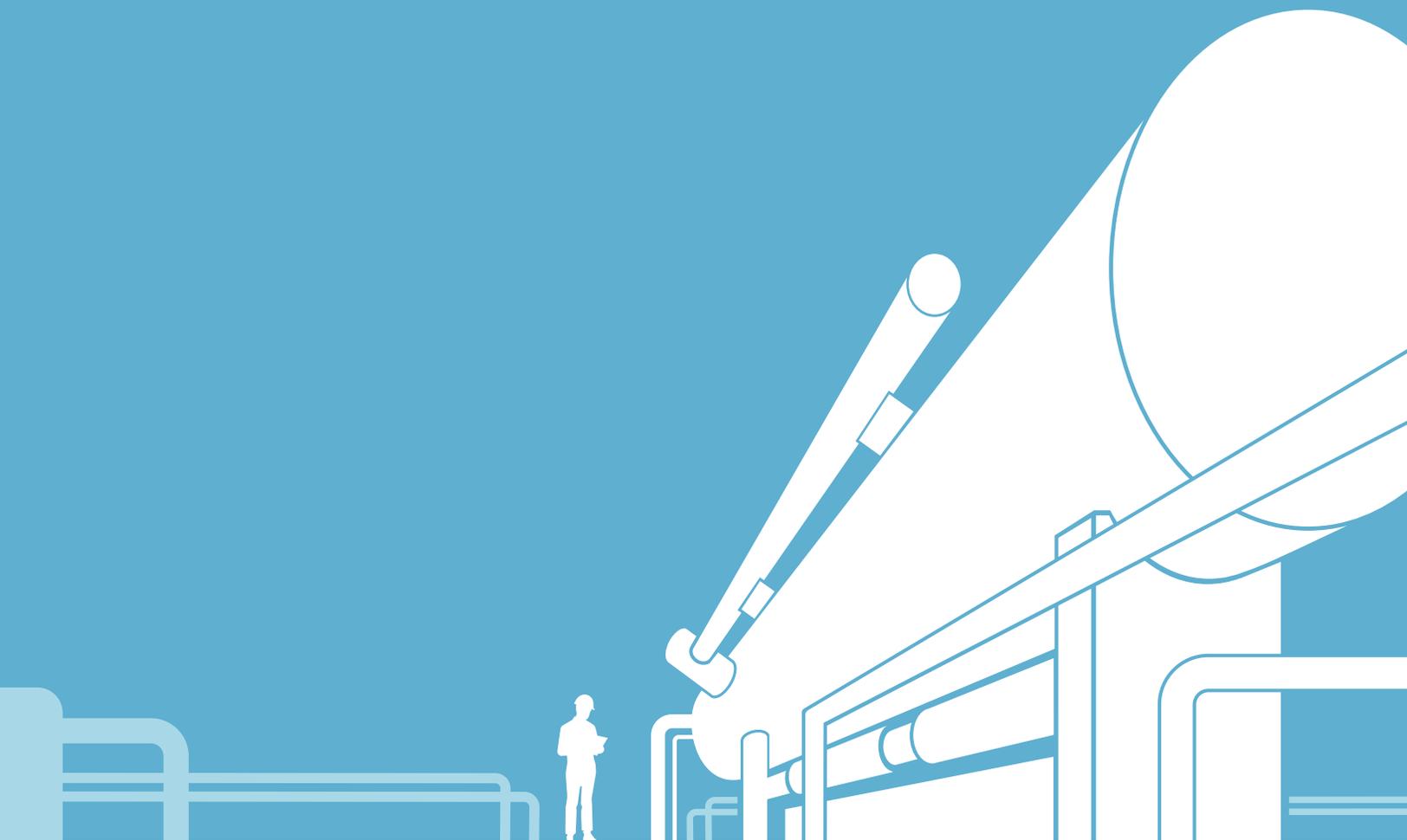


INTERFACE EM CAMPO

Alcançar uma Medição Confiável de Interface para
Otimizar o Processo e Aumentar o Tempo de Atividade



Um White Paper da Série Magnetrol® Level Matters



INTERFACE EM CAMPO

Alcançar uma medição confiável de interface para otimizar o processo e aumentar o tempo de atividade

Objetivo

Existem medições de nível de interface ou multifásicas em todos os fluxos de Petróleo e Gás, bem como Petroquímico. As tecnologias de medição de nível tenham percorrido um longo caminho na medição eficaz de líquidos e sólidos, mas a medição de nível multifásico continua sendo o maior desafio e oportunidade que existe hoje para o qual não há tecnologia perfeita.

No entanto, a experiência mostrou que a otimização do processo e aumento do tempo de atividade ainda podem ser alcançados em muitas aplicações de separadores por meio de tecnologia de nível confiável, a melhor da categoria.

Este artigo revisa os desafios da interface, as tecnologias atuais utilizadas, a experiência de campo em várias aplicações para alcançar a otimização do processo e o aumento do tempo de atividade e o futuro de sua medição confiável.



Figura 1: Vários tipos de separadores a montante

Visão Geral

Este white paper examinará:

- Desafios de Interface (Emulsão)
- Tecnologias de nível atuais utilizadas para medição de interface
- Experiência de campo para otimização de processos e aumento do tempo de atividade
- O futuro da medição de interface confiável

Desafios da Interface (emulsão)

Nas indústrias de Petróleo e Gás e Petroquímica, a necessidade de medição de interface surge sempre que líquidos imiscíveis, aqueles incapazes de misturar, residem no mesmo vaso. O meio mais leve sobe para o topo e o mais pesado se instala no fundo. Na produção de petróleo, por exemplo, água ou vapor são usados para extrair óleo de um poço. Os fluidos do poço são então encaminhados para os separadores de produção, onde se depositam em seus constituintes primários como um hidrocarboneto sobre a interface da água.

