

ĂN MÒN BÊN TRONG ĐƯỜNG ỐNG NGẦM NGOÀI KHƠI VÀ CÁC GIẢI PHÁP HẠN CHẾ ĂN MÒN ĐỂ ĐẢM BẢO VẬN HÀNH AN TOÀN CÁC MỎ DẦU KHÍ CỦA LIÊN DOANH VIỆT - NGA "VIETSOVPETRO"

Trần Văn Vinh, Cao Tùng Sơn, Lê Đăng Tâm, Chu Văn Lương, Tống Cảnh Sơn, Phùng Quang Thắng

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

Email: tamld.pt@vietsov.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.08-03>

Tóm tắt

Đường ống ngầm ngoài khơi các mỏ Lô 09-1 của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" được chế tạo bằng thép carbon, làm việc trong điều kiện hàm lượng nước đồng hành cùng các tạp chất ăn mòn ngày càng cao. Nhiều đường ống đã vận hành liên tục trong thời gian dài trên 25 năm, quá tuổi thọ thiết kế, nên nguy cơ xảy ra các sự cố rò rỉ rất lớn. Các kết quả thử nghiệm ăn mòn trong phòng thí nghiệm và quan sát trực quan trên các mẫu đường ống cho thấy tốc độ ăn mòn cao nhất tại vị trí đáy đường ống, vị trí đọng nước hoặc tích tụ các cặn, sản phẩm ăn mòn. Hệ thống phóng thu thoi đã được tự thiết kế, lắp đặt và thực hiện thành công trên 2 tuyến ống dẫn dầu và khí gaslift của mỏ Bạch Hổ cho phép theo dõi kiểm soát ăn mòn, làm sạch đường ống nhằm giảm thiểu ăn mòn dưới lớp cặn và tối ưu hiệu quả của chất ức chế sử dụng. Bài báo phân tích thực trạng ăn mòn bên trong đường ống ngầm ngoài khơi các mỏ Lô 09-1, các yếu tố ảnh hưởng, cơ chế ăn mòn và các giải pháp hạn chế ăn mòn để đảm bảo vận hành an toàn các mỏ dầu khí của Vietsovpetro.

Từ khóa: Đường ống ngầm, ăn mòn kim loại, phóng thoi, Lô 09-1, Vietsovpetro.

1. Giới thiệu

Tại bể Cửu Long, Vietsovpetro đang vận hành khai thác các mỏ dầu khí: Bạch Hổ, Rồng, Thổ Trắng, Gấu Trắng (Lô 09-1), Nam Rồng - Đồi Mồi và Cá Tầm (Lô 09-3/12). Đến nay, đã có trên 40 công trình biển ở các mỏ này được thiết kế và xây dựng, khai thác dầu và khí liên tục theo kế hoạch sản xuất hàng năm.

Kết nối các công trình ngoài khơi này là hệ thống các tuyến đường ống, gồm đường ống vận chuyển sản phẩm khai thác của giếng, đường ống vận chuyển khí đồng hành, khí gaslift và nước bơm ép duy trì áp suất vỉa. Trong đó, hệ thống các đường ống vận chuyển sản phẩm khai thác của giếng nối liền các công trình biển có tổng chiều dài lên đến 400 km, đường ống vận chuyển khí đồng hành và khí gaslift khoảng 180 km và đường ống vận chuyển nước biển bơm ép vỉa khoảng 170 km. Toàn bộ đường ống được thiết kế và lắp đặt ngầm dưới đáy biển, với tuổi thọ thiết kế từ 20 - 25 năm, không có hệ thống phóng thoi và kiểm

soát ăn mòn bên trong đường ống. Để chống ăn mòn bên ngoài trong môi trường biển, anode hy sinh đã được lắp đặt với tuổi thọ thiết kế bằng tuổi thọ của đường ống; và để chống ăn mòn bên trong đường ống ngầm, chất ức chế ăn mòn đã được bơm vào dòng lưu chất vận chuyển.

Nhiều tuyến ống ngầm của Vietsovpetro đến nay đã vận hành khai thác liên tục và vượt quá tuổi thọ thiết kế, tiềm ẩn nguy cơ xảy ra sự cố rò rỉ. Trong điều kiện hiện nay, việc kết nối các mỏ nhỏ, mỏ cận biên vào cơ sở hạ tầng sẵn có của các mỏ Lô 09-1 đòi hỏi phải có các nghiên cứu đánh giá hiện trạng hệ thống đường ống hiện hữu của Vietsovpetro, nguyên nhân ăn mòn và các yếu tố ảnh hưởng, từ đó đưa ra các giải pháp theo dõi, kiểm soát, hạn chế ăn mòn để tiếp tục duy trì hoạt động của các tuyến ống ngầm nói riêng và hệ thống khai thác, thu gom, vận chuyển và xử lý sản phẩm nói chung.

2. Các tác nhân ảnh hưởng đến ăn mòn bên trong đường ống ngầm tại Vietsovpetro

2.1. Các tác nhân ăn mòn bên trong đường ống ngầm

Quá trình ăn mòn trong các đường ống dẫn dầu khí chỉ xảy ra khi có nước ngưng tụ và tuân theo cơ chế ăn mòn



Ngày nhận bài: 24/5/2021. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 24/5 - 1/6/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 12/8/2021.

