

ONDERZOEK TECHNISCHE ASPECTEN VAN WATERSTOF

IN BESTAANDE BUISLEIDINGEN T.B.V. DE ENERGIETRANSITIE



Ministerie van Infrastructuur
en Waterstaat



Ministerie van Infrastructuur & Waterstaat

Revisie B

19 november 2019



BILFINGER

Opdrachtgever: **Ministerie van Infrastructuur & Waterstaat**
Project: **Onderzoek technische aspecten van waterstof**

Onderzoek Technische Aspecten van Waterstof in Bestaande Buisleidingen t.b.v. de Energietransitie

Bilfinger Tebodin Netherlands B.V.

Spoorstraat 7
3112 HD Schiedam
Postbus 922
3100 AX Schiedam

Auteur: W. Huinen
- Telefoon: +31 (0) 6 16 58 26 00
- E-mail: wouter.huinen@bilfinger.com

19 november 2019
Ordernummer: T53052.01
Documentnummer: 53052.01-1917001
Revisie: B

B	19-11-2019	Derde uitgave – definitief	WHNN	HHDN
A	23-10-2019	Tweede uitgave – commentaar werkgroep verwerkt	WHNN	HHDN
0	12-09-2019	Eerste uitgave – voor commentaar	WHNN	HHDN
Rev.	Datum	Omschrijving	Opsteller	Gecontroleerd

© Copyright Bilfinger Tebodin

Alle rechten voorbehouden. Niets uit deze uitgave mag worden verveelvoudigd en/of openbaar gemaakt worden door middel van druk, fotokopie of op welke andere wijze ook zonder uitdrukkelijke toestemming van de uitgever.

Inhoudsopgave

Voorwoord	5
Samenvatting	6
Summary	8
1 Inleiding	10
1.1 Onderzoeksvragen	10
1.2 Belang van toepassing waterstof	10
1.3 Leeswijzer	11
2 Normering en regelgeving	12
2.1 NEN 3650	12
2.2 Ontwerpcondities	13
2.3 Gasunie Technische Standaarden	14
2.4 ASME B31.12	14
2.4.1 Ontwerpopties	14
2.4.2 Ontwerpcondities	15
2.5 European Industrial Gases Association	18
2.6 Bevb	18
2.6.1 Wijziging toepassingsgebied buisleiding	19
2.6.2 Verschil in rekenmethodiek ondergrondse aardgasleidingen en waterstofgasleidingen	19
3 Eigenschappen waterstofgas en aardgas	21
3.1 Producteigenschappen waterstof en methaan	21
3.2 Productsamenstelling	21
3.3 Afweging voor- en nadelen waterstof en aardgas	21
4 Ontwerpaspecten nieuwe en bestaande leidingen t.b.v. waterstoftransport	23
4.1 Leidingparameters bestaande leidingen	23
4.1.1 Aardgasleidingen	23
4.1.2 Olieproductleidingen	25
4.1.3 Waterstofgasleidingen	26
4.2 Nieuwe waterstofgasleidingen	26
4.3 Diepteligging / gronddekking	26
4.3.1 Bestaande leidingen	26
4.3.2 Nieuwe waterstofgasleidingen	27
4.4 Aandachtspunten voor leidingcomponenten in waterstofgastoeepassingen	27
4.4.1 (Isolatie)flenzen	27
4.4.2 Afsluiters	27
4.4.3 Pigging stations	28
4.4.4 Afblaasleidingen	28
5 Operatie, beheer en onderhoud waterstof vs. aardgas	29
5.1 Operatie	29
5.1.1 Inwendige druk	29
5.1.2 Drukwisselingen	29
5.1.3 Mediumtemperatuur	29
5.1.4 Debieten	29
5.2 Beheer en onderhoud	29
5.2.1 Lekkageonderzoek	29
5.2.2 Inline inspection (ILI)	30
5.2.3 Vervuilingen	30
5.2.4 Corrosie	31
5.2.5 Erosie	31
5.2.6 Trillingen en pulsaties	31

5.2.7 Diffusie	31
6 Faaloorzaken, -mechanismen en -effecten waterstoftransportleidingen	33
6.1 Mechanische eigenschappen van koolstofstaal in een waterstofgasomgeving	33
6.1.1 Trekeigenschappen	33
6.2 Waterstofverbrossing	34
6.3 Vermoeiing	35
6.3.1 Voorbeeld bepaling scheurgroeisnelheid	38
6.3.2 Vermindering van door waterstof versterkte vermoeiingsscheurgroei	40
6.4 Leidingfalen	41
6.4.1 Kritieke krasdiepte	41
6.4.2 Scheurstopcapaciteit	42
6.5 Beschouwing	42
7 Fitness for service vs. fitness for purpose	43
7.1 Fitness for service	43
7.2 Fitness for purpose	43
8 Conclusies	44
8.1 Algemeen	44
8.2 Fitness for purpose	44
Referenties	46

Bijlagen	Revisie	Datum
1. Memorandum Gasunie, advies 0883 (kenmerk VA 19.0290)	-	31-07-2019

Voorwoord

Dit rapport beschrijft de resultaten van het onderzoek naar de technische aspecten van waterstofgastoeepassingen in bestaande buisleidingen, ten behoeve van de energietransitie.

Het doel van dit rapport is enerzijds handvaten en aandachtspunten geven voor de bestemmingswijzigingen van met name aardgastransportleidingen naar waterstofgastoeepassingen en anderzijds technische achtergrond te leveren voor een externe veiligheidsonderzoek. Dit externe veiligheidsonderzoek behoort niet tot de onderzoeksopdracht van dit rapport.

Dit rapport is opgesteld op verzoek van het Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat. Het onderzoek is begeleid en van commentaar en aanvullingen voorzien door een commissie met de volgende deelnemers:

C. Theune (voorzitter)	Projectleider,	Ministerie Infrastructuur en Waterstaat
M. Dröge	Expert externe veiligheid,	N.V. Nederlandse Gasunie, Groningen
H. van der Heden	Manager engineering pipelines,	Bilfinger Tebodin Netherlands B.V., Schiedam
J. Heitink	Risico-analist,	AVIV B.V., Enschede
W. Huinen (auteur)	Senior pipeline engineer,	Bilfinger Tebodin Netherlands B.V., Schiedam
G. de Kok	Manager operations & risk management,	Zebra Gasnetwerk B.V., Bergen op Zoom
G. Laheij	Onderzoeker,	Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milieu, Bilthoven
L. Vijgen	Senior policy maker external safety,	DCMR Milieudienst Rijnmond, Schiedam
K. Wezenbeek	Pipeline network manager,	Air Liquide Benelux Industries - Large Industries, Antwerpen

Samenvatting

Het ministerie van Infrastructuur en Waterstaat (IenW) zet in op leefbaarheid en bereikbaarheid, met een vlotte doorstroming in een goed ingerichte, schone en veilige omgeving. Het ministerie werkt aan krachtige verbindingen over de weg, spoor, het water en door de lucht, beschermt tegen wateroverlast en bevordert de kwaliteit van lucht en water.

Vanuit het ministerie heeft de directie Omgevingsveiligheid en Milieurisico's behoefte aan het leveren van technische (integriteits-)informatie voor het onderzoek naar het transport van waterstof in bestaande buisleidingen, met name (oorspronkelijk) bestemd voor aardgas. Deze dienst houdt zich bezig met beleid op het gebied van risicovolle activiteiten met gevaarlijke stoffen.

In dit rapport zijn de belangrijkste technische aspecten gebundeld, die komen kijken bij het toepassen van waterstofgas in bestaande buisleidingen. Voor het onderzoek van waterstoftoepassingen in bestaande leidingen is beschouwd welke van deze technische aspecten een positieve dan wel negatieve invloed kunnen hebben op de fitness for purpose van de bestaande leiding en de berekening van de externe veiligheid. Hiertoe is op basis van verschillende ontwerpnormen en -standaarden en overige literatuur, welke van toepassing zijn voor hogedruk gasleidingen, bekeken wat de verschillen in ontwerpproblemen zijn tussen aardgasleidingen enerzijds en waterstofgasleidingen anderzijds.

Hierna volgen puntsgewijs de algemene conclusies voor het gebruik van bestaande leidingen voor waterstoftoepassingen:

- De ontwerpfactoren die door de jaren heen toegepast zijn voor hogedruk aardgasleidingen zijn in lijn met de gebruikte ontwerpfactoren voor nieuw te bouwen waterstofleidingen. Daarmee zijn de gebruikte wanddiktes van de bestaande leidingen, behorende bij de betreffende leidingdiameters, ontwerpdrukken en staalkwaliteiten, geschikt voor gebruik van waterstof bij een vergelijkbare ontwerpdruk.
- Uitgaande van een schoon en droog leidingsysteem (geen continue aanvoer van vloeibaar water, waterdauwpunt drooggas < 60% relatieve vochtigheid) is vocht geïnduceerde corrosie uit te sluiten. Of microbiologisch geïnduceerde corrosie onder ontwerpcondities ($p = 40$ tot 80 barg, $T = 30$ tot 50 °C) volledig is uit te sluiten, is niet geheel duidelijk. Dit is met name afhankelijk van de in het leidingsysteem aanwezige zwavelverbindingen. Uitgaande van de toepassing van een zwavelvrije odorant, is corrosie aan de binnenzijde van de leidingen naar verwachting uit te sluiten.
- Ten opzichte van aardgas treden in waterstofgas minder stroming geïnduceerde pulsaties, turbulentie en akoestisch geïnduceerde trillingen op, ook in geval van een driemaal hogere stroomsnelheid. Enkel bij insteekhuizen worden hogere vortexfrequenties berekend voor een driemaal hogere stroomsnelheid in waterstofgas, wat mogelijk kan resulteren in schade. Of dit werkelijk het geval is, zal moeten volgen uit gedetailleerde berekeningen.
- Bij ontwerpcondities die gelden voor een groot deel van de hogedruk aardgasleidingen in Nederland ($p_{max} = 80$ barg, $T_{max} = 50$ °C), worden geen onacceptabele waterstofverbrossing fenomenen zoals HIC, HTHA en koud-scheuren verwacht. Onder deze ontwerpcondities vallen in principe alle regionale (RTL) en hoofdtransportleidingen (HTL).
- Het schademechanisme dat voor waterstoftoepassingen onder aardgas ontwerpcondities extra aandacht verdient is vermoeiingsscheurgroei. Voor kleinere leidingen ($\leq DN400$) met een lagere staalkwaliteit ($R_e \sim 245$ N/mm²) wordt geen excessieve scheurgroei verwacht, ook niet voor grotere drukwisselingen ($\Delta p \sim 30\%$ van de ontwerpdruk). Deze kleine bestaande leidingen behoeven niet aan een uitgebreide kwantitatieve analyse onderworpen te worden, wanneer ze gebruikt gaan worden voor waterstofgastoepassingen. Voor grotere leidingen ($> DN400$) met een hogere staalkwaliteit ($R_e \geq 415$ N/mm²) resulteren kleinere drukwisselingen ($\Delta p \leq 10\%$ van de ontwerpdruk) naar verwachting ook niet in excessieve scheurgroei. Wanneer grotere drukwisselingen worden verwacht, is er wel een reële kans op vermoeiingsscheurgroei. In dit geval zal een kwantitatieve analyse uitgevoerd moeten worden, welke mogelijk resulteert in beperkingen in de bedrijfsvoering in de vorm van lagere bedrijfsdrukken en/of drukwisselingen.

Specifiek op het gebied van FFP dient er rekening gehouden te worden met het volgende:

- Een bestaand leidingsysteem, welke ingezet gaat worden voor waterstoftransport, dient schoon en droog waterstofgas te kunnen afleveren. Grote bestaande leidingen ($> DN400$) hebben vaak pigging voorzieningen, welke alvorens ingebruikname voor waterstofgastoepassingen, gebruikt kunnen worden voor de reiniging. Het is ook mogelijk om het waterstofgas bij de afnemer te zuiveren. De toepassing van het waterstofgas (verbranding, brandstofcel, grondstof) bepaalt de noodzakelijke mate van reiniging.

- Het is noodzakelijk dat de kwaliteit van een bestaande leiding wordt vastgesteld op basis van een documentonderzoek, alvorens deze ingezet gaat worden voor waterstofgastransport. Voor grote leidingdiameters ($> DN400$) of leidingen met een hogere staalkwaliteit ($R_e \geq 415 \text{ N/mm}^2$) is een van de focuspunten het beredeneren of er aanleiding is voor de aanwezigheid van eventuele (vermoeiings-)scheuren in de leiding. Op basis van scheurgroeiberekeningen dient vervolgens ingeschat te worden, of vermoeiingsscheurgroei een probleem kan gaan vormen. Hiertoe is het zaak dat de bedrijfsvoering (drukwisselingen) zo goed mogelijk ingeschat kan worden en dat er veilige drempelwaarden voor vermoeiingsscheurgroei bekend zijn. Deze inschatting dient na 1 à 2 jaar bedrijfsvoering met waterstofgas getoetst te worden. De drempelwaarden voor vermoeiingsscheurgroei zijn staalsoort afhankelijk. Staalsoorten met een vloeigrens $R_e \geq 415 \text{ N/mm}^2$, treksterkte $R_m \geq 800 \text{ N/mm}^2$ en/of een hardheid van 22 HRC of 250HB zijn vatbaar voor vermoeiingsscheurgroei bij waterstofgastoepassingen.
- Voor lekkagegevoelige leidingonderdelen als afsluiters en flensverbindingen dient nagegaan te worden of deze voldoende lekdicht zijn voor waterstofgastoepassingen. Indien dit niet aangetoond kan worden, dienen deze componenten vervangen te worden door voor waterstofgas geschikte componenten.

Summary

The Ministry of Infrastructure and Water Management (Dutch: Infrastructuur en Waterstaat, IenW) focuses on liveability and accessibility, with a smooth flow in a well-designed, clean and safe environment. The ministry is working on strong connections by road, rail, water and air, protects against flooding and promotes the quality of air and water.

The Department of Environmental Risk and Safety (Dutch: Omgevingsveiligheid en Milieurisico's) requires the provision of technical (integrity) information for research into the transport of hydrogen in existing pipelines, in particular (originally) intended for natural gas. This department deals with policy in the field of high risk activities with hazardous substances.

This report bundles the most important technical aspects that come into play when applying hydrogen gas to existing pipelines. For the investigation of hydrogen applications in existing pipelines, it was considered which of these technical aspects could have a positive or negative influence on the fitness for purpose of the pipeline and the calculation of external safety. To this end, based on various design norms and standards and other literature applicable to high-pressure gas pipelines, the differences in design principles between natural gas pipelines on the one hand and hydrogen gas pipelines on the other were examined.

The following is a point-by-point general conclusion for the use of existing pipelines for hydrogen applications:

- The design factors that have been applied over the years for high-pressure natural gas pipelines are in line with the design factors used for newly constructed hydrogen pipelines. The wall thicknesses of the existing pipelines, corresponding to the relevant pipe diameters, design pressures and steel qualities, are therefore suitable for the use of hydrogen at a comparable design pressure.
- Based on a clean and dry piping system (no continuous supply of liquid water, water dew point dry gas < 60% relative humidity), moisture-induced corrosion can be excluded. Whether microbiologically induced corrosion under design conditions ($p = 40$ to 80 barg, $T = 30$ to 50 °C) can be completely excluded, is not entirely clear. This depends in particular on the sulfur compounds present in the pipeline system. Based on the use of a sulfur-free odorant, corrosion on the inside of the pipelines is expected to be excluded.
- Compared to natural gas, less flow induced pulsations, turbulence and acoustically induced vibrations occur in hydrogen gas, even in the case of a three times higher flow rate. Only with insert sleeves higher vortex frequencies are calculated for a three times higher flow rate in hydrogen gas, which could possibly result in damage. Whether this is really the case will have to follow from detailed calculations.
- Under design conditions that apply to a large part of the high pressure natural gas pipelines in the Netherlands ($p_{max} = 80$ barg, $T_{max} = 50$ °C), no unacceptable hydrogen embrittlement phenomena such as HIC, HTHA and cold cracking are expected. In principle, these design conditions include all regional and main transport lines.
- The damage mechanism that deserves extra attention for hydrogen applications under natural gas design conditions is fatigue crack growth. For smaller pipelines (\leq DN400) with a lower steel quality ($R_e \sim 245$ N/mm²) no excessive crack growth is expected, not even for larger pressure changes ($\Delta p \sim 30\%$ of the design pressure). These small existing pipelines do not need to be subjected to an extensive quantitative analysis, when they will be used for hydrogen gas applications. For larger pipelines ($>$ DN400) with a higher steel quality ($R_e \geq 415$ N/mm²), smaller pressure changes ($\Delta p \leq 10\%$ of the design pressure) are not expected to result in excessive crack growth either. However, when larger pressure changes are expected, there is a real chance of fatigue crack growth. In this case, a quantitative analysis will have to be performed, which may result in operational limitations in the form of lower operating pressures and/or pressure cycles.

Specifically in the field of fitness for purpose (FFP), the following should be taken into account:

- An existing pipeline system, which will be used for hydrogen transport, must be able to deliver clean and dry hydrogen gas. Large existing pipelines ($>$ DN400) often have pigging facilities, which can be used for cleaning the pipelines prior to commissioning for hydrogen gas applications. It is also possible to purify the hydrogen gas at the consumer. The use of the hydrogen gas (combustion, fuel cell, raw material) determines the necessary degree of cleaning.
- It is necessary that the quality of an existing pipeline is determined based on a document investigation, before it will be used for hydrogen gas transport. For large pipeline diameters ($>$ DN400) or pipes with a higher steel quality

($R_e \geq 415 \text{ N/mm}^2$), one of the focal points is the possibility for the presence of any (fatigue) cracks in the pipelines. Based on crack growth calculations, it must then be estimated whether fatigue crack growth can become a problem. To this end, it is important that operational management (pressure changes) can be predicted as well as possible and that safe threshold values for fatigue crack growth in different pipeline materials are known. This prediction should be confirmed after 1 to 2 years of hydrogen gas operation. These threshold values depend on the type of steel. Steels with a yield point $R_e \geq 415 \text{ N/mm}^2$, tensile strength $R_m \geq 800 \text{ N/mm}^2$ and/or a hardness of 22 HRC or 250HB are generally more susceptible to fatigue crack growth in hydrogen gas applications.

- For leak-prone pipeline components such as valves and flange connections, it must be checked whether these are sufficiently leak-tight for hydrogen gas applications. If this cannot be proven, these components must be replaced by components suitable for hydrogen gas applications.

1 Inleiding

Het ministerie van Infrastructuur en Waterstaat (IenW) zet in op leefbaarheid en bereikbaarheid, met een vlotte doorstroming in een goed ingerichte, schone en veilige omgeving. Het ministerie werkt aan krachtige verbindingen over de weg, spoor, het water en door de lucht, beschermt tegen wateroverlast en bevordert de kwaliteit van lucht en water.

Vanuit het ministerie heeft de directie Omgevingsveiligheid en Milieurisico's behoefte aan het leveren van technische (integriteits-)informatie voor het onderzoek naar het transport van waterstof in bestaande buisleidingen, met name (oorspronkelijk) bestemd voor aardgas. Deze dienst houdt zich bezig met beleid op het gebied van risicovolle activiteiten met gevaarlijke stoffen.

Waterstof als alternatieve energiedrager in buisleidingen wordt van belang in het kader van de energietransitie. Op 14 november 2017 heeft Gasunie een brief gestuurd aan de Staatssecretaris van IenW, waarin Gasunie aandacht vraagt voor verwachte belemmeringen voor het optimaal inzetten van buisleidingen voor de energietransitie. De DGMI heeft bij brief van januari 2018 geantwoord dat, naar aanleiding van het verzoek, opdracht zal worden gegeven voor een wetenschappelijk onderzoek naar de risico's van nieuwe transportstromen van waterstof door bestaande buisleidingen.

1.1 Onderzoeksvragen

De vragen zijn opgesplitst naar verschillende deelonderzoeken per specialisme en worden op basis van prioriteit uitgezet. De eerste prioriteit ligt bij vragen over de verschillen in de techniek van risicobeheersing bij buisleidingen met waterstof enerzijds en olie en (aard)gasproducten anderzijds. Vervolgens wordt bekeken hoe die verschillen overbrugd kunnen worden.

