KẾT NỐI MỎ CÁ NGỪ VÀNG VỚI MỎ BẠCH HỔ, KINH NGHIỆM KẾT NỐI MỎ NHỎ VỚI CƠ SỞ HẠ TẦNG CỦA CÁC MỎ DẦU HIỆN HỮU

TSKH. Phùng Đình Thực[1], TS. Tống Cảnh Sơn[2]
KS. Lê Đình Hòe[2], TS. Ngô Hữu Hải[3]
[1]Tập đoàn Dầu khí Việt Nam
[2]Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"
[3]Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí
Email: thucpd@pvn.vn, sontc.rd@vietsov.com.vn

Tóm tắt

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã kết nối thành công các mỏ dầu có trữ lượng nhỏ (như mỏ Cá Ngừ Vàng, Nam Rồng - Đồi Mồi, Gấu Trắng và Thỏ Trắng) với mỏ Bạch Hổ, Rồng, nơi có cơ sở hạ tầng công nghệ thu gom, xử lý hoàn chỉnh [1]. Các mỏ này có sản lượng dầu không cao, trung bình khoảng 1.000 - 3.500 tấn/ngày đêm (6,2 - 20 nghìn thùng/ngày đêm), dầu khai thác có độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao (36°C), hàm lượng paraffin dao động từ 19 - 27% khối lượng. Trong khi đó, nhiệt độ trung bình của nước biển ở vùng cận đáy thấp, khoảng 22 - 28°C, thấp nhất có thể là 21,8°C. Do đó, việc vận chuyển dầu đi xa bằng đường ống ngầm dưới đáy biển ở điều kiện lưu lượng thấp, gặp rất nhiều khó khăn do vấn đề nhiệt thủy lực và lắng đọng paraffin bên trong đường ống [2 - 4].

Bài báo trình bày quá trình kết nối mỏ Cá Ngừ Vàng với mỏ Bạch Hổ; kinh nghiệm thu gom, vận chuyển sản phẩm khai thác của các mỏ kết nối bằng đường ống ngầm. Đây là cơ sở để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nói chung và Vietsovpetro nói riêng đưa các mỏ nhỏ vào khai thác trên cơ sở tận dụng cơ sở hạ tầng thu gom, xử lý hoàn chỉnh hiện có.

Từ khóa: *Kết nối mỏ, Bạch Hổ, Cá Ngừ Vàng, lắng đọng paraffin.*

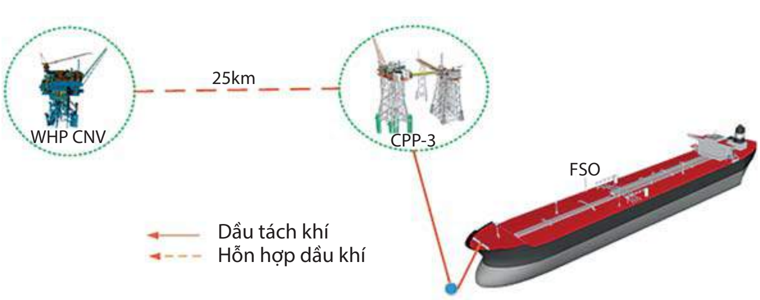
1. Mở đầu

Mỏ Cá Ngừ Vàng (Lô 09-2) do Công ty Liên doanh Điều hành Hoàn Vũ (Hoan Vu JOC) điều hành. Đây là mỏ dầu có trữ lượng trung bình, xét về khía cạnh kinh tế sẽ gặp rất nhiều khó khăn nếu quyết định khai thác mỏ này theo mô hình phát triển độc lập.