Bảng 1. Tính chất hóa lý của nước đồng hành khai thác ở các mỏ của Vietsovpetro

Thông số hóa lý của nước vỉa	Giàn ở các mỏ của Vietsovpetro					
	Bạch Hổ		Thỏ Trắng		Rồng	
	CTP-3	CTP-2	ThTC-1	ThTC-2	RP-1	RP-2
Tỷ trọng	1,07	1,02	1	1,01	1,02	1,02
pH	7,90	7,50	8,1	7,4	7,19	7,01
Cl ⁻ (mg/l)	15.276	14.519	2.708	7.658	16.046	15.554
SO ₄ ²⁻ (mg/l)	168	550	32	250	24	35
HCO ₃ ⁻ (mg/l)	239	254	1.562	1.005	78	137
Na ⁺ , K ⁺ (mg/l)	7.864	7.744	2.369	4.376	9.343	7.273
Ca ²⁺ (mg/l)	2.090	1.751	69	944	1.107	2.721
Mg ²⁺ (mg/l)	78	184	6	99	121	35
Tổng Fe (mg/l)	0,05	0,69	0,43	2,37	0,01	0,03
Tổng khoáng(g/l)	27.715	25.002	6.745	14.335	26,72	25.755

Bảng 2. Hàm lượng H₂S trong sản phẩm khai thác tại mỏ Rồng đến VSP-02

Vị trí	Thời gian thực hiện	Điều kiện vận hành		H ₂ S (ppm)	CO ₂ (% mol)
		Áp suất (atm)	Nhiệt độ (°C)		
Dầu RP-2 đi VSP-02	Tháng 6/2018	7,5	30	45	-
Dầu RP-3 đến RP-2		6,5	39	1.100	-
Dầu RP-1 đi VSP-02		7	41,5	700	-
Tank 3 S				700 - 780	1,2
Tank 3 P				700	0,8
Slop tank 6S				6.400 - 7.000	-

Ghi chú: Hàm lượng H₂S đo được trong pha khí bên trong các đường ống vận chuyển dầu

điện hóa [1]. Tốc độ ăn mòn phụ thuộc vào vật liệu đường ống, hàm lượng nước, các tác nhân gây ăn mòn trong nước (như CO₂, H₂S, vi sinh vật, acid, các muối khoáng) và điều kiện vận hành (nhiệt độ, áp suất)...

Hiện nay, các mỏ Lô 09-1 đang khai thác ở giai đoạn tận thu, cuối đời mỏ. Việc bơm ép nước tăng thu hồi dầu dẫn đến độ ngập nước ngày càng tăng đối với hầu hết các mỏ Lô 09-1. Hàm lượng nước đồng hành trong sản phẩm vận chuyển ở các mỏ Bạch Hổ, Rồng, Thỏ Trắng và Gấu Trắng chủ yếu dao động trong khoảng 34 - 82%. Mức độ ngập nước trung bình trong sản phẩm khai thác ở các giàn là 60% [2]. Một số giếng có độ ngập nước lên đến 89 - 96%, khiến quá trình ăn mòn điện hóa cục bộ ngày càng nghiêm trọng.

Trong quá trình vận hành mỏ nhằm tăng cường khả năng khai thác sản phẩm của giếng, Vietsovpetro đã áp dụng công nghệ xử lý vùng cận đáy giếng, làm sạch cận muối trong các giếng khai thác bằng các hóa phẩm có nguồn gốc acid dẫn đến hàm lượng muối khoáng trong nước đồng hành khai thác ở các mỏ có xu hướng gia tăng. Bảng 1 giới thiệu kết quả xác định tính chất lý hóa của nước đồng hành khai thác ở các công trình dầu khí tại các mỏ Bạch Hổ, Thỏ Trắng, Rồng [3].

Hàm lượng muối khoáng trong nước đồng hành có xu hướng tăng làm tăng độ dẫn điện và tăng tốc độ ăn mòn kim loại.

Hai tác nhân gây ăn mòn chính (H₂S, CO₂) có mặt trong sản phẩm khai thác và đang có xu hướng gia tăng trong thời gian gần đây. Trong đó, hàm lượng H₂S rất cao trong sản phẩm khai thác ở các giàn RP-1, RP-3 và sản phẩm đến tàu chứa dầu VSP-02 mỏ Rồng. Kết quả xác định hàm lượng CO₂, H₂S trong sản phẩm khai thác trên các công trình biển ở mỏ Rồng của Vietsovpetro vận chuyển đến tàu chứa dầu VSP-02 (Bảng 2).

Tỷ lệ nước đồng hành cao cũng là nguồn gốc để vi khuẩn khử sulfate (SRB) có khả năng phát triển mạnh trong hệ thống các đường ống vận chuyển và trong thiết bị công nghệ. Năm 2010, Vietsovpetro đã thực hiện khảo sát bên trong các bình chứa trên một số giàn cố định MSP, CTP-2, CTP-3 và trên tàu chứa dầu VSP-02 của Vietsovpetro [4]. Một số kết quả xác định SRB được tóm tắt trong Bảng 3.

Kết quả ở Bảng 3 cho thấy, tại các bình chứa trên giàn công nghệ trung tâm CTP-2, CTP-3, trong các hầm chứa nước thải (slop tank) trên tàu chứa dầu VSP-02, nơi có nước đồng hành kém lưu thông và ở điều kiện hiếm

Bảng 3. Hàm lượng SRB đo được tại một số công trình ở mỏ Bạch Hổ

TT	Vị trí mẫu	Vi khuẩn khử sulfate (CFU/ml)	Vi khuẩn chung (CFU/ml)
Giàn công nghệ trung tâm số 2 (CTP-2)			
1	Bình tách 100 m ³ (BE)	10 ⁵	10 ³
2	Bình tách	10 ⁴	10 ²
3	Bình tách C-1-3	10 ⁴	0
Tàu chứa dầu VSP-02			
4	Hầm công nghệ	10 ⁶	10 ²
5	Hydrocyclon	10 ⁵	0
6	Slop tank 5P	10 ⁶	10 ²
7	Slop tank 5S	10 ⁵	10 ¹
Giàn công nghệ trung tâm số 3 (CTP-3)			
8	Hydrocyclon HC-1-B	10 ⁵	10 ³
9	Bình tách 100 m ³ (Caission)	10 ⁶	10 ³
10	Bình tách V-1-B	10 ⁴	10 ¹
Tàu chứa dầu VSP-02			
11	Hydrocyclon	10 ⁴	10 ¹

Bảng 4. Thành phần hóa học và cơ tính của một số mác thép đường ống

Mác thép	Thành phần hóa học max (%)				Lực căng (Tensile)		Lực nén (Yield)	
	C	Mn	P	S	Psi × 1000	MPa	Psi × 1000	MPa
X52	0,22	1,40	0,025	0,015	66 - 110	455 - 758	52 - 77	359 - 531
X60	0,22	1,40	0,025	0,015	75 - 110	517 - 758	60 - 82	414 - 65
X65	0,22	1,45	0,025	0,015	77 - 110	531 - 758	65 - 82	448 - 565

khí, hàm lượng vi khuẩn rất cao, hàm lượng vi khuẩn khử sulfate dao động từ 10⁴ - 10⁶ tế bào/ml và các loại vi khuẩn chung (GAB) đến 10³ tế bào/ml. Như vậy, nước đồng hành cao trong sản phẩm khai thác có chứa một lượng lớn SRB là nguồn gốc sinh ra H₂S và là tác nhân gây ăn mòn bên trong đường ống.

