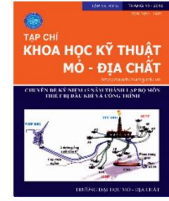




## Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất

Trang điện tử: <http://tapchi.humg.edu.vn>



# Giải pháp nâng cao hiệu quả xử lý dầu nhiều Paraffin trên giàn MSP-6 Mỏ Bạch Hổ

Nguyễn Văn Thịnh<sup>1,\*</sup>, Phạm Đức Thắng<sup>2</sup>, Hoàng Linh Lan<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Khoa Dầu khí, Trường Đại học Mỏ - Địa chất, Việt Nam

<sup>2</sup> Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN), Việt Nam

<sup>3</sup> Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), Việt Nam

### THÔNG TIN BÀI BÁO

#### Quá trình:

Nhận bài 02/12/2018

Chấp nhận 15/01/2019

Đăng online 28/02/2019

#### Từ khóa:

Đảm bảo dòng chảy  
Đường ống vận chuyển  
dầu  
Xử lý paraffin  
Mỏ Bạch Hổ

### TÓM TẮT

Dầu thô khai thác tại mỏ Bạch Hổ có đặc thù là dầu nhiều paraffin, độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao. Điều này đã gây ra những khó khăn không nhỏ cho việc đảm bảo dòng chảy trong quá trình khai thác, thu gom vận chuyển và cất chứa sản phẩm. Vì vậy, việc xử lý paraffin phải được tiến hành trong tất cả các hoạt động liên quan đến quá trình khai thác dầu. Hiện tại, khai thác dầu ở mỏ Bạch Hổ được thực hiện chủ yếu bằng phương pháp gaslift. Thực tế cho thấy, lắng đọng paraffin xảy ra ở các giếng gaslift nhiều hơn so với các phương pháp khai thác khác do cơ chế khai thác cũng như cấu trúc các thiết bị khai thác gây nên. Do đó, nghiên cứu để tìm ra giải pháp xử lý lắng đọng paraffin đối với các giếng khai thác bằng phương pháp gaslift là cần thiết. Bài báo trình bày các kết quả nghiên cứu về xử lý paraffin cho giếng khai thác gaslift và hệ thống thu gom, xử lý dầu khí trên giàn MSP-6 mỏ Bạch Hổ thông qua việc phân tích đánh giá quy trình, thực tế vận hành tại đây. Trên cơ sở đó, bài báo đưa ra giải pháp kỹ thuật để nâng cao hiệu quả xử lý paraffin bằng việc sử dụng hỗn hợp dầu nóng nhiệt độ cao của Giếng N<sup>o</sup> 101 cho giếng khai thác gaslift N<sup>o</sup> 90 trên giàn MSP-6. Kết quả nghiên cứu có thể được áp dụng cho các giếng khai thác có điều kiện tương tự, góp phần nâng cao hiệu quả khai thác dầu bằng phương pháp gaslift trên phạm vi toàn mỏ Bạch Hổ.

© 2019 Trường Đại học Mỏ - Địa chất. Tất cả các quyền được bảo đảm.