Met dit onderzoek naar de technische aspecten van waterstof in bestaande leidingen zal worden beoordeeld of ten behoeve van de energietransitie er vanuit de leiding-technische invalshoek reden is om wijzigingen door te voeren in de rekenmethodiek voor omgevingsveiligheid of in andere beleidseisen zoals opgenomen in het Besluit externe veiligheid buisleidingen (Bevb). Eindresultaat is een technisch rapport van overeenkomsten en verschillen tussen het transport van aardgas, respectievelijk van waterstof.

1.2 Belang van toepassing waterstof

Waterstof als energiedrager is relatief nieuw, maar wereldwijd wordt het al lange tijd grootschalig geproduceerd als industrieel gas voor tal van industriële toepassingen. Productie vindt daarbij voornamelijk plaats op basis van aardgas. Decarbonisatie van aardgas door toepassing van CCS (Carbon Capture and Storage) en inzet van waterstof als energiedrager kunnen op de korte en middellange termijn een significante bijdrage leveren aan de reductie van CO₂-emissies. Door conversie naar waterstof kan aardgas klimaatneutraal worden ingezet in de energievoorziening. Bij brede benutting van waterstof als energiedrager voor mobiliteit en transport, in de industrie en de energiesector, en mogelijk ook in de gebouwde omgeving, biedt dit een reële kans om de vereiste grootschalige reductie van CO₂-emissies te realiseren en tegelijkertijd de transitie naar duurzaam te faciliteren door opbouw van een toekomstgerichte infrastructuur. Naar verwachting kunnen grote delen van het huidige aardgassysteem hiervoor worden gebruikt, wat kan bijdragen aan een kosteneffectieve energietransitie.

Naast de verschillende toepassingen van waterstof is de systeemrol die het kan vervullen van belang. Conversie van elektrische energie, opgewekt met zon en wind, naar chemische energie in waterstof zorgt ervoor dat wind- en zonne-energie relatief eenvoudig in grote hoeveelheden kunnen worden opgeslagen en over grote afstanden worden getransporteerd. Dat maakt het variabele aanbod van zon en wind beschikbaar en regelbaar naar tijd en locatie. Tot slot voegt de brede toepasbaarheid van waterstof nog extra flexibiliteit toe aan het energiesysteem, doordat verschillende markten met elkaar worden verbonden, zoals de industrie, de mobiliteit en de gebouwde omgeving. Ook piekvragen naar energie kunnen zo in de toekomst volledig duurzaam worden ingevuld [14].

1.3 Leeswijzer

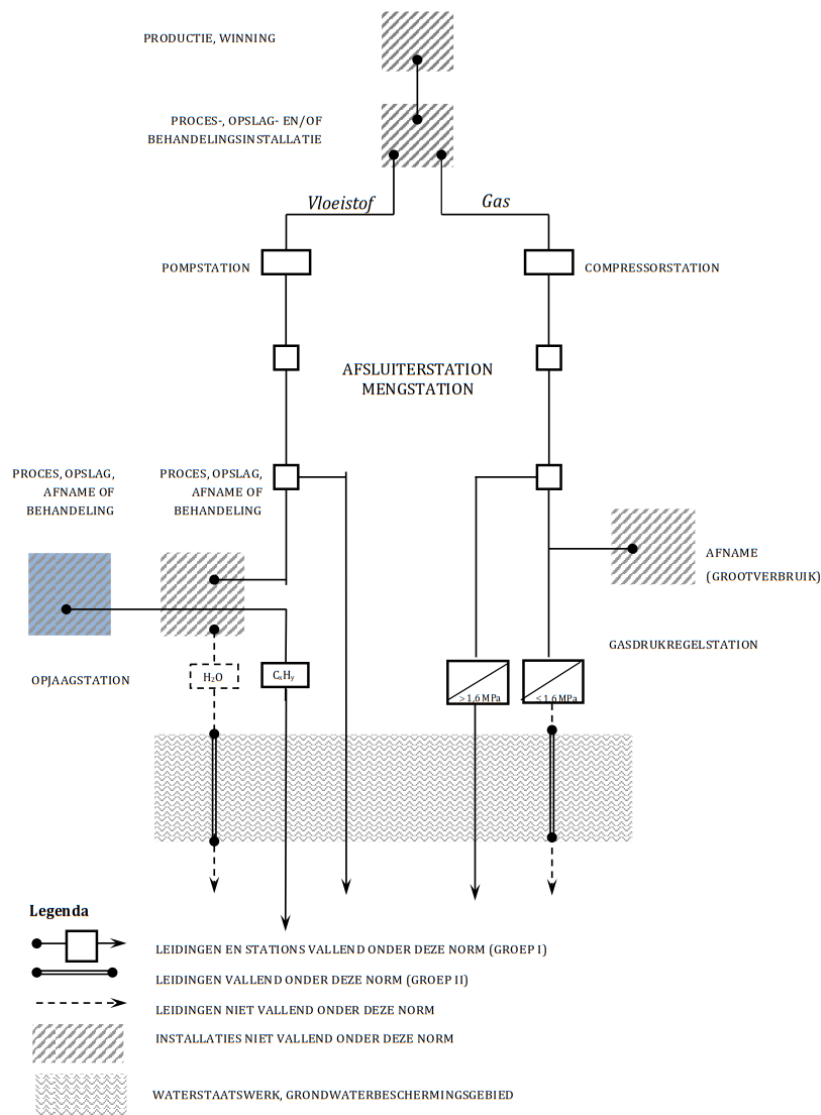
In het hierna volgende hoofdstuk 2 worden de voornaamste normen en regelgevingen behandeld omtrent het ontwerp van waterstofleidingen in Nederland. Vervolgens beschrijft hoofdstuk 3 de verschillende eigenschappen van waterstofgas ten opzichte van aardgas. Hoofdstuk 4 behandelt de ontwerpaspecten van nieuwe versus bestaande leidingen, ten behoeve van de toepassing van waterstof. In hoofdstuk 5 wordt kort uitgeweid over de verschillen in operatie, beheer en onderhoud tussen waterstofgas en aardgas. Hoofdstuk 6 beschrijft de voornaamste faaloorzaken, –mechanismen en –effecten in leidingen, gebruikt voor het transport van waterstofgas. Hoofdstuk 7 beschrijft een aantal aandachtspunten voor fitness for purpose en fitness for service. Tot slot worden in hoofdstuk 8 conclusies getrokken naar aanleiding van deze studie naar de technische aspecten van waterstof in bestaande leidingen.

2 Normering en regelgeving

Dit hoofdstuk beschrijft de voornaamste normering en regelgeving omtrent het ontwerp van (ondergrondse) waterstofleidingen in Nederland.

2.1 NEN 3650

Zoals het nu opgenomen is in NEN 3650 valt waterstof, zowel gasvormig als in vloeibare vorm, onafhankelijk van de (ontwerp)druk, onder Groep 1. De focus van dit rapport ligt op de hogedruk waterstof transportleidingnetten. Dit betreffen in alle gevallen Groep 1 leidingen, welke ontworpen en getoetst dienen te worden conform NEN 3650.



Figuur 1: Toepassingsgebied NEN 3650: Groep 1 en 2 leidingen

Voor de lagedruk distributienetten is het de vraag of waterstof een intrinsiek gevaarlijke stof is, waarvoor de kwaliteit van NEN 3650 leidingen noodzakelijk is. Indien dit zo is betekent het dat wanneer van het distributienet gebruik wordt gemaakt, dat deel van het distributienet op NEN 3650 niveau moet worden gebracht. Deze vraag valt niet binnen de scope van deze

studie, maar behoeft wel aandacht wanneer de situatie in de toekomst ontstaat, waarin waterstof afgeleverd dient te worden bij de eindgebruiker.

2.2 Ontwerpcndities

De minimaal benodigde wanddikte voor een leiding bij bepaalde ontwerpcndities kan bepaald worden middels de ketelformule. Deze formule bepaalt de tangentiële spanning ten gevolge van inwendige druk, welke lager of gelijk moet zijn aan het betreffende elastische toetsingscriterium conform NEN 3650. Dezelfde formule kan ook gebruikt worden om de ontwerpdruk voor een (bestaande) leiding met een bepaalde diameter-wanddikte-staalkwaliteit combinatie te bepalen:

$$\sigma_p = \frac{\gamma_p \cdot p_d \cdot D_g}{2 \cdot d_{min}} \leq \frac{R_e(\theta)}{\gamma_m} \rightarrow p_d = \frac{2 \cdot R_e(\theta) \cdot d_{min}}{D_g} \cdot \frac{1}{\gamma_m \cdot \gamma_p} = \frac{2 \cdot R_e(\theta) \cdot d_{min}}{D_g} \cdot f \quad (1)$$

Met:

σ_p	=	Tangentiële spanning ten gevolge van inwendige druk, in N/mm ²
p_d	=	Ontwerpdruk, in N/mm ²
$R_e(\theta)$	=	Vloiegrens bij ontwerptemperatuur, in N/mm ²
d_{min}	=	Minimale wanddikte, in mm
D_g	=	Gemiddelde middellijn van de leiding $D_g = D_u - d_{min}$, in mm
D_u	=	Nominale buitendiameter, in mm
γ_m	=	Materiaalfactor
γ_p	=	Partiële factor op de inwendige druk

De term $f = 1/\gamma_m \cdot \gamma_p$ wordt de ontwerpfactor genoemd en is afhankelijk van de ligging van de leiding.

NEN 3650+C1:2017

Een overzicht van de toegepaste ontwerpfactoren conform NEN 3650+C1:2017 is gegeven in tabel 1. Deze ontwerpfactoren betreffen de minimale ontwerpfactoren, gebaseerd op een minimale diameter-wanddikte-staalkwaliteit combinatie, behorende bij een ontwerpdruk van een leiding. Als een leiding is over-gedimensioneerd, bijvoorbeeld wanneer een hogere wanddikte dan minimaal noodzakelijk is toegepast, is er feitelijk een lagere (strengere) ontwerpfactor toegepast.

Tabel 1: Ontwerpfactoren conform NEN 3650+C1:2017

Ligging	Materiaalfactor, γ_m	Partiële factor inwendige druk, γ_p	Ontwerpfactor, f
Veldstrekking	1,1	1,25	0,727
Station	1,1	1,5/1,1	0,667
Waterkering	1,1	1,2 x 1,25	0,606

NEN 3650:1992

In de NEN 3650 van 1992 zijn ontwerpfactoren (wanddiktefactoren) voorgeschreven, welke gebaseerd zijn op bepaalde gebiedsklassen. De gebiedsklassen zijn in NEN 3650:1992 gedefinieerd als:

1. Overig object en/of geen of uitsluitend incidentele woonbebouwing
2. Bijzonder object categorie II (sporthal, hotel of kantoorgebouw niet vallend onder categorie I, ondergrondse opslagtank, parken etc.)
3. Woonwijk, recreatierrein dan wel industrieterrein
4. Flatgebouw dan wel bijzonder object categorie I (ziekenhuis, school, winkelcentrum, hotel of kantoorgebouw voor meer dan 50 personen, object dat door secundaire effecten een verhoogd risico met zich meebrengt etc.)

Deze ontwerpfactoren variëren van 1,39 tot 1,50 voor vloeistoffen categorie K1, K2 en K3 en van 1,39 tot 2,22 voor aardgastransportleidingen. De inverse van deze ontwerpfactoren variëren daarmee van 0,72 tot 0,45. Een overzicht van de in NEN 3650:1992 voorgeschreven wanddiktefactoren is gegeven in tabel 2.

Tabel 2: Wanddiktefactoren conform NEN 3650:1992

Gebiedsklasse	1	2	3	4
Leidingen in officieel aangegeven leidingstraten	1,39 (1,39)	1,39 (1,39)	1,39 (1,50)	1,39 (1,50)
Overige leidingen	1,39 (1,39)	1,39 (1,50)	1,50 (1,82)	1,50 (2,22)*

* De () aangegeven waarden zijn van toepassing op aardgastransportleidingen.

Pijpleidingcode 1972

De Pijpleidingcode 1972 onderscheidt voor gastransportleidingen, afhankelijk van onder andere de bebouingsdichtheid van het doorsnede gebied, vier constructietypen:

- Type A: $\bar{\sigma} = 0,69 \cdot \sigma_{vl}$, bij nominale wanddikte
- Type B: $\bar{\sigma} = 0,60 \cdot \sigma_{vl}$, bij nominale wanddikte
- Type C: $\bar{\sigma} = 0,50 \cdot \sigma_{vl}$, bij nominale wanddikte
- Type D: $\bar{\sigma} = 0,40 \cdot \sigma_{vl}$, bij nominale wanddikte

Wat opvalt bij de verschillende ontwerpfactoren, wanddiktefactoren en constructietypen is dat zowel de classificatie als de waarde van de betreffende factoren door de jaren heen zijn gewijzigd. De ontwerpfactoren zijn door de tijd heen steeds minder streng geworden.

2.3 Gasunie Technische Standaarden

Ten opzichte van NEN 3650+C1:2017 houdt Gasunie strengere eisen aan, voor het ontwerp van haar verschillende hoofdtransportleidingen (HTL) en regionale transportleidingen (RTL). De ontwerpfactoren zijn vergelijkbaar met de waarden uit de NEN 3650 uit 1992., zie tabel 3.

Tabel 3: Ontwerpfactor conform GTS OSW-25-E

Leidingklasse	Ligging / type transportleiding	$\gamma_p \gamma_m$	$f = 1/\gamma_p \gamma_m$
40CS21	HTL speciale kruisingen en alle RTL	2,22	0,45
66CS22	HTL veldleidingen	1,54	0,65
66CS23	HTL eenvoudige kruisingen	1,82	0,55
66CS24	HTL speciale kruisingen en alle RTL	2,22	0,45
80CS22	HTL veldleidingen	1,54	0,65
80CS23	HTL eenvoudige kruisingen	1,82	0,55
80CS24	HTL speciale kruisingen en alle RTL	2,22	0,45

2.4 ASME B31.12

De ASME B31.12 "Hydrogen Piping and Pipelines" is een ontwerpnorm, welke is toegespitst op het ontwerp van (ondergrondse) waterstofgasleidingen. Voor het ontwerp van een waterstofgasleiding presenteert B31.12 twee opties: A en B. Deze opties zijn in de volgende paragraaf beschreven.

2.4.1 Ontwerpopties

Ontwerpoptie A: Materiaalprestatiefactor

De materiaalprestatiefactor (H_f) biedt extra conservatisme voor waterstofgasleidingen en pijpleidingsystemen door rekening te houden met mechanische degradatie, veroorzaakt door de gasvormige waterstofomgeving. De materiaalfactortabel in ASME B31.12 biedt een beoordelingsfactor voor waterstofgas voor de gespecificeerde minimum vloeisterkte waarden (specified minimum yield strength, SMYS) die worden gebruikt om de maximaal toelaatbare druk of minimale wanddikte te berekenen, zie ook paragraaf 2.4.2. Deze factor houdt rekening met twee systeemp parameters:

- De mechanische sterkte van het pijpleidingstaal.
- De beoogde ontwerpdruk van de pijpleiding.

Voor een pijpleidingstaal met een SMYS van 360 MPa en een ontwerpdruk van 200 barg is de materiaalprestatiefactor bijvoorbeeld 0,780 (zie tabel 7). De waarde van de maximaal toelaatbare druk of de minimale wanddikte bij een gegeven drukberekening is daarom gedevalueerd tot 78%. Voor een pijpleidingstaal met een SMYS van 360 MPa of kleiner en met een ontwerpdruk van 69 barg is de materiaalprestatiefactor 1,0, dus noch de druk noch de wanddikte vereisen de-rating.

Ontwerptie B: Benadering van breukmechanica

In optie B wordt de materiaalprestatiefactor (H_f) ingesteld op 1 voor alle gevallen van SMYS en ontwerpdruk, wanneer aan bepaalde, op prestaties gebaseerde vereisten, wordt voldaan. Optie B vereist metingen van de drempelwaarde van de spanningintensiteitsfactor (stress intensity factor, SIF) voor basismaterialen, lasnaden en door warmte beïnvloede zonematerialen (heat affected zone, HAZ) om de weerstand tegen waterstofverbrossing aan te tonen. Optie B is gebaseerd op KD-10 van ASME Section VIII Division 3 Code. De drempelwaarde van de spanningintensiteitsfactor K_{IH} , gemeten in waterstofgas, worden vergeleken met toegepaste spanningintensiteitsfactor K_{IA} , op basis van geometrie-invoer; K_{IH} moet K_{IA} overschrijden en moet ook groter zijn dan $55 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}}$ ($= 1737 \text{ N/mm}^{3/2}$).

Conclusie

Naast de materiaalprestatiefactor of de benadering van breukmechanica worden ook eisen voor lashardheid en taaiheid gegeven in ASME B31.12. Met ASME B31.12 kunnen pijpleidingen gebouwd worden met een SMYS tot 360 MPa. Wanneer de SMYS hoger is, vereist ASME B31.12 een degradatiefactor (ontwerptie A) of benadering van breukmechanica (ontwerptie B). De ontwerpcode houdt geen rekening met door waterstof versterkte vermoeiing (zie paragraaf 6.3). In het nieuwe ontwerp van ASME B31.12 (2018) is dit waterstofverbrossing mechanisme opgenomen [23].

2.4.2 Ontwerpcondities

De ontwerpdruk voor waterstofgasleidingen wordt conform ASME B31.12 bepaald middels:

$$p_d = \frac{2 \cdot R_e(\theta) \cdot d}{D_u} F \cdot E \cdot T \cdot H_f \quad (2)$$

Met:

p_d	=	Ontwerpdruk, in N/mm^2
$R_e(\theta)$	=	Vloegrens bij ontwerptemperatuur, in N/mm^2
d	=	Nominale wanddikte, mm
D_u	=	Nominale buitendiameter, mm
F	=	Ontwerpfactor uit ASME B31.12, Tabel PL-3.7.1-1 of 2
E	=	Longitudinale verbindingsfactor uit ASME B31.12, Tabel IX-3B
T	=	Reducerende bijstellingsfactor o.b.v. temperatuur uit ASME B31.12, Tabel PL-3.7.1-3
H_f	=	Materiaal prestatiefactor uit ASME B31.12, Tabel IX-5A

Basis ontwerpfactor F

Bij het instellen van de waarden voor de ontwerpfactor F is terdege rekening gehouden met de verschillende negatieve wanddiktetoleranties die zijn voorzien in de pijpspecificaties, welke zijn vermeld en goedgekeurd voor gebruik in ASME B31.12. De basis ontwerpfactor is afhankelijk van de toegepaste ontwerptie als beschreven in paragraaf 2.4.1, in combinatie met de locatieclassificatie. Hoe meer bewoonde gebouwen er zich bevinden binnen een sectie, hoe hoger de locatieklasse. Een sectie is conform ASME B31.12 een gebied van ca. 400 m ($\frac{1}{4}$ mijl) breed, waar de waterstofleiding middenin ligt, over een lengte van 1,6 km (1 mijl). Voor de bepaling van de locatieklasse, voor zowel nieuw te leggen waterstofgasleidingen als voor de toepassing van waterstof in bestaande leidingen, wordt verwezen naar ASME B31.12, sectie PL-3.6. In deze sectie wordt ook aangegeven hoe er omgegaan dient te worden met een pijpleiding, waarvoor het aantal gebouwen bedoeld voor menselijke bezetting in de tijd is gewijzigd. Dit geldt voor zowel pijpleidingen ontworpen en gebouwd voor waterstoftransport als pijpleidingen welke zijn omgezet voor waterstoftransport.

De basis ontwerpfactoren voor ontwerpoptie A en B, voor verschillende leidingtoepassingen zijn gegeven in respectievelijk tabel 4 en tabel 5. Gezien de meer nauwkeurige aard van de breukmechanica benadering van ontwerpoptie B, zijn hier doorgaans hogere (minder strenge) basis ontwerpfactoren van toepassing, dan voor ontwerpoptie A.

