

KHOA DẦU KHÍ VÀ NĂNG LƯỢNG

BỘ MÔN THIẾT BỊ DẦU KHÍ VÀ CÔNG TRÌNH

**ĐÁNH GIÁ RỦI RO VẬN HÀNH CỦA HỆ THỐNG ĐƯỜNG
ỐNG DẪN DẦU KHÍ CHỊU ẢNH HƯỞNG CỦA HIỆN TƯỢNG
ĂN MÒN BÊN TRONG**

Người thực hiện: TS. Đào Thị Uyên

HÀ NỘI 06/2026

**ĐÁNH GIÁ RỦI RO VẬN HÀNH CỦA HỆ THỐNG ĐƯỜNG
ỐNG DẪN DẦU KHÍ CHỊU ẢNH HƯỞNG CỦA HIỆN TƯỢNG
ĂN MÒN BÊN TRONG**

MỤC LỤC

1. Tổng quan.....	3
2. Rủi ro trong quá trình vận hành của đường ống	4
2.1. Các loại rủi ro.....	4
2.2. Rủi ro do ăn mòn đường ống	6
3. Phương pháp đánh giá rủi ro trong vận hành của đường ống.....	8
4. Kết luận.....	12
5. Phụ Lục.....	13
6. Tài liệu tham khảo.....	15

1. Tổng quan

Đường ống trong ngành công nghiệp dầu khí đã và đang được sử dụng như một trong những phương pháp thực tế và tiết kiệm chi phí nhất để vận chuyển dầu khí với quy mô lớn. (Biezma và các cộng sự, 2020; Yang và các cộng sự, 2022). Trong các điều kiện vận hành khắc nghiệt, các đường ống này rất dễ gặp sự cố, gây ra tình trạng rò rỉ dầu khí và để lại tác động nghiêm trọng đến môi trường cũng như nền kinh tế. Do đó, rủi ro sự cố vận hành trong các đường ống dẫn dầu khí là một vấn đề vô cùng quan trọng. Thống kê trong ngành công nghiệp dầu khí và hóa chất cho thấy 70% các sự cố về tính toàn vẹn cơ học đều liên quan đến đường ống.

Vì vậy, việc phát triển một mô hình để nghiên cứu đánh giá rủi ro trong quá trình vận chuyển của đường ống dẫn dầu khí có tính ứng dụng cao. Các chương trình quản lý tính toàn vẹn đường ống đòi hỏi phải mô hình hóa chính xác quá trình ăn mòn như là mối nguy hiểm chính phụ thuộc vào thời gian (Aryai và các cộng sự, 2020; Khan và các cộng sự, 2021).

Phát triển và ứng dụng các nền tảng toán học kết hợp với các thuật toán tiên tiến nhằm đánh giá rủi ro vận hành của hệ thống đường ống dẫn dầu và khí đốt chịu ảnh hưởng của hiện tượng ăn mòn bên trong, để đảm bảo tính an toàn vận hành của công trình cũng như đảm bảo sức khỏe con người và bảo vệ môi trường. Cụ thể là phương pháp Bayesian Network (BN), được lựa chọn làm công cụ mô

