

Werkgroep

4

Water en milieu

Commissie Integraal Waterbeheer

Offshore

In deze versie van het document is de wijziging op blz 36 in tabel 2.5 reeds doorgevoerd.

**Commissie  
Integraal  
Waterbeheer**

# **Stand der Techniek Offshore Productiewater Olie- en Gaswinningsindustrie**

**februari 2002**



---

# Ten geleide

---

In 1995 is een milieuconvenant afgesloten tussen de Nederlandse Olie- en Gasindustrie (NOGEPA) en de overheid (EZ, VROM, V&W). In dit convenant zijn onder het thema 'Verspreiding' voor het jaar 2010 taakstellingen opgenomen voor lozingen van prioritair stoffen, waaronder benzeen (60% reductie) en zware metalen (80-90% reductie). Tevens is in het convenant vastgelegd dat de overheid en de industrie gezamenlijk de Stand der techniek voor productiewater afkomstig van offshore olie- en gasplatforms zullen inventariseren en dat deze zal worden vastgelegd in de vorm van een CIW-nota. Stand der techniek is in dit verband de verzameling technieken, die kosteneffectief kunnen worden toegepast om de emissies naar het mariene milieu te reduceren.

De voorliggende nota geeft inzicht in de technische mogelijkheden die er zijn om emissies van zware metalen (kwik, cadmium, lood, zink en nikkel), aromaten (benzeen, BTEX en PAK's), alifaten (olie), en productiechemicaliën (toegevoegde hulpstoffen zoals methanol, glycolen, corrosie-inhibitoren) via productiewater te beperken of te voorkomen. In totaal zijn 35 maatregelen in beschouwing genomen. Van deze maatregelen is bepaald welke technisch toepasbaar zijn voor de reductie van emissies via offshore productiewater. Hierbij kan nog onderscheid worden gemaakt tussen op dit moment al in de praktijk toegepaste of toepasbare maatregelen en veelbelovende maatregelen, waarvoor aanvullend onderzoek noodzakelijk is.

Per stof is getracht de kosteneffectiviteit, het redelijkerwijs te verlangen inspanningsniveau, uitgedrukt in euro's per kg verwijderde stof, vast te stellen. De technische mogelijkheden van maatregelen en de kosteneffectiviteit bepalen of een toepassing in een specifieke situatie als 'stand der techniek' kan worden aangemerkt. Voor benzeen is het niet gelukt om tot een eensluidend standpunt te komen met betrekking tot de kosteneffectiviteit. Ondanks het verschil van inzicht tussen de industrie en de overheid over de mate waarin reductie van de benzeenemissies naar water noodzakelijk is en de bijbehorende inspanningsverplichting (kosteneffectiviteit), is een pakket aan maatregelen vastgelegd in een overeenkomst tussen overheid en industrie, waarmee de 60%-reductiedoelstelling van het convenant binnen bereik komt. Voor zware metalen is de kosteneffectiviteit van maatregelen wel ingevuld.

Er wordt in het rapport geen voorkeur uitgesproken voor bepaalde maatregelen, omdat de locatiespecifieke omstandigheden te zeer kunnen verschillen. De nota kan wel als referentiekader dienen voor zowel industrie als overheid bij het opstellen en beoordelen van bedrijfsmilieuplannen en milieueffectrapportages.

Om het draagvlak voor en de acceptatie van de nota te vergroten zullen één of meer workshops worden gehouden voor alle potentiële gebruikers (overheden, industrie, adviesbureaus). Gezien het internationale karakter van de olie- en gaswinningsindustrie zullen de resultaten van deze studie worden ingebracht in internationale fora, zoals de OSPAR Offshore Industry Committee (OIC).

---

Ik hoop en verwacht dat dit rapport zal bijdragen aan het daadwerkelijk verminderen van de emissies afkomstig van de offshore olie- en gasplatforms.

Z.K.H. de Prins van Oranje  
Voorzitter van de Commissie Integraal Waterbeheer

### **Samenvatting 7**

### **Summary 11**

#### **1 Inleiding 15**

- 1.1 Reikwijdte CIW-nota 16
- 1.2 Subwerkgroep 'SdT offshore productiewater Olie- en Gaswinningsindustrie' 17
- 1.3 Leeswijzer 18

#### **2 Achtergronden olie- en gaswinningsindustrie 19**

- 2.1 Profiel Nederlandse olie- en gaswinningsindustrie 19
- 2.2 Processtappen in de Nederlandse olie- en gaswinningindustrie 20
  - 2.2.1 Productie-installatie 23
  - 2.2.2 Productieproces-gas 26
  - 2.2.3 Productieproces-olie 27
  - 2.2.4 Definitief verlaten mijnbouwlocaties 28
  - 2.2.5 Transport 28
- 2.3 Emissies productie olie en gas 28
  - 2.3.1 Totstandkoming emissiegegevens 28
  - 2.3.2 Emissies naar water offshore 29
  - 2.3.3 Emissies offshore in perspectief 34
  - 2.3.4 Emissies bij incidentele gebeurtenissen 36
  - 2.3.5 Spills 36

#### **3 Nationale en internationale regelgeving 39**

- 3.1 Nationaal beleid 39
  - 3.1.1 Vermindering van de verontreiniging 39
  - 3.1.2 Standstill beginsel 40
- 3.2 Nationale regelgeving 42
  - 3.2.1 Mijnreglement continentaal plat (Mrcp) 42
- 3.3 Internationaal beleid 44

#### **4 Procedure bepaling SdT en VM 47**

- 4.1 Definities 47
- 4.2 Voorselectie maatregelen 47
- 4.3 Evaluatie maatregelen 48
  - 4.3.1 Modelsituaties 49
  - 4.3.2 Kostenramingen 49
  - 4.3.3 Integrale milieuaspecten 50
- 4.4 Beoordeling maatregelen 50
  - 4.4.1 Technische beoordeling 51
  - 4.4.2 Financiële beoordeling (Kosteneffectiviteit KE) 51
  - 4.4.3 Kosteneffectiviteit benzeen 54
  - 4.4.4 Kosteneffectiviteit metalen 56
  - 4.4.5 Milieubezwaarlijkheid 58
  - 4.4.6 Integrale milieuaspecten 58
  - 4.4.7 Veiligheid en gezondheid 59
  - 4.4.8 Eindoordeel maatregel 59

---

<b>5</b>	<b>Stand der Techniek en Veelbelovende Maatregelen</b>	<b>61</b>
5.1	Basisinspanning met betrekking tot lozingen (Best Efforts)	61
5.2	Geëvalueerde maatregelen	62
5.3	Beoordeling en financiële ranking van maatregelen	62
5.3.1	Technieken voor verwijdering van meerdere componenten	63
5.3.2	Technieken voor verwijdering van benzeen	63
5.3.3	Technieken voor het verwijderen van alifaten	66
5.3.4	Technieken voor de verwijdering van zware metalen	68
5.3.5	PAK's en aromaten	68
5.3.6	Hulpstoffen	69
5.4	Ontwerpfilosofie	70
5.4.1	Ontwerpproces	70
5.4.2	Ontwerpprincipes	71
5.5	Voorzieningen op nieuwe platforms	71
5.6	De milieuhygiënische en financiële balans	72
5.6.1	Over kosteneffectiviteit voor maatregelen ter vermindering van emissies aan benzeen	72
5.6.2	Kosteneffectiviteit voor maatregelen ter vermindering van emissies aan zware metalen	72
5.7	Toepassing Stand der Techniek	73
<b>6</b>	<b>Conclusies en aanbevelingen</b>	<b>77</b>
	<b>Referenties</b>	<b>81</b>
	<b>Afkortingen</b>	<b>83</b>

---

## **Bijlagen**

1	Overzicht nationale en internationale (milieu)regelgeving voor de olie- en gaswinningsindustrie	87
2	Overzicht potentiële maatregelen	121
3	Factsheets	125
4	Beschrijving modelsituaties	175
5	Basis kostenraming	193
6	Mogelijke methodiek kosteneffectiviteit benzeen	205
7	Programme for reduction of benzene discharges to 2007	215



---

# Samenvatting

---

Doel van deze CIW-nota is het definiëren van Stand der Techniek (SdT) voor behandeling van het uit de offshore olie- en gasvelden geproduceerde water. SdT is in dit verband de verzameling technieken, die kosteneffectief kunnen worden toegepast om de emissies naar het mariene milieu te reduceren.

De nota is opgesteld door een subwerkgroep bestaande uit vertegenwoordigers van de overheid (V&W: RIZA en directie Noordzee, VROM en EZ: Staatstoezicht op de Mijnen) en industrie (NOGEPa).

De CIW-nota is van toepassing op alle olie- en gasplatforms (ca. 60) die productiewater lozen op zee, dat wil zeggen de territoriale zee (t/m 12 mijl) en het Nederlands Continentaal Plat (vanaf 12 mijl). Hieronder valt dus niet de Waddenzee.

De nota is een handleiding voor het bepalen van SdT bij het opstellen en beoordelen van bedrijfsmilieuplannen en milieueffectrapportages in het kader van de vergunningprocedure voor Mijnbouwmilieuvergunningen, en bij de uitvoering van de Regeling lozing van oliehoudende mengsels (ROM).

De in deze nota beschreven SdT heeft betrekking op de volgende stoffen/stofgroepen in productiewater:

- zware metalen (kwik, cadmium, lood, zink en nikkel);
- aromaten (benzeen, BTEX en PAK's);
- alifaten (olie);
- productiechemicaliën (toegevoegde hulpstoffen zoals methanol, glycolen, corrosie inhibitoren).

Van deze stoffen zijn zware metalen en benzeen de belangrijkste. Voor deze stoffen gelden kwantitatieve reductiedoelstellingen, zoals die in een convenant tussen overheid en NOGEPa zijn overeengekomen. Andere aromaten dan benzeen worden meegenomen bij technieken die benzeen verwijderen. Voor alifaten geldt de ROM, die een maximaal toelaatbare olieconcentratie voorschrijft. Voor productiechemicaliën is in OSPAR-verband een besluit genomen, dat voorziet in een model (CHARM) waarmee de minst milieuschadelijke chemicaliën geselecteerd kunnen worden.

De technieken zijn verdeeld in twee categorieën: 1) maatregelen die kunnen worden aangemerkt als SdT en 2) Veelbelovende Maatregelen (VM). Deze laatste categorie is bedoeld voor technieken die op grond van technische overwegingen in de olie- en gaswinningsindustrie toepasbaar lijken, maar zich nog moeten bewijzen en waarvan nog onderzocht moet worden of ze ook op offshore productiewater toepasbaar zijn. Dit heeft te maken met het feit dat offshore productiewater erg veel zouten en vaak ook licht radioactieve componenten bevat. Nader onderzoek met betrekking tot de toepasbaarheid van deze technieken is veelal gewenst. In totaal zijn meer dan 70 technieken overwogen, waarvan 24 in detail geëvalueerd. Uiteindelijk zijn 20 technieken geclassificeerd als SdT en 4 technieken als VM.

---

De samenstelling van offshore productiewater kan sterk variëren, zowel tussen olie- en gasvelden als tussen de individuele velden. Om een orde van grootte te bepalen van de kosten voor de verschillende technieken, is voor elke techniek de kosteneffectiviteit berekend voor een drietal model-situaties: een klein gasplatform, een groot gasplatform en een olieplatform. Daarnaast wordt ook onderscheid gemaakt tussen bestaande en nieuwe platforms.

Het installeren van technieken op bestaande platforms is in het algemeen veel duurder dan op nieuwe platforms door de hogere transport- en installatiekosten en gebrek aan ruimte. Op nieuwe platforms kunnen technieken makkelijker en goedkoper ingepast worden, ware het niet dat er in de eerste jaren van productie weinig productiewater en dus verontreinigingen vrijkomen. Met het ouder worden van olie- en gasvelden zullen de geloosde hoeveelheden productiewater toenemen en daarmee de emissies. Hierdoor kan het zijn, dat er in de eerste jaren van productie geen technieken kosteneffectief kunnen worden geïnstalleerd. In de nota is daarom opgenomen dat op nieuwe platforms al wel rekening moet worden gehouden met toename van de vracht op termijn: op het platform moeten voorzieningen (zoals extra ruimte) worden gecreëerd voor emissie-beperkende maatregelen. Wanneer de geloosde vrachten in de loop der tijd toenemen en behandeling van stromen door toepassing van een techniek kosteneffectief blijkt te zijn, dan mogen zaken als ruimtegebrek geen belemmering zijn om een techniek te installeren.

Naast de beoordeling of een techniek al dan niet behoort tot SdT moet ook worden ingegaan op het inspanningsniveau dat redelijkerwijs te verlangen is om een emissie te beperken. Hiervoor wordt het criterium kosteneffectiviteit (KE) - de kosten per kg verwijderde emissie op jaarbasis - gehanteerd. In de nota worden verschillende begrippen gehanteerd:  $KE_m$  is de kosteneffectiviteit van een maatregel in de modelsituatie,  $KE_w$  is de kosteneffectiviteit van een maatregel in de werkelijke situatie (die per platform kan verschillen van de modelsituatie) en KE is de waarde die maximaal verlangd kan worden om een maatregel nog als kosteneffectief te kunnen aanmerken.

De KE voor zware metalen komt overeen met de kosteneffectiviteit van investeringen door bedrijfstakken op het land. Omdat de emissie van zware metalen door de offshore industrie in de meeste gevallen voor 80-90 % wordt bepaald door de zinkemissies, is zink gebruikt als gidsparameter, waarbij de KE van de andere zware metalen wordt bepaald door hun MTR-waarde (Maximaal Toelaatbaar Risico) ten opzichte van het MTR voor zink.

Uit de berekeningen van de modelsituaties blijkt, dat de  $KE_m$  voor maatregelen ter beperking van zware-metalenemissies erg hoog is (duizenden euro/kg verwijderd). Hieruit moet worden geconcludeerd dat maatregelen ter beperking van alléén zware metalen vooralsnog niet kosteneffectief zijn en als zodanig niet als SdT kunnen worden aangemerkt. Dit wordt veroorzaakt door de lage concentraties van zware metalen in productiewater.

De belangrijkste techniek voor het reduceren van zware-metalenemissies is herinjectie van productiewater, vooral omdat hiermee ook alle andere verontreinigingen weer terug in de ondergrond worden gebracht. Herinjectie is, zeker als hiervoor een aparte injectieput moet worden geboord, erg kostbaar (enkele miljoenen euro's). Als er echter een voor injectie geschikte put beschikbaar is, kan het grootste deel van deze

---

kosten worden bespaard, en zou herinjectie kosteneffectief toegepast kunnen worden.

De overheid en industrie hebben besloten om in de nota voor benzeen (nu nog) geen kosteneffectiviteit op te nemen. In plaats daarvan is gekozen voor een pakket aan maatregelen, waarmee de 60%-reductiedoelstelling van het convenant binnen bereik komt. Deze maatregelen, vastgelegd in een reductieprogramma tussen de overheid en industrie, zullen op een achttal platforms uitgevoerd worden, uit te voeren in de periode 2001-2006. Consequentie van dit reductieprogramma is, dat er voor de andere platforms tot en met 2006 geen verplichting is tot het treffen van maatregelen voor benzeenreductie. Wel blijft het 'Best Efforts'- principe van toepassing. Dit betekent dat de discussie over het niveau van kosteneffectiviteit voor benzeen pas in 2006 hoeft te worden afgerond. Een bijkomend argument voor vaststelling van deze kosteneffectiviteit in 2006 is, dat de nieuwste inzichten (nationaal, internationaal) kunnen worden meegenomen.

Uit de studie blijkt dat er maatregelen ter beperking van benzeenemissies voorhanden zijn, waarvan de kosten van dezelfde orde van grootte zijn als in andere industriële sectoren met qua omvang en samenstelling vergelijkbare afvalwaterstromen.

Twee van de meest effectieve technieken voor benzeenverwijdering uit productiewater lijken Macro Porous Polymer Extraction (MPPE) en Overhead Vapour Combustion te zijn. De toepassing van deze technieken is dan ook onderdeel van het genoemde reductieprogramma.



---

# Summary

---

The purpose of this CIW document is to define the Best Available Technology (BAT) for dealing with the water produced by offshore oil and gas fields. It uses BAT as a collective term referring to those technological means capable of cost-effective use to reduce emissions to the marine environment.

The document was drafted by a sub-working group composed of representatives both of central government (Ministry of Transport, Public Works and Water Management: RIZA and the North Sea Directorate, Ministry of Housing, Spatial Planning and the Environment, and Ministry of Economic Affairs/State Supervision of Mines) and of the offshore industry (NOGEP: Netherlands Oil and Gas Exploration and Production Association).

It applies to all oil and gas platforms (approx. 60) which discharge produced water into the Dutch Territorial Sea (the area within 12 miles of the Dutch coast) and the waters within the Dutch sector of the Continental Shelf (further than 12 miles from the coast). Therefore, it does not apply to the Wadden Sea.

The purpose of the document is to provide guidance on BAT for those drawing up and assessing Company Environmental Plans (CEPs) and Environmental Impact Assessment reports { as part of the environmental permitting procedure, and in relation to the implementation of the Regulations for the discharge of oily mixtures (ROM).

The BAT defined in the document relates to the following substances/groups of substances found in produced water:

- heavy metals (mercury, cadmium, lead, zinc and nickel);
- aromatics (benzene, BTEX and PAHs);
- aliphatic compounds (oil);
- production chemicals (additives like methanol, glycols and corrosion inhibitors).

The most important of these substances are heavy metals and benzene. These are the subject of quantitative reduction targets agreed in a covenant between central government and NOGEP. Measures to remove benzene also remove other aromatics. Aliphatic compounds are covered by the ROM, which establishes a maximum allowable oil concentration, and in the case of production chemicals, an OSPAR decision provides for the use of a model (CHARM) to select those chemicals least hazardous to the environment.

The techniques are divided into two categories: 1) measures that can be regarded as BAT and 2) Promising Measures (PM). The second category is for measures that appear to be technically feasible in the oil and gas industry, but still have to prove their value and need to be investigated to establish whether they can be used in relation to offshore produced water (which contains very large amounts of salts and, frequently, slightly radioactive fractions). As a rule, further research is required into the

---

practical feasibility of these measures. A total of over 70 measures were considered, 24 of which were evaluated in detail. In the end, 20 of them were classified as BAT and 4 as PM.

The composition of offshore produced water can vary widely, both between oil fields and gas fields and from one individual field to another. To establish a relative order of costs, the cost-effectiveness of each measure was calculated in relation to three model situations: a small gas platform, a large gas platform and an oil platform. In addition, a distinction was drawn between existing and new platforms. The reason for this is that it is generally far more expensive to install technology on existing platforms than on new ones. This is due to the higher costs of transport and installation and lack of space. It is easier and cheaper to install techniques on new platforms. However, in general, new platforms discharge little produced water and hence produce few emissions in the first few years of operation. As oil and gas fields age, there is an increase in the amount of produced water discharged and hence of emissions. This can mean that it is not cost-effective to install any emission reduction technology during the initial years of production. For this reason, the document states that the design of new platforms must take account of the fact that loads will increase later: it must make provision for eventual emission reduction measures. If loads increase to the point where it becomes cost-effective to apply emission reduction measures, issues like lack of space must not be an obstacle to the installation of the necessary technology.

In addition to deciding whether measures can be classified as BAT, it is important to examine the amount of effort that a production company can reasonably be required to make in order to reduce a particular emission. The criterion used for this is cost-effectiveness (CE), meaning the annual average cost of eliminating one kg of the emitted substance. The document employs a number of different formulae: CEm is the cost-effectiveness of a measure in the model situation, Ceo is its cost-effectiveness in the operational situation (which can vary from the model situation in different ways for each individual platform) and CE is the maximum value that can be required in order to regard a measure as cost-effective.

The CE for heavy metals is similar to the cost-effectiveness of investments made by land-based industries. Because 80-90 % of emissions of heavy metals by the offshore industry usually relate to zinc, this metal is used as the guide parameter, and the CE of the other heavy metals is determined by the relationship of their MAR (Maximum Admissible Risk) level to that of zinc.

The calculations for the model situations show that the CEm for end of pipe measures designed to reduce emissions of heavy metals is extremely high (thousands of euro per kg). The inevitable conclusion is that measures designed solely to reduce emission of heavy metals are not cost-effective and therefore cannot be regarded as BAT. The reason for this is that produced water contains low concentrations of heavy metals.

Re-injection of produced water is the best way of reducing emissions of heavy metals, mainly because it ensures that all other pollutants are also returned to the subsoil. If a separate well has to be drilled for the purpose, re-injection is very expensive (costing several million euros). However, if a suitable well is already available, the bulk of these costs will not be made and re-injection may then be cost-effective.

---

The authorities and the offshore industry have decided (at least provisionally) not to include cost-effectiveness on benzene in this document. Instead, they have selected a package of measures to achieve the 60% reduction target agreed in the covenant. These measures have been laid down in a reduction programme agreed between government and industry and are to be implemented during the 2001-2006 period on a group of eight platforms. The remaining 1) platforms will therefore be under no obligation to take any measures to reduce benzene until the end of 2006, although the 'Best Efforts' principle will continue to apply. This means that no conclusion about the cost-effectiveness of measures to reduce benzene needs to be reached until 2006. An additional argument for delaying a decision until then is that the latest national and international insights can then be taken into account.

The study shows that effective means of reducing benzene emission are available, and that the costs are roughly comparable to those in other industries producing effluent streams of similar volume and composition.

Two of the most effective techniques for removing benzene from produced water seem to be Macro Porous Polymer Extraction (MPPE) and Overhead Vapour Combustion. These techniques have therefore been included in the reduction programme mentioned above .





---

# 1 Inleiding

---

De Commissie Integraal Waterbeheer (CIW) is het bestuurlijk overleg voor de afstemming van beleid en uitvoering van integraal waterbeheer. Alle overheden die betrokken zijn bij het integraal waterbeheer zijn vertegenwoordigd in de commissie: waterschappen, provincies, gemeenten en het Rijk. De CIW heeft vijf werkgroepen ingesteld. Werkgroep 4 is ondermeer belast met de coördinatie en afstemming van het beleid met betrekking tot emissies. In deze werkgroep hebben naast overheden tevens vertegenwoordigers van het bedrijfsleven zitting.

Op 2 juni 1995 is een milieuconvenant afgesloten tussen de Nederlandse olie- en gasindustrie (NOGEPA) en de overheid (EZ, VROM, V&W). In het convenant zijn in de Integrale Milieu Taakstelling (IMT) voor de verschillende milieuthema's taakstellingen afgesproken voor de olie- en gaswinnings-industrie. Onder het thema Verspreiding is een aantal taakstellingen opgenomen voor lozingen/emissies van prioritaire stoffen offshore.

De uitwerking van het convenant is geregeld via een Overleggroep, waarin overheden en industrie zitting hebben. In opdracht van deze Overleggroep heeft een technische werkgroep (M2) voorbereidende werkzaamheden verricht voor de uitwerking van deze afspraak. Het hiertoe afgesproken projectvoorstel bestond uit de volgende 3 fasen:

- brede inventarisatie van technieken;
- uitvoeren van pilot-projecten;
- selectie van technieken die onder Stand der Techniek vallen en van Veelbelovende Maatregelen.

Doel van dit onderzoek was het realiseren van een selectie van maatregelen en technieken, gericht op de preventie en behandeling van afvalwater, afkomstig van olie- en gasproductieplatforms. Voor ogen stond een onderzoek, waarvan de resultaten konden worden geïmplementeerd in de tweede ronde Bedrijfsmilieuplannen (BMP's) 1999-2002.

Vanwege de korte tijd die resteerde voor het opstellen van de tweede ronde BMP's is in de Overleggroep besloten om de brede inventarisatie eruit te lichten en deze toe te spitsen op technieken voor de verwijdering van zware metalen en benzeen. Dit zijn de stoffen waarvoor in het convenant kwantitatieve reductiedoelstellingen zijn afgesproken. Deze literatuurstudie is destijds uitgevoerd door Stork. De resultaten zijn vastgelegd in een rapport met een aantal offshore bewezen en een aantal "nieuwe" (mogelijk offshore toepasbare) verwijderings- c.q. preventie-technieken.

Daarnaast is in het convenant afgesproken dat overheid en industrie gezamenlijk Stand der Techniek (SdT) en de Veelbelovende Maatregelen (VM) voor productiewater, afkomstig van olie- en gasproductieplatforms zullen inventariseren en vaststellen (de definities van SdT en VM worden in hoofdstuk 4.1. toegelicht). De voorliggende CIW-nota vormt de eindrapportage hiervan.

---

## 1.1 Reikwijdte CIW-nota

Deze CIW-nota is van toepassing op alle olie- en gasplatforms die productiewater lozen op zee, d.w.z. de territoriale zee (t/m 12 mijl) en het Nederlands Continentaal Plat (vanaf 12 mijl). Hieronder valt dus niet de Waddenzee. De nota is een hulpmiddel bij het bepalen van Stand der Techniek in het kader van het opstellen en beoordelen van BMP's, de Regeling lozing van oliehoudende mengsels (ROM), bij de beoordeling van milieu-effectrapportages (MER), en in het kader van de vergunningen voor het plaatsen van een mijnbouwinstallatie ingevolge artikel 30a Mijnreglement continentaal plat (verder te noemen: Mijnbouwmilieu-vergunningen).

Op basis van deze nota kunnen overheid en bedrijven afspraken maken over de reductie van met offshore productiewater geloosde stoffen. Dit moet leiden tot een eenduidige aanpak bij het opstellen en het beoordelen van de bedrijfsmilieuplannen van de branche. De keuze van maatregelen blijft overigens maatwerk en zal per platform moeten worden beoordeeld. Veelbelovende maatregelen en technieken zullen eveneens worden aan-gegeven.

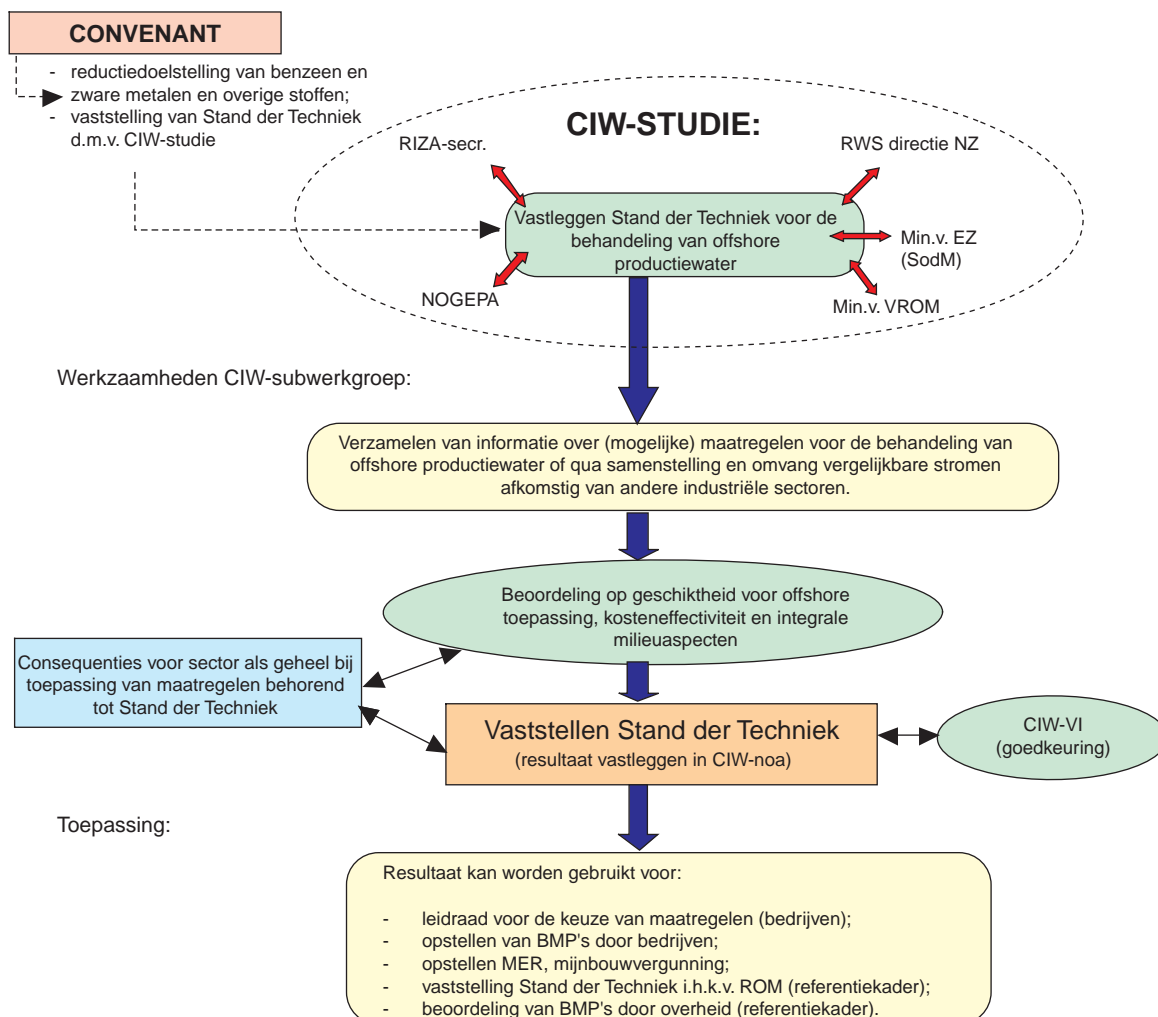
Deze CIW-nota heeft betrekking op de volgende stoffen/stofgroepen in productiewater:

- Zware metalen;
  - kwik;
  - cadmium;
  - lood;
  - zink;
  - nikkel;
- Aromaten;
  - benzeen;
  - BTEX (Benzeen, Tolueen, Ethylbenzeen, Xyleen);
  - PAK's;
- Alifaten (olie);
- Productiechemicaliën;
  - methanol;
  - glycolen;
  - corrosie inhibitoren;
  - scale inhibitoren;
  - (reverse) demulsifiers.

Een aantal stoffen c.q. afvalwaterstromen is niet meegenomen in deze CIW-studie. Sanitair afvalwater wordt niet meegenomen, gezien de geringe hoeveelheden en het feit dat hier een wettelijke regeling (Mijnwetgeving) voor geldt. Mijnbouwhulpstoffen die geloosd worden via boorspoeling en boorgruis worden niet meegenomen, omdat het hier batchgewijze lozingen betreft (ten gevolge van boringen). Het gebruik van deze mijnbouwhulpstoffen is geregeld via het HMCS (Harmonised Mandatory Control Scheme). Het CHARM-model is hiervan een onderdeel. Hemel-, schrob- en spoelwater wordt meegenomen als het met productiewater gezamenlijk behandeld wordt.

In de navolgende figuur is de plaats van deze nota in het overleg tussen bedrijven en overheid schematisch weergegeven.

**Figuur 1.1**  
Schema werking CIW-subwerkgroep



## 1.2 Subwerkgroep 'SdT offshore productiewater Olie- en Gaswinningsindustrie'

Door de CIW-werkgroep VI (CIW 4) is begin 1999 opdracht gegeven aan de subwerkgroep 'Stand der Techniek Offshore Productiewater Olie- en Gaswinningsindustrie' om de CIW-nota uit te werken. Deze subwerkgroep is op 7 juli 1999 met haar werkzaamheden gestart.

De subwerkgroep 'Stand der Techniek Offshore Productiewater Olie- en Gaswinningsindustrie' was als volgt samengesteld:

dhr. F. Post dhr. M. de Groot dhr. D. Bijstra	Ministerie van Verkeer en Waterstaat, Directie Noordzee (DNZ), voorzitter Ministerie van Verkeer en Waterstaat, Rijksinstituut voor Integraal Zoetwaterbeheer en Afvalwaterbehandeling (RIZA), secretaris
---	---

---

dhr. W. Koning ter Heege/ dhr. L. Schoenmakers/ dhr. J.W. Klein Wolterink dhr. R. van den Heuvel	uitvoering secretariaatswerkzaamheden, namens RIZA Ministerie van Verkeer en Waterstaat, Directie Noordzee (DNZ)
dhr. R. van Elsen	Ministerie van Economische Zaken, Staatstoezicht op de Mijnen (SodM)
dhr. K. Meijer	Ministerie van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordering en Milieubeheer (VROM), vice-voorzitter
dhr. J. Jager	VNO-NOGEPA (gas), Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM)
dhr. L. Dorrestijn	VNO-NOGEPA (olie), Unocal Netherlands (UN)

### 1.3 Leeswijzer

In deze nota zullen allereerst de achtergronden van de olie- en gaswinningsindustrie worden toegelicht in hoofdstuk 2. Hierin komt het profiel van de bedrijfstak aan bod, de processtappen die voor de offshore productie van olie en gas van belang zijn en de emissies die de productie van olie en gas met zich meebrengt. In hoofdstuk 3 wordt vervolgens de nationale regelgeving die van toepassing is op de offshore productie van olie en gas gepresenteerd. Tevens worden hier de uitgangspunten van het emissiebeleid en de bijbehorende begrippen verduidelijkt. In hoofdstuk 4 worden de technieken en mogelijke maatregelen die voor de behandeling van offshore productiewater in aanmerking komen, gepresenteerd en geëvalueerd. Bij de evaluatie worden de voor- en nadelen behandeld, de eventuele consequenties voor andere milieucompartimenten, de rendementen en de daarbij behorende emissiefactoren en de kosten van de techniek of maatregel. Om een eenduidige vergelijking tussen diverse technieken te kunnen maken is gewerkt met een aantal model-situaties. De gepresenteerde investerings- en exploitatiekosten zijn bedoeld om een indicatie te geven van de kosten die gemoeid kunnen zijn met het toepassen van de onderhavige techniek. De werkelijke kosten van een techniek zullen altijd voor de specifieke situatie moeten worden bepaald.

Op grond van hoofdstuk 4 zal in hoofdstuk 5 de Stand der Techniek worden beschreven.

Tot slot behandelt hoofdstuk 6 de conclusies en aanbevelingen.

De bijlagen verschaffen over een aantal onderwerpen verdere informatie, die voor de hoofdtekst van ondergeschikt belang is geacht. De verwijzingen in de hoofdtekst naar de bijlagen spreken voor zichzelf.

---

## 2 Achtergronden olie- en gaswinningsindustrie

---

In dit hoofdstuk wordt allereerst het profiel van de Nederlandse olie- en gaswinningsindustrie geschetst. Vervolgens worden de offshore processen van deze bedrijfstak kort toegelicht en zullen de emissies ten gevolge van de offshore processen per compartiment worden besproken. De presentatie van het emissieprofiel van de productie van olie en gas, zal worden toegespitst op het offshore productiewater. Productiewater is water dat meekomt met de winning van olie en gas uit de diepe ondergrond en vrijkomt bij de behandeling van olie en gas.

### 2.1 Profiel Nederlandse olie- en gaswinningsindustrie

De bruto aardgasproductie in Nederland in 2000 bedroeg 67,8 miljard m<sup>3</sup>, dat is 5,9% (ofwel 4,23 miljard m<sup>3</sup>) minder dan in 1999. Uit de gasvelden op het vasteland werd 40,3 miljard m<sup>3</sup> gewonnen en uit de velden van het Continentaal Plat 27,5 miljard m<sup>3</sup> [ref. 1].

In 2000 werd in Nederland 1,71 miljoen m<sup>3</sup> aardolie gewonnen, dat is 0,18 miljoen m<sup>3</sup> minder dan in 1999. Dit komt neer op een daling van 9,5% ten opzichte van 1998. Ongeveer 0,94 miljoen m<sup>3</sup> olie werd gewonnen op het Continentaal Plat; een afname met 19,6%. Circa 0,78 miljoen m<sup>3</sup> wordt op het vasteland geproduceerd. De gemiddelde olieproductie in 1999 bedroeg 4.677 m<sup>3</sup> per dag, ofwel 29.415 vaten [ref. 1].

De belangrijkste activiteiten van de olie- en gaswinningsindustrie hebben betrekking op de exploratie en exploitatie van gas. De olie productie speelt in toenemende mate een ondergeschikte rol. De olieproductie zal naar verwachting de komende jaren dalen. In 2010 zullen de meeste olieproductieplatforms uit bedrijf zijn genomen. Tot 2006 wordt een productie van aardgas in Nederland aangehouden van ongeveer 80 miljard m<sup>3</sup> per jaar.

Met het ouder worden van de gasvelden zal de druk in deze velden dalen. Om toch aan de door de Gasunie vereiste gasdruk te kunnen voldoen, zal in de toekomst meer compressie moeten worden geïnstalleerd. Om voor een langere periode te kunnen voldoen aan het totale productievolume van 80 miljard m<sup>3</sup> per jaar zal er tevens gezocht moeten worden naar de ontwikkeling van nieuwe velden.

In tabel 2.1 wordt de toegevoegde waarde en de werkgelegenheid voor de totale Nederlandse olie- en gaswinning weergegeven. Financiële waarden worden hierbij rechtstreeks ontleend aan de nationale rekeningen. Voor 1996 geldt dit ook voor de werkgelegenheidsgegevens. De gegevens stammen uit door het Centraal bureau voor de Statistiek (CBS) vrijgegeven berekeningen.

**Tabel 2.1**

Toegevoegde waarde en werkgelegenheid aardolie- en aardgaswinning Nederland totaal [ref. 2].

Aardolie- en aardgaswinning, Nederland totaal (in prijzen 1995)			
	Toegevoegde waarde (mln euro)	Productie (mln euro)	Werkgelegenheid (arbeidsjaren)
1987	6.580	7.742	7.000
1996	7.560	10.243	6.700

Uitgaande van de verhoudingen productie en toegevoegde waarde uit de nationale rekeningen is het aandeel in de toegevoegde waarde voor de Noordzee bepaald. Op vergelijkbare wijze is het aandeel in de werkgelegenheid berekend. De uitkomsten van een paar jaar staan in tabel 2.2 vermeld.

**Tabel 2.2**

Toegevoegde waarde en werkgelegenheid aardolie- en aardgaswinning regio Noordzee [ref. 2].

Aardolie- en aardgaswinning, Nederland totaal (in prijzen 1995)			
	Toegevoegde waarde (mln euro)	Productie (mln euro)	Werkgelegenheid (arbeidsjaren)
1987	1.775	2.088	1.888
1996	2.402	3.255	2.129

## 2.2 Processtappen in de Nederlandse olie- en gaswinningindustrie

In deze paragraaf worden de processen zoals deze zich op een productieplatform voordoen, beschreven. Hierbij is uitgegaan van de olie- en gaswinningprocessen zoals die zich voordoen op het Nederlandse deel van het Continentaal Plat (NCP). Bij de beschrijving van de processen wordt vooral aandacht besteed aan de processen waarbij het offshore productieplatform ontstaat. De processen die aan het in productie nemen van een platform voorafgaan en die te maken hebben met de verwijdering zullen hieronder kort worden genoemd. Hierop zal in deze nota niet verder worden ingegaan.

De processen waarop deze nota geen betrekking heeft zijn:

1. onderzoek naar de mogelijkheden van olie- en gaswinning. Dit begint met het in kaart brengen van de ondergrond door middel van seismisch onderzoek. Vervolgens worden exploratieboringen uitgevoerd;
2. boren productieputten en aanleg productie-installaties. Als bij het uitvoeren van de exploratieboringen economisch winbare hoeveelheden koolwaterstoffen (olie en/of gas) worden aangetroffen, worden productieputten geboord en productie-installaties aangelegd;
3. verwijdering productie-installatie. Hierbij wordt de productie-installatie ontmanteld en verwijderd.

Tussen de hiervoor beschreven processen onder 2 en 3 vindt de productie van olie/gas en transport naar de wal plaats. Het type productie-installatie hangt voornamelijk af van de hoeveelheid en samenstelling van de te winnen koolwaterstoffen en andere reservoirtechnische omstandigheden.

Nadat de beslissing tot ontwikkeling van een olie- of gasveld is genomen, worden er put- en productie-installaties ontworpen en gebouwd. De geproduceerde koolwaterstoffen worden na behandeling per pijpleiding of per schip afgevoerd.

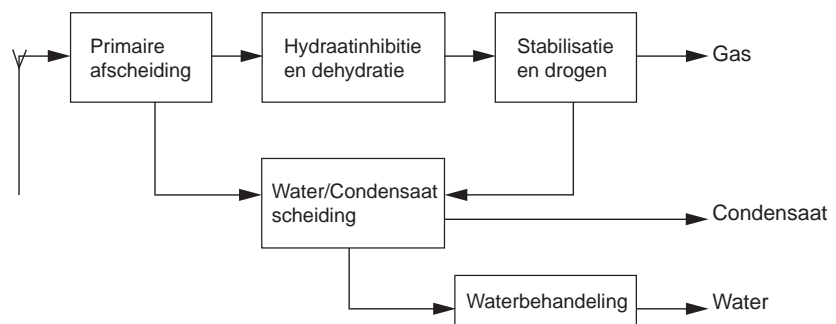
In de volgende paragrafen wordt onderscheid gemaakt tussen het productieproces voor gas en dat voor olie. Voor gas is het productieproces onder te verdelen in:

- gaskoeling: primaire scheiding tussen gas/vloeistof;
- gas drogen;
- hydraatnihilatie;
- stabilisatie: lage temperatuurscheiding;
- compressie, indien de benodigde afleverdruk niet meer bereikt kan worden;
- condensaatnabehandeling;
- afscheiding van CO<sub>2</sub> en H<sub>2</sub>S van het gas (indien nodig).

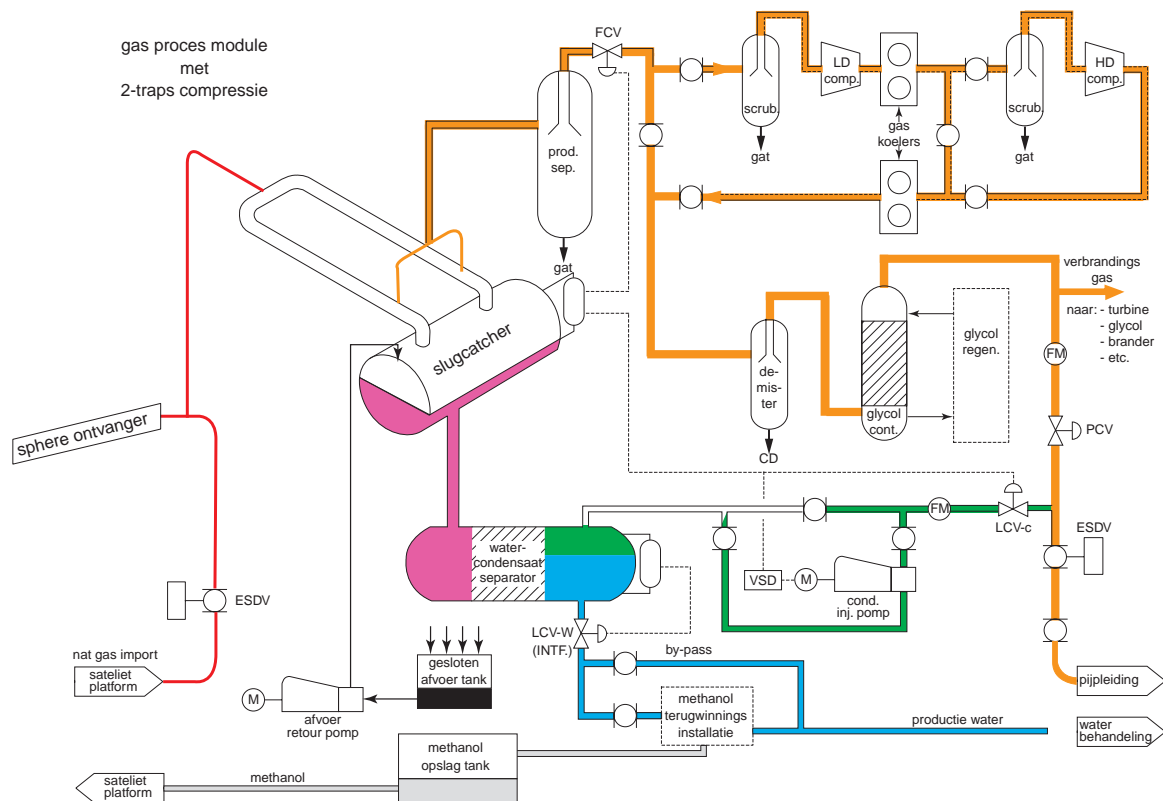
Bij de gaskoeling en het drogen van het gas komt het meeste productie-water vrij. Daarnaast wordt een hoeveelheid zout water uit de formatie met het gas mee geproduceerd.

In figuur 2.1 is dit schematisch weergegeven. In figuur 2.2 is een meer gedetailleerd voorbeeld van een tweetrapsgascompressie installatie weergegeven.

**Figuur 2.1**  
Schematische weergave gasproductie onshore en offshore



**Figuur 2.2**  
Tweetrapsgascompressie installatie

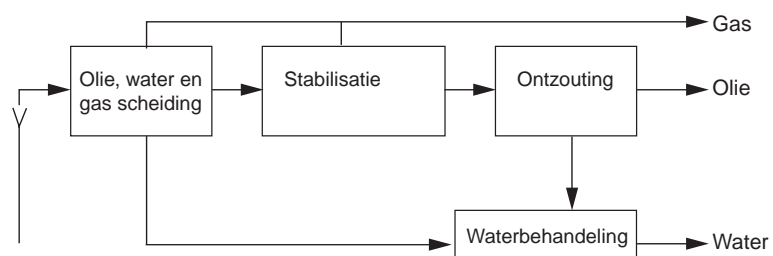


Voor olie is het productieproces onder te verdelen in:

- productie d.m.v. pompen, gaslift danwel natuurlijke druk;
- scheiden olie, water en gas;
- verwijdering water uit de olie;
- verwijdering olie uit het water;
- ontzouting olie.

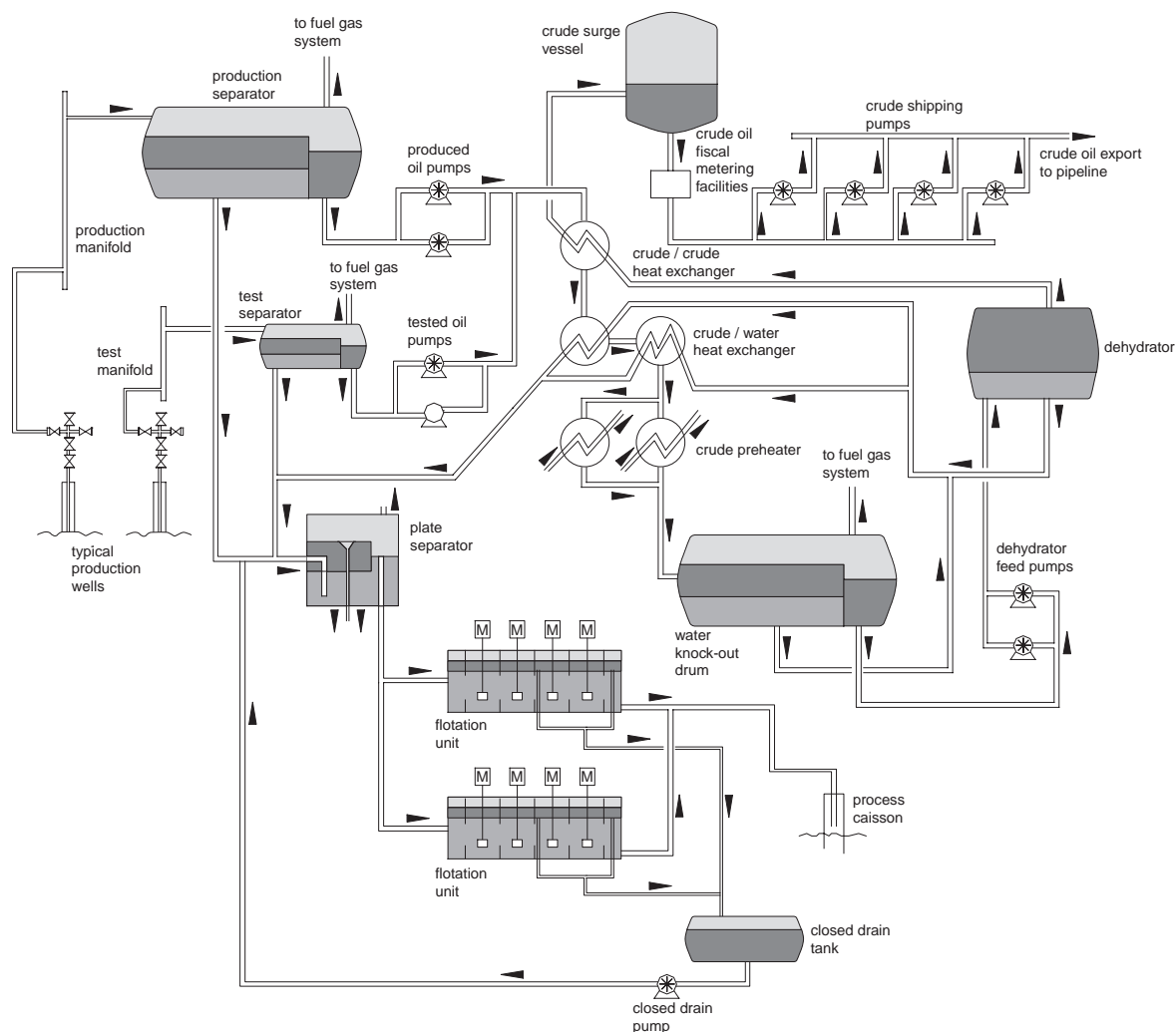
Bij het scheiden van olie, water en gas komt het meeste productiewater vrij. In figuur 2.3 is dit schematisch weergegeven. Figuur 2.4 geeft een meer gedetailleerd voorbeeld van een proces op één van de platforms in de Noordzee.

**Figuur 2.3**  
Schematische weergave olieproductie-proces





**Figuur 2.4**  
Processchema olieproductie



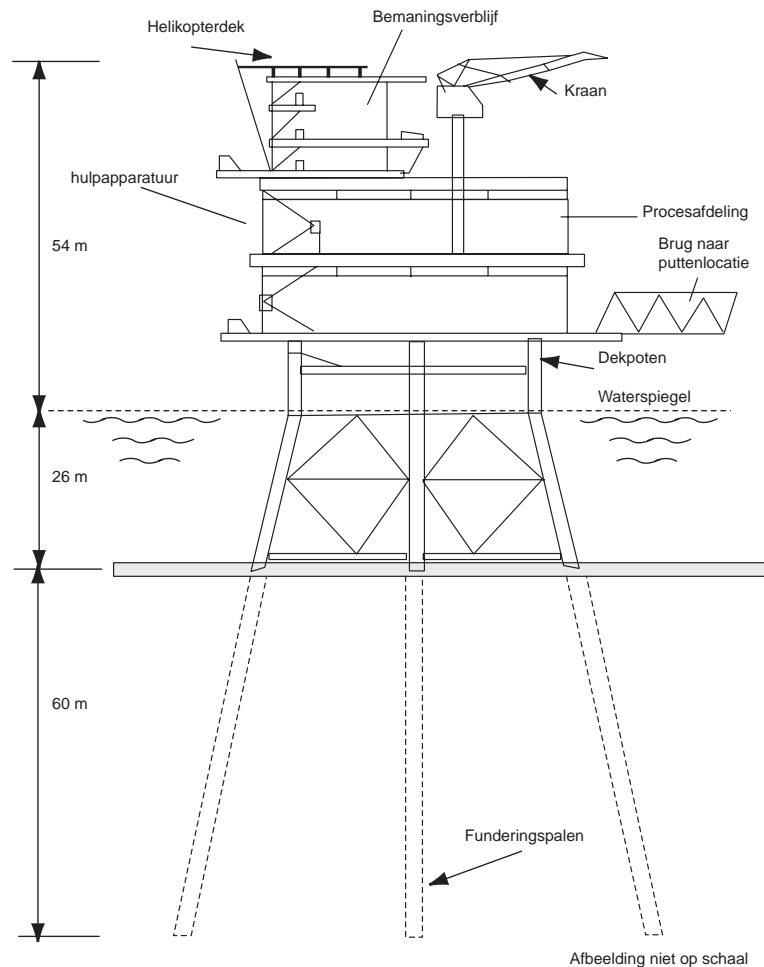
### 2.2.1 Productie-installatie

Het type productie-installatie hangt voornamelijk af van de hoeveelheid en samenstelling van de te winnen koolwaterstoffen en andere reservoir-technische omstandigheden. Op het NCP worden in de zeebodem verankerde, stalen platformen het meest gebruikt. Voorts zijn er twee betonnen platformen in gebruik.

De gebruikelijke configuratie is een centraal productieplatform, eventueel aangevuld met één of meerdere satellietplatforms.

Een satelliet is een offshore puttenplatform waarbij de putten door middel van pijpleidingen verbonden zijn met een productie-installatie. Een satellietplatform kan ook naast een productie-platform staan. Men spreekt dan van een puttenplatform. Een satelliet kan zich eveneens op de zeebodem bevinden. Men spreekt dan van een "sub-sea-well". Figuur 2.5 geeft een productieplatform weer.

**Figuur 2.5**  
Productieplatform



Het satellietplatform biedt plaats voor het boren van de putten en ruimte voor het plaatsen van een boorinstallatie of een 'jackup rig' (zelfheffend werkplatform) ten behoeve van reparatie en onderhoud. Er is werkruimte rondom de afsluiters en ruimte voor apparatuur en voorraden die voor productie en onderhoud nodig zijn.

De platforms worden doorgaans ondersteund door een buizenconstructie: de jacket. De jacket is verankerd in de zeebodem door middel van holle, stalen funderingspalen. De funderingspalen worden door de poten van de constructie in de zeebodem geheid. Vervolgens worden ze aan de bovenzijde aan de jacketpoten vastgelast. Boven op de funderingspalen worden de dekpoten geplaatst en gelast die het platform dragen. De onderzijde van de meeste platforms op de Noordzee ligt ongeveer 20 m boven de waterspiegel.

Het productieplatform biedt plaats aan:

- procesapparatuur waarmee de koolwaterstoffen en productiewater worden behandeld;
- hulpsystemen ("utilities"), nodig om de gehele installatie veilig te kunnen laten functioneren;
- bemanningsverblijven en een helikopterdek;
- apparatuur voor het produceren van olie en/of gas (pompen/ gasliftapparatuur /compressoren/koelingsinstallaties).

Aanvoer van materialen naar platforms vindt plaats per schip. Personeel wordt per helikopter vervoerd.

---

.....  
**Foto's 2.1 en 2.2**

Tonen twee bestaande platforms in de Noordzee



---

### 2.2.2 Productieproces-gas

#### Gaskoeling (primaire scheiding gas/vloeistof)

Het ruwe gas wordt eerst gekoeld, bijvoorbeeld door gebruik van een smookklep (Joule-Thompson effect). Andere koelprocessen zijn ook mogelijk (turbo-expansie of koelinstallaties), maar deze worden beperkt (meestal op land) toegepast. Door verlaging van druk en temperatuur worden gas en vloeistof gescheiden. Hierna wordt het gas verder gedroogd.

De vloeistoffen die bij gaskoeling vrijkomen, zoals water en condensaat, worden van elkaar gescheiden (water-/condensaatscheiders).

#### Gas drogen

Na primaire scheiding van gas en vloeistoffen kan het gas gedroogd worden door het in contact te brengen met tri-ethyleenglycol (TEG). Water wordt uit het gas verwijderd door het gas in tegenstroom te wassen met TEG. De "natte" TEG wordt vervolgens geregenereerd. De glycol wordt opnieuw gebruikt en het vrijgekomen water wordt behandeld. De vrijkomende waterstroom bevat over het algemeen hoge concentraties aromaten bij een relatief laag debiet. Het droge gas wordt na debietmeting in een transportpijpleiding geïnjecteerd.

#### Hydraat-inhibitie

Na primaire scheiding kan aan het gas, afhankelijk van de procestechnische omstandigheden, di-ethyleen-glycol (DEG) of methanol worden toegediend om de vorming van hydraten tegen te gaan (inhibitie). Soms wordt methanol geïnjecteerd aan de putmond, vóórdat primaire afscheiding plaatsvindt. Een deel van het methanol komt in het productiewater terecht. Op een aantal platforms wordt een Methanol Recovery Unit toegepast om de methanol terug te winnen.

#### Compressie

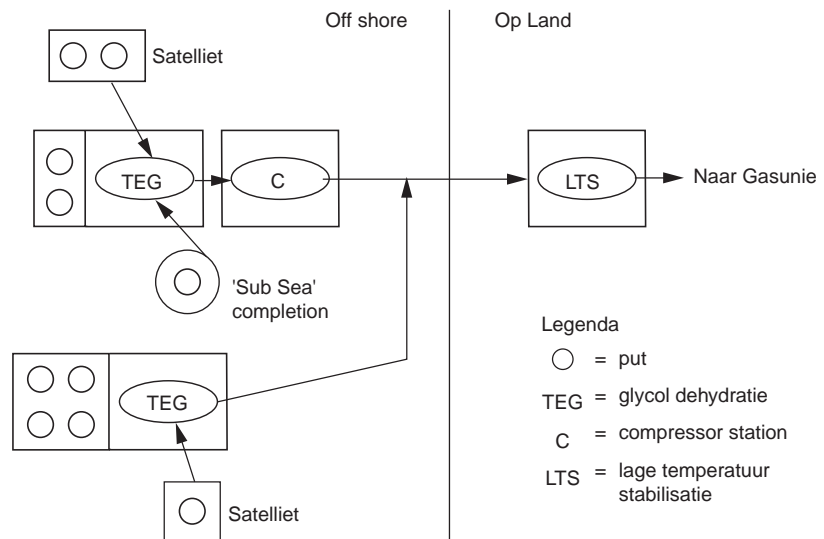
Als de benodigde afleverdruk niet meer bereikt kan worden, moet de druk worden verhoogd. Dit gebeurt met compressoren, die meestal worden aangedreven door gasturbines of -motoren. Deze compressie kan op verschillende plaatsen in het productieproces worden toegepast. Voor een nadere beschrijving van compressie wordt verwezen naar [ref. 3].

#### Specifieke processen

In een beperkt aantal gevallen wordt CO<sub>2</sub> of H<sub>2</sub>S geproduceerd met het gas. Wanneer het nodig wordt geacht om deze stoffen te scheiden van de gasstromen zijn specifieke technieken vereist.

Offshore gewonnen gas wordt, nadat op de satellietlocaties de bulk van de vloeistoffen is afgescheiden, getransporteerd naar een productieplatform waar het verder wordt behandeld. Als het puttenplatform direct naast het platform staat, wordt het ruwe gas direct naar de behandelingsinstallatie gevoerd. De behandelingsinstallaties (productieplatforms) zijn aangesloten op een netwerk van leidingen, die het gedroogde gas naar terminals op land transporteren. Daar krijgt het gas de "definitieve" behandeling (stabilisatie) om het op specificatie te brengen. Figuur 2.6 geeft een schematisch overzicht van de installaties voor offshore gasproductie.

**Figuur 2.6**  
Overzicht gasproductie en -behandeling offshore



### 2.2.3 Productieproces-olie

Het olieproductieproces omvat het oppompen, gasliften dan wel onder natuurlijke druk produceren van de olie en het geschikt maken voor transport (zie figuur 2.3).

Afhankelijk van de formatiedruk en het watergehalte stroomt de olie vanzelf uit de put, maar meestal moet er gebruik gemaakt worden van gaslift of moet de ruwe olie worden opgepompt. Gasliften omvat het injecteren van gas in de put, waardoor de vloeistofkolom lichter wordt en het debiet vanuit het reservoir toeneemt. Bij zelfspuitende putten wordt de productie van de put geregeld door regelkleppen of knijpstukken (chokes). Als de formatiedruk laag is en er geen gas voorhanden is voor gasliften kan de olie worden opgepompt door middel van zogenaamde "electrical submersible pumps".

Om olie op specificatie te krijgen, moet:

- water en gas van de olie worden gescheiden;
- de olie worden gestabiliseerd (ontgast);
- de olie ontzout worden.

Behandeling van olie omvat het afscheiden van water en gas in een drietal stappen:

1. scheiding van olie, water en gas vindt plaats in de productie-afscheider (separator) door middel van zwaartekracht. Vooraf wordt vaak een emulsiebreker toegevoegd om de scheiding te bevorderen;
2. ontzouten vindt plaats door olie met zoet water te wassen, waarna het water elektrostatisch en/of door middel van gravitatie wordt afgescheiden. Bij de ontzouting wordt ook gebruik gemaakt van chemicaliën (oppervlakte-actieve stoffen). Offshore gewonnen olie wordt aan land ontzout;
3. bij het stabiliseren van de olie komen lichte koolwaterstoffen vrij. Stabilisatie wordt doorgaans toegepast door een combinatie van de volgende technieken:
  - druk aflaten: hierdoor worden vluchtige componenten uit de olie verwijderd;
  - verhitten, waardoor vluchtige componenten verdampen;
  - behandelen van de olie in een scheidingskolom.

---

Het bij de olieproductie vrijkomende gas kan op verschillende manieren worden toegepast:

- compressie waarna het wordt gebruikt voor gasinjectie (via een aparte put) of voor gasliftten;
- energieopwekking;
- verkoop aan Gasunie en/of derden.

Gas dat niet nuttig kan worden gebruikt, wordt soms afgeblazen of afgefakkeld.

Het uit de productie-afscheider vrijkomende water wordt in een aantal olie-water afscheiders behandeld, waarna het opnieuw in het reservoir kan worden geïnjecteerd om de reservoirdruk zo veel mogelijk op peil te houden of in zee wordt geloosd.

#### **2.2.4 Definitief verlaten mijnbouwlocaties**

Vast opgestelde mijnbouwinstallaties (platforms) moeten binnen twee jaar na buitengebruikstelling geheel worden verwijderd. Schroot of ander materiaal afkomstig van de installatie moet, voor zover de aanwezigheid hiervan gevaar voor de scheepvaart of visserij kan opleveren, van de zeebodem worden verwijderd. Na met cementproppen te zijn beveiligd, moeten putten (en ook de poten van het platform) tot op een diepte van tenminste 6 meter beneden de zeebodem worden verwijderd.

#### **2.2.5 Transport**

Transport van op zee behandeld gas gebeurt via pijpleidingen naar behandelingsterminals op land. Condensaat wordt veelal met het gas in de pijpleiding meegevoerd.

Vanaf het NCP wordt olie met pijpleidingen naar land getransporteerd. De benodigde druk wordt geleverd door pompen. In de pijpleiding worden, indien nodig, corrosieremmende en stolpuntverlagende middelen geïnjecteerd. In een enkel geval wordt olie via een laadboei bij de productie-locatie afgevoerd.

### **2.3 Emissies productie olie en gas**

In deze paragraaf zullen de aard en de omvang van de emissies naar het zeewater ten gevolge van de productie van olie en gas op het NCP worden gepresenteerd. Voor de overige milieucompartimenten (lucht, afval en bodem) zal alleen worden aangegeven wat de aard van de emissies is.

#### **2.3.1 Totstandkoming emissiegegevens**

In de Integrale Milieutaakstelling [ref. 16] zijn cijfers opgenomen met betrekking tot de emissies via het productiewater voor 1990. Deze cijfers zijn door de overheid en de industrie gezamenlijk vastgesteld. Mede op basis van onderzoeken uitgevoerd na 1995 staan een aantal van deze cijfers ter discussie. Daar waar deze discussiepunten van belang zijn voor deze nota, zijn ze opgenomen.

De in dit hoofdstuk weergegeven emissiegegevens zijn gebaseerd op het Industriemilieuplan-2 [ref. 3], het Jaarrapport 2000 IMP NOGEPa [ref. 4] het Generiek Document M.E.R. Offshore [ref. 5] en het rapport 'Statistische



---

Evaluatie van meetresultaten offshore produktiewaterlozingen van Nederlandse gas- en olieplatforms' [ref. 6].

De emissieprofielen zijn voor wat betreft het IMP tot stand gekomen door aggregatie van emissies die in de BMP's zijn gerapporteerd door de afzonderlijke maatschappijen. De emissieprofielen laten de gerealiseerde emissies in de basisjaren 1990, 1994 en 1997 zien, de gerealiseerde emissies voor 1999 en 2000, en het emissieverloop volgens autonome ontwikkeling (2001/2002). Autonome ontwikkeling wordt gedefinieerd als de ontwikkeling van de emissies ten gevolge van veranderingen in productie gerelateerde activiteiten, zonder rekening te houden met de effecten van de in de betreffende BMP-periode getroffen emissie-beperkende maatregelen.

De emissies voor de olie- en gaswinningsindustrie zijn bepaald door het optellen van de emissies die in de BMP's zijn gerapporteerd door de afzonderlijke maatschappijen. De emissies zijn door de maatschappijen op verschillende manieren vastgesteld:

1. de emissie wordt geschat aan de hand van productie- en verbruik-gerelateerde gemiddelde emissiefactoren;
2. de emissie wordt berekend aan de hand van een massabalans c.q. processimulaties met gebruik van inrichting specifieke emissiefactoren en 'engineering judgement';
3. bronspecifieke benadering door meten.

Emissies naar water zijn voornamelijk berekend door gemeten concentraties te vermenigvuldigen met de geloosde hoeveelheden productie-, regen-, spoel- en schrobwater. Concentraties aan alifatische en aromatische koolwaterstoffen worden doorgaans 16 maal per maand gemeten terwijl de concentraties aan PAK'S, zware metalen en benzeen incidenteel (op jaarbasis) worden gemeten.

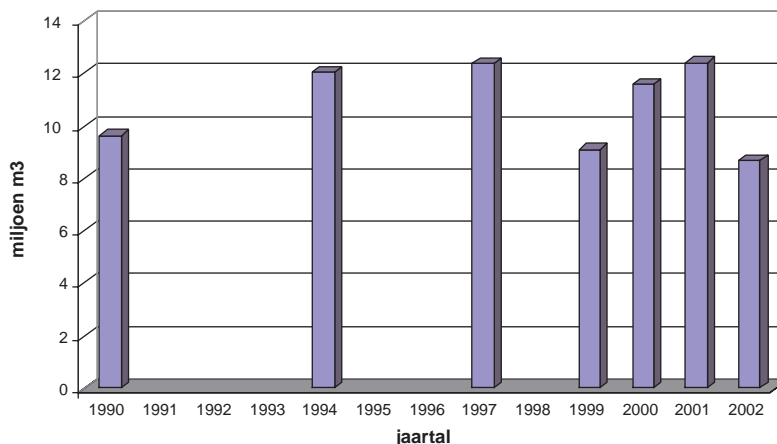
### **2.3.2 Emissies naar water offshore**

Water komt met de winning van olie en gas uit de diepe ondergrond mee en komt vrij bij de behandeling van olie en gas. Dit water wordt productiewater genoemd. In dit water komen stoffen voor zoals olie (alifaten), zware metalen en aromaten. Ook kunnen mijnbouwhulpstoffen aanwezig zijn. Offshore wordt dit productiewater met diverse scheidingstechnieken zoveel mogelijk ontdaan van oliefracties. Vervolgens wordt dit behandelde water geloosd op zee of terug in het reservoir geïnjecteerd.

Naast productiewater bestaat er ook dekwater of regen-, schrob- en spoelwater. Dit water is enerzijds afkomstig van onder andere schoonmaakwerkzaamheden op het dek en anderzijds betreft het regenwater wat op het dek valt van een productieplatform en vervolgens naar zee wordt afgevoerd.

