

## **ĐẶC TÍNH LÝ HÓA CỦA DẦU NHIỀU PARAFFIN KHAI THÁC TẠI CÁC MỎ THUỘC LIÊN DOANH VIỆT - NGA “VIETSOVPETRO”**

LÊ KHÁNH HUY, ĐỖ DƯƠNG PHƯƠNG THẢO, NGUYỄN HOÀI VŨ,  
PHAN ĐỨC TUẤN, *Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro”*  
LÊ QUANG DUYỄN, LÊ VĂN NAM, *Trường Đại học Mỏ - Địa chất*

**Tóm tắt:** *Toàn bộ các mỏ của Vietsovpetro được kết nối bởi các hệ thống đường ống ngầm nội mỏ và liên mỏ dài đến 750km. Trong quá trình khai thác và vận chuyển, xử lý, thu gom dầu nhiều paraffin luôn đặt ra những thách thức và khó khăn. Vì vậy nghiên cứu toàn diện về đặc tính hóa lý của dầu là hết sức cần thiết để tối ưu và phát triển công nghệ thu gom, xử lý và vận chuyển dầu phù hợp với điều kiện thực tế ở các mỏ dầu khí của Vietsovpetro. Trong bài báo này nhóm tác giả sẽ nghiên cứu chỉ ra những đặc tính lý hóa đặc trưng của dầu nhiều paraffin khai thác tại các mỏ của Vietsovpetro như hàm lượng paraffin, nhiệt độ kết tinh, độ nhớt, sự thay đổi đặc tính trong các địa tầng. Kết quả của nghiên cứu này không những giúp cho các nhà thiết kế tối ưu hóa hệ thống thu gom xử lý cho toàn bộ mỏ mà còn giúp cho các kỹ sư vận hành đường ống công nghệ và thu gom chủ động trong việc phòng chống, xử lý các lắng đọng paraffin trong quá trình vận hành sản xuất.*

### **1. Mở đầu**

Khai thác, xử lý, vận chuyển dầu thô nhiều paraffin luôn kèm theo nhiều khó khăn và phức tạp, nhất là đối với những khu vực xa đất liền, mực nước biển sâu, nhiệt độ nước biển thấp. Bên cạnh đó, sau một thời gian khai thác tự phun, áp suất vỉa suy giảm, dầu chuyển sang khai thác bằng các phương pháp cơ học như gaslift, bơm li tâm điện chìm. Do đó, theo thời gian khai thác mỏ, tính chất dầu thô cũng sẽ thay đổi. Phân tích các tính chất cơ bản dầu thô đóng vai trò quan trọng trong việc đánh giá những thách thức đặt ra trong quá trình khai thác và vận chuyển dầu.

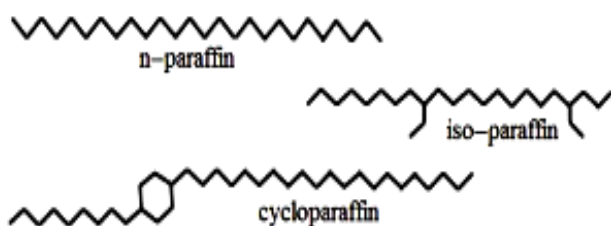
### **2. Đặc tính lý hóa của dầu nhiều paraffin khai thác tại các mỏ của LD Vietsovpetro**

Trong quá trình khai thác và vận chuyển dầu, lắng đọng paraffin xuất hiện trên đường ống thu gom dầu, trong các bình chứa, các phin lọc hay các van nằm trên đường thu gom thậm chí ở trong cần khai thác. Do đặc trưng của dầu thô khai thác tại các mỏ của LD “Vietsovpetro” là loại dầu nhiều paraffin, nhiệt độ đông đặc của dầu cao nên xử lý và vận chuyển dầu thô từ các giếng khai thác về tàu chứa rất khó khăn và phức tạp.

#### **2.1. Hàm lượng paraffin trong dầu khai thác tại các mỏ LD Vietsovpetro**

Paraffin là loại hydrocacbon rất phổ biến trong các loại hydrocacbon của dầu mỏ. Tùy theo cấu trúc mà paraffin được chia thành hai loại đó là paraffin mạch thẳng không nhánh (gọi là n-paraffin, chiếm 80 - 90%) và paraffin có nhánh (gọi là iso-paraffin) (hình 1) [1]. Hàm lượng paraffin được xác định theo tiêu chuẩn RD 39 09 80 bằng phương pháp kết tinh ở -21°C các mẫu dầu đã được tách loại các chất nhựa, asphalten bằng dung môi ete dầu mỏ và silicagen [2].