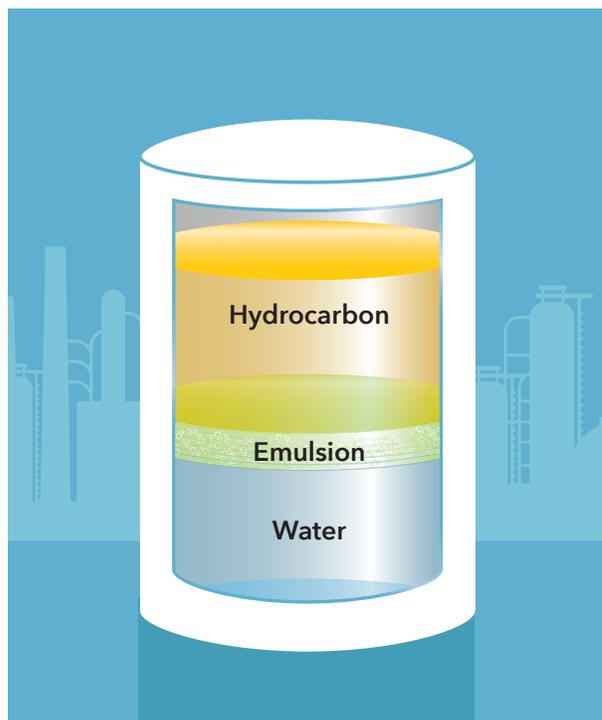


Figura 2: O nível multifásico geralmente inclui o topo de hidrocarboneto, o meio de emulsão (camada de pano) e o fundo de água

As interfaces podem se formar entre líquidos e sólidos, líquido e espuma, e líquido e gás; mas a ênfase aqui será concentrada na interface líquido-líquido (geralmente com um espaço de vapor acima do líquido superior/mais leve). Líquidos imiscíveis encontram-se ao longo de uma camada de interface onde sofrem alguma emulsificação. Essa camada de emulsão (ou camada de “trapo”) pode formar um limite estreito e distinto, mas mais frequentemente é um gradiente mais amplo dos líquidos misturados. Geralmente, quanto mais espessa a camada, maior o desafio de medição.

Embora o monitoramento do nível superior ou total seja fundamental para segurança e prevenção de transbordamento, é necessário conhecer o nível de uma interface para manter a qualidade do produto e eficiência das operações. Se houver água no óleo que não seja separada de forma eficaz (transporte de água), isso pode induzir problemas de processamento, falhas de equipamentos e paradas não planejadas. Se houver óleo na água (extração de óleo), pode haver perda de produção, multas ambientais, penalidades e paralisações forçadas.

De todas as chaves de nível e transmissores disponíveis, apenas alguns são adequados para medição de interface confiável. As principais tecnologias de medição de interface incluem radar de onda guiada (GWR), deslocadores baseados em fluabilidade e magnetostrrição, capacitância de RF, radiação nuclear/gama e dispersão térmica. Idealmente, a tecnologia utilizada para aplicações de interface não precisa diferir de outros instrumentos de nível instalados na instalação para manter a familiaridade com os usuários. Padronizar uma tecnologia ajuda a reduzir o treinamento, instalação e comissionamento, manutenção e tempo de inatividade, com um custo associado.

Tecnologias de Nível Atuais para Medição de Interface

Não existe uma tecnologia perfeita e de tamanho único para aplicativos de interface. Além de considerar a confiabilidade e os preços, a familiaridade é geralmente fundamental na determinação da solução de medição de nível. Isso é particularmente verdadeiro para tecnologias estabelecidas, como pressão diferencial (DP) e produtos de deslocador.

O DP ainda é a tecnologia mais utilizada, como visto no Relatório de Inteligência de Mercado de Controle em março de 2017,¹ onde mais de 40% dos usuários/entrevistados preferem e usam DP em um terço ou mais de suas aplicações de todos os instrumentos, porém não é um preferido para medição de interface. Calibração extensa é necessária juntamente com suposições de que a densidade e o nível total são constantes.

Utilizar essa tecnologia normalmente resulta em uma medição de interface inferida perto do meio da camada de emulsão, em oposição ao nível total e à medição de interface. A variação na espessura da camada de emulsão afeta a densidade e pode induzir imprecisão significativa.

De todas as chaves de nível e transmissores disponíveis, apenas alguns são adequados para medição de interface confiável.

Referenciando o mesmo relatório, a segunda tecnologia mais preferida como porcentagem de todos os instrumentos e aplicativos é o GWR. Mais de 25% dos entrevistados o preferiram em aproximadamente um terço de suas aplicações.

A capacidade de usar GWR para nível total (prevenção de potencial transbordamento) e aplicações de interface aumenta muito a familiaridade do usuário, permitindo que a tecnologia seja aplicada corretamente enquanto diminui o tempo de treinamento e comissionamento. Ele também pode ter limitações para a interface, mas muitas vezes são mitigadas com desemulsificantes ou aumentando a temperatura do processo para auxiliar na separação de óleos mais pesados.