In grafiek 2.1 zijn de verwachte hoeveelheden geloosd productiewater offshore weergegeven. Omdat de hoeveelheden spoel- en schrobwater zeer gering zijn ten opzichte van het productiewater, zijn deze in de grafiek niet zichtbaar. In 2000 bedroeg de geloosde hoeveelheid spoel- en schrobwater circa 48.000 m<sup>3</sup>.

**Grafiek 2.1**  
Productiewater



Voor de jaren 2001 en 2002 betreft het schattingen, afkomstig uit [ref. 3].

### **Zware metalen en benzeen in productiewater**

Bij het bepalen van de emissies voor de uitgangssituatie is gebruik gemaakt van de destijds meest recente kennis en informatie over de omvang van verschillende emissies. Hierbij wordt opgemerkt dat hoewel er nieuwe inzichten bestaan bij de maatschappijen, de emissies van 1990 niet zijn gecorrigeerd (omdat deze de uitgangssituatie weergeven en als referentie worden gehanteerd). Wijzigingen in de emissiecijfers van 1990 moeten in principe worden geaccordeerd door de NOGEPA-Overleggroep (Level 1). De emissies veroorzaakt door boorinstallaties zijn niet geïntegreerd in de emissiecijfers.

De grafieken 2.2 tot en met 2.7 geven het actueel emissieverloop weer van zware metalen en benzeen. Voor een cijfermatig overzicht van de concentraties van zware metalen en benzeen naar water uitgesplitst naar olie- en gasproductie wordt verwezen naar [ref. 6]. Naast cijfers vanuit het IMP zijn ook de cijfers van IVM in de grafieken opgenomen.

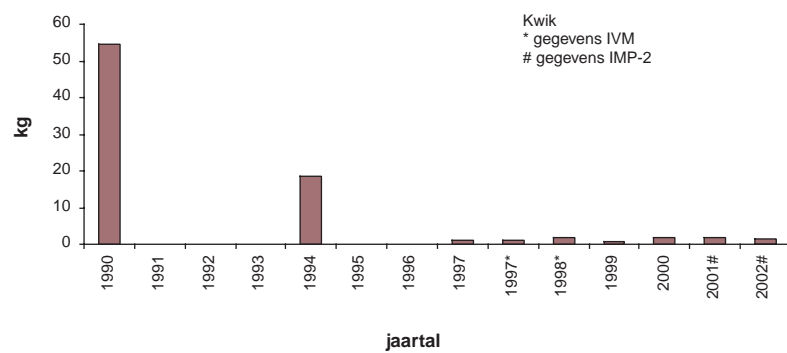
Een aantal grafieken oogt alsof er vanaf 1990 sprake is van een dalende trend. Hierbij moet echter een kanttekening worden geplaatst. De emissies zijn pas sinds 1997 daadwerkelijk gemeten, in plaats van berekend, waarbij de nauwkeurigheid van de berekeningen in de loop der jaren is toegenomen. Uit de metingen bleek dat de daadwerkelijke emissies van zware metalen lager waren dan voorheen werd verondersteld.

Er is ook sprake van een reële vermindering van de emissies naar water door ten eerste het toepassen van waterinjectie bij olieproductie en ten tweede door het insluiten van enkele putten die veel water produceerden. Bij benzeen daarentegen was er sprake van een stijgende lijn. Dit werd voornamelijk veroorzaakt door een toename in de waterproductie van de gasplatforms. Ook bij benzeen dient opgemerkt te worden dat de emissies over 1990 en 1994 zijn gebaseerd op berekeningen.

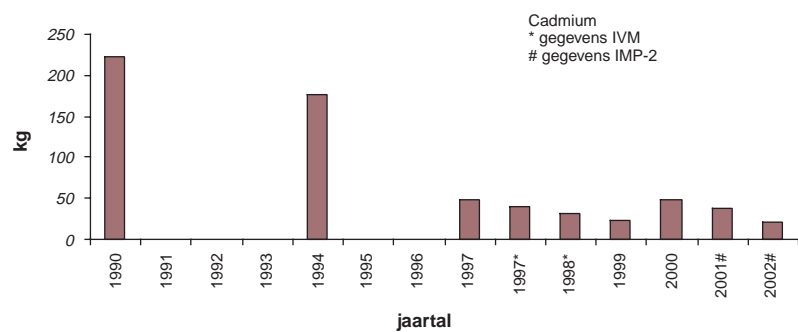
De jaarlijkse emissie van zink naar het zeewater, veroorzaakt door opofferingsanodes die dienen voor kathodische bescherming, bedraagt 18 tot 36 ton voor het pijpleidingennetwerk (afhankelijk van de conditie van de coating) en 1,5 ton voor de installaties over een groot verspreidings gebied. Deze emissies behoeven niet jaarspecifiek gerapporteerd te worden, en zijn derhalve niet terug te vinden in grafiek 2.6.



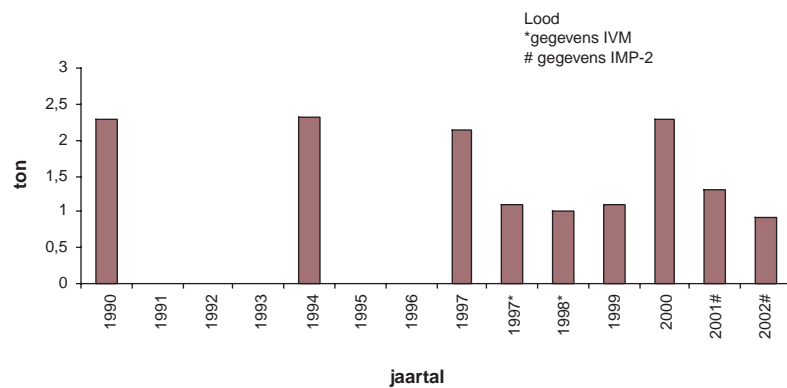
**Grafiek 2.2**  
Verloop kwikemissies



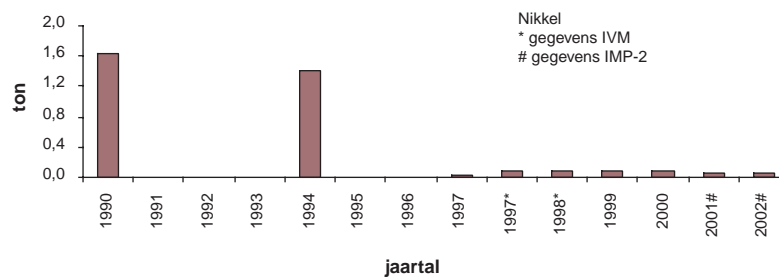
**Grafiek 2.3**  
Verloop cadmiumemissies



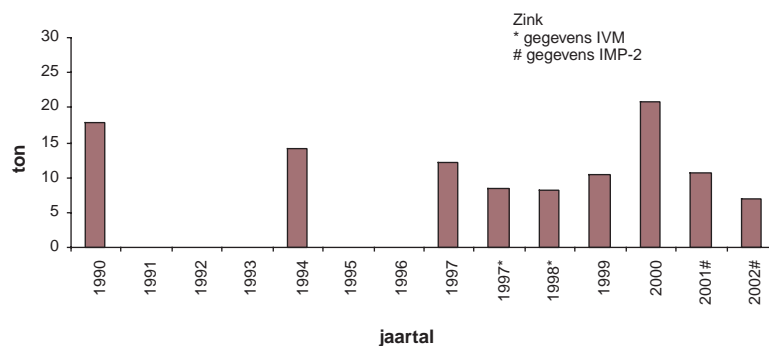
**Grafiek 2.4**  
Verloop loodemissies



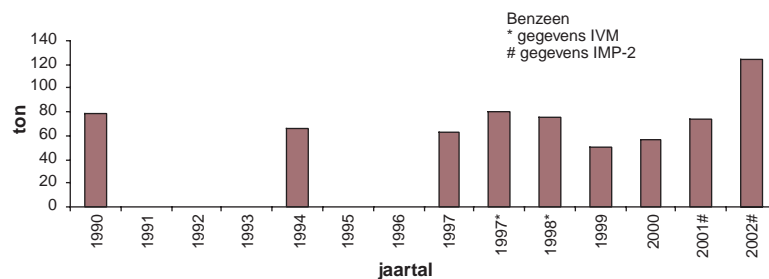
**Grafiek 2.5**  
Verloop nikkelemissies



**Grafiek 2.6**  
Verloop zinkemissies



**Grafiek 2.7**  
Verloop benzeenemissies



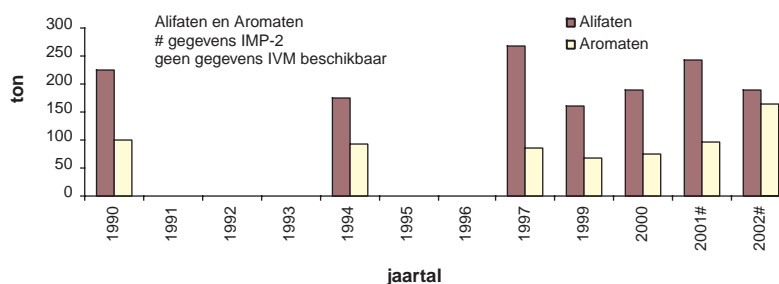
## Olie

Het maandelijks gemiddeld toegestane gehalte aan alifatische koolwaterstoffen in te lozen produktiewater en in regen-, schrob- en spoelwater (dekwater) is vastgesteld op 40 mg/l (Regeling Oliehoudende Mengsels, januari 1996). Gemiddeld bedroeg de hoeveelheid geloosde alifaten voor de gehele industrietak in 2000 16 mg/l [ref. 7].

De concentraties aan alifatische en aromatische koolwaterstoffen worden doorgaans 16 maal per maand gemeten. De absolute vracht van deze stoffen wordt bepaald door de gemeten concentraties te vermenigvuldigen met de geloosde hoeveelheid productie-, regen-, spoel- en schrobwater.

**Grafiek 2.8**

Verloop lozing alifaten en aromaten offshore



Uit grafiek 2.8 valt af te lezen dat de aromatenemissies een stijgende trend laten zien tot 2002. De alifaten daarentegen laten een grote variatie zien in de periode 1997-2001 om vervolgens vanaf deze periode te dalen. Deze fluctuaties zijn het gevolg van toe- of afnemende waterinjectie, terwijl de uiteindelijke daling het gevolg is van waterinjectie en het uit productie nemen van olieplatforms. De emissies van aromaten daarentegen komen nauwelijks op het conto van deze platforms, waardoor deze veel minder dalen dan de alifatenemissies. Voor een cijfermatig overzicht van de concentraties van alifaten en aromaten naar water, uitgesplitst naar olie- en gasproductie, wordt verwezen naar [ref. 3].

## Natuurlijke radioactiviteit

Natuurlijke radioactiviteit komt voor in productiewater en in geringe mate in scale en sludge, die in de installaties achterblijven. Momenteel is het lozen van natuurlijke radioactiviteit geregeld in hoofdstuk 17 van het Mrcp. Bij het in werking treden van het Besluit stralingsbescherming, (eind 2001) komt hoofdstuk 17 Mrcp echter te vervallen en worden de eisen van het Besluit ook offshore van toepassing.

## Organohalogenen

In 1998 is een analyse uitgevoerd van het productiewater van alle platforms. Hierbij is geconstateerd dat het organohalogeengehalte varieert tussen minder dan 1 tot 10 microgram per liter. In totaal is in 1997 door alle offshore platforms samen minder dan 1,2 kilogram geloosd.

### PAK's

Door middel van analyse [ref. 4] van het productiewater van alle platforms is bepaald, dat per jaar in totaal circa 620 kg PAK's (6 van Borneff) worden geloosd. Bij de onderzoeken naar de reductie van aromaten wordt gezien of deze methoden ook geschikt zijn voor PAK's.

### Productiechemicaliën

Doelstelling is het zoveel mogelijk beëindigen van emissies van schadelijke stoffen. Het gebruik van productie- en boorchemicaliën offshore dient geoptimaliseerd te worden waarbij milieuschadelijke stoffen zoveel mogelijk uitgefaseerd dienen te worden.

Productiechemicaliën zijn corrosion inhibitors, scale inhibitors, demulsifiers, anti-foaming agents, biocides en gashydraat inhibitors. Demulsifiers en anti-foaming agents lossen grotendeels op in de oliefase en worden nauwelijks met het productiewater geloosd.

Bij een beoordeling van nieuwe en bestaande stoffen wordt gebruik gemaakt van een risicobeoordelingmodel (CHARM, zie hoofdstuk 3.2.1).

Tabel 2.3 geeft inzicht in de meest gebruikte productiechemicaliën.

**Tabel 2.3**

Productiechemicaliën

Stof	Eenheid	1997	1998	1999	2000	Jaar 2001	2002	2003	2004	2005
Corrosie inhibitor	ton	221	70	71	71	71	70	60	59	58
Tri-ethyleenglycol (TEG)	ton	199	140	149	159	169	171	167	170	172
Di-ethyleenglycol (DEG)	ton	185	0	0	0	0	0	0	0	0
Mono-ethyleenglycol(MEG)	ton	18	17	17	17	17	17	17	17	17
Methanol (MeOH)	ton	2.201	1.035	1.038	1.552	1.506	1.097	648	399	310

### 2.3.3 Emissies offshore in perspectief

In tabel 2.4 zijn de emissiegegevens naar water van de offshore vergeleken met andere bronnen van emissies.

Tabel 2.4

Offshore emissies in perspectief met andere bronnen

Stof	Offshore <sup>1)</sup> [kg/jaar]	Directe lozingen <sup>2)</sup> [kg/jaar]	Scheepvaart <sup>3)</sup> [kg/jaar]	Dumping bagger <sup>4)</sup> [kg/jaar]	Bijdrage rivieren <sup>5)</sup> [kg/jaar]	Atmosferische Depositie <sup>6)</sup> [kg/jaar]
<b>Metalen</b>						
• Cadmium	47,4	9	20	4.810	8.400	12.400
• kwik	1,9	3	30	2.283	3.300	8.000
• lood	2.287	512	-	271.274	383.000	691.000
• zink	20.771	4.479	11.000	887.352	1.930.000	592.000
• nikkel	92	1.025	25.760	106.710	*** 239.000	49.200
<b>Alifaten</b>						
• olie	187.700	<< <sup>1</sup>	<sup>13)</sup> 2.799.000	525.000	<sup>9)</sup> 200-3.500	>>
• BTEX	73.400	<< <sup>1</sup>	<sup>13)</sup> 140.000	<< <sup>2</sup>	<sup>10)</sup> 1.000-10.000	-
• Benzeen	57.200	<< <sup>1</sup>	<sup>8)</sup> 7.000	<< <sup>2</sup>	<sup>10)</sup> 300-7.000	<sup>11)</sup> 420.000
PAK's*	** 620	<sup>7)</sup> >30	<sup>7)</sup> 3.650	<sup>12)</sup> 7.403	<sup>10)</sup> 1.300-3.500	88.600

<<<sup>1</sup> In vergunning geen melding van lozing van olie en aromaten. Aangenomen dat inbreng te verwaarlozen is.

<<<sup>2</sup> Lage vracht verwacht omdat BTEX vluchtige stoffen zijn en derhalve nauwelijks in de bagger terechtkomen c.q. blijven.

>> Op basis van indicatieve berekeningen wordt een zeer hoge vracht alifaten verwacht; dit is echter niet kwantificeerbaar.

\* 6 van Borneff = Benzo(b)fluorantheen, benzo(k)fluorantheen, benzo(ghi)peryleen, benzo(a)pyreen, fluorantheen en indeno(1,2,3-cd)pyreen (Jaarverslag Maas 1998, RIWA).

\*\* 16 PAK's van EPA.

\*\*\* Hoeveelheid nikkel die Nederland aan de grens binnen komt.

<sup>1)</sup> Jaarrapportage 2000 Industriemilieuplan NOGEPa (2001).

<sup>2)</sup> DNZ, Bas Hannessen, data van 1999 (4 relevante van totaal 9 vergunninghouders).

<sup>3)</sup> Stowa/DGG 1993/1994,1997.

<sup>4)</sup> Cijfers over 1990 van alleen Nederlandse specie, DGW/RIKZ DGW-93.037, tabel 3.6.

<sup>5)</sup> Emission data for the Netherlands 1996 Nr. 45 Aug. 1998 VROM. Tabel 6 (incl. vracht van de Schelde).

<sup>6)</sup> Cijfers over 1990, TNO Baart *et al.* 1995, Calculation of atmospheric deposition of contaminants on the North Sea, R95/138.

<sup>7)</sup> DNZ, Thea Smit, data van 1998.

<sup>8)</sup> Afgeleid van BTEX data o.b.v. "Whiticar S, Bobra M, Fingas M, Jokuty P, Liuzzo P, Callaghan S, Ackerman F, Cao J. A, catalogue of crude oil and oil product properties, Edition 1992".

<sup>9)</sup> Data uit Emissie Registratie 1995-1998. De waarden vertonen een grote variatie doordat deze grotendeels ontstaan uit onvoorziene lozingen.

<sup>10)</sup> Cijfers over 1990 van alleen Nederlandse specie, DGW/RIKZ DGW-93.037, tabel 2.17.

<sup>11)</sup> De bijdrage van atmosferische depositie aan de verontreiniging van de Noordzee en Waddenzee, Modelberekeningen van Europese Emissies. Warmenhoven JP, Duizer JA, De Leu LTh & Veldt C.Lucht en Omgeving. 1990.

<sup>12)</sup> OSPAR rapport 1998.

<sup>13)</sup> Schatting lozing bilge-olie voor NCP op basis 90% lozing, MARIN rapport 16196.620/2, 2000.

Offshore, directe lozingen en dumping bagger zijn gemeten waarden.

De emissies onder scheepvaart, bijdrage rivieren en atmosferische depositie zijn gebaseerd op schattingen en modelberekeningen en zijn dus niet nauwkeurig met name de getallen voor atmosferische depositie zijn nogal gedateerd.

In tabel 2.5 zijn de offshore emissies weergegeven ten opzichte van de emissies naar water van de totale Nederlandse industrie.

**Tabel 2.5**  
Emissies naar water door de offshore  
t.o.v. de totale Nederlandse industrie

Stof	Offshore (2000) [kg/jaar]	Totale Nederlandse industrie (1999) <sup>1</sup> [kg/jaar]
Metalen:		
• Cadmium	47	266
• Kwik	2	173
• Lood	2.287	4.843
• Zink	20.771	35.610
• Nikkel	92	6.463
Alifaten		
Olie	187.700	96.857
BTEX	73.400	18.100 <sup>2</sup>
Benzeen	57.200	12.900
PAK's	620	172

<sup>1</sup> Het totaal aan emissies naar zoet oppervlaktewater afkomstig van de Nederlandse industrie.

<sup>2</sup> BTEX wordt niet apart gemeten.

### 2.3.4 Emissies bij incidentele gebeurtenissen

Naast de emissies naar het milieu bij een normale bedrijfsvoering, bestaat er ook een kans op emissies door incidentele gebeurtenissen en calamiteiten. Hierbij kunnen de volgende gebeurtenissen onderscheiden worden:

- blow-out;
- aanvaring;
- spills.

Gezien het feit dat met name blow-outs, leidingincidenten en aanvaringen zeer zelden plaatsvinden, moet de kans hierop en de effecten worden afgeleid uit studies die gebruik maken van het optreden van dergelijke gebeurtenissen in de olie- en gaswinningindustrie. De effecten bestaan voornamelijk uit het vrijkomen van olie en/of gas in het milieu. De omvang van de milieubelasting kan slechts per geval bepaald worden. In het kader van deze CIW-nota zijn alleen 'spills' relevant. Deze worden hieronder nader toegelicht.

### 2.3.5 Spills

Onder spills worden verstaan lozingen die niet samenhangen met de normale bedrijfsvoering, maar het gevolg zijn van onvoorziene zaken.

De volgende incidenten kunnen worden onderscheiden:

- overslagincidenten;
- opslagincidenten;
- procesincidenten (bijvoorbeeld uitvallen productiewater behandeling);
- pijpleidingincidenten.

De eerste drie type incidenten worden hierna kort toegelicht.

Het milieurisico bij overslag wordt in belangrijke mate bepaald door overslag van vloeistoffen in bulk, zoals ruwe olie naar tankers in het geval er geen olietransportleiding is, en van hulpstoffen als dieselolie. De overslag van de bevoorradingsschepen vindt plaats met behulp van slangen, die soms falen. De grootte van de spill beperkt zich dan ook meestal tot de inhoud van de slang. Andere chemicaliën, zoals smeeroilie, reinigingsmiddelen en waterbehandelingsproducten worden voornamelijk overgeslagen per container.

Opslagincidenten bestaan voornamelijk uit het overstromen van tanks. Dit kan worden veroorzaakt door het falen van de niveauregeling, ondanks dat beveiligingen veelal dubbel uitgevoerd zijn.

Procesincidenten kunnen worden veroorzaakt door fouten in het ontwerp, bij het onderhoud of door operationele fouten. Lekkage van leidingen, slangen en vaten zijn veel voorkomende oorzaken, maar ook weersomstandigheden zoals extreme regenval kunnen een rol spelen. De ontregeling van het productie- of waterbehandelingsproces kan resulteren in een verhoogd oliegehalte in het geloosde water of in een spill.

Pijpleidinglekages komen slechts incidenteel voor maar resulteren vaak in grotere lozingen. Het risico van een lekkage is relatief gezien het grootst in leidingen tussen platforms. Deze leidingen hebben eerder corrosieproblemen omdat zij meestal onbehandelde olie of gas transporteren en in het algemeen minder diep begraven liggen, waardoor eerder schade door de visserij wordt toegebracht. Met leidingen, die behandelde olie of gas naar de kust transporteren, doen zich zelden problemen voor. Wel zijn in enkele gevallen leidingen door de visserij beschadigd.

In de onderstaande tabel worden de incidentele lozingen weergegeven vanaf mijnbouwinstallaties die door de mijnbouwbedrijven aan het SodM zijn gemeld van 1990 tot 2000 [ref. 7]; dit is inclusief de spills van boorinstallaties. De incidentele lozingen zijn relatief gering ten opzichte van productiegerelateerde lozingen, zie tabel 2.6.

**Tabel 2.6**  
Incidentele lozingen

Jaar	Aantal installaties (olie en gas)	Aantal incidentele lozingen	Olie geloosd (ton)
1991	56		24
1992	55	110	5
1993	69	124	10
1994	71	84	10
1995	72	56	3
1996	72	65	39
1997	74	66	21
1998	78	62	4
1999	82	22	10
2000	80	27	0,5

Om de emissie als gevolg van spills te minimaliseren, is het noodzakelijk maatregelen te treffen die de kans op incidenten beperkt. Hiervoor worden technische en organisatorische maatregelen getroffen. In hoofdstuk 3.2.1 wordt hierop bij het aspect normoverschrijding nader ingegaan.





---

## 3 Nationale en internationale regelgeving

---

Dit hoofdstuk geeft een kort overzicht van de nationale en internationale regelgeving en beleid dat voor de gas- en oliewinningsindustrie van toepassing is. Het volledige overzicht is opgenomen in bijlage 1 van deze nota. In dit hoofdstuk worden de meest essentiële elementen (in relatie tot deze CIW-nota) gepresenteerd.

### 3.1 Nationaal beleid

Het nationale waterkwaliteitsbeleid kent twee uitgangspunten, namelijk: 'vermindering van de verontreiniging' en 'standstill beginsel'.

#### 3.1.1 Vermindering van de verontreiniging

Het uitgangspunt 'vermindering van de verontreiniging' houdt in dat de verontreiniging - ongeacht de stofsoort - zoveel mogelijk moet worden beperkt. Dit beleidsuitgangspunt krijgt gestalte door prioriteit te geven aan preventie, schone technologie, hergebruik en kringloopsluiting. Brongerichte maatregelen hebben hierbij de voorkeur boven zuiverings-technische maatregelen. Bij de saneringsinspanning wordt afhankelijk van de stofsoort onderscheid gemaakt tussen een tweetal sporen: de emissieaanpak en de waterkwaliteitsaanpak.

##### Waterkwaliteitsaanpak

De waterkwaliteitsaanpak wordt gevolgd voor een beperkt aantal, relatief onschadelijke, van nature in oppervlaktewater voorkomende stoffen met een geringe mate van toxiciteit, zoals sulfaat en chloride. Aangezien deze stoffen niet vallen onder de genoemde stoffen in de taakopdracht zal de waterkwaliteitsaanpak hier niet verder worden beschreven (wel opgenomen in volledig overzicht beleid in bijlage 1).

##### De emissieaanpak

De emissieaanpak wordt gevolgd voor vrijwel alle verontreinigingen. De emissieaanpak houdt in dat onafhankelijk van de te bereiken waterkwaliteitsdoelstellingen een inspanning moet worden geleverd om verontreiniging van het oppervlaktewater te voorkomen. Voor zwartelijststoffen (en stoffen met vergelijkbare eigenschappen voor wat betreft milieubezwaarlijkheid) bestaat de emissieaanpak uit toepassing van beste bestaande technieken (BBT); voor de overige stoffen waarvoor de emissieaanpak geldt, is een saneringsinspanning vereist volgens de best uitvoerbare technieken (BUT). Belangrijkste verschil tussen best bestaande technieken en best uitvoerbare technieken is dat bij best bestaande technieken, gezien de grotere milieubezwaarlijkheid van zwartelijststoffen, hogere kosten voor saneringsmaatregelen gemaakt moeten worden.

Voor de offshore geloosde stoffen kwik, cadmium, benzeen en PAK's geldt er dus een saneringsinspanning conform de beste bestaande technieken (BBT).

---

Voor de offshore geloosde stoffen lood, zink, nikkel, BTEX (met uitzondering van benzeen), alifaten en de productiechemicaliën (tenzij productiechemicaliën zwartelijststoffen bevatten) geldt er dus een saneringsinspanning conform best uitvoerbare technieken (BUT).

Na toepassing van de beste bestaande technieken, dan wel best uitvoerbare technieken dient er voor de restlozing een waterkwaliteitstoets te worden uitgevoerd, waarbij de restlozing wordt getoetst aan de geldende doelstellingen voor de waterkwaliteit. Het niet voldoen aan de geldende doelstelling voor de waterkwaliteit kan aanleiding geven tot het eisen van verdergaande maatregelen. Voor offshore platforms betekent dit dat de restlozing getoetst dient te worden aan de voor de Noordzee geldende waterkwaliteitsnorm. Voor de Noordzee is dit de streefwaarde gebaseerd op het Verwaarloosbaar Risico (VR).

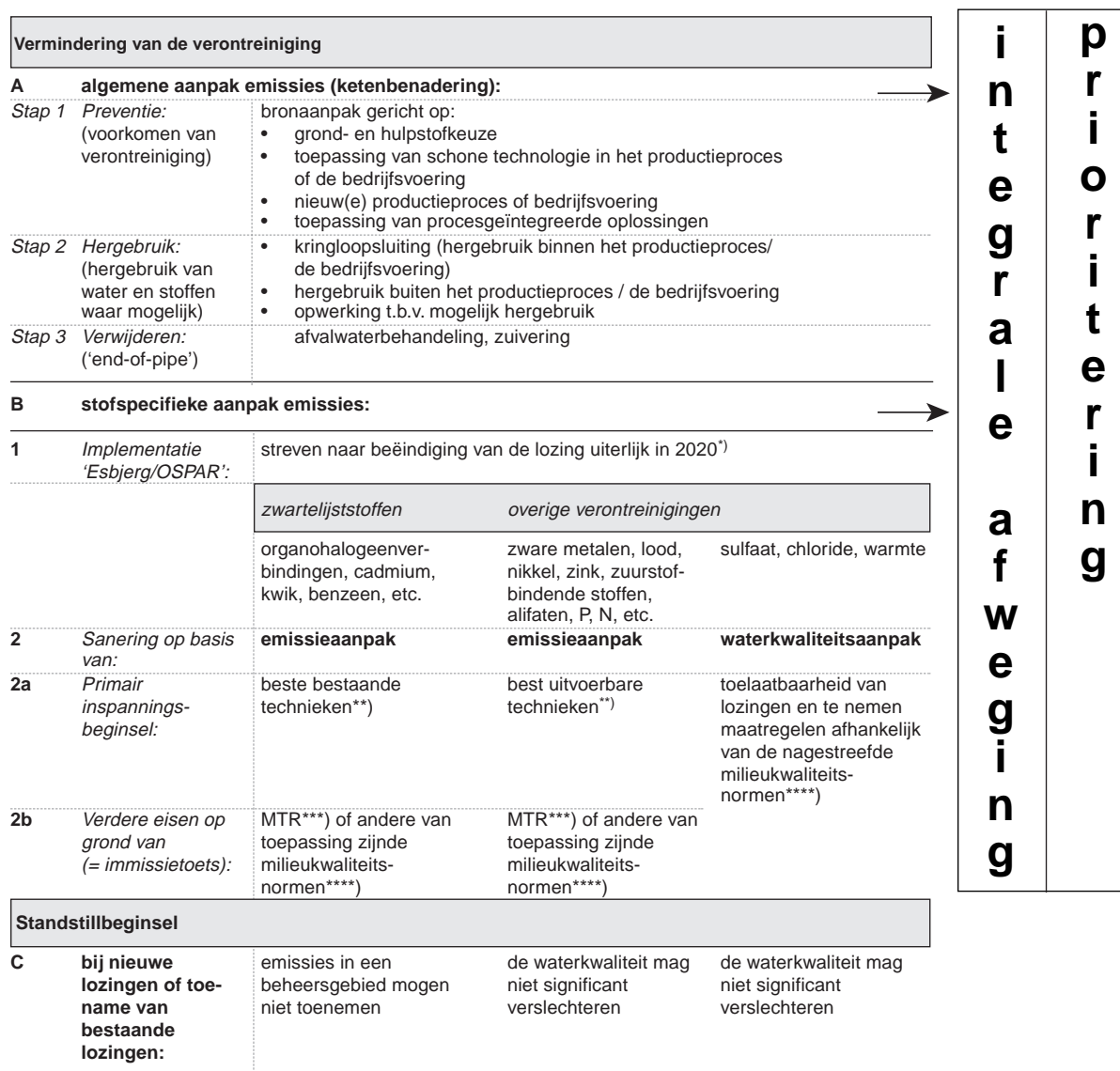
### **3.1.2 Standstillbeginsel**

Op grond van het 'standstillbeginsel' kunnen aanvullende eisen (bovenop die welke voortvloeien uit de emissieaanpak of de waterkwaliteitsaanpak) noodzakelijk zijn. Binnen het standstillbeginsel wordt onderscheid gemaakt tussen zwartelijststoffen en de overige stoffen. Voor zwartelijststoffen houdt het beginsel in: 'voor geen der aangewezen stoffen of groepen van stoffen van de zwarte lijst mag het totaal van de lozingen in een bepaald beheersgebied toenemen'. Voor de overige verontreinigingen houdt het standstillbeginsel in dat: 'de waterkwaliteit niet significant mag verslechteren. Waterkwaliteitsdoelstellingen mogen dus in beginsel niet worden opgevuld'.

De betekenis van het standstillbeginsel voor de overige stoffen is vooral gelegen in de verplichting van de waterkwaliteitsbeheerder om de kwaliteit van het oppervlaktewater in zijn beheersgebied te volgen, eventuele significante verslechtingen op te sporen, te onderzoeken wat daar de oorzaken van zijn, om vervolgens te bezien of een verslechting al dan niet beïnvloedbaar c.q. aanvaardbaar is.

Een schematisch overzicht van de hoofdlijnen van het emissiebeleid voor water is weergegeven in figuur 3.1.

**Figuur 3.1**  
Schema emissiebeleid



\*) Geldt in ieder geval voor 42 in OSPAR-kader aangewezen prioritaire stoffen/stofgroepen.

\*\*) Het in internationaal kader vaak gebruikte begrip ‘best available techniques’ (bat) omvat zowel bbt als but.

\*\*\*\*) Gelet op de lage concentraties in het mariene milieu gelden daar de streefwaarden in plaats van de MTR's als inspanningsverplichting.

\*\*\*\*\*) Bij indirecte lozingen vanuit AMvB-inrichtingen omvat de immissietoets c.q. de waterkwaliteitsaanpak - naast de bescherming van het ontvangende oppervlaktewater - ook de bescherming van de doelmatige werking van zuiveringstechnische werken.

---

## 3.2 Nationale regelgeving

Een uitgebreid overzicht van de op deze CIW-nota van toepassing zijnde nationale regelgeving is opgenomen in bijlage 1. De meest essentiële regelgeving voor offshore olie- en gaswinningactiviteiten is het Mijnreglement continentaal plat (Stb. 1967, 158).

### 3.2.1 Mijnreglement continentaal plat (Mrcp)

De meest essentiële elementen van het Mrcp met betrekking tot deze CIW-nota zijn de volgende.

- **Mijnbouwmilieuvergunning en milieueffectrapportage (MER):** Voor het oprichten of in stand houden van mijnbouwinstallaties ten behoeve van de winning van aardolie of aardgas is sinds maart 1999 een MER vereist, indien de te winnen hoeveelheid meer dan 500.000 kg aardolie of meer dan 500.000 m<sup>3</sup> aardgas per dag bedraagt. Omdat een MER altijd aan een vergunning gekoppeld moet zijn en een dergelijke vergunning er nog niet was, is een vergunningplicht in het Mrcp geïntroduceerd<sup>1</sup>. Het MER, de wijze waarop deze moet worden opgesteld en de verhouding tussen het MER en het besluit waar dit aan gekoppeld is, zijn geregeld in hoofdstuk 7 van de Wet milieubeheer. In het MER worden alle milieueffecten, dus ook de effecten van productiewater-lozingen meegenomen. Op basis van het MER worden door het bevoegd gezag (de Minister van Economische Zaken) vergunningvoorschriften opgesteld. Deze kunnen betrekking hebben op alle milieuaspecten, zoals bijvoorbeeld de lozing van alifatische en aromatische olie, zware metalen of productiechemicaliën.
- Het is verboden olie of een oliehoudend mengsel vanaf een mijnbouwinstallatie te lozen, tenzij het gaat om een lozing van een oliehoudend mengsel in de gevallen en op de wijze als bij Ministeriële regeling bepaald<sup>2</sup>.

De Regeling lozing van oliehoudende mengsels (ROM) bepaalt dat lozing van oliehoudend productiewater en oliehoudend hemel-, schrob- of spoelwater is toegestaan mits het alifatische oliegehalte niet meer bedraagt dan 100 milligram olie per liter en het maandelijks gemiddelde alifatische oliegehalte niet meer dan 40 milligram olie per liter (voor installaties in gebruik genomen vóór 1 januari 1988 geldt dat de best uitvoerbare techniek toegepast moet worden om aan deze normen te voldoen). Verder dienen om de andere dag (voor bemande installaties) of bij ieder bezoek (voor onbemande installaties) representatieve monsters genomen worden waarvan het oliegehalte wordt geanalyseerd volgens NEN 6675 mod en dient het oliegehalte en het debiet van het geloosde mengsel te worden geregistreerd en per kwartaal aan SodM te worden gerapporteerd.

- 
- .....
- <sup>1</sup> **Artikel 30a.** 1. Het is verboden zonder vergunning van Onze Minister op of boven het continentaal plat een mijnbouwinstallatie op te richten of in stand te houden ten behoeve van de winning van aardolie of aardgas, indien de te winnen hoeveelheid meer dan 500.000 kg aardolie of meer dan 500.000 m<sup>3</sup> aardgas per dag bedraagt.
- <sup>2</sup> **Artikel 49a.** 1. Het is verboden olie, een oliehoudend mengsel, sanitair afval of vuilnis vanaf een mijnbouwinstallatie te lozen.
2. Het eerste lid geldt niet ten aanzien van het lozen van:
- a. een oliehoudend mengsel in de gevallen en op de wijze als door Onze Minister, in overeenstemming met Onze Ministers van Verkeer en Waterstaat en van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer, bepaald.

- 
- Productiechemicaliën: De lozing van productiechemicaliën is geregeld in artikel 49ba van het Mrcp<sup>3</sup>. De milieukennmerken van een aantal chemicaliën zoals afbreekbaarheid, toxiciteit en bio-accumulatie dienen te worden vastgelegd op de zogenaamde HOCNF-formulieren. Dit formulier wordt internationaal gebruikt om de schadelijkheid van deze chemicaliën voor het mariene milieu te kunnen inschatten. De schadelijkheid voor het mariene milieu van het gebruik en de lozing van toegepaste chemicaliën kan worden beoordeeld met behulp van het 'Chemical Hazard Assessment and Risk Management Model' (CHARM). Het is de bedoeling dat de mijnbouwondernemingen dit model toepassen op de door hen gebruikte chemicaliën, zodat in het kader van de continue verbetering, het gebruik én de keuze van de chemicaliën steeds milieuvriendelijker worden. Op basis van de HOCNF formulieren en de CHARM berekening worden de chemicaliën door SodM beoordeeld. Afhankelijk van het resultaat van de beoordeling wordt al dan niet een verklaring van geen bezwaar voor het gebruik van de betreffende productiechemicaliën afgegeven.

Op dit moment geldt voor bestaande platforms buiten de driemijlszone geen milieuvergunningplicht. Wel gelden algemene regels zoals de Regeling oliehoudende mengsels (ROM). Bij inwerkingtreding van de nieuwe Mijnbouwwet worden bestaande platforms geacht in het bezit te zijn van een milieuvergunning. Daardoor kan indien noodzakelijk - bijvoorbeeld bij het niet nakomen van verplichtingen uit het Convenant - via aanpassing van de milieuvergunning de verplichting opgelegd worden. Deze is dan handhaafbaar dat wil zeggen er staan sancties op niet-naleving.

### **Normoverschrijding**

Voor wat betreft de voorzieningen die mijnbouwondernemingen treffen om normoverschrijdingen en onvoorziene lozingen te voorkomen, wordt de keuze in hoofdzaak bepaald door de mijnbouwonderneming. De mijnbouwonderneming dient in onder andere het Voorontwerprapport en het daarop volgende Veiligheids- en gezondheidsdocument (resp. NrMrcp-102 en Mrcp artikel 13f) aan te tonen welke risico's er zijn en hoe deze worden beheerst. Deze hebben voornamelijk betrekking op risico van brand, explosie et cetera, maar tonen ook de betrouwbaarheid van systemen aan, waarmee de kans en de grootte van een lozing kan worden ingeschat. Het SodM beoordeelt of het rapport voldoet aan de door haar gestelde eisen op het gebied van risicoanalyse, acceptatiecriteria en prestatienormen van de installatie.

De acceptatiecriteria voor risico's van onbedoelde lozingen (spills) worden als volgt beoordeeld:

- 
- <sup>3</sup> **Artikel 49ba.**
1. Onze Minister kan, in overeenstemming met Onze Ministers van Verkeer en Waterstaat en van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer, ter voorkoming van verontreiniging van de zee regelen stellen met betrekking tot het gebruik van bepaalde stoffen op een mijnbouwinstallatie.
  2. De in het eerste lid bedoelde regelen kunnen inhouden:
    - a. een verbod tot gebruik, zo nodig met een mogelijkheid van ontheffing;
    - b. voorschriften inzake de hoeveelheid te gebruiken stof en de wijze van gebruik;
    - c. voorschriften omtrent de registratie van stoffen die worden gebruikt.

- nieuwe installaties alsmede wijzigingen aan bestaande installaties worden door middel van een zogenaamde 'Hazard Identification' beoordeeld op veiligheids-, gezondheids- en milieuaspecten, waarbij aanbevelingen worden gedaan tot het verminderen van de risico's;
- overschrijdingen van normen (zoals bijvoorbeeld de 40 mg/l norm) uit de Mrcp en de mijnbouwmilieuvergunning zijn overtredingen en kunnen strafrechtelijk worden vervolgd;  
Het handhavingsbeleid van SodM beschrijft in in welke gevallen tot vervolging wordt overgegaan;
- milieu-incidenten worden evenals andere incidenten door de olie-maatschappijen geanalyseerd om te bepalen welke oorzaken ten grondslag hebben gelegen aan het incident. Fundamentele oorzaken zijn bijvoorbeeld ontwerpfouten, onvoldoende training of ontoereikende procedures. Na de incidentanalyse worden maatregelen aanbevolen ter voorkoming van deze en soortgelijke incidenten. De resultaten van de analyses worden ook gerapporteerd aan het SodM, die er vervolgens op toe ziet dat de noodzakelijke maatregelen ter voorkoming worden genomen;
- indien voorzieningen uitvallen waardoor tijdelijk verhoogde concentraties van stoffen, waarvoor geen wettelijke maximum concentraties gelden, worden geloosd dan is dat geen overtreding (er wordt immers geen norm overschreden). Wel dient er voor gezorgd te worden dat de betreffende voorziening zo spoedig mogelijk wordt hersteld.

Doorgaans worden de installaties voorzien van meervoudige proces-beveiligingen, zoals niveau-, temperatuur- en drukbeveiligingen, om te voorkomen dat het falen van een enkele beveiliging een probleem veroorzaakt.

### 3.3 Internationaal beleid

Een volledig overzicht van internationale regelgeving wordt gegeven in bijlage 1. De meest essentiële (in relatie tot deze CIW-nota) zijn de verklaring van Esbjerg (4<sup>e</sup> Noordzeeministersconferentie, 1995) en het Verdrag van OSPAR (1992).

OSPAR is een internationale organisatie waarin onder andere afspraken op het terrein van de olie- en gasindustrie in het Noordoost-Atlantische gebied worden gemaakt. OSPAR richt zich daarbij onder meer op lozingen en emissies, het gebruik van chemicaliën en ontmanteling van platforms. De Offshore Industry Committee (OIC) geeft invulling aan de OSPAR Offshore Strategie (*Strategy on Environmental Goals and Management Mechanisms for the Offshore Industry*). Tevens wordt, waar relevant, rekening gehouden met andere OSPAR Strategieën, zoals de OSPAR Strategie voor gevaarlijke stoffen (*Hazardous Substances Strategy*).

Onder de Offshore Strategie worden doelen gesteld, inclusief timeframes, op het gebied van voorkoming en eliminatie van verontreiniging door de offshore industrie. Deze doelen richten zich op:

- gebruik van chemicaliën;
- chemicaliën die onder de Strategie gevaarlijke stoffen worden aangemerkt voor prioritaire maatregelen (List of Chemicals identified for Priority Action);
- andere stoffen (waaronder olie, radioactieve stoffen);
- verstoring en biodiversiteit.

---

In de Offshore Strategie wordt het gebruik van managementsystemen, inclusief elementen voor audits en rapportages, voor continue verbetering van de milieuprestaties en het behalen van de doelen, gestimuleerd.

OSPAR heeft verschillende besluiten en aanbevelingen op het terrein van de offshore industrie aangenomen. Mede ter uitvoering van de Offshore Strategie is in juni 2001 de aanbeveling OSPAR 2001/1 inzake behandeling van productiewater aangenomen. In deze aanbeveling hebben OSPAR-landen doelen vastgesteld voor de offshore-industrie, waaronder:

1. de totale hoeveelheid olie die met productiewater in zee wordt geloosd moet in 2006 met 15% zijn afgenomen;
2. in 2020 moeten lozingen van productiewater zodanig zijn dat de lozing van olie met het productiewater geen schade aan het mariene milieu toebrengt. Lozingen van gevaarlijke stoffen via productiewater moeten voldoen aan de achtergrondconcentraties (van nature voorkomende stoffen) of volledig zijn gestopt (man-made synthetic substances);
3. vanaf 2006 geldt een lozingsnorm van 30 milligram olie (alifaten) per liter productiewater (in plaats van 40 mg/l);
4. in 2003 zal OSPAR een besluit nemen over het instellen van een lozingsnorm voor aromatische koolwaterstoffen;
5. in 2006 zal OSPAR de doelen voor reductie van andere stoffen herzien en doelen vaststellen voor de totale hoeveelheden of concentraties van deze stoffen.

Om de doelstellingen hierboven mogelijk te maken, worden technieken die de lozing van productiewater voorkómen gestimuleerd, zoals injectie van productiewater in de ondergrond, downhole separation en water shutoff.

Een andere belangrijke OSPAR Strategie is de OSPAR Strategy on Environmental Goals and Management Mechanisms for Offshore Activities. Deze strategie is bedoeld om de verontreiniging vanuit offshore activiteiten te voorkomen en te elimineren, op basis van de algemene principes van het OSPAR verdrag (het voorzorgprincipe, het "vervuiler-betaalt-principe" en het principe van de Stand der Techniek. Voor deze strategie moeten meetbare milieudoelstellingen worden ontwikkeld en periodiek herzien, en programma's en maatregelen worden overeengekomen om deze doelstellingen te realiseren.

Op het gebied van de offshore industrie zijn ook de volgende OSPAR besluiten van belang:

1. Besluit 98/3 inzake ontmanteling van offshore installaties;
2. Besluit 2000/2 (Harmonised Mandatory Control System for the Use and Reduction of Discharge of Offshore Chemicals);
3. Besluit 2000/3 (Use of Organic-Phase Drilling Fluids and the discharge of OPF-Contaminated Cuttings);
4. Besluit 2000/4 (Harmonised Pre-Screening Scheme for Offshore Chemicals);
5. Aanbeveling 2000/5 (Harmonised Offshore Chemical Notification Format).

Op de 4<sup>e</sup> Noordzeeministersconferentie is afgesproken dat emissies van gevaarlijke stoffen naar de Noordzee binnen één generatie (25 jaar) beëindigd moeten worden, waarbij het uiteindelijke doel is het bereiken van natuurlijke achtergrondconcentraties voor van nature voorkomende stoffen en dicht bij nulconcentraties voor uitsluitend door de mens gemaakte synthetische stoffen. Deze afspraak wordt in OSPAR-verband

---

uitgewerkt in de vorm van de OSPAR 'Strategy on Hazardous Substances'. Deze OSPAR Strategy beoogt het uitsluiten van de emissies van stoffen die toxisch, persistent en bioaccumulerend zijn. Voor de uitvoering van deze strategie is een instrument in ontwikkeling om de meest gevaarlijke stoffen te selecteren (DYNAMEC). Er zijn thans 42 stoffen/stofgroepen aangemerkt als "substances for priority action" .



---

## 4 Procedure bepaling SdT en VM

---

### 4.1 Definities

De overwegingen en de procedure die ten grondslag hebben gelegen aan de beoordeling van de technieken en mogelijke maatregelen voor beperking van de emissies met het offshore productiewater worden in dit hoofdstuk toegelicht. De hierbij gehanteerde definities voor Stand der Techniek en Veelbelovende Maatregel luiden als volgt.

- **Stand der Techniek (SdT):**  
"Behorend tot de SdT worden die maatregelen gerekend die ter beperking van emissie aan een bron, procesgeïntegreerd dan wel als nageschakelde techniek, in een gemiddeld en financieel gezonde inrichting van de offshore sector van de Olie- en gaswinningindustrie in binnen- of buitenland met succes worden toegepast, dan wel overeenkomstig de regels der techniek vanuit andere processen of op basis van succesvolle op industriële schaal uitgevoerde demonstratieprojecten op de betreffende bron kunnen worden toegepast.  
Is binnen de offshore sector van de Olie- en Gaswinningindustrie de grootte van de inrichtingen erg uiteenlopend dan is het voorzieningen-niveau van inrichtingen met een vergelijkbare grootte maatgevend".
- **Veelbelovende Maatregel (VM):**  
"Behorende tot de Veelbelovende Maatregelen worden die maatregelen gerekend die ter beperking van emissie aan de bron, procesgeïntegreerd dan wel als nageschakelde techniek, in andere bedrijfstakken dan de Olie- en Gaswinningindustrie met succes worden toegepast en op grond van technische overwegingen voor de offshore Olie- en Gasindustrie toepasbaar lijken, maar waarvan nog onderzocht moet worden of deze maatregelen ook kunnen worden toegepast voor de beperking van de betreffende emissie met het offshore productiewater".

### 4.2 Voorselectie maatregelen

Na de start van de studie in mei 1999 zijn door de leden van de subwerkgroep technieken en mogelijke maatregelen aangedragen voor de beperking van de lozing van offshore productiewater. Hierbij is met name gebruik gemaakt van de volgende informatiebronnen:

- maatregelen geïdentificeerd in het Stork rapport "Inventarisatie van technieken ter beperking van benzeen/zware metalen emissies van offshore platforms" [ref. 8];
- maatregelen die in andere bedrijfstakken, in zowel binnen- als buitenland, toegepast worden;
- offshore praktijkervaringen op industriële schaal;
- resultaten uit pilot projecten.

In totaal zijn door de industrie en de overheden 70 maatregelen aangedragen. Begin 2000 zijn deze in de subwerkgroep onderverdeeld in de volgende categorieën:

- A. preventief;
- B. procesgeïntegreerd, inclusief deelstroombehandeling;
- C. end of pipe;
- D. good housekeeping en procesbeheersing;
- E. Maatregelen waarvan de subwerkgroep unaniem van mening was dat ze op voorhand niet aan de definitie van Stand der Techniek of Veelbelovende Maatregel voldoen.

De maatregelen opgenomen in de categorieën A t/m C zijn nader geëvalueerd (hoofdstuk 4.1.2).

Good housekeeping maatregelen (categorie D) vormen een standaard-onderdeel van de basiszorg en -inspanning voor het milieu. Deze maatregelen worden, mits relevant voor de onderhavige situatie, zonder voorbehoud toegepast en behoeven in het kader van deze nota derhalve niet nader geëvalueerd te worden. Een, niet uitputtend, overzicht van deze maatregelen is in hoofdstuk 5 opgenomen.

De maatregelen opgenomen in categorie E zijn niet nader uitgewerkt. Wel is in bijlage 2 een overzicht opgenomen van de maatregelen die zijn beoordeeld op SdT en wordt in het kort toegelicht waarom een aantal technieken niet nader is uitgewerkt.

**Tabel 4.1**

Categorisatie maatregelen

Categorie	A	B	C	D	E	Totaal
Aantal maatregelen	6	7	11	5	41	70

#### 4.3 Evaluatie maatregelen

De technieken en maatregelen uit de categorieën A t/m C zijn geëvalueerd waarbij de volgende aspecten in ogenschouw zijn genomen:

- korte beschrijving maatregel/techniek;
- procesflowdiagram;
- basis(proces)onderdelen maatregel;
- te verwijderen componenten met verwijderingsrendementen;
- technische details;
- kritische parameters bedrijfsvoering/-beheersing;
- betrouwbaarheid systeem;
- economische aspecten (incl. investerings- en exploitatiekosten);
- integrale milieuaspecten (invloed op andere milieucompartimenten);
- andere effecten (bijvoorbeeld veiligheid en gezondheid);
- praktijkervaringen.

De resultaten van deze evaluaties zijn samengevat in zogenaamde factsheets (bijlage 3). Deze factsheets zijn bedoeld om een beknopt overzicht te verschaffen van de belangrijkste parameters benodigd voor het beoordelen van een techniek. Voor zowel bestaande als nieuw te bouwen platforms zijn de factsheets een leidraad om te bepalen welke technieken in aanmerking komen. De investerings- en exploitatiekosten in de factsheets zijn vermeld voor een aantal gedefinieerde model-situaties, en zijn slechts bedoeld om een indicatie te geven van de kosten die gemoeid kunnen zijn met het toepassen van de onderhavige techniek. Hiermee kan tevens de kosteneffectiviteit (zie hoofdstuk 4.3.2) voor de verschillende modelsituaties berekend worden. De werkelijke kosten-effectiviteit van een techniek zal altijd voor de specifieke situatie moeten worden bepaald.

#### 4.3.1 Modelsituaties

Om de effecten van de maatregelen zo goed mogelijk met de actuele offshore situatie te kunnen vergelijken, is bij het opstellen van de factsheets uitgegaan van modelsituaties voor waterdebiet en stoffenconcentraties. Hiervoor zijn de modelsituaties uit het Stork rapport [ref. 8] geactualiseerd onder andere met gegevens uit het IVM-rapport [ref. 6]. Voor alifaten is gebruik gemaakt van gegevens beschikbaar bij het Staatstoezicht op de Mijnen. Op basis van de aard en omvang van het productiewater, dat geloosd wordt door de offshore industrie op het NCP, zijn 3 modelsituaties onderscheiden, te weten:

1. gasplatform klein: hiervoor zijn de 26 gasplatforms beschouwd met de geringste hoeveelheid productiewater;
2. gasplatform groot: hiervoor zijn de 27 grootste gasplatforms beschouwd met de grootste hoeveelheid productiewater;
3. olieplatform: hiervoor zijn alle (7) olieplatforms in beschouwing genomen.

Voor deze modelsituaties zijn representatieve productiewater kwaliteits- en kwantiteitsgegevens bepaald. Voor de waterkwaliteitsgegevens zijn per component de mediaan en de 90 percentiel waarde vastgesteld, terwijl voor de kwantiteitsgegevens is uitgegaan van het gemiddelde en het ontwerpdebiet. In bijlage 4 worden de modelsituaties nader toegelicht en zijn de kwaliteits- en kwantiteitsgegevens weergegeven. Voor het vaststellen van de economische aspecten is vervolgens een aanvullende verdeling gemaakt naar bestaande en nieuw te bouwen offshore platforms. De modelsituaties zijn in tabel 4.2 samengevat.

**Tabel 4.2**  
Overzicht modelsituaties

Stof	Eenheid	Gasplatform (klein)	Gasplatform (groot)	Olieplatform
Ontwerpdebiet	m <sup>3</sup> /h	1	6	175
Gemiddeld debiet	m <sup>3</sup> /h	0,2	1,4	150
Benzeen	mg/l	45	110	1,5
BTEX	mg/l	50	130	2,5
Cadmium	mg/l	0,0025	0,0025	0,0004
Kwik	mg/l	0,0011	0,0011	0,00003
Lood	mg/l	0,025	0,03	0,01
Nikkel	mg/l	0,04	0,03	0,005
Zink	mg/l	1,3	2	0,02
Alifaten	mg/l	30	30	25

#### 4.3.2 Kostenramingen

Per maatregel zijn, indien relevant en mogelijk, voor de 3 modelsituaties kostenramingen opgesteld. Zowel de investeringskosten (CAPEX) als de operationele kosten (OPEX) zijn bepaald. Deze kostenramingen zijn zoveel mogelijk marktconform opgesteld (prijsspeil 2000). De ramingen zijn met name gebaseerd op prijsopgaven van leveranciers, constructeurs en installateurs van apparatuur. Daarnaast is gebruik gemaakt van informatie en ervaringen van de industrie en overige partijen betrokken bij de offshore.

Om inzicht te krijgen in de kosteneffectiviteit van de maatregel, zijn voor de modelsituaties specifieke kosten weergegeven per kg verwijderde component. De gevolgde methodiek is conform de methodiek Milieukosten [ref. 17] van VROM. In bijlage 5 is de methodiek voor de onderhavige studie nader toegelicht.

---

### 4.3.3 Integrale milieuaspecten

Voor de integrale afweging van de milieuaspecten samenhangend met de lozing van productiewater is momenteel geen algemeen geaccepteerde methode beschikbaar. De in de subwerkgroep vastgestelde methodiek is in deze paragraaf toegelicht.

In eerste instantie zijn te beschouwen milieuaspecten vastgesteld en afgebakend. Daarnaast zijn waarborging van veiligheid en gezondheid belangrijke aspecten die bij de integrale afweging van maatregelen als randvoorwaarde zijn beschouwd. Te implementeren maatregelen mogen niet leiden tot een significante verhoging van de veiligheids- en gezondheidsrisico's. Indien dit wel verwacht wordt, is hiervan in het factsheet melding gemaakt. De milieuaspecten die per maatregel in beschouwing worden genomen, zijn:

- emissies naar het water;
- emissies naar de lucht;
- afvalproductie;
- energieverbruik;
- verbruik van hulpstoffen.

Geen van de behandelde technieken leidt tot emissies naar de bodem. Deze zijn daarom niet in beschouwing genomen.

Voor de afweging van de milieuaspecten zijn de eerste orde effecten op de milieucompartimenten lucht, water en afval bepaald en vervolgens getoetst aan de beoordelingscriteria (hoofdstuk 4.4).

## 4.4 Beoordeling maatregelen

Bij de beoordeling van de maatregelen worden in deze nota 3 classificaties per beoordelingscriterium gehanteerd, te weten:

**VOLDOET**

**voldoet onder VOORWAARDE**

**voldoet NIET**

Aan de beoordelingscriteria zelf zijn de volgende voorwaarden gesteld:

1. moet leiden tot een eenduidig oordeel;
2. moet leiden tot een zo eenvoudig mogelijke beoordeling;
3. moet voldoende draagvlak hebben.

Om aan deze voorwaarden te voldoen zijn duidelijke indicatoren en grenswaarden op een zo hoog mogelijk aggregatieniveau vastgesteld. De beoordeling van een maatregel bevat de volgende elementen gerelateerd aan het begrip Stand der Techniek:

- technisch;
- financieel;
- integrale milieuaspecten;
- veiligheid en gezondheid.

---

In de navolgende subparagrafen zijn deze elementen nader toegelicht.

#### 4.4.1 Technische beoordeling

In de subwerkgroep is vastgesteld of de technische principes van een maatregel voldoen voor de offshore toepassing. In deze beoordeling zijn de volgende onderdelen, opgenomen in de factsheets, van belang:

- procesflowdiagram;
- technische details (verwijderingsrendement);
- kritische parameters bedrijfsvoering en -beheersing;
- betrouwbaarheid;
- praktijkervaring.

Een maatregel voldoet als hij offshore of op een vergelijkbare locatie wordt toegepast of indien testen onder representatieve condities hebben uitgewezen dat de techniek overeenkomstig de regels der techniek offshore toegepast kan worden. Indien voor offshore toepassing specifieke technische maatregelen nodig zijn om een techniek adequaat en betrouwbaar te laten functioneren zal de technische beoordeling toch positief zijn. Deze technische aanpassingen kunnen wel leiden tot een verminderde financiële haalbaarheid (hoofdstuk 4.3.2). Indien vermoed wordt dat het gewicht van de apparatuur of het ruimtebeslag leidt tot wijzigingen in de hoofdconstructie, dan is dit opgemerkt (zie ook bijlage 5: Basis kostenraming). In de onderstaande blokken zijn de indicatoren en de grenswaarden aangegeven.

##### **VOLDOET**

- is offshore of op een vergelijkbare locatie toegepast
- door testen is aangetoond dat de techniek offshore toepasbaar is

##### **voldoet onder VOORWAARDE**

- lijkt offshore toepasbaar, onderzoek is echter vereist
- is offshore toepasbaar onder specifieke externe omstandigheden (bijvoorbeeld samenhangend met de formatie en de aard van delfstof)

##### **voldoet NIET**

- leidt tot een (proces-)technisch knelpunt waarvan redelijkerwijs verondersteld mag worden dat het niet opgelost kan worden

#### 4.4.2 Financiële beoordeling (Kosteneffectiviteit KE)

De inspanning die mag worden verlangd om een emissie te beperken of te voorkomen is onder andere afhankelijk van de milieubezwaarlijkheid van een lozing. Hoe bezwaarlijker de lozing, des te hoger ligt het in rede te verlangen inspanningsniveau om de emissie te beperken of te voorkomen. Dit inspanningsniveau wordt ook wel *kosteneffectiviteit (KE)* genoemd en wordt uitgedrukt als de kosten per kg verwijderde verontreiniging.

De KE wordt tevens gebruikt als financiële indicator voor de model-situaties van de verschillende technieken om aan te geven wat de

berekende of geschatte kosten zijn voor de verwijdering van zware metalen, aromaten, alifaten en productiechemicaliën uit productiewater. Deze model KE's zijn per maatregel nader uitgewerkt in de factsheets en worden aangeduid als  $KE_m$ .

Met betrekking tot kosten van maatregelen, uitgedrukt als kosteneffectiviteit, moet onderscheid worden gemaakt tussen de *werkelijke* kosten ( $KE_w$ ) voor de betreffende techniek, de kosten voor de modelsituaties ( $KE_m$ ) en de maximale kosten die redelijkerwijze voor de verwijdering van een stof mogen worden verlangd (KE). De  $KE_w$  hangt namelijk geheel af van waar de maatregel wordt toegepast: een situatie met een grote vracht en relatief gering debiet kan resulteren in lage kosten per kg-verwijderd, terwijl toepassing op een klein platform kan resulteren in relatief hoge kosten per kg-verwijderd. In feite moet worden bepaald of de  $KE_w$  van een maatregel onder de KE voor de betreffende stof blijft.

De investerings- en exploitatiekosten zijn berekend zoals aangegeven in hoofdstuk 4.2.2. Als informatie beschikbaar was over de kosten van reeds toegepaste maatregelen voor qua samenstelling en omvang vergelijkbare stromen in de offshore of andere industriële sectoren, dan is deze doorgegaans gebruikt voor de bepaling van de  $KE_m$ . Het verwijderingsrendement is voor iedere techniek per stof bepaald. Wanneer slechts een stof wordt verwijderd met de betreffende techniek, is de  $KE_m$  eenvoudig te bepalen. Indien echter meerdere stoffen worden verwijderd zoals bijv. bij waterinjectie kan in principe alleen de  $KE_m$  per stof worden bepaald. Om de verwijdering van alle metalen in de  $KE_m$  te kunnen sommeren, is er voor gekozen om een gewicht toe te kennen aan de individuele metalen op basis van het Maximaal Toelaatbare Risico (MTR) voor de Noordzee. Dit is nader uitgewerkt in paragraaf 4.3.4. Voor benzeen is voortsnog geen KE bepaald; wel is er studie verricht om te bepalen wat de KE zou moeten zijn om een beoogde reductie in de benzeenemissies te bewerkstelligen. Hierop wordt in paragraaf 4.3.3 nader ingegaan.

### Referentiekader voor KE

Door het RIZA is een inventarisatie (oktober 1998) verricht naar de kosteneffectiviteit van maatregelen ter beperking van emissies van zware metalen en benzeen onshore. De resultaten hiervan zijn opgenomen in de volgende tabel, aangevuld met informatie uit recente CIW-studies.

**Tabel 4.3**

Kosten van maatregelen voor de verwijdering van benzeen en zware metalen voor industriële sectoren op land

Parameter	Maatregelen	Debiet [m <sup>3</sup> /h]	Kosteneffectiviteit [euro/kg-verw.]	Referentie
Benzeen	Strippen + actiefkoolfiltratie; Strippen + zandfiltratie actiefkoolfiltratie, bioreactor	8	105-140	[9]
BTEX <sup>1)</sup>	Strippen + actiefkoolfiltratie, Actiefkoolfiltratie, bioreactor	5-50	225-450	[10, 11]
Zware metalen <sup>2)</sup>	Coagulatie/flocculatie, herinfiltratie	5-50	225-450	[10, 11]
Cd, Hg	Coagulatie/flocculatie, herinfiltratie	5-50	1130-2270	[10, 11]
Zware metalen	Zandfilter+ionenwisseling; Ionenwisseling+sulfideprecipitatie; Sulfideprecipitatie; Microfiltratie	8 30 15 1-10	225-450	[9, 12, 13]

<sup>1)</sup> bodemsanering : stromen met relatief lage concentratie : 1 tot enkele mg BTEX per liter

<sup>2)</sup> bodemsanering : som zware metalen : 1-2 mg/l

In de (onshore) praktijk blijken de KE's voor zware metalen aanzienlijk hoger te zijn dan qua vracht vergelijkbare emissies van aromaten. Dit is terecht omdat deze immers veel milieubezwaarlijker zijn.

In de MER offshore [ref. 14] wordt ook ingegaan op criteria voor de kosteneffectiviteit van maatregelen voor de verwijdering van aromaten en olie (alifaten) uit productiewater afkomstig van offshore platforms (zie tabel 4.4).

**Tabel 4.4**

Kosten van maatregelen voor de verwijdering van aromaten en olie

Parameter	Kosteneffectiviteit [euro/kg-verw.]	Referentie
Aromaten	115	[14]
Olie (alifaten)	46	[14]

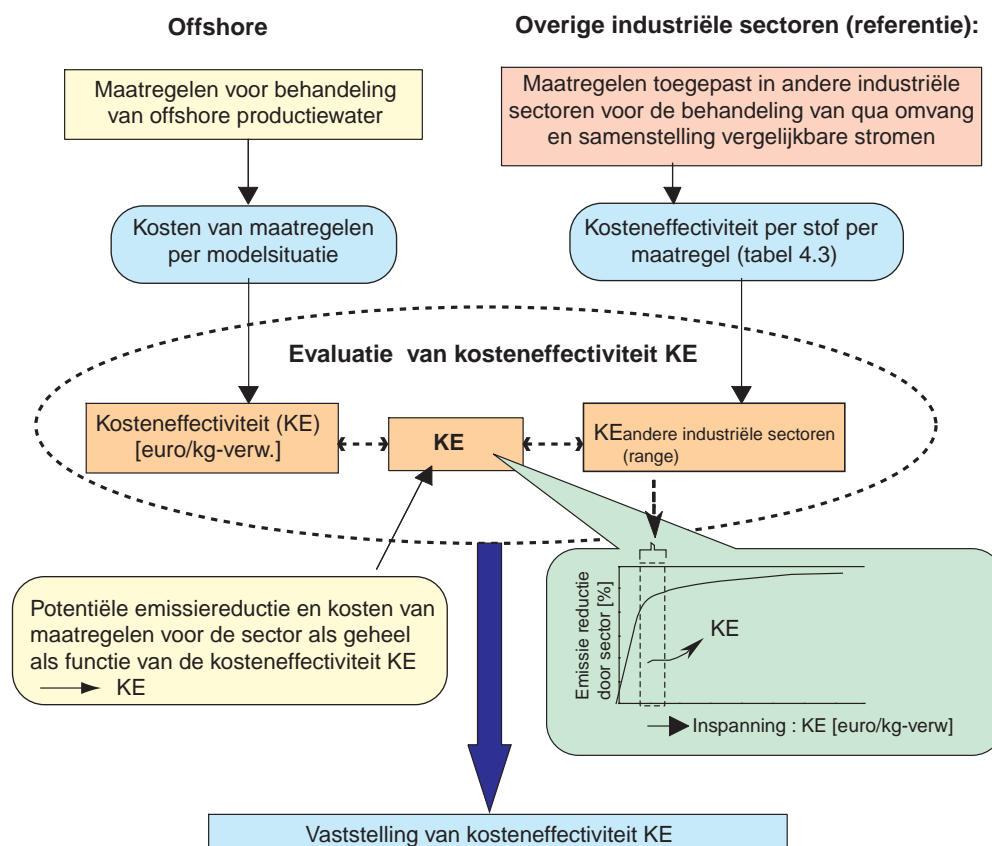
Uit de bovenstaande tabellen wordt duidelijk dat de  $KE_w$  voor BTEX (aromaten) een grote spreiding vertoont. Dit wordt onder meer veroorzaakt door de spreiding in vracht en concentratie van de behandelde stromen. Met name bij bodemsanering is de concentratie aan BTEX relatief laag vergeleken met de concentraties gevonden in productiewater. Maar ook voor dergelijke stromen is het nemen van maatregelen conform SdT noodzakelijk [ref. 10, 11]. Dergelijke maatregelen vallen ook onder het criterium Stand der Techniek.

De bandbreedte van de kosten voor behandeling van benzeenhoudende stromen, die qua samenstelling en omvang vergelijkbaar zijn met lozingen afkomstig van offshore platforms, ligt in de orde grootte van 105-140 euro/kg-verwijderd

Naast de inspanning op individueel platform niveau zijn ook de consequenties op sectorniveau van belang, met name de financiële inspanningen die sectorbreed moeten worden opgebracht in relatie tot het milieurendement van maatregelen. Dit bepaald mede de uiteindelijke invulling van het KE-criterium voor SdT.

