Artikel 2 om de tekniske udfordringer, der er forbundet med effektiv transport af olie, gas og vand i undersøiske rørledninger. Den første artikel blev bragt i Dansk Kemi nr. 9, side 18-21.

Effektiv transport af olie, gas og vand i undersøiske rørledninger

Ved udbygning af Cecilie-, Nini- og Stine-felterne blev der installeret en række rørledninger mellem disse felter og produktionsplatformen Siri. Det gav en række tekniske udfordringer, deriblandt forebyggelse af korrosion, aflejring af uorganiske salte og asphaltenaflejringer

Af Lars Stampe, Rambøll, Mads Østerbye og Kasper Korsholm Østergaard, DONG E&P

Figur.1. Siri-produktionsplatformen og boreriggen Mærsk Gallant. Foto: Niels Åge Skovbo.

Uorganisk scale kender de fleste til i mindre målestok. Hvem har ikke prøvet at have en vandkoger, der kalker til? I den situation starter calciumcarbonatudfældningen på varmelegemet, fordi calciumcarbonats opløselighed, i modsætning til langt de fleste andre forbindelser, falder med temperaturen. De fleste ved også, at belægningen nemt fjernes ved at tilsætte syre efterfulgt af et opkog.

Netop scale er et meget stort problem for olie- og gasindustrien.

To typer uorganisk scale udgør typisk et stort problem: carbonater og sulfater.

De mest almindeligt forekommende er angivet i nedenstående reaktionsligninger:

$$Ca^{2+} + CO_3^{2-} \rightarrow CaCO_3$$

Opløselighed: Afhængig af konc., stiger med P, falder med T og pH
Leverandør af ingredienser: reservoir.

$$Ba^{2+} + SO_4^{2-} \rightarrow BaSO_4, (Sr^{2+} \text{ og } Ra^{2+})$$

Opløselighed: Afhængig af konc., samt specielt af koncentrationsforholdet mellem ionerne.
Blandingsforhold: 10/90 meget værre end 50/50.
Leverandør af ingredienser: Anioner fra reservoir og SO_4^{2-} fra havvand.

Hvorfor er dette et problem?

For at starte med det sikkerhedsmæssige, så kan scale-belægninger forhindre afspærringsventiler til reservoiret i at lukke. Afsætninger på en rørvæg kan fremkalde korrosion under belægningen, og laget forhindrer en effektiv behandling. Endelig kan tilstopning af udstyr have store konsekvenser.

Scale har også store økonomiske konsekvenser i form af udstyr, der er ude af drift, defekt udstyr og dermed oprensnings- og præventive omkostninger. De vigtigste konsekvenser er nedsat produktion forårsaget af tilstopning af reservoiret eller produktionsstop pga. oprensning. Produktionens drivkraft er netop trykforskellen mellem reservoir og platform. Alle trykfald koster derfor produktion.

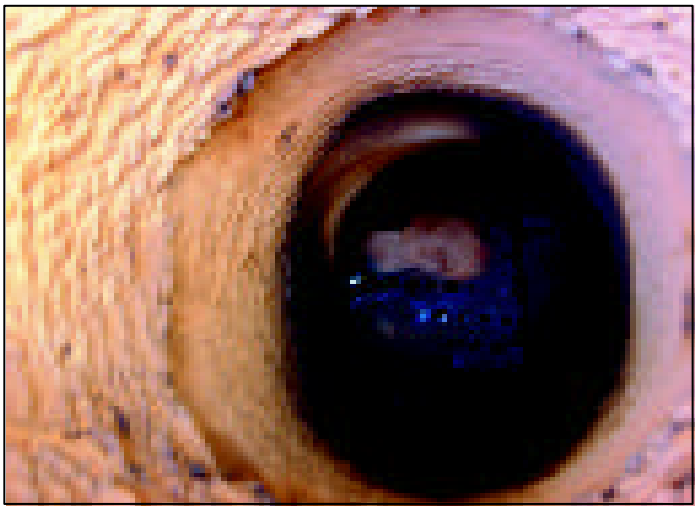
Hvordan undgås scale?

Den mest anvendte metode til at undgå scale er tilsætning af kemikalier.

Disse kemikalier kaldes scale-inhibitorer. Scale-inhibitorer omkranser scale-krystallerne på ångstrømniveau og forhindrer krystallerne i at vokse sig større. Derved kan scale-krystallerne passere gennem processen uden at sætte sig.

