

## CORROSION PROTECTION UNDER INSULATION Protezione dalla corrosione sotto coibente



© Cobalt - Fotolia.com

**Opening picture:** *The piping of a refinery can be exposed to aggressive fluids under the insulation.*

**Foto d'apertura:** le tubazioni di una raffineria possono essere esposte a fluidi aggressivi sotto la coibentazione.

### **Abstract**

*To ensure controllable processes with little energy loss, columns, equipment, and pipes in refineries are insulated. Breaches in the insulation permit corrosive media to destroy the base material under the insulation. When an abandoned oil field in the Netherlands was reopened, the whole piping system was coated using Anti-corrosion Surface Solutions from Oerlikon Metco that extend protection for over 25 years and thereby reduces life cycle costs.*

### **Abstract**

Nelle raffinerie, per garantire che i processi siano controllabili e le perdite di energia minime, colonne, dispositivi e tubazioni sono coibentati. Rotture nella coibentazione consentono all'agente corrosivo di distruggere il materiale di base sotto il coibente. Quando un pozzo petrolifero abbandonato nei Paesi Bassi fu riaperto, l'intero sistema di tubazioni fu rivestito con una delle *Soluzioni Anticorrosive Superficiali* di Oerlikon Metco, che prolungano la protezione per oltre 25 anni e, di conseguenza, riducono i costi del ciclo di vita.



## Introduction

All around the world, oil refineries face enormous problems with severe corrosion as well as high maintenance costs to keep corrosion under control. Oil refineries are of crucial importance to our society (**Ref. Opening photo**). In oil refineries, crude oil is converted into products essential to our daily activities-goods such as petroleum, plastic, and medical products.

The demand for refinery products has increased tremendously as a result of continuous global industrialization. The pressure to increase production has negative side effects because inspections and maintenance are delayed to avoid downtime.

A refinery consists of multiple processing units with interconnecting pipe works. Refining processes take place at elevated temperature levels.

For a controllable process with little energy loss, the majority of the processing units and pipes are insulated.

The insulation is designed to be watertight to prevent infiltration of liquid from the outside environment onto the component surface. Unfortunately, breaches in the insulation from mechanical and environmental damage create entry points for corrosive media.

This corrosive media is most often water contaminated with chlorides and sulfates, which gives rise to corrosion under insulation (CUI) (**Fig. 1**).

## Elevated temperatures increase rate of corrosion

The elevated operating temperature of the equipment and pipes increases the rate of corrosion.

CUI is costly in terms of reduced production efficiency and unscheduled downtime, and it can lead to serious health and safety issues. The increasing number of problems resulting from CUI has led to the formation of several investigative groups. Two workgroups within the European Federation of Corrosion (EFC), WP 13 (Corrosion in Oil and Gas Production) and WP15 (Corrosion in the Refinery Industry), have produced guidelines that address the Management of CUI. NACE (National Association of Corrosion Engineers) formed a task group in the 1990s to develop recommended practice to prevent CUI. In 1998 this task group published "The Control of Corrosion Under Thermal Insulation and Fireproofing Material - A Systems Approach." This document is a standard specifically directed at combating CUI.

## Introduzione

In tutto il mondo, le raffinerie di petrolio affrontano enormi problemi di corrosione grave nonché alti costi di manutenzione per tenere questo fenomeno sotto controllo. Le raffinerie hanno un'importanza cruciale nella nostra società (**rif. foto d'apertura**): convertono il greggio in prodotti essenziali alle nostre attività quotidiane, ad esempio petrolio, plastica e prodotti medicali.

La richiesta di prodotti di raffineria è tremendamente cresciuta a seguito della continua industrializzazione globale. La pressione ad aumentare la produzione ha effetti collaterali negativi poiché ritarda le ispezioni di controllo e la manutenzione per evitare i fermi impianto.

Una raffineria consiste di unità di processo multiple interconnesse da tubazioni e condutture. Il processo di raffinazione avviene a temperature molto elevate. Per tenere sotto controllo il processo e minimizzare le perdite di energia, la maggior parte delle unità di processo e delle tubazioni è coibentata.