Dầu thô tại các mỏ khai thác của LD “Vietsovpetro” thuộc họ dầu nhiều paraffin với hàm lượng > (20%). Đặc tính paraffin và sự phân bố n-paraffin của dầu thô ở các mỏ có nhiều điểm khác nhau. Bảng 1 cho thấy hàm lượng paraffin của dầu thô mỏ Thổ Trắng thấp hơn nhiều so với dầu thô các mỏ khác. Dầu mỏ Bạch Hổ có hàm lượng paraffin cao nhất (trung bình 26%kl) tiếp đó đến dầu các mỏ Rồng, Nam Rồng - Đồi Mồi và Gấu Trắng. Dầu tại 3 mỏ này thuộc loại dầu nặng (tỉ trọng > 0,86) có hàm lượng paraffin chênh lệch nhau không nhiều, trong khoảng từ 23-24%kl.



Hình 1. Cấu trúc của paraffin

## 2.2. Nhiệt độ đông đặc của dầu thô

Bên cạnh hàm lượng paraffin, nhiệt độ đông đặc của dầu thô cũng là một thông số quan trọng trong việc vận chuyển dầu.

Nhiệt độ đông đặc là nhiệt độ mà ở đó các phân đoạn dầu mỏ trong điều kiện thử nghiệm qui định mất hẳn tính linh động [3]. Như vậy, nhiệt độ đông đặc là đại lượng dùng để đặc trưng cho tính linh động của các phân đoạn dầu mỏ ở nhiệt độ thấp. Sự mất tính linh động này có thể vì hạ thấp nhiệt độ, độ nhớt của phân đoạn dầu mỏ giảm theo và đặc lại dưới dạng các chất thù hình, đồng thời còn có thể do tạo ra nhiều tinh thể paraffin rắn, các tinh thể này hình thành dưới dạng lưới (khung tinh thể) và những phần còn lại không kết tinh bị chứa trong các khung tinh thể đó, nên làm cả hệ thống bị đông đặc lại. Hình dạng các tinh thể tách ra phụ thuộc vào thành phần hóa học của hydrocacbon, còn tốc độ phát triển các tinh thể phụ thuộc vào độ nhớt của môi trường, vào hàm lượng và độ hòa tan của paraffin ở nhiệt độ đó, cũng như tốc độ làm lạnh của nó. Một số chất như nhựa lại dễ bị hấp phụ trên bề mặt tinh thể paraffin nên ngăn cách không cho các tinh thể này phát triển, vì vậy dầu mỏ được làm sạch các chất này, nên nhiệt độ đông đặc lại lên cao. Như vậy, nhiệt độ đông đặc phụ thuộc vào thành phần hóa học của dầu mỏ, mà chủ yếu là phụ thuộc vào hàm lượng paraffin rắn ở trong đó. Dầu thô có hàm lượng paraffin càng nhiều thì nhiệt độ đông đặc càng cao và ngược lại. Dầu thô tại các mỏ khai thác của LD “Vietsovpetro” có nhiệt độ đông đặc cao, dao động từ 20 - 39 °C (bảng 1).

## 2.3. Độ nhớt

Để khảo sát tính lưu biến của dầu thô một chỉ tiêu cơ bản khác cũng cần phải phân tích là độ nhớt. Đây là một đại lượng vật lý đặc trưng cho trở lực do ma sát nội tại sinh ra giữa các

phân tử khi chúng có sự chuyển động trượt lên nhau. Vì vậy, độ nhớt có liên quan đến khả năng thực hiện các quá trình bơm, vận chuyển chất lỏng trong các hệ đường ống, khả năng thực hiện các quá trình phun. Độ nhớt thường được xác định trong các nhớt kế mao quản, ở đây chất lỏng chảy qua các ống mao quản có đường kính khác nhau, ghi nhận thời gian chảy của chúng qua mao quản, có thể tính được độ nhớt của chúng [4]. Độ nhớt ở các giếng thuộc mỏ Gấu Trắng và NR - ĐM cao hơn so với các đối tượng còn lại (bảng 2, 3, 4).

## 2.4. Sự đa dạng trong đặc tính lý hóa của dầu thô

Sự khác biệt trong đặc tính lý hóa không chỉ thể hiện ở các mỏ khác nhau (bảng 1) mà trong cùng một mỏ, giữa các giếng cũng có sự chênh lệch từ không lớn đến đáng kể. Để minh họa điều này ta khảo sát tính chất hóa lý của dầu thô tại các giếng mỏ Bạch Hồ (bảng 5).

