

COMMENTAAR OP:

"Verkenning inzake risico-analyse van hogedruk-
leidingen, in het bijzonder voor kruisingen
met waterstaatwerken"

4
2, 13, 14, 17, 18, 19, 20,
21, 23, 25, 26, 27, 28, 29,
30, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100

De verkenning is opgesteld door:

Studiegroep "Pijpleidingen voor gassen en vloeistoffen"

en uitgegeven door:

de Provinciale Waterstaat in Zuid-Holland, 1978.

R. Aptroot

N.V. NEDERLANDSE GASUNIE

Rapport TP/SM 9063

mei 1979

INHOUD

	<u>pagina</u>
1. Samenvatting	1
2. Conclusies	2
3. Inleiding	4
4. Samenvatting van de verkenning inzake risico-analyse (hoofdrapport)	7
5. Commentaar op het hoofdrapport	12
6. Commentaar op de deelrapporten	23
7. In de verkenning gebruikte symbolen en afkortingen	41
8. Referenties	47

- 1 -

1. SAMENVATTING

In de verkenning inzake risico-analyse hogedrukleidingen wordt geconcludeerd dat voor een aantal gebieden de risico's ten gevolge van kruisende leidingen met de waterkeringen om en in die gebieden ontoelaatbaar hoog zijn.

Na nadere bestudering van de gebruikte gegevens en de gevolgde methode blijkt daarop ten aanzien van kruisende gasleidingen kritiek mogelijk.

De mogelijke kritiek ten aanzien van kruisende olieleidingen is in dit commentaar vrijwel geheel vermeden.

De faalfrequentie afgeleid uit praktijkgegevens blijkt minstens een factor 20 te hoog te zijn.

De faalkans die wordt afgeleid voor falen door berekenbare belasting blijkt na narekenen voor één bepaald geval een factor 1000 te hoog.

De faalfrequentie die uit deze faalkans berekend wordt heeft door de wijze van afleiden geen betekenis.

Uitgaande van de faalfrequentie, die is af te leiden uit gegevens (d.d. 1-1-1979) voor het Nederlandse aardgasnet in combinatie met het, overigens aanvechtbare, aanvaardbaarheids criterium voor risico's van kruisingen gegeven in de verkenning leidt tot de conclusie dat deze kruisingen aanvaardbaar zijn.

er is
niets
beters!

een
permanente
wegwijzing
uitgaan van
toestand aan
eind levensduur
(ook dan moet
leiden nog veelz. zijn!)

Teitel
ouderdom
corone
(oklahoma-
university)
hoera!

- 2 -

2. CONCLUSIES

In de verkenning inzake risico-analyse hogedruk leidingen wordt de kans berekend dat er overstroming zal plaatsvinden door falen van de dijk als gevolg van lekkage, breuk of explosie van een kruisende hogedruk leiding (olie of gas).

De conclusie wordt getrokken dat deze risico's voor de Zuid-Hollandse eilanden en de gebieden Rijnland, Delfland, Schieland en Woerden ontoelaatbaar hoog zijn.

Deze conclusie zou niet veel anders zijn geweest als er alléén rekening gehouden was met gasleidingen.

Ten aanzien van de berekening van de risico's verbonden aan kruisende gasleidingen kan het volgende worden opgemerkt.

Er worden, ten dele onzorgvuldig, faalfrequenties afgeleid uit Amerikaanse gegevens over gasleidingen in veldstrekkingen.

Deze Amerikaanse gegevens worden van toepassing verklaard op de Nederlandse situatie.

Gezien de verschillen in gemiddelde ouderdom, materiaalsoort, wijze van bekleden, constructiekwaliteit en mate van niet destructief onderzoek is dit niet reëel.

Voorals als gevolg van de bijdrage van de corrosie-incidenten wordt hierdoor een veel te hoge faalfrequentie gevonden.

Zeker ten aanzien van het hoofdtransportnet.

De afgeleide waarde zou voor het regionale net hoog genoemd kunnen worden maar niet onrealistisch.

Deze faalfrequenties voor veldleidingen worden nu van toepassing verklaard op kruisingen.

Dit is volstrekt ontoelaatbaar en het is aan te tonen dat deze waarde minstens een faktor 20 te hoog is voor kruisingen in Nederland.

Zou nu met een 20 x kleinere waarde worden gerekend, dan zou hieruit volgens de verkenning een alleszins aanvaardbaar risico volgen (althans voorzover het gasleidingen betreft).

verdeling
incidenten
over leeftijd
maken WSA-
W.E.
Corrosie-incidenten
WSA-W.E. negeren
wordt ook oud (30j)
ook zettig
gen na
30j maat-
gevend.

- 3 -

Gezien echter de wijze waarop dit aanvaardbaarheids criterium in de verkenning is afgeleid, moet deze conclusie met grote voorzichtigheid gehanteerd worden.

Alleen een zorgvuldig en grondig uitgevoerde risico-analyse zal mogelijk een definitiever antwoord opleveren, waarbij deskundigen op het gebied van betrouwbaarheidsanalyse, statistiek, ontwerp van kruisingen en daarin toegepaste materialen, zowel als deskundigen op het gebied van waterkeringen een bijdrage kunnen leveren.

*ala-
bla*

3. INLEIDING

De studiegroep pijpleidingen voor gassen en vloeistoffen heeft ten behoeve van de Provinciale Waterstaat van Zuid-Holland een risico-analyse gemaakt van kruisingen van hogedruk leidingen met waterstaatwerken.

Met als titel:

"Verkenning inzake risico-analyse van hogedruk leidingen, in het bijzonder voor kruisingen met waterstaatwerken", hier verder kortweg "verkenning" genoemd.

De resultaten van deze "verkenning" zijn samengevat in een rapport, dat aan belanghebbenden is toegestuurd met verzoek om commentaar.

Na een korte samenvatting van de onderdelen waaruit de "verkenning" bestaat in hoofdstuk 4 worden deze onderdelen in de daarop volgende hoofdstukken in dit rapport van commentaar voorzien.

Gezien de omvang van de verkenning wordt het commentaar beperkt tot die uitgangspunten, berekeningen en conclusies die direct geleid hebben tot de uitspraak in het rapport dat het risico dat gevormd wordt door de kruisingen van hogedrukleidingen (olie en gas) met waterkeringen van de Zuidhollandse eilanden (met uitzondering van Goeree Overflakkee) hoger is dan toelaatbaar.

Hetzelfde is van toepassing op de boezemstelsels van Rijnland, Delfland, Schieland en Woerden.

Deze uitspraak is als volgt tot stand gekomen:

Ten eerste berekent men de kans dat de waterkering zal bezwijken als gevolg van een hoge waterstand. *+ opschrijving: inmiddels door LBM verder*

Ten tweede wordt de kans berekend op bezwijken van deze waterkering als gevolg van *de kans op* lekkage of breuk van alle kruisende leidingen. *ontwikkelde*

Indien in het tweede geval een kans wordt gevonden, die niet minstens één orde lager is dan in het eerste geval dan wordt de situatie ontoelaatbaar genoemd.

- 5 -

Als voorbeeld volgt hier de berekening voor het Zuidhollandse eiland IJsselmonde.

De hoofdwaterkering van dit eiland wordt gekruist door 9 gas- en 4 olieleidingen. De totale lengte van de hoofdwaterkering bedraagt 63,5 kilometer.

De dijk is zo hoog dat door stormvloed slechts ééns in de 10.000 jaar overstroming verwacht wordt.

De faalfrequentie door stormvloed is dan:

$$\left[\frac{1}{10.000 \text{ jaar}} = 100 \cdot 10^{-6} \text{ per jaar.} \right]$$

De constructie van de dijk is zodanig dat de kans op bezwijken als gevolg van stabiliteitsverlies berekend wordt op 1.2×10^{-5} gedurende de levensduur (wordt gesteld op 1.000 jaar) voor een dijk lengte van 30 meter.

De faalfrequentie door stabiliteitsverlies wordt dan:

$$\left[\frac{63,5 \times 1000 \text{ meter}}{30 \text{ meter}} \times 1.2 \cdot 10^{-5} \times \frac{1}{1000 \text{ jaar}} \right]$$

$$25 \cdot 10^{-6} \text{ per jaar.}$$

De faalfrequentie van de dijk zonder kruisingen wordt gevormd door de som van de afzonderlijke faalfrequenties door stormvloed en stabiliteitsverlies.

$$\text{faalfrequentie dijk: } 0,13 \cdot 10^{-3} \text{ per jaar.}$$

De faalfrequentie van de dijk als gevolg van bezwijkende kruisingen is de som van de faalfrequenties van de afzonderlijke kruisingen.

Beschouwen we eerst de 9 kruisingen met gasleidingen.

De dijk kan bezwijken door eroderen bij een lekkage. Een hoofdwaterkering moet als bezweken beschouwd worden bij een erosie krater met een diameter groter dan 21 meter.

- 6 -

De frequentie waarmee een dergelijke krater kan optreden wordt berekend op $2,5 \cdot 10^{-6}$ per jaar. Een kleine erosie krater gecombineerd met een hoge waterstand ($\geq 2,85 + \text{N.A.P.}$) zal ook tot falen van de dijk leiden. De frequentie waarmee een dergelijke combinatie optreedt wordt berekend op $2 \cdot 10^{-6}$ per jaar.

De frequentie van falen door explosie van de leiding bedraagt: $7,5 \cdot 10^{-6}$ per jaar.
Dus de totale faalfrequentie voor een kruising met een gasleiding bedraagt dan: $12 \cdot 10^{-6}$ per jaar.

