

## Hydraulische Probleme bei Mineralölfernleitungen

### 1 Einleitung

Die starke Zunahme der Motorisierung und der wachsende Bedarf an Mineralöl - als Heizmittel für Industrie und private Haushalte sowie auch als Ausgangsmaterial für neue Produkte der chemischen Industrie - führte in Europa dazu, dass am Ende der 50er Jahre Mineralölfernleitungen von der Küste in die Verbrauchsschwerpunkte verlegt wurden. Gleichzeitig errichtete man hier auch zahlreiche neue Raffinerien, die sich zuvor fast ausnahmslos an der Küste in der Nähe der Entladehäfen befunden haben. Damit wurde der gesamte Ferntransport des Mineralöls innerhalb Mitteleuropas in weniger als zwanzig Jahren von den Binnenwasserstraßen und den Eisenbahnverkehrswegen auf die Fernleitungen verlagert. Lediglich die Verteilung von Fertigprodukten in regional begrenzten Gebieten geschieht heute noch mit Tanklastwagen. Das Bild 1 gibt einen Überblick über die wichtigsten europäischen Mineralöl- und Produktenfernleitungen.

Ohne Pipelines wäre es nahezu unmöglich, die großen Industrieregionen ausreichend mit Wasser, Gas, Rohöl und chemischen Produkten zu versorgen. Pipelines zählen somit zu den wichtigsten Elementen einer modernen Infrastruktur. So umfasst zum Beispiel das nordamerikanische Pipelinesystem zum Transport von Rohöl rund 300.000 km, wobei die längsten Leitungen Produkte über Entfernungen bis zu 5000 km befördern. Durch die westeuropäischen Mineralölfernleitungen, die ungefähr eine Länge von insgesamt 20.000 km aufweisen, werden in einem Jahr durchschnittlich  $600 \cdot 10^6 \text{ m}^3$  Rohöl transportiert.

Welche Pionierleistungen von der Pipelinetechnik hier vollbracht wurden, möge stellvertretend für alle anderen Fernleitungen an der Transalpinen Ölleitung, die von Triest nach Ingolstadt führt, demonstriert werden.

Für die in den Jahren 1966 und 1967 gebaute, die Alpen überquerende Fernleitung mit einem Rohrdurchmesser von 101,6 cm (40") und einer Leitungslänge von 465 km mussten drei Tunnel mit einer Gesamtlänge von 21 km aufgeföhren und 30 Flüsse sowie 136 Bäche mit Düchern gekreuzt werden (Bild 2). In dem 7,3 km langen Felbertauerntunnel erreicht die Leitung mit 1572 m ihre größte Meereshöhe. Zur Überwindung der geodätischen Höhe und der Reibungsverluste sind im Endausbau 11 Pumpstationen mit drehzahlgeregelten Pumpen vorgesehen.

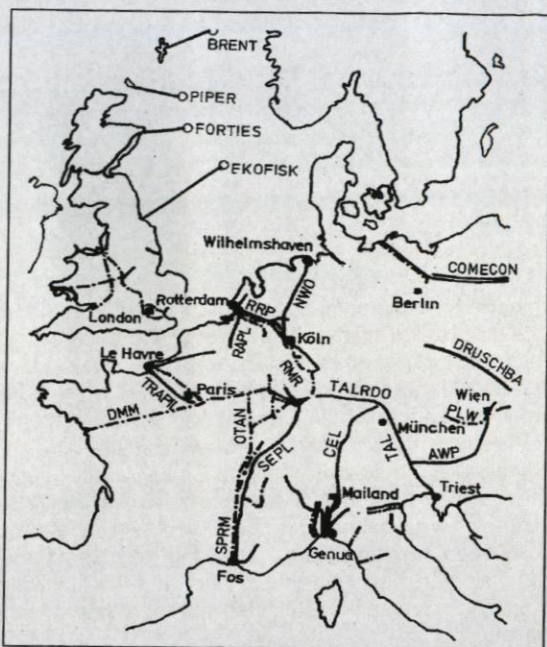


Bild 1: Wichtigste Mineralöl- und Produktenfernleitungen in Europa

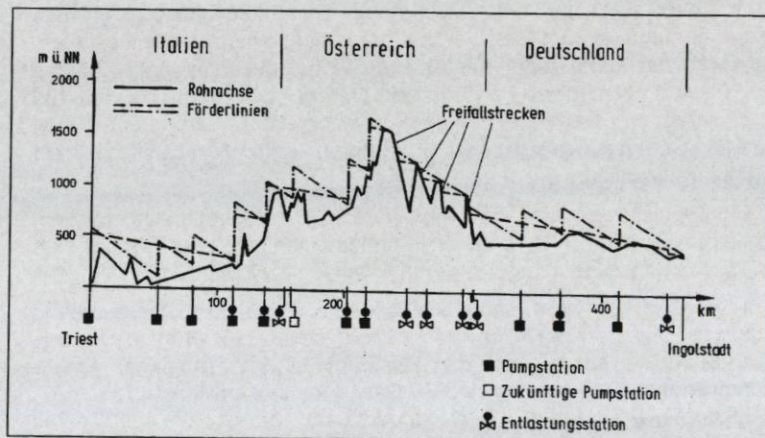


Bild 2: Längsprofil der Transalpinen Ölleitung

Mit der fertigen Anlage kann ein Durchsatz von maximal  $8.300 \text{ m}^3/\text{h}$  erreicht werden. Wie man dem Bild 2 entnehmen kann, sind abhängig vom Durchfluss, eine variierende Anzahl von Zwischenpumpstationen am Förderbetrieb beteiligt. Die gesamte Steuerung des Betriebes und die nahezu automatische Überwachung können mittels moderner Fernwirktechnik und unter Einsatz von leistungsfähigen Computern wahlweise von den Zentralen in Triest oder in Ingolstadt erfolgen. Die Gesamtkosten der Anlage betragen rund 1 Milliarde DM.

