũ tương dầu - nước

Trong khai thác dầu khí, việc nghiên cứu tính lưu biến của chất lỏng từ các giếng đang khai thác là một yêu cầu tất yếu nhằm tìm ra các giải pháp kỹ thuật hữu hiệu và kinh tế để có thể thu gom, xử lý và vận chuyển đến khu vực tàng trữ - xuất bán.

Thành phần của chất lỏng được khai thác từ các mỏ dầu thô thường bao gồm: dầu thô, khí và nước. Do vậy dòng chảy trong hệ thống khai thác có thể là dòng chảy 1, 2 hoặc 3 pha tùy theo từng điều kiện và công đoạn cụ thể trong quá trình khai thác. Cũng vì vậy tính lưu biến của các sản phẩm khai thác cũng được nghiên cứu. Các nghiên cứu lưu biến chất lưu nhiều pha (2 hoặc 3 pha) phức tạp hơn nhiều so với nghiên cứu chất lưu 1 pha.

Ở Việt Nam việc nghiên cứu tính chất lưu biến của dầu thô đã được nghiên cứu, đặc biệt là cho dầu thô của mỏ Bạch Hổ và Rồng. Tuy nhiên, các kết quả nghiên cứu được công bố thường chỉ cho dầu thô. Các kết quả nghiên cứu về lưu biến cho hỗn hợp dầu - nước, hỗn hợp dầu - nước - khí còn rất hạn chế.

Ở giai đoạn hiện nay, khi các mỏ Bạch Hổ và Rồng bước sang giai đoạn khai thác cuối, các mỏ phát hiện mới phần lớn là mỏ nhỏ như Gấu Trắng, Thỏ Trắng, Cá Tầm... hàm lượng nước xuất hiện trong chất lưu sớm và tăng nhanh, do vậy việc nghiên cứu tính lưu biến cho hỗn hợp dầu nước để có cơ sở cho các giải pháp công nghệ đối với các mỏ sẽ và đang được đưa vào khai thác, cũng như việc khai thác các mỏ lớn ở giai đoạn cuối là yêu cầu cấp thiết hiện nay.

Trong quá trình khai thác hỗn hợp dầu khí khi được hòa trộn ở một điều kiện nhất định tạo thành nhũ tương dầu nước. Thành phần của chất lưu này được hòa vào môi trường của chất khác. Chất được hòa trộn này được gọi là "pha tán xạ", chất khác được gọi là "môi trường tán xạ". Nghiên cứu này chỉ tập trung vào hệ nhũ tương nước trong dầu khi nước là pha tán xạ và dầu thô là môi trường tán xạ.

Tính chất lưu biến của nhũ tương dầu nước phụ thuộc vào nhiều yếu tố, trong đó tỷ lệ nước trong dầu thô và nhiệt độ là các yếu tố quan trọng.

Các nghiên cứu trên thế giới đã công bố về ảnh hưởng của tỷ lệ nước - dầu lên tính chất lưu biến của dầu thô [1 -

3]. Đối với các loại nhũ tương với tỷ lệ pha tán xạ $W < 0,05$ thì độ nhớt của nhũ tương μ_{nt} có thể xác định với độ chính xác cho phép bằng công thức của Einstein:

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

Trong đó:

μ_d : Độ nhớt động học của môi trường tán xạ (dầu thô), mPa.s

W: Tỷ lệ tính theo thể tích của pha tán xạ (nước), %.

Ngoài ra, Vand đã đưa ra công thức lý thuyết xác định độ nhớt của nhũ tương và sau đó được chính xác hóa bằng thực nghiệm:

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

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 khẳng định trong các tính toán kỹ thuật (với độ sai số cho phép $\pm 10\%$) bằng công thức (2) có thể xác định độ nhớt của nhũ tương với tỷ lệ của pha tán xạ $W < 0,4$.

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

$$\mu_{nt} = \mu_d (1 + 7,1W) \quad (3)$$

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

Công thức E.G.Richardson:

$$\mu_{nt} = \mu_d e^{kw}, \text{ trong đó } k = 2,5 \quad (4)$$

Công thức Brinsman:

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

Công thức Teilor:

$$\mu_{nt} = \mu_d \left(1 + 25W \frac{\mu_w + 0,4\mu_d}{\mu_w + \mu_d}\right) \quad (6)$$

Trong đó μ_w là độ nhớt của pha tán xạ.

