

CÁC GIẢI PHÁP VẬN CHUYỂN DẦU NHIỀU PARAFFIN VÀ THIẾT KẾ XÂY DỰNG ĐỂ PHÁT TRIỂN CÁC MỎ DẦU KHÍ NHỎ, MỎ CẬN BIÊN NGOÀI KHƠI LÔ 09-1

Trần Quốc Thắng, Lê Việt Dũng, Lê Đăng Tâm, Tống Cảnh Sơn, Bùi Trọng Hàn, Chu Văn Lương, Phan Đức Tuấn, Phan Trần Hải Long

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

Email: sontc.rd@gmail.com

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2023.01-05>

Tóm tắt

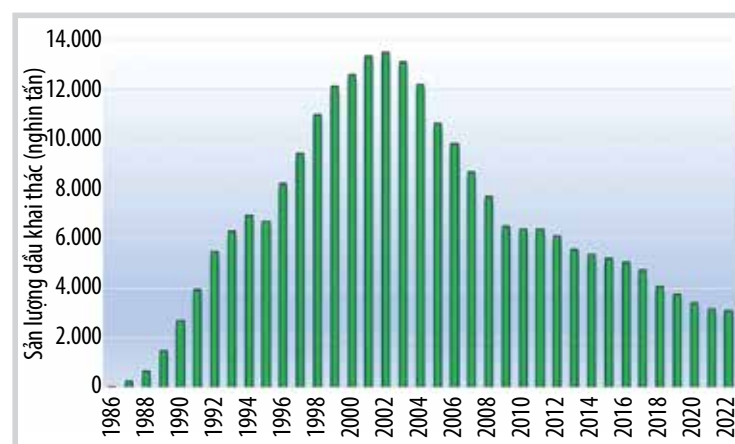
Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã nghiên cứu phát triển các giải pháp công nghệ thu gom, xử lý và vận chuyển dầu có hàm lượng paraffin cao bằng đường ống, đồng thời tiến hành nghiên cứu, thực hiện các giải pháp thiết kế, xây dựng mỏ với chi phí thấp nhất để đưa các mỏ dầu có trữ lượng thu hồi nhỏ vào khai thác. Bài báo trình bày một số giải pháp công nghệ vận chuyển dầu các mỏ kết nối và thiết kế, xây dựng mỏ để đưa các phát hiện dầu khí nhỏ, cận biên Lô 09-1, bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam vào khai thác, tận thu tài nguyên cho đất nước.

Từ khóa: Mỏ nhỏ, mỏ cận biên, mỏ kết nối, thiết kế, xây dựng.

1. Mở đầu

Các mỏ dầu khí Bạch Hổ và Rồng, Lô 09-1, bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam lần lượt được Vietsovpetro đưa vào khai thác năm 1986 và 1994. Sản lượng khai thác của Vietsovpetro đạt đỉnh, khoảng 13 triệu tấn/năm trong giai đoạn 2001 - 2003, sau đó giảm dần. Đến năm 2008, sản lượng khai thác của Vietsovpetro giảm xuống mức 8 triệu tấn/năm (trung bình giảm khoảng 1 triệu tấn/năm, Hình 1).

Để duy trì sản lượng khai thác tại các mỏ ở Lô 09-1, Vietsovpetro đã triển khai các giải pháp kỹ thuật công nghệ [1] như: xử lý khơ



Hình 1. Sản lượng khai thác dầu hàng năm Lô 09-1.

thông vùng cận đáy giếng, nứt vỉa thủy lực... Bên cạnh đó, công tác tìm kiếm, thăm dò, phát hiện các mỏ mới cũng được tăng cường. Kết quả, đã phát hiện được các khu vực và cấu tạo mới có triển vọng dầu khí, song trữ lượng thu hồi chỉ ở mức vừa và nhỏ.

Để phát triển các phát hiện dầu khí này, Vietsovpetro đã áp dụng nhiều giải pháp công nghệ, trong đó có giải pháp kết nối với mỏ dầu hiện hữu bên cạnh đã có cơ sở hạ tầng hoàn chỉnh và dư thừa công suất xử lý, cụ thể là mỏ Bạch Hổ và Rồng, Lô 09-1. Đến nay, Vietsovpetro đã đưa được 5 mỏ nhỏ, cận biên tại Lô 09-1 vào khai thác hiệu quả, bằng cách kết nối với mỏ Bạch Hổ và Rồng như mỏ Cá Ngừ Vàng, Nam Rồng - Đồi Mồi, Gấu Trắng, Thỏ Trắng và Cá Tầm. Nhằm phát triển giải pháp công nghệ kết nối mỏ, tăng cường hiệu quả sản xuất kinh doanh, Vietsovpetro tiếp tục tìm kiếm các phát hiện dầu khí mới, lân cận Lô 09-1, để đưa vào khai thác, góp phần duy trì ổn định sản lượng khai thác dầu khí.

2. Phát triển các giải pháp nâng cao khả năng xử lý và vận chuyển dầu các mỏ kết nối

Theo nghiên cứu của Nguyễn Thúc Kháng và nnk [2], để vận chuyển dầu có hàm lượng paraffin cao khai thác ở các mỏ Bạch Hổ và Rồng, Lô 09-1,



Ngày nhận bài: 28/3/2023. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 29/3 - 3/4/2023

Ngày bài báo được duyệt đăng: 28/11/2023.

