



Bijlagenrapport



DEEL A: SAMENVATTING STATUSRAPPORT

PRAKTIJKERVARING VEILIGHEID (A.1)

Europese en Nederlandse wet- en regelgeving (A.1.1)

Methode van boren (A.1.2)

Methode van fraccen (A.1.3)

Veiligheid bij de winning van conventioneel gas in Nederland (A.1.4)

onderwerp	onderzoeksvraag A.1.1
project	aanvullend onderzoek risico's schalie- en steenkoolgas in Nederland
opdrachtgever	Ministerie van EZ, Directie Energiemarkt
projectcode	GV1106-1
referentie	GV1106-1/klb2/180
status	definitief
datum opmaak	16 augustus 2013
bijlagen	2

INHOUDSOPGAVE	blz.
1. VRAAGSTELLING	2
1.1. Hoofdvraag	2
1.2. Afbakening	2
1.3. Aanpak	2
2. OVERZICHT WET- EN REGELGEVING	3
2.1. Overzicht Nederlandse wet- en regelgeving	3
2.2. Overzicht Europese wet- en regelgeving	3
3. REFERENTIES	5
BIJLAGEN	aantal blz.
I Overzicht van de Nederlandse wet- en regelgeving	1
II Overzicht van de Europese wet- en regelgeving	1

1. VRAAGSTELLING

1.1. Hoofdvraag

A.1.1. Onderzoeksvraag:

Geef een overzicht van de relevante Nederlandse en Europese wet- en regelgeving.

1.2. Afbakening

Schaliegas wordt alleen vanaf landlocaties gewonnen. Om deze reden heeft het overzicht alleen betrekking op de opsporing en winning vanaf op land gelegen mijnbouwwerken.

Het overzicht beperkt zich tot de wet- en regelgeving die van toepassing is op de opsporing- en winningsactiviteiten op het mijnbouwwerk en de eventuele invloed van deze activiteiten op de omgeving. De wet- en regelgeving die bijvoorbeeld van toepassing is op de aanleg van eventueel benodigde extra infrastructuur zoals wegen voor de aan- en afvoer van materialen, afval en pijpleidingen voor de afvoer van geproduceerde aardgas is daarom niet in het overzicht opgenomen.

Er zijn twee verschillende overzichten gemaakt, het eerste omvat de Nederlandse wet- en regelgeving en het tweede de Europese wet- en regelgeving.

1.3. Aanpak

Het overzicht van de Nederlandse wet- en regelgeving is tot stand gekomen met behulp van vakliteratuur ([ref. 1.] en [ref. 2.]) en de websites van de Europese Unie en Nederland over wet- en regelgeving.

2. OVERZICHT WET- EN REGELGEVING

2.1. Overzicht Nederlandse wet- en regelgeving

In het overzicht van de Nederlandse wet- en regelgeving is met het oog op de toepasselijkheid van verschillende wetten en regelgeving een onderscheid gemaakt tussen:

- a. opsporing van koolwaterstoffen buiten gevoelig gebied;
- b. opsporing van koolwaterstoffen in gevoelig gebied;
- c. winning van koolwaterstoffen buiten gevoelig gebied;
- d. winning van koolwaterstoffen in gevoelig gebied.

Bij de opsporing van koolwaterstoffen kunnen drie fasen worden onderscheiden:

- a. de aanleg van het terrein waar in een later stadium de mobiele installatie op geplaatst zal worden met behulp waarvan het boorgat wordt aangelegd;
- b. de aanleg (inclusief testen en eventueel fraccen) en de afsluiting van het boorgat;
- c. het buiten gebruik stellen van het terrein (nu mijnbouwwerk), dat wil zeggen:
 - in het geval geen koolwaterstoffen in economisch winbare hoeveelheden zijn aangetroffen, het weer in originele staat terugbrengen van het terrein;
 - in het geval wel koolwaterstoffen in economisch winbare hoeveelheden zijn aangetroffen, het veilig maken van het terrein voor het vervolgtraject, de winning van de koolwaterstoffen.

Bij de winning van koolwaterstoffen kunnen vier fasen worden onderscheiden:

- a. de (her)inrichting van een mijnbouwwerk waar in een eerder stadium opsporingsactiviteiten hebben plaatsgevonden of de aanleg en inrichting van een terrein als mijnbouwwerk voor winning;
- b. de aanleg (inclusief eventueel fraccen en testen) van de benodigde boorgaten voor de winning van koolwaterstoffen (productieputten);
- c. het gebruik van het mijnbouwwerk voor de winning en het onderhoud en eventuele reparaties van de productieputten met behulp van een mobiele installatie;
- d. het buiten gebruik stellen van het mijnbouwwerk (waaronder het afsluiten van de productieputten) en het opleveren van het terrein in de door de eigenaar van het terrein (of de betreffende gemeente) gewenste staat.

In het overzicht is tevens een lijst opgenomen van de belangrijkste vergunningen die nodig zijn voor de aanleg van een mijnbouwwerk en de uitvoering van activiteiten op het mijnbouwwerk. Deze lijst is toegevoegd omdat in vergunningen specifieke voorschriften ter bescherming van de veiligheid van personen, de natuur en het milieu kunnen worden opgenomen.

In het overzicht, dat in tabelvorm is weergegeven, zijn de opsporing en de winning als van elkaar te onderscheiden activiteiten duidelijk te herkennen. Voor elk van deze activiteiten is aangegeven welke regelgeving (als wet, algemene maatregel van bestuur of ministeriële regeling) toepasselijk is. Bij daadwerkelijke toepassing van de regelgeving moeten de verschillende fasen in de opsporing en winning goed uit elkaar gehouden worden.

Het overzicht van de Nederlandse wet- en regelgeving staat in bijlage I.

2.2. Overzicht Europese wet- en regelgeving

Het overzicht van de Europese wet- en regelgeving bevat de belangrijkste Richtlijnen die hetzij specifiek van toepassing zijn op de opsporing en winning van koolwaterstoffen hetzij gericht zijn op de bescherming van de veiligheid van personen, de natuur en het milieu en ook van toepassing zijn (of kunnen zijn) op opsporings- en winningsactiviteiten.

De in het overzicht genoemde richtlijnen zijn geïmplementeerd in de Nederlandse wet- en regelgeving.

Het overzicht van de Europese wet- en regelgeving staat in bijlage II.

3. REFERENTIES

- [ref. 1.] 'Bundeling van omgevingsrecht' van mr.dr. J.H.G. van den Broek.
- [ref. 2.] Tekst & Commentaar Milieurecht', verschillende overheidssites en de wet- en regelgeving zelf.

BIJLAGE I OVERZICHT VAN DE NEDERLANDSE WET- EN REGELGEVING

				toepasselijke wet- en regelgeving die primair is gericht op de bescherming van veiligheid voor									
		te onderscheiden fasen	natuur	op mijnbouwwerk	mens buiten mijnbouwwerk	milieu	vereiste vergunningen						
opsporing	mijnbouwwerk/ inrichting type B	niet gevoelig gebied	aanleg terrein t.b.v. opsporing	Flora- en Faunawet	Arbowet Arbobesluit Arboregeling Wet Milieubeheer Activiteitenbesluit Activiteitenregeling Barmm Mijnbouwwet Mijnbouwbesluit Mijnbouwregeling	Wet algemene bepalingen omgevingsrecht Besluit omgevingsrecht Regeling omgevingsrecht Wet Milieubeheer Besluit MER Waterwet Activiteitenbesluit Activiteitenregeling Barmm Mijnbouwwet Mijnbouwbesluit Mijnbouwregeling Wet Bodembescherming Besluit Bodemkwaliteit Wet Geluidhinder Besluit Geluidhinder Wet Luchtverontreiniging	Wet algemene bepalingen omgevingsrecht Besluit omgevingsrecht Regeling omgevingsrecht Wet Milieubeheer Besluit MER Waterwet Activiteitenbesluit Activiteitenregeling Barmm Mijnbouwwet Mijnbouwbesluit Mijnbouwregeling Wet Bodembescherming Besluit Bodemkwaliteit Wet Geluidhinder Besluit Geluidhinder Wet Luchtverontreiniging	opsporingsvergunning o.g.v. de Mijnbouwwet Wabovergunning 2.1.1 sub c MER beoordeling van aanleg boorgat o.g.v. Besluit MER D17.2 (Waterwetvergunning ingeval van lozen stoffen) (Flora- en Faunawet vrijstelling/ontheffing ingeval van aanwezigheid beschermde dieren/planten)					
									inrichting/gebruik terrein als mijnbouwwerk door plaatsing mobiele mijnbouwinstallatie en aanleg/afsluiting boorgat				
										(tijdelijk) buiten gebruik stellen mijnbouwwerk			
		gevoelig gebied (volgens definitie Besluit MER/Barmm)	aanleg terrein t.b.v. opsporing						Flora- en Faunawet Natuurbeschermingswet 1998	Arbowet Arbobesluit Arboregeling Wet Milieubeheer Activiteitenbesluit Activiteitenregeling Mijnbouwwet Mijnbouwbesluit Mijnbouwregeling	Wet algemene bepalingen omgevingsrecht Besluit omgevingsrecht Regeling omgevingsrecht Wet Milieubeheer Besluit MER Waterwet Activiteitenbesluit Activiteitenregeling Mijnbouwwet Mijnbouwbesluit Mijnbouwregeling Wet Bodembescherming Besluit Bodemkwaliteit Wet Geluidhinder Besluit Geluidhinder Wet Luchtverontreiniging	opsporingsvergunning o.g.v. de Mijnbouwwet Wabovergunning 2.1.1 sub c mijnbouwmilieuvergunning MER beoordeling van aanleg boorgat o.g.v. Besluit MER D17.2 Nbwet vergunning (Waterwetvergunning ingeval van lozen stoffen) (Flora- en Faunawet vrijstelling/ontheffing ingeval van aanwezigheid beschermde dieren/planten)	
													inrichting/gebruik terrein als mijnbouwwerk door plaatsing mobiele mijnbouwinstallatie en aanleg/afsluiting boorgat

		te onderscheiden fasen		wet- en regelgeving die primair is gericht op de bescherming van veiligheid voor			vereiste vergunningen
		natuur	mens		milieu		
			op mijnbouwwerk	buiten mijnbouwwerk			
winning	mijnbouwwerk/ inrichting type C	niet gevoelig gebied	aanleg/wijziging/inrichting terrein als mijnbouwwerk t.b.v. winning	Flora- en Faunawet	Arbowet Arbobesluit Arboregeling Wet Milieubeheer Activiteitenbesluit Activiteitenregeling Barmm Mijnbouwwet Mijnbouwbesluit Mijnbouwregeling	Wet algemene bepalingen omgevingsrecht Besluit omgevingsrecht Regeling omgevingsrecht Wet Milieubeheer Besluit MER Waterwet Activiteitenbesluit Activiteitenregeling Barmm Mijnbouwwet Mijnbouwbesluit Mijnbouwregeling Wet Bodembescherming Besluit Bodemkwaliteit Wet Geluidhinder Besluit Geluidhinder Wet Luchtverontreiniging Besluit emissie-eisen stookinstallaties milieubeheer A (indien installatie aan criteria voldoet) Nederlandse Emissierichtlijn lucht (indien installatie aan criteria voldoet)	winningsvergunning o.g.v. de Mijnbouwwet Wabovergunning 2.1.1 sub c (nieuw te verlenen of wijziging bestaande Wabovergunning indien opsporingslocatie voor winning wordt gebruikt) Wabovergunning 2.1.1 sub e (MER ingeval winning voldoet aan C17.2) MER beoordeling van aanleg putten o.g.v. Besluit MER D17.2 (Waterwetvergunning ingeval van lozen stoffen) (Flora- en Faunawet vrijstelling/ontheffing ingeval van aanwezigheid beschermde dieren/planten)
			aanleg productieputten/gebruik mobiele mijnbouwinstallaties				
			gebruik inrichting/mijnbouwwerk (inclusief tijdens gebruik mobiele mijnbouwinstallaties)				
			buiten gebruik stellen mijnbouwwerk				
	gevoelig gebied (volgens definitie Besluit MER/Barmm)	aanleg/wijziging/inrichting terrein als inrichting/mijnbouwwerk t.b.v. winning	Flora- en Faunawet Natuurbeschermingswet 1998	Arbowet Arbobesluit Arboregeling Wet Milieubeheer Activiteitenbesluit Activiteitenregeling Mijnbouwwet Mijnbouwbesluit Mijnbouwregeling	Wet algemene bepalingen omgevingsrecht Besluit omgevingsrecht Regeling omgevingsrecht Wet Milieubeheer Besluit MER Waterwet Activiteitenbesluit Activiteitenregeling Mijnbouwwet Mijnbouwbesluit Mijnbouwregeling Wet Bodembescherming Besluit Bodemkwaliteit Wet Geluidhinder Besluit Geluidhinder Wet Luchtverontreiniging Besluit emissie-eisen stookinstallaties milieubeheer A (indien installatie aan criteria voldoet) Nederlandse Emissierichtlijn lucht (indien installatie aan criteria voldoet)	winningsvergunning o.g.v. de Mijnbouwwet Wabovergunning 2.1.1 sub c (nieuw te verlenen of wijziging bestaande Wabovergunning indien opsporingslocatie voor winning wordt gebruikt) Wabovergunning 2.1.1 sub e (MER ingeval winning voldoet aan C17.2) MER beoordeling van aanleg putten o.g.v. Besluit MER D17.2 MER beoordeling indien terrein vergroot met > 5 hectare (Besluit MER D17.1) Nbwet vergunning (Waterwetvergunning ingeval van lozen stoffen) (Flora- en Faunawet vrijstelling/ontheffing ingeval van aanwezigheid beschermde dieren/planten)	
		aanleg productieputten/gebruik mobiele mijnbouwinstallaties					
		gebruik inrichting/mijnbouwwerk (inclusief tijdens gebruik mobiele mijnbouwinstallaties)					
		buiten gebruik stellen mijnbouwwerk					

N.B. "Barmm" verwijst naar het "Besluit algemene regels milieu mijnbouw"

"MER" staat voor "Milieueffectrapportage"

BIJLAGE II OVERZICHT VAN DE EUROPESE WET- EN REGELGEVING

onderwerp		datum	nummer	titel
algemeen	opsporing en winning	30-mei-94	94/22/EG	Richtlijn betreffende de voorwaarden voor het verlenen en het gebruik maken van vergunningen voor de prospectie, de exploratie en de productie van koolwaterstoffen
natuur	vogels	30-nov-09	2009/147/EG	Richtlijn inzake het behoud van de vogelstand (vogelrichtlijn)
	habitats	21-mei-92	92/43/EEG	Richtlijn inzake de instandhouding van de natuurlijke habitats en de wilde flora en fauna (habitatrichtlijn)
milieu	afval	15-mrt-06	2006/21/EG	Richtlijn betreffende het beheer van afval van winningsindustrieën en houdende wijziging van Richtlijn 2005/35/EG
	chemicaliën	18-dec-06	1907/2006	Verordening inzake registratie en beoordeling van en de autorisatie en beperkingen ten aanzien van chemische stoffen (REACH)
	emissies	23-okt-01	2001/80/EG	Richtlijn inzake de beperking van de emissies van bepaalde verontreinigende stoffen in de lucht door grote stookinstallaties
		15-jan-08	2008/1/EG	Richtlijn inzake geïntegreerde preventie en bestrijding van verontreiniging (IPPC-richtlijn)
		24-nov-10	2010/75/EU	Richtlijn inzake industriële emissies (geïntegreerde preventie en bestrijding van verontreiniging) (herschikking, trekt per 7/1/2014 o.a. Richtlijn 2008/1/EG in en per 1/1/2016 Richtlijn 2001/80/EG)
	(grond)water	17-dec-79	80/86/EEG	Richtlijn betreffende de bescherming van grondwater tegen verontreiniging veroorzaakt door de lozing van bepaalde gevaarlijke stoffen
		23-okt-00	2000/60/EG	Richtlijn tot vaststelling van een kader voor communautaire maatregelen betreffende het waterbeleid (Kaderrichtlijn water)
		15-feb-06	2006/11/EG	Richtlijn betreffende de verontreiniging veroorzaakt door bepaalde gevaarlijke stoffen die in het aquatisch milieu van de Gemeenschap worden geloosd
		12-dec-06	2006/118/EG	Richtlijn betreffende de bescherming van het grondwater tegen verontreiniging en achteruitgang van de toestand
	effect op milieu	13-dec-11	2011/92/EU	Richtlijn betreffende de milieueffectbeoordeling van bepaalde openbare en particuliere projecten
	aansprakelijkheid	21-apr-04	2004/35/EG	Richtlijn betreffende milieuaansprakelijkheid met betrekking tot het voorkomen en herstellen van milieuschade
mens	werknemers	12-jun-89	89/391/EEG	Richtlijn betreffende de tenuitvoerlegging van maatregelen ter bevordering van de verbetering van de veiligheid en de gezondheid van de werknemers op het werk
		3-nov-92	92/91/EEG	Richtlijn betreffende minimumvoorschriften ter verbetering van de bescherming van de veiligheid en gezondheid van werknemers in de winningsindustrieën die delfstoffen winnen met behulp van boringen
		7-apr-98	98/24/EG	Richtlijn betreffende de bescherming van de gezondheid en de veiligheid van werknemers tegen risico's van chemische agentia op het werk
		6-feb-03	2003/10/EG	Richtlijn betreffende de minimumvoorschriften inzake gezondheid en veiligheid met betrekking tot de blootstelling van werknemers aan de risico's van fysische agentia (lawaai)
		29-apr-04	2004/37/EG	Richtlijn betreffende de bescherming van de werknemers tegen de risico's van blootstelling aan carcinogene of mutagene agentia op het werk
	omgeving	25-jun-02	2002/49/EG	Richtlijn inzake de evaluatie en beheersing van omgevingsgeluid



Witteveen+Bos
Hoogoorddreef 56 F
Postbus 12205
1100 AE Amsterdam
telefoon 020 312 55 55
fax 020 697 47 95
www.witteveenbos.nl

onderwerp	onderzoeksvraag A.1.2
project	aanvullend onderzoek risico's schalie- en steenkoolgas in Nederland
opdrachtgever	Ministerie van EZ, Directie Energiemarkt
projectcode	GV1106-1
referentie	GV1106-1/kleb2/181
status	definitief
datum opmaak	16 augustus 2013
bijlagen	-

INHOUDSOPGAVE	blz.
1. VRAAGSTELLING	2
1.1. Hoofdvraag A.1.2	2
1.2. Deelvragen	2
1.3. Aanpak	2
2. ANALYSE	3
2.1. Deelvraag 1: Methode van boren	3
2.2. Deelvraag 2: Overeenkomsten en verschillen	10
2.3. Deelvraag 3: Incidenten	10
2.4. Deelvraag 4: Gebeurtenissen en effecten	11
3. CONCLUSIES	14
3.1. Deelvraag 1: Methode van boren	14
3.2. Deelvraag 2: Overeenkomsten en verschillen	14
3.3. Deelvraag 3: Incidenten	14
3.4. Deelvraag 4: Gebeurtenissen en effecten	14
4. REFERENTIES	15

1. VRAAGSTELLING

1.1. Hoofdvraag A.1.2

De vraagstelling met betrekking tot dit deelonderzoek luidt als volgt:

Geef inzicht in de methode van het boren. Geef hierbij tevens aan wat de overeenkomsten en verschillen zijn tussen boringen naar conventionele aardgas bronnen, gas in schalies, gas in steenkool en bijvoorbeeld geothermie. Geef aan of er incidenten gerapporteerd zijn bij de gezette boringen in Nederland. Wat is er bij deze incidenten gebeurd en welke effecten hebben deze gehad op de veiligheid voor mens, natuur en milieu?

1.2. Deelvragen

Bovenstaande vraagstelling kan worden opgedeeld in de volgende deelvragen.

Deelvraag 1: Methode van boren

Wat is de methode van het boren?

Deelvraag 2: Overeenkomsten en verschillen

Wat zijn de overeenkomsten en verschillen tussen boringen naar conventionele aardgas bronnen, gas in schalies, gas in steenkool en bijvoorbeeld geothermie?

Deelvraag 3: Incidenten

Zijn er incidenten gerapporteerd bij de gezette boringen in Nederland?

Deelvraag 4: Gebeurtenissen en effecten

Zo ja, wat is er bij deze incidenten gebeurd en welke effecten hebben deze gehad op de veiligheid voor mens, natuur en milieu?

1.3. Aanpak

Deze vraag is beantwoord op basis een studie van beschikbare wetenschappelijke publicaties over boormethoden, aangevuld met 'expert judgement'.

Daar waar van het laatste sprake is, zal dit expliciet worden aangegeven.

2. ANALYSE

2.1. Deelvraag 1: Methode van boren

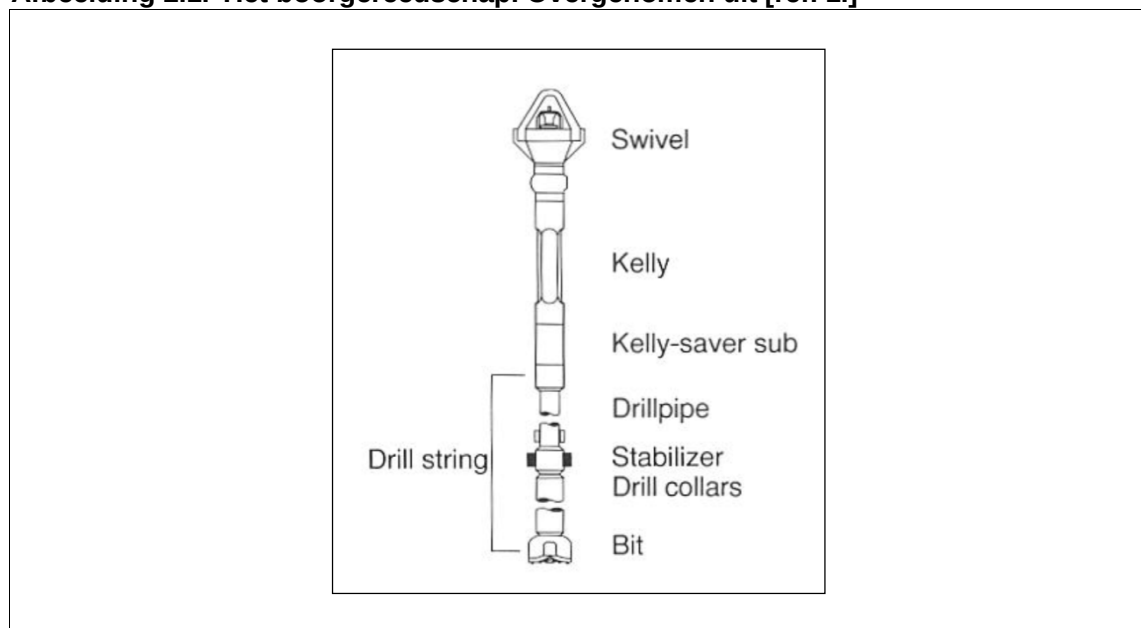
In deze paragraaf wordt de methode van het boren beschreven.

Zoals in paragraaf 2.2 zal worden aangegeven, is de methode van boren hetzelfde voor boringen naar conventionele aardgas bronnen, gas in schalies, gas in steenkool en bijvoorbeeld geothermie. Deze beschrijving kan dan ook als algemeen toepasbaar worden beschouwd, daarbij in aanmerking nemend dat specifieke omstandigheden per locatie kunnen verschillen en kleine aanpassingen als gevolg daarvan niet kunnen worden uitgesloten.

Het verticaal boren van een put naar een olie- of gasreservoir gebeurt met een draaiende beitel die door het gewicht van de boorinstallatie daarboven met de tanden in de gesteenten wordt gedrukt [ref. 1.].

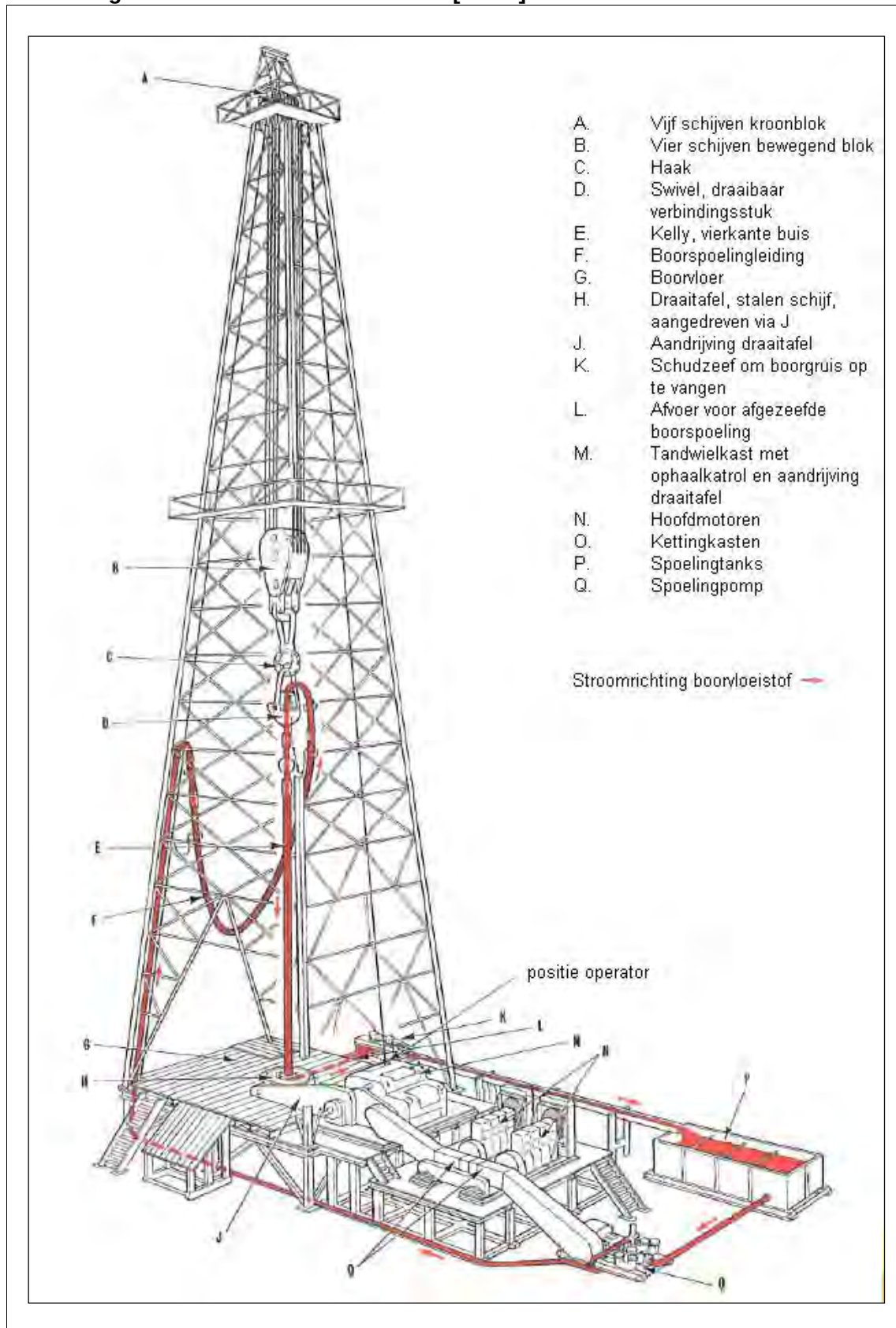
Afbeelding 2.1 laat de opbouw van het boorgereedschap zien van de inlaat van de spoeling (Swivel) tot de beitel (Bit). De boorstang (bestaande uit de Kelly, Kelly-saver sub en de Drill String) en de beitel worden van bovenaf aangedreven door de Rotary machine [ref. 1.].

Afbeelding 2.1. Het boorgereedschap. Overgenomen uit [ref. 1.]



De boortoren met bijbehoren is afgebeeld in afbeelding 2.2. Dit is een klassieke Rotary boorinstallatie zoals deze nog steeds wordt ingezet voor alle soorten boringen (onshore) [ref. 2.]. Met deze installatie wordt het boorgereedschap aangestuurd.