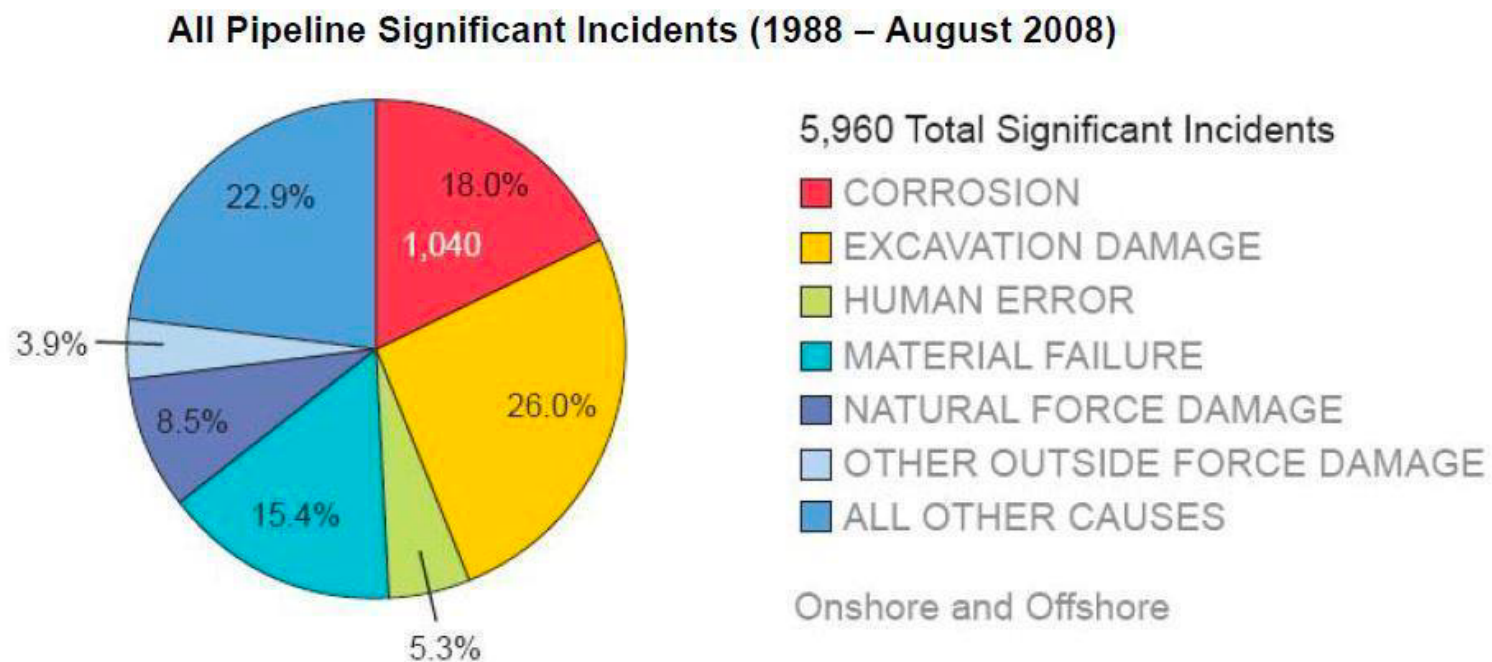
hình hóa mối quan hệ xác suất giữa các nhóm yếu tố rủi ro chính, từ đó đề xuất giải pháp nâng cao hiệu quả quản lý rủi ro trong nhiều lĩnh vực kỹ thuật và xã hội, đặc biệt là lĩnh vực y tế, năng lượng và bảo vệ môi trường.

2. Rủi ro trong quá trình vận hành của đường ống

2.1. Các loại rủi ro

Tại Hoa Kỳ, Cục quản lý an toàn đường ống và vật liệu nguy hiểm (PHMSA) đã báo cáo 5709 vụ tai nạn đường ống lớn từ năm 1998 đến năm 2017, trong đó sự cố ăn mòn chiếm 20% số vụ tai nạn (PHMSA, 2017). Hình 1 chỉ ra các yếu tố ảnh hưởng đến các sự cố nghiêm trọng trong đường ống dẫn, trong đó sự cố ăn mòn bên trong gây thiệt hại nghiêm trọng cho các đường ống vận chuyển dầu khí, gây thiệt hại 203 triệu đô la vào năm 2017.

Các tai nạn trong đường ống dẫn dầu hoặc khí tự nhiên có thể gây ra thương vong về người và tổn thất kinh tế lớn (Wang và các cộng sự, 2022). Do đó, nghiên cứu này nhằm mục đích phát triển một phương pháp đánh giá rủi ro đối với sự cố của đường ống dẫn dầu khí do các yếu tố khác nhau gây ra.



Hình 1: Các yếu tố ảnh hưởng đến sự cố nghiêm trọng trong đường ống dẫn dầu khí

(Tập tin dữ liệu sự cố đã qua sàng lọc của PHMS)