Tabel 4: Basis ontwerpfactor F voor optie A (paragraaf 2.4.1)

Faciliteit	Locatieklasse			
	1, div. 2	2	3	4
Pijpleidingen, transport- en distributieleidingen	0,50	0,50	0,50	0,40
Kruisingen van wegen, spoorwegen zonder mantelbuis				
a. Private wegen	0,50	0,50	0,50	0,40
b. Niet-verbeterede openbare wegen	0,50	0,50	0,50	0,40
c. Wegen, snelwegen, openbare wegen met verharding en spoorwegen	0,50	0,50	0,50	0,40
Kruisingen van wegen, spoorwegen met mantelbuis				
a. Private wegen	0,50	0,50	0,50	0,40
b. Niet-verbeterede openbare wegen	0,50	0,50	0,50	0,40
c. Wegen, snelwegen, openbare wegen met verharding en spoorwegen	0,50	0,50	0,50	0,40
Parallele ligging aan wegen, spoorwegen met mantelbuis				
a. Private wegen	0,50	0,50	0,50	0,40
b. Niet-verbeterede openbare wegen	0,50	0,50	0,50	0,40
c. Wegen, snelwegen, openbare wegen met verharding en spoorwegen	0,50	0,50	0,50	0,40
Geprefabriceerde assemblages (bijv. afsluiterstations)	0,50	0,50	0,50	0,40
Pijpleidingen op bruggen	0,50	0,50	0,50	0,40
Meet- en regelstations	0,50	0,50	0,50	0,40
Compressorstations	0,50	0,50	0,50	0,40
In de buurt van concentraties van mensen in locatieklasse 1, 2 en 3	0,40	0,40	0,40	0,40

Tabel 5: Basis ontwerpfactor F voor optie B (paragraaf 2.4.1)

Faciliteit	Locatieklasse			
	1, div. 2	2	3	4
Pijpleidingen, transport- en distributieleidingen	0,72	0,60	0,50	0,40
Kruisingen van wegen, spoorwegen zonder mantelbuis				
d. Private wegen	0,72	0,60	0,50	0,40
e. Niet-verbeterede openbare wegen	0,60	0,60	0,50	0,40
f. Wegen, snelwegen, openbare wegen met verharding en spoorwegen	0,60	0,50	0,50	0,40
Kruisingen van wegen, spoorwegen met mantelbuis				
d. Private wegen	0,72	0,60	0,50	0,40
e. Niet-verbeterede openbare wegen	0,72	0,60	0,50	0,40
f. Wegen, snelwegen, openbare wegen met verharding en spoorwegen	0,72	0,60	0,50	0,40
Parallele ligging aan wegen, spoorwegen met mantelbuis				
d. Private wegen	0,72	0,60	0,50	0,40
e. Niet-verbeterede openbare wegen	0,72	0,60	0,50	0,40
f. Wegen, snelwegen, openbare wegen met verharding en spoorwegen	0,60	0,60	0,50	0,40
Geprefabriceerde assemblages (bijv. afsluiterstations)	0,60	0,60	0,50	0,40
Pijpleidingen op bruggen	0,60	0,60	0,50	0,40
Meet- en regelstations	0,60	0,60	0,50	0,40
Compressorstations	0,50	0,50	0,50	0,40
In de buurt van concentraties van mensen in locatieklasse 1, 2 en 3	0,50	0,50	0,50	0,40

Longitudinale verbindingsfactor E

De factor voor "longitudinale verbindingen" (rondlassen) is afhankelijk van het leidingmateriaal en varieert van 0,8 tot 1,0. Voor reguliere koolstofstaalsoorten, zowel naadloos als gelast, is de longitudinale verbindingsfactor 1,0. Voor een overzicht van deze verbindingsfactor wordt verwezen naar tabel IX-3B uit ASME B31.12.

Reducerende bijstellingsfactor T

De reducerende bijstellingsfactor verlaagt de ontwerpdruk van een waterstofleiding, ontworpen conform ASME B31.12, naarmate de (ontwerp)temperatuur hoger wordt dan 121 °C (250 °F). De temperatuurafhankelijk reducerende bijstellingsfactor conform ASME B31.12, omgerekend naar °C, is gegeven in tabel 6. Voor tussengelegen temperaturen dient geïnterpoleerd te worden.

Tabel 6: Reducerende bijstellingsfactor T

Temperatuur °C	Reducerende bijstellingsfactor, T
≤ 121	1,000
150	0,965
175	0,935
200	0,905
225	0,875

Aangezien de ontwerptemperaturen van de waterstoftransportleidingen van interesse voor deze studie onder de 121 °C liggen, wordt een reducerende bijstellingsfactor $T = 1$ gehanteerd.

Materiaalprestatiefactor H_f

De materiaalprestatiefactor houdt rekening met de negatieve effecten van waterstofgas op de mechanische eigenschappen van koolstofstaal, dat wordt gebruikt bij de aanleg van pijpleidingen. De materiaalfactor is afhankelijk van de staalkwaliteit en de ontwerpdruk. De materiaalfactor conform ASME B31.12 is gegeven in tabel 7.

Tabel 7: Koolstofstalen pijpleidingenmaterialen materiaalprestatiefactor, H_f

Gespecificeerde min. sterkte		Ontwerpdruk						
Trek, R_m [N/mm ²]	Vloei, R_e [N/mm ²]	≤ 6,9 [N/mm ²]	≤ 13,8 [N/mm ²]	≤ 15,2 [N/mm ²]	≤ 16,5 [N/mm ²]	≤ 17,9 [N/mm ²]	≤ 19,3 [N/mm ²]	≤ 20,7 [N/mm ²]
≤ 455	≤ 359	1,0	1,0	0,954	0,910	0,880	0,840	0,780
455 < R_m ≤ 517	≤ 414	0,874	0,874	0,834	0,796	0,770	0,734	0,682
517 < R_m ≤ 565	≤ 483	0,776	0,776	0,742	0,706	0,684	0,652	0,606
565 < R_m ≤ 621	≤ 552	0,694	0,694	0,662	0,632	0,610	0,584	0,542

Gecombineerde ontwerpfactor f

De gecombineerde ontwerpfactor conform ASME B31.12 betreft het product van de vier hiervoor genoemde factoren:

$$f = F \cdot E \cdot T \cdot H_f \quad (3)$$

De basis ontwerpfactor F betreft een vergelijkbare waarden aan de ontwerpfactoren conform NEN 3650 en de Gasunie Technisch Standaarden, namelijk 0,72 tot 0,4, afhankelijk van de locatieklasse. Zoals eerder gemeld zijn de longitudinale verbindingsfactor E en reducerende bijstellingsfactor T voor reguliere koolstofstaalsoorten en (ontwerp)temperaturen gelijk aan 1. Wel wordt additioneel de invloed van waterstof op het leidingmateriaal in rekening gebracht, middels de materiaalprestatiefactor H_f . De achtergrond van de materiaalprestatiefactor is onbekend, hoewel deze de algemene consensus uitdrukt, dat hoe hoger de waterstofdruk of hoe sterker het staal, hoe lager de prestatiefactor [23].

2.5 European Industrial Gases Association

Air Liquide hanteert de ontwerpfilosofie van de European Industrial Gases Association (EIGA). IGC Doc 121/14 beschrijft de ontwerpfilosofie van waterstofpijleidingssystemen.

Het EIGA document schrijft geen ontwerpfactoren voor. Vanuit een leidingontwerp oogpunt wordt voornamelijk geschreven over een maximale hardheid van 22 HRC (Hardness Rockwell C) of 250 HB (Hardness Brinell), wat bij benadering overeenkomt met een treksterkte van 800 MPa. De warmte beïnvloede zones (WBZ) van de lassen dienen ook aan de maximale hardheidseis te voldoen. Aangezien de WBZ vaak harder is dan het leidingmateriaal, is het soms noodzakelijk om leidingmateriaal met een lagere sterkte (≤ 500 MPa) toe te passen.

Er zijn een aantal variabelen die de mate van de aangetroffen brosheidsmechanismen kunnen beïnvloeden, zoals zuiverheid, temperatuur en druk. Algemeen wordt erkend dat de neiging tot broos worden in waterstofgasomgeving toeneemt met toenemende druk. In het algemeen zijn de volgende belangrijke metallurgische voorwaarden van toepassing:

- Gebruik van legeringen met homogene fijnkorrelige microstructuren heeft de voorkeur.
- Vermijd gebruik van te harde of zeer sterke legeringen, zie hierboven.
- Vermijd gebruik van staal met niet-metalen insluitsels, die de taaiheid en weerstand tegen waterstofverbrossing verminderen.
- Gebruik componenten vrij van significante oppervlakte- en interne defecten.

Als niet aan de bovenstaande voorwaarden kan worden voldaan, kan het nodig zijn om het systeem met een verminderde spanning/druk te bedienen, namelijk de laagste van:

- De druk resulterend in $< 30\%$ van de gespecificeerde minimale vloeigrens (SMYS).
- De druk resulterend in $< 20\%$ van de gespecificeerde minimale uiterste treksterkte (SMUTS).

Om bovenstaande redenen worden API 5L X42 en X52 (L290 en L360) vaak toegepast, in combinatie met een relatief grote minimale wanddikte. Voor bestaande leidingen met een hogere staalkwaliteit, zoals X60 en X70 (L415 en L485), zal van geval tot geval nagegaan moeten worden hoe hiermee omgegaan dient te worden.

2.6 Bevb

In Nederland ligt ongeveer 300.000 km buisleiding voor het transport van stoffen waaronder aardgas, brandstoffen, drinkwater en afvalwater. Hiervan is ruim 20.000 km buisleidingen bestemd voor het transport van gevaarlijke stoffen. Het Bevb is gericht op de buisleidingen voor het transport van gevaarlijke stoffen, omdat deze categorie een potentieel extern veiligheidsrisico met zich meebrengt. De buisleidingen voor het transport van gevaarlijke stoffen kunnen in drie groepen worden onderverdeeld:

1. Hogedruk aardgasleidingen:
In Nederland ligt ongeveer 14.000 km aan hogedruk aardgastransportleidingen (met een werkdruk van 16 bar of hoger), waarvan de helft aan hoofdtransportleidingen (HTL) en de andere helft aan regionale transportleidingen (RTL). Via deze leidingen wordt jaarlijks gemiddeld 60 miljoen ton aardgas getransporteerd. In aanvulling hierop is er op land ongeveer 1.600 km aan leidingen die afkomstig zijn van winningslocaties van aardgas; deze leidingen kunnen behalve aardgas andere stoffen bevatten.
2. Transportleidingen voor brandbare vloeistoffen (olie en olieproducten):
Verder ligt er ongeveer 2.500 km aan transportleidingen voor olie en olieproducten. Deze brandbare vloeistoffen zijn onderverdeeld in drie categorieën: Categorie I-vloeistoffen zijn licht ontvlambaar (bijvoorbeeld benzine); Categorie II-vloeistoffen zijn ontvlambaar (bijvoorbeeld kerosine); Categorie III-vloeistoffen zijn minder goed ontvlambaar (bijvoorbeeld gasolie).
3. Transportleidingen voor overige gevaarlijke stoffen (chemicaliënleidingen):
Daarnaast gaat het om ongeveer 2.000 km leidingen voor overige gassen zoals koolstofdioxide, ethyleen, chloor etc.

Waterstof valt onder de derde categorie, chemicaliënleidingen

2.6.1 Wijziging toepassingsgebied buisleiding

Indien bij de aanleg, de ingebruikstelling, het gebruik, de technische uitvoering, de exploitatie, het beheer, het onderhoud of het buiten gebruik stellen van een buisleiding een verandering wordt aangebracht die voor de risico's van een ongewoon voorval belangrijke gevolgen kan hebben, draagt de exploitant er zorg voor dat het beleid ter voorkoming van ongewone voorvallen en het veiligheidsbeheerssysteem worden herzien. Een zodanige herziening vindt tevens plaats indien een verandering in het veiligheidsinzicht of een verandering van de best beschikbare technieken voor het beheer en onderhoud van buisleidingen, daartoe aanleiding geeft.

Bij een negatieve invloed van een voorgenomen wijziging op het plaatsgebonden risico of het groepsrisico kan deze wijziging slechts worden doorgevoerd, indien deze in overeenstemming is met het geldende bestemmingsplan of voor die wijziging een omgevingsvergunning is verleend als bedoeld in artikel 2.12 van de Wet algemene bepalingen omgevingsrecht tot afwijking van het bestemmings-/omgevingsplan of de beheersverordening.

2.6.2 Verschil in rekenmethodiek ondergrondse aardgasleidingen en waterstofgasleidingen

Aardgastransportleidingen, $p > 16$ barg, $D_u > 50$ mm

De rekenmethodiek voor een QRA voor aardgastransportleidingen, met een inwendige druk groter dan 16 bar(o) en een uitwendige diameter groter dan 50 mm geldt puntsgewijs:

- Rekenmethodiek conform Handleiding risicoberekening buisleidingen 3.0, Module B.
- Scenario: enkel leidingbreuk, bijdrage lekkage aan risico is verwaarloosbaar.
- Oorzaken:
 - Graafwerkzaamheden derden.
 - Corrosie.
- Uitstroming: verticaal.
- Kans op ontsteking is afhankelijk van diameter in combinatie met inwendige druk.
- Tijdstip ontsteking:
 - 75% kans op directe ontsteking, fakkel op basis van uitstroom 0 s – 20 s.
 - 25% kans op vertraagde ontsteking, uitstroom op basis van 120 s – 140 s.
- Stralingsbron: jettfire model.
- Breukfrequentie berekend met PIPESAFE module (FFREQ), op grond van diameter, druk, wanddikte, rekgrens en Charpy energie.
- Druk:
 - Nieuwe leidingen: ontwerpdruk.
 - Bestaande leidingen: ontwerpdruk of actuele werkdruk.
- Breukfrequentie wordt gecorrigeerd voor mitigerende maatregelen. Reductiefactoren zijn afgeleid voor:
 - Actuele gronddekking: $e^{2.4(1,31-z)}$.
 - Corrosie, exploitant specifiek, (voor droog aardgas wordt corrosie daarmee meestal uitgesloten).
 - Casuïstiek, exploitant specifiek.
 - Actief rappel bij werkzaamheden, exploitant specifiek.
 - Invoering WION.
 - Afdekken met beschermend materiaal.
 - Beheersmaatregelen.
 - Fysieke barrières op maaiveld.
 - Overige maatregelen.

Overige transportleidingen, $p > 16$ barg, $D_u > 70$ mm, specifiek voor waterstof

De rekenmethodiek voor een QRA voor overige transportleidingen, specifiek gemaakt voor waterstof, met een inwendige druk groter dan 16 bar en een uitwendige diameter groter dan 70 mm geldt puntsgewijs:

- Rekenmethodiek conform Handleiding risicoberekening buisleidingen 3.0, Module D.
- Scenario's: leidingbreuk en lek van 10% van de diameter (max. 20 mm).
- Oorzaken met aandeel in de breukfrequentie:

- Graafwerkzaamheden derden (47,9%).
- Corrosie inwendig (3,8%).
- Corrosie uitwendig (11,5%).
- Mechanisch oorzaken (21,5%).
- Natuurlijke oorzaken (6,1%).
- Operationele oorzaken (9,2%).
- Uitstroming: verticaal.
- Kans op ontsteking is 1,0 bij lek en breuk.
- Tijdstip ontsteking: 0 s.
- Stralingsbron: jetfire model met gereduceerde uitstroomsnelheid ten gevolge van kratervorming.
- Breukfrequentie leiding die voldoet aan stand der techniek: $3,7 \cdot 10^{-5}$ /km·jaar. Voor alle oorzaakcategorieën dienen aantoonbaar beheersmaatregelen geïmplementeerd te zijn. Hier is de invoering van de WION verdisconteerd.
- Druk: maximale werkdruk van de buisleiding.
- Breukfrequentie wordt gecorrigeerd voor mitigerende maatregelen. Reductiefactoren zijn afgeleid voor:
 - Op oorzaak schade door derden:
 - Actuele gronddekking: $e^{2,4(0,84-z)}$.
 - Actief rappel bij werkzaamheden, exploitant specifiek.
 - Afdekken met beschermend materiaal.
 - Beheermaatregelen.
 - Fysieke barrières op maaiveld.
 - Wanddikte: als $t > 15$ mm dan factor 0,1 voor breukfrequentie.
 - Overige maatregelen.
 - Mechanisch falen:
 - Als operatie $< 30\%$ van de SMYS, dan factor 0,1 voor breukfrequentie.
 - Indien inline inspection (ILI) wordt toegepast, dan factor 0,1.
 - Inwendige corrosie.
 - Uitwendige corrosie.
 - Natuurlijke oorzaken.
 - Operationele oorzaken.

3 Eigenschappen waterstofgas en aardgas

De verschillende eigenschappen van aardgas en waterstofgas leiden tot verschillende risico's en faalmechanismen. Ter vereenvoudiging is in dit hoofdstuk een vergelijking gemaakt tussen waterstof en methaan, aangezien dit met 70 tot 95% de dominante component in aardgas is.

3.1 Producteigenschappen waterstof en methaan

Een waterstofmolecuul is kleiner dan een methaanmolecuul. Om die reden is diffusie van waterstof door met name kunststof componenten als O-ringen, pakkingen, membranen en afsluiters groter dan voor aardgas. Zowel methaan als waterstof zijn van nature geurloos. Wanneer waterstof vrijkomt, stijgt het snel op, vanwege de lage relatieve dichtheid. Daarnaast heeft waterstof een negatieve Joule-Thomson coëfficiënt, wat inhoudt dat waterstof bij vrijkomen uit een drukhoudend systeem (decompressie) in enigermate zal opwarmen.

Tabel 8: Eigenschappen methaan vs. waterstof met betrekking tot lekkage [14]

	Molecuul-grootte (μm)	Reukloos	Relatieve dichtheid (lucht = 1) (-)	Joule-Thomson ($^{\circ}\text{C}/\text{bar}$)
Methaan	380 ¹⁾	Ja (indien niet geodoriseerd)	0,55	0,4
Waterstof	289 ¹⁾	Ja (indien niet geodoriseerd)	0,07	-0,03

¹⁾ Kinetische diameter

Waterstof heeft in vergelijking met methaan een lagere ontstekingstemperatuur en ruimere explosiegrenzen. Om die reden wordt vaak conservatief gesteld dat de kans op ontsteking, als gevolg van een lekkage door beschadiging, voor waterstof 100% bedraagt. Het effect van een fakkelbrand is naar verwachting minder, gezien de lagere verbrandingsenergie van waterstof ten opzichte van methaan. Bij verbranding van zuivere waterstof is de vlam slecht tot niet zichtbaar en ligt de verbrandingssnelheid hoger dan bij methaan [20]. De eigenschappen van waterstofgas ten opzichte van methaan met betrekking tot ontbranding of explosie zijn samengevat in tabel 9.

Tabel 9: Eigenschappen methaan vs. waterstof met betrekking tot explosie en/of fakkel [14]

	Explosiegrenzen		Minimale ontstekings-energie (mJ)	Verbrandings-energie (MJ/m ³)	Vlam
	LEL (%)	UEL (%)			
Methaan	4,4	17	0,26	32	Blauw (zichtbaar)
Waterstof	4,0	77	0,02	11	Kleurloos (niet zichtbaar) ¹⁾

¹⁾ Een zuivere waterstofvlam is kleurloos. In de praktijk zal een waterstofbrand voor een ondergrondse leiding echter niet kleurloos zijn, vanwege de contaminatie veroorzaakt door grond, gewassen etc.

3.2 Productsamenstelling

In dit rapport wordt gefocust op het transport van 100% waterstof. Het bijmengen van waterstof in aardgasleidingen wordt in dit rapport slechts beperkt beschouwd.

3.3 Afweging voor- en nadelen waterstof en aardgas

Op basis van de door experts [20] uitgevoerde inventarisatie is geen uitsluitsel te geven of distributie en gebruik van waterstof in de bebouwde omgeving inherent gevaarlijker of juist veiliger is dan aardgas. Echter, een belangrijk pluspunt van waterstof is dat er geen koolmonoxide gevormd kan worden bij de verbranding. Waterstof is niet-toxisch. Het zal niet het grondwater vervuilen. Het is een gas onder normaal atmosferische omstandigheden en een uitstroom van waterstof draagt niet bij tot

atmosferische of waterverontreiniging. Daarnaast verlaagt de vluchtigheid van waterstof de kans op brand of een explosie, aangezien het zeer snel stijgt.

Anderzijds werken de bredere explosiegrenzen (bredere range lucht-gasmengsels), de lagere ontbrandingstemperatuur en de lagere ontstekingsenergie risico verhogend. In een praktijkonderzoek in het Verenigd Koninkrijk naar lekkage van waterstof in een testomgeving bleek men niet in staat om onder normale omstandigheden een explosief mengsel te laten ontstaan.

Kortom, er zijn argumenten die leiden tot een verhoogd risico en andere die wijzen op een lager risico ten opzichte van aardgas. De vraag welke maatregelen nodig zijn om - in geval van waterstoflekkages - risico's op brand of een explosie voldoende te beheersen kan nog niet definitief worden beantwoord.

