

Technical Note

Mogelijke verschillen in (externe veiligheid) risico tussen de operatie van natgas en drooggas transportleidingssystemen

Opgesteld door : K. Beijer
Afdeling : EPE-P-ED (Safety Engineering)
EPE Document nr. : EP200702210020
Status : Revisie 3
Datum : Maart 2009

Inhoudsopgave

- 1.0 Inleiding
- 2.0 Overzicht van het hoge druk aardgas transportleidingsysteem van de NAM
- 3.0 Faalfrequentie van droog en nat gas transportleidingen
- 4.0 Bepaling van de fysische effecten bij catastrofaal falen van nat gas leidingen
 - 4.1 *Een eerste extern onderzoek*
 - 4.2 *Eerste NAM onderzoek*
 - 4.3 *Aanvullend NAM onderzoek*
 - 4.4 *Toxische effecten*
- 5.0 Risicoreducerende maatregelen
- 6.0 Samenvatting en Conclusie
- 7.0 Referenties

Bijlage 1: Thermisch geïsoleerde leidingen; kathodische bescherming en lekdetectie

Bijlage 2: Transient simulation of the rupture of the SPKO to OBLZ wet-gas pipeline

Bijlage 3: SPKO-OBLZ natgas transportleiding gegevens

Bijlage 4: FREDv5.0 SPKO-OBLZ-TL blow-down calculations

Bijlage 5: Overzicht dispersieberekeningen

Revisie	Datum	Omschrijving
0	Januari 2007	Concept rapport voor commentaar
1	Februari 2007	Eindrapport naar VROM/RIVM/SodM
2	Februari 2009	Herziening Eindrapport 2007 [incl. besprekingscommentaar september 2008 en nieuw: toxische effecten H₂S]
3	Maart 2009	Commentaar RIVM verwerkt

1.0 Inleiding

In Nederland worden transportleidingen ontworpen, geconstrueerd en onderhouden volgens de richtlijnen als opgenomen in NEN 3650 [1]. NEN 3650 behandelt tevens de veiligheidseisen met betrekking tot minimale diepteligging en het vereiste veiligheidsniveau met betrekking tot externe veiligheid, milieu etc. De in NEN 3650 genoemde eisen met betrekking tot externe veiligheid zijn overgenomen uit de VROM circulaire 1984 [2].

Als bij het vaststellen van een tracé voor een aardgas transportleiding aan de in NEN 3650 genoemde eisen wordt voldaan is het niet nodig om een plaatsgebonden risico (PR) contour te bepalen op basis van CPR-18 [3]. Voor de bepaling van het PR voor aardgas transportleidingen mag in dat geval gebruik worden gemaakt van de toetsingafstand, gebiedsklasse indeling, ontwerpfactor en bebouwingafstand, als besproken in NEN 3650-2, Katern 6, Bijlage F. Om te beoordelen of wordt voldaan aan de eis voor het groepsrisico (GR), moet voor aardgas transportleidingen nog wel een aanvullende toets worden uitgevoerd. Daarbij kan gebruik worden gemaakt van de vuistregels als genoemd in Tabel F.7 in NEN 3650-2, Katern 6, Bijlage F.

In een RIVM artikel gepubliceerd in december 2005 in het magazine Externe Veiligheid [4] komen een aantal nieuwe gezichtspunten aan de orde die een bijdrage moeten leveren voor een revisie van de eerder genoemde VROM circulaire 1984 [2]:

- De kans op een incident is significant lager dan werd verondersteld begin jaren tachtig
- De kans op een leidingbreuk wordt voornamelijk veroorzaakt door graafwerkzaamheden
- Een grotere wanddikte resulteert in een lagere faalkans
- Bij catastrofaal falen van een hoge druk aardgastransportleiding ontstaat er krachtige verticale jet vanuit een krater die na ontsteking resulteert in een toortsbrand waarvan de effectafstanden aanzienlijk groter zijn dan de waarden genoemd voor de bebouwing en toetsingafstand in de VROM circulaire 1984 [2]
- De kans op ontsteking blijkt afhankelijk van druk en diameter van de leiding

Het artikel gaat verder nog in de effectiviteit van een aantal maatregelen bij aardgasleidingen [6]. Een belangrijke stap hierin is het invoeren van een wettelijke grondroedersregeling die het huidige KLIC melding systeem gaat vervangen. Naast deze generieke maatregel worden nog een aantal specifieke maatregelen genoemd die echter niet veel afwijken van de in NEN 3650 [1] opgenomen maatregelen.

VROM bereidt momenteel een nieuwe AMvB "Buisleidingen" voor waarin de normen worden opgenomen met betrekking tot de externe veiligheid rond hoge druk aardgastransportleidingen en eisen voor inpassing in bestemmingsplannen. Introductie van deze nieuwe AMvB zal o.a. resulteren in de eis dat voor elke nieuwe hoge druk aardgastransportleiding een PR en GR dient te worden bepaald, waarbij voor de berekening wordt verwezen naar het rekenmodel Carola.

Dit rekenmodel is een afgeleide van het voor en door Gasunie ontwikkelde (niet-commerciële) rekenmodel PipeSafe. Zowel Carola als PipeSafe zijn ontwikkeld voor het bepalen van de risico's rond transportleidingsystemen behandeld (droog) aardgas. Ofwel bij het vaststellen van de relevante faaloorzaken is geen rekening gehouden met inwendige corrosie, alleen met "external interference (EI)" en uitwendige corrosie. Verder kennen deze rekenmodellen geen mogelijkheid om naast de brandeffecten ook de effecten van eventueel toxische componenten in PR en GR te verwerken.

VROM is van mening dat er mogelijk verschillen bestaan tussen de risico's voor onbehandeld (nat) gas en behandeld (droog) gas transportleidingsystemen. Zo is er bij het transport van nat gas een kans op inwendige corrosie als gevolg van de in de leiding aanwezige vrije vloeistof (condensaat + water) in combinatie met de aanwezigheid van CO₂ in het gas, terwijl inwendige corrosie in droog gas transportleidingen mag worden uitgesloten.

Tevens bestaat bij VROM de indruk dat de effecten bij breuk van een nat gas leiding verder zouden kunnen reiken dan die van een breuk in een vergelijkbare droog gas leiding. Dit omdat er naast het ontsnappende gas ook (een deel van) de vloeistof hold-up vrij zal komen, als gevolg waarvan

- De verbrandingswaarde van de ontsnappende jet zal toenemen als gevolg van de aanwezigheid van zwaardere fracties, het geen mogelijk weer zal resulteren in grotere effectafstanden
- Meegevoerde vloeistof(druppels) mogelijk na enige tijd, al dan niet brandend, weer kunnen uitregenen (extra gevaar: plasvorming / plasbrand)

Hierdoor zou er misschien de noodzaak kunnen ontstaan dat er naast een nieuwe AMvB voor de veiligheidszones rond droog gas leidingen een specifieke regeling moet worden ontwikkeld voor de veiligheidszones rond nat gas leidingen.

In essentie gaat het bij het vaststellen van de mogelijke verschillen tussen droog gas en nat gas transportleidingen om het beantwoorden van de volgende drie vragen:

- 1 Is interne corrosie een mogelijke oorzaak voor het catastrofaal falen van een nat gas transportleiding?
- 2 Komt er bij catastrofaal falen van een nat gas leiding een massastroom vrij die qua samenstelling zo veel afwijkt van de samenstelling van een vrijkomende massastroom bij een vergelijkbare droog gas leiding, dat er een mogelijkheid bestaat dat de brandeffecten voor een nat gas leiding groter zullen zijn dan die voor een vergelijkbare droog gas leiding?
- 3 Komen er bij catastrofaal falen van een nat gas leiding naast gas ook vloeistofdeeltjes vrij, en is er in dat geval kans dat (een deel van) de vloeistof weer zal uitregenen met als mogelijk gevolg plasvorming / plasbrand?

In een eerste overleg met VROM, RIVM en SodM over deze onderwerpen (14-04-2006) is zowel bij NAM als bij VROM, RIVM en SodM de voorkeur uitgesproken om daar waar mogelijk zo veel mogelijk aan te sluiten bij de methodiek in gebruik voor droog gas leidingen.

In eerste instantie was afgesproken om mogelijke toxische effecten bij falen van transportleiding met H₂S houdend aardgas buiten beschouwing te laten omdat het toen te verwachten viel dat de zuur gas productie omstreeks eind 2009 zou worden afgesloten; zie vergaderverslag [5]. Mede door de ontwikkelingen op de olie en gas markt is er echter als nog besloten om het zure "marginal field" Gasselternijveen in ontwikkeling te brengen, waardoor een deel van het zuur gas transportleidingnet nog tot ca. 2015 operationeel zal blijven.