2.2. Vật liệu sử dụng

Các đường ống ngầm vận chuyển dầu và khí ở các mỏ của Vietsovpetro chủ yếu được xây dựng từ những ống thép mác CT 20, API Gr X60, X52. Bảng 4 là thành phần hóa học và các đặc tính kỹ thuật một số mác thép của đường ống vận chuyển dầu ở Vietsovpetro.

Các đường ống lắp đặt ở các mỏ dầu khí của Vietsovpetro sử dụng thép carbon, đây là vật liệu không bền ăn mòn đối với các lưu chất chứa các tác nhân gây ăn mòn cao. Tuy nhiên, hệ thống đường ống ngầm Lô 09-1 của Vietsovpetro được Liên bang Nga thiết kế, chế tạo với vật liệu thép của Nga có chất lượng rất tốt. Bề dày thành ống được thiết kế với mức độ ăn mòn cho phép (Corrosion Allowance), hệ số an toàn cao, chất lượng dầu khí vận chuyển trong đường ống tại giai đoạn đầu của đời mỏ rất tốt (gần như không có nước đồng hành, khí ngọt (không có H₂S) và hàm lượng CO₂ rất nhỏ), do đó nhiều đường

ống ngầm vận chuyển sản phẩm giếng đang vận hành đã vượt tuổi thọ thiết kế. Các đường ống vận chuyển sản phẩm ở các mỏ Bạch Hổ và Rồng có thời gian vận hành trên 25 năm được trình bày ở Bảng 5.

Trong giai đoạn cuối của quá trình khai thác, đặc tính chất lưu đã thay đổi so với giai đoạn đầu và chứa nhiều tác nhân ăn mòn nên đối với các đường ống mới khi thiết kế lắp đặt đã được xem xét lựa chọn vật liệu và ứng dụng các giải pháp kỹ thuật phù hợp hơn. Thời gian gần đây, các đường ống vận chuyển sản phẩm giếng ở Lô 09-1 của Vietsovpetro được thiết kế và áp dụng có các lớp phủ chống ăn mòn 3LPE (dày 2,7 mm), lớp bọc cách nhiệt (khoảng 40 mm) và lớp bọc bê tông (35 mm). Các mối nối đường ống được làm sạch đến tiêu chuẩn St.3 trước khi bọc bằng cuộn ống HSS (2 mm), sau đó được làm đầy bằng vật liệu cách nhiệt (HDPU foam) đến bề dày tương đương lớp bọc bê tông. Ngoài ra, trước khi lắp đặt và đưa vào vận hành, các đường ống được thiết kế và áp dụng bảo vệ điện hóa bằng các anode hy sinh hình vành khuyên từ hợp kim nhôm có tuổi thọ thiết kế tối thiểu 25 năm mà không cần thay thế. Ống đứng của đường ống ngầm được bảo vệ bằng hệ thống lớp bọc 3LPE và lớp bọc cách nhiệt nêu trên (dày 42,7 mm). Vì vậy, các lớp phủ chống ăn mòn cho các đường ống mới của Vietsovpetro hiện nay có chất

Bảng 5. Một số đường ống vận chuyển sản phẩm giếng ở các mỏ Bạch Hổ và Rồng của Vietsovpetro có thời gian vận hành trên 25 năm

TT	Đường ống ngầm	Kích thước, đường ống (mm)	Vật liệu	Năm lắp đặt	Chiều dài ống (m)	Áp suất vận hành (atm)
Mỏ Bạch Hổ						
1	MSP1 - VSP-01	325 x 16	CT-20	1986	1.687	10
2	MSP1 - VSP-01	325 x 16	CT-20	1986	1.572	10
3	MSP1 - MSP3	325 x 16	CT-20	1986	3.370	40
4	MSP4 - MSP1	219 x 12	CT-20	1987	3.890	40
5	MSP5 - MSP3	325 x 16	CT-20	1987	1.005	28
6	MSP4 - MSP6	325 x 16	CT-20	1988	1.284	30
7	MSP7 - MSP5	325 x 16	CT-20	1988	1.480	40
8	MSP4 - MSP8	325 x 16	CT-20	1989	1.030	40
9	MSP1 - MSP8	325 x 16	CT-20	1989	6.250	40
10	MSP1 - CTP-2	325 x 16	CT-20	1989	2.238	40
11	MSP1 - CTP-2	219 x 12	CT-20	1989	2.162	160
12	MSP4 - MSP1	325 x 16	CT-20	1990	7.490	40
13	BK1 - CTP-2	219 x 12	CT-20	1990	1.655	40
14	BK1 - CTP-2	219 x 12	CT-20	1990	1.709	40
15	CTP-2 - VSP-01	325 x 16	CT-20	1991	3.130	20
16	CTP-2 - VSP-01	325 x 16	CT-20	1991	3.080	20
17	MSP10 - MSP9	323,8 x 15,9	API-X60	1992	2.440	35
18	MSP5 - MSP10	323,8 x 15,9	API-X60	1992	2.740	40
19	BK4 - CTP-2	323,8 x 15,9	API-X60	1993	2.710	34
20	BK4 - CTP-2	323,8 x 15,9	API-X60	1993	2.700	34
Mỏ Rồng						
21	RC1 - VSP-03	426 x 16	API-X60	1992	4.465	26
		323,8 x 5,9	API-X60	1992	1.400	26
22	RP1 - VSP-03	426 x 16	API-X60	1992	4.865	26
		323,8 x 15,9	API-X60	1992	1.400	26

lượng tốt hơn so với các đường ống thiết kế và lắp đặt ở giai đoạn đầu.