Voor de 9 kruisingen wordt de faalfrequentie nu $0,11 \cdot 10^{-3}$ per jaar. Voor de 4 olieleiding kruisingen geldt een soortgelijke berekening waarbij echter nog onderscheid gemaakt moet worden in constructies met of zonder damwanden. Het betreft hier alleen constructies zonder damwand. De faalfrequentie wordt voor één kruising $5 \cdot 10^{-6}$ per jaar, dus voor de 4 kruisingen wordt dat $20 \cdot 10^{-6}$ per jaar. Voor de totale waterkering komt dit op $0,13 \cdot 10^{-3}$ per jaar door de aanwezigheid van de kruisingen.

De overstromingskans zou dus door de aanwezigheid van in totaal 13 kruisingen worden verdubbeld, daar de faalfrequentie van de dijk alleen ook wordt berekend op $0,13 \cdot 10^{-3}$ per jaar.

In de "verkenning" wordt dit een additioneel risico genoemd van 100%.

Terwijl 10% door de samenstellers maatschappelijk aanvaardbaar geacht wordt.

4. SAMENVATTING VAN DE VERKENNING INZAKE RISICO-ANALYSE (hoofdrapport)

A. Uitgangspunten

Aanleiding

Kwalitatief wordt door de vergunningverlener onderschreven, dat nauwkeuriger rekenwijzen voor kruisingen van Waterstaatwerken minder onzekerheden impliceren en dus een verlaging van veiligheidscoëfficiënten verantwoord is. De mate waarin deze verlaging plaats kan vinden moet onderbouwd worden met een grondige risico-analyse.

Doelstelling

Het beoordelen of de aanwezigheid van kruisingen maatschappelijk gezien aanvaardbaar is.

Definitie van het begrip risico

Met risico wordt hier bedoeld het overstromingsrisico van het achter de dijk liggende land.

Het effect: overstroming, is niet afhankelijk van de oorzaak van falen van de waterkering. Dus wordt alleen gekeken naar de kans van falen en de invloed daarop van kruisingen.

Methode van analyse

De faalkans kan worden bepaald:

1. Uit ongevallenstatistieken.
2. Door een bezwijkkansberekening.

Onderlinge toetsing levert dan een grotere betrouwbaarheid.

Gebruikte gegevens bij de analyse

1. De ongevallenstatistieken van CONCAWE (Europa, olie) en OPS (U.S.A., olie en gas).
2. Voor de bezwijkkansberekening is gebruik gemaakt van de sterkteberekening van een aantal kruisingen met Waterstaatwerken in Zuid-Holland.

B. Lekkage en explosiekansen van hogedrukleidingen (inductief)

Hierin wordt genoemd een lekkagekans voor zowel olie- als gasleidingen van $0,8 \cdot 10^{-6}$ per jaar per meter leiding en worden de explosiekansen genoemd voor gasleidingen.

C. Verdeling van de incidenten naar lekkage-oorzaak

Deze paragraaf bevat tabellen waarin de verschillende lekkage-oorzaken met hun percentage van optreden zijn vermeld. Olie- en gasleidingen worden in een aparte tabel vergeleken.

D. Resultaten van de toetsing van de deductief verkregen uitkomsten aan de inductief gevonden waarden

In het rapport wordt zowel uit de statistiek als op basis van bezwijkanalyse in eerste instantie dezelfde faalfrequentie berekend. De betrouwbaarheid hiervan wordt echter door de opstellers in twijfel getrokken.

Een volgens de opstellers "meer wetenschappelijk verantwoorde toetsing" leidt volgens hun zeggen tot een "navenant sober resultaat".

E. De dysfunctiekans van Waterstaatwerken

In dit deel worden de berekende faalfrequenties voor een aantal gevallen getabelleerd. Gevonden werd voor:

waterkeringkruisingen gemiddeld:	$2,5 \cdot 10^{-5}$	per jaar
wegkruisingen	$: 5 \cdot 10^{-5}$	per jaar

F. De reducerende invloed van de berekenings- en constructievoorschriften van de pijpleidingscode op de dysfunctiekansen van Waterstaatwerken

Damwandconstructies reduceren de faalfrequentie met een factor 2 tot 4 met uitzondering van kruisingen van gasleidingen met hoofdwaterringen. Hierbij wordt de toepassing van een damwandconstructie ont-raden.

De berekeningsvoorschriften (pijpleidingcode 1972/1974) hebben voor ^{ol}die leidingen een matige (20 - 35% reductie) invloed op de faal-frequentie en voor gasleidingen nauwelijks (10% reductie).

Het effect van relatieve sterkte (dat wil zeggen de kruising sterker maken dan de aansluitende leiding) blijkt nauwelijks invloed te hebben op de uitkomsten.

G. De sterkteberekening van kruisingen

Aanbevelingen

- Afzien van volledige sterkteberekening is niet verantwoord.
- Schadefactoren en relatieve sterkte hoeft niet te worden toegepast.
- Toepassen van verfijningen (2e orde effecten) in de berekening dient te worden gestimuleerd.

Opmerking

- Sterkteberekening volgens plasticiteitsleer zal nauwelijks tot lichtere constructies leiden.

H. Reductie van de lekkagekans van veldleidingen door toepassing van de pijpleidingcode (olieleidingen)

De lekkagefrequentie van leidingen kan door een schadefactor van 0,6 worden teruggebracht tot $0,5 \cdot 10^{-6}$ per jaar per meter (was $0,8 \cdot 10^{-6}$ per jaar per meter).

I. Diverse andere resultaten van onderhavige verkenning

1. Een goede alarmeringsprocedure is van belang voor meldingen door derden.
2. Ter voorkoming van corrosie wordt kathodische bescherming en bekleding aanbevolen. Alsmede goed toezicht op het aanbrengen.
De keuze van bekledingsmaterialen moet voor een belangrijk deel worden gebaseerd op hun duurzaamheid.
3. Mechanische beschadigingen door derden. Als belangrijkste boosdoeners worden genoemd:
 - Openbare Werken
 - Landbouw
 - Aanleg kabels en leidingen.
4. Toezicht op de uitvoering van kruisingen en veldleidingen
Het toezicht mag niet worden verwaarloosd. Sterkteberekeningen dienen daarom te worden uitgewerkt in uitvoeringsvoorschriften.
5. Plooivorming
Er zijn 5 lekkages (van olieleiding 1966 - 1975) het gevolg geweest van plooien.
6. Uitvoeringsfouten
Door streng toezicht is maximaal 10% van het aantal incidenten te voorkomen.
7. Lekkagegrootte (olieleidingen)
Bestrijdingsmaatregelen dienen te worden voorbereid voor lekkages van 1.000 m³.
8. Eroderend vermogen van lagedrukleidingen
Een 34" waterleiding met een druk tot 8 ato heeft een eroderend vermogen vergelijkbaar met een olieleiding van 51 ato met een diameter tot 12".

9. Afname schuifweerstand door oliepenetratie

Deze afname bedraagt 10 - 30%.

10. Explosie-equivalent van exploderende gasleidingen

Hier wordt een lijstje gegeven van TNT-equivalenten voor een aantal explosiegevallen.

11. Slachtoffers en schade

Gevonden is: $5 \cdot 10^{-8}$ slachtoffers per jaar per meter leiding
 f 0,03 schade per jaar per meter leiding
 120 cc mors (olie) per jaar per meter leiding

Gevaarlijkste medium: LPG.

12. Additioneel risico uit hoofde van kruisingen van hogedrukleidingen met hoofdwaterkeringen en boezemkaden in Zuid-Holland

Uitgaande van een toelaatbaar additioneel risico van 10% (orde van grootte kleiner) blijken de hoofdwaterkeringen op de eilanden alle een onaanvaardbaar additioneel risico te lopen als gevolg van ~~kruisingen~~ kruisingen. Dit zelfde is van toepassing op de boezemkaden.

J. Onderwerpen waarvan nadere bestudering noodzakelijk dan wel wenselijk is.

1. Invloed van de buitenwaterstand op de faalkans van een hoofdwaterkering.
2. Vorm en afmetingen van erosiekraters ten gevolge van leidinglekkage in taluds en bij damwanden.
3. Uitspoeling van erosiekraters door golven.
4. Invloed van diameter en wanddikte op faalkans van hogedrukleidingen.
5. Scheurkans na plooiën.

5. COMMENTAAR OP HET HOOFDRAPPORT (voor inhoudsopgave zie bijlage 1)

5.1. Commentaar op het hoofdrapport hoofdstuk I

Conclusies en samenvatting

Het uitvoeren van een grondige risico-analyse voorafgaande aan het invoeren van nieuwe reken- en constructietechnieken is op zichzelf toe te juichen.

Voordat een risico-analyse grondig genoemd kan worden moet deze aan een aantal voorwaarden voldoen.

- Voor de uit de praktijkgevallen afgeleide risico's.

1. De gegevens die worden gehanteerd moeten relevant zijn voor het te beschouwen object c.q. activiteit.
2. De gegevens moeten op statistisch juiste wijze worden geïnterpreteerd.
3. De betrouwbaarheidsgrenzen van deze gegevens moeten vastgesteld kunnen worden.
4. De gevolgen moeten éénduidig gedefinieerd worden.
5. Als bij toetsing met betrekking tot de aanvaardbaarheid blijkt dat het betrouwbaarheidsgebied zich uitstrekt zowel onder als boven deze aanvaardbaarheidsgrens dan moet indien mogelijk een nauwkeuriger analyse worden uitgevoerd.

De risico-analyse zoals deze is gepresenteerd ten aanzien van dijkkruisingen voldoet alleen aan voorwaarde 4.

Wat niet wegneemt dat de gevolgde methodiek op zichzelf tot waardevolle resultaten kan leiden als ook aan de andere voorwaarden voldaan zou kunnen worden.

De omvangrijke hoeveelheid werk die geïnvesteerd is in deze verkenning zou meer recht gedaan worden als de gegevens over pijpleiding incidenten zorgvuldiger geïnterpreteerd en gepresenteerd zouden worden.

het is een Verkenning.
Def. Voetnig deductief —
inductief moet nog
geenheid.