In het gesprek van 16 september 2008 tussen NAM, VROM en RIVM is overeengekomen om revisie 1 van deze Technical Note op een aantal punten aan te passen en om ook de toxische effecten in de discussie te betrekken; zie vergaderverslag [8]. Dit leidt tot de volgende aanvullende vraag:

- 4 Is er bij catastrofaal falen van een zuur gas transportleiding naast het brandrisico ook een risico dat mensen komen te overlijden als gevolg van blootstelling aan een letale dosis H₂S?

In hoofdstuk 2 van deze Technical Note wordt een overzicht gegeven van de verscheidenheid aan hoge druk aardgas transportleidingsystemen binnen de NAM en hoe deze transportleidingen worden geopereerd. In hoofdstuk 3 wordt ingegaan op vraag 1, en de vragen 2, 3 en 4 worden behandeld in hoofdstuk 4. Hoofdstuk 5 beschrijft welke maatregelen bij kunnen dragen tot het reduceren van aanwezige risico's. Ten slotte worden alle bevindingen in hoofdstuk 6 samengevat en wordt een voorlopige conclusie getrokken die ter goedkeuring aan VROM/RIVM/SodM zal worden voorgelegd.

2.0 Overzicht van het hoge druk aardgas transportleidingssysteem van de NAM

NAM opereert een groot aantal hoge druk aardgas transportleidingen met een verscheidenheid aan aardgas samenstellingen en een gezamenlijke lengte van ca. 1300 km.

Binnen de Asset Groningen vindt winning en behandeling van gas tot exportkwaliteit plaats op dezelfde installatie. Het droge gas van een 26-tal gas behandeling installaties (GBI's) wordt vervolgens via een transportleiding ringsysteem (totaal ca 220 km) en een 6-tal overslagen, waar een fiscale meting plaats vindt, afgeleverd aan het gas distributienetwerk van Gasunie. Het gas dat een Groningen installatie verlaat, zal zich in geval van catastrofaal falen van een leidingdeel van het transportleidingssysteem daarom niet anders gedragen dan het gas dat vrij zal komen bij het catastrofaal falen van een leiding van het Gasunie distributienetwerk;

Binnen de Asset ONEgas-NL wordt het gas offshore van vrij water ontdaan en vervolgens in glycol contactors gedroogd, vervolgens wordt het afgescheiden aardgascondensaat weer bij het waterdroge gas gevoegd en gezamenlijk met het gas via een 36" (NOGAT) en een 24" (Lo-Cal) CS transportleiding afgevoerd naar het vaste land waar het via de aanlanding bij Callandsog wordt getransporteerd naar GBI Den Helder waar het gas op koolwaterstof dauwpunt specificatie wordt gebracht voor aflevering aan Gasunie. De twee leidingen hebben een gezamenlijke lengte ca. 260 km, waarvan ca. 20 km op land. Door de afwezigheid van water is interne corrosie voor deze twee leidingen geen realistisch faalscenario. Wel kan er bij catastrofaal falen naast gas mogelijk ook een deel van het vrije aardgascondensaat vrijkomen

Binnen de Asset Land wordt allereerst onderscheid gemaakt tussen H₂S vrij (zoet) gas en H₂S houdend (zuur) gas.

- De eerste categorie (zoet gas) kent naast een 23-tal gas winning/behandeling installaties een 69-tal satelliet locaties. Vanaf deze satellieten wordt het onbehandelde (natte) gas getransporteerd naar een nabijgelegen GBI, waar het gas op koolwaterstof dauwpunt specificatie wordt gebracht. Vanaf de GBI's wordt het gas of rechtstreeks, of via een meng en/of compressorstation afgeleverd aan Gasunie. Totaal betreft het ca. 490 km nat + droog (behandeld) gas transportleidingen. NB. Het op de GBI's afgescheiden water en aardgascondensaat wordt voor verdere behandeling per truck afgevoerd naar daartoe ingerichte behandelingsinstallaties.
- De tweede categorie (zuur gas) kent naast een 30-tal gas winning/behandeling installaties een 15-tal satelliet locaties. Het onbehandelde (natte) zure gas van de satellieten wordt getransporteerd naar een nabijgelegen GBI waar het wordt behandeld tot het waterdroog getransporteerd kan worden naar gas zuivering installatie (GZI) Emmen. In deze centrale GZI wordt het verzamelde zure gas ontdaan van de aanwezige H₂S en op koolwaterstof dauwpunt specificatie gebracht voor aflevering aan Gasunie. Totaal betreft het ca. 330 km aan nat + waterdroog gas transportleidingen. NB. Het op de zuurgas GBI's en op de GZI afgescheiden water en aardgascondensaat wordt voor verdere behandeling per truck afgevoerd naar de locatie Schoonebeek-313.

Bij het transport van onbehandeld gas, zal er als gevolg van afkoeling en drukverlaging in de transportleiding, condensatie optreden. De mate van condensatie is afhankelijk van CGR⁽¹⁾ en WGR⁽²⁾, leiding doorzet en mate van isolatie, en lengte en hydraulische profiel van de leiding. Een deel van de gevormde vloeistof zal direct met het gas worden afgevoerd naar de GBI, en een deel van de vloeistof zal in fysisch evenwicht met het gas in de leiding achterblijven.

Deze zogenaamde vloeistof "hold-up" is minimaal bij maximale leiding doorzet en zal toenemen bij afnemen van de productie. Het verschil in "hold-up" zal bij "up rampen" van lage naar hoge(re) productie (contractueel binnen 1 uur) versneld als vloeistofslok worden afgevoerd naar de ontvangende installatie, waar de vloeistof wordt afgevangen in een zogenaamde slokkenvanger om procesverstoring in de GBI te voorkomen.

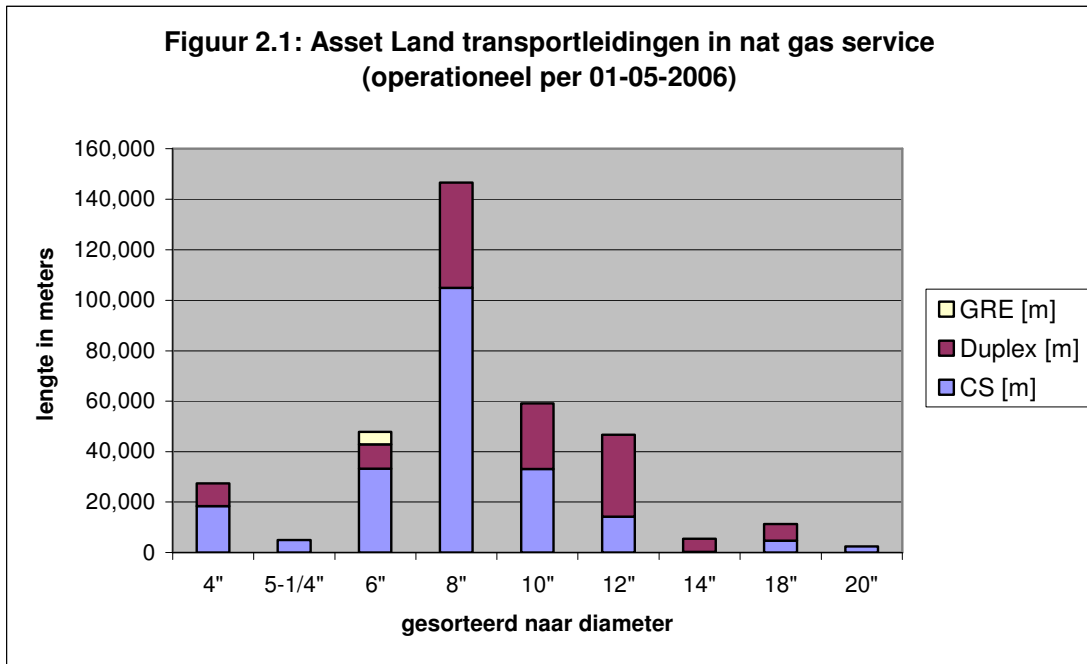
Het optimum tussen operationele flexibiliteit en de grootte van de te installeren slokkenvanger ligt in de praktijk bij een productie variërend tussen 100% en 30%. Bij een satelliet gas productie lager dan 30% van de nominale capaciteit zal de vloeistof "hold-up" en daarmee de afmeting (lees: investering) voor een slokkenvanger al snel te hoog worden.

