

Technische bijlage bij advies RWS t.a.v. mogelijk toekomstig hergebruik

Petrogas

Wat betreft het gebruik van de leiding voor het transport van waterstof is een en ander onderzocht door Gasunie in het kader van het H₂-Demo-1-project. Petrogas is hierbij niet direct betrokken geweest, maar de mondeling overgebrachte indicaties waren dat de leiding hiervoor eveneens geschikt zou zijn. Cruciaal hierbij is het gegeven dat zolang een leiding op minder dan de helft van de "yield strength" wordt geëxploiteerd, het risico op zogenoemde 'hydrogen embrittlement' beheersbaar blijft. In dit kader is de relatief hoge ontwerpdruk van de leiding (142,5 bar) zeer gunstig voor de herbruikbaarheid. Momenteel is het H₂-Demo-1-project uitgesteld en wordt er geen verder onderzoek gedaan naar het gebruik van de leiding voor H₂.

Reactie RWS

Voor de evaluatie of hergebruik van de transportleiding wenselijk is hebben wij gebruik gemaakt van IGC Doc 121/14 European Industrial Gases Association en het document van de Europese Commissie "Pipelines for hydrogen transport: A review of integrity and safety challenges". Uit deze documenten blijkt dat olietransportleidingen een hogere kans op corrosie hebben, waardoor de leiding minder geschikt is voor waterstof, omdat waterstofverbrossing (proces waarbij kleine scheurtjes in staal ontstaan) het snelst optreedt in zwakke plekken in een leiding (bv. corrosie pits). Verder bestaat de leiding uit API 5L X-60, terwijl het wenselijk is dat voor het gebruik van leidingen API 5L X-52 of zwakkere metalen met hogere ductiliteit (de mate waarin een materiaal plastische vervorming kan ondergaan zonder te breken) worden gebruikt om de effecten van waterstofverbrossing te voorkomen.

Volgens IGC Doc 121/14 wordt aanbevolen dat de zwavelconcentratie in het metaal maximaal 0.01% zou zijn, maar uit de röntgenfluorescentiemetingen blijkt dat de zwavelconcentratie meer dan tien keer zo hoog is in de bestaande leiding. Zwavel binnen een metaal versnelt waterstofverbrossingsreacties omdat het een geprefereerd reactiepunt is. Uit de röntgenfluorescentiemetingen blijkt verder dat er een verhoogd aandeel aan mangaan is (meer dan 1%). Mangaan zelf leidt tot hogere hardheid, maar daarmee neemt ook de kans toe op de vorming van hard en broos, niet-getemperd martensiet (zeer harde, sterke, maar brosse metaalstructuur die ontstaat door het extreem snel afkoelen ('afschrikken') van staal) na het lassen. De aanwezigheid van broos, niet-getemperd martensiet kan leiden tot microscheurtjes en de gevoeligheid voor defecten door waterstof vergroten.

Verder missen we nu informatie, die belangrijk is: sterkte, hardheid en microstructuur van het staal, evaluatie van de gelaste leiding punten, koolstofequivalent, mechanische eigenschappen, details over de PIP (pegging) schoonmaak procedures, identificatie van beschadigingen zoals scheuren, deuken etc. die waterstofverbrossing kunnen bevorderen.

Volgens de informatie die wij nu hebben kunnen wij hergebruik van de leiding voor transport van waterstof niet aanbevelen.

Petrogas

Dit project richt zich op het hergebruik van de leiding voor het transport van CO₂ in gasvormige dan wel superkritische (de zogenoemde "dense") fase voor het on- en/of offshore gedeelte (dus niet waterstof). In het geval van transport in gasfase zal dit plaatsvinden bij een druk tussen de 30 en 45 bar. In het geval van een superkritische fase zal dit zijn bij een druk van circa 80 bar, die tevens de injectiedruk zal vormen. Afhankelijk van waar compressie tot injectiedruk kan plaatsvinden, zal het transport in de on/offshore leiding plaatsvinden in gas/gas-, gas/superkritische- of superkritische/superkritische fase. Momenteel worden zowel opties voor onshore, als offshore compressie onderzocht. Voor de modaliteitswisseling worden HAZID- en QRA-studies, alsmede technische onderzoeken uitgevoerd. De eerste resultaten hiervan zijn positief. Petrogas verwacht de definitieve uitkomsten tegen het einde van het jaar.