Nhằm giảm chi phí vận hành khai thác, mỏ Cá Ngừ Vàng được đề xuất kết nối với mỏ Bạch Hổ bằng đường ống ngầm từ giàn đầu giếng mỏ Cá Ngừ Vàng (WHP-CNV) đến giàn công nghệ trung tâm số 3 (CPP-3) mỏ Bạch Hổ. Đường ống vận chuyển dầu từ WHP-CNV → CPP-3 có chiều dài hơn 25km với tính chất dầu mỏ Cá Ngừ Vàng có hàm lượng paraffin cao, khả năng hình thành lắng đọng paraffin trong đường ống lớn. Để vận chuyển dầu mỏ Cá Ngừ Vàng an toàn qua đường ống ngầm dưới biển đến CPP-3 mỏ Bạch Hổ, đường ống bọc cách nhiệt dài 25km với môi trường bên ngoài đã được sử dụng, với hệ số truyền nhiệt là 1,913W/m²K. Theo kết quả tính toán nhiệt thủy lực, nếu lưu lượng chất lỏng đạt mức dưới 1.000 tấn/ngày đêm, thì nhiệt độ dầu mỏ Cá Ngừ Vàng đến CPP-3 mỏ Bạch Hổ sẽ ở mức 43 - 45°C, thấp hơn nhiệt độ bắt đầu kết tinh của paraffin (64°C). Như vậy, vấn đề lắng đọng paraffin trong quá trình vận chuyển dầu này bằng đường ống là rất cao. Hình 1 là sơ đồ thu gom, vận chuyển dầu khí từ mỏ Cá Ngừ Vàng đến CPP-3 mỏ Bạch Hổ.

Bảng 1 và 2 là một số tính chất hóa lý và tính chất lưu biến của dầu khai thác từ mỏ Cá Ngừ Vàng.

Trong quá trình vận chuyển dầu và khí, có thể xảy ra dừng vận hành đường ống theo kế hoạch hoặc dừng khẩn cấp. Như vậy, dầu sẽ bị nguội lạnh và khi thời gian đủ lớn, nhiệt độ của cả hệ thống đường ống có thể bằng nhiệt độ nước biển ở vùng cận đáy (khoảng 22°C), khi đó trong dầu sẽ hình thành cấu trúc mạng tinh thể paraffin. Để dầu có thể dịch chuyển trong đường ống, cần phải có một ứng lực đủ lớn để phá vỡ cấu trúc paraffin đã hình thành trong dầu. Bảng 3 là kết quả nghiên cứu ứng suất trượt tĩnh của dầu mỏ Cá Ngừ Vàng ở các nhiệt độ khác nhau (18°C và 22°C) sau thời gian dừng nhất định của đường ống mô hình thu nhỏ tại điều kiện phòng thí nghiệm.



Hình 1. *Sơ đồ vận chuyển dầu khí từ mỏ Cá Ngừ Vàng đến CPP-3 mỏ Bạch Hổ*

Bảng 1. Một số tính chất lý hóa của dầu mỏ Cá Ngừ Vàng đã tách khí

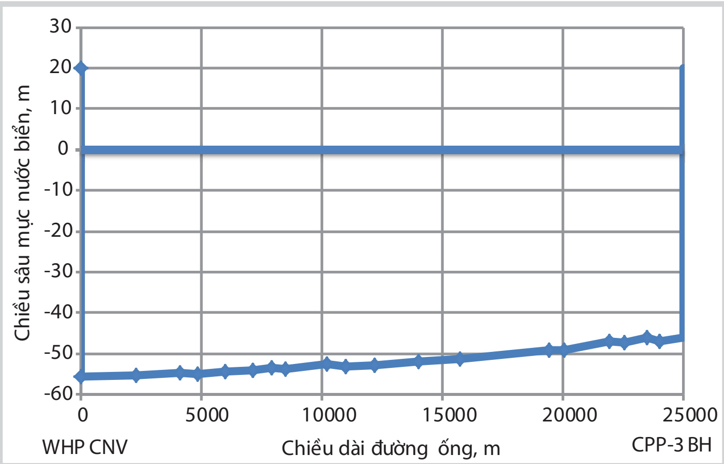
Các thông số	Đơn vị đo	Giá trị
Nhiệt độ bắt đầu kết tinh paraffin	°C	64
Nhiệt độ đông đặc của dầu	°C	36
Khối lượng riêng	kg/m^3	804 - 809
Độ nhớt ở nhiệt độ 37,8°C	mPa.s	9,8
ở nhiệt độ 50°C	mPa.s	5,94