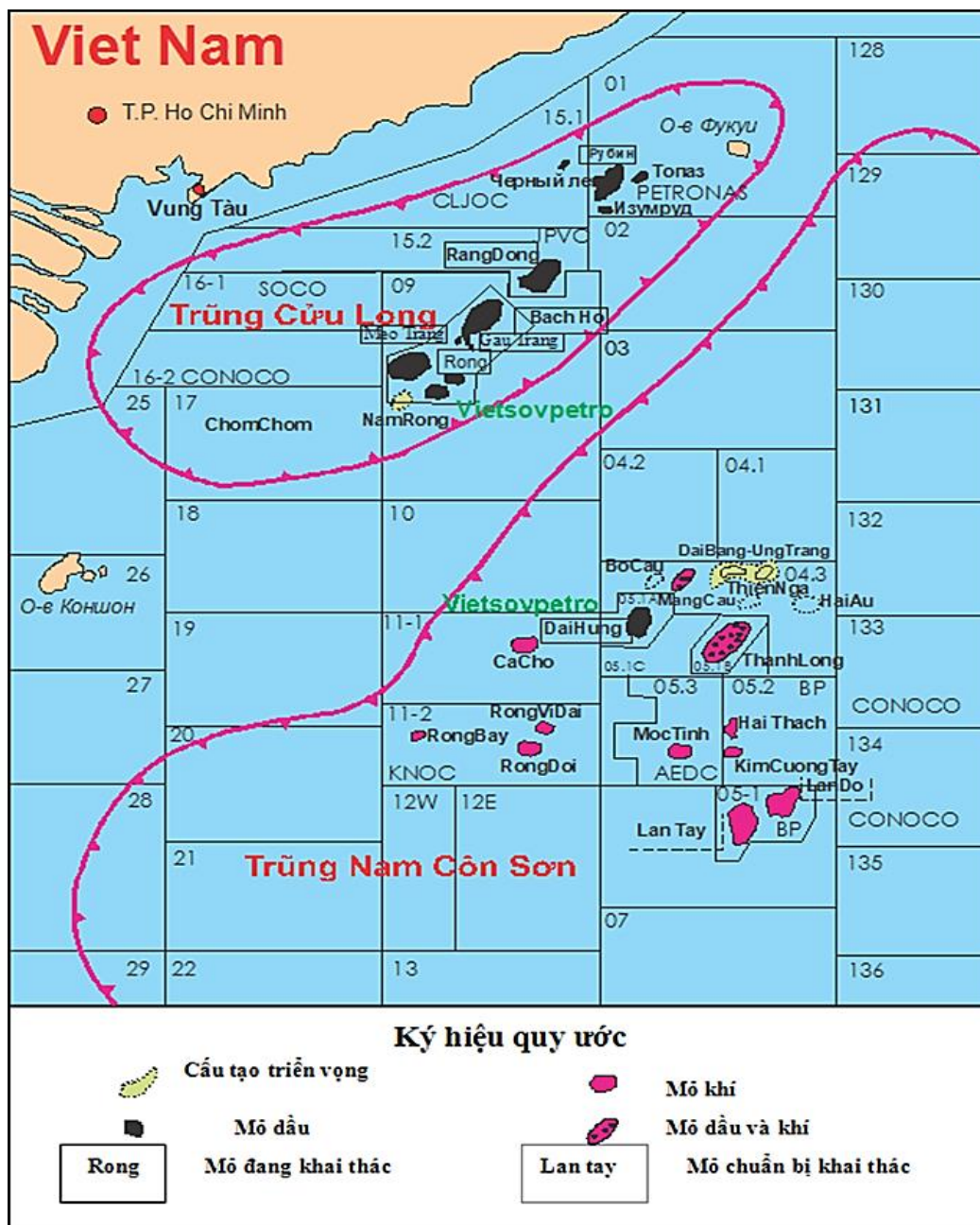
## 1. Mở đầu

Mỏ Bạch Hổ là mỏ dầu lớn nhất ở thềm lục địa Nam Việt Nam, trong lô 09-1 thuộc bồn trũng Cửu Long, cách TP. Vũng Tàu khoảng 120 km về phía Đông Nam (Hình 1). Hiện nay mỏ đang khai thác

dầu khí tại các đối tượng chính là Mioxen dưới, Oligoxen trên, Oligoxen dưới và đá Móng nứt nẻ, trong đó sản lượng khai thác được tập trung nhiều ở tầng đá Móng với khoảng 86% sản lượng khai thác của toàn mỏ. Tính đến 31/12/2017, mỏ Bạch Hổ đã khai thác được khoảng 208 triệu tấn dầu thô sau 31 năm đi vào khai thác. Các giếng khai thác nằm trên các giàn cố định (MSP) và các giàn nhẹ (BK, RC). Dầu khí khai thác lên được xử lý sơ bộ sản phẩm trước khi vận chuyển về giàn Công nghệ

\*Tác giả liên hệ

E - mail: [nguyenvanthinh@humg.edu.vn](mailto:nguyenvanthinh@humg.edu.vn)



Hình 1. Sơ đồ vị trí mỏ Bạch Hổ (Liên doanh Việt - Nga Vietsovpetro, 2013).

trung tâm số 2 (CNTT-2) và số 3 (CNTT-3) xử lý sau đó bơm qua tàu chứa dầu để xử lý thành dầu thương phẩm trước khi xuất bán.

Số lượng các giếng khai thác chuyển qua chế độ khai thác cơ học chiếm tỷ trọng lớn, và các giếng này cũng cung cấp sản lượng khai thác chính của mỏ. Do đó, việc tìm ra phương pháp khai thác tối ưu, phù hợp với điều kiện mỏ cũng như từng khu vực có ý nghĩa rất quan trọng, quyết định đến sản lượng khai thác dầu khí hàng năm. Dựa vào

các tính chất, đặc điểm của giếng khai thác tại mỏ Bạch Hổ, Liên doanh Việt Nga (VSP) đã áp dụng những phương pháp khai thác cơ học như: bơm ly tâm điện chìm, gaslift. Theo số liệu về tình trạng quỹ giếng hiện nay của VSP đến tháng 7/2017, số lượng giếng khai thác dầu là 385 giếng trong đó chỉ có 16 giếng là khai thác tự phun, còn lại là 369 giếng khai thác bằng phương pháp gaslift.

Phương pháp khai thác dầu khí cơ học bằng gaslift nhằm tăng cường khả năng thu hồi dầu ở

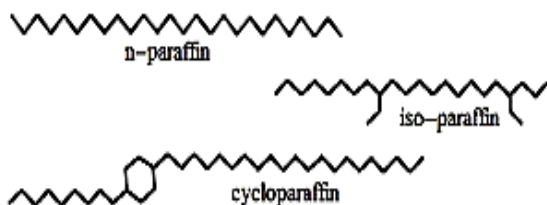
giai đoạn suy giảm năng lượng vữa tự nhiên đã được áp dụng thành công cho nhiều mỏ dầu khí nói chung và mỏ Bạch Hổ nói riêng. Phương pháp này đã được áp dụng tại mỏ trên 17 năm với tổng sản lượng khai thác đã góp phần không nhỏ vào việc duy trì sản lượng khai thác hằng năm của mỏ Bạch Hổ. Tuy nhiên trong quá trình khai thác đã xuất hiện sự suy giảm sản lượng trong các giếng bằng phương pháp gaslift do nhiều nguyên nhân khác nhau.

