Neue Verfahren zur Lebensdauerbestimmung von Hochdruckleitungen mit Korrosionsabtrag

Leitungsbau ■ *Bei Hochdruckleitungen, die stark wechselnden Beanspruchungen unterworfen sind, wie dies z. B. bei Ölleitungen der Fall ist, muss zusätzlich zum statischen Nachweis einer Korrosionsstelle eine Lebensdauerbetrachtung durchgeführt werden. Beschrieben werden die wesentlichen Faktoren für die Ermittlung der Lebensdauer sowie neue Verfahren zur Bestimmung der Einflussfaktoren und damit der Restlebensdauer.*

Wird an einer Hochdruckleitung ein Korrosionsabtrag festgestellt, so ist es notwendig, diesen zu bewerten, um festzustellen, ob und unter welchen Bedingungen die Leitung weiter betrieben werden kann. Werden zum Beispiel bei einem Molchlauf mehrere Korrosionsbereiche an einer Leitung detektiert, so ist hierfür eine zeitnahe Bewertung durchzuführen. In diesem Beitrag werden die Möglichkeiten einer Bewertung beschrieben. Im zweiten Teil wird auf den Sonderfall einer zyklisch belasteten Leitung eingegangen. Hier ist zusätzlich zu der Bewertung der statischen Belastung eine Lebensdauerabschätzung durchzuführen.

Verfahren zur Leitungsinspektion

Die Verfahren zur Leitungsinspektion werden zusehends verbessert. Insbesondere die Molchtechnik ermöglicht es dem Betreiber, aussagefähige Daten über den Zustand einer Leitung zu erhalten. So lassen sich mit Hilfe der Ultraschall- und Magnetstreuflussmolchung Korrosionsschäden ermitteln. Nach der Auswertung eines solchen Molchlaufs liegen Daten zum Wanddickenabtrag in Form von Tiefe, Länge und Breite einer Korrosionsstelle vor.

Liegen nun detaillierte Angaben zu vorhandenen Korrosionsstellen vor, sind kurzfristig Entscheidungen zu treffen, welche Korrosionsstellen die Integrität der Leitung akut beeinträchtigen und welche in den nächsten Jahren kritisch werden. Zur Bewertung bekannter Korrosionsstellen gibt es verschiedene Verfahren. Hier sind insbesondere die teilempirischen Verfahren, wie z. B. das Verfahren nach ASME B31G [1], zu nennen. Diese Verfahren sind im Allgemeinen leicht anwendbar, sodass eine schnelle Abschätzung möglich ist. Allerdings sind die so ermittelten Ergebnisse nicht sehr exakt. In den meisten Fällen liegen sie aber weit auf der sicheren Seite. Beim Verfahren nach ASME B31G können sie allerdings in Grenzbereichen auch unsichere Ergebnisse liefern.

Im Gegensatz zu den genannten Methoden liefert die Berechnung einer Korrosionsstelle nach der Methode der Finiten Elemente wirklichkeitsnahe Ergebnisse. Besonders in kritischen Bereichen mit großem Korrosionsabtrag kann auf dieser Grundlage eine sichere Entscheidung über den Weiterbetrieb der Leitung getroffen werden **(Abb. 1)**. Diese Ergebnisse lassen sich noch präzisieren, wenn der Korrosionsbereich in einem engen Raster aufgemessen werden kann, z. B. nach einer Freilegung. Dies ist jedoch nicht zwingend notwendig, um das hier beschriebene Verfahren anzuwenden.

Derartige Finite-Elemente-Berechnungen sind bei den hier angesprochenen

Geometrien sehr zeitintensiv. Liegt die genaue Geometrie der Korrosionsstelle vor, so muss diese als Finite-Elemente-Modell nachgebildet werden. Hierzu werden nach Möglichkeit die Aufmaßdaten eingelesen. Des Weiteren müssen die tatsächlich vorhandenen Belastungen aus Innendruck, Erdauflast, Verkehrslast etc. aufgebracht werden. Je nach Größe der Korrosionsstelle und der notwendigen Anzahl der Elemente im Finite-Elemente-Netz kann die eigentliche Computerberechnung viele Stunden in Anspruch nehmen. Dieser Aufwand ist bei einer großen Anzahl von zu bewertenden Korrosionsstellen an einer Leitung unwirtschaftlich. Aus diesem Grund wurde vom Ingenieurbüro Veenker in Zusammenarbeit mit der Verbundnetz Gas AG Leipzig ein Bewertungsverfahren entwickelt, das die Genauigkeit von Finite-Elemente-Berechnungen mit der einfachen Anwendbarkeit anderer Verfahren verbindet [2]. Dieses Verfahren basiert auf einer großen Anzahl durchgeführter Finite-Elemente-Berechnungen, mit Hilfe derer ein neuronales Netz trainiert worden ist. Bei den Berechnungen wurden die Parameter Verschwächungsgeometrie und -lage, Wanddicke, Außendurchmesser und Werkstoff variiert, sodass eine hinreichende Menge von Daten für die Bewertungsbasis vorliegt. Dieses Verfahren wurde in ein Programm „Korrosion an Rohren" (KaRo) implementiert, sodass bei Eingabe der Verschwächungsdaten (maximale Tiefe, Lage intern/extern, Ausdehnung in Rohrlängs- sowie in Rohrquerrichtung), der Werkstoffgüte sowie der Hauptabmessungen des Rohres in kürzester Zeit eine Aussage über die Beanspruchbarkeit der Leitung im Bereich der Korrosionsstelle gemacht werden kann **(Abb. 2)**. Auf diese Weise kann eine Vielzahl von Korrosionsstellen frühzeitig als derzeit unbedenklich erkannt werden. Die dann übrig bleibenden kritischen Bereiche können zusätzlich einer genaueren Untersuchung unterzogen oder saniert werden.

