

Khảo sát tính tương hợp một số dầu thô và mối tương quan với tính chất của dầu thô

Huỳnh Minh Thuận, Nguyễn Mạnh Huân, Võ Thị Thương, Nguyễn Thị Nhi,
Trần Kỳ Anh, Nguyễn Hữu Lương*

Tóm tắt—Đa số các nhà máy lọc dầu (NMLD) trên thế giới chế biến nhiều loại dầu thô với nhiều lý do về kinh tế, kỹ thuật và chính trị. Do đó, sự không tương hợp giữa các loại dầu thô sẽ ảnh hưởng đến quá trình lắng đọng asphaltene và cặn dầu khi được tồn trữ chung. Ở nghiên cứu này, tác giả phân tích tính chất hóa lý của bốn loại dầu thô, thực nghiệm xác định chỉ số không hòa tan (IN), chỉ số hòa tan (SBN) và đánh giá tính tương hợp của các cặp dầu thô. Kết quả cho thấy bốn loại dầu thô khảo sát có một số tương hợp hoàn toàn và một số tương hợp một phần, từ đó tác giả cũng đề xuất được giới hạn tỷ lệ thể tích phù hợp cho đảm bảo tương hợp của từng cặp dầu. Bên cạnh đó, mối tương quan của tính tương hợp dầu thô và tính chất vật lý hóa học của dầu thô cũng được thảo luận. Qua đó, dầu thô với hàm lượng paraffins rắn (wax) càng cao và/hoặc có tỷ lệ nhựa (resins) và asphaltenes thấp thì tính tương hợp (ổn định) càng thấp. Kết quả đã mở ra hướng nghiên cứu mới và có nhiều ứng dụng ở NMLD để giải quyết các sự cố (fouling) ở bể chứa dầu thô và các phân xưởng chế biến tiếp theo ở NMLD.

Từ khóa—Asphaltene kết tủa, lắng đọng asphaltene, mô hình tương hợp dầu, nhà máy lọc dầu, tương hợp dầu thô.

Ngày nhận bản thảo: 06-11-2017, ngày chấp nhận đăng: 17-12-2017.

Nghiên cứu này được tài trợ bởi Trường Đại học Bách Khoa, ĐHQG-HCM, trong khuôn khổ đề tài mã số T-KTHH-2016-37.

Huỳnh Minh Thuận, Nguyễn Mạnh Huân, Võ Thị Thương, Nguyễn Hữu Lương, Viện Dầu Khí Việt Nam, Lô E2b-5, Đường D1, Khu Công nghệ Cao, Phường Tân Phú, Quận 9, TP.HCM.
* Email: luongnh.pvpro@vpi.pvn.vn.

Nguyễn Thị Nhi, Trần Kỳ Anh, Trường Đại học Bách Khoa, ĐHQG-HCM, 268 Lý Thường Kiệt, Phường 14, Quận 10, TP.HCM (email: nhinguyen195.py@gmail.com).

1 MỞ ĐẦU

Dầu thô là nguồn nguyên liệu chính cho NMLD. Dầu thô được nhập từ các tàu chở dầu và được tồn trữ trong bể chứa trước khi đi chế biến. Bên cạnh đó, việc quy hoạch và xây dựng tổng kho cho dự trữ dầu của Quốc gia đòi hỏi dầu thô phải được tồn trữ trong thời gian dài. Tuy nhiên, trong thời gian tồn trữ, cặn dầu sẽ hình thành và lắng đọng ở đáy bể do ảnh hưởng của trọng lực hoặc do nhiều yếu tố khác nhau chưa được xác định chính xác. Cặn dầu khi đã hình thành gây ra nhiều vấn đề kỹ thuật và thiệt hại kinh tế đối với các NMLD. Cụ thể, việc xử lý cặn dầu ở đáy bể chứa dầu thô hoặc tàu dầu là biện pháp thụ động, gây tốn kém chi phí. Ngoài ra còn ảnh hưởng đến sức khỏe người lao động và tác động đến môi trường của việc xử lý cặn dầu là khá nghiêm trọng. Vì vậy việc tìm các biện pháp chủ động ngăn ngừa hình thành cặn dầu là giải pháp có tính bền vững hơn.

