



Guida tecnica al Tank Gauging

EDIZIONE 2021



Cos'è il Tank Gauging?

Tecnologie di Tank Gauging

Standard ingegneristici e approvazioni

Valutazione del volume e della massa

Accuratezze e incertezze

Misura della temperatura

Gas liquefatti

Sensori aggiuntivi

Architettura del sistema

Prevenzione della traccimazione

**Appendice: Configurazioni tipiche
di Tank Gauging**

Riferimenti

Questo libro è progettato solo per fornire informazioni sul Tank Gauging.

Queste informazioni sono fornite con la consapevolezza che l'editore e l'autore stanno offrendo consigli generici che potrebbero non essere applicabili in ogni situazione. Chiedere quindi consiglio a un professionista appropriato.

Questo libro non contiene tutte le informazioni disponibili sull'argomento. Questo libro non è stato creato per essere specifico per la situazione o le esigenze di qualsiasi individuo o organizzazione. È stato fatto ogni sforzo per rendere questo libro quanto più accurato possibile. Tuttavia, possono esservi errori tipografici e/o di contenuto. Questo libro contiene informazioni che potrebbero essere datate. Mentre lavoriamo per mantenere le informazioni aggiornate e corrette, non offriamo alcuna dichiarazione o garanzia di alcun tipo, esplicita o implicita, circa la completezza, l'accuratezza, l'affidabilità, l'idoneità o la disponibilità rispetto al libro o alle informazioni, ai prodotti, ai servizi o alla relativa grafica contenuti nel libro o nel rapporto per qualsiasi scopo. Qualsiasi affidamento su tali informazioni è quindi strettamente a rischio e pericolo dell'utente. Pertanto, questo libro dovrà servire solo come guida generale e non come fonte definitiva di informazioni sull'argomento. In nessun caso saremo responsabili di qualsiasi perdita o danno, compresi, in via non limitativa, perdite o danni indiretti o consequenziali, derivanti da o in connessione con l'utilizzo di queste informazioni. L'utente accetta con la presente di essere vincolato da questa dichiarazione di non responsabilità o può restituire questo libro.

Tutti i diritti riservati. Nessuna parte di questo libro può essere riprodotta o trasmessa in qualsiasi forma o con qualsiasi mezzo, elettronico o meccanico, compresa la fotocopiatura, la registrazione o con qualsiasi sistema di archiviazione e recupero delle informazioni, senza il permesso scritto dell'autore.

1.	Cos'è il Tank Gauging?	1
2.	Tecnologie di Tank Gauging	7
3.	Standard ingegneristici e approvazioni	15
4.	Valutazione del volume e della massa	27
5.	Accuratezze e incertezze	33
6.	Misura della temperatura	41
7.	Gas liquefatti	47
8.	Sensori aggiuntivi	51
9.	Architettura del sistema	55
10.	Prevenzione della traccimazione	63
11.	Appendice: Configurazioni tipiche di Tank Gauging	71
12.	Riferimenti	89

Abbreviazioni

AOPS	Sistema automatico di prevenzione della tracimazione	MPMS	Manuale degli standard di misura del petrolio
API	American Petroleum Institute	MTBF	Tempo medio fra i guasti
ATG	Misuratore automatico del serbatoio	NIST	National Institute of Standards and Technology
ATT	Termometro automatico del serbatoio	NMi	Nederlands Meetinstituut
BEV	Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen	NSV	Volume standard netto
BS&W	Residui d'acqua e sedimenti	OIML	International Organization of Legal Metrology
DCS	Sistema di controllo distribuito	OPS	Sistema di prevenzione della tracimazione
EMC	Compatibilità elettromagnetica	PLC	Controllore logico programmabile
EODR	Intervallo di distanza elettro-ottica	PTB	Physikalisch-Technische Bundesinstitut
FMCW	Frequency Modulated Continuous Wave (Modulazione di frequenza a onda continua)	R 85	Raccomandazione 85, una procedura speciale per le prove delle apparecchiature di Tank Gauging definite dall'OIML.
FWL	Livello di acqua libera	RRF	Fattore di riduzione del rischio
FWV	Volume di acqua libera	RTD	Resistance Temperature Detector
GOV	Volume osservato lordo	SAT	Test di accettazione in sito
GSV	Volume standard lordo	SIF	Funzioni strumentate di sicurezza
HTG	Tank Gauging idrostatico	SIL	Livello di integrità di sicurezza
IEC	International Electrotechnical Commission	SP	Istituto di ricerca tecnica della Svezia
ISO	International Organization for Standardization	TCT	Tabella della capacità del serbatoio
LNE	Laboratoire national de métrologie et d'essais	TOV	Volume osservato totale
LNG	Gas naturale liquefatto	VCF	Fattore di correzione del volume
LPG	Gas petrolio liquefatto	WiA	Peso in aria
LTD	Livello Temperatura Densità	WiV	Peso in vuoto
MOPS	Sistema manuale di prevenzione della tracimazione		
MPE	Errore massimo consentito		



1

Cos'è il Tank Gauging?

Argomento	Pagina
1.1 Il Tank Gauging è una scienza del sistema_____	2
1.2 Dove si utilizza il Tank Gauging?_____	3
1.3 Lo scopo del Tank Gauging_____	4
1.3.1 Movimentazione del petrolio e operazioni_____	4
1.3.2 Controllo dell'inventario_____	5
1.3.3 Misura fiscale_____	5
1.3.4 Controllo delle perdite e bilancio di massa_____	5
1.3.5 Prevenzione della tracimazione_____	5
1.3.6 Rilevamento di perdite_____	6
1.3.7 Riconciliazione del volume_____	6

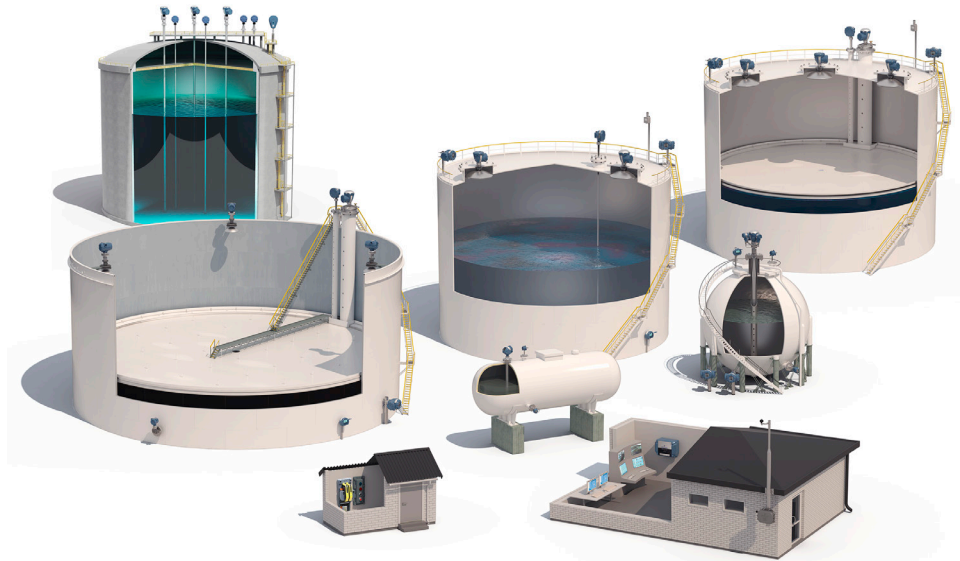
1. Cos'è il Tank Gauging?

Il Tank Gauging è la misura dei liquidi in grandi serbatoi di stoccaggio con lo scopo di quantificare il volume e la massa del prodotto nei serbatoi.

L'industria del petrolio e del gas generalmente utilizza valutazioni volumetriche statiche del contenuto dei serbatoi. Questo comporta misure di livello, temperatura e pressione. Esistono diversi modi di misurare il livello del liquido e altre proprietà del liquido. Il metodo di misura dipende dal tipo di serbatoio, dal tipo di liquido e dal modo in cui il serbatoio è utilizzato.

Oltre alla misura del livello di precisione, le misure della temperatura sono essenziali per valutare accuratamente il contenuto del serbatoio. Tutti i liquidi hanno un coefficiente di espansione termica e un'adeguata compensazione del volume deve essere applicata quando si trasferiscono volumi a diverse condizioni di temperatura. Una misura di pressione della testa del liquido è spesso aggiunta per fornire una valutazione attuale della densità media osservata e per calcolare la massa del prodotto.

I moderni sistemi di Tank Gauging digitalizzano la misura dei serbatoi e trasmettono digitalmente le informazioni del serbatoio a una sala controllo dove le informazioni sul volume e sulla massa del liquido sono distribuite agli utenti dei dati di inventario.



I serbatoi di stoccaggio possono contenere grandi volumi di prodotto liquido che rappresentano un valore significativo. Le performance di accuratezza di un sistema di Tank Gauging sono di grande importanza quando si valuta il contenuto del serbatoio in qualsiasi momento.

Il Tank Gauging è utilizzato su grandi serbatoi di stoccaggio nelle raffinerie, nei depositi di carburante, nelle tubazioni, negli aeroporti e nei terminali di stoccaggio. I serbatoi di stoccaggio di solito sono disponibili in quattro design di base: serbatoi cilindrici con tetto fisso, serbatoi cilindrici con tetto flottante e serbatoi pressurizzati con design sferico o cilindrico orizzontale. Esistono misuratori di serbatoi disponibili per tutti questi tipi di serbatoi.

1.1 Il Tank Gauging è una scienza del sistema

Il concetto di Tank Gauging coinvolge molto di più degli strumenti di precisione sul serbatoio. Il Tank Gauging richiede una comunicazione dati affidabile su grandi reti fieldbus, spesso sia cablate sia wireless. Le soluzioni di comunicazione hanno spesso bisogno di disposizioni per la ridondanza nei fieldbus, nei concentratori di dati, nei componenti di rete e nei server di rete. I sistemi di Tank Gauging devono anche essere in grado di calcolare i volumi e la massa del prodotto secondo gli standard industriali. Il sistema informativo/software di Tank Gauging deve svolgere molte funzioni diverse che vanno dall'interfaccia dell'operatore, alla gestione dei batch, ai rapporti, alle

1 - Cos'è il Tank Gauging?

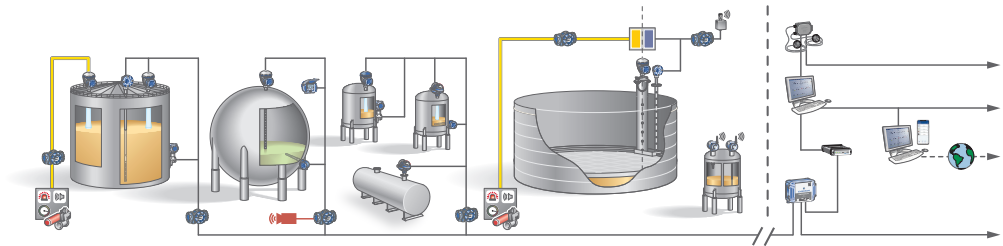


Figura 1.1: Il Tank Gauging coinvolge un numero sostanziale di dispositivi e funzioni interdipendenti.

funzioni di allarme, alla connettività con i sistemi host e molto altro. È una scienza dell'ingegneria di sistema che copre molte aree della tecnologia.

1.2 Dove si utilizza il Tank Gauging?

Il Tank Gauging è necessario ovunque i liquidi siano immagazzinati in grandi serbatoi. Tali serbatoi di stoccaggio si trovano in:

- Raffinerie
- Industria petrolchimica
- Terminali di distribuzione
- Terminali delle tubazioni
- Depositi di carburante
- Stoccaggio di aria-carburante negli aeroporti
- Stoccaggio di prodotti chimici



I serbatoi di stoccaggio sono spesso collocati in gruppi o parchi serbatoi. I serbatoi sono atmosferici, pressurizzati o criogenici.

I serbatoi atmosferici sono cilindri verticali con vari tipi di tetto. I più comuni sono:

- Serbatoi con tetto fisso, con tetto a cono o a cupola
- Serbatoi con tetto flottante con vari design

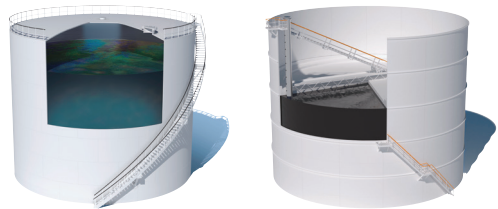


Figura 1.2: Serbatoi con tetto fisso e tetto flottante.

In un serbatoio con tetto fisso esiste uno spazio di vapore tra la superficie del liquido e il tetto esterno.

In un serbatoio con tetto flottante la superficie del liquido è coperta da un tetto flottante interno o esterno. Esistono molti design diversi di tetti flottanti a seconda del servizio, del liquido e delle dimensioni del serbatoio. È comune che i serbatoi con tetto flottante abbiano uno o più tubi di calma che vanno dal fondo del serbatoio, attraverso un'apertura nel tetto flottante, alla parte superiore del serbatoio. Questo tubo di calma è utilizzato per accedere al liquido per il campionamento, la misura manuale del livello, la misura manuale della temperatura e il Tank Gauging automatico. Con un buon design del misuratore automatico del serbatoio (ATG), tutte queste cose possono essere eseguite in un solo tubo di calma.

I serbatoi pressurizzati sono spesso di design sferico o cilindrico orizzontale.

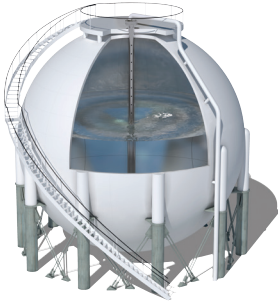


Figura 1.3: I serbatoi pressurizzati richiedono normalmente un Tank Gauging automatico in un tubo di calma.

Il gauging manuale non può essere eseguito su serbatoi pressurizzati. Per un Tank Gauging automatico ad alta accuratezza, è normalmente richiesto un tubo di calma all'interno del serbatoio.

Nei serbatoi criogenici, i misuratori automatici dei serbatoi sono spesso dello stesso tipo di quelli per i serbatoi pressurizzati.



Foto per gentile concessione del Center for Liquefied Natural Gas

1.4: Serbatoio criogenico che immagazzina GNL a -162 °C.

I metodi per un corretto Tank Gauging automatico sono descritti in vari standard ingegneristici. Gli standard più comunemente applicati sono riportati nel [Manuale degli standard di misura del petrolio \(MPMS\)](#) pubblicato dall'American Petroleum Institute (API).

1.3 Lo scopo del Tank Gauging

Le informazioni di un sistema di Tank Gauging sono utilizzate per molti scopi diversi. I più comuni sono:

- Movimentazione del petrolio e operazioni
- Controllo dell'inventario
- Misura fiscale
- Controllo delle perdite e bilancio di massa
- Riconciliazione del volume
- Prevenzione della tracimazione
- Rilevamento di perdite

1.3.1 Movimentazione del petrolio e operazioni

Il funzionamento di un parco serbatoi si basa molto sulle informazioni relative alla situazione nel parco serbatoi. Per far funzionare il parco serbatoi in modo sicuro ed efficiente, è importante sapere esattamente cosa sta succedendo all'interno dei serbatoi. Il sistema di Tank Gauging deve in ogni momento fornire informazioni istantanee su:

- Quanto liquido è presente nel serbatoio
- Quanto spazio disponibile è rimasto nel serbatoio
- A quale livello il serbatoio è riempito/scaricato
- Quando il serbatoio raggiungerà un livello pericolosamente alto
- Quando il serbatoio si svuoterà a una data velocità della pompa
- Quanto tempo servirà per un determinato trasferimento in batch

L'operazione richiederà anche che il sistema di Tank Gauging fornisca avvisi e allarmi prima che sia raggiunto qualsiasi livello prestabilito o un livello alto pericoloso del serbatoio.

La movimentazione del petrolio e le operazioni dipendono da informazioni affidabili e prontamente disponibili sul serbatoio. Una perdita di dati di Tank Gauging interromperà seriamente le operazioni critiche in termini di tempo e i trasferimenti di prodotto, il che può portare a fermi non pianificati.

1.3.2 Controllo dell'inventario

Un parco serbatoi conserva asset di valore e i proprietari degli asset richiederebbero valutazioni molto accurate del loro valore.

Il sistema di Tank Gauging dovrà essere in grado di fornire rapporti di inventario di alta accuratezza a intervalli prestabiliti o istantaneamente se richiesto. La misura automatica dell'acqua libera sul fondo del serbatoio può anche essere necessaria per una valutazione accurata dell'inventario. Le cifre dell'inventario del serbatoio sono essenziali per la contabilità finanziaria e sono spesso utilizzate per i rapporti fiscali e doganali. Il sistema dovrà essere in grado di calcolare i volumi netti e la massa secondo le regole stabilite dalle organizzazioni di standard industriali come API e altre.

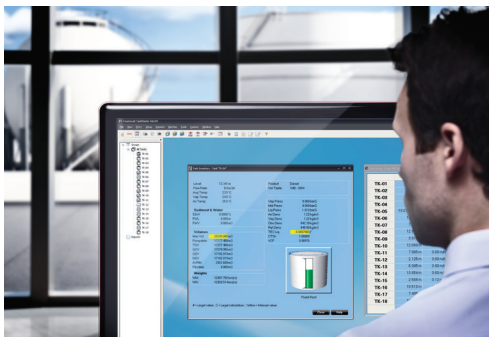


Figura 1.5: Calcoli di gestione dell'inventario.

1.3.3 Misura fiscale

Quando si acquistano e si vendono grandi volumi di liquidi, i dati di Tank Gauging servono come input principale per stabilire la corretta fatturazione e tassazione. Il Tank Gauging certificato può fornire valutazioni di trasferimento più accurate rispetto alla misura quando si eseguono grandi trasferimenti come da una petroliera a un serbatoio a terra. Con un sistema certificato di Tank Gauging, il rilevamento manuale del serbatoio può spesso essere omesso.

Per la misura fiscale o legale, il sistema di Tank Gauging deve essere certificato dalle autorità internazionali, principalmente dalla International Organization of Legal Metrology (OIML). Al sistema può anche essere richiesto di essere approvato da enti locali di metrologia come PTB, NMI, LNE o altri istituti nazionali.

La misura fiscale richiede la massima accuratezza possibile del sistema di Tank Gauging. Lo standard OIML R 85:2008 definisce i requisiti per i misuratori di serbatoi utilizzati per la misura fiscale.

1.3.4 Controllo delle perdite e bilancio di massa

L'impatto finanziario delle perdite delle raffinerie è di grande importanza. Ottenere un bilancio di massa di alta qualità di una raffineria è il metodo con cui si stimano le perdite. È importante distinguere tra perdite reali e perdite apparenti derivanti da errori di misura.

La perdita della raffineria è definita come:

$$\text{Perdita} = \text{ingressi} - \text{uscite} - \text{inventario attuale} + \text{inventario precedente} - \text{carburante}$$

Per il controllo delle perdite è necessaria la massima accuratezza possibile nella misura dell'inventario. Quindi la qualità e le performance del sistema di Tank Gauging sono della massima importanza nell'area del controllo delle perdite e del bilancio di massa.

1.3.5 Prevenzione della tracimazione

Una tracimazione del serbatoio può avere conseguenze disastrose. Una fuoriuscita può causare esplosioni e incendi che possono diffondersi a tutti i serbatoi del parco serbatoi e all'area circostante. Poiché i serbatoi contengono enormi quantità di energia immagazzinata, un incendio può avere conseguenze di vasta portata.

Gli incendi causati dalla tracimazione hanno causato danni legali superiori a 1 miliardo di dollari. Da questo e da molti altri punti di vista, prevenire la tracimazione del serbatoio è estremamente importante.

Una fuoriuscita può accadere quando gli operatori dei serbatoi non sono consapevoli di ciò che sta accadendo nel parco serbatoi. Questo potrebbe avvenire se si verificasse un guasto non rilevato nei componenti di Tank Gauging. Anche gli interruttori di alto livello potrebbero guastarsi, se non testati e sottoposti a manutenzione correttamente.

I dispositivi di Tank Gauging forniscono il livello di base di controllo del processo nel parco serbatoi. Indicatori di alto livello indipendenti o interruttori di livello formano il successivo livello di protezione. Qualsiasi guasto non rilevato di questi due livelli di protezione può causare un grave incidente.



Figura 1.6: Incidente di Porto Rico nel 2009.

Per questo l'affidabilità del sistema di Tank Gauging e del sistema di allarme di alto livello deve soddisfare i requisiti stabiliti dagli standard per la sicurezza funzionale. Maggiori informazioni su questo argomento sono fornite nel capitolo 10.

1.3.6 Rilevamento di perdite

Se il sistema di Tank Gauging è abbastanza accurato e stabile, può essere utilizzato per il rilevamento delle perdite del serbatoio. Quando un serbatoio è sistemato e chiuso, il sistema di Tank Gauging può essere impostato per rilevare piccoli movimenti del liquido. Si raccomanda che il rilevamento delle perdite sia basato sul volume standard netto (NSV) piuttosto che sul solo livello. Monitorando l'NSV, i movimenti di livello causati dalle variazioni di temperatura possono essere annullati. Le performance di accuratezza del grado di misura fiscale del sistema di Tank Gauging sono necessarie per un corretto rilevamento delle perdite.

1.3.7 Riconciliazione del volume

Le operazioni del parco serbatoi devono gestire accuratamente le transazioni e riconciliare i trasferimenti con l'inventario fisico. Ogni azienda è responsabile; la riconciliazione e la segnalazione degli errori forniscono l'audit e la tracciabilità che sono spesso richiesti. Il sistema di Tank Gauging consentirà l'acquisizione immediata dei dati e la risposta necessaria per un'accurata contabilità giornaliera e la riconciliazione.

Le performance dei misuratori di flusso possono essere monitorate quando i dati di trasferimento dai misuratori sono confrontati con i rapporti dei batch dal sistema di Tank Gauging.

1.3.8 Monitoraggio del tetto flottante

I tetti flottanti possono creare problemi operativi e di sicurezza, con danni meccanici significativi, traccimazioni e rilascio di vapori di idrocarburi esplosivi. Anche il contenuto del serbatoio può diventare contaminato. Le ragioni del malfunzionamento del serbatoio possono essere che il tetto è bloccato a causa di tenute del cerchio danneggiate o montate in maniera errata. Anche i pontoni che perdono, le traccimazioni, i venti forti e il drenaggio inadeguato durante le forti piogge o nevicate possono influenzare pericolosamente la galleggiabilità e la posizione del tetto. Una funzione di monitoraggio del tetto flottante rileva se un tetto in un serbatoio di stoccaggio è bloccato, affonda, si inclina, galleggia più in alto o più in basso del normale o se è coperto da acqua o prodotto.

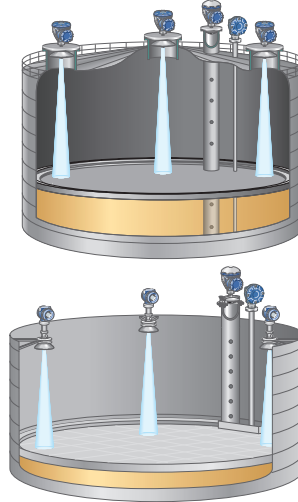


Figura 1.7: Fino a sei strumenti di livello senza contatto sono collocati sulla cisterna o sulla parte superiore del tetto esterno. L'inclinazione del tetto è tracciata confrontando la distanza tra ogni dispositivo e il tetto flottante.

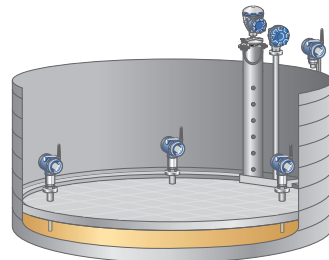


Figura 1.8: Fino a sei trasmettitori di livello a onde guidate possono essere installati direttamente sul tetto flottante, con sonde rigide che penetrano attraverso il tetto e nel liquido sottostante. L'inclinazione del tetto è rilevata confrontando la distanza dal tetto flottante alla superficie del prodotto. Con uno o due trasmettitori supplementari è anche possibile rilevare se lo scarico del tetto è ostruito o se esiste qualche idrocarburo sul tetto del serbatoio.



2

Tecnologie di Tank Gauging

Argomento	Pagina
2.1 Misurazione manuale_____	8
2.2 Misuratori flottanti_____	9
2.3 Misuratori servo_____	9
2.4 Misuratori radar_____	10
2.5 Diversi tipi di misuratori radar_____	11
2.5.1 Misuratori radar di livello di processo__	11
2.5.2 Misuratori radar per Tank Gauging_____	11
2.6 Selezione della frequenza del radar____	13
2.7 Serbatoi pressurizzati_____	14

2. Tecnologie di Tank Gauging

Oltre alla misura manuale con un metro a nastro, nel tempo si sono sviluppate varie misure automatiche per serbatoi. Per la maggior parte i dispositivi meccanici sono in contatto con il liquido. Le moderne misure elettroniche per serbatoi sono senza contatto e non hanno parti in movimento.

2.1 Misurazione manuale

La misurazione manuale può essere eseguita sulla maggior parte dei serbatoi atmosferici. A questo scopo è utilizzato un nastro di misura appositamente progettato. Questi sono normalmente fatti di acciaio inossidabile con un peso all'estremità del nastro graduato in millimetri o frazioni di pollici. Il nastro è utilizzato per misurare la misura del vuoto o il livello del liquido.

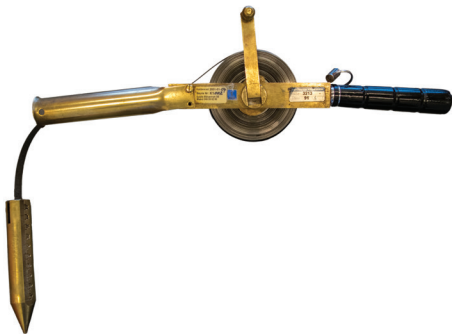


Figura 2.1: Nastro per immersione manuale.



Figura 2.2: Misurazione manuale con un nastro per immersione.

La misura del vuoto è la distanza dal punto di riferimento del serbatoio fino alla superficie del liquido. Il livello del serbatoio è poi calcolato prendendo l'altezza di riferimento meno la misura del vuoto. Le misure del vuoto sono spesso utilizzate su liquidi più pesanti come gli oli neri e il petrolio greggio.

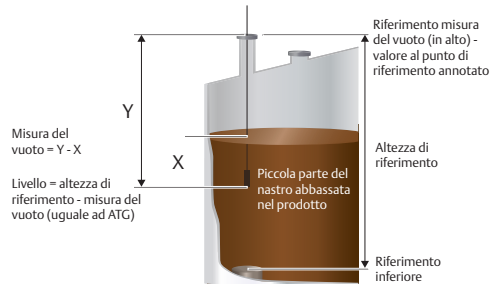


Figura 2.3: Definizioni di misurazioni manuali del vuoto.

La misura diretta del livello (livello del liquido) può essere effettuata anche con un nastro manuale. Questo metodo è utilizzato su liquidi puliti poiché il nastro sarà immerso in tutta l'altezza del serbatoio. Quando si misurano prodotti puliti con un nastro si utilizza una pasta indicativa per rendere visibile il taglio della superficie.

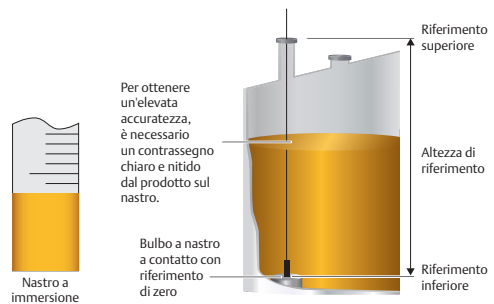


Figura 2.4: Definizioni della misura manuale del livello.

Per una misurazione manuale corretta e accurata è necessario un nastro di alta qualità, appena calibrato. Sui serbatoi riscaldati può essere necessario calcolare la dilatazione termica del nastro per ottenere una buona accuratezza della misura.

Lo standard API MPMS Capitolo 3.1A descrive come è eseguito un corretto Tank Gauging manuale.

2.2 Misuratori flottanti

Le misure automatiche per serbatoi cominciarono ad apparire negli anni '30. Uno dei primi modelli di misure per serbatoi era il misuratore flottante. In questo design, un grande galleggiante all'interno del serbatoio è connesso a un nastro metallico. Il nastro è connesso a un motore a molla e a un indicatore numerico meccanico all'estremità inferiore dell'esterno del serbatoio attraverso un sistema di pulegge. Nessuna alimentazione esterna è richiesta per un misuratore flottante, il movimento del livello del liquido alimenta l'intero meccanismo.

Per il monitoraggio remoto, il misuratore flottante può essere dotato di un trasmettitore. Il trasmettitore invia i valori del livello del serbatoio attraverso cavi di segnale alla sala controllo.

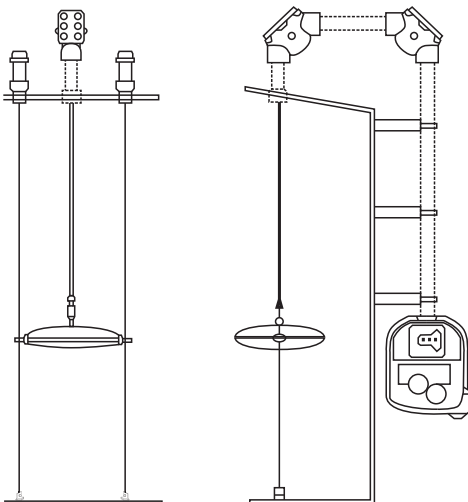


Figura 2.5: Il misuratore flottante e quello a nastro furono introdotti intorno al 1940.

La performance di accuratezza di un misuratore flottante è spesso bassa. Esistono molte fonti di errore come le differenze di galleggiamento, la banda morta, il gioco e l'isteresi nei meccanismi. Se qualcosa va storto con il galleggiante, il nastro o i cavi guida, è necessario eseguire un lavoro di manutenzione all'interno del serbatoio. Nessuna misurazione può essere eseguita con il misuratore flottante in attesa di una riparazione.

Il misuratore flottante è un dispositivo relativamente semplice, ma ha molte parti in movimento che richiedono manutenzione e riparazione nel corso della durata.

2.3 Misuratori servo

Negli anni '50, lo sviluppo della meccanica e dell'elettronica ha portato al misuratore servo. Con questo tipo di misuratore, il misuratore flottante è sostituito da un piccolo dislocatore. Il dislocatore ha la galleggibilità ma non galleggia sul liquido. Il dislocatore deve essere sospeso da un cavo sottile che è connesso al misuratore servo sulla parte superiore del serbatoio. Un sistema di pesatura nel misuratore servo rileva la tensione nel cavo, i segnali dal meccanismo di pesatura controllano un motore elettrico nella servo unità e fanno sì che il dislocatore segua i movimenti del livello del liquido. Un trasmettitore elettronico invia le informazioni sul livello attraverso i fieldbus alla lettura nella sala controllo.

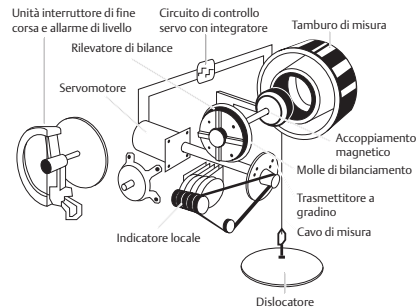


Figura 2.6: Misuratore servo.

Per evitare che il dislocatore vada alla deriva nel serbatoio, un tubo di calma è necessario ovunque sia installato un misuratore servo. Questo è richiesto anche nei serbatoi con tetto fisso.

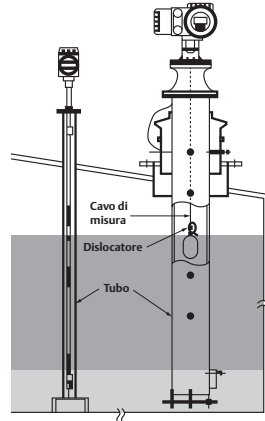


Figura 2.7: Misuratore servo e sensore di temperatura che misurano all'interno dei tubi di calma.

Il misuratore servo in genere funziona meglio di un misuratore flottante. Un misuratore servo appena calibrato può soddisfare i requisiti di accuratezza della misura fiscale. Tuttavia, il misuratore servo ha molte parti in movimento e il dislocatore e il cavo sono in contatto con il liquido del serbatoio. Quindi i misuratori servo hanno bisogno di attenzione sotto forma di calibrazione, manutenzione ordinaria e riparazione.

Misuratori servo utilizzati per la misurazione della densità e dell'acqua

Alcuni produttori di servo sostengono che l'unità può essere utilizzata per scopi diversi dalla misura di livello. Il servo può essere utilizzato per misurare la densità del liquido e i livelli bassi dell'acqua, ma in entrambi i casi la misura di livello è inibita mentre il misuratore servo esegue un'immersione del dislocatore nel prodotto. Misurando la tensione del cavo è possibile misurare la densità del liquido a vari livelli nel serbatoio. Quando è effettuato il rilevamento del fondo dell'acqua, il dislocatore è abbassato fino a colpire il livello dell'acqua libera sul fondo del serbatoio. Entrambe queste azioni possono creare un accumulo di sporcizia sul cavo, sul dislocatore e sul tamburo del cavo, creando un problema di manutenzione nel tempo. L'inconveniente più significativo è la mancanza di misura di livello durante questi esercizi di immersione. Va anche notato che la misurazione della densità con un misuratore servo non è riconosciuta da alcuno standard ingegneristico/ di misurazione.

Oggi, sia i misuratori flottanti sia i misuratori servo sono stati sostituiti da moderni misuratori per serbatoi basati sulla tecnologia radar.