Ten slotte zijn er nog twee andere fenomenen die vaak in relatie worden gebracht met waterstof. Dat zijn de permeatie van waterstof door kunststofleidingen en waterstofbrosheid van staal. Beide effecten zijn bij de omstandigheden, die gelden in transportleidingen, verwaarloosbaar en zorgen niet voor een significante degradatie of verhoging van het veiligheidsrisico [20]. Meer hierover wordt beschreven in hoofdstuk 5 en 6 van dit rapport.

4 Ontwerpaspecten nieuwe en bestaande leidingen t.b.v. waterstoftransport

Dit hoofdstuk behandelt de ontwerpaspecten van zowel nieuwe als bestaande leidingen, welke gebruikt worden, of potentieel gebruikt kunnen worden, voor het transport van waterstofgas.

4.1 Leidingparameters bestaande leidingen

Door de jaren heen zijn diverse soorten staal gebruikt in onder andere buizen, fittingen en andere componenten. Toegepaste koolstofstaalsoorten zijn bijvoorbeeld St 37/ 235, ASTM A106 gr. B, API 5L gr. B en X42 (L290) tot X70 (L485). Daarnaast zijn er roestvaststaalsoorten zoals (super) duplex, AISI 316 L en 316 TI. Koolstofstalen leidingmaterialen zijn niet roestvast. Deze worden voornamelijk toegepast voor niet corrosieve producten, zoals droog gas en bepaalde olieproducten, maar ook demiwater in stadsverwarmingsnetwerken. Wanneer ze wel worden toegepast voor corrosieve producten, is er in de regel een corrosietoeslag op de wanddikte toegepast in het ontwerp van de leidingen. Dit betreft feitelijk een extra aantal millimeters wanddikte, welke gedurende de levensduur van de leiding opgeofferd mag worden aan corrosievorming.

Voor het transport van (zeer) corrosieve producten wordt doorgaans roestvaststaal toegepast. Voorbeelden van corrosieve producten zijn onbehandeld (nat)gas en bepaalde condensaat-/restproductleidingen voor de olie- en gasindustrie.

Het vervolg van deze paragraaf geeft een overzicht van de leidingparameters van de meest reguliere bestaande leidingen in Nederland, welke mogelijk geschikt zouden zijn voor transport van waterstofgas.

4.1.1 Aardgasleidingen

De volgende leidingdimensies en –parameters zijn gebaseerd op de GTS OSW-01-N, versie 13, d.d. 26-01-2018. Deze Gasunie Technische Standaard geeft voor zowel nieuwe als bestaande aardgasleidingen de ontwerpgegevens per ontwerpdruk. Onderstaande overzicht behandelt enkel de transportleidingen, niet de stationsleidingen. Hierbij dienen de volgende opmerkingen gemaakt te worden:

- De in de OSW-01-N beschreven ontwerpfactoren betreffen de maximale ontwerpfactoren. Wanneer de werkelijke ontwerpfactoren bepaald worden op basis van de wanddikte, diameter en vloeigrens, zullen deze kleiner of gelijk zijn aan de gestelde ontwerpfactoren. Hoe lager de ontwerpfactor, hoe veiliger het ontwerp.
- In de tabellen zijn de nominale wanddiktes weergegeven. Voor de bepaling van de ontwerpfactor dient de minimale wanddikte gebruikt te worden, i.e. de nominale wanddikte verminderd met de fabricagetolerantie.

Vóór 1964

De GTS beschrijft enkel relatief kleine leidingen van vóór 1964. Daarnaast wordt slechts één staalkwaliteit beschreven, DIN St 35.8, wat een minimale vloeigrens heeft van 235 N/mm². Ook wordt er gesproken over een ontwerpdruk van 40 barg. Tabel 10 geeft een overzicht van de leidingdiameters met bijbehorende wanddikten.

Tabel 10: Aardgastransportleidingen vóór 1964, staalkwaliteit: DIN St 35.8, ontwerpdruk: 40 barg, ontwerpfactor 0,45

Nominale diameter		Nominale wanddikte
DN	(mm)	(mm)
100	108	3,6
150	159	4,5
200	212	5,5
250	267	6,3
300	318	7,5
350	368	8,0
400	419	10,0

Vóór 1985

Voor leidingen na 1964, maar vóór 1985 worden verschillende staalkwaliteiten, variërend van Grade B tot X60, beschreven in de GTS. Ook wordt er onderscheid gemaakt tussen ontwerpdrukken van 40 en 66,2 barg. Per staalkwaliteit wordt een overzicht van de verschillende ontwerpdrukken en bijbehorende diameter-wanddikte-combinaties gegeven in tabel 11 t/m tabel 14.

Tabel 11: Aardgastransportleidingen vóór 1985, staalkwaliteit: Grade B

Nominale diameter		Nominale wanddikte (mm)				
DN	(mm)	$p_d = 40$ (bar)	$p_d = 66,2$ (bar)			
		$f = 0,45$	$f = 0,72$	$f = 0,65$	$f = 0,55$	$f = 0,45$
100	114,3	4,37	4,37	4,37	4,37	4,37
150	168,3	4,78	4,78	4,78	4,78	6,35
200	219,1	5,56	5,56	5,56	6,35	7,92
250	273,0	-	-	-	-	-
300	323,9	7,14	7,14	7,92	9,52	11,13
400	406,4	8,74	8,74	9,52	12,7	14,27

Tabel 12: Aardgastransportleidingen vóór 1985, staalkwaliteit: X42, ontwerpdruk 66,2 bar, ontwerpfactor 0,55

Nominale diameter		Nominale wanddikte
DN	(mm)	(mm)
450	457,0	11,13
500	508,0	12,7
600	609,6	14,27
750	762,0	17,14
900	914,0	20,57

Tabel 13: Aardgastransportleidingen vóór 1985, staalkwaliteit: X56, ontwerpdruk 66,2 bar

Nominale diameter		Nominale wanddikte (mm)			
DN	(mm)	$f = 0,72$	$f = 0,65$	$f = 0,55$	$f = 0,45$
450	457,0	5,8 / 6,43	6,43	7,72	9,65
500	508,0	7,14	7,14	8,57	10,72
600	609,6	7,46	8,57	10,29	12,86
750	762,0	9,32	10,71	12,86	16,07
900	914,0	11,18	12,86	15,43	19,28
1050	1067,0	13,05	15,0	18,0	22,5

Tabel 14: Aardgastransportleidingen vóór 1985, staalkwaliteit: X60, ontwerpdruk 66,2 bar

Nominale diameter		Nominale wanddikte (mm)			
DN	(mm)	$f = 0,72$	$f = 0,65$	$f = 0,55$	$f = 0,45$
450	457,0	5,59	6,43	7,03	8,51
500	508,0	6,15	7,14	7,77	-
600	609,6	7,1 / 7,15	7,88 / 8,16	9,25 / 9,8	11,38 / 12,25
750	762,0	8,85 / 8,87	9,77 / 10,21	11,63 / 12,25	14,1 / 15,31
900	914,0	10,65 / 10,71	11,8 / 12,25	13,86 / 14,7	16,83 / 18,37
1050	1067,0	12,41 / 12,42	13,69 / 14,29	16,09 / 17,14	19,55 / 21,43
1200	1219,0	14,12	15,58	18,32	22,28 / 22,29

Vanaf 1985

Voor leidingen vanaf 1985 worden verschillende staalkwaliteiten, variërend van Grade B tot X60 en X70 (vanaf 2003), beschreven in de GTS. Ook wordt er onderscheid gemaakt tussen ontwerpdrukken van 40, 66,2 en 80 barg. Per staalkwaliteit

wordt een overzicht van de verschillende ontwerpdrukken en bijbehorende diameter-wanddikte-combinaties gegeven in tabel 15 t/m tabel 17.

Tabel 15: Aardgastransportleidingen vanaf 1985, staalkwaliteit: Grade B

Nominale diameter		Nominale wanddikte (mm)						
DN	(mm)	$p_d = 40$ (bar)	$p_d = 66,2$ (bar)			$p_d = 80$ (bar)		
		$f = 0,45$	$f = 0,65$	$f = 0,55$	$f = 0,45$	$f = 0,65$	$f = 0,55$	$f = 0,45$
100	114,3	4,8	-	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
150	168,3	4,8	-	4,8	6,3	4,8 / 6,3	6,3	7,1
200	219,1	6,3	-	6,3	7,9	6,3	7,9	9,5
250	273,0	6,3	-	7,8	9,3	7,8	9,3	11,1
300	323,9	7,1	-	9,5	11,0	9,5	11,0	14,2
400	406,4	8,7	-	12,7	14,2	12,7	14,2	16,7

Tabel 16: Aardgastransportleidingen vanaf 1985, staalkwaliteit: X60

Nominale diameter		Nominale wanddikte (mm)						
DN	(mm)	$p_d = 40$ (bar)	$p_d = 66,2$ (bar)			$p_d = 80$ (bar)		
		$f = 0,45$	$f = 0,65$	$f = 0,55$	$f = 0,45$	$f = 0,65$	$f = 0,55$	$f = 0,45$
300	323,9	-	5,2	5,2	6,0	6,0	6,0	7,1
400	406,4	-	6,2	6,2	7,4	6,6	7,4	8,9
450	457,0	6,3	6,3	7,0	8,3	7,0 / 7,2	8,3	9,9
500	508,0	-	6,5 / 6,8	7,8	9,2	7,8	9,2	11,2
600	609,6	-	7,7	9,3	11,1	9,3	11,1	13,3
750	762,0	-	9,6	11,6	13,8	11,6	13,8	16,5
900	914,0	-	11,6	13,9	16,4	13,9	16,4	19,7
1050	1067,0	-	13,4	16,1	19,1	16,1	19,1	22,9
1200	1219,0	-	15,3	18,3	21,7	18,3	21,7	26,1

Tabel 17: Aardgastransportleidingen vanaf 2003, staalkwaliteit: X70

Nominale diameter		Nominale wanddikte (mm)						
DN	(mm)	$p_d = 40$ (bar)	$p_d = 66,2$ (bar)			$p_d = 80$ (bar)		
		$f = 0,45$	$f = 0,65$	$f = 0,55$	$f = 0,45$	$f = 0,65$	$f = 0,55$	$f = 0,45$
750	762,0	-	8,3	9,8	12,0	10,0	11,9	14,4
900	914,0	-	9,9	11,8	14,3	12,1	14,1	17,1
1050	1067,0	-	11,7	13,7	16,6	14,0	16,4	19,9
1200	1219,0	-	13,3	15,6	18,9	15,9	18,7	22,7

Beschouwing

Grote aardgasleidingen hebben in de regel een grotere wanddikte en hebben daarmee dus een lagere faalkans. Voor een QRA van een aardgasleiding wordt dit in Carola/Pipesafe meegenomen. In de chemische module is nog geen onderscheid gemaakt in faalkans afhankelijk van wanddikte, i.e. de wanddikte wordt niet verdisconteerd in de module.

4.1.2 Olieproductleidingen

Voor olieproductleidingen zijn vergelijkbare leidingmaterialen toegepast als voor aardgasleidingen, namelijk Grade B tot X52 (L245 tot L360) voor de kleinere leidingdiameters en X60 tot X70 (L415 tot L485) voor de grotere leidingdiameters. Voor olieproductleidingen zijn veelal ANSI schedule-maten voor de diameter-wanddikte-combinaties toegepast. Afhankelijk van de staalkwaliteit, de ontwerpdruk en een ontwerpfactor conform NEN 3650 is een minimale nominale wanddikte voor een

betreffende diameter leiding bepaald. Doorgaans is vervolgens een wanddikte op basis van een schedule-maat, die gelijk of hoger hieraan is, toegepast.

4.1.3 Waterstofgasleidingen

De bestaande waterstofgasleidingen zijn voornamelijk bedoeld voor de chemische industrie. Aangezien er een beperkte afname is van waterstofgas voor deze industriële tak, zijn er enkel relatief kleine leidingdiameters toegepast. De meest voorkomende diameters zijn DN80 tot DN150 (Benelux), met een maximum van DN300 (chemische industrie) of DN400 (Gasunie). In nagenoeg alle gevallen betreffen het koolstofstalen leidingen met staalkwaliteiten X42, X52 en X60 (of het Europese equivalent). Voor de wanddikte van de bestaande waterstofgasleidingen is ontwerpdruk, in combinatie met de betreffende gebiedsklassen leidend. De ontwerpdruk betreft doorgaans 90 tot 110 barg.

4.2 Nieuwe waterstofgasleidingen

ASME B31.12 tabel GR-2.1.1-2 presenteert een materiaalspecificatie index voor (ondergrondse) waterstof transportpijpleidingen. Hieronder volgt een samenvatting van deze tabel. Bij deze tabel worden de volgende algemene opmerkingen gemaakt:

- De maximale bedrijfsdruk (maximum operating pressure, MOP) mag niet hoger zijn dan 3000 psi (ca. 200 bar) voor alle materialen, tenzij anders aangegeven, mits de geschiktheid van het materiaal wordt aangetoond door waterstoffests, zoals in artikel KD-10 van ASME BPVC sectie VIII, Division 3 aangegeven.
- Grades die Ni-toevoegingen boven 0,50% bevatten, mogen niet worden gebruikt. Reguliere bestaande leidingen voldoen hieraan. Dit zal van geval tot geval beschouwd moeten worden.

Tabel 18: Materiaalspecificatie index voor pijpleidingen

Specificatienummer	Grade / class
ASTM	
A53	Grade A, B
A106	Grade A, B, C
A135	Grade A, B
A139	Grade A, B, C, D, E
A333	Grade 1, 6, 10
A381	Class Y-35, Y-42, Y-46, Y-48, Y-50, Y-52, Y-56, Y-60, Y-65
API	
5L	Grade A, B, X42, X52, X56, X60, X65 ¹⁾ , X70 ¹⁾ , X80 ¹⁾

¹⁾ De maximale bedrijfsdruk (maximum operating pressure, MOP) dient lager te zijn dan 1500 psi (ca. 100 bar)

De combinatie van ontwerpdruk, staalkwaliteit en (locatieafhankelijke) ontwerpfactor bepalen de minimaal benodigde wanddikte.

4.3 Diepteligging / gronddekking

4.3.1 Bestaande leidingen

Voor NEN 3650 Groep 1 leidingen is de voorgeschreven diepteligging sinds de 2012 revisie van NEN 3650 minimaal 1 m. In NEN 3650 versies van vóór 2012 werd een minimale diepteligging van 0,8 m voorgeschreven. Echter staat er in voorgaande versies vermeld, dat aan de omstandigheden aangepaste gronddekking moet worden toegepast:

- In gebieden waar kan worden verwacht dat diep ploegen, drainage of diep graven zal plaatshebben of waar een buizensysteem voor verbetering van drainage is voorzien.
- Op plaatsen waar grondaftgravingen kunnen worden verwacht.
- In gebieden die onderhevig kunnen zijn aan erosie.
- In situaties waarbij ten gevolge van bevrozing de leiding omhoog kan komen.

- Bij kruisingen met waterwegen in verband met risico's van beschadiging door ankers van schepen.

In de Pijpleidingcode 1972 wordt er voor “te velde” gelegde leidingen onderscheid gemaakt tussen gras- en tuinland en bouwland. Voor gras- en tuinland werd minimaal 0,4 m beneden het gewenste of bestaande winterpeil, met een minimum van 1 m dekking voorgeschreven. Voor bouwland werd minimaal 1,5 m voorgeschreven. Daarnaast was voor hoofdwatgangen een diepteligging van minimaal 1,3 m beneden de bodemdiepte vereist. Voor overige watgangen en sloten werd over het algemeen 0,8 m beneden de bodemdiepte voorgeschreven.

Voor hogedruk aardgasleidingen van de Gasunie is vaak veiligheidshalve een gronddekking groter dan 1 m aangehouden. Een veel voorkomende gronddekking voor kleinere leidingen (tot DN400) is 1,2 m. Voor grotere leidingen wordt vaak een gronddekking toegepast van ca. 1,75m.

4.3.2 Nieuwe waterstofgasleidingen

Zoals eerder vermeld in paragraaf 2.1 betreffen waterstoftransportleidingen, ongeacht de ontwerpdruk, Groep I leidingen. In de vigerende versie van NEN 3650 staat voor Groep I leidingen een minimale dekking van 1 m voorgeschreven. Voor kruisingen met watgangen, in beheer bij een waterschap, geldt een minimale gronddekking van 1,0 m onder de onderhoudsdiepte.

Indien de minimale gronddekking niet realiseerbaar is, moet de leiding aanvullend worden beschermd tegen mechanische beschadiging, bijv. door een afdekkende constructie.

4.4 Aandachtspunten voor leidingcomponenten in waterstofgastoeepassingen

De volgende aandachtspunten voor leidingen in waterstofgastoeepassingen zijn ontleend aan de praktijkrichtlijnen uit EIGA IGC Doc 121/14 (Hydrogen Pipeline Systems).

4.4.1 (Isolatie)flenzen

Lekbestendige flenstypen zoals raised face (RF), messing en groef, of ring joint (RJ) moeten worden gebruikt. De pakkingsmaterialen moeten geschikt zijn voor de ontwerpdrukken en temperaturen en moeten compatibel zijn met waterstof en lekbestendig zijn. Bovendien moet rekening worden gehouden met de weerstand tegen brand, vanwege de ontvlambaarheid van waterstof. Teflon of grafiet gevulde spiraalgewonden pakking met een RF-flens of een koperen ring met een RJ-flens zijn typische keuzes, omdat ze de gewenste kenmerken grotendeels belichamen.

4.4.2 Afsluiters

Vanwege de aard van het waterstofgas, moeten drukhoudende onderdelen zoals afsluiterbehuizingen uitsluitend van metaal zijn gemaakt. Het gebruik van niet-metalen materialen is beperkt tot onderdelen zoals klepinternals (alleen inzetstukken), externe coatings, etc. die geen primaire mechanische sterkte bieden. Gebaseerd op ISO/TR 7620 “Rubber materials – Chemical resistance” wordt geconcludeerd dat waterstof nauwelijks tot geen invloed heeft op het veel in bestaande afsluiters toegepaste Styrol Butadien Rubber (SBR) en Nitril Butadien Rubber (NBR). Bestaande afsluiters die gebruik maken van deze afdichtingsmaterialen, zijn dus geschikt voor waterstofgastoeepassingen.

Er zijn geen speciale snelheidsbeperkingen voor leidingen in waterstofservice, anders dan de onderliggende economische redenen. De geluidssnelheid van waterstof is echter ongeveer drie keer zo hoog als die van aardgas. Een aandachtspunt dat wordt aangedragen in EIGA IGC Doc 121/14 is mogelijke erosie en slijtage bij zaken als regelkleppen en aflatkleppen, die meestal blootgesteld worden aan dergelijke hoge snelheden. Vanwege de hoge geluidssnelheid wordt gesteld dat zich mogelijk problemen zullen voordoen bij verschillendrukken tussen leiding en buitenlucht, die geen problemen veroorzaakt zouden hebben met aardgas.

Echter, vanwege de circa negenmaal lagere massa van een waterstofmolecuul ten opzichte van een aardgasmolecuul, is de kinetische energie nagenoeg gelijk. Dit doet vermoeden dat erosie in afsluiters gebruikt in waterstofgastoeepassingen niet in verhoogde mate op zal treden, vergeleken met reguliere aardgasleidingen.

4.4.3 Pigging stations

Voor een beschrijving van inline inspection (ILI) van waterstofgasleidingen wordt verwezen naar paragraaf 5.2.2.

4.4.4 Afblaasleidingen

De ontvlambaarheid en het zelfontbrandingspotentieel van waterstofgas is een belangrijke potentiële risicofactor. Daarom is voorzichtigheid geboden bij afblazen. De afblaasleidingen van alle ontluchtingsbronnen, zoals ontluchtungskleppen, veiligheidskleppen, etc. moeten worden aangesloten op een correct ontworpen en geplaatst afblaassysteem, dat zo eenvoudig kan zijn als een enkele pijp of zo complex als een verzamelmanifold, verbonden met een flare. De tegendruk die hierdoor ontstaat, moet goed in het ontwerp worden verwerkt, met name op debieten door veiligheidskleppen.

De locatie van potentiële ontluchtingslocaties moet met zorg worden gekozen en, voor zover praktisch mogelijk, de directe nabijheid voorkomen van kwetsbare gebieden en apparatuur zoals elektrische apparatuur, opslagtanks voor ontvlambare producten, openbare wegen, openbare gebouwen, parkeergarages en transferstations.

5 Operatie, beheer en onderhoud waterstof vs. aardgas

Dit hoofdstuk behandelt de operatie-, beheers- en onderhoudsaspecten van waterstofgastransportleidingen in vergelijking tot aardgastransportleidingen.

