

# Korrosionsschutz unter Isolierungen

Um die Verarbeitungsprozesse in der Erdölindustrie mit geringen Energieverlusten aufrechterhalten zu können, sind Rohrleitungen in Raffinerien isoliert. Bei Beschädigung der Isolierung kann die darunterliegende Rohrleitung durch korrosive Medien zerstört werden. Bei der Wiederinbetriebnahme eines stillgelegten Ölfelds in den Niederlanden wurde die gesamte Verrohrung mit der *Anti-Corrosion Solutions* von Sulzer Metco beschichtet. Diese bietet Schutz für mehr als 25 Jahre und trägt damit zur deutlichen Senkung der Lebenszykluskosten bei.

Korrosion ist ein Problem, mit dem Ölraffinerien überall auf der Welt zu kämpfen haben und das hohe Wartungskosten verursacht. Ölraffinerien spielen für unsere Gesellschaft eine wichtige Rolle, denn sie wandeln Erdöl in unentbehrliche Produkte unseres täglichen Lebens wie Benzin, Kunststoffe und medizinische Produkte um <sup>1</sup>.

Mit der fortschreitenden Globalisie-

rung ist die Nachfrage nach Raffinerieprodukten ständig gestiegen. Der immense Druck zur Steigerung der Produktion führt häufig dazu, dass Wartungen und Inspektionen verschoben werden, um Ausfallzeiten zu vermeiden. Eine Raffinerie besteht aus mehreren Aufbereitungsanlagen, die durch Rohrleitungssysteme miteinander verbunden sind. Um die Verarbeitungsprozesse mit

geringen Energieverlusten zu gewährleisten, ist der größte Teil der Prozessanlagen und Rohrleitungen isoliert.

Um das Eindringen von Flüssigkeit aus der Umgebung zu verhindern, ist die Isolierung wasserdicht ausgeführt. Wird die Isolierung jedoch durch mechanische oder andere äußere Einflüsse beschädigt, können korrosive Medien an die Oberfläche der Komponenten



<sup>1</sup> Teil einer Raffinerie. Unter der Isolierung können die Rohrleitungen aggressiven Medien ausgesetzt sein.

gelangen. Meist handelt es sich hierbei um Wasser, das mit Chloriden und Sulfaten belastet ist und zu Korrosion unter der Isolierung (*Corrosion Under Insulation, CUI*) führt [2].

### Hohe Temperaturen beschleunigen die Korrosion

Durch die hohen Temperaturen der Anlagen und der Rohrleitungen wird die Korrosion beschleunigt. CUI ist eine kostspielige Sache, da sie zu verminderter Produktionseffizienz und ungeplanten Ausfallzeiten sowie zu ernsthaften Sicherheits- und Gesundheitsproblemen führen kann. Aufgrund der steigenden Zahl von Problemen im Zusammenhang mit CUI wurden in der Vergangenheit mehrere Arbeitsgruppen zur Untersuchung von CUI ins Leben gerufen. Die Arbeitsgruppen WP13 (*Corrosion in Oil and Gas Production*) und WP15 (*Corrosion in the Refinery Industry*) der *European Federation of Corrosion* (EFC) haben Richtlinien zum Umgang mit CUI herausgegeben.

In den 1990er Jahren gründete die NACE (*National Association of Corrosion Engineers*) eine Arbeitsgruppe zur Entwicklung von Empfehlungen zur Verhinderung von CUI. 1998 veröffentlichte die Arbeitsgruppe unter dem Titel „*The Control of Corrosion Under Thermal Insulation and Fireproofing Material – A Systems Approach*“ einen Standard, der sich speziell mit der Bekämpfung von CUI befasst.

Ein Schlüsselparameter für die Lebenserwartung von isolierten Systemen ist die verwendete Schutzbeschichtung. Beim Bau vieler Anlagen wurde davon ausgegangen, dass die traditionellen organischen Schutzbeschichtungen bis zu 25 Jahre halten würden. Mittlerweile ist klar, dass diese Beschichtungen mit einer durchschnittlichen Lebensdauer von weniger als 10 Jahren deutlich hinter den Erwartungen zurückbleiben.