Für den Leitungsbetreiber ist nach der Bewertung des Zustands zum Zeitpunkt der Molchung interessant, wie sich der Zustand der Leitung in den nächsten Jahren entwickeln wird. Entscheidend hierfür ist die Entwicklung der aufgefundenen Korrosionsstellen, d. h. der zu erwartende Korrosionsfortschritt. Hierzu beherrscht das Programm KaRo die Korrosionsprognose. Dieses System lässt, abhängig von unterschiedlichen Einflussfaktoren, die Korrosionsstellen über die Zeit wachsen. Eine erneute Bewertung gibt damit Überblick über die zeitliche Entwicklung des Leitungszustands. Bei der Bestimmung der Einflussfaktoren für das Korrosionswachstum ist zunächst zwischen Innen- und Außenkorrosion zu unterscheiden. Innenkorrosion wird grundsätzlich durch das transportierte Medium gesteuert.

Beim Transport von trockenem Erdgas kann davon ausgegangen werden, dass die Korrosionsrate gleich Null ist. Beim Transport flüssiger Medien ist die Korrosionsrate davon abhängig, ob das Medium selbst korrosive Eigenschaften hat oder lediglich Beimengungen solcher Flüssigkeiten enthält. Hier ist beispielsweise die Ölpipeline zu nennen, bei der in der Regel in der 6-Uhr-Position eine Wasserphase mitgeführt wird, was zu vermehrter Innenkorrosion in diesem Bereich führen kann.

Bei Außenkorrosion spielen Einflüsse wie die Qualität der Umhüllung, elektrische Beeinflussung, metallische Kontakte zwischen Produktenrohr und Mantelrohr sowie die Bodenaggressivität eine Rolle. Sofern der kathodische Korrosionsschutz nicht das nötige Schutzpotenzial aufbaut, stellen Abtragsraten zwischen 0,03 mm/Jahr und 1 mm/Jahr sinnvolle Annahmen dar. Liegen bei einer Leitung schon Molchdaten aus verschiedenen Jahren vor, so kann auch mittels dieser Daten eine Korrosionsrate ermittelt und diese für eine Prognose genutzt werden.

Um eine schnelle Aussage über die in der Zukunft kritisch werdenden Bereiche zu bekommen, ist das Programm KaRo weiterentwickelt worden zu KaRo Sanierung. Dieses System führt automatisch die Berechnung für die nächsten Jahre durch und gibt in einer Grafik darüber Auskunft, wann ►

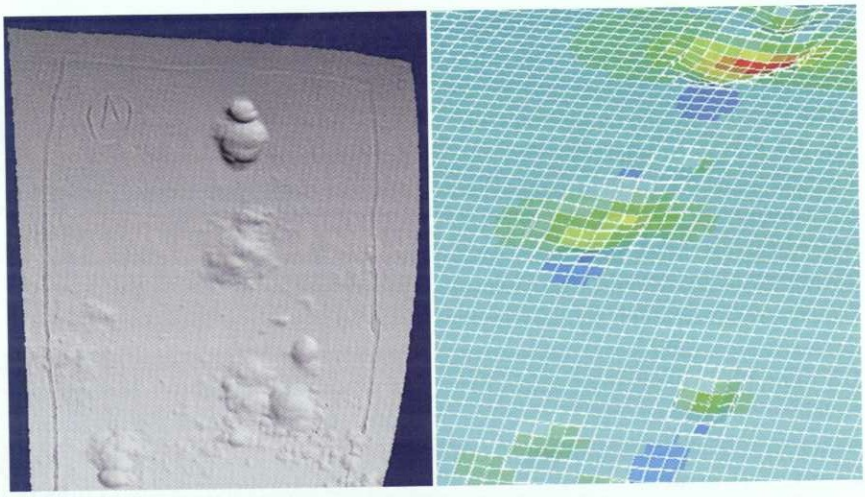

Abb. 1 links: Oberflächenscan eines optischen Messverfahrens, rechts: Ergebnisdarstellung einer Finite-Element-Berechnung für den links dargestellten Bereich