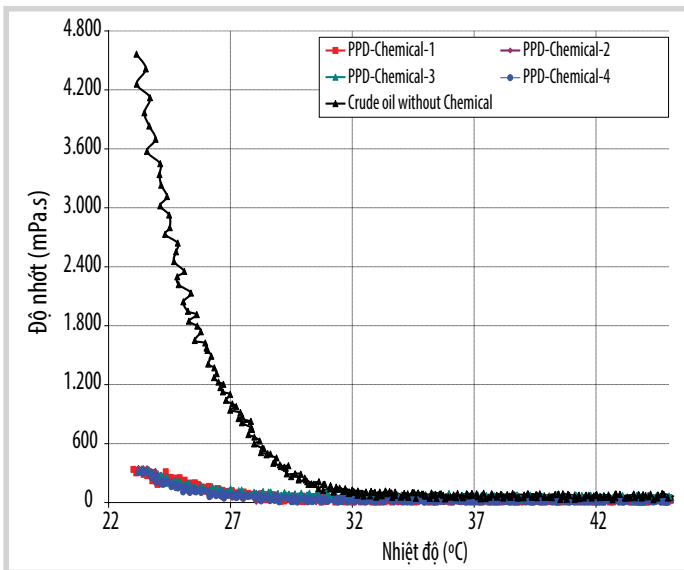
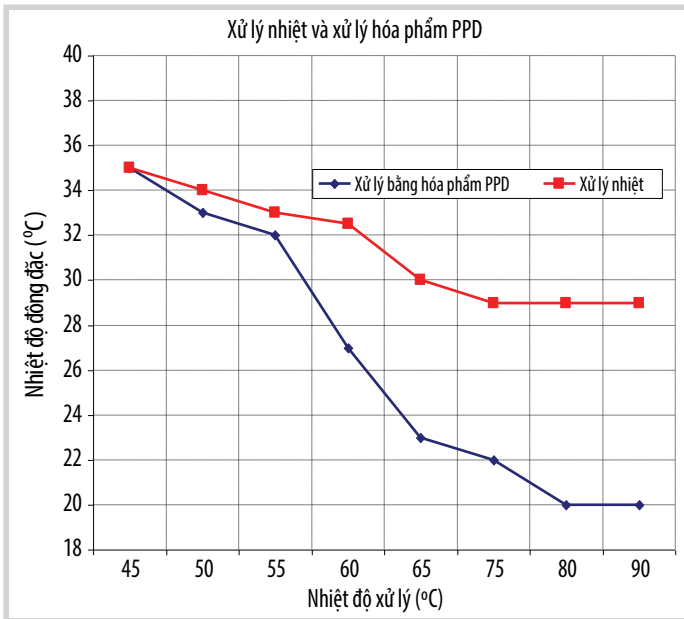
Vietsovpetro đã sử dụng các giải pháp xử lý dầu truyền thống như: gia nhiệt đến nhiệt độ cao hơn nhiệt độ kết tinh paraffin, xử lý dầu bằng hóa phẩm chuyên dụng giảm nhiệt độ đông đặc (PPD), pha loãng dầu với dung môi, vận chuyển dầu đã tách khí, vận chuyển dầu bão hòa khí hay cùng với nước. Các giải pháp này đã được sử dụng rất thành công, góp phần không nhỏ vào hiệu quả hoạt động sản xuất kinh doanh của Vietsovpetro. Đến thời kỳ khai thác các mỏ dầu khí nhỏ, mỏ cận biên, việc sử dụng đơn thuần 1 hoặc 2 giải pháp xử lý dầu nêu trên không thể giải quyết được vấn đề vận chuyển dầu và khí các mỏ kết nối bằng đường ống, vì lưu lượng sản phẩm khai thác ở các mỏ này thấp, nhiệt độ dầu không cao (45 - 55°C). Trong khi đó, dầu khai thác ở các mỏ nhỏ này gần giống với dầu khai thác ở mỏ Rồng, thuộc loại dầu nhiều paraffin (19 - 36% khối lượng), độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao (29 - 36°C),

khoảng cách vận chuyển đến trung tâm xử lý lại xa, gây ra rất nhiều thách thức [3]. Để giải quyết bài toán này, Vietsovpetro đã nghiên cứu và phát triển các giải pháp công nghệ vận chuyển dầu các mỏ kết nối bằng cách sử dụng linh hoạt, đồng thời nhiều giải pháp thu gom và xử lý dầu.

2.1. Giải pháp gia nhiệt cao hơn nhiệt độ kết tinh paraffin kết hợp xử lý bằng hóa phẩm PPD để vận chuyển dầu các mỏ kết nối

Các công trình khoa học đã công bố [2, 3] cho thấy, dầu nhiều paraffin khai thác ở các mỏ của Vietsovpetro có nhiệt độ đông đặc cao nhất khi dầu được gia nhiệt lại đến 45 - 50°C và thấp nhất khi gia nhiệt đến 80 - 90°C. Một trong các giải pháp vận chuyển dầu truyền thống bằng đường ống là gia nhiệt cho dầu, để nhiệt độ của dầu trong đường ống luôn duy trì ở mức cao hơn nhiệt độ kết tinh paraffin. Tuy nhiên, trong quá trình vận chuyển, lắng đọng paraffin hình thành bên trong ống là không tránh khỏi. Sau một thời gian dài vận hành, lớp paraffin sẽ càng lớn và bền vững, làm áp suất vận chuyển dầu gia tăng, có thể làm tắc nghẽn và phải dừng vận hành đường ống để làm sạch lớp paraffin. Bên cạnh đó, theo thời gian, lắng đọng paraffin sẽ bám chắc trong đường ống rất khó xử lý. Để giải quyết vấn đề này, đảm bảo an toàn khi vận chuyển và tăng khả năng làm sạch lớp paraffin bên trong đường ống, dầu sau khi gia nhiệt cần được xử lý bằng hóa phẩm PPD. Sau khi xử lý, tính lưu biến của dầu sẽ được cải thiện rất nhiều, những tinh thể paraffin hình thành trong dầu sẽ ở trạng thái rời rạc, không bền vững, lắng đọng paraffin sẽ dễ dàng được làm sạch. Hình 2 và 3 là các biểu đồ của dầu được xử lý nhiệt và xử lý nhiệt kết hợp với hóa phẩm PPD.

Vietsovpetro đã sử dụng thành công giải pháp này từ năm 1994, khi khu vực trung tâm mỏ Rồng được đưa vào khai thác sớm. Tại mỏ Rồng, Vietsovpetro xây dựng 1 giàn cố định RP-1, thực hiện khai thác dầu và tách khí đồng hành. Để đưa mỏ này vào khai thác, cần phải vận chuyển sản phẩm sang mỏ Bạch Hổ bằng đường ống để tàng chứa trên tàu chứa dầu FSO. Như vậy, đường ống kết nối mỏ Rồng với Bạch Hổ đã được xây dựng: RP-1 (mỏ Rồng) → PLEM (FSO-3) → RC-1 → BT-7 → CTP-2 (mỏ Bạch Hổ), dài 34 km. Tại thời điểm đó, do vật tư thiếu thốn, nên đường ống xây dựng kết nối 2 mỏ được tận dụng từ các loại đường ống khác nhau với nhiều cấp đường kính, 426 x 16 mm, 325 x



Hình 2 và 3. Các biểu đồ của dầu khi xử lý nhiệt và xử lý nhiệt kết hợp với hóa phẩm PPD.