Công thức V.F.Medvedev:

$$\mu_{nt} = \mu_d (1 + 0,25W + 4W^2) \quad (7)$$

Công thức E.Hatschek:

$$\mu_{nt} = \mu_d (1 + \sqrt[3]{W})^{-1} \quad (8)$$

Công thức Sibiri:

$$\mu_{nt} = \mu_d (1 + \sqrt[3]{1,3W})^{-1} \quad (9)$$

Phân tích quá trình xác định độ nhớt nhũ tương cho thấy, không có một công thức nào dùng để xác định giá trị

này một cách tổng quát. Trong thực tế đối với từng trường hợp cụ thể cần phải tìm một công thức tương thích nhất. Các công thức trên chưa tính tới 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.

Ở Việt Nam, trên cơ sở tính chất dầu thô của Bạch Hồ một số kết quả nghiên cứu đã được đưa ra trong tài liệu [4].

a. Trong trường hợp nhiệt độ dao động từ 26 - 34°C và độ ngập nước dao động từ 0 - 68%:

$$\mu_{nt} = K_{\mu} \mu_{026} [1 + 1,2 \times 10^{-2} K_{\mu} \mu^{0,5} W - 2,5 \times 10^{-4} K_{\mu} \mu^{0,8} W^2 + 6,67 \times 10^{-6} K_{\mu} \mu^{0,85} W^3] \quad (10)$$

Trong đó:

$K_{\mu} = \frac{\mu_t}{\mu_{026}}$: Hệ số độ nhớt;

μ_t : Độ nhớt của dầu ở nhiệt độ dao động từ 26 - 34°C;

μ_{026} : Độ nhớt của dầu ở nhiệt độ 26°C.

b. Trong trường hợp nhiệt độ dao động từ 37 - 55°C và độ ngập nước dao động từ 0 - 68%

$$\mu_e = K_{\mu} \mu_{037} [1 + 1,3 \times 10^{-2} K_{\mu} \mu^{0,7} W - 9,0 \times 10^{-4} K_{\mu} \mu^{0,2} W^2 + 6,67 \times 10^{-6} K_{\mu} \mu^{1,5} W^3] \quad (11)$$

Trong đó:

$K_{\mu} = \frac{\mu_t}{\mu_{037}}$: Hệ số độ nhớt;

μ_t : Độ nhớt của dầu ở nhiệt độ từ 37 - 55°C;

μ_{037} : Độ nhớt của dầu ở nhiệt độ $t_0 = 37^\circ\text{C}$.

Đối với trường hợp nhiệt độ dao động từ 34 - 37°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 công thức (11).

3. Phương pháp tạo nhũ tương trong phòng thí nghiệm

Để tạo nhũ tương dầu nước trong điều kiện phòng thí nghiệm tương đương với nhũ tương dầu nước ngoài thực tế, áp dụng sơ đồ như Hình 1.

Quy trình chuẩn bị mẫu nhũ tương dầu - nước để nghiên cứu ảnh hưởng và mô phỏng quá trình vận chuyển dầu bằng đường ống được mô tả như sau:

- Xác định tỷ lệ nước và dầu cần pha trộn dựa trên hàm lượng nhũ để chuẩn bị mẫu nhũ tương có thể tích 200ml;

- Điều chỉnh nhiệt độ dung dịch khoảng 60°C hay nhiệt độ tương thích với thực tế;

- Rót dầu và nước vào bình chứa 1 và 5 theo tỷ lệ tính toán;

- Ổn định dầu và nước trong bình chứa 1 và 5 khoảng 10 - 15 phút;

- Mở van 2 và điều chỉnh tốc độ nước khoảng 2ml/phút;

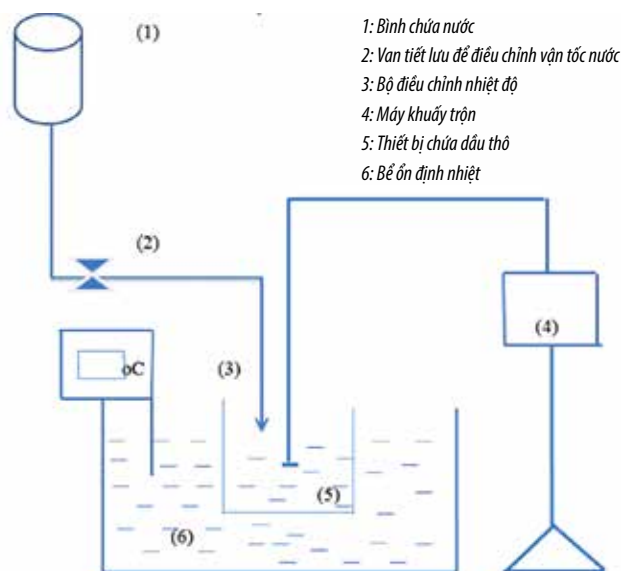
- Điều chỉnh tốc độ khuấy trộn hỗn hợp dầu nước đến 2.000 vòng/phút;

