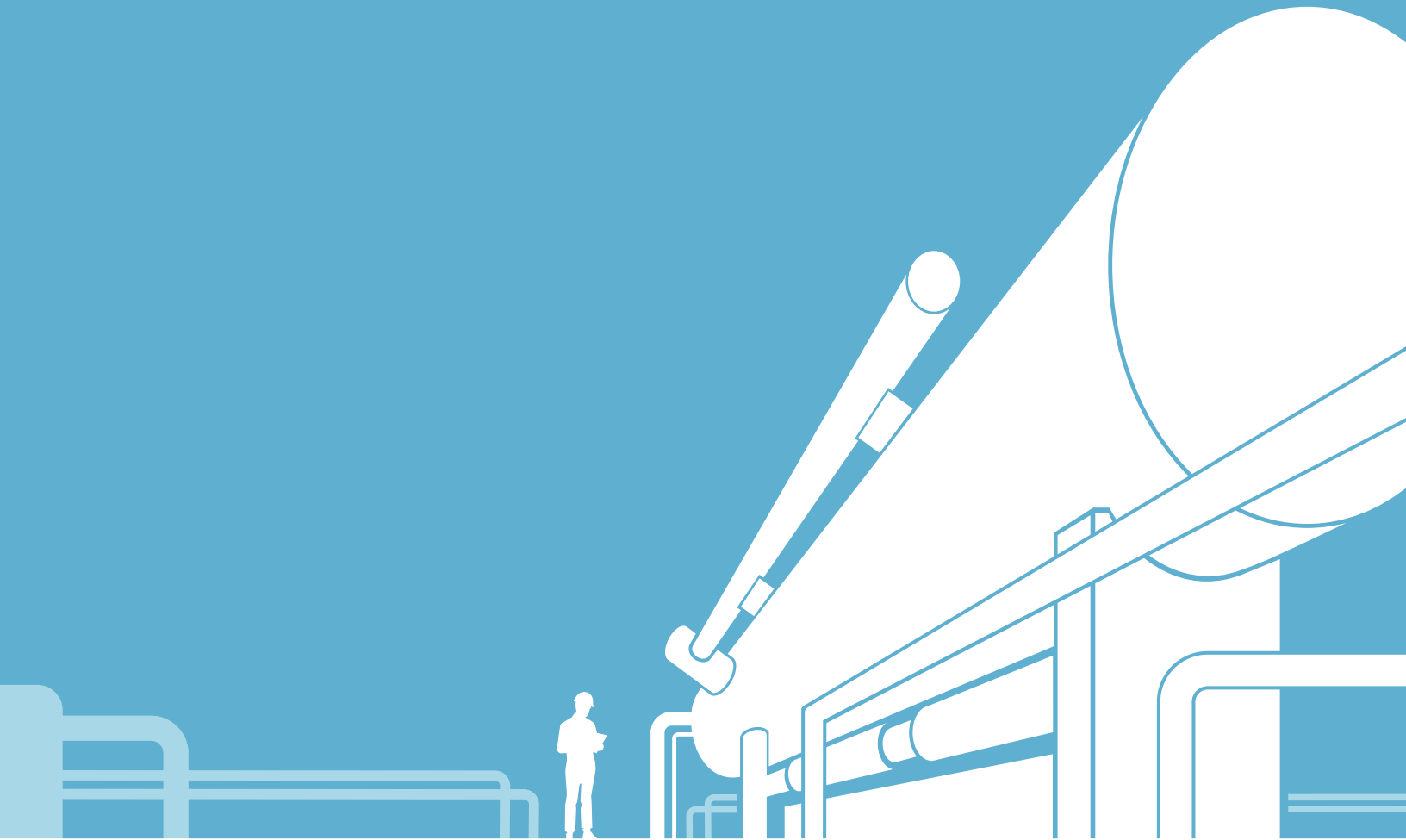


INTERFACCIA IN CAMPO

Eseguire misurazioni d'interfaccia affidabili
per ottimizzare il processo e aumentare la produttività



Un white paper di Magnetrol® della serie **Level Matters**



INTERFACCIA IN CAMPO

Eseguire misurazioni d'interfaccia affidabili per ottimizzare il processo e aumentare la produttività

Scopo

Le misure di livello multifase o d'interfaccia sono necessarie sia nel settore petrolifero e dei gas naturali che in quello della petrolchimica. Sebbene siano stati fatti grandi progressi nelle tecnologie di misurazione di livello sia per liquidi che per solidi, le misurazioni di livello multifase continuano a rappresentare la sfida più grande ed insieme l'opportunità migliore che esista oggi, per le quali non esiste una tecnologia perfetta.

Tuttavia, l'esperienza ha mostrato che è ancora possibile ottimizzare il processo e aumentare la produttività in molte applicazioni di separazione tramite affidabili tecnologie avanzate di misurazione del livello.

Nel presente white paper si esamineranno i problemi delle misurazioni d'interfaccia, le attuali tecnologie impiegate per eseguirle, l'esperienza acquisita sul campo in varie applicazioni che consente di ottimizzare il processo e aumentare la produttività, e il futuro della misurazione d'interfaccia affidabile.



Figura 1. Vari tipi di separatori a monte

Panoramica

Il presente white paper esamina:

- I problemi delle misurazioni d'interfaccia (emulsione)
- Le attuali tecnologie di controllo del livello impiegate per le misurazioni d'interfaccia
- L'esperienza acquisita sul campo che consente di ottimizzare il processo e aumentare la produttività
- Il futuro della misurazione d'interfaccia affidabile

I problemi delle misurazioni d'interfaccia (emulsione)

Sia nel settore petrolifero e dei gas naturali che in quello della petrolchimica, esiste la necessità di eseguire misurazioni d'interfaccia ogni volta che nello stesso serbatoio sono presenti liquidi immiscibili. Il liquido meno denso sale alla superficie, mentre quello più denso scende al fondo. Per esempio, nel settore petrolifero, si utilizza acqua o vapore per estrarre il petrolio da un pozzo. I fluidi estratti dal pozzo vengono quindi inviati ai separatori, dove si dividono nei loro costituenti primari sotto forma di idrocarburi sopra un'interfaccia d'acqua.