Einen Meilenstein der Pipelinetchnik stellt die nach zehnjähriger Planungs- und Bauzeit 1977 fertiggestellte, 1.284 km lange Trans-Alaska-Pipeline dar, die in der Endbaustufe mit 12 Pumpstationen einen Durchsatz von  $13.250 \text{ m}^3/\text{h}$  durch ihre Rohrleitung mit einem Außendurchmesser von 1.219 mm fördern kann. Durch den Bau der Leitung wurde es überhaupt erst möglich, die reichen Erdölvorkommen im Norden von Alaska, in der Prudhoe Bay, wirtschaftlich auszunutzen. Die extremen Klimaverhältnisse stellten hohe Anforderungen an die Pipelineingenieure. So musste einerseits darauf geachtet werden, dass die Temperatur des Rohöls nicht unter  $60^\circ \text{ C}$  sinkt, um Ausscheidungen zu vermeiden, zum anderen musste eine Temperaturerhöhung des umgebenden Bodens durch die teilweise in Permafrostböden verlaufende Rohrleitung aus statischen und ökologischen Gründen vermieden werden, was wiederum eine Kühlung des Bodens erforderlich machte. Bei schwierigen Bodenverhältnissen musste die Leitung sogar oberirdisch auf gekühlten Ständern verlegt werden. Hieraus werden auch die hohen Kapitalinvestitionen von nahezu 15 Milliarden DM verständlich.

## 2 Elemente von Pipelines

Im Bild 3 kann man die wichtigsten Elemente einer Pipeline erkennen. Die Linie der geodätischen Höhen des Rohrscheitels folgt im wesentlichen der Geländeoberfläche abzüglich einer Einerdungstiefe von ungefähr 1 bis 3 m. Die obere Linie, die Linie der zulässigen Druckhöhen, gibt für das jeweilige Fördermedium an, welche maximale Druckhöhe an jeder Stelle der Rohrleitung gefahren werden kann, ohne die zulässigen Spannungen in der Rohrwand infolge der Belastungen aus Innendruck und Einerdung zu überschreiten. Die Betriebslinie einer Pipeline liegt somit zwischen diesen beiden Linien. Man sieht hier, dass die in den Pumpstationen eingebrachten Drucksteigerungen hauptsächlich zum Überwinden von Reibungsverlusten verwendet werden. Die anfängliche Druckhöhe (stationäre Förderlinie) nimmt bei konstanten Leistungsdaten stetig linear ab. Die Neigung dieser auch als Förderlinie bezeichneten Druckhöhenlinie wächst ungefähr mit dem Quadrat des Durchflusses, das heißt, bei Verdopplung des Durchflusses steigen die Reibungsverluste auf den vierfachen Wert an. Durchsatzsteigerungen werden daher bei solchen langen Leitungen durch Zuschalten von Zwischenpumpstationen, wie in Bild 3 dargestellt, auf wirtschaftliche Weise erreicht.

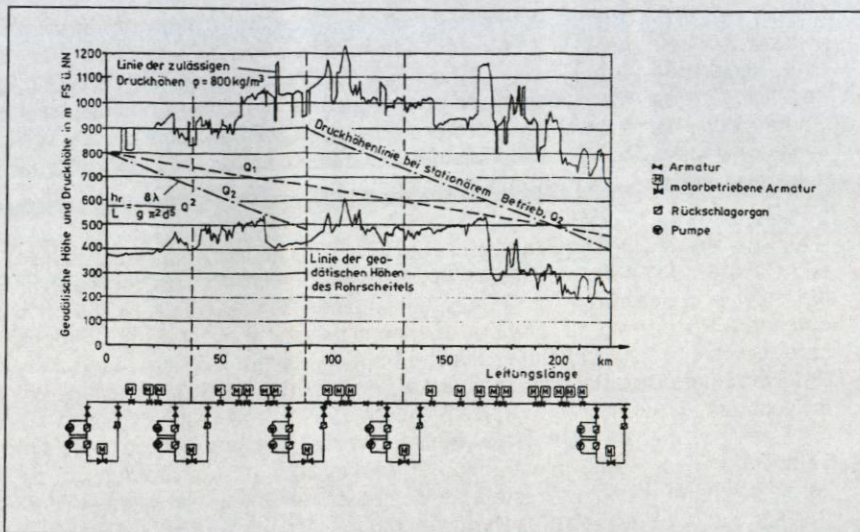


Bild 3: Schematisches Längsprofil einer Mineralölferrleitung

Je nach Förderbetrieb lassen sich damit Überwachungsabschnitte definieren, die durch eine Kopfstation - in der Regel eine Pumpstation - und eine Empfangsstation - hier sind Tanklager oder Zwischenpumpstationen möglich - gekennzeichnet sind. Solche Überwachungsabschnitte können je nach Förderkonzept unterschiedliche Längen aufweisen (siehe Bild 3). Die längs der Trasse in variierenden Abständen angeordneten, motorbetriebenen Streckenarmaturen sind für eine Begrenzung der bei einem Schadensfall austretenden Leckmengen von erheblicher Bedeutung. Im Falle einer Leckage müssen die Streckenarmaturen umgehend geschlossen werden, so dass im schlimmsten Fall nur der Leitungsinhalt des betroffenen Streckenabschnittes ausläuft. Die genaue Anordnung der Streckenarmaturen längs der Trasse wird auf iterativem Wege mit einer Auslaufmengenberechnung bestimmt, wobei die Verschlussorgane in wasserwirtschaftlich bedeutsamen Gebieten zu konzentrieren sind.

### 3 Quasistationäre Betriebszustände

Mineralölferrleitungen werden in der Regel nicht nur mit einer Rohölsorte beschickt, sondern sie befördern oft gleichzeitig mehrere Sorten mit unterschiedlichen Stoffwerten. Die Dichtewerte können zwischen  $\rho = 700 \text{ kg/m}^3$  bis  $980 \text{ kg/m}^3$  und die kinematischen Zähigkeiten zwischen  $\nu = 0.5 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$  bis  $600 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$  liegen. Die einzelnen Ölsorten werden als Batch bezeichnet.