In het navolgende schema is weergegeven hoe uiteindelijk, rekening houdend met bovengenoemde aspecten, tot invulling van het criterium kosteneffectiviteit (KE) behorend bij Stand der Techniek kan worden gekomen voor een bepaalde techniek.

**Figuur 4.1**  
Schematische weergave voor het vaststellen van de kosteneffectiviteit



KE = het gehanteerde kosteneffectiviteitsniveau behorend bij Stand der Techniek (niet uitkomend boven het kosteneffectiviteitsniveau van maatregelen in andere industriële sectoren), waarbij bij sectorbrede toepassing nog steeds sprake is van een effectieve investering in milieumaatregelen. (bij grafische weergave van gerealiseerde reductie (op sectorniveau) als functie van  $KE_w$ : het niveau van  $KE_w$  waarbij bij eenzelfde toename van  $KE_w$  de overeenkomstige toename in de reductie van de emissie aanmerkelijk afneemt (sterke afvlakking curve)).

#### 4.4.3 Kosteneffectiviteit benzeen

De overheid en industrie hebben besloten om voor benzeen in deze CIW-nota geen KE op te nemen. Hieraan ligt het volgende ten grondslag.

Vanaf de start van het Convenant zijn overheid en industrie het niet eens over de mate waarin reductie van benzeenemissies naar water noodzakelijk is. De taakstelling voor benzeen in het Convenant is het bereiken van een emissiereductie van 60% in 2000 en 2010 t.o.v. 1990. De industrie heeft destijds bij deze taakstelling in het Convenant een kanttekening geplaatst. Hieronder volgt een uiteenzetting van het overheids- en industriestandpunt.



---

### Overheidsstandpunt

De overheid gaat uit van bestaand beleid, dat wil zeggen het verminderen van de verontreiniging door toepassing van Stand der Techniek, oftewel de emissieaanpak. Na toepassing van Stand der Techniek moet bekeken worden of de restlozing leidt tot een onaanvaardbare waterkwaliteit (immissietoets). Zie ook hoofdstuk 3.

Benzeen is een kankerverwekkende stof die op zowel nationale als internationale stoffenlijsten als prioritair wordt beschouwd. Ook de onlangs verschenen Europese Kaderrichtlijn water classificeert benzeen nog steeds als een prioritare stof. De streefwaarde voor oppervlaktewater, gebaseerd op Verwaarloosbaar Risico (VR), voor benzeen bedraagt 2 µg/l. Concentraties benzeen in productiewater kunnen oplopen tot ca. 800 mg/l. Rondom platforms is er dus een gebied (grootte afhankelijk van o.a. geloosde debiet) waar de streefwaarde in het Noordzeewater wordt overschreden. Bedrijven op het land hebben inmiddels grote inspanningen geleverd om de emissie van benzeen terug te dringen (zie ook overzicht emissie in tabel 4.3).

Invulling van het criterium kosteneffectiviteit (KE), behorend bij de Stand der Techniek voor het terugdringen van benzeen uit offshore productiewater, gebeurt mede op basis van investeringen die in andere industriële sectoren voor het terugdringen van benzeen gedaan worden. Dit referentiekader is beschreven in par. 4.3.2. In andere industriële sectoren worden maatregelen getroffen die overeenkomen met circa 105-140 euro/kg-verwijderd benzeen. In 1990 is het MER 'Lozing oliehoudende mengsels vanaf mijnbouwinstallaties op zee' opgesteld. In dit beleids-MER is in 1990 al aangegeven dat voor aromaten een KE van (afgerond circa 115 euro/kg-verwijderd) gehanteerd zou moeten worden. Volgens de overheid zou de KE voor benzeen voor offshore productiewater dus 115-135 euro/kg-verwijderd) moeten liggen.

### Industriestandpunt

De industrie is van mening dat benzeen nauwelijks effect heeft in/op het mariene milieu, vanwege het feit dat een deel van de geloosde benzeen naar de lucht verdwijnt, waar foto-degradatie plaatsvindt door zonlicht, en de resterende benzeen in zeewater binnen enkele dagen wordt afgebroken. Alleen zeer lokaal (vlakbij een platform) zullen er effecten kunnen optreden; dit is echter niet zichtbaar, de natuur rondom de platforms lijkt positief af te steken bij omringende gebieden.

Daarnaast is de MTR-streefwaarde voor benzeen een factor 10 lager dan op basis van ecotoxiciteit nodig zou zijn in verband met mogelijke humane risico's van benzeen. Hierdoor kan een lagere prioriteit aan de reductie van offshore benzeenlozingen worden gegeven, omdat de humane risico's van een lozing op zee veel lager zijn dan die van een lozing onshore. Dit is in lijn met het Europees denken zoals vastgelegd in document COM(2000) 47 def. [ref. 15].

Tevens wordt verwezen naar de milieubezwaarlijksheidsstudie die is uitgevoerd door TNO [ref. 18], waaruit blijkt dat de invloed van de geloosde zware metalen en benzeen op het mariene milieu kleiner is dan algemeen wordt aangenomen. Het rapport stelt dat de milieubezwaarlijkheid in sterke mate is gerelateerd aan de biobeschikbaarheid van een stof. Een groot deel van de metalen wordt namelijk gebonden aan organisch en anorganisch materiaal waardoor de biobeschikbaarheid sterk gereduceerd wordt. Dit aspect wordt in het algemeen niet meegenomen bij de bepaling van MTR's. Een groot deel van het benzeen verdwijnt naar de lucht en het resterende deel in zeewater wordt snel door biodegradatie (bacteriën)

---

afgebroken. Verder wordt gesteld dat geen grote bioaccumulatie van benzeen wordt verwacht, waardoor ophoping (biomagnificatie) in de voedselketen onwaarschijnlijk wordt geacht.

De industrie is wel van mening dat de benzeenemissie gereduceerd zou moeten worden, zoals overeengekomen in het Convenant, maar de kosteneffectiviteit voor benzeen zou niet meer mogen bedragen dan 45 euro/kg-verwijderd. Bovendien loopt de Nederlandse offshore industrie, op het gebied van benzeenreductie, ver vooruit op de internationale offshore-industrie waar benzeen niet of nauwelijks een issue is. Dit zou moeten meewegen bij het vaststellen van de KE.

### **Voortgang**

Gebleden is dat zowel de overheid als de industrie van mening zijn dat de resultaatsverplichting van 60% reductie t.o.v. 1990 richtinggevend is. De industrie heeft studie laten verrichten waaruit blijkt dat de toepassing van SdT met een KE van 45 euro/kg-verwijderd - in combinatie met andere geplande projecten - de reductiedoelstelling van 60% binnen bereik brengt. Op basis hiervan heeft zij het voorstel gedaan om - bij het ontbreken van een overeengekomen KE - zich te verbinden tot het nemen van een aantal concrete maatregelen op de olie- en gasproductieplatforms, de platformaanpak genoemd (bijlage 7: Programme for reduction of benzene discharges to 2007). Deze maatregelen, uit te voeren in de periode 2001-2004, zullen op 8 platforms uitgevoerd worden. Op 3 platforms zal het productiewater geïnjecteerd worden, en op 5 platforms zal een MPPE systeem (of een andere techniek met minimaal hetzelfde resultaat) geïnstalleerd worden. Ook zullen een aantal platforms in de periode tot en met 2006 (einde BMP-3) stoppen met productie (en dus met lozen). Voormelde concrete maatregelen zijn vastgelegd in een onder het Convenant overeengekomen reductieprogramma tussen de overheid en de industrie. Dit reductieprogramma voorziet ook in een jaarlijkse rapportage over de voortgang in de uitvoering van de overeengekomen maatregelen.

Dit betekent dat de discussie over het niveau van kosteneffectiviteit voor benzeen pas in 2006 hoeft te worden afgerond. Een bijkomend argument voor vaststelling in 2006 is dat de meest nieuwe inzichten betreffende de milieuschadelijkheid van benzeen en de noodzaak tot reductie kunnen worden meegenomen.

In de periode t/m 2006 zullen de emissies van benzeen naar water worden gereduceerd via de afspraken uit de platformaanpak. In deze periode blijven overheid en industrie met elkaar in gesprek, teneinde een kosteneffectiviteit voor benzeen te bepalen, die zal gelden vanaf 2007 (startjaar BMP-4).

#### **4.4.4 Kosteneffectiviteit metalen**

De in hoofdstuk 4.4.2 beschreven RIZA studie naar de kosteneffectiviteit van maatregelen onshore laat zien, dat deze voor zwartelijststoffen (Cd, Hg) liggen tussen circa 1.135 respectievelijk 2.270 euro/kg-verwijderd en voor de som van de overige zware metalen tussen 227 resp. 454 euro/kg-verwijderd voor een vracht van 45-kg/jr. Deze bedragen zijn ook opgenomen in de CUWVO-nota Bodemsanering [10]. Hieruit blijkt onder meer dat de KE voor zwartelijststoffen een factor 5-10 hoger is dan voor overige zware metalen.

Om de verwijdering van de zware metalen in de  $KE_m$  te kunnen sommeren, dient gewicht te worden toegekend aan de individuele metalen, waarmee tevens de milieubezwaarlijkheid tot uitdrukking kan worden gebracht. In tabel 4.5 is het emissieprofiel voor zware metalen weergegeven voor de modelsituatie voor een groot gasplatform.

**Tabel 4.5**

Emissies zware metalen via productie-water voor een groot gasplatform (modelsituatie)

Stof	Emissie (kg/jaar)	MTR onshore totaal ( $\mu\text{g/l}$ )	MTR offshore totaal ( $\mu\text{g/l}$ )
Cadmium	2,45	2	1,7
Kwik	0,074	1,2	1,2
Lood	110	220	219
Nikkel	0,74	6,3	6,3
Zink	735	40	30,1

Uit bovenstaande tabel wordt duidelijk dat het belangrijkste deel van de vracht aan metalen bestaat uit zink (86,6 %). Naast vracht is ook de relatieve schadelijkheid van de individuele metalen voor het ontvangende milieu (=water) bepalend voor de totale milieubezwaarlijkheid van de lozing. Als de MTR-waarden maatgevend zijn voor de milieubezwaarlijkheid, dan wordt de milieubezwaarlijkheid van de lozing van metalen van een groot gasplatform voor een zeer belangrijk deel bepaald door de lozing van zink.

Uit het voorgaande blijkt dat het laagste niveau voor KE voor de som van de overige zware metalen 227 euro/kg-verwijderd bedraagt voor een vracht van ca. 875 kg/jr. Dit rechtvaardigt het uitgangspunt dat de KE voor de som van de overige metalen ingeval van een groot gasplatform ongeveer 227 euro/kg-verwijderd zou moeten bedragen.

Zoals al eerder aangegeven, is de inspanning die in rede mag worden verlangd om een emissie te voorkomen of te beperken ook gerelateerd aan de milieubezwaarlijkheid van een emissie. Hierover meer in § 4.2. Aangezien zink, behorend tot de groep van *overige metalen*, van de geloosde metalen veelal het meest bepalend is voor de lozing, ook in termen van milieubezwaarlijkheid, is zink gekozen tot *gidspareparameter*. Dit wil zeggen dat de milieubezwaarlijkheid van de andere zware metalen gerelateerd is aan de milieubezwaarlijkheid van zink. Omdat milieubezwaarlijkheid niet eenvoudig te definiëren is, zijn de MTR-waarden (stofspectief) gebruikt als richtinggevend criterium voor de milieubezwaarlijkheid, waarbij is aangenomen dat de milieubezwaarlijkheid omgekeerd evenredig is met de MTR-waarde.

In hoofdstuk 4.4.2. is nagegaan wat de KE is voor een gemiddelde industriële lozing op land. Uitgaande van de MTR-totaal als onderscheidend criterium voor milieubezwaarlijkheid en van de gemiddelde KE-niveau's voor zwartelijststoffen en overige stoffen resulteert dit voor zink (op land) in een kosteneffectiviteit van ongeveer 91 euro/kg-verwijderd. In tabel 4.6 is weergegeven, hoe dit voor de offshore situatie leidt tot kosteneffectiviteitsniveau's voor andere stoffen.

Om bij de bepaling van SdT voor de verwijdering van de zware metalen een KE te kunnen sommeren, rekeninghoudend met milieubezwaarlijkheid van individuele stoffen, is gewicht toegekend aan de individuele metalen op basis van het MTR voor de Noordzee. Zie tabel 4.6.

**Tabel 4.6**  
Weegfactoren zware metalen en KE  
(afgeronde waarden)

Stof	MTR * totaal [A] [µg/l]	Weegfactor [WF] {= 30,1x100/MTR}	Kosteneffectiviteit [KE] [euro/kg-verw.] {KE = WF/100x € 91}
Zink	30,1	100	91
Cadmium	1,7	1755	1.597
Kwik	1,2	2557	2.327
Lood	219	14	13
Nikkel	6,3	478	435

\*: Nederlandse Staatscourant - No 114, 16 juni 2000 (gecorrigeerd voor achtergrondconcentratie)

Dit resulteert in KE's voor de afzonderlijke metalen, die bij de beoordeling van de Stand der Techniek dienen te worden gebruikt. Indien er ook een KE voor benzeen wordt vastgesteld, kan de KE van de technieken die zowel metalen als benzeen reduceren, beter worden geëvalueerd.

#### 4.4.5 Milieubezwaarlijkheid

Het begrip milieubezwaarlijkheid is niet eenduidig, waardoor het moeilijk is om de milieubezwaarlijkheid van een lozing te definiëren. De milieubezwaarlijkheid wordt onder andere bepaald door de aard van de geloosde stoffen, door de concentratie, de vracht en de verdunning door stroming, enzovoorts, maar vooral door de invloed op het ontvangende milieu. Voor de bepaling van de totale milieubezwaarlijkheid is op dit moment dan ook nog geen methodiek beschikbaar. De intentie is, dat overheid en industrie gezamenlijk een model zullen ontwikkelen om de relatieve invloed van de verschillende stoffen op het milieu te bepalen (bijlage 7). Hieraan wordt invulling gegeven door de REIM Zee-werkgroep, bestaand uit vertegenwoordigers van V&W-DNZ, V&W-RIKZ, het ministerie van EZ, CML (universiteit van Leiden), TNO-MEP en NOGEPa, die doende is een document op te stellen, waarmee de relatieve invloed van de verschillende stoffen in een productiewaterlozing op het Noordzeemilieu kan worden bepaald. Wanneer dit document beschikbaar komt, zal worden bepaald in hoeverre de toegekende equivalenten - de "Marine Impact Units" - kunnen worden gebruikt voor het bepalen van een totale KE. Het milieueffect is weliswaar voor het brongericht beleid niet relevant, maar kan wel van invloed zijn op de hoogte van de gevraagde inspanning (KE).

#### 4.4.6 Integrale milieuaspecten

De integrale afweging van milieuaspecten is per maatregel in de subwerkgroep vastgesteld, waarbij moet worden opgemerkt dat er (nog) geen equivalente vergelijkingsmethode bestaat om uitstoot naar het water (zee) te vergelijken met uitstoot naar de lucht. In hoofdstuk 4.2.3 is hierop reeds in algemene zin ingegaan. Bij elk milieuaspect dient gestreefd te worden naar minimalisatie. Relevante criteria, die bij een beoordeling beschouwd dienen te worden, zijn:

- emissie naar de lucht (voldoen aan de NeR en BRNeR);
- verbruik van hulpstoffen (toetsen volgens HMCS-besluit);
- energieverbruik;
- afval vrijkomend bij behandeling.

Met betrekking tot afvalproductie wordt geen onderscheid gemaakt in classificatie. Bekend is dat slib- en zoutafzettingen licht radioactief kunnen zijn. Dit kan van grote invloed zijn bij de beoordeling van een techniek die veel slib genereert. Te allen tijde zal gestreefd worden naar minimalisatie van het afval, radioactief of niet. Bij toename van de hoeveelheid afval

---

zal, zeker als het radioactief afval betreft, dit ook in het beoordelingscriterium voor kosten nadrukkelijk een rol gaan spelen.

#### **4.4.7 Veiligheid en gezondheid**

In de factsheets zijn ook opmerkingen opgenomen betreffende veiligheid en gezondheid. Uiteraard zullen alle maatregelen dusdanig geïmplementeerd dienen te worden dat voldaan wordt aan regels op gebied van veiligheid en gezondheid zoals die gelden voor alle procesinstallaties. Technieken waarmee niet aan deze regels voldaan kan worden zijn dan ook niet opgenomen. De aanmerkingen in de factsheets zijn met name bedoeld ter informatie en kunnen helpen bij de selectie als technieken op andere vlakken grotendeels gelijkwaardig zijn.

#### **4.4.8 Eindoordeel maatregel**

De verschillende elementen van de beoordeling worden per stof (stofgroep) en per maatregel weergegeven. Op basis hiervan is in de CIW-subwerkgroep het eindoordeel geformuleerd. Dit is in hoofdstuk 5 weergegeven.



---

## 5 Stand der Techniek en Veelbelovende Maatregelen

---

In dit hoofdstuk worden de resultaten van de overwegingen bij de beoordeling van de maatregelen (beschreven in hoofdstuk 4) weergegeven. Bij de opzet van dit hoofdstuk is er voor gekozen om de resultaten van het onderzoek naar de technische milieuhygiënische haalbaarheid te presenteren naar de te verwijderen stof en tevens voor de financiële aspecten een onderscheid te maken naar de verschillende modelsituaties. Per modelsituatie wordt een ranking gegeven naar kosteneffectiviteit van de techniek. Dit is voor de belangrijkste doelgroepen van deze nota - overheden en industrie - wellicht de meest logische onderverdeling.

Hoewel afgesproken is dat voor benzeen geen kosteneffectiviteit vastgesteld zal worden, wordt in bijlage 6 van de nota nader ingegaan op een methodiek, waarmee op basis van voorliggende informatie over emissies en kosten van maatregelen, tot een nadere invulling van kosteneffectiviteit kan worden gekomen.

### 5.1 Basisinspanning met betrekking tot lozingen (Best Efforts)

Algemeen kan worden gesteld dat op de huidige olie- en gasplatforms reeds een aantal maatregelen wordt getroffen om emissies naar zee te reduceren. Deze kunnen zijn genomen ter verbetering van de bedrijfs-economie, ter vermindering en beheersing van de veiligheidsrisico's, om te voldoen aan de wettelijke lozingseis voor alifaten (40 ppm), in het kader van het Convenant of het beheersen van spills en incidentele lozingen. Niet alleen bij het ontwerp van nieuwe platforms en modificatie van bestaande installaties, maar ook als deze niet gewijzigd worden, wordt er steeds meer aandacht geschonken aan beperking van negatieve milieueffecten. Voorts is er een basispakket van maatregelen dat als 'good housekeeping' of basiszorg voor het milieu aangemerkt kan worden en derhalve voor elk platform van toepassing is. Dit basispakket bestaat onder andere uit:

- Stand der Techniek;
- Standaardvoorzieningen zoals lekbakken, vloeistofdichte vloeren etc.;
- een operationeel milieuzorgsysteem;
- werken volgens Good Operating Practices;
- op basis van het HMCS-besluit geschikte hulpstoffen selecteren;
- productiewater scheiden van het hemel- en schrobwater;
- minimaliseren van chemicaliënverbruik zoals van corrosie inhibitors emulsiebrekers etc.;
- meten en regelen van emissies.

Tot de basisinspanning behoren ook maatregelen als glycol-regeneratie, glycol-terugwinning en het optimaliseren van bestaande technieken. Voorbeelden van optimalisatie zijn het plaatsen van een ballenpakket in het eerste compartiment van een PPI en het voorkomen of opvangen van verstoringen in de vloeistofstromen (slugs). Tot de basisinspanning behoort eveneens het vervangen van zink-anodes door aluminium-anodes wanneer ze aan vervanging toe zijn.

Om aan de lozingseis voor alifaten (40 mg/l) te voldoen, worden een aantal gebruikelijke maatregelen getroffen die ook in het kader deze studie nog eens zijn geëvalueerd.

## 5.2 Geëvalueerde maatregelen

In bijlage 2 is een overzicht weergegeven van alle maatregelen die in beschouwing zijn genomen. De maatregelen die nader zijn geëvalueerd zijn in tabel 5.1 weergegeven. De resultaten van de evaluatie zijn in de factsheets bijgevoegd als bijlage 3. Hierin is tevens een uitgebreidere beschrijving van de maatregel opgenomen.

**Tabel 5.1**  
Overzicht geëvalueerde maatregelen

Nummer	Maatregel	Verwijderde Stoffen/ stofgroepen	Toepassing
<b>A. Preventief</b>			
A.1	Down Hole Separation (olie)	Alle	Olie
A.2	Down Hole Separation (gas)	Alle	Gas
A.3	Mechanical Water shutoff	Alle	Olie/gas
A.5	RVS leidingen	Corrosie inhibitor, aromaten, alifaten	Olie/gas
A.6	Chemical Water shutoff	Alle	Olie/gas
A.7	Isoleren van pijpleidingen	Methanol, glycolen	Gas
<b>B. Procesgeïntegreerd, inclusief deelstroombehandeling</b>			
B.1	Overhead Vapour Combustion (OVC)	Aromaten	Gas
B.2	Vloeistoffen uit condensor naar productie separator	Aromaten	Gas
B.3	Alternatieve gasdroging	Aromaten	Gas
B.4	MPPE (deelstroom)	Aromaten,	Gas
B.5	Stoomstrippen (deelstroom)	Aromaten	Gas
B.6	HD (Hoge Druk) condensaat/ water separator	Alifaten, aromaten	Gas
B.7	Methanol Recovery Unit	Methanol	Gas
<b>C. End of pipe</b>			
C.2	MPPE (eindstroom)	Aromaten, alifaten	Gas
C.4	Membraanfiltratie	Alifaten	Gas
C.5	Skimmertank	Alifaten	Olie/gas
C.6	DGF / IGF (flotatie)	Alifaten, aromaten	Olie/gas
C.7	PPI / CPI (gravitatiescheiding)	Alifaten	Olie/gas
C.9	Hydrocycloon	Alifaten	Olie/gas
C.10	Centrifuge	Alifaten, aromaten	Gas
C.11	Herinjectie	Alle	Olie/gas
C.12	Adsorptiefilter	Alifaten	Gas
C.13	Filter coalescer	Alifaten	Gas
C.14	Stoomstrippen (eindstroom)	Aromaten, alifaten	Gas

## 5.3 Beoordeling en financiële ranking van maatregelen

Aan de hand van de factsheets zijn de technieken op technische en milieuhygiënische geschiktheid en factoren als gezondheid en veiligheid beoordeeld. Bij de technische beoordeling is daarbij nog een onderscheid gemaakt tussen technieken, die op dit moment als Stand der Techniek beschouwd worden en technieken die veelbelovend zijn. Voor de financiële beoordeling zijn KE's opgenomen voor de te verwijderen stof of stofgroep en voor de drie modelsituaties.

Technieken beoordeeld als SdT kunnen niet in elke situatie zonder meer worden toegepast. Bijvoorbeeld: technieken als MPPE, Stoomstrippen, Methanol Recovery Unit, Filter/coalescers en Adsorptiefilters vereisen een relatief laag zoutgehalte van het productiewater om succesvol te kunnen worden toegepast. Ook het vaste-stofgehalte (zand, klei etc.) kunnen beperkingen vormen voor technieken als Filter/coalescers en Adsorptiefilters.



Andere technieken zoals OVC zullen in eerste instantie alleen voor nieuwe installaties worden overwogen, omdat vervanging op een bestaande installatie niet alleen bijzonder kostbaar is maar er ook een aanzienlijk productieverlies wordt geleden tijdens de installatieperiode.

De toepasbaarheid van Mechanical en Chemical Water shutoff is sterk afhankelijk van de reservoir- eigenschappen en de wijze waarop een put gecompleteerd is.

Met betrekking tot membraantechnologie is onder meer vervuiling van de membranen een probleem dat nog niet afdoende is opgelost, zodat deze techniek nog niet als SdT maar als VM is aangemerkt.

Indien waterinjectie bijdraagt tot verhoging van de productie, zoals meestal het geval is bij injectie in olievelden of het aquifer dat het veld op druk houdt, dan wordt het water gezien als mijnbouwhulpstof en kan injectie zonder meer worden toegepast. Voor de injectie van productiewater in gasvelden is echter de instemming van de overheid vereist.

### 5.3.1 Technieken voor verwijdering van meerdere componenten

Een aantal van de beoordeelde technieken resulteert in de vermindering van de milieubelasting voor meerdere groepen van stoffen. De meeste preventieve technieken voldoen hier aan.

**Tabel 5.2**

Beoordeling technieken die meerdere componenten verwijderen

Nummer	Maatregel	Stoffen/stofgroepen productiewater	Beoordeling
A.1	Down Hole Separation, olie	Alle	VM
A.2	Down Hole Separation, gas	Alle	VM
A.3	Mechanical water shut off	Alle	SdT
A.5	RVS leidingen	Corrosie inhibitor, aromaten, alifaten	SdT
A.6	Chemical water shut off	Alle	SdT
B.6	HD condensaat/water separator	Alifaten, aromaten	SdT
C.2	MPPE (eindstroom)	Aromaten, alifaten	SdT
C.6	DGF / IGF (flotatie)	Alifaten, aromaten *	SdT
C.10	Centrifuge	Alifaten, aromaten *	SdT
C.11	Herinjectie	Alle	SdT
C.14	Stoomstrippen	Aromaten, alifaten	SdT

\* Aromaten verwijdering alleen bij hoge concentraties

Uit bovenstaande tabel blijkt dat Down Hole Separation en Membraan-technieken nog niet voldoen aan de stand der techniek, hoewel de werkgroep met name voor Down Hole Separation goede mogelijkheden ziet in de toekomst. Momenteel is deze techniek echter nog te kostbaar en onvoldoende betrouwbaar. De financiële evaluatie van deze technieken is niet separaat opgenomen maar geïntegreerd in de kosten voor de verwijdering van de verschillende componenten.

### 5.3.2 Technieken voor verwijdering van benzeen

Tabel 5.3 vermeldt welke technieken op basis van technische argumenten geschikt zijn voor de verwijdering van benzeen. Dit technische oordeel is exclusief kosteneffectiviteit, aangezien deze afhankelijk is van de werkelijke situatie en daarom per platform sterk kan verschillen. Kosten-effectiviteiten voor de modelsituaties zijn alleen opgenomen als zij konden worden berekend. In een aantal gevallen was dit niet mogelijk doordat de kosten teveel bepaald worden door de omstandigheden. De vermelde bedragen (afkomstig van de factsheets) zijn afgerond. Alle genoemde technieken voldoen op gebied van technische, milieuhygiënische, gezondheids- en veiligheidsbeoordelingscriteria.

---

Een aantal van de hieronder genoemde technieken wordt vaak al toegepast. Het verwijderingsrendement is op de factsheets globaal aangegeven omdat veel van deze technieken complementair zijn. Een voorgeschakelde techniek kan een grote invloed hebben op het rendement, omdat deze medebepalend is voor de benzeenconcentratie van het te behandelen water.

Veel gebruikte procesgeïntegreerde technieken op gas platforms zijn HD condensaat/water separator (B.6), RVS leidingwerk en vaten (A.5) (door betere water-condensaatscheiding resulteren deze in verminderde benzeenlozingen), en Vloeistoffen uit condensor naar productie separator (B.2). Een minder gebruikte techniek is Stoomstrippen (deelstroom). Deze vraagt veel energie en meer complexe apparatuur. Bij Stoomstrippen (eindstroom) kunnen zoutafzettingen problemen opleveren.

Voor nieuw te bouwen platforms kan OVC (B.1) worden toegepast. Deze techniek moet concurreren met B.2, maar is wel veel effectiever.

Een veel gebruikte nageschakelde techniek is een condensaat/water separator met een platenpakket, welke dan gecombineerd kan worden met een DGF c.q. IGF installatie of een Centrifuge. Een relatief nieuwe maar zeer effectieve techniek is MPPE (B.4 en C.2). De techniek is relatief complex en kostbaar maar kan bij voldoende doorzet kosteneffectief zijn. MPPE is wel gevoelig voor vervuiling door zouten en vaste stoffen zoals zand en klei.

Het toepassen van Alternatieve gasdroging, waar ook weer verschillende technieken voor zijn (IFPEX, DRIZO, Twister etc.), wordt sterk bepaald door de eigenschappen van het gas en andere ontwerp-parameters. De hogere kosten, als daar al sprake van is, kunnen alleen voor individuele gevallen berekend worden.

Down Hole Separation (gas) is nog in de ontwikkelingsfase en zal eerst onshore nog vaker uitgetest moeten worden.

De waterbehandelingstechnieken op olie platforms zijn doorgaans niet gericht op benzeenverwijdering omdat de benzeen-concentraties slechts een paar mg per liter bedragen.

Mechanical en Chemical Water shutoff zullen pas worden overwogen wanneer er waterdoorbraak bij de olie- of gasproductie plaatsvindt, hetgeen moeilijk is te voorspellen.

Absorptiefilters zullen niet snel worden toegepast wegens het afval dat wordt geproduceerd. Zij kunnen bijvoorbeeld worden ingezet om het hoofd te bieden aan een tijdelijke verhoogde uitval door bijvoorbeeld operationele problemen in het proces.

.....

Tabel 5.3

Beoordeling van technieken voor de verwijdering van benzeen (bedragen zijn afgerond)

Nummer	Maatregel	Beoordeling	Gasplatform klein (0,2 m³/h)		Gasplatform groot (1,4 m³/h)		Olieplatform (150 m³/h)	
			Nieuw [euro/kg]	Bestaand [euro/kg]	Nieuw [euro/kg]	Bestaand [euro/kg]	Nieuw [euro/kg]	Bestaand [euro/kg]
A.1	Down Hole Separation (olie)	VM	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	800	1.460
A.2	Down Hole Separation (gas) *	VM	n.b.	n.b.	660	1.320	n.v.t.	n.v.t.
A.3	Mechanical Water shutoff*	SdT	n.v.t.	1.370 - 5.660	n.v.t.	120 - 490	n.v.t.	110 - 230
A.5	RVS leidingen*	SdT	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.
A.6	Chemical Water shutoff*	SdT	n.v.t.	1.160 - 3.370	n.v.t.	95 - 290	n.v.t.	80 - 580
B.1	Overhead Vapour Combustion (OVC)	SdT	20	530	< 1	95	n.v.t.	n.v.t.
B.2	Vloeistoffen condensor naar productieseparator	SdT	200	380	35	60	n.v.t.	n.v.t.
B.3	Alternatieve gasdroging	SdT	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.v.t.	n.v.t.
B.4	MPPE (deelstroom)	SdT	360	610	60	100	n.v.t.	n.v.t.
B.5	Stoomstrippen (deelstroom)	SdT	215	350	50	80	n.v.t.	n.v.t.
B.6	HD condensaat/water separator	SdT	95	n.b.	5	n.b.	n.v.t.	n.v.t.
C.2	MPPE (eindstroom) *	SdT	1.780	2.700	145	210	n.v.t.	n.v.t.
C.6	DGF / IGF (flotatie) **	SdT	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.v.t.	n.v.t.
C.10	Centrifuge **	SdT	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.v.t.	n.v.t.
C.11	Herinjectie*	SdT	23.950	39.050	1.580	2.590	750	1.150
C.14	Stoomstrippen (eindstroom) *	SdT	2.410	3.400	225	330	n.v.t.	n.v.t.

\* verwijderd niet alleen benzeen en BTEX

\*\* verwijderd condensaat en daarmee benzeen dat zich in het condensaat bevindt

n.b.: niet berekend wegens onvoldoende gegevens

n.v.t.: toepassing wordt niet realistisch geacht

---

### 5.3.3 Technieken voor het verwijderen van alifaten

Er is voor alifaten een lozingsnorm waaraan voldaan moet worden (hoofdstuk 3.2). Een beoordeling van technieken, zowel op kosteneffectiviteit als op technische haalbaarheid en indeling in Stand der Techniek of Veelbelovende maatregel, om te bepalen of een techniek wel of niet dient te worden toegepast, is daardoor niet relevant. De nationale en internationale regelgeving bieden voldoende mogelijkheden voor het beperken van de emissie van alifaten. Daarom is voor de verwijdering van alifaten géén kosteneffectiviteit vastgesteld. Er zijn wel factsheets opgesteld, om inzicht te geven in de mogelijkheden en de kosten, waarvan de resultaten in de onderstaande tabel zijn samengevat. De vermelde bedragen (afkomstig van de factsheets) zijn afgerond.

Veel van de hieronder genoemde technieken worden standaard toegepast, waarbij een aantal complementair zijn. De verwijderingseffectiviteit is dan ook vaak moeilijk aan te geven, omdat die afhangt van de voorgeschakelde techniek, die bepaalt wat de alifatenconcentratie zal zijn van het te behandelen water. Een veel gebruikte combinatie op olieplatforms is een PPI gevolgd door een IGF installatie. Centrifuges zullen hier niet snel worden toegepast omdat deze minder geschikt zijn voor grotere hoeveelheden water en een soortgelijk rendement hebben als een IGF installatie. Wel kan een hydrocycloon worden voorgeschakeld ter vervanging van een PPI of om de concentratie naar de PPI te verlagen.

Een aantal technieken is met name van toepassing op gasplatforms zoals in tabel 5.1 aangegeven. Hieronder vallen ook de technieken die alleen effectief kunnen worden ingezet op gas platforms, zoals MPPE (eindstroom), Centrifuges, Membraantechnologie, Filter coalescer en Stoomstrippen (eindstroom). RVS leidingen voor reductie van alifaten hebben voornamelijk betrekking op gasplatforms waar de injectie van corrosie-inhibitor emulsievorming en daarmee een verhoogde alifatenconcentratie veroorzaakt. Hydrocyclonen zijn in het algemeen minder geschikt voor gasplatforms door het relatief lage maar vooral discontinue debiet en de kleine druppelgrootte.

Met Skimmertanks kunnen geen lage effluentconcentraties worden bereikt, maar zo kunnen worden ingezet voor kleine hoeveelheden water. Zij vertonen veel overeenkomst met de zwaartekracht separatoren welke de eerste stap vormen in de olie-water- of water-condensaatscheiding.

Adsorptiefilters zullen zelden worden toegepast in verband met het geproduceerde afval, maar kunnen worden ingezet om het hoofd te bieden aan een tijdelijke verhoogde uitval bijvoorbeeld door operationele problemen in het proces.

.....

Tabel 5.4

Beoordeling van technieken voor de verwijdering van alifaten (bedragen zijn afgerond)

Nummer	Maatregel	Oordeel (excl. kosten)	Gasplatform klein (0,2 m <sup>3</sup> /h)		Gasplatform groot (1,4 m <sup>3</sup> /h)		Olieplatform (150 m <sup>3</sup> /h)	
			Nieuw [euro/kg]	Bestaand [euro/kg]	Nieuw [euro/kg]	Bestaand [euro/kg]	Nieuw [euro/kg]	Bestaand [euro/kg]
A.1	Down Hole Separation (olie)*	VM	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	50	90
A.2	Down Hole Separation (gas) *	VM	n.b.	n.b.	2.410	4.840	n.v.t.	n.v.t.
A.3	Mechanical Water shutoff*	SdT	n.v.t.	2.060 - 8.490	n.v.t.	420 - 1.800	n.v.t.	6 - 14
A.5	R/S leidingen*	SdT	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.
A.6	Chemical Water shutoff*	SdT	n.v.t.	1.740 - 5.060	n.v.t.	360 - 1.070	n.v.t.	5 - 35
B.6	HDCondensaat/water separator	SdT	225	n.v.t.	40	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
C.2	MPPE (eindstroom)	SdT	6.000	9.120	1.190	1.730	n.v.t.	n.v.t.
C.4	Membraantechnologie	VM	3.420	5.140	1.120	1.520	n.v.t.	n.v.t.
C.5	Skimmertank	SdT	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.
C.6	DGF / IGF (flotatie)	SdT	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.
C.7	PPI / CPI (gravitatiescheiding)	SdT	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.
C.9	Hydrocycloon	SdT	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	22	38
C.10	Centrifuge	SdT	1.660	990	470	310	n.v.t.	n.v.t.
C.11	Herinjectie*	SdT	35.930	58.580	5.780	9.500	45	70
C.12	Adsorptiefilter	SdT	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.
C.13	Filter coalescer	VM	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.
C.14	Stoomstrippen (eindstroom)	SdT	3.580	5.050	840	1.210	n.v.t.	n.v.t.

\* verwijderd niet alleen alifaten  
n.b.: niet berekend wegens onvoldoende gegevens  
n.v.t.: toepassing wordt niet realistisch geacht

### 5.3.4 Technieken voor de verwijdering van zware metalen

**Tabel 5.5**

Beoordeling van technieken voor de verwijdering van zware metalen

Nr.	Maatregel	Beoordeling
A.1	DHS olie: Down Hole Separation (olie)*	VM
A.2	DHS gas: Down Hole Separation (gas)*	VM
A.3	Mechanical Water shutoff*	SdT
A.6	Chemical Water shutoff*	SdT
C.11	Herinjectie*	SdT

\* verwijderd niet alleen zware metalen

Voor de specifieke verwijdering van zware metalen is voor offshore toepassing geen techniek gevonden die aan de criteria voor stand der techniek voldoet. Ook zou verwijdering van zware metalen altijd een relatief grote reststroom opleveren omdat zware metalen niet afgebroken kunnen worden. De maatregelen A.3, A.6 en C.11 behoren wel tot de Stand der Techniek, maar verwijderen ook andere componenten dan zware metalen.

De kosteneffectiviteit van de maatregelen voor de modelsituaties is in tabel 5.6 weergegeven (de bedragen uit de factsheets zijn afgerond). In plaats van de  $KE_m$  voor alle metalen afzonderlijk weer te geven is de  $KE_m$  voor zink-equivalenten vermeld. In deze somparameter zijn de zware metalen met de weegfactor op basis van hun MTR, zoals berekend in tabel 4.6, gesommeerd. Dat geeft een beter beeld dan wanneer de  $KE_m$  wordt berekend op basis van de gesommeerde vrachten.

**Tabel 5.6**

Kosteneffectiviteit zware metalen, als zink-equivalent (afgeronde bedragen)

Factsheet	Omschrijving	Gasplatform klein (0,2 m <sup>3</sup> /h)		Gasplatform groot (1,4 m <sup>3</sup> /h)		Olieplatform (150 m <sup>3</sup> /h)	
		Nieuw [euro/kg]	bestaand [euro/kg]	Nieuw [euro/kg]	bestaand [euro/kg]	Nieuw [euro/kg]	bestaand [euro/kg]
A.1	Down Hole Separation (olie)	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	22.490	41.260
A.2	Down Hole Separation (gas)*	n.b.	n.b.	32.640	64.440	n.v.t.	n.v.t.
A.3	Mechanical water shut off*	n.v.t.	39.560 - 162.930	n.v.t.	5.640 - 23.950	n.v.t.	2.990 - 6.460
A.6	Chemical water shut off*	n.v.t.	33.410 - 9.7120	n.v.t.	4.730 - 14.190	n.v.t.	2.230 - 16.190
C.11	Herinjectie	688.000	1.122.000	78.200	128.500	21.220	32.400

Herinjectie is de meest effectieve techniek omdat hiermee in principe al het productiewater kan worden geïnjecteerd. De kosten zijn aanzienlijk, tenzij er een voor injectie geschikte put voorhanden is.

### 5.3.5 PAK's en aromaten

PAK's en aromaten anders dan benzeen (tolueen, ethylbenzeen en eylenen) zijn bij de selectie van de Stand der Techniek niet als grootste probleemstoffen behandeld. Uiteraard zijn ze wel onderdeel van de taakopdracht.

Voor deze aromaten kan gesteld worden dat ze met een vergelijkbare effectiviteit en efficiëntie verwijderd worden door de inzet van de voor benzeen geschikte technieken. Voor PAK's geldt dit voor een aantal technieken ook, dat wil zeggen voor 100% door de preventieve technieken en grotendeels door de technieken die gebaseerd zijn op absorptie. Technieken, die gebaseerd zijn op de vluchtigheid van de aromaten zoals

---

Stoomstrippen, zullen voornamelijk een positief effect hebben op de lichtere PAK's zoals naftaleen. De verwachte verwijderingsrendementen zijn op de Factsheets vermeld.

### 5.3.6 Hulpstoffen

In de offshore industrie worden diverse productiechemicaliën toegepast zoals corrosie-inhibitors, demulsifiers, scale inhibitors, anti-schuim-middelen, biocides en gashydraat inhibitors. Per bedrijf wordt een beperkt aantal productiechemicaliën gebruikt (circa 5 soorten). In totaal gaat het om circa 35 producten, met daarin 70 stoffen, waarvan er op basis van de pré-screening van het HMCS Besluit 38 in aanmerking zouden komen voor substitutie door milieuvriendelijker producten.

De omvang van het verbruik van hulpstoffen is vaak gerelateerd aan de doorzet van de te behandelen productiestroom. De toegevoegde hulpstof moet namelijk in zodanige concentratie in het systeem voorkomen dat een effectieve werking is gegarandeerd. Een deel van de hulpstoffen zal in de waterstroom worden opgenomen en als gevolg daarvan worden geëmitteerd naar het ontvangende milieu. De omvang van de emissie wordt onder andere bepaald door de mate van afscheiding in het proces, door de oplosbaarheid in het water, en door andere stofintrinsicke eigenschappen.

De invloed op het milieu van de hulpstoffen wordt niet alleen bepaald door de omvang van de geloosde hoeveelheid en concentratie van de hulpstoffen maar ook door de milieuhygiënische eigenschappen van de toegepaste stoffen. Keuze van de juiste hulpstof is dus de eerste stap die moet worden gezet. Het moet effectief zijn en daarnaast een zo gering mogelijke invloed op het milieu hebben. Bij de selectie van stoffen zal worden voldaan aan de criteria zoals is vastgelegd in het Harmonised Mandatory Control Scheme (HMCS), conform het OSPAR Besluit 2000\2. HMCS bestaat uit:

1. HOCNF (Harmonised Offshore Chemical Notification Format): een standaard formaat waarin alle benodigde gegevens bij het bevoegd gezag moeten worden aangeleverd om een beoordeling uit te kunnen voeren.
2. Préscreening: mechanisme waarmee de meest milieubezwaarlijke stoffen gesignaleerd worden (bijv. DYNAMEC-stoffen of zwartelijst-stoffen) die in principe altijd uitgefaseerd moeten worden; stoffen worden getoetst aan eigenschappen als toxiciteit, afbreekbaarheid en bioaccumulerende potentie.
3. CHARM model; dus alleen voor stoffen die door de préscreening heen komen, dan wel stoffen die niet door de pré screening heenkomen, maar waarvoor op dat moment nog geen alternatief voorhanden is.

Naast de juiste keuze van de hulpstoffen is ook een juiste minimale dosering van deze stoffen essentieel. Dosering moet zodanig worden afgeregeld dat de concentratie voldoende is om een effectieve werking te garanderen. Om te komen tot een optimale conditionering van het systeem moet informatie voorhanden zijn over het gedrag van de hulpstoffen in het systeem.

Door deze stoffen te "monitoren" in het systeem kan worden nagegaan of inderdaad sprake is van 'optimale conditionering'. Vooral ook indien sprake is van afscheiding of absorptie in het systeem is monitoring van groot belang. Met behulp van de verkregen meetwaarden kan de dosering geoptimaliseerd worden, bijvoorbeeld door een regeling die proportioneel is aan de doorzet.

---

Dit kan het meest effectief plaatsvinden indien de monitoringssystemen worden gekoppeld aan automatische doseersystemen. In een veel gevallen is het zeer complex zo niet onmogelijk om relevante parameters te meten, waarop het verbruik rechtstreeks kan worden gestuurd. Een voorbeeld, waarbij dit wel kan, is de conditionering van koelwaterstromen en brandbluswatersystemen met behulp van actief chloor.

Bewustwording van de problematiek van het gebruik van additieven voor koelwater, het monitoren van concentraties en verbruikshoeveelheden gekoppeld aan de toepassing van automatische dosering bij de conditionering van koelwaterstromen in de onshore industrie (chemische industrie en de E-sector) heeft bij een groot aantal bedrijven geleid tot een forse reductie van het verbruik van chloor voor koelwaterconditionering (50-60 %). Ook bij koelwater gaat het in veel gevallen om zout- of brak waterstromen (55 %). Op nieuwe installaties worden brandblussystemen ook wel droog uitgevoerd of tijdens stand-by gevuld met zoet water waardoor de noodzaak tot conditionering met chloor voor deze stromen sterk wordt gereduceerd.

De invloed op het milieu van hulpstoffen wordt mede bepaald door de hoogte van de restconcentratie en de vracht van de hulpstoffen in het geloosde water. Vanuit milieu oogpunt maar ook vanuit economisch perspectief moet worden gestreefd naar een keuze van hulpstoffen met voldoende effectiviteit, een zo gering mogelijke invloed op het milieu (HMCS), en een zo laag mogelijk verbruik door optimalisatie van de dosering. Overdosering van hulpstoffen is niet alleen economisch onaan-trekkelijk maar kan ook minder effectief zijn (corrosie).

Voor het verwijderen van methanol uit productiewater behoort MRU (Methanol Recovery Unit) tot de SdT. Omdat continue injectie van methanol slechts incidenteel voorkomt, is er in deze nota geen KE voor methanol vastgesteld, maar er is wel een factsheet opgesteld. Indien continu methanol wordt geïnjecteerd dient per individuele situatie te worden bepaald of een MRU kosteneffectief geïnstalleerd kan worden.

## **5.4 Ontwerpfilosofie**

### **5.4.1 Ontwerpproces**

In zijn algemeenheid geldt dat beslissingen in de initiële projectfase de grootste invloed hebben op het eindresultaat en ook vaak (kosten) effectiever (kosten) blijken te zijn. Het adresseren van milieuaspecten waarin de totale levensduur van een veld wordt bekeken tijdens de projectinitiatie is dan ook zeer effectief. Ook het toepassen van een multi-disciplinaire aanpak waarin ontwerpers samenwerken met milieudeskundigen, vertegenwoordigers van "sub surface" disciplines en economen is hierbij van groot belang om tot een goed resultaat te komen. Praktijkvoorbeelden hiervan zijn:

1. het selecteren van de transportroute van de productiestromen, waarbij men de keuze heeft tussen een platform waar het productie water geïnjecteerd wordt of een platform waar het water geloosd wordt, waarbij overige parameters, zoals bijvoorbeeld kosten, soortgelijk zijn;
2. het identificeren van de mogelijkheid van waterdoorbraak in de toekomst en het vervolgens reserveren van ruimte om in de toekomst additionele technieken te kunnen plaatsen. Indien deze vereiste tijdens de conceptuele ontwerpfase wordt ingebracht, kunnen deze technieken tegen geringe meerkosten worden verwezenlijkt. Als na inbedrijfname



---

van een installatie alsnog extra ruimte moet worden gecreëerd gaat dit veelal gepaard met zeer hoge kosten.

#### **5.4.2 Ontwerpprincipes**

Preventieve technische oplossingen zijn effectiever dan het toepassen van nageschakelde technieken. Het toepassen van nageschakelde reinigingstechnieken is in zijn algemeenheid duurder en kan weer leiden tot emissies naar andere compartimenten van het milieu.

Het gebruik van hoge-drukseparatie, waarbij de vorming van kleine olie- of condensaatdruppeltjes wordt voorkomen, is zeer effectief in het overbodig maken van dure nageschakelde technieken zoals centrifugaalscheiding. Ook het toepassen van Duplex, RVS of GRP leidingwerk en gecoate vaten kunnen het injecteren van corrosie inhibitor overbodig maken, waarmee de waterkwaliteit aanzienlijk kan verbeteren. In het ontwerpstadium zullen ook de alternatieve gasdrogingssystemen moeten worden overwogen. Als deze systemen binnen de technische eisen kunnen worden toegepast, dan kan niet alleen een grote reductie in de benzeen uitstoot worden gerealiseerd, maar tevens een aanzienlijke besparing op de investeringskosten. Het voorkomen van waterdoorbraak door een intelligent putontwerp, waarbij het ontwerp zo wordt aangepast dat in de toekomst waterafsluiting relatief goedkoop kan worden uitgevoerd, geeft zowel een betere economische als milieutechnische oplossing. Bij de selectie van maatregelen dient men zich voorts te realiseren dat de vloeistoffen uit de condensor van de glycolregenerator de belangrijkste bron van benzeen in het productiewater van gas platforms vormen. Samenvattend kan worden gesteld dat milieutechnische aspecten in een vroegtijdig stadium moeten worden onderkend en geadresseerd.

#### **5.5 Voorzieningen op nieuwe platforms**

Bij de eerste ontwikkeling van een productieveld is de hoeveelheid vrijkomend productiewater doorgaans gering. Later tijdens de productie van een veld blijkt de hoeveelheid productiewater, en daarmee de vuillast, doorgaans toe te nemen. Dit zou er toe kunnen leiden dat bij de nieuwbouw van een platform geen voorzieningen opgenomen worden voor de behandeling van productiewater omdat dit (bij de verwachte lage vuilvracht) niet kosteneffectief is. Indien in een later stadium de waterproductie stijgt zou mogelijk de kosteneffectiviteit niet gehaald kunnen worden, omdat het treffen van additionele voorzieningen zoals extra bouwruimte en energievoorziening offshore erg duur zijn.

Om dit te voorkomen, is afgesproken dat voor nieuwe platforms, waarvan de bouw wordt aangevangen later dan 6 maanden na het van kracht worden van deze nota, de extra kosten voor ruimtebeslag, additionele constructievoorzieningen en energievoorzieningen niet meer meegenomen worden bij de beoordeling op kosteneffectiviteit van eventueel later te implementeren maatregelen. Met energievoorzieningen wordt hier bedoeld extra capaciteit in de elektrische generatoren, transformatoren, kortsluitvermogen en schakelkasten. De kosten voor de aansluiting (MCC's, kabels etc.) mogen wel meegerekend worden. De installatiekosten en alle apparatuur, welke specifiek nodig is voor het installeren van de onderhavige techniek, mogen uiteraard ook meegerekend worden. Hieronder vallen ook de kosten voor ontwerpstudies, additionele leidingen, instrumentatie, veiligheidsvoorzieningen en dergelijke.

Hiermee staat het de maatschappijen vrij om voorzieningen al bij de bouw van een platform voor te bereiden, zodat dit later geen argument kan zijn om productiewater niet te behandelen.

## 5.6 De milieuhygiënische en financiële balans

Uit hoofdstuk 4 is duidelijk geworden dat bij invulling van het criterium kosteneffectiviteit KE, behorend bij Stand der Techniek, een aantal aspecten een rol spelen. Informatie over kosten van maatregelen voor de behandeling van qua samenstelling en omvang met productiewater vergelijkbare stromen afkomstig van andere industriële (niet-offshore) sectoren (indien voorhanden), wordt in eerste instantie als uitgangspunt gebruikt voor de vaststelling van de kosteneffectiviteit behorend bij Stand der Techniek (referentiekader).

Ook andere aspecten worden meegenomen bij een meer precieze invulling van het criterium kosteneffectiviteit (KE). Het gaat hierbij om consequenties van toepassing van Stand der Techniek voor de sector als geheel, in termen van de (financiële) inspanning door de gehele sector en het overall milieurendement, als functie van het gekozen kosteneffectiviteitsniveau (KE).

### 5.6.1 Over kosteneffectiviteit voor maatregelen ter vermindering van emissies aan benzeen

Voor benzeen wordt vooralsnog geen kosteneffectiviteit vastgesteld. In het reductieprogramma voor benzeen tussen overheid en de offshore-industrie zijn voor een achttal platforms maatregelen vastgesteld voor de vermindering van de emissies aan benzeen (hoofdstuk 4.3.3). Aanvullende informatie over het referentiekader is te vinden in bijlage 6.

### 5.6.2 Kosteneffectiviteit voor maatregelen ter vermindering van emissies aan zware metalen

In de navolgende tabel zijn de kosten van maatregelen voor de verwijdering van zware metalen nog eens weergegeven.

**Tabel 5.16**  
Kosteneffectiviteit van maatregelen ter beperking van emissies aan zware metalen

Stof	Kosteneffectiviteit [KE] [euro/kg-verw.]
Zink	91
Cadmium	1.597
Kwik	2.327
Lood	13
Nikkel	435

Uit de factsheets blijkt dat de kosten van maatregelen voor de verwijdering van (alleen) zware metalen uit offshore productiewater aanzienlijk hoger uitvallen dan maatregelen ter behandeling van vergelijkbare stromen in andere industriële (niet-offshore) sectoren. Hoge transportkosten voor afval en de geringe concentraties zijn hier debet aan. Op grond van de modelsituaties kan worden geconcludeerd dat de verwijdering van zware metalen uit productiewater niet kosteneffectief is, dat wil zeggen niet binnen de daarvoor geldende criteria conform definitie van Stand der Techniek, kan plaatsvinden. In de praktijk kunnen de kosten aanzienlijk lager zijn dan in de modelsituatie, bijvoorbeeld door het beschikbaar zijn

---

van een voor waterinjectie geschikte put. De daadwerkelijke kosten zullen dan ook van geval tot geval bepaald moeten worden.

Indien maatregelen naast metalen ook andere stoffen verwijderen uit productiewater, moet ook dat worden meegenomen in de totale evaluatie van maatregelen. Een probleem dat zich hierbij kan voordoen is, dat de verschillende emissies niet vergeleken kunnen worden. Op dit moment is nog géén vastgestelde methodiek voorhanden, waarmee het milieueffect van emissies naar water kan worden uitgedrukt in uniforme eenheden. Daardoor is vergelijking van verschillende emissies in kwantitatieve zin of op basis van equivalenten op dit moment nog niet mogelijk.

## 5.7 Toepassing Stand der Techniek

Deze CIW-nota is niet alleen bedoeld voor de beoordeling van BMP en MER door de overheden, maar vooral ook als handleiding voor de industrie om te bepalen wanneer welke SdT en dient te worden toegepast. Stand der Techniek voor een specifieke installatie wordt niet alleen gedefinieerd door de technische haalbaarheid, maar tevens door de kosteneffectiviteit ( $KE$ ). Dat wil zeggen dat maatregelen met hoge kosten, dus waarbij  $KE_w$  groter is dan  $KE$ , niet als "Stand der Techniek" voor die specifieke situatie worden beschouwd. Voor nieuw te bouwen platforms dienen de berekeningen van de  $KE_w$ 's voor benzeen en metalen als onderdeel van de MER te worden overlegd. Voor bestaande installaties vormt dit een onderdeel van het BMP.

De verplichting tot het al of niet toepassen van een techniek voor bestaande installaties wordt mede bepaald door het resterende aantal productie jaren. Voor de periode tot 1-1-2007 is de verplichting tot het installeren van SdT voor benzeen beperkt tot hetgeen is vastgelegd in de overeenkomst tussen de overheid en de industrie (2001). Additionele maatregelen zijn alleen vereist op basis van de zogenaamde 'Best Efforts', hetgeen ook een verplichting volgens het Convenant is. Voor alle installaties dient SdT te worden toegepast indien de  $KE_w$  lager is dan de  $KE$  voor SdT. Indien de verwachte initiële waterproductie resulteert in een te hoge  $KE_w$ , dan hoeft de techniek nog niet te worden geïnstalleerd, maar dienen hiervoor wel voorzieningen te worden getroffen. Hierop is in hoofdstuk 5.4 ingegaan.

Veelbelovende maatregelen zijn in de nota beschreven om deze technisch en economisch te kunnen toetsen aan de criteria voor Stand der Techniek. Als blijkt dat op basis van testen of andere praktijkervaring, deze maatregelen technisch voldoen, dan dienen zij alsnog tot de Stand der Techniek gerekend te worden.

Als op grond van de ontwerpgegevens verwacht mag worden dat de benzeenemissies meer zijn dan 1 ton/jaar, dan is in ieder geval een gedetailleerde evaluatie van technieken en  $KE_w$  vereist. Bij lagere benzeenemissies zal van geval tot geval bekeken moeten worden of het wenselijk en zinvol is om dergelijke gedetailleerde evaluaties uit te voeren. Wel dienen gebruikelijke emissiereducerende technieken te worden toegepast, evenals "Best Efforts".

De berekening van de investerings- en exploitatiekosten dient te worden uitgevoerd overeenkomstig bijlage 5. In deze bijlage zijn normbedragen opgenomen voor de operationele kosten welke zijn gebruikt bij de  $KE_m$  bepaling voor de modelsituaties. De werkelijke  $KE_w$  dient echter voor de actuele platformsituatie te worden doorgerekend met de op dat moment

---

verwachte kosten. Alle kosten dienen binnen redelijke grenzen te worden onderbouwd met prijsopgaven van leveranciers etc. Een belangrijk onderscheid in de afschrijving van de investeringskosten is de afschrijvings-termijn van 5 jaar voor bestaande installaties en 10 jaar voor nieuwe platforms.

Voor installaties met een voorziene levensduur van minder dan 10 jaar mag de werkelijke levensduur gebruikt worden voor de afschrijving. Het voordeel van vrije afschrijving t.o.v. afschrijving in 5 jaar dient te worden verdisconteerd in de afschrijvingscomponent bij de KE berekening. Indien er sprake is van vervanging van (delen van) installaties, welke nog niet zijn afgeschreven, dan mag het nog niet afgeschreven deel bij de investeringskosten geteld worden. Bij de bepaling van de investeringskosten mogen maximaal 10% van de totale investeringskosten worden berekend voor 'overhead', engineering/design en projectmanagement. Belastingen worden bij de berekening van de  $KE_w$  buiten beschouwing gelaten. Eventuele subsidies dienen wel te worden meegerekend, waarbij het deel dat teniet wordt gedaan door belastingen in mindering mag worden gebracht.

### Keuze van maatregelen

Bij de selectie van maatregelen heeft het de voorkeur om de prioriteit te leggen bij achtereenvolgens 1) preventieve maatregelen, 2) procesgeïntegreerde maatregelen en 3) end-of-pipe maatregelen. Deze prioriteitsstelling is vrij algemeen, maar toch mag verwacht worden dat zowel vanuit oogpunt van zuiveringsrendement als van kosteneffectiviteit ( $KE_w$ ) langs deze weg een optimale keuze kan worden gemaakt.

### Rekenvoorbeeld

Bij de bepaling van de  $KE_w$  voor herinjectie van 150 m<sup>3</sup>/uur (22.600 bbls/d) voor een bestaand platform in een olieveld gaat men als volgt te werk. In dit rekenvoorbeeld is het werkelijke platform gelijk aan het modelolieplatform voor wat betreft concentraties en debieten. Wanneer dat niet het geval is, moet er uiteraard met de werkelijke cijfers voor wat betreft concentraties en debieten gerekend worden:

1. bereken de werkelijke (geschatte) jaarlijkse kosten aan de hand van factsheet C.11 en bijbehorende kostenraming en bijlage 5; in de modelsituatie zijn deze kosten € 2.258.600/jaar;
2. bepaal de benzeen en zware metalen concentraties en daarmee de uitstoot in kg/jaar (= concentratie [mg/l] x injectie [l/d] x 365); in de modelsituatie met modelconcentraties (tabel 4.2): 1.971 kg benzeen, 0,53 kg cadmium, 0,04 kg kwik, 13,14 kg lood, 6,57 kg nikkel en 26,28 kg zink;
3. bereken de totale vracht aan zware metalen in zink-equivalenten met behulp van tabel 4.6:  $\{1.755/100 \times 0,53 \text{ kg}\} + \{2.557/100 \times 0,04 \text{ kg}\} + \{14/100 \times 13,14 \text{ kg}\} + \{478/100 \times 6,57 \text{ kg}\} + 26,28 \text{ kg} = 69,8 \text{ kg zink}_{eq}$ ;
4. bereken de  $KE_w$  voor benzeen = € 2.258.600/ 1971 kg = € 1.146/kg en vergelijk met de KE voor benzeen om te bepalen of herinjectie op basis van de benzeen uitstoot moet worden toegepast;
5. bereken de  $KE_w$  voor zware metalen = € 2.258.600/ 69,8 kg = € 32.378/kg en vergelijk met de KE voor zink (€ 91/kg) om te bepalen of herinjectie op basis van de zware metalen uitstoot moet worden toegepast;
6. conclusie: herinjectie is te duur, als de kosten in dit praktijkgeval inderdaad zo hoog zijn.

---

Bij de berekening van de investering mag er van worden uitgegaan dat technieken slechts enkelvoudig behoeven te worden geïnstalleerd. Onderdelen, waarvan men mag verwachten dat zij frequent buiten bedrijf zijn voor schoonmaakwerkzaamheden of regeneratie, dienen dubbel te worden uitgevoerd tenzij de  $KE_w$  hierdoor boven de KE uitkomt.



---

## 6 Conclusies

---

### Algemeen

De subwerkgroep heeft zich - conform de taakopdracht - gericht op de emissies van specifieke stoffen en stofgroepen, die afkomstig zijn uit productiewater van de offshore olie- en gaswinning, naar het mariene milieu. Het betreft de emissies aan zware metalen, alifaten, productiechemicaliën en aromaten (waaronder benzeen).

De maatregelen die door de subwerkgroep in beschouwing zijn genomen, zijn geclassificeerd als Stand der Techniek of Veelbelovende Maatregel, terwijl daarnaast een aantal maatregelen op basis van de huidige inzichten niet toepasbaar wordt geacht.

In het kader van deze nota is het begrip kosteneffectiviteit van maatregelen uitgewerkt, in eerste instantie aan de hand van een drietal gedefinieerde modelsituaties ( $KE_m$ ). Voor deze modelsituaties zijn voor diverse maatregelen de kosten per kg verwijderde verontreiniging bepaald. Het blijkt dat de specifieke situatie per platform sterk van invloed is op de kosten die in de praktijk zullen optreden, zodat niet op basis van de modelsituaties kan worden vastgesteld welke maatregelen kosteneffectief in de praktijk kunnen worden toegepast. Deze afweging zal van geval tot geval gemaakt moeten worden.

Voor zware metalen zijn KE's vastgesteld (in euro/kg verwijderd), waarboven een maatregel niet meer kosteneffectief wordt geacht. Voor de andere verontreinigingen is dat met reden niet gedaan.

Met betrekking tot het terugdringen van benzeenemissies is, als direct gevolg van de werkzaamheden van de subwerkgroep, onder het Convenant een separaat reductieprogramma overeengekomen tussen het bevoegd gezag en NOGEPA.

De werkzaamheden van de subwerkgroep hebben derhalve geleid tot een referentiekader dat de komende jaren als leidraad kan worden toegepast voor het terugdringen van emissies vanuit de offshore olie- en gasindustrie.

### Emissies

Aan de hand van een vergelijking met emissies ten gevolge van atmosferische depositie, bijdrage rivieren en baggerdumping wordt geconcludeerd dat de bijdrage van de Nederlandse offshore industrie in de totale emissies naar de Noordzee relatief klein is, met uitzondering van benzeen. Vergeleken met andere directe emissies naar de Noordzee (scheepvaart, en een aantal directe industriële lozingen) is de bijdrage van de offshore industrie wel als relevant aan te merken. Ten opzichte van de Nederlandse industrie op land is een aantal emissies relatief groot, met name BTEX (73,4 ton/jaar, waarvan benzeen 57,2 ton/jaar) en PAK's (620 kg/jaar), cadmium (47 kg/jaar), lood (2.287 kg/jaar) en zink (20.771 kg/jaar).

### Nationaal beleid

Het emissiebeleid schrijft voor dat de via offshore productiewater geloosde stoffen kwik, cadmium, benzeen en PAK's moeten worden teruggehouden

---

door toepassing van de Beste Bestaande Technieken (BBT). Voor de offshore geloosde stoffen lood, zink, nikkel, BTEX (met uitzondering van benzeen), alifaten en de productiechemicaliën (tenzij productiechemicaliën zwartelijststoffen bevatten) is een saneringsinspanning conform de Best Uitvoerbare Technieken (BUT) van kracht.

Na toepassing van BBT, dan wel BUT dient er voor de restlozing een waterkwaliteitstoets te worden uitgevoerd, waarbij de restlozing wordt getoetst aan de geldende doelstellingen voor de waterkwaliteit (immissietoets). Het niet voldoen aan de geldende doelstelling voor de waterkwaliteit kan aanleiding geven tot het eisen van verdergaande maatregelen. Voor offshore platforms betekent dit dat de restlozing getoetst dient te worden aan de voor de Noordzee geldende waterkwaliteitsnorm. Voor de Noordzee is dit de streefwaarde gebaseerd op het Verwaarloosbaar Risico (VR). Concrete uitwerking van de immissietoets voor de Noordzee moet nog plaatsvinden.

Op dit moment is er alleen een wettelijke limiet is voor de toegestane concentratie van alifaten in productiewater (40 mg/l en, per 2006, 30 mg/l). Voor *bestaande* platforms biedt het Mrcp de mogelijkheid om algemene regels op te nemen om emissiereductie af te dwingen (zoals in de ROM voor alifaten is gebeurd). Voor *nieuwe* platforms worden de inspanningen getoetst middels de MER-procedure en per platform vastgelegd in de Mijnbouwmilieuvergunning.

#### **Internationaal Beleid**

Op de 4<sup>e</sup> Noordzeeministersconferentie is afgesproken dat de emissies van gevaarlijke stoffen binnen één generatie (25 jaar) beëindigd moet worden met als uiteindelijk doel het bereiken van natuurlijke achtergrondconcentraties voor van nature voorkomende stoffen en nulconcentraties voor door de mens gemaakte stoffen. In OSPAR-verband is dit nader uitgewerkt in de 'Strategy on Hazardous Substances'. Doelen richten zich op het gebruik van chemicaliën, het terugdringen van emissies van olie via productiewater (doelstelling reductie van 15% in 2006). Om dit te bereiken wordt vanaf 2006 een olieconcentratie-eis (alifaten) van kracht van 30 mg/l. In 2003 zal een besluit worden genomen over het instellen van een lozingsnorm voor aromatische koolwaterstoffen. In 2006 zullen OSPAR-doelstellingen voor de reductie van andere stoffen worden herzien en zullen doelen worden vastgesteld voor concentratie en geëmitteerde vrachten.

Geconcludeerd wordt dat Nederland in feite al op deze situatie anticipeert met het vaststellen van emissiereductiedoelstellingen voor benzeen en zware metalen in het Convenant en het uitvoeren van deze studie naar de Stand der Techniek voor de behandeling van offshore productiewater teneinde deze doelen ook daadwerkelijk in de praktijk te kunnen realiseren.

Offshore exploratie en productie van olie en gas is binnen IPPC niet als activiteit aangewezen waarvan in het kader van de Europese IPPC-richtlijn BAT-referentie (BREF) documenten zullen worden opgesteld.

#### **Maatregelen**

De subwerkgroep heeft in totaal 70 maatregelen in beschouwing genomen ter beperking van de emissies van benzeen, zware metalen en alifaten. De specifieke omstandigheden in de offshore industrie leiden tot de conclusie dat een aantal beschouwde technieken ongeschikt is. Daarbij spelen aspecten als de specifieke eigenschappen en samenstelling van productiewater, de hogere installatiekosten offshore en de logistieke beperkingen,



zoals aan- en afvoer van materialen en afvalstoffen, onbemande/storingsvrije operatie en de beperkingen die aan onderhoud worden gesteld. In het onderstaande overzicht zijn de resultaten van de beoordeling van technieken samengevat.

Te verwijderen stof/stofgroep	Aantal technieken Stand der Techniek	Aantal technieken Veelbelovende Maatregel
Meerdere stofgroepen	7	2
Benzeen	12	1
Alifaten	12	4
Zware metalen	3	2

### Kosteneffectiviteit van maatregelen

Kosten van maatregelen zijn getoetst aan de hand van drie modelsituaties: een klein gasplatform, een groot gasplatform en een olieplatform. Voor de modelsituaties zijn debieten en concentraties bepaald.