2.4 Misuratori radar

I primi misuratori radar per serbatoi sono stati sviluppati a metà degli anni 1970 (il radar è anche chiamato microonde). Le prime versioni erano fatte per installazioni su petroliere d'alto mare. La tecnologia radar ha guadagnato rapidamente popolarità e da allora è stata fondamentalmente l'unica tecnologia di misura di livello scelta per qualsiasi grande petroliera.



Figura 2.8: La misura di livello radar è stata introdotta per applicazioni marine da Saab nel 1976.

Nei primi anni 1980, i misuratori radar per serbatoi sono stati ulteriormente sviluppati per adattarsi ai serbatoi di stoccaggio a terra. La tecnologia radar ha rapidamente guadagnato quote di mercato e oggi è generalmente la prima scelta in qualsiasi progetto di Tank Gauging. Dagli anni 1980, molti diversi misuratori radar sono stati commercializzati per il Tank Gauging e altre applicazioni di livello. Oggi, sul mercato esiste una grande offerta di strumenti radar che sostituiscono efficacemente i sensori di livello meccanici, ultrasonici e capacitivi grazie ai relativi vantaggi intrinseci per l'utente.

Un misuratore radar di livello non ha parti in movimento e non richiede una manutenzione regolare. I dispositivi radar non richiedono un contatto diretto con il liquido. Questo rende possibile l'uso di un misuratore radar su un'ampia varietà di liquidi, dall'asfalto pesante riscaldato ai gas liquefatti criogenici come il gas naturale liquefatto (LNG).

Un buon misuratore radar per serbatoi può facilmente fornire una misurazione affidabile per più di trent'anni.



Figura 2.9: Il primo misuratore radar a elevata accuratezza installato nel 1985 su un serbatoio di raffineria.

Se il radar è progettato correttamente, non richiede alcuna ricalibrazione dopo la prima regolazione sul serbatoio.



Figura 2.10: Misuratore radar di livello moderno su un serbatoio con tetto fisso.

2.5 Diversi tipi di misuratori radar

Sul mercato esistono molti misuratori radar di livello. Molti sono fatti per applicazioni di processo in cui l'alta accuratezza e la stabilità non sono i requisiti primari. Il costo unitario e altre considerazioni relative a queste applicazioni sono più importanti.

2.5.1 Misuratori radar di livello di processo

I dispositivi radar di processo sono fatti per molte applicazioni diverse nell'industria di processo. L'alta pressione e l'alta temperatura combinate con una forte agitazione del serbatoio sono sfide comuni per le installazioni radar di processo. In queste condizioni, l'accuratezza di alto livello non è l'obiettivo principale. Altre qualità come l'alta affidabilità e la bassa manutenzione sono più importanti. Il radar a impulsi è la tecnologia dominante nella maggior parte dei trasmettitori radar di processo. Il radar a impulsi fornisce una misurazione a basso costo, a bassa potenza e affidabile in condizioni difficili. I trasmettitori radar di processo sono in generale unità a 2 cavi pilotati da un circuito da 4-20 mA alimentato da bus, oppure alimentato da batteria wireless. Sono di tipo a propagazione nello spazio libero o a onda guidata. I trasmettitori radar nello spazio libero hanno una tromba, una lente o un'antenna parabolica. Il tipo a onde guidate ha un'antenna solida o flessibile che sporge nel serbatoio.

Esiste un ampio spettro di dispositivi radar di processo, e i produttori sul mercato servono diversi segmenti di mercato come l'industria chimica, del petrolio e del gas, alimentare e delle bevande.

Attualmente, i trasmettitori radar basati sulla tecnologia a impulsi sono meno accurati dei trasmettitori basati su FMCW utilizzati per le applicazioni di Tank Gauging.



Figura 2.11: Trasmettitore di livello radar non contattivo e trasmettitore di livello radar a onda guidata per applicazioni di processo.

2.5.2 Misuratori radar per Tank Gauging

Per soddisfare i requisiti di elevate performance di accuratezza della misura fiscale nelle applicazioni di Tank Gauging, i dispositivi radar utilizzano tipicamente il metodo di elaborazione del segnale FMCW (Frequency Modulated Continuous Wave). Il metodo FMCW va talvolta sotto il nome di "Impulso sintetizzato".

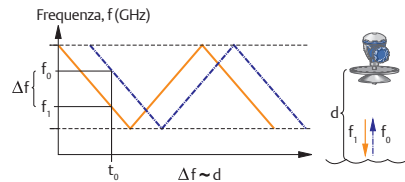


Figura 2.12: Il metodo FMCW.

FMCW è in grado di fornire un'accuratezza di misura di livello dello strumento migliore di un millimetro su un campo di lavoro di oltre 50 metri.

Dalla sua nascita negli anni '70, il misuratore di serbatoi radar basato su FMCW si è sviluppato rapidamente. Sono state rilasciate diverse generazioni di misuratori radar per serbatoi. L'ultimo design è stato miniaturizzato al punto che due unità radar possono condividere la stessa piccola custodia e fornire affidabilità e accuratezza mai viste prima. Allo stesso tempo, i requisiti di potenza sono stati ridotti al punto che i misuratori radar per serbatoi possono essere resi totalmente sicuri intrinsecamente e richiedono solo un bus a 2 cavi per l'alimentazione e la comunicazione.

2 - Tecnologie di Tank Gauging

FMCW è necessario per rendere accurato un misuratore radar del serbatoio, ma questo non è sufficiente da solo. I misuratori radar di precisione devono anche avere antenne a microonde appositamente progettate per essere in grado di fornire sia l'accuratezza dello strumento sia l'accuratezza installata richiesta dagli standard di misura fiscale.

Una proprietà importante delle antenne radar è che devono essere progettate in modo tale che qualsiasi condensa sgoccioli rapidamente. Pertanto, le antenne all'interno di serbatoi richiedono superfici inclinate per evitare l'accumulo di liquidi di condensa.



Figura 2.13: Design dell'antenna senza superfici orizzontali, in conformità allo standard dell'American Petroleum Institute (API cap. 3.1B ed. 1).

Esistono tre tipi principali di applicazioni per i misuratori radar per serbatoi:

- Installazione di un serbatoio con tetto fisso
- Installazione di un serbatoio con tetto flottante su un tubo di calma
- Installazione su serbatoi con gas liquefatti, pressurizzati o criogenici

Un misuratore radar per serbatoi dovrà essere in grado di fornire la massima accuratezza quando è montato sulle aperture dei serbatoi esistenti. Su un serbatoio con tetto fisso, le aperture adatte al Tank Gauging si trovano normalmente sul tetto vicino al muro del serbatoio.



Figura 2.14: Aperture di un serbatoio con tetto fisso.

Questa posizione è ideale grazie alla stabilità fornita dal muro del serbatoio e al minimo di flessione del tetto che ne risulta. Un misuratore radar per serbatoi deve essere in grado di fornire la massima accuratezza anche quando è posizionato vicino al muro del serbatoio. Le antenne con un fascio di microonde stretto sono più adatte per tali posizioni del serbatoio in prossimità del muro. Più grande è l'antenna, più stretto diventa il fascio di microonde.

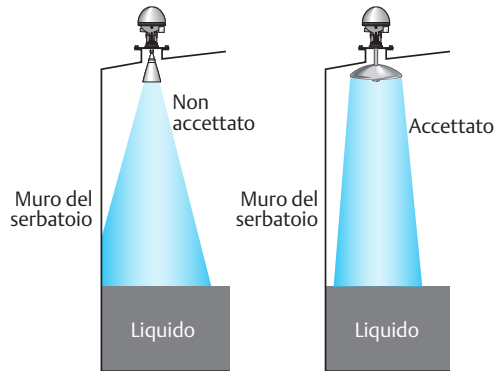


Figura 2.15: Misuratori radar con fascio largo (antenna piccola) e fascio stretto (antenna grande).

Su un serbatoio con tetto flottante, il tubo di calma è situato dove avviene qualsiasi misura di livello del liquido, poiché il resto della superficie del liquido è coperto dal tetto flottante. Un'antenna radar di misura del serbatoio per tubi di calma deve essere progettata in modo da poter utilizzare tubi di calma esistenti di varie dimensioni e design. Il tubo di calma deve avere delle fessure o dei fori per permettere una buona miscelazione del liquido tra l'interno e l'esterno del tubo. Se non esistono fori o fessure, è probabile che il livello del liquido all'interno del tubo sia diverso dal resto del serbatoio. Se il tubo è riempito dal basso, il prodotto più pesante si accumulerà nel tubo. Le fessure o i fori lo impediscono.

Un misuratore radar per applicazioni in tubi di calma deve avere la capacità di far fronte a un tubo di calma con grandi fessure/fori e tuttavia fornire un'elevata accuratezza. Deve anche funzionare con la massima accuratezza anche se il tubo ha ruggine e accumuli di sporcizia all'interno.

Inoltre, un'antenna per il tubo di calma deve essere fatta in modo che il tubo di calma possa essere accessibile per altri compiti come il campionamento e la misurazione manuale.



Figura 2.16: La misura radar a bassa perdita può essere utilizzata per eliminare praticamente il degrado della misura nei vecchi tubi di calma.

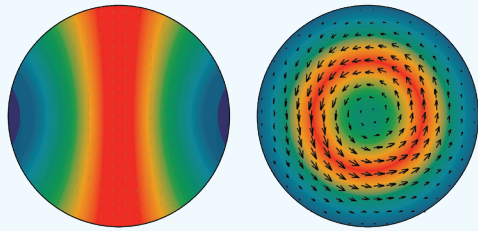


Figura 2.17: Modalità H01 a bassa perdita visualizzata.

Utilizzo di un tubo di calma come guida d'onda

Le guide d'onda a forma tubolare che supportano la cosiddetta modalità H01 sono in grado di fornire un'attenuazione di pochi decibel per chilometro. Tali guide d'onda a forma di tubo sono state testate per agire come canali di telecomunicazione attraverso le nazioni. La stessa modalità di propagazione a bassa perdita H01 è utilizzata con successo in applicazioni di Tank Gauging radar da molti anni.

I tubi di calma nei normali serbatoi di stoccaggio sono tubolari, spesso di dimensioni comprese tra 5 e 12 in. o tra 125 e 300 mm di diametro. Questi tubi possono funzionare come guide d'onda per il Tank Gauging radar nel campo di lavoro della frequenza di 10-11 GHz. Una guida d'onda con fori e fessure in combinazione con l'accumulo di sporcizia e residui di saldatura tra le sezioni del tubo genererebbe perdite di microonde e renderebbe il tubo di calma inadatto al Tank Gauging. Tuttavia, utilizzando la modalità a bassa perdita della propagazione H01, questi problemi legati alle fessure/ai fori sono praticamente eliminati. È dimostrato che i tubi di calma con più di 30 anni di servizio nel settore del petrolio greggio funzionano perfettamente come guida d'onda per il Tank Gauging radar accurato, a condizione che sia utilizzato l'H01 a bassa perdita.



Figura 2.18: Accesso per immersione manuale in un tubo di calma.

frequenza di microonde. Quando si utilizzano i tubi di calma come guide d'onda si scopre che le frequenze nella banda X sono ottimali. I serbatoi di stoccaggio con tetto fisso senza tubi di calma hanno spesso aperture per il serbatoio di dimensioni da 200 a 600 mm (da 8 a 24 pollici) di diametro. Le antenne adatte per tali aperture sono quelle che possono gestire la condensa pesante di acqua e l'accumulo di sporcizia. In queste condizioni il design delle antenne a tromba, coniche o paraboliche ha dimostrato di funzionare molto bene, soprattutto perché possono essere progettate con superfici a sgocciolamento. Tali antenne in questo campo di lavoro di dimensioni hanno un eccellente storico quando sono utilizzate nei campi di lavoro di frequenza tra 9 e 10 GHz (banda X).

2.6 Selezione della frequenza del radar

Per le applicazioni di Tank Gauging, l'affidabilità della misurazione e le performance di affidabilità sono le qualità principali. Per soddisfare i requisiti è importante selezionare il design ottimale dell'antenna e la giusta

Le frequenze più alte sono utilizzate nei misuratori radar di processo per poter inserire antenne più piccole nelle aperture strette dei misuratori di serbatoi. Tuttavia le piccole antenne e le frequenze più alte tendono ad aumentare la sensibilità alla condensa e all'accumulo di sporcizia.

2.7 Serbatoi pressurizzati

Sono richieste proprietà speciali per un'antenna a microonde utilizzata per il Tank Gauging in serbatoi pressurizzati:

- La disposizione dell'antenna deve essere in grado di resistere alla pressione del serbatoio.
- Dovrà avere una valvola di chiusura per la protezione e per soddisfare i requisiti di sicurezza.
- Dovrà avere la capacità di compensare le atmosfere dei serbatoi ad alta densità e qualsiasi effetto che questo abbia sulla velocità di propagazione delle microonde.
- Dovrà essere possibile verificare le performance del misuratore durante le normali operazioni del serbatoio.

Esistono soluzioni per soddisfare tutti questi criteri con un buon misuratore e design dell'antenna. Vedere [capitolo 7](#) per maggiori informazioni sulle misurazioni radar su serbatoi pressurizzati.

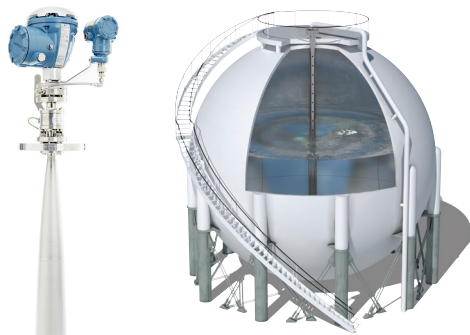


Figura 2.19: Sensore di misura radar con compensazione dell'atmosfera pesante in un serbatoio di GPL.

3

Standard ingegneristici e approvazioni

Argomento	Pagina
3.1 Standard dell'American Petroleum Institute (API)_____	17
3.1.1 Capitolo 3.1A e 3.1B_____	18
3.1.2 Capitolo 3.3: Misura di livello in serbatoi pressurizzati_____	20
3.1.3 Capitolo 3.6: Sistema di Tank Gauging ibrido_____	21
3.1.4 Capitolo 7: Determinazione della temperatura_____	22
3.2 Standard ISO_____	22
3.3 OIML_____	23
3.4 Istituti nazionali di metrologia_____	24
3.4.1 Nederlands Meetinstituut (NMI)_____	24
3.4.2 Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB)_____	25
3.4.3 Istituto di ricerca tecnica della Svezia (SP)_____	25
3.4.4 Altri istituti nazionali_____	25

3. Standard ingegneristici e approvazioni



Esistono diversi standard internazionali che sono rilevanti per il Tank Gauging. Lo scopo principale di questi standard è quello di servire come linee guida sia per gli utenti sia per i produttori di apparecchiature di Tank Gauging. I membri dei gruppi di lavoro dietro lo sviluppo di questi documenti sono, nella maggior parte dei casi, utenti esperti dell'industria petrolifera o produttori con una notevole conoscenza del Tank Gauging. È importante che i gruppi di lavoro abbiano un buon equilibrio tra utenti e produttori, per evitare che gli standard diventino sbilanciati in qualche direzione. Il grafico trend è quello di evitare il più possibile gli standard specifici della tecnologia e di specificare i requisiti delle apparecchiature per una determinata applicazione. Questo lascia la porta aperta a qualsiasi tecnologia per conformarsi, se si può dimostrare che soddisfa i requisiti.

Provare la conformità a uno standard non è comunque sempre facile, poiché deve esservi un'autorità/organismo indipendente disponibile che abbia le conoscenze e le risorse per testare un sistema di Tank Gauging. ISO (International Organization for Standardization) e API (American Petroleum Institute) sono responsabili delle norme più importanti nell'ambito del Tank Gauging, ma non hanno una propria organizzazione di test e non sono organizzati come tipici istituti di test.

Sono invece le autorità metrologiche nazionali di un Paese che dovrebbero avere questa competenza. A seconda di come la misura fiscale basata su apparecchiature di Tank Gauging è stata implementata nel loro Paese, hanno (in misura

variabile) l'esperienza, le competenze e le risorse necessarie. Pertanto, nei Paesi in cui vi sono requisiti legali per le apparecchiature di Tank Gauging, dovrebbe esservi anche un dipartimento all'interno di un'organizzazione metrologica che gestisce gli aspetti legali delle apparecchiature di Tank Gauging. In genere funziona così:

1. Il governo è responsabile della legge (i requisiti legali sul Tank Gauging), e rilascia un accreditamento a un istituto di test nazionale attraverso un organismo di accreditamento.



2. L'istituto di test deve dimostrare all'ente di accreditamento di avere la capacità e la competenza per eseguire le prove, e deve anche definire una procedura di test.



3. Dopo l'approvazione dell'ente di accreditamento, all'istituto di test è concesso il diritto di eseguire i test e può quindi emettere un rapporto di test. Se il rapporto di test è conforme ai requisiti legali di misura fiscale, può essere rilasciata un'approvazione.

Fortunatamente, i diversi istituti nazionali nel mondo che eseguono test stanno cooperando all'interno di un'organizzazione chiamata OIML (International Organization of Legal Metrology). In questa organizzazione sono definite una serie di procedure di test, ed esiste una procedura speciale definita per le apparecchiature di Tank Gauging chiamata [R 85](#) ([Raccomandazione 85](#)).

Poiché la maggior parte dei Paesi che hanno definito i requisiti per la misura fiscale legale sono membri dell'OIML, la procedura di test per avere l'approvazione nazionale è fondamentalmente la stessa in ogni Paese dell'OIML, ed è conforme a R 85. Possono esistere alcune piccole differenze nei requisiti da un Paese all'altro, ma in linea di principio un Paese che è membro dell'OIML non dovrebbe adottare altri requisiti oltre a quelli prescritti da R 85.

Un sistema di Tank Gauging che è stato testato da un istituto accreditato OIML R 85 in un Paese, non avrà quindi bisogno di ripetere lo stesso test in un altro. Tuttavia, non si può presumere che esisterà

un'approvazione automatica in ogni nuovo Paese, poiché il rapporto di test originale R 85 sarà spesso soggetto a un esame approfondito per verificare che la procedura R 85 sia stata seguita come previsto.

Poiché molti requisiti sui misuratori di livello per il Tank Gauging in OIML R 85 sono stati armonizzati con i requisiti definiti nelle standard ISO e API, nella maggior parte dei casi ciò significa che un misuratore di livello che soddisfa i criteri di test secondo OIML R 85 soddisfa anche i requisiti secondo ISO e API. Va notato, tuttavia, che l'OIML R 85 copre solo il test delle funzioni del misuratore di livello. Le misure di temperatura del prodotto o le misure di densità non sono coperte da OIML finora, vedere [sezione 3.3](#).



Figura 3.1: Tubo di calma in un serbatoio di petrolio greggio con tetto flottante aperto.

Va notato anche un altro aspetto degli standard. Se un incidente come la tracimazione di un serbatoio (o nel peggiore dei casi un incendio con vittime) si verifica in un impianto petrolifero, si tradurrà probabilmente in una causa legale e/o un procedimento penale. In tali procedimenti legali è probabile che sia esaminato lo stato dell'intera installazione del sistema misuratore di livello. Una domanda diventa allora molto importante: "Il sistema misuratore di livello è installato e funzionante secondo la migliore prassi?"

In caso contrario, e se il sistema misuratore di livello o l'installazione è in cattive condizioni, è probabile che il proprietario dell'impianto riceva forti multe, che debba pagare danni enormi o persino scontare pene detentive. Se il proprietario, d'altra parte, può dimostrare che l'apparecchiatura o l'installazione è conforme a uno standard di buona reputazione come gli standard API o ISO, può essere difficile dimostrare che lo stato dell'apparecchiatura non è secondo

la "buona prassi". In particolare, le linee guida nel Manuale degli standard di misura del petrolio (Manual of Petroleum Measurement Standards, MPMS) API capitolo 3.1A e capitolo 3.1B sono importanti a questo proposito, poiché includono diverse linee guida che si potrebbe dire definiscano la "buona prassi", vedere l'esempio seguente:

Esempio 3.1: Buona prassi

Il capitolo 3.1 A dell'API MPMS raccomanda come dovrà essere progettato un tubo di calma in un serbatoio con tetto flottante, e in particolare quale dimensione minima del foro è necessaria per assicurare un corretto flusso di prodotto dall'esterno del tubo all'interno. È ovvio che fori troppo piccoli (o nessun foro) potrebbero causare una tracimazione poiché il misuratore di livello montato sul tubo di calma in questo caso indicherebbe un livello troppo basso, perché il livello all'esterno del tubo sarà più alto. D'altra parte, l'utente non vuole avere una dimensione eccessiva del foro, poiché questo aumenterebbe l'evaporazione del prodotto che potrebbe essere in conflitto con le norme ambientali. Rispettando la raccomandazione del capitolo 3.1 A dell'API MPMS, il proprietario seguirebbe le raccomandazioni emesse dalle persone più esperte dell'industria petrolifera.

3.1 Standard dell'American Petroleum Institute (API)

Gli standard API sono ben noti alla maggior parte delle persone nell'industria petrolifera. Una caratteristica importante degli standard API è che forniscono fatti basati sull'esperienza molto utili sui problemi quotidiani di Tank Gauging e su come risolverli. Riassumono anche il know-how delle indagini pratiche che sono state effettuate dai dipartimenti di ricerca delle principali compagnie petrolifere. Specificamente per il Tank Gauging esistono alcuni importanti standard API in MPMS come:

- **Capitolo 3.1A** Pratica standard per la misurazione manuale del petrolio e dei prodotti petroliferi
- **Capitolo 3.1B** Pratica standard per la misura di livello di idrocarburi liquidi in serbatoi fissi mediante Tank Gauging automatico

The API logo consists of the letters 'API' in a large, bold, red, sans-serif font. To the left of the letters is a solid orange vertical rectangle.

L'American Petroleum Institute (API) è stato fondato a New York City nel 1919, a seguito di uno slancio verso la formazione di un'associazione nazionale per rappresentare l'industria del petrolio e del gas negli anni del dopoguerra.

Oggi l'API ha sede a Washington D. C. ed è la più grande associazione commerciale statunitense per l'industria del petrolio e del gas naturale. Rappresenta circa 650 corporazioni dell'industria petrolifera coinvolte nella produzione, raffinazione e distribuzione fra le altre aree.

La funzione principale dell'API è parlare a nome dell'industria del petrolio e del gas naturale per influenzare la politica pubblica a sostegno dell'industria. Le sue funzioni includono la difesa, la negoziazione, il lobbismo, la ricerca, la formazione e la certificazione degli standard industriali.

- Capitolo 3.3 Pratica standard per la misura di livello di idrocarburi liquidi in serbatoi di stoccaggio stazionari pressurizzati mediante Tank Gauging automatico
- Capitolo 3.6 Misurazione degli idrocarburi liquidi con sistemi di misura a serbatoio ibrido
- Capitolo 7 Determinazione della temperatura
- Capitolo 7.3 Determinazione della temperatura - Sistemi automatici fissi di temperatura del serbatoio
- API 2350 Protezione da traccimazione per serbatoi di stoccaggio in impianti petroliferi

Questi standard sono brevemente descritti di seguito.

3.1.1 Capitolo 3.1A e 3.1B

Il capitolo 3.1A dell'API MPMS si riferisce a come eseguire misurazioni manuali secondo la migliore prassi. Poiché la misura manuale sul serbatoio è il riferimento per la misurazione automatica con i misuratori di livello, è della massima importanza che la misura manuale sia eseguita correttamente. Il capitolo 3.1A include informazioni dettagliate su come va essere eseguita una misurazione manuale e anche su come non va eseguita. Questa procedura può sembrare molto semplice a prima vista, ma è sorprendente quanto spesso una discrepanza

tra un valore preso manualmente e un valore da un misuratore di livello automatico è causata da un'imprecisione del rilevamento manuale. La ragione può essere che sono state utilizzate apparecchiature scadenti come nastri per immersione manuale non accurati/non calibrati, le correzioni della temperatura del nastro non sono state eseguite, l'immersione manuale è stata effettuata su una superficie mobile/turbolenta o la persona che ha eseguito l'immersione manuale è stata disattenta, ecc.

Un'altra ragione comune per la discrepanza dell'immersione manuale è la proprietà meccanica e l'instabilità del serbatoio. L'influenza dell'instabilità meccanica può essere spiegata come segue: Il misuratore di livello misura la distanza dal relativo punto di riferimento fino alla superficie del liquido e calcola il livello sottraendo la distanza misurata (misura del vuoto) dall'altezza di riferimento (la distanza dal riferimento del portello del misuratore fino alla piastra dati, vedere [capitolo 2 figura 2.1](#)).

La persona che esegue l'immersione manuale misura la distanza dalla piastra dati fino al segno che il prodotto fa sul nastro, cioè se l'altezza di riferimento varia a causa di sollecitazioni meccaniche o termiche esisterà una discrepanza. Quanto varia l'altezza di riferimento dipende dal tipo di serbatoio reale e dal design del serbatoio. Nel capitolo 3.1A dell'API MPMS (e anche nel capitolo 3.1B) esistono informazioni preziose su come progettare serbatoi con una variazione minima dell'altezza di riferimento. È possibile citare alcune importanti linee guida di base:

Serbatoio con tubo di calma:

- Se il serbatoio ha un tubo di calma, è importante che sia collegato correttamente al fondo del serbatoio e che sia guidato solo in alto, vedere figura 3.2.

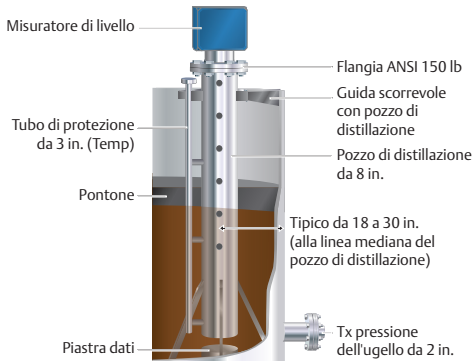


Figura 3.2: Tubo di calma collegato al fondo del serbatoio.

- Quando è collegato al muro, l'effetto di rigonfiamento del muro del serbatoio dovuto alla forte pressione statica del liquido non dovrebbe causare lo spostamento verticale del tubo di calma. Un design a cerniera come quello della figura 3.3 dovrebbe evitarlo.

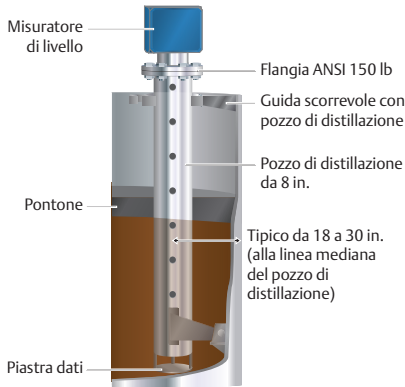


Figura 3.3: Tubo di calma collegato al muro del serbatoio.

- La piastra dati (la piastra di riferimento dell'immersione manuale) deve essere collegata al tubo di calma e non installata sul fondo del serbatoio, a meno che il tubo di calma si trovi direttamente sul fondo del serbatoio.

Serbatoio con tetto fisso, senza tubo di calma:

- Per evitare movimenti tra il punto di riferimento del misuratore di livello e il portello del misuratore, il misuratore di livello va installato vicino al portello del misuratore.
- Quando il misuratore di livello è installato su un passaggio d'ispezione sul tetto, la flessione del tetto dove si trova il misuratore di livello dovrà essere ridotta al minimo. La pratica migliore è quella di installare il misuratore di livello "abbastanza" vicino al muro del serbatoio dove il tetto è più stabile (il significato di "abbastanza" dipende dal tipo di misuratore di livello, vedere le relative informazioni di installazione del misuratore di livello).

Alcune delle variazioni dell'altezza di riferimento possono anche essere compensate in un moderno misuratore di livello. Il criterio per utilizzare questa opzione è che la variazione sia prevedibile. Il rigonfiamento del muro del serbatoio è un esempio, poiché è legato solo alla pressione statica sul muro del serbatoio e quindi prevedibile. Se l'altezza di riferimento è misurata a diversi livelli di prodotto, è possibile programmare la variazione nel misuratore di livello e compensare il valore del livello per la variazione dell'altezza di riferimento. Un'altra variazione prevedibile è l'influenza termica sul muro del serbatoio o sul tubo di calma. Utilizzando le informazioni sulla temperatura da un sensore di temperatura multi-spot, il misuratore di livello può compensare l'espansione/contrazione causata dai cambiamenti di temperatura. Per un serbatoio con tetto fisso, questo calcolo di compensazione dipende sia dalla temperatura ambiente sia dalla temperatura del liquido. Il capitolo 3.1A descrive come questo vada preso in considerazione.



Figura 3.4: I passaggi d'ispezione sono normalmente situati vicino al muro del serbatoio che fornisce stabilità meccanica.

Nel capitolo 3.1A manca una descrizione più esatta su come maneggiare il nastro per immersione manuale e su come eseguire le correzioni del nastro. Alcuni utenti misurano la misura del vuoto (la distanza da un riferimento nel portello di immersione alla superficie del liquido) invece del livello. Questo è comune per i prodotti pesanti al fine di evitare che tutto il nastro sia rivestito di prodotto. Immergere manuale una cisterna di bitume piena durante il freddo inverno, abbassando il nastro fino al fondo, renderà il nastro inutilizzabile per il futuro.

Quando si esegue un'immersione manuale in vasche riscaldate è molto importante eseguire una correzione della temperatura del nastro. Un esempio:

- Un nastro per immersione manuale ha tipicamente un coefficiente di espansione termica di $12 \text{ ppm} / ^\circ\text{C}$, ed è calibrato a 20°C .
- In un serbatoio di bitume con temperatura 220°C e a 20 m di distanza il nastro sarà: $(220-20) \times 12 \times 10^{-6} \times 20000 = 48 \text{ mm}$ più lungo.
- Di conseguenza, il nastro mostrerà un errore di 48 mm a 20 m di distanza.

È chiaro che nel caso di cui sopra la correzione della temperatura è necessaria. Questo è anche il caso dei serbatoi riscaldati con temperature più basse come l'olio combustibile, ecc. dove la correzione della temperatura è necessaria per ottenere un'accuratezza di riferimento nel campo di lavoro di pochi millimetri.

Un altro metodo per immersione manuale utilizzato da alcuni è quello di collegare una barra di metallo al nastro per immersione manuale e posizionare il nastro ponendo la barra in cima al portello per immersione manuale e immergere solo l'estremità inferiore del nastro nel liquido. Dopo aver sottratto il liquido tagliato sul nastro dal valore sul nastro a cui era collegata la barra, è possibile ottenere una lettura molto esatta. Si tratta di un metodo di misura del vuoto, e i cambiamenti dell'altezza di riferimento non influenzano la lettura, tranne che per qualsiasi variazione nella posizione di riferimento del misuratore di livello rispetto alla posizione del portello del misuratore.

API MPMS capitolo 3.1A e anche 3.1B consiglia vivamente che l'utente misuri l'altezza di riferimento nello stesso momento in cui è eseguita l'immersione manuale del livello del liquido. Questo è un metodo molto semplice, e indicherà immediatamente all'utente se qualsiasi discrepanza è legata al misuratore di livello o all'instabilità meccanica del serbatoio.

Nel capitolo 3.1B dell'API MPMS, l'attenzione si concentra sulle apparecchiature di Tank Gauging automatico. Il capitolo non specifica alcuna preferenza particolare per alcuna tecnologia, ma è molto chiaro che esistono pochissime tecnologie che possono soddisfare i requisiti di misura fiscale di 1 mm (0,04 pollici) di accuratezza in condizioni di laboratorio su tutto il campo di temperatura.

Il capitolo 3.1B specifica anche un requisito di accuratezza molto rilassato quando il sistema misuratore di livello è utilizzato solo per scopi di inventario. Il requisito è definito a partire da 25 mm (1 in.). È improbabile che un utente acquisti un sistema misuratore di livello con un rendimento così basso, quindi è probabile che questa cifra sia fissata per permettere ai vecchi sistemi di rientrare nella categoria della "migliore prassi" in una controversia legale, e quindi non sarà immediatamente necessario uno scambio con apparecchiature più moderne.

Il sistema dei misuratori di livello è generalmente utilizzato non solo per le operazioni, la misura fiscale e l'inventario, ma anche per il bilancio di massa, il controllo delle perdite e in alcuni casi l'allarme perdite. Il capitolo 3.1B non tratta affatto i requisiti di questi ultimi scopi, tuttavia nel moderno Tank Gauging si potrebbe notare che molti utenti hanno requisiti simili a quelli della misura fiscale. I requisiti diventano comunque più complicati poiché i requisiti per il bilancio di massa e il controllo delle perdite sono basati sulla precisione della massa, e l'accuratezza del livello è in questi casi solo un parametro dell'equazione.

3.1.2 Capitolo 3.3: Misura di livello in serbatoi pressurizzati

Gli standard del capitolo 3.3 trattano la misura di livello nei serbatoi pressurizzati. Descrive le speciali precauzioni di sicurezza richieste per i serbatoi di GPL pressurizzati e come può essere realizzata un'installazione secondo le migliori prassi.

Una circostanza speciale con un serbatoio pressurizzato è che non è possibile utilizzare la normale misurazione di riferimento con un'immersione manuale. Invece lo standard descrive alcuni metodi di riferimento indiretto: uno per i misuratori di livello basati su servo, e uno per quelli basati su radar. Ciò significa che in questo caso non è stata seguita la regola di evitare soluzioni specifiche della tecnologia. Entrambi i metodi di riferimento descritti possono essere discutibili da un punto di vista metrologico teorico, poiché la tracciabilità a uno

standard nazionale non è del tutto semplice. Tuttavia, non esistono metodi di verifica migliori per questa applicazione, e le autorità metrologiche hanno in generale accettato i limiti dei metodi di riferimento.