La coibentazione è progettata per essere a tenuta stagna in modo da prevenire l'infiltrazione di liquidi dall'ambiente esterno sulla superficie del componente. Sfortunatamente, rotture nella coibentazione dovute a danni meccanici o ambientali creano dei punti d'ingresso per gli agenti corrosivi. Frequentemente, l'agente corrosivo è costituito da acqua contaminata da cloruri e solfati, che genera la corrosione sotto coibente (CUI - Corrosion Under Insulation) (**fig. 1**).

## Le temperature elevate aumentano il tasso di corrosione

Le elevate temperature operative di apparecchiature e tubazioni aumentano il tasso di corrosione. La CUI è costosa in termini di riduzione dell'efficienza produttiva e di fermi impianto non programmati e può portare a seri problemi di salute e sicurezza. L'aumento del numero di problemi legati alla CUI ha portato alla formazione di svariati gruppi di indagine. Due gruppi di lavoro all'interno della European Federation of Corrosion (EFC), il WP 13 (Corrosion in Oil and Gas Production) e il WP15 (Corrosion in the Refinery Industry) hanno prodotto linee guida rivolte alla sua gestione.

Negli anni '90 la NACE (National Association of Corrosion Engineers) ha formato un'unità operativa per sviluppare una pratica consigliata per prevenire la CUI. Nel 1998 questa unità operativa ha pubblicato "The Control of Corrosion Under Thermal Insulation and Fireproofing Material - A Systems Approach": il documento rappresenta uno standard specificatamente rivolto alla lotta contro la CUI.

The key parameter that controls the life expectancy of an insulated system is the protective coating. One of the original design assumptions was that the traditional organic protective coatings employed would last up to 25 years. It is now known that these coating systems consistently fall short of all expectations because they provide an average life expectancy that is often less than 10 years.

1

Many refineries have extensive corrosion under insulation (CUI) issues that result in very costly maintenance. Inset: A typical example of advanced CUI at a tower stiffener ring.

Molte raffinerie presentano problemi di estesa corrosione sotto coibente (CUI) che sfociano in una manutenzione molto costosa. Un tipico esempio di CUI avanzata di un anello di rinforzo di una torre.

## Corrosion under insulation Guidelines

The CUI guideline from EFC WP13 and WP15 clearly states, "the coating that is most likely to provide effective corrosion protection for over 25 years is thermal-sprayed aluminum (TSA). It is therefore recommended that, where a minimum design life of 25 years is required, TSA be considered as the protective coating of all new equipment and always be considered as the protective coating of equipment subject to maintenance and rehabilitation work."



## Linee Guida per la corrosione sotto coibente

La linea guida dei gruppi EFC WP13 e WP15 affermano chiaramente: "il rivestimento che ha maggiori possibilità di fornire un'effettiva protezione dalla corrosione per oltre 25 anni è il riporto metallico di alluminio (TSA). Si consiglia quindi che, ove sia richiesta una vita minima del progetto di 25 anni,

il TSA sia preso in considerazione come il rivestimento protettivo di tutte le apparecchiature nuove e che sia sempre preso in considerazione come rivestimento protettivo per le apparecchiature soggette a manutenzione e ripristino."

## Anti-corrosion Solutions

With the Anti-corrosion Surface Solutions package from Oerlikon Metco, applicators have at their disposal a comprehensive tool to help them switch from organic coatings to TSA coatings.

The Anti-corrosion Solutions package provides the applicator with everything necessary to apply high-quality TSA coatings. Oerlikon Metco helps the applicator to understand thermal-spray technology as well as to master the required disciplines to apply TSA coatings using the combustion wire spray process. At the same time, the package offers flexible choices that will help minimize costs with a "right-the-first time" approach. The choices help the applicator administer the TSA coatings as efficiently and economically as possible on site. Oerlikon Metco is the worldwide leader in thermal-spray technologies, and it brings more than 80 years of anti-corrosion coating technology and application experience to its Anti-corrosion Surface Solutions package.