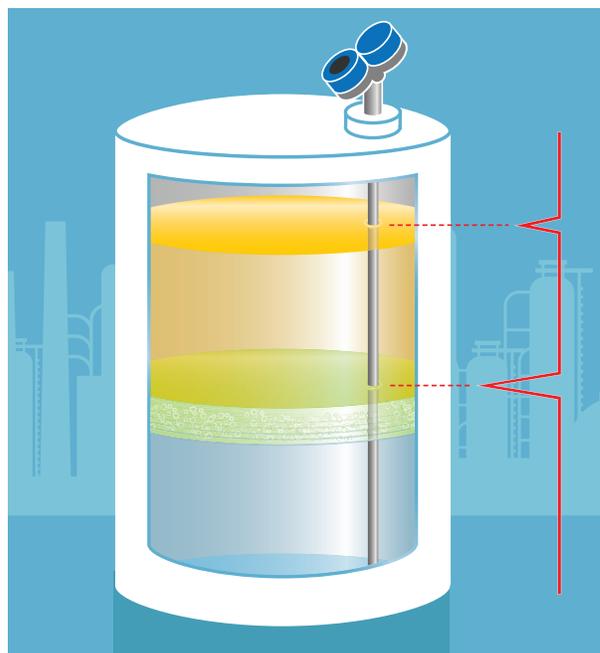


Figura 3: GWR com sonda de reflexão de sinal para baixo

A tecnologia magnetostritiva também é usada para medição de interface. Ela se baseia em princípios de fluabilidade, logo existem desvantagens relacionadas à gravidade específica, mas tem vantagens particularmente em aplicações com camadas de emulsão grandes ou expansíveis. Deve-se levar em consideração o acúmulo de sólidos, como adesão de parafina ou asfalto, devido a peças móveis.

Óleos pesados podem apresentar grandes imprecisões ao revestir sondas ou acumular em flutuadores, o que também pode aumentar os intervalos de manutenção.

Outras tecnologias de interface, como deslocadores (mecânicos) e capacitância de RF, são preferidas por apenas 12,6% e 8,2% dos entrevistados, respectivamente, em um terço de suas aplicações.

Óleos pesados podem apresentar grandes imprecisões ao revestir sondas ou acumular em flutuadores, o que também pode aumentar os intervalos de manutenção. No entanto, há um nível de conforto com essas tecnologias para os setores de Petróleo e Gás em particular.

Para resumir, a Tabela 1 na página seguinte exibe uma visão condensada das principais tecnologias usadas na interface, juntamente com seus pontos fortes e limitações.

Uma figura também está incluída para destacar a importância de abordar a densidade, ou gravidade da API, para consideração da tecnologia. Óleos brutos pesados de alta gravidade específica (baixo API) impactam a camada de emulsão e podem potencialmente aumentar os requisitos de manutenção.

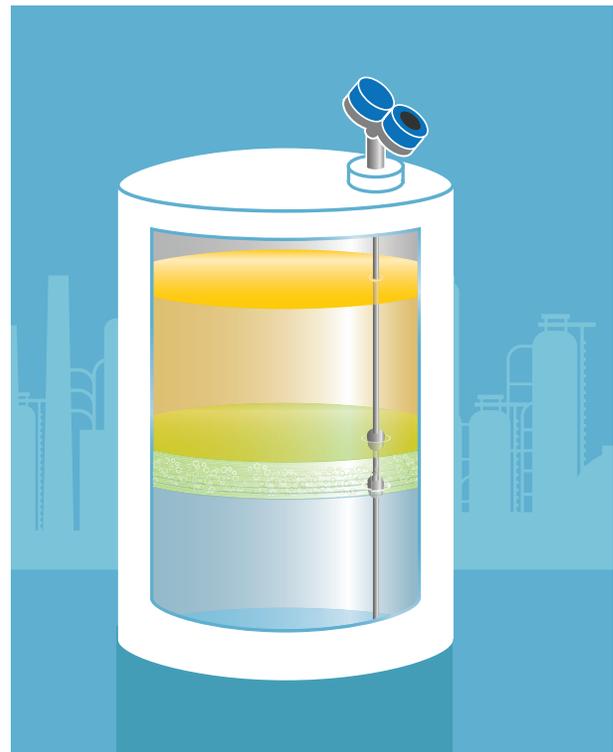


Figura 4: Transmissor magnetostritivo de inserção direta que mede a camada de emulsão

Comparação de Tecnologia de Nível de Interface *Tabela 1*

Tecnologia	Medição	Forças	Limitações
Radar de Onda Guiada	<ul style="list-style-type: none"> -Rastreia o nível superior e próximo ao topo da camada de emulsão -Nível superior dielétrico baixo e nível inferior dielétrico alto -Medição direta de nível, mesmo em dielétricos baixos, versus inferido (alguns GWR e outras tecnologias) 	<ul style="list-style-type: none"> -Sem calibração -Sem dependência de densidade -Detecção e diagnóstico de acúmulo -Menos manutenção (sem partes móveis) -Prevenção de transbordamento (medição do nível total) -Familiaridade em todos os aplicativos 	<ul style="list-style-type: none"> -Camadas espessas de emulsão e energia perdida antes do fundo -Variação de desempenho do fabricante, como as inferindo ou seguindo o fundo -Potencial de conexão para sondas coaxiais
Deslocado	<ul style="list-style-type: none"> - Rastreia próximo ao meio ou à média da camada de emulsão -As forças de flutuabilidade mudam com o tipo de líquido -Capaz de medir interfaces com líquido dielétrico mais alto na parte superior 	<ul style="list-style-type: none"> -Familiaridade histórica entre aplicações -Chaves e transmissores 	<ul style="list-style-type: none"> -Peças móveis para manutenção -SG dependente -Apenas o nível de interface ou nível total e alcance podem ser fixos
Magnetostritivo	<ul style="list-style-type: none"> -Flutuadores à base de flutuabilidade ponderados para diferentes níveis, incluindo o nível total e particularmente o fundo da emulsão -Capaz de medir interfaces com líquido dielétrico mais alto na parte superior 	<ul style="list-style-type: none"> -Configurações multifluantes (SG) para nível total e camada de emulsão -Camadas de emulsão espessas ou crescentes/inchadas -Nenhuma calibração normalmente necessária 	<ul style="list-style-type: none"> -Peças móveis para manter particularmente devido ao revestimento -SG dependente -Separação mínima exigida pelas dimensões físicas do flutuador
Capacitância	<ul style="list-style-type: none"> -Mede próximo ao fundo da camada de emulsão -Mudanças de capacitância entre dielétricos baixo/alto 	<ul style="list-style-type: none"> -Familiaridade histórica para interface -Menos manutenção sem partes móveis -Chaves e transmissores -Ponto de preço econômico 	<ul style="list-style-type: none"> -Calibração necessária -Variação de desempenho SG / dielétrico / viscosidade -Menos uso em outros aplicativos -Acúmulo na sonda / revestimento
Nuclear (Gama/Radiométrico)	<ul style="list-style-type: none"> -Variação da radiação nuclear através de diferentes SGs -Emulsão dos perfis 	<ul style="list-style-type: none"> -Perfil inferido da camada de emulsão incluindo camadas grossas de pano -Alguns tipos são sem contato para processar -Pode perfilar areia e espuma para dispositivos do tipo contato 	<ul style="list-style-type: none"> -Preço inicial caro com custos adicionais de regulação, manutenção e segurança -Acúmulo de parede e variação de SG podem causar erros -Sem contato apenas em menores vasos de diâmetro
Dispersão Térmica	<ul style="list-style-type: none"> -Ponto de comutação dependente da calibração -Diferenças de condutividade térmica entre líquidos 	<ul style="list-style-type: none"> -Econômico -Menos manutenção sem partes móveis ou entupimento -Detecção de espuma possível -Rastreamento de emulsão de saída analógica 	<ul style="list-style-type: none"> -Apenas chaves -Calibração necessária -Menos familiaridade