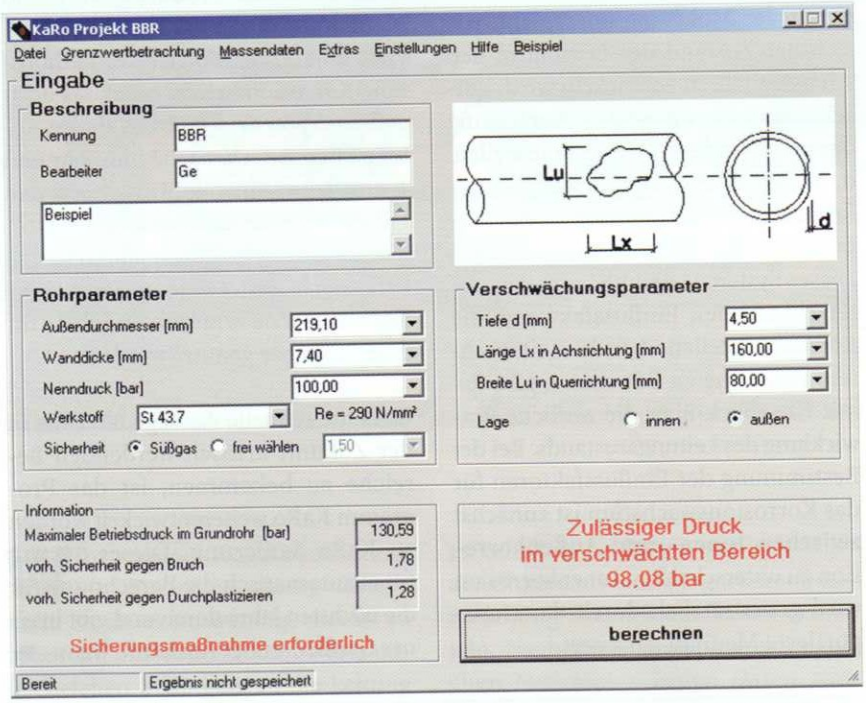

Abb. 2 Ein- und Ausgabefenster des Korrosionsbewertungsprogramms KaRo

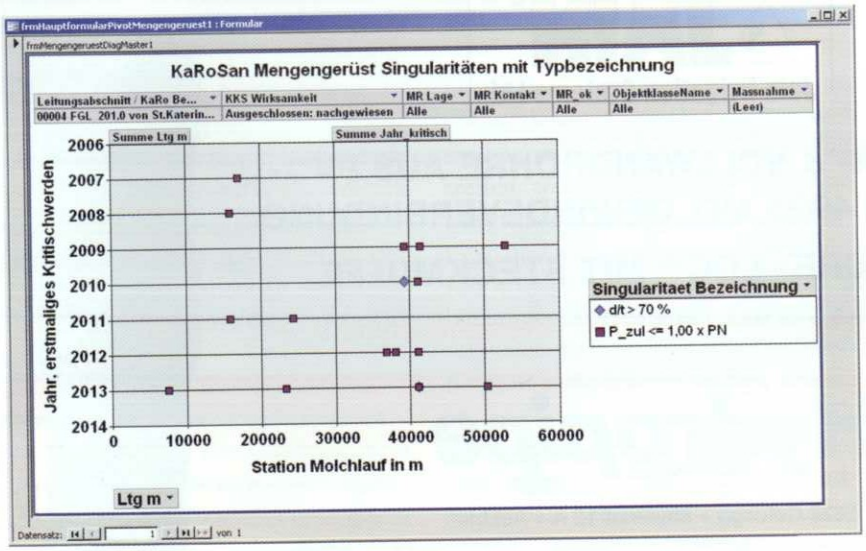

Abb. 3 Grafische Ausgabe der Ergebnisse aus dem Programm KaRoSan

Bereiche kritisch werden. Zusätzlich können die möglichen Sanierungen eingearbeitet werden. Hiermit ist dem Betreiber ein Hilfsmittel an die Hand gegeben, um in der Zukunft notwendige Sanierungsmaßnahmen vorausschauend zu planen bzw. Zeitabstände für Molchungen festzulegen **(Abb. 3)**.

Bewertung von Hochdruckleitungen mit Korrosionsabtrag bei schwellender Belastung

Ist die Bewertung wie beschrieben abgeschlossen, so kann in den meisten Fällen davon ausgegangen werden, dass die Integrität der Leitung nachgewiesen ist. Dies ist allerdings nicht der Fall, wenn die Leitung schwellenden Belastungen ausgesetzt ist, wie dies z. B. bei Flüssigkeitsleitungen möglich ist. Aus diesem Grund wird im Weiteren beschrieben, welche Einflüsse bei schwellender Belastung zusätzlich zu berücksichtigen sind und ab welchen Lastzyklen solche Berechnungen notwendig werden.

Der Bemessung unter statischen Lasten liegt ein Grenzwert zu Grunde, der sich aus der Beanspruchbarkeit des Werkstoffs bei vorwiegend ruhender Belastung ergibt. Wird die Belastung einmalig aufgebracht und konstant gehalten, so ist der Lebensdauer des Bauteils keine Grenze gesetzt. Demgegenüber kann ein Bauteil bei der gleichen oder auch einer wesentlich niedrigeren Belastung versagen, wenn die Einwirkung zeitabhängig ist und hohe Lastzyklen vorliegen.

