

ĐÁNH GIÁ ĂN MÒN ĐƯỜNG ỐNG DẪN KHÍ BẠCH HỔ - DINH CỐ VÀ ĐỀ XUẤT CÁC GIẢI PHÁP CHỐNG ĂN MÒN

Phan Công Thành, Trương Quang Trường, Trần Mai Khôi

Tổng công ty Dung dịch khoan và Hóa phẩm Dầu khí - CTCP

Email: truongtq@pvdmc.com.vn

Tóm tắt

Đường ống dẫn khí Bạch Hổ - Dinh Cố (16", dài 116,5km) được đưa vào vận hành từ năm 1995 để vận chuyển khí đồng hành từ giàn nén khí trung tâm (CCP) mỏ Bạch Hổ đến Nhà máy xử lý khí Dinh Cố.

Khí sản lượng khí của mỏ Bạch Hổ suy giảm, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" và Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) đã xem xét khả năng sử dụng đường ống dẫn khí này để vận chuyển khí từ mỏ Đại Hùng, Thiên Ưng, Cá Chó - Gấu Chúa và Đại Nguyệt ở bể Nam Côn Sơn về bờ. Do đó, tuổi thọ của đường ống dẫn khí Bạch Hổ - Dinh Cố cần được đảm bảo đến năm 2025 để đáp ứng yêu cầu tiếp nhận và vận chuyển các nguồn khí mới.

Bài báo đánh giá hiện trạng ăn mòn của hệ thống đường ống dẫn khí Bạch Hổ - Dinh Cố trên cơ sở các thông số thiết kế, vận hành, kết quả cập nhật sau khảo sát, bảo dưỡng sửa chữa, đánh giá các ảnh hưởng đến an toàn vận hành của hệ thống đường ống khi tiếp nhận khí từ mỏ Thiên Ưng, Đại Hùng với thành phần CO₂ cao hơn và đề xuất các giải pháp chống ăn mòn cụ thể.

Từ khóa: Đường ống dẫn khí, ăn mòn, CO₂, Bạch Hổ - Dinh Cố.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 5/4/2019.

1. Giới thiệu

Các dạng ăn mòn phổ biến đối với đường ống dẫn khí gồm: ăn mòn đều, ăn mòn cục bộ (ăn mòn pitting, ăn mòn khe, ăn mòn mesa, ăn mòn vùng hàn), nứt do tác động môi trường và phá hủy do dòng chảy [1, 2].

Nhiều tác nhân hóa học khác nhau trong đường ống có thể ảnh hưởng đến quá trình ăn mòn bên trong hệ thống. Sự phá hủy ăn mòn đối với từng tác nhân sẽ thay đổi theo điều kiện vận hành và môi trường vật lý. Có 4 tác nhân chính: CO₂, H₂S, O₂, hoạt động trao đổi chất của vi khuẩn. Để tác nhân này có thể gây ăn mòn, bắt buộc phải có nước [1, 2].

Các cơ chế phá hủy: Cơ chế ăn mòn (ăn mòn Galvanic, ăn mòn do chênh lệch nồng độ), cơ chế nứt do tác động môi trường (phá hủy do hydro, nứt ăn mòn ứng suất, giòn do kim loại lỏng), cơ chế phá hủy do dòng chảy (xói mòn, va chạm, ăn mòn xói mòn, tạo bọt khí) [3].

2. Hiện trạng ăn mòn đường ống dẫn khí của PV GAS và Vietsovpetro trên cơ sở dữ liệu vận hành đến thời điểm hiện tại

Trên cơ sở các thông số vận hành, khi có nước, cơ chế ăn mòn chủ yếu đối với đường ống dẫn khí Bạch Hổ - Dinh Cố là ăn mòn do CO₂ [4]. Khả năng xảy ra và cơ chế ăn mòn được đưa ra trong Bảng 1:

- Có khả năng: Cơ chế này khi chưa áp dụng các biện pháp giảm thiểu ăn mòn có khả năng phá hủy tính toàn vẹn của thiết

bị/đường ống theo thiết kế. Các biện pháp phòng ngừa cần được áp dụng để kiểm soát mối nguy.