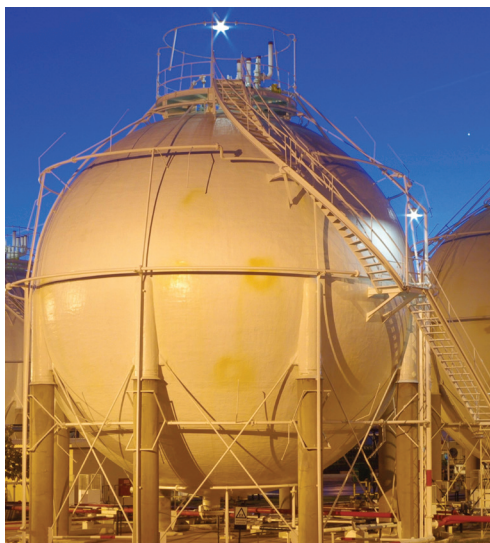


Figura 3.5: La misura di livello in serbatoi pressurizzati non può essere eseguita con la misurazione manuale, portando a raccomandazioni specifiche per la tecnologia di misura di livello basata su servo e radar.

Poiché il GPL ha di solito un valore economico inferiore rispetto ai prodotti petroliferi raffinati, i requisiti degli utenti non sono generalmente così severi. Spesso l'accuratezza raggiunta dalle misure di portata massica è considerata sufficiente. Le transazioni di prodotti a base di GPL basate sulla misura fiscale legale non sono quindi molto comuni.

Gran parte del capitolo 3.3 si concentra invece sui requisiti di prestazione per ottenere una misurazione sicura e affidabile nei serbatoi di GPL, e le cifre di accuratezza menzionate sono molto basate sull'incertezza metrologica nella misurazione di riferimento, dove l'immersione manuale non è un'alternativa. Nonostante questo, il capitolo 3.3 fornisce informazioni preziose sulle migliori pratiche per l'installazione e la messa in funzione di un sistema misuratore di livello del GPL.

3.1.3 Capitolo 3.6: Sistema di Tank Gauging ibrido

Il nome "sistema di Tank Gauging ibrido" deriva dal fatto che è una combinazione di un sistema di Tank Gauging tradizionale e un sistema di Tank Gauging idrostatico (HTG). Esistono due casi d'uso principali per un sistema ibrido in cui l'utente è interessato alla massa o alla densità (o a entrambe).

Per la maggior parte gli utenti di sistemi ibridi nell'industria petrolifera sono interessati a misurare la densità online, poiché il calcolo del volume trasferito (volume standard) richiede la misura di livello, temperatura e densità. Il sistema ibrido permette di evitare la misurazione manuale della densità sui serbatoi, che è un compito che richiede molta manodopera ed è spesso legato a gravi errori di misura se non è eseguito correttamente. Per poter calcolare la densità, un sistema ibrido ha quindi un sensore di pressione se il serbatoio ha la pressione atmosferica, e due sensori di pressione se il serbatoio non è liberamente ventilato.

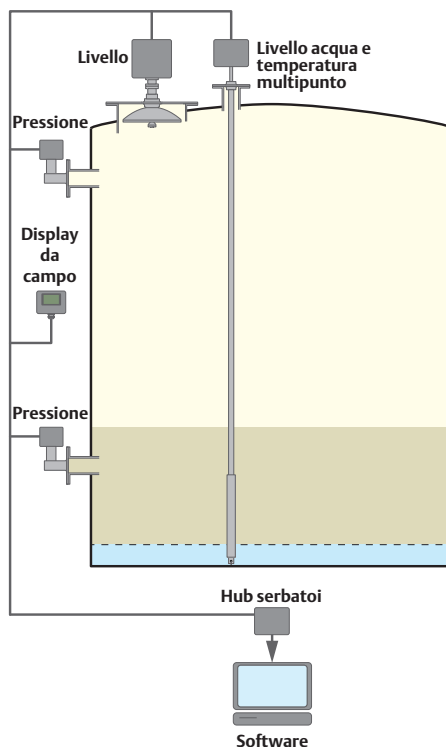


Figura 3.6: Il Tank Gauging ibrido del serbatoio è una combinazione di un sistema tradizionale di Tank Gauging e un sistema HTG.

In un sistema tradizionale di Tank Gauging idrostatico (HTG) è presente un sensore di pressione aggiuntivo e nessun sistema misuratore di livello. La densità del prodotto nel sistema HTG è calcolata dalla densità tra i soli sensori P1 e P2. La densità in questo intervallo non è rappresentativa della densità dell'intero serbatoio e il valore non è quindi normalmente utilizzabile per la misura fiscale.

Con un sistema ibrido, la densità è calcolata utilizzando l'altezza della colonna di liquido sopra il sensore P1 data dal misuratore di livello. In questo caso si riceve un valore di densità molto più preciso, che rappresenta la densità globale del prodotto.

Poiché per la maggior parte i prodotti petroliferi sono per tradizione commercializzati in base al volume standard e non alla massa, l'uso di un sistema ibrido (o sistema HTG) per la misurazione della massa è di uso molto limitato in tutto il mondo. Esistono comunque alcune eccezioni, per esempio la Cina, che per molti anni ha utilizzato la misura fiscale basata sulla massa. Alcune installazioni, principalmente per lo stoccaggio di prodotti petroliferi chimici speciali sono un'altra eccezione, ma sono in generale rare.

Il capitolo 3.6 è unico in quanto non solo fornisce informazioni sulle migliori pratiche per l'installazione di un sistema ibrido, ma mostra anche quali precisioni è possibile aspettarsi su densità e massa. Tutti i calcoli in un sistema ibrido e le performance previste saranno discussi nel capitolo 8.

3.1.4 Capitolo 7: Determinazione della temperatura

Il capitolo 7 dell'API MPMS è in fase di revisione e un nuovo importante approccio è quello di dividere i diversi casi d'uso in quattro sottocapitoli. L'edizione precedente del capitolo 7 includeva molti casi diversi di misura della temperatura nella stessa sezione, il che era un po' confuso, quindi il nuovo approccio è un miglioramento.

Solo la parte 7.3 è finalizzata oggi. Descrive le misure della temperatura nei serbatoi per scopi di inventario e misura fiscale. La sezione 7.3 fornisce molte indicazioni importanti su come va eseguita un'installazione adeguata, quanti sensori sono necessari per l'uso della misura fiscale, e quale accuratezza è richiesta sui singoli elementi di temperatura, unità di conversione elettronica, ecc.

Poiché l'accuratezza di un moderno misuratore di livello oggi è molto alta, è in molti casi l'accuratezza della temperatura che è la misura più critica per ottenere un'alta accuratezza della valutazione della quantità. L'importanza dell'accuratezza della misura della temperatura è descritta meglio nel capitolo 6.

3.2 Standard ISO

L'International Organization for Standardization (ISO) ha anche sviluppato una serie di standard per il Tank Gauging. In passato questi standard potevano essere molto diversi rispetto agli standard API, ma durante gli ultimi 15 anni si è verificata una notevole armonizzazione tra API e ISO.

Questo ha portato a standard che hanno un contenuto molto simile. Di conseguenza è stato deciso di avere una cooperazione più diretta tra API e ISO, che ridurrebbe i costi per lo sviluppo degli standard.

Oggi l'ISO non emette nuovi standard nel settore del Tank Gauging. Invece ISO prende una parte attiva nel lavoro API di revisione degli standard e nello sviluppo di nuovi. Esistono comunque alcuni standard API non ancora pronti (un esempio sono i sottocapitoli rimanenti sotto il capitolo 7 dell'API) e quindi alcuni standard ISO sono ancora rilevanti.

Gli standard ISO non sono discussi in dettaglio in questa guida, ma l'elenco che segue mostra gli standard ISO rilevanti ai fini del Tank Gauging:

- ISO 4266-1:2002 Petrolio e prodotti petroliferi liquidi - Misurazione del livello e della temperatura in serbatoi di stoccaggio con metodi automatici - Parte 1: Misura del livello in serbatoi atmosferici
- ISO 4266-2:2002 Petrolio e prodotti petroliferi liquidi - Misurazione del livello e della temperatura in serbatoi di stoccaggio con metodi automatici - Parte 2: Misurazione del livello nei serbatoi marini
- ISO 4266-3:2002 Petrolio e prodotti petroliferi liquidi - Misurazione del livello e della temperatura in serbatoi di stoccaggio con metodi automatici - Parte 3: Misura del livello in serbatoi di stoccaggio pressurizzati (non refrigerati)

- **ISO 4266-4:2002** Petrolio e prodotti petroliferi liquidi - Misurazione del livello e della temperatura in serbatoi di stoccaggio con metodi automatici - Parte 4: Misura della temperatura in serbatoi atmosferici
- **ISO 4266-5:2002** Petrolio e prodotti petroliferi liquidi - Misurazione del livello e della temperatura in serbatoi di stoccaggio con metodi automatici - Parte 5: Misurazione della temperatura nei serbatoi marini
- **ISO 4266-6:2002** Petrolio e prodotti petroliferi liquidi - Misurazione del livello e della temperatura in serbatoi di stoccaggio con metodi automatici - Parte 6: Misura della temperatura in serbatoi di stoccaggio pressurizzati (non refrigerati)
- **ISO 15169:2003** Petrolio e prodotti petroliferi liquidi - Determinazione del volume, della densità e della massa del contenuto di idrocarburi di serbatoi cilindrici verticali mediante sistemi ibridi di misura del serbatoio

3.3 OIML

Il documento più importante dell'OIML che riguarda i misuratori di livello è la raccomandazione R 85. Questo documento specifica i requisiti di un misuratore di livello che va utilizzato per la misura fiscale legale, come va testato per un'approvazione del modello, e quali procedure vanno eseguite per mettere il misuratore di livello in funzione su un serbatoio. Inoltre descrive una procedura adeguata per verificare che il misuratore di livello sia in condizioni adeguate.

I requisiti del misuratore di livello quando è utilizzato per la misura fiscale sono piuttosto alti, e oggi esistono pochissimi prodotti che possono essere all'altezza. La ragione delle elevate richieste è che un misuratore di livello in uso legale agisce come una terza parte tra un acquirente e un venditore di grandi volumi di rinfuse liquide con un alto valore economico. Il dispositivo di misura è neutro in questa transazione, ed esistono molte transazioni corrispondenti nella nostra vita quotidiana che sono simili. Alcuni esempi che diamo per scontati sono il risultato di una macchina per pesatura o di una pompa di benzina, dove non mettiamo in dubbio il risultato se sappiamo che è approvato da un ufficio metrologico.

Inoltre, il risultato del misuratore di livello può spesso essere utilizzato per la determinazione della tassa d'importazione dove il governo ha interesse che la misurazione abbia la massima precisione possibile.

I requisiti di accuratezza in OIML R 85 per avere l'approvazione del modello sono: Errore massimo ammissibile (MPE) che non può essere superiore a ± 1 mm (0,04 in.) nel campo di lavoro operativo previsto. Inoltre, questo requisito deve essere soddisfatto nel campo di temperatura previsto, che può essere il requisito più severo, poiché pone requisiti elevati sulla stabilità della temperatura sia dei componenti meccanici sia dell'elettronica. Il requisito di accuratezza installato è: L'errore massimo tollerato non può essere superiore a ± 4 mm (0,16 in.), e questa cifra include non solo gli errori del misuratore di livello, ma anche tutti gli errori dovuti alla meccanica del serbatoio, allo stress termico del serbatoio ecc.

OIML

La International Organization of Legal Metrology (OIML) è un'organizzazione intergovernativa fondata nel 1955 con sede a Parigi. Promuove l'armonizzazione globale delle procedure di metrologia legale che sono alla base del commercio internazionale e lo facilitano. L'armonizzazione della metrologia legale assicura che la certificazione dei dispositivi di misura in un Paese sia compatibile con la certificazione in un altro.

L'OIML ha sviluppato linee guida per assistere i suoi membri nella creazione di una legislazione appropriata e di linee guida sulla certificazione riguardante la metrologia. Lavorano a stretto contatto con altre organizzazioni internazionali per garantire la compatibilità tra le certificazioni. L'OIML non ha l'autorità di imporre soluzioni ai suoi membri, ma le sue raccomandazioni sono spesso utilizzate come parte delle leggi nazionali.

La procedura di test di un misuratore di livello rispetto a R 85 include anche alcuni test di fattori di influenza, come EMC, brevi interruzioni di corrente, stabilità nei collegamenti di comunicazione, disposizioni per consentire la tenuta metrologica ecc. Di conseguenza, un misuratore di livello che supera un test di approvazione del modello secondo R 85 avrà dimostrato di avere il potenziale per lavorare con alta precisione su un serbatoio. Tuttavia non è sufficiente superare i test di approvazione del modello, poiché il misuratore di livello deve anche essere conforme ai requisiti di accuratezza installati, cioè l'intera disposizione meccanica sul serbatoio deve essere in buone condizioni. Quest'ultimo è normalmente la responsabilità del proprietario del serbatoio, ma in pratica il produttore del misuratore di livello è spesso coinvolto dando indicazioni e raccomandazioni al proprietario del serbatoio.

Finora l'OIML non ha emesso alcuna raccomandazione su come misurare la temperatura o la densità per scopi legali di Tank Gauging. Gli standard ISO e API corrispondenti sono quindi attualmente i documenti più importanti in questo settore. Anche i requisiti sull'accuratezza del volume totale non sono definiti in alcuna raccomandazione OIML, anche se l'attività del gruppo di lavoro è stata discussa.

3.4 Istituti nazionali di metrologia

Come menzionato in precedenza, né ISO né API sono organizzati come laboratori di test, e quindi non hanno la capacità di testare un sistema di Tank Gauging rispetto ai requisiti di uno standard. Poiché la procedura di test non è descritta in dettaglio nella maggior parte degli standard, spetterà all'istituto di test, che spesso è l'esperto in questo settore, definire la procedura. L'OIML ha sviluppato come indicazione una procedura di test dettagliata per l'OIML R 85, e ci si aspetta che questa procedura sia seguita da tutti gli istituti. Questo è un grande miglioramento rispetto a come era circa 20 anni fa, quando ogni Paese aveva la propria procedura di test, che ha reso le apparecchiature testate più costose in ogni Paese, e anche ridotto il numero di modelli disponibili di misuratori di livello.

La procedura per ottenere un'approvazione in un Paese è molto più semplice oggi:

1. Utilizzare il rapporto di test fatto da un istituto di test che è approvato per i test OIML R 85. Questo rapporto dovrà dichiarare che i requisiti in R 85 sono soddisfatti.



2. Inviare il rapporto di test all'istituto nazionale di test del Paese soggetto ad approvazione.



3. L'istituto di test nel Paese soggetto ad approvazione può avere commenti o domande, e può essere necessario progettare una targa di approvazione speciale con la lingua nativa ecc.



4. Quando quanto sopra è eseguito, può essere rilasciata un'approvazione.

Questa procedura presuppone che il Paese effettivo abbia accettato OIML R 85 come base per i suoi requisiti nazionali. Non tutti i Paesi sono già diventati membri dell'OIML, ma è molto raro che non accettino l'OIML R 85 o che abbiano requisiti che non sono in linea con l'R 85.

Alcuni Paesi membri dell'OIML sono stati approvati per eseguire test sui misuratori di livello secondo la raccomandazione R 85. Alcuni dei più importanti sono menzionati qui sotto (in ordine alfabetico):

3.4.1 Nederlands Meetinstituut (NMI)

NMI ha una lunga esperienza nel testare i sistemi misuratori di livello utilizzati per la misura fiscale, in particolare i misuratori di livello basati su servo. Hanno presieduto la segreteria di R 85 per molti anni, e esiste una lunga storia di utilizzo di misuratori di livello sigillati metrologici nei Paesi Bassi.

3.4.2 Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB)

Anche la Germania ha una lunga storia di utilizzo di sistemi misuratori di livello sotto controllo metrologico legale, e l'approvazione delle apparecchiature è stata eseguita dal PTB. Qualche tempo fa la Germania aveva i propri requisiti per i sistemi misuratori di livello, ma ora ha adottato l'R 85 come requisito nazionale. La Germania ha anche avuto per molti anni requisiti nazionali sul sistema di misura della temperatura in un sistema di Tank Gauging. Sorprendentemente, sono soli su questo nonostante il fatto che la temperatura sia un parametro molto importante nella valutazione di una quantità trasferita. Vedere il capitolo 6 e l'[esempio 6.1](#) per l'influenza della temperatura sulla valutazione del volume e della massa.

3.4.3 Istituto di ricerca tecnica della Svezia (SP)

SP è stata anche accreditata per il test dei sistemi misuratori di livello secondo OIML R 85. Ha un'ottima reputazione per il test di sistemi avanzati misuratori di livello basati su radar, e utilizza apparecchiature molto avanzate per il test di questo tipo di tecnologia. L'incertezza totale nell'apparecchiatura di test che utilizzano è inferiore a 0,17 mm (0,0067 in.) su un campo di misura di 30 m (98 ft).

3.4.4 Altri istituti nazionali

Il *Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen (BEV)* in Austria ha presieduto la segreteria per la R 85 per un determinato numero di anni in passato, e ha anche effettuato alcuni test relativi ai requisiti OIML R 85.

Il *National Institute of Standards and Technology (NIST)* negli Stati Uniti ha recentemente assunto la segreteria di R 85. La misura fiscale sotto controllo metrologico legale non è molto conosciuta negli Stati Uniti attualmente, tuttavia con la presenza di API e di molte grandi compagnie petrolifere nel Paese esiste molto know-how. Il fatto che gli istituti menzionati sopra siano esperti in questioni metrologiche e spesso abbiano una conoscenza limitata della durata pratica per un sistema di Tank Gauging ha talvolta sollevato critiche contro documenti come R 85. Con il NIST come presidente (e forse con il coinvolgimento di API) questo potrebbe probabilmente essere superato.



4

Valutazione del volume e della massa

Argomento	Pagina
4.1 Valutazione del volume	28
4.1.1 Volume osservato totale (TOV)	28
4.1.2 Volume osservato lordo (GOV)	29
4.1.3 Volume standard lordo (GSV)	29
4.1.4 Volume standard netto (NSV)	31
4.2 Valutazione della massa	31
4.3 Valutazione della quantità di gas di petrolio liquefatti	31

4. Valutazione del volume e della massa

I dati di misura di un sistema di Tank Gauging giocano un ruolo importante per il funzionamento delle raffinerie e dei terminali nell'industria petrolifera. A seconda del tipo di operazione, sono eseguiti vari calcoli che in larga misura sono stati standardizzati nell'industria.

4.1 Valutazione del volume

Il calcolo dei volumi è centrale, e questa procedura è descritta nella figura 4.1 qui sotto. Per una vista più dettagliata, vedere [figura 4.4](#).

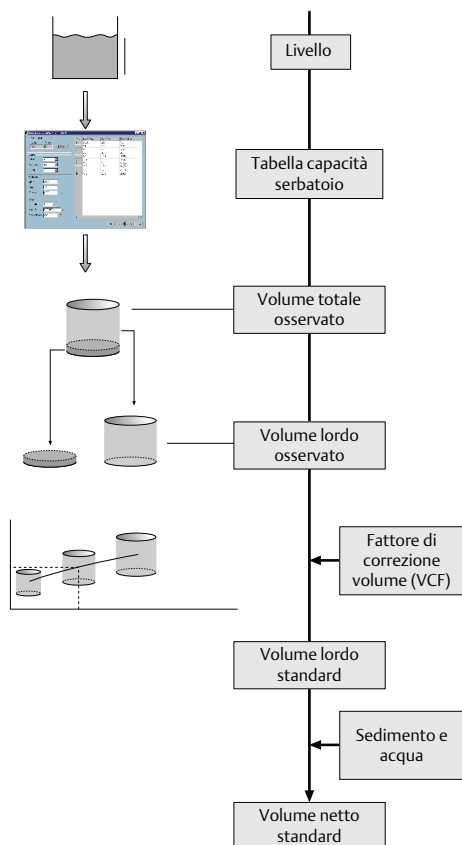


Figura 4.1: Diagramma di flusso del calcolo del volume.

4.1.1 Volume osservato totale (TOV)

Il valore di misura del misuratore di livello è un valore che è calcolato all'interno del misuratore di livello. Quando si calcola il valore, possono essere state applicate correzioni sia per le variazioni dell'altezza di riferimento dovute allo stress meccanico statico sia per l'espansione/la contrazione termica. Questo valore di livello corretto è inserito in quella che è chiamata tabella di capacità del serbatoio (TCT), chiamata anche tabella di reggiatura ("strapping table"). La TCT converte il valore di livello in un valore di volume normalmente chiamato Volume osservato totale (TOV). Poiché la TCT è valida solo per determinate temperature, è necessario applicare anche una correzione per consentire l'espansione/contrazione delle pareti del serbatoio dovuta all'influenza della temperatura del prodotto e della temperatura ambiente. API ha dichiarato che la temperatura del muro del serbatoio per i serbatoi non isolati va calcolata come:

$$T_{\text{muro del serbatoio}} = \frac{7}{8} T_{\text{prodotto}} + \frac{1}{8} T_{\text{ambiente}}$$

Misurare la temperatura ambiente su un serbatoio può tuttavia richiedere una costosa stazione meteorologica ambientale su ogni serbatoio, quindi in molti casi questo dato è inserito manualmente come valore fisso, poiché non influisce molto sul risultato finale. L'effetto della temperatura del liquido può comunque essere abbastanza grande sulla TCT, specialmente su prodotti riscaldati o serbatoi che hanno temperature ambiente che differiscono notevolmente dalla temperatura di calibrazione della TCT.

La correzione per una TCT dovuta alla temperatura su un serbatoio cilindrico in acciaio al carbonio è:

$$VolumeTCT_{\text{corretto}} = VolumeTCT \times (1 + \Delta T \times 0,000022)$$

$$\text{dove } \Delta T = T_{\text{Temp calibrazione TCT}} - T_{\text{muro serbatoio}}$$

Alcune TCT dichiarano anche che va applicata una correzione dovuta alla densità, cioè questo significa che la TCT è valida solo per una determinata densità

4 - Valutazione del volume e della massa

AZIENDA DI STOCCAGGIO DELL'ENERGIA
SERBATOIO PER GPL N.: 10

NOV 1994

Immersione [mm]	Volume [litres]	Incr. [1/mm]	Immersione [mm]	Volume [litres]	Incr. [1/mm]	Immersione [mm]	Volume [litres]	Incr. [1/mm]
			100	12.062	81,8	200	19.811	87,2
			110	12.813	75,1	210	20.705	89,4
			120	13.488	67,4	220	21.619	91,4
30	7.374	45,0	130	14.190	70,3	230	22.554	93,5
40	7.873	49,9	140	14.920	73,0	240	23.508	95,4
50	8.438	56,5	150	15.675	75,5	250	24.482	97,4
60	9.063	62,5	160	16.456	78,0	260	25.474	99,2
70	9.741	67,8	170	17.260	80,5	270	26.409	93,5
80	10.470	72,8	180	18.088	82,8	280	27.360	95,1
90	11.244	77,5	190	18.939	85,0	290	28.328	96,8

Figura 4.2: Esempio di tabella di capacità del serbatoio.

del prodotto, e una densità diversa cambierà, a causa di un maggiore o minore stress meccanico, i valori nella TCT. È insolito vedere questa correzione oggi ma, nel caso sia necessario, un moderno sistema di Tank Gauging dovrebbe avere questa possibilità.

Un'altra correzione da fare riguarda i serbatoi con tetto flottante con tubi di calma. In un serbatoio con tetto flottante, il tetto occuperà un determinato volume del prodotto e deve quindi essere sottratto dal valore dato dal TCT. Questa correzione dipende dal peso del tetto e dalla densità osservata del prodotto, dove la densità osservata è la densità reale del prodotto alla temperatura a cui è effettuata la correzione.

4.1.2 Volume osservato lordo (GOV)

La fase di calcolo successiva è il Volume osservato lordo, che comprende la sottrazione di qualsiasi volume di acqua libera (FWV) dal fondo del serbatoio. Il livello dell'acqua libera è misurato manualmente per immersione manuale o automaticamente con una sonda di misura di livello dell'acqua libera (FWL) connessa al sistema misuratore di livello. Il valore di questa sonda o il valore del livello di acqua libera inserito manualmente è inserito nella TCT, e il valore FWV è sottratto dal TOV.

4.1.3 Volume standard lordo (GSV)

Tutti i liquidi idrocarburici cambiano il loro volume fisico in relazione alla loro temperatura. Quando si indica un valore di volume, questo non avrebbe alcun valore senza indicare a quale temperatura si applica la cifra. Nell'industria petrolifera, questo valore di temperatura è di solito standardizzato a 15 °C o 60 °F, dove il valore Celsius è comunemente utilizzato in Europa, Asia, Australia e Sud America.

La scala Fahrenheit è utilizzata in Nord America e spesso anche per il petrolio greggio in Medio Oriente. La conversione del volume osservato in un volume standardizzato per temperatura è effettuata utilizzando le tabelle API, dove è definito un fattore di conversione.

Poiché i liquidi idrocarburici nell'industria petrolifera possono essere costituiti da molte centinaia di diversi componenti liquidi individuali, sarà difficile o poco pratico determinare l'espansione volumetrica di un prodotto come il greggio o la benzina sulla base dell'espansione volumetrica individuale dei componenti liquidi incorporati. Invece un approccio semplificato è diventato uno standard accettato. Si basa sul fatto che esiste una correlazione tra l'espansione volumetrica e la densità. Invece di complesse indagini su tutti i singoli componenti idrocarburici in un prodotto, è considerata solo la densità del prodotto e da questa è fatta una stima dell'espansione volumetrica dovuta alla temperatura. Questo metodo non è accurato al 100%, ma finché tutte le parti nel business del petrolio utilizzavano lo stesso metodo e basano il prezzo di un prodotto su questa stima, si poteva sostenere che la precisione di questa stima fosse accettabile.

Questa è l'essenza delle tabelle API, pubblicate per la prima volta nel 1952. Nella prima edizione non c'era alcuna differenziazione tra i prodotti petroliferi; il greggio era trattato allo stesso modo della benzina, del cherosene o dell'olio combustibile. Nel 1980 è stata rilasciata una nuova revisione che ha fatto una differenziazione tra prodotti grezzi e raffinati, dove i prodotti raffinati sono stati anche divisi in quattro diversi sottogruppi a seconda del relativo campo di lavoro di densità. Le tabelle del 1952 erano basate su tabelle stampate, e gli algoritmi sottostanti non erano presentati. C'erano anche alcuni errori di stampa in queste prime tabelle e alcuni valori sono stati adeguati manualmente prima della stampa.

Queste tabelle sarebbero piuttosto difficili da implementare in un computer oggi.

La tabella del 1980 presentava un algoritmo che era possibile implementare efficacemente in un computer, ma la tabella aveva dei limiti nella risoluzione. Questa limitazione era principalmente una conseguenza del fatto che l'intenzione della tabella stampata era che l'utente avesse una tabella di ricerca e inserisse valori arrotondati alla risoluzione nella tabella. Le tabelle potrebbero essere inserite in un computer, purché il software arrotondasse i valori di input alla stessa risoluzione della tabella stampata.

Con l'introduzione dei computer, che semplificavano tutti questi calcoli, e le nuove tecnologie di misura che avevano una precisione superiore alla risoluzione delle tabelle stampate del 1980, venne fuori la richiesta di avere "tabelle" che si basavano solo su algoritmi e dove non si faceva alcun arrotondamento dei valori misurati. Queste tabelle sono state pubblicate nel 2004, e sono spesso indicate come "le tabelle dell'anno 2K". Utilizzano gli stessi algoritmi che erano la base per le tabelle stampate del 1980, ma non richiedono l'arrotondamento dei valori di input. Con dispositivi di misura migliorati, daranno quindi risultati diversi rispetto alle tabelle del 1980, e con una migliore precisione.

Oggi tutte le tabelle descritte sopra sono ancora in uso, e per ragioni diverse. Alcuni utenti hanno come standard le tabelle del 1952, poiché sembra che i Paesi esportatori di petrolio ottengano qualche beneficio da queste tabelle. Molti utilizzano le tabelle del 1980, spesso perché non hanno ancora fatto alcun investimento in un nuovo software per poter utilizzare le nuove tabelle del 2004. Gli acquirenti di nuovi sistemi di Tank Gauging spesso richiedono le nuove tabelle del 2004. Un fornitore di apparecchiature per il Tank Gauging deve quindi essere preparato ad avere sia le nuove sia tutte le vecchie tabelle API implementate nel software di calcolo per il Tank Gauging, anche se le vecchie tabelle del 1952 possono essere un po' scomode da implementare.

Passare da una revisione all'altra è più complicato di quanto sembri. In una raffineria potrebbe significare che esisterà un cambiamento sostanziale nel valore dell'inventario dei prodotti, che potrebbe essere difficile da gestire dal punto di vista contabile. Anche tutti i contratti di trasferimento e i prezzi ai clienti esterni potrebbero dover essere adattati alla nuova revisione.

I valori di input per le tabelle API sono la temperatura media del prodotto e la densità o il coefficiente di espansione termica. Il valore di densità utilizzato

nelle tabelle API deve essere la densità alla stessa temperatura della temperatura di riferimento per la tabella effettiva, ad esempio il valore di densità per la tabella 54 dovrebbe essere la densità a 15 °C. In pratica questo si ottiene prendendo campioni manuali del prodotto sul serbatoio; questi campioni sono poi misurati in un laboratorio con un idrometro di vetro o un misuratore di densità elettronico. La misurazione include anche la misura della temperatura del prodotto, e il valore di densità corrispondente è chiamato "densità osservata" (cioè la densità alla temperatura effettiva durante la misurazione). Per poter utilizzare questo valore nella tabella API, deve essere convertito in densità di riferimento (utilizzando la stessa temperatura a cui si riferisce la tabella). Questo è fatto con un'altra tabella API che è collegata alla tabella del volume, cioè se si utilizza la tabella 54A esiste una tabella API chiamata 53A che va utilizzata per convertire la densità osservata in densità di riferimento. Lo stesso vale per le tabelle 6A, B e C, dove esistono corrispondenti tabelle API chiamate 5A, B e C che danno il valore di gravità per le tabelle numero 6. Nei moderni sistemi di Tank Gauging tutti questi calcoli sono normalmente disponibili, cioè l'utente deve solo inserire la densità osservata e la relativa temperatura del prodotto del campione, e il sistema di Tank Gauging calcolerà poi il valore della densità di riferimento da utilizzare per il calcolo VCF.

Poiché le unità ingegneristiche variano globalmente, le tabelle sono anche divise in tabelle che utilizzano la temperatura Celsius e la densità, la temperatura Fahrenheit e la gravità API o la temperatura Celsius e il peso specifico. Pertanto le tabelle sono indicate come:

- Tabella 6A, petrolio greggio: Conversione con 60 °F e gravità API
- Tabella 6B, prodotti raffinati: Conversione con 60 °F e gravità API
- Tabella 6C, prodotti speciali: Conversione utilizzando 60 °F e il coefficiente di espansione termica
- Tabella 54A, petrolio greggio: Conversione a 15 °C e densità (a 15 °C sotto vuoto)
- Tabella 54B, prodotti raffinati: Conversione a 15 °C e densità (a 15 °C sotto vuoto)
- Tabella 54C, prodotti speciali: Conversione con 15 °C e coefficiente di espansione termica

L'output delle tabelle API come sopra è un valore chiamato Fattore di correzione del volume (VCF).

Il Valore lordo standard (GSV) è quindi dato da:

$$GSV = GOV \times VCF$$

Va notato che le tabelle C di cui sopra possono essere utilizzate per prodotti speciali in cui il coefficiente di espansione termica è noto. Questo è principalmente il caso in cui sono presenti solo uno o pochi singoli componenti idrocarburi. Esiste anche un certo uso di tabelle API, principalmente in alcuni Paesi sudamericani, che sono basate sul peso specifico e sulla temperatura corretta a 20 °C.

4.1.4 Volume standard netto (NSV)

Il volume standard netto (NSV) è lo stesso del GSV a meno che non vi sia un contenuto misurabile di sedimenti di base e acqua sospesa (BS&W) nel prodotto. Questo è per lo più comune nel petrolio greggio e misurato nei laboratori in percentuale. Pertanto, il NSV è dato da:

$$NSV = GSV - BS\&W \times GSV$$

4.2 Valutazione della massa

I volumi standardizzati sono vitali per una serie di operazioni nell'industria petrolifera e dei terminali, come la misura fiscale, la gestione dell'inventario, ecc. Le vendite di petrolio sono nella maggior parte dei casi basate sul NSV, ma esistono alcune eccezioni in cui nelle transazioni è utilizzato il valore di massa. La Cina è un esempio e ha praticato la misura fiscale basata sulla massa per molti anni. Inoltre, quando si vendono prodotti raffinati su una pesa, sarebbe naturale vendere la quantità in termini di massa. Il GPL è un altro esempio in cui le vendite sono spesso basate sulla massa, utilizzando misuratori di portata massica per la misurazione.

Tuttavia, il controllo delle perdite è normalmente il caso d'uso più comune per la misurazione della massa. Se immaginiamo una raffineria che vuole stimare l'efficienza o le perdite che si verificano nel processo, il volume non è un'opzione da utilizzare. La ragione è che se misurano il prodotto in entrata in termini di volume, non possono confrontarlo con il volume in uscita dall'impianto, poiché il processo chimico cambia la composizione fisica del petrolio greggio. In teoria

si potrebbe ottenere da una raffineria più volume di quello che è stato inserito all'interno.