Grundlage zur Bewertung der bei zyklisch belasteten Leitungen verursachten Werkstoffermüdung ist die experimentell ermittelte Wöhlerkurve. Sie wird an einer großen Anzahl von Prüfkörpern ermittelt, wobei die Versuche jeweils mit einer konstanten sinusförmigen Spannung durchgeführt werden (Einstufenversuch) [3]. Eine exemplarische Wöhler-Linie ist in **Abbildung 4** dargestellt. Es ist zu erkennen, dass eine Leitung, die im Bereich der Kurzzeitfestigkeit belastet wird, sehr hohe Spannungen aufnehmen kann. Steigt die Anzahl der Lastwechsel an, so nimmt damit die zulässige Spannung ab, solange die Leitung im Zeitfestigkeitsbereich beansprucht wird. Bei sehr

niedrigen Spannungen können unendlich viele Lastspiele ertragen werden. Man spricht in diesem Fall vom Dauerfestigkeitsbereich. Hiernach sind Nachweise für die Lebensdauer nicht notwendig, wenn eine Leitung entweder so wenig Lastwechsel zu verzeichnen hat, dass sie im Kurzzeitfestigkeitsbereich liegt und somit die volle zulässige Spannung ausgenutzt werden kann oder die auftretenden Spannungen so gering sind, dass die Leitung im Dauerfestigkeitsbereich beansprucht wird und unendlich viele Lastwechsel ertragen kann. Wird die Leitung allerdings auf Grund ihrer Spannung und der zu erwartenden Lastwechsel im Zeitfestigkeitsbereich beansprucht, so ist eine Lebensdauerbetrachtung unverzichtbar. Liegt nun eine gleichförmige Belastung mit konstanten Ober- und Unterspannungen vor, so kann aus der Wöhler-Linie ohne weiteres die zulässige Lastspielzahl abgelesen werden. Wird eine Leitung mit unterschiedlichen Ober- und Unterspannungen belastet, so ist ein direktes Ablesen der Beanspruchbarkeit aus der Wöhler-Linie nicht mehr möglich. Da in der Praxis wechselnde Spitzenspannungen vorliegen, ist eine Umrechnung der Spannungswerte notwendig. Ein Verfahren, die wechselnden Spannungsspitzen zu bewerten, wurde von Palmgren und Miner entwickelt. Dieses Verfahren der linearen Schadensakkumulationshypothese ist als Palmgren-Miner-Regel bekannt [4].

Zur Anwendung der Regel sind die Beanspruchungen in einzelne Spannungskollektive zusammenzufassen oder durch eine Funktion zu beschreiben. Der Palmgren-Miner-Regel liegt die Annahme zu Grunde, dass jedes Beanspruchungskollektiv eine Teilschädigung im Werkstoff hervorruft. Diese Teilschädigung wird beschrieben durch das Verhältnis der vorhandenen Lastspielzahl ni zu der bei der zum Lastkollektiv gehörenden Spannung si ertragbaren höchsten Lastspielzahl Ni **(Abb. 5)**. Diese Verhältnisse werden für alle vorhandenen Lastkollektive gebildet. Eine Schädigung des Bauteils tritt ein, wenn ihre Summe den Wert 1 erreicht. Mit dieser Hypothese lässt sich bei bekanntem Spannungskollektiv und bekannter Wöhler- ►