2.3. Điều kiện vận hành của đường ống ngầm

Điều kiện vận hành (như nhiệt độ, áp suất, lưu lượng...) là yếu tố quan trọng ảnh hưởng đến tốc độ ăn mòn bên trong của đường ống. Nhiệt độ cao nhất của chất lưu trong đường ống ngầm Lô 09-1 đạt 60°C tại các công trình mỏ Bạch Hổ, Rồng, Nam Rồng - Đồi Mũi, Thỏ Trắng và đến 65 - 70°C đối với mỏ Cá Tầm. Áp suất vận hành đường ống vận chuyển hỗn hợp dầu khí dao động ở mức 7 - 25 atm và khoảng 40 atm đối với đường ống vận chuyển dầu đã tách khí. Thông thường, điều kiện nhiệt độ và áp suất cao sẽ làm tăng thêm nguy cơ ăn mòn kim loại.

Đường ống ngầm Lô 09-01 của Vietsovpetro được chế tạo từ thép carbon thấp, vận hành ở nhiệt độ cao, vận chuyển các sản phẩm khai thác từ giếng với hàm lượng nước cao, chứa các tạp chất CO₂, H₂S, khoáng, là tác nhân có hoạt tính ăn mòn rất cao trong các đường ống, trang

thiết bị lòng giếng, cũng như trong các bình chứa của hệ thống thu gom, vận chuyển và xử lý dầu khí tại các mỏ của Vietsovpetro [5]. Những đường ống và thiết bị trên các công trình hiện hữu đã có thời gian vận hành lâu dài, mức độ ngập nước của sản phẩm cao (> 60%) [2], sẽ bị ăn mòn nghiêm trọng bên trong.

Do các đường ống ngầm lắp đặt tại các mỏ Lô 09-1 của Vietsovpetro chủ yếu không có hệ thống phóng và nhận thoi, các đường ống không được làm sạch định kỳ trong suốt quá trình sử dụng, vì vậy không có kết quả khảo sát đo bề dày thành ống cũng như thiếu các kết quả kiểm tra tình trạng ăn mòn bên trong các đường ống ngầm. Do đó, việc đánh giá ăn mòn để đưa ra các giải pháp phù hợp, kiểm tra, kiểm soát ăn mòn là cần thiết nhằm đảm bảo hoạt động an toàn của toàn bộ hệ thống đường ống ngầm.

3. Thử nghiệm và thực trạng ăn mòn bên trong đường ống ngầm vận chuyển dầu khí của Vietsovpetro

3.1. Thử nghiệm ăn mòn trong phòng thí nghiệm

Để có thể đánh giá tốc độ ăn mòn bên trong đường ống vận chuyển, các thử nghiệm ăn mòn trong phòng thí nghiệm đã được tiến hành bằng phương pháp mất khối lượng trên mẫu thép carbon tương đồng với mẫu đường ống và tại điều kiện mô phỏng tương tự với điều kiện vận hành thực tế. Các thử nghiệm tuân theo tiêu chuẩn ASTM G1-03 [6].

Kết quả thử nghiệm ăn mòn trong phòng thí nghiệm trong môi trường nước đồng hành được lấy tại giàn cố định RP-3 và tàu chứa dầu VSP-02 ở mỏ Rồng trong trường hợp không và có sử dụng chất ức chế ăn mòn được trình bày ở Bảng 6.

Kết quả Bảng 6 cho thấy tốc độ ăn mòn trong nước đồng hành mỏ Rồng không có chất ức chế tương đối lớn. Việc sử dụng chất ức chế ăn mòn sẽ làm giảm đáng kể mức độ ăn mòn kim loại trong nước đồng hành khai thác ở mỏ Rồng.

Hoạt tính ăn mòn của nước vỉa tại một số giếng trước

và sau khi sử dụng acid để khơi thông vùng cận đáy giếng cũng được nghiên cứu. Bảng 7 là một số kết quả thử nghiệm xác định tốc độ ăn mòn trong nước đồng hành trước và sau khi sử dụng acid để xử lý vùng cận đáy giếng ở một số giếng của các mỏ Bạch Hổ và Thỏ Trắng trong điều kiện nhiệt độ cao và áp suất cao.

Kết quả nghiên cứu xác định tốc độ ăn mòn (Bảng 7) cho thấy, việc sử dụng acid để xử lý vùng cận đáy giếng, ảnh hưởng đến mức độ ăn mòn kim loại bên trong lòng giếng, các đường ống và thiết bị của hệ thống thu gom, vận chuyển và xử lý dầu ở các mỏ của Vietsovpetro. Do đó, cần xem xét bơm đủ liều lượng chất ức chế ăn mòn đối với đường ống vận chuyển, đặc biệt là trong thời gian tiến hành xử lý vùng cận đáy giếng để tăng cường khai thác dầu.

3.2. Thử nghiệm ăn mòn bên trong các đường ống ngầm tại mỏ Bạch Hổ

Một số tuyến đường ống ngầm ngoài khơi đã vận hành lâu năm tại mỏ Bạch Hổ gần đây đã xảy ra sự cố rò rỉ, dẫn đến phải tạm dừng vận hành để xử lý, gây ảnh hưởng đến kế hoạch khai thác dầu và vận hành an toàn các công

Bảng 6. Kết quả đo tốc độ ăn mòn kim loại trong nước đồng hành mỏ Rồng

TT	Mẫu nước vỉa	Tốc độ ăn mòn (mm/năm)	Ghi chú
Không có chất ức chế ăn mòn			
1	Nước đồng hành trên giàn RP-3	0,284	Mẫu tháng 5/2018
2	Nước đồng hành trên giàn RP-3	0,238	Mẫu tháng 7/2018
Có xử lý bằng chất ức chế ăn mòn			
3	Nước đồng hành trên giàn RP-3	0,052	Mẫu tháng 7/2018
4	Nước đồng hành trên giàn RP-3	0,142	Mẫu tháng 7/2018
5	Nước đồng hành đầu vào trên tàu VSP-02	0,116	Mẫu tháng 6/2018
6	Nước đồng hành đầu vào trên tàu VSP-02	0,184	Mẫu tháng 7/2018

Bảng 7. Kết quả thử nghiệm ăn mòn trong nước vỉa trước và sau khi xử lý acid ở một số giếng của mỏ Bạch Hổ và Thỏ Trắng

