

Auslegungs-richtlinien für Tankmess-systeme

AUSGABE 2021

EMERSON

Was sind Tankmesssysteme?
Technologien für Tankmesssysteme
Technische Normen und Zulassungen
Volumen- und Massenbewertung
Messgenauigkeiten und -unsicherheiten
Temperaturmessung
Flüssiggase
Zusätzliche Sensoren
Systemarchitektur
Überfüllsicherung
Anhang: Typische Konfigurationen zur Tankmessung
Referenzen

Haftungsausschluss

Dieses Buch enthält lediglich Informationen über Tankmesssysteme.

Diese Informationen werden vom Herausgeber und Autor unter der Prämisse zur Verfügung gestellt, dass es sich hierbei um allgemeinen Rat handelt, der möglicherweise nicht in jeder Situation anwendbar ist. Spezifische Ratschläge erhalten Sie von einem entsprechenden Fachmann.

Dieses Buch enthält nicht alle Informationen, die für dieses Thema verfügbar sind. Dieses Buch wurde nicht für die Gegebenheiten oder Anforderungen einer bestimmten Person oder eines bestimmten Unternehmens erstellt. Es wurden alle Anstrengungen unternommen, um die Genauigkeit der Informationen in diesem Buch zu gewährleisten. Dennoch können typografische oder inhaltliche Fehler vorhanden sein. Dieses Buch enthält Informationen, die möglicherweise nicht mehr auf dem neuesten Stand sind. Während wir bemüht sind, die Informationen auf dem neuesten Stand zu halten und entsprechend zu korrigieren, machen wir keine Zusicherungen oder Garantien jeglicher Art, ausdrücklich oder stillschweigend, über die Vollständigkeit, Genauigkeit, Zuverlässigkeit, Eignung oder Verfügbarkeit in Bezug auf das Buch oder die Informationen, Produkte, Dienstleistungen oder zugehörige Grafiken, die in dem Buch oder dem Bericht aus irgendeinem Grund enthalten sind. Die Nutzung dieser Informationen erfolgt deshalb ausschließlich auf eigene Gefahr. Deshalb sollte dieses Buch nur als allgemeiner Leitfaden dienen und nicht als die ultimative Quelle für Informationen zu diesem Thema. In keinem Fall können wir für Verluste oder Schäden, einschließlich und ohne Begrenzung, indirekter oder Folgeschäden, die im Zusammenhang mit der Nutzung dieser Informationen entstehen, haftbar gemacht werden. Sie erklären sich mit diesem Haftungsausschluss einverstanden oder Sie können das Buch anderenfalls zurückgeben.

Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil dieses Buches darf ohne schriftliche Genehmigung des Autors in jeglicher Form oder auf jegliche Weise elektronisch oder mechanisch, einschließlich Fotokopieren, Aufzeichnen oder Speichern auf einem Informationsspeicher- und Abrufsystem, vervielfältigt oder übertragen werden.

Inhaltsverzeichnis

1. Was sind Tankmesssysteme? 1
2. Tankmesssysteme 7
3. Technische Normen und Zulassungen 15
4. Volumen- und Massenbewertung 27
5. Messgenauigkeiten und -unsicherheiten 33
6. Temperaturmessung 41
7. Flüssiggase 47
8. Zusätzliche Sensoren 51
9. Systemarchitektur 55
10. Überfüllsicherung 63
11. Anhang: Typische Konfigurationen zur Tankmessung 71
12. Hinweise 89

Abkürzungen

AOPS	Automatic Overfill Prevention System (Automatisches Überfüllsicherungssystem)
API	American Petroleum Institute
ATG	Automatic Tank Gauge (Automatisches Tankmessgerät)
ATT	Automatic Tank Thermometer (Automatisches Tankthermometer)
BEV	Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen
BS&W	Base Sediment & Water (Sediment und Wasser)
DCS	Distributed Control System (Dezentrales Prozessleitsystem)
EMC	Electromagnetic Compatibility (Elektromagnetische Verträglichkeit)
EODR	Electro-Optical Distance Ranging (Elektrooptische Entfernungsmessung)
FMCW	Frequency Modulated Continuous Wave (Frequenzmoduliertes Dauerstrichradar)
FWL	Free Water Level (Freier Wasserfüllstand)
FWV	Free Water Volume (Freies Wasservolumen)
GOV	Gross Observed Volume (Ermitteltes Bruttovolumen)
GSV	Gross Standard Volume (Standardbruttovolumen)
HTG	Hydrostatic Tank Gauging (Hydrostatische Tankmesssysteme)
IEC	International Electrotechnical Commission
ISO	International Organization for Standardization
LNE	Laboratoire national de métrologie et d'essais
LNG	Liquefied Natural Gas (Flüssigerdgas)
LPG	Liquefied Petroleum Gas (Flüssiges Propangas)
LTD	Level Temperatur Density (Füllstand, Temperatur und Dichte)
MOPS	Manual Overfill Prevention System (Manuelles Überfüllsicherungssystem)
MPE	Maximum Permissible Error (Grenzwert für Messabweichungen)
MPMS	Manual of Petroleum Measurement Standards (Handbuch für Erdölmessnormen)
MTBF	Mean Time Between Failures (Mittlere Betriebsdauer zwischen zwei Ausfällen)
NIST	National Institute of Standards and Technology
NMi	Nederlands Meetinstituut
NSV	Net Standard Volume (Standardnettovolumen)
OIML	International Organization of Legal Metrology
OPS	Overfill Prevention System (Überfüllsicherungssystem)
PLC	Programmable Logic Controller (PLC-Steuerung)
PTB	Physikalisch-Technische Bundesanstalt
R 85	Recommendation 85 (Empfehlung 85), ein spezielles Verfahren zur Prüfung der von OIML definierten Tankmessgeräte.
RRF	Risk Reduction Factor (Risikoreduktionsfaktor)
RTD	Resistance Temperature Detector (Widerstandsthermometer)
SAT	Site Acceptance Testing (Standort-Abnahmeprüfung)
SIF	Safety Instrumented Functions (Sicherheitsgerichtete Funktionen)
SIL	Safety Integrity Level (Sicherheitsstufe)
SP	Technical Research Institute of Sweden
TCT	Tank Capacity Table (Tankkapazitätstabelle)
TOV	Total Observed Volume (Ermitteltes Gesamtvolumen)
VCF	Volume Correction Factor (Volumenkorrekturfaktor)
WiA	Weight in Air (Gewicht in Luft)
WiV	Weight in Vacuum (Gewicht in Vakuum)



1 Was sind Tankmesssysteme?

Thema Seite

1.1 Tankmesssysteme sind eine Systemwissenschaft 2

1.2 Wo werden Tankmesssysteme eingesetzt? 3

1.3 Der Zweck von Tankmesssystemen 4

1.3.1 Ölförderbetrieb und -transport 4

1.3.2 Bestandskontrolle 5

1.3.3 Eichamtlicher Verkehr 5

1.3.4 Verlustkontrolle und Massenbilanz 5

1.3.5 Überfüllsicherung 5

1.3.6 Leckerkennung 6

1.3.7 Volumenausgleich 6

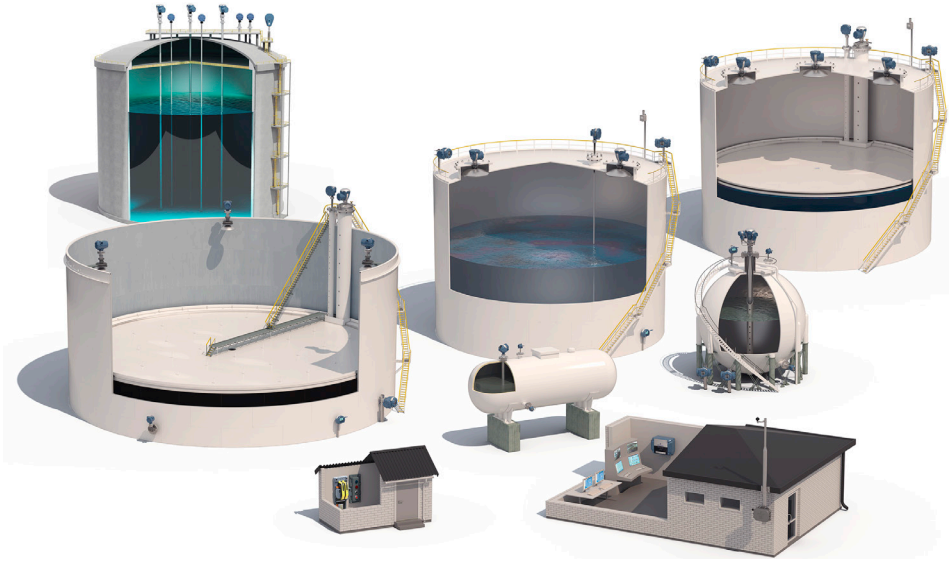
1. Was sind Tankmesssysteme?

Tankmesssysteme dienen der Messung von Flüssigkeiten in großen Lagertanks mit dem Ziel, das Volumen und die Masse des Produkts in den Tanks zu quantifizieren.

Die Öl- und Gasindustrie verwendet in der Regel statische volumetrische Beurteilungen des Tankinhalts. Hierbei handelt es sich um Füllstands-, Temperatur- und Druckmessungen. Es gibt verschiedene Möglichkeiten, den Flüssigkeitsstand und andere Eigenschaften der Flüssigkeit zu messen. Die Messmethode hängt von der Art des Tanks, der Art der Flüssigkeit und der Verwendung des Tanks ab.

Neben präzisen Füllstandsmessungen sind Temperaturmessungen bei der Beurteilung des Tankinhalts unbedingt erforderlich. Alle Flüssigkeiten verfügen über einen Wärmeausdehnungskoeffizienten. Daher muss bei der Übertragung von Volumina bei unterschiedlichen Temperaturbedingungen eine korrekte Volumenkompensation angewendet werden. Häufig wird eine Druckmessung der Flüssigkeitssäule hinzugefügt, um eine aktuelle Bewertung der durchschnittlich beobachteten Dichte bereitzustellen und die Masse des Produkts zu berechnen.

Moderne Tankmesssysteme digitalisieren die Tankmessung und übermitteln die Tankinformationen digital an eine Leitwarte, in der das Flüssigkeitsvolumen und die Masseninformationen an die Benutzer der Bestandsdaten verteilt werden.



Lagertanks können große Mengen eines flüssigen Produkts enthalten und einen signifikanten Wert darstellen. Die Genauigkeit eines Tankmesssystems ist bei der Beurteilung des Tankinhalts zu jeder Zeit von großer Bedeutung.

Tankmesssysteme werden in großen Lagertanks von Raffinerien, Treibstoffdepots, Pipelines, Flughäfen und Speicherterminals eingesetzt. Lagertanks gibt es in der Regel in vier Grundausführungen: Zylindrische Festdachtanks, zylindrische Schwimmdachtanks und Drucktanks in entweder kugelförmiger oder horizontaler zylindrischer Ausführung. Tankmesssysteme sind für all diese Ausführungen von Lagertanks erhältlich.

1.1 Tankmesssysteme sind eine Systemwissenschaft

Das Konzept von Tankmesssystemen beinhaltet viel mehr als nur Präzisionsinstrumente am Tank. Tankmesssysteme erfordern eine zuverlässige Datenkommunikation über große Feldbusnetze, oft sowohl kabelgebunden als auch Wireless. Hierfür müssen die Kommunikationslösungen häufig eine Redundanz der Feldbusse, Datenkonzentratoren, Netzwerkkomponenten und Netzwerkserver bereitstellen. Tankmesssysteme müssen auch in der Lage sein, Produktvolumina und Masse nach

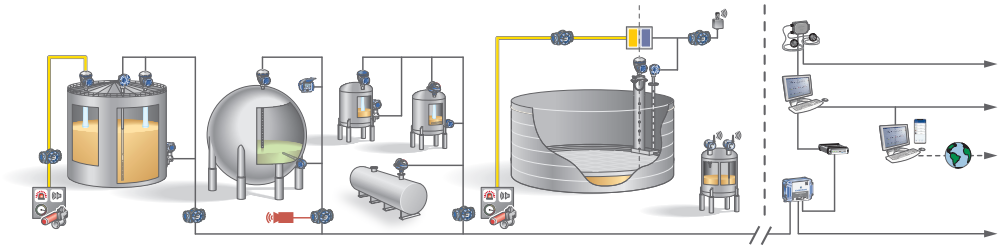


Abbildung 1.1: Tankmesssysteme bestehen aus einer ganzen Reihe von voneinander abhängigen Geräten und umfassen zahlreiche Funktionen.

Industrienormen zu berechnen. Das Software-/Informationssystem für Tankmessungen muss viele verschiedene Funktionen wie Bedienoberfläche, Batch-Betrieb, Berichterstattung, Alarmfunktionen, Konnektivität mit Hostsystemen und vieles mehr ausführen. Es ist eine Wissenschaft der Systemtechnik, die über viele Technologiebereiche verteilt ist.

1.2 Wo werden Tankmesssysteme eingesetzt?

Tankmesssysteme werden dort gebraucht, wo Flüssigkeiten in großen Tanks gelagert werden. Solche Lagertanks finden wir in:

- Raffinerien
- der petrochemischen Industrie
- Verladeterminals
- Pipeline-Terminals
- Treibstofflagern
- Betankungslagern an Flughäfen
- Chemikalienlagerung



Lagertanks sind oft in Gruppen oder Tankfarmen anzutreffen. Die Tanks sind atmosphärisch, druckbeaufschlagt oder kryogen.

Atmosphärische Tanks sind vertikale Zylinder mit unterschiedlichen Dachkonstruktionen. Am häufigsten anzutreffen sind:

- Feste Dachtanks, entweder Kegel- oder Kuppeldachtanks
- Schwimmdachtanks in unterschiedlichen Ausführungen

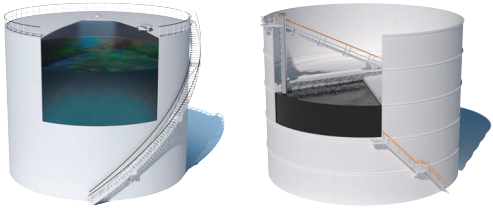


Abbildung 1.2: Festdach- und Schwimmdachtanks.

In einem Festdachtank befindet sich zwischen der Flüssigkeitsoberfläche und dem Außendach ein Dampfraum.

In einem Schwimmdachtank wird die Flüssigkeitsoberfläche entweder durch ein internes oder ein externes Schwimmdach abgedeckt. Es gibt viele unterschiedliche Ausführungen von Schwimmdächern, die je nach Verwendung, Flüssigkeit und Größe des Tanks variieren. Es ist üblich, dass Schwimmdachtanks ein oder mehrere Beruhigungsrohre haben, die von der Unterseite des Tanks durch eine Öffnung im Schwimmdach zur Oberseite des Tanks führen. Dieses Beruhigungsrohr wird für den Zugriff auf die Flüssigkeit zur Probennahme, Handmessung von Füllstand und Temperatur sowie automatischen Tankmessung verwendet. All diese Aufgaben können mit einem korrekt ausgelegten automatischen Tankmesssystem (Automatic Tank Gauge [ATG]) in einem einzigen Beruhigungsrohr durchgeführt werden.

Drucktanks sind oft als kugelförmiger oder horizontaler Zylinder ausgeführt.

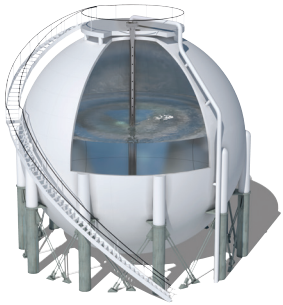


Abbildung 1.3: Drucktanks benötigen in der Regel eine automatische Tankmessung im Beruhigungsrohr.

An Drucktanks können keine Handmessungen durchgeführt werden. Für automatische Tankmessungen mit hoher Genauigkeit ist gewöhnlich ein Beruhigungsrohr im Tankinnern erforderlich.

Kryogene Tanks weisen oft automatische Tankmesssysteme in der gleichen Ausführung wie bei Drucktanks auf.



1.4: Kryotanklagerung von LNG bei -162 °C.

Die Methoden zur korrekten automatischen Tankmessung sind in verschiedenen technischen Standards beschrieben. Die am häufigsten angewandten Standards sind das vom American Petroleum Institute (API) veröffentlichte Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS).

1.3 Der Zweck von Tankmesssystemen

Die von einem Tankmesssystem gewonnenen Informationen werden für viele verschiedene Zwecke verwendet. Die häufigsten sind:

- Ölförderbetrieb und -transport
- Bestandskontrolle
- Übergabe
- Verlustkontrolle und Massenbilanz
- Volumenausgleich
- Überfüllsicherung
- Leckerkennung

1.3.1 Ölförderbetrieb und -transport

Der Betrieb eines Tanklagers beruht stark auf Informationen über die Situation im Tanklager. Für den sicheren und effizienten Betrieb des Tanklagers ist eine präzise Zustandskontrolle der Tankinhalte erforderlich. Das Tankmesssystem muss zu jedem Zeitpunkt folgende Echtzeit-Informationen liefern:

- Flüssigkeitsmenge im Tank
- Freier verfügbarer Raum im Tank
- Füll-/Entnahmerate
- Zeitpunkt, an dem der Tank einen gefährlich hohen Füllstand erreichen wird
- Zeitpunkt, an dem der Tank mit der momentanen Pumpleistung leer sein wird
- Dauer einer bestimmten Batch-Übertragung

Der Betrieb erfordert auch, dass das Tankmesssystem Warnungen und Alarme ausgibt, bevor voreingestellte Grenzwerte oder gefährlich hohe Tankfüllstände erreicht werden.

Ölförderbetrieb und -transport sind von zuverlässigen und leicht verfügbaren Tankinformationen abhängig. Ein Verlust von Tankmessdaten unterbricht zeitkritische Operationen und Produktübertragungen, die zu ungeplanten Abschaltungen führen können.

1.3.2 Bestandskontrolle

In einem Tanklager lagern wertvolle Vermögenswerte, die von ihren Eigentümern äußerst präzise eingeschätzt werden wollen.

Das Tankmesssystem sollte in der Lage sein – in vorgegebenen Intervallen oder nach Bedarf sofort – hochgenaue Bestandsberichte zu liefern. Die automatische Messung von freiem Wasser an der Unterseite des Tanks kann für eine genaue Bestandsbewertung ebenfalls erforderlich sein. Die Tankbestände sind für die Finanzbuchhaltung von wesentlicher Bedeutung und werden häufig für die steuerliche und zollrechtliche Berichterstattung verwendet. Das System sollte in der Lage sein, Netto-Volumina und Masse nach den Regeln zu berechnen, die von Industriestandard-Organisationen wie API und anderen festgelegt werden.



Abbildung 1.5: Berechnungen zur Bestandsverwaltung.

1.3.3 Eichamtlicher Verkehr

Beim Kauf und Verkauf großer Mengen an Flüssigkeiten ist die Tankmessung wichtiger Bestandteil für die Festlegung der korrekten Rechnungsstellung und Besteuerung. Eine zertifizierte Tankmessung kann im Vergleich zur Dosierung bei der Durchführung von großen Transfers, wie z. B. von einem Tankschiff zu einem Landtank, eine genauere Bewertung des Transfers liefern. Mit einem zertifizierten Tankmesssystem werden manuelle Bestandsüberprüfungen oftmals überflüssig.

Für den gesetzlichen oder eichamtlichen Verkehr muss das Tankmesssystem von internationalen Behörden, vor allem von der International Organization of Legal Metrology (OIML, Internationale Organisation für das gesetzliche Messwesen), zertifiziert sein. Es kann auch erforderlich sein, dass das System Zulassungen regionaler Messbehörden wie PTB, NMi, LNE oder anderen nationalen Instituten benötigt.

Der eichamtliche Verkehr erfordert Tankmesssysteme mit höchstmöglicher Genauigkeit. Die OIML-Norm R 85:2008 definiert die Anforderungen an Tankmesssysteme, die für den eichamtlichen Verkehr verwendet werden.

1.3.4 Verlustkontrolle und Massebilanz

Finanzielle Auswirkungen von Raffinerieverlusten sind von großer Bedeutung. Das Erzielen einer qualitativ hochwertigen Massenbilanz einer Raffinerie ist die Methode, mit der Verluste geschätzt werden. Es ist wichtig, zwischen realen Verlusten und scheinbaren Verlusten aus Messfehlern zu unterscheiden.

Der Raffinerieverlust ist wie folgt definiert:

Verlust = Eingänge – Ausgänge – aktueller Bestand + vorheriger Bestand – Treibstoff

Zur Verlustüberwachung sind Bestandsmessungen mit höchstmöglicher Genauigkeit erforderlich. Die Qualität und Leistungsfähigkeit des Tankmesssystems ist daher im Bereich der Verlustüberwachung und der Massenbilanz von größter Bedeutung.

1.3.5 Überfüllsicherung

Eine Tanküberfüllung kann katastrophale Folgen haben. Eine Verschüttung kann zu Explosionen und Bränden führen, die sich auf alle Tanks im Tanklager und in die Umgebung ausbreiten können. Da die Tanks große Mengen an gespeicherter Energie enthalten, kann ein Brand weitreichende Konsequenzen haben.

Brände, die durch Überfüllung verursacht wurden, haben rechtliche Schäden von über 1 Milliarde US-Dollar verursacht. Deshalb und aus vielen anderen Gründen ist die Vermeidung von Tanküberfüllung äußerst wichtig.

Eine Verschüttung kann eintreten, wenn die Tankbediener nicht den vollen Überblick über ihr Tanklager haben. Dies kann vorkommen, wenn ein unerkannter Fehler in den Komponenten des Tankmesssystems auftritt. Ebenso könnten Grenzschalter für hohe Füllstände, sofern sie nicht ordnungsgemäß gewartet und überprüft werden, ausfallen.

Tankmesssysteme bieten in Tanklagern die grundlegende Prozesssteuerungsebene. Unabhängige Anzeigen für hohe Füllstände oder Füllstandschalter bilden die nächste Schutzebene. Jeder unentdeckte Ausfall dieser beiden Schutzebenen kann zu einem schweren Unfall führen.



Abbildung 1.6: Unfall in Puerto Rico im Jahr 2009.

Aus diesem Grund muss die Zuverlässigkeit des Tankmesssystems und des Alarmsystems für hohen Füllstand den Anforderungen der Normen für funktionale Sicherheit entsprechen. In Kapitel 10 erfahren Sie mehr über dieses Thema.

1.3.6 Leckerkennung

Wenn das Tankmesssystem genau und stabil genug ist, kann es für die Tankleckerkennung verwendet werden. Wenn ein Tank ruhig und geschlossen ist, kann das Tankmesssystem so eingestellt werden, dass es kleine Flüssigkeitsbewegungen erkennt. Es wird empfohlen, die Leckerkennung auf Standardnettovolumen (NSV) und nicht nur auf Füllstand zu basieren. Durch die Überwachung des NSV können durch Temperatur beeinflusste Füllstandsdifferenzen ausgeschlossen werden. Eine ordnungsgemäße Leckerkennung erfordert ein Tankmesssystem mit eichamtlicher Genauigkeit.

1.3.7 Volumenausgleich

Der Tanklagerbetrieb muss Transaktionen präzise verwalten und Transfers mit dem tatsächlichen physischen Bestand abgleichen. Jedes Unternehmen ist für seine ordnungsgemäße Buchhaltung verantwortlich; Abgleich und Fehlerberichterstattung bieten die erforderliche Auditierung und Rückverfolgbarkeit, die oftmals erforderlich sind. Das Tankmesssystem ermöglicht die sofortige Datenerfassung und Reaktion, die für eine genaue tägliche Abrechnung und einen Abgleich erforderlich sind.

Die Leistung der Durchflussmesser kann überwacht werden, wenn Übertragungsdaten der Messgeräte mit den Batch-Berichten des Tankmesssystems verglichen werden.

1.3.8 Überwachung von Schwimmdächern

Schwimmdächer können Betriebs-und Sicherheitsprobleme verursachen. Dabei kann es zu signifikanten mechanischen Schäden, Überfüllungen und der Freisetzung von explosivem Kohlenwasserstoffdampf kommen. Der Tankinhalt kann ebenfalls kontaminiert werden. Gründe für die Funktionsstörung des Tanks können sein, dass das Dach aufgrund beschädigter oder falsch montierter Randabdichtungen festsitzt. Undichte Pontons, Überfüllungen, starke Winde und unzureichende Entleerungen bei starkem Regen oder Schneefall können auch den Auftrieb und die Dachposition gefährlich beeinflussen. Eine Schwimmdachüberwachungsfunktion erkennt, ob ein Dach in einem Lagertank festsitzt, versenkt, geneigt, höher oder niedriger als normal ist oder ob es von Wasser oder einem Produkt bedeckt ist.

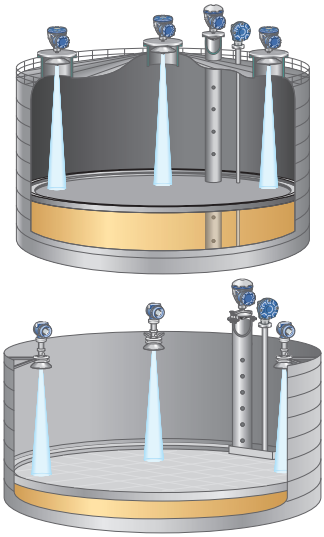


Abbildung 1.7: Bis zu sechs berührungslose Füllstandsmessgeräte werden entweder am Tankgehäuse oder an der Oberseite des Außendachs angebracht. Die Dachneigung wird durch Vergleich des Abstands zwischen jedem Gerät und dem Schwimmdach verfolgt.

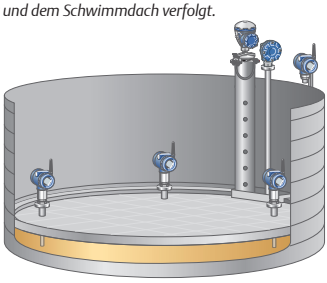


Abbildung 1.8: Bis zu sechs geführte Füllstandsmessumformer mit geführter Mikrowelle können direkt auf dem Schwimmdach installiert werden. Sie sind mit starren Sonden ausgestattet, die durch das Dach in die Flüssigkeit darunter dringen. Die Dachneigung wird durch den Vergleich des Abstands vom Schwimmdach hinunter zur Produktoberfläche verfolgt. Bei einem oder zwei zusätzlichen Messumformern kann man auch erkennen, ob der Dachablass verstopft ist oder ob ein Kohlenwasserstoff auf dem Tankdach vorhanden ist.



2

Technologien für Tankmesssysteme

Thema		Seite
2.1	Handmessung	8
2.2	Schwimmer-Messgeräte	9
2.3	Servo-Messgeräte	9
2.4	Radar-Messgeräte	10
2.5	Unterschiedliche Arten von Radar-Messgeräten	11
2.5.1	Radar-Messgeräte für Prozessanwendungen	11
2.5.2	Radar-Messgeräte für Tankmesssysteme	11
2.6	Auswahl der Radarfrequenz	13
2.7	Drucktanks	14

2. Technologien für Tankmess-systeme

Neben der manuellen Handmessung mit einem Maßband wurden im Laufe der Zeit verschiedene automatische Tankmesssysteme entwickelt. Die meisten mechanischen Geräte kommen mit der Flüssigkeit in Kontakt. Moderne elektronische Tankmesssysteme sind berührungslos und verfügen über keine sich bewegenden Teile.

2.1 Handmessung

Handmessungen können an den meisten atmosphärischen Tanks durchgeführt werden. Zu diesem Zweck wird ein spezielles Messband verwendet. Normalerweise bestehen die Bänder aus Edelstahl und verfügen über ein Gewicht am Ende des Bandes sowie eine Skala in Millimetern bzw. Bruchteilen von Zoll. Das Band wird verwendet, um den Freiraum bzw. den Füllstand zu messen.

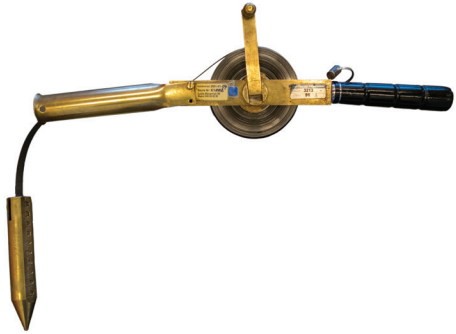


Abbildung 2.1: Handmessband.



Abbildung 2.2: Handmessung mit Tauchband.

Der Freiraum ist der Abstand vom Referenzpunkt des Tanks bis hinunter zur Flüssigkeitsoberfläche. Der Tankfüllstand wird dann berechnet, indem die Referenzhöhe vom gemessenen Freiraum subtrahiert wird. Freiraum-Messungen werden oft an schwereren Flüssigkeiten wie schwarzen Ölen und Rohöl durchgeführt.

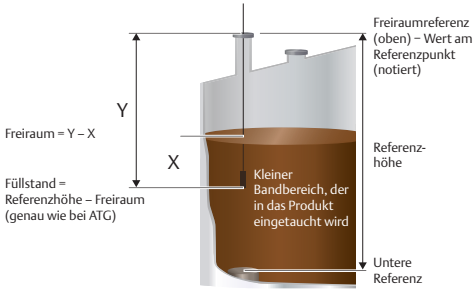


Abbildung 2.3: Manuelle Freiraummessung – Definitionen.

Direkte Füllstandsmessungen können auch mit einem Band per Handmessung erfolgen. Diese Methode wird für saubere Flüssigkeiten verwendet, da das Band bis zum Tankboden in die Flüssigkeit eingetaucht wird. Bei der Messung mit einem Band in sauberen Produkten wird eine Indikationspaste verwendet, die das Eintauchen in die Flüssigkeit sichtbar macht.

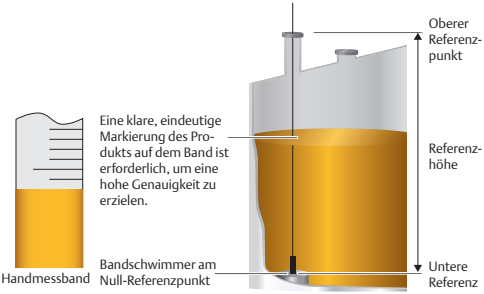


Abbildung 2.4: Manuelle Füllstandsmessung – Definitionen.

Ein hochqualitatives und neu kalibriertes Band ist für ordnungsgemäße und präzise Handmessungen erforderlich. Bei beheizten Tanks kann es notwendig sein, die Wärmeausdehnung des Bandes zu berechnen, um eine gute Messgenauigkeit zu erhalten.

Die API-Norm MPMS Kapitel 3.1A beschreibt, wie Handmessungen an Tanks ordnungsgemäß durchgeführt werden.

2.2 Schwimmer-Messgeräte

Automatische Tankmesssysteme erschienen zum ersten Mal in den 1930er Jahren auf dem Markt. Einer der frühen Entwürfe von Tankmesssystemen waren Schwimmer-Messgeräte. Bei dieser Ausführung ist ein großer Schwimmer im Tank mit einem metallischen Band verbunden. Das Band ist über ein Riemenscheibensystem mit einem Federmotor und einem mechanischen numerischen Anzeiger am unteren Ende der Tankaußenseite verbunden. Für ein Schwimmer-Messgerät ist keine externe Stromversorgung erforderlich. Die Bewegung des Flüssigkeitsstands betätigt den gesamten Mechanismus.

Das Schwimmer-Messgerät kann mit einem Messumformer ausgerüstet werden, um eine abgesetzte Überwachung zu ermöglichen. Der Messumformer sendet die Tankfüllstandswerte über Signalleitungen an die Leitwarte.

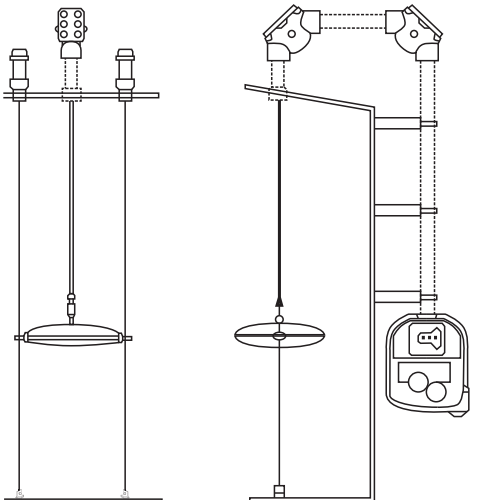


Abbildung 2.5: Schwimmer und Bandmessung wurden ca. 1940 eingeführt.

Die Genauigkeit des Schwimmer-Messgeräts ist oft gering. Es gibt viele Fehlerquellen wie Auftriebsunterschiede, Totband sowie Spiel und Hysterese in den Mechanismen. Wenn Probleme mit dem Schwimmer, dem Band oder den Führungsdrähten auftreten, sind Arbeiten in Tankinneren unerlässlich. Messungen mit dem Schwimmer-Messgerät können dann erst nach erfolgter Reparatur wieder durchgeführt werden.

Das Schwimmer-Messgerät ist ein relativ einfaches Gerät, verfügt jedoch über zahlreiche sich bewegende Teile, die während ihrer Lebensdauer Wartung und Reparaturen erfordern.

2.3 Servo-Messgeräte

In den 1950er Jahren führte die Entwicklung in den Bereichen Mechanik und Elektronik zum Servo-Messgerät. Bei diesem Messgerätetyp wird der Schwimmer durch einen kleinen Verdränger ersetzt. Der Verdränger verfügt über Auftrieb, schwimmt jedoch nicht an der Flüssigkeitsoberfläche. Er muss an einem dünnen Draht aufgehängt werden, der mit dem Servo-Messgerät oben auf dem Tank verbunden ist. Ein Wägesystem im Servo-Messgerät erkennt die Spannung im Draht, die Steuerung des Wägemechanismus sendet Signale an einen Elektromotor in der Servo-Einheit und der Verdränger folgt den Bewegungen der Flüssigkeitsoberfläche. Ein elektronischer Messumformer sendet die Füllstandsinformationen über Feldbusse an die Anzeigen in der Leitwarte.

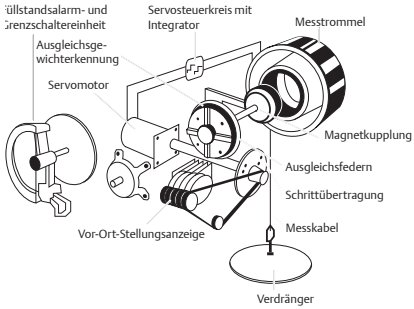


Abbildung 2.6: Servo-Messgerät.

Ein Servo-Messgerät erfordert immer ein Beruhigungsrohr, um den Verdränger am Abdriften im Tank zu hindern. Dies ist auch bei Festdachtanks der Fall.

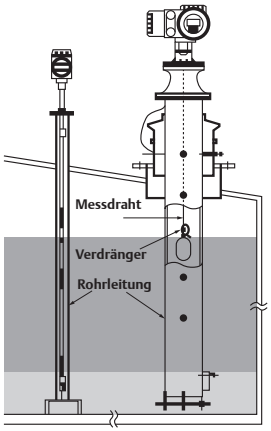


Abbildung 2.7: Messung mit Servo-Messgerät und Temperatursensor in Beruhigungsrohren.

Das Servo-Messgerät funktioniert in der Regel besser als ein Schwimmer-Messgerät. Ein neu kalibriertes Servo-Messgerät kann die Genauigkeitsanforderungen für den eichamtlichen Verkehr erfüllen. Allerdings verfügt das Servo-Messgerät über viele bewegliche Teile, und der Verdränger und der Draht sind in Kontakt mit der Tankflüssigkeit. Deshalb erfordern Servo-Messgeräte mehr Aufmerksamkeit in Form von Kalibrierung, Routinewartung und Reparatur.

Dichte- und Wassermessung mit Servo-Messgeräten

Einige Hersteller von Servo-Messgeräten behaupten, dass das Gerät für andere Zwecke als die Füllstandsmessung verwendet werden kann. Der Servo kann verwendet werden, um die Flüssigkeitsdichte und den Wasserboden zu messen. In beiden Fällen findet jedoch keine Füllstandsmessung statt, während das Servo-Messgerät einen Verdrängerkörper in das Produkt einbringt. Durch die Messung der Drahtspannung ist es möglich, die Flüssigkeitsdichte auf verschiedenen Ebenen im Tank zu messen. Beim Erfassen des Wasserbodens wird der Verdränger abgesenkt, bis er auf den freien Wasserstand am Tankboden trifft. Beide dieser Maßnahmen können zu Schmutzansammlungen auf dem Draht, dem Verdränger und der Drahttrommel führen und so im Laufe der Zeit ein Wartungsproblem verursachen. Der bedeutendste Nachteil ist, dass kein Füllstand gemessen werden kann, während der Verdränger abgesenkt wird. Es ist auch anzumerken, dass die Dichtemessung mit einem Servo-Messgerät nicht von einer technischen/messtechnischen Norm abgedeckt wird.

Heute werden Schwimmer- und Servo-Messgeräte durch moderne Tankmesssysteme ersetzt, die auf Radar-Technologie basieren.

2.4 Radar-Messgeräte

Die ersten Radar-Messgeräte wurden Mitte der 1970er Jahre entwickelt (Radar wird auch als Mikrowellen bezeichnet). Die ersten Ausführungen waren für Installationen auf Hochseetankern bestimmt. Die Radar-Technologie gewann schnell an Popularität und war seither praktisch die Füllstandsmesstechnologie der Wahl für große Tankschiffe.



Abbildung 2.8: Radar-Füllstandsmessung für Schiffsanwendungen im Jahr 1976 von Saab eingeführt.