Voorts is getracht voor maatregelen ter beperking van de emissies aan benzeen en zware metalen een kosteneffectiviteit (KE), het in rede te verlangen inspanningsniveau in euro's per kg-verwijderd, vast te stellen. Voor zware metalen is een kosteneffectiviteit vastgesteld, voor benzeen daarentegen is het niet gelukt om binnen de werkgroep tot een eensluitend standpunt te komen met betrekking tot de kosteneffectiviteit. Ondanks verschil van inzicht tussen de industrie en de overheid over de mate waarin reductie van de benzeenemissies naar water noodzakelijk is en de bijbehorende inspanningsverplichting, uitgedrukt in termen van kosteneffectiviteit (KE), was er overeenstemming over de 60%-reductiedoelstelling van het Convenant. Daarom is een pakket van maatregelen, vastgelegd in het reductieprogramma tussen overheid en industrie, overeengekomen waarmee de 60%-reductiedoelstelling gehaald zal worden.

Voor zware metalen is de kosteneffectiviteit vastgesteld, uitgaande van zink als gidsparameter. De vracht aan zware metalen via productiewater afkomstig van offshore platforms wordt voor 80-90% bepaald door de emissies aan zink. Voor zink, behorend tot de groep van overige stoffen waarvoor BUT als saneringinspanning geldt, is uitgegaan van een kosteneffectiviteit van € 91 per kg-verwijderd. Uitgaande van de MTR-waarde als maat voor de relatieve milieubezwaarlijkheid ten opzichte van zink, is de kosteneffectiviteit van andere zware metalen vastgesteld. Het resultaat is weergegeven in de navolgende tabel.

Stof	Kosteneffectiviteit [euro/kg-verw.]
Zn	91
Cadmium	1.597
Kwik	2.327
Lood	13
Nikkel	435

De nationale en internationale regelgeving bieden voldoende mogelijkheden voor het beperken van de emissie van alifaten. Daarom is voor de verwijdering van alifaten géén kosteneffectiviteit vastgesteld. Via het HMCS-besluit wordt internationaal de milieuschadelijkheid van productiechemicaliën getoetst. Op deze wijze kan een verantwoorde afweging worden gemaakt voor de keuze en het gebruik(=hoeveelheid) van hulpstoffen. Om deze reden is in deze studie voor hulpstoffen niet specifiek nagegaan welke maatregelen voorhanden zijn om het gebruik en de emissie van hulpstoffen via productiewater te beperken.

---

### **Overall evaluatie Stand der techniek inclusief kosten**

Uit technisch oogpunt kunnen meerdere technieken worden aangemerkt als *geschikt voor offshore toepassing*: voor benzeen twaalf technieken en voor zware metalen een drietal technieken.

De kosten die gemoeid gaan met de toepassing van een maatregel hangen sterk samen met de locatie waar ze worden toegepast. Voor de behandeling van benzeenhoudende stromen zullen daar waar het gaat om relatief grote vrachten meerdere technieken kunnen worden toegepast tegen 'redelijke kosten', vergelijkbaar met de kosten die in andere industriële sectoren moeten worden gemaakt voor de behandeling van qua omvang en samenstelling soortgelijke stromen. Meest kosteneffectief voor de verwijdering van alléén benzeen lijkt op dit moment de toepassing van MPPE als eindstroombehandeling, die naast benzeen eveneens BTEX en PAK's verwijdert en in Nederland is getest.

Voor zware metalen komen eigenlijk alleen technieken in aanmerking die meerdere componenten verwijderen, te weten Herinjectie, Mechanical Water Shutoff en Chemical Water Shutoff. Ook hier is een keuze van de maatregel sterk afhankelijk van de locatie waar een maatregel moet worden toegepast. Gebaseerd op de verwijdering van alléén zware metalen zijn de kosten van verwijdering in het algemeen vele malen hoger in vergelijking met de kosten van behandeling van soortgelijke stromen in andere industriële sectoren en als zodanig niet kosteneffectief.

Onder specifieke omstandigheden, bijvoorbeeld de aanwezigheid van een geschikte locatie voor de herinjectie van productiewater en de noodzaak/doelstelling om meerdere emissies te beperken, kunnen, technieken zoals Herinjectie aantrekkelijk zijn. Een vergelijkbaar betoog is te houden voor technieken als Mechanical en Chemical Water Shutoff.

Er kan geen voorkeur voor maatregelen worden uitgesproken, omdat deze locatiespecifiek zijn.

---

# Referenties

---

1. Ministerie van Economische Zaken: Olie en Gas in Nederland, Opsporing en Winning 2000.
2. Rijksinstituut voor kust en Zee (Ministerie van V&W, Rijkswaterstaat): Een beeld van de Noordzee: economische gegevens van de belangrijkste gebruiksfuncties. Den Haag, 1998.
3. NOGEPA: Industriemilieuplan-2, Uitvoering Milieubeleid Olie- en Gaswinningsindustrie 1999 - 2002. Den Haag, 1999.
4. NOGEPA: Jaarrapport 2000 IMP-2. Den Haag, 2000.
5. Stork, Oranjewoud: Generiek document M.E.R. offshore, 1999 (in opdracht van NOGEPA).
6. Instituut voor Milieuvraagstukken: Statistische evaluatie van meetresultaten offshore productiewaterlozing van Nederlandse gas- en olieplatforms. Amsterdam, 1998.
7. Staatstoezicht op de Mijnen: Jaarverslag 2000.
8. Stork: Inventarisatie van technieken ter beperking van benzeen/zware metalen emissies van offshore platforms, 1998. (In opdracht van NOGEPA, Ministerie van EZ en V&W).
9. T.A. Meeder, E.R. Soczó en N de Ruiter: Grondwaterzuivering bij bodemsanering, Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milieuhygiëne (RIVM). Bilthoven (1995).
10. CUWVO, Afvalwaterproblematiek bodemsaneringen. Den Haag, april 1989.
11. CIW: Behandeling vrijkomend grondwater bij bodemsaneringen (eindconcept). Den Haag, mei 2001.
12. DHV: Effluent gaswassers - zware metalen verwijdering - resultaten van laboratorium onderzoek met potentiële zuiveringstechnieken en globale kostenramingen. Amersfoort, 1998.
13. G.J. de Vlieger, J.W. Barendrecht: Emissievermindering van milieubelastende stoffen naar water in het kader van het project Watersysteemverkenningen WSV - kostenstudie naar zuiverings-technieken in de galvanische industrie. VOM in opdracht van RIZA, RIZA werkdocument 94.006X. Lelystad, november 1993.
14. Grontmij, Protech International: MER offshore. 1990.

- 
15. Commissie van de Europese Gemeenschappen: Voorstel voor een beschikking van het Europees Parlement en de Raad tot vaststelling van de lijst van prioriteitsstoffen op het gebied van het waterbeleid (definitief). Document COM(2000) 47. Brussel, 7 februari 2000.
  16. Intentieverklaring Uitvoering Milieubeleid Olie- en Gaswinnings-industrie, 2 juni 1995.
  17. Ministerie van VROM: Kosten en baten van milieubeleid: definities en berekeningsmethoden (herziene uitgave van de standaard-methode voor definiëren en berekenen van kosten van milieu-beheer, 1998). Publicatiereeks Milieubeheer 1994/1.
  18. TNO-MEP: Metal and benzene emissions in perspective (rapport R 2001/106). 9 april 2001.

---

# Afkortingen

---

BBT	Beste Bestaande Techniek
BMP	Bedrijfsmilieuplan
BRNeR	Bijzondere Regeling Nederlandse emissierichtlijn
BUT	Best Uitvoerbare Techniek
CHARM	Chemical Hazard Assessment and Risk Management Model
CIW	Commissie Integraal Waterbeheer
DEG	Di-ethyleenglycol
ER	Ernstig Risico
EZ	Ministerie van Economische Zaken
IMP-2	Industrie Milieuplan 2
IMP-water	Indicatief Meerjarenprogramma Water 1985 - 1989
IMT	Integrale Milieutaakstelling
IPPC	Integrated Pollution Prevention and Control
MTR	Maximaal Toelaatbaar Risico
Mrcp	Mijnreglement continentaal plat
NCP	Nederlands Continentaal Plateau
NeR	Nederlandse emissierichtlijn
NW4	vierde Nota waterhuishouding
NOGEPA	Netherlands Oil and Gas Exploration and Production Association
NRMrcp	Nadere Regelen Mijnreglement continentaal plat
PAK	Polycyclische Aromatische Koolwaterstoffen
ROM	Regeling lozing van oliehoudende mengsels
SdT	Stand der Techniek
SodM	Staatstoezicht op de Mijnen
TEB	Totaal-effluentbeoordeling
TEG	Tri-ethyleenglycol
V&W	Ministerie van Verkeer en Waterstaat
VR	Verwaarloosbaar Risico
VROM	Ministerie van Volksgezondheid, Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer
VM	Veelbelovende Maatregel
Wvo	Wet verontreiniging oppervlaktewateren



---

# Bijlagen

---





---

## **Bijlage 1    Nationale en internationale regelgeving**

---



<b>1</b>	<b>Inleiding</b>	<b>91</b>
1.1	Hoofduitgangspunten emissiebeleid	91
<b>2</b>	<b>CIW rapport Emissie/immissie</b>	<b>93</b>
2.1	Inleiding	93
2.2	Vermindering van de verontreiniging	95
2.2.1	Algemene aanpak van emissies: ketenbenadering	95
2.3	Stofspecifieke aanpak	95
2.3.1	Implementatie van Esbjerg/OSPAR-afspraken	95
2.3.2	Emissieaanpak algemeen	96
2.3.3	Emissieaanpak voor zwarte-lijststoffen	98
2.3.4	Emissieaanpak voor overige verontreinigingen	98
2.3.5	Waterkwaliteitsaanpak	98
2.3.6	Immissietoets	98
2.4	Integrale afweging	99
2.5	Prioritering	99
2.6	Het stand-still-beginsel	101
<b>3</b>	<b>Ontwikkelingen in het emissiebeleid</b>	<b>103</b>
3.1	Inleiding	103
3.2	Van BUT/BBT naar BAT en BEP	103
3.3	Totaal-effluentbeoordeling als aanvulling op de stofgerichte benadering	103
3.4	EU-kaderrichtlijn water	104
3.5	Veranderende rol van de overheid	104
<b>4</b>	<b>Nationale wetgeving en vergunningen</b>	<b>107</b>
4.1	Algemeen	107
4.2	Mijnreglement continentaal plat	110
4.2.1	Mijnbouwmilieuvergunning en milieueffectrapportage (MER)	110
4.2.2	Algemene regels t.a.v. olie en productiechemicaliën	111
4.2.3	Normoverschrijding	112
<b>5</b>	<b>Internationale regelgeving</b>	<b>115</b>
5.1	Inleiding	115
5.2	OSPAR-verdrag (1992)	115
5.3	Verklaring van Esbjerg (1995)	117
	<b>Literatuur</b>	<b>119</b>



---

# 1 Inleiding

---

Deze bijlage geeft een overzicht van de nationale en internationale regelgeving en beleid die voor de gas- en oliewinningsindustrie van toepassing zijn. Vervolgens worden de hoofduitgangspunten van het emissiebeleid voor water, dat van toepassing is voor het productiewater offshore, toegelicht en worden begrippen als 'ketenbenadering', 'best bestaande technieken' en 'best uitvoerbare technieken' verduidelijkt. Hierbij worden ook de ontwikkelingen in het emissiebeleid geschetst. Vervolgens wordt ingegaan op de nationale wetgeving die op dit moment van kracht is en op de komende herzieningen van de mijnwetgeving. Tot slot wordt de internationale regelgeving die in het emissiebeleid voor water aan bod komt, kort besproken.

## 1.1 Hoofduitgangspunten emissiebeleid

Om de uitgangspunten voor het emissiebeleid voor offshore productiewater te verduidelijken, wordt hieronder nader ingegaan op de Vierde Nota Waterhuishouding en het Nationaal Milieubeleidsplan (NMP). In de documenten wordt veelal verwezen naar de Wvo (Wet verontreiniging oppervlaktewateren). De Wvo zelf is niet van toepassing voor de offshore, echter de daaraan gerelateerde beleidsuitgangspunten wel.

In de vierde Nota waterhuishouding (NW4) wordt voor de uitgangspunten van het emissiebeleid voor water verwezen naar het Indicatief Meerjarenprogramma Water 1985 -1989 (IMP-Water). De leidende principes van het emissiebeleid: vermindering van de verontreiniging, het stand-still-beginsel, en het principe 'de vervuiler betaalt' worden in NW4 ook voor de langere termijn van groot belang geacht. Conform NW4 gelden de uitgangspunten voor alle bronnen (diffuus, industrieel, en communaal). Het eerste hoofduitgangspunt van beleid 'vermindering van de verontreiniging' houdt in dat verontreiniging - ongeacht de stofsoort - zoveel mogelijk wordt beperkt ('voorzorgprincipe'). De invulling van dit beleidsuitgangspunt blijft in NW4 in grote lijnen hetzelfde, maar tegelijkertijd zijn in deze nieuwe nota ook een aantal accenten (hieronder *cursief* weergegeven) gelegd:

- meer aandacht voor de ketenbenadering, vertaald in een getrapte benadering: preventie, hergebruik en verwijdering: *'In de aanpak van emissies staat de ketenbenadering van materiaal tot en met product en afval centraal. Het gebruik van milieuvriendelijke producten, schone technologie en het sluiten van stofkringlopen vormen belangrijke elementen in die benadering'*;
- implementatie van Esbjerg/OSPAR-afspraken: *'Streven is de lozing van gevaarlijke (giftige, persistente en bioaccumulerende) stoffen in het jaar 2020 te hebben beëindigd (Esbjerg, 1995)'*;
- meer aandacht voor de integrale milieuafweging: *'Bij de afweging van maatregelen ter beperking van de emissies naar water wordt gekeken naar het rendement op langere termijn, de effecten op andere milieu-compartimenten dan water en de effecten op het duurzame gebruik van grondstoffen'*;

- 
- meer aandacht voor prioritering: *'Prioriteit wordt op basis van risico-beoordeling gegeven aan de beperking van de emissies van stoffen waarvan de overschrijding van het MTR (maximaal toelaatbaar Risico) of de streefwaarde gebaseerd op het VR (Verwaarloosbaar Risico) en de effecten het grootst zijn. Aanvullende eisen en verdere prioritering om op termijn de streefwaarde te halen, vindt gebiedsgericht per watersysteem plaats, afgestemd op de functies van de watersystemen. Op de Noordzee wordt uitgegaan van de Streefwaarde (SW) als water-kwaliteitsdoelstelling (Rismare notitie, Tweede kamer vergaderjaar 1996-1997, 21250 en 21990, nr. 40 ).*

---

## 2 CIW-Rapport Emissie/Immissie

---

### 2.1 Inleiding

Naarmate de kwaliteit van het watersysteem de kwaliteitsdoelstellingen nadert, wordt ook vaker de vraag naar de effectiviteit van een verdere emissiereductie van een bepaalde bron gesteld. Om tot een effectieve verdere verbetering van de kwaliteit te komen is een duidelijker afstemming tussen de waterkwaliteitsdoelstellingen en de daarvoor benodigde emissiereductie gewenst: de zogenaamde emissie-immissie benadering.

Zowel op nationaal als op internationaal niveau wordt de gecombineerde aanpak bij het beoordelen van emissies als beleidslijn voorgestaan. Op nationaal niveau is dit verwoord in het Wvo-beleid en in het Europees beleid is dit verankerd in de IPPC-richtlijn (Richtlijn 96/61/EG) en in de Kaderrichtlijn Water. Deze gecombineerde aanpak omvat twee elementen, te weten: het toepassen van de stand der techniek bij het terugdringen van emissies (bronaanpak) en de controle of waterkwaliteitsdoelstellingen worden gehaald. In juni 2000 heeft de CIW het rapport Emissie/immissie vastgesteld.

De relatie emissie-immissie kan vanuit twee kanten worden benaderd: vanuit het watersysteem en vanuit een specifieke bron. De eerste benadering, genoemd prioritering, resulteert in een prioritering van stoffen en (groepen van) bronnen op watersysteemniveau. De tweede benadering, genoemd immissietoets, omvat het beoordelen van de toelaatbaarheid van de restlozing - de lozing die overblijft na toepassing van de bron-aanpak (beste bestaande en best uitvoerbare technieken) - van een specifieke bron, voor het ontvangende oppervlaktewater. Beide benaderingen en de samenhang hiertussen zijn in het rapport uitgewerkt. De immissietoets voor het mariene milieu is in dit rapport niet uitgewerkt. Voor de uitwerking van de toets kunnen wel de in dit rapport genoemde uitgangspunten worden gehanteerd.

Deze accenten uit NW4 zijn verwerkt in figuur 2.1, waarin de hoofdlijnen van het emissiebeleid voor water schematisch zijn weergegeven. Voor wat betreft het uitgangspunt 'vermindering van de verontreiniging' is in figuur 3.1 onderscheid gemaakt tussen de algemene stappen (A1 t/m A3) die in de lijn van de ketenbenadering achtereenvolgens moeten worden genomen om emissies aan te pakken en de stofspecifieke aanpak (B1 respectievelijk B2a/b). Voor nieuwe lozingen of bij toename van bestaande lozingen vindt op grond van het tweede hoofduitgangspunt van beleid nog een toetsing aan het stand-still-beginsel plaats (onderdeel C in figuur 2.1).

Naast genoemde accenten is in NW4 nog een aantal andere ontwikkelingen aangegeven die nu nog niet zodanig zijn uitgewerkt/verankerd dat zij in het schema van figuur 2.1 zijn opgenomen. In paragraaf 3.2 wordt nader op deze ontwikkelingen ingegaan.

**Figuur 2.1**  
Schema emissiebeleid

Vermindering van de verontreiniging				
A algemene aanpak emissies (ketenbenadering): →				
Stap 1	Preventie: (voorkomen van verontreiniging)	bronaanpak gericht op: <ul style="list-style-type: none"><li>• grond- en hulpstofkeuze</li><li>• toepassing van schone technologie in het productieproces of de bedrijfsvoering</li><li>• nieuw(e) productieproces of bedrijfsvoering</li><li>• toepassing van procesgeïntegreerde oplossingen</li></ul>		
Stap 2	Hergebruik: (hergebruik van water en stoffen waar mogelijk)	<ul style="list-style-type: none"><li>• kringloopsluiting (hergebruik binnen het productieproces/ de bedrijfsvoering)</li><li>• hergebruik buiten het productieproces / de bedrijfsvoering</li><li>• opwerking t.b.v. mogelijk hergebruik</li></ul>		
Stap 3	Verwijderen: (‘end-of-pipe’)	afvalwaterbehandeling, zuivering		
B stofspectifieke aanpak emissies: →				
1	Implementatie ‘Esbjerg/OSPAR’:	streven naar beëindiging van de lozing uiterlijk in 2020*)		
		zwartelijststoffen	overige verontreinigingen	
		organohalogenverbindingen, cadmium, kwik, benzeen, etc.	zware metalen, lood, nikkel, zink, zuurstofbindende stoffen, alifaten, P, N, etc.	sulfaat, chloride, warmte
2	Sanering op basis van:	emissieaanpak	emissieaanpak	waterkwaliteitsaanpak
2a	Primair inspanningsbeginnel:	beste bestaande technieken**)	best uitvoerbare technieken**)	toelaatbaarheid van lozingen en te nemen maatregelen afhankelijk van de nagestreefde milieukwaliteitsnormen****)
2b	Verdere eisen op grond van (= immissietoets):	MTR****) of andere van toepassing zijnde milieukwaliteitsnormen****)	MTR****) of andere van toepassing zijnde milieukwaliteitsnormen****)	
Standstillbeginnel				
C	bij nieuwe lozingen of toename van bestaande lozingen:	emissies in een beheersgebied mogen niet toenemen	de waterkwaliteit mag niet significant verslechteren	de waterkwaliteit mag niet significant verslechteren

integratie

afweging

\*) Geldt in ieder geval voor 42 in OSPAR-kader aangewezen prioritaire stoffen/stofgroepen.

\*\*) Het in internationaal kader vaak gebruikte begrip ‘best available techniques’ (bat) omvat zowel bbt als but.

\*\*\*) Gelet op de lage concentraties in het mariene milieu gelden daar de streefwaarden in plaats van de MTR's als inspanningsverplichting.

\*\*\*\*) Bij indirecte lozingen vanuit AMvB-inrichtingen omvat de immissietoets c.q. de waterkwaliteitsaanpak - naast de bescherming van het ontvangende oppervlaktewater - ook de bescherming van de doelmatige werking van zuiveringstechnische werken.

In de volgende paragrafen zullen de in dit schema opgenomen beleidsuitgangspunten nader worden toegelicht.



---

## **2.2 Vermindering van de verontreiniging**

### **2.2.1 Algemene aanpak van emissies: ketenbenadering**

Het hoofduitgangspunt van beleid 'Vermindering van de verontreiniging' dient in eerste instantie gestalte te krijgen door prioriteit te geven aan de ketenbenadering. In de emissieaanpak binnen het milieubeleid als geheel komt de ketenbenadering steeds meer centraal te staan. Daarbij wordt een product van grondstof tot afvalstadium beoordeeld. De verschillende stadia van het productieproces worden in samenhang bekeken. Op basis van het totaaloverzicht kunnen maatregelen worden gekoppeld aan die onderdelen waar ze, met inachtneming van de kosten, de meeste milieuwinst opleveren. In het kader van deze ketenbenadering moeten ook de emissies naar water worden bekeken.

In de hele keten dient naar mogelijkheden te worden gezocht om de emissies terug te dringen. Dit omvat ook de gebruiksfase, die veelal tot diffuse verontreiniging leidt. Voor het emissiebeleid voor water kan dit in de volgende getrapte aanpak worden vertaald: preventie, hergebruik en verwerking. Preventieve maatregelen hebben hierbij dus de voorkeur boven zuiveringstechnische ('end-of-pipe') maatregelen. Op deze manier kan een lozing worden voorkomen, dan wel beperkt of beëindigd. Nageschakelde technieken worden pas in laatste instantie toegepast. In NW4 wordt de ketenbenadering als een belangrijk instrument gezien om de Esbjergdoelstelling te realiseren.

Dit alles betekent dat de waterbeheerder bij de afweging van maatregelen ter beperking van de emissies moet kijken naar het rendement op langere termijn, de effecten op andere milieucompartimenten dan water (integrale afweging: zie ook paragraaf 2.4 en de effecten op het duurzame gebruik van grondstoffen). In concrete gevallen kan dit betekenen dat wordt afgezien van korte termijnsaneringen ten gunste van meer duurzame lange termijnoplossingen. De waterbeheerder kan zich bij de uitvoering van het emissiebeleid dus niet meer uitsluitend richten op de uiteindelijke lozingen.

Op nationaal niveau kan het doelgroepenoverleg een belangrijke rol vervullen bij de uitwerking van de ketenbenadering en de hiermee samenhangende integrale afweging.

## **2.3 Stofspecifieke aanpak**

### **2.3.1 Implementatie van Esbjerg/OSPAR-afspraken**

Tijdens de vierde Noordzeeministersconferentie in Esbjerg (1995) is overeengekomen de emissies, lozingen en verliezen van milieugevaarlijke stoffen (ongeacht de bron) continu te reduceren in de richting van beëindiging binnen 1 generatie (25 jaar) met als einddoel concentraties in het milieu dicht bij achtergrondconcentraties voor van nature voorkomende stoffen en dicht bij nulconcentraties voor uitsluitend door de mens gemaakte synthetische stoffen. In de komende jaren zal in internationaal verband worden nagegaan om welke stoffen het hierbij gaat (identificatie) en welke prioriteiten bij de aanpak moeten worden gesteld.

Als eerste uitwerking van de zogenaamde Esbjergverklaring zijn in 1998 in OSPAR-kader 15 stoffen/stofgroepen aangewezen waarvoor geldt dat met prioriteit gestreefd moet worden naar beëindiging van de lozing in 2020. Het betreft hier: dioxines en furanen, PCB's, PAK, PCP, chloorparaffines met korte ketens, lindaan en isomeren, kwik, cadmium, lood, organotinverbindingen, nonylfenol ethoxylaten, musk xyleen, gebromeerde

---

vlamvertragers en bepaalde ftalaten (dibutylftalaat en diethylhexylftalaat). OSPAR heeft hieraan in 2000 12 stoffen toegevoegd, te weten; decyl fenol, dicofol, endosulfan, methoxychlor, octylfenol, disiloxaan hexamethyl, cyclopentadien 1,2,3,4,5,5-hexachloro, TBBA, trichloorbenzeen, 4-tert-butyltolueen. In 2001 zijn nog eens 15 stoffen aangewezen.

De CIW heeft in juni 2000 de nota 'Stoffen overzicht internationale waterkaders' uitgebracht. In dit rapport wordt een overzicht gegeven van de verschillende stoffenlijsten (EU, VN, OSPAR etc.).

Aan de Esbjergdoelstelling om te streven naar het op termijn beëindigen van de lozing van gevaarlijke stoffen wordt invulling gegeven door een continue verdere ontwikkeling/innovatie van BAT/BEP. De Esbjergverklaring is in paragraaf 4.3 van NW4 als doelstelling overgenomen: 'de lozing van gevaarlijke (giftige, persistente en bioaccumulerende) stoffen is in het jaar 2020 beëindigd'. Via het doelgroepenoverleg (landelijk niveau) en bij de opstelling c.q. herziening van BMP's (langetermijnvisie van bedrijven) kan aan deze doelstelling concreet invulling worden gegeven. Daarnaast dienen waterkwaliteitsbeheerders zich bij de uitvoering van het emissiebeleid (invulling van BUT/BBT) eveneens bewust te zijn van dit inspanningsbeginsel. Gelet op de Esbjergdoelstelling zal het instrument ketenbenadering (zie paragraaf 2.1) steeds meer centraal komen te staan in de aanpak van emissies.

### 2.3.2 Emissieaanpak algemeen

#### BUT/BBT

Bij 'vermindering van de verontreiniging' als eerste hoofduitgangspunt van beleid staat voor vrijwel alle verontreinigingen de *emissieaanpak* voorop. Afhankelijk van de aard en schadelijkheid van de stoffen wordt, nog los gezien van de effecten van de emissies, toepassing van de best uitvoerbare en best bestaande technieken als inspanningsbeginsel gehanteerd. De emissieaanpak wordt dus niet alleen gevolgd voor stoffen die voorkomen op lijst I van EU-richtlijn 76/464/EEG of de in het IMP-Water opgenomen lijst van 132 stoffen die door Nederland als 'zwart' wordt beschouwd, maar ook voor de meeste van de 'overige stoffen'. De emissieaanpak houdt in dat *onafhankelijk* van de te bereiken milieukwaliteitsnormen een inspanning moet worden geleverd om verontreiniging van het oppervlaktewater te voorkomen. Voor zwarte-lijststoffen bestaat de emissieaanpak uit toepassing van de beste bestaande technieken (BBT); voor de overige stoffen waarvoor de emissieaanpak geldt, is een saneringsinspanning vereist volgens de best uitvoerbare technieken (BUT). Onder de *best uitvoerbare technieken* wordt verstaan: 'die technieken waarmee, rekening houdend met economische aspecten, dat wil zeggen uit kosten oogpunt aanvaardbaar te achten voor een normaal renderend bedrijf, de grootste reductie in de verontreiniging wordt verkregen.'

Onder de *beste bestaande technieken* wordt verstaan: 'die technieken, waarmee tegen hogere<sup>1</sup> kosten een nog grotere reductie van de verontreiniging wordt verkregen en die in de praktijk kunnen worden toegepast'.

.....  
<sup>1</sup> Ten opzichte van de kosten die gepaard gaan met de toepassing van BUT.

---

Het onderscheid ten aanzien van het financieel-economische aspect in de definities bedoelt met name aan te geven dat naarmate de milieuschadelijkheid van een stof groter is, in principe hogere financiële inspanningen aanvaardbaar zijn en geëist worden. Niet bedoeld is dat de financiële en bedrijfseconomische aspecten bij toepassing van de beste bestaande technieken in het geheel geen rol zouden mogen spelen; deze uitleg wordt door jurisprudentie<sup>2</sup> ondersteund.

Het begrip 'technieken' moet hier overigens breed worden geïnterpreteerd. BUT en BBT zijn in feite geen definities van 'technieken' in de zin van 'zuiveringstechnieken'; onder 'technieken' moeten alle maatregelen (inclusief bedrijfsvoering, grondstofkeuze, etc.) worden verstaan, die het voorkomen of beperken van verontreiniging van oppervlaktewater kunnen verwezenlijken. Vooral de kosten en de beschikbaarheid van deze maatregelen spelen een belangrijke rol bij de vraag of deze maatregelen redelijkerwijs kunnen worden gevergd. Zo beschouwd valt de keuze voor een bepaald alternatief (minder milieuverontreinigend, maar wellicht duurder) materiaal in het kader van de bestrijding van diffuse verontreiniging bijvoorbeeld ook onder de emissieaanpak, onder toepassing van BUT/BBT.

Zowel binnen de groep van 132 stoffen als binnen de groep van de overige verontreinigingen bestaan verschillen in milieuschadelijkheid tussen de verschillende stoffen. Het spreekt daarom voor zich dat ondanks de definities geen sprake is van twee duidelijk afgebakende groepen van technieken voor de sanering van afvalwaterlozingen. Het gaat eerder om een breed scala aan technieken. Naarmate de milieubezwaarlijkheid van de stoffen groter is, zal een grotere saneringsinspanning worden verlangd. In paragraaf 3.4 wordt ingegaan op een herziene indeling van stoffen op basis van stofeigenschappen. Een dergelijke gewijzigde indeling kan in de toekomst mogelijk gevolgen hebben voor de gewenste saneringsinspanning.

### **Verhouding BAT, SdT, BUT/BBT en ALARA**

In het internationale (waterkwaliteits)beleid wordt vaak gesproken over het toepassen van de best available techniques (BAT) of de stand der techniek (SdT); deze begrippen beslaan zowel BUT als BBT.

In het nationale milieubeleid wordt vaak gebruik gemaakt van het begrip ALARA (artikel 8.11, lid 3, Wm). ALARA staat voor 'as low as reasonably achievable' en betekent dat de voorschriften, die aan een vergunning worden verbonden, de grootst mogelijke bescherming voor het milieu moeten bieden, tenzij dit redelijkerwijs niet gevergd kan worden. De stand der techniek is hierbij het uitgangspunt. De definities van BUT en BBT geven een nadere bepaling van wat kan worden gevraagd voor zwartelijststoffen (BBT) en overige verontreinigingen (BUT) met betrekking tot de redelijk geachte kosten.

### **Immissietoets**

De emissieaanpak omvat naast toepassing van BUT/BBT ook eventuele verdergaande eisen op grond van de geldende milieukwaliteitsnormen (de zogenaamde immissietoets). In paragraaf 2.1 en 2.3.6 wordt hierop teruggekomen.

---

<sup>2</sup> Uitspraken van de Afdeling geschillen van bestuur van de Raad van State van 11 juni 1991, nr. G05.86.0282 (AKZO Delfzijl), en 23 augustus 1991, nr. G05.87.0714 (AKZO Hengelo).

---

### **2.3.3 Emissieaanpak voor zwartelijststoffen**

Tot de zwarte lijst behoren stoffen die dermate schadelijk zijn voor het milieu dat de verontreiniging door deze stoffen in beginsel moet worden beëindigd. Bij sanering van zwarte-lijststoffen moet geprobeerd worden zo dicht mogelijk bij een nullozing of achtergrond concentratie te komen. Sanering aan de bron dient te geschieden door toepassing van BBT.

Of een stof moet worden aangemerkt als een zwarte-lijststof wordt beoordeeld aan de hand van de eigenschappen (zoals toxiciteit, persistentie en bio-accumulatie) van die stof. Dit is overigens geen limitatieve lijst. Stoffen als dioxines en dibenzofuranen staan weliswaar niet op deze lijst, maar moeten - gelet op de milieueigenschappen - wel als zwarte-lijststoffen worden beschouwd.

Van de stoffen die door de offshore worden geloosd, worden in de onderhavige CIW-studie kwik, cadmium, benzeen en PAK's als zwarte-lijststof beschouwd.

### **2.3.4 Emissieaanpak voor overige verontreinigingen**

Voor het grootste deel van de 'overige verontreinigingen' wordt sanering door toepassing van BUT geëist. Het gaat daarbij met name om stoffen die qua eigenschappen relatief schadelijk zijn en zich kenmerken door persistentie en/of toxiciteit en/of bioaccumulerend vermogen. Onder deze stoffen vallen onder anderen de zware metalen die niet op de lijst van 132 potentieel zwarte-lijststoffen staan, bepaalde organische micro-verontreinigingen, cyanide, en ammoniak. Ook de zuurstofbindende stoffen en nutriënten (fosfaat, nitraat) worden gerekend tot de groep van stoffen, waarbij in beginsel de emissieaanpak voorop staat.

Van de stoffen die door de offshore worden geloosd, worden in de onderhavige CIW-studie lood, zink, nikkel, BTEX (met uitzondering van Benzeen), alifaten en de productiechemicaliën als 'overige verontreinigingen' beschouwd.

### **2.3.5 Waterkwaliteitsaanpak**

De waterkwaliteitsaanpak wordt slechts gevolgd voor een beperkt aantal, relatief onschadelijke, van nature in het oppervlaktewater voorkomende stoffen met een geringe mate van toxiciteit, zoals sulfaat, chloride en warmte. De mate waarin maatregelen ter beperking van de lozing moeten worden genomen is primair afhankelijk van de voor het ontvangende oppervlaktewater geldende milieukwaliteitsnormen. Een algemene beleidslijn voor de toe te passen technieken is dan ook niet te geven. Van de door de offshore geloosde stoffen, die in de onderhavige CIW-studie worden onderzocht, zijn er geen stoffen waarvoor primair de waterkwaliteitsaanpak gevolgd moet worden.

### **2.3.6 Immissietoets**

Aan het primaire inspanningsbeginsel van de emissieaanpak wordt invulling gegeven door het toepassen van BUT/BBT. Het ondanks het toepassen van BUT/BBT niet bereiken van de voor het ontvangende oppervlaktewater geldende milieukwaliteitsnormen kan aanleiding geven tot het eisen van verdergaande maatregelen (zie paragraaf 2.1 van dit hoofdstuk).

---

Hierbij is het maximaal toelaatbaar risiconiveau (MTR) het kwaliteitsniveau dat op de korte termijn minimaal moet worden gehaald; er is sprake van een inspanningsverplichting voor de waterkwaliteitsbeheerder (overigens blijft het realiseren van de streefwaarden gebaseerd op de VR de doelstelling voor de lange termijn). De mate van overschrijding van het MTR vormt een belangrijk toetsinstrument voor het brongerichte beleid (prioritering) van bronnen: zie paragraaf 2.5). Is de restlozing na toepassing van BUT/BBT onaanvaardbaar, dan zullen verdergaande maatregelen worden geëist (in het uiterste geval een lozingsverbod). In CIW-kader zijn criteria opgesteld voor de beoordeling van de milieu-bezwaarlijkheid van restemissies. Voor het marine milieu wordt uitgegaan van de streefwaarde als toetswaarde (Rismare notitie, Tweed Kamer vergaderjaar 1996-1997, 21250 en 21990, nr. 40).

Ook de IPPC-richtlijn (artikelen 3a en 10) kent een immissietoets waarbij aanvullende maatregelen worden verlangd indien na een brongerichte benadering (toepassing van BAT) nog niet wordt voldaan aan de geldende milieukwaliteitsnormen. De EU-kaderrichtlijn water voorziet eveneens in dergelijke aanvullende maatregelen: zie paragraaf 3.4.

## **2.4 Integrale afweging**

In het kader van het emissiebeleid worden maatregelen tegen elkaar afgewogen, die zijn gericht op bescherming van het watersysteem en de andere milieucompartimenten (water, bodem en lucht). Hierbij worden ook aspecten als energieverbruik en afvalpreventie betrokken. Dergelijke integrale beschouwingen vinden hoofdzakelijk plaats tijdens het afwegingsproces (bij de ketenbenadering) voorafgaande aan de feitelijke vergunningverlening. Het doelgroepoverleg en de BMP's zijn daarvoor de geëigende kaders. Zie voor de afweging voor offshore productiewater hoofdstuk 4.

In EU-kader (IPPC-richtlijn) krijgt de integrale afweging onder meer gestalte door het opstellen van zogenaamde BAT-Referentiedocumenten, afgekort BREF's. In een BREF wordt een overzicht gegeven van de technieken die in Europa voor een bepaald proces als BAT kunnen worden beschouwd. Daarnaast wordt in een dergelijk referentiedocument aangegeven wat de emissiegrenswaarden zijn na toepassing van de genoemde BAT-mogelijkheden. De voor een bedrijfstak op Europees niveau opgestelde BREF kan heel goed als leidraad gaan dienen voor de best available techniques van individuele bedrijven bij het opstellen van BMP's. Daarnaast zullen deze BREF's als basis gaan dienen voor de vergunningverlening als uitvoering van de IPPC-richtlijn.

## **2.5 Prioritering**

In NW4 wordt nadrukkelijk aandacht gevraagd voor een goede prioritering. De gecombineerde emissie-immissieaanpak wordt op Europees niveau ook als uitgangspunt gekozen en in de Kaderrichtlijn water [ref. 2, 5] als beleidslijn voorgestaan.

In de IPPC-richtlijn [ref. 3] wordt van de vergunningaanvrager gevraagd inzicht te geven in de mogelijke gevolgen van de lozing voor de milieukwaliteit.

---

De relatie emissie-immissie kan vanuit twee kanten worden benaderd: vanuit het watersysteem en vanuit een specifieke bron. De eerste benadering, genoemd *prioritering*, resulteert in een prioritering van stoffen en (groepen van) bronnen op watersysteemniveau. De tweede benadering, genoemd *immissietoets*, omvat het beoordelen van de toelaatbaarheid van de restlozing - de lozing die *overblijft na toepassing van de bronaanpak (beste bestaande en best uitvoerbare technieken)* - van een specifieke bron, voor het ontvangende oppervlaktewater. Beide benaderingen en de samenhang hiertussen worden in dit rapport uitgewerkt.

### Prioritering voor stoffen

In overeenstemming met NW4 is de mate van overschrijding van het MTR het belangrijkste criterium voor prioritering. In plaats van het MTR, kunnen - voor zover deze strenger zijn - ook specifieke functie-eisen worden gebruikt of de in het betreffende waterhuishoudingsplan of beheersplan vastgestelde kwaliteitsnormen. Voor het realiseren van het MTR geldt een inspanningsverplichting om dit niveau zo mogelijk voor 2000 te bereiken. In die situaties waarin aan het MTR voor een stof wordt voldaan, dient de streefwaarde (VR) te worden gebruikt voor prioritering. De streefwaarde dient conform het derde Nationaal Milieubeleidsplan [NMP 3, lit. 4] zo mogelijk in 2010 te worden bereikt. Voor de zoute wateren geldt de streefwaarde nu al als toetsingscriterium.

De volgende prioritering voor de aanwezige *stoffen* in zoete watersystemen wordt aanbevolen.

Prioriteit 1	Kleurcodering
a) waarde $\geq 5 \cdot \text{MTR}$	Rood
b) $2 \cdot \text{MTR} \leq \text{waarde} < 5 \cdot \text{MTR}$	oranje
c) $\text{MTR} \leq \text{waarde} < 2 \cdot \text{MTR}$	geel
<b>Prioriteit 2</b>	
Streefwaarde (SW) $\leq$ waarde $<$ MTR	groen
<b>Prioriteit 3</b>	
Waarde $<$ streefwaarde (SW)	blauw

Voor het mariene milieu is de prioritering in dit rapport niet uitgewerkt. Voor het mariene milieu geldt de streefwaarde als waterkwaliteitsdoelstelling.

Zoals al eerder aangegeven is de immissietoets bedoeld voor het beoordelen van emissies afkomstig van de restlozing na uitvoering van emissiebeperkende maatregelen. De immissietoets voor het mariene milieu is in het CIW-emissie-immissie rapport niet uitgewerkt. Nadere invulling hiervan voor het mariene milieu zal nog nader moeten worden uitgewerkt.

Voor de uitwerking van deze toetsen kunnen wel de in dit rapport genoemde uitgangspunten worden gehanteerd. Om absoluut te kunnen prioriteren volgens het bovenstaande model moet een dergelijke immissietoets voorhanden zijn. In relatieve zin kan bij ontbreken van een immissietoets wel degelijk worden geprioriteerd op basis van geloosde vrachten.

### Prioritering van bronnen

De prioritering van bronnen dient gebaseerd te zijn op de daadwerkelijke belasting van het oppervlaktewater. De daadwerkelijke belasting op het

---

oppervlaktewater omvat lozingen via directe puntbronnen, inclusief *rwzi's* en overstorten, via directe diffuse bronnen en via de compartimenten bodem en lucht. Voor de definitie van de belasting van oppervlaktewater en voor de indeling van bronnen naar doelgroep worden de definities van het nationale emissieregistratiesysteem aangehouden.

Voor de toepassing op zoete wateren wordt voorgesteld om in beginsel uit te gaan van de volgende prioriteitstelling van bronnen :

- Prioriteit 1: doelgroepen die meer dan 10% aan de belasting bijdragen
- Prioriteit 2: doelgroepen die tussen 1% en 10% aan de belasting bijdragen
- Geen prioriteit: doelgroepen die minder dan 1% bijdragen.

Een systematiek voor prioritering van bronnen voor het mariene milieu is nog niet uitgewerkt. Het is overigens nog de vraag of een dergelijke systematiek van prioriteren voor zoute wateren op dezelfde wijze kan worden uitgevoerd als voor zoete wateren. Nadere uitwerking hiervan zal nog moeten plaatsvinden.

## **2.6 Het stand-still-beginsel**

Op grond van het 'stand-still-beginsel' kunnen aanvullende eisen (bovenop die welke voortvloeien uit de emissieaanpak of de waterkwaliteitsaanpak) noodzakelijk zijn. Binnen het stand-still-beginsel wordt onderscheid gemaakt tussen zwarte-lijststoffen en de overige stoffen. Voor zwarte-lijststoffen houdt het beginsel in: 'voor geen der aangewezen stoffen of groepen van stoffen van de zwarte lijst mag het totaal van de lozingen in een bepaald beheersgebied toenemen'. Voor de overige verontreinigingen houdt het stand-still-beginsel in dat: 'de waterkwaliteit niet significant mag verslechteren. Waterkwaliteitsdoelstellingen mogen dus in beginsel niet worden opgevuld'.

De betekenis van het stand-still-beginsel voor de overige stoffen is vooral gelegen in de verplichting van de waterkwaliteitsbeheerder om de kwaliteit van het oppervlaktewater in zijn beheersgebied te volgen, eventuele significante verslechtingen op te sporen, te onderzoeken wat daar de oorzaken van zijn, om vervolgens te bezien of een verslechting al dan niet beïnvloedbaar c.q. aanvaardbaar is.





---

## 3 Ontwikkelingen in het emissiebeleid

---

### 3.1 Inleiding

In het (internationale) water- en milieubeleid doen zich ontwikkelingen voor die op termijn van invloed kunnen zijn op het emissiebeleid zoals dat in paragraaf 1.1 is weergegeven. Hoewel de meeste van deze ontwikkelingen al wel in NW4 zijn genoemd of via EU-richtlijnen op ons afkomen, is de uitwerking nog niet zodanig dat ze al volledig in het Nederlandse beleid zijn of kunnen worden geïmplementeerd. In de volgende paragrafen worden enkele in het oog springende ontwikkelingen nader belicht.

### 3.2 Van BUT/BBT naar BAT en BEP

Op grond van een drietal overwegingen kan het hanteren van het onderscheid tussen BUT en BBT in discussie worden gebracht:

- hoewel algemeen wordt erkend dat een grotere saneringsinspanning nodig is naarmate de milieubezwaarlijkheid van de betreffende verontreinigingen groter is, blijkt in de praktijk dat de best uitvoerbare en de best bestaande technieken niet goed zijn te onderscheiden;
- toepassing van BUT/BBT is doorgaans gekoppeld aan de emissie van één stof naar water, terwijl in de praktijk meestal sprake is van een maatregel voor de sanering van meer dan één stof;
- internationale ontwikkelingen die uitgaan van een saneringsinspanning zijn gebaseerd op toepassing van BAT (best available techniques).

Om de emissies van prioritaire stoffen door relevante diffuse bronnen te beperken wordt in internationale overlegkaders gewerkt met het begrip BEP ('Best Environmental Practice', de 'beste milieuveilige handelwijze'). Voor een aantal doelgroepen is daar in onder meer EU-kader nadere uitwerking aan gegeven, bijvoorbeeld voor de landbouw, zowel voor wat betreft stikstof als voor pesticiden. Niet uitgesloten moet worden dat uitwerking van het begrip BEP in de toekomst ook nationaal nadrukkelijker in beeld komt. Feitelijk is daar al een eerste aanzet toe gegeven met de (in voorbereiding zijnde) AMvB's voor de sectoren glastuinbouw en open teelten.

### 3.3 Totaal-effluentbeoordeling als aanvulling op de stofgerichte benadering

In paragraaf 4.3 ('Emissies') van NW4 is de introductie van de methode van totaal-effluentbeoordeling (TEB) in de planperiode in het vooruitzicht gesteld voor het beoordelen van de toe te passen saneringstechnieken (BUT/BBT). Deze methode zou moeten dienen ter aanvulling van de stofgerichte beoordeling van industriële lozingen van complexe mengsels van stoffen. Een dergelijke totaal-effluentbeoordeling wordt volgens NW4 geïntroduceerd, omdat de stofspectifieke beoordeling te veel beperkingen kent. Deze beperkingen kunnen door een (aanvullende) beoordeling van de milieubezwaarlijkheid op de langere termijn deels worden weggenomen.

---

Ook in internationale kaders (bijvoorbeeld in OSPAR-verband) wordt aandacht geschonken aan deze vorm van effluentbeoordeling.

Voor de korte termijn is de methodiek voor het beoordelen van effluënten op milieubezwaarlijkheid nog onvoldoende ontwikkeld om volledig te kunnen worden ingepast. Ook de doorgaans (nog) onbekende relatie tussen milieubezwaarlijkheid en de veroorzakende bron vormt een belemmering. Verder is het van belang dat er een relatie wordt gelegd tussen de uitkomsten van totaal-effluentbeoordeling en de milieukwaliteitsnormen voor oppervlaktewater en waterbodembodem.

### **3.4 EU-kaderrichtlijn water**

De EU Kaderrichtlijn water (KRW) is eind 2000 gepubliceerd en daarmee van kracht geworden.

De KRW beoogt onder meer het harmoniseren van de versnipperde Europese waterwetgeving. De richtlijn gaat uit van stroomgebieden (voor Nederland 4: Rijn, Schelde, Maas en Eems) en is met name gericht op zoet water. Per stroomgebied dient een stroomgebiedsbeheersplan te worden opgesteld. In deze stroomgebiedsbeheersplan moeten per stroomgebied beheersmaatregelen zoals monitorings- en emissiereductie-maatregelen beschreven worden. De werkingssfeer is tot 1 mijl uit de kust, behalve voor chemische stoffen en monitoring daarvan. Hiervoor geldt de KRW tot de 12 mijlszone. Ten behoeve van de KRW heeft de Europese Commissie een voorstel ingediend voor een lijst van prioriteitsstoffen. Volgens dit voorstel moet voor die stoffen een gecombineerde aanpak worden gevolgd, hetgeen betekent dat voor deze stoffen geharmoniseerde Europese waterkwaliteitsnormen en maatregelen voor emissiebeheersing worden ingevoerd. De lijst omvat 32 stoffen c.q. stofgroepen. De met offshore productiewater geloosde stoffen benzeen, cadmium, lood, kwik, naftaleen, nikkel komen voor op deze lijst met prioriteitsstoffen. Gezien de werkingssfeer tot de 12 mijlszone voor chemische stoffen lijken platforms binnen de 12 mijlszone dus ook onder de KRW te vallen.

Voor de invoering van de KRW in Nederland is een implementatietraject opgezet. Speciale commissies zullen de stroomgebiedsbeheersplannen gaan opstellen, waarbij ook bepaald gaat worden welke (verontreinigende) activiteiten wel en niet meegenomen gaan worden. Hier zal ook bepaald worden of en zo ja welke emissiereductiemaatregelen voor offshore platforms binnen de 12 mijlszone gaan gelden.

### **3.5 Veranderende rol van de overheid**

Als uitvloeisel van het doelgroepbeleid industrie (zie de paragrafen 5 en 6) maken meer en meer bedrijven milieubeheer actief tot een onderdeel van de proces- en bedrijfsvoering. In de praktijk komt dit vaak tot uitdrukking in:

- een BIM (bedrijfsintern milieuzorgsysteem) op het niveau van ISO 14001;
- een (goedgekeurd) BMP;
- een (valideerbare) verslaglegging van de milieuprestaties, het MJV.

Dit betekent ook dat vergunningverlening en handhaving hierop worden toegesneden oftewel dat de rol van de overheid in verband hiermee wordt aangepast. De vergunning zou zich op de hoofdzaken moeten concentreren, terwijl het accent bij toezicht en handhaving zal

---

verschuiven van frequente effluentcontroles en -rapportages naar een meer administratieve controle van de milieuboekhouding. Eerder opgedane ervaringen met bedrijfsprestaties spelen een rol bij de wijze van toezicht en handhaving. Tegelijkertijd zullen toezicht en handhaving zich ook meer moeten concentreren op de in dit opzicht minder presterende bedrijven.

---

## 4 Nationale wetgeving en vergunningen

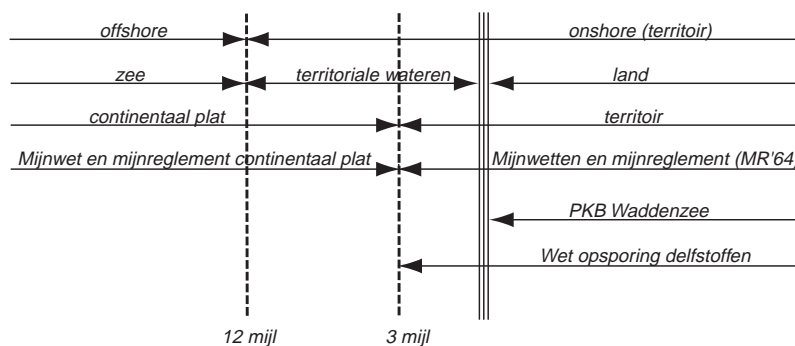
### 4.1 Algemeen

Onder gas- en oliewinning worden de activiteiten verstaan van exploratie tot aan de distributie van het geproduceerde gas of olie. Op het Nederlandse vasteland, waarbij inbegrepen de territoriale wateren binnen de 3-mijlszone, geldt een ander vergunningenregime dan voor werkzaamheden op het Nederlands deel van het continentaal plat:

- voor offshore activiteiten geldt de Mijnwet continentaal plat (Stb. 1965, 428) en het Mijnreglement continentaal plat (Stb. 1967, 158).

In figuur 4.1 zijn schematisch de werkingsgebieden van de verschillende begrippen en wetten aangegeven.

**Figuur 4.1**  
Werkingsgebieden begrippen en wetten



Onlangs is het wetsvoorstel 'regels met betrekking tot het onderzoek naar en het winnen van delfstoffen en met betrekking tot met de mijnbouw verwante activiteiten' (Mijnbouwwet) bij de Tweede Kamer ingediend (TK 1998-1999, nr. 26 219, nrs. 1 en 2). Dit wetsvoorstel voorziet in een algehele herziening van de mijnwetgeving, waarbij de vier wetten die van toepassing zijn op de mijnbouw op zowel het land als het Continentaal Plat, zijnde de Mijnwet 1810, de Mijnwet 1903, de Wet opsporing delfstoffen en de Mijnwet Continentaal Plat, tot één Mijnbouwwet worden geïntegreerd.

Doel van het wetsvoorstel is één kader te bieden voor een verantwoorde en doelmatige mijnbouw, zowel voor de mijnbouw binnen het Nederlandse territoir als voor de mijnbouw op het Continentaal Plat. Volgens het wetsvoorstel zal het vergunningensysteem aanmerkelijk worden verduidelijkt. Het vergunningensysteem voor koolwaterstoffen (aardgas en aardolie), dat nu nog is verdeeld over verschillende wetten, zal worden vereenvoudigd. Tevens zullen vergunningsvoorschriften, die in de huidige wetgeving marginaal van elkaar afwijken, worden vervangen door regels op grond van artikel 44 van de ontwerp Mijnbouwwet. Op basis van dit artikel zal een nieuwe Mijnbouwbesluit opgesteld worden, dat in de plaats treedt van de bestaande Mijnreglementen. De Mijnbouwwet zal ook milieubelangen gaan behartigen. In het algemeen wordt voorgesteld de

---

Wet milieubeheer van toepassing te laten zijn op de mijnbouw, ook waar deze voorheen nog niet van toepassing was. De Wm geldt echter niet buiten de 12-mijlszone of in het geval van boringen. De Mijnbouwwet behartigt in deze gevallen de milieubelangen.

In het wetsvoorstel is een financiële zekerheidsstelling opgenomen, waarin de aansprakelijkheid voor schade als gevolg van beweging van de aardbodem wordt geregeld. De regels over zekerheidsstelling in verband met bodembeweging zijn in beginsel niet van toepassing op velden die liggen in de territoriale zee buiten de 3-mijlszone en op het Continentaal Plat.

Mijnbouwinstallaties die niet meer in gebruik zijn, moeten worden verwijderd door de vergunninghouder. Tevens zal onder de toekomstige Mijnbouwwet moeten worden aangegeven wat er na verwijdering met het platform zal gaan gebeuren. Slechts na goedkeuring van het plan door de overheid mag tot opruiming worden overgegaan. Het Staatstoezicht op de Mijnen zal erop toezien dat dit in overeenstemming met het plan gebeurt.

Omdat de Mijnbouwwet de bestaande mijnwetgeving geheel zal gaan vervangen, zijn in het wetsvoorstel in hoofdstuk 10 overgangsbepalingen opgenomen. Hierin staat aangegeven wat er gebeurt met bestaande vergunningen en concessies.

In geval de Mijnbouwwet wordt aangenomen zal deze gaan gelden voor alle mijnbouwinstallaties op het Nederlandse territorium en op het Continentaal Plat. Voor individuele winningsprojecten buiten de 12-mijlszone wordt een mijnbouwmilieuvergunningplicht in het leven geroepen.

### **Huidige wet- en regelgeving**

Op de activiteiten van de olie en gas ondernemingen (operators) zijn diverse (milieu)wetten en regelgeving van toepassing. De volgende wet- en regelgeving, richtlijnen en nota's zijn relevant voor het milieubeleid van de olie en gas exploratie en productie industrie:

- Mijnwet en Mijnreglement territorium inclusief nadere regelen en aanschrijvingen met richtlijnen;
- Mijnwet en Mijnreglement continentaal plat inclusief nadere regelen en aanschrijvingen met richtlijnen;
  - Wet opsporing delfstoffen;
  - Wet Milieubeheer (Wm);
  - Installaties en vergunningen besluit (AMvB);
  - Besluit milieu effect rapportage (MER), (AMvB);
  - Besluit emissie stookinstallaties (BEES), (AMvB);
  - Wet verontreiniging oppervlakte wateren (Wvo);
  - Grondwaterwet (GWW);
  - Wet verontreiniging zeewater (Wvz);
  - Wet bodembescherming (Wbb);
  - Nederlandse richtlijnen bodembescherming (Nrb);
  - Besluit opslaan in ondergrondse tanks (BOOT);
  - Lozingen besluit;
  - Nederlandse emissie richtlijn (NeR);
  - Wet milieugevaarlijke stoffen (Wms);
  - Lekdichtheidsbesluit;
  - Kernenergiewet;
  - Wet geluidhinder (WGH);
  - Wet op ruimtelijke ordening en woningwet;
  - Nota Waddenzee;

- 
- Aanwijzing tot staatsnatuurmonument Waddenzee II;
  - Wet beheer rijkswaterstaatswerken.

Bovenstaande wet- en regelgeving wordt nog aangevuld met diverse richtlijnen, nota's en verdragen.

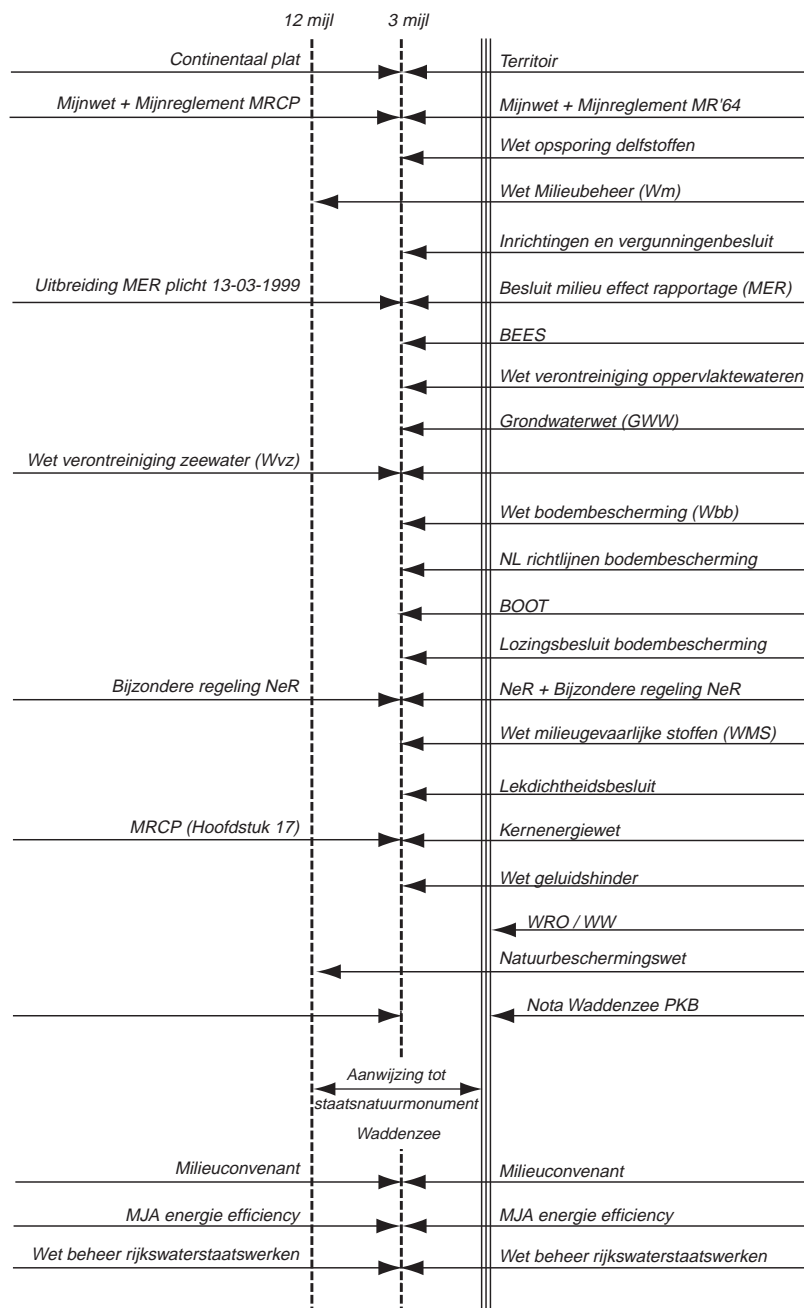
### **Werkingsgebieden wetgeving**

De Mijnwet 1810, de Mijnwet 1903, de Wet opsporing delfstoffen en de hiermee samenhangende uitvoeringswetgeving zijn van toepassing op het Nederlandse vasteland en de territoriale wateren tot 3 mijl uit de kust. De Mijnwet continentaal plat en haar uitvoeringswetten zijn geldig vanaf 3 mijl uit de kust tot aan de grenzen van het aan Nederland door het internationaal recht toegekende deel van het continentaal plat. In 1985 zijn de territoriale wateren evenwel uitgebreid tot 12 mijl vanaf de kust. Een en ander is bepaald in de "Wet grenzen Nederlandse territoriale zee" (Stb. 129, 1985).

De motieven voor de uitbreiding van de Nederlandse territoriale wateren is de wens om de scheepvaartbelangen beter te kunnen behartigen en de milieuvervuiling van en voor de kust effectiever te kunnen aanpakken. Een van de belangrijkste gevolgen van de grenswijziging is dat de Nederlandse staat nu ook volledige regelgevende bevoegdheid kreeg voor de strook zee gelegen tussen 3 en 12 mijl vanaf de kust. Dit betekent dat de Nederlandse wetgeving, indien niet expliciet anders aangegeven, volledige gelding heeft binnen het territoir. Zo strekken de Wet Milieubeheer en de Wet op de gevaarlijke werktuigen zich uit tot 12 mijl uit de kust.

Ten gevolge van de uitbreiding van de grenzen van de territoriale wateren bij de Wet grenzen Nederlandse territoriale wateren van 1985 is de situatie ontstaan dat de scheiding van de mijnwetgeving, vastgesteld op de grens van 3 mijl uit de kust niet langer gelijk loopt met de wettelijke grenzen van de territoriale wateren, die nu zijn vastgesteld op 12 mijl. In de verbijzonderde wetgeving, zoals de mijnwetgeving, is expliciet aangegeven, dat de grens van het territoir op 3 mijl van de kust is vastgesteld. Hieruit zou men kunnen concluderen dat de algemeen geldende wetten voor de mijnbouw industrie een werkingsgebied hebben tot 3 mijl van de kust tenzij dit expliciet anders is aangegeven. Uitzondering hierop is de Wet milieubeheer, die een werkingsgebied heeft tot 12 mijl van de kust. De werkingsgebieden van de genoemde wet- en regelgeving zijn schematisch aangegeven in figuur 4.2.

**Figuur 4.2**  
 Werkingsgebieden wet- en regel-  
 geving



## 4.2 Mijnreglement continentaal plat

### 4.2.1 Mijnbouwmilieuvergunning en milieueffectrapportage (MER)

Voor het oprichten of in stand te houden van mijnbouwinstallatie ten behoeve van de winning van aardolie of aardgas is sinds maart 1999 een MER vereist, indien de te winnen hoeveelheid meer dan 500 000 kg aardolie of meer dan 500.000 m<sup>3</sup> aardgas per dag bedraagt.



---

Omdat een MER altijd aan een vergunning gekoppeld moet zijn en een dergelijke vergunning er nog niet was, is een vergunningplicht in het Mrcp geïntroduceerd<sup>3</sup>.

Het MER, de wijze waarop dit moet worden opgesteld en de verhouding tussen het MER en het besluit waar dit aan gekoppeld is, zijn geregeld in hoofdstuk 7 van de Wet milieubeheer. In het MER worden alle milieu-effecten, dus ook de effecten van productiewaterlozingen meegenomen. Op basis van het MER worden door het bevoegd gezag (de Minister van Economische Zaken) vergunningvoorschriften opgesteld. Deze kunnen betrekking hebben op alle milieuaspecten, zoals bijvoorbeeld de lozing van alifatische en aromatische olie, zware metalen of productiechemicaliën.

Op dit moment geldt voor bestaande platforms geen milieuvergunningplicht, maar gelden algemene regels (bijv. de ROM). Om in het kader van het Convenant en BMP evaluatie een voldoende milieu-inspanning te waarborgen, is gezocht naar een mogelijkheid om in individuele gevallen een vergunning af te kunnen geven. Het lijkt waarschijnlijk dat deze mogelijkheid in de nieuwe Mijnbouwwet zal worden opgenomen.

#### **4.2.2 Algemene regels t.a.v. olie en productiechemicaliën**

Behalve de vergunningplicht waarin specifieke voorschriften opgenomen kunnen worden zijn in het Mrcp ook algemene bepalingen opgenomen ten aanzien van de lozingen van olie en productiechemicaliën.

##### **Olie**

Het is verboden olie of een oliehoudend mengsel vanaf een mijnbouwinstallatie te lozen, tenzij het gaat om een lozing van een oliehoudend mengsel in de gevallen en op de wijze als bij Ministeriële regeling bepaald<sup>4</sup>. In deze ministeriële regeling, de Regeling lozing van oliehoudende mengsels wordt onder andere bepaald dat lozing van oliehoudend productiewater en oliehoudend hemel-, schrob- of spoelwater is toegestaan mits het alifatische oliegehalte niet meer bedraagt dan 100 milligram olie per liter en het maandelijks gemiddelde alifatische oliegehalte niet meer dan 40 milligram olie per liter (voor installaties in gebruik genomen vóór 1 januari 1988 geldt dat de best uitvoerbare techniek toegepast moet worden om aan deze normen te voldoen). Verder dienen om de andere dag (voor bemande installaties) of bij ieder bezoek (voor onbemande installaties) representatieve monsters genomen worden waarvan het oliegehalte wordt geanalyseerd volgens NEN 6675 mod en dient het oliegehalte en het debiet van het geloosde mengsel te worden geregistreerd en per kwartaal aan SodM te worden gerapporteerd.

---

<sup>3</sup> **Artikel 30a.** 1. Het is verboden zonder vergunning van Onze Minister op of boven het continentaal plat een mijnbouwinstallatie op te richten of in stand te houden ten behoeve van de winning van aardolie of aardgas, indien de te winnen hoeveelheid meer dan 500.000 kg aardolie of meer dan 500.000 m<sup>3</sup> aardgas per dag bedraagt.

<sup>4</sup> **Artikel 49a.** 1. Het is verboden olie, een oliehoudend mengsel, sanitair afval of vuilnis vanaf een mijnbouwinstallatie te lozen.  
2. Het eerste lid geldt niet ten aanzien van het lozen van:  
a. een oliehoudend mengsel in de gevallen en op de wijze als door Onze Minister, in overeenstemming met Onze Ministers van Verkeer en Waterstaat en van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer, bepaald;

---

## Productiechemicaliën

De lozing van productiechemicaliën is geregeld in artikel 49ba van het Mrcp<sup>5</sup>.

De milieukeurmerken van chemicaliën zoals afbreekbaarheid, toxiciteit en bio-accumulatie worden vastgelegd op de zogenaamde HOCNF-formulieren. Dit formulier wordt internationaal gebruikt om de schadelijkheid van deze chemicaliën voor het mariene milieu te kunnen inschatten. De schadelijkheid van het gebruik en de lozing van toegepaste chemicaliën voor het mariene milieu wordt beoordeeld met behulp van het 'Chemical Hazard Assessment and Risk Management'-model (CHARM). Het is de bedoeling dat de mijnondernemingen dit model toepassen op de door hen gebruikte chemicaliën, zodat in het kader van de continue verbetering, het gebruik én de keuze van de chemicaliën steeds milieuvriendelijker worden. Op basis van de HOCNF formulieren en de CHARM berekening worden de chemicaliën door het Staatstoezicht op de Mijnen beoordeeld. Afhankelijk van het resultaat van de beoordeling wordt al dan niet een verklaring van geen bezwaar voor het gebruik van de betreffende productiechemicaliën afgegeven.

### 4.2.3 Normoverschrijding

Voor wat betreft de voorzieningen die mijnbouwondernemingen treffen om normoverschrijdingen en onvoorziene lozingen te voorkomen, wordt de keuze in hoofdzaak bepaald door de mijnbouwonderneming. De mijnbouwonderneming dient in onder andere het Voorontwerprapport en het daarop volgende Veiligheids- en gezondheidsdocument (resp. NRMRCp-102 en MRcp artikel 13f) aan te tonen welke risico's er zijn en hoe deze worden beheerst. Deze hebben voornamelijk betrekking op het risico van brand, explosie etc., maar tonen ook de betrouwbaarheid van systemen aan, waarmee de kans op een lozing en de grootte daarvan kan worden ingeschat. Het SodM beoordeelt of het rapport voldoet aan de door haar gestelde eisen op het gebied van risicoanalyse, acceptatiecriteria en prestatienormen van de installatie.

