

Bessere Pipeline-Überwachung mit faseroptischer Sensortechnologie

Pipelines kommen zum Einsatz, um natürliche Ressourcen von dem Ort, an dem sie aufgefunden wurden, zu dem Ort, an dem sie benötigt werden, zu transportieren. Daher sind sie ein wichtiger Bestandteil der weltweiten Energie-Infrastruktur. Der Transport der Rohstoffe kann über große Entfernungen in Form von Gasen oder Flüssigkeiten erfolgen. Angesichts des hohen Wertes dieser Ressourcen und der beträchtlichen Auswirkungen von Lecks ist die Überwachung der verwendeten Pipelines unverzichtbar.



Einführung

Pipelines sind eine wesentliche Voraussetzung für den Transport von Öl, Gas und anderen natürlichen Ressourcen. Sie erlauben, auf den Einsatz von Tankern zu verzichten, sodass das Risiko von Staus und Verschmutzungen, das mit der Nutzung von Schiffen verbunden ist, vermieden wird.

Typischerweise transportieren Pipelines äußerst wertvolle und häufig volatile Rohstoffe, die zudem potenziell umweltschädlich sind, wenn sie unkontrolliert entweichen. Das Risiko eines solchen ungewollten Austritts ist sehr real, da Pipelines altern sowie zufällig oder vorsätzlich beschädigt werden können und viele Trassen durch Gebiete mit anspruchsvollen Umgebungsbedingungen führen. Aus diesen Gründen spielt die Überwachung von Pipelines zur Sicherung ihrer Integrität eine wichtige Rolle.

Die Komponenten und die Infrastruktur, die für die glasfaserbasierte Telekommunikation entwickelt wurden, wie Singlemode-Fasern, Koppler und Splitter, sind ebenfalls für die Nutzung der faseroptischen Sensortechnologie an anderen Infrastruktureinrichtungen geeignet. Darüber hinaus bieten sie den Vorteil, dass sie unempfindlich gegenüber elektrischen Störquellen und korrosionsbeständig sind sowie große Übertragungsentfernungen ermöglichen.

Anfang der 1990er Jahre wurden verteilte faseroptische Sensoren erstmals in größerem Umfang zur Messung von Temperatur, Dehnung, Druck, Schwingungen (Akustik) und anderen Kennwerten genutzt. Aufgrund ihrer beeindruckenden Vorteile ist diese Technologie von der Öl- und Gasindustrie eingeführt worden.

Traditionelle Methoden der Pipeline-Überwachung

Eine der am häufigsten angewandten Methoden zur Überwachung von Pipelines besteht in der physischen Inspektion, d. h. in regelmäßigen (ggf. sogar recht kurzen) Abständen werden Techniker zur Kontrolle auf den Weg geschickt. Da aber viele Pipelines in entlegenen Gebieten verlaufen, kann die Anreise bereits zur Herausforderung werden und die Bedingungen vor Ort sind dann häufig auch recht unwirtlich.

Zudem werden Pipelines oft im Erdreich verlegt, sodass die visuelle Inspektion, selbst mit Drohnen oder Hubschraubern mit Lichtbild- oder Wärmebildkameras, zumeist eine nur begrenzte Aussagekraft hat und daher auf andere Verfahren zurückgegriffen werden muss. Eine solche alternative Technologie ist das Bodenradar (Ground Penetrating Radar, GPR). Hier werden Radarimpulse genutzt, um den Untergrund bildlich darzustellen und Anomalien an der Pipeline zu erkennen. Allerdings erfordert dieses Verfahren speziell ausgebildetes Personal und weist zudem Beschränkungen hinsichtlich der Bodenbedingungen und der Eindringtiefe auf.

Die Schallemissionsprüfung (SEP) ermöglicht die kontinuierliche Überwachung der von einem Leck oder von Veränderungen in der Pipelinestruktur verursachten Schallemissionen. Allerdings müssen die Schallsensoren entlang der gesamten Pipeline, die unter Umständen mehrere Tausend Kilometer lang ist, installiert werden. Als Überwachungsverfahren weist diese Methode einige Beschränkungen auf, da die Sensoren genau an der richtigen Stelle platziert sein müssen, um Lecks zu erkennen. Und selbst dann werden kleinere Undichtheiten häufig übersehen und erst bemerkt, wenn sie viel größer geworden sind. Außerdem ist die Auflösung von akustischen Systemen von der Position/Installationsdichte der Sensoren abhängig, was Auswirkungen auf die Kosten dieses Systems haben kann.