TT	Giếng	Mỏ	Tốc độ ăn mòn (mm/năm)	
			Trước khi xử lý acid	Sau khi xử lý acid
1	Giếng 412 giàn BK-3	Bạch Hổ	0,26	1,68
2	Giếng 20P giàn ThTC-2	Thỏ Trắng	0,11	1,28
3	Giếng 5X giàn ThTC-2		0,12	1,06

Bảng 8. Các thông số kỹ thuật của đường ống ngầm vận chuyển dầu MSP-11 → MSP-9

TT	Công trình và vị trí các đoạn ống		Năm đưa vào vận hành	Kích thước ống (mm)	Vật liệu ống	Môi chất
1	MSP-9	Đoạn ống thẳng đứng	1995	323,4 × 15,9	API Gr X60	Dầu - khí - nước
2		Đoạn ống nằm ngang		168,3 × 10,9		
3	MSP-11	Đoạn ống thẳng đứng		168,3 × 10,9		
4		Đoạn ống nằm ngang		323,4 × 15,9		
5	Đoạn ống ngầm MSP-11 - MSP-9			323,4 × 15,9		

Bảng 9. Hàm lượng tác nhân gây ăn mòn bên trong đường ống dầu MSP-11 → MSP-9

TT	Công trình	Điều kiện sử dụng		Hàm lượng tác nhân ăn mòn (% mol)		Áp suất riêng phần (MPa)	
		T (°C)	P (Mpa)	H ₂ S	CO ₂	H ₂ S	CO ₂
1	MSP-9	60	1,3	0,0021	0,783	0,000027	0,0102
2	MSP-11	60	1,5	0,0024	0,757	0,000036	0,0114

Bảng 10. Kết quả khảo sát bề dày thành ống các đoạn đường ống dẫn dầu MSP-9 → MSP-11

TT	Công trình và vị trí các đoạn ống		Kích thước đường ống (mm)	Bề dày thành ống (mm)		
				Tối thiểu	Tối đa	Trung bình
1	Trên MSP9	Đoạn thẳng đứng	323,4 × 15,9	14,76	15,80	15,13
2		Đoạn nằm ngang	168,3 × 10,9	7,13	10,52	8,97
3	Trên MSP11	Đoạn thẳng đứng	168,3 × 10,9	9,33	10,82	10,28
4		Đoạn nằm ngang	323,4 × 15,9	2,48	15,81	14,81
5	Đoạn ống ngầm MSP-9 - MSP-11		323,4 × 15,9	2,61	15,70	10,30



Hình 1. Bên trong đoạn thẳng đứng trên MSP-9 của đường ống MSP-9 → MSP-11.



Hình 2. Bên trong đoạn nằm ngang trên MSP-9 của đường ống MSP-9 → MSP-11.



Hình 3. Bên trong đoạn thẳng đứng trên MSP-11 của đường ống MSP-11 → MSP-9.



Hình 4. Bên trong đoạn nằm ngang trên MSP-11 của đường ống MSP-11 → MSP-9.



Hình 5. Bên trong đoạn nằm ngang trên MSP-11 (6 giờ) của đường ống MSP-9 → MSP-11.

trình biến. Một số kết quả khảo sát thực trạng ăn mòn của các tuyến đường ống sau khi xảy ra sự cố, phải dừng hoạt động như sau:

- Đường ống vận chuyển dầu và khí MSP-11 → MSP-9 mở Bạch Hổ

Năm 2018, đường ống vận chuyển sản phẩm khai thác trên MSP-11 đến MSP-9 phải dừng vận hành sau 22 năm hoạt động do sự cố rò rỉ. Các thông tin kỹ thuật về đường ống và hàm lượng các tác nhân gây ăn mòn trong chất lưu vận chuyển bên trong đường ống dẫn dầu MSP-11 → MSP-9 được trình bày ở Bảng 8 và 9.

Để kiểm tra thực trạng bên trong đường ống, 3 đoạn đường ống ngầm MSP-9 - MSP-11 được sử dụng để khảo sát, gồm 1 đoạn ống ngầm dưới nước biển và 2 đoạn ở phía trên giàn MSP-9 và MSP-11. Hình ảnh các đoạn ống ngang và ống đứng trên các giàn MSP-9 và MSP-11 được thể hiện ở Hình 1 - 5.

Kết quả khảo sát thực tế bề dày thành ống các đoạn đường ống MSP-9 - MSP-11 được trình bày trong Bảng 10.



Hình 6. Ăn mòn bên trong đường ống vận chuyển nước bơm ép MSP-8 → MSP-9 tại vị trí 6 giờ.

Bảng 11. Kết quả đo bề dày thành ống ngầm dẫn nước bơm ép MSP-8 → MSP-9

Bề dày còn lại của thành ống (mm)			
TT	3 giờ	6 giờ	9 giờ
Bề dày thành ống theo thiết kế 18,3 mm			
1	17,51	9,31	18,12
2	18,02	6,52	18,11
3	17,81	4,51	17,31
4	18,10	4,32	18,45
5	17,72	5,12	17,52
6	17,45	4,62	18,08
7	17,45	6,45	17,85
8	16,15	5,63	17,09
Mỗi hàn	17,72	5,12	17,52

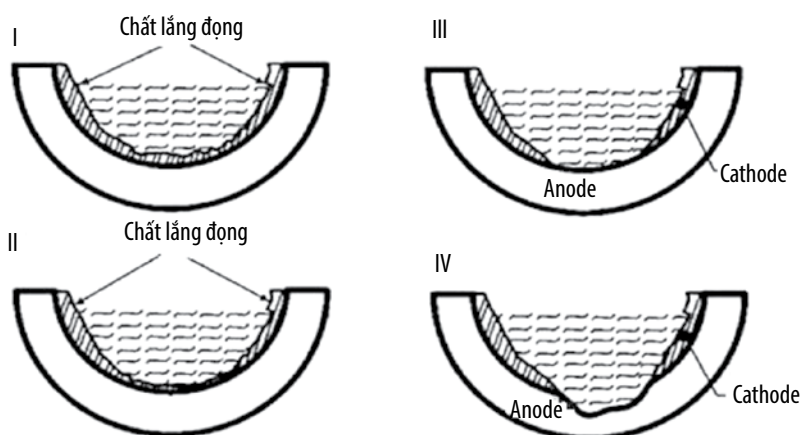
7,13 mm và khoảng 2,61 mm đối với đoạn ống ngầm dưới nước biển. Tốc độ ăn mòn trong nước đồng hành lấy từ đường ống trên giàn MSP-11 được nghiên cứu trong phòng thí nghiệm ở nhiệt độ và áp suất cao ở mức trung bình khoảng 0,4 mm/năm. Trong khi đó, tốc độ ăn mòn đường ống MSP-9 → MSP-11 theo kết quả khảo sát thực tế khi đo bề dày thành ống dao động ở mức 0,583 - 0,578 mm/năm.