È diverso con la massa, dove l'output sarebbe lo stesso dell'input se non si verificassero perdite e non si aggiungesse peso nel processo. Quindi il controllo delle perdite si basa sulla massa, non sul volume.

Anche il termine "massa" ha bisogno di una spiegazione, poiché per definizione è il peso nel vuoto (WiV). In pratica questa unità è utilizzata raramente; il termine "Peso in aria" (WiA) è più comune. WiA è calcolato sottraendo il peso di 1 metro cubo d'aria da WiV. Il peso di 1 metro cubo d'aria è tipicamente 1,22 kg, valore che è utilizzato nel calcolo. Questo valore dovrebbe essere programmabile per l'operatore poiché può variare leggermente da Paese a Paese.

4.3 Valutazione della quantità di gas di petrolio liquefatti

Come menzionato nel capitolo 3, i trasferimenti di GPL sono generalmente basati sulla massa utilizzando misuratori di portata massica. La valutazione della quantità in termini volumetrici non è comunque rara, in particolare per scopi di inventario, e in rari casi anche per il trasferimento. Il calcolo del volume di GPL è comunque problematico, poiché il calcolo del VCF tramite le tabelle API non è supportato. La ragione è che il campo di lavoro della densità per i prodotti GPL è inferiore a quello per cui sono definite le moderne tabelle API. Questo è vero per le tabelle dal 1980 in poi, ma le vecchissime tabelle API del 1952 hanno un campo di lavoro di densità che potrebbe permetterne l'utilizzo per i prodotti GPL. L'input degli utenti ha mostrato che è una pratica abbastanza comune utilizzare le vecchie tabelle del 1952 nonostante il fatto che sono disponibili solo come tabelle stampate (non è disponibile un algoritmo di dati definito), e hanno anche alcuni errori di stampa nelle tabelle. Questa non è ovviamente una situazione ideale, ma dato che non sono disponibili altre tabelle API questa è attualmente l'unica opzione.

Esistono anche alcuni calcoli speciali per i prodotti GPL, poiché i serbatoi contenenti gas liquefatti possono avere una quantità sostanziale di prodotto in fase gassosa. Per calcolare il volume totale del prodotto, il sistema di Tank Gauging deve essere in grado di valutare accuratamente il volume e la massa del prodotto sia in fase liquida sia in fase gassosa. Questo comporta il calcolo del Rapporto volume liquido-vapore (VLVR) che richiede la misura della pressione del vapore nel serbatoio. Per questo motivo, un misuratore di livello di GPL dovrebbe avere un sensore di pressione connesso (spesso integrato) per la misura del VLVR.

4 - Valutazione del volume e della massa

Il metodo di calcolo VLVR è stato pubblicato in uno standard ISO preliminare che non ha ricevuto lo status di standard finale. Tuttavia, poiché il calcolo è basato sulla fisica generale, il metodo è stato accettato nell'industria come metodo standard per il calcolo del VLVR.

Un sistema di controllo dell'inventario come descritto sopra può effettuare automaticamente la valutazione del volume totale in base al livello del liquido del serbatoio, alle tabelle del volume, alle proprietà del prodotto e alla misura della pressione.

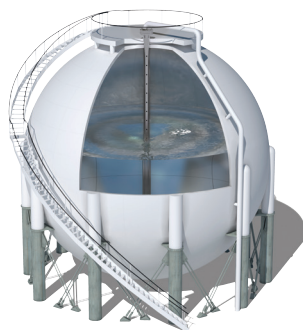


Figura 4.3: Un serbatoio pressurizzato con prodotto sia in fase liquida sia in fase gassosa.

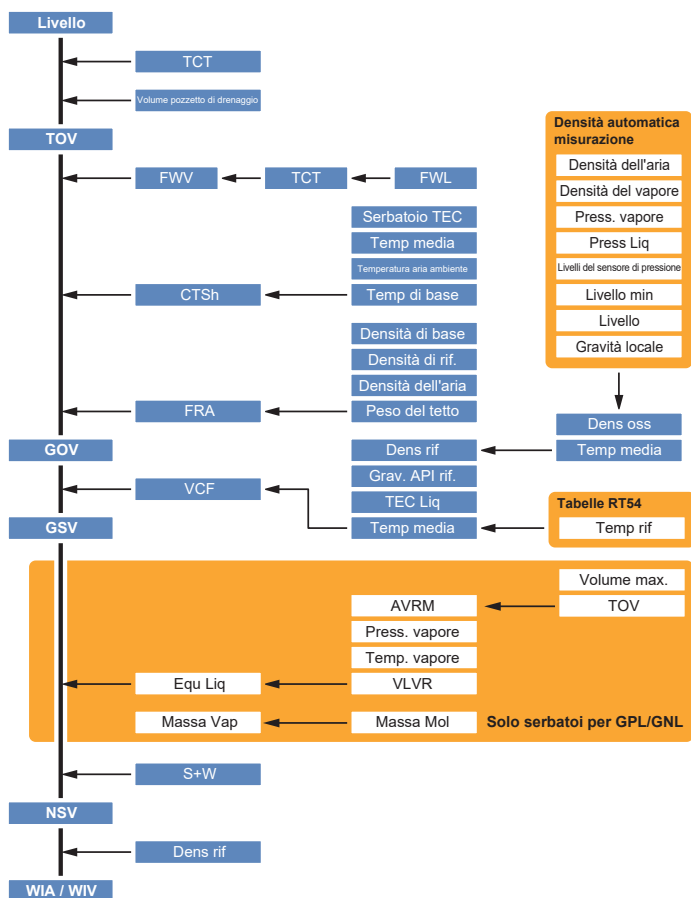


Figura 4.4: Diagramma di flusso dettagliato del calcolo del volume.

5

Accuratezze e incertezze

Argomento	Pagina
5.1	Incetrezze nei sistemi di Tank Gauging__35
5.2	Confronto tra sistema ATG e sistema di misura del flusso_____37
5.3	Confronto tra misuratori di livello del processo e misuratori di livello del Tank Gauging_____38
5.3.1	Architettura del sistema_____38
5.3.2	Dichiarazione di accuratezza_____38
5.3.3	Aspettative di durata_____39
5.3.4	Installazione_____39
5.3.5	Installazione su tubi di calma_____40

5. Accuratezze e incertezze

Il termine "accuratezza" è utilizzato nella maggior parte dei documenti di vendita dei produttori di misuratori di livello. La definizione di accuratezza è comunque poco chiara, a meno che il produttore non l'abbia effettivamente specificata. Va anche notato che in documenti più precisi come l'OIML R 85 questa parola non è utilizzata né definita. I clienti potrebbero chiedersi: la cifra di accuratezza si applica anche quando il misuratore di livello è installato su un serbatoio? Considera tutti i tipi di parametri (temperatura, pressione, EMC, invecchiamento ecc.) che possono influenzare il funzionamento del misuratore di livello, e la cifra significa che tutti i misuratori di livello non mostreranno mai un errore più grande della dichiarazione di accuratezza?

La ragione dell'utilizzo della parola accuratezza ha probabilmente una spiegazione storica e si potrebbe supporre che, poiché l'interpretazione varia, questo è anche ciò che alcuni produttori vogliono. Tornando alle domande di cui sopra, vale la pena considerare quanto segue:

La cifra di accuratezza si applica anche quando il misuratore di livello è installato su un serbatoio?

Un fornitore responsabile di sistemi di Tank Gauging dichiarerà chiaramente che la cifra si applica a quelle che sono chiamate *condizioni di riferimento* e il fornitore dovrà anche essere preparato a mostrare al cliente come queste condizioni di riferimento siano impostate. In altre parole, l'utente dovrà ottenere dal fornitore un documento che dettagli le condizioni in cui la dichiarazione di accuratezza è stata originata. Il campo di misura e il campo di temperatura vanno affrontati, e ci dovrà essere un calcolo dell'incertezza della precisione del sistema di misura di riferimento ecc.

Un fornitore responsabile non garantirà l'accuratezza dell'installazione, poiché ciò significa garantire l'abilità delle persone che eseguono l'immersione manuale, garantire tutti i tipi di condizioni che potrebbero verificarsi nel serbatoio, e anche garantire la stabilità meccanica e il metodo di installazione per ogni serbatoio. Non è possibile garantire tutte queste cose senza eseguire un'indagine che richiede tempo, per la quale nella maggior parte delle situazioni non esistono né tempo né risorse disponibili. Un venditore che desse

tali garanzie senza sapere nulla dei serbatoi o del loro funzionamento dovrebbe essere guardato con sospetto dall'utente.

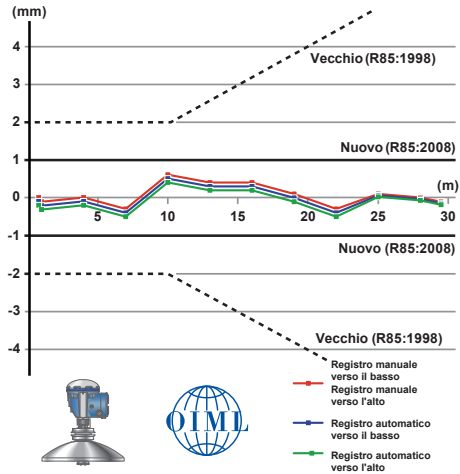


Figura 5.1: Grafico che mostra i requisiti di accuratezza del livello OIML con un misuratore radar ad alte performance.

Spesso quando un utente acquista un sistema di Tank Gauging vi è un determinato obiettivo che deve essere raggiunto, come: "il sistema va utilizzato per la misura fiscale legale". Ciò significa che non solo deve soddisfare i requisiti di accuratezza in *condizioni di riferimento*, ma anche i requisiti del sistema quando è installato su un serbatoio. Questo potrebbe significare che l'utente deve calcolare quanto costerebbe apportare modifiche al serbatoio per essere in grado di soddisfare la dichiarazione di accuratezza installata. In tutto questo processo, l'esperienza e l'aiuto che un produttore può dare sono di grande valore per l'utente. Un fornitore di Tank Gauging può avere un'esperienza di più di 100.000 installazioni di serbatoi, e anche uno storico e una reputazione che possono essere facilmente controllati dall'utente. A questo proposito, è una buona idea che il cliente verifichi le referenze di altri utenti che hanno installato sistemi di Tank Gauging dove i requisiti sono elevati.

La cifra di accuratezza si applica a tutti i tipi di influenze (temperatura, pressione, EMC, invecchiamento ecc.) che possono verificarsi durante il funzionamento del misuratore di livello?

Un misuratore di livello che normalmente ha una performance eccellente ma che si comporta male quando un operatore inizia a utilizzare il suo walkie-talkie, oppure durante una giornata estiva molto calda, non è quello che un utente desidera. Un modo semplice per un cliente di assicurarsi che il sistema di Tank Gauging sia adatto all'operazione prevista è quello di controllare se sia stato approvato da OIML R 85. Il cliente deve anche controllare che sia approvato secondo l'ultima revisione della R 85, che attualmente è del 2008. Un fornitore serio dovrà anche essere preparato a dare al cliente una copia del rapporto di test R 85 se il cliente desidera controllare i risultati delle prove. L'OIML R 85, 2008 è probabilmente la migliore garanzia che un utente possa avere riguardo a queste domande, eccetto forse per le questioni relative all'invecchiamento.

L'invecchiamento di un sistema di Tank Gauging è di grande importanza, poiché la sua durata può essere di circa 15-20 anni o anche più. L'ambiente in una raffineria o in un parco serbatoi è spesso duro, con un alto contenuto di sale e zolfo nell'aria, solventi che attaccano la gomma o la plastica e raggi UV che scompongono le vernici e la plastica. Le referenze di altre installazioni sono il modo migliore per assicurarsi che sia scelto un sistema di lunga durata.

Poiché la durata è lunga per un sistema di Tank Gauging, è importante anche la disponibilità dei pezzi di ricambio. I pezzi di ricambio provenienti da terzi possono influenzare le performance del sistema e vanno evitati. Il fornitore dovrà anche mostrare la sua politica del ciclo di vita per i pezzi di ricambio.

La cifra di accuratezza significa che tutti i misuratori di livello non mostreranno mai un errore più grande della dichiarazione di accuratezza?

La cifra di precisione può anche significare una *precisione tipica*, nel senso che la cifra ha una certa distribuzione statistica (per esempio gaussiana) dove alcune unità sono all'interno del campo di lavoro della cifra, ma una determinata distribuzione può essere al di fuori. In questo caso la parola accuratezza potrebbe essere scambiata con *incertezza*, che è un termine più appropriato per un metodo statistico di esprimere le performance. Quando si utilizzano le medie statistiche per l'espressione della performance, è anche importante definire l'intervallo di confidenza per il valore, cioè il sigma (σ), dove normalmente si utilizzano 2 sigma o 3 sigma.

I produttori che testano ogni misuratore di livello individualmente prima della consegna possono affermare che la cifra di accuratezza è la deviazione massima che l'unità mostrerà durante il test finale. La cifra è quindi un criterio di approvazione nella produzione. OIML R 85, 2008 dichiara i requisiti per l'uso nella misura fiscale legale come: L'errore massimo ammissibile (MPE) sarà di ± 1 mm (0,04 pollici). Se ogni unità consegnata è testata per rientrare in questo criterio, il valore di accuratezza significa che tutte le unità rientrano nel valore dichiarato.

Anche l'incertezza del sistema di misura di riferimento è importante quando si stabilisce la cifra di precisione. Una regola metrologica è che il riferimento deve avere un'incertezza almeno 3 volte migliore della cifra che dovrà verificare. Per la verifica di un'accuratezza dichiarata di 0,5 mm (0,02 in.) questo richiederebbe un'incertezza di riferimento nel campo di lavoro di 0,17 mm (0,0067 in.), il che implica requisiti molto elevati per il sistema di misura di riferimento, e tipicamente richiede accordi costosi con apparecchiature laser di tracciamento ecc.

5.1 Incertezze nei sistemi di Tank Gauging

La sezione seguente mira a dare una certa comprensione di quali incertezze possano essere raggiunte in un sistema di Tank Gauging.

Un moderno misuratore radar di livello è capace di un'accuratezza intrinseca (accuratezza alle condizioni di riferimento) di un errore massimo di $\pm 0,5$ mm (0,02 in.) e sull'intero campo di temperatura (da -40 °C a 85 °C) l'errore massimo dovrebbe essere entro ± 1 mm (0,04 in.). L'incertezza installata sul serbatoio può essere stimata nel campo di lavoro:

Incetezza del livello (installato) = 2 mm

Questo presuppone un misuratore di livello di misura fiscale ad alte performance con performance comprovate. Il metodo di installazione è importante; il misuratore di livello installato deve essere montato rigidamente sul punto meccanicamente più stabile del serbatoio. Questo è normalmente realizzato installando il misuratore di livello su un tubo di calma, che è fissato meccanicamente al fondo del serbatoio o all'angolo inferiore tra il muro del serbatoio e il fondo del serbatoio. Per ulteriori linee guida per l'installazione vedere [API Cap. 3.1B](#). Possono essere necessarie alcune correzioni per raggiungere un'accuratezza installata di 2 mm come la correzione della dilatazione termica del tubo di calma ecc. Correzioni come questa dovranno essere disponibili in questi tipi di misuratori di livello.

5 - Accuratezze e incertezze

Un problema potrebbe essere quello di verificare un'incertezza in questo campo di lavoro con l'immersione manuale. Servirebbe una persona molto esperta per eseguire immersioni manuali con un'incertezza nel campo di lavoro di 1 mm (0,02 in.) o meno, ma alcune autorità metrologiche sostengono che sia possibile. È chiaro però che questa non è una pratica quotidiana comune perché può essere eseguita solo in condizioni molto ben controllate.

Le incertezze di livello nei trasferimenti sono influenzate dal fatto che una misura fiscale è una misurazione della differenza, cioè si misura la differenza di livello all'inizio e alla fine del trasferimento. Alcuni tipi di errori saranno quindi annullati in un serbatoio cilindrico, ad esempio un errore di offset del misuratore di livello sarà lo stesso prima e dopo il trasferimento, e successivamente non avrà alcuna influenza (o molto poca) sul batch trasferito.

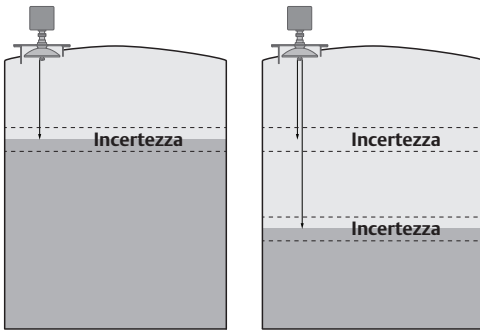


Figura 5.2: L'incertezza nella misurazione del batch potrebbe essere ridotta eliminando l'errore di offset.

Incetenza nella temperatura media del prodotto: 0,3 °C

Per ottenere un'accuratezza installata di 0,3 °C, nella maggior parte dei casi è necessario un rilevatore di temperatura a resistenza (Resistance Temperature Detector, RTD) multi-spot con elementi del sensore a varie altezze nel prodotto. Un'unità elettronica stabile di conversione della temperatura converte il valore

della resistenza in formato digitale, e l'elettronica va progettata per la piena accuratezza alle condizioni reali di temperatura ambiente.

Incetenza nella misura della densità: 0,5-1,5 kg/m³

Le cifre sull'accuratezza del campionamento manuale della densità sono spesso nel campo di lavoro di 0,5 kg/m³. L'accuratezza effettiva delle misurazioni di laboratorio è migliore, ma la movimentazione del campione sul tetto del serbatoio, e quanto bene il campione rappresenta il prodotto, possono introdurre ulteriori errori.

Per la misurazione automatica con il sistema di tipo ibrido (vedere [capitolo 8](#)), l'accuratezza è determinata principalmente dalla precisione del trasduttore di pressione. L'accuratezza varierà anche a seconda del livello del liquido nel serbatoio, cioè a bassi livelli di liquido l'accuratezza si deteriorerà, poiché la deriva di offset nel trasmettitore di pressione influenzerà la lettura più che a livelli di liquido elevati. Le cifre tipiche di accuratezza che sono raggiungibili con i trasmettitori di pressione standard sono circa 1,5 kg/m³ a 3 metri di livello del liquido (con risultati migliori a livelli più alti).

L'impatto principale della densità sui calcoli di trasferimento si osserva quando si utilizzano le tabelle API per il calcolo del fattore di correzione del volume (VCF) e del volume standardizzato. Tuttavia, le tabelle API non sono molto sensibili alle variazioni di densità. Nella maggior parte delle aree della tabella API la densità può essere variata di circa 7 kg/m³ senza alcun cambiamento visibile nell'ultimo decimale della cifra VCF. Un esempio è mostrato nella tabella 5.1, dove la densità può variare da 739,4 a 746,9 kg/m³ senza influenzare il valore della cifra VCF.

Incetenza nella tabella della capacità del serbatoio: 0,01-0,10%

La precisione nella tabella di capacità dei serbatoi (TCT) varia a seconda del metodo di calibrazione

Densità a 15 °C (kg/m³)	739,0	739,4	741,3	742,0	742,8	745,0	745,8	746,5	746,9	747,2
Incetenza (% della lettura)	-0,80	-0,75	-0,50	-0,40	-0,30	0,00	0,10	0,20	0,25	0,30
VCF Calcolato	0,9938	0,9939	0,9939	0,9939	0,9939	0,9939	0,9939	0,9939	0,9939	0,9940

Tabella 5.1: La variazione di densità non influisce molto sul fattore di correzione del volume.

utilizzato e del tempo trascorso dalla calibrazione. I vecchi metodi di calibrazione spesso dichiarano un'incertezza dello 0,10% nella TCT, ma i recenti metodi di calibrazione basati su EODR (Electro-Optical Distance Ranging, Intervallo di distanza elettro-ottica) hanno mostrato cifre basse fino a 0,01% - 0,02%.

Il fatto che la misura fiscale sia una misura di differenza influisce anche sull'incertezza della TCT, e gli errori si annullano in una certa misura. In particolare sui piccoli trasferimenti questo effetto di cancellazione può avere un grande impatto e l'incertezza può essere migliore delle cifre di cui sopra. Inoltre, un errore di offset dovuto a difficoltà nella stima del volume del fondo non avrà quindi alcuna (o pochissima) influenza sul batch trasferito, poiché questa parte del serbatoio non va utilizzata per le misure.

Quindi, quali saranno le incertezze di cui sopra quando si tratterà di volume e massa standardizzati? Per rispondere a questa domanda, tutte le incertezze di cui sopra vanno prese in considerazione per il calcolo di una cifra. Questo lavoro è stato discusso all'interno dell'OIML R 85 per un certo numero di anni, ma finora non è stato pubblicato un documento e non è stato istituito un comitato di lavoro. La cifra che è stata discussa come requisito per la misura fiscale è stata nel campo di lavoro dello 0,5% basata sulla massa, e questa è anche una cifra che alcune autorità metrologiche utilizzano oggi quando utilizzano la misura fiscale basata sulla massa. Il futuro dirà quali requisiti saranno fissati nei prossimi standard.

5.2 Confronto tra sistema ATG e sistema di misura del flusso

Un fornitore di Tank Gauging riceve spesso la domanda: "Quanto è accurato un sistema di Tank Gauging rispetto a un sistema basato sul misuratore nei trasferimenti?" A questa domanda si può rispondere "Dipende dal trasferimento effettivo", ma un fatto fondamentale è illustrato nella Figura 5.3 qui sotto:

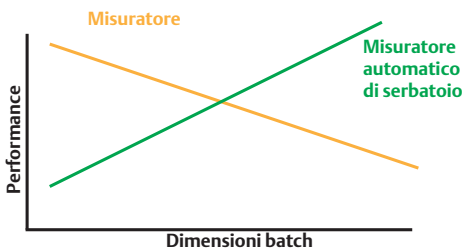


Figura 5.3: I sistemi ATG funzionano meglio dei sistemi di misura del flusso quando si gestiscono grandi batch, e viceversa.

La Figura 5.3 mostra che in generale un sistema di Tank Gauging automatico (ATG) è superiore per la gestione di grandi batch di trasferimento, e un sistema di misuratore è superiore per batch più piccoli. Il punto in cui si trova l'intersezione delle due curve varia tra i diversi serbatoi, e la forma del serbatoio ha una certa influenza. Esistono comunque molti altri fattori che possono influenzare le performance, e in generale si può dire che:

Gli ATG potrebbero non funzionare bene se:

- I batch sono piccoli
- La tabella della capacità dei serbatoi è vecchia o mal tenuta
- I serbatoi sono deformati o meccanicamente instabili

I misuratori potrebbero non funzionare bene se:

- I batch sono grandi
- Il prodotto contiene materiale abrasivo, sabbia ecc. che danneggia le parti meccaniche
- Il prodotto è viscoso (bitume, olio lubrificante, greggio ceroso, ecc.)
- Mancano strutture adeguate per la calibrazione dei misuratori

L'ultimo punto di cui sopra può essere considerato in particolare. La calibrazione di un sistema ATG è normalmente molto semplice e a basso costo rispetto ai misuratori che richiedono apparecchiature complesse e costose.

Va anche considerato che un sistema ATG è normalmente richiesto anche per altri scopi quali:

- Controllo operativo
- Controllo dell'inventario
- Bilancio di massa e controllo delle perdite
- Uno strato indipendente di prevenzione della traccimazione e allarme di perdita

Se supponiamo che debba esistere sempre un sistema ATG installato per gli scopi di cui sopra, è anche possibile stimare il costo aggiuntivo per l'utilizzo del sistema ATG per la misura fiscale. Esiste un prezzo un po' più alto per un sistema ATG di classe di misura fiscale rispetto a un sistema con performance inferiori. Tuttavia, la durata di un sistema ATG è spesso molto

lunga, con una media di circa 15-20 anni. In questa prospettiva temporale l'investimento aggiuntivo in apparecchiature più performanti sarà trascurabile. Inoltre, la procedura di supervisione delle performance (verifica successiva) quando il sistema è stato installato su un serbatoio è limitata ad alcune ore all'anno da parte di una risorsa indipendente. Il costo aggiuntivo complessivo per avere un sistema ATG con performance di misura fiscale certificate può quindi essere considerato basso.

Si dovrà anche considerare lo stato della tabella della capacità del serbatoio. Vale la pena prendere in considerazione una nuova reggiatura di un vecchio serbatoio secondo i nuovi metodi moderni, soprattutto se la reggiatura è stata eseguita molto tempo prima. Il costo per la nuova reggiatura può non essere elevato considerando l'errore di misura in termini di volume di prodotto che può verificarsi durante una singola operazione di svuotamento o riempimento di un serbatoio.

Per i trasferimenti di prodotto, molti operatori utilizzano sia un sistema ATG sia un sistema basato su un misuratore. Possono poi confrontare il risultato di entrambe le tecnologie e indagare la causa se la differenza è troppo grande.

5.3 Confronto tra misuratori di livello del processo e misuratori di livello del Tank Gauging

Può essere allettante per un utente optare per un misuratore di livello di processo basato su radar in un'applicazione di Tank Gauging, poiché il costo è spesso inferiore (vedere [capitolo 2](#)). In questo caso esiste una serie di fattori importanti da tenere a mente, presentati nelle sezioni seguenti.

5.3.1 Architettura del sistema

Per la maggior parte i misuratori di livello di processo sono progettati per produrre solo informazioni di livello per un sistema DCS, e non esistono particolari funzioni ATG disponibili. Tale funzione potrebbe essere una misura integrata della temperatura media che considera il livello nel serbatoio, algoritmi di correzione per l'espansione delle pareti del serbatoio, correzione della temperatura delle tabelle di capacità del serbatoio, ecc. Inoltre, la maggior parte dei misuratori di livello di processo utilizza un circuito di corrente 4-20 mA che ha una risoluzione troppo bassa per gli scopi di Tank Gauging, e l'unità può mancare di possibilità di comunicazione per un bus digitale più efficiente o avanzato. Alcuni sistemi di Tank Gauging hanno anche la possibilità di gestire il cablaggio esistente da vecchi misuratori di livello meccanici, e spesso possono coesistere con essi emulando i vecchi misuratori di livello. Sono anche richieste funzioni software per complessi calcoli standard di volume e massa, che normalmente non sono disponibili nei sistemi PLC o DCS standard.

5.3.2 Dichiarazione di accuratezza

Un misuratore di livello di processo è spesso ottimizzato per gestire condizioni di funzionamento difficili come liquidi turbolenti, schiuma di prodotto, alta pressione e temperatura. In tali condizioni, l'attenzione non si concentra sull'accuratezza. Nonostante questo, si possono vedere dichiarazioni di accuratezza come "3 mm di accuratezza in condizioni di riferimento" per un misuratore di livello di processo. Questo può essere vero in condizioni di riferimento, ma in un'applicazione di Tank Gauging è necessario sapere quanto è grande l'influenza della temperatura. Tipicamente vi è una discrepanza molto grande

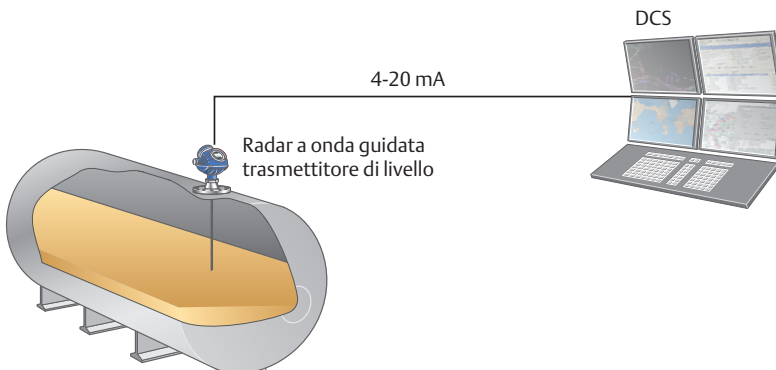


Figura 5.4: Tipica architettura del trasmettitore di livello di processo.

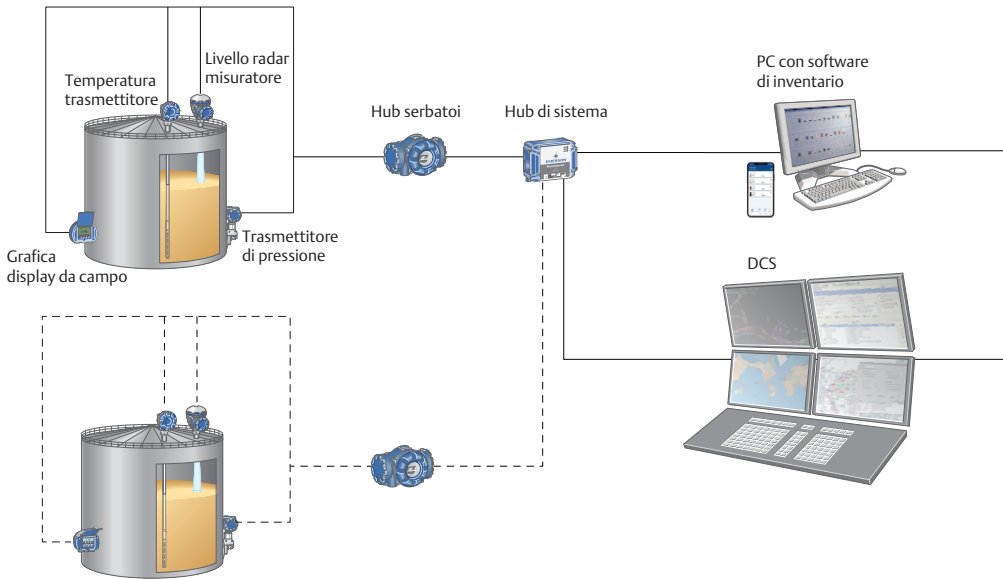


Figura 5.5: Architettura tipica del sistema di Tank Gauging.

rispetto a un misuratore di livello per Tank Gauging che, se approvato da OIML R 85, non può variare più di 1 mm (0,02 in.) nell'intero span di temperatura ambiente. Se si controllano le dichiarazioni sull'influenza della temperatura su un misuratore di livello di processo (se dichiarata dal produttore), si possono vedere cifre tipiche sull'accuratezza nel campo di lavoro di 20 mm (0,8 in.) o più nel campo della temperatura ambiente previsto. Questa dipendenza dalla temperatura spesso rende il misuratore di livello di processo inutilizzabile in un'applicazione di Tank Gauging. Una semplice differenza di temperatura tra il giorno e la notte può essere sufficiente per rendere nervoso un operatore, poiché potrebbe sembrare che esista una perdita in un serbatoio di stoccaggio non attivo. Le stime dell'inventario possono variare considerevolmente con il tempo, e il bilancio di massa e il controllo delle perdite possono essere imprecisi.

La differenza di influenza della temperatura tra un tipico misuratore di livello di processo e un ATG è dovuta alla tecnologia utilizzata. Un misuratore di livello ATG è normalmente basato sulla tecnologia FMCW che è più facile da progettare con poca influenza della temperatura, rispetto a un misuratore di livello di processo a impulsi (chiamato anche tempo di volo), dove è difficile mantenere stabile la temperatura del circuito di temporizzazione.

5.3.3 Aspettative di durata

La durata di un sistema di Tank Gauging è spesso nel campo di lavoro di 20 anni o anche più, cosa che accade raramente per un misuratore di livello di processo. Durante questo periodo di tempo devono essere disponibili pezzi di ricambio per assicurare la manutenzione senza gravi disturbi operativi. Il costo inferiore e la semplice connessione 4-20 mA a un sistema DCS utilizzato da un misuratore di livello di processo possono implicare che un cambiamento dell'unità completa del misuratore di livello sia tutto ciò che è richiesto. Un controllo della politica di durata dei produttori può essere importante.

5.3.4 Installazione

Un misuratore di livello di processo è spesso progettato per l'installazione su serbatoi più piccoli con aperture strette, che spesso squalificherebbero un tipico misuratore di livello ATG. I misuratori di livello ATG basati sul radar hanno spesso aperture d'antenna più grandi per consentire l'installazione sui passaggi d'ispezione disponibili dei serbatoi di stoccaggio. Questi sono spesso situati vicino al muro del serbatoio poiché questa sezione è considerata come un punto di installazione ragionevolmente stabile. La maggiore apertura dell'antenna su un

misuratore di livello ATG permetterà l'installazione vicino al muro del serbatoio senza degradare le performance derivanti da echi radar interferenti dal muro del serbatoio. Un'antenna troppo piccola avrebbe in questo caso la sua accuratezza di installazione influenzata dagli echi interferenti. È possibile aumentare la frequenza del segnale radar in una certa misura per ottenere una maggiore direttività del fascio radar trasmesso e quindi evitare l'influenza del muro del serbatoio. Esistono comunque altri svantaggi con frequenze più alte e poiché la dimensione delle aperture del serbatoio è raramente critica sui serbatoi di stoccaggio, non offrono vantaggi nella maggior parte dei casi.

5.3.5 Installazione su tubi di calma

Nelle applicazioni ATG è comune che l'installazione del misuratore di livello sia eseguita su un tubo di calma. La ragione è che un tubo di calma, correttamente installato sul fondo del serbatoio o nella parte inferiore del muro del serbatoio, è un punto di riferimento molto stabile per la misura del livello. Un'altra ragione può essere semplicemente che il serbatoio ha un tetto flottante, ed è necessario penetrare il tetto con un tubo di calma per avere accesso alla superficie del liquido.