In den frühen 1980er Jahren wurden Radar-Messgeräte für den Einsatz in Tanklagern auf dem Festland weiterentwickelt. Die Radar-Technologie gewann schnell an Marktanteilen und ist heute in der Regel die erste Wahl in jedem Tankmessprojekt. Seit den 1980er Jahren wurden viele verschiedene Radar-Messgeräte für Tankmessungen und andere Füllstandsanwendungen auf den Markt gebracht. Heute gibt es ein großes Angebot an Radar-Instrumenten auf dem Markt, die aufgrund ihrer inhärenten Anwendervorteile mechanische, Ultraschall- und kapazitive Füllstandssensoren effektiv ersetzen.

Ein Radar-Füllstandsmessgerät hat keine beweglichen Teile und erfordert keine regelmäßige Wartung. Radar-Geräte erfordern keinen direkten Kontakt mit der Flüssigkeit. Dadurch ist es möglich, ein Radar-Messgerät mit einer Vielzahl von Medien von erhitztem Schwerasphalt bis zu kryogenen verflüssigten Gasen wie Flüssigerdgas (LNG) zu verwenden.

Ein gutes Radar-Messgerät kann für mehr als dreißig Jahre zuverlässige Messungen liefern.



Abbildung 2.9: Erstes hochpräzises Radar-Messgerät, das 1985 auf einem Raffinerietank installiert wurde.

Wenn das Radar korrekt ausgelegt ist, benötigt es nach der ursprünglichen Einstellung am Tank keine Nachkalibrierung.



Abbildung 2.10: Modernes Radar-Füllstandsmessgerät auf einem Festdachtank.

2.5 Unterschiedliche Arten von Radar-Messgeräten

Es gibt viele Radar-Füllstandsmessgeräte auf dem Markt. Einige sind für Prozessanwendungen gedacht, bei denen eine hohe Genauigkeit und Langzeitstabilität nicht zu den primären Anforderungen zählen. Im Zusammenhang mit diesen Anwendungen sind Gerätekosten und andere Überlegungen wichtiger.

2.5.1 Radar-Messgeräte für Prozessanwendungen

Radar-Messgeräte für Prozessanwendungen werden für viele verschiedene Anwendungen in der Prozessindustrie hergestellt. Hohe Drücke und Temperaturen in Verbindung mit starker Tankbewegung sind häufige Herausforderungen für Radar-Installationen in Prozessanwendungen. Unter diesen Bedingungen steht eine hohe Genauigkeit nicht im Vordergrund. Andere Eigenschaften wie hohe Zuverlässigkeit und geringe Wartung sind hier wichtiger. In den meisten Radar-Messumformern für Prozessanwendungen ist Impulsradar die vorherrschende Technologie. Impulsradar ist synonym mit niedrigen Kosten, geringem Stromverbrauch und zuverlässigen Messungen selbst unter den härtesten Bedingungen. Radar-Messgeräte für Prozessanwendungen sind im Allgemeinen 2-Leiter-Geräte, die über einen 4–20-mA-Bus bzw. bei Wireless-Geräten von einer Batterie mit Spannung versorgt werden. Bei ihnen handelt es sich Geräte mit Freistrahlausbreitung oder mit geführter Mikrowelle. Die Geräte mit Freistrahlausbreitung verfügen über eine Horn-, Linsen- oder Parabolantenne. Geräte mit geführter Mikrowelle verfügen über eine starre bzw. flexible Antenne, die in den Tank ragt.

Radar-Messgeräte für Prozessanwendungen sind in einer Vielzahl von Ausführungen erhältlich. Die Hersteller bedienen oft unterschiedliche Marktsegmente wie beispielsweise die chemische Industrie, die Öl- und Gasbranche sowie die Lebensmittel- und Getränkeindustrie.

Momentan sind Radar-Messgeräte mit impulsbasierter Technologie weniger genau als FMCW-basierte Messumformer, die für Tankmessanwendungen verwendet werden.



Abbildung 2.11: Berührungsloser Radar-Füllstandsmessumformer und Radar-Messumformer mit geführter Mikrowelle für Prozessanwendungen.

2.5.2 Radar-Messgeräte für Tankmesssysteme

Um die hohen Anforderungen an die Genauigkeit des eichamtlichen Verkehrs bei Tankmessanwendungen zu erfüllen, verwenden Radar-Geräte gewöhnlich die Signalverarbeitungsmethode „Frequenzmoduliertes Dauerstrichradar“ (FMCW). Die FMCW-Methode wird auch als synthetisierter Impuls bezeichnet.

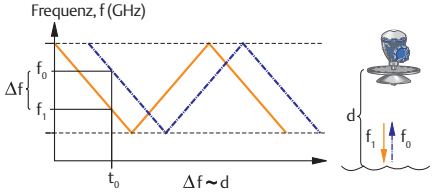


Abbildung 2.12: Die FMCW-Methode.

FMCW ist in der Lage, bei Füllstandsmessungen mit einer Reichweite von mehr als 50 Metern eine Messgenauigkeit von unter einem Millimeter zu erzielen.

Seit ihrer Erfindung in den 1970er Jahren hat sich die FMCW-Radar-Tankmessung rasant entwickelt. Mehrere Generationen von Radar-Tankmessgeräten wurden bisher auf den Markt gebracht. Die neueste Ausführung wurde so miniaturisiert, dass zwei Radareinheiten sich ein kleines Gehäuse teilen und eine bisher nicht dagewesene Zuverlässigkeit und Genauigkeit liefern. Gleichzeitig wurden die Spannungsanforderungen so weit reduziert, dass Radar-Tankmessgeräte vollständig eigensicher gemacht werden können und nur noch einen 2-Leiter-Bus für Spannungsversorgung und Kommunikation benötigen.

FMCW ist erforderlich, um einem Radar-Tankmessgerät die erforderliche Genauigkeit zu verleihen, aber das allein reicht nicht aus. Präzisions-Radar-Messgeräte müssen auch mit speziell entwickelten Mikrowellen-Antennen ausgestattet werden, um sowohl die Genauigkeit des Geräts als auch die installierte Genauigkeit zu bieten, die die Normen für den eichamtlichen Verkehr erfordern.

Eine wichtige Eigenschaft von Radarantennen besteht darin, diese so zu entwickeln, dass jegliche Kondensation schnell abtropft. Daher benötigen Antennen, die in Tanks installiert werden, abgeschrägte Flächen, um eine Ansammlung von Kondensation zu vermeiden.



Abbildung 2.13: Antennenbauweise ohne horizontale Oberflächen gemäß American Petroleum Institute Standard (API Kapitel 3.1B ed. 1).

Es gibt drei Hauptanwendungen für Radar-Tankmessgeräte:

- Installationen auf Festdachtanks
- Installationen auf Schwimmdachtanks an einem Beruhigungsrohr
- Installationen auf Tanks mit Flüssigerdgas, entweder druckbeaufschlagt oder kryogen

Ein Radar-Tankmessgerät sollte in der Lage sein, bei der Installation an vorhandenen Tanköffnungen höchste Genauigkeit zu liefern. Auf einem Festdachtank sind die Öffnungen, die für die Tankmessung geeignet sind, normalerweise auf dem Dach nahe der Tankwand zu finden.



Abbildung 2.14: Festdach-Tanköffnungen.

Diese Position ist aufgrund der durch die Tankwand gebotenen Stabilität und ein Minimum an Dachbiegung besonders geeignet. Ein Radar-Tankmessgerät muss in der Lage sein, auch dann höchste Genauigkeit zu liefern, wenn es in der Nähe der Tankwand platziert ist. Antennen mit einem schmalen Mikrowellenstrahl eignen sich am besten für solche Tankinstallationen in unmittelbarer Nähe der Wand. Je größer die Antenne ist, desto schmaler wird der Mikrowellenstrahl.

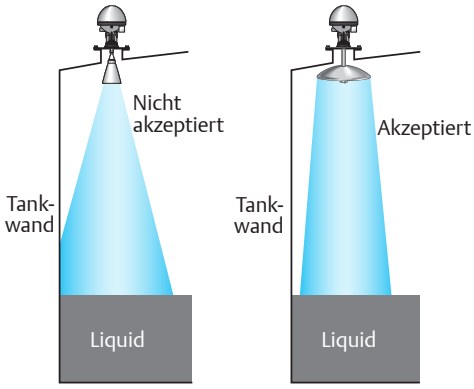


Abbildung 2.15: Radar mit breitem Strahl (kleine Antenne) und schmalem Strahl (große Antenne).

Auf einem Schwimmdachtank befindet sich das Beruhigungsrohr dort, wo Flüssigkeitsstandmessungen stattfinden, da der Rest der Flüssigkeitsoberfläche durch das Schwimmdach abgedeckt ist. Ein Radar-Messgerät für Beruhigungsrohre muss so konzipiert sein, dass vorhandene Beruhigungsrohre in unterschiedlicher Größe und Ausführung verwendet werden können. Das Beruhigungsrohr muss Schlitze oder Löcher haben, um eine gute Flüssigkeitsmischung zwischen der Innen- und Außenseite des Rohres zu ermöglichen. Wenn keine Löcher oder Schlitze vorhanden sind, ist es wahrscheinlich, dass sich der Flüssigkeitsstand im Inneren des Rohres von dem Rest des Tanks abweicht. Wenn sich das Rohr von unten füllt, wird sich das schwerere Produkt im Rohr ansammeln. Schlitze und Löcher verhindern diesen Zustand.

Ein Radar-Tankmessgerät für Anwendungen mit Beruhigungsrohr und großen Schlitzen/Löchern in diesem Rohr muss dennoch eine hohe Genauigkeit liefern können. Selbst bei Ansammlungen von Rost und Verschmutzungen an der Innenseite muss das Rohr in der Lage sein, die höchste Genauigkeit zu liefern.

Darüber hinaus muss eine Beruhigungsrohrantenne so hergestellt werden, dass auf das Beruhigungsrohr auch für andere Aufgaben wie Probennahme und Handmessung zugegriffen werden kann.



Abbildung 2.16: Radar-Messungen im Low-Loss-Modus können Messwert-Verschlechterungen in alten Beruhigungsrohren praktisch eliminieren.

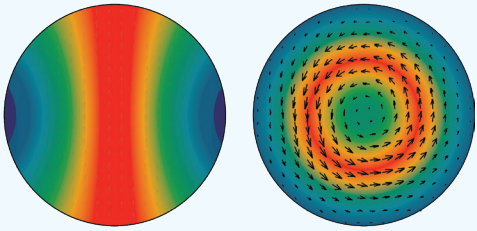


Abbildung 2.17: Veranschaulichung des Low-Loss-Modus H01.

Verwendung eines Beruhigungsrohrs als Wellenleiter

Röhrenförmige Wellenleiter, die den sogenannten H01-Modus unterstützen, erzielen eine Abschwächung von nur wenigen Dezibel pro Kilometer. Solche röhrenförmigen Wellenleiter wurden über ganze Länder hinweg als Telekommunikationskanäle geprüft. Der gleiche verlustarme H01-Ausbreitungsmodus wurde seit vielen Jahren erfolgreich in Radar-Tankmessanwendungen eingesetzt.

Beruhigungsrohre in normalen Lagertanks sind röhrenförmig, oft in den Größen von 125 bis 300 mm (5 bis 12 Zoll). Diese Rohre können als Wellenleiter für die Radar-Tankmessung im Frequenzbereich von 10–11 GHz eingesetzt werden. Ein Wellenleiter mit Löchern und Schlitzen in Verbindung mit Schmutzansammlungen und Schweißrückständen zwischen den Rohrabschnitten erzeugt Mikrowellenverluste und macht das Beruhigungsrohr für die Tankmessung ungeeignet. Allerdings können mit dem verlustarmen Modus der H01-Ausbreitung diese auf Schlitze/Löcher zurückzuführenden Probleme praktisch eliminiert werden. Es ist bewiesen, dass Beruhigungsrohre, die seit mehr als 30 Jahren im Rohöl-Service im Einsatz sind, immer noch perfekt als Wellenleiter für präzise Radar-Tankmessungen funktionieren, vorausgesetzt, dass Low-Loss-H01 verwendet wird.



Abbildung 2.18: Zugang für Handmessungen an einem Beruhigungsrohr.

2.6 Auswahl der Radarfrequenz

Die Hauptqualitäten für Tankmessanwendungen sind die Zuverlässigkeit der Messungen und ihre Genauigkeit. Um den Anforderungen gerecht zu werden, ist es wichtig, die optimale Antennenausführung und die richtige Mikrowellenfrequenz auszuwählen. Bei Verwendung von Beruhigungsrohren als Wellenleiter eignen sich Frequenzen im X-Band besonders gut. Festdachtanks ohne Beruhigungsrohre haben oft Tanköffnungen in den Durchmessern 200 bis 600 mm (8 bis 24 Zoll). Geeignete Antennen für solche Öffnungen sind solche, die gegen starke Wasserkondensation und Schmutzansammlung unempfindlich sind. Unter diesen Bedingungen haben sich Horn-, Konus- oder Parabolantennen-Ausführungen sehr gut bewährt, insbesondere da sie mit abtropfenden Flächen ausgeführt werden können. Solche Antennen in diesem Größenbereich haben eine ausgezeichnete Erfolgsgeschichte, wenn sie in Frequenzbereichen zwischen 9–10 GHz (X-Band) verwendet werden.

Höhere Frequenzen werden in Radar-Messgeräten für Prozessanwendungen eingesetzt, um kleinere Antennen in engen Tankmessöffnungen montieren zu können. Allerdings neigen kleine Antennen und höhere Frequenzen dazu, die Empfindlichkeit gegenüber Kondensation und Schmutzansammlung zu erhöhen.

2.7 Drucktanks

Für eine Mikrowellenantenne, die für die Tankmessung in Drucktanks verwendet wird, sind besondere Eigenschaften erforderlich:

- Die Antennenanordnung muss in der Lage sein, dem Tankdruck zu widerstehen.
- Sie sollte über ein Absperrventil zum Schutz verfügen und den Sicherheitsanforderungen entsprechen.
- Sie sollte die Fähigkeit haben, hochdichte Tankatmosphären und jeden daraus entstehenden Effekt auf die Ausbreitungsgeschwindigkeit der Mikrowellen zu kompensieren.
- Es sollte möglich sein, die Leistungsmerkmale des Messgeräts während des normalen Tankbetriebs zu überprüfen.

Es gibt Lösungen, die all diese Kriterien mit einem guten Messgeräte- und Antennendesign abdecken. Siehe Kapitel 7 bzgl. weiteren Informationen über Radar-Messsysteme an Drucktanks.

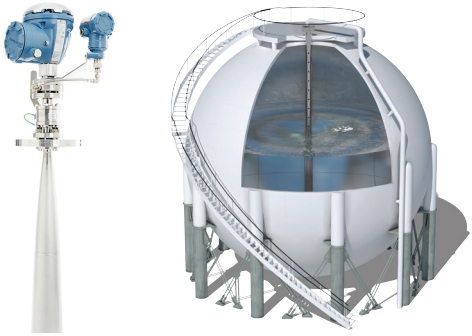


Abbildung 2.19: Radar-Messgerätesensor einschließlich Kompensation für schwere Atmosphäre in einem LPG-Tank.



3 Technische Normen und Zulassungen

Thema Seite

3.1 Normen des American Petroleum Institute (API) 17

3.1.1 Kapitel 3.1A und 3.1B 18

3.1.2 Kapitel 3.3: Füllstandsmessung in Drucktanks 20

3.1.3 Kapitel 3.6: Hybrid-Tankmesssystem 21

3.1.4 Kapitel 7: Temperaturbestimmung 22

3.2 ISO-Normen 22

3.3 OIML 23

3.4 Nationale Metrologie-Institute 24

3.4.1 Nederlands Meetinstituut (NMi) 24

3.4.2 Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB) 25

3.4.3 Technical Research Institute of Sweden (SP) 25

3.4.4 Andere nationale Institute 25

3. Technische Normen und Zulassungen



Es gibt eine Reihe internationaler Normen, die für Tankmessungen relevant sind. Der Hauptzweck dieser Normen ist es, als Leitfaden für Anwender und Hersteller von Tankmessgeräten zu dienen. Die Mitglieder der Arbeitsgruppen hinter der Entwicklung dieser Dokumente sind in den meisten Fällen erfahrene Anwender aus der Erdölindustrie oder Hersteller mit erheblichem Wissen im Bereich der Tankmessung. Es ist wichtig, dass die Arbeitsgruppen ein ausgewogenes Verhältnis zwischen Anwendern und Herstellern aufweisen, um Normen nicht einseitig zu beeinflussen. Der aktuelle Trend besteht darin, technologiespezifische Normen so weit wie möglich zu vermeiden und die Anforderungen an Geräte für eine bestimmte Anwendung anzugeben. Hierdurch ist jede Technologie zugelassen, sofern sie den Anforderungen entspricht.

Der Nachweis der Einhaltung einer Norm ist jedoch nicht immer einfach, da eine unabhängige Behörde vorhanden sein muss, die über das Wissen und die Ressourcen zur Prüfung eines Tankmesssystems verfügt. ISO (International Organization for Standardization) und API (American Petroleum Institute) sind für die wichtigsten Normen im Bereich der Tankmessung verantwortlich, haben aber keine eigene Prüforganisation und sind nicht als typische Prüfinstitute organisiert.

Stattdessen sind es die nationalen metrologischen Behörden in einem Land, die über dieses Fachwissen verfügen sollten. Je nachdem, wie der eichamtliche Verkehr auf der Grundlage von Tankmessgeräten in ihrem Land durchgeführt wird, verfügen sie (in unterschiedlichem Maße) über die notwendigen Erfahrungen, Fähigkeiten und Ressourcen. Deshalb sollte es auch in Ländern, in denen es gesetzliche Anforderungen für Tankmesssysteme gibt, eine Abteilung innerhalb einer metrologischen Organisation geben, die die rechtlichen Aspekte dieser Messsysteme verwaltet. Gewöhnlicherweise funktioniert das wie folgt:

1. Die Regierung ist zuständig für die Gesetzgebung (die gesetzlichen Anforderungen an die Tankmessung) und erteilt durch eine Akkreditierungsstelle eine Akkreditierung an ein nationales Prüfinstitut.

2. Das Prüfinstitut muss der Akkreditierungsstelle demonstrieren, dass es über die Kompetenz zum Durchführen einer Prüfung verfügt, und es muss außerdem ein Prüfverfahren definieren.

3. Nach der Genehmigung durch die Akkreditierungsstelle erhält das Prüfinstitut das Prüfungsrecht und kann dann einen Prüfbericht ausstellen. Wenn der Prüfbericht den gesetzlichen Anforderungen zum eichamtlichen Verkehr entspricht, kann eine Genehmigung erteilt werden.

Glücklicherweise arbeiten die verschiedenen nationalen Institute auf der ganzen Welt, die die Prüfungen durchführen, in einer Organisation namens OIML (International Organization of Legal Metrology) zusammen. In dieser Organisation sind eine Reihe von Prüfverfahren festgelegt, und es gibt ein spezielles Verfahren mit der Bezeichnung R 85 (Empfehlung 85), das für Tankmessgeräte definiert ist.

Da die meisten Länder, die Anforderungen für den eichamtlichen Verkehr festgelegt haben, Mitglieder von OIML sind, ist das Prüfverfahren für die nationale Zulassung grundsätzlich in jedem OIML-Land das gleiche und entspricht R 85. Je nach Land kann es geringfügige Unterschiede in den Anforderungen geben. Grundsätzlich sollte jedoch ein Land, das Mitglied von OIML ist, keine anderen als die von R 85 vorgeschriebenen Anforderungen annehmen.

Ein Tankmesssystem, das von einem akkreditierten OIML R 85 Institut in einem Land geprüft wurde, muss daher nicht die gleiche Prüfung in einem anderen Land wiederholen. Es kann jedoch nicht davon ausgegangen werden, dass in jedem neuen Land eine automatische Zulassung vorliegt, da der ursprüngliche R-85-Prüfbericht häufig einer

gründlichen Prüfung unterzogen wird, um zu überprüfen, ob das R-85-Verfahren wie beabsichtigt befolgt wurde.

Da viele Anforderungen an Füllstandsmessgeräte für die Tankmessung in OIML R 85 mit den Anforderungen der ISO- und API-Normen harmonisiert wurden, bedeutet es in den meisten Fällen, dass ein Füllstandsmessgerät, das die Prüfkriterien gemäß OIML R 85 erfüllt, auch die Anforderungen gemäß ISO und API erfüllt. Es ist jedoch zu beachten, dass OIML R 85 nur die Prüfung der Füllstandsmessfunktionen abdeckt. Produkttemperatur- oder Dichtemessungen werden bisher nicht von OIML abgedeckt (siehe Abschnitt 3.3).



Abbildung 3.1: Beruhigungsrohr in einem offenen Rohöl-Schwimmdachtank.

Ein weiterer Aspekt der Normen sollte ebenfalls Beachtung finden. Ein Unfall in einer Erdölanlage wie beispielsweise die Überfüllung eines Tanks (oder im schlimmsten Fall ein Brand mit Todesfällen) führt wahrscheinlich zu einer Klage und/oder einer strafrechtlichen Verfolgung. Im Rahmen solcher Gerichtsverfahren wird voraussichtlich der Zustand der gesamten Anlage des Füllstandsmesssystems näher überprüft. Eine Frage wird dann sehr wichtig: „Wurde das Füllstandsmesssystem gemäß ‚guter Ingenieurpraxis' installiert und betrieben?"

Andernfalls und wenn sich das Füllstandsmesssystem oder die Installation in einem schlechten Zustand befand, ist es wahrscheinlich, dass der Eigentümer der Anlage mit hohen Geldstrafen belegt, schwere Schäden hinnehmen oder sogar ins Gefängnis muss. Wenn der Eigentümer hingegen demonstrieren kann, dass das Gerät oder die Anlage einer Norm mit guter Reputation wie den API- oder ISO-Normen entspricht, kann es schwierig sein zu beweisen, dass der Zustand der Ausrüstung nicht „guter Ingenieurpraxis" entspricht. In dieser Hinsicht sind insbesondere die Richtlinien in API Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS), Kapitel 3.1A und Kapitel 3.1B wichtig, da sie mehrere Richtlinien enthalten, die als „gute Ingenieurpraxis" bezeichnet werden könnten. Sehen Sie hierzu folgendes Beispiel:

Beispiel 3.1: Gute Ingenieurspraxis

API MPMS Kapitel 3.1 A empfiehlt, wie ein Beruhigungsrohr für einen Schwimmdachtank entworfen werden sollte und vor allem, welche Mindestöffnungsgröße benötigt wird, um einen ordnungsgemäßen Produktfluss von außerhalb des Rohres nach innen zu gewährleisten. Es ist offensichtlich, dass zu kleine (oder gar keine) Öffnungen eine Überfüllung verursachen könnten, da das Füllstandsmessgerät, das in diesem Fall auf dem Beruhigungsrohr montiert wurde, einen zu geringen Füllstand anzeigt, weil der Füllstand außerhalb des Rohres höher ist. Andererseits sollte die Öffnung nicht zu groß sein, da dies die Produktverdampfung erhöhen würde und einen Konflikt mit Umweltrichtlinien verursachen könnte. Durch die Einhaltung der Empfehlung in API MPMS Kapitel 3.1A würde der Eigentümer den Empfehlungen folgen, die von den erfahrensten Personen in der Erdölindustrie ausgestellt werden.

3.1 Normen des American Petroleum Institute (API)

Die API-Normen sind den meisten Akteuren in der Erdölindustrie bekannt. Ein wichtiges Merkmal der API-Normen ist, dass sie äußerst nützliche Erfahrungswerte in Bezug auf alltägliche Tankmessprobleme liefern und wie diese zu beheben sind. Sie fassen auch das Know-how aus praktischen Untersuchungen zusammen, die von Forschungsabteilungen bei großen Ölgesellschaften durchgeführt wurden. Speziell für die Tankmessung gibt es einige wichtige API-Normen in MPMS wie z. B.:

- **Kapitel 3.1A** Standard Practice for the Manual Gauging of Petroleum and Petroleum Products (Standard-Verfahren für die Handmessung von Erdöl und Erdölprodukten)
- **Kapitel 3.1B** Standard Practice for Level Measurement of Liquid Hydrocarbons in Stationary Tanks by Automatic Tank Gauging (Standard-Verfahren für die Füllstandsmessung flüssiger Kohlenwasserstoffe in stationären Tanks mittels automatischer Tankmesssysteme)

Das American Petroleum Institute (API) wurde als Folge einer Dynamik in den Nachkriegsjahren zur Bildung einer nationalen Vereinigung für die Vertretung der Öl- und Gasindustrie im Jahre 1919 in New York City gegründet.

Heute hat das API seinen Sitz in Washington D. C. und ist der größte US-Handelsverband für die Erdöl- und Erdgasindustrie. Das Institut repräsentiert etwa 650 in der Erdölindustrie tätige Unternehmen, die u. a. an der Produktion, Raffinierung und Verteilung beteiligt sind.

Die Hauptfunktion des API ist die Vertretung der Erdöl- und Erdgasindustrie, um öffentliche Grundsätze zugunsten der Industrie zu beeinflussen. Seine Funktionen umfassen Befürwortung, Verhandlung, Lobbyarbeit, Forschung, Bildung und Zertifizierung von Industrienormen.

- Kapitel 3.3 Standard Practice for Level Measurement of Liquid Hydrocarbons in Stationary Pressurized Storage Tanks by Automatic Tank Gauging (Standard-Verfahren für die Füllstandsmessung flüssiger Kohlenwasserstoffe in stationären Drucklagertanks mittels automatischer Tankmesssysteme)
- Kapitel 3.6 Measurement of Liquid Hydrocarbons by Hybrid Tank Measurement Systems (Messung flüssiger Kohlenwasserstoffe durch Hybrid-Tankmesssysteme)
- Kapitel 7 Temperaturbestimmung
- Kapitel 7.3 Temperature Determination – Fixed Automatic Tank Temperature Systems (Temperaturbestimmung – Feste automatische Tanktemperatursysteme)
- API 2350 Overfill Protection for Storage Tanks in Petroleum Facilities (Überfüllsicherung für Lagertanks in Erdölanlagen)

Diese Normen werden unten kurz behandelt.

3.1.1 Kapitel 3.1A und 3.1B

API MPMS Kapitel 3.1A bezieht sich auf Handmessungen gemäß „guter Ingenieurpraxis“. Da die Handmessung am Tank der Bezug für die automatische Messung mit Füllstandsmessgeräten ist, ist es von größter Wichtigkeit, dass die Handmessung korrekt durchgeführt wird. Kapitel 3.1A enthält detaillierte Informationen darüber, wie eine Handmessung durchgeführt werden soll und wie sie nicht durchgeführt werden soll. Diese Vorgehensweise mag auf den ersten Blick sehr einfach erscheinen. Es ist jedoch überraschend, wie oft durch eine ungenaue Handmessung eine Diskrepanz zwischen dem Wert einer Handmessung und dem Wert eines automatischen Füllstandsmessgeräts verursacht wird. Der Grund dafür kann sein, dass schlechte Ausrüstung wie ungenaue/nicht kalibrierte Handmessbänder verwendet wird, keine Temperaturkorrekturen für das Band durchgeführt werden, Handmessungen auf einer bewegten/turbulenten Oberfläche durchgeführt werden oder die Person bei der Handmessung unachtsam war.

Ein weiterer häufiger Grund für Diskrepanzen bei der Handmessung sind die mechanischen Eigenschaften und die Instabilität des Tanks. Der Einfluss mechanischer Instabilität kann wie folgt erklärt werden: Das Füllstandsmessgerät misst den Abstand von seinem Bezugspunkt bis zur Flüssigkeitsoberfläche und berechnet den Füllstand durch Subtrahieren des gemessenen Abstands (Freiraum) von der Referenzhöhe (Abstand vom Bezugspunkt an der Messgeräteöffnung zur darunter liegenden Bezugsplatte; siehe Kapitel 2, Abbildung 2.1).

Die Person, die die Handmessung vornimmt, misst den Abstand von der Bezugsplatte bis nach oben zur Markierung, die das Produkt auf dem Band hinterlässt, d. h. wenn die Referenzhöhe aufgrund mechanischer oder thermischer Belastung variiert, wird es eine Diskrepanz geben. Wie stark die Referenzhöhe variiert, hängt vom tatsächlichen Tanktyp und der Ausführung des Tanks ab. API MPMS Kapitel 3.1A (und auch Kapitel 3.1B) enthält wertvolle Informationen, wie Tanks ausgelegt werden sollten, damit nur eine minimale Variation der Referenzhöhe auftritt. Einige wichtige Grundlagen sollten hier erwähnt werden:

Tank mit Beruhigungsrohr:

- Wenn der Tank über ein Beruhigungsrohr verfügt, ist es wichtig, dass das Rohr korrekt am Behälterboden befestigt ist und dass es nur oben geführt wird (siehe Abbildung 3.2).

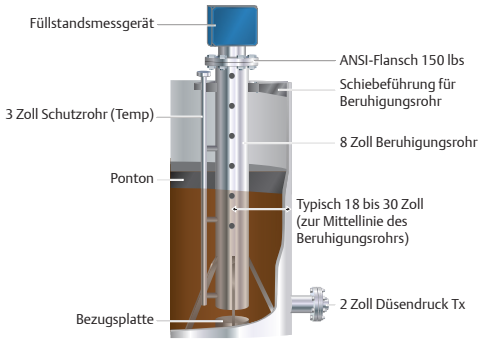


Abbildung 3.2: Beruhigungsrohr an der Tankunterseite montiert.

- Wenn das Beruhigungsrohr an der Wand befestigt ist, sollte es sich aufgrund der sich wölbenden Tankwandung durch starken statischen Druck von der Flüssigkeit nicht vertikal bewegen. Eine Scharnierausführung, wie in Abbildung 3.3 dargestellt, sollte dies verhindern.

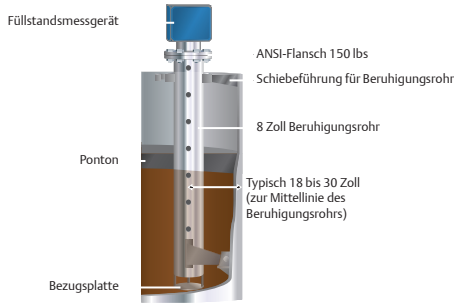


Abbildung 3.3: Beruhigungsrohr an der Tankwand montiert.

- Die Bezugsplatte (die Handmessreferenzplatte) sollte am Beruhigungsrohr angebracht und nicht auf dem Tankboden installiert werden, es sei denn, das Beruhigungsrohr steht direkt auf dem Tankboden.

Tank mit Festdach, ohne Beruhigungsrohr:

- Um Bewegungen zwischen dem Bezugspunkt des Füllstandsmessgeräts und der Messgeräteöffnung zu vermeiden, sollte das Füllstandsmessgerät nahe der Messgeräteöffnung installiert werden.
- Wenn das Füllstandsmessgerät auf einem Mannloch auf dem Dach installiert ist, sollte die Dachbiegung auf ein Minimum reduziert werden. Eine bewährte Methode ist es, das Füllstandsmessgerät „ziemlich“ in der Nähe der Tankwand zu installieren, wo das Dach am stabilsten ist. (Die Bedeutung von „ziemlich“ hängt von der verwendeten Art des Füllstandsmessgeräts ab; siehe entsprechende Informationen bzgl. der Installation von Füllstandsmessgeräten.)

Einige Variationen in der Referenzhöhe können in einem modernen Füllstandsmessgerät kompensiert werden. Das Kriterium für diese Option ist, dass die Variation vorhersehbar ist. Dies ist beispielsweise bei der Durchbiegung der Tankwand der Fall, dies ausschließlich auf den statischen Druck zurückzuführen ist, der auf die Tankwand wirkt. Falls die Referenzhöhe in einer Reihe verschiedener Produktebenen gemessen wird, ist es möglich, die Änderung im Füllstandsmessgerät zu programmieren und den Füllstandswert für die Referenzhöhenvariation zu kompensieren. Eine weitere vorhersehbare Variation ist der thermische Einfluss auf die Tankwand oder das Beruhigungsrohr. Durch die Verwendung der Temperaturinformationen einer Temperaturmesskette kann das Füllstandsmessgerät die durch Temperatureinflüsse verursachte Expansion/Kontraktion kompensieren. Bei Festdachtanks ist diese Berechnung der Kompensation sowohl von der Umgebungs- als auch der Flüssigkeitstemperatur abhängig. Kapitel 3.1A beschreibt, wie dies berücksichtigt werden sollte.



Abbildung 3.4: Mannlöcher befinden sich normalerweise in der Nähe der Tankwand, wodurch eine mechanische Stabilität gewährleistet ist.

In Kapitel 3.1A fehlt eine genauere Beschreibung darüber, wie das Handmessband zu handhaben ist und wie Bandkorrekturen vorzunehmen sind. Einige Anwender messen den Freiraum (der Abstand von einem Bezugspunkt in der Tauchluke zur Flüssigkeitsoberfläche) anstelle des Füllstands. Dies ist bei schweren Produkten üblich, um eine Anhaftung des Produkts am gesamten Band zu vermeiden. Eine Handmessung an einem vollen Bitumentank an einem kalten Wintertag, bei der das Band vollständig bis zum Tankboden in das Produkt hinunter gelassen wird, macht das Band für eine zukünftige Verwendung unbrauchbar.

Bei der Handmessung in beheizten Tanks ist es sehr wichtig, eine Temperaturkorrektur des Bandes vorzunehmen. Ein Beispiel:

- Ein Handmessband verfügt gewöhnlich über einen Wärmeausdehnungskoeffizienten von 12 ppm/°C und ist bei 20 °C kalibriert.
- In einem Bitumentank mit einer Temperatur von 220 °C und einem Abstand von 20 m ist das Band: $(220 – 20) \times 12 \times 10^{-6} \times 20\,000 = 48$ mm länger.
- Das Band wird folglich bei einem Abstand von 20 m einen Fehler von 48 mm zeigen.

Es ist klar, dass in diesem Fall eine Temperaturkorrektur erforderlich ist. Dies ist auch der Fall in beheizten Tanks mit niedrigeren Temperaturen wie Heizöl usw., wo eine Temperaturkorrektur notwendig ist, um eine Referenzgenauigkeit im Bereich von wenigen Millimetern zu erhalten.

Eine andere Methode der Handmessung besteht darin, einen Metallbalken am Handmessband zu befestigen und das Band so zu positionieren, dass der Balken oberhalb der Handmessöffnung verbleibt und nur das unterste Ende des Bands in die Flüssigkeit eingetaucht wird. Nach der Subtraktion des Flüssigkeitscuts auf dem Band von dem Wert auf dem Band, wo der Balken befestigt war, ist es möglich, einen sehr genauen Wert zu erhalten. Dies ist eine Messmethode für Freiraum, und Änderungen der Referenzhöhe haben keinen Einfluss auf die Messwerte mit Ausnahme einer Variation in der Position des Bezugspunkts des Füllstandsmessgeräts gegenüber der Position der Messgeräteöffnung.

In API MPMS, Kapitel 3.1A und auch 3.1B, wird dringendst empfohlen, dass der Anwender die Referenzhöhe gleichzeitig mit der Handmessung für den Flüssigkeitsstand misst. Dies ist eine sehr einfache Methode, und der Anwender weiß sofort, ob eine mit dem Füllstandsmessgerät in Zusammenhang stehende Diskrepanz oder eine mechanische Instabilität des Tanks vorliegt.

In API MPMS Kapitel 3.1B liegt das Augenmerk auf der Ausrüstung des automatischen Tankmesssystems. Dieses Kapitel geht nicht speziell auf eine bestimmte Technologie ein, macht aber auch deutlich, dass es sehr wenige Technologien gibt, die den Genauigkeitsanforderungen für den eichamtlichen Verkehr von 1 mm (0,04 Zoll) unter Laborbedingungen im gesamten Temperaturbereich genügen.

Kapitel 3.1B gibt auch einen sehr weitgefassten Bereich für Genauigkeitsanforderungen an, wenn das Füllstandsmesssystem nur für Bestandszwecke verwendet wird. Die Anforderung wird mit bis zu 25 mm (1 Zoll) definiert. Es ist unwahrscheinlich, dass ein Anwender ein Füllstandsmesssystem mit einer so niedrigen Performance kaufen würde. Wahrscheinlich soll dieser Wert auch alte Systeme gemäß „guter Ingenieurpraxis“ in einem Rechtsstreit zulassen und deshalb kein dringender Grund sein, die Geräte gegen modernere austauschen zu müssen.

Das Füllstandsmesssystem wird in der Regel nicht nur für den Betrieb, den eichamtlichen Verkehr und Bestandszwecke verwendet, sondern auch für die Massenbilanz, Verlustkontrolle und in einigen Fällen Leckerkennung. Kapitel 3.1B geht nicht auf die Anforderungen der zuletzt genannten Punkte ein. Es sollte jedoch erwähnt werden, dass bei der modernen Tankmessung viele Anwender ähnliche Anforderungen für diese und für den eichamtlichen Verkehr haben. Die Anforderungen werden jedoch komplizierter, da sie für die Massenbilanz und die Verlustkontrolle auf Massenpräzision basieren, und die Genauigkeit von Füllstandsmessungen ist in diesen Fällen nur ein einzelner Parameter der Gleichung.

3.1.2 Kapitel 3.3: Füllstandsmessung in Drucktanks

Die Normen in Kapitel 3.3 befassen sich mit Füllstandsmessungen in Drucktanks. Das Kapitel beschreibt die besonderen Sicherheitsvorkehrungen, die für druckbeaufschlagte LPG-Tanks gelten, und wie eine Installation nach guter Ingenieurpraxis erreicht werden kann.

