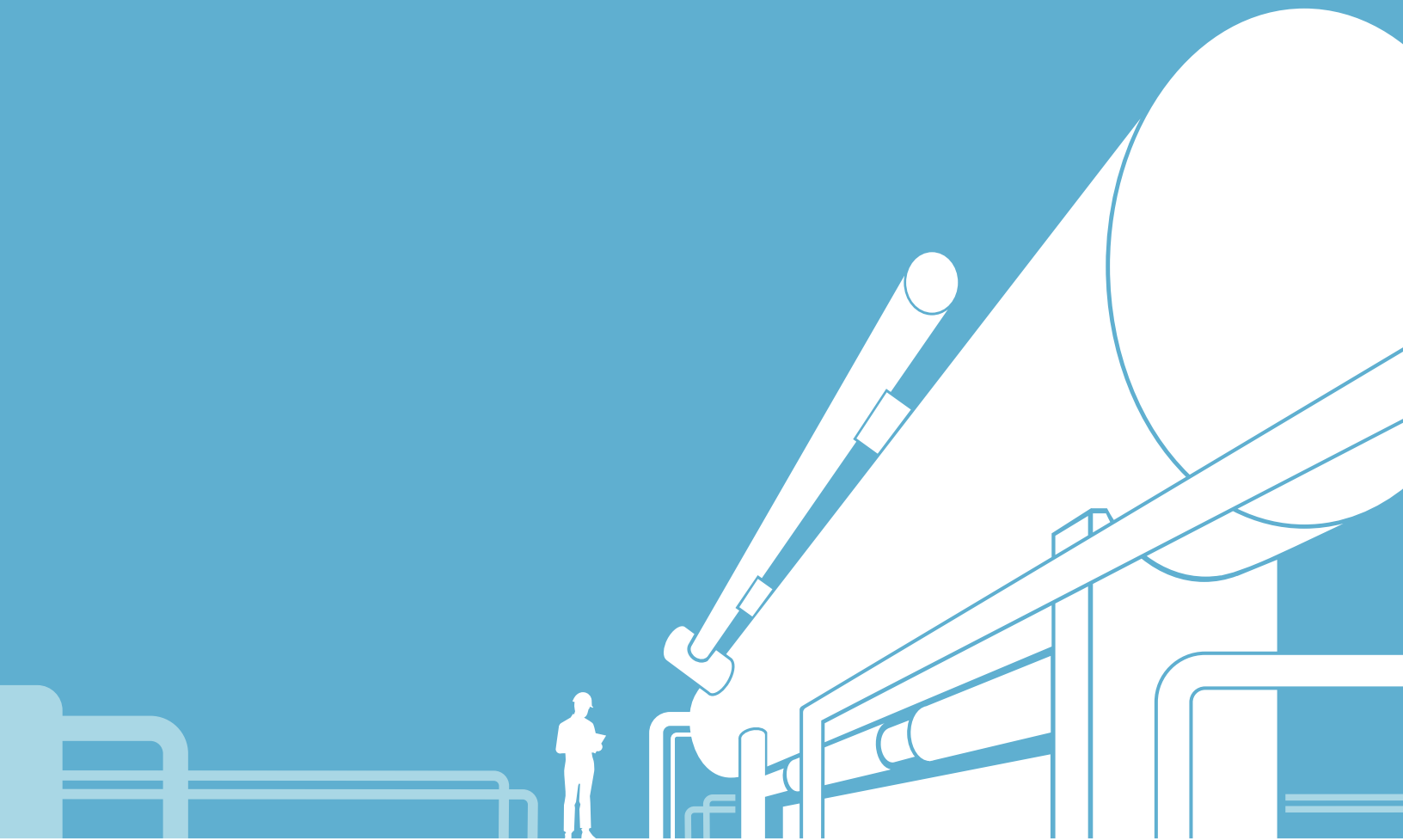


# INTERFASE EN EL CAMPO

La Medición de Interfase Confiable  
Optimiza el Desempeño del Proceso



Un Documento Magnetrol® de la Serie El Nivel Importa



# INTERFASE EN EL CAMPO

La Medición de Interfase Confiable que Optimiza el Desempeño del Proceso

## Objetivo

La medición de nivel de interfase o multifases existe en las industrias de petróleo & gas, y en petroquímica. Aunque las tecnologías de medición de nivel han avanzado en su eficiencia para medir líquidos y sólidos, la medición de nivel multifase sigue siendo el mayor reto y oportunidad que existe para la que no hay una tecnología perfecta.

Sin embargo, la experiencia muestra que la optimización del proceso y la operación puede lograrse en muchas aplicaciones de separación seleccionando la mejor y más confiable tecnología de nivel.

El objetivo de este documento es revisar retos de interfase, las tecnologías actuales usadas, experiencia de campo en varias aplicaciones para optimizar procesos y mejorar la operación y finalmente el futuro de la medición de interfase confiable.



Figura 1: Diversos tipos de separadores

## Revisión

Este documento examina:

- Retos de interfase (emulsión)
- Tecnologías de nivel actuales usadas para medición de interfase
- Experiencia de campo para optimizar procesos y mejorar la operación
- El futuro de la medición de interfase confiable

## Retos de Interfase (Emulsión)

En la industria petroquímica y de petróleo & gas, la necesidad de medir interfase surge cuando hay líquidos inmiscibles, incapaces de mezclarse, dentro del mismo recipiente. Los fluidos se estratifican de acuerdo a su densidad con el más ligero situándose en el tope y el más pesado en el fondo. En la extracción de hidrocarburos del subsuelo, por ejemplo, se puede emplear agua o vapor para ayudar el proceso de extracción. Estos fluidos se envían a separadores de producción donde son separados individualmente.