Bảng 2. Tính chất lưu biến của dầu khai thác ở mỏ Cá Ngừ Vàng

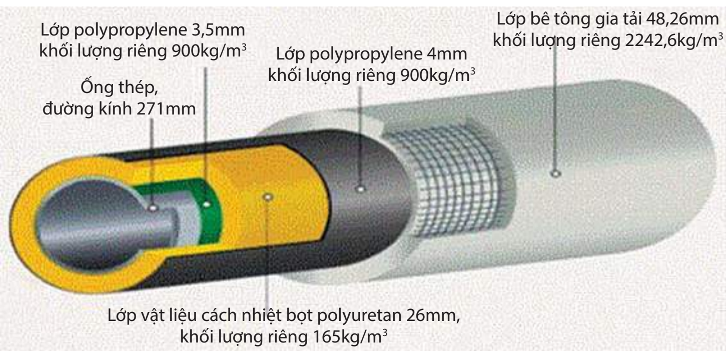
Nhiệt độ (°C)	Độ nhớt dẻo (mPa.s)	Ứng suất lực (Pa)	Độ nhớt hiệu dụng (mPa.s)
65	2,8	0	2,8
50	3,3	0	3,3
40	4,5	0	4,5
35	5,2	0	5,2
30	10	0	10
28	21	0	21
26	34	0,10	37
24	53	0,26	61
22	64	0,33	74

Bảng 3. Ứng suất trượt tĩnh của dầu khai thác ở mỏ Cá Ngừ Vàng

Thời gian lưu (phút)	Ứng suất trượt tĩnh (Pa)	
	Ở nhiệt độ lưu 18°C	Ở nhiệt độ lưu 22°C
100	28,5	25,7
160	47,5	33,3
1.000	97,3	42,0
1.020	98,1	42,5



Hình 2. Mặt cắt đường ống vận chuyển dầu và khí WHP-CNV → CPP-3



Hình 3. Sơ đồ lớp bọc cách nhiệt đường ống WHP-CNV →CPP-3

2. Đặc điểm đường ống vận chuyển dầu mỏ Cá Ngừ Vàng đến CPP-3 mỏ Bạch Hổ

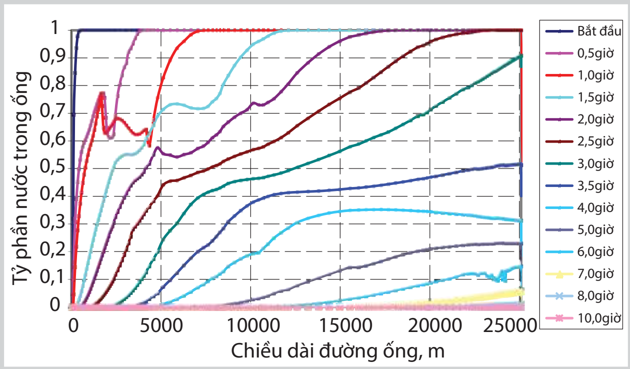
Tương tự các đường ống ngầm được xây dựng ở mỏ Bạch Hổ, đường ống kết nối mỏ Cá Ngừ Vàng với CPP-3 mỏ Bạch Hổ cũng có 2 ống đứng và phần đường ống nằm ngang đặt ở đáy biển. Độ sâu nước biển theo mặt cắt đường ống thay đổi từ 55,5m ở khu vực mỏ Cá Ngừ Vàng đến 46m ở mỏ Bạch Hổ. Mặt cắt đường ống WHP-CNV → CPP3 được trình bày ở Hình 2.

Phần đường ống nằm ngang WHP-CNV → CPP-3 và các ống đứng được làm từ thép loại API 5L X65 và được bọc cách nhiệt bằng 3 lớp polypropylene (PP). Các tính chất cách nhiệt của đường ống này được lựa chọn từ các điều kiện để duy trì nhiệt độ của dầu dọc theo chiều dài đường ống cao hơn nhiệt độ bắt đầu kết tinh paraffin (64°C). Để làm điều này thì tổng hệ số truyền nhiệt của đường ống vào môi trường phải không cao hơn 1,913W/m^{2}K (tính cho lưu lượng vận hành khoảng 3.000 - 3.500 tấn/ngày đêm). Sơ đồ bọc cách nhiệt đường ống WHP-CNV → CPP-3 mỏ Bạch Hổ trình bày ở Hình 3.