## Soluzioni Anticorrosive

Il pacchetto di Soluzioni Anticorrosive Superficiali di Oerlikon Metco mette a disposizione degli applicatori uno strumento omnicomprensivo che li supporta nel passaggio dai rivestimenti organici ai rivestimenti TSA. Il pacchetto di Soluzioni Anticorrosive fornisce all'applicatore tutto ciò che è necessario per applicare rivestimenti TSA di alta qualità. Oerlikon Metco supporta l'applicatore sia nella comprensione della tecnologia *thermal-spray* sia nel padroneggiare le tecniche di applicazione dei rivestimenti TSA, usando il processo di spruzzatura con combustione del filo. Allo stesso tempo, il pacchetto offre scelte flessibili che aiutano a minimizzare i costi con un approccio "giusto al primo tentativo". Queste scelte aiutano l'applicatore ad amministrare i rivestimenti TSA in cantiere nel modo più efficiente ed economico possibile. Oerlikon Metco è leader mondiale nelle tecnologie *thermal-spray* e apporta oltre 80 anni di esperienza nella tecnologia dei rivestimenti anticorrosivi al suo pacchetto di Soluzioni Anticorrosive Superficiali.



25 anni

di Vittorie nella  
Protezione Anticorrosiva

Rivestimenti termoplastici per  
recinzioni in metallo e arredo  
urbano

### Advantages of thermal-sprayed aluminum

TSA coatings have several advantages over organic coatings (conventional paint). The piping is protected against CUI for a service life of 25 to 30 years instead of 5 to 13, which is usual the limit of an organic coating. The TSA coating can also be applied on hot equipment and pipes - therefore no shutdown is needed for maintenance reasons and the refining process can be continuously operated with temperatures up to 480 °C (900 °F). For conventional paint, the operating conditions should not be higher than 230 °C (445 °F), and the application temperature limit is about 60°C (140 °F). Furthermore, after application, conventional paint needs 24 hours to dry, whereas the TSA-coated equipment can be insulated immediately after the treatment. The investment costs are about 1.05 to 1.20 times the costs of conventional painting (Fig. 2).



2

Photomicrograph cross section of a typical, high-quality TSA coating produced using Oerlikon Metco equipment and TSA wire.

Sezione trasversale di micrografia ottica di un tipico rivestimento TSA ad alta qualità, per la cui applicazione è stata utilizzata un'apparecchiatura Oerlikon Metco e un filo TSA.

### Reopening of an oil field in the Netherlands

High production costs and low oil prices in the 1990s resulted in the closure of many oil fields. One such field was the Schoonebeek oil field, which was discovered in 1943 in the eastern Netherlands, close to the German border, about 12km south of the city of Emmen. The field extends across the border into Germany. The initial estimate of oil was in excess of one billion barrels, making it one of Europe's largest oilfields.

### Vantaggi del riporto metallico di alluminio

I rivestimenti TSA possiedono svariati vantaggi rispetto ai rivestimenti organici (pitture convenzionali). Le tubazioni sono protette contro la CUI dai 25 ai 30 anni invece che dai 5 ai 13, che è il limite comune di un rivestimento organico. Il rivestimento inorganico può anche essere applicato su apparecchiature e tubazioni calde, quindi non richiede alcun fermo impianto per motivi di manutenzione e il processo di raffinazione può proseguire ininterrotto con temperature fino a 480°C (900°F). Per le pitture tradizionali, le condizioni operative non dovrebbero superare i 230°C (445°F), mentre il limite della temperatura di applicazione è di circa 60°C (140 °F). Inoltre, dopo l'applicazione, la pittura tradizionale necessita di 24 ore per asciugare, mentre un'apparecchiatura rivestita con TSA può essere coibentata immediatamente dopo il trattamento. I costi di investimento sono dalle 1,05 alle 1,20 volte i costi della verniciatura convenzionale (fig. 2).

### Riapertura di un pozzo petrolifero nei Paesi Bassi

Negli anni 90, gli elevati costi di produzione e il basso costo del petrolio sfociarono nella chiusura di molti pozzi petroliferi. Uno di essi fu il pozzo di Schoonebeek, scoperto nel 1943 nell'Olanda orientale, vicino al confine con la Germania, circa 12 km a sud della città di Emmen. Il pozzo si estendeva lungo il confine con la Germania. La stima iniziale di petrolio disponibile era di oltre un miliardo di barili, il che lo rendeva uno dei più grandi pozzi petroliferi europei.