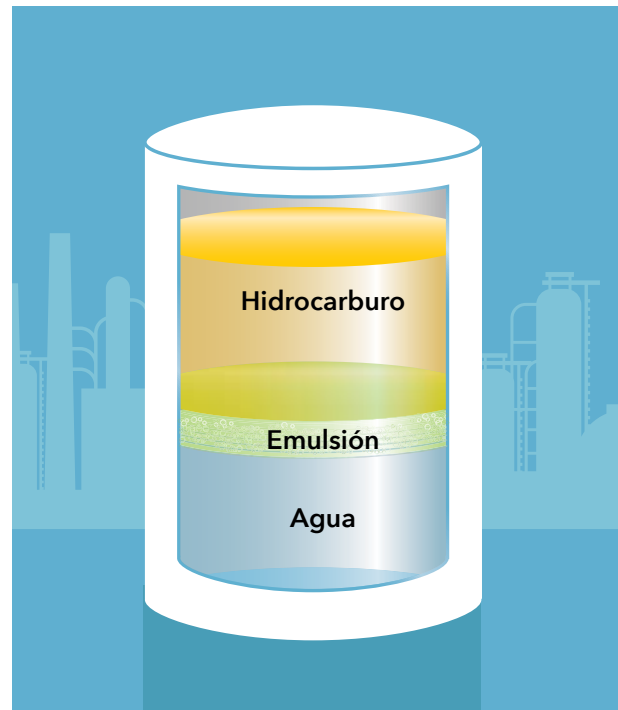


Figura 2: El nivel multifase incluye una capa de hidrocarburo, una capa de emulsión en el medio y agua en el fondo

Las interfases entre fluidos pueden ser líquido-sólidos, líquidos-líquidos, líquidos-espuma o líquidos-gases. Las interfases líquido-líquido producto de fluidos inmiscibles puede que tengan entre ellos una capa de emulsión. Esta capa de emulsión puede formar una barrera delgada o, más frecuentemente, un gradiente extenso entre los líquidos mezclados. Generalmente, entre mayor sea la capa de emulsión, mayor es el reto de la medición de interfase.

Monitorear el nivel total es crítico para la seguridad y la prevención de derrames; conocer el nivel de interfase es necesario para mantener la calidad del producto y la eficiencia operativa. Si el agua y el aceite no se separan eficientemente, pueden acarrear problemas de proceso, falla de equipos y cierres imprevistos. Un exceso de aceite en agua puede provocar pérdida de producción, multas ambientales, penalizaciones y cierres forzados.

Entre los interruptores y transmisores disponibles, sólo algunos son aptos para una medición de interfase confiable. Las tecnologías líderes de medición de interfase son el radar de onda guiada, desplazadores, magnetostrictivos, capacitancia, radiación nuclear/gama y dispersión térmica. Idealmente, la tecnología usada en aplicaciones de interfase no debe ser diferente a otros instrumentos de nivel instalados en el complejo para mantener la familiaridad con el usuario. Estandarizar una tecnología ayuda a reducir entrenamiento, gastos de instalación, mantenimiento y reparación, pues todos tienen costos asociados.

## **Tecnologías de Nivel Actuales Usadas para Medición de Interfase**

No hay una tecnología perfecta o un 'todo en uno' para aplicaciones de interfase. Además de considerar la confiabilidad y costo, la familiaridad tiene un rol importante para determinar la solución de nivel. Esto es aún más cierto para tecnologías establecidas como presión diferencial y transmisores tipo desplazador.

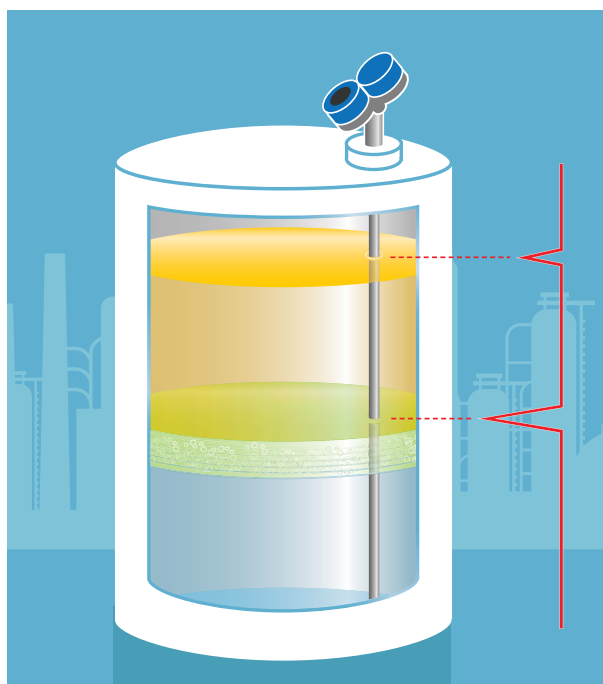
Presión diferencial es aún la tecnología de nivel más usada, como se muestra en el Reporte de Inteligencia de Mercado de *Control* en marzo 2017, donde el 40% de usuarios de instrumentación comentaron preferir y usar presión diferencial en un tercio o más de sus aplicaciones como porcentaje de todos sus instrumentos. Sin embargo, presión diferencial no es la tecnología preferida para medición de interfase. Se requiere extensa calibración, así como asumir que la densidad y el nivel total son constantes.

Usar esta tecnología acarrea asumir una medición de interfase cerca del centro de la capa de emulsión en lugar de la medición de interfase bien definida y nivel total. La variación en el espesor de la capa de emulsión afecta la densidad y puede provocar imprecisión.

## **De entre los interruptores y transmisores disponibles, sólo algunos son aptos para una medición de interfase confiable.**

Regresando al reporte de *Control*, la siguiente tecnología preferida como porcentaje de todos los instrumentos y aplicaciones es Radar de Onda Guiada. Más del 25% de los usuarios prefieren Radar de Onda Guiada en aproximadamente un tercio de sus aplicaciones.

