



Grundlagen der Lecküberwachung

Prof. Dr.-Ing. Gerhard Geiger

KROHNE

▶ *achieve more*

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	1-1
Abbildungsverzeichnis	1-1
Tabellenverzeichnis	1-1
Symbole, Bezeichnungen, Einheiten	1-1
1 Einleitung	1-1
2 Behördliche Anforderungen	2-1
2.1 TRFL (Deutschland)	2-1
2.1.1 Einrichtungen nach TRFL Punkt a) und Punkt b)	2-1
2.1.2 Einrichtungen nach TRFL Punkt c)	2-1
2.1.3 Einrichtungen nach TRFL Punkt d)	2-1
2.1.4 Einrichtung nach TRFL zur schnellen Leckortung nach TRFL Punkt e)	2-2
2.2 API 1130 (USA)	2-2
2.3 API 1155 (USA)	2-2
3 Druck- und Mengenänderungsverfahren	3-1
3.1 Druckänderungsverfahren (Druckfallverfahren)	3-1
3.2 Mengenänderungsverfahren	3-1
3.3 Zusammenfassung	3-1
4 Druckwellenverfahren	4-1
4.1 Zusammenfassung	4-1
5 Bilanzierungsverfahren	5-1
5.1 Massenbilanz	5-1
5.1.1 Massenbilanzverfahren unkompensiert	5-1
5.1.2 Massenbilanzverfahren kompensiert	5-2
5.2 Verwendung volumetrischer Durchflussmesser	5-3
5.3 Zusammenfassung	5-4
6 Statistische LÜS	6-1
6.1 Der Likelihood-Verhältnis-Test (Likelihood Ratio Test, LRT)	6-2
6.2 Der Sequential Probability Ratio Test (SPRT)	6-2
6.3 Zusammenfassung	6-2
7 Leckortung	7-1
7.1 Das Gradienten-Schnitt-Verfahren	7-1
7.2 Das Laufzeit-Differenz-Verfahren	7-1
8 RTTM – Real Time Transient Model	8-1
8.1 Die Kompensationsmethode	8-3
8.2 Die Residuen- oder Abweichungsmethode für die Kopfstationen	8-4
8.3 Die Residuen- oder Abweichungsmethode für Unterstationen	8-5
8.4 Berechnung des Durchflusses	8-5
9 PipePatrol Statistical Mass Balance (SMB)	9-1
9.1 Zusammenfassung	9-1
10 PipePatrol Extended Real-Time Transient Model (E-RTTM)	10-1

10.1	PipePatrol E-RTTM/PC – Lecküberwachung während Förderbetrieb	10-1
10.1.1	Kopfstationsüberwachung.....	10-1
10.1.2	Unterstationsüberwachung für Unterstationen ohne Durchflussmessung	10-2
10.1.3	Segmentüberwachung für Unterstationen mit Durchflussmessung.....	10-2
10.1.4	Lecküberwachung für Unterstationen mit virtueller Durchflussmessung	10-5
10.2	PipePatrol E-RTTM/SC – Lecküberwachung während Förderpausen.....	10-7
10.2.1	Kopfstationsüberwachung.....	10-7
10.3	Lecksignaturanalyse.....	10-9
10.4	Leckortung	10-9
10.5	Zusammenfassung	10-10
11	Vergleich der Verfahren	11-1
A	Literaturverzeichnis.....	11-2
B	Begriffsdefinitionen.....	11-3

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Verlauf der beiden bedingten Wahrscheinlichkeitsdichten.....	6-1
Abbildung 2: Leckortung mit dem Gradienten-Schnitt-Verfahren.....	7-1
Abbildung 3: RTTM zur Bestimmung der Ortsprofile; Modelleingang sind u.a. die Drücke .	8-1
Abbildung 4: RTTM zur Bestimmung der Ortsprofile; Modelleingang sind u.a. die Durchflüsse.....	8-2
Abbildung 5: Das kompensierte Massenbilanzverfahren mit RTTM.....	8-3
Abbildung 6: Die Residuen- oder Abweichungsmethode für die Kopfstationen.....	8-4
Abbildung 7: Die Residuen- oder Abweichungsmethode für die P-Unterstationen .	8-5
Abbildung 8: Berechnung des Massenstroms aus dem volumetrischen Durchfluss.....	8-6
Abbildung 9: Funktionsweise von PipePatrol SMB.....	9-1
Abbildung 10: Funktionsweise von PipePatrol E-RTTM/PC während Förderbetrieb ohne Unterstationen (Kopfstations-Überwachung mit Durchfluss-Residuen).....	10-1
Abbildung 11: Funktionsweise von PipePatrol E-RTTM/PC während Förderbetrieb mit P-Unterstationen (Unterstationsüberwachung ohne Durchfluss mittels Druck-Residuen).....	10-2
Abbildung 12: Funktionsweise von PipePatrol E-RTTM/PC während Förderbetrieb für P,T,F-Unterstationen (Segmentüberwachung mit gemessenem Durchfluss mittels Durchfluss-Residuen).....	10-3
Abbildung 13: Funktionsweise von PipePatrol E-RTTM/PC während Förderbetrieb für P,T-Unterstationen (Segmentüberwachung mit virtuellem Durchfluss mittels Durchfluss-Residuen).....	10-5
Abbildung 14: Funktionsweise von PipePatrol E-RTTM/PC während Förderbetrieb für P-Unterstationen (Segmentüberwachung mit virtuellem Durchfluss mittels Durchfluss-Residuen).....	10-6
Abbildung 15: Funktionsweise von PipePatrol E-RTTM/SC während Förderpausen ohne Unterstationen (Kopfstationsüberwachung).....	10-7
Abbildung 16: Funktionsweise von PipePatrol E-RTTM/SC während Förderpausen für P-Unterstationen (Unterstationsüberwachung mittels Druck-Residuen).....	10-8

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Symbole, Bezeichnungen, Einheiten Teil 1.....	1-2
Tabelle 2: Symbole, Bezeichnungen, Einheiten Teil 2.....	1-2
Tabelle 3: Funktionen sowie Umfang und Anforderungen an Druck- und Mengenänderungsverfahren	3-1
Tabelle 4: Einsatzmöglichkeiten Druck- und Mengenänderungsverfahren.....	3-2
Tabelle 5: Leistungsparameter Druck- und Mengenänderungsverfahren.....	3-2
Tabelle 6: Funktionen sowie Umfang und Anforderungen an das Druckwellenverfahren.....	4-1
Tabelle 7: Einsatzmöglichkeiten des Druckwellenverfahrens.....	4-1
Tabelle 8: Leistungsparameter des Druckwellenverfahrens.....	4-2
Tabelle 9: Funktionen sowie Umfang und Anforderungen an die Bilanzierungsverfahren.....	5-4
Tabelle 10: Einsatzmöglichkeiten der Bilanzierungsverfahren.....	5-4
Tabelle 11: Leistungsparameter der Bilanzierungsverfahren.....	5-5
Tabelle 12: Funktionen sowie Umfang und Anforderungen an das Statistische LÜS.....	6-2
Tabelle 13: Einsatzmöglichkeiten des Statistischen LÜS.....	6-2
Tabelle 14: Leistungsparameter des Statistischen LÜS.....	6-3
Tabelle 15: Funktionen sowie Umfang und Anforderungen an PipePatrol SMB.....	9-2
Tabelle 16: Einsatzmöglichkeiten von PipePatrol SMB.....	9-2
Tabelle 17: Leistungsparameter von PipePatrol SMB.....	9-3
Tabelle 18: Funktionen sowie Umfang und Anforderungen an PipePatrol E-RTTM.....	10-10
Tabelle 19: Einsatzmöglichkeiten von PipePatrol E-RTTM.....	10-10
Tabelle 20: Leistungsparameter von PipePatrol E-RTTM.....	10-11
Tabelle 21: Vergleich der verschiedenen Lecküberwachungsverfahren.....	11-1

Symbole, Bezeichnungen, Einheiten

Symbol	Bezeichnung	SI-Einheit
A	Querschnitt der Pipeline	m^2
A_I	Abweichung Durchflussmessung Einlass	$kg/s, m^3/s$
A_O	Abweichung Durchflussmessung Auslass	$kg/s, m^3/s$
c	Schallgeschwindigkeit	m/s
Q	Durchfluss allgemein als Massenstrom oder volumetrisch (Volumenstrom)	$kg/s, m^3/s$
F_I	Fehlergrenze Durchflussmessung Einlass	$kg/s, m^3/s$
F_O	Fehlergrenze Durchflussmessung Auslass	$kg/s, m^3/s$
L	Länge der Pipeline	m
M	Gasspezifische molare Masse	kg/mol
M	Masse allgemein	kg
M_{Leak}	Aktuell abgeflossene Leckmasse	kg
M_{Pipe}	In der Pipeline gespeicherter Masse	kg
\dot{M}	Massenstrom allgemein	kg/s
\dot{M}_I	Massenstrom Einlass	kg/s
\dot{M}_{Leak}	Leckabfluss	kg/s
\dot{M}_O	Massenstrom Auslass	kg/s
n	Anzahl Unter- bzw. Zwischenstationen	
$N(\mu, \sigma)$	Normalverteilung nach Gauß	
p	Druck	Pa
P	Wahrscheinlichkeit allgemein	
P_0	Wahrscheinlichkeit für richtige Entscheidung im leckfreien Fall	
P_1	Wahrscheinlichkeit für richtige Entscheidung im Fall eines Lecks	
P_{FA}	Wahrscheinlichkeit für einen Fehlalarm	
P_M	Wahrscheinlichkeit für einen Durchschlupf	
R	Universelle Gaskonstante (8.314472)	$J/(mol K)$
R_S	Gasspezifische Gaskonstante	$J/(kg K)$
s	Eindimensionale Ortskoordinate entlang der Pipeline	m
t	Zeit	s
T, T_F	Temperatur des Fluids	K
T_G	Erd-Temperatur	K
v	Fluid-Geschwindigkeit allgemein	m/s
v_I	Fluid-Geschwindigkeit Einlass	m/s
v_O	Fluid-Geschwindigkeit Auslass	m/s
V	Volumen allgemein	m^3
\dot{V}	Volumenstrom allgemein	m^3/s
\dot{V}_I	Volumenstrom Einlass	m^3/s
\dot{V}_{ref}	Volumenstrom bei Referenz- (oder Nenn-)Bedingungen	m^3/s
\dot{V}_O	Volumenstrom Auslass	m^3/s

Symbol	Bezeichnung	SI-Einheit
VCF	Volumenkorrekturfaktor	
x	Durchflussresiduum Einlass	kg/s
y	Durchflussresiduum Auslass	kg/s
z	Druckresiduum allgemein	Pa

Tabelle 1: Symbole, Bezeichnungen, Einheiten Teil 1.

Symbol	Bezeichnung	SI-Einheit
α	Signifikanz-Niveau	
ε	Koeffizient des SPRT	
γ	Kleinster erkennbarer Leckabfluss, Alarmgrenze, Nachweisgrenze	z.B. kg/s
λ	Koeffizient des SPRT	
μ	Mittelwert der Normalverteilung nach Gauß	
ρ	Dichte des Fluids	kg/m ³
σ	Standardabweichung der Normalverteilung nach Gauß	
Z	Realgasfaktor	

Tabelle 2: Symbole, Bezeichnungen, Einheiten Teil 2.

1 Einleitung

Pipelines sind die wirtschaftlichsten und sichersten Transportsysteme für Mineralöle, Gase und andere Produkte. Als ein über weite Strecken reichendes Transportmittel müssen sie hohe Anforderungen an die Sicherheit, Verfügbarkeit und Effizienz erfüllen. Lecküberwachungssysteme (LÜS, engl. Leak Detection Systems, LDS) sind daher wichtige Bausteine der Pipeline-Leittechnik.

Moderne LÜS wie die PipePatrol-Familie von Krohne Oil and Gas aus Breda (Niederlande) überwachen kontinuierlich Pipelines, indem sie feststellen, ob ein Leck aufgetreten ist oder nicht (Leckerkennung). Außerdem geben sie im Leckfall an, wie viel Leck abfließt und wo das Leck aufgetreten ist (Leckortung).

Aufgrund der Bedeutung der Sicherheitstechnik sind in einigen Ländern behördliche Auflagen zu erfüllen. Dazu zählt in Deutschland z.B. die „Technische Regel für Fernleitungen“ [TRFL]. In den USA ist in diesem Zusammenhang die [API 1130] wichtig. Details zu diesem Thema finden sich im Kap. 2. Weitere wichtige Anforderungen an LÜS gestellte Anforderungen sind [API 1155]:

Ansprechempfindlichkeit: Ein LÜS muss in der Lage sein, auch kleine Lecks zu erkennen. Außerdem muss dies schnell geschehen, damit die ausgetretene Leckmenge möglichst klein bleibt. PipePatrol Extended Real-Time Transient Model E-RTTM (Kap. 10) beispielsweise ist in der Lage, Lecks unter 1% (bezogen auf den nominalen Durchfluss) in weniger als einer Minute zu erkennen.

Zuverlässigkeit: Ein ausgelöster Leckalarm muss zuverlässig sein. Das bedeutet, dass Fehlalarme vermieden werden. Wenn ein Leck mit einer entsprechenden Leckrate auftritt muss das LÜS aber auf jeden Fall einen Leckalarm auslösen.

Genauigkeit: Dieser Punkt betrifft insbesondere die Leckortung. Leckortangaben zum Beispiel in m sollen möglichst genau sein.

Robustheit: Dieser letzte Punkt betrifft den Betrieb des LÜS, wenn die Einsatzbedingungen nicht ideal sind. Dazu gehört z.B. der Fall des Ausfalls von Sensoren. Dann sollte das LÜS in der Lage sein, dies zu erkennen, und ggf. (möglicherweise mit reduzierter Ansprechempfindlichkeit) weiter zu arbeiten.

Universelle Einsetzbarkeit: Moderne LÜS wie PipePatrol sind universell einsetzbar. Sie können für Flüssigkeits- und Gas-Pipelines eingesetzt werden. Bei Mineralölprodukten beispielsweise ist eine Überwachung bei Single- und Multi-Batch-Betrieb möglich, ebenso beim Einsatz von Trennmolchen zur Trennung von Batches. Auch die Verwendung von Drag Reducing Agents (DRA) behindern den Einsatz entsprechender LÜS nicht.

Großer Betriebsbereich: Außerdem ist es wichtig, das während der gesamten Betriebszeit überwacht wird. Das betrifft die An- und Abfahrphase genauso wie Zeiten in denen nominaler Durchfluss gefahren wird. Außerdem ist eine Überwachung während Förder- und Stillstandsphasen vorteilhaft, wie bei PipePatrol E-RTTM Kap. 10.

Dieser Bericht beschreibt Grundlagen der Lecküberwachung, in dem zuerst in Kap. 3 Druck- und Mengenänderungsverfahren, in Kap. 4 das Druckwellenverfahren, in Kap. 5 Bilanzierungsverfahren, und in Kap. 6 Statistische LÜS vorgestellt werden. Kap. 7 ist dann der Leckortung vorbehalten.

Der Einsatz moderner, leistungsfähiger Digitalrechner macht in neuerer Zeit die Verwendung transienter Echtzeit-Modelle (engl. Real-Time Transient Models, RTTM) möglich; Kap. 8 erläutert Grundsätzliches zu diesem Thema. PipePatrol Statistical Mass Balance (SMB) (Kap. 9) ist ein Massenbilanzverfahren (Kap. 5.1.2), dass dieses mit statistischen Methoden (Kap. 6) und RTTM-Technologie (Kap. 8) verbindet. PipePatrol Extended Real-Time Transient Model E-RTTM (Kap. 10) schließlich ist das „Flagschiff“ von Krohne Oil & Gas basierend auf neuester Erweiterter RTTM-Technologie (E-RTTM).

Kap. 11 schließlich vergleicht die vorgestellten Verfahren anhand verschiedener Kriterien.

2 Behördliche Anforderungen

2.1 TRFL (Deutschland)

TRFL ist die Abkürzung für „Technische Regel für Rohrfernleitungen“ [TRFL]. Veröffentlicht im Jahr 2003 gilt sie in Deutschland für Pipelines im Geltungsbereich der Rohrfernleitungsverordnung [RFVO], die entsprechend bestimmten Merkmalen brennbare und/oder wassergefährdende Flüssigkeiten oder Gase transportieren. Entsprechend Kapitel 11.5 der TRFL sind Einrichtungen zum Feststellen austretender Stoffe vorzusehen. Demzufolge müssen vorhanden sein:

- a) Zwei voneinander unabhängige, kontinuierlich arbeitende Einrichtungen, die im stationären Betriebszustand den Austritt feststellen können.
- b) Eine der o.a. Einrichtungen oder eine weitere muss darüber hinaus auch während des instationären (transientem) Betriebs Austritte feststellen können.
- c) Eine Einrichtung, die während Förderpausen Austritte feststellen kann.
- d) Eine Einrichtung, die schleichende Undichtigkeiten feststellt.
- e) Dazu kommt eine Einrichtung bzw. sonstige Vorkehrung zur schnellen Ortung der Schadensstelle.

2.1.1 Einrichtungen nach TRFL Punkt a) und Punkt b)

Pipelines müssen also nach TRFL mit zwei kontinuierlich arbeitenden LÜS ausgestattet sein; eines oder beide müssen in der Lage sein, auch während instationärem (transientem) Betrieb Lecks zu erkennen.

In der behördlichen Genehmigungspraxis wird u.U. auf die Installation redundanter Messsysteme verzichtet. Bei der Datenübertragung wird i.d.R. eine bestimmte Redundanz gefordert, z.B. durch die Verwendung redundanter Kommunikationsleitungen. Das Lecküberwachungssystem an sich ist auf jeden Fall redundant auszuführen, z.B. durch die Verwendung mehrerer kontinuierlich arbeitender LÜS, z.B.

- Druck- und Mengenänderungsverfahren Kap. 3,
- Druckwellenverfahren Kap. 4,
- Bilanzierungsverfahren Kap. 5, und
- Statistische LÜS Kap. 6.

Darüber hinaus bietet Krohne Oil & Gas in Breda, Niederlande, mit PipePatrol modernste Lecküberwachungssysteme an, so

- PipePatrol Statistical Mass Balance (SMB) Kap. 9, und
- PipePatrol Extended Real-Time Transient Model (E-RTTM) Kap. 10.

2.1.2 Einrichtungen nach TRFL Punkt c)

Nach [TRFL] müssen Pipelines mit einem LÜS ausgerüstet sein, dass während Förderpausen Lecks erkennen kann¹. Kap. 11 listet die Verfahren auf, die dazu geeignet sind. PipePatrol E-RTTM Kap. 10 verwendet ein modellgestütztes Druck-Temperatur-Verfahren, das sowohl für flüssige wie auch für gasförmige Stoffe eingesetzt werden kann. Während Förderpausen wird die Pipeline „abgedrückt“: es wird mittels entsprechender Einrichtungen wie Pumpen und Stellventilen Betriebsstoff in die Pipeline hineinbefördert, das Pipeline-Volumen mit dem Betriebsstoff abgeschlossen um dann den Druck zu überwachen. Fällt dieser zu schnell ab, so wird ein Leck erkannt.

2.1.3 Einrichtungen nach TRFL Punkt d)

Hierfür kommen z.B. Systeme zum Einsatz, bei denen ein Sensorschlauch entlang der Pipeline verlegt wird. Dieser detektiert ein im Leckfall austretendes Leckvolumen z.B. anhand von Temperaturänderungen (Glasfaserkabel) oder Änderungen der Gaskonzentration (halbdurchlässiger Sensorschlauch). Dabei ist folgendes zu berücksichtigen:

¹ Gas-Pipelines werden i.d.R. kontinuierlich betrieben, die Zeiten für Förderpausen sind demzufolge relativ klein. Deshalb kommt hier diesem Punkt nicht die Bedeutung zu wie z.B. bei Produkten-Pipelines mit flüssigen Stoffen. Trotzdem sind nach TRFL diesbezügliche Maßnahmen zu ergreifen.

- Es muss geprüft werden, Betriebsbedingungen (Druck, Temperatur) einen Einsatz ermöglichen.
- Nicht alle Stoffe können damit überwacht werden.

Bei sorgfältiger Auswahl und Konzeption von Durchfluss-, Druck- und Temperaturmessung kann auch PipePatrol SMB Kap. 9 eingesetzt werden. Außerdem kann, hinreichend dichte Schieber vorausgesetzt, auch das modellgestützte Druck-Temperatur-Verfahren PipePatrol E-RTTM/SC eingesetzt werden, siehe Kap. 10.2.

2.1.4 Einrichtung nach TRFL zur schnellen Leckortung nach TRFL Punkt e)

Darüber hinaus fordert die TRFL zusätzlich eine Ausrüstung zur schnellen Leckortung. Diese kann z.B. (wie bei PipePatrol E-RTTM Kap. 10) integraler Bestandteil eines der beiden kontinuierlich arbeitenden Systeme nach a) sein. Details zur Leckortung finden sich in Kap. 7.

2.2 API 1130 (USA)

API steht für „American Petroleum Institute“. Die zweite Auflage der US-amerikanischen API 1130 „Computational Pipeline Monitoring (CPM) for Liquid Pipelines“ wurde im Jahr 2002 veröffentlicht [API 1130]. Gegenstand sind Design, Implementierung, Test und Betrieb von CPM-Systemen, die als ein algorithmischer Ansatz zur Lecküberwachung definiert werden. [API 1130] beschränkt sich auf Flüssigkeits-Pipelines.