Production started in 1947 and, during its operation, nearly 600 boreholes were drilled in 300 locations. Production peaked at 24 000 barrels of oil per day in 1954 and slowly declined over the years, until the field was finally shut in 1996. By then about 250 million barrels of oil had been produced from the Schoonebeek Field, only about 25% of the estimated oil in place. The oil is heavy, with an API in the region of 25°, and over the years many different oil recovery techniques, including cold and hot water injection, bore - hole heating, steam injection and in-situ combustion, have been used and tested in the field.

La produzione iniziò nel 1947 e, durante le sue attività, furono trivellati oltre 600 punti in 300 aree. Raggiunse il culmine di 24 000 barili al giorno nel 1954 per poi scendere lentamente negli anni seguenti, fino a che il pozzo fu chiuso nel 1996. Fino ad allora, il pozzo di Schoonebeek aveva prodotto circa 250 milioni di barili, solo il 25% del petrolio stimato disponibile in loco. Il petrolio è pesante, con un API nella regione di 25°, e nel corso degli anni furono testate ed utilizzate in quel pozzo molte tecniche diverse di recupero del petrolio, tra cui iniezione di acqua calda e fredda, riscaldamento delle perforazioni, iniezione di vapore e combustione *in-situ*.

3

**Cost of applying TSA coatings is estimated to be 120% that of organic coatings. However, with an estimated TSA service life expectancy of 25 years compared to 10 years for organic coatings, TSA saves in the long-term, with better protection.**

I costi di applicazione di rivestimenti TSA sono stimati essere il 120% rispetto a quelli di un rivestimento organico. Tuttavia, con un'aspettativa di vita di servizio del TSA stimata in 25 rispetto ai 10 anni dei rivestimenti organici, il TSA fa risparmiare a lungo termine, con una protezione migliore.

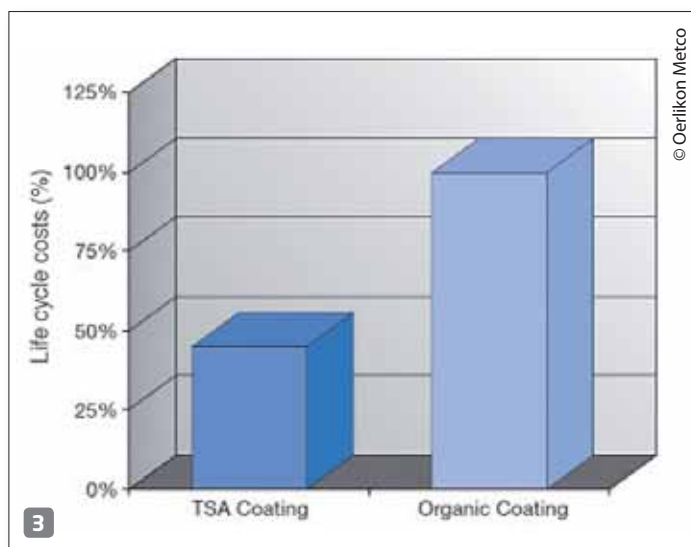
## Abandonment of Schoonebeek

The decision to close down Schoonebeek in 1996 was not an easy one, especially since operations continued and still continue across the border in Germany. The abandonment of the field was justified on economic grounds based on the techniques and infrastructure available at the time.

Essentially, work on the field was discontinued because operating costs were high and oil prices in the early 1990s were very low-between \$11 and \$18 a barrel. In addition, there were some significant economic factors relevant to the field itself. Charges for recycling the water were adding between \$1 to \$3 per barrel to the production costs. In the new project, all the water produced will be injected into exhausted gas fields.