La habilidad de usar Radar de Onda Guiada para el nivel total y aplicaciones de interfase aumenta la familiaridad, permite que la tecnología se use adecuadamente, disminuye tiempos y costos de capacitación. Radar de Onda Guiada puede tener limitantes para la interfase, pero se mitigan con demulsificadores, aumentando la temperatura del fluido o incrementando el tiempo de reposo para ayudar a separar hidrocarburos pesados.



*Figura 3: Radar de onda guiada con reflejos de señal en la sonda*

La tecnología magnetostrictiva también se usa para medición de interfase. Su principio es de flotación, por lo que existen desventajas relacionadas con variaciones de densidad, aunque con ventajas particulares en aplicaciones con capas de emulsión grandes. Se debe considerar la acumulación de sólidos, parafinas o adhesión de asfalto en las partes móviles.

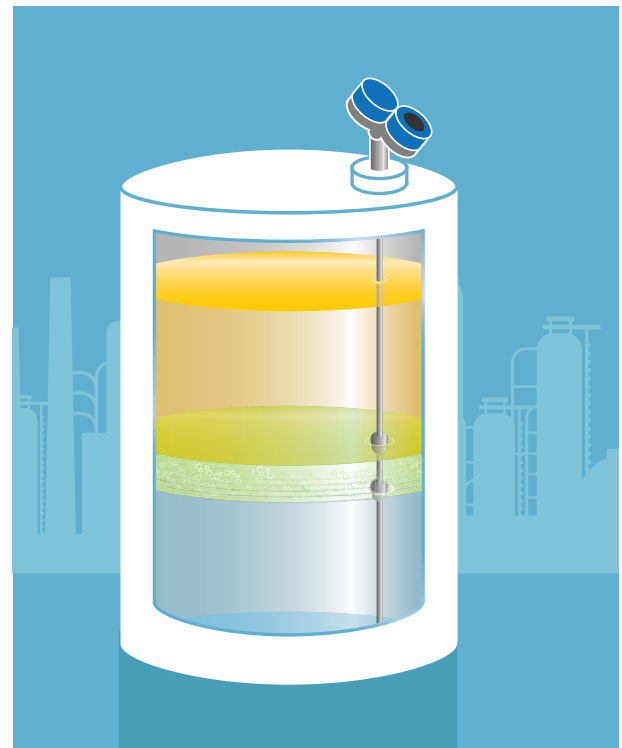
**Los aceites pesados pueden presentar medición inexacta al cubrir sondas o acumularse en flotadores, aumentando el mantenimiento.**

Otras tecnologías de interfase, como desplazadores (mecánicos) y capacitancia RF son adoptadas sólo por el 12.6% y 8.2% de los usuarios en un tercio de sus aplicaciones.

Los aceites pesados pueden presentar medición inexacta al cubrir sondas o acumularse en flotadores, aumentando el mantenimiento. Sin embargo, hay cierto nivel de confort con estas tecnologías en la industria de petróleo y gas debido a su familiaridad.

Para recapitular, la Tabla 1 de la página siguiente muestra un resumen de las tecnologías básicas usadas en interfase, junto a sus fortalezas y debilidades.

Se incluye una figura para remarcar la importancia de considerar la densidad o gravedad API para la elección de tecnología. Crudos pesados con una gravedad específica alta (API bajo) impactan a la capa de emulsión y potencialmente añaden necesidades de mantenimiento.