De risico's van onbedoelde lozingen (spills) zijn als volgt:

- nieuwe installaties alsmede wijzigingen aan bestaande installaties worden door middel van een zogenaamde 'Hazard Identification' beoordeeld op veiligheids-, gezondheids- en milieuaspecten, waarbij aanbevelingen worden gedaan tot het verminderen van de risico's;
- overschrijdingen van normen (zoals bijvoorbeeld de 40 mg/l norm) uit de MRcp en de mijnbouwmilieuvergunning zijn overtredingen en kunnen strafrechtelijk worden vervolgd. Het handhavingsbeleid van SodM beschrijft in welke gevallen tot vervolging wordt overgegaan;
- milieu-incidenten worden evenals andere incidenten door de olie-maatschappijen geanalyseerd om te bepalen welke oorzaken ten grondslag hebben gelegen aan het incident. Fundamentele oorzaken zijn bijvoorbeeld ontwerpfouten, onvoldoende training of ontoereikende

---

<sup>5</sup> **Artikel 49ba.**<sup>20)</sup> 1. Onze Minister kan, in overeenstemming met Onze Ministers van Verkeer en Waterstaat en van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer, ter voorkoming van verontreiniging van de zee regelen stellen met betrekking tot het gebruik van bepaalde stoffen op een mijnbouwinstallatie.

2. De in het eerste lid bedoelde regelen kunnen inhouden:

- a. een verbod tot gebruik, zo nodig met een mogelijkheid van ontheffing,
- b. voorschriften inzake de hoeveelheid te gebruiken stof en de wijze van gebruik:
- c. voorschriften omtrent de registratie van stoffen die worden gebruikt.

---

procedures. Na de incidentanalyse worden maatregelen aanbevolen ter voorkoming van deze en soortgelijke incidenten.

De resultaten van de analyses worden ook gerapporteerd aan het SodM, die er vervolgens op toe ziet dat de noodzakelijke maatregelen ter voorkoming worden genomen;

- indien voorzieningen uitvallen waardoor tijdelijk verhoogde concentraties van stoffen, waarvoor geen wettelijke maximum concentraties gelden, worden geloosd dan is dat geen overtreding (er wordt immers geen norm overschreden). Wel dient er voor gezorgd te worden dat de betreffende voorziening zo spoedig mogelijk wordt hersteld.

Doorgaans worden de installaties voorzien van meervoudige proces beveiligingen, zoals niveau-, temperatuur- en drukbeveiligingen, om te voorkomen dat het falen van een enkele beveiliging een probleem veroorzaakt.



---

## 5 Internationale regelgeving

---

### 5.1 Inleiding

Internationale regelgeving handelt met name over gedragsregels tussen staten onderling. Verdragen gelden alleen voor de partijen die een verdrag hebben afgesloten. Ze worden pas van kracht wanneer een staat het verdrag ratificeert. Na ratificatie is het verdrag altijd van toepassing. Internationaal recht kent nauwelijks handhavingsinstrumenten, dit betekent echter niet dat de staten niet gebonden zijn aan het internationaal recht. Handhaving geschiedt namelijk door het uitoefenen van politieke druk. Andere verdragsstaten zullen derhalve door middel van politieke druk een staat aan het verdrag trachten te houden.

Voor de olie- en gaswinningsindustrie zijn de volgende internationale verdragen van belang:

- Het verdrag van de Verenigde Naties inzake het Recht van de Zee/UNCLOS (1982).
- Dumpingverdrag van London (LC 72).
- OSPAR-verdrag inzake de bescherming van het mariene milieu in het noordoostelijk deel van de Atlantische Oceaan (1992).
- Verdrag van Oslo inzake dumping (1972).
- Verdrag van Parijs ter voorkoming van verontreiniging van de zee vanaf het land (1974).
- Overeenkomst inzake watergebieden van internationale betekenis in het bijzonder als verblijfplaats voor watervogels, Ramsar (1971).
- Overeenkomst van Bonn inzake de samenwerking op het gebied van opsporing en bestrijding van verontreinigingen op de Noordzee (1969).
- Slotverklaring vierde Internationale Conferentie ter Bescherming van de Noordzee, ook wel 'verklaring van Esbjerg' genoemd (1995).
- Verdrag van Helsinki over de bescherming en gebruik van grensoverschrijdende wateren en internationale meren (1992).

Op Europees niveau zijn onder meer volgende richtlijnen van belang:

- EG-richtlijn 79/409 (Vogelrichtlijn).
- Richtlijn 92/43 (Habitatrichtlijn).
- IPPC-richtlijn (Integrated Pollution Prevention and Control).
- Kaderrichtlijn Water.
- EG MER richtlijn 97/11.

Voor het emissiebeleid voor het offshore productiewater zijn het OSPAR-verdrag (1992) en de verklaring van Esbjerg (1995) van belang. Beiden worden in de onderstaande paragrafen nader toegelicht.

### 5.2 OSPAR-verdrag (1992)

Het OSPAR-verdrag inzake de bescherming van het mariene milieu in het noordoostelijk deel van de Atlantische Oceaan dient ter vervanging van het Verdrag van Parijs (1974) en het Verdrag van Oslo (1974) en bevat onder meer als nieuw element de bescherming van het ecosysteem.

---

Tevens zijn het voorzorgprincipe en het beginsel van 'de vervuiler betaalt' verdragsrechtelijk vastgelegd.

OSPAR is een internationale organisatie waarin o.a. afspraken op het terrein van de olie- en gasindustrie in het Noordoost Atlantisch gebied worden gemaakt. OSPAR richt zich daarbij onder meer op lozingen en emissies, het gebruik van chemicaliën en ontmanteling van platforms. De Offshore Industry Committee (OIC) geeft invulling aan de OSPAR Offshore Strategie (*Strategy on Environmental Goals and Management Mechanisms for the Offshore Industry*). Tevens wordt, waar relevant, rekening gehouden met andere OSPAR Strategieën, zoals de OSPAR strategie voor gevaarlijke stoffen (*Hazardous Substances Strategy*).

Onder de Offshore Strategie worden doelen gesteld, inclusief timeframes, op het gebied van voorkoming en eliminatie van verontreiniging door de offshore industrie. Deze doelen richten zich op:

1. gebruik van chemicaliën;
2. chemicaliën die onder de Strategie gevaarlijke stoffen worden aangemerkt voor prioritaire maatregelen (*List of chemicals identified for priority action*);
3. andere stoffen (w.o. olie, radioactieve stoffen);
4. verstoring en biodiversiteit.

In de Offshore Strategie wordt het gebruik van management systemen, inclusief elementen voor audits en rapportages, voor continue verbetering van de milieuprestaties en het behalen van de doelen, gestimuleerd.

OSPAR heeft verschillende besluiten en aanbevelingen op het terrein van de offshore industrie aangenomen. Mede ter uitvoering van de Offshore Strategie is in juni 2001 de aanbeveling OSPAR 2001/1 inzake behandeling van productiewater aangenomen. In deze aanbeveling hebben OSPAR-landen doelen vastgesteld voor de offshore industrie, w.o.:

1. de totale hoeveelheid olie die met productiewater in zee wordt geloosd moet in 2006 met 15% moet zijn afgenomen;
2. in 2020 moeten lozingen van productiewater zodanig zijn dat de lozing van olie met het productiewater geen schade aan het mariene milieu toebrengt. Lozingen van gevaarlijke stoffen via productiewater moeten voldoen aan de achtergrondconcentraties (van nature voorkomende stoffen) of volledig zijn gestopt (*man-made synthetic substances*);
3. vanaf 2006 geldt een lozingsnorm van 30 milligram olie (alifaten) per liter productiewater (in plaats van 40 mg/liter);
4. in 2003 zal OSPAR een besluit nemen over het instellen van een lozingsnorm voor aromatische koolwaterstoffen;
5. in 2006 zal OSPAR de doelen voor reductie van andere stoffen herzien en doelen vaststellen voor de totale hoeveelheden of concentraties van deze stoffen.

Om de doelstellingen hierboven mogelijk te maken, worden technieken die lozing van productiewater voorkómen gestimuleerd, zoals injectie van productiewater in de ondergrond, *downhole separation en water shutoff*.

Andere belangrijke besluiten van OSPAR op het gebied van de offshore industrie zijn:

- 1) Besluit 98/3 inzake ontmanteling van offshore installaties.
- 2) Besluit 2000/2 (*Harmonised Mandatory Control System for the Use and Reduction of Discharge of Offshore Chemicals*).

- 
- 3) Besluit 2000/3 (*Use of Organic-Phase Drilling Fluids and the Discharge of OPF-Contaminated Cuttings*).
  - 4) Besluit 2000/4 (*Harmonised Pre-screening Scheme for Offshore Chemicals*).
  - 5) Aanbeveling 2000/5 (*Harmonised Offshore Chemical Notification Format*).

Het werk van de Europese Gemeenschap op het terrein van de olie- en gasindustrie is beperkt. Het gaat daarbij met name om het op de markt introduceren van chemicaliën die ook offshore worden gebruikt. De EU richtlijn MER, de IPPC richtlijn, de gevaarlijke stoffen richtlijn (76/464) en de richtlijn voor grote verbrandingsinstallaties zijn ook op de offshore industrie van toepassing.

### **5.3 Verklaring van Esbjerg (1995)**

Op de vierde Noordzeeministerconferentie (te Esbjerg) is overeengekomen dat de doelstelling voor de preventie van vervuiling van de Noordzee inhoudt: 'streven naar beëindiging van lozingen en van het verlies van gevaarlijke stoffen binnen 25 jaar.' Er wordt onderzocht in hoeverre het zoneringsinstrument voor regulering van de visserij, in de vorm van sluiting van gebieden, effectief is. De Noordzeeministers zijn overeengekomen om een geïntegreerde visie te ontwikkelen over specifieke beschermingsmaatregelen voor belangrijke soorten en habitats.

Ook over de offshore mijnbouw is een aantal afspraken gemaakt. De belangrijkste is dat oude, buiten gebruik gestelde offshore installaties niet in zee mogen worden gestort, maar moeten worden hergebruikt of op het land worden verwerkt. Verder is met ingang van 1997 een verbod ingesteld op het lozen van met olie verontreinigd boorgruis. In Nederland bestaat echter al sinds 1993 een verbod op het lozen van oliehoudend boorgruis en boorspoeling (Mijnreglement art. 49).





---

## Literatuur

---

1. CIW-rapport "Emissie-immissie - prioritering van bronnen en stoffen", juni 2000.
2. Gemeenschappelijk standpunt (EG) Nr. 41/1999 door de raad vastgesteld op 22 oktober 1999 met het oog op de aanneming van Richtlijn 1999/.../EG van het Europees Parlement en de Raad tot vaststelling van een kader voor communautaire maatregelen betreffende het waterbeleid. Publicatieblad nr. C 343/1 van 30 november 1999.
3. Richtlijn 96/61/EG van de raad van de Europese Unie van 24 september 1996 inzake geïntegreerde preventie en bestrijding van verontreiniging (IPPC-richtlijn), Publicatieblad nr. L 257 van 10 oktober 1996.
4. Ministerie van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer, 1998, Nationaal Milieubeleidsplan 3, Tweede Kamer, vergaderjaar 1997-1998, 25887, nr. 1.
5. Richtlijn 2000/60/EG van het Europees Parlement en de Raad tot vaststelling van een kader voor communautaire maatregelen betreffende het waterbeleid. Vastgesteld oktober 2000.



---

## **Bijlage 2    Overzicht potentiële maatregelen**

---

---

Lijst van potentiële maatregelen voor verwijdering van zware metalen, aromaten, alifaten en productie-chemicaliën uit productiewater.

#### **A. Preventieve technieken**

- Downhole oil-water separation (DOWS)
- Downhole gas-water separation (DGWS)
- Mechanical water shutoff
- Chemical water shutoff

#### **B. Procesgeïntegreerde technieken**

- Methanol-terugwinningsinstallatie
- Glycol regeneratie
- Overhead vapour combustion (OVC)
- Macro Porous Polymer Extraction (MPPE) (deelstroom)
- Hoge-druk condensaat-water separatie
- Stoomstrippen (glycol regeneratie water)
- Isoleren van pijpleidingen
- Corrosiebestendige leidingen en vaten
- Alternatieve gasdroging (IFPEXOL etc.)
- Labyrinth choke valve
- Glycol overheads terug naar separator

#### **C. Nageschakelde technieken**

##### **Conventionele technieken**

- Gasflotatie (DGF/IGF)
- Platenseparator (CPI/PPI)
- Hydrocycloon
- Skimmertank
- Centrifuge
- Herinjectie
- Filter coalescer

##### **Biologische technieken**

- Aëroob
- Bioreactor (anaëroob)
- Membraan bioreactor (MBR)
- Enzymreactor
- Compostfilter (glycol overhead)

##### **Membraan technieken**

- Microfiltratie
- Ultrafiltratie
- Nanofiltratie
- Omgekeerde osmose
- Pertractie
- Emulsie-pertractie
- Electrodialyse
- Membrane assisted affinity sorption (MAAS)

#### **Absorptie technieken**

- Absorptiefilter
- Granulair actieve kool
- Poederkool
- Ionenwisseling
- Centrifugale absorptietechniek
- Zeolieten
- MPPE (eindstroom)
- MPPS

#### **Strip technieken**

- Stoomstrippen (eindstroom)
- Luchtstrippen
- Gasstrippen

#### **Verdampen**

- Verdampsysteem
- Vriesconcentratie

#### **Oxidatie technieken**

- O<sub>3</sub>
- H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>
- Oxideren/neutraliseren/ontwateren (ONO)
- Vertech
- KMnO<sub>4</sub>
- Natuurlijke lucht
- Electron beam
- Plasma
- Sonolyse
- Fotokatalytische oxidatie
- Lage temperatuur hydrothermale vergassing (LTHV)

#### **Overige technieken**

- Multimedialfiltratie/coalescers
- Coagulatie/flocculatie
- Electro-coagulatie
- Elektrolytische behandeling
- Kalkprecipitatie
- Sulfideprecipitatie
- Korrelreactor
- Hoge gradient magnetische scheiding
- Ballenpakket in PPI
- Monitoring en controle
- Good operating practices
- Optimale toepassing CHARM

---

Bovenstaande technieken zijn allen beoordeeld op SdT, maar slechts een beperkt aantal is in detail geëvalueerd met behulp van factsheets (bijlage 3 bij de nota). De andere technieken zijn door de subwerkgroep afgewezen om diverse redenen, zoals:

- Over de techniek is te weinig informatie beschikbaar om deze te kunnen beoordelen; de labyrinth choke valve bijv. wordt wel toegepast, maar er is onvoldoende informatie over het effect op de emissies.
- Aan een techniek kleven dermate veel bezwaren, dat toepassing in de offshore niet realistisch wordt geacht; dit is bijv. van toepassing op membraantechnologie voor het verwijderen van zware metalen (snelle vervuiling en hoge kosten).
- Een techniek creëert veel afval (filters etc.), dat dan vaak ook licht radioactief is en dan logistieke complicaties geeft bij de afvoer.
- Enkele technieken zoals bioreactoren vereisen een lange verblijftijd; om dit te realiseren zijn grote bassins nodig waarvoor offshore geen ruimte is; ook indien het water veel zouten bevat, zullen aërobe en anaërobe technieken slecht functioneren.
- Sommige technieken zoals emulsie pertractie en vriesconcentratie zijn ongeschikt voor de soms zeer lage concentraties van de te verwijderen stoffen in het productiewater (Hg/Cd).
- Andere technieken zijn te weinig selectief; oxidatie technieken zullen vaak ook zouten en metalen neerslaan welke niet moeten worden verwijderd waardoor onnodig veel afval wordt gecreëerd.

In veel gevallen speelt de aard van het productiewater een rol. Technieken die onshore worden toegepast op zoet water, blijken ongeschikt voor offshore, doordat het productiewater zouten bevat. Deze veroorzaken een snelle vervuiling van filters, membranen etc., wat resulteert in hoge onderhouds- en vervangingskosten en een lage bedrijfszekerheid. Ook bacterie vorming en corrosie kunnen een overweging zijn, omdat deze dan weer het gebruik van chemicaliën noodzakelijk maken.

Waar twijfel bestond over enkele technieken is eerst een factsheet gemaakt (of zijn pogingen daartoe ondernomen), aan de hand waarvan dan kon worden beoordeeld of een techniek SdT dan wel VM was. Een overzicht van technieken, welke uiteindelijk middels een factsheet zijn vastgelegd, is gegeven in hoofdstuk 5.2 Tabel 5.1. Voor de uiteindelijke beoordeling van deze technieken wordt verwezen naar hoofdstuk 5.3.




---

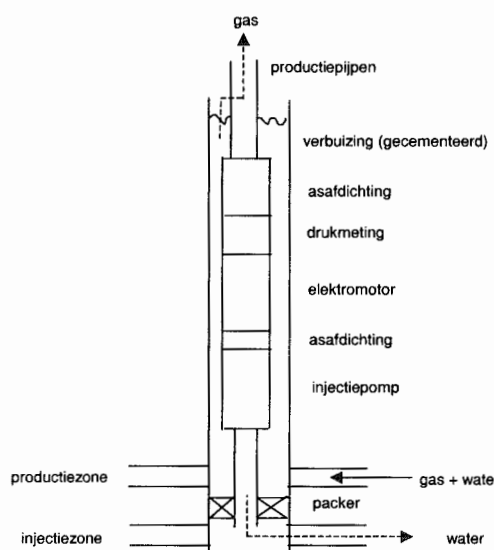
## Bijlage 3   Factsheets


---

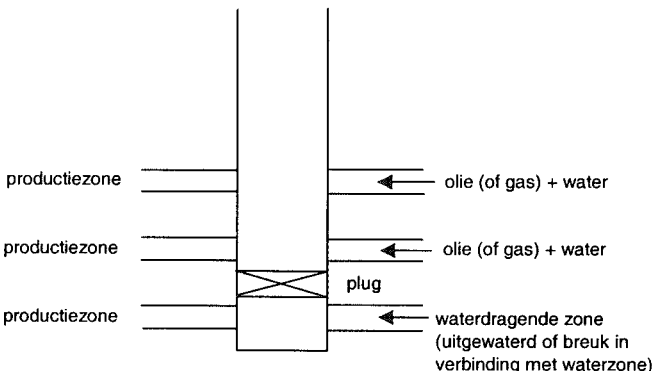
Factsheet A.1		Down Hole Separation (DHS) - olie							
Korte beschrijving		DHS voor olie, ofwel DOWS, is een techniek waarbij het te produceren olie-water mengsel onderin de productieput gescheiden wordt d.m.v. een pomp en hydrocycloon. Het afgescheiden water wordt in een daarvoor geschikte zone ondergronds geïnjecteerd en het resterende olie-water mengsel middels een pomp naar de oppervlakte gebracht. Hiermee kan de hoeveelheid productiewater tot minder dan de helft worden gereduceerd. Dit resulteert in een hogere olieproductie en relatief lage waterproductie en een lager verbruik aan chemicaliën. De lozing en behandeling van geproduceerd water wordt aanzienlijk gereduceerd of de eventueel aanwezige waterinjectie installatie kan aanzienlijk verkleind worden.							
Procesdiagram						<b>Basisonderdelen</b> Pomp(en), hydrocycloon, e-motor, asafdichtingen, instrumentatie en aanpassing van de put (verdiepen van de put en/of additionele perforaties en 'packers').			
Geschikt voor verwijdering van:  R= Verwijderingsrendement van de productie uit betreffende put	<b>Zware metalen</b>	<b>R [%]</b>	<b>Productie chemicaliën</b>	<b>R [%]</b>	<b>Aromaten</b>	<b>R [%]</b>			
	<input checked="" type="checkbox"/> Cadmium <input checked="" type="checkbox"/> Zink  <input checked="" type="checkbox"/> Lood <input checked="" type="checkbox"/> Kwik <input checked="" type="checkbox"/> Nikkel	50 50  50 50 50	<input type="checkbox"/> Methanol <input type="checkbox"/> Glycolen  <input checked="" type="checkbox"/> Corrosie inhibitoren <input checked="" type="checkbox"/> Anti-scaling middelen <input checked="" type="checkbox"/> Demulgatoren	n.v.t. n.v.t.  50 50 35	<input checked="" type="checkbox"/> BTEX <input checked="" type="checkbox"/> Benzeen  <input checked="" type="checkbox"/> PAK <b>Alifaten</b> <input checked="" type="checkbox"/> Olie	50 50  50 <b>R [%]</b> 50			
Opmerkingen		De 50% verwijdering is gebaseerd op een 50% effectiviteit van de hydrocycloon-separator in de put. Bijv. als 150 m³ water per uur wordt geproduceerd met 3 putten, zal de reductie van DHS in 1 put 50% van 50 m³/u ofwel 25 m³ productiewater per uur zijn. In het proces zullen ook minder chemicaliën hoeven te worden toegevoegd; de injectie van demulgator zal doorgaans niet proportioneel minder worden.							
Technische details		Platform Productiewaterdebiet (ontwerp) Ruimtebeslag voor injectie of productie water behandelinginstallatie (LxBxH) Massa voor injectie of productiewater behandelingsinstallatie				Olie 1 175 m³/uur minder lager			
Kritische parameters bedrijfsvoering/-beheersing		Techniek vereist aanwezigheid van een geschikte laag voor injectie van het water en geschiktheid voor 'fracturing', en juiste configuratie van de (bestaande) put. De meegeproduceerde vaste stoffen zullen voornamelijk in de waterfase worden uitgescheiden en kunnen de injectiezone afpluggen. DHS alleen geschikt voor olie >20°API en watergehalte >50%. Samenstelling van het injectiewater moet verenigbaar zijn met injectiezone. Productie- en injectiezone moeten voldoende geïsoleerd zijn. Diameter van verbuizing moet voldoende groot zijn voor plaatsen DHS systeem. DHS is zelden geschikt voor horizontale putten.							
Betrouwbaarheid		De resultaten zijn tot op heden zeer wisselend: slechts 60% van de proefinstallaties produceert meer olie dan voorheen, terwijl een derde van de mislukkingen wordt toegeschreven aan het afpluggen van de injectiezone. Enkele installaties zijn meer dan 2 jaar in bedrijf, terwijl andere binnen enkele dagen faalden. De levensduur van de DHS-installatie wordt geschat op de helft van een standaard pomp installatie.							



Economische aspecten	<table><tr><th rowspan="3">Kosten</th><th colspan="2">Investeringskosten (CAPEX)</th><th colspan="2">Exploitatiekosten (OPEX)</th></tr><tr><th colspan="2">€</th><th colspan="2">€/jaar</th></tr><tr><th>Bestaand</th><th>Nieuw</th><th>Bestaand</th><th>Nieuw</th></tr><tr><td>Gasplatform klein</td><td>n.v.t.</td><td>n.v.t.</td><td>n.v.t.</td><td>n.v.t.</td></tr><tr><td>Gasplatform groot</td><td>n.v.t.</td><td>n.v.t.</td><td>n.v.t.</td><td>n.v.t.</td></tr><tr><td>Olieplatform</td><td>2.450.000</td><td>1.290.000</td><td>959.400</td><td>523.000</td></tr></table>						Kosten	Investeringskosten (CAPEX)		Exploitatiekosten (OPEX)		€		€/jaar		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Gasplatform klein	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	Gasplatform groot	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	Olieplatform	2.450.000	1.290.000	959.400	523.000												
	Kosten	Investeringskosten (CAPEX)		Exploitatiekosten (OPEX)																																										
		€		€/jaar																																										
		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw																																									
Gasplatform klein	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.																																										
Gasplatform groot	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.																																										
Olieplatform	2.450.000	1.290.000	959.400	523.000																																										
<table><tr><th rowspan="3">Kosten/kg-verwijderd</th><th colspan="2">Gasplatform klein</th><th colspan="2">Gasplatform groot</th><th colspan="2">Olieplatform</th></tr><tr><th>Bestaand</th><th>Nieuw</th><th>Bestaand</th><th>Nieuw</th><th>Bestaand</th><th>Nieuw</th></tr><tr><th>€/kg</th><th>€/kg</th><th>€/kg</th><th>€/kg</th><th>€/kg</th><th>€/kg</th></tr><tr><td>Benzeen</td><td>n.v.t.</td><td>n.v.t.</td><td>n.v.t.</td><td>n.v.t.</td><td>1460</td><td>796</td></tr><tr><td>Alifaten</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>88</td><td>48</td></tr><tr><td>Zink-eq.</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>41.261</td><td>22.494</td></tr></table>							Kosten/kg-verwijderd	Gasplatform klein		Gasplatform groot		Olieplatform		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	Benzeen	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	1460	796	Alifaten					88	48	Zink-eq.					41.261	22.494
Kosten/kg-verwijderd	Gasplatform klein		Gasplatform groot		Olieplatform																																									
	Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw																																								
	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg																																								
Benzeen	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	1460	796																																								
Alifaten					88	48																																								
Zink-eq.					41.261	22.494																																								
Opmerkingen	Kosten zijn gegeven voor één DHS installatie van 50 m³/u; om de nominale waterproductie van 150 m³/u met 50% te verminderen, zouden minimaal drie DHS installaties nodig zijn. Het afschrijvingsdeel in de OPEX voor een bestaande situatie is gebaseerd op het verdiepen van een bestaande put en installeren van een 'liner' ad € 2 MM. Kosten voor 'workover' van een DHS installatie zijn € 550.000. De eventuele (geringe) besparing in energiekosten voor een bestaand platform is buiten beschouwing gelaten evenals de additionele olieproductie van putten die niet op max. capaciteit geproduceerd worden. Voor een nieuw te ontwerpen platform zou mogelijk een aanzienlijke besparing in de waterbehandelingsinstallatie gerealiseerd kunnen worden.																																													
Integrale Milieuaspecten (invloed op andere compartimenten)	Lucht	Verminderd energieverbruik zal uitstoot naar de lucht verlagen, vooral bij gebruik van diesel brandstof.																																												
	Energie	Verminderd energieverbruik voor water transportpompen. Mogelijk een hoger of lager energieverbruik door de pompen in de put, afhankelijk van de benodigde injectiedruk.																																												
	Toegevoegde chemicaliën	Eventueel 'scale inhibitor' of zuur voor het stimuleren van de injectiezone.																																												
	Afval	Door de verminderde water doorzet zal er in de waterbehandelingsinstallatie minder 'sludge' neerslaan, welke vaak licht radioactief is (NORM).																																												
Andere effecten	Veiligheid	Lichte toename in risico's door toename aantal 'workovers'.																																												
	Onderhoud	Onderhoud van de waterbehandelingsinstallaties zal zeker voor bestaande installaties verminderen. Vervanging van de DHS installatie gemiddeld iedere 1,5 jaar.																																												
Praktijkervaringen	Algemeen			Offshore																																										
	De resultaten zijn tot op heden zeer wisselend. De techniek wordt als veelbelovend gezien maar bevindt zich nog in de ontwikkelings-fase.			DHS wordt vrijwel alleen onshore toegepast en als de capaciteit van de water-behandelingsinstallatie beperkt is.																																										
Referenties	Informatie NOGEPA																																													
EIND CONCLUSIE:	<input type="checkbox"/> Stand der Techniek			<input checked="" type="checkbox"/> Veelbelovende Techniek																																										
	Project:	Stand der Techniek Productiewater offshore Olie- en gasindustrie																																												
	Techniek	A.1: Down Hole Separation - olie																																												
	Document:	25608-00-3314A01			Revisie:	0																																								
	File:	C:\Persoonlijke documenten\25608\Documenten\factsheets commentaar Dorrestein\CIW datasheet A1 DOWSR.doc																																												

Factsheet A.2		Down Hole Separation (DHS)-gas								
Korte beschrijving		DHS bij gas productie is een techniek waarbij het water onder in de productieput gescheiden wordt van het gas. Vrijwel al het formatiewater, een deel van het evenwichtswater en een deel van het condensaat wordt m.b.v. een elektrisch aangedreven pomp in een daarvoor geschikte zone geïnjecteerd. Hiermee kan de hoeveelheid geproduceerd water aanzienlijk worden gereduceerd, met name in oudere gasvelden met lagere putdrukken en een hogere waterproductie. Dit resulteert dan in een hogere gasproductie en een lager verbruik aan chemicaliën.								
Procesdiagram						<b>Basisonderdelen</b> Pomp(en), hydrocycloon, e-motor met variabele toeren regeling, asafdichting, instrumentatie, 'packer' en aanpassing van de put (verdiepen van de put en additionele perforaties).				
Geschikt voor verwijdering van:  R= Verwijderingsrendement van de productie uit betreffende put		Zware metalen		R [%]	Productie chemicaliën		R [%]	Aromaten		R [%]
		■ Cadmium	50-100	■ Methanol	<75% *	■ BTEX	50-100 *			
Opmerkingen		■ Zink	50-100	■ Glycolen	<75% *	■ Benzeen	50-100 *			
		■ Lood	50-100	■ Corrosie inhibitoren	100 *	■ PAK	50-100 *			
		■ Kwik	50-100	■ Anti-scaling middelen	50-100	Alifaten	R [%]			
		■ Nikkel	50-100	■ Demulgatoren	15-35	■ Olie	50-100 *			
		De 50-100% verwijdering is van toepassing op de geproduceerde hoeveelheid formatiewater, welke 25-50% is van de totale waterproductie. Bijv. als 50% van de formatiewaterproductie (1,4 m³/u) uit één put komt, zal DHS in deze put de totale waterproductie met 75% x 50% x 1,4 m³ ofwel met 0,53 m³/u reduceren. Reductie van chemicaliën* is minder dan proportioneel. Door lager zoutgehalte ontstaan meer olie/water emulsies, waardoor verbruik demulgatoren zelfs meer kan worden en alifaten/aromaten gehalte hoger. Door lager zoutgehalte zal verbruik methanol/glycol (tegen hydraten) relatief toenemen. Een groot deel van het condensatie-water zal wel geproduceerd worden (afhankelijk van putdruk).								
Technische details		Platform Productiewaterdebiet (ontwerp) Ruimtebeslag voor injectie of productiewater behandelingsinstallatie (LxBxH) Massa voor injectie of productiewater behandelingsinstallatie				Gas 1 1 m³/uur n.v.t. n.v.t.		Gas 2 6 m³/uur minder lager		
Kritische parameters bedrijfsvoering/-beheersing		DHS is alleen geschikt voor gasputten met een geringe condensaat productie. Vereist aanwezigheid van een geschikte laag voor injectie van het water (en het condensaat) en voor 'fracturing' en juiste configuratie van de (bestaande) put. Samenstelling van het injectiewater moet verenigbaar zijn met de injectiezone (zwellen van klei etc.). Productie- en injectiezone moeten voldoende geïsoleerd zijn. Het drukloos maken van de put voor het trekken van de injectiepomp kan schade aan de productiezone toebrengen.								
Betrouwbaarheid		Uit de weinige referenties blijkt dat de resultaten zeer wisselend zijn. Problemen kan men verwachten, indien het productiewater zand- of kleideeltjes bevat, welke de injectiezone kunnen afpluggen.								


Economische aspecten	<table><tr><th rowspan="3">Kosten</th><th colspan="2">Investeringskosten (CAPEX)</th><th colspan="2">Exploitatiekosten (OPEX)</th></tr><tr><th colspan="2">€</th><th colspan="2">€/jaar</th></tr><tr><th>Bestaand</th><th>Nieuw</th><th>Bestaand</th><th>Nieuw</th></tr><tr><td>Gasplatform klein</td><td>n.v.t.</td><td>n.v.t.</td><td>n.v.t.</td><td>n.v.t.</td></tr><tr><td>Gasplatform groot</td><td>2.550.000</td><td>1.390.000</td><td>890.600</td><td>444.200</td></tr><tr><td>Olieplatform</td><td>n.v.t.</td><td>n.v.t.</td><td>n.v.t.</td><td>n.v.t.</td></tr></table>						Kosten	Investeringskosten (CAPEX)		Exploitatiekosten (OPEX)		€		€/jaar		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Gasplatform klein	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	Gasplatform groot	2.550.000	1.390.000	890.600	444.200	Olieplatform	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.												
	Kosten	Investeringskosten (CAPEX)		Exploitatiekosten (OPEX)																																										
		€		€/jaar																																										
		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw																																									
	Gasplatform klein	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.																																									
	Gasplatform groot	2.550.000	1.390.000	890.600	444.200																																									
	Olieplatform	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.																																									
	<table><tr><th rowspan="3">Kosten/kg-verwijderd</th><th colspan="2">Gasplatform klein</th><th colspan="2">Gasplatform groot</th><th colspan="2">Olieplatform</th></tr><tr><th>Bestaand</th><th>Nieuw</th><th>Bestaand</th><th>Nieuw</th><th>Bestaand</th><th>Nieuw</th></tr><tr><th>€/kg</th><th>€/kg</th><th>€/kg</th><th>€/kg</th><th>€/kg</th><th>€/kg</th></tr><tr><td>Benzeen</td><td>n.b.</td><td>n.b.</td><td>1.320</td><td>659</td><td>n.v.t.</td><td>n.v.t.</td></tr><tr><td>Alifaten</td><td></td><td></td><td>4.842</td><td>2.415</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Zink-eq.</td><td></td><td></td><td>64.438</td><td>32.635</td><td></td><td></td></tr></table>						Kosten/kg-verwijderd	Gasplatform klein		Gasplatform groot		Olieplatform		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	Benzeen	n.b.	n.b.	1.320	659	n.v.t.	n.v.t.	Alifaten			4.842	2.415			Zink-eq.			64.438	32.635		
	Kosten/kg-verwijderd	Gasplatform klein		Gasplatform groot		Olieplatform																																								
		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Bestaand		Nieuw																																						
€/kg		€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg																																								
Benzeen	n.b.	n.b.	1.320	659	n.v.t.	n.v.t.																																								
Alifaten			4.842	2.415																																										
Zink-eq.			64.438	32.635																																										
Opmerkingen	Kosten zijn gegeven voor een DHS installatie van 0,7 m³/u: ofschoon een installatie voor 2m³/u weinig meer kost. Om de formatiewater productie met meer dan 75% te reduceren, zou iedere put van een DHS installatie moeten worden voorzien. Het afschrijvingsdeel in de OPEX voor een bestaande situatie is gebaseerd op het verdiepen van één bestaande put en installeren van een 'liner' ad € 2 MM. Kosten voor 'workover' van een DHS installatie zijn € 400.000. De reductie in condensaat productie is buiten beschouwing gelaten.																																													
Integrale Milieuaspecten (invloed op andere compartimenten)	Lucht	Verhoogd energieverbruik zal uitstoot naar de lucht verhogen, vooral bij gebruik van diesel brandstof.																																												
	Energie	Energieverbruik door de pompen in de put, afhankelijk van de benodigde injectiedruk en hoeveelheid water.																																												
	Toegevoegde chemicaliën	Eventueel 'scale inhibitor' of zuur voor het stimuleren van de injectiezone.																																												
	Afval	Door reductie formatiewater zal minder 'sludge' neerslaan, welke vaak licht radioactief is (NORM).																																												
Andere effecten	Veiligheid	Licht toename van risico's door 'workovers.'																																												
	Onderhoud	Onderhoud van de waterbehandelingsinstallaties zal zeker voor bestaande installaties verminderen. De pompen in de put zullen iedere 2 jr. moeten worden vervangen.																																												
Praktijkervaringen	Algemeen			Offshore																																										
	Er zijn weinig referenties. De techniek bevindt zich nog in de ontwikkelings-fase.			Verwacht mag worden dat DHS eerst onshore wordt getest. Voorlopig gaat de voorkeur uit naar het verpompen van het water naar de oppervlakte.																																										
Referenties	Informatie NOGEPa																																													
EIND CONCLUSIE:	□ Stand der Techniek			■ Veelbelovende Techniek																																										
	Project:	Stand der Techniek Productiewater offshore Olie- en gasindustrie																																												
	Techniek	A.2: Down Hole Separation (DHS) -gas																																												
	Document:	25608-00-3314A02			Revisie:	0																																								
	File:	C:\Persoonlijke documenten\25608\Documenten\fact sheets commentaar Dorrestan\CIW datasheet A2 DHSgasR.doc																																												

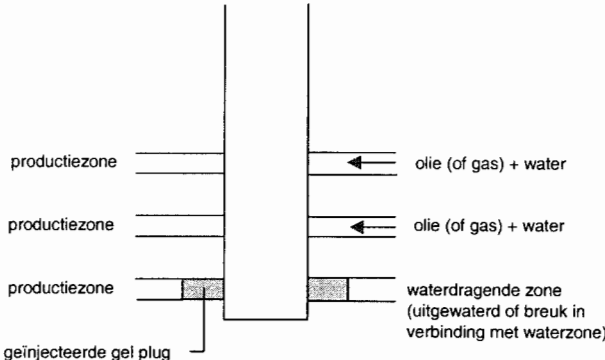
Factsheet A.3		Mechanical Water Shut-off					
Korte beschrijving		Indien waterdoorbraak plaatsvindt bij olie of gas productie, kunnen de productiezones met hoge water productie worden afgesloten door het plaatsen van mechanische barrières. Dit kan afhankelijk van de putconfiguratie d.m.v. mechanische of opblaasbare pluggen, cementeren, een 'patch' (expansiepijp) of pack-off, eventueel in combinatie met een chemische behandeling (zie Chemical Water Shut-off). Als afsluiten van de volledige waterproductie niet gewenst is, kan eventueel een regelmechanisme of restrictieplaat onder in de put worden geplaatst.					
Procesdiagram							
Basisonderdelen		Mechanische pluggen, cement, pack-off etc.  Bij voorkeur wordt er bij de completering van de put al rekening gehouden met het afsluiten van zones welke op termijn veel water kunnen produceren bijv. door de verbuizing te cementeren.					
Geschikt voor verwijdering van:  R= Verwijderingsrendement van de productie uit betreffende put	Zware metalen	R [%]	Productie chemicaliën	R [%]	Aromaten	R [%]	
	■ Cadmium ■ Zink ■ Lood ■ Kwik ■ Nikkel	50-75 50-75 50-75 50-75 50-75	■ Methanol ■ Glycolen ■ Corrosie inhibitoren ■ Anti-scaling middelen ■ Demulgatoren	<55 <55 50-75 50-75 15-35	■ BTEX ■ Benzeen ■ PAK Alifaten ■ Olie	50-75 50-75 50-75 R [%] 50-75	
Opmerkingen		De effectiviteit van de afsluiting is afhankelijk van de succesvolle plaatsing van de afdichting en van de wijze waarop de put is gecompleteerd bijv. de afdichting rond de verbuizing (casing of liner). Reductie van chemicaliën* is minder dan proportioneel. Door lager zoutgehalte ontstaan meer olie/water emulsies, waardoor verbruik demulgatoren zelfs meer kan worden en alifaten/aromaten gehalte hoger. Door lager zoutgehalte zal verbruik methanol/glycol (tegen hydraten) relatief toenemen. Er zal vrijwel altijd formatiewater geproduceerd worden vanwege de natuurlijke watersaturatie (conaat water).					
Technische details		Platform	Gas 1	Gas 2	Olie 1		
		Productiewaterdebiet (ontwerp)	1 m³/uur	6 m³/uur	175 m³/uur		
		Ruimtebeslag waterbehandeling	minder	minder	minder		
		Massa waterbehandeling	lager	lager	lager		
Kritische parameters bedrijfsvoering/-beheersing		Studie vereist om de bron van de waterproductie te identificeren en risico van afsluiting van productie te verminderen. Mechanical shut-off is voornamelijk van toepassing op gelaagde reservoirs. In horizontale putten is de techniek veelal moeilijker en duurder. Eventuele lekkage van de bestaande afdichting rond verbuizing (cement of packer) kan effect van de afsluiting reduceren. Productiepijpen moeten getrokken worden, tenzij opblaasbare pluggen via deze pijpen kunnen worden geplaatst. Opblaasbare pluggen en ook sommige patches kunnen maar een beperkte druk tegenhouden. Met water wordt soms ook productie afgesloten.					
Betrouwbaarheid		Mechanische- en cementpluggen zijn matig betrouwbaar; er is zelden de zekerheid dat het water volledig wordt afgesloten. Afhankelijk van de putconfiguratie is succes 40-70% (zal eerder 40% zijn bij gas). Opblaasbare pluggen en pack-off's zijn minder betrouwbaar (falen door te hoge druk of beschadiging). Als een patch niet goed afsluit bijv. door afzetting van zouten in de verbuizing, kan er erosie en corrosie optreden.					



Economische aspecten	<table border="1"> <tr> <th rowspan="2">Kosten</th> <th colspan="2">Investeringskosten (CAPEX) *</th> <th colspan="2">Exploitatiekosten (OPEX)</th> </tr> <tr> <th colspan="2">€</th> <th colspan="2">€ /jaar</th> </tr> <tr> <th></th> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> </tr> <tr> <td>Gasplatform klein</td> <td>200.000-800.000</td> <td>n.v.t.</td> <td>50.800-209.200</td> <td>n.v.t.</td> </tr> <tr> <td>Gasplatform groot</td> <td>200.000-800.000</td> <td>n.v.t.</td> <td>48.800-207.200</td> <td>n.v.t.</td> </tr> <tr> <td>Olieplatform</td> <td>170.000-300.000</td> <td>n.v.t.</td> <td>20.900-45.200</td> <td>n.v.t.</td> </tr> </table>						Kosten	Investeringskosten (CAPEX) *		Exploitatiekosten (OPEX)		€		€ /jaar			Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Gasplatform klein	200.000-800.000	n.v.t.	50.800-209.200	n.v.t.	Gasplatform groot	200.000-800.000	n.v.t.	48.800-207.200	n.v.t.	Olieplatform	170.000-300.000	n.v.t.	20.900-45.200	n.v.t.					
	Kosten	Investeringskosten (CAPEX) *		Exploitatiekosten (OPEX)																																				
		€		€ /jaar																																				
		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw																																			
	Gasplatform klein	200.000-800.000	n.v.t.	50.800-209.200	n.v.t.																																			
	Gasplatform groot	200.000-800.000	n.v.t.	48.800-207.200	n.v.t.																																			
	Olieplatform	170.000-300.000	n.v.t.	20.900-45.200	n.v.t.																																			
	<table border="1"> <tr> <th rowspan="2">Kosten/kg-verwijderd</th> <th colspan="2">Gasplatform klein</th> <th colspan="2">Gasplatform groot</th> <th colspan="2">Olieplatform</th> </tr> <tr> <th>Bestaand € /kg</th> <th>Nieuw € /kg</th> <th>Bestaand € /kg</th> <th>Nieuw € /kg</th> <th>Bestaand € /kg</th> <th>Nieuw € /kg</th> </tr> <tr> <td>Benzeen</td> <td>1.374-5.660</td> <td>n.v.t.</td> <td>116-491</td> <td>n.v.t.</td> <td>106-229</td> <td>n.v.t.</td> </tr> <tr> <td>Alifaten</td> <td>2.062-8.490</td> <td></td> <td>424-1.802</td> <td></td> <td>6,4-13,8</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Zink-eq.</td> <td>39.564-162.928</td> <td></td> <td>5.642-23.954</td> <td></td> <td>2.986-6.457</td> <td></td> </tr> </table>						Kosten/kg-verwijderd	Gasplatform klein		Gasplatform groot		Olieplatform		Bestaand € /kg	Nieuw € /kg	Bestaand € /kg	Nieuw € /kg	Bestaand € /kg	Nieuw € /kg	Benzeen	1.374-5.660	n.v.t.	116-491	n.v.t.	106-229	n.v.t.	Alifaten	2.062-8.490		424-1.802		6,4-13,8		Zink-eq.	39.564-162.928		5.642-23.954		2.986-6.457	
	Kosten/kg-verwijderd	Gasplatform klein		Gasplatform groot		Olieplatform																																		
		Bestaand € /kg	Nieuw € /kg	Bestaand € /kg	Nieuw € /kg	Bestaand € /kg	Nieuw € /kg																																	
Benzeen	1.374-5.660	n.v.t.	116-491	n.v.t.	106-229	n.v.t.																																		
Alifaten	2.062-8.490		424-1.802		6,4-13,8																																			
Zink-eq.	39.564-162.928		5.642-23.954		2.986-6.457																																			
<p><b>Opmerkingen</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Techniek wordt alleen op bestaande platforms toegepast; vooraf kunnen wel voorzieningen worden aangebracht, die later de CAPEX reduceren; (kosten voor deze voorzieningen niet meenemen bij berekening van KEW.</i></li> <li>• <i>Incl. kosten verwijdering en terugplaatsen van productiepijpen met een boorplatform (bij gas); Bij olie wordt installatie gecombineerd met vervanging pomp (ESP), dus alleen additionele kosten meenemen; de lagere kosten zijn voor gebruik van een platform rig; eventuele kosten voor meetonderzoek (logging) wel meerekenen.</i></li> <li>• <i>De KEW is moeilijk te bepalen, omdat de kosten erg variëren en de productie kan afnemen, KEW kan wel worden berekend, maar dient met het risico te worden verhoogd.</i></li> <li>• <i>Kosten modelsituatie gasplatforms zijn voor 1 put, nodig om 62,5% van formatiewater te reduceren; als formatiewater dan resp. 75% en 50% vormt van totale waterproductie, dan is reductie resp. <math>62,5\% \times 75\% \times 0,2 \text{ m}^3/\text{u}</math> en <math>62,5\% \times 50\% \times 1,4 \text{ m}^3/\text{u}</math>; bij olieplatform ook kosten voor 1 put om 1/5 van waterproductie met 50% te reduceren (50% van 30 m<sup>3</sup>/u) (totaal 5 putten nodig als reservoir en productie soortgelijk zijn).</i></li> <li>• <i>Kosten voor een horizontale put zullen in het algemeen hoger zijn.</i></li> <li>• <i>De eventuele geringe besparing in energiekosten is niet meegenomen, evenmin als een eventuele additionele olie of gas productie.</i></li> </ul>																																								
Integrale Milieuaspecten (invloed op andere compartimenten)	Lucht	Verminderd energieverbruik zal uitstoot naar de lucht verlagen, vooral bij gebruik van diesel brandstof.																																						
	Energie	Verminderd energieverbruik voor water transportpompen etc.																																						
	Toegevoegde chemicaliën	Reductie in chemicaliën voor waterbehandeling zoals 'scale inhibitor', 'corrosion inhibitor' en emulgator.																																						
	Afval	Door de verminderde water productie zal er in de waterbehandelingsinstallatie minder 'sludge' neerslaan, welke vaak licht radioactief is (NORM).																																						
Andere effecten	Veiligheid	Geen																																						
	Onderhoud	Onderhoud van de waterbehandelingsinstallaties zal zeker minder zijn. In principe is er geen onderhoud aan de mechanische afsluiting.																																						
Praktijkervaringen	Algemeen			Offshore																																				
	Mechanical water shut-off wordt veelvuldig toegepast.			Deze technieken kunnen zonder meer offshore worden toegepast.																																				
Referenties	Informatie NOGEPA																																							
EIND CONCLUSIE:	<input checked="" type="checkbox"/> Stand der Techniek			<input type="checkbox"/> Veelbelovende Techniek																																				
	Project:	Stand der Techniek Productiewater offshore Olie- en gasindustrie																																						
	Techniek	A-3: Mechanical Water Shut-off																																						
	Document:	25608-00-33140				Revisie: 0																																		
	File:	C:\Persoonlijke documenten\25608\Documenten\factsheets commentaar Dorrestein\CIW datasheet A3 MechWtrSOR.doc																																						

Factsheet A.5		RVS Leidingen				
Korte beschrijving		In de aanwezigheid van vrij water zal bij het transport van olie en gas, waarin H <sub>2</sub> S en/of CO <sub>2</sub> voorkomt, corrosie op kunnen treden bij het gebruik van koolstofstaal. Afhankelijk van de mate waarin corrosie optreedt (bepaald door o.a. temperatuur, CO <sub>2</sub> -gehalte, druk en levensduur) kan gekozen worden voor een corrosie marge, het gebruik van corrosie inhibitoren ofwel het gebruik van corrosie bestendige materialen.  De veelal gebruikte corrosie inhibitoren in combinatie met een hoge drukval kunnen leiden tot vorming van stabiele olie-water mengsels met een kleine druppelgrootte (emulsies) die moeilijk te scheiden zijn. Bij gebruik van corrosie bestendige materialen eventueel in combinatie met hogedruk scheiding (Factsheet B.6) zal er weinig of geen corrosie inhibitor nodig zijn wat leidt tot een aanzienlijke vermindering van aromaten in het overboordwater.  Voor lage-druk leidingen kan kunststof (GRE/GRP) worden gebruikt maar voor hoge-druk leidingen en pijpleidingen wordt meestal duplex-staal (>18% Cr/ 5% Ni) of (Inconel) bekleding toegepast. Vaten kunnen van RVS worden gemaakt, of voorzien worden van een corrosiebestendige laag of coating.				
Procesflowdiagram		Niet van toepassing				
Basisonderdelen		(Pijp)leidingen en vaten van corrosie bestendige materialen				
Geschikt voor verwijdering van:  R= Verwijderingsrendement		Zware metalen  <input type="checkbox"/> Cadmium  <input type="checkbox"/> Zink  <input type="checkbox"/> Lood  <input type="checkbox"/> Kwik  <input type="checkbox"/> Nikkel	R [%]  <			


<b>Economische aspecten</b>	<p>Het gebruik van corrosie bestendige materialen levert een besparing op in het verbruik van corrosie inhibitor en onderhoud. Voor een gasleiding met een capaciteit van 1,5 MM Nm<sup>3</sup>/dag bedraagt deze besparing op jaarbasis ca. € 34.000,- . Bij een totale levensduur van 15 jaar komt dit op € 510.000,-. Als er dan geen corrosie inhibitor injectiesysteem nodig is, levert dit een verdere besparing op in de investeringskosten van min. € 40.000,-. De additionele investeringskosten voor een RVS t.o.v. een koolstofstalen pijpleiding bedraagt ca. € 375,- per meter (voor 10" en 12" respectievelijk € 500/m en € 750/m). Het "break-even point" voor een dergelijke leiding zou hiermee op 1,5 kilometer liggen. Daar dit aanzienlijk korter is dan de gemiddelde pijpleiding, is deze investering op economische gronden niet te verantwoorden. Als de productie hoger is en daarnaast andere bedrijfseconomische overwegingen in de analyse worden meegenomen of als het gas erg corrosief is, dan kan het gebruik van corrosie bestendige materialen toch de voorkeur verdienen.</p> <p>Omdat duplex-staal beter bestand is tegen erosie, kan vaak een kleinere diameter worden toegepast, waardoor de hogere kosten worden beperkt. Soms kan door de kleinere diameter het bekleden van de pijpleiding met cement niet meer nodig zijn.</p>					
<b>Integrale milieuaspecten (invloed op andere milieucompartimenten)</b>	<b>Lucht</b>	Geen				
	<b>Energie</b>	Geen				
	<b>Toegevoegde chemicaliën</b>	Reductie van corrosie inhibitor: voor gas 10 l/ MM Nm <sup>3</sup> en water ongeveer 100 ppm.				
	<b>Afval</b>	Geen				
<b>Andere effecten</b>	<b>Veiligheid</b>	Veiliger doordat er minder vaten met corrosie inhibitor hoeven te worden gehanteerd (sateliet platforms) en doordat er minder kans is op lekkage door corrosie.				
	<b>Onderhoud</b>	Minder onderhoud zoals wanddikte-metingen en vervangen van leidingen.				
<b>Praktijkervaringen</b>	<b>Algemeen</b>		<b>Offshore</b>			
			Corrosie bestendige materialen worden veelvuldig toegepast voor (pijp)leidingen en vaten.			
<b>Referenties</b>	Informatie NOGEPA					
<b>EIND CONCLUSIE:</b>	<input checked="" type="checkbox"/> <b>Stand der Techniek</b>		<input type="checkbox"/> <b>Veelbelovende Techniek</b>			
	<b>Project:</b>	Stand der Techniek Productiewater Offshore Olie- en Gasindustrie				
	<b>Techniek</b>	A.5: RVS Leidingen				
	<b>Document:</b>	25608-00-3314A05	<b>Revisie:</b>	0		
	<b>File:</b>	C:\Persoonlijke documenten\25608\Documenten\factsheets commentaar Dorrestein\CIW datasheet A5 RVS LeidingenR.doc				

Factsheet A.6		Chemical Water Shut-off					
Korte beschrijving		Indien waterdoorbraak plaatsvindt bij olie of gas productie, kunnen de productiezones met hoge water productie geheel of ten dele worden afgesloten door het injecteren van speciale polymeren. Deze vormen door toevoeging van zgn. 'cross-linkers' een gel, die dan een blokkade vormt tegen het water. Chemische afsluiting wordt veelal toegepast voor hoger gelegen productiezones. Voordeel t.o.v. mechanische afsluiting is, dat de volle putdiameter beschikbaar blijft voor eventuele putreparaties en dat de kans op stroming achter de verbuizing kleiner is, omdat de gel diep in de formatie dringt. Nadeel is dat de gel doorgaans niet meer verwijderd kan worden, als blijkt dat de productie aanzienlijk minder is. Soms worden polymeren geïnjecteerd om de relatieve permeabiliteit voor water te reduceren, terwijl de permeabiliteit voor gas of olie nagenoeg hetzelfde blijft.					
Procesdiagram							
Basisonderdelen		Polymeer, 'crosslinker', katalysator, vulmiddel. Er zijn vele soorten anorganische en bio-polymeren. In gasputten wordt de gel meestal geplaatst d.m.v. zgn. 'coiled tubing'; bij olie kunnen ook de workover of productiepijpen worden gebruikt.  Bij voorkeur wordt er bij de completering van de put al rekening gehouden met het afsluiten van zones welke op termijn veel water kunnen produceren bijv. door de verbuizing te cementeren.					
Geschikt voor verwijdering van:  R= Verwijderingsrendement van de productie uit betreffende put	Zware metalen	R [%]	Productie chemicaliën	R [%]	Aromaten	R [%]	
	■ Cadmium ■ Zink ■ Lood ■ Kwik ■ Nikkel	50-75 50-75 50-75 50-75 50-75	■ Methanol ■ Glycolen ■ Corrosie inhibitoren ■ Anti-scaling middelen ■ Demulgatoren	<55 <55 50-75 50-75 50-75	■ BTEX ■ Benzeen ■ PAK Alifaten ■ Olie	50-75 50-75 50-75 R [%] 50-75	
Opmerkingen		De effectiviteit van de afsluiting is afhankelijk van de succesvolle plaatsing van de gel en van de communicatie tussen de olie (of gas) en het water. Reductie van chemicaliën* is minder dan proportioneel. Door lager zoutgehalte ontstaan meer olie/water emulsies, waardoor verbruik demulgatoren zelfs meer kan worden en alifaten/aromaten gehalte hoger. Door lager zoutgehalte zal verbruik methanol/glycol (tegen hydraten) relatief toenemen. Er zal vrijwel altijd formatiewater geproduceerd worden vanwege de natuurlijke watersaturatie (conaat water).					
Technische details		Platform	Gas 1	Gas 2	Olie 1		
Productiewaterdebiet (ontwerp)			1 m³/uur	6 m³/uur	175 m³/uur		
Ruimtebeslag waterbehandeling			minder	minder	minder		
Massa waterbehandeling			lager	lager	lager		
Kritische parameters bedrijfsvoering/-beheersing		Studie vereist om bron van de waterproductie te identificeren en risico van afsluiting van productie te verminderen. De maximaal toelaatbare temperatuur afhankelijk van de soort gel is 150°C. Chemical shut-off is voornamelijk van toepassing op gelaagde reservoirs (water moet niet om blokkade heen kunnen stromen), maar kan ook in horizontale putten worden toegepast. Voor het afdichten van breuken is groot volume geactiveerde gel nodig, gevolgd door gel met vulmateriaal.					
Betrouwbaarheid		Chemische afdichting is matig betrouwbaar; er is zelden zekerheid dat het water volledig wordt afgesloten. Afhankelijk van de communicatie tussen de zones is succes 30-70%. Voordeel van polymeren, die de relatieve permeabiliteit reduceren, is dat ze niet selectief (in specifieke zone) hoeven te worden geïnjecteerd, wat de betrouwbaarheid van de afsluiting verhoogt.					




<b>Economische aspecten</b>	<table border="1"> <tr> <th rowspan="2">Kosten</th><th colspan="2">Investeringskosten (CAPEX) *</th><th colspan="2">Exploitatiekosten (OPEX)</th></tr> <tr> <th colspan="2">€</th><th colspan="2">€/jaar</th></tr> <tr> <td></td><td>Bestaand</td><td>Nieuw</td><td>Bestaand</td><td>Nieuw</td></tr> <tr> <td>Gasplatform klein</td><td>170.000-480.000</td><td>n.v.t.</td><td>42.900-124.700</td><td>n.v.t.</td></tr> <tr> <td>Gasplatform groot</td><td>170.000-480.000</td><td>n.v.t.</td><td>40.900-122.700</td><td>n.v.t.</td></tr> <tr> <td>Olieplatform</td><td>150.000-520.000</td><td>n.v.t.</td><td>15.600-113.300</td><td>n.v.t.</td></tr> </table> <table border="1"> <tr> <th rowspan="2">Kosten/kg-verwijderd</th><th colspan="2">Gasplatform klein</th><th colspan="2">Gasplatform groot</th><th colspan="2">Olieplatform</th></tr> <tr> <th>Bestaand €/kg</th><th>Nieuw €/kg</th><th>Bestaand €/kg</th><th>Nieuw €/kg</th><th>Bestaand €/kg</th><th>Nieuw €/kg</th></tr> <tr> <td>Benzeen</td><td>1.161-3.374</td><td>n.v.t.</td><td>97-291</td><td>n.v.t.</td><td>79-575</td><td>n.v.t.</td></tr> <tr> <td>Alifaten</td><td>1.741-5.061</td><td></td><td>356-1.067</td><td></td><td>4,7-34</td><td></td></tr> <tr> <td>Zink-eq.</td><td>33.411-97.118</td><td></td><td>4.728-14.185</td><td></td><td>2.229-16.186</td><td></td></tr> </table>						Kosten	Investeringskosten (CAPEX) *		Exploitatiekosten (OPEX)		€		€/jaar			Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Gasplatform klein	170.000-480.000	n.v.t.	42.900-124.700	n.v.t.	Gasplatform groot	170.000-480.000	n.v.t.	40.900-122.700	n.v.t.	Olieplatform	150.000-520.000	n.v.t.	15.600-113.300	n.v.t.	Kosten/kg-verwijderd	Gasplatform klein		Gasplatform groot		Olieplatform		Bestaand €/kg	Nieuw €/kg	Bestaand €/kg	Nieuw €/kg	Bestaand €/kg	Nieuw €/kg	Benzeen	1.161-3.374	n.v.t.	97-291	n.v.t.	79-575	n.v.t.	Alifaten	1.741-5.061		356-1.067		4,7-34		Zink-eq.	33.411-97.118		4.728-14.185		2.229-16.186	
Kosten	Investeringskosten (CAPEX) *		Exploitatiekosten (OPEX)																																																																		
	€		€/jaar																																																																		
	Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw																																																																	
Gasplatform klein	170.000-480.000	n.v.t.	42.900-124.700	n.v.t.																																																																	
Gasplatform groot	170.000-480.000	n.v.t.	40.900-122.700	n.v.t.																																																																	
Olieplatform	150.000-520.000	n.v.t.	15.600-113.300	n.v.t.																																																																	
Kosten/kg-verwijderd	Gasplatform klein		Gasplatform groot		Olieplatform																																																																
	Bestaand €/kg	Nieuw €/kg	Bestaand €/kg	Nieuw €/kg	Bestaand €/kg	Nieuw €/kg																																																															
Benzeen	1.161-3.374	n.v.t.	97-291	n.v.t.	79-575	n.v.t.																																																															
Alifaten	1.741-5.061		356-1.067		4,7-34																																																																
Zink-eq.	33.411-97.118		4.728-14.185		2.229-16.186																																																																
<b>Opmerkingen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Techniek wordt alleen op bestaande platforms toegepast; vooraf kunnen wel voorzieningen worden aangebracht, die later de CAPEX reduceren; (kosten voor deze voorzieningen niet meenemen bij berekening van KE<sub>w</sub>; Kosten gebaseerd op 1000-1500 €/m<sup>3</sup> gel.</i></li> <li>• <i>Capex is incl. kosten 'coiled tubing' (bij gas); bij olie wordt polymeer injectie gecombineerd met vervanging van pomp (ESP), dus alleen additionele kosten meenemen; de lagere kosten zijn voor gebruik van een platform rig; de hoogste ingeval van een jack-up rig en afsluiting van een breuk (groot volume nodig); eventuele kosten voor meetonderzoek (logging) wel meerekenen.</i></li> <li>• <i>De KE<sub>w</sub> is moeilijk te bepalen, omdat de kosten erg variëren en de productie kan afnemen, KE<sub>w</sub> kan wel worden berekend, maar dient met het risico te worden verhoogd.</i></li> <li>• <i>Kosten modelsituatie gasplatforms zijn voor 1 put, nodig om 62,5% van formatiewater te reduceren; als formatiewater dan resp. 75% en 50% vormt van totale waterproductie, dan is reductie resp. 62,5% x 75% x 0,2 m<sup>3</sup>/u en 62,5% x 50% x 1,4 m<sup>3</sup>/u; bij olieplatform kosten ook voor 1 put om 1/5 van waterproductie met 50% te reduceren (50% van 30 m<sup>3</sup>/u) (totaal 5 putten nodig als reservoir en productie soortgelijk zijn).</i></li> <li>• <i>Kosten voor afdichten van een breuk zijn erg hoog omdat grote hoeveelheid gel nodig is.</i></li> <li>• <i>De eventuele geringe besparing in energiekosten is niet meegenomen, evenmin als een eventuele additionele olie of gas productie.</i></li> </ul>																																																																				
<b>Integrale Milieuaspecten (invloed op andere compartimenten)</b>	<table border="1"> <tr> <td><b>Lucht</b></td><td colspan="5">Verminderd energieverbruik zal uitstoot naar de lucht verlagen, vooral bij gebruik van diesel brandstof.</td></tr> <tr> <td><b>Energie</b></td><td colspan="5">Verminderd energieverbruik voor water transportpompen etc.</td></tr> <tr> <td><b>Toegevoegde chemicaliën</b></td><td colspan="5">Reductie in chemicaliën voor waterbehandeling zoals 'scale inhibitor', 'corrosion inhibitor' en emulgator.</td></tr> <tr> <td><b>Afval</b></td><td colspan="5">Door de verminderde water productie zal er in de waterbehandelingsinstallatie minder 'sludge' neerslaan, welke vaak licht radioactief is (NORM).</td></tr> </table>						<b>Lucht</b>	Verminderd energieverbruik zal uitstoot naar de lucht verlagen, vooral bij gebruik van diesel brandstof.					<b>Energie</b>	Verminderd energieverbruik voor water transportpompen etc.					<b>Toegevoegde chemicaliën</b>	Reductie in chemicaliën voor waterbehandeling zoals 'scale inhibitor', 'corrosion inhibitor' en emulgator.					<b>Afval</b>	Door de verminderde water productie zal er in de waterbehandelingsinstallatie minder 'sludge' neerslaan, welke vaak licht radioactief is (NORM).																																											
<b>Lucht</b>	Verminderd energieverbruik zal uitstoot naar de lucht verlagen, vooral bij gebruik van diesel brandstof.																																																																				
<b>Energie</b>	Verminderd energieverbruik voor water transportpompen etc.																																																																				
<b>Toegevoegde chemicaliën</b>	Reductie in chemicaliën voor waterbehandeling zoals 'scale inhibitor', 'corrosion inhibitor' en emulgator.																																																																				
<b>Afval</b>	Door de verminderde water productie zal er in de waterbehandelingsinstallatie minder 'sludge' neerslaan, welke vaak licht radioactief is (NORM).																																																																				
<b>Andere effecten</b>	<table border="1"> <tr> <td><b>Veiligheid</b></td><td colspan="5">Geen</td></tr> <tr> <td><b>Onderhoud</b></td><td colspan="5">Onderhoud van de waterbehandelingsinstallaties zal zeker minder zijn. In principe is er geen onderhoud aan de chemische afsluiting.</td></tr> </table>						<b>Veiligheid</b>	Geen					<b>Onderhoud</b>	Onderhoud van de waterbehandelingsinstallaties zal zeker minder zijn. In principe is er geen onderhoud aan de chemische afsluiting.																																																							
<b>Veiligheid</b>	Geen																																																																				
<b>Onderhoud</b>	Onderhoud van de waterbehandelingsinstallaties zal zeker minder zijn. In principe is er geen onderhoud aan de chemische afsluiting.																																																																				
<b>Praktijkervaringen</b>	<table border="1"> <tr> <th colspan="3">Algemeen</th><th colspan="3">Offshore</th></tr> <tr> <td colspan="3">Chemical Water Shut-off wordt veelvuldig toege-past.</td><td colspan="3" rowspan="6">Deze technieken kunnen zonder meer offshore worden toegepast.</td></tr> </table>						Algemeen			Offshore			Chemical Water Shut-off wordt veelvuldig toege-past.			Deze technieken kunnen zonder meer offshore worden toegepast.																																																					
Algemeen			Offshore																																																																		
Chemical Water Shut-off wordt veelvuldig toege-past.			Deze technieken kunnen zonder meer offshore worden toegepast.																																																																		
<b>Referenties</b>	Informatie NOGEPA																																																																				
<b>EIND CONCLUSIE:</b>	<input checked="" type="checkbox"/> <b>Stand der Techniek</b> <input type="checkbox"/> <b>Veelbelovende Techniek</b>																																																																				
	<table border="1"> <tr> <td><b>Project:</b></td><td colspan="5">Stand der Techniek Productiewater offshore Olie- en gasindustrie</td></tr> <tr> <td><b>Techniek</b></td><td colspan="5">A.6: Chemical Water Shut-off</td></tr> <tr> <td><b>Document:</b></td><td colspan="3">25608-00-3314A06</td><td><b>Revisie:</b></td><td>0</td></tr> <tr> <td><b>File:</b></td><td colspan="5">C:\Persoonlijke documenten\25608\Documenten\fact sheets commentaar Dorrestein\CIW datasheet A6 ChemicalWtrSOR.doc</td></tr> </table>						<b>Project:</b>	Stand der Techniek Productiewater offshore Olie- en gasindustrie					<b>Techniek</b>	A.6: Chemical Water Shut-off					<b>Document:</b>	25608-00-3314A06			<b>Revisie:</b>	0	<b>File:</b>	C:\Persoonlijke documenten\25608\Documenten\fact sheets commentaar Dorrestein\CIW datasheet A6 ChemicalWtrSOR.doc																																											
<b>Project:</b>	Stand der Techniek Productiewater offshore Olie- en gasindustrie																																																																				
<b>Techniek</b>	A.6: Chemical Water Shut-off																																																																				
<b>Document:</b>	25608-00-3314A06			<b>Revisie:</b>	0																																																																
<b>File:</b>	C:\Persoonlijke documenten\25608\Documenten\fact sheets commentaar Dorrestein\CIW datasheet A6 ChemicalWtrSOR.doc																																																																				

Factsheet A.7		Isoleren van pijpleidingen					
Korte beschrijving		<p>Bij het onder hoge druk transporteren van gas van een satelietplatform naar de behandelingsinstallatie op het hoofdplatform, bestaat er gevaar van hydraatvorming door afkoeling van het gas/water mengsel, hetgeen kan leiden tot een blokkade in de pijpleiding. Om dit probleem te vermijden, zijn er drie principiële verschillende methoden beschikbaar, te weten:</p> <p>a. Het injecteren van methanol, glycol (MEG/TEG) of andere chemicaliën die al dan niet op het hoofdplatform opgevangen en geregenereerd worden.</p> <p>b. Het vasthouden van de warmte door middel van het begraven en mogelijk aanvullend isoleren van de pijpleiding.</p> <p>c. Het verlagen van de pijpleiding druk, waardoor buiten het hydraat-regime geopereerd kan worden. Dit zou kunnen als er voldoende compressie op het hoofdplatform beschikbaar is, maar dit is doorgaans niet wenselijk omdat hiermee de capaciteit van de leiding sterk vermindert en energie vernietigd wordt.</p> <p>Het enige alternatief voor de continue injectie van chemicaliën is dus het isoleren van de pijpleiding. Dit werkt echter alleen bij continue productie en het handhaven van een minimale productie hoeveelheid. Tijdens het opstarten dan wel beneden een minimale productie zal alsnog methanol geïnjecteerd moeten worden om hydraatvorming tegen te gaan.</p>					
Procesflowdiagram		Niet van toepassing					
Basisonderdelen		Geïsoleerde en/of begraven pijpleidingen					
Geschikt voor verwijdering van:  R= Verwijderingsrendement		Zware metalen	R [%]	Productie chemicaliën	R [%]	Aromaten	R [%]
Opmerkingen		<input type="checkbox"/> Cadmium		<input checked="" type="checkbox"/> Methanol	>90	<input type="checkbox"/> BTEX	*
		<input type="checkbox"/> Zink		<input checked="" type="checkbox"/> Glycolen	100	<input type="checkbox"/> Benzeen	*
		<input type="checkbox"/> Lood		<input type="checkbox"/> Corrosie inhibitoren		<input type="checkbox"/> PAK	*
		<input type="checkbox"/> Kwik		<input type="checkbox"/> Anti-scaling middelen		<b>Alifaten</b>	<b>R [%]</b>
		<input type="checkbox"/> Nikkel		<input type="checkbox"/> Demulgatoren		<input type="checkbox"/> Olie	
		Voor opstarten en produceren beneden een bepaalde minimale hoeveelheid zijn nog kleine hoeveelheden methanol nodig. Deze worden dan geloosd met het productiewater.					
		* Bij gebruik van glycol voorkomt isolatie de noodzaak tot het terugvoeren van water met een hoog aromaten gehalte uit de condensor van de regenerator.					
Technische details		Platform	Gas 1	Gas 2	Olie		
		Productiewaterdebiet (ontwerp)	1 m³/uur	6 m³/uur	n.v.t.		
		Leidinglengte	3-10 km	3-15 km			
		Leidingdiameter	8"- 10"	14"- 16"			
Kritische parameters bedrijfsvoering/-beheersing		Hydraatvorming kan reeds optreden bij een druk/temperatuur verhouding van ongeveer 25 bar/ 4°C of 100 bar/ 20°C. Zout in het productiewater zal de neiging tot hydraatvorming verminderen. Een minimale productiehoeveelheid moet worden gehandhaafd om de leiding op temperatuur te houden. Als de druk in het gasveld na verloop van jaren minder wordt, zal er steeds minder methanol injectie nodig zijn.					
Betrouwbaarheid		Het gebruik van methanol tijdens opstarten blijft nodig. Isolatie is minder effectief bij lage doorzet.					