An den Stellen des Batchwechsels bildet sich im Laufe des Transports eine Mischzone aus, deren Länge jedoch im Verhältnis zu den einheitlich befüllten Leitungsabschnitten vernachlässigbar klein ist. Da sich die Grenzfläche zwischen zwei Ölarten mit der jeweiligen Fördergeschwindigkeit bewegt, wird sich folglich auch die Drucklinie ständig verändern. Eine solche Strömung kann man streng genommen nicht mehr als stationär bezeichnen. Da sich jedoch die Änderungen nur sehr langsam vollziehen ( $\partial/\partial t \approx 0$ ), wurde hierfür die Bezeichnung quasistationärer Strömungszustand eingeführt. Die Mineralöle werden hiernach bei der Ermittlung der jeweiligen Fördergeschwindigkeit und der Drucklinie als inkompressibel angesehen.

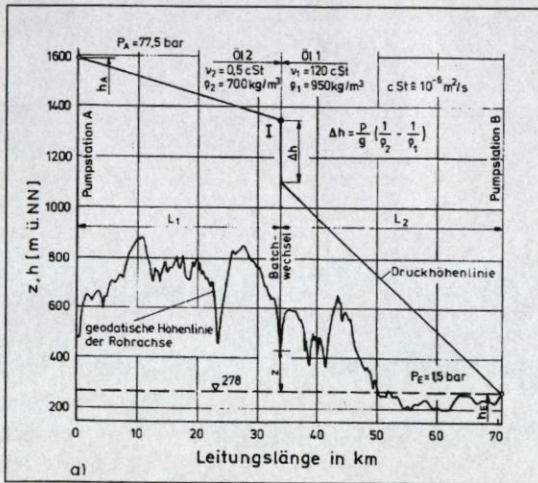


Bild 4a: Druckhöhenverhältnisse bei einem Batchwechsel

1

Die Strömungsverhältnisse für einen quasistationären Betriebszustand lassen sich anschaulich an einem einfachen Beispiel erläutern (s. Bild 4a und b). Für die in dem Bild 4a im Höhenprofil dargestellte, ca. 70 km lange Leitung soll ein Batchwechseldurchgang verfolgt werden. Bei dem Förderbetrieb bleiben der Ausgangsdruck  $p_A$  und der Eingangsdruck  $p_E$  konstant. In dem Bild 4a ist der Verlauf der Druckhöhen für den Zeitpunkt aufgetragen, bei dem sich die Grenzfläche zwischen den beiden Ölarten ungefähr in der Mitte der Rohrleitung befindet. Infolge der unterschiedlichen Dichten weist die Druckhöhenkennlinie einen Sprung am Batchwechsel auf. Während des Batchwechseldurchgangs ändert sich ständig die Strömungsgeschwindigkeit, wie man dem Bild 4b entnehmen kann. Zeichnet man die Einhüllende der maximalen Druckhöhen (Punkt I nach Bild 4b) auf, so stellt man fest, dass diese erheblich von der Druckhöhenkennlinie bei einheitlicher Befüllung abweicht (s. Bild 4b). Hieraus wird ersichtlich, dass quasistationäre Betriebszustände bei hydraulischen Berechnungen große Beachtung finden.

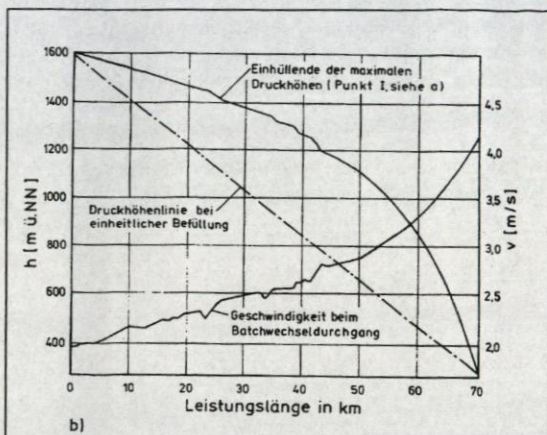


Bild 4 b: Druckhöhenverlauf längs der Leitungstrasse  
beim Durchgang eines Batchwechsels

#### 4 Instationäre Betriebszustände

Instationäre Betriebszustände entstehen bei Pipelines u.a. beim Zu- und Abschalten von Pumpen bzw. beim Schließen oder Öffnen von Schiebern. Solche instationären Strömungszustände sind unvermeidbar, man muss jedoch Sorge tragen, dass die hierbei ausgelösten Druckpendelungen sicher in zulässigen Grenzen bleiben. Zur Beherrschung transienter Betriebszustände in Pipelines ist der Einsatz von Fernwirktechnik heute der Stand der Technik. Beispiele hierfür sind das Abschalten von stromaufwärts gelegenen Pumpen beim Schließen von Armaturen. In dem Bild 5 wird vereinfacht gezeigt, wie solche instationären Strömungsvorgänge ablaufen. Hieraus wird auch deutlich, dass es für die Sicherheit solcher Leitungen unerlässlich ist, entsprechende Simulationsrechnungen im Detail durchzuführen. Die heute hierfür vorhandenen Simulationsverfahren erlauben es, solche Berechnungen mit hoher Genauigkeit durchzuführen.

Wie im Bild 5 dargestellt, bildet ein quasistationärer Betriebszustand bei einer Störung - zum Beispiel das plötzliche Schließen einer Regelarmatur am Ende einer Pipeline - den Ausgangszustand für die instationäre Berechnung. Die sich am Anfang der Leitung befindende Pumpstation wird beim Schließbeginn der Regelarmatur abgeschaltet. Da die Fließgeschwindigkeit gegenüber der Druckwellengeschwindigkeit klein ist, kann man für instationäre Untersuchungen in der Regel die Fortbewegung der Grenzflächen zwischen den zwei Produkten (Batchwechsel) vernachlässigen.