Các số liệu thống kê thực tế vận hành và khai thác mỏ Bạch Hổ cho thấy một trong những nguyên nhân chính dẫn tới làm suy giảm sản lượng khai thác là do dầu khai thác ở mỏ Bạch Hổ có hàm lượng paraffin cao (17-27%); nhiệt độ dầu tại các miệng giếng các giếng khai thác gaslift chỉ khoảng 25-50°C trong khi đó nhiệt độ kết tinh paraffin trong dầu giao động khoảng 58-61°C và nhiệt độ đông đặc của dầu cao là 32-36°C. Trong quá trình khai thác thành ống khai thác xuất hiện lớp lắng đọng paraffin và chiều dày của lớp lắng đọng này sẽ tăng dần lên theo thời gian làm giảm tiết diện ống khai thác dẫn đến giảm khả năng khai thác dầu. Do đó, việc nghiên cứu để tìm ra giải pháp xử lý lắng đọng paraffin đối với các giếng khai thác bằng phương pháp gaslift là cần thiết và cấp bách cho giai đoạn hiện nay tại mỏ Bạch Hổ (Nguyễn Thị Thu Hà và nnk., 2013, 2014).

## 2. Tính chất của dầu thô mỏ Bạch Hổ

### 2.1. Hàm lượng paraffin trong dầu khai thác

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 (*n*-paraffin, chiếm 80 - 90%) và paraffin có nhánh (*iso*-paraffin) (Hình 2). 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,



Hình 2. Cấu trúc của paraffin trong dầu thô.

asphalten bằng dung môi ete dầu mỏ và silicagen (Phan Tử Bằng, 1999).

Dầu mỏ Bạch Hổ có hàm lượng paraffin cao nhất (trung bình 26% khối lượng) tiếp đến là dầu các mỏ Rồng, Nam Rồng - Đồi Mồi và Gấu Trắng. Dầu tại các mỏ này đều thuộc loại dầu nặng (tỉ trọng > 0,86 g/cm<sup>3</sup>) với hàm lượng paraffin chênh lệch nhau không nhiều, dao động trong khoảng từ 23-24% khối lượng.

### 2.2. Nhiệt độ đông đặc của dầu thô

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 (Phan Tử Bằng, 1999). 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 nhiệt độ thấp, 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, nhiệt độ đông đặc lại lên cao. Như vậy, nhiệt độ đông đặc phụ thuộc vào thành phần hóa học, và chủ yếu nhất 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 VSP 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

Bảng 1. Đặc tính lý hóa cơ bản của dầu thô ở các mỏ của VSP (Nguyễn Thúc Kháng và nnk, 2016).

Mỏ dầu Đặc tính	Bạch Hồ	Rồng	Nam Rồng - Đồi Mồi	Gấu Trắng	Thỏ Trắng
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
- 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 thuộc các địa tầng khác nhau ở mỏ Bạch Hồ (Nguyễn Thúc Kháng và nnk, 2016).

Địa tầng	Mioxen hạ	Oligoxen thượng	Oligoxen 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
- 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

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.

**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 mà còn trong cùng 1 mỏ. Cấu tạo mỏ Bạch Hồ gồm 4 tầng sản phẩm chính. Tầng trên cùng - Mioxen hạ, tầng thứ 2 - Oligoxen thượng, tầng 3 - Oligoxen hạ và tầng dưới cùng - tầng Móng. 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 2). Tỉ trọng, độ nhớt, hàm lượng nhựa và asphalten của dầu tầng Mioxen hạ cao hơn nhiều cũng như phần trăm paraffin thấp hơn hẳn so với dầu thuộc tầng Oligoxen và Móng. Trong cùng 1 địa tầng ở tầng Mioxen hạ cũng như tầng Móng, tính chất của dầu gần giống nhau.

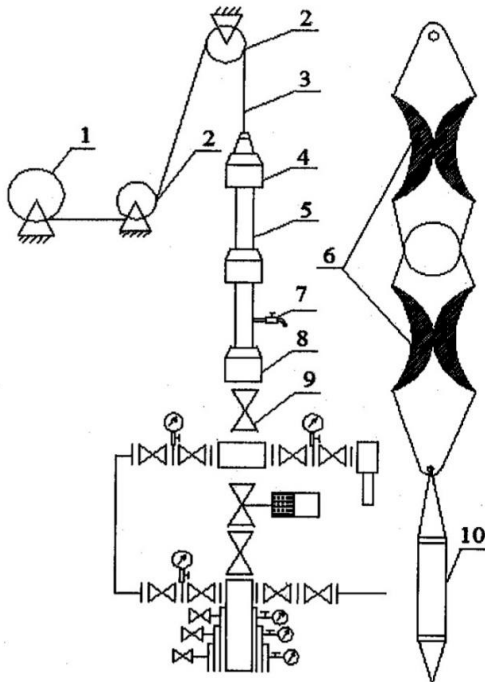
**3. Biện pháp xử lý paraffin trên giàn MSP-6**

