

TNO-rapport**TNO 2014 R10919 | Eindrapport****Earth, Life & Social Sciences**Princetonlaan 6
3584 CB Utrecht
Postbus 80015
3508 TA Utrechtwww.tno.nl

T +31 88 866 42 56

F +31 88 866 44 75

**Inventarisatie van technologieën en
ontwikkelingen voor het verminderen van
(rest)risico's bij schaliegaswinning**

Datum 08 juni 2015

Auteur(s) J.H. (Jan) ter Heege (Hoofdauteur namens TNO)
J. (Jasper) Griffioen (Hoofdauteur namens Deltares)
Y.A. (Yvonne) Schavemaker (Portfoliohouder Unconventionals)
T.A.P. (Thijs) Boxem (Projectmanager)

Oplage 10
Aantal pagina's 189 (incl. bijlagen)
Aantal bijlagen 11
Opdrachtgever Ministerie van Economische Zaken
Projectnaam EZ Schaliegas
Projectnummer 060.10112

Alle rechten voorbehouden.

Niets uit deze uitgave mag worden vermenigvuldigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, fotokopie, microfilm of op welke andere wijze dan ook, zonder voorafgaande toestemming van TNO.

Indien dit rapport in opdracht werd uitgebracht, wordt voor de rechten en verplichtingen van opdrachtgever en opdrachtnemer verwezen naar de Algemene Voorwaarden voor opdrachten aan TNO, dan wel de betreffende terzake tussen de partijen gesloten overeenkomst.

Het ter inzage geven van het TNO-rapport aan direct belanghebbenden is toegestaan.

© 2015 TNO

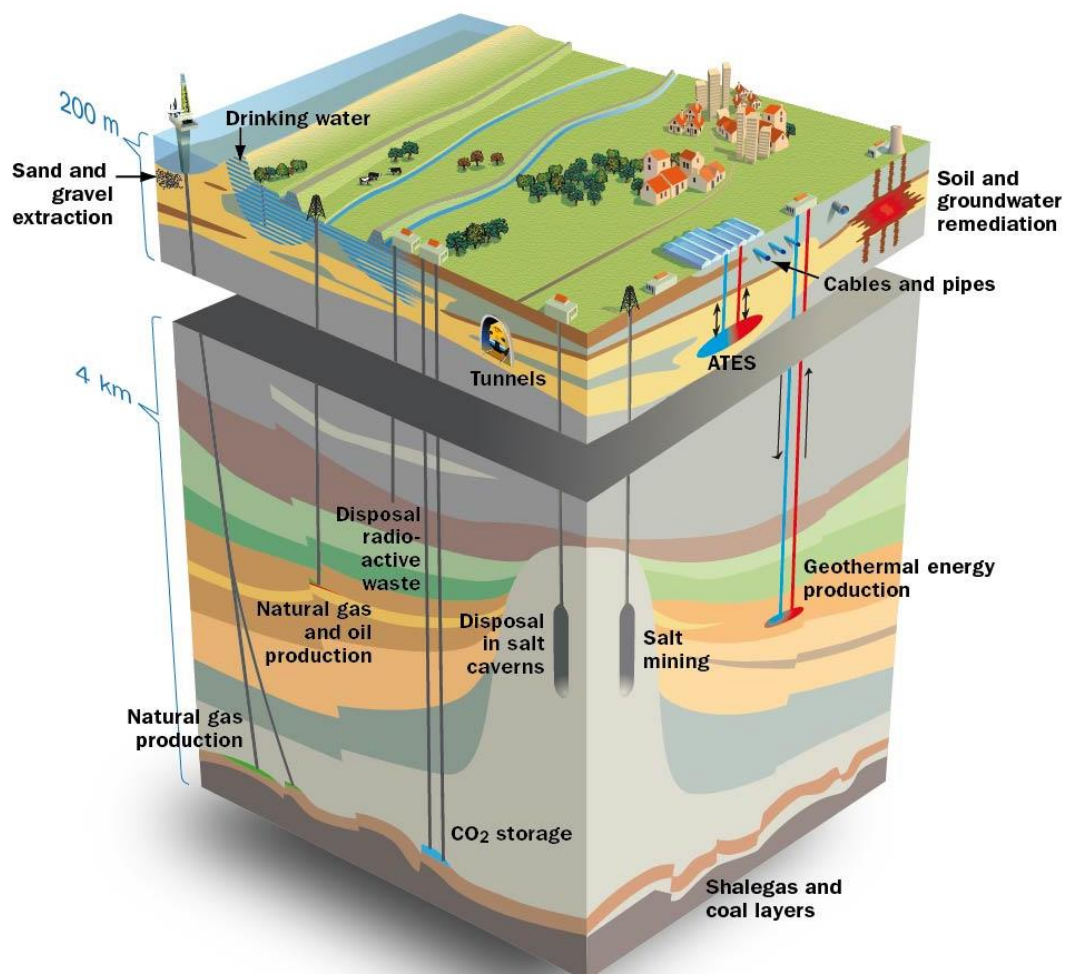
IN SAMENWERKING MET

Auteurs/ Experts

Dit rapport is mede tot stand gekomen door de input van de volgende experts van zowel TNO als Deltares:

Hugo Denier van der Gon (TNO: Climate, Air & Sustainability)
Magdalena Jozwicka (TNO: Climate, Air & Sustainability)
Dinant Kroese (TNO - Risk Analysis for Products In Development)
Robin van Leerdam (TNO: Water Treatment)
Olwijn Leeuwenburgh (TNO: Geo Energy)
Siem van Merriënboer (TNO: Sustainable Transport & Logistics)
Merel Schelland (TNO: Geo Energy)
Philippe Steeghs (TNO: Geophysics)
Hans Veldkamp (TNO: Geothermal Energy)
Jasperien de Weert (Deltares; Bodem- en Grondwatersystemen)
Jan-Diederik van Wees (TNO: Geothermal Energy/ Geomechanics)
Mart Zijp (TNO; Geo Energy)

Daarnaast bedanken we iedereen die, zowel binnen als buiten de TNO/Deltares samenwerking, heeft bijgedragen aan deze rapportage.



Managementsamenvatting

Titel : Inventarisatie van technologieën en ontwikkelingen voor het verminderen van (rest)risico's bij schaliegaswinning

Auteur(s) : J.H. (Jan) ter Heege
J. (Jasper) Griffioen
Y.A. (Yvonne) Schavemaker
T.A.P. (Thijs) Boxem

Datum : 08 juni 2015

Rapportnr. : TNO 2014 R10919

Toelichting:

Dit rapport is opgebouwd uit 3 delen:

1. Managementsamenvatting in tabelvorm
2. Hoofdrapportage
3. Achtergrondinformatie (appendices)

De managementsamenvatting geeft een snel inzicht in de onderzochte thema's, de resultaten van het onderzoek van TNO/Deltares met betrekking tot dit thema en de technologieën en ontwikkelingen die op de korte en lange termijn toepasbaar zijn.

In onderstaande tabel zijn steeds achtereenvolgens opgenomen: de deelvraag zoals geformuleerd door het Ministerie van Economische Zaken, een korte weergave van de betekenis van deze vraag in de Nederlandse context, de maatregelen die relatief eenvoudig of op korte termijn tot een vermindering van de relevante risico's kunnen leiden, de maatregelen die op langere termijn naar verwachting beschikbaar komen en een categorische indicatie naar TRL niveau:

Categorie 1: Deze innovaties hebben een TRL 1-3 en is daarmee een technologie bewezen tot een experimentele fase tot "Proof of Concept". Deze technologieën worden niet op de markt verwacht in de komende 10 jaar.

Categorie 2: Deze innovaties hebben een TRL 4-6 en is een technologie die gevalideerd tot gedemonstreerd is in een relevant milieu. Deze technologieën zouden binnen 10 jaar op de markt kunnen verschijnen.

Categorie 3: Een innovatie/ontwikkeling met TRL 7-9 (groen) is een technologie die van prototype tot werkelijk bewezen is in een operationeel milieu. Deze technologieën zijn op korte termijn beschikbaar.

Sectie	Vraag	Duiding TNO/Deltares	Staande praktijk/ Korte termijn	Op langere termijn	Categorie
1	<i>Bij schaliegaswinning is er een risico op verontreiniging van grond- en oppervlaktewater door het morsen van chemicaliën, frackwater of teruggeproduceerd water, op welke wijze kan dit risico beperkt worden?</i>	Incidenten in de vorm van morsen, lekkage, etc. zijn onvermijdelijk en kunnen zowel op de winlocatie plaatsvinden als daarbuiten. Voor Nederlandse mijnbouwlocaties, inclusief de mobiele installaties, moeten volgens de bestaande regelgeving voorzieningen worden getroffen om de bodem te beschermen tegen verontreiniging. Als er toch bodemverontreiniging ontstaat, wordt de bodem gesaneerd volgens de bestaande wet- en regelgeving.	Op dit moment zijn vooral het wettelijk kader van essentieel belang, wat bijdraagt aan het beperken van incidenten. Daarnaast worden tanks en leidingen verbeterd beschermd tegen lekkage door gebruik van andere materialen en toepassing van coatings.	Indien de huidige wetgeving verandert, kunnen de volgende zaken meegenomen worden: Extra bescherming van de bodem kan bereikt worden door toepassing van geotextiel en geosynthetics op oppervlakken. Geotextiel en geosynthetics zijn al wel beschikbaar, maar worden nog niet breed toegepast.	3
2	<i>Wat zijn de recentste bevindingen op het gebied van migratie van methaan of andere componenten van de gefracte schalielaag naar de bovenliggende grondwatervoerende laag? En in het bijzonder voor Nederland. Zijn er nieuwe technieken bekend waarmee op locatie, in detail, en ondergronds metingen kunnen worden gedaan om eventuele lekkages en/of migratie van methaan of andere componenten naar grondwatervoerende lagen te ontdekken?</i>	Risico's van directe migratie van methaan of andere componenten van de gefracte schalielaag naar de bovenliggende grondwatervoerende lagen zijn in vrijwel alle situaties beperkt, en alleen significant als het fracken de isolerende werking van boorputten beïnvloedt. Dit risico is in Nederland beperkt door stringente wet- en regelgeving voor het ontwerp van boorputten, maar kan, gezien de schaal van fracken bij schaliegaswinning, een aandachtspunt zijn.	Voor aanvang van het fracken en de schaliegaswinning kan locatie-specifieke analyse van de geologische en geomechanische condities van de ondergrond en van de dimensies van fracks, en extra aandacht voor frackactiviteiten bij de planning en ontwerp van boringen bijdragen aan het beperken van migratie risico's. Tijdens het fracken kan micro-seismische monitoring en monitoring van samenstelling en verontreinigingen in het grondwater en/of diepere waterhoudende lagen worden toegepast.	Op langere termijn (3-5 jaar) kunnen verbeteringen in ontwerp van seismische monitoringsnetwerken, verdere ontwikkeling van hoge resolutie sensors voor monitoring, en het combineren van verschillende monitoringstechnieken bijdragen aan het verder beperken van migratierisico's	2

3	<i>Bij het boren en fracken wordt gebruik gemaakt van diverse chemicaliën. Kan het gebruik van deze chemicaliën worden vermeden? Zijn er alternatieven? Wat zijn de ontwikkelingen met betrekking tot nieuwe duurzamere chemicaliën? Kunnen de chemicaliën worden vervangen door biologisch afbreekbare (in de diepe ondergrond of in een eventuele waterzuiveringsinstallatie) en of niet milieuschadelijke stoffen?</i>	In de meeste gevallen worden voor het boren en fracken voor schaliegaswinning dezelfde vloeistoffen gebruikt als voor het boren naar conventioneel gas (zie ook Witteveen+Bos 2013), hoewel de optimale samenstelling van de chemicaliën in een frackvloeistof kan verschillen afhankelijk van de lokale geologie en eigenschappen van het reservoirgesteente. Het risico dat chemicaliën aan het aardoppervlak een schadelijke werking hebben wordt voornamelijk bepaald door de kans van morsen of lekkages, de hoeveelheid, concentratie en toxiciteit van de gelete chemicaliën, en de locatiespecifieke interactie met de omgeving waar gelete chemicaliën terecht kunnen komen.	Er zijn mogelijkheden om de in Nederland bij het fracken aangewende chemicalieën te vervangen door stoffen met eenzelfde functionaliteit, die bij mogelijke incidenten minder milieubelastend zijn. Er is veel ontwikkeling op het gebied van alternatieve, duurzamere, biologisch-afbreekbare en minder schadelijke chemicaliën in frackvloeistoffen, maar brede toepassing mist nog.	Op termijn van vijf tot tien jaar zullen praktische toepasbaarheid en meerwaarde van innovatieve alternatieven voor chemicaliën beter bekend worden in frackvloeistoffen. De meeste alternatieve chemicalien zijn nu nog slechts onder experimentele omstandigheden (zoals in laboratoria) getest. Daarnaast kunnen speciale frack- en boortechnieken het fracken efficiënter maken of vervangen, zodat gebruik van chemicaliën verminderd of voorkomen kan worden.	2
---	--	---	---	---	---

4	<i>Er wordt een grote hoeveelheid water de bodem ingebracht en weer geproduceerd. Het teruggeproduceerde water bevat schadelijke stoffen die van nature in de aarde aanwezig zijn. Het verwerken van teruggeproduceerd water is bekend probleem in de conventionele gasindustrie. Vooral de schaal van de hoeveelheden teruggeproduceerd water bij schaliegas, vraagt om nieuwe oplossingen op het gebied van zuiveren. Zijn conventionele waterzuiveringsinstallaties beschikbaar om het geproduceerde water te zuiveren? Kan dit op locatie? Kan dit water zonder additionele risico's op het oppervlakte water geloosd of worden hergebruikt?</i>	Twee soorten afvalwaterstromen kunnen onderscheiden worden bij schaliegaswinning: het flowback water, ofwel het water dat geproduceerd wordt onmiddellijk na het fracken, en het productiewater, ofwel het water dat mee geproduceerd wordt bij de exploitatie van schaliegas. Bij het eerste gaat het om een relatief groot volume binnen een korte tijd en bij het laatste om geringe volumina gedurende de gehele exploitatieperiode van de put. In beide gevallen is sprake van water met een slechte kwaliteit: het productiewater zal een brijn zijn met concentraties boven die van zeewater en waarin o.a. koolwaterstoffen als benzeen meegeproduceerd worden. Bij het flowback water kan het om wat lagere zoutconcentraties gaan maar komen de additieven van het frackwater ook weer deels terug. Voor beide stromen geldt dat het ongewenst is dat ze in het oppervlaktewater, de bodem en de bijbehorende grondwaterpakketten terecht zouden komen.	Drie scenario's of combinaties hiervan zijn denkbaar bij de verwerking van deze waterstromen: 1. zuivering tot het water weer (terug) gebracht kan worden in het milieu, 2. injectie van het water in een leeg gasveld, 3. hergebruik in volgende frackactiviteiten. Bij het tweede en derde scenario is mogelijk zuivering op een deel van de (niet-natuurlijke) stoffen nodig, mede afhankelijk van de regelgeving. Flowback en productiewater bevatten verontreinigende stoffen, maar zuivering tot elk gewenst niveau is in principe mogelijk. Dit is zowel mogelijk op een winningslocatie met mobiele eenheden of als een centrale faciliteit. De meeste technieken zijn in een zeer volwassen stadium van ontwikkeling. De ontzilting van het zeer zoute brijnwater is de meest intensieve zuiveringstap in termen van energie en kosten.	De huidige ontwikkeling zijn in een zeer volwassen staat van ontwikkeling. Behalve optimalisatie van zuiveringsactiviteiten, specifiek voor schaliegaswinning, zijn er geen kritische technologieën of ontwikkelingen die risico's verder minimaliseren Recentelijk is er in Pennsylvania (VS) een kristallizatiecentrale in gebruik genomen die in staat is om het afvalwater, na een chemische voorbehandeling, om te zetten in water wat voldoet aan de in de VS heersende specificaties voor waterlozing en in zout wat geschikt is als strooizout. Dit is de eerste fabriek van zijn soort en heeft zich economisch en milieutechnisch bewezen qua haalbaarheid. Momenteel wordt de terugwinning van andere waardevolle producten uit het afvalwater verder onderzocht.	3
---	---	--	--	--	---

5	<i>Zijn er alternatieven voor het gebruik van water bij het fracken? Bijvoorbeeld door vloeibare gassen zoals propaan, butaan en koolstofdioxide. Hebben deze technieken (naar verwachting) een hoger of een lager risico voor de bodem, grondwater, omgeving? Wat is de verwachting ten aanzien van het risico voor nieuwe technieken?</i>	Het belangrijkste risico van het gebruik van water is dat de watervoorziening ten behoeve van bijvoorbeeld de drinkwatervoorziening of landbouw te lijden heeft onder de schaliegaswinning. In de Nederlandse situatie is het onwaarschijnlijk dat bij schaliegaswinning waterschaarste op zal treden, mits er van tevoren een gedegen planning wordt gemaakt voor de aan- en afvoer van water dat gebruikt wordt bij het fracken.	Er zijn alternatieven voor water in frackvloeistoffen, waarvan koolstofdioxide, LPG of propaan in de VS en Canada het meest toegepast worden. Voor de meeste alternatieve frackvloeistoffen geldt dat de meerwaarde wat betreft het verminderen van risico's bij schaliegaswinning niet aangetoond is, of dat de vloeistoffen schadelijker, gevaarlijker of moeilijker handelbaar zijn dan conventionele frackvloeistoffen.	Het is niet de verwachting dat de alternatieven in de nabije toekomst een belangrijke rol gaan spelen bij het fracken voor schaliegaswinning.	1 tot 2
6	<i>Zijn er nieuwe technieken die de kansen op het falen van de boorgatintegriteit verminderen? Zijn er nieuwe methodes voor het monitoren van de boorgatintegriteit? In het geval van een verlies van boorgatintegriteit zijn er nieuwe methodes of ontwikkelingen om de boorgatintegriteit te herstellen?</i>	Waarborgen van boorgatintegriteit is in de eerste plaats een kwestie van het op juiste wijze toepassen van de technologie en procedures. De kennis en technologie hiervoor zijn aanwezig en beproefd in de conventionele olie- en gaswinning. De grootste risico's voor lekkage naar grondwater zijn te verwachten wanneer op de lange termijn de integriteit van het boorgat na het verlaten en dichten van boorput (abandonment) aangetast wordt. Tot op heden is er zeer weinig ervaring met lange termijn monitoring van de integriteit van grote aantallen (schaliegas-)putten na het verlaten.	Een significante reductie van risico's zal te behalen zijn door middel van het inzetten van monitoringstechnologieën. Bij abandonment van putten zal regelmatig terugkerende meting van de druk in het boorgat of het bemonsteren van grondwater aan het oppervlak of in ondiepe waterlagen kunnen helpen om tijdig een eventuele lekkage op te sporen, zodat herstelmaatregelen al in een vroeg stadium genomen kunnen worden.	Nieuwe en verbeterde monitoringstechnologieën, die bijvoorbeeld gebruik maken fibre optic sensoren, zullen over een aantal jaar operationeel ingezet kunnen worden.	2

7	<i>Zijn er nieuwe technieken of ontwikkelingen bekend waarmee het resultaat van het fracken met een grotere zekerheid is in te stellen?</i>	Betere controle op het resultaat van fracken draagt vooral bij aan het verminderen van de risico's van migratie van stoffen van de gefrackte schalielaag naar de bovenliggende lagen en aan het verminderen van seismische risico's. De belangrijkste technieken die voor aanvang van het fracken en de gaswinning gebruikt kunnen worden richten zich op betere karakterisatie van de ondergrond met behulp van modellen, seismiek of experimenten op laboratoriumschaal. De belangrijkste technieken die tijdens of na het fracken en gaswinning gebruikt kunnen worden richten zich op verschillende typen van monitoring.	De belangrijkste technologische ontwikkelingen die kunnen bijdragen aan betere controle op het resultaat van fracken zijn (1) verbetering van sensors om fracks te monitoren, (2) verbetering van het ontwerp van monitoringsnetwerken om "real time" monitoring toe te passen, en (3) betere integratie van geologische en geomechanische modellen van de ondergrond en micro-seismische data. Nieuwe gegevens uit boringen, uit analyses van nieuw monstermateriaal, en uit (laboratorium-)testen op nieuw monstermateriaal van Nederlandse schalies kunnen bijdragen om de belangrijkste kennislacunes op het gebied van het resultaat van fracken te dichten.	Betere controle op het resultaat van fracken kan in de toekomst bereikt worden met alternatieve methoden van monitoring, bijvoorbeeld met behulp van (combinaties van) elektrische, thermische, of magneto-tellurische monitoring, of combinaties van verschillende monitoringstechnieken, bijvoorbeeld micro-seismische en tilt meter monitoring of 4D seismiek en micro-seismische data.	1 tot 2
---	---	--	---	---	---------

8	<i>Met welke technieken kan het risico op de emissie van methaan worden voorkomen? Worden deze technieken toegepast en zijn er nieuwe ontwikkelingen?</i>	Er zijn mogelijkheden om CH ₄ emissie naar de atmosfeer bij schaliegaswinning te beperken. Dit is meer een financiële afweging, dan een innovatief vraagstuk. De vraag in de Verenigde Staten is vooral of het economisch rendabel is om de emissie te voorkomen. Hoge lekverliezen daar zijn dus een keuze en geen gegeven. Op basis van de Nederlandse regelgeving voor conventionele gaswinning is bij eventuele schaliegaswinning een aanzienlijk lagere emissie te verwachten dan in de Amerikaanse situatie.	Het belangrijkste in de Nederlandse situatie is het zo veel mogelijk vermijden van afblazen van gas (venting) naar de atmosfeer en daarnaast transport en fracken zo veel mogelijk in gesloten systemen te doen. Het vermijden van venting kan door afvang en hergebruik. Technologieën om dit te doen zijn reeds bestaand. Daarnaast is monitoring en identificatie van CH ₄ -lekken met de huidige meettechnieken zeer goed mogelijk.	Innovatieve ontwikkelingen rond monitoring gaan op dit moment vooral in de richting van (veel) goedkopere sensoren die toch met de noodzakelijke nauwkeurigheid methaan kunnen meten. Deze nauwkeurigheid is noodzakelijk omdat de emissie van methaan naar de atmosfeer bijna wegvalt tegen de achtergrondruis van overige methaanemissies.	3
9	<i>Zijn er recent nieuwe inzichten ontwikkeld met betrekking tot seismische risico's door het fracken en de winning van schaliegas?</i>	Seismische risico's door het fracken en de winning van schaliegas zijn over het algemeen klein. Significante seismische risico's kunnen optreden als grotere breuken door het fracken en de winning van schaliegas worden gereactiveerd. Deze risico's treden in de Verenigde Staten en elders vooral op in gebieden met significante natuurlijke seismiciteit en bij injectie van grote hoeveelheden vloeistoffen in een relatief klein gebied.	Voor aanvang van het fracken en de schaliegaswinning kan locatiespecifieke analyse van de geologische en geomechanische condities van de ondergrond, planning van boringen en fracken, en het beperken van de hoeveelheid geïnjecteerde frackvloeistof bijdragen aan het beperken van seismische risico's.	Seismische risico's kunnen verder geminimaliseerd worden door betere ("real time") integratie van geologische en geomechanische modellen van de ondergrond en micro-seismische data.	3
			Tijdens het fracken kan (micro-) seismische monitoring worden toegepast om vloeistofinjectie tijdig te staken of te beperken. Op dit moment behoort dit tot de bestaande eisen van Staatstoezicht op de Mijnen	Innovatieve monitoringstechnieken.	2
				Ook alternatieve methoden voor stimulatie die het fracken kunnen vervangen (bijvoorbeeld innovatieve boortechnieken) kunnen risico's verder terugdringen. Deze technologieën zijn nog in ontwikkeling in Nederland.	1

10	<i>Zijn er innovatieve manieren van organiseren, nieuwe ideeën, over het minimaliseren van de complexe logistieke bewegingen ten einde de risico's die gepaard gaan met het vervoer te verminderen? In welke mate kan een infrastructuur ten behoeve van de aan- en afvoer van water een oplossing bieden?</i>	Schaliegasontwikkeling gaat gepaard met meer vervoersbewegingen. Dit is vooral gerelateerd aan de aanvoer van schoon water en afvoer van vervuild water. Dit zijn bekende risico's behorend bij grote industriële processen, zoals geluidsoverlast en de uitstoot van gassen en fijnstof.	Door middel van ketenregie en ICT-middelen kunnen transportstromen zoveel mogelijk gebundeld worden en de transportcapaciteit optimaal benut worden. Dit kan de risico's gepaard met vervoersbewegingen verminderen. De aanleg van een leiding voor het transport van water vermindert de logistieke risico's.	Ketenregie en ICT-middelen zijn beschikbaar, maar worden slechts mondjesmaat ingezet.	3
11	<i>Zijn er nieuwe methodes en nieuwe werkwijzen bekend die leiden tot minder risico voor de omgeving en lagere emissies van stoffen naar de omgeving?</i>	De emissies anders dan methaan die geassocieerd zijn met de winning van schaliegas in Nederland bestaan voor het belangrijkste deel uit de uitstoot en opwerveling van NOx en fijnstof. Hoewel het niet per se over broeikasgassen gaat, brengen ook deze emissies een zeker gezondheidsrisico met zich mee.	Aanscherpen van de eisen die gesteld worden aan de uitstoot van o.a. vrachtwagens en andere apparatuur met een verbrandingsmotor, alsmede de overstap naar een all-electric scenario, pakt het huidige emissieniveau aan. Vooral de mogelijke winst die op het gebied van de schaalfactoren kan worden geboekt kan daarnaast bijdragen aan een lagere omgevingsbelasting.	Behalve implementatie van uitstootbeperkende transportscenarios zijn er geen belangrijke technologieën of ontwikkelingen die risico's verder minimaliseren. Zie daarnaast monitorings-technieken beschreven onder sectie 8, pagina 11.	3
12	<i>De risico's van schaliegaswinning en productie worden mede beïnvloed door de grotere schaal van de activiteiten. Er zijn per locatie meer putten, hulpmiddelen, water en materiaal nodig wat leidt tot meer emissies naar de omgeving en meer vervoersbewegingen in vergelijking tot conventionele lokale gaswinning. Zijn er nieuwe methodes en nieuwe werkwijzen bekend waardoor er minder putten, hulpmiddelen, water en materialen nodig zijn?</i>	Schaliegaswinning is een intensief proces, dat vergeleken met conventionele gaswinning gepaard gaat met mogelijk meer overlast. In het dichtbevolkte Nederland geldt dat in sterkere mate dan in bijvoorbeeld de VS. Door middel van het toepassen van ketenregie over de gehele productieketen van schaliegaswinning, kunnen de risico's verminderd worden.	Het optimaliseren van een ontwikkelingsplan voor schaliegaswinning kan gedaan worden met technieken die voorhanden zijn. Optimalisatie van een ontwikkelingsplan, door het gebruik van een continue real-time data input kan de ontwikkeling van schaliegas stukken efficiënter maken en impact op milieu verminderen.	De optimalisatie door closed loop reservoir management ¹ kan leiden tot het 1) slimmer plaatsen van fracks, 2) mogelijk ook minder fracks en 3) een vermindering van het aantal boorlocaties. Deze methodiek is daarmee een belangrijke factor in het mogelijk terugdringen van de schaalgrootte van schaliegaswinning en de daarmee geassocieerde risico's.	2

¹ NB: Definitie van 'closed loop reservoir management' is in deze anders dan waar naar verwezen wordt in het rapport van W+B. Voor de hier passende definitie zie hoofdstuk 12.2 over Schaalfactoren

13	<i>Is het mogelijk om een put of een deel van een put te gebruiken voor de winning van aardwarmte na de winning van schaliegas? Zijn hier extra risico's aan verbonden?</i> <i>en</i> <i>Is het mogelijk om infrastructuur die is aangelegd ten behoeve van de winning van schaliegas na de productiefase opnieuw te gebruiken voor andere (duurzame) energieprojecten?</i>	Het is in principe mogelijk een schaliegasput te hergebruiken voor winning van aardwarmte. Schaliegasputten verschillen in een aantal opzichten (diepte, gebruikte materialen, breedte, gewenste locatie) sterk van geothermieputten, waardoor een gecombineerd gebruik vraagt om uitgebreide aanpassing en suboptimale eigenschappen van de individuele toepassingen.	Het omvormen van twee schaliegasputten naar een conventioneel, lage enthalpie geothermiedoublet is waarschijnlijk niet economisch te realiseren. Hergebruik van de infrastructuur voor schaliegaswinning kan vooral voor ondergrondse energieopslag interessant zijn om onregelmatige energietoevoer van duurzame energiebronnen te bufferen.	Wat eventueel mogelijk is, is het samenstellen van het geothermisch systeem uit meer dan twee geconverteerde schaliegasputten, die relatief lage debieten pompen, en waarin smalle pompen kunnen worden aangebracht. Het is echter sterk de vraag of dit economisch haalbaar is. Een lokatiespecifieke kosten-batenanalyse zal moeten uitwijzen of dit economische haalbaar is.	1
----	--	--	---	--	---

Synthese

Sectie	Vraag	Duiding TNO/Deltares	Maatregelen die bijdragen aan de vermindering van het (rest)risico	Categorie
14	<i>Wat zijn de belangrijkste - vrijwel algemeen geldende - uitkomsten van de inventarisatie, samengevat en met het oog op versterkende aspecten?</i>	Een samenvatting gericht op beschikbare maatregelen die op de korte termijn (vrijwel direct) na de vergunningsverlening toegepast kunnen worden (3) en onderzoek wat op de (middel-)lange termijn kan bijdragen aan de vermindering van (rest)risico's	– Bij veranderende regelgeving kan er rondom de inrichting van de winningslocatie rekening gehouden worden met het risico op morsen en lekkages door bijvoorbeeld geotextiel aan te brengen, en adequate handhaving en inspectie aan de hand van bestaande wet- en regelgeving – Geologische en geomechanische modellering van de reactie van het ondergrondse systeem op winningsactiviteiten, en van de interactie van winningsactiviteiten met bestaande geologische structuren zoals breuken. – Bepalen en toepassen van de optimale samenstelling van frackvloeistoffen, zowel met het oog op risico's van het gebruik van chemicaliën als op de efficiency van het fracken. – Implementeren van een optimaal ontwikkelingsplan voor winningslocaties in combinatie met “closed loop” reservoir management. – Implementeren van adequate monitoring van grond- en oppervlaktewater en methaanemissies. – Passende monitoringsstrategie (bijvoorbeeld real time monitoring) in de ondergrond dat zich zowel richt op de reikwijdte van fracks, detectie van migratie en handhaven van boorgatintegriteit als op het verbeteren van de effectiviteit van fracken en gaswinning. NB: Vooral de combinatie van bovengenoemde onderzoeken en maatregelen heeft belangrijke meerwaarde.	3
			– Voor aanvang van winning zijn onderzoek en innovaties van belang die zich richten op kennislacunes op het gebied van sturing van het resultaat van fracken, op alternatieve methoden van reservoirstimulatie, op de interactie van Nederlandse schalielagen met frackvloeistoffen, of op het verbeteren van cement dat gebruikt wordt in boringen met het oog op verbeterde boorgatintegriteit bij toepassen van een veelvoud aan frackstages. – De optimalisatie door closed loop reservoir management kan leiden tot het 1) slimmer plaatsen van fracks, 2) mogelijk ook minder fracks en 3) een	1 en 2

			vermindering van het aantal boorlocaties. Deze methodiek is daarmee een belangrijke factor in het mogelijk terugdringen van de schaalgrootte van schaliegaswinning en de daarmee geassocieerde risico's. – Tijdens winning zijn vooral onderzoek en innovaties op het gebied van monitoring van belang. Veel onderzoek en innovaties richten zich op nieuwe monitoringstechnieken en verbeterde sensoren. Maar ook innovaties op het gebied van bovengrondse monitoring kunnen gebruikt worden om adequaat te handelen rondom methaanemissies, drink- en grondwatervervuiling en complexe logistieke bewegingen. – Nadat de winningslocatie is verlaten is vooral het verlaten van het boorgat van belang. Nederland heeft op dit gebied zeer veel ervaring met conventionele gaswinning, maar er is weinig ervaring met het lange termijn monitoren van grote aantallen verlaten boorputten. Hier zijn risico's te verminderen door regelmatig (of real-time) drukmetingen in het boorgat te doen, of de grondwatersamenstelling aan het oppervlak of in ondiepe waterlagen te monitoren.	
			– Na winning kan de infrastructuur mogelijk hergebruikt worden voor geothermie. Aanvullend onderzoek is nodig om mogelijkheden van hergebruik van schaliegasputten voor geothermie beter te kunnen beoordelen. In ieder geval is voor aanvang van de eventuele winning het moment om een afweging/plan te maken met betrekking tot het hergebruik van schaliegasputten voor geothermie aangezien een aangepast boorgatontwerp nodig is. Deze technologie is waarschijnlijk pas op langere termijn toepasbaar.	1

Inhoudsopgave

Auteurs/ Experts	3
Managementsamenvatting	5
Inleiding 19	
Afbakening	20
Leeswijzer	21
Aanpak & Verantwoording	23
Aanpak 23	
Verantwoording	25
HOOFDRAPPORTAGE	26
1 Grond- en Oppervlaktewater	27
1.1 Inleiding	27
1.2 Technologieën en ontwikkelingen die de (rest)risico's bij schaliegaswinning verminderen	28
1.3 Conclusies	28
2 Migratie van Methaan	30
2.1 Inleiding	30
2.2 Technologieën en ontwikkelingen die de (rest)risico's bij schaliegaswinning verminderen	31
2.3 Conclusie	32
3 Chemicaliën bij het boren en fracken	33
3.1 Inleiding	33
3.2 Technologieën en ontwikkelingen die de (rest)risico's bij schaliegaswinning verminderen	35
3.3 Conclusies	35
4 Zuivering van retour- en productiewater	37
4.1 Inleiding	37
4.2 Technologieën en ontwikkelingen bij waterzuivering	38
4.3 Conclusies	40
5 Alternatieven voor het gebruik van water bij het fracken	41
5.1 Inleiding	41
5.2 Technologieën en ontwikkelingen die de (rest)risico's bij schaliegaswinning verminderen	42
5.3 Conclusies	43
6 Boorgatintegriteit	44
6.1 Inleiding	44
6.2 Technologieën en ontwikkelingen die de (rest)risico's bij schaliegaswinning verminderen	46
6.3 Conclusies	48

7	Het resultaat van fracken instellen	49
7.1	Inleiding	49
7.2	Technologieën en ontwikkelingen die de (rest)risico's bij schaliegaswinning verminderen	49
7.3	Conclusies	50
8	Methaanemissies	51
8.1	Inleiding	51
8.2	Technologieën en ontwikkelingen die de (rest)risico's bij schaliegaswinning verminderen	52
8.3	Conclusies	53
9	Bodembewegingen	54
9.1	Inleiding	54
9.2	Technologieën en ontwikkelingen die de (rest)risico's bij schaliegaswinning verminderen	55
9.3	Conclusies	56
10	Complexe logistieke bewegingen	57
10.1	Inleiding	57
10.2	Technologieën en ontwikkelingen die de (rest)risico's bij schaliegaswinning verminderen	57
10.3	Conclusies	59
11	Omgevingsrisico's en -emissies	60
11.1	Inleiding	60
11.2	Technologieën en ontwikkelingen die de (rest)risico's bij schaliegaswinning verminderen	60
11.3	Conclusies	62
12	Schaalfactoren	63
12.1	Inleiding	63
12.2	Technologieën en ontwikkelingen die de (rest)risico's bij schaliegaswinning verminderen	63
12.3	Conclusies	64
13	Combinatie van schaliegaswinning en geothermie	66
13.1	Inleiding	66
13.2	Technologieën en ontwikkelingen die de (rest)risico's bij schaliegaswinning verminderen	66
13.3	Conclusies	67
14	Integratie van de verschillende thema's	68
14.1	Maatregelen die (rest)risico's bij schaliegaswinning <i>op korte termijn</i> kunnen verminderen	68
14.2	Onderzoeken en innovaties die <i>op langere termijn</i> bijdragen aan het verminderen van (rest)risico's bij schaliegaswinning	69
14.3	Belangrijkste ontwikkelingen wat betreft (rest)risico's bij schaliegaswinning per deelvraag	70
14.4	Vergelijking tussen winning van schaliegas en –olie	71
14.5	Vergelijking met conventionele gaswinning	71

15	Literatuurlijst.....	72
	APPENDICES - Achtergrondinformatie	80
	Appendix A: Grond- en oppervlaktewater	81
	Appendix B: Migratie van methaan naar grondwatervoerende lagen	91
	Conditie voor migratie van methaan en andere componenten	91
	Maatregelen om risico's op migratie van methaan of andere componenten te beperken... ..	94
	Monitoringstechnieken om risico op verticale migratie te detecteren	96
	Appendix C1: Chemicaliën die gebruikt worden bij het boren en fracken	98
	Het gebruik van chemicaliën in de huidige praktijk	98
	Appendix C2: Overzicht Toxicologie	108
	Appendix D1: Waterzuivering	114
	Appendix D2: Korte omschrijving van waterzuiveringstechnologieën	136
	Appendix E: Alternatieven voor het gebruik van water bij fracken	157
	Appendix F: Controle op het resultaat van fracken	160
	Appendix G: Methaanemissies	165
	Meting en schatting van de CH ₄ lekverliezen in de VS	167
	Alternatieve technologieën voor het minimaliseren van methaan emissie	169
	Nederlandse emissie Richtlijnen (NeR)	172
	Discussie	173
	Appendix H: Bodembewegingen	176
	Bodembeweging en seismiteit	176
	Het optreden van geïnduceerde seismiteit bij schaliegaswinning	180
	Appendix I: Combinatie met Geothermie	186
	1.1 Configuratie van een conventionele geothermieput	186
	Gebruik van infrastructuur voor andere doeleinden	189

Inleiding

Nederland heeft een lange geschiedenis met betrekking tot conventionele olie- en gasexploratie en productie. Veel olie- en gasvelden zijn al gevonden en voorraden zijn grotendeels geproduceerd. Nieuwe voorraden zijn steeds lastiger te vinden. Daarnaast neemt wereldwijd de vraag naar energie toe. Hierdoor wordt wereldwijd in toenemende mate gekeken naar productie van olie en gas uit schaliegesteentes.

Schaliegaswinning heeft de laatste decennia, vooral in de Verenigde Staten, een grote vlucht gemaakt. Hierbij hebben onconventionele technologieën, zoals horizontaal boren en hydraulisch fracken, een belangrijke rol gespeeld. In de Verenigde Staten zijn tienduizenden putten geboord, waarmee veel ervaring is opgedaan met het produceren van schaliegas.

Of schaliegas in Nederland een dergelijk grote impact zal hebben is onzeker. De schalielagen die in Nederland interessant zouden kunnen zijn voor schaliegaswinning, zijn de schalies in de Posidonia Formatie van Jura ouderdom en de schalies in de Epen Formatie van Carboon (Namuur) ouderdom. Uit deze schalies zouden technisch gezien volgens de laatste schattingen tussen de 200-500 miljard m³ gas geproduceerd kunnen worden², maar de onzekerheid in deze schattingen is aanzienlijk vanwege het gebrek aan gegevens uit puttesten.

Momenteel zijn er verschillende opsporingsvergunningen verleend om de prospectiviteit van schaliegasvoorkomens in Nederland te verkennen, maar er vinden geen boringen naar de schalies plaats. De activiteit ligt stil omdat er behoefte is aan meer duidelijkheid over de veiligheid van schaliegaswinning, en in het bijzonder over de impact op mens, natuur en milieu. Deze bezorgdheid komt vooral door mogelijke nadelige effecten van schaliegaswinning op (drink)waterkwaliteit, waterverbruik, bodemkwaliteit, luchtkwaliteit en het ruimtegebruik. Dergelijke effecten zijn op sommige winningslocaties in de Verenigde Staten waargenomen.

In opdracht van de Nederlandse overheid hebben Witteveen+Bos, Arcadis en Fugro in 2013 een studie uitgevoerd naar de mogelijke risico's en gevolgen van de opsporing en winning van schalie- en steenkoolgas in Nederland. In hun studie komen de volgende conclusies naar voren:

- In vergelijking tot conventionele gaswinning, neemt schaliegaswinning meer ruimte in beslag en zijn er per boorlocatie meer industriële activiteiten
- Methaan kan tijdens verschillende fasen van opsporing en winning vrijkomen en door de intensieve logistiek, het langer boren en het fracken vindt er meer CO₂ uitstoot plaats in vergelijking tot conventionele gaswinning
- Door het onder hoge druk injecteren van frackvloeistof in of nabij een actieve breukzone, kunnen aardbevingen bij schalie- of steenkoolgaswinning mogelijk ontstaan.
- De frackvloeistof bestaat voor het merendeel uit water, met daarin proppants en hulpstoffen (ca. 2%). Een aantal van deze hulpstoffen kunnen in hoge concentraties schadelijk zijn

² Zijp en Heege, Shale gas in the Netherlands: current state of play, International Shale Gas and Oil Journal, issue February 2014

- Een mogelijk risico van schalie- en steenkoolgaswinning is de vervuiling van het grondwater door het falen van de boorgatintegriteit, migratie van vloeistof of methaan direct vanuit de schalie- of steenkoollaag of via de boorput of door morsingen en lekkages op de boorlocatie

Witteveen+Bos geeft aan dat deze mogelijke gevolgen en risico's voor natuur, mens en milieu beheersbaar zijn en dat de huidige wettelijke kaders voldoende mogelijkheden bieden om de risico's te adresseren. Daarnaast wordt geadviseerd altijd een locatie specifiek onderzoek uit te (laten) voeren met als doel per potentiële winningslocatie de effecten van schaliegaswinning op mens, natuur en omgeving te inventariseren en risico's te minimaliseren.

De commissie M.E.R. heeft aangegeven dat de risico's op het niveau van een boorput of winlocatie vergelijkbaar zijn met die bij conventionele gaswinning, maar dat vooral de schaal waarop het gehele boor- en frack-proces plaatsvindt mogelijk extra risico's introduceert. De commissie M.E.R. gaf ook aan dat Witteveen+Bos vooral naar de ondergrondse aspecten heeft gekeken en in mindere mate naar de bovengrondse effecten. Naar aanleiding van deze uitspraken heeft de Minister besloten een Het PlanMER Schaliegas te ontwikkelen.

Deze studie inventariseert het bestaan en de ontwikkeling van nieuwe technologieën die de risico's van schaliegaswinning op mens, milieu en leefomgeving kunnen verminderen met een focus op grond- en oppervlaktewater, emissies, bodembewegingen en ruimtebeslag.

Tekstkader 1: Centrale Onderzoeksvraag

Centrale onderzoeksvraag:

Zijn er ontwikkelingen en technologieën waarmee de (rest)risico's van de winning van schaliegas (boren, fracken, productie van gas, water en boorgruis) kunnen worden verminderd?

Afbakening

Deze studie richt zich op de inventarisatie van nieuwe ontwikkelingen en technologieën die (rest)risico's van de winning van schaliegas verminderen, maar dan uitsluitend op die thema's die zijn vastgesteld door de opdrachtgever, het Ministerie van Economische Zaken.

Onder (rest)risico's wordt het risico van een ongewenste gebeurtenis verstaan, dat resteert na het nemen van maatregelen, zoals zijn voorgesteld in het in 2013 verschenen Witteveen+Bos rapport.

Het risico van een activiteit wordt gezien als de kans op een (ongewenste) gebeurtenis vermenigvuldigd met het effect van deze gebeurtenis (risico = kans x effect). Risico's kunnen dus worden geminimaliseerd door met behulp van maatregelen de kans dat iets voorkomt te verlagen en/of door het effect te verkleinen. Risico's kunnen technisch van aard zijn en betrekking hebben op de winningsactiviteit zelf, of een bedreiging vormen op mens, natuur en milieu. Alhoewel voor sommige onderdelen beide soorten risico's geïdentificeerd worden kent het rapport een sterke focus op de laatste categorie.

In deze studie wordt gekeken naar nieuwe technologieën en andere ontwikkelingen die de kans op een incident beperken of nadelige effecten van dat incident kunnen inperken. De studie is kwalitatief van aard en geeft een overzicht van technologieën en andere beheersmaatregelen die nu, of in de nabije toekomst (de komende 5-10 jaar), beschikbaar komen. Een voorwaarde is dat ze nu al in ontwikkeling zijn of als niche technologie in beschikbare literatuur beschreven zijn. Kwantificering van kansen en mogelijke effecten is in veel gevallen alleen te doen door aanvullend locatie specifiek onderzoek en valt dus buiten de scope van dit onderzoek.

TNO en Deltares zijn beide als wetenschappelijke onderzoeksinstituut actief op de relevante gebieden. Gezamenlijk overzien zij het gehele hier benodigde kennisportfolio. Bouwend op hun bestaande expertise zijn de partners in staat de risico's en de voorgestelde maatregelen in perspectief te plaatsen en een helder overzicht te creëren, waarbij zoveel mogelijk verwezen wordt naar wetenschappelijke literatuur. Er wordt, in lijn met de vraag van het Ministerie van EZ en passend bij de onafhankelijke rol van TNO en Deltares, *geen* positie ingenomen ten opzichte van de wenselijkheid van de verschillende geïdentificeerde maatregelen. Er is gestreefd naar een zo compleet mogelijk overzicht van methoden om de restrisico's te verminderen. De weging, wenselijkheid en belang van het toepassen van deze methoden maakt deel uit van het politieke debat, en dient uiteindelijk worden vastgesteld door instanties die verantwoordelijk zijn voor wet- en regelgeving omtrent olie- en gaswinning in Nederland.

Voor nadere informatie ten aanzien van onze visie op integer onderzoek wordt verwezen naar:

- TNO: De TNO Code – *Zó werken wij aan een betere toekomst*³
- Deltares: Maatschappelijk Verantwoord Ondernemen⁴

Leeswijzer

De hoofdrapportage beschrijft per deelthema de relevante aspecten van de risico's en de (op termijn) beschikbare ontwikkelingen en technologieën, waarna aandacht besteed wordt aan algemene conclusies met betrekking tot verkleining van risico's rond schaliegaswinning in Nederland. Ieder hoofdstuk, dat steeds gekoppeld is aan een van de vragen gesteld door het Ministerie van Economische Zaken, is op dezelfde manier opgebouwd. Eerst wordt de vraag van het Ministerie weergegeven en voorzien van context: de aan de vraag gerelateerde risico's worden benoemd en in het perspectief geplaatst van de te verwachten Nederlandse situatie. Deze verschilt immers op meerdere punten sterk van de praktijk in bijvoorbeeld de Verenigde Staten, waar tot nu toe internationaal de meeste ervaring is opgebouwd. Vervolgens wordt ingegaan op de voor de verkleining van deze restrisico's met behulp van relevante ontwikkelingen en beschikbare technologieën. Ieder hoofdstuk wordt afgesloten met een antwoord op de deelvraag, waarbij specifiek aandacht wordt besteed aan het zogenaamde laaghangende fruit: de maatregelen die relatief eenvoudig of op korte termijn voor een verkleining van de restrisico's kunnen zorgen. Het hoofdrapport wordt afgesloten met een overkoepelend conclusiehoofdstuk, waarin de inzichten uit de verschillende deelconclusies zoveel mogelijk worden geïntegreerd.

³ https://www.tno.nl/downloads/TNO_CODE.pdf

⁴ http://deltares.nl/xmlpages/tan/files?p_file_id=23114

Binnen het onderzoek dat heeft geleid tot het rapport, is een hoeveelheid kennis verzameld die een goed overzicht geeft van de huidige praktijk op het gebied van schaliegaswinning en risicovermindering daarbij. Deze kennisbasis is, per deelvraag geordend, terug te vinden in de appendices.

Aanpak & Verantwoording

Om tot een adequate beantwoording te komen van de door het Ministerie van Economische Zaken gestelde vragen, zijn de antwoorden opgesteld door een multidisciplinair team van TNO en Deltares met daarin experts die betrokken zijn geweest bij recente schaliegasvraagstukken, die vanuit een ander werkveld over relevante expertise beschikken, of die een sterk track record hebben in onderzoek naar de winning van schaliegas en/of milieu-, gezondheids-, en veiligheidsrisico's van industriële activiteiten in het algemeen. Om tot één geheel te komen, zijn alle deelvragen op gelijke wijze systematisch benaderd.

Een conceptversie van het rapport is door externe experts gereviewd. Deze review is gedaan door vertegenwoordigers van het Ministerie van Economische Zaken, van het Ministerie van Infrastructuur en Milieu, van KWR Watercycle Research Institute, van de Vereniging van Waterbedrijven in Nederland (VEWIN), van EBN BV, van de Nederlandse Olie en Gas Exploratie en Productie Associatie (NOGEPa), van het Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) en van ARCADIS. Waar mogelijk en beschikbaar is het commentaar na aanleiding van de review opgenomen in de eindrapportage.

Aanpak

De werkzaamheden behelzen in de eerste plaats een studie van relevante literatuur beschikbare expertises en identificatie van lacunes. Die lacunes zijn vervolgens ingevuld middels interviews met experts en aanvullend literatuuronderzoek. Deze eerste fase is gevolgd door fase van kennisintegratie om niet alleen de vragen op zichzelf te antwoorden, maar ook de samenhang daartussen aan te geven

Zoals hierboven aangegeven wordt er per deelvraag een vast format gehanteerd om technologieën en ontwikkelingen te inventariseren:

1. Weergave van de gestelde vraag
2. Omschrijving van de relevantie risico's die beschouwd worden zoals zij in de huidige praktijk bekend zijn
3. Omschrijving van de Nederlandse situatie, om de vertaalslag te maken van de in het buitenland ontwikkelde kennis naar een voor Nederland relevante kennisbasis
4. Weergave van de relevante ontwikkelingen en technologieën die kunnen bijdragen aan een risicovermindering rondom schaliegaswinning in Nederland.
5. Thematische conclusie die duiding geeft aan de inventarisatie

Er is ook gekeken naar technologieën uit andere industrieën die relevant zouden kunnen zijn voor het minimaliseren van de (rest)risico's van schaliegas. Er worden veelbelovende technologieën ontwikkeld in andere industrieën, maar de toepassing bij de winning van schaliegas is meestal een kwestie van langere termijn.

Grote zorg is besteed om bronnen duidelijk te vermelden bij de beschrijving van de diverse technologieën, ontwikkelingen en andere relevante kennis. Om onafhankelijkheid te waarborgen is er in dit rapport voor gekozen om kennis en

technologie alleen op te nemen als de toepassing ervan aangetoond en verifieerbaar is in wetenschappelijke publicaties. Hierbij is zo veel mogelijk gebruik gemaakt van peer-reviewed publicaties. Om de link tussen informatie en referentie zo duidelijk mogelijk te maken en verdubbelingen te voorkomen zijn de referenties voornamelijk opgenomen in de achtergrondinformatie (appendices), en niet in de hoofdrapportage. De focus van de referenties in dit rapport ligt op de meest recente literatuur (grotendeels de laatste 5 jaar) en specifieke inzichten voor Nederland. Het rapport van Witteveen+Bos (2013) is een belangrijke basis voor dit rapport. Een ander belangrijk uitgangspunt is de studie van Tyndall (2011) die vanuit een Engels perspectief naar de impact van schaliegaswinning heeft gekeken en in haar omschrijving van de base case een voor Europa relevante spreiding hanteert qua kwantitatieve aannames omtrent schaalgrootte. Deze base case sluit beter aan op de Nederlandse situatie dan kennis en ervaringen uit de Amerikaanse context. Daarnaast is het EBN Notional Field Development Plan van Halliburton (2011) gebruikt, omdat dit specifiek is toegespitst op de Nederlandse situatie. Deze studies geven kwantitatieve inzichten in de operaties die gemoeid zijn met schaliegaswinning voor mogelijke Nederlandse situaties. Bedrijven uit vrijwel de gehele keten zijn middels interviews of reviewsessies geconsulteerd ten behoeve van input en volledigheid van dit rapport. De precieze details en meerwaarde van nieuwe ontwikkelingen en technologieën bij service bedrijven zijn vaak onderdeel van bedrijfsvertrouwelijke informatie. Ook voor deze kennis, die mogelijk binnen enkele jaren beschikbaar kan komen, geldt dat ze alleen in het rapport is opgenomen als de toepassing ervan aangetoond en verifieerbaar is in wetenschappelijke publicaties.

Om een indicatie te geven van de rijpheid van de innovatieve technologie of ontwikkeling, wordt in veel sectoren gewerkt met de – uit de lucht- en ruimtevaarttechniek afkomstige – ‘Technology Readiness Levels’, of kortweg TRL⁵:

TRL 1 – basis principes waargenomen

TRL 2 – technologie concept geformuleerd (“proof of principle”)

TRL 3 – experimenteel bewijs (“proof of concept”)

TRL 4 – technologie gevalideerd in lab omgeving

TRL 5 – technologie gevalideerd in relevante milieu

TRL 6 – technologie gedemonstreerd in relevant milieu

TRL 7 – systeem prototype gedemonstreerd in operationeel milieu

TRL 8 – systeem gecompliceerd en gekwalificeerd

TRL 9 – werkelijk systeem bewezen in operationeel milieu

Ook in dit rapport hebben we dit als indicatieve tool gebruikt, maar maken we onderscheid in 3 categorieën, waarmee we zo veel mogelijk willen aansluiten bij het PlanMER Schaliegas. Deze categorieën geven de volwassenheid van innovaties weer gerelateerd aan de TRL's, met een verwachte periode tot het marktgereed beschouwd mag worden.

⁵ Gebaseerd op de TRL bijlage G gehanteerd door de Europese Unie in het nieuwe werkprogramma voor onderzoek en ontwikkeling Horizon 2020

- Categorie 1:** Deze innovaties hebben een TRL 1-3 en is daarmee een technologie bewezen tot een experimentele fase tot "Proof of Concept". Deze technologieën wordt niet op de markt verwacht in de komende 10 jaar.
- Categorie 2:** Deze innovaties hebben een TRL 4-6 en is een technologie die gevalideerd tot gedemonstreerd is in een relevant milieu. Deze technologieën zouden binnen 10 jaar op de markt kunnen verschijnen.
- Categorie 3:** Een innovatie/ontwikkeling met TRL 7-9 (groen) is een technologie die van prototype tot werkelijk bewezen is in een operationeel milieu. Deze technologieën zijn op korte termijn beschikbaar.

Verantwoording

Het hierbij gepresenteerde overzicht clustert kennis van verschillende disciplines en is daarmee een kennisbasis over technologieën en ontwikkelingen die de risico's van schaliegaswinning kunnen verminderen. De kennisbasis heeft als doel een belangrijke informatiebron te zijn voor alle belanghebbenden, en beoogt de besluitvorming over ontwikkeling van schaliegas in Nederland technisch-wetenschappelijk te ondersteunen.

De variëteit aan gevraagde expertises is breed en vraagt om een zeer multidisciplinair team, waarin een hoge mate van senioriteit is vertegenwoordigd. Hieronder een weergave van de verschillende afdelingen vanuit TNO & Deltares die aan dit onderzoek hebben bijgedragen.

- TNO Climate, Air and Sustainability
- TNO Petroleum Geosciences
- TNO Risk Analysis for Products In Development
- TNO Sustainable Geo-Energy
- TNO Sustainable Transport & Logistics
- TNO Water Treatment
- Deltares Soil and Groundwater Systems

HOOFDRAPPORTAGE

1 Grond- en Oppervlaktewater

1.1 Inleiding

1.1.1 Vraag:

Bij schaliegaswinning is er een risico op verontreiniging van grond- en oppervlaktewater door het morsen van chemicaliën, frackwater of teruggeproduceerd water, op welke wijze kan dit risico beperkt worden?

1.1.2 Overzicht van relevante risico's en processen

De winning van schaliegas is een intensief proces waarbij veel chemicaliën en proceswater worden gebruikt. Bovendien ontstaat er een grote hoeveelheid afvalstromen tijdens het boren van de putten, het fracken en de gasproductie. Het voornaamste afval bestaat uit afvalwater (flowback water van fracken en productiewater) en boorgruis. Op de winlocaties zullen de chemicaliën aangevoerd en opgeslagen moeten worden. Het afvalwater wordt eveneens opgeslagen in opslagtanks. Dit afvalwater kan ter plaatse worden gereinigd of worden afgevoerd naar een waterzuivering. De aanvoer, overslag, opslag en afvoer van de chemicaliën en het afvalwater kan morsen en lekkages met zich meebrengen waarbij de bodem en het grondwater worden verontreinigd. Incidenten in de vorm van morsen, lekkage, etc. zijn niet geheel te voorkomen en komen regelmatig voor bij conventionele en onconventionele gas- of oliewinning.

1.1.3 Relevante aspecten voor de Nederlandse situatie

Op Nederlandse mijnbouwlocaties worden maatregelen genomen en voorzieningen getroffen om de bodem te beschermen tegen verontreiniging, die ook in de vorm van doelvoorschriften worden voorgeschreven in de omgevingsvergunning vanuit het achterliggende Besluit omgevingsrecht. De Nederlandse Richtlijn Bodembescherming 2012 (NRB) is hiervoor momenteel het wettelijk kader. Voor bovengrondse opslag van vloeistoffen zoals chemicaliën en het afvalwater geldt de richtlijn Bodembescherming Bovengrondse Atmosferische Opslagtanks. Ook voor mobiele installaties op mijnbouwlocaties geldt dat bodembeschermende maatregelen getroffen dienen te worden (Besluit algemene regels milieu mijnbouw, Staatsblad 2008 125). De Nederlandse Richtlijn Bodembescherming biedt hiervoor een nadere, algemene uitwerking.

Het begrip "verwaarloosbaar risico" staat centraal in de NRB: een situatie waarbij door een combinatie van voorzieningen en maatregelen het ontstaan of de toename van verontreiniging van de bodem gemeten tussen nul- en eindsituatieonderzoek zo veel mogelijk wordt voorkomen en waarbij herstel van de bodem redelijkerwijs mogelijk is. Via de zogenaamde maatwerkroute kunnen niet-traditionele maatregelen geïmplementeerd worden waarmee eveneens een verwaarloosbaar risico wordt bereikt, wat gelegenheid biedt tot innovatie. Traditioneel worden vloeistofdichte vloeren en verhardingen gebruikt als bodembeschermende voorziening maar in principe zijn ook andere doelmatige fysieke voorzieningen toegestaan.

Ook in Nederland vinden bij mijnbouwlocaties incidenten plaats met bodemverontreinigende stoffen. Uit jaarverslagen van de Staatstoezicht op de Mijnen is op te maken dat er van 2007 tot 2012 150 incidenten zijn geweest met stoffen die de bodem verontreinigen en dat er hiervan 30 hebben plaatsgevonden

buiten de mijnbouwlocatie (Hartog & Cirkel, 2013). Het risico op verontreinigingen van bodem en grondwater bestaat dus niet alleen op de winlocatie maar ook daarbuiten. Volgens de jaarverslagen is in alle gevallen van bodemverontreiniging de bodem gesaneerd volgens de bestaande wet- en regelgeving.

1.2 Technologieën en ontwikkelingen die de (rest)risico's bij schaliegaswinning verminderen

Diverse technieken zijn beschikbaar die zich richten op bodembescherming en preventie van lekkage van opslagtanks en bijbehorende leidingen. Het gaat hier vooral om technieken die 1. indringing van vloeistoffen en andere materialen in de bodem moeten voorkomen en 2. lekkage van opslagtanks en leidingen moeten voorkomen. Veel van deze technieken zijn in de afgelopen tientallen jaren ontwikkeld en nieuwe ontwikkelingen komen meer evolutionair tot stand dan revolutionair.

Bij een eventuele toekomstige wijziging in de wetgeving, kunnen er ook nieuwe technieken meegenomen worden. Potentieel interessant als nieuwe techniek is het gebruik van geotextiel en geosynthetics als preventieve maatregel om verontreiniging van de bodem en het grond- en oppervlaktewater te voorkomen. Het gaat om linersystemen van vloeistofdicht materiaal waar een drainerende laag in zit. Het kan voorzien worden van een schokdempende laag zodat er vrachtwagens overheen kunnen rijden. Deze maatregel is waarschijnlijk vooral interessant om toegepast te worden op plaatsen waar of gedurende relatief korte tijd bodembedreigende activiteiten plaats vinden of weinig frequent risico's op bodemverontreiniging plaatsvinden.

Ontwikkelingen die gaande zijn bij opslagtanks zoals ook gebruikt in de Amerikaanse olie-industrie, betreffen met name het materiaal waarvan de tanks zijn gemaakt en de coatings die worden toegepast. Nieuw materiaal waaruit de tanks worden gemaakt zijn glasfibers of stalen tanks voorzien van glasfiber of duurzame coatings. Nieuwe ontwikkelingen voor opslagtanks gemaakt van kunststoffen, plastics en epoxy vinden ook plaats in Nederland (Jong et al. 2009).

Belangrijk is daarnaast dat 1. wanneer een incident optreedt er snel gehandeld kan worden om de omvang zo veel mogelijk te beperken, 2. incidenten niet alleen beperkt blijven tot winningslocaties maar ook kunnen optreden buiten deze locaties middels ongelukken tijdens wegtransport en mankementen aan leidinginfrastructuur. Adequate handhaving en inspectie zijn essentiële elementen die bijdragen aan het beperken van incidenten.

1.3 Conclusies

Incidenten in de vorm van morsen, lekkage, etc. komen, zoals gerapporteerd⁶ door SodM, voor op mijnbouwlocaties of tijdens transport van en naar de locaties (middels leidingen of over de weg). In de afgelopen tientallen jaren is veel bereikt om de effecten op de bodem te beperken middels maatregelen en voorzieningen. Dit geldt zowel ten aanzien van regelgeving als technologieën. Adequate handhaving en inspectie vervullen hierbij ook een belangrijke rol.

⁶ Uit Jaarverslagen van Staatstoezicht op de Mijnen

Technische ontwikkelingen rondom bodembescherming of preventie van lekkage van tanks en leidingen komen tegenwoordig meer evolutionair tot stand. Een interessante, nieuwe en preventieve techniek is het gebruik van geotextiel en geosynthetics op oppervlakken (*Categorie 3*).

2 Migratie van Methaan

2.1 Inleiding

2.1.1 Vraag:

Wat zijn de recentste bevindingen op het gebied van migratie van methaan of andere componenten van de gefracte schalielaag naar de bovenliggende grondwatervoerende laag? En in het bijzonder voor Nederland. Zijn er nieuwe technieken bekend waarmee op locatie, in detail, en ondergronds metingen kunnen worden gedaan om eventuele lekkages en/of migratie van methaan of andere componenten naar grondwatervoerende lagen te ontdekken?

2.1.2 Overzicht van relevante risico's en processen

Het belangrijkste risico van migratie van chemische componenten van de gefracte schalielaag naar de bovenliggende grondwatervoerende laag is dat ondiepe grondwatervoerende lagen verontreinigd worden. Dit risico wordt bepaald door de kans dat door het fracken een migratiepad ontstaat tussen de fracks en ondiepe grondwatervoerende lagen, en het effect van eventuele vervuiling. Vanwege de specifieke gesteente-eigenschappen van schalies (o.a. lage permeabiliteit) is het zeer onwaarschijnlijk dat migratie van methaan zorgt voor verontreiniging van ondiepe grondwatervoerende lagen als – en dus per situatie onderzocht moet worden – (1) de winning op voldoende diepte plaatsvindt zodat er geen directe verbinding tussen de fracks en grondwatervoerende lagen gevormd wordt, (2) er geen grote natuurlijke breuken aanwezig zijn die een verbinding tussen fracks en grondwatervoerende lagen vormen waarlangs methaan of andere componenten kunnen migreren, en (3) het fracken de isolerende werking van gecementeerde putten niet beïnvloedt.

2.1.3 Relevante aspecten voor de Nederlandse situatie

Uit micro-seismische monitoring van de verticale reikwijdte van fracks in de VS en Canada blijkt (1) dat geen van de fracks reikt tot grondwatervoerende lagen, (2) dat de afstand tussen de top van de frack en grondwatervoerende lagen in meer dan 99% van de gevallen meer dan 1000 meter is en de bijbehorende fracks minder dan 350 meter vanaf de horizontale strengen naar bovenliggende lagen reiken, en (3) dat de verticale reikwijdte van fracks sterk afhankelijk is van locatie-specifieke factoren (zoals lokale spanningstoestand) en van de manier van fracken (vooral de hoeveelheid geïnjecteerde frackvloeistof).

Voor schaliegaswinning in Nederland wordt uitgegaan van winning op dieptes groter dan 1500 meter. Er is op dit moment nog geen praktische ervaring met het fracken van de Nederlandse schalies (zie ook Witteveen+Bos 2013 voor ervaring in Nederland met fracken bij conventionele gaswinning). Modelleerstudies voor de Posidonia Formatie laten zien dat de verticale reikwijdte van fracks kleiner dan ~200 meter vanaf strengen is (afhankelijke van injectievolume). Een directe verbinding tussen de fracks en grondwatervoerende lagen is dus vrijwel uitgesloten. Er zijn uit de VS en Canada geen voorbeelden bekend waarbij het fracken voor schaliegaswinning voor verbinding tussen fracks en grondwatervoerende lagen langs natuurlijke breuken heeft gezorgd. Vanuit de conventionele gaswinning in Nederland zijn er zijn geen aanwijzingen dat migratie van methaan of andere componenten langs natuurlijk breuken op korte (niet-geologische) tijdschaal een

risico vormt. In de VS en Canada wordt migratie van methaan of andere componenten van de gefracte schalielaag naar de bovenliggende grondwatervoerende laag langs de boorput gezien als een belangrijke mogelijke oorzaak van verontreiniging van grond- of oppervlaktewater. Het risico is aanwezig als het ontwerp, de plaatsing of de cementering van de put niet goed uitgevoerd zijn. Dit risico is in Nederland beperkt door stringente wet- en regelgeving voor het ontwerp van boorputten. Vanwege de grotere schaal waarop fracken bij schaliegaswinning plaatsvindt, kan de invloed van het fracken op de isolerende werking van boorputten een aandachtspunt zijn (zie ook sectie 6).

2.2 Technologieën en ontwikkelingen die de (rest)risico's bij schaliegaswinning verminderen

De belangrijkste analyses en maatregelen die voor aanvang van het fracken en schaliegaswinning gebruikt kunnen worden om risico's van migratie te beperken zijn (TRL8-9):

1. Een analyse van de bestaande samenstelling en eventueel al aanwezige verontreinigingen in het grondwater ("baseline").
2. Locatie-specifieke analyse van de geologische en geomechanische condities van de ondergrond wat betreft de aanwezigheid van grootschalige permeabele breuken.
3. Een ontwerp, plaatsing en cementering van de boorputten conform de Nederlandse wetgeving, rekening houdend met de geplande frackactiviteiten, met de aanwezigheid van grootschalige breuken en met nabij gelegen boorputten.
4. Een inschatting van de dimensies van fracks in de ondergrond met behulp van modellen voor de locatie-specifieke uitvoering van het fracken.