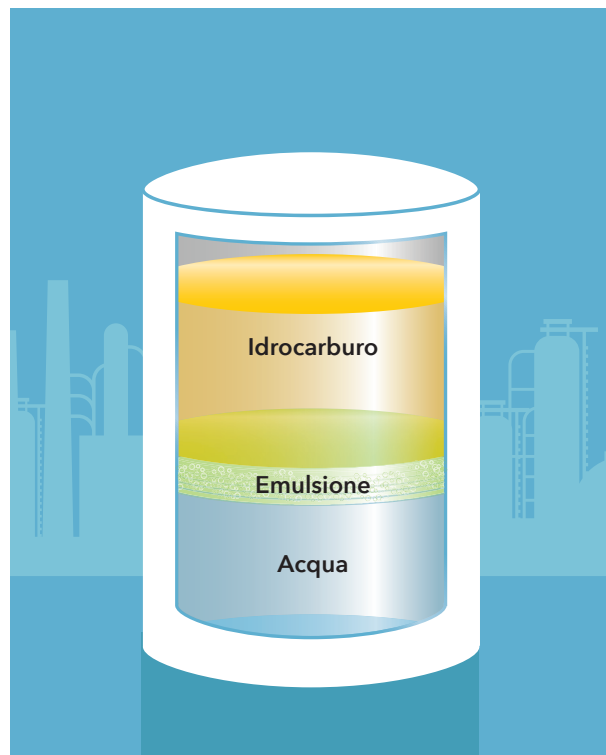


Figura 2. Un livello multifase spesso include un idrocarburo come strato superiore, uno strato intermedio di emulsione e uno strato inferiore d'acqua

Possono formarsi interfacce tra liquidi e solidi, un liquido e schiuma, e un liquido e un gas; ma in questo documento viene prestata particolare attenzione all'interfaccia liquido-liquido (spesso con uno spazio per il vapore sopra il liquido meno denso presente come strato superiore). I liquidi immiscibili vanno a contatto fra di loro lungo uno strato d'interfaccia dove subiscono, in una certa misura, un'emulsione. Questo strato di emulsione può formare un limite distinto, di ridotto spessore, ma più spesso appare come un gradiente più ampio dei liquidi miscelatisi. In genere, quanto più spesso è lo strato di emulsione, tanto maggiore è il problema della misurazione.

Sebbene il controllo del livello superiore, ovvero quello totale, sia cruciale ai fini della sicurezza e della prevenzione di condizioni di troppo pieno, conoscere il livello di un'interfaccia è necessario per assicurare la qualità del prodotto e l'efficienza delle operazioni. Se nel petrolio è presente acqua che non viene separata efficacemente (carryover), ne possono derivare problemi di trattamento, guasti alle apparecchiature e arresti imprevisti. Nel caso sia presente petrolio nell'acqua, ne possono derivare perdite di produzione, sanzioni per inquinamento ambientale e di altra natura, e arresti forzati.

Solo una piccola percentuale di tutti i livellostati e trasmettitori disponibili è adatta per misurazioni d'interfaccia affidabili. Le principali tecnologie di misurazione d'interfaccia sono quelle che impiegano radar a onda guidata (GWR), dislocatori e trasmettitori magnetostrittivi basati sulla spinta idrostatica, capacità RF, radiazioni nucleari/gamma e la dispersione termica. Teoricamente, la tecnologia utilizzata per applicazioni di interfaccia non deve presentare caratteristiche molto diverse dagli altri strumenti di controllo del livello installati nell'impianto, affinché l'utente abbia sempre familiarità. La standardizzazione di una tecnologia contribuisce a ridurre le necessità di formazione, i problemi d'installazione e messa in funzione, la manutenzione e i tempi di fermo. Naturalmente a tutti questi fattori sono associati dei costi.

Le attuali tecnologie di controllo del livello impiegate per le misurazioni d'interfaccia

Per applicazioni di interfaccia non esiste una tecnologia perfetta, universale. Oltre alle considerazioni sull'affidabilità e sui prezzi, la familiarità spesso svolge un ruolo essenziale nel determinare la soluzione adatta di misurazione del livello, e ciò è particolarmente vero per tecnologie affermate, come quelle degli strumenti a pressione differenziale e basati su dislocatore.

Quella degli strumenti a pressione differenziale rimane la tecnologia di misurazione del livello più diffusa, come mostra, in *Control*, l'articolo Market Intelligence Report del mese di marzo 2017¹, in cui oltre il 40% degli utenti di strumentazione o degli intervistati afferma di preferire e usare gli strumenti a pressione differenziale in circa un terzo o più delle loro applicazioni fra tutti gli strumenti disponibili. Tuttavia, la tecnologia degli strumenti a pressione differenziale non è quella preferita per le misurazioni d'interfaccia, perché richiede una taratura complessa oltre a presupporre che la densità e il livello totale siano costanti.

L'utilizzo di questa tecnologia in genere fornisce una misurazione d'interfaccia calcolata vicino al centro dello strato di emulsione anziché due misurazioni, una d'interfaccia e una del livello totale. La variazione di spessore dello strato di emulsione influisce sulla densità e quindi può comportare un'imprecisione notevole.

Solo una piccola percentuale di tutti i livellostati e trasmettitori disponibili è adatta per misurazioni d'interfaccia affidabili.

Con riferimento all'articolo di *Control* già menzionato, la seconda tecnologia in ordine di preferenza, come percentuale di tutti gli strumenti e le applicazioni, è quella GWR, preferita da oltre il 25% degli intervistati in circa un terzo delle loro applicazioni.

La possibilità di usare la tecnologia GWR per misurazioni del livello totale (prevenzione di condizioni di troppo pieno) e d'interfaccia aumenta significativamente la dimestichezza dell'utente con la tecnologia stessa, consentendone la corretta applicazione, mentre si riducono le necessità di formazione e il tempo di messa in funzione. Anche la tecnologia GWR può presentare limitazioni per l'interfaccia che però spesso sono mitigabili con demulsionanti o aumentando la temperatura del processo per facilitare la separazione degli oli più densi.