Trong khai thác và vận chuyển dầu khí sự lắng đọng paraffin là điều không thể tránh khỏi khi trong sản phẩm có hàm lượng paraffin cao. Do đó, việc tiến hành ngăn ngừa lắng đọng paraffin là cần thiết và phải có những biện pháp xử lý khi dầu đã bị lắng đọng paraffin. Tùy thuộc vào vị trí và mức độ lắng đọng paraffin mà người ta có thể áp dụng những biện pháp xử lý paraffin khác nhau như phương pháp hóa học, phương pháp cơ học và phương pháp nhiệt (Nguyễn Thúc Kháng và nnk, 2016).

Phương pháp cơ học và phương pháp nhiệt đã được nghiên cứu và áp dụng để xử lý lắng đọng paraffin trong các giếng khai thác gaslift trên giàn MSP-6. Giàn MSP-6 có chức năng vận hành khai thác và nhận hỗn hợp chất lưu từ giếng của BK Thỏ Trắng 01 vào bình tách C-1 (bình tách 2 pha trung áp) sau đó xử lý qua bình tách thấp áp C-1 100m<sup>3</sup> và dùng bơm ly tâm vận chuyển chất lỏng dầu nước về các giàn về giàn CNTT-2 hoặc CNTT - 3 tùy vào từng thời điểm công nghệ (Liên doanh Việt - Nga Vietsovpetro, 2016).

Trong quá trình vận hành hệ thống công nghệ giàn MSP-6 đã từng thực hiện các biện pháp xử lý paraffin bằng phương pháp thiết bị chuyên dụng và phương pháp nhiệt sử dụng trạm hơi nóng PPU A-1600. Phương pháp xử lý paraffin bằng thiết bị

chuyên dụng (Hình 3) đã được sử dụng từ khi bắt đầu tiến hành làm sạch cần khai thác trong các giếng khoan. Tuy nhiên, trong quá trình vận hành phương pháp này gặp phải một số khó khăn phức tạp, nguy hiểm như: cần phải phối hợp nhịp nhàng, chính xác các thao tác vận hành giữa trạm cấp tời trong Block Modul 10 trên nóc của Block Modul 2 và các dụng cụ chuyên dụng để nạo vét paraffin để bị rối, đứt cáp dẫn đến phải ngừng khai thác giếng để sửa chữa. Bên cạnh đó gây khó khăn cho thợ vận hành, có thể xảy ra các hiện tượng dầu khí phun trào nguy hiểm...



Hình 3. Sơ đồ xử lý paraffin trong ống khai thác bằng thiết bị nạo vét chuyên dụng.

1 - Tang tời; 2 - Ròng r dao; 3 - Cáp; 4 - Thiết bị làm kín; 5 - Bộ Lubrikator; 6 - Lưỡi dao; 7 - Van xả; 8 - Dầu nối; 9 - Van chặn; 10 - Quả nặng.

Trong quá trình vận hành nếu áp dụng biện pháp thiết bị chuyên dụng để xử lý paraffin không hiệu quả thì cần phải sử dụng trạm hơi nóng PPU A-1600 (Hình 4). Thiết bị được đặt trên nóc Blockmodul 14 và có hệ thống cấp nhiên liệu dầu diesel, hệ thống ống nối chuyên dụng tới Block modul 1, 2 vào các giếng cần xử lý.

Hiện tại trên giàn MSP-6, giếng khai thác gaslift N<sup>o</sup> 101 làm việc liên tục và có các thông số phù hợp để có thể sử dụng xử lý lắng đọng paraffin trong cần khai thác như lưu lượng 180m<sup>3</sup>/ngày

đêm, nhiệt độ chất lưu lên tới 62°C và hàm lượng nước trong sản phẩm là 98,5%. Các giếng khai thác gaslift trên giàn MSP-6 bị lắng đọng paraffin thường có áp suất vỉa thấp. Trong bài báo này, biện pháp xử lý bơm ép dầu nóng từ giếng N<sup>o</sup> 101 vào giếng lắng đọng paraffin N<sup>o</sup>90 đã được nghiên cứu để có thể áp dụng vào thực tế.