En anden metode er at fjerne en af ingredienserne. F.eks. er det blevet mere og mere udbredt at lade havvand passere gennem et membranfiltreringsanlæg (minimum nanofiltrering). Herved fjernes sulfaten, og problemet er minimeret.

Er skaden først sket, kan carbonaterne fjernes med syre. Det er dog ikke nemt, og 240 km ude på havet er alle tiltag dyre.



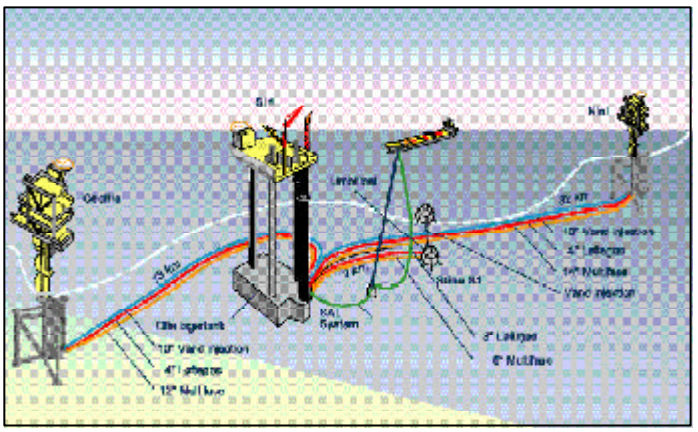
Figur 2. Tilscalet chokeventil.

Sulfaterne er langt sværere at håndtere, og konsekvenserne er i bedste fald mekanisk rensning og i værste fald udskiftning af udstyr.

Scale koster olie- og gasindustrien milliarder på verdensplan. Derfor raffineres metode og produkter løbende. Millioner af tønder olie skriger på hjælp.

På Nini-, Cecilie- og Stine-udbygningerne sikres rørledningerne og andet udstyr ved tilsætning af scale-inhibitor til processtrømmene. På Nini og Cecilie injiceres kemikaliet lige efter produktionsmanifolden. På Stine føres scale-inhibitor med liftgas ned til hælen af brønden i ca. 2000 m dybde. Derved beskyttes både rørledningen og størstedelen af brønden mod scale-dannelse.

På Siri tilsættes scale-inhibitor up-strøms blandingspunktet af havvand og produceret vand for at undgå sulfatscaling i injektionsudstyr og rørledninger.



Figur 3. Rørforbindelser fra de ubemandede satellitter Cecilie, Nini og den undersøiske installation Stine.