De belangrijkste analyses en maatregelen die tijdens de proeffase/ initiatiefase het fracken en gaswinning gebruikt kunnen worden zijn (TRL8-9):

1. Monitoring van de samenstelling en verontreinigingen in het grondwater, zodat kan worden vastgesteld of migratie optreedt.
2. (Micro-)seismische monitoring om de reikwijdte van fracks en de dimensies van het gestimuleerde reservoir volume te bepalen (zie ook secties 7, 9).
3. Implementeren van een "stoplicht" of "hand aan de kraan" methode (o.a., Bommer et al. 2006), waarbij winningsactiviteiten tijdelijk gestopt of gestaakt worden als migratie waargenomen wordt.

De belangrijkste nieuwe technieken voor het beperken van migratie risico's bij schaliegaswinning zijn gericht op het verbeteren van ondergrondse monitoring van lekkages door (1) het verbeteren van het ontwerp van seismische monitoringnetwerken en van methodes om (micro-) seismische data te verwerken en te interpreteren zodat migratiepaden die door fracken kunnen ontstaan beter in kaart kunnen worden gebracht, (2) ontwikkeling van sensors die op hoge resolutie veranderingen in chemische samenstelling in diepe aquifers boven de schalielaag kunnen detecteren, en (3) het combineren van verschillende monitoring technieken bijvoorbeeld op basis van tracers, temperatuur, elektrische geleidbaarheid, of akoestische signalen (TRL1-4).

Op korte termijn (1-3 jaar) kan aanvullend onderzoek op het gebied van de interactie van fracks met geologische structuren en boorputten voor de Nederlandse situatie meerwaarde hebben. Op langere termijn (3-5 jaar) is het

vooral van belang de kennislacunes wat betreft het gebruik van (micro-seismisch en chemische) monitoring om verticale migratie langs boorputten te detecteren en mitigeren op te heffen.

2.3 Conclusie

Uit micro-seismische monitoring van de verticale reikwijdte van fracks in de VS en Canada blijkt dat geen van de fracks reikt tot grondwatervoerende lagen en dat de afstand tussen de top van de frack en grondwatervoerende lagen in vrijwel alle gevallen meer dan 1000 meter is.

Modellerstudies voor de Posidonia Formatie laten zien dat een directe verbinding tussen de fracks en grondwatervoerende lagen ook voor Nederland vrijwel uitgesloten is. Risico's van migratie van methaan of andere componenten van de gefracte schalielaag naar de bovenliggende grondwatervoerende lagen zijn in vrijwel alle situaties beperkt, en alleen significant als het fracken de isolerende werking van boorputten beïnvloedt. Dit risico is in Nederland beperkt door stringente wet- en regelgeving voor het ontwerp van boorputten, maar kan, gezien de schaal van fracken bij schaliegaswinning, een aandachtspunt zijn.

Voor aanvang van het fracken en schaliegaswinning kan locatie-specifieke analyse van de geologische en geomechanische condities van de ondergrond, modellering van verwachte dimensies van fracks, en extra aandacht voor frackactiviteiten bij de planning en ontwerp van boringen bijdragen aan het beperken van migratie risico's (*Categorie 3*).

Tijdens het fracken kan micro-seismische monitoring en monitoring van samenstelling en verontreinigingen in het grondwater en/of diepere waterhoudende lagen worden toegepast om fracken of gaswinning tijdig te staken of te beperken (*Categorie 2*).

Op middellange termijn (3-5 jaar – *Categorie 2*) kunnen verbeteringen in het ontwerp van seismische monitoringnetwerken, verdere ontwikkeling van hoge resolutie sensors voor monitoring, en het combineren van verschillende monitoring technieken bijdragen aan het verder beperken van migratie risico's.

3 Chemicaliën bij het boren en fracken

3.1 Inleiding

3.1.1 Vraag:

Bij het boren en fracken wordt gebruik gemaakt van diverse chemicaliën. Kan het gebruik van deze chemicaliën worden vermeden? Zijn er alternatieven? Wat zijn de ontwikkelingen met betrekking tot nieuwe duurzame chemicaliën? Kunnen de chemicaliën worden vervangen door biologisch afbreekbare (in de diepe ondergrond of in een eventuele waterzuiveringsinstallatie) en of niet milieuschadelijke stoffen?

3.1.2 Overzicht van relevante risico's en processen

Het risico van het gebruik van chemicaliën bij het fracken wordt bepaald door de kans dat de chemicaliën aan het aardoppervlak of in de ondergrond een schadelijke werking hebben en het effect van de schadelijke werking op de omgeving. Het risico dat chemicaliën aan het aardoppervlak een schadelijke werking hebben wordt voornamelijk bepaald door de kans van morsen of lekkages (zie sectie 1), de hoeveelheid, concentratie en toxiciteit van de gelete chemicaliën, en de locatie specifieke interactie met de omgeving waar gelete chemicaliën terecht kunnen komen. Voor het risico in de ondergrond zijn diepte en verspreiding ook belangrijke factoren. Voor het effect in de ondergrond is bovendien van belang hoe de chemicaliën zich gedragen bij hogere temperatuur en druk. Sommige chemicaliën breken snel af in de ondergrond en zijn daardoor minder of niet schadelijk in de ondergrond. De toxische werking van pure substanties zegt weinig over de mogelijke effecten van verdunde substanties op het milieu bij de schaliegaswinning. De voor gaswinning optimale samenstelling van de chemicaliën in een frackvloeistof kan verschillen per frackactiviteit, en is onder andere afhankelijk van de diepte, dikte, samenstelling en eigenschappen van het reservoirgesteente.

Frackvloeistoffen *kunnen* de volgende chemicaliën bevatten:

- 1) water is het hoofdbestanddeel en dient als oplosmiddel of transportmiddel voor de andere bestanddelen,
- 2) opvulkorrels ("proppants") bestaande uit gezeefd zand of keramische korrels van bepaalde grootte om fracks open te houden na het fracken zodat gas naar het boorgat kan stromen,
- 3) zuren en zuurgraad stabilisatoren om te voorkomen dat silicaten in de gelaagde stenen gaan zwellen of om sommige mineralen uit het gesteente op te lossen,
- 4) ijzeroxide controllers ("iron control additives") om neerslag van ijzer- of metaaloxiden in de boorput te voorkomen,
- 5) gel polymeren, gel stabilisatoren, "viscosifiers" en "cross-linkers" om de viscositeit en draagkracht van de frackvloeistof te verhogen zodat de opvulkorrels worden getransporteerd naar de fracks en "cross-linkers" om gels met hoge viscositeit en draagkracht te vormen,
- 6) smeermiddelen ("friction reducers") om de wrijving in het boorgat tijdens het pompen te verlagen,
- 7) oppervlakte-actieve stoffen ("surfactants") om oppervlaktespanning tussen gesteente en de vloeistof te reduceren zodat in- en uitstroom van de frackvloeistof bevorderd wordt,

- 8) corrosie controllers ("corrosion inhibitors") om corrosie van de boorput tegen te gaan,
- 9) klei stabilisatoren ("clay stabilisers") zijn bedoeld om zwellende en migratie van watergevoelige klei tegen te gaan,
- 10) gel brekers om gels na vorming weer af te breken zodat ze na hun werking uit het boorgat terug geproduceerd kunnen worden,
- 11) zuurstof controllers ("oxygen scavengers") té snelle afbraak van polymeren, neerslag van ijzer- of metaaloxiden in de boorput tegen te gaan en ter voorkoming van oxidatie,
- 12) kalkneerslag controllers ("scale inhibitors") kunnen gebruikt worden om neerslag van sommige slecht oplosbare carbonaat en sulfaat zouten tegen te gaan,
- 13) biociden om de groei van bacteriën te voorkomen,
- 14) vloeistofverlies controllers ("fluid-loss additives") om de opname van frackvloeistof door het gesteente te beperken zodat het grotendeels teruggewonnen kan worden, en
- 15) "anti-surfactants" en ontschuimers ("defoamers") heffen de werking van oppervlakte-actieve stoffen op en gaan schuimvorming tegen.

Naast deze analyse van de functionaliteit wordt in het rapport de toxiciteit van de meest gebruikte chemicaliën geanalyseerd op basis van bestaande richtlijnen, classificaties en registraties, en trends in ontwikkeling van mogelijke alternatieven geïdentificeerd (zie appendix C1).

3.1.3 Relevante aspecten voor de Nederlandse situatie

In de meeste gevallen worden voor het boren en fracken voor schaliegaswinning dezelfde vloeistoffen gebruikt als voor het boren naar conventioneel gas (zie ook Witteveen+Bos 2013), hoewel de optimale samenstelling van de chemicaliën in een frackvloeistof kan verschillen afhankelijk van de eigenschappen van het reservoirgesteente.

De Nederlandse Olie en Gas Exploratie en Productie Associatie (NOGEP) heeft een overzichtstabel gemaakt van *alle producten* die in de laatste 5 jaar bij het winnen van olie en gas in Nederland zijn gebruikt (NOGEP, 2013). Er is in Nederland geen praktijkervaring met het fracken voor schaliegaswinning. De producten in de overzichtstabel van NOGEP (2013) zijn tot op heden dan ook toegepast bij het fracken voor gaswinning uit zogenaamde 'tight gas' zandstenen, of andere minder permeabele conventionele gasreservoirs.

Wat betreft toxiciteit van gebruikte chemicaliën zijn in het overzicht van NOGEP (2013) gevaar-classificaties en risico's weergegeven voor zowel de individuele componenten (op basis van richtlijn 67/548/EEG) als de producten als geheel (op basis van richtlijn 99/45/EG). Voor het gebruik van gevaarlijke chemicaliën tijdens gaswinningsactiviteiten op landlocaties moet informatie aangeleverd worden die aantoont dat de activiteiten voldoen aan de REACH -, CLP - en Biociden -EU Verordeningen. Waarbij opgemerkt moet worden dat hulpstoffen die opgenomen zijn in REACH, dat ze daarnaast ook goedgekeurd moeten worden voor het gebruik als frackvloeistof (zie appendix C2).

3.2 Technologieën en ontwikkelingen die de (rest)risico's bij schaliegaswinning verminderen

De meeste kennis ontwikkeling op het gebied van frackvloeistoffen vindt plaats bij de service industrie die frackoperaties voor de E&P industrie plant en uitvoert. Uitgebreide informatie over fracktechnieken en frackvloeistoffen is te vinden op diverse websites van de service industrie. De meest recente ontwikkelingen vanuit de service industrie zijn voornamelijk gericht op efficiënter fracken zodat minder frackvloeistof nodig is en op minder schadelijke en milieuvriendelijkere frackvloeistoffen. Een screening van de toxiciteit van de meest gebruikte chemicaliën kan gebruikt worden om het risico van het gebruik van chemicaliën bij het fracken te beperken door (1) de *stof-specifieke* functie bij het fracken te bepalen, (2) chemicaliën met ongewenste classificatie(s) door chemicaliën zonder classificatie of met lagere classificatie te vervangen, en (3) geclassificeerde chemicaliën in lagere concentraties of niet te gebruiken indien dat de efficiëntie van het fracken en gaswinning niet teveel benadeelt.

Daarnaast is er veel ontwikkeling op het gebied van alternatieve, duurzamere, biologisch afbreekbare en niet-milieuschadelijke chemicaliën in frackvloeistoffen. De meerwaarde en technische toepasbaarheid van deze chemicaliën is vaak nog niet getest en moet per geval bekeken worden om zo tot een milieuvriendelijker frackvloeistof te komen. Het is daarbij van belang de werkelijke toxische werking van de chemicaliën onder de relevante omstandigheden te bepalen. Ook kunnen speciale technieken worden gebruikt zodat het fracken beter gecontroleerd kan worden of efficiënter plaatsvindt. Door de betere controle van het fracken, of door andere stimuleringstechnieken kan met minder frackvloeistof en/of chemicaliën gewerkt worden. Een veelbelovende techniek die hierop aansluit is het zogenaamde “zipper” fracken, waarbij het fracken gelijktijdig van twee parallel lopende horizontale schaliegasputten plaatsvindt en daarmee beter gecontroleerd wordt. Deze techniek wordt in de VS en Canada al toegepast.

Er zijn ook speciale boortechnieken die het fracken op langere termijn (5-10 jaar) zouden kunnen vervangen, o.a. “radial wells” waarbij delen van het reservoir vanuit een centrale boorput aangeboord of “needle/fishbone wells” waarbij vanuit een centrale boorput met “hydro-jetting” een groot aantal korte, dunne boringen wordt gespoten.

Andere technieken (zoals thermisch, pneumatisch, elektrisch of exothermisch fracken, of fracken met explosieven of drukpulsen) zijn exotisch of in de experimentele fase (hooguit 1 of enkele keren in gecontroleerde omgeving toegepast), en is het dat onduidelijk of deze technieken meerwaarde hebben en op welke korte termijn ze toepasbaar zijn.

3.3 Conclusies

Het risico van het gebruik van chemicaliën bij het fracken wordt bepaald door de kans dat chemicaliën aan het aardoppervlak of in de ondergrond een schadelijke werking hebben en het effect van de schadelijke werking op de omgeving. De voor gaswinning optimale samenstelling van de chemicaliën in een frackvloeistof kan verschillen per frackactiviteit, en is onder andere afhankelijk van de diepte, dikte, samenstelling en eigenschappen van het reservoirgesteente. Hoewel de toxische werking van pure substanties *alleen* weinig zegt over de mogelijke effecten van

verdunde substanties op het milieu bij de schaliegaswinning, kan deze wel gebruikt worden om het risico van het gebruik van chemicaliën in frackvloeistoffen te beperken (*Categorie 3*).

Een inventarisatie van chemicaliën die in Nederland bij fracken zijn aangewend (zie appendix C2), maakt duidelijk dat er mogelijkheden zijn om veiliger stoffen te kiezen met eenzelfde functionaliteit als minder veilige stoffen. Er is veel ontwikkeling op het gebied van alternatieve, duurzamere, biologisch-abbrekbare en niet-milieuschadelijke chemicaliën in frackvloeistoffen.

Naast ontwikkelingen in het gebruik van chemicaliën bij boor- of frackvloeistoffen, zijn er ook (niche-)technieken zoals “zipper” fracken en speciale boortechnieken die het fracken efficiënter kunnen maken of zelfs vervangen zodat gebruik van chemicaliën verminderd of voorkomen kan worden. De meerwaarde en technische toepasbaarheid van de meeste andere technieken is onduidelijk en is het onwaarschijnlijk dat ze op korte termijn (< 5 jaar) toepasbaar zijn.

Het is onbekend wat de ideale samenstelling van frackvloeistoffen voor de schalies in Nederland is. Deze lacune kan op korte termijn (1-2 jaar) kleiner gemaakt worden door het analyseren van de gesteente eigenschappen en effecten van verschillende frackvloeistoffen voor schalies uit de VS en Canada. Het volledig dichten van deze lacune kan alleen door praktische ervaring op te doen met het fracken van Nederlandse schalies. Andere lacunes liggen vooral in de toepasbaarheid en meerwaarde van meer exotische alternatieven voor chemicaliën in frackvloeistoffen die nu alleen nog in laboratoria getest zijn (termijn van toepassing 5-10 jaar – *Categorie 2*).

4 Zuivering van retour- en productiewater

4.1 Inleiding

4.1.1 Vraag:

Er wordt een grote hoeveelheid water de bodem ingebracht en weer geproduceerd. Het terug geproduceerde water bevat schadelijke stoffen die van nature in de aarde aanwezig zijn. Het verwerken van teruggeproduceerd water is bekend probleem in de conventionele gasindustrie. Vooral de schaal van de hoeveelheden teruggeproduceerd water bij schaliegas, vraagt om nieuwe oplossingen op het gebied van zuiveren. Zijn conventionele waterzuiveringsinstallaties beschikbaar om het geproduceerde water te zuiveren? Kan dit op locatie? Kan dit water zonder additionele risico's op het oppervlakte water geloosd of worden hergebruikt?

4.1.2 Overzicht van relevante risico's en processen

Twee soorten te produceren waterstromen kunnen onderscheiden worden bij schaliegaswinning: het flowback water, dat geproduceerd wordt onmiddellijk na het fracken, en het productiewater, dat mee geproduceerd wordt bij de exploitatie van schaliegas. Bij het eerste gaat het – uitgaande van Tyndall (2011) (zie appendix D1) om een relatief groot volume binnen een korte tijd en bij het laatste om geringe volumina gedurende de exploitatieperiode van de put. In beide gevallen is sprake van water met een slechte kwaliteit: het productiewater zal een brijn zijn met concentraties boven die van zeewater, waarin o.a. koolwaterstoffen als benzeen meegeproduceerd worden. Bij het flowback water kan het om wat lagere zoutconcentraties gaan maar komen de additieven van het frackwater ook weer deels terug. Het is ongewenst dat deze waterstromen in het oppervlaktewater, de bodem of de bijbehorende grondwaterpakketten terecht komen.

Drie scenario's of combinaties hiervan zijn denkbaar bij de verwerking van deze waterstromen: 1. zuivering tot het water weer (terug) gebracht kan worden in het milieu, 2. injectie van het water in een verlaten gasveld (wat voor het productiewater bij de conventionele gaswinning onder strikte voorwaarden mogelijk is in Nederland), 3. hergebruik in volgende frackactiviteiten. Bij het tweede en derde scenario is mogelijk zuivering op een deel van de (niet-natuurlijke) stoffen nodig, wat mede afhankelijk zal zijn van de regelgeving.

4.1.3 Relevante aspecten voor de Nederlandse situatie

Bij conventionele gaswinning op het land wordt het productiewater geïnjecteerd in een (leeg) gasveld. In Nederland bestaat dus ervaring met het verwerken van productiewater. Relevant is dat bij een putinspectie-campagne in 2008 drie van de vijf injectieputten problemen had met putintegriteit, gebreken of onzekerheid hieromtrent (Vignes, 2011). Dit aantal van 60% is beduidend hoger dan het aantal productieputten dat vergelijkbare gebreken vertoonde in dezelfde campagne, namelijk 1 van de 26.

Bij de winning van schaliegas komt water vrij dat zouter kan zijn dan zeewater, ofwel een brijn. Ter vergelijking: bij de conventionele gaswinning komt tot 200 g Cl⁻/L mee in het productiewater terwijl zeewater 19 g Cl⁻/L bevat. In Nederland zijn nu geen installaties operationeel die op commerciële schaal zeewater of nog zouter water ontzilten. In het recente verleden stond zo'n installatie op Texel, maar die is in

1994 gesloten. In andere delen van de wereld waaronder de Arabische wereld zijn dit soort installaties wel operationeel. In Nederland is wel veel ervaring met zuivering van allerlei soorten afvalwater, waarbij bedacht kan worden dat Nederland ook een omvangrijke petrochemische industrie kent. Praktijkervaring op het gebied van waterzuivering is dus breed aanwezig en kennisontwikkeling vindt ook bij diverse onderzoeksgroepen plaats.

4.2 Technologieën en ontwikkelingen bij waterzuivering

Waterzuivering bij schaliegaswinning staat ten opzichte van waterzuivering bij andere industrieën nog in de kinderschoenen. Voor de behandeling van flowback water ligt het voor de hand om technologieën te gebruiken die in de olie- en gasindustrie al gebruikt worden of die in andere sectoren al gebruikt worden voor waterzuivering voor de specifieke stoffen die in het flowback water aanwezig zijn. Relevante zuiveringsstappen, zoals ook al bleek uit de ervaring in de Verenigde Staten, die kunnen worden ondergaan voor de behandeling van flowback water en productiewater, zijn:

- Verwijderen gesuspendeerde delen (suspended solids: SS) en zand;
- Olieverwijdering;
- Verwijderen opgeloste organische stoffen (aromaten, frac-chemicaliën, natuurlijke organische materialen NOM);
- Verwijderen zware metalen en aanslagvormers (divalente ionen);
- Verwijdering van zout;
- Desinfectie.

De mate waarin de stappen moeten worden doorlopen (de intensiteit, kwaliteitseisen en benodigde zuiveringsketen) hangt af van de kwaliteit die vereist is voor lozen, injectie of hergebruik. Hoe meer zuiveringsstappen, hoe beter de kwaliteit van het water uiteraard wordt.

Innovatieve technologieën lijken vooral nodig voor ontzouten, omdat dit de duurste en meest energievragende stap is. Technologieën als membraandestillatie, membraan destillatie/kristallisatie en vrieskristallisatie zouden na verdere ontwikkeling mogelijk bruikbaar kunnen zijn, maar ook bestaande thermische ontzoutingsmethoden moeten voor de toepassing van flowback water nog verder getest worden. Op dit moment is er één ontzoutingscentrale in werking in Pennsylvania (VS) die de economische en milieutechnische haalbaarheid heeft aangetoond en afvalwater omzet in water wat aan de lokale lozingseisen voldoet en in zout wat voor vorstbestreiding (strooizout) gebruikt kan worden (Hirsch, 2014).

In Tabel 1 worden verschillende technologieën genoemd, die in staat geacht worden om de gewenste zuiveringsstap uit te voeren, met de bijbehorende TRL. De TRL (zie Aanpak & Verantwoording voor een toelichting) is gebruikt voor de algemeen voorkomende situatie in alle sectoren. Een beschrijving van de technologieën is te vinden in Appendix D2: Korte omschrijving van waterzuiveringstechnologieën

Tabel 1. Technologieën voor het verwijderen van verschillende stofgroepen in flowback water.

Gesuspenderde delen en zand		Gedispergeerde olie		Ontzouten	
Technologie	T R L	Technologie	T R L	Technologie	T R L
CPI/PPI	9	CPI/PPI	9	Kristallisatie	9
Hydrocycloon	9	Hydrocycloon	9	Vrieskristallisatie	4
(zakken)filtratie	9	Kaarsfiltratie	9	RO	9
Mediafiltratie	9	Mediafiltratie	9	Voorwaardse osmose	9
Microfiltratie/ Ultrafiltratie	9	Electrocoagulatie	9	Membraan destillatie	7
Flocculatie/ coagulatie	9	Dissolved air flotatie (DAF)	9	Membraan destillatie/kristallisatie	3
Opgeloste organische stoffen		Divalente ionen/zware metalen		Multi Stage Flash (thermische ontzouting)	9
Electrocoagulatie	9	Precipitatie	9	Multi Effect Distillatie (thermische ontzouting)	9
Actief kool filtratie	9	Media filtratie	9	Mechanische damp recompressie (thermische ontzouting)	9
Vloeistof-vloeistof extractie	9	Kristallisatie	9	Desinfectie	
Pertractie	9	NF	9	UV	9
MPPE	9	Ionenwisseling	9	Chloor, chloordioxide, natrium-hypochloriet	9
UV/H ₂ O ₂ /O ₃ (AOP)	9				
RO	9				

CPI/PPI: corrugated plate interceptor/parallel plate interceptor

AOP: advance oxidation processes

4.2.1 Capaciteit conventionele waterzuiveringsinstallaties

In principe zijn waterzuiveringsinstallaties beschikbaar om elke verontreiniging in het flowback/geproduceerde water te verwijderen. Echter, door de complexe samenstelling van het mengsel kan niet op voorhand met zekerheid gezegd worden hoe goed deze technologieën werken voor de gegeven omstandigheden.

Verwijdering van deeltjes, olie, (natuurlijk) organisch materiaal, aanslagvormers (bijv. Ca, Mg) is meestal mogelijk met conventionele technologieën, die ook deels al in de olie- en gasindustrie gebruikt worden. Ontzouten van het productiewater is de meest uitdagende stap in de zuivering. Als het zoute water niet geloosd of geïnjecteerd mag of kan worden, moet verregaand ontzout worden. Omgekeerde osmose (RO) is een conventionele ontzoutingsstap. Deze kan ingezet worden voor TDS (total dissolved solids) concentraties tot ongeveer 50 g/l. In het productiewater kunnen echter TDS concentraties voorkomen van wel 100 g/l, 200 g/l of zelfs meer. In dat geval zijn thermische ontzoutingsmethodes nodig om het zout uit het water te verwijderen, zoals membraandestillatie, multi stage flash en mechanische damp recompressie. Dit zijn technologieën die al wel in andere sectoren worden gebruikt, maar nog niet veel voor schaliegaswinning. De kosten van deze technologieën zijn hoog, met name de energiekosten. Het energieverbruik en de kosten stijgen echter

bij elke additionele zuiveringsstap en als een hoger zuiveringsrendement vereist is. Nader onderzoek zal moeten vaststellen of deze ontzoutingstechnologieën tegen acceptabele kosten ingezet kunnen worden en of ze in de praktijk ook geschikt zijn voor de flowback/productiewater stroom die vrij komt bij schaliegaswinning.

4.2.2 *Waterzuivering op de winningslocatie*

Zuivering van flowback water op locatie is in principe mogelijk. Gebaseerd op de scenario waarbij er op een winningslocatie met tien putten met daarbij vier verschillende zuiveringsstappen, is er een waterzuiveringsinstallatie nodig met de omvang van circa 8 zeecontainers groot. Zuiveringsinstallaties met de afmeting van een zeecontainer zijn beschikbaar. Geproduceerd afval, slib, en concentraat zullen wel afgevoerd moeten worden om elders behandeld te worden. De kosten voor de zuivering op locatie zullen vergeleken moeten worden met de kosten voor volledige afvoer en behandeling elders op een centrale grote zuivering.

4.2.3 *Hergebruik en lozing*

Hergebruik voor fracken of lozen op oppervlaktewater kan zonder additionele risico's als voldoende zuiveringsstappen worden ondergaan. In principe kan uit het flowback- en productiewater zeer zuiver water worden geproduceerd dat geschikt is voor hoogwaardige doeleinden. Als de mogelijkheid bestaat om het flowback water grotendeels te hergebruiken voor frackdoeleinden zonder verregaand te ontzouten, dan draagt dit positief bij aan de financiële haalbaarheid van de schaliegaswinning vanwege een relatief eenvoudige zuivering en beperking van watertransport.

4.3 **Conclusies**

Flowback en productiewater bevatten een breed scala aan verontreinigende stoffen. Zuivering tot elk gewenst niveau is in principe mogelijk. Dit is zowel mogelijk op een winningslocatie met mobiele eenheden als op een centrale faciliteit. De meeste technieken zijn in een zeer volwassen stadium van ontwikkeling (*Categorie 3*).

De benodigde zuivering zal afhankelijk zijn waar het water naar toe gaat: herinjectie in een leeg gasveld, afvoer naar het oppervlaktewater of ondiepe grondwater of hergebruik in volgende fracking-activiteiten. De ontzilting van het zeer zoute brijnwater is de meest intensieve zuiveringstap in termen van energie en kosten.

Een interessante vraag blijft, bij welke schaalgrootte van één schaliegaswinning, een geoptimaliseerd zuiveringsproces rendabel wordt? Kan er bijvoorbeeld een inschatting gemaakt worden bij welk aantal putten per winningslocatie het omslagpunt ligt tussen centrale (generieke) zuivering en zuivering op de winningslocatie zelf.

5 Alternatieven voor het gebruik van water bij het fracken

5.1 Inleiding

5.1.1 Vraag:

Zijn er alternatieven voor het gebruik van water bij het fracken? Bijvoorbeeld door vloeibare gassen zoals propaan, butaan en koolstofdioxide. Hebben deze technieken (naar verwachting) een hoger of een lager risico voor de bodem, grondwater, omgeving? Wat is de verwachting ten aanzien van het risico voor nieuwe technieken?

5.1.2 Overzicht van relevante risico's en processen

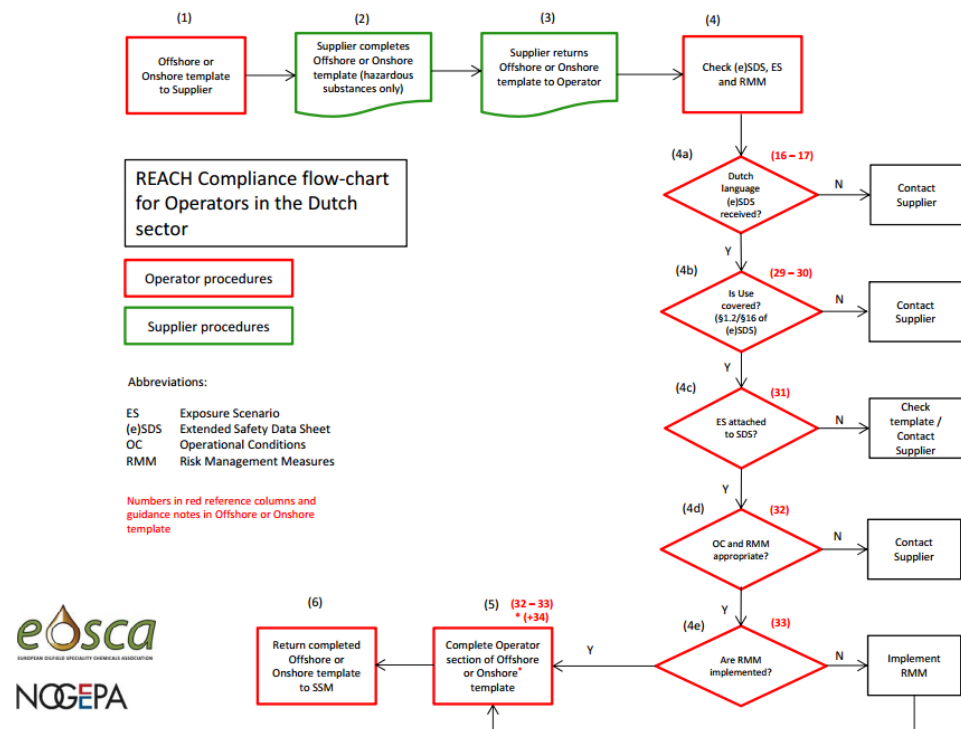
In verreweg de meeste frackvloeistoffen is water het hoofdbestanddeel. Gezien de grote hoeveelheden frackvloeistoffen die bij grootschalige schaliegaswinning nodig zijn kan het gebruik van water een risico vormen voor de lokale waterhuishouding. Het belangrijkste risico van het gebruik van water is dat de watervoorziening ten behoeve van bijvoorbeeld de drinkwatervoorziening of landbouw te lijden heeft onder de schaliegaswinning. Dit speelt voornamelijk een rol in gebieden met waterschaarste of gebieden met andere industrie of activiteiten waarvoor veel water nodig is. Er is daarom, onder andere in de VS en Canada, veel aandacht voor het watergebruik bij het fracken, en er zijn bedrijven actief die zich gespecialiseerd hebben in het fracken voor schaliegaswinning met behulp van alternatieve vloeistoffen. Er is een scala aan mogelijke alternatieven voor water in frackvloeistoffen. Het is belangrijk te melden dat de meeste van deze alternatieven, vanwege hun nog vroege staat van ontwikkeling, (nog) niet op grote schaal worden toegepast. Voor sommige andere alternatieve frackvloeistoffen geldt dat de meerwaarde wat betreft het verminderen van risico's bij schaliegaswinning niet aangetoond is, of dat de vloeistoffen schadelijker, gevaarlijker of moeilijker handelbaar zijn dan conventionele frackvloeistoffen.

5.1.3 Relevante aspecten voor de Nederlandse situatie

In de Nederlandse situatie is het onwaarschijnlijk dat bij schaliegaswinning waterschaarste op zal treden, mits er van tevoren een gedegen planning wordt gemaakt voor de aanvoer van water dat gebruikt wordt bij het fracken. Daarbij speelt de belasting op bestaande lokale infrastructuur voor aanvoer van water een belangrijke rol (zie ook sectie 10 over transport).

Wat betreft alternatieve vloeistoffen die bij het fracken water kunnen vervangen geldt dat – op basis van artikel 42 van het besluit algemene regels milieu mijnbouw⁷ – bij het gebruik van chemicaliën tijdens gaswinningsactiviteiten op landlocaties informatie aangeleverd moet worden die aantoont dat de activiteiten voldoen aan de REACH -, CLP - en Biociden -EU Verordeningen (zie ook sectie 3 over het gebruik van chemicaliën). Hiervoor gebruiken alle operators de NOGEPa chemical tool, zie Figuur 1.

⁷ Nieuwsbericht 13 mei 2014 op website van Staatstoezicht op de Mijnen (www.sodm.nl)



Figuur 1: Flowchart uit de NOGEPa chemical tool, welke gevolgd moet worden en wat reeds door iedere operator geïmplementeerd is (SodM - 13-05-2014)

5.2 Technologieën en ontwikkelingen die de (rest)risico's bij schaliegaswinning verminderen

Er zijn verschillende alternatieven waardoor bij het fracken water geheel of gedeeltelijk kan worden vervangen door olieachtige substanties (o.a. LPG, propaan, diesel), koolstofdioxide, stikstof, helium, schuim, zuren, alcoholen, emulsies. Alternatieven voor het gebruik van water als frackvloeistof die al worden toegepast zijn koolstofdioxide, LPG en propaan. Voor koolstofdioxide is een bijkomend voordeel dat er mogelijk meer gas gewonnen kan worden doordat geabsorbeerd methaan in de schalies vrijkomt, en er tegelijkertijd koolstofdioxide 'vastgelegd' wordt in het schaliegesteente. Het risico voor bodem, grondwater en omgeving is sterk afhankelijk van de manier van gebruik, de omgeving, de beschikbaarheid, het transport en de kosten van de alternatieve substanties en verschilt derhalve per project. Over het algemeen hebben de alternatieven het voordeel (wat betreft risico's voor de bodem, grondwater, omgeving), dat er geen of weinig andere chemicaliën nodig zijn.

Tabel 2: Voor- en nadelen van alternatieven zoals geïdentificeerd door Gandossi (2013)

Voordelen	Nadelen
Lijken betere resultaten op te leveren wat betreft het effect van het fracken op de gasproductie	Zijn zelf vaak schadelijk of gevaarlijk (LPG, diesel, schuim, zuren, alcoholen)
Zijn makkelijker terug te produceren (LPG, propaan, diesel, schuim, stikstof, helium)	Zijn in vrijwel alle gevallen nauwelijks of slechts onder experimentele omstandigheden toegepast, waardoor hun effect en risico onvoldoende bekend is
Na <i>werking</i> in de schalie wordt het risico voor het milieu kleiner (zuren)	Er is in vrijwel alle gevallen speciale installaties of infrastructuur nodig om de alternatieven toe te passen
Zijn makkelijk biologisch afbreekbaar (alcoholen)	Lijken in sommige gevallen slechtere resultaten te leveren wat betreft het effect van het fracken op de schalies
Zijn minder schadelijk voor het milieu (CO ₂ , stikstof, helium)	Zijn in vrijwel alle gevallen duurder

Met name koolstofdioxide, LPG en propaan worden in de VS en Canada toegepast maar brengen ieder weer hun eigen problemen en risico's bij grootschalige toepassing mee. De meeste andere technieken zijn in experimentele fase en niet uitontwikkeld.

5.3 Conclusies

In verreweg de meeste frackvloeistoffen is water het hoofdbestanddeel. Het belangrijkste risico van het gebruik van waterrijke frackvloeistoffen is dat grootschalige schaliegaswinning de lokale waterhuishouding kan beïnvloeden. Dit is in Nederland, mits goed gepland, waarschijnlijk geen issue.

Er is een scala aan mogelijke alternatieven voor water in frackvloeistoffen, waarvan koolstofdioxide, LPG of propaan in de VS en Canada het meest toegepast worden (*Categorie 2*). Voor de meeste alternatieve frackvloeistoffen geldt dat ze (relatief gezien) niet op grote schaal worden toegepast, dat de meerwaarde wat betreft het verminderen van risico's bij schaliegaswinning niet aangetoond is, of dat de vloeistoffen schadelijker, gevaarlijker of moeilijker handelbaar zijn dan conventionele frackvloeistoffen.

De belangrijkste kennislacunes zijn dan ook gerelateerd aan de technische toepasbaarheid, de praktische haalbaarheid van brede toepassing, en de meerwaarde voor risicobeheersing. Het is vanwege de nadelen (zie Tabel 2) niet de verwachting dat de alternatieven in de nabije toekomst (5-10 jaar – *Categorie 2*) een belangrijke rol gaan spelen bij het fracken voor schaliegaswinning. Hierdoor blijft hun risico voor de bodem, grondwater, omgeving bij grootschalige toepassing voorlopig onvoldoende bekend voor het verminderen van risico's van schaliegaswinning in Nederland.

6 Boorgatintegriteit

6.1 Inleiding

6.1.1 Vraag:

Zijn er nieuwe technieken die de kansen op het falen van de boorgatintegriteit verminderen? Zijn er nieuwe methodes voor het monitoren van de boorgatintegriteit? In het geval van een verlies van boorgatintegriteit zijn er nieuwe methodes of ontwikkelingen om de boorgat integriteit te herstellen?

6.1.2 Overzicht van relevante risico's en processen

Mogelijke risico's op verlies van boorgatintegriteit in relatie tot schaliegaswinning komen aan de orde in evaluaties en beleids- en technologieverkenningen zoals de UK Shale Gas review, de review van de Canadian Academy of Sciences, en een aantal recente overzichtspublicaties in de wetenschappelijke literatuur; de recente technisch-wetenschappelijke literatuur richt zich met name op inventarisatie van mogelijke problemen met boorgatintegriteit en de frequentie waarmee dit soort problemen zou kunnen optreden bij schaliegaswinning (Davies et al, 2014; Bachu en Valencia, 2014; Ingreaffa et al., 2014). Risico's die verband houden met boorgatintegriteit die specifiek zijn voor schaliegas, zijn (DNV, 2013; Bachu en Valencia 2014):

- Het grote aantal boorputten, dicht op elkaar geplaatst, met mogelijk lekkagepaden via fracks van aanpalende putten;
- Risico's op lekkage van vloeistof naar grondwatervoerende gesteentelagen door boorwerkzaamheden en boorputten;
- Fracken draagt een risico op geïnduceerde seismiteit met zich mee, met als mogelijk gevolg aantasting van de boorgatintegriteit.

Daarnaast spelen er kwesties die specifiek zijn voor de integriteit van horizontale boorputten (Bachu en Valencia, 2014):

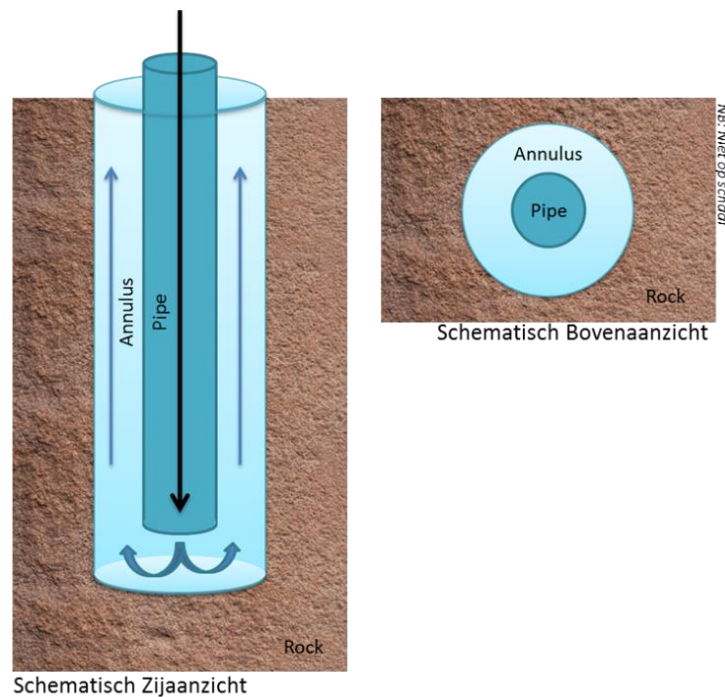
- Krachten op het horizontale deel van verbuizing maken het moeilijk om voor het horizontale deel van een boorput de verbuizing goed te centreren met als mogelijk gevolg een inadequate cementering
- Herhaalde drukveranderingen langs het horizontale deel leidt tot extra belasting van de verbuizing en cement

Onderzoek aan schaliegasputten in de Verenigde Staten geeft aan dat bij 3 tot 6 % van de boorputten er mogelijk een problemen is opgetreden met de boorgatintegriteit (Davies et al, 2014). Hoe deze problemen vertaald moeten worden in een verhoogd (lange termijn) risico is echter onduidelijk, omdat de inventarisaties niet ingaan op het resultaat van ingrepen om de integriteit te herstellen.

6.1.3 Relevante aspecten voor de Nederlandse situatie

Het Mijnbouwbesluit en de Mijnbouwregeling schrijven regels voor die, naast veiligheidseisen voor het putontwerp, ook betrekking hebben op de monitoring van het boorgat tijdens de aanleg en het gebruik.

In eerste instantie wordt de integriteit van een boorgat getest door middel van zogenaamde Formation Pressure Tests (FPT), waarbij er gekeken wordt hoe de druk boven in het boorgat reageert op een drukbelasting die hoger is dan de gesteentedruk in het diepere gedeelte. Wanneer de aangebrachte druk deels wegvalt kan dit betekenen dat er ergens langs het boorgat lekkage optreedt. De meest gangbare methoden voor boorgatinspectie zijn het Cement Bond Log (CBL). Een CBL geeft een tamelijk grove schatting van de plaatselijke dikte en kwaliteit van de hechting van cement. Ook kan er een videocamera of een zogenaamde Multifinger Caliper Log (MCP) ingezet worden om beschadigingen aan de verbuizing te detecteren. Een mogelijke aantasting van de integriteit kan ook aan het oppervlak gedetecteerd worden door middel van monitoring van de druk bovenin het boorgat (de druk in de annulaire ruimte: zie Figuur 2 in het lichtblauw (Annulus Pressure)). Een continue hoge druk op de verbuizing kan erop wijzen dat de afsluiting van het boorgat niet adequaat is. Optredende veranderingen van druk, zowel plots oplopende, als gestaag toenemende druk, aan het oppervlak kunnen een aanwijzing zijn voor een acute lekkage langs het boorgat. Monitoring van mogelijke lekkage kan ook door regelmatige bemonstering en vaststellen van methaanconcentraties aan het oppervlak of in ondiepe watervoerende lagen. Het afwijken van de concentraties en samenstelling van het gas van verwachtingswaarden of voorgaande metingen is dan een aanwijzing voor lekkage.



Figuur 2: Schematische weergave van een put en de annulaire ruimte (lichtblauw)

In 2010 heeft Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) een onderzoek (nieuwsbericht 29 november 2010 op website van Staatstoezicht op de Mijnen (www.sodm.nl)⁸) uitgevoerd t.a.v. de boorgatintegriteit in Nederland. Daaruit concludeert zij het volgende:

- Rondom boorgatintegriteit zijn er geen alarmerende inzichten ontstaan. In gevallen waar problemen waren, zijn deze gemeld aan SodM en werkt de monitoring en daarmee tijdig herstel van het boorgat goed;
- Er wordt gemeld dat er geen indicaties zijn van problemen met boorgatintegriteit bij (conventionele) gasputten en ernstige corrosieproblemen bij waterinjectieputten.
- Het principe van dubbele barrières wordt in Nederland overal toegepast. Weliswaar naar eigen interpretatie door de uitvoerende partij, maar is geen aanleiding om noch iets in het boorgatontwerp te veranderen, noch gedetailleerde, wettelijke voorschriften te introduceren.
- De aantallen beschouwde putten waren niet representatief en de bijbehorende conclusies navenant.
- De procedures rondom putintegriteit kunnen verbeterd worden in Nederland

Deze studie is eveneens input geweest voor de eerder genoemde studie door Vignes (2011).

Daarnaast meldt het Witteveen+Bos rapport dat voor individuele putten het ontstaan van lekstromen vrijwel gelijk is aan het risico bij conventionele gaswinning en dat de kans op 'blowouts' kleiner is, omdat bij schaliegas het gas niet vanzelf stroomt. Door het hogere aantal putten op één winningslocatie, is het cumulatieve risico wel groter dan bij conventionele gaswinning.

6.2 Technologieën en ontwikkelingen die de (rest)risico's bij schaliegaswinning verminderen

Integriteit van een boorgat houdt in dat de verschillende onderdelen die in een boorput zijn aangebracht naar behoren functioneren zodat dat er geen lekkage kan optreden van vloeistoffen of gassen uit diepgelegen gesteenteformaties naar ondiepere gesteentes of het aardoppervlak. Cement en de hechting van cement aan de verbuizing en het gesteente wordt algemeen gezien als belangrijkste factor voor de integriteit van een boorgat. Goed cementeren zorgt ervoor dat het boorgat en de reservoirsteenten geïsoleerd blijven van de bovenliggende gesteenteformaties.

Boorgatintegriteit hangt vooral af van het op de juiste manier aanbrengen van cement. De methoden hiervoor zijn gebaseerd op tientallen jaren ervaring in de olie- en gaswinning. Recente ontwikkelingen hebben tot verbeteringen geleid op vier fronten:

- Aan de lokale omstandigheden in het boorgat aangepaste procedures voor het aanbrengen van cement en bepalen van de optimale cementsamenstelling door middel van gedetailleerde modellering van de omstandigheden in het boorgat en de dynamica van het cementeringsproces (McDaniel et al., 2014; Yadav et al., 2014).
- Het op geplande wijze roteren en bewegen van de verbuizing om de dynamiek van het aanbrengen en zetten van cement zo te beïnvloeden dat

⁸ Presentatie SodM voor Nogepe over 'integriteit van boorgaten en putten' & Presentatie SodM voor Nogepe over 'integriteit mijnbouwinstallaties'

- de vulling en hechting van het cement verbeterd wordt (Holt en Lahoti, 2012).
- Het gebruik van speciaal samengestelde spoelvroestoffen die het risico op achterblijven van boorgruis en boorvroestof verminderen (Benkley and Brenneis, 2013).
 - Het gebruik van verbeterde formules voor de ingrediënten van het cement of het toevoegen van stoffen die leiden tot een verbeterde hechting aan de verbuizing en gesteenten. Een voorbeeld hiervan is het gebruik van speciale kunstharsen (resins) die voor betere hechting tussen cementkolom en verbuizing zorgen.
 - Het gebruik van cement met plastische eigenschappen die ervoor zorgen dat eventuele (haar)scheuren op termijn weer gedicht worden ('self-healing cement'). (Taoutaou et al., 2011)

Daarnaast vindt er veel nieuwe technologieontwikkeling plaats op het gebied van boorgatinspectie en monitoring. Met betrekking tot monitoring van boorgatintegriteit kan onderscheid gemaakt worden tussen inspectiemethodes, meestal op basis van logging tools, en sensoren die permanent of langdurig in het boorgat worden geplaatst.

Nieuwere technieken om de kwaliteit van cement en verbuizing te inspecteren zijn over het algemeen verbeterde versies van de akoestische CBL tools of nieuwe methoden voor het gebruik van deze tools in horizontale boorgaten (Nurhayati en Foianini, 2013). Er zijn bijvoorbeeld tools die een gedetailleerder beeld van de cementdikte kunnen geven door een groter oplossend vermogen rondom het boorgat. Ook combinaties van elektromagnetische en hoge-resolutie akoestische waarneming geven een betere indicatie van cementdikte en hechting aan de verbuizing.

De belangrijkste nieuwe ontwikkeling is het gebruik van sensoren gebaseerd op glasvezeltechnologie ('fibre optics') voor permanente monitoring in boorputten (Pearce et al., 2009, Rassenfoss, 2013). Glasvezel biedt in principe de mogelijkheid om over de gehele lengte van de boorput met hoge resolutie en nauwkeurigheid de temperatuur (Distributed Temperature Sensing, DTS), verplaatsingen door rek of krimp (Distributed Strain Sensing, DSS), en de druk te meten (Distributed Pressure Sensing, DPS). Lokaal optredende veranderingen in druk of temperatuur kunnen een aanwijzing zijn dat er een verbinding is ontstaan tussen de diepere gesteentelagen en bovenliggende gedeelte van de boorput en dus een mogelijke aantasting van de integriteit. Sterke rek of krimp duidt op deformatie van cementkolom of verbuizing en daarmee een verhoogde kans op aantasting van de integriteit.

Glasvezel als technologie voor permanente akoestische metingen is getest onder operationele omstandigheden (Distributed Acoustic Sensing, DAS). Met DAS technologie kan met grote gevoeligheid het geluid van vloeistofstroming, en dus lekkage, lokaal gedetecteerd worden.

Gebruik van glasvezeltechnologie biedt perspectief op een sterke verbetering van de monitoring van boorgatintegriteit (Hull et al., 2010). Op dit moment is de technologie beschikbaar, maar wordt nog niet vaak ingezet. De technologie is relatief duur en nog niet volledig uitontwikkeld. Daarnaast vergt de grote

hoeveelheid data die verwerkt en geanalyseerd moet worden specifieke kennis en grote inzet van reken capaciteit.

Tot op heden is er zeer weinig ervaring met lange termijn monitoring van boorgatintegriteit na abandonment. Vooral monitoring na abandonment van grote aantallen (schaliegas-)putten is een kennislacune. Regelmatige terugkerende meting van de druk in het boorgat of het bemonsteren van gasvoorkomens aan het oppervlak zal kunnen helpen om tijdig een eventuele lekkage op te sporen, zodat herstelmaatregelen al in een vroeg stadium genomen kunnen worden (*Categorie 3*).

6.3 Conclusies

Het waarborgen van boorgatintegriteit is in de eerste plaats een kwestie van het op juiste wijze toepassen van de bestaande technologie en procedures. De kennis en technologie hiervoor zijn aanwezig en beproefd in de conventionele olie- en gaswinning. Echter, omvang en gerichte aanpak van specifieke aspecten gerelateerd aan schaliegaswinning zijn nog maar in zeer beperkte mate onderzocht, vooral gezien de intensiteit van boren en fracken.

Een significante reductie van risico's zal te behalen zijn door middel van het inzetten van monitoringtechnologie (*Categorie 3*). Behoud van boorgatintegriteit staat hoog op de agenda van de industrie en nieuwe en verbeterde monitoringstechnologieën, die bijvoorbeeld gebruik maken fibre optic sensoren, zullen over een aantal jaar operationeel ingezet kunnen worden (*Categorie 3*).

De grootste risico's voor lekkage naar grondwater zijn te verwachten wanneer op de lange termijn de integriteit van het boorgat na het verlaten en dichten van boorput (abandonment; geregeld via Mijnbouwbesluit en Mijnbouwregeling) aangetast wordt.

7 Het resultaat van fracken instellen

7.1 Inleiding

7.1.1 Vraag:

Zijn er nieuwe technieken of ontwikkelingen bekend waarmee het resultaat van het fracken met een grotere zekerheid is in te stellen?

7.1.2 Overzicht van relevante risico's en processen

Het is voor zowel de optimale winning van schaliegas als het verminderen van risico's bij schaliegaswinning van belang een goed beeld te hebben van de verstoring in de ondergrond als gevolg van het fracken. Betere controle op en beheersing van het resultaat van fracken draagt vooral bij aan het verminderen van de risico's van migratie van chemische componenten van de gefrackte schalielaag naar de bovenliggende lagen (zie sectie 7) en aan het verminderen van seismische risico's (zie sectie 9). Er kan onderscheid gemaakt worden tussen technieken en analyses die *voor aanvang* of *tijdens en na* het fracken kunnen worden toegepast om het resultaat van fracken beter te controleren.

7.1.3 Relevante aspecten voor de Nederlandse situatie

Er is in Nederland veel kennis over het gebruik van seismische data voor exploratie en productie van conventioneel olie en gas. Er zijn in Nederland verschillende gebieden waarvoor 2D of 3D seismiek beschikbaar is. Het herhaaldelijk vergaren van seismische data voor hetzelfde gebied wordt bijvoorbeeld toegepast voor oliewinning in Schoonebeek. Vanwege het belang voor het optimaliseren van fracken en de winning van schaliegas wordt micro-seismische monitoring in de VS en Canada regelmatig toegepast. Micro-seismische monitoring *tijdens het fracken* is in Nederland nog niet toegepast. Langdurige seismische monitoring wordt in Nederland wel toegepast voor monitoring van geïnduceerde seismiciteit (zie sectie 9).

7.2 Technologieën en ontwikkelingen die de (rest)risico's bij schaliegaswinning verminderen

De belangrijkste technieken die *voor aanvang* van het fracken en gaswinning geeist worden zijn (*Categorie 3*):

1. Locatie-specifieke analyse van de geologische en geomechanische condities van de ondergrond in combinatie met modellen die de dimensies van fracks in de ondergrond voorspellen.
2. Multicomponent seismische data, om (geomechanische) gesteente eigenschappen te bepalen.
3. Het uitvoeren van frackexperimenten op laboratoriumschaal, om het effect van vloeistofinjectie op de schalies te bepalen en frackmodellen te kalibreren.

De belangrijkste ontwikkeling en technieken die *tijdens of na* het fracken en gaswinning gebruikt kunnen worden zijn (*Categorie 3*):

1. Micro-seismische data, om individuele fracks of gestimuleerd reservoir volume *tijdens het fracken* te karteren.

2. Tilt meters aan het aardoppervlak of in monitoringputten om fracks uit te karteren.
3. Monitoring van stroming van gas of vloeistoffen van de fracks naar de boorput met behulp van temperatuurvariaties of op basis van akoestische signalen, om fracks beter te karakteriseren.
4. “Time-lapse” seismische monitoring *voor aanvang* en *na uitvoering* van het fracken, om veranderingen in de ondergrond als gevolg van het fracken te bepalen.

7.3 Conclusies

De nieuwe technieken en ontwikkelingen voor het instellen van het resultaat van het fracken kunnen worden ingedeeld in specifieke analyses die *voor aanvang* of *tijdens of na* het fracken of de winning van schaliegas kunnen worden toegepast.

De belangrijkste technieken die *voor aanvang* van het fracken en gaswinning gebruikt kunnen worden richten zich op betere karakterisatie van de ondergrond met behulp van modellen, seismiek of experimenten op laboratoriumschaal.

De belangrijkste technieken die *tijdens of na* het fracken en gaswinning gebruikt kunnen worden richten zich op verschillende typen van monitoring. De belangrijkste technologische ontwikkelingen die kunnen bijdragen aan betere controle op het resultaat van fracken zijn (1) verbetering van sensors, (2) verbetering van het ontwerp van monitoringnetwerken om “real time” monitoring toe te passen, en (3) betere integratie van geologische en geomechanische modellen van de ondergrond en micro-seismische data.

Ook kan in de toekomst een rol weggelegd zijn voor alternatieve methoden van monitoring, bijvoorbeeld met behulp van (combinaties van) elektrische, thermische, of magneto-tellurische monitoring (*Categorie 1-2*). De combinatie van verschillende monitoringstechnieken, bijvoorbeeld micro-seismische en tilt meter monitoring of 4D seismiek en micro-seismische data kan een belangrijke bijdrage leveren aan betere controle op het resultaat van fracken.

Nieuwe gegevens uit boringen, uit analyses van nieuw monstermateriaal, en uit (laboratorium-)testen op nieuw monstermateriaal zijn nodig om de belangrijkste kennislacunes op het gebied van effecten van fracken in de ondergrond en controle op het resultaat van fracken te dichten (termijn 1-3 jaar – *Categorie 3*).

Voor monitoring *tijdens het fracken* kan gebruik worden gemaakt van ervaring uit de VS en Canada.

8 Methaanemissies

8.1 Inleiding

8.1.1 Vraag:

Met welke technieken kan het risico op de emissie van methaan worden voorkomen? Worden deze technieken toegepast en zijn er nieuwe ontwikkelingen.

8.1.2 Overzicht van relevante risico's en processen

In 2013 heeft Royal HaskoningDHV (RHDHV) een studie gedaan naar de klimaatvoetafdruk⁹ van schaliegas in Nederlands perspectief, waarbij aangenomen is dat het gas aangewend wordt om elektriciteit op te wekken t.b.v. een adequate vergelijking. Hierin gaat RHDHV uit van het 'Global Warming Potential' (GWP) wat een relatieve maat is voor het vermogen van een broeikasgas om de aarde op te warmen: het effect van 1 kg broeikasgas (waar methaan er één van is) over een periode van 100 jaar ten opzichte van 1 kg CO₂ in hetzelfde tijdsbestek. De GWP voor methaan is 25 – 28, vastgesteld door het IPCC. RHDHV normaliseert dit in hun rapport naar het GWP per kWh. Voor schaliegaswinning komt dit op 4,5 g CO₂eq/kWh waarvan het merendeel van de methaanemissies geassocieerd zijn met transport (~69%). Voor conventionele gaswinning is de emissielast 4.0 g CO₂eq/kWh. Deze is iets lager, doordat er dezelfde hoeveelheid methaanemissie wordt toegeschreven aan een kleinere hoeveelheid geproduceerd gas, omdat de productie per put bij schaliegaswinning lager is. 100% reductie van de methaanemissies bij schaliegaswinning leidt tot ~1% afname op de totale klimaatvoetafdruk (ter vergelijking, een 100% reductie van Methaanemissies in de Verenigde Staten kan leiden tot ~10% afname van de totale klimaatvoetafdruk).

Schaliegas is in feite natuurlijk aardgas dat in schaliegesteentes zit en bestaat voor het overgrote deel uit methaan. Methaan (CH₄) komt van nature in de atmosfeer voor en is, in buitenluchtconcentraties, niet schadelijk voor de mens. Echter, methaan is een krachtig broeikasgas. Daarom bepalen de lekverliezen van methaan in de volledige keten van winning tot gebruik mede de klimaatvoetafdruk van schaliegaswinning. Winning van fossiele brandstoffen zoals kolen, olie en gas gaat gepaard met emissies van methaan. De vraag is dus niet of er CH₄ emissie bij schaliegaswinning plaats zal vinden, maar of er technieken zijn om deze emissie zoveel mogelijk te reduceren.

Niet-methaan vluchtige organische koolwaterstoffen (NMVOC) kunnen ook geëmitteerd worden bij schaliegaswinning inclusief mogelijk de BTEX componenten (benzeen, toluen, ethylbenzeen en xylenen) als deze in het ruwe gas aanwezig zijn. De emissie van NMVOC vallen buiten de vraagstelling van de opdracht en zijn hier niet nader onderzocht. Wel kan op voorhand gesteld worden dat elke CH₄ reductietechniek en/of lekverliesbeperking ook de emissie van deze stoffen zal terugdringen.

8.1.3 Relevante aspecten voor de Nederlandse situatie

In Nederland worden de emissie-eisen voor "Installaties ten behoeve van de aardgas- en aardoliewinning" gegeven in de bijzondere regeling E11 van de

⁹ De mater waarin het klimaat belast wordt door uitgestootte koolstofdioxide (of het omgerekende equivalent) per opgewekte kilowattuur (kWh)

Nederlandse Emissie Richtlijnen (NeR, 1996)¹⁰. Deze regeling heeft betrekking op aardgas- en aardoliewinningsinstallaties met bijbehorende behandelingsprocessen. Voor de puntbronnen worden fakkel of andere dampvernietigingsinstallaties voorgeschreven die de VOS en CH₄ emissie tot een minimum moeten beperken. Daarnaast is er de (duurzamere) mogelijkheid het gas te recomprimeren en terug te voeren in de hoofdproductiegasstroom of nuttig toe te passen als brandstof. Voor alle emissies die niet specifiek in de bijzondere regeling worden genoemd gelden de algemene bepalingen van de NeR (1996) betreffende emissie-eisen en bijbehorende meetverplichtingen.

Hieronder worden enkele voorbeelden gegeven van belangrijke condities die in de Verenigde Staten tot hoge emissies leiden, maar die onder Nederlandse regelgeving wezenlijk anders zullen zijn, leidend tot minder lekverliezen in relatie tot de Amerikaanse situatie:

- **Pneumatisch aangedreven apparatuur:**
In de Verenigde Staten is het de gewoonte de pneumatische apparatuur op gasdruk te bedienen, in Nederland is dit niet het geval. Pneumatische apparatuur wordt hier door middel van luchtdruk bedreven. Hierdoor worden gas- emissies volledig vermeden.
- **Compressorpakingsverliezen:**
In de BR NER (Bijzondere Regelingen in Nederlandse Emissierichtlijn lucht) zijn maatregelen voorgeschreven die binnen de conventionele gaswinning worden toegepast en verplicht zijn. Deze technieken zijn zonder meer ook van toepassing op schaliegaswinning.
- **Verliezen gerelateerd aan het gasdistributienetwerk:**
Nederland beschikt over een dicht en goed gecontroleerd gasdistributienetwerk, voor schaliegaswinning zullen dezelfde netwerken worden toegepast als voor conventionele winning. Deze infrastructuur is uitgebreider en beter dan in de Verenigde Staten.
- **Verlaten gasputten:**
In de Verenigde Staten worden putten in sommige staten soms verlaten zonder of met minimale afsluiting. Ter illustratie, alleen al in New York State zijn er 3500 verlaten of inactieve gasputten die geboord en geëxploiteerd waren voordat de recente regelgeving omtrent putafsluiting van kracht werd (New York State Dept. of Environmental Conservation, 2012). In Nederland zijn in de Mijnbouwregeling regels voor het verlaten van putten opgenomen, die op schaliegasputten ook van toepassing zullen zijn.

8.2 Technologieën en ontwikkelingen die de (rest)risico's bij schaliegaswinning verminderen

In de Verenigde Staten zijn grootschalige programma's gericht op het (verder) ontwikkelen van technologieën om methaan lekverliezen te voorkomen. Toch kan in grote lijn gesteld worden dat dit niet nieuwe, tot nu toe onbekende technologieën zijn. Het doorslaggevend argument in de Verenigde Staten met betrekking tot emissiebeperking is economische rendabiliteit en kostenminimalisatie. Investerings vooraf zijn hoger bij emissiebeperking. Extra kosten en investering bij het opvangen en hergebruiken van schaliegas tijdens het boren en gereedmaken

¹⁰ <http://www.infomil.nl/onderwerpen/klimaat-lucht/ner/digitale-ner/3-eisen-en/3-3-bijzondere/e11-installaties/#pagina-body>

van een put betreffen onder andere extra materieel om zand af te vangen en het water, modder en gas te scheiden. Dit materieel moet onder heel verschillende en variabele stroomsnelheden en druk betrouwbaar moet functioneren. Hoewel het opgevangen gas of olie een economische waarde vertegenwoordigt is die niet per definitie meer dan de benodigde investering om de lekkage te voorkomen. Een belangrijk punt in de huidige ontwikkeling van emissiebeperkende technologieën is daarom kostenverlaging en het aantonen van rendabiliteit.

Voor het monitoren CH₄ concentraties in en om een winningslocatie waarmee lekkage aangetoond en opgespoord kan worden, bestaan ook reeds gevalideerde technieken.

8.3 Conclusies

Het vraagstuk rondom methaanemissies in de Verenigde Staten is vooral of het economisch rendabel is om de emissie te voorkomen. Hoge lekverliezen daar zijn dus een keuze en geen gegeven. In Nederland moet er alles aan gedaan worden om methaanemissies te voorkomen. Deze mogelijkheden zijn voorhanden.

Het belangrijkste in de Nederlandse situatie is het zo veel mogelijk vermijden van afblazen van gas (venting) naar de atmosfeer en daarnaast transport en fracken zo veel mogelijk in gesloten systemen te doen. Het vermijden van venting kan door afvang en hergebruik. Affakkelen (flaring) kan dan altijd nog als laatste redmiddel. Technologieën om dit te doen zijn reeds bestaand.

Door de Nederlandse regelgeving voor conventionele gaswinning te volgen bij eventuele schaliegaswinning, is al een aanzienlijk lagere emissie te verwachten in vergelijking met de Amerikaanse situatie. Belangrijk is ook dat monitoring en identificatie van CH₄ lekken met de huidige meettechnieken zeer goed mogelijk is. Hiermee is in Nederland ervaring bijvoorbeeld voor metingen rondom oude stortplaatsen (*Categorie 3*).

9 Bodembewegingen

9.1 Inleiding

9.1.1 Vraag:

Zijn er recent nieuwe inzichten ontwikkeld met betrekking tot seismische risico's door het fracken en de winning van schaliegas?

9.1.2 Overzicht van relevante risico's en processen

Seismische risico's worden bepaald door de kans dat bodembewegingen als gevolg van seismiciteit optreden, en de gevolgen daarvan aan het aardoppervlak (d.w.z. de schade die een aardbeving veroorzaakt). De bodembeweging die aan het maaiveld optreedt, is onder meer afhankelijk van de magnitude en diepte van de aardbeving, de demping van de trilling door de *diepere* ondergrond, en de (vaak lokale) opslingering of demping van de trilling in de *ondiepe* slappe ondergrond. Factoren als bevolkingsdichtheid en bebouwing zijn mede bepalend voor de gevolgen van bodembewegingen en dus voor het risico van seismiciteit. De belangrijkste mogelijke gevolgen van seismiciteit zijn: (1) schade aan de boring (behuizing en/of cement), (2) schade aan bebouwing, infrastructuur of natuur aan het aardoppervlak, en (3) schade aan ondergrondse infrastructuur of faciliteiten in de directe omgeving van het epicentrum. Deze gevolgen kunnen risico's voor mens, natuur en milieu opleveren, onder andere door een toename van risico's op verontreinigingen of door instabiele infrastructuur of bebouwing.

Seismiciteit die direct het gevolg is van gaswinning of putstimulatie (het verbeteren van de doorlatendheid van het gesteente door bijvoorbeeld hydraulisch fracken) wordt geïnduceerde seismiciteit genoemd. Het optreden van seismiciteit wordt bepaald door de combinatie van (1) natuurlijke spanningstoestand als gevolg van lokale geologische condities zoals de eigenschappen van breuken en de spanningstoestand van de ondergrond, en (2) de lokale versterking van de ondergrond (wat betreft reservoirdruk en lokale spanningstoestand) als gevolg van activiteiten ten behoeve van de gaswinning.

9.1.3 Relevante aspecten voor de Nederlandse situatie

Bij risico's van bodembewegingen wordt onderscheid gemaakt tussen risico's als gevolg van bodemdaling ("subsidence") en als gevolg van grondversnellingen veroorzaakt door geïnduceerde seismiciteit. Bodemdaling speelt een belangrijke rol bij conventionele gaswinning in Nederland, maar is, als gevolg van verschillen in mechanische gesteente-eigenschappen, veel kleiner bij schaliegaswinning (zie ook Witteveen+Bos 2013). Geïnduceerde seismiciteit speelt een belangrijke rol bij zowel conventionele gaswinning als bij schaliegaswinning. Echter, het mechanisme dat geïnduceerde seismiciteit kan veroorzaken is verschillend: voor schaliegaswinning (voornamelijk reactivatie van natuurlijke breuken als gevolg van lokale *drukverhoging* tijdens fracken) en voor conventionele gaswinning (voornamelijk reactivatie van natuurlijke breuken als gevolg van compactie en *drukverlaging* van reservoirlagen tijdens winning).