Normale Referenzmessungen mit einem Handmessband sind an Drucktanks nicht möglich. Stattdessen beschreibt die Norm einige indirekte Referenzmethoden: eine für servobasierte und eine für radarbasierte Füllstandsmessgeräte. Das bedeutet, dass in diesem Fall die Regel zur Vermeidung technologiespezifischer Lösungen nicht befolgt wurde. Beide beschriebenen Referenzmethoden sind aus theoretischer metrologischer Sicht möglicherweise fragwürdig, da die Rückführbarkeit auf eine nationale Norm nicht ganz einfach ist. Es gibt jedoch keine besseren

Verifizierungsmethoden für diese Anwendung, und die metrologischen Behörden haben im Allgemeinen die Beschränkungen der Referenzmethoden akzeptiert.

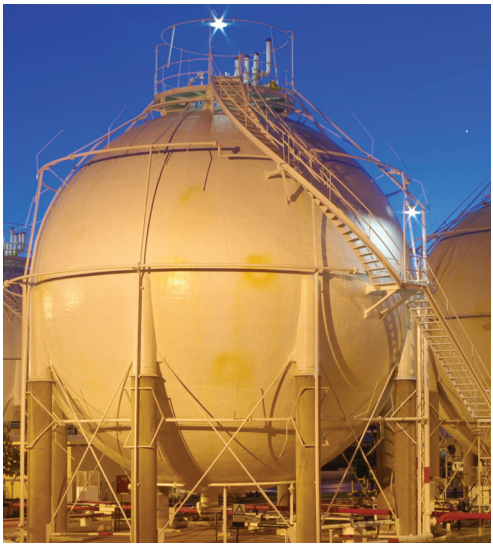


Abbildung 3.5: Die Füllstandsmessung in Drucktanks kann nicht durch Handmessung erfolgen, was zu technikspezifischen Empfehlungen für servobasierte und radarbasierte Füllstandsmessungen führt.

Da LPG in der Regel einen niedrigeren wirtschaftlichen Wert gegenüber raffinierten Ölprodukten hat, sind die Anforderungen des Anwenders in der Regel nicht so streng. Oft wird die durch Massendurchflussmessungen erreichte Genauigkeit als ausreichend angesehen. Transaktionen von LPG-basierten Produkten auf der Grundlage des gesetzlichen eichamtlichen Verkehrs sind daher nicht sehr häufig.

Vieles in Kapitel 3.3 konzentriert sich stattdessen auf Leistungsanforderungen, um eine sichere und zuverlässige Messung in LPG-Tanks zu erhalten. Die Genauigkeitsangaben basieren stark auf der messtechnischen Unsicherheit bei Referenzmessungen, für die die Handmessung keine Alternative ist. Trotzdem liefert Kapitel 3.3 wertvolle Informationen über bewährte Verfahren für die Installation und die Inbetriebnahme eines LPG-Füllstandsmesssystems.

3.1.3 Kapitel 3.6: Hybrid-Tankmesssystem

Die Bezeichnung „Hybrid-Tankmesssystem“ leitet sich von der Tatsache ab, dass es sich um eine Kombination aus einem herkömmlichen Tankmesssystem und einem hydrostatischen Tankmesssystem (HTG) handelt. Es gibt zwei Hauptanwendungsfälle für ein Hybridsystem, bei dem der Anwender entweder an Masse oder Dichte (oder beidem) interessiert ist.

Die meisten Anwender von Hybridsystemen in der Erdölindustrie sind daran interessiert, die Dichte online zu erfassen, da die Berechnung des übertragenen Volumens (Standardvolumen) die Messung von Füllstand, Temperatur und Dichte erfordert. Das Hybridsystem ermöglicht es, eine manuelle Dichtemessung an Tanks zu vermeiden, was eine arbeitsintensive Aufgabe ist und bei nicht ordnungsgemäßer Durchführung oft zu ernsthaften Messfehlern führt. Zur Berechnung der Dichte verfügt daher ein Hybridsystem an Tanks mit atmosphärischem Druck über einen einzelnen Drucksensor und an nicht frei belüfteten Tanks über zwei Drucksensoren.

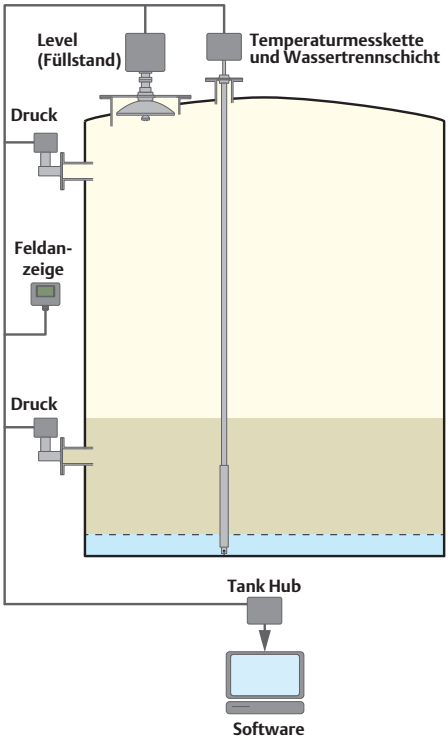


Abbildung 3.6: Hybrid-Tankmessung ist eine Kombination aus einem herkömmlichen Tankmesssystem und einem HTG-System.

Bei einem herkömmlichen hydrostatischen Tankmesssystem (HTG) gibt es einen zusätzlichen Drucksensor und kein Füllstandsmesssystem. Die Produktdichte im HTG-System wird ausschließlich aus der Dichte der P1- und P2-Sensoren berechnet. Die Dichte in diesem Bereich ist nicht für die Dichte des gesamten Tanks repräsentativ und der Wert ist daher normalerweise nicht für den eichamtlichen Verkehr verwendbar.

Bei einem Hybridsystem wird die Dichte unter Verwendung der Flüssigkeitssäulenhöhe über dem P1-Sensor berechnet, die durch das Füllstandsmesssystem geliefert wird. In diesem Fall erhalten wir einen viel genaueren Dichtewert, der die Gesamtdichte des Produktes darstellt.

Da die meisten Erdölprodukte traditionsgemäß auf Basis des Standardvolumens und nicht der Masse gehandelt werden, ist die Verwendung eines Hybridsystems (oder HTG-Systems) für die Massenmessung weltweit sehr begrenzt. Es gibt jedoch einige Ausnahmen, zum Beispiel China, das seit vielen Jahren den massenbasierten eichamtlichen Verkehr verwendet hat. Einige Installationen, vor allem für die Lagerung von speziellen chemischen Erdölprodukten, sind eine weitere Ausnahme, die aber auch allgemein eher selten sind.

Kapitel 3.6 liefert nicht nur spezifische Informationen über bewährte Verfahren für die Installation eines Hybridsystems, sondern zeigt auch, welche Genauigkeiten für Dichte und Masse zu erwarten sind. Alle Berechnungen in einem Hybridsystem und die erwartete Performance werden in Kapitel 8 behandelt.

3.1.4 Kapitel 7: Temperaturbestimmung

API MPMS Kapitel 7 wird nun überarbeitet, und ein wichtiger neuer Ansatz ist es, die verschiedenen Anwendungsfälle in vier Unterkapitel aufzuteilen. Die vorherige Ausgabe von Kapitel 7 enthielt viele verschiedene Temperaturmessfälle im selben Abschnitt. Dies war etwas verwirrend, sodass der neue Ansatz eine Verbesserung darstellt.

Bis heute ist nur Teil 7.3 fertiggestellt. Dieser Teil beschreibt Temperaturmessungen in Tanks für Bestandszwecke und den eichamtlichen Verkehr. Abschnitt 7.3 enthält viele wichtige Hinweise, wie eine ordnungsgemäße Installation durchzuführen ist, wie viele Sensoren für den Einsatz beim eichamtlichen Verkehr benötigt werden und welche Genauigkeit der einzelnen Temperaturelemente, elektronischen Umwandlungseinheiten usw. erforderlich ist.

Da die Genauigkeit eines modernen Füllstandsmessgeräts heute sehr hoch ist, ist es in vielen Fällen die Temperaturgenauigkeit, die die kritischste Messung darstellt, um eine hohe Genauigkeit für die Mengenbewertung zu erhalten. Die Bedeutung der Temperaturmessgenauigkeit ist in Kapitel 6 näher beschrieben.

3.2 ISO-Normen

Die International Organization for Standardization (ISO) hat ebenfalls eine Reihe von Normen für die Tankmessung entwickelt. In der Vergangenheit konnten diese Normen im Vergleich zu API-Normen ganz unterschiedlich sein. In den letzten 15 Jahren fand jedoch eine beträchtliche Harmonisierung zwischen API und ISO statt.

Dies resultierte in Normen mit sehr ähnlichem Inhalt. Infolgedessen wurde eine direktere Zusammenarbeit zwischen API und ISO beschlossen, was die Kosten für Normenentwicklung verringern würde.

Heute werden von ISO keine neuen Normen mehr für den Bereich von Tankmessungen veröffentlicht. Stattdessen nimmt ISO zusammen mit API an der Revision von Normen und an der Entwicklung neuer Normen teil. Es gibt jedoch einige API-Normen, die noch nicht fertig sind (ein Beispiel hierfür sind die verbleibenden Unterkapitel im API-Kapitel 7), und daher sind einige ISO-Normen weiterhin relevant.

Die ISO-Normen werden in diesem Leitfaden nicht ausführlich erörtert, aber die nachfolgende Liste zeigt die relevanten ISO-Normen für Tankmesszwecke:

- ISO 4266-1:2002 Petroleum and liquid petroleum products – Measurement of level and temperature in storage tanks by automatic methods – Part 1: (Erdöl- und flüssige Erdölprodukte – Messung von Füllstand und Temperatur in Lagertanks durch automatische Methoden – Teil 1:) Füllstandsmessung in Atmosphärentanks
- ISO 4266-2:2002 Petroleum and liquid petroleum products – Measurement of level and temperature in storage tanks by automatic methods – Part 2: (Erdöl- und flüssige Erdölprodukte – Messung von Füllstand und Temperatur in Lagertanks durch automatische Methoden – Teil 2:) Füllstandsmessung in Schiffen
- ISO 4266-3:2002 Petroleum and liquid petroleum products – Measurement of level and temperature in storage tanks by automatic methods – Part 3: (Erdöl- und flüssige Erdölprodukte – Messung von Füllstand und Temperatur in Lagertanks durch automatische Methoden – Teil 3:) Füllstandsmessung in Drucklagertanks (ungekühlt)

- **ISO 4266-4:2002** Petroleum and liquid petroleum products – Measurement of level and temperature in storage tanks by automatic methods – Part 4: (Erdöl- und flüssige Erdölprodukte – Messung von Füllstand und Temperatur in Lagertanks durch automatische Methoden – Teil 4:) Temperaturmessung in Atmosphärentanks
- **ISO 4266-5:2002** Petroleum and liquid petroleum products – Measurement of level and temperature in storage tanks by automatic methods – Part 5: (Erdöl- und flüssige Erdölprodukte – Messung von Füllstand und Temperatur in Lagertanks durch automatische Methoden – Teil 5:) Temperaturmessung in Schiffen
- **ISO 4266-6:2002** Petroleum and liquid petroleum products – Measurement of level and temperature in storage tanks by automatic methods – Part 6: (Erdöl- und flüssige Erdölprodukte – Messung von Füllstand und Temperatur in Lagertanks durch automatische Methoden – Teil 6:) Temperaturmessung in Drucklagertanks (ungekühlt)
- **ISO 15169:2003** Petroleum and liquid petroleum products – Determination of volume, density and mass of the hydrocarbon content of vertical cylindrical tanks by hybrid tank measurement systems (Erdöl- und flüssige Erdölprodukte – Bestimmung von Volumen, Dichte und Masse des Kohlenwasserstoffanteils vertikaler, zylindrischer Tanks durch Hybrid-Tankmesssysteme)

3.3 OIML

Das wichtigste Dokument von OIML, das Füllstandsmessgeräte betrifft, ist die Empfehlung R 85. Dieses Dokument legt die Anforderungen eines Füllstandmessgerätes fest, das für den gesetzlichen eichamtlichen Verkehr verwendet werden sollte, wie es auf eine Mustergenehmigung geprüft werden sollte und welche Verfahren befolgt werden sollten, um das Füllstandsmessgerät an einem Tank in Betrieb zu nehmen. Darüber hinaus beschreibt das Dokument eine geeignete Vorgehensweise, um zu überprüfen, ob das Füllstandsmessgerät im ordnungsgemäßen Zustand ist.

Die Anforderungen an das Füllstandsmessgerät, wenn es für den gesetzlichen eichamtlichen Verkehr verwendet wird, sind recht hoch, und heute gibt es sehr wenige Produkte, die diesen Anforderungen gerecht werden. Der Grund für die hohen Anforderungen ist, dass ein Füllstandsmessgerät im eichamtlichen Verkehr als Drittpartei zwischen einem Käufer und einem Verkäufer großer Mengen von Flüssigmassengut mit hohem wirtschaftlichen Wert auftritt. Das Messgerät ist bei dieser Transaktion neutral, und es gibt viele entsprechende Transaktionen in unserem Alltag, die ähnlich sind. Einige Beispiele, die wir für selbstverständlich halten, sind das Ergebnis einer Wägemaschine oder einer Benzinpumpe, wo wir das Ergebnis nicht in Frage stellen, wenn wir wissen, dass es von einer metrologischen Behörde zugelassen ist.

Außerdem kann das Ergebnis des Füllstandsmessgeräts häufig für die Bestimmung der Einfuhrsteuer verwendet werden, bei der die Regierung ein Interesse an einer Messung mit höchstmöglicher Präzision hat.

Die Genauigkeitsanforderungen in OIML R 85 für die Mustergenehmigung sind: Grenzwert für Messabweichungen (MPE) darf über dem vorgesehenen Betriebsbereich hinweg nicht größer als ± 1 mm (0,04 Zoll) sein. Darüber hinaus muss diese Anforderung über den vorgesehenen Temperaturbereich hinweg erfüllt werden, was die schwerste Anforderung sein kann, da sie hohe Anforderungen an die Temperaturstabilität sowohl mechanischer als auch elektronischer Komponenten stellt. Die Anforderungen für die installierte Genauigkeit sind: MPE darf nicht größer als ± 4 mm (0,16 Zoll) sein und dieser Wert enthält nicht nur Fehler vom Füllstandsmessgerät, sondern auch alle Fehler aus der Tankmechanik, der thermischen Belastung des Tanks usw.

OIML

Das International Organization of Legal Metrology (OIML) ist eine zwischenstaatliche Organisation, die 1955 gegründet wurde und in Paris ansässig ist. Sie fördert die globale Harmonisierung gesetzlicher Messverfahren, die die Grundlage für den internationalen Handel bilden und diesen erleichtern. Die Harmonisierung der gesetzlichen Messtechnik stellt sicher, dass die Zertifizierung von Messgeräten in einem Land mit der Zertifizierung in einem anderen Land kompatibel ist.

OIML hat Richtlinien entwickelt, um seine Mitglieder bei der Schaffung geeigneter Gesetze und Richtlinien für die Zertifizierung in Bezug auf Metrologie zu unterstützen. Sie arbeiten eng mit anderen internationalen Organisationen zusammen, um die Kompatibilität zwischen den Zertifizierungen zu gewährleisten. OIML ist nicht befugt, Lösungen für seine Mitglieder aufzuerlegen, aber ihre Empfehlungen werden oft als Teil nationaler Gesetze verwendet.

Die Vorgehensweise beim Prüfen eines Füllstandsmessgeräts gemäß R 85 beinhaltet auch zahlreiche Einflussfaktorprüfungen wie EMV, kurze Stromunterbrechungen, Stabilität in Kommunikationsverbindungen, Vorkehrungen für metrologische Versiegelung usw. Folglich kann ein Füllstandsmessgerät, das eine Mustergenehmigungsprüfung gemäß R 85 durchlaufen hat, für hochpräzise Messungen an Tanks eingesetzt werden. Es genügt jedoch nicht, die Mustergenehmigungsprüfungen zu bestehen, da das Füllstandsmessgerät auch den anwendbaren Genauigkeitsanforderungen entsprechen muss, d. h. die gesamte mechanische Anordnung am Tank muss in gutem Zustand sein. Letzteres liegt in der Regel in der Verantwortung des Tankeigentümers, in der Praxis ist der Hersteller des Füllstandsmessgeräts jedoch häufig an der Bereitstellung von Hinweisen und Empfehlungen für den Eigentümer beteiligt.

Bisher hat OIML keine Empfehlung über die Messung von Temperatur oder Dichte für gesetzliche eichamtliche Messzwecke veröffentlicht. Entsprechende ISO- und API-Normen sind daher derzeit die wichtigsten Dokumente in diesem Bereich. Auch sind die Anforderungen an die Gesamtvolumengenauigkeit in keiner OIML-Empfehlung definiert, obwohl Arbeitsgruppenaktivitäten diskutiert wurden.

3.4 Nationale Metrologie-Institute

Wie bereits erwähnt, sind weder ISO noch API als Prüflabore organisiert und haben daher keine Möglichkeit, ein Tankmesssystem gemäß den Anforderungen einer Norm zu prüfen. Da das Prüfverfahren in den meisten Normen nicht umfassend beschrieben ist, obliegt es dem Prüfinstitut als Experte auf diesem Gebiet, das Verfahren zu definieren. OIML hat zu ihrer Unterstützung ein detailliertes Prüfverfahren für OIML R 85 entwickelt, und es wird erwartet, dass dieses Verfahren von allen Instituten befolgt wird. Dies ist eine große Verbesserung im Vergleich zur Situation vor etwa 20 Jahren, als jedes Land ein eigenes Prüfverfahren hatte, das die geprüften Geräte in jedem Land teurer machte und auch die Anzahl der verfügbaren Modelle an Füllstandsmessgeräten reduzierte.

Das Verfahren zum Erhalt einer Zulassung in einem Land ist heute viel einfacher:

1. Verwenden Sie den Prüfbericht eines Prüfinstituts, das für die Prüfung gemäß OIML R 85 zugelassen ist. Dieser Bericht sollte einen Vermerk enthalten, dass die in R 85 festgelegten Anforderungen erfüllt sind.

⇩

2. Schicken Sie den Prüfbericht an das nationale Prüfinstitut in dem Land, in dem eine Zulassung erforderlich ist.

⇩

3. Das Prüfinstitut im Land, das der Zulassung unterliegt, kann Kommentare oder Fragen haben, und es kann notwendig sein, ein spezielles Zulassungsschild in der jeweiligen Landessprache zu entwerfen.

⇩

4. Nach der Durchführung des o. a. Verfahrens kann eine Zulassung ausgestellt werden.

Dieses Verfahren geht davon aus, dass das jeweilige Land OIML R 85 als Grundlage für ihre nationalen Anforderungen akzeptiert hat. Nicht alle Länder sind bereits Mitglieder von OIML. Es ist jedoch sehr selten, dass Länder OIML R 85 nicht akzeptieren oder Anforderungen stellen, die nicht mit R 85 übereinstimmen.

Einige OIML-Mitgliedsländer wurden für die Prüfung von Füllstandsmessgeräten gemäß der Empfehlung von R 85 zugelassen. Einige der wichtigsten sind unten erwähnt (in alphabetischer Reihenfolge):

3.4.1 Nederlands Meetinstituut (NMI)

NMi verfügt über langjährige Erfahrung in der Prüfung von Füllstandsmesssystemen, die für den eichamtlichen Verkehr verwendet werden, insbesondere servobasierte Füllstandsmessgeräte. Sie hielten den Vorsitz des Sekretariats für R 85 für viele Jahre inne. In den Niederlanden gibt es eine lange Tradition der Verwendung metrologischer, versiegelter Füllstandsmessgeräte.

3.4.2 Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB)

Deutschland hat auch eine lange Tradition der Verwendung von Füllstandsmesssystemen unter gesetzlicher messtechnischer Kontrolle. Die Zulassung der Ausrüstung wurde von der PTB vorgenommen. Vor einiger Zeit stellte Deutschland seine eigenen Anforderungen für Füllstandsmesssysteme, hat aber nun R 85 als nationale Anforderung angenommen. Deutschland stellte für viele Jahre auch nationale Anforderungen an das Temperaturmesssystem in einem Tankmesssystem. Überraschenderweise steht Deutschland damit allein da, obwohl die Temperatur ein sehr wichtiger Parameter bei der Beurteilung einer übertragenen Menge ist. Siehe Kapitel 6 und Beispiel 6.1 bzgl. des Einflusses der Temperatur auf Volumen- und Massebewertungen.

3.4.3 Technical Research Institute of Sweden (SP)

SP wurde auch für die Prüfung von Füllstandsmesssystemen gemäß OIML R 85 akkreditiert. Sie haben einen sehr guten Ruf für die Prüfung fortschrittlicher, radarbasierter Füllstandsmesssysteme und verwenden modernste Ausrüstung für die Prüfung dieser Art von Technologie. Die Gesamtunsicherheit in der verwendeten Prüfausrüstung beträgt weniger als 0,17 mm (0,0067 Zoll) über einen Messbereich von 30 m (98 ft).

3.4.4 Andere nationale Institute

Das *Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen (BEV)* in Österreich hielt in der Vergangenheit für mehrere Jahre den Vorsitz des Sekretariats für R 85 inne. Auch sie haben einige Prüfungen gemäß den Anforderungen von OIML R 85 durchgeführt.

Das *National Institute of Standards and Technology (NIST)* in den USA hat vor kurzem das Sekretariat für R 85 übernommen. Eichamtlicher Verkehr unter gesetzlicher, metrologischer Kontrolle ist in den USA derzeit noch nicht so bekannt. Mit API und vielen großen Ölunternehmen ist das Know-how in diesem Land jedoch groß. Die Tatsache, dass die oben genannten Institute Experten in metrologischen Fragen sind und oft nur über begrenzte Kenntnisse von Tankmesssystemen in der Praxis verfügen, hat manchmal Kritik an Dokumenten wie dem R 85 ausgelöst. Mit NIST als Vorsitz (und vielleicht mit Beteiligung von API) könnte dies wahrscheinlich überwunden werden.



4 Volumen- und Massenbewertung

Thema Seite

4.1 Volumenbewertung 28

4.1.1 Ermitteltes Gesamtvolumen (TOV) 28

4.1.2 Ermitteltes Bruttovolumen (GOV) 29

4.1.3 Standardbruttovolumen (GSV) 29

4.1.4 Standardnettovolumen (NSV) 31

4.2 Massebewertung 31

4.3 Mengenbewertung von verflüssigtem Erdgas 31

4. Volumen- und Massenbe-wertung

Messdaten aus einem Tankmesssystem spielen für den Betrieb von Raffinerien und Terminals in der Erdölindustrie eine wichtige Rolle. Je nach Art des Betriebs werden verschiedene Berechnungen durchgeführt, die in hohem Maße in der Branche standardisiert wurden.

4.1 Volumenbewertung

Die Berechnung der Volumina erfolgt zentral. Diese Vorgehensweise ist in Abbildung 4.1 unten beschrieben. Weitere Einzelheiten finden Sie in Abbildung 4.4.

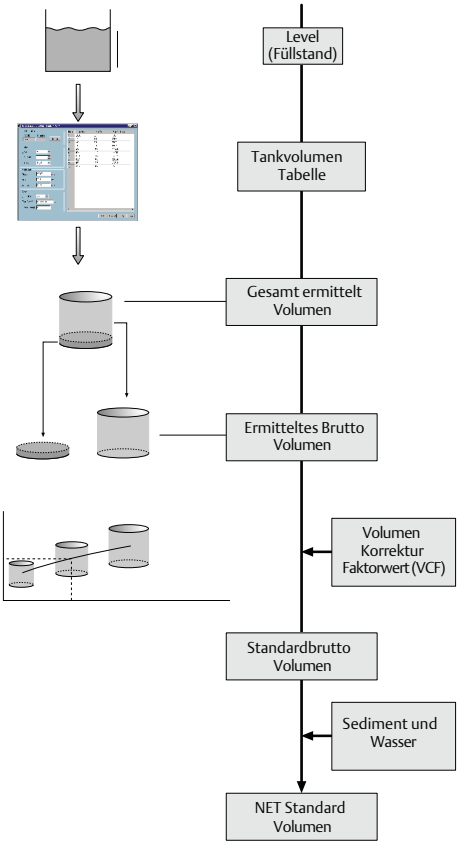


Abbildung 4.1: Flussdiagramm zur Volumenberechnung.

4.1.1 Ermitteltes Gesamtvolumen (TOV)

Der Messwert des Füllstandsmessgeräts ist ein Wert, der innerhalb der Füllstandsmessgeräts berechnet wird. Bei der Berechnung des Wertes können Korrekturen sowohl für Referenzhöhenänderungen aufgrund statischer mechanischer Beanspruchung als auch Temperaturexpansion/-kontraktion angewendet werden. Dieser korrigierte Füllstandswert wird in eine sogenannte Tankkapazitätstabelle (TCT) eingetragen, die auch als Stützpunkttabelle bezeichnet wird.
Die TCT wandelt den Füllstandswert in einen Volumenwert um, der normalerweise als „Ermitteltes Gesamtvolumen (TOV)“ bezeichnet wird. Da die TCT nur für bestimmte Temperaturen gilt, muss auch eine Korrektur angewendet werden, um die Expansion/Kontraktion der Tankwand aufgrund des Einflusses der Produkt- und Umgebungstemperatur zu berücksichtigen. API hat festgelegt, dass die Tankwandtemperatur für nicht isolierte Tanks wie folgt berechnet werden sollte:

$$T_{Tankwand} = \frac{7}{8} T_{Produkt} + \frac{1}{8} T_{Umgebung}$$

Die Messung der Umgebungstemperatur an einem Tank kann jedoch für jeden Tank eine teure Umgebungstemperatur-Messstation erfordern, sodass dieser Wert in vielen Fällen als fester Wert manuell eingegeben wird, da er das Endergebnis nicht besonders beeinflusst. Der Temperatureffekt der Flüssigkeit kann sich jedoch stark auf die TCT auswirken, insbesondere bei beheizten Produkten oder bei Tanks mit Umgebungstemperaturen, die sich erheblich von der Kalibriertemperatur der TCT unterscheiden.

Die Korrektur für eine TCT aufgrund der Temperatur eines zylindrischen Kohlenstoffstahltanks lautet:

$$VolumenTCT_{korrigiert} = VolumenTCT \times (1 + \Delta T \times 0{,}000022)$$

$$wobei\ \Delta T = T_{TCT\ Kalibriertemperatur} - T_{Tankwand}$$

Einige TCTs geben auch an, dass eine Korrektur aufgrund der Dichte angewendet werden sollte, d. h. dass die TCT nur für eine bestimmte Produktdichte gültig ist und eine andere Dichte aufgrund von mehr oder weniger mechanischer Belastung die Werte in

ENERGY STORAGE COMPANY
LPG-BEHÄLTER NR: 10
Nov 1994

Dip [mm]	Volumen [Liter]	Inkr. [l/mm]	Dip [mm]	Volumen [Liter]	Inkr. [l/mm]	Dip [mm]	Volumen [Liter]	Inkr. [l/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

Abbildung 4.2: Beispiel einer Tankkapazitätstabelle.

der TCT ändert. Diese Korrektur ist heute nicht mehr so häufig zu sehen. Ein modernes Tankmesssystem sollte jedoch die Möglichkeit dafür vorsehen.

Eine weitere Korrektur sollte für Schwimmdachtanks mit Beruhigungsrohr erfolgen. Bei einem Schwimmdachtank nimmt das Dach ein bestimmtes Volumen des Produkts ein und sollte deshalb vom TCT-Wert subtrahiert werden. Diese Korrektur ist abhängig vom Gewicht des Daches und der beobachteten Dichte des Produktes, wobei die beobachtete Dichte die tatsächliche Dichte des Produkts bei der Temperatur ist, bei der die Korrektur durchgeführt wird.

4.1.2 Ermitteltes Bruttovolumen (GOV)

Der nächste Berechnungsschritt ist das ermittelte Bruttovolumen, das die Subtraktion eines beliebigen freien Wasservolumens (FWV) von der Unterseite des Tanks beinhaltet. Der freie Wasserfüllstand wird entweder manuell von Hand oder automatisch mit einer Messsonde für freien Wasserfüllstand (FWL) gemessen, die mit dem Füllstandsmesssystem verbunden ist. Der Wert von dieser Sonde oder der manuell gemessene freie Wasserfüllstandswert wird in die TCT eingegeben und der FWV-Wert wird vom TOV subtrahiert.

4.1.3 Standardbruttovolumen (GSV)

Alle Flüssigkeiten auf Kohlenwasserstoffbasis verändern ihr physikalisches Volumen in Bezug auf ihre Temperatur. Die Angabe eines Volumenwertes ohne zugehörige Temperaturangabe ist wertlos. In der Erdölindustrie wird dieser Temperaturwert üblicherweise auf 15 °C (60 °F) standardisiert, wobei der Celsius-Wert gewöhnlich in Europa, Asien, Australien und Südamerika Anwendung findet. Die Fahrenheit-Skala wird in Nordamerika und oft auch für Rohöl im Nahen Osten eingesetzt.

Die Umwandlung des ermittelten Volumens in ein temperaturstandardisiertes Volumen erfolgt mittels eines definierten Umrechnungsfaktors, der in den API-Tabellen definiert ist.

Da Flüssigkeiten auf Kohlenwasserstoffbasis in der Erdölindustrie aus vielen Hunderten von verschiedenen einzelnen flüssigen Komponenten bestehen können, ist es schwierig oder unpraktisch, die volumetrische Expansion eines Produkts wie Rohöl oder Benzin auf der Grundlage der individuellen volumetrischen Expansion der enthaltenen flüssigen Komponenten zu bestimmen. Stattdessen ist ein vereinfachter Ansatz zu einem anerkannten Standard geworden. Dieser beruht auf der Tatsache, dass es eine Korrelation zwischen volumetrischer Expansion und Dichte gibt. Anstelle komplexer Untersuchungen aller einzelnen Kohlenwasserstoffkomponenten in einem Produkt wird nur die Dichte des Produktes berücksichtigt und daraus eine Schätzung der volumetrischen Expansion durch Temperatur abgeleitet. Diese Methode ist nicht 100 Prozent genau, aber solange alle Teilnehmer im Erdölgeschäft die gleiche Methode verwenden und der Preis eines Produkts auf dieser Schätzung beruht, könnte man argumentieren, dass die Genauigkeit dieser Schätzung akzeptabel ist.

Das ist das Wesentliche der API-Tabellen, die erstmals im Jahre 1952 eingeführt wurden. In der ersten Ausgabe gab es keine Unterscheidung zwischen Erdölprodukten. Rohöl wurde in gleicher Weise wie Benzin, Kerosin oder Heizöl behandelt. Im Jahr 1980 wurde eine neue Revision veröffentlicht, die eine Unterscheidung zwischen rohen und raffinierten Produkten machte und raffinierte Produkte auch nach Dichtebereich in vier verschiedene Untergruppen aufteilte. Die Tabellen aus dem Jahr 1952 basierten auf gedruckten Tabellen, die zugrundeliegenden

Algorithmen wurden nicht angegeben. Diese ersten Tabellen enthielten sogar Druckfehler und einige Werte wurden von Hand vor dem Drucken korrigiert. Die Übernahme dieser Tabellen in einen Computer wäre heute sicherlich nicht einfach.

Die Tabelle von 1980 enthielt einen Algorithmus, der in einem Computer effektiv hätte umgesetzt werden können. Die Auflösung der Tabelle war jedoch begrenzt. Diese Einschränkung war vor allem eine Folge der Tatsache, dass diese gedruckte Tabelle als Nachschlagetabelle verwendet werden sollte und auf die Auflösung in der Tabelle gerundete Werte eingegeben werden sollten. Die Tabellen könnten in einen Computer eingegeben werden, solange die Software die Eingabewerte auf die gleiche Auflösung wie in der gedruckten Tabelle auf- oder abrundet.

Mit der Einführung von Computern, die all diese Berechnungen vereinfachten, und neuen Messtechniken, deren Präzision über der Auflösung der gedruckten 1980-Tabellen lag, bestand ein Bedarf für Tabellen, die nur auf Algorithmen basierten und in denen keine Rundung der gemessenen Werte stattfand. Diese Tabellen wurden 2004 veröffentlicht und werden oft als die „2K-Tabellen“ bezeichnet. Sie verwenden die gleichen Algorithmen, die die Basis für die gedruckten 1980-Tabellen waren, erfordern aber keine Rundung der Eingabewerte. Mit verbesserten Messgeräten werden sie daher im Vergleich zu den 1980-Tabellen und mit besserer Präzision unterschiedliche Ergebnisse erzielen.

Alle oben beschriebenen Tabellen sind heute aus verschiedenen Gründen noch in Gebrauch. Einige Anwender verwenden die 1952-Tabellen als ihren Standard, da sie Öl-exportierenden Länder einige Vorteile verschaffen. Viele verwenden die 1980-Tabellen, weil sie noch keine Investition in neue Software gemacht haben, um die neuen 2004-Tabellen nutzen zu können. Käufer neuer Tankmesssysteme verlangen oftmals die neuen 2004-Tabellen. Ein Hersteller von Tankmesssystemen muss daher vorbereitet sein, sowohl die neuen als auch die alten API-Tabellen in die Tankmess-Berechnungssoftware zu implementieren, selbst dann, wenn die alten 1952-Tabellen etwas umständlich zu implementieren sind.

Ein Revisionswechsel ist schwieriger als es scheint. In einer Raffinerie könnte dies bedeuten, dass es eine erhebliche Änderung des Inventarwerts der Produkte geben wird, was aus der Buchhaltungssicht schwierig zu handhaben ist. Außerdem müssen alle Transferverträge und die Preisgestaltung für externe Kunden an die neue Revision angepasst werden.

Die Eingabewerte für die API-Tabellen sind die durchschnittliche Produkttemperatur und der Dichte- bzw. der Wärmeausdehnungskoeffizient.

Der in den API-Tabellen verwendete Dichtewert muss die Dichte bei der gleichen Temperatur sein wie die Referenztemperatur für die eigentliche Tabelle, z. B. der Dichtewert für Tabelle 54 sollte die Dichte bei 15 °C sein. In der Praxis wird dies durch manuelle Probennahme des Produktes auf dem Tank erreicht. Diese Proben werden dann im Labor entweder mit einem Glas-Aräometer oder einem elektronischen Dichtemessgerät. Die Messung umfasst auch die Messung der Produkttemperatur, und der entsprechende Dichtewert wird als „ermittelte Dichte“ bezeichnet (d. h. die Dichte bei der tatsächlichen Temperatur während der Messung). Um diesen Wert in der API-Tabelle verwenden zu können, sollte er in die Referenzdichte umgewandelt werden (unter Verwendung der gleichen Temperatur, auf die sich die Tabelle bezieht). Dies wird mit einer anderen API-Tabelle durchgeführt, die mit der Volumentabelle verknüpft ist, d. h. wenn Tabelle 54A verwendet wird, dann gibt es eine API-Tabelle mit der Bezeichnung 53A, die verwendet werden sollte, um die ermittelte Dichte in die Referenzdichte umzuwandeln. Das gleiche gilt für Tabelle 6A, B und C, für die es entsprechende API-Tabellen mit der Bezeichnung 5A, B und C gibt, die den Wert der spezifischen Dichte für die Nummer-6-Tabellen enthalten. In modernen Tankmesssystemen sind alle diese Berechnungen in der Regel verfügbar, d. h. der Anwender muss nur die ermittelte Dichte und die damit verbundene Produkttemperatur der Probe eingeben und das Tankmesssystem berechnet dann den Wert für die Referenzdichte, die für die VCF-Berechnung verwendet werden soll.

Da die Maßeinheiten weltweit unterschiedlich sind, werden die Tabellen auch in Tabellen mit Celsius-Temperatur und Dichte, Fahrenheit-Temperatur und API-Schwerkraft oder Celsius-Temperatur und spezifische Dichte (spezifisches Gewicht) unterteilt. Daher werden die Tabellen wie folgt bezeichnet:

- Tabelle 6A, Rohöl: Umrechnung mit 60 °F und spezifischer Dichte nach API
- Tabelle 6B, raffinierte Produkte: Umrechnung mit 60 °F und spezifischer Dichte nach API
- Tabelle 6C, Spezialprodukte: Umrechnung mit 60 °F und Wärmeausdehnungskoeffizienten

- Tabelle 54A, Rohöl: Umrechnung mit 15 °C und Dichte (bei 15 °C im Vakuum)
- Tabelle 54B, raffinierte Produkte: Umrechnung mit 15 °C und Dichte (bei 15 °C im Vakuum)
- Tabelle 54C, Spezialprodukte: Umrechnung mit 15 °C und Wärmeausdehnungskoeffizienten

Das Ergebnis der oben genannten API-Tabellen ist ein Wert, der als Volumenkorrekturfaktor (VCF) bezeichnet wird.

Der Standardbruttowert (GSV) wird ermittelt durch:

$$GSV = GOV \times VCF$$

Es sollte erwähnt werden, dass die oben genannten C-Tabellen für Spezialprodukte verwendet werden können, deren Wärmeausdehnungskoeffizient bekannt ist. Dies ist vor allem dort der Fall, wo nur eine oder wenige Kohlenwasserstoffkomponenten vorhanden sind. Die API-Tabellen werden auch manchmal (vor allem in einigen südamerikanischen Ländern) basierend auf der spezifischen Dichte (spezifisches Gewicht) und einer korrigierten Temperatur von 20 °C verwendet.