Comparação do Transmissor por Óleo SG/API *Figura 5*

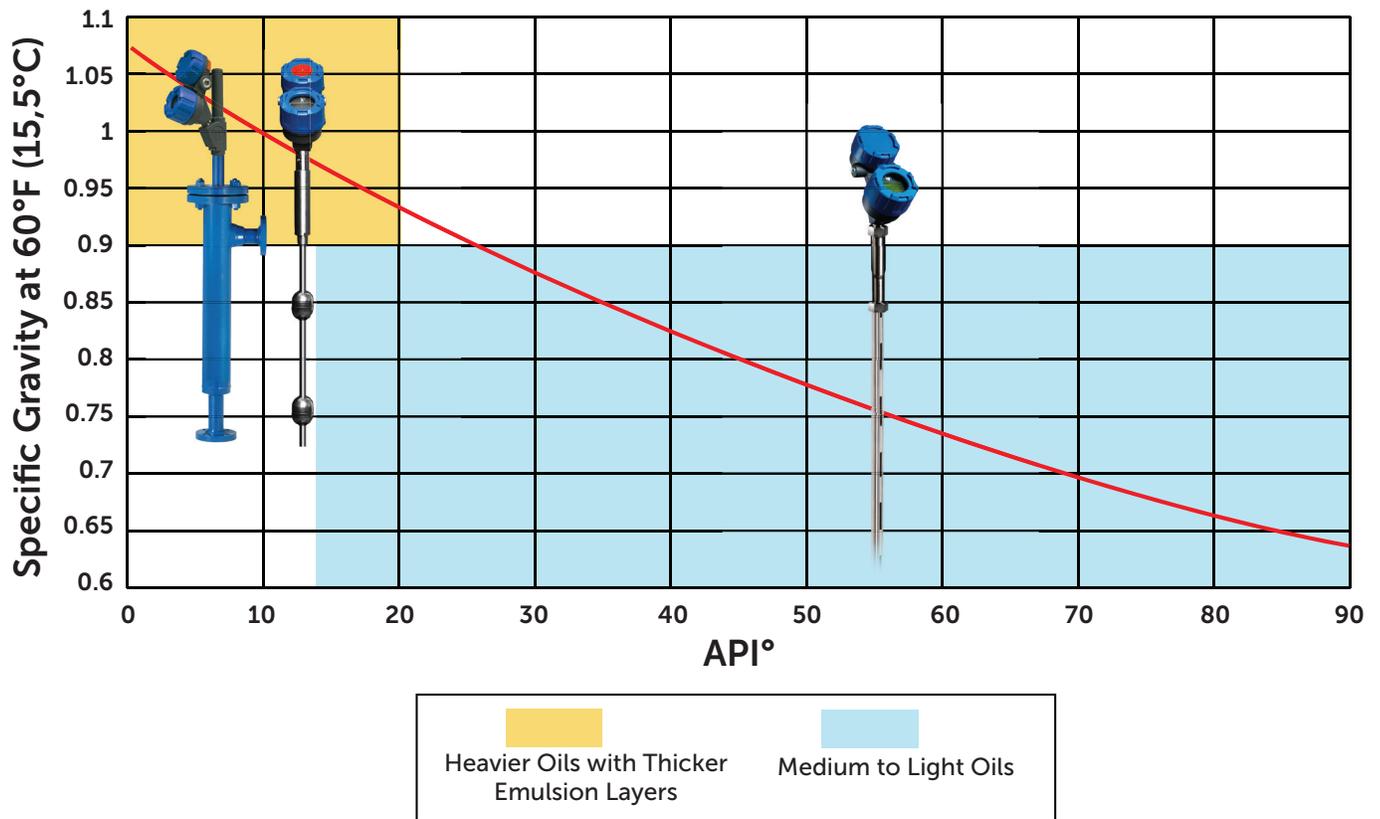


Figura 5: Recomendações do Magnetrol com tecnologias baseadas em flutuabilidade (deslocador e magnetostriativo) à esquerda para óleos mais pesados com camadas de emulsão mais espessas e GWR à direita para óleos médios a leves.

Observe que essas são diretrizes gerais e há sobreposição entre as tecnologias que podem variar desta ilustração. Consulte a Magnetrol para obter a melhor combinação entre tecnologia e aplicação.