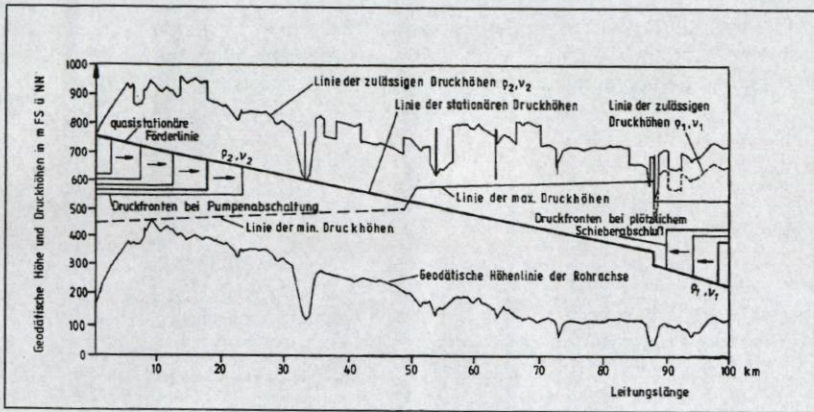


Bild 5: Instationäre Betriebszustände in einer Pipeline

Solche im Bild 5 schematisch skizzierte Untersuchungen müssen für alle möglichen instationären Betriebsfälle durchgeführt werden. Als Resultat ist zu zeigen, dass bei allen Lastfällen die Linie der zulässigen Druckhöhen nicht angeschnitten wird.

## 5 Überwachung von Pipelines

Die Überwachung solcher sich über Hunderte von Kilometern erstreckenden Fernleitungen ist nur mit Hilfe von Rechenanlagen und unter Einsatz modernster Fernwirktechnik zu bewerkstelligen. Für die Überwachung ist hierzu eine Vielzahl von Daten zu übertragen. Werden in solchen Fernleitungen umweltgefährdende Stoffe transportiert, so muss die Leckerkennung und -ortung an erster Stelle eines Sicherheitskonzeptes stehen. Zur Verringerung der Übertragungszeiten bei zeitmultiplexem, zyklischem Datentransfer ist es zweckmäßig, für die Betriebsführung und die Lecküberwachung getrennte Fernwirkssysteme zu verwenden. Störmeldungen sind dabei mit oberster Priorität zu übermitteln. In jüngster Zeit geht man dazu über, mit schnellen und leistungsstarken Kleinrechenanlagen einzelne Überwachungsstrecken dezentral zu kontrollieren. Die einzelnen Unterstationen sind dann mit einem Leitreechner verbunden, der die Störmeldungen unter Beachtung des Gesamtsystems weiter analysiert und gegebenenfalls auch Folgebefehle zur Schadensbegrenzung abschicken kann. Wie schon betont wurde, ist es bei Mineralöl fördernden Pipelines wichtig, zuverlässig und schnell Leckagen zu erkennen und zu orten. Hierfür wurden verschiedene Verfahren entwickelt. Einige werden im Folgenden näher erläutert.

## 5.1 Strömungsvorgänge bei einem Leck

Anhand eines einfachen Beispiels sollen die Strömungsvorgänge bei einem Leck näher erörtert werden, da sich hieraus nahezu alle Verfahren zur Erkennung und Ortung von Leckagen anschaulich ableiten lassen.

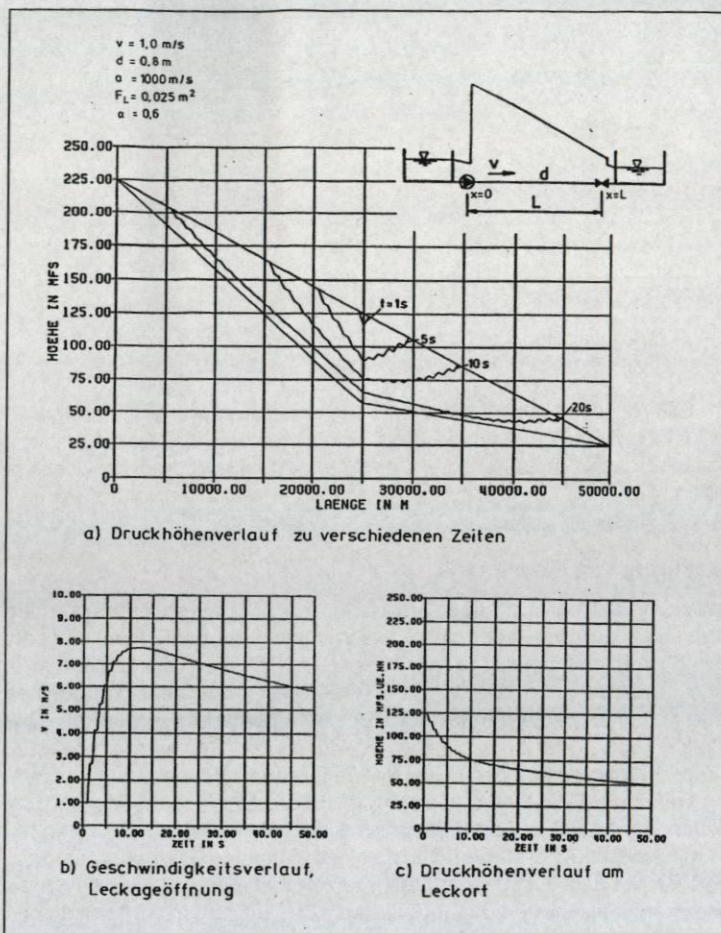


Bild 6: Zeitlicher Druckverlauf bei einem Leck

Der in Bild 6 dargestellte einsträngige Überwachungsabschnitt einer Pipeline mit einheitlicher Befüllung verbindet die Kopfstation mit den am Ende



angeordneten Empfangsbehältern. Die Leitungslänge soll hier 50 000 km betragen. In der Mitte dieses Überwachungsabschnittes tritt plötzlich ein Leck mit einem Ausströmquerschnitt  $F_L$  ( $F_L = 0,1 \cdot F$ ,  $F$  = Leitungsquerschnitt) auf. Der Druck sinkt sehr schnell ab, wobei sich vom Leckort weg sogenannte negative Druckwellen mit der Wellengeschwindigkeit  $a$  ( $a \approx 1000$  m/s bei Pipelines) ausbreiten. Während dieses Strömungszustandes ändern sich Druckhöhen- und Geschwindigkeitsverlauf ständig. In der Pipelinetechnik wird dafür gerne der Begriff Entspannungszustand verwendet, der besagt, dass die Rohrleitung sich während eines Übergangszustandes von einem anfänglich stationären Zustand nach einer gewissen Zeitspanne zu einem anderen stationären Zustand entspannt. Letzterer ist dadurch gekennzeichnet, dass der Durchfluss im ersten Leitungsabschnitt zunimmt - größeres Reibungsgefälle -, während er im zweiten Streckenbereich folglich abnimmt ( $Q_1 \geq Q_0 \geq Q_2$ ). Aus der Differenz der beiden Durchflüsse ergibt sich somit die Leckrate  $\Delta Q_L$  ( $\Delta Q_L = Q_1 - Q_2$ ). Die Aufgabe der Leckageerkennung ist es nun, möglichst schnell einzugreifen und den Förderbetrieb einzustellen, sogar noch bevor sich wieder ein stationärer Zustand ausgebildet hat.