- 13 -

- De risico's afgeleid uit een betrouwbaarheidsberekening (deductieve faalkans).

Ten aanzien van deze berekening zijn zowel tegen de gevolgde methode als tegen de gebruikte gegevens zoveel bezwaren aan te voeren dat de uitkomsten zeer onbetrouwbaar genoemd moeten worden. (zie commentaar op deelrapport C).

Uit een opmerking van de opstellers ten aanzien van dit punt blijkt dat ze zelf ook twijfels hebben over de geldigheid van hun uitkomsten.

5.2. Commentaar op het hoofdrapport hoofdstuk II

§ 3. De gevolgen voor personen en goederen

De conclusies die worden getrokken op grond van doden en gewonden frequenties over de personele veiligheid zijn voorbarig.

De Organisation of Pipe Line Safety in de U.S.A. heeft grote bedenkingen tegen het afleiden van uitspraken over de veiligheid van een bepaald net op grond van dergelijke frequenties. (1)

In de afleiding van de kans op explosies wordt door gebrek aan gegevens aangenomen dat alle explosies zich hebben voorgedaan in leidingen. Terwijl de gegevens betrekking hebben op leidingen inclusief compressorstations.

De verhouding tussen de kans op explosies tijdens een incident bij een leiding respectievelijk een installatie bedraagt 1:30. (6)

De gemiddelde frequentie van een chemische explosie in een veldleiding in Amerika kan daarmee berekend worden op $4 \cdot 10^{-9}$ per jaar per meter.

inter-
event-
art. 9-
vraag.

deze gegevens
zijn helaas
niet beschikbaar

§ 5. Waarom risico-analyse?

In deze paragraaf wordt risico gedefinieerd als;
 Risico = kans X gevolg.

Hiermee wordt voor een relatief gering gevolg met een hoge kans van optreden een zelfde risico berekend als voor een ernstig gevolg met een kleine kans van optreden.

Dit geeft relatief een overschatting van de maatschappelijke betekenis van geringe gevolgen ten opzichte van ernstige gevolgen.

*R = k x E;
 doet niet
 af aan de
 studie;
 + gaat om k.*

5.3. Commentaar op het hoofdrapport hoofdstuk III

Verzameling van gegevens omtrent incidenten met hogedruk leidingen

Naast de methode van risico-analyse staat of valt de uitkomst daarvan met de zorgvuldigheid en de statistische deskundigheid waarmee de oorspronkelijke gegevens worden verzameld en verwerkt.

De wijze waarop dit in deze verkenning is gebeurd is onzorgvuldig en ten dele ondeskundig te noemen.

Het doel was gegevens verzamelen over gas- en olieleidingen die gebruikt kunnen worden voor het analyseren van risico's van kruisingen.

Het ligt voor de hand dat dan gegevens worden verzameld over het aantal aanwezige kruisingen in het leidingsysteem en het aantal incidenten dat betrekking heeft gehad op deze kruisingen.

*John
 deur-*

Deze gegevens worden niet gepresenteerd. In plaats daarvan worden de incidenten met Amerikaanse hogedruk leidingen gebruikt en de door Concawe verzamelde incidenten met olieleidingen in Europa.

Bovendien zijn deze gegevens ten dele onzorgvuldig overgenomen.
 Zoals bijvoorbeeld:

Genoemd worden 1200 pijpleiding ongevallen van 1950 t/m 1965.
 Bedoeld wordt hier ongeveer 1200 incidenten met het gastransport-

- 15 -

met bekend (persbureau).
 systeem dus inclusief compressorstations van 1950 t/m half 1965.

Genoemd wordt de breuk bij Natchitoches in 1965, waarbij een explosie krater van 200 m gevormd zou zijn.

Dit moet zijn een krater met afmetingen 8 meter lang, 6 meter breed en 3 meter diep (5).
 mogelijke fout (persbureau).

5.4. Commentaar op hoofdstuk IV

Het risico verbonden aan olieleidingen

§ 1. De kans op lekkage in veldstrekkingen

In deze paragraaf wordt geconstateerd dat er een onmiskenbaar acres zou zijn in het aantal incidenten met olieleidingen.

Het is echter niet ondenkbaar dat gezien het kleine aantal incidenten deze toename op toeval berust. De volgende tabel verduidelijkt dit.

Periode	Aantal incidenten	gemiddelde lengte 10 ⁶ m	Faalfrequentie per 10 ⁶ m jaar	95% betrouwbaarheidsgrenzen per 10 ⁶ m. jaar
'69-'70	12	10,2	0,55	0,37 - 0,93
'71-'75	71	15,7	0,90	0,70 - 1,15
'69-'75	83	14,3	0,83	0,67 - 1,02

De betrouwbaarheidsgebieden van de faalfrequenties voor de periode '69-'70 en '71-'75 overlappen elkaar gedeeltelijk waardoor niet zondermeer tot toename kan worden geconcludeerd. Hierover zal alleen met een statistische toetsing een uitspraak gedaan kunnen worden.

$$\frac{93}{37} \quad \frac{93}{65} \\ 2/130/65 \quad 28 \\ \frac{164}{196} \times 28 = 23$$

$$\frac{65}{23} \quad 28$$

65 90% betr. bl. 9
 geen overlap meer. ja
 $\frac{115}{20} \quad \frac{115}{92} \quad \frac{92}{23} \quad \frac{164}{196} \times 23 = 19$
 $\frac{92}{19} \quad 73$

5.5. Commentaar op het hoofdrapport hoofdstuk V

Het risico verbonden aan gasleidingen

§ 1. De kans op lekkage in veldstrekkingen

- A. Genoemd wordt voor de periode 1950 t/m 1965 een faalfrequentie van $0,3 \cdot 10^{-6}$ per jaar per meter gasleiding. Zorgvuldige berekening geeft een waarde van $0,4 \cdot 10^{-6}$ per jaar per meter gasleiding (2).
- B. Berekend wordt een faalfrequentie van $0,8 \cdot 10^{-6}$ per jaar per meter gasleiding uit de incidenten in de U.S.A. van 1970 t/m 1975. (gegevens OPS).

Het verschil tussen A en B is gezien de grote betrouwbaarheid significant.

Echter of dit is te wijten aan de oorzaken die genoemd worden in de verkenning zoals de bewering dat het incasseringsvermogen van leidingen tegen overbelasting is verminderd door het toepassen van grotere diameters en hoogwaardiger staalsoorten lijkt twijfelachtig.

Veel belangrijker is waarschijnlijk het verschil in de wijze waarop de gegevens zijn verzameld.

Voor het geval A is een enquête achteraf gehouden over de 15 jaar voorafgaande aan het enquête jaar 1965.

Er is hierbij alleen gevraagd naar "major failures" die een onvoorziene drukdaling in de leiding tot gevolg hebben gehad, waardoor de normale gaslevering geen doorgang kon vinden of persoonlijk letsel of aanzienlijke schade werd veroorzaakt.

Voor het geval B is gebruik gemaakt van de wettelijk voorgeschreven meldingsformulieren gedurende een periode van 6 jaar.

Hierbij werden ook die incidenten opgenomen die door de leiding beheerder om welke reden dan ook van belang geacht worden.

*inter-
eraat* //

zie
Engineering
News Record
(2 afb.).

aangelegd
door Amerikanen
vlg. U.S.-normen
(ASA-code
e.d.)

leert na 100 j

2e ~~aan~~ ^{aan} mogelijk
worden! (zaak
daarom internationaal
betreft).

- 17 -

Deze verschillen zullen de onder B genoemde frequentie hoger doen uitkomen dan de onder A genoemde.

Verder wordt genoemd dat de groei van het leidingnet van 1965 tot 1970 17% per jaar bedroeg.

Daarbij is aangenomen dat het Amerikaanse leidingnet een lengte had van 240.000 km in 1965. In werkelijkheid was dit 316.000 km.

Wat resulteert in een gemiddelde groei van 1965 tot 1970 van 8% per jaar.

De lekkage frequentie van $0,8 \cdot 10^{-6}$ per jaar per meter gasleiding geldt voor gasleidingen in de Verenigde Staten gemiddeld over alle diameters, materiaal typen, jaar van aanleg (soms van voor 1900) en grondsoorten waarin de leiding gelegd is.

Verwacht mag worden dat deze frequentie voor het Nederlandse leidingnet lager is. Het is voor het grootste deel aangelegd na 1965 volgens voor Amerikaanse begrippen strenge normen en specificaties.

Gezien het geringe aantal incidenten in Nederland is hieruit afgeleid nog geen betrouwbaar cijfer te geven.

De genoemde $0,8 \cdot 10^{-6}$ per jaar per meter verminderd met het aantal corrosie incidenten levert een hoge, zij het niet onrealistische schatting voor de faalfrequentie van het regionale net (diameters ≤ 16 inch) van Gasunie.

Voor het hoofdtransport net is deze frequentie minstens een factor 10 te hoog.

Ter illustratie een aantal lekkage frequenties zoals die te vinden zijn in sommige publikaties.

Het net wordt ook eens oud!

Zel moet lukken!

Bewijzen!

1920
niet overtuigend

Bewijzen!

- 18 -

Gemiddeld over alle diameters:

Cursus transport per pijpleiding mei 1977 $0,3 \cdot 10^{-6}$ per jaar per meter.

Health and Safety Executive (gebaseerd op Engelse incidenten)
 $0,2 \cdot 10^{-6}$ per jaar per meter.

Voor diameter 20.1 inch en groter.

In de U.S.A. (1950-1965) (2) $0,2 \cdot 10^{-6}$ per jaar per meter.