Kết cấu mỏ Bạch Hồ gồm 4 tầng, trên cùng - mioxen hạ, tầng thứ 2 - Oligoxen thượng, tầng 3 - Oligoxen hạ và tầng dưới cùng - tầng móng. Giá trị trung bình của dầu ở các tầng trong giai đoạn 2013-2014 được nêu trong (bảng 5). Nhìn chung, theo mặt cắt từ trên xuống dưới tỉ trọng, độ nhớt, hàm lượng nhựa và asphalten đều giảm. Dầu tầng mioxen hạ có tính chất khác hẳn so với dầu thuộc tầng oligoxen và móng (bảng 5). Chúng có tỉ trọng, độ nhớt, hàm lượng nhựa và asphalten cao hơn nhiều cũng như phần trăm paraffin thấp hơn hẳn.

Trong cùng 1 địa tầng, ở tầng mioxen hạ cũng như tầng móng, tính chất của dầu gần giống nhau [3, 4].

Tính chất của dầu thuộc oligoxen thượng khác biệt đối với từng giàn, từng khu vực và dao động trong khoảng [4]:

- Trọng lượng dao động từ 0,8229 đến 0,9069 G/cm<sup>3</sup>,
- Độ nhớt ở 50°C – trong khoảng 6,05 - 65,72 mm<sup>2</sup>/s,
- Độ nhớt ở 70°C – trong khoảng 3,26 - 27,86 mm<sup>2</sup>/s,
- Hàm lượng paraffin từ 15,1 – 30,8%kl.

Cũng như dầu Bạch Hồ, tính chất lý hóa của dầu mỏ Rồng thuộc tầng Mioxen và móng

hoàn toàn khác nhau. Dầu Mioxen có tỉ trọng, độ nhớt, hàm lượng nhựa - asphalten cao hơn nhiều cũng như hàm lượng paraffin thấp hơn.

Thậm chí trong cùng 1 khu vực cũng có sự khác biệt đáng kể (bảng 6).

*Bảng 1. Đặc tính lý hóa cơ bản của dầu thô ở các mỏ của Vietsovpetro*

<b>Đặc tính</b>	<b>Mỏ dầu</b>	<b>Bạch Hổ</b>	<b>Rông</b>	<b>Nam Rông - Đồi Mồi</b>	<b>Gấu Trắng</b>	<b>Thỏ Trắng</b>
Tỉ trọng ở 20 °C, G/cm <sup>3</sup>		0,8519	0,8641	0,8815	0,8735	0,8315
Nhiệt độ đông đặc, °C		35,5	33,0	34,6	34,4	28,7
Độ nhớt, mm <sup>2</sup> /s:						
- ở 50 °C		12,83	14,19	20,30	21,72	5,67
- ở 70 °C		6,60	7,49	10,51	11,19	3,44
Hàm lượng paraffin, %kl		26,00	23,80	23,16	23,75	20,68
Nhiệt độ nóng chảy paraffin, °C		58,7	58,9	59,4	59,5	58,7
Hàm lượng nhựa và asphalten,%kl		7,21	9,06	14,04	11,53	4,04

*Bảng 2. Đặc tính lý hóa cơ bản của dầu thô ở mỏ NR-DM (giàn RC-DM)*

<b>Giàn</b>	<b>RC-DM</b>						
<b>Giếng</b>	<b>410</b>	<b>406</b>	<b>408</b>	<b>2X</b>	<b>405</b>	<b>407</b>	<b>409</b>
Tỉ trọng ở 20 °C, G/cm <sup>3</sup>	0,8947	0,8814	0,8923	0,8914	0,8819	0,8831	0,8800
Nhiệt độ đông đặc, °C	33,5	33,5	36,5	36,5	33,5	36,5	33,5
Độ nhớt, mm <sup>2</sup> /s:							
- ở 50 °C	29,50	18,55	29,15	26,01	22,20	20,00	17,34
- ở 70 °C	15,56	9,99	14,20	12,72	10,22	10,25	9,37
Hàm lượng paraffin, %kl	21,97	23,60	23,8	22,50	25,5	23,50	22,2
Nhiệt độ nóng chảy paraffin, °C	59,1	61,2	60,5	59,6	59,0	58,0	58,5
Hàm lượng nhựa và asphalten, %kl	9,16	13,60	13,34	15,70	14,80	12,50	12,50

Bảng 3. Đặc tính lý hóa cơ bản của dầu thô ở mỏ NR - ĐM (giàn RC-4)