## 5.2 Das Druckänderungsverfahren

Registriert man den Druckverlauf an verschiedenen Stellen längs einer Leitung, so kann man aus den gemessenen Druckänderungen genaue Informationen zur Leckerkennung gewinnen.

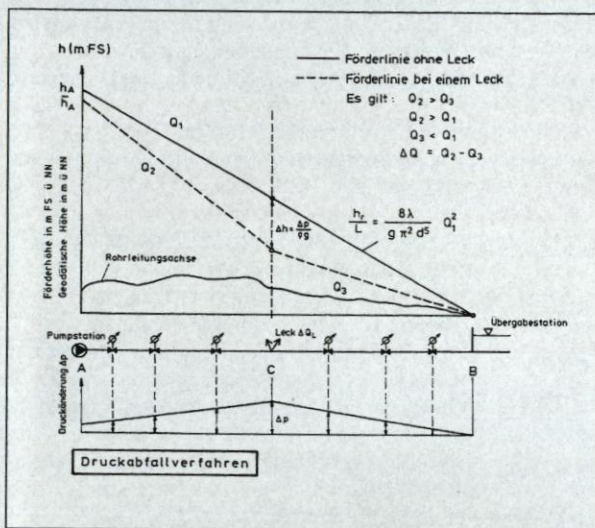


Bild 7: Zum Druckänderungsverfahren

Solche Druckmessungen werden in der Regel in Streckenschieberschächten (siehe Bild 7) angeordnet, da hier infolge der Fernsteuerung der Armaturen die Messwertübertragung mit den vorhandenen Fernwirkkabeln auf einfache Weise zu verwirklichen ist. Weicht der Druck um ein gewisses Maß (1 bis 2 bar) von den stationären Werten ab, so ist eine Leckage angezeigt. Aus den Werten mehrerer Druckmessungen lassen sich dann die neuen Förderlinien berechnen (siehe Bild 7). Der Schnittpunkt der beiden Druckhöhenlinien ergibt den Leckort, hierfür ist es jedoch erforderlich, dass wieder nahezu ein stationärer Zustand in der Leitung herrscht. Dies bedeutet, dass nach der Leckerkennung noch weitergefördert werden müsste, um die Leckstelle zu orten. Bei mehreren Druckmessungen ist es wegen der unvermeidlichen Messungenauigkeiten zweckmäßig, die Förderlinien mit Ausgleichsgeraden zu ermitteln. Eine genaue Leckortung ist meistens schwierig, da der Winkel zwischen den Förderlinien nahe bei  $180^\circ$  liegt. Als Faustregel gilt, dass erst ab einer Leckrate von 10 % des ursprünglichen Durchflusses, ein Leck sicher zu lokalisieren ist.

### **5.3 Das Durchflussänderungsverfahren**

Es ist heute Stand der Technik, dass am Anfang und am Ende eines Überwachungsabschnittes je ein Durchflussmesser (oder Volumenzähler) angeordnet wird. Bei Fernleitungen werden unter anderem Messblenden, Venturidurchflussmesser, Ultraschalldurchflussmesser und magnetisch-induktive Durchflussmesser wie auch Turbinenzähler eingesetzt. Beim Einsatz von magnetisch-induktiven Durchflussmessern ist darauf zu achten, dass das durchfließende Fluid eine gewisse Mindestleitfähigkeit aufweisen muss. Diese Geräte sind zunächst für eine sichere Betriebsführung geplant. Für die Leckerkennung können sie meistens mit herangezogen werden, so dass hierfür in der Regel keine neuen Geräte erforderlich werden. Zeigt nun ein Messgerät gegenüber den festgeschriebenen stationären Werten eine Abweichung an, so kann dies auf eine Leckage hinweisen. Auch hier ist wieder wegen eventueller Messungenauigkeiten eine Ansprechschwelle - zum Beispiel 2 % des Ausgangsdurchflusses - vorzusehen. Die Durchflussverhältnisse in den sich im Leckagefall bildenden zwei Leitungsabschnitten sind von der Lage des Leckageortes abhängig. So ist es infolge der hydraulischen Gegebenheiten ohne weiteres möglich, dass in einem Durchflussmesser der Grenzwert überschritten wird, während der andere nur eine geringe Durchflussänderung anzeigt. Bei diesem Verfahren wird jedes Messinstrument für sich allein betrachtet. Bei Überschreitung des Grenzwertes in einem Gerät erfolgt eine Alarmpmeldung. Auch hier kann man aus den gemessenen Durchflüssen näherungsweise die sich im Leckagefall ergebenden Druckhöhenlinien berechnen und somit auf den Leckort schließen. Dies setzt jedoch voraus, dass der Entspannungszustand nahezu beendet ist.