In entsprechenden Kapiteln werden verschiedene Verfahren zur computer-gestützten Lecküberwachung angegeben. Darüber hinaus werden LÜS in zwei Gruppen eingeteilt:

- *Externe Systeme* verwenden eigene Messsysteme wie z.B. Sensorschläuche.
- *Interne Systeme* verwenden die im normalen Betrieb eingesetzten Messsysteme z.B. für Durchfluss oder Druck. Alle die in diesem Bericht vorgestellten LÜS gehören zu dieser Gruppe.

Daneben werden in [API 1130] Vorschläge zum (Selbst-)Test und zum Training des Bedienpersonals gemacht. Es bleibt noch festzustellen, dass die API 1130 nur technische Sachverhalte zusammenfasst; verbindliche Forderungen an den Betreiber werden nicht gestellt. Trotzdem hat die [API 1130] international einige Bedeutung.

2.3 API 1155 (USA)

Die 1995 veröffentlichte [API 1155] „Evaluation Methodology for Software Based Leak Detection Systems“ dient dazu, LÜS verschiedener Hersteller miteinander vergleichen zu können. Dazu werden verschiedene Leistungsmaße definiert:

- *Ansprechempfindlichkeit („Sensitivity“)*: Dies ist ein kombiniertes Maß, das sowohl die kleinste erkennbare Leckrate als auch die Zeit bis zur Erkennung eines Lecks berücksichtigt. Am besten wird hierfür die Leckmenge (Volumen oder Masse) angegeben, die austritt, bis ein Leck erkannt wird. PipePatrol E-RTTM erkennt typischerweise Lecks kleiner 1% (bezogen auf den nominalen Durchfluss) in weniger als einer Minute; dabei wird weniger als 50 l verloren.
- *Zuverlässigkeit („Reliability“)*: Zuverlässige Systeme vermeiden Fehlalarme, wobei gleichzeitig bei Auftreten eines Lecks dieses sicher erkannt wird (kein Durchschlupf). Ein hilfreiches Maß hierfür ist die Wahrscheinlichkeit für einen Fehlalarm, oft bezogen auf ein Jahr.
- *Genauigkeit („Accuracy“)*: Dieser Punkt betrifft im Wesentlichen die Leckortung. Leckortangaben zum Beispiel in m sollen möglichst genau sein. Die Genauigkeitsangabe erfolgt oft in % bezogen auf die gesamte Länge der Pipeline.
- *Robustheit („Robustness“)*: Dieser letzte Punkt betrifft den Betrieb des LÜS, wenn die Einsatzbedingungen nicht ideal sind. Dazu gehört z.B. der Fall des Ausfalls von Sensoren. In diesem Fall sollte das LÜS in der Lage sein, dies zu erkennen, und ggf. (möglicherweise mit reduzierter Ansprechempfindlichkeit) weiter zu arbeiten.

3 Druck- und Mengenänderungsverfahren

Diese sehr einfachen Verfahren zur Leckerkennung nutzen die Tatsache aus, dass ein Leck sowohl Druck als auch Durchfluss nachhaltig beeinflusst [Krass/Kittel/Uhde]. Eine örtliche, *punktförmige* Überwachung von Druck und Durchfluss ermöglicht so eine einfache Leckerkennung. Diese Verfahren benötigen i.A. kein Fernwirksystem, um z.B. Durchflüsse von Ein- und Auslass zu vergleichen; die lokale Überwachung von Druck oder Durchfluss reicht aus. Als Änderungsverfahren funktionieren sie nur bei stationärem Betrieb; für Gas-Pipelines und Flüssigkeits-Pipelines im Multi-Batch-Betrieb sind sie nur sehr eingeschränkt verwendbar. Außerdem ist die Ansprechempfindlichkeit generell nicht mehr als zeitgemäß zu bezeichnen. Darüber hinaus können mit den Änderungsverfahren keine Lecks geortet werden.

3.1 Druckänderungsverfahren (Druckfallverfahren)

Tritt ein Leck auf, so fällt der Druck in der Pipeline um einen gewissen Betrag Δp ab. Es liegt daher nahe, die meistens sowieso aus betrieblichen Gründen vorhandenen Druckaufnehmer zur Leckerkennung zu verwenden. In seiner einfachsten Form wird nach Erreichen eines stationären Zustands der Pipeline-Druck gegen Unterschreiten eines festgestellten, unteren Grenzwertes überprüft. Sinkt der Druck unter diesen Grenzwert, so wird Leckalarm gegeben.

Das Druckänderungsverfahren wird auch als *Druckfallverfahren* bezeichnet.

3.2 Mengenänderungsverfahren

Die Ansprechempfindlichkeit des Druckfallverfahrens hängt im Allgemeinen vom Leckort ab. In der Nähe von Ein- und Auslass ist der Druck in der Regel eingepreßt, so dass hier im Leckfall keine oder nur eine sehr geringe Druckänderung zu beobachten ist. Diesen Mangel behebt das Mengenänderungsverfahren, bei dem der gemessene Durchfluss ggf. zusätzlich auf Änderung überprüft wird. Beide Verfahren können miteinander kombiniert werden.

3.3 Zusammenfassung

Einen Überblick über Funktionen und Anforderungen kann nachstehender Tabelle entnommen werden. (Die Eigenschaften dieser Verfahren im Vergleich mit den anderen vorgestellten Verfahren sind in Kap. 11 zusammengefasst.)

Verfahren	Funktion	Instrumentierung	
		Umfang	Anforderung
Druck- und Mengenänderungsverfahren			
Druckänderungsverfahren (Druckfallverfahren)	LEK	1 x P	Gering
Mengenänderungsverfahren	LEK	1 x Q	Gering

Tabelle 3: Funktionen sowie Umfang und Anforderungen an Druck- und Mengenänderungsverfahren².

Beide Verfahren bieten lediglich eine Leckerkennung, keine Leckortung. (Details zur Leckortung können Kap. 7 entnommen werden.) Es werden für das Druckänderungsverfahren lediglich Druckaufnehmer, für das Mengenänderungsverfahren lediglich Durchflussaufnehmer benötigt; die Anforderungen an die Instrumentierung sind gering.

² LEK = Leckerkennung, LEO = Leckortung.

Nun zu den Einsatzmöglichkeiten.

Verfahren	Einsatzmöglichkeit		Haupteinsatz	TRFL
	Betriebsart	Stationär/Transient		
Druck- und Mengenänderungsverfahren				
Druckänderungsverfahren (Druckfallverfahren)	B, Fp	Stationär	Flüssigkeit Gas	a), c)
Mengenänderungsverfahren	B	Stationär	Flüssigkeit Gas	a)

Tabelle 4: Einsatzmöglichkeiten Druck- und Mengenänderungsverfahren³.

Das Druckänderungsverfahren kann sowohl während Förderbetrieb als auch während Förderpausen (Stillstand) eingesetzt werden, sofern die Pipeline hinreichend dicht abgeschlossen ist; das Mengenänderungsverfahren dagegen ist nur zur Überwachung während Förderbetrieb geeignet. Beide Verfahren sind nur für stationären Betrieb geeignet; kleinste betriebsbedingte Schwankungen im Druck oder Durchfluss können leicht einen Fehlalarm auslösen. Es können Flüssigkeits- und Gas-Pipelines überwacht werden. Das Druckänderungsverfahren (auch Druckfallverfahren genannt) ist eine

- kontinuierlich arbeitende Einrichtung, die im stationären Betriebszustand Lecks feststellen kann (TRFL Punkt a), und außerdem
- eine Einrichtung, die während Förderpausen Austritte feststellen kann (TRFL Punkt c),

wohingegen das Mengenänderungsverfahren lediglich TRFL Punkt a) abdeckt.

Kommen wir nun zu den Leistungsparametern.

Verfahren	Ansprechempfindlichkeit			Leck-Art
	Alarmierungs-Grenze	Alarmierungs-Zeit Flüssigkeit	Alarmierungs-Zeit Gas	
Druck- und Mengenänderungsverfahren				
Druckänderungsverfahren (Druckfallverfahren)	Hoch	Kurz	Lang	Spontan + schleichend
Mengenänderungsverfahren	Hoch	Kurz	Mittel	Spontan + schleichend

Tabelle 5: Leistungsparameter Druck- und Mengenänderungsverfahren.

Beide Verfahrensvarianten funktionieren nur störungsfrei, wenn Druck und Durchfluss während normalem Betrieb hinreichend konstant bleiben; dass ist bei Flüssigkeits-Pipelines selten, bei Gas-Pipelines so gut wie nie der Fall. Um Fehlalarme zu vermeiden müssen daher hohe Alarmgrenzen in Kauf genommen werden. Diese einfachen Verfahrensvarianten haben in der Regel keine statistischen Methoden zur Vermeidung von Fehlalarmen (siehe z.B. Kap. 6); dadurch können für Flüssigkeiten kurze Alarmierungszeiten erreicht werden. Bei Gasen ändert sich insbesondere der Druck wesentlich träger als bei Flüssigkeiten, so dass hier längere Alarmierungszeiten in Kauf genommen werden müssen. Sie erkennen sowohl spontan auftretende als auch schleichende Lecks hinreichender Größe.

Diese Verfahren können im Vergleich mit den anderen vorgestellten Verfahren *nicht mehr* als Stand der Technik angesehen werden.

³ B = Förderbetrieb, Fp = Förderpause.

4 Druckwellenverfahren

Tritt ein hinreichend großes Leck spontan auf (z.B. durch einen „Baggerzahn“), so breitet sich eine *negative Druckwelle* mit Schallgeschwindigkeit c stromab- und stromaufwärts aus. Durch an der Pipeline installierte Druckaufnehmer lässt sich diese Druckwelle erkennen, so dass sich daraus eine Leckerkennung ableiten lässt. Durch zusätzliche Zeitmessungen lässt sich das Leck auch orten, siehe Kap. 7.

4.1 Zusammenfassung

Einen Überblick über Funktionen und Anforderungen kann nachstehender Tabelle entnommen werden. (Die Eigenschaften dieser Verfahren im Vergleich mit den anderen vorgestellten Verfahren sind in Kap. 11 zusammengefasst.)

Verfahren	Funktion	Instrumentierung	
		Umfang	Anforderung
Druckwellenverfahren			
Druckwellenverfahren (ohne Ortung)	LEK	1 x P	Mittel
Druckwellenverfahren mit Ortung)	LEK+LEO	2 x P	Mittel

Tabelle 6: Funktionen sowie Umfang und Anforderungen an das Druckwellenverfahren⁴.

Ohne Leckortung wird lediglich *eine* Druckmessung benötigt, mit Leckortung minimal *Zwei*; diese müssen in der Lage sein, schnellen Druckänderungen zu folgen.

Nun zu den Einsatzmöglichkeiten.

Verfahren	Einsatzmöglichkeit		Haupteinsatz	TRFL
	Betriebsart	Stationär/Transient		
Druckwellenverfahren				
Druckwellenverfahren (ohne Ortung)	B, Fp	Stationär	Flüssigkeit	a), c)
Druckwellenverfahren mit Ortung)	B, Fp	Stationär	Flüssigkeit	a), c), e)

Tabelle 7: Einsatzmöglichkeiten des Druckwellenverfahrens⁵.

Das Druckwellenverfahren kann sowohl während Förderbetrieb als auch während Förderpausen (Stillstand) eingesetzt werden. Das Verfahren ist nur für stationären Betrieb geeignet; kleinste betriebsbedingte Schwankungen im Druck können leicht einen Fehlalarm auslösen. Haupteinsatzgebiet sind Flüssigkeits-Pipelines, da die durch das Leck verursachten sprungförmigen Änderungen des Drucks bei Gas-Pipelines in der Regel stark gedämpft werden. Das Druckwellenverfahren ist eine

- kontinuierlich arbeitende Einrichtung, die im stationären Betriebszustand Lecks feststellen kann (TRFL Punkt a),
- eine Einrichtung, die während Förderpausen Austritte feststellen kann (TRFL Punkt c), und, bei Verwendung von zumindest zwei Druckaufnehmern,
- eine Einrichtung zur schnellen Ortung der Schadensstelle (TRFL Punkt e).

Kommen wir nun zu den Leistungsparametern.

⁴ LEK = Leckerkennung, LEO = Leckortung.

⁵ B = Förderbetrieb, Fp = Förderpause.

Verfahren	Ansprechempfindlichkeit			Leck- Art
	Alarmierungs- Grenze	Alarmierungs- Zeit Flüssigkeit	Alarmierungs- Zeit Gas	
Druckwellenverfahren				
Druckwellenverfahren (ohne Ortung)	Hoch	Kurz	Lang	Spontan
Druckwellenverfahren mit Ortung)	Hoch	Kurz	Lang	Spontan

Tabelle 8: Leistungsparameter des Druckwellenverfahrens.

Das Druckwellenverfahren funktioniert nur störungsfrei, wenn der Druck während normalem Betrieb hinreichend konstant bleibt; dass ist bei Flüssigkeits-Pipelines selten, bei Gas-Pipelines so gut wie nie der Fall. Um Fehlalarme zu vermeiden müssen daher hohe Alarmpgrenzen in Kauf genommen werden. Das Druckwellenverfahren in seiner einfachen Form hat in der Regel keine statistischen Methoden zur Vermeidung von Fehlalarmen (siehe z.B. Kap. 6); dadurch können kurze Alarmierungszeiten erreicht werden. Bei Gasen ändert sich der Druck wesentlich träger als bei Flüssigkeiten, so dass hier längere Alarmierungszeiten in Kauf genommen werden müssen. Es können lediglich spontan auftretende Lecks hinreichender Größe erkannt werden, da ansonsten die Dämpfung der Welle eine sicherere Leckerkennung und Leckortung unmöglich macht.

Dieses Verfahren kann im Vergleich mit den anderen vorgestellten Verfahren *nicht mehr* als Stand der Technik angesehen werden.

5 Bilanzierungsverfahren

5.1 Massenbilanz

Massenbilanzverfahren gehen von dem Satz der Erhaltung der Masse aus. Dieser lautet im leckfreien Fall

$$\text{No Leak: } \dot{M}_I - \dot{M}_O = \frac{dM_{Pipe}}{dt} \Leftrightarrow \dot{M}_I - \dot{M}_O - \frac{dM_{Pipe}}{dt} = 0$$

mit dem Massenstrom \dot{M}_I (in kg/s) am Einlass (inlet) $s = 0$, dem Massenstrom \dot{M}_O am Auslass (outlet) $s = L$, und der momentan im Pipelinevolumen V_{Pipe} gespeicherten Masse⁶ M_{Pipe} in kg . s ist die eindimensionale Ortskoordinate entlang der Pipeline in m . Diese ändert sich im Allgemeinen im Laufe der Zeit t in Abhängigkeit von Druck und der Temperatur entlang der Pipeline aufgrund der Kompressibilität des Fluids und der Elastizität der Rohrwandung. Tritt ein Leck auf, so gilt

$$\text{Leak: } \dot{M}_{Leak} = \dot{M}_I - \dot{M}_O - \frac{dM_{Pipe}}{dt}$$

mit dem Leckabfluss \dot{M}_{Leak} in kg/s . Die über einen beliebigen Zeitraum T abgeflossene Leckmasse $M_{Leak}(T)$ in kg berechnet sich zu

$$\begin{aligned} M_{Leak}(T) &= \int_0^T \dot{M}_{Leak} dt = \int_0^T \dot{M}_I dt - \int_0^T \dot{M}_O dt - \int_{M_{Pipe}(0)}^{M_{Pipe}(T)} dM_{Pipe} \\ &= M_I(T) - M_O(T) - [M_{Pipe}(T) - M_{Pipe}(0)] \\ &= M_I(T) - M_O(T) - \Delta M_{Pipe}(T) \end{aligned}$$

mit der über den Zeitraum T zugeflossenen Masse $M_I(T)$, der über T abgeflossenen Masse $M_O(T)$, und der während T aufgetretenen Änderung $\Delta M_{Pipe}(T) = M_{Pipe}(T) - M_{Pipe}(0)$ der gespeicherten Masse.

5.1.1 Massenbilanzverfahren unkompensiert

Die über $T_\infty \rightarrow \infty$ abgeflossene Leckmasse $M_{Leak}(T_\infty)$ in kg berechnet sich zu

$$\begin{aligned} M_{Leak}(T_\infty) &= M_I(T_\infty) - M_O(T_\infty) - \Delta M_{Pipe}(T_\infty) \\ &= M_I(T_\infty) - M_O(T_\infty) \end{aligned}$$

die während $T_\infty \rightarrow \infty$ aufgetretene Änderung $\Delta M_{Pipe}(T_\infty) = M_{Pipe}(T_\infty) - M_{Pipe}(0)$ der gespeicherten Masse kann gegen die stetig anwachsende Differenz $M_I(T_\infty) - M_O(T_\infty)$ zwischen einlaufender Masse $M_I(T_\infty)$ und auslaufender Masse $M_O(T_\infty)$ vernachlässigt werden. Beim *unkompensierten Massenbilanzverfahren* berechnet man also

$$\Delta M(T) = M_I(T) - M_O(T) \approx M_{Leak}(T)$$

für einen *endlichen*, hinreichenden langen⁷ Zeitraum T . Die Differenz $\Delta M(T)$ stellt den Schätzwert $\hat{M}_{Leak}(T)$ der in T ausgetretenen Leckmasse für ein hypothetisches Leck dar; zur Leckerkennung kann dieser mittels

$$\Delta M(T) \approx M_{Leak}(T) \begin{cases} > \gamma \cdot T & \Rightarrow \text{Leak} \\ \leq \gamma \cdot T & \Rightarrow \text{No Leak} \end{cases}$$

gegen einen Grenzwert γ getestet werden. γ stellt also die kleinste erkennbare Leckrate (im Sinne eines Leckabflusses in kg/s) und somit die *Nachweisgrenze* dar.

⁶ International ist sind dafür die Begriffe „Line Packing“, „Line Pack“ und „Inventory“ üblich.

⁷ Es ist im Einzelfall zu klären, was „hinreichend lang“ bedeutet. Besonders bei Gas-Pipelines kann T sehr groß werden, z.T. in den Bereich von Tagen gehen.

Das unkompensierte Massenbilanzverfahren in der gezeigten einfachen Form benötigt eine hinreichend lange Zeit T , damit die Änderung der gespeicherten Masse vernachlässigt werden kann. Insbesondere bei transientem Betrieb, d.h.

- wenn eine Pipeline angefahren wird,
- bei Änderungen des Druckes oder des Durchflusses an Ein- oder Auslass, auch wenn diese sehr klein sind,
- bei Batch-Wechsel im Multi-Batch-Betrieb, und
- fast immer bei Gas-Pipelines

können die Erkennungszeiten T somit sehr lang werden; es muss von Fall zu Fall geprüft werden, ob das tolerierbar ist.

5.1.2 Massenbilanzverfahren kompensiert

Im Gegensatz zum unkompensierten Massenbilanzverfahren wird beim *kompensierten Massenbilanzverfahren* mit

$$\Delta M(T) = M_I(T) - M_O(T) - \Delta M_{Pipe}(T) = M_{Leak}(T)$$

die Änderung $\Delta M_{Pipe}(T) = M_{Pipe}(T) - M_{Pipe}(0)$ der gespeicherten Masse berücksichtigt. Dazu muss der Verlauf der Dichte $\rho(s)$, $0 \leq s \leq L$ entlang der Pipeline mit der Länge L bekannt sein; s stellt die ein-dimensionale Ortskoordinate dar. Die gespeicherte Masse lässt sich dann mittels

$$M_{Pipe} = \int_0^L A(s) \cdot \rho(s) ds$$

berechnen; $A(s)$ stellt den im Allgemeinen ortsabhängigen Querschnitt der Pipeline in m^2 dar, wobei diese eine Länge von L aufweist. Zur Bestimmung des Verlaufs der Dichte $\rho(s)$, $0 \leq s \leq L$ kommen verschiedene Methoden zum Einsatz:

- a) *Indirekte Messung über Druck- und Temperaturmessung.* Stehen entlang der Pipeline genügend dicht Druckmesspunkte p_i , $0 \leq i \leq n$ und Temperaturmesspunkte T_i , $0 \leq i \leq n$ zur Verfügung, so kann die gespeicherte Masse im einfachsten Fall mittels

$$M_{Pipe} = \int_0^L A(s) \cdot \rho(s) ds \approx \sum_{i=1}^n A_i \cdot \Delta s_i \cdot \rho_i(p_i, T_i) = \sum_{i=1}^n \Delta V_i \cdot \rho_i(p_i, T_i)$$

ermittelt werden. ΔV_i stellt das durch p_{i+1}, T_{i+1} und p_i, T_i abgegrenzte Volumen des entsprechenden Abschnitts der Pipeline in m^3 dar. Die Dichte $\rho = \rho(p, T)$ ist eine Funktion von Druck p und Temperatur T ; diese Beziehung wird als *thermische Zustandsgleichung* bezeichnet. Für viele *flüssige* Stoffe ist diese Beziehung hinreichend genau bekannt; so gibt z.B. [API 2540] diese Abhängigkeit für gängige petrochemische Kohlenwasserstoffe (Rohöl, schwere und leichte Erdölprodukte) an. Für viele gebräuchliche Gase kann die Dichte durch einen Ansatz

$$\frac{p}{\rho} = Z \cdot R_s \cdot T \Leftrightarrow \rho = \frac{1}{Z \cdot R_s} \cdot \frac{p}{T}$$

mit dem Realgasfaktor Z und der gasspezifischen Gaskonstante $R_s = R/M$ in $J/(kg \cdot K)$ beschrieben werden [Baehr]. $R = 8.314472 J/(mol \cdot K)$ ist die *universelle Gaskonstante*, M die gasspezifische molare Masse in kg/mol . Einfache Gase wie z.B. Kohlenmonoxid (CO) werden mit $Z = 1$ hinreichend genau beschrieben.