Ein alternatives Verfahren ist die Überwachung des Druckes und der Durchflussrate zum Erkennen von Anomalien. Diese Art der Überwachung erfolgt zwar kontinuierlich, ist aber auf die Erkennung ausgeprägter Anomalien (hauptsächlich Lecks), die die Umwelt möglicherweise bereits schädigen, beschränkt. Auch ist die Auflösung dieses Verfahrens von der Anzahl der installierten Durchflusssensoren abhängig. Je mehr Sensoren, desto eher wird ein Leck erkannt... aber auch desto höher die Systemkosten.

Alle genannten Verfahren weisen also Vorzüge und Nachteile auf und keines ist wirklich zu 100 % zufriedenstellend. Viele erfordern zudem periodische Tests und keines kann kleinere Störungen erkennen, sodass in jedem Fall ein Restrisiko für die Umwelt und den guten Ruf des Unternehmens bestehen bleibt. Auch sind nahezu alle genannten Verfahren mit hohen Kosten verbunden. Dies gilt insbesondere, wenn das genutzte System eine akzeptable Auflösung zur Verfügung stellen soll.

Faseroptische Sensortechnologie

Ein Glasfaserkabel kann einen unkomplizierten Kommunikationspfad zwischen einem Testsystem und einem Sensor zur Verfügung stellen. Dieses Konzept wird als „extrinsisch“ bezeichnet. Falls die Glasfaser jedoch selbst als Sensor dient, spricht man von einer „intrinsischen“ faseroptischen Sensorik. Die intrinsische Sensortechnologie benötigt keine diskreten Schnittstellen zwischen der Glasfaser und externen Sensoren, was die Komplexität und die Kosten verringert, gleichzeitig aber die Zuverlässigkeit erhöht.

Faseroptische Sensoren (FOS) nutzen die physikalischen Eigenschaften des Lichts bei der Übertragung über eine Glasfaser, um Änderungen an ausgewählten Parametern, wie Temperatur, Dehnung und Schwingungen (Akustik), zu erkennen. Dieses Verfahren verwendet die Glasfaser als Sensor, um effektiv Tausende Messpunkte kontinuierlich entlang der Faserlänge bereitzustellen.

Die Technologie wird als verteilte faseroptische Sensorik (Distributed Fiber Optic Sensing, DFOS) bezeichnet. Hierbei besteht das Ziel darin, mit einer Spezial- oder Standardfaser externe, durch die Temperatur, die Dehnung oder durch Schwingungen (akustische Wellen) entlang der Glasfaser erzeugte Stimulationen mit Hilfe der Raman-, Brillouin- oder kohärenten Rayleigh-Rückstreuung zu messen.

	<ul style="list-style-type: none"> • Ermüdungsüberwachung • Erkennung von Lecks und Verstopfungen in Rohrleitungen • Speicherüberwachung • Thermalöl-Abhitzsysteme
	<ul style="list-style-type: none"> • Leckerkennung • Überwachung von Erdbewegungen • Überwachung von Pipelines • Bedrohungserkennung und Sicherheit
	<ul style="list-style-type: none"> • Hotspot-Erkennung und -Lokalisierung • Kabellastüberwachung (RTTR) • Smart-Grid • Überwachung von Stromkabeln
	<ul style="list-style-type: none"> • Risserkennung • Management und Design von Infrastruktureinrichtungen • Überwachung von Staudämmen, Deichen, Brücken und Gebäuden • Seismische Aktivität
	<ul style="list-style-type: none"> • Überwachung von Glasfaser-Erdkabeln • Überwachung von Freileitungen • Identifizierung von überlasteten Glasfasern • Glasfaser-Alterung

Abbildung 1: Die DFOS-Technologie bietet einer Vielzahl von Branchen ein breites Anwendungsspektrum

Die zufällige Streuung von Lichtteilchen (Photonen) im Fasermaterial wird als Rayleigh-Streuung bezeichnet. Dieser Effekt hat sich bei verschiedenen Glasfaser-Testverfahren, wie bei OTDR-Messungen, als nützlich erweisen. Zu diesem Zweck werden die Intensität, die Wellenlänge und der Zeitpunkt des zum Detektor zurückgestreuten Lichts analysiert, um die Größenordnung und die Entfernung von dämpfenden und reflektierenden Ereignissen auf der Glasfaser zu bestimmen.