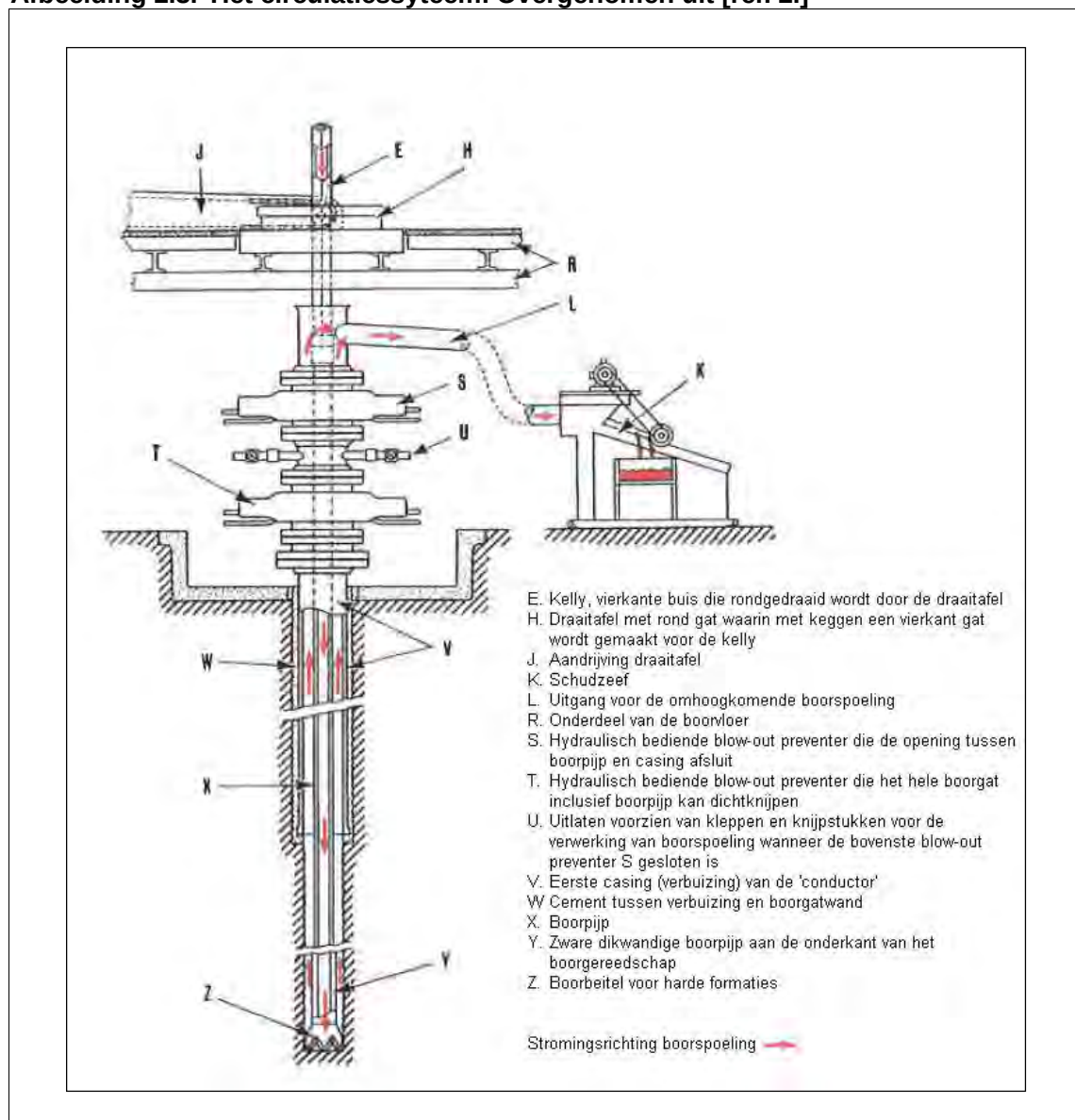
Afbeelding 2.2. De boortoren. Vertaald uit [ref. 2.]



De boerspoeling wordt van bovenaf via de Swivel door de boorstang naar beneden gepompt. Daarna stroomt de boerspoeling via de ringvormige opening tussen de boorstang en de boorgatwand naar boven terug. Hier wordt het boorgruis eruit gezeefd voor geologisch onderzoek met als doel een beeld te krijgen van de samenstelling (lithologie en stratigrafie) van de verschillende lagen waar doorheen geboord wordt. De boerspoeling wordt daarvoor met een viscositeitverhogende stof behandeld. Hierdoor wordt het boorgruis gemakkelijker naar boven meegenomen en zakt onderweg niet naar beneden uit de spoeling weg [ref. 1.]. De samenstelling van de boerspoeling wordt behandeld bij de beantwoording van deelvraag B.3.3.

Afbeelding 2.3 laat het circulatiesysteem voor de boerspoeling zien, waarmee de vloeistof tijdens het boren naar boven wordt gepompt om het boorgruis af te voeren. In een aantal stappen wordt het boorgruis gefilterd, waarna de boerspoeling na filtering van boorgruis weer wordt gebruikt [ref. 2.].

Afbeelding 2.3. Het circulatiesysteem. Overgenomen uit [ref. 2.]

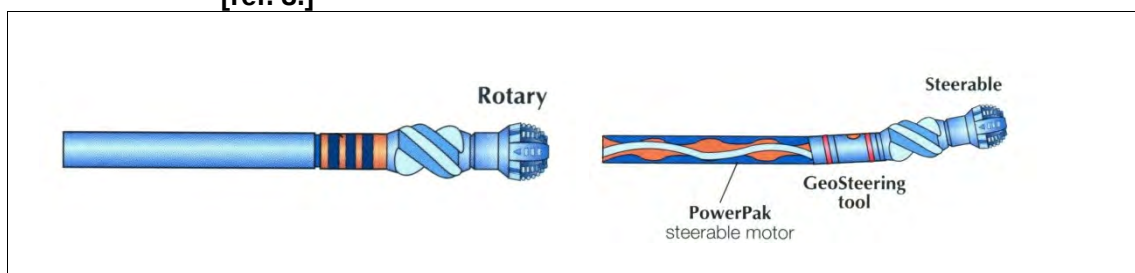


Wanneer, afhankelijk van de oppervlaktelocatie ten opzichte van het olie- of gasreservoir, gedeveerd (met een hellingshoek) moet worden geboord, wordt de boorbeitel aangedreven met behulp van een turbinemotor. De turbinemotor wordt aangedreven door de boorspoeling, die door de boorstang wordt gepompt. De boorstang wordt dus bij het gebruik van een turbinemotor niet rondgedraaid [ref. 3].

De met een turbinemotor aangedreven beitel kan gestuurd worden doordat het voorste gedeelte van de boorbuis in een bepaalde hoek gezet kan worden. Als het gat weer in een horizontale rechte lijn geboord moet worden, dan kan de beitel weer in het verlengde van de boorbuis worden teruggezet. Op deze wijze worden horizontale putten geboord [ref. 1].

Afbeelding 2.4 laat aan de linkerkant de configuratie voor rechtuit boren zien; aan de rechterkant is de configuratie voor gedeveerd boren te zien [ref. 3].

Afbeelding 2.4. Configuratie voor recht en gedeveerd boren. Overgenomen uit [ref. 3.]



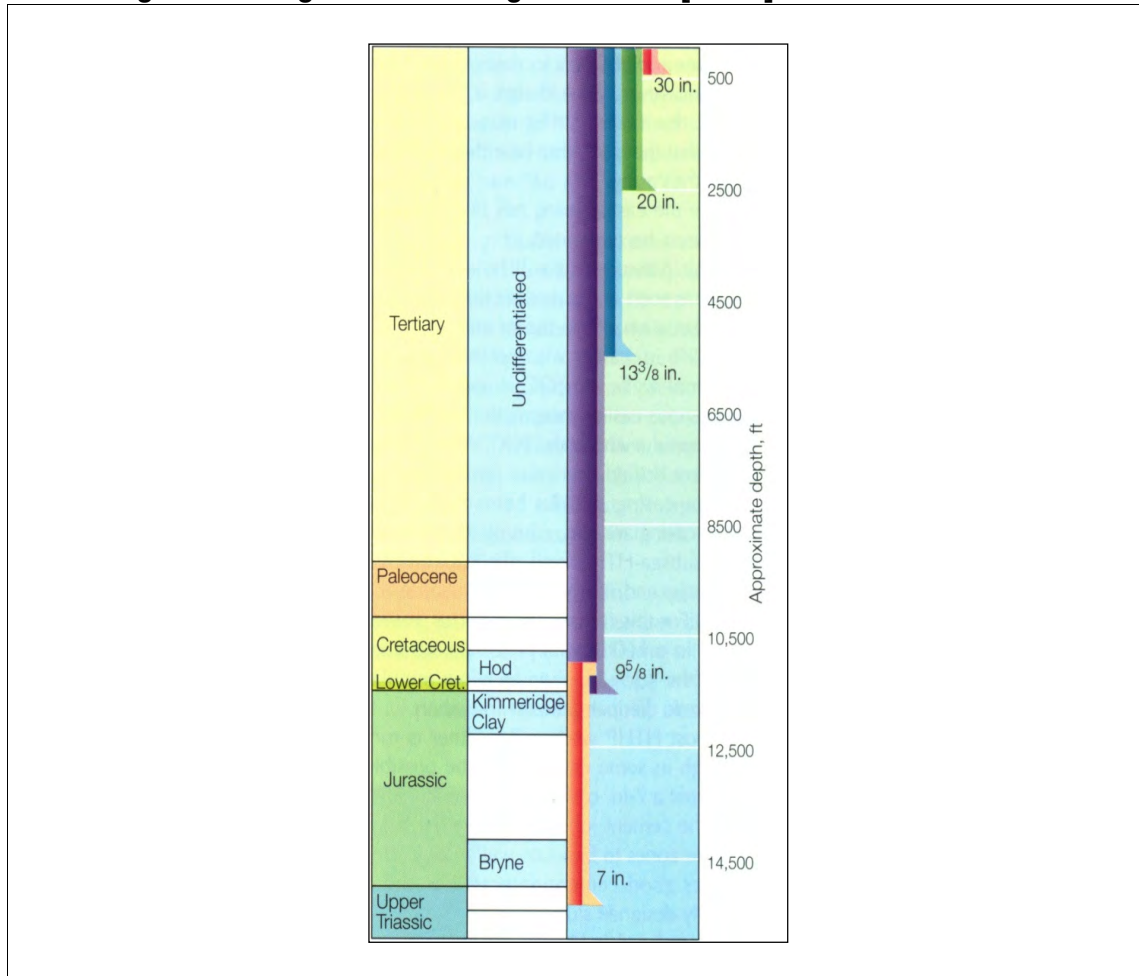
Om het boorgat tijdens het boren te beschermen tegen beschadiging en vervorming, is het noodzakelijk om verbuizingen ('casing') aan te brengen, die aan de boorgatwand worden vastgezet door middel van cement dat in de ringruimte tussen verbuizing en boorgatwand wordt geperst. Door de verbuizing aan te brengen wordt [ref. 1.]:

- de reeds doorboorde watervoerende lagen beschermd tegen binnendringen van boorspoeling;
- instroming voorkomen van vloeistof of gas uit poreuze gesteenten naar het boorgat.

Omdat voor het aanbrengen van elke verbuizing het dieper gelegen gesteente verboord moet worden met een beitel die door de bestaande verbuizing naar beneden wordt gebracht, worden de diameters van de opeenvolgende boorgaten en verbuizingen steeds kleiner. Er blijft daardoor steeds minder ruimte over om nieuwe verbuizing te kunnen aanbrengen. Op deze manier kunnen tot maximaal zes verbuizingen aangebracht worden, afhankelijk van de geologische en boortechnische vereisten [ref. 1.].

Afbeelding 2.5 laat een typisch voorbeeld van een casingschema zien, toegepast in Noordwest Europa. In de eerste en tweede kolom wordt de stratigrafie aangeduid. In de derde kolom worden de mogelijke verbuizingen weergegeven. Met toenemende diepte neemt de diameter van het boorgat en de daarin aangebrachte casing af [ref. 4.].

Afbeelding 2.5. Casing schema. Overgenomen uit [ref. 4.]



Op elke boorlocatie wordt het casingschema opgesteld op basis van de te verwachten stratigrafische kolom. Het kan nodig zijn bepaalde lagen snel te verbuizen om spoelingverliezen te voorkomen of gasinstroom tegen te gaan.

Bij opsporingsboringen worden meestal meer verbuizingen gebruikt dan in productieputten. Dit is nodig omdat opsporingsboringen uitgevoerd worden in minder of nauwelijks bekende geologische situaties. Voor de productieputten wordt gebruik gemaakt van de geologische informatie die uit de daarvoor geboorde putten in hetzelfde veld is verkregen. Hierdoor zijn de risico's bekend en kunnen de verbuizingen gerichter worden aangebracht (expert judgement).

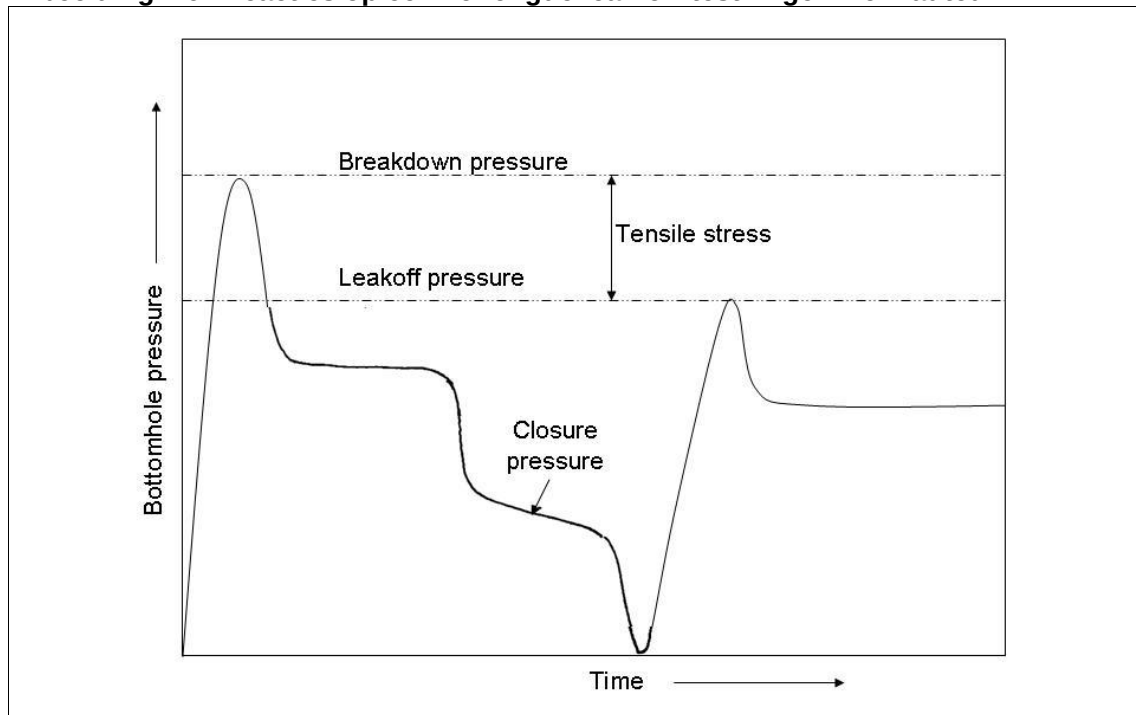
De kwaliteit van de binding tussen cement en verbuizing en tussen cement en gesteente wordt gemeten met akoestische apparatuur, bijvoorbeeld de Cement Bond Log. Op die plekken waar de kwaliteit van de binding tussen verbuizing en gesteente niet voldoende is, kan deze verbeterd worden door extra cement in te persen via kleine gaten, die in de verbuizing worden aangebracht. Deze kleine gaten in de verbuizing worden tegelijk weer afgesloten met nieuw cement [ref. 1.].

Om de veiligheid tijdens het boren te waarborgen moet de boorspoeling een zodanig gewicht hebben dat de druk uitgeoefend op de boorgatwand voldoende is om instroom uit de doorboorde lagen te voorkomen.

Een probleem hierbij is, dat men niet onbeperkt de boerspoeiing kan verzwaren (met bariet), maar dat men rekening moet houden met de treksterkte van de doorboorde gesteentelagen. Deze treksterkte kan in een boorgat een aantal malen worden bepaald door middel van een zgn. 'leak-off' test na het aanbrengen van elke verbuizingserie. Hierbij gaat men als volgt te werk:

- na het cementeren van een casing-serie boort men eerst nog enkele meters open gat. Daarna sluit men de bovenste blow-out preventer zodat geen boerspoeiing om de boorpijp uit de put kan stromen. Men haalt de boorpijp een stukje op en vervolgens voert men langzaam de druk op met de spoelingspomp. Bij een bepaalde druk wordt de boorgatwand opengebrouken en stroomt er spoeling de formatie in. Hetzelfde principe als waarmee men de fracing van boorgaten voor productieverboging behandelt. De druk om een gemaakte breuk/frac verder te laten groeien is lager dan die waarbij de breuk ontstaat en de druk zakt dus. Als men de druk verder laat zakken sluit de breuk zich opnieuw, maar bij een lagere druk omdat de treksterkte niet meer overwonnen hoeft te worden. Het verschil in de druk waarbij de breuk is gevormd en die waarbij deze weer wordt geopend, is een maat voor de treksterkte van het gesteente. Met behulp van deze gegevens kan men een schema opstellen voor het toelaatbare spoelingsgewicht als functie van de diepte. (afbeelding 2.6) (expert judgement).

Afbeelding 2.6. Reacties op een verlengde leak-off test. Eigen werk auteur



Na het bereiken van de einddiepte van de put en het opnemen van de benodigde formatiegegevens wordt de put gecompleteerd. De wijze waarop dit gebeurt is afhankelijk van de aard van het reservoir en het te produceren gas, olie of water (voor geothermie).

Veiligheid tijdens het boorproces

Voordat in paragraaf 2.3 aandacht wordt besteed aan gerapporteerde incidenten bij het boren, wordt hieronder beschreven hoe de veiligheid tijdens het boorproces standaard dient te worden gewaarborgd om daarmee de kans op incidenten te minimaliseren.

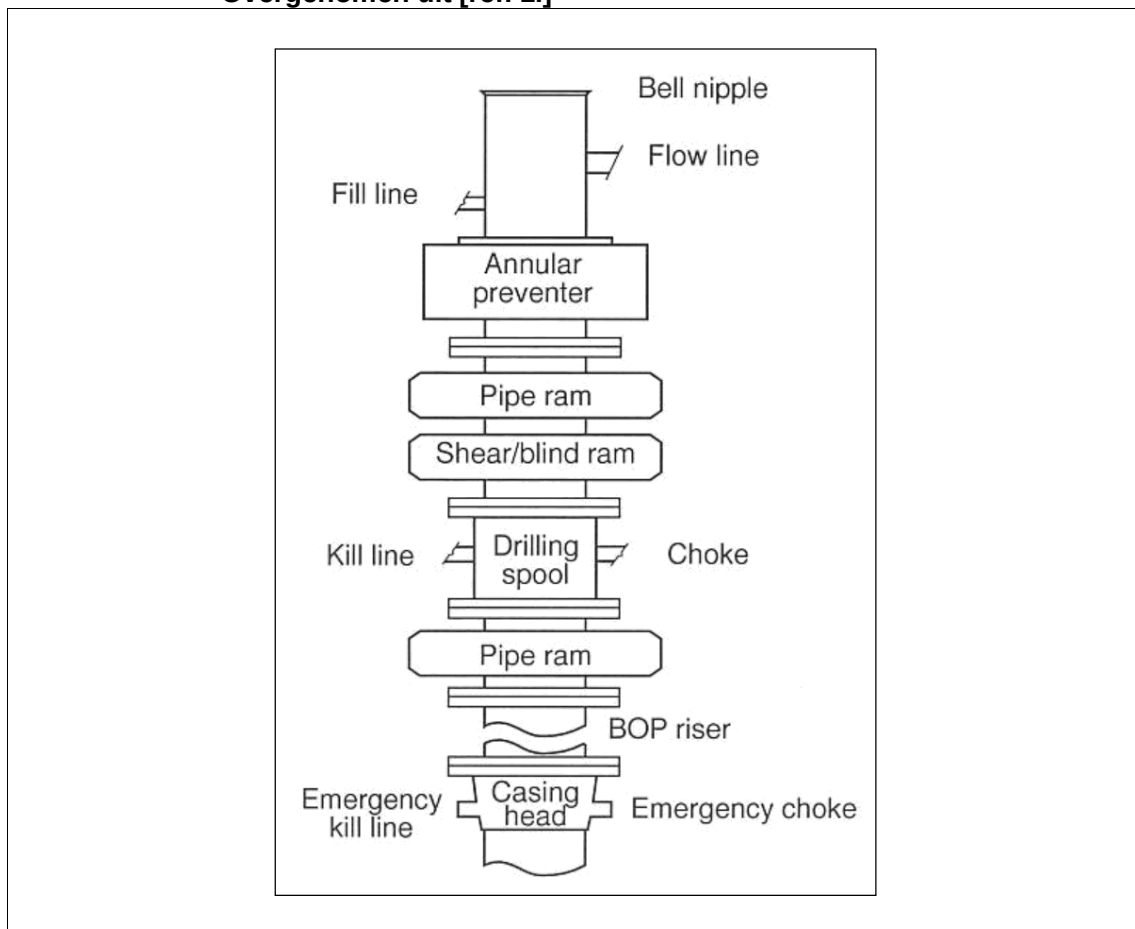
De veiligheid tijdens de booractiviteiten wordt gewaarborgd met de volgende maatregelen vanaf de planning tot het completeren van de boring [ref. 5.]:

1. bestudering van alle gegevens uit het seismisch en geologisch onderzoek, alsmede van reeds geboorde putten in de omgeving. Hierbij worden de specifieke veiligheidsrisico's die aan een bepaald gebied zijn verbonden al zoveel mogelijk in kaart gebracht;
2. het opmaken van een prognose voor de te boren put waarin het te doorboren gesteenteprofiel wordt beschreven met daarbij de te verwachten poriëndrukken en mogelijke gas- en olievoorkomens. Zoals bij deelvraag B.2.7 wordt beschreven, is er veel bekend over drukken in schalies omdat daar, ook in Nederland, al vaak doorheen geboord is. Hieruit is gebleken dat blow-outs in laag permeabele reservoirs niet erg plausibel zijn). Ook voor deze stap wordt een risicoanalyse opgesteld;
3. op basis van deze prognose wordt een schema opgesteld voor de verbuizing van het boorgat. Dit wordt zo gedaan dat ongewenste instroming naar het boorgat uit reeds doorboorde lagen wordt voorkomen en de ruimte wordt bepaald om het boorgat af te sluiten bij het aanboren van een laag waarin overdruk heerst;
4. het recept voor de te gebruiken boorspoeling moet vooraf worden opgesteld. Ook de wijzigingen die hieraan moeten worden aangebracht in verschillende stadia van het boren, moeten van tevoren worden ingecalculeerd. De samenstelling en het soortelijk gewicht¹ van de spoeling moet gedurende het boren goed worden gecontroleerd. Op deze wijze wordt voorkomen dat zich tijdens het boorproces instabiele situaties voordoen die tot een blow-out kunnen leiden;
5. elke boorinstallatie is voorzien van een serie afsluiters (zgn. blow-out preventers) waarmee de ruimte rondom de boorbuis kan worden afgesloten of in ernstige gevallen ook de boorbuis kan worden dichtgeknepen (zie afbeelding 2.7). Deze blow-out preventers dienen geregeld te worden gecontroleerd om te beproeven of zij functioneren;
6. tijdens het boren wordt met behulp van een kleine voorraadtank met drijvende maatstrepen voortdurend gemeten of het volume terugkerende spoeling groter of kleiner is dan het ingepompte volume. Een toename van de uitstroom wijst op influx uit een 'hoge druk laag'. Dit is het sein om de put tijdelijk in te sluiten met de blow-out preventer, waarna door verzwaring van de spoeling met bariet² de massa van de boorvloeistof weer in balans wordt gebracht met de druk in de 'hoge druk laag'. Daarna kan de boring weer in gebruik genomen worden.

¹ Soortelijk gewicht is een maat voor de massa van de vloeistof per volume-eenheid (kN/m^3) of in de volksmond 'kilo per liter'.

² Bariet is de gangbare naam van het mineraal Barium Sulfaat (BaSO_4) s.g. 4,5 waarmee het soortelijk gewicht van de boorvloeistof kan worden verhoogd.

Afbeelding 2.7. Schematische opbouw van een blow-out preventer (BOP). Overgenomen uit [ref. 1.]



2.2. Deelvraag 2: Overeenkomsten en verschillen

Het boren van putten naar gas of olie in schalie of kolen verloopt op dezelfde wijze als het boren van putten in conventionele reservoirs. De te hanteren veiligheidsmaatregelen, de gebruikte apparatuur, het aanbrengen van casings en gedeveerd en horizontaal boren komen allemaal voor bij het boren naar andere ondergrondse energiebronnen. Bij boringen naar schaliegas moet weliswaar altijd deels horizontaal worden geboord, maar deze boormethode wordt, zij het minder frequent, ook toegepast bij het boren naar andere ondergrondse energiebronnen en is als zodanig niet uniek voor boringen naar schaliegas. Hetzelfde geldt voor kolengaswinning (expert judgement).

De processtappen in de fase waarin de putten gereed worden gemaakt voor productie en gebruikmaking van 'fraccen' om het gas te kunnen winnen, worden behandeld bij de beantwoording van deelvraag A 1.3.

2.3. Deelvraag 3: Incidenten

Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) heeft een overzicht aangeleverd van gerapporteerde incidenten bij onshore boringen in Nederland (naar conventioneel gas, schaliegas, steenkoolgas en geothermie). De zoektocht heeft zich beperkt tot de afgelopen 5 jaar [ref. 6.].

SodM heeft in het kader van 'activiteiten in boorgaten' in de afgelopen vijf jaar zes incidenten geregistreerd. Bij twee incidenten zijn processen-verbaal opgemaakt. Zie deelvraag 3.4 voor een beschrijving. Sinds 24 juni 2009 is er geen proces-verbaal in het kader van de onderzoeksvraag A.1.2 meer door SodM opgemaakt.

Ter illustratie

De blow-out van Sleen vond plaats in 1965, toen een ondiepe gaslaag werd aangeboord, waarvan toentertijd de aanwezigheid niet bekend was. Het gas vond een weg om de ongecementeerde ingeheide eerste casing (de zogenaamde waterserie) en vormde een borrelend meer waarin de boortoren wegzakte. Er zijn geen gewonden bij gevallen en na verloop van tijd hield de gasstroom op.

Overigens dient ieder boorprogramma door SodM getoetst te worden aan het Mijnbouwbesluit en de Mijnbouwregeling. Tijdens het boorproces moeten voortgangsrapportages aan SodM worden uitgebracht. Met gebruikmaking hiervan bezoekt toezichthoudend personeel van SodM de boringen voor inspectie (expert judgement).

Training van het boorpersoneel is essentieel bij het voorkomen van incidenten. Expertise om elke verandering of anomalie in het boorproces op te merken en de juiste maatregelen te nemen is hierbij cruciaal. Nog steeds zijn menselijke fouten door onoplettendheid of onkunde in het algemeen de voornaamste reden voor ongelukken (expert judgement).

In vergelijking met boringen naar andere energiebronnen kan niet op voorhand worden gezegd dat het boren naar schaliegas meer of minder kans op incidenten oplevert. Bij geothermieboringen doet zich bijvoorbeeld het verschijnsel voor van het meeproduceren van gas en soms olie, wat eveneens risico's met zich meebrengt (expert judgement).

2.4. Deelvraag 4: Gebeurtenissen en effecten

Hieronder volgt een chronologisch overzicht van incidenten die al dan niet effect hebben gehad op de veiligheid voor mens, milieu en natuur over de laatste vijf jaar. Dit overzicht is opgesteld door SodM [ref. 6.].

1.	datum melding	3 maart 2008
	activiteit	reparatiewerkzaamheden aan een put voor aardgas.
	soort incident	de melding betrof het ongewenst vrijkomen van zgn. base oil (boorvloeistof met als hoofdbestanddeel petroleumdestillaat) uit een boorgat via een ongecontroleerde uitstoot tot een hoogte van zo'n 14 meter boven de boorgatopening. zie pagina 32 van het jaarverslag 2008 van het Staatstoezicht op de Mijnen, 'Intermezzo: Ongecontroleerde uitstoot van base oil'.
	effecten op mens/natuur/milieu	bij deze uitstoot zou ongeveer twee kubieke meter van de boorvloeistof verspreid zijn over de locatie, een sloot en in nabijgelegen weiland.
	follow-up (mijnonderneming/SodM)	- de mijnonderneming heeft vervuilde grond op nabijgelegen weiland gesaneerd. - SodM heeft proces verbaal opgemaakt jegens de mijnonderneming.
2.	datum melding	24 juni 2009
	activiteit	aanleg van een boorgat ten behoeve van aardwarmte.
	soort incident	bij het aanleggen van een boorgat ten behoeve van aardwarmte werden onvoldoende maatregelen genomen ter bescherming van het milieu.

		zie pagina 27 van het jaarverslag 2009 van het Staatstoezicht op de Mijnen, 'Intermezzo: Overtreding Besluit algemene regels milieu mijnbouw (Barmm)'. Geconstateerd werd dat er zonder een vergunning een lozing van formatiewater plaats had gevonden doordat, tijdens het uitvoeren van een productietest van de aardwarmte-installatie, (formatie)water, dat moest worden opgevangen in een reservoir (silo), via een overstort was geloosd op oppervlaktewater.
	effecten op mens/natuur/milieu	als gevolg van deze lozing werd het oppervlaktewater in de Noordpolder te Berkel en Rodenrijs verontreinigd met formatiewater dat afkomstig was van ca. twee kilometer diepte. dit formatiewater bevatte zouten waardoor het oppervlaktewater werd verontreinigd.
	follow-up (mijnonderneming/SodM)	- het Hoogheemraadschap van Delfland heeft extra water moeten inlaten in de Noordpolder en extra gemalen moeten inzetten om de verontreiniging te herstellen. Daartoe zijn er metingen uitgevoerd om de verplaatsing te controleren. - tevens waren er andere ondernemingen in kennis gesteld het water tijdelijk niet te gebruiken voor agrarische doeleinden. - SodM heeft proces verbaal opgemaakt jegens de mijnonderneming.
3.	datum melding	23 maart 2010
	activiteit	gebruik van een put ten behoeve van aardwarmte.
	soort incident	hierbij was sprake van een lekkende boorputafsluiter. Het formatiewater lekte hierdoor in de putkelder, via een kleine lekkage van de boorputafsluiter. dit water werd middels een pomp naar het riool gestuurd.
	effecten op mens/natuur/milieu	geen effecten op mens, natuur of milieu.
	follow-up (mijnonderneming/SodM)	- het incident werd gemeld aan SodM. Naar aanleiding van deze melding is het bedrijf bezocht door SodM. - het bedrijf heeft maatregelen getroffen. Afgedaan op: 29 maart 2010.
4.	datum melding	10 september 2010
	activiteit	werkzaamheden aan de put ten behoeve van aardgas.
	soort incident	op 10 september 2010 ontstond er een spill (binnen de locatie) van ongeveer 400 liter productiewater uit put 4 tijdens het opstarten van de productie van de put. de productie separator en het flare knock-out vat konden de flow niet aan en via de flare verspreidde het water zich over het asfalt.
	effecten op mens/natuur/milieu	geen effecten op mens, natuur of milieu.
	follow-up (mijnonderneming/SodM)	- naar aanleiding van de melding van het incident heeft SodM het interne rapport opgevraagd bij de mijnonderneming. Het interne rapport is op 30 oktober 2010 ontvangen. - mijnonderneming heeft een formele procedure ontwikkeld voor omgaan met veranderingen bij putwerkzaamheden.
5.	datum melding	28 mei 2010
	activiteit	aanleg van een boorgat ten behoeve van aardwarmte.
	soort incident	tijdens aanleg van aardwarmte put is ongeveer vier kubieke meter boorvloeistof op de locatie gelekt,
	effecten op mens/natuur/milieu	een deel van de boorvloeistof is in de aanliggende sloot verdwenen.

	follow-up (mijnonderneming/SodM)	- het incident is gemeld aan SodM. Naar aanleiding van deze melding is het bedrijf bezocht door SodM. - het bedrijf heeft maatregelen getroffen. Afgedaan op: 1 juni 2010.
6.	datum melding	3 oktober 2011
	ffecten op mens/natuur/milieu	geen effecten op mens, natuur of milieu.
	activiteit	aanleg van boorgat ten behoeve van aardgas.
	soort incident	bij het cementeren van de surface casing (eerste verbuizing) is men niet geslaagd om het isolerende cement geheel tot aan de oppervlakte te verkrijgen. Hierdoor bestond het risico dat grondwaterlagen (brak en zoet water) met elkaar in verbinding zouden komen te staan.
	follow-up (mijnonderneming/SodM)	- de mijnbouwlocatie ligt niet in of in de omgeving van een grondwaterbeschermingsgebied en/of ander milieubeschermingsgebied. - op grond hiervan zijn er vanuit de Provinciale Milieu Verordening geen specifieke regels van kracht voor het controleren (monitoring) van de grondwaterkwaliteit in de omgeving van de mijnbouwlocatie. - in overleg met SodM heeft de mijnonderneming grondwatermonitoring ingesteld.