Een uitgebreide analyse van risico's als gevolg van geïnduceerde seismiciteit bij schaliegaswinning is te vinden in Witteveen+Bos (2013). Voor Nederland relevante nieuwe inzichten ten opzichte van die analyse zijn dat (1) er voorbeelden uit

Canada (Horn River Basin) is waar tijdens het fracken voor schaliegaswinning aardbeving met een magnitude $M_L = 3.8$ heeft plaatsgevonden, en (2) er meer kennis is over de relatie tussen injectievolume en magnitudes van geïnduceerde seismiciteit (d.w.z. betere kennis over het effect van het beperken van geïnjecteerde frackvloeistof of afvalwater op geïnduceerde seismiciteit, Wolhart et al., 2006; Maxwell et al., 2009; Downie et al., 2010; BC Oil and Gas Commission, 2012; Keranen et al. 2013).

9.2 Technologieën en ontwikkelingen die de (rest)risico's bij schaliegaswinning verminderen

De belangrijkste analyses en maatregelen die voor aanvang van het fracken en schaliegaswinning gebruikt kunnen worden om seismische risico's te beperken, zijn:

1. Locatie-specifieke analyse van de geologische en geomechanische condities van de ondergrond, vooral wat betreft natuurlijke seismiciteit en de aanwezigheid en (mogelijk kritische) spanningstoestand van breuken, en van de ondiepe ondergrond en bovengrond wat betreft bodemgesteldheid, bevolkingsdichtheid en kwetsbaarheid van gebouwen (*Categorie 3*).
2. Planning van boringen en fracken in de ondergrond op veilige afstand van grote natuurlijke breuken met behulp van een geologisch model en modellen die de dimensies van fracks in de ondergrond voorspellen, rekening houdend met bovengrondse infrastructuur en ruimtelijke ordening (*Categorie 2*).
3. Het beperken van de hoeveelheid geïnjecteerde frackvloeistof (*Categorie 2*).

Dit zijn allen methodes die in veel analyses en studies genoemd worden, maar in de praktijk nog lang niet overal toegepast worden. Daarnaast is er ook nog een hoop technologische vooruitgang te boeken op dit vlak.

De belangrijkste methode die *tijdens* het fracken en gaswinning gebruikt kan worden om seismische risico's te beperken, is (micro-)seismische monitoring (*Categorie 3*), in het bijzonder in combinatie met een “stoplicht” of “hand aan de kraan” methode.

De belangrijkste meerwaarde voor het minimaliseren van de seismische risico's van schaliegaswinning is te halen uit betere integratie van geologische en geomechanische modellen van de ondergrond en micro-seismische data (TRL6-7), vooral wat betreft continue en “real time” verbetering van voorspellende modellen en aanpassen van frack-activiteiten aan de hand van micro-seismische data (“history matching”, *Categorie 2*). De belangrijkste nieuwe ontwikkelingen zijn gericht op het verbeteren van netwerken van geofoons (op het aardoppervlak of in monitoringputten), op het ontwerp van seismische monitoringnetwerken, en op het verwerken en interpreteren van (micro-)seismische data (*Categorie 3* voor verschillende technieken). Ook kan er een rol weggelegd zijn voor alternatieve methoden van monitoring (bijvoorbeeld elektrisch of thermisch, en monitoring *in* het boorgat, *Categorie 1*), alternatieve methoden voor stimulatie die het fracken kunnen vervangen (bijvoorbeeld innovatieve boortechnieken), of efficiëntere frackvloeistoffen waardoor kleinere volumes nodig zijn. Vanwege het optreden van seismiciteit met relatief hoge magnitudes is er veel kennis vanuit de geothermie

(bijvoorbeeld uit het FP7 project GEISER over “*Geothermal Engineering Integrating Mitigation of Induced Seismicity in Reservoirs*”, zie www.geiser-fp7.fr) over maatregelen om seismische risico's te beperken, vooral over het “stoplicht” systeem en statistische modellen die kunnen worden ingezet.

Op korte termijn (1-3 jaar) zal aanvullend onderzoek naar de locatie-specifieke eigenschappen van Nederlandse schalies en voorspellende geomechanische modelleringen van de effecten van fracken in de ondergrond aan de hand van bestaande gegevens meerwaarde hebben. Voor het dichten van kennislacunes wat betreft locatie-specifieke verstoring van de ondergrond door schaliegaswinning zijn gegevens uit nieuwe boringen, uit analyses van nieuw monstermateriaal, en uit (laboratorium-)testen op nieuw monstermateriaal nodig (termijn 3-5 jaar).

9.3 Conclusies

Seismische risico's door het fracken en de winning van schaliegas zijn over het algemeen klein aangezien in de meeste gevallen in de VS en Canada maximale aardbevingsmagnitudes als gevolg van het fracken klein zijn ($M < 1$, alleen meetbaar, niet voelbaar of schadelijk). Significante seismische risico's kunnen optreden op als grotere breuken door het fracken en de winning van schaliegas worden gereactiveerd.

Voor aanvang van het fracken en schaliegaswinning kan locatie-specifieke analyse van de geologische en geomechanische condities van de ondergrond, planning van boringen en fracken, en het beperken van de hoeveelheid geïnjecteerde frackvloeistof bijdragen aan het beperken van seismische risico's (*Categorie 3*).

Tijdens het fracken kan (micro-)seismische monitoring worden toegepast om vloeistofinjectie tijdig te staken of te beperken.

Naast innovatieve monitoring technieken kunnen de seismische risico's verder geminimaliseerd worden door betere (“real time”) integratie van geologische en geomechanische modellen van de ondergrond en micro-seismische data, en alternatieve methoden voor stimulatie die het fracken kunnen vervangen (bijvoorbeeld innovatieve boortechnieken). Deze technologieën zijn nog in ontwikkeling en pas op langere termijn (*Categorie 2*) toepasbaar.

10 Complexe logistieke bewegingen

10.1 Inleiding

10.1.1 Vraag:

Zijn er innovatieve manieren van organiseren, nieuwe ideeën, over het minimaliseren van de complexe logistieke bewegingen ten einde de risico's die gepaard gaan met het vervoer te verminderen? In welke mate kan een infrastructuur ten behoeven van de aan- en afvoer van water een oplossing bieden?

10.1.2 Overzicht van relevante risico's en processen

Op het gebied van complexe logistiek rondom schaliegaswinningslocaties zijn er vrijwel geen specifieke risico's. Bijzonderheden ten opzichte van andere complexe logistieke projecten zitten mogelijk in de volumestromen van aan- en afvoer van water. Risico's van veel logistieke bewegingen omvat geluidsoverlast, uitstoot van gassen en fijnstof, en belasting van openbare wegen. Het verminderen van risico's en emissies gerelateerd aan de logistiek van schaliegaswinning is voornamelijk gericht op de twee omvangrijkste transportstromen: de aanvoer van schoon water en de verwerking en afvoer van vervuild water. Deze risico's zijn weliswaar bekende en vertrouwde risico's behorende bij dergelijke industriële logistieke processen, maar gezien de omvang van de hoeveelheden vervuild water verdient dit extra aandacht bij de inrichting en opbouw van de winningslocatie.

10.1.3 Relevante aspecten voor de Nederlandse situatie

De Nederlandse situatie wijkt op dit aspect sterk af van de bekende Amerikaanse situatie. In de Nederlandse situatie gaat het om kleine(re) afstanden en een zeer goede dekking van water-infrastructuur.

De goederen die worden verplaatst tijdens de installatiefase voor het boorproces betreffen: boorvloeistoffen en boormaterialen voor horizontaal en verticaal boren. De herkomst van deze goederen is vanuit EU industrie of import via de Rotterdamse haven. Vervoer via spoor is niet aan de orde binnen Nederland, omdat dit pas rendabel is als het gaat om afstanden vanaf 500 km (Economische Impact Studie Railgoederenvervoer). Er zijn geen voor schaliegaswinning specifieke risico's verbonden aan het transport per spoor (container) en over de weg van deze goederen. De aanleg van pijpleidingen is een mogelijkheid die veel vloeistof en gas gerelateerde transporten kan vervangen.

10.2 Technologieën en ontwikkelingen die de (rest)risico's bij schaliegaswinning verminderen

Tijdens de inrichtingsfase van een schaliegaswinningslocatie zijn materialen en materieel nodig voor de opbouw van de locatie. Het transport van materieel en materialen (het gaat hier dus NIET om het transport van grote hoeveelheden al dan niet vervuild water) voor de opbouw en afbouw van een schaliegaswinningslocatie lijkt erg op het transportproces behorende bij wegenbouwprojecten. De logistieke oplossingen voor het minimaliseren van deze transportstromen (en daarmee de bijbehorende risico's en emissies) liggen in ketenregie en ICT-middelen om de transportstromen zoveel mogelijk te bundelen en de transportcapaciteit optimaal te benutten. De trend in ICT technologie is het beschikbaar maken van real-time data

vanuit alle ketenpartners en deze data te koppelen (big data toepassingen). Door slimme algoritmes toe te passen op deze data wordt sneller inzicht gekregen in de toestand van de ketenprocessen, de mogelijkheden van bundelen van goederenstromen en de consequenties van verstoringen. Bij adequaat anticiperen op basis van dit verbeterde inzicht, kan dit resulteren in minder transportbewegingen en een kleinere impact op de omgeving. De daarvoor benodigde IT technologie om ketenregie te faciliteren is in haar huidige vorm weliswaar proven technologie, maar wordt nog slechts beperkt toegepast. Deze technologie kan nog veel baat hebben van innovatie.

De grootste verplaatsing van goederen vindt plaats direct rondom en tijdens het proces van hydraulic fracturing. Het materieel (pompen en tanks) en de materialen voor hydraulic fracturing worden vanuit Nederland, dan wel Europa over de weg naar de winningslocatie vervoerd. Hiervoor gelden dezelfde overwegingen als voor het transport van constructiematerieel en –materialen tijdens de inrichtingsfase: ketenregie en ICT technologie om bundelen van goederenstromen te realiseren.

De aanvoer van schoon water voor het “hydraulic fracturing” proces en de afvoer van het verontreinigde water (afhankelijk van lokaal hergebruik of niet) zijn van aanzienlijke omvang. In de Nederlandse situatie zou het in principe mogelijk moeten zijn om bij iedere winningslocatie een grondwaterbron aan te boren voor de aanvoer van de benodigde hoeveelheden schoon water (wat afhankelijk van de geografische ligging wel zoet, brak of zout kan zijn). Echter, in Nederland winnen we alleen water voor hoogwaardige toepassingen en het is op dit moment nog onduidelijk hoe schaliegaswinning in dit verband gewaardeerd wordt. Dit betekent dat de genoemde transporten in de Tyndall (2011) studie hieraan gerelateerd voor de Nederlandse situatie kunnen komen te vervallen. Indien een lokale grondwaterbron niet beschikbaar is, is het aanleggen van een pijpleidingnetwerk een overweging voor enerzijds de aanvoer en anderzijds de afvoer in plaats van lokale winning of transport via vrachtwagens. Echter, de dichte spreiding over het schaliegaswinningsgebied en de relatief korte periode en het repeterende karakter waarin het water verwerkt wordt, betekent dat dit hoge investeringskosten met zich meebrengt. Er zal in alle redelijkheid ook een leidinginfrastructuur worden aangelegd voor de afvoer van het gewonnen schaliegas en de infrastructuur voor het water en voor het gas kunnen bij aanleg gecombineerd worden wat de kosteneffectiviteit ten goede komt.

Hergebruik van afvalwater van voorgaande fracking processen (na waterzuivering), kan een groot gedeelte van de totale schoonwater behoefte invullen (zie sectie 4), maar niet alles. Dit levert vooral een logistieke uitdaging op in de timing van het logistieke proces. Naast grote hoeveelheden schoon water zijn ook chemicaliën en zand nodig voor het hydraulic fracturing proces. Er zijn geen specifieke risico's verbonden anders dan bij andere transporten met (gevaarlijke) chemicaliën of zand. Centrale verwerking resulteert in grote hoeveelheden te transporteren vervuild water.

Het vervuild water dat vrijkomt tijdens productie (productiewater) is zeer zout water (een brine met tot wel 200 g Cl⁻/L). Hiervoor bestaan momenteel nog geen behandelingsinstallaties in Nederland. Her-injectie van vervuild water kan enkel in lege gasvelden. De directe beschikbaarheid van lege gasvelden is daarin cruciaal, en is dus niet overal een optie. Her-injectie kan niet in een schaliegasveld. Daarnaast vraagt her-injectie om aparte vergunningen. De (tijdelijke) opvang en

opslag van het vervuilde water vormt een aanzienlijke logistieke uitdaging aangezien dit volgens Nederlandse wetgeving niet in een open bassin mag. Hergebruik of lozing vergt dus een forse investering in waterbehandelingsinstallaties.

Idealiter wordt tijdens de productiefase het gewonnen schaliegas direct verwerkt tot Nederlandse kwaliteit aardgas en via een conventionele pijpleiding aangesloten op het Nederlandse aardgasnetwerk. Er is extra transportinfrastructuur (met name pijpleidingen) nodig om die aansluiting van de winningslocatie op het Nederlandse aardgasnetwerk mogelijk te maken. Het is echter zeer wel denkbaar dat de druk in de well head (de installatie aan het oppervlak die de put afsluit), de gaskwaliteit en lage toestroom van gas het niet rendabel maken om schaliegas in het hoge druk Gasunie-netwerk te comprimeren. Daarom moeten opties voor regionale/ lokale afzet onderzocht worden als alternatief.

Gasterra moet conform de huidige regelgeving aangeboden gas inkopen tegen marktconforme prijs, mits er bijvoorbeeld niet te veel CO₂ in zit.

In de afbouwfase worden de putten afgesloten en is de aard en omvang van het transport vergelijkbaar met de opbouwfase van de boorinstallatie (30 transporten, aldus Tyndall (2011)).

10.3 Conclusies

Ten aanzien van het transport zijn het merendeel van de transportbewegingen rondom schaliegaswinningslocaties niet anders dan rondom bijvoorbeeld wegenbouwprojecten. Waar de afwijking zit, is in de aan- en afvoer van water. De aanvoer kan in de Nederlandse situatie gebeuren middels pijpleidingen, waardoor de risico's verwaarloosbaar worden. De afvoer (middels pijpleidingen) van het – vervuilde – retourwater is ingewikkelder, maar is niet anders dan transporten van gevaarlijke vloeistoffen binnen de huidige wet- en regelgeving. Wel zijn de stromen groter van volume en heeft de de grootste impact om de benodigde transportlogistiek.

Waar de winst behaald kan worden is in de planning van de stromingen en de inzet van ICT-middelen. Het beschikbaar maken van real-time data vanuit alle ketenpartners, het slim bundelen van deze data en het toepassen van slimme algoritmes op deze data wordt er in eerste instantie sneller inzicht gekregen in de toestand van de ketenprocessen, maar kunnen goederenstromen ook sneller gebundeld worden en kan er snel en adequaat gereageerd worden om verstoringen in het transportnetwerk. Een proven technologie, die nog maar op zeer kleine schaal wordt toegepast (*Categorie 3*).

11 Omgevingsrisico's en -emissies

11.1 Inleiding

11.1.1 Vraag:

Zijn er nieuwe methodes en nieuwe werkwijzen bekend die leiden tot minder risico voor de omgeving en lagere emissies van stoffen naar de omgeving?

11.1.2 Overzicht van relevante risico's en processen

Naast de emissie van methaan komen bij schaliegaswinning in de ruimste zin (dat wil zeggen bij alle stadia) ook emissies van (lucht-)vervuilende stoffen voor die schadelijk zijn voor de gezondheid. Het is belangrijk hier een onderscheid te maken met methaan. Dit is vooral een broeikasgas en in de concentraties waarmee het momenteel in de atmosfeer voorkomt niet schadelijk voor de gezondheid. De belangrijkste te verwachten emissies van luchtvervuilende stoffen zijn NO_x en fijnstof (PM₁₀ en PM_{2.5})¹¹ door verbrandingsmotoren van (zwaar) wegverkeer en niet voor de weg bestemde mobiele machines zoals pompen, aggregaten, graafmachines, hijskranen, etc.

In het Witteveen+Bos rapport wordt fijnstof niet meegenomen omdat er, zoals omschreven in bijlage 1, gevraagd werd naar de klimaatvoetafdruk. Aangezien fijnstof geen broeikasgas is, is deze buiten beschouwing gebleven.

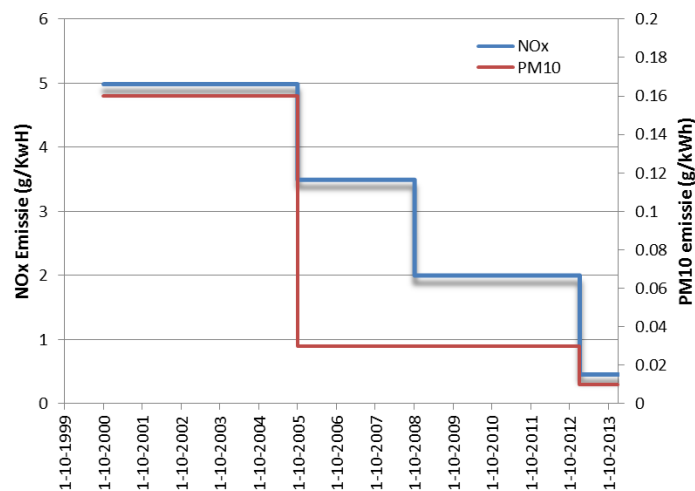
11.1.3 Relevante aspecten voor de Nederlandse situatie

In tegenstelling tot het Witteveen+Bos rapport, telt in het rapport van Royal HaskoningDHV over de klimaatvoetafdruk van schaliegas in Nederland de uitstoot van NO_x en fijnstof voor een significant deel mee in de totale emissies tijdens productie van schaliegas. Als de gehele levensduur van een boorput beschouwd wordt, telt de energievoorziening middels diesel op tot (afgerond) 44%, waar dit uitkomt op zelfs (afgerond) 78% wanneer alleen het fracken beschouwd wordt.

11.2 Technologieën en ontwikkelingen die de (rest)risico's bij schaliegaswinning verminderen

In Europa en Nederland is reeds een lange traditie van het stapsgewijs verminderen van de omgevingsrisico's van verbrandingsmotoren middels de Europese emissiestandaarden, ook bekend als de EURO normen (EC, 1997; 1998). Deze EURO normen bepalen de acceptabele bovengrens van uitlaatgasemissies van nieuwe voertuigen en/of machines zoals verkocht in lidstaten van de Europese Unie. De steeds verder aangescherpte emissienormen zijn stapsgewijs ingevoerd (zie sectie 8) Het betreft hier dus geen nieuwe innovatieve technologieën maar reeds op de markt verkrijgbare technologieën.

¹¹ PM₁₀ = particulate matter < 10 micrometer & PM_{2.5} = particulate matter < 2,5 micrometer



Figuur 3: Progressie van Europese NOx (linkeras) en PM10 (rechteras) emissiestandaarden voor nieuwe vrachtautos (EURO III t/m EURO VI)

De meest recente EURO norm voor zwaar vrachtverkeer is de EURO VI norm welke van kracht is sinds december 2013. Voor mobiele machines is "Stage IV" de meest recente emissie-eis, van kracht sinds 1 januari 2014. Gezien de zeer recente invoerdatum zouden deze technologieën als nieuw aangemerkt kunnen worden maar commerciële beschikbaarheid en toepassing zijn reeds bewezen.

Het is in het kader van het huidige rapport belangrijk te beseffen dat dergelijke emissie-eisen uitsluitend gelden voor nieuwe voertuigen of machines en er geen verbod is op het gebruik van oudere machines of vrachtwagens. Daar de levensduur van machines en vrachtwagens wel 10-20 jaar kan zijn, duurt het lang voordat een nieuwe technologie de markt volledig gepenetreerd heeft. Dit betekent dat, indien men deze technologieën ingezet wil hebben om omgevingsrisico's te beperken, dit expliciet geëist moet worden. De inzet van biodiesel levert een reductie van bijna 4 g CO₂eq/kWh (RHDHV 2013).

Een andere belangrijke maatregel om emissie naar lucht zoveel mogelijk te beperken, is het gebruik van verbrandingsmotoren zoveel mogelijk te vermijden door over te schakelen op het gebruik van elektrische apparatuur, machines en eventueel ook transport. Ook dit is in belangrijke mate reeds bestaande technologie. Hierbij kan gedacht worden aan elektrische pompen, compressoren etc. Ook boortorens kunnen tegenwoordig volledige elektrisch aangedreven worden (wat betekent dus ook zonder (diesel-)aggregaat).

Voor de beperking van emissie van opwervend stof zijn geen nieuwe innovatieve technologieën bekend. Slimme aan- en afvoer van water en vooral het beperken daarvan middels bijvoorbeeld leidingen kan een belangrijke bijdrage leveren in het terugdringen van emissies. Voor deze afweging is een gedegen life cycle analyse studie nodig. Deze is niet meegenomen in de studie van RHDHV (2013), omdat de gebruikte database niet voorzag in het modelleren van een tijdelijke waterleiding.

11.3 Conclusies

De emissies anders dan methaan die geassocieerd zijn met de winning van schaliesgas in Nederland bestaan voor het belangrijkste deel uit de uitstoot en opwerveling van NOx en fijnstof. Hoewel het niet per se over broeikasgassen gaat, brengen ook deze emissies een zeker risico met zich mee.

Er zijn op dit vlak geen baanbrekende innovaties of ontwikkelingen die deze risico's terugdringen. Het aanscherpen van de eisen die gesteld worden aan de uitstoot van o.a. vrachtwagen en andere apparatuur met een verbrandingsmotor (*Categorie 3, maar let op doorloop/afschrijving huidig materieel*), alsmede de overstap naar een all-electric scenario (NB: all-electric is inclusief het transport) (*Categorie 1*), pakt in grote mate het huidige emissieniveau aan. Daarnaast zijn deze ontwikkelingen niet specifiek van toepassing op schaliegaswinning, maar zijn relevant voor al het transport met vrachtwagens en (grote) bouwactiviteiten.

12 Schaalfactoren

12.1 Inleiding

12.1.1 Vraag:

De risico's van schaliegaswinning en productie worden mede beïnvloed door de grotere schaal van de activiteiten, Er zijn per locatie meer putten, hulpmiddelen, water en materiaal nodig wat leidt tot meer emissies naar de omgeving en meer vervoersbewegingen in vergelijking tot conventionele lokale gaswinning. Zijn er nieuwe methodes en nieuwe werkwijzen bekend waardoor er minder putten, hulpmiddelen, water en materialen nodig zijn?

12.1.2 Overzicht van relevante risico's en processen

Het proces van schaliegaswinning is intensiever dan winning van conventionaal gas: door meer ruimtebeslag en vervoersbewegingen, vergroot dit de kans dat meer mensen overlast ondervinden, zoals luchtvervuiling, geluidsoverlast en horizonvervuiling, ten opzichte van conventionele winning.

12.1.3 Relevante aspecten voor de Nederlandse situatie

Nederland is een dichtbevolkt land met uitgebreide infrastructuur. Deze eigenschappen hebben tot gevolg dat de risico's die schaliegaswinning met zich mee brengt in Nederland een grotere impact kan hebben. Door middel van het toepassen van ketenregie over de gehele productieketen van schaliegaswinning kunnen de risico's verminderd worden. In het W+B (6.2/A3.2) rapport wordt dit aangeduid met closed loop systematiek. Toepassen van deze systematiek kan een efficiënter ontwikkelingsplan met minder veiligheidsrisico's tot gevolg hebben. Closed loop systematiek kan ook sterk geoptimaliseerd worden met behulp van real-time data, dit wordt nog nauwelijks toegepast en gaat gepaard met veel technologische ontwikkelingen. Dit wordt 'closed loop reservoir management' genoemd.

12.2 Technologieën en ontwikkelingen die de (rest)risico's bij schaliegaswinning verminderen

Het is bekend dat niet alle bestaande schaliegasputten commercieel produceren en dat in veel gevallen niet alle fracture stages (mogelijk slechts 30-40%)¹² bijdragen aan producerende putten. Dit betekent dat hetzelfde productieresultaat in principe zou kunnen worden behaald met veel minder boringen en hydraulic fracturing, en met een evenredige reductie in risicodragende activiteiten.

Om het succes te verhogen hebben de meeste grote operating en service companies geformaliseerde stappenplannen ontwikkeld, meestal ondersteund door eigen software, om het faalpercentage van schaliegas ontwikkeling (de asset als geheel, maar ook individuele putten en fracture stages) te reduceren. De essentie hierbij is de introductie van een systematiek in het gebruik van informatie (metingen door b.v. logging tools) en een stapsgewijze ontwikkeling met toetsbare criteria.

¹² EIA 2012 Golden Age of Gas Rules

Bij de ontwikkeling van met name oliereservoirs is het gebruikelijk dat vooraf verschillende ontwikkelingsscenario's worden doorerekend met behulp van numerieke modellen. De betrouwbaarheid van deze modellen wordt verhoogd door ze te conditioneren aan metingen met behulp van numerieke algoritmes. Daarmee zijn de beschikbaarheid en kwaliteit van metingen bepalend voor de betrouwbaarheid van een modelmatige scenario berekening. Er wordt in de literatuur op gewezen dat horizontale putten (in de VS) niet altijd worden gelogd en dat 3D seismiek niet altijd wordt gebruikt. Beide bronnen van informatie dragen in potentie sterk bij aan een beter begrip van het reservoir en daarmee aan een betere identificatie van zogenaamde 'sweet spots' en kan zodoende een positief effect hebben op de schaalgrootte van een eventuele winning.

Aangezien er zeer veel mogelijke ontwikkelingsscenario's potentieel realiseerbaar zijn, kunnen er ook numerieke optimalisatie algoritmes worden ingezet om, op basis van deze modellen, binnen alle realiseerbare scenario's op systematische wijze te zoeken naar het optimale scenario. Optimaliteit wordt daarbij typisch beoordeeld vanuit een bedrijfseconomisch perspectief (b.v. te verwachten net present value), maar ook minimalisatie van onzekerheid en risico's kan deel uit maken van de (robuuste¹³) optimalisatie-doelstellingen.

Het systematisch en iteratief doorlopen van de twee hierboven beschreven stappen staat in de olie industrie wel bekend als 'closed-loop reservoir management', en is onderwerp van veel recente research & development, met name rond de efficiency en effectiviteit van algoritmes voor modelconditionering en optimalisatie.

Er zijn al enige pogingen geweest om de waarde van deze systematiek te toetsen op schaliegasontwikkelingen. Met name de bepaling van optimale aantallen en locaties van putten en fracture stages was hierbij de doelstelling, maar ook beperkingen of condities aan toegestane ontwikkelingsplannen, b.v. aan ruimtegebruik of volume aan fracturing vloeistof, zouden in principe kunnen worden beschouwd.

12.3 Conclusies

Het ontwikkelen van een ontwikkelingsplan is een techniek die in de wereld van conventionele winning standaard wordt toegepast. Closed loop reservoir management is een ontwikkelingsplan en beschrijft een winningsproject, en laat zien welke ontwikkelingen zich zouden kunnen gaan voordoen. Vaak heeft een ontwikkelingsplan daarom een gefaseerd karakter met beslismomenten onderweg. Dit is vooral van toepassing bij de winning van (zware) olie, 'waterflooding'¹⁴ en 'enhanced oil recovery'¹⁵.

Bij schaliegas is eerder sprake van een gebieds-ontwikkelingsplan (in de EBN-Haliburton studie: 'Area Development Plan'); ook een dergelijk plan zal de nodige

¹³ Robuust = de resulterende strategie is optimaal gegeven (met in acht neming van) de onzekerheid in het onderliggende model

¹⁴ Bij 'waterflooding' wordt door middel van waterinjectie getracht de olieproductie te vergroten. Een techniek die bekend staat als secundaire winning

¹⁵ 'Enhanced Oil Recovery' valt onder de tertiaire winning en duidt op een aantal technieken die de oliewinning vergroten. Een bekend voorbeeld hiervan is het stimuleren van de oliewinning door middel van CO₂-injectie

flexibiliteit moeten bevatten om gaandeweg de exploratie en exploitatie te kunnen reageren op nieuwe informatie of omstandigheden.

Een ontwikkelingsplan is zeer gebaat bij continue input van data uit logs vanuit horizontale putten en/of seismische data. Vanuit een ontwikkelingsplan dat gebruik maakt van closed loop reservoir management komen veel mogelijke ontwikkelingsscenario's naar voren, waarbij model based decisions centraal staan. Dat wil zeggen dat plannen en modellen real-time worden bijgesteld tijdens het boren en/of fracken, om zodoende de activiteiten te optimaliseren (*Categorie 3*). Dit laat onverlet dat het initiele boor- en frackplan natuurlijk wel aan alle heersende veiligheidseisen moet voldoen. Het closed loop reservoir management richt zich op optimalisatie, waarbij er een keuze gemaakt kan worden in optimalisatiedoelstellingen; bedrijfseconomisch, onzekerheden en risico's.

De optimalisatie door closed loop reservoir management kan leiden tot het slimmer plaatsen van fracks en mogelijk ook minder fracks, of het boren van minder putten en daarmee een vermindering van het aantal boorlocaties. Deze aanpak is dus veelbelovend en een belangrijke factor in het mogelijk terugdringen van de schaalgrootte van schaliegaswinning en de daarmee geassocieerde risico's.

13 Combinatie van schaliegaswinning en geothermie

13.1 Inleiding

13.1.1 Vraag:

Is het mogelijk om een put of een deel van een put te gebruiken voor de winning van aardwarmte na de winning van schaliegas? Zijn hier extra risico's aan verbonden?

en

Is het mogelijk om infrastructuur die is aangelegd ten behoeve van de winning van schaliegas na de productiefase opnieuw te gebruiken voor andere (duurzame) energieprojecten?

13.1.2 Overzicht van relevante risico's en processen

Op dit moment zijn er geen relevante risico's bekend die gepaard gaan met een voorzien gebruik van de schaliegasput voor geothermische doeleinden (zgn. double-play concept).

13.1.3 Relevante aspecten voor de Nederlandse situatie

In de studie van RHDHV naar de klimaatvoetafdruk van schaliegas in Nederlands perspectief is een vergelijking gemaakt tussen een schaliegaswinning met en zonder synergie met geothermie, zowel conventioneel (warmte benutting) als ultra-diep (elektriciteitsproductie). In dat geval gaan ze uit van de voordelen van het reeds aanwezig zijn van putlocaties en equipment. In het geval van directe warmte-uitnutting vanaf een diepte van 1800 meter is een emissiereductie van 15 g CO₂eq/kWh en bij elektriciteitsproductie 96 g CO₂eq/kWh. Deze studie heeft zich uitsluitend gericht op geassocieerde emissies door uitvoering van een Life Cycle Analyses en heeft niet gekeken naar de technische haalbaarheid.

Het combineren van schaliegaswinning en electriciteitsopwekking door gebruik te maken van geothermie (zgn. Enhanced Geothermal Systems (EGS)) wordt op dit moment nog buiten beschouwing gelaten omdat de voorspelde capaciteit (Dumas et al. 2014) in Nederland pas tussen 2030 en 2050 economisch rendabel lijkt (uitgaande van de Europese resource assessment met een levelized cost of energy (LCOE) die kleiner is dan 100 euro per opgewekte megawattuur (MWh)). Op de lange termijn zou dit wel een optie kunnen zijn, maar blijft de putdiameter de bottleneck.

13.2 Technologieën en ontwikkelingen die de (rest)risico's bij schaliegaswinning verminderen

Het is in principe mogelijk een schaliegasput te hergebruiken voor winning van aardwarmte. Het doelreservoir voor aardwarmte is nooit hetzelfde als het reservoir voor schaliegas. De put zal daarom verdiept moeten worden (als het aardwarmtereservoir onder het schaliegasreservoir ligt), of afgewerkt in een ondieper gelegen aardwarmtereservoir. Hiervoor is het eventueel noodzakelijk een sidetrack te boren om de juiste putafwerking (gravel pack, performatie of slotted liner) te kunnen plaatsen. Een aardwarmteput heeft geen opvoerbuiss, in

tegenstelling tot een schaliegasput. Deze zal dus verwijderd moeten worden. Vanwege het grote debiet van een aardwarmteput is de diameter van de casing groter dan de productiecasing van de schaliegasput. Het zal dus noodzakelijk zijn deze te verwijderen, of gebruik te maken van een smalle opvoerbuys in combinatie met een kleine diameter pomp, eventueel in een configuratie met meerdere productie- en injectieputten in plaats van een klassiek doublet. Electrical Submersible Pumps (ESPs – de electische pompen die in de boorput worden gehangen) bestaan in kleine diameters, maar deze worden tot op heden niet toegepast in doubletten in Nederland. Het is sterk de vraag of dit economisch kan zijn, in verband met de kosten van de pomp en de relatief grote wrijvingsverliezen die optreden bij smalle opvoerbuizen.

Een schaliegasput heeft een beperkte geplande levensduur. Bij de aanleg van de put moet rekening gehouden worden met mogelijk hergebruik over een periode van enkele decennia, in de keuze van zowel cement als staal. Het in schaliegasputten gebruikte staal heeft een grote sterkte, omdat deze putten altijd gefract worden. Geothermieputten zijn tot op heden in Nederland niet gefract (hoewel dit niet onmogelijk is) maar hebben wel te maken met een groter corrosierisico dan schaliegasputten¹⁶. De staaldikte moet voldoende groot zijn om intact te blijven gedurende de hele productieperiode, gegeven de verwachte corrosiesnelheid.

Bij de meeste doubletten is de warmtevraag aanwezig op dezelfde lokatie als de putten. Transport van aardwarmte vindt vrijwel niet plaats. Als een schaliegasput zal worden hergebruikt, is het dus nodig dat op de boorlokatie, of op geringe afstand van maximaal een aantal kilometers, een warmtevraag is.

Wanneer een verlaten schaliegaswinningslocatie wordt omgebouwd ten behoeve van warmtewinning door middel van geothermie, kan gebruik gemaakt worden van de reeds aangelegde infrastructuur. Het oppervlaktebeslag van individuele winningslocaties (1 – 1,5 ha volgens het Notional field development plan, EBN 2011-2012) is te klein voor rendabele plaatsing van windmolens of zonnepanelen en deze toepassingen hebben te weinig baat bij de aanwezige infrastructuur om als kans beschouwd te worden.

13.3 Conclusies

Het omvormen van twee schaliegasputten naar een conventioneel, lage enthalpie geothermiedoublet is waarschijnlijk niet economisch te realiseren omdat een schaliegasput een te geringe diameter heeft om een groot debiet mogelijk te maken, en het trekken van de smalle casing(s) en eventueel het aanbrengen van een wijdere casing duur is (*Categorie 1*).

Wat eventueel mogelijk is, is het samenstellen van het geothermisch systeem uit meer dan twee geconverteerde schaliegasputten, die relatief lage debieten pompen, en waarin smalle pompen kunnen worden aangebracht (*Categorie 1*). Hierdoor kunnen een of meer van de bestaande smalle casings gehandhaafd worden. Het is echter sterk de vraag of dit economisch haalbaar is. Hierop is niet een eenduidig antwoord te geven. Een lokatiespecifieke kosten-batenanalyse moet dit uitwijzen.

¹⁶ Door hogere zuurtegraad als gevolg van ontgassing van het formatiewater als bij de opvoer de druk lager wordt, i.c.m. zout en verzuiging

14 Integratie van de verschillende thema's

Dit hoofdstuk vat de belangrijkste, vrijwel algemeen geldende, uitkomsten van de uitgevoerde inventarisatie van technologieën en ontwikkelingen voor het verminderen van (rest)risico's bij schaliegaswinning samen. De samenvatting is ingedeeld op basis van (1) beschikbare maatregelen die op korte termijn (d.w.z. vrijwel direct na vergunningsverlening, *Categorie 3, zie Aanpak & Verantwoording*) toegepast kunnen worden, (2) onderzoek op langere termijn (3-10 jaar e.v. – *Categorie 1&2*) dat kan bijdragen tot het verminderen van (rest)risico's, (3) belangrijkste ontwikkelingen per deelvraag, (4) een korte opmerking betreffende de vergelijking van schaliegas ten opzichte van schalieolie en (5) korte opmerking over de vergelijking met conventionele gaswinning.

14.1 Maatregelen die (rest)risico's bij schaliegaswinning op korte termijn kunnen verminderen

De belangrijkste, vrijwel algemeen geldende, uitkomst van de uitgevoerde inventarisatie van technologieën en ontwikkelingen voor het verminderen van (rest)risico's bij schaliegaswinning is dat de belangrijkste winst te behalen is door voor *aanvang van grootschalige winning* de volgende locatie-specifieke onderzoeken te doen of maatregelen te nemen:

- Bij veranderende regelgeving kan er rondom de inrichting van de winningslocatie rekening gehouden worden met het risico op morsen en lekkages door bijvoorbeeld geotextiel aan te brengen, en adequate handhaving en inspectie aan de hand van bestaande wet- en regelgeving.
- Geologische en geomechanische modellering van de reactie van het ondergrondse systeem op winningsactiviteiten, en van de interactie van winningsactiviteiten met bestaande geologische structuren zoals breuken. Dit onderzoek draagt bij aan het terugdringen van de kans van ondergrondse methaanmigratie, geeft de bandbreedte van het resultaat van fracken, en kan gebruikt worden om de optimale plaatsing van fracken te bepalen om de kans op geïnduceerde seismiteit door reactivatie van grootschalige breuken terug te dringen. Een gedetailleerde karakterisatie van ondergrond en gesteente eigenschappen met behulp van indirecte geofysische methoden zoals seismiek, testen van het gedrag van schalies in proefboringen, of laboratorium testen op monsters uit proefboringen dragen in belangrijke mate bij aan de nauwkeurigheid van de modelleringen.
- Bepalen en toepassen van de optimale samenstelling van frackvloeistoffen, zowel met het oog op risico's van het gebruik van chemicaliën als op de efficiency van het fracken. Deze maatregel draagt bij het verminderen van risico's op mogelijke vervuiling van bodem en grond- en oppervlaktewater, en aan het verkleinen van de schaal van fracken en watergebruik.
- Implementeren van een *optimaal* ontwikkelingsplan voor winningslocaties in combinatie met "closed loop" reservoir management. Deze maatregel draagt bij aan het verkleinen van de schaal van operaties; minder fracks of zelfs minder boringen, minder winningslocaties, minder water en dus ook minder vervoersbewegingen.
- Implementeren van adequate monitoring van grond- en oppervlaktewater en methaanemissies. Vooral het bepalen van locatie-specifieke baselines

voor aanvang van schaliegaswinning en het implementeren van een strategie voor het bijsturen of stoppen van operaties bij overschrijding van risico's zijn van belang.

- Passende monitoringsstrategie (bijvoorbeeld real time monitoring) in de ondergrond dat zich zowel richt op de reikwijdte van fracks, detectie van migratie en handhaven van boorgatintegriteit als op het verbeteren van de effectiviteit van fracken en gaswinning.

Vooraf de combinatie van bovengenoemde onderzoeken en maatregelen heeft belangrijke meerwaarde.

14.2 Onderzoeken en innovaties die op langere termijn bijdragen aan het verminderen van (rest)risico's bij schaliegaswinning

Innovaties en ontwikkelingen bij schaliegaswinning kunnen worden ingedeeld in verschillende fasen: voor aanvang van de winning, tijdens de winning, na winning, en nadat de winningslocatie verlaten is.

Voor aanvang van winning: Onderzoek en innovaties zijn van belang die zich richten op kennislacunes op het gebied van sturing van het resultaat van fracken, op alternatieve methoden van reservoirstimulatie, op de interactie van Nederlandse schalielagen met frackvloeistoffen, of op het verbeteren van cement dat gebruikt wordt in boringen met het oog op verbeterde boorgatintegriteit bij toepassen van een veelvoud aan frackstages.

Tijdens winning: Vooral onderzoek en innovaties op het gebied van monitoring zijn van belang. Veel onderzoek en innovaties richten zich op nieuwe monitoringstechnieken en verbeterde sensoren. Voorbeelden zijn real time monitoring met fibre optics, (combinaties van) elektrisch, thermisch of magneto-tellurisch monitoring, monitoring op basis van micro-seismiciteit en verbeterde monitoringsnetwerken. Maar ook innovaties op het gebied van bovengrondse monitoring kunnen gebruikt worden om adequaat te handelen rondom methaanemissies, drink- en grondwatervervuiling en complexe logistieke bewegingen.

Na winning kan de infrastructuur mogelijk hergebruikt worden voor geothermie. Aanvullend onderzoek is nodig om mogelijkheden van hergebruik van schaliegasputten voor geothermie beter te kunnen beoordelen. In ieder geval is voor aanvang van de eventuele winning het moment om een afweging/plan te maken met betrekking tot het hergebruik van schaliegasputten voor geothermie aangezien een aangepast boorgatontwerp nodig is. Deze technologie is waarschijnlijk pas op langere termijn toepasbaar.

Nadat de winningslocatie is verlaten: Na het afronden van de schaliegaswinning is vooral het verlaten van het boorgat van belang. Nederland heeft op dit gebied zeer veel ervaring met conventionele gaswinning, maar er is weinig ervaring met het lange termijn monitoren van grote aantallen verlaten boorputten. Hier zijn risico's te verminderen door regelmatig (of real-time) drukmetingen in het boorgat te doen, of de grondwatersamenstelling aan het oppervlak of in ondiepe waterlagen te monitoren.

14.3 Belangrijkste ontwikkelingen wat betreft (rest)risico's bij schaliegaswinning per deelvraag

Voor de verschillende deelvragen (zie secties 1-13) zijn de belangrijkste ontwikkelingen:

- Vervuiling van grond- en oppervlaktewater tijdens transport en op locatie zijn bekend en niet anders dan bij andere activiteiten waarvoor uitgebreide wet- en regelgeving in plaats is
- Directe migratie van methaan naar watervoerende lagen is zeer onwaarschijnlijk, en in de Verenigde Staten en Canada bij schaliegaswinning nog niet waargenomen. Belangrijk is de afstand tussen de fracks en grondwatervoerende lagen die in Nederland meer dan 1000 meter is, en in vrijwel alle gevallen afdoende om directe verbinding tussen fracks en grondwatervoerende lagen te voorkomen. Migratie langs boorputten is een aandachtspunt.
- Er is steeds meer bekend rondom de chemicaliën die gebruikt worden tijdens het fracken en het is mogelijk om de meest veilige stoffen te kiezen voor de Nederlandse schalielagen. Verwacht wordt dat alternatieve (zogenaamde groenere) chemicaliën in waterhoudende frackvloeistoffen water de komende 5-10 jaar nog geen doorslaggevende rol gaan spelen. Alternatieven zonder water worden wel toegepast, maar zijn vooralsnog niet beter, omdat vaak moeilijker handelbaar zijn, en in sommige gevallen zelfs gevaarlijker of schadelijker dan conventionele frackvloeistoffen.
- Het retour- en productiewater kan technisch tot ieder gewenst niveau gezuiverd worden, zowel op locatie als decentraal in een waterzuiveringsinstallatie.
- Nederland heeft zeer veel kennis rondom boorgatintegriteit vanuit de lange historie van conventionele gaswinning. Echter, voor schaliegaswinning behoeven de lange horizontale putten, de veelvoud aan frackstages, en het verlaten van de grote aantallen boorputten aandacht.
- Het resultaat van de geplande fracks zijn voor aanvang door geomechanische modellen in combinatie met karakterisatie van de ondergrond in te schatten, en door adequate monitoring tijdens de activiteit te bepalen. Ondergrondse monitoring geeft de beste mogelijkheden tot bijsturen van frackactiviteiten.
- Reductie van methaanemissies zijn in veel gevallen technisch mogelijk, bijvoorbeeld door het voorkomen van venting/flaring, door het afvangen en hergebruik, en door toepassen van gesloten systemen. In combinatie met monitoring kunnen de methaanemissies sterk gereduceerd worden, maar spelen financiële overwegingen een rol.
- Het risico van bodembewegingen is voornamelijk beperkt tot het risico van geïnduceerde seismiciteit. Het risico is alleen significant als er grotere breuken gereactiveerd worden, als er significante *natuurlijke* seismiciteit op de winningslocatie opgetreden is, of als er grote hoeveelheden vloeistof in een relatief gebied, en kan dus beperkt worden door bij ontwikkeling van velden weg te blijven van grote breuken en door het volume geïnjecteerde (afval)vloeistof te beperken. Real-time monitoring op basis van micro-seismiciteit en het beperken van het volume geïnjecteerde frackvloeistof kan verder bijdragen aan het beperken van seismische risico's.

- Een schaliegaswinning lijkt qua logistiek veel op een wegenbouwproject. Deze complexe logistiek kan veel slimmer worden ingericht middels real-time ketenregie met behulp van innovatieve ICT toepassingen (bundelen en interpreteren van grote hoeveelheden van data). Wat betreft benodigde watervolumes is schaliegaswinning uniek. Risico's kunnen ondervangen worden door de aanvoer –en afvoer van water met pijpleidingen te regelen.
- De meeste omgevingsrisico's en –emissies zijn niet specifiek voor schaliegaswinning. Wat betreft deze risico's is vooral winst te behalen door het gebruik van schonere alternatieven voor verbrandingsmotoren (vrachtwagens en andere apparatuur) of implementatie van een “all-elektric” scenario.
- Een ontwikkelingsplan voor schaliegaslocaties met heldere optimalisatie-doelstellingen die vooraf bepaald kunnen worden draagt niet alleen bij aan een succesvolle en optimale winning, maar ook aan veiligheid, risico's en schaalfactoren door mogelijk minder locaties, putten en/of fracks.
- Een combinatie van schaliegaswinning en geothermie lijkt vooralsnog erg onwaarschijnlijk, al kan aanvullend locatie specifiek onderzoek en onderzoek naar toepassing van verschillende putontwerpen meer helderheid over de mogelijkheden geven.

14.4 Vergelijking tussen winning van schaliegas en –olie

Het is vooraf (dat wil zeggen voordat exploratieboringen zijn geplaatst) met behulp van modellen slechts met aanzienlijke onzekerheid vast te stellen of schalies olie, condensaten of droog gas (of een combinatie daarvan) bevatten. Dit rapport heeft een sterke focus op winning van droog gas uit schalies. Alhoewel winning van olie en condensaten uit schalies aanzienlijk kan verschillen, vooral wat betreft de specifieke toepassing en planning van boren en fracken en wat betreft optimale veldontwikkeling, gelden vrijwel alle uitkomsten voor het verminderen van (rest)risico's, beschreven in secties 14.1-14.3, ook voor winning van schalieolie of condensaten.

14.5 Vergelijking met conventionele gaswinning

In de inventarisatie van technologieën en ontwikkelingen voor het verminderen van (rest)risico's bij schaliegaswinning is vaak niet goed onderscheid te maken tussen technieken die specifiek zijn voor schaliegaswinning en technieken die toegepast worden bij conventionele gaswinning of in andere industriële activiteiten zoals wegenbouwprojecten en transport via de weg. Vooral voor technieken die ook in de conventionele gaswinning worden toegepast en voor risico's die bij conventionele gaswinning ook spelen, geldt dat er in Nederland vanuit de lange historie van conventionele gaswinning veel kennis is en adequate wet- en regelgeving geïmplementeerd is. Voor *exploratieboringen* die tot doel hebben te testen of en hoeveel gas uit de schalies te winnen zijn de risico's dan ook niet wezenlijk verschillend van conventionele gaswinning. De *belangrijkste* verschillen in risico's tussen conventionele gaswinning en *grootschalige schaliegaswinning* komen voort uit verschillen in type boringen (*voornamelijk* enkele verticale boringen voor conventionele gaswinning en *voornamelijk* multi-laterale horizontale boringen voor schaliegaswinning), en uit verschillen in de schaal (intensiteit) van boren, fracken en transport.

15 Literatuurlijst

- Accenture (2012) *Water and Shale Gas Development, Leveraging the US experience in new shale developments*,
- AEA, 2012, *Climate impact of potential shale gas production in the EU*, Report for European Commission DG CLIMA , AEA/R/ED57412 Date 30/07/2012
- Al-ajwad Hassan Ali, Abass, H. H., Al-nakhli Ayman Raja, Al-Harith, A. M., & Kwak, H. T. *Unconventional Gas Stimulation by Creating Synthetic Sweetspot*. 2013 SPE Middle East Unconventional Gas Conference & Exhibition. Muscat, Sultanate of Oman, Society of Petroleum Engineers, 2013
- Alleman, D. *Treatment of shale gas produced water for discharge*. Technical workshops for the hydraulic fracturing study. *Water Resources Management*. March 29-30, 2011.
- Allen, D.A., Torres, V.M., Thomas, J., Sullivan, D.W., Harrison, M., Hendler, A., Herndon, S.C., Kolb, E.C., Fraser, M.P., Hill, A.D., Lamb, B.K., Miskimins, J., Sawyer, R.F., and J.H. Seinfeld (2013) *Measurements of methane emissions at natural gas production sites in the United States*. PNAS 110: 17768-17773. <http://dx.doi.org/10.1073/pnas.1304880110>
- Alley, B, Beebe, A; Rodgers, J, Castle, J.W. *Chemical and physical characterization of produced waters from conventional and unconventional resources*. *Chemosphere* 2011 85 (1):74-82
- API, 2009, *Hydraulic Fracturing Operations – Well Construction and Integrity Guidelines*, API Guidance Document HF1, First Edition, October 2009.
- Appelman, WAJ en RJM. Creusen; *Waterkringloopsluiting glastuinbouw- nieuwe technologie voor waterbereiding, ontsmetting en nutriënten terugwinning*; TNO-rapport; 2010
- Astakhov, D., W. Roadarmel, and A. Nanayakkara (2012). *A New Method of Characterizing the Stimulated Reservoir Volume Using Tiltmeter-Based Surface Microdeformation Measurements*. SPE Hydraulic Fracturing Conference held in The Woodlands, TX, USA, 6-8 February 2012.
- Atkinson, J., and T. Davis (2011). *Multicomponent Time-lapse Monitoring of Two Hydraulic Fracture Stimulations In an Unconventional Reservoir, Pouce Coupe Field, Canada*. SEG 2011 Annual Meeting held in San Antonio, TX, USA, 4097-4101.
- Available at: <http://www.epa.gov/climatechange/ghgemissions/usinventoryreport.html>
- Bachmann, C.E., S. Wiemer, J. Woessner, and S. Hainzl (2011). *Statistical analysis of the induced Basel 2006 earthquake sequence: introducing a probability-based monitoring approach for Enhanced Geothermal Systems*. *Geophysical Journal International*, 2011, 1-15.
- BC Oil and Gas Commission. (2012). *Investigation of observed seismicity in the Horn River Basin*. Report. <http://www.bcogc.ca/node/8046/download?documentID=1270>
- Beelen R, Raaschou-Nielsen O, Stafoggia M, Andersen ZJ, Weinmayr G, Hoffmann B, Wolf K, Samoli E, Fischer P, Nieuwenhuijsen M, Vineis P, Xun WW, Katsouyanni K, Dimakopoulou K, Oudin A, Forsberg B, Modig L, Havulinna AS, Lanki T, Turunen A, Oftedal B, Nystad W, Nafstad P, de Faire U, Pedersen NL, Östenson CG, Fratiglioni L, Penell J, Korek M, Pershagen G, Eriksen KT, Overvad K, Ellermann T, Eeftens M, Peeters PH, Meliefste K, Wang M, Bueno-de-Mesquita B, Sugiri D, Krämer U, Heinrich J, de Hoogh K, Key T, Peters A, Hampel R, Concin H, Nagel G, Ineichen A, Schaffner E, Probst-Hensch N, Künzli N, Schindler C, Schikowski T, Adam M, Phuleria H, Vilier A, Clavel-Chapelon F, Declercq C, Grioni S, Krogh V, Tsai MY, Ricceri F, Sacerdote C, Galassi C, Migliore E, Ranzi A, Cesaroni G, Badaloni C, Forastiere F, Tamayo I, Amiano P, Dorronsoro M, Katsoulis M, Trichopoulos A, Brunekreef B, Hoek G (2014) *Effects of long-term exposure to air pollution on natural-cause mortality: an analysis of 22 European cohorts within the multicentre ESCAPE project*. *Lancet* 383, 785-795., 2014 DOI: 10.1016/S0140-6736(13)62158-3
- Benkley, J., & Brenneis, C. (2013, August 12). *Efficient Removal of Annular Fluids with Microparticulates*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.1190/URTEC2013-271.
- Bommer, J.J., S. Oates, J.M. Cepeda, C. Lindholm, J. Bird, R. Torres, G. Marroquín, and J. Rivas (2006). *Control of hazard due to seismicity induced by a hot fractured rock geothermal project*, *Engineering Geology*, 83 (4), 287-306.
- Boone, K., Ridge, A., Crickmore, R., & Onen, D. (2014, January 19). *Detecting Leaks in Abandoned Gas Wells with Fibre-Optic Distributed Acoustic Sensing*. *International Petroleum Technology Conference*. doi:10.2523/17530-MS.
- Brandt, A. R., Heath G. A., Kort E. et al, (2014) *Methane leaks from north American gas systems*, *Science*, 343, p. 733-735.
- Brunekreef B, Forsberg B. *Epidemiological evidence of effects of coarse airborne particles on health*. *Eur Respir J*. 2005;26:309–318.
- Buijze, A.J.L., Wassing, B.B.T. & Ter Heege, J.H. (2012). *Influence of pre-existing conditions and activity related stress perturbations on the magnitudes of induced seismicity: Insights from a worldwide dataset*. TNO internal report.

- Buijze, A.J.L., Wassing, B.B.T., Fokker, P.A., Van Wees, J.D. (2015). *Moment Partitioning for Injection-Induced Seismicity: Case Studies & Insights from Numerical Modeling*. Proceedings World Geothermal Congress, Melbourne, Australia, 19-25 April 2015.
- Burnham, A.; Han, J.; Clark, C. E.; Wang, M.; Dunn, J. B.; Palou Rivera, I. Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions of Shale Gas, Natural Gas, Coal, and Petroleum. *Environ. Sci. Technol.* 2011, 46, 619–627.
- Cathles, L.; Brown, L.; Taam, M.; Hunter, A. A commentary on "The greenhouse-gas footprint of natural gas in shale formations" by Howarth, R.W.; Santoro, R.; Ingraffea, A. *Climatic Change* 2012, 113 (2), 525-535.
- CBS, 2014 personal communication John Klein, taakgroep verkeer en vervoer Emissieregistratie Nederland
- Chen, W., Olivier Maurel, Thierry Reess, Antoine Silvestre De Ferron, Christian La Borderie, Gilles Pijaudier-Cabot, Franck Rey-Bethbeder, Antoine Jacques, Experimental study on an alternative oil stimulation technique for tight gas reservoirs based on dynamic shock waves generated by Pulsed Arc Electrohydraulic Discharges, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volumes 88–89, June 2012, Pages 67-74, ISSN 0920-4105
- Cipolla, C., Mack, M., & Maxwell, S. (2010). Reducing Exploration and Appraisal Risk in Low Permeability Reservoirs Using Microseismic Fracture Mapping-Part 2. SPE 138103, SPE Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference Held in Lima, Peru, 1-3 December 2010,
- Coenen, P.W.H.G., C.W.M. van der Maas, P.J. Zijlema, E.J.M.M. Arets, K. Baas, A.C.W.M. van den Berghe, J.D. te Biesebeek, M.M. Nijkamp, E.P. van Huis, G. Geilenkirchen, C.W. Versluijs, R. te Molder, R. Dröge, J.A. Montfoort, C.J. Peek, J. Vonk, Greenhouse gas emissions in The Netherlands 1990-2012; National Inventory Report 2014, RIVM Report 680355016/2014, 2014
- Commissie Integraal Waterbeheer (CIW). *Stand der techniek offshore productiewater olie- en gaswinningsindustrie*. Den Haag, februari 2002
- Council of Canadian Academies, 2014. *Environmental Impacts of Shale Gas Extraction in Canada*. Ottawa (ON): The Expert Panel on Harnessing Science and Technology to Understand the Environmental Impacts of Shale Gas Extraction, Council of Canadian Academies.
- Cutright, B.L. (2012) *The transformation of hydrofracked reservoirs to thermal energy production*. Search and Discovery article #80233. Adapted from oral presentation at AAPG Annual Convention and exhibition, Long Beach, California.
- Dale, A.T., Khanna, V., Vidic, R.D., Bilec, M.M. (2013). "Process Based Life-Life Cycle Assessment of Natural Gas from the Marcellus Shale." *Environmental Science & Technology*, 47(10), 5459–5466, DOI:10.1021/es304414q
- Davies, R.J., S. Almond, R.S. Ward, R.B. Jackson, C. Adams, F. Worrall, L.G. Herringshaw, J.G. Gluyas, and M.A. Whitehead (2014). Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation. *Marine and Petroleum Geology*, 56), 239-254.
- Davies, R., Foulger, G., Bindley, A., & Styles, P. (2013). Induced seismicity and hydraulic fracturing for the recovery of hydrocarbons. *Marine and Petroleum Geology*, 45(0), 171-185.
- DECC-Department of Energy and Climate Change (2013). About shale gas and hydraulic fracturing (fracking). Report. <https://www.gov.uk/oil-and-gas-onshore-exploration-and-production>.
- Denier van der Gon, Hugo, Miriam E. Gerlofs-Nijland, Robert Gehrig, Mats Gustafsson, Nicole Janssen, Roy M. Harrison, Jan Hulskotte, Christer Johansson, Magdalena Jozwicka, Menno Keuken, Klaas Krijgheld, Leonidas Ntziachristos, Michael Riediker, Flemming R. Cassee, *The Policy Relevance of Wear Emissions from Road Transport, Now and in the Future – An International Workshop Report and Consensus Statement*, American Journal of the Air & Waste Management Association, 63; pages 136-149, 2013 /doi/abs/10.1080/10962247.2012.741055.
- Derzko, W. A Green Alternative to chemical-based hydraulic fracturing, or fracking for shale gas drilling-Cavitation Hydrovibration. From <http://smarteconomy.typepad.com>, 2008
- DNV (2013) Risk Management of Shale gas developments and operations, recommended best practice DNV-RP-U301
- DOW; The Carix™ process; http://www.dow.com/featured/industries/water/municipal_drinking/carix_process.page
- Downie, R., Kronenberger, E., & Maxwell, S. C. (2010). Using Microseismic Source Parameters To Evaluate the Influence of Faults on Fracture Treatments: A Geophysical Approach to Interpretation. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Florence, Italy, 19-22 September.
- Dumas, P., Van Wees, J.D., Manzella, A., Nardini, I., Angelico, L., Latham, A., Simeonova, D. (2014) Towards more geothermal electricity generation in Europe. GEOELEC
- Dusseault, M.B., Bruno, M.S., Barrera, J. (2001). Casing Shear: Causes, Cases, Cures. *Soc. Petr. Eng.* 72060.92-107.
- DWA, E.ON Benelux & IF Technology (2008)
- Eaton, T.T. (2013). Science-based decision-making on complex issues: Marcellus shale gas hydrofracking and New York City water supply.
- Energie Beheer Nederland (2011-2012). Notional field development plan (Halliburton 2011), Shale gas production in a Dutch perspective (Royal Haskoning 2012).
- EC (European Commission), Commission Directive 2012/46/EU of 6 December 2012 amending Directive 97/68/EC of the European Parliament and of the Council on the approximation of the laws of the Member States relating to

measures against the emission of gaseous and particulate pollutants from internal combustion engines to be installed in non-road mobile machinery OJ L 353, 21.12.2012, p. 80–127 .

EC (European Commission), Directive 97/68/EC of the European Parliament and of the Council of 16 December 1997 on the approximation of the laws of the Member States relating to measures against the emission of gaseous and particulate pollutants from internal combustion engines to be installed in non-road mobile machinery (OJ L 59, 27.2.98), 1997.

EC (European Commission). Directive 2008/50/EC of the European Parliament and of the Council of 21 May 2008 on ambient air quality and cleaner air for Europe. 2008. Available: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2008:152:0001:01:EN:HTML>

Eisner, L., P.M. Duncan, P.M. Heigl, and W.R. Keller (2009). Uncertainties in passive seismic monitoring, *The Leading Edge*, June 2009, 649-655.

Emis-Vito, a. Techniekfiche zandfiltratie; <http://www.emis.vito.be/techniekfiche/zandfiltratie>

Emis-Vito, b. Techniekfiche Coagulatie en flocculatie; <http://www.emis.vito.be/techniekfiche/coagulatie-en-flocculatie>;

Emis-Vito, c. Techniekfiche Elektrocoagulatie; <http://www.emis.vito.be/techniekfiche/elektrocoagulatie>

Emis-Vito, d. Techniekfiche microfiltratie; <http://www.emis.vito.be/techniekfiche/microfiltratie>

Emis-Vito, e. Techniekfiche ultrafiltratie; <http://www.emis.vito.be/techniekfiche/ultrafiltratie>

Emis-Vito, f. Techniekfiche extractie; <http://www.emis.vito.be/techniekfiche/extractie>

Emis-Vito, g. Techniekfiche pertractie; <http://www.emis.vito.be/techniekfiche/pertractie>

Emis-Vito, h. Techniekfiche Chemische precipitatie; <http://www.emis.vito.be/techniekfiche/chemische-precipitatie>

Emis-Vito, i Techniekfiche nanofiltratie; <http://www.emis.vito.be/techniekfiche/nanofiltratie>

Emis-Vito, j. Techniekfiche indampen; <http://www.emis.vito.be/techniekfiche/indampen>

Emis-Vito, k. Techniekfiche omgekeerde osmose; <http://www.emis.vito.be/techniekfiche/omgekeerde-osmose>

Energy chapter: <http://www.epa.gov/climatechange/Downloads/ghgemissions/US-GHG-Inventory-2014-Chapter-3-Energy.pdf>

EPA, U. Proceedings of the Technical Workshops for the Hydraulic Fracturing Study: Chemical & Analytical Methods, 2011

EPA-Environmental Protection Agency (2011). Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. www.epa.gov.

European Environment Agency (2010) Benzene, toluene, ethylbenzene, xylene (as BTEX): European Environment Agency, access date May 26, 2010.

Fisher, K., Warpinski, N. (2012). Hydraulic-fracture-height growth: Real data. *SPE* 145949.18-19.

Full text: <http://www.epa.gov/climatechange/Downloads/ghgemissions/US-GHG-Inventory-2014-Main-Text.pdf>

Gandossi, Luca, An overview of hydraulic fracturing and other formation stimulation technologies for shale gas production, JRC86065, Publications Office of the European Union, 2013

GasGun. (2013). Propellant Stimulation of Oil & Gas Wells. <http://www.thegasgun.com/>

Gemssensors (2014). http://www.gemssensors.com/~media/Oil-Gas%20Liquid%20Level%20SensingGems%20Sensors%20WP_final.pdf geraadpleegd 1 juni 2014

Gerlofs-Nijland ME, Dormans JA, Bloemen HJ, Leseman DL, John A, Boere F, Kelly FJ, Mudway IS, Jimenez AA, Donaldson K, Guastadisegni C, Janssen NA, Brunekreef B, Sandström T, van Bree L, Cassee FR, Toxicity of coarse and fine particulate matter from sites with contrasting traffic profiles., *Inhal Toxicol*. 2007 Oct; 19(13):1055-69.

Giardini, D., Jiménez, M.J., Grünthal, G. (2003). European-Mediterranean seismic hazard map. European Seismological Commission.

Gischig, V.S., and S. Wiemer, A (2013). stochastic model for induced seismicity based on non-linear pressure diffusion and irreversible permeability enhancement. *Geophysical Journal International*, doi: 10.1093/gji/ggt164.

Goodway, B., D. Monk, M. Perez, G. Purdue, P. Anderson, A. Iverson, V. Vera, and D. Cho (2012). Combined microseismic and 4D to calibrate and confirm surface 3D azimuthal AVO/LMR predictions of completions performance and well production in the Horn River gas shales of NEBC, *The Leading Edge*, December 2012, 1502-1511.

Green, C. A., Styles, P., & Baptie, B. J. (2012). Preese Hall shale gas fracturing: Review and recommendations for induced seismic mitigation. Independent Report London: UK Department of Energy and Climate Control.

Gross, S.A., Avens, H.J., Banducci, A.M., Sahmel, J., Panko J.M. and Tvermoes, B.E. (2013) *Journal of the Air & Waste Management Association* Volume 63, Issue 4, pp. 424-432

Grundmann, S. R., Rodvelt, G. D., Dials, G. A., & Allen, R. E. 1998. Cryogenic Nitrogen as a Hydraulic Fracturing Fluid in the Devonian Shale. SPE Eastern Regional Meeting. Pittsburgh, Pennsylvania, Society of Petroleum Engineers, 1998

- Gupta, S. and P. S. Carman. *Associative Polymer System Extends the Temperature Range of Surfactant Gel Frac Fluids. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. The Woodlands, Texas, USA, Society of Petroleum Engineers, 2011*
- Gutenberg, B., Richter, C. F. (1944). Frequency of earthquakes in California, *Bulletin of the Seismological Society of America*, 34. 185-188.
- Gutenberg, B., Richter, C. F. (1956). Earthquake magnitude, intensity, energy, and acceleration: (Second paper), *Bulletin of the Seismological Society of America*, 46.,105-145.
- Gutenberg, B., Richter, C.F. (2010). Magnitude and energy of earthquakes. *Annals of Geophysics*, 53, 7-12.
- Haak, H., Goutbeek, F. (2005). Aardbevingen, wat beweegt de aarde. KNMI-publicatie: 211.
- Haas, A.K., *External detection and localization of well leaks in aquifer zones (2013). Ph.D. thesis, Colorado School of Mines, Denver, CO, USA.*
- Halliburton 2011
- Hanemaaijer, J. et al.; *Memstill membrane distillation: A near-future technology for sea water desalination; Memstill info 30-05-2007*
- Hans, I., Louwen, A. (2013). De klimaatvoetafdruk van schaliegas in Nederlands perspectief. Ref. 9X2935.01/R0001/903702/Nijm
- Hartog, N. & Cirkel, G. 2013, Evaluatie EZ schaliegasrapport, KWR 2013.078, september 2013.
- Hayes, T en BF Severin (2012). Barnett and Appalachina shale water management and reuse technologies. RPSEA-rapport. No 08122-05.final.2
- He, L., X. Hu, L. Xu, Z. He, and W. Li (2012). Feasibility of monitoring hydraulic fracturing using time-lapse audio-magnetotellurics. *Geophysics* 77 (4).
- Hirsch, K. (September 2014). Case Study on the Recovery of Salt from Produced Water coming from Shale Gas Applications. SEP Salt & Evaporation Plants Ltd., Solution Mining Research Institute Fall 2014 Technical Conference, Groningen, The Netherlands
- Holland, A., A. (2011). Examination of possibly induced seismicity from hydraulic fracturing in the Eola Field, Garvin County, Oklahoma. Open File TypeReport No. OF1-2011 Norman, Oklahoma: Oklahoma Geological Survey.
- Holt, C., & Lahoti, N. N. (2012, January 1). Dynamic Cementation Improves Wellbore Construction and Reduces the Hazards of Groundwater Contamination in Shale Plays. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/162739-MS.
- House, N., T. Hewett, J. Shemeta, S. Wolfe, B. Fuller, and M. Sterling (2005). Shake, Rattle and Tilt - Understanding Hydraulic Fractures in Tight Gas Sands. AAPG Hedberg Conference held in Vail, CO, USA, 24-29 April 2005.
- Howarth, R.; Santoro, R.; Ingraffea, A., Methane and the Greenhouse-Gas Footprint of Natural Gas from Shale Formations., *Climate Change Letters* 2011, 106, 679-690.
- Hull, J. W., Gosselin, L., & Borzel, K. (2010, January 1). Well-Integrity Monitoring and Analysis Using Distributed Fiber-Optic Acoustic Sensors. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/128304-MS.
- Hultman, N.; Rebois, D.; Scholten, M.; Ramig, C. The greenhouse impact of unconventional gas for electricity generation. *Environ. Res. Lett.* 2011, 6, 044008.
- Humphrey, K. J., Chambers, M. J., Huebel, R. M., & Cary, D. N. (2013, May 6). Rigless Repair of Subsea Tubing Leaks Using Pressure-Activated Sealant. *Offshore Technology Conference*. doi:10.4043/23941-MS.
- ICF International, 2014, Mitigation of climate impacts of possible future shale gas extraction in the EU: available technologies, best practices and options for policy makers. European Commission (Specific contract No. 071201/2012/637707/SER/CLIMA.C.1 implementing Framework Contract CLIMA.A.4/FRA/2011/0027).
- Ingraffea, A.R., Wells, M.T., Santoro, R.L., Shonkoff, S.B.C, Assessment and risk analysis of casing and cement impairment in oil and gas wells in Pennsylvania, 2000–2012 PNAS 2014; published ahead of print June 30, 2014, doi:10.1073/pnas.1323422111.
- INL (Idaho National Laboratory) (2006). The Future of Geothermal Energy. Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st century. Prepared for US DOE.
- IPCC, 2011, Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlomer, C.von Stechow, (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA..
- IPCC. Working Group I Contribution to the IPCC Fifth Assessment Report (AR5), Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Table 8.7; IPCC: Brussels, 2013.
- Jahn et al (2008)
- Jiang, M.; Griffin, W. M.; Hendrickson, C.; Jaramillo, P.; VanBriesen, J.; Venkatesh, A. Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gas. *Environmental Res. Lett.* 2011, 6, 034014.