Hiện nay, đa số các NMLD đều chế biến nhiều loại dầu thô khác nhau bởi vì các yếu tố về kinh tế, kỹ thuật và chính trị. Việc mua dầu thô để chế biến ở NMLD gây nhiều trở ngại cho đơn vị quản lý NMLD (refiners) do các yếu tố như giá dầu thô, khả năng chế biến dầu thô trong nhà máy và hơn nữa là việc tồn trữ/phối trộn nhiều dầu thô khác nhau ở bể chứa dầu thô và tại nhà máy. Cụ thể T. Garrett và cộng sự đã đề cập đến một số yếu tố chính ảnh hưởng đến việc trộn dầu thô như hàm lượng asphaltenes, tính tương hợp của các loại dầu thô khi trộn lẫn. Mô hình tương hợp dầu (oil compatibility model – OCM) đã được tác giả Wiehe và cộng sự (Exxon Mobil) phát triển và áp dụng ở một số NMLD, được sử dụng để dự đoán khả năng lắng đọng asphaltenes của dầu thô đơn hoặc của hỗn hợp các loại dầu thô. Do đó, mục đích của nghiên cứu này là xây dựng mô hình tương hợp dầu để đánh giá sự tương hợp của một số loại dầu thô và từ đó xác

định giới hạn tỷ lệ thể tích phù hợp với các cặp dầu thô khác nhau. Bên cạnh đó, mối tương quan giữa tính tương hợp của dầu thô và tính chất vật lý hóa học của dầu thô cũng được thảo luận.

2 THỰC NGHIỆM

2.1 Dầu thô nghiên cứu và phương pháp phân tích

Trong nghiên cứu này, bốn (4) loại dầu thô (DT) được sử dụng để đánh giá tính tương hợp của từng cặp và được mã hóa bằng ký hiệu DT-1 đến DT-4 được cung cấp từ NMLD Dung Quất. Dầu thô sẽ được phân tích các chỉ tiêu, tính chất hóa lý cơ bản với việc sử dụng các phương pháp theo tiêu chuẩn ASTM, IP, GOST thông dụng và kết quả được trình bày ở mục 3.

2.2 Mô hình tương hợp dầu và phương pháp xác định các chỉ số cơ bản

Cơ sở xây dựng mô hình OCM là tham số hòa tan tại điểm xuất hiện kết tủa (floculation) cho một dầu nhất định là giống nhau dù dầu trộn với chất lỏng không phức tạp hoặc dầu khác. Do đó, thử nghiệm dầu với hỗn hợp dung môi để xác định giá trị tham số hòa tan hỗn hợp. Khi đó, thay đổi tỷ lệ dầu với thể tích hỗn hợp dung môi và ngoại suy các tham số hòa tan cho đến pha loãng vô cùng trong dầu. Kết quả là chúng ta thực sự có thể đo tham số hòa tan của dầu.

Mô hình này dựa trên việc xây dựng dữ liệu thông qua 02 chỉ số cơ bản là chỉ số không hòa tan I_N (insolubility number) và chỉ số hòa tan S_{BN} (solubility blending number). Về mặt ý nghĩa, I_N đặc trưng cho mức độ không hòa tan asphaltenes, trong khi đó S_{BN} đo khả năng dầu có thể hòa tan asphaltenes. Do đó, để asphaltenes hòa tan và ổn định trong các thành phần còn lại của dầu và không kết tủa thì chỉ số $S_{BN} > I_N$. Asphaltenes được định nghĩa là tan trong toluene và không tan trong n-heptane, do đó rất thuận tiện khi đặt tham số hòa tan của các chất khác nhau trên thang tham chiếu theo n-heptane và toluene. Khi đó, hai chỉ số cơ bản I_N và S_{BN} không thứ nguyên của dầu thô được tính toán dựa trên tham số hòa tan của dầu thô và so sánh với tham số hòa tan của toluene và n-heptane và được xác định theo công thức sau [6]:

$$I_N = 100 \frac{\delta_f + \delta_H}{\delta_T + \delta_H} \quad (1)$$

$$S_{BN} = 100 \frac{\delta_{oil} + \delta_H}{\delta_T + \delta_H} \quad (2)$$

Trong đó:

- δ_f : Giá trị tham số độ hòa tan của hỗn hợp tại điểm xuất hiện kết tủa asphaltenes $[(\text{cal/g.mol})^{1/2}]$;
- δ_T : Giá trị tham số độ hòa tan của toluene $[(\text{cal/g.mol})^{1/2}]$;
- δ_H : Giá trị tham số độ hòa tan của n-heptane $[(\text{cal/g.mol})^{1/2}]$;
- δ_{oil} : Giá trị tham số độ hòa tan của dầu $[(\text{cal/g.mol})^{1/2}]$.