4.1.4 Standardnettovolumen (NSV)

Das Standardnettovolumen (NSV) ist das gleiche wie GSV, es sei denn, es gibt einen messbaren Gehalt an Basissediment und Schwebwasser (BS&W) im Produkt. Dies tritt häufig in Rohöl auf und wird in Laboren in Prozent gemessen. Deshalb wird das NSV wie folgt ermittelt:

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

4.2 Massebewertung

Standardisierte Volumina sind für eine Reihe von Vorgängen in der Mineralöl- und Terminalindustrie von entscheidender Bedeutung, z. B. für den eichamtlichen Verkehr, die Bestandsverwaltung usw. In den meisten Fällen basiert der Verkauf von Erdöl auf NSV. Es gibt aber auch ein paar Ausnahmen, bei denen der Massenwert in Transaktionen verwendet wird. China hat beispielsweise über mehrere Jahre hinweg den massenbasierten eichamtlichen Verkehr verwendet. Werden raffinierte Produkte über eine Wiegebrücke verkauft, wäre das naheliegendste, die Menge nach Masse zu verkaufen. LPG ist ein weiteres Beispiel, bei dem die Verkäufe oft auf Masse basieren und Massedurchflussmesser für die Messung verwendet werden.

Allerdings ist die Verlustkontrolle in der Regel der häufigste Anwendungsfall für die Massenmessung. Wenn wir uns eine Raffinerie vorstellen, die die Effizienz oder die damit verbundenen Verluste abschätzen will, stellt das Volumen keine Option dar. Der Grund dafür ist, dass bei der Messung des Produkteingangs als Volumen kein Vergleich zum Ausgangsvolumen der Anlage erfolgen kann, da der chemische Prozess die physikalische Zusammensetzung des Rohöls verändert. Theoretisch könnte man also mehr Volumen aus einer Raffinerie gewinnen, als ihr zugeführt wurde.

Bei der Masse verhält es sich anders, da der Ausgang und der Eingang gleich sind, sofern keine Verluste auftreten und kein zusätzliches Gewicht während des Prozesses hinzugefügt wird. Deshalb basiert Verlustkontrolle auf Masse und nicht auf Volumen.

Der Begriff „Masse“ sollte ebenfalls erklärt werden, da er definitionsgemäß das Gewicht im Vakuum (WiV) ist. In der Praxis wird diese Einheit selten verwendet. Der Begriff „Gewicht in Luft“ (WiA) ist da häufiger. WiA wird berechnet, indem man das Gewicht von 1 Kubikmeter Luft von WiV subtrahiert. Das Gewicht von 1 Kubikmeter Luft beträgt typischerweise 1,22 kg und wird bei der Berechnung verwendet. Dieser Wert sollte für den Betreiber programmierbar sein, da er je nach Land leicht abweichen kann.

4.3 Mengenbewertung von verflüssigtem Erdgas

Wie in Kapitel 3 erwähnt, basieren LPG-Transfers in der Regel auf Masse unter Verwendung von Massedurchflussmessern. Die Mengenbewertung als Volumen ist jedoch nicht ungewöhnlich, insbesondere für Bestandszwecke und in seltenen Fällen auch für den Transfer. Die Berechnung des LPG-Volumens ist jedoch problematisch, da die Berechnung von VCF mit den API-Tabellen nicht unterstützt wird. Der Grund dafür ist, dass der Dichtebereich für LPG-Produkte unterhalb dem Bereich moderner API-Tabellen liegt. Dies gilt für Tabellen ab 1980. Die sehr alten API-Tabellen von 1952 haben einen Dichtebereich, der mit LPG-Produkten verwendet werden könnte. Aussagen von Anwender haben gezeigt, dass es eine gängige Praxis ist, die alten 1952-Tabellen zu verwenden, obwohl sie nur als gedruckte Tabellen verfügbar sind (kein definierter Datenalgorithmus ist verfügbar) und einige Druckfehler enthalten. Das ist natürlich keine ideale Situation, aber da keine anderen API-Tabellen vorhanden sind, ist dies derzeit die einzige Option.

Es gibt auch einige spezielle Berechnungen für LPG-Produkte, da Tanks, die verflüssigte Gase enthalten, eine beträchtliche Menge an gasförmigem Produkt aufweisen können. Um das Gesamtproduktvolumen zu berechnen, muss das Tankmesssystem in der Lage sein, Produktvolumen und Masse sowohl im flüssigen als auch im gasförmigen Zustand bewerten zu können. Hierbei handelt es sich um die Berechnung des Dampf-Flüssigkeitsvolumen-Verhältnisses (VLVR), die eine Messung des Dampfdrucks im Tank erfordert. Aus diesem Grund sollte ein LPG-Füllstandmessgerät für die VLVR-Messung einen Drucksensor (oft integriert) besitzen.

Die VLVR-Berechnungsmethode wurde in einer vorläufigen ISO-Norm veröffentlicht, die noch nicht als endgültig anzusehen ist. Da jedoch die Berechnung auf allgemeiner Physik beruht, wurde die Methode in der Industrie als Standardmethode für die Berechnung von VLVR akzeptiert.

Ein Bestandskontrollsystem wie oben beschrieben kann die Gesamtvolumenbewertung auf der Grundlage des Tankflüssigkeitsfüllstands, der Volumentabellen, der Produkteigenschaften und der Druckmessung automatisch durchführen.

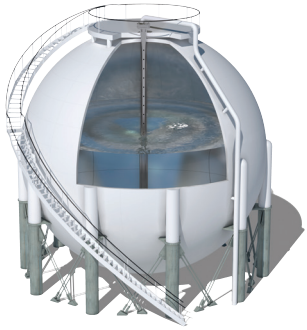


Abbildung 4.3: Ein Drucktank mit Produkt sowohl in flüssigem als auch gasförmigem Zustand.

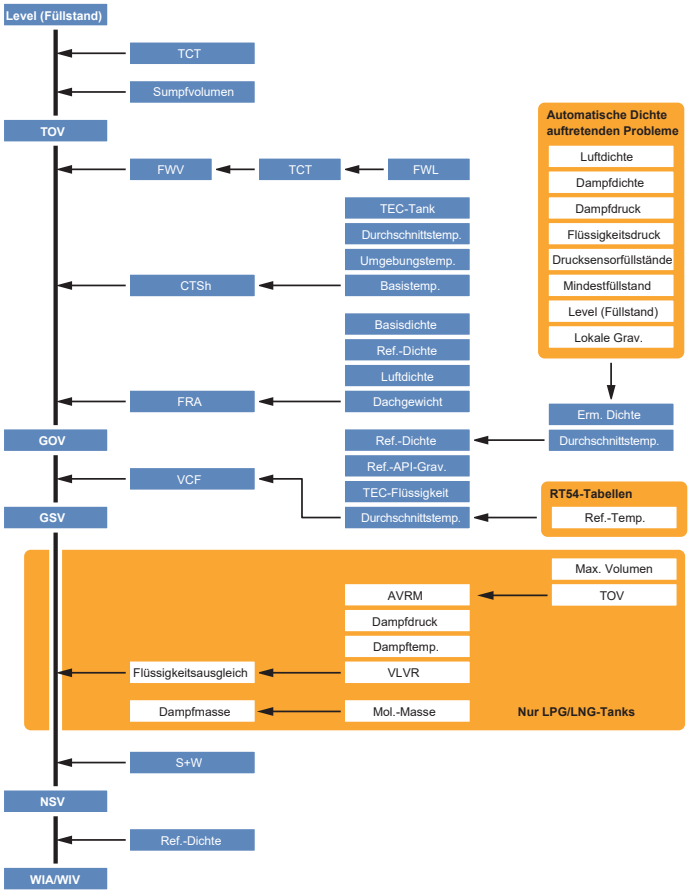


Abbildung 4.4: Flussdiagramm zur detaillierten Volumenberechnung.



5 Messgenauigkeiten und-unsicherheiten

Thema Seite

5.1 Unsicherheiten in Tankmess-systemen 35

5.2 ATG-System im Vergleich zum Durchflussmesssystem 37

5.3 Füllstandsmessgeräte für Prozess-anwendungen im Vergleich zu Lagertank-Füllstandsmessgeräten 38

5.3.1 Systemarchitektur 38

5.3.2 Genauigkeitserklärung 38

5.3.3 Erwartungen an die Lebensdauer 39

5.3.4 Installation 39

5.3.5 Installation an Beruhigungsrohren 40

5. Messgenauigkeiten und -unsicherheiten

Der Begriff „Genauigkeit“ wird in den meisten Verkaufsdokumenten von Füllstandsmessgerät-Herstellern verwendet. Die Definition der Genauigkeit ist jedoch etwas unklar, es sei denn, der Hersteller hat sie tatsächlich angegeben. Es sollte auch erwähnt werden, dass dieser Begriff in präziseren Dokumenten wie dem OIML R 85 nicht verwendet wird bzw. nicht definiert ist. Kunden fragen sich: Gilt dieser Genauigkeitswert auch, wenn das Füllstandsmessgerät auf einem Tank installiert ist? Werden alle Arten von Parametern (Temperatur, Druck, EMV, Alterung usw.) berücksichtigt, die den Betrieb des Füllstandsmessgeräts beeinflussen können, und bedeutet der Wert, dass kein Füllstandsmessgerät jemals einen Fehler aufweisen wird, der größer als die angegebene Genauigkeit ist?

Der Grund für die Verwendung des Wortes „Genauigkeit“ ist wahrscheinlich historisch bedingt. Da die Interpretation variiert, könnte davon ausgegangen werden, dass dies auch von einigen Herstellern beabsichtigt ist. Mit Hinblick auf die oben aufgeführten Fragen sollte Folgendes berücksichtigt werden:

Gilt dieser Genauigkeitswert auch, wenn das Füllstandsmesssgerät auf einem Tank installiert ist?

Ein verantwortungsbewusster Lieferant von Tankmesssystemen wird eindeutig angeben, dass der Wert auf die sogenannten *Referenzbedingungen* zutrifft. Der Lieferant sollte auch bereit sein, dem Kunden zu zeigen, wie diese Referenzbedingungen aussehen. Mit anderen Worten: Der Anwender sollte ein Dokument vom Lieferanten erhalten, das die Bedingungen angibt, unter denen die Genauigkeitserklärung entstanden ist. Der Mess- und der Temperaturbereich sollten erwähnt werden und es sollte eine Unsicherheitsberechnung der Genauigkeit des Referenzmesssystems usw. angeführt sein.

Ein verantwortungsbewusster Lieferant kann die installierte Genauigkeit nicht garantieren, da dies bedeuten würde, dass die Fähigkeiten der Personen, die die vergleichende Handmessung durchführen, alle Arten von Bedingungen, die am Tank auftreten können, sowie die mechanische Stabilität und die Art der Installation für jeden Tank garantiert werden würden. Es ist unmöglich, all diese Dinge zu garantieren, ohne eine zeitraubende Untersuchung durchzuführen, für die in den meisten Situationen weder Zeit noch Ressourcen zur Verfügung stehen. Ein Verkäufer, der solche Garantien gibt, ohne etwas über die Tanks oder den Tankbetrieb zu wissen, sollte einem zu denken geben.

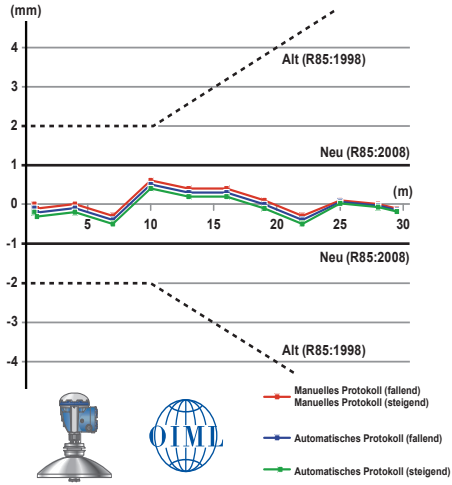


Abbildung 5.1: Diagramm zeigt Anforderungen für OIML-Füllstandsgenauigkeit mit Hochleistungs-Radarmessgerät.

Meist werden Tankmesssysteme zu einem ganz bestimmten Zweck gekauft, wie z. B. „Das System sollte für den gesetzlichen eichamtlichen Verkehr verwendet werden“. Dies bedeutet, dass es nicht nur die Anforderungen an die Genauigkeit unter *Referenzbedingungen* erfüllen muss, sondern auch die Systemanforderungen, wenn es auf einem Tank installiert wird. Das könnte bedeuten, dass der Anwender berechnen muss, wie viel es kostet, Modifikationen am Tank vorzunehmen, damit die Erklärung für die installierte Genauigkeit erfüllt wird. Die Erfahrung und die Hilfe eines Herstellers können bei diesem Verfahren von großem Wert für den Anwender sein. Ein Lieferant von Tankmesssystemen kann Erfahrung mit mehr als 100 000 Tank-Installationen sowie einen entsprechenden Ruf haben, was alles auf einfache Weise vom Anwender überprüft werden kann. In dieser Hinsicht ist es eine gute Idee für den Kunden, Referenzen anderer Anwender, die Tankmesssysteme mit hohen Anforderungen installiert haben, zu prüfen.

Kann der Genauigkeitswert auf alle Arten von Einflüssen (Temperatur, Druck, EMV, Alterung usw.) angewandt werden, die während des Betriebs eines Füllstandsmessgeräts möglicherweise auftreten?

Ein Füllstandsmessgerät, das in der Regel hervorragende Leistungsmerkmale aufweist, aber schlecht funktioniert, wenn ein Anwender sein Walkie-Talkie einschaltet oder es ein sehr warmer Sommertag ist, ist kein nützliches Gerät für den Anwender. Ein Kunde kann die Eignung des Tankmesssystems für einen bestimmten Zweck auf einfache Weise feststellen, indem er überprüft, ob das System gemäß OIML R85 zugelassen ist. Der Kunde sollte außerdem prüfen, ob das System gemäß der neuesten Revision von R 85 (derzeit aus dem Jahre 2008) zugelassen ist. Ein seriöser Lieferant sollte auch bereit sein, dem Kunden eine Kopie des R-85-Prüfberichtes auszuhändigen, wenn dies vom Kunden gewünscht wird. OIML R 85, 2008 ist wahrscheinlich die beste Garantie für einen Anwender mit diesen Fragen, mit Ausnahme von Fragen zur Alterung.

Die Alterung von Tankmesssystemen ist von großer Bedeutung, da diese Systeme eine Lebensdauer von 15–20 Jahren oder mehr erreichen können. Die Umgebungsbedingungen in einer Raffinerie oder einem Tankterminal sind häufig rau, mit hohem Salz- und Schwefelgehalt in der Luft, Lösungsmitteln, die Gummi oder Kunststoffe angreifen, und UV-Strahlung, die Farbe und Kunststoffe zersetzt. Referenzen anderer Installationen sind die beste Möglichkeit sicherzustellen, dass ein System mit langer Lebensdauer ausgewählt wurde.

Da die Lebensdauer eines Tankmesssystems lang ist, ist auch die Ersatzteilverfügbarkeit wichtig. Ersatzteile von Drittanbietern können die Leistungsmerkmale des Systems beeinträchtigen und sollten vermieden werden. Der Lieferant sollte auch seine Richtlinien für die Lebensdauer von Ersatzteilen offenlegen.

Bedeutet der Genauigkeitswert, dass keines der Füllstandsmessgeräte jemals einen Fehler größer als den Genauigkeitswert anzeigt?

Der Genauigkeitswert kann auch eine *typische Genauigkeit* sein, was bedeutet, dass der Wert eine statistische Verteilung (z. B. Gaußsche) aufweist, wobei einige Einheiten möglicherweise innerhalb und einige außerhalb des Wertebereichs liegen. In diesem Fall könnte das Wort „Genauigkeit“ mit *Unsicherheit* ersetzt werden, was ein geeigneterer Begriff für eine statistische Methode ist, die Leistungsmerkmale auszudrücken. Wenn statistische Mittel verwendet werden, um Leistungsmerkmale auszudrücken, ist es auch wichtig, das Konfidenzintervall für den Wert zu definieren, d. h. das Sigma (σ), wobei normalerweise 2 Sigma oder 3 Sigma verwendet werden.

Hersteller, die jedes Füllstandsmessgerät einzeln vor der Auslieferung testen, können mit Gewissheit sagen, dass der Genauigkeitswert die maximale Abweichung ist, die das Gerät während der Endprüfung zeigt. Dieser Wert ist dann ein Zulassungskriterium in der Fertigung. Die Anforderungen für den gesetzlichen eichamtlichen Verkehr werden in OIML R 85, 2008 wie folgt angegeben: Grenzwert für Messwertabweichungen (MPE) ± 1 mm (0,04 Zoll). Wenn jede ausgelieferte Einheit auf dieses Kriterium geprüft wird, dann bedeutet der Genauigkeitswert, dass alle Einheiten innerhalb dieses angegebenen Wertes liegen.

Bei der Festlegung des Genauigkeitswerts ist es auch wichtig, die Unsicherheit im Referenzmesssystem zu kennen. Als messtechnische Faustregel gilt, dass die Unsicherheit der Referenz mindestens dreimal besser als der von ihr zu überprüfende Wert sein sollte. Zur Überprüfung einer angegebenen Genauigkeit von 0,5 mm (0,02 Zoll) würde dann eine Referenz-Unsicherheit im Bereich von 0,17 mm (0,0067 Zoll) notwendig sein, die sehr hohe Anforderungen an das Referenzmesssystem stellt und gewöhnlich eine teure Ausrüstung mit beispielsweise Tracking-Laser erfordert.

5.1 Unsicherheiten in Tankmesssystemen

Der nachfolgenden Abschnitt versucht, ein besseres Verständnis zu vermitteln, welche Unsicherheiten in einem Tankmesssystem erzielt werden können.

Ein modernes Radar-Füllstandsmessgerät bietet eine inhärente Genauigkeit (Genauigkeit bei Referenzbedingungen) des maximalen Fehlers von ± 0,5 mm (0,02 Zoll). Über den gesamten Temperaturbereich (-40 °C bis 85 °C) sollte der maximale Fehler innerhalb von ± 1 mm (0,04 Zoll) liegen. Die installierte Unsicherheit am Tank liegt schätzungsweise im Bereich von:

Füllstandsunsicherheit (installiert) = 2 mm

Hier wird davon ausgegangen, dass ein Hochleistungs-Füllstandsmessgerät für den eichamtlichen Verkehr mit bewährten Leistungsmerkmalen verwendet wird. Die Installationsmethode ist wichtig: Das installierte Füllstandsmessgerät muss fest am mechanisch stabilsten Punkt des Tanks installiert sein. Dies wird in der Regel durch die Installation des Füllstandsmessgeräts auf einem Beruhigungsrohr erreicht, das entweder mechanisch am Tankboden oder in der unteren Ecke zwischen Tankwand und Tankboden befestigt ist. Weitere Installationsrichtlinien siehe API Kap. 3.1B. Um die installierte Genauigkeit von 2 mm zu erreichen, können bestimmte Korrekturen erforderlich sein, wie z. B. die Korrektur der Wärmeausdehnung des Beruhigungsrohrs usw. Solche Korrekturen sollten bei diesen Typen von Füllstandmessgeräten vorhanden sein.

Es könnte problematisch sein, die Unsicherheit in diesem Bereich per Handmessung zu überprüfen. Es erfordert eine sehr erfahrene Person, um Handmessungen mit einer Unsicherheit im Bereich von 1 mm (0,02 Zoll) oder weniger durchzuführen. Einige metrologische Behörden behaupten, dass dies möglich sei. Es ist jedoch klar, dass dies keine alltägliche Praxis ist und nur unter sehr gut kontrollierten Bedingungen durchgeführt werden kann.

Füllstandsunsicherheiten bei Transfers werden durch die Tatsache beeinflusst, dass der eichamtliche Verkehr eine Differenzmessung ist, d. h. es wird die Differenz im Füllstand am Anfang und am Ende des Transfers gemessen. Einige Arten von Fehlern heben sich dabei in einem zylindrischen Tank auf, z. B. ein Offsetfehler des Füllstandsmessgeräts wird vor und nach dem Transfer gleich sein und hat anschließend keinen (oder nur einen sehr geringen) Einfluss auf den

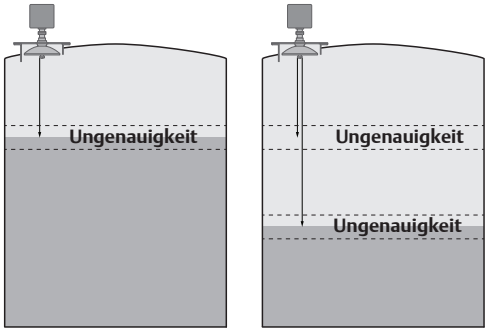


Abbildung 5.2: Unsicherheit bei Batch-Messungen könnten durch Korrektur des Offsetfehlers reduziert werden.

übertragenen Batch.

Unsicherheit in durchschnittlicher Produkttemperatur: 0,3 °C

In den meisten Fällen ist zum Erreichen einer installierten Genauigkeit von 0,3 °C eine Temperaturmesskette mit Widerstandsthermometerelementen an unterschiedlichen Höhen im Produkt erforderlich. Eine stabile elektronische Temperaturumwandlungseinheit wandelt den Widerstandswert in ein digitales Format um. Die Elektronik sollte so konzipiert sein, dass sie bei tatsächlichen Umgebungstemperaturbedingungen die volle Genauigkeit erreicht.

Messunsicherheit bei der Dichtemessung: 0,5–1,5 kg/m³

Genauigkeitswerte für manuelle Dichtemessungen liegen oftmals im Bereich von 0,5 kg/m³. Die tatsächliche Genauigkeit von Labormessungen ist besser, jedoch können die Handhabung der Probe auf dem Tankdach und wie gut die Probe das Produkt widerspiegelt zusätzliche Fehler bedeuten.

Bei automatischen Messungen mit Hybridsystemen (siehe Kapitel 8) wird die Genauigkeit meistens durch die Präzision des Druckmessumformers bestimmt. Die Genauigkeit variiert auch mit dem Flüssigkeitsfüllstand im Tank, d. h. bei niedrigeren Füllständen nimmt die Genauigkeit ab, da die Offset-Abweichung im Druckmessumformer den Messwert stärker beeinflusst als bei hohen Flüssigkeitsständen. Typische Genauigkeitswerte, die mit herkömmlichen Druckmessumformern erzielbar sind, liegen bei 3 Metern Flüssigkeitsfüllstand bei etwa 1,5 kg/m³ (mit besseren Ergebnissen bei höheren Füllständen).

Die Hauptauswirkung der Dichte auf die Transfer-Berechnungen zeigt sich, wenn API-Tabellen zur Berechnung des Volumenkorrekturfaktors (VCF) und des standardisierten Volumens verwendet werden. Allerdings sind die API-Tabellen nicht sehr empfindlich auf Dichteschwankungen. In den meisten Bereichen der API-Tabelle kann die Dichte um etwa 7 kg/m³ ohne sichtbare Veränderung in der letzten Dezimalstelle des VCF-Werts variiert werden. In dem in Tabelle 5.1 gezeigten Beispiel kann die Dichte im Bereich von 739,4 bis 746,9 kg/m³ variieren, ohne den VCF-Wert zu beeinflussen.

Unsicherheit in der Tankkapazitätstabelle: 0,01–0,10 %

Die Präzision in der Tankkapazitätstabelle (TCT) variiert in Bezug auf unterschiedliche Kalibrierverfahren

Dichte bei 15 °C (kg/m³)	739,0	739,4	741,3	742,0	742,8	745,0	745,8	746,5	746,9	747,2
Ungenauigkeit (% Messwert)	-0,80	-0,75	-0,50	-0,40	-0,30	0,00	0,10	0,20	0,25	0,30
VCF Berechnet	0,9938	0,9939	0,9939	0,9939	0,9939	0,9939	0,9939	0,9939	0,9939	0,9940

Tabelle 5.1: Dichtevariation beeinflusst den Volumenkorrekturfaktor nicht in hohem Maße.

und der seit der letzten Kalibrierung vergangenen Zeit. Alte Kalibriermethoden geben oft eine Unsicherheit von 0,10 % in der TCT an. Neueste auf EODR (elektrooptische Entfernungsmessung) basierende Kalibriermethoden haben jedoch Minimalwerte von 0,01 % bis 0,02 % ergeben.

Die Tatsache, dass der eichamtliche Verkehr eine Differenzmessung ist, wirkt sich auch auf die Unsicherheit im TCT aus, und die Fehler werden bis zu einem gewissen Grad aufgehoben. Besonders bei kleinen Transfers kann dieser Aufhebungseffekt einen großen Einfluss haben und die Unsicherheit kann besser als die obigen Werte sein. Außerdem hat ein Offsetfehler aufgrund von Schwierigkeiten bei der Schätzung des Bodenvolumens dabei keinen (oder einen sehr geringen) Einfluss auf den übertragenen Batch, da dieser Teil des Tanks nicht für Transfers verwendet werden sollte.

Wie sehen also die oben genannten Unsicherheiten aus, wenn es um standardisierte(s) Volumen und Masse geht? Zur Beantwortung dieser Frage müssen alle oben genannten Unsicherheiten bei der Berechnung eines Wertes berücksichtigt werden. Diese Problematik wurde in OIML R 85 für mehrere Jahre diskutiert, jedoch wurde bisher kein Dokument veröffentlicht und auch keine Arbeitsgemeinschaft gebildet. Der Wert, der als Voraussetzung für den eichamtlichen Verkehr erörtert wurde, liegt im Bereich von 0,5 % und basiert auf der Masse. Dies ist auch ein Wert, den einige metrologische Behörden heute verwenden, wenn sie den massenbasierten eichamtlichen Verkehr verwenden. Die Zukunft wird zeigen, welche Anforderungen in den anstehenden Normen festgelegt werden.

5.2 ATG-System im Vergleich zum Durchflussmesssystem

Ein Lieferant für Tankmessgeräte wird oft gefragt: „Wie genau ist ein Tankmesssystem im Vergleich zu einem auf einem Durchflussmesser basierenden System bei Transfers?“ Diese Frage könnte wie folgt beantwortet werden: „Dies ist vom tatsächlichen Transfer abhängig“. Eine grundlegende Tatsache wird in Abbildung 5.3 unten dargestellt:

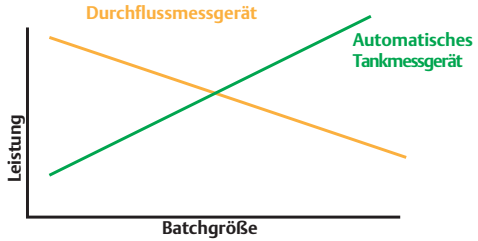


Abbildung 5.3: ATG-Systeme bieten bei der Handhabung großer Batches bessere Leistungsmerkmale als Durchflussmesssysteme und umgekehrt.

Abbildung 5.3 zeigt, dass im Allgemeinen ein automatisches Tankmesssystem (ATG) beim Transfer großer Batches überlegen und ein Durchflussmesssystem bei kleineren Batches überlegen ist. Am Schnittpunkt der beiden Kurven gibt es Abweichungen durch unterschiedliche Tanks, und die Form des Tanks kann ebenfalls einen Einfluss haben. Es gibt jedoch viele andere Faktoren, die auch die Leistungsmerkmale beeinflussen können. Im Allgemeinen lässt sich Folgendes sagen:

Die Leistung von ATGs ist nicht so gut, wenn:

- Batches klein sind
- Tankkapazitätstabelle veraltet ist oder schlechte Stützpunkte aufweist
- Tanks verformt oder mechanisch instabil sind

Die Leistung der Messgeräte ist nicht so gut, wenn:

- Batches groß sind
- Produkt abrasives Material, Sand usw. enthält, das mechanische Teile beschädigt
- Produkt viskos ist (Bitumen, Schmieröl, wachsartiges Rohöl usw.)
- Nicht genügend geeignete Messgeräte-Kalibriereinrichtungen zur Verfügung stehen

Besonders der letzte Punkt sollte Beachtung finden. Das Kalibrieren eines ATG-Systems ist normalerweise sehr einfach und kostengünstig, insbesondere im Vergleich zu Messgeräten, die eine umfangreiche und teure Ausrüstung benötigen.

Ebenfalls sollte in Betracht gezogen werden, dass ein ATG-System normalerweise auch für andere Zwecke erforderlich ist, wie z. B.:

- Betriebssteuerung
- Bestandskontrolle
- Massenbilanz und Verlustkontrolle
- Eine unabhängige Ebene mit Überfüllsicherung und Leckalarm

Wenn wir davon ausgehen, dass immer ein ATG-System für die oben genannten Zwecke installiert sein muss, können auch die zusätzlichen Kosten für die Verwendung des ATG-Systems für den eichamtlichen Verkehr geschätzt werden. Der Preis eines ATG-Systems für den eichamtlichen Verkehr liegt etwas höher als für ein System mit geringerer Leistung. Die Lebensdauer eines ATG-Systems ist mit durchschnittlich 15 bis 20 Jahren jedoch sehr hoch. In dieser Zeitspanne sind die

zusätzlichen Investitionen in leistungsfähigere Geräte vernachlässigbar. Das Überwachungsverfahren für die Leistungsmerkmale (nachfolgende Verifizierung) nach erfolgter Installation auf einem Tank beschränkt sich lediglich auf einige Stunden pro Jahr und wird von einem unabhängigen Anbieter durchgeführt. Die Gesamtsumme der zusätzlichen Kosten für ein ATG-System für den zertifizierten eichamtlichen Verkehr kann daher als gering eingeschätzt werden.

Der Status der Tankkapazitätstabelle sollte ebenfalls berücksichtigt werden. Es lohnt sich, einen alten Tank gemäß neuen modernen Methoden neu zu kalibrieren, besonders dann, wenn die Kalibrierung bereits sehr lange her ist. Die Kosten für eine Neukalibrierung sind möglicherweise nicht so hoch, wenn man berücksichtigt, dass Messfehler, die auf das Produktvolumen zurückzuführen sind, während eines einzigen Befüllungs- bzw. Entleerungsvorgangs auftreten können.

Viele Anwender verwenden sowohl ein ATG-System als auch ein Durchflussmesssystem für Produkttransfers. Sie können dann das Ergebnis beider Technologien vergleichen und die Ursache im Falle einer zu großen Differenz untersuchen.

5.3 Füllstandsmessgeräte für Prozessanwendungen im Vergleich zu Lagertank-Füllstandsmessgeräten

Es kann für Anwender verlockend sein, sich für ein radarbasiertes Füllstandsmessgerät für Prozessanwendungen in einer Tankmessanwendung zu entscheiden, da die Kosten hierfür meist niedriger sind (siehe Kapitel 2). In diesem Fall gibt es eine Reihe wichtiger Faktoren zu beachten, die in den folgenden Abschnitten dargelegt werden.

5.3.1 Systemarchitektur

Die meisten Füllstandsmessgeräte für Prozessanwendungen sind so konzipiert, dass sie nur Füllstandsinformationen an ein Prozessleitsystem übertragen und über keine speziellen ATG-Funktionen verfügen. Eine solche Funktion könnte eine integrierte Durchschnittstemperaturmessung sein, die den Füllstand im Tank berücksichtigt, Korrekturalgorithmen für die Tankwandausdehnung, Temperaturkorrektur von Tankkapazitätstabellen usw. Außerdem verwenden die meisten Prozess-Füllstandmessgeräte eine 4–20-mA-Stromschleife, deren Auflösung für Tankmesszwecke zu gering ist, und dem Gerät fehlen möglicherweise Kommunikationsmöglichkeiten für einen effizienteren oder fortschrittlicheren digitalen Bus. Einige Tankmesssysteme haben auch die Möglichkeit, mit der vorhandenen Verkabelung von alten mechanischen Füllstandmessgeräten umzugehen, und können oft mit diesen koexistieren, indem sie die alten Füllstandmessgeräte emulieren. Softwarefunktionen für komplexe Standardvolumen- und Massenberechnungen sind ebenfalls erforderlich. Diese sind in der Regel nicht in standardmäßigen SPS- oder Prozessleitsystemen verfügbar.

5.3.2 Genauigkeitserklärung

Ein Prozessfüllstandsmessgerät ist oft optimiert, um schwierige Betriebsbedingungen wie turbulente Flüssigkeiten, Produktschaum, hohen Druck und Temperatur zu bewältigen. Die Genauigkeit steht unter diesen Bedingungen nicht im Vordergrund. Trotzdem werden möglicherweise Genauigkeitserklärungen wie „3 mm Genauigkeit unter Referenzbedingungen“ für ein Füllstandsmessgerät für Prozessanwendungen veröffentlicht. Dies kann unter Referenzbedingungen wahr sein. Bei einer Tankmessung ist es jedoch notwendig zu wissen, wie groß der Temperatureinfluss ist. Typischerweise gibt es eine sehr große Diskrepanz im Vergleich zu einem Füllstandsmessgerät für

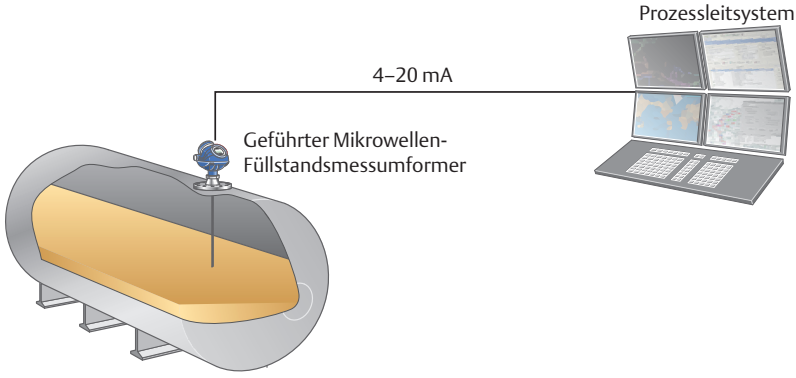


Abbildung 5.4: Typische Architektur eines Füllstandsmessumformers für Prozessanwendungen.

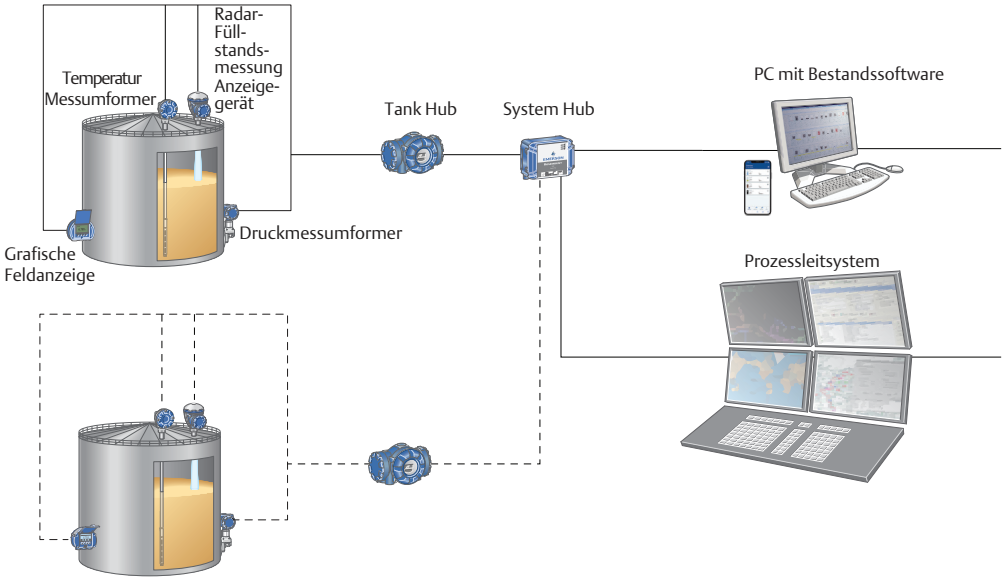


Abbildung 5.5: Typische Systemarchitektur zur Tankmessung.

Tankanwendungen, das bei Zulassung gemäß OIML R 85 nicht mehr als 1 mm (0,02 Zoll) im gesamten Umgebungstemperaturbereich variieren darf. Werden die Erklärungen (wenn überhaupt vom Hersteller angegeben) über den Temperatureinfluss auf ein Füllstandsmessgerät für Prozessanwendungen geprüft, so liegen typische Genauigkeitsangaben im Bereich von 20 mm (0,8 Zoll) oder mehr über dem vorgesehenen Umgebungstemperaturbereich. Diese Temperaturabhängigkeit macht das Füllstandsmessgerät für Prozessanwendungen in einer Tankmessanwendung oft unbrauchbar. Bereits ein Temperaturunterschied zwischen Tag und Nacht kann genug sein, um einen Anwender zu verunsichern, da dies den Eindruck vermitteln könnte, dass eine Leckage in einem nicht aktiven Lagertank aufgetreten ist. Bestandsschätzungen können erheblich mit dem Wetter variieren, und Massenbilanz und Verlustkontrolle können ungenau sein.

Der Unterschied beim Temperatureinfluss zwischen einem typischen Füllstandsmessgerät für Prozessanwendungen und einem ATG ist auf die eingesetzte Technik zurückzuführen. Ein ATG-Füllstandsmessgerät basiert in der Regel auf der FMCW-Technologie, die einfacher im Design und widerstandsfähiger gegen Temperatureinflüsse ist, verglichen mit einem Impuls-Füllstandsmessgerät für Prozessanwendungen (auch Laufzeitmessung genannt), bei dem es schwierig ist, die Zeitschaltkreistemperatur stabil zu halten.

5.3.3 Erwartungen an die Lebensdauer

Die Lebensdauer eines Tankmesssystems liegt oft im Bereich von 20 Jahren oder sogar mehr, was bei einem Füllstandsmessgerät für Prozessanwendungen nur selten der Fall ist. Während dieser Zeit müssen Ersatzteile zur Verfügung stehen, um die Wartung ohne ernsthafte Betriebsstörungen zu sichern. Die niedrigeren Kosten und die einfache 4–20-mA-Anbindung an ein Prozessleitsystem, die von einem Füllstandsmessgerät für Prozessanwendungen verwendet wird, könnten darauf schließen lassen, dass lediglich ein kompletter Austausch der Füllstandsmesseinheit erforderlich ist. Hierbei könnte es nützlich sein, die Richtlinien des Herstellers zur Lebensdauer zu prüfen.