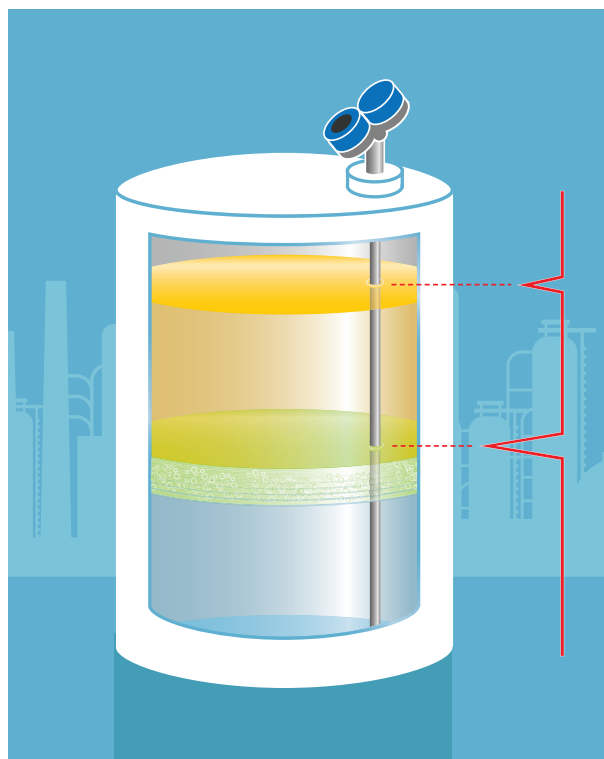


Figura 3. Strumento GWR con segnale riflesso lungo la sonda

Per le misurazioni d'interfaccia si impiega anche la tecnologia basata sulla magnetostrizione. Il principio sottostante è quello della spinta idrostatica, per cui esistono svantaggi correlati al peso specifico, ma vi sono anche vantaggi, particolarmente in applicazioni con strati di emulsione spessi o che aumentano di spessore. Occorre tenere presente l'accumulo di solidi, come l'adesione di asfaltene o di paraffina a causa di parti mobili.

Gli oli densi possono presentare imprecisioni notevoli quando si addensano su sonde o si accumulano su galleggianti, il che può anche aumentare la frequenza degli intervalli di manutenzione.

Altre tecnologie per le misurazioni d'interfaccia, come quella dei dislocatori (meccanici) e della capacità RF, sono preferite solo, rispettivamente, dal 12,6% e dall'8,2% degli intervistati in un terzo delle loro applicazioni.

Gli oli densi possono presentare imprecisioni notevoli quando si addensano su sonde o si accumulano su galleggianti, il che può anche aumentare la frequenza degli intervalli di manutenzione. Tuttavia, esiste un livello di "comodità" con queste tecnologie, particolarmente nel settore petrolifero e dei gas naturali.

La Tabella 1 alla pagina seguente riepiloga le tecnologie principali impiegate per misurazioni d'interfaccia, insieme con i loro punti di forza e limitazioni.

Segue la tabella una figura che evidenzia l'importanza di far fronte al problema della densità, ovvero del grado API, quando si considerano queste tecnologie. I greggi molto densi, quindi con elevato peso specifico (basso valore del grado API) influiscono in modo notevole sullo strato di emulsione e possono rendere più complessi i requisiti di manutenzione.

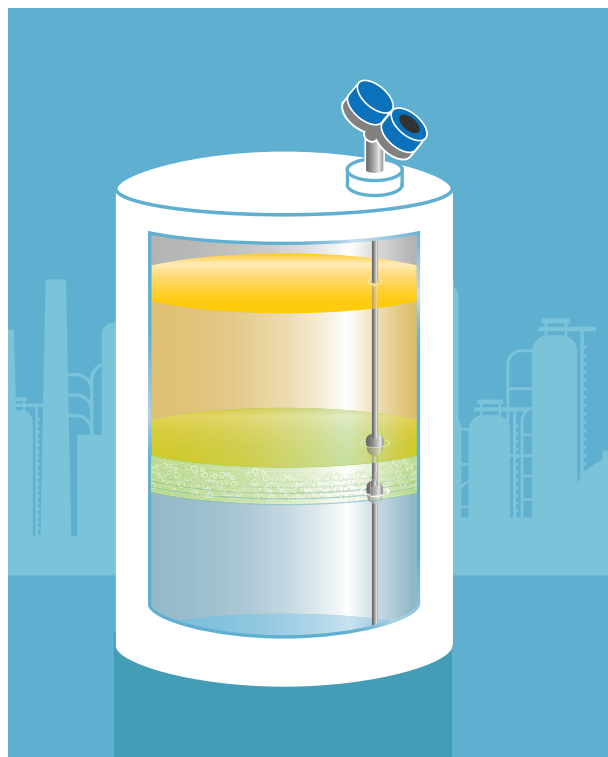


Figura 4. Trasmettitore magnetostrittivo a inserimento diretto per la misurazione dello strato di emulsione

Confronto fra le tecnologie di controllo del livello d'interfaccia *Tabella 1*

Tecnologia	Misurazione	Punti di forza	Limitazioni
Radar a onda guidata	<ul style="list-style-type: none"> - Controllo del livello superiore e di quello prossimo alla parte superiore dello strato di emulsione - Controllo del livello superiore per bassa costante dielettrica e di quello inferiore per alta costante dielettrica - Misurazione diretta del livello, anche in liquidi a bassa costante dielettrica, rispetto a una misurazione inferita (alcuni strumenti GWR e altre tecnologie) 	<ul style="list-style-type: none"> - Nessuna taratura necessaria - Indipendente dalla densità - Rilevamento dei depositi e diagnostica - Manutenzione ridotta (nessuna parte mobile) - Prevenzione di condizioni di troppo pieno (misurazione del livello totale) - Familiarità con un'ampia gamma di applicazioni 	<ul style="list-style-type: none"> - Strati di emulsione spessi e perdita di energia prima di raggiungere il fondo - Variazioni nelle prestazioni dichiarate dal produttore come quelle dovute a inferenze o al fondo - Rischio di intasamento per sonde coassiali
Dislocatore	<ul style="list-style-type: none"> - Controllo del livello vicino allo strato di emulsione centrale o medio - Variazione della spinta idrostatica in funzione del tipo di liquido - Possibilità di misurazioni d'interfaccia con un liquido a costante dielettrica maggiore al livello superiore 	<ul style="list-style-type: none"> - Familiarità acquisita da lungo tempo con un'ampia gamma di applicazioni - Livellostati e trasmettitori 	<ul style="list-style-type: none"> - Necessità di manutenzione di parti mobili - Dipendente dal peso specifico - È possibile fissare solo il livello d'interfaccia o il livello totale e l'intervallo
Magnetostrizione	<ul style="list-style-type: none"> - Galleggianti basati sulla spinta idrostatica con pesi diversi in funzione dei livelli, compresi il livello totale e in particolare il fondo dell'emulsione - Possibilità di misurazioni d'interfaccia con un liquido a costante dielettrica maggiore al livello superiore 	<ul style="list-style-type: none"> - Configurazioni multigalleggiante (peso specifico) per il livello totale e lo strato di emulsione - Strati di emulsione spessi o che aumentano di spessore - In genere non è necessaria alcuna taratura 	<ul style="list-style-type: none"> - Necessità di manutenzione di parti mobili particolarmente dovuta ai depositi - Dipendente dal peso specifico - Separazione minima necessaria in base alle dimensioni del galleggiante
Capacità	<ul style="list-style-type: none"> - Misurazioni eseguibili al fondo dello strato di emulsione - Variazione della capacità in funzione della costante dielettrica bassa o alta 	<ul style="list-style-type: none"> - Familiarità acquisita da lungo tempo per l'interfaccia - Manutenzione ridotta data l'assenza di parti mobili - Livellostati e trasmettitori - Prezzo accessibile 	<ul style="list-style-type: none"> - Taratura necessaria - Variazione delle prestazioni in funzione del peso specifico, della costante dielettrica e della viscosità - Utilizzo ridotto in altre applicazioni - Formazione di depositi sulla sonda/accumuli
Nucleare (gamma/radiometrica)	<ul style="list-style-type: none"> - Variazione della radiazione nucleare in funzione del peso specifico - Determinazione del profilo dell'emulsione 	<ul style="list-style-type: none"> - Viene inferito il profilo dello strato di emulsione anche se lo strato è spesso - Alcuni tipi sono ad assenza di contatto con il liquido del processo - Possibilità di determinare il profilo di sabbia e di schiuma per dispositivi a contatto 	<ul style="list-style-type: none"> - Elevato costo di acquisto con ulteriori costi per la sicurezza, la manutenzione e la conformità alle norme - Depositi sulle pareti e variazioni del peso specifico possono causare errori - Ad assenza di contatto solo su serbatoi di piccolo diametro
Dispersione termica	<ul style="list-style-type: none"> - Il punto di commutazione dipende dalla taratura - Differenza di conducibilità termica fra liquidi 	<ul style="list-style-type: none"> - Costo contenuto - Manutenzione ridotta data l'assenza di parti mobili o di intasamenti - È possibile rilevare schiuma - Controllo dell'emulsione con uscita analogica 	<ul style="list-style-type: none"> - Solo livellostati - Taratura necessaria - Minore familiarità