Khi pha trộn dầu thô với hỗn hợp dung môi thử (toluene và n-heptane) với các tỷ lệ khác nhau và qua thực nghiệm sẽ xác định được điểm xuất hiện asphaltenes kết tủa. Khi đó, giá trị tham số độ hòa tan của hỗn hợp (δ_f) sẽ xác định theo nguyên tắc trộn thể tích dầu thô và dung môi thử theo phương trình dưới đây:

$$\delta_f = \frac{V_T \cdot \delta_T + V_H \cdot \delta_H + V_{oil} \cdot \delta_{oil}}{V_T + V_H + V_{oil}} \quad (3)$$

Thực hiện rút gọn biểu thức với các công thức tính I_N và S_{BN} , thu được:

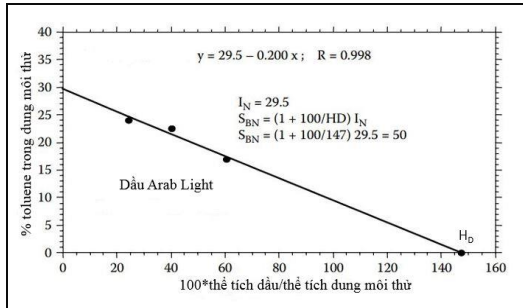
$$\frac{100 \cdot V_T}{V_{TL}} = \frac{100 \cdot V_{oil}}{V_{TL}} \cdot \frac{I_N - S_{BN}}{100} + I_N \quad (4)$$

Trong đó:

- δ_f : Giá trị tham số độ hòa tan của hỗn hợp tại điểm xuất hiện kết tủa asphaltenes $[(\text{cal/g.mol})^{1/2}]$;
- δ_T : Giá trị tham số hòa tan của toluene $[(\text{cal/g.mol})^{1/2}]$;
- δ_H : Giá trị tham số hòa tan của n-heptane $[(\text{cal/g.mol})^{1/2}]$;
- δ_{oil} : Giá trị tham số hòa tan của dầu $[(\text{cal/g.mol})^{1/2}]$;
- V_H : Thể tích n-heptane [ml];
- V_T : Thể tích toluene [ml];
- V_{oil} : Thể tích dầu [ml];
- V_{TL} : Thể tích của dung môi thử ($= V_H + V_T$) [ml];
- I_N : Chỉ số không hòa tan;
- S_{BN} : Chỉ số hòa tan.

Phương trình rút gọn ở trên là phương trình tuyến tính bậc nhất của V_{oil}/V_{TL} với V_T/V_{TL} (gọi là điểm

TE). Qua thực nghiệm, xây dựng được đường thẳng với các điểm TE khác nhau. Khi đó, điểm cắt trục tung là chỉ số I_N và điểm cắt trục hoành là điểm H_D ($= 100 \times V_{oil}/V_{TL}$). Hình 1 mô tả ví dụ về đồ thị đường TE của dầu Arad Light.



Hình 1. Đồ thị khảo sát của dầu thô Arab Light

Từ đồ thị trên, sẽ xác định được các chỉ số I_N và S_{BN} theo công thức sau.

$$S_{BN} = I_N \cdot \left[1 + \frac{100}{H_D} \right] = I_N \cdot \left[1 + \frac{V_H}{V_{oil}} \right]_{V_T=0} \quad (5)$$

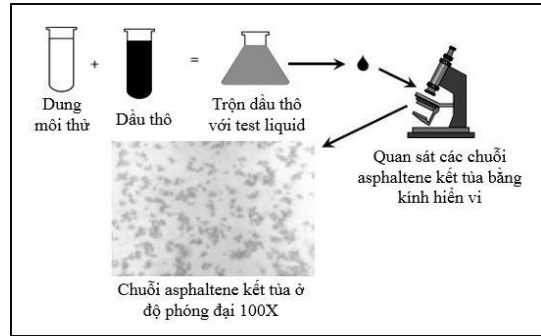
Chi tiết về phương pháp xác định được trình bày ở tài liệu tham khảo [6]. Để kiểm tra asphaltenes kết tủa (flocculation) trong dầu hoặc hỗn hợp giữa dầu và dung môi, kính hiển vi được sử dụng. Dầu thô hoặc hỗn hợp dầu và dung môi sau khi pha trộn, gia nhiệt ở nhiệt độ 60 °C trong tủ sấy. Sau đó, 1 giọt dầu hoặc hỗn hợp được lấy và đưa trên tấm kính (glass slide) và nhanh chóng sử dụng cover slip để đậy lại, sau đó được quan sát dưới ánh sáng truyền qua với độ phóng đại 100X. Asphaltenes kết tủa sẽ được thấy như ở Hình 2.