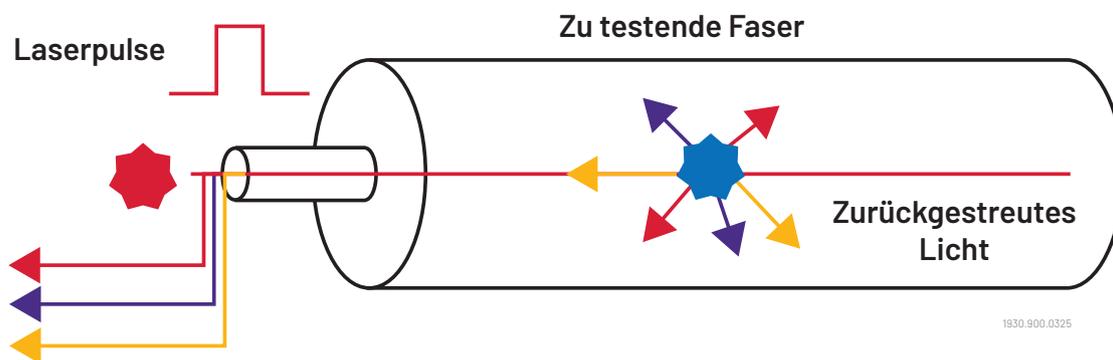
- Die Raman-Streuung erzeugt im Stokes-Band temperaturabhängige Veränderungen in den Photonen, die zur Quelle zurückgestreut werden. Wenn man die Differenz in der Intensität des zurückgestreuten Lichts im Stokes- und Anti-Stokes-Band misst, kann man die Temperatur an jeder beliebigen Position entlang der Glasfaser exakt bestimmen.
- Ein ähnlicher Effekt tritt bei der Brillouin-Streuung auf. Hier wird die Wellenlänge des zurückgestreuten Lichts von der Außentemperatur und von akustischen Schwingungen auf berechenbare Weise beeinflusst. Diese Daten können in Verbindung mit der für den gleichen Punkt bekannten Temperatur genutzt werden, um die Dehnung der Glasfaser sowie die Bereiche, in denen diese Belastung auftritt, zu ermitteln.
- Die kohärente Rayleigh-Streuung erlaubt, Schwingungen und akustische Wellen zu erkennen. Die Phasenverschiebung des Lichtes reagiert auf Schwingungen und akustische Wellen, denen das Glasfaserkabel ausgesetzt ist. Durch die Analyse dieser Phasenverschiebungen ist es möglich, die Position und die Intensität der Schwingungen entlang der gesamten Faserlänge zu ermitteln.

Die Raman-Streuung wird insbesondere bei der verteilten faseroptischen Temperaturmessung (Distributed Temperature Sensing, DTS) genutzt, während die Brillouin-Streuung für die verteilte faseroptische Temperatur- und Dehnungsmessung (Distributed Temperature and Strain Sensing, DTSS) und die Rayleigh-Streuung für die verteilte Akustik-Sensorik (Distributed Acoustic Sensing, DAS) analysiert werden. Diese Messungen ermöglichen, die Temperatur-, Dehnungs- und Schwingungsbelastung über zig Kilometer Faserlänge hinweg exakt zu überwachen.

Die DFOS-Technologie in der Praxis

Mit einem portablen Tester, wie der Plattform OneAdvisor von VIAVI mit DTS- und DTSS-Funktion, kann der Techniker Feldmessungen an Glasfasern ausführen. Alternativ ist es mit dem optischen Fernüberwachungssystem ONMSi von VIAVI und einem rackbasierten Glasfaser-Testkopf (FTH) mit DTS-, DTSS- oder DAS-Funktion möglich, die Glasfasern langfristig zu überwachen, sodass bei erkannten Veränderungen oder Ereignissen ein Alarm ausgelöst wird.