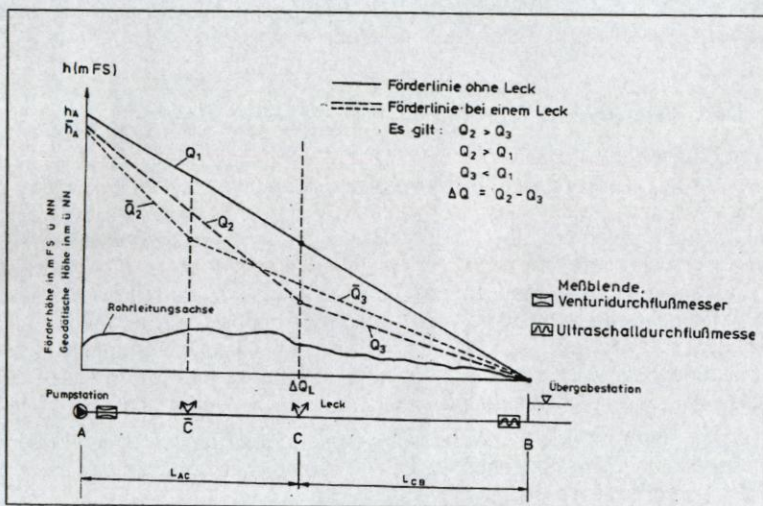


Bild 8: Zum Durchflussänderungsverfahren

### 5.3.1 Durchflussänderungsverfahren mit Korrelationstechnik

Eine Verfeinerung des Durchflussänderungsverfahrens gelingt, wenn man die beiden Messsignale der beiden Durchflussmesser verknüpft und mit einem einfachen Korrelationsverfahren auswertet. Man bildet aus den Messsignalen zu den festen Zeitpunkten  $k = 1, 2, 3 \dots$  ( $t = k \cdot \Delta t$ ) die Beziehungen

$$x(k) = Q_1 - Q_0 \quad \text{und} \quad y(k) = Q_2 - Q_0 \quad (1)$$

Hierin bedeutet  $Q_0$  den Anfangsdurchfluss,  $Q_1$  den Durchfluss im ersten Streckenabschnitt nach Leckeintritt und  $Q_2$  den Durchfluss im zweiten Streckenabschnitt. Zu beachten ist, dass im Falle einer Leckage  $x(k) > 0$  und  $y(k) < 0$  wird. Hierauf wendet man nun die Schätzgleichung der Kreuzkorrelationsfunktion für eine diskrete Anzahl von  $N$  Messsignalen an:

$$\Phi_{xy}(\tau) = \frac{1}{N - \tau} \sum_{k=\tau+1}^N x(k - \tau) \cdot y(k), \quad \text{für } 0 \leq \tau \leq N \quad (2)$$

Beim Eintreten eines Lecks verschiebt sich  $\Phi_{xy}$  zu negativen Werten. Dies lässt sich noch durch Summierung mit der Korrelationsfunktionssumme:

$$\Phi_I = \frac{1}{N} \sum_{\tau=0}^N \Phi_{xy}(\tau) \quad (3)$$

verstärken. Ein Leck liegt vor, wenn die Korrelationsfunktionssumme  $\Phi_1$  eine Schranke  $\delta$  ( $\Phi_1 < \delta < 0$ ) unterschreitet. Die Festlegung dieser Schranke sollte durch Versuche für die jeweilige Pipeline erfolgen.

#### 5.4 Der Fördermengenvergleich

Das wohl bekannteste und zunächst auch verständlichste Verfahren zur Leckerkennung ist der Fördermengenvergleich. Man misst hier das eintretende Volumen (Zeitintegration des Durchflusses) und vergleicht es mit dem ausfließenden Volumen am Ende eines Überwachungsabschnittes. Als Kontrollmessungen können auch hier die Flüssigkeitsspiegel in den Anfangs- und Endbehältern zweckdienlich sein. Dieses einfache Verfahren führt bei langen Leitungen nur dann zum Erfolg, wenn man die Temperatur-, die Druck- und gegebenenfalls auch die Dichte- sowie die Zähigkeitsänderungen an verschiedenen Stellen der Leitungstrasse für die transportierten Produkte mit berücksichtigt, was folglich eine aufwendige Messtechnik erfordert.

Für die Volumenänderung einer abgeschlossenen Flüssigkeitsmenge in einem in Achsenrichtung unverschiebbaren Leitungsstrang gilt bei Temperatur- und Druckänderung folgende Beziehung:

$$\frac{dV}{V} = (2\alpha - \beta) \cdot dT + \left( \frac{1}{E_F} + \frac{d \cdot (1 - \mu^2)}{s \cdot E_R} \right) dp \quad (4)$$

Hierin bedeuten:  $\alpha$  in  $1/K$  der lineare Wärmeausdehnungskoeffizient des Rohrwerkstoffes,  $\beta$  in  $1/K$  der kubische Wärmeausdehnungskoeffizient für Rohöl,  $E_F$  in  $N/m^2$  den Elastizitätsmodul der Flüssigkeit,  $E_R$  in  $N/m^2$  den Elastizitätsmodul des Rohrwerkstoffes,  $d$  in  $m$  den Rohrrinnendurchmesser,  $s$  in  $m$  die Rohrwanddicke,  $\mu$  die Querkontraktion und  $V$  in  $m^3$  das Volumen.

Betrachtet man eine einsträngige Leitung mit einem Volumen von  $V = 10.000 m^3$  in der sich das beförderte Produkt im Mittel um  $\Delta T = 10 K$  abkühlt, so ergibt sich mit  $\beta = 90 \cdot 10^{-5} 1/K$  und  $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} 1/K$  und bei einem konstant gehaltenen Druck ( $\Delta p = 0$ ) eine Volumenänderung von  $\Delta V = 87,6 m^3$ , das heißt bei einer Ausgangsförderung von  $Q = 1000 m^3/h$  führt dies auf eine Durchflussänderung von  $\Delta Q = 8,76 m^3/h$ . Hieraus wird deutlich, dass die Temperatur einen entscheidenden Einfluss auf das Leckerkennungsverfahren hat. Es ist deshalb unbedingt erforderlich, vor dem Vergleich der gemessenen Volumen eine numerische Korrektur vorzunehmen und diese zunächst auf eine gemeinsame Ausgangsbasis zu beziehen. In der Pipelinetechnik liegt diese bei 1 bar Druck und  $15^\circ C$  Temperatur.

#### 5.5 Das Druckwellenverfahren

Bei einem spontan auftretenden Leck ändern sich die Strömungsgeschwindigkeit  $v$  und der Druck  $p$ . Für die Druckabsenkung  $\Delta p$  gilt die einfache Beziehung

$$\Delta p = \rho \cdot a \cdot \Delta v, \quad (5)$$

worin mit  $\rho$  in  $\text{kg/m}^3$  die Dichte der Flüssigkeit bezeichnet wurde. Diese negativen Druckwellen pflanzen sich als sogenannte Störfrenten von dem Leckort stromauf- und stromabwärts mit der Wellenausbreitungsgeschwindigkeit  $a$  fort.