§ 2. De kans op explosie in veldleidingen (zowel pyrogene als fysische)

A. In deze paragraaf wordt, afgeleid uit krantenberichten over explosies, dat de explosiefrequentie van gasleidingen (inclusief propaan) $1,5 \cdot 10^{-9}$ per jaar per meter bedraagt. Hierbij is er vanuit gegaan dat de leidinglengte in de Verenigde Staten in 1965 240.000 km bedraagt, dit was echter 317.000 km. En heeft alleen betrekking op aardgas. De explosiefrequentie voor aardgasleidingen wordt daarmee $1,1 \cdot 10^{-9}$ per jaar per meter.

B. De in deze paragraaf genoemde explosie kans van $22 \cdot 10^{-9}$ per jaar per meter veldleiding berekend uit OPS-gegevens is veel te hoog, hiervoor kan genomen worden $4 \cdot 10^{-9}$ per jaar per meter (zie het commentaar op hoofdstuk II).

De overeenkomst met de onder A gevonden waarde mag gezien de onbetrouwbaarheid in de gegevens opvallend genoemd worden.

C. Er vanuit gaande dat een pyrogene explosie een dijk kan doen bezwijken, wordt in de verkenning de kans op een pyrogene zowel als een fysische explosie opgeteld.

Ontsteking van een vrije aardgaswolk zal echter nooit tot overdrukken aanleiding kunnen geven die in staat zijn een dijklichaam in enige belangrijke mate te beschadigen.

Dus blijft over de frequentie waarmee een fysische explosie zich kan voordoen.

status?

immer onvoldoende enquête (allegorische major failures) nepon 16.

(incl. Stations)

4 tegen 11-15

of verdacht!

deftigste mag niet gegeven van de laatste 20 dekla gratten

pheldering
Nagen.

rechtretten!

- 19 -

Volgens de beschikbare Amerikaanse gegevens kunnen we daarvoor nemen $6 \cdot 10^{-6}$ per jaar per meter.

Er is vooral nog geen reden om aan te nemen dat een dergelijk getal afgeleid van de Amerikaanse situatie voor de Nederlandse situatie onredelijk zou zijn.

Enige houvast mag bieden het getal wat berekend kan worden op basis van één geval ⁹ in Engeland waarvoor wordt gevonden: $8 \cdot 10^{-9}$ per jaar per meter.

§ 3. De kans op dysfunctie van een waterkering of weg

Ten aanzien van de hoofdwaterkeringen wordt hier geen ondergrens aangenomen voor kleine lekkages, dat wil zeggen dat zelfs de allerkleinste lekjes nog gevaar zouden opleveren voor een constructie zoals bijvoorbeeld een hoofdwaterkering. Het is niet goed voor te stellen hoe dat mogelijk is.

Kleine lekjes zullen tot gevolg hebben dat scheuren ontstaan in de afdekkende kleilaag en de beschoeing waardoor het gas zal ontsnappen.

Laten we nu eens aannemen dat lekkages die geen scheuren in de afdekkende (klei)laag kunnen vormen met een lengte groter dan 1 meter dwars op het dijkprofiel geen gevaar opleveren voor een hoofdwaterkering. Ook niet als het lek zich onder water bevindt. Dan zal ongeveer 75% van alle lekkages geen gevaar opleveren voor het dijklichaam.

Er vanuit gaande dat de faalfrequenties die zijn afgeleid voor veldleidingen ook gelden voor kruisingen wordt in de verkenning een faalfrequentie uitgerekend voor de verschillende kruisingen, voor leidingen gelegd zowel voor als na 1965.

De verschillende frequenties ontlopen elkaar niet veel, een gemiddelde faalfrequentie wordt nu voor dijkkruisingen: $25 \cdot 10^{-6}$ per jaar per kruising.

Het Nederlandse hoofdtransportnet heeft in totaal zo'n

Niet goed
Berekenen
Construktief
alle 1965
toe schrik
gegevens.

neen

Z. H. gas: 1000 L → 350 hfd.
→ 650 reg.

$$\frac{\text{die: } 700}{1700}$$

$$\text{hfd. } \frac{350}{1700} = 0.206$$

~~factor 5~~

~~1000~~ → 1000 → 200

$$\sim \frac{1}{2} \cdot 5000 \approx 3000$$

$$\frac{3000}{5} = 600$$

$$\frac{50.000}{600} =$$

factor 100 te hoog

1 dgt in 100 jaar.
in 15 j. nog geen incident.
kan kloppen.

Reactie Leunse
op wachten

alle vindingen (blot gas
af + nog)

Ca 500 w.k. km in 2. H.
in Ned. $\angle 11 \times 500 = 5500$
a 1000

met elke
waterloper
heeft Rader!

Tel 5.000. Factory
beterde helfte 10 te hoog.
a20

op 10000 km
langte
di. 5/km!
1/200m.

hfd. net
Nld.

25.000 kruisingen met waterlopen dus ongeveer 50.000 kruisingen met waterkeringen. Uitgaande van de bovengenoemde faalfrequentie zouden dus gemiddeld per jaar $50.000 \times 25 \cdot 10^{-6} = 1$ dijk per jaar moeten bezwijken als gevolg van het lekragen of exploderen van een gasleiding. Sinds 1964 tot eind 1978 is geen melding gemaakt van een dergelijk incident.

Uitgaande van een gemiddeld aantal kruisingen zowel van hoofdtransportnet als regionaal voor de afgelopen 14 jaar met een gemiddelde lengte berekend op basis van de kaarten waarop de leiding is getekend, kan berekend worden dat met een waarschijnlijkheid van 97,5% de gemiddelde faalfrequentie van kruisingen met waterleidingen kleiner zal zijn dan 10^{-6} per jaar.

Aangenomen dat de verdeling van het aantal incidenten voldoet aan de poisson verdeling. Hiermee is aangetoond dat het niet juist is om Amerikaanse faalfrequenties voor veldleidingen toe te passen op kruisingen met waterkeringen van aardgasleidingen in Nederland.

§ 5. De kans op longpropagating split (doorgaande scheurvorming) bij gasleidingen

Als één van de bezwijk-mechanismen wordt genoemd het optreden van een scheur die zich over enkele kilometers kan voortplanten.

Hierbij dient op de eerste plaats te worden opgemerkt dat het hier gaat om de afwikkeling van een leiding-breuk. Het gaat dus om het verschil van een leiding-breuk resulterend in een scheur van enkele meters of in een scheur van meer dan een pijplengte. In dit laatste geval spreekt men van scheurpropagatie.

Dit verschijnsel is in de V.S. enkele malen voorgekomen, zij het dat het daar ging om zogenaamde brosse scheuren. Gezien echter de minimum bedrijfstemperatuur en de in Nederland vereiste materiaal kwaliteit is een dergelijke brosse scheurpropagatie niet mogelijk.

2de art. Coon.

Taaie scheurpropagatie is een mechanisme dat gezien de heersende druk en de gemiddeld aanwezige materiaal kwaliteit slechts in een zeer beperkt aantal gevallen (combinatie van ongunstige factoren) denkbaar is. In zo een geval is het waarschijnlijk dat een scheur geen grotere lengte dan 10 pijpen kan krijgen. (dat wil zeggen een maximum scheurlengte van ± 120 m.)

Opgemerkt moet nog worden dat deze scheuren ten allentijde daar zullen stoppen waar de leiding overgaat op grotere wanddikte (kruisingen, T-stukken, afsluiters).

5.6. Commentaar op het hoofdrapport hoofdstuk VI

De statistische betrouwbaarheid van de gevonden inductieve lekkages voor hogedrukleidingen

In dit hoofdstuk wordt de kans op het optreden van méér dan één lekkage in dezelfde meter per jaar bepaald. Uit deze kleine kans (het kwadraat van de kans op één lekkage) wordt geconcludeerd dat de betrouwbaarheid van de gegevens groot is. Dit is een onjuiste conclusie.

Voor het bepalen van de betrouwbaarheidsgrenzen voor frequenties van incidenten aangenomen dat ze voldoen aan de poisson verdeling (hetgeen een algemeen aanvaardbare statistische verdeling is voor kans van optreden van zeldzame gebeurtenissen) bestaan tabellen. Deze zijn te vinden in ieder statistisch handboek (bijvoorbeeld Handbook of tables for probability and statistics CRC press 2nd edition blz. 239 (8)).

*acc.
Dus door m.
Steen aangegeven
onvrijdwars
man's feeling
was meer juist
hulde + redlijpen*

*man niet
simultaan
coïncid.
per.*

5.7. COMMENTAAR OP HET HOOFDRAPPORT HOOFDSTUKKEN VII EN VIII

Gezien de wijze waarop de verschillende faalfrequenties zijn afgeleid, heeft het vooralsnog niet veel zin om een vergelijking te maken tussen in het veld gevonden waarden en de berekende op basis van belasting en spreiding in materiaal parameters.

Het evalueren van deze resultaten kan dan ook geen zinvolle informatie opleveren.

6. COMMENTAAR OP DE DEELRAPPORTEN

6.1. Commentaar op deelrapport A (voor inhoud zie bijlage 1)

"Incidenten met hogedrukleidingen in West-Europa en de U.S.A.,
behandeld naar oorzaak".

Hoofdstuk I

Verdeling van de incidenten naar lekkage oorzaak

§ 1. Olieleidingen in West-Europa (1966-1975)

De tabel lekkage oorzaken olieleidingen bevat enige onjuistheden voor de juiste tabel zie bijlage 2 van dit rapport.

§ 2. Olieleidingen in de U.S.A. (1968-1975)

Het totaal aantal incidenten in 1975 bedraagt 255 en niet zoals vermeld 225 (gezien de totaaltelling is dit een typefout). Het is niet duidelijk of de in deze tabel genoemde percentages betrekking hebben op de incidenten met of zonder pompstations.

§ 3. Gasleidingen in de U.S.A. (1970-1975)

Het betreft hier incidenten die gerapporteerd zijn op een vragenformulier (form DOT F 7100.2) en door de OPS (Office of Pipeline Safety) zijn verzameld en geregistreerd.