### CUI-Richtlinien

Laut der CUI-Richtlinie der EFC-Arbeitsgruppen WP 13 und WP 15 bieten thermische Aluminium-Spritzbeschichtungen (*Thermal-Sprayed Aluminium, TSA*) den wirksamsten langfristigen Schutz gegen Korrosion. Daher wird empfoh-

len, über all dort, wo eine Lebensdauer von mindestens 25 Jahren erforderlich ist, alle neuen Anlagen mit einer TSA-Schutzbeschichtung zu versehen. Anlagen, die gewartet und saniert werden, sollten immer mit einer TSA-Schutzbeschichtung versehen werden.

### Anti-Corrosion-Solutions-Oberflächenbeschichtung

Mit dem *Anti-Corrosion-Solutions-Technologiepaket* bietet Sulzer Metco Lösungen mit umfassenden Werkzeugen an, das Anwenden den Umstieg von organischen Beschichtungen auf TSA-Beschichtungen erleichtert. Das *Anti-Corrosion-Solutions-Technologiepaket* besteht aus drei Modulen, die miteinander kombiniert dem Anwender alles bieten, was dieser zum Aufbringen hochwertiger TSA-Beschichtungen benötigt. Sulzer Metco hilft Anwendern dabei, die thermische Spritztechnik zu verstehen und die erforderlichen Fähigkeiten zur Aufbringung von TSA-Beschichtungen mithilfe des Drahtflammspritzverfahrens zu entwickeln.

Gleichzeitig bieten die Module flexible Wahlmöglichkeiten, die dabei helfen, Kosten zu minimieren, indem sie dafür sorgen, dass nach dem Prinzip „*First Time Right*“ von Beginn an alles richtig gemacht wird. Dies bietet dem Anwender die Möglichkeit, die TSA-Beschichtungen vor Ort so effizient und wirtschaftlich wie möglich auszuführen. Sulzer Metco ist weltweit führend auf dem Gebiet der thermischen Spritztechnik wobei insgesamt über 75 Jahre Korrosionsschutz Erfahrung in die *Anti-Corrosion-Solutions-Technologie* eingeflossen sind.

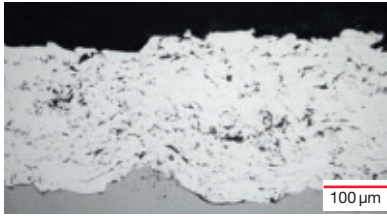
### Vorteile von TSA

Thermische Aluminium-Spritzbeschichtungen bieten mehrere Vorteile gegenüber organischen Beschichtungen (d.h. herkömmliche Farbe). Sie schützen Rohrleitungen über eine Lebensdauer von 25–30 Jahren gegen CUI verglichen mit den für organische Beschichtungen üblichen 5–13 Jahren. Darüber hinaus können TSA-Beschichtungen auch auf heißen Anlagenteilen und Rohrleitungen aufgebracht werden. So ist keine

Wartungsabschaltung erforderlich, und der Raffinationsprozess kann kontinuierlich mit Temperaturen von bis zu 480 °C (900 °F) weiter betrieben werden. Bei herkömmlichen Farbbeschichtungen sollten die Betriebstemperaturen 230 °C (445 °F) nicht übersteigen, während das Temperaturlimit für den Farbauftrag selbst bei etwa 60 °C (140 °F) liegt. Hinzu kommt, dass eine herkömmliche Farbbeschichtung 24 Stunden lang trocknen muss, während die TSA-beschichtete Anlage sofort nach der Behandlung isoliert werden kann.



[2] Viele Raffinerien haben mit Korrosion unter der Isolierung (CUI) zu kämpfen, was mit hohen Wartungskosten verbunden ist. Ausschnitt: Typisches Beispiel für fortgeschrittene CUI am Versteifungsring eines Raffinerieturms.



