
Aan	Ordernummer
OCAP CO ₂ Transport B.V., A. Bindt	38898-02
Van	Volgnummer
F.J.H. Kaman	001
Telefoon	Datum
+31 70 3480359	8 juli 2009
E-mail	Pagina
f.kaman@tebodin.nl	1 van 11
Onderwerp	
Faalkans CO₂ leiding in Leidingentunnels	

Probleemstelling

In het rapport, dat door Tebodin ten behoeve van de MER rapportage is opgesteld [5] zijn bepaalde aannames gedaan met betrekking tot de faalkans van de CO₂ leiding in een leidingentunnel.

Het toetsingsadvies van de Commissie MER [6] plaatste een vraagteken bij de toegepaste reductiefactor voor de faalfrequentie van een leiding in de leidingentunnel. Deze opmerking was gebaseerd op het de notitie van het RIVM d.d. 8 april 2009 [13] waarin wordt gesteld dat deze aannames niet correct zijn of niet voldoende onderbouwd konden worden.

In dit memo wordt nader ingegaan op de door Tebodin in de risicoanalyse toegepaste faalkans voor de buisleiding in de leidingentunnel, het standpunt van RIVM en wordt de faalkans nader onderbouwd. Hierbij is gebruik gemaakt recente publicaties op dit gebied.

1 Uitgangspunten risicoanalyse CO₂ opslag Barendrecht

In de risicoanalyse is de kans op een leidingbreuk van een buisleiding in een leidingentunnel als volgt onderbouwd:

- Basisfaalkans ondergrondse transportleiding: BEVI [11], tabel 28 faalfrequentie NEN 3650 ondergrondse transportleidingen: $6.1 \cdot 10^{-4}$ per km per jaar;
- Een factor 10 als gevolg van de verhouding lek/breuk in een leidingstraat;
- Een factor 100 in verband met vergaande beperkingen voor het gebruik van de grond;
- De toe te passen reductie ten gevolge van extra toegepaste wanddikte in de tunnel is in de risicoanalyse niet meegenomen.

De faalkans wordt dan:

$$\text{Faalkans buisleiding in leidingentunnel} = \frac{6.1 \cdot 10^{-4}}{10 \cdot 100} = 6.1 \cdot 10^{-7} \text{ (1/km*yr)}$$

1.1 Basisfaalkans

1.1.1 Onderbouwing BEVI faalkans voor NEN 3650 buisleidingen

De BEVI hanteert leidingtypen en faalkansen in overeenstemming met de PGS-3 [12], het "Paarse Boek". Het Paarse Boek baseert de standaard faalkansen op een studie van SAVE uit 1995, "Risico's gevaarlijke stoffen, deelproject A74".

Het bewuste rapport van SAVE baseert zich op een aantal oudere studies, o.a. de LPG Integraal studie uit 1983; en onderscheidt op grond daarvan verschillende typen leidingen, met bijbehorende faalkansen. Tabel 1 geeft hiervan een samenvatting.

Leidingtype	Faalfrequentie	Referentie periode	Omschrijving in 'Paarse Boek' voor dezelfde faalfrequentie
Pijpleiding die deel uitmaakt van een speciale leiding straat	$1,3 \cdot 10^{-4}$ km/jr	LPG Integraal studie ,TNO 1983	
Pijpleiding die deel uitmaakt van een speciale leiding straat	$0,7 \cdot 10^{-4}$ km/jr	SAVE studie 1994	Pijpleiding die deel uitmaakt van een speciale leiding straat
HTL: leiding die deel uitmaakt van het netwerk van hoge drukleidingen voor aardgastransport	$1,2 \cdot 10^{-4}$ km/jr	LPG Integraal studie ,TNO 1983	
RTL-Nieuw: Regionaal gastransportnet vanaf 1964-1981	$6,1 \cdot 10^{-4}$ km/jr	..	NEN 3650 leiding
RTL-Oud: Regionaal gastransportnet van 1947-1964	$20 \cdot 10^{-4}$ km/jr	..	Alle andere leidingen

Tabel 1: Faalkansen ondergrondse pijpleidingen

Als initiële faalfrequentie voor een ondergrondse leiding stelt SAVE op pagina 31 van haar rapport een initiële faalfrequentie voor van:

$$6 \cdot 10^{-4} \text{ km/per jaar.}$$

Deze is gebaseerd op:

- De LPG integraalstudie, waarin ook de faalkans van aardgasleidingen is opgenomen, (*D.w.z. : Regionale aardgasleidingen uit de periode 1964-1981*);
- EGIG data over de jaren 70-88 voor aardgas;
- Een TNO studie naar ondergrondse pijpleidingen (1980).