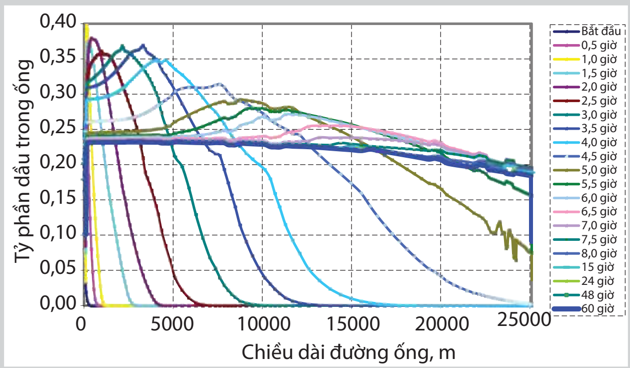
Đường ống có thể tích khoảng 1.056m^3, áp suất làm việc tối đa 206bar và nhiệt độ 150°C. Các điều kiện thủy văn của vùng biển tương tự điều kiện ở mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng, nhiệt độ thấp nhất và cao nhất của nước biển xung quanh đường ống tương ứng từ 21,78°C đến 29,12°C. Đường ống có hệ thống phóng thoi giúp làm sạch chất lắng đọng và kiểm tra tình trạng bên trong đường ống khi có nhu cầu.

3. Mô phỏng quá trình đưa đường ống WHP-CNV → CPP-3 vào vận hành

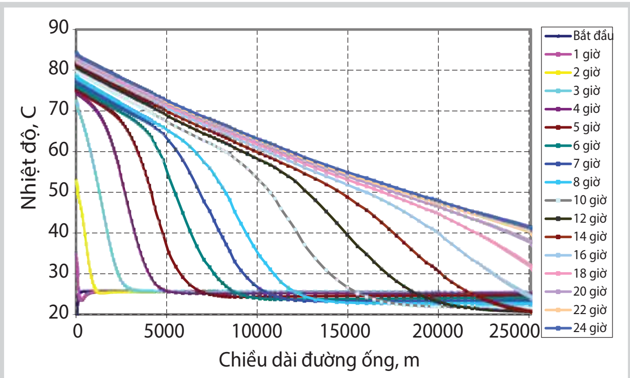
Kế hoạch khởi động và đưa đường ống WHP-CNV → CPP-3 vào vận hành bắt đầu từ giếng khai thác có sản lượng cao nhất. Trên cơ sở các kết quả thử nghiệm khi thử vỉa, sản lượng dự kiến khai thác của giếng này ở mức 1.000 tấn/ngày đêm (khoảng 6.000 - 7.000 thùng/ngày đêm). Sử dụng phần mềm OLGA-2000 của SCANDPOWER để mô phỏng quá trình đưa đường ống WHP-CNV → CPP-3 vào vận hành bằng cách thay thế dần nước trong đường ống bởi sản phẩm của giếng. Các kết quả mô phỏng đưa đường ống WHP-CNV → CPP-3 vào vận hành được trình bày ở Hình 4 - 8.



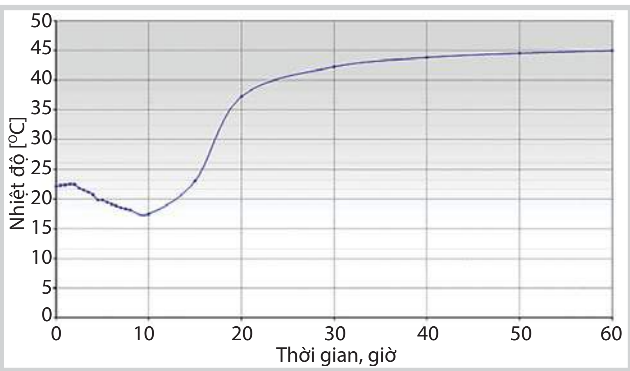
Hình 4. Quá trình nước trong đường ống được thay thế bằng sản phẩm của giếng đầu tiên khi đưa đường ống WHP-CNV → CPP-3 vào vận hành



Hình 5. Quá trình nước trong đường ống WHP-CNV → CPP-3 được thay thế bằng dầu (từ khi bắt đầu đưa vào vận hành)



Hình 6. Sự phân bố nhiệt độ dọc theo đường ống trong quá trình đưa đường ống WHP-CNV → CPP-3 vào vận hành theo thời gian



Hình 7. Nhiệt độ của dầu mỏ Cá Ngừ Vàng khi đến ống đứng CPP-3 trong quá trình đưa đường ống WHP-CNV → CPP-3 vào vận hành theo thời gian