3 Querschliff durch eine typische hochwertige TSA-Beschichtung, hergestellt mit Geräten von Sulzer Metco und TSA-Draht.

Die Investitionskosten für eine TSA-Beschichtung liegen etwa beim 1,05- bis 1,2-Fachen der Kosten für eine herkömmliche Farbbeschichtung. In Bild 3 ist die Schichtstruktur einer typischen hochwertigen TSA-Beschichtung, die mit Geräten von Sulzer Metco und TSA-Draht hergestellt wurde, im Querschliff dargestellt 3.

### Wiederinbetriebnahme eines Ölfelds in den Niederlanden

In den 1990er Jahren führten hohe Förderkosten und niedrige Ölpreise zur Schließung vieler Ölfelder, darunter auch das 12 km südlich der Stadt Emmen nahe der deutsch-niederländischen Grenze gelegene Ölfeld Schoonebeek. Das 1943 entdeckte Ölfeld erstreckt sich von den Niederlanden bis über die Grenze nach Deutschland. Mit einer geschätzten Gesamtfördermenge von ursprünglich über 1 Milliarde Barrel war Schoonebeek eines der größten Ölfelder Europas. Seit Beginn der Erdölförderung im Jahr 1947 wurden fast 600 Bohrlöcher an 300 Stellen gebohrt.

1954 erreichte die Fördermenge mit 24 000 Barrel am Tag ihren Höchststand, nahm aber in den Folgejahren kontinuierlich ab, bis das Feld 1996 endgültig stillgelegt wurde. Bis dahin wurden rund 250 Millionen Barrel in Schoonebeek gefördert, was nur etwa 25% der ursprünglich geschätzten Menge entspricht.

Mit einem API von rund 25 ist das Öl aus Schoonebeek recht schwer. Im Laufe der Jahre wurden in Schoonebeek viele verschiedene Verfahren zur Ölgewinnung wie Heiß- und Kaltwasserinjektion, Bohrlöchererwärmung, Dampfinjektion und Vor-Ort-Verbrennung eingesetzt und erprobt.

### Stilllegung von Schoonebeek

Die Entscheidung zur Schließung von Schoonebeek im Jahr 1996 war nicht leicht, insbesondere weil der Betrieb jenseits der holländischen Grenze in Deutschland fortgesetzt wurde und bis heute andauert. Die Stilllegung des Ölfelds erfolgte aus wirtschaftlichen Gründen, ausgehend von der damals verfügbaren Technik und Infrastruktur.

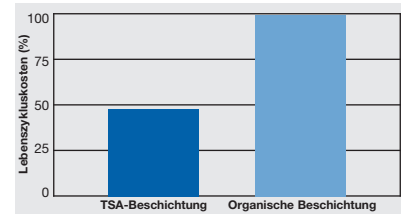
Im Wesentlichen wurde das Feld aufgegeben, weil die Betriebskosten sehr hoch und die Ölpreise sehr niedrig waren (zwischen 11 und 18 US-Dollar pro Barrel). Hinzu kam eine Reihe von wirtschaftlichen Faktoren, die mit dem Feld selbst zusammenhängen. So wurden die Produktionskosten durch die Kosten für das Wasserrecycling um 1 bis 3 US-Dollar pro Barrel erhöht. Bei dem neuen Projekt wird alles anfallende Wasser in erschöpfte Gasfelder gepumpt.

### Wiedererschließung

Heute stehen neue, kostensenkende Verfahren zur Erdölgewinnung zur Verfügung und es herrscht ein komplett anderes Ölpreisszenario. Dies hat einen der größten niederländischen Öl- und Gasproduzenten dazu veranlasst, das Feld wieder zu erschließen. Mithilfe moderner Verfahren sollen dort in den nächsten 25 Jahren mindestens 100 Millionen Barrel Erdöl gefördert werden.

