



Identificación y mitigación de la corrosión por nucleación en hidrocarburos líquidos

Por **Osvaldo Heredia Cancino** (ENAP)

A partir de la experiencia en la Refinería Aconcagua de ENAP, se analizan las causas operativas y químicas de la corrosión por nucleación en nafta y las acciones de mitigación implementadas, incluyendo ajustes de pH e inhibidores específicos. La colaboración con Veolia permitió validar experimentalmente los mecanismos de corrosión y definir criterios de tratamiento que reducen significativamente la tasa de daño y mejoran la integridad de los sistemas.

Este trabajo fue seleccionado en el 7.º Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación.

La corrosión por nucleación es un fenómeno emergente en sistemas de hidrocarburos líquidos, similar a la corrosión por punto de rocío en gases. Se produce cuando el agua disuelta en la nafta se condensa en forma de microgotas al disminuir la temperatura, permitiendo la concentración de especies ácidas como ácidos orgánicos o H₂S. Estas gotas generan un medio ácido localizado que puede provocar corrosión severa en zonas donde no hay agua libre visible. Este informe presenta el caso de la Refinería Aconcagua de ENAP, donde se identificó este mecanismo y se implementaron medidas de mitigación efectivas.

Desarrollo

Contexto operacional:

Durante inspecciones en 2021 se detectaron pérdidas

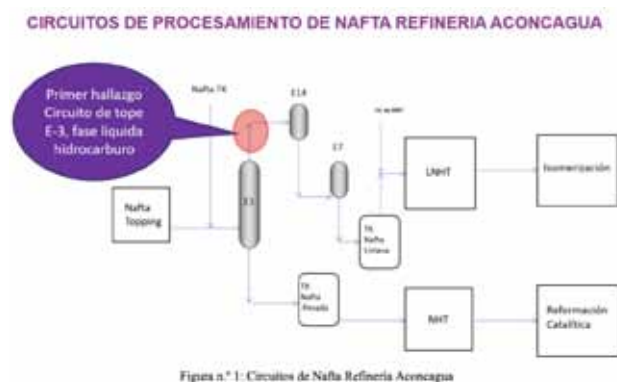


Figura 1. Circuitos de Nafta Refinería Aconcagua.

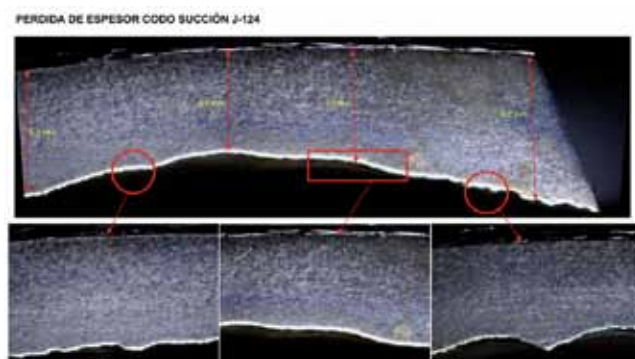
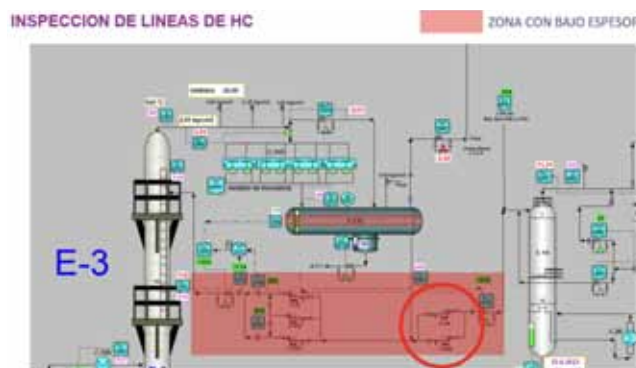


Figura 2. Inspección y medición de esperemos bomba de reflujo nafta liviana J-124.



como son el consumo de amina en los circuitos de tope de fraccionadoras de crudo y el tratamiento de soda en la salida de los desaladores.

En la gráfica 2, se observa un aumento en el consumo de amina neutralizante y soda en la nafta liviana de Topping (área amarilla) y en la gráfica 3, se observa aumentos puntuales de consumo de soda como medida de acción para mitigar un bajo pH en los efluentes de las desaladoras y el bajo pH en los acumuladores de las torres atmosféricas

Análisis de Riesgo y Condición Sub-Estándar de Circuito de Nafta de Topping.