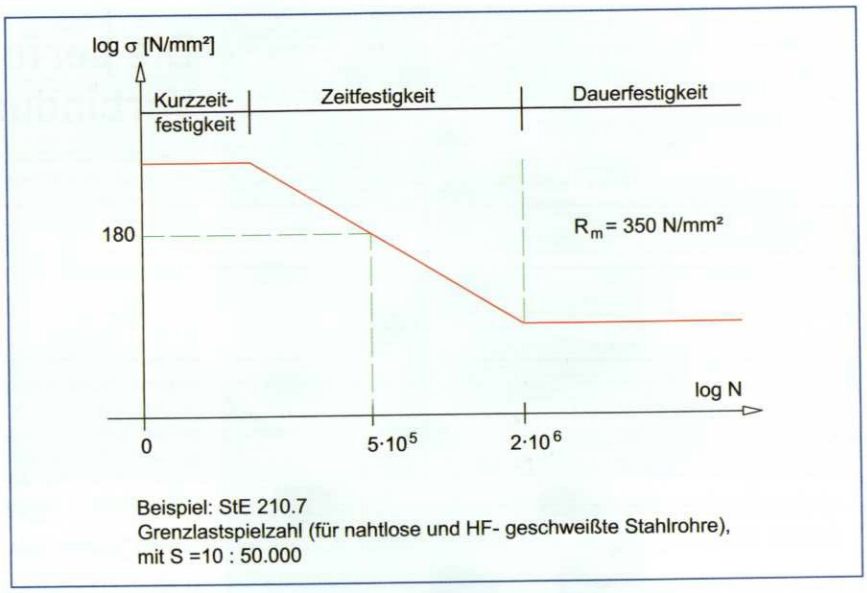

Abb. 4 Exemplarische Darstellung einer Wöhler-Linie

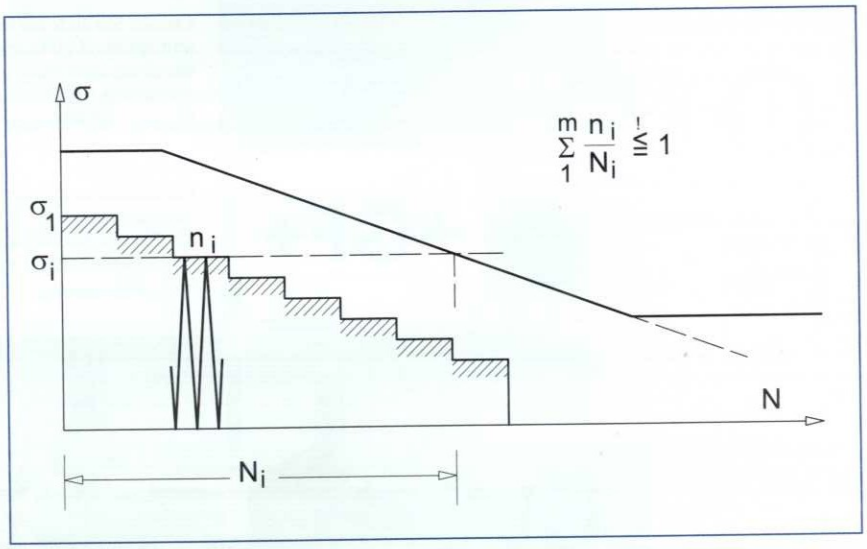

Abb. 5 Exemplarische Darstellung der Palmgreen-Miner-Regel, Wöhler-Linie und Spannungskollektiv

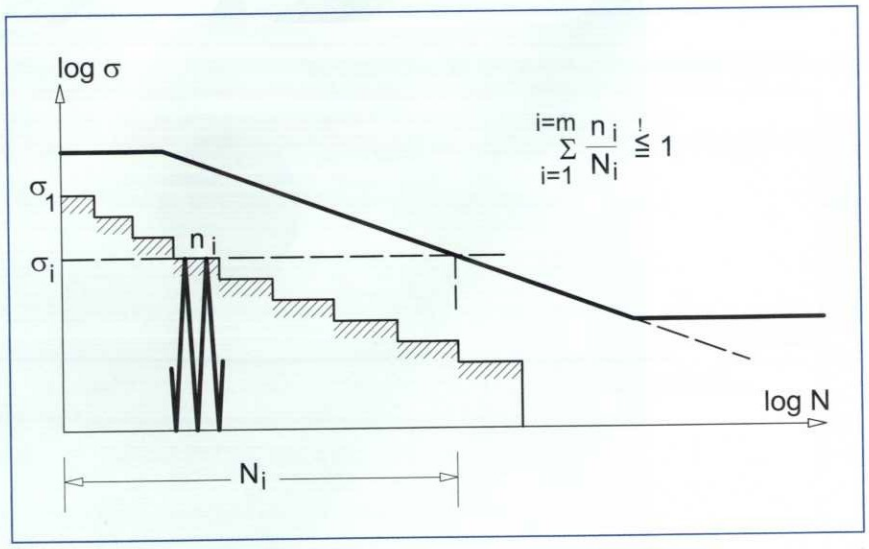

Abb. 6 Exemplarische Darstellung der Palmgreen-Miner-Regel, Wöhler-Linie und Spannungskollektiv sowie zusätzliches Spannungskollektiv für die Berechnung in einem folgenden Jahr

linie die Lebensdauer einer Hochdruckleitung abschätzen. Wesentlichen Einfluss auf die Lebensdauer einer korrodierten Hochdruckleitung haben somit die folgenden Parameter:

- Belastungsgeschichte der Leitung in der Vergangenheit und in der Zukunft,
- Wachstum der Korrosionsstelle in der Vergangenheit und in der Zukunft,
- veränderte Spannung in der Korrosionsstelle durch die Geometrieveränderung.

Sind die oben genannten Einflüsse bekannt, so können die maßgebenden Spannungen berechnet und eine Bewertung wie beschrieben durchgeführt werden. Die Genauigkeit einer Lebensdauervorhersage ist umso besser, je genauer die drei Parameter bekannt sind bzw. beschrieben werden können.

Für die zyklischen Belastungen liegen im Allgemeinen genaue Erkenntnisse (Drucküberwachungen) aus der Vergangenheit vor. In der Zukunft kann die getroffene Annahme überprüft werden. Wie bereits beschrieben, können die die Korrosionsstelle betreffenden Kriterien mit den Programmen KaRo und KaRoSan sehr genau beschrieben und berechnet werden.