Bestemmende faktorer for korrosion

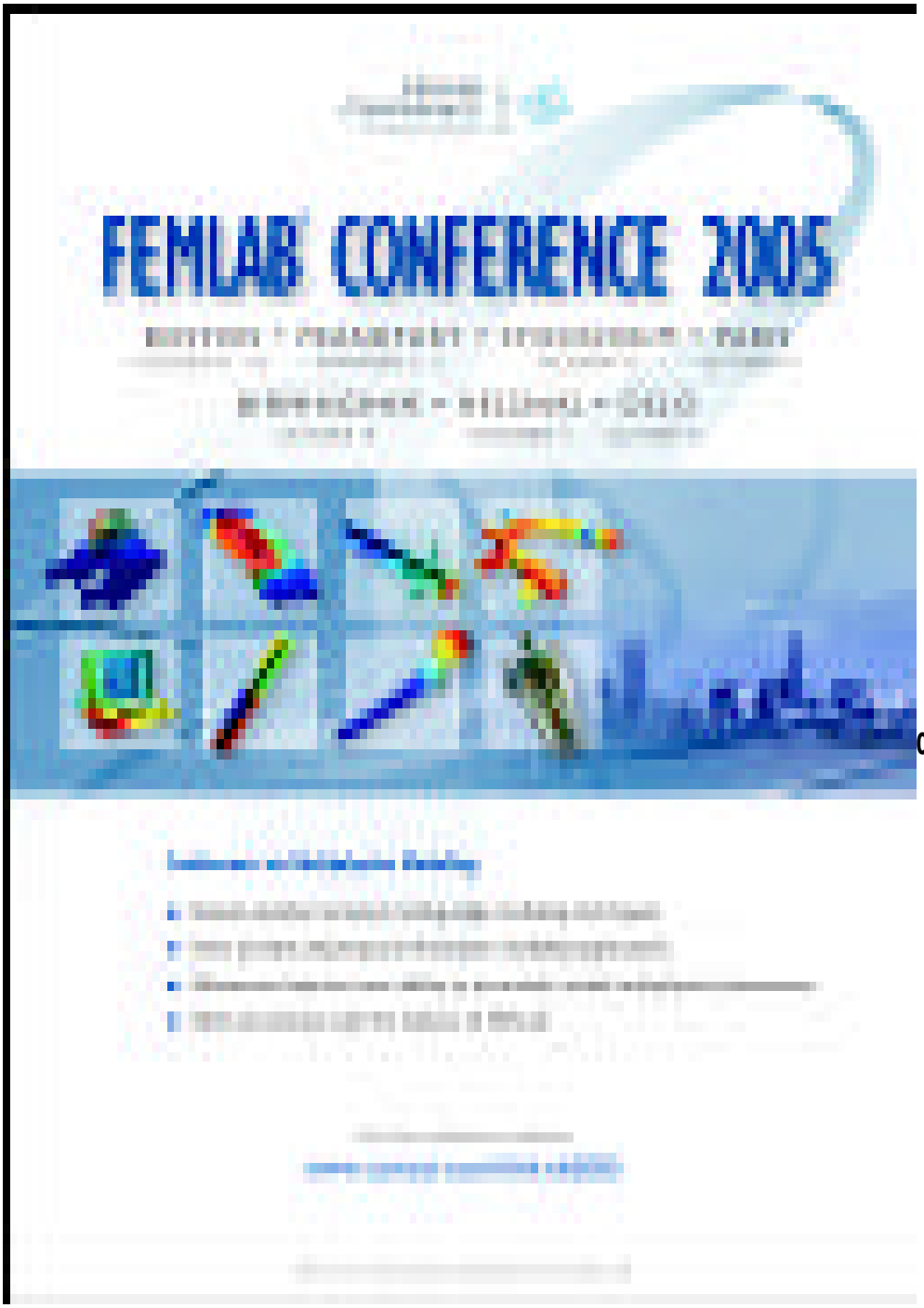
Korrosion i procesanlæg er et problem i mange industrier. I olie- og gasindustrien kan korrosion være et mangehovedet uhyre. Det, der er bestemmende for korrosionen, er afhængig af nedenstående faktorer:

- Fluid-sammensætning: H_2O, CO_2, H_2S, O_2, ionfordeling, pH, partikulært materiale
- Temperatur og tryk
- Flowhastighed
- Materialevalg
- Bakterieaktivitet
- Scale-afsætning
- Voksafsætning

De fleste af disse faktorer ligger fast og er upåvirkelige. I multifase- og gasrørledninger skyldes det korrosive miljø hovedsageligt produktion af CO_2 og vand, der danner et surt miljø, når CO_2-gas opløses i vandfasen. I multifaserørledninger kan begge faktorer være en begrænsende faktor, men det er givet, at der i løbet af nogle års produktion opstår et korrosivt miljø. I havvandsledninger er det oftest iltindholdet, der forårsager korrosionsskader. Endvidere udgør bakterievækst en alvorlig risiko i rørledninger. Voks og scale kan være forstærkende elementer, da de kan forhindre effektiviteten af de korrosionsnedsættende tiltag. H_2S kan forstærke CO_2-effekten, men indgår mest i mere komplicerede processer som hydrogencracking.

Hvordan undgås korrosion?

For at undgå korrosion på rørledningen skal operatøren lave et beskyttelsesprogram og et kontrolprogram til kontrol og justering af beskyttelsesprogrammet. Nedenstående liste er en oversigt ▶



over de værktøjer, som DONG E&P benytter sig af for at forebygge korrosionsskader på rørledninger og produktionsplatforme:
- Materialevalg
- Pigging
- Gastørring
- Afgasning af vand
- Afiltning
- Kemikalier: Korrosions-, scale- og voksinhibitorer, biocider og iltfjernere
- Anodisk beskyttelse

På designstadiet er mange af de bestemmende faktorer meget usikkert bestemt, men det er nu en gang operatørens lod.

En af de faktorer, operatøren har indflydelse på, er materialevalget. Der vælges typisk almindeligt carbonstål grundet pris og levering, men mere ædle super duplex stål samt chromlegeringer er også almindelige. Disse typer er langt dyrere at indkøbe og installere, men er meget mere bestandige over for CO_2-korrosion og kan derfor i visse tilfælde være kosteffektive.