La percentuale di installazioni che richiedono l'installazione su tubi di calma è circa il 50% nelle installazioni ATG e vicina allo 0% per le installazioni di processo. Di conseguenza, è molto raro vedere misuratori di livello di processo forniti con lo speciale tipo di antenna radar che è richiesto per installazioni ad alte performance su tubi di calma. Utilizzare un dispositivo standard a propagazione libera su un tubo di calma darebbe risultati di misura molto scadenti, poiché non hanno la modalità di trasmissione speciale H01 che è necessaria (vedere [capitolo 2](#)). Questa assenza di una soluzione di antenna adatta ai tubi di calma può quindi essere la principale differenza tra un misuratore di livello ATG basato su radar e un misuratore di livello di processo.

6

Misura della temperatura

Argomento	Pagina
6.1 Influenza delle tabelle API	43
6.2 Errori di misura sistematici	44
6.3 Standard API	44
6.4 Posizione degli elementi spot	45
6.5 Altri usi della misura della temperatura nel Tank Gauging	45
6.5.1 Correzione dell'altezza del serbatoio	45
6.5.2 Correzione della tabella della capacità del serbatoio	46
6.5.3 Correzione del nastro per immersione manuale	46

6. Misura della temperatura

La misura della temperatura del prodotto è vitale in un sistema di Tank Gauging per l'input al calcolo del volume e della massa standard, e ha un'importanza maggiore di quanto alcuni utenti possano pensare. In passato (e in parte anche oggi), i serbatoi di stoccaggio potevano essere visti con un solo sensore di temperatura montato sul muro del serbatoio vicino al fondo del serbatoio. Questo tipo di disposizione non mostrerà un valore rappresentativo della temperatura globale del prodotto, poiché tutti i serbatoi di stoccaggio mostreranno un considerevole gradiente di temperatura dall'alto al basso. Questo può essere minimizzato in una certa misura dall'agitazione del prodotto, ma l'agitazione è nella maggior parte dei casi indesiderata poiché aumenterà l'evaporazione nel o dal serbatoio. Le cifre su quanta differenza di temperatura è possibile aspettarsi in un normale serbatoio cilindrico che è stato assestato è nel campo di lavoro di 1-4 °C in una direzione verticale. I prodotti freddi avranno una densità maggiore e quindi finiranno sul fondo del serbatoio. Il gradiente di temperatura in direzione orizzontale è stato spesso discusso, ma in condizioni normali i documenti API affermano che la differenza di temperatura orizzontale in un serbatoio di stoccaggio è inferiore a 0,5 °C.



Figura 6.1: Trasmettitore di temperatura montato sul tetto per un massimo di 16 elementi di temperatura spot.

Esempio 6.1: Errore di volume dato dall'errore di temperatura

L'esempio seguente illustra quanto grande sarà l'errore di volume dato da un errore nella temperatura media del prodotto di 1 °C:

In un normale e tipico serbatoio di prodotto di forma cilindrica, con un'altezza di 20 m, un diametro di 36 m e un volume totale del serbatoio dell'ordine di 20.000 m³, l'errore di volume sarà:

$$\text{Errore di volume} = 20.000 \times 700 \times 10^{-6} = 14 \text{ m}^3$$

dove 700×10^{-6} si basa sull'ipotesi che il volume dei prodotti petroliferi sia influenzato dalla temperatura nel campo di lavoro 600-800 ppm per 1 °C.

Questo può non sembrare troppo allarmante, ma se si considera che l'errore di temperatura potrebbe essere sistematico, cioè se un errore simile si verifica ogni volta che si riempie o si svuota un serbatoio, causerà una perdita considerevole a una delle parti coinvolte nella transazione.

In un serbatoio delle stesse dimensioni dell'esempio 6.1, un errore di livello corrisponderà a circa 1 m³ per ogni mm. L'errore di 1 °C nella temperatura influenzerà quindi il volume come un errore del misuratore di livello di 14 mm!

Il sistema di Tank Gauging è quindi mal abbinato se il misuratore di livello ha un'accuratezza installata nel campo di lavoro di pochi millimetri e la misura della temperatura ha un'accuratezza di ± 1 °C. Per poter finire nella stessa classe di accuratezza del misuratore

di livello, il sistema di misura della temperatura deve prima di tutto essere in grado di gestire il gradiente di temperatura. Ciò deve essere del tipo multi-spot che misura la temperatura a diverse altezze nel serbatoio e calcola una media dai sensori che sono immersi nel liquido. In secondo luogo, il sensore di temperatura combinato con l'elettronica di conversione dovrà avere un'accuratezza molto migliore di $\pm 1^\circ\text{C}$.

6.1 Influenza delle tabelle API

Va considerata una limitazione nella misura della temperatura legata alle tabelle API e al calcolo del fattore di correzione del volume (VCF). Le tabelle API prima del 2004 avevano solo una risoluzione di $0,25^\circ\text{C}$ ($0,5^\circ\text{F}$), il che rendeva senza significato le accurtezze di misura della temperatura migliori di $0,25^\circ\text{C}$. Il tipo di sensore tipico che è utilizzato in questo caso è costituito da elementi Pt100 a 3 cavi, dove a causa della diversa resistenza nei tre cavi nella maggior parte dei casi dovrebbe essere possibile ottenere un errore inferiore a $0,25^\circ\text{C}$.

Tuttavia, se la precisione della temperatura è solo di $0,25^\circ\text{C}$, l'errore di livello corrispondente nell'esempio del serbatoio di cui sopra è nell'ordine di diversi millimetri, e su grandi serbatoi grezzi la cifra può essere molto più grande. Un moderno misuratore di livello ha un'accuratezza intrinseca di $0,5\text{ mm}$ ($0,02\text{ in.}$) e quando si applicano determinate correzioni del serbatoio l'accuratezza installata potrebbe essere nel campo di lavoro di 2 mm ($0,08\text{ in.}$) o migliore. Per questo è importante diminuire l'errore nella misura della temperatura e arrivare a un'accuratezza nel campo di lavoro di $0,1^\circ\text{C}$ o migliore. Dall'introduzione delle nuove tabelle API 2004 a risoluzione più alta, l'utilizzo di queste alte accurtezze è ora molto importante.

Le tabelle del 2004 sono diverse rispetto a tutte le tabelle precedenti in quanto non utilizzano il valore VCF tabulato (il valore stampato) dalla tabella API. Invece è il risultato dell'algoritmo dietro la tabella che è il valore corretto. Questo è una conseguenza del fatto che gli operatori oggi non utilizzano il valore della tabella, ma hanno un programma per computer che ha l'algoritmo implementato per permettere al computer di eseguire il calcolo. Tuttavia, quando il computer esegue il calcolo per le vecchie tabelle dovrebbe arrotondare il valore della temperatura al più vicino $0,25^\circ\text{C}$, per ottenere lo stesso risultato della tabella stampata. Questo è diverso nella tabella del 2004, dove l'arrotondamento invece dovrà essere al più vicino $0,1^\circ\text{C}$. Questo significa che se il sistema di temperatura ha misurato e calcolato una temperatura media del liquido di $18,37^\circ\text{C}$,

nell'algoritmo va utilizzato il valore $18,4^\circ\text{C}$, non $18,25^\circ\text{C}$ come nelle vecchie tabelle.

Le nuove tabelle API aprono la possibilità di una migliore stima del volume attraverso misure di temperatura più precise. La differenza di resistenza possibile in un sistema Pt100 a 3 cavi non è quindi più acritica, ed esiste invece un chiaro grafico trend ad andare verso sensori Pt100 a 4 cavi. Un sensore Pt100 a 4 cavi compenserà completamente la differenza di resistenza dei cavi dall'elettronica di conversione all'elemento Pt100. Richiede un'unità di conversione da resistenza a temperatura che sia progettata per connessioni a 4 fili, e l'elettronica di conversione dovrà avere sufficiente accuratezza e stabilità della temperatura ambiente.



Figura 6.2: A sinistra - Sensore di temperatura multispot con elementi Pt100 e guaina metallica resistente alla corrosione. A destra - Gruppo completo di misura della temperatura con trasmettitore, sensore, sensore opzionale del livello dell'acqua e peso di ancoraggio.

Gli elementi del sensore Pt100 esistono in diverse classi di accuratezza, e in generale gli elementi a 4 cavi utilizzano le classi di accuratezza più alte. Alcuni produttori rilasciano anche un foglio di calibrazione insieme a ogni elemento. Questo foglio di calibrazione potrebbe poi essere utilizzato per inserire le correzioni dell'elemento del sensore e quindi migliorare ulteriormente l'accuratezza. Per eseguire questa calibrazione automatica, una funzione corrispondente deve essere disponibile nel sistema di misura della temperatura.

6 - Misura della temperatura

Per riassumere, si potrebbe affermare che la misura della temperatura non deve essere un limite per un corretto abbinamento delle performance con il misuratore di livello in un sistema di Tank Gauging. Tuttavia, gli aspetti di cui sopra vanno considerati e sono altrettanto importanti per una corretta stima del volume quanto le performance del misuratore di livello.

6.2 Errori di misura sistematici

Gli errori di misura che possono essere descritti come sistematici vanno evitati il più possibile in un sistema di Tank Gauging, poiché si moltiplicano nel tempo e possono creare una perdita considerevole per un acquirente o un venditore. Per la misura del livello con una misura radar di livello, l'errore è per lo più di tipo casuale, ma per la misura della temperatura può essere spesso sistematico.

Esempio 6.2: Misura della temperatura con un solo sensore

Nel caso comune in cui un solo sensore di temperatura è installato sul fondo del serbatoio, è certo che questo non rappresenterà la temperatura media del prodotto in un serbatoio assestato. Se il gradiente di temperatura è di 4 °C, ci si può aspettare che il sensore di temperatura mostri un errore nel campo di lavoro di 2 °C di temperatura media troppo bassa ogni volta che è avviato un trasferimento da un serbatoio pieno. Espresso in volume standard significa che il volume è sovrastimato all'inizio e, nell'esempio 6.1, questo corrisponderebbe per un serbatoio tipico a un errore di 28 m³. Ciò significa che sono consegnati 28 m³ in meno rispetto alla misura indicata. L'implicazione è che l'errore è approssimativamente lo stesso ogni volta che avviene un trasferimento da questo serbatoio, poiché la stratificazione della temperatura, a causa della sua natura fisica, è sistematica. Con un tasso di turn-over di 30 volte all'anno, finirà nel campo di lavoro di 800 m³ all'anno o circa 40 autocisterne piene, per un solo serbatoio.

Lo scenario di questo esempio illustra l'importanza di utilizzare un sensore di temperatura multi-spot, ma è comunque importante fare attenzione, poiché un errore in un elemento di temperatura potrebbe causare un errore sistematico simile; l'elemento di temperatura difettoso potrebbe essere incluso nella

misura della temperatura media solo a determinati livelli di liquido ed escluso a livelli inferiori. La qualità del sensore multi-spot è quindi importante, e le performance di ogni elemento possono essere oggetto di un controllo a determinati intervalli.

Esempio 6.3: Errore di volume causato dall'errore di temperatura rispetto al corrispondente errore del misuratore di livello per un serbatoio alto 20 m con un diametro di 36 m e un volume di 20.000 m³.

Errore di temperatura (°C)	Errore di volume risultante (m³)	Corrispondente errore del misuratore di livello (mm)
0,25	3,5	3,5
0,50	7	6,9
0,75	10,5	10,3
1,00	14	13,8
1,25	17,5	17,2
1,50	21	20,6
1,75	24,5	24,1
2,00	28	27,5

6.3 Standard API

Il capitolo API MPMS 7.3 "Determinazione della temperatura - Sistemi automatici fissi di temperatura del serbatoio" è stato pubblicato nel 2011 e descrive i metodi, le apparecchiature e le procedure per determinare le temperature del petrolio e dei prodotti petroliferi in condizioni statiche utilizzando un metodo automatico.

Sono fornite linee guida per l'apparecchiatura e i requisiti di progettazione, fra le altre cose raccomandando i Resistance Temperature Detector (RTD) e l'uso di sensori con media a più punti per le applicazioni di misura fiscale. Fornisce requisiti di installazione e accuratezza e suggerisce procedure per l'ispezione e la verifica di un sistema completo di termometro automatico per serbatoi (ATT).

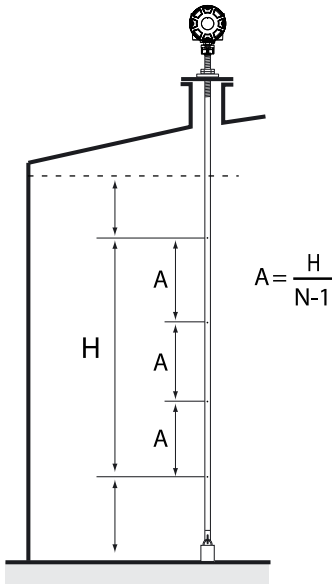


Figura 6.3: Gli elementi di temperatura spot vanno posizionati con una distanza uguale tra ogni elemento.

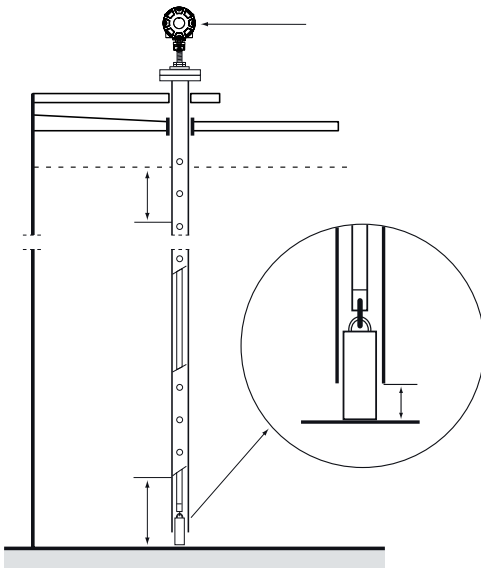


Figura 6.4: Sui serbatoi con tetto flottante, un tubo di calma è spesso utilizzato per l'installazione del sensore di temperatura.

6.4 Posizione degli elementi spot

Per ottenere una buona rappresentazione della temperatura media in un serbatoio cilindrico verticale, gli spot di temperatura dovranno essere posizionati uniformemente con almeno 2-3 m di intervallo.

Per evitare la possibile influenza della temperatura della terra, il punto più basso dovrà essere posto a circa 1 m dal fondo del serbatoio. Inoltre, per evitare l'influenza della temperatura ambiente, il sensore va installato ad almeno 1 m dal muro del serbatoio e vicino a un portello di misura per la verifica.

6.5 Altri usi della misura della temperatura nel Tank Gauging

Oltre all'utilizzo per il calcolo del volume standard, il sistema di misura della temperatura è utilizzato anche per altri scopi, vedere il seguente esempio:

6.5.1 Correzione dell'altezza del serbatoio

Per la maggior parte i misuratori di livello misurano la distanza dalla relativa posizione di montaggio fino alla superficie del liquido (misura del vuoto), e calcolano il livello sottraendo la misura del vuoto dall'altezza di riferimento (la distanza dal punto di montaggio del misuratore di livello alla piastra dati). Questo calcolo mostrerà un errore se questa distanza non è costante, cioè il livello varierà al variare dell'altezza di riferimento. Un tipo di cambiamento che è facile da compensare è l'espansione/contrazione termica del muro del serbatoio o del tubo di calma. Con un sensore di temperatura multi-spot installato dal tetto del serbatoio fino al fondo, è possibile stimare un valore medio della temperatura del muro del serbatoio o del tubo di calma. In questo caso tutti i singoli elementi di temperatura sono utilizzati per il calcolo della temperatura media, e una correzione può essere applicata sull'altezza di riferimento basata sulla dilatazione termica dell'acciaio al carbonio (10-12 ppm/°C).

Per la correzione del muro di un serbatoio, si deve tener conto del fatto che esiste liquido all'interno del serbatoio e aria all'esterno, nonché dei diversi mezzi coinvolti. L'influenza termica è abbastanza diversa per l'aria e il liquido e API ha dichiarato che le temperature dei muri del serbatoio in ogni punto di misura vanno calcolate come:

$$T_{\text{muro del serbatoio}} = \frac{1}{8} T_{\text{ambiente}} + \frac{7}{8} T_{\text{liquido}}$$

La temperatura ambiente può essere difficile da misurare poiché può essere influenzata dalla radiazione solare e dalla posizione del sensore di temperatura effettivo sul serbatoio. Una temperatura ambiente corretta avrebbe probabilmente bisogno di una stazione metrologica avanzata su ogni serbatoio e in pratica per la maggior parte gli utenti non fanno questo investimento poiché l'influenza è abbastanza piccola. L'accuratezza del sistema di misura della temperatura non è critica per questa correzione, vedere esempio 6.4.

Esempio 6.4: Errore dell'altezza di riferimento

Un errore di 5 °C quando si esegue una correzione di un tubo di calma o di un muro di serbatoio alto 20 m darà solo un errore di livello come:

$$\text{Errore dell'altezza di riferimento} = 5 \times 10 \times 10^{-6} \times 20.000 = 1 \text{ mm}$$

dove 10×10^{-6} è basato sull'ipotesi che il muro di un serbatoio in acciaio al carbonio si espanda di 10 ppm/1 °C.

Un moderno sistema misuratore di livello dovrebbe, se necessario, avere la capacità di correggere queste variazioni dell'altezza di riferimento.

6.5.2 Correzione della tabella di capacità del serbatoio

Una tabella di capacità del serbatoio (Tank Capacity Table, TCT) è valida solo a una determinata temperatura, cioè la temperatura che la cisterna aveva quando è stata calibrata. La temperatura del prodotto influenzerà la cisterna che si espanderà o si contrarrà a seconda della temperatura. Lo stesso serbatoio dell'esempio precedente (20.000 m³) è interessato da una variazione di temperatura di 5 °C dalla relativa temperatura di calibrazione:

$$5 \times 20 \times 10^{-6} \times 20.000 = 2 \text{ m}^3$$

dove 20×10^{-6} è basato sull'ipotesi che l'espansione dell'area di un muro del serbatoio in acciaio al carbonio è di 20 ppm/1 °C.

L'errore ricevuto quando non si esegue questa correzione della TCT può non turbare un utente, ma in serbatoi grandi o riscaldati l'errore può essere molto più grande. Se il serbatoio ha già un sistema di misura della temperatura, è un'operazione facile attivare la correzione nel software, quindi non dovrebbe esistere alcuna ragione per non utilizzarlo.

6.5.3 Correzione del nastro per immersione manuale

Quando si effettua una misurazione di riferimento con l'immersione manuale, va considerato che il nastro per immersione manuale mostra il valore corretto solo se il nastro per immersione manuale ha la stessa temperatura di quando è stato calibrato.

Per la normale immersione giornaliera manuale può non essere necessario correggere questa influenza della temperatura, ma quando si fanno misure di riferimento o misure in serbatoi riscaldati il nastro per immersione manuale può mostrare grandi errori. Di seguito un esempio da un serbatoio di bitume riscaldato.

Esempio 6.5: Errore del nastro nel serbatoio di bitume riscaldato

Serbatoio come prima: 20 m di altezza, mezzo pieno, temperatura nel serbatoio sopra il liquido 170 °C, nastro calibrato a 20 °C, immersione di misura del vuoto (dovuta al bitume):

$$\text{Errore del nastro} = (170-20) \times 10 \times 10^{-6} \times 10.000 = 15 \text{ mm}$$

Con questa misura del vuoto a 10 m, il nastro mostrerà una lettura di errore di 15 mm.

Se il serbatoio ha un sistema di misura della temperatura installato, questo può essere utilizzato per la stima della temperatura del nastro dopo l'inserzione nel serbatoio. In generale, il nastro adotterà molto rapidamente la stessa temperatura del vapore nel serbatoio, quindi la temperatura del vapore misurata dal sistema di Tank Gauging potrebbe essere utilizzata per la correzione.

7

Gas liquefatti

Argomento	Pagina
7.1 Tank Gauging radar in serbatoi pressurizzati	48
7.2 Tank Gauging radar in serbatoi a contenimento totale	49
7.3 Configurazione tipica del sistema	49

7. Gas liquefatti

Il Tank Gauging radar è stato utilizzato sui serbatoi di gas liquefatti fin dagli anni '80. Questi gas, tipicamente GPL (gas petrolio liquefatti) e NGL (liquidi di gas naturale) sono immagazzinati come un liquido attraverso la pressione in sfere o serbatoi a ogiva o refrigerati in serbatoi a contenimento totale. Il GNL (gas naturale liquefatto) comporta ulteriori sfide di Tank Gauging per l'inventario e la sicurezza rispetto ad altri idrocarburi. Per affrontare queste, fra le altre considerazioni, gli operatori devono monitorare i profili di densità e temperatura sull'altezza del serbatoio.

Un misuratore radar di livello per gas liquefatti dovrà essere installato in un tubo di calma in acciaio inossidabile o in alluminio per ottenere il massimo campo di misura e le massime performance. Il misuratore radar è imbullonato a un boccaglio del serbatoio sul tetto del serbatoio. Un tubo di calma, normalmente con un diametro di 100 mm (4 in.), è connesso allo stesso ugello e arriva fino al fondo del serbatoio.

Questo tubo di calma è dotato di un perno di verifica. È montato durante l'installazione in una posizione nota, e genererà una piccola eco utilizzata per la verifica del manometro alla normale pressione di esercizio nel serbatoio. Un misuratore radar può eseguire un test di verifica in qualsiasi momento senza interferire con la normale misurazione del liquido. Il risultato della verifica automatica può essere presentato in una finestra di servizio del software diagnostico incorporato nell'interfaccia utente.

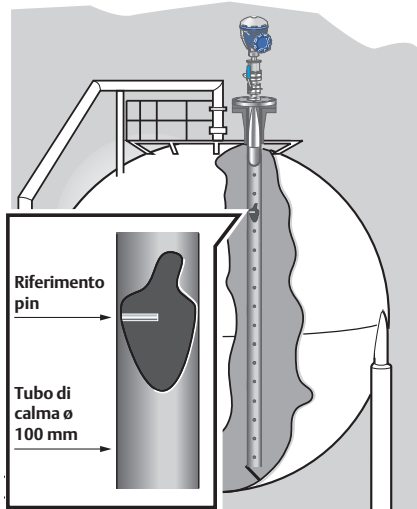


Figura 7.1: Misura del livello in un serbatoio di gas sferico utilizzando un tubo di calma con perni di riferimento.

7.1 Tank Gauging radar in serbatoi pressurizzati

L'utilizzo del Tank Gauging automatico su serbatoi pressurizzati è descritto in API MPMS Capitolo 3.3. Quando si progettano i misuratori radar per serbatoi per applicazioni in pressione, bisogna tenere conto di considerazioni speciali. In primo luogo, l'unità deve resistere alla pressione del serbatoio e soddisfare gli standard di sicurezza scritti sui serbatoi a pressione. In secondo luogo, il misuratore radar deve essere fabbricato in modo da poter affrontare efficacemente le sfide che l'alta pressione del vapore può causare in tali serbatoi. In terzo luogo, il misuratore radar del serbatoio dovrà avere qualche mezzo di verifica delle performance durante le condizioni normali del serbatoio.



Figura 7.2: Un misuratore radar per serbatoi di gas pressurizzati deve far fronte alle sfide causate dall'alta pressione del vapore.

Le applicazioni tipiche per questo tipo di misuratore radar sono i serbatoi sferici e orizzontali utilizzati per lo stoccaggio di gas liquefatto.

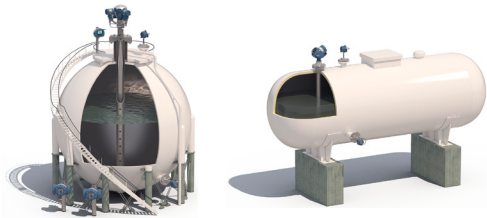


Figura 7.3: Serbatoi sferici e orizzontali utilizzati per lo stoccaggio di gas liquefatto.

7.2 Tank Gauging radar per serbatoi a contenimento totale

Il design di base del misuratore utilizzato per i misuratori radar sui serbatoi pressurizzati è utilizzato anche sui serbatoi di stoccaggio a contenimento totale. Il Tank Gauging basato sul radar è oggi ampiamente utilizzato per la misura del livello e la prevenzione della traccimazione nei serbatoi di stoccaggio a contenimento totale. Questo metodo senza contatto e senza parti in movimento offre vantaggi in termini di affidabilità e una minore necessità di manutenzione. Il radar è particolarmente adatto in applicazioni su gas criogenico/frigorifero dove la manutenzione all'interno del serbatoio è possibile solo in periodi di manutenzione programmata che sono distanti diversi anni. Inoltre, le distanze di misura spesso lunghe in questa applicazione rendono la misurazione senza contatto un'alternativa attraente.



Figura 7.4: Serbatoio a contenimento totale utilizzato per lo stoccaggio di gas liquido refrigerato.

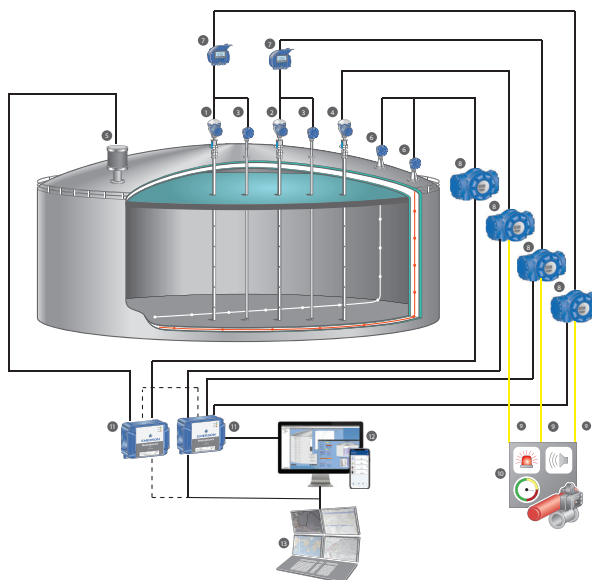
Un tipico serbatoio di stoccaggio a contenimento totale contiene grandi quantità di gas liquefatto, 30-200k m³. Da un punto di vista economico, operativo e di sicurezza, i dati misurati dal sistema di Tank Gauging hanno un grande impatto. Un misuratore di serbatoio radar di accuratezza offre un'accuratezza nel campo di lavoro di un millimetro su tutta l'altezza del serbatoio.

7.3 Configurazione tipica del sistema

Un tipico sistema di Tank Gauging a contenimento totale basato sul radar combina un'alta affidabilità con alte performance di misura e funzioni di sicurezza. Può includere:

- Un misuratore radar primario e uno secondario ad alta accuratezza per la misura di livello.
- Due (2) trasmettitori di temperatura, ciascuno con fino a 16 sensori spot per la misura della temperatura media del liquido.
- Un terzo misuratore radar per l'allarme di alto livello indipendente fornisce un'uscita a un pannello di allarme tramite un relè nominale SIL 2/ SIL 3 o segnali 4-20 mA. Può, in combinazione con le misure primarie e secondarie, essere inserito in un sistema di voto 2oo3.
- Trasmettitori di temperatura e sensori per:
 - Controllo del raffreddamento tramite misure della temperatura del muro interno del serbatoio e del fondo durante il primo riempimento.
 - Rilevamento delle perdite monitorando la temperatura nello spazio di isolamento (tra il muro interno e quello esterno del serbatoio).
- Un dispositivo separato per il profilo di livello, temperatura e densità (LTD) per prodotti non omogenei come il GNL.
- Display grafico da campo.
- Dispositivi di comunicazione, ad esempio hub serbatoi, per la raccolta di dati dagli strumenti sul campo e la trasmissione di tali dati alla sala controllo.
- Dispositivi di comunicazione nella sala controllo che forniscono dati ai sistemi DCS/HMI/IT.
- Software di gestione dell'inventario dei serbatoi che include il monitoraggio della stratificazione, la previsione del ribaltamento e le funzioni di reporting. Le postazioni di lavoro sono configurate in una rete per la distribuzione dei dati e una maggiore ridondanza.

L'antenna della misura radar di livello per i serbatoi a contenimento totale deve essere progettata per misure su gas liquefatto criogenico/refrigerato. I segnali radar sono trasmessi all'interno di un tubo di calma in acciaio inossidabile di 4 in. che permette al misuratore di avere un'eco sufficientemente forte anche in condizioni di ebollizione superficiale.



1 Misuratore radar di livello primario	6 Trasmettitore di temperatura con sensori per il rilevamento di raffreddamento e perdite	11 Concentratore di dati
2 Misuratore radar di livello secondario	7 Display grafico da campo	12 Sistema di gestione serbatoi
3 Trasmettitore di temperatura e criogenico Sensori di temperatura multipunto	8 Hub serbatoi	13 Sistema DCS/Host
4 Allarme di livello indipendente (misuratore continuo)	9 Relè SIL 2/SIL 3 o segnale di allarme 4-20 mA	
5 Misuratore di livello, temperatura e densità (LTD)	10 Pannello di allarme indipendente	

Figura 7.5: Esempio di un sistema di Tank Gauging a contenimento totale ad alte performance.

La tenuta del serbatoio è dotata di una doppia funzione di blocco, costituita da una finestra in PTFE e da una valvola a sfera ignifuga. Una funzione del dispositivo di riferimento permette la verifica della misura con il serbatoio in servizio.

Per la misura di livello dei serbatoi a contenimento totale a terra, i due tipi più comuni di misure usati oggi sono i misuratori servo meccanici e i misuratori radar. Il misuratore meccanico servo-operato si basa su un dislocatore meccanico collegato a un cavo su un tamburo. Il dislocatore è abbassato dal servomotore sul liquido e segue i movimenti della superficie. Misurazioni invasive, molte parti mobili e un programma di manutenzione significativo sono le sfide legate ai sistemi di misura basati su servo.

La sicurezza e la prevenzione della tracimazione sono una preoccupazione importante per qualsiasi struttura utilizzata per lo stoccaggio di rinfuse liquide di liquidi infiammabili. Molte delle prime applicazioni radar sul gas liquefatto erano per la prevenzione indipendente della tracimazione, dato che i misuratori servo meccanici utilizzati per la misura regolare del livello non soddisfacevano i requisiti.

Oggi è spesso richiesto che i misuratori radar per serbatoi abbiano capacità di allarme di alto livello classificate SIL 2. Più misuratori radar classificati SIL possono essere connessi in un circuito SIS in modo che il voto tra gli allarmi alti sia realizzato. È anche possibile utilizzare un misuratore radar 2 in 1 per lo stesso scopo.

Una tipica configurazione dello strumento su un serbatoio di GNL include un sensore LTD (Livello Temperatura Densità). Questo dispositivo LTD fornisce un profilo di densità e temperatura per il serbatoio che può essere utilizzato per rilevare la stratificazione. Questi dati sono utilizzati per i calcoli all'interno del software per determinare il rischio di un incidente di ribaltamento. I dati LTD sono utilizzati da un software speciale per la previsione del ribaltamento. Il ribaltamento è un fenomeno in un serbatoio criogenico che ha il potenziale di causare grandi emissioni incontrollate di vapore e persino gravi danni al serbatoio. Misurando il profilo della densità e della temperatura è possibile prevedere il rischio di un ribaltamento. Le azioni per mitigare il rischio di ribaltamento possono quindi essere avviate a seconda delle raccomandazioni fatte dal software.

8

Sensori aggiuntivi

Argomento	Pagina
8.1 Misurazione della densità e Tank Gauging ibrido	52
8.2 Sensori di pressione utilizzati nel Tank Gauging ibrido	54
8.3 Considerazioni per l'installazione	54
8.4 Misurazione del livello dell'acqua libera	54

8. Sensori aggiuntivi

Per la maggior parte delle esigenze di Tank Gauging, le misure di livello e della temperatura sono sufficienti per eseguire i calcoli di volume richiesti. Tuttavia, in molti casi sono aggiunti sensori per la misurazione della densità osservata e del livello di acqua libera sul fondo del serbatoio.

8.1 Misurazione della densità e Tank Gauging ibrido

Un sistema ibrido di Tank Gauging misura sia il livello sia la pressione. L'uscita da un sensore di pressione è utilizzata in combinazione con il valore di livello dal misuratore del serbatoio. Da queste due variabili, la densità osservata del contenuto del serbatoio può essere calcolata online. Lo standard API MPMS Capitolo 3.6 descrive l'uso del Tank Gauging ibrido e come è calcolata la densità.

In un serbatoio aperto e ventilato, con un tetto fisso o flottante, è utilizzato un solo sensore di pressione (P1). Se esiste una qualsiasi pressione nel serbatoio dalla copertura o da un'altra fonte, è necessario un secondo sensore di pressione (P3).

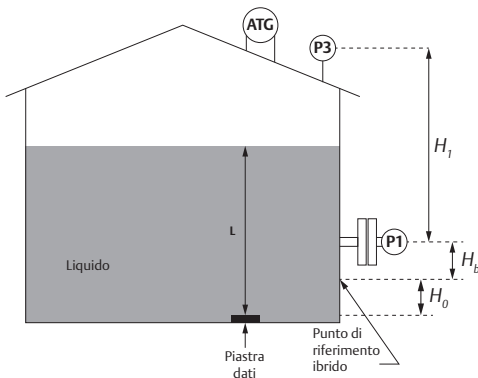


Figura 8.1: La misurazione della densità è effettuata con l'aiuto di un misuratore di livello e di uno o due sensori di pressione.