Deze faalkans komt overeen met de casuïstiek van het Regionale gastransportnet uit de periode 1964-1981. Van de casuïstiek van het HTL net wordt geen gebruik gemaakt.

1.1.2 Bronnen SAVE studie

Uit de tekst van het SAVE rapport is op te maken dat in de LPG integraal studie, naast de (door Gasunie beschikbaar gestelde) casuïstiek van het Nederlandse aardgasnet tot het begin van de jaren tachtig, gebruik is gemaakt van casuïstiek uit de USA, verzameld door het Department Of Transport (DOT) over de periode 1970-

1978. Ook wordt gerefereerd naar een DSM studie waarin, "naar alle waarschijnlijkheid" dezelfde Amerikaanse gegevens (tot 1980) zijn gebruikt.

Voor gastransportleidingen in Europa wordt verwezen naar EGIG gegevens tot 1988.

Verder wordt een Save studie uit 1994 genoemd, gebaseerd op casuïstiek van de Buisleidingstraat Rotterdam – Antwerpen. Hieruit volgt een faalkans voor leidingen in buisleidingstraten van $0,7 \cdot 10^{-4}/\text{km/jr}$.

1.1.3 Vigerende voorschriften voor ondergrondse leidingen in Nederland

Tot ver in de zestiger jaren bestaat er geen specifieke Nederlandse regelgeving op het gebied van transport van gevaarlijke gassen en vloeistoffen en wordt er gewerkt op basis van Amerikaanse codes. Vanaf begin jaren zeventig verschijnen de volgende richtlijnen:

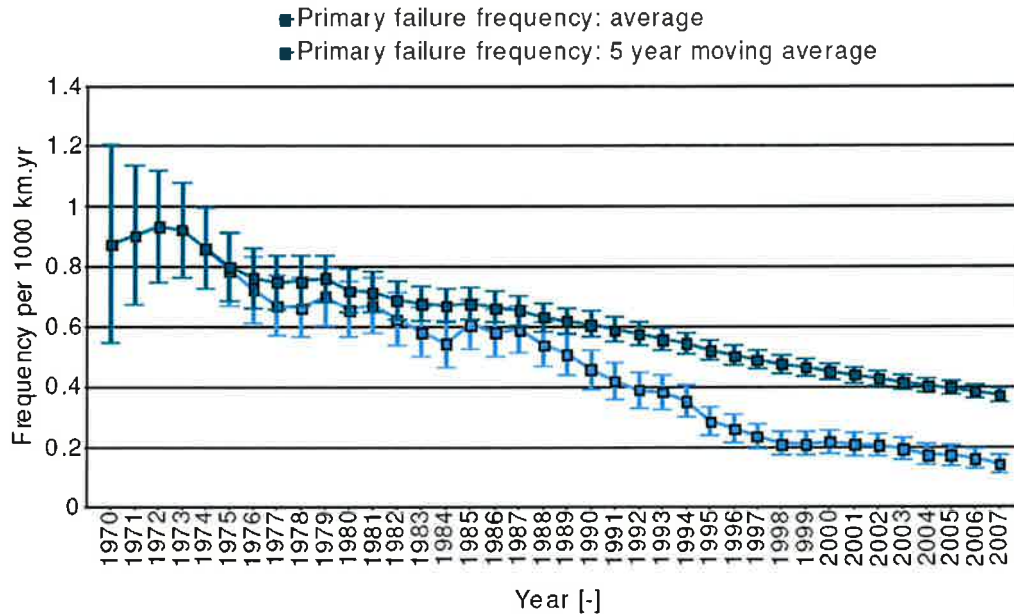
- Voor gastransport en -distributie bestaat vanaf 1973 de NEN 1091;
- Voor Olieleidingen bestaat vanaf 1972 : Leidraad voor Olieleidingen;
- De Pijpleidingcode Zuid-Holland, eerste uitgave, dateert van 1968;
- NEN 3650 dateert van 1992, de voorloper(voor veldleidingen) de "Regels voor Transportleidingen" uit 1987.