I den danske del af Nordsøen er der stort set valgt carbonstål alle steder. Det gælder også for rørledningerne til Nini, Cecilie, og Stine. For at tage højde for den generelle korrosion gøres rørvæggen på rørledningerne tykkere, end de trykbærende analyser angiver. Det kaldes korrosionstillæg, og er en vigtig del af detailprojekteringen. Ikke for meget, men heller ikke for lidt. Alt stål koster penge.

At undgå lokal korrosion (pitting)

Den generelle korrosion er normalt ikke et problem. Det er den lokale korrosion derimod. Det første man skal gøre for at undgå lokal korrosion er at holde rørledningen så ren som muligt. Det gøres ved at sende en rensegris gennem røret med passende mellemrum. At rørledningen er ren er en forudsætning for at undgå korrosion og ikke mindst for at den øvrige beskyttelse er effektiv. Er rørvæggen i den sidste del af en rørledning delvist dækket af voks grundet temperaturfald, kan der opstå galvaniske effekter mellem den »voksbeskyttede« del og den rene, så den rene rørvæg bliver yderligere korroderet.

For rørledninger, der transporterer gas, vil tørring virke korrosionsnedsættende, idet opløsningsmidlet fra CO_2/vandprocessen fjernes. Det er aktuelt i løftegasledningerne mellem Siri og satellitfelterne [1].

For ledninger, der transporterer produceret vand, gælder specielt, at CO_2-mængden i det producerede vand mindskes ned gennem ledningen og videre ned gennem produktionssystemet, idet trykket gradvist sænkes. Herved afgives opløst gas inkl. CO_2 til gasfasen og vandets aggressivitet mindskes. Imidlertid kan CO_2 opkoncentres i vanddråber i den øverste halvdel af røret og fremkalde pitting.

På mange produktionsplatforme bruges en blanding af havvand og produceret vand til vandinjektion. I disse tilfælde skal havvandet afiltes, inden det sendes i rørledningerne. Det foregår enten mekanisk, kemisk eller som en kombination. Der findes forskellige typer iltfjernere (oxygen scavengers). De udnytter alle ilts store lyst til at reagere og fjerner dermed den frie ilt. På Siri benyttes både mekanisk afiltning og iltfjernere til at reducere iltindholdet i injektionsvandet. Det producerede vands aggressivitet vil være aftaget dramatisk grundet afgasning og en følgelig fjernelse af CO_2

Anodisk beskyttelse er almindeligt kendt i mange industrier. På udvalgte positioner placeres anoder fremstillet af et materiale, der er mindre ædelt end det materiale, der skal beskyttes. Så angribes anoden først og skåner dermed f.eks. rørledningen. Anodisk beskyttelse anvendes normalt til udvendig korrosionsbeskyttelse af undersøiske rørledninger. Til indvendig korrosionsbeskyttelse er det vigtigste beskyttelsesværktøj kemikalier.

Korrosionsinhibitorer virker hyppigst ved at danne en beskyttende film på indersiden af røret. Det er vigtigt, at der tilsættes et overskud af kemikalie, så der ikke opstår huller i filmlaget. Det er kritisk, idet hullerne fungerer som offeranoder for resten af røret, og korrosionshastigheden sættes dramatisk op.

Biocider er bakteriegift. De tilsættes normalt først, hvis der er et erkendt bakterieproblem. Bakterier kan tygge sig igennem et stålrør på uhyggelig kort tid.

Alle disse metoder fungerer fint i teorien, men hvis ikke operatøren tjekker, at de virker i praksis, ender det galt.

Figur 4. Korroderet og tilscalet rørspool.