2.2. *Rủi ro do ăn mòn đường ống*

Ăn mòn xảy ra do đường ống dẫn dầu khí dễ bị tác động bởi các yếu tố môi trường bên ngoài. Cụ thể, các đường ống ở những khu vực có nhiệt độ cao hoặc có sự chênh lệch nhiệt độ lớn giữa ngày và đêm sẽ chịu ảnh hưởng rõ rệt hơn; ngoài ra, tính axit-kiềm của môi trường xung quanh, cùng với mưa và tuyết, cũng có thể dẫn đến sự ăn mòn đường ống. Trước khi đường ống chính thức được đưa vào sử dụng, mặc dù các quản lý bảo trì đã thực hiện một số công tác chuẩn bị từ trước, tình trạng ăn mòn vẫn có thể xảy ra. Do đường ống được chôn dưới lòng đất quanh năm, những thay đổi về môi trường tự nhiên, nhiệt độ và độ ẩm ở vùng không gian bên ngoài ống sẽ gây ăn mòn đường ống dẫn dầu khí. Bên cạnh đó, việc lựa chọn vật liệu đường ống, công nghệ thi công và các phương pháp được áp dụng trong quá trình xây dựng cũng có mối quan hệ trực tiếp với sự ăn mòn này. Thêm vào đó, tài nguyên dầu khí vốn chứa nhiều chất hóa học với các thành phần hóa học phức tạp và đa dạng cũng là nguyên nhân chính gây ăn mòn đường ống. Ví dụ, nguyên tố hydro sunfua H_2S có trong dầu khí có thể gây ra các phản ứng hóa học đặc thù trong quá trình vận chuyển. Điều này có thể làm thay đổi

mạng tinh thể bên trong đường ống, dẫn đến sự suy giảm nghiêm trọng khả năng chống ăn mòn của đường ống (J. Chen và các cộng sự, 2021).

Rủi ro rò rỉ đường ống

Do các đường ống dẫn dầu và khí được đưa vào vận hành và có tuổi thọ làm việc dài, chúng chịu tác động bởi nhiều yếu tố khác nhau như khí hậu tự nhiên và môi trường địa phương, công nghệ thi công, cũng như vật liệu đường ống. Hệ quả là, bên cạnh hiện tượng ăn mòn, tình trạng rò rỉ đường ống dẫn dầu khí cũng xảy ra. Một khi đường ống dẫn dầu khí bị rò rỉ, nó sẽ trực tiếp gây ra các tổn thất về kinh tế, và nghiêm trọng hơn là gây ô nhiễm, hủy hoại môi trường sinh thái tự nhiên.

Rủi ro từ điều kiện thời tiết

Trong quá trình thi công đường ống, các loại hình khí hậu khác nhau sẽ xuất hiện như nhiệt độ cao, lạnh giá khắc nghiệt, sương giá, mưa, tuyết, sương mù dày đặc, sóng lạnh và bão. Những điều kiện khí hậu này không chỉ gây tổn hại nghiêm trọng đến sức khỏe của công nhân xây dựng mà còn làm giảm hiệu suất làm việc của đội ngũ nhân sự, làm chậm tiến độ thi công, đồng thời gây ra những tác động nhất định đến máy móc, thiết bị và toàn bộ công tác xây dựng.

Lỗi trong quản lý đường ống dẫn dầu

Tình trạng xuất hiện của các công trình xây dựng trái phép xung quanh đường ống dẫn dầu. Sự tồn tại của các công trình trái phép này sẽ ảnh hưởng đáng kể đến công tác bảo trì đường ống.

Thêm nữa, trước khi đường ống được lắp đặt, để tạo điều kiện thuận lợi cho việc giải phóng mặt bằng, đơn vị thực hiện có thể phải đáp ứng toàn bộ các yêu cầu bồi thường giải tỏa, điều này gây ra áp lực tài chính lớn về dòng tiền. Đồng thời, nhằm mục đích tiết kiệm chi phí, các vật liệu kém chất lượng có thể bị lựa chọn để sử dụng cho hệ thống đường ống.