Experiência de Campo para Otimização de Processos e Aumento do Tempo de Atividade

Nas indústrias de gás e petroquímica, existem inúmeras aplicações de interface que potencialmente produzem uma camada de emulsão. Ter uma medição de nível confiável ajudará a otimizar os processos enquanto aumenta o tempo de atividade. A seguir estão as aplicações e estudos de caso que destacam os desafios enfrentados pelas tecnologias de nível e a importância dessa medição.

Deve-se notar que, independentemente da tecnologia, as condições ideais de instalação ajudarão a maximizar o desempenho do dispositivo. Por exemplo, quando o petróleo bruto de entrada de poço entra em um separador, o tempo de retenção pode ser o fator mais importante para permitir o desempenho de instrumentação desejado e, portanto, a otimização do processo. Em outras palavras, se a alimentação entrar em um separador horizontal, o local ideal de instalação do dispositivo de medição de nível é mais distante da entrada

(mais próximo da barragem), onde a separação do petróleo e da água se torna mais uniforme. Os desemulsificantes auxiliam na quebra da emulsão, mas podem ser reduzidos (estimado de US\$ 1,5 a US\$ 2 mil por ton.) ao trabalhar em conjunto com a medição confiável do nível da interface.

Quando o desempenho do dispositivo é maximizado, é possível um controle mais rígido do topo da camada de emulsão. O topo da emulsão é um indicador de água presente no óleo. Com o objetivo principal do separador de remover a água do óleo, a medição de nível agora pode permitir a operação mais próxima ou mais distante da barragem para otimizar a eficiência do separador e o tempo de retenção. Se o tipo de separador for principalmente para armazenamento de água, com uma fina camada de óleo na parte superior, o controle de interface mais rígido também fornecerá uma representação mais precisa de quanta água (somente) está presente no recipiente. Isso permite uma melhor utilização do caminhão, garantindo cargas completas durante a extração de água dos navios de armazenamento.

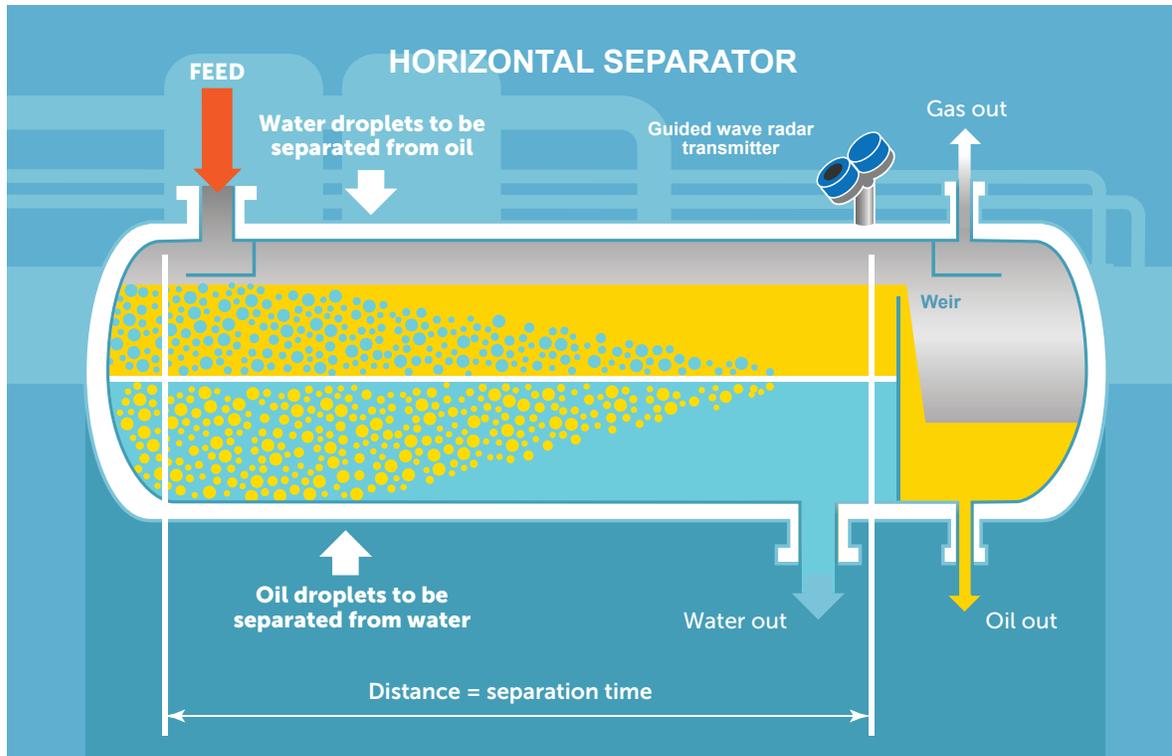


Figura 6: O tempo de retenção permite uma melhor separação e desempenho da instrumentação. Observe o local de instalação do transmissor de radar de onda guiada azul escuro.

Esta instalação ideal pode nem sempre ser possível em um retrofit, mas a localização ideal da instrumentação é levada em consideração durante o projeto do separador.

O que é importante considerar em qualquer aplicação, independentemente de ser interface ou nível total, é o que pode ocorrer durante condições adversas ou inicialização e desligamento.

A maioria dos dispositivos pode funcionar bem na operação normal da interface; no entanto, a medição confiável também é necessária nesses casos de transtorno:

- Quando há apenas um líquido (apenas água ou óleo)
- Quando a câmara estiver inundada (apenas água ou óleo – sem fase gasosa)
- Óleo, água e gás multifásicos, incluindo prevenção de transbordamento

O que é importante considerar em qualquer aplicação é o que pode ocorrer durante condições adversas ou inicialização e desligamento.

A primeira indústria que vem à mente quando se discute interface é o petróleo e gás a montante ou exploração e produção (E&P). Os desafios iniciais começam nos separadores de cabeça de poço e ressoam nas correntes de hidrocarbonetos restantes. Além dessa separação inicial, uma medição de interface cada vez mais influente para peças não convencionais utilizando fraturamento hidráulico está em instalações de descarte de água salgada (SWD).