Obwohl das Feld erst vor 14 Jahren stillgelegt wurde, haben sich sowohl die technischen als auch die wirtschaftlichen Faktoren stark verändert und weiterentwickelt. Die Wiedereröffnung des Ölfelds Schoonebeek war zwar aufgrund der dort noch vorhandenen Ressourcen stets ein attraktiver Gedanke, doch eine Förderung der gesamten theoretisch vorhandenen 750 Millionen Barrel Öl ist nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten auch heute nicht möglich.

Zu den neuen Technologien im Bereich der Ölförderung gehört die Kombination aus horizontalen Bohrungen und innovativen Verfahren zur Ölgewinnung. Insbesondere zur Förderung von schweren Ölen, wie sie in Schoonebeek vorkommen, wurden geeignete Verfahren entwickelt. Eine typische Möglich-



4 Die Kosten für TSA-Beschichtungen betragen maximal 120% der Kosten von organischen Beschichtungen. Bei einer geschätzten Lebensdauer von 25 Jahren für TSA im Vergleich zu 10 Jahren für organische Beschichtungen ist TSA langfristig sparsamer und bietet einen besseren Schutz.

keit ist die Injektion von Dampf in das Bohrloch. Dabei werden die Flüssigkeiten in der Lagerstätte und das umliegende Gestein erwärmt. Dadurch verflüssigt sich das Öl und sinkt schwerkraftbedingt nach unten, von wo es über ein Förderbohrloch mit dem kondensierten Wasser nach oben gepumpt wird. Ähnliche Verfahren werden zur Gewinnung von Öl in den kanadischen Ölsanden eingesetzt.

### Transport des Öls

Das gewonnene Rohöl wird nach der Behandlung in einer Aufbereitungsanlage vor Ort in die über 25 km entfernte Raffinerie nach Deutschland transportiert. In der Vergangenheit erfolgte der Transport des Öls per Bahn, heute wird das Öl per Pipeline transportiert.

Die Raffinerie in Deutschland eignet sich besonders, weil hier ähnlich schweres Öl von den deutschen Ölfeldern verarbeitet wird. Die Öl-Exportleitung verläuft unterirdisch. Das bei der Aufbereitung vor Ort extrahierte Produktionswasser enthält zahlreiche Salze und kann nicht wieder verwendet oder ins Oberflächenwasser abgeleitet werden. Dieses Wasser wird in erschöpfte Gasfelder gepumpt.

Man geht davon aus, dass das Öl über einen Zeitraum von 25 Jahren gewinnbringend gefördert werden kann. Danach werden alle unterirdischen und oberirdischen Anlagen entfernt.

### Umweltschutz

Sämtliche Anlagen und das Rohrleitungssystem wurden umfassend nach Umweltsichtspunkten geprüft, und bei der Planung der Bohrlöcher wurden die

Belange der Umwelt, insbesondere des Wasserkreislaufs, berücksichtigt.

Ein weiterer entscheidender Aspekt ist die externe Sicherheit. Das Rohrleitungssystem (für Dampf, Öl-Wasser-Gemisch und Gas) zwischen Förderstelle und Aufbereitungsanlage verläuft oberirdisch und muss den Sicherheitsvorschriften genügen. Zur Erhöhung der Sicherheit wurde eine unterirdische Exportpipeline geplant. Kommt es dort zu einem Leck, bleibt der Umfang der Kontamination aufgrund der hohen Viskosität des Öls beim Abkühlen begrenzt. Entsprechende Notfallpläne wurden erstellt.

### Das Rohrleitungssystem

Bei Rohrleitungen ist die naheliegende Katastrophe ein Bruch oder ein Leck. An überirdischen Rohrleitungen sind solche Schäden normalerweise schnell sichtbar. Bei unterirdischen Leitungen ist dies hingegen schwieriger, da ein Leck erst später erkannt wird. Dennoch bleibt das Umweltrisiko begrenzt, da das Öl außerhalb der Leitung durch Abkühlung gerinnt und sich praktisch nicht weiter verteilt.