#### 4. Biện pháp xử lý lắng đọng paraffin cho giếng khai thác N<sup>o</sup> 90 trên giàn MSP6

Giếng khoan N<sup>o</sup> 90 được đưa vào khai thác từ ngày 30/05/1995, đối tượng khai thác là tầng Móng với khoảng chiều sâu bản mìn mở vỉa là từ 4330-4880m (Bảng 3). Cho đến nay, giếng đã trải qua nhiều lần tiến hành xử lý vùng cận đáy giếng (OPZ) vào các năm 1997, 2003, 2004, 2005, 2006 và 2007 (Nguyễn Thúc Kháng và nnk, 2016). Giếng được tiến hành sửa chữa lớn hai lần vào năm 1997 (chuyển giếng qua chế độ khai thác gaslift liên tục) và 2007 (đổ cầu xi măng và tiến hành bản mìn mở vỉa phía trên tầng Móng). Các thông số khai thác chính hiện nay của giếng N<sup>o</sup> 90 là áp suất miệng 9-10 (kG/cm<sup>2</sup>), áp suất ngoài cần 72-85 (kg/cm<sup>2</sup>), lưu lượng dầu hiện nay 22000 m<sup>3</sup>/mỗi ngày đêm, lưu lượng khí đồng hành 13483 m<sup>3</sup>/ngày đêm, hàm lượng nước trong sản phẩm trung bình 5,5%, nhiệt độ sản phẩm tại miệng giếng là 28 -31°C, đang khai thác chế độ gaslift liên tục với lưu lượng/ngày đêm. Biện pháp xử lý paraffin cho giếng N<sup>o</sup> 90 hiện nay là sử dụng hỗn hợp dầu nóng từ giếng N<sup>o</sup> 101 trên giàn.

##### 4.1. Tính toán thời gian xử lý paraffin cho giếng N<sup>o</sup> 90

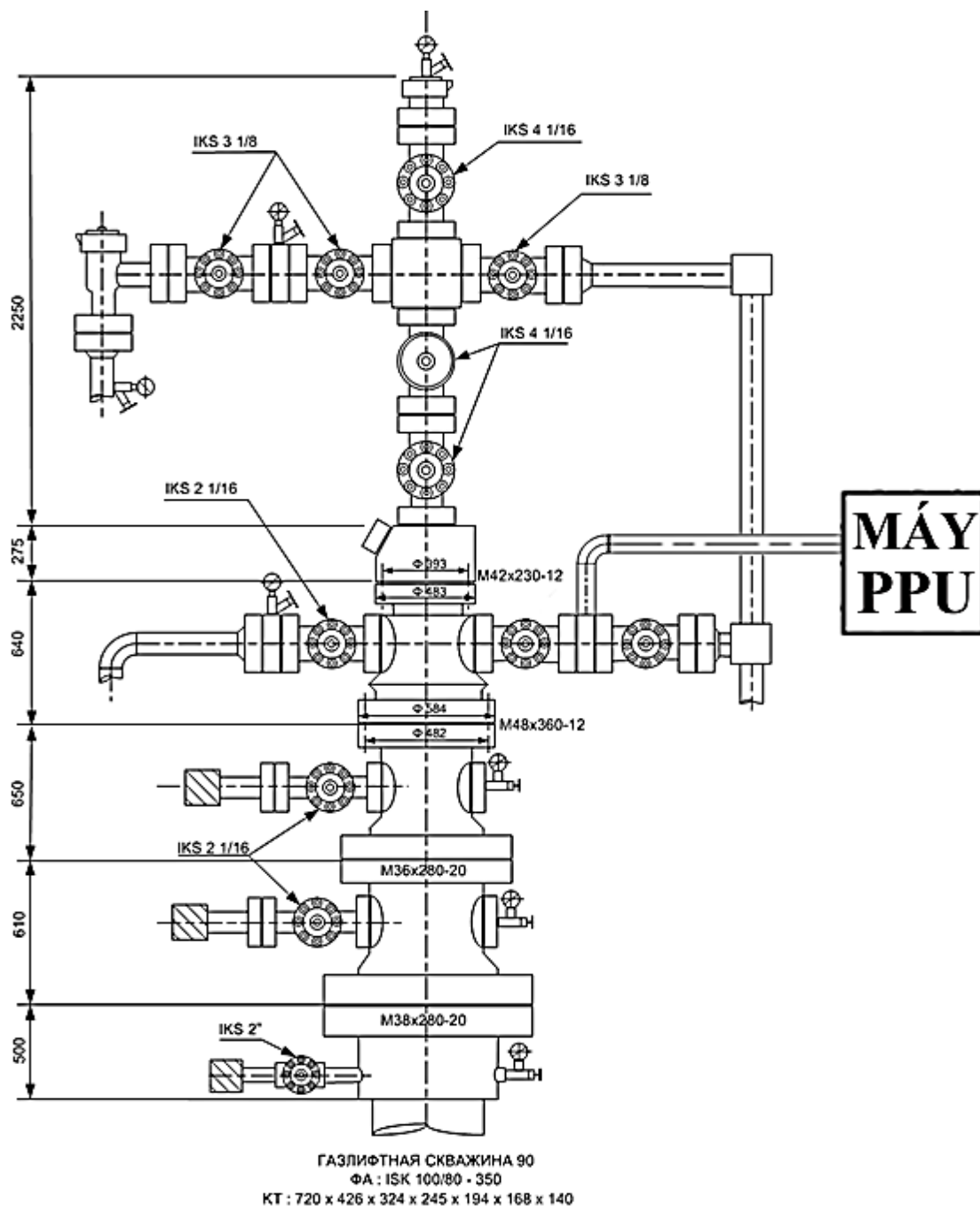
Để đảm bảo cho việc xử lý paraffin cho giếng N<sup>o</sup> 90 đạt hiệu quả cao thì thời gian xử lý cần thỏa mãn các điều kiện sau:

- Thời gian dừng giếng ít nhất có thể.
- Đảm bảo công tác xử lý đạt hiệu quả: phá tan được nhiều paraffin và thu gom ngược về bình tách 100m<sup>3</sup> (C-2) nhiều nhất.