Der VIAVI DTSS-Interrogator nutzt ein Brillouin-OTDR (BOTDR), das einen kurzen Lichtpuls in die als faseroptischer Sensor verwendete Glasfaser einkoppelt. Das sich zum Faserende (Vorwärtsrichtung) ausbreitende Licht erzeugt an allen Punkten entlang der Glasfaser eine Brillouin-Streuung in Rückwärtsrichtung mit zwei unterschiedlichen Wellenlängen.



Zurückgestreute Wellenlängen

Abbildung 2: Das zurückgestreute Licht wird erkannt und analysiert, um mögliche Störungen zu erkennen

Diese Wellenlängen der Brillouin-Rückstreuung unterscheiden sich von dem in Vorwärtsrichtung einfallenden Licht und werden als „Stokes“ und „Anti-Stokes“ bezeichnet. Der Unterschied zwischen dem Pegel und der Frequenz der Stokes und Anti-Stokes der Brillouin-Streuung erlaubt, eine zuverlässige Aussage über die Temperatur und Dehnung entlang der Glasfaser zu treffen.

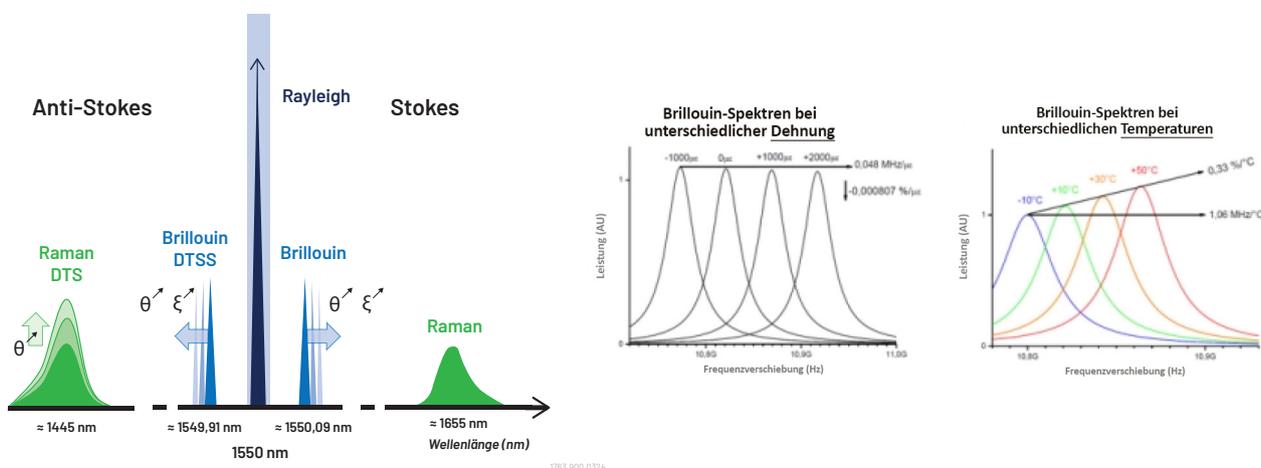


Abbildung 3: Die Brillouin-Rückstreuung erlaubt, die Temperatur und die Dehnung an spezifischen Punkten zu messen

Praktische Anwendungen und Vorteile

Das Schlimmste, was an einer Pipeline passieren kann, ist ein Riss oder Bruch in der Rohrleitung, der ein Leck zur Folge hat. Aus wirtschaftlicher Sicht kommt es durch die Lieferunterbrechung zu einem potenziellen Umsatzausfall und es tritt auch ein Produktverlust ein. Daneben ist der unvermeidliche Schaden für die Umwelt zu nennen, sodass durch die Leckage nicht nur der gute Ruf des Pipeline-Betreibers leiden kann, sondern auch beträchtliche Sanierungskosten anfallen.

Während viele der traditionellen Methoden zur Störungserkennung sich darauf verlassen, dass ein Leck von einer erkennbaren Größe auftritt, reagiert die DFOS-Technologie deutlich empfindlicher und sucht nach möglichen Hinweisen dafür, dass ein Leck entstehen könnte.

In manchen Fällen ist das erste Anzeichen für ein beginnendes Problem, eine Leckstelle, die so klein ist, dass sie, insbesondere bei erdverlegten Pipelines, mit traditionellen Verfahren wahrscheinlich übersehen würde. Allerdings erzeugen die meisten Lecks ein Geräusch, wenn der transportierte Rohstoff unter Druck aus der Rohrleitung entweicht. Da die DAS-Technologie dieses Geräusch erkennen und lokalisieren sowie daher frühzeitig einen Alarm auslösen kann, ist es möglich, das Problem zu beheben, bevor es zur Katastrophe kommt.