5.1 Operatie

5.1.1 Inwendige druk

Wanneer een bestaande aardgasleiding gebruikt gaat worden voor het transport van waterstofgas, zal een vergelijkbare inwendige druk aangehouden worden. Deze varieert in de regel van 40 barg voor de kleinere leidingen, tot 80 barg voor de grotere leidingen.

5.1.2 Drukwisselingen

Volgende opslag en buffering zijn essentiële aspecten bij waterstof. Bij productie van waterstof door windmolens op zee zal de productie variëren, terwijl de vraag daar geen gelijke tred in zal hebben. Mogelijk wordt de productie van waterstof op zee afhankelijk van vraag en aanbod van elektriciteit. Waterstof is goed geschikt om als energiebuffer te dienen door opslag onder druk in het leidingstelsel en eventueel nieuw te bouwen opslagsystemen. Gebruik van een groot netwerk geeft, net als momenteel bij het aardgasnetwerk, al een flinke opslagcapaciteit van waterstof. Het risico is dat grote cyclische drukverschillen kunnen ontstaan wanneer waterstofproductie op zee aan elektriciteitsoverschotten gekoppeld wordt. Bij buffering in de leidinginfrastructuur (hoofdnet) kan dit leiden tot versnelde mechanische degradatie [14]. Het effect van druwisselingen op de scheurgroeisnelheid in koolstofstalen leidingen is beschreven in paragraaf 6.3.

5.1.3 Mediumtemperatuur

De mediumtemperatuur van waterstofgas, behorende bij een voor aardgasleidingen aangehouden inwendige druk van 40 tot 80 barg bedraagt in de regel maximaal 50°C. Deze temperatuur is ook in lijn met bestaande aardgasleidingen.

5.1.4 Debieten

De energie-inhoud van waterstof is ca. driemaal lager dan voor aardgas, namelijk 12 MJ/Nm³ voor waterstof, ten opzichte van 35 MJ/Nm³ (Groningen gas) en 40 MJ/Nm³ (hoogcalorisch aardgas). Wanneer voor een leiding een gelijkblijvende energiebehoefte bij gelijke druk als uitgangspunt wordt gehanteerd, dient er driemaal zo veel volume waterstof door die leiding verpompt te worden dan aardgas, i.e. het debiet waterstofgas dient in dat geval driemaal hoger te zijn. De drukniveaus kunnen nagenoeg ongewijzigd blijven, aangezien de dichtheid van waterstof negenmaal lager is dan voor aardgas. Daarmee is de drukval vergelijkbaar, aangezien deze afhankelijk is van het debiet, gedeeld door de wortel van de dichtheid. Of een hoger debiet waterstofgas een nadeliger effect heeft op erosie aan de binnenzijde van de leidingen dan aardgas, wordt kort in paragraaf 5.2.5 beschouwd.

Overigens is de aanname dat een leiding omgezet wordt en zijn volledige vermogen moet blijven leveren, in eerste instantie niet de verwachting van Gasunie. Gasunie geeft aan dat bij meerdere parallelgelegen leidingen, er één vrijgespeeld kan worden voor waterstof. Deze zal, zeker in het begin, over-gedimensioneerd zijn voor het waterstof transport.

5.2 Beheer en onderhoud

5.2.1 Lekkageonderzoek

Omdat bepaalde delen van het transportsysteem (flensverbindingen, klepstelen) voor waterstofgas gevoeliger zijn voor lekkage dan aardgas, is het belangrijk om periodiek waterstofpijpleidingen met een waterstofdetector te inspecteren. In [12] wordt bijvoorbeeld gesteld dat pijpleidingen 1 tot 4 keer per jaar onderzocht moeten worden, afhankelijk van de bevolkingsdichtheid in het gebied en zoals gedefinieerd door de nationale regelgeving.

5.2.2 Inline inspection (ILI)

Bestaande grote diameter aardgastransportleidingen zijn veelal uitgerust met pigging voorzieningen, met als doel om middels intelligent pigging operaties externe corrosie en deuken te kunnen detecteren. Aardgasleidingen zijn geschikt om onder bedrijfsomstandigheden geïnspecteerd te worden. Wanneer een dergelijke bestaande aardgasleiding voor waterstoftoepassingen zal worden gebruikt, is het ook het uitgangspunt dat deze met enige regelmaat geïnspecteerd wordt. Vanuit een praktisch oogpunt is het wenselijk, dat dit ook onder bedrijfsomstandigheden kan gebeuren, i.e. in een waterstofgasomgeving. Er is anno 2019 nog niet veel ervaring met het piggen van actieve waterstofleidingen, maar er zijn wel praktijktesten uitgevoerd door Rosen. Technisch is het dus mogelijk, mits er bepaalde waterstof-specifieke randvoorwaarden in acht worden genomen. Zo kan het waterstofgas bijvoorbeeld de (intelligent) pigging equipment aantasten. Daarnaast dienen de afsluiters en afdichtingen van de pig traps geschikt te zijn voor waterstoftoepassingen.



Figuur 2: Intelligent pigging wordt uitgevoerd in gasleidingen om externe corrosie en deuken te detecteren (Foto: Gaznat)

5.2.3 Vervuilingen

De aanwezigheid van stofdeeltjes in de lange leidingen van het transportnet is nagenoeg onvermijdelijk. Ze worden geïntroduceerd bij de aanleg of bij werkzaamheden, maar zijn met een filter relatief eenvoudig af te vangen [20]. Naast de aanwezigheid van deze deeltjes, is in bestaande delen van het aardgasnetwerk zwavel aanwezig, met name in de regionale transportleidingen (RTL). De aanwezigheid van zwavel, indien - zoals bij aardgas - THT (Tetra HydroThiofeen) als odorant wordt toegepast, is een probleem in het geval brandstofcellen de eindtoepassing zijn. Er bestaan als alternatief echter ook zwavelvrije odoranten, die dit probleem kunnen oplossen. Bij de introductie van een dergelijk zwavelvrij odorant moet wel rekening worden gehouden met het feit, dat het bestaande gasnetwerk is verzadigd met THT. Dit is nu in evenwicht met de in het aardgas aanwezige THT (en andere aardgascomponenten), maar zal na omschakeling naar schoon waterstof langzaam uitdampen. Op termijn zullen de zwavelcomponenten verdwenen zijn. Op dit moment is het nog onbekend hoe lang het duurt om een net schoon te spoelen. Dit is zeker afhankelijk van lokale omstandigheden, maar op voorhand moet met een periode van minstens enkele maanden rekening worden gehouden. Indien THT als odorant toegepast wordt, zal bij het toepassen van brandstofcellen een reinigungsstap voor de brandstofcel overwogen moeten worden [20]. Over mogelijke nadelige invloeden van THT in transportleidingen, in combinatie met het te transporteren waterstofgas, wordt in de volgende paragraaf kort uitgeweid.

5.2.4 Corrosie

Wanneer waterstofgas in een leidingsysteem wordt getransporteerd waarin continu vloeibaar water aanwezig is, is er een reële kans op corrosie aan de binnenzijde van de leidingen. Echter, wanneer er geen continue aanvoer van vloeibaar water plaatsvindt, zal het reeds aanwezige water verdampen in het transportgas. Om interne corrosie te voorkomen en daaruit volgende erosie zo veel mogelijk te reduceren, is het zaak om schoon en droog gas te transporteren, of het nu aardgas, waterstof of mengsels daarvan betreft. Drooggas (aardgas of waterstof) betekent hier dat het waterdauwpunt in alle omstandigheden beneden 60% relatieve vochtigheid moet blijven [24] en dat bij een temperatuur van -20°C , onder atmosferische druk, geen vloeistoffractie meer afscheidt van het gas [29].

Daarnaast kunnen in waterstof micro-organismen voorkomen. Het is bekend, dat leidingen bacteriegroei sterk kunnen bevorderen en microbiologisch geïnduceerde corrosie kunnen stimuleren. Bij de relatief lage drukken en relatief lage temperaturen ($p_{max} < 8$ bar en $T_{max} < 18^{\circ}\text{C}$) en onder de droge omstandigheden, is de kans dat micro-organismen zich ontwikkelen zeer klein [20]. Of microbiologisch geïnduceerde corrosie onder de gevraagde omstandigheden ($p_{max} \leq 80$ bar, $T_{max} \leq 50^{\circ}\text{C}$, droog) volledig uit te sluiten is, dient nader onderzocht te worden. Bacteriegroei in anaerobe (zuurstofloze) omgeving lijkt in de regel enkel voor te komen wanneer er sulfides (zwavelverbindingen) aanwezig zijn [25]. Of de in de bestaande aardgasleidingen toegepaste odorant (THT) voldoende zwavel hiervoor biedt, is de vraag.

Op basis van bovenstaande uitgangspunten, in combinatie met de toepassing van een zwavelvrije odorant, is corrosie aan de binnenzijde van de leidingen naar verwachting uit te sluiten.

5.2.5 Erosie

Erosie kan ontstaan wanneer vaste deeltjes in het netwerk op transport gaan. Doorgaans geldt er dat een hogere stroomsnelheid in een pijpleiding de kans op erosie verhoogd. Dit is echter enkel met zekerheid te stellen wanneer het getransporteerde medium gelijk of vergelijkbaar is. In geval van de transitie van aardgas naar waterstofgas is dit niet het geval. Aangezien waterstofmoleculen een negenmaal lager volumiek gewicht (dichtheid) hebben dan aardgasmoleculen, is de kinetische energie van een waterstofmolecuul, welke botst tegen een (stof)deeltje, ook lager. Uitgaande van het voorbeeld, waarin een driemaal hoger debiet wordt aangehouden voor waterstofgas ten opzichte van aardgas om aan dezelfde energiebehoefte te voldoen (zie paragraaf 5.1.4), zal de kinetische energie nagenoeg gelijk blijven.

Wanneer een bestaande leiding gebruikt gaat worden voor waterstoftoepassingen, zal deze voorafgaand aan de ingebruikname gereinigd worden. In combinatie met bovenstaande redenering kan er dan vanuit gegaan worden, dat er niet meer erosie aan de binnenzijde van de leiding zal optreden, dan gebruikelijk is in aardgastransportleidingen.

5.2.6 Trillingen en pulsaties

Stroming geïnduceerde trillingen en pulsaties kunnen ontstaan bij interferentie met aftakkingen en insteekhuizen. Daarnaast zijn er akoestisch geïnduceerde trillingen, welke voornamelijk bij regelkleppen optreden. De mate van trillingen en pulsaties zijn met name afhankelijk van de stroomsnelheid, de dichtheid van het te transporteren medium en de geluidsnelheid. Uitgaande van een driemaal hoger debiet wordt het effect van de hogere stroomsnelheid, net als voor erosie, grotendeels gecompenseerd door de negenmaal lager dichtheid van waterstof. Uit [14] volgt de conclusie dat waterstofgas bij deze hogere stroomsnelheid minder stroming geïnduceerde pulsaties, turbulentie en akoestisch geïnduceerde trillingen oplevert dan aardgas. Enkel bij insteekhuizen, bijvoorbeeld voor thermowells, worden hogere vortexfrequenties berekend voor een driemaal hogere stroomsnelheid in waterstofgas. Hierdoor kan de vortexfrequentie samenvallen met de natuurlijke (eigen)frequentie van het insteekelement, wat kan resulteren in schade. Of dit werkelijk het geval is, zal moeten volgen uit gedetailleerde berekeningen.

5.2.7 Diffusie

De zeer kleine waterstofmoleculen worden vaak in verband gebracht met diffusie (permeatie) door leidingmateriaal, afsluiters, pakkingen en andere (polymere) afdichtingen. Echter, zal in de praktijk het waterstofgas-verlies in een

transportleiding verwaarloosbaar zijn, aangezien dit voor het overgrote deel bestaat uit stalen leidingwerk. De diffusie van waterstofmoleculen door staal met een reguliere wanddikte, is verwaarloosbaar klein. Wanneer het hele Gasunie-net waterstof zou transporteren en het waterstofmolecuul kan dissociëren aan het staaloppervlak, lekt jaarlijks minder dan 0,002% van de inhoud weg [17].

6 Faaloorzaken, -mechanismen en -effecten waterstoftransportleidingen

Dit hoofdstuk beschrijft de voornaamste mogelijke faaloorzaken, -mechanismen en effecten die voor kunnen komen in koolstofstalen leidingmaterialen, in een (hogedruk) waterstofgasomgeving.

6.1 Mechanische eigenschappen van koolstofstaal in een waterstofgasomgeving

In deze paragraaf wordt de invloed van mechanische belastingen op de mechanische eigenschappen van koolstofstalen materialen in een waterstofgasomgeving beschreven. Hiertoe worden voorbeelden uit [26] aangehaald.

Koolstofstaal is een aantrekkelijk constructiemateriaal voor pijpleidingen, omdat het staal kan worden gevormd en gelast en adequate mechanische eigenschappen kunnen worden bereikt, door normalisatie van warmtebehandelingen of warmwalsen. Ondanks de aantrekkelijke eigenschappen van koolstofstaal, moeten deze materialen oordeelkundig worden toegepast in constructies die worden blootgesteld aan waterstofgas. Waterstofgas degradeert in enige mate de trek-eigenschappen van koolstofstaal, met name in aanwezigheid van spanningsconcentraties. Bovendien verlaagt waterstofgas de breuktaaiheid en kunnen bepaalde metallurgische omstandigheden (bijvoorbeeld martensitische microstructuur) het staal vatbaar maken voor scheuruitbreiding onder statische belasting. Waterstofgas versnelt ook de groei van vermoeiingsscheuren, zelfs bij relatief lage partiële waterstofdruk. De ernst van deze manifestaties van waterstofverbrossing hangt af van mechanische, omgevings- en materiaalvariabelen. Variabelen die het gedrag in waterstofgas beïnvloeden zijn onder meer de belastingsnelheid, de frequentie van de belastingcyclus, de gasdruk, de gassamenstelling en de aanwezigheid van lassen. Beheersen en controle over deze variabelen kan ervoor zorgen dat koolstofstaal veilig kan worden toegepast in waterstofgasomgevingen.

6.1.1 Trekeigenschappen

Er zijn trekproeven uitgevoerd op koolstofstaalsoorten, welke veelal in bestaande leidingen zijn toegepast. Deze proeven, uitgevoerd op gladde koolstofstalen proefstukken in een hogedruk waterstofgasomgeving laten zien, dat de treksterkte slechts in beperkte mate afneemt ten opzichte van proefstukken in lucht. De bovenste vloeispanning laat iets grotere fluctuaties zien, maar geen algemene tendens. De rek bij breuk neemt in een waterstofgasomgeving wel significant af ten opzichte van in lucht, i.e. de taaiheid van het materiaal neemt significant af onder invloed van waterstofgas. Deze resultaten zijn weergegeven in tabel 19. De weergegeven resultaten zijn allen bepaald voor een reksnelheid van $\sim 3 \times 10^{-4} \text{ s}^{-1}$.

Tabel 19: Trekeigenschappen van gladde koolstofstalen proefstukken in 6,9 MPa waterstofgas bij kamertemperatuur. Eigenschappen in lucht zijn ter vergelijking opgenomen. De oriëntatie van het proefstuk is longitudinaal [26]

Staalsoort	Mechanische eigenschap	Lucht (MPa)	69 bar H ₂ (MPa)	Vershil (%)
A106 Gr. B	Bovenste vloeispanning (MPa)	462	503	8,9
	Treksterkte (MPa)	559	576	3,0
	Rek bij breuk (%)	14	11	-21,4
X42	Bovenste vloeispanning (MPa)	366	331	-9,6
	Treksterkte (MPa)	511	483	-5,5
	Rek bij breuk (%)	21	20	-4,8
X52	Bovenste vloeispanning (MPa)	414	429	3,6
	Treksterkte (MPa)	609	597	-2,0
	Rek bij breuk (%)	19	15	-21,1
X60	Bovenste vloeispanning (MPa)	427	422	-1,2
	Treksterkte (MPa)	594	590	-0,7
	Rek bij breuk (%)	13	10	-23,1
X70	Bovenste vloeispanning (MPa)	626	566	-9,6
	Treksterkte (MPa)	693	653	-5,8
	Rek bij breuk (%)	16	14	-12,5

Trekproeven uitgevoerd op gekerfde koolstofstalen proefstukken in een hogedruk waterstofgasomgeving laten een milde afname van de treksterkte zien, ten opzichte van proefstukken in lucht. De bovenste vloeispanning laat ook fluctuaties zien, maar wederom geen algemene tendens.

6.2 Waterstofverbrossing

De interactie van waterstofatomen en staal kan een negatief effect hebben op het mechanische gedrag van staal. De algemene term voor dit degraderende effect is waterstofverbrossing (hydrogen embrittlement, HE). Het degradatie-effect is afhankelijk van:

- De bron van de geabsorbeerde waterstofatomen: gasmolecuul H_2 of ion (H^+).
- De staalsoort en het stressniveau.
- De microstructuur van het staal.
- De mechanische belastingcondities: statisch, variabel, dynamisch.
- Het optreden van continue plastische belastingen.
- De aanwezigheid van scheurvormige defecten.
- De temperatuur.
- De aanwezigheid van oxidelaag (alleen H_2 -gas).

Drie voorbeelden van specifieke waterstofverbrossing mechanismen zijn door waterstof geïnduceerd scheuren (hydrogen-induced cracking, HIC), aanval door waterstof bij hoge temperatuur (high-temperature hydrogen attack, HTHA) en koud scheuren.

HIC

HIC gaat over recombinatie van waterstofatomen met moleculen in staal die hoge drukken uitoefenen. Deze drukken kunnen zo hoog zijn dat scheuren in de stalen wand ontstaan. HIC treedt alleen op wanneer de bron van atomen ionisch is, bijvoorbeeld in het geval van H_2S -corrosie. Equivalente drukken zijn ongeveer 1000 bar en hoger.

HTHA

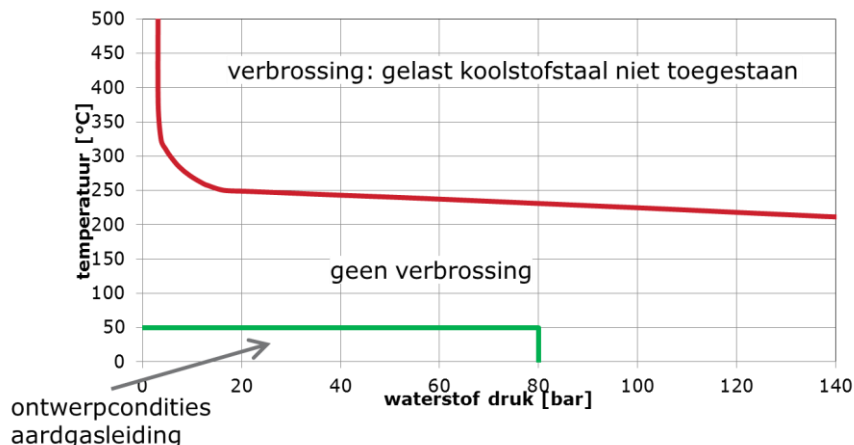
HTHA treedt op bij hoge temperaturen, waar waterstof reageert met het koolstof in het staal, resulterend in ruimtes in het staal. Door de holtes gaat de samenhang in het staal verloren.

Koud-scheuren

Koud-scheuren vindt plaats in lassen, tijdens of na de laswerkzaamheden. Het is een combinatie van geharde microstructuur en hoge waterstofconcentraties in het lasmateriaal. Typische, reeds in het staal aanwezige, waterstofconcentraties zijn aanzienlijk hoger dan waterstofconcentraties die in het staal kunnen ontstaan onder normale bedrijfsomstandigheden in waterstofgas.

De bovenstaande drie HE-mechanismen zijn onder normale bedrijfsomstandigheden niet relevant voor reguliere (koolstof) staalsoorten, omdat ze temperaturen boven de 150 °C of hoge waterstofconcentraties vereisen, groter dan 1 - 10 atomaire ppm. Waterstofdrukken van 80 bar zullen resulteren in ongeveer 0,1 ppm atomisch waterstof of minder in het staal. Onderstaande figuur toont de ontwerpcondities waaronder een aardgasleiding doorgaans wordt geopereerd. Er vanuit gaande dat waterstofgasleidingen geopereerd gaat worden onder dezelfde of vergelijkbare condities, valt dit gebied ruimschoots buiten het gebied waarin waterstofverbrossing in regulier koolstofstaal op zou kunnen treden [20].