Sau khi xác định chỉ số cơ bản I_N , S_{BN} của dầu thô đơn thì việc xác định các chỉ số của dầu hỗn hợp dựa trên nguyên tắc thể tích và theo công thức sau:

$$S_{BNmix} = \frac{\sum V_i S_{BNi}}{\sum V_i} \quad (6)$$

Trong đó:

- S_{BNmix} : chỉ số hòa tan của hỗn hợp dầu (mix);
- S_{BNi} : chỉ số hòa tan của dầu đơn;
- V_i : thể tích của dầu đơn tương ứng trong hỗn hợp [ml].



Hình 2. Các bước xác định điểm xuất hiện asphaltene của dầu thô

Điều kiện để hỗn hợp dầu được xem là tương hợp là chỉ số hòa tan của hỗn hợp (S_{BNmix}) lớn hơn chỉ số không hòa tan lớn nhất trong các loại dầu tiến hành phối trộn I_{Nmax} .

3 KẾT QUẢ VÀ THẢO LUẬN

3.1 Kết quả phân tích dầu thô

Kết quả phân tích một số tính chất hóa lý cơ bản của bốn loại dầu thô được lựa chọn trong nghiên cứu này được trình bày ở Bảng 1. Kết quả phân tích cho thấy bốn loại dầu thô được lựa chọn là loại dầu ngọt và nhẹ, có hàm lượng lưu huỳnh thấp (< 0,1 %kl). Một trong những điểm cần lưu ý là dầu có điểm chảy tương đối cao (từ 22-34 °C) điều đó có thể giải thích do hàm lượng paraffin rắn (wax) của các dầu thô tương đối cao (từ 18-26 %kl). Hàm lượng tạp chất cơ học của dầu thô cũng tương đối thấp.

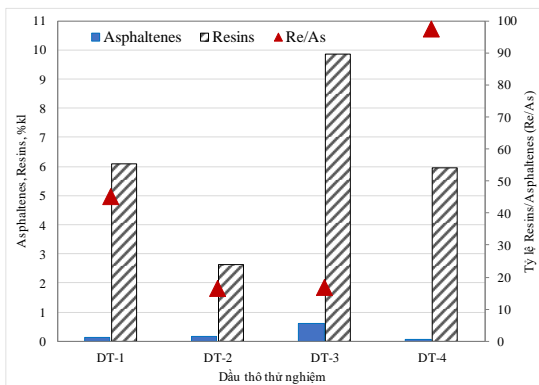
Bảng 1. Tính chất hóa lý của bốn dầu thử nghiệm

TT	Chỉ tiêu	Phương pháp	DT-1	DT-2	DT-3	DT-4
1	Khối lượng riêng ở 15 °C, g/ml	ASTM D5002-1	0,8560	0,8309	0,8439	0,8229
2	Độ nhớt động học ở 50 °C, cSt	ASTM D445-12	20,10	5,55	8,41	4,03
3	Lưu huỳnh, %kl	ASTM D4294-10	0,097	0,064	0,066	0,047
4	Điểm chảy, °C	ASTM D97-11	34	32	33	22
5	Tạp chất cơ học, %kl	ASTM D473-07	0,012	0,013	0,021	0,009
6	Hàm lượng muối, mg/L	ASTM D3230-10	12,0	1,9	35,7	0,9
7	Paraffin rắn (wax), %kl	UOP A 46-85	25,7	22,1	28,7	18,3
8	Asphaltenes, %kl	IP 143-01	0,135	0,159	0,590	0,061
9	Nhựa (resins), %kl	GOST 11858	6,08	2,63	9,87	5,95

Như chúng ta đã biết sự hình thành cặn dầu một phần là do sự keo tụ của asphaltenes, do đó hàm lượng asphaltenes trong dầu thô là một trong những

chỉ tiêu để đánh giá sự keo tụ. Ngoài ra, trong các thành phần dầu thô theo phương pháp phân tích SARA (saturates, aromatics, resins, asphaltenes) thì nhựa (resins) có vai trò trong việc ổn định asphaltenes trong dầu thô. Về cơ bản, asphaltenes tồn tại trong dầu thô dưới dạng hệ keo phân tán và được ổn định bởi nhựa và aromatic. Các hạt mixen (tập hợp các phân tử asphaltenes) được bao quanh bởi các phân tử nhựa có trong dầu thô, chúng hoạt động như màng bảo vệ giữ asphaltene trong hệ keo phân tán trong môi trường dầu thô. Nhựa và asphaltenes hút nhau bằng các liên kết hydrogen của các dị nguyên tử tồn tại trong cả hai chất và tương tác lưỡng cực giữa các nhóm phân cực trong asphaltenes và resins. Đầu phân cực của nhựa được định hướng vào phần lõi asphaltenes và đầu béo được tiếp xúc với dầu. Nhựa ổn định các hạt asphaltenes bằng các cầu nối giữa phân tử asphaltene phân cực và các thành phần không phân cực khác của dầu thô. Do đó, nhựa có vai trò quan trọng trong việc đánh giá sự ổn định của asphaltenes.

