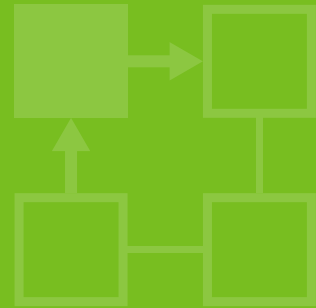




**Compañía de Energía ahorra \$6M USD usando un Digital Twin en *Performance Engineering***



“Fue difícil tomar la decisión de sacar de operación la unidad de amina por el lapso de una semana durante la pandemia del Covid-19. Pero las soluciones de Performance Engineering de AspenTech nos dieron la confianza para hacerlo.”

Ingeniero de Procesos

Ahorros por  
**\$6M USD**

## DESAFÍO

Paros continuos en la unidad de amina de una planta de gas en Sudamérica estaban afectando los volúmenes de venta de gas. A pesar de que los ingenieros descartaron problemas mecánicos, tenían problemas para identificar la causa raíz del problema.

## SOLUCIÓN

Usando Aspen Exchanger Design & Rating™ para simular el circuito del reboiler en la torre regeneradora y Aspen HYSYS® para modelar la hidráulica de la columna, se identificó una inestabilidad hidráulica en el sistema termosifónico para las condiciones operativas, tanto a máxima capacidad como en condiciones de mínimo caudal. El modelo mostró que el problema se podía corregir modificando el circuito del *reboiler*.

## BENEFICIOS

*Troubleshooting* y corrección de inestabilidad hidráulica mejora las operaciones para que la compañía pueda:

- evitar paros no programados y ahorrar un estimado de \$6 millones USD anuales
- preservar la integridad de la torre y sistemas asociados
- mantener la integridad del solvente
- eliminar el riesgo de penalidades por incumplimiento con los mercados de exportación

El cliente es uno de los principales proveedores de energía en Sudamérica y es un importante operador de campos de gas.

## Combatiendo los Paros No Programados Frecuentes en la Planta de Gas

Una planta en Sudamérica cuenta con dos unidades de amina de 30 y 18 MMPCD, respectivamente, para una capacidad total de procesamiento de 130 MMPCD en una planta de gas tipo *dew point*. La unidad de 30 MMPCD presentó altos índices de corrosión y perforación de tubos en el *reboiler* de la sección de regeneración, contaminando el solvente con aceite. Durante el primer trimestre de 2020, la unidad requirió paradas durante al menos tres días cada cuatro semanas para recuperar el solvente y reparar o sellar los tubos perforados. Esto redujo la capacidad térmica del *reboiler* y la empresa estaba considerando adquirir un nuevo *reboiler*. Además, la reducción de los volúmenes de venta de gas significó que la compañía podría incurrir en sanciones por incumplimiento con los mercados de exportación.

Aunque los ingenieros determinaron que problemas mecánicos no estaban generando las perforaciones de los tubos, no pudieron encontrar la causa raíz del problema. Operar con paros tan frecuentes no era sostenible.



# Troubleshooting Usando un *Digital Twin*

Para identificar el problema, el personal trabajó con el equipo de soporte de AspenTech para crear un modelo de la unidad de amina y el circuito de termosifón en Aspen HYSYS y Aspen EDR. El modelo incorporó geometría detallada y arreglos de tuberías y fue calibrado con datos de la planta. Esto permitió calcular las velocidades de flujo circulación en el sistema termosifónico.

Los modelos demostraron que mientras la columna funcionaba con normalidad y lejos de condiciones de inundación y lloriqueo, el problema real estaba ocurriendo en el circuito del termosifón. Los ingenieros observaron que las tuberías y el dimensionamiento causaban operaciones inestables y un nivel muy bajo de líquido en el fondo de la torre y el *reboiler*, lo que generaba un calentamiento excesivo en la superficie de los tubos y exposición a corrosión por gas ácido.

Thermosiphon Piping

Piping Reference Points	ft	Pressure Points	psi	°F	Quality
Height of liquid in column	13.7927	Liquid level in column	24.7		
Height of heat transfer region inlet	5.958	Inlet to exchanger	27.98	243.59	
Height of heat transfer region outlet	8.5622	Inlet to heated section	27.42		
Height of column return line	16.3747	Boiling boundary position	27.42		
		Outlet of heated section	24.38	243.91	0.12
		Exit of outlet piping	24.7	243.91	0.12
Pressure changes (-loss/+gain)	psi	Inlet Circuit	Exchanger	Outlet Circuit	
Frictional		-0.04	-2.54	-0.37	
Gravitational		3.32	-0.55	-0.39	
Momentum		0		0	
Flashing			-0.02		
Nozzles			-0.16		
Unaccounted		0		0.76	
Total		3.28	-3.28	0	

**Thermosiphon Stability** Unstable — two-phase instability possible

Figure 1. Pérdidas de carga estimadas por Aspen EDR anterior a las modificaciones

Thermosiphons / Kettles / Knockback Condenser

Thermosiphons	
Thermosiphon stability	Unstable — two-phase instability possible
Kutateladze Number in axial nozzle (should be > 3.2)	<b>3.15</b>
Circuit DeltaP ratio (Outlet/Inlet)	<b>82.062</b>
Vertical tube side thermosiphons	
Flow reversal criterion — top of the tubes (should be > 0.5)	
Flooding criterion — top of the tubes (should > 1.0)	
Fraction of tube length before boiling starts	