⁽¹⁾ condensaat /gas ratio [m3 condensaat per miljoen Nm3 gas]

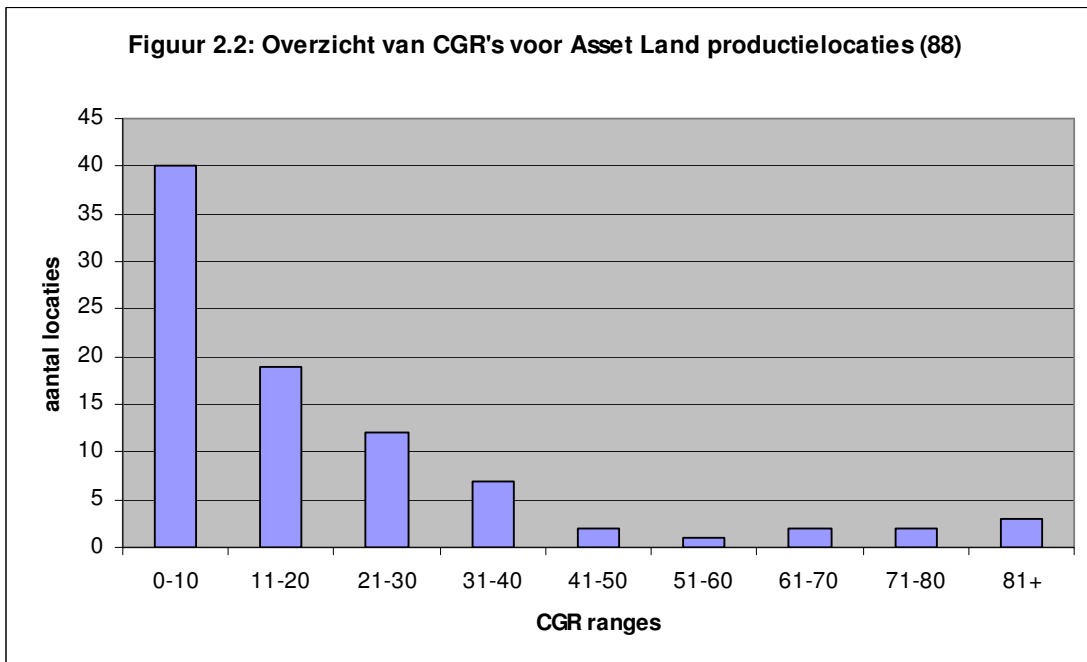
⁽²⁾ water /gas ratio [m3 water per miljoen Nm3 gas]

Ter indicatie, op de peildatum 01-05-2006 waren er binnen de Asset Land 135 transportleidingen operationeel met een gezamenlijke lengte van ca. 730 km. Hiervan waren er 84 met een totale lengte van ca. 350 km in (zuur + zoet) nat gas service; de gemiddelde lengte bedraagt ca. 4,2 km. De overige leidingen werden gebruikt voor het transport van (water)droog (zuur + zoet) gas.

Figuur 2.1 geeft een overzicht van de 135 nat gas transportleidingen verdeeld naar leidingdiameter en materiaalkeuze:



Figuur 2.2 geeft een overzicht van de CGR's voor een 88-tal Asset Land productielocaties.



3.0 Faalfrequentie van droog gas (Gasunie) en nat gas (NAM) transportleidingen

De in NEN 3650 [1] genoemde vaste waarde voor de faalfrequentie van transportleidingen [$6.1 \cdot 10^{-4}$ /km/jaar] laat geen ruimte voor nuancering, b.v. bij afwezigheid van inwendige of uitwendige corrosie als faalmechanisme, of bij toepassing van risicoreducerende maatregelen. Daarom is er in opdracht van Gasunie en een aantal andere Europese gas transportleiding operators een gedetailleerd onderzoek verricht naar mogelijke faaloorzaken gastransportleidingen.

Dit heeft geleid tot het faalfrequentie berekeningsmodel FFREQ, waarin wel rekening wordt gehouden met ontwerp en constructiefactoren die van invloed kunnen zijn op de faalfrequentie, zoals b.v. materiaalkeuze, wanddikte en diepteligging. In aansluiting hierop is het QRA model PipeSafe voor ondergrondse hoge druk aardgas transportleidingen door Gasunie verder ontwikkeld en gevalideerd. In het Pipesafe model wordt nog slechts rekening gehouden met twee mogelijke oorzaken voor catastrofaal falen, te weten EI en uitwendige corrosie.

In vergelijking met de operatie van een droog gas transportleiding is er bij het opereren van een nat (zoet of zuur) gas transportleiding tevens een kans op inwendige corrosie als gevolg van vrije vloeistof (condensaat + water) in de leiding in combinatie met de aanwezigheid van CO₂ en/of H₂S in het gas. Dit potentiële risico wordt in de praktijk op de volgende manieren ondervangen:

- Door de materiaalkeuze zo aan te passen dat er geen inwendige corrosie meer kan optreden. In het verleden is al gebruik gemaakt van CS leiding voorzien van een interne RVS cladding en in een enkel geval van een Glasfibre Reinforced Epoxy (GRE) leiding. Tegenwoordig valt de keuze veelal op duplex SS, een materiaal duurder dan CS, maar ongevoelig voor inwendige corrosie. Bij een gemiddelde operationele temperatuur tussen 50-60°C komt de rekgrens van duplex SS het dichtst in de buurt van CS X65; zie tabel:

Rekgrens			
materiaal	T=50°C	T=60°C	T=100°C
X60	413	403	363
X65	448	439	402
Duplex SS	450	432	360
X70	482	470	422

Duplex SS heeft tevens een hogere kerftaaiheid dan CS, waardoor een beschadiging als gevolg van graafwerkzaamheden minder snel tot een breuk zal leiden dan een vergelijkbare beschadiging in een CS leiding. NB. In de materiaalspecificatie voor CS en duplex SS wordt standaard een minimum kerfslag arbeid (ISO 148; specimens type Charpy V-notch, transverse 10x10mm; T_{test} = -20°C) opgegeven van respectievelijk 40J en 70J.

- Door bij gebruik van een CS leiding primair gebruik te maken van een corrosie inhibitie systeem op de satelliet met een Low Flow Alarm (LFA; 1^{ste} prio) op de injectiepomp en een Low Level Alarm (LLA; 1^{ste} prio) op de tank, ontstaat een systeem met een betrouwbaarheid van ca. 95-98%. Aanvullend kan dan gebruik worden gemaakt van een corrosietoeslag, een extra wanddikte boven op de voor de sterkte benodigde wanddikte. Dit heeft als mogelijk bijkomend voordeel, dat een kras in een dergelijke leiding, b.v. ontstaan als gevolg van een graafincident, minder snel zal propageren tot een leidingbreuk dan een kras in een verder vergelijkbare CS leiding zonder corrosietoeslag.
- De al gehele leidingconditie wordt regelmatig gecontroleerd d.m.v. "intelligent pigging" (wanddiktecontrole; vast stellen mogelijke inwendige en/of uitwendige corrosie). Waar corrosie wordt vastgesteld, wordt onmiddellijk actie ondernomen. Indien nodig zal de corrosie inhibitie dosis en/of inspectiefrequentie worden verhoogd. Op basis van ervaring mag worden geconcludeerd dat inwendige corrosie zeer sporadisch voorkomt, dat de corrosie in alle gevallen zeer lokaal is (type "pitting" corrosie) en dat deze zich vrijwel alleen voordoet op de 5-7uur positie. De NAM casuïstiek voor ondergrondse hoge druk aardgas transportleidingen kent geen gevallen waar inwendige corrosie heeft geleid tot aantasting van de leidingsterkte, tot lekkage of tot catastrofaal falen van de leiding.
- Een manier om ongewenste afkoeling van het gas in een leiding, en daarmee overmatige vloeistofvorming te voorkomen is toepassing van thermische isolatie. Bijlage 1 geeft een voorbeeld van een door de NAM veel toegepast thermisch isolatie systeem.
- Verder zijn alle NEN 3650 inspectie eisen t.a.v. ondergrondse leidingen in de vorm van procedures en werkinstructies verankerd in het Corporate Management Systeem (CMS), waarmee de systeemintegriteit maximaal wordt gewaarborgd.

Inwendige corrosie kan mogelijk niet in alle gevallen worden voorkomen, maar het NAM corrosie management systeem dat onderdeel uitmaakt van het totale Pipeline Integrity Management Systeem (PIMS) dat weer is ingebed in het NAM-CMS, is dermate rigide dat inwendige corrosie tijdig genoeg wordt herkend voordat dit kan leiden tot lekkage of catastrofaal falen. NB. Op gelijke wijze kan worden aangetoond dat ook uitwendige corrosie geen rol zal spelen bij catastrofaal falen.

Samengevat, mag worden geconcludeerd dat het NAM ontwerp, constructie en onderhoud van ondergronds leidingwerk voldoet aan een hoge standaard en dat de kans op inwendige corrosie als gevolg van genomen maatregelen verwaarloosbaar klein mag worden verondersteld. Op grond van de hierboven genoemde punten is er geen reden om voor nat gas (NAM) transport leidingen een andere faalfrequentie bepalingsmethodiek te hanteren dan overeengekomen voor droog gas (Gasunie) transportleidingen.