- Đường ống vận chuyển nước bơm ép MSP-8 → MSP-9 mỏ Bạch Hổ

Ngày 12/8/2015, đường ống vận chuyển nước bơm ép từ giàn MSP-8 đến MSP-9 mỏ Bạch Hổ phải dừng hoạt động do sự cố sau 21 năm vận hành. Để đánh giá mức độ ăn mòn bên trong đoạn ống ngầm, đoạn sự cố đã được cắt đem về bờ để kiểm tra. Hình ảnh đường ống tại vị trí 6 giờ thể hiện trong Hình 6.

Kết quả đo bề dày thành ống thể hiện trong Bảng 11. Như vậy, tốc độ ăn mòn bên trong đường ống bơm ép nước MSP-8 → MSP-9 dao động trong khoảng 0,43 - 0,67 mm/năm.

Tương tự 2 tuyến ống dẫn dầu MSP-11 → MSP-9 và đường ống bơm ép MSP-8 → MSP-9 mỏ Bạch Hổ, đến nay một số ít tuyến đường ống ngầm khác của Vietsovpetro sau thời gian dài vận hành cũng gặp tình trạng ăn mòn tại ở đáy ống ở vị trí 6 giờ và ở các đoạn cong (bend riser) phía dưới đáy biển, gần phía giàn khai thác.



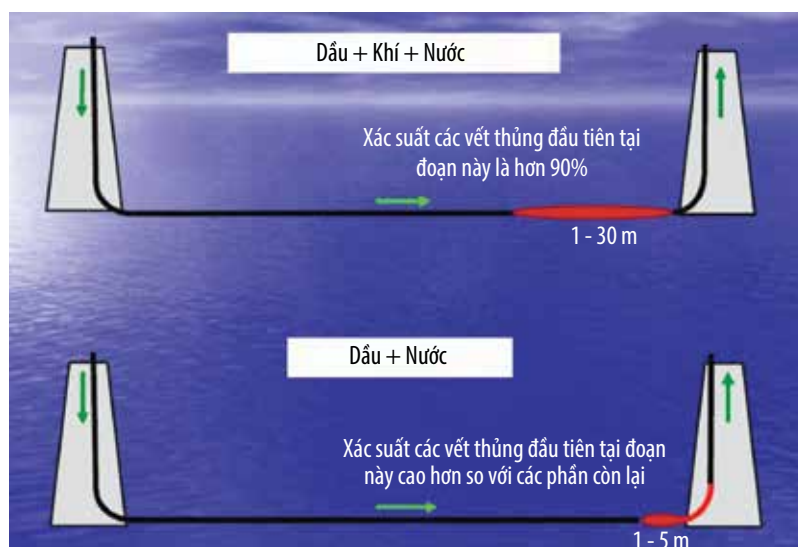
Hình 7. Mô tả quá trình ăn mòn điện hóa trong đường ống tại vị trí 6 giờ.

Kết quả khảo sát cho thấy, đường ống vận chuyển dầu MSP-11 → MSP-9 bị ăn mòn nghiêm trọng với các hố, lỗ ăn mòn tạo thành ở phần đáy của ống (6 giờ) và chủ yếu ở các đoạn ống nằm ngang. Chất lắng đọng trong ống chủ yếu là FeS (sản phẩm ăn mòn thép của đường ống) có thể gây ăn mòn điện hóa tại các khu vực đáy ống. Phía trên của đáy ống (3 giờ, 9 giờ và 12 giờ) được bao phủ kín bởi lớp lắng đọng paraffin và dầu đông, nơi mà hiện tượng ăn mòn không đáng kể. Tại các vị trí ăn mòn mạnh nhất sau 22 năm vận hành, bề dày thành ống MSP-11 → MSP-9 chỉ còn ở mức 2,48 -

Các đường ống ngầm của Vietsovpetro chủ yếu không được trang bị thiết bị phóng và nhận thoi nên không thể làm sạch ban đầu sau khi kết nối đường ống ngầm vào hệ thống công nghệ trên giàn và làm sạch định kỳ các tuyến ống, điều đó dẫn đến ăn mòn điện hóa trong đường ống tại vị trí 6 giờ, nơi có sự hiện diện của nước trong quá trình vận chuyển chất lưu có hàm lượng nước cao.

Ăn mòn bên trong đường ống ngầm được mô tả theo quá trình I, II, III và IV như trong Hình 7.

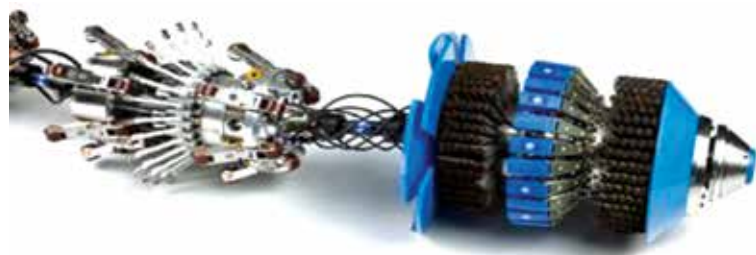
Kết quả nghiên cứu cho thấy xác suất sự cố đối với đường ống ngầm vận chuyển dầu khí được thể hiện trong Hình 8.



Hình 8. Những vị trí của đường ống vận chuyển sản phẩm giếng ngoài khơi có rủi ro ăn mòn cao.