Het betreft hier grotere incidenten die behalve dat ze aan een van de in deze paragraaf genoemde voorwaarden hebben voldaan ook vermeld kunnen zijn omdat ze "van betekenis" waren volgens het oordeel van de pijpleiding beheerder (1).

§ 4. Samenvatting en stylering

In deze paragraaf wordt een gemiddelde genomen van de percentages van oorzaken van 92 incidenten met olieleidingen in West-Europa exclusief pompstations en 2650 incidenten met olieleidingen inclusief pompstations in de U.S.A.

19
Deel eig.
incl. pompst.

- 24 -

Het is niet uitgesloten dat het percentage mechanische beschadigingen door derden wat onderschat wordt als deze getallen gebruikt worden voor de faaloorzaken van leidingen.

§ 5. Onderlinge vergelijking olie- en gasleidingen

percentages van oorzaak van to- taal aantal in- cidenten	construc- tie fou- ten %	materiaal fouten %	zettingen, natuur %	operatio- nele fou- ten %	Corro- sie %	mech. bescha- diging %	appen- dages %
olie WE/USA	5	10	5	5	35	35	10
gas USA (70-75)	5	15	10	5	15	50	
gas USA (50-65)	5	25	10	5	20	30	5

Uit de vergelijking van de gegevens van U.S.A. (1970-1975) met de percentagegewijze verdeling van oorzaken voor de incidenten met gasleiding tussen (1950-1965) in de U.S.A. (2) blijkt dat de gevonden verschillen tussen olie en gasleidingen niet alleen verklaard kunnen worden uit verschil in medium of toegepast materiaal, zoals in deze paragraaf wordt gesuggereerd naar aanleiding van de verschillen tussen de olieleidingen van West-Europa en de U.S.A. enerzijds en de gasleidingen in de U.S.A. (1970-1975) anderzijds.

Hoofdstuk IILekkage oorzaak corrosie§ 3. Corrosie van gasleidingen in de U.S.A.

Vergelijking van een aantal tabellen die in de verkenning gegeven worden en betrekking hebben op corrosie levert de volgende uitkomsten:

Corrosie gevallen in gasleidingen in de U.S.A. van 1970 t/m 1975.

Tabel	blz. 4 : 313
Tabel	blz. 12 : 353
Tabel	blz. 13 : 355 en 357

De reden van deze verschillen wordt niet vermeld.

Voor de conclusies naar aanleiding van de tabel op blz. 14 (U.S.A. gasleidingen 1970 t/m 1975 interne en externe incidenten bij beklede gasleidingen) geldt ten aanzien van de plaats van aanbrengen hetzelfde als voor het bekledingsmateriaal. De verdeling over de lengte van het net is niet bekend. Het trekken van conclusies ten aanzien van de kwaliteit van verschillende wijzen van aanbrengen is dus niet gerechtvaardigd.

Ten aanzien van de verdeling van de bekledingsmaterialen over de lengte kan het volgende worden opgemerkt: 70% van de ondergrondse transportleidingen in de wereld is met koolteer bekleed (3). In de U.S.A. zelfs meer dan 70%.

Er is dus geen sprake van dat uit het grote aantal corrosie gevallen met koolteer kan worden afgeleid dat het een relatief slechte bekleding is.

Op blz. 15 wordt berekend dat het percentage uitvoeringsfouten zou moeten worden verhoogd met 5% ten koste van het percentage voor corrosie gevallen. Dit is echter gebaseerd op de aanname dat alle leidingen bekleed waren. Dit was echter niet het geval. Hiervoor gecorrigeerd is een percentage van 2% reëler.

zeel
reeds
gevonden

interessant.

acc.

acc.

acc.

olieleedw.
excl. stations:
scheelt 20% →

$$p = 31.0,8 = 1,68\%$$

1,7%

- Verschil olie/gas
nog groter!

- 1950-1965: 9,5%

1970-1975: 7,9%

lichte verbetering
in de tijd.

Hoofdstuk VLekkage oorzaak "Uitvoeringsfouten"

De opmerking bij § 2 betreffende de verschillen in het percentage materiaalfouten van gasleidingen en olieleidingen is alleen juist indien het percentage materiaal fouten voor olieleidingen inclusief pompstations vergeleken mag worden met het percentage voor gasleidingen exclusief pompstations. Dit geldt nog in veel sterkere mate voor het percentage falen door veldlassen (1).

Gasleidingen U.S.A. 1950 - 1965

	% falen door veldlas
leidingen	<u>9,5</u>
stations	<u>1,7</u>

Hoofdstuk VILekkage oorzaak materiaal fouten

In dit hoofdstuk wordt opgemerkt dat de veldlassen betrouwbaarder lijken te zijn dan fabriekslassen. Zonder de lengteverhouding te kennen tussen veldlas en langslas is dit een voorbarige opmerking. Deze lengteverhouding is ook niet af te leiden. Voor langснаad gelaste pijpen zal 3 tot 8x zoveel lengte fabriekslas gelegd zijn als veldlas. Echter het is niet bekend welk gedeelte van het Amerikaanse leidingnet langснаad gelaste pijpen betreft en welk deel naadloze pijp.

de lassen worden vergeleken als product van vakmanschap, niet per m.

maakt de zaak nog ongunstiger voor de fabriekslas

1,2 is genoeg
als minimum!
Een hoger factor
ware beter
Kans niet ver-
waarloosbaar!
(~ 10%. Prognose)

6.2. COMMENTAAR OP DEELRAPPORT B

Globale bezwijkanalyse van waterstaatswerken ondermeer bij lekkage, breuk of explosie van een kruisende hogedrukleiding.

Hoofdstuk I

Kans op dysfunctie van een hoofdwaterkering als gevolg van stabiliteitsverlies van het dijklichaam.

Als criterium voor stabiliteitsverlies wordt genomen het overschrijden van het opneembaar moment M_o (wrijvingskracht * straal van het schuifvlak) door het aandrijvend moment M_a .

(Netto gewicht van het dijklichaam x afstand tot vertikaal door middelpunt van het schuifvlak).

Aangenomen wordt dat zowel het opneembaar moment als het aandrijvend moment stochastische variabelen zijn met als verdelingsfunctie de normale verdeling.

Voor M_o en M_a worden in ^{de}praktijk karakteristieke waarden genomen M_{ok} en M_{ak} die met een waarschijnlijkheid van 2,5% worden onder respektievelijk overschreden.

Nu wordt er bij het ontwerp van de dijk vanuit gegaan dat

$M_{ok} \geq 1,2 M_{ak}$ moet gelden.

We mogen aannemen dat de veiligheidsfactor 1,2 zo is gekozen (uit ervaring) dat de kans op overschrijden van M_{ok} door M_a dan wel onder-schrijden van M_{ak} door M_o verwaarloosbaar is. ? // nech.

Een bovengrens voor de kans dat $M_a M_o$ zal overschrijden wordt dus in eerste benadering gevonden uit de kans op én overschrijden van M_{ak} én onderschrijden van M_{ok} oftewel $p = (0,025)^2 = 6.10^{-4}$.

De waarde volgt ook uit de berekening in dit hoofdstuk van de "verkenning".

Dit is de kans dat op een bepaalde plaats als gevolg van ongunstige plaatselijke grondmechanische omstandigheden het dijklichaam afschuift onder toevallig optredende extreem hoge belasting.

Voor het bepalen van de frequentie van een dergelijke gebeurtenis wordt deze kans gedeeld door de levensduur van de dijk (gesteld op 1000 jaar).

Uit het begin van dit hoofdstuk is op te maken dat afschuiving van dijken in de praktijk optreedt.

Het zou interessant zijn de frequentie van optreden van dergelijke afschuivingen te kennen.

Vermoedelijk is daaruit een betrouwbaarder frequentie van afschuiven te halen dan uit een overschrijdingskans die gedeeld wordt door een volstrekt arbitraire faktor 1000.

Een andere weg is opgeven over welke periode het tijdsafhankelijke deel van de spreiding in de eigenschappen is bepaald.

Met statistische technieken is het mogelijk daaruit een waarde af te leiden die de spreiding over langere tijd oplevert.

In dit hoofdstuk wordt een faalkans afgeleid door uit te gaan van een model ter beschrijving van het mechanisme van stabiliteitsverlies.

Dit model is er één uit een aantal mogelijke beschrijvingswijzen van het mechanisme. Bovendien is de keuze van de plaats van de vertikaal ten opzichte waarvan het moment wordt berekend alsmede de plaats van het middelpunt van de afschuifcirkel als ook de straal van de afschuifcirkel niet eenduidig bepaald. (De ongunstigste situatie kan eventueel door iteratie worden gevonden).

Er bestaat dus naast een onzekerheid (spreiding) in de grondmechanische omstandigheden ook een onzekerheid in de beschrijving van het mechanisme. De invloed hiervan op de faalkans is in dit hoofdstuk buiten beschouwing gebleven; het is zeer de vraag of dit toelaatbaar is.

"helan"
Te
vorm
casuistiek

Wie pag. 12:
o.p. 6 con. inc.
is niet onredelijk
van reg. net.

Hoofdstuk IIIDe kans op dysfunctie van een waterkering of weg bij lekkage, breuk of explosie van een gasleiding.§ 1. De kans op lekkage in kruisende strekkingen

Hier wordt één getal genoemd voor gasleidingen.

Dit is niet in overeenstemming met de praktijk in Nederland waar verschil gemaakt moet worden tussen regionale leidingen met een maximale druk van 40 bar en hoofdtransportleidingen met een maximale druk van 66,2 bar.

Het genoemde getal $0,8 \cdot 10^{-6}$ per jaar per meter als faalfrequentie is niet onredelijk voor regionale leidingen maar een faktor 10 te hoog voor hoofdtransportleidingen.