Thời gian cần thiết để xử lý paraffin bằng hỗn hợp dầu nóng từ giếng N<sup>o</sup> 101 được tính toán như sau:

- Giếng khai thác N<sup>o</sup> 101 có lưu lượng 180 m<sup>3</sup>/ngày đêm (tương đương với lưu lượng 0,125 m<sup>3</sup>/phút).

- Trên cơ sở các dữ liệu thu thập được thì paraffin thường bắt đầu lắng đọng nhiều từ độ sâu



Hình 4. Sơ đồ xử lý Paraffin giếng từ máy PPU A-1600.

1000m trở lên đến miệng giếng. Do đó, việc tính toán tính sẽ được áp dụng đến độ sâu 1000m của ống khai thác với đường kính là 89mm.

- Tính thể tích  $V$  cột ống khai thác:

$$V_{cokt} = L\pi R^2 \quad (1)$$

$$R = \frac{D-2T}{2} \quad (2)$$

Trong đó:  $V_{cokt}$ - thể tích bên trong ống khai thác, (m<sup>3</sup>);  $L$ - chiều sâu ống khai thác tính toán cần tiến hành rửa paraffin ( $L=1000m$ ), (m);  $R$ - bán kính trong ống khai thác, (m);  $D$ - đường kính ngoài ống khai thác, (m);  $T$ - bề dày của ống khai thác, (m).

Thay giá trị các thông số  $L=1000m$ ,  $D=0,089m$ ,  $T=0,00645m$  vào công thức thức (1) và (2) ta có (3)

$$V_{cokt} = 1000 \times 3,14 \times \left( \frac{0,089 - 2 \times 0,00645}{2} \right)^2 = 4,55 \text{ m}^3 \quad (3)$$

Thể tích cần thiết của hỗn hợp dầu nóng để rửa paraffin trong cần là (4).

$$V = 1,5 \times V_{cokt} = 1,5 \times 4,55 = 6,82 \text{ m}^3 \quad (4)$$

Để cung cấp được lưu lượng hỗn hợp dầu nóng trên cần khoảng thời gian (tương đương thời gian tiến hành rửa paraffin) là (5).

$$t = V/0,125 = 6,82/0,125 = 54,6 \text{ phút} \quad (5)$$

Do đó, thời gian cần thiết để có thể rửa sạch paraffin trong cần ống khai thác giếng N<sup>090</sup> là 54,6 phút. Tuy nhiên, theo kinh nghiệm thực tế quá trình vận hành khai thác, dầu bị lắng đọng paraffin trong ống khai thác của giếng N<sup>0</sup> 90 là tương đối nhiều nên hiệu quả xử lý chưa cao. Vì vậy, phương án xử lý cho hỗn hợp dầu nóng đi vào ngoài cần của giếng đã được đề xuất thêm để xử lý paraffin. Thể tích hỗn hợp dầu nóng đưa vào giếng và thời gian cần thiết xử lý được tính toán như sau:

Đặt  $V_1$  là thể tích của cột ống khai thác 194mm (chiều dày 9,5mm) đến độ sâu 1000m.

$$V_1 = L\pi R_1^2 = 1000 \times 3,14 \times \left( \frac{0,194 - 0,0095}{2} \right)^2 = 26,8 \text{ m}^3 \quad (6)$$

$V_2$  là thể tích của cột ống khai thác đường kính 89mm đến độ sâu 1000m.

$$V_2 = L\pi R_2^2 = 1000 \times 3,14 \times \left( \frac{0,089}{2} \right)^2 = 6,3 \text{ m}^3 \quad (7)$$

$V_3$  là thể tích khoảng không ngoài vành xuyên đến độ sâu 1000m. Ta có (8)

$$V_3 = V_1 - V_2 = 26,8 - 6,3 = 20,5 \text{ m}^3. \quad (8)$$

Thể tích cần thiết để tiến hành xử lý ngoài cần giếng là (9).

$$V_4 = 1,5 \times V_3 = 1,5 \times 20,5 = 30,75 \text{ m}^3 \quad (9)$$

Thời gian tiến hành xử lý paraffin ngoài cần giếng N<sup>0</sup> 90 là (10)

$$T_1 = \frac{30,75}{0,125} = 246 \text{ phút}. \quad (10)$$

Vậy thời gian xử lý paraffin ngoài cần giếng N<sup>090</sup> là 246 phút.