3. CONCLUSIES

3.1. Deelvraag 1: Methode van boren

Wat is de methode van het boren?

In dit deelonderzoek is de methode van het boren beschreven.

3.2. Deelvraag 2: Overeenkomsten en verschillen

Wat zijn de overeenkomsten en verschillen tussen boringen naar conventionele aardgas bronnen, gas in schalies, gas in steenkool en bijvoorbeeld geothermie?

De boormethode voor het winnen van conventioneel gas is van toepassing voor alle vormen van winning van gas en dus ook voor schaliegas. De te hanteren veiligheidsmaatregelen, de gebruikte apparatuur, het aanbrengen van casings en gedeveerd en horizontaal boren komen allemaal voor bij het boren naar andere ondergrondse energiebronnen. Er zijn dus geen verschillen in de methode van boren.

3.3. Deelvraag 3: Incidenten

Zijn er incidenten gerapporteerd bij de gezette boringen in Nederland?

SodM heeft in het kader van 'activiteiten in boorgaten' in de afgelopen vijf jaar zes incidenten geregistreerd. Bij twee incidenten zijn processen-verbaal opgemaakt.

Sinds 24 juni 2009 is er geen proces-verbaal in het kader van de onderzoeksvraag A.1.2 meer door SodM opgemaakt.

3.4. Deelvraag 4: Gebeurtenissen en effecten

Zo ja, wat is er bij deze incidenten gebeurd en welke effecten hebben deze gehad op de veiligheid voor mens, natuur en milieu?

De incidenten waren wisselend van aard. Bij drie van de zes incidenten hebben zich milieueffecten voorgedaan. Volgens SodM waren er bij geen van de incidenten effecten op de veiligheid.

4. REFERENTIES

- [ref. 1.] F. Jahn, M. Cook and M. Graham, 'Hydrocarbon Exploration and Production', Elsevier 1988, ISBN 0 444 82883 4.
- [ref. 2.] Shell International Petroleum Company Ltd., 'The Petroleum Handbook', London, 1959.
- [ref. 3.] T. Burgess, P. van de Slijke, 'Horizontal Drilling Comes of Age', Oilfield Review vol. 2, July 1990, p. 22-23.
- [ref. 4.] Oilfield Review, April/July 1993, p. 25.
- [ref. 5.] C.D. Mc Manus, P. Leach, P. Wicker and S. Anderson, 'Well planning: A Risk-Management Process' Paper SPE 156332, SPE Deepwater Drilling and completions Conf. Galveston, Texas, 20-21 June 2012.
- [ref. 6] M. de Vos, 'Beantwoording deelvraag 3 en 4 van onderzoeksvraag A.1.2', Staats-toezicht op de mijnen, 27 mei 2013.



Witteveen+Bos
Hoogoorddreef 56 F
Postbus 12205
1100 AE Amsterdam
telefoon 020 312 55 55
fax 020 697 47 95
www.witteveenbos.nl

onderwerp	onderzoeksvraag A.1.3
project	aanvullend onderzoek risico's schalie- en steenkoolgas in Nederland
opdrachtgever	Ministerie van EZ, Directie Energiemarkt
projectcode	GV1106-1
referentie	GV1106-1/kleb2/182
status	definitief
datum opmaak	16 augustus 2013
bijlagen	-

INHOUDSOPGAVE	blz.
1. VRAAGSTELLING	2
1.1. Hoofdvraag A.1.3	2
1.2. Subvragen	2
1.3. Aanpak	2
2. ANALYSE	3
2.1. Subvraag 1: Methode van fraccen	3
2.2. Subvraag 2: Overeenkomsten en verschillen	11
2.3. Subvraag 3: Incidenten	12
2.4. Subvraag 4: Gebeurtenissen en effecten	12
3. CONCLUSIES	14
3.1. Subvraag 1: Methode van fraccen	14
3.2. Subvraag 2: Overeenkomsten en verschillen	14
3.3. Subvraag 3: Incidenten	14
3.4. Subvraag 4: Gebeurtenissen en effecten	14
4. REFERENTIES	15

1. VRAAGSTELLING

1.1. Hoofdvraag A.1.3

De vraagstelling met betrekking tot dit deelonderzoek luidt als volgt:

- geef inzicht in de methode van het fraccen (hoeveel fracs per put, welke druk wordt toegepast etc.). Geef hierbij aan wat de overeenkomsten en verschillen zijn tussen fracs in conventionele aardgas bronnen, in schalies, in steenkool en bijvoorbeeld geothermie. Geef aan of er incidenten gerapporteerd zijn bij de uitgevoerde fracs in Nederland. Wat is er bij deze incidenten gebeurd en welke effecten hebben deze gehad op de veiligheid voor mens, natuur en milieu?

1.2. Subvragen

Bovenstaande vraagstelling kan worden opgedeeld in de volgende subvragen.

1.2.1. Subvraag 1: Methode van fraccen

Wat is de methode van het fraccen (hoeveel fracs per put, welke druk wordt toegepast etc)?

1.2.2. Subvraag 2: Overeenkomsten en verschillen

Wat zijn de overeenkomsten en verschillen tussen fracs in conventionele aardgas bronnen, in schalies, in steenkool en bijvoorbeeld geothermie?

1.2.3. Subvraag 3: Incidenten

Zijn er incidenten gerapporteerd bij de uitgevoerde fracs in Nederland?

1.2.4. Subvraag 4 Gebeurtenissen en effecten

Wat is er bij deze incidenten gebeurd en welke effecten hebben deze gehad op de veiligheid voor mens, natuur en milieu?

1.3. Aanpak

Deze vraag is beantwoord op basis van een studie van beschikbare wetenschappelijke publicaties over boormethoden, aangevuld met 'expert judgement'. Daar waar van het laatste sprake is, zal dit expliciet worden aangegeven.

2. ANALYSE

2.1. Subvraag 1: Methode van fraccen

In deze paragraaf wordt de methode van het fraccen beschreven. Het hydraulische fraccen van gesteentelagen is een methode om de productie van fossiele brandstof uit laagpermeabele gesteentes waarin het is opgeslagen mogelijk te maken dan wel te vergroten. Ook voor waterinjectieputten is fraccen toegepast, om meer water te kunnen injecteren in minder putten.

Hydraulisch fraccen (openbreken) van een formatie wordt bewerkstelligd door op de gewenste plaats lokaal een vloeistofdruk te creëren die groot genoeg is om de 'treksterkte' van het gesteente te overwinnen. Kort gezegd: er wordt een mengsel van water, zand en fractvloeistof onder hoge druk geïnjecteerd in een boorgat, met als doel om scheurtjes in het gesteente te veroorzaken waaruit in dit geval schaliegas kan worden gewonnen.

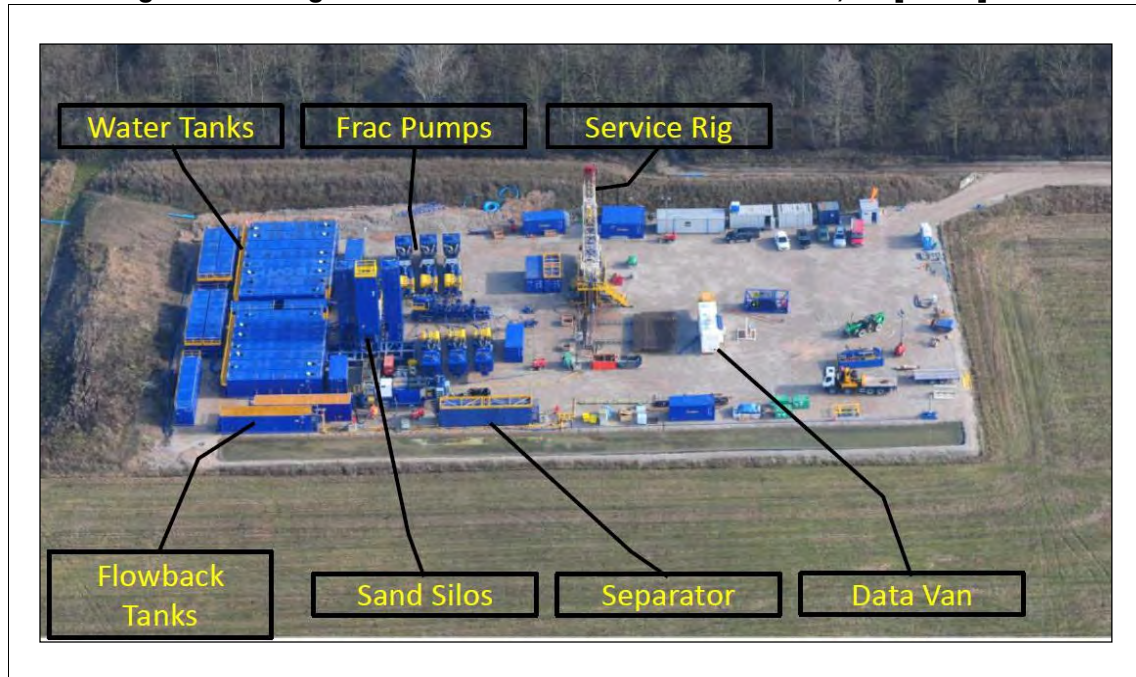
Deze methode wordt inmiddels meer dan 60 jaar toegepast, maar is doorontwikkeld in de jaren negentig van de vorige eeuw, mede door de opkomst van de schaliegaswinning in de Verenigde Staten. In de Verenigde Staten zijn er in totaal nu al meer dan 150.000 horizontale gefraccte putten, waaronder 16.000 in 2011. In 2012 zouden hier nog 19.000 bij gekomen zijn [ref. 1].

- De methode is in gebruik sinds eind jaren veertig, toen de firma Halliburton samen met Stanolind Oil Company de eerste commerciële fracking operatie uitvoerde.
- In de zeventiger jaren kwam de methode in gebruik voor het opvoeren van de productie in laagpermeabele gasreservoirs.
- Na het invoeren van horizontaal boren in de jaren negentig van de vorige eeuw konden men het fraccen effectiever maken door meerdere fracs achter elkaar te maken:
 - een voorbeeld hiervan zijn de zesvoudig gefraccte horizontale putten in het Danveld voor de kust van Jutland in de laag permeabele Chalklagen. Daarna werd deze methode ook gebruikt in de velden Halfdan, South Arne, Valhall en Eldfisk. Voor de Duitse kust werden horizontale putten in het Söhlingen veld gefracct [ref. 2];
 - een voorbeeld van een meervoudig gefraccte put in Nederland is de horizontale put Ameland-204. In dit gedeelte van het Ameland veld is de permeabiliteit van het Rotliegendesreservoir sterk verlaagd door afzetting van chloriet op de zandkorrels en kaoliniet in de poriën. Na het fraccen was de productiviteit gestegen van 200.000 tot $2 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{dag}$ [ref. 3].

Deze voorbeelden illustreren dat het niet gaat om een nieuwe methode. Inmiddels zijn er enkele internationaal opererende bedrijven die zich hebben toegelegd op het fraccen met gespecialiseerde medewerkers en apparatuur.

Allereerst wordt opgemerkt dat de bij deelvraag A.1.2 beschreven boorinstallatie eveneens dient voor de aansturing van frac-jobs, met gebruikmaking van aanvullende hulpmiddelen als de 'coiled tubing' (zie hierna) en compressoren voor het creëren van de vloeistofdruk. Afbeelding 2.1 geeft een indruk van de bovengrondse installaties.

Afbeelding 2.1. Bovengrondse installaties. Bron: Cuadrilla UK, uit [ref. 4.]



Het is een uitdaging om de gebruikte methodieken voor dit technisch complexe proces bondig toe te lichten teneinde de eerste subvraag van dit deelonderzoek te kunnen beantwoorden. Om in te zoomen op de meest relevante aspecten is een keuze gemaakt om alleen de meest gebruikte methoden te beschrijven: de zgn. 'Plug and Perf'-methode en de meer recente 'Continuous Pumping'-methode [ref. 5].

- Bij de Plug and Perf methode:
 - wordt het horizontale boorgat verbuisd (zie beantwoording van deelvraag A.1.2 voor een beschrijving van het verbuizen);
 - worden intervallen van de verbuizing geperforeerd, waarna de fracking-operatie wordt uitgevoerd.

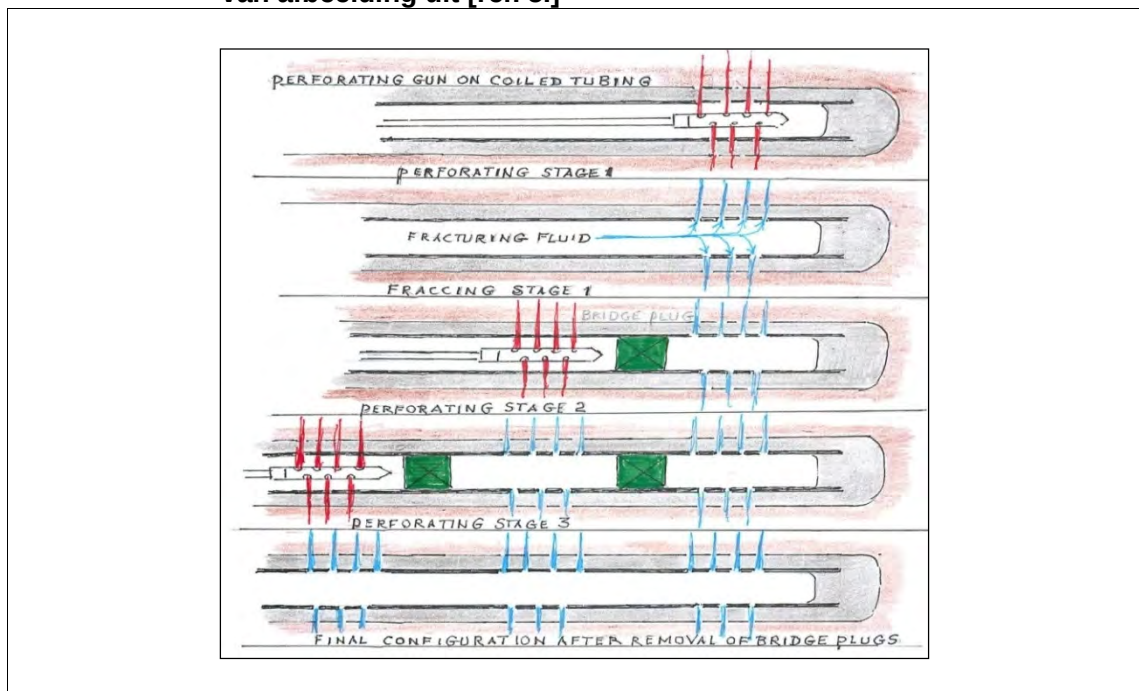
Beginnende bij het uiteinde van de pijp wordt telkens na iedere frac-job onder hoge druk een opblaasbare afsluiter opgeblazen in de pijp, waarmee een barrière ontstaat (bridge plug) zodat het volgende interval geperforeerd en gefracct kan worden (zie afbeelding 2.2).

Zo kan een vrij groot aantal (6-20) intervallen behandeld worden waarna tenslotte één voor één de bridge-plugs verwijderd worden.

Deze methode vergt ongeveer twee weken per put.

Een belangrijk hulpmiddel bij een frac-job is de 'coiled tubing', een dunne flexibele buis die om een grote haspel gewonden kan worden. Hiermee kan men onderdelen en apparaten vooruit schuiven in horizontale boorgaten. Men kan bridge-plugs aanbrengen en verwijderen, perforatie guns op de juiste plaats brengen en metingen verrichten (zie afbeelding 2.2).

Afbeelding 2.2. Schematische voorstelling van een 'Plug & Perf' operatie. Bewerking van afbeelding uit [ref. 5.]

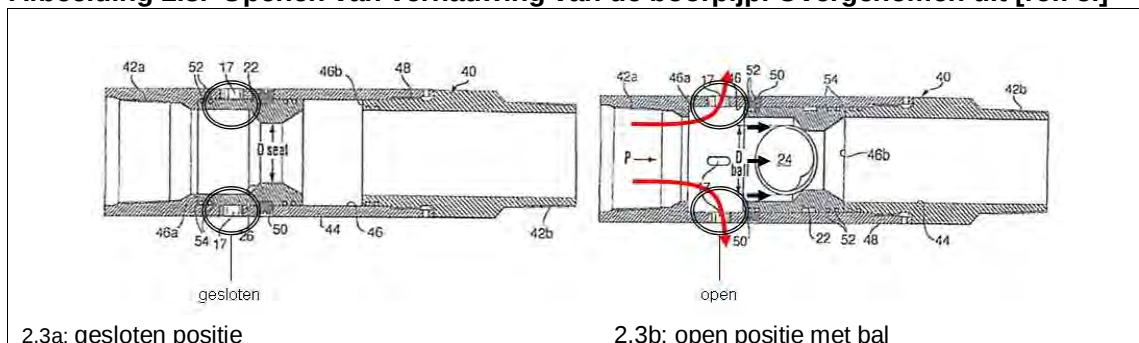


Vertaling

- Perforating gun on coiled tubing: Perforatiegereedschap op de coiled tubing.
- Perforating stage: Perforatiefase.
- Fracturing fluid: Fracvloeistof.
- Final configuration after removal of bridge plugs: Definitieve situatie na verwijderen van de opblaasbare afsluiters.
- De Continuous Pumping-methode:
 - laat het boorgat open en maakt gebruik van een vooraf klaargemaakte pijp voorzien van uitwendige opblaasbare afsluiters ('packers') die tussen de toekomstige fracturing intervallen worden aangebracht;
 - laat de fracturing vloeistof lopen via een trechterachtig stuk buis ter hoogte van elke packer, waarin de doorgang vanaf het begin van de pijp bij elke packer kleiner wordt (zie afbeelding 2.3).

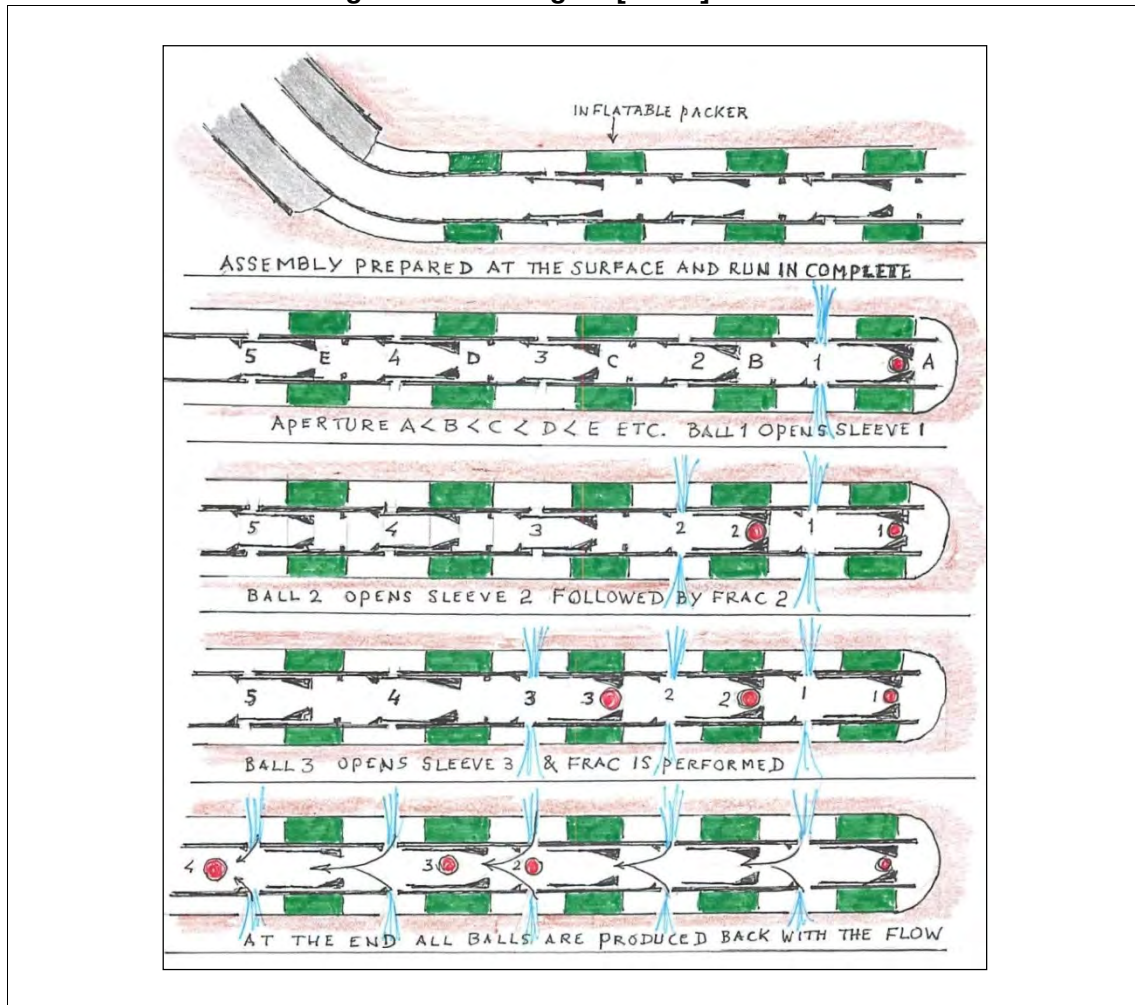
Door een bal in het gat te pompen, worden er bij de vernauwing waar de bal niet meer door kan, schuiven geopend door de spoelingsdruk. Vervolgens kan een frac-job worden uitgevoerd via de geopende sleuven in de buis.

Afbeelding 2.3. Openen van vernauwing van de boorpijp. Overgenomen uit [ref. 5.]



Er kan een hele serie ballen van een steeds grotere diameter worden gebruikt (zie afbeelding 2.4), die na afloop van het fraccen verwijderd worden door het in productie brengen van de put. Deze methode werkt sneller dan Plug en Perf-methode en het is mogelijk om in een aantal dagen meer dan 20 intervallen te fraccen [ref. 5].

Afbeelding 2.4. Schematische voorstelling van een 'Continuous Pumping' operatie.
Bewerking van afbeelding uit [ref. 5.]



Vertaling

- Inflatable packer: Opblaasbare afsluiter.
- Assembly prepared at the surface and run in complete: Samenstelling bovengronds uitgevoerd en in zijn geheel ingebracht.
- Aperture: Opening.
- Sleeve: Verschuifbare vernauwing van de boorpijp (zie ook afbeelding 2.3).
- At the end all balls are produced back with the flow: Na afloop worden de ballen mee afgevoerd met de teruggeproduceerde fracvloeistof.

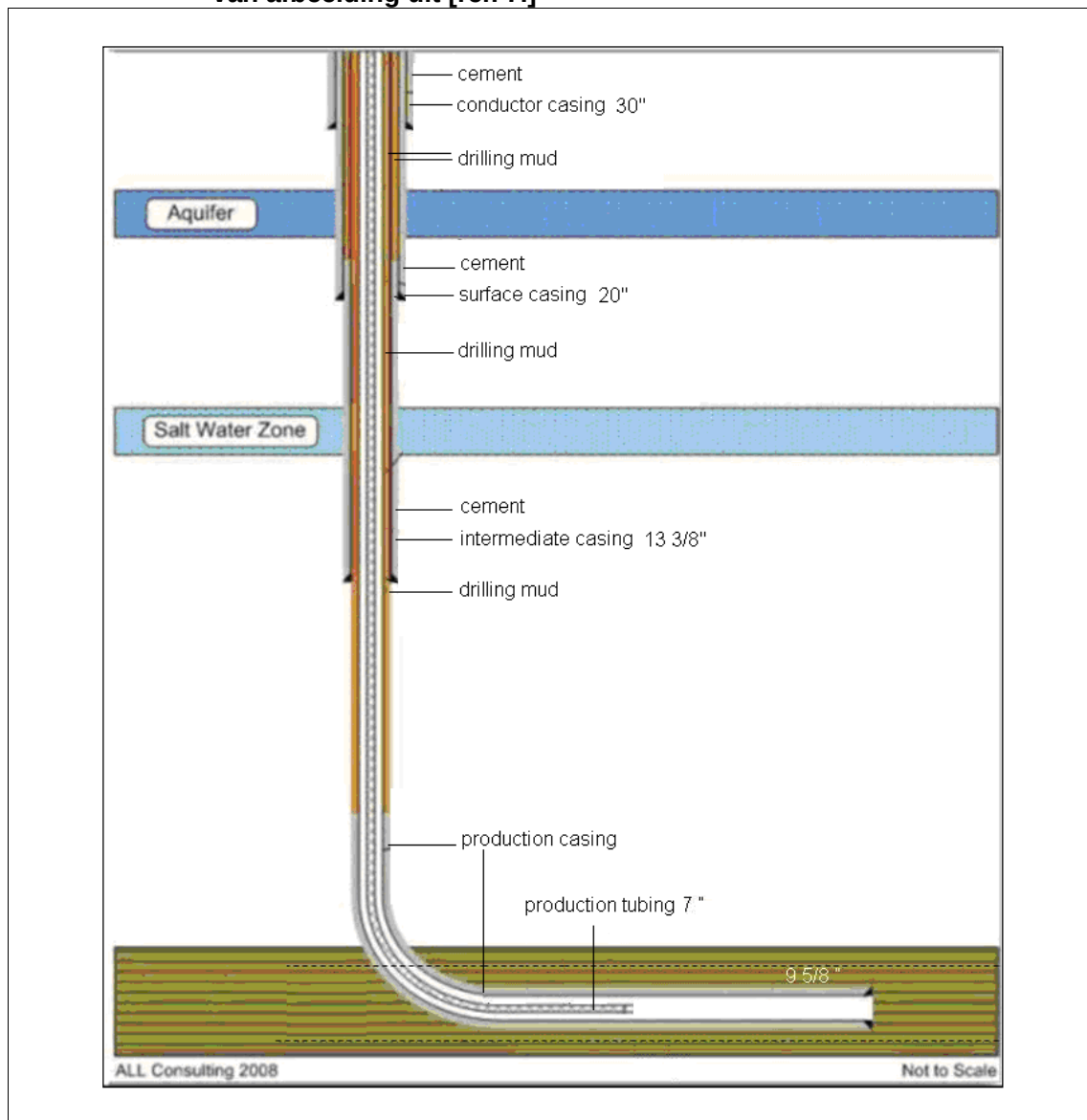
De drukken die nodig zijn om de formatie te fraccen worden voornamelijk bepaald door de diepte en de elastische eigenschappen van het gesteente (de treksterkte). De treksterkte is een functie van de gesteente-eigenschappen zoals Poisson Ratio en de Young's Modulus, de druk in poriën van het gesteente en de natuurlijke spanningen in de aarde op de plaats van handeling. Hoe hoger de Young's Modulus en hoe lager de Poisson Ratio (PR) des te brosser (meer breekbaar) is het gesteente. De lokale waarden worden afgeleid van de eigenschappen zoals aangetroffen in kernmonsters (expert judgement).