Gaan we er vanuit (zoals ook in de verkenning wordt gedaan) dat de lekkage frequentie per meter kruising gelijk is aan de lekkage frequentie per meter van veldstrekkingen dan is de lekkage frequentie van een kruising te berekenen.

Dijk type	lengtekruising m.	lekkage frequentie per jaar kruisende leiding	
		regionaal 10^{-3}	hoofdtransport 10^{-6}
Boezemkade	15	0,01	1
Binnendijk	20	0,02	2
Hoofdwaterkering	70	0,06	7

De breuk (def. breuk: lekkage ter grootte van de leidingdoorsnede) frequentie voor regionale leidingen en hoofdtransportleidingen is vrijwel gelijk:

*hfd. dijk
nog daar!
ook oud
Leverdalen
te Boezemkade*

- 30 -

	Breukfrequentie regionaal en hoofdtransport
	10^{-6}
Boezemkade	0,5
Binnendijk	1
Hoofdwaterkering	4

*Waar
Rout dit
Van daar*

§ 2. De grootte van de erosiekrater bij breuk van een gasleiding mede in vergelijking met olieleidingen.

In deze paragraaf wordt de grootte van een erosiekrater afgeleid uit die voor olieleidingen via een correctie-faktor. Hierdoor wordt de krater bij breuk van leidingen met kleine diameters te klein geschat en bij breuk van leidingen met grote diameters te groot.

Op basis van een rapport van het water loopkundig laboratorium (4) is het volgende af te leiden voor gasleidingen.

De maximale maatgevende kraterafmetingen bij lekkage

is voor : regionale leidingen (3"-16") 3 meter
hoofdtransport leidingen (18"-48") 6 meter

De maximale maatgevende kraterafmeting bij breuk is

voor : regionale leidingen 6-14 meter
hoofdtransportleidingen 14-18 meter

Deze gegevens gelden voor bedrijfscondities op 75 km afstand van een compressor station.

Aangenomen dat de leiding binnen 2 uur gesloten kan worden en dat de weerstand tegen erosie van de grondsoort waarvan de dijk is geconstrueerd vergelijkbaar is met waterverzadigd zand

TAW gaat niet van 60h!

*12v
60h*

§ 3. De kans op erosiekrater $\geq$ respectievelijk 14,21 en 28 m diameter in een kruising

Gezien het commentaar op de vorige paragrafen is het opstellen van de tabellen zoals in deze paragraaf is gedaan niet langer zinvol (voor gasleidingen)

- 31 -

In plaats daarvan kan de volgende tabel gebruikt worden.

Faalfrequenties van kruisingen 10^{-6} per jaar per kruising

Type	Incidenten met erosiekuil $\varnothing > 1$ m		overschrijding grenstoestand (regionaal + hoofdtransport) door	
	Regionaal	hoofdtrans- portleiding	erosie	explosie *
Boezemkade	2	1	0,1	0,7
Binnendijk	3	2	0,1	0,7
Hoofdwater- kering	9	7	NIHIL	1

* voor diameters < 8 inch NIHIL

- § 4. De kans op explosie in een kruising
- § 5. De gevolgen van explosie van een gasleiding
- § 6. De schade, toegebracht aan het kruisende waterstaatswerk door een exploderende gasleiding.

De hier gebruikte frequentie voor explosie is te hoog.

- 1e) Omdat ook explosies in stations zijn meegeteld bij het bepalen van deze frequentie.
- 2e) Omdat is aangenomen dat vrije gaswolk explosies (pyrogene) een dijk kunnen doen bezwijken.

De overdrukken die kunnen optreden bij het ontbranden van een vrije gaswolk zullen echter niet in staat zijn schade toe te brengen aan een dijklichaam.

Blijft dus alleen over de frequentie van de fysische explosies, waaronder verstaan moet worden het in de lengterichting openscheuren van een deel van de leiding, waarbij het gas explosief vrijkomt.

- 32 -

Er hoeft niet aan te worden getwijfeld dat in het geval van openscheuren van enige tientallen meters leiding er ook gaten in de grond gevormd worden van enkele tientallen meters lengte en enige meters breed.

In het algemeen zal dit tot functieverlies van een dijk leiden, althans voor hogedruk aardgasleidingen met een diameter van 8" en groter.

Gezien deze consequentie vereist het toekennen van een frequentie aan het optreden van een fysische explosie een grote zorgvuldigheid. Een conservatieve schatting is hier zeker op zijn plaats.

X Uitgaande van de waarde van $0,85 \cdot 10^{-7}$ per jaar per meter zoals in de verkenning is afgeleid uit Amerikaanse gegevens, voor zowel leidingen als compressorstations, vinden we na vermenigvuldiging met de kruisingslengte de frequentie van falen van een kruising door barsten van de kruisende gasleiding $\geq 8"$).

fractie aapl

	10^{-6} per jaar
Hoofdwaterkering	5
Boezemkade	3
Binnendijk	4

Brengen we de 30x hogere explosie frequentie in compressorstations in rekening dan vinden we:

Hoofdwaterkering	1
Boezemkade	0,7
Binnendijk	0,7

hoe gedaan

$$n + 30n = 7$$

$$n(31) = 7$$

$$n = \frac{7}{31}$$

~~Not~~
~~just~~

6.3. COMMENTAAR OP DEELRAPPORT C

Oriënterende deductieve kansanalyse

Hoofdstuk I

Berekening van de kans op het bereiken of overschrijden van de grenstoestand voor veldleidingen.

§ 1. Grenstoestand volgens de elasticiteitsleer

A. Er wordt uitgegaan van materiaal met een 3x grotere spreiding in de vloeigrens dan het materiaal van hoofdtransportleidingen zoals in gebruik door Gasunie.

Er wordt apriori een normale verdeling aangenomen voor materiaaleigenschappen.

Dit betekent dat de sterkte eigenschappen relatief een te grote kans op te lage waarden krijgen (theoretisch kunnen ze zelfs negatief worden). Beter is een lognormale verdeling als model of nog mooier een histogram van de werkelijk gemeten waarden (voor Gasunie in de meeste gevallen mogelijk).

B. Als grenstoestand wordt genomen het overschrijden van de minimum gespecificeerde vloeigrens, door de spanning als gevolg van inwendige druk + verkeersbelasting + grondbelasting.

In werkelijkheid treedt pas niet elastisch gedrag op bij 1,15 x de minimum gespecificeerde rekgrens.

Er wordt uitgegaan van een situatie waarin de leiding altijd op een druk is van 10% hoger dan de maximale bedrijfsdruk.

De hiermee berekende overschrijdingskans is minstens een factor 1000 te hoog. (Als wordt vergeleken met een in 1965 gelegde 36" leiding met een wanddikte van 11.18 mm en gebruik gemaakt wordt van een belasting berekend op basis van drukrealisaties met inachtneming van verkeersbelasting en gronddruk).

*Alle
toekomstige
gegevens*

- 34 -

De gekozen wijze van falen uitgaande van een defektloze pijp is echter een optimistische aanname .

Het is veel realistischer de coïncidentiekans te bepalen van een bepaalde defektgrootte en hoge uitwendige belastingen onder normale bedrijfsomstandigheden.

Grote zettingen grondbelasting en verkeersbelasting zullen vrijwel altijd leiden tot plaatselijke plastische deformatie. Deze plaatselijke plastische deformaties leiden alleen tot falen als het materiaal door welke oorzaak dan ook deze deformaties niet kan volgen zonder scheurvorming.

De wijze waarop uit de berekende faalkans een faalfrequentie wordt afgeleid is volstrekt zonder enige wetenschappelijke basis.

De bewering dat de afgeleide kans betrekking heeft op de hele levensduur is ongegrond.

De afgeleide kans heeft alleen betrekking op dat gedeelte van de levensduur waarbij de leiding de maximale bedrijfsdruk + 10% heeft. De hier afgeleide kans betreft een A constructie (constructiefactor 0,72) wegkruising van Grade B materiaal en niet zoals vermeld, veldleidingen in het algemeen.

De gehanteerde grote spreiding is mogelijk van toepassing op API - 5LX GRADE B materiaal waarvan het regionale-transportnet is geconstrueerd.

Echter daarbij is altijd een constructiefactor van 0,45 (D-constructie) toegepast, wat inhoudt dat de ringspanning door inwendige druk maximaal een fractie 0,45 bedraagt van de gespecificeerde minimum rekgrens, op basis van de minimale wanddikte.

*Terrellige
vrijpeens-
belasting*

Hoofdstuk II

Berekening van de kans op het bereiken of overschrijden van de grenstoestand voor kruisingen met waterstaatwerken.

Ook hier worden dezelfde aannamen gedaan die voor gastransportleidingen een onrealistische uitkomst geven.

In deel B wordt de spreiding berekend van de totale spanning in de buiswand alsof alle bijdragende componenten onafhankelijk zouden zijn. Dit is ten aanzien van σ_p en $\sigma_{\Delta L}$ zeker niet juist.

Overigens heeft deze vereenvoudiging geen invloed op het berekende resultaat.

In deel G wordt de berekening nog eens herhaald voor gevallen waarbij voor gasleidingen reële waarden zijn genomen voor de spreiding in de rekgrens.

De uitkomsten wijzen op de gevoeligheid van de methode voor de aannamen ten aanzien van de spreiding (De overschrijdingskansen worden behoudens enkele uitzonderingen factoren 10^{10} - 10^{15} kleiner, waarmee tevens wordt aangetoond dat de rekenmethode onrealistisch is).

Door de opstellers wordt hieruit de conclusie getrokken, dat hun keuze van de grote spreiding een veilige keuze is. Het ligt meer voor de hand te concluderen dat de keuze van de grote spreiding onrealistisch is en daardoor dan ook geen enkele conclusie verbonden kan worden aan de uitkomsten van deze berekeningen.