Leidingen die worden ontworpen en aangelegd en beheerd volgens NEN 3650-1992 ("NEN 3650 leiding") worden, op basis van de SAVE studie uit 1995, in het Paarse Boek qua faalfrequentie gelijk gesteld met het Regionale transportnet van Gasunie in de jaren 1964-1982. Deze leidingen waren echter niet volgens de NEN 3650 -1992 ontworpen, aangelegd en beheerd. De faalkans in de BEVI is gebaseerd op gegevens van oudere leidingen.

1.2 Ontwikkeling faalfrequentie buisleidingen

Uit de EGIG (European Gas pipeline Incident data Group) pipeline incident database 1970-2007 komt duidelijk naar voren dat de faalfrequentie van pijpleidingen de laatste 37 jaar sterk is afgenomen. Figuur 1 laat de faalfrequentie zien genomen over de gehele periode van 34 jaar en het lopende gemiddelde van de faalfrequentie, gemiddeld over telkens 5 jaar.

Daarnaast is in figuur 1 het 95% betrouwbaarheidsinterval getoond. Naast het feit dat de faalfrequentie is afgenomen is de betrouwbaarheid van de gegevens sterk toegenomen. Volgens figuur 1 zou, uitgaande van het lopend gemiddelde, de basisfaalfrequentie volgens casuïstiek liggen rond de 0,18 per 1000 km per jaar (95% bovengrens). De BEVI gaat uit van 0,61 per 1000 km per jaar voor NEN 3650 leidingen.



Figuur 1; Basisfaalfrequentie met 95% betrouwbaarheidsintervallen (EGIG)

Het is dus duidelijk dat een nieuw gelegde leiding een nog lagere faalfrequentie zal hebben omdat in de bovenstaande data ook oude leidingen zijn meegenomen welke volgens minder strenge normen zijn aangelegd. Op basis van deze gegevens zou dus minimaal een correctiefactor van 3.39 ($=0.61/0.18$) toegepast kunnen worden op de PGS-3 faalfrequentie voor nieuwe aan te leggen gasleidingen.

1.3 Internationale visie op de faalkans van CO₂ buisleidingen

In Nederland zijn momenteel slechts een beperkt aantal buisleidingen in bedrijf voor CO₂ transport. In Amerika injecteert men echter al 37 jaar CO₂ in reservoirs ten behoeve van de oliewinning. Men opereert meer dan 5600 kilometer pijpleiding en heeft meer dan 1,200 miljoen ton CO₂ getransporteerd. I. Duncan stelt in zijn verklaring [9] voor het Committee on Energy and Commerce van het Amerikaanse Huis dat het reëel is te veronderstellen, dat ondanks het feit dat de CO₂ leidingen gekenmerkt worden door een bijna perfecte veiligheidsprestatie de faalkans van CO₂ leidingen gelijk zou moeten zijn aan die van aardgas leidingen.

Een berekening is recent gemaakt op basis van de Amerikaanse pijpleiding statistieken van het US Department Of Transport in verband met de Futuregen Milieu Effect Rapportage [10]. Deze schatte de kans op een lek op $1,18 \cdot 10^{-4}$ km/jaar en op een leidingbreuk op $5,92 \cdot 10^{-5}$ km/jaar.

2 Falen van ondergrondse pijpleidingen

In het transportdeel van het Paarse boek zijn twee scenario's gedefinieerd:

- Leidingbreuk
- 20 mm lek

Ondanks het feit dat lekken vaker voorkomen is hun bijdrage aan het risico van de buisleiding in de leidingentunnel verwaarloosbaar. De lekken zijn daarom niet in de risicoberekeningen van de tunnel meegenomen.