5.3.4 Installation

Ein Füllstandsmessgerät für Prozessanwendungen ist oft für die Installation auf kleineren Schiffen mit engen Öffnungen ausgelegt, die ein typisches ATG-Füllstandsmessgerät häufig ausschließen würden. ATG-Füllstandsmessgeräte, die auf Radar basieren, verfügen oft über größere Antennenöffnungen, um die Installation auf vorhandenen Mannlöchern von Lagertanks zu ermöglichen. Diese befinden sich oft in der Nähe der Tankwand, da dieser Abschnitt als ein recht stabiler Einbaupunkt gilt. Die größere Antennenöffnung eines ATG-Füllstandsmessgeräts

ermöglicht eine Installation in der Nähe der Tankwand ohne Leistungsverlust, der aus störenden Radarechos von der Tankwand resultiert. Bei einer zu kleinen Antenne würde in diesem Fall die installierte Genauigkeit durch die störenden Echos beeinträchtigt. Es ist möglich, die Frequenz des Radarsignals in gewissem Ausmaß zu erhöhen, um eine höhere Richtcharakteristik des ausgesendeten Radarstrahls zu erhalten und dadurch einen Einfluss der Tankwand zu vermeiden. Bei höheren Frequenzen gibt es jedoch andere Nachteile, und da die Größe der Tanköffnungen bei Lagertanks nur selten kritisch ist, bieten sie in den meisten Fällen keine Vorteile.

5.3.5 Installation an Beruhigungsrohren

Bei ATG-Anwendungen ist es üblich, dass das Füllstandsmessgerät auf einem Beruhigungsrohr montiert wird. Der Grund dafür ist, dass ein Beruhigungsrohr, das korrekt am Tankboden oder im unteren Teil der Tankwand installiert ist, ein sehr stabiler Referenzpunkt für die Füllstandmessung ist. Ein weiterer Grund könnte sein, dass der Tank ein Schwimmdach hat, und es erforderlich ist, das Beruhigungsrohr durch das Dach zu verlegen, damit die Flüssigkeitsoberfläche erreicht werden kann.

Der Anteil der Installationen, die eine Installation auf Beruhigungsrohren erfordern, beträgt bei ATG-Installationen ca. 50 % und bei Prozessinstallationen nahe 0 %. Hierdurch ist es äußerst selten, dass Füllstandsmessgeräte für Prozessanwendungen mit den speziellen Radarantennen ausgestattet werden, die für Hochleistungsinstallationen auf Beruhigungsrohren erforderlich sind. Die Verwendung eines Gerätes mit Freistrahlmessung auf einem Beruhigungsrohr würde sehr schlechte Ergebnisse erzielen, da der erforderliche H01-Modus nicht verfügbar ist (siehe Kapitel 2). Das Nichtvorhandensein einer geeigneten Antennenlösung für Beruhigungsrohre ist demnach der größte Unterschied zwischen radarbasierten ATG-Füllstandsmessgeräten und Füllstandsmessgeräten für Prozessanwendungen.



6 Temperaturmessung

Thema		Seite
6.1	Einfluss von API-Tabellen	43
6.2	Systematische Messfehler	44
6.3	API-Norm	44
6.4	Anordnung von Temperaturmess-kettenelementen	45
6.5	Weitere Anwendungsfälle für die Temperaturmessung in Tankmesssystemen	45
6.5.1	Korrektur der Tankhöhe	45
6.5.2	Korrektur der Tankkapazitätstabelle	46
6.5.3	Korrektur des Handmessbands	46

6. Temperaturmessung

Die Messung der Produkttemperatur ist für ein Tankmesssystem für die Eingabe in das Standardvolumen und die Massenberechnung entscheidend und hat auch eine größere Bedeutung, als manche Anwender sich vorstellen können. In der Vergangenheit (und bis zu einem gewissen Grad auch heute) waren Lagertanks mit nur einem Temperatursensor ausgerüstet, der an der Tankwand nahe dem Tankboden angebracht war. Diese Art der Anordnung zeigt keinen repräsentativen Wert der Gesamtprodukttemperatur, da alle Lagertanks einen beträchtlichen Temperaturgradienten von oben nach unten aufweisen. Dies kann bis zu einem gewissen Grad durch Rühren des Produktes minimiert werden. Ein Rühren ist in den meisten Fällen jedoch unerwünscht, da es die Verdampfung im oder aus dem Tank erhöht. Schätzungen, wie viel Temperaturunterschied in einem normalen zylindrischen Absetztank erwartet werden kann, liegen im Bereich von 1–4 °C in einer vertikalen Richtung. Kalte Produkte weisen eine höhere Dichte auf und setzen sich daher am Tankboden ab. Der Temperaturgradient in horizontaler Richtung wurde oft diskutiert, aber API-Dokumente geben an, dass die horizontale Temperaturdifferenz in einem Lagertank unter normalen Bedingungen weniger als 0,5 °C beträgt.



Abbildung 6.1: Oben montierter Temperaturmessumformer für bis zu 16 Temperaturmesskettenelemente.

Beispiel 6.1: Durch Temperaturfehler verursachter Volumenfehler

Das folgende Beispiel zeigt, wie durch einen Fehler in der durchschnittlichen Produkttemperatur von 1 °C ein großer Volumenfehler verursacht wird:

In einem typischen zylindrischen Produkttank mit einer Höhe von 20 m, einem Durchmesser von 36 m und einem Gesamttankvolumen im Bereich von 20.000 m^3 ergibt sich folgender Volumenfehler:

$$Volumenfehler = 20.000 \times 700 \times 10^{-6} = 14\ m^3$$

wobei 700×10^{-6} auf der Annahme basiert, dass das Volumen von Erdölprodukten durch eine Temperatur im Bereich 600–800 ppm pro 1 °C beeinflusst wird.

Dies mag nicht zu tragisch erscheinen. Aber wenn man bedenkt, dass der Temperaturfehler systematisch sein könnte, d. h. wenn ein ähnlicher Fehler bei jedem Füllen und Entleeren eines Tanks auftritt, ergibt sich dadurch ein beachtenswerter Verlust für eine an der Transaktion beteiligten Partei.

In einem Tank gleicher Größe wie in Beispiel 6.1 entspricht ein Füllstandsfehler etwa 1 m^3 für jeden Millimeter. Der Temperaturfehler von 1 °C beeinflusst dann das Volumen genauso wie ein Füllstandsmessgerätefehler von 14 mm!

Das Tankmesssystem ist daher schlecht abgestimmt, wenn das Füllstandsmessgerät eine Genauigkeit im Bereich von wenigen Millimetern und die Temperaturmessung eine Genauigkeit von ± 1 °C aufweist. Um die gleiche Genauigkeitsklasse wie ein Füllstandsmessgerät zu erreichen, muss

das Temperaturmesssystem zunächst den Temperaturgradienten verarbeiten können. Das heißt, es muss eine Temperaturmesskette mit Messelementen verwendet werden, die auf unterschiedlichen Höhen im Tank angebracht sind, und es muss eine Durchschnittstemperatur der Sensoren mit Produktkontakt errechnet werden. Zweitens muss der Temperatursensor zusammen mit der Umwandlungselektronik eine viel bessere Genauigkeit als ± 1 °C aufweisen.

6.1 Einfluss von API-Tabellen

Es sollte eine Einschränkung der Temperaturmessung in Bezug auf die API-Tabellen und die Berechnung des Volumenkorrekturfaktors (VCF) berücksichtigt werden. Die API-Tabellen vor 2004 hatten nur eine Auflösung von 0,25 °C (0,5 °F), die bessere Temperaturmessgenauigkeiten als 0,25 °C bedeutungslos machten. Der typische Sensortyp, der in diesem Fall verwendet wird, ist ein 3-adriges Pt100-Element, bei dem es aufgrund unterschiedlicher Widerstände in den drei Leitern in den meisten Fällen möglich sein sollte, einen Fehler unter 0,25 °C zu erhalten.

Dennoch, wenn die Temperaturgenauigkeit nicht besser als 0,25 °C ist, liegt der entsprechende Füllstandsfehler im Tankbeispiel oben im Bereich von einigen Millimetern. Bei großen Rohöltanks kann dieser Wert viel höher sein. Ein modernes Füllstandsmessgerät hat eine intrinsische Genauigkeit von 0,5 mm (0,02 Zoll). Bei der Anwendung bestimmter Tankkorrekturen könnte die installierte Genauigkeit im Bereich von 2 mm (0,08 Zoll) oder besser liegen. Deshalb ist es wichtig, den Fehler bei der Temperaturmessung zu verringern und eine Genauigkeit im Bereich von 0,1 °C oder besser zu erreichen. Seit der Einführung der neuen API-Tabellen mit höherer Auflösung im Jahr 2004 ist die Verwendung dieser hohen Genauigkeiten jetzt sehr relevant.

Die 2004-Tabellen sind im Vergleich zu allen früheren Tabellen unterschiedlich, da sie nicht den tabellierten VCF-Wert (den gedruckten Wert) aus der API-Tabelle verwenden. Stattdessen verwenden sie das Ergebnis aus dem der Tabelle zugrunde liegenden Algorithmus, der den richtigen Wert darstellt. Dies begründet sich daraus, dass die Betreiber heute nicht den Tabellenwert verwenden, sondern stattdessen ein Computerprogramm mit dem implementierten Algorithmus zur Verfügung haben, um die Berechnung per Computer durchzuführen. Wenn jedoch der Computer die Berechnung für die alten Tabellen vornimmt, sollte ein Runden auf die nächsten 0,25 °C erfolgen, damit das Ergebnis mit den gedruckten Tabellen übereinstimmt. Dies ist in der Tabelle 2004 anders, wo stattdessen auf die nächsten 0,1 °C gerundet werden soll. Wenn also das Temperatursystem eine durchschnittliche Flüssigkeitstemperatur von 18,37 °C gemessen und berechnet hat, sollte ein Wert von 18,4 °C und nicht von 18,25 °C (wie mit den alten Tabellen) im Algorithmus verwendet werden.

Die neuen API-Tabellen eröffnen Möglichkeiten für eine bessere Volumenschätzung durch präzisere Temperaturmessungen. Die Widerstandsdifferenz, die in einem 3-adrigen Pt100-System möglich ist, ist daher nicht mehr unkritisch. Stattdessen gibt es einen klaren Trend, 4-adrige Pt100-Sensoren zu verwenden. Ein 4-adriger Pt100-Sensor kompensiert die Widerstandsdifferenz in den Leitungen von der Umwandlungselektronik zum Pt100-Element vollständig. Es ist ein Widerstand für die Temperaturumwandlungseinheit erforderlich, der für 4-Leiter-Verbindungen ausgelegt ist, und die Umwandlungselektronik sollte eine ausreichende Genauigkeit und Umgebungstemperaturstabilität aufweisen.



Abbildung 6.2: Links – Temperaturmesskette mit Pt100-Elementen und korrosionsbeständiger Schutzummantelung aus Metall. Rechts – Komplette Temperaturmesseinheit mit Messumformer, Sensor, optionalem Wasserfüllstandssensor und Ankergewicht.

Die Pt100-Sensorelemente gibt es in verschiedenen Genauigkeitsklassen. Im Allgemeinen besitzen 4-adrige Elemente die höchsten Genauigkeitsklassen. Einige Hersteller liefern auch ein Kalibrierblatt zusammen mit jedem Element aus. Dieses Kalibrierblatt könnte dann für die Eingabe von Korrekturen des Sensorelements verwendet und dadurch die Genauigkeit noch weiter verbessern. Im Temperaturmesssystem muss eine entsprechende Funktion vorhanden sein, um diese automatische Kalibrierung durchführen zu können.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Temperaturmessung kein begrenzender Faktor für eine korrekte Leistungsanpassung mit dem Füllstandsmessgerät in einem Tankmesssystem sein muss. Allerdings sollten die oben genannten Aspekte berücksichtigt werden. Für die korrekte Volumenschätzung sind sie genauso wichtig wie für die Leistungsmerkmale des Füllstandsmessgeräts.

6.2 Systematische Messfehler

Messfehler, die als systematisch beschrieben werden können, sollten in einem Tankmesssystem so weit wie möglich vermieden werden, da sie sich im Laufe der Zeit vervielfachen und für einen Käufer oder einen Verkäufer einen erheblichen Verlust verursachen können. Bei Füllstandmessungen mit einem Radar-Füllstandsmessgerät ist der Fehler meist zufällig, bei Temperaturmessungen kann er jedoch oft systematisch sein.

Beispiel 6.2: Temperaturmessung mit nur einem Sensor

In einem üblichen Fall, in dem nur ein einzelner Temperatursensor an der Unterseite des Tanks installiert ist, ist es sicher, dass dies nicht die durchschnittliche Temperatur des Produkts in einem Absetztank darstellt. Wenn der Temperaturgradient 4 °C beträgt, kann erwartet werden, dass der Temperatursensor jedes Mal eine um 2 °C zu niedrige Durchschnittstemperatur zeigt, wenn ein Transfer aus einem vollen Tank gestartet wird. Ausgedrückt als Standardvolumen bedeutet das, dass das Volumen zu Beginn überschätzt wird. In Beispiel 6.1 entspricht dies für einen typischen Tank einem Fehler von 28 m^3. Das bedeutet, dass 28 m^3 weniger geliefert werden, als die Messung anzeigt. Die Folge ist, dass der Fehler bei jedem Transfer von diesem Tank ungefähr gleich ist, da die Temperaturschichtung aufgrund ihrer physischen Natur systematisch ist. Mit einer Umschlagsrate von 30 Mal pro Jahr bewegen wir uns im Bereich von 800 m^3 pro Jahr oder etwa 40 vollbeladenen Tankwagen – und das nur für einen Tank.

Das Szenario in diesem Beispiel veranschaulicht die Bedeutung der Verwendung einer Temperaturmesskette, jedoch sollte vorsichtig vorgegangen werden, da ein Fehler eines Temperaturmesselements einen ähnlichen systematischen Fehler verursachen könnte. Das fehlerhafte Temperaturmesselement sollte nur für die Durchschnittstemperaturmessung bei bestimmten Flüssigkeitsständen verwendet und bei niedrigen Füllständen ausgeschlossen werden. Die Qualität der Temperaturmesskette ist daher wichtig, und die Leistungsmerkmale jedes Elements sollten in bestimmten Abständen überprüft werden.

Beispiel 6.3: Von einem Temperaturfehler verursachter Volumenfehler im Vergleich zu einem Füllstandsmessgerätefehler an einem 20 m hohem Tank mit einem Durchmesser von 36 m und einem Volumen von 20.000 m^3.

Temperaturfehler (°C)	Resultierender Volumenfehler (m^3)	Entsprechender Füllstandsmessgerätefehler (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 API-Norm

API MPMS, Kapitel 7.3 „Temperaturbestimmung – Feste automatische Tanktemperatursysteme“ wurde im Jahr 2011 veröffentlicht und beschreibt die Methoden, Geräte und Verfahren zur Bestimmung der Temperaturen von Erdöl und Erdölprodukten unter statischen Bedingungen mit einer automatischen Methode.

Es werden Richtlinien für Geräte- und Designanforderungen gegeben, die unter anderem Widerstandsthermometer (RTDs) und den Einsatz von Temperaturmessketten für Anwendungen im eichamtlichen Verkehr empfehlen. Es sind Installations- und Genauigkeitsanforderungen enthalten und es werden Verfahren für die Inspektion und Überprüfung eines kompletten automatischen Tank-Thermometer-Systems (ATT) vorgeschlagen.

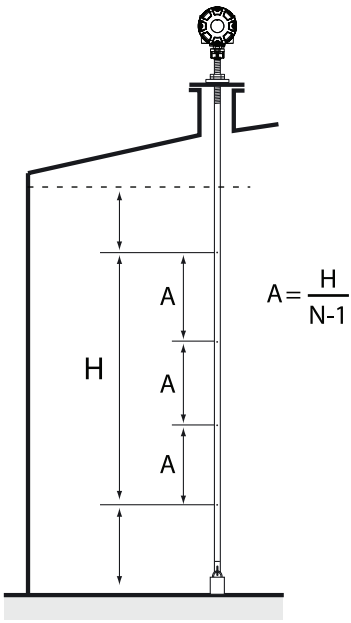


Abbildung 6.3: Temperaturmesskettenelemente sollten mit gleichem Abstand zueinander platziert werden.

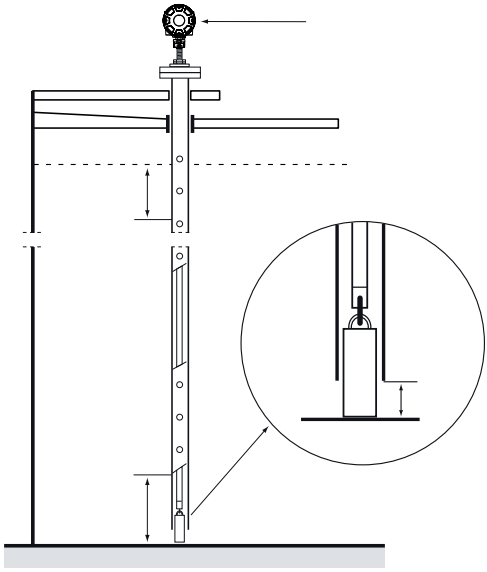


Abbildung 6.4: Auf Schwimmdachtanks wird oft ein Beruhigungsrohr für die Installation des Temperatursensors verwendet.

6.4 Anordnung von Temperaturmesskettenelementen

Zum Erzielen einer guten Darstellung der Durchschnittstemperatur in einem aufrechten zylindrischen Tank sollten die Temperaturmesspunkte in gleichmäßigen Abständen von mindestens 2–3 m positioniert werden.

Um einen möglichen Einfluss der Bodentemperatur zu vermeiden, sollte der niedrigste Punkt etwa 1 m über dem Tankboden liegen. Weiterhin sollte der Sensor zur Vermeidung von Umgebungstemperatureinflüssen mindestens 1 m von der Tankwand und zu Verifizierungszwecken in der Nähe einer Messgeräteöffnung installiert werden.

6.5 Weitere Anwendungsfälle für die Temperaturmessung mit Tankmesssystemen

Neben der Berechnung des Standardvolumens wird das Temperaturmesssystem auch für andere Zwecke verwendet. Sehen Sie hierzu das nachfolgende Beispiel:

6.5.1 Korrektur der Tankhöhe

Die meisten Füllstandsmessgeräte messen den Abstand von der Einbauposition bis zur Flüssigkeitsoberfläche (Freiraummessung) und berechnen den Füllstand durch Subtraktion des Freiraums von der Referenzhöhe (Abstand vom Füllstandsmessgerät zur Bezugsplatte). Diese Berechnung weist einen Fehler auf, wenn der Abstand nicht konstant ist, d. h. wenn der Füllstand mit der Referenzhöhenänderung variiert. Eine leicht zu kompensierende Art von Änderung ist die Wärmeausdehnung/-kontraktion der Tankwand oder des Beruhigungsrohrs. Mit einer Temperaturmesskette, die von der Oberseite des Tanks bis zum Boden installiert ist, kann ein durchschnittlicher Temperaturwert entweder der Tankwand oder des Beruhigungsrohrs geschätzt werden. In diesem Fall werden alle einzelnen Temperaturmesselemente für die durchschnittliche Temperaturberechnung verwendet, und eine Korrektur kann auf der Referenzhöhe auf der Grundlage der Wärmeausdehnung von Kohlenstoffstahl (10–12 ppm/°C) angewendet werden.

Bei der Korrektur einer Tankwand sind die Flüssigkeit auf der Innenseite des Tanks, die Luft auf der Außenseite sowie andere daran beteiligte Medien zu berücksichtigen. Der thermische Einfluss von Luft und Flüssigkeit ist ziemlich unterschiedlich. API hat festgelegt, dass die Tankwandtemperaturen an jeder Messstelle wie folgt berechnet werden sollten:

$$T_{Tankwand} = \frac{1}{8} T_{Umgebung} + \frac{7}{8} T_{Flüssigkeit}$$

Die Umgebungstemperatur kann schwer zu messen sein, da sie durch Sonneneinstrahlung und die Position des eigentlichen Temperatursensors am Tank beeinflusst werden kann. Eine korrekte Umgebungstemperatur würde wahrscheinlich eine fortschrittliche Messstation an jedem Tank erfordern. In der Praxis werden die meisten Anwender diese Investition nicht tätigen, da der Einfluss doch eher gering ist. Die Genauigkeit des Temperaturmesssystems ist für diese Korrektur unkritisch (siehe Beispiel 6.4).

Beispiel 6.4: Fehler Referenzhöhe

Die Korrektur eines Beruhigungsrohrs oder einer Tankwand mit 20 m Höhe und einem Fehler von 5 °C ergibt nur einen Füllstandsfehler von:

Referenzhöhenfehler = 5 x 10 x 10^{-6} x 20.000 = 1 mm

wobei 10 x 10^{-6} auf der Annahme basiert, dass die Tankwand aus Kohlenstoffstahl um 10 ppm/1 °C expandiert.

Ein modernes Füllstandsmesssystem sollte, falls erforderlich, die Möglichkeit haben, diese Referenzhöhenänderungen zu korrigieren.

6.5.2 Korrektur der Tankkapazitätstabelle

Eine Tankkapazitätstabelle (TCT) ist nur bei einer bestimmten Temperatur gültig, d. h. die Temperatur der Tankwand bei der Kalibrierung. Die Produkttemperatur beeinflusst die Tankwand, die sich je nach Temperatur ausdehnt oder zusammenzieht. Der gleiche Tank wie im vorigen Beispiel (20.000 m^3) wird durch eine Temperaturänderung von 5 °C von seiner Kalibriertemperatur wie folgt beeinflusst:

5 x 20 x 10^{-6} x 20.000 = 2 m^3

wobei 20 x 10^{-6} auf der Annahme basiert, dass die Bereichsexpansion einer Tankwand aus Kohlenstoffstahl 20 ppm/1 °C beträgt.

Der Fehler, der bei Nichtbeachtung dieser Korrektur des TCT entsteht, ist für den Anwender nicht unbedingt problematisch, jedoch kann der Fehler in großen oder beheizten Tanks viel größer sein. Wenn der Tank bereits ein Temperaturmesssystem hat, kann die Korrektur einfach in der Software aktiviert werden und es sollte keinen Grund geben, diese Korrektur nicht zu verwenden.

6.5.3 Korrektur des Handmessbands

Bei einer Referenzmessung mit dem Handmessband sollte bedacht werden, dass das Handmessband nur dann den richtigen Wert anzeigt, wenn es die gleiche Temperatur wie zum Zeitpunkt der Kalibrierung hat.

Für normale tägliche Handmessungen ist es nicht unbedingt notwendig, diesen Temperatureinfluss zu korrigieren. Bei Referenzmessungen oder Messungen in beheizten Tanks kann das Handmessband jedoch große Fehler aufweisen. Nachfolgend sehen Sie ein Beispiel für einen beheizten Bitumentank.

Beispiel 6.5: Messbandfehler an einem beheizten Bitumentank

Tank wie zuvor: 20 m Höhe, halbe Befüllung, Temperatur im Tank über der Flüssigkeit 170 °C, Band bei 20 °C kalibriert, Freiraummessung (da Bitumen):

Messbandfehler = (170 – 20) x 10 x 10^{-6} x 10.000 = 15 mm

Bei dieser Freiraummessung von 10 m hat das Band einen Fehler von 15 mm.

Wenn der Tank ein installiertes Temperaturmesssystem hat, kann dies zur Schätzung der Bandtemperatur nach dem Einbringen in den Tank verwendet werden. Im Allgemeinen nimmt das Band sehr schnell die gleiche Temperatur an wie der Dampf im Tank. Aus diesem Grund könnte die durch das Tankmesssystem gemessene Dampftemperatur für die Korrektur verwendet werden.



7

Flüssiggase

Thema Seite

7.1 Radartankmessung an Drucktanks 48

7.2 Radarbehältermessung an vollen Lagertanks 49

7.3 Typische Systemkonfiguration 49

7. Flüssiggase

Die Radartankmessung wird seit den 1980er Jahren an Flüssiggastanks eingesetzt. Diese Gase, typischerweise LPGs (Liquefied Petroleum Gases) und NGLs (Natural Gas Liquids), werden als Flüssigkeit entweder unter Druck in Kugel- oder Kugeltanks oder gekühlt in vollen Lagertanks gelagert. LNG (Flüssigerdgas) bringt im Vergleich zu anderen Kohlenwasserstoffen zusätzliche Herausforderungen für die Tankmessung in Bezug auf Bestand und Sicherheit mit sich. Um diese und andere Aspekte zu berücksichtigen, müssen Betreiber Dichte- und Temperaturprofile über die gesamte Tankhöhe überwachen.

Ein Radar-Füllstandsmessgerät für Flüssiggas sollte in Edelstahl oder Aluminiumrohr installiert werden, um maximalen Messbereich und Leistungsmerkmale zu gewährleisten. Das Radarmessgerät ist an einem Tankstutzen an der Oberseite des Tanks fest verschraubt. Ein Beruhigungsrohr mit einem Durchmesser von 100 mm (4 Zoll) ist mit demselben Stutzen verbunden und reicht bis zum Boden des Tanks.

Dieses Beruhigungsrohr ist mit einem Prüfstift ausgestattet. Er wird bei der Installation an einer bekannten Position montiert und erzeugt ein kleines Echo, das zur Messgeräteüberprüfung bei normalem Arbeitsdruck im Tank verwendet wird. Ein Radar-Tankmessgerät kann jederzeit eine Verifizierungsprüfung durchführen, ohne die normale Flüssigkeitsmessung zu beeinträchtigen. Das Ergebnis der automatischen Verifizierung kann in einem Servicefenster der in der Benutzeroberfläche eingebetteten Diagnosesoftware angezeigt werden.

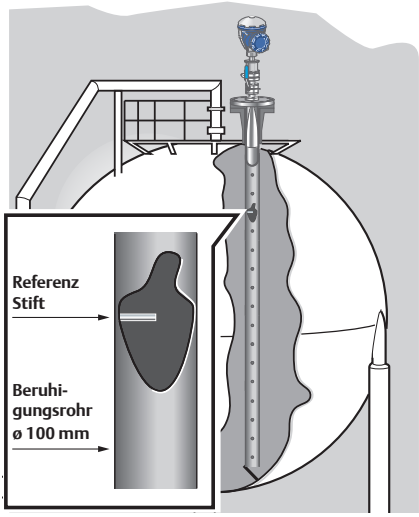


Abbildung 7.1: Füllstandmessung in einem kugelförmigen Gastank unter Verwendung eines Beruhigungsrohrs mit Referenzstiften.

7.1 Radartankmessung an Drucktanks

Die Verwendung der automatischen Tankmessung an druckbeaufschlagten Tanks ist in API MPMS, Kapitel 3.3, beschrieben. Bei der Auslegung von Radar-Tankmessgeräten für Druckanwendungen sind besondere Erwägungen zu berücksichtigen. Erstens muss das Gerät dem Tankdruck standhalten und den Sicherheitsnormen für Druckbehälter entsprechen. Zweitens muss das Radarmessgerät so gefertigt sein, dass es die Herausforderungen bewältigt, die ein hoher Dampfdruck in solchen Tanks verursachen kann. Drittens sollte das Radarmessgerät unter normalen Tankbedingungen eine Verifizierung der Leistungsmerkmale durchführen können.



Abbildung 7.2: Ein Radarmessgerät für Gas-Drucktanks muss Herausforderungen bewältigen können, die durch hohen Dampfdruck verursacht werden.

Typische Anwendungen für diese Art von Radar-Tankmessgerät sind kugelförmige und horizontale Tanks zur Lagerung von verflüssigten Gasen.

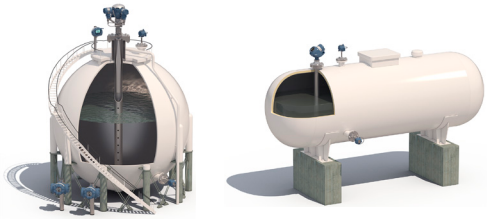


Abbildung 7.3: Kugelförmige und horizontale Tanks zur Lagerung von Flüssiggas.

7.2 Radartankmessung für volle Lagertanks

Das grundlegende Messgerätedesign für die Radarmessung auf Drucktanks wird auch für volle Lagertanks verwendet. Radarbasierte Tankmessung wird heute weit verbreitet für Füllstandsmessung und Überfüllsicherung bei Vollgutlagertanks eingesetzt. Diese berührungslose Methode ohne bewegliche Teile bietet Vorteile in Bezug auf Zuverlässigkeit und geringeren Wartungsbedarf. Radar eignet sich besonders für Tieftemperatur-/Tiefkühlgasanwendungen, bei denen eine Wartung im Tank nur zu geplanten Wartungszeitpunkten im Abstand von mehreren Jahren möglich ist. Auch machen die oft langen Messabstände bei dieser Anwendung die berührungslose Messung zur attraktiven Alternative.



Abbildung 7.4: Voller Lagertank zum Lagern von gekühltem Flüssiggas.

Ein typischer voller Lagerbehälter fasst große Mengen an Flüssiggas: 30–200 K m^3. Sowohl aus ökonomischer als auch aus betrieblicher und sicherheitstechnischer Sicht haben die vom Tankmesssystem gemessenen Daten einen großen Einfluss. Eine Präzisions-Radartankmessgerät liefert über die gesamte Tankhöhe eine Genauigkeit im Bereich von einem Millimeter.

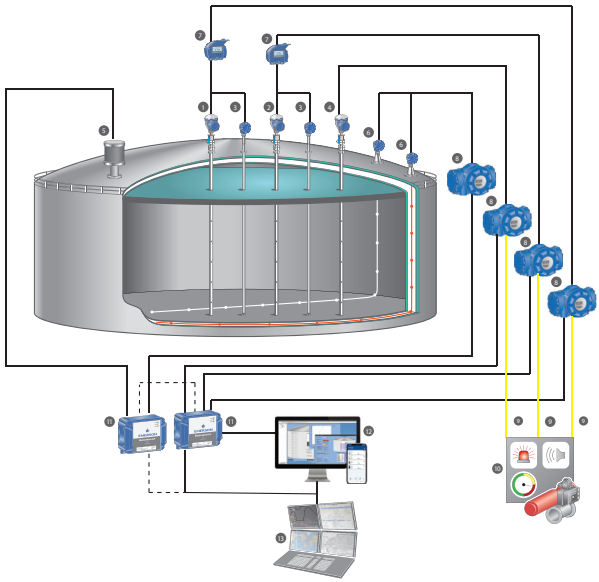
7.3 Typische Systemkonfiguration

Ein typisches Radarmesssystem mit vollem Lagertankmesssystem kombiniert hohe Zuverlässigkeit mit hoher Messleistung und Sicherheitsfunktionen. Dazu gehören:

- Ein primäres und ein sekundäres Hochpräzisions-Radarmessgerät zur Füllstandsmessung.
- Zwei (2) Temperaturtransmitter, jeder mit bis zu 16 Punktsensoren zur Messung der durchschnittlichen Flüssigkeitstemperatur.
- Ein drittes Radarmessgerät für einen unabhängigen Hochalarm gibt einen Ausgang an eine Alarmzentrale über ein Relais der Klasse SIL 2/SIL 3 oder 4–20-mA-Signale. Er kann in Kombination mit den Primär-und Sekundärmessgeräten in einem 2oo3-Abstimmungssystem platziert werden.
- Temperaturmessumformer und -sensoren für:
  - Abkühlungsregelung über Temperaturmessungen der inneren Tankwand und des Bodens während des ersten Abfüllvorgangs.
  - Leckerkennung durch Überwachung der Temperatur im Isolationsraum (zwischen der inneren und äußeren Tankwand).
- Ein separates Gerät für Füllstand, Temperatur und Dichteprofil (LTD) für nicht homogene Produkte wie z. B. LNG.
- Grafischer Feldanzeiger.
- Kommunikationsgeräte, z. B. Tank Hubs zur Datenerfassung von Feldgeräten und Übertragung solcher Daten an die Messwarte.
- Kommunikationsgeräte in der Messwarte, die Daten an Prozessleitsystem/HMI/IT-Systeme liefern.
- Tankbestands-Managementsoftware einschließlich Stratifizierungsüberwachung, Überrollvorhersage und Berichtsfunktionen. Workstations sind in einem Netzwerk konfiguriert, um die Datenverteilung und erhöhte Redundanz zu ermöglichen.

Die Antenne des Radar-Füllstandmessgeräts für volle Lagertanks sollte für Messungen an tiefgekühltem/gefrorenem Flüssiggas ausgelegt sein. Radarsignale werden innerhalb eines 4-Zoll-Beruhigungsrohrs aus Edelstahl übertragen, wodurch das Messgerät selbst von kochenden Medienoberflächen ein ausreichend starkes Echo erhält.

Die Tankdichtung verfügt über eine Doppelsperr-funktion, die einen PTFE-Rahmen und einen feuersicheren Kugelhahn umfasst. Eine Referenzgerätefunktion ermöglicht die Verifizierung der Messung während des laufenden Tankbetriebs.



1. Primäres Radar-Füllstandsmessgerät
2. Sekundäres Radar-Füllstandsmessgerät
3. Temperaturmessumformer und Temperaturmesskette Temperaturmessketten
4. Unabhängiger Füllstandsalarm (Kontinuierliches Messgerät)
5. Messgerät für Füllstand, Temperatur und Dichte (LTD)
6. Temperaturmessumformer mit Sensoren zur Abkühl-und Leckerkennung
7. Grafische Feldanzeige
8. Tank Hub
9. SIL 2/SIL 3 Relais oder 4–20 mA Alarmsignal
10. Unabhängige Alarmtafel
11. Datenkonzentrator
12. Tank-Managementsystem
13. Leit-/Hostsystem

Abbildung 7.5: Beispiel eines Hochleistungs-Messsystems für Lagertanks.

Bei Füllstandmessungen von vollen Lagertanks auf dem Festland sind die beiden gängigsten Messgerätetypen heute mechanische Servo-Messgeräte und Radar-Messgeräte. Das mechanische Servo-Messgerät beruht auf einem mechanischen Verdränger, der an einem Draht an einer Trommel befestigt ist. Der Verdränger wird durch einen Servomotor auf die Flüssigkeit abgesenkt und folgt den Oberflächenbewegungen. Intrusive Messungen, viele bewegliche Teile und ein umfangreiches Wartungsprogramm sind Herausforderungen, die mit servobasierten Messsystemen verbunden sind.

Sicherheit und Überfüllsicherung sind ein wichtiges Anliegen für jede Tankanlage, die für die Massenlagerung von brennbaren Flüssigkeiten verwendet wird. Zahlreiche der ersten Radar-Anwendungen für Flüssiggas kamen als unabhängige Überfüllsicherung zum Einsatz, da die mechanischen Servo-Messgeräte, die für die regelmäßige Füllstandmessung verwendet wurden, die Anforderungen nicht erfüllten.

Heute ist es oft erforderlich, dass die Radar-Tankmessgeräte für Hochalarme gemäß SIL 2 zertifiziert sind. In einem SIS-Messkreis können mehrere SIL-zertifizierte Radar-Messgeräte verbunden werden, sodass eine Abstimmung zwischen den Hochalarmen erfolgt. Es ist auch möglich, ein 2-in-1-Radarmessgerät für denselben Zweck zu verwenden.

Eine typische Instrumentenkonfiguration auf einem LNG-Tank beinhaltet einen LTD-Sensor (Füllstand, Temperatur und Dichte). Dieses LTD-Gerät liefert ein Dichte- und Temperaturprofil für den Tank, das zur Erkennung von Schichtungen verwendet werden kann. Diese Daten werden für Berechnungen innerhalb der Software verwendet, um das Risiko für einen Überrollvorfall zu ermitteln. Die LTD-Daten werden von einer speziellen Software zur Rollover-Prognose verwendet. Rollover (Aufsieden) ist ein Phänomen in einem kryogenen Tank, das das Potenzial hat, große unkontrollierte Dampfemissionen und erhebliche Schäden an Tanks zu verursachen. Durch Messung des Dichte- und des Temperaturprofils kann das Risiko eines Rollovers vorhergesagt werden. Maßnahmen zur Abschwächung des Rollover-Risikos können dann je nach den Empfehlungen der Software eingeleitet werden.



8 Zusätzliche Sensoren

Thema		Seite
8.1	Dichtemessung und Hybrid-Tankmessung	52
8.2	Drucksensoren, die in der Hybrid-Tankmessung eingesetzt werden	54
8.3	Anforderungen an die Installation	54
8.4	Füllstandsmessungen für freies Wasser	54

8. Zusätzliche Sensoren

Für die meisten Tankmesszwecke sind Füllstands- und Temperaturmessungen ausreichend, um die erforderlichen Volumenberechnungen durchzuführen. Allerdings werden in vielen Fällen Sensoren für die Messung der ermittelten Dichte und des freien Wasserfüllstands am Boden des Tanks hinzugefügt.

8.1 Dichtemessung und Hybrid-Tankmessung

Ein Hybrid-Tankmesssystem misst sowohl Füllstand als auch Druck. Der Ausgang eines Drucksensors wird in Kombination mit dem Füllstandswert vom Tankmessgerät verwendet. Aus diesen beiden Variablen kann die ermittelte Dichte des Tankinhalts online berechnet werden. Die API-Norm MPMS, Kapitel 3.6, beschreibt die Verwendung von Hybrid-Tankmessungen und wie die Dichte berechnet wird.