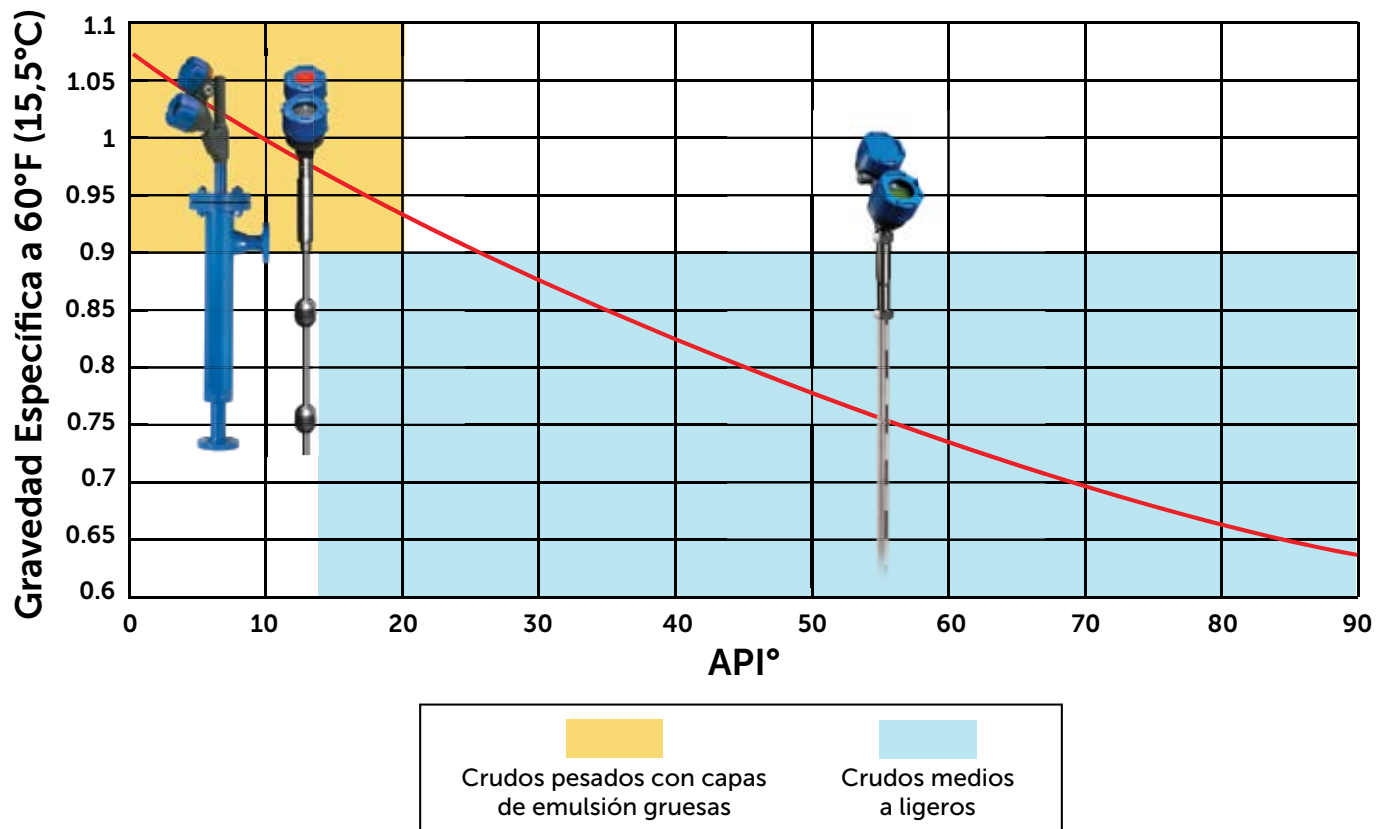


*Figura 4: Transmisor magnetostrictivo de inserción directa midiendo una capa de emulsión*

## Comparación de Tecnologías de Nivel de Interfase *Tabla 1*

Tecnología	Medición	Fortalezas	Debilidades
<b>Radar de Onda Guiada</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Registra capa superior y parte alta de capa de emulsión</li> <li>-Nivel superior de dieléctrico bajo y nivel inferior de dieléctrico alto</li> <li>-Medición de nivel directa, no asumiendo como con otras tecnologías, incluso con fluidos con dieléctricos bajos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-No requiere calibración</li> <li>-No depende de densidad</li> <li>-Detección y diagnóstico de acumulación</li> <li>-Menos mantenimiento (sin partes móviles)</li> <li>-Previene derrames (medición de nivel total)</li> <li>-Familiaridad entre aplicaciones</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Capas de emulsión gruesas y pérdida de energía antes del fondo</li> <li>-Variación en desempeño del fabricante como seguimiento del fondo</li> <li>-Potencial de taponeo en sondas coaxiales</li> </ul>
<b>Desplazador</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Mide la mitad o promedio de capa de emulsión</li> <li>-La fuerza de flotación cambia con la densidad</li> <li>-Capaz de medir interfase con líquido de mayor dieléctrico encima</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Familiaridad histórica entre aplicaciones</li> <li>-Interruptores y transmisores</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Partes móviles que requieren mantenimiento</li> <li>-Depende de la densidad</li> <li>-Sólo nivel de interfase o nivel total y rango puede ser fijo</li> </ul>
<b>Magnetostrictivo</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Equipo basado en flotación diseñado para diferentes niveles, incluyendo nivel total y fondo de emulsión</li> <li>-Capaz de medir interfases con el líquido de mayor dieléctrico en la parte superior</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Configuraciones multi-flotador (SG) para nivel total y capa de emulsión</li> <li>-Para capas de emulsión gruesas o espesor variable</li> <li>-Típicamente no requiere calibración</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Partes en movimiento susceptibles a recubrimiento</li> <li>-Depende de la densidad</li> <li>-Requiere separación mínima debido a dimensiones físicas del flotador</li> </ul>
<b>Capacitancia</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Mide cerca del fondo de la capa de emulsión</li> <li>-La capacitancia cambia entre dieléctricos altos/bajos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Familiaridad histórica para interfase</li> <li>-Menos mantenimiento (sin partes móviles)</li> <li>-Interruptores y transmisores</li> <li>-Precio económico</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Requiere calibración</li> <li>-Variaciones en desempeño por densidad / dieléctrico / viscosidad</li> <li>-Menos usado en muchas aplicaciones</li> <li>-Acumulación/recubrimiento en sonda</li> </ul>
<b>Nuclear (Gamma/Radiométrico)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Radiación nuclear varía en diferentes densidades</li> <li>-Perfil de emulsión</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Perfil inferido de capa de emulsión que incluye capas gruesas</li> <li>-Algunos tipos no tienen contacto con el proceso</li> <li>-Pueden medir arena y espuma en dispositivos con contacto</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Precio elevado con costos adicionales de seguridad, mantenimiento y regulaciones</li> <li>-Acumulación en paredes y variación en densidad puede causar errores</li> <li>-Sin contacto sólo en tanques de diámetro pequeño</li> </ul>
<b>Dispersión Térmica</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Punto de interrupción depende de calibración</li> <li>-Conductividad térmica diferente entre líquidos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Económico</li> <li>-Menor mantenimiento sin partes móviles o taponeos</li> <li>-Posible detección de espuma</li> <li>-Seguimiento de emulsión con salida análoga</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Sólo interruptores</li> <li>-Requiere calibración</li> <li>-Menor familiaridad</li> </ul>

## Comparación de Transmisor por Gr.Esp./API *Figura 5*



*Figura 5: Recomendaciones de Magnetrol con tecnologías basadas en flotación (desplazador y magnetostrictivo) a la izquierda para crudo pesado con capas de emulsión gruesas y Radar de Onda Guiada a la derecha para aceite medio o ligero.*

*Note que estos son lineamientos generales y hay elementos comunes entre tecnologías que pueden variar en la ilustración. Consulte a Magnetrol para utilizar la mejor tecnología en su aplicación.*

## Experiencia de Campo que Optimiza Procesos y Mejora la Operación

En las industrias petroquímica, petróleo & gas, hay numerosas aplicaciones de interfase que pueden producir una capa de emulsión. Se requiere una medición de nivel confiable que ayude a optimizar procesos y mejorar el desempeño. Las siguientes son aplicaciones y casos que muestran retos a los que se enfrentan las tecnologías de nivel y la importancia de su medición.