Figure 2. Análisis de inestabilidad anterior a las modificaciones

Thermosiphon Piping

Piping Reference Points	ft	Pressure Points	psi	°F	Quality
Height of Liquid level in column	11.8	Liquid level in column	26.7		
Height of heat transfer region inlet	5.3445	Inlet to exchanger	28.72	247.84	
Height of heat transfer region outlet	9.1778	Inlet to heated section	27.88		
Height of column return line	16.378	Boiling boundary position	27.88		
		Outlet of heated section	27.72	249.54	0.11
		Exit of outlet piping	26.7	248.37	0.11
Pressure changes (-loss/+gain)	psi	Inlet Circuit	Exchanger	Outlet Circuit	
Frictional		-0.71	-0.15	-0.51	
Gravitational		2.73	-0.82	-0.07	
Momentum		0		0	
Flashing			0		
Nozzles			-0.48		
Unaccounted		0		0.01	
Total		2.02	-1.45	-0.57	

**Thermosiphon Stability** Stable — Circuit DeltaP ratio (Outlet/Inlet) < critical ratio of 2.

Figure 3. Pérdidas de carga estimadas por Aspen EDR posterior a las modificaciones

Thermosiphons / Kettles / Knockback Condenser

Thermosiphons	
Thermosiphon stability	Unstable — DeltaP ratio (Outlet/Inlet) < critical ratio of 2
Kutateladze Number in axial nozzle (should be > 3.2)	<b>5.88</b>
Circuit DeltaP ratio (Outlet/Inlet)	<b>1.627</b>
Vertical tube side thermosiphons	
Flow reversal criterion — top of the tubes (should be > 0.5)	
Flooding criterion — top of the tubes (should > 1.0)	
Fraction of tube length before boiling starts	

Figure 4. Análisis de inestabilidad posterior a las modificaciones

Para corregir el problema, la compañía decidió cambiar los diámetros de las tuberías e implementar una válvula en la tubería de salida de la torre en el circuito del termosifón. Usando Aspen EDR, los ingenieros evaluaron el impacto de reducir el diámetro de la línea de retorno, así como otras actualizaciones en los accesorios y los diámetros de las boquillas. La compañía pudo identificar e implementar cambios que eliminaron la inestabilidad.

Si bien detener la unidad de amina por una semana durante la pandemia de COVID-19 inicialmente parecía arriesgado, las soluciones de *Performance Engineering* de AspenTech proporcionaron a los líderes de la compañía confianza en su decisión. El software proporcionó simulaciones rigurosas e iterativas para ayudar a los ingenieros a comprender y modelar con precisión el circuito del termosifón. En particular, el modelo Aspen EDR proporcionó la orientación que el equipo necesitaba para tomar decisiones informadas e implementar estas modificaciones en la planta (Figuras 3 y 4).



## Eliminación de Paros No Programados y Mejora de las Operaciones

Tres meses después de realizar las modificaciones, el impacto es muy visible. No ha habido perforaciones en los tubos o paros no programados en la unidad de amina debido a la contaminación del solvente, y los datos de la planta confirman que la inestabilidad ha sido controlada.

El equipo de operaciones del cliente ha observado una serie de mejoras operativas, que incluyen:

- El nivel de líquido del fondo de la torre aumentó significativamente
- Los tubos del *reboiler* permanecen inundados
- La columna muestra un comportamiento oscilante normal
- No ha habido perforaciones en los tubos del *reboiler*

Al evitar paradas no planificadas, la compañía elimina las posibles reducciones en el gas de venta, asegura el cumplimiento de los acuerdos de entrega y logra un ahorro estimado de \$6 millones de dólares por año. Se obtienen ahorros adicionales al evitar daños en la torre y sistemas asociados, así como al mantener la integridad del solvente. Con esta modificación, el tiempo de operación de la unidad se extiende a aproximadamente 18 meses más. Las modificaciones también contribuyeron a mejorar el *turn down* de la unidad y una mayor flexibilidad operativa.



Technology That Loves Complexity

### **Acerca de Aspen Technology**

AspenTech es un proveedor de software líder para optimizar el rendimiento de los activos. Nuestros productos prosperan en entornos industriales complejos, donde es fundamental optimizar el diseño, el funcionamiento y el ciclo de vida de mantenimiento. AspenTech combina de manera única décadas de experiencia en modelado de procesos con Machine Learning. Nuestra plataforma de software especialmente diseñada automatiza el trabajo de conocimiento y construye una ventaja competitiva sostenible mediante la entrega de altos rendimientos durante todo el ciclo de vida de los activos. Como resultado, las empresas en industrias con uso intensivo de capital pueden maximizar el tiempo de actividad e impulsar los límites del rendimiento, ejecutando sus activos de manera más segura, más ecológica durante más tiempo y más rápido. Viste [AspenTech.com](https://www.aspentech.com) para conocer más.

**[www.aspentech.com](https://www.aspentech.com)**

© 2021 Aspen Technology, Inc. AspenTech®, aspenONE®, the Aspen leaf logo, the aspenONE logo and OPTIMIZE are trademarks of Aspen Technology, Inc. All rights reserved. AT-06387