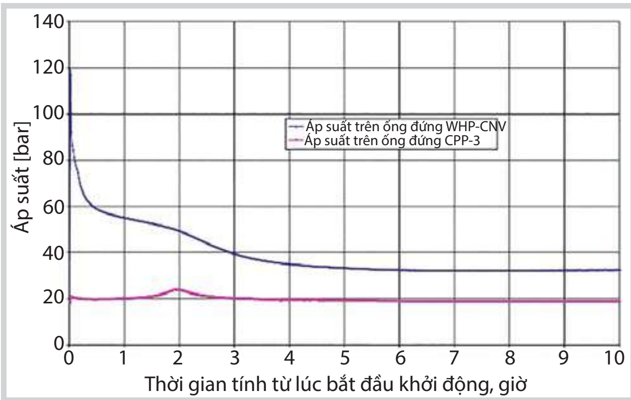
Kết quả mô phỏng ở Hình 4 cho thấy, các nút khí đầu tiên đến ống đứng CPP-3 chỉ sau thời gian khoảng 1,5 giờ (kể từ khi bắt đầu chuyển hỗn hợp dầu khí vào đường ống trên WHP-CNV). Còn các nút dầu đầu tiên đến ống đứng trên CPP-3 chậm hơn 2 giờ, tức là sau 3,5 giờ. Khoảng 10 giờ sau khi đưa đường ống vào hoạt động, nước trong đường ống WHP-CNV → CPP-3 đã được thay thế bằng hỗn hợp dầu và khí.

Hình 6, 7 cho thấy trong quá trình nước được thay thế bằng sản phẩm của giếng, nhiệt độ của đường ống tăng dần, nhiệt độ sản phẩm trên ống đứng CPP-3 bắt đầu giảm, do diễn ra quá trình tách khí, sau đó bắt đầu tăng lên. Sau khoảng 20 giờ từ khi đưa giếng vào hoạt động, đường ống đã đạt chế độ ổn định. Sau 20 - 60 giờ từ khi đưa đường ống vào vận hành, nhiệt độ của sản phẩm trong đường ống tiếp tục tăng và dần ổn định (do sự gia tăng nhiệt độ hỗn hợp của giếng khai thác), đường ống vận chuyển dầu khí WHP-CNV → CPP-3 đạt chế độ vận hành ổn định, nhiệt độ dầu về đến ống đứng CPP-3 đạt 45ºC (Hình 11). Khi vận chuyển ở chế độ ổn định với lưu lượng dầu 950 tấn/ngày đêm, nếu thiết lập áp suất tại ống đứng trên CPP-3 là 18bar, thì áp suất trong ống đứng của WHP-CNV sẽ là 32,3bar (Hình 8).

4. Vận hành chế độ ổn định đường ống vận chuyển dầu và khí WHP-CNV → CPP-3

Vận hành đường ống vận chuyển dầu và khí từ mỏ Cá Ngừ Vàng đến CPP-3 mỏ Bạch Hổ bằng đường ống được thực hiện theo quy trình và giám sát các thông số vận hành đường ống WHP-CNV → CPP-3.

Tại thời điểm đưa đường ống vào hoạt động, giàn WHP-CNV thực hiện khai thác một giếng với sản lượng 950 - 1.000 tấn/ngày đêm. Để đảm bảo an toàn cho quá trình khởi động và vận hành đường ống WHP-CNV → CPP-3 với lưu lượng sản phẩm thấp hơn 1.000 tấn/ngày

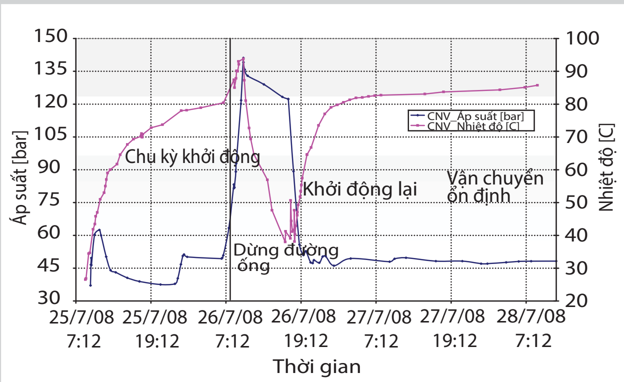


Hình 8. Áp suất đầu vào ống đứng CPP-3 trong quá trình đưa đường ống WHP-CNV → CPP-3 vào vận hành theo thời gian