- Quá trình tạo nhũ tương kết thúc khi lượng nước trong bình 1 kết thúc;

- Đo kích thước hạt nhũ bằng kính hiển vi điện tử. Trong trường hợp kích thước hạt nhũ lớn hơn 100µm, lặp lại các bước trên với vận tốc nước nhỏ hơn 2ml/phút.

4. Phương pháp xác định độ nhớt động học

Rót mẫu nhũ tương dầu nước từ bình thủy tinh sang cốc thí nghiệm. Trong cốc thí nghiệm được thiết lập đầu



Hình 1. Sơ đồ chuẩn bị mẫu nhũ tương dầu - nước trong phòng thí nghiệm



Hình 2. Hệ thống MV viscometer Rotovisco VT-550

Bảng 1. Các thông số mô tả tính chất lưu biến nhũ tương của dầu thô mỏ Cá Tầm

W(%)	μ độ nhớt (mPa.s)						
	31°C	35°C	40°C	45°C	50°C	55°C	60°C
0	78,5	71,2	62,3	25,8	23,8	20,1	17,9
5	80,1	72,5	65,1	28,5	25,1	23,1	19,5
10	82,3	75,6	68,5	35,2	32,1	26,5	21,9
20	90,4	85,4	80,2	56,2	49,9	45,9	41,5
30	126,5	115,6	102,5	85,2	67,5	54,2	49,6
40	220,6	215,3	182,6	155,3	136,8	115,6	95,2
50	420,1	398,5	393	273,2	256,5	231,6	204,1
60	678,2	636,9	598,2	480,6	456,9	398,5	370,1
65	870,3	824,3	785,1	652,1	613,1	560,2	496,5

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 thời gian 10 phút, sau đó mẫu nhũ tương được hạ nhiệt độ bằng thiết bị làm lạnh với tốc độ 0,15°C/phút với vận tốc biến dạng 20^{s-1}. Quy trình xác định độ nhớt động học được tiếp tục đến khi đạt được nhiệt độ 21°C tương đương với nhiệt độ thấp nhất của nước biển.

5. Mô hình toán học xác định tính chất lưu biến của dầu thô ở mỏ Cá Tầm

Phương trình xác định tính chất lưu biến của dầu thô ở mỏ Cá Tầm được diễn tả dưới dạng phương trình toán học, phương trình phụ thuộc các biến số độ ngập nước (W%) và nhiệt độ lưu chất (T°C):

$$\mu = \mu_o \times f(W, T) \tag{12}$$

μ_o: Độ nhớt của môi trường tán xạ ở nhiệt độ T_o, mPa.s

W: Độ ngập nước, %

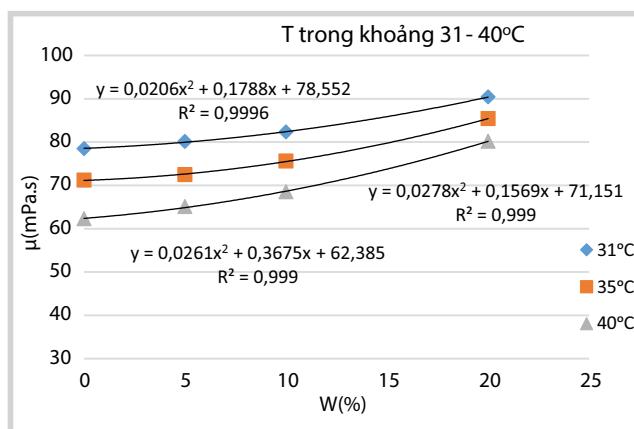
T: Nhiệt độ nhũ tương dầu nước, °C.

Phương pháp xây dựng mô hình toán học [5] dựa trên cơ sở tổ hợp các phương trình thực nghiệm, từ đó lựa chọn các kết quả chính xác, 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).