4.0 Bepaling van de fysische effecten bij catastrofaal falen van nat gas leidingen

In vergelijking met de operatie van een droog gas transportleiding is er bij het opereren van een nat gas of water droog gas transportleiding tevens een kans dat (een deel van) de vloeistof "hold-up" bij catastrofaal falen van de leiding met het gas zal vrijkomen, waardoor het (externe veiligheid) risico potentieel kan toenemen, omdat

1. De verbrandingswaarde van de ontsnappende jet zal toenemen als gevolg van de aanwezigheid van zwaardere fracties, het geen mogelijk weer zal resulteren in grotere effectafstanden
2. Meegevoerde vloeistof(druppels) mogelijk na enige tijd, al dan niet brandend, weer kunnen uitregenen (extra gevaar: plasvorming / plasbrand)

Als uitgangspunt voor een nader onderzoek is gekozen voor een in 2006 aangelegde nat gas transportleiding in West Nederland, de leiding van Spijkenisse Oost (SPKO) naar Oud Beijerland Zuid (OBLZ), een ca. 7 km lange 8" leiding met een ontwerpdruk van 115 bara. Er is voor deze leiding gekozen omdat het op SPKO geproduceerde gas een relatief hoge CGR (80) heeft, en omdat de transportleiding bovengemiddeld lang is en een aantal "extreem" diepe kruisingen met waterwegen kent. Al deze elementen geven aanleiding tot een hoger dan gemiddelde vloeistof hold-up in de leiding.

4.1 Een eerste extern onderzoek

Een eerste risicobepaling voor deze leiding is uitgevoerd door Tebodin B.V. in 2005 [7]. Met behulp van het programma PipeSim is een vloeistof hold-up bepaald van 17,3 m³ voor het 30% (worst case) productie scenario. Op basis van de samenstelling en de berekende vloeistof en gas dichtheden (resp. 750 kg/m³ en 77,2 kg/m³) is bepaald dat zich in de 30% productie case 18.352 kg gas en 12.983 kg vloeistof in de leiding bevindt. Voor de modellering van de dynamische uitstroming bij leidingbreuk, met behulp van het programma PHASTv6.4, is aangenomen dat gas en vloeistof homogeen zijn gemengd. De uitstroming is berekend als een "time varying release". De gemiddelde uitstroming van nat gas bij leidingbreuk gedurende de eerste 20 sec is bepaald op 947 kg/s; ter vergelijking, een met methaan gevulde leiding zou bij gelijke omstandigheden een release geven van 587 kg/s. Vervolgens is met het QRA model Safeti (v6.4) het risico in kaart gebracht voor een 3-tal operationele drukken (115, 100 en 75 bar). Het rapport concludeert dat de 10⁻⁶ per jaar PR contour, zowel voor nat gas als voor droog gas (methaan), voor geen van de gekozen operationele drukken wordt bereikt.

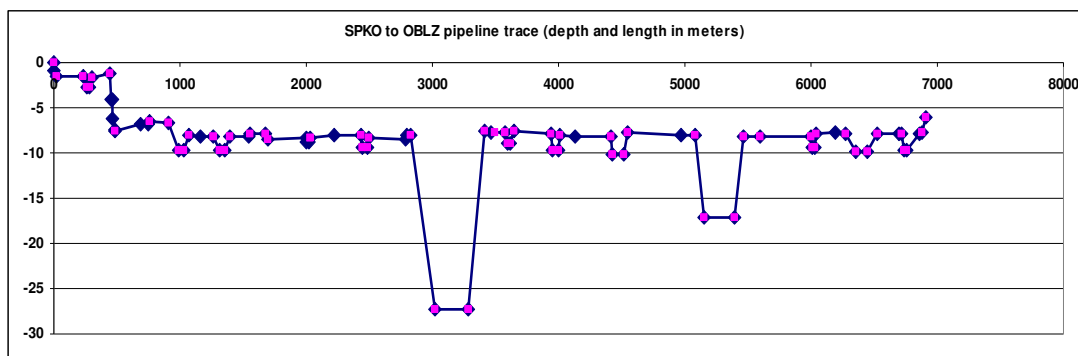
Bij het Tebodin rapport kunnen echter een aantal kanttekeningen worden geplaatst:

- Bij de bepaling van de vloeistof hold-up is uitgegaan van een leidingtemperatuur van 9,5°C Dit is onrealistisch, omdat de gas temperatuur bij het verlaten van SPKO 60°C bedraagt en omdat de leiding thermisch is geïsoleerd waardoor het gas slechts minimaal zal afkoelen. Dit uitgangspunt leidt tot een overschatting van de vloeistof hold-up.
- Bij het modelleren van de release bij leidingbreuk is uitgegaan van de combinatie maximale hold-up en maximale druk. Ook dit is een onrealistische benadering, omdat een maximale druk alleen samengaat met een minimale vloeistof hold-up (zie ook paragraaf 2.0 hiervoor).
- Verder is aangenomen dat de in de leiding aanwezige vloeistof bij uitstroming homogeen is gemengd met het in de leiding aanwezige gas. Ook dit uitgangspunt wordt gezien als conservatief, (a) omdat de vloeistof niet gelijkmatig over de leidinglengte zal zijn verdeeld (denk aan leiding "pockets"), en (b) omdat de (initiële) uittrede snelheid van het gas bij leidingbreuk aanzienlijk hoger mag worden verondersteld dan die van de vloeistof.
- De tweezijdige uitstroming is gemodelleerd als een verticale release uit een gat met een grootte gelijk aan de som van de twee 8" uiteinden. In werkelijkheid zal er een krater ontstaan, waardoor de verticale gas snelheid (aanzienlijk) lager zal zijn.
- De "flame lift off" die met het "jet flame" model wordt berekend, wordt niet gecorrigeerd tot een vlam brandend direct vanuit de krater, waardoor de warmte stralingseffecten op maaiveldhoogte te laag worden in geschat.

Bovenstaande is de aanleiding geweest om een aanvullende dynamische simulatie van deze leidingbreuk uit te laten voeren door de NAM procesafdeling (zie paragraaf 4.2)

4.2 Eerste NAM onderzoek

Bij het eerste NAM onderzoek is gebruik gemaakt van de “multi-phase flow simulation tool” HYFLOW. De onderstaande figuur geeft een beeld van het ingevoerde profiel van de SPKO-OBLZ nat gas transportleiding:



De leiding is opgedeeld in een aantal cellen. In iedere cel wordt per tijdstap het thermodynamisch evenwicht bepaald afhankelijk van de in die cel heersende druk en temperatuur. Dat betekent dat temperatuurdaling door flashing en de daarbij optredende fase overgang in detail gesimuleerd wordt.

In het onderzoek wordt aangenomen dat de leidingbreuk plaatsvindt kort nadat de leiding weer horizontaal loopt na het onderkruisen van Het Spui (elev.= -27m), een punt waar naar verwachting de vloeistof release bij leidingbreuk het hoogst zal zijn. Verder ligt dit punt ongeveer halverwege de leiding, waardoor ook de totale uitstroming (som van 2-zijdige uitstroming) het hoogst zal zijn.

Dit onderzoek heeft de vloeistof hold-ups berekend voor zowel de hoge productie case (100% = 1,8 mln. Nm³/d) als de lage productie case (30% = 540.000 Nm³/d). Verder is, alleen voor de lage productie case, nog gekeken naar het effect van het verwijderen van de grootste leidingdip en naar het effect van een lagere transportleiding operatietemperatuur (30°C i.p.v. 60°C). De onderstaande tabel geeft een overzicht van de berekende vloeistof hold-ups:

SPKO-OBLZ TL	Base case		No dip		Low temperature	
	HC condensate	water	HC condensate	water	HC condensate	water
Liquid hold-up Comp. [m ³]						
Low flow case	11,0	0,4	9,5	0,4	13,2	0,9
High flow case	4,3	0,1				

Bovenstaande tabel toont aan dat operatie van een leiding met een minder extreem hydraulisch profiel zal resulteren in een lagere vloeistof hold-up; in dit specifieke geval ca. 15%. Het opereren van een transportleiding op een lagere temperatuur (b.v. als er geen gebruik wordt gemaakt van thermische isolatie) leidt tot een toename van de vloeistof hold-up; in dit specifieke geval bij een 30°C lagere temperatuur tot een toename van ca. 24%. Bij een verdere verlaging tot b.v. 9,5°C (als aangenomen in het Tebodin rapport), neemt de berekende hold-up toe tot 17,3m³, ofwel ca. 34% hoger dan bij de actuele operatie condities.

Voor de uitgevoerde transient simulaties zijn de gemiddelde massa uitstromingen bepaald voor de periode t=0-20sec. De onderstaande tabel geeft een overzicht van de gemiddelde uitstroming voor de onderzochte situaties:

SPKO-OBLZ TL	Base case		No dip		Low temperature	
	HC condensate	gas	HC condensate	gas	HC condensate	gas
Average release comp. [kg/s]						
Low flow case	43	243	24	262	44	264
High flow case	19	301				

De voorgaande tabel toont aan dat de onderlinge verschillen tussen de totale gemiddelde massastromen die gedurende de eerste 20, en voor de bepaling van de 10^{-6} /jaar PR contour kritische, seconden vrijkomen in de “low flow” case niet al te groot zijn. De “high flow” case geeft een ca. 12% hogere totale massastroom dan de “low flow” case.