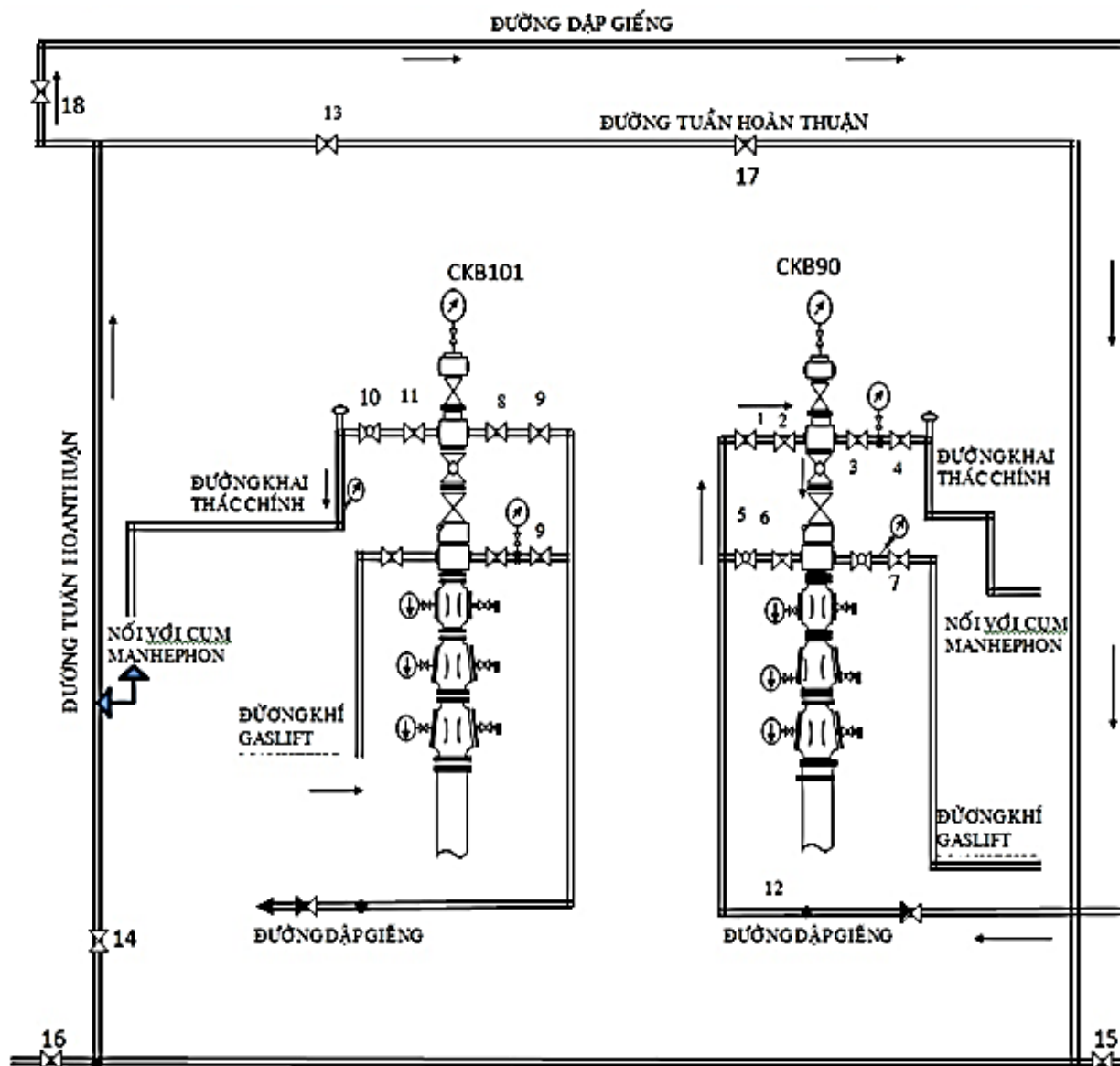
## 4.2. Bản chất của phương pháp và quy trình xử lý paraffin giếng N<sup>0</sup> 90

Bản chất của phương pháp là dùng tác dụng nhiệt tác động trực tiếp lên lên lớp dầu lắng đọng paraffin ở trong cần khai thác. Sau khi paraffin tan ra kết hợp với thao tác xả ngược nhanh tạo chênh áp suất về độ lớn và hướng vào trong cột cần khai thác để phá vỡ từng lớp paraffin lắng đọng và đưa vào thiết bị thu gom trên bề mặt. Do tác động nén -xả của hỗn hợp dầu khí kết hợp với sự tác động áp suất trong ống xuống phía đáy ống nâng khai thác nên hiệu quả xử lý nhanh và cải thiện đáng kể cho vùng cận đáy giếng (Nguyễn Thị Thu Hà và nnk., 2013, 2014).

Quy trình của phương pháp xử lý là hỗn hợp dầu nóng lấy từ giếng dầu N<sup>0</sup>101 có nhiệt độ cao ( $T^0$  miệng giếng  $>60^{\circ}\text{C}$ ) đưa qua cụm phân dòng (Manhephon) vào hệ thống tuần hoàn thuận (Hình 5). Sau đó dầu nóng vào hệ thống đường đập giếng qua cây thông khai thác đi thẳng trực tiếp vào trong ống khai thác của giếng N<sup>090</sup> và được nén lên 25-30atm. Tiếp theo, xả nhanh hỗn hợp dầu khí về bình tách C-2 làm cho các lớp paraffin được phá vỡ và đưa lên bề mặt vào hệ thống thu gom. Thao tác được lặp lại khoảng 4-5 lần (thời gian từ 3-5 phút/một lần) thì hiệu quả xử lý sẽ cao hơn.