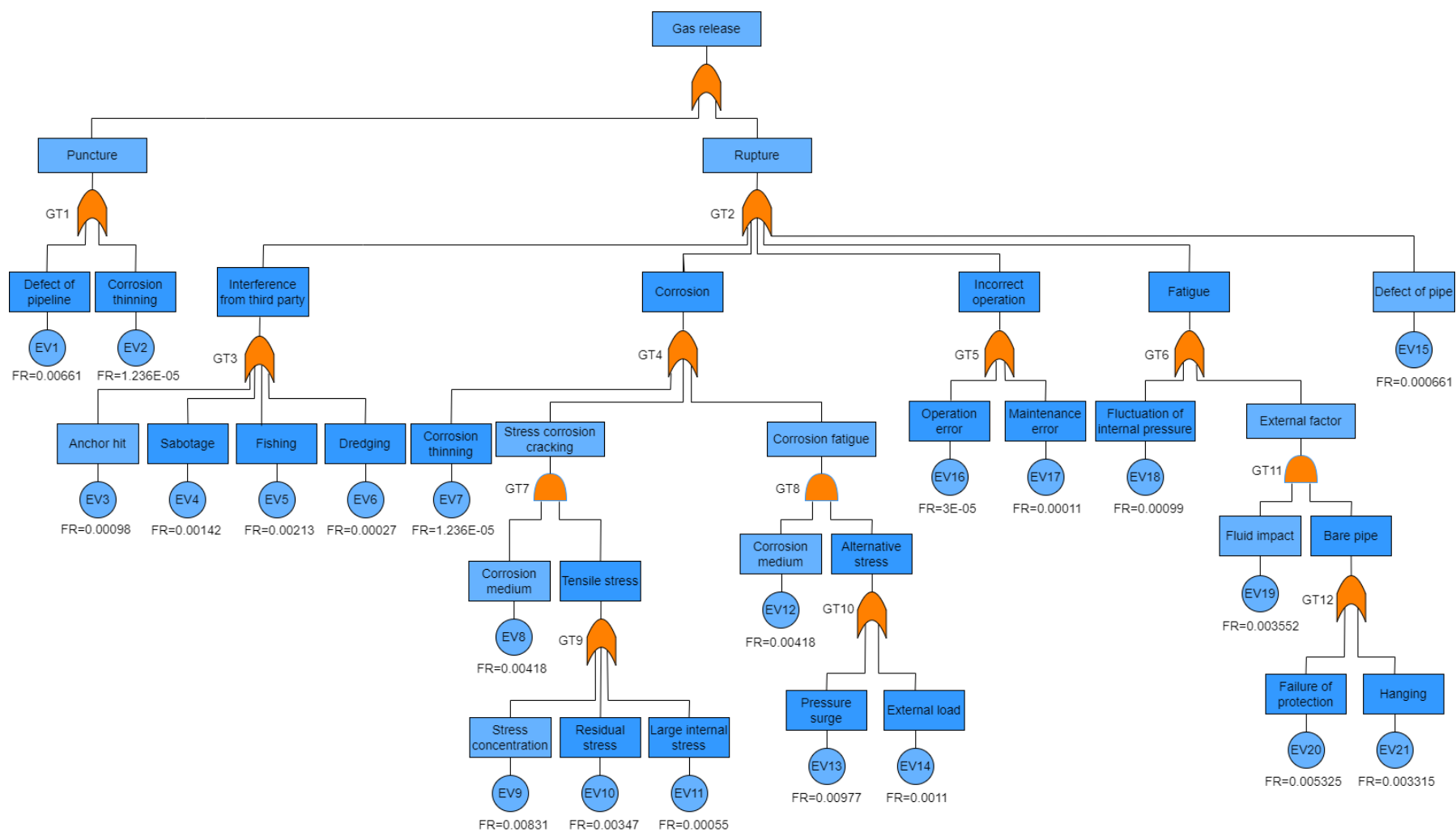
3. Phương pháp đánh giá rủi ro trong vận hành của đường ống

Đánh giá rủi ro trong quá trình vận hành của đường ống dẫn dầu khí cụ thể là việc phát triển một phương pháp đánh giá các loại rủi ro chính gây ra các sự cố của đường ống dẫn dầu khí do các yếu tố khác nhau gây ra cũng như xác suất xảy ra của chúng. Phương pháp phân tích cây sự cố (FTA) được thực hiện để đánh giá rủi ro và các thành phần liên quan đến rủi ro. Bài báo hội nghị này sử dụng phương pháp mờ (fuzzy method) để chuyển đổi các biểu đạt ngôn ngữ của chuyên gia thành các xác suất xảy ra sự cố tiếp theo.

Phần quan trọng nhất của phương pháp FTA là chuyển đổi một hệ thống vật lý thành một sơ đồ xác suất logic, cấu trúc và có tổ chức chặt chẽ, bằng cách định lượng

các khái niệm trừu tượng hướng tới các sự kiện hỗn hợp có thể dẫn đến sự hỏng hóc của hệ thống (Badida và các cộng sự, 2019; Xie và các cộng sự, 2021).