Se debe recalcar que, sin importar la tecnología, las condiciones óptimas de instalación ayudan a maximizar el desempeño del dispositivo. Por ejemplo, cuando petróleo crudo entra al separador, el tiempo de retención es el factor más importante para obtener el desempeño deseado y con ello, la optimización del proceso. En otras palabras, si el producto entra a un separador, la ubicación óptima de instalación del dispositivo medidor de nivel es alejado de la entrada (cerca del dique) donde la separación del crudo y el agua es más uniforme. Los demulsificadores ayudan con la separación de emulsión, pero pueden reducirse (estimado \$1.5

– 2K USD por tonelada) al trabajar en conjunto con equipo de medición de nivel confiable.

Cuando se maximiza el desempeño del dispositivo, es posible mejorar el control de la capa de emulsión superior. La emulsión superior es un indicador de agua en el aceite. Siendo que la meta principal del separador es retirar el agua del aceite, la medición de nivel puede permitir operación mas cerca o más lejos de la presa para optimizar la eficiencia del separador. Si el equipo funciona como almacenaje de agua, con una ligera capa de aceite encima, el mejor control de interfase proporcionará una representación más exacta de cuánta agua está presente en el tanque. Esto mejora el uso de camiones, pues asegura cargas completas durante extracción de agua hacia los tanques de almacenamiento.

Esta instalación ideal no siempre es posible, pero la ubicación ideal de instrumentos se toma en cuenta durante el diseño del separador. Algo importante a considerar en cualquier aplicación, ya sea interfase o nivel total, es lo que puede ocurrir durante condiciones adversas, arranques o paros.

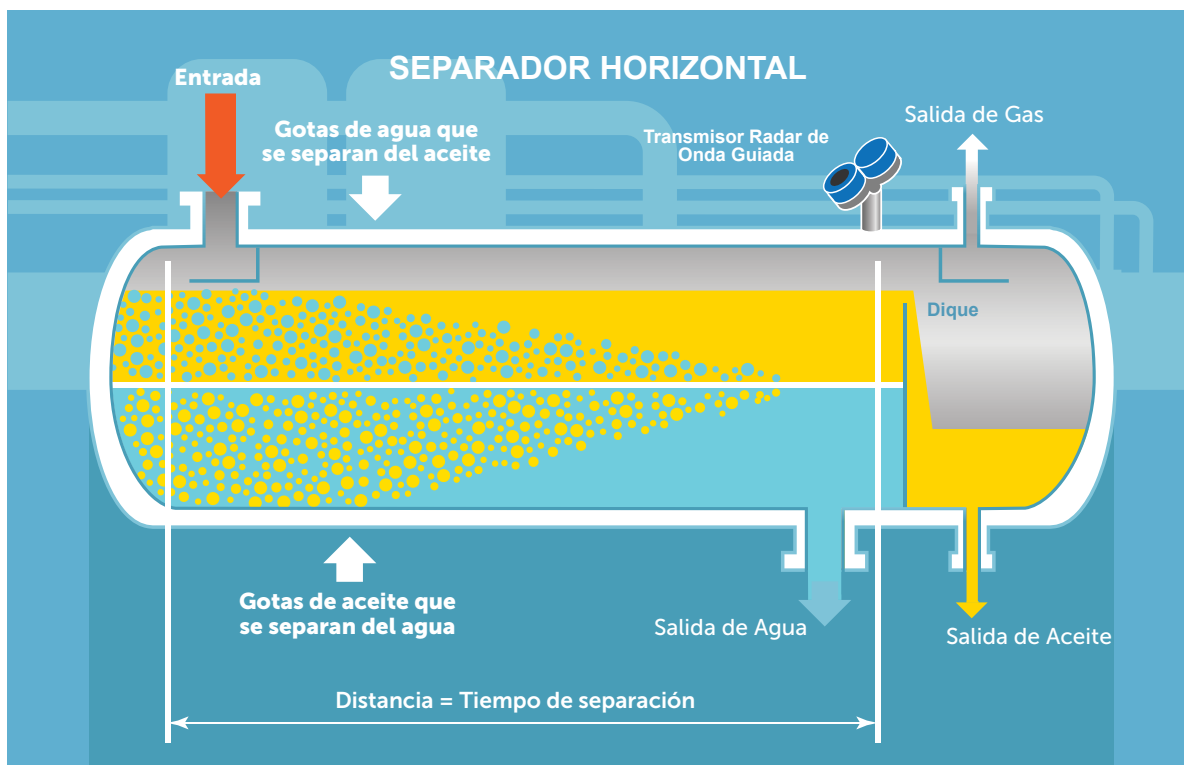


Figura 6: El tiempo de retención permite mejor separación y desempeño de instrumentos. Note la ubicación del transmisor de radar de onda guiada azul.



La mayoría de los equipos trabajarán bien durante operación normal; sin embargo, también se requiere medición confiable en otros casos:

- Cuando sólo existe un líquido (sólo agua o sólo aceite)
- Cuando la cámara está inundada (sólo aceite y agua – no existe fase de gas)
- Petróleo, agua y gas multifase incluyendo prevención de derrame

La primera industria que se menciona hablando de interfase es la de Petróleo & Gas o Exploración y Producción (E&P). Los retos inician en los separadores en pozo y repercuten en el resto del ciclo del hidrocarburo. Además de la separación inicial, una medición de interfase muy influyente de enfoque no convencional que usa fracturas hidráulicas se encuentra en instalaciones de eliminación de agua salada.