Calcolo della densità osservata del prodotto,

1. Densità osservata del prodotto (D_{oss}) nel vuoto

I calcoli della densità ibrida si basano sul fatto che la densità del prodotto è proporzionale alla pressione del liquido e può essere calcolata come segue:

$P1 - P3$ = testa totale del prodotto liquido + testa del vapore nel serbatoio - testa dell'aria ambiente tra P1 e P3

La pressione di testa sia nel liquido sia nel vapore è approssimativamente uguale al prodotto della densità media e della testa:

Pressione di testa del liquido = $g \times (L - Y) \times D_{oss}$
(a livello di P1)

Testa di vapore nel serbatoio = $g \times [H_t - (L - Y)] \times D_v$
(alla superficie del liquido)

Testa dell'aria ambiente = $g \times H_t \times D_a$
(a livello di P1)

Quindi, il valore di D_{oss} può essere calcolato da:

$$D_{oss} = \frac{N(P1 - P3) - g(D_v - D_a)H_1}{g(L - Y)} D_v$$

Dove:

D_{oss} = densità osservata del liquido nel vuoto

N = costante di unità

$Y = H_b + H_0$ (la distanza verticale dal sensore P1 alla piastra dati del serbatoio)

massa nel vuoto, massa in aria e volume lordo standard

L = livello ATG (livello del liquido)

H_b = distanza verticale dal centro di forza del sensore P1 al punto di riferimento ibrido

H_0 = distanza verticale dalla piastra dati del serbatoio al punto di riferimento ibrido

g = accelerazione gravitazionale locale

H_t = distanza verticale dai centri di forza dei diaframmi da P1 a P3

D_v = densità del vapore nel serbatoio

D_a = densità dell'aria ambiente

Nota: Se il punto di riferimento ibrido si trova alla stessa elevazione della piastra dati del serbatoio, H_0 è zero.

2. Calcolo della massa del prodotto nel vuoto (M)

$$M = GOV \times D_{oss} - WR$$

Dove:

GOV = Volume osservato lordo

D_{oss} = densità osservata del prodotto (nel vuoto) da 1.

WR = Massa del tetto flottante (se applicabile)

Nota: Nei serbatoi di stoccaggio atmosferico, la massa di prodotto in vapore può essere impostata su zero.

3. Massa apparente del prodotto in aria (M_a)

$$M_a = M \left(1 - \frac{D_a}{D_{oss}} \right)$$

Dove:

M = Massa totale del prodotto (nel vuoto) da 2.

D_a = densità dell'aria ambiente

D_{oss} = densità osservata del liquido (nel vuoto) da 1.

4. Volume standard lordo (GSV)

$$GSV = GOV \times VCF$$

Dove:

GOV = Volume osservato lordo

VCF = fattore di correzione del volume, tipicamente ottenuto da MPMS Capitolo 11.1, ASTM D-1250

8.2 Sensori di pressione utilizzati nel Tank Gauging ibrido

L'accuratezza della densità osservata calcolata dipende dalle performance dei sensori di pressione utilizzati. A causa delle caratteristiche del sensore di pressione, l'accuratezza della densità varia sullo span di livello nel serbatoio. La massima accuratezza della densità si ottiene ad alti livelli di liquido. L'accuratezza si riduce quando il livello del serbatoio è vicino al sensore P1. Esiste un determinato livello di cut-off, il che significa che le misure di densità sono inibite al di sotto di questo punto.

Solo i sensori di pressione più accurati vanno utilizzati per il Tank Gauging ibrido. L'accuratezza richiesta è nel campo di lavoro dello 0,035% dello span.

Il sensore di livello dell'acqua è un sensore di interfaccia che determina la linea tra l'acqua e l'idrocarburo sopra di essa, il che può essere un compito molto impegnativo. Nei serbatoi con oli bianchi raffinati, il taglio tra l'acqua e l'olio è spesso ben definito e facile da misurare, ma nei serbatoi con oli neri o petrolio greggio l'interfaccia tende a essere una zona di emulsione, rendendo il taglio difficile da definire.

I sensori di livello dell'acqua basati sulla capacitanza sono normalmente utilizzati in combinazione con gli altri componenti di un sistema di Tank Gauging. Il sensore di capacità è normalmente integrato con il sensore di temperatura. Questo permette di installare l'unità del sensore combinato di livello/temperatura in una sola apertura del serbatoio di 50 mm (2 in.) o più grande.

8.3 Considerazioni per l'installazione

Per ottenere il migliore campo di lavoro e la migliore accuratezza, il sensore P1 va posizionato nel punto più basso possibile del serbatoio. Tuttavia, la posizione non deve essere così bassa che l'interferenza dell'acqua libera e del fango possa causare problemi di misura. Tipicamente il sensore P1 è montato a un livello compreso tra 0,5 e 1 metro dal fondo del serbatoio. Il sensore di pressione va anche installato con una valvola di blocco in modo tale che il sensore possa essere rimosso e sottoposto a manutenzione.

Il sensore P3 si trova nella parte superiore del serbatoio, sopra il livello più alto del liquido.

8.4 Misurazione del livello dell'acqua libera

I serbatoi di stoccaggio del petrolio possono accumulare acqua sul fondo. Le fonti di quest'acqua possono essere la condensazione dell'umidità dell'aria che entra negli sfianti quando il serbatoio è svuotato o l'acqua piovana entra accidentalmente nel serbatoio. Può anche esservi un'infiltrazione d'acqua nel prodotto prima che il serbatoio sia riempito. Questo è comune per i serbatoi di petrolio greggio e può creare problemi se il livello dell'acqua diventa troppo alto. Per evitare questo, l'acqua libera deve essere scaricata dal serbatoio. Come regola generale, il contenuto di acqua va mantenuto il più basso possibile.

Per tenere traccia del livello dell'acqua libera, i sensori connessi al sistema di Tank Gauging sono utilizzati ovunque sia necessario. I dati del livello dell'acqua libera sono anche utilizzati nel calcolo dell'inventario per ottenere una corretta valutazione del volume del prodotto.

9

Architettura del sistema

Argomento	Pagina
9.1 Cablaggio elettrico del serbatoio_____	58
9.2 Fieldbus del parco serbatoi_____	58
9.3 Ridondanza della comunicazione_____	58
9.4 Soluzioni ponte_____	59
9.4.1 Emulazione misuratore_____	59
9.4.2 Comunicazione wireless_____	59
9.5 Software_____	60

9. Architettura del sistema

Lo scopo principale dell'architettura di un sistema di Tank Gauging è quello di instradare le informazioni sui serbatoi dal parco serbatoi agli utenti in modo veloce e affidabile.

I sistemi legacy di Tank Gauging basati su misuratori flottanti e servo utilizzano tutti reti di comunicazione proprietarie. In passato, diversi produttori di sistemi di misura utilizzavano reti fieldbus, interfacce di comunicazione e protocolli separati e incompatibili. Gli utenti di questi sistemi erano bloccati con un unico fornitore di apparecchiature di Tank Gauging durante l'intera durata del sistema. Questo, in combinazione con l'uso di misuratori meccanici che richiedevano manutenzione, riparazione e fornitura di parti in molti casi, generava un alto costo di possesso.

I moderni sistemi di Tank Gauging utilizzano architetture aperte e protocolli di comunicazione standardizzati. Un utente di questi sistemi non sarà bloccato in una situazione a fonte unica e avrà molte opzioni nella scelta degli strumenti.

Esistono ora "soluzioni ponte" che permettono di modernizzare i sistemi legacy passo dopo passo. L'emulazione del misuratore e la tecnologia wireless sono due di questi ponti.

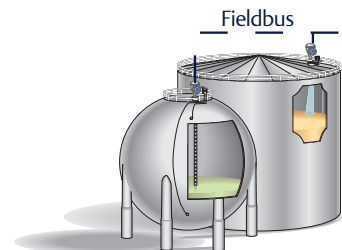


SCADA

Ethernet



WWW



57

9.1 Cablaggio elettrico del serbatoio

Gli strumenti sul serbatoio hanno bisogno di energia e di un collegamento con la sala controllo. Questo è nella maggior parte dei casi realizzato meglio attraverso un fieldbus locale a sicurezza intrinseca dello strumento. L'utilizzo di un cablaggio elettrico a sicurezza intrinseca sul serbatoio offre vantaggi in termini di sicurezza. Permette anche di risparmiare sui costi di installazione, dato che non sono necessari costosi conduit dei cavi. Il bus del serbatoio è normalmente connesso e alimentato attraverso un'unità di comunicazione/alimentazione lato serbatoio. Da qui sono connessi i tratti più lunghi del fieldbus del parco serbatoi e anche l'alimentazione locale. Anche la comunicazione wireless può essere localizzata da qui.

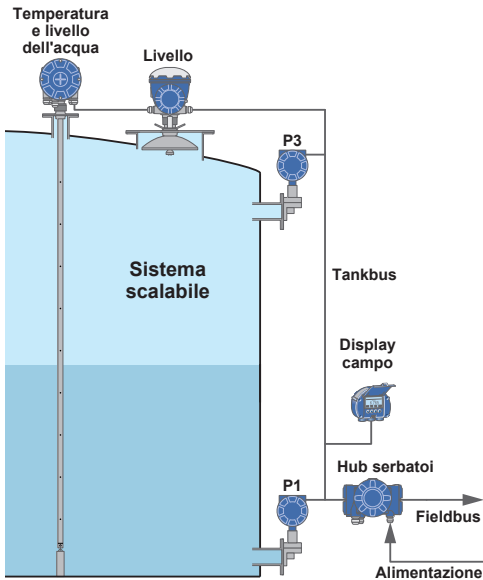


Figura 9.2: Fieldbus a sicurezza intrinseca che fornisce alimentazione e comunicazione alle unità del serbatoio.

9.2 Fieldbus del parco serbatoi

Le variabili di processo misurate dai dispositivi del serbatoio devono raggiungere gli utenti di queste informazioni rapidamente e con un'elevata integrità. I dispositivi sono distribuiti su una vasta area nel parco serbatoi e il cablaggio elettrico del fieldbus può percorrere lunghe distanze. Il cablaggio elettrico deve sostenere sfide come l'attenuazione e i danni dei fulmini. Il cablaggio esistente è spesso sul posto e dovrebbe essere possibile utilizzare questo

cablaggio quando si installa un nuovo sistema di Tank Gauging, poiché i nuovi cavi di segnale sono costosi da installare. Se i fili del segnale non esistono o sono in cattive condizioni, la comunicazione wireless può colmare queste lacune.

9.3 Ridondanza della comunicazione

La disponibilità di informazioni sui serbatoi è della massima importanza per il funzionamento di un parco serbatoi occupato. La mancanza di informazioni sui serbatoi può bloccare rapidamente i movimenti di petrolio del parco serbatoi.

Per stabilire un'alta disponibilità di informazioni, è possibile applicare diverse soluzioni di ridondanza. Queste comprendono:

- Ridondanza di misura utilizzando più di un misuratore per serbatoio
- Ridondanza fieldbus utilizzando strati di comunicazione multipli o diversi per i fieldbus
- Ridondanza del gateway con cavi ridondanti e gateway wireless
- Interruttore di rete e ridondanza di rete
- Ridondanza dell'interfaccia utente



Figura 9.3: La ridondanza del serbatoio è ottenuta con due misuratori del serbatoio e strati di comunicazione separati - cablati e wireless.

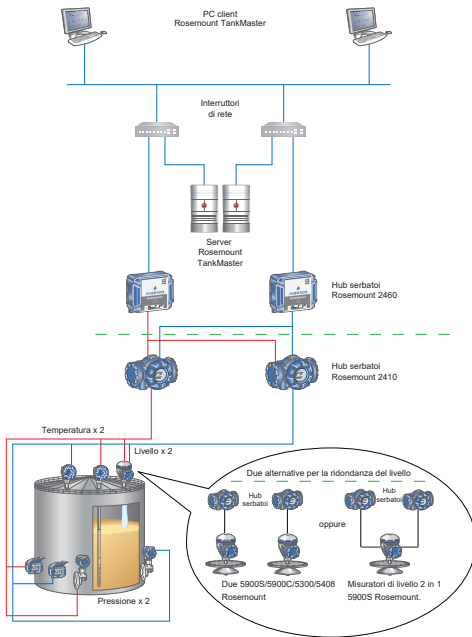


Figura 9.4: Diversi strati di ridondanza: Ridondanza dell'unità serbatoio e ridondanza dell'unità di comunicazione sul campo combinata con server dati e stazioni operatore ridondanti.

I server di Tank Gauging sono spesso collocati in sale tecniche o sale controllo. Gli armadi personalizzati ospitano i server e i gateway di campo.



Figura 9.5: Un armadio per il sistema di Tank Gauging.

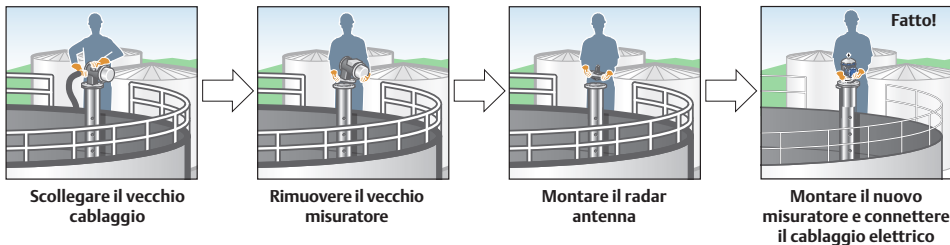


Figura 9.6: Con l'emulazione del misuratore, un upgrade serbatoio per serbatoio è facile.

9.4 Soluzioni ponte

La migrazione da un vecchio sistema legacy a un nuovo sistema può essere difficile da realizzare a parte la sostituzione dell'intero sistema in un unico grande progetto. I vecchi fieldbus proprietari spesso rappresentano un grosso ostacolo per un aggiornamento graduale. Tuttavia esistono modi per superare questo blocco e bypassare i sistemi legacy:

9.4.1 Emulazione misuratore

Un modo semplice per sostituire i vecchi misuratori di serbatoi nelle infrastrutture fieldbus esistenti è quello di fare in modo che i nuovi misuratori emulino quelli vecchi, comunicando attraverso il vecchio fieldbus e utilizzando lo stesso protocollo di comunicazione e l'alimentazione esistente. Con questa "emulazione misuratore" un vecchio misuratore può essere rapidamente sostituito con uno nuovo basato su una tecnologia diversa. Non sono necessari cambiamenti dei fieldbus o delle apparecchiature della sala controllo. L'emulazione del misuratore può anche essere implementata in combinazione con soluzioni wireless.

9.4.2 Comunicazione wireless

La comunicazione wireless degli strumenti è tutt'altro che nuova. Tuttavia è solo di recente che le reti a maglia intelligenti autoconfiguranti sono state applicate per la telemetria. Le reti a maglia come descritte dallo standard IEC 62591 o *WirelessHART®* sono molto adatte all'uso nei sistemi di Tank Gauging. Negli ultimi anni sono diventate una soluzione attraente per costruire architetture di sistema sia per il Tank Gauging sia per altri tipi di strumentazione. La comunicazione wireless può ridurre notevolmente il costo di installazione del Tank Gauging.

Una caratteristica importante di una rete a maglia autoconfigurante è che è necessario un minimo sforzo ingegneristico per progettare il sistema. Seguendo semplici linee guida che coprono le distanze dei nodi

e le posizioni dei gateway, il layout del sistema può essere progettato in un'ora. Dopo l'accensione, la rete si stabilisce e sarà pronta a funzionare in pochi minuti. A causa dei percorsi di comunicazione multipli, la rete è auto-riparabile se un qualsiasi collegamento è disabilitato. La crittografia dei dati e il salto di frequenza permettono alti livelli di sicurezza dei dati e di affidabilità della comunicazione. Un sistema di Tank Gauging che può comunicare sia attraverso i cavi sia in modalità wireless ha il potenziale di migliorare ulteriormente la disponibilità dei dati attraverso la diversità e la ridondanza della comunicazione.

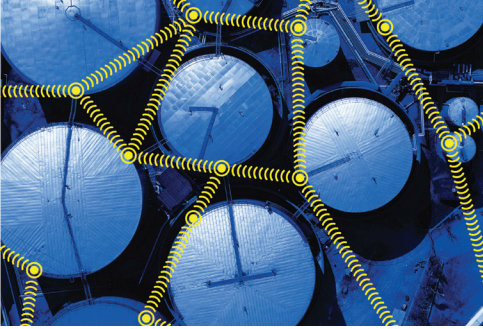


Figura 9.7: Una rete di campo a maglie auto-organizzante può trovare automaticamente il modo migliore per aggirare qualsiasi ostacolo fisso o temporaneo.



Figura 9.8: Antenna connessa ai dispositivi del serbatoio.

9.5 Software

Un sistema di Tank Gauging non è completo senza un pacchetto software versatile che riunisca tutte le informazioni sul serbatoio. Il sistema informatico di Tank Gauging esegue numerosi compiti e molti di questi devono essere eseguiti in base a determinati standard e regolamenti specifici per coprire le operazioni di stoccaggio di rinfusa liquida. Il software dovrà anche fornire un aiuto per compiti come il controllo dei batch e la pianificazione dello stoccaggio.



Figura 9.9: Software di Tank Gauging.

Il software richiede una HMI completa e facile da utilizzare, costruita per gli operatori del parco serbatoi. L'affidabilità e la sicurezza sono proprietà chiave dell'HMI, poiché giocano un ruolo importante nei diversi strati di sicurezza operativa. La navigazione tra le funzioni e i serbatoi deve essere facile e veloce.

Il nuovo software dovrebbe anche supportare i progressi della tecnologia dell'automazione e della trasformazione digitale, così come i modi di lavorare cambiati che ne derivano, che molti utenti stanno iniziando a implementare. Dovranno utilizzare interfacce aperte in grado di gestire la trasmissione di dati da e verso altri software specializzati attraverso protocolli standardizzati. Dovranno essere multiplatforma e compatibili con diversi dispositivi come smartphone e tablet, nonché computer e server da ufficio, indipendentemente dalla marca e dal sistema operativo.

I requisiti funzionali di un sistema informativo di Tank Gauging possono essere riassunti come segue:

Visualizzazione dei dati del serbatoio in tempo reale

Gli operatori devono avere il pieno controllo delle operazioni del parco serbatoi in ogni momento. I livelli e i tassi di livello devono essere visualizzati senza alcuna latenza significativa.

Calcoli di volume e massa

Il software di Tank Gauging deve calcolare rapidamente e accuratamente i dati di inventario del serbatoio. I calcoli del volume dovranno seguire gli standard API pertinenti e altri standard/metodi adatti a diverse rinfuse liquide. Il software deve essere in grado di gestire diversi tipi di tabelle di volume (strapping table) con un gran numero di punti dati.

Trattamento dei dati dei prodotti di laboratorio

È necessario utilizzare i dati dei prodotti liquidi dai campioni di laboratorio, come la densità e il contenuto d'acqua. Il software dovrà avere la capacità di utilizzare tali dati sia attraverso l'input diretto dai sistemi di laboratorio sia attraverso l'inserzione manuale da parte dell'operatore.

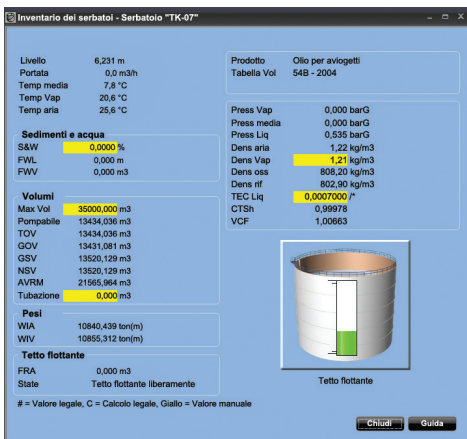


Figura 9.10: Una finestra di informazioni sul serbatoio di una stazione dell'operatore del serbatoio.

Rapporti

Le rinfuse liquide immagazzinate rappresentano generalmente un valore sostanziale e la valutazione dello stock deve essere riportata accuratamente e con la frequenza desiderata. I rapporti dovranno essere personalizzati in base alle esigenze dell'utente ed essere presentati in determinati momenti. Esempi di rapporti: Rapporti d'inventario, rapporti sul bilancio di massa, rapporti sui turni e rapporti sul registro degli eventi.

I rapporti possono essere memorizzati, stampati, inviati per e-mail o ad altri software tramite OPC o altri metodi di trasmissione basati sulla rete.



Gestione degli allarmi

Il Tank Gauging è il primo livello di difesa contro le tracimazioni. L'HMI deve essere in grado di fornire allarmi all'operatore se è raggiunto un livello impostato o altre variabili. Sono necessari punti fissi e regolabili. Gli allarmi dovranno essere udibili e visibili, e in grado di essere distribuiti sulla rete dell'impianto, via e-mail e ai telefoni cellulari. Anche gli allarmi e i riconoscimenti degli allarmi dovranno essere registrati, memorizzati e segnalati.

Dati storici

Gli operatori dovranno essere in grado di accedere ai dati storici per un follow-up affidabile e una revisione degli eventi passati. La presentazione dei dati dovrà essere in modalità numerica e grafica.

Incorporazione e integrazione

I dati del serbatoio diretti e derivati sono distribuiti attraverso l'incorporazione e il collegamento ad altri software per ufficio e aziendali.

Gestione degli utenti

Il software di gestione del Tank Gauging richiede una movimentazione adeguata della gestione degli utenti. Il login e il logout degli utenti, i diritti di accesso degli utenti e la registrazione di tali eventi e i riconoscimenti degli allarmi vanno forniti per ragioni di sicurezza.



Figura 9.11: È possibile utilizzare tablet per controllare i dati di Tank Gauging.

Connettività con altri sistemi

Oltre alla distribuzione dei dati all'interno del server di Tank Gauging e dei relativi client, i dati del serbatoio dovranno essere facilmente distribuiti ad altri sistemi di alto livello. La distribuzione dei dati attraverso un server web incorporato permetterà la distribuzione dei dati ai client all'interno e all'esterno della rete dell'impianto.

Un'altra importante capacità di comunicazione è la connessione con i sistemi legacy di Tank Gauging. In un grande impianto come una raffineria possono esistere gruppi di misuratori di serbatoi di marche diverse. Il software di Tank Gauging dovrà avere la capacità di comunicare e controllare tali sistemi e renderlo una fonte di informazioni di Tank Gauging per l'intero parco serbatoi.

Configurazione e risoluzione dei problemi

Il software di Tank Gauging è spesso lo strumento per la configurazione, l'installazione e la risoluzione dei problemi dell'intero sistema di Tank Gauging. Dovrà essere fatto in modo che ogni sistema possa essere configurato sul posto da ingegneri o operatori locali. La risoluzione dei problemi è idealmente effettuata nella sala controllo per ridurre al minimo la necessità di arrampicarsi sul serbatoio. Un buon software di Tank Gauging con una configurazione automatica "basata su procedure guidate" e strumenti di servizio rende possibile tutto ciò.

10

Prevenzione della tracimazione

Argomento	Pagina
10.1 La posta in gioco	64
10.1.1 Probabilità	64
10.1.2 Conseguenza	64
10.2 Benefici	65
10.3 Standard industriali	65
10.3.1 API 2350	66
10.3.2 IEC 61511	66
10.4 Moderna prevenzione della tracimazione	67
10.4.1 Elementi chiave	67
10.4.2 Approccio tradizionale	67
10.4.3 Approccio moderno	68
10.4.4 Tecnologia di Tank Gauging 2 in 1	69
10.4.5 Test di verifica	70

10. Prevenzione della tracimazione

Le tracimazioni dei serbatoi sono da molto tempo una delle principali cause di gravi incidenti di sicurezza negli impianti di stoccaggio di rinfuse liquide, ma le tracimazioni non avvengono in modo casuale. Sono prevedibili e quindi prevenibili. Questo capitolo riassume le conoscenze e le competenze attuali sulla prevenzione delle tracimazioni dei serbatoi e su come le apparecchiature moderne possano essere utilizzate per avvicinarsi all'obiettivo di zero tracimazioni dei serbatoi. Ulteriori approfondimenti possono essere trovati in "The Engineer's Guide to Overfill Prevention" (ISBN 9789198277906).

10.1 La posta in gioco?

Il rischio consiste di due componenti: probabilità e conseguenza. Entrambi questi componenti sono insolitamente grandi per le tracimazioni dei serbatoi rispetto ad altri rischi potenziali in un parco serbatoi.

10.1.1 Probabilità

I dati storici del settore indicano che statisticamente si verifica una tracimazione ogni 3.300 otturazioni, secondo una compagnia di assicurazioni indipendente ([Marsh and McLennan Companies, 2011](#)).

10.1.2 Consequenza

Questa sezione fornisce informazioni sulle conseguenze di esempio che possono derivare da una tracimazione del serbatoio, utilizzando esempi di casi specifici.

Pulizia delle fuoriuscite

Massachusetts occidentale, Stati Uniti, 2005



Figura 10.2: Pulizia delle fuoriuscite nel Massachusetts occidentale.

Piccolo impianto con un solo operatore presente mentre un serbatoio di stoccaggio di rinfuse liquide era riempito attraverso una tubazione. L'operatore pensava che avrebbe avuto il tempo di andare al bar dall'altra parte della strada per una birra veloce. Improvvisamente il barista fa notare che da uno sfiato del serbatoio fuoriesce del gasolio. 23.000 galloni di diesel sono stati rilasciati nel comparto secondario che consisteva in un fondo di terra e lati in acciaio. 14.000 galloni del prodotto rilasciato sono stati recuperati con camion a vuoto e 9.000 galloni si sono persi nel sottosuolo, contaminando le acque sotterranee. Un liquido leggero in fase non acquosa è stato trovato in 14 pozzi per 2 settimane. Più di 300.000 galloni di liquidi sono stati estratti e reiniettati per bonificare il terreno nelle vicinanze del serbatoio. Il costo totale ha superato i 350.000 dollari.



Figura 10.1: Danni alla proprietà dopo l'incidente a Buncefield.

Lesioni, danni alla proprietà e multe aziendali

Deposito di carburante di Buncefield, Regno Unito, 2005

Un serbatoio con tetto flottante si è riempito eccessivamente in un parco serbatoi, il che ha provocato il rilascio di grandi quantità di benzina vicino a Londra. Si è formata una nuvola di vapore che ha preso fuoco e ha causato una massiccia esplosione e un incendio che è durato cinque giorni. La causa principale era che il misuratore di livello elettromeccanico servo non funzionava a intermittenza e l'interruttore di livello meccanico utilizzato nel sistema indipendente di prevenzione della tracimazione era inutilizzabile.

Fallimento

Puerto Rico, Stati Uniti, 2009



Figura 10.3: Incidente di Porto Rico nel 2009.

Durante lo scarico di benzina da una petroliera al parco serbatoi, un serbatoio di stoccaggio fuori terra da cinque milioni di galloni è tracimato in una diga di comparto secondario, provocando la formazione di una grande nuvola di vapore che si è accesa dopo aver raggiunto una fonte di accensione nell'area di trattamento delle acque reflue della struttura. Oltre a causare un vasto incendio di nuvole di vapore, l'esplosione ha creato un'onda di pressione che ha raggiunto i 2,9 gradi sulla scala Richter. Per più di due giorni nuvole scure di particolato e fumo hanno inquinato l'aria, e prodotti petroliferi sono fuoriusciti nel suolo e nei corsi d'acqua navigabili della zona circostante.

10.2 Benefici

L'investimento nella moderna prevenzione della tracimazione è un buon affare perché non solo riduce il rischio statisticamente elevato di una tracimazione del serbatoio, ma ha anche un impatto finanziario positivo immediato. Conoscendo meglio ciò che esiste nel serbatoio, sia l'efficienza sia l'utilizzo del serbatoio possono essere aumentati.

Perché investire in una moderna prevenzione della tracimazione?

- Protezione di vita e salute
- Protezione dell'ambiente
- Protezione degli asset dell'impianto
- Conformità alle normative
- Miglioramento delle pubbliche relazioni
- Responsabilità sociale aziendale
- Aumento dell'efficienza dell'impianto
- Minimizzazione dei rischi finanziari e legali

Esempio 10.1: espansione della capacità del parco serbatoi (fittizia)

Un parco serbatoi, che attualmente ha 10 serbatoi, ha bisogno di espandere la capacità. Attualmente, il livello di riempimento normale è dell'80%. Uno studio preliminare ha determinato che investendo 15.000 dollari per serbatoio in una migliore prevenzione della tracimazione, il livello di riempimento normale può essere aumentato al 90%. Per tutti i serbatoi, il costo equivale a \$ 150.000 e l'aggiunta di 10 punti percentuali per serbatoio corrisponde per i 10 serbatoi a uno spazio supplementare di un serbatoio. Per confronto, il costo equivalente alternativo della costruzione di un nuovo serbatoio è stato stimato a più di 1 milione di dollari.

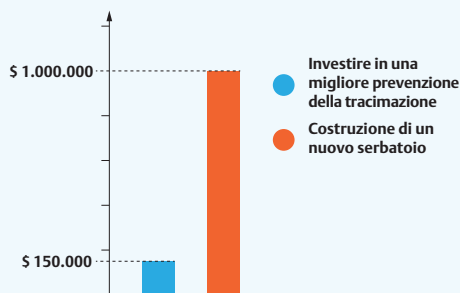


Figura 10.4: Confronto tra due opzioni di investimento che corrispondono entrambe a un aumento di volume equivalente a un serbatoio.

10.3 Standard industriali

Sono stati osservati progressi significativi nella comprensione delle cause alla base della tracimazione dei serbatoi negli ultimi anni grazie alla maggiore disponibilità di informazioni. La moderna prevenzione della tracimazione si basa sulla comprensione che una moltitudine di elementi contribuisce a minimizzare il rischio di una tracimazione del serbatoio. Questa è stata la base per i due standard industriali riconosciuti

a livello mondiale per la moderna prevenzione della tracimazione: [IEC 61511](#) e [API 2350](#).

IEC 61511 e API 2350 hanno ambiti diversi. API 2350 è uno standard specifico per applicazioni di stoccaggio di rinfuse liquide, mentre IEC 61511 è mirato alla progettazione di protezioni elettroniche nelle industrie di processo e di stoccaggio di rinfuse liquide.

10.3.1 API 2350

API 2350 riguarda la "Protezione da tracimazione per i serbatoi di stoccaggio negli impianti petroliferi" e fornisce una prospettiva olistica sulla moderna prevenzione della tracimazione. Affronta sia i fattori "soft" come le procedure e la documentazione, sia i fattori "hard" come le apparecchiature e la posizione dei punti di allarme.

Lo standard richiede che gli impianti moderni (indicati come "Categoria 3") siano equipaggiati con un sistema di Tank Gauging automatico (ATG) e un sistema indipendente di prevenzione della tracimazione (OPS). API 2350 accetta sia i sistemi manuali di prevenzione della tracimazione (MOPS), dove è richiesto l'intervento umano per prevenire la tracimazione, come illustrato nella figura 10.5, sia i sistemi automatici di prevenzione della tracimazione (AOPS) come illustrato nella figura 10.6, anche se questi ultimi sono preferiti. Nel caso di un AOPS, il requisito pratico è che sia progettato secondo IEC 61511.

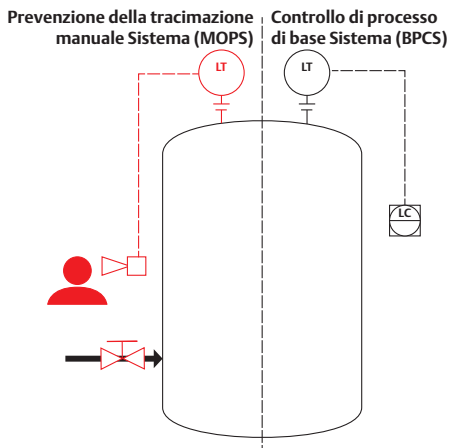


Figura 10.5: Il MOPS di solito consiste in un trasmettitore di livello (LT) connesso a un allarme audiovisivo che avvisa un operatore per prendere l'azione appropriata, ad esempio la chiusura di una valvola.

10.3.2 IEC 61511

IEC 61511: "Sicurezza funzionale - Sistemi di sicurezza strumentati per le industrie di processo" è uno standard per le funzioni strumentate di sicurezza (SIF; sensore, logica, attuatore) come i sistemi di prevenzione automatica della tracimazione (AOPS). L'affidabilità di un SIF è quantificata in "Livello di sicurezza" (SIL) 0 - 4, che corrispondono ciascuno a un intervallo della relativa capacità di ridurre il rischio, come indicato nella tabella 10.1.

Livello di sicurezza (SIL)	Fattore minimo di riduzione del rischio (RRF)
SIL 3	1000
SIL 2	100
SIL 1	10

Tabella 10.1: Panoramica dei livelli di sicurezza (SIL) e dei corrispondenti fattori di riduzione del rischio (RRF)

Lo standard non prescrive l'utilizzo di un SIL specifico; la riduzione del rischio richiesta deve essere determinata sulla base di una valutazione del rischio per l'applicazione specifica.

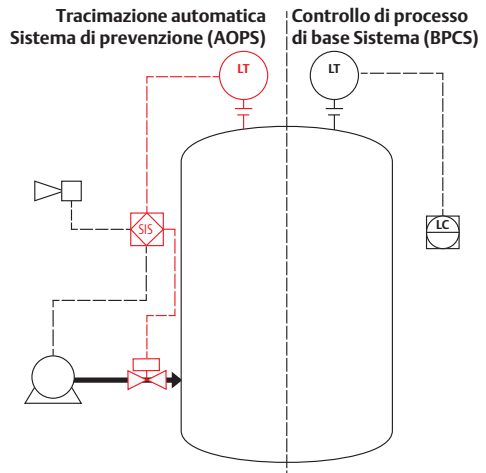


Figura 10.6: L'AOPS di solito consiste in un trasmettitore di livello (LT), una logica e un attuatore che chiude automaticamente una valvola per evitare che si verifichino tracimazioni. La logica può anche eseguire compiti non critici per la sicurezza come lo spegnimento di una pompa e la notifica agli operatori attraverso avvisi audiovisivi.