2.1 Faaloorzaken

Pijpleidingen kunnen falen door de volgende oorzaken (EGIG) [4]:

- Externe invloeden (graafschade, etc.);
- Corrosie (intern, extern);
- Constructiefouten, materiaalproblemen;
- Grondbewegingen (zettingen);
- Fout uitgevoerde hot-taps;
- Overig en onbekend.

2.1.1 Externe invloeden

De reductiefactoren zijn een inschatting van de vermindering van uit de casuïstiek afgeleide kans op schade door 'external interference' bij **ingegraven** transportleidingen. We hebben het dan over schade, ontstaan door de tand van een graafmachine, een dragline, een sondeerstang, diepploegen, machines voor het inbrengen van ondergrondse drainages, etc. De omschrijvingen in hoofdstuk 5.4.4 van [8] hebben dan ook overduidelijk betrekking op de mate waarin **graafwerkzaamheden** nabij de leidingen worden voorkomen. Die **graafwerkzaamheden** immers vormen, op grond van de casuïstiek het belangrijkste risico voor de leidingen, door de krachten die er door voornoemde graafmachines, sondeerapparaten, diepploegen of drainagemachines op kunnen worden uitgeoefend, bij niet zorgvuldig handelen.

Figuur 3 en 4 zijn foto's van de tunneleinden van de leidingentunnel Groene Kruisweg. De tunnelingang is afgesloten met een deur en de afdekplaten zijn geborgd. Daarnaast is het tunneleinde omgeven door een afgesloten hekwerk.

Verwijzend naar de constructietekeningen van de Leidingentunnel Groene Kruisweg en Beneluxplein is het evident dat er in de leidingentunnel een situatie bestaat waarin graafwerkzaamheden volledig uitgesloten zijn:

- Het in brengen van graafmachines in de tunnel is uitgesloten, de tunnel is geconstrueerd als een gewapende betonnen koker.;
- De tunnel gaat in principe alleen open voor inspecties van de al aanwezige leidingen. Het eventueel meegebrachte gereedschap vormt geen reële bedreiging voor een stalen transportleiding
- Voor het aanbrengen van een nieuwe leiding in de tunnel kunnen werkzaamheden in de tunnel worden uitgevoerd. Deze werkzaamheden blijven beperkt, in die zin dat de leiding **buiten** de tunnel aaneen wordt gelast, bekleed en vervolgens in de leidingentunnel wordt getrokken, waarbij uitvoering van werkzaamheden in alle gevallen alleen met toestemming en onder toezicht van de Stichting Buisleidingenstraat Nederland (SBN) plaatsvinden. Gesteld wordt, dat het hiervoor benodigde equipment

ook bij foutief handelen nauwelijks schade van betekenis kan toebrengen aan al aanwezige leidingen en dus niet vergelijkbaar met graafrisco's.