Auch ist die DFOS-Technologie in der Lage, die mechanische Beanspruchung und Dehnung der Pipeline zu messen. Diese Belastungen werden möglicherweise durch Erdbewegungen in Nähe der Rohrleitung verursacht, die beispielsweise auf Überschwemmungen, Erdbeben oder Erdbeben (Umweltschäden) zurückzuführen sind. In Abhängigkeit vom Ausmaß der Beanspruchung oder Dehnung könnte sich die Pipeline verformen und letztendlich reißen. Jedoch erlaubt die DTSS-Technologie, diese Anomalie sofort zu lokalisieren, sodass eine rechtzeitige Reparatur möglich ist.

Gelegentlich werden Pipelines auch direkt durch menschliche Einwirkung – zufällig oder vorsätzlich – beschädigt. Eine der häufigsten Ursachen für mechanische Schäden sind Bauarbeiten, insbesondere Erd- und Schachtarbeiten, wenn die Arbeiter nicht wissen, dass an der Baustelle eine Rohrleitung verlegt wurde oder deren Position falsch berechnet wurde.

Angesichts der strategischen Bedeutung, die Pipelines für viele Länder besitzen, sind böswillige Aktivitäten eine weitere realistische Möglichkeit. Beispiele dafür sind Manipulationen zur Beschädigung der Pipeline, sodass diese stillgelegt werden muss. Oder es wird versucht, den transportierten Rohstoff zu stehlen bzw. umzuleiten.

DAS-Systeme können diese durch Bauarbeiten bedingten Erdarbeiten und sogar Fahrzeuge und Fußgänger erkennen, die sich in der Umgebung umherbewegen. Die Nähe zu einer Pipeline kann als Parameter genutzt werden, um eine solche Bedrohung einzuschätzen und darauf zu reagieren. Bei einer Rohrleitung, die durch ein Stadtgebiet führt, sind Aktivitäten in der unmittelbaren Nachbarschaft sicherlich als normal anzusehen. An entlegenen Orten wären sie jedoch eher ein Grund zur Besorgnis und Anlass für Nachforschungen.

Nicht jede Störung ist ein isoliertes, schnell eintretendes Ereignis. In manchen Fällen kann die Zustandsverschlechterung das Ergebnis eines relativ langsamen Alterungsprozesses sein. Auch hier kann die DFOS-Technologie die Position der Störung frühzeitig identifizieren und lokalisieren. Damit ist es möglich, zu einem passenden Zeitpunkt und zu geringstmöglichen Kosten vorbeugende Instandhaltungsmaßnahmen durchzuführen.

Auswertung der Daten zur Verhinderung von Lecks

Das zurückgestreute Licht zu erkennen, ist die eine Sache. Die Auswertung der Daten zur Darstellung der tatsächlichen Gegebenheiten aber eine ganz andere.

Während es sich bei der faseroptischen Sensorik zur Ermittlung von Temperatur und Dehnung mehr um eine absolute Messung handelt, geht die Akustik-Sensorik etwas anders vor. Auch wenn Schwankungen in der Intensität und Phase der Rückstreuung auf ein bevorstehendes Ereignis hinweisen können und der Zeitpunkt des Eintreffens der zurückgestreuten Photonen erlaubt, die Entfernung zu berechnen, ist es die akustische Signatur, die die tatsächliche Störungsursache, wie Spaziergänger, Fahrzeuge, Erdarbeiten mit Maschinen oder von Hand, offenlegt. Mit Hilfe einer Bibliothek aus Datensätzen akustischer Signaturen, die im Verlauf jahrelanger praktischer Installationen sowie durch Erfahrung gewonnen wurden, auf Grundlage heuristischer Algorithmen und einer branchenführenden Edge-Processing-Kapazität kann der VIAVI Fiber Test Head für DAS (FTH-DAS), der auch als Interrogator bezeichnet wird, die Quelle/Ursache eines akustischen Ereignisses mit größerer Genauigkeit und Zuverlässigkeit identifizieren. Der FTH-DAS ist in der Lage, die Art des Risikos eindeutig zu identifizieren und damit die Rückstreu-Daten in aussagekräftige und verwertbare Warnmeldungen umzuwandeln, die für den Betreiber der Pipeline von großem Nutzen sind.