Evidencias:

- Aumento de hierro y pH ácido en la corriente tope
- pH ácido en drenaje de desalador

Consecuencias:

- Potencial Pérdida de Contención en los circuitos

Plan de acción inmediato DOC-ANR-2022-027:

- Encintar puntos detectados con espesor bajo retiro y los que se puedan detectar en el futuro
- Inspección periódica y en caso de detectarse espesores bajo retiro proceder a encintar
- De manera preventiva monitorear espesores de los siguientes circuitos
 Reflujo E-3/Reflujo E-14 / Circuito tope T2 / F-130 / F-143
- Realizar plan para reparación definitiva del circuito
- Continuar con todas las medidas operativas definidas para el control de la corrosión por crudos ácidos (DOC-ITE-2020-004)
- Implementar medidas definidas en FMEA_001_AFRAC_Crudos ácidos

Apoyo técnico y estudios de laboratorio:

- Con apoyo de Veolia, se realizaron análisis metalográficos, microbiológicos y de especies ácidas.

	Cl	Br	SO4	Formate	Acetate	Propionate	Butyrate	pH
F-130	<1	<1	<1	<1	30	97	1021	8,3
F-142	4	<1	20	3	30	21	36	8,9
F-143	<1	<1	16	3	36	<1	<1	7,3
T-414A	9232	<1	<1	<1	1267	70	<1	7,8
F-1	14	<1	2	<1	46	36	154	6,9
F-601	21	<1	7	<1	13	13	42	6,5

Figura 5. Análisis de laboratorio especies ácidas corrientes de gases, nafta liviana, nafta pesada y aguas.

Se detectó presencia de bacterias sulfo-reductoras y se confirmó la corrosividad de la nafta por ácido acético.

En relación a la presencia de bacterias sulfo-reductoras, En 2020, fue hecho un estudio en nuestro laboratorio.



Las muestras en orden F1, F130, F142 y F143

Figura 6. Efecto cambio de temperatura y nucleación de microgotas de agua.

		FONDO E-3 (F-121)	TOPE E-14 (F-143)	C-145 (F-130)	REFLUJO E-3 (F-153)	F-30	FONDO E-14	WASH WATER
		10/21/2021 0:00	10/21/2021 0:00	10/21/2021 0:00	10/21/2021 0:00	10/21/2021 0:00	10/21/2021 0:00	10/21/2021 0:00
Acetic Acid as C ₂ H ₄ O ₂	ppm	6	3.1	3.7	3	<1.0	<1.0	<1.0
Aluminum Total as Al	ppm	0.25	0.71	0.73	0.55	0.48	0.39	0.26
Calcium Hardness Total	ppm	1480	1930	1410	2050	1990	1010	2180
Calcium Total as Ca	ppm	593	771	564	820	794	405	874
Chloride as Cl	ppm	3090	3980	2890	3770	3580	2570	3740
Hardness Total as CaCO ₃	ppm	2200	2860	2120	3030	2930	1490	3220
Iron Total as Fe	ppm	154	328	41.1	32.4	23.8	9.37	0.63
Magnesium Hardness Total	ppm	718	932	705	972	943	479	1030
Magnesium Total as Mg	ppm	174	226	171	236	229	116	249
Manganese Total as Mn	ppm	10	30.3	7.45	2.94	1.86	1.56	1.05
Morpholine (MORPHO)	ppm	5.4	6.9	5	7.5	8	4.8	8
NH ₃ LAB	ppm	13.8	30.9	6.5	5.6	<0.5	11.5	33.3
Phosphorus Total as PO ₄	ppm	3.66	<1.50	<1.50	<1.50	<1.50	<1.50	<1.50
Phosphorus total as P	ppm	1.2	<0.50	<0.50	<0.50	<0.50	<0.50	<0.50
Potassium as K	ppm	11.7	11	8	12.3	11.3	5.8	12.3
Propionic Acid as C ₃ H ₄ O ₂	ppm	<5.0	<5.0	<5.0	<5.0	<5.0	<5.0	<5.0
Silica Total as SiO ₂	ppm	21.1	24.6	22	24.8	25	12.9	27.9
Silicon total as Si	ppm	9.84	11.5	10.3	11.6	11.7	6.01	13
Sodium as Na	ppm	1070	1100	842	1170	1090	554	1190
Specific Conductance at 25°C	µmhos	8930	10400	8350	10700	10300	7340	11100
Strontium Hardness	ppm	3.38	4.29	3.08	4.64	4.5	2.28	4.91
Strontium Total as Sr	ppm	2.96	3.76	2.7	4.07	3.95	2	4.3
Sulfur Total as SO ₄	ppm	1100	1030	436	586	468	230	443
Sulfur total as S	ppm	368	342	145	195	156	76.8	148
pH	-	4.3	7.2	7.1	6.5	7.2	6.6	7.4

Figura 3. Análisis de laboratorio corrientes de gases, nafta liviana, nafta pesada y aguas.

rio en Tombal sobre el tope de la E14 donde se identificó presencial de corrosión por ataque microbiológico. En abril (abril 2022), junto con él envió de muestras a Tombal, se realizaron pruebas de campo de confirmando de presencia de bacterias sulfo-reductoras en el circuito.