Để đánh giá, tác giả sử dụng tỷ lệ nhựa và asphaltene của bốn loại dầu thô thử nghiệm, kết quả so sánh được trình bày ở Hình 3. Kết quả cho thấy, hàm lượng asphaltenes trong dầu thô theo hướng gia tăng như sau: DT-4 < DT-1 < DT-2 < DT-3. Trong khi đó, hàm lượng resins thì theo hướng khác nhau: DT-2 < DT-3 < DT-4 < DT-1. Theo đó, DT-4 có tỷ lệ resins và asphaltenes cao nhất với hơn 100, trong khi đó DT-3 có tỷ lệ R/A là thấp nhất (khoảng 2%). Với kết quả như vậy có thể dự đoán khả năng ổn định asphaltenes trong DT-4 và DT-1 cao hơn so với các dầu thô còn lại (DT-2 và DT-3).



Hình 3. Hàm lượng Asphaltenes, Resins và tỷ lệ Resins/Asphaltenes của dầu thô thử nghiệm.

Từ kết quả ở Bảng 1 nêu trên cho thấy hàm lượng paraffins rắn (wax) có các loại dầu thô tương đối cao. Trong bốn loại dầu thô thử nghiệm, DT-4 có

hàm lượng wax thấp nhất (khoảng 18 %kl), trong khi đó DT-3 có hàm lượng wax cao nhất (gần 29 %kl). Tiếp theo là DT-1 và DT-2 với hàm lượng wax là 25 %kl và 22 %kl. Hàm lượng wax nói riêng và hàm lượng saturates nói chung liên quan đến sự ổn định của asphaltenes trong dầu thô, dầu chứa nhiều paraffin thường ít ổn định và dễ đóng cặn asphaltenes hơn so với dầu ít paraffin.

3.2 Mô hình tương hợp dầu và tương quan giữa sự ổn định và tính chất dầu thô

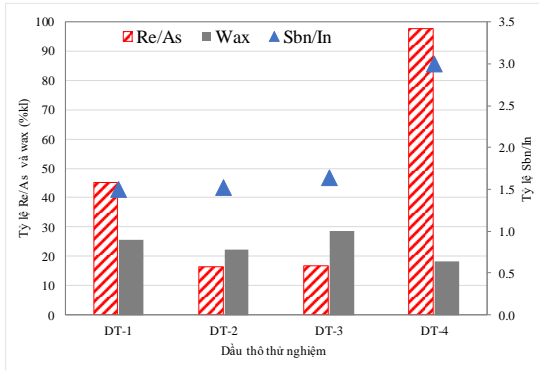
Bảng 2 trình bày kết quả thử nghiệm và tính toán các chỉ số cơ bản của mô hình tương hợp dầu bao gồm chỉ số không hòa tan (I_N) và chỉ số hòa tan (S_{BN}) của bốn loại dầu thô.

Bảng 2. Kết quả in và SBN bốn dầu thử nghiệm

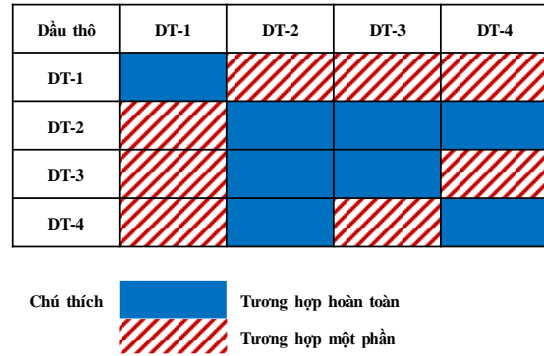
Loại dầu thô	I_N	S_{BN}	Tỷ lệ S_{BN}/I_N ($R_{Stability}$)
DT-1	73,8	110,7	1,5
DT-2	30,6	46,5	1,5
DT-3	43,8	72,1	1,6
DT-4	13,6	40,8	3,0

Kết quả cho thấy tất cả bốn dầu thô thử nghiệm có S_{BN} cao hơn so với I_N và do đó chỉ số $R_{Stability}$ (= S_{BN}/I_N) lớn hơn 1. Theo lý thuyết của Wiehe thì có thể kết luận rằng đây là các loại dầu tự tương hợp vì phù hợp với điều kiện " $S_{BN} > I_N$ " [6]. Chỉ số $R_{Stability}$ càng cao thì dầu càng ổn định. Kết quả ở Bảng 2 cho thấy DT-4 có S_{BN}/I_N tỷ lệ cao nhất (khoảng 3), trong khi đó các loại dầu thô còn lại có tỷ lệ S_{BN}/I_N vào khoảng 1,5 đến 1,6. Do đó, về mặt lý thuyết DT-4 được cho là ổn định hơn so với các dầu còn lại.