Für eine Leckortung werden mindestens zwei Druckmessstellen - eine stromauf- und eine stromabwärts von dem Leckort - benötigt, in denen der zeitliche Verlauf der Wellenfronten exakt und schnell erfasst wird. Aus dem Zeitunterschied der an den Messstellen registrierten Druckabsenkungen lässt sich bei bekannter Laufgeschwindigkeit der Druckwellen auf den Leckort schließen. Ein großer Vorteil dieses Verfahrens besteht darin, dass man nun nicht mehr bei der Leckortung auf einen stationären Strömungszustand warten muss.

Die bei großem Ausflussquerschnitt verursachten Druckwellen haben steile Druckfronten  $\Delta p/\Delta t$ , wohingegen betriebsbedingte Druckänderungen in der Regel flachere Druckgradienten aufweisen. Für die Leckerkennung werden somit nur die Druckabsenkungen innerhalb eines festen Zeitintervalls weiter verwertet, die einen vorgegebenen Druckwert übersteigen. Darüber hinaus lassen sich durch Plausibilitätskontrollen Druckschwankungen, die von Steuerungsvorgängen herrühren, weitestgehend erkennen, wodurch die Gefahr von Fehlalarmen erheblich abgemindert werden kann. Beim Druckwellenverfahren ist ferner darauf zu achten, dass die Druckmessstellen nicht zu weit voneinander entfernt liegen, da die Druckfronten infolge der Rohrreibung gedämpft werden.

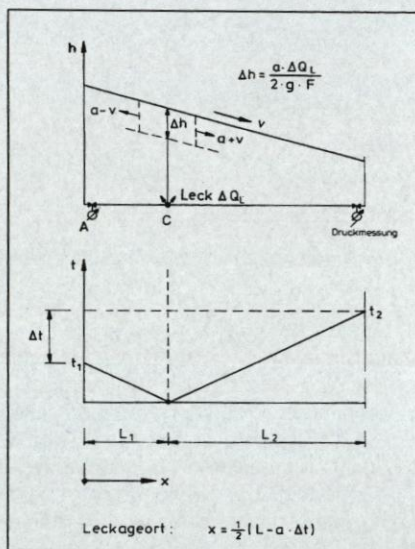


Bild 9: Zum Druckwellenverfahren

## 5.6 Leckerkennbarkeit

Die Lecköffnung muss groß genug sein, so dass Druck- und Geschwindigkeitsänderungen mit den installierten Messgeräten unter Beachtung betrieblich zweckmäßiger Ansprechschwellen erkannt werden können. In den Ansprechschwellen sind die Ungenauigkeiten der Messgeräte sowie die im Betrieb unvermeidlichen, geringen stochastischen Druck- und Geschwindigkeitsschwankungen zu berücksichtigen. Die Festlegung einer Ansprechschwelle ist für das Betriebspersonal besonders wichtig, um das Anzeigen von Fehlalarmen tunlichst zu vermeiden. Diese führen bei dem Überwachungspersonal zur Verunsicherung und letztlich zur Ignorierung jeglichen Alarmes.

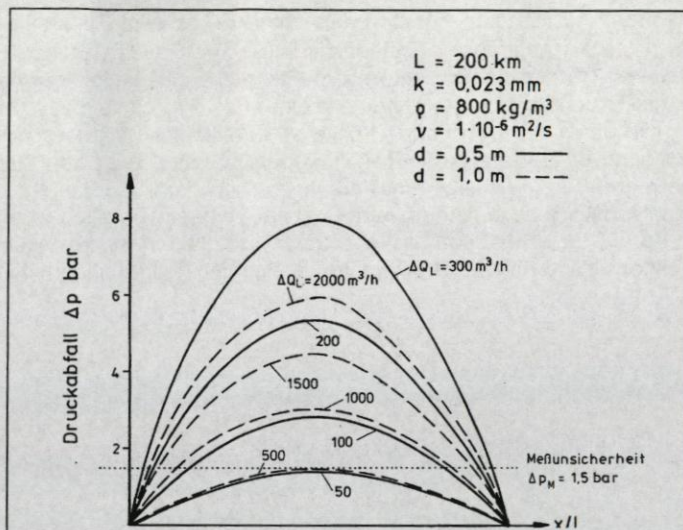


Bild10: Leckerkennbarkeit beim Druckänderungsverfahren

Die Festlegung einer Ansprechschwelle für die Registriergeräte bedeutet gleichzeitig, dass Leckagen, die Druck- bzw. Durchflussänderungen unterhalb dieser Grenzwerte hervorrufen, nicht weiter ausgewertet werden. An einer einsträngigen Leitung kann man diesen Tatbestand anschaulich belegen. Variiert man bei vorgegebener Leckrate den Leckort längs der Leitungsstrasse, so erhält man die in Bild 10 angezeigten Druckänderungen für vier sich in Durchmesser und Länge unterscheidende Rohrleitungen. Man sieht deutlich, dass die Leckerkennbarkeit um so schlechter wird, je näher der Leckort dem Anfang oder dem Ende der Leitung ist, da hier der Druckhöhenabfall unter der Ansprechschwelle liegt. Lecks mit kleinem Ausströmquerschnitt können ebenso nicht erkannt werden. Aus den Diagrammen wird ersichtlich, dass die Leckerkennbarkeit von der Leckrate, vom Durchfluss, von der Leitungslänge

und vom Leckort abhängt. Beim Durchflussänderungsverfahren tritt gerade die gegenläufige Erscheinung auf. Um eine Durchflussänderung von 2 % der Ausgangsförderungsrate von den Durchflussmessern am Anfang und am Ende der Überwachungsstrecke sicher erkennen zu können, muss die Leckrate  $\Delta Q_L$  in der Mitte nahezu doppelt so groß sein wie am Anfangs- und Endpunkt der Leitung (s. Bild 11). Die Leitungslänge hat hier wenig Einfluss auf die Leckerkennbarkeit. Es ist somit verständlich, dass in der Praxis gerne beide Verfahren kombiniert werden. Welches Verfahren letztlich für eine gegebene Anlage zu den besten Ergebnissen führt, lässt sich nur nach einer sorgfältigen Analyse des gesamten Pipelinesystems mit allen Anlagenkomponenten entscheiden.