Er zijn wel studies uitgevoerd naar specifieke staallegeringen, met bijvoorbeeld hoge mangaan (Mn) gehalten, waaruit blijkt dat dit type staal wel significant aangetast wordt in een waterstofomgeving onder ontwerpcondities van een bestaande aardgasleiding [22]. Dit betreffen echter vaak austenitische staalsoorten (roestvast), welke geschikt moeten zijn voor hoge temperatuurtoepassingen. De beoogde bestaande buisleidingtypen zijn niet uitgevoerd in dit materiaal.



Figuur 3: Gebied ontwerpcondities aardgasleidingen t.o.v. gebied waarin waterstofverbrossing op kan treden

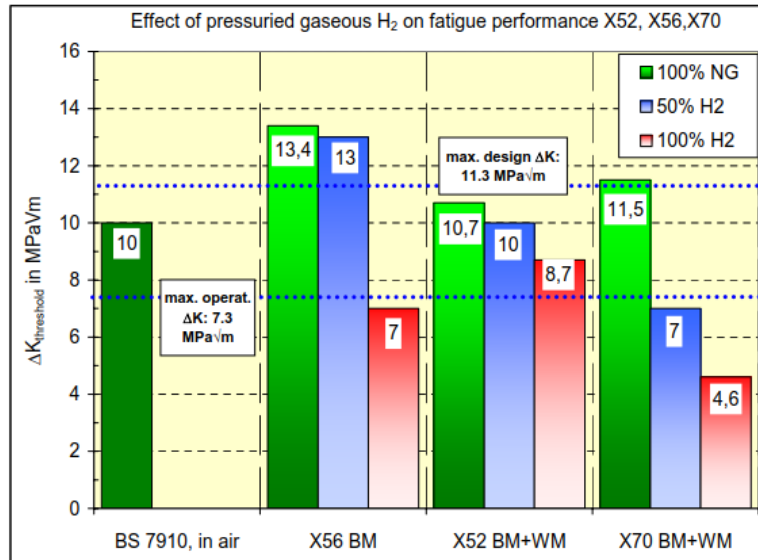
Waterstof heeft een hoge dissociatie-energie (104 kcal/mol). Er is dus veel energie nodig om atomair waterstof te vormen. Daarom treedt dit proces alleen bij hoge temperaturen of bij elektrische ontlading op. Waterstofverbrossing kan optreden tijdens het productieproces van metalen onderdelen, omdat hierbij hoge temperaturen worden gebruikt om het metaal te bewerken. Doorgaans zijn de temperaturen in het gasnet zo laag en zijn elektrische ontladingen zo beperkt, dat er geen waterstofverbrossing te verwachten is. Er is echter wel aanvullend onderzoek noodzakelijk voor de situatie waarin er aan een in gebruik zijn waterstofgasleiding laswerkzaamheden plaats vinden. In de situatie waarin lokaal de temperaturen boven de 250°C zouden kunnen komen, kan waterstofverbrossing mogelijk wel een aandachtspunt gaan vormen.

Atomair waterstof kan ook via elektrochemische processen worden gevormd. Voor een elektrochemisch proces zijn specifieke omstandigheden vereist. Zo moet er onder andere een kathode, anode en elektrolyt aanwezig zijn. Als één van deze elementen ontbreekt kan het proces niet verlopen. Vloeibaar water is doorgaans het elektrolyt. Als vloeibaar water ontbreekt, zal er geen elektrochemische reactie optreden en dus geen atomair waterstof gevormd worden. Daarom is het belangrijk om alleen droog gas te transporteren. Daarnaast is uit meerdere onderzoeken naar voren gekomen, dat de aanwezigheid van water ook ongewenst is, aangezien dit tot corrosie kan leiden [20].

6.3 Vermoeiing

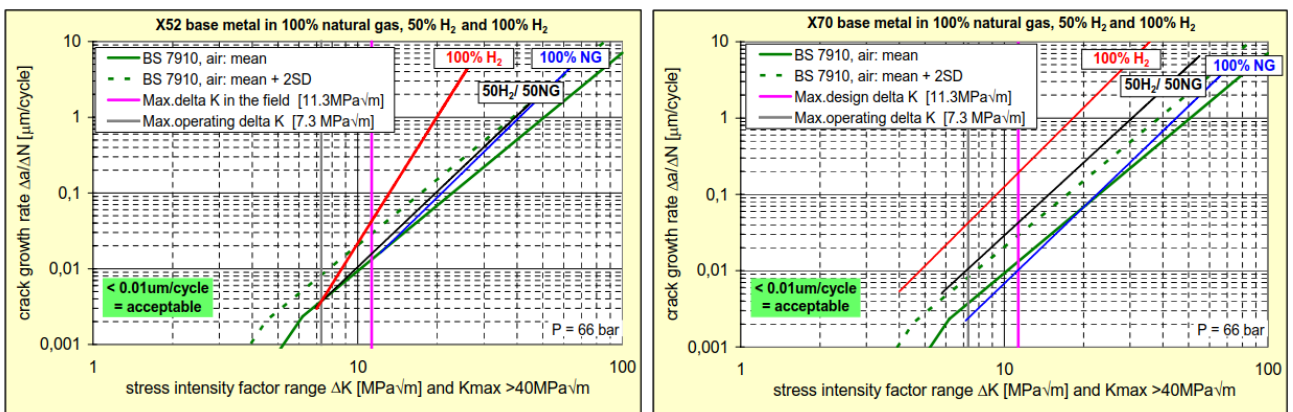
Waterstof kan een aanzienlijke invloed hebben op de vermoeiing van staal en op de levensduur van pijpleidingen onder wisselende druk. In het NaturalHy project van Gasunie/DNV GL zijn een reeks vermoeiingstests uitgevoerd, waarin de hoeveelheid waterstof gevarieerd is toegevoegd van 0% tot 100% in stappen van 25%. Tijdens de proeven werd de lengte a van een scheur met een diepte c als een functie van het aantal cycli N gemonitord en gemeten.

Scheurgroei door vermoeiing in waterstof is afhankelijk van een verscheidenheid aan parameters: cyclusfrequentie, maximale spanning, minimale spanning en de verhouding tussen de minimale en maximale spanning R , etc. In het NaturalHy project zijn belastingomstandigheden, afgeleid van pijpleidingoperaties, gebruikt voor het testen van de vermoeiingsscheurgroei. Dit resulteerde in drempelwaarden voor drijvende kracht voor vermoeiingsscheurgroei ΔK_I voor pijpleidingstaal, zie onderstaande figuur [20]. Wanneer onder deze drempelwaarde gebleven wordt, zal vermoeiingsscheurgroei niet optreden.



Figuur 4: Drempelwaarden voor vermoeiingsscheurgroei voor drie staalsoorten in 0%, 50% en 100% waterstof bij 66 bar voor X52, X56 en X70 leidingmateriaal (BM) en lasmateriaal (WM) [20] [28]

Ter illustratie van het effect van 100% aardgas, 50% waterstof en 100% waterstof op de scheurgroeisnelheid van koolstofstaal bij 66 barg condities, zijn enkele testen in onderstaande figuur 5 samengevat. Met name voor de hogere koolstofstaalkwaliteit X70 wordt een hogere scheurgroeisnelheid bij een lagere drempelwaarde voor vermoeiingsscheur gezien, wanneer het percentage waterstof toeneemt ten opzichte van aardgas.



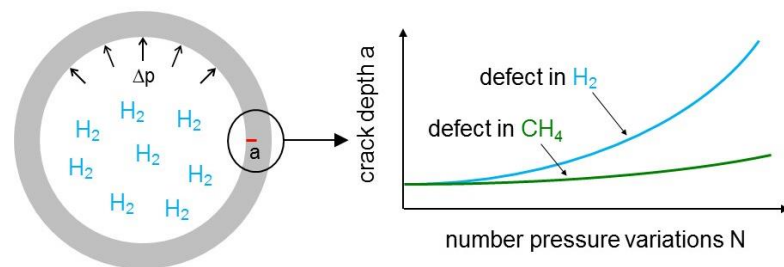
Figuur 5: Effect van waterstof bij 66 bar op de vermoeiingsprestatie van X52 leidingmateriaal en lasmateriaal (links) en X70 leidingmateriaal en lasmateriaal (rechts) [28]

Toelichting:

- Op de verticale as staat de scheurgroei per belasting wisseling in duizendste millimeter per cyclus.
- Op de horizontale as staat de mate van drukwisseling, uitgerekend in een parameter (ΔK) die de spanningswisseling aan de scheurtip aangeeft.
- De verschillende kleuren zijn voor de verschillende mengsels van aardgas en waterstof, waarbij blauw 100% aardgas is en rood 100% waterstof.
- De 2 verticale gekleurde lijnen representeren de maximale ontwerp ΔK waarde ($\Delta K = 11,3 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}}$) en bedrijfs- ΔK waarde ($\Delta K = 7,3 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}}$).

Uit figuur 5 kan worden afgeleid dat een bestaande gasleiding, die gebruikt gaat worden voor het transport van 100% waterstof, tot een factor 10 maal hogere vermoeiingsscheurgroeisnelheid heeft. Echter, door controle van de operationele condities en beperking van drukwisselingen, hoeft dit in het geheel geen beperking op te leveren [24]. Tijdens de levensduur van 40 jaar werken ongeveer 15.000 vermoeiingscycli op een gaspijpleiding. In [28] is besloten dat een scheurgroeisnelheid $da/dN \leq 0,01 \mu\text{m}/\text{cycle}$ een realistische drempelwaarde is voor scheurgroei door vermoeiing. Met deze drempelwaarde zal de scheurpropagatie tijdens de levensduur maximaal $15.000 \cdot 0,01 \mu\text{m} \leq 0,15 \text{ mm}$ bedragen.

Een schematische weergave van vermoeiingsscheurgroeisnelheid is te zien in figuur 6.



Figuur 6: Illustratie van de waterstofversterkte vermoeiingsscheurgroei in pijpleidingen [23]

Om de vermoeiingsscheurgroei onder invloed van waterstofgas bij een bepaalde inwendige druk in een leiding te bepalen, kan het volgende stappenplan aangehouden worden [23]:

1. Bepaal de drukvariaties (grootte Δp en aantal cycli N) gedurende beoogde levensduur.
2. Bepaal de drijvende kracht voor scheurgroei ΔK_I van een aangenomen defect in een pijpleiding dat niet gevonden is.
3. Toets de drijvende kracht voor scheurgroei aan de drempelwaarden voor vermoeiingsscheurgroei.
4. Bepaal de scheurgroeisnelheid.
5. Bepaal de scheurgroei van het gepostuleerde defect.
6. Bepaal of de scheurgroei leidt tot lek binnen de beoogde levensduur.

De drijvende kracht voor vermoeiingsscheurgroei kan bepaald worden conform BS 7910 en/of API 579. In deze normen wordt voor verschillende geometrieën, waaronder cilinders (leidingen) onder druk, de spanningsintensiteitsfactor K_I bepaald. De drijvende kracht voor scheurgroei ΔK_I betreft het verschil tussen de minimale maximale en spanningsintensiteitsfactor $K_{I,min}$ en $K_{I,max}$. Deze worden bepaald voor de minimale en maximale waarde van de drukwisseling.

Vervolgens wordt de vermoeiingsscheurgroeisnelheid berekend uit de ΔK_I . Een relatie hiervoor is te vinden in de conceptversie van ASME B31.12 d.d. september 2018. Details van metingen en modellering die de basis vormen voor deze vergelijking zijn te vinden in [14] en [27].

$$\frac{da}{dN} = a_1 \cdot (\Delta K_I)^{b_1} + \{[a_2 \cdot (\Delta K_I)^{b_2}]^{-1} + [a_3 \cdot (\Delta K_I)^{b_3}]^{-1}\}^{-1} \quad (4)$$

Met:

da/dN	=	Vermoeiingsscheurgroeisnelheid, in mm/cycle
ΔK_I	=	Range van spanningsintensiteitsfactoren, in $\text{MPa}\sqrt{\text{m}}$
a_i, b_i	=	Constanten, waarden zijn gegeven in tabel 20
$K_{I,min}$	=	Minimale toegepaste spanningsintensiteitsfactor, in $\text{MPa}\sqrt{\text{m}}$
$K_{I,max}$	=	Maximale toegepaste spanningsintensiteitsfactor, in $\text{MPa}\sqrt{\text{m}}$

Bij deze relatie worden de volgende opmerkingen geplaatst:

- De vergelijking is van toepassing voor koolstofstalen materialen.
- De vergelijking is van toepassing voor ontwerpdrukken $\leq 200 \text{ bar}$ (3000 psi).
- De vergelijking is van toepassing voor R-ratio's $\leq 0,5$, met $R = K_{I,min}/K_{I,max}$.

Tabel 20: Constanten ten behoeve van relatie (4) voor de bepaling van de scheurgroeisnelheid

a1	b1	a2	b2	a3	a3
4,0812E-09	3,2106	4,0862E-11	6,4822	4,8810E-08	3,6147

6.3.1 Voorbeeld bepaling scheurgroeisnelheid

In deze paragraaf wordt een rekenvoorbeeld gegeven conform BS 7910:2005, voor de bepaling van de scheurgroeisnelheid voor een aantal verschillende hogedruk waterstofgastoeepassingen in bestaande buisleidingen. Het uitgangspunt zijn veel voorkomende aardgastransportleidingen, met verschillende diameters en bijbehorende koolstofstaalkwaliteiten en wanddiktes. Er is aangenomen dat de scheurgroei (vermoeiing) enkel plaatsvindt als gevolg van inwendige drukwisselingen. De berekeningen zijn uitgevoerd door Gasunie en zijn nader beschreven in memorandum VA 19.0290, welke is bijgevoegd in bijlage 1. De bepaalde waarden zijn door Bilfinger Tebodin nagerekend en geverifieerd.

Invoerparameters

Er is een significant initieel defect (scheur) aangenomen met een diepte $a = 3$ mm en lengte $2c = 50$ mm, aan de binnenzijde van de pijp. Er is een axiale scheur in de warmte-beïnvloede zone (WBZ) van de langsnaad en een omtrekscheur in de WBZ van de rondnaad bekeken. In beide lasnaden zijn residuele spanningen aangenomen.

Doorgaans wordt er voor de beoordeling van scheurgroei in aardgasleidingen uitgegaan van 2000 drukwisselingen ter grootte van 10% van de ontwerpdruk. Aangezien het te verwachten is dat er voor de toepassing van waterstofgas meer en vooral grotere drukwisselingen op zullen treden (zie paragraaf 5.1.1) zijn berekende drukwisselingen voor dit rekenvoorbeeld gebaseerd op 10, 20 en 30% van de ontwerpdruk. Het maximale drukniveau in elke wisseling is gelijkgesteld aan de ontwerpdruk. Een overzicht van de uitgevoerde berekeningen is gegeven in tabel 21.

Tabel 21: Overzicht diameters en drukwisselingen voor de uitgevoerde scheurgroeberekeningen

Diameter Buiten (mm)	Wanddikte (mm)	Staal	Ontwerpdruk (barg)	Ontwerp-factor	Drukwisseling (%)	Bedrijfsdruk 1 (barg)	Bedrijfsdruk 2 (barg)
168,3	6,3	Grade B	40	0,45	10	36	40
					20	32	40
					30	28	40
323,9	7,1	Grade B	40	0,45	10	36	40
					20	32	40
					30	28	40
609,6	7,7	X60	66,2	0,65	10	59,4	66,2
					20	52,8	66,2
					30	46,2	66,2
914,4	9,9	X70	66,2	0,65	10	59,4	66,2
					20	52,8	66,2
					30	46,2	66,2
1219,2	15,9	X70	80	0,65	10	72	80
					20	64	80
					30	56	80

Resultaten

De resultaten van de scheurgroeberekeningen voor de axiale scheur in de WBZ van de langsnaad en de omtrekscheur in de WBZ van de rondnaad zijn weergegeven in respectievelijk tabel 22 en tabel 23. De vermoeiingsscheurgroeisnelheid da/dN is bepaald middels relatie (4).

Tabel 22: Spanningsintensiteitsfactor K_I en ΔK_I van het lasdefect in de WBZ, axiale scheur van 3 bij 50 mm in de langsnaad met residuele spanningen. In rood zijn de waarden gegeven, welke boven de drempelwaarden voor vermoeiingsscheurgroei liggen (zie figuur 4)

Diameter Buiten (mm)	Druk-wisseling (%)	Bedrijfsdruk 1 (barg)	Bedrijfsdruk 2 (barg)	$K_{I,min}$ bedrijfsdruk 1 (MPa \sqrt{m})	$K_{I,max}$ bedrijfsdruk 2 (MPa \sqrt{m})	ΔK_I (MPa \sqrt{m})	R	da/dN ($\mu\text{m}/\text{cycle}$)
168,3	10	36	40	48,7	49,9	1,2	0,90	7,46E-06
	20	32	40	47,5	49,9	2,4	0,80	7,96E-05
	30	28	40	46,3	49,9	3,6	0,70	4,09E-04
323,9	10	36	40	50,0	51,6	1,6	0,90	1,93E-05
	20	32	40	48,4	51,6	3,2	0,80	2,46E-04
	30	28	40	46,7	51,6	4,9	0,70	1,80E-03
609,6	10	59,4	66,2	94,3	98,4	4,1	0,90	7,44E-04
	20	52,8	66,2	90,3	98,4	8,1	0,80	2,70E-02
	30	46,2	66,2	86,1	98,4	12,3	0,70	2,37E-01
914,4	10	59,4	66,2	97,8	102,0	4,2	0,90	8,35E-04
	20	52,8	66,2	93,7	102,0	8,3	0,80	3,09E-02
	30	46,2	66,2	89,6	102,0	12,4	0,70	2,47E-01
1219,2	10	72	80	87,9	91,5	3,6	0,90	4,09E-04
	20	64	80	84,2	91,5	7,3	0,80	1,53E-02
	30	56	80	80,6	91,5	10,9	0,70	1,30E-01

Tabel 23: Spanningsintensiteitsfactor K_I en ΔK_I van het lasdefect in de WBZ, omtrekscheur van 3 bij 50 mm in de rondnaad met residuele spanningen. In rood zijn de waarden gegeven, welke boven de drempelwaarden voor vermoeiingsscheurgroei liggen (zie figuur 4)

Diameter Buiten (mm)	Druk-wisseling (%)	Bedrijfsdruk 1 (barg)	Bedrijfsdruk 2 (barg)	$K_{I,min}$ bedrijfsdruk 1 (MPa \sqrt{m})	$K_{I,max}$ bedrijfsdruk 2 (MPa \sqrt{m})	ΔK_I (MPa \sqrt{m})	R	da/dN ($\mu\text{m}/\text{cycle}$)
168,3	10	36	40	42	42,4	0,4	0,9	2,15E-07
	20	32	40	41,5	42,4	0,9	0,8	2,93E-06
	30	28	40	41	42,4	1,4	0,7	1,24E-05
323,9	10	36	40	41,7	42,4	0,7	0,9	1,30E-06
	20	32	40	41	42,4	1,4	0,8	1,24E-05
	30	28	40	40	42,4	2,4	0,7	7,96E-05
609,6	10	59,4	66	74,5	76,4	1,9	0,9	3,47E-05
	20	52,8	66	72,4	76,4	4	0,8	6,62E-04
	30	46,2	66	70,7	76,4	5,7	0,7	3,98E-03
914,4	10	59,4	66	79	81	2	0,9	4,14E-05
	20	52,8	66	77	81	4	0,8	6,62E-04
	30	46,2	66	75	81	6	0,7	5,24E-03
1219,2	10	72	80	71,8	73,6	1,8	0,9	2,88E-05
	20	64	80	69,9	73,6	3,7	0,8	4,63E-04
	30	56	80	68	73,6	5,6	0,7	3,62E-03

Beschouwing

Tabel 22 en tabel 23 laten zien dat de berekende waarden voor ΔK_I , voor een axiale scheur in de WBZ van de langsnaad, maatgevend zijn ten opzichte van de omtrekscheur in de WBZ van de rondnaad. Verder is er te zien dat alle berekende waarden voor ΔK_I voor de kleine diameters ($\leq \text{DN}300$) onder de drempelwaarden voor vermoeiingsscheurgroei liggen, als gegeven in figuur 4, zelfs voor de grote drukwisselingen van 30% van de ontwerpdruk. Deze resultaten zijn in lijn met de voorgaande beschouwingen, waarin gesteld wordt dat lagere staalkwaliteiten in de regel niet vatbaar zijn voor de negatieve effecten van waterstofgastoeepassingen.