De volgende tabel, gebaseerd op actuele compositie gegevens in de leiding ter plekke van de breuk, laat zien dat de “high flow” case gedurende de periode $t=0-20$ sec, naast een hogere massastroom [kg/s] ook in alle gevallen een hogere verbrandingswaarde [MW] heeft dan de “low flow” case, waardoor deze case ook bij een ontstoken release na leidingbreuk zal resulteren in een grotere effectafstand.

Actuele compositiegegevens van de release, $t=0-20$ sec (gemiddeld)	gas+aardgascondensaat [kg/s]	gas+aardgascondensaat [MW]
Low flow case (540,000 Nm ³ /d)	286	13,518
High flow case (1.8 mln. Nm ³ /d)	320	15,098

Bovenstaande verbrandingswaarden zijn gebaseerd op een homogene mix van het in de leiding aanwezige gas en aardgascondensaat ter plekke van de breuk.

De onderstaande tabel geeft een overzicht van het massapercentage aardgascondensaat in de totale (gas + vloeistof) release:

Average mass % HC condensate in the release, $t=0-20$ sec	Base case	No dip	Low temperature
Low flow case (540,000 Nm ³ /d)	17.2	7.7	17.5
High flow case (1.8 mln. Nm ³ /d)	6.4	6.5	8.6

Het volume van de SPKO-OBLZ transportleiding bedraagt ca. 238 m³. Op basis van de berekende hold-ups en de eerder genoemde vloeistof en gas dichtheden is het massapercentage aardgascondensaat in de leiding voor de lage en hoge base case, resp. ca. 33% en 15%.

Als we in dit geval bij leidingbreuk uit zouden gaan van een homogene mix, dan zou dit in alle beschouwde scenario's resulteren in een overschatting van de hoeveelheid vrijkomende vloeistof.

Bijlage 2 geeft een gedetailleerd verslag van dit onderzoek. Bijlage 3 geeft een overzicht van de transportleidinggegevens die zijn gebruikt als input voor de HYFLOW en FRED berekeningen, als mede een samenvatting van de HYFLOW output gegevens die betrekking hebben op gas en condensaat toestand ter plekke van de breuk.

Geen van de gebruikte effectmodellen (FREDv5.0 en HYFLOW) geeft een indicatie dat de bij leidingbreuk vrijkomende gas + vloeistof stroom aanleiding geeft tot uitregenen van de vloeistof op een later tijdstip; in alle gevallen is de opgegeven “vapour fraction” 1 (geen vrije vloeistof). Dit wordt zeer waarschijnlijk veroorzaakt door de hoge uitstroomsnelheid van het gas, waardoor meegesleurde vloeistofdeeltjes zich als een fijne mist met het gas zullen mengen waardoor de uittrekkende jet zich niet als 2-fase stroom maar als homogene gas mix zal gedragen.

Samengevat kunnen uit dit eerste NAM onderzoek de volgende zaken worden geconcludeerd:

- De maximale productie case geeft gedurende de periode $t=0-20$ sec naast een hogere massastroom [kg/s] ook in alle gevallen een hogere verbrandingswaarde [MW] dan de lage productie case, waardoor deze case ook bij een ontstoken release na leidingbreuk zal resulteren in een grotere effectafstand.
- Voor een leiding met een minder extreem hydraulisch profiel zal niet alleen de vloeistof hold-up lager zijn, maar zal ook het percentage vloeistof in de release en als gevolg hiervan ook de verbrandingswaarde (en dus effectafstand) lager zijn.
- Een lagere transportleiding operatietemperatuur zal resulteren in een hogere totale release, voornamelijk het gevolg van een toegenomen gas massastroom.
- Ook een lagere CGR zal resulteren in een lagere hold-up, en dus in een lagere release en kleinere effectafstanden bij leidingbreuk.
- Alle onderzochte cases (FREDv5.0 en HYFLOW) resulteren in een release massastroom compositie met een “vapour fraction” 1 (geen vrije vloeistof), er is der halve geen risico dat er in geval van catastrofaal falen van een nat gas transportleiding vloeistof zal uitregenen.

4.3 Aanvullend NAM onderzoek

In dit aanvullende NAM onderzoek zijn met behulp van het Shell programma FRED (v.5.0) en HYFLOW nog een aantal aanvullende effectberekeningen uitgevoerd met het doel antwoord te geven op de volgende drie vragen:

- 1 Is de locatie van de breuk van invloed op de totale massastroom?
- 2 Welk percentage van de vloeistof hold-up zal in geval van catastrofaal falen van de transportleiding met de gasstroom vrij komen?
- 3 Is er verschil tussen het gebruik van de H-gas compositie (standaard invoer in Pipesafe) en de actuele nat gas compositie ter plekke van de breuk?

Voor de beantwoording van de eerste vraag is voornamelijk gekeken naar blowdown situaties voor de uitgangspunten als gebruikt in de Tebodin studie en in het NAM onderzoek. Hierbij is niet alleen gekeken naar een leidingbreuk in het midden van de leiding, maar zijn ook de release rates bepaald voor een leidingbreuk dicht bij een eindpunt van de leiding. De volgende tabel geeft een samenvatting van de gemiddelde blowdown rates gedurende $t=0-20$ sec.

Beschrijving	Breuk in het midden van de leiding	Breuk dicht bij een eindpunt van de leiding
Tebodin lage base case [kg/s]	624.8	537.7
FRED (v5.0) lage base case [kg/s]	396.3	337.1
FRED (v5.0) hoge base case [kg/s]	435.3	367.7

NB. De Tebodin case is alleen toegevoegd voor de vergelijking van de ratio's. In absolute getallen tellen de waarden niet mee omdat de aannamen in de Tebodin studie als onrealistisch en te conservatief worden beschouwd (als besproken onder 4.1). De met FRED (v.5.0) berekende releases kunnen mogelijk als gevolg van kleine verschillen in de input parameters iets afwijken van de met PHAST en HYFLOW berekende waarden. Het gaat in dit vervolg onderzoek alleen om mogelijke verschillen tussen verschillende breuklocaties, bij gelijke input parameters.

Voor de beantwoording van de tweede vraag is een FRED (v5.0) blowdown berekening uitgevoerd, waaruit blijkt dat de 7km lange 8" leiding al in minder dan 300 seconden na insluiten nagenoeg drukloos is. HYFLOW geeft aan dat er voor de hoge en lage base case resp. ca. 58% en ca. 45% van de initieel aanwezige vloeistof in de leiding achterblijft. NB. Deze percentages kunnen afhankelijk van leidinglengte, operationele druk en temperatuur, en hydraulisch profiel van een nadere leiding mogelijk wat hoger of lager uitvallen. Voor details van dit aanvullend onderzoek wordt verwezen naar Bijlage 3 en 4.

Voor de beantwoording van de derde vraag zijn FRED (v5.0) effect berekeningen uitgevoerd waarbij is uitgegaan van de HYFLOW gas compositie voor de SPKO-OBLZ nat gas transportleiding op basis van een 100% homogene gas-vloeistof mix ter plekke van de breuk. De berekeningen zijn uitgevoerd voor zowel de lage als de hoge base case, en daarna herhaald voor H-gas. De volgende tabel geeft een overzicht van de rekenresultaten:

gas compositie	case	Q _{gem.} t=0-20 [kg/s]	heat of combustion [kJ/kg]	total combustion power [MW]	fraction of heat radiated	contour afstand [m]			
						35kW/m2		10kW/m2	
						D5	D10	D5	D10
SPKO gas High flow case: 1.8 mln. Nm ³ /d	5A	320	47,179	15,098	0.1654	80		140	
	5B	320	47,179	15,098	0.1654		100		160
H-gas (wet) High flow case: 1.8 mln. Nm ³ /d	9A	320	44,653	14,289	0.1624	75		135	
	9B	320	44,653	14,289	0.1624		100		155
H-gas (dry) High flow case: 1.8 mln. Nm ³ /d	9A-2	305	44,654	13,620	0.1670	75		140	
	9B-2	305	44,654	13,620	0.1670		95		160

Zoals hierboven besproken zal in alle gevallen slechts een fractie van de gevormde vloeistof hold-up met het gas vrijkomen. Als gevolg hiervan zal de werkelijke release in geval van een leidingbreuk altijd droger/lichter zijn, waardoor de actuele release een lagere "heat of combustion" en "total combustion power" zal hebben dan waarmee nu is gerekend. Hierdoor zullen de berekende effectafstanden voor de SPKO compositie nog dichter bij die van (droog) H-gas komen te liggen.

Samengevat kunnen uit het aanvullend onderzoek de volgende zaken worden geconcludeerd.