16 mm và 219 x 12 mm và không được bọc cách nhiệt. Kết quả nghiên cứu tính chất dầu các giếng thăm dò tại RP-1 cho thấy, dầu ở đây là loại dầu nhiều paraffin, nhiệt độ sản phẩm ở miệng giếng là 50 - 55°C (thấp hơn nhiệt độ kết tinh paraffin). Tính toán nhiệt thủy động lực đường ống vận chuyển dầu này cho thấy [3], khi đi vào đường ống ngầm dưới đáy biển khoảng 1 - 2 km, nhiệt độ dầu đã gần bằng nhiệt độ của nước biển ở vùng cận đáy (khoảng 22 - 25°C), thấp hơn nhiệt độ đông đặc của dầu. Để đảm bảo khả năng vận chuyển dầu sang mỏ Bạch Hổ, Vietsovpetro đã thiết kế và lắp đặt trên RP-1 bộ thiết bị gia nhiệt cho dầu đến 80°C và tiến hành xử lý bằng hóa phẩm PPD. Kết quả cho thấy, sau khi xử lý, nhiệt độ đông đặc của dầu giảm nhiều và còn ở mức 18 - 20°C, thấp hơn so với nhiệt độ của nước biển ở vùng cận đáy, tính lưu biến của dầu cũng tăng lên khoảng 10 lần so với dầu chưa xử lý PPD. Với việc sử dụng đồng thời giải pháp gia nhiệt kết hợp và hóa phẩm PPD để xử lý dầu RP-1, Vietsovpetro đã vận chuyển thành công dầu từ mỏ Rồng sang mỏ Bạch Hổ bằng đường ống, đánh dấu lần đầu tiên thực hiện vận chuyển dầu liên mỏ đi xa bằng đường ống ngầm.

2.2. Giải pháp vận chuyển sản phẩm mỏ kết nối bằng cách vận chuyển dầu bão hòa khí, sau khi đã xử lý nhiệt và hóa phẩm PPD

Trong thiết kế và xây dựng các mỏ nhỏ, mỏ cận biên, để tiết giảm chi phí, thông thường các công trình biển xây dựng các giàn nhẹ (BK/RC) hay giàn đầu giếng với thiết bị đặt trên đó nhỏ gọn và tối thiểu. Như vậy, sản phẩm khai thác của các giàn BK/RC ở các mỏ nhỏ này được vận chuyển đến các giàn của mỏ kết nối sẽ không dùng máy bơm, mà sử dụng nguồn năng lượng vỉa của giếng dầu. Các nghiên cứu [4] cho thấy, vận chuyển dầu ở dạng cấu trúc này có nhiều thách thức do lượng khí đồng hành tách ra trong quá trình vận chuyển khá lớn. Kết quả là tổn hao áp suất vận chuyển rất cao, áp suất miệng giếng sẽ không đủ để đẩy sản phẩm đến mỏ kết nối, sản lượng khai thác của giếng bị giảm trầm trọng, thậm chí có thể không cho sản phẩm. Để giải quyết vấn đề này, Vietsovpetro đã lắp đặt thiết bị tách khí sơ bộ (UPOG) trên các giàn BK/RC của mỏ nhỏ. Thiết bị UPOG thực hiện tách khí của sản phẩm trên BK/RC, sau đó chuyển vào đường ống để vận chuyển đến mỏ kết nối. Như vậy, dòng sản phẩm trong đường ống sẽ ở dạng 1 pha, tổn hao áp suất vận chuyển dầu bằng đường ống sẽ giảm đáng kể, khả năng đưa dầu từ mỏ nhỏ đến mỏ kết nối được nâng cao.

Công nghệ thu gom, vận chuyển sản phẩm giếng khoan sử dụng UPOG có thể thực hiện ở chế độ tách khí

một phần hay toàn bộ. Ở cả 2 trường hợp này, khí tách ra sẽ được vận chuyển theo một đường ống riêng biệt đến nơi thu gom, đường ống thứ hai thực hiện vận chuyển hỗn hợp lỏng khí với hàm lượng khí thấp (tách không hoàn toàn), hoặc dầu bão hòa khí (tách toàn phần). Áp suất trong UPOG được giữ ở mức cao để đảm bảo thu gom khí và vận chuyển sản phẩm từ các giàn BK/RC đến trung tâm xử lý của mỏ kết nối. Với chế độ tách khí toàn phần, dầu bão hòa khí sẽ đi vào đường ống với áp suất bão hòa dầu $P_s(t_d)$, bằng áp suất trong UPOG. Quá trình dịch chuyển trong đường ống, nhiệt độ dầu sẽ giảm, dẫn đến giảm cân bằng áp suất bão hòa đến giá trị $\Delta P_s(t)$. Bằng cách sử dụng chương trình phần mềm, thay đổi áp suất bão hòa của dầu tại các điều kiện làm việc của đường ống sẽ được xác định:

$$\Delta P_s(t) = P_s(t_d) - P_s(t_c)$$

Trong đó: $P_s(t_d), P_s(t_c)$: Áp suất bão hòa của dầu;

t_d, t_c : Nhiệt độ ban đầu và nhiệt độ cuối.

Với kết quả giảm nhiệt độ, sự thay đổi áp suất bão hòa của dầu ΔP_s có thể đạt vài barg. Nếu các tổn thất thủy lực vận chuyển thấp hơn hiệu số áp suất bão hòa của dầu $\Delta P < \Delta P_s$ thì trong đường ống sẽ thực hiện vận chuyển dầu bão hòa khí.