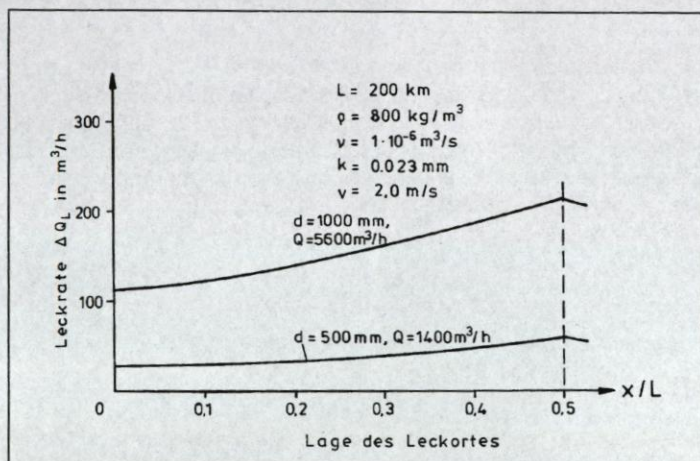


Bild 10 Leckerkennbarkeit beim Durchflussänderungsverfahren

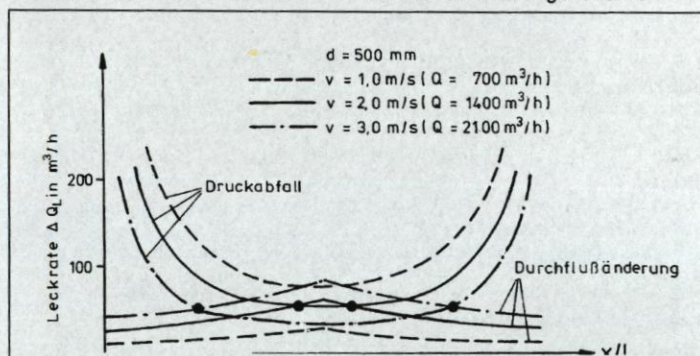


Bild 11: Leckerkennbarkeit bei Kombination von Durchfluss und Druckänderungsverfahren

## 6 Leckageerkennung bei instationären Betriebszuständen

Die genannten Verfahren zur Leckerkennung sind nur dann anwendbar, wenn in der Pipeline anfänglich ein nahezu stationärer Förderzustand herrscht. Tritt jedoch ein Leck während eines Steuervorganges auf, so versagen diese Verfahren in der Regel. Wie Erfahrungen belegen, sind viele Schäden bei Anfahrvorgängen zu verzeichnen gewesen. Die durch Steuervorgänge hervorgerufenen instationären Druckpendelungen sind besonders zu beachten, da die zuvor beschriebenen Überwachungseinrichtungen zum großen Teil abgeschaltet werden, um Fehlalarme zu vermeiden. Die Einbeziehung transientser Strömungszustände in die Überwachung von Rohrleitungssystemen stellt noch aus wissenschaftlicher und sicherheitstechnischer Sicht eine Herausforderung dar. Hier sind noch interessante Forschungsaufgaben mit hoher Praxisrelevanz zu finden.

Es sind erste Versuche mit Hilfe der On-Line-Simulation unternommen worden, um diesem Tatbestand zu begegnen. Es gelingt heute, instationäre Rohrströmungen selbst für komplexe Leitungssysteme sehr genau zu simulieren. Vergleicht man die aus Simulationsrechnungen (On-Line) gewonnenen Ergebnisse mit den an verschiedenen Punkten gemessenen, aktuellen Werten, so lässt sich eine Aussage machen, ob der vorhandene Betriebszustand innerhalb des erwarteten Rahmens liegt.

## 7 Literatur

- Courage, C.; Herforth, H.; Jansen, J.; Laier, D.:* Leckerkennung und -ortung an Pipelines. Kernforschungszentrum Karlsruhe, Bericht KfK-PDV 222, 1982
- Horfacher, H.-B.:* Steuerstrategien für Rohrleitungssysteme. Vulkan-Verlag, Essen, Mai 1989
- Horfacher, H.-B.:* Erkennung und Ortung von Leckagen an Pipelines, 3R international, 28, Heft 4, 1989, S. 243-249
- Horfacher, H.-B.:* Neuere Aspekte der Strömungsberechnung zum sicheren Betrieb von Leitungssystemen, Sicherheit in der Rohrleitungstechnik, 2. Ausgabe, 1996, Vulkan Verlag Essen, S. 116 - 125
- Horfacher, H.-B., Lüdecke, H.-J.:* Strömungsberechnung für Rohrsysteme Expert Verlag, Ehningen, 1992
- Issel, W.:* Überwachungssystem für schleichende Leckagen. 3R international 25, Heft 4, 1986, S. 203-207
- Krass, W.; Kittel, A.; Uhde, A.:* Pipelinetechnik, Mineralfemleitungen. Verlag TÜV Rheinland GmbH, Köln, 1979
- Linke, A, Zenz, B.:* Erneuerung des Steuerungssystems der Adria - Wien - Pipeline Automatisierungstechnische Praxis 37 (1995), 6, S 26 - 30
- Naudascher, E.; Martin, W.W.:* Akustische Leckerkennung in Rohrleitungen. 3R international 14 Heft 8, 1975, S. 452-461
- Thielen, H.:* Verfahren zur Ortung von Rohrbrüchen an Mineralölpipelines mit Hilfe der Laufzeitmessung von Druckwellen (Druckwellenortung). 3R international 11 Heft 3, 1972, S. 155-166
- Wylie, E.B.; Streeter, V.L.:* Fluid Transients. McGraw-Hill, New York 1978
- Richtlinie für Fernleitungen zum Befördern gefährdender Flüssigkeiten. TRbF 301 Erdöl- und Erdgas-Weltatlas. Georg Westermann Verlag, Braunschweig
- UltraScan-Molch. Firmenprospekt der Pipetronix GmbH, Karlsruhe