đêm, dầu mỏ Cá Ngừ Vàng được xử lý bằng hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc Sepaflux-3363 hay Prochinor AP-1804, định lượng 500g/tấn (trong thời gian khởi động) và 250 - 300g/tấn (trong thời gian vận hành ở chế độ ổn định). Do nhiệt độ dầu trên miệng giếng cao (85 - 93°C), nên hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc được bơm vào đầu giếng của hệ thống thu gom trên bề mặt của giàn WHP-CNV.

Hình 9 và 10 là các thông số vận hành đường ống WHP-CNV → CPP-3 trong thời gian khởi động và vận hành đường ống ở chế độ ổn định. Theo Hình 9, áp suất trên ống đứng WHP-CNV trong thời gian bắt đầu đưa đường ống vào vận hành tăng lên đến 62,5bar, sau đó giảm dần xuống 43bar và đạt mức 37,8bar. Cũng trong thời gian này, nhiệt độ dầu trên ống đứng trên WHP-CNV tăng dần lên đến trên 80°C.

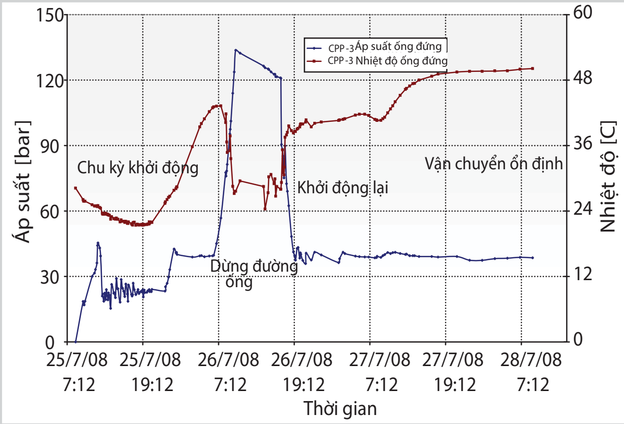
Trên CPP-3, sau khoảng 2 giờ từ khi khởi động đường ống, nước ra từ đường ống được xả xuống biển bằng 3 đường ống đường kính 2inch. Khi xuất hiện khí trên CPP-3, dòng chất lỏng cùng với khí được kết nối với đầu vào của hệ thống thu gom và chuyển đến CPP-3. Hình 10 cho thấy, áp suất trên ống đứng của CPP-3 trong thời gian khởi động bắt đầu tăng đến 45bar, sau đó giảm xuống 20 - 21bar. Nhiệt độ trên ống đứng CPP-3 sau 12 giờ tăng dần lên và đạt 43,2°C. Sau 24 giờ đưa đường ống vào hoạt động, giếng đã đưa vào vận hành trên WHP-CNV phải dừng khai thác để di chuyển giàn khoan với thời gian dừng dự kiến là 12 giờ. Để đảm bảo dừng an toàn đường ống, áp suất trong đường ống được nâng lên đến 140bar, sau đó đóng kín cả 2 van chặn trên ống đứng WHP-CNV và CPP-3. Áp suất trong đường ống giảm dần và đến khi đường ống hoạt động trở lại, áp suất trong đường ống là 120bar. Nhờ áp suất trung bình của sản phẩm trong đường ống cao, nên quá trình dừng và đưa đường ống hoạt động trở lại diễn ra bình thường.



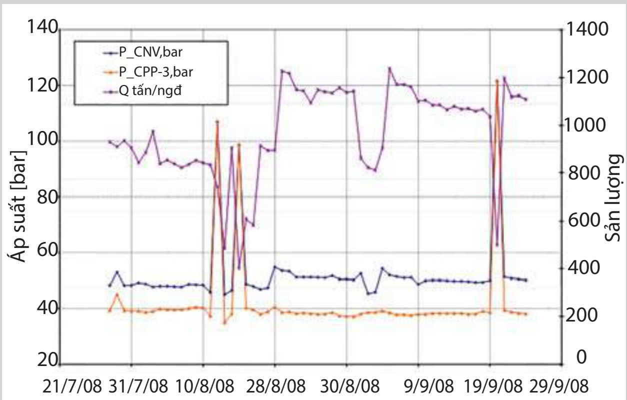
Hình 9. Các thông số khởi động, dừng và khởi động lại đường ống WHP-CNV → CPP-3, được ghi nhận trên ống đứng WHP-CNV trong thời gian bắt đầu đưa vào vận hành

