



Application Note AN-PAN-1014

Determinación automatizada en línea de sal en petróleo crudo según ASTM D3230

El petróleo crudo es una mezcla altamente compleja de hidrocarburos que contiene diferentes impurezas orgánicas e inorgánicas (por ejemplo, agua y sales inorgánicas). Las cantidades excesivas de sal en el petróleo crudo provocan mayores tasas de corrosión en las unidades de refinación y son perjudiciales para los catalizadores utilizados. Por lo tanto, es necesario eliminar la sal de los petróleos crudos antes de refinarlos en un proceso conocido como desalinización.

Las técnicas de desalinización están bien establecidas, pero el monitoreo continuo del contenido de sal en el

petróleo crudo es una innovación necesaria para facilitar el control del proceso y la reducción de costos. Esta nota de aplicación de proceso analiza el monitoreo del contenido de sal en petróleo crudo según ASTM D3230 utilizando el **Analizador de procesos a prueba de explosiones TI 2060** de Metrohm Process Analytics, equipado con dispositivos de muestreo especiales para trabajo pesado. Esta solución de análisis en línea garantiza un entorno de trabajo seguro para los operadores, evita la corrosión por exceso de sal en el crudo y aumenta la rentabilidad en el proceso de desalinización.

INTRODUCCIÓN

El petróleo crudo se extrae de pozos que contienen agua, gases y sales inorgánicas (disueltas o suspendidas). Estas sales facilitan la formación de incrustaciones aguas abajo y corroen los intercambiadores de calor y los sistemas de destilación de cabeza. Además, las sales son perjudiciales para los catalizadores en los procesos de conversión posteriores.

La sal se elimina del petróleo crudo mediante dos métodos principales: separación química y electrostática. El método más común es **desalinización eléctrica** [1]. Ambos métodos utilizan agua caliente como agente de extracción.

Primero se debe eliminar el exceso de agua, por lo que la desalinización se realiza antes de la destilación. **Figura 1a)**. Después de precalentar a

115–150 °C, la materia prima aceitosa se mezcla con agua para disolver y lavar las sales. Luego, el agua debe separarse de la materia prima de petróleo en un recipiente separador agregando productos químicos demulsionantes para romper la emulsión. Luego se debe aplicar un campo eléctrico de alto potencial (a través de rejillas electrostáticas) a través del recipiente de sedimentación para fusionar las gotas polares de agua salada (**Figura 1b)**. El agua de lavado (salmuera), que contiene hidrocarburos disueltos, aceite libre, sales disueltas y sólidos suspendidos, se trata aún más en una planta de tratamiento de efluentes. En la industria se realizan esfuerzos para reducir el contenido de agua del crudo desalinizado a menos del 0,3%.

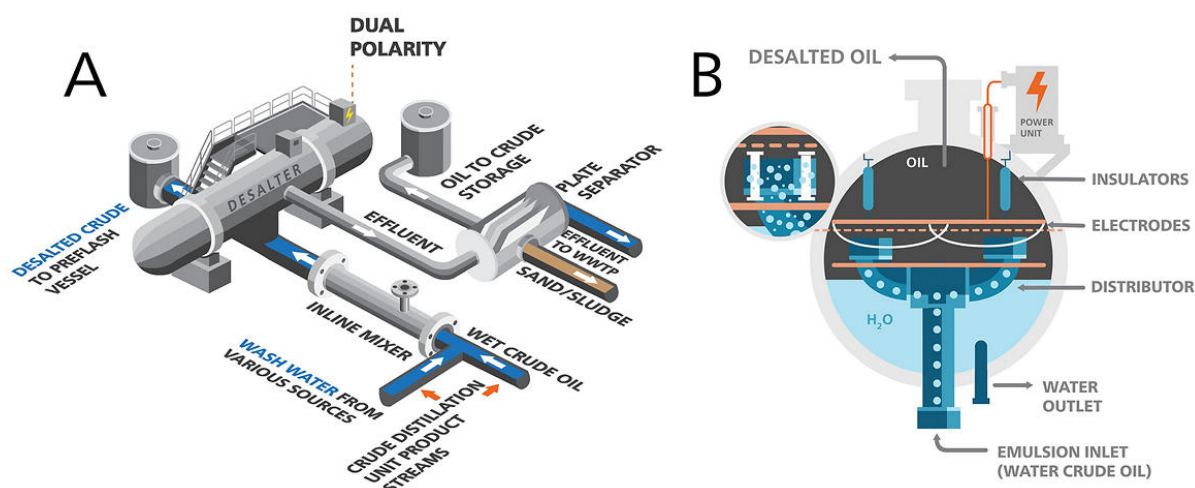


Figure 1. a) Diagrama esquemático de un proceso típico de desalinización de petróleo crudo. b) Vista en sección transversal de una desalinizadora de petróleo crudo.