Zur Berechnung der Lebensdauer wird die veränderte Korrosion über die Zeit dargestellt. Dies kann z. B. in jährlichen Schritten geschehen. Für jedes Jahr werden dann die Spannungen zu den wechselnden Belastungen errechnet. Zur Berechnung der Lebensdauer werden die bis zu einem bestimmten Zeitpunkt berechneten Spannungen in Spannungskollektiven zusammengefasst und mit der Palmgreen-Miner-Regel abgeglichen. Da bei wachsender Korrosion die Spitzenspannungen größer werden, kommen mit steigender Lebensdauer Klassen mit größerer Spannung hinzu **(Abb. 6)**. Durch die eingesetzte Korrosionsprognose kann berücksichtigt werden, dass bei Beginn der Korrosion die Spannungswerte nur gering über denen des unverschwächten Rohres liegen. Die zulässigen Lastspielzahlen sind im Bereich von niedrigen Spannungen wesentlich höher, sodass sich hierdurch eine längere Lebensdauer ergibt.

In **Abbildung 7** sind die unterschiedlichen Ansätze für das Korrosionswachstum vereinfacht dargestellt. Die dunkelgrüne Linie zeigt einen stark vereinfachten Ansatz, bei dem davon ausgegangen wird, dass die vorgefundene Korrosion schon immer in der gleichen Stärke vorhanden war und sich auch in der Zukunft nicht verändern wird. Dieser Ansatz erleichtert die Rechenarbeit, entspricht aber in keinem Fall der Wirklichkeit. Wirklichkeitsnäher beschrieben wird der Korrosionsabtrag durch die blaue und die orangefarbige Linie, denen die Annahme zu Grunde liegt, dass die Leitung bei ihrem Bau unkorrodiert war. Im Weiteren wird davon ausgegangen, dass die Korrosion linear angewachsen ist bis zum Zeitpunkt ihrer Detektion. Der Verlauf in der Zukunft muss auf Grund der Randbedingungen abgeschätzt werden. Evtl. besteht die Möglichkeit, den Korrosionsfortschritt zu stoppen, sodass die Korrosionsstelle unverändert bleibt. Dann wird mit einem Korrosionsabtrag, wie in der orangefarbigen Linie dargestellt, gerechnet. Lässt sich die Korrosion nicht stoppen, so wird davon ausgegangen, dass sie mit der gleichen Steigung (Abtragsrate) weiter verläuft (blaue Linie).

In **Abbildung 8** sind die Berechnungen für einen Bereich mit Korrosionsabtrag dargestellt. Hierbei ist zu erkennen, dass die ermittelte Lebensdauer stark von der Korrosionsprognose abhängig ist. Würde man davon ausgehen, dass der Korrosionsabtrag vom Bau der Leitung an gleichmäßig vorhanden war und sich nicht verändert, so erhält man die dunkelgrüne Linie. Diese liegt im Anfangsbereich weit auf der sicheren Seite, kann allerdings in der Zukunft zu Ergebnissen führen, die zu günstig sind. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Korrosion erst im Laufe der Zeit entstanden ist und sich bis zum Zeitpunkt, an dem sie detektiert wurde, stetig vergrößert hat. In der Zukunft gibt es für den Verlauf des Korrosionsabtrags zwei Möglichkeiten. Entweder wächst die Korrosionsstelle weiter wie zuvor oder auf Grund des Wissens über die Korrosionsstelle können Gegenmaßnahmen ergriffen werden, sodass von einer gleich bleibenden Abtragstiefe ausgegangen werden kann. Der letzte Fall ist der günstigste für die Lebensdauer der Leitung **(Abb. 8)**. Im Allgemeinen ist die Lebensdauer der Leitung stark von den aufgebrachten Lastzyklen abhängig. Zum Vergleich ist in **Abbildung 9** der gleiche Korrosionsabtrag wie in **Abbildung 8** mit etwa 2/3 der Lastspiele dargestellt. Dies führt auch zu der grundsätzlichen Frage, wann eine Lebensdauerberechnung notwendig wird. Wie [5] zu entnehmen ist, sind bei Gashochdruckleitungen in der Regel statische Betrachtungen ausreichend. Demgegenüber sollte bei Flüssigkeitsleitungen im Allgemeinen eine Lebensdauerbetrachtung durchgeführt werden, hierbei insbesondere bei häufig wechselnden Drücken und Drücken, die eine Spannung nahe der zulässigen Spannung in der Leitung hervorrufen. Insbesondere gilt dies natürlich in Korrosionsstellen, wo die Spannungen größer sind als in den ungeschwächten Bereichen. ►

Neuentwicklung URB 2M

Trockenbohren - Spülbohren
Imlochhammerbohren

maximale Bohrtiefe 200 m

Fahrzeug nach Wahl des Kunden
vollhydraulisches Bohrgerät
Vorschublänge 6 m, zweistufiger Bohrkopf,
Kompressor nach Wahl des Kunden,
Kolbenspülpumpe 540/40, Seilwinde 2 t
Hubspannschelle 300 mm
Gestängeklemme und Brechvorrichtung

Dipl.-Ing. Lutz Kurth Bohr- und Brunnenausrüstungen GmbH
EU-Generalvertretung OAO Zavod Strojdormasch/Russland