## Redevelopment now

Today, new recovery techniques are available so that production costs are lower, and a completely different oil price scenario is used. One of the largest Dutch national gas and oil producers plans to redevelop the field. Using advanced recovery procedures, engineers plan to extract additional at least 100 million barrels of oil in the next 25 years of operation. Although it is only 14 years since the field was shut down, both technological and economic factors have



## L'abbandono di Schoonebeek

La decisione di chiudere Schoonebeek nel 1996 non fu una scelta facile, soprattutto dal momento che le attività proseguivano - e ancora proseguono - lungo il confine con la Germania. L'abbandono del pozzo fu giustificato in termini economici basandosi sulle tecnologie e le infrastrutture

esistenti all'epoca.

Essenzialmente, le attività del pozzo furono interrotte poiché i costi operativi erano alti e i prezzi del petrolio nei primi anni 90 erano invece molto bassi, tra gli \$11 e i \$18 al barile. Inoltre, vi erano alcuni fattori economici significativi rilevanti per il pozzo stesso. I costi per il recupero dell'acqua aggiungevano tra \$1 e \$3 a barile ai costi produttivi. Nel nuovo progetto, tutte le acque prodotte saranno iniettate nei giacimenti di gas esauriti.

## Il risanamento attuale

Oggi sono disponibili nuove tecniche di recupero che abbassano i costi produttivi, mentre lo scenario dei prezzi del petrolio è completamente diverso. Uno dei maggiori produttori nazionali olandesi di gas e petrolio ha un progetto di riattivazione del pozzo. Utilizzando procedure di recupero avanzate, gli ingegneri pensano di poter estrarre ancora almeno 100 milioni di barili di petrolio nei prossimi 25 anni di attività.



*changed and advanced a great deal. The idea of reopening the Schoonebeek field has always been attractive due to the large amount of remaining resources - theoretically, 750 million barrels of oil, but not the whole amount is extractable from an economical point of view.*

*New technologies that are important for enhanced recovery include the combination of horizontal drilling and innovative high oil recovery techniques. New methods of particular use exist in the production of heavy oils, such as those found in Schoonebeek. A typical scenario is that steam is injected into a borehole. As steam enters the reservoir, it heats the reservoir fluids and surrounding rock. Hot oil and condensed water drain to a production hole at the bottom of the formation through the force of gravity. Similar techniques are used when producing oil from the Canadian oil sands.*

### **Transportation of the oil**

*The extracted crude oil is first treated on site in a preparation plant and then transported more than 25 km to the refinery, which is located in Germany. In the past, the transportation was done via freight train; however, today the transportation is done using pipelines.*

*The refinery in Germany is adequate because it elaborates similar heavy oil from the German fields. The oil export pipeline is subterranean.*

*During on-site oil preparation plant, the extracted production water contains numerous salts and cannot be reused or exported as wastewater. This water is pumped to abandoned gas fields.*

*According to today's projections, the oil will be extracted profitably during the next 25 years.*

*After that period, all subterranean and aboveground establishments will be removed.*

### **Environmental protection**

*The establishments and piping system had to take a comprehensive test concerning environmental protection. The planning of the location of the wells had to take into consideration the sensitivity of the environment-in particular, the water cycle. In addition, external security is crucial. The piping system (steam, oil-water mixture, and gas) from the production site to the processing plant are*

Sebbene siano passati solo 14 anni dalla chiusura del pozzo, i mutati fattori tecnologici ed economici preannunciano un grosso affare. L'idea di riaprire il pozzo di Schoonebeek è sempre stata allettante grazie alla grande quantità di risorse rimanenti, teoricamente 750 milioni di barili di petrolio, sebbene non sia economicamente vantaggioso estrarre l'intera quantità. Le nuove importanti tecnologie per migliorare il recupero includono la combinazione della perforazione orizzontale con tecniche innovative di recupero di petrolio pesante. Esistono nuove metodologie in uso proprio per la produzione di petrolio pesante, come quello trovato a Schoonebeek. Un tipico scenario è l'iniezione di vapore in un punto di perforazione. Nel momento in cui il vapore entra nel giacimento, riscalda i fluidi della riserva e la roccia circostante. Petrolio caldo e acqua condensata defluiscono per gravità in un pozzo di produzione in fondo alla formazione geologica. Tecniche simili sono utilizzate in Canada per la produzione di petrolio dalle sabbie bituminose.