- Johns, J. E., Cary, D. N., Dethlefs, J. C., Ellis, B. C., McConnell, M. L., & Schwartz, G. L. (2007, January 1). Locating and Repairing Casing Leaks with Tubing in Place - Ultrasonic Logging and Pressure-Activated Sealant Methods. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/108195-MS
- Jones, P. J., Karcher, J., Ruch, A., Beamer, A., Smit, P., Hines, S., Olson, M.R., Day, D. (2014, February 25). Rigless Operation to Restore Wellbore Integrity using Synthetic-based Resin Sealants. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/167759-MS.
- Jong, de, J., Knock, M., Hoek, van der G., Nouweland, van den, R. (2009) Kennis Inventarisatie document "vloeibare bulk op- en overslag in tanks rapport D&C Engineering publicatienummer 278).
- Jozwicka M., R. Winkler, I. Xueref-Remy, H.A.C. Denier van der Gon, F. Baron, P. Ciais, Quantification of methane fluxes in densely populated cities, accepted paper to be presented at the Seventh International Symposium on Non-CO2 Greenhouse Gases (NCGG7), November 5-7, 2014 Amsterdam, the Netherlands
- Karion, A., Sweeney, C., Pétron, G., Frost, G., Hardesty, R. M., Kofler, J. et al., (2013) Methane emissions estimate from airborne measurements over a western United States natural gas field, 40 *GEOPHYS. RES. LETT.* 4393 (2013).
- Kelly FJ, Fussell JC. (2012). Size, source and chemical composition as determinants of toxicity attributable to ambient particulate matter. *Atmos Environ* 60:504–26.
- Keranen, K. M., Savage, H. M., Abers, G. A., & Cochran, E. S. (2013). Potentially induced earthquakes in Oklahoma, USA: Links between wastewater injection and the 2011 Mw 5.7 earthquake sequence. *Geology*, 41(6), 699-702.
- King, G. E. (2012). Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/152596-MS
- King, GE. (2010) Thirty Years of gas shale fracturing: what have we learned? *SPE* 133456
- Kratz, M., Aulia, A., & Hill, A. (2012). Identifying fault activation in shale reservoirs using microseismic monitoring during hydraulic stimulation: Source Mechanisms, b Values, and energy release rates. *CSEG Recorder*, June, 20.
- Lafortune, S.p., Z. Pokryszka, G.t. Bentivegna, and R.g. Farret (2013). From Geochemical Baseline Studies to Characterization and Remediation of Gas Leaks: Experiences and Case Studies of the French Institute for Risk Management (INERIS), *Energy Procedia* 37, 4391-4399.
- Leifer, I., M. Kamerling, B. Luyendyk, and D. Wilson (2010). Geologic control of natural marine hydrocarbon seep emissions, Coal Oil Point seep field, California. *Geo-Marine Letters*, 30, 331-338.
- Louwen, A. (02 september 2011). Comparison of the life cycle greenhouse gas emissions of shale gas, conventional fuels and renewable alternatives – A Dutch Perspective. Master thesis Utrecht University - NWS-S-2011-24
- Loyd E. East, J., W. Grieser, et al. Successful Application of Hydrajac Fracturing on Horizontal Wells Completed in a Thick Shale Reservoir. *SPE Eastern Regional Meeting*. Charleston, West Virginia, Society of Petroleum Engineers, 2004
- MacLennan L., Nutt, S. (2010) Non-traditional indicators of system performance. *WERF : IWAP* ISBN: 978-1-84339-289-7/1-84339-289-5
- Maxwell, S. C., Jones, M., Parker, R., Miong, S., Leaney, S., Dorval, D., Hammermaster, K. (2009). Fault Activation During Hydraulic Fracturing. *SEG Houston 2009 International Exposition and Annual Meeting*.
- McDaniel, J., Watters, L., & Shadravan, A. (2014, February 4). Cement Sheath Durability: Increasing Cement Sheath Integrity to Reduce Gas Migration in the Marcellus Shale Play. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/168650-MS.
- McGarr, A. (2014). Maximum magnitude earthquakes induced by fluid injection. *J. Geophys. Res. Solid Earth*, 119, doi:10.1002/2013JB010597.
- Meister, K., C. Johansson, B. Forsberg, Estimated Short-Term Effects of Coarse Particles on Daily Mortality in Stockholm, Sweden, *Environ Health Perspect.* Mar 2012; 120(3): 431–436. ., doi: 10.1289/ehp.1103995
- Meng, C., and C.J. de Pater (2010). Acoustic Imaging of Hydraulic Fracture Evolution, *SEG 2010 Annual Meeting held in Denver, CO, USA 17-22 October 2010*.
- Miller, S.M., Wofsy, S.C., Michalak, A.M., Kort, E.A., Andrews, A.E., Biraud, S.C., Dlugokencky, E.J., Eluszkiewicz, J., Fischer, M.L., Janssens-Maenhout, G., Miller, B.R., Miller, J.B., Montzka, S.A., Nehrkorn, T., and C. Sweeney (2013) Anthropogenic emissions of methane in the United States. *PNAS*:110, 20018-20022.
- Moomaw et al. 2011: Annex II: Methodology. In *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation* [IPCC (2011); O. Edenhofer et al. (Eds.)], Cambridge University Press, Cambridge.
- Moore, C.W., Zielinska, B., Pétron, G., and R. B. Jackson (2014) Air Impacts of Increased Natural Gas Acquisition, Processing, and Use: A Critical Review. dx.doi.org/10.1021/es4053472 | *Environ. Sci. Technol.* (In press)
- Muehlenbachs, L., Cohen, M.A. & Gerarden, T. (2011). Preliminary empirical assessment of offshore production platforms in the Gulf of Mexico. *Resources for the Future*, RFP DP 10-66, Washington, DC 20036, 35 pp.
- Mueller, Martin and Amro, Mohammad and Haefner, Frieder Karl and Hossain, Md Mofazzal. 2012. Stimulation of tight gas reservoir using coupled hydraulic and CO2 cold-frac technology, in *Proceedings of SPE Asia Pacific Oil*

- and Gas Conference and Exhibition: Providing a Bright Future, Oct 22-24 2012. Perth, WA: Society of Petroleum Engineers (SPE).
- National Energy Technology Laboratory: www.netl.doe.gov/technologies
- NeR (Nederlandse emissie Richtlijnen), 1996, E11 - Installaties ten behoeve van de aardgas- en aardoliewinning, Kenniscentrum InfoMil, <http://www.infomil.nl/onderwerpen/klimaat-lucht/ner/digitale-ner/3-eisen-en/3-3-bijzondere/e11-installaties/#pagina-body>
- NETL (2011) Life cycle greenhouse gas inventory of natural gas extraction, delivery and electricity production; National Energy Technology Laboratory; DOE/NETL-2011/1522, 2011
- NETL (2012) Role of Alternative Energy Sources: Natural Gas Technology Assessment., US department of Energy, <http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Energy%20Analysis/Publications/DOE-NETL-2012-1539-NGTechAssess.pdf>
- New York State (2009) Supplemental generic environmental impact statement on the oil, gas and solution mining regulatory program' by the New York State Department of Environmental Conservation Division of Mineral Resources (cited in Tyndall, 2011)
- New York State Department of Environmental Conservation (2011). 'Regulatory Program, Well Permit Issuance for Horizontal Drilling and High-Volume Hydraulic Fracturing to Develop the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs', Revised Draft. <http://www.dec.ny.gov/energy/75370.html>.
- New York State Dept. of Environmental Conservation, 2012, Well Plugging, NYS. <http://www.dec.ny.gov/energy/92920.html> (bezoekt juli 2014).
- NOGEPAN-Nederlandse Olie en Gas Exploratie en Productie Associatie (2013). Fact sheet: fracking nader toegelicht. www.nogepan.nl.
- Norton, M., Hovdebo, W., Cho, D., Jones, M., & Maxwell, S. (2010). Surface seismics to microseismic: An integrated case study from exploration to completion in the Montney shale of NE British Columbia, Canada. SEG Denver 2010 Annual Meeting
- Nurhayati, T., & Foianini, I. (2013, November 11). Monitoring Well Integrity and Groundwater Protection with Innovative Logging Practices in Unconventional Horizontal Wells. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/167028-MS.
- Olsthoorn, TN. (2013). Schaligas, beheersing van de risico's voor ons grondwater. TU Delft. In opdracht van de VEWIN
- Orlic, B., Wassing, B.B.T. and Geel, C.R. (2013). Field scale geomechanical modeling for prediction of fault stability during underground gas storage operations in a depleted gas field in the Netherlands, 47th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium held in San Francisco, CA, USA, 1-4 June 2014. ARMA, 13-300.
- PA DEP. Pennsylvania's Plan for Addressing Problem of Abandoned Wells and Orphaned Wells, Doc Number: 550-0800-001; PA DEP: Philadelphia, 2000.
- Pearce, J. G., Rambo, F. H. K., Shroyer, W. W., Huckabee, P. T., De Jongh, H., Dria, D. E., ... Dominique, T. (2009, January 1). High Resolution, Real Time Casing Strain Imaging for Reservoir and Well Integrity Monitoring: Demonstration of Monitoring Capability in a Field Installation. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/124932-MS.
- Peischl, J et al., Quantification of methane emissions from natural gas extraction from the Haynesville, Fayetteville, and northeastern Marcellus shale regions, presented at 16th GEIA Conference "Bridging Emissions Science and Policy" Tuesday 10 June – Wednesday 11 June 2014, Center Green Conference Center National Center for Atmospheric Research Boulder, Colorado, USA
- Pétron, G., Frost, G., Miller, B. R., Hirsch, A. I., Montzka, S. A., Karion, A., Trainer, M., et al. Hydrocarbon Emissions Characterization in the Colorado Front Range: A Pilot Study; J. Geophys. Res., 2012, 117, D04304; doi:10.1029/2011JD016360
- Pétron, G., Karion, A., Sweeney, C., Miller, B.R., Montzka, A., Frost, G.J., Trainer, M. et al. (2014), A new look at methane and nonmethane hydrocarbon emissions from oil and natural gas operations in the Colorado Denver-Julesburg Basin, J. Geophys. Res. Atmos., 119, 6836–6852, doi:10.1002/2013JD021272.
- Polsky et al. (2008)
- Rassenfoss, S. (2013): Fiber Optic Sensing – Learning How It Really Feels Downhole, Journal of Petroleum Technology, May 1, 2013.
- Reinicke, A., E. Rybacki, S. Stanchits, E. Huenges, and G. Dresen (2010). Hydraulic fracturing stimulation techniques and formation damage mechanisms – Implications from laboratory testing of tight sandstone-proppant systems, Chemie der Erde 70, Suppl. 3, 107-117.
- Rogala A., Ksiezniak K., Hupka J., Perforating systems in shale gas recovery, PhD Interdisciplinary Journal No. 3, 2013
- Sandström T, Cassee FR, Salonen R, Dybing E, Recent outcomes in European multicentre projects on ambient particulate air pollution. Toxicol Appl Pharmacol. 2005 Sep 1; 207(2 Suppl):261-8.
- Schmidt, A.P. (2000). Naturally occurring radioactive materials in the gas and oil industry. Origin, transport and deposition of stable lead and ²¹⁰Pb from Dutch gas reservoirs. Proefschrift, Universiteit Utrecht, 144 pp.
- Schoof (2013).

- Schramm, E. 2011. What is flowback, and how does it differ from produced water? Institute for Energy and Environmental Research of Northeastern Pennsylvania Clearinghouse website. <http://energy.wilkes.edu/205.asp>. Posted 24 March 2011.
- Shapiro, S. A., Dinske, C., Langenbruch, C., & Wenzel, F. (2010). Seismogenic index and magnitude probability of earthquakes induced during reservoir fluid stimulations. *The Leading Edge*, (March), 304.
- Sidem; <http://www.sidem-desalination.com/en/process/MSF>
- Stark, M. Water Management. Unconventional Gas Convention Europe, June 2014
- Stark, M. Water Management. Unconventional Gas Convention Europe, June 2014
- Steeghs, P, Kamperveen J, Hannemann, S, Wollenweber J, 2013, D2.7 - Feasibility report on innovative downhole sensor systems, EC, CO2CARE Consortium.
- Steerenberg PA, van Amelsvoort L, Lovik M, Hetland RB, Alberg T, Halatek T, Bloemen HJ, Rydzynski K, Swaen G, Schwarze P, Dybing E, Cassee FR, Relation between sources of particulate air pollution and biological effect parameters in samples from four European cities: an exploratory study., *Inhal Toxicol*. 2006 May; 18(5):333-46.
- Stephenson, T.; Valle, J. E.; Riera-Palou, X. Modeling the Relative GHG Emissions of Conventional and Shale Gas Production. *Environ. Sci. Technol*. 2011, 45, 10757.
- Stowa (2005). Appendix III: Factsheets; Exploratory study for wastewater treatment techniques and the european waterframework directive; Stowa rapport 2005-34; pages 53-88
- Sun P. T.; Meyer C. L.; Kuijvenhoven C.; Padmasiri S.; Fedotov V. Treatment of Water from Fracturing Operation for Unconventional Gas Production. *Contemporary Technologies for Shale-Gas: Water and Environmental Management*. Water Environment Federation (WEF) pg 61-83, 2012.
- Suthersan, S. S. Hydraulic and Pneumatic Fracturing. *Remediation Engineering: Design Concepts*. B. R. CRC Press LLC, FL.: 237-254, 1999
- Taoutaou, S., Vargas Bermea, J. A., Bonomi, P., Elatrache, B., Pasturel, C., & Brangetto, M. (2011, January 1). Avoiding Sustained Casing Pressure in Gas wells using Self Healing Cement. *International Petroleum Technology Conference*. doi:10.2523/14279-MS.
- Ter Heege, J.H., and G.C. Hoedeman (2013). Discrete Element Modeling of Fault Mechanics and Permeability Evolution for Gas Production and Storage: Effect of Shale Content and Distribution. 47th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium held in San Francisco, CA, USA, 23-26 June 2014. ARMA 13-427.
- Ter Heege, J.H., M. Zijp, G. De Bruin, and L. Buijze (2014). Upfront predictions of hydraulic fracturing and gas production in underexplored shale gas basins: Example of the Posidonia Shale Formation in the Netherlands. 48th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium held in Minneapolis, MN, USA, 1-4 June 2014.
- The Royal Society and The Royal Academy of Engineering, 2012. Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing, Issued: June 2012 DES2597.
- Tyndall (2011). Shale gas: an updated assessment of environmental and climate change impacts, A report by researchers at the Tyndall Centre University of Manchester, November 2011
- U.S. Department of Energy (2007)
- U.S. Environmental Protection Agency, 2010b, Waste and cleanup risk assesment glossary: U.S. Environmental Protection Agency, access date May 26, 2010.
- unconventional resource exploitation, *Marine and Petroleum Geology* (In Press).
- US Department of Energy. Office of Fossil Energy. National Energy Technology Laboratory. Modern shale gas development in the United States: a primer. April 2009.
- US Environmental Protection Agency, Oil and Natural Gas Sector: New Source Performance Standards and National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants Reviews; EPA-HQ-OAR-2010-0505, 2012.
- US EPA (2006) Lessons Learned: Options for Reducing Methane Emissions from Pneumatic Devices in the Natural Gas Industry. U.S. EPA/ Gas STAR October 2006. http://www.epa.gov/gasstar/documents/ll_pneumatics.pdf
- US EPA (2010) Greenhouse Gas Emissions Reporting from the Petroleum and Natural Gas Industry: Background Technical Supporting Document (Washington, DC: US Environmental Protection Agency).
- US EPA (2011) 2011 Inventory of US Greenhouse Gas Emissions and Sinks (Washington, DC: US Environmental Protection Agency).
- US EPA (2012) Data presented on flowback gas production rates and gas handling practices for unconventional gas wells Workshop on Natural Gas in the Inventory of US Greenhouse Gas Emissions and Sinks (Washington, DC: US Environmental Protection Agency) (www.epa.gov/climatechange/ghgemissions/Sept2012stakeholderworkshop.html)
- US EPA (2012) Draft of 2012 Inventory of US Greenhouse Gas Emissions and Sinks (Washington, DC: US Environmental Protection Agency).
- US EPA (2014) Inventory of U.S. Greenhouse gas emissions and sinks: 1990-2012.
- US EPA Natural Gas Star, <http://www.epa.gov/gasstar/>. bezocht Juli 2014

USEPA. *Water quality criteria for surface discharge*

Van Leerdam, R. en N. Koeman-Stein (2014). *Sustainable treatment of flow back water from fracking operations for conventional and unconventional gas recovery*. TNO report 2014 R10307 (confidential)

Van Wees, J.D. ; Buijze, A.J.L., Van Thienen-Visser, K., Nepveu, M.; Wassing, B.B.T., Orlic, B., Fokker, P.A. (2014). *Induced seismicity during gas field depletion in the Netherlands*. *Geothermics* in press.
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0375650514000583>.

Vandor, D. *Fracturing systems and methods utilizing metacritical phase natural gas*. USA. US Patent # 8342246. 2012

Vignes, B. (2011). *Contribution to well integrity and increased focus on well barriers from a life cycle aspect*. PhD thesis, University of Stavanger, 364 pp.

Warpinski, N. R. (2012). *Measurements of hydraulic-fracture-induced seismicity in gas shales*. *SPE Production and Operations*, (August), 240.

Warpinski, N.R. (2014). *A Review of Hydraulic-Fracture Induced Microseismicity*. 48th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium held in Minneapolis, MN, USA, 1-4 June 2014. ARMA 14-7774.

Wassing, B.B.T., van Wees, J.D., Fokker, P.A. (2012)- *Coupled Continuum Modeling of Fracture Reactivation And Induced Seismicity During Enhanced Geothermal Operations*. 46th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium held in Chicago, IL, USA, 24 – 27 June 2012. ARMA 12-400.

Weber, C.; Clavin, C. *Life Cycle Carbon Footprint of Shale Gas: Review of Evidence and Implications*. *Environ. Sci. Technol.* 2012, 46,5688.

WFD/ IPPC. *long list for specific chemicals*

WHO Regional Office for Europe. (2006). *Air quality guidelines global update 2005: particulate matter, ozone, nitrogen dioxide and sulfur dioxide*. Copenhagen: WHO Regional Office for Europe. Available from:
http://www.euro.who.int/__data/assets/pdf_file/0005/78638/E90038.pdf.

WHO Regional Office for Europe. (2012). *Health Effects of Black Carbon*. Copenhagen: WHO Regional Office for Europe. Available from: http://www.euro.who.int/__data/assets/pdf_file/0004/162535/e96541.pdf.

WHO Regional Office for Europe. (2013). *Review of evidence on health aspects of air pollution – REVIHAAP Project, Technical Report*. Copenhagen: WHO Regional Office for Europe. Available from:
http://www.euro.who.int/__data/assets/pdf_file/0004/193108/REVIHAAP-Final-technical-report.pdf.

Wolhart, S. L., Harting, T. A., Dahlem, J. E., Young, T. J., Mayerhofer, M. J., & Lolon, E. P. (2006). *Hydraulic fracture diagnostics used to optimize development in the Jonah field*.

Wood, R., Gilbert, P., Sharmina, M., Anderson, K., Footitt, A., Glynn, S. & Nicholls, F. (2011). *Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts*. Tyndall Center, University of Manchester, England

Yadav, A. S., Qureshi, A. S., & Khan, S. (2014, February 25). *Integrated Well Construction Approach for Exploratory Shale Gas Horizontals*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/167743-MS

Yost II, A. B., R. L. Mazza, et al. *CO2/Sand Fracturing in Devonian Shales*. SPE Eastern Regional Meeting. Pittsburgh, Pennsylvania, Not subject to copyright. This document was prepared by government employees or with government funding that places it in the public domain, 1993

APPENDICES - Achtergrondinformatie

Appendix A: Grond- en oppervlaktewater

De winning van schaliegas is een intensief proces waarbij veel chemicaliën en proceswater worden gebruikt. Bovendien ontstaat er een grote hoeveelheid afvalstromen tijdens het boren van de putten, het fracken en de gasproductie. Het voornaamste afval bestaat uit afvalwater (flowback water van fracken, productiewater) en boorgruis. Op de winlocaties zullen de chemicaliën aangevoerd en opgeslagen moeten worden. Het afvalwater wordt eveneens opgeslagen in opslagtanks. Dit afvalwater kan ter plaatse op de locatie worden gereinigd of worden afgevoerd naar een waterzuivering.

De aanvoer, overslag, opslag en afvoer van de chemicaliën en het afvalwater kan morsen en lekkages met zich meebrengen waarbij de bodem en het grondwater worden verontreinigd. Uit studies uitgevoerd in de VS blijkt dat er regelmatige incidenten zijn bij schaliegaswinning met morsen en lekkages waarbij bodem- en grondwaterverontreinigingen optreden. In Colorado vonden er tussen juli 2010 en juli 2011 bij 0,4% van de putten bovengrondse lekkages plaats waarbij gemiddeld 200 m³ grond tot een gemiddelde diepte van 2 m verontreinigd werd (Gross, et al. 2013). Ook in Nederland vinden bij mijnbouwlocaties regelmatig incidenten plaats met bodemverontreinigde stoffen. Uit jaarverslagen van de Staatstoezicht op de Mijnen is op te maken dat er van 2007 tot 2012 150 incidenten zijn geweest met stoffen die de bodem verontreinigen en dat er hiervan 30 hebben plaatsgevonden buiten de mijnbouwlocatie (Hartog & Cirkel, 2013). Het risico op verontreinigingen van bodem en grondwater bestaat dus niet alleen op de winlocatie maar ook daarbuiten. Volgens de jaarverslagen, wordt in alle gevallen van bodemverontreiniging de bodem gesaneerd volgens de bestaande wet- en regelgeving.

De hoeveelheid afvalwater hangt af van de hoeveelheid water die terug stroomt tijdens het frackingproces (flowback water), de hoeveelheid productiewater en de hoeveelheid afvalwater die kan worden hergebruikt. Het water is verontreinigd met onder andere kaliumchloride, minerale olie, polyacrylamide, diverse zuren zoals citroenzuur, ammoniumpersulfate, boraatzouten en ammoniumbisulfiet (zie verder paragraaf 3.3). Het boorgruis kan licht radioactief zijn (vergelijk Schmidt, 2000), afhankelijk van het gesteente en kan onder andere zware metalen en sulfaat bevatten. Als het boorgruis in contact komt met water kan dit het water verontreinigen, bijvoorbeeld door oxidatie van aanwezige Fe-sulfides als pyriet, FeS₂. Witteveen+Bos (2013), in samenwerking met Arcadis en Fugro, heeft in opdracht van het Ministerie van EZ (Directie Energiemarkt) een onderzoek uitgevoerd naar de risico's van winning van schalie- en steenkoolgas in Nederland. In dit onderzoek komt men tot de volgende hoeveelheden afvalwater voor de winning van schaliegas in Nederland voor het ontwikkelscenario Noord-Brabant (Tabel 3). Deze getallen zijn gebaseerd op aannames voor een base case uit het Notional Field Development Plan van Halliburton (2011) die past bij een 500.000 mcf/dag¹⁷ gas behandelingsinstallatie.

¹⁷ Million Cubic Feet per dag

Tabel 3. Afval voor de “Base Case location” zoals geformuleerd door Halliburton (2011) met 3100 m diepe put en 1500 m lange horizontale putten (afkomstig van Witteveen+Bos, 2013)

	waarde	eenheid
Afvalwater		
putten ontwikkelingsscenario's (max)	130	aantal
fracs per put	22	aantal
benodigd water per frac stage	477	m ³ /frac
waterhoeveelheid voor fracken per put	10,5 · 10 ³	m ³ /put
totale hoeveelheid water benodigd voor fracken (zonder hergebruik van afvalwater) per locatie	1.36	mln m ³
fractie flowback van frackwater	15	%
flowback per put	1,6 · 10 ³	m ³ /put
totaal lowback-afvalwater fna fracken	20,4 · 10 ⁴	m ³
productiewater per put (5 m ³ /dag en 7 jaar lang)	12.8 · 10 ³	m ³ /put
totaal productiewater per locatie	31,55	miljoen m ³
totaal afvalwater (flowback+productiewater)	31,80	miljoen m ³
exploitatieperiode locatie	25	jaar
Gemiddeld totaal afvalwater per jaar (zonder hergebruik)	1,27	miljoen m ³ /jaar
totaal afvalwater per jaar (met 13 tot 67% hergebruik)	0,42 tot 1,11	miljoen m ³ /jaar
Boorgruis		
Boorgruis per put	200	m ³
Totaal volume boorgruis	26 · 10 ³	m ³

Bodembeschermende maatregelen winningslocatie

De bodem ter plaatse van de winningslocatie kan op verschillende manieren verontreinigd raken:

- Morsen van boorgruis, flowback water en brijn.
- Morsen van chemicaliën bij opslagtanks.
- Lekkage van bovengrondse opslagtanks of leidingen met afvalwater.

Daarnaast is het ook mogelijk dat er buiten de winlocatie verontreinigingen optreden door morsen en/of lekkages tijdens transport.

In de Nederlandse Richtlijn Bodemverontreiniging staan maatregelen en voorzieningen genoemd die genomen kunnen worden om een verwaarloosbaar bodemrisico te realiseren (NRB 2012, Nederlandse Bodemrichtlijn Bodem+, Agentschap NL, Ministerie van Infrastructuur en Milieu). Er zijn brongerichte maatregelen die voorkomen dat vloeistoffen op de bodem terecht komen. Voor bovengrondse opslag van vloeistoffen zoals chemicaliën en het afvalwater geldt de richtlijn Bodembescherming Bovengrondse atmosferische Opslagtanks (B04 Bodem, InfoMil maart 2000). Ook voor mobiele installaties geldt, dat bodembeschermende maatregelen getroffen dienen te worden (Besluit van 3 april 2008, houdende regels betreffende het milieu met betrekking tot mobiele installaties en onderzeese installatie (Besluit algemene regels milieu mijnbouw, Besluit 125)).

Hieronder staan kort de maatregelen beschreven die getroffen moeten worden met betrekking tot de tanks zelf en de bodem onder opslagtanks, zoals opgenomen in de huidige regelgeving. In Tabel 4 staan de technieken vermeld die beschikbaar zijn om de maatregelen te treffen.

Afhankelijk van de vloeistoffen die opgeslagen worden moeten de tanks aan één of meerdere van de onderstaande eisen voldoen:

- voorzien zijn van een afslagsysteem dat het systeem stil legt als het systeem faalt;
- bestaan uit een dubbelwandig systeem voorzien van lekdetectie voor zowel de tanks als leidingen;
- voorzien van een in- en uitwendige coating (tegen in- en uitwendige corrosie);
- voorzien zijn van kathodische bescherming om corrosie van de tankbodem te voorkomen (dit geldt mogelijk ook voor de diverse (ondergrondse) leidingen);
- lekdetectie om lekkage, morsen of een ander falen van het opslagsysteem te detecteren voordat de vrijgekomen vloeistof de bodem indringt.
- overvulbeveiligingen;
- wegrijdbeveiliging .

Tabel 4. Beschikbare technieken voor maatregelen om te voorkomen dat opgeslagen vloeistoffen in tanks op en in de bodem terecht komen

Maatregel	Beschikbare techniek
Grond onder opslagtank	
Afdichtingsconstructie	- kunststof folies, zoals HDPE, VLDPE, LLDPE, PP, EDPM; - minerale afdichtingslagen, zoals natuurlijke klei, zandbentoniet(-polymeer), bentonietmatten; - verhardingslagen, zoals beton en asfalt
bescherming tegen indringing van hemel- en grondwater	- beperking intreding regenwater: regenrand, folieslab, folieschort (skirt), (bitumen) sealings, vloeistofdichte terpschouder; - beperking intreding (capillair) grondwater: ringwal van steenslag of grind, capillair onderbrekende lagen, voldoende terp/fundatiehoogte, beheersing grondwaterstand.
Opslagtanks	
in- en uitwendige coating	• verfsystemen, zoals gebaseerd op zinksilicaat en epoxy; • vezelversterkte bekledingen (linings, kunststof bodems); • • elastomeren, zoals polyurethaan
kathodische bescherming	• opofferanodes onder of naast de tankbodem • anodestrippen onder de tankbodem • • actieve bescherming met opgedrukte stroomsystemen (inerte anodes gevoed met gelijkstroom)
lekdetectie	• controledrains; • detectie-anoden (anodestrippen); • (kabel)sensoren; • • bodemluchtdetectie met extractielansen of leidingen.

Er zijn veel soorten tanks beschikbaar en het is afhankelijk van het soort vloeistof wat de meest geschikte tank is. In het Kennis Inventarisatie Document “Vloeibare bulk op- en overslag” dat is opgesteld in opdracht van het Interprovinciaal Overleg is een uitgebreid overzicht gegeven van welke technieken beschikbaar zijn en wat de beste manier is voor veilige opslag van stoffen (Jong et al. 2009). In dit overzicht staat voor verschillende soorten vloeistoffen wat voor een soort tank het meest geschikt is en aan welke eisen deze moet voldoen.

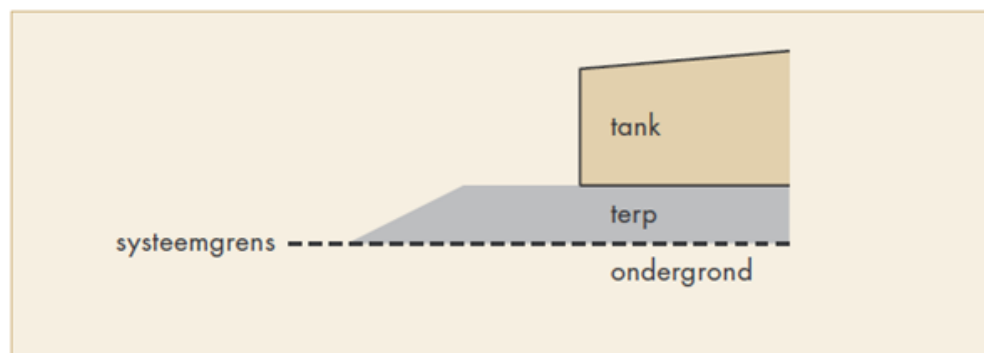
In het rapport van DNV (DNV-RP-U301) met aanbevelingen om onder andere het milieu te beschermen bij de uitvoering van schaliegaswinningen wordt geadviseerd om een driedubbele bescherming toe te passen bij de opslag van chemicaliën. De chemicaliën zelf moeten in daarvoor geschikte opslagtanks worden opgeslagen. Deze tanks moeten omsloten zijn door een dubbele opvangvoorziening. Het volume van zowel de secundaire als de tertiaire opvangvoorziening moet minimaal zo groot zijn om de inhoud van de grootste tank op te kunnen vangen bij lekkage (DNV 2013). In het fundament onder een opslagtank kan een folie aangebracht worden. Dit is dan de secundaire bescherming. Met het aanbrengen van een vloeistofkerende tankput kan de tertiaire bescherming bereikt worden. Er bestaan ook dubbelwandige tanks. Deze zouden gebruikt kunnen worden als

dubbele bescherming in plaats van het toepassen van folie in het fundament. Echter, bij tanks met een dubbele bodem bestaat de kans dat er scheuren ontstaan en dus lekkages. Dit is dus minder veilig dan het toepassen van folie in het fundament (Jong et al. 2009).

Om op een winlocatie de hoeveelheid opgeslagen vloeistof te beperken en dus het risico op lekkage, wordt door DNV aanbevolen de fracvloeistoffen pas aan te maken zodra deze worden toegepast. Het gaat namelijk om grote hoeveelheden die ook op een verantwoorde manier opgeslagen dienen te worden.

Tankfundatie en -putten

Ook tankfundaties en tankputten moeten aan diverse eisen voldoen. In het Kennis Inventarisatie Document staat dit uitgebreid beschreven: De bodem onder nieuw te bouwen tanks moet voorzien zijn van een afdichtingsconstructie op of boven de ondergrond met als doel om emissies (red. lekkages) van opgeslagen vloeistoffen te detecteren en verspreiding van het gelekte product naar de bodem tegen te gaan (Figuur 4). De tankfundatie moet hoger geplaatst worden dan het grond- en oppervlaktewater. Tevens moet het water of een andere vloeistof snel bij de tankwand- en bodem vandaan geleid worden. Zettingen moeten worden voorkomen, evenals wegspoelen door bodemlekkage of indringing van regenwater en erosie door wind en water. Ook moet de afdichtingsconstructie beschermd zijn tegen indringing van hemel- en grondwater.



Figuur 4 Schematische weergave afdichtingsconstructie onder een bovengrondse opslagtank.

Een goede tankfundatie is van groot belang en deze dient nauwkeurig ontworpen te worden. Toezicht tijdens de bouw van de tankfundatie is van groot belang om ervoor te zorgen dat er later geen zettingen optreden en het risico op lekkage van de tanks wordt vergroot. Meerdere tanks kunnen worden geplaatst in een gezamenlijke tankput. Indien een vloeistof bodembedreigend is, en dat is het geval met veel van de gebruikte chemicaliën en het geproduceerde afvalwater, dient de tankpunt minimaal vloeistofkerend te zijn. Voor vloeistofkerende tankputten verdient het de voorkeur dat deze geheel van verdichtende rivier/ zeelei wordt gemaakt met een laag van bijvoorbeeld fijn grind of lavaliet. De bodem moet een helling van 1: 100 hebben richting de afwatering zodat bij lekkage de vloeistof snel wordt afgevoerd. De bodem van een tankput kan ook gemaakt worden van vloeistofdicht beton. Dit is echter alleen geschikt voor kleine tankputten door krimp-scheuren die kunnen ontstaan in beton en die de vloeistofdichtheid aantasten (Jong et al. 2009).

Afdichting winlocatie

Niet alleen tanks maar ook leidingen kunnen lekken. Om de bodem van de winlocatie goed te beschermen dient de gehele winlocatie voorzien te zijn van een vloeistofdichte verharding die ook regelmatig gecontroleerd wordt op scheuren. Deze verharding kan het beste naar een kant aflopen zodat gelekte vloeistoffen eenvoudig opgevangen kunnen worden (DNV, 2013).

Verladen van vloeistoffen

Om morsen te voorkomen bij het verladen van vloeistoffen is er de voorkeur voor bodemverladen. Hierbij worden de vloeistoffen via de onderzijde in de tank gebracht via een gesloten koppeling. Dampen die in de tank gevormd worden komen op deze wijze niet vrij bij de verlading (Jong et al. 2009).

Risico's op verontreiniging buiten de locatie

In het rapport van Hartog & Cirkel (2013) staat vermeld dat uit jaarverslagen van Staatstoezicht op de Mijnen is op te maken dat van 2007 tot 2012 er 150 incidenten zijn geweest met bodemverontreinigde stoffen en dat er hiervan 30 hebben plaatsgevonden buiten de mijnbouwlocatie. Buiten de winlocatie kan de bodem en het oppervlaktewater ook verontreinigd raken door:

- ongelukken met tankwagens gevuld met afvalwater;
- morsen bij overslag van afvalwater;
- lekkage van afvoerleidingen buiten de mijnbouwlocatie.

Ook buiten de winlocaties, bijvoorbeeld op de overslaglocaties moeten maatregelen getroffen worden om verontreiniging van de bodem te voorkomen. Tevens moet het vrachtverkeer met verontreinigd afvalwater zoveel mogelijk beperkt worden. Een ongeluk met een vrachtwagen kan namelijk buiten de winlocaties verontreiniging van de bovengrond veroorzaken.

Maatregelen bij incidenten

Om inzicht te krijgen in de maatregelen die getroffen worden in het havengebied Rotterdam bij een incident is contact opgenomen met DCMR Milieudienst Rijnmond. Indien in de haven een incident plaatsvindt waarbij verontreinigde stoffen op de bodem terecht komen dan wordt vaak met behulp van zuigwagens verontreinigde grind en grond verwijderd. Dit is een soort ruwe ontgraving. Grote bedrijven hebben dit soort zuigwagens paraat staan die direct in actie kunnen komen. Indien er geen zuigwagen beschikbaar is of door de lokale omstandigheden niet toe te passen is, wordt er echt ontgraven voor zover dat mogelijk is. In dat geval zouden alternatieve afgraafmogelijkheden voor de hand moeten zijn. In alle gevallen worden alle installaties en veiligheidsregels toegepast die noodzakelijk zijn.

Direct na de ontgraving worden er monsters genomen om te keuren of de verontreiniging voldoende verwijderd is. Mocht er te veel restverontreiniging achterblijven of zijn er technische belemmeringen geweest om de verontreinigingen

goed te verwijderen dan wordt een advies opgesteld en volgt er veelal een in-situ sanering.

Hoe sneller uiteindelijk de verontreinigde grond wordt verwijderd hoe kleiner de kans op verdere verspreiding van de vloeistof in de bovengrond en/of het grondwater. Het snel kunnen verwijderen van de grond met bijvoorbeeld een zuigwagen verkleint het risico op een bodemverontreiniging. De beschikbaarheid van een dergelijke installatie in de nabije omgeving van een winlocatie is een maatregel die getroffen kan worden om het risico te verkleinen. Lekkages/morsen van vluchtige vloeistoffen worden vanwege de veiligheid en de geur regelmatig afgedekt met blusschuim. Dit bevordert echter de verticale verspreiding van vloeistoffen in de bodem en brengt allerlei extra verontreinigingen in de bodem met zich mee zoals de fluortensiden uit dat schuim. De aanwezigheid van een kerende tankput onder een opslagtank voorkomt dat de vloeistoffen na afdekken de bodem in kunnen gaan.

Bij verspreiding naar oppervlaktewater worden olie-beams ingezet/uitgezet. Dit is met name zinvol als er lekkage is van oliehoudende vloeistof naar het oppervlaktewater. Verspreiding van stoffen die in het water opgelost zitten zoals metalen, zal op deze manier niet beperkt worden.

Technieken voor tankinspectie

Corrosie is de meest voorkomende degradatievorm van een tank. Er zijn enkele geschikte technieken beschikbaar die op grote plaatvelden zoals de bodem en de wand van een tank de afname van de materiaal-dikte door corrosie kunnen waarnemen waarbij de tank niet beschadigd wordt (Niet Destructief Onderzoek: Jong et al. 2009). Deze technieken zijn:

- Magnetic Flux Leakage. Door het magnetiseren van het metaaloppervlak worden dikte-afname defecten gedetecteerd door het lekken van magnetische banen.
- Ultrasoon onderzoek: Geluidsgolven worden opgewekt en met de tijd tussen uitzending en reflectie kan de materiaaldikte worden bepaald.
- Saturation Low-Frequency Eddy Current onderzoek. Met vervorming van de Eddy current die ontstaat bij het opwekken van een magneetveld, kan de dikte van het materiaal bepaald worden.
- Akoestische emissie. Door middel van meten van geluid kunnen aantastingen van het materiaal gemeten worden.

Voor het meten van corrosie van het ringvormige deel van de tank zijn speciale technieken beschikbaar (Jong et al. 2009):

- Long Range Ultrasonic onderzoek. Met de reflectie van geluidsgolven wordt een indicatie gegeven of er gecorrodeerde plekken in het materiaal aanwezig zijn.
- Pulse Eddy Current onderzoek. Met magnetisme wordt de restdikte onder de bodem van de tank en het fundament bepaald. Ruimte tussen bodem en fundatie kan bijvoorbeeld ontstaan door ongelijke zetting.

Lasnaden dienen ook regelmatig geïnspecteerd te worden (Jong et al. 2009). Dit kan door middel van:

- Magnetic particle onderzoek. Met magneetvelden wordt er gemeten of er defecten in de lasnaad zitten.
- Dye penetrant onderzoek. Met indringing en kleuring van vloeistof wordt onderzocht of er scheuren aanwezig zijn in de lasnaden.
- Röntgenonderzoek. Door middel van röntgenstralen die doordringen in het materiaal worden lasfouten opgespoord.
- Time of flight Diffraction onderzoek. Door verstrooiing van ultrasoon geluid worden fouten in lasnaden opgespoord.
- Vacuümbox onderzoek. Door middel van een water/zeep oplossing en vacuüm wordt gekeken waar zeepbelletjes door de lasnaad komen en deze dus lek is.

Beschikbare sensortechnieken om lekkage in opslagtanks van productiewater en boorgruis zijn (gemssensors, 2014):

- buoyancy (float) sensoren: Dit type sensoren is lichter dan de vloeistof en drijft op het vloeistofoppervlak. Beweging van het vloeistofoppervlak wordt met een mechanische koppeling overgedragen op een klep of doorgegeven aan de controlekamer.
- optische sensoren: Deze sensoren meten de verandering in de overdracht van infrarood licht.
- capillaire sensoren.
- capacitieve sensoren: Deze sensoren werken op basis van een elektrisch veld dat door geleidbare of niet geleidbare vloeistoffen doorbroken wordt.
- ultrasone sensoren: Deze sensoren zenden geluidsgolven met hoge frequenties uit die worden gereflecteerd en gedetecteerd.
- magnetorestrictive continuous level transmitters. Met een elektrische pulse van een ijzer-magnetische draad wordt de positie van een vlotter met een magneet bepaald. Bij kruising van de puls met het magnetische veld van de vlotter wordt een tweede puls gereflecteerd naar een elektrische stroomkring die het vloeistofniveau bepaald (MacLennan en Nutt, 2010).

Deze sensoren kunnen ook gecombineerd worden toegepast.

Handhaving als maatregel

In de VS is het gebrek aan handhaving als serieus probleem aangemerkt door de EPA en anderen (Wood et al. 2011; Eaton, 2013). Uit onderzoek naar verontreinigingen ontstaan door morsen en lekkage in Colorado in de VS (Gross et al. 2013) kwam naar voren dat opslagtanksystemen een grote bron van lekkage waren. Vaak werden deze lekkages veroorzaakt door onder andere corrosie van de tank of ander technisch falen van het systeem. Menselijk falen was maar in enkele gevallen de oorzaak (Gross et al. 2013). Om risico's op verontreiniging van de bovengrond en oppervlaktewater te verminderen zullen de aangelegde systemen regelmatig geïnspecteerd en onderhouden moeten worden. Muehlenbachs et al. (2011) hebben een analyse uitgevoerd op de prestatie-indicatoren ten aanzien van incidenten van olie- en gasplatformen in de Golf van Mexico. Zij vonden statistisch significante verschillen tussen de bedrijven in de aantallen zelf-gerapporteerde incidenten en gevallen van niet-naleving. Dit suggereert wezenlijke verschillen in de werkcultuur tussen de bedrijven met meer en minder zorgvuldigheid in het omgaan

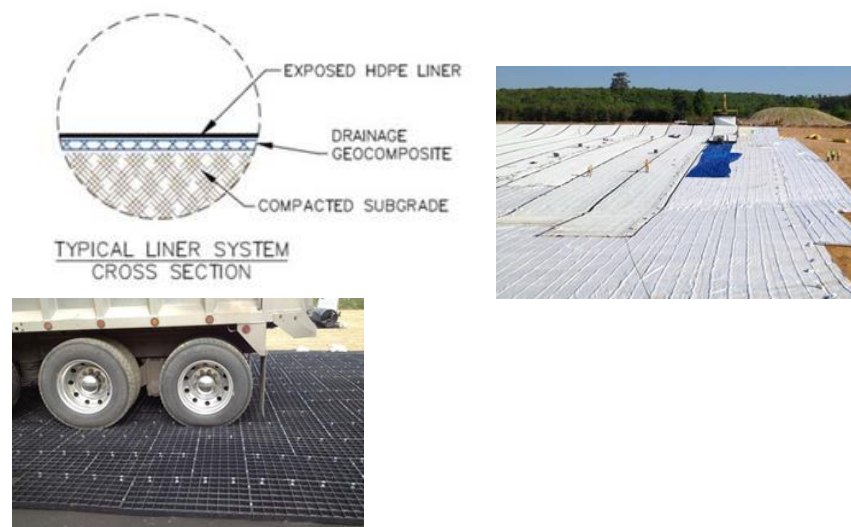
met incidenten. Goede handhaving en inspectie door de autoriteiten is dus belangrijk. Belangrijk om te beseffen is dat een goed-functionerende handhaving ook draagvlak creëert bij omwonenden en andere betrokkenen (Eaton, 2013).

In Nederland ligt het bevoegd gezag voor de vergunningsverlening bij het Ministerie van Economisch. Integraal toezicht voor mijnbouwinstellingen ligt bij Staatstoezicht op de Mijnen (SodM). Staatstoezicht op de Mijnen houdt toezicht op de naleving van wettelijke regelingen, die van toepassing zijn bij het opsporen en winnen van delfstoffen en bij de opslag van stoffen in de ondergrond, evenals bij het winnen van aardwarmte en bij het transport en de distributie van aardgas (uit Staatstoezicht op de Mijnen: Strategie & Programma voor 2012 – 2016).

Nieuwe technieken

Bodembescherming

In de VS zijn met name ontwikkelingen gaande op het gebied van geotextiel en geosynthetics om verontreinigingen door morsen en lekkage tegen te gaan. Het bedrijf Geosynthetic Lining Systems (<http://www.gseworld.com>) maakt linersystemen van vloeistofdicht materiaal waar onder andere een drainerende laag in zit. Het kan voorzien worden van een schokdempende laag zodat er vrachtwagens overheen kunnen rijden. Deze uitvoering van het materiaal kan in het well pad aangelegd worden om verontreinigingen van de ondergrond tegen te gaan.



Een ander bedrijf dat geosynthetisch oplossingen ontwikkeld ter bescherming van de bodem tegen morsen en lekkage is Geosynthetics (geosyntheticsmagazine.com).

Dit zijn technieken die in de praktijk worden toegepast en wij denken dat deze techniek vooral bruikbaar is op locaties waar gedurende kortere periodes (zeg minder dan een jaar) veel opslag en overslag plaats vindt.

Opslagtanks

Ontwikkelingen die gaande zijn bij opslagtanks zoals ook gebruikt in de Amerikaanse olie-industrie, zijn met name het materiaal waarvan de tanks zijn gemaakt en de coatings die worden toegepast. Nieuw materiaal waaruit de tanks

worden gemaakt zijn glasfibers of stalen tanks voorzien van glasfiber of duurzame coatings. Ook in Nederland zijn er nieuwe ontwikkelingen voor opslagtanks gemaakt van kunststoffen, plastics en epoxy (Jong et al. 2009). Bij het toepassen van een nieuw soort materiaal is het uiteraard belangrijk dat deze voldoen aan de geldende normen.

Appendix B: Migratie van methaan naar grondwatervoerende lagen

Conditie voor migratie van methaan en andere componenten

Migratie van methaan en andere componenten van diepere schalielagen naar bovenliggende lagen kan zowel door natuurlijke processen als schaliegaswinning worden veroorzaakt. Schalies en andere formaties met een hoog kleigehalte worden gekenmerkt door zeer lage permeabiliteit en, zonder stimulatie, vindt migratie van methaan alleen plaats op geologische tijdschaal (o.a. King 2012). Zolang er voldoende *onverstoord* (laag-permeabele) gesteente tussen de fracks en potentiële migratiepaden aanwezig is, zal migratie van methaan of andere componenten naar de bovenliggende grondwatervoerende laag niet significant zijn. Het is dus onwaarschijnlijk dat migratie van methaan zorgt voor verontreiniging van ondiepe grondwatervoerende lagen, mits (1) de winning op voldoende diepte plaatsvindt zodat er geen directe verbinding tussen de fracks en grondwatervoerende lagen gevormd wordt, (2) er geen grote natuurlijke breuken aanwezig zijn die een verbinding tussen fracks en grondwatervoerende lagen vormen waarlangs methaan of andere componenten kunnen migreren, en (3) het fracken de isolerende werking van gecementeerde putten niet beïnvloedt (King 2012; Davies et al. 2012, 2014). Bij het inventariseren van technieken om risico's op migratie te beperken is het van belang onderscheid te maken tussen deze drie voorwaarden en daaraan gelieerde mechanismen van migratie.

Mogelijkheid op directe verbinding tussen de fracks en grondwatervoerende lagen

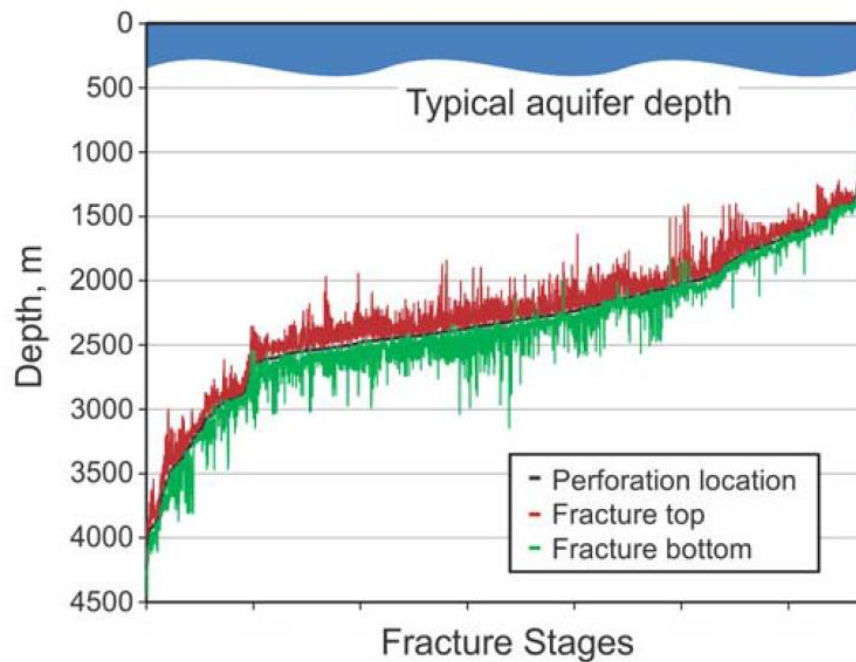
De reikwijdte van de fracks en de dimensies van gestimuleerd reservoir volume staan centraal in de vraag of verbinding tussen fracks en grondwatervoerende lagen mogelijk is, en dus welke diepte afdoende is om migratie van methaan van schalies naar grondwaterwatervoerende lagen te voorkomen.

De groei van frack van de boring naar ondiepere lagen wordt beperkt door aanwezigheid van natuurlijke barrières, zoals lokale variaties in spanningstoestand, in sterkte van gesteente en contact tussen lagen, en in permeabiliteit (o.a. Davies et al. 2012). Doordat in de Verenigde Staten en Canada in toenemende mate (micro-)seismische monitoring wordt toegepast tijdens fracken voor schaliegaswinning, is er veel data over de mogelijke reikwijdte van fracks beschikbaar gekomen. In deze aanpak wordt ervan uitgegaan dat de reikwijdte van fracks bepaald wordt door optreden van micro-seismiciteit. Hoewel het mogelijk is dat fracks groter zijn doordat een deel van het frackproces aseismisch verloopt, is deze aanpak op dit moment het beste wat voorhanden is.

Er zijn recent studies gedaan die aan de hand van micro-seismische data de reikwijdte van fracks bij de winning van schaliegas in de VS en Canada inventariseren (Fisher en Warpinski 2012; Davies et al. 2012; Warpinski 2014). Vanwege de relevantie voor migratie naar ondiepere lagen, spitsen deze studies zich voornamelijk toe op inventarisatie van de gemeten *verticale* reikwijdte van fracks, en minder op het gestimuleerde reservoirvolume. De belangrijkste nieuwe

inzichten die deze studies hebben opgeleverd met betrekking tot de verticale reikwijdte van *gestimuleerde* fracks zijn (Figuur 5):

1. Geen van de met (micro-)seismische data gekarteerde fracks reikt tot grondwatervoerende lagen. Bij de meeste (>99%) van de fracks is de afstand tussen de top van de frack en grondwatervoerende lagen meer dan 1000 meter. In uitzonderlijke gevallen heeft het fracken op minder dan 1000 meter diepte plaatsgevonden en is de minimale afstand tussen de top van de frack en grondwatervoerende lagen ongeveer 500 meter.
2. Locatie-specifieke factoren spelen een belangrijke rol in het groeien van fracks, vooral wat betreft de diepte van het fracken, de mate waarin frackvloeistof uit de frack de schalie instroomt, het lokale spanningsveld en de aanwezigheid van natuurlijke breuken.
3. Factoren die bij de uitvoering van het fracken aangepast kunnen worden spelen een essentiële rol in het groeien van fracks. De reikwijdte van fracks is voornamelijk afhankelijk van de hoeveelheid geïnjecteerde frackvloeistof, en het type en samenstelling van de frackvloeistof (vooral de viscositeit).
4. Verreweg het grootste deel van fracks (~99%) reikt minder dan 350 meter vanaf de boring naar bovenliggende lagen. De maximale verticale reikwijdte is 536 meter voor de Marcellus Shale en 588 meter voor de Barnett Shale (Davies et al. 2012). Belangrijk is dat in deze statistische analyse geen rekening gehouden is met verschillen in uitvoering van het frackproces; grotere maximale verticale reikwijdte kan bijvoorbeeld veroorzaakt worden door grotere injectievolumes.



Figuur 5 Compilatie van de verticale reikwijdte ("Fracture top" in rood en "Fracture bottom" in groen) van fracks voor boringen op verschillende diepte ("Perforation location") en typische diepte boringen voor drinkwatervoorzieningen (in blauw). Data voor 6 grote schaliegasvoorkomens in de VS (Warpinski 2014, zie Fisher en Warpinski 2009 voor data per schaliegasvoorkomen)

Aangezien locatie specifieke factoren bepalend zijn voor de reikwijdte van fracks kunnen de dimensies van fracks voor schalies in Nederland afwijken van de trends in de VS en Canada. Er is op dit moment nog geen ervaring met het fracken van de Nederlandse schalies. Het is wel mogelijk met modellen de frackdimensies te voorspellen (EBN 2011-2012; Ter Heege et al. 2014). Hoewel de modelvoorspellingen aanzienlijke onzekerheid hebben (vooral wat betreft het voorkomen van natuurlijke breuken), suggereren gevoeligheidsanalyses dat de verticale reikwijdte van fracks voor de Posidonia Schalie Formatie op een diepte van 2 - 3.5 km voor realistische scenario's kleiner is dan 200 meter. Het is dus onwaarschijnlijk dat directe verbinding tussen de fracks en grondwatervoerende lagen bij schaliegaswinning op deze diepte mogelijk is.

Mogelijkheid op verbinding tussen fracks en grondwatervoerende lagen langs natuurlijke breuken

Er zijn voorbeelden bekend van frackvloeistof die tijdens fracken langs natuurlijke breuken migreert zodat in ondiepere lagen nieuwe fracks ontstaan (Sharma et al. 2004). In dit voorbeeld is het fracken toegepast voor gaswinning uit laag-poreuze zandsteenreservoirs, en is de vloeistof op een diepte van ~4 km ongeveer 200 meter langs een natuurlijke breuk gemigreerd. De migratie is met (micro-)seismische monitoring aangetoond. Ook is bekend dat *natuurlijke* migratie van olie naar het aardoppervlak langs natuurlijke breuken kan plaatsvinden (o.a., Leifer et al. 2010). Migratie van vloeistoffen langs natuurlijke breuken naar het aardoppervlak is dus mogelijk. Er zijn echter geen voorbeelden bekend waarbij *het fracken voor schaliegaswinning* voor verbinding tussen fracks en

grondwatervoerende lagen langs natuurlijke breuken heeft gezorgd. De twee belangrijkste redenen hiervoor zijn (1) dat het fracken voor schaliegaswinning in verreweg de meeste gevallen op dieptes groter dan 1000 meter plaatsvindt (Fisher en Warpinski 2012) en (2) dat het klei-gehalte van schalies reductie van de permeabiliteit van breuken die de schalies doorsnijden tot gevolg heeft (o.a. Ter Heege & Hoedeman 2013).

Mogelijkheid dat het fracken de isolerende werking van gecementeerde putten beïnvloedt

Migratie van methaan of andere componenten van de gefracte schalielaag naar de bovenliggende grondwatervoerende laag langs de boorput is mogelijk als het ontwerp, de plaatsing of de cementering van de put niet goed uitgevoerd zijn (EPA 2011; Green et al. 2012; Davies et al. 2014). Aangezien een boorput een artificiële verbinding tussen de schalielaag en het aardoppervlak is, kunnen methaan of andere componenten langs slecht geïsoleerde putten omhoog migreren. Dit wordt gezien als een van de belangrijkste mogelijke oorzaken van verontreiniging van grond- of oppervlaktewater (o.a., EPA 2011; Davies et al. 2014). Het is dus van belang dat het fracken nabij de put de isolerende werking niet beïnvloedt (zie voorbeelden in Dusseault et al. 2001). Dit geldt vooral voor verticale putten waar de maximale verticale reikwijdte van de fracks meestal langs de put bereikt wordt. Bij het ontwerp, plaatsing of cementering van de put moet dus rekening gehouden worden met de invloed van het fracken.

Ervaringen met migratie van methaan of andere componenten bij fracken in Nederland

Fracken is in Nederland op veel minder grote schaal uitgevoerd dan in de VS en Canada (EPA 2011; EBN 2011-2012). Fracken vindt in Nederland voornamelijk plaats om laag-poreuze zandsteenreservoirs te stimuleren, en heeft niet plaatsgevonden voor schaliegaswinning. De Nederlandse Olie en Gas Exploratie en Productie Associatie (NOGEPa) heeft de ervaringen met fracken in Nederland geïnventariseerd (NOGEPa 2013). Zij concluderen dat sinds het begin van de gaswinning in de jaren 1950 in ruim 170 putten het fracken is uitgevoerd. Recent, in de periode 2007-2011, is het fracken 9 keer op land en 13 keer op zee uitgevoerd. Er zijn geen negatieve consequenties van deze frackactiviteiten bekend.

Maatregelen om risico's op migratie van methaan of andere componenten te beperken.

De risico's op migratie van methaan of andere componenten van de gefracte schalielaag naar de bovenliggende grondwatervoerende laag worden bepaald door de combinatie van de kans dat migratie optreedt en het effect van de migratie. De kans op migratie bepaald door de reikwijdte van fracks, de aanwezigheid van permeabele natuurlijke breuken en de putintegriteit. Het effect van de migratie is afhankelijk van locatie-specifieke factoren zoals grondwaterstromingen, drinkwatervoorzieningen en bevolkingsdichtheid.

De belangrijkste analyses en maatregelen die voor *aanvang* van het fracken en gaswinning gebruikt kunnen worden zijn:

1. Een analyse van de bestaande samenstelling en al aanwezige verontreinigingen in het grondwater ("baseline"), zodat met monitoring

tijdens winningsactiviteiten kan worden vastgesteld of er nieuwe migratie optreedt (o.a., Lafortune et al. 2013).

2. Een goed ontwerp, plaatsing of cementering van de boorputten, rekening houdend met de geplande frackactiviteiten. Er kan met locatie-specifieke geomechanische modellen worden vastgesteld *of en op welke manier* het fracken de isolerende werking van de putten kan beïnvloeden

Locatie-specifieke analyse van de geologische en geomechanische condities van de ondergrond. Het is vooral van belang te bepalen of er grootschalige permeabele breuken aanwezig zijn waarlangs migratie naar bovenliggende lagen mogelijk is. Planning van boringen en fracken in de ondergrond op veilige afstand van grootschalige permeabele breuken (zie ook

3. Analyses en maatregelen om seismische risico's te beperken).
4. Een inschatting van de dimensies van fracks in de ondergrond kan gemaakt worden met behulp van modellen. Indien noodzakelijk, kan de hoeveelheid geïnjecteerde frackvloeistof verminderd worden om de verticale reikwijdte van fracks te beperken

De belangrijkste analyses en maatregelen die *tijdens* het fracken en gaswinning gebruikt kunnen worden zijn:

1. Monitoring van de samenstelling en verontreinigingen in het grondwater en/of diepere waterhoudende lagen tijdens winningsactiviteiten, zodat kan worden vastgesteld of migratie optreedt.
2. (Micro-)seismische monitoring om de reikwijdte van fracks en de dimensies van het gestimuleerde reservoir volume te bepalen. Migratierisico's kunnen beperkt worden met behulp van monitoring door het implementeren van een "stoplicht" of "hand aan de kraan" methode (o.a., Bommer et al. 2006), waarbij winningsactiviteiten tijdelijk gestopt of gestaakt worden als migratie waargenomen wordt.

Monitoringtechnieken om risico op verticale migratie te detecteren

Deze sectie geeft een overzicht van de technologieën en een aantal specifieke analyses en technologie die *voor aanvang* en *tijdens* het fracken of de winning van schaliegas kunnen worden toegepast om migratierisico's te analyseren en te beperken met een indicatie van toepassing in de Verenigde Staten, Canada en Nederland en "Technology Readiness Level" (TRL). In de meeste gevallen worden deze technologieën ook toegepast om andere (bijvoorbeeld seismische) risico's te beperken en wordt er verwezen naar relevante secties in het rapport.

(Conventionele) technologie in de huidige praktijk (internationaal en met name in de Verenigde Staten en Canada)

Monitoring van samenstelling en verontreinigingen in het grondwater, het ontwerpen en plaatsen van isolerende boorputten, locatie-specifieke analyse van de geologische en geomechanische condities van de ondergrond, en het modelleren van fracks in de ondergrond zijn conventionele technologieën (TRL8-9) die in de huidige praktijk toegepast worden. Ook zijn er verschillende methoden om met metingen in boorputten ("wireline logging") stroming van vloeistof of gas te kunnen vaststellen, zoals "pulsed neutron logging", "oxygen activation logging" en "carbon oxygen logging" die gebruikt kunnen worden om stroming van water in en rondom een boorput te bepalen en potentiële problemen met de isolerende werking van boorputten gedetecteerd kunnen worden.

(Niche)technologieën die nog zelden worden gebruikt, maar al wel op de markt beschikbaar zijn en hun mogelijke impact op het minimaliseren van de (rest)risico's van schaliegas

Planning van boringen en fracken in de ondergrond op veilige afstand van grootschalige permeabele breuken en het beperken van de hoeveelheid geïnjecteerde frackvloeistof zijn niches die in de huidige praktijk in de Verenigde Staten en Canada zelden of niet gebruikt zijn (TRL6-7). De belangrijkste nieuwe ontwikkelingen van (niche)technologieën die gebruikt kunnen worden voor het beperken van migratierisico's, zijn gericht op het verbeteren van (ondergrondse)

monitoring van lekkages (o.a. Haas 2013). Voor migratie als gevolg van het fracken zelf richt de ontwikkeling zich vooral op het verbeteren van het ontwerp van seismische monitoringnetwerken, het verwerken en het interpreteren van (micro-) seismische data om migratiepaden die door fracken kunnen ontstaan beter in kaart te kunnen brengen (TRL1-4). Andere monitoring technieken op basis van temperatuurvariaties ("distributed temperature sensing"), op basis van akoestische signalen ("distributed acoustic sensing"), of met behulp van chemische of andere tracers kunnen gebruikt worden om het groeien van fracks of de interactie van fracks met boorputten beter in kaart te brengen. De combinatie van deze technieken met micro-seismische monitoring zijn belangrijke niches.

Inventarisatie van huidige technologieën uit andere industrie die relevant kunnen zijn voor het minimaliseren van de (rest)risico's van schaliegas

Er is veel kennis over monitoring van migratie bij ondergrondse CO₂ opslag (TRL4-7). Aangezien fracken meestal geen rol speelt bij CO₂ opslag ligt de focus vooral op migratie langs boorputten en natuurlijke migratie. Voor de ontwikkeling van sensors die op hoge resolutie veranderingen in chemische samenstelling kunnen detecteren, kan gekeken worden naar ontwikkelingen op het gebied van monitoring van vervuilingen aan het oppervlak. Hierbij moet wel rekening gehouden worden met het feit dat de temperatuur en drukken in de diepere ondergrond anders zijn dan normale condities aan het aardoppervlak.

Ontwikkelingen en technologieën die in de (nabije) toekomst beschikbaar zullen worden en hun effect op het minimaliseren van de (rest)risico's van schaliegas

Een ontwikkeling die in de toekomst mogelijk belangrijk kan worden is monitoring van methaan en andere componenten op diepte, bijvoorbeeld in diepe aquifers boven de schalielaag. Dit kan worden gedaan in aparte boringen voor monitoring of met behulp van ondergrondse sensors die lekkages detecteren aan de hand van bijvoorbeeld tracers, chemische componenten, temperatuurveranderingen, elektrische geleidbaarheid, of akoestische signalen (Haas 2013). Het voordeel van diepere ondergrondse monitoring is dat migraties eerder gedetecteerd kunnen worden, maar de technologie is nog in ontwikkeling (TRL afhankelijk van type monitoring) en toepassingen nog beperkt.