<b>Economische aspecten</b>	<p>De kosten van isolatie zijn afhankelijk van de mate van isolatie die bereikt moet worden. Het gebruik van geavanceerde systemen (pijp-in-pijp) kan de kosten voor en pijpleiding verdubbelen. Voor gas/condensaat leidingen met een gemiddelde isolatie-eis zijn de extra kosten ongeveer € 230.000/ km.</p> <p>Een aanzienlijke besparing wordt gerealiseerd door het elimineren van een methanol terugwinningsinstallatie of glycol regenerator. Besparing methanolverbruik kan variëren van 5% tot 30% van de hoeveelheid geproduceerd water; naarmate de druk minder wordt, is het percentage lager totdat bij een leidingdruk van 25 bar vrijwel geen injectie meer nodig is.</p>			
<b>Integrale milieuaspecten (invloed op andere milieucompartimenten)</b>	<b>Lucht</b>	Geen emissies door regeneratie van methanol of glycol.		
	<b>Energie</b>	Geen energieverbruik voor regeneratie van methanol of glycol.		
	<b>Toegevoegde chemicaliën</b>	Isolatie voorkomt de continue injectie en regeneratie van methanol/ glycol. Geen regeneratieverliezen van methanol of glycol, geen verlies van methanol naar de gas- en condensaatfase of verbruik van andere chemicaliën.		
	<b>Afval</b>	Geen		
<b>Andere effecten</b>	<b>Veiligheid</b>	Geen risico's bij overslag van grote hoeveelheden methanol.		
	<b>Onderhoud</b>	Geen onderhoud aan methanol of glycol terugwinningsinstallatie.		
<b>Praktijkervaringen</b>	<b>Algemeen</b>		<b>Offshore</b>	
	Isoleren en begraven van pijpleidingen wordt veelvuldig toegepast in de Olie & Gas industrie.		Isolatie wordt ook offshore toegepast.	
<b>Referenties</b>	Informatie NOGEPA			
<b>EIND CONCLUSIE:</b>	<input checked="" type="checkbox"/> <b>Stand der Techniek</b>		<input type="checkbox"/> <b>Veelbelovende Techniek</b>	
	<b>Project:</b>	Stand der Techniek Productiewater Offshore Olie- en Gasindustrie		
	<b>Techniek</b>	A.7: Isoleren van pijpleidingen		
	<b>Document:</b>	25608-00-3314A07	<b>Revisie:</b>	0
	<b>File:</b>	C:\Persoonlijke documenten\25608\Documenten\factsheet commentaar Dorresten\CIW data sheet A7 Isoleren van pijpleidingenR.doc		

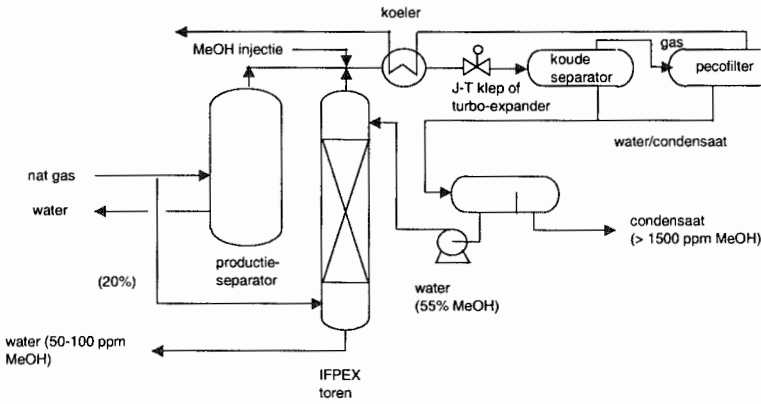
Factsheet B.1		Overhead Vapour Combustion (OVC)					
Korte beschrijving		Door het toepassen van OVC kan de belangrijkste bron van BTEX in het produktiewater van gas platforms worden geëlimineerd nl. het gecondenseerde water van de glycol regeneratie. Bij OVC worden de dampen uit de regeneratie niet gecondenseerd, maar onder gecontroleerde omstandigheden verbrand in de brander van de glycol regenerator.					
Procesflowdiagram							
Basisonderdelen		Speciale brander (geschikt voor nat gas) met vuurgang en hogere 'stack'.					
Geschikt voor verwijdering van:  R= Verwijderingsrendement uit de deelstroom	Zware metalen	R [%]	Productie chemicaliën	R [%]	Aromaten	R [%]	
	<input type="checkbox"/> Cadmium <input type="checkbox"/> Zink <input type="checkbox"/> Lood <input type="checkbox"/> Kwik <input type="checkbox"/> Nikkel		<input checked="" type="checkbox"/> Methanol <input type="checkbox"/> Glycolen <input checked="" type="checkbox"/> Corrosie inhibitoren <input type="checkbox"/> Anti-scaling middelen <input type="checkbox"/> Demulgatoren	>99 <sup>1)</sup>  *	<input checked="" type="checkbox"/> BTEX <input checked="" type="checkbox"/> Benzeen <input checked="" type="checkbox"/> PAK  <b>Alifaten</b> <input checked="" type="checkbox"/> Olie	>99 >99 >99  R [%] >99 <sup>1)</sup>	
Opmerkingen		Vrijwel alle koolwaterstoffen inclusief het stripgas worden verbrand. <sup>1)</sup> Indien aanwezig. * Het hydrofobe deel wordt verwijderd.					
Technische details		Platform	Gas 1 (klein)	Gas 2 (groot)	Olie 1		
		Productiewaterdebiet (ontwerp)	1 m³/uur	6 m³/uur	n.v.t.		
		Deelstroom (ontwerp)	0,05 m³/uur	0,1 m³/uur			
		Ruimtebeslag (extra) (LxBxH)	nihil	nihil			
		Massa (extra)	nihil	nihil			
Kritische parameters bedrijfsvoering/-beheersing		Bij het ontwerp moet rekening worden gehouden met eventuele methanol injectie. Ombouw op bestaand platform omvat voornamelijk een nieuwe vuurgang/ brander, een hogere 'stack' en temperatuur regeling met lucht. Hiervoor dient uit bedrijf gegaan te worden (1-2 wk), waardoor productiedervingskosten het installeren van OVC oneconomisch maken, tenzij de installatie om andere redenen voor een dergelijke periode moet worden ingesloten.					
Betrouwbaarheid		Even betrouwbaar als standaard regenerator systemen. OVC is relatief ongevoelig voor variaties in de gaskwaliteit, maar zal wel eerder problemen geven als er door slecht functioneren van de regeneratie glycol wordt meegenomen in het gas.					

Economische aspecten	<table><tr><th rowspan="3">Kosten</th><th colspan="2">Investeringskosten (CAPEX)</th><th colspan="2">Exploitatiekosten (OPEX)</th></tr><tr><th colspan="2">€</th><th colspan="2">€ /jaar</th></tr><tr><th>Bestaand</th><th>Nieuw</th><th>Bestaand</th><th>Nieuw</th></tr><tr><td>Gasplatform klein</td><td>308.000</td><td>20.000</td><td>87.300</td><td>3.300</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Gasplatform groot</td><td>381.000</td><td>0</td><td>108.600</td><td>0</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Olieplatform</td><td>n.v.t.</td><td>n.v.t.</td><td>n.v.t.</td><td>n.v.t.</td><td></td><td></td></tr></table>						Kosten	Investeringskosten (CAPEX)		Exploitatiekosten (OPEX)		€		€ /jaar		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Gasplatform klein	308.000	20.000	87.300	3.300			Gasplatform groot	381.000	0	108.600	0			Olieplatform	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.								
	Kosten	Investeringskosten (CAPEX)		Exploitatiekosten (OPEX)																																										
		€		€ /jaar																																										
		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw																																									
	Gasplatform klein	308.000	20.000	87.300	3.300																																									
	Gasplatform groot	381.000	0	108.600	0																																									
	Olieplatform	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.																																									
	<table><tr><th rowspan="3">Kosten/kg-verwijderd</th><th colspan="2">Gasplatform klein</th><th colspan="2">Gasplatform groot</th><th colspan="2">Olieplatform</th></tr><tr><th>Bestaand</th><th>Nieuw</th><th>Bestaand</th><th>Nieuw</th><th>Bestaand</th><th>Nieuw</th></tr><tr><th>€/kg</th><th>€/kg</th><th>€/kg</th><th>€/kg</th><th>€/kg</th><th>€/kg</th></tr><tr><td>Benzeen</td><td>532</td><td>20</td><td>94</td><td>0</td><td>n.v.t.</td><td>n.v.t.</td></tr><tr><td>Alifaten</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Zink-eq.</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr></table>						Kosten/kg-verwijderd	Gasplatform klein		Gasplatform groot		Olieplatform		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	Benzeen	532	20	94	0	n.v.t.	n.v.t.	Alifaten							Zink-eq.						
	Kosten/kg-verwijderd	Gasplatform klein		Gasplatform groot		Olieplatform																																								
		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Bestaand		Nieuw																																						
€/kg		€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg																																								
Benzeen	532	20	94	0	n.v.t.	n.v.t.																																								
Alifaten																																														
Zink-eq.																																														
Opmerkingen	Voor kleinere nieuwe installaties (tot 3 miljoen m3/d) is de CAPEX ongeveer gelijk. Voor grotere nieuwe installaties zijn de kosten lager omdat minder apparatuur nodig is (geen condensor, gas scrubber, pomp en instrumentatie). Retrofit op bestaande installatie is ongeveer € 200.000 aan materialen.																																													
Integrale milieuaspecten (invloed op andere milieucompartimenten)	Lucht	Sterke reductie in emissies naar atmosfeer. Door toepassing van OVC kunnen eventueel ook andere restgassen (flash gas etc.) nuttig worden gebruikt i.p.v. afgeblazen. Is echter relatief veel 'stripgas' nodig, dan is het gebruik van andere restgassen beperkt. NO <sub>x</sub> gehalte in OVC afgassen voldoet aan NeR-eis van 150 mg/m3.																																												
	Energie	Lager energieverbruik door gebruik van restgassen.																																												
	Toegevoegde chemicaliën	Geen																																												
	Afval	Geen																																												
Andere effecten	Veiligheid	Geen.																																												
	Gezondheid	Geen uitstoot van KWS naar atmosfeer.																																												
Praktijkervaringen	Algemeen			Offshore																																										
	Meer dan 15 jr ervaring met OVC onshore in de industriële waterzuivering.			OVC wordt sinds kort (2000) ook offshore toegepast bij nieuwbouw.																																										
Referenties	Informatie NOGEPA.																																													
EIND CONCLUSIE:	■ Stand der Techniek			□ Veelbelovende Techniek																																										
	Project:	Stand der Techniek Productiewater Offshore Olie- en Gasindustrie																																												
	Techniek	B.1: Overhead Vapour Combustion (OVC)																																												
	Document:	25608-00-3314B01			Revisie:	0																																								
	File:	C:\Persoonlijke documenten\25608\Documenten\fact sheets\commentaar Dorresten\CIW datasheet B.1 OVC.R.doc																																												



Factsheet B.2		Vloeistoffen uit condensor naar productie separator				
Korte beschrijving		Condensatie van het afgas uit de glycol regenerator levert een waterige stroom met een hoog gehalte aan aromaten. Deze relatief kleine stroom wordt bij hoge druk in de productie separator in contact gebracht met een grote hoeveelheid productiewater, gas en condensaat. Hierdoor zullen door het condensaat en gas een groot deel van de aromaten uit het water worden geëxtraheerd, waarmee de lozing van aromaten wordt teruggebracht. Het glycol regeneratiewater kan het meest effectief voor de "slug catcher" of gaskoeler worden geïnjecteerd, maar kan ook naar de water/condensaat separator worden gepompt.				
Procesflowdiagram		<pre>graph LR     NG[nat gas] --&gt; PS[productie-separator]     GA[glycol afgassen] --&gt; C[condensor]     C --&gt; RG[restgas]     C --&gt; BT[buffertank]     BT --&gt; WA[water + aromaten]     WA --&gt; HRP[HD recirc. pomp]     HRP --&gt; PS     PS --&gt; G[gas]     PS --&gt; CS[condensaat]     CS --&gt; CWS[condensaat-waterseparator]     CWS --&gt; W[water]</pre>				
Basisonderdelen		Leidingwerk, buffertank, HD recirculatie pomp				
Geschikt voor verwijdering van:  R= Verwijderingsrendement uit de deelstroom	Zware metalen	R [%]	Productie chemicaliën	R [%]	Aromaten	R [%]
	<input type="checkbox"/> Cadmium <input type="checkbox"/> Zink <input type="checkbox"/> Lood <input type="checkbox"/> Kwik <input type="checkbox"/> Nikkel		<input checked="" type="checkbox"/> Methanol <input type="checkbox"/> Glycolen <input type="checkbox"/> Corrosie inhibitoren <input type="checkbox"/> Anti-scaling middelen <input type="checkbox"/> Demulgatoren	1)	<input checked="" type="checkbox"/> BTEX <input checked="" type="checkbox"/> Benzeen <input checked="" type="checkbox"/> PAK <b>Alifaten</b> <input checked="" type="checkbox"/> Olie	>50 % >50 % >50% <b>R [%]</b> 1)
Opmerkingen		Het verwijderingsrendement is gerelateerd aan de deelstroom en is mede afhankelijk van de gas en condensaat samenstelling en de kwaliteit van de nageschakelde technieken. 1) Ten dele verwijderd indien aanwezig.				
Technische details		Platform	Gas 1 (klein)	Gas 2 (groot)	Olie 1 n.v.t.	
		Productiewaterdebiet (ontwerp)	1 m <sup>3</sup> /uur	6 m <sup>3</sup> /uur		
		Deelstroom (ontwerp)	0,05 m <sup>3</sup> /uur	0,1 m <sup>3</sup> /uur		
		Ruimtebeslag (LxBxH)	0,8 x 0,5 x 1m	1 x 0,6 x 1,5m		
		Massa (gevuld)	0,3 ton	0,5 ton		
Kritische parameters bedrijfsvoering/-beheersing		De voordelen van deze techniek zijn afhankelijk van de samenstelling van het gas en condensaat, van separator druk en temperatuur en kan daarom het beste geëvalueerd worden door middel van een proces simulatie.				
Betrouwbaarheid		Hoog				

<b>Economische aspecten</b>	<table border="1"> <tr> <th rowspan="3">Kosten</th> <th colspan="2">Investeringskosten (CAPEX)</th> <th colspan="2">Exploitatiekosten (OPEX)</th> </tr> <tr> <th colspan="2">€</th> <th colspan="2">€ /jaar</th> </tr> <tr> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> </tr> <tr> <td>Gasplatform klein</td> <td>100.000</td> <td>74.000</td> <td>30.900</td> <td>16.500</td> </tr> <tr> <td>Gasplatform groot</td> <td>115.000</td> <td>85.000</td> <td>35.900</td> <td>19.400</td> </tr> <tr> <td>Olieplatform</td> <td>n.v.t.</td> <td>n.v.t.</td> <td>n.v.t.</td> <td>n.v.t.</td> </tr> </table>						Kosten	Investeringskosten (CAPEX)		Exploitatiekosten (OPEX)		€		€ /jaar		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Gasplatform klein	100.000	74.000	30.900	16.500	Gasplatform groot	115.000	85.000	35.900	19.400	Olieplatform	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.												
	Kosten	Investeringskosten (CAPEX)		Exploitatiekosten (OPEX)																																										
		€		€ /jaar																																										
		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw																																									
	Gasplatform klein	100.000	74.000	30.900	16.500																																									
	Gasplatform groot	115.000	85.000	35.900	19.400																																									
	Olieplatform	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.																																									
	<table border="1"> <tr> <th rowspan="3">Kosten/kg-verwijderd</th> <th colspan="2">Gasplatform klein</th> <th colspan="2">Gasplatform groot</th> <th colspan="2">Olieplatform</th> </tr> <tr> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> </tr> <tr> <th>€ /kg</th> <th>€ /kg</th> <th>€ /kg</th> <th>€ /kg</th> <th>€ /kg</th> <th>€ /kg</th> </tr> <tr> <td>Benzeen</td> <td>376</td> <td>201</td> <td>62</td> <td>34</td> <td>n.v.t.</td> <td>n.v.t.</td> </tr> <tr> <td>Alifaten</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Zink-eq.</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>						Kosten/kg-verwijderd	Gasplatform klein		Gasplatform groot		Olieplatform		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	€ /kg	€ /kg	€ /kg	€ /kg	€ /kg	€ /kg	Benzeen	376	201	62	34	n.v.t.	n.v.t.	Alifaten	-	-	-	-			Zink-eq.	-	-	-	-		
	Kosten/kg-verwijderd	Gasplatform klein		Gasplatform groot		Olieplatform																																								
		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Bestaand		Nieuw																																						
€ /kg		€ /kg	€ /kg	€ /kg	€ /kg	€ /kg																																								
Benzeen	376	201	62	34	n.v.t.	n.v.t.																																								
Alifaten	-	-	-	-																																										
Zink-eq.	-	-	-	-																																										
<b>Integrale milieuaspecten</b> (invloed op andere milieucompartmenten)	<b>Lucht</b>	Weinig invloed.																																												
	<b>Energie</b>	Voor de HD recirculatie pomp.																																												
	<b>Toegevoegde chemicaliën</b>	Geen																																												
	<b>Afval</b>	Geen																																												
<b>Andere effecten</b>	<b>Veiligheid</b>	Geen																																												
	<b>Onderhoud</b>	Alleen onderhoud aan de pomp.																																												
<b>Praktijkervaringen</b>	<b>Algemeen</b>		<b>Offshore</b>																																											
			Wordt offshore reeds toegepast.																																											
<b>Referenties</b>	Referentie lijst [58] en informatie NOGEPA																																													
<b>EIND CONCLUSIE:</b>	<input checked="" type="checkbox"/> <b>Stand der Techniek</b>		<input type="checkbox"/> <b>Veelbelovende Techniek</b>																																											
	<b>Project:</b>	Stand der Techniek Productiewater Offshore Olie- en Gasindustrie																																												
	<b>Techniek</b>	B.2: Vloeistoffen uit condensor naar productie separator																																												
	<b>Document:</b>	25608-00-3314B02			<b>Revisie:</b>	0																																								
	<b>File:</b>	C:\Persoonlijke documenten\25608\Documenten\faciliteits commentaar Dorresten\CIW datasheet B2 Vloeistof condensor naar productie separatorFI.doc																																												

Factsheet B.3	Alternatieve gasdroging					
Korte beschrijving	Voor het drogen van gas worden meestal gaswassers toegepast, waarin het gas in tegenstroom wordt 'gewassen' met glycol (TEG of DEG). De oplosbaarheid van aromaten in glycol is hoog, waardoor bij het regenereren van de glycol water met hoge concentraties aromaten vrijkomt. Door alternatieve 'wasvloeistoffen' toe te passen, waarin aromaten slechter oplossen wordt de hoeveelheid verwijderde aromaten gereduceerd. Alternatieve 'wasvloeistoffen' zijn MEG of methanol via het IFPEX-proces. Deze alternatieve 'wasvloeistoffen' zullen minder water verwijderen, waardoor deze techniek vooral geschikt is bij geringere eisen m.b.t. het dauwpunt.					
Procesflowdiagram						
Basisonderdelen	IFPEX-toren, koeler, J-T klep (of turbo-expander) koude separator, filter, water-condensaat separator en pomp					
Geschikt voor verwijdering van:  R= Verwijderingsrendement van de eindstroom	Zware metalen  <input type="checkbox"/> Cadmium  <input type="checkbox"/> Zink  <input type="checkbox"/> Lood <input type="checkbox"/> Kwik <input type="checkbox"/> Nikkel	R [%]	Productie chemicaliën  <input type="checkbox"/> Methanol  <input checked="" type="checkbox"/> Glycolen  <input type="checkbox"/> Corrosie inhibitoren <input type="checkbox"/> Anti-scaling middelen <input type="checkbox"/> Demulgatoren	R [%]  100 <sup>1)</sup>	Aromaten	R [%]
					<input checked="" type="checkbox"/> BTEX  <input checked="" type="checkbox"/> Benzeen  <input checked="" type="checkbox"/> PAK	35 – 85  35 – 85  ?
					Alifaten	R [%]
					<input type="checkbox"/> Olie	
Opmerkingen	Rendementen gelden voor IFPEX-proces, waarbij methanol als wasvloeistof wordt gebruikt.					
Technische details	Platform	Gas 1 (klein)	Gas 2 (groot)	Olie 1		
	productiewaterdebit (ontwerp)	1 m <sup>3</sup> /uur	6 m <sup>3</sup> /uur	n.v.t.		
	Deelstroom (ontwerp)	0,05 m <sup>3</sup> /uur	0,1 m <sup>3</sup> /uur			
	ruimtebeslag (LxBxH)	... x ... x ... m	... x ... x ... m			
	massa (gevuld)	... ton	... ton			
Kritische parameters bedrijfsvoering/-beheersing	Uitsluitend toepassing bij gas dat minder kritisch gedroogd hoeft te worden. Relatief hoog methanol verbruik, door absorptie in het gas en condensaat; een deel gaat ook verloren met het water. Gas moet voldoende druk hebben om gekoeld te kunnen worden met een J-T klep (of meer koel-capaciteit). Koelproces bij voorkeur onder -20°C, om methanol verliezen beperkt te houden. Eventueel energie nodig voor re-compressie.					
Betrouwbaarheid	Relatief eenvoudige bedrijfsvoering; IFPEX-toren kan ook op sateliet platform worden geplaatst. Geen warmte nodig voor regeneratie. Geen schuimvorming of afbraak door (over-)verhitting.					



Economische aspecten

Omdat het hier een vervanging van bestaande systemen betreft is geen gedetailleerde kostenraming opgenomen, maar een vergelijking van investerings- en operationele kosten met gangbare systemen. In ref. [88] zijn de kosten voor IFPEX-systemen vergeleken met gangbare gasdroging. De resultaten zijn in onderstaande tabellen weergegeven.

Tabel I Vergelijking investeringskosten gangbare- en IFPEX-systemen

Besparing investering IFPEX t.o.v. gangbare systemen	
TEG-systeem	40%
MEG-systeem	10%

Tabel II Vergelijking operationele kosten gangbare- en IFPEX-systemen

Besparing operationele kosten IFPEX t.o.v. gangbare systemen	
TEG-systeem	25-30%
Glycol injectie systeem	20%

Opmerkingen

Het grootste voordeel van een IFPEX-1 systeem t.o.v. de gangbare systemen is, dat er geen glycol regenerator nodig is, waardoor de CAPEX en energieverbruik veel lager zijn. Bovendien is het proces beter beheersbaar en er zijn (vrijwel) geen emissies naar de lucht. Een IFPEX-systeem verbruikt wel veel methanol.

Het IFPEX-1 systeem kan eenvoudig gecombineerd worden met een IFPEX-2 proces voor verwijdering van zure gasen (CO<sub>2</sub> en H<sub>2</sub>S).

Andere alternatieve gas-drogingssystemen zijn:

- Twister supersonische separator (op diverse locaties getest) geeft een grote ruimtebesparing en heeft geen chemicaliën nodig; dauwpunt is (nog) relatief hoog.
- DRIZO proces, waarbij de DEG geregenereerd wordt bij een lagere temperatuur (160°C) m.b.v. een oplosmiddel.

Integrale milieuaspecten (invloed op andere milieucompartmenten)

Lucht	Geen emissie van BTEX en VOS (incl. strip-gas).
Energie	IFPEX verbruikt 80-90% minder energie dan een glycol systeem, mits er voldoende druk beschikbaar is voor koeling.
Toegevoegde chemicaliën	Methanol verbruik ongeveer 275 l/d (Gas klein) en 1.900 l/d (Gas groot).
Afval	Methanol (50-100 ppm) in (kleine hoeveelheid) water uit IFPEX-toren. Geen verbruikte glycol.

Andere effecten

Veiligheid	Geen glycol ketel in potentieel explosie-gevaarlijke omgeving.
Onderhoud	Veel minder onderhoud.

Praktijkervaringen

Algemeen	Offshore
Beperkte ervaring met alternatieve gasdroging; wereldwijd ongeveer 10 systemen.	Geen verschil met onshore, behalve dat gebruik J-T klep of expander oneconomisch is, omdat gas met hoge druk de pijpleiding in moet.

Referenties


Referentielijst [87], [88], [89] and [98] en informatie NOGEPa.

EIND CONCLUSIE:


☒ Stand der Techniek ☐ Veelbelovende Techniek

Project:	Stand der Techniek Productiewater offshore Olie- en gasindustrie		
Techniek	B.3: Alternatieve gasdroging		
Document:	25608-00-33140	Revisie:	0
File:			

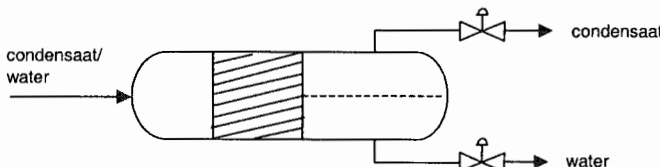
Factsheet B.4		MPPE Deelstroom				
Korte beschrijving		Koolwaterstoffen kunnen bij gas platforms uit het gecondenseerde water van de glycol regeneratie worden verwijderd d.m.v. Macro Porous Polymer Extraction. Bij deze techniek wordt het water door een kolom met een gepakt bed van MPPE-materiaal geleid. Een extractie-vloeistof, die geïmobiliseerd is in de MPP matrix, verwijdert de koolwaterstoffen uit het water, waarna het gereinigde water direct geloosd kan worden. Voordat de vereiste effluent concentratie bereikt is, wordt de toevoer overgezet op de tweede kolom en wordt de eerste kolom geregenereerd met lage druk stoom. Nadat de tweede kolom beladen is, wordt weer teruggeschakeld op de eerste kolom. Een karakteristieke cyclus duurt 1 à 2 uur. De stoom en koowaterstofdampen worden gecondenseerd, waarna zij eenvoudig te scheiden zijn mede door het hoge koolwaterstof-gehalte. De koolwaterstoffen gaan naar de condensaat-behandeling en de geringe hoeveelheid water wordt teruggevoerd in de installatie en gereinigd.				
Procesflowdiagram						
Basisonderdelen		2 Kolommen gevuld met MPPE-materiaal, condensor, water separator, stoom generator (elektrisch).				
Geschikt voor verwijdering van:  R= Verwijderings-Rendement uit Deelstroom	Zware metalen	R [%]	Productie chemicaliën	R [%]	Aromaten	R [%]
	<input type="checkbox"/> Cadmium <input type="checkbox"/> Zink <input type="checkbox"/> Lood <input checked="" type="checkbox"/> Kwik <input type="checkbox"/> Nikkel	?	<input checked="" type="checkbox"/> Methanol <input type="checkbox"/> Glycolen <input checked="" type="checkbox"/> Corrosie inhibitoren <input type="checkbox"/> Anti-scaling middelen <input type="checkbox"/> Demulgatoren	>99 <sup>1)</sup>  *	<input checked="" type="checkbox"/> BTEX <input checked="" type="checkbox"/> Benzeen <input checked="" type="checkbox"/> PAK <b>Alifaten</b> <input checked="" type="checkbox"/> Olie	>99 >99 >99  R [%] >99 <sup>1)</sup>
Opmerkingen		Het verwijderingsrendement van benzeen en andere BTEX is zeer hoog: reductie van 2000-3000 mg/l naar <1 mg/l. De tijdens een test gemeten kwik-verwijdering is onvoldoende onderbouwd.  1) Indien aanwezig.  * Het hydrofobe deel wordt verwijderd.				
Technische details		Platform	Gas 1 (klein)	Gas 2 (groot)	Olie 1	
		Productiewaterdebiet (ontwerp)	1 m³/uur	6 m³/uur	n.v.t.	
		Deelstroom (ontwerp)	0,05 m³/uur	0,1 m³/uur		
* incl. stoomgenerator		Ruimtebeslag * (LxBxH)	1 x 1,5 x 1,7 m	1 x 1,7 x 2 m		
		Massa (gevuld)	1,5 ton	2 ton		
Kritische parameters bedrijfsvoering/-beheersing		Het MPPE materiaal dient iedere 1-2 jaar i.v.m. activiteitverlies te worden vervangen. Het voedingswater voor de stoomgenerator dient gedemineraliseerd te zijn.				
Betrouwbaarheid		Het proces is weinig gevoelig voor fluctuaties in debiet en BTEX-concentraties en kan volledig geautomatiseerd worden.				


Economische aspecten	<table><tr><th rowspan="3">Kosten</th><th colspan="2">Investeringskosten (CAPEX)</th><th colspan="2">Exploitatiekosten (OPEX)</th></tr><tr><th colspan="2">€</th><th colspan="2">€/jaar</th></tr><tr><th>Bestaand</th><th>Nieuw</th><th>Bestaand</th><th>Nieuw</th></tr><tr><td>Gasplatform klein</td><td>324.000</td><td>276.000</td><td>99.800</td><td>59.200</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Gasplatform groot</td><td>368.000</td><td>313.000</td><td>117.300</td><td>71.200</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Olieplatform</td><td>n.v.t.</td><td>n.v.t.</td><td>n.v.t.</td><td>n.v.t.</td><td></td><td></td></tr></table>						Kosten	Investeringskosten (CAPEX)		Exploitatiekosten (OPEX)		€		€/jaar		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Gasplatform klein	324.000	276.000	99.800	59.200			Gasplatform groot	368.000	313.000	117.300	71.200			Olieplatform	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.		
	Kosten	Investeringskosten (CAPEX)		Exploitatiekosten (OPEX)																																				
		€		€/jaar																																				
		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw																																			
	Gasplatform klein	324.000	276.000	99.800	59.200																																			
	Gasplatform groot	368.000	313.000	117.300	71.200																																			
	Olieplatform	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.																																			
	<table><tr><th rowspan="3">Kosten/kg-verwijderd</th><th colspan="2">Gasplatform klein</th><th colspan="2">Gasplatform groot</th><th colspan="2">Olieplatform</th></tr><tr><th>Bestaand</th><th>Nieuw</th><th>Bestaand</th><th>Nieuw</th><th>Bestaand</th><th>Nieuw</th></tr><tr><th>€/kg</th><th>€/kg</th><th>€/kg</th><th>€/kg</th><th>€/kg</th><th>€/kg</th></tr><tr><td>Benzeen</td><td>608</td><td>361</td><td>102</td><td>62</td><td>n.v.t.</td><td>n.v.t.</td></tr><tr><td>BTEX</td><td>486</td><td>289</td><td>82</td><td>50</td><td></td><td></td></tr></table>						Kosten/kg-verwijderd	Gasplatform klein		Gasplatform groot		Olieplatform		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	Benzeen	608	361	102	62	n.v.t.	n.v.t.	BTEX	486	289	82	50			
	Kosten/kg-verwijderd	Gasplatform klein		Gasplatform groot		Olieplatform																																		
		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Bestaand		Nieuw																																
€/kg		€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg																																		
Benzeen	608	361	102	62	n.v.t.	n.v.t.																																		
BTEX	486	289	82	50																																				
Opmerkingen																																								
Inclusief kosten voor vervanging MPPE extractie-vloeistof.																																								
Integrale milieuaspecten (invloed op andere milieucompartimenten)	Lucht	Benodigde energie zal uitstoot naar de lucht verhogen.																																						
	Energie	Elektriciteit voor stoomgeneratie (6-2,5 kg LD stoom per m <sup>3</sup> water) en voor pompen. (totaal voor 0,008/ 0,05 m <sup>3</sup> /u resp. 4.4/ 13.2 MWu/jr)																																						
	Toegevoegde chemicaliën	Extractiemiddel in MPPE-materiaal wordt slechts zeer langzaam verbruikt, en wordt bovendien met de BTEX via de separator afgevoerd. Eventueel chemicaliën voor demineralisatie van het voedingswater (voor stoom).																																						
	Afval	Het MPPE-bed moet eens in de paar jaar worden afgevoerd.																																						
Andere effecten	Veiligheid	Geen																																						
	Onderhoud	Relatief weinig.																																						
Praktijkervaringen	Algemeen			Offshore																																				
	Operationele ervaring met MPPE-proces voor industriële waterzuivering. Succesvolle deelstroom en eindstroom (productiewater) behandeling door Elf Petroland, Harlingen.			Succesvolle testen op deelstroom on- en offshore.																																				
Referenties	Referentie lijst [41], [50], [51], [57], [61] en informatie NOGEPa.																																							
EIND CONCLUSIE:	■ Stand der Techniek			□ Veelbelovende Techniek																																				
	Project:	Stand der Techniek Productiewater Offshore Olie- en Gasindustrie																																						
	Techniek	B.4: MPPE Deelstroom																																						
	Document:	25608-00-3314B04			Revisie:	0																																		
	File:	C:\Persoonlijke documenten\25608\Documenten\factsheets commentaar Dorresen\CIW datasheet B4 MPPE DeelstroomR.doc																																						

Factsheet B.5		Stoomstrippen (deelstroom)					
Korte beschrijving		Koolwaterstoffen kunnen bij gas platforms uit het gecondenseerde water van de glycol regeneratie worden verwijderd d.m.v. Stoomstrippen. Bij deze techniek wordt het water in een gepakte kolom intensief in contact gebracht met stoom (zgn. strippen), welke onder in de kolom wordt gegenereerd door een ketel. Deze techniek is geschikt voor de verwijdering van aromaten (BTEX) maar zal ook alifaten verwijderen. De stoom en koolwaterstofdampen worden gecondenseerd, waarna zij eenvoudig te scheiden zijn mede door het hoge koolwaterstof-gehalte. De koolwaterstoffen gaan naar de condensaat-behandeling en het water gaat overboord.					
Procesflowdiagram							
Basisonderdelen		Buffertank, voedingspomp, warmtewisselaar, stoomstripkolom, condensor, BTEX-accumulator, re-circulatiepomp, condensaatpomp, (elektrische) ketel.					
Geschikt voor verwijdering van:  R= Verwijderingsrendement uit deelstroom	Zware metalen	R [%]	Productie chemicaliën	R [%]	Aromaten	R [%]	
	<input type="checkbox"/> Cadmium		<input checked="" type="checkbox"/> Methanol	10-90 <sup>1)</sup>	<input checked="" type="checkbox"/> BTEX	>99	
	<input type="checkbox"/> Zink		<input type="checkbox"/> Glycolen	*	<input checked="" type="checkbox"/> Benzeen	>99	
<input type="checkbox"/> Lood	<input checked="" type="checkbox"/> Corrosie inhibitoren		<input checked="" type="checkbox"/> PAK		>99		
<input type="checkbox"/> Kwik	<input type="checkbox"/> Anti-scaling middelen			Alifaten	R [%]		
<input type="checkbox"/> Nikkel	<input type="checkbox"/> Demulgatoren			<input checked="" type="checkbox"/> Olie	>97 <sup>1)</sup>		
Opmerkingen		Het verwijderingsrendement van BTEX is zeer hoog: reductie van 500-4000 mg/l tot <1 mg/l; alifaten van 40 mg/l naar <1,5 mg/l. 1) Indien aanwezig. * Het hydrofobe deel wordt deels verwijderd.					
Technische details		Platform	Gas 1 (klein)	Gas 2 (groot)	Olie 1		
		Productiewaterdebiet (ontwerp)	1 m3/uur	6 m3/uur	n.v.t.		
		Deelstroom (ontwerp)	0.05 m3/uur	0.1 m3/uur			
* Incl. stoomgenerator		Ruimtebeslag * (LxBxH)	3 x 2 x 3 m	4 x 3 x 4 m			
		Massa (gevuld)	8 ton	15 ton			
Kritische parameters bedrijfsvoering/-beheersing		Om een gelijkmatige stroom naar de stripkolom te waarborgen, dient een buffertank te worden geïnstalleerd. Deze biedt tevens de mogelijkheid om olie af te romen, waarmee verstoring van het proces in de kolom wordt voorkomen. Als het debiet zeer laag wordt, kan het nodig zijn water toe te voegen om de temperatuur boven in de kolom in stand te houden. De stoomleiding moet voldoende groot zijn om niveau in ketel en kolom gelijk te houden (en boven de bundel van de ketel).					
Betrouwbaarheid		Techniek is betrouwbaar en wordt als bewezen gezien voor de behandeling van glycol regeneratiewater.					

<b>Economische aspecten</b>	<b>Kosten</b>		Investeringskosten (CAPEX)		Exploitatiekosten (OPEX)			
			€		€/jaar			
			Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw		
	Gasplatform klein		170.000	135.000	57.900	35.100		
	Gasplatform groot		265.000	210.000	90.700	55.000		
	Olieplatform		n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.		
	<b>Kosten/kg-verwijderd</b>		Gasplatform klein		Gasplatform groot		Olieplatform	
			Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw
			€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg
	Benzeen		354	214	79	48	n.v.t.	n.v.t.
BTEX		283	171	63	38			
<b>Opmerkingen</b>		Energieverbruik is relatief hoog ondanks dat een deel van de warmte wordt teruggewonnen; verbruik kan aanzienlijk worden gereduceerd door het benutten van warmte uit het proces of uitlaatgassen van turbines						
<b>Integrale milieuaspecten (Invloed op andere milieucompartmenten)</b>	<b>Lucht</b>	Benodigde energie zal uitstoot naar de lucht verhogen. Na de condensor blijven er zeer weinig gassen over.						
	<b>Energie</b>	Ca. 40 kWu/m3 regeneratiewater (hoofdzakelijk voor ketel)						
	<b>Toegevoegde chemicaliën</b>	Geen						
	<b>Afval</b>	Geen						
<b>Andere effecten</b>	<b>Veiligheid</b>	Wordt niet significant beïnvloed.						
	<b>Onderhoud</b>	Relatief weinig.						
<b>Praktijkervaringen</b>	<b>Algemeen</b>			<b>Offshore</b>				
	Praktijkervaring is opgedaan bij offshore testen en toepassing op verschillende gas productie platforms.			Ervaring met toepassing op deelstroom offshore toont aan dat techniek offshore kan worden toegepast.				
<b>Referenties</b>	Referentielijst [25], [55] en informatie NOGEPA.							
<b>EIND CONCLUSIE:</b>	<input checked="" type="checkbox"/> <b>Stand der Techniek</b>			<input type="checkbox"/> <b>Veelbelovende Techniek</b>				
	<b>Project:</b>	Stand der Techniek Productiewater offshore Olie- en gasindustrie						
	<b>Techniek</b>	B.5: Stoomstrippen (deelstroom)						
	<b>Document:</b>	25608-00-3314B05				<b>Revisie:</b>	0	
	<b>File:</b>	C:\Persoonlijke documenten\25608\Documenten\factsheets commentaar Dorrestein\CIW datasheet B5 Stoomstrippen (deelstroom)R1.doc						



Factsheet B.6		HD condensaat/water separator					
Korte beschrijving		Op gas platforms kan het aromaten en alifaten gehalte in het productiewater worden gereduceerd door het installeren van een hoge druk (HD) condensaat/water separator die op vrijwel dezelfde druk opereert als de primaire productie separator. Hiermee wordt voorkomen dat het mengsel van water en condensaat wordt blootgesteld aan een hoge drukval, waardoor emulsie-vorming kan optreden. Door het mengsel eerst te scheiden en door afzonderlijke regelkleppen de druk af te laten, wordt voorkomen dat door de drukval in de niveauregelklep het condensaat als zeer kleine druppeltjes in water gedispergeerd wordt (emulsie). Hierdoor wordt het mogelijk om met eenvoudige nageschakelde technieken de wettelijke limiet voor alifaten te bereiken. Deze techniek kan ook worden toegepast op de condensaat/water mengsels uit de gasfilter/separator en hoge-druk scrubbers.					
Procesflowdiagram							
Basisonderdelen		Hoge druk water/condensaat separator.					
Geschikt voor verwijdering van:  R= Verwijderingsrendement	Zware metalen	R [%]	Productie chemicaliën	R [%]	Aromaten	R [%]	
	<input type="checkbox"/> Cadmium		<input type="checkbox"/> Methanol		<input checked="" type="checkbox"/> BTEX	>30	
	<input type="checkbox"/> Zink		<input type="checkbox"/> Glycolen		<input checked="" type="checkbox"/> Benzeen	>30	
	<input type="checkbox"/> Lood		<input type="checkbox"/> Corrosie inhibitoren		<input checked="" type="checkbox"/> PAK	>30	
	<input type="checkbox"/> Kwik		<input type="checkbox"/> Anti-scaling middelen				
	<input type="checkbox"/> Nikkel		<input checked="" type="checkbox"/> Demulgatoren	50-100	Alifaten	R [%]	
					<input checked="" type="checkbox"/> Olie	>20	
Opmerkingen		Het verwijderingsrendement is afhankelijk van de gas- en condensaatamenstelling, van de druk en temperatuur, hoeveelheid corrosie inhibitor en andere chemicaliën, en van de nageschakelde technieken.					
Technische details		Platform	Gas 1	Gas 2	Olie 1		
		Productiewaterdebiet (ontwerp)	1 m <sup>3</sup> /uur	6 m <sup>3</sup> /uur	n.v.t.		
		Ruimtebeslag (extra) (LxBxH)	nihil	nihil			
		Massa (extra) (gevuld)	1,5 ton	4 ton			
Kritische parameters bedrijfsvoering/-beheersing		Techniek is procesgeïntegreerd en dient in het ontwerp te worden meegenomen, waardoor deze voornamelijk op nieuwbouw van toepassing is. Gebruik van corrosie inhibitor dient te worden geminimaliseerd, omdat deze emulsie-vormend is. Bij het gebruik van zuigercompressoren kan het smeerolie-condensaat mengsel, dat in de scrubber(s) wordt afgevangen, eveneens sterke emulsies vormen. Het gebruik van H.D.-separatie voor deze stromen kan zeer effectief zijn.					
Betrouwbaarheid		Hoog					


<b>Economische aspecten</b>	<table border="1"> <tr> <th rowspan="3">Kosten</th> <th colspan="2">Investeringskosten (CAPEX)</th> <th colspan="2">Exploitatiekosten (OPEX)</th> </tr> <tr> <th colspan="2">€</th> <th colspan="2">€/jaar</th> </tr> <tr> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> </tr> <tr> <td>Gasplatform klein</td> <td>n.v.t.</td> <td>36.000</td> <td>n.v.t.</td> <td>2.800</td> </tr> <tr> <td>Gasplatform groot</td> <td>n.v.t.</td> <td>86.000</td> <td>n.v.t.</td> <td>3.400</td> </tr> <tr> <td>Olieplatform</td> <td>n.v.t.</td> <td>n.v.t.</td> <td>n.v.t.</td> <td>n.v.t.</td> </tr> </table>						Kosten	Investeringskosten (CAPEX)		Exploitatiekosten (OPEX)		€		€/jaar		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Gasplatform klein	n.v.t.	36.000	n.v.t.	2.800	Gasplatform groot	n.v.t.	86.000	n.v.t.	3.400	Olieplatform	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.												
	Kosten	Investeringskosten (CAPEX)		Exploitatiekosten (OPEX)																																										
		€		€/jaar																																										
		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw																																									
	Gasplatform klein	n.v.t.	36.000	n.v.t.	2.800																																									
	Gasplatform groot	n.v.t.	86.000	n.v.t.	3.400																																									
	Olieplatform	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.																																									
	<table border="1"> <tr> <th rowspan="3">Kosten/kg-verwijderd</th> <th colspan="2">Gasplatform klein</th> <th colspan="2">Gasplatform groot</th> <th colspan="2">Olieplatform</th> </tr> <tr> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> </tr> <tr> <th>€/kg</th> <th>€/kg</th> <th>€/kg</th> <th>€/kg</th> <th>€/kg</th> <th>€/kg</th> </tr> <tr> <td>Benzeen</td> <td>n.v.t.</td> <td>93</td> <td>n.v.t.</td> <td>5</td> <td>n.v.t.</td> <td>n.v.t.</td> </tr> <tr> <td>BTEX</td> <td></td> <td>76</td> <td></td> <td>4</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Alifaten</td> <td></td> <td>226</td> <td></td> <td>39</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>						Kosten/kg-verwijderd	Gasplatform klein		Gasplatform groot		Olieplatform		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	Benzeen	n.v.t.	93	n.v.t.	5	n.v.t.	n.v.t.	BTEX		76		4			Alifaten		226		39		
	Kosten/kg-verwijderd	Gasplatform klein		Gasplatform groot		Olieplatform																																								
		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Bestaand		Nieuw																																						
€/kg		€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg																																								
Benzeen	n.v.t.	93	n.v.t.	5	n.v.t.	n.v.t.																																								
BTEX		76		4																																										
Alifaten		226		39																																										
<p><i>Opmerkingen</i> In bovenstaande kosten zijn alleen de hogere kosten berekend t.o.v. een LD installatie. Doordat condensaat pompen in de beginfase van de productie (wanneer de condensaat productie het hoogste is) niet nodig zijn, kunnen meestal kleinere pompen worden geïnstalleerd wat resulteert in lagere investeringskosten. De kosten voor een bestaand platform zijn niet relevant, omdat de productie veel te lang zou moeten worden ingesloten om de condensaat/water separator te vervangen en de investeringskosten relatief hoog zijn.</p>																																														
<b>Integrale milieuaspecten (invloed op andere milieucompartmenten)</b>	<b>Lucht</b>	Minder uitstoot door lager energieverbruik.																																												
	<b>Energie</b>	Besparing in condensaat injectiepompen zo lang de druk in de productie separator hoger is dan in de pijpleiding.																																												
	<b>Toegevoegde chemicaliën</b>	Minder demulgator.																																												
	<b>Afval</b>	Geen																																												
<b>Andere effecten</b>	<b>Veiligheid</b>	Geen																																												
	<b>Onderhoud</b>	Geen																																												
<b>Praktijkervaringen</b>	<b>Algemeen</b>		<b>Offshore</b>																																											
			Wordt offshore veelvuldig toegepast.																																											
<b>Referenties</b>	Informatie NOGEPA																																													
<b>EIND CONCLUSIE:</b>	<input checked="" type="checkbox"/> <b>Stand der Techniek</b>		<input type="checkbox"/> <b>Veelbelovende Techniek</b>																																											
	<b>Project:</b>	Stand der Techniek Productiewater Offshore Olie- en Gasindustrie																																												
	<b>Techniek</b>	B.6: HD condensaat/water separator																																												
	<b>Document:</b>	25608-00-3314B06			<b>Revisie:</b>	0																																								
	<b>File:</b>	C:\Persoonlijke documenten\25608\Documenten\fact sheets commentaar Dorresten\CIW datasheet B6 HD condensaat_wat sepR.doc																																												

Factsheet B.7		Methanol Recovery Unit			
<b>Korte beschrijving</b>		Methanol, dat op een gasplatform geïnjecteerd wordt ter voorkoming van hydraatvorming, kan worden teruggewonnen uit het geproduceerde water d.m.v. een methanol-terugwinningsinstallatie. Het methanol-water mengsel wordt verwarmd tot 99°C, en vervolgens wordt de methanol in een destillatiekolom uitgedampt, waarbij de temperatuur boven in de kolom op ca. 75°C wordt gehouden door de methanol reflux; dit om een te hoge waterverdamping tegen te gaan. Na condensatie wordt de methanol teruggepompt naar de methanol opslagtank. Het methanol gehalte van het productiewater, dat normaal niet meer dan 30% bedraagt, wordt hiermee tot minder dan 2% gereduceerd.			
<b>Procesflowdiagram</b>					
<b>Basisonderdelen</b>		Buffervat, warmtewisselaar, methanol ketel, destillatiekolom, condensor, accumulator, transport-pompen, 'scale inhibitor' injectie.			
<b>Geschikt voor verwijdering van:</b> R= Verwijderingsrendement	<b>Zware metalen</b> <input type="checkbox"/> Cadmium <input type="checkbox"/> Zink <input type="checkbox"/> Lood <input type="checkbox"/> Kwik <input type="checkbox"/> Nikkel	<b>R [%]</b>	<b>Productie chemicaliën</b> <input checked="" type="checkbox"/> Methanol <input type="checkbox"/> Glycolen <input type="checkbox"/> Corrosie inhibitoren <input type="checkbox"/> Anti-scaling middelen <input type="checkbox"/> Demulgatoren	<b>R [%]</b> 20-90 *	<b>Aromaten</b> <input type="checkbox"/> BTEX <input type="checkbox"/> Benzeen <input type="checkbox"/> PAK <hr/> Alifaten <input type="checkbox"/> Olie
	<b>Opmerkingen</b> * Rendement afhankelijk waterdebiet, methanolgehalte en fluctuaties hierin.				
<b>Technische details</b>		Platform Productiewaterdebiet (ontwerp) Ruimtebeslag (LxBxH) Massa (gevuld)	Gas 1 1 m <sup>3</sup> /uur 5 x 4 x 3 m 8 ton	Gas 2 6 m <sup>3</sup> /uur 6 x 5 x 4 m 17 ton	Olie 1 n.v.t. (MeOH injectie wordt slechts zelden bij olie productie toegepast)
<b>Kritische parameters bedrijfsvoering/-beheersing</b>		Het destillatieproces is zeer gevoelig voor fluctuaties in de doorzet, waardoor de kwaliteit van de methanol gereduceerd wordt. Als het productiewater zouten bevat, kunnen deze zich afzetten in de warmtewisselaar en vooral in de methanol ketel. Om concentratie van zouten in de ketel te voorkomen, is het aan te bevelen een lichte doorstroming te creëren d.m.v. een re-circulatieleiding van ketel naar kolom. Relatief hoog energieverbruik tenzij gecombineerd met warmteterugwinning.			
<b>Betrouwbaarheid</b>		Omdat methanol veelal op satellietplatforms geïnjecteerd wordt, is de waterproductie zeer onregelmatig, wat resulteert in een lager verwijderingsrendement en slechte methanol kwaliteit. Aangezien productiewater vrijwel altijd zouten bevat, zijn er problemen met zoutafzetting in de methanol ketel, waardoor de installatie vaak uit bedrijf is voor onderhoud.			




<b>Economische aspecten</b>	<table border="1"> <tr> <th rowspan="2">Kosten</th> <th colspan="2">Investeringskosten (CAPEX)</th> <th colspan="2">Exploitatiekosten (OPEX)</th> </tr> <tr> <th colspan="2">€</th> <th colspan="2">€/jaar</th> </tr> <tr> <td></td> <td>Bestaand</td> <td>Nieuw</td> <td>Bestaand</td> <td>Nieuw</td> </tr> <tr> <td>Gasplatform klein</td> <td>905.000</td> <td>752.000</td> <td>291.500</td> <td>171.600</td> </tr> <tr> <td>Gasplatform groot</td> <td>1.755.000</td> <td>1.546.000</td> <td>602.000</td> <td>365.900</td> </tr> <tr> <td>Olieplatform</td> <td>n.v.t.</td> <td>n.v.t.</td> <td>n.v.t.</td> <td>n.v.t.</td> </tr> </table>						Kosten	Investeringskosten (CAPEX)		Exploitatiekosten (OPEX)		€		€/jaar			Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Gasplatform klein	905.000	752.000	291.500	171.600	Gasplatform groot	1.755.000	1.546.000	602.000	365.900	Olieplatform	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
	Kosten	Investeringskosten (CAPEX)		Exploitatiekosten (OPEX)																															
€		€/jaar																																	
	Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw																															
Gasplatform klein	905.000	752.000	291.500	171.600																															
Gasplatform groot	1.755.000	1.546.000	602.000	365.900																															
Olieplatform	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.																															
	<table border="1"> <tr> <th rowspan="3">Kosten/kg-verwijderd</th> <th colspan="2">Gasplatform klein</th> <th colspan="2">Gasplatform groot</th> <th colspan="2">Olieplatform</th> </tr> <tr> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> </tr> <tr> <th>€/kg</th> <th>€/kg</th> <th>€/kg</th> <th>€/kg</th> <th>€/kg</th> <th>€/kg</th> </tr> <tr> <td>Methanol</td> <td>22</td> <td>4.3</td> <td>6.5</td> <td>1.2</td> <td>n.v.t.</td> <td>n.v.t.</td> </tr> </table>						Kosten/kg-verwijderd	Gasplatform klein		Gasplatform groot		Olieplatform		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	Methanol	22	4.3	6.5	1.2	n.v.t.	n.v.t.			
Kosten/kg-verwijderd	Gasplatform klein		Gasplatform groot		Olieplatform																														
	Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw																													
	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg																													
Methanol	22	4.3	6.5	1.2	n.v.t.	n.v.t.																													
Opmerkingen	<ul style="list-style-type: none"> <li>Methanol besparingen zijn afhankelijk van het methanolgehalte in het water en zijn gebaseerd op een max. gehalte van 10-30% = gem. 4-10% over hele jaar = gem. 6% over 10 jr.</li> <li>Grootste deel van kosten is brandstof voor verwarmen water; aangenomen is dat 75% van warmte wordt teruggewonnen, dus kosten aanzienlijk lager indien proceswarmte beschikbaar is.</li> </ul>																																		
<b>Milieueffecten (invloed op andere compartimenten)</b>	<b>Lucht</b>	Energie, benodigd voor verwarming van het productiewater, voor pompen en koeling, zal uitstoot naar de lucht verhogen, vooral bij gebruik van diesel brandstof.																																	
	<b>Energie</b>	Energie voor verwarming, pompen en koeling.																																	
	<b>Toegevoegde chemicaliën</b>	'Scale inhibitor' (om zoutafzetting te voorkomen) en 'corrosion inhibitor' (afhankelijk van corrosiviteit water en gebruikte materialen).																																	
	<b>Afval</b>	In het buffervat zal 'sludge' neerslaan. In warmtewisselaar en ketel zal zich waarschijnlijk 'scale' afzetten, welke met zuur moet worden verwijderd.																																	
<b>Andere effecten</b>	<b>Veiligheid</b>	Wordt niet significant beïnvloed.																																	
	<b>Onderhoud</b>	Onderhoud aan de ketel en warmtewisselaars kan aanzienlijk zijn; in het geval van LSA ingewikkelde procedures en hogere kosten.																																	
<b>Praktijkervaringen</b>	<b>Algemeen</b>			<b>Offshore</b>																															
	Terugwinning van methanol wordt sinds een aantal jaren zowel onshore als offshore toegepast in de gas productie. Er zijn veel problemen met het functioneren van de installaties.			De offshore situatie is niet veel anders dan onshore, behalve dat fluctuaties in de waterstroom veelal minder zijn; indien nodig, is het eenvoudiger om een groter buffervat te installeren																															
<b>Referenties</b>	Informatie NOGEPA																																		
<b>EIND CONCLUSIE:</b>	<input checked="" type="checkbox"/> <b>Stand der Techniek</b>			<input type="checkbox"/> <b>Veelbelovende Techniek</b>																															
	<b>Project:</b>	Stand der Techniek Productiewater offshore Olie- en gasindustrie																																	
	<b>Techniek</b>	B 7: Methanol Recovery Unit																																	
	<b>Document:</b>	25608-00-3314B07				<b>Revisie:</b> 0																													
	<b>File:</b>	C:\Persoonlijke documenten\25608\Documenten\factsheets commentaar Dorrestein\CIW datasheet B7 MeOH RecR.doc																																	

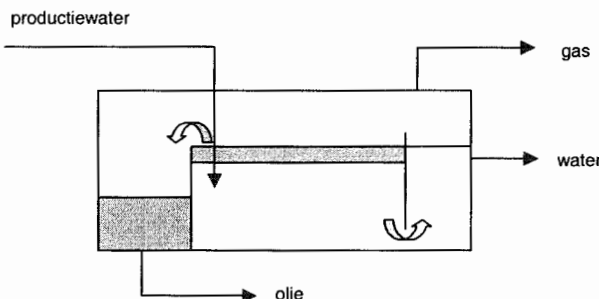
Factsheet C.2		MPPE Eindstroom				
Korte beschrijving		Koolwaterstoffen kunnen uit het productiewater van gas platforms worden verwijderd d.m.v. Macro Porous Polymer Extraction. Bij deze techniek wordt het water door een kolom met een gepakt bed van MPPE-materiaal geleid. Een extractie-vloeistof, die geïmobiliseerd is in de MPP matrix, verwijdert de koolwaterstoffen uit het water, waarna het gereinigde water direct geloosd kan worden. Voordat de vereiste effluent concentratie bereikt is, wordt de toevoer overgezet op de tweede kolom en wordt de eerste kolom geregenereerd met lage druk stoom. Nadat de tweede kolom beladen is, wordt weer teruggeschakeld op de eerste kolom. Een karakteristieke cyclus duurt 1 à 2 uur. De stoom en koolwaterstofdampen worden gecondenseerd, waarna zij eenvoudig te scheiden zijn mede door het hoge koolwaterstof-gehalte. De koolwaterstoffen gaan naar de condensaat-behandeling en de geringe hoeveelheid water wordt teruggevoerd in de installatie en gereinigd.				
Procesflowdiagram						
Basisonderdelen		2 Kolommen gevuld met MPPE-materiaal, condensor, waterseparator, stoom generator.				
Geschikt voor verwijdering van:  R= Verwijderingsrendement	Zware metalen	R [%]	Productie chemicaliën	R [%]	Aromaten	R [%]
	<input type="checkbox"/> Cadmium <input type="checkbox"/> Zink <input type="checkbox"/> Lood <input checked="" type="checkbox"/> Kwik <input type="checkbox"/> Nikkel	?	<input checked="" type="checkbox"/> Methanol <input type="checkbox"/> Glycolen <input checked="" type="checkbox"/> Corrosie inhibitoren <input checked="" type="checkbox"/> Anti-scaling middelen <input checked="" type="checkbox"/> Demulgatoren	>90  * * *	<input checked="" type="checkbox"/> BTEX <input checked="" type="checkbox"/> Benzeen <input checked="" type="checkbox"/> PAK <b>Alifaten</b> <input checked="" type="checkbox"/> Olie	>90 >90 >90 R [%] >40
Opmerkingen		Het verwijderingsrendement van benzeen en andere BTEX is hoog: reductie van 110 mg/l naar <10 mg/l. De tijdens een test gemeten kwik-verwijdering is onvoldoende onderbouwd. * Het hydrofobe deel wordt verwijderd.				
Technische details		Platform	Gas 1 (klein)	Gas 2 (groot)	Olie 1	
* incl. stoomgenerator		Productiedebietwater (ontwerp)	1 m³/uur	6 m³/uur	n.v.t.	
		Ruimtebeslag * (LxBxH)	1,5 x 2 x 2,5 m	2 x 3 x 3 m		
		Massa (gevuld)	2,5 ton	5 ton		
Kritische parameters bedrijfsvoering/-beheersing		Het MPPE-bed kan verstopen door vaste stoffen en neerslag van zouten (scale), waardoor een filter of andere voorbehandeling nodig kan zijn. Om het neerslaan van zouten en metalen te voorkomen, moet het water zoveel mogelijk zuurstofvrij worden gehouden. Het MPPE materiaal dient jaarlijks i.v.m. activiteitsverlies en vervuiling te worden vervangen. Het voedingswater voor de stoomgenerator dient gedemineraliseerd te zijn. Hogere koolwaterstoffen (≥C20) - welke vrijwel altijd aanwezig zijn - zullen de MPPE vervuilen.				
Betrouwbaarheid		Het proces is weinig gevoelig voor fluctuaties in influentconcentraties en kan volledig geautomatiseerd worden, waarmee het ook geschikt kan zijn voor satelliet platforms. Alifaten concentraties tot 150 mg/l hebben weinig invloed op de werking.				


Economische aspecten	<table><tr><th rowspan="3">Kosten</th><th colspan="2">Investeringskosten (CAPEX)</th><th colspan="2">Exploitatiekosten (OPEX)</th></tr><tr><th colspan="2">€</th><th colspan="2">€/jaar</th></tr><tr><th>Bestaand</th><th>Nieuw</th><th>Bestaand</th><th>Nieuw</th></tr><tr><td>Gasplatform klein</td><td>514.000</td><td>431.000</td><td>191.800</td><td>126.200</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Gasplatform groot</td><td>618.000</td><td>518.000</td><td>254.000</td><td>175.500</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Olieplatform</td><td>n.v.t.</td><td>n.v.t.</td><td>n.v.t.</td><td>n.v.t.</td><td></td><td></td></tr></table>						Kosten	Investeringskosten (CAPEX)		Exploitatiekosten (OPEX)		€		€/jaar		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Gasplatform klein	514.000	431.000	191.800	126.200			Gasplatform groot	618.000	518.000	254.000	175.500			Olieplatform	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.								
	Kosten	Investeringskosten (CAPEX)		Exploitatiekosten (OPEX)																																										
		€		€/jaar																																										
		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw																																									
	Gasplatform klein	514.000	431.000	191.800	126.200																																									
	Gasplatform groot	618.000	518.000	254.000	175.500																																									
	Olieplatform	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.																																									
	<table><tr><th rowspan="3">Kosten/kg-verwijderd</th><th colspan="2">Gasplatform klein</th><th colspan="2">Gasplatform groot</th><th colspan="2">Olieplatform</th></tr><tr><th>Bestaand</th><th>Nieuw</th><th>Bestaand</th><th>Nieuw</th><th>Bestaand</th><th>Nieuw</th></tr><tr><th>€/kg</th><th>€/kg</th><th>€/kg</th><th>€/kg</th><th>€/kg</th><th>€/kg</th></tr><tr><td>Benzeen</td><td>2.703</td><td>1.778</td><td>209</td><td>145</td><td>n.v.t.</td><td>n.v.t.</td></tr><tr><td>BTEX</td><td>2.433</td><td>1.600</td><td>177</td><td>122</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Alifaten</td><td>9.123</td><td>6.002</td><td>1.726</td><td>1.193</td><td></td><td></td></tr></table>						Kosten/kg-verwijderd	Gasplatform klein		Gasplatform groot		Olieplatform		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	Benzeen	2.703	1.778	209	145	n.v.t.	n.v.t.	BTEX	2.433	1.600	177	122			Alifaten	9.123	6.002	1.726	1.193		
	Kosten/kg-verwijderd	Gasplatform klein		Gasplatform groot		Olieplatform																																								
		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Bestaand		Nieuw																																						
€/kg		€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg																																								
Benzeen	2.703	1.778	209	145	n.v.t.	n.v.t.																																								
BTEX	2.433	1.600	177	122																																										
Alifaten	9.123	6.002	1.726	1.193																																										
Opmerkingen	Inclusief kosten voor vervanging MPPE extractie-vloeistof.																																													
Integrale milieuaspecten (invloed op andere milieucompartimenten)	Lucht	Benodigde energie zal uitstoot naar de lucht verhogen.																																												
	Energie	Elektriciteit voor stoomgeneratie (3,5 kg LD stoom per m³ water) en pompen (totaal voor 0,2/ 1,4 m³/u resp. 28-90 MWu/lr).																																												
	Toegevoegde chemicaliën	Extractiemiddel in MPPE-materiaal wordt slechts zeer langzaam verbruikt, en wordt bovendien met de BTEX via de separator afgevoerd. Eventueel chemicaliën voor demineralisatie van het voedingswater (voor stoom).																																												
	Afval	Het MPPE-bed moet jaarlijks worden afgevoerd; in het geval van LSA ingewikkelde procedures en hoge kosten. Voorbehandelingsfilters iedere 2 maanden (afhankelijk type filter en samenstelling water).																																												
Andere effecten	Veiligheid	Geen.																																												
	Onderhoud	Onderhoud is sterk afhankelijk van de mate van vervuiling.																																												
Praktijkervaringen	Algemeen			Offshore																																										
	Operationele ervaring met MPPE-proces voor industriële waterzuivering. Succesvolle deelstroom en eindstroom (productiewater) behandeling door Elf Petroland, Harlingen.			Test op deelstroom met een kleine hoeveelheid productiewater (NAM L2 deelstroom zonder alifaten en corrosie inhibitor) en op eindstroom (Shell, Statoil). Verder testen is noodzakelijk.																																										
Referenties	Referentielijst [41], [50], [51], [57], [61] en informatie NOGEPA.																																													
EIND CONCLUSIE:	<input checked="" type="checkbox"/> Stand der Techniek			<input type="checkbox"/> Veelbelovende Techniek																																										
	Project:	Stand der Techniek Productiewater Offshore Olie- en Gasindustrie																																												
	Techniek	C.2: MPPE Eindstroom																																												
	Document:	25608-00-3314C02			Revisie:	0																																								
	File:	C:\Persoonlijke documenten\25608\Documenten\fact sheets commentaar Dorstellen\CIW_data sheet C2 MPPE EindstroomR.doc																																												

Factsheet C.4		Membraanfiltratie								
Korte beschrijving		Alifaten kunnen uit het productiewater van gas platforms worden verwijderd d.m.v. Membraanfiltratie. Bij deze techniek wordt het water onder lage druk (ca. 3,5 bar) langs een aantal keramische of kunststof filterelementen gepompt met een poriëngrootte van 0,1-0,2 µm. Door de 'crossflow' en turbulente stroming langs het membraan oppervlak wordt de vorming van een filtercake zoveel mogelijk voorkomen. Een deel van het permeaat gaat naar het drukpulssysteem voor het schoonmaken van de membranen en het resterende deel gaat rechtstreeks overboord. De na het drukpuls in de membraanwand achterblijvende stoffen moeten periodiek met chemicaliën worden verwijderd. De alifaten en vaste stoffen blijven grotendeels achter in het concentraat, dat afgevoerd wordt naar een bezinktank, waar de olie door de hogere concentratie eenvoudig kan worden afgescheiden.								
Procesflowdiagram										
Basisonderdelen		Buffervat, voorfilter, membraanfilterunit, drukpulssysteem en bezinktank.								
Geschikt voor verwijdering van:		Zware metalen		R [%]	Productie chemicaliën		R [%]	Aromaten		R [%]
R= Verwijderingsrendement	<input type="checkbox"/> Cadmium				<input type="checkbox"/> Methanol			<input checked="" type="checkbox"/> BTEX	*	
	<input type="checkbox"/> Zink				<input type="checkbox"/> Glycolen			<input checked="" type="checkbox"/> Benzeen	*	
	<input type="checkbox"/> Lood				<input type="checkbox"/> Corrosie inhibitoren			<input checked="" type="checkbox"/> PAK	*	
	<input type="checkbox"/> Kwik				<input type="checkbox"/> Anti-scaling middelen			Alifaten	R [%]	
	<input type="checkbox"/> Nikkel				<input type="checkbox"/> Demulgatoren			<input checked="" type="checkbox"/> Olie	70-90	
Opmerkingen		De tijdens testen gemeten alifaten verwijdering was respectievelijk van 150 mg/l naar 15 mg/l, van 110 mg/l naar 30 mg/l en 70 mg/l naar 10 mg/l. * De in enkele testen gemeten verwijdering van aromaten met ca. 50% is (momenteel) niet kwantificeerbaar; dit is mogelijk het gevolg is van een initiële adsorptie door het filtermateriaal.								
Technische details		Platform		Gas 1 (klein)		Gas 2 (groot)		Olie 1		
Productiewaterdebiet (ontwerp)				1 m³/uur		6 m³/uur		n.v.t.		
* incl. buffer- en bezinktank		Ruimtebeslag (L x B x H)		2 x 2 x 2 m		2 x 4 x 2,5 m				
		Massa* (gevuld)		4 ton		10 ton				
Kritische parameters bedrijfsvoering/-beheersing		Als productiewater veel zouten bevat zullen de membranen eerder verstopten. Vooral barium- en strontium-sulfaat zijn chemisch moeilijk te verwijderen. Daarom moeten de chemicaliën voor het regenereren van de membranen geschikt zijn om deze sulfaten en tevens kleideeltjes te verwijderen. Keramische membranen zijn robuuster en meer chemisch resistent in vergelijking met polymere membranen. Voorfiltratie is nodig om erosie van membranen te voorkomen. Een relatief constante stroomsnelheid (buffervat) is nodig voor optimale filtratie. Proces dient vrij van zuurstof te blijven om vorming van ijzer-oxide te voorkomen. Als permeaat voor terugpulsen niet O₂-vrij is, zal het ijzer-oxide uitgefiltred moeten worden. Duur en frequentie van drukpuls zijn kritisch en moeten proefondervindelijk worden vastgesteld.								
Beheidtrouwbaar		Tijdens testen met productiewater offshore bleken de membraanelementen niet volledig te regenereren, waardoor de techniek op dit moment onvoldoende betrouwbaar is. De verwachting is dat de installatie vaak uit bedrijf zou moeten voor onderhoud. Daarnaast is relatief veel supervisie vereist. Ervaringen op land bevestigen dat de verwijdering van alifaten uit zout water problemen geeft.								