- Không có khả năng: Cơ chế này dự báo sẽ không có ảnh hưởng đáng kể đến tính toàn vẹn của thiết bị/đường ống theo thiết kế. Không cần sử dụng các biện pháp giảm thiểu ăn mòn.

Mỗi cơ chế “Có khả năng” sẽ cần sử dụng các biện pháp giảm thiểu ăn mòn. Nguy cơ xảy ra những cơ chế này sau khi được áp dụng các biện pháp giảm thiểu ăn mòn được chia thành 3 mức độ:

- Cao: Dù sử dụng các biện pháp nhưng khả năng xảy ra rất cao, cần tăng cường kiểm tra, theo dõi, bảo

dưỡng để kiểm soát nguy cơ, có thể phải thay đổi thiết kế/vật liệu nếu cần.

- Trung bình: Có thể kiểm soát sử dụng các phương pháp công nghiệp đã được công bố; kiểm tra, theo dõi, bảo dưỡng ở mức độ thông thường.

- Thấp: Chỉ cần kiểm tra, theo dõi và bảo dưỡng ở mức độ tối thiểu.

Dựa trên đánh giá cơ chế phá hủy và nguy cơ đối với đường ống dẫn khí, có thể kết luận cơ chế ăn mòn chính là do CO₂.

3. Đánh giá tốc độ ăn mòn đường ống dẫn khí Bạch Hổ - Dinh Cố bằng phương pháp mô phỏng thực nghiệm và lý thuyết

Các phần mềm mô phỏng thường được thiết lập chế độ an toàn khi đưa ra kết quả tốc độ ăn mòn dự đoán và trong nhiều trường hợp mức độ ăn mòn cao hơn thực tế rất nhiều. Một số phần mềm lại giả sử đường ống có sự bảo vệ từ lớp dầu hoặc sản phẩm ăn mòn và đưa ra mức độ ăn mòn thấp hơn so với thực tế [5 - 8].

Theo tiêu chuẩn của Canada, bất kỳ khí có nhiệt độ điểm sương dưới nhiệt độ vận hành sẽ được coi là không có tính ăn mòn. Khí chứa H₂S và CO₂ có nhiệt độ điểm sương dưới nhiệt độ vận hành do khử nước hoặc sử dụng chất ức chế, cũng được coi là không có tính ăn mòn [9]. Nhiệt độ điểm sương của khí trong đường ống được duy trì ở mức 5°C ở áp suất vận hành, thấp hơn rất nhiều so với nhiệt độ vận hành (khoảng 30°C).

Số liệu trong giai đoạn 2010 - 2017 được Trung tâm Nghiên cứu Ứng dụng và Dịch vụ Kỹ thuật (DMC RT) sử dụng là kết quả thực tế, trong khi đó WebCorr và DNV sử dụng kết quả dự báo từ phần mềm Hysis. Ngoài ra, WebCorr không tính đến tham số hàm lượng acid acetic/ acetate và hàm lượng bicarbonate, 2 yếu tố quan trọng ảnh hưởng đến tốc độ ăn mòn. Trong khi đó, DNV có tính đến các tham số này nhưng bộ dữ liệu thiếu chắc chắn (2 bộ dữ liệu lệch nhau tương đối lớn).

Thực nghiệm bằng phương pháp đo điện hóa và phương pháp tổn hao khối lượng, tốc độ ăn mòn khi hàm lượng CO₂ trong khí tăng lên khoảng 3% mol ở điều kiện

Bảng 1. Tóm tắt các cơ chế phá hủy và nguy cơ xảy ra

Cơ chế	Nguy cơ	Nguy cơ sau áp dụng biện pháp giảm thiểu ăn mòn
Ăn mòn oxy	Không có khả năng	Không có khả năng
Ăn mòn vi khuẩn	Không có khả năng	Không có khả năng
Giòn thủy ngân lỏng	Không có khả năng	Không có khả năng
Ăn mòn xói mòn	Không có khả năng	Không có khả năng
H ₂ S (do MIC)	Không có khả năng	Không có khả năng
H ₂ S (nứt chua)	Có khả năng	Thấp
Cặn	Không có khả năng	Không có khả năng
Clo hòa tan	Không có khả năng	Không có khả năng
Ăn mòn CO ₂	Có khả năng	Trung bình
Ăn mòn vùng hàn	Có khả năng	Thấp
Giòn nhiệt độ thấp	Không có khả năng	Không có khả năng
Ăn mòn dư lượng	Có khả năng	Thấp
Acid hữu cơ	Có khả năng	Không có khả năng
Ăn mòn đường ống	Có khả năng	Thấp