In einem offenen belüfteten Tank, entweder mit Fest- oder Schwimmdach, wird nur ein einzelner Drucksensor (P1) verwendet. Wenn ein Druck von einer Schutzgasbeaufschlagung oder einer anderen Quelle im Tank vorhanden ist, erfordert dies einen zweiten Drucksensor (P3).

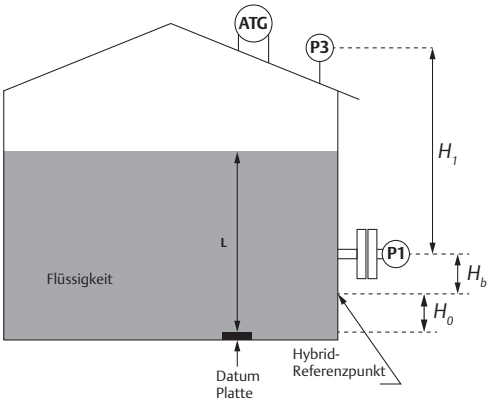


Abbildung 8.1: Die Dichtemessung wird mit Hilfe eines Füllstandsmessgeräts und eines oder zweier Drucksensoren durchgeführt.

Berechnung der ermittelten Produktdichte,

1. Ermittelte Produktdichte ($D_{erm.}$) im Vakuum

Hybrid-Dichteberechnungen basieren auf der Tatsache, dass die Produktdichte proportional zum Flüssigkeitsdruck ist und wie folgt berechnet werden kann:

P1 – P3 = Gesamtdruckhöhe des flüssigen Produkts + Tankdampf-Druckhöhe – Umgebungsluft-Druckhöhe zwischen P1 und P3

Die Druckhöhe in Flüssigkeit und Dampf ist etwa gleich dem Produkt der durchschnittlichen Dichte und Druckhöhe:

Flüssigkeitsdruckhöhe = $g \times (L - Y) \times D_{erm.}$ (auf Stufe P1)

Tankdampf-Druckhöhe = $g \times [H_t - (L - Y)] \times D_v$ (an der Oberfläche der Flüssigkeit)

Umgebungsluft-Druckhöhe = $g \times H_t \times D_\alpha$ (auf Stufe P1)

Dann kann der Wert von $D_{erm.}$ wie folgt berechnet werden:

$$D_{erm.} = \frac{N(P1 - P3) - g(D_v - D_\alpha)H_1}{g(L - Y)} D_v$$

Dabei gilt:

$D_{erm.}$ = ermittelte Flüssigkeitsdichte in Vakuum

N = Einheitenkonstante

$Y = H_b + H_0$ (der vertikale Abstand von Sensor P1 zur Tank-Bezugsplatte)

Masse in Vakuum, Masse in Luft und Standardbruttovolumen

L = ATG-Ebene (Füllstand)

H_b = vertikaler Abstand vom Kräftemittelpunkt des P1-Sensors zum Hybrid-Referenzpunkt

H_0 = vertikaler Abstand von der Tank-Bezugsplatte zum Hybrid-Referenzpunkt

g = lokale Gravitationsbeschleunigung

H_t = vertikaler Abstand vom Kräftemittelpunkt der Membranen zwischen P1 und P3

D_v = Tankdampfdichte

D_α = Umgebungsluftdichte

Hinweis: Wenn die Richthöhe des Hybrid-Referenzpunkts der Höhe der Tank-Bezugsplatte entspricht, ist H_0 Null.

2. Produktmassenberechnung in Vakuum (M)

$$M = GOV \times D_{erm.} - WR$$

Dabei gilt:

GOV = ermitteltes Bruttovolumen

$D_{erm.}$ = ermittelte Produktdichte (in Vakuum) von 1.

WR = Masse des Schwimmdachs (falls zutreffend)

Hinweis: In atmosphärischen Lagertanks kann die Masse des dampfförmigen Produkts auf Null gesetzt werden.

3. Scheinbare Produktmasse in Luft (M_a)

$$M_a = M\left(1 - \frac{D_\alpha}{D_{erm.}}\right)$$

Dabei gilt:

M = Gesamtproduktmasse (in Vakuum) von 2.

D_α = Umgebungsluftdichte

$D_{erm.}$ = ermittelte Flüssigkeitsdichte (in Vakuum) von 1.

4. Standardbruttovolumen (GSV)

GSV = GOV x VCF

Dabei gilt:

GOV = ermitteltes Bruttovolumen

VCF = Volumenkorrekturfaktor, typischerweise aus MPMS, Kapitel 11.1, ASTM D-1250

8.2 Drucksensoren, die in der Hybrid-Tankmessung eingesetzt werden

Die Genauigkeit der berechneten ermittelten Dichte ist von den Leistungsmerkmalen der verwendeten Drucksensoren abhängig. Aufgrund der Eigenschaften der Drucksensoren variiert die Dichtegenauigkeit über den Füllstandsbereich im Tank. Die höchste Dichtegenauigkeit wird bei hohen Flüssigkeitsfüllständen erreicht. Die Genauigkeit wird reduziert, wenn der Tankfüllstand nahe am P1-Sensor liegt. Es gibt einen bestimmten Abschaltfüllstand, was bedeutet, dass unter diesem Punkt keine Dichtemessungen mehr stattfinden.

Für die Hybrid-Tankmessung sollten nur die genauesten Drucksensoren verwendet werden. Die erforderliche Genauigkeit liegt im Bereich von 0,035 % des Messbereichs.

8.3 Anforderungen an die Installation

Um die beste Reichweite und Genauigkeit zu erzielen, sollte sich der P1-Sensor so weit wie möglich im Tank befinden. Allerdings darf die Position nicht so tief sein, dass Störungen durch freies Wasser und Schlamm zu Messproblemen führen. Typischerweise ist der P1-Sensor auf einer Höhe zwischen 0,5 und 1 Meter vom Tankboden montiert. Der Drucksensor sollte auch mit einem Absperrventil installiert werden, damit der Sensor ausgebaut und gewartet werden kann.

Der P3-Sensor befindet sich oben auf dem Tank über dem höchsten Flüssigkeitsstand.

8.4 Füllstandsmessungen für freies Wasser

In Erdöl-Lagertanks kann sich Wasser am Tankboden ansammeln. Quellen für dieses Wassers können Kondensation von Luftfeuchtigkeit sein, die beim Entleeren des Tanks in die Lüftungsschlitze eintritt, oder Regenwasser, das versehentlich in den Tank eindringt. Das Produkt kann auch bereits vor dem Einlagern im Tank mit Wasser angereichert worden sein. Dies tritt bei Rohöl-Tanks häufig auf und kann Probleme verursachen, wenn der Wasserstand zu hoch wird. Um dies zu vermeiden, muss das freie Wasser aus dem Tank abgelassen werden. Grundsätzlich sollte der Wassergehalt möglichst gering gehalten werden.

Um den freien Wasserstand zu verfolgen, werden die an das Tankmesssystem angeschlossenen Sensoren überall dort eingesetzt, wo dies erforderlich ist. Die zum freien Wasserstand erfassten Daten werden auch in der Bestandsberechnung verwendet, um eine ordnungsgemäße Produktvolumenbewertung zu erzielen.

Der Wasserstandssensor ist ein Trennschichtsensor, der die Grenze zwischen dem Wasser und dem darüber befindlichen Kohlenwasserstoff bestimmt. Dies kann eine sehr anspruchsvolle Aufgabe sein. In Tanks mit raffinierten weißen Ölen ist die Trennschicht zwischen Wasser und Öl oft gut definiert und leicht zu messen. In Tanks mit schwarzen Ölen oder Rohöl ist die Trennschicht jedoch eher ein Emulsionsbereich, sodass diese Grenze schwer definierbar ist.

In Kombination mit den anderen Komponenten eines Tankmesssystems werden in der Regel kapazitätsbasierte Wasserstandssensoren eingesetzt. Der Kapazitätssensor ist normalerweise in den Temperatursensor integriert. Damit kann die kombinierte Füllstands-/Temperatursensoreinheit in einer einzigen Tanköffnung von 50 mm (2 Zoll) oder größer installiert werden.



9 Systemarchitektur

Thema Seite

9.1 Tankverdrahtung 58

9.2 Tanklager-Feldbusse 58

9.3 Kommunikationsredundanz 58

9.4 Brückenlösungen 59

9.4.1 Messgeräte-Emulation 59

9.4.2 Wireless-Kommunikation 59

9.5 Software 60

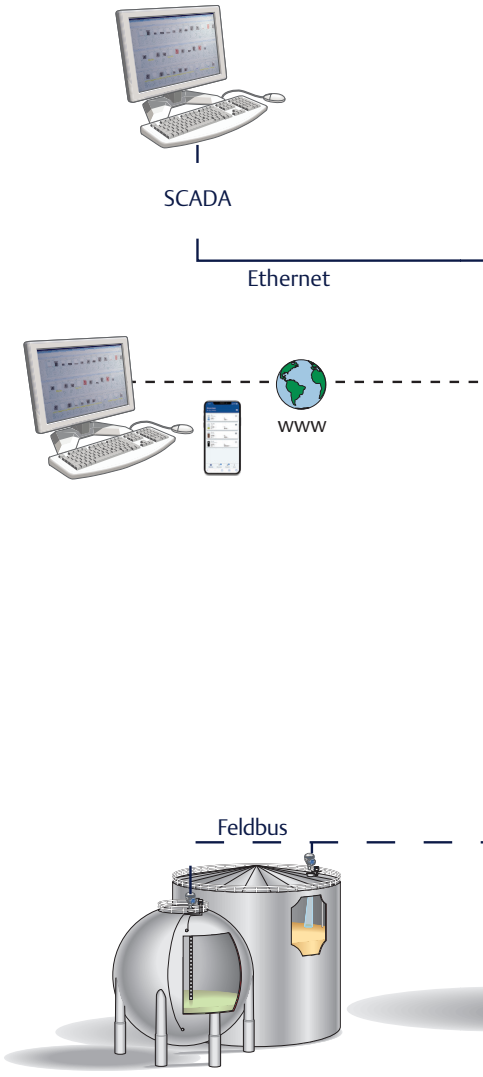
9. Systemarchitektur

Der Hauptzweck der Systemarchitektur eines Tankmesssystems besteht darin, die Tankinformationen aus dem Tanklager schnell und zuverlässig an die Anwender weiterzuleiten.

Ältere Tankmesssysteme auf Basis von Schwimmer- und Servo-Messgeräten nutzen alle proprietären Kommunikationsnetze. In der Vergangenheit verwendeten verschiedene Hersteller von Messsystemen getrennte und inkompatible Feldbusnetze, Kommunikationsschnittstellen und Protokolle. Die Anwender dieser Systeme waren während der gesamten Lebensdauer des Systems an einen einzigen Anbieter von Tankmesssystemen gebunden. Dies führte in Verbindung mit der Verwendung mechanischer Messgeräte, die in vielen Fällen Wartung, Reparatur und Ersatzteillieferungen erforderten, zu hohen Betriebskosten.

Moderne Tankmesssysteme nutzen offene Architekturen und standardisierte Kommunikationsprotokolle. Ein Anwender dieser Systeme ist nicht mehr nur auf eine Bezugsquelle angewiesen und hat viele Optionen bei der Messgeräteauswahl.

Mit sogenannten „Brückenlösungen“ können ältere Systeme jetzt Schritt für Schritt modernisiert werden. Messgeräte-Emulation und Wireless-Technologie sind zwei solcher Brücken.



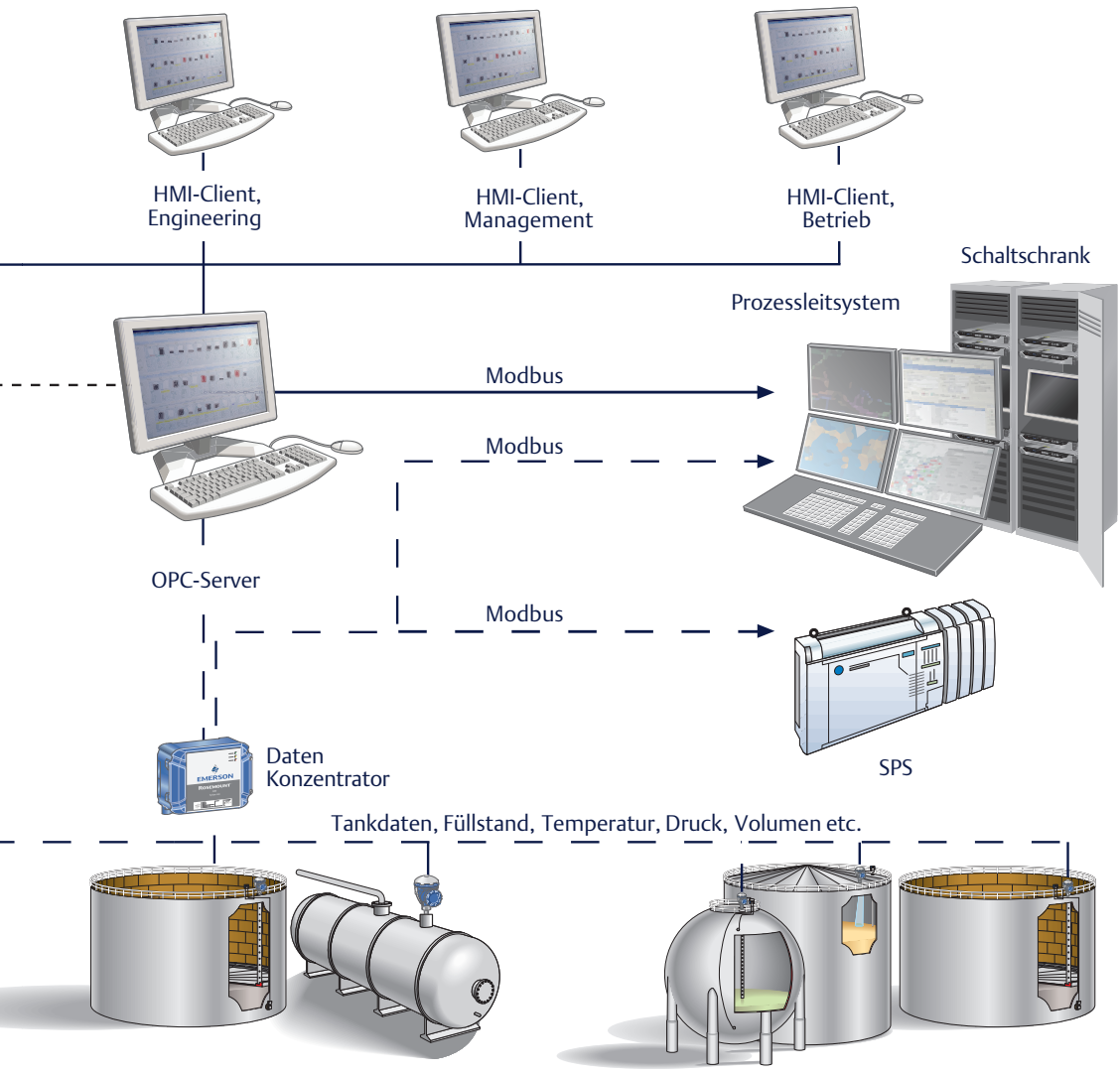


Abbildung 9.1: Architektur eines modernen Tankmesssystems.

9.1 Tankverdrahtung

Die Messgeräte auf dem Tank benötigen eine Spannungsversorgung und eine Verbindung zur Leitwarte. Dies kann in den meisten Fällen am besten durch einen lokalen eigensicheren Messgeräte-Feldbus realisiert werden. Die Verwendung einer eigensicheren Verdrahtung am Tank bietet Sicherheitsvorteile. Sie spart auch Installationskosten, da keine teuren Kabelkanäle benötigt werden. Der Tankbus wird normalerweise über eine tankseitige Kommunikations-/Spannungsversorgungseinheit angeschlossen und versorgt. Von dort aus verlaufen die längeren Tankfarm-Feldbusse sowie die lokale Spannungsversorgung. Wireless-Kommunikation kann auch von dort erfolgen.

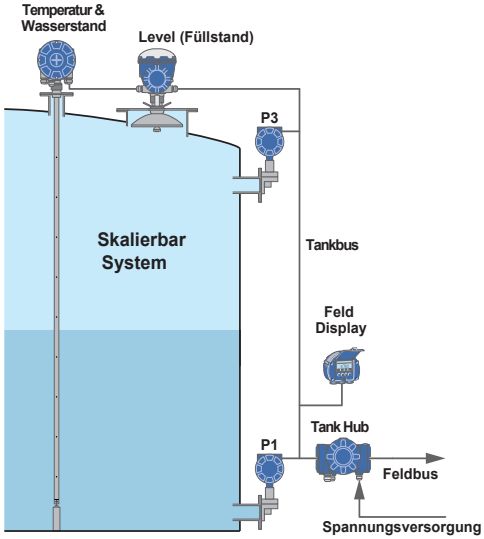


Abbildung 9.2: Eigensicherer Feldbus zur Spannungsversorgung und Kommunikation mit den Tankeinheiten.

9.2 Tanklager-Feldbusse

Die von den Tankmessgeräten gemessenen Prozessvariablen müssen die Anwender dieser Informationen schnell und mit hoher Integrität erreichen. Die Geräte sind über eine große Fläche im Tanklager verteilt, sodass die Feldbusverkabelung große Distanzen abdecken muss. Die Verkabelung muss Herausforderungen wie Dämpfung und Beschädigungen durch Blitzschlag widerstehen. Bestehende Verkabelung ist oft vorhanden und so sollte es möglich sein, diese bei der Installation eines neuen Tankmesssystems zu verwenden, da neue Signalleitungen teuer zu installieren sind. Wenn keine Signalverkabelung vorhanden ist oder diese sich in einem schlechten Zustand befindet, kann die Wireless-Kommunikation diese Lücken schließen.

9.3 Kommunikationsredundanz

Die Verfügbarkeit von Tankinformationen ist für den geschäftigen Betrieb eines Tanklagers von größter Bedeutung. Ein Mangel an Tankinformationen kann schnell zu Abschaltungen der Ölbewegungen in einem Tanklager führen.

Zur Schaffung einer hohen Informationsverfügbarkeit können unterschiedliche Redundanzlösungen angewendet werden. Dazu gehören:

- Messgeräte-Redundanz durch Verwendung von mehr als einem Messgerät pro Tank
- Feldbus-Redundanz durch Verwendung mehrerer oder unterschiedlicher Kommunikationsebenen für die Feldbusse
- Gateway-Redundanz mit redundanten Kabeln und Wireless-Gateways
- Netzwerk-Switch und Netzwerk-Redundanz
- Bedieninterface-Redundanz



Abbildung 9.3: Tank-Redundanz wird mittels zwei Tankmessgeräten und getrennten Kommunikationsebenen – kabelgebunden und Wireless.

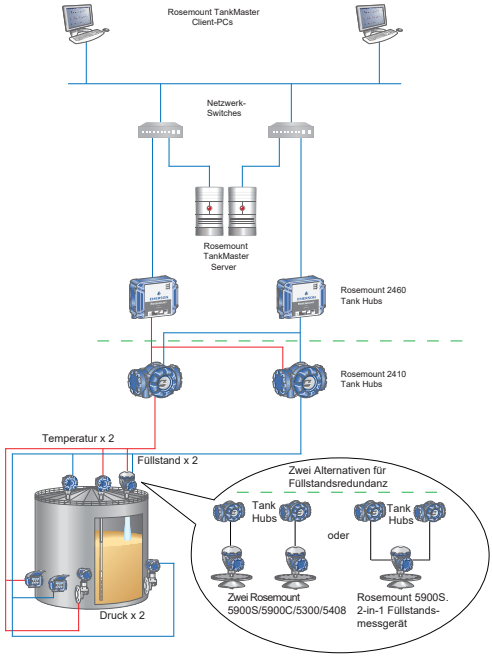


Abbildung 9.4: Unterschiedliche Redundanzebenen: Redundanz der Tankeinheit und Redundanz der Feldkommunikationseinheit kombiniert mit redundanten Datenservern und Benutzerstationen.

Tankmess-Server befinden sich häufig in Rack-Räumen oder Leitwarten. Server und Feld-Gateways sind in kundenspezifischen Schaltschränken untergebracht.



Abbildung 9.5: Schaltschrank für ein Tankmesssystem.

9.4 Brückenlösungen

Die Migration von einem alten System zu einem neuen System kann schwierig sein, abgesehen davon, das gesamte System in einem einzigen Großprojekt zu ersetzen. Alte proprietäre Feldbusse stellen oft ein großes Hindernis für ein allmähliches Upgrade dar. Allerdings gibt es Möglichkeiten, dieses Hindernis zu überwinden und die Legacy-Systeme zu umgehen:

9.4.1 Messgeräte-Emulation

Eine einfache Möglichkeit, alte Tankmessgeräte in bestehenden Feldbus-Infrastrukturen zu ersetzen, besteht darin, neue Messgeräte durch die Kommunikation über den alten Feldbus mit den gleichen Kommunikationsprotokollen und der vorhandenen Stromversorgung zu emulieren. Mit dieser „Messgeräte-Emulation" kann ein altes Messgerät schnell durch ein neues Messgerät ersetzt werden, das auf einer unterschiedlichen Technologie basiert. Es sind keine Änderungen an den Feldbussen oder in der Leitwarte erforderlich. Messgeräte-Emulation kann auch in Kombination mit Wireless-Lösungen implementiert werden.

9.4.2 Wireless-Kommunikation

Die Wireless-Kommunikation von Messgeräten ist schon lange nicht mehr neu. Doch erst seit kurzem werden intelligente selbstkonfigurierende Mesh-Netzwerke für die Telemetrie eingesetzt. Mesh-Netzwerke, wie sie in der Norm IEC 62591 oder *Wireless*HART® beschrieben sind, eignen sich hervorragend für den Einsatz in Tankmesssystemen. Sie haben sich in den letzten Jahren zu einer attraktiven Lösung für die Erstellung von Systemarchitekturen sowohl für Tankmessungen als auch für andere Arten von Messgeräten entwickelt. Wireless-Kommunikation kann die Installationskosten von Tankmessgeräten erheblich reduzieren.

Ein wichtiges Merkmal eines selbstkonfigurierenden Mesh-Netzwerks besteht darin, dass ein Minimum an Engineering-Aufwand erforderlich ist, um das System zu entwerfen. Nach einfachen Richtlinien, die Knotenabstände und Standorte von Gateways abdecken, kann das Systemlayout innerhalb einer

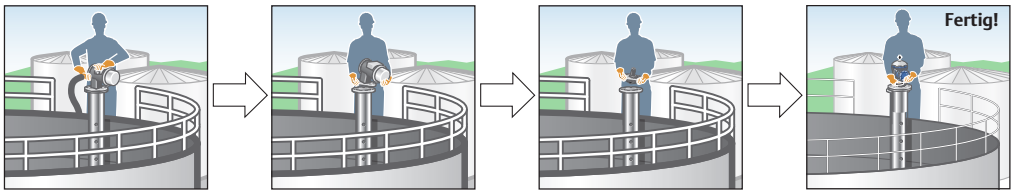


Abbildung 9.6: Mit der Messgeräte-Emulation ist eine Aufrüstung für jeden Tank einfach möglich.

Stunde gestaltet werden. Nach dem Einschalten etabliert sich das Netzwerk selbst und ist in wenigen Minuten betriebsbereit. Aufgrund mehrerer Kommunikationswege ist das Netzwerk selbstheilend, wenn ein Link deaktiviert wird. Datenverschlüsselung und Frequenzsprung ermöglichen ein hohes Maß an Datensicherheit und Zuverlässigkeit der Kommunikation. Ein Tankmesssystem, das sowohl über Kabel als auch drahtlos kommunizieren kann, hat das Potenzial, die Datenverfügbarkeit durch Kommunikationsvielfalt und Redundanz noch weiter zu erhöhen.

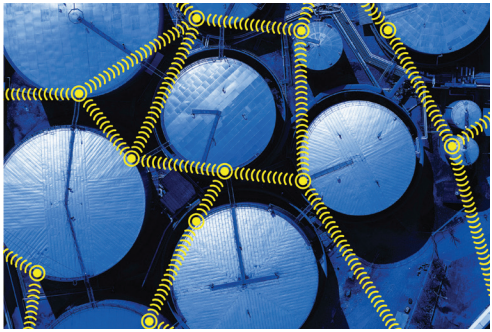


Abbildung 9.7: Ein selbstorganisierende Feldnetzwerk findet automatisch den besten Kommunikationsweg und umgeht so störende feste oder mobile Hindernisse.



Abbildung 9.8: An Tankgeräte angeschlossene Antenne.

9.5 Software

Ein Tankmesssystem ist nicht vollständig ohne ein vielseitiges Softwarepaket, das alle Tankinformationen zusammenführt. Das Tankmess-Computersystem führt zahlreiche Aufgaben aus, von denen viele für die Lagerung von Flüssigmassengut unter bestimmten spezifischen Normen und Vorschriften durchgeführt werden müssen. Die Software sollte auch Hilfe für Aufgaben wie Batch-Steuerung und Lagerplanung bieten.



Abbildung 9.9: Software für Tankmesssysteme.

Die Software benötigt eine umfassende und benutzerfreundliche Mensch-Maschine-Schnittstelle speziell für Tanklager. Zuverlässigkeit und Sicherheit sind die Schlüsseleigenschaften der Mensch-Maschine-Schnittstelle, da sie auf den verschiedenen Ebenen der Betriebssicherheit eine große Rolle spielt. Die Navigation zwischen den Funktionen und den Tanks sollte einfach und schnell sein.

Neue Software sollte auch Fortschritte in der Automatisierungstechnologie und der digitalen Transformation unterstützen sowie die veränderten Arbeitsweisen, mit denen viele Kunden beginnen, zu implementieren. Sie sollten offene Schnittstellen verwenden, die die Datenübertragung sowohl zu als auch von anderer spezialisierter Software über standardisierte Protokolle handhaben können. Sie sollten plattformübergreifend und mit vielen verschiedenen Geräten wie Smartphones und Tablets sowie Bürocomputern und Servern kompatibel sein, unabhängig von Marke und Betriebssystem.

Die funktionalen Anforderungen eines Tankmess-informationssystems lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Anzeige von Tankdaten in Echtzeit
Anwender müssen den Betrieb des Tanklagers zu jedem Zeitpunkt steuern können. Füllstände und Füllstandsraten müssen ohne große Verzögerung angezeigt werden.

Volumen- und Masseberechnungen
Die Tankmesssoftware muss die Lagerbestandsdaten schnell und genau berechnen. Die Volumenberechnungen sollten den einschlägigen API-Normen und anderen Normen/Methoden entsprechen, die für verschiedenes Flüssigmassengut geeignet sind. Die Software muss in der Lage sein, verschiedene Arten von Volumentabellen (Kalibriertabellen) mit einer großen Anzahl von Datenpunkten nutzen zu können.

Handhabung von Laborproduktdaten
Es ist notwendig, Daten der flüssigen Produkte wie Dichte und Wassergehalt aus Laborproben zu verwenden. Die Software sollte in der Lage sein, solche Daten zu verwenden, entweder durch direkte Eingabe von den Laborsystemen oder durch manuelle Bedienereingabe.

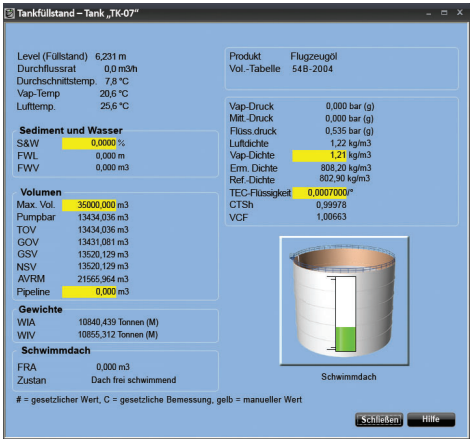


Abbildung 9.10: Tankinformationsfenster einer Tankanwenderstation.

Berichterstattung
Gelagertes Flüssigmassengut hat in der Regel einen beträchtlichen Wert, und die Bestandsbeurteilung muss daher präzise und zu den gewünschten Terminen erfolgen. Die Berichte sollten an die Anforderungen der Anwender angepasst und zu bestimmten Zeiten erstellt werden können. Beispielberichte sind: Bestands-, Massenbilanz-, Schicht- und Ereignisprotokollberichte.

Berichte können gespeichert, gedruckt, per E-Mail gesendet oder über OPC oder andere Netzwerk-basierte Übertragungsverfahren an andere Software übertragen werden.



Alarmhandhabung
Tankfüllstandsmessungen sind die erste Instanz bei der Verteidigung gegen Überfüllung. Die Mensch-Maschine-Schnittstelle muss in der Lage sein, Bedieneralarme auszugeben, wenn Sollfüllstände oder andere Variablen überschritten werden. Es sind sowohl feste als auch einstellbare Punkte erforderlich. Alarme sollten hörbar und sichtbar sein und über das Anlagennetzwerk, per E-Mail und an Handys verteilt werden können. Alarme und Alarmbestätigungen sollten ebenfalls protokolliert, gespeichert und berichtet werden.

Verlaufsdaten
Die Bediener sollten für eine zuverlässige Verfolgung und Beurteilung der Ereignisse der Vergangenheit auf Verlaufsdaten zugreifen können. Die Daten sollten in numerischen und grafischen Modi angezeigt werden können.

Einbettung und Integration
Direkte und abgeleitete Tankdaten werden durch das Einbetten und Verknüpfen mit anderer Verwaltungs- und Unternehmenssoftware verteilt.

Benutzermanagement
Tankmess-Managementsoftware erfordert einen sachgemäßen Umgang mit dem Benutzermanagement. Benutzeranmeldung und -abmeldung, Benutzerzugriffsrechte und die Protokollierung solcher Ereignisse und Alarmbestätigungen sollten aus Sicherheitsgründen vorgesehen sein.


Abbildung 9.11: Tablets können zur Prüfung der Tankmessdaten verwendet werden.

Verbindung mit anderen Systemen
Neben der Datenverteilung innerhalb des Tankmess-Servers und seiner Clients sollten die Tankdaten auch leicht auf andere hochrangige Systeme verteilt werden können. Die Datenverteilung über einen eingebetteten Webserver ermöglicht die Datenverteilung an Clients innerhalb und außerhalb des Anlagennetzes.

Eine weitere wichtige Kommunikationsfähigkeit ist die Verbindung zu älteren Tankmesssystemen. In einer großen Anlage wie einer Raffinerie kann es Gruppen von Tankmessgeräten verschiedener Marken geben. Die Tankmesssoftware sollte über die Fähigkeit verfügen, mit solchen Systemen zu kommunizieren und diese zu steuern und diese Systeme zu einer Quelle von Tankmessinformationen für das gesamte Tanklager zu machen.

Konfiguration sowie Störungsanalyse und -beseitigung
Die Tankmesssoftware ist oft das Werkzeug für die Konfiguration, Installation sowie Störungsanalyse und -beseitigung des gesamten Tankmesssystems. Es sollte so ausgeführt sein, dass jedes System von Technikern oder Bedienern am Standort konfiguriert werden kann. Die Störungsanalyse und -beseitigung erfolgt idealerweise in der Leitwarte, um Tankbegehungen zu minimieren. Eine gute Tankmesssoftware mit automatischen Assistenten für Konfiguration und Service-Tools macht dies möglich.



10 Überfüllsicherung

Thema Seite

10.1 Worauf kommt es an? 64

10.1.1 Wahrscheinlichkeit 64

10.1.2 Auswirkungen 64

10.2 Vorteile 65

10.3 Industriestandards 65

10.3.1 API 2350 66

10.3.2 IEC 61511 66

10.4 Moderne Überfüllsicherung 67

10.4.1 Hauptelemente 67

10.4.2 Herkömmlicher Ansatz 67

10.4.3 Moderner Ansatz 68

10.4.4 2-in-1 Tankmesstechnologie 69

10.4.5 Abnahmeprüfung 70

10. Überfüllsicherung

Tanküberfüllungen sind seit langem eine der führenden Ursachen für schwere Sicherheitsvorfälle bei der Lagerung von Flüssigmassengut. Überfüllungen geschehen jedoch nicht zufällig. Sie sind vorhersehbar und daher vermeidbar. Dieses Kapitel fasst aktuelles Fachwissen und Know-how zur Überfüllsicherung von Tanks und die Art und Weise zusammen, wie moderne Geräte genutzt werden können, um dem Ziel einer vollständigen Vermeidung von Überfüllungen näherzukommen. Eine zusätzliche ausführliche Dokumentation finden Sie im „The Engineer's Guide to Overfill Prevention" (Auslegungsrichtlinien für Überfüllsicherungen) [ISBN 9789198277906].

10.1 Worauf kommt es an?

Das Risiko besteht aus zwei Komponenten: Wahrscheinlichkeit und Auswirkungen. Beide dieser Komponenten sind für Tanküberfüllungen im Vergleich zu anderen potenziellen Risiken in einem Tanklager ungewöhnlich groß.

10.1.1 Wahrscheinlichkeit

Historische Branchenangaben zeigen, dass eine Überfüllung statistisch alle 3.300 Füllungen vorkommt, laut unabhängiger Versicherungsgesellschaft (Marsh und McLennan Companies, 2011).

10.1.2 Auswirkungen

Dieser Abschnitt enthält Informationen über Beispielauswirkungen, die aus einer Tanküberfüllung mit konkreten Fallbeispielen entstehen können.

Beseitigen von Verschüttungen

Western Massachusetts, Vereinigte Staaten, 2005



Abbildung 10.2: Beseitigung einer Verschüttung im Westen des US-Bundesstaates Massachusetts.

Kleine Anlage mit einem einzigen Bediener, während ein Tank für Flüssigmassengut durch eine Pipeline gefüllt wurde. Der Bediener dachte, dass er Zeit für ein schnelles Bier auf der anderen Straßenseite hätte. Plötzlich weist der Barkeeper darauf hin, dass aus einer Tankentlüftung Diesel herausschießt. 23.000 Gallonen Diesel wurden in das Sekundärgehäuse abgelassen, das aus Erdboden und Stahlseiten bestand. 14 000 Gallonen des freigegebenen Produkts wurden mit Vakuumwagen geborgen und 9 000 Gallonen wurden am Untergrund, der das Grundwasser verseuchte, verloren. Leichte nicht-wässrige Phasenflüssigkeit wurde während zwei Wochen in 14 Brunnen gefunden. Mehr als 300 000 Gallonen Flüssigkeit wurden extrahiert und wiederverwertet, um den Boden in der Nähe des Tanks wiederzustellen. Die Gesamtkosten überschritten 350.000 USD.



Abbildung 10.1: Sachschäden nach dem Unfall in Buncefield.

Verletzungen, Sachschäden und Geldbußen

Buncefield-Kraftstoffdepot, Großbritannien, 2005

Die Überfüllung eines Schwimmdachtanks in einem Tankterminal setzte in der Nähe von London große Mengen an Benzin frei. Es bildete sich eine Dampfwolke, die sich entzündete und eine massive Explosion und ein Feuer verursachte, das fünf Tage lang andauerte. Die primäre Ursache war, dass das elektromechanische Servo-Füllstandsmessgerät intermittierend versagte und der mechanische Füllstandsschalter, der in dem unabhängigen Überfüllsicherungssystem verwendet wurde, nicht funktionierte.

Konkurs

Puerto Rico, Vereinigte Staaten, 2009



Abbildung 10.3: Unfall in Puerto Rico im Jahr 2009.

Während der Entladung von Benzin aus einem Tankschiff in das Tanklager fand eine Überfüllung eines 5 Millionen Gallonen fassenden Bodenlagertanks in ein sekundäres Auffangbecken statt, was zur Bildung einer großen Dampfwolke führte, die sich nach Erreichen einer Zündquelle im Abwasseraufbereitungsbereich der Anlage entzündete. Zusätzlich zu dem Feuer der Dampfwolke erzeugte die Explosion eine Druckwelle, die mit 2,9 auf der Richter-Skala registriert wurde. Für mehr als zwei Tage verseuchten dunkle Wolken von Schwebstoffen und Qualm die Luft. Die Benzin-Produkte drangen in das Erdreich ein und wurden auf schiffbaren Wasserstraßen in der Umgebung gesehen.

10.2 Vorteile

Die Investition in die moderne Überfüllsicherung bringt Vorteile, weil sie nicht nur das statistisch hohe Risiko einer Tanküberfüllung reduziert, sondern auch einen unmittelbaren positiven finanziellen Einfluss hat. Durch besseres Wissen, was im Tank ist, können sowohl Effizienz als auch Tankauslastung erhöht werden.

Warum in eine moderne Überfüllsicherung investieren?

- Schutz von Leben und Gesundheit
- Schutz der Umwelt
- Schutz der Anlagenwerte
- Richtlinien entsprechen
- Verbesserung der Öffentlichkeitsarbeit
- Soziale Verantwortung des Unternehmens
- Steigerung der Anlageneffizienz
- Minimierung finanzieller und rechtlicher Risiken

Beispiel 10.1: Kapazitätserweiterung eines Tankterminals (fiktiv)

Die Kapazität eines Tankterminals mit derzeit 10 Tanks soll erweitert werden. Aktuell beträgt der normale Füllstand 80 %. Eine Vorstudie hat bestätigt, dass durch die Investition in eine bessere Überfüllsicherung in Höhe von 15.000 USD pro Tank der normale Füllstand auf 90 % erhöht werden kann. Für alle Tanks entspricht dies einem Preis von 150 000 USD und durch den Zusatz von 10 Prozentpunkten pro Tank und bei 10 Tanks ergibt dies einen zusätzlichen Lagerplatz von einem vollen Tank. Im Vergleich dazu wurden die alternativen äquivalenten Kosten für den Bau eines neuen Tanks auf über 1 Mio. USD geschätzt.