De oorspronkelijke opzet van de studie nl. een analyse op basis van werkelijke spanningen en materiaalsterkten en mogelijke spreidingen daarin is gewijzigd in een analyse op basis van onrealistisch hoge spanningen zonder spreiding en materiaalsterkten met een arbitraire spreiding die voor de veiligheid onrealistisch hoog wordt gekozen (althans voor hoofdtransportleidingen van Gasunie). De veiligheidsfactor is nu verplaatst van de faktor waarmee de minimum gespecificeerde rekgrens vermenigvuldigd moet worden om een "veilige" uitkomst te krijgen in een onrealistisch model.

- 36 -

Daarmee is nog steeds geen inzicht verkregen in de werkelijke sterkte van de constructies zoals deze zijn toegepast.

My dear Tom
bphelders

6.4. COMMENTAAR OP DEELRAPPORT D

Incasseringsvermogen en faalkans van hogedrukleidingen ten aanzien van diverse lekkage oorzaken.

Hoofdstuk II

Lekkage oorzaak corrosie

§ 1. Incasseringsvermogen als functie van de wanddikte

Hierin wordt de stelling verdedigd dat het incasseringsvermogen van hogedrukleidingen ten aanzien van ~~corrosie~~ ^{proportioneel} proportioneel toeneemt met de wanddikte.

Daar de coorrosiesnelheid in het algemeen niet constant is met de tijd, lijkt bovenstaande bewering niet te verdedigen. Naarmate de wanddikte toeneemt wordt de over de wanddikte gemiddelde corrosiesnelheid lager. (Voor putcorrosie en algemene corrosie).

Analyse van corrosie incidenten met gasleidingen in Amerika leert dan ook dat deze stelling niet juist is.

§ 2. Faalkans als functie van de wanddikte

A externe corrosie

Bij gebrek aan gegevens over de per jaar gelegdelengten wordt het totale aantal incidenten met betrekking tot de leidingen die gelegd zijn in een gegeven periode gebruikt als relatieve maat voor de leidinglengte.

Bij een niet tijdsafhankelijke faalfrequentie zou dat juist zijn. Echter juist om het bedrijfstijd afhankelijke karakter te bepalen van de frequentie van falen door externe corrosie worden deze cijfers gebruikt.

Overigens zou indien gebruik gemaakt was van de juiste cijfers de conclusie niet veranderen:

De kans op falen door corrosie neemt niet noemenswaardig af door een wanddikte toeslag van 1mm. Wel wordt het moment waar-

*extra gunstig
dan faalkans
Rans niet
succes verm*

- 38 -

op de eerste schade optreedt met enkele jaren uitgesteld.

De grafieken met corrosiesnelheden in dit hoofdstuk zijn echter te onbetrouwbaar om verdergaande conclusies te rechtvaardigen.

open deuren.

6.5. Commentaar op deelrapport E

"Bepaling van de additionele risico's uit hoofde van kruisingen
van hogedrukleidingen met hoofdwaterkeringen en boezemwanden in
Zuid-Holland". *Raden*

Op basis van de gegevens zoals deze in het commentaar genoemd worden is de berekening volgens dit deelrapport te herhalen. Voor twee voorbeelden is dit uitgewerkt met een vergelijking met de gegevens volgens de verkenning.

Het additionele risico berekend met de gecorrigeerde gegevens varieert van 1% tot 3%. Alleen IJsselmonde vormt een uitzondering wat vooral het gevolg is van het, volgens PWZH, hogere ontwerppeil en daardoor lagere faalkans van de IJsselmonde waterkering. *13*

- 40 -

GOEREE-OVERFLAKKEE

Bestaande faalfrequentie van de dijk $2,8 \cdot 10^{-4}/j$

Deze dijk heeft drie kruisingen met regionale gasleidingen (40 bar)
(1 x 8 inch, 2 x 6 inch)

	Frequentie van gebeurtenissen in 10^{-6} per jaar per kruising	
	"verkenning"	na correctie
Erosiekrater 28(21) meter	2,5	NIHIL
Erosie + stormvloed	1,88	8"/0,45 6"/0,4
Explosie	7,5	1
Totaal	2x 11,9	1x 1,45 2x 0,4
Kruisingen	23,8	1,45 2,35 0,9
percentage van faalfrequentie dijk	8	1

KRIMPENER WAARD

Bestaande faalfrequentie van de dijk $2,6 \cdot 10^{-4}/j$

Deze dijk heeft twee kruisingen met hoofdtransport gasleidingen
(66,2 bar) (situatie 1977)
(olieleidingen buiten beschouwing gelaten)

	Frequentie van gebeurtenissen in 10^{-6} per jaar per kruising	
	"verkenning"	na correctie
Erosiekrater 28(21) meter	2,5	NIHIL
Erosie + stormvloed	1,88	0,35
Explosie	7,5	1
Totaal	11,9	1,35
2 kruisingen dus x2	23,8	2,7
percentage van faalfrequentie dijk	9	1

7. SYMBOLLEN GEBRUIKT IN DE VERKENNING

α	reductiefactor van faalkans (volledige sterkteberekening) hoek in graden
β	reductiefactor (toepassing damwanden) hoek in graden wanddikte vergrotingsfactor
γ	reductiefactor (toepassing pijpleidingscode Zuid-Holland) onzekerheidscoëfficiënt
γ_v	onzekerheidscoëfficiënt vloeigrens
δ_s	
$\frac{\delta_s}{\delta_s}$	
$\delta_s \text{ max}$	
ψ	evenredigheidsfactor
χ	evenredigheidsfactor
ξ	evenredigheidsfactor
ζ	evenredigheidsfactor verwachtingswaarde Poissonverdeling
$\bar{\sigma}$	gemiddelde spanning
$\bar{\sigma}_r$	toelaatbare ringspanning
σ_v	vloeigrens
σ_p	spanning in de pijpwand door inwendige druk
σ_q of σ_Q	spanning in de pijpwand door uitwendige belasting
$\sigma_{z,z}$	spanning in de pijpwand door zettingen
$\sigma_{\Delta 1}$ of $\sigma_{\Delta 1}$	spanning in de pijpwand door expansie (druk en temperatuur)
σ_{Δ} tot	maatgevende gecombineerde spanning
σ tot	totale spanning
σ_r	
σ_{br}	
ϵ_{gr}	grens schruifspanning
λ	index voor stijfheidsverhouding bodem/buis

B_m	Gemiddelde belasting	
B	mechanische belasting	
D	leiding diameter	in meters of centimeters
E_1	stijfheidsconstante tegen buiging van de buis	
E	elasticiteitsmodulus	kg/cm ²
E_s	Stootenergie	
Evva	vormveranderingsarbeid	
frr	rerounding faktor	
Go		
G	valgewicht	kg
G	ponsbelasting	kg
H	valhoogte	cm of m
H	ontwerp druk	meters oliekolom
H_o	maximale bedrijfsdruk	meters oliekolom
h		
$\overline{HW}$	gemiddeld hoog water	meters
iy		
I_b		
Iw	buigtraagheidsmoment	
jm	jaarmeter	
k	beddingconstante van de grond	
{ kg	deflectiefaktor van Spangler	
{ kt		
L	lengte van hoofdwaterkering	meters
Δl		
l	meewerkende leidinglengte	centimeter
m ³	kubieke meter	
M		
Mg		
M_x		
"m"		

- 43 -

n_t veiligheidsfactor voor karakteristieke waarde

$O^{I,II,III,IV}$

p inwendige druk in pijpleiding ato Pa

p overschreidingskans

pj : per jaar

Q_o bedrijfscapaciteit m^3/s

$\overline{Q_s}$

$Q_s \text{ max}$

$Q \text{ max}$

R

R_B kraterstraal meters

r buisstraal centimeters

Spl

Sel

s standaardafwijking van variabelen

S_m gemiddelde sterkte

s_S spreiding in de sterkte

s_B spreiding in de belasting

S mechanische sterkte

S_t

S_1

S stootcoëfficiënt

t wanddikte millimeters

$t_{\min}$ minimum wanddikte

t_{nom} nominale wanddikte

$t_{=}$

- 44 -

V variatie coëfficiënt

v

W

W_w

W_b

x aantal lekkages (variabele poissonverdeling)

$\bar{x}$

gemiddelde van variabele

$\bar{x}$

Y

- 45 -

AFKORTINGEN GEBRUIKT IN DE VERKENNING

OK	oliekolom
BIP	Bestrijding Incidenten Pijpleidingen
BWO	
WE	West-Europa
TNT	trinitro toluen
LPG	Liquified Petroleum Gas
COW	Centrum Onderzoek Waterkeringen
PWHZ	Provinciale Waterstaat Zuid-Holland
WL	Waterloopkundig Laboratorium
TNO-IBBC	Instituut TNO voor materialen en bouwconstructies
SPB	Samenwerkende pijpleidingbeheerders
DOC	Defensie oliecentrale
NAP	Nieuw Amsterdams Peil
HVH	Hoek van Holland
COGS	
TAW	Technische Adviescommissie Waterkeringen
BWO	
HWK	Hoofdwaterkering
BK	boezemkade
NPM	Nederlandse Pijpleiding maatschappij
NGU	N.V. Nederlandse Gasunie
CUM	cumulatief
HFO	heavy fuel oil

- 46 -

inw	inwendig
incid	incidenten
inc	incidenten
damw	damwand
berek	berekening
rel	relatieve
incl	inclusief
voll	volledig
KB	Kathodische bescherming
sec	seconden
tot	totaal
gem	gemiddeld
secun	secundaire
mech	mechanisch
ext	extern
excl	exclusief
constr	constructie type
fakt	faktor
ind	inductief
ded	deductief
pl	plastisch
el	elastisch
pompst	pompstation
subact	subaccount

8. REFERENTIES

1. Handbook issue

Pipeline (GAS) Journal

maart 1976 volume 203 nummer 4

2. Safety of interstate natural gas pipelines

W.G. Magnuson

Committee on commerce United States Senate

april 1966 Washington

3. W. Harris

The development manufacture and use of coaltar enamels.