Hình 9. Các loại thoi làm sạch đường ống.



Hình 10. Thoi thông minh dùng để khảo sát đường ống.

Tốc độ ăn mòn bên trong đường ống bị ảnh hưởng nhiều nhất bởi hàm lượng nước lắng đọng và các tạp chất (CO_2 , H_2S , O_2 , khoáng chất, SRB...), pH của nước, nhiệt độ, áp suất và chế độ dòng chảy...

Đối với đường ống dẫn dầu thô, chế độ vận chuyển của lưu chất trong đường ống là yếu tố quan trọng có thể hạn chế lượng nước lắng đọng và giảm ăn mòn. Khi quá trình ăn mòn đã xảy ra, các sản phẩm ăn mòn tồn tại dưới dạng $FeCO_3$ và FeS kết tủa trên bề mặt trong của đường ống vận chuyển, cùng với các cặn paraffin, asphaltene... lắng đọng trên đường ống làm giảm hiệu quả ức chế ăn mòn của chất ức chế, có thể gây ăn mòn dưới lớp cặn và tạo điều kiện cho SRB phát triển.

Việc không lắp đặt thiết bị phóng và nhận thoi không chỉ dẫn đến việc không thể kiểm tra tình trạng bên trong đường ống và làm gia tăng tốc độ ăn mòn, mà còn đối mặt với các phức tạp trong quá trình vận chuyển dầu, khí, hỗn hợp dầu khí như tăng áp trong hệ thống thu gom, vận chuyển sản phẩm khai thác; tạo nút chất lỏng trong đường ống thu gom khí từ bình tách bậc 1 trên các giàn, tăng áp suất vận chuyển sản phẩm, nút chất lỏng trên đường vận chuyển khí gaslift... gây ảnh hưởng đến công tác vận hành các giàn khai thác và các các giàn nén khí. Do đó, làm sạch đường ống là biện pháp hiệu quả giảm thiểu ăn mòn bên trong đường ống và đảm bảo an toàn vận hành.

4. Giải pháp làm sạch và chống ăn mòn đường ống dẫn dầu

Để thực hiện kế hoạch phát triển dài hạn, cần xác định tình trạng bên trong của hệ thống đường ống ngầm từ đó có kế hoạch bảo dưỡng sửa chữa và thay thế phù hợp. Do đó, Vietsovpetro lựa chọn triển khai lắp đặt, thực hiện việc làm sạch và khảo sát tình trạng bên trong đường ống bằng phương pháp phóng thoi. Hai kiểu thoi được sử dụng là thoi làm sạch và thoi thông minh (Hình 9 và 10).

Việc phóng thoi đối với các đường ống cũ không được thiết kế và lắp đặt hệ thống phóng và nhận thoi theo thiết kế ban đầu là thách thức lớn khi đối mặt với các rủi ro tắc thoi trong quá trình phóng, nhận thoi và các sự cố khó lường khác. Trên cơ sở nghiên cứu các tài liệu thiết kế đường ống, điều kiện vận hành, lịch sử vận hành và đưa ra các giả thiết cũng như giải pháp dự phòng trong trường hợp gặp sự cố, hệ thống phóng và nhận thoi đã được thiết kế, lắp đặt và tiến hành phóng và nhận thoi lần đầu cho đường ống dầu giàn MSP-8 → MSP-9 và đường ống dẫn khí gaslift giàn MSP-10 → MSP-9. Hình 11 là hình ảnh các thoi làm sạch sau khi đã được sử dụng làm sạch đường ống ngầm MSP-8 → MSP-9.

Đường ống sau khi làm sạch đã được tiến hành đo bề dày thành ống bằng thoi thông minh. Kết quả được thể hiện trên Bảng 12 và 13 cho thấy bề dày thành ống giảm đáng kể so với bề dày thành ống thiết kế ban đầu.

Việc phóng thoi thông minh cho phép xác định bề dày thành ống toàn tuyến ống, có thể ghi nhận được các vị trí ăn mòn cục bộ, trong khi các phương pháp đo bề dày UTM thông thường khó thực hiện



Hình 11. Các loại thoi đã sử dụng để làm sạch đường ống ngầm MSP-8 → MSP-9 ở Bạch Hổ.

được. Kết quả khảo sát đã chỉ rõ đối với đường ống dẫn dầu giàn MSP-8 → MSP-9 sau 26 năm vận hành đã có nhiều vị trí ăn mòn cục bộ ở phần không khí với bề dày thành ống còn lại nhỏ hơn bề dày yêu cầu tối thiểu, cần được sửa chữa. Còn phần ngầm dưới nước, bề dày thành ống còn lại vẫn lớn hơn bề dày yêu cầu tối thiểu. Đối với đường ống dẫn gaslift, bề dày thành ống nhìn chung có sự suy giảm đáng kể sau 23 năm vận hành, tuy nhiên vẫn nằm trong giới hạn cho phép nên chưa cần sửa chữa, song cần có kế hoạch kiểm tra giám sát định kỳ, duy trì hiệu quả bơm hóa phẩm ức chế ăn mòn để đảm bảo an toàn vận hành cho đường ống.

Trên cơ sở kinh nghiệm thực tế, trong thời gian tới Vietsovpetro sẽ triển khai nghiên cứu và tiếp tục tự thực hiện phương án phóng và nhận thoi đường ống ngầm để tiết giảm chi phí sản xuất và đáp ứng nhu cầu rất lớn về làm sạch lắng đọng trong đường ống.

5. Kết luận

Các tuyến ống ngầm Lô 09-1 của Vietsovpetro được chế tạo bằng thép carbon, làm việc trong điều kiện hàm lượng nước đồng hành, các tạp chất ăn mòn ngày càng cao và các đường ống đã hoạt động lâu năm, thậm chí có đường ống đã vận hành quá tuổi thọ thiết kế của đường ống nên nguy cơ ăn mòn và các rủi ro do ăn mòn là rất lớn.