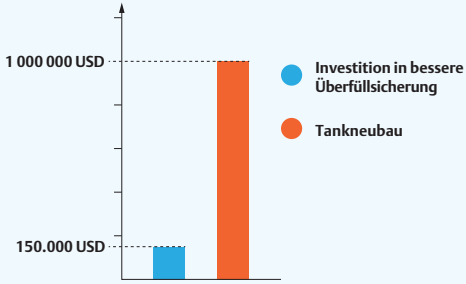


Abbildung 10.4: Vergleich zweier Investitionsoptionen, die beide einem Volumenanstieg von einem vollen Tank entsprechen.

10.3 Industrienormen

In den letzten Jahren gab es aufgrund verbesserter Informationsverfügbarkeit erhebliche Fortschritte beim Verständnis der Ursachen von Tanküberfüllungen. Moderne Überfüllsicherungen basieren auf dem Verständnis, dass eine Vielzahl von Elementen dazu beiträgt, das Risiko einer Tanküberfüllung zu minimieren. Dies war die Basis für die beiden weltweit anerkannten Industrienormen für moderne Überfüllsicherungen: IEC 61511 und API 2350.

IEC 61511 und API 2350 gelten für unterschiedliche Bereiche. API 2350 ist eine anwendungsspezifische Norm speziell für die Lagerung von Flüssigmassengut, wohingegen IEC 61511 auf die Auslegung elektronischer Schutzmaßnahmen sowohl in der Prozess- als auch in der Flüssigmassengut-Lagerbranche ausgerichtet ist.

10.3.1 API 2350

API 2350 ist für „Überfüllsicherungen für Lagertanks in Erdölanlagen“ gedacht und bietet eine ganzheitliche Perspektive auf die moderne Überfüllsicherung. Sie geht sowohl auf „weiche“ Faktoren wie Verfahren und Dokumentation als auch auf „harte“ Faktoren wie Ausrüstung und Lage der Alarmpunkte ein.

Die Norm erfordert moderne Einrichtungen (bezeichnet als „Kategorie 3“), die mit einem automatischen Tankmesssystem (ATG) und einer unabhängigen Überfüllsicherung (OPS) ausgestattet sind. Mit API 2350 sind sowohl manuelle Überfüllsicherungssysteme (MOPS), bei denen menschliche Eingriffe erforderlich sind, um eine Überfüllung zu verhindern (Abbildung 10.5), als auch automatische Überfüllsicherungen (AOPS) (Abbildung 10.6) zugelassen. Letzteres wird jedoch bevorzugt. Im Falle einer AOPS besteht die praktische Anforderung darin, dass diese gemäß IEC 61511 konzipiert sein sollte.

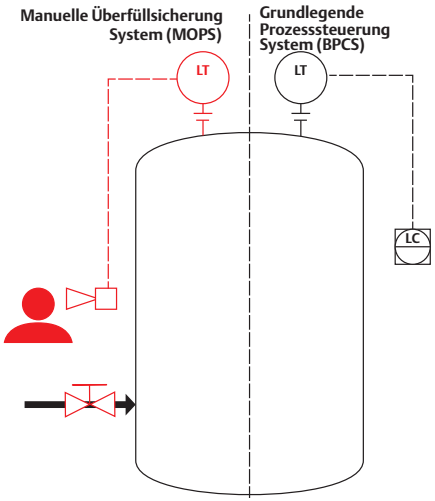


Abbildung 10.5: MOPS besteht gewöhnlich aus einem Füllstandsmessumformer (LT), der mit einem audiovisuellen Alarm verbunden ist, der einen Bediener benachrichtigt, entsprechende Maßnahmen zu ergreifen, wie z. B. das Schließen eines Ventils.

10.3.2 IEC 61511

IEC 61511: „Funktionale Sicherheit – Sicherheitstechnische Systeme für die Prozessindustrie“ ist eine Norm für sicherheitstechnische Funktionen (SIF; Sensor, Logik, Stellantrieb) wie beispielsweise eine automatische Überfüllsicherung (AOPS). Die Zuverlässigkeit eines SIF wird als „Sicherheitsstufe“ (SIL) von 0 bis 4 ausgedrückt, wobei jede Stufe eine Risikominderung bedeutet, wie in Tabelle 10.1 aufgeführt.

Sicherheitsstufe (Safety Integrity Level, SIL)	Minimaler Risikominderungsfaktor (RRF)
SIL 3	1.000
SIL 2	100
SIL 1	10

Tabelle 10.1: Übersicht Sicherheitsstufen (SILs) und entsprechende Risikominderungsfaktoren (RRFs).

Die Norm schreibt nicht die Verwendung einer bestimmten SIL vor. Die erforderliche Risikominderung wird auf der Grundlage einer Risikobewertung für die jeweilige Anwendung ermittelt.

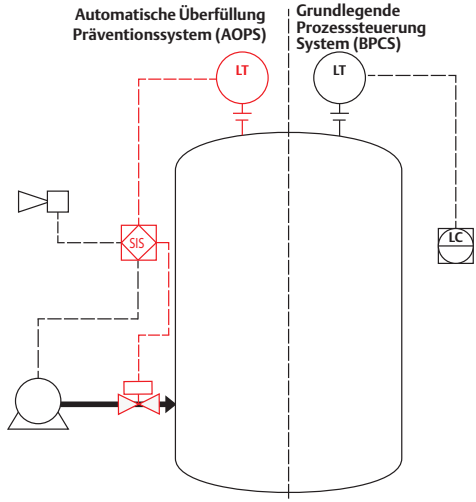


Abbildung 10.6: AOPS besteht gewöhnlich aus einem Füllstandsmessumformer (LT), Logik und Stellantrieb, die ein Ventil automatisch schließen, um ein Überfüllen zu verhindern. Die Logik kann auch nicht-sicherheitskritische Aufgaben ausführen, wie z. B. das Abschalten einer Pumpe und die Benachrichtigung der Bediener durch audiovisuelle Alarme.

10.4 Moderne Überfüllsicherung

Die moderne Überfüllsicherung basiert auf einer ganzheitlichen Perspektive mit dem Verständnis der Tatsache, dass eine Vielzahl von Elementen dazu beiträgt, das Risiko einer Tanküberfüllung zu minimieren, und nicht nur die Ausrüstung, die als „Überfüllsicherung“ bezeichnet wird.

10.4.1 Schlüsselelemente

Hauptelemente einer modernen Überfüllsicherung sind:

- Durchführung einer Risikobewertung
- Befolgung dokumentierter Verfahren einer Überfüllsicherung
- Ausbildung
- Verwendung geeigneter Ausrüstung
- Nicht-einstellbare Alarmpunkte
- Angemessene Inbetriebnahmeverfahren wie Site Acceptance Testing (SAT)
- Regelmäßige Wartung und Abnahmeprüfung
- Änderungsmanagement

Der akzeptierte Standpunkt besteht darin, dass die beste Praxis die Verwendung einer Reihe von unabhängigen Schutzebenen ist, um einen Unfall zu verhindern, d. h. „nicht alle Eier in denselben Korb zu legen“. Im Falle einer Überfüllsicherung sind die typisch verwendeten Schutzebenen in Abbildung 10.7 dargestellt.

Eines der am meisten übersehenen Elemente der Überfüllsicherung ist wahrscheinlich das automatische Tankmesssystem (ATG). Dies ist die primäre unabhängige Schutzebene, die kontinuierlich verhindert, dass Tanküberfüllungen auftreten. Wenn das ATG-System ordnungsgemäß funktioniert, werden die anderen Schutzebenen nicht aktiviert. Darum kann man argumentieren, dass dies die wichtigste Schutzebene ist und infolgedessen eine angemessene Aufmerksamkeit erhalten muss. Beispielsweise ist ein ATG-System, das auf einem unzuverlässigen mechanischen Füllstandsmessumformer beruht, nicht nur eine betriebliche Unannehmlichkeit, sondern auch ein bedeutendes Sicherheitsrisiko.

10.4.2 Herkömmlicher Ansatz

In der Vergangenheit basierte eine Überfüllsicherung in der Regel auf Punkt-Füllstandslösungen. Diese Ausrüstung wurde oft verwendet, um unvollständige vorgeschriebene behördliche Anforderungen zu erfüllen, und wurde entsprechend behandelt. Die Investitionen wurden minimiert und die Instandhaltung und Überprüfung wurden nicht priorisiert.

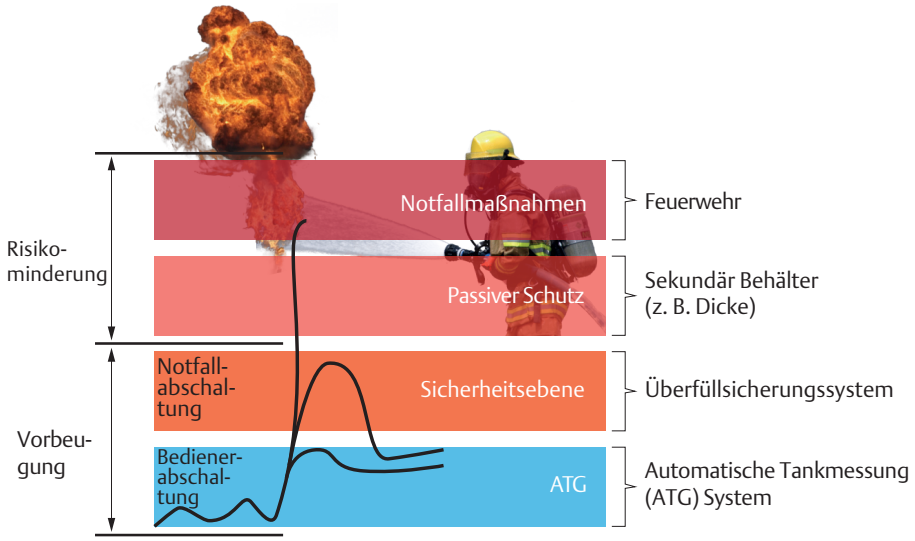


Abbildung 10.7: Häufig verwendete unabhängige Schutzebenen, um das Risiko von Tanküberfüllungen zu minimieren.

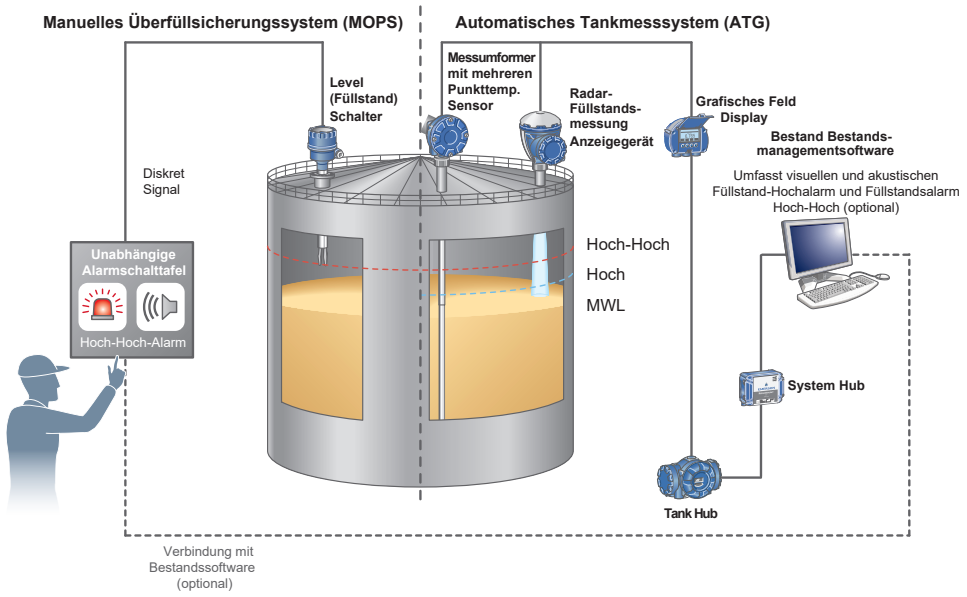


Abbildung 10.8: Herkömmlicher (veralteter) Ansatz zur Vermeidung von Überfüllungen – manuelle Systeme basierend auf Füllstandspunktmessung.

10.4.3 Moderner Ansatz

Die Industrie hat schnell einen modernen Ansatz angenommen, der auf einer automatischen Überfüllsicherung (AOPS) mit kontinuierlicher Füllstandmessung basiert. Die Vorteile sind sowohl die finanzielle als auch die Risikominderung:

- Menschen sind inhärent unzuverlässig. Das Risiko einer Überfüllung kann durch ein automatisches System reduziert werden.
- Da es schwer einzuschätzen ist, ob ein Punkt-Füllstandssensor korrekt funktioniert, erfordert der Sensor häufige Abnahmeprüfungen.
- Ein Abweichungsalarm zwischen dem OPS- und dem ATG-Füllstandssensor kann zur Überprüfung der Integrität beider Systeme verwendet werden.
- Ein einzelner kontinuierlicher Füllstandssensor kann für mehrere Alarme und Warnungen wie Hoch-Hoch, Hoch, Niedrig, Niedrig-Niedrig verwendet werden. Es ist nicht ungewöhnlich, dass ein einzelner kontinuierlicher Füllstandssensor vier separate Punkt-Füllstandssensoren ersetzt.
- Kontinuierliche Füllstandmessung ermöglicht die Einstellung von Alarmen und Warnmeldungen.
- In der Praxis werden sowohl für OPS als auch für ATG häufig identische Füllstandssensoren verwendet (siehe Abbildung 10.9). Dieser Ansatz wird in der Regel aus folgenden Gründen gewählt:
- Der OPS-Füllstandssensor kann als Sicherung fungieren, falls das ATG ausfällt, und dadurch Ausfallzeiten minimieren.
- Reduzierung der Notwendigkeit gerätespezifischer Konfigurationswerkzeuge und Schulungen.
- Minimierung des Bestands an Ersatzteilen.
- Im Gegensatz zur allgemeinen Annahme erfordert weder API 2350 noch IEC 61511 die Verwendung unterschiedlicher Technologien für OPS- und ATG-Füllstandssensoren (Technologiediversifikation).

Warum also nicht das Beste für den OPS-Füllstandssensor auswählen?

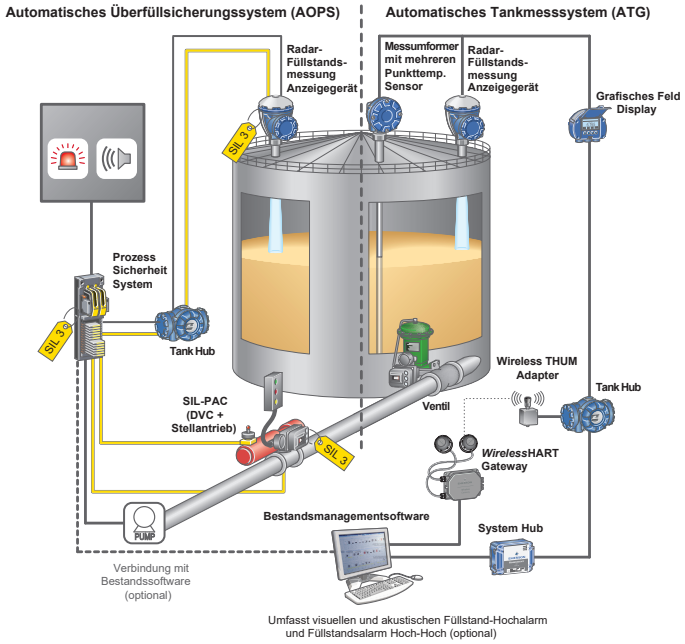


Abbildung 10.9: Beispiel eines modernen Ansatzes mit einem automatischen Überfüllsicherungssystem auf Basis einer kontinuierlichen Radar-Füllstandmessung.

10.4.4 2-in-1-Tankmesstechnologie

Die mechanische Installation eines unabhängigen OPS-Füllstandssensors ist aufgrund der Kosten manchmal nicht möglich, vor allem dann, wenn ein zusätzliches Messrohr in einem Schwimmdachtank benötigt wird. Daher ist die neueste Entwicklung in der Füllstandssensor-Technologie eine 2-in-1-Radar-Füllstandmessung (wie in Abbildung 10.10 dargestellt).



Abbildung 10.10: 2-in-1 Radar-Messgerät.

2-in-1-Radar-Füllstandmessgeräte können gleichzeitig für die automatische Tankmessung (ATG) und die unabhängige OPS-Füllstandsmessung verwendet werden (siehe Abbildung 10.11).

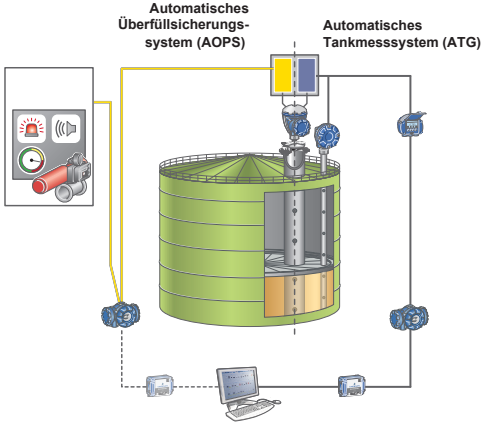


Abbildung 10.11: Systemübersicht für 2-in-1-Radar-Füllstandsmessung.

Die Verwendung von 2-in-1 Radar-Füllstands-messgeräten basiert auf der Grundlage, dass die Antenne eine sehr niedrige Ausfallrate im Vergleich zur Elektronik hat. Die Antenne ist ein sich nicht bewegendes mechanisches Teil mit etwa der gleichen MTBF-Zeit (Mittlere Betriebsdauer zwischen zwei Ausfällen) wie der Tank selbst. Deshalb wurde sie von akkreditierten Drittparteien als konform mit IEC 61511 und API 2350 bestätigt.

10.4.5 Abnahmeprüfung

Die Abnahmeprüfung hat den Zweck, zufällige Hardwareausfälle zu erkennen, und zu bestätigen, dass bereits in Betrieb genommene Ausrüstung ordnungsgemäß funktioniert. Sie ist ein kritisches Verfahren, um die Integrität des OPS-Systems aufrecht zu erhalten, und sollte daher in regelmäßigen Abständen durchgeführt werden. API 2350 schreibt alle 12 Monate vor.

Der herkömmliche Ansatz ist ein „Eimer-Test“ wie in Abbildung 10.12 dargestellt. Diese Methode erfordert eine Tankbegehung und Zugriff auf den Füllstandssensor, während der Tank zeitweilig außer Betrieb genommen wird. Das Verfahren kann ein direktes Sicherheitsrisiko für das Personal darstellen, das den Test ausführt, da sowohl die Tankatmosphäre freigesetzt wird als auch der Inhalt des Eimers gefährlich sein kann.

Mit modernen Sensoren für kontinuierliche

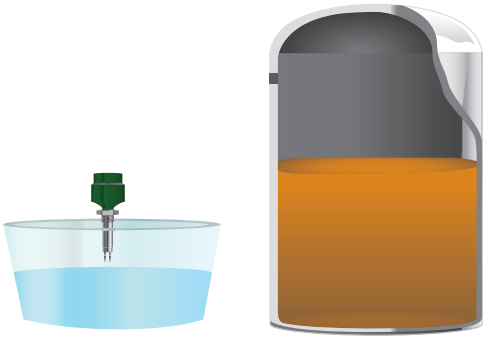


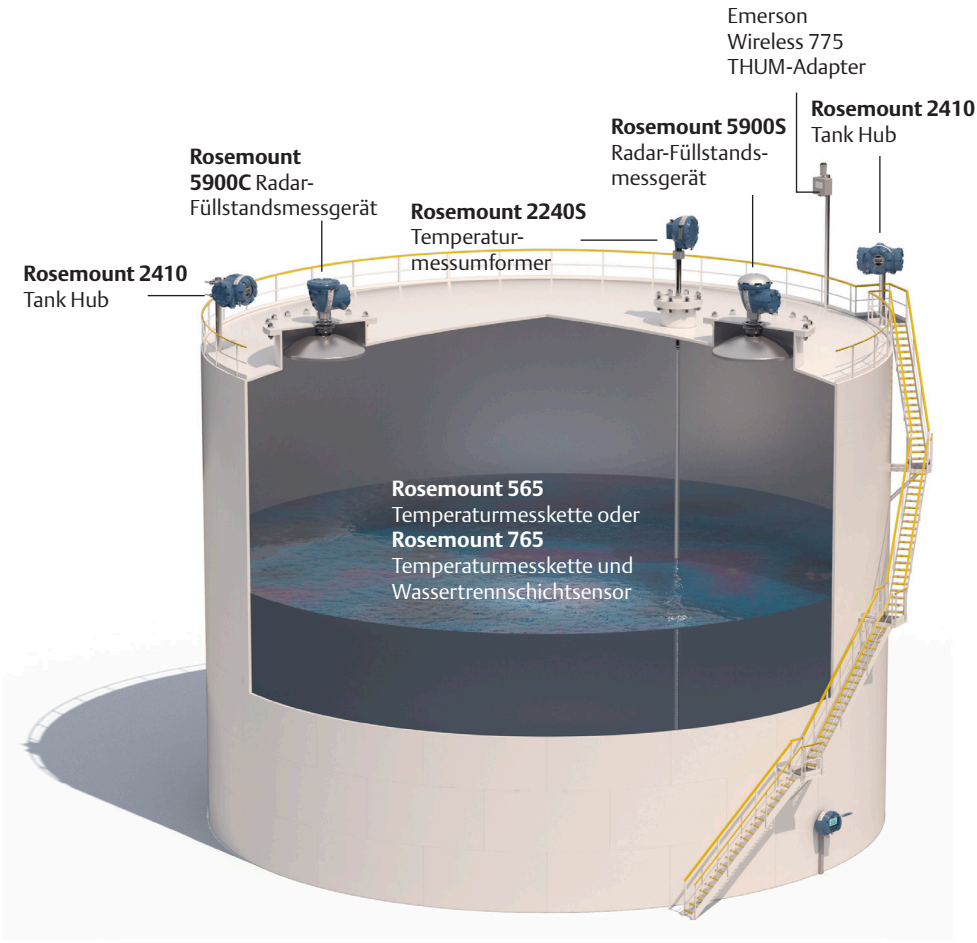
Abbildung 10.12: Traditioneller Ansatz für die Abnahmeprüfung – Eimertest.

Füllstandsmessung kann der Abnahmetest in wenigen Minuten per Fernzugriff von der Messwarte oder über eine Anzeigeeinheit ausgelöst werden. Darüber hinaus können Berichte automatisch generiert und das Intervall der Abnahmeprüfung kann oft verlängert werden. Dies reduziert Arbeitsaufwand des Personals und Stillstandszeiten des Tanks und noch viel wichtiger – das Gesamtrisiko.



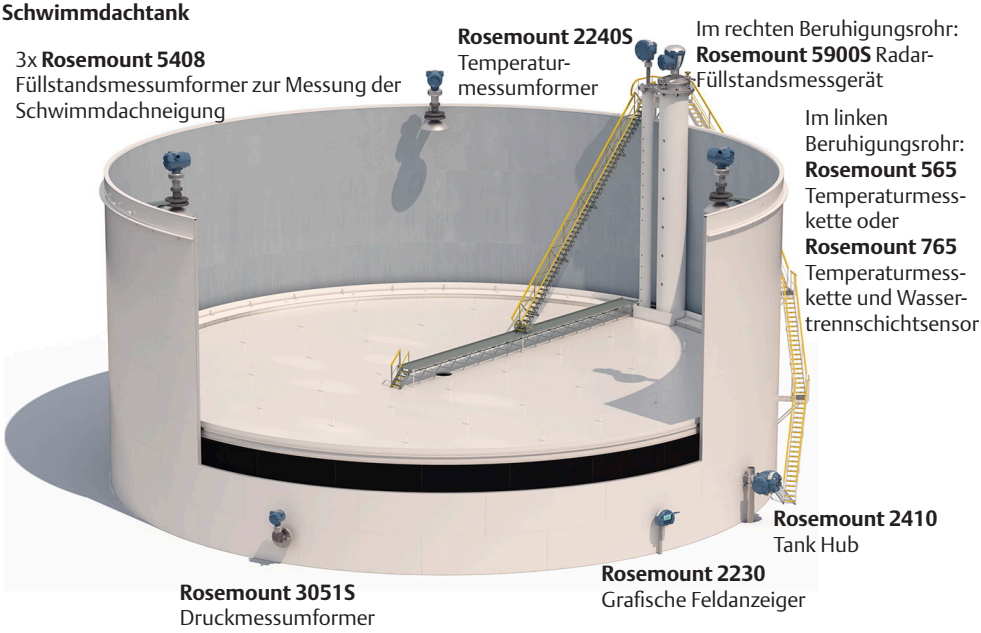
Anhang: Typische Konfigurationen zur Tankmessung

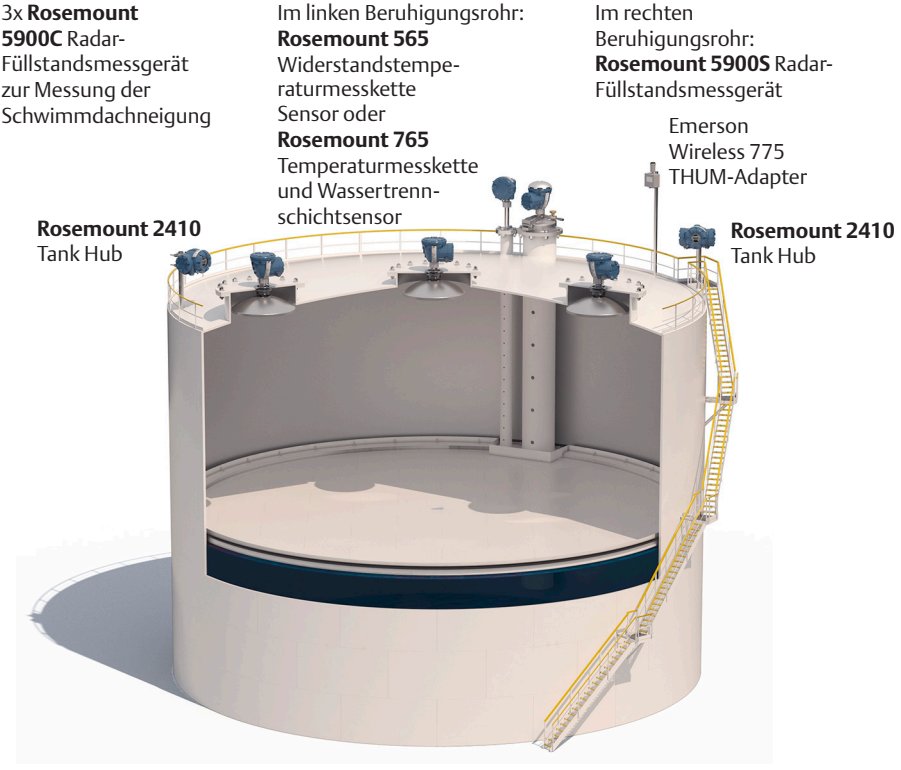
Thema		Seite
A.1	Tanktypen	72
A.2	Wireless	76
A.3	Emulation	78
A.4	Redundanz	82
A.5	Überfüllsicherung	83
A.6	Rosemount™ Tankmess-System	84


Emerson
Wireless 775
THUM-Adapter
Rosemount 2410
Tank Hub
Rosemount 5900S
Radar-Füllstands-
messgerät
Rosemount
5900C Radar-
Füllstandsmessgerät
Rosemount 2240S
Temperatur-
messumformer
Rosemount 2410
Tank Hub
Rosemount 565
Temperaturmesskette oder
Rosemount 765
Temperaturmesskette und
Wassertrennschichtsensor

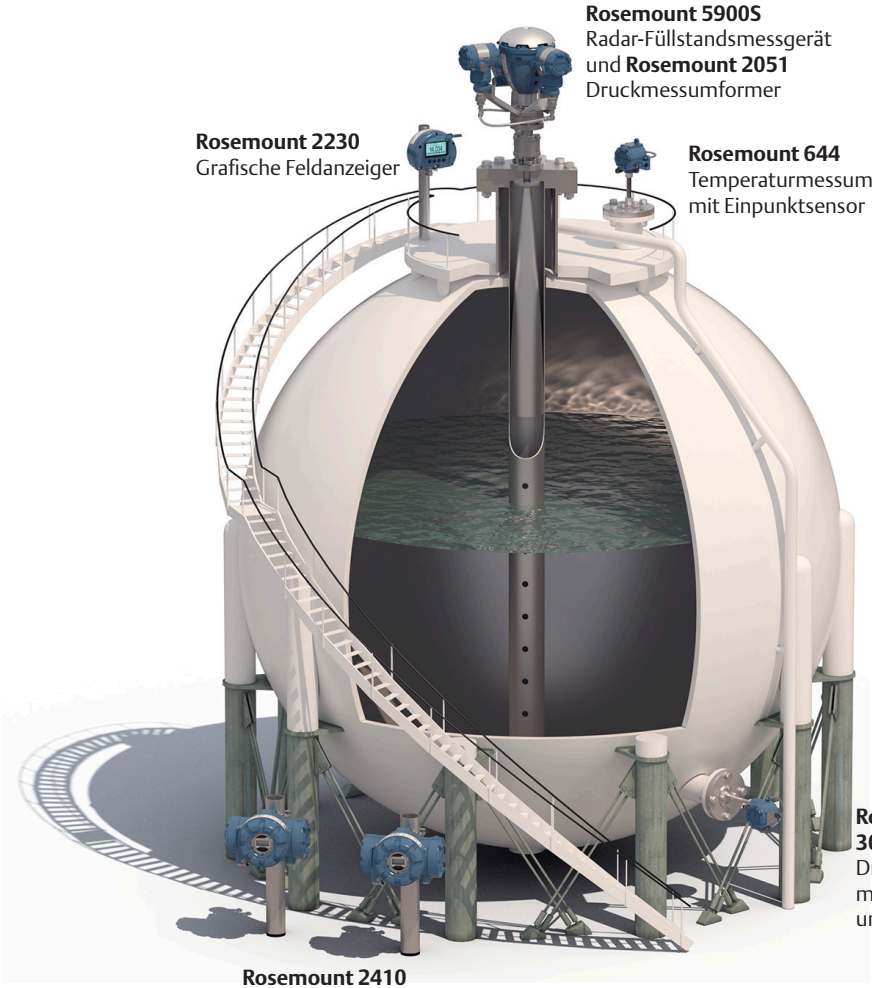
Anhang: Typische Konfigurationen zur Tankmessung

Schwimmdachtank

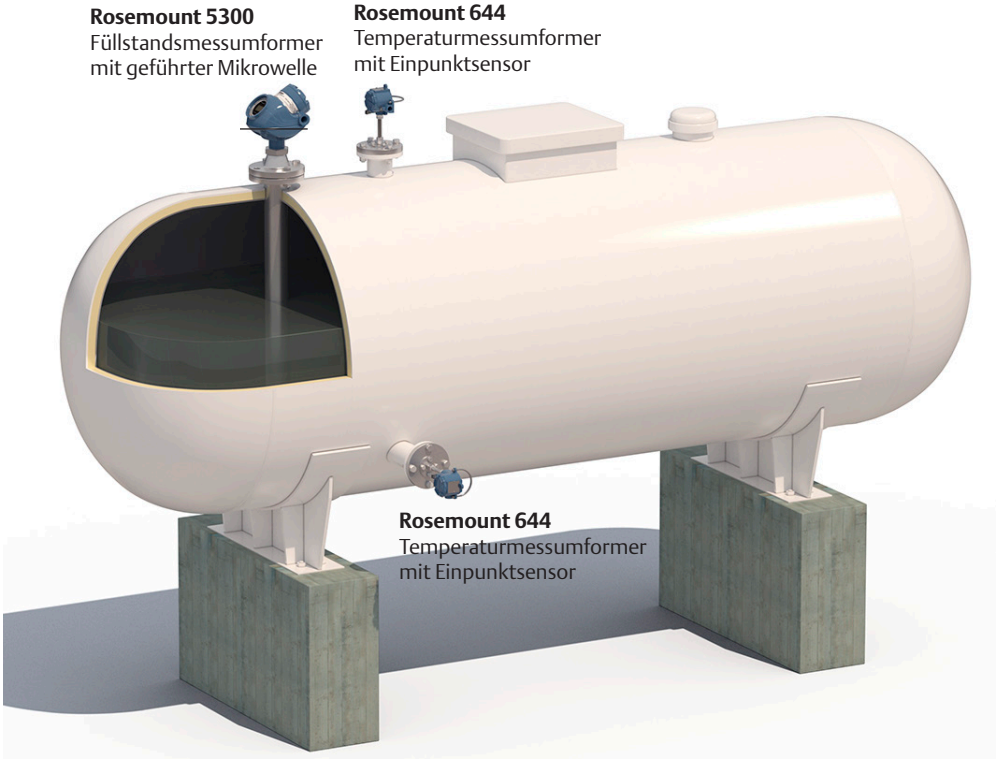




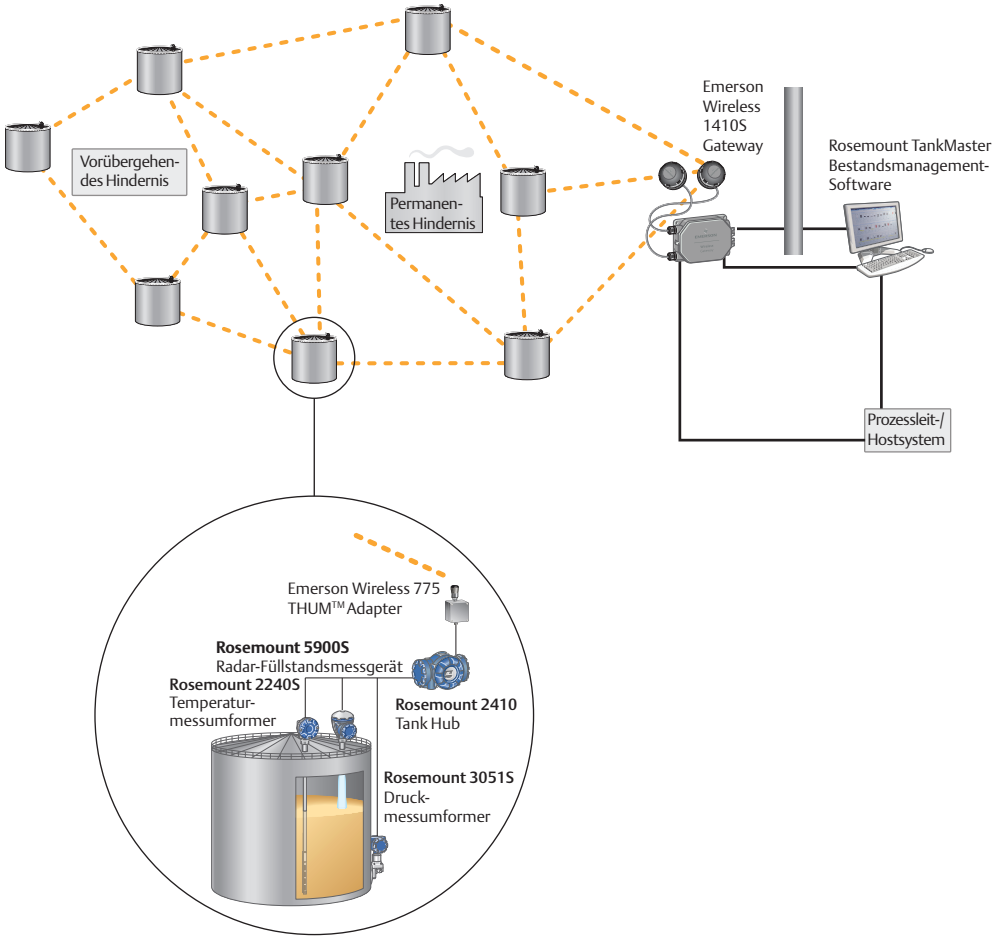
Kugelförmiger Drucktank



Horizontaler Drucktank

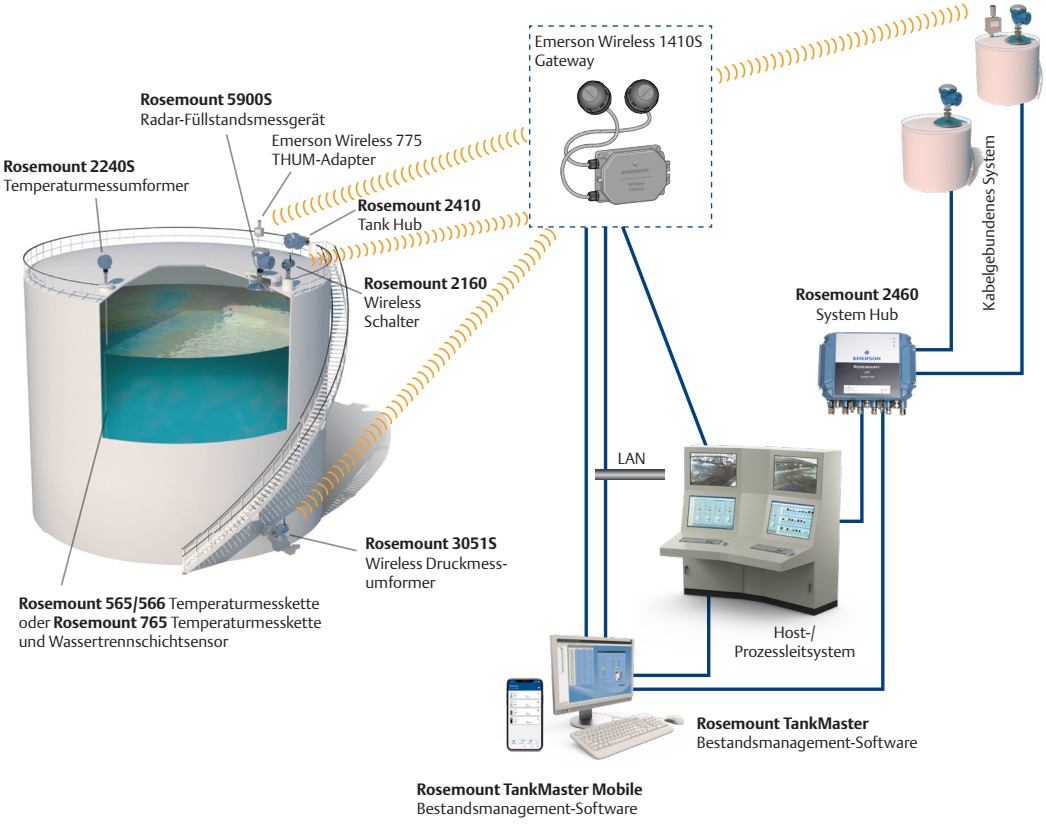


A.2 Wireless



Alle Wireless-Geräte kommunizieren mit dem Hostsystem über den Wireless-Gateway. Ein Rosemount-Tankmesssystem kann sowohl aus verkabelten als auch aus drahtlosen Netznetzen bestehen.