- b) *Bestimmung aufgrund eines einfachen stationären Modells.* Es existieren einfache stationäre Modelle für Flüssigkeits- und Gas-Pipelines [Bohl]. Für Flüssigkeits-Pipelines kann z.B. ein linearer Druckabfall entlang der Pipeline angenommen werden⁸; für die Temperatur kann bei längeren Pipelines davon ausgegangen

⁸ Dies setzt eine örtlich konstante Rohrrauigkeit k_R , einen konstanten Querschnitt A , und eine horizontal verlegte Pipeline voraus. Liegen diese Voraussetzungen nicht vor, so kann der Druckabfall leicht entsprechend modifiziert werden.

werden, dass das transportierte Fluid Erd-Temperatur annimmt. Mit diesen Annahmen und mit Kenntnis der thermische Zustandsgleichung $\rho = \rho(p, T)$ (s.o.) kann $M_{\text{Pipe}} = \int_0^L A(s) \cdot \rho(s) ds$ leicht numerisch bestimmt werden.

- c) *Bestimmung aufgrund eines transienten Echtzeit-Modells (Real-Time Transient Model, RTTM).* Die genaueste Methode besteht darin, ein Modell der Strömungsvorgänge zu verwenden, das sowohl den stationären als auch den instationären (transienten) Fall beschreiben kann; Details dazu finden sich in Kap. 8. Dadurch erhält man für zu jedem Zeitpunkt den stets gültigen Verlauf der Dichte $\rho(s)$, $0 \leq s \leq L$ auf Basis des Druckverlaufs $p(s)$, $0 \leq s \leq L$ und des Temperaturverlaufs $T(s)$, $0 \leq s \leq L$ unter Verwendung der thermische Zustandsgleichung $\rho = \rho(p, T)$. Daraus kann dann mit $M_{\text{Pipe}} = \int_0^L A(s) \cdot \rho(s) ds$ die in der Pipeline aktuell gespeicherte Masse berechnet werden.

In Kap. 9 ist PipePatrol SMB der Fa. Krohne Oil & Gas in Breda (Niederlande) beschrieben. PipePatrol SMB ist ein Massenbilanzverfahren, das je nach Anwendung alle drei Möglichkeiten a) bis c) bietet, um die Änderung der dM_{Pipe}/dt der gespeicherten Masse zu berücksichtigen.

5.2 Verwendung volumetrischer Durchflussmesser

Ist der Einsatz von Massenströmungsmessern (z.B. basierend auf dem Coriolis-Prinzip) nicht möglich oder erwünscht, so können stattdessen *volumetrische Durchflussmesser* (z.B. Ultraschall-Durchflussmesser) eingesetzt werden. Der Massenstrom wird dann mittels $\dot{M} = \rho \cdot \dot{V}$ aus dem gemessenen Volumenstrom \dot{V} bestimmt. Die Dichte ρ des Fluids muss dazu bekannt sein. Zur Bereitstellung gibt es folgende Möglichkeiten:

- Die Dichte ρ des Fluids ist vorab bekannt und ändert sich nicht. Dann kann ein entsprechender Tabellenwert verwendet werden.
- Die Dichte wird z.B. mit einer Dichtezelle direkt gemessen.
- Es handelt sich um eine *Flüssigkeit*. Dann kann nach den Ausführungen Kap. 5.1.2 für gängige petrochemische Kohlenwasserstoffe (Rohöl, schwere und leichte Erdölprodukte) die Dichte durch einen Ansatz nach [API 2540] aus Druck und Temperatur bestimmt werden.
- Es handelt sich um ein Gas. Für viele gebräuchliche Gase kann die Dichte durch einen Ansatz

$$\frac{p}{\rho} = Z \cdot R_s \cdot T \Leftrightarrow \rho = \frac{1}{Z \cdot R_s} \cdot \frac{p}{T}$$

beschrieben werden, siehe Kap. 5.1.2.

Bei Verwendung volumetrischer Durchflussmesser wird häufig die Massenbilanz in einer veränderten Form verwendet. Dazu definiert man zuerst Referenz-Bedingungen für Druck (p_{ref} , z.B. 1.01325 bar) und Temperatur (T_{ref} , z.B. 15°C), und berechnet mittels

$$\dot{M} = \rho(p, T) \cdot \dot{V} = \rho(p_{\text{ref}}, T_{\text{ref}}) \cdot \dot{V}_{\text{ref}} \Rightarrow \dot{V}_{\text{ref}} = \frac{\rho(p, T)}{\rho(p_{\text{ref}}, T_{\text{ref}})} \cdot \dot{V} = VCF(p, T) \cdot \dot{V}$$

einen *Referenz-Durchfluss* \dot{V}_{ref} bei *Referenzbedingungen*. $\rho(p, T)$ ist die *Prozessdichte* bei *Prozessbedingungen*, während $\rho(p_{\text{ref}}, T_{\text{ref}})$ die *Referenz-Dichte* bei *Referenzbedingungen* darstellt.

$$VCF(p, T) \equiv \frac{\rho(p, T)}{\rho(p_{\text{ref}}, T_{\text{ref}})}$$

ist ein *Volumenkorrekturfaktor*, der die Abhängigkeit der Prozessdichte von Druck und Temperatur beschreibt⁹. Ihn erhält man wie o.a. für gängige petrochemische Kohlenwasserstoffe (Rohöl, schwere und leichte Erdölproduk-

⁹ Für Flüssigkeiten kann die Abhängigkeit vom Druck oft vernachlässigt werden.

te) z.B. mittels [API 2540]; für Gase kann die o.a. thermische Zustandsgleichung zusammen mit entsprechenden Realgasfaktoren verwendet werden. Die Massenbilanz erhält dann die Form¹⁰

$$\text{No Leak : } \dot{V}_{ref,I} - \dot{V}_{ref,O} = 0$$

5.3 Zusammenfassung

Einen Überblick über Funktionen und Anforderungen kann nachstehender Tabelle entnommen werden. (Die Eigenschaften dieser Verfahren im Vergleich mit den anderen vorgestellten Verfahren sind in Kap. 11 zusammengefasst.)

Verfahren	Funktion	Instrumentierung	
		Umfang	Anforderung
Bilanzierungsverfahren			
Massenbilanzverfahren, unkompensiert	LEK	2 x Q	Hoch
Massenbilanzverfahren, kompensiert, Messung p und T (Fall a)	LEK	2 x (Q,P,T) n x (P,T)	Hoch
Massenbilanzverfahren, kompensiert, Stationäres Modell (Fall b)	LEK	2 x (Q,P,T); T _G	Hoch
Massenbilanzverfahren, kompensiert, RTTM (Fall c)	LEK	2 x (Q,P,T); T _G	Hoch

Tabelle 9: Funktionen sowie Umfang und Anforderungen an die Bilanzierungsverfahren¹¹.

Alle Bilanzierungsverfahren benötigen minimal zwei Durchflussaufnehmer jeweils an Ein- und Auslass und bieten lediglich eine Leckerkennung, keine Leckortung. (Details zur Leckortung können Kap. 7 entnommen werden.) Wird die Änderung der gespeicherten Masse kompensiert, so kommen je nach Art der Kompensation zusätzliche Aufnehmer für Druck und Temperatur dazu. Die Anforderungen insbesondere an die absolute Genauigkeit der Durchflussaufnehmer sind hoch, da deren Fehlergrenzen die Nachweisgrenze bestimmen.

Nun zu den Einsatzmöglichkeiten.

Verfahren	Einsatzmöglichkeit		Haupteinsatz	TRFL
	Betriebsart	Stationär/Transient		
Bilanzierungsverfahren				
Massenbilanzverfahren, unkompensiert	B	Stationär	Flüssigkeit	a)
Massenbilanzverfahren, kompensiert, Messung p und T (Fall a)	B	Stationär Leicht transient	Flüssigkeit Gas	a)
Massenbilanzverfahren, kompensiert, Stationäres Modell (Fall b)	B	Stationär Leicht transient	Flüssigkeit Gas	a)
Massenbilanzverfahren, kompensiert, RTTM (Fall c)	B	Stationär Transient	Flüssigkeit Gas	a), b)

Tabelle 10: Einsatzmöglichkeiten der Bilanzierungsverfahren¹².

Alle Bilanzierungsverfahren können lediglich während Förderbetrieb eingesetzt werden, die Verwendung während Förderpausen (Stillstand) ist nicht möglich. Das unkompensierte Bilanzierungsverfahren ist nur für stationären Betrieb geeignet; alle anderen sind in der Lage, zumindest leicht transienten Betrieb (z.T. auf Kosten langer Erkennungszeiten) abzudecken. Das unkompensierte Bilanzierungsverfahren ist auf Flüssigkeits-Pipelines beschränkt, die Anderen sind mehr oder weniger gut auch für Gas-Pipelines geeignet. Die Bilanzierungsverfahren sind

- kontinuierlich arbeitende Einrichtungen, die im stationären Betriebszustand Lecks feststellen können (TRFL Punkt a).

¹⁰ Die Änderung der gespeicherten Masse wurde aus Gründen der Übersichtlichkeit vernachlässigt. Diese Voraussetzung kann leicht aufgehoben werden.

¹¹ LEK = Leckerkennung, LEO = Leckortung.

¹² B = Förderbetrieb, Fp = Förderpause.

Lediglich das RTTM-kompensierte Bilanzierungsverfahren (Fall c) ist zusätzlich

- eine kontinuierlich arbeitende Einrichtung, die auch während instationärem (transientem) Betrieb Lecks feststellen kann. (TRFL Punkt b)

Kommen wir nun zu den Leistungsparametern.

Verfahren	Ansprechempfindlichkeit			Leck-Art
	Alarmierungs-Grenze	Alarmierungs-Zeit Flüssigkeit	Alarmierungs-Zeit Gas	
Bilanzierungsverfahren				
Massenbilanzverfahren, unkompensiert	Mittel	Lang	Sehr lang	Spontan + schleichend
Massenbilanzverfahren, kompensiert, Messung p und T (Fall a)	Mittel	Mittel	Lang	Spontan + schleichend
Massenbilanzverfahren, kompensiert, Stationäres Modell (Fall b)	Mittel	Mittel	Mittel	Spontan + schleichend
Massenbilanzverfahren, kompensiert, RTTM (Fall c)	Mittel	Kurz	Kurz	Spontan + schleichend

Tabelle 11: Leistungsparameter der Bilanzierungsverfahren.

Alle Bilanzierungsverfahren haben (bei Verwendung hinreichend guter Durchflussmesser) eine mittlere Alarmierungsgrenze. Das unkompensierte Massenbilanzverfahren weist dann aber eine (sehr) lange Alarmierungszeit auf. Durch die Kompensation der Änderung der gespeicherten Masse wird die Alarmierungszeit verkürzt; am kürzesten ist die bei dem RTTM-kompensierten Massenbilanzverfahren. Für Gase sind die Alarmierungszeiten aufgrund der größeren dynamischen Trägheit von Druck und Durchfluss entsprechend länger. Alle Bilanzierungsverfahren erkennen sowohl spontan auftretende als auch schleichende Lecks hinreichender Größe.

6 Statistische LÜS

Statistische LÜS verwenden *statistische Methoden*, um ein Leck zu erkennen. Hierbei ist man in der Lage, die Leckentscheidung im Sinne bestimmter statistischer Kriterien optimal zu gestalten. Allerdings werden an die Messgrößen (z.B. den Durchfluss) z.T. gravierende Anforderungen gestellt. So wird z.B. deren *Stationarität* (im statistischen Sinne) gefordert. Statistische LÜS können daher ohne entsprechende Anpassungen z.B. durch Verwendung von Real-Time Transient Models (RTTM) *nicht* im transienten Betrieb verwendet werden; geschieht dies trotzdem, so reduziert sich deren Empfindlichkeit erheblich.

Statistische Verfahren lassen sich vorteilhaft auf alle hier vorgestellten Verfahren anwenden. In diesem Zusammenhang werden als Statistische LÜS Systeme angesehen, die auf dem *unkompensiertem Massenbilanzverfahren* Kap. 5.1.1 beruhen, da solche Systeme gängig sind. Ein Beispiel ist ATMOS Pipe™ von ATMOS International [Zhang].

Üblicherweise werden Methoden und Verfahren der *Entscheidungstheorie* angewendet [Kay]. Beim *Hypothesen-Test* zur Lecküberwachung mittels unkompensiertem Massenbilanzverfahren Kap. 5.1.1 wird entweder ein einzelner Messwert

$$\Delta M_i$$

oder eine Messreihe

$$\Delta \mathbf{M} = [\Delta M_1 \quad \dots \quad \Delta M_N]$$

mit $\Delta \dot{M} = \dot{M}_I - \dot{M}_O$ dazu verwendet, auf eine der beiden Hypothesen H_0 und H_1 zu entscheiden, hier auf

$$H_0 : \text{No leak}$$

$$H_1 : \text{Leak}$$

Das Verhalten jedes einzelnen Messwertes wird durch die bedingte Wahrscheinlichkeitsdichte $p(\Delta \dot{M} | H_0)$ für Hypothese H_0 (kein Leck) und $p(\Delta \dot{M} | H_1)$ für Hypothese H_1 (Leck) beschrieben. Üblicherweise wird hierfür eine Gauß- oder Normalverteilung angenommen.

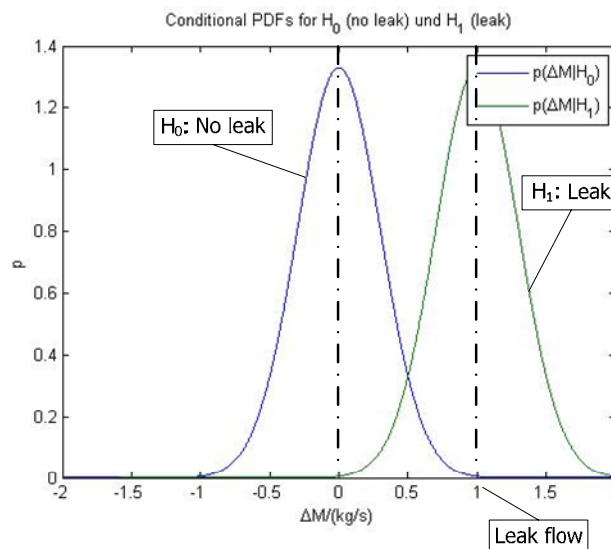


Abbildung 1: Verlauf der beiden bedingten Wahrscheinlichkeitsdichten.

Um nun einen einzelnen Messwert $\Delta \dot{M}$ einer der beiden Hypothesen H_0 und H_1 zuzuordnen, wird eine Alarmgrenze γ definiert. Damit wird dann der Hypothesen-Test in der Form

$$\Delta \dot{M} \begin{cases} \leq \gamma \Rightarrow H_0 : \text{No leak} \\ > \gamma \Rightarrow H_1 : \text{Leak} \end{cases}$$

durchgeführt.

6.1 Der Likelihood-Verhältnis-Test (Likelihood Ratio Test, LRT)

Die „Kunst“ besteht nun darin, γ so zu wählen, dass

- im leckfreien Fall kein (Fehl-)Alarm gegeben wird ($P_{FA} = P(\Delta M > \gamma | H_0 \text{ true}) \rightarrow \min$), und
- im Falle eines Lecks kein Alarm verloren geht ($P_M = P(\Delta M \leq \gamma | H_1 \text{ true}) \rightarrow \min$)

Diese Aufgabe wird durch die Familie der Likelihood-Verhältnis-Tests gelöst. Details können z.B. [Kroschel] entnommen werden.

6.2 Der Sequential Probability Ratio Test (SPRT)

Der o.a. LRT klassifiziert auf der Basis eines einzelnen Messwertes $\Delta \dot{M}$. Besser ist es jedoch, eine ganze Messreihe

$$\Delta \mathbf{M} = [\Delta M_1 \quad \dots \quad \Delta M_N]$$

auszuwerten. Die statistischen Eigenschaften der Messreihe $\Delta \mathbf{M}$ werden durch die bedingten Verbundwahrscheinlichkeitsdichten $p(\Delta \mathbf{M} | H_0)$ für Hypothese H_0 (kein Leck) und $p(\Delta \mathbf{M} | H_1)$ für Hypothese H_1 (Leck) beschrieben. Mit dem auf [Wald] zurückgehenden *Sequential Probability Ratio Test* (SPRT) existiert ein rekursiver Algorithmus, der sehr gut für Online-Anwendungen geeignet ist.

6.3 Zusammenfassung

Einen Überblick über Funktionen und Anforderungen kann nachstehender Tabelle entnommen werden. (Die Eigenschaften dieser Verfahren im Vergleich mit den anderen vorgestellten Verfahren sind in Kap. 11 zusammengefasst.)

Verfahren	Funktion	Instrumentierung	
		Umfang	Anforderung
Statistische LÜS			
Massenbilanzverfahren, unkompensiert	LEK	2 x Q	Mittel

Tabelle 12: Funktionen sowie Umfang und Anforderungen an das Statistische LÜS¹³.

Das Statistische LÜS benötigt minimal zwei Durchflussaufnehmer jeweils an Ein- und Auslass und bieten lediglich eine Leckerkennung, keine Leckortung. (Details zur Leckortung können Kap. 7 entnommen werden.) Durch die Verwendung statistischer Methoden sinken die Anforderungen an die Genauigkeit der Durchflussmesser.

Nun zu den Einsatzmöglichkeiten.

Verfahren	Einsatzmöglichkeit		Haupteinsatz	TRFL
	Betriebsart	Stationär/Transient		
Statistische LÜS				
Massenbilanzverfahren, unkompensiert	B	Stationär Leicht transient	Flüssigkeit Gas	a)

Tabelle 13: Einsatzmöglichkeiten des Statistischen LÜS¹⁴.

Das Statistische LÜS kann lediglich während Förderbetrieb eingesetzt werden, die Verwendung während Förderpausen (Stillstand) ist nicht möglich. Es ist in der Lage, leicht transienten Betrieb (z.T. auf Kosten sehr langer

¹³ LEK = Leckerkennung, LEO = Leckortung.

¹⁴ B = Förderbetrieb, Fp = Förderpause.

Erkennungszeiten) abzudecken; es ist mehr oder weniger gut auch für Gas-Pipelines geeignet. Das Statistische LÜS ist

- eine kontinuierlich arbeitende Einrichtungen, die im stationären Betriebszustand Lecks feststellen kann (TRFL Punkt a).

Kommen wir nun zu den Leistungsparametern.

Verfahren	Ansprechempfindlichkeit			Leck-Art
	Alarmierungs-Grenze	Alarmierungs-Zeit Flüssigkeit	Alarmierungs-Zeit Gas	
Statistische LÜS				
Massenbilanzverfahren, unkompensiert	Niedrig	Lang	Sehr lang	Spontan + schleichend

Tabelle 14: Leistungsparameter des Statistischen LÜS.

Das Statistische LÜS hat eine niedrige Alarmierungsgrenze, allerdings bei einer (sehr) langen Alarmierungszeit. Es erkennt sowohl spontan auftretende als auch schleichende Lecks hinreichender Größe.

7 Leckortung

Die Leckortung im Anschluss an die Leckerkennung ermöglicht zielgenaue Aktionen im Leckfall, z.B. die Einleitung entsprechender Gegenmaßnahmen, um den Schaden für Personen und Umwelt so klein wie möglich zu halten. Außerdem können Reparaturmaßnahmen örtlich genau gesteuert werden, was zu Einsparungen bei den Reparaturkosten führt.

7.1 Das Gradienten-Schnitt-Verfahren

Bei dem Gradienten-Schnitt-Verfahren wird die Tatsache ausgewertet, dass der Druckverlauf

$$p(s), \quad 0 \leq s \leq L,$$

entlang der Pipeline der Länge L durch das Auftreten eines Lecks charakteristisch verändert wird.

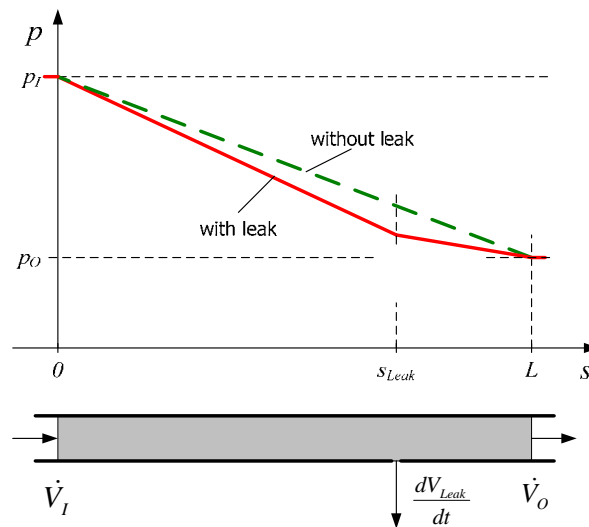


Abbildung 2: Leckortung mit dem Gradienten-Schnitt-Verfahren.

Ohne Leck ist der Druckabfall linear¹⁵ (gestrichelte, grüne Linie). Tritt ein Leck auf, so verändert sich das Druckprofil in der gezeigten Art und Weise (durchgezogene, rote Linie): es entstehen zwei lineare Segmente mit unterschiedlicher Steigung. Werden diese zum Schnitt gebracht, so kann aus dem Schnittpunkt der Leckort ermittelt werden. Beim „klassischen“ Gradienten-Schnitt-Verfahren wird die Steigung der Segmente durch die Verwendung von jeweils zwei Druckaufnehmern an Ein- und Auslass bestimmt. Beim *modellgestützten Gradienten-Schnitt-Verfahren* im Rahmen von PipePatrol E-RTTM LÜS Kap. 10.4 wird durch die Verwendung von transienten Echtzeit-Modellen die Steigung der Segmente durch Druck- und Durchflussmessung an Ein- und Auslass bestimmt.