Xác suất các yếu tố chính gây ra ăn mòn đường ống dẫn dầu khí ở hình 2 là sơ đồ nhánh cây biểu hiện mối tương quan về nguyên nhân và kết quả của các yếu tố dẫn đến rủi ro của đường ống vận chuyển dầu khí. Cụ thể, các nhánh khác nhau (các nguyên nhân cụ thể nhất định) dẫn đến một sự kiện đỉnh (top event) cụ thể được quan tâm. Sau đó, phân tích mối nguy hiểm được thực hiện trước đó để có thể sử dụng để tạo ra các mối liên hệ về xác suất của các nguyên nhân chính.



Hình 2: Xác suất các yếu tố chính gây ra ăn mòn đường ống dẫn dầu khí

Áp dụng các phần mềm mô phỏng để dự đoán tất cả các kết quả có thể xảy ra cho một tình huống cụ thể, sử dụng các biểu đồ để tóm tắt kết quả phân tích và hiển thị xác suất của từng kết quả (Da Silva và các cộng sự, 2019; Das và các cộng sự, 2018). Ngoài việc mô tả số liệu thống kê, biểu đồ xu hướng và phân bố biến số liên quan, phân tích độ nhạy cũng được tiến hành.

Ứng dụng phần mềm để đánh giá lại rủi ro của các đường ống ngầm dưới nước và thực hiện các so sánh trên nhiều khía cạnh khác nhau. Do vị trí ban đầu của các đường ống, không có biện pháp bảo vệ bổ sung nào được triển khai, và việc phân tích rủi ro là cần thiết trong trường hợp đường ống bị vỡ hoặc bùng nổ. Sự kiện đỉnh (top event) là sự phát thải khí do vỡ và thủng đường ống (Hedlund và các cộng sự, 2019; Yuan và các cộng sự, 2019). Để có sự so sánh trực quan rõ ràng giữa phương pháp đã sử dụng trước đây và phương pháp mới, cây sự cố (FT) được xây dựng trong dự án trước đó sẽ được đơn giản hóa, và khả năng xảy ra tương ứng của mỗi sự kiện đơn giản hóa vẫn sẽ được xem xét giữ nguyên như ban đầu.

4. Kết luận

Ăn mòn bên trong đường ống dẫn dầu khí được coi là yếu tố nghiêm trọng nhất ảnh hưởng đến sự tăng trưởng kinh tế và môi trường đại dương, và việc phát triển mô hình đánh giá rủi ro cho hiện tượng này được coi như một cảnh báo sớm để ngăn chặn các mối nguy hại tiềm ẩn cho quá trình vận chuyển của đường ống dẫn.

Phát triển và ứng dụng các nền tảng toán học kết hợp với các thuật toán tiên tiến nhằm đánh giá rủi ro vận hành của hệ thống đường ống dẫn dầu và khí đốt chịu ảnh hưởng của hiện tượng ăn mòn bên trong, để đảm bảo tính an toàn vận hành của công trình cũng như đảm bảo sức khỏe con người và bảo vệ môi trường.

Nghiên cứu xác định được 21 yếu tố rủi ro dẫn đến sự cố đường ống. Các kết quả từ nghiên cứu điển hình thực tế cho thấy rủi ro xảy ra sự cố đường ống do vỡ (rupture) cao hơn so với rủi ro sự cố do thủng (puncture). Các kết quả cũng chỉ ra rằng ăn mòn là yếu tố ít chi phối nhất trong các sự cố đường ống. Tuy nhiên, nó lại mang đến những hậu quả thảm khốc. Phân tích ngẫu cung cấp các hồ sơ rủi ro ở các cấp độ khác nhau. Từ đó, đưa ra cảnh báo sớm để ngăn ngừa các rủi ro trong quá trình vận hành của đường ống vận chuyển dầu khí.

5. Phụ Lục

Xác suất xảy ra các nhân tố chính gây ra ăn mòn đường ống

No.	Mô tả lỗi	Xác suất lỗi
1	A defect is a deviation from the original pipeline configuration	0.00661
2	The diameter of the pipe is thinned because of corrosion	0.00001236
3	Pipeline interfering due to ship anchor	0.00098
4	Pipeline interference due to sabotage	0.00142
5	Pipeline interference due to fishing	0.00213
6	Pipeline interfering due to river dredging	0.0027
7	The diameter of the pipe is thinned because of corrosion	0.00001236
8	Pipeline corrosion (because of corrosion medium number 1)	0.00418
9	Pipeline crack corrosion (stress concentration)	0.00831
10	Pipeline crack corrosion (residual stress)	0.00347
11	Pipeline crack corrosion (high internal stress)	0.00055