Aangetoonde lacunes in richtlijnen van onder andere DNV-GL en de daaraan gekoppelde nationale wetgeving worden via het CO₂SafePipe Joint Industry Project (onder beheer van DNV-GL) geadresseerd. In samenwerking met Salzgitter Mannesmann Forschung, Versatec en Bureau Veritas wordt gekeken naar de materiaalgeschiktheid van de verschillende leidingdelen ('joints') waaruit de pijpleiding is opgebouwd. Hiervoor zijn segmenten van de leiding, die na de bouw bewaard zijn gebleven en bij de verwijdering van het Helm-platform veiliggesteld, gebruikt voor diverse laboratoriumtests. In de volgende fase zal op basis van deze resultaten een numeriek model worden opgesteld. Het doel is om eind 2025 te komen tot een "design certificate" en (idealerweise) voor eind 2026 tot een "certificate of fitness".

Ook de kosten en baten van het hergebruik van de leiding worden in het kader van het project beoordeeld. Hierbij wordt het transport van CO₂ door de leiding en de injectie van CO₂ in het Q1

Helm/Helder-reservoir afzonderlijk bekeken, maar ook in het licht van de (betaalbaarheid van de) integrale waardeketen. Op basis van de eerste resultaten lijken beide activiteiten economisch rendabel en concurrerend in de zich ontwikkelende markt.

Reactie RWS

Volgens onze verwachtingen zou de leiding inderdaad een betere geschiktheid hebben voor CO₂. Maar wij willen desondanks aanbevelen dat een hele interne re-inspectie van de buisleiding wenselijk is om de geschiktheid voor CO₂ te toetsen. Verder willen wij aangeven dat het "best practice" zou zijn niet alleen eerder ontstane restanten of staalmonsters van nabij het platform te testen, maar monster uit de te hergebruiken leiding zelf. Op die manier kan het best worden getest of corrosie, ablatie of andere slijtageprocessen de geschiktheid voor het hergebruik voor CO₂ kunnen beïnvloeden. Uit de informatie bij de melding wordt niet duidelijk of er recente monsters uit die leiding beschikbaar zijn voor analyses. "Hiervoor zijn segmenten van de leiding, die na de bouw bewaard zijn gebleven en bij de verwijdering van het Helm-platform veiliggesteld, gebruikt voor diverse laboratoriumtests". Na de bouw bewaard gebleven lijkt te impliceren dat die delen niet in direct contact met de olie waren. Voor ons is het verder niet duidelijk of de segmenten die bij verwijdering van het Helm-platform veilig gesteld werden echt uit de zeebodemleiding waren of uit de riser die het platform met de leiding verbindt. Het kan wel zijn dat deze onderdelen toch uit de zeebodemleiding kwamen, maar dat is ons niet helemaal duidelijk.

De volgende aandachtspunten zijn verder van belang uit NEN 3650-2:2025 voor CO₂ transport: "De compatibiliteit met alle materialen die in contact kunnen komen met CO₂, zoals afdichtingen, (flens)pakkingen, polymeren, smeermiddelen, enz., moet worden nagegaan. CO₂ is een uitstekend oplosmiddel voor organische materialen; zo kunnen smeermiddelen voor pompen en afsluiters op olie- of polymeerbasis onderhevig zijn aan snelle oplossing in CO₂." Dus hebben wij een goed overzicht nodig welke materialen in de leiding worden en zijn gebruikt.

En: "Als de leiding lokaal bezwijkt in de vorm van een axiale scheur, dan kan deze scheur blijven groeien indien de decompressie van het CO₂ langzamer verloopt dan de scheurpropagatiesnelheid."

Een volledige inspectie van de leiding om eventuele beschadigingen te ontdekken is nodig om geschiktheid voor hergebruik te bepalen.