Schlimmer ist ein Zwischenfall in der Abwasserleitung, da sich das Schmutzwasser leicht im Boden verteilt. Hinzu kommt, dass die Abwasserleitung in Schoonebeek durch ein ökologisch

wertvolles Gebiet verläuft. Käme es zu einem Leck, könnte das Salzwasser den Boden und das Grundwasser belasten. Um solche Zwischenfälle und Katastrophen zu verhindern, ist eine regelmäßige Überprüfung und Wartung der Leitungen vorgesehen.

### Korrosionsschutz für über 25 Jahre

Aufgrund der guten langfristigen Schutzeigenschaften von TSA und angesichts der hohen Sensibilität des Rohrleitungssystems im Hinblick auf die Umwelt und den Projektlebenszyklus von 25 Jahren entschied man sich für eine TSA-Beschichtung der Rohrleitungen. Ein Großteil der Verrohrung ist isoliert, um Energieverluste zu minimieren. Dies ist besonders wichtig bei den Dampf- und Ölleitungen. Der Dampf wird zentral in einem Wärmekraftwerk erzeugt und dann zum Bohrloch geleitet. Das Öl muss erwärmt und auf Temperatur gehalten werden, damit es leichter gepumpt werden kann.

### Senkung der Wartungskosten

In der anfänglichen Projektkalkulation war eine organische Beschichtung (Farbe) für das Rohrleitungssystem vorgesehen. Im Vergleich zu einer organischen Beschichtung ist eine TSA-Beschichtung zwar um den Faktor 1,05 bis 1,2 teurer, doch mit Blick auf die gesamten Lebens-

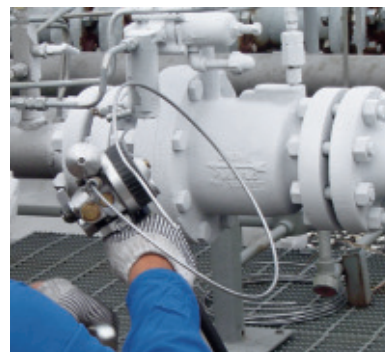
zykluskosten hilft TSA, Geld zu sparen [4]. Im Fall von Schoonebeek wurden die höheren Anfangskosten durch die eingesparten Wartungskosten aufgewogen.

Das gesamte Leitungssystem mit einer Länge von 25 km wurde mit der *Anti-Corrosion-Solutions*-Oberflächenlösung von Sulzer Metco behandelt [5].

Wenn die organische Schutzbeschichtung nach 7 bis 10 Jahren ihr Lebensdauerende erreicht, ist eine mögliche Korrosion unter der Isolierung nur schwer und mit hohem Kostenaufwand zu erkennen. Bei sicherheits-, gesundheits-, umwelt- und zuverlässigkeitsrelevanten Rohrleitungen ist jedoch ein hohes Maß an Sicherheit erforderlich, und die Inspektionskosten können die Kosten für einen Neuanstrich vor Ort schnell übersteigen.

Tatsächlich sind die Wartungskosten für das System so hoch, dass eine Optimierung des Systems durch gründliche Vorbeugung letztlich kostengünstiger ist. Eine TSA-Beschichtung ist über einen Zeitraum von 25 Jahren inspektions- und wartungsfrei. Da die Kosten für die erste Inspektion höher sind als der Preisunterschied zwischen einer Farbeschichtung und TSA, haben sich die zusätzlichen Kosten für eine TSA-Beschichtung bereits nach der ersten Inspektion amortisiert.

[5] Beschichtung eines Rohrs mit TSA vor Ort. Das gesamte Rohrleitungssystem mit einer Gesamtlänge von 25 km wurde mit der *Anti-Corrosion-Solutions*-Technologie von Sulzer Metco behandelt.



**Fred van Rodijnen**  
Sulzer Metco Europe GmbH  
Am Eisernen Steg 18  
65795 Hattersheim  
Deutschland  
Telefon +31 627 867233  
fred.vanrodijnen@sulzer.com