Das Gradienten-Schnittverfahren erfordert ein stationäres Druckprofil; es liefert daher in der gezeigten Art und Weise nur bei stationärem Betrieb genaue Ergebnisse. Die Entstehungsgeschichte des Lecks (spontan oder schleichend) spielt dabei keine Rolle. Durch die Verwendung des *modellgestützten* Gradienten-Schnittverfahrens im Rahmen von PipePatrol E-RTTM Kap. 10.4 werden die transienten Effekte kompensiert, so dass dann auch bei transientem Betrieb eine gute Ortungsgenauigkeit erreicht wird.

7.2 Das Laufzeit-Differenz-Verfahren

Tritt ein hinreichend großes Leck spontan auf (z.B. durch einen „Baggerzahn“), so breitet sich eine negative Druckwelle mit Schallgeschwindigkeit c stromab- und stromaufwärts aus. Durch an Ein- und Auslass installierte Druckaufnehmer lässt sich der Zeitpunkt t_{down} (stromabwärts) und t_{up} (stromaufwärts) bestimmen, an dem diese negative Druckwelle den Druckaufnehmer passiert. Aus der Laufzeit-Differenz $\Delta t = t_{down} - t_{up}$ lässt sich mit der Beziehung

$$\hat{s}_{Leak} = \frac{1}{2} \cdot (L - c \cdot \Delta t)$$

¹⁵ Dies setzt eine horizontal verlaufende Flüssigkeits-Pipeline mit über der Strecke gleich bleibendem Querschnitt und gleich bleibender Rohrreibung voraus. Für Gas-Pipelines oder Pipelines mit sich örtlich ändernder Höhe, Querschnitt oder Rohrreibung muss das Verfahren bei Beibehaltung des Grundprinzips angepasst werden.

der Leckort bestimmen¹⁶.

Das Laufzeit-Differenz-Verfahren benötigt eine sicher erkennbare negative Druckwelle; es liefert daher nur dann gute Ergebnisse, wenn das Leck hinreichend groß ist, und wenn es spontan auftritt. Schleichende oder kleine Leckagen können damit nicht geortet werden. Es ist im praktischen Einsatz auf stationären Betrieb der Pipeline beschränkt. Es kann sowohl während Förderbetrieb als auch während Förderpausen verwendet werden. Durch die Verwendung des modell-gestützten Laufzeit-Differenz-Verfahrens im Rahmen von PipePatrol E-RTTM Kap. 10.4 werden betriebsbedingten Druckwellen kompensiert, so dass dann auch bei transientem Betrieb eine gute Ortungsgenauigkeit erreicht wird.

¹⁶ Bei Flüssigkeits-Pipelines im Multi-Batch-Betrieb sowie bei Gas-Pipelines ist die Schallgeschwindigkeit entlang der Pipeline nicht konstant. Das Verfahren muss dann unter Beibehaltung des Grundprinzips entsprechend angepasst werden.

8 RTTM – Real Time Transient Model

RTTM steht für „Real-Time Transient Model“, übersetzt „Transiente Echtzeit-Modelle“. Einige LÜS der PipePatrol-LÜS-Familie von Krohne Oil & Gas, Breda (Niederlande), beruhen auf RTTM. Kap. 9 stellt PipePatrol Statistical Mass Balance (SMB) vor, ein Massenbilanzverfahren, das RTTM zur Kompensation der Änderung der gespeicherten Masse einsetzt (Kap. 8.1), und dies mit statistischen Methoden nach Kap. 6 kombiniert. Das „Flaggschiff“, PipePatrol Extended Real-Time Transient Model (E-RTTM), ist ein erweitertes RTTM-Verfahren, das RTTM-Technologie in Form der Residuen-Methode (Kap. 8.2) mit einer Lecksignatur-Analyse zur Vermeidung von Fehlalarmen kombiniert, Kap. 10.

Bei RTTM-Systemen werden durch Anwendung der physikalischer Grundgesetze

- Satz von der Erhaltung der Masse,
- Impulserhaltungssatz, und
- Energieerhaltungssatz

zusammen mit der in Kap. 5.1.2 angegebenen thermischen (und der kalorischen) Zustandsgleichung physikalische Modelle der Strömung in Pipelines gewonnen, die in der Lage sind, das stationäre *und transiente* Verhalten der Strömung in der Pipeline zu beschreiben. Transientes Verhalten bedeutet „schnell zeitveränderliches Verhalten“, und es tritt immer dann auf, wenn sich Durchfluss, Druck, Temperatur und Dichte zeitlich hinreichend schnell ändern. Es kommt dann zu wellenförmigen Ausbreitungseffekten, die sich mit der Schallgeschwindigkeit c des Fluids ausbreiten. Bei Pipelines liegt häufig transientes Verhalten vor, z.B.

- wenn eine Pipeline angefahren wird,
- bei Änderungen des Druckes oder des Durchflusses an Ein- oder Auslass, auch wenn diese sehr klein sind, und
- bei Batch-Wechsel im Multi-Batch-Betrieb.

Insbesondere bei Gas-Pipelines liegt aufgrund der hohen Kompressibilität von Gasen praktisch immer transienter Betrieb vor; aber auch bei Flüssigkeits-Pipelines sind die transienten Effekte sehr oft nicht zu vernachlässigen.

Die ermittelten physikalischen Modelle bieten die Möglichkeit, durch die Anwendung mathematischer Lösungsverfahren Massenstrom $\dot{M}(s)$, Druck $p(s)$, Dichte $\rho(s)$ und Temperatur an $T(s)$ für jeden Punkt $0 \leq s \leq L$ entlang der Pipeline der Länge L *in Echtzeit* zu bestimmen. Diese Ortsverläufe werden auch als *Ortsprofile* bezeichnet.

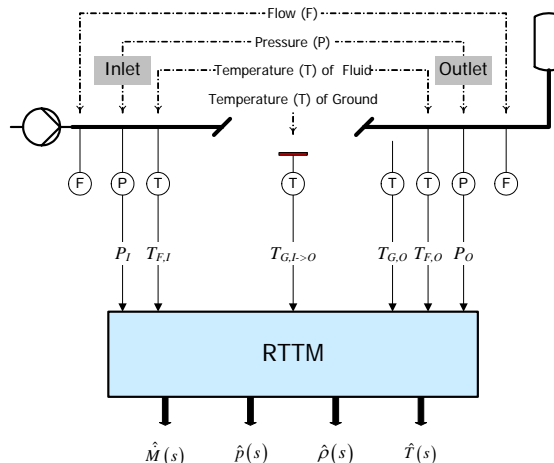


Abbildung 3: RTTM zur Bestimmung der Ortsprofile; Modelleingang sind u.a. die Drücke^{17 18}.

Die Berechnung der Ortsprofile erfordert die Verwendung von ausgewählten Messgrößen an Ein- und Auslass der Pipeline; in Abbildung 3 sind dies neben den Fluid-Temperaturen T_F sowie der Erd-Temperatur T_G die Drüc-

¹⁷ Index "I" kennzeichnet Einlass (engl. Inlet), Index "O" kennzeichnet Auslass (engl. Outlet).

¹⁸ Die Erd-Temperaturen $T_{G,I}$ an Einlass und $T_{G,O}$ an Auslass unterscheiden sich in Praxis kaum; außerdem ist deren Einfluss i.d.R. vernachlässigbar. Daher reicht in aller Regel ein einziger Temperaturlaufnehmer aus, der irgendwo entlang des Verlaufs der Pipeline installiert werden kann. Ihm wird dann die örtlich konstant angenommene Temperatur $T_{G,I>O}$ entnommen.

ke p_i (Einlass, engl. Inlet, Index "I") und p_o (Auslass, engl. Outlet, Index "O"). Die mittels RTTM bestimmten Ortsprofile Massenstrom $\hat{M}(s)$, Druck $\hat{p}(s)$, Dichte $\hat{\rho}(s)$ und Temperatur $\hat{T}(s)$ sind in Abbildung 3 mit einem „^“ gekennzeichnet, um anzudeuten das sie berechnet, nicht gemessen sind.

Statt den Drücken p_i und p_o können auch die Durchflüsse als Modelleingang verwendet werden:

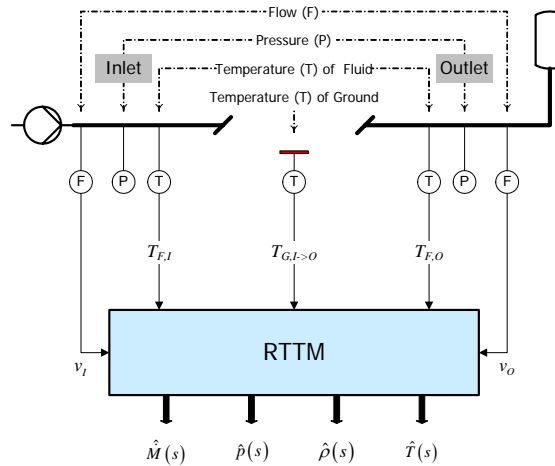


Abbildung 4: RTTM zur Bestimmung der Ortsprofile; Modelleingang sind u.a. die Durchflüsse¹⁹.

Insbesondere für die Lecküberwachung während Förderpausen (siehe Kap. 10.2) kommt diese Art von RTTM zum Einsatz.

¹⁹ Der Durchfluss als Eingang für das RTTM wird in Form der Fluidgeschwindigkeit v in m/s benötigt. I.d.R. wird der Durchfluss jedoch als Volumenstrom oder Massenstrom gemessen; die Fluidgeschwindigkeit muss dann entsprechend berechnet werden. Details siehe Kap. 8.4.

8.1 Die Kompensationsmethode

Abbildung 5 zeigt beispielhaft, wie RTTM zur Kompensation der Änderung dM_{Pipe}/dt der gespeicherten Masse beim kompensierten Massenbilanzverfahren nach Kap. 5.1.2 eingesetzt werden kann.

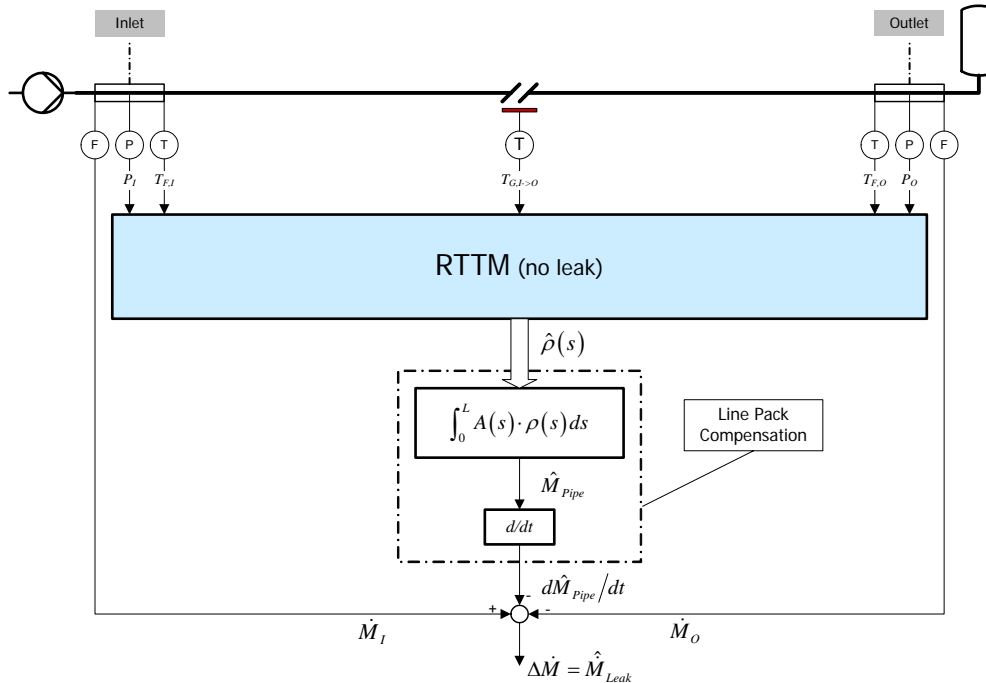


Abbildung 5: Das kompensierte Massenbilanzverfahren mit RTTM²⁰.

Deutlich ist zu erkennen, wie die Änderung $\Delta \dot{M}_{Pipe}$ auf Basis der Beziehung

$$\hat{M}_{Pipe} = \int_0^L A(s) \cdot \rho(s) ds$$

bestimmt werden kann; international wird dies „Line Pack Compensation“ genannt. PipePatrol SMB (Kap. 9) ist ein RTTM-kompensiertes Massenbilanzverfahren.

²⁰ Der Durchfluss wird hier in Form des Massenstroms benötigt; wird er als Volumenstrom gemessen, so muss er entsprechend berechnet werden. Details siehe Kap. 8.4.

8.2 Die Residuen- oder Abweichungsmethode für die Kopfstationen

Da der Durchfluss an den Kopfstationen in Abbildung 3 nicht für die Berechnung der Ortsprofile benötigt wird, liegt Redundanz vor, die dazu verwendet werden kann, die Abweichung des *gemessenen* vom *berechneten* Durchfluss zur Leckerkennung zu verwenden.

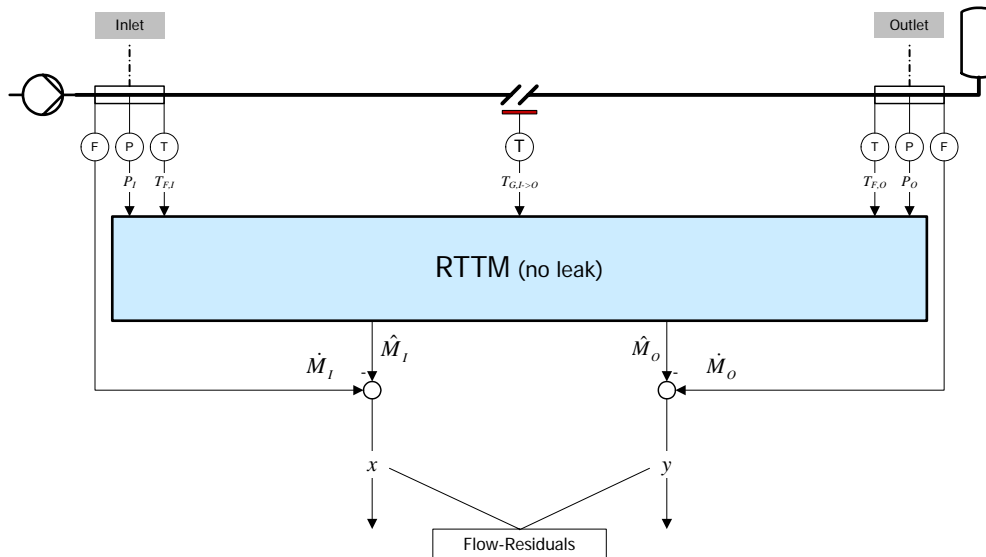


Abbildung 6: Die Residuen- oder Abweichungsmethode für die Kopfstationen²¹.

Die beiden *Durchfluss-Residuen* (*Flow-Residuals*)

$$x \equiv \dot{M}_I - \hat{M}_I$$

$$y \equiv \dot{M}_O - \hat{M}_O$$

werden als Leckindikatoren verwendet, in dem

$$H_0 : \text{No leak} \Rightarrow x \approx 0, y \approx 0$$

$$H_1 : \text{Leak} \Rightarrow x > 0, y < 0$$

ausgewertet wird. PipePatrol E-RTTM (Kap. 10) von Krohne Oil & Gas in Breda, Niederlande, verwendet diese Technologie zusammen mit statistischen Verfahren entsprechend Kap. 6 zur Leckerkennung und Leckortung.

²¹ Der Durchfluss wird hier in Form des Massenstroms benötigt; wird er als Volumenstrom gemessen, so muss er entsprechend berechnet werden. Details siehe Kap. 8.4.

8.3 Die Residuen- oder Abweichungsmethode für Unterstationen

Insbesondere bei Applikationen mit längeren Pipelines werden Unterstationen gebaut, an denen oftmals der Druck gemessen wird. Diese Drücke werden im Folgenden mit p_i , $1 \leq i \leq n$ bezeichnet, wenn man allgemein n Unterstationen annimmt. Diese gemessenen Drücke sind bei Verwendung eines RTTM nach Abbildung 3 ebenfalls redundant, so dass mittels

$$z_i = p_i - \hat{p}_i, \quad 1 \leq i \leq n$$

entsprechende *Druck-Residuen* gebildet werden können.

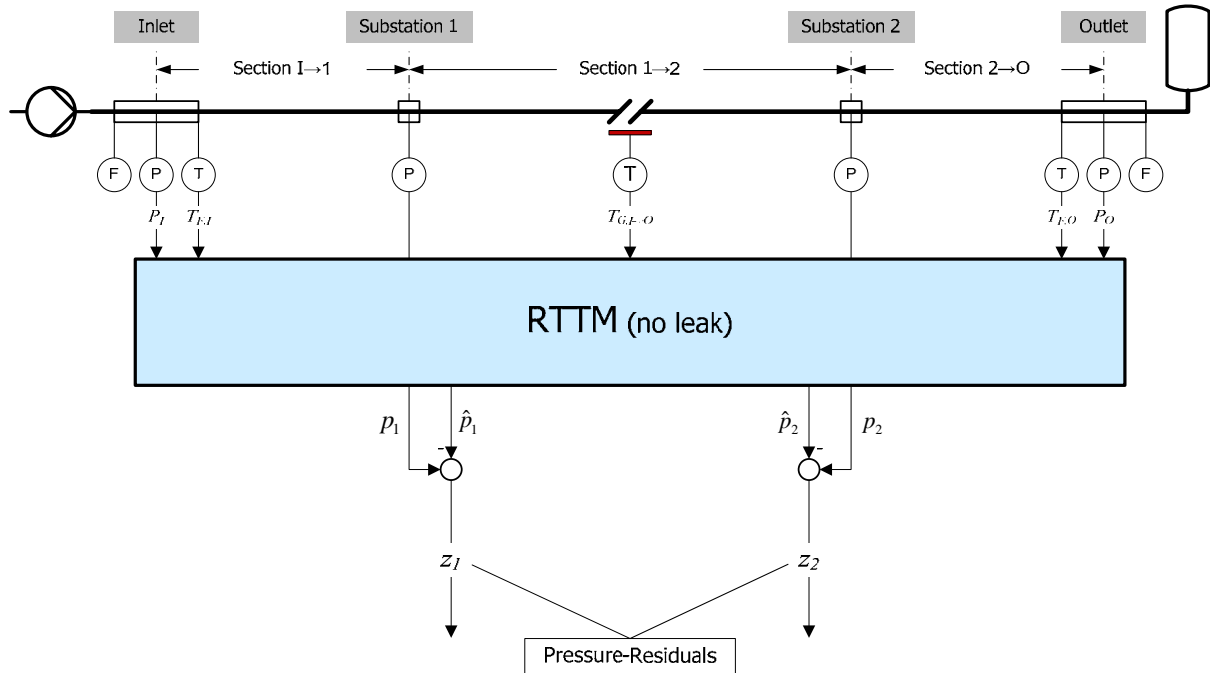


Abbildung 7: Die Residuen- oder Abweichungsmethode für die P-Unterstationen^{22 23}.

Zu beachten ist, dass in Abbildung 7 an den Unterstationen keine Temperatur- oder Durchflussmessungen benötigt werden.

8.4 Berechnung des Durchflusses

Der Durchfluss Q kann in einer der folgenden drei Arten angegeben werden:

- Als *Massenstrom* \dot{M} z.B. in kg/s oder t/h . In dieser Form wird er z.B. zur Line-Pack-Kompensation nach Abbildung 5 oder zur Bildung der Residuen in Abbildung 6 benötigt.
- Als *Volumenstrom* \dot{V} z.B. in m^3/s oder m^3/h .
- Als Fluid-Geschwindigkeit v in m/s . In dieser Form wird er als Modelleingang für das RTTM nach Abbildung 4 benötigt.

Die Beziehung zwischen diesen drei physikalischen Größen wird durch $\dot{M} = A \cdot \dot{V} = A \cdot \rho \cdot v$ beschrieben mit dem Querschnitt A der Pipeline in m^2 sowie der Dichte ρ des Fluids in kg/m^3 . Zur Bereitstellung der Dichte ρ gibt es nach Kap. 5.2 folgende Möglichkeiten:

- Die Dichte ρ des Fluids ist vorab bekannt und ändert sich nicht. Dann kann ein entsprechender Tabellenwert verwendet werden.

²² Gezeigt werden aus Gründen der Übersichtlichkeit lediglich zwei Zwischenstationen. Das Verfahren ist aber ohne weiteres auch auf beliebig viele Zwischenstationen (allgemein n) auszudehnen.

²³ P-Unterstationen stellen Druckmesswerte zur Verfügung; P, T-Unterstationen stellen zusätzlich Temperaturmesswerte zur Verfügung; P, T, F-Unterstationen stellen zusätzlich Durchflussmesswerte zur Verfügung.

- Die Dichte wird z.B. mit einer Dichtezelle direkt gemessen.
- Es handelt sich um eine *Flüssigkeit*. Dann kann nach den Ausführungen Kap. 5.1.2 für gängige petrochemische Kohlenwasserstoffe (Rohöl, schwere und leichte Erdölprodukte) die Dichte durch einen Ansatz nach [API 2540] aus Druck und Temperatur bestimmt werden.
- Es handelt sich um ein *Gas*. Für viele gebräuchliche Gase kann die Dichte durch einen Ansatz

$$\frac{p}{\rho} = Z \cdot R_s \cdot T \Leftrightarrow \rho = \frac{1}{Z \cdot R_s} \cdot \frac{p}{T}$$

beschrieben werden mit dem Realgasfaktor Z und der gasspezifischen Gaskonstante $R_s = R/M$ in $J/(kg \cdot K)$ beschrieben werden [Baehr]. $R = 8.314472 J/(mol \cdot K)$ ist die *universelle Gaskonstante*, M die gasspezifische molare Masse in kg/mol . Einfache Gase wie z.B. Kohlenmonoxid (CO) werden mit $Z = 1$ hinreichend genau beschrieben.