Kohnsteinbrücke 12
99734 Nordhausen

Telefon: (036331) 328 31
Fax: (036331) 328 32

E-Mail: lutz.kurth@t-online.de
URL: www.kurth-bohrtechnik.de

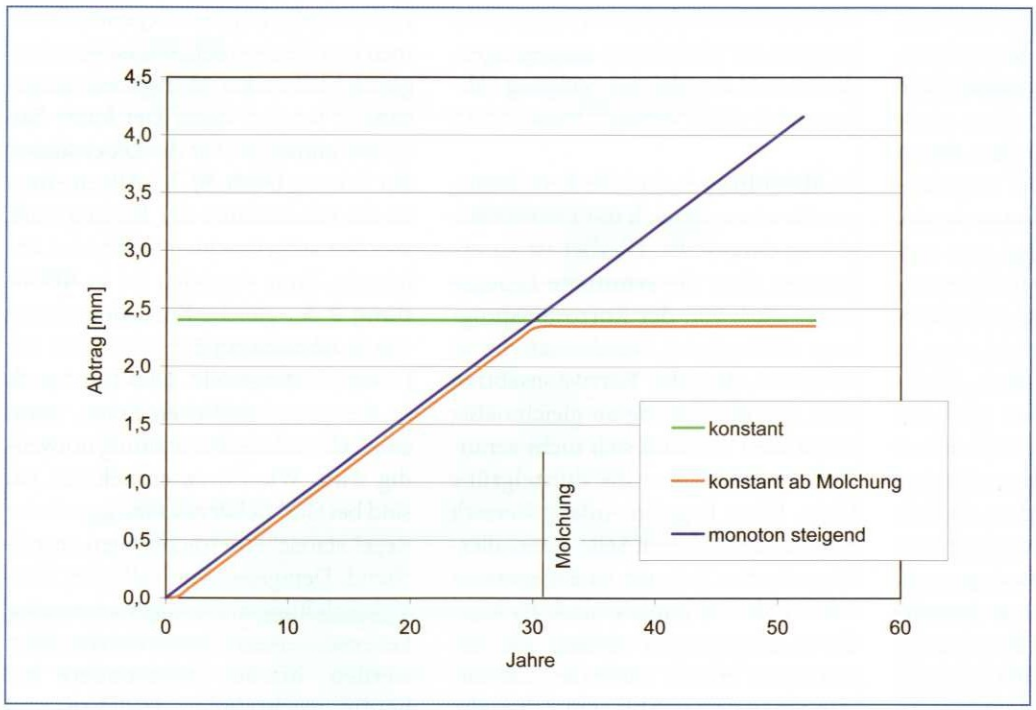

Abb. 7 *Darstellung von drei Möglichkeiten des Korrosionsabtrags im zeitlichen Verlauf*

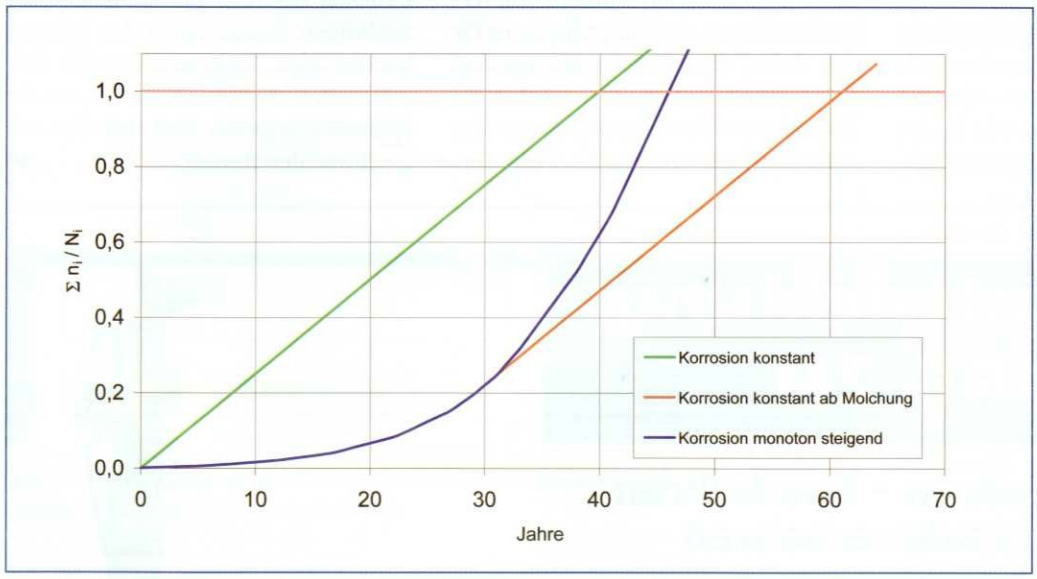

Abb. 8 *Beispiel 1: Darstellung des Grenzkriteriums für die Lebensdauerberechnung, aufgetragen für die in Abbildung 7 dargestellten Korrosionsmodelle, 800 Lastzyklen pro Jahr*