Công nghệ thu gom sản phẩm giếng sử dụng UPOG sẽ làm giảm áp suất trong hệ thống thu gom và vận chuyển, nghĩa là thực hiện vận chuyển sản phẩm giếng ở điều kiện 1 pha (pha lỏng). Áp suất tách khí trong UPOG càng cao, thì hiệu quả của giải pháp càng lớn. Thực tế cho thấy, mức độ bão hòa khí, tức là khí hòa tan trong dầu ở các áp suất khác nhau, tính chất lưu biến của dầu bão hòa khí cũng sẽ khác nhau. Mức độ bão hòa khí ở các áp suất khác nhau được đánh giá bằng lượng khí hòa tan hay thể tích chênh lệch lượng khí tách ra trong quá trình tách từ áp suất bão hòa đến áp suất khí quyển và ở điều kiện nhiệt độ trong UPOG (tức là nhiệt độ thực tế trước khi dầu và khí vào đường ống ngầm). Lượng khí hòa tan trong dầu ở áp suất P và nhiệt độ T được xác định bằng hiệu số lượng khí tách ra tại điều kiện áp suất khí quyển P_0 và nhiệt độ T $[GK(P_0, T)]$ và lượng khí tách ra ở điều kiện áp suất P và nhiệt độ T $(GK(P, T))$ theo công thức:

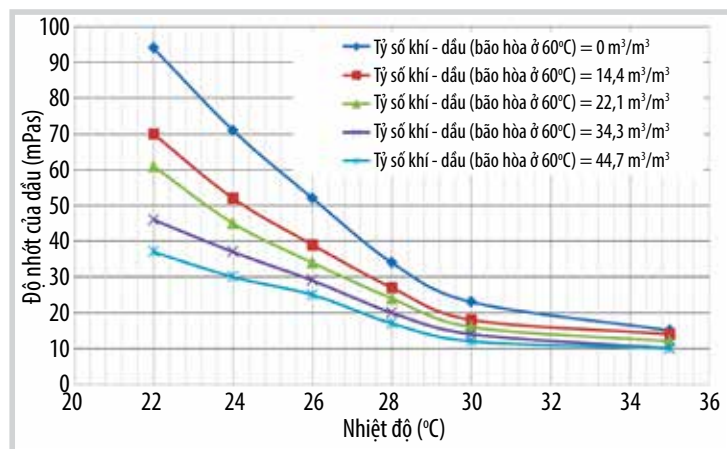
$$G(P, T) = GK(P_0, T) - GK(P, T)$$

Trong đó:

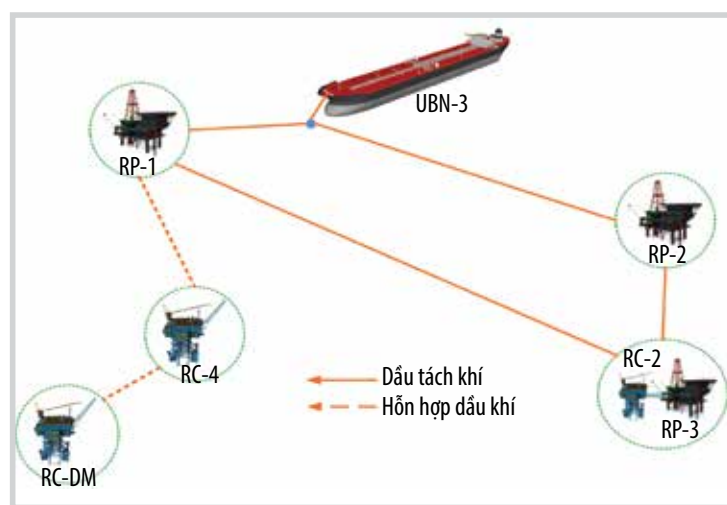
P: Áp suất (Pa);

P_0 : Áp suất khí quyển (Pa);

T: Nhiệt độ (°C);



Hình 4. Sự thay đổi tính chất lưu biến của dầu bão hòa khí.



Hình 5. Sơ đồ vận chuyển dầu bão hòa khí mỏ hợp nhất Nam Rồng - Đổi Mới.

G(P, T): Tỷ số khí dầu (m³/m³);

GK(P_o, T): Lượng khí tách ra ở nhiệt độ T và áp suất khí quyển P_o (m³/m³);

GK(P, T): Lượng khí tách ra ở điều kiện nhiệt độ T và áp suất P (m³/m³).

Khí bão hòa có tác động tích cực lên tính chất lưu biến của dầu nhiều paraffin (Hình 4). Với sự gia tăng lượng khí hòa tan trong dầu, độ nhớt và ứng suất trượt động của dầu giảm đi rõ rệt, đặc biệt ở khoảng nhiệt độ thấp. Kết quả này cho thấy giải pháp vận chuyển dầu bão hòa khí sẽ cho phép vận chuyển an toàn dầu đi xa đến các mỏ kết nối.

Để đảm bảo khả năng vận chuyển sản phẩm giếng ở điều kiện nhiệt độ dầu trong đường ống thấp hơn nhiệt độ đông đặc của dầu, Vietsovpetro kết hợp với giải pháp sử dụng hóa phẩm PPD để xử lý. Như vậy, kết hợp giữa phương pháp xử lý dầu bằng nhiệt và hóa phẩm PPD, đồng thời vận chuyển dầu bão hòa khí ở áp suất nhất định, sẽ cho phép vận chuyển dầu nhiều paraffin đi xa, từ mỏ nhỏ đến mỏ kết nối. Ở các mỏ nhỏ, mỏ cận biên Lô 09-1, kết nối với Bạch Hổ và Rồng, Vietsovpetro sử dụng công nghệ địa

nhật để xử lý dầu, nghĩa là hóa phẩm PPD được bơm xuống giếng ở độ sâu khoảng 2.500 - 2.800 m, nơi có nhiệt độ cao hơn 70°C. Với giải pháp này, sẽ không phải lắp đặt thêm thiết bị gia nhiệt trên các BK/RC tại các mỏ nhỏ, tiết giảm được chi phí cho phát triển và xây dựng các mỏ dầu khí nhỏ, mỏ cận biên trong hệ thống kết nối mỏ.