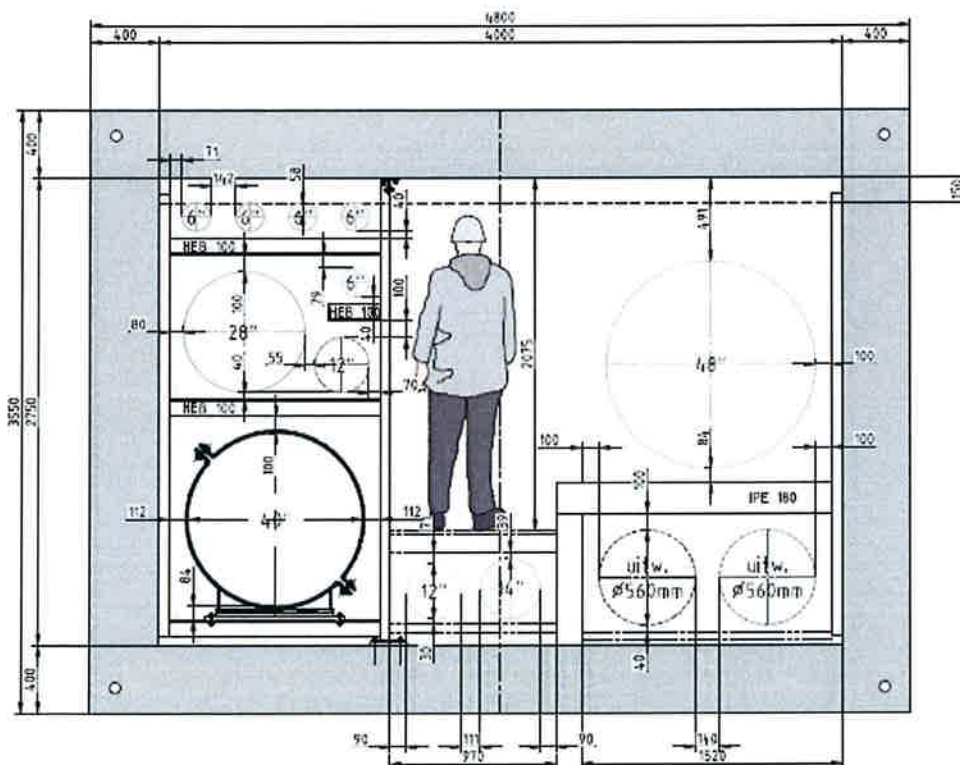
- Werkzaamheden die in de leidingentunnel voor de CO₂ leiding direct tot het scenario Breuk kunnen leiden zijn uitgesloten (de door handwerktuigen uitgeoefende krachten zijn veel kleiner dan die worden uitgeoefend door mechanische graafwerktuigen e.d.). In feite is alleen het lekscenario van belang. Zie hiervoor ook figuur 4.



Figuur 2; Tunnelleinde leidingentunnel Groene Kruisweg noordzijde.



Figuur 3; Tunnelleinde leidingentunnel Groene Kruisweg zuidzijde.



Figuur 4; Indeling leidingentunnel Beneluxplein.

2.1.2 Corrosie

- **Interne corrosie** is, evenals bij aardgas, uitgesloten door het drogen van het gas bij de bron. Het belangrijkste corrosiemechanisme van aardgasleidingen wordt ook veroorzaakt door de aanwezigheid van CO₂ en water.

Daarnaast wordt via een redundant systeem op de OCAP locatie het vochtgehalte van het CO₂ op verschillende punten tijdens compressie gemonitord en bewaakt. Zodra het systeem een te hoog vochtgehalte detecteert wordt de toevoer van CO₂ direct automatisch afgesloten. Daarnaast waarschuwt een alarm de centrale controlekamer van OCAP, van waaruit het proces continu wordt bewaakt. De CO₂ toevoer kan alleen worden hervat wanneer het CO₂ weer aan de specificaties voldoet. Het is duidelijk dat zonder de aanwezigheid van vrij water interne corrosie uitgesloten is.

Het aardgas dat door de leveranciers van de Gasunie in Nederland wordt geleverd aan Gasunie wordt in tegenstelling tot het CO₂ van OCAP niet bewaakt met een redundant systeem. Eventuele afwijkingen van het vochtgehalte ten gevolge van problemen in het droogproces van aardgas worden pas na langere tijd gedetecteerd, waarna handmatig moet worden ingegrepen in het proces.

- **Externe corrosie** zal, zelfs bij een inadequaat inspectieregime in de leidingentunnel, alleen lokaal kunnen optreden (bijv. door condensvocht ter plaatse van opleggingen), zodat in de leidingentunnel in feite alleen het lekscenario nog relevant is. Optreden van lekkage door externe corrosie kan worden voorkomen door reguliere inspecties. (Voor ondergrondse leidingen wordt door RIVM in [1], hoofdstuk 8.2 een beschouwing gegeven op basis van EGIG en Gasunie data .
Hieruit volgt een kans op 0,01 breuk per jaar voor het gehele leidingnet van Gasunie (12000km), wat overeenkomt met een kans van $8,3 \times 10^{-7} \text{ km}^{-1} \text{ jaar}^{-1}$
- Door periodieke inspectie kan deze kans worden gereduceerd. Bij een inspectiefrequentie van eens in de 2-4 jaar kan op de hiervoor genoemde frequentie een reductiefactor van 100 worden toegepast. De SBN stelt alle beheerders van leidingen in de leidingentunnels halfjaarlijks in de gelegenheid om inspecties in de tunnel uit te voeren. Hieraan zal door het beheer- en risicomanagement systeem van OCAP zeker gevolg worden gegeven (NTA 8000:2009).