Deze eigenschappen zijn tamelijk ongunstig voor de Posidonia Formatie, die geacht wordt de meest belovende schaliegasformatie in Nederland te zijn. Young's Modulus (YM) is hierin maar 5-10 Gpa en Poisson Ratio (PR) is juist hoog 0,25-0,5. Voor de meest productieve Amerikaanse gasschalies zijn de eigenschappen veel gunstiger dan voor de Posidonia met voor YM. een waarde groter dan 20 Gpa en een PR kleiner dan 0,25. In de geomechanica worden de spanningen in de grond ontbonden in drie loodrecht op elkaar staande richtingen (expert judgement).

Deze spanningen worden hoofdspinningen genoemd, S_1 , S_2 en S_3 , van groot naar klein. De hoofdspinning S_1 is in Nederland verticaal gericht. De horizontale loodrecht op elkaar gerichte hoofdspinningen S_2 en S_3 zijn soms vrijwel gelijk, maar kunnen door tektonische processen ook significant verschillen. Dit is erg belangrijk voor het praktisch effect van het fraccen. Zijn de horizontale hoofdspinningen bijna gelijk, dan ontstaat er bij fraccen een waaier van fracs, terwijl bij grote verschillen gerichte fracs ontstaan loodrecht op de kleinste hoofdspinning S_3 . In Nederland zijn de horizontale hoofdspinningen niet aan elkaar gelijk (anisotroop) met de kleinste hoofdspinning ruwweg NNE-ZZW georiënteerd [ref. 6.]. Om vanuit een horizontale put een aantal fracs te creëren met een flinke horizontale uitbreiding ter weerszijden van de put dient deze dus geboord te worden in de richting van S_3 .

Bij het fraccen van schalies voor gaswinning kan de druk tot wel 1.000 Bar worden opgevoerd. Hierbij moet worden opgemerkt dat de initiële druk in het reservoir, afhankelijk van de diepte, van nature al enkele honderden bars kan zijn. Vanwege het gebruik van hoge drukken tijdens het fraccen is het zaak om bijzondere zorg te besteden aan het cementeren van de casingserie (afbeelding 2.5) (expert judgement).

Afbeelding 2.5. Voorbeeld van een casingserie voor een horizontale put. Bewerking van afbeelding uit [ref. 7.]



Er is een aantal controlemethoden beschikbaar om de kwaliteit van de casing te meten. De belangrijkste is het 'Cement Bond Log' maar bij fracking-jobs is het raadzaam om ook het Ultrasonic Tool (USIT) te gebruiken dat de gehele omtrek van het boorgat aftast op de mogelijke onvolkomenheden in de opvulling van de ruimte tussen casing en formatie. Een eventuele onvolkomenheid kan gerepareerd worden met een zgn. squeeze-job waarbij via een gat in de casing extra cement kan worden ingepompt.

Voor frac-jobs is altijd veel water nodig hoewel er grote verschillen bestaan tussen fracking van brosse gesteenten waarin al breuken zitten en zachte formaties. Volumes water variëren van 10.000 tot meer dan 20.000 m³ per put. De tendens is om de vloeistof zoveel mogelijk opnieuw te gebruiken [ref. 8.]. De beantwoording van deelvraag B.1.1.1 gaat nader in op de hoeveelheid gebruikt water bij fraccen.

Omdat bij het laten zakken van de vloeistofdruk de frac zich weer zou sluiten, worden korrelige materialen meegepompt die gedeeltelijk in de frac achterblijven.

De zogenaamde proppants houden de frac open. Hiervoor zijn verschillende materialen in gebruik zoals zand, ceramische korrels, zand met kunstharsfilm ('resin coating') en stukjes walnootdop. De gebruikte hoeveelheden verschillen weer aanzienlijk. Voor hardere gesteenten is minder nodig dan voor zachte waarbij een gedeelte van de korrels in de fracwand gedrukt worden. Per frac-job wordt 400 tot 1.500 m³ water gebruikt en honderden tonnen proppant. Een gewicht van 50 tot 200 ton proppant is niet ongebruikelijk [ref. 9.]. Om de proppants op hun plek te houden moet de fracvloeistof stroperig gemaakt worden, wat gebeurt met afbreekbare polymeren.

Verder is er een reeks toevoegingen mogelijk voor diverse doeleinden. Over het doel van de additieven en hun samenstelling wordt nader ingegaan in onderzoeksnotitie B.3.4. Het mengsel als geheel moet wel grondig behandeld worden voor het geloosd kan worden [ref. 10.]. Na een frac-job wordt de vloeistof en een gedeelte van de vulstof uit het gat gepompt om geconditioneerd te worden voor de volgende job. Er komt 15-35 % van het geïnjecteerde volume terug. Deze wordt opgevangen in grote tanks, zoals te zien in afbeelding 2.1 (flowback tanks). Deelvraag B.3.6 van dit onderzoek gaat nader in op hoeveelheden retourwater en de verwerking ervan.

Monitoren

Uitspraken over de geomechanische effecten van hydraulisch fraccen in de Posidonia Schalie moeten met voorzichtigheid worden betracht:

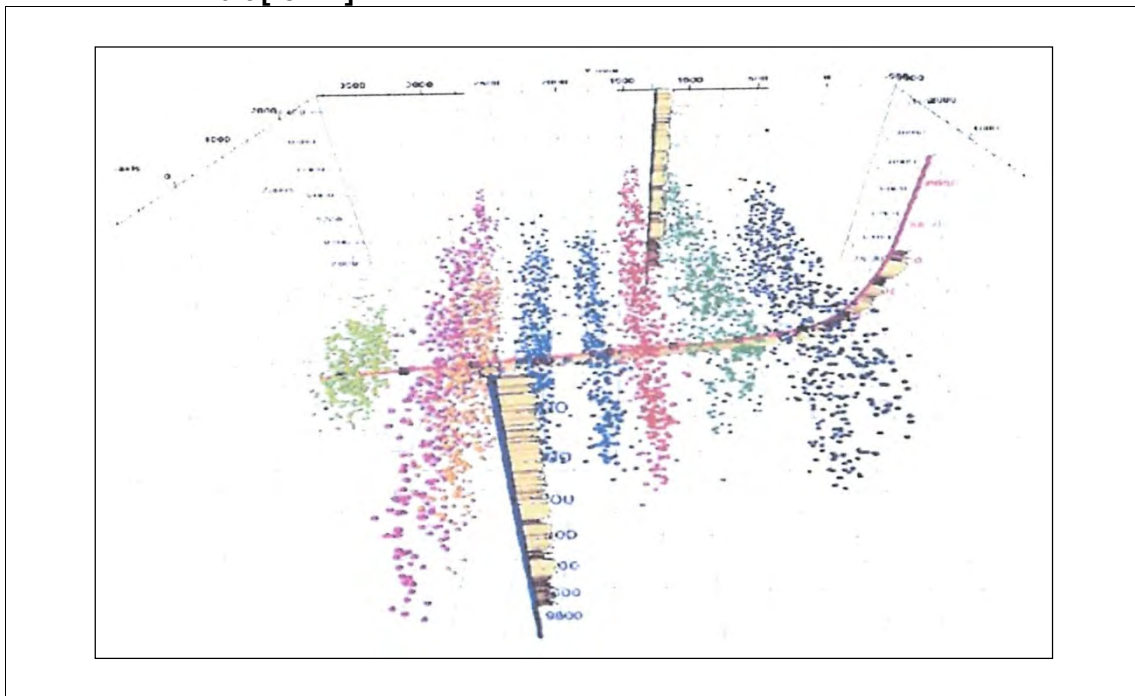
- de uitbreiding van breuken in de Posidonia Schalie is bestudeerd door Janzen [ref. 5.], maar het is moeilijk om zonder adequate metingen de breukconfiguratie te voorspellen. Verticaal zal men 30 tot 50 m ver kunnen komen en horizontaal 100 tot 200 m in beide richtingen;
- de horizontale hoofdspansingen zijn in Nederland onderling verschillend [ref. 6.]. Men dient in de richting van de kleinste hoofdspansing te boren, in dit geval in een azimuth 30 en 50° (hoek ten opzichte van het noorden). Door verschil tussen S_2 en S_3 zullen geen netwerken van fracs ontstaan, maar vrij vlakke fracs, loodrecht op S_3 .

De situatie met betrekking op de tweede potentiële schaliegasformatie, de Geverik Member in het Carboon, kan nog geen uitspraak worden gedaan, gezien het gebrek aan relevante informatie.

Het monitoren van hydraulisch veroorzaakte fracs en de mogelijke bijeffecten van het fraccen aan de hand van het waarnemen en kwantificeren van breukparameters is mogelijk met een serie akoestische sensors, die de veroorzaakte trillingen meten. Na het vaststellen van de treksterkte van het gesteente kan men de benodigde druk berekenen waarbij breukvorming zal ontstaan:

- om inzicht te krijgen in uitbreiding van de breukzone en de configuratie van fracs kan men gebruik maken van 'Distributed Acoustic Sensing (DAS)' over een lengte van kilometers. Deze methode levert een nauwkeuriger beeld dan de standaardprocedure van monitoring van het debiet en drukverloop aan de putmond [ref. 11.];
- meervoudige elektronische sensoren geven een 3-D beeld van drukverdeling in een reservoir. Met glasvezel kan men tot 45 sensoren op dezelfde kabel gebruiken. Dit levert een overzicht van het breuksysteem op (afbeelding 2.6, ter illustratie) [ref. 4.].

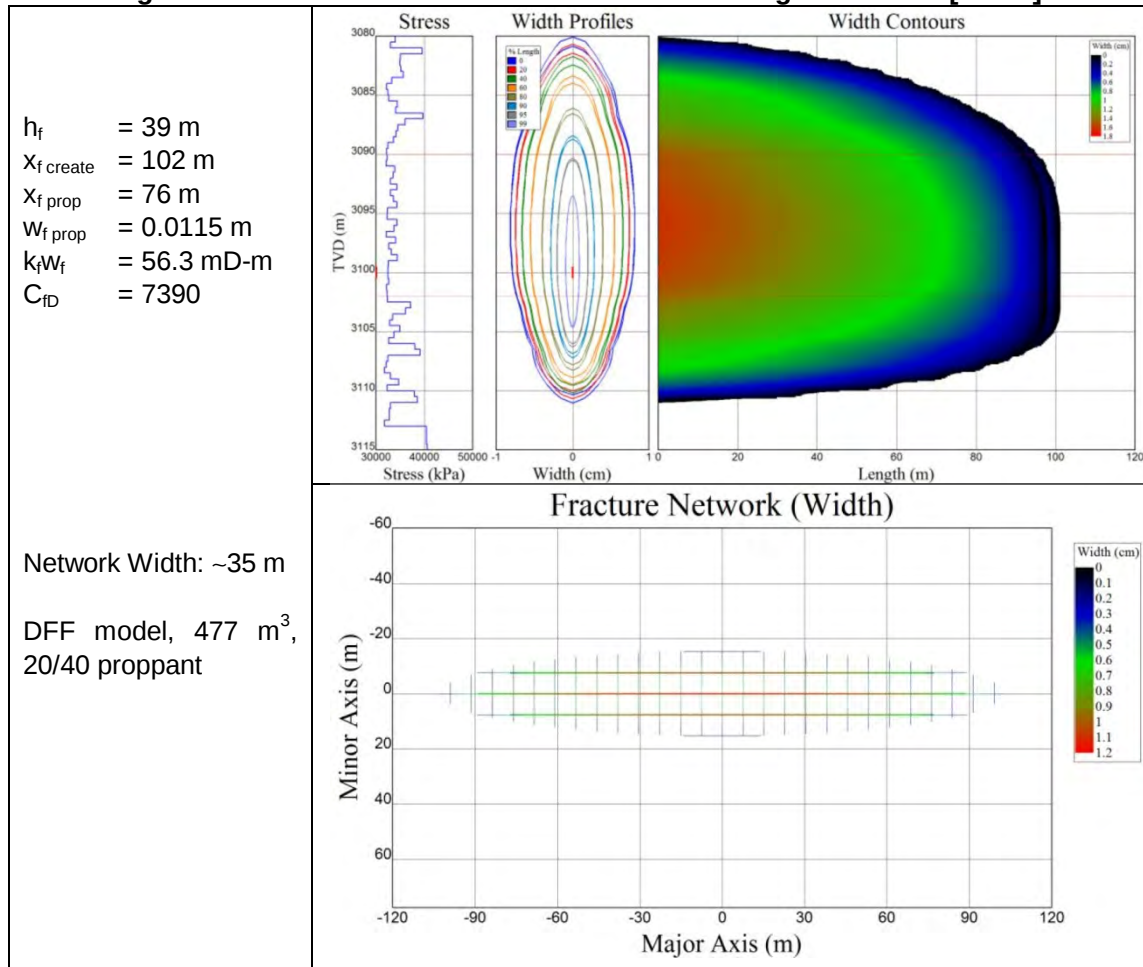
Afbeelding 2.6. Monitoring informatie: Hydraulic Fracture Geometry. Overgenomen uit [ref. 4.]



Het monitoren op grotere diepte vindt plaats met 100 tot 300 m. lange series akoestische sensoren in een nabij gelegen verticale put op een afstand van ongeveer 1 km. van de te fraccen put [ref. 8].

De resultaten van het monitoren kunnen vergeleken worden met resultaten van modelberekeningen, die de afmeting van een frac weergeven (afbeelding 2.7, ter illustratie) [ref. 4].

Afbeelding 2.7. Voorbeeld van een frac DFN¹ model. Overgenomen uit [ref. 4.]



Als ongewenste fracpatronen ontstaan, zal de fracoperatie worden gestopt.

Over de kans dat het fraccen van de zachte Posidonia Schalie, op een diepte van 3.500 m, aan de oppervlakte merkbare trillingen veroorzaakt is literatuur beschikbaar [ref. 4, 11, 12.]. Op seismische activiteiten als gevolg van fraccen wordt nader ingegaan bij de beantwoording van deelvraag B.4.6.

2.2. Subvraag 2: Overeenkomsten en verschillen

Er zijn geen wezenlijk verschillen tussen frac-jobs in verticale gaten en toepassing voor diverse doeleinden.

Wel kunnen de volgende verschillen worden benoemd:

- het aantal frac-jobs per put is bij horizontale boorgaten meestal veel groter;
- ook de gebruikte fracvloeistof zal veelal anders zijn, afhankelijk van de eigenschappen van de formatie (zie deelopport B.3.4).

¹ (Discrete Fracture Network: Discreet Breuken Netwerk).

2.3. Subvraag 3: Incidenten

Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) heeft een overzicht aangeleverd van gerapporteerde incidenten bij uitgevoerde frac's in Nederland. De zoektocht heeft zich in eerste instantie beperkt tot de afgelopen 5 jaar, waarna tot max. 10 jaar in de archieven gezocht [ref. 13.].

In de afgelopen vijf jaar zijn er door Northern Petroleum en de Nederlandse Aardolie Maatschappij in totaal 16 frac-jobs gedaan (zie navolgend overzicht). De frac-jobs werden uitgevoerd in winningsputten voor conventioneel aardgas, niet in putten voor de opsporing en winning van schaliegas en steenkoolgas.

Er zijn bij de uitgevoerde frac's geen incidenten gerapporteerd bij SodM, die gevolgen zouden kunnen hebben gehad voor de veiligheid van mens, natuur en milieu. Tijdens inspecties, die na de frac-jobs door SodM op de locaties van de putten zijn uitgevoerd, zijn wel enkele bevindingen gedaan. Deze bevindingen vertoonden geen ander patroon dan de inspectiebevindingen die SodM bij andere activiteiten op putlocaties doet.

Na constatering en aanschrijving van SodM is op alle bevindingen actie ondernomen. Verder is er over geen enkele put een rapport over abnormale annulaire drukken opgenomen in de dossiers van SodM. Dit erop duidt dat er geen abnormale drukken zijn waargenomen (het rapporteren van abnormale annulaire drukken is een verplichting uit de mijnbouwregeling). Hieruit concludeert SodM dat er geen noemenswaardige integriteitproblemen bestaan in deze putten.

2.4. Subvraag 4: Gebeurtenissen en effecten

Zoals gezegd zijn er geen incidenten die al dan niet effect hebben gehad op de veiligheid voor mens, milieu en natuur over de laatste vijf jaar. Hieronder is een overzicht gegeven van alle fracturing jobs van de afgelopen vijf jaar [ref. 13.].

Tabel 2.1.

nr.	datum fracturing job	naam boring/put	putcode	mijnonderneming	einde Boring	geografische oppervlakte coördinaten (X,Y)		abnormale annulaire drukken gerapporteerd
1	3-12-2008	Brakel	BRAKEL-1	NPN	2-7-1992	131844,86	423534,46	nee
2	26-11-2008	Wijk en Aalburg	Andel-6	NPN	16-4-1991	133397,50	419424,54	nee
3	25-3-2009	Ottoland-1	OTL-01	NPN	6-3-1988	120715,9	4313364,4	nee
4	2-9-2009	Geesbrug-1	GSB-1	NPN	3-12-1992	237575	527600	nee
5	9-12-2010	Tiendeveen-1	TVN-1	NPN	7-1-2010	234392,80	529531,27	nee
6	11-6-2009	Grolloo-1	GRL-1	NPN	7-7-1980	243030,13	550908,08	nee
7	22-8-2012	Blija-Ferweradeel-108	BLF-108	NAM	14-8-2011	185757,1	597245,98	nee
8	28-8-2012	Blija-Ferweradeel-108	BLF-108	NAM	14-8-2011	185757,1	597245,98	nee
9	3-10-2012	Kollumerpomp-3	KMP-3	NAM	17-5-1998	207341,50	592064,75	nee
10	1-11-2012	Kielwindeweer-1	KWR-1	NAM	1-10-1997	247800,93	572538,21	nee
11	30-11-2012	Lauwerzijl-3	LWZ-3	NAM	6-11-2007	215276,94	590806,25	nee
12	30-05-2007	Oosterhesselen-1	OSH-3 sidetrack	NAM	3-12-1997	244504,94	529204,01	nee
13	28-02-2008	Dalen 1-8	DAL-8	NAM	22-6-1981	249414,86	525488,68	nee
14	22-10-2008	Schoonebeek-580	SCH-580	NAM	22-11-1982	257211,58	521487,76	nee
15	28-12-2010	Schoonebeek-580	SCH-580	NAM	22-11-1982	257211,58	521487,76	nee
16	03-08-2011	Schoonebeek-580	SCH-580	NAM	22-11-1982	257211,58	521487,76	nee

3. CONCLUSIES

3.1. Subvraag 1: Methode van fraccen

Wat is de methode van fraccen (hoeveel fracs per put, welke druk wordt toegepast et cetera)?

Hydraulisch fraccen wordt inmiddels meer dan 60 jaar toegepast om de gasproductie van een laag permeabel reservoir te verhogen tot een economisch rendabel peil. Inmiddels zijn er servicemaatschappijen die gespecialiseerd zijn in het voorbereiden en uitvoeren van hydraulisch fraccen.

In paragraaf 2.1 worden de bestaande fraccingmethodes besproken met aandacht voor de fysische principes die dit proces beheersen. Er zijn twee veel gebruikte methoden voor het fraccen van horizontale putten die toegepast kunnen worden voor schaliegaswinning. Verder komen de gebruikte materialen en vloeistoffen ter sprake.

Het is mogelijk om het ontstaan en de uitbreiding van hydraulisch aangebrachte fracs te monitoren via akoestische waarnemingen. Als ongewenste fracpatronen ontstaan, zal de fracoperatie worden gestopt.

3.2. Subvraag 2: Overeenkomsten en verschillen

Wat zijn de overeenkomsten en verschillen tussen fracs in conventionele aardgas bronnen, in schalies, in steenkool en bijvoorbeeld geothermie?

Het fraccen van horizontale putten is in algemene zin voor alle putten gelijk, maar de drukken, vloeistoffen en aantallen fracs per put kunnen verschillen als functie van de gesteente-eigenschappen en de diepte.

3.3. Subvraag 3: Incidenten

Zijn er incidenten gerapporteerd bij de uitgevoerde fracs in Nederland?

In de afgelopen vijf jaar zijn er door Northern Petroleum en de Nederlandse Aardolie Maatschappij in totaal 16 frac-jobs gedaan (zie navolgend overzicht). De frac-jobs werden uitgevoerd in winningsputten voor conventioneel aardgas, niet in putten voor de opsporing en winning van schaliegas en steenkoolgas.

Er zijn bij de uitgevoerde fracs geen incidenten gerapporteerd bij SodM, die gevolgen zouden kunnen hebben gehad voor de veiligheid van mens, natuur en milieu.

3.4. Subvraag 4: Gebeurtenissen en effecten

Wat is er bij deze incidenten gebeurd en welke effecten hebben deze gehad op de veiligheid voor mens, natuur en milieu?

Er zijn geen incidenten die al dan niet effect hebben gehad op de veiligheid voor mens, milieu en natuur over de laatste vijf jaar.

4. REFERENTIES

- [ref. 1.] J. Carol, 'Fracking Market to Grow 19 % to \$37 Billion Worldwide in 2012', Bloomberg Business Week, January 20, 2012.
- [ref. 2.] V. Ferreira Rodrigues, L.F. Neumann, D. Torres, C. Guimarães and R.S. Torres, 'Horizontal Well Completion and Stimulation Techniques--A Review With Emphasis on Low-Permeability Carbonates', Conference Paper Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference, 15-18 April 2007, Buenos Aires, Argentina, Society of Petroleum Engineers, ISBN 978-1-55563-185-7, 2007.
- [ref. 3.] S.V. Crough, W.E.L. Baumgartner, E.J.M.J. Houlleberghs and J.P. Walzebuck, 'Development of a tight gas reservoir by a multiple fraced horizontal well: Ameland-204, the Netherlands', 1996.
- [ref. 4.] J. Lutgert, 'Schaliegas', presentation by EBN, 24 May 2011.
- [ref. 5.] M.R. Janzen, 'Shale gas hydraulic fracturing in the Dutch Posidonia Shale', 2012.
- [ref. 6.] S.A.P.L. Cloetingh et al., 'Lithospheric memory, state of stress and rheology: neotectonic controls on Europe's intraplate continental topography', in 'Quaternary Science Reviews', vol. 24, p. 241-304.
- [ref. 7.] J. Broderick and A. Footitt, 'Shale gas': an updated assessment of environmental and climate change impacts, Tyndall institute, university of Manchester, 2011.
- [ref. 8.] T. Whalen, 'The challenges of reusing produced water'. Journal of Petroleum Technology, pp. 18-20, November 2012.
- [ref. 9.] M. Zijp and J. ter Heege, 'Hydraulisch fracken; Hoe en wat', Geo-Brief, december 2012, p.11-12.
- [ref. 10.] R.A. Liroff, 'A roadmap for addressing environmental and social issues associated with horizontal drilling and hydraulic fracturing', Journal of Petroleum Technology, pp. 60-63, July 2012.
- [ref. 11.] D. Denney, uittreksel, Journal of Petroleum Technology, maart 2012, p 68-74.
- [ref. 12.] E. Anderson, H. Davey, C. Steinhoff and T. Davis, 'Investigating the relationship between microseismic events and geomechanical variations in the Montney Shale reservoir – a case study', First Break, vol.31, February 2013, p.71-77.
- [ref. 13] M. de Vos, 'Beantwoording subvraag 3 en 4 van onderzoeksvraag A.1.3', Staatstoezicht op de mijnen, 27 mei 2013.



Witteveen+Bos
Hoogoordreef 56 F
Postbus 12205
1100 AE Amsterdam
telefoon 020 312 55 55
fax 020 697 47 95
www.witteveenbos.nl

onderwerp	onderzoeksvraag A.1.4
project	aanvullend onderzoek risico's schalie- en steenkoolgas in Nederland
opdrachtgever	Ministerie van EZ, Directie Energiemarkt
projectcode	GV1106-1
referentie	GV1106-1/kleb2/183
status	definitief
datum opmaak	16 augustus 2013
bijlagen	-

INHOUDSOPGAVE

blz.

1. VRAAGSTELLING	2
1.1. Hoofdvraag	2
1.2. Afbakening	2
1.3. Aanpak	2
2. ANALYSE	4
2.1. Bepalen relevante veiligheidsonderwerpen	4
2.2. Veiligheidsrisico's opsporing en winning van aardgas	5
2.3. Risicobeheersing opsporing en winning van aardgas	7
3. CONCLUSIES	9
4. REFERENTIES	10

1. VRAAGSTELLING

1.1. Hoofdvraag

De vraagstelling met betrekking tot dit deelonderzoek luidt als volgt:

Geef een overzicht met betrekking tot de veiligheid bij de winning van conventioneel gas in Nederland (onshore and offshore). Bespreek de bijzondere gevallen.

1.2. Afbakening

De vraagstelling voor dit deelonderwerp is zeer algemeen geformuleerd. Om deze reden zijn de volgende aannames gedaan:

- aangenomen is dat bij winning van conventioneel gas de periode na de evaluatieboringen tot het eind van de productie van het veld wordt bedoeld;
- ook aangenomen is dat de veiligheidsaspecten en risico's van de operaties slechts in algemene termen worden behandeld en dat specifieke onderwerpen elders worden uitgewerkt (zoals veiligheid van het boren reeds in vraag A.1.2 is behandeld).

Bij de beantwoording van de onderzoeksvragen naar de risico's voor gasexploratie en productie, zoals uitgewerkt onder A.1.2 en A.3, wordt gedetailleerd ingegaan op de risico's die tijdens het boren en het winnen van diverse vormen van aardgas aanwezig zijn. Deze risico's zijn ook van toepassing op de activiteiten met conventioneel gas. Bij het beantwoorden van onderzoeksvraag A.1.4 wordt daarom de nadruk gelegd op een aantal kenmerkende gevaren. Dit zijn de gevaren die maatschappelijke uitwerking hebben en niet alledaags zijn.

Zo bergt het boren naar aardgas het gevaar van verkeersongelukken tijdens de aan- en afvoer van boormateriaal naar een boorlocatie in zich. Aangezien het aantal verkeersbewegingen met boormaterialen echter verwaarloosbaar klein is ten opzichte van het totale vervoer op Nederlandse wegen, heeft de discussie daarvan geen toegevoegde waarde in dit onderzoek. Andere gevaren met beperkte maatschappelijke reikwijdte zijn gerelateerd aan de arbeidsomstandigheden van werknemers in de aardgasindustrie. Deze zijn dan ook niet verder uitgewerkt in dit onderzoek.

Wel zijn gevaren behandeld die specifiek zijn voor de aardgasindustrie, zoals het omgaan met brandbare gassen en vloeistoffen en de milieugevaren bij het buiten bedrijf stellen en ontmantelen van aardgasinstallaties.

1.3. Aanpak

De beantwoording van de onderzoeksvraag moet gestaafd zijn op literatuuronderzoek. Er zijn vele verschillende literatuurbronnen die de risico's van conventionele aardgasactiviteiten beschrijven:

- risicokaart van Nederland, met daarop alle voor de openbare orde en veiligheid belangrijke activiteiten, waaronder winningslocaties, gasbehandelings- en compressorstations en transportleidingen en aardbevingsgebieden;
- publicaties van Staatstoezicht op de mijnen;
- veiligheids- en gezondheidsdocumenten van aardgas producerende bedrijven;
- publicaties van andere overheden, zoals de HSE executive in het Verenigde Koninkrijk;
- publicaties van vakorganisaties, zoals de Nederlandse Olie en Gas Exploratie en Productie Associatie (NOGEPA), International Association of Oil & Gas producers en de European Gas pipeline Incident data Group (EGIG).

Deze literatuurbronnen zullen gebruikt worden om de volgende onderzoekstappen te doorlopen:

1. bepalen welke gevaren belangrijke maatschappelijke reikwijdte hebben aan de hand van beleidsuitgangspunten van het Ministerie ELI en publicaties van Staatstoezicht op de mijnen;
2. in kaart brengen van risico's (waarschijnlijkheden en gevolgen) van ongewenste gebeurtenissen voor bovengenoemde gevaren. Dit op basis van risicokaart en ongeval statistieken;
3. samenvatten van de belangrijkste veiligheidsmaatregelen om de boven beschreven risico's te beheersen.

2. ANALYSE

2.1. Bepalen relevante veiligheidsonderwerpen

In het jaarverslag van Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) van 2011 [ref. 1.] zijn gevaren gecategoriseerd naar gelang hun maatschappelijke reikwijdte. Daarbij worden de volgende gevaren onderscheiden, in volgorde van reikwijdte:

1. vrijkomen van brandbare stoffen met als gevolg 'blow-out', brand, explosie of een combinatie daarvan;
2. verlies van de integriteit van installaties, boorgaten, putten of pijpleidingen met als gevolg instorten, omvallen van installaties of delen daarvan en pijpleidingbreuken;
3. reddingsmiddelen niet bereikbaar waardoor de gevolgen van een brand of explosie kunnen escaleren;
4. onveilige handeling of situatie bij het duiken, werken op hoogte, kraanwerkzaamheden of werken aan installaties met potentiële energie waarbij individuele werknemers gezondheidsschade of dodelijke verwondingen kunnen oplopen.

Alleen de eerste twee onderwerpen zullen in de volgende paragrafen uitgewerkt worden, omdat de gevolgen van de overige gevaren beperkt blijven tot de directe verantwoordelijkheidssfeer van een aardgasbedrijf. Het niet bereiken van reddingsmiddelen en duikongevallen betreffen slechts een klein deel van de werknemers in de olie & gas industrie. Dit terwijl de gevolgen van de eerste twee gevaren de grenzen van de mijnbouwinstallatie overschrijden en significante maatschappelijke reikwijdte kunnen hebben. Met name gaslekages krijgen in het jaarverslag van SodM veel aandacht met een specifiek onderzoeksprogramma.