Năm 2009, Vietsovpetro cùng Công ty Liên doanh Việt-Nga-Nhật (VRJ) đưa mỏ hợp nhất Nam Rồng - Đổi Mới (RC-4 và RC-DM) có trữ lượng thấp vào khai thác, bằng cách kết nối với giàn RP-1 mỏ Rồng (Hình 5). Phương pháp địa nhiệt và hóa phẩm PPD được sử dụng để xử lý dầu và vận chuyển dầu bão hòa khí từ RC-4, RC-DM đến RP-1.

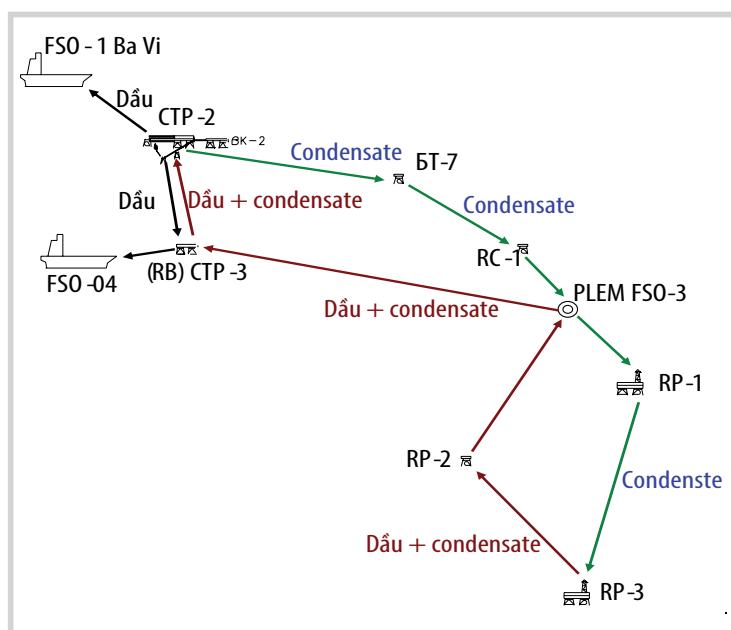
Giải pháp này đã được áp dụng rất hiệu quả để vận chuyển không những sản phẩm mỏ kết nối Nam Rồng - Đổi Mới từ năm 2009 đến nay, mà còn sử dụng ở các mỏ Gấu Trắng, Thỏ Trắng và Cá Tầm kết nối với Bạch Hổ và Rồng. Vận chuyển sản phẩm đến mỏ kết nối bằng giải pháp vận chuyển dầu bão hòa khí sau khi đã xử lý nhiệt và hóa phẩm PPD sẽ được Vietsovpetro sử dụng để vận chuyển dầu từ các mỏ nhỏ, mỏ cận biên Lô 09-1 trong tương lai.

2.3. Giải pháp hòa trộn condensate với dầu nhiều paraffin đã xử lý hóa phẩm PPD để vận chuyển đến mỏ kết nối

Lưu lượng sản phẩm các mỏ dầu khí vừa và nhỏ kết nối với các mỏ hiện hữu thường khá nhỏ, vì vậy, vận tốc dịch chuyển của chất lưu trong đường ống cũng thấp, trong khi phải vận chuyển đi xa bằng đường ống, nên vấn đề lắng đọng paraffin bên trong đường ống là không tránh khỏi. Với những đường ống vận chuyển dài (hơn 45 - 50 km), việc xử lý dầu bằng hóa phẩm PPD kết hợp với vận chuyển dầu bão hòa khí vẫn chưa đảm bảo được vận hành an toàn đường ống. Trong trường hợp này, thường phải sử dụng hệ thống máy bơm để vận chuyển. Để vận chuyển sản phẩm giếng đi xa an toàn bằng đường ống, có thể xem xét khả năng sử dụng thêm giải pháp xử lý dầu hỗ trợ, như dùng dung môi/condensate hòa trộn với dầu đã xử lý, làm tăng thêm tính linh động của chất lưu. Kết quả nghiên cứu tại phòng thí nghiệm [5] cho thấy, nếu sử dụng condensate ở mức 5 - 10% thể tích, hòa trộn với dầu nhiều paraffin đã xử lý hóa phẩm PPD, nhiệt độ đông

Bảng 1. Tính lưu biến của dầu hòa trộn condensate.

Nhiệt độ đo (°C)	Tính lưu biến của dầu RP-3 hòa tan với condensate ở các hàm lượng					
	0%		5%		10%	
	Ứng suất trượt động (Pa)	Độ nhớt đẻo (mPa.s)	Ứng suất trượt động (Pa)	Độ nhớt đẻo (mPa.s)	Ứng suất trượt động (Pa)	Độ nhớt đẻo (mPa.s)
35	0	12	0	9	0	6
30	0,01	21	0	13	0	6,5
28	0,03	33	0,01	19,3	0	7,0
26	0,08	35	0,04	21,5	0,01	7,6
24	0,20	46	0,09	27,4	0,035	9,0
22	0,55	82	0,14	38,6	0,056	15,0
T _{đđ} (°C)	20 - 21		18		16 - 17	



Hình 7. Vận chuyển dầu và condensate mỏ Rồng.

đặc của hỗn hợp sẽ giảm thêm 3 - 5°C và tính linh động tăng thêm nhiều lần (Hình 6).

Năm 1996, khu vực Đông Nam Rồng (RC-2), mỏ Rồng, được đưa vào khai thác và sản phẩm được vận chuyển đến RP-1 bằng đường ống RC-2 → RP-1 để tách khí, rồi bơm đến mỏ Bạch Hổ. Sau đó, Vietsovpetro đã xây dựng thêm giàn cố định RP-3, RP-2 và hình thành tuyến đường ống thứ 2 kết nối RP-3 với CTP-2. Như vậy, từ RP-3 (mỏ Rồng) đến CTP-2 (mỏ Bạch Hổ) có 2 tuyến ống: tuyến thứ nhất là RP-3 → RP-1 → PLEM (FSO-3) → RC-1 → BT-7 → CTP-2 dài 52 km và tuyến thứ 2 là RP-3 → RP-2 → PLEM (FSO-3) → CTP-2 dài 42 km, bọc cách nhiệt. Việc vận chuyển dầu liên mỏ từ Bạch Hổ sang Rồng, hay từ Rồng đến Bạch Hổ được cải thiện đáng kể. Tuy nhiên, trong trường hợp vận chuyển từ mỏ Rồng sang Bạch Hổ bằng 2 tuyến ống này với lưu lượng khai thác của RP-3 ở mức 2.000 - 2.500 m³/ngày, thì vận tốc trung bình của dòng chất lưu trong ống 426 x 16 mm là 0,2 - 0,3 m/giây và trong tuyến ống 325 x 16 mm là 0,4 - 0,5 m/giây. Ở lưu lượng vận chuyển này, thời gian di

chuyển của dầu trong đường ống sẽ khá dài, tổn hao nhiệt cao nên lắng đọng paraffin sẽ gia tăng nhanh chóng.