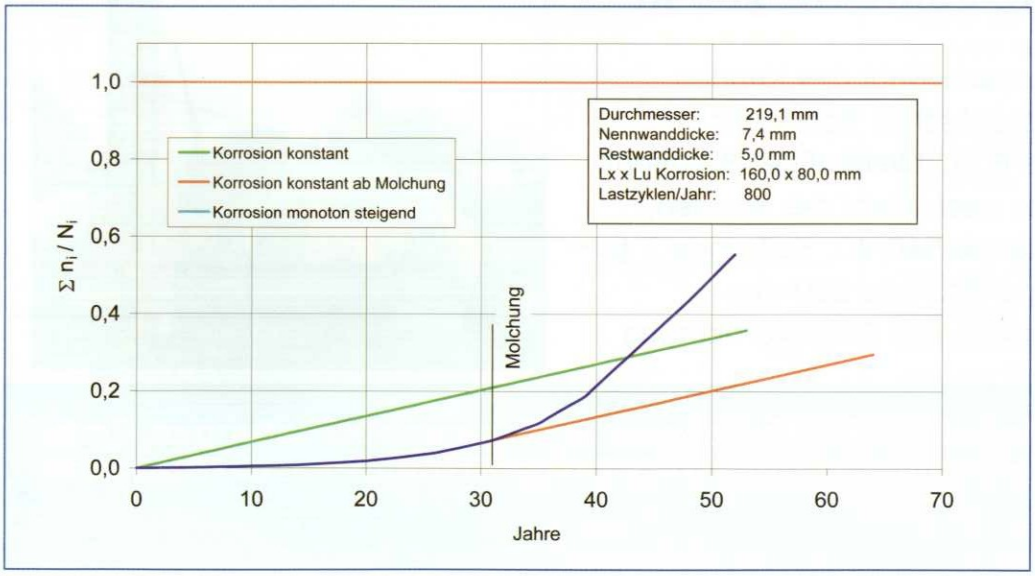

Abb. 9 *Beispiel 2: Darstellung des Grenzkriteriums für die Lebensdauerberechnung, aufgetragen für die in Abbildung 7 dargestellten Korrosionsmodelle, 550 Lastzyklen pro Jahr*

Zusammenfassung

Es wurde aufgezeigt, dass die Bewertung von Hochdruckleitungen mit Korrosionsabtrag sowohl bei vorwiegend ruhender als auch bei zyklischer Belastung wirklichkeitsnah und zeitsparend möglich ist. Ist eine Leitung zyklisch belastet und kann nicht ausgeschlossen werden, dass sie hierdurch im Zeitfestigkeitsbereich beansprucht wird, so ist zusätzlich eine Lebensdauerberechnung durchzuführen. Mit Hilfe der aufgezeigten Verfahren zur Berechnung von Korrosionsbereichen und der Schadensakkumulationshypothese nach Palmgreen-Miner ist auch dies ohne weiteres möglich.

Abschließend kann festgestellt werden, dass mit den hier beschriebenen Verfahren eine gute Möglichkeit vorliegt, Hochdruckleitungen mit Korrosionsabtrag zu bewerten, sodass die Sicherheit der Leitung in jedem Fall gegeben ist, aber auch eine größtmögliche Wirtschaftlichkeit erreicht wird.

Literatur

[1] ASME B31G-1991: „Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines", Issue 1991.

[2] Brüggemann, H. (2003): „Korrosionsprognosen zur Abschätzung des Korrosionsfortschritts an Rohrleitungen", Vortrag auf dem Oldenburger Rohrleitungsforum 2003, Schriftenreihe aus dem IRO, Band 27, Vulkan-Verlag Essen, S. 76 bis 83.

[3] Petersen, C. (1988): „Stahlbau – Grundlagen der Berechnung und baulichen Ausbildung von Stahlbauten", Verlag Vieweg, Braunschweig, S. 67 ff.

[4] Buxbaum, O. (1992): „Betriebsfestigkeit – Sichere und wirtschaftliche Bemessung schwingbruchgefährdeter Bauteile", 2., erw. Auflage, Verlag Stahleisen mbH, Düsseldorf, S. 256 ff.

[5] Engel, A. (1996): „Abgrenzung zwischen vorwiegend ruhender und schwellender Rohrbeanspruchung", gwf Gas Erdgas, 137, Nr. 7, S. 363 ff.

[6] Hoffmann, U. (2001): „Erfahrungen bei der Bewertung von Wanddickenverschwächungen im Ergebnis von Molchinspektionen", 3R intern. 40, Nr. 10-11.

[7] Veenker, M. (2001): „Fragen der Sicherheitsphilosophie bei der Bewertung von Wanddickenverschwächungen", 3R international 40, Nr. 10-11.

[8] Engbert, F.; Engel, A. & M. Steiner (2001): „Erfahrungen bei der Bewertung von Wanddickenminderungen mit der Methode der Finiten Elemente", 3R international 40, Nr. 10-11.

Alle Abbildungen:
Dr.-Ing. Veenker Ingenieurgesellschaft mbH, außer Abb. 1 links: ObjektScan GmbH

Autorin:
Dipl.-Ing. Ina Gerasch
Dr.-Ing. Veenker Ingenieurgesellschaft mbH
Heiligengeiststr. 19
30173 Hannover
Tel.: 0511 28499-0
Fax: 0511 28499-99

E-Mail: ina.gerasch@veenkergmbh.de
Internet: www.veenkergmbh.de