- De grootste release wordt verkregen als de breuk in het midden van de leiding plaatsvindt. Een breuk dicht naar het eind van de leiding resulteert in een lagere release. Ook hier resulteert de hoge base case in beide gevallen in een hogere massastroom [kg/s] dan de lage base case.
- Op het moment dat de leiding nagenoeg drukloos is geworden, is er van de oorspronkelijk aanwezige vloeistof hold-up, gemeten over de operationele bandbreedte tussen de lage en hoge base case, nog ca. 45-58% in de leiding aanwezig. Het gebruik van een massa release compositie bij leidingbreuk op basis van een homogene mix van de initieel aanwezige verhouding aardgascondensaat en gas geeft in dat geval dus een significante overschatting van de werkelijke massa release compositie. Het geen weer tot gevolg zou kunnen hebben dat de brandeffecten worden overschat.
- Er zijn slechts marginale verschillen tussen de effectafstanden op basis van de actuele nat gas release compositie in geval van een breuk van de SPKO-OBLZ transportleiding en die op basis van H-gas, de standaard compositie die door Gasunie in Pipesafe berekeningen voor droog gas transportleidingen wordt gebruikt. Er is dus geen noodzaak om voor NAM hoge druk aardgas transportleidingen (nat gas, waterdroog of droog gas) af te wijken van de standaard H-gas compositie.

4.4 Toxische effecten

Van het totale NAM hoge druk aardgas transportleidingsysteem wordt ca. 25% gebruikt voor het transport van H₂S houdend gas. In tegenstelling tot zoet gas transportleidingen waarbij het externe risico uitsluitend wordt bepaald door de brandeffecten als gevolg van een ontstoken gas jet na catastrofaal falen van de leiding, is er voor zuur gas transportleidingen tevens een mogelijk risico dat er mensen komen te overlijden als gevolg van blootstelling aan een schadelijke dosis H₂S in het geval de gas jet niet wordt ontstoken.

Omdat het rekenmodel PipeSafe niet beschikt over een rekenmodule waarmee de bijdrage van een toxische gaswolk in het externe risico model kan worden ingevoerd, is er gezocht naar een methode om dit effect alsnog op een relatief eenvoudige manier te verwerken. Als toxische effecten een bijdrage kunnen leveren aan het plaatsgebonden risico, dan zijn in principe twee methoden om dit effect in de PR contour te verwerken:

- 1 Gebruik het rekenmodel PipeSafe om de 10⁻⁶ per jaar PR als gevolg van blootstelling aan warmtestraling effecten te bepalen en gebruik een ander geschikt rekenmodel om een 10⁻⁶ per jaar PR contour te bepalen als gevolg van blootstelling aan toxische effecten, en combineer deze uitkomsten vervolgens, om zo te komen tot een 10⁻⁶ per jaar PR contour voor warmtestraling + toxische effecten.
- 2 Maak ook in het geval van zuur gas transportleidingen gebruik van het zoet gas rekenmodel Pipesafe, maar voer handmatig een ontstekingskans van 1 in, in plaats van de standaard PipeSafe optie om de ontstekingskans te laten berekenen op basis van leidingdruk en diameter. Er dient dan wel in een aparte studie te worden aangetoond dat deze aanpak niet leidt tot een onderschatting van het toxische effect.

De laatstgenoemde studie is uitgevoerd door Vectra Group Ltd en is beschreven in Technical Note 104-3233-TN-001 [10]. In deze studie wordt de casus Gasselternijveen (GSV) als uitgangspunt genomen. Dit is de meest recente (en waarschijnlijk laatste) zuur gas ontwikkeling voor de NAM, met een hoogst gemeten H₂S concentratie in gas van 1.64 mol % (16.400ppmv).

Op de nieuw aan te leggen productielocatie Gasselternijveen (GSV) met een capaciteit van 1,2 mln. Nm³/d wordt het H₂S houdend gas op water dauwpunt specificatie gebracht, waarna het via een nieuwe transportleiding wordt aangesloten op een bestaand deel van het zuur gas transportleidingnet naar gas zuiveringinstallatie (GZI) Emmen. Hier wordt het gas ontdaan van het H₂S en wordt het gas op koolwaterstof dauwpunt specificatie gebracht voor aflevering aan Gasunie. Het totale tracé GSV-GZI (Emmen) omvat een 5-tal diameters (8", 10", 12", 16" en 20") en de operationele druk ligt tussen 32 en 6bar.

Voor de breuk scenario's is een krater aangenomen met een diameter gelijk aan 7,5x de leidingdiameter. Voor de leiding blowdown in geval van breuk is uitgegaan van een tweezijdige uitstroming vanuit twee secties van elk 32km. Conform CPR 18E, zijn de warmtestraling effecten beschouwd over de eerste 20 seconden en de toxische effecten over een periode van 1800 seconden, onderverdeeld in 5 segmenten met elk 20% van de massa uitstroming. De berekeningen zijn uitgevoerd voor de meest voorkomende weersklassen F2 en D5.

Het rapport concludeert het volgende

- Toxische effecten bij leidingbreuk worden met name bepaald door de laatste twee massa uitstroom segmenten van de periode van 1800sec; gedurende de eerste drie tijdsvakken is de verticale snelheid namelijk nog zeer groot, waardoor er in horizontale richting op grondniveau geen risico aanwezig. Voor alle vijf onderzochte breuk scenario's geldt dat voor deze maatgevende segmenten de afstand tot de 1% toxische letaliteit (26-90m) altijd kleiner is dan de afstand tot de 1% warmtestraling letaliteit (113-196m). Ook de afstand tot de 99% toxische letaliteit (<5m) is in alle gevallen veel kleiner dan de afstand tot de 100% warmtestraling letaliteit (100-200m).
- De 1% warmtestraling/toxische letaliteit effectafstanden voor een lek bij een ontwerpdruk van 66.2 barg is respectievelijk 27/15m. Gasunie berekeningen hebben aangetoond dat zelfs bij 100% ontstekingskans, het plaatsgebonden risico van lekken verwaarloosbaar is.
- Bij vergelijking van groepsrisico effectafstanden van warmtestraling en toxische effecten is de warmtestraling maatgevend.
- Voor GSV leidingen met een diameter tussen 8" en 20", een operationele druk tussen 6 en 66.2 barg, en een H₂S concentratie in gas van 16,4 mol%, is het conservatief om in een QRA aan te nemen dat er in alle gevallen directe ontsteking optreedt en er geen toxische effecten worden beschouwd.

In de bespreking van september 2008 werd naar aanleiding van dit rapport de vraag gesteld of een ontstekingskans van 1 voor alle zuur gas leidingen een niet al te conservatief uitgangspunt is. Dit heeft geleid tot een aanvullende NAM studie.

Een H₂S concentratie van 16.400ppm(v) als aanwezig in het GSV gas is exceptioneel. De hoogst gemeten H₂S concentratie van voor GSV was ca. 9.000ppm(v), op de locaties Collendoornerven en Emmen-8. Ook dit was toen al een uitzondering, omdat voor de meeste zuurgas leidingen de H₂S concentratie tussen ca. 1.600-6.400ppm(v) ligt. Daarom zijn de berekeningen voor een 3-tal GSV scenario's nogmaals uitgevoerd voor 6.400ppm(v) H₂S in gas, te weten een 8" TL met OP=32barg(max), een 20" TL met OP=12barg(max), en een 20" TL met OP=6barg(max).

De berekeningen zijn uitgevoerd voor de meest voorkomende weersklassen D5 en F2. Hier volgen de belangrijkste observaties:

- De effectafstanden tot de 99%, 50% en 1% letaliteit voor 6.400ppm(v) H₂S in gas zijn, als viel te verwachten, in alle gevallen gelijk of kleiner dan de waarden eerder gevonden voor 16.400ppm(v) H₂S in gas; zoals ook de waarden voor F2 structureel lager dan voor D5. Evenals voor de 16.400ppm(v) H₂S case was het niet mogelijk om alle dispersie berekeningen voor de 20" leiding succesvol af te ronden; voor details zie Bijlage 5
- De 99% letaliteit afstand voor 6.400ppm(v) H₂S in gas valt in alle gevallen binnen de contour van de krater; voor 16.400ppm(v) H₂S was dit <5m.
- De 50% letaliteit afstand voor 6.400ppm(v) H₂S valt voor de 8" leiding in alle gevallen binnen de contour van de krater; voor de 20" leidingen is deze afstand initieel <5m en tijdens de laatste twee tijdvakken <10m.
- De 1% letaliteit afstand voor 6.400ppm(v) H₂S is voor de 8" leiding in alle gevallen <5m; voor de 20" leidingen loopt deze afstand op van <5 initieel tot <20m tijdens de laatste twee tijdvakken, waar dit voor de 16.400ppm(v) case opliep van <20m tot <70m.