Esses tipos de desafios de interface existem através de tanques e terminais de armazenamento intermediários, em botas e dessalinizadores a jusante em refinarias e até mesmo em torres de extinção petroquímicas nos decantadores de extinção/tambores de separação de água de extinção.

ESTUDO DE CASO DE APLICAÇÃO DE INTERFACE #1

Instalação de Descarte de Água Salgada (SWD) a Montante

Situação

Em uma instalação SWD, caminhões de fraturamento fornecem água salgada e refluxo de fraturamento do campo, que é alimentado em um poço de descarte por meio de uma estação de tratamento. O efluente descarregado do caminhão vai imediatamente para um separador de cano de pistola (bateria) onde a água e o óleo restante são separados naturalmente. Óleo pesado adicional a jusante na instalação é eventualmente realimentado no separador do cano da arma, criando uma camada de emulsão dinâmica. É imperativo que o óleo seja separado da água salgada antes da injeção no poço de exaustão.



Figura 7: Descarregamento do caminhão na bateria do tanque para armazenamento e separação de água salgada/óleo



Figura 8: Localização do poço de injeção

Custo

A separação óleo-água no separador do cano da pistola e em qualquer unidade a jusante é crítica. Se o óleo for transportado para o poço de descarte, poderá danificar ou entupir, exigindo custos de retrabalho e tempo de inatividade, e aumento em de produtos químicos usados no tratamento.

A separação óleo-água no separador do cano da pistola e em qualquer unidade a jusante é crítica.

Ter compreensão mais clara do armazenamento diário de líquidos “indesejados” na bateria do tanque (descarte pendente) versus capacidade de produção permite melhor gerenciamento e uso de recursos, como caminhões sendo despachados para locais remotos com capacidade suficiente. A automação do poço torna-se imperativa com instrumentação que pode se comunicar por meio dos protocolos desejados, são mais rápidos para comissionar e exigem pouca energia para alternar rapidamente para cima e para baixo.

Além da taxa de descarte de água salgada, o óleo separado representa receita adicional para a empresa. Como o poço de injeção é poroso por natureza, qualquer óleo residual na água salgada limita sua capacidade e, eventualmente, o poço deve ser retrabalhado a um custo significativo.

Solução

Após o separador do cano da arma, a emulsão óleo-água é passada para uma unidade de tratamento enquanto a camada superior de óleo é enviada para um tanque de retenção separado. O transmissor de radar de onda guiada Eclipse® Model 706 (GWR) mede efetivamente o nível de óleo no tanque do cano da arma, bem como o topo da emulsão óleo-água, garantindo que os diferentes produtos sejam encaminhados para as unidades apropriadas. Isso evita o possível entupimento a jusante do poço de descarte e reduz os custos de tratamento químico. Transmissores GWR adicionais ou dispositivos de radar sem contato podem ser utilizados para as medições de nível total padrão.

ESTUDO DE CASO DE APLICAÇÃO DE INTERFACE #2

Botas Separadoras (Refinaria)

Situação

Nas refinarias, “botas” são dispositivos de separação gravitacional comumente encontrados entre, mas não limitados a, unidades de alquilação, hidrotreatamentos, coqueadores e unidades de amina. Estendendo-se do fundo desses vasos horizontais é uma bota onde pode ocorrer a interface entre os hidrocarbonetos do processo e líquidos de densidade mais pesada, como água residual, ácido HF, glicol ou amina.

A água residual está frequentemente presente em muitas aplicações de refinaria, com uma refinaria aproximando que 25% de suas aplicações de nível podem envolver algum tipo de interface. A bota é um separador de última etapa para evitar que líquidos específicos atinjam os processos a jusante.



Figura 9: Bota para separação em refinaria (transmissor GWR instalado na câmara azul à direita)

Custo

O resultado da medição ineficaz da interface de inicialização pode variar de produtividade e eficiência de processo reduzidas a falhas catastróficas em equipamentos a jusante.

Se vestígios de partículas de água chegarem a jusante, isso pode causar apenas uma pequena manutenção ou limpeza ao longo do tempo. Por outro lado, se uma porção de água não for separada e eventualmente entrar em colunas de destilação ou outras unidades de alta temperatura, a água irá rapidamente piscar devido à expansão térmica, potencialmente causando vibração excessiva e danos a bandejas ou outras partes da coluna de destilação. Isso, obviamente, gera grandes preocupações sobre segurança e perda de produtividade, pois pode custar US\$ 550 mil por hora para ter uma torre desmontada; e, pode levar dias para trazer de volta, dependendo da gravidade dos danos.

O resultado da medição ineficaz da interface de inicialização pode variar de produtividade e eficiência de processo reduzidas a falhas catastróficas em equipamentos a jusante.

No exemplo de ácido HF sendo eliminado através da bota, se o nível de ácido HF não for controlado e prosseguir a jusante, ele corroerá a tubulação, válvulas, conexões e instrumentação de aço inoxidável.

Na outra direção da bota, se os líquidos do processo de hidrocarbonetos saírem da bota com água residual, isso diminuirá a eficiência dos processos de tratamento de água. Fluxos de águas residuais que possuem partículas de hidrocarbonetos podem causar problemas a jusante, como entupimento de telas ou filtros.

Solução

O transmissor ECLIPSE Model 706 GWR é uma solução ideal para botas, muitas vezes acompanhada por um indicador de nível magnético (MLI) para indicação visual. Visores e MLIs são predominantes nas refinarias para inspeção manual e inspeção.

Com o design Aurora® da Orion Instruments®, uma empresa da Magnetrol, os usuários podem se beneficiar da redundância de um GWR e MLI através de uma única câmara externa. Isso pode ser benéfico em espaços apertados e vasos menores, como botas, onde um usuário receberá duas tecnologias enquanto utiliza uma única conexão de processo (normalmente um conjunto existente de flanges de acoplamento).