Bảng 2. So sánh tốc độ ăn mòn từ các phần mềm với số liệu coupon/đầu dò

Đơn vị thực hiện	Phần mềm	Tốc độ ăn mòn (mm/năm)							
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
DMC-RT	ECE 5.4	0	0	0	0	0,01	0,01	0,04	0,08
	M-506	-	-	-	0,19	0,31	0,3	0,57	0,69
DNV	ECE 4	-	-	-	-	-	0,46	0,58	0,8
	Predict 6.1	-	-	-	-	-	0,045	0,0005	0,0005
WebCorr	ECE 5.1	-	-	-	-	-	0,3	0,41	0,62
	Predict 6.1	-	-	-	-	-	0,66	0,81	1,1
	M-506	-	-	-	-	-	0,42	0,62	0,99
	DWM	-	-	-	-	-	0,42	0,53	0,72
Probe		NA	NA	0,00035	0,00155	0,00195	0,0003	0,0001	0,00025
Coupon		0,002	0,0015	0,0025	0,00231	0,00068	0,00035	0,00055	0,00013

mô phỏng khắc nghiệt hơn thực tế (dung dịch NaCl 0,1%, 1.000ppm acid acetic) ở mức 0,86mm/năm (phương pháp điện hóa) và mức 0,66mm/năm (phương pháp tổn hao khối lượng). Nếu sử dụng chất ức chế có hiệu quả bảo vệ trên 90% và đảm bảo các yếu tố về độ tương thích và độ bền, tốc độ ăn mòn sẽ giảm về mức dưới 0,086mm/năm và 0,066mm/năm tương ứng, chiều dày ăn mòn dự trữ cần 0,59mm đến 0,77mm.

Theo tiêu chuẩn của NACE, nếu không có nước, CO₂ là chất không ăn mòn [1]. Trên thực tế, hàm lượng nước trong đường ống Bạch Hổ - Dinh Cố rất thấp, tốc độ ăn mòn chậm, điều này được phản ánh qua kết quả khảo sát bằng đầu dò và coupon.

Tuy nhiên, theo ghi nhận và thông tin từ PV GAS, trong quá trình vận hành, đường ống dẫn khí Bạch Hổ - Dinh Cố gặp phải các vấn đề liên quan đến ăn mòn tại một số vị trí và đã phải sửa chữa. Để kiểm soát vấn đề này, cần nghiên cứu và khảo sát điều kiện địa hình tuyến ống biển, từ đó tính toán được góc tới hạn của độ nghiêng cho từng đoạn ống, tính toán vị trí có nguy cơ đọng nước và đưa ra biện pháp xử lý phù hợp. Phóng thời định kỳ cũng là biện pháp để kiểm soát các bất thường này [1, 5].

4. Đánh giá hiệu quả của hóa phẩm chống ăn mòn đang sử dụng tại đường ống dẫn khí Bạch Hổ - Dinh Cố và đề xuất các giải pháp chống ăn mòn hiệu quả