10.4 Moderna prevenzione della tracimazione

La moderna prevenzione della tracimazione si basa su una prospettiva olistica con la comprensione del fatto che una moltitudine di elementi contribuisce a ridurre al minimo il rischio di una tracimazione del serbatoio, e non solo l'apparecchiatura indicata come "sistema di prevenzione della tracimazione".

10.4.1 Elementi chiave

Gli elementi chiave della moderna prevenzione della tracimazione includono:

- Esecuzione di una valutazione dei rischi
- Seguendo le procedure documentate in un sistema di gestione della tracimazione
- Formazione
- Utilizzo di apparecchiature appropriate
- Punti di allarme non regolabili
- Procedure di messa in opera appropriate come il test di accettazione in sito (SAT)
- Manutenzione periodica e test di verifica
- Gestione delle modifiche

Il punto di vista accettato è che la migliore pratica sia quella di utilizzare un certo numero di strati di protezione indipendenti per prevenire il verificarsi di un incidente, cioè "non mettere tutte le uova nello stesso paniere". Nel caso della prevenzione della tracimazione, gli strati di protezione tipicamente utilizzati sono rappresentati nella figura 10.7.

Uno degli elementi più trascurati della prevenzione della tracimazione è probabilmente il sistema di Tank Gauging automatico (ATG). Questo è il principale strato di protezione indipendente che impedisce continuamente la tracimazione del serbatoio. Quando il sistema ATG funziona correttamente, gli altri strati di protezione non sono attivati. Quindi si può sostenere che questo sia lo strato di protezione più importante, che di conseguenza deve ricevere un'attenzione adeguata. Per esempio, un sistema ATG che si basa su un trasmettitore di livello meccanico inaffidabile non è solo un inconveniente operativo ma anche una grande preoccupazione per la sicurezza.

10.4.2 Approccio tradizionale

In passato, un sistema di prevenzione della tracimazione era solitamente basato su soluzioni puntuali. Questa apparecchiatura è stata spesso messa in atto per soddisfare requisiti normativi incompleti e prescrittivi ed è stata trattata di conseguenza. Le spese in conto capitale erano ridotte al minimo e la manutenzione e la verifica non erano prioritarie.

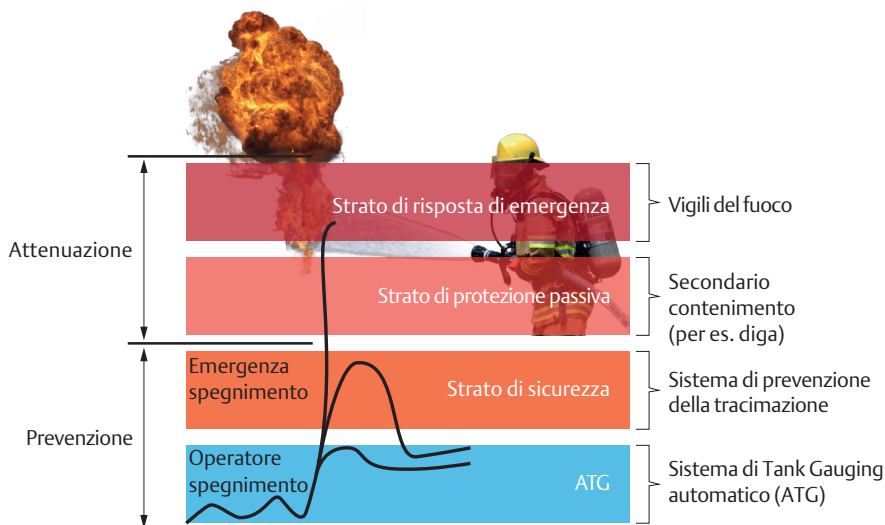


Figura 10.7: Strati di protezione indipendenti comunemente utilizzati per minimizzare il rischio di tracimazione del serbatoio.

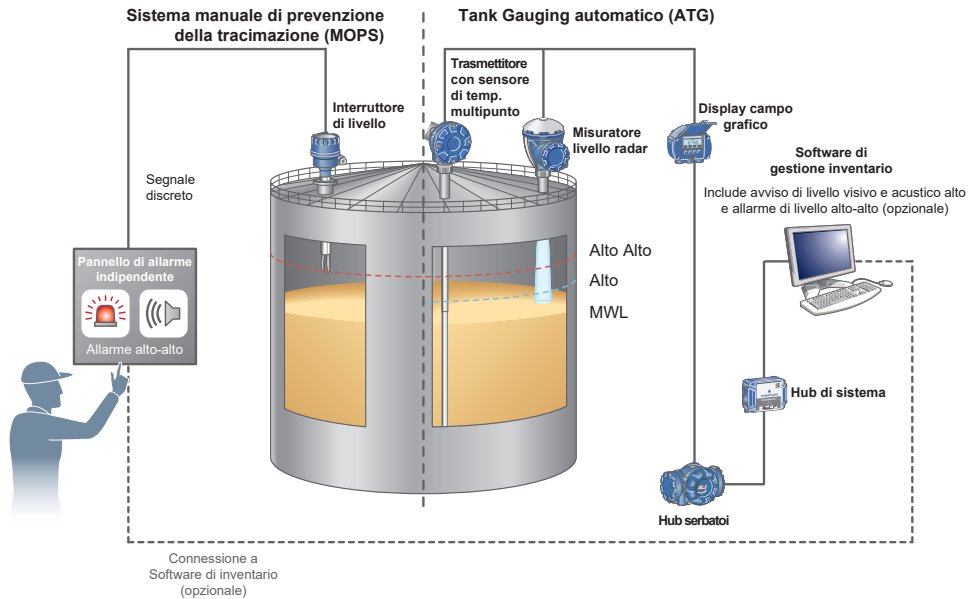


Figura 10.8: L'approccio tradizionale (obsoleto) alla prevenzione della tracimazione - sistemi manuali basati sulla misura a livello di punto.

10.4.3 Approccio moderno

L'industria si è rapidamente spostata verso un approccio moderno che si basa su un sistema automatico di prevenzione della tracimazione (AOPS) con misura di livello continua. I vantaggi sono sia finanziari sia di riduzione del rischio:

- Gli esseri umani sono intrinsecamente inaffidabili. Il rischio di una tracimazione può essere ridotto utilizzando un sistema automatico
- È difficile sapere se un sensore a livello di punto funziona correttamente e richiede quindi frequenti test di verifica.
- Un allarme di deviazione tra il sensore di livello OPS e ATG può essere utilizzato per verificare l'integrità di entrambi i sistemi.
- Un singolo sensore di livello continuo può essere utilizzato per più allarmi e avvisi come Alto-Alto, Alto, Basso, Basso-Basso. Non è insolito che un singolo sensore di livello continuo sostituisca 4 sensori di livello a punti separati.
- La misura di livello continua permette di regolare gli allarmi e gli avvisi.
- In pratica, i sensori di livello identici sono spesso utilizzati sia per OPS sia per ATG, come mostrato nella figura 10.9. Questo approccio è di solito scelto perché:
- Il sensore di livello OPS può agire come backup nel caso in cui l'ATG si guasti e quindi riduce al minimo i tempi di inattività.
- Riduce la necessità di strumenti di configurazione specifici del dispositivo e di formazione
- L'inventario dei pezzi di ricambio è ridotto al minimo.
- Contrariamente a una percezione comune, né API 2350 né IEC 61511 richiedono l'utilizzo di tecnologie diverse per i sensori di livello OPS e ATG (diversificazione tecnologica).

Perché scegliere qualcosa di diverso dal migliore anche per il sensore di livello OPS?

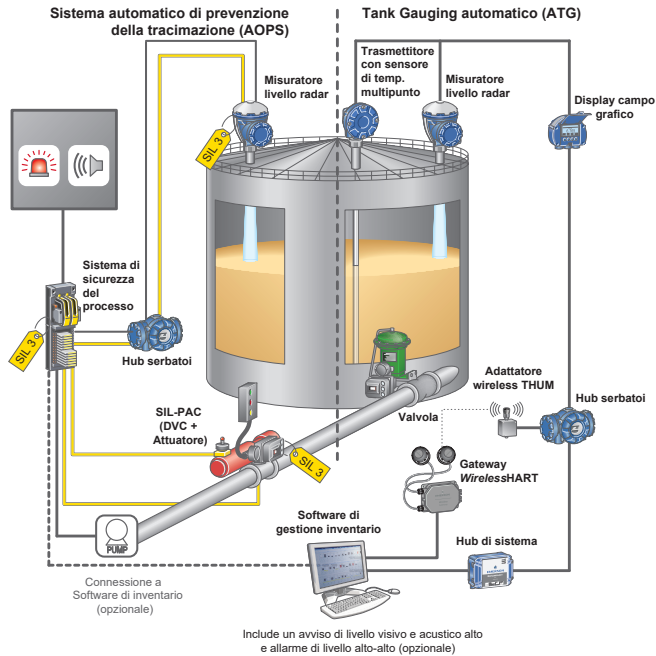


Figura 10.9: Esempio di un approccio moderno che incorpora un sistema automatico di prevenzione della traccimazione basato sulla misura continua di livello radar.

10.4.4 Tecnologia di Tank Gauging 2 in 1

L'installazione meccanica di un sensore di livello OPS indipendente è talvolta proibitiva a causa del costo, specialmente quando si richiede un tubo di misura aggiuntivo in un serbatoio con tetto flottante. Perciò il progresso più recente nella tecnologia dei sensori di livello è una misura di livello radar 2 in 1, come illustrato nella figura 10.10.



Figura 10.10: Misuratore radar di livello 2 in 1.

I misuratori radar di livello 2 in 1 possono essere utilizzati simultaneamente per il Tank Gauging automatico (ATG) e la misura indipendente del livello OPS, come mostrato nella figura 10.11.

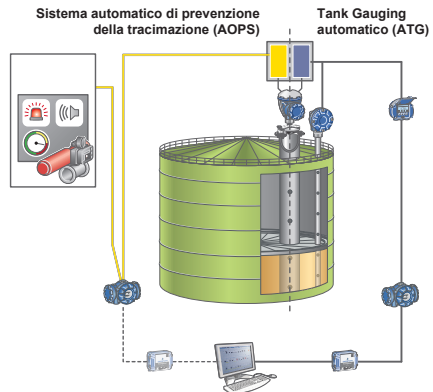


Figura 10.11: Panoramica del sistema per la misura di livello radar 2 in 1.

L'utilizzo di misuratori radar di livello 2 in 1 si basa sul fatto che l'antenna ha un tasso di guasto molto basso rispetto all'elettronica. L'antenna è una parte meccanica non mobile con circa lo stesso tempo medio tra i guasti (MTBF) del serbatoio stesso. Pertanto è stato verificato da terze parti indipendenti accreditate per essere conforme sia a IEC 61511 sia ad API 2350.

10.4.5 Test di verifica

Lo scopo del test di verifica è quello di rilevare guasti casuali dell'hardware per verificare che l'apparecchiatura commissionata già in funzione funzioni correttamente. È una procedura critica per mantenere l'integrità del sistema OPS e va quindi eseguita periodicamente. API 2350 prescrive ogni 12 mesi.

L'approccio tradizionale è un "test della benna" come illustrato nella figura 10.12. Questo metodo richiede una visita al serbatoio e l'accesso al sensore di livello mentre il serbatoio è temporaneamente fuori servizio. La procedura può essere un problema di sicurezza diretto per il personale che esegue il test poiché espone il serbatoio all'atmosfera e il contenuto della benna può essere pericoloso.

Con i moderni sensori di misura di livello continua, il test di verifica può essere avviato a distanza dalla sala controllo o tramite un'unità di display in pochi

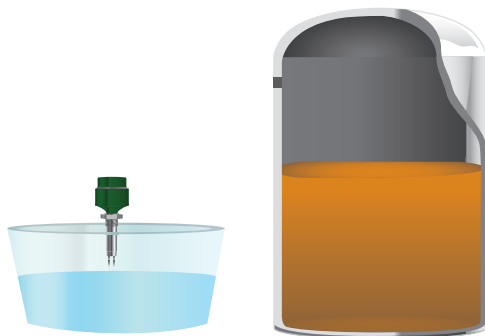


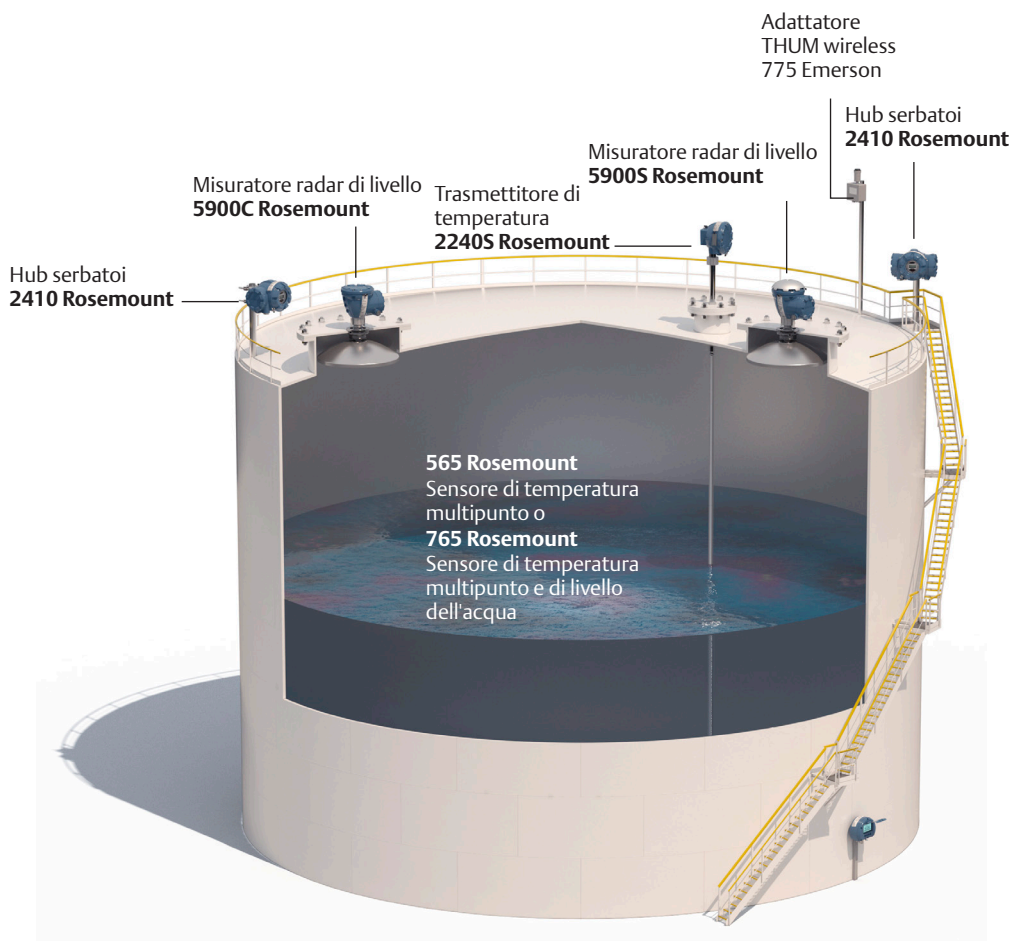
Figura 10.12: Approccio tradizionale al test di verifica - test della benna.

minuti. Inoltre, i rapporti possono essere generati automaticamente e l'intervallo di test di verifica può spesso essere esteso. Questo riduce la manodopera e il tempo di inattività del serbatoio, ma soprattutto riduce il rischio complessivo.



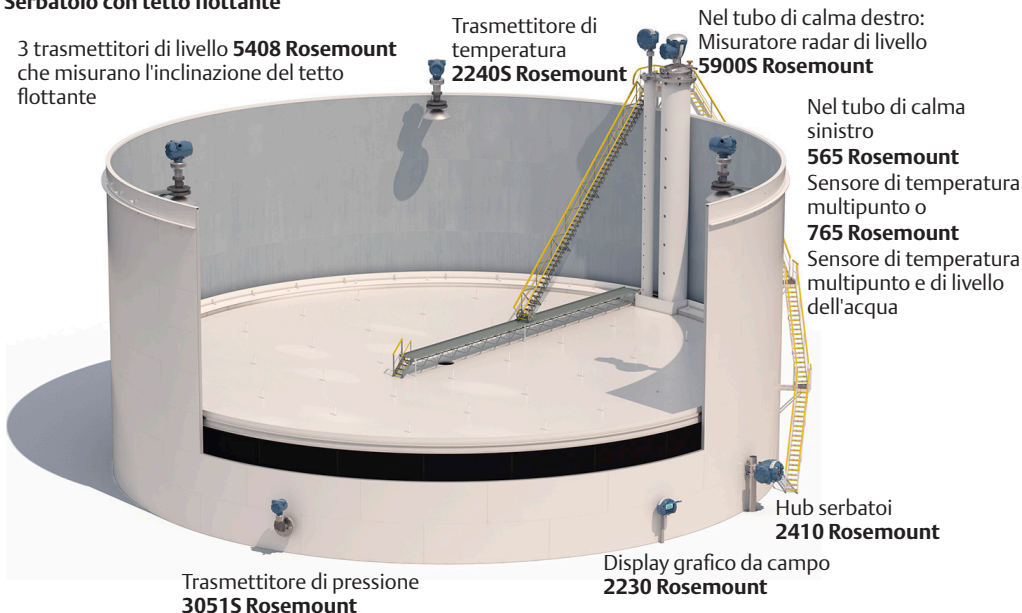
Appendice: Configurazioni tipiche di Tank Gauging

Argomento	Pagina
A.1	Tipi di serbatoio_____72
A.2	Wireless_____76
A.3	Emulazione_____78
A.4	Ridondanza_____82
A.5	Prevenzione della tracimazione__83
A.6	Sistema di Tank Gauging Rosemount™_____84



Appendice: Configurazioni tipiche di Tank Gauging

Serbatoio con tetto flottante



3 misuratori radar di livello **Rosemount 5900C** che misurano l'inclinazione del tetto flottante

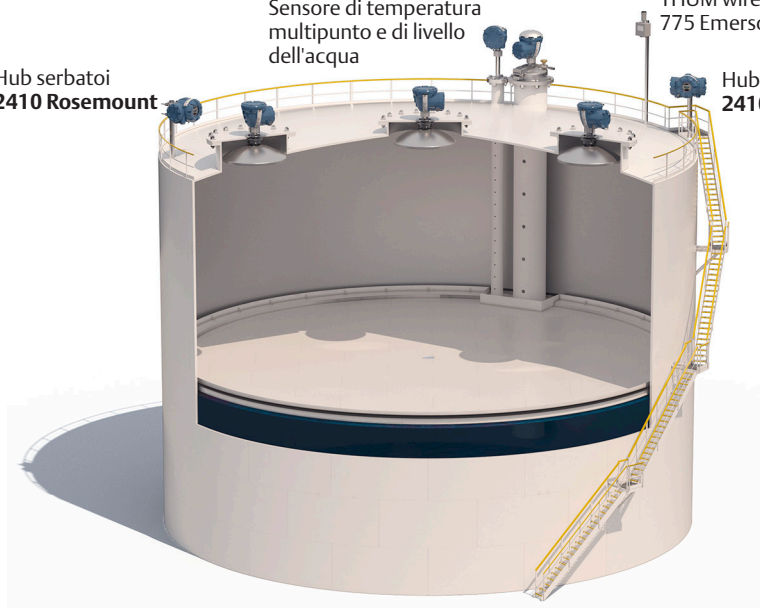
Nel tubo di calma sinistro: **565 Rosemount** Temperatura multipunto Sensore o **765 Rosemount** Sensore di temperatura multipunto e di livello dell'acqua

Nel tubo di calma destro: Misuratore radar di livello **5900S Rosemount**

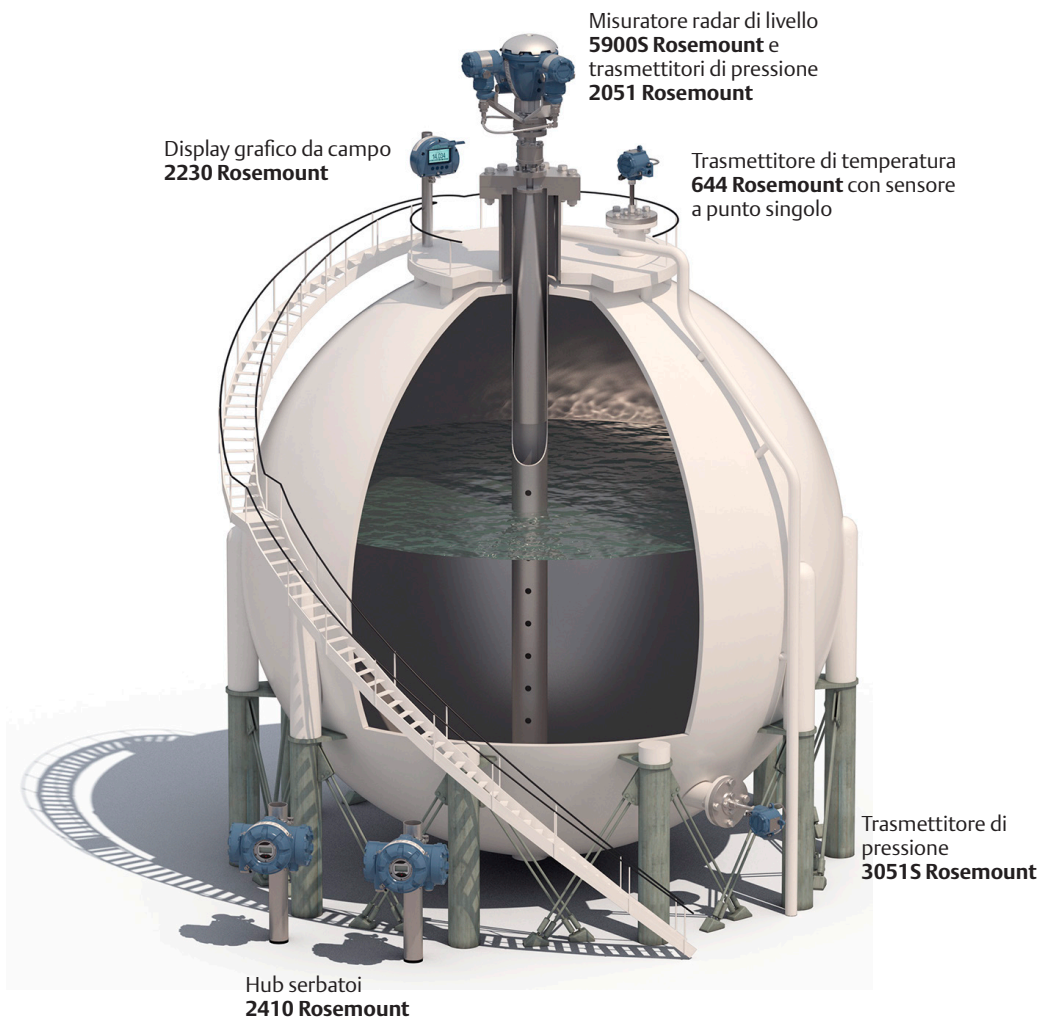
Adattatore **THUM wireless 775 Emerson**

Hub serbatoi **2410 Rosemount**

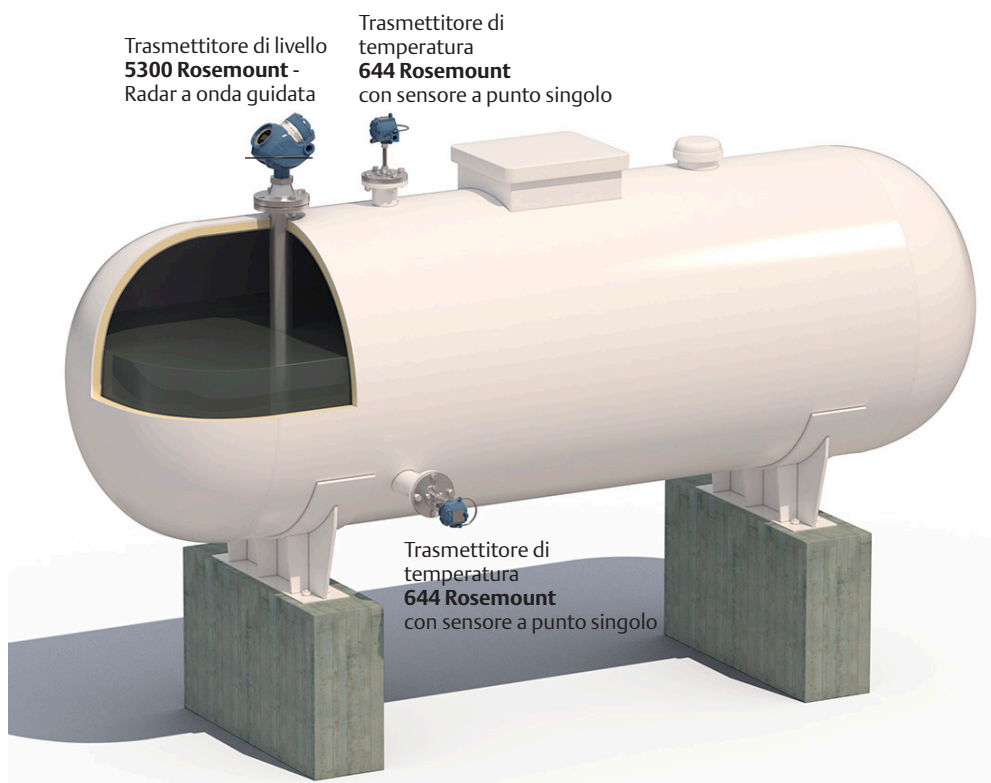
Hub serbatoi **2410 Rosemount**



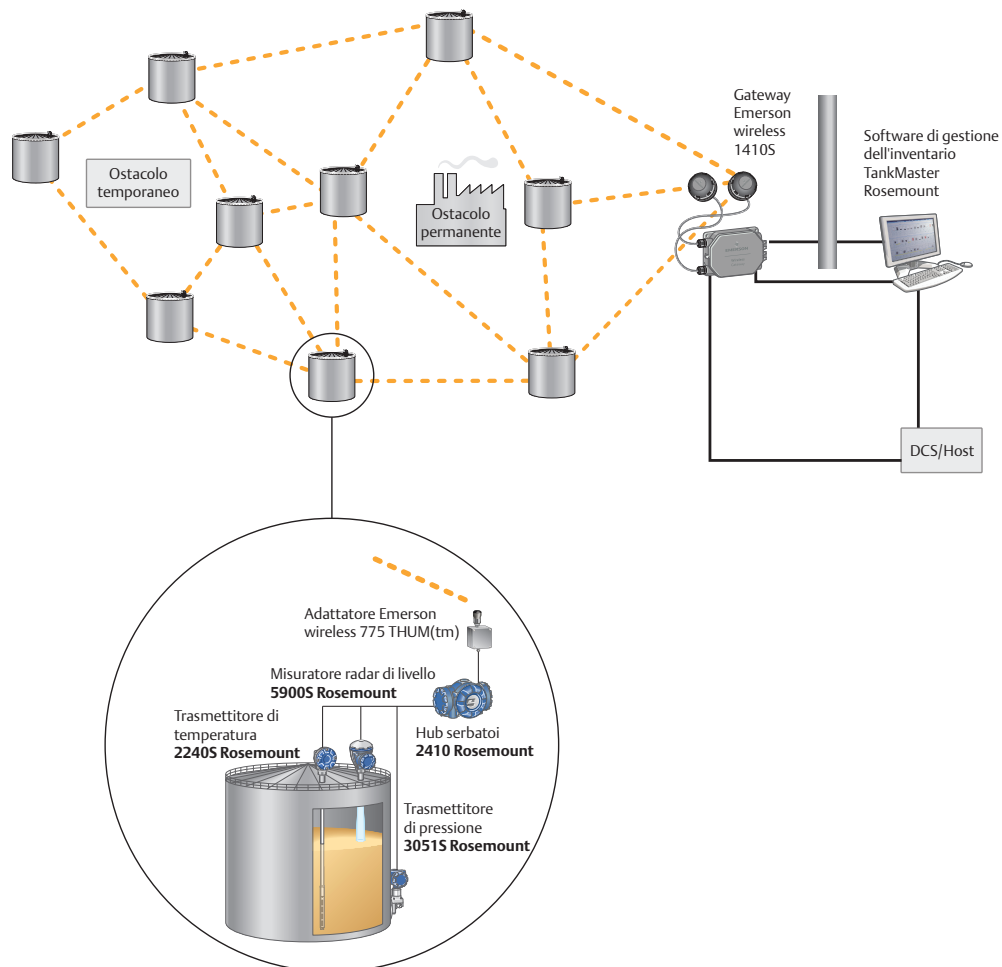
Serbatoio sferico pressurizzato



Serbatoio orizzontale pressurizzato

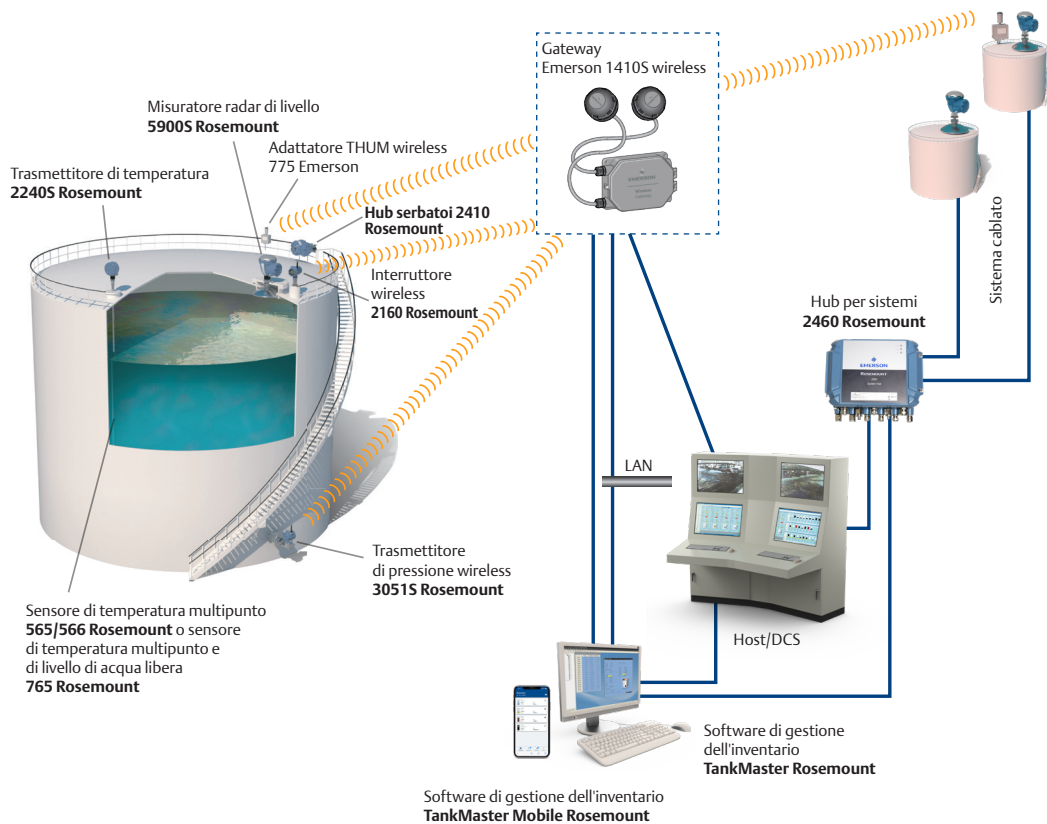


A.2 Wireless



Tutti i dispositivi wireless comunicano con il sistema host tramite il gateway wireless. Un sistema Tank Gauging Rosemount può essere composto sia da reti cablate sia da reti wireless.