Wird z.B. der Massenstrom \dot{M} benötigt, so kann er also entsprechend aus \dot{V} bzw. v bestimmt werden.

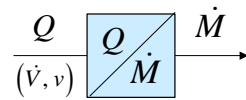


Abbildung 8: Berechnung des Massenstroms aus dem volumetrischen Durchfluss.

Diese o.a. Abbildung gibt einen Umrechnungsblock an, der den Massenstrom berechnet wenn der volumetrische Durchfluss gemessen wird, siehe Kap. 5.2.

9 PipePatrol Statistical Mass Balance (SMB)

PipePatrol ist das LÜS von Krohne Oil & Gas in Breda, Niederlande. Mit PipePatrol SMB steht ein Massenbilanzverfahren nach Kap. 5.1.2 zur Verfügung, das dieses mit statistischen Verfahren zur Leck-Klassifikation (siehe Kap. 6) kombiniert. Abbildung 9 gibt einen Überblick über das Prinzip.

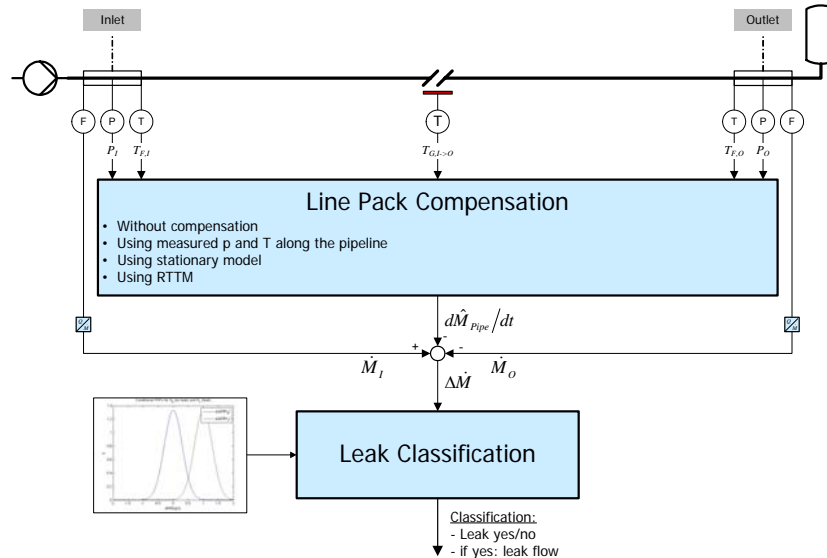


Abbildung 9: Funktionsweise von PipePatrol SMB²⁴.

Der ermittelte Leckabfluss $\Delta \hat{M} = \hat{M}_{Leak}$ wird in einer zweiten Stufe einer statistischen Leck-Klassifikation unterworfen. Dadurch werden Fehlalarme sicher vermieden. Bezüglich der Line Pack Kompensation bietet PipePatrol SMB (neben dem Fall fehlender Kompensation) alle in Kap. 5.1.2 angegebenen Möglichkeiten:

- Ohne Kompensation.
- Indirekte Messung über Druck- und Temperaturmessung entlang der Pipeline.
- Bestimmung aufgrund eines einfachen stationären Modells.
- Bestimmung mittels RTTM, siehe Kap. 8.1.

Durch die sich anschließende Leck-Klassifikation entsprechend Kap. 6 wird

- die Wahrscheinlichkeit eines Fehlalarms minimiert ($P_{FA} \rightarrow \min$), und
- die Wahrscheinlichkeit eines fehlenden Alarms im Leckfall ebenfalls minimiert ($P_M \rightarrow \min$).

9.1 Zusammenfassung

Einen Überblick über Funktionen und Anforderungen kann nachstehender Tabelle entnommen werden. (Die Eigenschaften dieser Verfahren im Vergleich mit den anderen vorgestellten Verfahren sind in Kap. 11 zusammengefasst.)

²⁴ Die Umrechnung des ggf. volumetrisch gemessenen Durchflusses Q in einen Massenstrom erfolgt innerhalb von PipePatrol, siehe Kap. 8.4.

Verfahren	Funktion	Instrumentierung	
		Umfang	Anforderung
PipePatrol Statistical Mass Balance (SMB) von Krohne Oil & Gas			
PipePatrol Statistical Mass Balance (SMB), unkompensiert	LEK	2 x Q	Mittel
PipePatrol Statistical Mass Balance (SMB), Messung p und T entlang der Pipeline	LEK	2 x (Q,P,T) n x (P,T)	Mittel TRFL a) Hoch TRFL d)
PipePatrol Statistical Mass Balance (SMB), stationäres Modell	LEK	2 x (Q,P,T); T _G	Mittel TRFL a) Hoch TRFL d)
PipePatrol Statistical Mass Balance (SMB), mit RTTM	LEK	2 x (Q,P,T); T _G	Mittel TRFL a) Hoch TRFL d)

Tabelle 15: Funktionen sowie Umfang und Anforderungen an PipePatrol SMB²⁵.

Alle PipePatrol-SMB-Varianten benötigen minimal zwei Durchflussaufnehmer jeweils an Ein- und Auslass und bieten lediglich eine Leckerkennung, keine Leckortung. (Details zur Leckortung können Kap. 7 entnommen werden.) Wird die Änderung der gespeicherten Masse kompensiert, so kommen je nach Art der Kompensation zusätzliche Aufnehmer für Druck und Temperatur dazu.

Wird PipePatrol SMB entsprechend TRFL Punkt a) lediglich als kontinuierlich arbeitendes LÜS verwendet, das im stationären Betriebszustand Lecks feststellen kann, so sinken aufgrund der statistischen Leck-Klassifikation im Vergleich zu den Massenbilanzverfahren Kap. 5.1.2 die Anforderungen an die Genauigkeit der Durchflussmesser.

Darüber hinaus können durch die Verwendung ausgewählter, entsprechend genauer Durchflussmesser auch schleichende Undichtigkeiten entsprechend TRFL Punkt d) festgestellt werden.

Nun zu den Einsatzmöglichkeiten.

Verfahren	Einsatzmöglichkeit		Haupteinsatz	TRFL
	Betriebsart	Stationär/ Transient		
PipePatrol Statistical Mass Balance (SMB) von Krohne Oil & Gas				
PipePatrol Statistical Mass Balance (SMB), unkompensiert	B	Stationär Leicht transient	Flüssigkeit Gas	a)
PipePatrol Statistical Mass Balance (SMB), Messung p und T entlang der Pipeline	B	Stationär Leicht transient	Flüssigkeit Gas	a), d)
PipePatrol Statistical Mass Balance (SMB), stationäres Modell	B	Stationär Leicht transient	Flüssigkeit Gas	a), d)
PipePatrol Statistical Mass Balance (SMB), mit RTTM	B	Stationär Transient	Flüssigkeit Gas	a), b), d)

Tabelle 16: Einsatzmöglichkeiten von PipePatrol SMB²⁶.

Alle PipePatrol-SMB-Varianten können lediglich während Förderbetrieb eingesetzt werden, die Verwendung während Förderpausen (Stillstand) ist nicht möglich. Alle Varianten sind in der Lage, leicht transienten Betrieb abzudecken; sie sind auch für Gas-Pipelines geeignet. PipePatrol SMB mit RTTM-basierter Line-Pack-Kompensation kann auch stark transienten Betrieb abdecken (An- und Abfahren der Pipeline) und ist sehr gut auch für Gas-Pipelines geeignet. Alle PipePatrol-Varianten sind

- kontinuierlich arbeitende Einrichtungen, die im stationären Betriebszustand Lecks feststellen können (TRFL Punkt a).

Mit Kompensation der Änderung der gespeicherten Masse und mit Verwendung entsprechend hochwertiger Durchflussmesser handelt es sich zusätzlich um

- Einrichtungen, die schleichende Undichtigkeiten feststellen können (TRFL Punkt d).

PipePatrol SMB mit RTTM-basierter Line-Pack-Kompensation ist außerdem eine

²⁵ LEK = Leckerkennung, LEO = Leckortung.

²⁶ B = Förderbetrieb, Fp = Förderpause.

- kontinuierlich arbeitende Einrichtungen, die auch im *transienten* Betriebszustand Lecks feststellen kann (TRFL Punkt b).

Kommen wir nun zu den Leistungsparametern.

Verfahren	Ansprechempfindlichkeit			Leck-Art
	Alarmierungs-Grenze	Alarmierungs-Zeit Flüssigkeit	Alarmierungs-Zeit Gas	
PipePatrol Statistical Mass Balance (SMB) von Krohne Oil & Gas				
PipePatrol Statistical Mass Balance (SMB), unkompensiert	Niedrig	Lang	Sehr lang	Spontan + schleichend
PipePatrol Statistical Mass Balance (SMB), Messung p und T entlang der Pipeline	Niedrig TRFL a) Sehr niedrig TRFL d)	Mittel TRFL a) Lang TRFL d)	Lang TRFL a) Sehr lang TRFL d)	Spontan + schleichend
PipePatrol Statistical Mass Balance (SMB), stationäres Modell	Niedrig TRFL a) Sehr niedrig TRFL d)	Mittel TRFL a) Lang TRFL d)	Lang TRFL a) Sehr lang TRFL d)	Spontan + schleichend
PipePatrol Statistical Mass Balance (SMB), mit RTTM	Niedrig TRFL a) Sehr niedrig TRFL d)	Kurz TRFL a) Mittel TRFL d)	Mittel TRFL a) Lang TRFL d)	Spontan + schleichend

Tabelle 17: Leistungsparameter von PipePatrol SMB.

Alle PipePatrol-SMB-Varianten bieten (sehr) niedrige Alarmierungsgrenzen, ohne Kompensation allerdings mit einer (sehr) langen Alarmierungszeit. Bei Kompensation der Änderung der gespeicherten Masse wird die Alarmierungszeit verkürzt. Werden zur Erkennung auch sehr kleiner, schleichender Leckagen (TRFL Punkt d) hinreichend genaue Durchflussmesser verwendet, so können auch sehr niedrige Alarmierungsgrenzen eingestellt werden, wobei die Leckerkennungszeit dann wieder ansteigt. Für Gase sind die Alarmierungszeiten aufgrund der größeren dynamischen Trägheit von Druck und Durchfluss entsprechend länger. Alle PipePatrol-SMB-Varianten erkennen sowohl spontan auftretende als auch schleichende Lecks hinreichender Größe.

10 PipePatrol Extended Real-Time Transient Model (E-RTTM)

PipePatrol E-RTTM ist das „Flaggschiff“ der Krohne PipePatrol-Familie. Es verbindet in einzigartiger Weise die in Kap. 8 beschriebene RTTM-Technologie mit einer Lecksignaturanalyse nach Kap. 10.3; es wird daher als „Extended RTTM“ (E-RTTM)-Verfahren bezeichnet [Geiger/Werner/Matko]. PipePatrol kann zur Überwachung während Förderbetrieb (PipePatrol E-RTTM/PC, Pumping Condition) und während Förderpausen (PipePatrol E-RTTM/SC, Stand-still Condition bzw. Shut-In Condition) eingesetzt werden.

10.1 PipePatrol E-RTTM/PC – Lecküberwachung während Förderbetrieb

Zuerst untersuchen wir die verschiedenen Konfigurationen von PipePatrol E-RTTM für den Förderbetrieb (PipePatrol E-RTTM/PC).

10.1.1 Kopfstationsüberwachung

Abbildung 10 gibt einen Überblick über die Funktionsweise der *Kopfstationsüberwachung*.

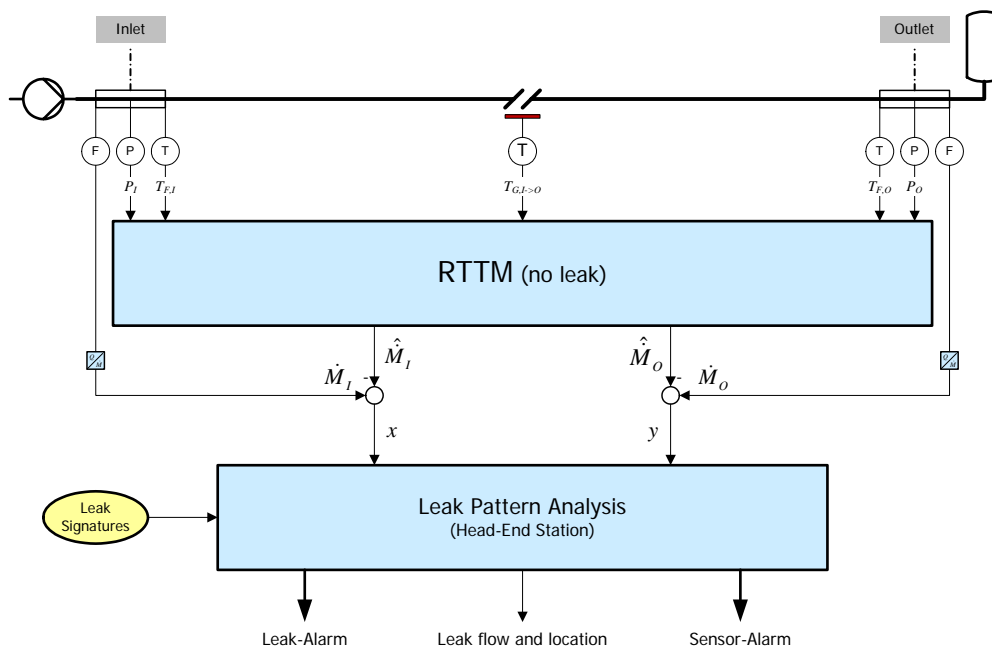


Abbildung 10: Funktionsweise von PipePatrol E-RTTM/PC während Förderbetrieb ohne Unterstationen (Kopfstations-Überwachung mit Durchfluss-Residuen)²⁷.

Bei der Überwachung nach Abbildung 10 wird die Residuen-Methode verwendet, siehe Kap. 8.2. Dabei vergleicht PipePatrol E-RTTM mittels eines *Pipeline-Beobachters* den Durchfluss an Ein- und Auslass mit den via RTTM für den leckfreien Fall berechneten Durchflüssen.

$$x \equiv \dot{M}_I - \hat{M}_I \quad y \equiv \dot{M}_O - \hat{M}_O$$

stellen so genannte *Durchfluss-Residuen* dar, anhand derer Lecks mittels Lecksignaturanalyse erkannt (Kap. 10.3) und geortet werden können (Kap. 10.4). Durch die Verwendung des Beobachters wird das transiente Verhalten der Pipeline kompensiert: auch bei stark transientem Betrieb (z.B. während Anfahren der Pipeline) bleiben die Residuen im leckfreien Fall näherungsweise 0, obwohl \dot{M}_I und \dot{M}_O stark transienten Charakteristik aufweisen. Dadurch wird eine Lecküberwachung auch während transientem Betrieb der Pipeline ermöglicht.

Die von den transienten Effekten der Pipeline befreiten Residuen werden nun der zweiten Stufe, der *Lecksignaturanalyse*, überstellt. Diese hat die Aufgabe,

- die Alarmierung durchzuführen, und
- Leckabfluss und Leckort

²⁷ Die Umrechnung des ggf. volumetrisch gemessenen Durchflusses Q in einen Massenstrom erfolgt innerhalb von PipePatrol, siehe Kap. 8.4.

zu bestimmen. Weiteres dazu findet sich in Kap. 10.3 (Lecksignaturanalyse) und Kap. 10.4 (Leckortung).

10.1.2 Unterstationsüberwachung für Unterstationen ohne Durchflussmessung

Zusätzliche Möglichkeiten ergeben sich, wenn zusätzlich Zwischen- oder Unterstationen (engl. Substations) vorhanden sind, siehe Kap. 8.3.

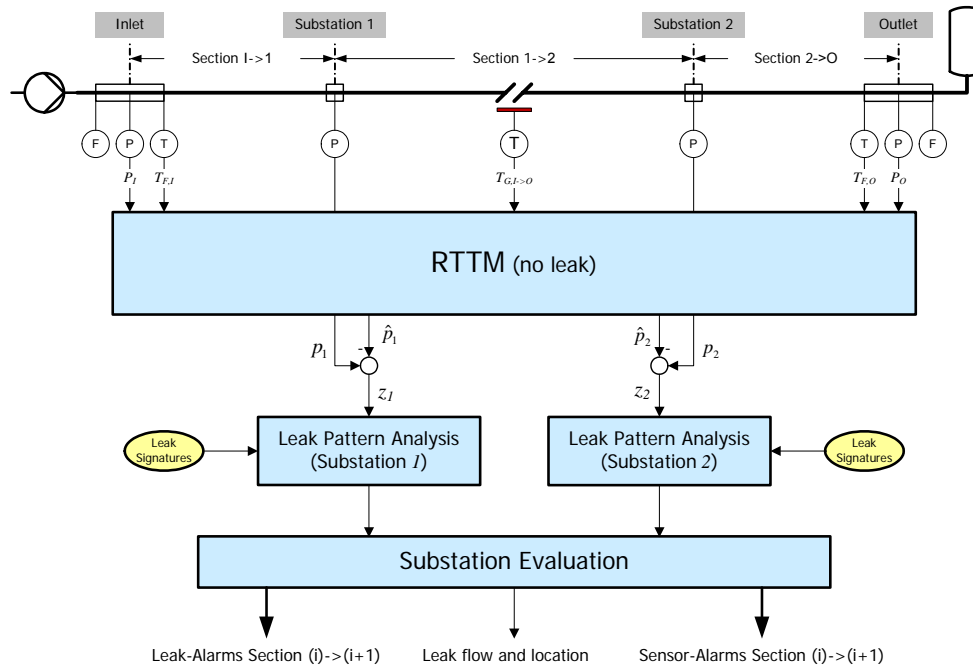


Abbildung 11: Funktionsweise von PipePatrol E-RTTM/PC während Förderbetrieb mit P-Unterstationen (Unterstationsüberwachung ohne Durchfluss mittels Druck-Residuen)^{28, 29}.

Zum Einen ist eine Kopfstations-Überwachung, wie in Abbildung 10 gezeigt, möglich. *Zusätzlich* können die an den Unterstationen vorhandenen Messwerte $p_i, 1 \leq i \leq n$ des Drucks mit den via Beobachter und daher RTTM für den leckfreien Fall berechneten Drücken mittels

$$z_i = p_i - \hat{p}_i, \quad 1 \leq i \leq n$$

verglichen werden; diese Größen werden *Druck-Residuen* genannt, anhand derer Lecks mittels Lecksignaturanalyse erkannt (Kap. 10.3) und geortet werden können (Kap. 10.4). Diese Art von Überwachung wird *Unterstationsüberwachung* genannt. Durch die Verwendung des Beobachters wird das transiente Verhalten der Pipeline kompensiert: auch bei stark transientem Betrieb (z.B. während Anfahrens der Pipeline) bleiben die Residuen im leckfreien Fall näherungsweise 0, obwohl p_1 und p_o sowie $p_i, 1 \leq i \leq n$, stark transienten Charakteristik aufweisen. Dadurch wird für die Unterstationen eine Lecküberwachung auch während transientem Betrieb der Pipeline ermöglicht.

Die von den transienten Effekten der Pipeline befreiten Residuen werden nun der zweiten Stufe, der *Lecksignaturanalyse*, überstellt. Diese hat wie oben gezeigt die Aufgabe, für jede Unterstation einzeln die Alarmierung für durchzuführen; weiteres dazu findet sich in Kap. 10.3. Die Ergebnisse der zweiten Stufe werden schließlich in einer dritten Stufe ausgewertet, die die Alarmierungen der Unterstationen zusammenfasst und mit entsprechenden, Kap. 10.4 angelehnten Verfahren, Leckabfluss und Leckort bestimmt.

10.1.3 Segmentüberwachung für Unterstationen mit Durchflussmessung

In einigen speziellen Fällen stehen an den Unterstationen neben Druck- und Temperaturmesswerten zusätzlich *Durchflussmesswerte* zur Verfügung. In diesem Fall ist folgende Verfahrensvariante einsetzbar:

²⁸ Gezeigt werden aus Gründen der Übersichtlichkeit lediglich zwei Zwischenstationen. Das Verfahren ist aber ohne weiteres auch auf beliebig viele Zwischenstationen (allgemein n) auszudehnen.

²⁹ P-Unterstationen stellen Druckmesswerte zur Verfügung; P, T-Unterstationen stellen zusätzlich Temperaturmesswerte zur Verfügung; P, T, F-Unterstationen stellen zusätzlich Durchflussmesswerte zur Verfügung.