Năm 2007, khi thực hiện vận chuyển dầu từ giàn RP-3 mỏ Rồng sang mỏ Bạch Hổ, Vietsovpetro đã sử dụng giải pháp hòa trộn condensate với dầu này để vận chuyển đến CTP-2 theo tuyến ống RP-3 → RP-2 → PLEM (FSO-3) → CTP-2 với quãng đường dài 42 km. Condensate thu hồi ở giàn nén khí mỏ Bạch Hổ, cạnh CTP-2 được vận chuyển đến RP-3 theo tuyến ống CTP-2 → BT-7 → RC-1 → PLEM (FSO-3) → RP-1 → RP-3 (Hình 7) và ngược lại. Sau 3 tháng vận hành, đã thực hiện an toàn vận chuyển dầu từ mỏ Rồng sang mỏ Bạch Hổ bằng cả 2 tuyến đường ống kết nối trên, chứng minh được khả năng vận chuyển dầu liên mỏ qua đường ống dài trên 42 - 52 km bằng cách sử dụng condensate hòa trộn với dầu đã xử lý hóa phẩm PPD. Thành công này cho phép Vietsovpetro linh hoạt hơn trong công tác điều hành vận chuyển dầu giữa các mỏ kết nối.

3. Các giải pháp thiết kế và xây dựng để khai thác dầu và khí mỏ nhỏ, mỏ cận biên

Vietsovpetro khai thác dầu khí từ năm 1986. Thiết kế và xây dựng mỏ ban đầu được Viện VNIPImorneftegas Moscow, Liên bang Nga thực hiện. Theo đó, tại mỏ Bạch Hổ xây dựng các giàn cố định (MSP/RP), giàn công nghệ trung tâm (CTP) và tàu chứa dầu (FSO). Kết cấu của các giàn MSP gồm phần chân đế và thượng tầng. Chân đế được gia cố bằng 16 cọc chính đóng qua các ống trụ và 32 cọc phụ. Kết cấu thượng tầng gồm các khối module độc lập chứa đầy đủ các thiết bị công nghệ cần thiết phục vụ khoan và khai thác dầu khí, đảm bảo vận hành tổ hợp 16 giếng khoan.

Định hướng thiết kế và xây dựng mỏ Bạch Hổ được Vietsovpetro thay đổi từ năm 1989, sau khi dầu được phát hiện và khai thác ở tầng móng, nơi có áp suất vỉa rất lớn (400 bargs), lưu lượng chất lỏng của giếng đến hơn 1.000 tấn/ngày và nhiệt độ miệng giếng khoảng 100°C. Để tận dụng nguồn năng lượng vỉa của giếng dầu, công nghệ vận chuyển sản phẩm giếng được thực hiện theo giải pháp vận chuyển hỗn hợp dầu và khí. Như vậy, định hướng thiết kế và xây dựng mỏ có thay đổi so với ban đầu, trong đó:



Hình 8. Loại giàn cố định (MSP/RP).



Hình 9. Tàu chứa dầu FSO ngoài khơi.



Hình 10. Giàn nhẹ truyền thống (BK/RC).



Hình 11. Giàn công nghệ trung tâm (CTP).

- Các giàn nhẹ đơn giàn (BK) được xây dựng;
- Xây dựng giàn công nghệ trung tâm (CTP);

Các giàn BK (Hình 10) chỉ thực hiện khai thác, thu gom và đo lưu lượng giếng. Sản phẩm khai thác từ BK ở dạng hỗn hợp dầu và khí được vận chuyển đến giàn CTP (Hình 11) để xử lý tách khí và nước. Giàn BK thiết kế với số lượng 6 - 9 giếng, có thể đến 12 giếng, với công suất xử lý sơ bộ dầu khoảng 6.000 tấn/ngày, gồm khối chân đế nặng 1.050 tấn, cọc - 1.100 tấn, thượng tầng khoảng 1.200 tấn, cần xả khí khoảng 26 tấn và sân bay trực thăng - 90 tấn. Trên khối thượng tầng của BK được trang bị một số hệ thống chính sau:

- + Thiết bị đầu giếng, hệ thống điều khiển;
- + Cụm van thu gom dầu khí;
- + Hệ thống phân phối khí gaslift, nước bơm ép vỉa;
- + Bình tách khí sơ bộ (UPOG);
- + Hệ thống đo dầu, khí;
- + Khu vực đường ống để vận chuyển, trung chuyển dầu khí, gaslift, nước ép vỉa;
- + Hệ thống điều khiển, điện, hệ thống cứu hỏa, thiết bị cứu sinh.

Sản lượng khai thác của Vietsovpetro đạt đỉnh trong giai đoạn 2001 - 2003, sau đó giảm với tốc độ khá nhanh. Để duy trì sản lượng, Vietsovpetro đã tích cực nghiên cứu nhiều giải pháp để đưa các khu vực phát hiện mới, triển vọng vào khai thác. Tuy nhiên, rất khó khăn về hiệu quả kinh tế, do trữ lượng thu hồi dầu khí các phát hiện này quá thấp. Với mục đích tiết giảm tối đa chi phí phát triển mỏ, Vietsovpetro đã nghiên cứu tự thực hiện thiết kế công nghệ và xây dựng mỏ để nhanh đưa các phát hiện này vào khai thác.