Để tìm tương quan giữa tính ổn định hay tính tương hợp của các loại dầu với thành phần hoặc tính chất của dầu thô, Hình 4 biểu diễn tương quan giữa hàm lượng wax, tỷ lệ Re/As và chỉ số $R_{Stability}$. Kết quả cho thấy chỉ số $R_{Stability}$ của DT-4 cao tương đương với tỷ số Re/As cao (> 95) và/hoặc hàm lượng wax thấp (18 %kl). Trong khi đó, $R_{Stability}$ của DT-1 đến DT-3 thấp hơn so với $R_{Stability}$ của DT-4 liên quan đến tính chất của dầu thô, cụ thể: (i) tỷ lệ Re/As thấp (DT-2 hoặc DT-3) hoặc (ii) có hàm lượng wax cao (DT-1) hoặc (iii) cả 2 yếu tố tỷ lệ Re/As thấp và hàm lượng wax cao (DT-3).



Hình 4. Tương quan giữa hàm lượng wax, tỷ lệ Re/As với tính tương hợp của dầu thô



Chú thích Tương hợp hoàn toàn
 Tương hợp một phần

Hình 5. Kết quả tính tương hợp của các cặp đầu thô

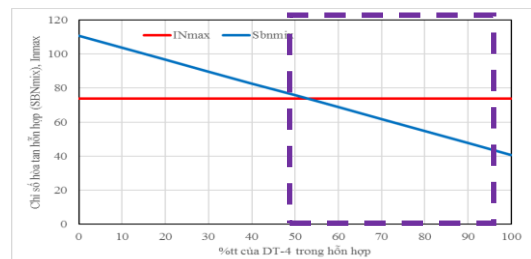
3.3 Mô hình tương hợp của từng cặp dầu thô

Như đã trình bày ở Mục 2.2, mô hình tương hợp dầu cũng được sử dụng để dự đoán tính tương hợp của hai hoặc nhiều loại dầu khi trộn lẫn với nhau thông qua việc xác định các chỉ số cơ bản của từng dầu đơn. Cụ thể khi trộn lẫn hai dầu thô khác nhau với một tỷ lệ thể tích nhất định thì ta sẽ xác định được chỉ số hòa tan của hỗn hợp (S_{BNmix}). Điều kiện để hai hoặc nhiều dầu thô tương hợp là chỉ số S_{BNmix} phải lớn hơn chỉ số không hòa tan lớn nhất trong các loại dầu phối trộn I_{Nmax} . Để đánh giá sơ bộ sự tương hợp của từng cặp dầu trong bốn loại dầu thô với nguyên tắc đã nêu, tác giả đã tính toán và kết quả được trình bày ở Bảng 3 và Hình 5.

Bảng 3. Tính tương thích của các cặp dầu

Cặp dầu thô	S_{BNmax}	S_{BNmin}	I_{Nmax}	So sánh S_{BNmix} và I_{Nmax}
DT-1 và DT-2	110,7	46,5	73,8	$S_{BNmin} < I_{Nmax} < S_{BNmax}$
DT-1 và DT-3	110,7	72,1	73,8	$S_{BNmin} < I_{Nmax} < S_{BNmax}$
DT-1 và DT-4	110,7	40,8	73,8	$S_{BNmin} < I_{Nmax} < S_{BNmax}$
DT-2 và DT-3	72,1	46,5	43,8	$S_{BNmin} > I_{Nmax}$
DT-2 và DT-4	46,5	40,8	30,6	$S_{BNmin} > I_{Nmax}$
DT-3 và DT-4	72,1	40,8	43,8	$S_{BNmin} < I_{Nmax} < S_{BNmax}$

Với các cặp dầu tương hợp một phần, tác giả tiếp tục đi sâu đánh giá tìm giới hạn tỷ lệ thể tích phối trộn thích hợp. Hình 6 theo sau trình bày kết quả phân tích và đánh giá cho trường hợp cụ thể với cặp dầu thô DT-1 và DT-4. Như chúng ta thấy với thể tích của DT-4 trong hỗn hợp lớn hơn 53 %tt thì S_{BNmix} thấp hơn I_{Nmax} do đó sẽ không tương hợp. Ngược lại với thể tích của DT-4 trong hỗn hợp thấp hơn 53 %tt thì DT-1 và DT-4 tương hợp. Do đó, giới hạn tỷ lệ thể tích tương hợp của 2 loại dầu thô DT-1 và DT-4 là thể tích của dầu DT-4 trong hỗn hợp phải nhỏ hơn 53 %tt.