## 5. Kết luận

Đặc trưng cơ bản của dầu thô ở mỏ Bạch Hổ là 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<sup>0</sup>C, cao hơn nhiệt độ thấp nhất của nước biển ở vùng cận đáy biển từ 9 - 15<sup>0</sup>C. Trong khi đó nhiệt độ bắt đầu kết tinh của paraffin trong dầu các mỏ này dao động từ 58 - 61<sup>0</sup>C. Những đặc tính phức tạp của dầu nhiều paraffin mỏ Bạch Hổ như cơ chế kết tinh, quá trình hình thành và lắng đọng paraffin trong đường ống vận chuyển cũng như trong cần khai thác của giếng khai thác gaslift đã gây ra rất nhiều khó khăn cho công tác khai thác, thu gom vận chuyển và cất chứa dầu khí. Lắng đọng paraffin trong khai thác và vận chuyển dầu khí tại mỏ Bạch Hổ là điều không thể tránh khỏi. Chính vì vậy, việc tiến hành ngăn ngừa lắng đọng paraffin là cần thiết. Giải pháp sử dụng thiết bị chuyên dụng để xử lý paraffin được áp dụng khi bắt đầu tiến hành làm sạch cần khai thác trong các giếng. Tuy nhiên,



Hình 5. Sơ đồ xử lý paraffin giếng N<sup>o</sup> 90 bằng dầu nóng giếng số N<sup>o</sup> 101.

trong quá trình vận hành, phương pháp này gặp phải một số khó khăn phức tạp, thậm chí có thể xảy ra các hiện tượng dầu khí phun trào nguy hiểm...

Trong quá trình vận hành hệ thống công nghệ giàn MSP-6 đã áp dụng các biện pháp xử lý paraffin bằng phương pháp thiết bị chuyên dụng và phương pháp nhiệt sử dụng trạm hơi nóng PPU A-1600. Việc xử lý paraffin cho giếng N<sup>o</sup> 90 trên giàn MSP-6 có sử dụng hỗn hợp dầu nóng từ giếng N<sup>o</sup> 101 trên giàn đã mang lại hiệu quả cao, làm cơ sở để áp dụng cho các giếng có điều kiện tương tự.

### Tài liệu tham khảo

- Liên doanh Việt - Nga Vietsovetpetro, 2013. *Sơ đồ công nghệ hiệu chỉnh khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ 1*. 31.
- Liên doanh Việt - Nga Vietsovetpetro, 2016. Các báo cáo hiện hành về Giàn MSP6.
- Nguyễn Thị Thu Hà, Nguyễn Tấn Hoa, Đỗ Quang Thịnh, Hoa Hữu Thu, 2013, 2014. Nghiên cứu xử lý lắng đọng paraffin cho một số giếng dầu được khai thác bằng bơm ép khí phương pháp gaslift. Phần I, II. *Tạp chí hóa học và ứng dụng*. 19-34.



Nguyễn Thúc Kháng, Từ Thành Nghĩa, Tống Cảnh Sơn, Phạm Bá Hiến, Phạm Thành Vinh, Nguyễn Hoài Vũ, 2016. Công nghệ xử lý và vận chuyển dầu nhiều paraffin ở thềm lục địa Việt Nam.

*Nhà xuất bản Khoa học kỹ thuật.* Chi nhánh Thành phố Hồ Chí Minh.

Phan Tử Bằng, 1999. Hóa học dầu mỏ khí tự nhiên. *Nhà xuất bản Giao thông vận tải.*

## ABSTRACT

### Solutions to improve paraffin treatment efficiency of crude oil on MSP-6 platform at Bach Ho oil field

Thinh Van Nguyen <sup>1</sup>, Thang Duc Pham <sup>2</sup>, Lan Linh Hoang <sup>3</sup>

<sup>1</sup> *Faculty of Oil and Gas, Hanoi University of Mining and Geology, Vietnam*

<sup>2</sup> *Vietnam Oil and Gas Group (PVN), Vietnam*

<sup>3</sup> *Vietnam Petroleum Institute (VPI), Vietnam*

The crude oil exploited at Bach Ho oil field is characterized by high paraffin content, high viscosity and temperature. This has caused difficulties in flow assurance during the process of exploiting, collecting, transporting and storing the products. Therefore, paraffin treatment of crude oil should be carried out in all activities relating to production of oil and gas. At Bach Ho oil field the production is being implemented mainly by gaslift method. However, paraffin deposition occurs in gaslift wells more than the others due to the production mechanism and the structure of production equipment. Thus, a research on solutions to paraffin deposition treatment in gaslift wells is necessary. This paper presents results of research on paraffin treatment to gaslift well, oil and gas gathering and treating system on MSP-6 platform at Bach Ho oil field by analyzing the process in situ. Based on that, a technical solution to improve the efficiency of paraffin treatment is achieved by using high temperature crude oil of N<sup>o</sup> 101 well for N<sup>o</sup> 90 gaslift well on MSP-6 platform. The results of research can be applied to other wells with the same conditions as those at Bach Ho oil field.