4. Phát triển giải pháp thiết kế và xây dựng để khai thác dầu và khí mỏ nhỏ, mỏ cận biên

Với việc áp dụng giải pháp thu gom, xử lý, vận chuyển dầu đến mỏ kết nối và thiết kế xây dựng giàn nhẹ BK truyền thống tại các mỏ nhỏ, Vietsovpetro đã góp phần đưa mỏ Cá Ngừ Vàng của Hoàn Vũ JOC vào khai thác năm 2008 bằng cách kết nối với mỏ Bạch Hổ nhờ tuyến đường ống dài 25 km [6]. Tại mỏ Cá Ngừ Vàng, giàn nhẹ BK-CNV được thiết kế và xây dựng, sản phẩm khai thác được vận chuyển ở dạng hỗn hợp dầu và khí đến CTP-3 mỏ Bạch Hổ.

Đến nay, Vietsovpetro đã đưa thêm 4 mỏ dầu có trữ lượng nhỏ lân cận Lô 09-1 vào khai thác hiệu quả nhờ giải pháp kết nối với mỏ Bạch Hổ, Rồng với thiết kế xây dựng các giàn nhẹ BK tại các mỏ này, đó là:

- + Ở mỏ hợp nhất Nam Rồng - Đổi Mới đã xây dựng 2 giàn nhẹ RC4 và RC-ĐM, sản phẩm khai thác được vận chuyển đến giàn RP-1 mỏ Rồng ở dạng dầu bão hòa khí bằng tuyến ống RC-DM → RC4 → RP-1;

- + Tại mỏ Gấu Trắng xây dựng giàn nhẹ GTC-1, sản phẩm khai thác được vận chuyển đến BK-16, sau đó đến CTP-3 mỏ Bạch Hổ ở dạng dầu bão hòa khí;

- + Tại mỏ Thỏ Trắng xây dựng 2 giàn nhẹ ThTC-1 và ThTC-2, sản phẩm khai thác được vận chuyển ở dạng hỗn hợp dầu và khí đến MSP-6 và MSP-8, phía Bắc mỏ Bạch Hổ;

- + Tại mỏ Cá Tầm, Lô 09-3/12, xây dựng 2 giàn nhẹ CTC-1 và CTC-2, sản phẩm được vận chuyển ở dạng dầu bão hòa khí đến giàn RP-2 mỏ Rồng. Trong thời gian tới, tại mỏ này sẽ tiếp tục lắp đặt thêm giàn nhẹ CTC-3.

Toàn bộ các giàn nhẹ BK ở các mỏ nhỏ trên được thiết kế tiêu chuẩn, truyền thống, giống như các BK đã thiết kế và xây dựng tại mỏ Bạch Hổ và Rồng, Lô 09-1.

Nhiều phát hiện dầu khí mới ở thềm lục địa Việt Nam gần đây, đều có trữ lượng dầu khí thu hồi nhỏ hoặc rất nhỏ. Nếu đưa vào khai thác bằng việc thiết kế và xây dựng giàn BK truyền thống sẽ mang lại hiệu quả kinh tế thấp, thậm chí không thể đưa vào khai thác. Với mục đích đưa các cấu

tạo tiềm năng nói trên vào khai thác, một trong những yêu cầu đầu tiên là nâng cao hiệu quả kinh tế trong phát triển các mỏ dầu khí nhỏ, mỏ cận biên, tối ưu hóa thiết kế và xây dựng các công trình dầu khí với tiêu chí tiết giảm tối đa chi phí đầu tư (CAPEX), chi phí vận hành (OPEX) và chi phí thu dọn mỏ (ABEX). Các phương án kỹ thuật và giải pháp công nghệ áp dụng để phát triển các mỏ nhỏ, mỏ cận biên đã được Vietsovpetro nghiên cứu có các ưu điểm chính sau:

- + Giảm tối đa chi phí đầu tư;
- + Thời gian xây dựng, lắp đặt nhanh và có khả năng tái sử dụng;
- + Giảm thiểu chi phí thu dọn mỏ;
- + Tối đa sử dụng các công nghệ đã được kiểm chứng tại Vietsovpetro trong quá trình phát triển và vận hành mỏ.

Trên cơ sở kết quả nghiên cứu và kinh nghiệm thực tế ở Lô 09-1, Vietsovpetro đã đề xuất các giải pháp thiết kế và xây dựng mỏ nhằm tiết kiệm chi phí [7], đưa các phát hiện dầu khí nhỏ, lân cận Lô 09-1 vào khai thác hiệu quả. Trong đó, tự nghiên cứu thiết kế, phát triển và xây dựng các giàn nhẹ BK, như:

- + Thiết kế và xây dựng dạng giàn BK truyền thống, có 9 - 12 giếng khoan, thành các BK trung tâm (BKT) với công suất dao động 2.000 - 6.000 tấn lỏng/ngày, có khả năng thực hiện tiếp nhận và xử lý sơ bộ sản phẩm khai thác đến từ các giàn BK khác, trước khi chuyển đến giàn CTP. Giàn BKT sẽ là nơi trung chuyển các hệ thống phụ trợ, như gaslift, nước ép vỉa, hệ thống điện đến các giàn BK khác. Sau khi tách khí sơ bộ và xử lý hóa phẩm PPD, sản phẩm mỏ nhỏ sẽ được vận chuyển ở dạng bão hòa khí bằng năng lượng vỉa đến giàn MSP hoặc CTP để xử lý;

- + Nghiên cứu thiết kế và xây dựng loại giàn BK kết nối, bên cạnh giàn BKT hoặc MSP hiện hữu. Loại giàn BK sẽ là loại giàn không người, các hệ thống công nghệ phụ trợ trên giàn được kết nối với BKT hoặc MSP thông qua cầu dẫn. Mô hình giàn nhẹ này sẽ giúp giảm chi phí xây dựng và vận hành;

- + Thiết kế, xây dựng loại giàn BK mini không người, có kết cấu nhẹ, hệ thống công nghệ tối giản với chi phí xây dựng và vận hành ít nhất, không có hệ thống thiết bị xử lý sơ bộ, số giếng trên loại BK này khoảng 4 - 6 giếng. Kết cấu giàn BK mini (Hình 12 - 14), gồm khối chân đế, khối thượng tầng và có hoặc không có sân bay trực thăng. Thiết kế chân đế có thể dạng 1 chân hoặc 3 chân, thay cho dạng 4 chân của BK truyền thống. Chân đế loại BK này là

dạng móng cọc hút thay thế cho cọc thép đóng sâu vào lòng đất truyền thống. Các hệ thống chính trên BK mini, gồm: Thu gom sản phẩm giếng, phân phối khí gaslift, phân phối nước ép vỉa, bơm hóa phẩm, xả lỏng, đo sản phẩm giếng, khí điều khiển. Sản phẩm khai thác trên BK mini sau khi qua bộ đo được chuyển đến BKT để xử lý tách khí sơ bộ, sau đó đến MSP gần nhất và đến CTP để xử lý thương phẩm trước khi vận chuyển đến FSO để tàng chứa.