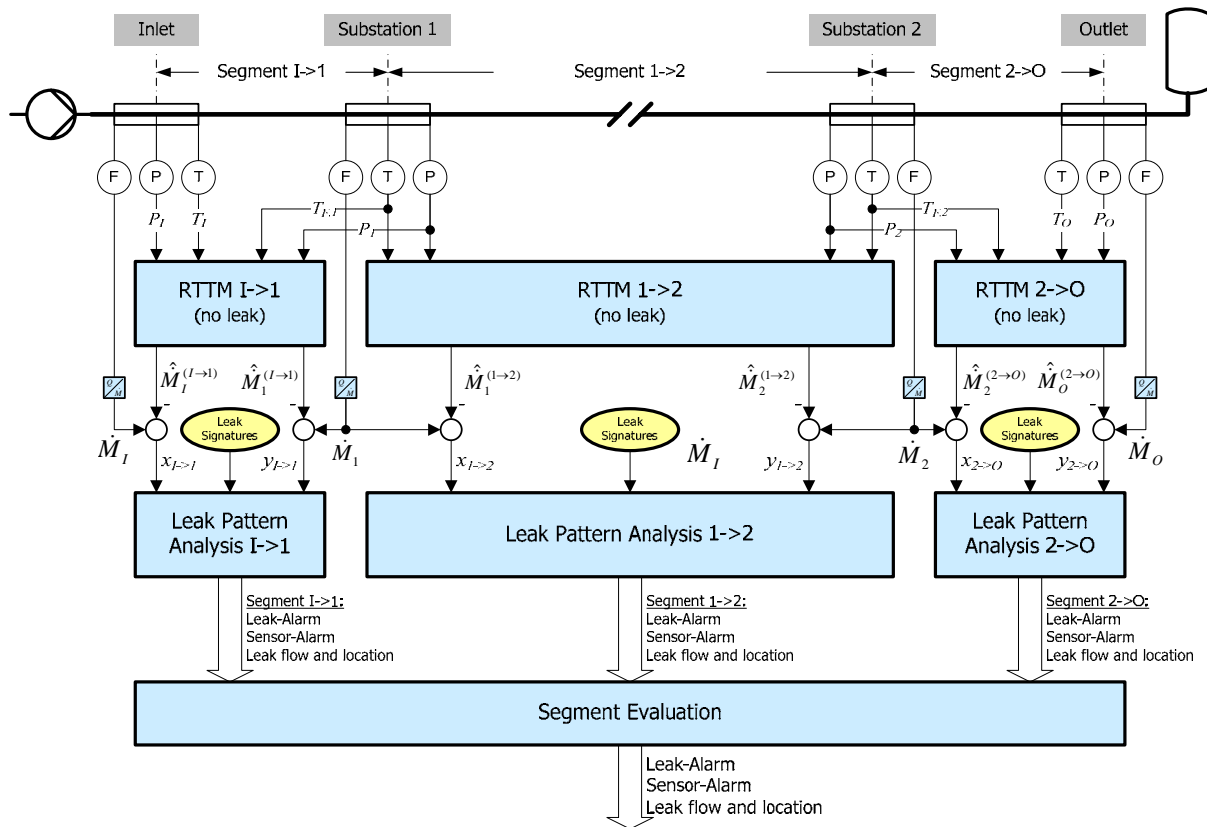


Abbildung 12: Funktionsweise von PipePatrol E-RTTM/PC während Förderbetrieb für P,T,F-Unterstationen (Segmentüberwachung mit gemessenem Durchfluss mittels Durchfluss-Residuen)³⁰.

Die $(n+1)$ Sektionen (Messabschnitte) $I \rightarrow 1$, $(i-1) \rightarrow (i)$, $2 \leq i \leq n$, und $2 \rightarrow O$ werden jetzt *parallel* und *unabhängig voneinander* überwacht. Sie sind damit Gegenstände der Lecküberwachung und werden deshalb (*Lecküberwachungs*-) *Segmente* genannt; die o.a. Konfiguration wird daher als *Segmentüberwachung* bezeichnet.

³⁰ Die Erd-Temperaturmessung wurde aus Gründen der Übersichtlichkeit *nicht* dargestellt.

Die (Segment-)Residuen sind spezifisch für jedes Segment und berechnen sich für die *inneren* Segmente $(i-1) \rightarrow (i)$, $2 \leq i \leq n$ (ohne Ein- und Auslass) zu

$$x_{(i-1) \rightarrow (i)} \equiv \dot{M}_{i-1} - \hat{M}_{i-1}^{(i-1) \rightarrow (i)} \quad y_{(i-1) \rightarrow (i)} \equiv \dot{M}_i - \hat{M}_i^{(i-1) \rightarrow (i)} .$$

\dot{M}_{i-1} und \dot{M}_i sind die am linken bzw. rechten Rand des Segments $(i-1) \rightarrow (i)$ *gemessenen* Durchflüsse; $\hat{M}_{i-1}^{(i-1) \rightarrow (i)}$ und $\hat{M}_i^{(i-1) \rightarrow (i)}$ sind die mit dem dazugehörigen Segment-Beobachter RTTM $(i-1) \rightarrow (i)$ *berechneten* Durchflüsse für den linken bzw. rechten Rand des Segments $(i-1) \rightarrow (i)$. Für das *Einlass-Segment* $I \rightarrow 1$ gilt

$$x_{I \rightarrow 1} \equiv \dot{M}_I - \hat{M}_I^{I \rightarrow 1} \quad y_{I \rightarrow 1} \equiv \dot{M}_1 - \hat{M}_1^{I \rightarrow 1} ,$$

für das *Auslass-Segment* $n \rightarrow O$ gilt

$$x_{n \rightarrow O} \equiv \dot{M}_n - \hat{M}_n^{n \rightarrow O} \quad y_{n \rightarrow O} \equiv \dot{M}_O - \hat{M}_O^{n \rightarrow O} .$$

Die Lecksignaturanalyse wird nun auf Basis der o.a. Segment-Residuen *parallel* und *unabhängig voneinander* für jedes Segment getrennt durchgeführt. Die Segment-Auswertung (engl. *Segment Evaluation*) wählt nun das Segment aus, das die signifikanteste Lecksignatur aufweist, und ermittelt Leck-Alarm, Sensor-Alarm und Leckort auf Basis der Lecksignaturanalyse des betroffenen Segments.

Diese Verfahrensvariante hat den Vorteil, dass die Länge des Überwachungssegments verglichen mit der Länge der gesamten Pipeline entsprechend der Anzahl der Unterstationen reduziert wird. Dadurch

- wird die kleinste erkennbare Leckrate kleiner,
- verringert sich die Alarmierungszeit, und
- verbessert sich die Genauigkeit der Leckortung.

Insbesondere bei Gas-Pipelines weist diese Verfahrensvariante verglichen mit der Variante Abbildung 11 entsprechend bessere Leistungsparameter auf. Nachteilig ist allerdings die aufwändige Instrumentierung der Unterstationen.

10.1.4 Lecküberwachung für Unterstationen mit virtueller Durchflussmessung

Der Nachteil der aufwändigen und damit teuren Instrumentierung aus Kap. 10.1.3 kann mit der u.a. *virtuellen Durchflussmessung* weitgehend behoben werden.

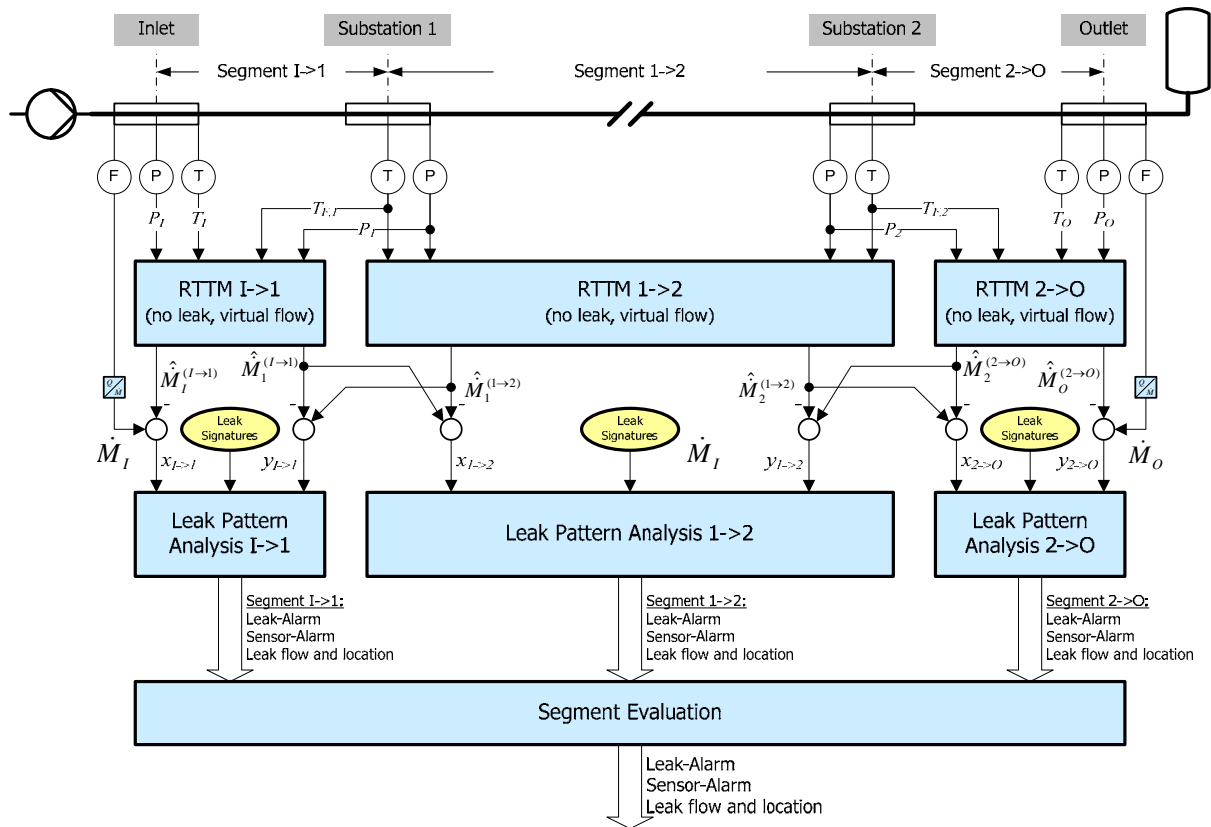


Abbildung 13: Funktionsweise von PipePatrol E-RTTM/PC während Förderbetrieb für P,T-Unterstationen (Segmentüberwachung mit virtuellem Durchfluss mittels Durchfluss-Residuen).

Der für die *inneren* Segmente $(i-1) \rightarrow (i)$, $2 \leq i \leq n$ (ohne Ein- und Auslass) fehlende *linke gemessene* Durchfluss wird nun ersetzt durch den *berechneten rechten* Durchfluss des *linken* Nachbarsegments $(i-2) \rightarrow (i-1)$; der fehlende *rechte gemessene* Durchfluss wird ersetzt durch den *berechneten linken* Durchfluss des *rechten* Nachbarsegments $(i) \rightarrow (i+1)$. Für die *inneren* Segmente $(i-1) \rightarrow (i)$, $2 \leq i \leq n$ (ohne Ein- und Auslass) ergeben sich die Segment-Residuen somit zu

$$x_{(i-1) \rightarrow (i)} \equiv \hat{M}_{i-1}^{(i-2) \rightarrow (i-1)} - \hat{M}_{i-1}^{(i-1) \rightarrow (i)} \quad y_{(i-1) \rightarrow (i)} \equiv \hat{M}_i^{(i) \rightarrow (i+1)} - \hat{M}_i^{(i-1) \rightarrow (i)}.$$

Für das *Einlass-Segment* $I \rightarrow 1$ gilt

$$x_{I \rightarrow 1} \equiv \dot{M}_I - \hat{M}_I^{I \rightarrow 1} \quad y_{I \rightarrow 1} \equiv \hat{M}_1^{1 \rightarrow 2} - \hat{M}_1^{I \rightarrow 1},$$

für das *Auslass-Segment* $n \rightarrow O$ gilt

$$x_{n \rightarrow O} \equiv \hat{M}_n^{(n-1) \rightarrow n} - \hat{M}_n^{n \rightarrow O} \quad y_{n \rightarrow O} \equiv \dot{M}_O - \hat{M}_O^{n \rightarrow O}.$$

Die Funktionsweise der o.a. Konfiguration Abbildung 13 entspricht weitestgehend derjenigen in Abbildung 12; der einzige Unterschied besteht darin, dass die Durchflussmesswerte für die Unterstationen indirekt mittels RTTM rechnerisch ermittelt werden; dadurch wird die Durchflussmessung an den Unterstationen überflüssig, ohne dass entscheidende Nachteile in Kauf genommen werden müssen.

Stehen an den Unterstationen nur Druckmesswerte zur Verfügung (P-Unterstationen), so kommt u.a. Verfahrensvariante zum Einsatz.

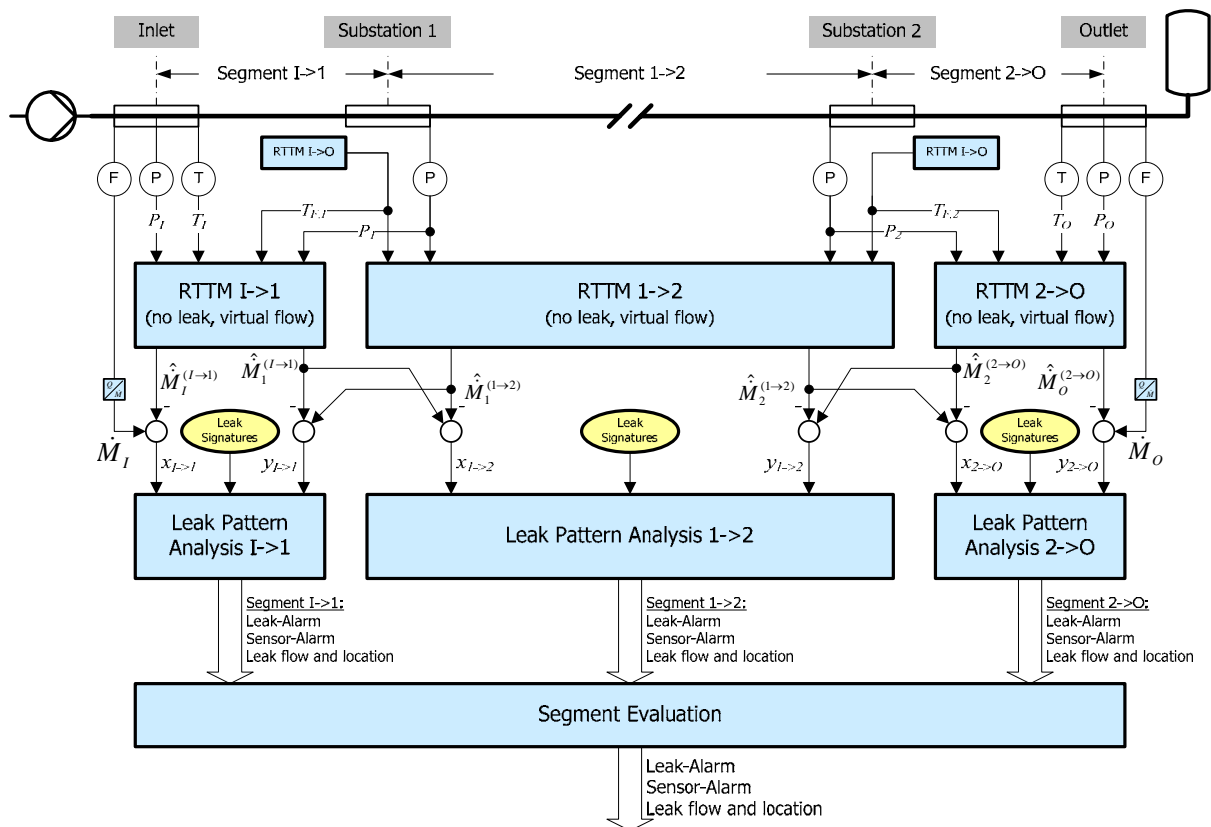


Abbildung 14: Funktionsweise von PipePatrol E-RTTM/PC während Förderbetrieb für P-Unterstationen (Segmentüberwachung mit virtuellem Durchfluss mittels Durchfluss-Residuen).

Die Funktionsweise dieser Konfiguration entspricht weitestgehend der von Abbildung 13; die Temperaturen an den Unterstationen werden jetzt aber mittels eines Beobachters indirekt rechnerisch ermittelt. Das dazugehörige RTTM I->O ist der gesamten von Ein- bis Auslass reichenden Pipeline zugeordnet. Im Leckfall werden die so indirekt ermittelten Temperaturwerte für die Unterstationen einen theoretischen Fehler aufweisen, da das RTTM für den leckfreien Fall entworfen wurde; dieser theoretische Fehler ist aber vernachlässigbar klein.

Die Funktionsweise der o.a. Konfiguration Abbildung 14 entspricht weitestgehend denjenigen in Abbildung 12 und Abbildung 13; der einzige Unterschied besteht darin, dass sowohl die Durchflussmesswerte als auch die Temperaturmesswerte für die Unterstationen indirekt mittels RTTM rechnerisch ermittelt werden; dadurch werden Durchflussmessung und Temperaturmessung an den Unterstationen überflüssig, ohne dass entscheidende Nachteile in Kauf genommen werden müssen.

10.2 PipePatrol E-RTTM/SC – Lecküberwachung während Förderpausen

Nun untersuchen wir die verschiedenen Konfigurationen von PipePatrol E-RTTM zur Lecküberwachung während Förderpausen (PipePatrol E-RTTM/SC). SC steht für Stand-Still Condition oder Shut-In Condition. In allen Fällen wird ein *modellgestütztes* Druck-Temperatur-Verfahren (D-T-Verfahren) verwendet, das sowohl für flüssige wie auch für gasförmige Stoffe eingesetzt werden kann. Während Förderpausen wird die Pipeline „abgedrückt“, das bedeutet es wird mittels entsprechender Einrichtungen wie Pumpen und Stellventilen Betriebsstoff in die Pipeline hinein gefördert, das Pipeline-Volumen mit dem Betriebsstoff abgeschlossen um dann den Druck zu überwachen. Die Anforderung an die Dichtheit der relevanten Armaturen ist hoch; dies ist bei der Auswahl ggf. zu berücksichtigen.

10.2.1 Kopfstationsüberwachung

Die Funktionsweise der *Kopfstationsüberwachung* zeigt Abbildung 15.

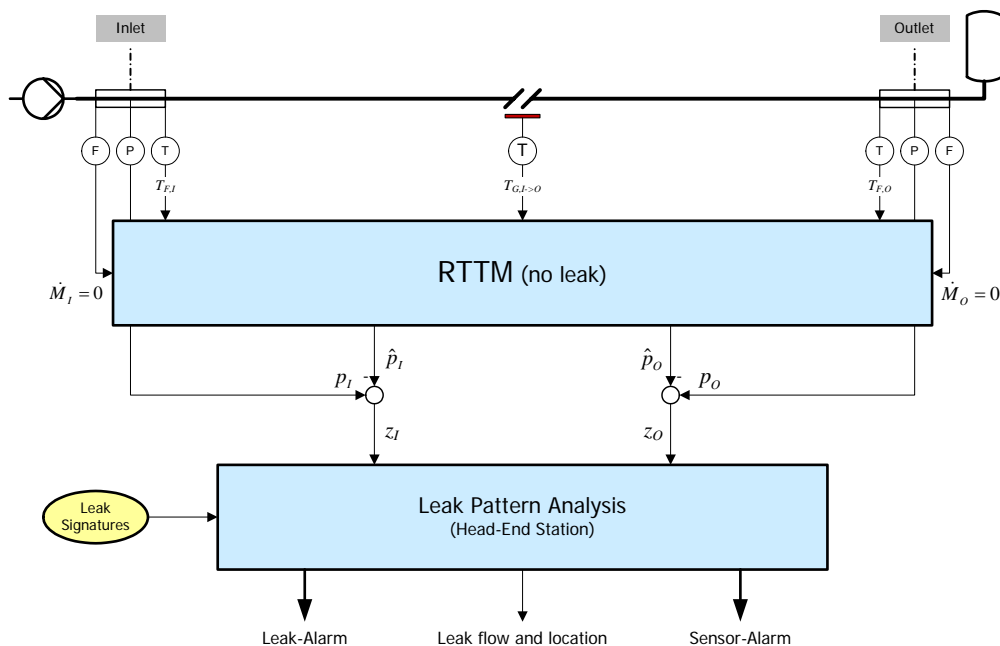


Abbildung 15: Funktionsweise von PipePatrol E-RTTM/SC während Förderpausen ohne Unterstationen (Kopfstationsüberwachung).

Bei der Überwachung während Förderpausen wird der Durchfluss des Beobachters an Ein- und Auslass zu 0 gesetzt; PipePatrol E-RTTM vergleicht mittels des Pipeline-Beobachters den Druck an Ein- und Auslass mit den via RTTM für den leckfreien Fall berechneten Drücken. Man erhält so

$$z_I = p_I - \hat{p}_I \quad z_O = p_O - \hat{p}_O$$

mit den *Druck-Residuen* z_I und z_O , anhand derer Lecks erkannt und geortet werden können (Kap. 10.4). Durch die Verwendung des Beobachters mit Durchfluss als Modelleingang (siehe Kap. 8.2) wird das transiente Verhalten der Pipeline während des Stillstandes kompensiert; außerdem wird so die Temperaturabhängigkeit des Drucks berücksichtigt (D-T-Verfahren).

Die von den transienten Effekten der Pipeline befreiten Residuen werden wie in Kap. 10.1 gezeigt wiederum der zweiten Stufe, der *Lecksignaturanalyse*, überstellt zwecks Alarmierung und Bestimmung von Leckabfluss und Leckort, Kap. 10.3 (Lecksignaturanalyse) und Kap. 10.4 (Leckortung).

Zusätzliche Möglichkeiten ergeben sich, wenn zusätzlich Zwischenstationen (engl. Substations) vorhanden sind, Abbildung 11.