5. Vận chuyển ở chế độ ổn định sản phẩm dầu và khí từ WHP-CNV đến CPP-3

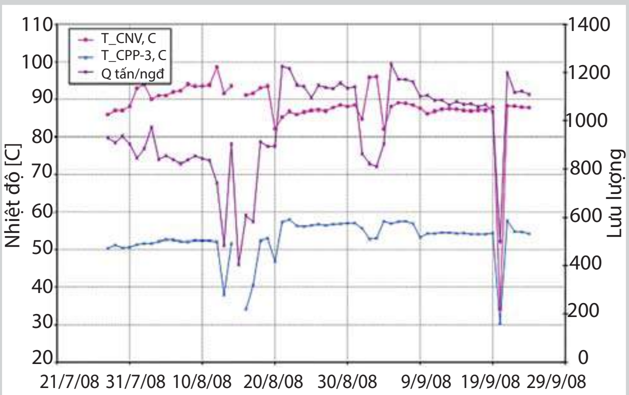
Sau khi hoàn thiện quá trình khởi động, đường ống WHP-CNV → CPP-3 được kiểm soát ở chế độ ổn định theo các thông số ở Hình 11, 12. Khi khai thác giếng đầu tiên với sản lượng dầu ở mức 850 - 950 tấn/ngày đêm, tại áp suất trên ống đứng của CPP-3 là 39 - 40bar thì áp suất trên ống đứng của WHP-CNV ở mức 48 - 49bar và duy trì ổn



Hình 10. Các thông số khởi động, dừng và khởi động lại đường ống WHP-CNV → CPP-3, được ghi nhận trên ống đứng CPP-3



Hình 11. Áp suất trên các ống đứng khi vận chuyển cố định sản phẩm bằng đường ống WHP-CNV → CPP-3



Hình 12. Nhiệt độ trên các ống đứng khi vận chuyển ở trạng thái ổn định sản phẩm bằng đường ống WHP-CNV → CPP-3

định ở mức này. Nhiệt độ dầu trên ống đứng WHP-CNV là 92 - 93°C. Khi về đến ống đứng trên CPP-3, nhiệt độ sản phẩm dao động ở mức 47 - 53°C.

Sau khi đưa giếng thứ 2 vào khai thác, tổng lưu lượng dầu trong đường ống tăng lên và đạt mức 1.150 tấn/ngày đêm. Do sản lượng của giếng thứ 2 thấp, nhiệt độ hỗn hợp sản phẩm trên ống đứng WHP-CNV giảm 4 - 5°C về mức 87 - 89°C. Trong khi tốc độ dòng sản phẩm tăng lên, nhiệt độ dầu của của mỏ Cá Ngừ Vàng đến CPP-3 tăng thêm 4°C và đạt mức 56 - 57°C. Khi tăng lưu lượng vận chuyển sản phẩm bằng đường ống WHP-CNV → CPP-3, độ chênh áp cũng tăng, ở áp suất không đổi trên ống đứng CPP-3 (thiết lập ở mức 39 - 40bar) áp suất trên ống đứng WHP-CNV tăng lên 2bar, đạt 51 - 51,5bar và ổn định ở mức này. Khi tiếp tục đưa giếng thứ 3 vào khai thác, tổng lưu lượng dầu trong đường ống tăng lên đến 1.300 tấn/ngày đêm. Vì nhiệt độ dầu giếng thứ 3 thấp, nên nhiệt độ của hỗn hợp sản phẩm tại ống đứng WHP-CNV giảm 3 - 4°C, về mức 82 - 83°C. Khi đến CPP-3, nhiệt độ sản phẩm của mỏ Cá Ngừ Vàng đạt 51 - 53°C.