Về cơ bản phương trình phụ thuộc các biến số được thể hiện như phương trình (12), việc đầu tiên để xác lập phương trình (12) cần xác định phương trình phụ thuộc bên dưới khi nhiệt độ không đổi:

$$\mu = f(W) \tag{13}$$

Các dữ liệu để xây dựng phương trình (13) được lấy từ thực nghiệm, các số liệu trong phòng thí nghiệm. Phương trình phụ thuộc biến số hàm lượng nước trong



Hình 3. Sự phụ thuộc của độ nhớt hỗn hợp dầu thô vào độ ngập nước khi nhiệt độ dao động từ 31 - 40°C

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):

$$\mu = a_o \times W^2 + a_1 \times W + a_2 \tag{14}$$

Các hệ số của phương trình (14) có thể được xác định bằng phương pháp xây dựng ma trận các điểm thực nghiệm gắn 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 (12) 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 $\mu = \mu_o \times f(W, T)$ được xem xét cho các khoảng nhiệt độ và độ ngập nước khác nhau:

Trường hợp 1: Khi nhiệt độ dầu thô dao động từ 31 - 40°C và độ ngập nước thấp hơn 20%

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

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

Dạng phương trình	T°C	Hệ số		
		a ₀	a ₁	a ₂
μ = f(W)	31	0,0206	0,1788	78,552
	35	0,0278	0,1569	71,151
	40	0,0261	0,3675	62,385

Hệ phương trình mô tả tính chất lưu biến như sau:

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

với R²: Hệ số chính xác.

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_{tr}, 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 (Bảng 2).

Tính toán các hệ số nhận được phương trình bậc 4 phụ thuộc 3 biến số: độ nhớt, độ ngập nước, nhiệt độ.

$$\mu = \mu_o \times f(W, T) = \mu_o \times ((\alpha_o + \alpha_1 \times T + \alpha_2 \times T^2) \times W^2 + (\beta_o + \beta_1 \times T + \beta_2 \times T^2) \times W + (\gamma_o + \gamma_1 \times T + \gamma_2 \times T^2))$$

với α_i, β_i và γ_i (i = 0, 1, 2) - các hệ số được xác định theo Bảng 2, μ_o - độ nhớt của môi trường tán xạ tại nhiệt độ T_o(31°C) (mPa.s), μ - độ nhớt nhũ tương tại nhiệt độ T(mPa.s), W - độ ngập nước của mẫu phân tích (%), T - nhiệt độ khảo sát (°C).

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

$$\left. \begin{aligned} 0,0206 &= \alpha_0 + \alpha_1 31 + \alpha_2 31^2 \\ 0,0278 &= \alpha_0 + \alpha_1 35 + \alpha_2 35^2 \\ 0,0261 &= \alpha_0 + \alpha_1 40 + \alpha_2 40^2 \end{aligned} \right\} \text{ (15)}$$

$$\left. \begin{aligned} 0,1788 &= \beta_0 + \beta_1 31 + \beta_2 31^2 \\ 0,1569 &= \beta_0 + \beta_1 35 + \beta_2 35^2 \\ 0,3675 &= \beta_0 + \beta_1 40 + \beta_2 40^2 \end{aligned} \right\} \text{ (16)}$$

$$\left. \begin{aligned} 78,552 &= \gamma_0 + \gamma_1 31 + \gamma_2 31^2 \\ 71,151 &= \gamma_0 + \gamma_1 35 + \gamma_2 35^2 \\ 62,385 &= \gamma_0 + \gamma_1 40 + \gamma_2 40^2 \end{aligned} \right\} \text{ (17)}$$

Giải các hệ phương trình (15 - 17) nhận được các phương trình sau:

$$\alpha = -0,2931 + 0,0175 \times T - 0,00024 \times T^2 \text{ (18)}$$

$$\beta = 6,0863 - 0,3545 \times T + 0,0052 \times T^2 \text{ (19)}$$

$$\gamma = 134,893 - 1,8807 \times T + 134,893 \times T^2 \text{ (20)}$$

Để chính xác hóa kết quả thực nghiệm ta có hệ số Ω = 1/μ_o = 1/78,5 = 0,0127.

Kết hợp các phương trình (18 - 20) được phương trình tổng quát mô tả tính chất lưu biến của dầu thô ở mỏ Cá Tầm với nhiệt độ dầu thô dao động từ 31 - 40°C và độ ngập nước thấp hơn 20% như sau:

$$\begin{aligned} \mu &= \mu_o \times f(W, T) = 0,0127 \times \mu_o \times ((-0,2931 + 0,0175 \times T - 0,00024 \times T^2) \times W^2 + (6,0863 - 0,3545 \times T + 0,0052 \times T^2) \\ &\times W + (134,893 - 1,8807 \times T + 134,893 \times T^2)) \end{aligned}$$