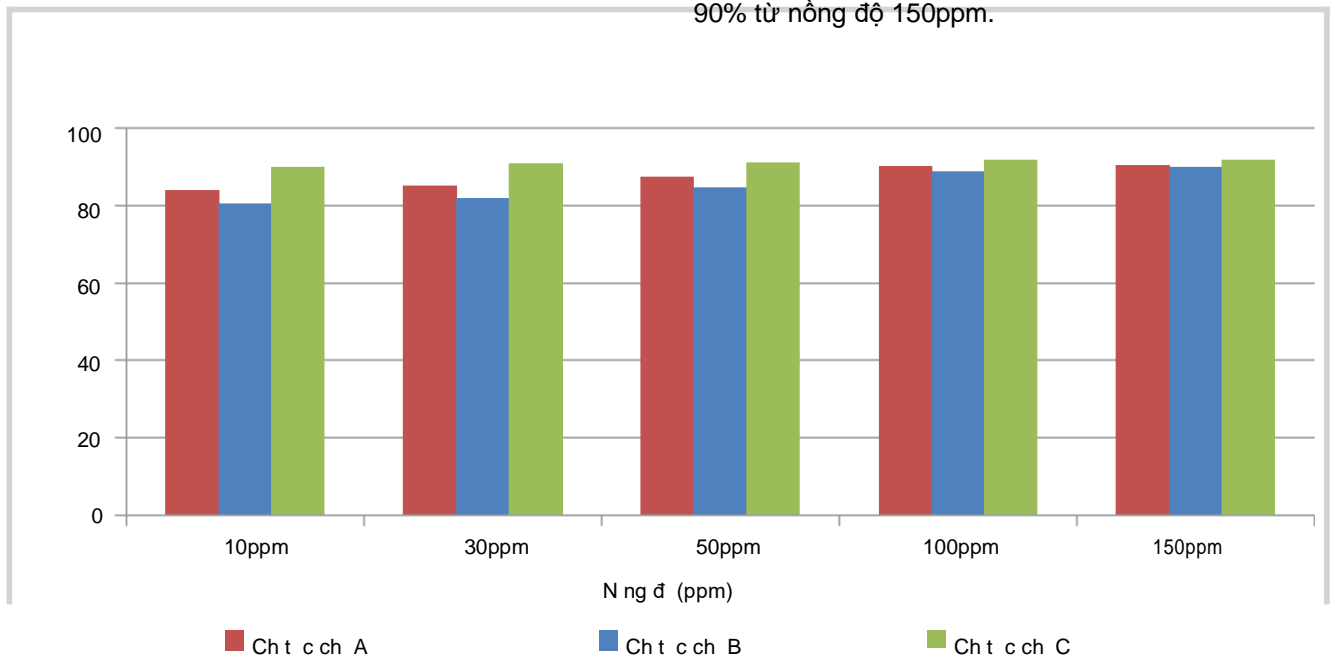
Nhóm tác giả sử dụng phương pháp đặt mẫu coupon (Wheel test) và phương pháp đo điện trở phân cực trong điều kiện sục khí (LPR bubble test) [3, 10 - 12].

Các hóa phẩm chống ăn mòn được đánh giá gồm 1 mẫu hóa phẩm đang sử dụng (chất ức chế A) và 2 mẫu hóa phẩm thương mại khác (chất ức chế B và C).

- Chất ức chế A: BAKER PETROLITE CR080143.
- Chất ức chế B: CORRTREAT 5745.
- Chất ức chế C: HB CI 8102.

Kết quả đo điện hóa tại các nồng độ khảo sát và so sánh khả năng bảo vệ của 3 chất ức chế ở mỗi nồng độ cho thấy:

- ++ Đối với chất ức chế A: Đạt hiệu quả bảo vệ 90% từ nồng độ 100ppm.
- ++ Đối với chất ức chế B: Đạt hiệu quả bảo vệ 90% từ nồng độ 150ppm.



Hình 1. So sánh hiệu quả bảo vệ các chất ức chế

Bảng 3. So sánh hiệu quả bảo vệ

Nồng độ	Hiệu quả bảo vệ (%)		
	Chất ức chế A	Chất ức chế B	Chất ức chế C
10ppm	83,98	80,58	89,96
30ppm	85,10	81,89	90,92
50ppm	87,45	84,55	91,17
100ppm	90,12	88,69	91,73
150ppm	90,32	90,04	91,82

++ Đối với chất ức chế C: Đạt hiệu quả bảo vệ 90% từ nồng độ 30ppm và đạt hiệu quả tối ưu ở nồng độ từ 100ppm.

Trong 3 chất ức chế A, B, C thì chất ức chế C cho hiệu quả bảo vệ cao nhất đạt trên 90% tại hầu hết các nồng độ khảo sát.

- Tách nước (kiểm soát điểm sương) kết hợp sử dụng chất ức chế ăn mòn phù hợp là biện pháp chủ yếu được sử dụng trên thế giới [1].