Tradicionalmente, el proceso de desalinización se puede controlar mediante análisis de pH en laboratorio. Este método ayuda a determinar la velocidad de separación de fases entre las dos fases (agua-aceite). Sin embargo, esta metodología no proporciona resultados rápidamente y requiere intervención humana para implementar los resultados del análisis de laboratorio en el proceso. El análisis de procesos en línea permite el monitoreo constante de la calidad del petróleo crudo sin largos tiempos de espera en el laboratorio. Esto garantiza resultados más precisos y representativos, entregados directamente a la sala de control.

Además, las pruebas de productos petrolíferos crudos y refinados son exigentes y requieren un análisis preciso y confiable para cumplir con las demandas regulatorias. Metrohm Process Analytics participa activamente con organismos internacionales de normalización para impulsar el desarrollo de métodos. El **Analizador de procesos a prueba de explosiones TI 2060** (Figura 2) puede monitorear el cloruro en el petróleo crudo después de la desalinización de acuerdo con los procedimientos de prueba ASTM D3230.



Figure 2. Analizador de procesos a prueba de explosiones TI 2060.

APLICACIÓN

Cloruro (**Tabla 1**) se analiza con detección de conductividad, como se describe en ASTM D3230,

con la **Analizador de procesos a prueba de explosiones TI 2060** (Figura 2).

Tabla 1. Rango típico de concentración de cloruro en petróleo crudo según las pautas ASTM

Componentes	Rango (mg/kg)
Cloruro	0–500

CONCLUSION

El cloruro en el petróleo crudo debe controlarse antes y después del proceso de desalinización para comprobar la eficiencia del proceso y evitar problemas de corrosión más adelante. Dado que el punto de toma de muestra suele estar ubicado en un entorno peligroso, **Analizador de procesos a prueba**

de explosiones TI 2060 está diseñado y equipado para cumplir con la Directiva 94/9EC (ATEX95). Para el mantenimiento no se necesitan «permisos de trabajo en caliente» y el analizador se puede controlar de forma remota.

OBSERVACIONES

Se pueden aplicar otras técnicas de medición para crudos de bajo grado económico, como el método de prueba estándar para sal en petróleo crudo (método potenciométrico) ASTM D6470. La titulación Karl

Fischer se puede aplicar para la determinación del contenido de humedad/agua como un parámetro adicional en la desalinizadora.

MÉTODOS ASTM RELACIONADOS

- ASTM D3230: Método de prueba estándar para sales en Petróleo crudo (método electrométrico)

- ASTM D6470: Método de prueba estándar para sal en Petróleos crudos (método potenciométrico)

NOTAS DE APLICACIÓN RELACIONADAS

[AN-PAN-1001 Análisis en línea de sulfuro de hidrógeno y amoníaco en depuradores de agua agria](#)
[AN-PAN-1026 Mercaptanos y sulfuro de hidrógeno derivados del petróleo crudo, según ASTM D3227 y](#)

[UOP163](#)

[AN-PAN-1047 Monitoreo del contenido de agua en productos refinados en línea con espectroscopia NIR](#)

BENEFICIOS DEL ANÁLISIS DE DESALINIZACIÓN EN LÍNEA

- **No hay «permisos de trabajo en caliente»** son necesarios para el mantenimiento y el analizador de procesos se puede controlar de forma remota.
- **Producción segura** gracias a una monitorización casi en «tiempo real» y a la ausencia de exposición del operador a reactivos químicos.

- Más grande y más rápido **retorno de la inversión (ROI)**.
- **Más ahorros** por medición, lo que hace que los resultados sean más rentables.
- **Mayor rendimiento del producto**, reproducibilidad, tasas de producción y rentabilidad.



REFERENCIA

1. Al-Otaibi, M. B.; Elkamel, A.; Nassehi, V.; et al.
Un enfoque basado en inteligencia computacional para el análisis y optimización de un proceso de desalinización y deshidratación de petróleo crudo.
Combustibles energéticos **2005**, 19 (6), 2526–2534. DOI:10.1021/ef050132j

CONTACT

Metrohm Argentina S.A.
Avda. Regimiento de
Patricios 1456
1266 Buenos Aires

info@metrohm.com.ar

CONFIGURACIÓN



2060 TI Ex Proof Process Analyzer

El **2060 TI Ex Proof Process Analyzer** es un instrumento de análisis de procesos de química húmeda intrínsecamente seguro para la monitorización de procesos en entornos peligrosos en zonas con gases o polvos calificadas como zona 0, 1 y 2 o 20, 21 y 22. Cumple con las directivas UE 94/9/CE (ATEX95) y está certificado para áreas de Zona 1 y Zona 2. Su diseño combina un sistema de purgado y presurización con dispositivos electrónicos intrínsecamente seguros. La fase de purgado de aire y la sobrepresión permanente impiden que cualquier tipo de atmósfera potencialmente explosiva entre en la caja del instrumento de análisis.

El diseño del instrumento de análisis evita la necesidad de purgar grandes recintos protectores del instrumento, lo que permite instalarlo directamente en la línea de producción dentro de zonas peligrosas. También permite aplicar diversas técnicas como titulación en general, titulación Karl Fischer, fotometría, medidas con electrodos ion-selectivos y medidas directas.