El resultado fue positivo para el top de la E14, agua del F143.

Resultados en abril 2022, pruebas de sulfato-reductoras:

- F1 – Negativo (8 días)
- F130 – Moderado (5 días)
- F142 – Negativo (8 días)
- F143 – Elevado (1 día)

Confirmando que los ácidos orgánicos son fuentes de alimento para las bacterias y en zonas de temperaturas de 40 a 50 °C pueden crecer por abundancia de alimento.

Finalmente en laboratorios de Veolia, se simularon condiciones de nucleación con nafta húmeda y ácidos orgánicos, observando tasas de corrosión superiores a 23 mpy. Se evaluaron inhibidores, destacando que los solubles en hidrocarburos fueron más efectivos.



Figura 6. T: Efecto cambio de temperatura y nucleación de microgotas de agua.

Figura 7. Efecto cambio de temperatura y nucleación de microgotas de agua.

Medidas de mitigación implementadas:

Se reemplazó el inhibidor por uno filmico con acción dual (fase acuosa e hidrocarburo) y se ajustó el control de pH de 5.5–6.5 a 7.5–8.5, mejorando la separación de microgotas.

Gráfica a continuación, corresponde a sensores en circuitos de descarga de HC del F-130, en el ramal de succión de las J-124's. El monitoreo de espesores mostró una reducción en la velocidad de corrosión de 2.3 mm/año (2021) a 0.15 mm/año (2024), extendiendo la vida útil estimada a más de 19 años.



Figura 7. Efecto del cambio de temperatura y nucleación de microgotas de agua.

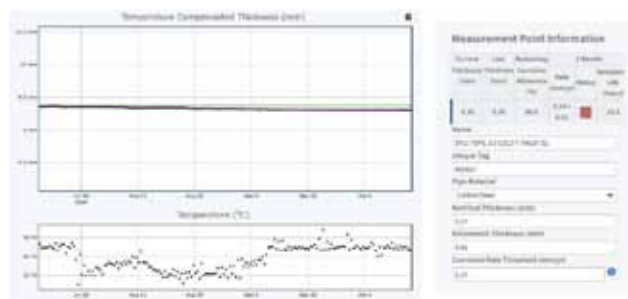


Figura 6. Efecto cambio de temperatura y nucleación de microgotas de agua.

Conclusiones

El monitoreo continuo de espesores, hierro disuelto y pH es clave para la detección temprana y control del fenómeno. Neutralización parcial: El aditivo neutralizante en la unidad de Topping está neutralizando la fase acuosa, pero los ácidos orgánicos persisten en la fase hidrocarburo (HC).

Bacterias sulfo-reductoras: Se detecta la presencia de estas bacterias, que causan corrosión y deposición en el F143, favorecidas por el ácido butílico. Estas pueden ser mitigadas mediante aditivos químicos biocidas o control de agente ácido.

Corrosividad de la nafta: Un análisis externo confirma que la nafta es corrosiva debido al ácido acético.

Tratamiento actual: cuando la concentración supera los 30 ppm de ácido acético, se necesita un inhibidor filmico adicional para controlar la corrosión y/o utilizar un inhibidor que tenga propiedades en fase de hidrocarburo y acuosa a la vez.

Generación del Paper C2024-21232 AMPP - Veolia

Bibliografía

1. ENAP Refinería Aconcagua (2024). Identificación y mitigación de la corrosión por nucleación en hidrocarburos líquidos.
2. Adewale, M. et al. (2024). Inhibiting Nucleation Corrosion in Liquid Hydrocarbons. Veolia Water Technologies & Solutions.
3. ASTM G185-06(2020). Standard Practice for Evaluating and Qualifying Oil Field and Refinery Corrosion Inhibitors using Rotating Cylinder Electrode.
4. Bagaria, H. et al. (2023). Nucleation Corrosion in Liquid Hydrocarbons. AMPP Paper No. 19463.