Daarnaast blijkt uit het EGIG rapport [4] dat corrosie geen oorzaak is voor volledige breuk van een leiding. Kleine gaslekken worden door de aanwezige gasdetectie al opgepakt en zullen daardoor nooit resulteren in een volledige breuk.

2.1.3 Constructiefouten, materiaalproblemen

Doordat de leiding onder NEN 3650 zal worden ontworpen en gebouwd zal 100% NDO worden uitgevoerd op de lassen. Hierdoor worden constructiefouten uitgesloten. Het leidingmateriaal zal daarnaast volledig gecertificeerd worden geleverd. Verder wordt de pijpleiding op x % van de ontwerpdruk hydrostatisch getest.

2.1.4 Grondbeweging (zettingen)

Door de stabiele ligging in een stijve gewapend betonnen tunnelbuis is dit faalscenario niet realistisch.

2.1.5 Fout uitgevoerde hot-taps (Werkzaamheden aan leiding)

In de leidingtunnel zullen geen werkzaamheden aan de CO₂ leiding worden uitgevoerd. Dit faalscenario is daarom niet van toepassing

2.1.6 Overig en onbekend

Binnen de categorie "overig en onbekend" vormt blikseminslag de belangrijkste oorzaak voor pijpleiding incidenten. Deze oorzaak kan gezien de ligging in de tunnel uitgesloten worden.

3 Additionele maatregelen

De volgende additionele maatregelen zullen door OCAP worden genomen om een leidingbreuk in de leidingentunnel volledig uit te sluiten:

- **Constructie werkzaamheden in de tunnel**
De enige situatie dat er significante werkzaamheden worden uitgevoerd betreft het intrekken van nieuwe leidingen in de leidingentunnel. Leidingen worden buiten de tunnel aan elkaar gelast. Deze werkzaamheden gebeuren onder strikte voorwaarden. Door OCAP zal in samenwerking met de SBN hiervoor een procedure worden vastgelegd welke beschadiging van de CO₂ leiding zal voorkomen. Daarnaast zijn de bij deze werkzaamheden uitgeoefende krachten te gering om te leiden tot een volledige leidingbreuk.
- **Extra wanddikte**
Uit analyse van de EGIG en Gasunie database blijkt een zeer sterke reductie van de faalkans door externe invloeden bij toename van diameter en wanddikte. Bij een leidingdiameter van ca 30 " en een wanddikte , groter dan 10 mm is de kans op direct falen van de leiding bij beschadiging door een extern uitgeoefende kracht zeer gering. In de leidingentunnel zal daarom een minimale wanddikte van 11 mm worden toegepast

4 Conclusies

Ten aanzien van de kans op een leidingbreuk van een CO₂ leiding in de leidingentunnel welke is gebruikt in de risicoanalyse van het project CO₂ opslag Barendrecht kan worden gesteld dat deze conservatief is bepaald.