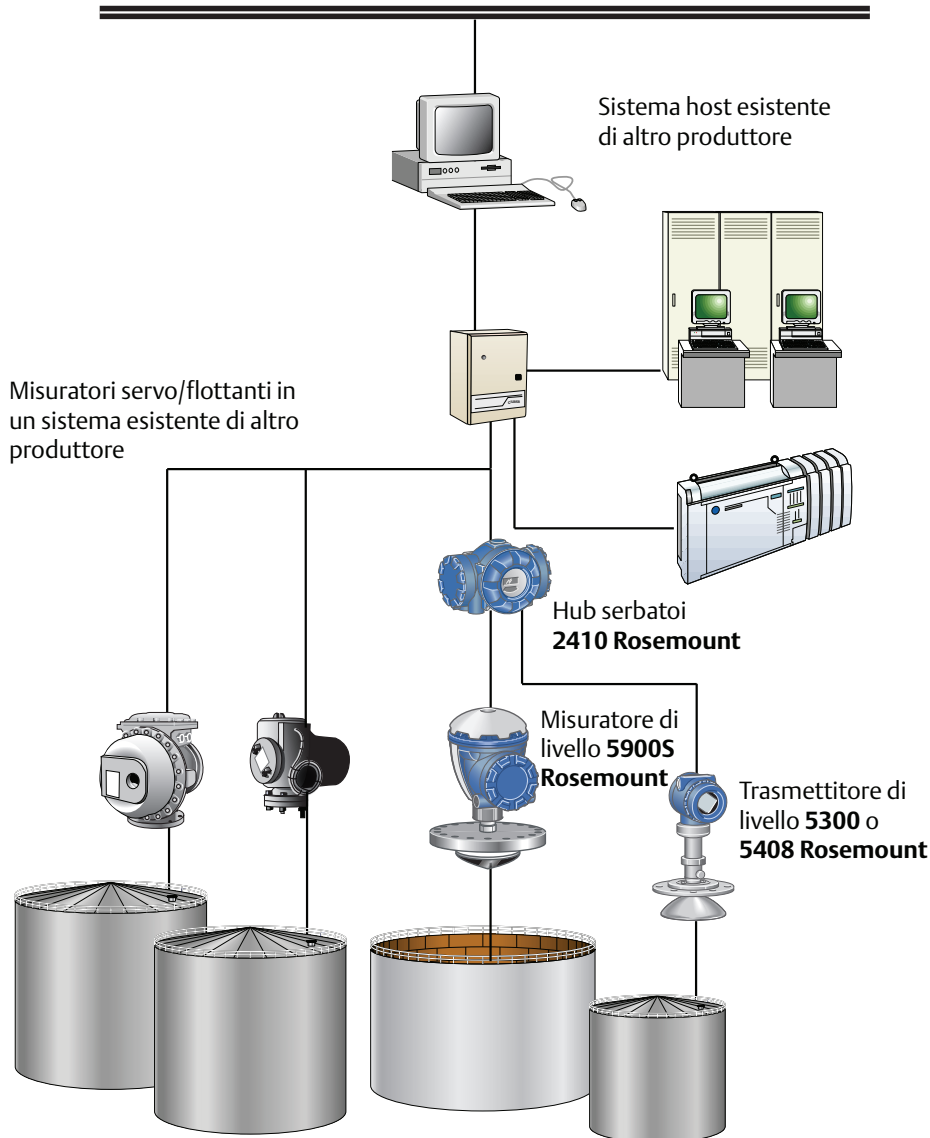
Architettura del sistema wireless



Una soluzione di Tank Gauging wireless progettata specificamente per l'impianto di stoccaggio di rinfuse liquide di ogni cliente massimizza la sicurezza e le performance operative.

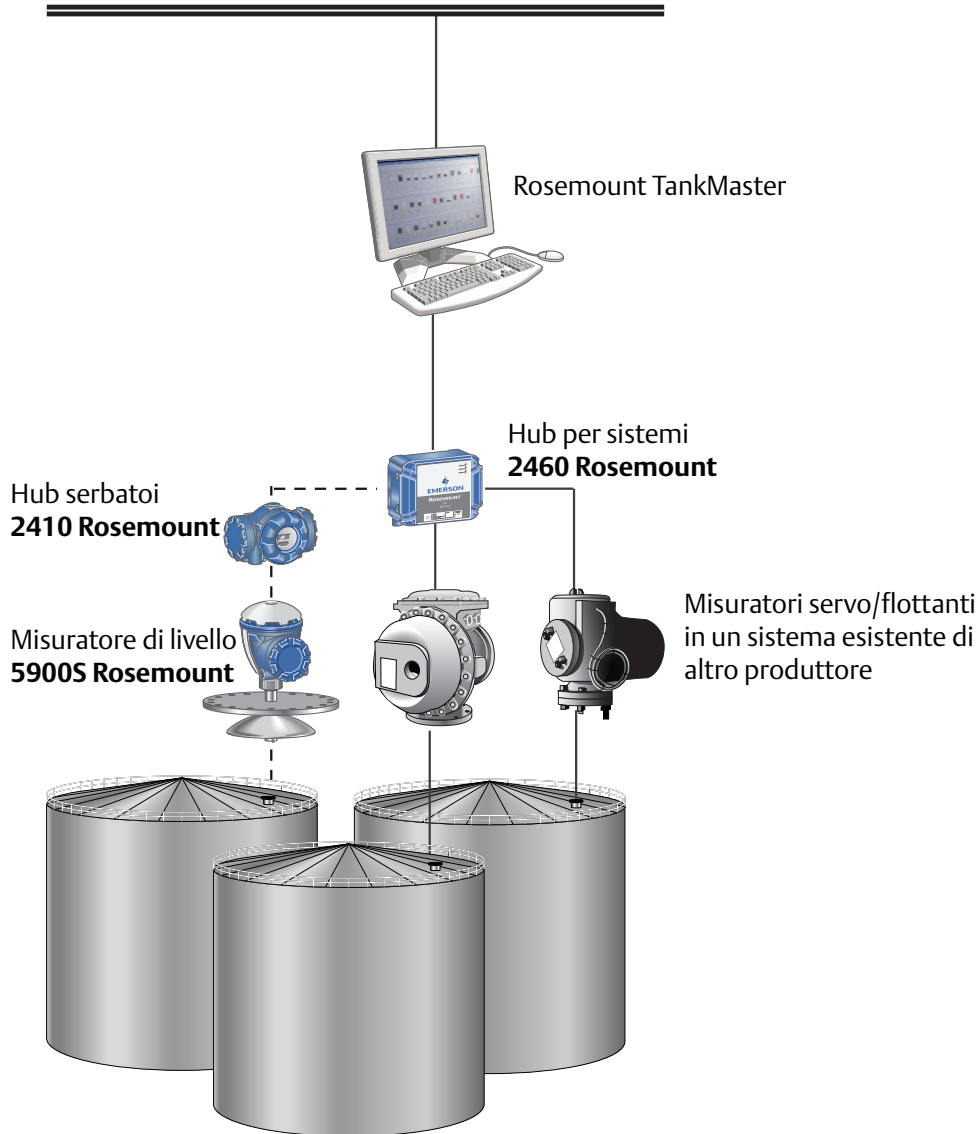
A.3 Emulazione

Emulazione misuratore



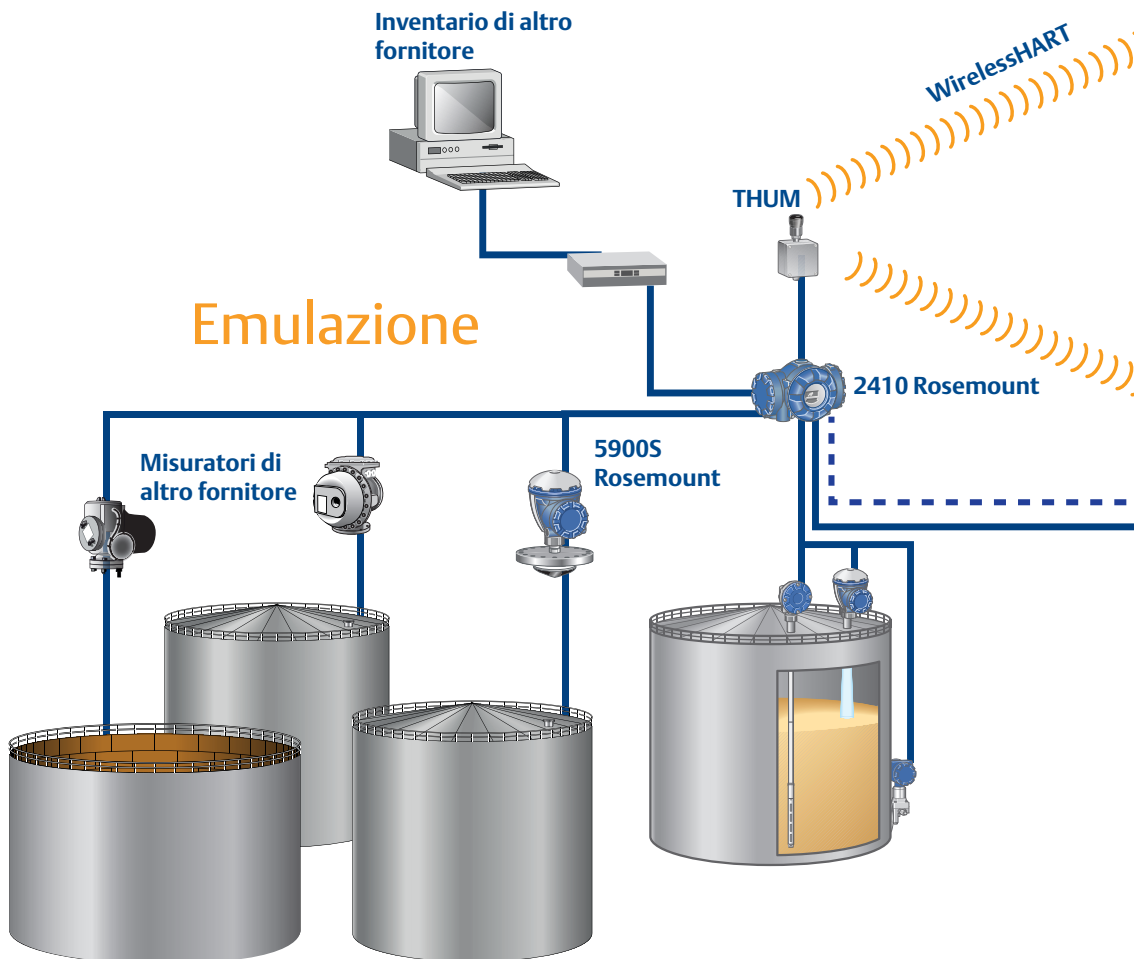
Un dispositivo Rosemount può sostituire senza problemi un misuratore di un altro fornitore, indipendentemente dalla tecnologia di misura. I dati provenienti dal serbatoio sono visualizzati come prima sul sistema di gestione dell'inventario esistente.

Sostituzione del sistema di gestione dei serbatoi

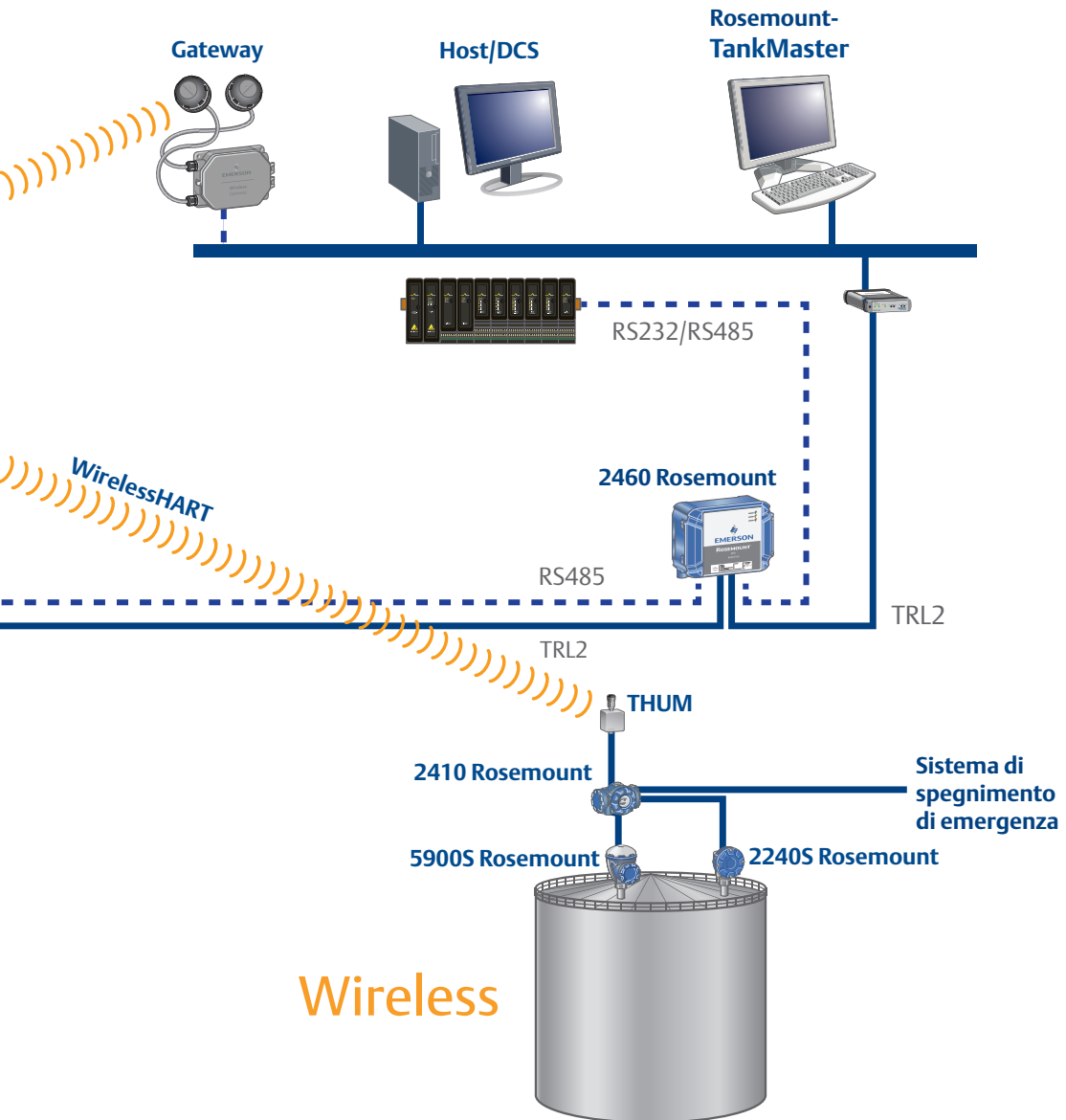


Sostituzione del vecchio software di monitoraggio dei serbatoi con TankMaster.

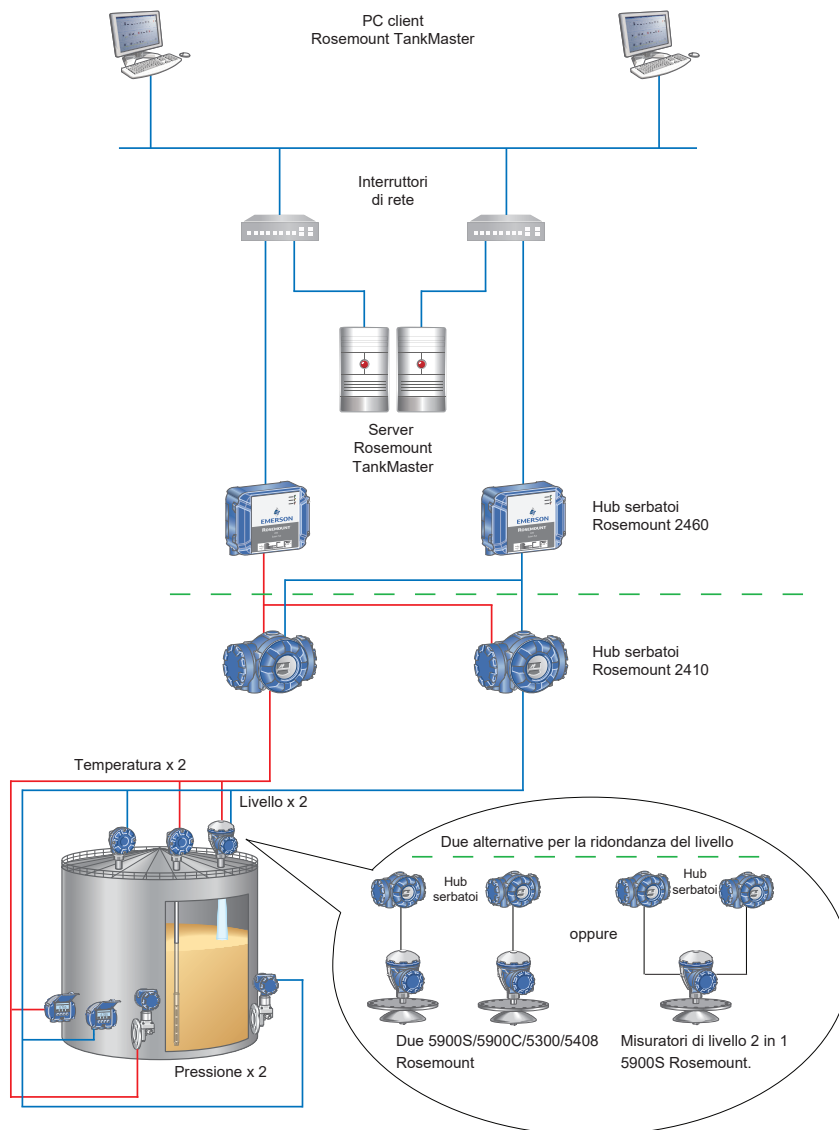
Soluzioni ponte



L'aggiunta di una rete wireless può colmare le lacune del sistema bus legacy. In questo modo, l'utente può ottenere un canale di comunicazione aggiuntivo per la misurazione, la configurazione e la diagnostica.

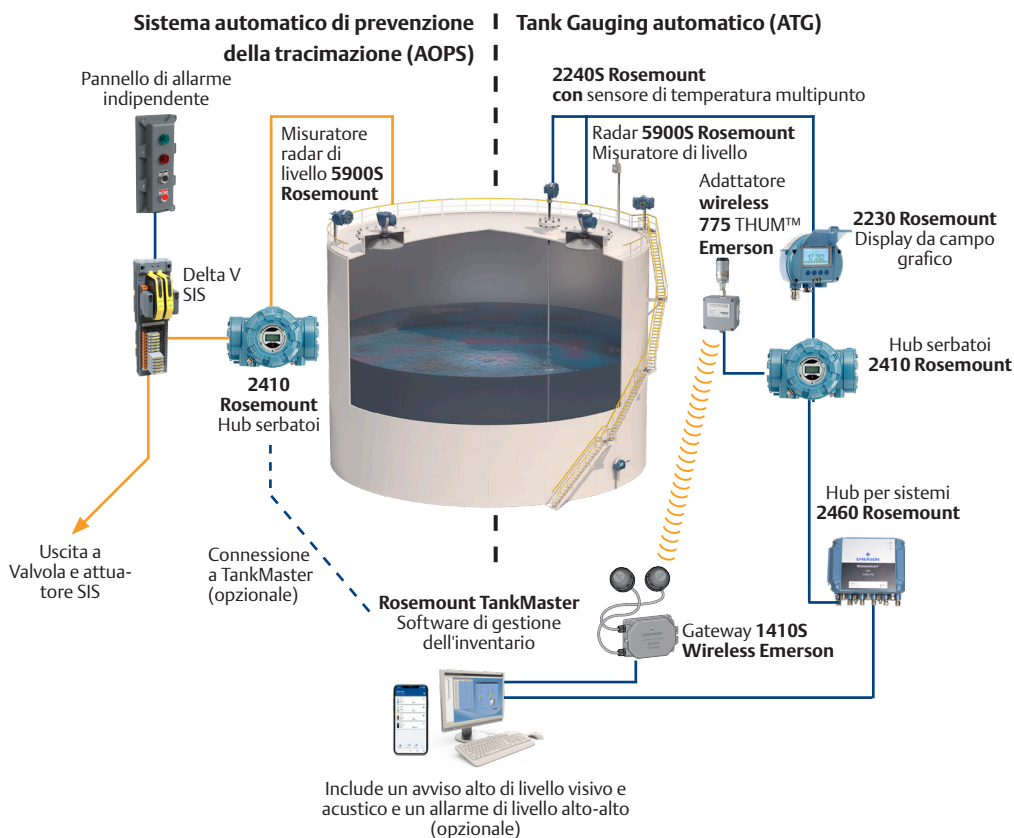


A.4 Ridondanza



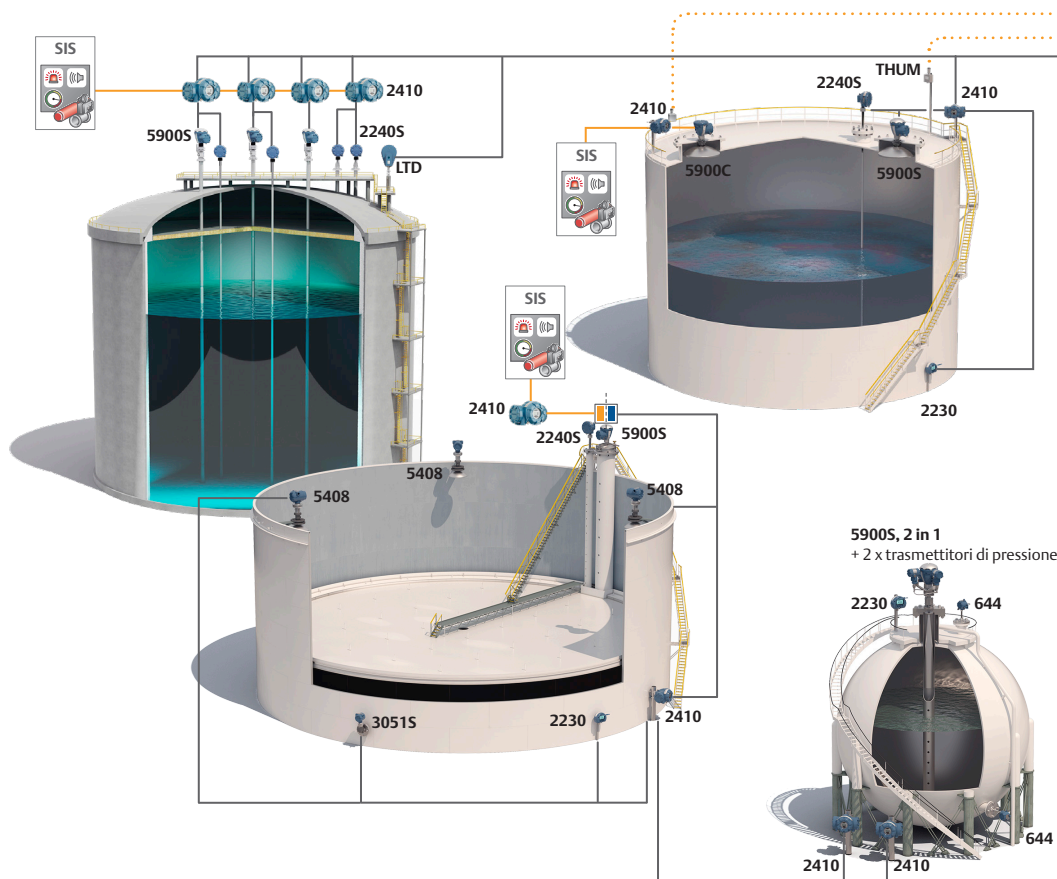
Un sistema di Tank Gauging completamente ridondante con quattro livelli di ridondanza: Ridondanza dell'unità serbatoio e ridondanza dell'unità di comunicazione sul campo combinata con server dati e stazioni operatore ridondanti.

A.5 Prevenzione della tracimazione



Esempio di un approccio moderno alla prevenzione della tracimazione, che incorpora un sistema automatico di prevenzione della tracimazione basato sulla misura continua del livello radar.

A.6 Sistema Rosemount Tank Gauging

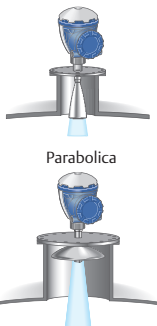


Misuratore radar di livello 5900S Rosemount

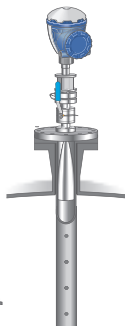
Array tubo di calma



Tromba



GPL/GNL



2 in 1

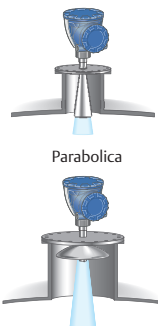


Misuratore radar di livello 5900C Rosemount

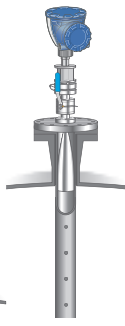
Array tubo di calma



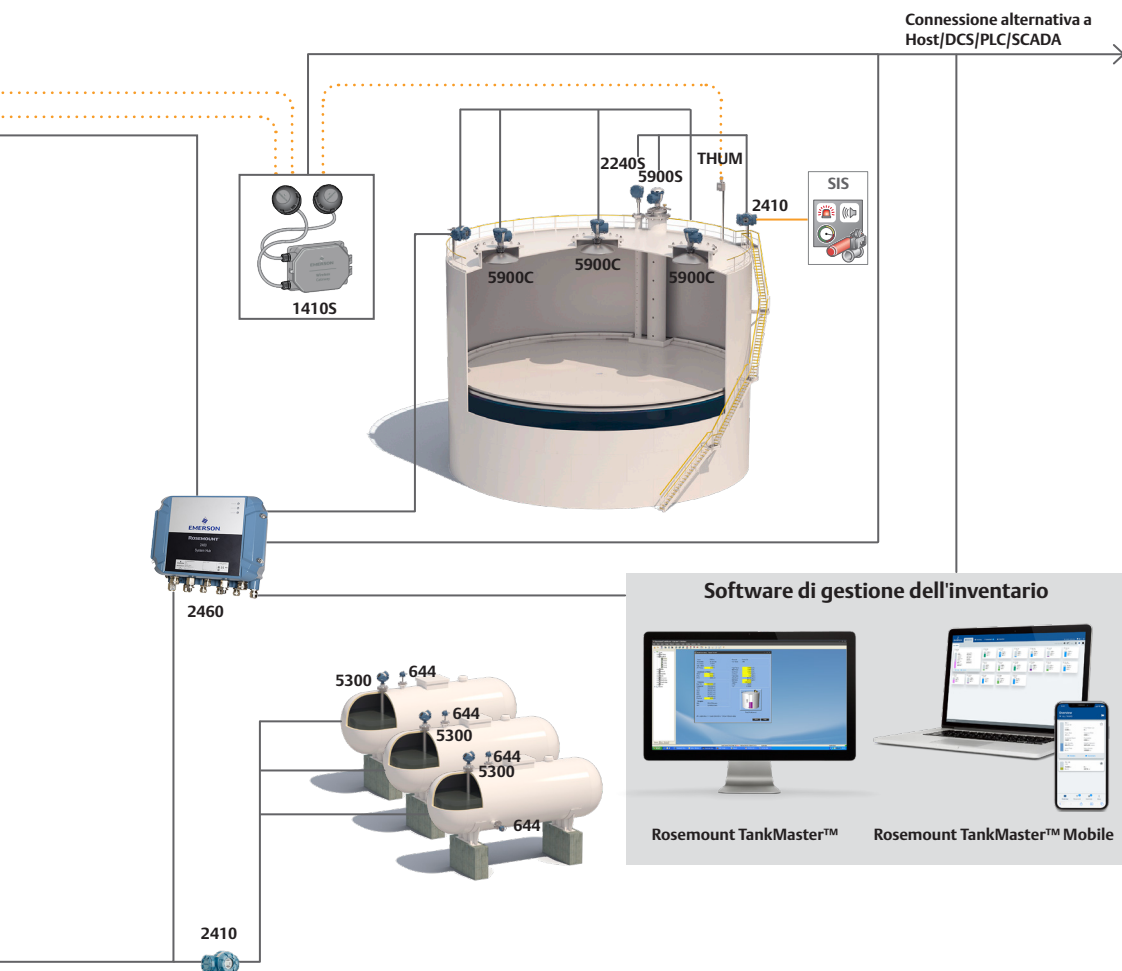
Cono



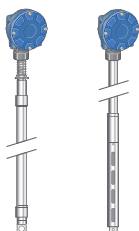
GPL/GNL



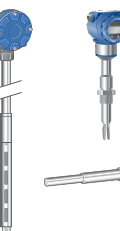
Appendice: Configurazioni tipiche di Tank Gauging



2240S Rosemount
Trasmittitore di temperatura multi-ingresso



Rosemount 565/566/614
Sensore di temperatura a punto multiplo



765 Rosemount
Sensore di livello dell'acqua e di temperatura a punto multiplo

2140/2160 Rosemount
Rilevatore del livello



644 Rosemount
Temperatura Trasmittitore con sensore di temperatura a punto singolo



Rosemount 2410
Hub serbatoi

5408 Rosemount
Trasmittitore di livello



Rosemount 3051S
Trasmittitore di pressione



5300 Rosemount
Trasmittitore di livello



2460 Rosemount
Hub di sistema



3308 Rosemount
Livello wireless Trasmittitore



2230 Rosemount
Display grafico da campo

Wireless Emerson Gateway 1410S



Emerson 775 THUM™ wireless
Adattatore





Riferimenti

Argomento	Pagina
R.1	Riferimenti bibliografici_____ 88
R.2	Riferimenti alle figure_____ 89



Riferimenti

R.1 Riferimenti bibliografici

American Petroleum Institute (1983) *Manuale degli standard di misura del petrolio*. Washington, D.C.

American Petroleum Institute (2012) *API 2350. Protezione da tracimazione per serbatoi di stoccaggio in impianti petroliferi, quarta edizione*. Washington D.C.

International Electrotechnical Commission (2016) *IEC 61511-1 Sicurezza funzionale - Sistemi di sicurezza strumentati per le industrie di processo*

International Organization for Standardization (2002) *ISO 4266-4:2002 - Petrolio e prodotti petroliferi liquidi - Misurazione del livello e della temperatura nei serbatoi di stoccaggio con metodi automatici*

International Organization for Standardization (2003) *ISO 15169:2003 - Petrolio e prodotti petroliferi liquidi - Determinazione del volume, della densità e della massa del contenuto di idrocarburi di serbatoi cilindrici verticali mediante sistemi ibridi di misura del serbatoio*

Marsh & McLennan Companies (2011) *Documento di gestione dei rischi - 01, Serbatoi di stoccaggio atmosferico*. Regno Unito

Organisation Internationale de Métrologie Légale (2008) *OIML R 85-1 & 2 - Misuratori di livello automatici per la misura di livello del liquido in serbatoi di stoccaggio fissi*. Parigi.

R.2 Riferimenti alle figure

Figura 1.4 Foto per gentile concessione del Center for Liquefied Natural Gas

Figura 1.6 "File: Caribbean Petroleum Corporation Disaster.jpg - Wikimedia Commons" Commons. wikimedia.org N.p., 2009. Web. 1° luglio 2016.

Figura 2.2 Foto per gentile concessione di Kalibra.

Figura 10.1 "File: Buncefield.jpg - Wikimedia Commons". Commons.wikimedia.org N.p., 2003. Web. 1° luglio 2016.

Figura 10.3 "File: FEMA - 42315 - Firefighter At The Puerto Rico Gas Fire.jpg - Wikimedia Commons". Commons.wikimedia.org N.p., 2009. Web. 5 luglio 2016.

Tutte le altre figure Copyright Emerson © 2016

Informazioni sugli autori

Lennart Hägg

Ex direttore tecnico, Rosemount Tank Gauging



Lennart Hägg è un ex direttore tecnico della struttura Rosemount Tank Gauging di Emerson a Göteborg, Svezia. Ha conseguito un master in ingegneria elettronica presso la facoltà di ingegneria (LTH) dell'Università di Lund e ha lavorato con il Tank Gauging basato su radar nell'industria petrolifera da quando questa tecnologia è stata introdotta negli anni '80. Hägg ha partecipato al comitato API per le norme relative al Tank Gauging e ha rappresentato la Svezia nella standardizzazione ISO 4266 della misura di livello e della temperatura nei serbatoi di stoccaggio. Inoltre, Hägg ha lavorato con OIML nello sviluppo di raccomandazioni per i requisiti metrologici legali sui misuratori di livello.

Johan Sandberg

Responsabile dello sviluppo commerciale, Rosemount Tank Gauging



Johan Sandberg ha conseguito un master in ingegneria elettronica presso l'Istituto di tecnologia dell'Università di Linköping, Svezia. La sua esperienza ingegneristica post-laurea include il servizio come ingegnere di ricerca presso i laboratori di ricerca della difesa nazionale svedese - divisione laser. Sandberg ha iniziato a lavorare con il Tank Gauging a microonde ad alte performance nel 1987 come ingegnere di sistemi in Saab Tank Control. Lavorando sui sistemi di Tank Gauging radar sia marini sia terrestri, si è trasferito negli Stati Uniti dove ha assunto la posizione di responsabile tecnico per il Nord America. Verso la fine degli anni '90, Sandberg è stato nominato Direttore Generale delle operazioni di Tank Gauging negli Stati Uniti a Houston, Texas. Attualmente è un Business Development Manager per Rosemount Tank Gauging con sede a Göteborg, Svezia. Durante la sua carriera, Sandberg ha acquisito una vasta esperienza nel campo del Tank Gauging e delle soluzioni di prevenzione della tracimazione per la raffineria e le attività di stoccaggio dei serbatoi.

Ringraziamenti

Questo manuale è il risultato di uno sforzo congiunto tra i colleghi e i clienti Emerson di tutto il mondo.

Grazie a tutti gli esperti di Tank Gauging Emerson che hanno dato il loro contributo a questo progetto, e hanno gettato le basi del contenuto.

Grazie anche a tutti i collaboratori senza nome e a tutti gli utenti di Rosemount Tank Gauging che hanno partecipato!

Cos'è il Tank Gauging?

Tecnologie di Tank Gauging

Standard ingegneristici e approvazioni

Valutazione del volume e della massa

Accuratezze e incertezze

Misura della temperatura

Gas liquefatti

Sensori aggiuntivi

Architettura del sistema

Prevenzione della tracimazione

**Appendice: Configurazioni tipiche
di Tank Gauging**

Riferimenti

 [Linkedin.com/company/Emerson-Automation-Solutions](https://www.linkedin.com/company/Emerson-Automation-Solutions)

 [Twitter.com/Rosemount_News](https://twitter.com/Rosemount_News)

 [Facebook.com/Rosemount](https://www.facebook.com/Rosemount)

 [Youtube.com/user/RosemountMeasurement](https://www.youtube.com/user/RosemountMeasurement)

Emerson.com/Rosemount-TankGauging

I logo Emerson è un marchio di fabbrica e un marchio di servizio di Emerson Electric Co.
Rosemount è un marchio di uno dei gruppi Emerson.
Tutti gli altri marchi appartengono ai rispettivi proprietari.
© 2021 Emerson Electric Co. Tutti i diritti riservati.

00805-0100-5100, Rev BA 02/21

ROSEMOUNT™