In Verbindung mit geografischen Informationssystemen (GIS) erlauben die zum Ereignis erfassten Daten, die GPS-Koordinaten in hoher Auflösung in eine Landkarte einzutragen und die genaue Position der Störung anzuzeigen. Mit einer branchenführenden räumlichen Auflösung von nur 0,67 m ist der FTH-DAS in der Lage, den erforderlichen Einsatzort der Techniker exakt anzugeben, sodass keine Zeit für die Suche nach dem Leck vergeudet wird.

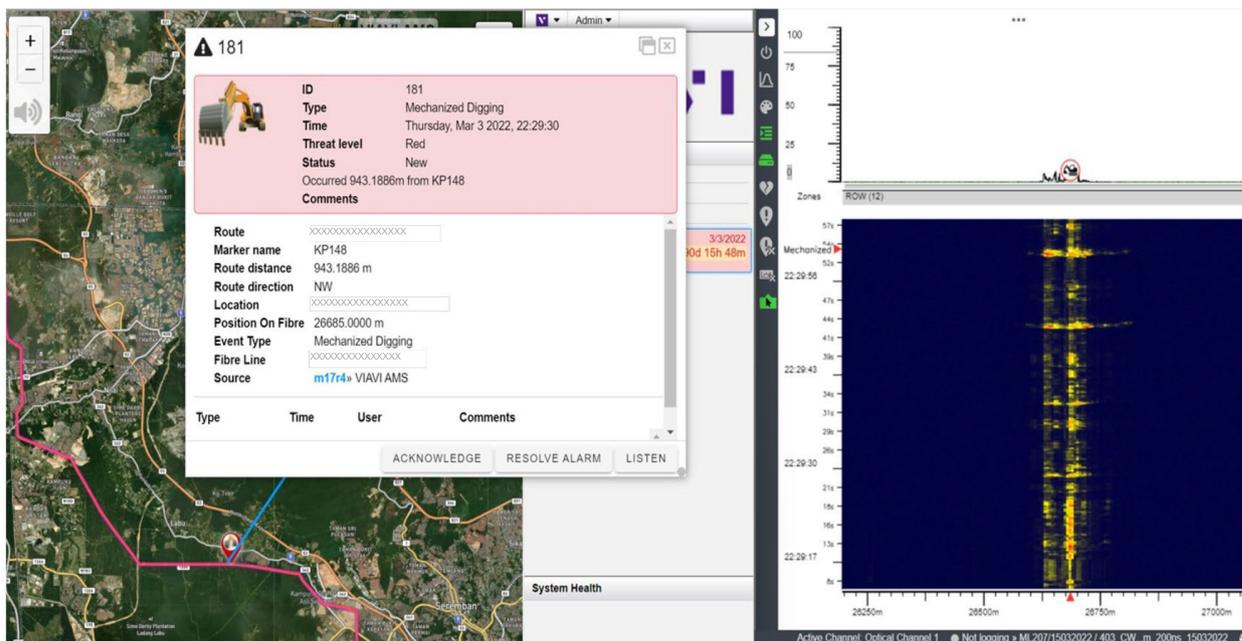


Abbildung 5: Die Alarmmeldung gibt genaue Informationen zur Art der Störung sowie deren Position auf einer übersichtlichen Landkarte an

Nach der Identifikation der Störung zeigt die DAS Alarm Management Software (DAS-AMS) den Schweregrad des Ereignisses farbcodiert (Rot, Gelb, Grün) an und priorisiert die Warnmeldungen und Benachrichtigungen anhand von anwenderkonfigurierbaren Alarmen und Schwellwerten.

Die DAS-Technologie stellt hochauflösende Daten zur Verfügung, um alle verdächtigen Aktivitäten, einschließlich Vandalismus, Diebstahl und unbeabsichtigte Bedrohungen, zu erkennen und zu lokalisieren. Das System identifiziert alle Arten gefährlicher Tätigkeiten in Nähe der Pipeline, wie Erdarbeiten oder Fahrzeugbewegungen.