In het Strategie & Programma document voor de jaren 2012-2016 [ref. 2.] geeft SodM bovendien aan dat een groot deel van de offshore mijnbouwinstallaties haar ontwerpleeftijd inmiddels heeft bereikt of overschreden. Hieruit volgt een verhoogt risicopotentieel doordat versterkte inspectie- en onderhoudsinspanningen vereist zijn. Wanneer deze inspanningen niet gedaan worden, kan dit gevolgen hebben voor de integriteit van de installaties.

Naar aanleiding van het ongeluk in de Golf van Mexico met de Deep Water Horizon in 2010 zijn bovendien booractiviteiten een belangrijk aandachtspunt in het programma van SodM [ref. 2.]. Verlies van de boorgatintegriteit heeft daarbij tot brand, explosie en milieuvervuiling geleid. SodM heeft daarom een breed onderzoek bij alle mijnbouwondernemingen opgezet [ref. 2.]: 'SodM heeft zich, op basis van de rapportages en presentaties van de mijnondernemingen én de eigen bevindingen van de inspecteurs van SodM, een oordeel gevormd over de kwaliteit en effectiviteit van de beheersmaatregelen. Naar aanleiding hiervan zijn de relevante bewindspersonen eind september 2010 geïnformeerd dat SodM geen ernstige tekortkomingen heeft geconstateerd bij veiligheidsmaatregelen in de preventieve sfeer (het ontwerp, de constructie en de beheersing van boorputten). Naar aanleiding van de lessen die in de Golf van Mexico zijn geleerd kunnen en moeten de beheersmaatregelen bij een noodsituatie (emergency response bij een blow-out scenario) wel verder worden verbeterd. De wetgeving werd als adequaat gezien. Een aantal acties werd vrijwillig door alle ondernemingen uitgevoerd.'

Tenslotte leert een blik op de nieuwspagina van SodM [ref. 3.] dat de aardbevingsrisico's de maatschappelijke belangstelling over conventionele aardgaswinning beheersen.

De beantwoording van deze onderzoeksvraag richt zich uitsluitend op de veiligheidsaspecten rond het vrijkomen van brandbare stoffen en rond het verlies van integriteit van mijnbouwinstallaties. Veiligheidsaspecten omtrent aardbevingen tijdens fraccen en de winning

van aardgas worden behandeld in onderdeel 'B.4. Mechanische effecten aan oppervlak'. Milieuverontreinigingen door lekkages tijdens booractiviteiten worden behandeld in diverse onderzoeksvragen, onder andere A.1.2, A.2.1, B.3.3 en B.5.4.

2.2. Veiligheidsrisico's opsporing en winning van aardgas

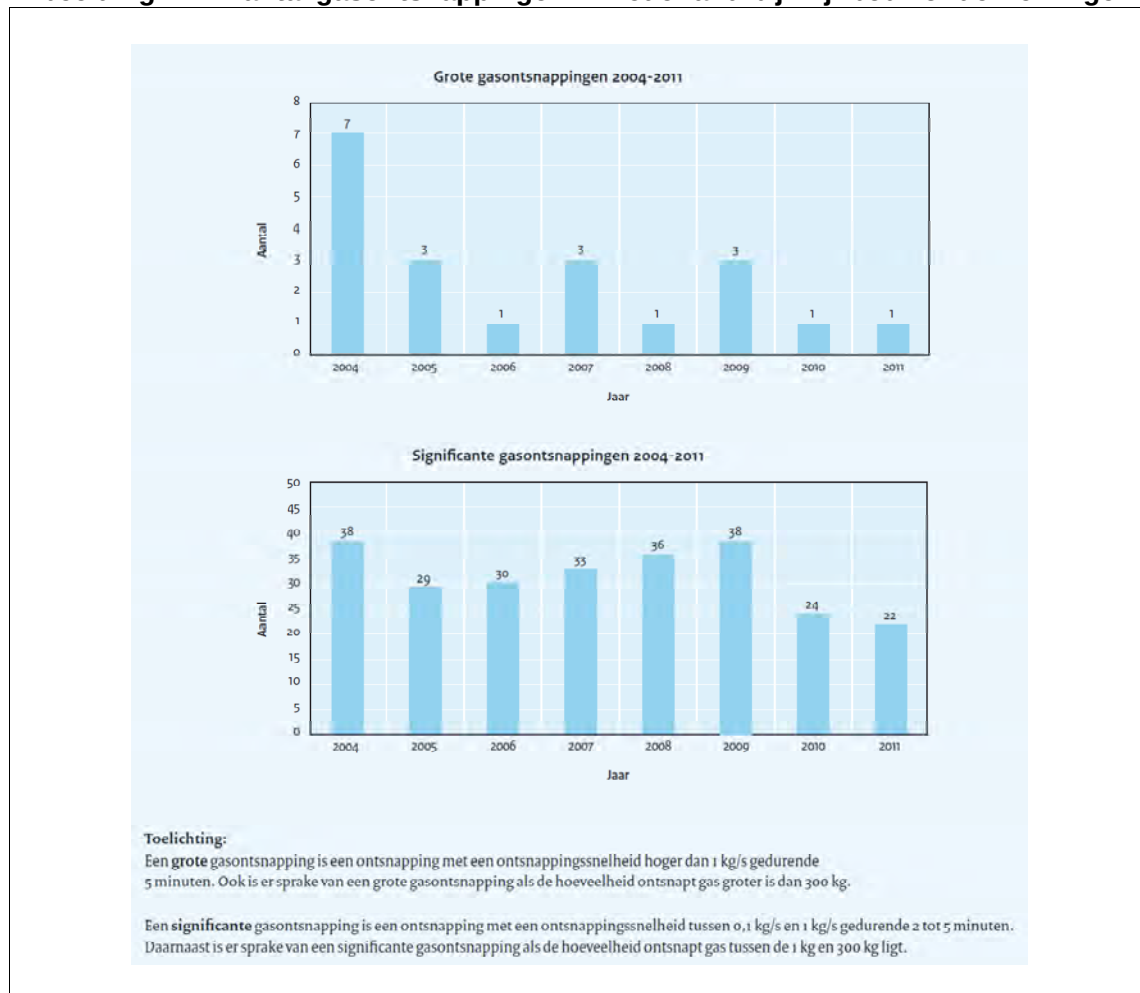
Vrijkomen van brandbare stoffen

Het vrijkomen van brandbare stoffen heeft betrekking op gaslekkages uit installaties voor het boren en produceren van aardgas, maar ook op lekkages uit procesvaten waarin geproduceerde vloeistoffen (met name aardgascondensaat) worden verwerkt en opgeslagen.

Gaslekkages treden vaker op dan vloeistoflekkages omdat gas houdende systemen in de regel onder hogere drukken staan en omdat gas gemakkelijker ontsnapt dan vloeistof.

De inspecteurs van SodM hebben het aantal gaslekkages in de laatste jaren tot 2011 zien ontwikkelen. Dit is te zien in onderstaande statistiek, gepubliceerd in het jaarverslag van 2011 [ref. 1.].

Afbeelding 2.1. Aantal gasontsnappingen in Nederland bij mijnbouwondernemingen



Het aantal gaslekklages gaf aanleiding om de mijnbouwondernemingen die verenigd zijn in de Nederlandse Olie en Gas Exploratie en Productie Organisatie (NOGEPa) te vragen de gasontsnappingen te melden en te registreren. Dit gebeurt sinds 2006. Uit de geregistreerde gegevens blijkt dat gaslekklages voornamelijk bij pijpverbindingen, zoals bij lekkende flensverbindingen, of als gevolg van corrosie optreden [ref. 1.].

De verhouding tussen de grote en de significante gasontsnappingen is in lijn met hetgeen uit internationale statistieken blijkt. In de meest uitgebreide statistieken die door de International Association of Oil & Gas Producers (OGP) bijgehouden worden, zijn de waarschijnlijkheden voor een klein lek $2 \cdot 10^{-4}$ per flens per jaar en voor significante gasontsnappingen en $3 \cdot 10^{-5}$ [ref. 5.]. Ook hier verschillen beide lekcategorieën ongeveer met een factor 10.

De meeste gasontsnappingen leiden niet tot brand of explosies. Het uitgestroomde gas mengt vaak in de omgevingslucht op voordat het een voldoende krachtige ontstekingsbron tegenkomt. Aardgas is een laag reactief gas. Dat wil zeggen dat voor een ontsteking relatief veel energie opgebracht moet worden, meer dan voor het ontsteken van bijvoorbeeld LPG [ref. 4.].

De kans dat aardgasontsnappingen in mijnbouwinstallaties ontsteken, is op basis van statistieken bepaald op maximaal 0.15 [ref. 5.] bij grote ontsnappingen. Dit betekent dat maximaal ongeveer 1 op 7 gasontsnappingen zal ontsteken. Bij kleine ontsnappingen is de wolk kleiner en zal deze sneller opmengen. Bij kleine ontsnappingen is de kans op ontsteking tot een factor 100 lager.

Wanneer gasontsnappingen ontsteken zal dit bijna altijd tot een steekvlam leiden. Bij lekkage uit het boorgat spreekt men van een blow-out. Tijdens een blow-out kan de steekvlam enkele tientallen meters verticaal de lucht in gaan. Een verticale steekvlam is meestal minder schadelijk dan een horizontale vlam. De schadelijke gevolgen van een vlam treden niet alleen op wanneer mensen of apparatuur direct in contact komen met de vlam, maar ook door warmtestraling [ref. 6.]. Dodelijke warmtestraling als gevolg van een horizontale hoge druk aardgasvlam kan tot meerdere honderden meters ver reiken.

Het overlijdensrisico buiten een aardgasinstallatie wordt bepaald door scenario's waarbij een steekvlam op kan treden. Door de lage reactiviteit van aardgas en door de lage dichtheid van het gas (ongeveer twee keer zo licht als lucht [ref. 4.]) drijven aardgaswolken in geconcentreerde vorm niet ver af. Daarom zijn explosies alleen in besloten ruimten te verwachten.

De op de risicokaart van Nederland afgebeelde risico's van installaties voor de aardgaswinning verschillen tussen puttenlocaties en gasbehandelingslocaties [ref. 7.]. De waarschijnlijkheid om bij continue blootstelling buiten een puttenlocatie te overlijden is berekend op eens per miljoen jaar binnen 80 tot 130 m vanaf de terreingrens. Bij een Gasbehandelingsinstallatie is deze afstand tussen 150 en 400 m vanaf de terreingrens.

Bij olieinstallaties worden de risico's voor de externe veiligheid bepaald door plasbrands scenario's. De effectafstanden van dergelijke branden reiken niet verder dan 50m. De kans op dodelijke slachtoffers als gevolg van olie-uitstromingen buiten de locaties voor winning en transport zijn buiten een afstand van 30m kleiner dan één per miljoen jaar [ref. 7.] en [ref. 12.].

Verlies van integriteit van mijnbouwinstallaties

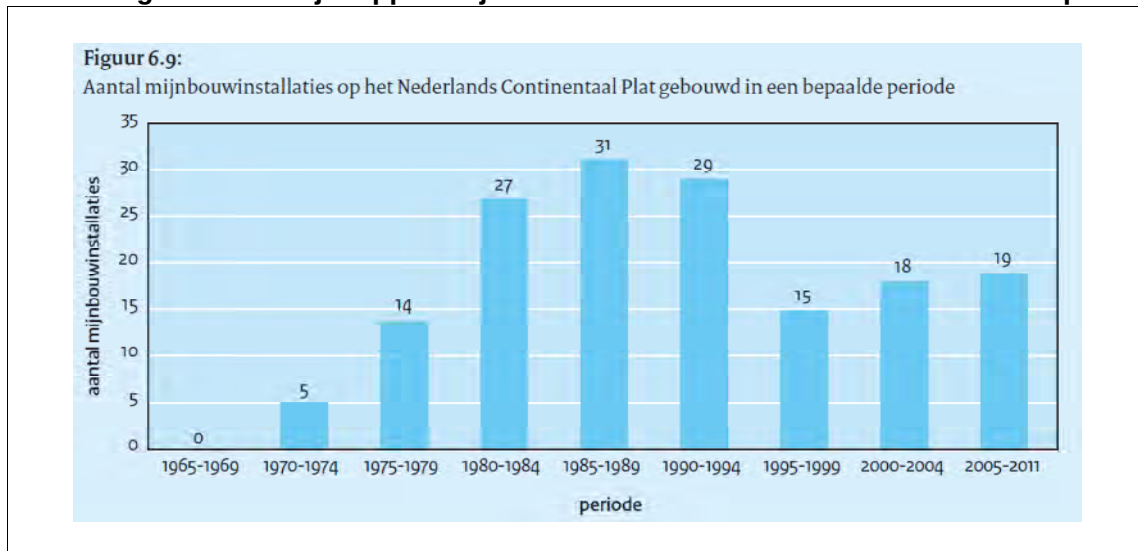
Volgens de Britse 'HSE executive' is een derde van alle zware ongevallen in de EU waarbij gevaarlijke stoffen zijn vrijgekomen, terug te voeren op verouderde installaties [ref. 8.]. Dit

percentage is overdraagbaar op de mijnbouw. In de internationale olie & gas industrie zijn tussen 1996 en 2008 173 ongevallen waarbij gevaarlijke stoffen vrijgekomen zijn, te wijten aan verouderde installaties [ref. 8.].

In 2011 hebben zich in mijnbouwinstallaties een aantal incidenten voorgedaan waarbij koolwaterstoffen zijn vrijgekomen als gevolg van corrosie [ref. 1.]. Door corrosie kunnen installatiedelen zo aangetast worden dat zij bezwijken. De wanddikte is dan te dun geworden om de systeemdruk of andere belastingen te weerstaan.

Corrosie is een kenmerkend verschijnsel voor veroudering van installaties. De wanddikte blijft afnemen met verdere veroudering. Hierdoor stijgt het risico op lekkages. Door het zoute milieu zijn met name offshore installaties onderhevig aan corrosie. De in afbeelding 2.2 gegeven bouwtijdstippen van offshore mijnbouwinstallaties laten zien dat de meeste installaties een kritische leeftijd van 25 jaar hebben overschreden [ref. 2.]. Deze leeftijd was tijdens het in bedrijf nemen de voorziene levensduur waarvoor een vergunning was verleend. Verlenging van de levensduur kan onder strikte veiligheidseisen vergund worden.

Afbeelding 2.2. Bouwtijdstippen mijnbouwinstallaties Nederlands continentaal plat



Ook bij landinstallaties is leeftijd een belangrijke factor voor de integriteit. De te verwachten degradatie van procesapparaten en leidingen is dan echter vertraagd.

2.3. Risicobeheersing opsporing en winning van aardgas

De belangrijkste veiligheidsmaatregelen zijn maatregelen die lekkages en het bezwijken van mijnbouwinstallaties voorkomen. Als dat niet mogelijk is zijn maatregelen gericht op het beperken van de effecten. In de volgende twee paragrafen worden de meest voorkomende maatregelen beschreven.

Vrijkomen van brandbare stoffen

Lekkages treden vaak op bij pijpverbindingen, zoals flensen. Daarom worden zoveel mogelijk gelaste verbindingen gebruikt. In bestaande installaties introduceert het werk echter nieuwe risico's. Flensen en andere lekkagegevoelige verbindingen zijn daarom niet volledig uit te sluiten.

Gasontsnappingen kunnen relatief snel na uitstroming door middel van gasdetectoren opgespoord worden. Brand kan door middel van brandsensoren opgemerkt worden. De detectoren generen een alarm, dat personen in staat stelt zich in veiligheid te brengen en dat de procesinstallatie in veilige staat kan brengen. Tijdens de gasontsnappingen die in het jaarverslag van SodM van 2011 aangehaald zijn, speelt detectie vaak een grote rol [ref. 1.].

Naar aanleiding van gas- of branddetectie worden aardgasinstallaties in een veilige toestand gebracht. Dit betekent dat afsluiters gesloten worden, zodat niet meer gas aan het lek gevoed wordt en dat systemen van druk afgelaten worden. Het gas wordt dan naar een veilige locatie afgelaten of in een fakkelininstallatie verbrandt.

In geval er een gasontsnapping plaatsvindt treedt er nauwelijks schade op wanneer de gaswolk niet ontstoken wordt. Mijnbouwondernemingen moeten aan wetgeving voldoen die werkgevers verplicht om werkplekken met explosiegevaar extra te beveiligen. Op deze werkplekken mogen geen arbeidsmiddelen en methoden gebruikt worden die een gaswolk kunnen ontsteken [ref. 11.]. Een vrijgekomen wolk zal dan ook vaak pas buiten de mijnbouwinstallatie tot ontsteking kunnen komen.

Verlies van integriteit van mijnbouwinstallaties

Door verschillende instanties zijn programma's ontwikkeld die mijnbouwondernemingen moeten helpen om de integriteit van hun (verouderde) installaties te waarborgen:

- de HSE executive in het Verenigd Koninkrijk heeft een speciaal beleid ontwikkeld voor het beheersen van risico's door verouderde mijnbouwinstallaties [ref. 9.], de internationale vakorganisatie van mijnbouwondernemingen (OGB) heeft een risicoanalyse en beheersdocument uitgegeven om dit onderwerp onder de aandacht te brengen [ref. 10.] en ook SodM is bezig een beleid met betrekking tot leeftijdsverlenging van mijnbouwinstallaties te implementeren [ref. 2.].

Een sleutel voor de beheersing van de risico's is het verhogen van de inspectie- en onderhoudsinspanningen bij oudere installaties. Dit om zwakke plekken vroegtijdig te ontdekken en te vervangen. Hiervoor zijn verschillende methoden beschikbaar. Deze variëren van het uitwendig controleren van de verflaag op 'equipment' tot het non destructief meten van wanddiktes van apparaten en leidingen.

3. CONCLUSIES

De meeste geregistreerde ongevallen waarbij gevaarlijke stoffen vrijkwamen, zijn gasontsnappingsen. De statistieken laten zien dat in Nederland gemiddeld iets meer dan 30 gaslekkages per jaar gemeld worden. Dat daarbij tot nu toe geen mensen om het leven gekomen zijn is onder meer te danken aan de veiligheidsmaatregelen die relatief snel na optreden van een gasontsnapping in werking treden.

Op internationale schaal zijn er in de laatste jaren wel incidenten geëscaleerd, met dodelijke slachtoffers tot gevolg. In het strategie en programma document van SodM [ref. 2.] zijn een aantal kenmerkende ongevallen met dodelijke gevolgen beschreven. Ondanks dat het veiligheidsniveau in Nederland mogelijk hoger is dan in de landen waar zich deze ongevallen mogelijk hebben voorgedaan, worden de leringen uit deze gebeurtenissen in het Nederlandse veiligheidsbeleid en in het toezichtbeleid van SodM opgenomen. Voorbeelden daarvan zijn programma's voor het terugdringen van gasontsnappingsen, betere controle van booractiviteiten en extra aandacht voor leeftijdsverlenging van mijnbouwinstallaties [ref. 1.] en [ref. 2.].

De veiligheid in de Nederlandse aardgaswinning hangt voor een groot deel af van het vermogen om te leren van incidenten die zich elders hebben voorgedaan. Ongevalsonderzoek en het anticiperen op gevaarlijke situaties kan invoering van effectieve veiligheidsmaatregelen mogelijk maken. Er zijn methoden beschikbaar om deze maatregelen werkend te houden en de integriteit van installaties te waarborgen. De aandacht van de overheid is erop gericht dat mijnbouwondernemingen deze methoden toepassen, ook al vergt dat stijgende inspanningen wanneer installaties ouder worden.

4. REFERENTIES

- [ref. 1.] Staatstoezicht op de Mijnen, Jaarverslag 2011.
- [ref. 2.] Staatstoezicht op de Mijnen, Strategie & Programma 2012 - 2016.
- [ref. 3.] Staatstoezicht op de Mijnen, www.sodm.nl/nieuws.
- [ref. 4.] Ministerie van VROM, Publicatiereeks Gevaarlijke Stoffen 2, Methods for the calculation of Physical Effects Due to releases of hazardous materials (liquids and gases).
- [ref. 5.] International Association of Oil & Gas Producers (OGP), <http://www.ogp.org.uk/publications/safety-committee/qra/>.
- [ref. 6.] Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milieu (RIVM), 'Handleiding Risicoberekeningen Bevi', Versie 3.2, 1 juli 2009.
- [ref. 7.] Binnenlandse Zaken, Ministerie van Infrastructuur en Milieu, InterProvinciaal Overleg: <http://www.risicokaart.nl/>.
- [ref. 8.] P Horrocks, D Mansfield, K Parker, J Thomson, T Atkinson & J Worsley, Managing Ageing Plant, A Summary Guide.
- [ref. 9.] UK HSE Executive, <http://www.hse.gov.uk/offshore/ageing.htm>.
- [ref. 10.] International Association of Oil & Gas Producers (OGP), OGP Publications, Asset Integrity – the key to managing major incident risks, 12 January 2009.
- [ref. 11.] Richtlijn 1999/92/EG van 16 december 1999 betreffende minimumvoorschriften voor de verbetering van de gezondheidsbescherming en van de veiligheid van werknemers die door explosieve atmosferen gevaar kunnen lopen.
- [ref. 12.] RIVM rapport 620120001/2006, Risicoanalyse voor buisleidingen met brandbare vloeistoffen, A.A.C. van Vliet, G.M.H. Laheij, A.G. Wolting.

OPSPORING EN WINNING VAN ONCONVENTIONEEL GAS (A.2)

Karakteristieken van opsporing en winning van onconventioneel gas (A.2.1)

Verschillen in opsporing en winning (A.2.2)

Enhanced Coal Bed Methane (A.2.3)

Klimaatvoetafdruk van schaliegas (A.2.4)

onderwerp	onderzoeksvraag A.2.1
project	aanvullend onderzoek risico's schalie- en steenkoolgas in Nederland
opdrachtgever	Ministerie van EZ, Directie Energiemarkt
projectcode	GV1106-1
referentie	GV1106-1/kleb2/184
status	definitief
datum opmaak	16 augustus 2013
bijlagen	-

INHOUDSOPGAVE	blz.
1. VRAAGSTELLING	2
1.1. Hoofdvraag	2
1.2. Afbakening	2
1.3. Aanpak	4
2. ANALYSE	5
2.1. Opsporing en winning van schaliegas in Nederlandse omstandigheden	5
2.2. Aantal en afstand tussen winning locaties, fysieke omvang van de site en installaties, installatie footprint (ecologisch)	6
2.3. Beschrijving van faciliteiten en infrastructuur voor gas	16
2.4. Watermanagement	18
2.5. Logistiek van hydraulisch fraccen	19
2.6. Andere mogelijke relevante vragen	20
3. CONCLUSIES	21
3.1. Aantal en afstand tussen winning locaties, fysieke omvang van de site en installaties, installatie footprint (ecologisch)	21
3.2. Aard en duur van gasopsporing en -winning activiteiten	21
3.3. Beschrijving van faciliteiten en infrastructuur voor gas;	24
3.4. Watermanagement	24
3.5. Logistiek van hydraulisch fraccen	24
3.6. Andere mogelijke relevante vragen	25
4 REFERENTIES	26

1. VRAAGSTELLING

1.1. Hoofdvraag

Hoofdvraag A.2.1 is als volgt geformuleerd:

‘Van belang is dat vooraf fysiek en logistiek realistische scenario’s door de tijd gedefinieerd zijn voor de uitvoering van opsporing en winning van schaliegas en van steenkoolgas in voor Nederland representatieve situaties. Daartoe dienen karakteristieken benoemd te zijn voor: aantal van en afstand tussen locaties, footprint (ook ecologisch), duur en aard van deelactiviteiten, fysieke omvang van terreinen en installaties, beschrijving van faciliteiten en infrastructuur voor gas, water management, logistiek fraccen, etc. Per geval moet duidelijk gespecificeerd en aangegeven worden, wat de relatie met veiligheid voor mens, natuur en/of milieu is. De verschillen en overeenkomsten van een ontwikkeling van schaliegas of steenkoolgas met de conventionele gaswinning in een voor Nederland karakteristieke situatie worden besproken in meer detail in A.2.2. Deze moeten afgezet worden tegen andere industriële (inclusief landbouw) activiteiten en andere vormen van aardgaswinning.

Indien mogelijk en beschikbaar zullen voor Nederland representatieve ontwikkelings-scenario’s aangeleverd worden, waarna de resterende vragen beantwoord dienen te worden. Indien de ontwikkelingsscenario’s niet voorhanden zijn, dan maakt het ontwikkelen van deze scenario’s onderdeel uit van het onderzoek.

Geef de voor- en nadelen van Multi well pads (ruimtebeslag, transport, veiligheid, duur activiteiten) in vergelijking met single wells.’

1.2. Afbakening

De hoofdvraag van dit onderdeel richt zich op het beschrijven van de omvang en aard van installaties voor opsporing en winning van schaliegas in de Nederlandse situatie. Naast de beschrijving van de gasopsporing en gaswinninginstallaties (aantal, afstand tussen locaties, fysieke omvang van terreinen en installaties, beschrijving van faciliteiten en infrastructuur voor gas), wordt specifiek gekeken naar de duur en aard van gasopsporing en gaswinning activiteiten. Ten slotte wordt de logistiek voor het hydraulisch fraccen en het watermanagement beschreven.

De beschrijving wordt gedaan op hoofdlijnen. Hierbij wordt het rapport van Halliburton [ref. 2.] als basis genomen voor de ontwikkelingen van Schaliegaswinning in Nederland. In het Halliburton rapport wordt één scenario gedefinieerd en beschreven, de zogenaamde ‘base case’. Dit scenario gaat uit van winning in de Posidonia geologische formatie in Brabant en geeft daarbij een aantal uitgangspunten voor de omvang en dimensies van de winningen en bijbehorende installaties. Naast de Posidonia formatie zou winning van schaliegas in Nederland ook uit het Geverik laagpakket mogelijk zijn (afbeelding 1.1). Het is echter essentieel om via exploratieboringen en productietesten de geschiktheid van potentierijke schaliegas laagpakketten, zoals het Geverik laagpakket, voor gaswinning te onderzoeken. Bij het beantwoorden van de gestelde vragen wordt uitgegaan van de ‘base case’ gesteld in het Halliburton rapport [ref. 2.], als representatief voor Nederlandse omstandigheden, met referentie naar vergelijkbare situaties van andere locaties wereldwijd, vooral in de VS. Waar relevant worden resterende en/of aanvullende potentieel belangrijke vragen geformuleerd en beantwoord.

De hoofdvraag wordt verdeeld in een aantal deelvragen die in onderstaande paragrafen beschreven zijn. Hierbij wordt specifiek aandacht besteed aan de risico’s voor mens, natuur

en milieu. Waar nodig wordt een vergelijking gemaakt met de opsporing en/of winning van conventioneel gas, als referentiepunt.

Afbeelding 1.1. Mogelijke schaliegashoudende lagen in Nederland [ref. 10.]



Aantal en afstand tussen winning locaties, fysieke omvang van de site en installaties, installatie footprint (ecologisch)

Hier wordt specifiek gekeken naar de belangrijkste factoren die bepalend zijn voor het aantal en afstand tussen winning locaties, en de fysieke omvang (footprint) van de installaties voor schaliegas.

Aard en duur van gasopsporing en -winning activiteiten

Hier worden alle activiteiten gerelateerd aan opsporing en winning van schaliegas in tijd gedefinieerd en besproken. Elke activiteit wordt op hoofdlijnen separaat beschreven.

Beschrijving van de gasinstallaties en infrastructuur

Hier worden de ondergrondse en bovengrondse gaswinninginstallaties en infrastructuur op hoofdlijnen beschreven.

Watermanagement

Hier wordt het watermanagement bij schaliegaswinning besproken, als een van de belangrijkste onderwerpen die aandacht verdient ten aanzien van beperking van de risico's voor mens, natuur en milieu.

Logistiek van hydraulisch fraccen

Hier wordt de aard en logistiek van de frac activiteiten voor schaliegaswinning op hoofdlijnen besproken.

Andere potentieel relevante vragen

Hier wordt aandacht besteed aan andere potentieel belangrijke vragen betreffend veiligheid voor mens, natuur en/of milieu, die aan de orde komen tijdens het opsporen en winnen van schaliegas.

1.3. Aanpak

Beantwoording van de deelvragen is gebaseerd op literatuuronderzoek volgens de bronselectiemethode zoals weergegeven in het onderzoeksplan. De gebruikte bronnen zijn opgenomen in het literatuuroverzicht.

2. ANALYSE

2.1. Opsporing en winning van schaliegas in Nederlandse omstandigheden

Schaliegas ontwikkeling is controversieel, deels door een gebrekkig begrip door publiek en gezondheidsbeambten met betrekking tot de mogelijkheid en grootte van geassocieerde gezondheid- en milieu- risico's; dit komt naar voren uit een recentelijk uitgebracht rapport [ref. 1.] opgesteld door het betrekken van 215 experts uit de industrie, universiteiten/academie, overheid, NGO (Non-Governmental Organisations) in de VS. Veel van deze controverse hangt samen met de ervaren milieuoetafdruk en effecten gerelateerd aan het boren en de putuitvoering door middel van hydraulisch fraccen technieken, het verkrijgen en opslaan van water, zowel voor- als na het hydraulisch fraccen, de productie faciliteiten, en het herstellen van de locatie na het einde van de productie.

Het ministerie van EZ wijst de volgende onderwerpen aan voor onderzoek en discussie:

- aantal en afstand tussen locaties, fysieke omvang en grootte van de terrein en installatie, ruimte beslag - footprint (inclusief ecologisch footprint);
- duur en aard van de diverse activiteiten;
- beschrijving van de faciliteiten en infrastructuur voor gas;
- water management;
- logistiek van hydraulisch fraccen;
- andere mogelijk relevante vragen.