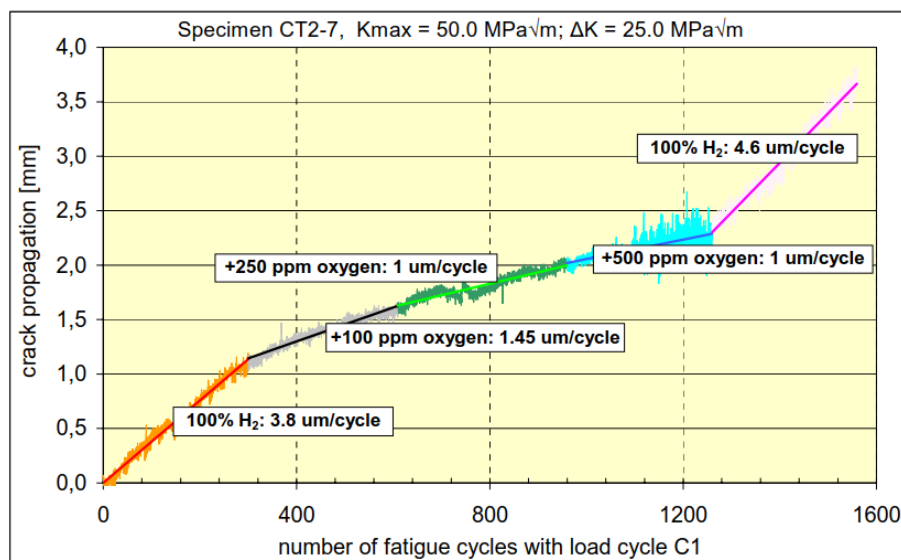
Voor de grotere diameters (\geq DN600) wordt deze drempelwaarde, voor drukverschillen boven de 10% van de ontwerpdruk, wel overschreden en kan er vermoeiingsscheurgroei optreden. Deze waarden voor ΔK_I zijn in rood aangegeven. De mate (snelheid) waarin de aangenomen scheurdiepte per drukwisseling groeit, is in de laatste kolom van de tabellen gegeven. Met name de DN600 en DN900 leidingen laten een snelle groei van de diepte van de axiale scheur in de WBZ van de langснаad zien, voor drukwisselingen van 20 tot 30% van de ontwerpdruk. De vermoeiingsscheurgroeisnelheden overschrijden in het ergste geval het acceptatiecriterium van $0,01 \mu\text{m}/\text{cycle}$ (zie figuur 5) met een factor 25. De waarden die het acceptatiecriterium overschrijden zijn in de tabellen in rood aangegeven. Voor de grote leidingdiameters is er een relatief beperkt aantal van deze maximale drukwisselingen toelaatbaar. Deze resultaten onderschrijven ook voorgaande beschouwingen, waarin gesteld wordt dat hogere staalkwaliteiten vatbaar zijn voor vermoeiingsscheurgroei in waterstofgastoeepassingen.

In werkelijkheid treden verschillende grotere en kleinere drukwisselingen op. De invloed van de som van deze verschillende wisselingen kan beschouwd worden middels bijvoorbeeld de Palmgren-Miner methode, welke de verschillende drukwisselingen sommeert en toetst aan een vermoeiingscriterium.

6.3.2 Vermindering van door waterstof versterkte vermoeiingsscheurgroei

Waterstofversterkte vermoeiingsscheurgroei kan worden verminderd door de aanwezigheid van andere gassen zoals zuurstof (O_2), koolstofmonoxide (CO), koolstofdioxide (CO_2) en water (H_2O) [21]. Er werd gevonden dat met zuurstof, de scheurgroeisnelheid in waterstof hetzelfde was als in stikstofgas. Het effect van zuurstofinjectie op de scheurgroeisnelheid in 100% waterstofgas is aanzienlijk. Door zuurstof toe te voegen aan het waterstofgas zijn verlagingen gevonden van de scheurgroeisnelheid, oplopend tot een factor 18 voor X70 en een factor 45 voor X56, waarmee de scheurgroeisnelheden vergelijkbaar zijn met 100% aardgas. Een zuurstofniveau van 100 ppm resulteert al in een significante vermindering van de groei van scheuren. Zuurstofinjectie kan daarmee een effectief hulpmiddel zijn om het negatieve effect van waterstof in bestaande aardgasleidingen te verkleinen [28]. De invloed van zuurstofinjectie op een X56 proefstuk is weergegeven in figuur 7.

Experimenten in Naturalhy bevestigden dit fenomeen. Eén mechanisme is dat ijzer bij nieuwgevormde scheuroppervlakken reageert met gassen en daardoor het dissociatieproces van de waterstofmoleculen belemmert.



Figuur 7: De invloed van zuurstof op de scheurgroei in waterstof voor X56 materiaal. Met kleine hoeveelheden kan de scheurgroei verminderd worden [28]

6.4 Leidingfalen

Leidingfalen is gedefinieerd als verlies van product (loss of containment, LoC). Dit kan zijn in de vorm van een (klein) lek of een scheur of breuk. Voor een aardgastransportleiding wordt het risico op leidingfalen gedomineerd door het openscheuren van de leiding. Deze aanname wordt overgenomen voor de toepassing van waterstofgas in bestaande leidingen.

6.4.1 Kritieke krasdiepte

Om na te gaan wanneer een kras overgaat in een lek of breuk, is de methode uit [18] overgenomen. Deze methode is algemeen toepasbaar voor gasleidingen. De diepte van een kras (a) die nodig is om een leiding te laten falen, kan worden afgeleid uit de vergelijking voor het falen van een leiding door een kras. Deze vergelijking wordt gegeven door:

$$a = d \cdot \frac{1,15 - \sigma_p / R_e(\theta)}{1,15 - \sigma_p / (M \cdot R_e(\theta))} \quad (5)$$

Met:

d	=	Wanddikte, in mm
σ_p	=	Ringspanning bepaald middels vergelijking (1) met $\gamma_p = 1$, in N/mm ²
$R_e(\theta)$	=	Vloegrens bij ontwerptemperatuur, in N/mm ²
M	=	Foliasfactor

De Foliasfactor wordt gegeven door:

$$M = \sqrt{1 + 0,4 \cdot \left(\frac{L^2}{R \cdot d}\right)} \quad (6)$$

Met:

L	=	Kraslengte, in mm
R	=	Straal van de leiding, in mm

De kritieke kraslengte (L_{crit}) wordt gevonden uit de volgende vergelijking:

$$\frac{\sigma_p}{R_e(\theta)} = 1,15 \cdot M^{-1} \rightarrow L_{crit} = \sqrt{\frac{R \cdot d \cdot \left(1,15 \frac{R_e(\theta)}{\sigma_p}\right)^2 - 1}{0,4}} \quad (7)$$

Krassen met een lengte groter of gelijk aan deze kritieke lengte kunnen resulteren in een leidingbreuk. Krassen met een kleinere lengte kunnen slechts resulteren in een lek.

Wanneer de onder (7) bepaalde kritieke kraslengte wordt ingevuld in (6) en de daaruit verkregen Foliasfactor in wordt gevuld in (5), wordt de bij de kritieke kraslengte behorende krasdiepte gevonden, die benodigd is voor een leidingbreuk. Deze exercitie is uitgevoerd voor de typische aardgastransportleidingen uit het voorbeeld in paragraaf 6.3.1. De resultaten voor de combinatie van kritieke kraslengtes en bijbehorende krasdieptes zijn samengevat in tabel 24.

Tabel 24: Kritieke kraslengtes en bijbehorende krasdieptes, welke leiden tot falen van enkele typische aardgastransportleidingen

Diameter Buiten (mm)	Wanddikte (mm)	Staal	Ontwerpdruk (barg)	Kritieke kraslengte (mm)	Foliasfactor	Krasdiepte (mm)
168,3	6,3	Grade B	40	195,4	5,46	5,3
323,9	7,1	Grade B	40	165,8	3,25	5,3
609,6	7,7	X60	66,2	141,3	2,1	4,8
914,4	9,9	X70	66,2	196,2	2,1	6,1
1219,2	15,9	X70	80	286,8	2,1	9,8

6.4.2 Scheurstopcapaciteit

Aardgasleidingen moeten voldoende weerstand hebben tegen zogenaamde scheurpropagatie. Daarom zijn aardgasleidingen ontworpen op het stoppen van een breuk binnen een beperkte leidinglengte. Voor scheurstop is het essentieel dat de decompressiesnelheid van het gas groter is dan de voortplantingsnelheid van de scheur in de pijp. Decompressiesnelheid hangt samen met de geluidsnelheid in het medium. In waterstof is de geluidsnelheid ongeveer driemaal zo hoog als in aardgas (waterstof 1284 m/s, methaan 430 m/s). Deze hogere decompressiesnelheid heeft een gunstig effect op scheurstop bij leidingbreuk, waardoor de kans op scheurpropagatie bij omzetting van een aardgasleiding naar waterstof, bij eenzelfde druk, afneemt.

6.5 Beschouwing

Uit de studie in [24] wordt geconcludeerd dat vanuit een integriteitsoogpunt het huidige gasnet gebruikt kan worden voor transport van waterstof en ook mengsels van aardgas met waterstof. Een meer stringente bewaking van drukcycli is hierbij aan te bevelen om hiermee zeker stellen dat de operationele condities binnen de perken van vermoeiingscheurgroei blijven.

Er dient wel beschouwd te worden of het leidingmateriaal voldoende taai is bij de minimale (ontwerp-/bedrijfs-)temperatuur. Conform ASME B31.12 hoeft dit niet gedaan te worden voor leidingen kleiner dan DN100.

7 Fitness for service vs. fitness for purpose

Dit hoofdstuk geeft een korte beschouwing van het verschil tussen fitness for purpose (doel) en fitness for service (gebruik) van bestaande leidingen, welke voor waterstofdoeleinden gebruik zouden kunnen worden. Wanneer een bestaande leiding geschikt is voor gebruik, betekent dit namelijk niet per definitie dat de leiding geschikt is voor het doel waterstofgastransport.

7.1 Fitness for service

In deze context wordt fitness for service (FFS) gedefinieerd als het vermogen om de structurele integriteit aan te tonen van een in gebruik zijnde component (pijpleiding) die een fout of schade bevat. Een FFS beoordeling kan onder andere uitgevoerd worden voor:

- Brosse breuk.
- Algemeen of lokaal materiaalverlies.
- (Put)corrosie.
- Blaren en delaminatie.
- Verkeerde lasuitlijning en –vervorming.
- Scheurvormige afwijkingen.

Veelgebruikte normen voor de uitvoering van FFS zijn API 579 en BS 7910 (algemeen) en ASME B31.G (corrosie). Afhankelijk van het toegepaste product in de leiding, zijn de acceptatiecriteria hoger of lager. Een voorbeeld hiervan is de in het voorgaande hoofdstuk genoemde range van spanningsintensiteitsfactoren ΔK_I , welke een drempelwaarde is voor de drijvende kracht voor vermoeiingsscheurgroei. De rekenmethode om tot de afzonderlijke spanningsintensiteitsfactoren te komen is onafhankelijk van het medium. Zoals gezegd is de drempelwaarde voor leidingmateriaal in een aardgasomgeving hoger dan in een waterstofomgeving.

7.2 Fitness for purpose

Hoewel de structurele integriteit van een bestaande transportleiding mogelijk niet door de toepassing van waterstof wordt beïnvloed als gevolg van waterstofverbrossing, betekent dit niet dat waterstof daadwerkelijk in de bestaande pijpleiding kan worden getransporteerd. Waterstof is een kleiner molecuul dan het methaanmolecuul en de ontstekingsenergie is beduidend lager. Dus voordat waterstof in een bestaande pijpleiding kan worden vervoerd, moet het volgende worden overwogen [23]:

- Is de lektheid van bestaande kleppen (intern en extern) voldoende?
- Is de lektheid van bestaande flenzen voldoende?
- Worden de risicocontouren van de pijpleiding groter omdat de risicobeoordeling voor waterstof anders is?
- Kunnen operationele en onderhoudsactiviteiten op een veilige manier worden uitgevoerd?
- Is lassen aan een in bedrijf zijnde pijpleiding mogelijk?

Daarnaast is het de vraag welke acceptatiecriteria er horen bij bepaalde aanwezige beschadigingen in bestaande leidingen, wanneer deze geschikt dienen te zijn voor waterstoftoepassingen. Met name aanwezigheid van scheuren in combinatie met de beoogde bedrijfsvoering (drukwisselingen) zijn hierin van interesse, zie hoofdstuk 6. Hiertoe kunnen bijvoorbeeld experimenteel bepaalde (om)rekenfactoren ten opzichte van de originele toepassing van de bestaande leiding bepaald worden.

8 Conclusies

In dit rapport zijn de belangrijkste technische aspecten gebundeld, die komen kijken bij het toepassen van waterstofgas in bestaande buisleidingen. Voor het onderzoek van waterstoftoepassingen in bestaande leidingen is beschouwd welke van deze technische aspecten een positieve dan wel negatieve invloed kunnen hebben op de fitness for purpose van de bestaande leiding en de berekening van de externe veiligheid. Hiertoe is op basis van verschillende ontwerpnormen en -standaarden en overige literatuur, welke van toepassing zijn voor hogedruk gasleidingen, bekeken wat de verschillen in ontwerppunten zijn tussen aardgasleidingen enerzijds en waterstofgasleidingen anderzijds.

8.1 Algemeen

Hierna volgen puntsgewijs de algemene conclusies voor het gebruik van bestaande leidingen voor waterstoftoepassingen:

- De ontwerpfactoren die door de jaren heen toegepast zijn voor hogedruk aardgasleidingen zijn in lijn met de gebruikte ontwerpfactoren voor nieuw te bouwen waterstofleidingen. Daarmee zijn de gebruikte wanddiktes van de bestaande leidingen, behorende bij de betreffende leidingdiameters, ontwerpdrukken en staalkwaliteiten, geschikt voor gebruik van waterstof bij een vergelijkbare ontwerpdruk.
- Uitgaande van een schoon en droog leidingsysteem (geen continue aanvoer van vloeibaar water, waterdauwpunt drooggas < 60% relatieve vochtigheid) is vocht geïnduceerde corrosie uit te sluiten. Of microbiologisch geïnduceerde corrosie onder ontwerpcondities ($p = 40$ tot 80 barg, $T = 30$ tot 50 °C) volledig is uit te sluiten, is niet geheel duidelijk. Dit is met name afhankelijk van de in het leidingsysteem aanwezige zwavelverbindingen. Uitgaande van de toepassing van een zwavelvrije odorant, is corrosie aan de binnenzijde van de leidingen naar verwachting uit te sluiten.
- Ten opzichte van aardgas treden in waterstofgas minder stroming geïnduceerde pulsaties, turbulentie en akoestisch geïnduceerde trillingen op, ook in geval van een driemaal hogere stroomsnelheid. Enkel bij insteekhuizen worden hogere vortexfrequenties berekend voor een driemaal hogere stroomsnelheid in waterstofgas, wat mogelijk kan resulteren in schade. Of dit werkelijk het geval is, zal moeten volgen uit gedetailleerde berekeningen.
- Bij ontwerpcondities die gelden voor een groot deel van de hogedruk aardgasleidingen in Nederland ($p_{max} = 80$ barg, $T_{max} = 50$ °C), worden geen onacceptabele waterstofverbrossing fenomenen zoals HIC, HTHA en koud-scheuren verwacht. Onder deze ontwerpcondities vallen in principe alle regionale (RTL) en hoofdtransportleidingen (HTL).
- Het schademechanisme dat voor waterstoftoepassingen onder aardgas ontwerpcondities extra aandacht verdient is vermoeiingsscheurgroei. Voor kleinere leidingen ($\leq DN400$) met een lagere staalkwaliteit ($R_e \sim 245$ N/mm²) wordt geen excessieve scheurgroei verwacht, ook niet voor grotere drukwisselingen ($\Delta p \sim 30\%$ van de ontwerpdruk). Deze kleine bestaande leidingen behoeven niet aan een uitgebreide kwantitatieve analyse onderworpen te worden, wanneer ze gebruikt gaan worden voor waterstofgastoepassingen. Voor grotere leidingen ($> DN400$) met een hogere staalkwaliteit ($R_e \geq 415$ N/mm²) resulteren kleinere drukwisselingen ($\Delta p \leq 10\%$ van de ontwerpdruk) naar verwachting ook niet in excessieve scheurgroei. Wanneer grotere drukwisselingen worden verwacht, is er wel een reële kans op vermoeiingsscheurgroei. In dit geval zal een kwantitatieve analyse uitgevoerd moeten worden, welke mogelijk resulteert in beperkingen in de bedrijfsvoering in de vorm van lagere bedrijfsdrukken en/of drukwisselingen.

8.2 Fitness for purpose

Specifiek op het gebied van fitness for purpose (FFP) dient er rekening gehouden te worden met het volgende:

- Een bestaand leidingsysteem, welke ingezet gaat worden voor waterstoftransport, dient schoon en droog waterstofgas te kunnen afleveren. Grote bestaande leidingen ($> DN400$) hebben vaak pigging voorzieningen, welke alvorens ingebruikname voor waterstofgastoepassingen, gebruikt kunnen worden voor de reiniging. Het is ook mogelijk om het waterstofgas bij de afnemer te zuiveren. De toepassing van het waterstofgas (verbranding, brandstofcel, grondstof) bepaalt de noodzakelijke mate van reiniging.
- Het is noodzakelijk dat de kwaliteit van een bestaande leiding wordt vastgesteld op basis van een documentonderzoek, alvorens deze ingezet gaat worden voor waterstofgastransport. Voor grote leidingdiameters ($> DN400$) of leidingen met een hogere staalkwaliteit ($R_e \geq 415$ N/mm²) is een van de focuspunten het beredeneren of er aanleiding is voor de aanwezigheid van eventuele (vermoeiings-)scheuren in de leiding. Op basis van scheurgroeberekeningen dient vervolgens ingeschat te worden, of vermoeiingsscheurgroei een probleem kan gaan vormen. Hiertoe is het zaak dat de bedrijfsvoering (drukwisselingen) zo goed mogelijk ingeschat kan worden en dat er veilige drempelwaarden voor

vermoeiingsscheurgroei bekend zijn. Deze inschatting dient na 1 à 2 jaar bedrijfsvoering met waterstofgas getoetst te worden. De drempelwaarden voor vermoeiingsscheurgroei zijn staalsoort afhankelijk. Staalsoorten met een vloeigrens $R_e \geq 415 \text{ N/mm}^2$, treksterkte $R_m \geq 800 \text{ N/mm}^2$ en/of een hardheid van 22 HRC of 250HB zijn vatbaar voor vermoeiingsscheurgroei bij waterstofgastoepassingen.

- Voor lekkagegevoelige leidingonderdelen als afsluiters en flensverbindingen dient nagegaan te worden of deze voldoende lek dicht zijn voor waterstofgastoepassingen. Indien dit niet aangetoond kan worden, dienen deze componenten vervangen te worden door voor waterstofgas geschikte componenten.