<b>Giàn</b>	<b>RC-4</b>						
<b>Giếng</b>	<b>425</b>	<b>20</b>	<b>25</b>	<b>423</b>	<b>421</b>	<b>422</b>	<b>424</b>
Ngày lấy mẫu	09/12	04/13	01/14	01/14	02/14	04/14	05/14
Tỉ trọng ở 20 °C, G/cm <sup>3</sup>	0,8872	0,8883	0,8805	0,8893	0,8817	0,8760	0,8808
Nhiệt độ đông đặc, °C	34,5	37,5	33,5	36,5	36,5	33,5	36,5
Độ nhớt, mm <sup>2</sup> /s:							
- ở 50 °C	20,48	23,80	17,54	24,63	23,64	16,19	19,95
- ở 70 °C	10,27	11,69	9,51	11,95	12,69	8,79	9,85
Hàm lượng paraffin, %kl	26,05	22,20	21,15	23,10	22,60	22,1	25,61
Nhiệt độ nóng chảy paraffin, °C	58	60	60	61,2	59,8	59,5	58,8
Hàm lượng nhựa và asphalten, %kl	16,44	13,60	18,70	12,28	16,85	14,94	14,3

Bảng 4. Đặc tính lý hóa cơ bản của dầu thô ở mỏ Gấu Trắng

<b>Giàn</b>	<b>GTC-1</b>						
<b>Giếng</b>	<b>5P</b>	<b>8P</b>	<b>1X</b>	<b>1P</b>	<b>4P</b>	<b>6P</b>	<b>2X</b>
Ngày lấy mẫu	01/13	06/13	01/14	01/14	02/14	02/14	01/14
Tỉ trọng ở 20 °C, G/cm <sup>3</sup>	0,8753	0,8648	0,8811	0,8730	0,8698	0,8749	0,88
Nhiệt độ đông đặc, °C	37,5	34,5	36,5	33,5	30,5	36,5	39,5
Độ nhớt, mm <sup>2</sup> /s:							
- ở 50 °C	19,64	17,08	29,1	17,64	18,05	20,16	29,44
- ở 70 °C	10,42	8,29	14,67	9,31	9,71	10,86	13,61
Hàm lượng paraffin, %kl	22,53	22,85	23,6	22,95	24,4	24,1	22,5
Nhiệt độ nóng chảy paraffin, °C	58,8	58,5	58,8	59,2	59,2	60,5	59,8
Hàm lượng nhựa và asphalten, %kl	12,09	11,40	14,55	10,43	10,85	9,85	15,7

Bảng 5. Đặc tính lý hóa cơ bản của dầu thô thuộc các địa tầng khác nhau ở mỏ Bạch Hổ

Địa tầng	Mioxen hạ	Oligocen thượng	Oligocen hạ	Tầng móng
Tỉ trọng ở 20°C, G/cm <sup>3</sup>	0,8684	0,8673	0,8321	0,8332
Nhiệt độ đông đặc, °C	34,3	36,6	35,3	35,6
Độ nhớt, mm <sup>2</sup> /s:				
- ở 50 °C	15,39	21,88	5,778	6,04
- ở 70 °C	8,05	10,60	3,44	3,56
Hàm lượng paraffin, %kl	22,96	26,54	26,86	28,32
Nhiệt độ nóng chảy paraffin, °C	59,2	59,0	58,1	58,0
Hàm lượng nhựa và asphalten, %kl	11,91	7,94	3,68	3,42

Bảng 6. Đặc tính lý hóa cơ bản của dầu thô thuộc các địa tầng khác nhau ở mỏ Rồng

Giàn	RC-5	RC-5	RC-5	RC-5	RC-5	RC-5	RC-5
Giếng	501	15	502	506	507	510	505
Địa tầng	Tầng móng		Mioxen hạ				
Ngày lấy mẫu	01/14	03/14	01/14	02/14	02/14	03/14	03/14
Tỉ trọng ở 20°C, G/cm <sup>3</sup>	0,8754	0,8658	0,8996	0,8866	0,8917	0,8901	0,8991
Nhiệt độ đông đặc, °C	33,5	33,5	30,5	33,5	30,5	36,5	36,5
Độ nhớt, mm <sup>2</sup> /s:							
- ở 50 °C	16,73	11,21	52,48	28,4	30,82	32,78	42,41
- ở 70 °C	8,35	6,6	22,98	14,17	15,07	15,67	18,04
Hàm lượng paraffin, %kl	27,1	23,3	19,6	20,8	19,93	24,4	20,95
Nhiệt độ nóng chảy paraffin, °C	58,5	59,1	59,5	58,1	60,5	58,7	60,5
Hàm lượng nhựa và asphalten, %kl	10,85	7,8	18,5	17,8	18,65	13,65	24,85