Confronto fra trasmettitori in funzione del peso specifico/grado API del petrolio *Figura 5*

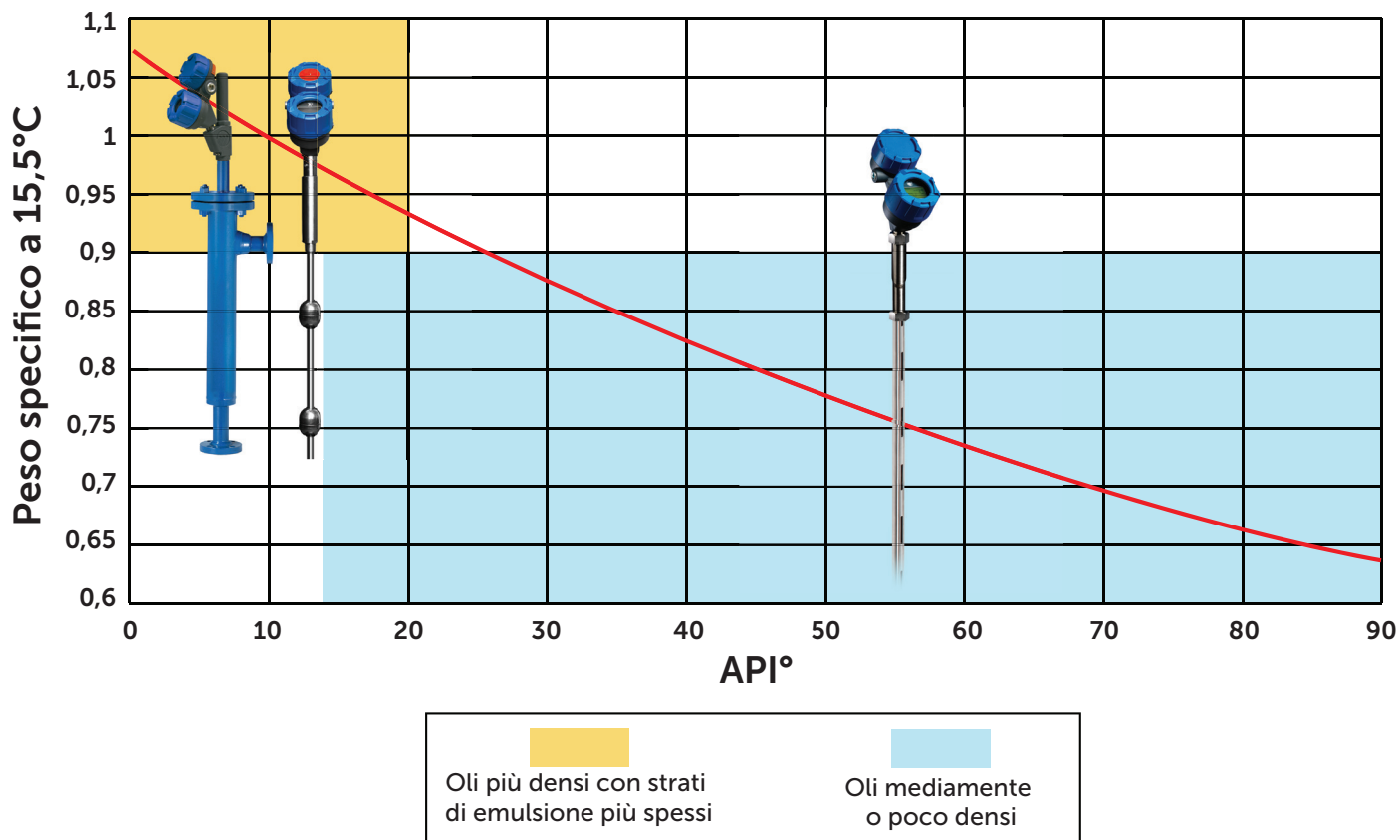


Figura 5. Raccomandazioni di Magnetrol: tecnologie basate sulla spinta idrostatica (dislocatore e magnetostrizione) a sinistra per oli più densi con strati di emulsione più spessi e sul GWR a destra per oli mediamente o poco densi.

Tenere presente che si tratta di indicazioni generali e che esistono sovrapposizioni fra tecnologie che possono variare rispetto alla figura. Consultarsi con Magnetrol per scegliere la tecnologia più adatta all'applicazione.

L'esperienza acquisita sul campo che consente di ottimizzare il processo e aumentare la produttività

Sia nel settore petrolifero e dei gas naturali che in quello della petrolchimica, esistono numerose applicazioni di interfaccia che possono produrre uno strato di emulsione. Essere in grado di eseguire un'affidabile misurazione del livello faciliterà l'ottimizzazione del processo, al tempo stesso aumentando la produttività. Le applicazioni e i casi di studio illustrati di seguito evidenziano i problemi a cui devono far fronte le tecnologie di controllo del livello e l'importanza di tale misurazione.