6. Kết luận

Vận chuyển hỗn hợp dầu khí mỏ Cá Ngừ Vàng đến mỏ Bạch Hổ bằng đường ống bọc cách nhiệt, có hệ số truyền nhiệt 1,913W/m^{2}K, ở lưu lượng 900 - 1.300 tấn/ngày đêm và nhiệt độ ban đầu 85 - 93°C, cho thấy nhiệt độ dầu đến mỏ Bạch Hổ có thể đạt 51 - 53°C và tổn thất thủy lực là 10 - 12bar.

Việc đưa đường ống vận chuyển hỗn hợp dầu khí từ WHP-CNV mỏ Cá Ngừ Vàng đến CPP-3 mỏ Bạch Hổ vào vận hành thành công đã khẳng định khả năng kết nối mỏ trong khai thác và vận chuyển dầu khí ở thềm lục địa Việt Nam. Đây cũng là kinh nghiệm để Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và Vietsovpetro đưa các mỏ nhỏ vào khai thác, như: mỏ Nam Rồng Đồi Mồi, mỏ Gấu Trắng, Thỏ Trắng và mỏ Hải Sư Đen, Hải Sư Trắng bằng cách kết nối với mỏ Bạch Hổ, Rồng và Tê Giác Trắng đã có cơ sở hạ tầng thu gom, xử lý hoàn chỉnh.

Tài liệu tham khảo

1. Phùng Đình Thực, Tống Cảnh Sơn, Hà Văn Bích, Lê Đình Hòe, V.P. Vugovskoi. *Quá trình hình thành và phát triển hệ thống thu gom, xử lý và tàng trữ dầu trên các mỏ của XNLD Vietsovpetro*. Tuyển tập các công trình khoa học. Chuyên đề kỷ niệm 35 năm thành lập bộ môn Khoan khai thác, Đại học Mỏ - Địa chất. 2001; 34: trang 51 - 61.

2. Phung Dinh Thuc, Tong Canh Son, Ha Van Bich. *Complexity and technological solutions in gathering processing and transporting high wax crude oil of the Rong field*. Petrovietnam Journal. 2000; 4: p. 16 - 20.

3. Phung Dinh Thuc, Ha Van Bich, Tong Canh Son, Le Dinh Hoe, V.P. V.P.Vygovskoy. *The problem in transportation of high waxy crude oils through submarine pipelines at JV Vietsovpetro oil fields, offshore Vietnam*. Journal of Canadian Petroleum Technology. 2003; 42(6): p. 15 - 18.

4. Nguyen Thuc Khang, Ha Van Bich, Tong Canh Son, Le Đinh Hoe, Phung Dinh Thuc. *A new approach for regime optimization of oil and gas mixture pipeline transportation*. SPE Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia. 18 - 20 October, 2004.

The tie-in of Ca Ngu Vang to Bach Ho oil field and experience of marginal oil fields tie-in with existing large oil fields

Phung Dinh Thuc[1], Tong Canh Son[2], Le Dinh Hoe[2], Ngo Huu Hai[3]
[1]*Vietnam Oil and Gas Group*
[2]*Vietsovpetro*
[3]*Petrovietnam Exploration Production Corporation*
Email: thucpd@pvn.vn, sontc.rd@vietsov.com.vn

Summary

Vietsovpetro has successfully tied in several marginal offshore oil fields (eg. Ca Ngu Vang, Nam Rong Doi Moi, Gau Trang and Tho Trang) to Bach Ho and Rong oil fields, which have completed infrastructure for oil and gas processing and storage [1]. Oil production from these marginal fields are modest, expectedly about 1,000 - 3,500 tons/day (6,200 - 20,000 BOPD). Crude oil produced from these fields has a high wax content (19 - 27%), high viscosity, and high pour point (36°C). The average seabed temperature surrounding the production pipeline is expected to be around 22 - 28°C and can reach as low as 21.8°C. The transportation of crude from the marginal oil fields to larger oil fields through subsea pipelines therefore encounters many difficulties due to thermal hydraulic problem and wax deposition inside the pipelines [2 - 4].

This paper presents the tie-in of Ca Ngu Vang to Bach Ho oil field and experiences in transporting crude from the tie-in fields through subsea pipelines. These will be the basis for Petrovietnam in general and Vietsovpetro in particular to put the marginal fields into production by using existing processing and storage infrastructure.

Key words: *Tie in, Bach Ho, Ca Ngu Vang, wax deposition.*