++ Ngay cả trong điều kiện áp suất riêng phần CO₂ cao (7 - 8 bar), nhiệt độ cao (93 - 130°C) và tốc độ dòng lớn (25m/s), chất ức chế ăn mòn vẫn đạt hiệu quả bảo vệ cao [10].

++ Ở nhiệt độ lên tới 150°C, áp suất CO₂ lên tới 10 bar, áp suất H₂S lên tới 10 bar, tốc độ dòng trên 20m/s, đường ống thép carbon vẫn hoạt động tốt bằng việc sử dụng chất ức chế ăn mòn [5].

- Tách CO₂ và kết hợp sử dụng chất ức chế ăn mòn phù hợp cũng là một giải pháp. Tuy nhiên, chi phí cho việc lắp đặt hệ thống tách CO₂ khá cao, cần cân nhắc yếu tố kinh tế khi quyết định sử dụng giải pháp này [13].

- Giải pháp khác: Điều chỉnh pH (The pH stabilisation technique): tăng pH sẽ tăng sự hình thành sản phẩm ăn mòn có tính bảo vệ trên bề mặt kim loại (FeCO₃) [13, 14].

Đề xuất yêu cầu về đặc tính kỹ thuật của khí giao vào đường ống Bạch Hồ - Dinh Cố nhằm đảm bảo an toàn vận hành: Hạn chế tối thiểu hàm lượng các khí ăn mòn trong thành phần khí giao vào đường ống Bạch Hồ - Dinh Cố. Theo kết quả thực nghiệm bằng phương pháp trong phòng thí nghiệm, tốc độ ăn mòn khi hàm lượng CO₂ tăng lên khoảng 3% mol ở điều kiện mô phỏng phòng thí nghiệm đạt mức 0,86mm/năm (phương pháp điện hóa) và mức 0,66 mm/năm (phương pháp tổn hao khối lượng). Nếu sử dụng chất ức chế có hiệu quả bảo vệ trên 90% và đảm bảo các yếu tố về độ tương thích và độ bền, tốc độ ăn mòn sẽ giảm về mức dưới 0,086 mm/năm và 0,066 mm/năm tương ứng, chiều dày ăn mòn dự trữ cần 0,59 - 0,77mm. Theo thiết kế, chiều dày ăn mòn dự trữ là 1mm, trong khi những năm trước đó, tốc độ ăn mòn không đáng kể, theo lý thuyết thành phần khí giao như vậy hoàn toàn đáp ứng yêu cầu vận hành an toàn. Tuy nhiên, để kiểm chứng các mô hình mô phỏng, các thử nghiệm hiện trường (field test) là yêu cầu bắt buộc trước khi áp dụng thực tế bởi thử nghiệm hiện trường sẽ mô phỏng được đầy đủ hơn các yếu tố trong thực tế.

5. Kết luận

Kết quả đánh giá cơ chế phá hủy và nguy cơ đối với đường ống dẫn khí Bạch Hồ - Dinh Cố cho thấy cơ chế ăn mòn chính là do CO₂. Với hàm lượng CO₂ được duy trì ở mức thấp (dưới 1% mol), ăn mòn CO₂ đang được khống chế bằng việc bơm chất ức chế ăn mòn. Trong thực tế vận hành, các vị trí ăn mòn xuất hiện bất thường trên đường ống, vì vậy cần thường xuyên theo dõi ăn mòn bằng việc phóng thoi định kỳ và sử dụng phần mềm mô phỏng, xác định các vị trí có nguy cơ ăn mòn cao.

Kết quả mô phỏng bằng các phần mềm mô phỏng với kết quả thực tế từ coupon, đầu dò, phần mềm Predict 6.1 cho kết quả phù hợp nhất.

Kết quả thử nghiệm bằng phương pháp điện hóa và thử nghiệm bằng phương pháp tổn hao khối lượng tương đối phù hợp so với các kết quả tốc độ ăn mòn từ coupon, đầu dò và phần mềm Predict 6.1.

Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đề xuất một số giải pháp chống ăn mòn: tách nước kết hợp sử dụng chất ức chế ăn mòn phù hợp; tách CO₂ kết hợp sử dụng chất ức chế ăn mòn phù hợp; sử dụng phần mềm Predict 6.1.

Tài liệu tham khảo

1. NACE International. *Control of internal corrosion in steel pipelines & piping systems*. NACE SP0106-2018-SG.
2. NACE International. *Internal corrosion for pipelines - Advanced*. www.nace.org.
3. S.Papavinasam, R.W.Revie, M.Attard, A.Demoz, K.Michaelian. *Comparison of laboratory methodologies to evaluate corrosion inhibitors for oil and gas pipelines*. Corrosion. 2003; 59(10): p.897 - 912.
4. *Internal corrosion study for PL-16A gas pipeline, DNV GL*. Report No.: 2014/474/008, Rev. 3.
5. Sergio D.Kapusta, Bernardus F.M.Pots, R.A.Connell. *Corrosion management of wet gas pipelines*. Corrosion. 25-30 April, 1999.
6. Rolf Nyborg. *CO₂ corrosion models for oil and gas production systems*. Corrosion. 14 - 18 March, 2010.
7. Seyed Mohammad Kazem Hosseini. *Avoiding common pitfalls in CO₂ corrosion rate assessment for upstream hydrocarbon industries*. The 16th Nordic Corrosion Congress, Stavanger Norway. 20 - 22 May, 2015.
8. Vishal V.Lagad, Sridhar Srinivasan, Rusell D.Kane. *Facilitating internal corrosion direct assessment using*

advanced flow and corrosion prediction models. Corrosion. 16 - 20 March, 2008.

9. Standards Council of Canadian. *Oil & gas pipeline systems*. CAN/CSA-Z662-11.

10. Michael Swidzinski, Bob Fu, Audrey Taggart, W.Paul Jepson. *Corrosion inhibitor of wet gas pipelines under high gas and liquid velocities*. Corrosion. 2000.

11. S.Papavinasam. *Evaluation and selection of corrosion inhibitors*. Materials Technology Laboratory, Ottawa, Canada.

12. ASTM International. *Standard practice for*

preparing, cleaning, and evaluating corrosion test specimens. ASTM G1.

13. Sridhar Srinivasan, Vishal Lagad. *ICDA: A quantitative framework to prevent corrosion failures and protect pipelines*. Corrosion. 12 - 16 March, 2006.

14. NACE International. *Internal corrosion direct assessment methodology for pipelines carrying normally dry natural gas (DG-ICDA)*. 2016.

15. WebCorr. *Prediction of corrosion growth rate for 16" Bach Ho - Dinh Co pipeline from 2015 to 2025*. CSM-15606.

CORROSION ASSESSMENT OF BACH HO - DINH CO GAS

TRANSMISSION PIPELINE AND SOLUTIONS FOR CORROSION CONTROL

Phan Cong Thanh, Truong Quang Truong, Tran Mai Khoi

Petrovietnam Drilling Mud Corporation (DMC)

Email: truongtq@pvdmc.com.vn

Summary

Bach Ho - Dinh Co gas transmission pipeline (16" and 116.5km long) was put into operation in 1995 to transport associated gas from the Central Compression Platform (CPP) in Bach Ho field to Dinh Co Gas Processing Plant.

As gas output from Bach Ho field decreases, Vietsovpetro and Petrovietnam Gas Joint Stock Corporation (PVGAS) have considered the possibility of using this pipeline to transport gas from Dai Hung, Thien Ung, Ca Cho, Gau Chua and Dai Nguyet fields in the Nam Con Son basin to shore. The service life of Bach Ho-Dinh Co gas transmission pipeline therefore needs to be guaranteed until 2025 to meet the requirements for receiving and transporting new gas sources.

This article assesses the corrosive status of Bach Ho - Dinh Co gas pipeline system based on the design and operation parameters, updated results after survey, maintenance and repair. It also assesses the operational safety of the pipeline system when receiving gas with higher CO₂ content from Thien Ung and Dai Hung fields and proposes anti-corrosion solutions.

Key words: Gas pipeline, corrosion, CO₂, Bach Ho - Dinh Co.