Va tenuto presente che indipendentemente dalla tecnologia, condizioni d'installazione ottimali contribuiranno a massimizzare le prestazioni del dispositivo. Per esempio, quando olio greggio proveniente da un pozzo entra in un separatore, il tempo di gestione può essere il fattore più importante ai fini delle prestazioni desiderate della strumentazione e quindi dell'ottimizzazione del processo. Ossia, se il fluido entra in un separatore orizzontale, il punto d'installazione ottimale del dispositivo di misurazione del livello è più lontano

dall'ingresso (più vicino allo stramazzo), dove la separazione dell'olio greggio dall'acqua diventa più uniforme. I demulsionanti facilitano la "rottura" dell'emulsione ma il costo può essere ridotto (si stima di 1.300-1.800 € a tonnellata) utilizzando congiuntamente un'affidabile misurazione del livello d'interfaccia.

Quando le prestazioni del dispositivo sono massimizzate, è possibile un controllo più accurato della parte superiore dello strato di emulsione, la quale indica la presenza di acqua nel petrolio. Quando l'obiettivo principale dell'uso del separatore è la rimozione dell'acqua dal petrolio, la misurazione del livello può consentire l'operazione più vicino allo stramazzo, o più lontano, per ottimizzare l'efficienza del separatore stesso e il tempo di gestione. Se il tipo di separatore utilizzato serve principalmente per la conservazione dell'acqua, con uno strato sottile di petrolio sulla parte superiore, un controllo più accurato dell'interfaccia assicurerà anche una rappresentazione più precisa della quantità di acqua (soltanto) presente nel serbatoio. Ciò consente un utilizzo migliore dell'autocisterna, garantendo che sia riempita al massimo quando si estrae l'acqua dai serbatoi di conservazione.

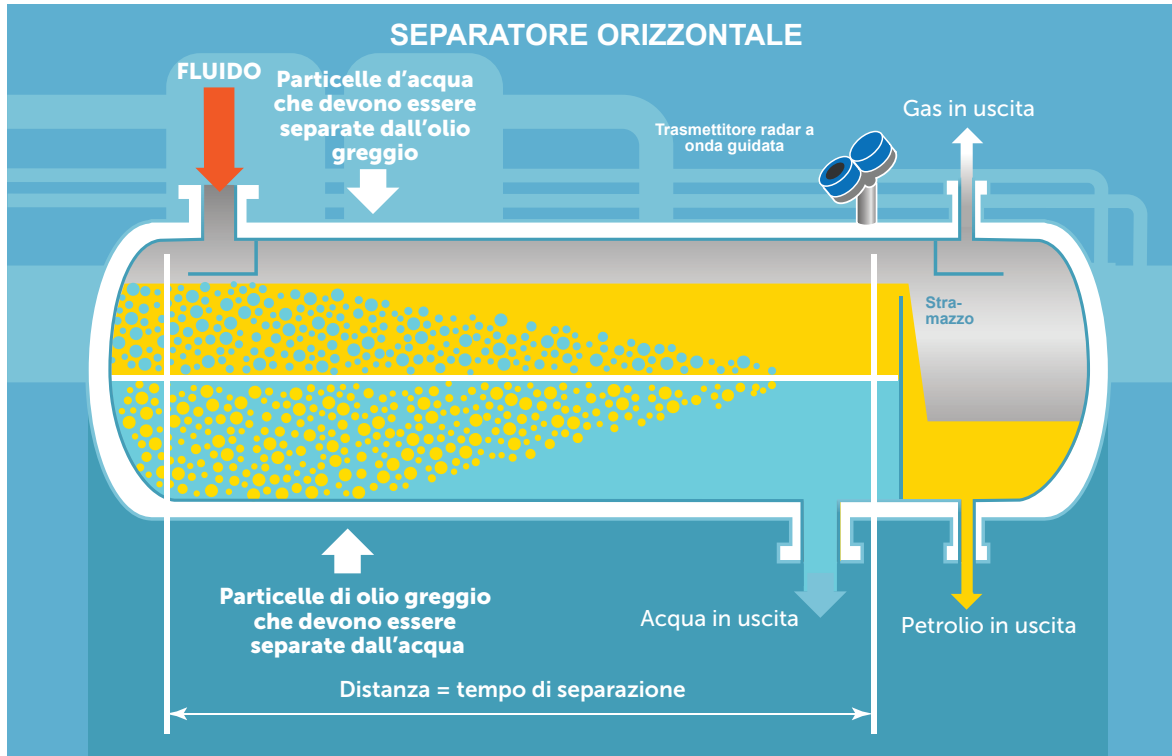


Figura 6. Un tempo di gestione più lungo consente di migliorare la separazione e le prestazioni della strumentazione. Si noti il punto d'installazione del trasmettitore radar a onda guidata (blu scuro).

Non sempre questa installazione ideale può essere possibile nel caso di un retrofit, ma teoricamente durante la progettazione del separatore si deve tenere conto del punto in cui si trova la strumentazione.

Ciò che è importante considerare in qualsiasi applicazione, indipendentemente dal fatto che si tratti di interfaccia o livello totale, è cosa può verificarsi durante condizioni di alterazione o di avvio e arresto.

La maggior parte dei dispositivi potrebbe funzionare adeguatamente durante le normali condizioni operative d'interfaccia; tuttavia, è necessaria una misura affidabile anche nei seguenti casi di alterazione:

- Quando esiste un solo liquido (solo acqua o solo petrolio)
- Quando la camera è inondata (solo petrolio e acqua – senza fase gassosa)
- Quando esiste una miscela multifase di petrolio, acqua e gas ed è compresa la prevenzione di condizioni di troppo pieno

Il primo settore che viene in mente quando si discute l'interfaccia è quello petrolifero e dei gas naturali a monte o quello dell'esplorazione e produzione (E&P). Il problema inizia in corrispondenza dei separatori presso la testa pozzo e si propaga attraverso i flussi successivi degli idrocarburi. A parte questa separazione iniziale, una misurazione d'interfaccia sempre più importante per programmi non convenzionali che utilizzano la fratturazione idraulica viene eseguita presso gli impianti di smaltimento dell'acqua salata.

Ciò che è importante considerare in qualsiasi applicazione, è cosa può verificarsi durante condizioni di alterazione o di avvio e arresto.

Questi tipi di problemi d'interfaccia esistono in corrispondenza dei parchi di serbatoi e delle stazioni terminali di conservazione, nei tubi separatori a valle e nei dissalatori delle raffinerie, e anche nelle torri di raffreddamento degli stabilimenti petrolchimici, specificamente nei sedimentatori e nei separatori dell'acqua di raffreddamento.