Lacunes in kennis en technologie specifiek voor Nederland en rekening houdend met (termijn van) mogelijke toepasbaarheid

Een van de belangrijkste lacunes in kennis specifiek voor Nederland is het gebrek aan ervaring met (micro-)seismische monitoring tijdens het fracken. Om lekkages te ontdekken en te voorkomen is goede data nodig van het effect van het fracken in de ondergrond. De ervaring met micro-seismische monitoring uit de VS en Canada kan meteen na vergunningsverlening in Nederland worden ingezet. Het zal na vergunningsverlening 3-5 jaar duren om kennislacunes wat betreft de efficiency van het detecteren van verticale migratie langs boorputten met micro-seismische monitoring, en wat betreft ondergrondse monitoring van lekkages in aquifers op te heffen.

Appendix C1: Chemicaliën die gebruikt worden bij het boren en fracken

Het gebruik van chemicaliën in de huidige praktijk

In de meeste gevallen wordt voor het boren naar schaliegas dezelfde vloeistoffen gebruikt als voor het boren naar conventioneel gas (zie ook Witteveen+Bos 2013). Zoals bij het boren naar conventioneel gas, bevatten de meeste boorvloeistoffen die in de VS en Canada gebruikt worden voor het boren naar schaliegas voornamelijk water ("water-based drilling mud") waaraan verschillende chemicaliën kunnen zijn toegevoegd (o.a. King 2012). De exacte samenstelling van boorvloeistoffen varieert afhankelijk van de diepte waarop geboord wordt en de samenstelling van het gesteente waardoor geboord wordt. Specifiek voor horizontale boringen in sommige typen schalies is de hoeveelheid en het type kleien dat in de schalie aanwezig is een belangrijke factor. De meest gebruikte chemicaliën (Tabel 5) hebben als functie om (1) het soortelijk gewicht van de boorvloeistof te verhogen ("weighting agents"), (2) de draagkracht van de boorvloeistof voor zandkorrels te verhogen ("viscosifiers"), (3) de viscositeit van de boorvloeistof te verlagen en het aan elkaar hechten van deeltjes tegen te gaan (verduuners of deflocculanten), (4) de oppervlaktespanning tussen gesteente en de vloeistof te reduceren (surfactanten), en (5) het zwellen van kleien tegen te gaan (kleistabilatoren). In sommige gevallen wordt in de VS en Canada ondiepe putten met perslucht geboord. Diepere putten worden soms met (synthetische) olie (bijvoorbeeld dieselolie) in plaats van water ("oil-based mud" of "synthetic oil based mud"), onder andere om frictie langs de boorwand te verminderen of om kleizwelling tegen te gaan (o.a. King 2012).

De voor gaswinning optimale samenstelling van de chemicaliën in een frackvloeistof kan verschillen per frackactiviteit, en is onder andere afhankelijk van de diepte, dikte, samenstelling en eigenschappen van het reservoirgesteente. Een uitgebreide beschrijving van de technologie die gebruikt wordt bij het fracken voor conventioneel gas is te vinden in het rapport van Witteveen+Bos (2013). De *Nederlandse Olie en Gas Exploratie en Productie Associatie* NOGEPa heeft een overzichtstabel gemaakt van alle producten die in de laatste 5 jaar bij het winnen van olie en gas in Nederland zijn gebruikt (NOGEPa, 2013). Buiten Nederland worden chemicaliën met dezelfde functies in frackvloeistoffen gebruikt als die we voor Nederland tegenkomen (o.a., FracFocus, 2013; Bergmann et al, 2014). Deze inventarisaties hebben tot doel een volledig overzicht te geven van *alle* chemicaliën die voor fracken gebruikt worden. Er wordt geen onderscheid gemaakt tussen de verschillende toepassingen van het fracken, bijvoorbeeld voor conventioneel gas of schaliegas. Ook wordt niet aangegeven in welke mate deze chemicaliën in de huidige praktijk van schaliegaswinning in de VS en Canada nog worden gebruikt. Voor de analyse van de noodzaak voor het gebruik van verschillende chemicaliën en mogelijke alternatieven is het van belang de gebruikte chemicaliën te clusteren op basis van hun functie bij het fracken. Stoffen in frackvloeistoffen kunnen volgens de volgende functiegroepen worden ingedeeld. De gebruikte stoffen, grofweg in volgorde van hun concentraties in frackvloeistoffen, met hun meest gebruikte (Engelse) aanduiding, en met een grove indicatie van het gebruik bij fracken in de

VS en Canada (zelden, vaak, of vrijwel altijd, gebaseerd op Kaufman et al. 2008; Paktinat et al. 2011; King 2012; Gandossi 2013), zijn:

1. Water (vrijwel altijd) is het hoofdbestanddeel van vrijwel alle frackvloeistoffen (meestal veel meer dan 90% van het totale volume). In uitzonderlijke gevallen worden soms alternatieve vloeistoffen gebruikt (zie sectie 5).
2. Opvulkorrels ("proppants", vrijwel altijd) bestaan uit gezeefd zand of keramische korrels van bepaalde grootte die meestal nodig zijn om fracks open (permeabel) te houden na het fracken zodat gas naar het boorgat blijft stromen.
3. Zuren (vaak) en zuurgraad stabilisatoren (zelden) kunnen nodig zijn om te voorkomen dat silicaten in de gelaagde stenen gaan zwellen en daarmee poriën weer dichtslibben. Zuren kunnen ervoor zorgen dat sommige mineralen uit het gesteente oplossen (bijvoorbeeld carbonaten voorzuren zoals HCl), waardoor het boorgat vrijgemaakt wordt van cementresten en de permeabiliteit van gesteenten groter wordt. Bij de behandeling met zuur zijn er vaak corrosie inhibitors nodig zijn om corrosie van equipment tegen te gaan. Zuurgraad stabilisatoren kunnen worden gebruikt om de werking van sommige andere additieven (waaronder crosslinkers) in stand te houden.
4. IJzeroxide controllers ("iron control additives", zelden) kunnen nodig zijn om neerslag van ijzer- of metaaloxiden in de boorput te voorkomen.
5. Gel polymeren, gel stabilisatoren, "viscosifiers" en "cross-linkers" (zelden) kunnen nodig zijn om de viscositeit en draagkracht van de frackvloeistof te verhogen zodat de opvulkorrels tijdens het pompen niet bezinkt maar wordt getransporteerd en in de fracks belandt. "Cross-linkers" reageren van bepaalde condities in het boorgat met polymeren zodat gels met hoge viscositeit en draagkracht ontstaan.
6. Smeermiddelen ("friction reducers", vrijwel altijd) worden gebruikt om de wrijving in het boorgat tijdens het pompen te verlagen.
7. Oppervlakte-actieve stoffen ("surfactants", vaak) worden toegepast om oppervlaktespanning tussen gesteente en de vloeistof te reduceren zodat in- en uitstroom van de frackvloeistof bevorderd wordt.
8. Corrosie controllers ("corrosion inhibitors", vaak) kunnen nodig zijn om corrosie van de boorput tegen te gaan.
9. Klei stabilisatoren ("clay stabilisators", vaak) zijn bedoeld om swelling en migratie van watergevoelige klei tegen te gaan. Kleizwelling kan bijvoorbeeld resulteren in verminderde gasproductie.
10. Gel brekers (zelden) kunnen gebruikt worden om gels na vorming weer af te breken zodat ze na hun werking uit het boorgat terug geproduceerd kunnen worden.
11. Zuurstof controllers ("oxygen scavengers", vaak) worden soms toegevoegd om té snelle afbraak van polymeren of neerslag van ijzer- of metaaloxiden in de boorput tegen te gaan (zie ook "ijzeroxide controllers").
12. Kalkneerslag controllers ("scale inhibitors", zelden) kunnen gebruikt worden om neerslag van sommige slecht oplosbare carbonaat en sulfaat zouten tegen te gaan.

13. Biociden (vrijwel altijd) voorkomen de groei van bacteriën, die, door zich met polymeren te voeden, kunnen veroorzaken dat het corrosieve en toxische H₂S ontstaat.
14. Vloeistofverlies controllers ("fluid-loss additives", vaak) zijn stoffen die ervoor zorgen dat de opname van frackvloeistof door het gesteente beperkt wordt zodat het grotendeels teruggewonnen kan worden.
15. "Anti-surfactants" en ontschuimers ("defoamers", zelden) heffen de werking van oppervlakte-actieve stoffen op en gaan schuimvorming tegen.

Tabel 5. Producten en functies van chemicaliën die gebruikt worden in boor- en frackvloeistoffen met een aanduiding van de daarbij veel gebruikte individuele verbindingen.

Productnaam	Component / chemical
Smeermiddel ("friction reducers")	Polymeren; Hydrotreated distillates - lichte fractie; Petroleumdistillaat; Polyacrylamide; Ethyleenglycol
Opvulkorrels ("proppants")	Kwartzand; Keramisch materiaal; Bauxiet
Biociden	Glutaaraldehyde; tetrakis hydroxymethyl phosphonium sulfaat; 2-Bromo-2-nitro-1,2-propanediol; Quaternair ammonium chloride
Gel-polymeren	Guar gom; Polysaccharide; Petroleum distillaat
Gel-stabilisatoren	Natriumthiosulfaat pentahydraat; Natriumchloride;
Gel-brekers	Ammonium persulfaat; Magnesiumperoxide; Diammoniumperoxodisulfaat; Natriumbromaat
Cross-linkers	Natriumtetraboraat; 2,2,2'-Nitrilotriethanol; Kalium metaboraat; Kalium hydroxide;
"Viscosifiers"	Kleien zoals bentoniet
Zuren	Citroenzuur; Mierezuur; Zoutzuur; Waterstoffluoride
Vloeistofverlies controllers ("fluid-loss additives")	Zand, Klei
Oppervlakte-actieve stoffen ("surfactants")	2-Butoxyethanol; Methanol; Isopropanol; Isopropylalcohol; Nonyl phenoethoxylaate;
Zuurgraad stabilisatoren	Natriumcarbonaat; Kaliumcarbonaat; Kaliumhydroxide; Natriumhydroxide
Klei stabilisatoren ("clay stabilizers")	Tetramethyl ammonium chloride; Kaliumchloride
Corrosie controllers ("corrosion inhibitors")	Methanol; N,N-Dimethylformamide; Aceetaldehyde
IJzeroxide controllers ("iron control additives")	Thioglycolzuur; Citroenzuur; Azijnzuur
Zuurstof controllers ("oxygen scavengers")	Ammonium bisulfide
Kalkneerslag controllers ("scale inhibitors")	Ethyleenglycol; Ammonium chloride; Polyacrylaat; Natriumpolycarbonaat
"Anti-surfactants" en ontschuimers ("defoamers")	Paraffines; Vegetarische oliën;
"Weighting agents"	Bariumsulfaat (alleen voor boren)

Zoals uit bovenstaande beschrijving is er een samenhang tussen sommige toegevoegde chemicaliën: als chemicaliën voor een bepaald doel worden toegevoegd, kan tevens toevoeging van andere chemicaliën noodzakelijk zijn om die functionaliteit (tijdelijk) te ondersteunen, of om bijwerkingen tegen te gaan. In

Tabel 5 worden typische chemicaliën weergegeven die voor de functiegroepen gebruikt worden. Uit het overzicht blijkt dat sommige chemicaliën in meerdere functiegroepen voorkomen en dus als individuele chemische stof mogelijk ook meerdere functies vervullen.

Toxiciteit van gebruikte chemicaliën en de relatie met risico van hun gebruik

In het overzicht van NOGEPa (2013) zijn gevaar-classificaties en risicozinnen voor zowel de individuele componenten (op basis van richtlijn 67/548/EEG)¹⁸ als de producten als geheel (op basis van richtlijn 99/45/EG)¹⁹ weergegeven. Dit overzicht is gebaseerd op informatie beschikbaar via veiligheids-informatiebladen (VIB's) ofwel material safety data sheets (MSDS) van producten/preparaten. Het is niet verplicht op VIB's stoffen te vermelden die niet zijn geclassificeerd of stoffen te vermelden die wel geclassificeerd zijn maar niet bijdragen aan de classificatie van het product (zie voor meer detail de relevante regelgeving 99/45/EG). In Tabel 6 van de Appendix C2 is een overzicht gegeven van chemische stoffen die in Nederland voor fracken worden (of zijn) toegepast samen met hun classificatie en annotatie volgens richtlijn 67/548/EC, hun REACH registratiestatus, REACH PBT/vPvB kwalificatie indien een stof REACH geregistreerd is (inclusief individuele P/vP en B/vB informatie indien beschikbaar) en overige beschikbare informatie met betrekking tot persistentie en bio-accumulatie.

Tot slot is gekeken of de stoffen voorkomen op de kandidaat lijst van zeer zorgwekkende stoffen (SVHC- "Candidate list of Substances of Very High Concern"). In deze eerste fase is uitsluitend een data-screening uitgevoerd gebaseerd op de beschikbare classificatie en annotatie, en op de door ECHA vrijgegeven data indien een substantie is geregistreerd voor REACH. De stoffenlijst is gebaseerd op de eerder genoemde, door NOGEPa (2013) samengestelde, overzichtstabel van chemicaliën die bij het fracken in Nederland gebruikt zijn, op gegevens van het KWR (2012), en op de frackvloeistof die wordt vermeld op de website van de NAM. De vermelde stoffen zijn uitsluitend gerelateerd aan de functie van het gehele *product*; de functie van de chemische stof als zodanig is vaak minder eenduidig. Aangezien daarnaast overlap bestaat van chemische stoffen in producten zowel binnen een enkele lijst als tussen de verschillende lijsten, zijn de stoffen in Tabel 2 enkelvoudig weergegeven, los van de lijst waarin ze worden vermeld en los van de product-functie waaraan ze zijn gerelateerd.

Op basis van de in appendix C2 verzamelde informatie is af te lezen dat:

- 74 van totaal 118 bekende chemicaliën zijn geclassificeerd.
- 6 stoffen zijn geclassificeerd als Carcinogeen, Mutageen of Reprotoxisch (CMR)
- 12 stoffen mogelijk persistent of bio-accumulatief zijn (op basis van annotatie R53).
- geen stof is zowel CMR en mogelijk persistent/bio-accumulatief
- 53 stoffen zijn REACH geregistreerd
- geen van de REACH geregistreerde stoffen is gekwalificeerd als PBT/vPvB of individueel P/vP of B/vB.

¹⁸ Richtlijn 67/548/EEG regelt de indeling, de verpakking en het kenmerken van gevaarlijke stoffen. Deze richtlijn wordt ook wel stoffenrichtlijn genoemd.

¹⁹ Richtlijn 99/45/EG geeft wettelijke bepalingen over de indeling, de verpakking en het kenmerken van gevaarlijke preparaten. Deze richtlijn wordt ook wel preparatenrichtlijn genoemd.

Daarnaast komt geen van de stoffen voor op de kandidaat lijst van zeer zorgwekkende stoffen (dit is niet apart in Appendix C2 weergegeven).

Het risico van het gebruik van chemicaliën bij het fracken wordt niet alleen bepaald door de toxiciteit van de gebruikte chemicaliën. Het wordt bepaald door de kans dat chemicaliën aan het aardoppervlak of in de ondergrond een schadelijke werking hebben en het effect van de schadelijke werking op de omgeving. Het risico dat chemicaliën aan het aardoppervlak een schadelijke werking hebben wordt voornamelijk bepaald door de kans van morsen of lekkages (zie sectie 1), de hoeveelheid, concentratie en toxiciteit van de gelekte chemicaliën (deze sectie), en de locatie specifieke interactie met de omgeving waar gelekte chemicaliën terecht kunnen komen. Voor het risico in de ondergrond zijn diepte en verspreiding ook belangrijke factoren. Voor het effect in de ondergrond is bovendien van belang hoe de chemicaliën zich gedragen bij hogere temperatuur en druk. Sommige chemicaliën breken snel af in de ondergrond en zijn daardoor minder of niet schadelijk in de ondergrond. Dit rapport beperkt zich tot de screening van toxiciteit en identificatie van mogelijke alternatieven omdat de voor gaswinning optimale samenstelling van de chemicaliën in een frackvloeistof per frackactiviteit kan verschillen en de interactie met de boven- of ondergrondse omgeving verschilt per chemische samenstelling van de frackvloeistof. De screening van de toxiciteit van verschillende chemicaliën op basis van bestaande richtlijnen, classificaties en registraties *alleen* zoals in bovenstaande opsomming is niet voldoende voor een goede indicatie van risico's van het gebruik van frackvloeistoffen. De toxiciteit gegevens kunnen wel gebruikt worden om de risico's van het gebruik van frackvloeistoffen te verkleinen (zie appendix B) en mogelijke alternatieven te identificeren (zie appendix E).

Kennis en ontwikkelingen van fracken en frackvloeistoffen door de service industrie

De meeste kennis en ontwikkelingen op het gebied van frackvloeistoffen vindt plaats bij de service industrie die frackoperaties voor de E&P industrie plannen en uitvoeren. Er is veel bruikbare informatie over betere en minder schadelijke frackvloeistoffen via flyers en infobladen van de service industrie. De grootste drie bedrijven met activiteiten op het gebied van schaliegaswinning in de VS zijn Schlumberger (www.slb.com), Halliburton (www.halliburton.com) en Baker Hughes (www.bakerhughes.com). Uitgebreide informatie over fracktechnieken en frackvloeistoffen is te vinden op deze websites. Hoewel nuttig en belangrijk, heeft deze informatie ook tot doel nieuwe technologie en kennis te vermarkten. Voorbeelden van recente ontwikkelingen die bij kunnen dragen aan het beperken van risico's van fracken en chemicaliën in frackvloeistoffen zijn (1) de HiWAY Flow-Channel Fracturing Technique van Schlumberger waarbij de combinatie van gels, speciale fibers en pulsen van hoge frequentie beter fracks oplevert, (2) de RapidSuite systemen van Halliburton waarbij multistage fracken efficiënter verloopt door toepassing van systemen die delen van de boorput afsluiten tijdens het fracken, en (3) de FracPoint systemen van Baker Hughes waarbij multistage fracken efficiënter verloopt door toepassing van speciale systemen die delen van de boorput afsluiten tijdens het fracken. Voor al deze technieken geldt dat de service industrie claimt dat het fracken efficiënter kan plaatsvinden zodat minder frackvloeistof nodig is. Ook is er op de websites informatie te vinden over samenstellingen van frackvloeistoffen die kunnen bijdragen aan het beperken van mogelijk risico's van chemicaliën in frackvloeistoffen. Er is in dit rapport verder voor

gekozen om de kennis en technologie van de service industrie alleen op te nemen als de toepassing ervan aangetoond en verifieerbaar door middel van wetenschappelijke publicaties.

Mogelijkheden om chemicaliën in frackvloeistoffen te vermijden en het gebruik van alternatieve chemicaliën

(Conventionele) technologie in de huidige praktijk (internationaal en met name in de Verenigde Staten en Canada)

Een belangrijke trend uit de VS en Canada is dat het fracken voor schaliegas in toenemende mate wordt uitgevoerd door met hoge snelheden laag viskeuze vloeistoffen ("slickwater") met kleinere hoeveelheden opvulkorrels ("proppants") te injecteren (TRL9, King 2012; Gandossi 2013). Het zogenaamde "slickwater" fracken geeft goede resultaten wat betreft het openen van natuurlijke structuren en wat betreft de complexiteit van gereactiveerde breuken in het gestimuleerde reservoir volume in bepaalde typen schalies. "Slickwater" bestaat voornamelijk uit water met daaraan toegevoegd een kleinere hoeveelheid chemicaliën dan in veel andere typen frackvloeistof. De belangrijkste chemicaliën die toegevoegd hebben als functie de wrijving tussen vloeistof en boorwand te verminderen ("smeermiddelen"), of de groei van bacteriën te voorkomen ("biociden"). De voor gaswinning optimale samenstelling van de chemicaliën in een frackvloeistof verschilt afhankelijk van de samenstelling en eigenschappen van de schalie. Daarom is slickwater niet voor alle schalies geschikt, en wordt voor sommige (meer ductiele, of oliehoudende) schalies (bijvoorbeeld de Bakken) frackvloeistoffen met gel polymeren gebruikt. De in King (2012) beschreven trend in het gebruik van slickwater kan beïnvloedt worden doordat de focus bij schaliegaswinning in de VS er in eerste instantie op de minder ductiele schalies (bijvoorbeeld de Barnett) is geweest.

Er is in Nederland geen praktijkervaring met het fracken voor schaliegaswinning. De producten in de overzichtstabel van NOGPA (2013) zijn tot op heden dan ook toegepast bij het fracken voor gaswinning uit zogenaamde 'tight gas' zandstenen, of andere minder permeabele conventionele gasreservoirs. Cuadrilla (2011) stelt voor *proefboringen* een frackvloeistof te gebruiken die voor enkel glutaaraldehyde (een biocide) en polyacrylamide (een "smeermiddel"). Onduidelijk is in hoeverre voor *gaswinning* uit Nederlandse schalies het fracken met deze vloeistof optimaal is. Vanuit informatie van bedrijven die het fracken uitvoeren ("service industrie") is bekend dat vloeistoffen die gebruikt voor het fracken van schalies in Europa biociden, gelpolymeren, kleistabilisatoren, "cross-linkers", gel brekers, oppervlakte-actieve stoffen en corrosie controllers bevatten.

Het overzicht in appendix C2 kan gebruikt worden om de frackvloeistoffen veiliger te maken door de volgende werkwijze te volgen:

- 1) bepaal de *stof-specifieke* functie bij het fracken en groepeer stoffen op basis van hun functie
- 2) vervang chemicaliën met ongewenste classificatie(s) door chemicaliën zonder classificatie of met lagere classificatie.

Indien een stof niet zonder meer vervangen kan worden,

- 3) gebruik geclassificeerde chemicaliën in lagere concentraties, of zelfs
- 4) gebruik geclassificeerde chemicaliën niet.

In het laatste geval spelen de effecten op de efficiëntie van het fracken en gaswinning een belangrijke rol.

In eerste instantie zou de focus kunnen worden gelegd op bijvoorbeeld de CMR stoffen en de stoffen die potentieel persistent of bio-accumulatief zijn ("R53"), aangezien dit binnen de humaan- en milieuclassificatie de "zwaardere" classificaties zijn.

Er is in de gerefereerde documentatie niet terug te vinden waarom specifiek voor bepaalde chemicaliën binnen een functiegroep gekozen is. Enkel op basis van de classificaties uit Tabel 5 valt af te leiden dat er mogelijkheden zijn om veiligere stoffen te kiezen met eenzelfde functionaliteit als minder veilige stoffen. Die conclusie werd ook door Bergmann et al. (2014) getrokken. Onduidelijk is uiteraard in hoeverre verschillende stoffen binnen eenzelfde functiecategorie verschillen in effectiviteit dat ook een belangrijk keuzecriterium kan zijn. Die effectiviteit is ook afhankelijk van de eigenschappen van de schalie. Het is vaak niet expliciet vermeld welke concentratie van chemicaliën daadwerkelijk noodzakelijk is. Er zijn vaak grote verschillen in concentraties van chemicaliën in de verschillende frackvloeistoffen. Vermindering of verwijdering van chemicaliën in een frackvloeistof kan verlaging van risico's bij de bereiding en gebruik voor mens en milieu opleveren.

Ontwikkelingen in toepasbare chemicaliën

(Niche)technologieën die nog zelden worden gebruikt, maar al wel op de markt beschikbaar zijn en hun mogelijke impact op het minimaliseren van de (rest)risico's van schaliegas

Er is veel ontwikkeling op het gebied van alternatieve, duurzamere, biologisch afbreekbare en niet-milieuschadelijke chemicaliën in frackvloeistoffen. De meerwaarde en technische toepasbaarheid van deze chemicaliën is vaak nog niet getest en kan per individueel geval bekeken worden om zo milieuvriendelijker frackvloeistoffen te komen. Het is daarbij van belang de werkelijke toxische werking van de chemicaliën onder de relevante omstandigheden te bepalen. De toxische werking van pure substanties zegt weinig over de mogelijke effecten van verdunde substanties op het milieu bij de schaliegaswinning. De belangrijkste trends en bevindingen voor verschillende functies van chemicaliën (zie bovenstaande tekst) die gebruikt worden zijn (o.a. King, 2012):

1. Water is niet schadelijk. Alternatieven voor watergebruik (met het oog op beschikbaarheid en zuivering) zijn beschreven in sectie 5. Onderzoek richt zich onder andere op mogelijkheden om frackvloeistoffen met een hoger zoutgehalte zodat geproduceerd water (her-)gebruikt kan worden in plaats van zoet water (o.a. Kakadjian et al. 2013).
2. Opvulkorrels ("proppants") bestaan meestal uit gezeefd zand of andere niet schadelijke stoffen. Sommige typen keramische korrels klitten aan elkaar in de fracks of voorkomen dichtdrukken van het gesteente rondom de korrels, maar schadelijke effecten zijn niet bekend.
3. Zuren (vaak) en zuurgraad stabilisatoren en "iron controllers". De meeste van deze chemicaliën verliezen hun werking door interactie met het gesteente (King 2012).
4. Gel polymeren, gel stabilisatoren, "viscosifiers", "cross-linkers" en gel brekers. Deze chemicaliën worden minder gebruikt bij het fracken voor

schaliegaswinning in minder ductiele schalies vanwege de betere resultaten met “slickwater” fracken (King 2010).

5. Smeermiddelen (“friction reducers”). Onderzoek richt zich onder andere op ontwikkeling van chemicaliën die polyacrylamide op een veilige manier afbreken (Carman & Carwiesel 2007).
6. Corrosie controllers (“corrosion inhibitors”). De meeste corrosie controllers verliezen hun werking door interactie met de boorput of gesteente (King 2012). Onderzoek richt zich onder andere op ontwikkeling van biologisch afbreekbare stoffen (zie referenties in Choudhary et al. 2013).
7. Klei stabilisatoren (“clay stabilisers”). In veel gevallen kan worden volstaan met het toevoegen van zouten zoals KCl waarvoor geen schadelijke effecten bekend zijn.
8. Kalkneerslag controllers (“scale inhibitors”). Biologisch afbreekbare “scale inhibitors” zijn succesvol toegepast voor olie- en gaswinning in de Noordzee (Patel 2009; Holt et al. 2009; Dickinson et al. 2011)
9. Biociden. Combinaties van het veel gebruikte glutaaraldehyde en tetrakis hydroxymethyl phosphonium sulfaat geven een betere resultaat wat betreft het voorkomen van bacteriëngroei waardoor met lagere concentraties gewerkt kan worden (Enzien & Yin 2011). Alternatieven die toegepast worden zijn het gebruik van UV licht, ozon, of chloordioxide in lage concentraties (King 2012).
10. Oppervlakte-actieve stoffen (“surfactants”), vloeistofverlies controllers (“fluid-loss additives”), zuurstof controllers (“oxygen scavengers”), “anti-surfactants” en ontschuimers (“defoamers”) vertegenwoordigen een breed scala aan chemicaliën. De noodzaak van het gebruik en technische toepasbaarheid van alternatieve chemicaliën kan per individueel geval bekeken worden om tot milieuvriendelijker frackvloeistoffen te komen.

Verbeterde methoden en alternatieven voor hydraulisch fracken

Er zijn speciale technieken die kunnen worden gebruikt zodat het fracken beter gecontroleerd kan worden of efficiënter plaatsvindt. Door de betere controle van het fracken, of door andere stimuleringstechnieken kan mogelijk met minder frackvloeistof en/of chemicaliën gewerkt worden. In sommige gevallen kan ook een grotere hoeveelheid frackvloeistof uit beide putten teruggewonnen worden. Voor sommige technieken zijn wel weer andere chemicaliën nodig waardoor de meerwaarde niet duidelijk bewezen is. Sommige technieken zijn exotisch of in de experimentele fase (hooguit 1 of enkele keren in gecontroleerde omgeving toegepast), en is het dat onduidelijk of de techniek op korte termijn toepasbaar is. Grofweg in volgorde van ontwikkeling (TRL niveau) of toepasbaarheid zijn de meest genoemde technieken (o.a. Gandossi 2013):

1. “Zipper” fracken, waarbij het fracken gelijktijdig van twee parallel lopende horizontale schaliegasputten plaatsvindt (o.a. Sierra en Mayerhofer 2014). Hierbij wordt verwacht dat de fracks naar elkaar toe zullen propageren. Het voordeel is betere controle op de reikwijdte van fracks (TRL7-9).
2. Speciale boortechnieken. Er worden boortechnieken ontwikkeld die mogelijk in de toekomst het fracken (gedeeltelijk) kunnen vervangen. Bekende technieken zijn “radial wells”, “needle wells”, of “fishbone wells”. Bij “radial wells” worden delen van het reservoir vanuit een centrale boorput

aangeboord. Bij “needle wells” of “fishbone wells” wordt vanuit een centrale boorput met “hydro-jetting” een groot aantal korte, dunne boringen (meestal zo’n 5 cm in diameter en 1-10 meter lang) gespoten. Sommige technieken combineren het wegsputten van materiaal met fracken (“hydra-jet fracturing”, Loyd 2004). Ook kunnen langs horizontale boorput met een soort draadzaag verticale sneden aangebracht worden rondom het boorgat. De lengte van de sneden kunnen tot zo’n 30 m in de formatie reiken en over een lengte van 700 meter aangebracht worden (Carter 2009). Al deze technieken bevinden zich voor schaliegaswinning momenteel in de conceptfase (TRL2-6). De belangrijkste onzekerheid van deze technieken is het effect van de beperkte penetratiediepte en drainagegebied.

3. Thermisch (cryogeen) fracken (zie ook sectie 5), waarbij vloeibaar CO₂ wordt gebruikt en de fracks ontstaan door spanningsveranderingen als gevolg van afkoeling. Door injectie van vloeibaar CO₂ kan een gebied rond het boorgat 50-100 °C afkoelen. Na injectie wordt vervolgens ook nog conventioneel fracken uitgevoerd. Hiervoor is mogelijk minder frackvloeistof en chemicaliën nodig. Nadeel is dat gedurende langere tijd vloeibaar CO₂ geïnjecteerd moet worden zodat de fracks voldoende reikwijdte hebben (Mueller 2012). De technologie wordt al een tijd toegepast (Yost II et al. 1993), maar wordt niet breed ingezet (TRL6-8).
4. “Cavitation hydro-vibration fracturing”, waarvoor bij het fracken van een formatie gebruik wordt gemaakt van drukpulsen (Dzerko 2008, TRL1-5).
5. Pneumatisch fracken, waarbij lucht of een ander gas onder hoge druk geïnjecteerd wordt waardoor fracks ontstaan (Suthersan 1999). De techniek wordt meestal gebruikt bij ondiepe formaties. Er wordt vaak geen “proppant” gebruikt omdat er vanuit wordt gegaan dat de breuken zelf open blijven (“self-propped fractures”). Gemiddeld genomen moet de druk twee tot drie keer hoger zijn dan bij normaal fracken. Nadelen zijn dat het maar tot een bepaalde diepte kan worden gebruikt en dat er geen “proppant” gebruikt wordt zodat de permeabiliteit na het fracken niet gewaarborgd is. Een bekende techniek wordt onder de naam “Grand Canyon” aangeboden (TRL4-6).
6. Electrisch fracken wordt op dit moment op twee manieren uitgevoerd. Bij de eerste manier wordt er een drukgolf gecreëerd door een elektrische ontlading tussen twee elektrodes in een met water gevuld boorgat. De drukgolf zorgt voor het ontstaan van fracks (Chen 2012). De tweede manier maakt gebruik van een snel expanderende plasma die wordt gemaakt door pulsen van hoog energetische elektrische ontlading. Breuken die hierbij ontstaan zouden 1-15 meter bedragen. . Nadeel is dat de penetratie in de formatie kleiner is en dat er geen “proppant” in de fracks wordt achtergelaten waardoor de permeabiliteit laag kan zijn. Bekende technieken zijn onder andere PAED (“Pulsed Arc Electrohydraulic Discharges”) en PSF (“Plasma Stimulation and Fracturing Technology”). Technieken zijn in de conceptfase (TRL2-4).
7. “Exothermisch fracken”, waarbij chemische reacties tussen de geïnjecteerde chemicaliën warmte en gas gegenereerd wordt. Dit zorgt

vervolgens voor thermische en mechanische fracking (Al-ajwad et. al. 2013, TRL1-4).

8. Fracken met explosieven, waarbij met (gel) explosieven een drukgolf gecreëerd wordt die resulteert in nieuwe fracks. De fracks worden vervolgens vergroot door middel van injectie van frackvloeistof. Er wordt meestal gewerkt met speciale explosieven die zonder zuurstof werken en voor snelle ontbranding met hoge energie zorgen, waarbij de ontbranding met subsonische snelheden door het ontstane gas propageert (deflagratie). Het ontstaan van gas onder hoge druk zorgt voor het vormen van fracks. De ontstane breuken zijn meestal kort (zo'n 1-10 meter) met minimale verticale groei van breuken buiten de formatie, en vormen een complex netwerk. Nadeel is dat de penetratie in de formatie kleiner is en dat er geen "proppant" in de fracks wordt achtergelaten waardoor de permeabiliteit laag kan zijn. Bekende technieken zijn onder andere Stimgun, StimTube, Gasgun, Pulsefrac (Rogala 2013, TRL1-5).
9. Bacteriële methanogenese (productie van methaan door anaerobe bacteriën) is strikt genomen geen alternatieve techniek voor fracken, maar kan leiden tot lokale stimulering van methaangeneratie zodat het fracken minder extensief uitgevoerd hoeft te worden. Deze techniek is waarschijnlijk alleen toepasbaar op ondiepe formaties (<1500 m), aangezien op grotere dieptes geen of veel minder bacteriën voorkomen. Deze techniek bevindt zich op dit moment in de conceptfase, in laboratoria is het met succes toegepast op gesteentemonsters (TRL1-4).
10. Fracken met zeewater is geen alternatief voor fracken, maar wordt hier genoemd vanwege mogelijke minder of ander gebruik van chemicaliën, en vanwege de implicaties voor watergebruik en –zuivering (TRL4-6).

Overige technologieën en kennislacunes

Inventarisatie van huidige technologieën uit andere industrie die relevant kunnen zijn voor het minimaliseren van de (rest)risico's van schaliegas

Er is van een groot aantal chemicaliën bekend dat ze, hoewel in andere concentraties, ook in andere industrieën gebruikt worden, bijvoorbeeld in de voedselindustrie of chemische industrie (o.a. King 2012). Er kan per type chemische substantie bekeken worden of uit deze industrieën alternatieve chemicaliën bekend zijn die duurzamer, biologisch afbreekbaar en minder milieuschadelijk zijn, rekening houdend met de relevante omstandigheden bij schaliegaswinning.

Appendix C2: Overzicht Toxicologie

Algemene opmerkingen bij Tabel 6:

- Er is voor REACH geregistreerde stoffen geen onderscheid gemaakt tussen stoffen die zijn geregistreerd als “full substance” of “intermediate”. Voor intermediates is in de regel minder informatieve aanwezig en zal in de meeste gevallen geen PBT/vPvB kwalificatie zijn toegekend.
- Een stof is PBT indien zowel aan de criteria voor P én B én T wordt voldaan. Een stof is vPvB indien zowel de criteria voor vP én vB wordt voldaan. (voor meer informatie wordt verwezen naar de REACH wettext en REACH guidance R. 11). Niet in alle gevallen is voor een REACH geregistreerde stof de individuele P, vP, B, vB of T kwalificatie aangegeven in de door ECHA vrijgegeven data (disseminated dossier op de ECHA website).
- N.a. = not applicable. In alle bovengenoemde gevallen is PBT/vPvB niet van toepassing aangezien “the PBT and vPvB criteria of Annex XIII to the Regulation do not apply to inorganic substances”
- Een “X” is gegeven in geval labelling R53 (“may cause long-term effects in the environment”) is gebruikt in combinatie met R50 (“Very toxic in the aquatic environment”) of R51 (“Toxic in the aquatic environment”) wat betekent dat een stof óf niet eenvoudig afbreekbaar is óf een log Kow ≥ 3 heeft. Welke van deze twee van toepassing is, is op basis van C&L alleen niet af te leiden. Labelling R53 in combinatie met R52 (“Harmful to aquatic organisms”) betekent in principe dat een stof niet eenvoudig afbreekbaar is (los van log Kow).

Een volledige lijst van R-zinnen is snelst toegankelijk via Wikipedia (http://nl.wikipedia.org/wiki/Lijst_van_R-zinnen)

Tabel 6: Overzicht van in Nederland gebruikte chemische stoffen bij het fracking voor gaswinning

Fracking substance	CAS #	Classificatie	Stof Labeling (R-zinnen)	REACH Registr.	REACH PBT/vPvB	Persistent		Bioaccumulatie	
						ECHA	anders	ECHA	anders
1,2,4-Trimethylbenzene	95-63-6	Xn, N	R10, R20, R36, R37, R38, R51, R53	Y	N	N	X	N	X
1,2-Ethanediamine, N,N,N',N'-tetramethyl-, polymer with 1,1'-oxybis(2-chloroethane)	31075-24-8	N	R50, R53	-			X		X
1-Propanaminium, 3- amino-N-(carboxymethyl)-N,Ndimethyl-, Ncoco acyl derivs., hydroxides, inner salts	61789-40-0	Xi	R36	-					
2-(2-butoxyethoxy)ethanol	112-34-5	Xn, Xi	R36, R65	Y	N	N		N	
2,2',2"-nitritotriethanol	102-71-6			Y	N	N		N	
2-butoxyethanol	111-76-2	Xn, Xi	R20, R22, R36, R38	Y	N	N		N	

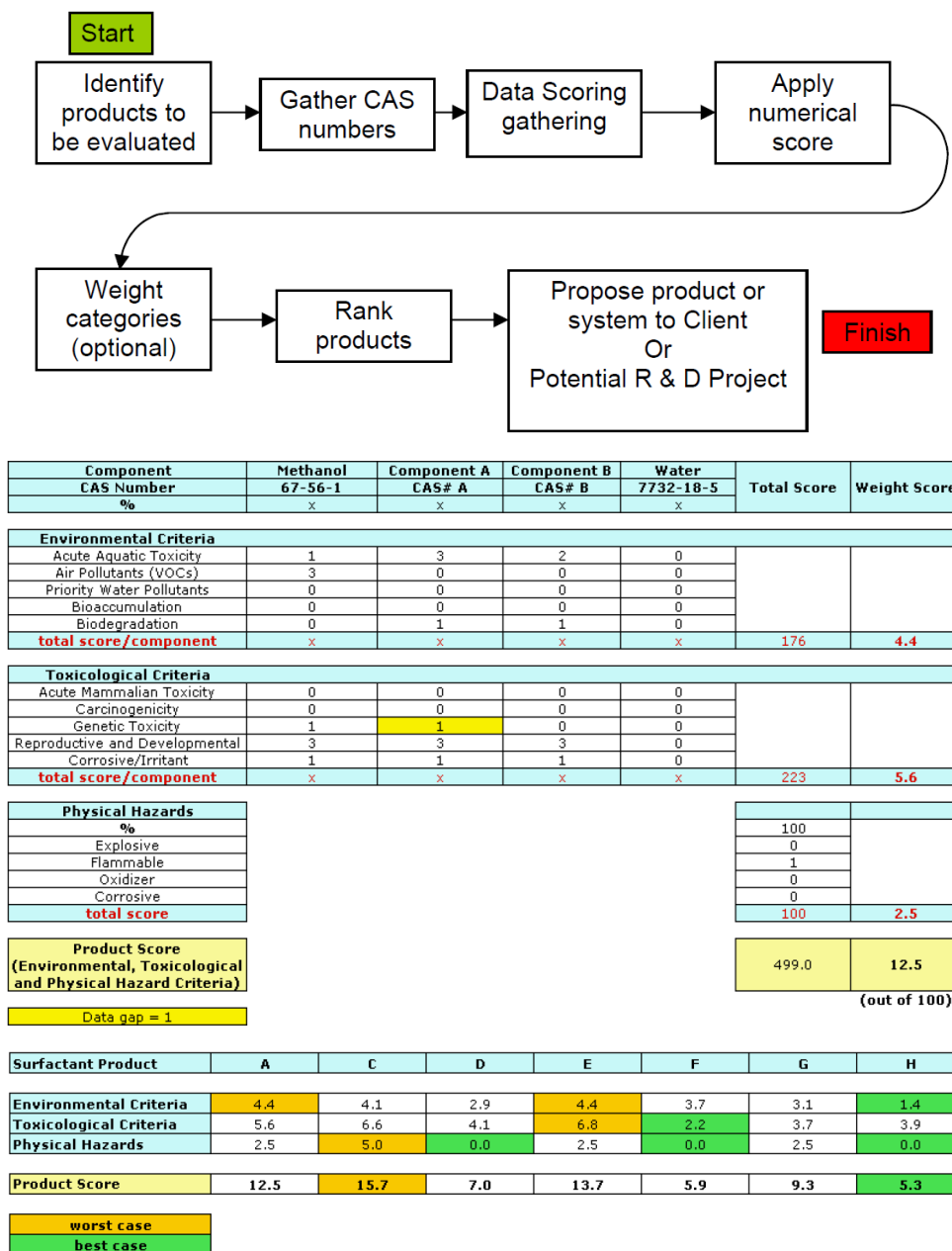
2-ethyl hexanol	104-76-7	Xi	R36, R38	Y	N	N		N	
2-methyl-2 H -isothiazol-3-one (MI)	2682-20-4			-					
3,6,9,12,15,18,21,24-Octaoxatetratricontan-1-ol	24233-81-6	Xn, Xi	R22, R41	-					
5-Chloor-2-methyl-4-isothiazoline-3-een	26172-55-4			-					
5-chloro-2-methyl-2 H -isothiazol-3-one (CMI)	26172-55-1			-					
5-Chloro-2-Methyl-2H-Isithiazol-3-One and 2-Methyl-2H-Isithiazol-3-One (3:1)	55965-84-9	T, C, N	R23, R24, R25, R34, R50, R53	-			X		X
Acetic Acid	64-19-7	C	R10/R35	Y	n.a.*				
Alcohol, C11 linear, ethoxylated	34398-01-1	Xn, Xi, N	R22, R36, R38, R51, R53	-			X		X
Alcohol, C9-C11, Ethoxylated	68439-46-3	Xn, Xi	R22, R41	Y	N				
alkanes C10-14	93924-07-3	Xn	R65	-					
alkenes C>8	98526-58-9	Xn	R65	-					
Alkenes, C>8	68411-00-7	Xn	R65	-					
Alkyl hydroxy ethyl benzyl ammonium chloride	61789-68-2	F, Xn, C, N	R11, R22, R34, R50	-					
Aluminium chloride	7446-70-0	C	R34	Y	n.a.				
Aluminium oxide	1344-28-1	Xi	R36/38	Y	n.a.				
Aluminum silicate	1304-76-7								
Aluminum stearate	637-12-7			-					
Amine derivaat	-	Xi, N	R38, R41, R50	-					
Amine derivative	-	Xi, N	R38, R41, R50	-					
Ammonium acetate	631-61-8	C	R34	Y	n.a.				
Aromatic ammonium compound	-	Xn, C, N	R34, R22, R50	-					
Ascorbinezuur	50-81-7			-					
Azijnzuurhydride	108-24-7			Y	N	N		N	
Boorzuur	10043-35-3			Y	n.a.				
Boraat zouten	-			-					
C10-16 ethoxylated alcohol - 9 moles ethoxylation	68002-97-1	Xn, Xi, N	R22, R41, R38, R50	-					
Calcined bauxite	66402-68-4			Y	n.a.				
Calcium Carbonaat	1317-65-3			-	n.a.				
Calcium fluoride	7789-75-5			Y	n.a.				

Calcium hydroxide	1305-62-0	Xi	R41	Y	n.a.				
Calcium peroxide	1305-79-9	O, C	R8, R38, R41	-	n.a.				
Carbonhydrated Polymer	-			-					
Chlorous acid, sodium salt	7758-19-2	O, T, C	R9, R22, R23, R24,R32, R34	Y	n.a.				
Cholinium chloride	67-48-1			Y	N	N		N	
Citric Acid	77-92-9	Xi	R36	Y	n.a.				
Corundum	1302-74-5			-					
crystalline silica, quartz	14808-60-7	Xn	R20, R22, R36, R48	-					
Destillaten (Aardolie) met waterstof behandelde lichte fractie	64742-47-8	Xn	R65	Y	N	N		N	
Diammonium peroxodisulfaat	7727-54-0	O, Xn, Xi	R8, R22, R36, R37, R8, R42, R43	Y	n.a.				
Diesel	68476-34-6			Y	N				
Dinatrium tetraboraat decahydraat	1303-96-4	Repr Cat 2	R60, R61	-					
Disodium octaborate tetrahydrate	12008-41-2	Repr Cat 2	R6, R60	Y	n.a.				
Dodecyl-pentadecyl alcohol ethoxylate	106232-83-1	Xn, Xi	R22, R41	-					
Epichlorohydrin	25085-99-8			-					
Ethanol	64-17-5	F	R11	Y	N	N		N	
Ethoxylated Alcohol	-	Xn, Xi	R22, R41	-					
Ethoxylated Alcohol	-	Xi	R38, R41	-					
Ethoxylated alcohol linear (1)	-	Xn, Xi, N	R22, R36, R38, R51, R53	-			X		X
Ethoxylated alcohol linear (2)	-	Xn, Xi	R22, R41	-					
Ethoxylated alcohol linear (3)	-	Xn, Xi	R22, R36, R38	-					
Ethoxylated C11 linear/branched alcohols (5eo)	34398-01-1c	Xn, Xi	R22, R41	-					
Ethoxylated C11 linear/branched alcohols (7eo)	34398-01-1b	Xn, Xi	R22, R41	-					
Ethoxylated fatty alcohol	-	Xn	R22, R41	-					
Glutaaraldehyde	111-30-8	T, C, N	R23, R25, R34, R42, R43, R50	Y	N	N		N	
Glycerine	200-289-5			-					
Glyoxal	107-22-2	Xn, Xi, Mut Cat 3	R20, R36, R38, R43, R68	Y	N	N		N	
Guar gum	9000-30-0			-					
Guar Gum derivaat	-			-					

Heavy Aromatic Naphtha	64742-94-5	Xn, N	R51, R53, R65, R66, R67	Y	N		X		X
Hemicellulase enzymconcentraat	9025-56-3	Xn	R42	-					
Hemicellulase-enzym (cellulase)	9012-54-8			Y	N	N		N	
Hexamethylenetetramine	1009-7-0			-					
Ijzer oxide	1309-37-1			Y	n.a.				
Isoascorbic acid, sodium salt	6381-77-7			Y	N			N	
Kalium carbonaat	584-08-7	Xn, Xi	R22, R36/37/38	Y	n.a.				
Kalium chloride	7447-40-7			Y	n.a.				
Kaolin	1332-58-7			-					
Kristallijnsilica, cristobaliet	14464-46-1			-					
L-(+)-melkzuur	79-33-4	Xi	R41/, R38	Y	-	N*		n.a.	
Magnesium nitrate	10377-60-3	O, Xi	R8, R36, R38	Y					
Methanol	67-56-1	F, T	R11, R23, R24, R25, R39/23/24/25	Y	N				
Mierenzuur	64-18-6	C	R35	Y	N	N		N	
Mullite	-								
N, -Methylene bis (5-methyloxazolidine)	66204-44-2	C, Xn	R34, R21, R22	-					
Naphthalene	91-20-3		R22, R40, R50, R53	Y	N	N	X	N	X
Natrium acetaat	127-09-3			Y	n.a.				
Natrium bromaat	7789-38-0	O, Xi, Carc Cat 1	R9, R20, R36, R37, R45, R48	-	n.a.				
Natrium carbonaat	497-19-8	Xi	R36	Y	n.a.				
Natrium chloride	7647-14-5			Y	n.a.				
Natrium hydroxide	1310-73-2	C	R35	Y	n.a.				
Natrium persulfaat	7775-27-1	O, Xn, Xi	R8, R22, R36, R37, R38, R42, R43	Y	n.a.				
Natrium thiosulfaat, pentahydraat	10102-17-7			-					
Natrium waterstof carbonaat	144-55-8			Y	n.a.				
olefins	68991-52-6	Xn	R65	-					
Oxyalkylated alcohol	-	Xi, N	R38, R41, R51, R53	-			X		X
Oxyalkylated alkyl alcohol	-	Xi, N	R38, R41, R50, R53	-			X		X

P/F novolac hars - hexamethylenetetramine complex	1302-93-8	Xn	R20/22	Y	n.a.				
paraffine	90622-52-9	Xn	R65	-					
Paraffins (petroleum), normal C5-20	64771-72-8	Xn	R65, R66	-					
Phenol-Formaldehyde Novolak Resin	9003-35-4	Xn	R20/R22	-					
Polyethylene glycol monohexyl ether	31726-34-8	Xi	R38, R41	-					
Polyquaternair Amine	-		R52, R53	-			Y		
Polysaccharide derivaat	-			-					
Potassium persulphate	7727-21-1			Y	N	N		N	
Propan-2-ol	67-63-0	F, Xi	R11, R36, R67	Y	N	N		N	
Propylene carbonate	108-32-7			Y	N	N		N	
Quarternary ammonium compound (modified)	-	F, Xn, C, N	R10, R11, R22, R34, R50	-					
Quaternair ammonium chloride	-	T, Xi	R21, R25, R36, R37, R38	-					
Quaternary Ammonium Salts	68989-00-4	Xn, C, N	R22, R34, R50	-					
Silicium dioxide	7631-86-9			Y	n.a.				
Silicon dioxide	60676-86-0			-					
Sodium hypochlorite	7681-52-9	C	R31, R34	Y	N	N		N	
Sodium tetraboraat	1330-43-4	Repr Cat 2	R60, R61	Y	n.a.				
Sodium thiosulfate	7772-98-7			Y	n.a.				
Terpenes and Terpenoids, sweet orange-oil	68647-72-3	Xn, Xi, N	R10, R65, R38, R43, R50, R53	-			X		X
Tetraethylenepentamine	112-57-2	Xn, C, N	R21, R22, R34, R43, R51, R53	-			X		X
Tetrakis(hydroxymethyl) Phosphonium Sulfate	55566-30-8	T, Xn, Xi, Repr Cat 2, N	R22, R23, R41, R43, R50, R61	-					
Tetramethylammonium chloride	75-57-0	T, Xi	R21, R25, R36, R37, R38, R50	Y	N	N		N	
Titanium oxide	13463-67-7			Y	n.a.				
Vegetable oil	-			-					
Zirconium dichloride oxide	7699-43-6	C	R34, R52	Y	n.a.				
Zout van aliphatisch zuur	-			-					

Tabel 7: Voorbeeld van de werkwijze om chemische producten te classificeren wat betreft hun potentiële milieuschade, toxiciteit en gevaar bij incidenten (Jordan et al. 2010). Boven: werkwijze, midden: voorbeeld van uitgewerkte scores voor een surfactant, onder: vergelijking van scores voor verschillende surfactanten A-H die gebruikt kan worden om de minst (H) en meest (C) schadelijke surfactanten te identificeren.



Appendix D1: Waterzuivering

Belangrijke factoren voor de keuze van de zuiveringstechnologie zijn 1) de hoeveelheid water die behandeld moet worden, 2) de samenstelling van het water en 3) de kwaliteit die na zuivering vereist is.

De hoeveelheid flowback en productiewater na fracking operaties voor schaliegaswinning en de samenstelling ervan is geadresseerd in het rapport van Witteveen+Bos (2013) en Olsthoorn (2014). Dit zal hier kort herhaald worden om het uitgangspunt voor de rest van deze paragraaf vast te leggen. Daarna zullen, voor zover bekend, de waterkwaliteitseisen worden bediscussieerd voor hergebruik van flowback water, lozen op oppervlaktewater en herinjectie in beschikbaar gas- of oliereservoir middels een injectieput.

De kern van deze paragraaf is het overzicht van verschillende zuiverings-technologieën die ingezet kunnen worden voor de behandeling van flowback water en productiewater. Afhankelijk van welke eisen aan het gezuiverde water worden gesteld, zullen meer of minder zuiveringsstappen nodig zijn. Conventionele technologieën en technologieën die in de (nabije) toekomst op de markt komen worden met elkaar vergeleken en de huidige praktijk in het buitenland (met name de Verenigde Staten) wordt bekeken.

Vervolgens wordt nagegaan wat globaal de omvang (dimensies) zal zijn van de zuiveringsinstallaties en of zuivering op locatie kan (decentrale of centrale zuivering). Tenslotte wordt de vraag beantwoord of het water zonder additionele risico's op het oppervlaktewater geloosd kan worden (en zo ja, onder welke randvoorwaarden) en volgen de conclusies.

Watergebruik en retourwater bij schaliegaswinning

Om tot een gefundeerde keuze te kunnen komen voor de zuiveringstechnologie van het flowback water bij schaliegaswinning is het nodig te weten hoe groot de waterstromen zijn. Hiervoor zijn gemiddelden aangegeven in Witteveen+Bos (2013).

Flowback water is water dat terugstroomt naar het oppervlak na afronding van de hydraulische fracking. Dit water komt terug naar het oppervlak gedurende een periode van drie á vier weken, het meest intensief gedurende de eerste zeven tot tien dagen na het fracken. New York State (2009) geeft een periode van 2 tot 8 weken.

Uitgaande van een scenario met 10 putten per locatie is er op basis van gemiddeld watergebruik en retourwatervolumes per put een overzicht gegeven van de totale volumes voor dit scenario (Witteveen+Bos, 2013, (Tabel 8). Hierbij is uitgegaan van het boren naar een diepte van 3.500 m en strengen van 1.500 m per put.

Tabel 8. Gemiddeld watergebruik en retourwater per put en locatie (afkomstig van Witteveen+Bos, 2013).

scenario 10 putten per locatie, 7 jaar productie	Gebruik per put (m ³)	Retour per put (m ³)	Gebruik per locatie, 10 putten (m ³)	Retour per locatie, 10 putten (m ³)
Fracken	18.500	9.250*	185.000	92.500*
Productiewater	-	244 duizend		2,4 miljoen

* uiteindelijk 30 - 70% retour. Initieel is dit 15-35% (eerste 3-4 weken)

Gemiddeld komt 15-35 % fracvloeistof direct na het fracken als 'flowback' terug. Later in het proces wordt in totaal circa 50 % teruggeproduceerd. Ongeveer de helft van de fracvloeistof blijft achter in de ondergrond. Deze schattingen variëren echter sterk.

Naarmate de tijd voortschrijdt, zal er minder water worden geproduceerd. Als wordt aangenomen dat het flowback water in twee weken terugspoelt en productiewater daarna gedurende de 7 jaar productie (volgens het scenario in Witteveen+Bos, 2013) is het debiet van het flowback water 138 m³/uur en van het productiewater (maximaal) 40 m³/uur (Tabel 9).

Tabel 9. Schatting van debiet van flowback water en productiewater op 1 locatie met 10 putten.

	Watervolume 1 locatie (10 putten) (m ³)	1 locatie (10 putten) 2 weken flowback water (m ³ /uur)	1 locatie (10 putten) gedurende 7 jaar (m ³ /uur)
Flowback water	46.250*	138*	n.v.t.
Productiewater	2.437.470**	n.v.t.	40

* op basis van 25% flowback van het fracwater in de eerste twee weken.

** op basis van 7 jaar productie

Tyndall (2011) in Olsthoorn (2014) geeft een bereik voor flowback volumes voor een locatie met 6 putten van 2000 m diep met strengen van 1200 m (Tabel 10)

Tabel 10. Schatting van flowback water debiet op 1 locatie met 6 putten (afkomstig van Tyndall, 2011).

	Watervolume 1 locatie (6 putten) (m ³)	1 locatie (6 putten) 2 weken flowback water (m ³ /uur)
Fracking water	54.000-174.000	n.v.t.
Flowback water	7.920 – 137.280*	24 - 409

* op basis van 15% flowback van het fracking water

Op basis van Tabel 9 en Tabel 10 wordt duidelijk dat als op een locatie met 6 tot 10 putten het flowback water ter plekke behandeld zou worden, er zuiveringsinstallaties nodig zijn die debieten van 138 m³/uur of zelfs meer aankunnen gedurende de eerste 2-8 weken na het fracken. Daarna is de verwachting dat met een lager debiet (circa 40 m³/uur) productiewater vrij komt. De

afname van het debiet gaat wel geleidelijk. Het is hierbij niet ongebruikelijk dat het debiet van het productiewater gedurende het eerste jaar na fracken continu daalt (King, 2010).

Als het flowback water tijdelijk wordt opgeslagen, kan met kleinere zuiveringsinstallaties worden gewerkt, in dit geval bijvoorbeeld met een maximale capaciteit van 100 m³/uur. De putten worden vaak direct na elkaar gefrackt en daardoor wordt het flowback water vaak gelijktijdig uit de putten geproduceerd. Mocht dit niet het geval zijn, dan worden de debieten van het flowback water van de totale locatie, aangegeven in van Tabel 9 en Tabel 10, lager.

Samenstelling flowback water en productiewater bij schaliegaswinning

Deze paragraaf geeft indicatief weer wat de samenstelling kan zijn van het retourwater en productiewater bij schaliegaswinning. Het beoogt niet een precieze samenstelling te geven van deze waterstromen. Die zal moeten blijken uit metingen. Met de data in deze paragraaf is het wel mogelijk om aan te geven welke componenten uit het water verwijderd moeten worden, afhankelijk van het doel van de zuivering en de normen.

Het flowback water bestaat tijdens de eerste dagen/weken na fracken hoofdzakelijk uit fracvloeistof met toegevoegde chemicaliën en proppants. Door reacties van het gesteente met chemische additieven in de fracvloeistof kunnen ook stoffen vrijkomen vanuit de schalieformatie. Deze stoffen komen dan eveneens in het 'flowback water' terecht. Daarna is het geproduceerde water vooral formatiewater.

In hoofdstuk 3 is uitgebreid ingegaan op de verschillende frac-chemicaliën en mogelijke alternatieven. Een conservatief scenario voor de samenstelling van het flowback water gedurende de eerste dagen/weken na het fracken is dat het dezelfde concentraties frac-chemicaliën heeft als de frackingvloeistof. Om een idee te krijgen van deze concentraties is in Tabel 11 voor veel gebruikte stoffen een typische concentratie weergegeven. In de praktijk zullen deze concentraties in het flowback water lager zijn door onder meer verdunning, afbraak en het achterblijven in de formatie van deze componenten.

Tabel 11. Overzicht gebruikelijke stoffen in frackwater (US DOE, 2009 en Witteveen+Bos, 2013).
Voor toelichting zie Tabel 5

Productnaam	Voorbeeld-concentratie (mg/L)
Smeermiddel ("friction reducers")	880
Opvulkorrels ("proppants")	
Biociden (Glutaraldehyde)	10
Gel-polymeren (Guar gum of hydroxyethyl cellulose)	600
Gel-stabilisatoren (NaCl)	
Gel-brekers (Zuren en/of oxidatiemiddelen, ammonium persulfaat)	100
Cross-linkers (Boraalzouten)	70
"Viscosifiers"	
Zuren (Zoutzuur, citroenzuur, mierenzuur)	1,5%
Vloeistofverlies controllers ("fluid-loss additives": Zand/Leem)	
Oppervlakte-actieve stoffen ("surfactants": Alcoholethoxylaten, naphthalene)	850
Zuurgraad stabilisatoren (Natriumcarbonaat / Kaliumcarbonaat)	110
Klei stabilisatoren ("clay stabilisers")	600
Corrosie controllers ("corrosion inhibitors": N,N-dimethyl formamide)	20
IJzeroxide controllers ("iron control additives": Citroenzuur)	40
Zuurstof controllers ("oxygen scavengers": Ammonium bisulfiet)	
Kalkneerslag controllers ("scale inhibitors": Ethyleenglycol)	400
"Anti-surfactants" en ontschuimers ("defoamers")	
"Weighting agents"	

Nadat het fracwater voor ongeveer 50% is teruggespoeld, bestaat het productiewater met name uit formatiewater. Dit heeft tot gevolg dat in het algemeen het productiewater veel zouter is dan het flowback water.

Tabel 12 geeft een overzicht van de samenstelling van afvalwater dat vrijkomt bij de winning van schaliegas (Alley et al. 2011). Dit zijn concentratieranges gemeten in de Verenigde Staten. Het overzicht is niet volledig. Organische verbindingen worden bijvoorbeeld niet genoemd.

Tabel 12. Stoffen in productiewater van schaliegaswinning (afkomstig van Alley et al., 2011; Nd betekent not determined).

Parameter	Concentratie in productiewater van schaliegaswinning (mg/L)	
	Minimaal	Maximaal
pH	1,21	8,36
Alkaliniteit	160	188
Nitraat	Nd	2670
Fosfaat	Nd	5,3
Sulfaat	Nd	3663
Ra ²²⁶ (pCi/g)	0,65	1,031
HCO ₃	Nd	4000
Al	Nd	5290
B	0,12	24
Ba	Nd	4370
Br	Nd	10600
Ca	0,65	83950
Cl	48,9	212700
Cu	Nd	15
F	Nd	33
Fe	Nd	2838
K	0,21	5490
Li	Nd	611
Mg	1,08	25340
Mn	Nd	96,5
Na	10,04	204302
Sr	0,03	1310
Zn	Nd	20

Tabel 12 laat zien dat onder meer het licht radioactieve Radium-226 vrijkomt, verschillende zware metalen, sporenelementen en ook veel zout als natriumchloride. De pH varieert sterk tussen pH 1 en 8. De stoffen komen voor in productiewater, wat betekent dat de stoffen in principe van nature in de formatie voorkomen.

In New York State DEC (2009) zijn tabellen opgenomen van de kwaliteit van flowback water. Flowback water bevat de additieven uit de fracking vloeistof en componenten uit het formatiewater in het schaliegesteente, inclusief uit het gesteente gemobiliseerde stoffen. Behalve hoge concentraties aan zouten en zware metalen worden hier o.a. olieachtige stoffen en organische verontreinigingen genoemd (Tabel 13). Hieruit blijkt dat er ook een zuiveringsinspanning nodig is voor minerale olie, BTEX en organische (micro)verontreinigingen voorafgaand aan hergebruik of lozing van het flowback of productiewater.

Tabel 13. Enkele additionele verontreinigingen in het flowback water (New York State DEC, 2009).

	Concentratie			Eenheid
	Minimaal	Gemiddeld	Maximaal	
Benzeen	16	480	1950	µg/l
Tolueen	2,3	833	3190	µg/l
Xylenen	15	444	2670	µg/l
Minerale olie	5	17	1470	mg/l
Naftaleen	11	11	11	µg/l
Fenolen	0,05	0,2	0,4	mg/l
Totaal organisch koolstof	69	449	1080	mg/l

In Tabel 14 zijn maximale concentraties van de componenten in het productiewater opgenomen na fracken ten behoeve van de winning van conventioneel gas in Nederland door twee operators (Van Leerdam en Koeman-Stein, 2014). Tabel 14 laat zien dat het flowback water onder meer hoge concentraties natrium (81 g/l), calcium (42 g/l) en chloride (174 g/L) bevat. Analyses naar teruggespoelde frac-chemicaliën, totaal organisch stof (TOC) of chemisch zuurstofverbruik (CZV) zijn hier niet uitgevoerd. Dit zijn wel parameters die bekend moeten zijn als hergebruik, injectie of lozing op oppervlaktewater wordt overwogen.

Tabel 14. Maximale concentraties in flowback water in Nederland (Van Leerdam en Koeman-Stein, 2014).

Component	Maximale concentratie (mg/L)
Ammonium (NH ₄)	270
Bicarbonaat (HCO ₃)	220
Chloride (Cl)	173.650
Bromide (Br)	400
Nitraat (NO ₃)	310
Ortho-fosfaat (P)	1.420
Sulfaat (SO ₄)	960
Jodide (I)	630
Natrium (Na)	80.930
Kalium (K)	7.200
Calcium (Ca)	41.680
Magnesium (Mg)	2.340
Barium (Ba)	80
Strontium (Sr)	1.840
Totaal ijzer (Fe)	1.400
Mangaan (Mn)	80
Boor (B)	10
Lood (Pb)	30
Zink (Zn)	130
Methaanzuur	2
Ethaanzuur	100
Propaanzuur	10

Tijdens de productie van flowback water daalt de sulfaatconcentratie vaak, terwijl calcium-, strontium- en bariumconcentraties toenemen. Dit komt doordat meestal meer sulfaat in de fracvloeistof aanwezig is dan in het formatiewater (King, 2010).

In het flowback water van de Nederlandse operators zijn geen naturally occurring radioactive materials (NORM) gedetecteerd. Meetresultaten in Duitsland en de Verenigde Staten laten zien dat er bij de 'flowback' ondermeer het licht radioactieve Radium-226 kan vrijkomen en verschillende zware metalen en sporenelementen. Aangezien weinig meetgegevens beschikbaar zijn, kan geen uitspraak gedaan worden over de aan- of afwezigheid van radioactieve stoffen bij schaliegaswinning in Nederland. De ervaring met boren door schaliegesteente in Nederland is dat de mate van radioactiviteit vrijwel nooit boven de norm van het Besluit stralingsbescherming (Bs) is gekomen (Witteveen+Bos, 2013). Als het niet boven de norm komt, is het per definitie niet radioactief. Specifiek onderzoek zal moeten uitwijzen in hoeverre het voorkomen van radioactief materiaal werkelijk een rol speelt bij winning van schaliegas in Nederland en bij de zuivering van flowback/productiewater. Productie van radio-actief materiaal is wel een relevant onderwerp voor de Nederlandse olie- en gasindustrie (Schmidt, 2000).

Vereiste waterkwaliteit voor hergebruik, injectie en lozen op oppervlaktewater

Vereiste waterkwaliteit voor hergebruik van flowback en productiewater voor fracken

De typische waterkwaliteitseisen voor de bereiding van de frackingvloeistof zijn weergegeven in Tabel 15 (Sun et al., 2012). Waterkwaliteitseisen voor 'cross-link fracking' zijn stringenter dan voor 'slick water fracking'.

Tabel 15. Typische waterkwaliteitseisen voor bereiding van frackingvloeistof (Sun et al., 2012).