Este tipo de retos de interfase existen en patios de tanques y terminales de almacenaje, hasta almacenajes y desalinadores en refinerías, incluso en torres de sofocamiento térmico en

**Es importante considerar lo que puede ocurrir durante condiciones adversas, arranques o paros.**

petroquímicas y recipientes de separación y sedimentación de agua de sofocamiento.

## APLICACIÓN DE INTERFASE CASO DE ESTUDIO #1 Instalación de Eliminación De Agua Salada

### Situación

En una instalación de este tipo, los camiones que transportan agua salada y químicos de desperdicio producto del proceso de fracturación de pozos a una planta de tratamiento donde son almacenados para luego ser pasados por un separador tipo barril donde se separan los crudos del agua y los desechos sólidos. Crudos pesados productos de otras operaciones mas abajo en la cadena son devueltos al separador tipo barril creando una capa dinámica de emulsión. Es imperativo de que el agua salada sea separada del crudo antes de que esta sea inyectada en pozos de deshecho de agua.



*Figura 7: Camión descargando a la batería de almacenaje y separación de agua / crudo*



*Figura 8: Ubicación de pozo de inyección*



## Costo

La separación de crudo-agua en el recipiente de separación o cualquier unidad es crítica. Si el crudo se vierte dentro del pozo de inyección de agua de deshecho puede dañarlo o taparlo, lo que requiere costos extras y tiempo de paro así como aumento en gastos de químicos en el proceso de tratamiento.

## La separación de crudo-agua en el recipiente de separación o cualquier unidad es crítica.

Tener un entendimiento claro del almacenaje diario de líquidos indeseables en la batería de tanques (antes del desecho) comparado con la capacidad de producción permite una mejor administración y uso de recursos, como camiones enviados a sitios remotos con suficiente capacidad. La automatización del pozo se vuelve imperativa con instrumentación que se puede comunicar con los protocolos deseados, sea fácil de instalar y requiera poco voltaje para funcionar.

Además del gasto en eliminar agua salada, el crudo separado representa mayor ganancia para la compañía. Debido a que el pozo de eyección es poroso por naturaleza, cualquier aceite residual en el agua limita su capacidad y el pozo deberá recibir mantenimiento a alto costo.

## Solución

Después del separador tipo barril, la emulsión agua-crudo pasa a una unidad de tratamiento mientras que la capa superior de crudo se envía a otro tanque de almacenaje. El transmisor radar de onda guiada Eclipse® Modelo 706 mide efectivamente el nivel de crudo en el tanque, así como el tope de la emulsión, asegurando que los diferentes productos se envíen a las unidades apropiadas. Esto previene taponeos del pozo de eliminación y reduce los costos de tratamiento. Pueden usarse transmisores radar de onda guiada o dispositivos de radar sin contacto adicionales para mediciones de nivel totales estándar.

## APLICACIÓN DE INTERFASE CASO DE ESTUDIO #2

### Botas de Separación en Refinerías Situación

En refinerías, los recipientes de separación son dispositivos de separación por gravedad comunes en, pero no limitados a, unidades de alquilación, hidrotratadoras, coquizadoras y unidades de amina. En el fondo de estos tanques horizontales se extiende un área donde ocurre interfase entre los hidrocarburos del proceso y líquidos de mayor densidad, como agua residual, ácidos, glicoles y aminas.

En muchas aplicaciones de refinería se encuentra agua residual, donde aproximadamente el 25% de sus aplicaciones de nivel implican algún tipo de interfase. El recipiente de separación es un separador de último paso para prevenir que ciertos líquidos alcancen procesos posteriores.



*Figura 9: Bota de separación en refinería. El radar de onda guiada está instalado en la cámara azul de la derecha.*

## Costo

El resultado de una medición ineficiente de interfase en el recipiente de separación puede ser desde menor productividad y eficiencia del proceso hasta fallas catastróficas de equipos.

Si partículas de agua llegan a otros equipos, sólo causa mantenimiento menor o cierres por limpieza. En cambio, si una parte de agua no se separa e ingresa a columnas de destilación u otras unidades de alta temperatura, el agua se evapora debido a expansión térmica, potencialmente causando vibración excesiva y daño a bandejas u otras partes de la columna de destilación. Esto provoca riesgos de seguridad y pérdida de productividad, pues puede costar \$550K USD por hora al parar una torre; y puede tomar días reiniciarla dependiendo de la severidad del daño.

## El resultado de una medición ineficiente de interfase en el recipiente de separación puede ser desde menor productividad y eficiencia del proceso hasta fallas catastróficas de equipos.

En el ejemplo del ácido fluorídrico (HF) que se expulsa a través del recipiente de separación, si el nivel del ácido HF no se controla y baja por el proceso, corroerá tuberías de acero inoxidable, válvulas e instrumentación.

En la otra salida del recipiente de separación, si los líquidos del proceso de hidrocarburo salen con agua residual, disminuirá la eficiencia de los procesos de tratamiento de agua. Los flujos de agua residual con partículas de hidrocarburo pueden causar problemas, como tapones de filtros.

## Solución

El transmisor ECLIPSE Modelo 706 es una solución ideal para recipientes de separación, acompañado por un indicador magnético de nivel (MLI) para indicación visual. Los visores de vidrio y magnéticos prevalecen en las refinerías para inspección manual y revisiones.

Con el diseño Aurora® de Orion Instruments®, subsidiaria de Magnetrol, los usuarios se benefician de la redundancia de un transmisor de radar de onda guiada y un visor de nivel magnético en una sola cámara externa. Esto puede ser beneficioso en espacios restringidos y tanques pequeños, como en el caso de los recipientes de separación, pues el usuario tiene dos tecnologías usando un solo juego de conexiones al proceso (típicamente un juego de bridas ya existentes).