APPLICAZIONE DI INTERFACCIA CASO DI STUDIO N. 1

Impianto di smaltimento dell'acqua salata a monte

Situazione

In un impianto di smaltimento dell'acqua salata, le autocisterne trasportano acqua salata e i fluidi di scarto (flowback) dal pozzo in cui è stata eseguita la fratturazione idraulica, per il loro smaltimento in appositi pozzi attraverso un impianto di trattamento. L'acqua di scarto scaricata dall'autocisterna viene trasferita subito in una batteria di separatori metallici verticali in cui l'acqua e il petrolio rimanente vengono separati naturalmente. L'ulteriore olio denso a valle nell'impianto alla fine viene reintrodotta nel separatore metallico verticale, creando uno strato di emulsione dinamico. È essenziale che l'olio sia separato dall'acqua salata prima dell'iniezione nel pozzo esaurito.



Figura 7. Autocisterna che scarica acqua salata e flowback per la separazione e conservazione dell'acqua salata e dell'olio



Figura 8. Ubicazione del pozzo d'iniezione

Costo

La separazione dell'acqua dall'olio nel separatore metallico verticale e in eventuali unità a valle è cruciale. Se l'olio raggiunge il pozzo di smaltimento, può danneggiarlo o intasarlo, comportando tempi di fermo e costi di rilavorazione oltre a un aumento dei costi delle sostanze chimiche utilizzate nel processo di trattamento.

La separazione dell'acqua dall'olio nel separatore metallico verticale e in eventuali unità a valle è cruciale.

Comprendere meglio i problemi della conservazione quotidiana dei liquidi "indesiderati" nella batteria di serbatoi (in attesa dello smaltimento) rispetto alla capacità di produzione consente un utilizzo e una gestione migliori delle risorse, per esempio dirigendo le autocisterne nei cantieri lontani con capacità sufficiente. L'automazione presso il pozzo diventa essenziale, con una strumentazione in grado di comunicare tramite i protocolli desiderati, la cui messa in funzione sia più veloce e richieda un basso consumo di potenza per essere accesa e spenta rapidamente.

Oltre alla tariffa per lo smaltimento dell'acqua salata, il petrolio separato rappresenta una fonte di entrate aggiuntive per l'azienda. Poiché il pozzo d'iniezione è intrinsecamente poroso, l'eventuale olio residuo nell'acqua salata ne limita la capacità e alla fine il pozzo deve essere ricostruito a un costo notevole.

Soluzione

A valle del separatore metallico verticale, l'emulsione petrolio-acqua viene trasferita in un'unità di trattamento mentre lo strato superiore di petrolio viene inviato a un serbatoio di trattenimento separato. Il trasmettitore radar a onda guidata (GWR) Eclipse® modello 706 misura efficacemente il livello del petrolio nel separatore metallico verticale, nonché il livello superiore dell'emulsione petrolio-acqua, assicurando che i diversi prodotti siano instradati alle unità appropriate. Questo a sua volta previene possibili intasamenti a valle del pozzo di smaltimento e riduce i costi del trattamento chimico. È possibile quindi utilizzare ulteriori trasmettitori GWR o dispositivi a radar senza contatto per le misurazioni standard del livello totale.

APPLICAZIONE DI INTERFACCIA CASO DI STUDIO N. 2

Tubi separatori (raffinerie)

Situazione

Nelle raffinerie, i tubi separatori sono dispositivi a gravità frequentemente installati in unità di alchilazione, idrotrattamento, cokificazione e trattamento con ammine, e anche di altro tipo. Dal fondo di questi serbatoi orizzontali si estende un tubo in cui si può creare un'interfaccia fra gli idrocarburi del processo e liquidi a densità maggiore, come acqua residua, acido HF, glicole o ammine.

Acqua residua è spesso presente in molte applicazioni di raffinerie; le raffinerie stimano che in circa il 25% delle loro applicazioni di livello può essere presente un'interfaccia. Il tubo separatore è l'ultimo dispositivo di separazione utilizzato per impedire che particolari liquidi raggiungano i processi a valle.



Figura 9. Tubo separatore in una raffineria (il trasmettitore GWR è installato nella camera blu a destra)

Costo

Una misurazione d'interfaccia imprecisa nel tubo separatore può comportare una riduzione della produttività e dell'efficienza del processo nei casi meno gravi, sino a guasti catastrofici nelle apparecchiature a valle.

Se a valle arrivano solo particelle d'acqua in ridotta quantità, nel corso del tempo possono essere necessarie solo operazioni di pulitura o manutenzione di minore entità, mentre se un "blocco" (slug) di acqua non viene separato e finisce per entrare nelle colonne di distillazione o altre unità ad alta temperatura, l'acqua può subire una rapida evaporazione parziale (flash) a causa della dilatazione termica, con il rischio di provocare vibrazioni eccessive e danni ai piatti o altri componenti della colonna di distillazione. Ciò naturalmente crea problemi importanti di sicurezza e perdita di produttività perché il costo di una torre fuori servizio può raggiungere 500.000 € all'ora e, a seconda della gravità dei danni, possono trascorrere alcuni giorni prima che la torre ritorni in servizio.

Una misurazione d'interfaccia imprecisa nel tubo separatore può comportare una riduzione della produttività e dell'efficienza del processo nei casi meno gravi, sino a guasti catastrofici nelle apparecchiature a valle.

Nell'esempio di acido HF che fuoriesce dal tubo separatore, se il livello dell'acido HF non viene controllato e l'acido procede a valle, corroderà i tubi in acciaio inossidabile, le valvole, i raccordi e la strumentazione.

Nell'altra direzione di uscita dal tubo separatore, se i liquidi del processo di trattamento degli idrocarburi escono dal tubo stesso insieme ad acqua residua, si riduce l'efficienza dei processi di trattamento dell'acqua. I flussi di acqua di scarto in cui sono presenti particelle di idrocarburi possono causare problemi a valle, come l'intasamento di maglie o filtri.

Soluzione

Il trasmettitore GWR Eclipse® modello 706 rappresenta una soluzione ideale per i tubi separatori, spesso unitamente a un indicatore di livello magnetico (MLI) ai fini di un'indicazione visiva. I vetri spia e gli MLI sono i dispositivi più diffusi nelle raffinerie per le ispezioni manuali e visive.

Con il modello Aurora® di Orion Instruments®, un'azienda Magnetrol, gli utenti possono ottenere i vantaggi della ridondanza di un GWR e un MLI tramite una singola camera esterna. Ciò può risultare molto utile nel caso di spazi angusti e serbatoi più piccoli, come i tubi separatori, perché l'utente si avvale di due tecnologie pur impiegando una singola connessione di processo (in genere una serie esistente di flange di accoppiamento).