Công tác tự nghiên cứu, thiết kế và xây dựng của Vietsovpetro đã giảm 20 - 30% chi phí đầu tư các giàn BK mini so với các giàn BK truyền thống. Đây là cơ sở để Vietsovpetro đưa các phát hiện dầu khí có trữ lượng thu hồi nhỏ, lân cận mỏ Bạch Hổ và Rồng Lô 09-1 vào khai thác trong thời gian gần đây.

5. Kết luận

- Việc nghiên cứu sáng tạo các giải pháp công nghệ để vận chuyển an toàn dầu thô có hàm lượng paraffin cao bằng đường ống ngầm ngoài khơi cho phép phát triển các phát hiện dầu khí có trữ lượng nhỏ, lân cận Lô 09-1 bằng cách kết nối với mỏ Bạch Hổ và Rồng đã có cơ sở hạ tầng hoàn chỉnh;

- Sử dụng linh hoạt đồng thời nhiều giải pháp công nghệ xử lý dầu nhiều paraffin sẽ nâng cao hiệu quả vận chuyển sản phẩm giếng bằng đường ống ngầm từ các mỏ kết nối có khoảng cách xa đến các giàn công nghệ trung tâm;

- Kết quả tự nghiên cứu, thiết kế và xây dựng các dạng BK trung tâm, BK kết nối, BK mini giúp tiết giảm tối đa chi phí xây dựng và vận hành mỏ, là cơ sở để Vietsovpetro tiếp tục đưa các mỏ nhỏ, cận biên vào khai thác, duy trì sản lượng khai thác dầu khí, đồng thời góp phần tận thu nguồn tài nguyên cho đất nước.

Tài liệu tham khảo

[1] Từ Thanh Nghĩa, Nguyễn Thúc Kháng, Lê Việt Hải, Dương Danh Lam, Nguyễn Quốc Dũng, Nguyễn Văn Trung và Phan Đức Tuấn, *Công nghệ xử lý vùng cận đáy giếng các mỏ dầu khí ở thềm lục địa Việt Nam*. Nhà xuất bản Đại học Quốc gia Tp. Hồ Chí Minh, 2016.

[2] Nguyễn Thúc Kháng, Từ Thành Nghĩa, Tống Cảnh Sơn, Phạm Bá Hiển, Phạm Thành Vinh và Nguyễn Hoài Vũ, *Công nghệ xử lý và vận chuyển dầu nhiều paraffin ở thềm lục địa Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, 2016.

[3] Từ Thành Nghĩa, Phạm Bá Hiển, Phạm Xuân Sơn, Tống Cảnh Sơn, Nguyễn Hoài Vũ, Ngô Thường San,

Nguyễn Văn Minh, và Nguyễn Thúc Kháng, "Những khó khăn, thách thức của Vietsovpetro trong vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống ngầm ngoài khơi", *Tạp chí Dầu khí*, Số 5, trang 20 - 25, 2015.

[4] Nguyen Thuc Khang, Ha Van Bich, Tong Canh Son, Le Dinh Hoe, "Transporting oil and gas mixture in gathering system at White Tiger oil field", *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, 9- 11 September 2003*.

[5] Tống Cảnh Sơn, Lê Đình Hòa, và Lê Đăng Tâm, "Sử dụng condensate để vận chuyển dầu RP-3 mỏ Rồng đến CTP-2 mỏ Bạch Hổ bằng đường ống", *Tuyển tập Báo*

cáo Hội nghị Khoa học công nghệ "Viện Dầu khí Việt Nam: 30 năm phát triển và hội nhập", Quyển 1, trang 668 - 677, 2008.

[6] Phùng Đình Thực, Tống Cảnh Sơn, Lê Đình Hòa, và Ngô Hữu Hải, "Kết nối mỏ Cá Ngừ Vàng với mỏ Bạch Hổ, kinh nghiệm kết nối mỏ nhỏ với cơ sở hạ tầng các mỏ hiện hữu", *Tạp chí Dầu khí*, Số 2, trang 28 - 32, 2016.

[7] Cao Tùng Sơn, Lê Việt Dũng, Bùi Trọng Hân, Lê Hữu Toàn, và Lê Vũ Quân, "Giải pháp thiết kế xây dựng công trình phục vụ khai thác các mỏ nhỏ và mỏ cận biên", *Tạp chí Dầu khí*, Số 5, trang 55 - 60, 2015.

PARAFFIN CRUDE OIL TRANSPORT SOLUTIONS AND CONSTRUCTION DESIGN FOR DEVELOPING OFFSHORE MARGINAL OIL AND GAS FIELDS, BLOCK 09-1

Tran Quoc Thang, Le Viet Dung, Le Dang Tam, Tong Canh Son, Bui Trong Han, Chu Van Luong, Phan Duc Tuan, Phan Tran Hai Long
Vietsovpetro
Email: sontc.rd@gmail.com

Summary

The Vietnam - Russia Joint Venture "Vietsovpetro" has conducted several solutions for paraffin crude transportation through long-distance pipeline and self-studied for designing and constructing fields with small recoverable reserve at lowest possible cost to put them into production.

In this paper, technological solutions for oil transportation from tie-in oil fields will be presented to analyse possibly applicable methods. Moreover, the field design and construction are also delivered to bring the marginal and small oil and gas discoveries of Block 09-1 into exploitation, making full use of the natural resources for the country.

Key words: Small field, marginal fields, tie-in oil field, design, construction.