Si la emulsión es muy gruesa, los usuarios pueden sujetar en la parte externa de la cámara un transmisor magnetostrictivo Jupiter® Modelo JM4 de Orion Instruments, LLC.



Figure 10: Transmisor de radar de onda guiada con visor de nivel magnético

## APLICACIÓN DE INTERFASE CASO DE ESTUDIO #3

### Pérdida de Contención Primaria en Petroquímicas

#### Situación

Una de las empresas petroquímicas y de petróleo & gas más grandes del mundo con oficinas en Europa tenía problemas con la medición multifase que involucraba hidrocarburo con agua y espacio de gas. Empleaban radar de onda guiada, pero el dispositivo existente no producía una señal confiable a lo largo de la longitud de la sonda y la interfase hacía difícil distinguir entre el nivel superior y el agua en el fondo.

**El costo directo de una muerte laboral es de \$1M USD y los costos indirectos son aproximadamente 4 veces más.**

#### Costo

Debido al error producido por el fondo de agua, el radar de onda guiada en servicio era una amenaza de pérdida de contención primaria. Las estrictas prácticas ambientales, de salud y seguridad no permiten este tipo de riesgos a sabiendas del impacto de un derrame en términos de seguridad del personal, limpieza, multas y reputación.

De acuerdo con el “Reporte de Heridas” del Consejo de Seguridad Nacional en la *Revista de Procesos Químicos*, el costo directo de una muerte laboral es de \$1M USD y los costos indirectos son aproximadamente 4 veces más.<sup>2</sup>

#### Solución

En este caso el usuario prefería seguir con radar de onda guiada debido a las muchas aplicaciones que lo usaban a lo largo de su instalación, por lo que dispositivos de diferentes fabricantes se probaban lado a lado.

Se descubrió que el ECLIPSE Modelo 706 era el mejor de su tipo, registrando el nivel hasta la brida de conexión a proceso (arriba del punto 100% de nivel) incluso con fondo de agua presente. El ECLIPSE elimina zonas muertas o puntos ciegos en lo alto de la sonda permitiendo la medición directa y previniendo pérdidas de contención primaria. La fuerza de señal superior también permite medir a través del hidrocarburo para detectar el nivel de agua debajo.

Se determinó que un transmisor ECLIPSE Modelo 706 se podía usar sin importar que la cámara tuviera una fase de gas, estuviera completamente inundada con líquido, tuviera un nivel en la sonda, dos niveles en la sonda o ningún nivel presente.

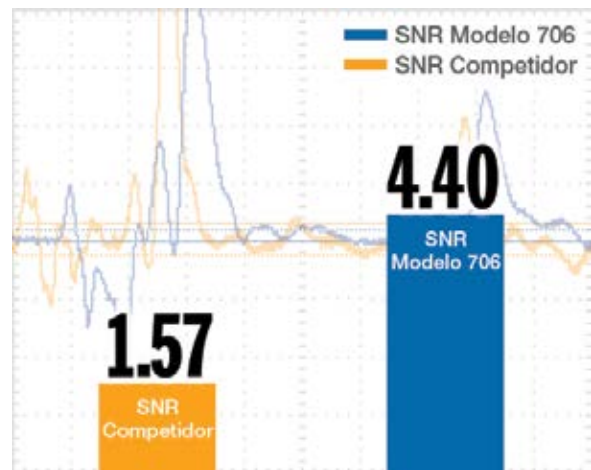


Figura 11: Índice señal a ruido (SNR) del radar de onda guiada

## APLICACIÓN DE INTERFASE CASO DE ESTUDIO #4 Agua & Benceno en Petroquímicas

### Situación

Uno de los mayores productores de poliolefina en Alemania tiene un recipiente con mezcla de benceno y agua. El benceno, un hidrocarburo aromático importante en la gasolina, tiene un dieléctrico muy bajo (baja conductividad) que puede ser problemático para ciertas tecnologías.

En este caso la tecnología de nivel era un transmisor de radar de onda guiada montado en una cámara a un lado del recipiente. La cámara tenía el potencial de llenarse completamente y tenía tendencia de que el transmisor perdiera señal cerca de lo alto de la sonda debido al bajo dieléctrico del benceno.



Figura 12: Benceno y agua

### Costo

Además de un visor de vidrio, el radar de onda guiada era la única tecnología en el recipiente. La señal radar de onda guiada existente se perdía en diferentes momentos del día, incluyendo a mitad de la noche, eliminando la visibilidad remota del proceso y causando preocupaciones de seguridad debido a potencial de derrame. A veces la señal se perdía por horas y el único método de recobrarla era desconectar la fuente de energía y reiniciar el equipo..

Durante estos periodos de señal perdida, se requería enviar un técnico al recipiente, sin importar la hora del día o la noche, para ver físicamente el visor de vidrio.

Esto se repitió en un periodo de 18 meses, pues el fabricante del radar de onda guiada no pudo resolver los problemas relacionados con la diferencia de impedancia, añadiendo sustancialmente al costo total de propiedad del dispositivo.

**Durante estos periodos de señal perdida, se requería enviar un técnico al recipiente, sin importar la hora del día o noche.**

### Solución

Debido al radar de onda guiada fallido, el usuario consideró cambiar a un desplazador debido a la confiabilidad histórica de la tecnología. Sin embargo, se le dió una última oportunidad al radar de onda guiada instalando el ECLIPSE Modelo 706.

El modelo706, empleando una sonda enjaulada especialmente diseñada y sintonizada, se ha desempeñado perfectamente desde su instalación. La sintonización es necesaria para eliminar interferencias en la parte superior de la sonda y permitir así medir 100% del nivel hasta el tope de la sonda inclusive con la cámara totalmente llena de fluido.