First international conference on the internal and external
protection of pipes

BHRA, University of Durham 1975 England

4. Ontgronding door Gasleidingbreuk

Waterloopkundig Laboratorium Delft

M 1136 - R743

mei 1972

5. Final Staff report on investigation of Tennessee Gas Transmission
Company

Federal Power Commission Bureau of Natural Gas

Washington 1965

6. A. Bertling

Sicherheit der Amerikanischen Erdgasfernleitungen

Techn. Überwach. 9(1968) nr. 8 261-265

- 48 -

7. A.R. Düffy

The present NG-18 Programm

proceedings of the 5th. Symposium on pipe line research.

8. Handbook of tables for probability and Statistics 2nd edition

CRC Press VM 10 1968.

Hfdst. I:	<u>Samenvatting en conclusies. (zie ook deelrapport E).</u>	3
Hfdst. II:	<u>Inleiding.</u>	26
	§ 1. Bezwijkmechanismen van hogedrukleidingen.	
	§ 2. De gevolgen voor het milieu.	
	§ 3. De gevolgen voor personen en goederen.	
	§ 4. De gevolgen voor de waterstaat.	
	§ 5. Waarom risico-analyse?	
	§ 6. Wijze van risico-analyse.	
Hfdst. III:	<u>Verzameling van gegevens omtrent incidenten met hogedrukleidingen. (zie deelrapport A).</u>	38
	§ 1. Olieleidingen in West-Europa.	
	§ 2. Olie- en gasleidingen in de U.S.A.	
Hfdst. IV:	<u>Het risico verbonden aan olieleidingen.</u>	41
	§ 1. De kans op lekkage in veldstrekkingen.	
	§ 2. De kans op dysfunctie van een waterkering of weg (zie deelrapport B).	
	§ 3. Risico-beperking voor een waterkering bij aanwezigheid van hoog voorland ter plaatse van een leidingkruising.	
Hfdst. V:	<u>Het risico verbonden aan gasleidingen.</u>	47
	§ 1. De kans op lekkage in veldstrekkingen.	
	§ 2. De kans op explosie in veldstrekkingen.	
	§ 3. De kans op dysfunctie van een waterkering of weg (zie deelrapport B).	
	§ 4. Risicobeperking voor een waterkering bij aanwezigheid van hoog voorland ter plaatse van een leidingkruising.	
	§ 5. De kans op "long propagating splits" (doorgaande scheurvorming) bij gasleidingen.	
Hfdst. VI:	<u>De statistische betrouwbaarheid van de gevonden inductieve lekkage-kans voor hogedrukleidingen.</u>	53

Inhoudsopgave. Deelrapport A

blz.

Hfdst. I:	<u>Verdeling van de incidenten naar lekkage-oorzaak.</u>	2
	§ 1. Olieleidingen in W.Europa (1966-1975).	
	§ 2. Olieleidingen in de U.S.A. (1968-1975).	
	§ 3. Gasleidingen in de U.S.A. (1970-1975).	
	§ 4. Samenvatting en stylering.	
	§ 5. Onderlinge vergelijking olie- en gasleidingen.	
Hfdst. II:	<u>Lekkageoorzaak "corrosie".</u>	7
	§ 1. Corrosie van olieleidingen in W.Europa (1966-1975).	
	§ 2. Corrosie van olieleidingen in de U.S.A. (1968-1975).	
	§ 3. Corrosie van gasleidingen in de U.S.A. (1970-1975).	
Hfdst. III:	<u>Lekkageoorzaak "mechanische beschadiging door derden".</u>	16
Hfdst. IV:	<u>Lekkageoorzaak "onvoldoende sterkte t.a.v. berekenbare belastingen.</u>	17
	§ 1. Olieleidingen in W.Europa (1966-1975).	
	§ 2. Olieleidingen in de U.S.A. (1968-1975).	
	§ 3. Conclusies.	
Hfdst. V:	<u>Lekkage-oorzaak "uitvoeringsfouten".</u>	20
	§ 1. U.S.A. 1968-1975 (olieleidingen).	
	§ 2. U.S.A. 1970-1975 (gastransportleidingen).	
	§ 3. W.Europa 1966-1975 (olieleidingen).	
	§ 4. Conclusie.	
Hfdst. VI:	<u>Lekkageoorzaak "materiaalfouten".</u>	22
Hfdst. VII:	<u>Lekkageoorzaak "natuurverschijnselen".</u>	24

Hfdst. I:	<u>Kans op dysfunctie van een hoofdwaterkering als gevolg van stabiliteitsverlies van het dijklichaam.</u>	2
Hfdst. II:	<u>De kans op dysfunctie van een waterkering of weg bij lekkage of breuk van een olieleiding.</u>	8
	§ 1. De kans op lekkage in kruisende strekkingen.	
	§ 2. Verdeling van de olie lekkages naar grootte.	
	§ 3. De grootte van de erosiekrater bij breuk van een olieleiding, mede in vergelijking met waterleidingen.	
	§ 4. De kans op een erosiekrater $\geq$ resp. 7, 14, 21 en 28 m diameter in een kruising.	
	§ 5. De schade, toegebracht aan het kruisende waterstaatswerk bij een erosiekrater van resp. 7, 14, 21 en 28 m.	
	§ 6. De invloed van oliepenetratie op de schuifweerstand van zand, van belang bij sluipende lekkage in dijken en weglichamen.	
	§ 7. Coïncidentie-frequentie van olie lekkage en waterstanden (hoofdwaterkeringen).	
Hfdst. III:	<u>De kans op dysfunctie van een waterkering of weg bij lekkage, breuk of explosie van een gasleiding.</u>	35
	§ 1. De kans op lekkage in kruisende strekkingen.	
	§ 2. De grootte van een erosiekrater bij breuk van een gasleiding, mede in vergelijking met olieleidingen.	
	§ 3. De kans op een erosiekrater $\geq$ resp. 7, 14, 21 en 28 m diameter in een kruising.	
	§ 4. De kans op explosie in een kruising.	
	§ 5. De gevolgen van explosie van een gasleiding.	
	§ 6. De schade, toegebracht aan het kruisende waterstaatswerk door een exploderende gasleiding.	

Inhoudsopgave. Deelrapport C

Blz.

Hfdst.	I. <u>Berekening van de kans op het bereiken of overschrijden van de grenstoestand voor veldleidingen.</u>	2
	§ 1. Grenstoestand volgens de elasticiteitsleer.	
	§ 2. Grenstoestand volgens de plasticiteitsleer.	
	§ 3. Functionele grenstoestand (bezwijktoestand).	
Hfdst.	II. <u>Berekening van de kans op het bereiken of overschrijden van de grenstoestand voor kruisingen met waterstaatswerken.</u>	12
	§ 1. Grenstoestand volgens de elasticiteitsleer.	
	§ 2. Grenstoestand volgens de plasticiteitsleer.	
	§ 3. Functionele grenstoestand (bezwijktoestand).	

Inhoudsopgave. Deelrapport D.

blz.

Hfdst. I:	<u>Lekkage-oorzaak "onvoldoende sterkte t.a.v. berekenbare belastingen".</u>	2
	§ 1. Incasseringsvermogen als functie van de wanddikte.	
	§ 2. Faalkans " " " " "	
Hfdst. II:	<u>Lekkage-oorzaak "corrosie".</u>	8
	§ 1. Incasseringsvermogen als functie van de wanddikte.	
	§ 2. Faalkans " " " " "	
Hfdst. III:	<u>Lekkage-oorzaak "mechanische beschadiging door derden".</u>	17
	§ 1. Incasseringsvermogen als functie van de wanddikte.	
	§ 2. Faalkans " " " " "	
Hfdst. IV:	<u>Lekkage-oorzaak "onvoorspelbare zettingen en aardverschuivingen".</u>	29
Hfdst. V:	<u>Lekkage-oorzaak "materiaalfouten".</u>	30

Inhoudsopgave. Deelrapport E

blz.

Hfdst. I:	<u>Algemeen.</u>	2
Hfdst. II:	<u>Hoofdwaterkering van het vasteland van Zuid-Holland.</u>	5
Hfdst. III:	<u>Hoofdwaterkeringen van de eilanden van Zuid-Holland.</u>	8
Hfdst. IV:	<u>Boezemkaden van het vasteland van Zuid-Holland.</u>	14

Olieleidingen in W. Europa (1966-1975).

Tabel lekkageoorzaken olieleidingen (9 stuks): Percentages van totaal aantal incidenten

	Construc- tiefouten (ontwerp + uitvoering)	materiaal- fouten (pijp + alle lassen	te hoge inw. druk	zettingen, grondver- schuivingen, weersgesteld- heid	opera- tionele fouten (met af- sluiters)	corro- sie. (inwen- dig & uitwen- dig)	ver- waar- loosd onder- houd	mecha- nische bescha- diging door derden	appen- dages (on- klaar geraakt)
	%	%	%	%	%	%	%	%	%
West-Europa excl. pompst.									
1966-1970 (21 inc.)	19	19,14,3	-	4,8	4,8	9,5	-	33,3 28,6	14,3
1971 (7 inc.)	-	14,3	-	14,3	-	28,6	14,3	28,6	-
1972 (20 inc.)	-	-	-	-	-	45	-	45	10
1973 (15 inc.)	6,7	-	-	6,7	-	53,3	-	26,7	6,7 13,3
1974 (15 inc.)	6,7	-	-	-	-	53,3	-	40	-
1975 (14 inc.)	-	7,1	-	-	-	42,9	-	35,7	14,3
1966-1975 92 inc.	5,4	6,7	-	4,3	0,8	38,8	2,4	34,1	7,5
relevante spanningen	σq σz	σvl obr	σp σΔl	σz σq					

9
= 600-71