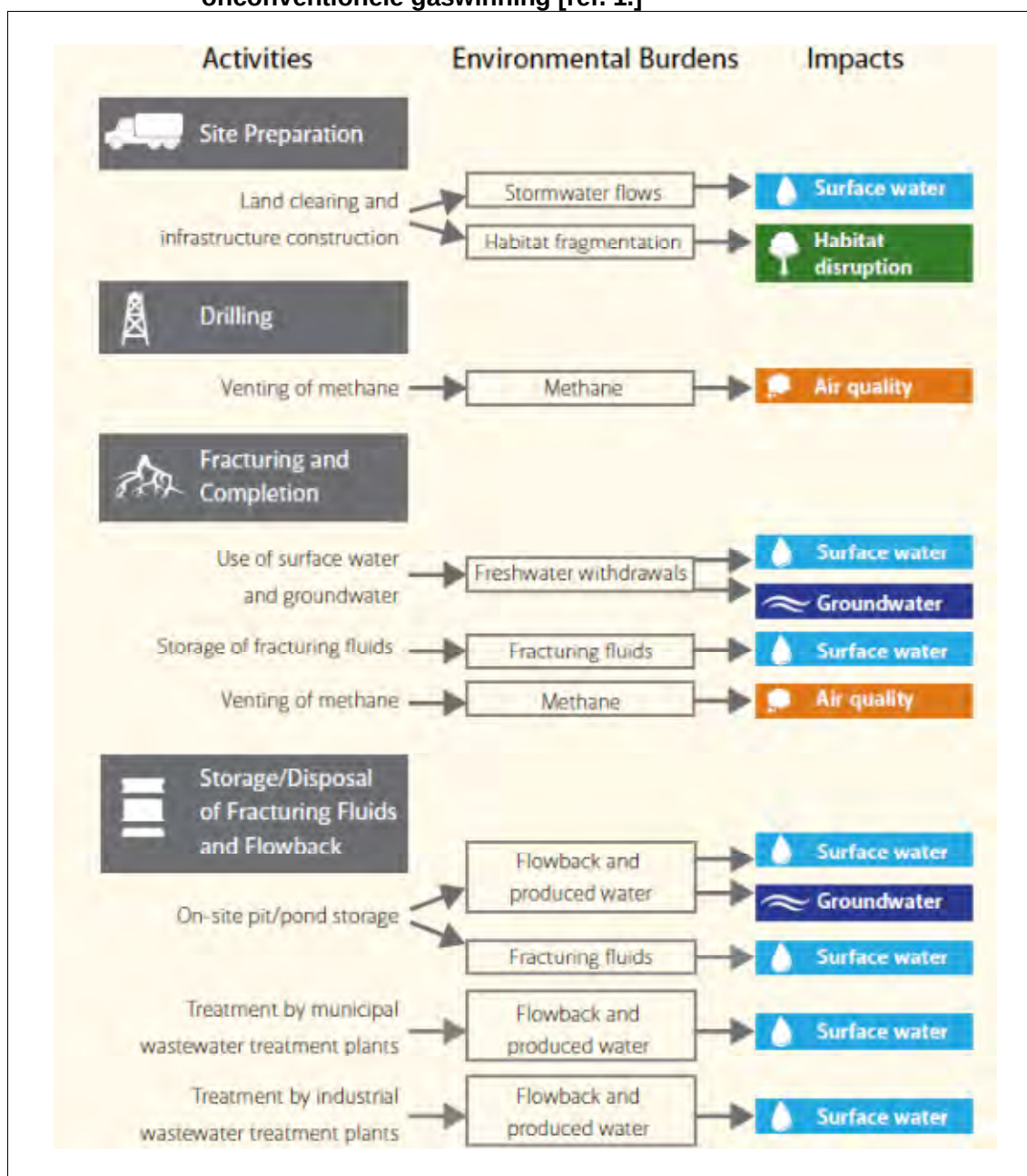
Ieder van deze elementen heeft daarmee geassocieerde gezondheid- en milieu- overwegingen en risico's.

Daarentegen zijn deze overwegingen en risico's voor onconventionele schaliegas ontwikkeling en -productie niet significant anders dan voor ontwikkeling van conventionele koolwaterstoffen [ref. 1.]. In een recente screening onder de industrie, niet-overheidsorganisaties (NGO's), academische en overheidsorganisaties geïnteresseerd in verschillende aspecten van hydraulisch fraccen, heeft Resources for the Future (RFF) vastgesteld dat 10 van de top 12 overeenkomende bedenkingen voor iedere groep uit kwalitatief oogpunt hetzelfde waren voor zowel conventionele als onconventionele schaliegas ontwikkelingsactiviteiten [ref. 1.]. Volgens de bevindingen van RFF zijn deze overeenkomende bedenkingen (in volgorde van verminderende overlap):

- risico voor oppervlaktewaterkwaliteit;
- risico voor luchtkwaliteit;
- risico voor grondwaterkwaliteit;
- risico voor het vernietigen van leefgebied.

Afbeelding 2.1 is overgenomen uit het RFF rapport en geeft de 12 grootste risicofactoren weer, zoals aangegeven door de ondervraagde experts.

Afbeelding 2.1. Top 12 risicofactoren geïdentificeerd voor conventionele en onconventionele gaswinning [ref. 1.]



Deze factoren worden verder besproken in het licht van de geïdentificeerde onderwerpen van belang voor het onderzoek.

2.2. Aantal en afstand tussen winning locaties, fysieke omvang van de site en installaties, installatie footprint (ecologisch)

De ruimtelijke relatie en het ruimtebeslag van boor- en productielocaties zijn afhankelijk van lokale engineering en 'compliance'-beperkingen [ref. 2.]. Meer specifiek is hier sprake van bovengrondse culturele en natuurlijke beperkingen, en ondergrondse geologische en technische beperkingen. De toegepaste techniek om meerdere bronnen vanuit één boven-

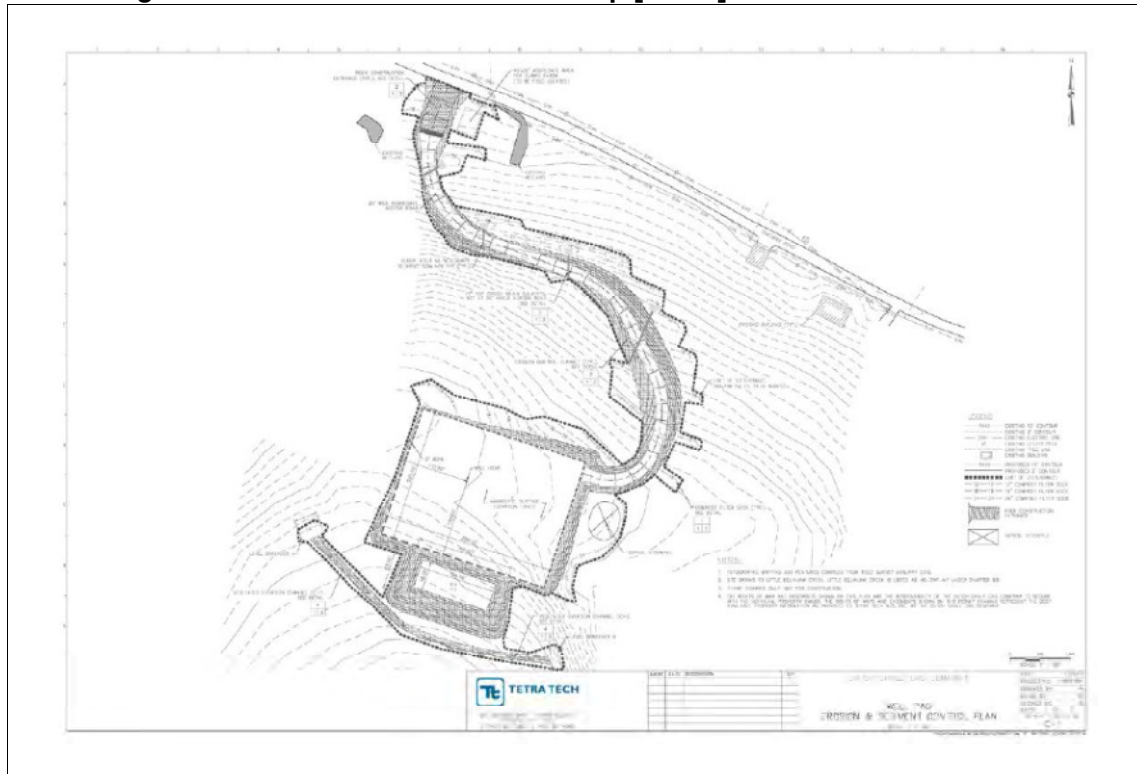
grondse locatie aan te boren, minimaliseert het ruimtebeslag en kan de volgende voordelen hebben ten opzichte van conventioneel, single-well boren [ref. 2.]:

- lagere bouwkosten;
- minder oppervlakte verstoring, wat leidt tot minder mogelijke sedimentlozing tijdens constructieactiviteiten richting oppervlakte water;
- minder fragmentatie van de leefomgeving;
- minder wegen.

Zoals al eerder aangegeven, is het aantal bronnen (wells) dat kan worden geboord vanuit een locatie afhankelijk van de lokale bovengrondse- en ondergrondse karakteristieken. In zijn algemeenheid kan het aantal bronnen dat wordt geboord vanuit 1 bovengrondse locatie variëren van 2 tot meer dan 30 [ref. 3.]. Deze aantallen zijn consistent met de informatie gepresenteerd in de Halliburton studie. Hiertegenover wordt conventioneel gas meestal gewonnen door middel van meerdere single wells geboord op een multi-wells locatie. Beperkende bovengrondse en ondergrondse factoren zullen worden geëvalueerd voor het boren als onderdeel van de exploratie- en engineeringontwerpfase. Voorbeelden van beperkende bovengrondse factoren zijn onder meer: de beschikbare hoeveelheid ruimte, nabijheid van bewoonde gebieden en gebouwen, oppervlaktewater, moeilijk begaanbaar terrein. Voorbeelden van beperkende ondergrondse factoren zijn geologische risico's, zoals grote scheuren, cavernes zoals grotten en mijnen, al aanwezige bronnen die hydraulisch kunnen communiceren met de voorgestelde bron gedurende het hydraulische fraccen. De genoemde factoren zijn op zich geen gevaar, maar worden dat pas als er onoordeelkundig doorheen geboord zou worden.

Afbeelding 2.2 uit [ref. 2.] geeft een voorbeeld weer van een boorlocatieontwerp in Brabant, waarbij aanvoerwegen, boorgebieden, wateropslag gebieden, en ook technische onderdelen en overwegingen worden weergegeven.

Afbeelding 2.2. Voorbeeld boorlocatieontwerp [ref. 2.]



Het hierboven weergegeven ontwerp en ruimtebeslag is consistent met de ruimtebeslag op andere locaties. Bijvoorbeeld, een 12 puts boorlocatie in British Columbia heeft een origineel grondbeslag van ongeveer 2,55 ha [ref. 3.]. Na afronding van de booractiviteiten zal dit teruggebracht worden naar een ruimtebeslag van 0,12 ha voor de lange termijn productie. In de Verenigde Staten worden boorlocaties die van oorsprong 2 tot 3 hectares zijn, bij productie teruggebracht naar 0,2 tot 0,3 ha voor de levensduur van de put [ref. 4.].

Aard en duur van gasopsporing en -winning activiteiten

De deelactiviteiten [ref. 3.] nodig voor het boren, voltooien, produceren en stoppen van onconventionele schaliegasbronnen volgen een algemeen herhaalbare volgorde onafhankelijk van de locatie, dus ook van toepassing voor Nederlandse omstandigheden:

- exploratie;
- planning en vergunning;
- boorlocatie voorbereiding;
- boren, data loggen en casing/cementing;
- put voltooiing, en productie faciliteiten installeren;
- hydraulisch fraccen en terugvloeiing van vloeistoffen hiervan;
- productie uitvoering;
- afsluiting en restauratie.

De volgende tabel geeft de duur van de verschillende activiteiten weer.

Tabel 2.1. Aard en duur van deelactiviteiten bij schaliegaswinning

deel activiteit	potentiële duur
exploratie	meerdere jaren
planning en vergunningen [ref. 2.]	2-3 jaar
boorlocatie voorbereiding	6-18 maanden
boren, dataloggen, casing/cementeren	2-6 maanden
put voltooiing en installatie van productie faciliteiten	1-3 maanden
hydraulisch fraccen en terugstroom van vloeistoffen	4-6 weken
productie uitvoering per (grote) putten cluster	10-30 jaar
afsluiting en restauratie	6-9 maanden

Bij multi-well pads (putten clusters met meerdere putten horizontaal geboord en benaderd vanaf een verticale boring) zou de totaal benodigde tijd voor put voltooiing afhankelijk zijn van het aantal geboorde putten.

In de VS worden sommige putten, die nu al 8 tot 10 jaar in gebruik zijn, opnieuw gefract om de gaswinning te stimuleren. Er is op dit moment onvoldoende inzicht in het effect hiervan op de gaswinning.

Exploratieactiviteiten

Exploratie is de term die wordt gebruikt voor de verschillende studies die bepalen waar wel en waar niet kan worden geboord [ref. 3.]. Exploratie omhelst verschillende geologische-, petrofysische- en seismische studies om te extrapoleren vanuit bekende datapunten. Exploratieactiviteiten zijn vooral kantooractiviteiten, die kunnen enkele tot vele jaren duren en resulteren in het besluit om een vergunning aan te vragen voor boortesten; dit om de exploratiestudie te verifiëren op de aanwezigheid van gas en olie en op hun economische mogelijkheden.

De exploratiefase moet ook gebruikt worden voor het verkrijgen van belangrijke informatie over gevoelige culturele-, natuurlijke- of leefgebieden die vervolgens in het planning- en vergunningstraject gebruikt kan worden. De exploratiefase kan ook gebruikt worden voor het vergaren van civieltechnische basisinformatie voor het plannen van wegen, leidingen enzovoorts.

Planning en vergunningen

Om boor- en constructieactiviteiten te kunnen beginnen, en soms voor modificatie van bestaande olie- en gasproductiefaciliteiten, zijn vergunningen nodig [ref. 5.]. Binnen het planingsproces kunnen de volgende deelactiviteiten met betrekking tot milieutechnische beschermingsfactoren aan de orde komen:

- toegangswegen, effect, ontwerp, bouw, onderhoud, terugvordering;
- productie, injectie, lozing bij well uitvoering, stimulatie, werking, afsluiting;
- informatieacquisitie ten behoeve van productiesystemen en leidingroute bepaling, constructie en installatie, bedrijfsvoering en onderhoud;
- koolwaterstofproductie- en waterbehandelingsinstallatie- eisen, locaties, ontwerpcriteria gebaseerd op grond stabiliteit en corrosiviteit, vuurbestendigheid, mechanische integriteit, kwalificaties van operator, housekeeping, veiligheidssystemen ter bescherming van blootstelling van werknemer en publiek, utiliteiten- en energiebehoeftes, voorkomen van lekkages, controle, risicomanagement en -responsplan, afvalmanagement, faciliteiten en installatie afsluiten en achterlaten, bronsluiting.

Het planning- en vergunningsproces moet ook rekening houden met grondreclamatie en -restauratieactiviteiten, die plaatsvinden als de koolwaterstofproductieactiviteiten afgelopen zijn.

Een aantal vergunningen is nodig voor het onttrekken van aardgas (en dus ook schaliegas) in Nederland [ref. 2.]; dit is ook elders gebruikelijk [ref. 3.]. Vergunningen en goedkeuring zijn nodig voor het gebruik van het land, faciliteiten, gebruik en lozing van water. Dit vergunningsproces volgt een specifieke juridische volgorde. Het vergunningsproces bevat ook elementen van publieke participatie op verschillende momenten, en duurt 2 tot 3 jaar.

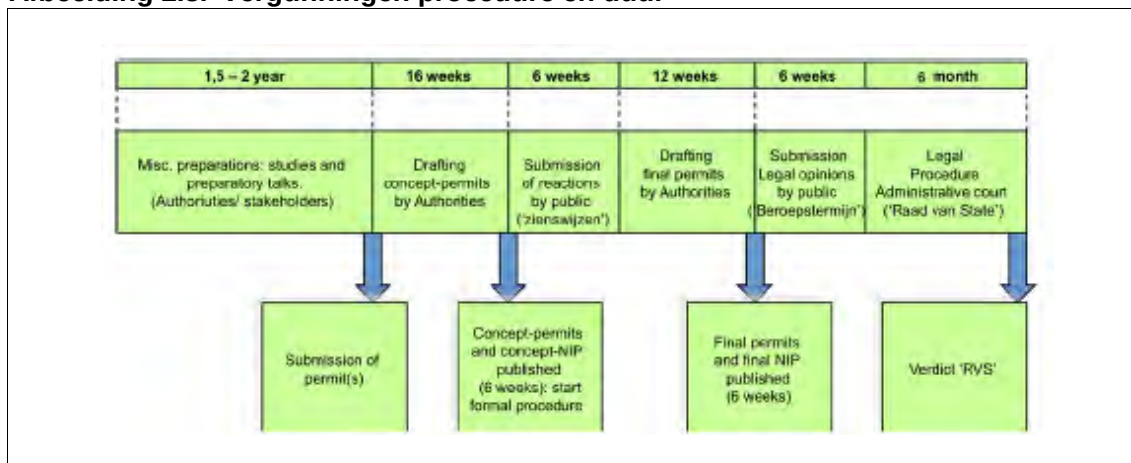
De voorlopige procedure uit het Halliburton rapport zoals weergegeven in afbeelding 2.3, geeft het verwachte tijdspad en de mijlpalen weer. De procedure is herkenbaar en past binnen de nieuwe Omgevingswet. De 1,5 tot 2 jarige vergunningsaanvraag periode resulteert in een pakket aan vergunningaanvragen met bijlagen, die de initiatiefnemer aanreikt aan het bevoegd gezag. Op basis daarvan gaat het bevoegd gezag haar conceptvergunning opstellen. Het is niet verplicht om de vergunningaanvragen ter inzage te leggen, maar het is wel gebruikelijk om dat te doen.

In de omgevingswet wordt een alternatieve procedure ingevoerd, die onder andere tracéwet procedures en inpassingplannen vervangt voor projecten met een nationaal belang: het projectbesluit. Die procedure start met een verkenningsfase. De doorlooptijd zal niet veel afwijken van waar in afbeelding 2.3 is uitgegaan: 1,5 tot 2 jaar. Het is overigens nog ongewis wanneer de Omgevingswet in werking zal treden. Ook de proceduretijd voor de omgevingsvergunning en andere benodigde vergunningen wijzigt niet na invoering van de Omgevingswet.

Een Milieu Effect Rapportage (MER) zal verplicht zijn voor schaliegaswinning, mede gezien de maatschappelijke belang en zorg rondom schaliegaswinning. De MER levert informatie aan voor de besluitvorming in het kader van onder andere de Wet Milieubeheer. De MER wordt opgesteld door de initiatiefnemer in de eerste periode van 1,5 tot 2 jaar en bestaat in uit het samenbrengen van alle inhoudelijke studies in een heldere afweging, inclusief alternatievenafweging. De procedure start met de kennisgeving van het voornemen. Er zijn bindende regels voor het moment waarop de MER ter inzage moet worden gelegd: minimaal gelijktijdig met de ontwerpvergunningen. Eerder ter inzage leggen met de vergunningaanvragen mag, maar is dus vooruitlopend op de wettelijke verplichting. De MER wordt meestal gelijktijdig met de vergunningaanvragen ter inzage gelegd. Het bevoegd gezag kan er voor kiezen om de MER pas ter inzage te leggen met de ontwerpvergunningen.

Een definitieve vergunning is zes weken open voor beroep. Als er geen beroep wordt aangetekend eindigt de procedure na die 6 weken. Als er wel beroep wordt aangetekend dan duurt de procedure nog minstens 6 maanden; in het geval van schaliegaswinning is de kans aanwezig dat dit zal gebeuren.

Afbeelding 2.3. Vergunningen procedure en duur



Vorbereiding boorlocatie

Indien het vergunningentraject is doorlopen, kan het voorbereiden van de boorlocatie beginnen. Hier moet onderscheid gemaakt worden tussen exploratie- en productieputten. Initieel wordt civieltechnisch werk uitgevoerd om locatie-specifieke ontwerp- en bouwparameters te bepalen voor de toegang van zware voertuigen en machinerie, fundering van de boorlocatie, water reservoirs en/of de water tank(s) funderingen. De bouw van deze onderdelen volgt het goedgekeurde projectplan. Het projectplan houdt primair constructieactiviteiten in, maar kan afhankelijk van de eisen van bevoegd gezag ook gaswinning gerelateerde activiteiten inhouden. Het projectplan dient de daadwerkelijke situatie te reflecteren en moet voor de goedkeuring desnoods gemodificeerd worden. Het is belangrijk dat de in de vergunning gestelde eisen doorgevoerd worden in bouwtechnieken en managementmethodes. Hieronder vallen erosie- en sedimentatie-controlemaatregelen om oppervlaktewater en gevoelige gebieden te beschermen van onbedoelde sedimentatie als gevolg van stormwater afspoeling van gestabiliseerde gebieden. Boorlocatie voorbereiding kan ook de ontwikkeling en bouw van infrastructuur behelzen die nodig is voor de ondersteuning van het boren, afwerken, hydraulisch fraccen en lange termijn productie van een bron [ref. 6.]. Voorbereiding van de boorlocatie kan in 6 tot 18 maanden worden uitgevoerd.

Boren, data loggen en casing/cementeren

Het boren van boorgaten geeft toegang tot geologische formaties die mogelijk koolwaterstoffen bevatten. Boorgaten dienen ook voor toegang/toevoer en afvoer/lozing van water en/of andere vloeistofstromen die worden gebruikt voor de gaswinning [ref. 7.]. Boringen moeten op een verantwoorde manier worden uitgevoerd om oppervlakte- en grondwater te beschermen. Er dienen voorzorgsmaatregelen genomen te worden tegen het ongecontroleerd ontsnappen van methaan, aangezien dit tot veiligheid- en milieusico's kan leiden. Het gebruik van verzwaarde 'drilling muds' valt onder deze voorzorgsmaatregelen; deze wordt toegepast voor het beheersen van de formatiedruk, wat voorkomt dat gas het boorgat binnendringt tijdens het boren. Een andere voorzorgsmaatregel is het affakkelen om het vrijgekomen gas tijdens het boren te verbranden.

Het boren van een olie- of gasbron volgt een aantal opeenvolgende activiteiten, waarvan een aantal meerdere keren per bron kunnen worden herhaald:

- bouwen van een boorlocatie en installeren van vloeistofapparatuur;
- bouwen van een boorinstallatie en ondergeschikte apparatuur, en het testen van alle apparatuur;
- boren van de put; data logging van de put (in wezen het installeren van meetinstrumenten in de bron om specifieke parameters op te meten);

- installeren en cementen van de casing (stalen pijp) om verschillende geologische lagen en de bijbehorende vloeistoffen en drukken van elkaar te scheiden;
- loggen en testen van de casing om sterkte/integriteit;
- verwijderen van de boorinstallatie en randapparatuur;
- opstellen van perforatie- en hydraulisch fraccen apparatuur;
- perforeren van de casing in de gewenste geologische formatie;
- hydraulisch fraccen of stimulatie om toegangen te creëren voor de koolwaterstoffen, zo dat ze naar de het boorgat kunnen stromen;
- installeren van artificiële liftapparatuur (in feite mechanische apparatuur - pompen om het water op te pompen als de formatiedruk onvoldoende is om de druk van de waterkolom op te heffen);
- als dit nodig is);
- installatie van bovengrondse productieapparatuur;
- starten van de productie;
- monitoren van bronproductie en -integriteit;
- bergen van overbodig geworden onderdelen.

Put logs en hydraulische druktesten zijn noodzakelijke middelen voor het evalueren van formaties, bronontwerp en -bouw. Verschillende mechanische integriteitstesten en hydraulische druktesten worden gebruikt voor het evalueren van de putintegriteit. Goede casing- en cementeren- protocollen zijn essentieel om de mechanische integriteit van boorgaten, en daarmee de resulterende bescherming van koolwaterstof en grondwater, te waarborgen. Deze activiteiten kunnen 2 tot 6 maanden duren.

Bron voltooiing en installatie van productiefaciliteiten en pijplijnen

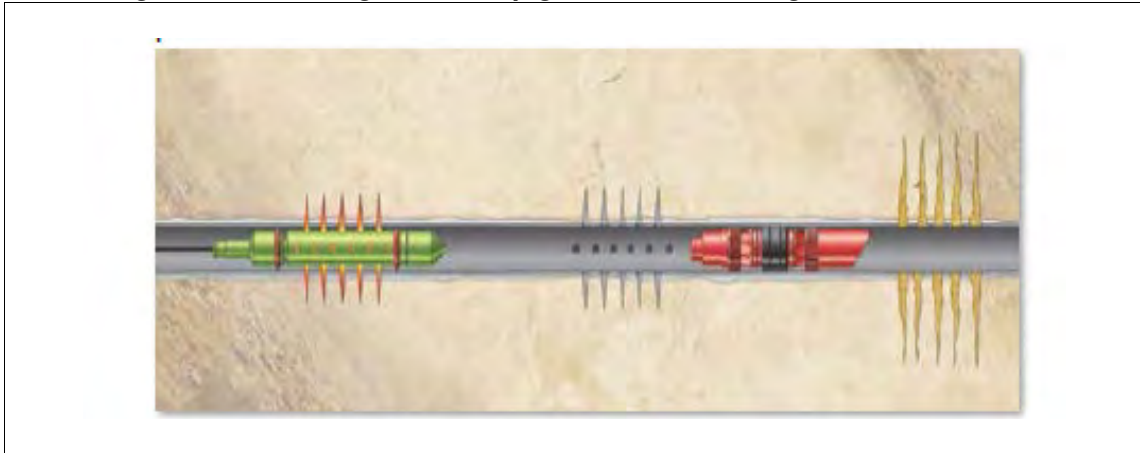
Na het cementeren en testen van de casing en het vaststellen van de putintegriteit worden de onderdelen die dienen voor blow-out preventie verwijderd en wordt de bron voorzien van een putmond. Daarna wordt de coil tubing unit geïnstalleerd. Deze dient voor het positioneren van de perforatie- en de frac apparatuur. In het geval van onconventionele schaliegasbronnen zijn boorgat- en formatiedrukken op dit punt van het proces onder controle. Potentiële problemen kunnen pas ontstaan na het perforeren van de casing en vooral na het fraccen, door drukontspanning uit de formatie. Bovengrondse faciliteiten en pijplijnen voor het transport van de verwachte koolwaterstoffen kunnen worden geïnstalleerd op dit moment, ter voorbereiding op hydraulisch fraccen en lange termijn productie. De faciliteiten worden in principe in een keer neergezet voor een aantal jaren afhankelijk van de geproduceerde gas hoeveelheden en drukveranderingen in het systeem (afnemend in tijd). De bron-voltooiing fase, samen met het installeren van productiefaciliteiten en pijpleidingen, kan worden afgerond in 1 tot 3 maanden. Dit kan ook langer duren afhankelijk van de locatie/positionering van het leidingwerk.

Hydraulisch fraccen en terugstroom van vloeistoffen

Hydraulisch fraccen vergroot het 'blootgestelde' oppervlak van de productieformatie; hierbij wordt een geleidende doorgang gecreëerd van het boorgat door de bedoelde koolwaterstof houdende formatie over een significante afstand [ref. 7.].

De eerste stap in het hydraulisch fraccen proces is het perforeren van de casing. Om perforaties door de casing te schieten in de formatie wordt perforatiegereedschap/geweer gebruikt. Een afbeelding van een perforatiegeweer en perforatie casing is hieronder weergegeven.

Afbeelding 2.4. Perforatie gereedschap/geweer in de casing

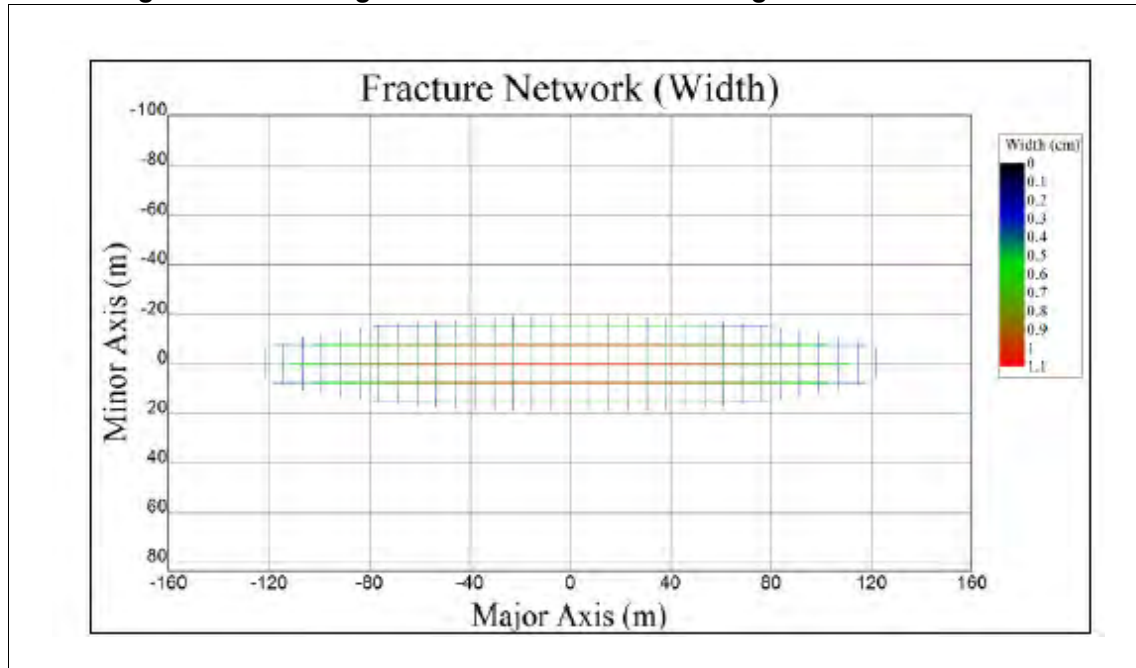


Frac-vloeistoffen, hoofdzakelijk bestaande uit water met zand (en/of andere formatie 'prop-pants' om de ontstane scheuren in de formatie open te houden nadat de druk is opgeheven) en een klein percentage aan chemicaliën, worden gepompt in de formatie door de perforaties in de casing. De toegepaste drukken en vloeistof hoeveelheden voor het fraccen van de formatie zijn afhankelijk van de formatiekenmerken. Het mengen en opslaan van frac-vloeistof en het opvangen van terugstromend vloeistof (flowback water) worden gezien als risico's voor oppervlakte en grondwater, en moeten daarom worden gecontroleerd [ref. 3.].