Ha eliminado tiempos de mantenimiento y servicio en el recipiente y las inconveniencias de señal perdida. Una prueba soporte de confiabilidad es la documentación de Nivel de Integridad de Seguridad (SIL), como certificados y reportes FMEDA.



## APLICACIÓN DE INTERFASE CASO DE ESTUDIO #5 Sedimentadores de Sofocamiento Térmico en Petroquímicas

### Situación

La alimentación entra en la planta de etileno y pasa a las calderas. Una vez descompuesto empleando un proceso de pirólisis en una variedad de hidrocarburos e hidrogeno, inmediatamente empieza a recombinarse en moléculas mayores. Para prevenir estas reacciones, el vapor descompuesto entra a las torres de sofocamiento térmico para enfriarlo con aceite o agua.

Los hidrocarburos más pesados pasan junto con agua al sedimentador o al tambor separador de agua de sofocamiento. Se crea una interfase en el sedimentador y posiblemente una capa de emulsión si se añade demasiada cáustica.



Figura 13: Torres sofocamiento térmico

### Costo

Es importante controlar la interfase en el sedimentador por múltiples razones:

- Agua que recircula a la torre de sofocamiento térmico. Los hidrocarburos añadidos reducen productividad y causan daños potenciales al equipo.
- Al aumentar la alimentación, se requieren más fluidos refrigerantes que aumentan la importancia de la recirculación de agua.
- La pérdida de control de interfase finalmente reducirá la eficiencia de la torre de sofocamiento térmico y disminuirá su productividad.
- Si la composición del fluido cambia negativamente en la torre de sofocamiento térmico, se produce menos etileno a partir de la materia prima empleada.
- Regular la interfase ayuda a usar menos caustico reduciendo los costos.

**La pérdida de control de interfase finalmente reducirá la eficiencia de la operación de la torre de sofocamiento térmico y disminuirá la productividad.**

### Solución

Dependiendo del espesor de la capa de emulsión, las tecnologías de radar de onda guiada o magnetostrictivas son opciones para mantener un mejor control de la separación de líquidos en el sedimentador. Si la capa de emulsión es pequeña se recomienda emplear un radar de onda guiada; pero si la capa es gruesa puede ser mejor usar magnetostrictivo con un flotador diseñado para seguir el fondo de emulsión.

## El Futuro de la Medición Confiable de Interfase

Estas experiencias de campo presentan soluciones confiables para muchos retos que existen hoy, pero la productividad aún puede mejorarse en aplicaciones con capas de emulsión gruesas y cambiantes. Esto incluye desalinizadores en refinerías y las aplicaciones mencionadas antes, bajo ciertas condiciones.

### Imagine un futuro donde...

- Los equipos requieren mínimo mantenimiento
- La producción se maximiza con menores costos
- No se sacrifican seguridad y tiempo debido a falta de instrumentación confiable

La clave de optimizar la interfase es resolver el factor de emulsión. Ninguna tecnología económica cumple las tres mediciones de nivel: Lo alto del nivel de hidrocarburo (nivel total), mientras mide simultáneamente lo alto de la emulsión (agua en aceite) y lo bajo (aceite en agua). Para el dispositivo de nivel, esto es una aplicación multifase (o trifásica).

Otras tecnologías han intentado solucionar la medición multifásica, pero regularmente esto las hace costosas. Por ejemplo, los medidores de flujo multifásico en crudo & gas se colocan al lado de separadores trifásicos que cuestan alrededor de \$1M USD dependiendo del tamaño, mientras un medidor de flujo multifásico tiene un precio promedio de más de \$250K USD.<sup>3</sup>

La tecnología nuclear puede medir efectivamente la capa de emulsión, pero tiene un costo muy

alto además de regulaciones y costos debido a la radiación. Otra opción en el mercado, adicional al nivel, es un arreglo multi-sonda basado en concentraciones de agua. Este arreglo de sonda es costoso y requiere hasta 4 puntos de instalación (incluyendo uno antes del separador).

Es fácil encontrar problemas, menos fácil es resolverlos. Los éxitos mencionados anteriormente con radar de onda guiada, especialmente en aplicaciones extremadamente complicadas, es lo que ayuda a desarrollar las mejoras en la tecnología. El radar de onda guiada mide interfase en forma efectiva debido al cambio de impedancia que se genera cuando la señal viaja del hidrocarburo hacia la emulsión. Sin embargo, como no se requiere de mucha agua mezclada con el hidrocarburo para hacerlo conductivo, esto resulta la detección de interfase hacia la parte alta de la emulsión sin posibilidad de detectar el fondo de la emulsión pues no hay cambio distinguible de impedancia en esa zona. Es importante resaltar que incluso aplicaciones básicas con una interfase limpia puede resultar problemática para algunos fabricantes de radares de onda guiada que hacen uso de trucos de programación o mediciones inferidas en hidrocarburos con bajos dieléctricos debido a una intensidad inadecuada de la señal de su equipo.

Atacar esta medición multifase está al frente del desarrollo de tecnología pues el nivel de interfase es el medio más efectivo de optimizar proceso de separación y mejorar tiempos en las industrias petroquímica y de petróleo & gas.

#### Referencias:

1. "Reporte de Inteligencia de Mercado," *Revista Control*, Marzo 2017.
2. "Reporte de Heridas del Consejo de Seguridad Nacional," *Revista de Procesos Químicos*, 2017.
- 3 "Módulo E—Mercado Mundial de Medidores de Flujo Multifásicos," *Investigación de Flujo*, Marzo 2012.



OFICINAS CENTRALES CORPORATIVAS

Calle Enterprise 705 • Aurora , Illinois 60504-8149 • Teléfono: 630-969-4000 • [info@magnetrol.com](mailto:info@magnetrol.com)

[magnetrol.com](http://magnetrol.com)