Bảng 12. Bề dày thành ống còn lại của đường ống dầu giàn MSP-8 → MSP-9 sau 26 năm vận hành

Khoảng cách khảo sát từ MSP-8 (m)	Khu vực khảo sát	Bề dày thành ống tối thiểu khảo sát bằng phóng thoi (mm)	Bề dày thành ống trung bình khảo sát bằng UTM (mm)	Bề dày thành ống theo thiết kế (m)	Bề dày thành ống yêu cầu tối thiểu (mm)
0,62 - 0,89	Trên không khí (MSP-8)	6,06	9	15,9	7,82
1,2 - 4,84		3,68	12,6		
2271,83	Dưới nước	8,38	-		
3030,23	Trên không khí (MPS-9)	9,91	11,1		

Bảng 13. Bề dày thành ống còn lại của đường ống gaslift giàn MSP-10 → MSP-9 sau 23 năm vận hành

Khoảng cách khảo sát từ MSP-8 (m)	Khu vực khảo sát	Bề dày thành ống tối thiểu khảo sát bằng phóng thoi (mm)	Bề dày thành ống trung bình khảo sát bằng UTM (mm)	Bề dày thành ống theo thiết kế (m)	Bề dày thành ống yêu cầu tối thiểu (mm)
0,56	Trên không khí (MSP-10)	6,41	-	12,7	7,08
1,26		7,81	10,1		
2254,11	Dưới nước	7,17	-		
3065,33	Trên không khí (MPS-9)	7,17	11,8		

Các kết quả đánh giá ăn mòn trong phòng thí nghiệm trong nước đồng hành và kết quả quan sát trực quan được thực hiện trên đường ống dẫn dầu khí giàn MSP-11 → MSP-9 cho thấy quá trình ăn mòn xảy ra nghiêm trọng tại vị trí đáy đường ống (vị trí 6 giờ) nơi có nước ngưng tụ với tốc độ ăn mòn rất lớn, bề dày thành ống tối thiểu còn lại tại đáy đường ống khoảng 2,5 mm. Các kết quả khảo sát đường ống dẫn nước bơm ép giàn MSP-8 → MSP-9 cũng có tốc độ ăn mòn cực đại tại đáy đường ống do hiện tượng lắng đọng sản phẩm ăn mòn, bề dày thành ống tối thiểu còn lại của đường ống còn khoảng 4,3 mm.

Để kiểm soát hiện trạng của đường ống ngầm, giảm thiểu ăn mòn dưới lớp cặn và tối ưu hiệu quả của chất ức chế ăn mòn, Vietsovpetro đã tiến hành thiết kế, lắp đặt và phóng thu thoi thành công cho 2 tuyến ống ngầm dẫn dầu khí giàn MSP-8 → MSP-9 và dẫn khí gaslift giàn MSP-10 → MSP-9. Đây là dự án tự thực hiện đầu tiên của Vietsovpetro và là kinh nghiệm hữu ích để tiếp tục triển khai cho các tuyến ống ngầm khác.

Kết quả nghiên cứu lựa chọn và áp dụng các giải pháp khảo sát và hạn chế ăn mòn đã và đang mang lại hiệu quả trong công tác chống ăn mòn trong thực tiễn vận hành mỏ, đảm bảo an toàn cho công tác vận chuyển sản phẩm bằng hệ thống đường ống ngầm, giúp Vietsovpetro từng bước đánh giá được tình trạng hệ thống đường ống ngầm cũng như kịp thời đưa ra các giải pháp kinh tế - kỹ thuật để tiếp tục duy trì hoạt động của hệ thống đường ống ngầm

vận chuyển nói riêng và hệ thống khai thác, thu gom, vận chuyển và xử lý sản phẩm nói chung.

Tài liệu tham khảo

[1] James Speight, *Oil and gas corrosion prevention (1st edition)*. Gulf Professional Publishing, 2014.

[2] Нгуен Тхук Кханг, “Разработка технологии транспорта нефти, исключаящей расслоение надёжности эксплуатации нефтепроводов на шельфе Вьетнам”, Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, Москва, 2000.

[3] Vietsovpetro, “Hoàn thiện công tác chống ăn mòn cho các công trình dầu khí biển của Vietsovpetro”.

[4] Weatherford, “Đánh giá độ nhiễm vi khuẩn trong các thiết bị của hệ thống thu gom vận chuyển dầu tại các giàn công nghệ trung tâm và tàu chứa dầu của của Vietsovpetro”, 1234 109/N-N5SP5-Weathas.

[5] Lekan Taofeek Popoola, Alhaji Shehu Grema, Ganiyu Kayode Latinwo, Babagana Gutti, and Adebiori Saheed Balogun, “Corrosion problems during oil and gas production and its mitigation”, *International Journal of Industrial Chemistry*, Vol. 4, No. 35, 2013. DOI: 10.1186/2228-5547-4-35.

[6] ASTM International, “Standard practice for preparing, cleaning, and evaluating corrosion test specimens”, ASTM G1-03, 2017.

CORROSION IN SUBSEA PIPELINES AND ANTI-CORROSION SOLUTIONS TO ENSURE SAFE OPERATION OF VIETSOVPETRO'S OIL AND GAS FIELDS

Tran Van Vinh, Cao Tung Son, Le Dang Tam, Chu Van Luong, Tong Canh Son, Phung Quang Thang

Vietsovpetro

Email: tamld.pt@vietsov.com.vn

Summary

The subsea pipelines of Vietsovpetro's offshore fields in Block 09-1 were made of carbon steel. These pipelines have been operating in high content of produced water and corrosive impurities for a long period (many pipelines for over 25 years, which exceed their designed lifetime) which implies very high risks of leakage. Corrosion tests in the laboratory and visual observation of the actual pipeline samples revealed the highest corrosion rate at the bottom of the pipelines, and the positions where water or corrosive products accumulate/stagnate. Pig launching and receiving systems have been designed, installed, and successfully operated in two oil and gaslift pipelines of Bach Ho field to monitor and control corrosion, clean subsea pipelines to minimise corrosion under deposit layers and optimise the effectiveness of the corrosion inhibitors.

This article analyses the current corrosion inside the subsea pipelines of Block 09-1, the influencing factors, the corrosion mechanism, and mitigation methods to ensure the safe operation of Vietsovpetro's oil and gas fields.

Key words: Subsea pipeline, metal corrosion, launch pig, Block 09-1, Vietsovpetro.