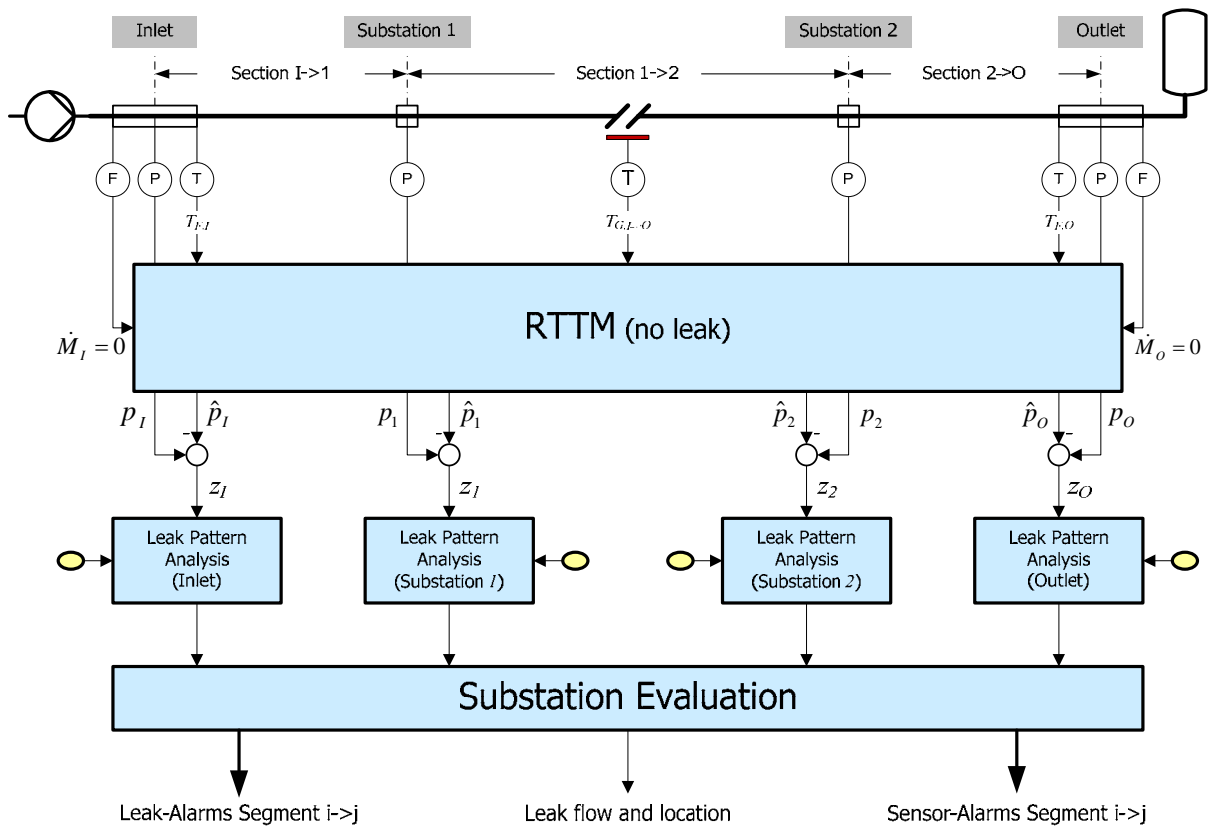


Abbildung 16: Funktionsweise von PipePatrol E-RTTM/SC während Förderpausen für P-Unterstationen (Unterstationsüberwachung mittels Druck-Residuen)³¹.

Die Funktionsweise entspricht derjenigen bei Förderbetrieb; Details können daher Kap. 10.1 entnommen werden.

Sind die Schieber hinreichend dicht, so können auch sehr kleine, schleichende Undichtigkeiten erkannt werden. In diesem Fall deckt PipePatrol E-RTTM/SC auch Punkt d) der TRFL ab, siehe Kap. 2.1.3.

³¹ Gezeigt werden aus Gründen der Übersichtlichkeit lediglich zwei Zwischenstationen. Das Verfahren ist aber ohne weiteres auch auf beliebig viele Zwischenstationen (allgemein n) auszudehnen.

10.3 Lecksignaturanalyse

Fehlalarme untergraben das Vertrauen in das LÜS und müssen dabei soweit wie möglich vermieden werden. Bei PipePatrol E-RTTM geschieht dies durch die Lecksignaturanalyse, die sich dem Pipeline-Beobachter anschließt. In dieser zweiten Stufe werden die Residuen gezielt nach zwei verschiedenen Signaturen untersucht:

- *Spontanes Leck.* Dieses „klassische“ Leck weist eine dynamische Signatur auf, d.h. es entsteht hinreichend schnell z.B. durch eine äußere Beschädigung der Pipeline aufgrund Fremdeinwirkung („Baggerzahn“). Wird ein solches Leck erkannt, so wird *Leckalarm* gegeben; außerdem wird der Leckort und der Leckfluss ermittelt.
- *Sensordrift oder schleichende Leckage.* Sensordriften und schleichende Leckagen weisen beide eine vergleichbare, nicht unterscheidbare „langsame“ Signatur auf. Diese Driften entstehen z.B. durch Verschmutzung der Durchflussmessers oder durch kleine Leckagen aufgrund Korrosion. Wird eine solche Drift erkannt, so wird *Sensoralarm* gegeben; außerdem wird die Leckrate ermittelt.

Diese Erweiterung des RTTM-Verfahrens wird *erweitertes* RTTM-Verfahren (engl. Extended RTTM, E-RTTM) bezeichnet [Geiger/Werner/Matko]. Dadurch wird eine Erhöhung der Systemzuverlässigkeit und Systemrobustheit erreicht ohne Kompromisse bei der Ansprechempfindlichkeit machen zu müssen. Fehlalarme werden so auch bei kleinen eingestellten Alarmgrenzen sicher vermieden.

10.4 Leckortung

PipePatrol E-RTTM bietet mit

- dem modellgestützten Gradienten-Schnitt-Verfahren, und
- dem modellgestützten Laufzeit-Differenz-Verfahren

beide in Kap. 7 dargestellten Möglichkeiten zur Leckortung. Beim modellgestützten Gradienten-Schnitt-Verfahren nach Kap. 7.1 wird der Leckort aus der Beziehung

$$\hat{z}_{Leak} = \frac{-y}{x-y} \cdot L$$

mit der Pipeline-Länge L bestimmt [Billmann]. Für das modellgestützte Laufzeit-Differenz-Verfahren nach Kap. 7.2 werden die Residuen x und y auf das Eintreten eines Sprungs hin untersucht. Wird zum Zeitpunkt t_{down} stromabwärts ein Sprung in y , und zum Zeitpunkt t_{up} stromaufwärts ein Sprung in x erkannt, so kann aus der Laufzeit-Differenz $\Delta t = t_{down} - t_{up}$ der Leckort mittels

$$\hat{s}_{Leak} = \frac{1}{2} \cdot (L - c \cdot \Delta t)$$

bestimmt werden.

10.5 Zusammenfassung

Einen Überblick über Funktionen und Anforderungen kann nachstehender Tabelle entnommen werden. (Die Eigenschaften dieser Verfahren im Vergleich mit den anderen vorgestellten Verfahren sind in Kap. 11 zusammengefasst.)

Verfahren	Funktion	Instrumentierung	
		Umfang	Anforderung
PipePatrol E-RTTM von Krohne Oil & Gas			
PipePatrol E-RTTM/PC Kopfstationsüberwachung	LEK+LEO	2 x (Q,P,T); T _G	Mittel
PipePatrol E-RTTM/PC Unterstationsüberwachung	LEK+LEO	2 x (Q,P,T); T _G n x P	Mittel
PipePatrol E-RTTM/PC Segmentüberwachung	LEK+LEO	2 x (Q,P,T); T _G n x (Q,P,T)	Mittel
PipePatrol E-RTTM/PC Segmentüberwachung Virtual Flow	LEK+LEO	2 x (Q,P,T); T _G n x P	Mittel
PipePatrol E-RTTM/SC Kopfstationsüberwachung	LEK+LEO	2 x (P,T); T _G	Mittel
PipePatrol E-RTTM/SC Unterstationsüberwachung	LEK+LEO	2 x (P,T); T _G n x P	Mittel

Tabelle 18: Funktionen sowie Umfang und Anforderungen an PipePatrol E-RTTM³².

Alle PipePatrol-E-RTTM-Varianten für Förderbetrieb (PipePatrol E-RTTM/PC) benötigen minimal zwei Durchflussaufnehmer jeweils an Ein- und Auslass sowie Aufnehmer für Druck und Temperatur. Die Erd-Temperaturen unterscheiden entlang der Pipeline sich in Praxis kaum; außerdem ist deren Einfluss i.d.R. vernachlässigbar. Daher reicht in aller Regel dafür ein einziger Temperaturlaufnehmer aus, der irgendwo entlang des Verlaufs der Pipeline installiert werden kann; ihm wird dann die örtlich konstant angenommene Erd-Temperatur entnommen. Die PipePatrol-E-RTTM-Varianten für Förderpausen (PipePatrol E-RTTM/SC) benötigen lediglich Aufnehmer für Druck und Temperatur.

Alle PipePatrol-E-RTTM-Varianten (Förderbetrieb und Förderpause) bieten eine Leckerkennung *und* Leckortung. Durch die angewendeten statistischen Methoden werden nur mittlere Anforderungen an die Instrumentierung gestellt; insbesondere die absolute Genauigkeit ist unproblematisch.

Nun zu den Einsatzmöglichkeiten.

Verfahren	Einsatzmöglichkeit		Haupteinsatz	TRFL
	Betriebsart	Stationär/ Transient		
PipePatrol E-RTTM von Krohne Oil & Gas				
PipePatrol E-RTTM/PC Kopfstationsüberwachung	B	Stationär Transient	Flüssigkeit Gas	a), b), e)
PipePatrol E-RTTM/PC Unterstationsüberwachung	B	Stationär Transient	Flüssigkeit Gas	a), b), e)
PipePatrol E-RTTM/PC Segmentüberwachung	B	Stationär Transient	Flüssigkeit Gas	a), b), e)
PipePatrol E-RTTM/PC Segmentüberwachung Virtual Flow	B	Stationär Transient	Flüssigkeit Gas	a), b), e)
PipePatrol E-RTTM/SC Kopfstationsüberwachung	Fp	Stationär Transient	Flüssigkeit Gas	c), d), e)
PipePatrol E-RTTM/SC Unterstationsüberwachung	Fp	Stationär Transient	Flüssigkeit Gas	c), d), e)

Tabelle 19: Einsatzmöglichkeiten von PipePatrol E-RTTM³³.

³² LEK = Leckerkennung, LEO = Leckortung.

³³ B = Förderbetrieb, Fp = Förderpause.

PipePatrol E-RTTM/PC bietet Lecküberwachung während Förderbetrieb, PipePatrol E-RTTM/SC bietet Lecküberwachung während Förderpause (Stillstand). Alle Varianten sind in der Lage, leichten und starken transienten Betrieb (An- und Abfahren der Pipeline) abzudecken; sie sind auch für Gas-Pipelines sehr gut geeignet.

Die PipePatrol E-RTTM/PC-Varianten sind

- kontinuierlich arbeitende Einrichtungen, die im stationären Betriebszustand Lecks feststellen können (TRFL Punkt a),
- kontinuierlich arbeitende Einrichtungen, die auch im *transienten* Betriebszustand Lecks feststellen können (TRFL Punkt b), und
- Einrichtungen zur schnellen Ortung der Schadensstelle (TRFL Punkt e).

Die PipePatrol E-RTTM/SC-Varianten sind

- Einrichtungen, die während Förderpausen Lecks feststellen können (TRFL Punkt c),
- Einrichtungen, die schleichende Undichtigkeiten feststellen können (TRFL Punkt d), und
- ebenfalls Einrichtungen zur schnellen Ortung der Schadensstelle (TRFL Punkt e).

Kommen wir nun zu den Leistungsparametern.

Verfahren	Ansprechempfindlichkeit			Leck-Art
	Alarmierungs-Grenze	Alarmierungs-Zeit Flüssigkeit	Alarmierungs-Zeit Gas	
PipePatrol E-RTTM von Krohne Oil & Gas				
PipePatrol E-RTTM/PC Kopfstationsüberwachung	Niedrig	Sehr kurz	Mittel	Spontan + schleichend
PipePatrol E-RTTM/PC Unterstationsüberwachung	Niedrig	Sehr kurz	Lang	Spontan + schleichend
PipePatrol E-RTTM/PC Segmentüberwachung	Niedrig	Sehr kurz	Kurz	Spontan + schleichend
PipePatrol E-RTTM/PC Segmentüberwachung Virtual Flow	Niedrig	Sehr kurz	Kurz	Spontan + schleichend
PipePatrol E-RTTM/SC Kopfstationsüberwachung	Niedrig TRFL c) Sehr niedrig TRFL d)	Kurz TRFL c) Lang TRFL d)	Lang TRFL c) Sehr lang TRFL d)	Spontan + schleichend
PipePatrol E-RTTM/SC Unterstationsüberwachung	Niedrig TRFL c) Sehr niedrig TRFL d)	Kurz TRFL c) Lang TRFL d)	Lang TRFL c) Sehr lang TRFL d)	Spontan + schleichend

Tabelle 20: Leistungsparameter von PipePatrol E-RTTM.

Alle PipePatrol-E-RTTM-Varianten bieten eine niedrige Alarmierungsgrenze, PipePatrol E-RTTM/SC bei Bedarf sogar sehr niedrige Alarmierungsgrenzen. PipePatrol E-RTTM/PC bietet für Flüssigkeiten sehr kurze Alarmierungszeiten. Für Gase benötigt die Unterstationsüberwachung für Förderbetrieb aufgrund der Trägheit des Drucksignals lange zur Alarmierung; hier ist die Segmentüberwachung deutlich schneller und damit zu bevorzugen. Wird PipePatrol E-RTTM/SC zur Erkennung sehr kleiner ggf. schleichender Undichtigkeiten verwendet, so steigen die Erkennungszeiten an.

Alle PipePatrol-E-RTTM-Varianten erkennen und orten sowohl spontan auftretende als auch schleichende Lecks hinreichender Größe.

11 Vergleich der Verfahren

Verfahren	Funktion	Umfang	Instrumentierung	Betriebsart	Einsatzmöglichkeit Stationär/Transient	Haupteinsatz	TRFL	Alarmierungs-Grenze	Alarmierungs-Zeit	Ansprechempfindlichkeit	Alarmierungs-Zeit	Leck-Art
Druck- und Mengenänderungsverfahren												
Druckänderungsverfahren (Druckfallverfahren)	LEK	1 x P	Gering	B, Fp	Stationär	Flüssigkeit Gas	a), c)	Hoch	Kurz	Lang	Lang	Spontan + schleichend
Mengenänderungsverfahren	LEK	1 x Q	Gering	B	Stationär	Flüssigkeit Gas	a)	Hoch	Kurz	Mittel	Mittel	Spontan + schleichend
Druckwellenverfahren												
Druckwellenverfahren (ohne Ortung)	LEK	1 x P	Mittel	B, Fp	Stationär	Flüssigkeit	a), c)	Hoch	Kurz	Lang	Lang	Spontan
Druckwellenverfahren mit Ortung)	LEK+LEO	2 x P	Mittel	B, Fp	Stationär	Flüssigkeit	a), c), e)	Hoch	Kurz	Lang	Lang	Spontan
Bilanzierungsverfahren												
Massenbilanzverfahren, unkompensiert	LEK	2 x Q	Hoch	B	Stationär	Flüssigkeit	a)	Mittel	Lang	Sehr lang	Sehr lang	Spontan + schleichend
Massenbilanzverfahren, kompensiert, Messung p und T (Fall a)	LEK	2 x (Q,P,T) n x (P,T)	Hoch	B	Stationär Leicht transient	Flüssigkeit Gas	a)	Mittel	Mittel	Lang	Lang	Spontan + schleichend
Massenbilanzverfahren, kompensiert, Stationäres Modell (Fall b)	LEK	2 x (Q,P,T); T ₀	Hoch	B	Stationär Leicht transient	Flüssigkeit Gas	a)	Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	Spontan + schleichend
Massenbilanzverfahren, kompensiert, RTTM (Fall c)	LEK	2 x (Q,P,T); T ₀	Hoch	B	Stationär Transient	Flüssigkeit Gas	a), b)	Mittel	Kurz	Kurz	Kurz	Spontan + schleichend
Statistische LUS												
Massenbilanzverfahren, unkompensiert	LEK	2 x Q	Mittel	B	Stationär Leicht transient	Flüssigkeit Gas	a)	Niedrig	Lang	Sehr lang	Sehr lang	Spontan + schleichend
PipePatrol Statistical Mass Balance (SMB) von Krohne Oil & Gas												
PipePatrol Statistical Mass Balance (SMB), unkompensiert	LEK	2 x Q	Mittel	B	Stationär Leicht transient	Flüssigkeit Gas	a)	Niedrig	Lang	Sehr lang	Sehr lang	Spontan + schleichend
PipePatrol Statistical Mass Balance (SMB), Messung p und T entlang der Pipeline	LEK	2 x (Q,P,T) n x (P,T)	Mittel TRFL a) Hoch TRFL d)	B	Stationär Leicht transient	Flüssigkeit Gas	a), d)	Niedrig TRFL a) Sehr niedrig TRFL d)	Mittel TRFL a) Lang TRFL d)	Lang TRFL a) Sehr lang TRFL d)	Lang TRFL a) Sehr lang TRFL d)	Spontan + schleichend
PipePatrol Statistical Mass Balance (SMB), stationäres Modell	LEK	2 x (Q,P,T); T ₀	Mittel TRFL a) Hoch TRFL d)	B	Stationär Leicht transient	Flüssigkeit Gas	a), d)	Niedrig TRFL a) Sehr niedrig TRFL d)	Mittel TRFL a) Lang TRFL d)	Lang TRFL a) Sehr lang TRFL d)	Lang TRFL a) Sehr lang TRFL d)	Spontan + schleichend
PipePatrol Statistical Mass Balance (SMB), mit RTTM	LEK	2 x (Q,P,T); T ₀	Mittel TRFL a) Hoch TRFL d)	B	Stationär Transient	Flüssigkeit Gas	a), b), d)	Niedrig TRFL a) Sehr niedrig TRFL d)	Kurz TRFL a) Mittel TRFL d)	Mittel TRFL a) Lang TRFL d)	Mittel TRFL a) Lang TRFL d)	Spontan + schleichend
PipePatrol E-RTTM von Krohne Oil & Gas												
PipePatrol E-RTTM/PC Kopfstationsüberwachung	LEK+LEO	2 x (Q,P,T); T ₀	Mittel	B	Stationär Transient	Flüssigkeit Gas	a), b), e)	Niedrig	Sehr kurz	Mittel	Mittel	Spontan + schleichend
PipePatrol E-RTTM/PC Unterstationsüberwachung	LEK+LEO	2 x (Q,P,T); T ₀ n x P	Mittel	B	Stationär Transient	Flüssigkeit Gas	a), b), e)	Niedrig	Sehr kurz	Lang	Lang	Spontan + schleichend
PipePatrol E-RTTM/PC Segmentüberwachung	LEK+LEO	2 x (Q,P,T); T ₀ n x (Q,P,T)	Mittel	B	Stationär Transient	Flüssigkeit Gas	a), b), e)	Niedrig	Sehr kurz	Kurz	Kurz	Spontan + schleichend
PipePatrol E-RTTM/PC Segmentüberwachung Virtual Flow	LEK+LEO	2 x (Q,P,T); T ₀ n x P	Mittel	B	Stationär Transient	Flüssigkeit Gas	a), b), e)	Niedrig	Sehr kurz	Kurz	Kurz	Spontan + schleichend
PipePatrol E-RTTM/SC Kopfstationsüberwachung	LEK+LEO	2 x (P,T); T ₀	Mittel	Fp	Stationär Transient	Flüssigkeit Gas	c), d), e)	Niedrig TRFL c) Sehr niedrig TRFL d)	Kurz TRFL c) Lang TRFL d)	Lang TRFL c) Sehr lang TRFL d)	Lang TRFL c) Sehr lang TRFL d)	Spontan + schleichend
PipePatrol E-RTTM/SC Unterstationsüberwachung	LEK+LEO	2 x (P,T); T ₀ n x P	Mittel	Fp	Stationär Transient	Flüssigkeit Gas	c), d), e)	Niedrig TRFL c) Sehr niedrig TRFL d)	Kurz TRFL c) Lang TRFL d)	Lang TRFL c) Sehr lang TRFL d)	Lang TRFL c) Sehr lang TRFL d)	Spontan + schleichend

Legende
 Instrumentierung:
 Funktion:
 Betriebsart:
 TRFL:

O = Durchfluss, P = Druck, T = Stoff-Temperatur, T₀ = Erd-Temperatur
 LEK = Leckerkennung, LEO = Leckortung
 B = Förderbetrieb, Fp = Förderpause
 a) kontinuierlich stationärer Betrieb, b) kontinuierlich transienter Betrieb, c) Förderpause, d) Schleichendes Leck, e) Leckortung

Stand: 14.07.2008

Tabelle 21: Vergleich der verschiedenen Lecküberwachungsverfahren.

A Literaturverzeichnis

- [API 1130] API 1130: Computational Pipeline Monitoring for Liquid Pipelines. American Petroleum Institute, 2002.
- [API 1155] API 1155: Evaluation Methodology for Software Based Leak Detection Systems. American Petroleum Institute, 1995.
- [API 2540] API 2540: Volume Correction Factors. American Petroleum Institute, 2002.
- [Baehr] Baehr, H. D.: Thermodynamik. Springer, 1996.
- [Billmann] Billmann, L.: Methoden zur Lecküberwachung und Regelung von Gasfernleitungen. Fortschrittsberichte VDI Reihe 8, VDI-Verlag.
- [Bohl] Bohl, W.: Technische Strömungslehre. Vogel-Verlag, 12. Auflage, 2002.
- [Geiger/Werner/Matko] Geiger, G.: Geiger, G., Werner, T., Matko, D.: Leak Detection and Locating – A Survey. 35th Annual PSIG Meeting, 15 October – 17 October 2003, Bern, Switzerland.
- [Hancock] Hancock, John C.; Wintz, Paul A.: Signal Detection Theory. McGraw Hill, 1966.
- [Kay] Kay, Steven M.: Fundamentals of Statistical Signal Processing, Volume 2. Prentice Hall, 1998.
- [Krass/Kittel/Uhde] Krass, W., Kittel, A., Uhde, A.: Pipelinetechnik. Verlag TÜV Rheinland, 1979.
- [Kroschel] Kroschel, K.: Statistische Nachrichtentheorie. Springer-Verlag, 1996.
- [RFVO] Rohrfernleitungsverordnung. In TRFL - Technische Regeln für Fernleitungen. Carl-Heymanns-Verlag, 2003.
- [TRFL] TRFL - Technische Regeln für Fernleitungen. Carl-Heymanns-Verlag, 2003.
- [Wald] Wald, A.: Sequential Analysis, John Wiley and Sons, New York, 1947.
- [Zhang] Zhang, X. J.: Statistical Leak Detection in Gas and Liquid Pipelines. Pipes & Pipelines International, July – August 1993, p. 26 – 29.