- Faalkansen van leidingen welke momenteel worden ontworpen en geconstrueerd zijn volgens de huidige EGIG statistieken minimaal een factor 3.3 lager dan de faalkans zoals gedefinieerd voor een NEN 3650 leiding in de BEVI.
- Geen van de door de EGIG gedefinieerde faaloorzaken van een leiding zijn van toepassing op het falen van een CO₂ leiding in de leidingentunnel. Hierdoor wordt de faalkans nog verder gereduceerd.
- De kans dat externe invloeden in een leidingbreuk resulteren is uitgesloten doordat de leidingentunnels ontoegankelijk zijn voor zwaar hydraulisch materieel. Het toepassen van de reductiefactor 100 was conservatief. Voor het leidinggedeelte in de leidingentunnel Beneluxplein kan in overeenstemming met het gestelde in RIVM rapport [7] hoofdstuk 5.4.4 en hoofdstuk 8.2 ervan worden uitgegaan dat falen door externe invloeden uitgesloten is.
- Door het toepassen van meerdere monitoring systemen is het gas absoluut droog. Zonder vrij water is interne corrosie van de leiding uitgesloten. Hierdoor is de kans op een leidingbreuk door interne corrosie niet aanwezig.
- Door de ligging van de leiding op supports in de leidingentunnel is er geen corrosief milieu aan de buitenzijde van de leidingcoating. Deze coating zal daarnaast periodiek worden gecontroleerd door OCAP. Hierdoor is een leidingbreuk door externe corrosie uitgesloten.
- Door het toepassen van additionele maatregelen zoals het vergroten van de wanddikte tot 11 mm en het vastleggen van de operationele procedures tussen OCAP en de SBN zal een leidingbreuk in de leidingentunnel kunnen worden uitgesloten. Het uitgangspunt (breuk/lek verhouding = 0,1) is daarom een veilige aanname.

Samenvattend kan worden gesteld dat de reductiefactor welke is gebruikt voor het bepalen van de kans op een leidingbreuk in de leidingentunnel behoudend is gedefinieerd in de risicoanalyse voor het project CO₂ opslag Barendrecht. De basisfaalkans voor een nieuw aan te leggen leiding is lager dan de faalkans gedefinieerd in de BEVI en PGS-3 en de faaloorzaken van de leiding welke kunnen leiden tot een volledige leidingbreuk zijn volledig uitgesloten door de ligging van de leiding in de tunnel, het ontwerp van deze leiding, het procesontwerp en de getroffen operationele maatregelen.

FJH Kaman

Tebodin Netherlands B.V.

5 Referenties

1. Performance of European Cross country oil pipelines, P.M. Davis, J. Dubois, G.Levi, F. Uhlig, CONCAWE, August 2008
2. Risicoanalyse voor buisleidingen met brandbare vloeistoffen, A.A.C. van Vliet, G.M H. Laheij, A.G. Wolting, RIVM 620120001/2006
3. Registratie en analyse van pijpleidingincidenten 2004, 2^e voortgangsverslag projectgroep incidentenreductie juni 2006, VELIN 200605.
4. 7th Egig report 1970-2007, Gas pipeline incidents, EGIG 08.TV-B.0502, December 2008
5. Appendix 6 MER Barendrecht CO₂ Storage; rev. 4 20-10-2008; 38898.00/3800784; M.. M.Heijne, F. Kaman; Tebodin
6. Toetsingsadvies over het milieueffectrapport Ondergrondse opslag van CO₂ in Barendrecht, Commissie MER 2047-172, 23 april 2009
7. Achtergronden bij vervanging van de zoneringsafstanden hoge druk aardgastransportleidingen van de N.V. Gasunie, G.H.M. Laheij, A.A.C. van Vliet, E.S. Kooi, RIVM 620121001/2008
8. Risicomethodiek aardgastransportleidingen, G.M.H. Laheij, RIVM brief 390/06 CEV Lah/pbz-1191, 6 november 2006
9. Statement by Ian Duncan, Bureau of Economic Geology, University of Texas at Austin, March 10th 2009 submitted to the U.S. House Committee on Energy and Commerce, Carbon sequestration risks, opportunities and learning from the CO₂-EOR industry.
10. FutureGen Project Environmental Impact Statement; final; DOE/EIS-0394; November 2007; US Department of Energy; National Energy Technology Laboratory.
11. Handleiding risicoberekeningen BEVI, versie 3.2, 1 juli 2009, Rijksinstituut voor Veiligheid en Milieu, Centrum Externe Veiligheid.
12. Guidelines for quantitative risk assessment, CPR 18E, "Purple book", December 2005; VROM
13. Brief van RIVM, CEV; M. Spoelstra; 8 april 2009