De belangrijkste conclusies zijn

- In afwijking van het letale warmtestraling effect dat initieel hoog is (tot ca. 305m) en geleidelijk afneemt (tot <100m), beperkt het letale toxische effect zich initieel tot de directe omgeving van de leiding ter plekke van het grondroerdersincident (<5m), en zal dit effect tegen het van de blowdown periode geleidelijk (marginaal) toenemen tot <50m voor de 16.400ppm(v) case en tot <10m voor de 6.400ppm(v) case.
- Naarmate het leidingontwerp meer is toegesneden op de te transporteren hoeveelheid gas zullen zowel de letale warmtestraling als de letale toxische effectafstanden kleiner zijn. De 8" leiding (vanaf de nieuwe zuurgas locatie GSV) is zo'n voorbeeld van een locatiespecifieke leiding, terwijl de 20" een onderdeel is van het verzamelleidingnet dat het waterdroge zure gas naar de GZI(Emmen) transporteert. Met name dit laatste deel is onderbezet omdat het na het in bedrijf stellen van de locatie GSV voor het grootste deel alleen zal worden gebruikt voor de afvoer van de GSV gasproductie.
- In verhouding tot de letale warmtestraling (gedurende de eerste 20sec), is de bijdrage van de letale toxische component (gedurende de eerste 1800sec) zeer klein, waardoor het aannemen van een ontstekingskans van 1 om het mogelijk toxisch effect in het PR te verdisconteren inderdaad zeer conservatief te noemen is.

5.0 Risicoreducerende maatregelen

NEN 3650 [1] somt een aantal maatregelen op die in aanmerking komende om het falen als gevolg van EI te beperken, waaronder:

- Het dieper leggen van de leiding (minimaal 80cm); in de praktijk is 180cm de maximaal haalbare diepte bij graven. Bij weg en water kruisingen wordt vaak gebruik gemaakt van persingen of diepboringen waarbij de leiding wel tot op 8m onder maaiveld kan komen te liggen
- Het afschermen van de leiding, door middel van b.v. betonplaten of tegels, al dan niet in combinatie met een waarschuwingsslint.
- Het uitvoeren van een KLIC melding voorafgaand aan graafwerkzaamheden

Ook in de brief "Effectiviteit van maatregelen bij aardgasleidingen" [6] wordt verder op dit onderwerp ingegaan.

NAM voorziet mogelijk technische problemen bij het afdekken van leidingen met beschermend materiaal, als b.v. betonplaten, voor zover deze methode betrekking heeft op de gehele leiding of grote delen hiervan. In specifieke gevallen lijkt het aanbrengen van additionele wanddikte en/of het dieper leggen van de leiding de voorkeur te hebben. Het aanbrengen van waarschuwingsslint boven de leiding is een al vaak bij NAM toegepaste methode (RR factor 1.67). Ook is er al voor een aantal leidingen gebruik gemaakt van een locale afdekking met betonplaten, ofwel zonder waarschuwingsslint (RR factor 5) ofwel in combinatie met waarschuwingsslint (RR factor 30). Verder mag in de NAM faalkansberekeningen rekening worden gehouden met de positieve werking van de eerder genoemde grondroedersregeling (RR factor 2,5).

Samengevat, gelden voor NAM de volgende door RIVM erkende risico reductie (RR) factoren:

- Voor alle leidingen geldt op basis van de GRR een RR factor van 2,5
- extra waarschuwingsslint resulteert in een totale RR factor van 4,2 (1,67x2,5)
- extra betonplaat resulteert in een totale RR factor van 12,5 (5x2,5)
- extra betonplaat + waarschuwingsslint resulteert in een totale RR factor van 75 (30x2,5)

Zoals al besproken in Hoofdstuk 3, maakt NAM waar nodig gebruik van thermische isolatie. Bijlage 1 geeft een voorbeeld van een door de NAM veel toegepast thermisch isolatie systeem. Thermische isolatie heeft bovendien nog twee bijkomende voordelen:

- HPE⁽³⁾ mantelpijp en Polyurethaan isolatieschuim vormen samen een ruim 6-8 cm dikke beschermlaag rond de transportleiding, waardoor de kans op beschadiging (en mogelijk catastrofaal falen) als gevolg van graafwerkzaamheden zal worden verkleind. Op basis van een eerste kwalitatieve beoordeling zou een dergelijke isolatiemantel kunnen resulteren in een RR factor van 2, iets hoger dan voor waarschuwingsslint, omdat hier naast een totale ca. 6-8 cm dikke laag rond de leiding, ook een fysieke barrière aanwezig is in de vorm van een harde HPE buitenschaal. NB. Om tot een door RIVM erkende RR factor te komen dienen de uitkomsten van een veldtest te worden overlegd.
- In de isolatielaag zijn twee lek detectieraden aangebracht, die bij vloeistofintrede via b.v. een lekke mofverbinding van de vloeistofdichte mantelpijp een verandering detecteren in de weerstandswaarde van de isolatie, waardoor potentiële uitwendige corrosie van een koolstofstalen transportleiding (in een later stadium) al vroeg kan worden gedetecteerd. Met behulp van een dergelijk lek detectiesysteem kan een mogelijk begin van uitwendige corrosie al in een zeer vroeg stadium worden vastgesteld, waardoor uitwendige corrosie weliswaar nog niet kan worden uitgesloten, maar waardoor de kans op catastrofaal falen als gevolg van uitwendige corrosie verwaarloosbaar klein mag worden verondersteld.

In het in november 2008 uitgegeven RIVM rapport "Achtergronden bij vervanging van de zonering afstanden hoge druk aardgastransportleidingen van de N.V. Nederlandse Gasunie" [9] wordt onder anderen vermeld dat Gasunie in aanvulling op de GRR een actief rappel systeem toepast, waardoor de kans op het niet vooraf melden start werkzaamheden, verder wordt verkleind. Op grond van dit gegeven heeft RIVM aan Gasunie een extra RR factor van 1,2 toegekend boven op de standaard RR factor van 2,5.

Een eerste evaluatie van dit Gasunie actief rappel systeem lijkt aan te tonen dat de wijze waarop er binnen NAM wordt gereageerd op een binnenkomende KLIC melding minstens gelijkwaardig is aan de manier waarop Gasunie dat doet. De informatie over de NAM responsmethode zal in een aanvullende Technical Note aan RIVM worden gepresenteerd.

⁽³⁾ High density Polyethyleen

6.0 Samenvatting en Conclusie

Als aangetoond in hoofdstuk 3, voldoet NAM ontwerp, constructie en onderhoud van ondergronds leidingwerk aan een hoge standaard, waarbij de kans op inwendige corrosie als gevolg van de genomen maatregelen verwaarloosbaar klein mag worden verondersteld. Conclusies:

- Er is geen reden gevonden om voor NAM nat gas transportleidingen inwendige corrosie als een extra faaloorzaak in Pipesafe op te nemen.
- Op gelijke wijze kan worden aangetoond dat ook uitwendige corrosie geen rol zal spelen bij catastrofaal falen.
[NAM stelt voor om de mogelijke faaloorzaak uitwendige corrosie nader te onderzoeken.](#)
- Bij een gemiddelde operationele temperatuur tussen 50-60°C komt de rekgrens van duplex SS het dichtst in de buurt van CS X65. Verder heeft Duplex SS een hogere kerftaaiheid dan CS, waardoor een kras in een dergelijke leiding minder snel zal propageren dan een kras in een vergelijkbare CS leiding. In de materiaalspecificatie voor CS en duplex SS wordt standaard een minimum kerfslag arbeid opgegeven van respectievelijk 40J en 70J.
[NAM stelt voor om bovenstaande materiaaleigenschappen van duplex SS in het rekenmodel PipeSafe te verwerken.](#)
- Het gebruik van een corrosietoeslag voor CS leidingen heeft als mogelijk bijkomend voordeel, dat een kras in een leiding met corrosietoeslag minder snel zal propageren tot een breuk dan een kras in een verder vergelijkbare CS leiding zonder corrosietoeslag.
[NAM stelt voor om het effect van corrosietoeslag nader te onderzoeken.](#)

In hoofdstuk 4 (para 4.1 t/m 4.3) wordt als uitgangspunt voor een nader onderzoek gekozen voor de leiding van Spijkenisse Oost (SPKO) naar Oud Beijerland Zuid (OBLZ), een ca. 7 km lange 8" leiding met een ontwerpdruk van 115 bara. Er is voor deze leiding gekozen omdat het op SPKO geproduceerde gas een relatief hoge CGR (80) heeft, en omdat de transportleiding boven gemiddeld lang is en een aantal "extreem" diepe kruisingen met waterwegen kent. Al deze elementen geven aanleiding tot een hoger dan gemiddelde vloeistof hold-up in de leiding. Dit onderzoek toont o.a. aan dat