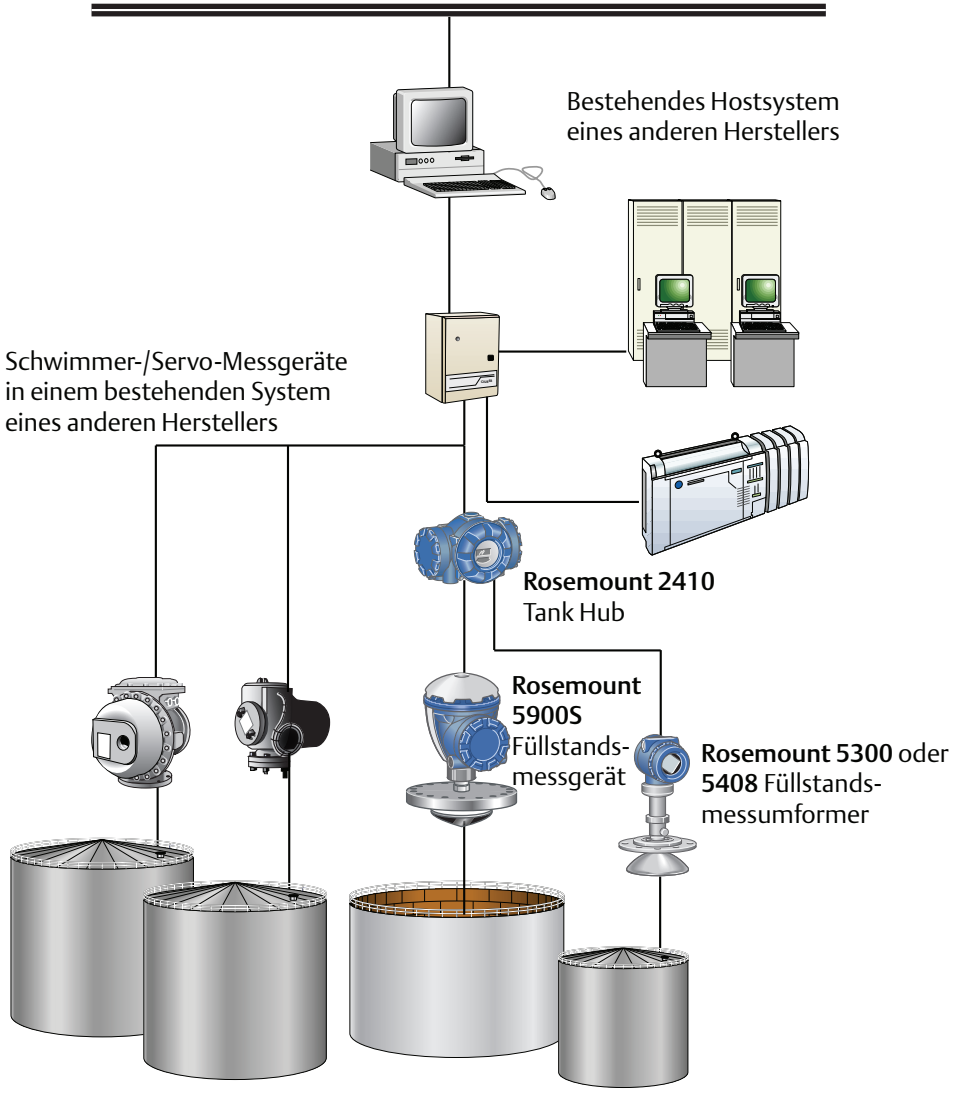
Wireless-Systemarchitektur



Eine Wireless-Tankmesslösung, die kundenspezifisch für Flüssigmassengut-Tanklager entwickelt wird, maximiert die Sicherheit und die Betriebsleistung.

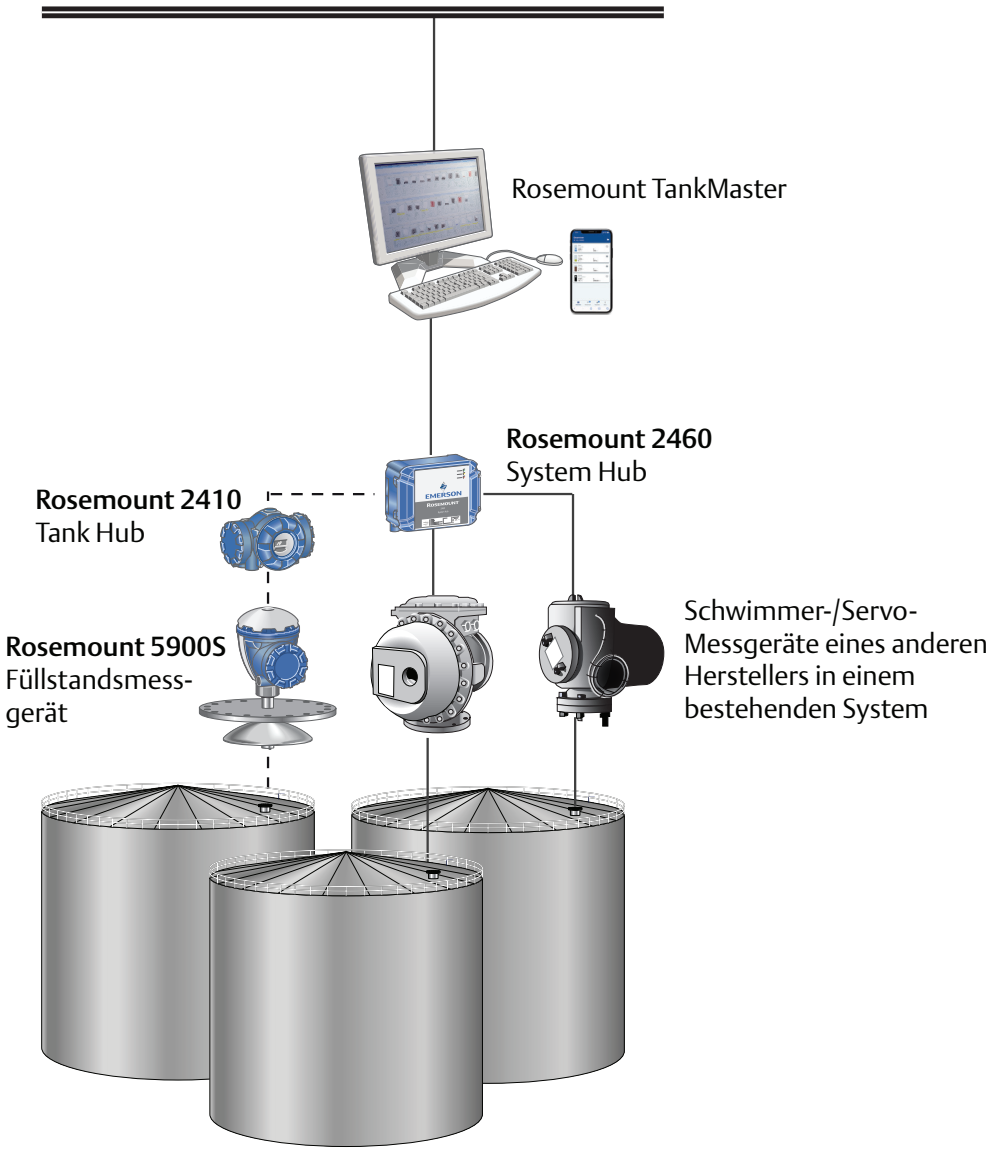
A.3 Emulation

Messgeräte-Emulation



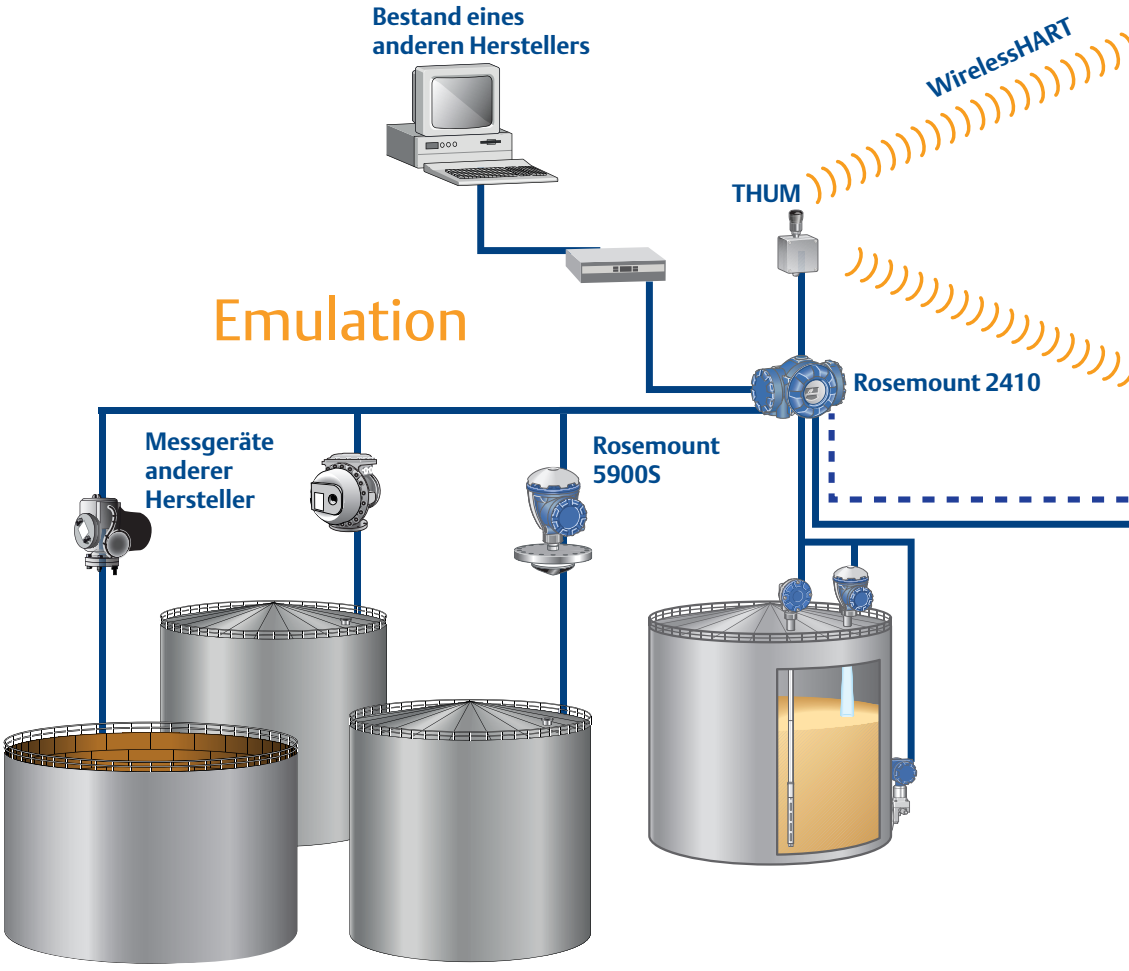
Ein Messgerät von Rosemount kann ein Messgerät anderer Hersteller unabhängig von deren Messtechnologie nahtlos ersetzen. Die Daten vom Tank werden wie bisher auf dem bestehenden Bestandsmanagementsystem angezeigt.

Ersatz des Tank-Management-Systems

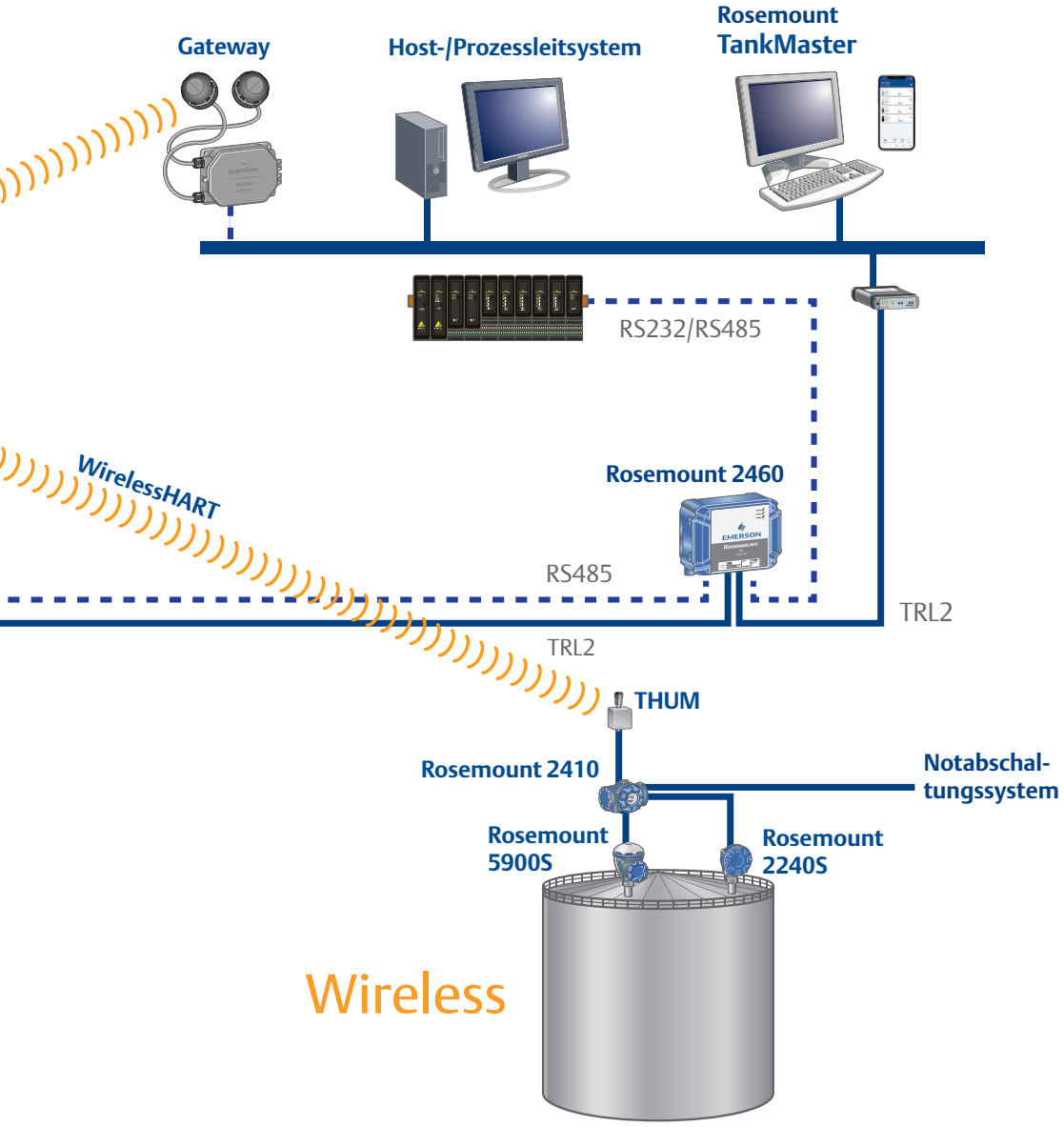


Ersatz von alter Tanküberwachungssoftware durch TankMaster.

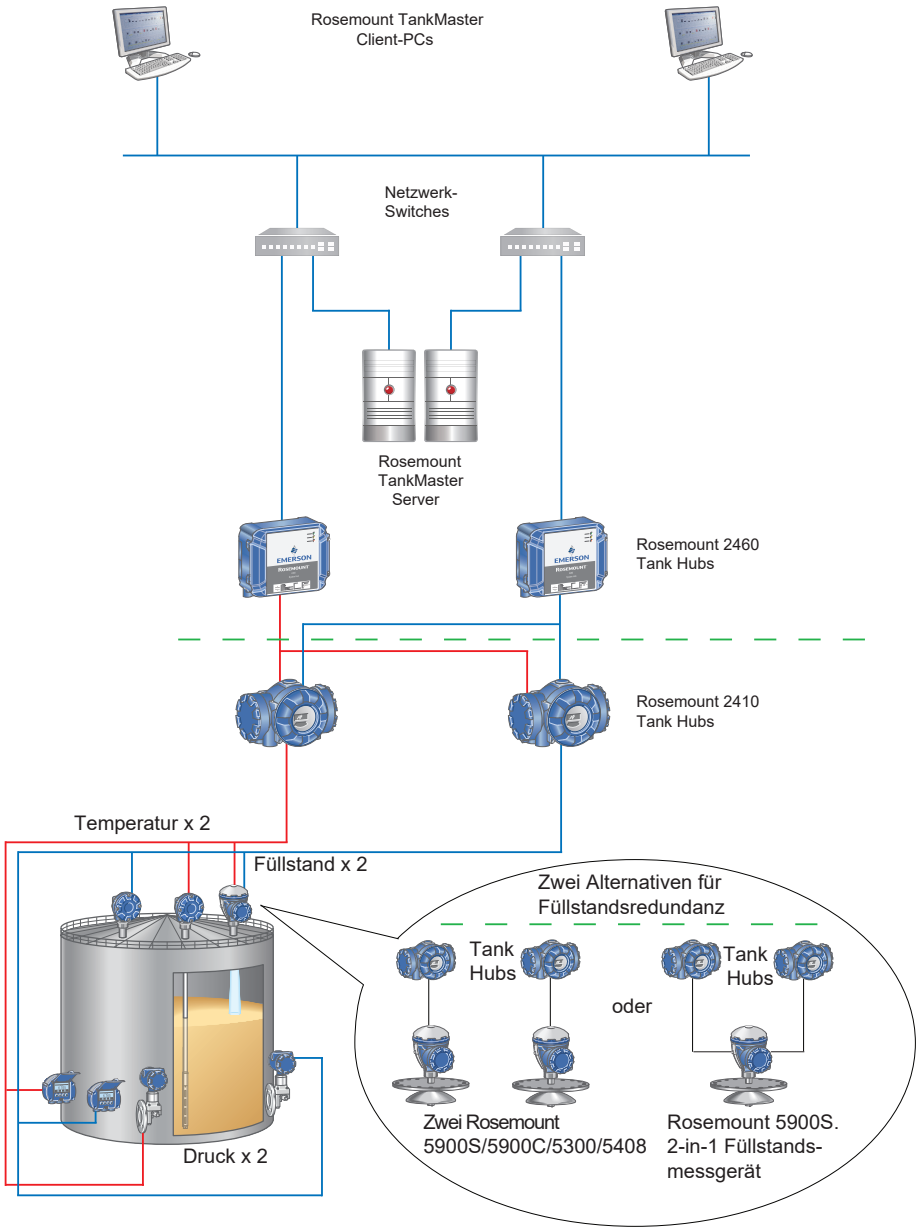
Brückenlösungen



Überbrücken Sie die Lücken älterer Bussysteme durch Hinzufügen eines Wireless-Netzwerks. So erhalten Sie einen zusätzlichen Kommunikationsweg für Messung, Konfiguration und Diagnose.

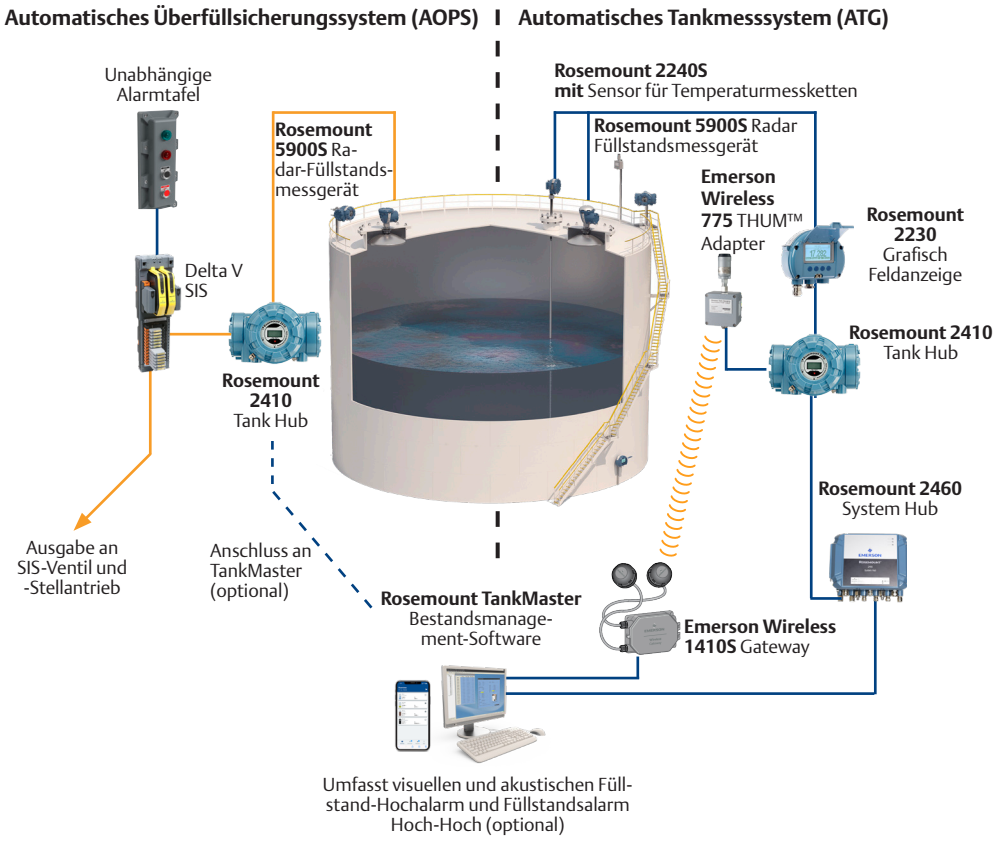

Gateway
Host-/Prozessleitsystem
Rosemount
TankMaster
RS232/RS485
WirelessHART
Rosemount 2460
RS485
TRL2
TRL2
THUM
Rosemount 2410
Notabschal-
tungssystem
Rosemount
5900S
Rosemount
2240S
Wireless

A.4 Redundanz



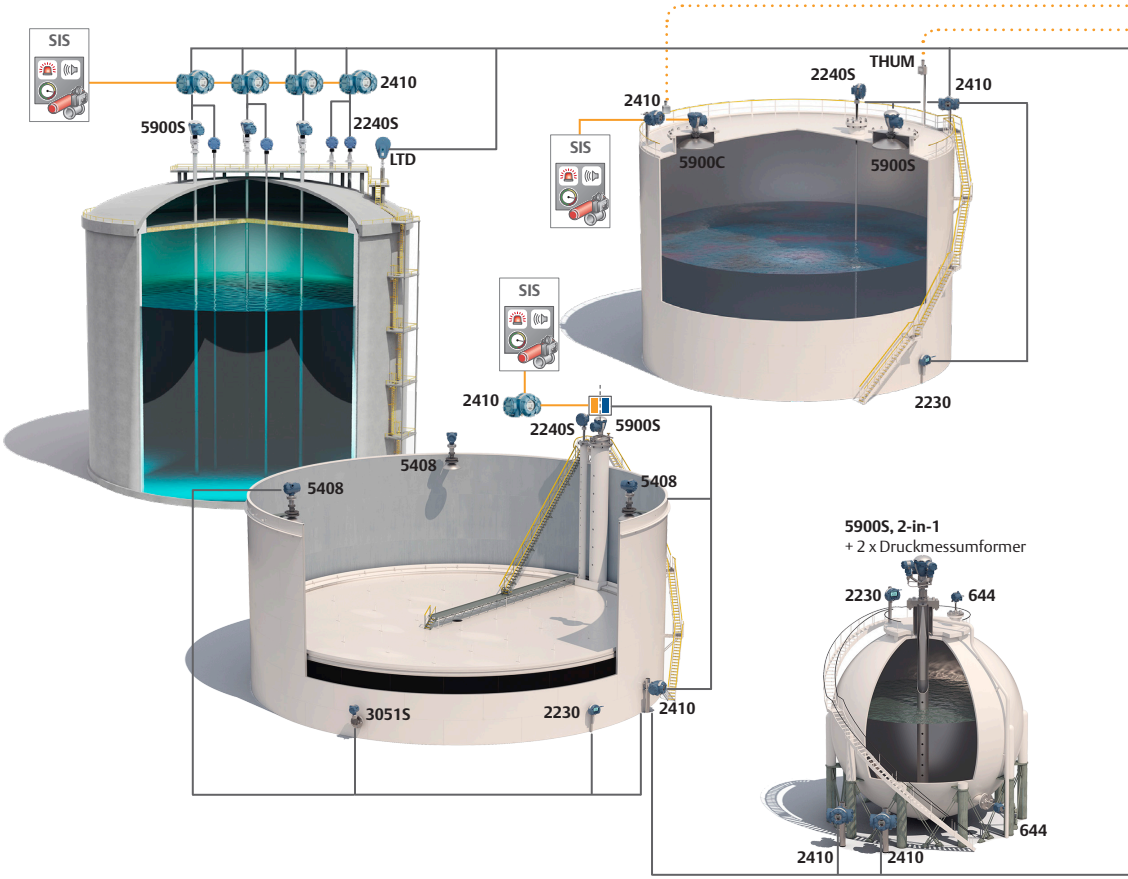
Ein vollständiges redundantes Tankmesssystem mit vier Redundanzebenen: Redundanz der Tankeinheit und Redundanz der Feldkommunikationseinheit kombiniert mit redundanten Datenservern und Benutzerstationen.

A.5 Überfüllsicherung

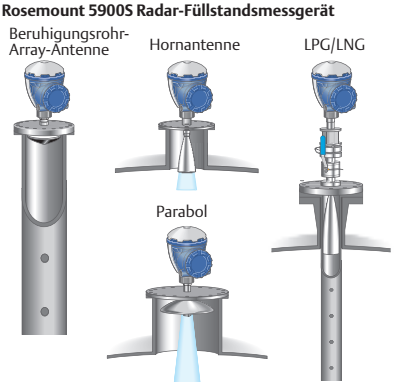


Beispiel eines modernen Ansatzes mit einer automatischen Überfüllsicherung auf Basis einer kontinuierlichen Radar-Füllstandmessung.

A.6 Rosemount Tankmess-System

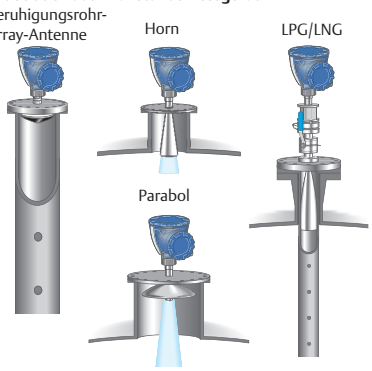


Rosemount 5900S Radar-Füllstandsmessgerät

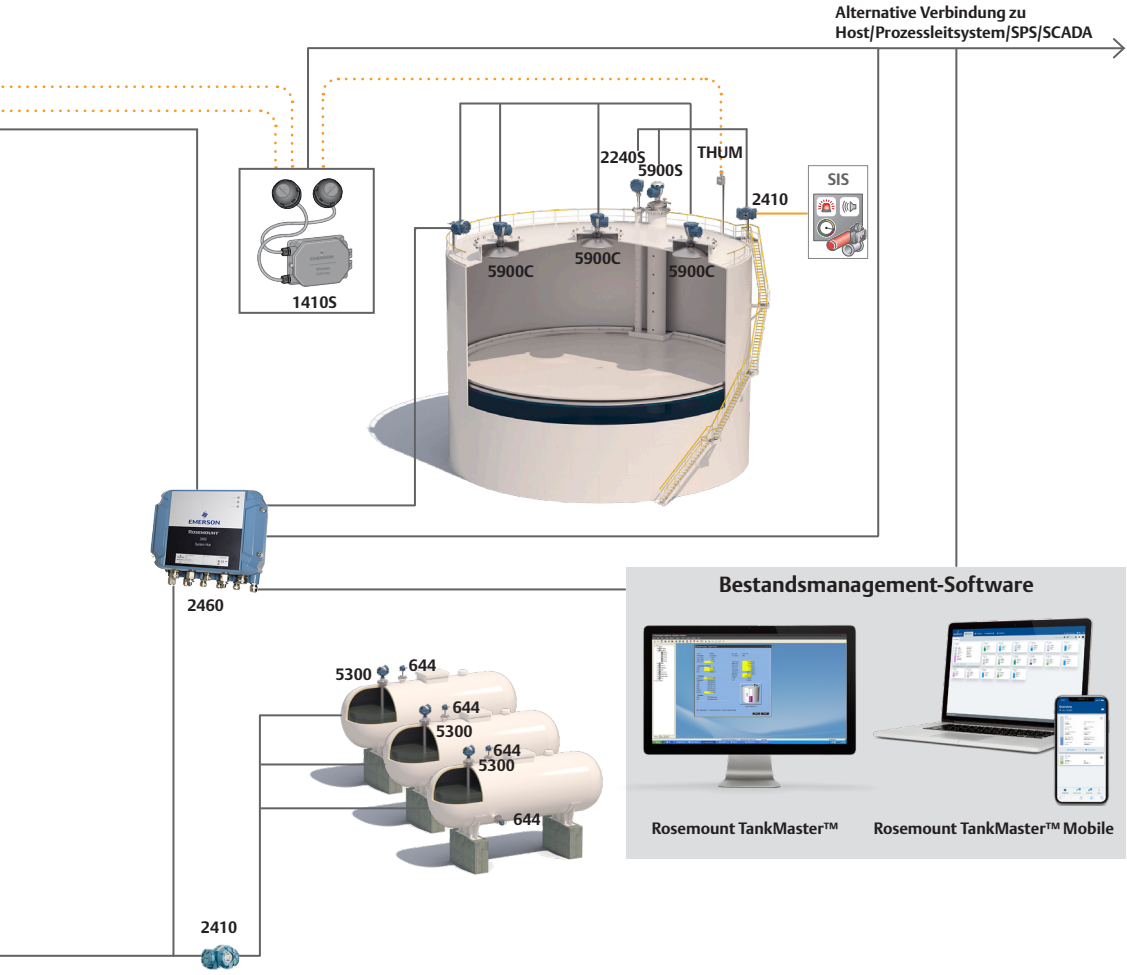




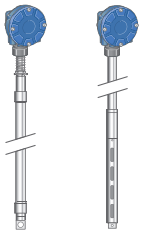
Rosemount 5900C Radar-Füllstandsmessgerät



Anhang: Typische Konfigurationen zur Tankmessung



Rosemount 2240S
Mehrfacheingang-Temperaturmessumformer



Rosemount 2140/2160
Füllstandsdetektor



Rosemount 5408
Füllstandsmessumformer



Rosemount 5300
Füllstandsmessumformer



Rosemount 3308
Wireless-Füllstandsmessumformer



Emerson Wireless 1410S Gateway





Rosemount 644
Temperatur Transmitter mit Einzelpunkt Temperatursensor



Rosemount 3051S
Druckmessumformer



Emerson Wireless 775
THUM™ Adapter

Rosemount 565/566/614
Mehrfach-Spot Temperatur Sensor

Rosemount 765
Mehrfach-Spot Temperatur und Wassertrennschichtsensor



Rosemount 2410
Tank Hub



Rosemount 2460
System Hub



Rosemount 2230
Grafische Feldanzeige



Referenzen

Thema		Seite
R.1	Literaturhinweise	88
R.2	Abbildungshinweise	89

Referenzen

R.1 Literaturhinweise

American Petroleum Institute (1983) *Manual of Petroleum Measurement Standards.* Washington, D.C.

American Petroleum Institute (2012) *API 2350. Overfill Protection for Storage Tanks in Petroleum Facilities, Fourth Edition.* Washington D.C.

International Electrotechnical Commission (2016) *IEC 61511-1 Functional safety - Safety instrumented systems for the process industry sector*

International Organization for Standardization (2002) *ISO 4266-4:2002 - Petroleum and liquid petroleum products - Measurement of level and temperature in storage tanks by automatic methods*

International Organization for Standardization (2003) *ISO 15169:2003 - Petroleum and liquid petroleum products - Determination of volume, density and mass of the hydrocarbon content of vertical cylindrical tanks by hybrid tank measurement systems*

Marsh & McLennan Companies (2011) *Risk Engineering Position Paper – 01, Atmospheric Storage Tanks.* Großbritannien

Organisation Internationale de Métrologie Légale (2008) *OIML R 85-1 & 2 – Automatic level gauges for measuring the level of liquid in stationary storage tanks.* Paris.

R.2 Abbildungshinweise

Abbildung 1.4 Foto mit freundlicher Genehmigung des Center for Liquefied Natural Gas

Abbildung 1.6 „Datei: Caribbean Petroleum Corporation Disaster.jpg – Wikimedia Commons". Commons.wikimedia.org. N.p., 2009. Web. 1. Juli 2016.

Abbildung 2.2 Foto mit freundlicher Genehmigung von Kalibra.

Abbildung 10.1 „Datei: BunceField.jpg – Wikimedia Commons". Commons.wikimedia.org. N.p., 2003. Web. 1. Juli 2016.

Abbildung 10.3 „Datei: FEMA – 42315 – Firefighters At The Puerto Rico Gas Fire.jpg – Wikimedia Commons". Commons.wikimedia.org. N.p., 2009. Web. 5. Juli 2016.

Alle anderen Abbildungen Copyright von Emerson © 2016

Zu den Autoren

Lennart Hägg



Ehemaliger Technical Manager, Rosemount Tank Gauging

Lennart Hägg war Technical Manager bei Emerson Rosemount Tank Gauging in Göteborg, Schweden. Er erwarb einen MSc in Elektrotechnik von der Fakultät für Ingenieurwissenschaften (LTH) an der Lund-Universität und arbeitete in der Erdölindustrie mit Radar-basierten Tankmesssystemen, seit diese Technologie in den 1980er Jahren eingeführt wurde. Hägg hat im API-Komitee für Normen im Zusammenhang mit Tankmessung mitgewirkt und Schweden bei der ISO 4266-Normierung von Füllstands- und Temperaturmessung in Lagertanks vertreten. Darüber hinaus hat Hägg mit der OIML bei der Entwicklung von Empfehlungen für gesetzliche messtechnische Anforderungen an die Füllstandsmessung zusammengearbeitet.

Johan Sandberg



Business Development Manager, Rosemount Tank Gauging

Johan Sandberg erwarb einen MSc in Elektrotechnik vom Institut für Technologie an der Linköping-Universität, Schweden. Seine technische Erfahrung nach beendetem Studium schließt seine Arbeit als Forschungsingenieur in der Laser-Abteilung der schwedischen National Defense Research Laboratories ein. Im Jahr 1987 begann Sandberg als Systems Engineer bei Saab Tank Control an einer leistungsstarken, mikrowellenbasierten Tankmessung zu arbeiten. Während seiner Arbeiten an see- und landgestützten Radar-Tankmesssystemen zog er in die USA und übernahm dort die Position als Technical Manager für Nordamerika. Gegen Ende der 1990er Jahre wurde Sandberg zum Managing Director des US-amerikanischen Tankmessbetriebs in Houston, Texas ernannt. Derzeit ist er Business Development Manager für Rosemount Tankmesssysteme mit Sitz in Göteborg, Schweden. Während seiner Karriere hat Sandberg umfangreiche Erfahrungen auf dem Gebiet der Tankmess- und Überfüllsicherungslösungen für Raffinerie- und Tanklager-Unternehmen gesammelt.

Danksagungen

Dieses Handbuch ist das Ergebnis einer gemeinsamen Anstrengung zwischen Kollegen und Kunden von Emerson auf der ganzen Welt.

Wir bedanken uns bei allen Emerson Experten für Tankmessungen, die ihren Beitrag zu diesem Projekt geleistet und den Grundstein für den Inhalt gelegt haben.

Vielen Dank auch an alle ungenannten Mitwirkenden und alle Rosemount Tankmesssystem-Anwender da draußen!

Was sind Tankmesssysteme?
Technologien für Tankmesssysteme
Technische Normen und Zulassungen
Volumen- und Massenbewertung
Messgenauigkeiten und -unsicherheiten
Temperaturmessung
Flüssiggase
Zusätzliche Sensoren
Systemarchitektur
Überfüllsicherung
Anhang: Typische Konfigurationen zur Tankmessung
Referenzen

 Linkedin.com/company/Emerson-Automation-Solutions

 Twitter.com/Rosemount_News

 Facebook.com/Rosemount

 Youtube.com/user/RosemountMeasurement

Emerson.com/Rosemount-TankGauging

Das Emerson Logo ist eine Marke und Dienstleistungsmarke der Emerson Electric Co.
Rosemount ist eine Marke der Emerson Unternehmensgruppe.
Alle anderen Marken sind Eigentum der jeweiligen Inhaber.
© 2021 Emerson Electric Co. Alle Rechte vorbehalten.

00805-0100-5100, Rev BA 02/21

ROSEMOUNT™

EMERSON™