Se a emulsão for muito espessa, os usuários podem prender externamente à câmara um transmissor magnetostritivo Jupiter® Modelo JM4 (também um produto da Orion Instruments).

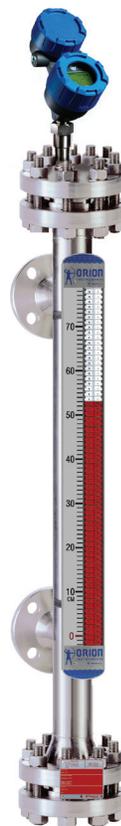


Figura 10: GWR com MLI para redundância

ESTUDO DE CASO DE APLICAÇÃO DE INTERFACE #3

Perda Petroquímica de Contenção Primária (LOPC)

Situação

Uma das maiores empresas de petróleo e gás e petroquímica do mundo com sede na Europa estava tendo problemas com a medição de nível multifásico envolvendo um hidrocarboneto com fundo de água e um espaço de vapor de gás. O GWR estava sendo utilizado, mas o dispositivo existente não produzia um sinal confiável em todo o comprimento da sonda e a interface dificultava a distinção entre o nível superior e o fundo da água.

O custo direto de uma morte relacionada ao trabalho é de US\$ 1 milhão e os custos indiretos são aproximadamente quatro vezes maiores.

Custo

Por causa do erro induzido do fundo da água, o GWR em serviço ameaçou a perda de contenção primária (LOPC). As rigorosas práticas ambientais, de saúde e segurança não permitiram que esse tipo de perigo continuasse conhecendo o impacto do transbordamento em termos de segurança do pessoal, limpeza, multas e reputação.

De acordo com o “Injury Facts” do Conselho Nacional de Segurança via *Chemical Processing Magazine*, o custo direto de uma morte relacionada ao trabalho é de US\$ 1 milhão e os custos indiretos são aproximadamente quatro vezes maiores.²

Solução

Nesse caso, o usuário estava interessado em permanecer com o GWR devido aos muitos aplicativos em toda a instalação que o utilizam atualmente, portanto, dispositivos de diferentes fabricantes foram testados lado a lado.

O Eclipse Model 706 foi considerado o melhor da categoria, rastreando o nível superior até a conexão de processo flangeada do dispositivo (acima de 100% do ponto de nível), mesmo com fundos de água presentes. O Eclipse Model 706 elimina quaisquer zonas mortas ou pontos cegos na parte superior da sonda, permitindo a medição direta e evitando LOPC. A força do sinal superior também permitiu a medição através do hidrocarboneto para detectar o nível de água abaixo.

Foi determinado que um transmissor Eclipse Model 706 GWR pode ser usado independentemente de a câmara ter uma fase gasosa, estar completamente inundada com líquido, ter um nível na sonda, dois níveis na sonda ou nenhum nível presente.

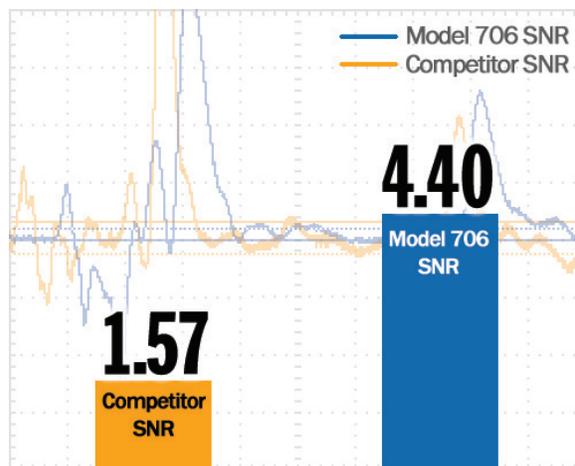


Figura 11: Relação sinal-ruído GWR (SNR)

ESTUDO DE CASO DE APLICAÇÃO DE INTERFACE #4

Água Petroquímica e Benzeno

Situação

Um dos maiores produtores de poliolefinas da Alemanha tem um navio com mistura de benzeno e água. O benzeno, um hidrocarboneto aromático que é um constituinte importante da gasolina, tem um dielétrico muito baixo (baixa condutividade), o que pode ser problemático para certas tecnologias.

A tecnologia de nível neste caso foi um transmissor GWR montado em uma câmara na lateral da embarcação. A câmara tinha o potencial de encher completamente e havia uma tendência do GWR perder sinal perto do topo da sonda devido ao baixo dielétrico de benzeno.



Figura 12: Benzeno e água

Custo

Fora de um visor, o GWR era a única tecnologia de nível na embarcação. O sinal GWR existente estava sendo perdido em diferentes momentos do dia, inclusive no meio da noite, permitindo visibilidade remota zero do processo e causando problemas de segurança devido ao potencial transbordamento. Às vezes, o sinal era perdido por horas e o único método de readquirir o sinal era desconectar a fonte de alimentação e reiniciar.

Durante esses tempos de perda de sinal, era necessário enviar um técnico para a embarcação, não importa a hora do dia ou da noite, para visualizar fisicamente o visor.

Isso ocorreu muitas vezes em um período de 18 meses, pois o fabricante do GWR não conseguiu resolver seus problemas relacionados à incompatibilidade de impedância, aumentando substancialmente o custo total de propriedade do dispositivo.

Durante esses tempos de perda de sinal, era necessário enviar um técnico para a embarcação, independentemente da hora do dia ou da noite.

Solução

Por causa da falha do GWR, este usuário considerou mudar para um deslocador devido à confiabilidade histórica da tecnologia. No entanto, uma última oportunidade foi dada à GWR ao instalar o Eclipse Model 706.