De spreidingslengte van de resulterende geïnduceerde fractuur in de formatie is een functie van zowel frac druk, volume van geïnjecteerd vloeistof en duur van het fraccen. De spreidingslengte van de geïnduceerde fracturen kan over het algemeen worden gelimiteerd tot een lengte die de fractuur binnen de doelformatie houdt. Opwaarts geïnduceerde fractuurvorming wordt gelimiteerd door zowel de variatie in gesteentekarakteristieken en door de gepompte vloeistofvolumes.

Modellering gerapporteerd in [ref. 2.] impliceert het ontstaan van fracs in de formatie met lengtes van 15 tot 20 m, zoals weergegeven in afbeelding 2.5.

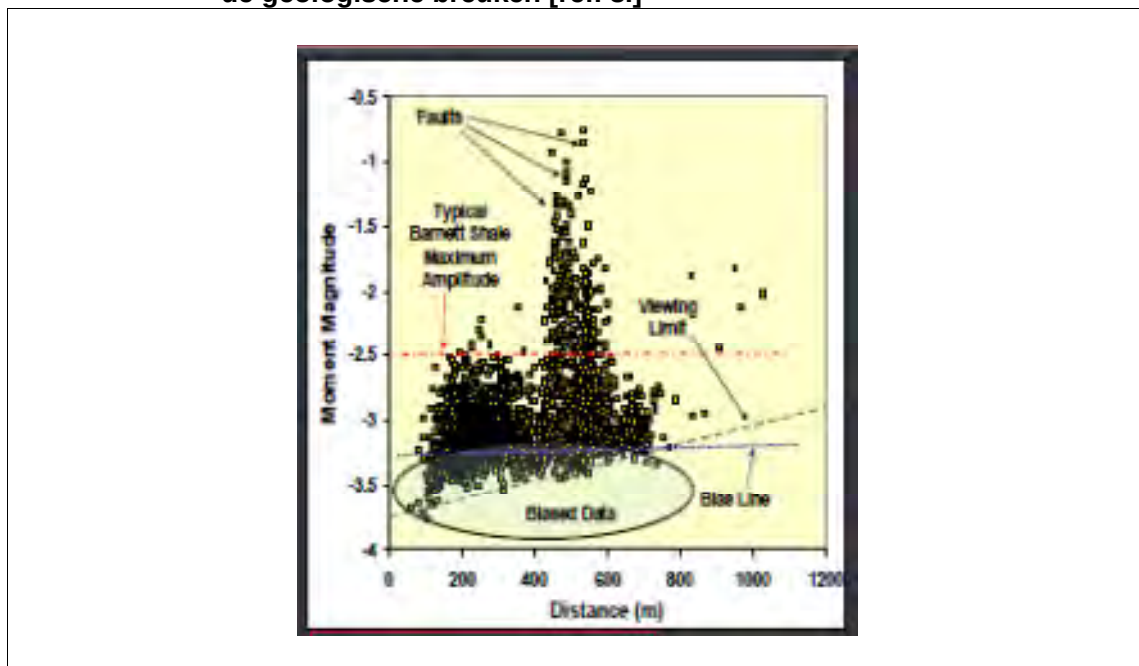
Afbeelding 2.5. Modelering van fractures naar aanleiding van formatie fraccen



De lengte en distributie van geïnduceerde hydraulische fractures kan worden gemonitord [ref. 3.]. Dit kan echter niet in real-time gedaan worden. Hiervoor kunnen passieve micro-seismische monitoring methodes gebruikt worden, die de scheurlocaties bepalen op basis van geluidresonantie. Onder goede condities en met een goede opstelling, kan de scheurlocatie met een nauwkeurigheid van ongeveer 15 m bepaald worden. De diepte van de Posidonia en Geverik laagpakketten spreidt zich tot 4 km -NAP (zie A.2.2). De nauwkeurigheid van geluidresonantie metingen zal dalen naar mate de winningdiepte groter wordt.

Micro-seismische methodes kunnen ook gebruikt worden om te bepalen of geïnduceerde fractures of frac-vloeistoffen invloed hebben op bestaande geologische breuken [ref. 8.], zoals weergegeven in de afbeelding 2.6 van Warpinski. Daarentegen is het belangrijk om op te merken dat de meest significante breuken kunnen worden geïdentificeerd met behulp van traditionele oppervlakte seismische technieken [ref. 3.].

Afbeelding 2.6. Interactie geïnduceerde fractures of fracc-vloeistoffen met bestaande geologische breuken [ref. 8.]



Terugvloeit van hydraulische frac-vloeistoffen is een activiteit die uitgevoerd wordt om een deel van de frac-vloeistof terug te winnen en om de gasproductie te initiëren. Retourwater kan worden onderscheiden van formatiewater door het verschil in samenstelling. De eerste vloeistof die terugvloeit is gewoonlijk de laatst geïnjecteerde vloeistof. Behandelingstechnieken zijn recent beschikbaar gekomen voor het recyclen en hergebruik van teruggewonnen flowback water (vraag B.1.1.4).

Als de gastoevoer toeneemt daalt de hoeveelheid flowback water snel. Afhankelijk van de producerende formatie en locatie, kunnen economisch haalbare hoeveelheden gas worden behaald uren na het starten van het flowback proces [ref. 3.]. Gas dat niet naar een productie lijn kan worden gestuurd tijdens flowback moet worden afgefakkeld om veiligheidsrisico's te minimaliseren en luchtvervuiling (zie onderdeel B.3) te voorkomen [ref. 1.].

Na voltooiing van de flowback periode kan een boorgat tijdelijk worden afgesloten, de hydraulische frac- en flowback- apparatuur kan worden verwijderd en de site kan worden gereconfigureerd en hersteld, zodat een kleiner ruimtebeslag wordt gerealiseerd voor de lange termijn productie en -transport van de producten via trucks of leidingen. De hydraulisch fraccen- en flowback periode kan worden voltooid in 4 tot 6 weken.

Productieactiviteiten

Productieactiviteiten kunnen per (grote) cluster een duur hebben van 10 tot 30 jaar, waarbij koolwaterstoffen worden geproduceerd in economisch relevante hoeveelheden. Het Halliburtonrapport uit 2011 [ref. 2.] geeft aan dat er waarschijnlijk 3 stoffen gedurende de productie naar de oppervlak zullen stromen: aardgas (voornamelijk methaan), vloeibare koolwaterstoffen (bijvoorbeeld condensaat, aardgasvloeistoffen of olie), en water. Deze vloeistoffen zijn ook gebruikelijk in conventionele gaswinning en andere onconventionele- of schaliegas productiegebieden [ref. 3.]. Vloeistoffen worden gescheiden door speciaal daarvoor ontwikkelde apparatuur. Afgescheiden gas gaat direct in een verkoop pijpleiding en kan daarna verder worden gescheiden in een gas behandelingsfaciliteit. Gescheiden vloeibare koolwaterstoffen worden gewoonlijk opgeslagen in tanks in afwachting van transport

naar raffinage faciliteiten. Afgescheiden water wordt gewoonlijk opgeslagen in tanks in afwachting van transport naar verwerkingsinstallaties of injectieputten.

Mogelijke lekkage van opgeslagen of getransporteerde vloeistoffen (geproduceerd water en koolwaterstoffen) is het grootste risico op bovengrondse- en ondergrondse verontreiniging van het oppervlakte- en grondwater gedurende de lange termijn productiefase [ref. 1.]. Gebrekkige behandeling en lozing van geproduceerd water (en flowback water in mindere mate) uit rioolwaterzuiveringen of industriële afvalwaterzuiveringen vertegenwoordigt een risico van vervuiling van het oppervlaktewater. Deze risico's zijn ook van toepassing bij conventionele gasproductieactiviteiten.

Afhankelijk van de geproduceerde hoeveelheden en de drukveranderingen in het systeem (afnemend in de tijd), zullen er aanpassingen en onderhoud moeten worden uitgevoerd gedurende de levensduur van de put.

Putafsluiting en -restauratie

Het afsluiten/verlaten van putten, verwijderen van de productieapparatuur en restauratie van een productielocatie gebeurt wanneer bronnen geen economische hoeveelheden koolwaterstoffen meer produceren en niet verder bruikbaar zijn [ref. 5.]. Putten worden permanent gesloten met cement en/of mechanische barrières om vloeistofmigratie te voorkomen. Deze activiteiten worden uitgevoerd om putformaties en -drukken te isoleren, en als bescherming tegen verontreiniging van oppervlakte- en grondwater.

Put afsluiting/verlating is strikt gereguleerd sinds 60 jaar [ref. 5.]. Incorrect afgesloten/verlaten putten kunnen ook een risico vormen voor verlies van integriteit van hydraulisch gefraccte putten in de buurt, als deze in de primaire fractuurrichting zijn opgesteld en op dezelfde diepte liggen [ref. 3.]. In enkele gevallen moeten incorrect verlaten bronnen worden opgespoord en correct worden afgesloten, voordat nieuwe bronnen kunnen worden voltooid.

2.3. Beschrijving van faciliteiten en infrastructuur voor gas

Faciliteiten en infrastructuur voor de productie en verkoop van aardgas, en geassocieerde vloeistoffen, omvatten zowel de bovengrondse als ondergrondse faciliteiten [ref. 2.]. De bovengrondse installaties zijn vaak het doel van publieke ongerustheid met betrekking tot hun potentiële effecten op de leefomgeving.

Bovengrondse installaties op productielocaties (welke zijn aangepast in ruimtebeslag na het afronden van het boorproces), zijn vaak beperkt tot de putmond, vloeistof scheidingsapparatuur, opslagtanks, compressors aangedreven door verbrandingsmotoren of elektrisch (als dat uit economisch of milieu oogpunt gewenst is) en bovengrondse pijplijnenden. Voorbeelden van enkele installatieonderdelen staan in onderstaande afbeeldingen uit [ref. 2.].

Afbeelding 2.7. Putmonden op een multi-well productie locatie [ref. 2.]



Afbeelding 2.8. Opslag voor productiewater en condensaat [ref. 2.]



Afbeelding 2.8 geeft een opslag faciliteit voor productie water en condensaat aan; een secundaire barrière om lekkage of morsen in te sluiten is zichtbaar.

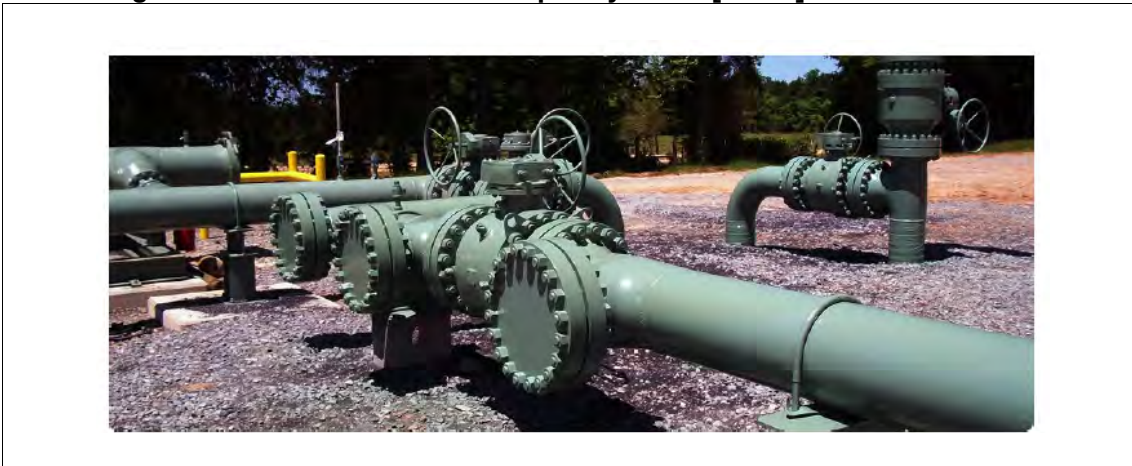
Vloeistoffen uit opslagtanks worden over het algemeen verwijderd met behulp van tankvrachtwagens voor transport naar raffinage of verwerkingsfaciliteiten. Tijdens laad- en losactiviteiten van opslagtanks kan luchtvervuiling ontstaan, als de tanks niet goed zijn uitgevoerd, ontworpen of onderhouden. Deze risico's zijn ook van toepassing bij conventionele gaswinning.

Afbeelding 2.9. Compressor op skid [ref. 2.]



Compressoren gemonteerd op een skid zoals zichtbaar in afbeelding 2.9 worden gebruikt om het aardgas op druk te brengen voor de pijpleiding, aangezien het geproduceerde gas mogelijk niet de juiste druk heeft voor de transportleiding. Deze compressoren kunnen een bron van luchtvervuiling en geluidsemissie zijn, in zowel het hoorbare als in het laagfrequente geluid spectrum. Dit kan overlast geven voor publiek en de dierenwereld. Dit is ook van toepassing bij conventionele gaswinning.

Afbeelding 2.10. Gas verzamel- en transportsysteem [ref. 2.]



Afbeelding 2.10 geeft een voorbeeld van een verzamel- en transportsysteem voor aardgas. Dit is het belangrijkste onderdeel voor het economische distributie van aardgas. Als deze systemen goed onderhouden worden, zijn ze in principe betrouwbaar en is er weinig kans op milieuvervuiling of publiek risico.

2.4. Watermanagement

Het gebruik van relatief grote hoeveelheden water voor de extractie van aardgas is een van de grootste en meest besprokene zorgen van de bevolking en brede publiek; dit ook medegezien dit water voor andere publieke en agrarische doeleinden gebruikt zou kunnen worden.

Waterbeschikbaarheid verschilt aanzienlijk per geografische- en klimaatregio. Woestijngebieden hebben een heel ander waterbeschikbaarheid patroon dan vochtige gematigde regio's [ref. 9.]. In [ref. 2.] wordt aangegeven dat er in Nederland voldoende water beschikbaar is om onconventionele schaliegasproductie door hydraulisch fraccen technieken te bewerkstelligen. Het blijft daarentegen wel verstandig om waterhergebruik en recycling waar mogelijk in te zetten om maximale voordelen uit het gewonnen water te behalen. In onderdeel B.1.1 wordt verder op het watergebruik ingegaan.

De benodigde hoeveelheid water voor het boren- en fraccen van een schaliegas put is afhankelijk van de geologische karakteristieken van de schalie (zoals diepte, porositeit en laagdikte), en de diepte, aantal en lengte van de horizontale putten (onderwerp van vraag B.1.1.1). De benodigde hoeveelheid water voor het boren en fraccen van een put van 3.500 m diepte en 2.500 m horizontale lengte bedraagt 20.400 m³ (uitgaande van 1.400 m³ benodigd voor het boren, en 19.000 m³ voor het fraccen van de put). Gemiddeld komt 25 % van dit water terug aan de oppervlak direct na het fraccen. Later in het proces zou meer water terug geproduceerd kunnen worden. Flowback- en geproduceerd water kunnen worden hergebruikt om vers water en/of drinkwater gebruikt voor het hydraulisch fraccen aan te vullen gedurende de boor- en hydraulisch fraccen fases. Hiermee worden de kosten en milieueffecten geminimaliseerd in relatie tot vers watergebruik. Om zowel economische- en milieu- redenen is het ontwikkelen van een robuust waterwinning-, management-, recycling- en hergebruik-plan een belangrijk element dat verder geëvalueerd moet worden.

2.5. Logistiek van hydraulisch fraccen

Volgend op de voltooiing en het testen van casing en cement op mechanische integriteit en het verwijderen van de boorinstallatie, kan de boorlocatie en het boorgat worden voorbereid op hydraulisch fraccen. Hydraulisch fraccen volgt een standaardpatroon van activiteiten die meermaals kunnen worden herhaald gedurende de fraccen van de put.

Een goed geschikte waterbron voor hydraulisch fraccen moet voorhanden zijn. Het water kan worden aangevoerd via pijpleidingen of opgeslagen in opslagtanks of bassins dichtbij de locatie. In Nederlandse omstandigheden zou opslag in bassins zeer waarschijnlijk geen optie zijn. Demonteerbare en verplaatsbare tanks worden geïnstalleerd en getest voor tijdelijke opslag van water voor hydraulisch fraccen. Dit heeft voorkeur ten opzichte van graafwerkzaamheden en lagunereservoirs, die soms ook worden toegepast. Hoge druk en hoge capaciteit pompen worden gemonteerd op de boorlocatie en aangesloten op het boorgat voor het uitvoeren van de hydraulisch fraccen. Figuur 4-52 uit het Halliburtonrapport geeft een foto weer van de benodigde apparatuur voor hydraulisch fraccen.

Afbeelding 2.11. Opstelling van fraccen materieel [ref. 2.]



De grootte en hoeveelheid aan frac apparatuur is afhankelijk van de benodigde druk- en pompcapaciteit om het gewenste resultaat te behalen.

Hydraulisch fraccen in een horizontale schaliegas put is een proces dat bestaat uit meerdere fasen. Dit betekent dat iedere hydraulisch fraccen procedure bestaat uit meerdere fasen, waarbij iedere fase resulteert met een specifieke set perforaties in de horizontale boorschacht. Het aantal hydraulisch fraccen fases is afhankelijk van de lengte van de horizontale boorschacht en het gewenste resultaat van de hydraulisch fraccen, in wezen de optimale ontsluiting van het opgesloten gas. Na het hydraulisch fraccen wordt de put afgesloten, zodat de hydraulisch fraccen apparatuur kan worden verwijderd van de locatie en flowback apparatuur geplaatst kan worden. Dit gebeurt volgens de eerder beschreven flowbackfases en de daarop volgende aardgasproductie.

2.6. Andere mogelijke relevante vragen

Zoals eerder genoemd, zijn noodplannen, lekpreventie plannen, en watermanagement plannen, essentiële planning onderdelen voor het ontwikkelen van schaliegaswinning. De relatie van deze plannen met de Europese en Nederlandse wetgeving is onderwerp van vraag A.1.1. Deze plannen moeten volledig en kritisch geëvalueerd worden voor de implementatie van een schaliegas boor- en productieprogramma.

3. CONCLUSIES

3.1. Aantal en afstand tussen winning locaties, fysieke omvang van de site en installaties, installatie footprint (ecologisch)

Bij schaliegaswinning in Nederland zou met de volgende aspecten rekening gehouden moeten worden. De ruimtelijke relatie en het ruimtebeslag van boor- en productielocaties zijn afhankelijk van lokale engineering en 'compliance'-beperkingen. De bij schaliegaswinning toegepaste techniek om 2 tot meer dan 30 bronnen vanuit één bovengrondse locatie aan te boren, minimaliseert het ruimtebeslag en kan een reeks belangrijke voordelen opleveren ten opzichte van conventioneel, single-well boren zoals: lagere bouwkosten, minder oppervlakteverstorend, minder sedimentafzetting richting oppervlaktewater, minder fragmentatie van de leefomgeving, minder wegen. Hiertegenover wordt conventioneel gas meestal gewonnen door middel van meerdere single wells geboord op een multi-wells locatie.

Het aantal bronnen dat kan worden geboord vanuit een locatie is afhankelijk van lokale bovengrondse en ondergrondse karakteristieken. Beperkende bovengrondse en ondergrondse factoren zullen worden geëvalueerd voor het boren als onderdeel van de exploratie- en engineeringontwerpfase. Voorbeelden van beperkende bovengrondse factoren zijn onder meer: de beschikbare hoeveelheid ruimte, nabijheid van bewoonde gebieden en gebouwen, oppervlaktewater, of moeilijk begaanbaar terrein. Voorbeelden van beperkende ondergrondse factoren zijn geologische gevaren, zoals grote scheuren, leegtes zoals grotten en mijnen, al aanwezige bronnen die hydraulisch kunnen communiceren met de voorgestelde bron gedurende het hydraulische fraccen.

De schaliegaswinningsite en -installaties bestaan uit aanvoerwegen, boorgebieden, wateropslag gebieden, en verschillende technische onderdelen. Een typische boorlocatie zoals toepasbaar voor Nederlandse omstandigheden heeft een grondbeslag van tussen de 2 tot 3 ha tijdens putboor- en ontwikkelingsactiviteiten. Deze footprint wordt teruggebracht naar 0,2 tot 0,3 ha voor de levensduur van de cluster-locatie ('multi-well pad').

3.2. Aard en duur van gasopsporing en -winning activiteiten

De aard, volgorde en duur van schaliegas -opsporing en -winningactiviteiten, zoals van toepassing voor Nederlandse omstandigheden, is weergegeven in tabel 2.1.

Exploratie activiteiten

Tijdens de exploratiefase wordt de locatie bepaald waar geboord moet worden door middel van geologische-, petrofysische- en seismische studies. Exploratieactiviteiten zijn vooral kantooractiviteiten en kunnen enkele tot vele jaren duren. Naar aanleiding van de resultaten van deze studies wordt besloten om wel of niet een vergunning voor boortesten aan te vragen. Hierbij wordt rekening gehouden met natuur, milieutechnische, leefbaarheid en sociaaleconomische aspecten gerelateerd aan de gaswinning. Deze aspecten komen aan de orde tijdens het volgende planning- en vergunningstraject.

Planning en vergunningen

Boor- en constructieactiviteiten vereisen vergunningen van de overheid. Om deze vergunningstrajecten aan te gaan moeten er vooraf een reeks technische- en engineeringstudies uitgevoerd worden, rekening houdend met de impact op milieu, natuur en mens/omgeving. Deze studies moeten de opzet en bedrijfsvoering bepalen van alle gerelateerde faciliteiten en installaties op een potentiële toekomstige gaswinninglocatie. Daarnaast moet de potentiële impact op natuur, milieu en de bevolking kritisch onderzocht worden. Dit geldt voor

zowel grondreclamatie en productieactiviteiten, zoals de restauratie activiteiten na afloop van de productie.

De benodigde vergunningen voor EU en Nederlandse omstandigheden zijn onderwerp van vraag A.1.1. Over het algemeen zijn vergunningen en goedkeuring nodig voor hergebruik van het land, faciliteiten, gebruik en lozing van water. Dit vergunningsproces volgt een specifieke juridische volgorde. Het vergunningsproces bevat ook elementen van publieke participatie op verschillende momenten, en duurt 2 tot 3 jaar.

Voorbereiding boorlocatie

Hier moet onderscheid gemaakt worden tussen exploratie- en productieputten. Het voorbereiden van de boorlocatie bestaat uit een reeks civieltechnische werkzaamheden. Deze werkzaamheden bestaan uit: constructie van toegangswegen voor zware voertuigen en machinerie, fundering van de boorlocatie, fundering van water reservoirs- en/of water tank(s). Daarnaast wordt de boor-, afwering-, hydraulisch fraccen-, en lange termijn productie infrastructuur ontwikkeld en gebouwd voor de productieputten. De in de vergunning gestelde eisen worden hier doorgevoerd in bouwtechnieken en managementmethodes. Voorbereiding van de boorlocatie kan in 6 tot 18 maanden worden uitgevoerd.

Boren, data loggen en casing/cementeren

Het boren van boorgaten geeft toegang tot geologische formaties die mogelijk de gewenste koolwaterstoffen bevatten. Boorgaten dienen ook voor toegang/toevoer en afvoer/lozing van water en/of andere vloeistofstromen gebruikt voor de gaswinning. Het boren van een gasbron volgt een aantal standaard opeenvolgende activiteiten, waarvan een aantal meerdere keren per bron kunnen worden herhaald. Dit moet gebeuren op een verantwoorde manier om oppervlaktewater en grondwater te beschermen, door gebruik te maken van een reeks voorzorgsmaatregelen tegen het ongecontroleerd ontsnappen van methaan.

Put-logs en hydraulische druktesten worden uitgevoerd voor het evalueren van formaties, bronontwerp en -bouw. Verschillende mechanische integriteitstesten en hydraulische druktesten worden gebruikt voor het evalueren van de putintegriteit. In vervolg worden casing- en cementeren- protocollen ontwikkeld om de mechanische integriteit van boorgaten, en daarmee de resulterende bescherming van koolwaterstof en grondwater, te waarborgen. Deze activiteiten kunnen per put binnen een periode van 2 tot 6 maanden uitgevoerd worden.

Bron voltooiing en installatie van productie faciliteiten en pijplijnen.

Na het cementeren en testen van de casing en het vaststellen van de putintegriteit wordt de perforatie- en hydraulisch fraccen- apparatuur in de put geïnstalleerd. Daarnaast worden de bovengrondse faciliteiten en pijplijnen voor het transport van de verwachte koolwaterstoffen in een keer voor een aantal jaren geïnstalleerd ter voorbereiding op hydraulisch fraccen en lange termijn productie. Deze fase duurt per put 1 tot 3 maanden, maar kan ook langer duren afhankelijk van de locatie/positionering van het leidingwerk.

Hydraulisch fraccen en terugstroom van vloeistoffen

De eerste stap in het hydraulisch fraccen proces is het perforeren van de casing door middel van perforatie gereedschap/geweer gebruikt. Daarna worden vloeistoffen, hoofdzakelijk bestaand uit water met zand (en/of andere formatie 'proppants' om de ontstane scheuren in de formatie open te houden nadat de druk is opgeheven) en een klein percentage aan chemicaliën onder hoge druk in de formatie gepompt. De toegepaste hoge drukken en snelheden zijn groot genoeg om de doelformaties te fraccen. Het mengen en opslaan van fracvloeistof en het opvangen van terugstromend vloeistof (flowback water) worden gezien

als risico's voor oppervlakte- en grondwater, en moeten daarom doelmatig en streng worden gecontroleerd.

Belangrijk is dat de lengte en de richting van de verspreiding van de geïnduceerde fractuur in de formatie de kwaliteit van het grondwater niet beïnvloeden. Deze worden uitgebreid gemodelleerd/gesimuleerd voorafgaand aan het fraccen op basis van de gesteentekarakteristieken en gepompte vloeistof volumes/drukken. Meestal is er sprake van fractures in de formatie met lengtes van 15-20 m in richtingen die geen gevaar voor het grondwater vormen. De lengte en distributie van geïnduceerde hydraulische fractures kan door middel van passieve (dus niet real time) micro-seismische monitoringmethodes, die de scheurlocaties op basis van geluidresonantie bepalen, gemonitord worden. Om de mogelijke negatieve interactie van ontstane fractures met al bestaande breuken in de ondergrond te limiteren, en daardoor ook de potentiële impact op grondwater te beperken, kunnen de meest significante breuken met behulp van traditionele oppervlakte seismische technieken worden geïdentificeerd.

Terugstromende frac-vloeistoffen (flowback water) worden bovengronds opgevangen met als doel om een deel van de frac-vloeistof door middel van recent ontwikkelde behandelingstechnieken te recyclen en hergebruiken. Economisch haalbare hoeveelheden gas kunnen worden geproduceerd na het starten van het flowback hergebruikproces.

Na voltooiing van de flowback periode kan een boorgat tijdelijk worden afgesloten, zodat de frac- en flowback apparatuur kan worden geëvalueerd. Daarna wordt de productie site gereconfigureerd en hersteld op een kleiner oppervlak. De putlocatie wordt daarna ingezet voor lange termijn productie. De hydraulisch fraccen- en flowback periode per boring (set van frac-jobs) kan worden voltooid in 4 tot 6 weken.

Productie activiteiten

De economisch haalbare productie van gas uit een bron duurt over het algemeen 10-30 jaar. Hierbij zullen drie stoffen naar de oppervlak stromen: aardgas (voornamelijk methaan), vloeibare koolwaterstoffen (bijvoorbeeld. condensaat, aardgas vloeistoffen of olie) en water. Vloeistoffen worden gescheiden door speciaal daarvoor ontwikkelde apparatuur. Gescheiden vloeibare koolwaterstoffen worden gewoonlijk opgeslagen in tanks in afwachting van transport naar raffinagefaciliteiten. Afscheiden water wordt gewoonlijk opgeslagen in tanks in afwachting van transport naar verwerkingsinstallaties of injectieputten.

Tijdens deze lange termijn productie- en transportactiviteiten kunnen lekkages van de genoemde stoffen ontstaan, die een risico vormen voor bovengrondse en ondergrondse verontreiniging van het oppervlakte- en grondwater gedurende de lange termijn productiefase. Ter beperking daarvan moeten passende maatregelen getroffen worden, zoals het opstellen van lekpreventie plannen, inclusief secundaire opvang en afvoer/behandeling van eventuele lekkages. Deze risico's en benodigde preventiemaatregelen zijn ook van toepassing bij conventionele gasproductieactiviteiten.