### **Trasporto del petrolio**

Il greggio così estratto è dapprima trattato in loco in un impianto di preparazione, poi trasportato per oltre 25 km alla raffineria, localizzata in Germania. In passato, il trasporto avveniva con un treno merci; oggi, avviene con una rete di tubazioni. La raffineria in Germania è adatta poiché tratta un petrolio pesante simile estratto dai pozzi tedeschi. Le tubazioni di esportazione del petrolio sono sotterranee. Durante la sua preparazione in loco, l'acqua di produzione estratta contiene numerosi sali e non può essere riutilizzata o smaltita come acqua reflua: per questo viene pompata in giacimenti di gas abbandonati.

Secondo le proiezioni attuali, il petrolio sarà estratto con profitto per i prossimi 25 anni. Dopo questo periodo, tutte le installazioni sotterranee e in superficie saranno rimosse.

### **Protezione dell'ambiente**

Gli stabilimenti e le reti di tubazioni hanno dovuto subire un test completo in merito alla protezione dell'ambiente. Il piano di localizzazione dei pozzi ha dovuto prendere in considerazione la sensibilità dell'ambiente, in particolare il ciclo delle acque.

Inoltre, la sicurezza esterna è cruciale. Il sistema di tubazioni (vapore, miscela petrolio-acqua, e il gas) che corre dal sito di produzione all'impianto di trattamento è in super-

aboveground. They need to meet the safety regulations. To increase security, a subterranean export pipeline has been planned. In the event of a leakage, due to the high viscosity of the oil when it cools down, the area of contamination would be restricted. Emergency plans have been prepared.

## The piping system

The most obvious catastrophe in a piping system is a breakage or a leakage. If an aboveground pipe is damaged it is usually visible. If the pipe is subterranean, then it is more difficult because the leakage can only be detected later. Nevertheless, the environmental risk can be controlled because the oil cools down outside the piping system and then coagulates. There is practically no dispersion of the coagulated oil.

An incident in wastewater piping is worse.

The wastewater can easily disperse underground.

Additionally, the wastewater piping in Schoonebeek crosses an ecologically valuable zone.

If a leakage were to occur, the saltwater could damage the soil and the groundwater.

To prevent incidents and catastrophes, there is a plan in place to check and maintain the pipes on a regular basis.

## Corrosion protection for over 25 years

Due to the high environmental sensitivity of the piping system and the project life cycle of 25 years, it was decided that thermal-sprayed aluminum would be used since it is the coating that is most likely to provide effective corrosion protection for that length of time. A large part of the piping system is insulated to reduce energy losses. This insulation is particularly important for the steam pipes-the steam is produced centrally in the plant and then transported to the Borehole -and for the oil pipes-the oil has to be heated up and kept hot to be able to pump it easily.

ficie e deve soddisfare le normative in tema di sicurezza. Per aumentarla, è stata progettata una rete di tubazioni sotterranee di esportazione. Nell'eventualità di una perdita, a causa dell'elevata viscosità del petrolio quando raffredda, l'area contaminata sarebbe in questo modo ristretta. Sono stati preparati anche piani di emergenza.

## Il sistema di tubazioni

La catastrofe più ovvia per un sistema di tubazioni è la rottura o la perdita. Il danneggiamento di una tubazione

in superficie è normalmente visibile. Se essa è interrata, la situazione è più difficile perché la perdita può essere rilevata solo in un secondo momento. Ciò nonostante, il rischio ambientale può essere controllato perché il petrolio si raffredda fuori dal sistema di tubazioni e, quindi, coagula. Non è vi è praticamente dispersione alcuna di petrolio coagulato.

Un incidente in una tubazione di acque reflue è peggiore. Le acque reflue possono facilmente disperdersi sottoterra. Inoltre, il sistema di tubazioni di Schoonebeek attraversa una zona di grande valore ecologico. Se dovesse verificarsi una perdita, l'acqua salata potrebbe danneggiare il suolo e la falda acquifera.