Economische aspecten	<table border="1"> <tr> <th rowspan="3">Kosten</th> <th colspan="2">Investeringskosten (CAPEX)</th> <th colspan="2">Exploitatiekosten (OPEX)</th> </tr> <tr> <th colspan="2">€</th> <th colspan="2">€/jaar</th> </tr> <tr> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> </tr> <tr> <td>Gasplatform klein</td> <td>555.000</td> <td>455.000</td> <td>216.200</td> <td>143.900</td> </tr> <tr> <td>Gasplatform groot</td> <td>915.000</td> <td>745.000</td> <td>448.200</td> <td>328.000</td> </tr> <tr> <td>Olieplatform</td> <td>n.v.t.</td> <td>n.v.t.</td> <td>n.v.t.</td> <td>n.v.t.</td> </tr> </table>						Kosten	Investeringskosten (CAPEX)		Exploitatiekosten (OPEX)		€		€/jaar		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Gasplatform klein	555.000	455.000	216.200	143.900	Gasplatform groot	915.000	745.000	448.200	328.000	Olieplatform	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.					
	Kosten	Investeringskosten (CAPEX)		Exploitatiekosten (OPEX)																																			
		€		€/jaar																																			
		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw																																		
	Gasplatform klein	555.000	455.000	216.200	143.900																																		
	Gasplatform groot	915.000	745.000	448.200	328.000																																		
	Olieplatform	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.																																		
	<table border="1"> <tr> <th rowspan="3">Kosten/kg-verwijderd</th> <th colspan="2">Gasplatform klein</th> <th colspan="2">Gasplatform groot</th> <th colspan="2">Olieplatform</th> </tr> <tr> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> </tr> <tr> <th>€/kg</th> <th>€/kg</th> <th>€/kg</th> <th>€/kg</th> <th>€/kg</th> <th>€/kg</th> </tr> <tr> <td>Alifaten</td> <td>5.140</td> <td>3.419</td> <td>1.523</td> <td>1.115</td> <td>n.v.t.</td> <td>n.v.t.</td> </tr> <tr> <td>BTEX</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> </table>						Kosten/kg-verwijderd	Gasplatform klein		Gasplatform groot		Olieplatform		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	Alifaten	5.140	3.419	1.523	1.115	n.v.t.	n.v.t.	BTEX	-	-	-	-	-	-
	Kosten/kg-verwijderd	Gasplatform klein		Gasplatform groot		Olieplatform																																	
		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Bestaand		Nieuw																															
€/kg		€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg																																	
Alifaten	5.140	3.419	1.523	1.115	n.v.t.	n.v.t.																																	
BTEX	-	-	-	-	-	-																																	
Integrale milieuaspecten (invloed op andere milieucompartimenten)	Lucht	Weinig effect op emissies naar de lucht, gezien het geringe energieverbruik.																																					
	Energie	Geschat energieverbruik: 1,2 kWu/m <sup>3</sup> productiewater.																																					
	Toegevoegde chemicaliën	Chemicaliën voor periodieke reiniging en conditionering membranen.																																					
	Afval	Relatief grote hoeveelheid slib in bezinktank. Membranen vervuilen relatief snel met moeilijk te verwijderen sulfaten en kunnen ook LSA-materiaal bevatten d.w.z. complexe reinigingsprocedure of afvoeren. Voorfilters zijn afval.																																					
Andere effecten	Veiligheid	Werken met diverse chemicaliën, die brandwonden kunnen veroorzaken. Risico op blootstelling benzeen bij vervangen filters en membranen.																																					
	Onderhoud	Relatief veel onderhoud: vervangen filters en membranen, en verwijderen slib uit bezinktank.																																					
Praktijkervaringen	Algemeen			Offshore																																			
	Bekend en toegepast principe voor waterbehandeling in de onshore procesindustrie.			Aantal testen uitgevoerd met productiewater offshore (K12-A, K12-C en K7). In alle gevallen problemen met vervuiling membranen.																																			
Referenties	Referentielijst [41], [45] en [46] en informatie NOGEPa.																																						
EIND CONCLUSIE:	<input type="checkbox"/> Stand der Techniek			<input checked="" type="checkbox"/> Veelbelovende Techniek																																			
	Project:	Stand der Techniek Productiewater Offshore Olie- en Gasindustrie																																					
	Techniek	C.4: Membraanfiltratie																																					
	Document:	25608-00-3314C04			Revisie:	0																																	
	File:	C:\Persoonlijke documenten\25608\Documenten\fact sheets commentaar Dorstellen\CIW datasheet C4 MembraanfiltratieR.doc																																					

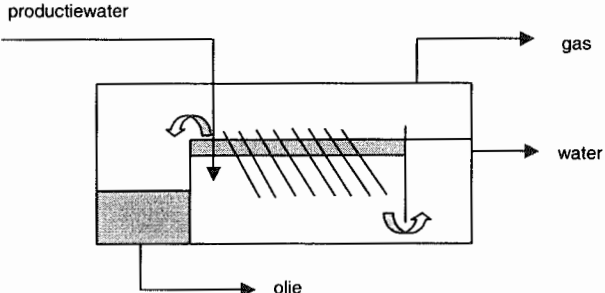
Factsheet C.5		Skimmertank					
Korte beschrijving		<p>Om het alifaten-gehalte in het productiewater te reduceren, kan gebruik worden gemaakt van een skimmertank. De scheiding vindt hierin plaats door het verschil in dichtheid tussen olie en water en door coalescentie van oliedruppels. Bij een voldoende verblijftijd komt de olie bovendrijven, waarna deze via een overloop kan worden afgescheiden. Deze techniek is alleen geschikt voor niet-opgeloste componenten zoals gedispergeerde alifaten met voldoende deeltjesgrootte. Opgeloste stoffen zoals benzeen en zware metalen worden niet afgescheiden.</p> <p>De skimmertank of de gemodificeerde uitvoering hiervan - de PPI of CPI - is meestal onderdeel van een installatie waarin meerdere technieken worden toegepast voor de verwijdering van alifaten.</p> <p>Zie ook Factsheet C.7: PPI / CPI (gravitatiescheiding).</p>					
Procesdiagram							
Basisonderdelen		LD-tank met inwendige platen voor olie/water scheiding en evt. pomp.					
Geschikt voor verwijdering van:  R= Verwijderingsrendement		Zware metalen	R [%]	Productie chemicaliën	R [%]	Aromaten	R [%]
		<input type="checkbox"/> Cadmium		<input type="checkbox"/> Methanol		<input type="checkbox"/> BTEX	
		<input type="checkbox"/> Zink		<input type="checkbox"/> Glycolen		<input type="checkbox"/> Benzeen	
		<input type="checkbox"/> Lood		<input type="checkbox"/> Corrosie inhibitoren		<input type="checkbox"/> PAK	
		<input type="checkbox"/> Kwik		<input type="checkbox"/> Anti-scaling middelen		Alifaten	R [%]
		<input type="checkbox"/> Nikkel		<input type="checkbox"/> Demulgatoren		■ Olie	20-90
Opmerkingen		Verwijderingsrendement voor olie is 100% voor druppels > 150 µm afhankelijk van s.g. en temperatuur. In de offshore praktijk blijkt verwijdering mogelijk tot concentratieniveau van 200 mg/l. Nageschakelde techniek zal nodig zijn om onder de lozingseis van 40 mg/l te blijven.					
Technische details		Platform		Gas 1 (klein)		Gas 2 (groot)	
		Productiewaterdebiet (ontwerp)		1 m³/uur		6 m³/uur	Olie 1
		Ruimtebeslag (LxBxH)		1,2 x 2,5 x 2 m		2,4 x 2,5 x 2 m	175 m³/uur
		Massa (gevuld)		2 ton		6 ton	n.v.t.
Kritische parameters bedrijfsvoering/-beheersing		Ligging van het olie-water grensvlak (niveau-beheersing in het vat) wordt bepaald door het verschil in s.g., maar is bij vorming van een overgangslaag, door emulsievorming of vervuiling van de olie met bijv. ijzeroxiden, moeilijk te controleren. Relatie verblijftijd en acceptabele afmetingen voor offshore beperkt de concentratie in het effluent tot 200 ppm. Een skimmertank is nauwelijks geschikt voor productiewater van een olie platform omdat deze veel te groot is t.o.v. een PPI.					
Betrouwbaarheid		Hoog: moet echter wel regelmatig schoongemaakt worden.					
		Kan relatief grote concentraties in het influent aan, met beperkte invloed op de effluent concentratie.					


<b>Economische aspecten</b>				
<i>Opmerkingen</i>	<i>Kosten dienen te worden afgewogen tegen die voor de veel meer efficiënte PPI of CPI. Voor een installatie met dezelfde afmetingen zullen de kosten voor een skimmertank ongeveer de helft zijn.</i>			
<b>Integrale milieuaspecten (invloed op andere milieucompartimenten)</b>	<b>Lucht</b>	Geen		
	<b>Energie</b>	Geen		
	<b>Toegevoegde chemicaliën</b>	Geen		
	<b>Afval</b>	In de skimmertank zal door de lage stroomsnelheid relatief veel sludge (voornl. zand/klei) neerslaan, welke vaak licht radioactief is (NORM).		
<b>Andere effecten</b>	<b>Veiligheid</b>	Op gasplatforms risico op blootstelling aan benzeen tijdens schoonmaakwerkzaamheden.		
	<b>Onderhoud</b>	Tank moet regelmatig worden schoongemaakt.		
<b>Praktijkervaringen</b>	<b>Algemeen</b>  Een skimmertank is een bekende en veel gebruikte techniek voor olie/water scheiding. Veel operationele ervaring in de procesindustrie.		<b>Offshore</b>  Techniek wordt voornamelijk op gas platforms toegepast.	
	Referentielijst [45] en [46] en informatie NOGEPA.			
<b>EIND CONCLUSIE:</b>	<input checked="" type="checkbox"/> <b>Stand der Techniek</b>		<input type="checkbox"/> <b>Veelbelovende Techniek</b>	
	<b>Project:</b>	Stand der Techniek Productiewater Offshore Olie- en Gasindustrie		
	<b>Techniek</b>	C.5: Skimmertank		
	<b>Document:</b>	25608-00-3314C05	<b>Revisie:</b>	0
	<b>File:</b>	C:\Persoonlijke documenten\25608\Documenten\fact sheets commentaar Domeinen\CIW datasheet C5 SkimmertankR.doc		

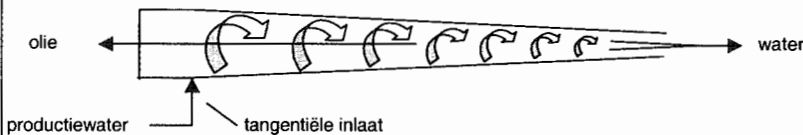
Factsheet C.6		DGF / IGF (flotatie)				
Korte beschrijving		<p>Bij gas-flotatie wordt gas fijn verdeeld ingebracht in het productiewater, waarbij de oliedruppels door het opstijgende gas uit het productiewater worden gestript. De gas belletjes met olie vormen een schuimlaag op het water die vervolgens wordt afgeroomd vaak d.m.v. een schoepenrad, dat de schuimlaag met een deel van het water in een overloopgoot schept. Het gas kan onder druk worden ingebracht (Dissolved Gas Flotation, DGF) of door middel van een impeller of pomp (Induced Gas Flotation, IGF).</p> <p>Opgeloste componenten zoals benzeen en zware metalen worden niet verwijderd, wel kunnen door de gasinbreng vluchtige componenten in geringe mate worden "gestript". Soms wordt lucht ingebracht i.p.v. gas, in welk geval ook een groot deel van de opgeloste BTEX wordt verwijderd.</p> <p>De DGF/IGF vormt veelal de laatste trap van de waterbehandeling om alifaten uit het productiewater te verwijderen.</p>				
Procesflowdiagram						
Basisonderdelen		LD tank met impellers of pompen voor het inbrengen van gas				
Geschikt voor verwijdering van:  R= Verwijderingsrendement	Zware metalen	R [%]	Productie chemicaliën	R [%]	Aromaten	R [%]
	<input type="checkbox"/> Cadmium <input type="checkbox"/> Zink <input type="checkbox"/> Lood <input checked="" type="checkbox"/> Kwik <input type="checkbox"/> Nikkel	**	<input type="checkbox"/> Methanol <input type="checkbox"/> Glycolen <input type="checkbox"/> Corrosie inhibitoren <input type="checkbox"/> Anti-scaling middelen <input type="checkbox"/> Demulgatoren		<input type="checkbox"/> BTEX <input checked="" type="checkbox"/> Benzeen <input type="checkbox"/> PAK	0-20%
					Alifaten <input checked="" type="checkbox"/> Olie	R [%] 60-90%*
Opmerkingen		<p>* Mede afhankelijk van het soortelijk gewicht van de olie (en water) en de temperatuur worden olie-in-water gehalten gereduceerd van 100-300 mg/ltr tot 20-40 mg/ltr. Hogere rendementen kunnen worden bereikt door langere verblijftijden.</p> <p>** Kwik wordt niet actief verwijderd, maar het vrije kwik kan zich door de lage stroomsnelheid onder invloed van de zwaartekracht afscheiden.</p>				
Technische details		Platform Productiewaterdebiet (ontwerp) Ruimtebeslag (LxBxH) Massa (gevuld)	Gas 1 1 m³/uur 1.8 x 1 x 2 m 1,4 ton	Gas 2 6 m³/uur 2 x 1,5 x 2 m 3 ton	Olie 1 175 m³/uur 10 x 2,5 x 3 m 45 ton	
Kritische parameters bedrijfsvoering/-beheersing		De niveauregeling en de hoeveelheid water via de overloop afgevoerd bepalen in grote mate het rendement en het oliegehalte van het effluent. Demulgatoren toegepast in de olie-water separator kunnen een negatief effect hebben op de schuimvorming in de DGF/IGF. Daarom zal soms een schuimvormend middel moeten worden toegepast. Bij het gebruik van lucht kunnen allerlei problemen optreden, zoals verhoogde neerslag van zouten en ijzer-oxide, bacterievorming en corrosie (daarom zelden toegepast).				
Betrouwbaarheid		De installatie moet regelmatig worden schoongemaakt om neergeslagen zouten (scale) en bezinksel (sludge) te verwijderen.				




<p><b>Economische aspecten</b></p>	<p>Een IGF installatie met een capaciteit van 175 m3/u kost ongeveer.</p>		
<p>Opmerkingen</p>	<p>Gezien de afmetingen van de installatie, zal op een bestaand platform de staalconstructie moeten worden aangepast om de plaats te creëren voor de installatie. Hiermee kunnen aanzienlijke kosten gemoeid zijn. Een IGF installatie met een capaciteit van 175 m³/u kost ongeveer € 250.000 (compleet geïnstalleerd € 435.000 excl. eventuele modificatie van de staalconstructie).</p>		
<p><b>Integrale milieuaspecten (invloed op andere milieucompartmenten)</b></p>	<p><b>Lucht</b></p>	<p>LD gas dat uit oplossing komt. Om emissies van gas te beperken (ook i.v.m. gezondheid) is het aan te bevelen om patrijspooten in de deksels aan te brengen voor visuele inspectie van de schuimlaag.</p>	
	<p><b>Energie</b></p>	<p>Energieverbruik 5/ 15/ 50 kWu voor capaciteit van resp. 1/ 6/ 175 m3/u.</p>	
	<p><b>Toegevoegde chemicaliën</b></p>	<p>Soms worden schuimvormende middelen toegevoegd.</p>	
	<p><b>Afval</b></p>	<p>In de tank zal door de lage stroomsnelheid relatief veel 'sludge' (voornl. zand / klei) neerslaan, welke vaak licht radioactief is (NORM)</p>	
<p><b>Andere effecten</b></p>	<p><b>Veiligheid</b></p>	<p>Geen</p>	
	<p><b>Gezondheid</b></p>	<p>Bij schoonmaak werkzaamheden is beschermende kleding nodig: op gas platforms tegen benzeen en evt. kwik en/of NORM; olieplatforms tegen evt. NORM en soms kwik.</p>	
<p><b>Praktijkervaringen</b></p>	<p><b>Algemeen</b></p>		<p><b>Offshore</b></p>
	<p>Veel gebruikte techniek voor waterbehandeling. Veel operationele ervaring in de procesindustrie.</p>		<p>Wordt offshore vaak toegepast voor verwijdering van alifaten.</p>
<p><b>Referenties</b></p>	<p>Referentielijst [41], [65] en [66] en informatie NOGEPa.</p>		
<p><b>EIND CONCLUSIE:</b></p>	<p><input checked="" type="checkbox"/> <b>Stand der Techniek</b></p>		<p><input type="checkbox"/> <b>Veelbelovende Techniek</b></p>
	<p><b>Project:</b></p>	<p>Stand der Techniek Productiewater Offshore Olie- en Gasindustrie</p>	
	<p><b>Techniek</b></p>	<p>C.6: DGF / IGF (flotatie)</p>	
	<p><b>Document:</b></p>	<p>25608-00-3314C06</p>	<p><b>Revisie:</b> 0</p>
	<p><b>File:</b></p>	<p>C:\Persoonlijke documenten\25608\Documenten\fact sheets\commentaar\Donnesten\CIW\data sheet C6 DGF IGF.doc</p>	

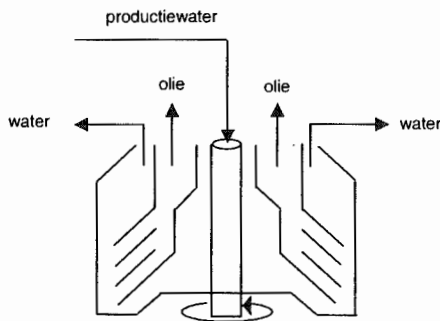
Factsheet C.7		PPI / CPI (gravitatiescheiding)			
<b>Korte beschrijving</b>		<p>Om het alifaten-gehalte in het productiewater te reduceren, kan gebruik worden gemaakt van een 'parallel plate interceptor' (PPI) of 'corrugated plate interceptor' (CPI). Olie-water scheiding vindt hierin plaats door het verschil in dichtheid tussen olie en water en door coalescentie van oliedruppels op de platen. Door de kleine afstand tussen de platen, hoeven ook de kleine oliedruppels maar over een korte weg te stijgen, waardoor zij binnen de relatief korte verblijftijd toch afgescheiden worden. De kleine druppels voegen zich op de platen samen tot grotere druppels, welke makkelijker en sneller naar het oppervlak stijgen. Bij de CPI's waar de gegolfde platen bijna horizontaal liggen, stromen de grotere oliedruppels door gaten in de platen naar de bovenliggende platen. Wanneer de olielaag dikker wordt, stroomt de olie over waarna deze teruggepompt wordt in het proces.</p> <p>Deze techniek is alleen geschikt voor niet-opgeloste componenten zoals gedispergeerde alifaten met voldoende deeltjesgrootte. Op olieplatforms maakt deze techniek deel uit van een aantal technieken voor de verwijdering van alifaten. Op gasplatforms is deze techniek soms al voldoende om de wettelijke eis te halen.</p>			
<b>Procesflowdiagram</b>					
<b>Basisonderdelen</b>		LD-tank met inwendig platenpakket en pomp.			
<b>Geschikt voor verwijdering van:</b>  R= Verwijderingsrendement	<b>Zware metalen</b>	<b>R [%]</b>	<b>Productie chemicaliën</b>	<b>R [%]</b>	<b>Aromaten</b> <input type="checkbox"/> BTEX <input type="checkbox"/> Benzeen <input type="checkbox"/> PAK
	<input type="checkbox"/> Cadmium <input type="checkbox"/> Zink <input type="checkbox"/> Lood <input type="checkbox"/> Kwik <input type="checkbox"/> Nikkel		<input type="checkbox"/> Methanol <input type="checkbox"/> Glycolen <input type="checkbox"/> Corrosie inhibitoren <input type="checkbox"/> Anti-scaling middelen <input type="checkbox"/> Demulgatoren		<b>Alifaten</b> <input checked="" type="checkbox"/> Olie
					<b>R [%]</b> 80 – 95
<b>Opmerkingen</b>		<p>Verwijderingsrendement voor olie is 100% voor oliedruppels &gt; 35 µm afhankelijk van s.g. en temperatuur. In de offshore praktijk worden verwijderingsrendementen tot 95% gemeld (van 1000 à 4000 naar 100 à 300 mg/l).</p> <p>Een ballenpakket in het inlaat-compartiment kan de effectiviteit aanzienlijk verhogen.</p>			
<b>Technische details</b>		Platform	Gas 1 (klein)	Gas 2 (groot)	Olie 1
		Productiewaterdebiet (ontwerp)	1 m <sup>3</sup> /uur	6 m <sup>3</sup> /uur	175 m <sup>3</sup> /uur
		Ruimtebeslag (LxBxH)	2,5 x 0,6 x 1,8 m	2,5 x 1,2 x 2,1 m	2,3 x 5 x 3,5 m
		Massa (gevuld)	2,5 ton	5,5 ton	38 ton
<b>Kritische parameters bedrijfsvoering/-beheersing</b>		<p>Niveau van het olie-water grensvlak in de PPI is kritisch voor goede werking. Scheidingsefficiëntie wordt beïnvloed door verblijftijd. Stabiliteit emulsie, temperatuur.</p> <p>Nageschakelde techniek is nodig om de lozingseis (40 mg/l) te bereiken.</p>			
<b>Betrouwbaarheid</b>		<p>Hoog: moet echter wel regelmatig schoongemaakt worden.</p> <p>Kan relatief grote variaties in alifaten concentratie in het influent aan, met beperkte invloed op de effluent concentratie.</p>			


<b>Economische aspecten</b>			
<b>Opmerkingen</b>	<p>Afmetingen en gewicht van een PPI voor 175 m<sup>3</sup>/u zijn voor 1 installatie; in de praktijk zal een tweede installatie als standby moeten worden geïnstalleerd. Daarom is het voor olie platforms i.v.m. schoonmaakwerkzaamheden raadzaam om de benodigde capaciteit over meerdere PPI's te verdelen en dan één PPI standby te houden. De beschreven PPI kost ongeveer € 400.000 compleet geïnstalleerd.</p>		
<b>Integrale milieuaspecten (invloed op andere milieucompartimenten)</b>	<b>Lucht</b>	Energie voor oliepomp zal uitstoot naar de lucht verhogen.	
	<b>Energie</b>	Energieverbruik voor oliepomp.	
	<b>Toegevoegde chemicaliën</b>	Geen	
	<b>Afval</b>	In de PPI/CPI zal door de lage stroomsnelheid relatief veel 'sludge' (voornl. zand en klei) neerslaan, welke vaak licht radioactief is (NORM).	
<b>Andere effecten</b>	<b>Veiligheid</b>	Op gas platforms risico op blootstelling aan benzeen tijdens schoonmaakwerkzaamheden.	
	<b>Onderhoud</b>	Pratenpakketten moeten regelmatig worden gereinigd.	
<b>Praktijkervaringen</b>	<b>Algemeen</b>		<b>Offshore</b>
	De PPI/CPI is een veel gebruikte techniek voor olie-water scheiding. Veel operationele ervaring in de procesindustrie.		Techniek wordt veel toegepast op olie platforms maar ook op gas platforms.
<b>Referenties</b>	Referentielijst [41] en informatie NOGEPa.		
<b>EIND CONCLUSIE:</b>	<input checked="" type="checkbox"/> <b>Stand der Techniek</b>		<input type="checkbox"/> <b>Veelbelovende Techniek</b>
	<b>Project:</b>	Stand der Techniek Productiewater Offshore Olie- en Gasindustrie	
	<b>Techniek</b>	C.7: PPI / CPI (gravitatiescheiding)	
	<b>Document:</b>	25608-00-3314C07	<b>Revisie:</b> 0
	<b>File:</b>	C:\Persoonlijke documenten\25608\Documenten\fact sheets commentaar Dorresten\CIW dataset\w\7 PPI/CPIR.doc	

Factsheet C.9		Hydrocycloon			
<b>Korte beschrijving</b>		<p>Olie-water scheiding d.m.v. hydrocyclonen berust op centrifugaal krachten en het verschil in soortelijke massa tussen olie en water. Bij een hydrocycloon worden de vloeistoffen onder druk tangentiaal ingebracht. Door de vorm van de cycloon neemt de snelheid toe, waardoor zeer hoge centrifugaal krachten ontstaan, waardoor het water en de olie worden gescheiden. Het zwaardere productiewater zal zich in een vortex door de cycloon naar de uitlaat bewegen, terwijl de lichtere olie zich in het centrum van de cycloon in een secundaire vortex in tegengestelde richting naar de kant van de inlaat stroomt. Opgeloste componenten zoals benzeen en zware metalen worden niet verwijderd.</p> <p>Recentelijk zijn roterende cyclonen ontwikkeld die een compromis zijn tussen een hydrocycloon en een centrifuge. Deze hebben een hoger rendement dan een statische hydrocycloon.</p> <p>Zie ook Factsheet C.10: Centrifuges.</p>			
<b>Procesdiagram</b>		 <p>olie ←</p> <p>productiewater</p> <p>tangentiële inlaat</p> <p>→ water</p>			
<b>Basisonderdelen</b>		Hydrocycloon, pomp en de vereiste toe- en afvoerleidingen. Voor toepassing met hoge capaciteit worden meerdere cyclonen parallel geschakeld en geïntegreerd in één apparaat.			
<b>Geschikt voor verwijdering van:</b> R= Verwijderingsrendement	<b>Zware metalen</b>	<b>R [%]</b>	<b>Productie chemicaliën</b>	<b>R [%]</b>	<b>Aromaten</b> <input type="checkbox"/> BTEX <input type="checkbox"/> Benzeen <input type="checkbox"/> PAK
	<input type="checkbox"/> Cadmium <input type="checkbox"/> Zink <input type="checkbox"/> Lood <input type="checkbox"/> Kwik <input type="checkbox"/> Nikkel		<input type="checkbox"/> Methanol <input type="checkbox"/> Glycolen <input type="checkbox"/> Corrosie inhibitoren <input type="checkbox"/> Anti-scaling middelen <input type="checkbox"/> Demulgatoren		<b>Alifaten</b> <input checked="" type="checkbox"/> Olie
<i>Opmerkingen</i>		Verwijderingsrendement voor olie is tot 98% voor druppels > 15 - 30 µm, resulterend in een olie-in-water gehalte van 60 mg/l (vaste cycloon) en 40 mg/l (roterende cycloon). Bij olie concentraties in influent van >1000 mg/l kan de effluent concentratie aanzienlijk hoger zijn			
<b>Technische details</b>		Platform	Gas 1 (klein)	Gas 2 (groot)	Olie 1
		Productiewater debiet (ontwerp)	1 m <sup>3</sup> /uur	6 m <sup>3</sup> /uur	175 m <sup>3</sup> /uur
		Ruimtebeslag (LxBxH)	0,8 x 2,5 x 1 m	1 x 3 x 1,2 m	3 x 4 x 1,7 m
		Massa (gevuld)	0,7 ton	1,7 ton	9 ton
<b>Kritische parameters bedrijfsvoering/-beheersing</b>		<p>Nadeel is dat alleen grotere druppeltjes (&gt;15 µm) kunnen worden verwijderd mede afhankelijk van het s. g. van de olie. Olie-water emulsies zijn nagenoeg niet te scheiden evenals met een olielaag omgeven deeltjes, welke 'neutraal' in soortelijke massa zijn. Roterende cyclonen kunnen deeltjes &gt;5 µm nog verwijderen.</p> <p>Om de hydrocyclonen goed te laten functioneren, is een constante voordruk en gelijkmatig debiet nodig. Het systeem is daardoor ook gevoelig voor gas.</p>			
<b>Betrouwbaarheid</b>		<p>Systeem is robuust en compact. Meestal zal een andere techniek moeten worden nageschakeld, om aan de wettelijke eis voor alifaten te voldoen. Omdat effluent concentratie sterk afhankelijk is van de doorzet, is het systeem minder betrouwbaar bij fluctuaties in het proces. Het is dan ook aan te bevelen om de vereiste capaciteit over meerdere hydrocycloonvaten te verdelen.</p> <p>Een roterende cycloon is kwetsbaar vanwege draaiende delen en onderhoudsgevoelig.</p>			

<b>Economische aspecten</b>	<table border="1"> <tr> <th rowspan="3">Kosten</th> <th colspan="2">Investeringskosten (CAPEX)</th> <th colspan="2">Exploitatiekosten (OPEX)</th> </tr> <tr> <th colspan="2">€</th> <th colspan="2">€/jaar</th> </tr> <tr> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> </tr> <tr> <td>Gasplatform klein</td> <td>n.b.</td> <td>n.b.</td> <td>n.b.</td> <td>n.b.</td> </tr> <tr> <td>Gasplatform groot</td> <td>n.b.</td> <td>n.b.</td> <td>n.b.</td> <td>n.b.</td> </tr> <tr> <td>Olieplatform</td> <td>790.000</td> <td>650.000</td> <td>248.700</td> <td>147.100</td> </tr> </table>						Kosten	Investeringskosten (CAPEX)		Exploitatiekosten (OPEX)		€		€/jaar		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Gasplatform klein	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	Gasplatform groot	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	Olieplatform	790.000	650.000	248.700	147.100
	Kosten	Investeringskosten (CAPEX)		Exploitatiekosten (OPEX)																														
		€		€/jaar																														
		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw																													
	Gasplatform klein	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.																													
	Gasplatform groot	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.																													
	Olieplatform	790.000	650.000	248.700	147.100																													
	<table border="1"> <tr> <th rowspan="3">Kosten/kg-verwijderd</th> <th colspan="2">Gasplatform klein</th> <th colspan="2">Gasplatform groot</th> <th colspan="2">Olieplatform</th> </tr> <tr> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> </tr> <tr> <th>€/kg</th> <th>€/kg</th> <th>€/kg</th> <th>€/kg</th> <th>€/kg</th> <th>€/kg</th> </tr> <tr> <td>Alifaten</td> <td>n.b.</td> <td>n.b.</td> <td>n.b.</td> <td>n.b.</td> <td>38</td> <td>22</td> </tr> </table>						Kosten/kg-verwijderd	Gasplatform klein		Gasplatform groot		Olieplatform		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	Alifaten	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	38	22		
	Kosten/kg-verwijderd	Gasplatform klein		Gasplatform groot		Olieplatform																												
		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Bestaand		Nieuw																										
€/kg		€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg																												
Alifaten	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	38	22																												
<b>Integrale milieuaspecten</b> (invloed op andere milieucompartmenten)	<b>Lucht</b>	Soortgelijk als andere technieken, met name door energie verbruik.																																
	<b>Energie</b>	Energie voor de pompen om het influent onder druk in te brengen 24-30 kW (0,2 kWu/m <sup>3</sup> )																																
	<b>Toegevoegde chemicaliën</b>	Geen																																
	<b>Afval</b>	De 'zware fase' (zand etc.) en aangekoekte resten in apparatuur (scaling), mogelijk laag radioactief (NORM).																																
<b>Andere effecten</b>	<b>Veiligheid</b>	Geen																																
	<b>Onderhoud</b>	Relatief weinig onderhoud; wel kan zich scale in de hydrocyclonen afzetten.																																
<b>Praktijkervaringen</b>	<b>Algemeen</b>			<b>Offshore</b>																														
	Bekend en veel gebruikt principe voor scheiding. Veel operationele ervaring in de procesindustrie.			Veel ervaring in offshore toepassingen olie-water scheiding. Heeft een lange ontwikkeling doorge- maakt. Wordt nergens op het NCP toegepast.																														
<b>Referenties</b>	Referentielijst [41] en [54] en informatie NOGEPA.																																	
<b>EIND CONCLUSIE:</b>	<input checked="" type="checkbox"/> <b>Stand der Techniek</b>			<input type="checkbox"/> <b>Veelbelovende Techniek</b>																														
	<b>Project:</b>	Stand der Techniek Productiewater Offshore Olie- en Gasindustrie																																
	<b>Techniek</b>	C.9: Hydrocycloon																																
	<b>Document:</b>	25608-00-3314C09			<b>Revisie:</b>	0																												
	<b>File:</b>	C:\Persoonlijke documenten\25608\Documenten\fact sheets commentaar Dorresten\CIW datasheet C9 HydrocycloonR.doc																																




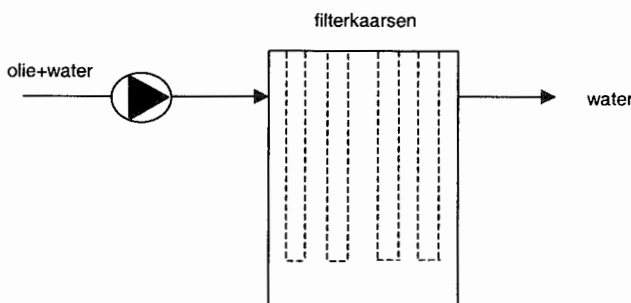
Factsheet C.10		Centrifuges					
Korte beschrijving		<p>Om het alifaten-gehalte in het productie water te reduceren, kan een centrifuge worden gebruikt. De olie-water scheiding bij het centrifugeren berust op centrifugaal krachten en het verschil in soortelijke massa tussen olie en water. Het ontgaste productiewater wordt door de centrifuge in rotatie gebracht, waardoor het water zich aan de buitenzijde van de centrifuge verzamelt en de olie in een laag daarbinnen. Olie en water worden afzonderlijk en gecontroleerd afgevoerd, waarbij de olie-water 'interface' in stand moet worden gehouden. De olie wordt teruggepompt in het proces en het water gaat overboord.</p> <p>Met centrifugeren kunnen kleinere oliedruppels worden afgescheiden dan met een hydrocycloon. Het energieverbruik is echter hoger. Centrifuges worden veelal ingezet als nageschakelde techniek, indien de lozingseis niet wordt gehaald.</p>					
Procesdiagram							
Basisonderdelen		Buffervat, centrifuge, pomp, leidingwerk en instrumentatie.					
Geschikt voor verwijdering van:  R= Verwijderingsrendement	Zware metalen	R [%]	Productie chemicaliën	R [%]	Aromaten	R [%]	
	<input type="checkbox"/> Cadmium <input type="checkbox"/> Zink <input type="checkbox"/> Lood <input type="checkbox"/> Kwik <input type="checkbox"/> Nikkel		<input type="checkbox"/> Methanol <input type="checkbox"/> Glycolen <input type="checkbox"/> Corrosie inhibitoren <input type="checkbox"/> Anti-scaling middelen <input type="checkbox"/> Demulgatoren		<input checked="" type="checkbox"/> BTEX <input checked="" type="checkbox"/> Benzeen <input checked="" type="checkbox"/> PAK  <input checked="" type="checkbox"/> Alifaten <input checked="" type="checkbox"/> Olie	 * * *  R [%] 95	
Opmerkingen		<p>Verwijderingsrendement voor olie is 100% voor druppels &gt;3 µm mede afh. van s.g. en temperatuur. Alifaten verwijdering van 400 mg/l tot 40-10 mg/l.</p> <p>Opgeloste stoffen (zware metalen en benzeen) kunnen niet worden verwijderd.</p> <p>* Bij hoge aromaten gehaltenes bijv. door verstoring van het proces wordt een deel verwijderd via het condensaat.</p>					
Technische details		Platform	Gas 1(klein)	Gas 2(groot)	Olie 1		
		Productiewaterdebiet (ontwerp)	1 m3/uur	6 m3/uur	175 m3/uur		
		Ruimtebeslag (LxBxH)	2 x 1,2 x 2 m	2,3 x 1,5 x 2,8 m	n.v.t.		
		Massa (gevuld)	2,1 ton	3,1 ton			
Kritische parameters bedrijfsvoering/-beheersing		Met name geschikt voor kleinere waterstromen. Relatief hoog energieverbruik. Water moet worden ontgast voordat het aan de centrifuge kan worden toegevoerd. Bij voorkeur corrosie bestendig materiaal toepassen, vooral bij hogere temperatuur en zuurstofhoudend water.					
Betrouwbaarheid		Centrifuges zijn vaak buiten bedrijf voor het schoonmaken (gevoelig voor vervuiling) en onderhoud. Daarom moet vaak een extra centrifuge geïnstalleerd worden als standby.					


<b>Economische aspecten</b>	<b>Kosten</b>		Investeringskosten (CAPEX)		Exploitatiekosten (OPEX)		
			€		€/jaar		
			Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	
	Gasplatform klein		235.000	175.000	83.000	49.500	
	Gasplatform groot		395.000	310.000	162.400	108.600	
	Olieplatform		n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	
	<b>Kosten/kg-verwijderd</b>	Gasplatform klein		Gasplatform groot		Olieplatform	
		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw
		€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg
		Alifaten	1.663	991	465	311	n.v.t.
<b>Integrale milieuaspecten (invloed op andere milieucompartimenten)</b>	<b>Lucht</b>	Energie voor centrifuge en pomp zal uitstoot naar de lucht verhogen.					
	<b>Energie</b>	Energie voor centrifuge en pomp: 1.5 kW (Gas klein) en 10 kW (Gas groot).					
	<b>Toegevoegde chemicaliën</b>	Geen.					
	<b>Afval</b>	Aangekoekte resten in apparatuur (klei, zand, scale) welke vaak licht radioactief is (NORM).					
<b>Andere effecten</b>	<b>Veiligheid</b>	Risico op blootstelling aan benzeen bij het schoonmaken.					
	<b>Onderhoud</b>	Centrifuges moeten iedere paar dagen worden schoongemaakt; zelfschietende centrifuge is vaak onvoldoende effectief in het verwijderen van de 'sludge'.					
<b>Praktijkervaringen</b>	<b>Algemeen</b>			<b>Offshore</b>			
	Ruime operationele ervaring in de procesindustrie.			Centrifuges worden offshore toegepast voor productiewater behandeling voornamelijk op gas platforms.			
<b>Referenties</b>	Referentielijst [45] en [46] en informatie NOGEPa.						
<b>EIND CONCLUSIE:</b>	<input checked="" type="checkbox"/> <b>Stand der Techniek</b>			<input type="checkbox"/> <b>Veelbelovende Techniek</b>			
	<b>Project:</b>	Stand der Techniek Productiewater Offshore Olie- en Gasindustrie					
	<b>Techniek</b>	C.10: Centrifuges					
	<b>Document:</b>	25608-00-3314C10				<b>Revisie:</b>	0
	<b>File:</b>	C:\Persoonlijke documenten\25608\Documenten\factisheets commentaar Dorresten\CIW datasheet C10 Centrifuge.doc					

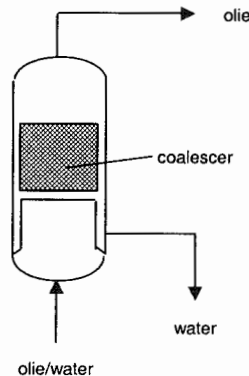
Factsheet C.11		Herinjectie								
Korte beschrijving		Geproduceerd water kan worden teruggebracht in de ondergrond door het te injecteren in een put. Het water wordt meestal gefilterd, en vaak worden ook chemicaliën toegevoegd om de groei van bacteriën en corrosie tegen te gaan. Bij voorkeur zal het waterbehandelingssysteem vrij van zuurstof worden gehouden. Indien 'cold fracturing' m.b.v. gekoeld water kan worden toegepast zal het benodigde vermogen voor de injectiepompen aanzienlijk minder zijn. Soms kan het water direct in het producerende reservoir worden geïnjecteerd, om de druk in het reservoir op peil te houden of om zgn. 'water flooding' te realiseren.								
Procesdiagram										
Basisonderdelen		Waterbehandeling (O <sub>2</sub> -vrij), transport en/of injectiepompen. Eventueel: buffervat, injectie van chemicaliën en koelers.								
Geschikt voor verwijdering van:  R= Verwijderings-rendement		Zware metalen		R [%]	Productie chemicaliën		R [%]	Aromaten		R [%]
		■ Cadmium		100	■ Methanol		100	■ BTEX		100
		■ Zink		100	■ Glycolen		100	■ Benzeen		100
		■ Lood		100	■ Corrosie inhibitors		100	□ PAK		100
		■ Kwik		100	■ Anti-scaling middelen		100	Alifaten		R [%]
		■ Nikkel		100	■ Demulgatoren		100	■ Olie		100
Opmerkingen		Een 100% verwijdering is aangenomen, hoewel een klein deel van de componenten achter zal blijven in de filters en koelers.								
Technische details		Platform		Gas 1		Gas 2		Olie 1		
		Productiewaterdebiet (ontwerp)		1 m <sup>3</sup> /uur		6 m <sup>3</sup> /uur		175 m <sup>3</sup> /uur		
		Ruimtebeslag (LxBxH)		4 x 4 x 2 m		6 x 4 x 3 m		8 x 6 x 3 m		
		Massa (gevuld)		5-10 ton		12-25 ton		30-80 ton		
Kritische parameters bedrijfsvoering/-beheersing		Aanwezigheid van een geschikte laag voor de injectie van het water en eventuele geschiktheid voor 'cold fracturing'. Kwaliteit van het (bestaande) waterbehandelingssysteem, zoals zuurstof en vaste stof gehalte. Eventuele afzetting van 'scale' en paraffines in filters en koelers. Beschikbaarheid van een bestaande put, die omgebouwd kan worden voor injectie (aanzienlijk lagere kosten).								
Betrouwbaarheid		De injectie op zich is redelijk betrouwbaar; echter de hoeveelheden van zowel de productie als injectie zijn niet met zekerheid te voorspellen. Het resultaat van 'cold fracturing' is nog moeilijker te voorspellen. Filters moeten regelmatig worden gereinigd en ook de effectiviteit is vooraf moeilijk in te schatten evenals de mate van zuurstof verontreiniging. Corrosie van de verbuizing of productie pijpen in de put is vaak een probleem, evenals de afzetting van zouten en paraffines hierin.								




<b>Economische aspecten</b>	<table border="1"> <tr> <th rowspan="3">Kosten</th> <th colspan="2">Investeringskosten (CAPEX)</th> <th colspan="2">Exploitatiekosten (OPEX)</th> </tr> <tr> <th colspan="2">€</th> <th colspan="2">€/jaar</th> </tr> <tr> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> </tr> <tr> <td>Gasplatform klein</td> <td>11.530.000</td> <td>11.380.000</td> <td>3.079.000</td> <td>1.888.500</td> </tr> <tr> <td>Gasplatform groot</td> <td>12.975.000</td> <td>12.620.000</td> <td>3.497.100</td> <td>2.128.100</td> </tr> <tr> <td>Olieplatform</td> <td>6.715.000</td> <td>6.100.000</td> <td>2.258.600</td> <td>1.478.000</td> </tr> </table>						Kosten	Investeringskosten (CAPEX)		Exploitatiekosten (OPEX)		€		€/jaar		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Gasplatform klein	11.530.000	11.380.000	3.079.000	1.888.500	Gasplatform groot	12.975.000	12.620.000	3.497.100	2.128.100	Olieplatform	6.715.000	6.100.000	2.258.600	1.478.000							
	Kosten	Investeringskosten (CAPEX)		Exploitatiekosten (OPEX)																																					
€		€/jaar																																							
Bestaand		Nieuw	Bestaand	Nieuw																																					
Gasplatform klein	11.530.000	11.380.000	3.079.000	1.888.500																																					
Gasplatform groot	12.975.000	12.620.000	3.497.100	2.128.100																																					
Olieplatform	6.715.000	6.100.000	2.258.600	1.478.000																																					
<table border="1"> <tr> <th rowspan="3">Kosten/kg-verwijderd</th> <th colspan="2">Gasplatform klein</th> <th colspan="2">Gasplatform groot</th> <th colspan="2">Olieplatform</th> </tr> <tr> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> </tr> <tr> <th>€/kg</th> <th>€/kg</th> <th>€/kg</th> <th>€/kg</th> <th>€/kg</th> <th>€/kg</th> </tr> <tr> <td>Benzeen</td> <td>39.054</td> <td>23.954</td> <td>2.592</td> <td>1.578</td> <td>1.146</td> <td>751</td> </tr> <tr> <td>Alifaten</td> <td>58.582</td> <td>35.930</td> <td>9.505</td> <td>5.784</td> <td>69</td> <td>45</td> </tr> <tr> <td>Zink-eq.</td> <td>1.121.750</td> <td>688.015</td> <td>128.469</td> <td>78.180</td> <td>32.378</td> <td>21.216</td> </tr> </table>	Kosten/kg-verwijderd	Gasplatform klein		Gasplatform groot		Olieplatform		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	Benzeen	39.054	23.954	2.592	1.578	1.146	751	Alifaten	58.582	35.930	9.505	5.784	69	45	Zink-eq.	1.121.750	688.015	128.469	78.180	32.378	21.216	
Kosten/kg-verwijderd		Gasplatform klein		Gasplatform groot		Olieplatform																																			
		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw																																		
	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg	€/kg																																			
Benzeen	39.054	23.954	2.592	1.578	1.146	751																																			
Alifaten	58.582	35.930	9.505	5.784	69	45																																			
Zink-eq.	1.121.750	688.015	128.469	78.180	32.378	21.216																																			
<b>Opmerkingen</b>	<p>Het afschrijvingsdeel in de OPEX is gebaseerd op een nieuw te boren put: in een olieveld vanaf € 4,5 MM en in een gasveld tot € 11,8 MM. Door een bestaande put geschikt te maken voor water injectie, kunnen deze kosten worden gereduceerd tot € 0,9–1,8 MM en voor een 'dual completion' tot € 1,4 – 2,3 MM. Kosten voor ruimte en gewicht zijn niet inbegrepen. De energiekosten voor een olieplatform kunnen aanzienlijk worden gereduceerd door het toepassen van 'cold fracturing'.</p>																																								
<b>Milieueffecten (invloed op andere compartimenten)</b>	<b>Lucht</b>	Energie benodigd voor injectiepompen etc. zal uitstoot naar de lucht verhogen, vooral bij gebruik van diesel brandstof.																																							
	<b>Energie</b>	Energie voor transport- en injectiepompen en evt. koelwaterpompen.																																							
	<b>Toe-gevoegde chemicaliën</b>	Afhankelijk van de installatie: 'scale inhibitor', 'corrosion inhibitor', 'oxygen scavenger', 'biocide', zuur e.a.																																							
	<b>Afval</b>	In de buffertank zal 'sludge' neerslaan, welke vaak licht radioactief is. Bij het gebruik van filters zal het filtermateriaal regelmatig afgevoerd moeten worden. Ook in de injectiewater koelers zal zich 'scale' afzetten.																																							
<b>Andere effecten</b>	<b>Veiligheid</b>	Aangezien het injectiewater weinig gas meer bevat, heeft injectie nauwelijks invloed.																																							
	<b>Onderhoud</b>	Onderhoud van filters en koelers is vrij intensief; in het geval van LSA ingewikkelde procedures en hoge kosten. Eventuele zoutafzetting in de verbuizing vereist regelmatig zuren.																																							
<b>Praktijkervaringen</b>	<b>Algemeen</b>			<b>Offshore</b>																																					
	Herinjectie wordt sinds een aantal jaren zowel onshore als offshore met succes toegepast bij olievelden. De waterproductie van gasvelden is veelal te klein voor toepassing van 'cold fracturing'.			Injectie in gasvelden is technisch mogelijk, maar wordt zelden of nooit toegepast. De kosten voor investeringen en onderhoud zijn offshore aanzienlijk hoger dan onshore.																																					
<b>Referenties</b>	Informatie NOGEPa																																								
<b>EIND CONCLUSIE:</b>	<input checked="" type="checkbox"/> <b>Stand der Techniek</b>			<input type="checkbox"/> <b>Veelbelovende Techniek</b>																																					
	<b>Project:</b>	Stand der Techniek Productiewater offshore Olie- en gasindustrie																																							
	<b>Techniek</b>	C11: Herinjectie																																							
	<b>Document:</b>	25608-00-33140			<b>Revisie:</b>	0																																			
	<b>File:</b>	C:\Persoonlijke documenten\25608\Documenten\Factsheets commentaar Dorrestein\CIW datasheet C11 Wtr InjR.doc																																							

Factsheet C.12		Adsorptiefilters (Deel Stroom)				
Korte beschrijving		Voor het verwijderen van alifaten uit productiewater kan een adsorptiefilter worden gebruikt. Het water wordt door een vat gepompt met kaarsfilters, bestaande uit chemisch behandelde cellulose fibers, waarbij de alifaten en in mindere mate de aromaten worden geadsorbeerd. Omdat de verontreinigingen voornamelijk chemisch geadsorbeerd worden, is regeneratie van de filters niet mogelijk.  De filters dienen bij verzadiging als chemisch afval te worden afgevoerd.				
Procesdiagram						
Basisonderdelen		Vat met filters en pomp.				
Geschikt voor verwijdering van:  R= Verwijderingsrendement	Zware metalen	R [%]	Productie chemicaliën	R [%]	Aromaten	R [%]
	<input type="checkbox"/> Cadmium <input type="checkbox"/> Zink <input type="checkbox"/> Lood <input type="checkbox"/> Kwik <input type="checkbox"/> Nikkel		<input type="checkbox"/> Methanol <input checked="" type="checkbox"/> Glycolen <input type="checkbox"/> Corrosie inhibitoren <input type="checkbox"/> Anti-scaling middelen <input type="checkbox"/> Demulgatoren	>50	<input checked="" type="checkbox"/> BTEX <input checked="" type="checkbox"/> Benzeen <input checked="" type="checkbox"/> PAK	<10 * <10 * <10 *
					Alifaten <input checked="" type="checkbox"/> Olie	R [%] 95
Opmerkingen		Opgeloste stoffen m.u.v. aromaten kunnen niet worden verwijderd. Zware metalen worden alleen verwijderd als vaste deeltjes >20 µm bijv. in de vorm van scale.  * Als filter nog nieuw is zal verwijderingsrendement aanzienlijk hoger zijn, maar bij een hoge aromaten concentratie zal filter snel verzadigd zijn.				
Technische details		Platform	Gas 1(klein)	Gas 2(groot)	Olie 1	
		Productiewaterdebiet (ontwerp)	1 m³/uur	6 m³/uur	175 m³/uur	
		Ruimtebeslag (LxBxH)	1,6 x 0,8 x 2 m	2,1 x 1 x 2 m	n.v.t.	
		Massa (gevuld)	1,3 ton	1,9 ton		
Kritische parameters bedrijfsvoering/-beheersing		Filters moeten regelmatig worden vervangen. Deeltjes > 20 µm worden tevens afgevangen maar kunnen ook tot verstopping leiden. Werking is sterk afhankelijk van de samenstelling van het productiewater en kan eigenlijk pas goed vastgesteld worden door middel van een praktijktest, d.w.z. op een bestaand platform.				
Betrouwbaarheid		Hoog; moet echter wel frequent uitgewisseld worden. Daardoor voornamelijk te gebruiken om tijdens problemen met het proces toch aan de alifaten-eis te kunnen voldoen.				


<b>Economische aspecten</b>			
<i>Opmerkingen</i>	<i>Een adsorptiefilter met een capaciteit van 15 m3/u kost ongeveer € 45.000, exclusief pomp, rand-apparatuur en installatiekosten. De OPEX wordt geschat op € 0.4/m3.</i>		
<b>Integrale milieuaspecten (invloed op andere milieucompartimenten)</b>	<b>Lucht</b>	Energie voor toevoerpomp zal uitstoot naar de lucht verhogen.	
	<b>Energie</b>	Energie voor toevoerpomp	
	<b>Toegevoegde chemicaliën</b>	Geen	
	<b>Afval</b>	Verzadigde filters met alifaten, klei, zand en scale, welke vaak licht radioactief is (NORM).	
<b>Andere effecten</b>	<b>Veiligheid</b>	Risico op blootstelling aan benzeen bij vervanging kaarsfilters.	
	<b>Onderhoud</b>	Filters moeten frequent vervangen worden.	
<b>Praktijkervaringen</b>	<b>Algemeen</b>		<b>Offshore</b>
			Wordt offshore op een enkel gas platform toegepast.
<b>Referenties</b>	Informatie SodM.		
<b>EIND CONCLUSIE:</b>	<input checked="" type="checkbox"/> <b>Stand der Techniek</b>		<input type="checkbox"/> <b>Veelbelovende Techniek</b>
	<b>Project:</b>	Stand der Techniek Productiewater Offshore Olie- en Gasindustrie	
	<b>Techniek</b>	C.12: Adsorptiefilters	
	<b>Document:</b>	25608-00-3314C12	<b>Revisie:</b> 0
	<b>File:</b>	C:\Persoonlijke documenten\25608\Documenten\factsheet commentaar Dorresten\CIW datasheet C12 AdsorptiefilterR.doc	

Factsheet C.13		Filter Coalescer				
Korte beschrijving		Alifaten kunnen uit het productiewater van gas platforms worden verwijderd d.m.v. een Filter Coalescer. Deze is doorgaans uitgevoerd als een met fijn materiaal gepakte kolom. Kleinere oliedruppels ( $<10\ \mu\text{m}$ ) conglomereren op het pakkingsmateriaal tot grotere druppels, die dan beter afgescheiden kunnen worden. De techniek wordt vaak alleen gebruikt als coalescer d.w.z. alleen om de oliedruppels te vergroten, welke dan in een volgende stap kunnen worden afgescheiden. De techniek is minder geschikt voor grote debieten. Om aan de wettelijke eis voor alifaten te voldoen, zal in alle gevallen nog een andere techniek moeten worden nageschakeld.  Deze techniek is nieg eschikt voor het verwijderen van opgeloste stoffen zoals benzeen en zware metalen.				
Procesdiagram						
Basisonderdelen		Vat gepakt met coalescer materiaal.				
Geschikt voor verwijdering van:  R= Verwijderingsrendement	Zware metalen	R [%]	Productie chemicaliën	R [%]	Aromaten	R [%]
	<input type="checkbox"/> Cadmium <input type="checkbox"/> Zink  <input type="checkbox"/> Lood <input type="checkbox"/> Kwik <input type="checkbox"/> Nikkel		<input type="checkbox"/> Methanol <input type="checkbox"/> Glycolen  <input type="checkbox"/> Corrosie inhibitors <input type="checkbox"/> Anti-scaling middelen <input type="checkbox"/> (de-) mulgatoren		<input type="checkbox"/> BTEX <input type="checkbox"/> Benzeen  <input type="checkbox"/> PAK <b>Alifaten</b> <input checked="" type="checkbox"/> Olie	    <b>R [%]</b> 30
Opmerkingen		Een filtercoalescer verwijdert alleen de grotere oliedruppels ( $>10\ \mu\text{m}$ ) en vaak vindt de verwijdering pas plaats in een vervolgstap.				
Technische details		Platform	Gas 1(klein)	Gas 2(groot)	Olie 1	
		Productiewater debiet (ontwerp)	1 m <sup>3</sup> /uur	6 m <sup>3</sup> /uur	175 m <sup>3</sup> /uur	
		Ruimtebeslag (LxBxH)	1 x 1 x 2 m	1,5 x 1,5 x 2,5 m	n.v.t.	
		Massa (gevuld)	2 ton	3 ton		
Kritische parameters bedrijfsvoering/-beheersing		Een goede werking hangt af van de inkomende druppelgrootte. Niet geschikt voor emulsies. Druk in coalescer is bij voorkeur gelijk aan de druk in de nabehandelingstechniek. Dit omdat met name pompen en regelkleppen het positieve effect weer teniet kunnen doen. Toepasbaarheid wordt veelal empirisch vastgesteld.				
Betrouwbaarheid		De betrouwbaarheid van filtercoalescers is hoog zolang er geen vervuiling van het pakkingsmateriaal optreedt.				

<b>Economische aspecten</b>			
<b>Integrale milieuaspecten (invloed op andere milieucompartimenten)</b>	<b>Lucht</b>	Geen	
	<b>Energie</b>	Geen	
	<b>Toegevoegde chemicaliën</b>	Geen	
	<b>Afval</b>	Nauwelijks of geen (hooguit bij wisseling van pakkingsmateriaal)	
<b>Andere effecten</b>	<b>Veiligheid</b>	Geen	
	<b>Onderhoud</b>	Zand, klei en 'scale' zijn moeilijk te verwijderen, waardoor het filtermateriaal regelmatig schoongemaakt of vervangen moet worden. Verwijderde materiaal kan licht radioactief zijn (NORM) en kan kwik bevatten.	
<b>Praktijkervaringen</b>	<b>Algemeen</b>	<b>Offshore</b>	
	Ruime ervaring, doch effect moeilijk te voorspellen.	Gedurende korte periode offshore getest met nageschakelde centrifuge	
<b>Referenties</b>	Informatie Tebodin en NOGEPA.		
<b>EIND CONCLUSIE:</b>	<input type="checkbox"/> <b>Stand der Techniek</b>		<input checked="" type="checkbox"/> <b>Veelbelovende Techniek</b>
	<b>Project:</b>	Stand der Techniek Productiewater offshore Olie- en gasindustrie	
	<b>Techniek</b>	C.13: Filter Coalescer	
	<b>Document:</b>	25608-00-3314C013	<b>Revisie:</b> 0
	<b>File:</b>	C:\Persoonlijke documenten\25608\Documenten\factsheets commentaar Dorresteiri\CIW datasheet C13 FiltercoalescerR.doc	

Factsheet C.14		Stoomstrippen (eindstroom)				
Korte beschrijving		Koolwaterstoffen kunnen uit het productiewater van gas platforms worden verwijderd d.m.v. Stoomstrippen. Bij deze techniek wordt het water in een gepakte kolom intensief in contact gebracht met stoom (zgn. strippen), welke onder in de kolom wordt gegenereerd door een ketel. Deze techniek is geschikt voor de verwijdering van aromaten (BTEX) maar zal ook alifaten verwijderen. De stoom en koowaterstofdampen worden gecondenseerd, waarna zij eenvoudig te scheiden zijn mede door het hoge koolwaterstof-gehalte. De koolwaterstoffen gaan naar de condensaat-behandeling en het water gaat overboord.				
Procesflowdiagram						
Basisonderdelen		Buffertank, voedingspomp, warmtewisselaar, strippkolom, condensor, BTEX-accumulator, re-circulatie-pomp, condensaat-pomp en ketel.				
Geschikt voor verwijdering van:  R= Verwijderingsrendement	Zware metalen	R [%]	Productie chemicaliën	R [%]	Aromaten	R [%]
	<input type="checkbox"/> Cadmium  <input type="checkbox"/> Zink  <input type="checkbox"/> Lood  <input type="checkbox"/> Kwik  <input type="checkbox"/> Nikkel		<input checked="" type="checkbox"/> Methanol  <input type="checkbox"/> Glycolen  <input checked="" type="checkbox"/> Corrosie inhibitoren  <input checked="" type="checkbox"/> Anti-scaling middelen  <input checked="" type="checkbox"/> Demulgatoren	10-80   *  *  *	<input checked="" type="checkbox"/> BTEX  <input checked="" type="checkbox"/> Benzeen  <input checked="" type="checkbox"/> PAK  <b>Alifaten</b> <input checked="" type="checkbox"/> Olie	>90  >90 >90  <b>R [%]</b> >85
Opmerkingen		Het verwachte verwijderings rendement van BTEX is hoog: reductie van 50 mg/l naar <6 mg/l; alifaten van 30 mg/l naar <3 mg/l.  * Het hydrofobe deel wordt deels verwijderd.				
Technische details		Platform	Gas 1 (klein)	Gas 2 (groot)	Olie 1	
		Productiewaterdebiet (ontwerp)	1m³/uur	6 m³/uur	n.v.t.	
*Incl. stoomgenerator		Ruimtebeslag * (LxBxH)	3 x 2 x 5 m	6 x 3 x 5 m		
		Massa (gevuld)	12 ton	20 ton		
Kritische parameters bedrijfsvoering/-beheersing		Omdat productiewater vrijwel altijd zouten en vaste stoffen bevat, kunnen problemen ontstaan met afzetting (scale) in de ketel en warmtewisselaar. Om concentratie van zouten in de ketel te voorkomen, is het aan te bevelen een lichte doorstroming te creëren d.m.v. een re-circulatieleiding van ketel naar kolom. De stoomleiding moet voldoende groot zijn om niveau in ketel en kolom gelijk te houden (en boven de bundel in de ketel). Om een gelijkmatige stroom naar de strippkolom te waarborgen, dient een buffertank te worden geïnstalleerd. Deze biedt tevens de mogelijkheid om olie af te romen, waarmee verstoring van het proces in de kolom wordt voorkomen.				
Betrouwbaarheid		Als het productiewater veel zouten bevat, zal de installatie regelmatig uit bedrijf moeten om zoutafzettingen te verwijderen.				