Parameter	Cross linked water	Slick water
pH	6-8	Geen
Fe (mg/l)	< 20	Geen
Totale hardheid (mg/l CaCO ₃)	< 500 ¹	Geen
Bicarbonaat (mg/l)	< 1000	Geen
Boor (mg/l)	< 15	Geen
Silica (mg/l)	< 20	Geen
Sulfaat (mg/l)	< 50	Geen
TDS (mg/l)	< 40.000 of 70.000 ²	Tot 280.000
Bacteriegetal (aantal/ml)	< 100	Geen

1 kan hoger worden door toevoeging van anti-scalant chemicaliën

2 hangt af van zirkonium of boraat cross linking

De zwevende stof (SS - suspended solids) concentratie in het fracking water moet laag zijn, maar voor zover bekend is hier geen richtwaarde voor. Bij herinjectie (Tabel 16) wordt een richtwaarde van 100 mg/l TSS (total suspended solids) gegeven. Zwevende stof kan de poriën van de gefractureerde schalie verstoppen. Als het flowback water een hoog zwevend stofgehalte bevat, is filtratie een logische eerste stap voordat het flowback water hergebruikt kan worden voor fracken. Is sommige gevallen zal het nodig zijn TDS (total dissolved solids) te verwijderen voor hergebruik van het flowback water voor fracking doeleinden als de waarde boven de 40.000 mg/l ligt. Dit hoeft echter niet altijd het geval te zijn. Onderdeel daarvan is het verwijderen van aanslagvormende ionen, zoals barium, calcium, magnesium en strontium. Deze kunnen zorgen voor aanslagvorming ("scaling") in de putmantel (casing) en in de bovengrondse installaties. Dit resulteert in hogere

energiebehoefte en pompkosten. Ter voorkoming van scaling worden tijdens de hydraulische fracking vaak scaling inhibitoren gebruikt. Mogelijk moet ook een grote hoeveelheid NaCl verwijderd worden. Bij slickwater fracken is dit waarschijnlijk niet nodig.

Er is beperkte informatie beschikbaar met betrekking tot de invloed van organische stof (NOM - natural organic matter) op het hydraulisch fracking proces. De aanwezigheid van NOM kan in ieder geval resulteren in ongewenste biologische activiteit in het fracking water. Om deze te beperken/controleren worden er in het algemeen biocides aan de fracking vloeistof toegevoegd. Een desinfectiestap (bijvoorbeeld UV-behandeling) om het bacteriegetal te verlagen kan ook worden toegepast.

Verschillende frac-chemicaliën kunnen tegenwoordig ook gebruikt worden in brijnen met een TDS van 75 g/L of meer (King, 2010). Door mengen van flowback water met zoet water hoeft niet alle TDS verwijderd te worden om het weer als fracwater te kunnen gebruiken. Aangezien maximaal ongeveer 50% van het fracwater terugstroomt, zal toch altijd nog een andere waterbron als fracwater gebruikt moeten worden in een volgende fracjob.

Waterkwaliteit voor injectie

In Nederland is injectie van afvalwater in de bodem verboden, behalve als onderdeel van actieve olie- en gaswinning (Witteveen+Bos, 2013). Injectie van flowback water met daarin deels de frac-chemicaliën nog aanwezig in een lege gas- of olieput is voor zover bekend niet toegestaan in Nederland. Dit dient getoetst te worden aan het LAP. Tijdens de productiefase van een gasput zou het productiewater wel geïnjecteerd kunnen worden. De belangrijkste operationele vereisten waaraan het water moet voldoen zijn vermeld in Tabel 16. Mogelijk moet ijzer, TSS (total suspended solids) en H₂S verwijderd worden voordat kan worden geïnjecteerd.

Tabel 16. Kwaliteitseisen voor injectie van productiewater in een gas- of oliereservoir met een injectieput (bron: NAM).

Parameter	Waarde
pH	4-7
Fe (mg/l)	<150
H ₂ S (mg/l)	≤ 0.5
TSS (mg/l)	< 100

Waterkwaliteit lozen op oppervlaktewater

Wateronttrekking en -gebruik en waterlozing gerelateerd aan schaliegaswinning is onderwerp van MER studies. Deze aanpak wordt gehanteerd in regio's waar onconventioneel gas op grote schaal wordt gewonnen, zoals de VS en Canada. Dezelfde aanpak zal in Nederland gehanteerd gaan worden. In Nederland wordt de actuele wetgeving met betrekking tot waterlozing stringent en zeer consequent toegepast. Naar verwachting zal dit stimulerend werken voor het hergebruik van frackingwater tijdens schaliegaswinning.

De verwerking en afvoer van retourwater en productiewater wordt geregeld in het Barmm (Besluit algemene regels milieu mijnbouw) en, indien van toepassing, de Wabo-milieuvergunning (Vergunning verleend op grond van artikel 2.1, eerste lid sub e van de Wet algemene bepalingen omgevingsrecht) van de betreffende productielocatie. De verwerking en afvoer van retourwater en productiewater wordt geregeld in het Barmm.” Retourwater en productiewater zijn afval(water)stromen die onder de normale regels voor ontdoening van afvalstoffen vallen. Voor lozing op het oppervlaktewater is een vergunning op grond van de Waterwet vereist. Waterschappen zijn hiervoor veelal bevoegd gezag. Voor lozing op het riool is van belang dat een RWZI het moet kunnen verwerken. Ook hiervoor gelden lozingseisen (zie ook Activiteitenbesluit).

Uit bovenstaande wordt duidelijk dat er (nog) geen normen zijn voor lozing van flowback water en productiewater op oppervlaktewater. (Lokale) overheden zullen hiervoor vergunningen af moeten geven. Mogelijkheden van redelijke lozingseisen op oppervlaktewater, kunnen zijn:

- lozingseisen voor chemische industrie;
- vergelijking met effluenteisen en effluentsamenstelling van Nederlandse rioolwaterzuiveringsinstallaties;
- lijst met maximale concentraties van prioritaire stoffen in oppervlaktewater in de Kaderrichtlijn Water, waarvan sommigen een lozingsnorm hebben (Tabel 17).

Echter, hiermee worden niet alle stoffen in het flowback en productiewater gedekt.

Als de normen uit Tabel 17 worden gehanteerd, is het nodig verregaand te ontzouten en te ontharden (TDS < 500 mg/l). Daarnaast zal onder meer ook olie en BTEX (benzeen < 10 µg/l) moeten worden verwijderd, organische verbindingen uit het fracwater en uit de formatie en wellicht nutriënten (Nitraat en Fosfor).

Tabel 17. Waterkwaliteitsnormen voor lozing op oppervlaktewater.

Parameter	Concentratie voor lozen op oppervlaktewater (WFD/ IPPC; USEPA)
pH	6,5-9
Ca, Mg (mg/l)	Alkaliniteit: 200
Fe (mg/l)	1,0
P (mg/l)	0,025 (Fosfaat)
Sulfaat (mg/l)	250
Benzeen (µg/l)	10
Chloride (mg/l)	200
TDS (mg/l)	< 500

Zuiveringstechnologie voor de behandeling van flowback en productiewater

Inleiding

Flowback water wordt in eerste opgevangen in grote afgesloten tanks waarvan er op de boorlocatie een serie staat opgesteld. De Amerikaanse manier van wateropslag in open bassins is in Nederland niet toegestaan vanwege strengere milieueisen. Het merendeel van de opslagtanks kan na het fracken verwijderd worden omdat ze als opslag voor fracwater dienen. Op de locatie blijven meestal één of twee tanks over tijdens de productie. Deze tanks kunnen gebruikt worden als buffer voor periodieke afvoer met tankwagens (geen zuivering op locatie) naar afvalverwerkingsbedrijven of als opslag en buffer dienen voor de behandeling van een continue en min of meer constante afvalwaterstroom op locatie. Voordat van hergebruik, lozing of injectie van de afvalwaterstroom sprake kan zijn, moet een aantal zuiveringsstappen worden ondergaan, dan wel op relatief kleine schaal op locatie (decentraal) of op een centrale grote zuiveringsinstallatie na transport.

Ten eerste worden de ervaringen in de Verenigde Staten kort besproken. Daarna wordt een breder overzicht gegeven van technologieën die beschikbaar zijn of in de nabije toekomst ter beschikking komen.

Ervaring in de Verenigde Staten

In de Verenigde Staten wordt het flowback en productiewater voor verschillende doeleinden gezuiverd met verschillende technologieën. Een overzicht is gegeven in Tabel 18. Hierin is te zien dat afhankelijk van het doel van de zuivering een meer of minder intensieve behandeling nodig is. Een beschrijving van de genoemde technologieën is te vinden in Bijlage 2.

Tabel 18. Overzicht van zuiveringstechnologie gebruikt in de VS voor de behandeling van flowback en productiewater voor verschillende doeleinden (Stark, 2014).

Zuivering voor:	Voorbehandeling		Ontzouting		Nabehandeling	
	Filtratie	Chemische precipitatie	Thermisch	Membranen	Electro-coagulatie	Anders (bijv. biocide, UV)
Hergebruik als frac vloeistof	X					X
Drilvloeistof	X	X	X	X	X	
Lozing op oppervlaktewater (zelden toegestaan)	X	X	X	X	X	X
Gebruik in landbouw	X	X	X	X		
Bereiding zoet water	X	X	X	X	X	X
Transport naar lozingsplaats of lege gas/olie put	X					
Voorbeeld bekken	Barnett, Fayetteville, Marcellus	Marcellus	Barnett Fayetteville, Marcellus	Barnett, Marcellus, Woodford	Haynesville, Utah	Barnett, Haynesville, Marcellus

Tabel 19 laat zien welke specifieke componenten verwijderd worden door de verschillende technologieën, die in de Verenigde Staten gebruikt worden en in welke schaliegasbekkens het wordt toegepast.

Tabel 19. Overzicht van de technologieën die in de VS gebruikt worden voor de behandeling van flowback en productiewater en de componenten die verwijderd worden (Stark, 2014).

	Technologie	Verwijderde componenten	Voorbeeld bekken
Voor-behandeling	Filtratie	TSS	Barnett, Fayetteville, Marcellus
		MF: TSS, microorganismen UF: virussen, kleur	
	Chemische precipitatie	Neerslagvormende chemicaliën (Ca, Mg, Fe)	Barnett, Marcellus
Ontzouten	Thermische technologieën	TDS (tot circa 200.000 mg/l)	Barnett, Marcellus
	Membranen: RO	TDS (tot circa 50.000 mg/l), microorganismen	Barnett, Woodford
Nabehandeling	Electrocoagulatie	TSS, metaalionen, minerale olie	Haynesville, Utah
	Biocide/UV	Microorganismen	Haynesville

TSS: total suspended solids; MF: microfiltratie; UF: ultrafiltratie; TDS: total dissolved solids; RO: reverse osmosis

Onsite waterbehandeling en lozing vindt steeds meer plaats in de Verenigde Staten, waardoor minder water hoeft te worden getransporteerd. Per locatie zal echter gekeken moet worden welke mobiele waterbehandelings-units er per technologie beschikbaar zijn, want volgens Stark (2014) zijn niet voor alle

technologieën mobiele waterbehandelings-units beschikbaar. Eveneens is herinjectie in geologische formaties een locatiespecifieke mogelijkheden.

Alleman (2011) geeft aan dat thermische destillatie/evaporatie en omgekeerde osmose (reverse osmosis, RO) effectieve technologieën zijn voor zuivering t.b.v. lozen. Thermische destillatie/evaporatie kost veel energie. Ontzouten door destillatie kost circa 70 liter diesel of 70 m³ gas per m³ water. Volgens All Consulting (2009) geciteerd in Tyndall (2011)/Olsthoorn (2014) gebeurt het op locatie destilleren desondanks op een aantal plaatsen in de VS.

In Tabel 20 is weergegeven welke leveranciers hierbij betrokken zijn in de Verenigde Staten per schaliegasbekken.

Tabel 20. Leveranciers van thermische destillatie/evaporatie en omgekeerde osmose gebruikt voor waterzuivering bij schaliegaswinning in de Verenigde Staten (Alleman, 2011).

Leverancier Behandeling	Thermische destillatie/ evaporatie	Schaliegas systemen in de VS				
		Marcellus	Barnett	Haynesville	Fayetteville	Woodford
	212 Resources	X	X			
	Fountain Quail	X	X		X	
	Aquatech	X	X		X	
	Veolia	X				
	INTEVRAS	X	X			
	GE Water & Process Technology		X		X	
	Total Separation Solutions			X		

Leverancier Behandeling	Omgekeerde Osmose	Schaliegas systemen in de VS				
		Marcellus	Barnett	Haynesville	Fayetteville	Woodford
	212 Resources	X	X			
	Fountain Quail	X	X		X	
	Aquatech	X	X		X	
	Veolia	X				
	INTEVRAS	X	X			
	GE Water & Process Technology		X		X	
	Total Separation Solutions			X		

Overzicht beschikbare technologieën en toekomstig beschikbare technologieën

Relevante zuiveringsstappen, zoals ook al bleek uit de ervaring in de Verenigde Staten, die kunnen worden ondergaan voor de behandeling van flowback water en productiewater, zijn:

- Verwijderen gesuspendeerde delen (SS) en zand;
- Olieverwijdering;
- Verwijderen opgeloste organische stoffen (aromaten, frac-chemicaliën, NOM);
- Verwijderen zware metalen en aanslagvormers (divalente ionen);
- Verwijdering van zout;
- Desinfectie.

De mate waarin de stappen moeten worden doorlopen hangt af van de kwaliteit die vereist is voor lozen, injectie of hergebruik. Hoe meer zuiveringsstappen, hoe beter de kwaliteit van het water natuurlijk wordt.

In de onderstaande tabellen worden verschillende technologieën genoemd, die in staat geacht worden om de gewenste zuiveringsstap uit te voeren. Een beschrijving van de technologieën is te vinden in Bijlage 2. Van elke technologie wordt aangegeven in hoeverre er ervaring mee is in de olie- en gassector of in andere sectoren:

- conventioneel in olie- en gassector;
- nog zelden gebruikt, maar al wel op de markt;
- in gebruik in andere industrie;
- in nabije toekomst beschikbaar + technology readiness level (trl).

De TRL (zie Aanpak & Verantwoording voor een toelichting) is gebruikt voor een algemene situatie voor gebruik in alle sectoren.

Verwijderen gesuspendeerde delen en zand

Als gebruik wordt gemaakt van een opslagtank alvorens de behandeling te beginnen, zal in de voorraadtank al een deel van de gesuspendeerde delen en zand zijn bezonken. In de onderstaande twee tabellen is aangegeven welke technologieën beschikbaar zijn voor de verwijdering van vaste deeltjes en gedispergeerde (niet opgeloste) olie. Soms kan met een technologie beide componenten tegelijk uit het water verwijderd worden. Een beschrijving van de technologieën is in Appendix D2 te vinden.

Tabel 21. Technologieën voor het verwijderen van gesuspendeerde delen en zand.

Technologie	Conventioneel in olie- en gassector	Nog weinig gebruikt, al wel op de markt	In gebruik voor waterzuivering in andere sectoren	in de (nabije) toekomst of nu al beschikbaar
CPI/PPI	X		X	TRL 9
Hydrocycloon	X		X	TRL 9
(zakken)filtratie	X		X	TRL 9
Mediafiltratie	X		X	TRL 9
Microfiltratie/ Ultrafiltratie	X		X	TRL 9
Flocculatie/ coagulatie	X		X	TRL 9

Het verwijderen van gesuspendeerde deeltjes is nodig voor zowel herinjectie, hergebruik voor fracken en voor lozen op oppervlaktewater. Verwijderen van gedispergeerde olie is voor hergebruik voor fracken en herinjectie wellicht niet nodig, maar voor lozen op oppervlaktewater wel. Deze eerste zuiveringsstap kan met conventionele technologie worden uitgevoerd, waar al veel ervaring mee is in de olie- en gassector en in andere sectoren.

Tabel 22. Technologieën voor het verwijderen van gedispergeerde olie.

Technologie	Conventioneel in olie- en gassector	Nog weinig gebruikt in olie- en gassector, al wel op de markt	In gebruik voor waterzuivering in andere sectoren	in de (nabije) toekomst beschikbaar + TRL
CPI/PPI	X		X	TRL 9
Hydrocycloon	X		X	TRL 9
Kaarsfiltratie	X		X	TRL 9
Mediafiltratie	X		X	TRL 9
Electrocoagulatie		X	X	TRL 9
Dissolved air flotatie (DAF)	X		X	TRL 9

Het verwijderen van opgeloste organische stoffen, zoals aromaten, frac-chemicaliën, NOM en organische microverontreinigingen, is vermoedelijk niet of beperkt nodig bij herinjectie en hergebruik voor fracken, maar wel bij lozen op oppervlaktewater. Tabel 23 geeft een overzicht van welke technologieën hiervoor in aanmerking komen. Een beschrijving van deze technologieën is te vinden in Appendix D2. Veel van deze technologieën worden al gebruikt in de olie- en gassector voor de verwijdering van opgeloste of gedispergeerde olie.

Tabel 23. Technologieën voor het verwijderen van opgeloste organische stoffen.

Technologie	Conventioneel in olie- en gassector	Nog weinig gebruikt, al wel op de markt	In gebruik voor waterzuivering in andere sectoren	in de (nabije) toekomst beschikbaar + TRL
Electrocoagulatie	X		X	TRL 9
Actief kool filtratie	X		X	TRL 9
Vloeistof-vloeistof extractie	X		X	TRL 9
Pertractie		X	X	TRL 9
MPPE	X		X	TRL 9
UV/H ₂ O ₂ /O ₃ (AOP)		X	X	TRL 9
RO	X		X	TRL 9

AOP: advance oxidation processes

Verwijderen van divalente ionen (o.a. Ca, Mg, Sr) en zware metalen is van belang voor lozing op oppervlaktewater, hergebruik voor fracken en waarschijnlijk ook bij injectie, om neerslagvorming in installaties, buizen, of onder in de put te voorkomen. Er zijn verschillende conventionele technologieën beschikbaar om dit te realiseren (Tabel 24). Een beschrijving van de verschillende technologieën staat in Appendix D2.

Tabel 24. Technologieën voor het verwijderen van metalen en aanslagvormers (divalente ionen).

Technologie	Conventioneel in olie- en gassector	Nog weinig gebruikt, al wel op de markt	In gebruik voor waterzuivering in andere sectoren	in de (nabije) toekomst beschikbaar + TRL
Precipitatie	X		X	TRL 9
Media filtratie	X		X	TRL 9
Kristallisatie	?	X	X	TRL 9
NF	X		X	TRL 9
Ionenwisseling	?		X	TRL 9

De meest uitdagende en waarschijnlijk ook duurste stap voor de zuivering van flowback en productiewater bij schaliegasproductie is ontzouten, het verwijderen van TDS. Er is een groot aantal ontzoutingstechnologieën op de markt, zoals drukgedreven membraanprocessen (omgekeerde osmose, RO), thermisch ontzouten en kristallisatie (Tabel 25).

Voor het lozen op binnenlands oppervlaktewater is het waarschijnlijk nodig om water dat een TDS kan hebben van 100-200 g/l te ontzouten naar 0,5 g/L (Tabel 17) of nog lager.

Met enkele conventionele en innovatieve technologieën is het in principe mogelijk om deze zuiveringsstap te bewerkstelligen. Een beschrijving van de technologieën staat in Appendix D2.

Tabel 25. Technologieën voor het verwijderen van monovalente zouten.

Technologie	Conventioneel in olie- en gassector	Nog weinig gebruikt, al wel op de markt	In gebruik voor waterzuivering in andere sectoren	in de (nabije) toekomst beschikbaar + TRL
Kristallisatie	?	X	X	TRL 9
RO	X		X	TRL 9
Voorwaardse osmose	?		X	TRL 9
Membraan destillatie		X		TRL 7
Membraan destillatie en kristallisatie				TRL 3
Multi Stage Flash (thermische ontzouting)			X	TRL 9
Multi Effect Distillatie (thermische ontzouting)			X	TRL 9
Mechanische damp recompressie (thermische ontzouting)			X	TRL 9

Met de thermische ontzoutingsmethoden die genoemd zijn, kunnen TDS-concentraties tot ongeveer 200.000 mg/L behandeld worden. Corrosie en neerslagvorming is een algemeen aandachtspunt voor deze technologieën. Alleman (2011) geeft aan dat de recovery tussen de 50 en 90% ligt. Dat betekent dat 10% tot 50 % van het flow back water alsnog afgevoerd moet worden, als het ter plekke gezuiverd wordt.

Brant (zonder jaartal) vergelijkt de thermische ontzoutingsmethoden Multi Stage Flash (MSF), Multi Effect Destillatie (MED) en Mechanische Damp Compressie (MVC) met omgekeerde osmose (RO) (Tabel 26). Hieruit blijkt dat de thermische ontzoutingsmethoden grote hoeveelheden energie verbruiken. RO verbruikt minder energie, maar is slechts toepasbaar tot een TDS-concentratie van 50.000 mg/l. Ook de recovery is niet altijd gunstig. Bij een recovery onder de 50% van een installatie op locatie, zal meer dan de helft van het flow back water alsnog afgevoerd moeten.

Tabel 26. Vergelijking van thermische ontzouting en omgekeerde osmose (Brant, zonder jaartal).

Proces	Energiegebruik ^a (kWh/1000 gal)	Werking op basis van	Systeem recovery (%)	Relatieve Kapitaal Kosten
MSF	58	Stoom (warmte)	10 – 20	Hoog
MED	29	Stoom (warmte)	20 – 60	Gemiddeld tot Hoog
MVC	30 – 53	Compressie (warmte)	35 – 99	Hoog
RO	8 – 23	Druk	35 – 55 ^b	Laat tot Gemiddeld
Notes: a– Gecombineerde elektrische en equivalent thermische energie b – Recovery ratios zijn een functie van de TDS concentraties in ingevoerde water. Recovery ratios nemen toe vanaf 50%, waar de TDS in het aangevoerde water afneemt onder ongeveer 36.000 mg/L				

Als extra desinfectie nodig is, kan UV-behandeling toegepast worden, of kan een (chloorhoudend) desinfectiemiddel worden gebruikt (Tabel 27). Mogelijk is dit niet nodig als voorafgaande stappen als bijeffect ook desinfecteren, zoals destillatie- en verdampingsprocessen en membraanprocessen (UF, NF, RO). Voor hergebruik als fracvloeistof lijkt desinfectie dubbelop, omdat in het fracwater vaak al een biocide wordt toegevoegd.

Tabel 27. Technologieën voor desinfectie.

Technologie	Conventioneel in olie- en gasector	Nog weinig gebruikt, al wel op de markt	In gebruik voor waterzuivering in andere sectoren	in de (nabije) toekomst beschikbaar + TRL
UV	?		X	TRL 9
Chloor, chloordioxide, natrium- hypochloriet	?		X	TRL 9

Zuivering voor hergebruik als fracwater

In Tabel 18 (Overzicht zuiveringstechnologie gebruikt in de VS) wordt aangegeven dat voor hergebruik van flowback water als fracvloeistof slechts een filtratiestap en desinfectie nodig is. In het rapport van Witteveen+Bos (2013) wordt als beperkte zuivering genoemd oliescheiding, bezinking en filtratie.

In Tabel 15 is aangegeven wat de waterkwaliteitseisen zijn voor de bereiding van fracking vloeistof. Voor slick water fracking zijn nauwelijks waterkwaliteitseisen gesteld. Voor cross-linked fracken wel. Naast de eisen in Tabel 15 zal ook zwevend stof verwijderd moeten worden in verband met verstopping van de poriën in de put. Uitgaande van de samenstelling van het flowback water zoals eerder besproken zullen de volgende parameters waarschijnlijk verwijderd of aangepast moeten worden voordat flowback water kan worden hergebruikt als fracking water:

- Vast en zwevende stof/olie;
- IJzer;
- Mogelijk pH correctie;
- Desinfectie.

Het verwijderen van TDS kan mogelijk voorkomen worden door flowback water te mengen met zoet water. Omdat niet al het fracking water terugspoelt, zal altijd moeten worden aangevuld met nieuw water. Door voldoende te verdunnen met zoet water kan de TDS-concentratie uit Tabel 15 bereikt worden. Mogelijk is het niet nodig om te verdunnen (wat betreft TDS-concentratie) als alleen gedurende de eerste weken na fracken het flowback water wordt hergebruikt.

Een mogelijk zuiveringsproces voor deze verwijderingsstappen is:

- Platen interceptor (PPI/CPI) voor gelijktijdige afscheiding van zwevend en vaste stof (bezinking) en gedispergeerde olie (opdrijving);
- Ontijzering en verdere deeltjesverwijdering met behulp van (multi)mediafiltratie;
- Door zuur- of basedosering kan de pH op de juiste waarde gebracht worden indien nodig;
- Desinfectie kan plaatsvinden via UV bestraling of met chloorhoudende desinfectiemiddelen.

Als afvalstroom ontstaat er een hoeveelheid slib (bezonken deeltjes) en opdrijvende olie in de plateninterceptor. Het mediafilter moet periodiek teruggespoeld worden, wat een geconcentreerde afvalstroom van enkele procenten van de behandelde waterstroom oplevert. Dit water moet vermoedelijk worden afgevoerd voor off-site behandeling. Na deze behandeling kan vermoedelijk (ruim) 95% van het water worden hergebruikt voor fracken.

Zuivering voor injectie

Een voorbeeld van pijpleidingtransport voor injectie is de NAM-leiding van Schoonebeek naar Twente. Aan herinjectie via bestaande olie- of gasput, voor zover toegestaan, worden niet veel waterkwaliteitseisen gesteld (Tabel 16). Vermoedelijk is een beluchtingstap, gevolgd door mediafiltratie voldoende om ijzer en H₂S onder de norm voor injectie te krijgen. Indien daarna de totale hoeveelheid gesuspendeerde delen nog boven 100 mg/l is, kan een extra filtratiestap worden toegepast (bijvoorbeeld zakkenfilters).

Ook hier geldt dat het mediafilter periodiek moet worden teruggespoeld, wat een geconcentreerde afvalstroom van enkele procenten van de behandelde waterstroom oplevert. Dit water moet vermoedelijk worden afgevoerd voor off-site behandeling.

Zuivering voor lozen op oppervlaktewater

Als het flowback water op zoet oppervlaktewater geloosd wordt, zullen in aanvulling op de behandeling voor hergebruik voor fracking doeleinden ook nog zouten, metalen, organisch stof en organische microverontreinigingen moeten worden verwijderd. Uitgaande van de samenstelling van het flowback water zullen de volgende parameters waarschijnlijk verwijderd of aangepast moeten worden voordat het kan worden geloosd op zoet oppervlaktewater:

- Verwijdering vast en zwevende stof;
- IJzerverwijdering;
- Ontharden (Ca, Mg);
- Verwijderen zware metalen;
- Sulfaatverwijdering;
- Zouten en nutriënten (N, P);
- Verwijdering organisch stof en organische microverontreinigingen;
- Mogelijk pH correctie;
- Desinfectie.

Een mogelijk zuiveringsproces voor deze verwijderingsstappen is:

- Platen interceptor (PPI/CPI) voor gelijktijdige afscheiding van zwevend en vaste stof (bezinking) en gedispergeerde olie (opdrijving).
- Beluchten en ontijzering met behulp van (multi)mediafiltratie. Door toevoeging van coagulant/flocculant voor de filtratie wordt een deel van het organisch materiaal ook al verwijderd in deze filtratiestap.
- Ontharden en sulfaatverwijdering met nanofiltratie. Hiermee wordt ook al een deel van de TDS verwijderd. Kristallisatie van onder meer CaSO_4 , MgSO_4 en BaSO_4 kan een alternatief zijn.
- RO voor ontzouting is mogelijk bij een TDS < 50.000 mg/l. Tevens wordt hiermee het grootste deel van de organische stof en organische microverontreinigingen verwijderd. Thermische ontzouting is toepasbaar bij hoge TDS-gehalten van 50.000-200.000 mg/l (damp recompressie, meertrapsdistillatie technieken, zoals MSF-Multi Stage Flash en MED-Multi Effect Distillatie). Mogelijk dat het flowback water de eerste weken na fracken nog een TDS heeft onder 50.000 mg/l. Voor behandeling van productiewater op de lange termijn (jaren) zal RO waarschijnlijk geen optie zijn.
- Een geavanceerde oxidatiemethode (UV/ H_2O_2 of UV/ O_3) kan worden toegepast om eventueel nog aanwezige organische microverontreinigingen om te zetten. Deze stap is tevens een desinfectiestap.
- Door zuur- of basedosering kan de pH op de juiste waarde gebracht worden indien nodig.

Als afvalstroom ontstaat er een hoeveelheid slib (bezonken deeltjes) en opdrijvende olie in de plateninterceptor. Het mediafilter moet periodiek teruggespoeld worden, wat een geconcentreerde afvalstroom van enkele procenten van de behandelde waterstroom oplevert. Dit water moet vermoedelijk worden afgevoerd voor off-site behandeling.

Voor zowel NF als RO kan vermoedelijk maximaal 80% recovery gehaald worden. Als deze twee membraanfiltratiestappen na elkaar worden toegepast zal minimaal 40% van het flowback water alsnog moeten worden afgevoerd.

Alleman (2011) geeft als behandeling voor lozen:

- Voorbehandeling/conditionering: gesuspendeerd materiaal verwijderen en organisch stof, pH-correctie.
- Daarna:
 - Thermische destillatie, of
 - Omgekeerde osmose, of
 - Thermische evaporatie.

Als er een mogelijkheid is om op zee te lozen, zal de ontzouting minder verregaand of niet te hoeven plaatsvinden.

Zuivering voor hoogwaardig hergebruik

Hoogwaardig gedemineraliseerd of distillaat water kan verkregen worden door vergaande ontzouting met de technieken genoemd in bovenstaande paragraaf (lozen op oppervlaktewater). Dat betekent dat ontzouting niet stopt bij 0,5 g/l maar dat het volledig gedemineraliseerd wordt. Het eindproduct is dan te gebruiken voor hoogwaardige doeleinden, zoals bijvoorbeeld het opwekken van hoge druk stoom.

Inventarisatie van lacunes in kennis en technologie

De zuivering van flowback water bij schaliegaswinning staat nog in de kinderschoenen. In landen als de Verenigde Staten en Canada begint dit wel op gang te komen. Er zijn veel leveranciers op de markt voor (kleinschalige) waterzuiveringstechnologie, maar zij hebben veelal ook geen of weinig ervaring met de behandeling van flowback water van schaliegas.

Om meer kennis te krijgen over de verwijdering van specifieke componenten in het mengsel van het flowback water zullen experimenten moeten worden gedaan op laboratoriumschaal. De meest geschikte technologieën kunnen daarna op pilot schaal worden getest.

Specifieke onderzoeksvragen met betrekking tot de zuivering van flowback water zijn:

- Welke verwijderingsrendementen voor onder meer gesuspendeerde delen, minerale olie, zouten, zware metalen, neerslagvormers, frac-chemicaliën en organische microverontreinigingen kunnen er worden gehaald in laboratorium- en pilotopstellingen? De grootste onderzoeksvragen liggen waarschijnlijk op het vlak van verregaand (thermisch) ontzouten en de invloed van in het flowback water aanwezige (toegevoegde) stoffen.
- Welke operationele problemen doen zich voor en hoe kunnen deze worden opgelost?
- Wat is de invloed van de verhoogde temperatuur van het water (tot maximaal circa 90°C, afhankelijk van de diepte) op de zuiveringsprestaties?
- Bij cross-linked fracken is de viscositeit van het flowback water (met name tijdens de eerste dagen) hoger dan van normaal zout grondwater. Wat is hiervan de invloed op de zuiveringsprestaties?

Daarnaast is het voor de waterzuivering van belang te weten of NORM boven de norm te verwachten is in het water. Ook het kennen van de lozingseisen voor lozing op binnenlands oppervlaktewater is van essentieel belang om tot een keuze te kunnen komen voor een waterzuiveringsinstallatie op locatie.

Tenslotte zal ook moeten worden doorberekend wat de kosten zijn van het op locatie zuiveren van flowback en productiewater in vergelijking met het afvoeren en centraal laten behandelen van het water of afvoeren als chemisch afval. De hoeveelheid vast en vloeibaar afval die ontstaat bij lokaal zuiveren en alsnog afgevoerd moet worden, moet hierbij in ogenschouw worden gehouden.

Waterkwaliteit van gezuiverde water

Een van de deelvragen van dit hoofdstuk is: “Kan dit water (flowback) zonder additionele risico's op het oppervlakte water geloosd of worden hergebruikt?” Hergebruik voor fracken of lozen op oppervlaktewater kan zonder additionele risico's als voldoende zuiveringsstappen worden ondergaan. In principe kan uit het flowback en productiewater zeer zuiver water worden geproduceerd dat geschikt is voor hoogwaardige doeleinden zoals het opwekken van hoge-druk stoom. Het energieverbruik en de kosten stijgen echter bij elke additionele zuiveringsstap en als een hoger zuiveringsrendement vereist is. Het is een open vraag of het verregaand zuiveren om te kunnen lozen op binnenlands oppervlaktewater (verwijdering van o.a. minerale olie, (natuurlijk) organisch materiaal, frac-chemicaliën, zware metalen, schaalvormers, zouten, micro-organismen) niet dusdanig duur wordt dat het de winning van schaliegas onrendabel maakt. Dit vereist nader onderzoek. Met name het verregaand ontzouten is een grote kostenpost.

Dimensionering van de installaties

In paragraaf 0 zijn de verwachte flowback debieten weergegeven na fracken voor een locatie van 6 of 10 putten. Dit varieerde van 24 tot 409 m³/uur. In Tabel 28 is een indicatie gegeven van de omvang van enkele installaties bij verschillende debieten, voorzover gegevens beschikbaar waren.

Tabel 28. Indicatie van de omvang (L x B x H, in meters) van enkele installaties bij verschillende debieten (CIW, 2002).

Zuiveringsinstallatie	Debiet 6 m ³ /uur	Debiet 175 m ³ /uur
MPPE, inclusief stoomgenerator	2 x 3 x 3	-
MF/UF	2 x 4 x 2,5	1-2 zeecontainers
Flotatie unit	2 x 1,5 x 2	10 x 2,5 x 3
PPI/CPI	2,5 x 1,2 x 2,1	2,3 x 5 x 3,5
Hydrocycloon	1 x 3 x 1,2	3 x 4 x 1,7
NF/RO		1-2 zeecontainers

Voor een UF installatie voor de behandeling van 175 m³/uur zijn circa 60 tot 140 membraanmodules van een meter lang en circa 10 cm in diameter nodig. Vermoedelijk kan dit in 1 of 2 zeecontainers geplaatst worden. Voor een NF of RO-installatie voor de behandeling van 175 m³/uur zijn circa 50 tot 100 membraanmodules nodig. Vermoedelijk kan dit ook in 1 of 2 zeecontainers geplaatst worden.

Installaties voor de behandeling van flowback water kunnen geplaatst worden in zeecontainers of worden door leveranciers zelf in containervorm geleverd. Vermoedelijk is per zuiveringsstap een installatie nodig ter grootte van 1 of 2 zeecontainers als een lokale zuivering nodig is voor één locatie met 10 putten.

Door het flowback water op te slaan in buffervaten kan een constant debiet worden aangeboden aan de zuiveringsinstallatie. Als na verloop van dagen/weken het debiet van productiewater af begint te nemen, kan het debiet geleidelijk worden verlaagd.

Het is niet ongebruikelijk dat het debiet van het productiewater gedurende het eerste jaar na fracken continu daalt (King, 2010). Voor productiewater is een kleinere (en wellicht andere) zuivering nodig dan voor flowback water. Dus voor flowback water zou een mobiele zuivering (gedurende enkele maanden) geplaatst kunnen worden en voor de behandeling van productiewater een permanente zuivering. Mogelijk kan een systeem worden neergezet dat bij een lager aanvoerdebiet langzaam afgeschakeld wordt.

Decentraal of centrale zuivering

Eén van de onderzoeksvragen is of zuivering van flowback water op locatie kan. Zuivering van flowback water is in principe op locatie mogelijk. Naar verwachting is er op een winningslocatie met tien putten met bijvoorbeeld vier verschillende zuiveringsstappen een waterzuiveringsinstallatie nodig van circa 8 zeecontainers groot. Zuiveringsinstallaties op de schaal van een zeecontainer zijn beschikbaar. Geproduceerd afval, slib, en concentraat zullen wel afgevoerd moeten worden om elders behandeld te worden.

De kosten voor de zuivering op locatie zullen vergeleken moeten worden met de kosten voor volledige afvoer en behandeling elders op een centrale grote zuivering. Afvoer en behandeling op een centrale locatie of verwerken als chemisch afval is de huidige praktijk voor flowback water bij winning van conventioneel gas. Om een zuivering op locatie rendabeler te maken is het belangrijk dat de zuivering nadat het flowback water is teruggespoeld, ook gebruikt kan worden voor het productiewater tijdens de actieve productiefase van de putten.

De zuivering van het productiewater zal kleinere dimensies hebben, omdat het debiet lager is. Maar mogelijk moet wel meer ontzout worden, aangezien de TDS concentratie van het flowback/productiewater toeneemt in de tijd. De tanks met fracwater kunnen mogelijk gebruikt worden als opslag van flowback water.

Appendix D2: Korte omschrijving van waterzuiveringstechnologieën

Technologieën voor de verwijdering van vaste delen en gedispergeerde olie

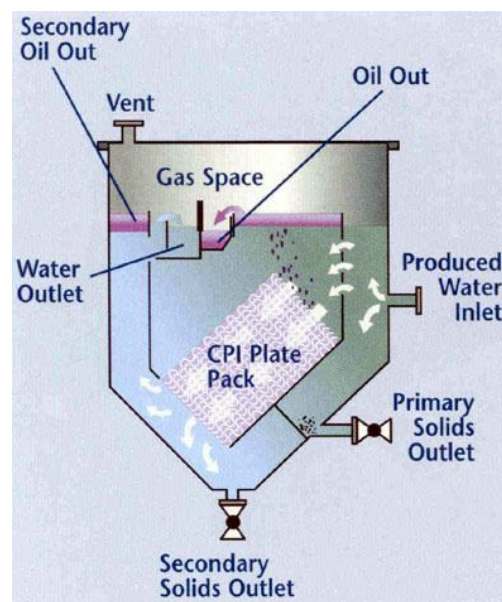
PPI/CPI (gravitatiescheiding)

Om het alifatengehalte en gesuspendeerde en vaste stof in het flow back en produced water te reduceren, kan gebruik worden gemaakt van een parallel plate interceptor (PPI) of corrugated plate interceptor (CPI). De scheiding vindt plaats door het verschil in dichtheid tussen olie, vaste deeltjes 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 ze binnen de relatief korte verblijftijd toch worden afgescheiden. De kleine druppels voegen zich op de platen samen tot grotere druppels, welke makkelijker en sneller naar het oppervlak stijgen. Bij de CPI, 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. Deze techniek is alleen geschikt voor niet-opgeloste componenten, zoals gedispergeerde alifaten met voldoende druppelgrootte (CIW, 2002).

Geschat ruimtebeslag (LxBxH)

6 m³/uur water: 2,5 x 1,2 x 2,1 m

175 m³/uur water: 2,3 x 5 x 3,5 m



Figuur 6. Voorbeeld van een corrugated plate interceptor (National Energy Technology Laboratory).

Zakkenfilterinstallatie

Een zakkenfilter werkt volgens het principe van microfiltratie. De vloeistof wordt gezuiverd in zakken door middel van het passeren van permeabele poriën. De vervuiling blijft achter in de zakken. De grootte van de poriën varieert tussen 1 en 1000 μm . Een typisch oppervlak van een zakfilter is 0,50 m^2 met een maximale capaciteit van 10-50 m^3/h per zak. Meerder zakkenfilters kunnen in één module aanwezig zijn, zodat grotere stromen behandeld kunnen worden.

Zakkenfilters zijn gemaakt van polyester, polypropyleen, nylon of andere materialen. De maximale temperatuur voor het gebruik is 95°C tot 135°C, afhankelijk van het materiaal. Een zakkenfilter werkt meestal via het principe van oppervlaktefiltratie (www.lenntech.com; product information van Twin Filter). Naast zakkenfilter bestaan er ook kaarsfilters. Deze zijn bedoeld voor de verwijdering van kleinere deeltjes. Beide type filters zijn niet regeneerbaar. Zakkenfilters en kaarsfilters kunnen met meerder filters in een module worden geplaatst.

Een typisch omvang van een module met meerdere zakken is 1 x 1 x 2 m (LxBxH). Twee of drie van deze modules zijn voldoende om het flow back water op één locatie met circa 6-10 putten te behandelen.

Zakkenfilters worden onder meer veel toegepast in geothermische installaties.



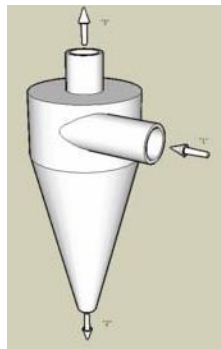
Figuur 7. Voorbeelden van zakkenfilters.



Figuur 8: Modules voor kaarsen of zakkenfilters (www.twinfiler.com)

Hydrocycloon

Olie-water scheiding door middel van hydrocyclonen berust op centrifugaalkrachten 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 centrifugaalkrachten ontstaan en het water van de olie wordt gescheiden. Het zwaardere productiewater zal zich in een vortex door de cycloon naar de uitlaat bewegen, terwijl de lichtere olie in het centrum van de cycloon in een secundaire vortex in tegengestelde richting naar de kant van de inlaat stroomt. Op deze manier kunnen ook vaste deeltjes van water worden gescheiden. Opgeloste componenten kunnen niet met een hydrocycloon worden verwijderd (CIW, 2002).



Figuur 9. Schematisch weergaven van een hydrocycloon.

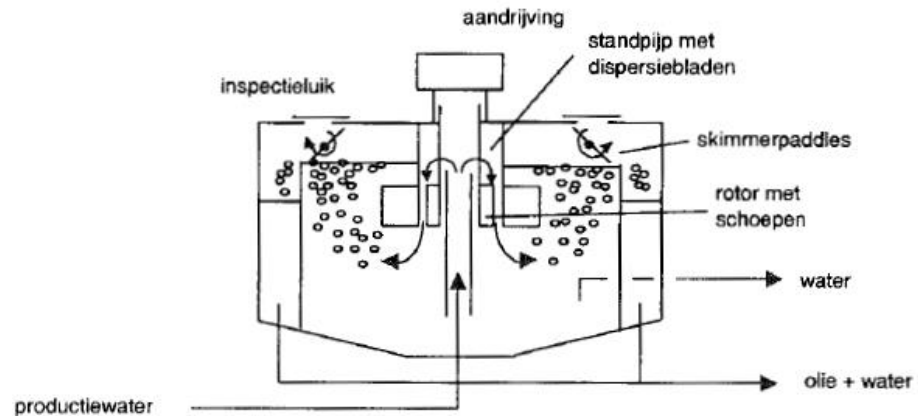
Geschat ruimtebeslag (LxBxH)

6 m³/uur water: 1 x 3 x 1,2 m

175 m³/uur water: 3 x 4 x 1,7 m

Flotatie

Bij gasflotatie wordt gas fijn verdeeld ingebracht in het productiewater, waarbij oliedruppels of gesuspendeerde deeltjes door het opstijgende gas uit het productiewater worden gestript. De gasbelletjes met olie of deeltjes vormen een schuimlaag op het water die vervolgens wordt afgeroomd vaak door middel van een schoepenrad, dat de schuimlaag met een deel van het water in een overloopgoot schept. Het gas kan onder druk worden ingebracht (dissoolved gas flotation) of door middel van een impeller of pomp (induced gas flotation). Opgeloste organische stoffen en zware metalen worden niet verwijderd. Wel kunnen door gasinbreng vluchtige componenten in geringe mate worden gestript. Soms wordt lucht ingebracht in plaats van gas, waardoor ook een groot deel van opgelost BTEX wordt verwijderd.



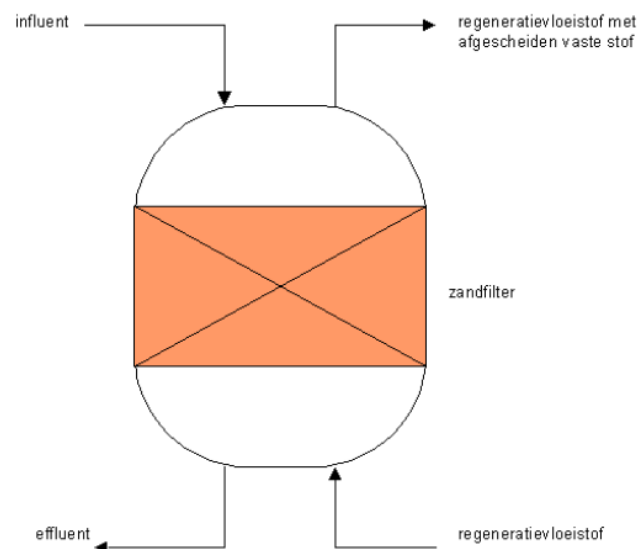
Figuur 10. Procesflow diagram van een flotatie-installatie (CIW, 2002).

Geschat ruimtebeslag (LxBxH)

6 m³/uur water: 2 x 1,5 x 2 m

175 m³/uur water: 3 x 4 x 1,7 m

Zand filtratie (media filtratie)



Figuur 11. Schematische weergave zand filtratie (Emis-Vito, a)

Zandfiltratie wordt toegepast voor het verwijderen van zwevend stoffen, alsook drijvende en bezinkbare deeltjes. Het afvalwater stroomt verticaal door een bed van fijn zand en/of grind. Aanwezige deeltjes worden verwijderd door middel van adsorptie of fysische inkapseling. Als de drukval over de filter te groot wordt, moet teruggespoeld worden.

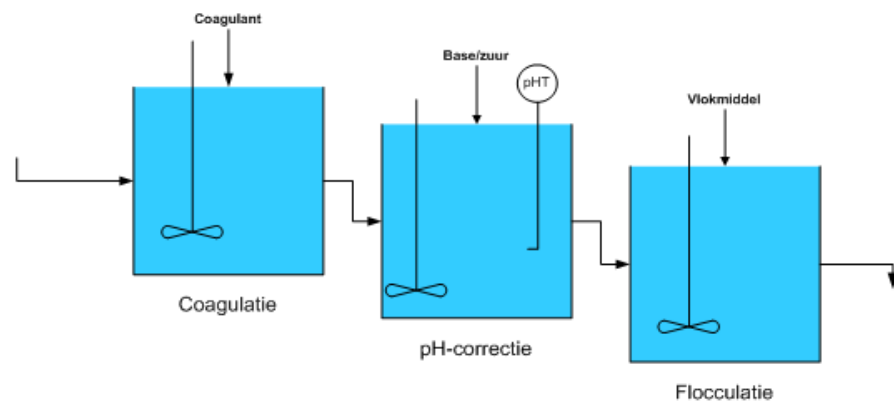
Er kan onderscheid worden gemaakt tussen continue en discontinue filters. Bij continue filters (vaak opwaarts stromende filters) wordt voortdurend het vervuild zand verwijderd, gewassen en hergebruikt zonder onderbreking van het filtratieproces. Discontinue filters (vaak neerwaarts stromende filters) onderbreken hun werking en voeren een tegenstroomspoeling uit. Er worden luchtballen in het zandbed geblazen zodat dit losgewoeld wordt. Vervolgens stroomt gefilterd water in tegenstroom doorheen het filterbed. De vervuilde materie komt vrij en stroomt mee met het spoelwater. Het filtratieproces kan vervolgens hervat worden.

Het rendement van een zandfilter wordt bepaald door een tweetal manieren van werken van zandfilters, namelijk oppervlaktefiltratie en dieptefiltratie. Bij oppervlaktefiltratie worden de af te vangen deeltjes reeds boven op het filterbed afgevangen. Deze deeltjes vormen samen een macroporeuze koek die nieuwe deeltjes op een zeer effectieve wijze kunnen afvangen. Bij dieptefiltratie gaat het in het algemeen om kleinere deeltjes die moeilijker af te vangen zijn en die door adsorptie aan de zanddeeltjes hechten. Vuil afkomstig van oppervlaktefiltratie is gemakkelijker te verwijderen tijdens het terugspoelen ten opzichte van vuil afkomstig van dieptefiltratie (Emis-Vito, a).

Coagulatie/flocculatie

Deze techniek richt zich op waterstromen waarin zich zeer fijne deeltjes bevinden. Deze colloïdendeeltjes hebben een diameter van 1-1000 nm. Deze deeltjes hebben een negatieve lading en bezinken niet uit zichzelf in het water, ze blijven zweven. Om deze stoffen te verwijderen kan, onder andere, coagulatie ingezet worden. Hierbij wordt een coagulant (vaak gebaseerd op ijzer of aluminium) aan het water toegevoegd. Ook worden wel polymeren ingezet. De coagulant zorgt voor een verlaging van de afstoting tussen de verschillende colloïdale deeltjes. Er zullen dan kleine vlokken ontstaan die door rustig te roeren verder samen kunnen klonteren. "Flocculanten (vlokmiddelen) kunnen worden toegevoegd om het proces te ondersteunen. Flocculanten zijn hoog-moleculaire stoffen (polymeren) met diverse functionele groepen. De geladen deeltjes en/of kleine vlokjes worden aangetrokken tot de ladingsgroepen van het polymeer, waardoor een grotere vlok ontstaat. Deze kan makkelijker worden afgescheiden door flotatie of bezinking. Omdat de deeltjes niet allemaal dezelfde lading bezitten zijn er diverse ladingsgroepen noodzakelijk op de polymeerstructuur. Er bestaan zowel anionische, kationische als non-ionische polymeren. Zeer belangrijk voor een goede flocculatie is een juiste binding tussen het polymeer en de deeltjes. Dit betekent dat naast de aard van de lading ook de spreiding van de lading over het molecuul van belang is, alsmede de lengte van het polymeer. Daarnaast is de mate van cross-linking van het polymeer, het vormen van bindingen met zichzelf, van belang. Door de werking van deze elementen bestaan er enkele honderden verschillende polymeren met elk hun specifieke werkingsgebied. In een aantal gevallen kan het volstaan een flocculant toe te voegen om een goede afscheiding te bekomen. Meestal zal de combinatie van coagulant en vlokmiddel vereist zijn.

De vlokken worden vervolgens in een nabehandelingsstap afgevangen en vormen een hoeveelheid verontreinigd slib dat verder verwerkt dient te worden (indampen, storten, verbranden,...)." [Emis-Vito, b]

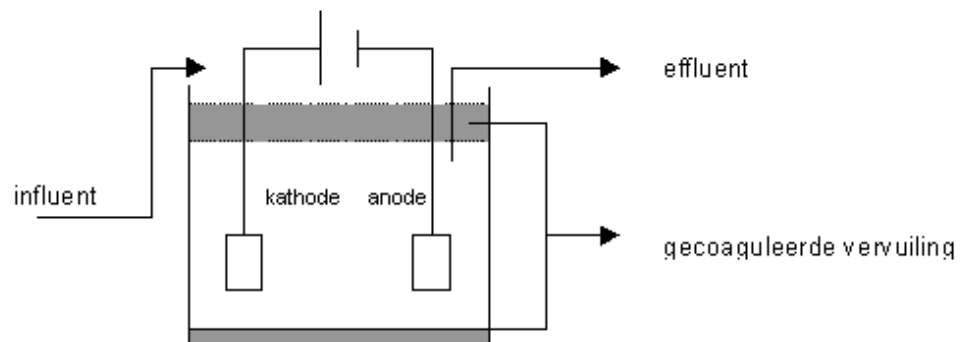


Figuur 12. Schematische weergave coagulatie/flocculatie proces [Emis-Vito, b].

Electrocoagulatie/flotatie

Electrocoagulatie maakt gebruik van het oplossen van een electrode (anode, vaak gemaakt van Fe of Al) middels een oxidatie reactie om zo coagulant vrij te laten komen. Bij het oplossen van de electrode komt ook gas vrij (O_2 , H_2) als gevolg van de splitsing van water, wat zorgt voor een floterende werking. Een hulpvlokmiddel kan toegevoegd worden om de flotatie te versterken. [Emis-Vito, c]

In de onderstaande figuur is de opbouw van een doorsnee elektrocoagulatie reactor weergegeven. Deze bestaat uit een electrolytische cel met een anode en een kathode. Wanneer deze verbonden worden met een gelijkspanningsbron zal er aan de anode (positief) een oxidatiereactie plaatsgrijpen, aan de kathode (negatief) een reductiereactie. [Emis-Vito, c]



Figuur 13. Schematische weergave van opbouw electrocoagulatie reactor [Emis-Vito, c].

Electrocoagulatie/flotatie kan worden toegepast voor verwijdering van vaste deeltjes, gedispergeerde (deels ook opgeloste) olie en zware metalen. Tevens is het een desinfectiestap. In de VS wordt de techniek al gebruikt voor behandeling van flow back water van schaliegas (Stark, 2014).

Microfiltratie (MF)

Microfiltratie (MF) is één van de drukgedreven membraanprocessen uit de reeks microfiltratie, ultrafiltratie, nanofiltratie en omgekeerde osmose (Figuur 14). Het microfiltratieproces maakt gebruik van een membraan, een semi-permeabel materiaal, waar in het geval van microfiltratie enkel deeltjes kleiner dan 0,1 micron doorheen kunnen. Het microfiltratiemembraan kan bestaan uit verschillende materialen zoals bijvoorbeeld polysulfon, polyvinylidendifluoride (PVDF), polyethersulfon (PES), ZrO_2 en koolstof. De poriegrootte is tussen de 0,1 en 5 micron. Doordat de poriën groot zijn in vergelijking met de andere genoemde filtratietechnieken is de druk, nodig om een vloeistof door een MF-membraan te sturen, beperkt (0,1 tot 3 bar). MF-membranen worden in verscheidene configuraties door de leveranciers aangeboden. Mogelijke membraanconfiguraties zijn:

- buisvormige membranen: capillair, holle vezel of tubulair;
- plaatvormige membranen: vlakke plaat of spiraalgewonden.

Buiten de specifieke membraanconfiguratie kan men ook enkele bedrijfsvoeringen onderscheiden. De 2 meest gebruikte methodes zijn dead-end en cross-flow bedrijfsvoering. De namen verwijzen naar de manier waarop de voeding aan het membraan aangeboden wordt. Bij dead-end MF wordt de voeding loodrecht op het membraan gestuurd. Aan de voedingszijde van het membraan zet zich hierbij een vervuilingsslaag af op het membraanoppervlak. Deze laag bevat alle deeltjes die zijn afgescheiden op basis van hun grootte (zeefwerking). Op periodieke wijze wordt deze laag weggespoeld door gedurende een korte tijd de geproduceerde vloeistof (permeaat) terug doorheen het membraan te sturen in tegengestelde zin van de stroming bij productie. De koeklaag wordt zo losgemaakt en kan afgevoerd worden. Dit noemt men semi dead-end bedrijfsvoering. Wanneer de koeklaag te sterk is samengedrukt of te sterk kleeft aan het membraan kan het zijn dat deze terugspoeling niet voldoende meer is om de laag te verwijderen van het oppervlak. Dan dient een chemische reiniging uitgevoerd te worden, bijvoorbeeld met peroxide, zuur en base of detergent. [Emis-Vito, d]

Ultrafiltratie (UF)

Ultrafiltratie (UF) is een drukgedreven membraanproces. Het UF-proces maakt gebruik van een membraan, een semi-permeabel materiaal, waar in het geval van ultrafiltratie enkel deeltjes doorheen kunnen kleiner dan 20 nm. De poriegrootte is tussen 20 nm en 0,1 micron. UF kan gebruikt worden voor de verwijdering van deeltjes en voor de verwijdering van gedispergeerde olie (alifaten). UF-membranen worden in verscheidene configuraties door de leveranciers aangeboden. Mogelijke membraanconfiguraties zijn:

- Buisvormige membranen: capillair, holle vezel of tubulair
- Plaatvormige membranen: vlakke plaat of spiraalgewonden

Buiten de specifieke membraanconfiguratie kan men ook enkele bedrijfsvoeringen onderscheiden. De 2 meest gebruikte methodes zijn dead-end en cross-flow bedrijfsvoering. De namen verwijzen naar de manier waarop de voeding aan het membraan aangeboden wordt. Bij dead-end UF wordt de voeding loodrecht op het membraan gestuurd. Aan de voedingszijde van het membraan zet zich hierbij een vervuilingsslaag af op het membraanoppervlak. Deze laag bevat alle deeltjes die zijn afgescheiden op basis van hun grootte (zeefwerking). Op periodieke wijze wordt deze laag weggespoeld door gedurende een korte tijd de geproduceerde vloeistof (permeaat) terug doorheen het membraan te sturen in tegengestelde zin van de stroming bij productie. De koeklaag wordt zo losgemaakt en kan afgevoerd worden. Dit noemt men semi dead-end bedrijfsvoeding.

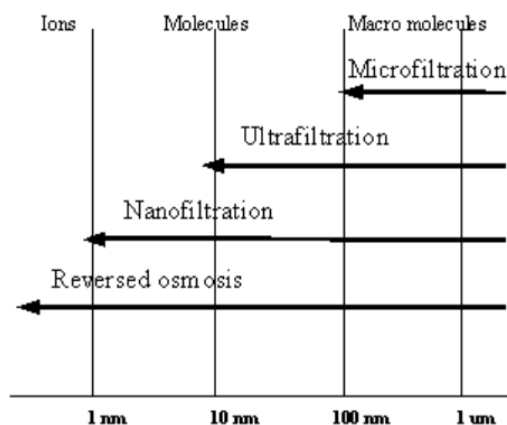
Wanneer de koeklaag te sterk is samengedrukt of te sterk kleeft aan het membraan kan het zijn dat deze terugspoeling niet voldoende meer is om de laag te verwijderen van het oppervlak. Dan dient een chemische reiniging uitgevoerd, bijvoorbeeld met peroxide, zuur en base of detergent. [Emis-Vito, e].

Een typische flux voor een UF membraan is $50 \text{ l m}^{-2} \text{ uur}^{-1}$ bij een druk van 0,3-1 bar. Voor een debiet van $175 \text{ m}^3/\text{uur}$ zijn circa 60 tot 140 membraanmodule van een meter lang en 10 cm in diameter nodig (oppervlakte membraan module is circa $25\text{-}60 \text{ m}^2$). Vermoedelijk kan dit in 1 of 2 zeecontainers geplaatst worden.

Geschat ruimtebeslag (LxBxH)

$6 \text{ m}^3/\text{uur}$ water: $2 \times 4 \times 2,5 \text{ m}$ (CIW, 2002)

$175 \text{ m}^3/\text{uur}$ water: ingeschat wordt dat dit in 1 tot 2 zeecontainer geplaatst kan worden.



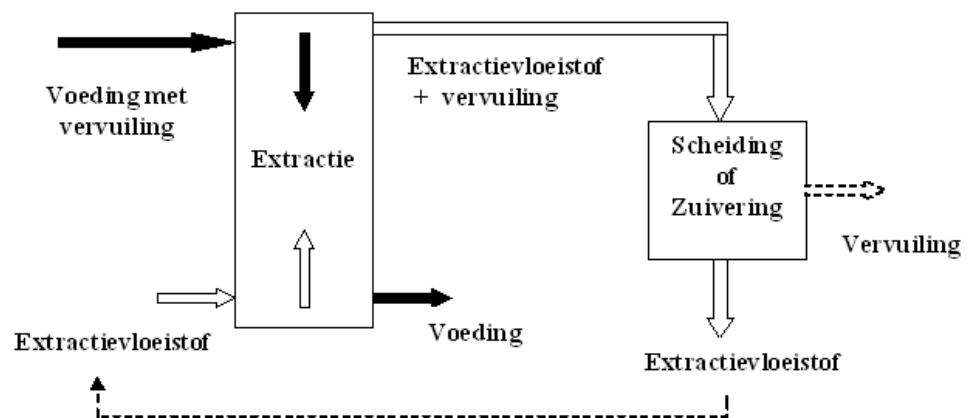
Figuur 14. Scheidingsgrens voor verschillende membraanfiltratiesystemen (www.lench.nl).

Technologieën voor de verwijdering van opgeloste organische stoffen

Vloeistof extractie

Vloeistof extractie is een proces dat stoffen scheidt op basis van de chemische eigenschappen. De voedingsstroom (water) met vervuiling wordt tijdens vloeistofextractie in contact gebracht met extractievloeistof. De extractievloeistof wordt dusdanig gekozen dat hij niet mengt met de voedingsstroom en dat hij de vervuiling goed oplost. Tijdens het extractieproces zal de vervuiling van de voedingsstroom (gedeeltelijk) overgaan naar de extractievloeistof, totdat het evenwicht in concentratie bereikt is. Dit evenwicht hangt af van de affiniteit die de vervuiling heeft voor de extractievloeistof. Indien meerdere stoffen aanwezig zijn, zal het evenwicht stof-afhankelijk zijn. In een bijkomende stap wordt de vervuiling gescheiden van de extractievloeistof waardoor deze hergebruikt kan worden.

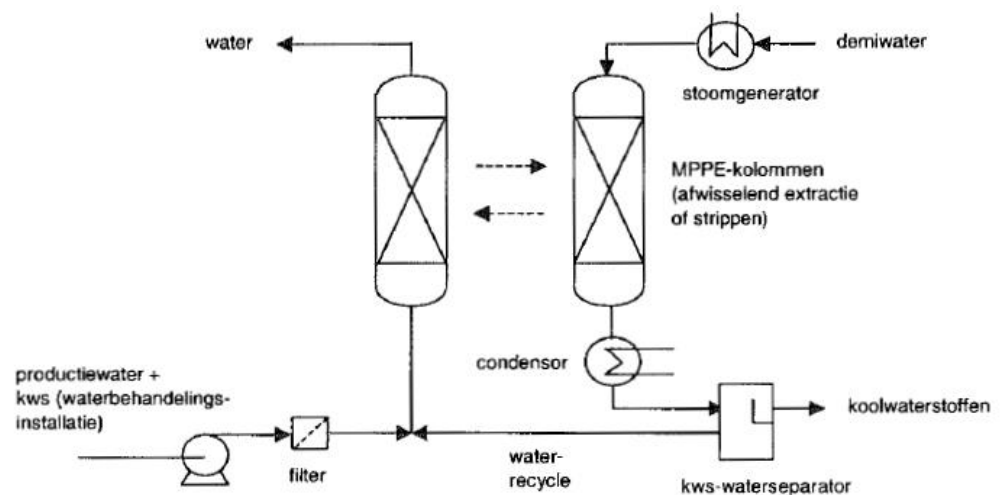
Extractie kan eveneens gebruikt worden om een waardevolle stof af te scheiden van de voedingsstroom. Vloeistof extractie heeft verschillende mogelijke uitvoeringsvormen op industriële schaal. Daarbij onderscheidt men twee hoofdcategorieën: de eerste categorie bestaat uit mixers-ontmengers (mixers-settlers), waarbij het extractieproces uit twee aparte stappen bestaat (Figuur 15). In de eerste stap worden de twee vloeistoffen gemengd om de stofoverdracht mogelijk te maken. In de tweede stap worden de twee vloeistoffen gescheiden. De twee stappen kunnen plaatsvinden in aparte reactoren. De tweede categorie maakt gebruik van kolommen waarbij de twee vloeistoffen continu in contact zijn met elkaar. Hierbij worden typisch speciale maatregelen genomen om het contactoppervlak tussen de voedings- en extractiestroom te vergroten (bv. dispergeren van één vloeistof, het gebruik van trays of pakkingsmateriaal) [Emis-Vito, f].



Figuur 15. Schematische weergave vloeistofextractie proces [Emis-Vito, f].

MPPE

Opgeloste koolwaterstoffen en andere organische verbindingen kunnen uit flow back en produced water worden verwijderd door middel van Macro Porous Polymer Extraction. Bij deze techniek wordt het water door een kolom met een gepakt bed van MPPE-materiaal geleid. Een extractievloeistof, die geïmmobiliseerd is in de MPP matrix, verwijdert de koolwaterstoffen uit het water, waarna het gereinigde water eventueel een volgende zuiveringsstap kan ondergaan. Voordat de vereiste effluentconcentratie 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 naar de eerste kolom. Een karakteristieke cyclus duurt 1-2 uur. De stoom en koolwaterstofdampen worden gecondenseerd, waarna zij eenvoudig te scheiden zijn, mede door het hoge koolwaterstof / organisch stof gehalte. Deze techniek wordt soms op offshore gasproductieplatforms toegepast om minerale olie te verwijderen.



Figuur 16. Procesflow diagram voor MPPE (CIW, 2002).

Geschat ruimtebeslag, inclusief stoomgenerator (LxBxH)
6 m³/uur water: 2 x 3 x 3 m

Actief kool filtratie

Actief kool is thermisch behandeld koolstof met een zeer groot intern oppervlak. Hierdoor is het zeer sterk adsorberend en in staat om een zeer breed spectrum aan organische moleculen uit het water te verwijderen.

Adsorptie van componenten op het actieve kool kan voorspeld worden aan de hand van hun KOW-coëfficiënt (verdelingscoëfficiënt in octanol/water). Indien de log KOW-waarde kleiner is dan nul, zal de betreffende stof niet geadsorbeerd worden. Metingen van de KOW-waarde organische verbindingen in flow back water kan zo inzicht geven in de mate waarin deze kunnen worden geadsorbeerd.

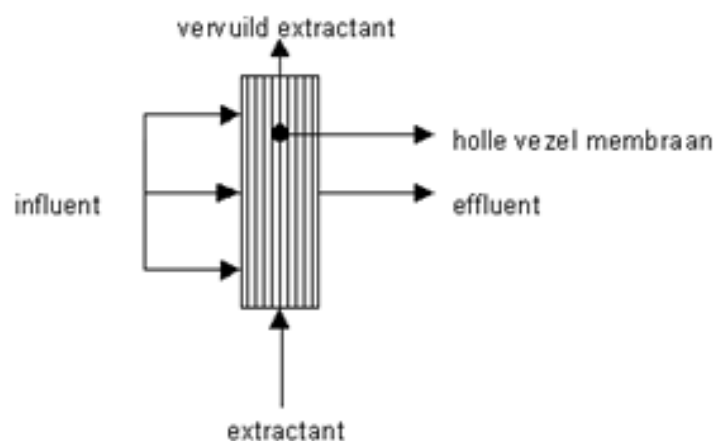
Toepassing van actief kool is onder andere mogelijk in de volgende vormen: in een gegranuleerd actief kool (GAC) filter, door middel van in-line toevoeging van actief koolpoeder (PAC), in een membrane assisted affinity separator (MAAS) of in een continue bewegend bed adsorptie systeem (MBA/BBA).

De actief kool deeltjes in een GAC-filter hebben een diameter van 0,25-3 mm. Zodra de kolom volledig is verzadigd met een bepaalde stof zal deze doorslaan. Op dit moment dient het filter geregenereerd en geheractiveerd te worden. Het moment van doorslag verschilt per stof en hangt onder andere af van de polariteit van de betreffende stof. [Stowa, 2005]

Pertractie

Pertractie is gebaseerd op het extraheren van organische verbindingen (vluchtige en niet-vluchtige) uit vloeistoffen (o.a. water) met behulp van membranen. Het membraan heeft hierbij geen enkele selectiviteit. Het is een hydrofoob MF-membraan dat zorgt voor een hoog contactoppervlak tussen het organische extractiemiddel en de te zuiveren vloeistof. Het voorkomt bovendien de menging van de twee fasen.

Bij gebruik van pertractie is er geen scheiding van de vloeistof en het extractiemiddel nodig is, wat tijd en geld bespaart. Het membraan maakt ook een flexibele, onafhankelijke regeling van de stromen van beide fasen mogelijk waardoor optimalisering van het proces eenvoudig wordt. Hierdoor is het ook mogelijk kleine hoeveelheden extractant met grote hoeveelheden te behandelen water in contact te brengen. Dit houdt de installaties compact.