Korrosionsovervågning

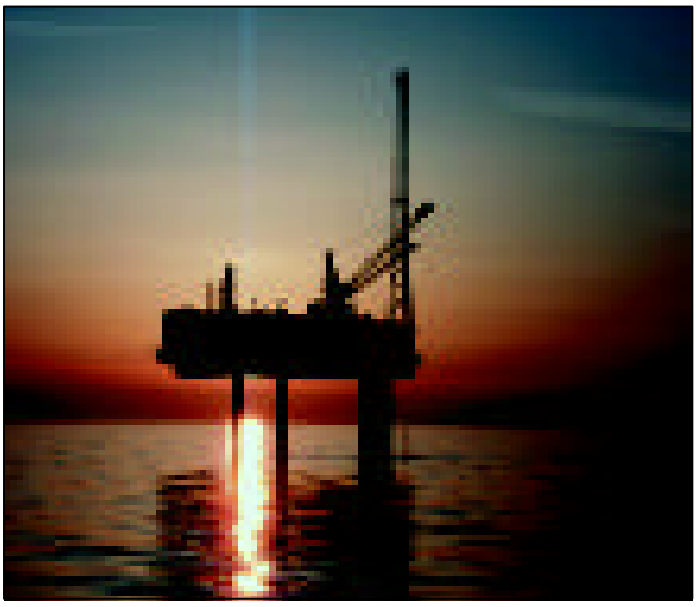
Derfor er det vigtigt allerede på designstadiet at overveje, hvor man gerne vil kunne udtage prøver til laboratorietest. Der findes en række analytiske værktøjer til korrosionsovervågning. Nogle er simple og billige andre besværlige og dyre. Det er relativt nemt at konstatere, om der forsvinder materiale fra rørledningerne, men det er meget besværligt at bestemme, hvorfra det er forsvundet.

Operatøren udfører typisk:
- Jernmålinger i det producerede vand: Giver et godt billede af den generelle korrosion, men fortæller intet om lokal korrosion. Måles ofte.
- Målinger af overskydende kemikalie: Analyser af vand, der er kommet gennem rørledningen, afslører om der under- eller overdoseres. Der skal være en vis mængde tilovers. Måles ofte.
- Iltindhold: Afslører om ilten er nedbragt til et acceptabelt niveau omkring 5-50 ppb. Måles dagligt.
- Pigging: Kontrollerer sig selv. Er der intet fast stof med grisen er alt ok. Er der meget fast stof med grisen, skal det enten gøres hyppigere, eller også skal en af de andre beskyttelsesmetoder justeres. Gøres ofte i multifasesystemer, sjældnere i de andre systemer.
- Måling af bakterier: Der er varierende metoder afhængig af bakterie. Gøres sjældent før man har konstateret vækst. Herefter hyppigt i forbindelse med biocidbehandling.
- Intelligent gris: En meget vigtig, men dyr metode til at få en tilstandsrapport over rørledningen. En intelligent gris er en gris, hvorpå der er sat en række måleinstrumenter. Herved kan operatøren få vægtykkelse (og mangel på samme) angivet med en meget stor opløselighed. Det udføres sjældent pga. omkostningerne.

Korrosionsovervågning er besværligt og kostbart, men et nødvendigt onde, hvis man skal overleve i branchen.

Fremtiden

I olie- og gasindustrien er der efterhånden høstet mange erfaringer med ubemandede brøndhovedplatforme som Nini og Cecilie, og rørledningerne er langsomt, men sikkert blevet længere og længere. Den høje oliepris har skabt basis for en række teknologiske landvindinger både over og under havbunden. Sidste skud på stammen, over havbunden men under havoverfladen, er de undersøiske udbygninger. Denne teknologi er i en rivende udvikling. Det har medført at små marginalfelter udnyttes, og at meget store projekter, der hidtil har været anset som for komplicerede, nu realiseres. I den norske del af Nordsøen er der p.t. to meget omfattende udbygninger i gang udelukkende baseret på undersøiske platforme. Den ene er Ormen Lange, hvor en række olie- og gasselskaber, bl.a. DONG, samarbejder om at hente gas op ca. 130 km vest for den norske kyst. Denne udbygning kommer til at foregå under meget ekstreme forhold sammenlignet med den danske Nordsø. Feltet er placeret på ca. 1000 m dybde, og grundet tryk og saltindhold er der negativ havbundstemperatur. Over 20 km skal produktionen føres op ad en ca. 800 m stigning. Læseren kan selv forestille sig, hvilke flowassurance-udfordringer dette projekt står over for. Der skal helst ikke regnes forkert.



Figur 5. Men kønt kan der være.

E-mail-adresser
Mads Østerbye: moe@dong.dk
Kasper Østergaard: koe@dong.dk
Lars Stampe: lst@dong.dk

Reference
1. Østergaard, Dansk Kemi, 10(14), 2003

Ejerandele

Nini:
40% ejes af DONG, 30% af Denerco Oil og 30% af RWE Dea.

Cecilie:
20% ejes af DONG, 37% af Denerco Oil, 24% af Denerco Petroleum og 17% af RWE Dea.

Siri og Stine:
50% ejes af DONG, 20% af Denerco Oil og 30% af Paladin.
DONG E&P er operatør af alle fire felter.