Se l'emulsione è troppo densa, è possibile fissare esternamente alla camera un trasmettitore magnetostrittivo Jupiter® modello JM4 (anch'esso un prodotto Orion Instruments®).

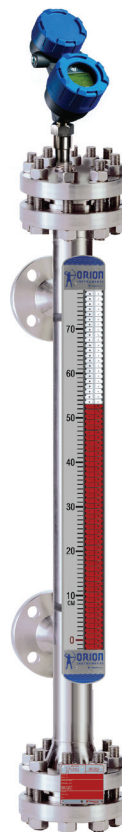


Figura 10. GWR con MLI ai fini della ridondanza

APPLICAZIONE DI INTERFACCIA CASO DI STUDIO N. 3

Perdita di contenimento primario in uno stabilimento petrolchimico

Situazione

Una delle più grandi multinazionali nei settori petrolifero, dei gas naturali e petrolchimico, con sede centrale in Europa, riscontrava problemi con la misurazione del livello multifase in relazione a un idrocarburo con acqua al fondo e uno spazio per il vapore-gas. Si utilizzava un GWR, che però non produceva un segnale affidabile per l'intera lunghezza della sonda, mentre l'interfaccia rendeva difficile distinguere tra il livello superiore e il fondo in cui era presente acqua.

Il costo diretto di un infortunio mortale è pari a 900.000 €, mentre i costi indiretti sono circa il quadruplo.

Costo

A causa dell'errore indotto dall'acqua al fondo, il GWR in servizio poteva provocare una perdita di contenimento primario. Prassi rigorose per la tutela della sicurezza, della salute e dell'ambiente richiedevano l'eliminazione di tale rischio, essendo noto l'impatto di condizioni di troppo pieno in relazione alla sicurezza del personale, alle operazioni di pulitura, alle sanzioni monetarie e alla reputazione.

Secondo l'articolo "National Safety Council's Injury Facts", apparso in *Chemical Processing Magazine*, il costo diretto di un infortunio mortale è pari a 900.000 €, mentre i costi indiretti sono circa il quadruplo.²

Soluzione

In questo caso, la società era interessata a continuare a servirsi della tecnologia GWR a causa delle molte applicazioni attualmente in uso nello stabilimento, così che furono provati e confrontati dispositivi di diversi produttori.

Il trasmettitore Eclipse® modello 706 risultò superiore a tutti, dimostrandosi in grado di controllare il livello superiore fino alla connessione di processo flangiata del dispositivo (sopra il punto di livello 100%) anche con acqua presente al fondo. Il trasmettitore Eclipse® modello 706 elimina zone morte o punti ciechi in corrispondenza della parte superiore della sonda, consentendo di eseguire misurazioni dirette e prevenendo la perdita di contenimento primario. Inoltre la maggiore intensità del segnale consentiva di eseguire la misurazione attraverso l'idrocarburo per rilevare il livello dell'acqua sottostante.

Si determinò che era possibile usare un trasmettitore GWR Eclipse® modello 706 indipendentemente da vari fattori: se la camera aveva una fase gassosa, se era completamente inondata da liquido, se sulla sonda esisteva un livello oppure due o anche se non era presente alcun livello.

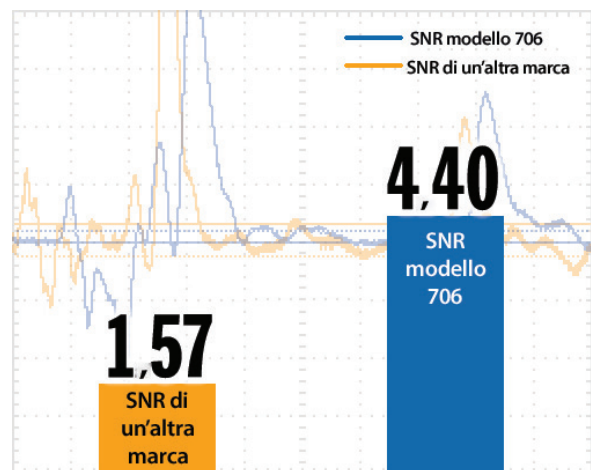


Figura 11. Rapporto segnale/rumore (SNR) del GWR

APPLICAZIONE DI INTERFACCIA CASO DI STUDIO N. 4

Acqua e benzene in uno stabilimento petrolchimico

Situazione

Uno dei più grandi produttori tedeschi di poliolefine impiegava un serbatoio contenente una miscela di benzene e acqua. Il benzene, un idrocarburo aromatico, è un componente importante della benzina, ha una costante dielettrica molto bassa (quindi bassa conducibilità), che può essere problematica per determinate tecnologie.

In questo caso, per il controllo del livello si impiegava un trasmettitore GWR montato in una camera lateralmente sul serbatoio, la quale poteva riempirsi completamente e il GWR tendeva a perdere il segnale vicino alla parte superiore della sonda a causa della bassa costante dielettrica del benzene.



Figura 12. Benzene e acqua

Costo

Oltre a un vetro spia, il GWR rappresentava la sola tecnologia di controllo del livello utilizzata per il serbatoio. Il segnale del GWR veniva perso diverse volte al giorno e anche durante le ore notturne, causando visibilità in remoto del processo nulla e sollevando problemi di sicurezza a causa del rischio di condizioni di troppo pieno. A volte il segnale veniva perso per ore e l'unico metodo che permetteva di riacquisirlo consisteva nello scollegare l'alimentatore e riavviare la strumentazione.

Durante i periodi in cui il segnale era assente, era necessario che un tecnico si recasse presso il serbatoio, indipendentemente dall'ora del giorno o della notte, per osservare il vetro spia.

Ciò si era verificato molte volte in un periodo di 18 mesi perché il produttore del GWR non riusciva a risolvere i problemi correlati al disadattamento di impedenza, cosicché il costo totale di proprietà del dispositivo lievitava notevolmente.

Durante i periodi in cui il segnale era assente, era necessario che un tecnico si recasse presso il serbatoio, indipendentemente dall'ora del giorno o della notte.

Soluzione

A causa del GWR malfunzionante, la società valutò l'opportunità di passare all'uso di un dislocatore a causa della comprovata affidabilità della tecnologia. Tuttavia, fu deciso di provare un'ultima volta la tecnologia del GWR installando il trasmettitore Eclipse® modello 706.

Il modello 706, grazie alla sonda con adattamento di impedenza specificamente progettato, ha funzionato senza alcun problema. L'adattamento di impedenza rende possibile la misurazione del livello oltre la connessione di processo, ossia al punto di livello 100%, consentendo la prevenzione di condizioni di troppo pieno o misurazioni in camere piene.