Figuur 17. Schematische weergave pertractie proces [Emis-Vito, g].

“Een pertractie-installatie bestaat uit één of meerdere membraanmodules in serie (membranen zijn meestal in holle vezel configuratie voor een zo hoog mogelijk membraan oppervlak per volume). Hierbij stroomt de extractievloeistof langs één zijde van het membraan (binnenzijde holle vezel). Het afvalwater wordt langs de andere zijde van het membraan gestuurd (buitenzijde holle vezel). De poriën van het membraan zijn dan gevuld met het organische extractiemiddel. De vervuilende stoffen diffunderen vanuit het afvalwater door het membraan naar de extractant. Regeneratie van de extractant kan gebeuren met behulp van o.a. een vacuüm filmverdamp(er). Hergebruik van extractant is mogelijk.

De selectiviteit kan worden beïnvloed door de keuze van het extractiemiddel. In een aantal gevallen verschillen de verdelingscoëfficiënten van verschillende te verwijderen stoffen niet of nauwelijks waardoor selectieve afscheiding moeilijk of kostbaar wordt, omdat meerdere stappen dienen te worden toegepast. Echter, voor verwijdering van organische stoffen uit bijvoorbeeld afvalwater, is selectieve afscheiding in het algemeen niet noodzakelijk.

Bij de keuze van het extractiemiddel moet naast de standaard criteria voor extractie (affiniteit voor te verwijderen componenten, chemische stabiliteit en toxiciteit) ook rekening gehouden worden met het membraansysteem, dat wil zeggen chemische resistentie van het membraan en viscositeit. Door de lage hoeveelheid benodigd extractiemiddel komen mogelijk ook duurdere extractanten in aanmerking. Daarbij is het niet noodzakelijk dat er een dichtheidsverschil bestaat tussen te behandelen stroom en extractant, hetgeen bij conventionele extractie gewenst is wegens de benodigde scheiding nadien.” [Emis-Vito, g]

Pertractie-installaties worden in de chemische industrie al toegepast, bijvoorbeeld voor de verwijdering van gechloreerde koolwaterstoffen. In de olie- en gasindustrie wordt pertractie nog niet toegepast.

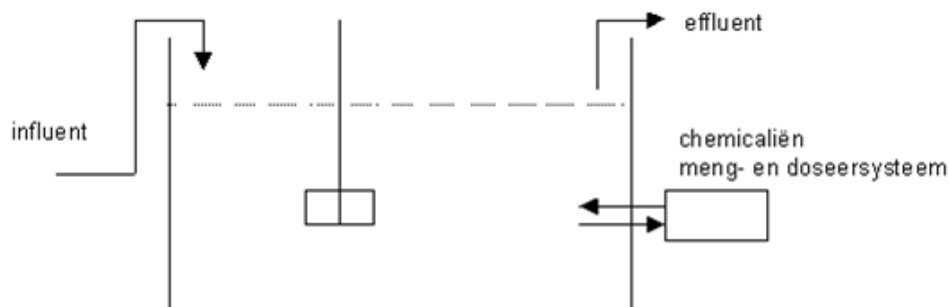
Geavanceerde oxidatie processen (AOP)

Geavanceerde oxidatie processen (of advanced oxidation processes, AOP) worden gebruikt voor het oxideren van complexe organische constituenten (die moeilijk biologisch afbreekbaar zijn) naar simpelere eindproducten. Een AOP is een sterke versnelde oxidatie reactie waarbij gebruik wordt gemaakt van een vrij hydroxyl radicaal ($\text{OH}\cdot$) welke fungeert als een sterke oxidant. Het radicaal vernietigt stoffen die niet met conventionele oxidanten (zoals zuurstof, ozon en chloor) kunnen worden geoxideerd. De vrije radicalen kunnen verkregen worden uit ozon (O_3) of waterstofperoxide (H_2O_2) door directe reactie met elkaar of door reactie met UV-licht (photolysis) [Stowa, 2005]. Tot nu toe vormen UV/O_3 , $\text{O}_3/\text{H}_2\text{O}_2$ en $\text{UV/H}_2\text{O}_2$ de meest toegepaste systemen voor waterbehandeling.

De vrije radicalen reageren met verontreinigingen en initiëren een reeks van oxidatieve degradatie reacties. Wanneer UV-licht wordt gebruikt vindt een groot deel van de organische afbraak plaats als gevolg van photolyse van organische componenten. AOP's zijn tot nu toe met name toegepast voor drinkwater en specifieke industriële afvalwaterstromen (bijv. textiel). Het hoofddoel van deze techniek is het verwijderen van synthetische organische chemicaliën, pesticiden en geur componenten. De chemie van AOP is complex vanwege de grote verscheidenheid aan reacties die op kan treden. Nadeel van AOP is dat de toxiciteit van mogelijke bijproducten niet altijd lager ligt dan van de originele stoffen in het water. Ook kan de chemicaliën consumptie hoog liggen vanwege het niet-specifieke karakter van de techniek. Een aantal andere nadeel is de verlaagde effectiviteit wanneer er componenten aanwezig zijn die radicalen wegvangen. Een groot voordeel van AOP is dat een complete oxidatie tot CO_2 en water mogelijk is en dat er geen slib/concentraat wordt geproduceerd [Stowa, 2005]. Meestal worden AOP gebruikt voor de behandeling van organische microverontreinigingen. Voor de behandeling van hoge concentraties organische stof met AOP zijn te veel chemicaliën nodig, of is het energieverbruik te hoog.

Technologieën voor de verwijdering van zware metalen en aanslagvormers (divalente ionen)

Precipitatie



Figuur 18. Schematische weergave precipitatieproces [Emis-Vito, h].

Het doel van precipitatie is het chemisch neerslaan van opgeloste stoffen in het afvalwater door middel van het toevoegen van een reagens dat een onoplosbare verbinding vormt met de af te scheiden stof. Positieve ionen zoals (zware) metalen maar ook negatieve ionen zoals fosfaten en sulfaten kunnen door precipitatie verwijderd worden. Het neerslaan gebeurt in het algemeen in een 1 op 1 molverhouding, dit wil zeggen dat een molecuul opgeloste stof (bijvoorbeeld SO_4^{2-} aanwezig in de vorm van goed oplosbaar natriumsulfaat) met 1 molecuul reagens (bijvoorbeeld barium afkomstig van oplosbaar bariumchloride) een onoplosbaar neerslag vormt (in dit geval bariumsulfaat). Vaak is echter een beperkte overdosering vereist voor een volledig verwijdering.

Andere voorbeelden zijn het ontharden van water met kalkmelk (verwijdering Ca en Mg), het defosfateren van afvalwater door middel van ijzerchloride onder vorming van slecht oplosbaar ijzerfosfaat en het verwijderen van zware metalen zoals chroom en nikkel met behulp van natriumsulfide (vorming van metaalsulfides). Andere zware metalen kunnen door pH-verhoging neergeslagen worden als hydroxide. Nadat een stof is geprecipiteerd, kan hij door middel van filtratie, flotatie of bezinking afgescheiden worden van de hoofdstroom. Vaak wordt een polymeer toegevoegd om de afscheiding van het slib te verbeteren.

Nanofiltratie (NF)

Nanofiltratie is een drukgedreven membraanproces dat zich qua scheidingsgrens situeert tussen ultrafiltratie en omgekeerde osmose. De poriegrootte van een NF-membraan wordt gekarakteriseerd door een cut-off waarde. Deze cut-off waarde komt overeen met het moleculegewicht van het kleinste molecule dat voor 90% wordt tegengehouden door de toplaag van het membraan. De cut-off waarde wordt uitgedrukt in Dalton (Dalton = gewicht in gram van 1 mol van het molecule). Een typisch NF-membraan situeert zich in het gebied van 150 – 500 Dalton, afhankelijk van de molecuulstructuur.

NF-membranen hebben poriën met een grootte van ongeveer 1 nm. De zoutretentie voor een typisch NF-membraan is beduidend lager dan bijvoorbeeld voor omgekeerde osmose. Met NF worden tweewaardige ionen vrijwel geheel tegengehouden, terwijl eenwaardige ionen gedeeltelijk het membraan kunnen passeren. Hierdoor is NF bijvoorbeeld geschikt om grondwater te ontharden. Een NF-membraan kent een ion-selectiviteit. Dit is het vermogen om verschillende ionen van elkaar te onderscheiden. Doordat een NF-membraan vaste geladen groepen in zijn membraanstructuur herbergt, kunnen er elektrostatische repulsie- / aantrekkingskrachten optreden tussen de componenten in de vloeistof en het (nanofiltratie)membraanoppervlak waardoor een zekere ion-selectiviteit ontstaat. Een NF-membraan kan bestaan in tubulaire, spiraalgewonden, of vlakke plaat vorm. Een spiraalgewonden module is opgebouwd uit spiraal gewonden polyamide membraanlagen. Aan het uiteinde van het membraan worden de spiraal gewonden lagen afgedicht door een eind cap. Middenin de spiraal gewonden module bevindt zich de permeaat verzamelbuis. Al het zuiver water wordt doorheen de spiraal windingen afgeleid en verzameld in deze buis. [Emis-Vito, i]

Een typische flux voor een NF membraan is $30\text{-}50 \text{ l m}^{-2} \text{ uur}^{-1}$. Voor een debiet van $175 \text{ m}^3/\text{uur}$ zijn circa 50 tot 100 membraanmodule van een meter lang en 10 cm in diameter nodig (oppervlakte membraan module is circa $40\text{-}67 \text{ m}^2$). Vermoedelijk kan dit in 1 of 2 zeecontainers geplaatst worden

Ionenwisseling

Ionenwisseling is gebaseerd op de uitwisseling van ionen uit de waterstromen met ionen uit een niet-oplosbaar materiaal (hars). Voor de uitwisseling zijn voornamelijk elektromagnetische krachten en/of adsorptie van belang. De ionenuitwisseling-harsen kunnen een natuurlijke herkomst hebben of zijn geproduceerd. De natuurlijke materialen zijn beter bekend als zeolieten, dit zijn complexe aluminosilicaten met natrium als mobiel ion. De geproduceerde materialen kunnen synthetische aluminosilicaten zijn, die dan ook zeolieten worden genoemd, maar zijn doorgaans vaak harsen (styreen en divinylbenzeen copolymeren) of phenol-gebaseerde polymeren.

Vijf typen syntetische ion-uitwisselings-harsen zijn nu in omloop: (1) sterk zuur kation, (2) zwak zuur cation, (3) sterke base anion, (4) zwakke base anion en (5) zware metalen selectieve chelerende harsen. Harsen kunnen ook een macro-poreuze structuur hebben voor de adsorptie van organisch materiaal.

Relevante eigenschappen voor de ion-uitwisselings harsen zijn:

- Uitwisselingscapaciteit (eq/L of eq/kg): hoeveelheid uitwisselbare ionen dat de hars op kan nemen. Bij voorkeur ligt de "ideale" waarde hoger dan de capaciteit die gevonden wordt tijdens operatie;
- Deeltjesgrootte: belangrijke factor met betrekking tot het stromingsgedrag en de kinetiek van de ionen uitwisseling;
- Stabiliteit: chemische/fysische bestendigheid over langere duur;

- Selectiviteit: het ionen uitwisselings-proces is een evenwichtsproces tussen de ionen in het water en de ionen in de hars. Een hoge selectiviteit voor een bepaald ion betekent dat dit specifieke ion in sterke mate uitgewisseld wordt. Een voorbeeld hiervan is de ontwikkeling van de selectieve chelerende harsen. Deze harsen zijn speciaal ontwikkeld om zeer selectief zware metalen te verwijderen en bereiken hierdoor een zeer hoog verwijderingsrendement.

Zodra de hars op gebruikt is wordt deze afgescheiden, geregeneerd en hergebruikt. Voor de regeneratie zijn vaak zouten, basen of zuren nodig [Stowa, 2005; DOW]. Ionenuitwisseling kan worden gebruikt voor bijvoorbeeld ontharding of verwijdering van sulfaat en fosfaat van het flow back water.

Technologieën voor ontzouten

Omgekeerde osmose (RO)

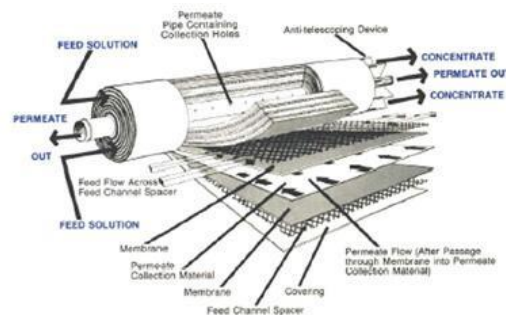
Omgekeerde osmose is een drukgedreven membraanproces dat een scheidingsbereik heeft tussen 0.1 en 1 nm. Omgekeerde osmose membranen kunnen tweewaardige en eenwaardige ionen verregaand (circa 99%) verwijderen. Ook het grootste deel van organische verbindingen wordt verwijderd. Het verwijderingsrendement wordt niet alleen bepaald door de grootte van de te verwijderen stoffen, maar ook door de polariteit en de lading van de stoffen, het water en het membraan.

Doordat omgekeerde osmose membranen in staat zijn deze hoge retenties te behalen ontstaat er een osmotisch drukverschil over het membraan. Aan de voedingszijde bevindt zich een hoge zoutconcentratie en aan de andere zijde van het membraan (permeaatzijde) bevindt zich een lage zout concentratie. Van nature zal het water naar de concentraatzijde willen stromen om het thermodynamische evenwicht te herstellen (osmose).

Door een hogere druk toe te passen aan de concentraatzijde kan deze osmotische druk overwonnen worden en zal het zuivere water door het membraan gedrukt worden. Omdat hierbij de stroming tegen de osmotische druk ingaat wordt er gesproken van omgekeerde osmose. De grootte van de benodigde druk hangt af van de concentratie aan ionen aan de concentraatzijde (van 2 tot 17 bar voor zoet en brak waterbehandeling en circa 40 tot 80 bar voor zeewater ontzouting). Een omgekeerde osmose membraan is opgebouwd uit spiraal gewonden polyamide membraan lagen (figuur xxx). Aan het uiteinde van het membraan worden de spiraal gewonden lagen afgedicht door een eind cap. Middenin de spiraal gewonden module bevindt zich de permeaat verzamelbuis. Al het zuiver water wordt doorheen de spiraal windingen afgeleid en verzameld in deze buis [Emis-Vito, k].

Een TDS tot circa 50 g/L is haalbaar voor RO. Daarboven wordt de osmotische druk te groot. De recovery bij deze hoge TDS concentratie kan vaak niet hoger zijn dan 50% waardoor de 50% concentraat afgevoerd moet worden of verder behandeld (Brant, zonder jaartal).

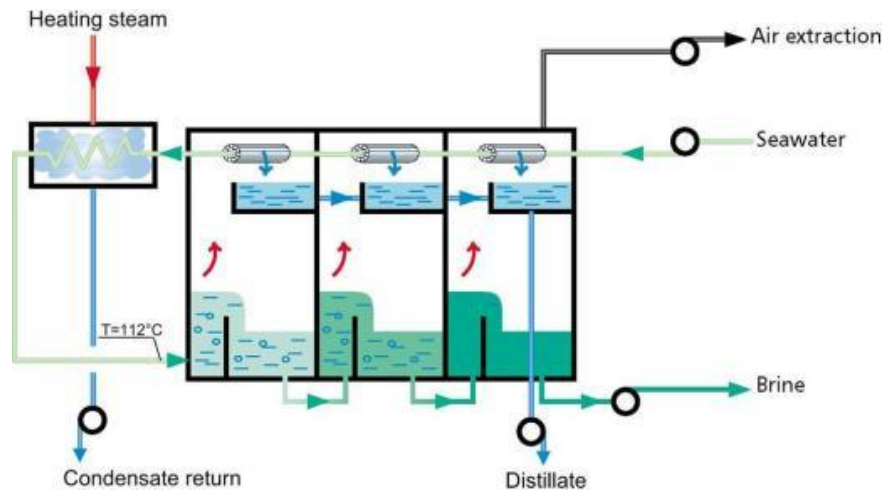
Omgekeerd osmose wordt o.a. ook toegepast in de drinkwaterbereiding, glastuinbouw en chemische industrie.



Figuur 19. Spiraalgewonden membraanmodule.

Multi stage flash (MSF)

Een multistage flash verdampster bestaat uit een aantal opeenvolgende verdampingskamers waarbij de eerste kamer op de hoogste druk wordt bedreven en elke volgende kamer een lagere druk kent dan de voorgaande. Zout water (bijvoorbeeld zeewater of in dit geval flow back water) wordt door buiswarmtewisselaars geleid waar het opgewarmd wordt door de condensatie van de damp die in elke kamer wordt geproduceerd. Vervolgens wordt het in een aparte warmtewisselaar opgewarmd tot de benodigde procestemperatuur. Na deze opwarming is het zoute water oververhit ten opzichte van de temperatuur en druk in de eerste kamer. Hierdoor zal direct een deel van het zeewater verdampen om zo tot het evenwicht tussen damp en vloeistof behorende bij de aanwezige condities te komen. De gevormde damp condenseert op de buiswarmtewisselaars waarbij het destillaat (schoon water) wordt opgevangen. Het resterende water wordt vervolgens naar de volgende verdampingskamer geleid waarbij opnieuw een deel verdampt. Op deze wijze wordt in een aantal opeenvolgende stappen een destillaat verkregen wat bestaat uit zuiver water. Het zoute water wordt bij elke stap geconcentreerd en vormt uiteindelijk de brijnstroom die onttrokken wordt bij de laatste stap. [Sidem]

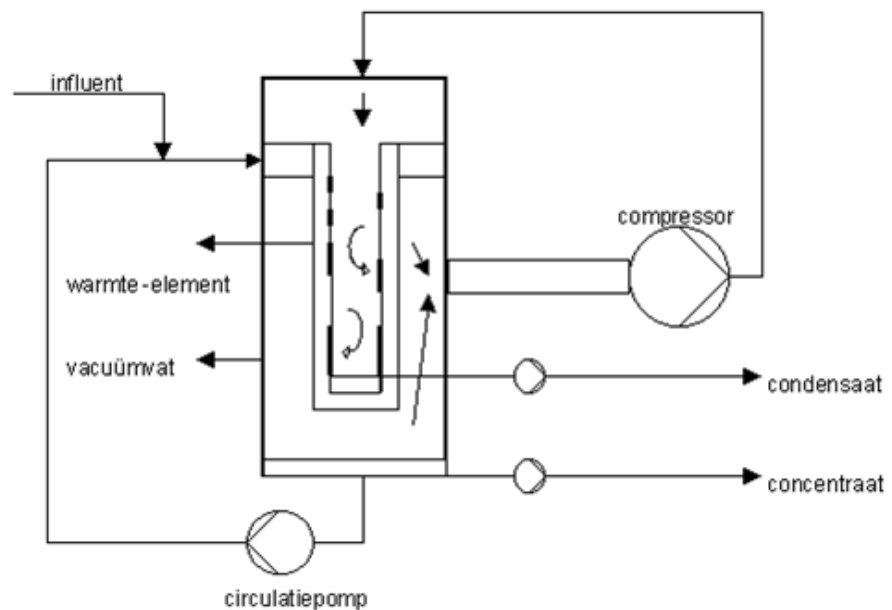


Figuur 20. Schematisch weergave van een MSF-proces (zonder brijn terugvoer) [Sidem].

Mechanische damp recompressie (MDR of MVC)

“Het doel van indampen is het concentreren van opgeloste vervuiling en het destilleren van gezuiverd water uit afvalwater. De hier beschreven techniek is gebaseerd op het principe van mechanische damp recompressie eventueel gecombineerd met vallende-filmverdamping. Een circulatiepomp transporteert het influent naar het bovenste gedeelte van het vat waar het water verdeeld wordt over de warmte-elementen. Een deel van het afvalwater verdampt op het buitenoppervlak van het warmte-element. De ontstane damp wordt door een compressor geleid om de druk enigszins te verhogen en wordt dan naar het binnenoppervlak van het warmte-element geleid waar het condenseert. Condensatie-energie wordt naar de afvalwaterzijde van het warmte-element getransporteerd en het schone condensaat wordt verzameld.

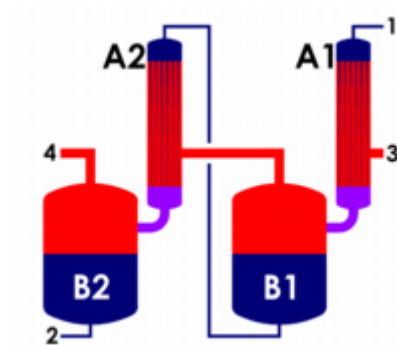
Het geconcentreerde afvalwater stroomt naar de bodem van het vat waar het door de concentraatpomp wordt afgevoerd. Het materiaal van het warmte-element bestaat uit een dunne, niet-corrosieve elastische film van polymeren of van starre metalen.” [Emis-Vito, j] Een recovery van 72,5% of meer is mogelijk bij behandeling van geconcentreerde schaliegas brijnen. Hier is ervaring mee in de Barnett shale regio (Hayes, 2012).



Figuur 21. Schematische weergave MDR-proces [Emis-Vito, j].

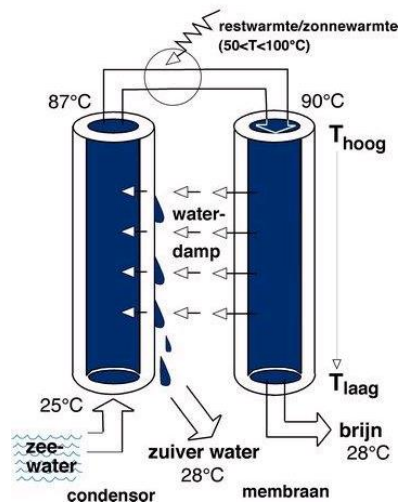
Meerstaps-verdamping/Multiple effect evaporation (MEE)

Meerstapverdamping richt zich op het efficiënt verdampen van water. In een meerstaps-verdamper wordt het water aan de kook gebracht in een serie van vaten, waarbij elke vat op een lagere druk wordt bedreven ten opzichte van zijn voorganger. Omdat het kookpunt van water afneemt met afnemende druk kan de damp uit een vat gebruikt worden op het volgende vat op te warmen tot het kookpunt. Op deze manier kan een groot deel van de warmte benodigd voor verdampen worden hergebruikt. Er is dank enkel externe warmte nodig voor het eerste vat (welke zich op de hoogste druk bevindt).



Figuur 22. Schematisch weergave van een tweestaps verdamper (de damp uit B1 verwarmt B2).

Membraandestillatie



Figuur 23. Schematische weergave membraandestillatie proces [Hanemaaijer et al. 2007]

Membraandestillatie combineert membraanfiltratie met distillatie. Met behulp van warmte kan zout of verontreinigd water worden opgewerkt tot schoon gedestilleerd water. Het schone water verdampt door het membraan naar buiten en wordt op die manier van het vuile en zoute restvocht gescheiden. Dit water is vervolgens in te zetten in de industrie of geschikt te maken als drinkwater. Membraandestillatie is oorspronkelijk ontwikkeld voor zeewaterontzouting. In een module stroomt langs een membraan opgewarmd zout- of vervuild water. Het membraan laat enkel de vrijkomende waterdamp door. De waterdamp condenseert vervolgens op de condensor tegenover het membraan, waarvandaan het wordt afgevoerd. Daarbij staat de waterdamp de warmte af aan het zoute water dat door de membraan stroomt. Dankzij het tegenstroomprincipe is de warmtebenutting maximaal. Omdat dit werkingsprincipe daarbij wordt toegepast in een compacte module is maar een klein temperatuurverschil en weinig energietoevoer nodig. Een membraandestillatiemodule is opgebouwd uit honderden lagen van een drie-eenheid: condenser-array, een tussenlaag, en een membraan-array. De afstand tussen membraan en condensor-array is minder dan één millimeter waardoor het aangevoerde water slechts enkele graden hoeft te worden opgewarmd om voldoende dampdruk te creëren voor een effectieve destillatie. [Appelman en Creusen, 2010]

De temperatuur van het flow back water kan oplopen tot 60 °C met maxima tot 90 °C. Dit hangt af van de diepte van de put. Deze warmte kan gebruikt worden voor de membraandestillatie.

Een belangrijk aandachtspunt bij het gebruik van membraandestillatie voor zuivering van flow back water is de invloed van oppervlakte actieve stoffen (zeep, oliën). Deze kunnen het zuiveringsproces verstoren, omdat deze de poriën van de membranen kunnen bevochtigen en tot doorslag kunnen leiden.

General Electrics past op dit moment in de VS MD toe voor de zuivering van flowback water van schaliegas.

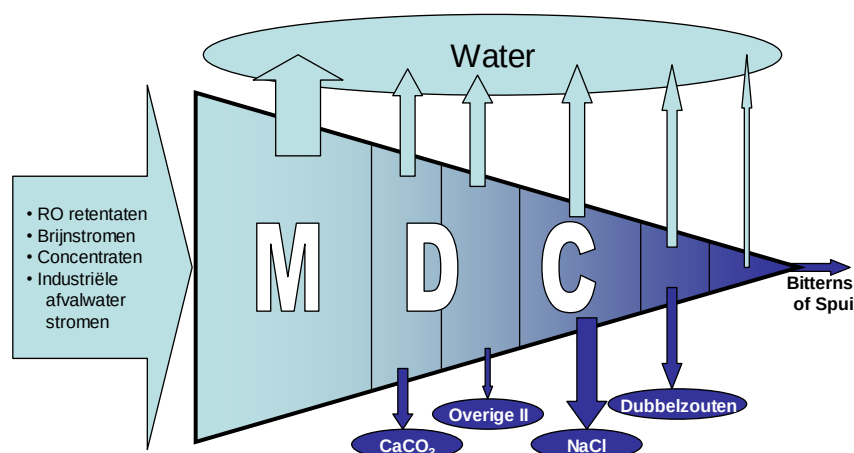
Membraandestillatie en kristallisatie (MDC)

Voor de langere termijn kan worden gekeken naar technologieën die nog niet direct toepasbaar zijn omdat deze nog in de fase van ontwikkeling zijn.

MDC is een technologie in ontwikkeling door TNO en bestaat uit een combinatie van membraan destillatie en kristallisatie. Delen van de kennis die verkregen is tijdens de ontwikkeling van Memstill (o.a. zeewater ontzouting) en FACT (o.a. water ontharding middels kristallisatie en precipitatie) vormen de basis van het MDC concept.

In een MDC module worden de verschillende zouten in verscheidene stappen uit de waterstroom verwijderd. Hierbij treedt verdamping en kristallisatie op in een hybride unit. Er wordt geen gebruik gemaakt van hulpstoffen/chemicaliën. De continue kristallisatie en precipitatie worden, zo ver als mogelijk, geïnitieerd door de verwijdering van water en onder de invloed van temperatuursveranderingen. De kristallisatie en precipitatie worden verbeterd door het doseren van kiemkristallen.

In de onderstaande is een schematische weergave van het MDC-proces weergegeven. De ontwikkeling van MDC is in de laboratoriumfase.



Figuur 24. MDC concept. Water wordt verwijderd terwijl (gemengde) zouten stap voor stap worden terug gewonnen

Voorwaartse osmose (FO)

Bij forward osmosis wordt van dezelfde membranen gebruik gemaakt als bij omgekeerde osmose. Deze houden (vrijwel) alle opgeloste delen tegen en laten water door.

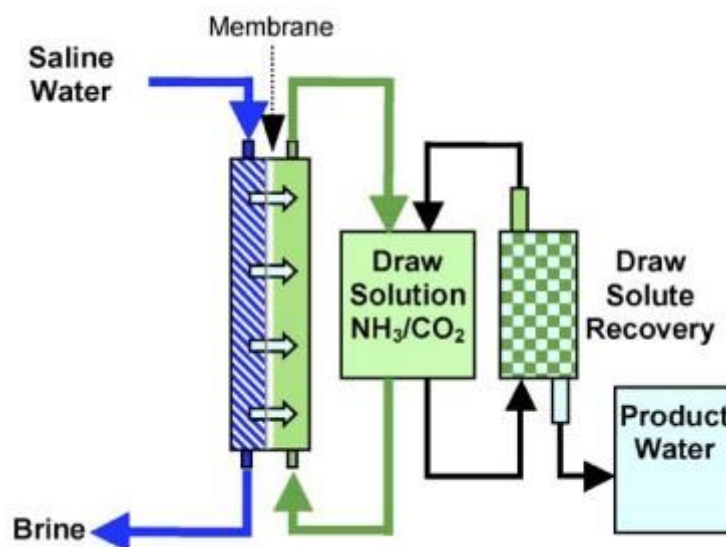
Door het verschil in concentratie van de stoffen in het ingaande water en het permeaat ontstaat een osmotische druk. Deze druk zorgt ervoor dat water richting de oplossing met de hogere concentratie aan verontreinigingen stroomt. Bij omgekeerde osmose wordt daarom hoge druk gebruikt om de osmotische druk te overwinnen.

In tegenstelling tot omgekeerde osmose maakt forward osmosis gebruik van de osmotische druk. Bij forward osmosis wordt een draw solution (onttrekkings

oplossing) gebruikt om het water uit het zout te onttrekken. Omdat de concentratie van de componenten in de draw solution aan de permeaat zijde hoger is zal dit leiden tot een osmotische druk. Hierdoor stroomt het water richting de permeaat zijde. De opgeloste delen in het water worden hierbij tegengehouden door het membraan.

Het water wordt vervolgens van de draw solution gescheiden middels een nageschakelde scheidingsstap.

Het werkingsprincipe van FO maakt het mogelijk om bij lage drukken en dus met relatief weinig energie het water af te scheiden uit de te zuiveren stroom. Hierbij is het wel van belang om een draw solution te kiezen die een gemakkelijke scheiding van het water mogelijk maakt.



Figuur 25. Schematische weergave onderdelen forward osmose installatie (o.b.v. NH₃-CO₂)
(http://www.freedrinkingwater.com/Images-news/forward_osmosis_image001.gif)

UV-desinfectie

Ultra violet (UV) licht vormt onderdeel van het elektromagnetisch spectrum en heeft een golflengte tussen 100 – 400 nm. Het bereik tussen 200-280 nm (UV C) heeft een bacteriedodend effect. Bij gebruik van de juiste dosis is UV in staat om micro-organismen af te doden, zonder vorming van giftige bijproducten.

De effectiviteit van UV-straling hangt af van de UV-absorptie van het af te breken materiaal. Nucleïnezuuren (o.a. bouwblokken DNA) en eiwitten zijn effectief in het absorberen van UV-straling. Om deze reden is UV een effectieve fysieke desinfectie methode. Bestraling van micro-organismen met UV resulteert in niet omkeerbare foto-biochemische veranderingen in de DNA-structuur waardoor de organismen niet meer in staat zijn zich te vermenigvuldigen.

Appendix E: Alternatieven voor het gebruik van water bij fracken

Er is een scala aan mogelijke alternatieven voor water in frackvloeistoffen. Het is belangrijk te melden dat de meeste van deze alternatieven slechts in uitzonderlijke gevallen worden toegepast, meestal onder experimentele omstandigheden (TRL5-7).

(Conventionele) technologie in de huidige praktijk (internationaal en met name in de Verenigde Staten en Canada)

Voorbeelden van alternatieve vloeistoffen die al wel worden toegepast zijn het fracken met koolstofdioxide (Yost et al. 1993), LPG (Soni 2014) of propaan (LeBlanc et al. 2011; EPA 2011; Gandossi 2013). Gezien het vaak experimentele karakter van de meeste andere alternatieve en onduidelijkheid van de meerwaarde wat betreft het verminderen van risico's zijn ze beschreven onder (niche)technologieën.

(Niche)technologieën die nog zelden worden gebruikt, maar al wel op de markt beschikbaar zijn en hun mogelijke impact op het minimaliseren van de (rest)risico's van schaliegas en ontwikkelingen die in de (nabije) toekomst beschikbaar zullen worden en hun effect op het minimaliseren van de (rest)risico's van schaliegas

Gandossi (2013) heeft een aantal alternatieve stoffen voor water in frackvloeistoffen geïdentificeerd. Naast verminderd watergebruik en minder problemen met zwellende kleien, hebben deze stoffen een aantal voor- en nadelen in vergelijking met water-houdende vloeistoffen, met name wat betreft het gebruik van chemicaliën (zie ook paragraaf 3.3). De belangrijkste alternatieven zijn:

1. Koolstofdioxide (vloeibaar of superkritisch CO₂). Voor superkritisch CO₂ moet de temperatuur boven 31.1 °C en druk boven 7.39 MPa zijn. Voordeel is goede penetratie in de formatie. Na de operaties komt het CO₂ als gas omhoog. Bijkomende voordelen zijn mogelijk winning van meer gas doordat geabsorbeerd methaan in de schalies vrijkomt, en mogelijke synergiën met ondergrondse CO₂ opslag. Nadelen zijn dat vanwege de geringe draagkracht lagere concentraties en kleinere "proppants" mogelijk zijn, dat CO₂ moeilijker vervoerd en opgeslagen kan worden, dat CO₂ corrosief is in nabijheid van water, mogelijke hoge behandelingskosten.
2. "Liquefied Petroleum Gas" (LPG), propaan of diesel. Tijdens het fracken is de LPG in vloeibare staat, daarna lost het op in het gas uit de formatie. Soms wordt met chemicaliën eerst een gel gemaakt om de "proppant" beter het gesteente in te kunnen transporteren. Naast LPG wordt ook wel diesel als frackvloeistof gebruikt. De voordelen zijn dat er minder of geen andere chemicaliën nodig zijn en dat LPG na het fracken makkelijker terug te produceren is. Het grote nadeel is dat dit soort vloeistoffen zelfs schadelijk zijn en bovendien licht ontvlambaar. Cryogeen behandeld, vloeibaar LPG (ook VRGE genoemd, of 'droog fracken') is een niche (Vandor 2012).
3. Schuim. Schuim heeft vaak een hoge viscositeit en lage dichtheid, en ondergaat niet of nauwelijks chemische reacties met de schalieformaties,

waardoor het makkelijker terug te pompen en te behandelen is. Nadelen zijn dat sommige typen schuim slechts lage concentraties “proppant” mee kunnen voeren, dat het stromingsgedrag moeilijker te voorspellen is, en dat vaak een hogere pomp druk vereist is.

4. Zuren. Met zuren wordt (een deel van) het gesteente opgelost zodat stroming van gas verbeterd wordt. De methode werkt meestal alleen goed als de schalies een hoog gehalte carbonaat bevatten. De techniek wordt dan ook voornamelijk toegepast bij carbonaat-rijke reservoirs. Zuren worden bij schalies vooral gebruikt om de benodigde pompdruk te verlagen, en minder als alternatief voor water in de fracvloeistof te dienen.
5. Alcoholen, zoals methanol. Deze techniek levert met name voordelen op bij formaties waarvoor stroming van water geblokkeerd wordt (“liquid trapping” of “irreducible water”). Methanol is natuurlijk afbreekbaar, lost makkelijk op in water, heeft een lage oppervlaktespanning en hoge verdampingsdruk. Er is vaak ook een lagere pomp druk nodig vanwege de lagere viscositeit in vergelijking met water. Het grote nadeel is dat methanol licht ontvlambaar en explosief is, en dat het aanzienlijk duurder is dan water.
6. Emulsies. Bij deze techniek wordt een emulsie van twee of meer vloeistoffen gebruikt. Zo kan bijvoorbeeld een gedeelte van het water in CO₂ schuim worden vervangen door methanol om zo het watergebruik te verminderen. Voor- en nadelen van het gebruik van emulsies zijn afhankelijk van de gebruikte componenten. Een nadeel zijn de hogere kosten in vergelijking met water.
7. Stikstof wordt vaak gebruikt in fracvloeistoffen. Vaak wordt naast stikstof ook schuim of andere typen vloeistoffen gebruikt. Het gebruik van vloeibaar stikstof komt minder vaak voor. Door de extreem lage temperatuur kunnen thermische fracks ontstaan. Mogelijk kunnen er ook fracks ontstaan die vanzelf open blijven (“self-propping fractures”, Grundmann et. al. 1998). Nadelen zijn dat door de extreem lage temperatuur (-197 °C), de apparatuur aan het oppervlakte van roestvrij staal gemaakt moet zijn. Soms moet ook gebruikt gemaakt worden van speciale glasfibers in de boorput voor bescherming tegen de lage temperaturen.
8. Vloeibaar helium kan onder hoge druk in een formatie geïnjecteerd worden. Hierbij ontstaan fracks en worden bestaande fracks gevuld met helium. Vervolgens vindt een faseovergang plaats waarbij helium wordt omgezet van een vloeibare naar gasfase en zet het drastisch uit (> 700x). Dit heeft een gunstig effect op het fracken. Een andere gunstige eigenschap van helium is dat het een hoge diffusiesnelheid in gesteenten heeft, waardoor geen solvents nodig zijn. De toepassing van de techniek is niet goed bekend (mogelijk nog maar door één bedrijf toegepast). Nadelen zijn ook de kosten en beschikbaarheid van voldoende vloeibaar helium. Ook kan er geen proppant gebruikt worden wat nadelig kan zijn voor de stroming van gas door de fracks.

Inventarisatie van huidige technologieën uit andere industrie die relevant kunnen zijn voor het minimaliseren van de (rest)risico's van schaliegas

Relevante huidige technologieën uit andere industrie is voornamelijk van belang voor alternatieve chemicaliën in frackvloeistoffen (zie paragraaf 3.3).

Lacunes in kennis en technologie specifiek voor Nederland en rekening houdend met (termijn van) mogelijke toepasbaarheid

De belangrijkste lacunes in kennis is de technische toepasbaarheid en haalbaarheid van de (niche)technologieën voor het fracken die hierboven beschreven zijn. Sommige technieken zijn in experimentele fase en niet uitontwikkeld. Voor andere technieken geldt dat de meerwaarde wat betreft het verminderen van risico's bij schaliegaswinning niet aangetoond is, of dat de alternatieve vloeistoffen schadelijker of gevaarlijker zijn dan conventionele frackvloeistoffen. In het algemeen geldt dat de technieken zullen op pas lange termijn (> 10 jaar) toepasbaar zijn.

Appendix F: Controle op het resultaat van fracken

Deze paragraaf geeft een overzicht van de technologieën en een aantal specifieke analyses die *voor aanvang* en *tijdens* het fracken of de winning van schaliegas kunnen worden toegepast om het resultaat van fracken beter te controleren met een indicatie van de toepassing in de Verenigde Staten, Canada en Nederland en ook het “Technology Readiness Level” (TRL, zie appendix 1).

(Conventionele) technologie in de huidige praktijk (internationaal en met name in de Verenigde Staten en Canada)

De belangrijkste technieken die *voor aanvang* van het fracken en gaswinning gebruikt kunnen worden zijn (TRL7-9):

4. Locatie-specifieke analyse van de geologische en geomechanische condities van de ondergrond in combinatie met modellen die de dimensies van fracks in de ondergrond voorspellen. De modellen kunnen gebruikt worden om *van tevoren* het frackproces te optimaliseren (onder andere wat betreft het vloeistofvolume, het type vloeistof, en het aantal frack stages langs de boring), en daarmee de risico's van het fracken te beperken (zie ook secties 0 en 0).
5. Multicomponent seismische data kan gebruikt worden om (geomechanische) gesteente eigenschappen te bepalen. In combinatie met frackmodellen kunnen deze gegevens gebruikt worden om *van tevoren* uitspraken te doen over de dimensies van fracks en gestimuleerd reservoir volume (Figuur 26).
6. Het uitvoeren van frackexperimenten op laboratoriumschaal. Experimenten aan monsters van schalies kunnen worden gebruikt om het effect van vloeistofinjectie op de schalies te bepalen en frackmodellen te kalibreren (Reinicke et al. 2010; Meng & De Pater 2010).

De belangrijkste technieken die *tijdens of na* het fracken en gaswinning gebruikt worden om het resultaat van het fracken te bepalen, zijn:

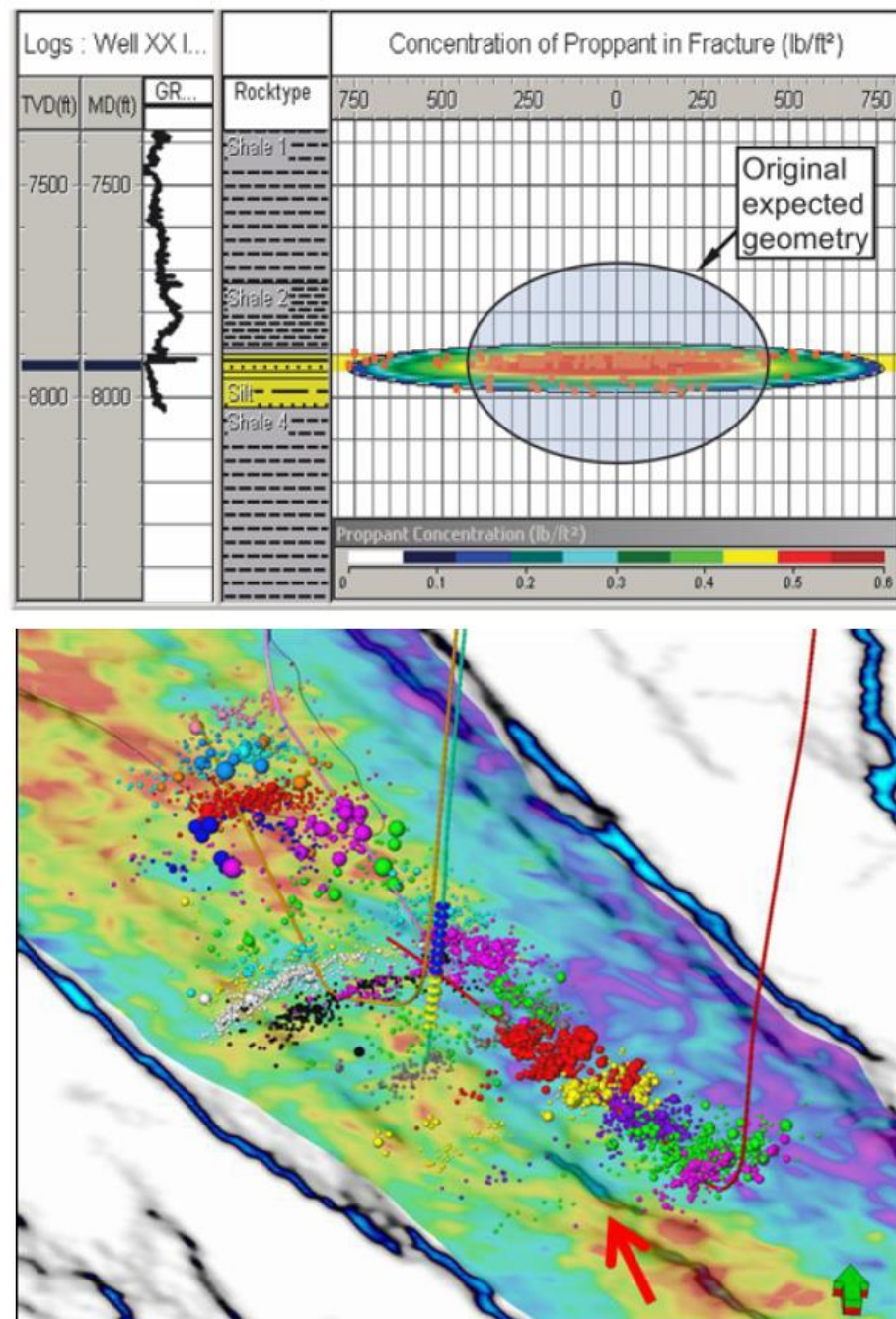
5. Micro-seismische monitoring (o.a., Warpinski 2014, Figuur 26). Micro-seismische data kan gebruikt worden om individuele fracks of gestimuleerd reservoir volume *tijdens het fracken* uit te karteren zodat een goed beeld ontstaat van het effect van het fracken in de ondergrond.
6. Monitoring met behulp van tilt meters (o.a., Astakhov et al. 2012). Het karteren van fracks kan ook aan het aardoppervlak met behulp van tilt meters of middels monitoringputten waarin kleine bodembewegingen gemeten worden. De metingen kunnen worden gerelateerd aan deformatie als gevolg van het ontstaan van fracks.
7. Monitoring van stroming van gas of vloeistoffen van de fracks naar de boorput met behulp van temperatuurvariaties (“distributed temperature sensing”) of op basis van akoestische signalen (“distributed acoustic sensing”). Hiermee zijn de effecten van het fracken op de stroming van gas of vloeistoffen in de ondergrond beter te bepalen.
8. “Time-lapse” seismische monitoring (o.a., Atkinson & Davis 2011). Bij “time-lapse” seismische monitoring wordt *voor aanvang* en *na uitvoering* van het fracken (herhaaldelijk) seismische data (bijvoorbeeld 2D of 3D seismiek, of

verticale seismische profielen) vergaard. Uit verschillen in de data voor *aanvang* en *na uitvoering* van het fracken kunnen veranderingen in de ondergrond als gevolg van het fracken bepaald worden.

Bij micro-seismisch monitoring wordt er vanuit gegaan dat het vormen van fracks of reactiveren van kleine natuurlijke breuken gepaard gaat met meetbare micro-seismiciteit. Het is mogelijk dat fracks of gestimuleerd reservoirvolume groter zijn doordat een deel van het frackproces aseismisch verloopt of doordat de magnitudes van de seismiciteit onder de detectielimiet van micro-seismisch monitoring liggen. Deze techniek is op dit moment het beste wat voorhanden is om het resultaat van het fracken vast te stellen. De micro-seismische data kan ook gebruikt worden om de frackmodellen te kalibreren, zodat de voorspellende waarde van de modellen groter wordt, en optimalisatie van het frackproces beter wordt, voor opeenvolgende frackoperaties in dezelfde formatie. De micro-seismische data kan ook gebruikt worden om risico's op migratie van vloeistoffen, of seismische risico's te beperken. De resolutie van de data met betrekking tot het lokaliseren van epicentra (en dus van fracks) is erg afhankelijk van het ontwerp van het monitoringnetwerk en de afstand van de epicentra tot het monitoringnetwerk. De nauwkeurigheid is meestal groter in horizontale dan in verticale richting. Voor netwerken aan het aardoppervlak is de onzekerheid van de diepte meestal in de orde van 50-100 meter (en neemt sterk toe met de diepte). Voor netwerken in monitoringputten kan de onzekerheid kleiner dan 1 meter zijn (o.a. Eisner et al. 2009). Vanwege het belang voor het optimaliseren van fracken en de winning van schaliegas wordt micro-seismische monitoring in de VS en Canada regelmatig toegepast (TRL9). Micro-seismische monitoring *tijdens het fracken* wordt in Nederland niet toegepast (TRL7-8). Langdurige seismische monitoring wordt in Nederland wel toegepast voor monitoring van geïnduceerde seismiciteit (zie sectie 9).

Het uitkarteren van fracks kan ook met behulp van tilt meters wat het voordeel heeft dat de totale deformatie van het reservoirgesteente als gevolg van fracken wordt gemeten. In vergelijking met micro-seismische monitoring geven tilt meters dus additionele informatie, onder andere over het openen van fracks en de deformatie van omliggend gesteente. Er zijn complexe arrays in monitoringputten nodig om individuele fracks te lokaliseren en deformatie van verschillende fracks te onderscheiden. Tilt meter monitoring is in de VS en Canada wel toegepast (TRL9), maar veel minder dan micro-seismische monitoring.

"Time-lapse" seismische monitoring geeft een volledig beeld (in het geval van 3D seismiek) van de veranderingen in de ondergrond als gevolg van het fracken of gaswinning. De interpretatie van de seismische data voor het karteren van fracks is tijdrovend en datavergaring is kostbaar, vooral in het geval van 3D seismiek. Het wordt daarom slechts in enkele gevallen in de VS en Canada toegepast. Er zijn in Nederland verschillende gebieden waarvoor 2D of 3D seismiek beschikbaar is. Het herhaaldelijk vergaren van seismische data voor hetzelfde gebied wordt bijvoorbeeld toegepast voor oliewinning in Schoonebeek.



Figuur 26 Bovenste figuur: Ideaal voorbeeld van een gekalibreerd frackmodel waarbij de lengte en hoogte van de frack gekalibreerd zijn aan de hand van micro-seismische data (Warpinski 2014). Onderste figuur: Voorbeeld van de kartering van fracks langs een horizontale boring (in rood) met micro-seismische data (gekleurde bollen) voor de Montney Schalie in NE British Columbia, Canada. De grootte van de bollen geeft de seismische magnitude aan en de verschillende kleuren de verschillende frackstages. De achtergrondkleuren zijn geomechanische gesteente eigenschappen (minimale Poisson's ratio) die uit 3D seismiek bepaald kunnen worden. De zwarte en blauwe lijnen in de achtergrond zijn breuken (Norton et al., 2010).

(Niche)technologieën die nog zelden worden gebruikt, maar al wel op de markt beschikbaar zijn en hun mogelijke impact op het minimaliseren van de (rest)risico's van schaliegas

Vanwege het belang voor optimaliseren van fracken en de winning van schaliegas is micro-seismische monitoring de belangrijkste technologische ontwikkeling op dit gebied. De ontwikkelingen vinden vooral plaats met betrekking tot verbetering van sensors, verbetering van het ontwerp van monitoringnetwerken, en betere integratie van geologische en geomechanische modellen van de ondergrond en micro-seismische data (TRL6-7). Continue en "real time" verbetering van voorspellende modellen en aanpassen van frack-activiteiten aan de hand van micro-seismische data ("history matching", TRL1-4) zijn nichetechnologieën.

Inventarisatie van huidige technologieën uit andere industrie die relevant kunnen zijn voor het minimaliseren van de (rest)risico's van schaliegas

Het bepalen van gestimuleerd reservoirvolume met micro-seismische monitoring wordt buiten Nederland ook bij geothermie toegepast. De technologieën die bij geothermie gebruikt of voorgesteld worden, zijn alleen anders in de manier van toepassing. Toepassing van micro-seismische monitoring is bij geothermie meer gericht op optimaliseren van fracken ten behoeve van het vergroten van stromingssnelheden voor injectie en onttrekking van water over langere tijdsduur, of op het beperken van seismische risico's. De technologie zelf is niet wezenlijk anders, of verder ontwikkeld dan bij winning van schaliegas.

Ontwikkelingen en technologieën die in de (nabije) toekomst beschikbaar zullen worden en hun effect op het minimaliseren van de (rest)risico's van schaliegas

Er kan in de toekomst een rol weggelegd zijn voor alternatieve methoden van monitoring, bijvoorbeeld met behulp van (combinaties van) elektrische, thermische, of magneto-tellurische monitoring, TRL3-5, o.a. He et al. 2012). De combinatie van verschillende monitoringtechnieken, bijvoorbeeld micro-seismische en tilt meter monitoring (House et al. 2005) of 4D seismiek en micro-seismische data (Goodway et al. 2012).

Lacunes in kennis en technologie specifiek voor Nederland en rekening houdend met (termijn van) mogelijke toepasbaarheid

Evenals bij seismische risico's, is gebrek aan locatie-specifieke kennis van de ondergrond rondom schaliegasvoorkomens (Posidonia Formatie en met name de Geverik Member) een van de belangrijkste kennislacunes voor Nederland. Dit geldt vooral wat betreft (geomechanische) gesteente eigenschappen van de schalies, lokale spanningstoestand, en eigenschappen van breuken. Hoewel er nog ruimte is voor aanvullend onderzoek naar de locatie-specifieke eigenschappen van Nederlandse schalies en voorspellende geomechanische modelleringen van de effecten van fracken in de ondergrond aan de hand van bestaande gegevens (termijn 1-3 jaar), zijn gegevens uit nieuwe boringen, uit analyses van nieuw monstermateriaal, en uit (laboratorium-)testen op nieuw monstermateriaal nodig om

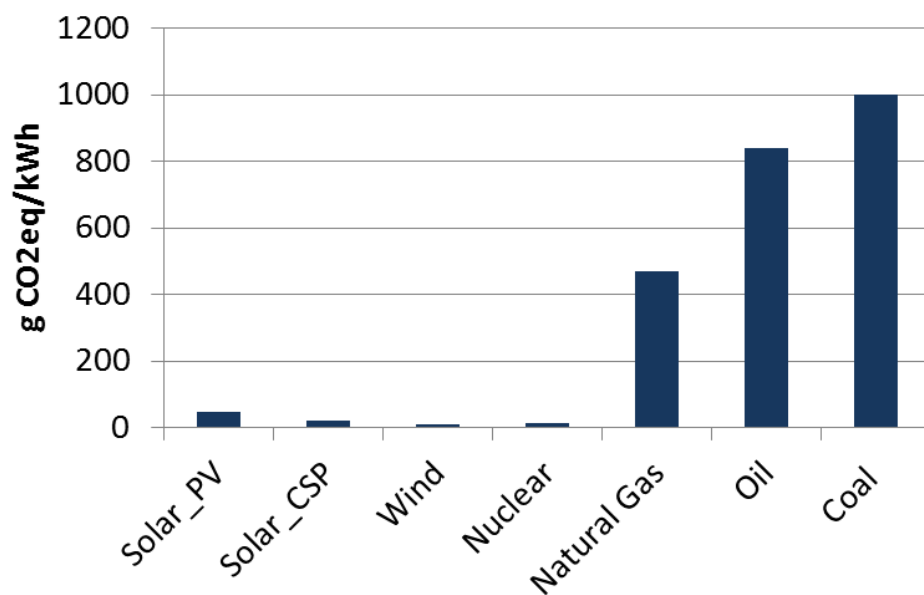
deze kennislacune te dichten (termijn 3-5 jaar, afhankelijk van vergunningsverlening). Hoewel er in Nederland geen ervaring is met (micro-seismische) monitoring *tijdens het fracken*, kan het met behulp van ervaring uit de VS en Canada

Appendix G: Methaanemissies

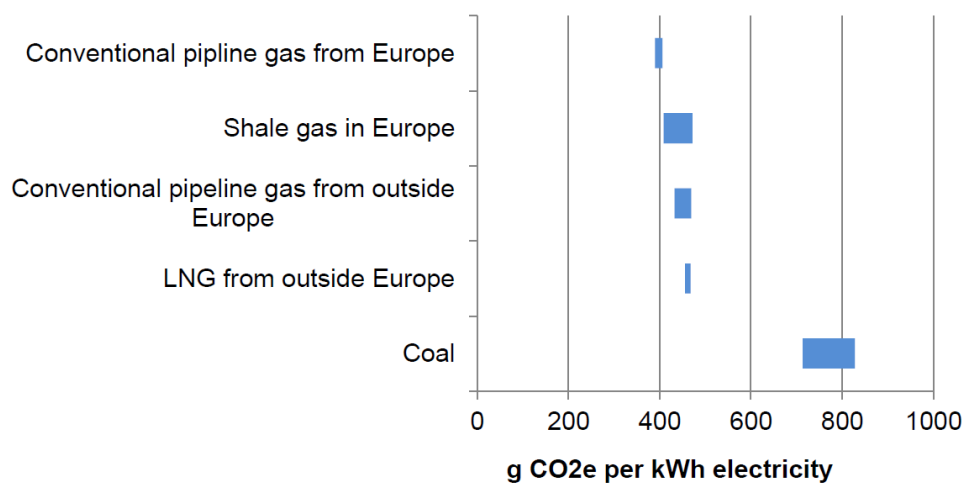
Winning van fossiele brandstoffen zoals kolen, olie en gas gaat gepaard met emissies van methaan. In Nederland worden deze emissies uitgerekend en gerapporteerd onder het Kyoto protocol in het National Inventory Report (NIR; Coenen et al., 2014). Zo wordt de IPCC categorie 1B2 Fugitive emissions venting/flaring door Nederland aangemerkt als een key source voor CH₄. De in de NIR gerapporteerde emissies betreffen de emissies op Nederlands grondgebied inclusief het Nederlands Continentaal Plat. Dit betekent dat bijvoorbeeld CH₄ emissies bij kolenwinning buiten Nederland voor kolen-gestookte Nederlandse installaties niet gerapporteerd wordt in de Nederlandse NIR. Deze emissies dienen gerapporteerd te worden door het land waar de winning plaats vindt. In 2012 (meest recente jaar) bedroeg de Nederlandse CH₄ emissie ten gevolge van winning van energiedragers 34,67 kton CH₄ (Coenen et al., 2014). De vraag is dus niet of er CH₄ emissie bij schaliegaswinning plaats zal vinden (het antwoord is ja) maar hoe deze emissie zich verhoudt tot winning van andere energiedragers, met name aardgas en kolen, en of er technieken zijn om deze emissie zoveel mogelijk te reduceren.

De carbon footprint van brandstoffen in elektriciteitsopwekking

Broeikasgasemissies gerelateerd aan energieopwekking en -voorziening zijn een belangrijke oorzaak van klimaatverandering. Het recente IPCC rapport gericht op het gebruik van herwinbare energiebronnen en klimaatmitigatie (IPCC, 2011) geeft een uitgebreide review en methodologiebeschrijving om de elektriciteitsopwekking met verschillende energiedragers te vergelijken. In zijn meest geaggregeerde vorm zijn de gegevens samengevat in Figuur 27 voor zonne-, wind- en kernenergie alsmede de fossiele brandstoffen gas, olie en kolen. De belangrijke boodschap uit Figuur 27 voor deze studie is het verschil van ca. een factor twee voor de elektriciteitsopwekking op basis van gas ten opzichte van kolen. Er is geen verschil tussen het gebruik van schaliegas of gewoon (conventioneel) aardgas als het eenmaal gewonnen is en in het gasleidingnet zit. Echter een belangrijk punt van discussie is de hoeveelheid methaan die lekt en vrijkomt bij schaliegaswinning ten opzichte van conventioneel gas of kolen en door de hoge GWP van CH₄ (zie eerder) het voordeel mogelijk teniet zou kunnen doen.



Figuur 27 De gemiddelde CO2 intensiteit van elektriciteitsopwekking op basis van een uitgebreide broeikasgas life cycle analyse literatuur review door het IPCC (Moomaw et al. 2011, IPCC SRRES Annex II, 2011)



Figuur 28 De CO2 intensiteit van elektriciteitsopwekking voor verschillende vormen van aardgas en kolen (AEA, 2012)

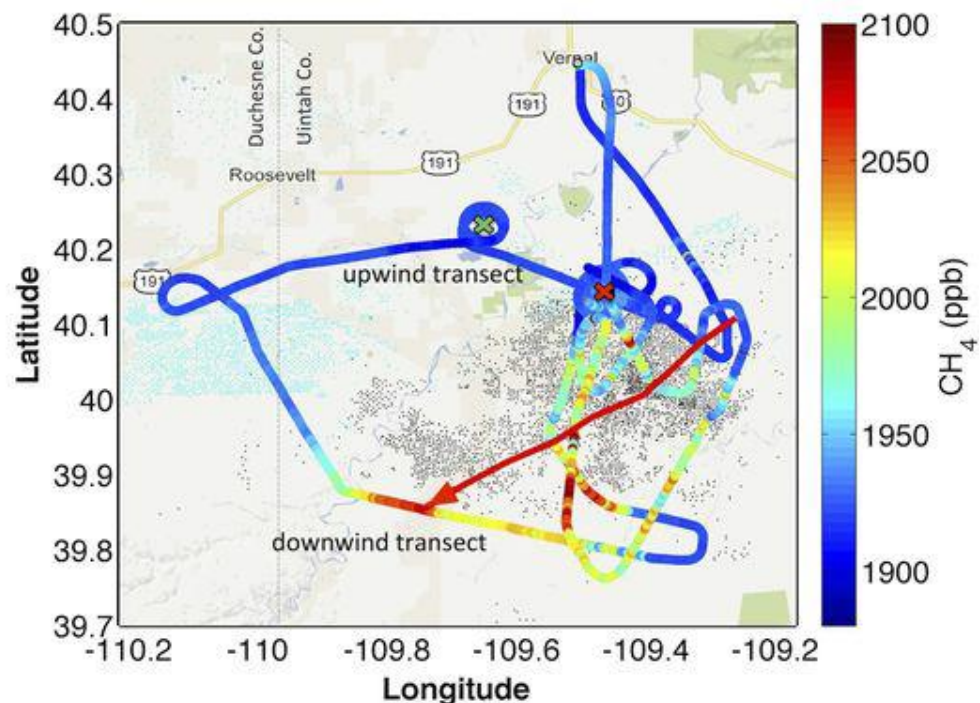
In een recent rapport voor de Europese Commissie (AEA, 2012; Climate impact of potential shale gas production in the EU) wordt een vergelijking gemaakt voor Europa waarbij de CO₂ intensiteit van elektriciteitsopwekking met aardgas (met verschillende herkomst) vergeleken wordt met schaliegas in Europa en kolen. De CO₂ intensiteiten, zowel voor kolen als gas, zoals gepresenteerd in Figuur 28 zijn iets lager dan in Figuur 27, wat veroorzaakt wordt door hogere efficiëntie in Europa ten opzichte van het mondiaal gemiddelde uit Moowah et al. (2011). De belangrijkste boodschap van beide figuren is echter het grote verschil met kolen. Voor een uitgebreide beschrijving van de aannames wordt verwezen naar Moowah et al (2011) en AEA (2012). De bulk van de beschikbare literatuur ondersteunt het beeld dat geschetst wordt door Figuur 28 maar de variatie is aanzienlijk. Ook is er één studie (Howarth et al., 2011) die claimt dat de CO₂ intensiteit bij gebruik van schaliegas niet significant verschilt van kolen. De oorzaak hiervoor ligt volgens Howarth et al. in hoge lekverliezen van methaan bij schaliegasproductie. Volgens Cathles et al. (2012), in een reactie op Howarth et al. (2011), zijn deze aannames voor lekkage een sterke overschatting en is de impact van emissiebeperkende maatregelen onderschat. Andere onderzoeken ondersteunen het beeld dat “overall” elektriciteitsopwekking met kolen een aanzienlijk hogere klimaatvoetafdruk heeft (o.a. Jiang et al., 2011; Burnham et al., 2011, Stephenson, et al., 2011, Hultman, et al., 2011; NETL, 2011).

Uiteindelijk bepalen de CH₄ lekverliezen de “klimaatvoetafdruk” van schaliegas ten opzichte van andere fossiele brandstoffen zoals aardgas, olie of kolen. Het verschil tussen conventioneel aardgas en schaliegas zit enkel in de “upstream footprint”: dat is alles wat met exploratie en winning te maken heeft. Hierbij kan nog opgemerkt worden dat ook transmissie, distributie en opslag voor schaliegas niet verschillen van conventioneel aardgas. Dit upstream deel van de carbon footprint is slechts een klein deel van de totale footprint (indicatie 15-25%), het overgrote deel is de CO₂ die vrijkomt bij de verbranding van het gas, zoals goed te zien is in Figuur 27 want dit veroorzaakt met name het verschil tussen de fossiele bronnen aan de ene kant en de overige energiedragers (zoals zon en windenergie) aan de andere kant. Zoals gezegd zit het verschil tussen conventioneel aardgas en schaliegas wat betreft carbon footprint vooral in de upstream lekverliezen van methaan. Meerdere studies o.a. het review rapport AEA (2012); en zeer recentelijk Weber en Clavin (2012), Dale et al. (2013) betogen dat dit verschil zeer beperkt is omdat ook bij conventionele aardgaswinning lekkage ontstaat en het vervoer van grote afstanden ook energie vergt (bijv. van Rusland of Algerije naar Nederland; AEA (2012; zie Figuur 28)). Dit laat onverlet dat uit elke studie volgt dat het terugdringen van de upstream lekverliezen bij eventuele schaliegaswinning een prioriteit dient te zijn om enerzijds de carbon footprint te minimaliseren en anderzijds de bruikbare en verkoopbare hoeveelheid gas te optimaliseren.

Meting en schatting van de CH₄ lekverliezen in de VS

In de VS worden in toenemende mate uitvoerige studies gedaan naar de CH₄ lekverliezen in de gehele keten van exploratie tot productie van schaliegas. Er zijn twee essentieel verschillende manieren om dit te kwantificeren. De ene is “bottom-up” door voor elke activiteit een emissiefactor af te leiden of te meten en dan de totale emissie te berekenen. Dit is de aanpak van de US EPA (o.a. US EPA, 2011; 2014; Allen et al. 2013) en in analogie hoe de Nederlandse nationale emissieregistratie werkt (zie bijv. www.emissieregistratie.nl). Het voordeel van deze

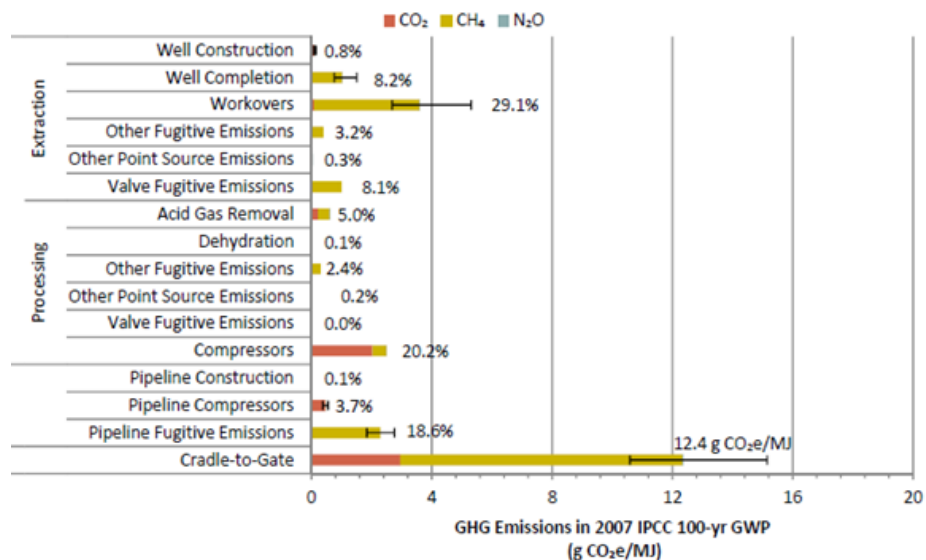
aanpak is dat bekend is welke specifieke activiteit hoeveel bijdraagt en daar gericht maatregelen op toegepast kunnen worden. De andere methode is “top-down” door integraal de flux over het hele gebied te meten waar alle activiteiten zich afspelen (zie o.a. Petron et al. 2012, Miller et al. 2013, Karion et al. 2013, Petron et al. 2014). Een voorbeeld van een dergelijke meting met behulp van een vliegtuig is gegeven in Figuur 29. De verhoging van de methaanconcentratie benedenwinds van het gasveld is duidelijk zichtbaar. Op basis van dit soort metingen kan een methaanflux voor het hele gebied uitgerekend worden en met behulp van isotoop analyse kan aangetoond worden of de gemeten CH₄ van fossiele oorsprong (in dit voorbeeld nagenoeg geheel fossiel) of van biogene oorsprong is. Het nadeel van deze aanpak is dat de processen die meest verantwoordelijk zijn voor de emissie niet bekend zijn. Echter het optreden van de lekverliezen wordt onomstotelijk aangetoond. Momenteel hanteert de US EPA op basis van meerdere studies een lekverlies van 2.4% voor schaliegas van “well to city”. Deze “overall” lekverlies schattingen zijn belangrijk want in een zeer complete analyse van vergelijking van diverse brandstofinzet voor elektriciteitsopwekking kwamen Alvarez et al.(2012) tot de conclusie dat voor het gebruik van schaliegas als een relatief klimaatvriendelijk alternatief voor kolen het omslagpunt ligt bij 3.2% CH₄ lekverlies. De variatie in de top-down schattingen van verschillende gasvelden is overigens aanzienlijk en ligt soms onder en soms boven deze 3.2% (zie ook de discussie). De bottomline is dat elke studie erkent en bepleit dat meer metingen noodzakelijk zijn om de onzekerheid terug te dringen en dat beperking van de lekverliezen grote aandacht verdient om de klimaatimpact van schaliegaswinning zo klein mogelijk te maken.