Referenties

Normen, richtlijnen en leverancier specifieke technische standaarden

- [1] NEN 3650-1+C1, Eisen voor buisleidingsystemen - Deel 1: Algemene eisen, ICS 23.040.10, 04-2017
- [2] NEN 3650-2+C1, Eisen voor buisleidingsystemen - Deel 2: Aanvullende eisen voor leidingen van staal, ICS 23.040.10, 04-2017
- [3] ASME B31.12, Hydrogen Piping and Pipelines, ASME Code for Pressure Piping, B31, 2014
- [4] ASME B31.12, Hydrogen Piping and Pipelines, Tentative, Subject to revision or withdrawal, 09-2018
- [5] BS 7910, Guide to methods for assessing the acceptability of flaws in metallic structures, ICS 25.160.40, 2005
- [6] API 579, Fitness For Service, 01-2000
- [7] ISO/TR 7620, Rubber materials – Chemical resistance, 2005
- [8] Besluit externe veiligheid buisleidingen (bevb), geldend van 31-03-2018 t/m heden, Overheid.nl
- [9] Handleiding Risicoberekening bevb, RIVM, versie 2.0, 01-07-2014
- [10] GTS OSW-01-N, Leidingklassen voor buisleidingsystemen t.b.v. aardgastransport, Medium: aardgas en aardgascondensaat, Versie 13, 26-01-2018
- [11] GTS OSW-25-E, Design and strength calculations of pressure vessels, piping systems and pipelines, Version 1, 08-11-2018
- [12] EIGA IGC Doc 121/14, Hydrogen Pipeline Systems, EIGA 2014
- [13] EIGA DOC 211/17, Hydrogen Vent Systems for Customer Applications, EIGA 2017

Rapporten, papers en memoranda

- [14] Achterkamp, E., Al Saleem, M., Riezebos, H., Trillings- en pulsatie risico's in waterstof transportsystemen, Resultaten vergelijking met aardgas, DNV GL ref 10096940.v03, 03-12-2018
- [15] Amaro, R.L., White, R.M., Looney, C.P., Drexler, E.S., Slifka, A.J., Development of a model for hydrogen-assisted fatigue crack growth in pipeline steel, ASME Journal of Pressure Vessel Technology, 140 (2), 2018, pp.021403-1 to 021403-13.
- [16] AT Osborne, Buisleidingen in Nederland. Een marktverkenning, 03-09-2018
- [17] Dröge, M.T., Waterstoftransport in buisleidingen - Wat betekent dit t.a.v. de veiligheid?, Gasunie, 04-02-2019
- [18] Gielisse, M., Dröge, M.T., Kuik, G.R., Risicoanalyse aardgastransportleidingen, Gasunie: DEI 2008.R.0939, 8-12-2008
- [19] Gigler, J., Weeda, M., Contouren van een Routekaart Waterstof, TKI Nieuw Gas, 03-2018
- [20] Hermkens, R., Jansma, S., van der Laan, M., de Laat, H., Pilzer, B., Pulles, K., Toekomstbestendige gasdistributienetten, GT170272, Kiwa Technology B.V., 05-07-2018
- [21] Holbrook, J.H., Collings, E.W., Cialone, H.J., Drauglis, E.J., Hydrogen degradation of pipeline steels, Battelle Columbus Laboratories, BNL 52049, 03-1986
- [22] Koyama, M., Akiyama, E., Lee, Y.K., Raabe, D., Tsazuki, K., Overview of hydrogen embrittlement in high-Mn steels, Elsevier Ltd., 0360-3199 Hydrogen Energy Publications, 28-02-2017
- [23] Krom, A.H.M., Marewski, U., CEN TC 234 WG 3 position paper hydrogen gas in pipelines, Gasunie, 22-01-2019
- [24] Van den Noort, A., Sloterdijk, W., Vos, M., Verkenning waterstofinfrastructuur, OGNL.151886, DNV-GL, 11-2017
- [25] Rajagopal, B.S., LeGall, J., Utilization of cathodic hydrogen by hydrogen-oxidizing bacteria, Applied Microbiology and Biotechnology, 1989, Volume 31, Number 4, Page 406
- [26] San Marchi, C., Somerday, B.P., Technical Reference on Hydrogen Compatibility of Materials, Sandia Report, 03-2008
- [27] Slifka, A.J., Drexler, E.S., Amaro, R.L., Hayden, L.E., Stalheim, D.G., Lauria, D.S., Hrabe, N.W., Fatigue measurement of pipeline steels for the application of transporting gaseous hydrogen, ASME Journal of Pressure Vessel Technology, 140 (1), 2018, pp.011407-1 to 011407-12
- [28] Van Wortel, J.C., Effect of Hydrogen on Fatigue Performance Natural Gas Transmission Pipelines, Final report EET, including data Naturalhy, TNO, 04-2008

Websites

- [29] Regeling externe veiligheid buisleidingen, <https://wetten.overheid.nl/BWBR0029356/2014-07-01>

Bilfinger Tebodin Netherlands B.V.
Onderzoek Technische Aspecten van Waterstof
in Bestaande Buisleidingen t.b.v. de Energietransitie
Ordernummer: T53052.01
Documentnummer: 53052.01-1917001
Revisie: B
19 november 2019
Bijlage 1 / 1



BILFINGER

Engineering & Maintenance

Bijlage 1 Memorandum Gasunie, advies 0883 (kenmerk VA 19.0290)

Aan
W. Huinen (Bilfinger Tebodin
Nederland), K. Theune
(Ministerie Infrastructuur en
Waterstaat)

Van
A.H.M. Krom
Ons kenmerk
VA 19.0290

K.c.
Archief, M.T. Dröge

Via
Datum
31 juli 2019

Onderwerp
Wisseling van de spanningintensiteitsfactor ΔK_I van een lasdefect in een pijpleiding door
drukwisselingen

MEMORANDUM

advies 0883

Inleiding

In dit memo wordt de spanningintensiteitsfactor K_I van een aangenomen lasdefect in een pijpleiding en de wisseling van deze factor ΔK_I door gasdrukwisselingen gegeven. Met ΔK_I kan tezamen met het aantal drukwisselingen beoordeeld worden of "hydrogen enhanced fatigue crack growth" voor een pijpleiding een relevant degradatiemechanisme is gedurende de levensduur van de leiding.

Uitgangspunten

1. Berekening van spanningintensiteitsfactor K_I en ΔK_I volgens vergelijkingen BS 7910 (2005), zie bijlage voor details;
2. Het aangenomen lasdefect is een oppervlakscheur van 3 mm (loodrecht op pijp wand) bij 50 mm (lengte- of omtreksrichting van de pijp) aan de binnenzijde;
3. Het lasdefect is in de warmte-beïnvloede zone (WBZ) van de langs- of rondlasverbinding;
4. De residuele spanning is gelijk aan de gespecificeerde minimum rekgrens. Relaxatie van deze spanning wordt niet meegenomen hoewel dit volgens BS 7910 wel toegestaan is. Door het niet-meenemen van de relaxatie is de spanningintensiteitsfactor K_I hoger. De residuele spanningen hebben geen invloed op ΔK_I . Residuele spanningen blijven namelijk constant.
In sommige pijpproductieprocessen krijgt de lasverbinding een warmtebehandeling na het lassen waardoor de residuele spanningen zeer sterk gereduceerd worden. In die gevallen is de gevolgde aanpak conservatief voor K_I . De rondlasverbinding krijgt nooit een warmtebehandeling na het lassen.
Voor spiraalgelaste pijpen ligt de spanningintensiteitsfactor tussen de pijp met een langslas- en de rondlasverbinding.
Pijpleidingen gemaakt van naadloze pijp hebben alleen rondlassen;
5. Vermoeiing vindt plaats als gevolg van gasdrukwisselingen;
6. De spanningsratio R is: $\Delta p D_{out}/2B$ waarin Δp de drukwisseling, D_{out} de nominale, uitwendige diameter van de leiding en B de nominale wanddikte;
7. De spanning in omtreksrichting is (defect in langslas): $p D_{out}/2B$
De spanning in axiale richting is (defect in rondlas): $p D_{out}/4B$, voor een veldstrekking zou dit $0,3 p D_{out}/2B$ mogen zijn.

N.V. Nederlandse Gasunie

Datum: 31 juli 2019

Ons kenmerk: VA 19.0290

Onderwerp: Wisseling van de spanningintensiteitsfactor ΔK_I van een lasdefect in een pijpleiding door drukwisselingen**Casussen**

De spanningintensiteitsfactor K_I en ΔK_I van het lasdefect wordt voor verschillende pijpleidingen en drukwisselingen berekend, zie Tabel 1.

Tabel 1 Overzicht van pijpleidingen en drukwisselingen

casus	nominale buiten- diameter D_{out} [mm]	nominale wandikte B [mm]	staalsoort gespeci- ficeerde rekgrens	ontwerp- druk [bar (o)]	druk- wisseling [%]	bedrijfs- druk 1 [bar (o)]	bedrijfs- druk 2 [bar (o)]
1	168	6,3	Grade B / L245	40	10	36	40
2					20	32	
3					30	28	
4	323	7,1	Grade B / L245	40	10	36	40
5					20	32	
6					30	28	
7	609	7,7	X60 / L415	66,2	10	59,4	66,2
8					20	52,8	
9					30	46,2	
10	914	9,9	X70 / L485	66,2	10	59,4	66,2
11					20	52,8	
12					30	46,2	
13	1219	15,9	X70 / L485	80	10	72	80
14					20	64	
15					30	56	

Resultaten

De berekende spanningintensiteitsfactoren K_I en ΔK_I worden gegeven in Tabel 2 voor het lasdefect in de langslas en in Tabel 3 voor in de rondslas.

N.V. Nederlandse Gasunie

Datum: 31 juli 2019

Ons kenmerk: VA 19.0290

Onderwerp: Wisseling van de spanningintensiteitsfactor ΔK_I van een lasdefect in een pijpleiding door drukwisselingenTabel 2 Spanningintensiteitsfactor K_I en ΔK_I van het lasdefect in de WBZ van de langslas

casus	nominale buiten-diameter [mm]	druk-wisseling [%]	bedrijfs-druk 1 [bar (o)]	bedrijfs-druk 2 [bar (o)]	K_I 1 [MPa \sqrt{m}]	K_I 2 [MPa \sqrt{m}]	ΔK_I [MPa \sqrt{m}]	R [-]
1	168	10	36	40	48,7	49,9	1,2	0,90
2		20	32		47,5	49,9	2,4	0,80
3		30	28		46,3	49,9	3,6	0,70
4	323	10	36		50,0	51,6	1,6	0,90
5		20	32		48,4	51,6	3,2	0,80
6		30	28		46,7	51,6	4,9	0,70
7	609	10	59,6	66,2	94,3	98,4	4,1	0,90
8		20	53,0		90,3	98,4	8,1	0,80
9		30	46,3		86,1	98,4	12,3	0,70
10	914	10	59,6		97,8	102	4,1	0,90
11		20	53,0		93,7	102	8,2	0,80
12		30	46,3		89,6	102	12,3	0,70
13	1219	10	72	80	87,9	91,5	3,6	0,90
14		20	66		84,2	91,5	7,3	0,80
15		30	56		80,6	91,5	10,9	0,70

Tabel 3 Spanningintensiteitsfactor K_I en ΔK_I van het lasdefect in de WBZ van de rondslas

casus	nominale buiten-diameter [mm]	druk-wisseling [%]	bedrijfs-druk 1 [bar (o)]	bedrijfs-druk 2 [bar (o)]	K_I 1 [MPa \sqrt{m}]	K_I 2 [MPa \sqrt{m}]	ΔK_I [MPa \sqrt{m}]	R [-]
1	168	10	36	40	42,0	42,4	0,4	0,90
2		20	32		41,5		0,9	0,80
3		30	28		41,0		1,4	0,70
4	323	10	36		41,7	42,4	0,7	0,90
5		20	32		41,0		1,4	0,80
6		30	28		40,0		2,4	0,70
7	609	10	59,6	66,2	74,5	76,4	1,9	0,90
8		20	53,0		72,4		4,0	0,80
9		30	46,3		70,7		5,7	0,70
10	914	10	59,6		79,0	81,0	2,0	0,90
11		20	53,0		77,0		4,0	0,80
12		30	46,3		75,0		6,0	0,70
13	1219	10	72	80	71,8	73,6	1,8	0,90
14		20	66		69,9		3,7	0,80
15		30	56		68,0		5,6	0,70

N.V. Nederlandse Gasunie

Datum: 31 juli 2019

Ons kenmerk: VA 19.0290

Onderwerp: Wisseling van de spanningintensiteitsfactor ΔKI van een lasdefect in een pijpleiding door drukwisselingen**Bijlage Spanningintensiteitsfactoren van Defecten in een Pijpleiding****Inleiding**

Voor de spanningintensiteitsfactoren van defecten in pijpleidingen, wordt gebruik gemaakt van de vlakke-plaatoplossingen uit BS 7910 (2005). Het voordeel van de vlakke-plaatoplossingen is dat deze beschikbaar zijn voor oppervlakdefecten en ingebedde defecten. Daarnaast kan zowel een membraan- als een buigspanning worden opgegeven. Een vuistregel voor het gebruik van de vlakke-plaatoplossing waarvan de herkomst niet te herleiden is, is dat de R/B verhouding groter moet zijn dan 10. Deze vuistregel wordt niet gemeld in BS 7910.

Spanningintensiteitsfactor

In BS 7910 (2005) wordt niet expliciet gemeld dat voor defecten in dunwandige pijpen de spanningintensiteitsfactoren van de vlakke-plaatoplossing mogen worden gebruikt. In bijlage M van BS 7910 worden verschillende specifieke cilindrische oplossingen (gekromde schalen) gegeven daarbij wordt een onderscheid gemaakt tussen inwendige druk en inwendige druk plus mechanische belastingen. Voor de laatste worden de volgende oplossingen gegeven:

- inwendig oppervlakdefect in langsrichting (M.4.3.3.1) voor R/B tussen 4 en 10;
- inwendig oppervlakdefect in omtreksrichting (M.4.3.3.2) voor R/B tussen 5 en 10;
- uitwendig oppervlakdefect in langsrichting (M.4.3.3.5) voor R/B tussen 5 en 10.

Daarnaast worden oplossingen gegeven voor lange oppervlakdefecten en door-de-dikte defecten. Voor uitwendige oppervlakdefecten in omtreksrichting (M.4.3.3.6) en voor ingebedde defecten in schalen (M.4.4) wordt verwezen naar de vlakke-plaatoplossingen. Ook voor oppervlakdefecten en ingebedde defecten in gekromde schalen met alleen inwendige druk wordt de vlakke-plaatoplossing gebruikt. Bij oppervlakdefecten in de langsrichting moet dan nog wel de 'opbolfactor' worden toegepast waarbij geen onderscheid wordt gemaakt tussen inwendig of uitwendig (BS 7910 vergelijking M.21). Uit het bovenstaande wordt nu geconcludeerd dat de vlakke-plaatoplossingen zowel voor oppervlakdefecten als voor ingebedde defecten mag worden gebruikt. De opbolfactor wordt altijd toegepast tenzij het een defect in de omtreksrichting betreft. Daarnaast wordt een 'eindige' breedte-correctie toegepast waarbij de breedte gelijk is aan de pijpomtrek (M.2. van BS 7910).

N.V. Nederlandse Gasunie

Datum: 31 juli 2019

Ons kenmerk: VA 19.0290

Onderwerp: Wisseling van de spanningintensiteitsfactor ΔKI van een lasdefect in een pijpleiding door drukwisselingen

Vergelijking	BS 7910 (2005)
$K_I = Y\sigma\sqrt{\pi a}$	M.1, blz. 184
$\Delta K_I = Y(\Delta\sigma_p)\sqrt{\pi a}$	M.2, blz. 184
$Y\sigma = (Y\sigma)_p + (Y\sigma)_s$	M.4, blz. 184
$(Y\sigma)_p = Mf_w[k_{tm}M_{km}M_mP_m + k_{tb}M_{kb}M_b\{P_b + (k_m - 1)P_m\}]$ omdat $k_{tm} = 1, P_b = 0, k_m = 1$ $(Y\sigma)_p = Mf_wM_{km}M_mP_m$	M.5, blz. 185
$(Y\sigma)_s = M_mQ_m + M_bQ_b$ omdat $Q_b = 0$ $(Y\sigma)_s = M_mQ_m$	M.6, blz. 185
$(Y\Delta\sigma)_p = Mf_w[k_{tm}M_{km}M_m\Delta\sigma_m + k_{tb}M_{kb}M_b\{\Delta\sigma_b + (k_m - 1)\Delta\sigma_m\}]$ omdat $k_{tm} = 1, \Delta\sigma_b = 0, k_m = 1, \Delta\sigma_m = \Delta P_m$ $(Y\Delta\sigma)_p = Mf_wM_{km}M_m\Delta P_m$	M.7, blz. 185
voor een defect aan de binnenzijde van de pijp zorgt de druk voor een bijdrage aan de spanningintensiteit. Dit wordt meegenomen in de membraanspanning: $P_m = \frac{pD_{out}}{2B} + p$ $\Delta P_m = \frac{\Delta p D_{out}}{2B} + \Delta p$	
$f_w = \left\{ \sec \left[\left(\frac{\pi c}{W} \right) \left(\frac{a}{B} \right)^{0,5} \right] \right\}^{0,5}$ Voor de plaatbreedte W wordt de pijpomtrek genomen: $f_w = \left\{ \sec \left[\left(\frac{c}{D_{out}} \right) \left(\frac{a}{B} \right)^{0,5} \right] \right\}^{0,5}$	M.3.2, blz. 185
Als de defectoriëntatie 90° (rondlas) is: $M = 1$ anders $M = \frac{1 - \frac{a}{BM_T}}{1 - \frac{a}{B}}$ waarin $M_T = \left\{ 1 + 3,2 \left(\frac{c^2}{(D_{out} - B)B} \right) \right\}^{0,5}$	M.21, blz. 203

N.V. Nederlandse Gasunie

Datum: 31 juli 2019

Ons kenmerk: VA 19.0290

Onderwerp: Wisseling van de spanningintensiteitsfactor ΔKI van een lasdefect in een pijpleiding door drukwisselingen

$M_m = \left\{ M_1 + M_2 \left(\frac{a}{B} \right)^2 + M_3 \left(\frac{a}{B} \right)^4 \right\} \frac{g f_\theta}{\varphi}$ <p>waarin</p> $M_1 = 1,13 - 0,09 \left(\frac{a}{c} \right) \quad \text{voor } 0 \leq \frac{a}{2c} \leq 0,5$ $M_1 = \left(\frac{c}{a} \right)^{0,5} \left\{ 1 + 0,04 \left(\frac{c}{a} \right) \right\} \quad \text{voor } 0,5 \leq \frac{a}{2c} \leq 1,0$ $M_2 = \frac{0,89}{\left\{ 0,2 + \left(\frac{a}{c} \right) \right\}} - 0,54 \quad \text{voor } 0 \leq \frac{a}{2c} \leq 0,5$ $M_2 = 0,2 \left(\frac{c}{a} \right)^4 \quad \text{voor } 0,5 \leq \frac{a}{2c} \leq 1,0$ $M_3 = 0,5 - \frac{1}{\left\{ 0,65 + \left(\frac{a}{c} \right) \right\}} + 14 \left\{ 1 - \left(\frac{a}{c} \right) \right\}^{24} \quad \text{voor } \frac{a}{2c} \leq 0,5$ $M_3 = -0,11 \left(\frac{c}{a} \right)^4 \quad \text{voor } 0,5 < \frac{a}{2c} \leq 1,0$ $g = 1 + \left\{ 0,1 + 0,35 \left(\frac{a}{B} \right)^2 \right\} (1 - \sin(\theta))^2 \quad \text{voor } \frac{a}{2c} \leq 0,5$ $g = 1 + \left\{ 0,1 + 0,35 \left(\frac{c}{a} \right) \left(\frac{a}{B} \right)^2 \right\} (1 - \sin(\theta))^2 \quad \text{voor } 0,5 < \frac{a}{2c} \leq 1,0$ $f_\theta = \left\{ \left(\frac{a}{c} \right)^2 \cos^2(\theta) + \sin^2(\theta) \right\}^{0,25} \quad \text{voor } 0 \leq \frac{a}{2c} \leq 0,5$ $f_\theta = \left\{ \left(\frac{c}{a} \right)^2 \sin^2(\theta) + \cos^2(\theta) \right\}^{0,25} \quad \text{voor } 0,5 < \frac{a}{2c} \leq 1,0$	<p>M.8, blz. 187</p>
<p>voor het uiteinde ($\theta = 0^\circ$)</p> $g = 1 + \left\{ 0,1 + 0,35 \left(\frac{a}{B} \right)^2 \right\} \quad \frac{a}{2c} \leq 0,5$ $g = 1 + \left\{ 0,1 + 0,35 \left(\frac{c}{a} \right) \left(\frac{a}{B} \right)^2 \right\} \quad 0,5 < \frac{a}{2c} \leq 1,0$ $f_\theta = \left(\frac{a}{c} \right)^{0,5} \quad 0 \leq \frac{a}{2c} \leq 0,5$ $f_\theta = 1 \quad 0,5 < \frac{a}{2c} \leq 1,0$ <p>voor het diepste punt ($\theta = 90^\circ$)</p> $g = 1$ $f_\theta = 1 \quad 0 \leq \frac{a}{2c} \leq 0,5$ $f_\theta = \left(\frac{c}{a} \right)^{0,5} \quad 0,5 < \frac{a}{2c} \leq 1,0$	<p>M.3.2.2.3, blz. 187</p>
$\varphi = \left\{ 1 + 1,464 \left(\frac{a}{c} \right)^{1,65} \right\}^{0,5} \quad \text{voor } 0 \leq \frac{a}{2c} \leq 0,5$ $\varphi = \left\{ 1 + 1,464 \left(\frac{c}{a} \right)^{1,65} \right\}^{0,5} \quad \text{voor } 0,5 < \frac{a}{2c} \leq 1,0$	<p>M.9, blz. 158</p>