<b>Economische aspecten</b>	<table border="1"> <tr> <th rowspan="3">Kosten</th> <th colspan="2">Investeringskosten (CAPEX)</th> <th colspan="2">Exploitatiekosten (OPEX)</th> </tr> <tr> <th colspan="2">€</th> <th colspan="2">€ /jaar</th> </tr> <tr> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> </tr> <tr> <td>Gasplatform klein</td> <td>670.000</td> <td>560.000</td> <td>238.900</td> <td>169.200</td> </tr> <tr> <td>Gasplatform groot</td> <td>990.000</td> <td>840.000</td> <td>401.400</td> <td>276.900</td> </tr> <tr> <td>Olieplatform</td> <td>n.v.t.</td> <td>n.v.t.</td> <td>n.v.t.</td> <td>n.v.t.</td> </tr> </table>						Kosten	Investeringskosten (CAPEX)		Exploitatiekosten (OPEX)		€		€ /jaar		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Gasplatform klein	670.000	560.000	238.900	169.200	Gasplatform groot	990.000	840.000	401.400	276.900	Olieplatform	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.												
	Kosten	Investeringskosten (CAPEX)		Exploitatiekosten (OPEX)																																										
€		€ /jaar																																												
Bestaand		Nieuw	Bestaand	Nieuw																																										
Gasplatform klein	670.000	560.000	238.900	169.200																																										
Gasplatform groot	990.000	840.000	401.400	276.900																																										
Olieplatform	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.																																										
	<table border="1"> <tr> <th rowspan="3">Kosten/kg-verwijderd</th> <th colspan="2">Gasplatform klein</th> <th colspan="2">Gasplatform groot</th> <th colspan="2">Olieplatform</th> </tr> <tr> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> <th>Bestaand</th> <th>Nieuw</th> </tr> <tr> <th>€ /kg</th> <th>€ /kg</th> <th>€ /kg</th> <th>€ /kg</th> <th>€ /kg</th> <th>€ /kg</th> </tr> <tr> <td>Benzeen</td> <td>3.404</td> <td>2.412</td> <td>327</td> <td>226</td> <td>n.v.t.</td> <td>n.v.t.</td> </tr> <tr> <td>BTEX</td> <td>3.064</td> <td>2.171</td> <td>277</td> <td>191</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Alifaten</td> <td>5.050</td> <td>3.578</td> <td>1.212</td> <td>836</td> <td></td> <td></td> </tr> </table>						Kosten/kg-verwijderd	Gasplatform klein		Gasplatform groot		Olieplatform		Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	€ /kg	€ /kg	€ /kg	€ /kg	€ /kg	€ /kg	Benzeen	3.404	2.412	327	226	n.v.t.	n.v.t.	BTEX	3.064	2.171	277	191			Alifaten	5.050	3.578	1.212	836		
Kosten/kg-verwijderd	Gasplatform klein		Gasplatform groot		Olieplatform																																									
	Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw	Bestaand	Nieuw																																								
	€ /kg	€ /kg	€ /kg	€ /kg	€ /kg	€ /kg																																								
Benzeen	3.404	2.412	327	226	n.v.t.	n.v.t.																																								
BTEX	3.064	2.171	277	191																																										
Alifaten	5.050	3.578	1.212	836																																										
Opmerkingen	Energieverbruik is relatief hoog ondanks dat een deel van de warmte wordt teruggewonnen; verbruik kan aanzienlijk worden gereduceerd door het benutten van warmte uit het proces of uitlaatgassen van turbines																																													
<b>Integrale milieuaspecten (invloed op andere milieucompartimenten)</b>	<b>Lucht</b>	Benodigde energie zal uitstoot naar de lucht verhogen. Na de condensor blijven er zeer weinig gassen over.																																												
	<b>Energie</b>	Ca. 40 kWu/m3 productiewater (hoofdzakelijk voor ketel)																																												
	<b>Toegevoegde chemicaliën</b>	Scale inhibitor is nodig om zoutafzetting in de warmtewisselaar en ketel zo veel mogelijk te voorkomen. Corrosie inhibitor i.v.m. de hogere temperatuur (afhankelijk van toegepaste materialen).																																												
	<b>Afval</b>	In de buffertank en kolom zal 'sludge' neerslaan. Zoutafzetting zal regelmatig uit de ketel moeten worden verwijderd (mechanisch of met zuur).																																												
<b>Andere effecten</b>	<b>Veiligheid</b>	Wordt niet significant beïnvloed.																																												
	<b>Onderhoud</b>	Onderhoud aan ketel en warmtewisselaar kan aanzienlijk zijn bij hoog zoutgehalte in productiewater; in het geval van LSA ingewikkelde procedures en hogere kosten.																																												
<b>Praktijkervaringen</b>	<b>Algemeen</b>		<b>Offshore</b>																																											
	Praktijkervaring is opgedaan bij onshore gaswinning en bij deelstroom offshore.		Wordt offshore nog niet toegepast.																																											
<b>Referenties</b>	Referentielijst [25], [55] en informatie NOGEPA.																																													
<b>EIND CONCLUSIE:</b>	<input checked="" type="checkbox"/> <b>Stand der Techniek</b>		<input type="checkbox"/> <b>Veelbelovende Techniek</b>																																											
	<b>Project:</b>	Stand der Techniek Productiewater offshore Olie- en gasindustrie																																												
	<b>Techniek</b>	C.14: Stoomstrippen (eindstroom)																																												
	<b>Document:</b>	25608-00-33140	<b>Revisie:</b>	0																																										
	<b>File:</b>	C:\Persoonlijke documenten\25608\Documenten\factsheets commentaar Dorrestein\CIW datasheet C14 Stoomstrippen (eindstroom)\R.doc																																												





---

## Bijlage 4 Beschrijving Modelsituaties

---



---

## Inhoudsopgave

---

<b>1</b>	<b>Inleiding</b>	<i>179</i>
<b>2</b>	<b>Cijfermateriaal</b>	<i>181</i>
<b>3</b>	<b>Definitie modelsituaties</b>	<i>183</i>

---

### Bijlagen

Concentraties in productiewater 33

- Benzeen
- BTEX
- Cadmium
- Kwik
- Lood
- Nikkel
- Zink



---

## 1 Inleiding

---

Om de effecten van maatregelen zo goed mogelijk voor de specifieke offshore situatie te kunnen beoordelen, zijn de data op de factsheets voor drie verschillende modelsituaties gegeven. Hiervoor zijn de modelsituaties uit het Stork rapport [ref. 2] geactualiseerd onder andere met gegevens uit het IVM-rapport [ref. 1]. Voor alifaten is gebruik gemaakt van gegevens beschikbaar bij het Staatstoezicht op de Mijnen.

Op basis van de aard en omvang van het productiewater, dat geloosd wordt door de offshore industrie op het NCP, zijn 3 modelsituaties onderscheiden, te weten:

1. **gasplatform klein:** hiervoor zijn representatieve waarden bepaald a.d.h. van de 26 gasplatforms met de geringste hoeveelheid productiewater;
2. **gasplatform groot:** hiervoor zijn de 27 grootste gasplatforms beschouwd met de grootste hoeveelheid productiewater;
3. **olieplatform:** hiervoor zijn alle (7) olieplatforms in beschouwing genomen.

Voor deze modelsituaties zijn representatieve productiewater kwaliteits- en kwantiteitsgegevens bepaald. Voor de waterkwaliteitsgegevens zijn per component de mediaan en de 90 percentiel waarde vastgesteld, terwijl voor de kwantiteitsgegevens is uitgegaan van het gemiddelde en het ontwerpdebiet. In bijlage 4 van de nota worden de modelsituaties nader toegelicht en zijn de kwaliteits- en kwantiteitsgegevens weergegeven. Voor het vaststellen van de economische aspecten is vervolgens een aanvullende verdeling gemaakt naar bestaande en nieuw te bouwen offshore platforms.



## 2 Cijfermateriaal

De gemiddelde meetwaarden uit de Stork en IVM-rapporten staan separaat weergegeven voor olie- en gasproductielocaties. In de eerste twee kolommen staan de gemiddelden van alle platforms uit het IVM-rapport en in de derde kolom het gewogen gemiddelde hiervan. In de vierde kolom staan de resultaten van een studie uitgevoerd door de VU Amsterdam in 1992, die als basis voor de modelsituatie in het Stork-rapport hebben gediend. en de vijfde kolom de ontwerpconcentraties in deze studie gebruikt. De laatste kolom laat zien in hoeverre de Stork studie afwijkt van de werkelijke situatie (IVM-studie).

GAS		IVM-gegevens			Stork-rapport		Quotiënt
		kolom 1	kolom 2	kolom 3	Kolom 4	kolom 5	kolom 6
		Gemiddelde	gemiddelde	gew. Gemid.	ref. 1992	Ontwerp	kol5/kol3
		1997/1998	1998/1999	1997/1999			-
Kj.N	mg/l	26	37,8	30,72	nb	nb	
CZV	g/l	7,8	8,94	8,256	3,793	4	0,48
Chloride	g/l	29,1	30,9	29,82	58	60	2,01
Alifaten totaal	mg/l				973	1000	
BTEX	mg/l	183	186	184,2	177	200	1,09
Benzeen	mg/l	151	165	156,6	136	150	0,96
Tolueen	mg/l				27,7	nb	
PAK's	mg/l				5,32	6	
Naftaleen	mg/l				2,6	3	
Arseen	ug/l	25	14,8	20,92	13,5	10	0,48
Cadmium	ug/l	49	59,5	53,2	112	500	9,40
Chroom	ug/l	37	60	46,2	49	50	1,08
Koper	ug/l	26	35	29,6	72	100	3,38
Kwik	ug/l	1,7	2,15	1,88	11	50	26,60
Lood	mg/l	1,6	2,56	1,984	3,45	10	5,04
Nikkel	ug/l	49	49,1	49,04	63	100	2,04
Zink	mg/l	16	19,8	17,52	38,4	70	4,00

OLIE		IVM-gegevens			Stork-rapport		Quotiënt
		kolom 1	kolom 2	kolom 3	Kolom 4	kolom 5	kolom 6
		Gemiddelde	gemiddelde	gew. gemid.	Gemeten	Ontwerp	kol5/kol3
		1997/1998	1998/1999	1997/1999			-
Kj.N	mg/l	39	29,1	35,04	nb	nb	
CZV	g/l	0,907	2,02	1,3522	0,593	0,6	0,44
Chloride	g/l	63,1	50	57,86	66	70	1,21
alifaten totaal	mg/l				1,29	25	
BTEX	mg/l	1,04	1,97	1,412	2,7	5	3,54
Benzeen	mg/l	1,06	1,15	1,096	1,7	3	2,74
Tolueen	mg/l				0,59	nb	
PAK's	mg/l				0,077	0,1	
Naftaleen	mg/l				0,0725	0,1	
Arseen	ug/l	13	2,03	8,612	4,5	10	1,16
Cadmium	ug/l	1,6	0,414	1,1256	0,9	10	8,88
Chroom	ug/l	4,3	2,65	3,64	0,8	10	2,75
Koper	ug/l	7,4	5,47	6,628	26	50	7,54
Kwik	ug/l	0,49	0,0263	0,30452	42	100	328,39
Lood	mg/l	0,009	0,013	0,0106	0,02	0,05	4,72
Nikkel	ug/l	6,3	5,38	5,932	66	100	16,86
Zink	mg/l	0,036	0,06	0,0456	0,049	0,1	2,19

---

### Opmerkingen

- In de onderzoeken/studies zijn niet dezelfde parameters meegenomen. Waar de IVM-onderzoeken Kjeldahl stikstof meenemen zijn de eerdere onderzoeken met name gericht op alifaten, BTEX, naftaleen en PAK's. Hierdoor is een volledige vergelijking niet mogelijk.
- Uit de IVM-rapporten blijkt een brede spreiding in de samenstelling van het geloosde water.
- De analysegegevens zijn voor een deel afkomstig van gemengde monsters (productiewater vermengd met overig water).
- Voor alle meetwaarden lijkt te gelden dat het metingen aan het lozingspunt betreft. Niet duidelijk is welke waterbehandelingstechnieken zijn geïnstalleerd voordat het water wordt geloosd.
- De in de IVM-rapporten gehanteerde statistische evaluatie heeft voor een aantal stoffen een sterke invloed op de op de gemiddelde meetwaarde, doordat voor concentraties onder de detectiegrens van de meetmethode de helft van de detectiegrens als concentratie is aangenomen. Daarnaast is de detectiegrens per component niet altijd hetzelfde, omdat er verschillende meetmethodes worden gebruikt en de detectiegrenzen worden verhoogd door matrixeffecten, zoals hoge chloridegehalten. De door Stork gebruikte statistische bewerking van de meetgegevens is onbekend.
- De invloed van de leeftijd of het stadium van productie van een platform/locatie is in de gepresenteerde cijfers niet meegenomen.



---

### 3 Definitie modelsituaties

---

Om te komen tot werkbare en realistische uitgangspunten voor de modelsituaties is gekozen voor de volgende aanpak;

- De gegevens van 1998/1999 uit het IVM rapport dienen als basis voor het opstellen van de uitgangspunten. Deze meetreeks bestaat uit twee metingen per platform. Het gemiddelde van deze metingen is meegenomen in de berekeningen.
- Er worden drie groepen platforms onderscheiden: "olieplatforms", de 26 gasplatforms met de kleinste hoeveelheid productie water in 1998 ("gasplatforms, klein") en de 27 gasplatforms met de grootste hoeveelheid productiewater in 1998 ("gasplatforms, groot").
- Per onderscheiden groep platforms is de gemiddelde lozingsdebiet in 1998 vastgesteld. Deze debieten worden gehanteerd als uitgangspunt voor de modelsituaties.

Als gevolg van een hogere en/of fluctuerende gasproductie, ontstaan er grote fluctuaties in het waterdebiet. Voor de bepaling van het ontwerpdebiet wordt derhalve een piekfactor van 4,5 gehanteerd (en wordt afgerond).

Voor olieplatforms is er nauwelijks sprake van fluctuaties en is het ontwerpdebiet ongeveer 15 % hoger dan het gemiddelde debiet.

- Per onderscheiden groep en per component zijn de mediaan en het 90 percentiel vastgesteld. In onderstaande tabellen zijn deze waarden weergegeven voor de modelsituaties. De grafieken met gegevens over de in de praktijk gemeten waarden zijn als bijlage bijgevoegd.
- Aangezien sommige maatregelen betrekking hebben op deelstromen van het totaal geloosde productiewater is het wenselijk om inzicht te hebben in de aard en omvang van de deelstromen.

Aan de hand van bovenstaande aanpak zijn de onderstaande uitgangspunten geformuleerd.

Modelsituatie	Gemiddelde debiet m <sup>3</sup> /h	Ontwerpcapaciteit m <sup>3</sup> /h
Gasplatform klein	0,2	1
Gasplatform groot	1,4	6
Olieplatform	150	175

#### Concentraties en vrachten voor gasplatform, klein

	Eenheid	Concentraties		Eenheid	Vracht per jaar	
		mediaan	90-percentiel		mediaan	90-percentiel
debiet*	m <sup>3</sup> /u	0,2	nvt			
benzeen	mg/l	45	250	kg/j	79	438
btex	mg/l	50	300	kg/j	88	526
cadmium	mg/l	0,0025	0,250	kg/j	0,004	0,44
kwik	mg/l	0,0011	0,004	kg/j	0,002	0,007
lood	mg/l	0,025	2,2	kg/j	0,04	4
nikkel	mg/l	0,040	0,080	kg/j	0,07	0,14
zink	mg/l	1,3	90	kg/j	2	158
alifaten	mg/l	30	40	kg/j	53	70

\* gemiddelde debiet in 1998

#### Concentraties en vrachten voor gasplatform, groot

	Eenheid	Concentraties		Eenheid	Vracht per jaar	
		mediaan	90-percentiel		mediaan	90-percentiel
debiet*	m <sup>3</sup> /u	1,4	nvt			
benzeen	mg/l	110	520	kg/j	1.350	6.375
btex	mg/l	130	550	kg/j	1.600	6.745
cadmium	mg/l	0,0025	200	kg/j	0,030	2,45
kwik	mg/l	0,0011	6	kg/j	0,013	0,074
lood	mg/l	0,03	9	kg/j	0,4	110
nikkel	mg/l	0,030	60	kg/j	0,37	0,74
zink	mg/l	2	60	kg/j	25	735
alifaten	mg/l	30	40	kg/j	370	490

\* gemiddelde debiet in 1998

#### Concentraties en vrachten voor olieplatform

	Eenheid	Concentraties		Eenheid	Vracht per jaar	
		mediaan	90-percentiel		Mediaan	90-percentiel
debiet	m <sup>3</sup> /u	150	nvt			
benzeen	mg/l	1,5	1,9	kg/j	1.970	2.500
btex	mg/l	2,5	3	kg/j	3.285	3.940
cadmium	mg/l	0,0004	0,0006	kg/j	0,53	0,72
kwik	mg/l	0,00003*	-	kg/j	0,039	-
lood	mg/l	0,01*	0,025	kg/j	13,1	33
nikkel	mg/l	0,005*	-	kg/j	6,6	-
zink	mg/l	0,02*	0,1	kg/j	26,3	131
allifaten	mg/l	25	40	kg/j	32.850	52.560

\* = gekozen waarde, onder detectielimiet

---

Geconstateerd is dat specificeren van deelstromen niet eenvoudig mogelijk is. Besloten is om alleen deelstromen te specificeren als dit noodzakelijk is voor de uitwerking van een techniek.

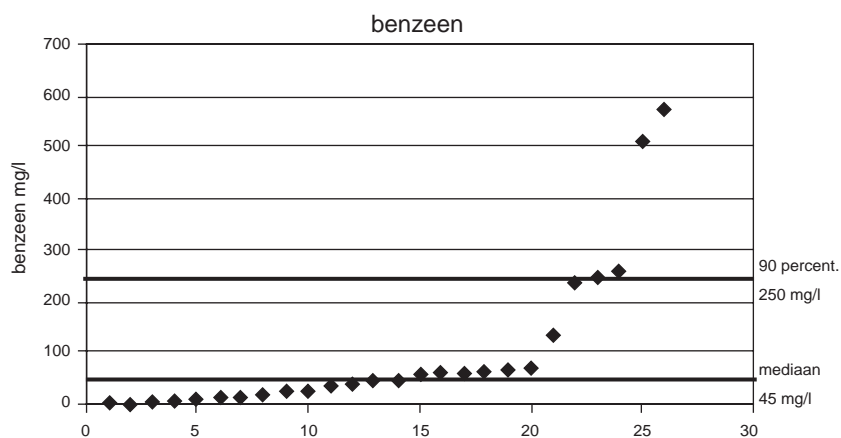
Voor de modelsituaties zullen de concentraties worden aangehouden die in de bovenstaande tabellen zijn vermeld in de kolom "mediaan".

## **4 Literatuur**

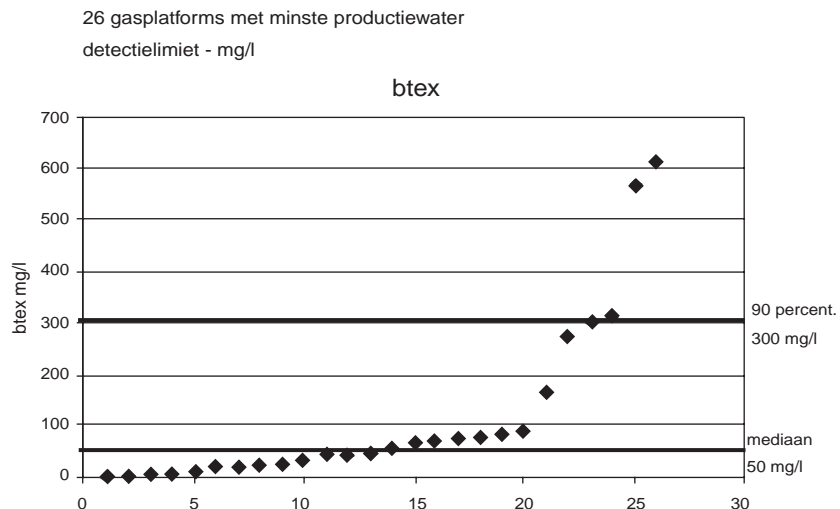
1. Instituut voor Milieuvraagstukken: Statistische evaluatie van meetresultaten offshore productiewaterlozing van Nederlandse gas- en olieplatforms. Amsterdam, 1998.
2. Stork : Inventarisatie van technieken ter beperking van benzeen/ zware metalen emissies van offshore platforms, 1998. (In opdracht van NOGEPA, Ministerie van EZ en V&W).

Grafiek bijl 4.1

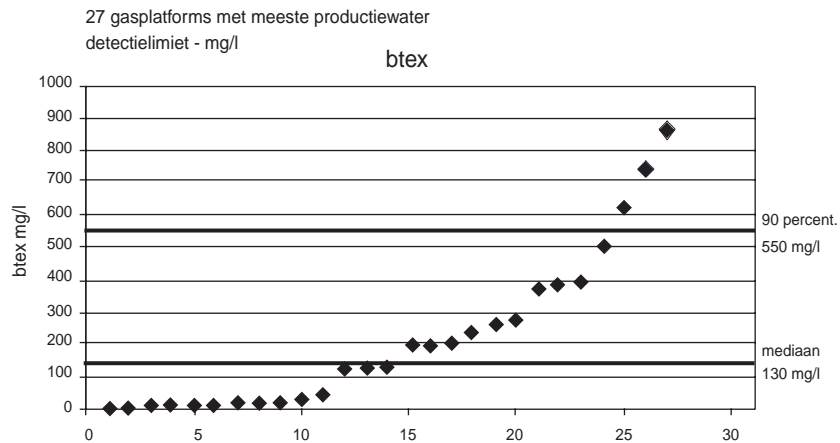
26 gasplatforms met minste productiewater  
detectielimiet 0,005 mg/l



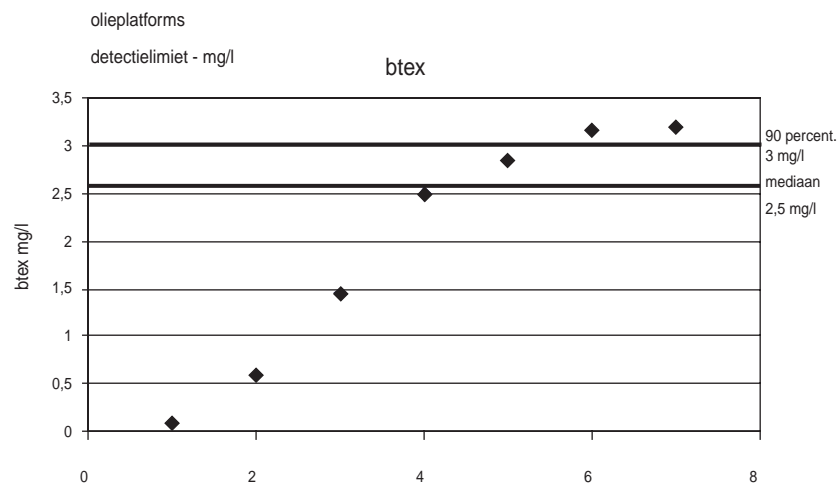
Grafiek bijl 4.4



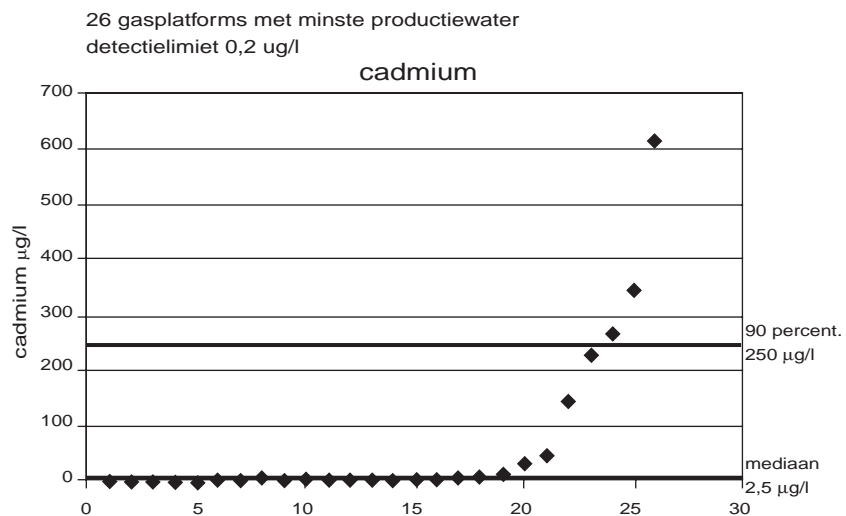
Grafiek bijl 4.5



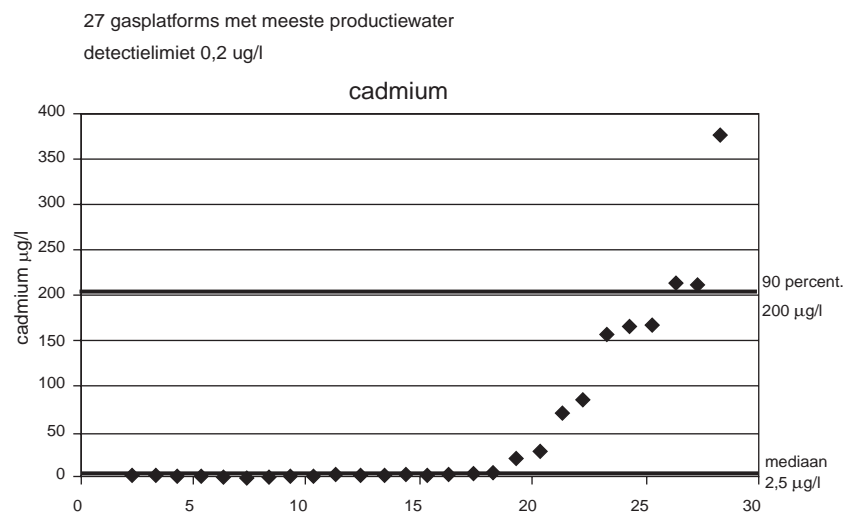
Grafiek bijl 4.6



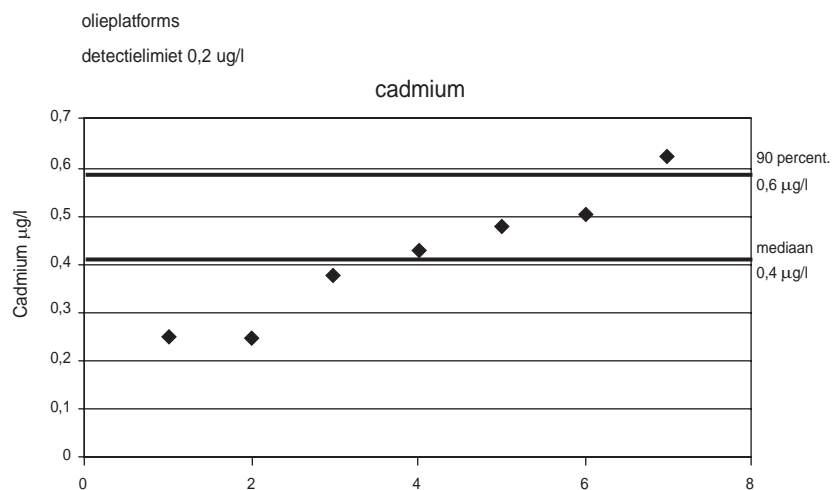
Grafiek bijl 4.7



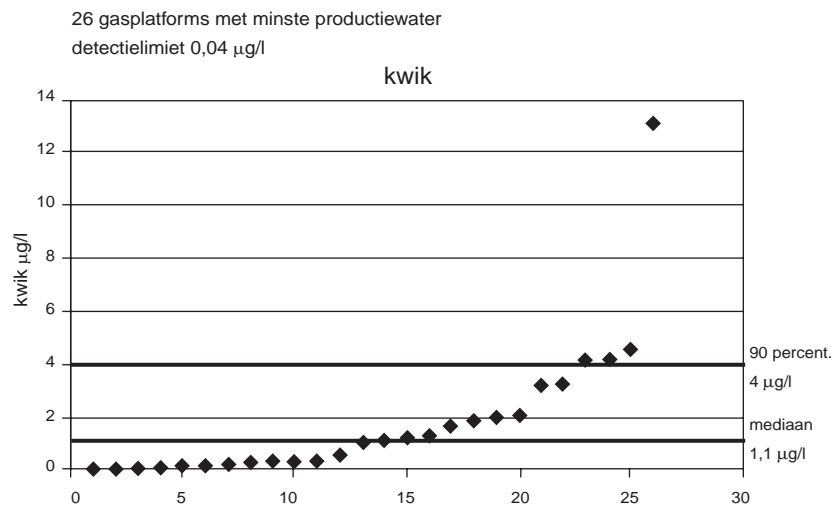
Grafiek bijl 4.8



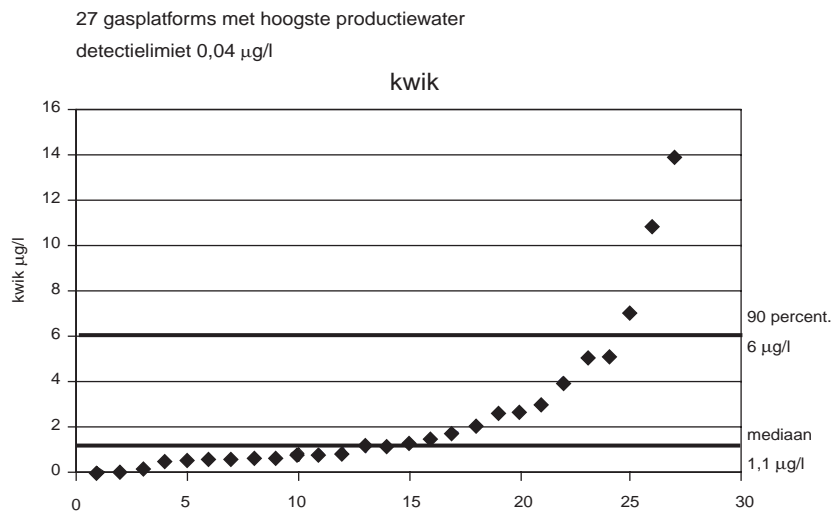
Grafiek bijl 4.9



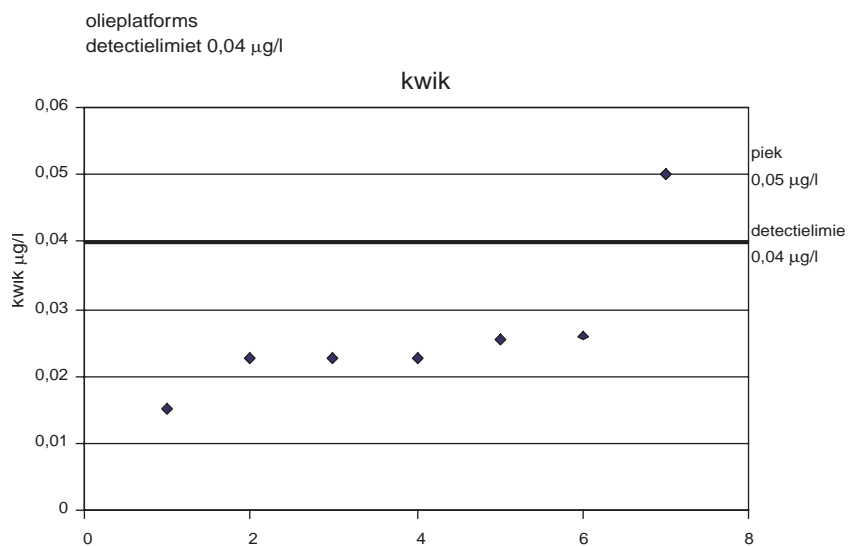
Grafiek bijl 4.10



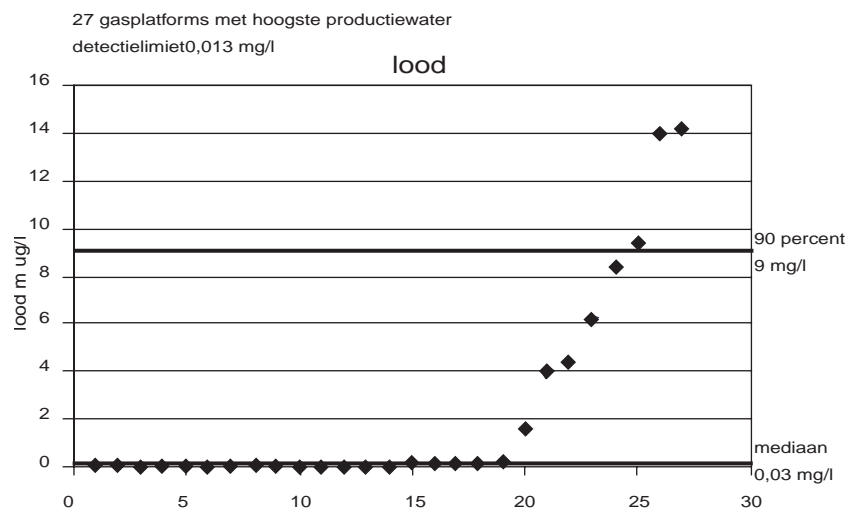
Grafiek bijl 4.11



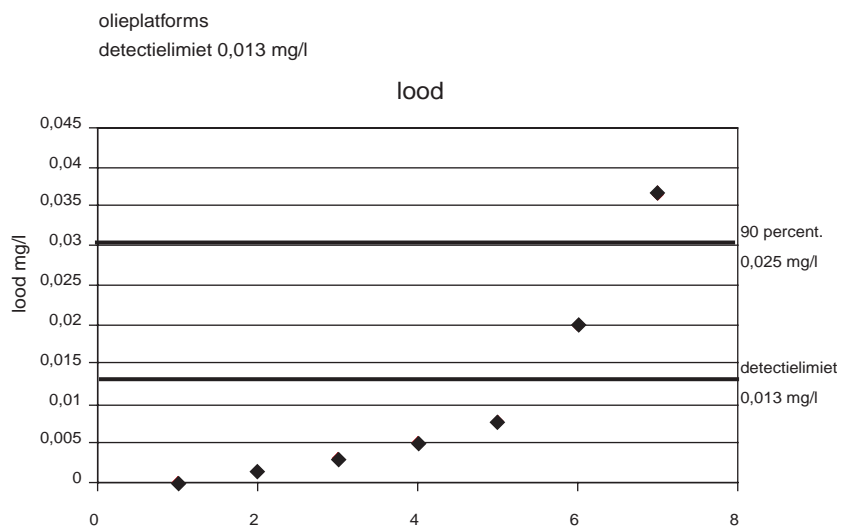
Grafiek bijl 4.12



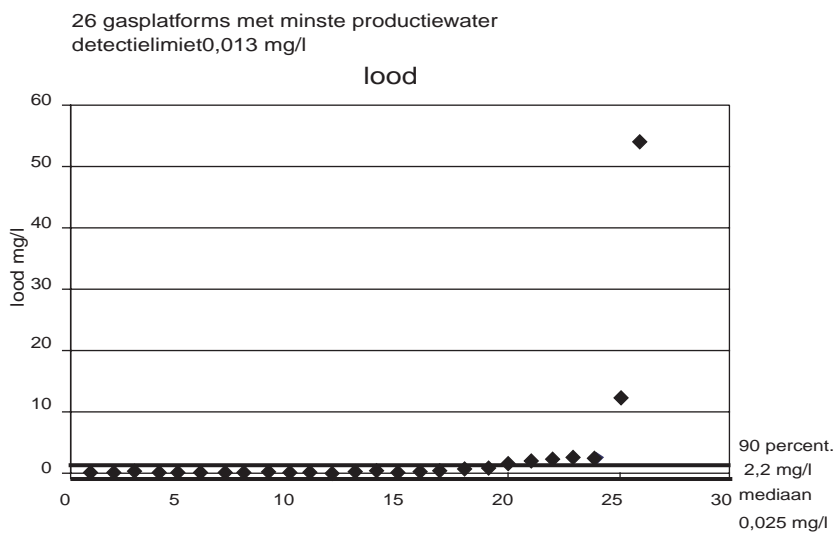
.....



.....

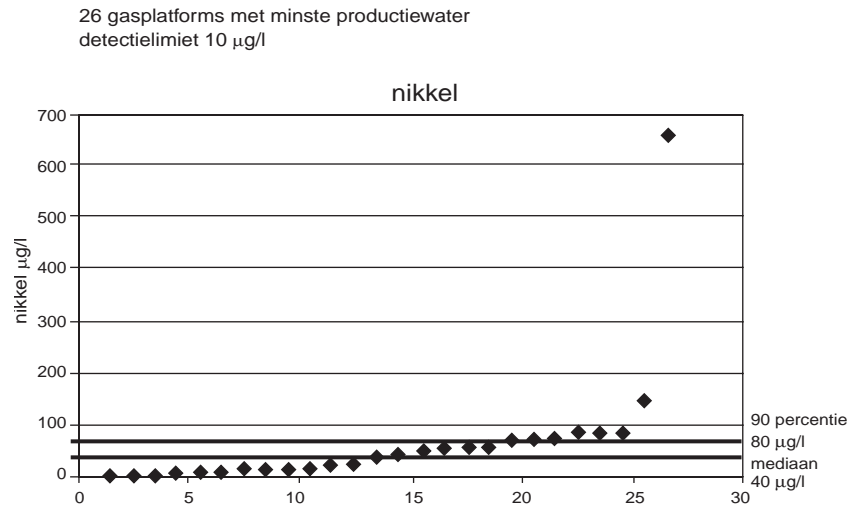


.....

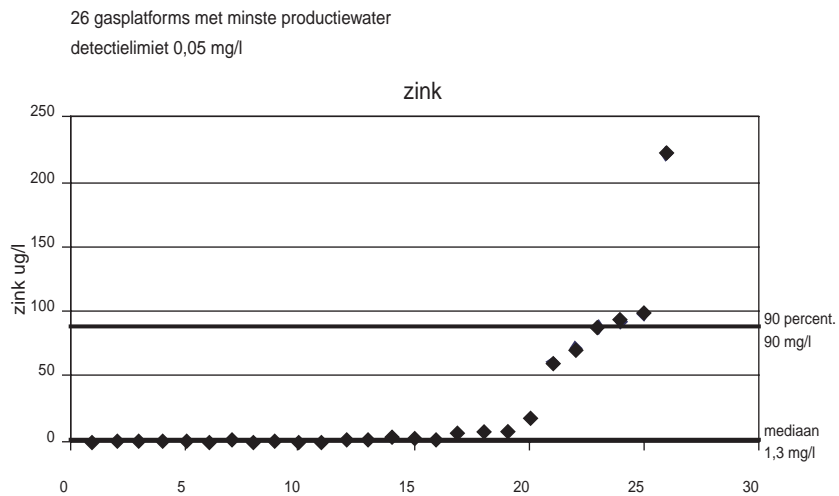




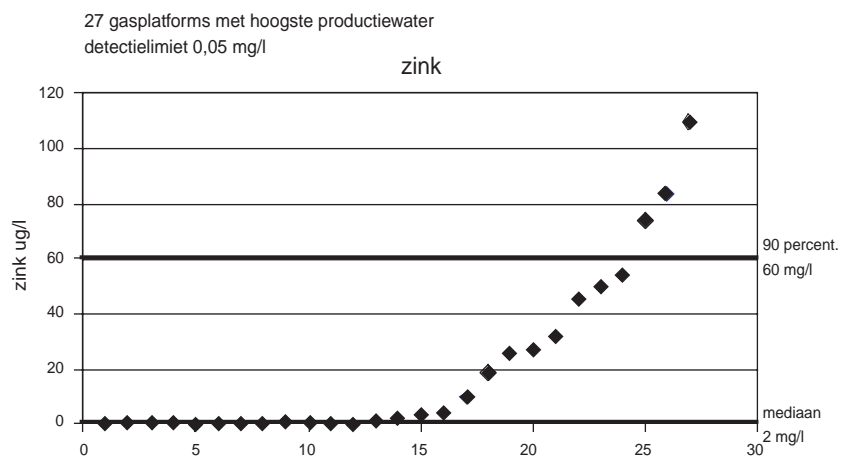
Grafiek bijl 4.16



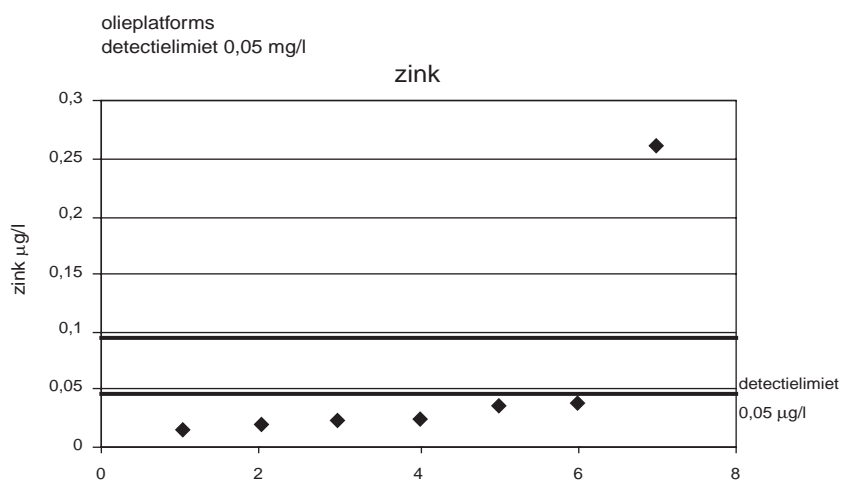
Grafiek bijl 4.19



Grafiek bijl 4.20



Grafiek bijl 4.21



---

## Bijlage 5    Basis kostenraming

---



---

## Inhoudsopgave

---

<b>1</b>	<b>Inleiding</b>	<b>197</b>
<b>2</b>	<b>CAPEX (capital expenses)</b>	<b>199</b>
<b>3</b>	<b>OPEX (operational expenses)</b>	<b>201</b>
<b>4</b>	<b>Kostenberekeningsmethodiek</b>	<b>203</b>

---

---

## 1 Inleiding

---

Per maatregel zijn, indien relevant en mogelijk, voor de 3 modelsituaties kostenramingen opgesteld. Zowel de investeringskosten (CAPEX) als de operationele kosten (OPEX) zijn bepaald. Deze kostenramingen zijn zoveel mogelijk marktconform opgesteld (prijspeil 2000). De ramingen zijn met name gebaseerd op prijsopgaven van leveranciers, constructeurs en installateurs van apparatuur. Daarnaast is gebruik gemaakt van informatie en ervaringen van de industrie en overige partijen betrokken bij de offshore.

Om inzicht te krijgen in de kosteneffectiviteit van de maatregel, zijn voor de modelsituaties specifieke kosten weergegeven per m<sup>3</sup> behandeld water en per kg verwijderde component. De gevolgde methodiek is conform de methodiek Milieukosten [ref. 17] van VROM.

Voor iedere techniek is een kostensheet opgesteld, waarin zowel de investeringskosten (CAPEX) en de operationele kosten (OPEX) zijn uitgewerkt voor de drie modelsituaties voor zowel bestaande als nieuwe platforms.





---

## 2 CAPEX (capital expenses)

---

De investeringskostenraming voor elke techniek is opgebouwd uit de volgende posten:

1. ontwerp en projectmanagement;
2. apparatuur;
3. transport;
4. montage;
5. onvoorzien.

Ontwerp- en projectmanagementkosten zijn in principe afhankelijk van de complexiteit van de te bouwen installaties, maar worden voor alle installaties op 10% van de totale investering gesteld.

Per techniek zal de behandelingsinstallatie bestaan uit techniekspecifieke apparatuur en overige apparatuur die noodzakelijk is voor een goed functionerende installatie. Hierbij valt te denken aan bijvoorbeeld buffertanks en pompen. Budgetprijzen worden bij voorkeur bij meerdere leveranciers aangevraagd.

Transportkosten zijn van belang bij de implementatie van behandelingsinstallaties op bestaande platforms. Voor nieuw te bouwen platforms wordt deze post op 0 gesteld. De constructieploeg zal per helikopter van en naar het platform moeten worden gevlogen, maar ook de zuiveringsinstallatie zelf dient naar het platform verscheept te worden en aan boord te worden gehesen. Afhankelijk van het type platform en het gewicht van de behandelingsinstallatie, kan de zuivering met de eigen platformkraan worden verplaatst. Voor satellieten geldt een maximale hijslast van 5-15 ton en voor een hoofdplatform van 40-50 ton. Een apart kraanschip is noodzakelijk wanneer het gewicht van de zuivering groter is dan de capaciteit van de platformkraan. De transportkosten zullen hierdoor fors toenemen.

De montage-omvang is primair afhankelijk van de complexiteit van de installatie. De complexiteit zal per techniek en per situatie (nieuw of bestaand platform) verschillend zijn. Voor een schatting van de montagekosten zijn per techniek en modelsituatie (voor zover nodig) bij leveranciers of bouwers van platforms budgetprijzen aangevraagd, uitgaande van een nieuw platform. Ook aan het gebruik van platformruimte zijn kosten verbonden. HSM (Hollandsche Staalbouw Maatschappij) heeft in twee voorbeelden berekend dat bij nieuwbouw de investeringskosten voor een platform kunnen variëren tussen 9.000 en 18.000 euro per m<sup>2</sup> platformoppervlak. Voor bestaande platforms is er van uitgegaan dat voldoende ruimte beschikbaar is en dat het (eventueel) extra gewicht geen ingrijpende constructiewijzigingen tot gevolg heeft. Indien over deze aanname gerede twijfels bestaan, dan is hiervan in het factsheet melding gemaakt. De noodzakelijke arbeid zal voor een nieuw en bestaand platform als volgt worden verrekend:

- nieuw platform: tegen een uurtarief van euro 27,-/uur;
- bestaand platform: tegen een uurtarief van euro 32,-/uur.

---

Een deel van de investeringskosten kan op voorhand niet worden voorzien. In een kostenraming wordt derhalve een post onvoorzien opgenomen. Omdat op een bestaand platform meer onvoorziene omstandigheden worden verwacht dan bij de bouw van een nieuw platform, zullen de onvoorziene kosten voor bestaande platforms hoger liggen. Voorgesteld wordt om voor een nieuw platform uit te gaan van een onvoorziene kostenpost van 10% en voor een bestaand platform van 15%.

De kapitaalslasten van de investeringen zijn berekend met behulp van de annuïteitenmethode waarbij wordt uitgegaan van de volgende twee situaties:

		Nieuw platform	Bestaand platform
afschrijvingstermijn	[jaar]	10	5
rentevoet	[%]	10	10
annuïteit	[% van tot. investering]	16,3	26,4

De totale investering is opgebouwd uit de som van de kosten voor ontwerp- en projectmanagement, apparatuur, transport, montage en onvoorzien. In bovenstaande berekening van annuïteiten wordt ervan uitgegaan dat er geen restwaarde is. Hergebruik van componenten is beperkt, waardoor de restwaarde veelal de schrootwaarde is en derhalve nihil wordt gesteld ten opzichte van de investering.

In enkele gevallen kunnen subsidie- of fiscale regelingen (zoals VAMIL) op de investering van toepassing kunnen zijn. Het is echter niet gebruikelijk in CIW-nota's de financiële gevolgen hiervan door te rekenen in de kostenraming. Daarnaast leidt dit tot een complexiteit waarvan de meerwaarde beperkt is. Fiscale aspecten zijn derhalve niet per maatregel uitgewerkt. Wel is in de tekst van de nota ingegaan op de invloed van fiscale voordelen van subsidieregelingen met betrekking tot de implementatie van maatregelen.

### 3 OPEX (operational expenses)

Alle kosten zijn gebaseerd op het prijspeil van het referentiejaar 2000. Voor het vaststellen van toekomstige kosten dient rekening gehouden te worden met een prijsescalatie van gemiddeld 3% per jaar. In de onderstaande tabel zijn uitgangspunten opgenomen zoals die zijn gehanteerd bij het vaststellen van de operationele jaarlijkse kosten. Per techniek en modelsituatie zijnde operationele kosten vastgesteld. Alle operationele kosten worden in euro per jaar weergegeven. In de tabel worden de volgende symbolen gehanteerd:

I : totale investeringskosten in euro (CAPEX);  
 Q : jaarlijks zuiveringsdebiet in m<sup>3</sup>/jaar;  
 l.o. : leveranciersopgave;  
 o.f. : schatting opsteller factsheets.

Onderdeel	Nieuw platform	Bestaand platform
afschrijving	0.163 x I	0,264 x I
onderhoud	euro/m <sup>3</sup> (l.o./o.f.) x Q	euro/m <sup>3</sup> (l.o./o.f.) x Q
reserve onderdelen	euro/m <sup>3</sup> (l.o./o.f.) x Q	euro/m <sup>3</sup> (l.o./o.f.) x Q
chemicaliënverbruik	euro/kg x kg/m <sup>3</sup> (l.o.) x Q	euro/kg x kg/m <sup>3</sup> (l.o.) x Q
drinkwaterverbruik	euro 3,40 /m <sup>3</sup> x aantal m <sup>3</sup> /jaar (l.o.)	euro 3,40/m <sup>3</sup> x aantal m <sup>3</sup> /jaar (l.o.)
overige terugkerende verbruiken	l.o.	l.o.
bediening (crew)	euro 32,-/uur x aantal uur/jaar (o.f.)	euro 32,-/uur x aantal uur/jaar (o.f.)
energie	euro 0,14/kWh x kWh/jaar (l.o.)	euro 0,14/kWh x kWh/jaar (l.o.)
Slibafvoer		
• normale hoeveelheid	euro 365,-/ton x 1.000 kg/ton x aantal kg slib/m <sup>3</sup> (o.f.) x Q;	euro 365,-/ton x 1.000 kg/ton x aantal kg/m <sup>3</sup> (o.f.) x Q;
• kleine hoeveelheid (< 3.500 kg/jaar)	euro 680,-/ton x 1.000 kg/ton x aantal kg/m <sup>3</sup> (o.f.) x Q;	euro 680,-/ton x 1.000 kg/ton x aantal kg/m <sup>3</sup> (o.f.) x Q;
kwikhoudend slib	euro 1.140,-/ton x 1.000 kg/ton x aantal kg kwikhoudend slib/m <sup>3</sup> (o.f.) x Q	euro 1.140,-/ton x 1.000 kg/ton x aantal kg kwikhoudend slib/m <sup>3</sup> (o.f.) x Q
normaal radioactief afval	euro 15.000,-/ton x 1.000 kg/ton x aantal kg radioactief afval/m <sup>3</sup> (o.f.) x Q	euro 15.000,-/ton x 1.000 kg/ton x aantal kg radioactief afval /m <sup>3</sup> (o.f.) x Q

Over het algemeen zullen de jaarlijks terugkerende operationele kosten zo'n 35 à 45% van de CAPEX (I) bedragen.



---

## 4 Kostenberekenningsmethodiek

---

Voor het verkrijgen van een realistische kostenraming is de volgende methodiek gebruikt:

1. Per techniek inventariseren en vervolgens selecteren van enkele leveranciers met ervaring in de offshore-industrie en met de techniek.
2. Voor iedere techniek dient een specificatie te worden opgesteld met daarin de drie modelsituaties, op basis waarvan een realistisch behandelingssysteem, inclusief schattingen van verbruiken, dimensies en een budgetprijs kan worden afgegeven door de geselecteerde leveranciers. Voor zowel het systeem en de verbruiksgoederen dient rekening gehouden te worden met additionele kosten in verband met transport naar de off-shore locatie.
3. aanvragen van budgetoffertes bij de geselecteerde leveranciers.
4. offerte-evaluatie en verwerking in de "kostensheets".

### **Kosteneffectiviteit**

De kosteneffectiviteiten zijn berekend aan de hand van de jaarlijkse totale operationele kosten (incl. Afschrijving) en de jaarlijks gereduceerde vracht, berekend met behulp van de modelconcentraties uit bijlage 4 van de nota. Een berekeningsvoorbeeld is gegeven in hoofdstuk 5.7.1 van de nota.



---

## **Bijlage 6      Mogelijke methodiek kosten- effectiviteit benzeen**

---





---

## Inhoudsopgave

---

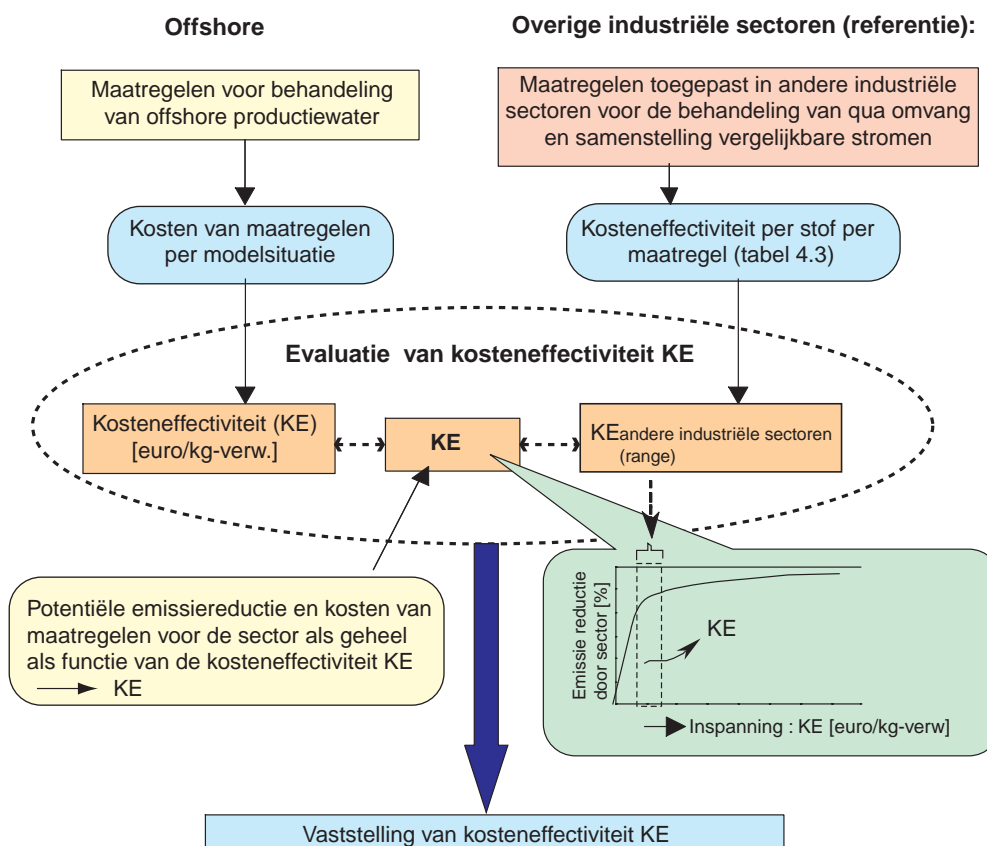
- 1    **Algemeen** 209
- 2    **Referentiekader voor kosten van benzeenverwijdering** 211
- 3    **Consequenties toepassing van maatregelen als  
functie van KE** 213



# 1 Algemeen

Bij invulling van het criterium kosteneffectiviteit KE, behorend bij Stand der Techniek, spelen een aantal aspecten een rol. Indien informatie voorhanden is over kosten van maatregelen voor de behandeling van qua samenstelling en omvang met productiewater vergelijkbare stromen afkomstig van andere industriële (niet offshore) sectoren, dan wordt deze informatie in eerste instantie als uitgangspunt gebruikt voor de vaststelling van de kosteneffectiviteit behorend bij Stand der Techniek (referentiekader).

Ook andere aspecten kunnen worden meegenomen bij een meer precieze invulling van het criterium kosteneffectiviteit (KE). Het gaat hierbij o.a. om de consequenties van toepassing van Stand der Techniek voor de sector als geheel, in termen van de (financiële) inspanning door de gehele sector en het overall milieurendement, als functie van het gekozen kosteneffectiviteitsniveau (KE). In het navolgende schema is weergegeven hoe uiteindelijk, rekening houdend met bovengenoemde aspecten, tot invulling van het begrip kosteneffectiviteit voor benzeen kan worden gekomen.



---

## 2 Referentiekader voor kosten van benzeenverwijdering

In de navolgende tabel zijn de gevonden resultaten voor kosteneffectiviteit van benzeenverwijdering uit offshore productiewater, gegenereerd via diverse invalshoeken, samengevat. Het betreft data die betrekking hebben op de behandeling van qua debiet en benzeenconcentratie met offshore productiewater vergelijkbare stromen.

**Tabel 1**  
Overzicht van kosteneffectiviteit van maatregelen ter beperking van benzeenemissies

Kosteneffectiviteit [euro/kg-verwijderd]	Bron
105-140	Kosten van maatregelen overige industriële sectoren
115	Kosteneffectiviteit voor verwijdering van aromaten [MER offshore 1990]

Bovenstaande tabel geeft aan dat de kosten van maatregelen voor de beperking van benzeenemissies in (niet offshore) industriële sectoren, uitgedrukt als KE, liggen in de bandbreedte van 100-140 euro/kg-verwijderd

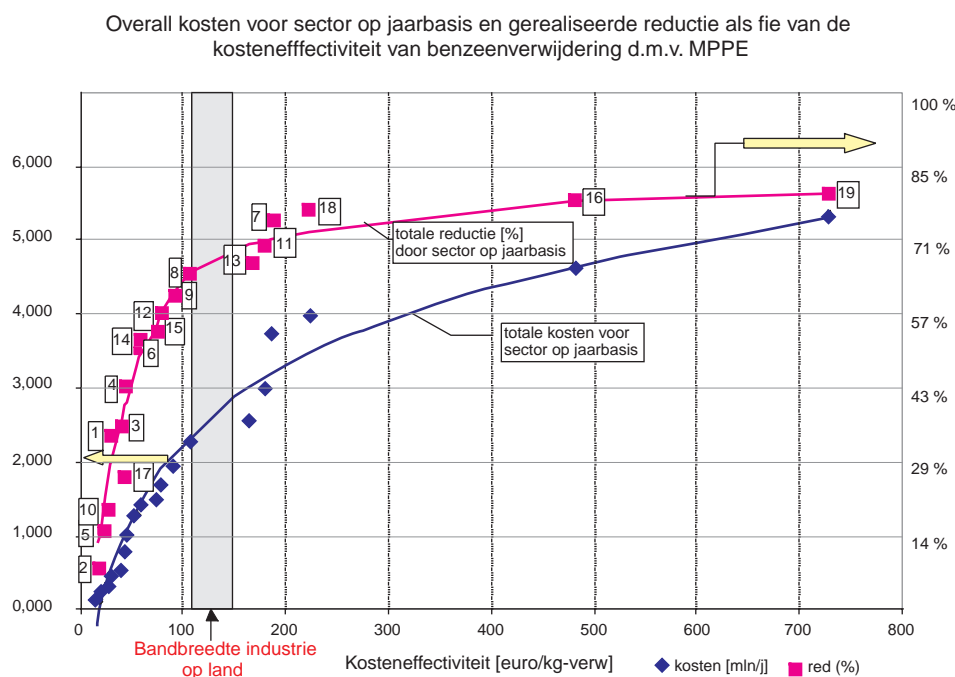


### 3 Consequenties toepassing van maatregelen als functie van KE

Uit het overzicht van potentiële maatregelen volgt dat voor de vermindering van de emissies van benzeen de toepassing van Macro Porous Polymer Extraction (MPPE) als een van de meest kansrijke en meest kosteneffectieve maatregelen naar voren komt. In de navolgende figuur zijn de door de sector op te brengen kosten voor toepassing van MPPE uitgezet tegen de daarmee behaalde reductie in benzeenemissies. De behaalde reductie is dus een functie van de totale investering en kan als kosteneffectiviteit worden weergegeven. Afhankelijk van de gekozen waarde voor de kosteneffectiviteit wordt dan sectorbreed nagegaan hoeveel maatregelen kunnen worden genomen en hoe groot de reductie van de benzeen emissies door de sector zou zijn voor de betreffende techniek. Maatregelen worden alleen genomen als op platforms de berekende kosteneffectiviteit ( $KE_w$ ) van de maatregelen ter plaatse lager uitvallen dan de gekozen waarde voor kosteneffectiviteit ( $KE$ ). Op deze wijze wordt een beeld verkregen van de kosten op sectorniveau en mogelijke reducties op sectorniveau als functie van de kosteneffectiviteit.

**Figuur 2**

Jaarlijkse kosten en overall reductie aan benzeen op sectorniveau als functie van de kosteneffectiviteit bij toepassing van MPPE



Uit de bovenstaande grafiek wordt duidelijk dat het verloop van haalbare reductie [%] als functie van de kosteneffectiviteit (paarse curve) is op te delen in grofweg twee gedeelten: het eerste redelijk steile deel tot  $KE=100$  [euro/kg-verwijderd] en een tweede veel vlakker verlopend deel

---

van de curve ( $KE > 100$  [euro/kg-verwijderd]). In het eerste deel van de curve levert een extra investering in milieumaatregelen een navenant rendement in emissie-reductie op. Met andere woorden tot een niveau van ca. 100 euro/kg-verwijderd zijn investeringen in milieumaatregelen relatief effectief. In het tweede deel is dat in veel mindere mate het geval. Het knikpunt ligt ongeveer op  $KE = 100$  [euro/kg-verwijderd].

Ook de bandbreedte van de kosten, die in industriële sectoren onshore voor de behandeling van benzeenhoudende stromen met vergelijkbare debieten en concentraties worden gemaakt, is eveneens in de grafiek weergegeven. Het knikpunt van de curve, die het verloop van de reductie aan de benzeenemissies (sectorbreed) als functie van de het kosten-effectiviteitsniveau weergeeft, ligt precies in de bandbreedte van kosten per kg-verwijderd in andere industriële sectoren.

Hieruit blijkt dat, investeringen in MPPE offshore tot aan de ondergrens van deze bandbreedte (100 euro/kg-verwijderd), effectief zijn gezien de relatief grote reductie van benzeen ervan uitgaande dat MPPE de enige kosteneffectieve maatregel zou zijn. Omdat er relatief weinig kosten-effectieve maatregelen ter beschikking staan om benzeen te reduceren, geeft deze methodiek een goede indicatie welke KE nog daadwerkelijk effectief is.



---

# Bijlage 7      Programma voor de reductie van benzeen

---

## **Programme for reduction of benzene discharges to 2007**

### **1. Introduction**

The industry recognises the Environmental Covenant (the Covenant) and realises that with respect to emissions of benzene to water there is room for improvement. Therefore the industry has developed a benzene reduction programme in order to reduce offshore benzene discharges significantly.

The programme will cover the period BMP-2 and BMP-3. The industry commits to take concrete emission reduction measures on 8 gas producing platforms in the period 2001 up to and including 2004. The execution of these 8 measures combined with the shut in of those platforms listed in Annex 1 is expected to result in a reduction of the discharge of benzene to water of around 60% compared to 1990 levels. It is important to stress however that water production is one of the more difficult production streams to forecast. Timing, quantities and properties of formation water breakthrough are hard to predict.

### **2. Background**

The Covenant was signed in 1995. With respect to emission reductions the Covenant encompasses an 'Integrated Environmental Target Plan'. The reference year for all emission reduction initiatives is 1990.

Under the theme "Dispersal" the Integrated Environmental Target Plan lists a 60% reduction for benzene by the year 2000 and the same target for 2010 (60% reductions vs. 1990). In respect to this:

- a number of joint studies were completed;
- some pilots (e.g. with an MPPE unit) were conducted;
- some measures (e.g. produced water injection and glycol overhead vapour combustion) were executed;
- industry and authorities jointly work on a description of Best Available Technology (BAT) within the CIW framework.

In the Covenant the discharge of benzene in the reference year 1990 was established at 70 tons. Due to recent analysis the Consultative Group (Level I) agreed that this figure should be fixed at 78 tons. A target of 60% reduction means that remaining benzene discharges should not exceed 31 tons per year.

### **3. Commitment of the industry**

The industry commits to the following programme for the reduction of benzene discharges through to 2006:

- 
- A. to take measures on 8 existing platforms and shut in other platforms if and when appropriate;
  - B. to incorporate BAT in the design of new platforms.

The industry will report their progress yearly to the relevant authorities by means of individual Company Environmental Plan (CEP) annual progress reports (commitment C). FO Industry will accumulate these CEP annual progress reports into one annual Industry Environmental Plan (IEP) progress report which will be presented to Level I.

**Ad A. Measures on platforms which reduce or eliminate the benzene discharges**

On 8 existing platforms the following measures to reduce or eliminate benzene emissions will be executed in 2 phases:

- Phase 1 - years 2001 and 2002.
  - o Subject to the approval of the relevant Dutch authorities: 3 water injection pilots will be started whereby water produced at nearby gas operations will be processed and re-injected into on site:
    1. Hoorn platform (Unocal): produced water will be re-injected into an oil reservoir;
    2. Rijn platform (BP): produced water will be re-injected into an oil reservoir;
    3. K8-FA-1 platform (NAM): produced water will be re-injected into the gas producing reservoir.
  - o Installation of an MPPE on 2 platforms:
    1. K15-FA (NAM);
    2. F15-A (TotalFinaElf).
- Phase 2 - years 2003 and 2004.
  - o Installation of an MPPE on 2 NAM high benzene emission platforms: K15-FB and L2-FA-1;
  - o Installation of a Glycol Overhead Combustion system on TotalFinaElf L7-P platform
  - o Subject to a positive outcome of the pilots and approval of the relevant Dutch authorities the 3 water injection pilots of phase I will be turned into permanent produced water injection systems.

In the Company Environmental Plans these reduction measures will be treated as “zekere maatregelen”. In other words if the relevant company decides not to execute one or more of the above mentioned measures alternative measures will have to be taken.

Platform shut ins also positively affect benzene emissions and is therefore considered to be part of this programme. Based on the current views the platforms listed in Annex 1 of this programme will be shut in before the year 2007.

Due to the uncertain timing of a platform shut in these measures will be treated as “voorwaardelijke maatregelen” in the Company Environmental Plans and Annual Reports. In other words alternative measures do not necessarily have to be taken should the relevant company decide not to shut in a platform at the date predicted in Annex 1.

**Ad B. Installation of BAT on new platforms**

For new installations the current version of BAT will be applied. Should, however, low benzene emission levels prevent the cost-effective installation

---

of BAT, provisions will be made for the future installation of e.g. an MPPE unit or other BAT should such platforms reach the category of high benzene emitters (e.g. after water break through has occurred).

#### **Ad C. CEP & IEP annual progress reports**

Individual companies will report the progress of 'their' measures via the CEP annual progress reports. These reports will at least provide the following information on the reduction of benzene emissions:

- The progress of the implementation of 'their' measures. If measures cannot be implemented, or will be implemented later, the motivation will be given in the report, together with the proposed substitute measure(s).
- An update of the timing of the (predicted) shut in of the platforms mentioned in annex 1. Any changes in the predicted shut in date will be motivated and the consequences for the benzene reduction programme presented.
- The progress of the implementation of BAT on new platforms, described under Ad B of this program.
- Changes in benzene-emissions.
- Forecast of benzene-emissions up to the year 2010.

Any changes in timing or implementation of "zekere maatregelen" will be discussed with and will have to be approved by the relevant authorities.

Progress of the industry as a whole will be reported by means of the IEP annual progress report to Level I. This report will at least contain the following information about the progress of the benzene reduction programme as a whole:

- The progress of the implementation of the "zekere maatregelen" described under Ad A of this programme.
- The progress with respect to the (predicted) shut in of the platforms listed in Annex 1 of this programme. Level I can decide whether a delay in benzene reduction due to delayed platform shut ins needs to be compensated by one or more substitute measures. In that case the industry will propose substitute measures to Level I.
- The progress of the implementation of BAT on new platforms, described under Ad B of this program.
- Updated forecasts for remaining emissions of benzene in 2006 and 2010.

#### **4. Commitment of the relevant Dutch Authorities (Ministry of Economic Affairs, Ministry of Transport and Public Works and the Ministry of Housing, Spatial Planning and Environment)**

The relevant Dutch authorities commit to the following

- Confirmation that this programme covers the requirements of measures to be taken with respect to benzene emissions to water for the period BMP-2 and BMP-3. In other words that on no producing platform other than those 8 platforms specified under 3.A of this programme additional measures to reduce benzene emissions to water will have to be taken.
- The authorities will give their full co-operation to granting approval for the disposal of produced water from gas operations through the injection into an oil or a gas reservoir as specified under 3.A of this programme.

In case of principle problems with granting permission to inject, the authorities will not require compensating measures.

- 
- Support for the joint development of an Environmental Impact Ranking tool to be used for prioritisation of emissions and measures (REIM-sea).
  - A review in 2006 of international developments, in line with chapter 3, paragraph 8 of the Covenant.

Jörg Pigaht  
Chairman of the NOGEPA Executive Committee

Afke van Rijn  
Chairman of Level 1 (Consultative Group)

---

## Annex 1

### Reduction of benzene discharges due to shutting in of platforms up to 2007

Company	Platform	Amount benzene Kg/year	Year of shutting in
CLYDE	P6A	262	2006
CLYDE	P6B	14	2006
CLYDE	P6S	32	2002
CLYDE	Q8B	5	2000
CLYDE	P2NE	7	2004
CLYDE	P2SE	2	2001
CLYDE	P12C	2	2001
CLYDE	P12SW	24	2005
CLYDE	Kotter	1018	2004
CLYDE	Logger	911	2004
Wintershall	K10V via K10B	1	2002
Wintershall	L8A	13	2001*
Wintershall	L8G	951	2003
Wintershall	L8H	25	2001
Gaz de France	K12BD	2340	2003
Gaz de France	K12E	143	2003
Gaz de France	K12D	6	2002
UNOCAL	L11/b	1150	2006
BP ENERGIE	P15A	-	2004
BP ENERGIE	P15B	-	2004
BP ENERGIE	P15C	-	2004
BP ENERGIE	P15G	-	2001
BP ENERGIE	P15-12S	-	2002
BP ENERGIE	<b>RijnB</b>	-	2003

L8A and L8H are forecasted to be decommissioned in 2003, however the discharges were stopped in 2001 and treatment now takes place on L8G. The Effluents of P15A, P15B, P15C, P15G, P15-12S are being separated and treated on Rijn C. Rijn B has already been shut-in and will not be restarted.





Commissie Integraal Waterbeheer

Postbus 20906  
2500 EX Den Haag

T 070 3518544  
F 070 3519078

I [www.ciw.nl](http://www.ciw.nl)