Hình 6. Kết quả tỷ lệ thể tích tương hợp và không tương hợp của hỗn hợp DT-1 và DT-4

Tương tự như cặp dầu DT-1 và DT-4 nêu trên, tác giả đã tìm ra giới hạn thể tích tương hợp của các cặp dầu và kết quả trình bày ở Bảng 4. Kết quả cho thấy cặp dầu (DT-2 và DT-3, DT-2 và DT-4) có thể tồn trữ ở mọi tỷ lệ (tức là tương hợp hoàn toàn). Các cặp dầu còn lại thì tương hợp một phần với giới hạn tỷ lệ thể tích tùy theo cặp. Do đó, để giảm lắng đọng asphaltene và các sự cố có thể xảy ra trong các phân xưởng chế biến tiếp theo thì xem xét tồn trữ ở tỷ lệ trong giới hạn đã đề xuất.

Bảng 4. Kết quả giới hạn tỷ lệ thể tích tương hợp của các cặp dầu thô

Cặp dầu thô	Giới hạn thể tích tương hợp của dầu thô trong hỗn hợp, %tt
DT-1 và DT-2	% tt của DT-2 trong hỗn hợp < 56 %tt
DT-1 và DT-3	% tt của DT-3 trong hỗn hợp < 95 %tt
DT-1 và DT-4	% tt của DT-4 trong hỗn hợp < 53 %tt
DT-2 và DT-3	Mọi tỷ lệ
DT-2 và DT-4	Mọi tỷ lệ
DT-3 và DT-4	% tt của DT-4 trong hỗn hợp < 90 %tt

4 KẾT LUẬN

Trong nghiên cứu này, bốn loại dầu thô được xác định các chỉ số I_N , S_{BN} và đánh giá sự tương hợp của từng cặp dầu thô trong bốn loại dầu thô. Kết quả cho thấy có 2 cặp dầu thô (DT-2 và DT-3, DT-2 và DT-4) là tương hợp hoàn toàn, trong khi đó bốn cặp còn lại thì tương hợp một phần. Mọi tương quan giữa các chỉ số I_N , S_{BN} với tính chất hóa lý của dầu thô (như hàm lượng asphaltenes, resin và wax) cũng sơ bộ đề xuất. Mặc dù, việc xác định chính xác mối tương quan là phức tạp, tuy nhiên, sơ bộ cho thấy dầu thô có hàm lượng wax cao hoặc tỷ lệ resins/asphaltenes thấp thì có tính tương hợp/ổn định thấp thể hiện qua tỷ lệ $R_{Stability}$ (S_{BN}/I_N) thấp. Kết quả nghiên cứu cũng chỉ ra được giới hạn tỷ lệ thể tích giữa cặp hai loại dầu thô khác nhau để đảm bảo tương hợp, giảm lắng đọng asphaltenes. Đây là cơ sở ban đầu cho việc lập kế hoạch tồn trữ các dầu thô khác nhau trong một cùng bể chứa dầu thô hoặc chế biến ở các phân xưởng tiếp theo. Nghiên cứu tiếp theo là thử nghiệm xác định các chỉ số S_{BN}/I_N với nhiều loại dầu thô có tính chất vật lý hóa học khác nhau để có kết quả đầy đủ cho việc đánh giá tồn trữ của nhà máy lọc dầu. Ngoài ra, việc phân tích SARA của dầu thô để đánh giá và tìm chi tiết hơn về mối tương quan giữa các chỉ số cơ bản I_N , S_{BN} , $R_{Stability}$ với SARA và các tính chất hóa lý khác của dầu thô cũng được tiếp tục nghiên cứu. Kết quả thu được từ nghiên cứu này mở ra hướng nghiên cứu mới, góp phần giảm được các sự cố (fouling) trong quá trình khai thác, vận chuyển, tồn trữ và chế biến dầu thô ở thế giới nói chung và Việt Nam nói riêng.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] Guangji, J. Li and G. Zeng, "Recent development in the treatment of oily sludge from petroleum industry: A review", *Journal of Hazardous Materials*, 261, pp. 470–490, 2013.
- [2] G. Li, S. Guo and H. Ye, "Thermal treatment of heavy oily sludge: resource recovery and potential utilization of residual asphalt-like emulsion as a stabilization/solidification material", *RSC Advances*, 5, 105299–105306, 2015.
- [3] V. K. Saxena and A. Bhattacharya, "Innovative Chemical Treatment Solution to Mitigate Crude Oil Tank", *Petrotech*, pp. 1-6, 2010.
- [4] O. Ubani, H.I. Atagana and M.S. Thantsha, "Biological degradation of oil sludge: A review of the current state of development", *African Journal of Biotechnology*, 12, pp. 6544-6567, 2013.
- [5] T. Garrett, P. Christensen, W. Vukovich and T. Yeung, "The challenges of crude blending", *Petroleum Technology Quarterly*, Q2, pp. 33-41, 2016.
- [6] I.R. Wiehie and R. J. Kennedy, "Application of the oil compatibility model to refinery streams", *Energy Fuels*, 14, pp. 60-63, 2000.
- [7] I.A. Wiehe, R.J. Kennedy, G. Dickkian, "Fouling of nearly incompatible oils", *Energy Fuels* 15, pp. 1057-1058, 2001.
- [8] V.A.M. Branco, G.A. Mansoori, L.G.D.A. Xavier, S.J. Park, H. Manafi, "Asphaltene flocculation and collapse from petroleum fluids", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 32, pp. 217-230, 2001.
- [9] J. Ancheyta, F. Trejo, M.S. Rano, "Asphaltenes chemical transformation during hydroprocessing of Heavy oils", *Chemical Industries/126, CRC Press*, 2010.
- [10] C.M. Sinathambi and N.M. Nor, "Relationship between SARA fractions and Crude Oil Fouling", *Journal of Applied Sciences*, 12, pp. 2479-2483, 2012.