B Begriffsdefinitionen

- Abweichung.** Im gegebenen Zusammenhang die Differenz von gemessenem zu tatsächlichem Wert einer Messgröße, z.B. →Durchfluss. Bestimmt die →Nachweisgrenze von →LÜS. Siehe auch →Fehlergrenze.
- Abweichungs-Methode.** Synonymer Begriff: →Residuen-Methode.
- Ansprechempfindlichkeit.** Leistungsmaß nach →API 1155; kombiniertes Maß, das sowohl die kleinste erkennbare →Leckrate als auch die Zeit bis zur Erkennung eines Lecks berücksichtigt. Beispiel: Durch →Leckabfluss verlorenes Volumen vom Auftreten des Lecks bis zum →Leckalarm.
- API 1130.** Standard „Computational Pipeline Monitoring (CPM) for Liquid Pipelines“ vom American Petroleum Institute. Gegenstand sind Design, Implementierung, Test und Betrieb von →CPM-Systemen.
- API 1155.** Standard „Evaluation Methodology for Software Based Leak Detection Systems“ vom American Petroleum Institute. Dient zum Vergleich verschiedener →LÜS. Definiert die Begriffe →Ansprechempfindlichkeit, →Zuverlässigkeit, →Genauigkeit und →Robustheit.
- API 2540.** Standard „Volume Correction Factors“ vom American Petroleum Institute. Gibt Beziehungen an, mit denen die Dichte gängiger petrochemischer Kohlenwasserstoffe (z.B. Rohöl, schwere und leichte Erdölprodukte) aus Temperatur und Druck bestimmt werden können.
- Auslass.** Der "rechte" Rand, an dem das →Fluid im →Vorwärtsbetrieb in die →Pipeline hinaus fließt. *Engl. Outlet.* Siehe auch →Einlass.
- Betriebsdurchfluss.** Der →Durchfluss bei Betriebsbedingungen, z.B. in m^3/h .
- Bilanzierungsverfahren.** Auch → Massenbilanzverfahren. LÜS-Verfahren, die auf dem Satz der Erhaltung der Masse beruhen. Dazu gehören das unkompenzierte und das kompenzierte → Massenbilanzverfahren (z.B. →PipePatrol SMB), im weiteren Sinne aber auch →RTTM- und →E-RTTM-Systeme wie →PipePatrol E-RTTM.
- CPM-System.** Algorithmischer Ansatz zur Lecküberwachung; auch computergestützte Lecküberwachung.
- Dichtezelle.** Messsystem zur Bestimmung der Dichte eines Fluids.
- DRA.** Drag Reducing Agent. In den Förderstrom der Pipeline eingebrachtes Additiv zwecks Reduzierung der Rohrreibung.
- Drift.** Sehr niederfrequente Störungen auf den Messwerten.
- Durchfluss.** Sammelbegriff für Massenstrom (z.B. in kg/s), Volumenstrom (z.B. in m^3/h), und Geschwindigkeit (z.B. in m/s).
- Druckänderungsverfahren.** Einfaches LÜS-Verfahren, bei dem der Druck an einem Punkt der Pipeline ausgewertet wird; dieser fällt im Leckfall ab. Kann nicht mehr als Stand der Technik angesehen werden.
- Druckwellenverfahren.** LÜS-Verfahren, bei dem die sich mit →Schallgeschwindigkeit ausbreitende negative Druckwelle ausgewertet wird. Bietet beim Einsatz mehrerer Druckaufnehmer auch die Möglichkeit der Leckortung mit dem →Laufzeit-Differenz-Verfahren. Nur für →spontane Lecks geeignet.
- Durchschlupf.** Fehlende Alarmierung bei Auftreten eines Lecks.
- D-T-Verfahren.** Druck-Temperatur-Verfahren. Bei diesem Verfahren wird der Druck innerhalb einer dicht abgeschlossenen Pipeline ausgewertet; dabei wird der Einfluss der Temperatur durch Berücksichtigung der →thermischen Zustandsgleichung des Fluids berücksichtigt. →PipePatrol E-RTTM/SC verwendet eine modellgestützte Variante.
- E-RTTM-System.** →LÜS auf der Basis der →Extended RTTM-Technologie. Diese kombiniert →RTTM-Technologie mit einer →Lecksignaturanalyse; dadurch werden auch bei →transientem Betrieb der Pipeline →Fehlalarme vermieden ohne die Alarmgrenze hochzusetzen. Basis von →PipePatrol E-RTTM.
- Einlass.** Der "linke" Rand, an dem das →Fluid im →Vorwärtsbetrieb in die →Pipeline hinein fließt. *Engl. Inlet.* Siehe auch →Auslass.
- Elastizität.** Im vorliegenden Zusammenhang die Eigenschaft der Rohrwandung einer Pipeline, dass sich bei Druckänderung der Querschnitt ebenfalls ändert. Wird durch (E)-RTTM-Systeme kompensiert.
- Fehlergrenze.** Maximale, ggf. garantierte →Abweichung einer Messgröße vom wahren Wert.
- Fehlalarm.** Alarmierung ohne Auftreten eines Lecks.
- Flow-Computer.** Dienst zur Aufbereitung des „Roh-Signals“ von Durchflussmessern wie z.B. Turbinenradzählern. Ermittelt werden z.B. →Betriebsdurchfluss, →Normdurchfluss und Massenstrom.
- Fluid.** Ein Stoff, der als Kontinuum betrachtet wird. Alle Gase und Flüssigkeiten sind Fluide.
- Förderbetrieb.** Betriebsphase in der verpumpt wird. Die →TRFL fordert hierfür spezielle →LÜS.
- Förderpause.** Betriebsphase in der *nicht* verpumpt wird. Die →TRFL fordert hierfür spezielle →LÜS.
- Genauigkeit.** Leistungsmaß nach →API 1155. Betrifft im Wesentlichen die Leckortung. Angabe oft in % bezogen auf die gesamte Länge der Pipeline.
- Gradienten-Schnitt-Verfahren.** Methode zur Leckortung, bei der die leckortspezifische Änderung des stationären Druckprofils entlang der Pipeline ausgewertet wird. →PipePatrol E-RTTM verwendet eine modellgestützte Variante, die auch während →transientem Betrieb der Pipeline eine Leckortung ermöglicht.
- Hypothesentest.** Verfahren der statistischen Entscheidungstheorie.
- Inventory:** Synonymer Begriff: →Line-Packing.
- Kompressibilität.** Im vorliegenden Zusammenhang die Eigenschaft eines Fluids, dass sich bei Druckänderung die Dichte ebenfalls ändert. Wird durch →(E)-RTTM-Systeme kompensiert.
- Kopfstation.** An Ein- oder Auslass befindliche →Messstation.
- Kopfstationsüberwachung.** Bei dieser Konfiguration von →PipePatrol E-RTTM wird anhand der Messwerte der →Kopfstationen die Pipeline auf das Eintreten einer Leckage überwacht mittels der Durchfluss-Residuen.

- Siehe auch →Unterstationsüberwachung.
- Krohne Oil & Gas.** Niederländische Tochter der Krohne Messtechnik Duisburg GmbH & Co. KG. →PipePatrol ist die LÜS-Familie von Krohne Oil & Gas.
- Laufzeit-Differenz-Verfahren.** Methode zur Leckortung, bei der die Laufzeit-Differenz von wellenförmigen Ausbreitungen an verschiedenen Stellen der Pipeline ausgewertet wird. →PipePatrol E-RTTM verwendet eine modellgestützte Variante, die auch während →transientem Betrieb der Pipeline eine Leckortung ermöglicht.
- Leckalarm.** Deklaration eines Leckereignisses. Im Rahmen der →E-RTTM-Technologie wird dieser Alarm bei Auftreten eines →spontanen Lecks ausgelöst.
- Lecksignatur.** Spezifische Gestalt von Messsignalen, die auch bei Auftreten eines Lecks vorliegt.
- Lecksignaturanalyse.** Verfahren zur Unterdrückung von →Fehlalarmen im Rahmen der →E-RTTM-Technologie. Dabei werden die →Residuen gezielt nach verschiedenen →Lecksignaturen untersucht. Im Leckfall wird entweder →Leckalarm oder →Sensoralarm gegeben.
- Leckabfluss.** Pro Zeiteinheit am Leckort verlorene Leckmenge in Durchflusseinheiten, z.B. m/s, t/h oder m³/h.
- Leckfluss.** Synonymer Begriff: →Leckabfluss.
- Leckrate.** Quantitative Angabe über die Größe des Lecks. Absolut z.B. in m/s, t/h oder m³/h. Relativ in % bezogen auf eine Bezugsgröße.
- Likelihood-Verhältnis-Test.** Statistisches Verfahren, um auf der Basis von Messwerten auf vordefinierte →Hypothesen (z.B. Leck nein/ja) zu entscheiden. *Engl. Likelihood-Ratio-Test.*
- Line-Packing.** International üblicher Begriff für die sich i.A. ändernde in der Pipeline gespeicherte Masse des Fluids.
- LÜS.** Lecküberwachungssystem, international LDS, Leak Detection System. Ein System zur Erkennung von Lecks an Pipelines, ggf. ergänzt um die Möglichkeit zur Leckortung. LÜS sind in Deutschland entsprechend der →TRFL auszuführen.
- Massenbilanzverfahren.** Auch →Bilanzierungsverfahren. LÜS-Verfahren, die auf dem Satz der Erhaltung der Masse beruhen. Dazu gehören das unkompenzierte und das kompenzierte Massenbilanzverfahren (z.B. →PipePatrol SMB), im weiteren Sinne aber auch →RTTM- und →E-RTTM-Systeme wie →PipePatrol E-RTTM.
- Mengenänderungsverfahren.** Einfaches LÜS-Verfahren, bei dem der Durchfluss an *einem* Punkt der Pipeline ausgewertet wird; dieser ändert sich im Leckfall. Kann nicht mehr als Stand der Technik angesehen werden.
- Messabschnitt.** Durch →Messstationen abgegrenzter Abschnitt einer Pipeline. Ist (möglicherweise der einzige) Teil eines →Überwachungssegmentes. *Engl. Measured Section.*
- Messstation.** Eine an einem bestimmten Punkt des Verlaufs der Pipeline befindliche Station mit Messeinrichtungen und/oder Armaturen. An Ein- und Auslass als →Kopfstation bezeichnet, ansonsten als →Unter- oder →Zwischenstation.
- Molch.** In den Förderstrom der Pipeline eingeführte Systeme, z.B. zur Trennung von Batches (→Trennmolch).
- Multi-Batch-Betrieb.** Betriebsart einer Pipeline, bei der gleichzeitig mehrere Batches (Partien) verpumpt werden. Siehe auch →Single-Batch-Betrieb.
- Nachweisgrenze.** Theoretischer Wert der kleinsten erkennbare Leckrate bei Berücksichtigung der →Abweichungen der Durchflussmesser.
- Nenndurchfluss.** Der →Durchfluss bei Nennbedingungen, z.B. in m³/h.
- Normalverteilung.** Bekanntester Vertreter einer →Wahrscheinlichkeitsdichte, erstmals von Gauß angegeben. Viele regellose Vorgänge in der Natur werden durch diese Verteilung (näherungsweise) beschrieben.
- Ortsprofile.** Strömungs- und thermodynamische Größen wie z.B. Druck und Temperatur, aufgetragen entlang der Pipeline.
- Pipelines.** International üblicher Begriff für Rohrfernleitungen. Dienen zum Transport von Fluiden.
- Pipeline-Beobachter.** SW-Modul, das auf der Basis der Messwerte die →Residuen berechnet. Dient zur Eliminierung von →Kompressions- und →Elastizitäts-Effekten.
- PipePatrol.** Familie von →LÜS der →Fa. Krohne Oil & Gas.
- PipePatrol SMB.** PipePatrol Statistical Mass Balance; →LÜS von →Krohne Oil & Gas basierend auf dem Massenbilanzverfahren und Leck-Klassifikation. Bietet während →Förderbetrieb kontinuierliche Leckerkennung für →stationären und eingeschränkt →transienten Betrieb nach →API 1130 und →TRFL.
- PipePatrol E-RTTM.** PipePatrol Extended Real-Time Transient Model; →LÜS von →Krohne Oil & Gas basierend auf der →E-RTTM-Technologie und →Lecksignaturanalyse. Bietet während →Förderbetrieb (PipePatrol E-RTTM/PC) und →Stillstand (PipePatrol E-RTTM/SC) kontinuierliche Leckerkennung und Leckortung für →stationären und →transienten Betrieb nach →API 1130 und →TRFL.
- Prozessbedingungen.** Aktuell vorliegende Bedingungen für Druck und Temperatur. Dazu gehören entsprechende Werte für die Dichte (→Prozess-Dichte) und den Durchfluss (→Prozess-Durchfluss). Diese Werte unterscheiden sich i.d.R. von den Werten bei →Referenzbedingungen.
- Prozessdichte.** Dichte des Fluids bei →Prozessbedingungen.
- Prozess-Durchfluss.** Durchfluss des Fluids bei →Prozessbedingungen.
- Referenz-Dichte.** Dichte des Fluids bei →Referenzbedingungen.
- Referenz-Durchfluss.** Durchfluss des Fluids bei →Referenzbedingungen.
- Referenzbedingungen.** Festgelegte Bedingungen für Druck (z.B. 1,01325 bar) und Temperatur (z.B. 15 °C). Dazu gehören entsprechende Werte für die Dichte (→Referenz-Dichte) und den Durchfluss (→Referenz-Durchfluss). Diese Werte unterscheiden sich i.d.R. von den Werten bei den aktuell vorliegenden →Prozessbedingungen.
- Residuen-Methode.** Eine →RTTM-basierte Methode zur Lecküberwachung, bei der vorhandene Redundanzen (zusätzlich vorhandene Messgrößen) ausgewertet werden. Die dazugehörigen Messwerte werden mit be-

rechneten Werten verglichen; die Abweichung wird als →Residuum bezeichnet.

Residuum. Abweichung von den gemessenen Größen (z.B. →Durchfluss oder Druck) von den mittels →Pipeline-Beobachter errechneten Größen unter der Annahme einer leckfreien Pipeline. Eingang für die →Lecksignaturanalyse.

Realgas-Faktor. Symbol Z . Einheitenloser Faktor in der einfachen →thermischen Zustandsgleichung für Gase. Je näher der Realgasfaktor eines Gases am Wert 1 liegt, desto mehr entspricht das thermische Verfahren des Gases demjenigen eines idealen Gases.

Robustheit. Leistungsmaß nach →API 1155; betrifft den Betrieb des →LÜS, wenn die Einsatzbedingungen nicht ideal sind, z.B. beim Ausfall von Sensoren.

Rohrleitungsverordnung. Zweck dieser Verordnung ist es, eine Beeinträchtigung des Wohls der Allgemeinheit zu vermeiden, insbesondere Mensch und Umwelt vor schädlichen Einwirkungen von Pipelines zu schützen. Die →TRFL ist der Rohrleitungsverordnung unterlagert.

RTTM-System. Real Time Transient Model System, deutsch in etwa „Systeme mit transienten Echtzeit-Modellen“. International gängiger Begriff für ein echtzeitfähiges modellgestütztes →LÜS. Das mathematische Modell der Strömungsvorgänge in der Pipeline wird auf einem (Industrie)-Computer o.ä. Digitalrechner in Echtzeit simuliert und ist in der Lage, auch →transiente Vorgänge zu beschreiben.

Rückwärtsbetrieb. Die Betriebsart, bei der das →Fluid von →Aus- nach →Einlass fließt. Hierbei wird definitionsgemäß der Durchfluss negativ gezählt. Siehe auch →Vorwärtsbetrieb.

Schallgeschwindigkeit. Ausbreitungsgeschwindigkeit von Druck-, Dichte- und Durchflusswellen in Fluiden. Basis der Leckortung mit dem →Laufzeit-Differenz-Verfahren.

Schleichendes Leck. Ein sich langsam entwickelndes Leck, oftmals mit sehr kleiner →Leckrate. Die →TRFL fordert spezielle Maßnahmen zur Erkennung dieser Leckart.

Segment. Synonymer Begriff: →Überwachungssegment. *Engl. Segment.*

Segment-Residuum. Das bei der →Segmentüberwachung ausgewertete Durchfluss-Residuum eines →Überwachungssegments.

Segmentüberwachung. Bei dieser Konfiguration von →PipePatrol E-RTTM erfolgt die Lecküberwachung für einzelne →Überwachungssegmente auf Basis der Durchfluss-Residuen. Siehe auch →Unterstationsüberwachung.

Sektion. Synonymer Begriff: →Messabschnitt. *Engl. Section.*

Sensoralarm. Deklaration eines Leckereignisses. Im Rahmen der →E-RTTM-Technologie wird dieser Alarm bei Auftreten eines →schleichenden Lecks oder einer →Drift der Sensoren ausgelöst.

Sequential Probability Ratio Test (SPRT). Auf Wald zurückgehende, sequentielle Variante des →Likelihood-Verhältnis-Tests. Statistische Grundlage von →PipePatrol SMB.

Single-Batch-Betrieb. Betriebsart einer Pipeline, bei der gleichzeitig nur ein Batch (Partie) verpumpt wird. Siehe auch →Multi-Batch-Betrieb.

Spontanes Leck. Ein sich schnell entwickelndes, sprungförmiges Leck.

Stationarität. Im statistischen Sinne die zeitliche Unabhängigkeit der →Wahrscheinlichkeitsdichte, z.B. →Normalverteilung nach Gauß.

Stationärer Betriebszustand. Ein Betriebszustand der Pipeline, bei dem sich physikalische Größen der Pipeline (z.B. Druck) *nicht* über die Zeit verändern. Die →TRFL fordert Leckerkennungsverfahren, die auch während dieser Phase arbeiten können. Siehe auch →transienter Betriebszustand.

Statistische LÜS. →LÜS mit besonders aufwändiger statistischer Datenverarbeitung, z.B. →Hypothesentest (Leck nein/ja) beim →SPRT.

Stillstandbetrieb. Betriebsphase in der die Pipeline abgesetzt ist. Die →TRFL fordert hierfür spezielle →LÜS.

Thermische Zustandsgleichung. Die Beziehung zwischen Druck, Temperatur und Dichte (bzw. spezifisches Volumen), die für ein →Fluid gilt.

Transienter Betriebszustand. Ein Betriebszustand der Pipeline, bei dem sich physikalische Größen der Pipeline (z.B. Druck) über die Zeit verändern. Die →TRFL fordert Leckerkennungsverfahren, die auch während dieser Phase arbeiten können. Siehe auch →stationärer Betriebszustand.

Trennmolch. In den Förderstrom der Pipeline eingeführtes System zur Trennung von Batches.

TRFL. Technische Regel für Fernleitungsanlagen. In ihr werden technische Regeln angegeben, die für Betrieb und Beschaffenheit von Fernleitungsanlagen zu berücksichtigen sind. Die TRFL ist der →Rohrleitungsverordnung unterlagert.

Überwachungssegment. Der mit einem →LDS überwachte Bereich einer Pipeline. Besteht aus einem oder mehreren →Messabschnitten. *Engl. Monitoring Segment.*

Unterstation. Alle →Messstationen außer den beiden an Ein- und Auslass befindlichen.

Unterstationsüberwachung. Bei dieser Konfiguration von →PipePatrol E-RTTM erfolgt die Lecküberwachung für einzelne →Unterstationen auf Basis der Druck-Residuen. Die Unterstationsüberwachung erfolgt *zusätzlich* zur →Kopfstationsüberwachung. Siehe auch →Segmentüberwachung.

Volumenkorrekturfaktor (VCF). Faktor, der die Abhängigkeit der →Prozessdichte von Druck und Temperatur beschreibt.

Volumetrische Durchflussmessung. Messverfahren, bei dem der →Durchfluss als Volumenstrom oder als Geschwindigkeit angegeben wird. Zur Bestimmung des Massenstroms ist die Kenntnis der Dichte des →Fluids notwendig.

Vorwärtsbetrieb. Die Betriebsart, bei der das →Fluid von →Ein- nach →Auslass fließt. Hierbei wird definitionsgemäß der Durchfluss positiv gezählt. Siehe auch →Rückwärtsbetrieb.

Wahrscheinlichkeitsdichte. Funktion der Wahrscheinlichkeitslehre, die die Berechnung von Wahrscheinlichkeiten für das Auftreten von bestimmten Ereignissen ermöglicht. Beispiel ist die →Normalverteilung nach Gauß.

Zero False-Alarm Methodology. Synonymer Begriff: →E-RTTM-Technologie.

Zuverlässigkeit. Leistungsmaß nach →API 1155, z.B. Wahrscheinlichkeit für einen Fehlalarm, oft bezogen auf ein Jahr.

Zwischenstation. Synonymer Begriff: →Unterstation.