### 3. Kết luận

Từ các kết quả thực nghiệm cho thấy dầu khai thác ở mỏ Bạch Hổ, mỏ Rồng và các mỏ kết nối khác của Vietsovpetro có những đặc tính hóa lý sau:

- Dầu khai thác ở các khu vực này có độ nhớt cao và hàm lượng paraffin lớn, dao động ở mức 20 - 29% khối lượng. Nhiệt độ đông đặc của

dầu thô khoảng 29 - 36°C, cao hơn nhiệt độ thấp nhất của nước biển ở vùng cận đáy từ 9 - 15°C; trong khi đó nhiệt độ bắt đầu kết tinh của paraffin trong dầu các mỏ này dao động từ 58 - 61°C;

- Đặc tính lý hóa của dầu giữa các mỏ có sự khác biệt rõ rệt: dầu mỏ Bạch Hổ 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 từ 23-24%kl). Hàm lượng paraffin của dầu thô mỏ Thổ Trắng thấp hơn hẳn so với dầu thô các mỏ khác (chỉ khoảng 20%kl). Trong khi độ nhớt dầu cao ở dầu khai thác tại các mỏ Gấu Trắng và Nam Rồng - Đồi Mồi;

- Sự khác biệt trong đặc tính lý hóa không chỉ thể hiện ở 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 Mioxen hạ có tính chất khác hẳn so với dầu thuộc tầng Oligoxen và Móng. Chúng có tỉ trọng, độ nhớt, hàm lượng nhựa và asphalten cao hơn nhiều cũng như phần trăm paraffin thấp hơn hẳn.

Từ kết quả nghiên cứu trên cho thấy được sự phức tạp trong tính chất của dầu thô mỏ Bạch Hồ, mỏ Rồng và các mỏ kết nối khác, khả năng lắng đọng paraffin cao, tạo nguy cơ tắc đường ống và dừng khai thác mỏ cũng như trong vận chuyển bằng đường ống ngầm ngoài khơi. Từ đó, đặt ra yêu cầu phải có một công nghệ thu gom, xử lý, vận chuyển dầu nhiều paraffin phù hợp với điều kiện thực tế tại các mỏ khai thác của Vietsovpetro.

## TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1]. Đào Thị Hải Hà, 2013. Tổng hợp phụ gia giảm nhiệt độ đông đặc cho dầu thô nhiều paraffin mỏ Bạch Hồ trong khai thác và vận chuyển trên nền ester của polytriethanolamine. Tạp chí Dầu khí số 5/2013: trang 26-35.
- [2]. ASTM, 2006. Standard test method for pour point of petroleum products. D97.
- [3]. ASTM, 2006. Standard test method for kinematic viscosity of transparent and opaque liquids. D445.
- [4]. Методическое руководство по выявлению залежей, нефти которых насыщены или близки к насыщению парафином. ВНИИ. 1997.
- [5]. НИПИ. НИР II.10 “Аналитическое определение физико-химических свойств, компонентного и микроэлементного состава нефти, газа, конденсата в пластовых и поверхностных условиях и их изменений в процессе разработки”. 2013 г.
- [6]. НИПИ. НИР II.13 “Аналитическое определение физико-химических свойств, компонентного и микроэлементного состава нефти, газа, конденсата в пластовых и поверхностных условиях и их изменений в процессе разработки”. 2014 г.

## ABSTRACT

### Characteristic of chemical physical of paraffin oil in Bach Ho Field

**Le Khanh Huy, Do Duong Phuong Thao, Nguyen Hoai Vu,  
Phan Duc Tuan, Vietsovpetro**

**Le Quang Duyen, Le Van Nam, Hanoi University of Mining and Geology**

In all field of Vietsovpetro, these facilities are inter-connected via 750 km of infield pipeline. During the process of production, collecting and transporting and processing paraffin oil in Bach Ho, Rong field and other connected fields of Vietsovpetro Company always raises many challenges and difficulties. So systematic research on oil characteristics is essential to optimize and develop the suitable technology of collecting, transporting and processing for the particular conditions in Vietsovpetro fields. In this paper, the authors will generally describe the specific physico-chemical properties of paraffin oil in the fields of Vietsovpetro Company *as paraffin fraction, crystallization temperature, viscosity, characteristic changes in the stratigraphy*. The results of this study not only help designers optimize the collection and transporting processing system for the field, but also help operational engineering prevention, handling paraffin deposition in the pipelines.