Huỳnh Minh Thuận - Viện Dầu Khí Việt Nam, Lô E2b-5, Đường D1, Khu Công nghệ Cao, Phường Tân Phú, Quận 9, TP.HCM

Nguyễn Mạnh Huân - Viện Dầu Khí Việt Nam, Lô E2b-5, Đường D1, Khu Công nghệ Cao, Phường Tân Phú, Quận 9, TP.HCM.

Võ Thị Thương - Viện Dầu Khí Việt Nam, Lô E2b-5, Đường D1, Khu Công nghệ Cao, Phường Tân Phú, Quận 9, TP.HCM

Nguyễn Thị Nhi - Trường Đại học Bách Khoa, ĐHQG-HCM, 268 Lý Thường Kiệt, Phường 14, Quận 10, TP.HCM

Trần Kỳ Anh - Trường Đại học Bách Khoa, ĐHQG-HCM, 268 Lý Thường Kiệt, Phường 14, Quận 10, TP.HCM

Nguyễn Hữu Lương - Viện Dầu Khí Việt Nam, Lô E2b-5, Đường D1, Khu Công nghệ Cao, Phường Tân Phú, Quận 9, TP.HCM

Investigation of crude oils compatibility and relationship with their properties

Huynh Minh Thuan¹, Nguyen Manh Huan¹, Vo Thi Thuong¹, Nguyen Thi Nhi²,
Tran Ky Anh², Nguyen Huu Luong¹

¹Vietnam Petroleum Institute

²Ho Chi Minh City University of Technology, VNU-HCM

Corresponding author: luongnh.pvpro@vpi.pvn.vn

Received: 06-11-2017; Accepted: 17-12-2017

Abstract—The compatibility/incompatibility of crude oils will affect the asphaltene precipitation and finally for sludge deposition if such oils are stored or blending together. Normally, the refineries process a mixture of several crude oils owing to economic, technical and political aspects. In this study, four crude oils were characterized and investigated in order to determine physical-chemical properties and insolubility number (IN) and blending solubility number (SBN). The result revealed that two pair of crude oils are fully compatible and the remaining are partly compatible. The volume limitation of each crude oil in the mixture is proposed. In addition, the relationship between the compatibility and physico-chemical properties of crude oils is discussed. In fact, the crude oil which possessed high wax content and low resins to asphaltenes ratio possesses low stability. This finding might provide a new and valuable strategy for solving the foulings in crude oil tanks and processing units in refineries.

Index Terms—Asphaltene flocculation, asphaltene precipitation, oil refinery, crude oil compatibility, oil compatibility model.