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

Trường hợp 2: Khi nhiệt độ dầu thô dao động từ 31 - 40°C và độ ngập nước dao động từ 20 - 65%

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

$$\begin{aligned} \mu &= \mu_o \times f(W, T) = 0,011 \times \mu_o \times ((1,3479 - 0,050 \times T + 0,00065 \times T^2) \times W^2 + (-78,760 - 3,313 \times T - 0,044 \times T^2) \\ &\times W + (1182,666 - 47,956 \times T + 0,629 \times T^2)) \end{aligned}$$

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

Trường hợp 3: Khi nhiệt độ dầu thô dao động từ 45 - 60°C và độ ngập nước thấp hơn 20%

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

$$\begin{aligned} \mu &= \mu_o \times f(W, T) = 0,038 \times \mu_o \times ((0,4800 - 0,01695 \times T + 0,00017 \times T^2) \times W^2 + (-6,284 + 0,288 \times T - 0,00314 \times T^2) \\ &\times W + (64,674 - 1,1443 \times T + 0,0061 \times T^2)) \end{aligned}$$

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

Trường hợp 4: Khi nhiệt độ dầu thô dao động từ 45 - 60°C và độ ngập nước dao động từ 20 - 65%

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

$$\begin{aligned} \mu &= \mu_o \times f(W, T) = 0,0177 \times \mu_o \times ((0,4800 - 0,01695 \times T + 0,00017 \times T^2) \times W^2 + (-6,284 + 0,288 \times T - 0,00314 \\ &\times T^2) \times W + (64,674 - 1,1443 \times T + 0,0061 \times T^2)) \end{aligned}$$

Sai số tối đa cho phép của phương trình trên so với đo thực tế là 8%.

6. Kết luận

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. Khi hàm lượng trong hỗn hợp nhỏ hơn 15% ảnh hưởng của pha tán xạ lên tính chất lưu biến của nhũ tương dầu - nước không lớn. Ảnh hưởng này tăng dần khi hàm lượng nước vượt quá 20% và tăng dần tới điểm chuyển pha.

Kết quả thí nghiệm và phương trình xác định tính chất lưu biến 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 khi đưa dầu thô của mỏ Cá Tầm vào hệ thống khai thác toàn mỏ.

Tài liệu tham khảo

1. В.Ф.Медведев. Сбор и подготовка неустойчивых эмульсий на промыслах. Недра. 1987.

2. L.Lan, S.Jayanti, G.F.Hewitt. *Flow pattern, phase inversion and pressure gradient in air-oil-water flow in a horizontal pipe*. Multiphase Flow 95 - Kyoto International Conference, Japan. 3 - 7 April, 1995.

3. В.Ф.Медведев, А.И.Гужов, В.И.Бойко. *Условие полного эмульгирования пластового воды и нефти в трубопроводе*. Нефтепромысловое дело. 1984; 2.

4. Nguyễn Thúc Kháng. *Những kết quả nghiên cứu tính chất lưu biến của chất lỏng hai pha ở mỏ Bạch Hổ, XNLD Vietsovpetro*. Tạp chí Dầu khí. 1999; 2: trang 30 - 37.

5. Н.Д.Вертинская. *Математическое моделирование многофакторных и многопараметрических процессов*. ИРГТУ: Иркутск. 2003.

STUDYING RHEOLOGICAL PROPERTIES OF OIL-WATER EMULSION IN CA TAM FIELD

Nguyen Thuc Khang¹, Tran Dinh Kien², Nguyen Ngoc Anh Tuan³, Phan Duc Tuan³

¹Vietnam Petroleum Association

²Hanoi University of Mining and Geology

³Vietsovpetro

Email: tuanpd.hq@vietsov.com.vn

Summary

The study of the rheological properties of products from production wells is an important basis to find optimal technical solutions to enhance the efficiency of collection, treatment and transportation of products.

In Vietnam, the rheological properties of crude oil have been studied, especially crude oil from Bach Ho and Rong fields. However, studies of the rheological properties of oil-water, oil-water-gas mixture are still limited. Nowadays, water-cut appears early and increases rapidly at the production wells, that is why there is an urgent need to study the rheological properties of oil-water mixture to have the basis for deployment of technical solutions.

The article introduces the study of the rheological properties of oil-water 2 phase fluid and presents the results of studying oil-water emulsion rheological properties of Ca Tam field (block 09-3/12, Cuu Long basin, continental shelf of Vietnam).

Key words: Vietsovpetro, oil transportation, oil-water emulsion, rheological properties.