Il modello 706 ha così eliminato i tempi di manutenzione e ispezione visiva presso il serbatoio e i fastidiosi periodi di perdita del segnale. La documentazione del livello di integrità di sicurezza (SIL), costituita da vari certificati e rapporti FMEDA, prova l'affidabilità della soluzione.

APPLICAZIONE DI INTERFACCIA CASO DI STUDIO N. 5

Sedimentatori dell'acqua di raffreddamento in uno stabilimento petrolchimico

Situazione

La materia prima entra nell'impianto di steam cracking e passa attraverso i forni di produzione dell'etilene tramite pirolisi. Una volta decomposta in vari idrocarburi e idrogeno, inizia subito a ricombinarsi in composti a peso molecolare maggiore. Per prevenire queste reazioni, si fa passare il vapore di piroschissione attraverso torri di raffreddamento per essere sottoposto a un raffreddamento brusco mediante acqua (oppure olio).

Gli idrocarburi più pesanti vengono trasportati con l'acqua nei sedimentatori o nei separatori dell'acqua di raffreddamento. Nel sedimentatore dell'acqua di raffreddamento si crea un'interfaccia e anche uno strato di emulsione se si aggiunge troppa soda caustica.



Figura 13. Torri di raffreddamento

Costo

Mantenere il controllo dell'interfaccia nel sedimentatore dell'acqua di raffreddamento è importante per vari motivi:

- Ricircolo dell'acqua nella torre di raffreddamento. Gli idrocarburi trasportati riducono la produttività e possono causare depositi e incrostazioni sulle pareti delle apparecchiature.
- Se si aumenta la quantità di materia prima, sono necessari volumi maggiori dei fluidi di raffreddamento e quindi aumenta l'importanza del ricircolo dell'acqua.
- Una perdita del controllo dell'interfaccia in definitiva riduce l'efficienza della torre di raffreddamento e quindi la produttività.
- Se la composizione del fluido varia negativamente nella torre di raffreddamento, viene prodotto meno etilene dalla materia prima.
- Regolando l'interfaccia si può anche facilitare l'uso di meno soda caustica, contenendo tali costi.

Una perdita del controllo dell'interfaccia in definitiva riduce l'efficienza della torre di raffreddamento e quindi la produttività.

Soluzione

A seconda dello spessore dello strato di emulsione, la tecnologia GWR o quella di magnetostrizione consente di mantenere un controllo più accurato della separazione del liquido nel sedimentatore dell'acqua di raffreddamento. Se lo strato di emulsione non è troppo denso, in genere si consiglia la tecnologia GWR, altrimenti può essere preferibile ricorrere a trasmettitori magnetostrittivi dotati di un galleggiante progettato per seguire il fondo dell'emulsione.

Il futuro della misurazione d'interfaccia affidabile

Queste esperienze acquisite sul campo consentono di presentare soluzioni accettabili per molti dei problemi attuali, ma ancora non si è riusciti a massimizzare la produttività in applicazioni con strati di emulsione più spessi e continuamente variabili. Ciò include dissalatori nelle raffinerie e anche le applicazioni evidenziate sopra in determinate condizioni.

Ora, si immagina un futuro in cui...

- Le apparecchiature a valle richiedono una manutenzione di minima entità
- La produzione viene massimizzata con costi inferiori e tempi di fermo ridotti
- La sicurezza e i tempi non vengono sacrificati a causa di una strumentazione non affidabile

Il fattore chiave per l'ottimizzazione d'interfaccia è risolvere il problema dell'emulsione. Nessuna tecnologia a costo contenuto permette di eseguire tutte e tre le misurazioni del livello: la parte superiore dell'idrocarburo (livello totale), mentre simultaneamente si misura la parte superiore (acqua nel petrolio) e quella inferiore (petrolio nell'acqua) dell'emulsione. Per quanto riguarda il dispositivo di controllo del livello, si ha così un'applicazione multifase (tre fasi).

È stato tentato con altre tecnologie di risolvere il problema di misurazioni multifase, ma spesso non è stato possibile contenere i costi per riuscirci. Per esempio, flussometri multifase utilizzati nel settore petrolifero e dei gas naturali a monte vengono posizionati contro separatori trifase il cui costo è pari a circa 900.000 € a seconda delle dimensioni, mentre il prezzo medio di un flussometro multifase è di circa 200.000 €.³

La tecnologia nucleare può consentire di misurare efficacemente lo strato di emulsione, ma a un prezzo di acquisto simile si accompagnano ulteriori costi e la necessità di assicurare la conformità a norme sulle radiazioni. Un'altra scelta offerta sul mercato, alternativa al controllo del livello, è un dispositivo multisonda basato sulle concentrazioni percentuali dell'acqua; si tratta di una soluzione costosa e che richiede sino a quattro punti di installazione (compreso uno a monte del separatore).

I problemi si riscontrano facilmente, mentre è meno semplice risolverli. I risultati positivi menzionati sopra, ottenuti con la tecnologia GWR, specificamente per applicazioni estremamente complesse, possono condurre a ulteriori progressi della tecnologia stessa, che consente di eseguire efficaci misurazioni d'interfaccia grazie alle variazioni d'impedenza che si creano mentre il segnale si propaga attraverso il livello di idrocarburi nell'emulsione. Tuttavia, poiché non occorre una grande quantità d'acqua presente in un idrocarburo per renderlo conduttivo, ne consegue una misurazione d'interfaccia eseguita solo presso la parte superiore dell'emulsione, senza che ne sia rilevato il fondo perché attraverso lo strato non esiste una variazione netta d'impedenza. È importante sottolineare che anche applicazioni di base con un'interfaccia abbastanza distinta possono essere problematiche per alcuni produttori di trasmettitori GWR che si affidano ad accorgimenti software o a misure inferite in idrocarburi a bassa costante dielettrica (a causa dell'intensità inadeguata del segnale).

Far fronte al problema di questa misurazione multifase è in primo piano nello sviluppo della tecnologia perché il livello dell'interfaccia rappresenta il metodo più efficace per ottimizzare i processi di separazione e aumentare la produttività sia nel settore petrolifero e dei gas naturali che in quello della petrolchimica.

Bibliografia

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



SEDE CENTRALE EUROPEA & STABILIMENTO DI PRODUZIONE

Heikensstraat 6 • 9240 Zele, Belgio • Tel.: +32-(0)52-45.11.11 • info@magnetrol.be

Via Arese 12 • 20159 I- Milano • Tel.: +39-(0)2-607.22.98 • mit.gen@magnetrol.it

magnetrol.com