12	Pipeline corrosion (corrosion medium number 2)	0.00418
13	Pipeline fatigue corrosion (pressure surge)	0.00977
14	Pipeline fatigue corrosion (external load)	0.0011
15	A defect in a deviation from original pipeline configuration	0.00661
16	Pipeline failure (incorrect operation)	0.00003
17	Pipeline failure (inappropriate maintenance)	0.00011
18	Pipeline fatigue (internal pressure fluctuation)	0.00099
19	Pipeline fatigue (fluid impact)	0.03552
20	Pipeline fatigue (protection failure)	0.05325
21	Pipeline fatigue (hanging)	0.03315

6. Tài liệu tham khảo

- Aziz, N., Tanoli, S. A. K., & Nawaz, F. (2021). A programmable logic controller based remote pipeline monitoring system. *Process Safety and Environmental Protection*, 149, 894–904.
- Badida, P., Balasubramaniam, Y., & Jayaprakash, J. (2019). Risk evaluation of oil and natural gas pipelines due to natural hazards using fuzzy fault tree analysis. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 66, 284–292.
- Chen, C., Li, C., Reniers, G., & Yang, F. (2021). Safety and security of oil and gas pipeline transportation: A systematic analysis of research trends and future needs using WoS. *Journal of Cleaner Production*, 279, 123583.
- Chen, J., Gong, Y., Jiang, T.-H., Pan, A.-X., Wang, S.-H., & Yang, Z.-G. (2021). Failure analysis on abnormal leakage of TP321 stainless steel pipe of medium temperature shifting gas in hydrogen production system. *Engineering Failure Analysis*, 125, 105413.
- Da Silva, A. F., Marins, F. A. S., Dias, E. X., & da Silva Oliveira, J. B. (2019). Modeling the uncertainty in response surface methodology through optimization and Monte Carlo simulation: an application in stamping process. *Materials & Design*, 173, 107776.
- Das, S., Bayat, A., Gay, L. F., & Matthews, J. (2018). Productivity analysis of lateral CIPP rehabilitation process using symphony simulation modeling. *Journal of*

Pipeline Systems Engineering and Practice, 9(1), 4017032.

Fadiran, G., Adebuseyi, A. T., & Fadiran, D. (2019). Natural gas consumption and economic growth: Evidence from selected natural gas vehicle markets in Europe. *Energy*, 169, 467–477.

Hedlund, F. H., Pedersen, J. B., Sin, G., Garde, F. G., Kragh, E. K., & Frutiger, J. (2019). Puncture of an import gasoline pipeline—Spray effects may evaporate more fuel than a Buncefield-type tank overfill event. *Process Safety and Environmental Protection*, 122, 33–47.

Lam, C., & Zhou, W. (2016). Statistical analyses of incidents on onshore gas transmission pipelines based on PHMSA database. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, 145, 29–40.

Nandi, M., Vyas, N., Vij, R. K., & Gupta, P. (2022). A review on natural gas ecosystem in India: Energy scenario, market, pricing assessment with the developed part of world and way forward. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 104459.

Nong, D., Nguyen, T. H., Wang, C., & Van Khuc, Q. (2020). The environmental and economic impact of the emissions trading scheme (ETS) in Vietnam. *Energy Policy*, 140, 111362.

Taleb-Berrouane, M., Khan, F., & Amyotte, P. (2020). Bayesian Stochastic Petri Nets (BSPN)-A new modelling tool for dynamic safety and reliability analysis.

Reliability Engineering & System Safety, 193, 106587.

Wang, W., Zhang, Y., Li, Y., Hu, Q., Liu, C., & Liu, C. (2022). Vulnerability analysis method based on risk assessment for gas transmission capabilities of natural gas pipeline networks. *Reliability Engineering & System Safety*, 218, 108150.

Xie, S., Dong, S., Chen, Y., Peng, Y., & Li, X. (2021). A novel risk evaluation method for fire and explosion accidents in oil depots using bow-tie analysis and risk matrix analysis method based on cloud model theory. *Reliability Engineering & System Safety*, 215, 107791.

Yuan, S., Wu, J., Zhang, X., & Liu, W. (2019). EnKF-based estimation of natural gas release and dispersion in an underground tunnel. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 62, 103931.