Figuur 29 Voorbeeld van vliegtuigmetingen van CH₄ concentraties op 3 februari 2012 boven het Uinta Basin gasveld (Karion et al., 2013). Kleine zwarte puntjes zijn de individuele gasputten. De dikke rode pijl geeft het 3 uur trajectorie weer van de luchtmasa.

Alternatieve technologieën voor het minimaliseren van methaan emissie

Lekkage kan in vele stadia van schaliegasexploratie, -exploitatie en -distributie plaats vinden (o.a. boren, fracken, ontluichten, maar ook uit allerlei verbindingen en apparaten zoals compressoren, kleppen, pompen, leidingen en behuizingen, oude boorgaten). Een indruk van het relatieve belang van de verschillende processen kan verkregen worden uit het voorbeeld in Figuur 30. In absolute zin is Figuur 30 en de rapportage van NETL (2012) een onderschatting. Andere literatuur laat duidelijk zien dat zowel het boren van de putten als het afsluiten of verlaten van de putten belangrijke emissiebronnen zijn (o.a. Dale et al., 2013, Moore et al., 2014; New York State Dept. of Environmental Conservation, 2012). Deze bronnen zijn niet of te laag vertegenwoordigd in Figuur 30. Toch is de figuur voor het upstream deel dat gedekt wordt illustratief en maakt duidelijk dat 1) de lekkage van CH₄ dominant is als veroorzaker van GHG emissies zelfs met een 100 jaar GWP en dat 2) daarbinnen vooral de workovers (opnieuw fracken om productie opgang te houden), de pneumatische apparatuur aangedreven met gasdruk (valves) en lekverliezen tijdens transport belangrijk zijn.



Figuur 30 Gedetailleerde schatting van de upstream broeikasgasemissies (uitgedrukt in CO₂ equivalenten op een 100 jaars tijdshorizon) voor Barnett Shale schaliegas (NETL, 2012).

In de Verenigde Staten zijn verschillende programma's gericht op het reduceren van emissies bij de winning van schaliegas actief. Deze programma's overlappen elkaar gedeeltelijk in technische zin. Voor nieuwe installaties in de olie- en gassector gelden de US EPA "New Source Performance Standards (NSPS)" welke een reeks concrete emissiegrenswaarden voor stationaire bronnen omvatten. Sinds 2012 dekken de NSPS ook specifiek schaliegaswinning (US EPA, 2012). US EPA verwacht een uiteindelijke (NMVOC) emissiereductie tot 95% voor nieuwe schaliegasbronnen, met name door betere opvang van weglekkend aardgas. In 2015 worden de NSPS voor schaliegaswinning van kracht. (US EPA, 2012; meer informatie is te vinden op <http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2012-08-16/pdf/2012-16806.pdf> en <http://www.epa.gov/airquality/oilandgas/pdfs/20120418tsd.pdf>). Of het beleid van de US EPA ook daadwerkelijk tot dergelijk hoge reductiepercentages zal

leiden, zal moeten blijken. Waarschijnlijk is dit haalbaar voor specifieke gevallen maar over het totaal lijkt dit onwaarschijnlijk door de complexe situatie en de enorme hoeveelheid putten (zie ook discussie).

Naast de verplichte emissiegrenswaarden zoals die onder de NSPS, is er sinds 1993 het EPA Natural Gas STAR programma actief (<http://www.epa.gov/gasstar/>). Natural Gas STAR is een vrijwillig samenwerkingsverband tussen de EPA en olie- en gasbedrijven dat als doel heeft het stimuleren van technologieën en maatregelen gericht op het verhogen van de operationele efficiëntie en de reductie van methaanemissie. Binnen dit kader heeft US EPA een uitgebreide lijst opgemaakt van technische informatie over bewezen en kosteneffectieve methaanemissie mitigerende technologieën en -praktijken die reeds met succes zijn geïmplementeerd door partnerbedrijven. De hele industrie in ogenschouw nemend (van winning tot distributie) heeft Natural Gas STAR in de Verenigde Staten tot een kleine 20% reductie van methaanemissie geleid in 2010.

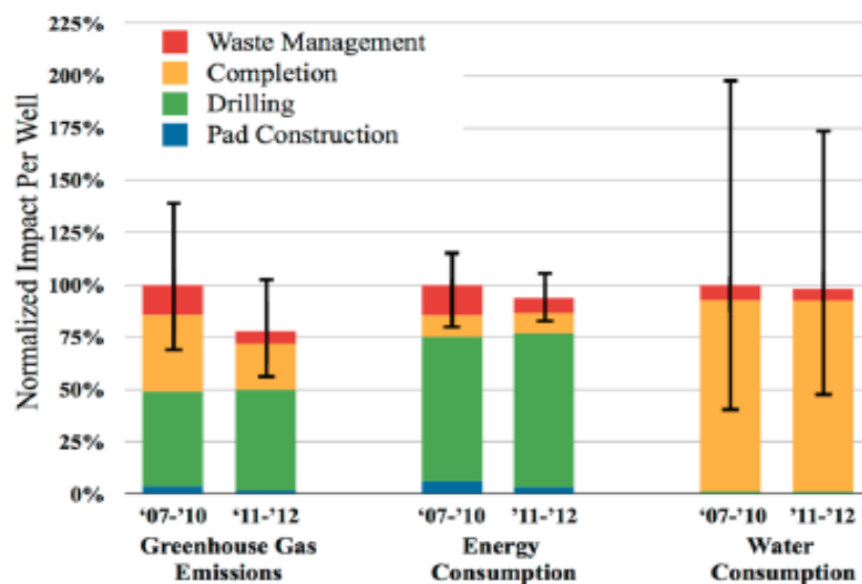
Een overzicht van de maatregelen in het EPA Natural Gas STAR programma is beschikbaar op de website <http://www.epa.gov/gasstar/> onder de kop "Reduce your Methane Emissions" (Tabel 29). Onder elke van de hoofdcategorieën in Tabel 29 is een subniveau beschikbaar. In Tabel 29 is de indeling van dit subniveau voor de sectie "olie en gaswinning op land" als voorbeeld weergegeven. Vervolgens is voor elk punt op subniveau een gedetailleerde beschrijving van meerdere opties inclusief kosten en eventuele terugverdientijd beschikbaar. Een voorbeeld hiervan is voor pneumatische apparatuur, de 1^e subsectie (http://epa.gov/gasstar/documents/ll_pneumatics.pdf) (US EPA, 2006). Dit zijn levende documenten die regelmatig geactualiseerd worden. Hierin staan dan meerdere reductieopties met meer of minder efficiëntie en bijkomende kosten. Uiteraard zijn deze maatregelen en vooral de kosten specifiek voor de huidige Amerikaanse situatie. Om te bepalen welke maatregelen specifiek geschikt en van toepassing zijn voor schaliegaswinning in Nederland, is een uitgebreide nadere studie nodig inclusief een gedetailleerd overzicht van alle te gebruiken apparatuur als uitgangssituatie. Dit valt buiten het bestek van de huidige studie.

Tabel 29. Overzicht van de categorieën waarvoor emissiereductiemaatregelen (inclusief hyperlink) gepubliceerd zijn op de website van het US EPA Natural Gas STAR programma

Reduce your Methane Emissions	
Hoofdcategorieën	sub niveau
Onshore Petroleum and Natural Gas Production	Options for Reducing Methane Emissions from Pneumatic Devices in the Natural Gas Industry Reduced Emission Completions for Hydraulically Fractured Natural Gas Wells Installing Vapor Recovery Units on Storage Tanks Optimize Glycol Circulation and Install Flash Tank Separators in Glycol Dehydrators Installing Plunger Lift System in Gas Wells Reducing Methane Emissions from Reciprocating Compressor Rod Packing Replacing Wet Seals with Dry Seals in Centrifugal Compressors
Offshore Petroleum and Natural Gas Production	
Onshore Natural Gas Gathering and Boosting	
Onshore Natural Gas Transmission and Underground Natural Gas Storage	
Onshore Natural Gas Processing	
Liquefield Natural Gas (LNG) Storage, Import and Export	
Natural Gas Distribution	

Gezien de relatief hoge methaanemissies tijdens de 'well completion' fase van schaliegaswinning past een gedeelte van de industrie in de VS in het kader van Natural Gas STAR vrijwillig Reduced Emission Completion (REC) technieken toe bij de winning van schaliegas (naar schatting op ca. 50% van alle bronnen). Een belangrijk voorbeeld van deze technieken is het verlengen van de 'Flowback' periode (tijd waarin de in het boorgat geïnjecteerde vloeistof door de ontstane gasdruk weer terugstroomt). De hoeveelheid vrijkomend methaan tijdens 'Flowback' neemt hierdoor toe met als gevolg dat het opvangen ervan rendabel wordt en er niet afgefakkeld of erger nog gespuid of afgeblazen ("venting") hoeft te worden. Toepassen van REC reduceert de lekverliezen tijdens 'well completion' met 95% volgens de EPA (US EPA, 2012). Globaal heeft REC tot een vermindering van ongeveer 5% van de totale methaanemissie uit olie- en gaswinning geleid in 2011 (dit is ca. 20% voor enkel schaliegaswinning en ca. 2% van de hele olie en gas industrie van winning tot distributie). Meer informatie over REC is te vinden op http://www.epa.gov/gasstar/documents/reduced_emissions_completions.pdf.

Een interessant voorbeeld en onderbouwing voor de vermindering van de emissies gedurende het well completion stadium wordt gegeven in de studie voor de Marcellus Shale door Dale et al.(2013) (Figuur 31). Hierin wordt de meest recente periode waarvoor gegevens zijn (2011-2012) vergeleken met de voorgaande jaren 2007-2010 (= 100%). Duidelijk is te zien dat de bijdrage aan GHG emissies van well completion en afval management per put met een factor 2 is afgenomen van samen ca. 50% naar 25%. Dit is een aanzienlijke verbetering. Naar verwachting zal dit nog verder toenemen als in 2015 de US EPA “New Source Performance Standards (NSPS)” voor schaliegaswinning van kracht worden (US EPA, 2012). Echter de uiteindelijke effectiviteit zal ook afhangen van de monitoring en het handhavingsbeleid en de middelen die daarvoor beschikbaar komen; met vele duizenden gasputten ligt hier een grote uitdaging voor de US EPA. Figuur 31 laat ook duidelijk zien dat in deze specifieke case met name de emissies gedurende het boorproces grote aandacht behoeven. De oorzaak van hoge emissies hier is onder andere dat gedurende het boren men bijvoorbeeld door kleine gasbellen of koollagen met mijngas heen boort wat plots pulsen van gas onder de druk kan geven. In de gangbare praktijk worden die zo snel mogelijk afgeblazen om veiligheidsrisico's zoals ontploffing zo laag mogelijk te houden. Hier zou affakkelen en (beter nog) opvang wellicht uitkomst kunnen bieden. Ook dit dient in detail en locatie specifiek bekeken te worden.



Figuur 31 Broeikasgasemissie, energy consumptie en water consumptie gebaseerd op een lyfe-cycle assessment per schaliegasput voor de Marcellus Shale, genormaliseerde ten op zichte van de periode 2007-2010 (= 100%) (Dale et al., 2013)

Nederlandse emissie Richtlijnen (NeR)

Meetgegevens en inschatting van de potentiële methaanemissie bij (grootschalige) schaliegaswinning en productie is momenteel gebaseerd op de Amerikaanse situatie en gegevens bij gebrek aan data voor andere locaties zoals Europa. Echter het is belangrijk vast te stellen dat in de VS veelal sprake is van verschillende emissie-eisen afhankelijk van de staat waar de operaties worden uitgevoerd. In het

algemeen kan worden gesteld dat de emissie regelgeving in de VS minder streng en gestructureerd is dan in de Nederlandse situatie.

In Nederland worden de emissie-eisen voor “Installaties ten behoeve van de aardgas- en aardoliewinning” gegeven in de bijzondere regeling E11 van de Nederlandse Emissie Richtlijnen (NeR, 1996)²⁰. Deze regeling heeft betrekking op aardgas- en aardolie winningsinstallaties met bijbehorende behandelingsprocessen. De belangrijke potentiële stationaire emissiebronnen in de schaliegaswinning worden omvat door deze bijzondere regeling. Specifieke aandacht wordt gevraagd voor het beperken van VOS (inclusief CH₄), zowel de gekanaliseerde emissies (puntbronnen) als de diffuse emissies. De diffuse emissies dienen volgens de regeling te worden beperkt door het gebruik van appendages, afsluiters, compressoren en regelkleppen met minimale lekverliezen. Naast dit voorschrift schrijft de bijzondere regeling ook een jaarlijks uit te voeren meet- en onderhoudsprogramma voor e.e.a. met het oog om de lekverliezen minimaal te houden. Uiteraard is handhaving en monitoring of de voorschriften gevolgd worden essentieel.

Voor de puntbronnen worden fakkels of andere dampvernietigingsinstallaties voorgeschreven die de VOS en CH₄ emissie tot een minimum moeten beperken. Voor alle emissies die niet specifiek in de bijzondere regeling worden genoemd gelden de algemene bepalingen van de NeR (1996) betreffende emissie-eisen en bijbehorende meetverplichtingen. De NeR (1996) biedt nu reeds handvaten om de emissie van methaan bij schaliegasproductie en -winning te beperken. Bijvoorbeeld het verlaten van een oude gasput zonder afsluiting, zoals in de VS regelmatig voorkomt en waar pas recent plannen van aanpak voor worden gemaakt (New York State Dept. of Environmental Conservation, 2012; PA DEP, 2000) zou in Nederland onder de huidige regelgeving niet toegestaan zijn. Ter illustratie, alleen al in New York State zijn er 3500 verlaten of inactieve gasputten die geboord en geëxploiteerd waren voor dat de recente regelgeving van kracht werd (New York State Dept. of Environmental Conservation, 2012).

Dat laat onverlet dat het aan te bevelen is, indien schaliegaswinning wordt toegestaan, de NeR ook specifiek voor deze praktijk tegen het licht te houden en eventueel aan te passen. Een nadere analyse van de NeR en mogelijke punten van aanpassing valt buiten het bestek van deze opdracht.

Discussie

Methaanlekverliezen bij schaliegaswinning bepalen in hoge mate de carbon footprint van schaliegas ten opzichte van andere fossiele brandstoffen. Voor vergelijking met hernieuwbare energiebronnen is het nogal irrelevant (zie Figuur 27), omdat bij alle fossiele energiebronnen de bulk van de CO₂ emissie (75% of meer) plaatsvindt in de verbrandingsfase. Gegevens voor operationele schaliegaswinning en meting van lekverliezen zijn momenteel enkel beschikbaar voor Noord-Amerika en deze rapportage, even als alle andere bekende literatuur, kan zich dus enkel hierop baseren. De Amerikaanse literatuur is beperkt, hoewel

²⁰ <http://www.infomil.nl/onderwerpen/klimaat-lucht/ner/digitale-ner/3-eisen-en/3-3-bijzondere/e11-installaties/#pagina-body>

snel groeiend en alle studies hameren op de behoefte aan meer onderzoek, meetgegevens en monitoring.

Het bepalen van de klimaatvoetafdruk van schaliegaswinning krijgt veel aandacht en wordt voor het overgrote deel gedomineerd door discussie over CH₄ lekverliezen. De klimaatvoetafdruk is een belangrijk punt omdat (schalie)gas soms als een overbruggingsbrandstof naar een low-carbon economie wordt gezien. Bij het vergelijken van de klimaatvoetafdruk (carbon footprint) van schaliegas ten opzichte van andere fossiele brandstoffen in life-cycle analysis (LCA) studies is het cruciaal de aannames zorgvuldig te bekijken. Hoewel bepaalde aannames op zichzelf niet fout zijn, kunnen ze wel onvergelijkbaar zijn. Voorbeelden hiervan zijn het gebruik van een 100 of 20 jaar tijdhorizon voor de GWP, de inzet als brandstof voor elektriciteit of warmte, en het al of niet meenemen van de verbrandingsfase in bepaling van de totale CO₂ equivalente emissie.

Zoals eerder gezegd kunnen we ons enkel baseren op Amerikaanse data. De overdraagbaarheid van de gegevens naar de Nederlandse situatie blijft een grote onzekerheid. Dit kan overtuigend geïllustreerd worden met de top-down metingen van de lekverliezen in de VS. Voor de verschillende gasvelden worden totaal verschillende netto "overall" lekverliezen gemeten variërend van 0.3% tot 9% (Petron et al., 2012; Karion et al., 2013; Peisch et al, 2014). Deze spreiding wordt niet veroorzaakt door verschil in meettechnieken, want eenzelfde team (bijv. Peisch et al 2014) meet voor verschillende gasvelden heel verschillende lekverliezen. Er is wel enig idee over de oorzaken; verschil in implementatie van REC (Reduced Emission Completion) technieken, meer of minder verlaten gasputten in het gebied die al of niet afgesloten zijn en al of niet gemengde olie- en gaswinning. Dit laatste is belangrijk omdat gas een bijproduct is wanneer men gericht is op oliewinning, en soms als hinderlijk wordt ervaren. Dan is afblazen in plaats van opvangen al snel een aantrekkelijke optie met hoge emissie als gevolg. Dit zijn hypothesen over de achterliggende oorzaken die aannemelijk lijken maar er is vooral behoefte aan meer en gedetailleerde metingen om het inzicht te vergroten en oorzaak en gevolg te kunnen duiden. Het belang van de spreiding in de top-down lekverliezen voor de huidige studie is vooral dat op voorhand niet te zeggen is welk van de gasvelden meest representatief is voor Europa of voor Nederland. Los daarvan betekent een hoge lekkage niet dat er geen maatregelen mogelijk zijn en sterker nog de kans, dat de maatregelen ook kosten-effectief zijn, is groter. Hoe meer gas er op te vangen is, hoe meer het zowel economisch als uit milieuoogpunt, de moeite waard is om dat ook te doen.

Voor het ontwikkelen en delen van kennis met betrekking tot het reduceren van methaanlekverliezen zijn door de US EPA aanzienlijke programma's opgezet. Implementatie van deze maatregelen (REC, green completion etc.) heeft reeds tot aanzienlijke emissiebeperking geleid en de verwachting is dat die trend doorzet als in 2015 verplichte emissiegrenswaarden voor bepaalde aspecten van de schaliegaswinning in de VS van kracht worden. De problemen zijn daarmee echter verre van opgelost. De bepaling en berekening van CH₄ lekverliezen bij de olie- en gasindustrie in de VS is een zeer dynamisch onderzoeksveld waar de inzichten van jaar tot jaar aanzienlijk kunnen verschillen. Een goed voorbeeld hiervan zijn de emissieschattingen van de US EPA voor de gasindustrie die momenteel van jaar tot jaar grote wijzigingen ondergaan door methodische ontwikkeling en het gedetailleerder bepalen van emissiefactoren (US EPA, 2013; Moore et al, 2014).

Illustratief is ook dat Allen et al. (2013) op basis van een groot aantal metingen wel uitkwamen op een emissietotaal dat vergelijkbaar was met de meest recente schatting van de US EPA maar wel heel andere verhoudingen had in de onderliggende emissieoorzaken.

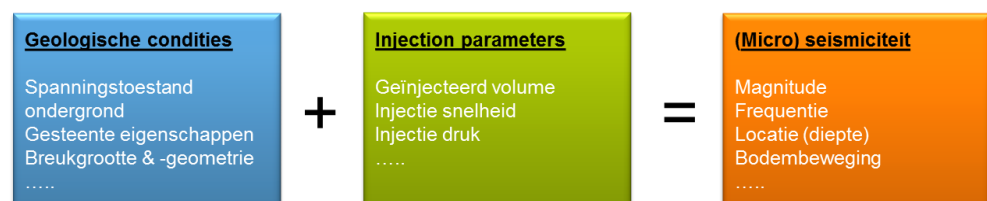
Een belangrijk punt van onderzoek en aandacht is dat de bottom-up en top-down methodieken vooralsnog absoluut niet overeenkomen. In een recent artikel in Science concluderen Brandt et al. (2014): "*National-scale top-down studies suggest that total U.S. CH₄ emissions are 50% higher than EPA estimates (uncertainty range = 25 – 75% higher)*" Een belangrijk punt volgens Brandt et al (2014) is enerzijds lekkage in de (verouderde) gasdistributienetwerken in de VS (die in Nederland door goed onderhoud aanzienlijk lager zijn) maar ook dat echte bottom-up metingen aan individuele bronnen een enorme spreiding laten zien waarbij het overgrote deel nauwelijks lekkage vertoont terwijl een kleine fractie verantwoordelijk is voor de bulk van de emissie – dit maakt afleiding van representatieve emissiefactoren heel moeilijk en maakt opsporing en handhaving heel tijdrovend. De verdelingen die Brandt et al presenteren zijn extreem scheef. Ter illustratie 50 van de 75000 emissiepunten (0.06% van het totaal) waren verantwoordelijk voor 60% van de emissie.

Appendix H: Bodembewegingen

Bodembeweging en seismiciteit

Seismische risico's worden bepaald door de kans op bodembewegingen met bepaalde snelheid of versnelling als gevolg van seismiciteit optreden, en de gevolgen daarvan aan het aardoppervlak (d.w.z. de schade die een aardbeving veroorzaakt). De kans dat, of frequentie waarmee, seismiciteit van bepaalde magnitude optreedt, kan beschreven worden met frequentie-magnitude relaties ("Gutenberg-Richter" relaties; Gutenberg en Richter 1944; 1956; 2010). Het effect van de seismiciteit aan het aardoppervlak of de intensiteit van seismiciteit wordt voornamelijk bepaald door de grondbeweging (piekgrondversnelling, frequentie-inhoud en duur). De bodembeweging die aan het maaiveld optreedt is onder meer afhankelijk van de magnitude en diepte van de aardbeving, de demping van de trilling door de *diepere* ondergrond, en de (vaak lokale) opslingering of demping van de trilling in de *ondiepe* slappe ondergrond. Factoren als bevolkingsdichtheid en bebouwing zijn mede bepalend voor de gevolgen van bodembewegingen en dus voor het risico van seismiciteit.

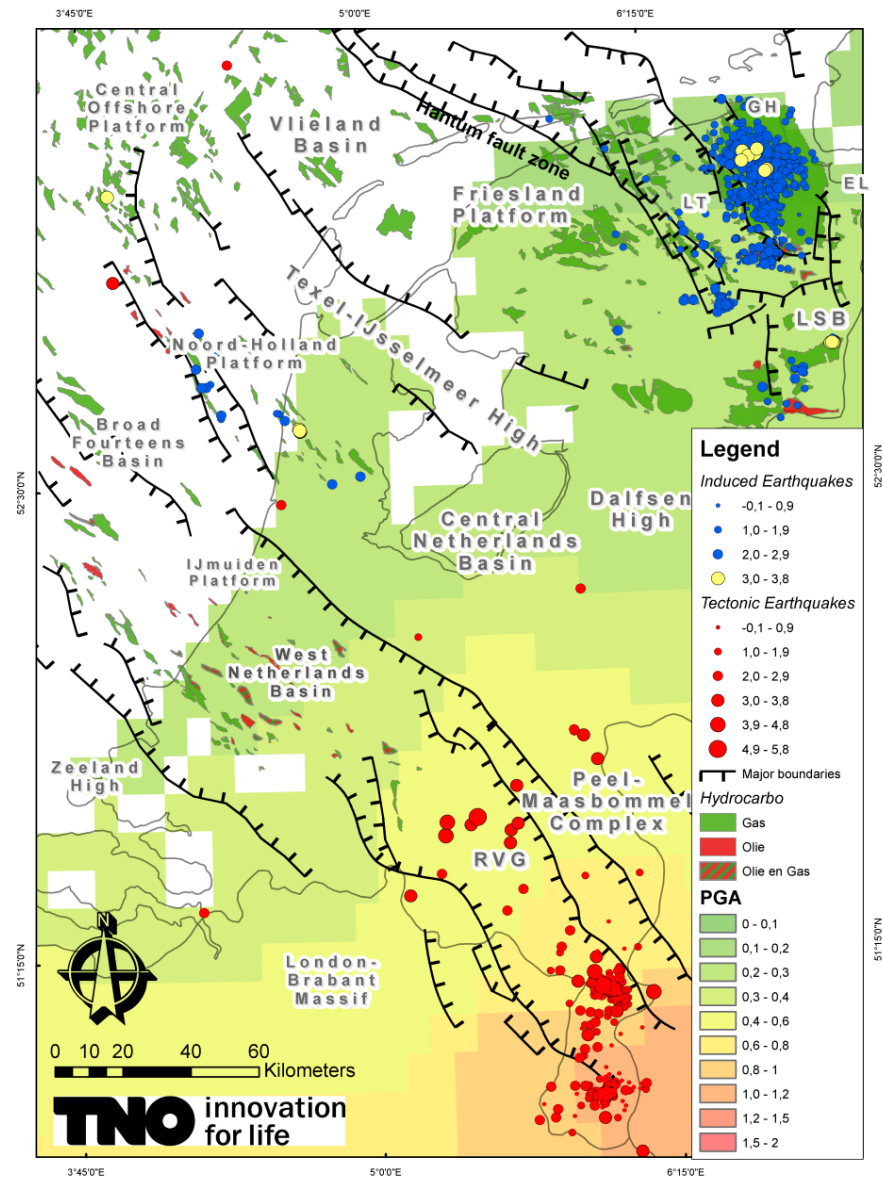
Seismiciteit die direct het gevolg is van gaswinning of stimulatie wordt geïnduceerde seismiciteit genoemd. Geïnduceerde seismiciteit kan voorkomen in gebieden die natuurlijke seismiciteit vertonen, maar ook in gebieden die voorafgaande aan de gaswinning geen natuurlijke seismiciteit vertoonden. Het optreden van seismiciteit wordt bepaald door de combinatie van (1) natuurlijke seismiciteit als gevolg van lokale geologische condities zoals de eigenschappen van breuken en de spanningstoestand van de ondergrond, en (2) de lokale versterking van de ondergrond (wat betreft reservoirdruk en lokale spanningstoestand) als gevolg van activiteiten ten behoeve van de gaswinning (Figuur 32). Het voorkomen van natuurlijke seismiciteit is verschillend voor verschillende regio's in Nederland (Figuur 33). Voor de lokale versterking van de ondergrond zijn vooral veranderingen in de spanningstoestand, druk en temperatuur in en rondom het reservoir van belang.



Figuur 32 Schematische weergave van de combinatie van factoren die het optreden van geïnduceerde seismiciteit bepalen (Buijze et al. 2012).

Geïnduceerde seismiciteit speelt een belangrijke rol bij zowel conventionele gaswinning uit poreus reservoirgesteente als bij schaliegaswinning (Van Wees et al. 2014). Bij gaswinning uit poreus reservoirgesteente kan compactie van reservoirlagen zorgen voor geïnduceerde seismiciteit doordat bestaande natuurlijke breuken gereactiveerd worden. Het optreden van seismiciteit wordt voornamelijk bepaald door de mate van lokale *drukverlaging* en daarmee gepaard gaande

spanningsveranderingen, door de lokale geometrie van reservoirlagen en breuken, en door de mate waarop compactie van reservoirlagen zich vertaalt naar beweging langs breuken. Bij schaliegaswinning vindt de lokale verstoring van de ondergrondse spanningstoestand voornamelijk plaats als gevolg van de injectie van vloeistoffen voor het hydraulisch fracken van de schalies (stimulatie). In dit geval wordt de seismiteit veroorzaakt doordat bestaande natuurlijke breuken gereactiveerd worden als gevolg van lokale *drukverhoging*.



Figuur 33 Geïnduceerde en natuurlijke (tektonische) aardbevingen in Nederland (Buijze et al. 2012). De zwarte lijnen geven de grote structuren weer die verschillende geologische bekkens begrenzen. De achtergrondkleuren geven de piekgrondversnellingen (PGA) weer met 10% kans op overschrijding in 50 jaar voor stijve bodemcondities weer ("seismic hazard", Giardini et al. 2003)

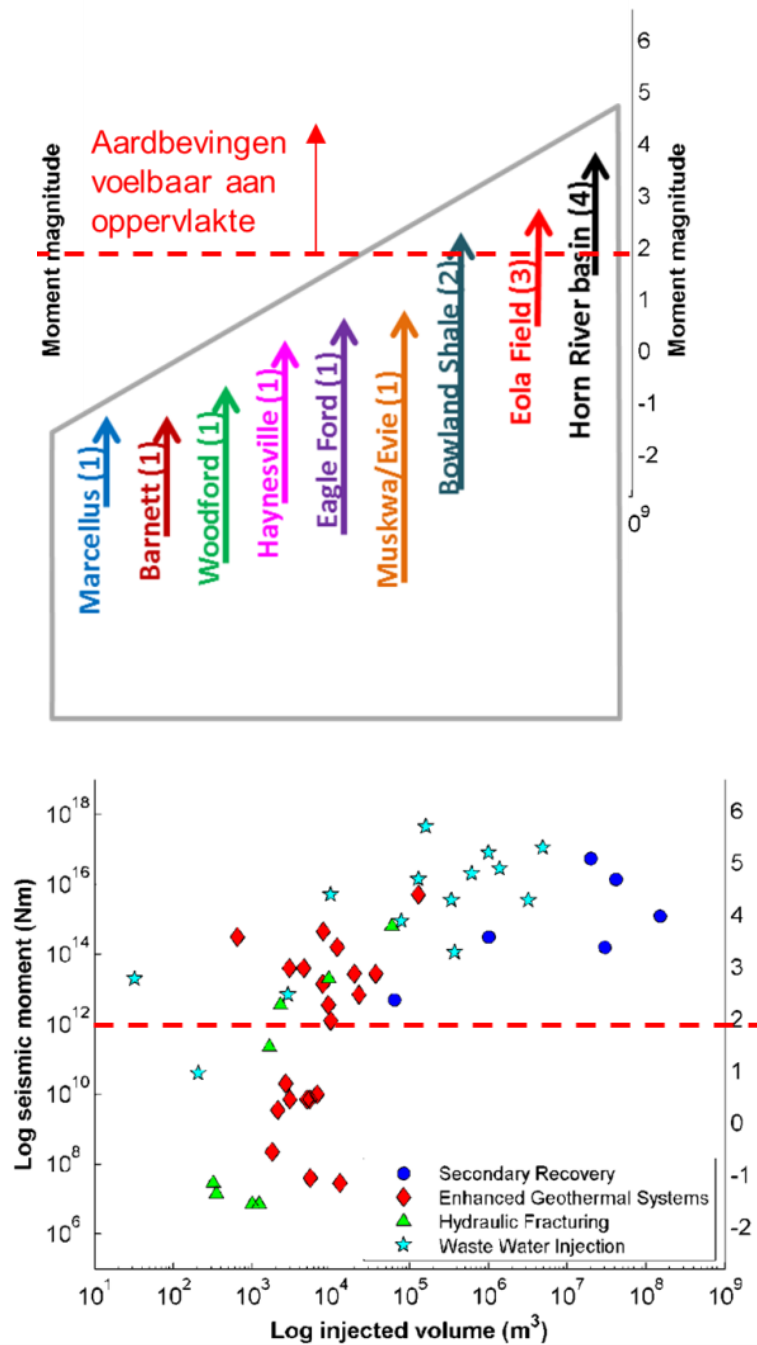
Bij het inventariseren van regionale seismische risico's (met lokale differentiatie al naar gelang bebouwing, infrastructuur, etc.) als gevolg van het fracken en de

winning van schaliegas is het van belang rekening te houden met de lokale natuurlijke seismiciteit *en* met de verschillende mechanismen die seismiciteit veroorzaken.

De belangrijkste gevolgen van seismiciteit zijn: (1) schade aan de boring (behuizing en/of cement), (2) schade aan bebouwing, infrastructuur of natuur aan het aardoppervlak, en (3) schade aan ondergrondse infrastructuur of faciliteiten in de directe omgeving van het epicentrum. In sommige gevallen kunnen deze effecten gepaard gaan met een verhoogde kans op verontreinigingen van grond- of oppervlaktewater (zie sectie 1) of met een toename in instabiliteit van bebouwing, en daarmee een risico vormen voor mens, milieu en leefomgeving.

In de Mijnbouwwet wordt bij bodembewegingen onderscheid gemaakt tussen risico's van bodemdaling ("subsidence") en van geïnduceerde seismiciteit. Bodemdaling speelt een belangrijke rol bij conventionele gaswinning in Nederland (o.a. in het Slochteren gasveld bij Groningen). Conventionele gasreservoirs bestaan in Nederland vaak uit poreuze zandsteen of kalksteen. De hydraulische en mechanische eigenschappen van dit soort reservoirs verschillen zeer van die van schaliegas reservoirs. Door de relatief hoge porositeit, compacteert poreus reservoir gesteente tijdens gaswinning als gevolg van de verlaging van de druk in het reservoir. Aangezien de porositeit (en daarmee de compactie-coëfficiënt) van schalies veel kleiner is dan van poreuze zandsteen, is het risico op bodemdaling bij schaliegaswinning veel kleiner (DECC, 2013).

Hoewel seismische risico's dus door meerdere locatie-specifieke factoren bepaald worden, spitst de discussie zich vaak toe op een inventarisatie van aardbevingsmagnitudes (Figuur 34, Maxwell et al, 2009; Downie et al, 2010; Warpinski, 2012). Aardbevingsmagnitudes (M) kunnen op verschillende manieren (schalen) worden uitgedrukt. De twee belangrijkste logaritmische schalen zijn (Haak en Goutbeek 2005, Davies et al. 2013): (1) De schaal van Richter (of lokale magnitude, M_L), die vaak gebruikt wordt en gebaseerd is op de maximale uitslag in het kort periodische seismogram, en (2) de moment magnitude (M_w), die als meest betrouwbaar wordt gezien en een logaritmische weergave is van het seismisch moment ($M_0 = \mu AD$, met μ de elastische schuifmodulus, A het oppervlak van de breuk dat verplaatst wordt en D de verplaatsing langs de breuk tijdens een aardbeving). Ook kunnen (regionale) kaarten van zogenaamde "seismic hazards" gemaakt worden die gebaseerd zijn op een probabilistische analyse van piekgrondversnellingen (Figuur 33).



Figuur 34 *Linker figuur:* relatie tussen aardbevingsmagnitudes (seismisch moment M_0 en moment magnitude M_w) en geïnjecteerd volume voor verschillende typen van vloeistofinjectie. *Rechter figuur:* spreiding in aardbevingsmagnitude voor verschillende schaliegas voorkomens in de VS en Canada, 1- Warpinski 2012, 2- De Pater en Baisch 2011, 3- Holland 2011, 4- BC Oil and Gas Commission 2012 (Buijze et al. 2012).

Het optreden van geïnduceerde seismiciteit bij schaliegaswinning

Nieuwe inzichten met betrekking tot geïnduceerde seismiciteit

Doordat in de Verenigde Staten en Canada in toenemende mate monitoring van seismiciteit met kleine magnitudes ($M < 1$, hierna micro-seismische monitoring genoemd) wordt toegepast tijdens fracken voor schaliegaswinning, is er veel data over geïnduceerde seismiciteit beschikbaar. Er is recent een aantal studies gedaan die het optreden van seismiciteit door het fracken en de winning van schaliegas inventariseren (Maxwell et al, 2009; Downie et al, 2010; Warpinski, 2012; Davies et al. 2013; McGarr 2014). Deze studies spitsen zich voornamelijk toe op inventarisering van aardbevingsmagnitudes en de belangrijkste factoren die de magnitude bepalen.

De belangrijkste nieuwe inzichten die deze studies hebben opgeleverd met betrekking tot geïnduceerde seismiciteit door het fracken en de winning van schaliegas zijn (zie ook Figuur 34):

1. Seismiciteit bij schaliegaswinning wordt vooral gemeten tijdens het fracken.
2. Voor verreweg het grootste deel van seismiciteit tijdens het fracken voor schaliegas geldt dat $-3 < M_w < 1$ (data voor 6 grote schaliegasvoorkomens in de VS, Warpinski, 2012; Davies et al. 2013).
3. De frequentie en magnitude van geïnduceerde seismiciteit variëren sterk tussen verschillende schaliegasvelden (en zijn dus locatie-afhankelijk).
4. Er zijn voorbeelden bekend waarbij het fracken voor schaliegaswinning een maximale aardbevingsmagnitude $M > 2$ heeft opgeleverd. De best gedocumenteerde zijn: (i) Horn River Basin in Canada ($M_L = 3.8$, BC Oil and Gas Commission 2012), (ii) Eola veld in Oklahoma ($M = 2.8$, Holland 2011), (iii) Bowland shale bij Blackpool, Lancashire in het Verenigd Koninkrijk ($M_w = 2.3$, De Pater en Baisch 2011).
5. De maximale aardbevingsmagnitude neemt toe met injectievolume.
6. Vanwege de grotere hoeveelheid geïnjecteerde (frack)vloeistof vinden aardbevingen met hogere magnitudes vooral plaats bij waterinjectie voor oliewinning ("secondary recovery"), bij het injecteren van gebruikte frackvloeistof ("waste water disposal"), en bij fracken voor diepe geothermie.
7. Er zijn indicatoren in micro-seismische data die aangeven of aardbevingsmagnitudes $M > 1$ te verwachten zijn: (i) een plotselinge toename van aardbevingsmagnitudes (Wolhart et al. 2006), (ii) het oplijnen van hypocenters van aardbevingen in oriëntaties die afwijken van de verwachte oriëntatie van fracks (Norton et al. 2010), (iii) veranderingen van frequentie-magnitude relaties (d.w.z. de b -waarde in Gutenberg-Richter relaties; Kratz et al. 2012), (iv) veranderingen in de seismische efficiëntie (d.w.z. de ratio tussen de vrijgekomen energie door aardbevingen en de toegevoegde energie door vloeistofinjectie), (v) de seismogene index die een maat is voor de "gevoeligheid" van een bepaalde locatie voor het optreden van geïnduceerde seismiciteit (Shapiro et al. 2010). Indicatoren (i)-(iv) laten zien dat er grotere breukstructuren gereactiveerd worden, en kunnen worden geobserveerd tijdens het fracken ("real time monitoring"). Indicator (v) beschrijft de locatie-specifieke gevoeligheid voor het optreden van seismiciteit, en kan bepaald worden uit gegevens van bestaande schaliegaswinning uit dezelfde formaties (de seismogene index geeft aan

hoeveel van het theoretische potentiële seismische moment dat door vloeistofinjectie aan het geologisch systeem wordt toegevoegd ook daadwerkelijk als geïnduceerde seismiciteit optreedt).

De effecten van geïnduceerde seismiciteit veroorzaakt door de boring, of de aanleg van ondergrondse of bovengrondse faciliteiten zijn beperkt of niet waargenomen. Het feit dat schaliegaswinning in de VS of Canada vaak in afgelegen, dun bevolkte gebieden plaatsvindt, kan een rol spelen bij de interpretatie van de waarnemingen. Van de drie goed gedocumenteerde voorbeelden waar het fracken voor schaliegaswinning *zelf* een maximale aardbevingsmagnitude $M > 2$ heeft opgeleverd, is alleen bij de $M_w = 2.3$ aardbeving bij Blackpool vervorming van de boorbuis als gevolg van verplaatsing langs schalielagen waargenomen. Deze vervorming heeft niet voor problemen met de putintegriteit of lekkage gezorgd (Green et al. 2010). De $M_L = 3.8$ aardbeving in het Horn River Basin in Canada is wel gevoeld, maar heeft, waarschijnlijk mede vanwege de schaarse bebouwing in de regio, niet tot schade geleid (BC Oil and Gas Commission 2012). Het risico op vervorming van de boorbuis kan verkleind worden door te voorkomen dat er door grote natuurlijke breuken geboord wordt, of door aanpassingen van het ontwerp van boringen in problematische gebieden (Dusseault et al. 2001).

Seismische risico's spelen wel een steeds belangrijkere rol bij de injectie van grote hoeveelheden vloeistof in lege olie- en gasvelden door middel van slechts enkele nieuwe boringen ten behoeve van het afvoeren van terug geproduceerd afvalwater (Figuur 34). Belangrijke voorbeelden van geïnduceerde seismiciteit gerelateerd aan injectie van afvalwater zijn de aardbevingen in de VS gerelateerd aan injectie van afvalwater in een leeg olieveld bij Prague (Oklahoma, VS, Keranen et al. 2013). Een ander belangrijk voorbeeld zijn de aardbevingen gerelateerd aan injectie van afvalwater in een leeg gasveld bij Zigong (SW Sichuan Basin, China, Lei et al. 2013). In beide gevallen lijkt het optreden van de aardbeving onder andere te maken te hebben met het feit dat het volume geïnjecteerde vloeistof het maximale volume geproduceerde olie overschreden heeft, en dat daarmee de kritische druk bij grootschalige breuken overschreden is. Het injecteren van afvalwater in aquifers of in lege olie- of gasvelden boven de oorspronkelijke reservoirdruk (van voor de winning) is in Nederland niet toegestaan, dus seismische risico's zoals in Oklahoma of Zigong zijn voor de huidige Nederlandse situatie niet relevant. In Nederland heeft er bij Weststellingwerf (De Hoeve) een aardbeving van $M_L=2.8$ plaatsgevonden in de omgeving van injectie van productiewater in een leeg gasveld. Seismische risico's als gevolg van injectie van afvalwater is geheel te vermijden door afvalwater niet te injecteren maar bovengronds af te voeren. Kennis over de ervaringen met het injecteren van afvalwater uit de VS en Canada is van belang voor het verminderen van restrisico's bij schaliegaswinning aangezien het verantwoordelijk is voor de grootste aardbevingsmagnitude gerelateerd aan vloeistofinjectie en het belangrijke informatie verschaft over de relatie tussen injectievolume en aardbevingsmagnitude (Figuur 34).

Analyses en maatregelen om seismische risico's te beperken

De belangrijkste analyses en maatregelen die voor aanvang van het fracken en schaliegaswinning gebruikt kunnen worden om seismische risico's te beperken, zijn:

1. Locatie-specifieke analyse van de geologische en geomechanische condities van de ondergrond. Het is vooral van belang te bepalen of het waarschijnlijk is dat breuken in de ondergrond een kritische spanningstoestand bereiken en gaan bewegen (reactiveren) als gevolg van het fracken en de gaswinning. Om dit te bepalen is onder andere analyse van de aanwezigheid en eigenschappen van breuken, van de lokale natuurlijke spanningstoestand in de ondergrond, en van eigenschappen van de schalie en omringend gesteente nodig. Ook kan in sommige gevallen aan de hand van analyses van de natuurlijke seismiciteit een inschatting gemaakt worden van de lokale seismische risico's en de locatie van breuken met een kritische spanningstoestand.
2. Locatie-specifieke analyse van de ondiepe ondergrond en bovengrond wat betreft bodemgesteldheid, bevolkingsdichtheid en kwetsbaarheid van gebouwen. Deze analyse kan gebruikt worden om de mogelijke effecten van geïnduceerde seismiciteit op verschillende locaties te bepalen. De seismische risico's kunnen beperkt worden door winningslocaties te kiezen waar deze mogelijke effecten minimaal zijn.
3. Planning van boringen en fracken in de ondergrond op veilige afstand van grote natuurlijke breuken. Geïnduceerde seismiciteit met $M > 2$ wordt veroorzaakt door het reactiveren van natuurlijke breuken met een lengte van rond de honderd meter (wel sterk afhankelijk van het gedeelte van de breuk dat beweegt). De oorzaak van het reactiveren van deze breuken is dat de vloeistofdruk in de breukzone of spanningstoestand van de breuk verandert door het injecteren van vloeistof. De verandering in vloeistofdruk of spanning kan direct (door verbinding tussen fracks en de breuken) of indirect (door veranderingen in de buurt van de breukzone) plaatsvinden. Een inschatting van de veilige afstand kan vooraf worden gemaakt met behulp van een geologisch model en modellen die de dimensies van fracks in de ondergrond voorspellen. Uit geologische modellen kan de locatie en verplaatsing van de breuk, en daarmee de dimensies van de breukzone, bepaald worden. Bij deze analyses moet wel rekening gehouden worden met aannames en onzekerheden in de modellen.
4. Het beperken van de hoeveelheid geïnjecteerde frackvloeistof. De maximale aardbevingsmagnitude neemt toe met injectievolume (Figuur 34). Dit wordt veroorzaakt doordat door toename van injectievolumes de verstoring van de druk en spanning in de ondergrond toeneemt, en doordat de kans dat grote natuurlijke breuken beïnvloedt worden groter wordt. Beperking van de hoeveelheid geïnjecteerde frackvloeistof kan een negatief effect hebben op gasproductie doordat het gestimuleerde reservoir volume afneemt. Het is dus van belang vooraf met behulp van geologische modellen en modellen die de dimensies van fracks in de ondergrond voorspellen, de optimale hoeveelheid geïnjecteerde frackvloeistof te bepalen.

De belangrijkste methode die *tijdens* het fracken en gaswinning gebruikt kan worden om seismische risico's te beperken, is (micro-)seismische monitoring. Zoals

hierboven beschreven kan micro-seismische data gebruikt worden om indicatoren te bepalen die aangeven of er grotere breukstructuren gereactiveerd worden. Seismische risico's kunnen beperkt worden met behulp van seismische monitoring door het implementeren van een "stoplicht" of "hand aan de kraan" methode (o.a., Bommer et al. 2006), waarbij winningsactiviteiten tijdelijk gestopt of gestaakt worden als seismiciteit een bepaalde magnitude of intensiteit overschrijdt (Green et al. 2010). Ook kunnen bij dreigende overschrijding mitigerende maatregelen uitgevoerd worden zoals het laten terugwinnen van vloeistoffen.

Status van technologieën en kennislacunes

Deze sectie geeft een overzicht van de technologieën en een aantal specifieke methodieken die *voor* en *tijdens* het fracken of de winning van schaliegas kunnen worden toegepast om seismische risico's te analyseren en waar nodig te beperken. Een indicatie wordt gegeven van toepassingsmogelijkheden in de Verenigde Staten, Canada en Nederland, gekoppeld aan "Technology Readiness Level" (TRL, zie Aanpak & Verantwoording).

(Conventionele) technologie in de huidige praktijk (internationaal en met name in de Verenigde Staten en Canada)

Locatie-specifieke analyse van de geologische en geomechanische condities van de ondergrond worden zowel in de Verenigde Staten en Canada als in Nederland veel gebruikt om seismische risico's bij (schalie-)gaswinning, gasopslag, of geothermie te bepalen (Wassing et al. 2012; Orlic et al. 2014). Hiervoor kunnen verschillende typen technieken worden gebruikt, waaronder (1) geologische kartering en modellering, (2) analyses van seismische surveys (2D of 3D), boordata en spanningstoestand, en (3) geomechanische modellen van fracken en breukbeweging (allen TRL9).

Micro-seismische monitoring *tijdens fracken* is in de Verenigde Staten en Canada een veel gebruikte technologie (TRL9), maar wordt in de conventionele gaswinning in Nederland niet toegepast. Langdurige seismische monitoring wordt in Nederland wel toegepast, onder andere bij gasopslag in Bergermeer en gaswinning in Groningen. Overigens wordt in de huidige praktijk micro-seismische monitoring in de Verenigde Staten en Canada vooral toegepast voor het optimaliseren van fracken en de winning van schaliegas, en zelden of niet voor daadwerkelijke ingrepen om die seismische risico's beperken. De micro-seismische data wordt wel veel bestudeerd om het optreden van geïnduceerde seismiciteit te verklaren en daarmee de kennis over het effect van fracken in de ondergrond te vergroten (onder andere, Maxwell et al. 2009; Warpinski 2012).

Er worden in de VS en Canada protocollen aanbevolen om seismische risico's te beheersen (Majer et al. 2008, NRC 2014). Deze protocollen bestaan uit de verschillende combinatie van analyses en maatregelen die in de sectie over "

Analyses en maatregelen om seismische risico's te beperken” beschreven zijn. Seismische risico's kunnen het best beperkt worden met een combinatie van de genoemde locatie-specifieke analyses, een schaliegasontwikkelingsplan dat bij planning van boringen en fracken rekening houdt met het voorkomen van geïnduceerde seismiciteit, het minimaliseren van de hoeveelheid frackvloeistof, het monitoren van micro-seismiciteit tijdens het fracken en schaliegaswinning, en het implementeren van een “stoplicht” of “hand aan de kraan” methode.

(Niche)technologieën die nog zelden worden gebruikt, maar al wel op de markt beschikbaar zijn en hun mogelijke impact op het minimaliseren van de (rest)risico's van schaliegas

Andere maatregelen zoals planning van boringen en fracken in de ondergrond op veilige afstand van grote natuurlijke breuken en het beperken van de hoeveelheid geïnjecteerde frackvloeistof worden in de huidige praktijk in de Verenigde Staten en Canada zelden gebruikt (TRL6-7). Naast wet- en regelgeving lijken de voornaamste redenen hiervoor te zijn dat er nog maar een beperkt aantal goed gedocumenteerde voorbeelden zijn waar het fracken voor schaliegaswinning zelf een maximale aardbevingsmagnitude $M > 2$ heeft opgeleverd, en dat schaliegaswinning vaak in afgelegen gebieden plaatsvindt. Onder andere vanwege de bevolkingsdichtheid zal planning van boringen en fracken in Nederland een belangrijkere rol spelen (EBN 2011-2012).

De belangrijkste ontwikkelingen van (niche)technologieën die gebruikt kunnen worden voor het analyseren en beperken van seismische risico's zijn gericht op het verbeteren van monitoringtechnologie (op het aardoppervlak of in monitoringputten), op het ontwerp van seismische monitoringnetwerken, en op het verwerken en interpreteren van (micro-)seismische data (TRL1-4 voor verschillende technieken). Deze ontwikkelingen zijn vooral belangrijk om de seismische resolutie tijdens het fracken te verbeteren zodat de locatie van hypocenters, het groeien van fracks en reactiveren van kleine natuurlijke breuken, en mogelijke lekkage langs boringen beter gedetecteerd kunnen worden.

Inventarisatie van huidige technologieën uit andere industrie die relevant kunnen zijn voor het minimaliseren van de (rest)risico's van schaliegas

Vanwege het optreden van seismiciteit met relatief hoge magnitudes (zie Figuur 34) is er veel kennis vanuit de geothermie over maatregelen om seismische risico's te beperken, vooral over het “stoplicht” systeem (Bommer et al. 2006) en statistische modellen die kunnen worden ingezet (Bachmann et al. 2011; Shapiro et al. 2010; Gischig en Wiemer 2013). Goede voorbeelden zijn bijvoorbeeld onderzocht in het FP7 project GEISER over “*Geothermal Engineering Integrating Mitigation of Induced Seismicity in Reservoirs*” (zie www.geiser-fp7.fr). Het beperken van seismische risico's speelt in sommige gevallen ook een belangrijke rol bij conventionele gaswinning, en bij ondergrondse opslag van gas of CO₂ (Figuur 34; Davies et al. 2012; McGarr 2014; Orlic et al. 2013). De technologieën die daarvoor gebruikt of voorgesteld worden zijn of niet wezenlijk anders, of minder ontwikkeld dan bij winning van schaliegas.

Ontwikkelingen en technologieën die in de (nabije) toekomst beschikbaar zullen worden en hun effect op het minimaliseren van de (rest)risico's van schaliegas

Behalve technologische ontwikkeling op het gebied van micro-seismische monitoring, is de belangrijkste meerwaarde voor het minimaliseren van de (rest)risico's van schaliegas te halen uit betere integratie van geologische en

geomechanische modellen van de ondergrond met micro-seismische data (TRL6-7). Met name continue en “real time” verbetering van voorspellende modellen en aanpassen van frack-activiteiten aan de hand van micro-seismische data (“history matching”, TRL1-4) kan gebruikt worden om de kennis van de verstoring in de ondergrond te vergroten en seismische risico’s te beperken. Ook kan er een rol weggelegd zijn voor alternatieve methoden van monitoring (bijvoorbeeld elektrisch of thermisch, en monitoring *in* het boorgat, TRL3-5), alternatieve methoden voor stimulatie die het fracken kunnen vervangen (bijvoorbeeld innovatieve boortechnieken; zie hoofdstuk 5), of efficiëntere frackvloeistoffen waardoor kleinere volumes nodig zijn. Met deze methoden kunnen seismische risico’s verder geminimaliseerd worden.

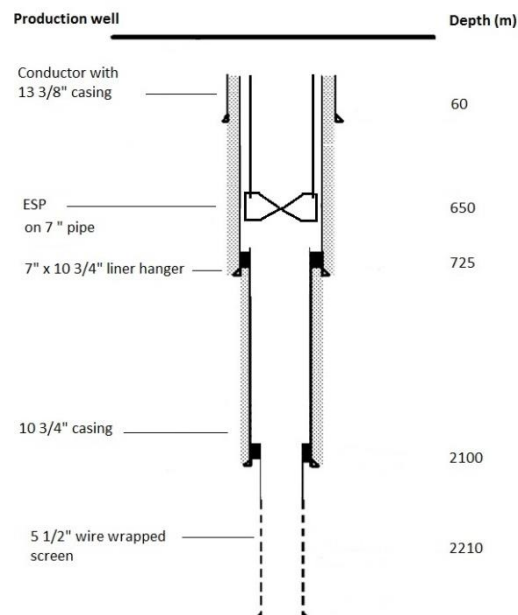
Lacunes in kennis en technologie specifiek voor Nederland en rekening houdend met (termijn van) mogelijke toepasbaarheid

De belangrijkste lacunes in kennis specifiek voor Nederland is locatie-specifieke kennis van de ondergrond rondom schaliegasvoorkomens (Posidonia Formatie en met name de Geverik Member), vooral wat betreft (geomechanische) gesteente eigenschappen van de schalies, lokale spanningstoestand, en eigenschappen van breuken. Hoewel er nog ruimte is voor aanvullend onderzoek naar de locatie-specifieke eigenschappen van Nederlandse schalies en voorspellende geomechanische modelleringen van de effecten van fracken in de ondergrond aan de hand van bestaande gegevens (termijn 1-3 jaar), zijn gegevens uit nieuwe boringen, uit analyses van nieuw monstermateriaal, en uit (laboratorium-)testen op nieuw monstermateriaal nodig om deze kennislacune te dichten (termijn 3-5 jaar, afhankelijk van vergunningsverlening).

Appendix I: Combinatie met Geothermie

1.1 Configuratie van een conventionele geothermieput

Figuur 35 toont het ontwerp van een typische geothermieput, in dit geval van het doublet Den Haag. Een doublet bestaat uit twee boorputten naar eenzelfde geologische formatie. Er is dus altijd (minimaal) een tweede boorput nodig. Het warme water stroomt namelijk de productieput (waardoor het warme water opgevoerd wordt) in via het scherm onderin de put ('wire wrapped screen' of gravel pack). Het water stroomt vervolgens door de casing naar het oppervlak. Omgekeerd stroomt het afgekoelde water door de casing de tweede boorput, de zogenaamde injectieput, in om via het scherm of gravel pack in het reservoir geïnjecteerd te worden. Een elektrische pomp ('electric submersible pump' of ESP) is nodig om het water naar boven te transporteren in de productieput (U.S. Department of Energy, 2007). De doorsnede van de put varieert trapsgewijs van ongeveer 34 cm (13 3/8") aan maaiveld (de conductorbuis) tot ongeveer 14 cm (5 1/2") bij het scherm onderin de put op (in Nederland) ongeveer 2 à 3 kilometer diepte. De grote diameter van de put bovenin is nodig om de ESP aan te kunnen brengen. Deze wordt in het algemeen zo diep gehangen dat de druk boven 'bubble point pressure' ligt. Dit wordt gedaan om te voorkomen dat belLEN in de vloeistof ontstaan waardoor de efficiëntie van de pomp omlaag gaat. De diepte is in de Nederlandse situatie ongeveer 500 à 700 meter. De exacte diameter van de put op reservoirniveau kan verschillend gekozen worden op basis van de benodigde grootte van het debiet, in combinatie met de reservoir eigenschappen. Een grotere diameter onderin de put vergemakkelijkt de instroom in de put. Andere putconfiguraties zijn ook mogelijk.



Figuur 35 Geothermie productie-put van het Den Haag doublet (volgens DWA, E.ON Benelux & IF Technology (2008) and Schoof (2013).

Verschillen tussen schaliegas- en geothermieputten

Geothermieputten hebben een grotere diameter dan schaliegasputten. Dit is omdat een geothermieput een groot debiet (in volume) nodig heeft om voldoende energie te genereren teneinde economisch te zijn (U.S. Department of Energy, 2007). Daarbij komt dat in een geothermieput een ESP nodig is om het water boven te krijgen, terwijl (schalie)gas zo licht is dat het geen kunstmatige lift nodig is (U.S. Department of Energy, 2007; Devold, 2006). De ESP bevindt zich op een diepte van ongeveer 500 à 700 meter, en hangt aan een productiebuis die vanaf het oppervlak wordt neergelaten. Schaliegasputten worden op reservoirniveau horizontaal geboord om het contactoppervlak met het reservoirgesteente zo groot mogelijk te maken. Geothermieputten worden op dit moment vertikaal of gedeveeerd geboord. Plannen om de reservoirsectie van een geothermie horizontaal te boren bestaan (in het geval het reservoir zeer dun is) maar zijn nog niet uitgevoerd. Tot slot stroomt het water in een geothermieput door de (wijde) casing terwijl in een gasput het gas door een (dunne) productiebuis stroomt, die zich in een productie casing bevindt (11.4 (4½") of 14.0 cm (5½") breed).

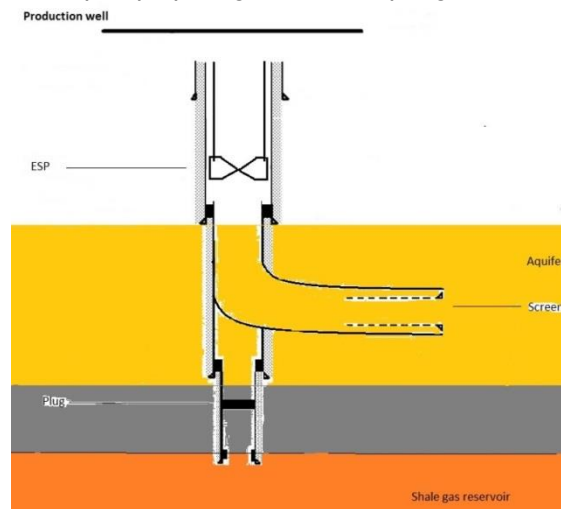
Converteren van een schaliegas- naar een geothermieput

In een schaliegasput stroomt het gas via een relatief dunne productiebuis naar het oppervlak. In principe is het mogelijk de productiebuis te gebruiken voor geothermie, maar in het algemeen is een gasproductiebuis te smal om het grote volume water door te voeren zonder grote wrijvingsverliezen. Bovendien moet in ieder geval een deel van de productiebuis worden verwijderd om de ESP op diepte te kunnen plaatsen. De in de geothermie gebruikte ESPs passen en functioneren het beste in een brede casing (40 cm of 13 3/8", Polsky et al., 2008). Dit houdt dus in dat niet alleen de productiebuis verwijderd moet worden, maar waarschijnlijk ook de productie casing en een of meer bredere casings. ESPs bestaan in diameters van 8.9 cm (3.5") tot 25.4 cm (10", bron: Wikipedia). Dit betekent dat de smalste pompen in principe ook in de productie casing passen maar dit zijn waarschijnlijk ook de pompen met een relatief gering vermogen. Tot slot moet alle apparatuur die gebruikt wordt voor de gasproductie worden verwijderd, zoals normaal gebeurt bij het abandoneren van een gasput.

Een geothermisch doublet bestaat in Nederland in het algemeen uit twee of drie putten, waardoor een groot debiet wordt gepompt. Een schaliegaswinning omvat een groot aantal putten, die allemaal afgestemd zijn op een laag debiet. In principe is het mogelijk een systeem te ontwerpen dat bestaat uit meer dan drie putten met geringe diameter. In alle producers moet dan een ESP ingebracht worden. Waarschijnlijk is dit economisch onhaalbaar in verband met het grotere aantal benodigde (dure) pompen, en de grote wrijvingsverliezen. Per project moet bepaald worden of de geringe diameter van de gasproductiebuis en het daarmee gepaard gaande negatieve effect op de productie van het water (wrijvingsverliezen) opwegen tegen de kosten van het verwijderen van de productiebuis.

Aquifer bevindt zich boven het schaliegasreservoir

Als dit is gedaan, resteert slechts de put met zijn verbuisde en die onderin is geperforeerd. De perforaties moeten worden gecementeerd en het niet-gecasede stuk van de formatie (de 'open hole') moet met cement worden geplugd (Jahn et al., 2008). Het geothermie-reservoir kan vervolgens worden geperforeerd. De doelaquifers in Nederland zijn soms matig of slecht geconsolideerd. Productie van water bij een groot debiet kan dan leiden tot de productie van sedimentkorrels ('fines'). In een dergelijk geval is het beter een sidetrack te boren en deze te voorzien van een scherm ('screen') met de juiste poriëngrootte, zoals te zien in Figuur 36 (Jahn et al., 2008). Tot slot wordt de pomp op de gewenste diepte geïnstalleerd.



Figuur 36 Omzetting van een schaligas- naar een geothermieput voor ongeconsolideerde aquifers (aangepast op basis van DWA, E.ON Benelux & IF Technology (2008) en Schoof (2013)).

Aquifer bevindt zich onder het schaliegasreservoir

In het geval dat de doelaquifer zich onder het schaliegasreservoir bevindt, moet eerst de niet meer te gebruiken reservoirsectie van de schaliegasput afgesloten worden zoals hierboven beschreven. Vervolgens moet de put worden verdiept tot in het aquifer door het boren van een sidetrack. De diepte van het kickoffpunt van de sidetrack wordt mede bepaald door de minimaal vereiste diameter voor de geothermieput (wat weer afhankelijk is van het gewenste debiet). Vervolgens kan de put worden afgewerkt zoals een conventionele geothermieput.

Risico

Het risico van alle genoemde wijzigingen van de putconfiguratie (verdiepen of boren van een vertakking (zgn. sidetrack), cementeren of pluggen, perforeren, aanbrengen / verwijderen van de productiebuïs, aanbrengen van een ESP) zijn hetzelfde als bij reguliere 'workovers' in de olie- en gasindustrie, en kunnen leiden tot het klem komen te zitten of afbreken van de boorapparatuur, en in ultimo het verlies van de put. Zolang de integriteit van de casing gewaarborgd is, is het risico van contaminatie van grondwater niet aanwezig.

Schaliegasputten hebben over het algemeen een relatief korte geplande levensduur. Het gebruikte staal moet aan strenge (sterkte-)eisen voldoen, omdat de putten gefract worden. Geothermische doubletten worden, tot op heden en in Nederland, niet gefract, maar hebben een langere geplande levensduur (zowel

economisch als technisch) van ongeveer 30 tot 50 jaar. Wanneer het plan bestaat om een schaliegasput om te zetten naar een geothermieput, moet er bij de aanleg rekening gehouden worden met het feit dat cement en staal langer mee moeten gaan. Tevens speelt mee dat het geproduceerde formatiewater in de geothermie vaak corrosief is, wat een extra belasting is voor zowel de casing als het gebruikte cement – mogelijk moeten zowel het gebruikte casingstaal als het cement in een geothermieput aan afwijkende eisen voldoen dan dat in een schaliegasput (waar het staal in een schaliegasput vooral sterk moet zijn, moet het in een geothermieput corrosiebestendig en/of dikwandig zijn). Het corrosierisico is afhankelijk van de samenstelling van het formatiewater, wat van plek tot plek sterk verschilt, in combinatie met het type staal dat gebruikt wordt in de installatie. Alternatief kunnen tegen corrosie beschermende of preventieve maatregelen worden getroffen, zoals het gebruik van inhibitors of coating, opofferingsanodes, etc.

Gebruik van infrastructuur voor andere doeleinden

Op de locatie van een schaliegaswinning is weinig infrastructuur aanwezig tijdens de productiefase. Ten tijde van de aanleg van de winning wordt mogelijk een transportleiding aangelegd voor het water dat nodig is voor het fracken, ter voorkoming van overlast van zwaar verkeer. Ten tijde van de winning wordt het gewonnen gas met een pijpleiding afgevoerd naar het gasdistributienetwerk of naar een gasbehandelingsinstallatie. Aan de oppervlakte zijn verder alleen de wellheads en eventueel een gasscheidingsinstallatie (voor het scheiden van gas en meegeproduceerd water) aanwezig.

De huidige doubletten in Nederland zijn allemaal gebouwd op de plek waar de warmtevraag is. In de meeste gevallen is dit een kas of kassencomplex, in het geval van het doublet Den Haag had dit een te verwarmen stadswijk moeten zijn. De bovengrondse infrastructuur bestaat derhalve uit het lokale warmwater-distributienetwerk. In sommige gevallen wordt met het warme water zoveel gas meegeproduceerd dat dit uit het water wordt gehaald met een gasscheidingsinstallatie.

Transport van warm water over grotere afstand is onwenselijk in verband met afkoeling. Een gasleiding om warm water naar een andere locatie te transporteren is daarom niet van nut. Een geothermisch doublet op de locatie van een schaliegaswinning heeft een lokale warmtevraag (kassen of industrie) nodig.

Een gasscheidingsinstallatie voor een schaliegaswinning gaat uit van een mengsel van veel gas en weinig water. De meeste geothermische doubletten in Nederland hebben een GWR (Gas Water Ratio) van ongeveer 1, wat betekent dat, onder atmosferische condities, ongeveer 1 kubieke meter water per 1 kubieke meter gas wordt geproduceerd. Ook het zo dat het soms wenselijk is het water niet te ontgassen, omdat op deze wijze de chemie van het formatiewater minder verandert, waardoor het water minder corrosief is. In dit laatste geval is er geen gasscheidingsinstallatie nodig.