Per prevenire incidenti e catastrofi, esiste un piano per controllare e mantenere regolarmente le tubazioni.

## Protezione dalla corrosione per oltre 25 anni

A causa dell'elevata sensibilità ambientale del sistema di tubazioni e il ciclo di vita pianificato in 25 anni di questo progetto, si è deciso di impiegare il riporto metallico di alluminio dal momento che rappresenta il rivestimento che più probabilmente potrà fornire un'efficace protezione dalla corrosione per quel periodo di tempo. Una larga parte del sistema di tubazioni è coibentato per ridurre le perdite di energia. Questo isolamento è particolarmente importante per le tubazioni di vapore (il vapore è prodotto a livello centralizzato nell'impianto e successivamente trasportato al pozzo di perforazione) e per le tubazioni del petrolio (che deve essere riscaldato e mantenuto in temperatura per poter facilitarne il pompaggio).



4

**Oil refineries face enormous problems with severe corrosion as well as high maintenance costs to keep corrosion under control.**

**Le raffinerie di petrolio affrontano enormi problemi di corrosione grave nonché alti costi di manutenzione per tenere questo fenomeno sotto controllo.**



5 6

**A typical pipe coating system as used with the Anti-corrosion Surface Solutions of Oerlikon Metco. On-site application of TSA.**

**Un tipico sistema di tubazioni con una delle Soluzioni Anticorrosive Superficiali di Oerlikon Metco. Applicazione in loco di TSA.**

### **Reducing maintenance costs**

*In the initial project calculation for the piping system, a standard organic coating (painting) was planned. The application costs of TSA can be between 1.05 to 1.2 times the costs of an organic coating. However, in calculating the entire life cycle costs, the TSA reduces costs (Fig. 3), and the extra costs for the application could, in the case of Schoonebeek, be allocated from the budget for the maintenance costs (Fig. 4). The whole piping system with a length of 25km was treated with the Anti-corrosion Surface Solutions from Oerlikon Metco (Figs. 5 and 6). When the organic protective-coating life is reached-after 7 to 10 years-the "out-of-sight" nature of CUI makes it difficult and expensive to detect. For piping systems that are safety, health, environment or reliability sensitive, high confidence level is required, and inspection costs can exceed the cost of field repainting.*

*The maintenance costs of the system are so expensive that the system has to be optimized more cost effectively by fundamental prevention. TSA is inspection and maintenance free for 25 years. The first inspection incurs higher costs than the difference in price between paint and TSA. Therefore, the additional costs from TSA are already covered after first inspection. <*

### **Ridurre i costi di manutenzione**

Nei calcoli di progetto iniziali per il sistema di tubazioni, era stato previsto un rivestimento organico standard (pittura). I costi di applicazione del TSA possono essere compresi tra 1,05 e 1.2 volte i costi di un rivestimento organico. Tuttavia, sul calcolo dell'intero ciclo di vita, il TSA consente di ridurre i costi (fig. 3) mentre i costi *extra* di applicazione potevano, nel caso di Schoonebeek, essere allocati dal *budget* per i costi di manutenzione (fig. 4).

L'intero sistema di tubazioni, con una lunghezza di 25 km, è stato trattato con le *Soluzioni Anticorrosive Superficiali* di Oerlikon Metco (figg. 5 e 6).

Quando un rivestimento protettivo organico raggiunge la sua vita massima, da 7 a 10 anni, la natura "nascosta" della CUI la rende difficile e costosa da individuare. Per avere sistemi di tubazioni sicuri, attenti alla salute e all'ambiente e affidabili, è richiesto un alto livello di sicurezza e i costi ispettivi possono essere più alti dei costi di riverniciatura in cantiere.

I costi di manutenzione del sistema sono così elevati che il sistema deve essere ottimizzato in modo più efficiente dal punto di vista dei costi: in questo caso, la prevenzione è fondamentale. Il TSA non richiede ispezione o manutenzione per 25 anni. La prima ispezione sostiene costi più elevati della differenza in prezzo tra la pittura e il TSA. Di conseguenza, i costi superiori del TSA sono già stati coperti dopo la prima ispezione. <