O Modelo 706, com sua ponta de prova de impedância projetada especificamente, tem funcionado perfeitamente. A correspondência de impedância permite a medição de nível além da conexão do processo, ou 100% do ponto de nível, permitindo a prevenção de transbordamento ou medição em câmaras cheias.

Eliminou o tempo de manutenção e serviço na embarcação e os momentos inconvenientes em que o sinal era perdido. A prova de confiabilidade de suporte é fornecida por meio da documentação do Nível de Integridade de Segurança (SIL), como certificados e relatórios FMEDA.

ESTUDO DE CASO DE APLICAÇÃO DE INTERFACE #5

Decantador Petroquímico

Situação

A matéria-prima entra na planta de etileno e passa pelos fornos de etileno (pirólise). Uma vez quebrado em uma variedade de hidrocarbonetos e hidrogênio, ele imediatamente começa a se recombinar em moléculas maiores. Para evitar essas reações, o vapor craqueado passa pelas torres de têmpera para resfriar usando óleo ou água.

Os hidrocarbonetos mais pesados são transportados com a água para o decantador de têmpera ou para o tambor de separação de água para têmpera (QWSD). Uma interface é criada no decantador de extinção e possivelmente uma camada de emulsão se muito cáustico for adicionado.



Figura 13: Torres de extinção

Custo

Manter o controle da interface é importante no decantador de têmpera por vários motivos:

- Recirculação de água de volta para a torre de resfriamento. O transporte de hidrocarbonetos reduz a produtividade e causa a possível incrustação de equipamentos.
- À medida que a matéria-prima é aumentada, mais fluidos de resfriamento são necessários, o que aumenta a importância da recirculação da água.
- A perda de controle de interface acabará por reduzir a eficiência de operação da torre de extinção, levando à redução da produtividade.
- Se a composição do fluido mudar negativamente na torre de extinção, menos etileno é produzido a partir da matéria-prima.
- A interface de regulação também pode ajudar a usar menos soda cáustica, mantendo esses custos baixos.

A perda de controle de interface acabará por reduzir a eficiência da operação da torre de extinção, levando à redução da produtividade.

Solução

Dependendo do tamanho da camada de emulsão, GWR ou tecnologias magnetostritivas são opções para manter um controle mais rígido da separação de líquido no decantador de extinção. Se a camada de emulsão tiver uma janela mais apertada, o GWR é normalmente recomendado, mas se a camada de emulsão for espessa, pode ser melhor utilizar um magnetostritivo com um flutuador projetado para seguir o fundo da emulsão.

O Futuro da Medição de Interface Confiável

Essas experiências de campo apresentam soluções aceitáveis para muitos dos desafios que existem hoje, mas a produtividade ainda precisa ser maximizada em aplicações com camadas de emulsões mais espessas e em constante mudança. Isso inclui dessalinizadores em refinarias e até mesmo as aplicações destacadas acima sob certas condições.

Agora, imagine um futuro onde...

- O equipamento a jusante requer manutenção mínima
- A produção é maximizada com menores custos e menos tempo de inatividade
- Segurança e tempo não são sacrificados devido à falta de confiabilidade do instrumento

A chave para a otimização da interface é resolver o fator de emulsão. Nenhuma tecnologia econômica realiza todas as três medições de nível:

o topo do nível de hidrocarboneto (nível total), enquanto simultaneamente mede o topo da emulsão (água em óleo) e o fundo da emulsão (óleo em água). Para o dispositivo de nível, isso se torna um aplicativo multifásico (ou trifásico).

Outras tecnologias tentaram resolver a medição multifásica, mas muitas vezes foram antieconômicas ao fazê-lo. Por exemplo, medidores de vazão multifásicos em óleo e gás upstream são posicionados contra separadores trifásicos que custam cerca de US\$ 1 milhão dependendo do tamanho, enquanto um medidor de vazão multifásico tem um preço médio de mais de US\$ 250 mil.³

A tecnologia nuclear pode medir efetivamente a camada de emulsão, mas isso tem um preço de compra semelhante, juntamente com regulamentos e custos adicionais baseados em radiação. Outra opção no mercado, fora do nível, é um array multi-sonda baseado em concentrações percentuais de água. Este conjunto de sondas é caro e requer até quatro pontos de instalação (incluindo um a montante do separador).

É fácil encontrar problemas, menos simples resolvê-los. O sucesso acima mencionado com o GWR, especificamente para aplicações extremamente desafiadoras, pode levar a futuras melhorias na tecnologia. O GWR mede efetivamente a interface devido às mudanças de impedância criadas à medida que o sinal passa pelo nível de hidrocarbonetos na emulsão. No entanto, como não é necessária uma grande quantidade de água dentro de um hidrocarboneto para torná-lo condutivo, isso resulta em uma medição de interface apenas perto do topo da emulsão, sem detecção do fundo da emulsão, pois não há mudança distinta de impedância através da camada. É importante afirmar que mesmo aplicativos básicos com uma interface bastante limpa podem ser problemáticos para alguns fabricantes de GWR que dependem de truques de software ou medições inferidas em hidrocarbonetos dielétricos baixos (devido à intensidade do sinal inadequada).

Lidar com essa medição multifásica está na vanguarda do desenvolvimento de tecnologia, pois o nível de interface é o meio mais eficaz de otimizar os processos do separador e aumentar o tempo de atividade nas indústrias de petróleo e gás e petroquímica.

Referências:

1. "Market Intelligence Report," *Control Magazine*, Março 2017.
2. "National Safety Council's Injury Facts," *Chemical Processing Magazine*, 2017.
- 3 "Module E—The World Market for Multiphase Flowmeters," *Flow Research*, Março 2012.



Rua Sebastiana Nunes, 85 • Votorantim, São Paulo - 18112-575 •

vendas@alutal.com.br • 15 3033-8008

alutal.com.br