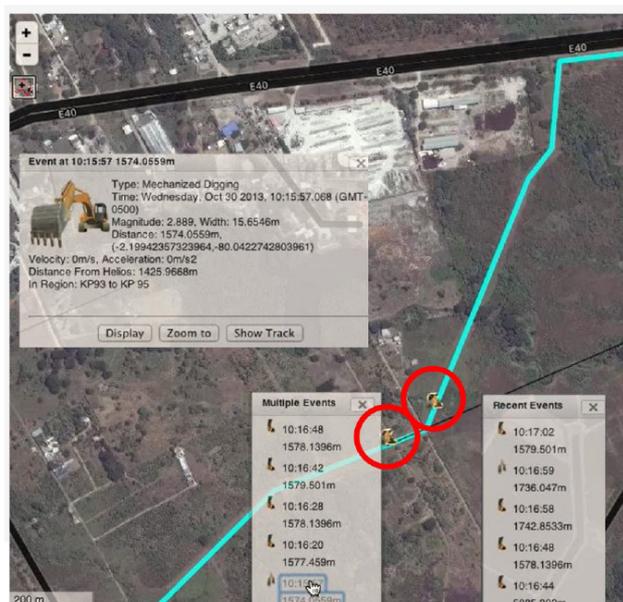


Abbildung 6: Erkennung von zwei separaten Ereignissen (Erdarbeiten) im Abstand von 150 m

In dem oben gezeigten Beispiel sind zwei separate Ereignisse mit Erdarbeiten im Abstand von 150 m aufgetreten. In diesem Fall hat der FTH-DAS beide Ereignisse erkannt und zwei separate Alarme ausgegeben, sodass es möglich war, beide Situationen zu prüfen. Weniger empfindliche Systeme hätten vielleicht nur ein Ereignis erkannt und das andere übersehen.

Auch bei Lecks bietet der FTH-DAS eine größere Empfindlichkeit zur schnelleren Erkennung selbst kleinerer Undichtheiten. In Verbindung mit einer branchenführenden räumlichen Auflösung erlaubt dieses Leistungsmerkmal, die Störung bis zu zehn Mal schneller als mit internen Systemen sowie auf weniger als einen Meter genau zu lokalisieren.

Beispielsweise hat ein Pipeline-Betreiber in Südostasien bei der Inbetriebnahme des Systems (20 bar Betriebsdruck, Durchflussrate 20 l/min) an neun willkürlich ausgewählten Testpunkten, die sich über 34 km erstreckten, insgesamt 45 Lecks, einschließlich vier Löcher mit einem Durchmesser von nur 1-5 mm, eingebracht. In diesem Fall ist es mit Hilfe der verteilten Akustik-Sensorik gelungen, die Störstellen zu 100 % zu erkennen, zu identifizieren und entsprechende Alarme auszulösen.

Fazit

Wirklich jede Pipeline kann Alterungserscheinungen aufweisen und beschädigt werden, was erhebliche Auswirkungen haben kann, die von groß (Umsatzausfall) bis zu katastrophal (Umweltkatastrophe) reichen.

Die DFOS-Technologie, insbesondere die DAS, ersetzt traditionelle Konzepte und wird in vielen Fällen bereits als zwingendes Erfordernis für die Überwachung spezifiziert, sodass den Technikern die periodischen Inspektionen entlang der Länge der Pipeline erspart bleiben.

Die Fähigkeit, längere Strecken mit einer höheren Auflösung zu überwachen sowie sofortige und positionsgenaue Alarme auszulösen, ermöglicht kürzere Reaktionszeiten und hilft, Geld und Zeit zu sparen sowie den guten Ruf zu schützen.

Diese leistungsstarke Technologie entwickelt sich ständig weiter und da immer mehr Daten gesammelt und analysiert werden, verbessert sich die Genauigkeit Tag für Tag.

Für weitergehende Informationen zur umfassenden Palette der DFOS-Produkte von VIAVI besuchen Sie bitte viavisolutions.de/fiber-sensing oder scannen den QR-Code.



viavisolutions.de

Kontakt +49 7121 86 2222

Sie finden das nächstgelegene VIAVI-Vertriebsbüro auf viavisolutions.de/kontakt

© 2025 VIAVI Solutions Inc.

Die in diesem Dokument enthaltenen Produktspezifikationen und Produktbeschreibungen können ohne vorherige Ankündigung geändert werden.

pipelinemonitor-wp-fop-nse-de
30194377 900 0325