- De maximale productie case (gedurende de periode $t=0-20\text{se}$) in alle gevallen resulteert in een hogere massastroom [kg/s] en in een hogere verbrandingswaarde [MW] dan de lage productie case, waardoor deze case ook bij een ontstoken release na leidingbreuk zal resulteren in de grootste ("worst case") effectafstand.
- Zowel een lagere CGR als een minder extreem hydraulisch profiel resulteren in een lagere vloeistof hold-up. Dit resulteert in een lager percentage vloeistof in de release en een lagere verbrandingswaarde, en dus in een kleinere effectafstand. NB. De grootste release wordt verkregen als de breuk in het midden van de leiding plaatsvindt.
- Op het moment dat de leiding nagenoeg drukloos is geworden, dit is voor een relatief korte NAM natgasleiding (gemiddeld 4,2km) minder dan 300 seconden na insluiten, resteert er van de oorspronkelijk aanwezige hoeveelheid vloeistof in de leiding voor de hoge en lage base case nog respectievelijk ca. 58 en 45%(gewicht).
- Er zijn slechts marginale verschillen tussen de effectafstanden op basis van de actuele nat gas release compositie voor de high base case in geval van een breuk van de SPKO-OBLZ transportleiding en die op basis van H-gas, de standaard compositie die door Gasunie in Pipesafe berekeningen voor droog gas transportleidingen wordt gebruikt.
- Alle onderzochte cases (FREDv5.0 en HYFLOW) resulteren in een release massastroom compositie met een "vapour fraction" 1 (geen vrije vloeistof), er is der halve geen risico dat er in geval van catastrofaal falen van een nat gas transportleiding vloeistof zal uitgeneren.

Bovenstaande leidt tot de volgende conclusies:

- Er is geen reden is gevonden om te veronderstellen dat er bij breuk van een NAM nat gas transportleiding met een $\text{CGR} \leq 80$ (als in de casus SPKO) van een andere risicobepaling methodiek moet worden uitgegaan als de eerder tussen VROM/RIVM en Gasunie overeengekomen methodiek voor droog gas transportleidingsystemen.
- Er is ook geen reden gevonden om voor NAM hoge druk aardgas transportleidingen een specifieke NAM nat gas compositie in te voeren, het geen betekent dat er bij de risicoberekeningen voor NAM gebruik kan worden gemaakt van de H-gas compositie zoals deze standaard wordt gebruikt in Pipesafe voor droog gas leidingen.

Hoofdstuk 4 (para 4.4) beschrijft de resultaten van een eerste extern onderzoek naar de casus GSV, een nieuwe te bouwen zuur gas locatie met een naar de huidige maatstaven gemeten hoge concentratie H₂S in gas van 1.64mol%. In aansluiting hierop heeft NAM intern een aantal aanvullende effectberekeningen uitgevoerd.

De belangrijkste conclusies uit beide onderzoeken zijn:

- In afwijking van het letale warmtestraling effect dat initieel hoog is (tot ca. 305m) en geleidelijk afneemt (tot <100m), beperkt het letale toxische effect zich initieel tot de directe omgeving van de leiding ter plekke van het grondroerdersincident (<5m), en zal dit effect tegen het eind van de blowdown periode geleidelijk (en slechts marginaal) toenemen tot <50m voor de 16.400ppm(v) case en tot <10m voor de 6.400ppm(v) case.
- Naarmate het leidingontwerp meer is toegesneden op de te transporteren hoeveelheid gas, zoals dit geldt voor het grootste deel van de productielocaties, zullen zowel de letale warmtestraling als de letale toxische effectafstanden kleiner zijn. De 8" leiding (vanaf de nieuwe zuurgas locatie GSV) is zo'n voorbeeld van een locatiespecifieke leiding, terwijl de 20" een onderdeel is van het verzamelleidingnet dat het waterdroge zure gas naar de GZI (Emmen) transporteert. Met name dit laatste deel is onderbezet omdat het na het in bedrijf stellen van de locatie GSV voor het grootste deel alleen zal worden gebruikt voor de afvoer van de GSV gasproductie.

Omdat een mogelijke letaal toxisch effect zich pas zal voordoen gedurende de laatste twee tijdsegmenten van de periode tot 1800sec (dit is vanaf ca. 600sec) is er voor die mensen die niet direct zijn getroffen door het catastrofaal falen van de leiding voldoende tijd om een veilig heenkomen te zoeken. Omdat de bijdrage van de letale toxische, in verhouding tot de bijdrage van letale warmtestraling (gedurende de eerste 20sec) relatief klein is, wordt het aannemen van een ontstekingskans van 1 om dit mogelijk toxisch effect in het plaatsgebonden risico te verdisconteren, zoals eerst voorgesteld, inderdaad zeer conservatief.

NAM stelt daarom voor om

- 1 Bij de bepaling van het plaatsgebonden risico geen onderscheid te maken tussen zuur en zoet gas transportleidingen;
- 2 In de procedure KLIC melding op te nemen dat er in het geval van een grondroering in de nabijheid van een zuurgas leiding (a) preventief het aspect H₂S risico in de communicatie tussen NAM en de grondroerder zal worden opgenomen, en er (b) ter plekke van de grondroering een windsok zal worden geplaatst om alle betrokkenen bij deze activiteit in geval van een incident een maximale kans te geven om een veilig heenkomen te zoeken.

In hoofdstuk 5 wordt nader ingegaan op een aantal risico reducerende maatregelen. Hiervan zijn de volgende door RIVM erkende methoden met bijbehorende risico reductie (RR) factor al eerder binnen NAM toegepast:

- Voor alle leidingen geldt op basis van de GRR een RR factor van 2,5
- extra waarschuwingsslint resulteert in een totale RR factor van 4,2 (1,67x2,5)
- extra betonplaat resulteert in een totale RR factor van 12,5 (5x2,5)
- extra betonplaat + waarschuwingsslint resulteert in een totale RR factor van 75 (30x2,5)

Verder is er mogelijk een RR factor toe te kennen aan de volgende maatregelen:

- De thermische isolatie die in een aantal gevallen wordt gebruikt, kan mogelijk resulteren in een RR factor van 2, iets hoger dan voor waarschuwingsslint, omdat hier naast een totale ca. 6-8 cm dikke laag rond de leiding, ook een fysieke barrière aanwezig is in de vorm van een harde HPE buitenschaal.
NAM stelt voor de beschermende werking van thermische isolatie nader te onderzoeken.
- De manier waarop er binnen NAM wordt gereageerd op een binnenkomende KLIC melding lijkt vooralsnog minstens gelijkwaardig aan het actief rappel als toegepast door Gasunie.
NAM stelt voor om de informatie over de responsmethode nader in kaart te brengen.

Tot slot, de vier hierboven genoemde voorstellen tot nader onderzoek met betrekking tot de aspecten uitwendige corrosie, corrosietoeslag, beschermende werking thermische isolatie en actief rappel bij KLIC melding, zullen in een aanvullende Technical Note aan RIVM worden gepresenteerd.

8.0 Referenties

- [1] NEN 3650, Eisen voor buisleidingsystemen – Deel 1 (Algemeen) / Deel 2 (Staal), juli 2003
- [2] VROM circulaire 1984, “Zonering langs hoge druk aardgastransportleidingen (26-11-1984)
- [3] CPR 18E, Guidelines for quantitative risk assessment (“purple book”), 1st edit. 1999
- [4] Externe Veiligheid nummer 4 (december 2005), “Ontwikkelingen rond de risico’s van aardgas transportleidingen”
- [5] Verslag overleg over vaststelling van de QRA methodiek voor natgas leidingen, RIVM, 14 april 2006
- [6] Effectiviteit van maatregelen bij aardgasleidingen, Gerald Laheij CEV, 12 januari 2006, Bijlage bij [5]
- [7] Tebodin Doc.nr. 33.18.0100.10, “Natgas leiding SPKO-OBLZ, Risicobepaling natgas leiding”, Rev. 3 (15-12-2005)
- [8] Vergaderverslag van bijeenkomst tussen NAM, VROM en RIVM op 16 september 2008
- [9] RIVM rapport 6201210001/2008, “Achtergronden bij de vervanging van de zoneringafstanden hoge druk aardgastransportleidingen van de N.V. Nederlandse Gasunie“
- [10] Technical Note Vectra doc nr. 104-3233-TN-001 (mei 2007), Vergelijking effecten toxisch en warmtestraling voor GSV gasleidingen

Bijlage 1:
Thermisch geïsoleerde leidingen; kathodische bescherming en lekdetectie



Document.pdf

Bijlage 2:
Transient simulation of the rupture of the SPKO to OBLZ wet-gas pipeline



Simulation of the
rupture of t...

Bijlage 3:
SPKO-OBLZ natgas transportleiding gegevens



SPKO-OBLZ TL
data.xls

Bijlage 4:
FREDv5.0 SPKO-OBLZ-TL blow-down calculations



wetgas pipeline
blowdown.xls

-

Bijlage 5:
FREDv5.1 GSV H₂S dispersion calculations



"H₂S dispersie.xls"