Gedurende de levensduur van de put zullen er aanpassingen en onderhoud gepleegd moeten worden, om de afnemende gasproductie en systeemdruk te beperken.

Putafsluiting en restauratie

Na het uitputten van een gasbron worden gebruikte putten permanent met cement en/of mechanische barrières afgesloten, om vloeistofmigratie te voorkomen; dit om putformaties en -drukken te controleren en te isoleren, en als bescherming tegen verontreiniging van oppervlakte- en grondwater. Dit gaat gepaard met opruiming van de bovengrondse apparatuur en restauratie van de locatie voor andere natuur/leefdoeleinden.

3.3. Beschrijving van faciliteiten en infrastructuur voor gas;

Faciliteiten en infrastructuur voor de productie en verkoop van aardgas, en geassocieerde vloeistoffen omvatten zowel de bovengrondse als de ondergrondse faciliteiten. Bovengrondse installaties op productielocaties (na het afronden van het boorproces) zijn vaak beperkt tot de putmond, vloeistofscheidingsapparatuur, opslagtanks, compressors aangedreven door verbrandingsmotoren of elektrisch (als dat uit economisch of milieu oogpunt gewenst is) en bovengrondse pijplijneinden.

Vloeistoffen uit opslagtanks worden over het algemeen verwijderd met behulp van tankvrachtwagens voor transport naar raffinage- of verwerkingsfaciliteiten. Vrachtwagens en transportactiviteiten zijn een bron van luchtvervuiling. Opslagtanks en geassocieerd laaden los-activiteiten kunnen ook een bron van luchtvervuiling zijn, als deze niet goed zijn uitgevoerd, ontworpen of onderhouden.

Compressoren (skid gemonteerd) worden gebruikt om het aardgas op druk te brengen voor de pijpleiding. Deze compressoren kunnen een bron van luchtvervuiling en geluidsemissie zijn, en overlast geven voor de publiek en de dierenwereld. Dit is ook van toepassing bij conventionele gaswinning.

Het verzamel- en transportsysteem voor aardgas is de belangrijkste onderdeel voor het economische distributie van aardgas. Als deze systemen goed worden onderhouden, zijn ze zeer betrouwbaar en is er weinig kans op milieuvervuiling of publiek risico.

3.4. Watermanagement

Het watergebruik voor het boren- en fraccen van een schaliegasput is afhankelijk van de geologische karakteristieken van de schalie (zoals diepte, porositeit en laagdikte), en de diepte, aantal en lengte van de horizontale putten. De totaal benodigde hoeveelheid water voor het boren en fraccen van een put van 3.500 m diepte en 2.500 m horizontale lengte bedraagt 20.400 m³ (gebaseerd op 1.400 m³ benodigd voor het boren, en 19.000 m³ voor het fraccen van de put). Gemiddeld komt 25 % van dit water terug aan de oppervlak direct na het fraccen. Later in het proces zou meer water terug geproduceerd kunnen worden. Om zowel economische- en milieuredenen is het ontwikkelen van een robuust waterwinning-, management-, recycling- en hergebruik plan een belangrijk element dat aandacht verdient bij elk gaswinningproject.

In Nederland is er voldoende water beschikbaar om onconventionele schaliegasproductie door hydraulisch fraccen technieken te bewerkstelligen. Het blijft daarentegen wel verstandig om water-hergebruik en recycling waar mogelijk in te zetten om de maximale voordelen uit het gewonnen water te behalen.

3.5. Logistiek van hydraulisch fraccen

Hydraulisch fraccen volgt een standaard fasen patroon dat meermaals kan worden herhaald gedurende het fraccen van de put. Een goed geschikte waterbron (kwantiteit en kwaliteit van water) moet voorhanden zijn. Het frac-water kan worden aangevoerd via pijpleidingen of opgeslagen in opslagtanks of lagunes dicht bij de locatie. Demonteerbare en verplaatsbare tanks hebben voorkeur ten aanzien van gegraven constructies. De grootte en hoeveelheid aan frac apparatuur, inclusief de hoge- druk/capaciteit pompen, is afhankelijk van de het gewenste resultaat c.q. formatiekarakteristieken.

Hydraulisch fraccen bestaat uit meerdere fasen, afhankelijk van de lengte van de horizontale boorschacht en het gewenste resultaat van de hydraulisch fraccen, in wezen de optimale ontsluiting van het opgesloten gas. Na afronding van het fraccen wordt de put afgesloten, de fraccen apparatuur wordt verwijderd en de flowback apparatuur wordt geplaatst.

3.6. Andere mogelijke relevante vragen

Noodplannen, lekpreventieplannen en watermanagement plannen moeten volledig en kritisch geëvalueerd worden voor de implementatie van een onconventionele schaliegas boor- en productieprogramma.

4 REFERENTIES

- [ref. 1.] A. Krupnic, H. Gordon, and S. Olmstead, 'Pathways to Dialogue: What the Experts Say about the Environmental Risks of Shale Gas Development', Resources for the Future (RFF), 2013.
- [ref. 2.] Halliburton, 'EBN Notional Field Development Final Report, 2011'.
- [ref. 3.] G. King, '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 Oil and Gas Wells', Society of Petroleum Engineers, 2012.
- [ref. 4.] Marcellus Shale Coalition, 'Recommended Practice - Site Planning Development and Restoration, 2011.
- [ref. 5.] American Petroleum Institute, Recommended Practice 51R, 'Environmental Protection for Onshore Operations and Leases, 2009.
- [ref. 6.] SC RP Site Planning, Development, and Restoration, 2011.
- [ref. 7.] American Petroleum Institute, Guidance Document HF1. 'Hydraulic Fracturing Operations - Well Construction and Integrity Guidelines, 2009.
- [ref. 8.] N. Warpinski, 'Measurements and Observations of Fracture Height Growth, Halliburton, 2011.
- [ref. 9.] M. Mantell, 'Produced Water Reuse and Recycling Challenges and Opportunities Across Major Shale Plays', presented at EPA Technical Workshop #4 for the Hydraulic Fracturing Study: Water Resource Management, 2011.
- [ref. 10.] M. Zijp and F. Van Bergen, 'Schaliegas in Nederland: potenties en risico's.' Geografie no. 3, maart 2012.



Witteveen+Bos
 Hoogoorddreef 56 F
 Postbus 12205
 1100 AE Amsterdam
 telefoon 020 312 55 55
 fax 020 697 47 95
www.witteveenbos.nl

onderwerp	onderzoeksvraag A.2.2
project	aanvullend onderzoek risico's schalie- en steenkoolgas in Nederland
opdrachtgever	Ministerie van EZ, Directie Energiemarkt
projectcode	GV1106-1
referentie	GV1106-1/klb2/185
status	definitief
datum opmaak	16 augustus 2013
bijlagen	-

INHOUDSOPGAVE	blz.
1. VRAAGSTELLING	2
1.1. Hoofdvraag	2
1.2. Afbakening	2
1.3. Verschillen in opsporing	3
1.4. Verschillen in winning	3
1.5. Aanpak	3
2. ANALYSE	4
2.1. Verschillen in opsporing	4
2.2. Verschillen in winning	9
3. CONCLUSIES	13
3.1. Verschillen in opsporing	13
3.2. Verschillen in winning	13
4. REFERENTIES	14

1. VRAAGSTELLING

1.1. Hoofdvraag

Van belang is dat vooraf fysiek en logistiek realistische scenario's door de tijd gedefinieerd zijn voor de uitvoering van opsporing en winning van schaliegas in voor Nederland representatieve situaties. Daartoe dienen karakteristieken benoemd te zijn voor: aantal van en afstand tussen locaties, footprint (ook ecologisch), duur en aard van deelactiviteiten, fysieke omvang van terreinen en installaties, beschrijving van faciliteiten en infrastructuur voor gas, water management, logistiek fraccen, etc. Per geval moet duidelijk gespecificeerd en aangegeven worden, wat de relatie met veiligheid voor mens, natuur en/of milieu is. Geef aan de hand van die scenario's aan, waar deze scenario's wezenlijk verschillen in termen van activiteiten, werkwijzen en schaal van opereren van de situatie bij de opsporing en winning van conventionele gasreservoirs.

Voorliggend document beantwoordt het tweede deel van bovenstaande vraag:

Geef aan de hand van die scenario's aan, waar deze scenario's wezenlijk verschillen in termen van activiteiten, werkwijzen en schaal van opereren van de situatie bij de opsporing en winning van conventionele gasreservoirs.

Het eerste deel van deze vraag (scenario's en karakteristieken) wordt beantwoord in vraag A.2.1.

1.2. Afbakening

De hoofdvraag van dit subonderdeel richt zich op de verschillen tussen schaliegaswinnings en conventionele winningen in de Nederlandse situatie. Hierbij wordt het rapport van Halliburton [ref. 6.] als basis genomen voor de ontwikkelingen van Schaliegaswinning in Nederland. In dit rapport wordt de zogenaamde 'base case' beschreven, waarbij gewonnen wordt uit een schaliegesteente in Brabant (de Posidonia formatie) en geeft daarbij een aantal uitgangspunten voor de dimensies van de boringen. Naast de Posidonia formatie is winning uit het Geverik laagpakket een theoretische mogelijkheid. Bij het beantwoorden van de gestelde vraag wordt ook de locatie en diepte van dit laagpakket beschreven en de daarbij behorende consequenties voor winning en exploratie. Omdat verdere verschillen tussen de mogelijke scenario's voor schaliegaswinning niet relevant zijn voor de vergelijking met een conventionele winning kan worden volstaan met het scenario gesteld in Halliburton [ref. 6.]. Voor conventionele winningen wordt een kort overzicht gegeven van locaties in Nederland

De vergelijking wordt gemaakt op hoofdlijnen. De verschillen worden met name kwalitatief beschreven; boorvloeistoffen en fraccing-vloeistoffen zijn specifiek voor een bepaalde locatie en komen in andere vragen uitgebreid aan de orde. Ook de hoeveelheid benodigd water in beide gevallen wordt kwalitatief beschreven. Uitzondering is de winhoeveelheden; op basis van de beschikbare literatuur is geprobeerd een kwalitatieve vergelijking te maken.

De hoofdvraag wordt verdeeld in twee subvragen die in onderstaande paragrafen beschreven zijn:

- wat zijn de verschillen in opsporing tussen conventionele winningen en schaliegas winningen;
- wat zijn de verschillen in winning tussen conventionele winningen en schaliegas winningen.

1.3. Verschillen in opsporing

In deze vraag komen de verschillen in het vooronderzoek aan de orde; er wordt aandacht besteed aan de verschillen in formaties. De volgende indeling in paragrafen is gevolgd:

- formaties conventionele/onconventionele reservoirs;
- verschillen in eigenschappen;
- verschillen in opsporing.

1.4. Verschillen in winning

In de tweede subvraag komen de verschillen in het daadwerkelijke ontwerp van de locatie, de boring en de winning aan de orde. De volgende indeling in paragrafen is gevolgd:

- ontwerp winlocatie en faciliteiten;
- boren;
- winning;
- verschillen in winhoeveelheden.

1.5. Aanpak

Om de (sub)vragen behorende bij dit onderdeel van het statusrapport te beantwoorden is een literatuuronderzoek uitgevoerd. Bij het zoeken naar relevante literatuur hebben wij ons gehouden aan de bronselectie methode zoals weergegeven in het onderzoeksplan. De gebruikte bronnen zijn opgenomen in het literatuuroverzicht. Van de 147 beschikbare bronnen zijn 14 bronnen geselecteerd. Een aantal bronnen gaat in op conventionele winning. Hierbij is bron [ref. 3.] gebruikt als basis bij het beschrijven van conventionele winningen. Bron [ref. 6.] is als basis gebruikt voor de onconventionele winningen. De aangereikte bronnen bevatten geen geologische beschrijving van de prospectieve schaliegaslagen in Nederland. Om hier toch wat van te kunnen zeggen is aanvullende informatie gezocht op NLOG (geologische database voor de diepe ondergrond van Nederland). De overige bronnen zijn gebruikt om de verschillen tussen opsporen en winnen vanuit conventionele reservoirs en schaliegasreservoirs te kunnen detailleren.

2. ANALYSE

2.1. Verschillen in opsporing

2.1.1. Formaties in Nederland

In de Nederlandse situatie zijn twee mogelijk prospectieve geologische formaties te benoemen ten behoeve van de winning van Schaliegas. Het gaat om de Posidonia formatie en het Geverik laagpakket. De verspreiding van beide formaties in Nederland zijn weergegeven in afbeelding 2.1.

Afbeelding 2.1. Mogelijke locaties van potentieel schalieghashoudende lagen in Nederland (Bron [ref. 17.])



De Posidonia formatie is onderdeel van Altena groep (groep gesteentelagen in de ondergrond van Nederland) en is afgezet in het Jura (geologische tijdsperiode). De top van deze formatie ligt in Brabant ongeveer tussen de 1.400 en 2.000 m -NAP. De dikte is ongeveer 30 m [ref. 17.]. Boven de Posidonia formatie ligt de formatie van Werkendam (een gesteentelaag welke ook onderdeel is van de Altena groep); deze formatie bestaat voornamelijk uit kleisteen. Omdat deze bros zijn en plaatselijk gevoelig voor breukvorming is niet zeker of deze geschikt zijn als afdekkende laag bovenop de Posidonia schalies. Deze afdekkende laag kan mechanisch het ongecontroleerd doorbreken van een frac naar een bovenliggende permeabele formatie voorkomen [ref. 13.]. In afbeelding 2.2 is de geologische doorsnede ter plaatse van Brabant weergegeven.

Naast de Posidonia formatie is ook de Epen formatie mogelijk relevant voor schaliegaswinning. Deze formatie is afgezet in het Carboon (geologische tijdsperiode) en ligt daarom een stuk dieper dan de formatie van Posidonia. De Epen formatie heeft een mogelijk schaliegaspotentieel in de onderste 50 meter, het Geverik laagpakket. Uit beschikbare boringen blijkt dat deze formatie op een diepte van ongeveer 4 km -NAP te liggen in Nederland. Deze formatie wordt mogelijk niet overal bedekt door een afdekkende (ondoorlatende) laag. Uit een beschikbare boring ter plaatse van Rijsbergen blijkt dat de Epen formatie niet wordt bedekt door steenzout uit de formatie van Zechstein (gesteentelaag in de ondergrond van Nederland), maar wel bedekt wordt door een laag kleisteen uit de formatie van Zechstein [ref. 14.]. Voor een schaliegaswinning is een deksel niet noodzakelijk; om risico's op ongecontroleerd doorbreken van een frac naar een bovenliggende permeabele formatie te beperken wordt door Cuadrilla aanbevolen [ref. 2.] wel te zoeken naar formaties met een bovenliggende afsluitende laag

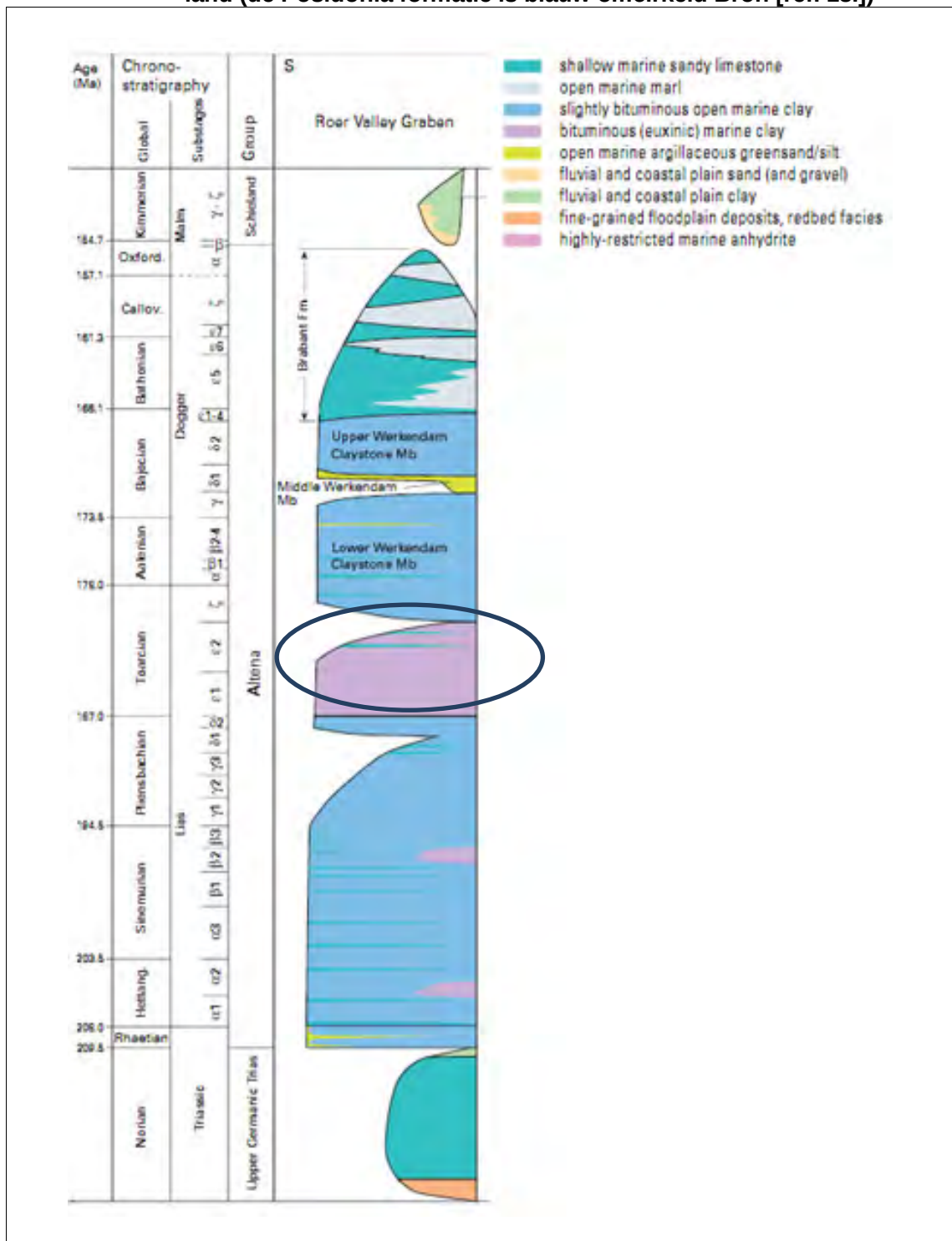
Wanneer een vergelijking gemaakt wordt met de conventionele gaswinning in Nederland worden de grootste hoeveelheden gas gewonnen uit de Slochteren formatie, onderdeel van het Rotliegend (een opeenvolging van gesteente lagen afgezet in de geologische tijdsperiode Perm). Deze formatie ligt in Groningen op ongeveer 2 tot 3 km diepte en heeft een dikte van meer dan 100 m. De formatie van Slochteren wordt bedekt door steenzout uit de Zechstein formatie. Deze formatie is een zogenaamde plastische formatie die zodanig vervormt dat lekkages afgedicht worden [ref. 13.]. Van de totale hoeveelheid territoriaal gas komt jaarlijks ongeveer 84 % van de totale hoeveelheid uit het Groningen gasveld. In tabel 2.1 zijn de locaties, dominante formaties en globale dieptes van de verschillende conventionele gaswinningen in Nederland op een rijtje gezet.

Tabel 2.1. Locaties, formaties en globale dieptes van territoriale conventionele gaswinningen in Nederland (ref. 13.)

vergunninggebied	dominante formaties	globale diepte (m-NAP) dominante formatie (*)
Noord-Friesland	Upper slochteren*/upper Rotliegend	3.100-3.800
Groningen	Upper Rotliegend/Upper slochteren	3.000-3.600
Drenthe II & III & IV	Upper rotliegend, Limbrug group, Z2 Carbonate member, De Lutte Formation	3.600
Rijswijk	Bunter Sandstone, De Lier member	3.000
Bergen II	Rotliegend, Slochteren	2.300
Steenwijk	Z2 Carbonate member, Z4 (Aller) Formation	1.800
Botlek	Bunter sandstone	2.200
Oosterend	Friesland member	1.900
Andel III	Buntsanstone	2.400
Schoonebeek	Limburg Group	2.600
Hardenberg	Limburg Group/Tubbergen formation	2.600

vergunninggebied	dominante formaties	globale diepte (m-NAP) dominante formatie (*)
Middelie	Z3 Carbonate	2.200
Leeuwarden	Friesland member/Slochteren	1.800-1.900
Tietjerksteradeel	Rotliegend/Slochteren	3.000
Waalwijk	Röt formation	2.700
Slootdorp	Z2 Carbonate/Zechstein Group	1.900
Gorredijk	Friesland group/Z2 Carbonate group	1.900
Beijerland	niet publiek	niet publiek
Zuidwal	Friesland group	1.900

Afbeelding 2.2. Geologische kolom ter plaatse van de Posidonia formatie in Nederland (de Posidonia formatie is blauw omcirkeld Bron [ref. 13.]



2.1.2. Verschillen in reservoir eigenschappen

Voor conventionele reservoirs ligt de nadruk op reservoirs bestaande uit poreuze gesteenten met daarop een afsluitende laag waaronder het gas zich ophoopt. Voor onconventionele winning ligt de nadruk juist op reservoirs met een zeer groot volume met een kleine po-

rositeit waarbij de winning lastiger is [ref. 10.]. Dit betekent dat bij conventionele winningen de nadruk ligt op het vinden van de accumulatie van gas en bij onconventionele winningen het vinden van de meest prospectieve locaties in de bekende schaliegasformaties (hoge maturiteit en verwachte productiviteit). Naarmate een geologische formatie langer wordt blootgesteld aan hoge temperatuur en druk neemt de maturiteit toe. Bij een te hoge maturiteit kan gas en olie reeds afgebroken zijn. De maturiteit wordt bepaald aan de hand van de vitriniet reflectie. Bij onconventionele winningen dienen meer reservoirparameters onderzocht te worden om een te kunnen inschatting maken van de productiviteit. Veel van deze parameters zijn in de Nederlandse situatie relatief onbekend. Om een goed beeld van een schaliereservoir te krijgen zijn een groot aantal exploratieboringen en boorkernen benodigd. Pas dan kan bepaald worden of een winning prospectief is.

De belangrijkste verschillen in eigenschappen van conventionele reservoirs en schaliegas reservoirs zijn:

- Permeabiliteit: conventionele reservoirs hebben een gemiddelde tot hoge permeabiliteit, terwijl deze bij schaliegaswinning juist heel laag is;
- Porositeit: conventionele reservoirs hebben een gemiddelde tot hoge porositeit, terwijl deze bij schaliegaswinning juist heel laag is;

2.1.3. Verschillen in opsporing

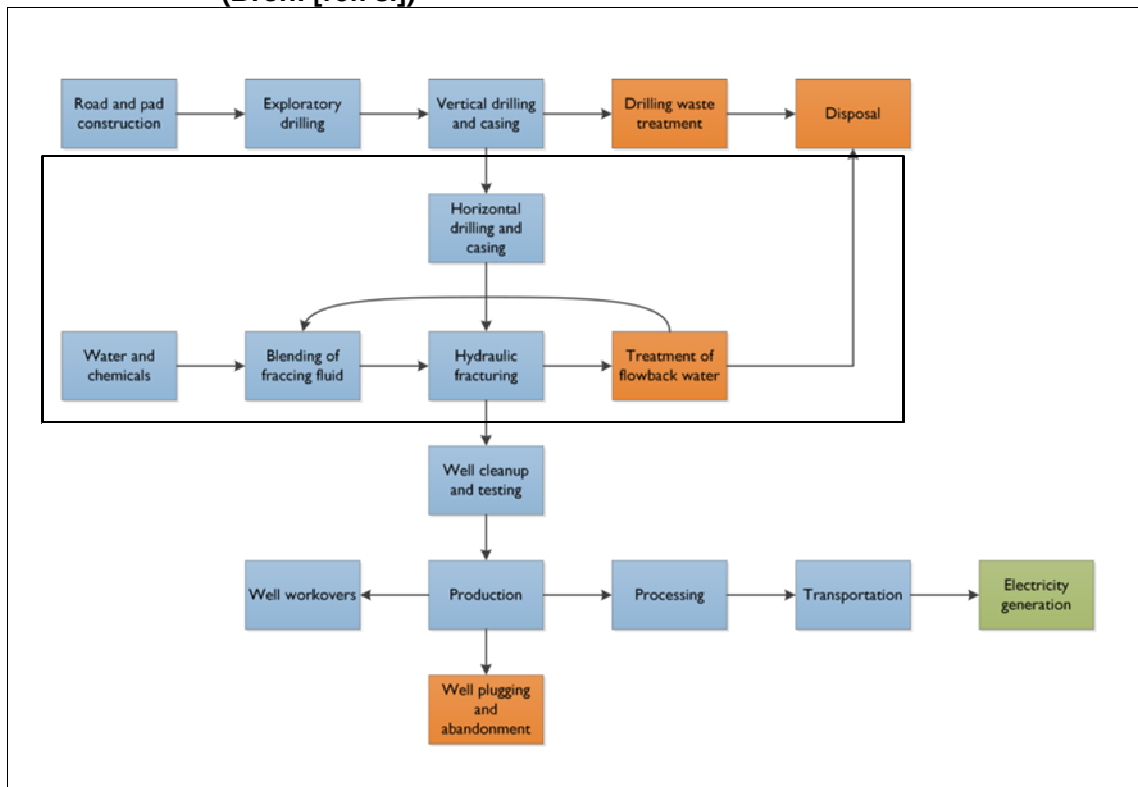
Voor zowel conventionele als onconventionele (schaliegas) winningen ligt seismisch onderzoek ten grondslag aan de opsporing van een prospectieve formatie. Door middel van seismisch onderzoek kan de opbouw van de ondergrond in grote lijnen worden vastgesteld. Geluidsgolven zijn onderdeel van dit onderzoek; uit de reflectie van deze golven door de gesteentelagen kan afgeleid worden waar structuren bestaan met eventuele gasvoorraden. De diepte waarop prospectieve formaties gevonden kunnen worden varieert; afhankelijk hiervan zijn mogelijk sterkere bronnen nodig voor het verzenden van geluidsgolven. In de Nederlandse situatie zijn, zoals beschreven, het Geverik laagpakket en de Posidonia formatie in beeld voor schaliegaswinning. De Posidonia formatie ligt op vergelijkbare diepte met een aantal conventionele reservoirs. Het Geverik laagpakket ligt dieper dan de meeste conventionele reservoirs; alleen het vergunningsgebied Noord-Friesland ligt op nagenoeg dezelfde diepte. Bij seismisch onderzoek naar diepere reservoirs wordt de resolutie van de seismische informatie geringer. Dit betekent dat exacte dieptes en diktes van lagen hierdoor minder goed zijn te bepalen. Grote breuken blijven goed zichtbaar, echter het is niet bekend in hoeverre kleinere breuken op dergelijke dieptes zichtbaar blijven (de mechanische effecten van schaliegaswinning komen uitgebreid terug in de vragen behorende bij onderdeel B.4).

Op basis van bovenbeschreven vooronderzoek wordt bepaald waar een exploratieboring gezet kan worden. Qua uitvoering van de exploratieboring is er geen verschil tussen conventionele en onconventionele reservoirs. Wanneer exploratieboringen geplaatst worden op grote diepte of in gebieden waar in de directe omgeving geen eerdere boringen uitgevoerd zijn, is onbekend wat precies gevonden gaat worden in de boring. Het is daarom belangrijk te voldoen aan de juiste eisen qua veiligheid; denk hierbij aan de uitvoering van extra verbuizingen en toezicht van zeer ervaren boormeesters. Omdat in het geval van conventionele winning in de meeste gevallen, in Nederland, reeds boringen in de directe omgeving van de exploratieboring geplaatst zijn kan op basis van deze eerdere ervaringen beter ingeschat worden hoe de boring eruit gaat zien.

2.2. Verschillen in winning

De winning van schaliegas is qua ontwerp van de locaties en qua uitvoering van de boring in veel opzichten gelijk aan winning vanuit conventionele reservoirs [ref. 8.]. Het productieproces voor beide winningen is weergegeven in afbeelding 2.3. Het zwarte blok geeft de extra processen weer die benodigd zijn bij schaliegaswinning en in sommige gevallen toegepast worden bij conventionele winningen. De verschillen worden, waar relevant, per onderdeel van het proces hieronder beschreven.

Afbeelding 2.3. Proces diagram van Schaliegaswinning en winningen uit conventionele reservoirs (zwarte blok geldt vooral voor schaliegaswinning) (Bron: [ref. 8.])



2.2.1. Ontwerp winlocatie en faciliteiten

Voorafgaand aan het uitvoeren van de daadwerkelijke gaswinning wordt de boorlocatie aangelegd. Voor beide typen winning bestaat deze aanleg in hoofdzaak uit het verharderen van de locatie, het aanleggen van een toegangsweg en het aanleggen van de boorinstallatie en overige benodigde installaties.

De voornaamste verschillen in beide typen winningen zitten in het aantal putten per locatie en de daarbij behorende grootte van de locatie. Bij de meeste conventionele winningen wordt een relatief klein aantal boorgaten per locatie aangelegd (Groningen is in dit geval een uitzondering waarin wel relatief veel boorgaten op de locatie aanwezig zijn). In het geval van schaliegas zijn dit er over het algemeen veel meer. Voor het scenario uit het Halliburton rapport [ref. 6.] wordt uitgegaan van 8-10 putten en een bijbehorende grootte van de locatie van 2 ha. De maximale grootte van de boorlocatie bij een conventionele aardgaswinning is 2 ha. Over het algemeen is het benodigde oppervlakte in een conventionele

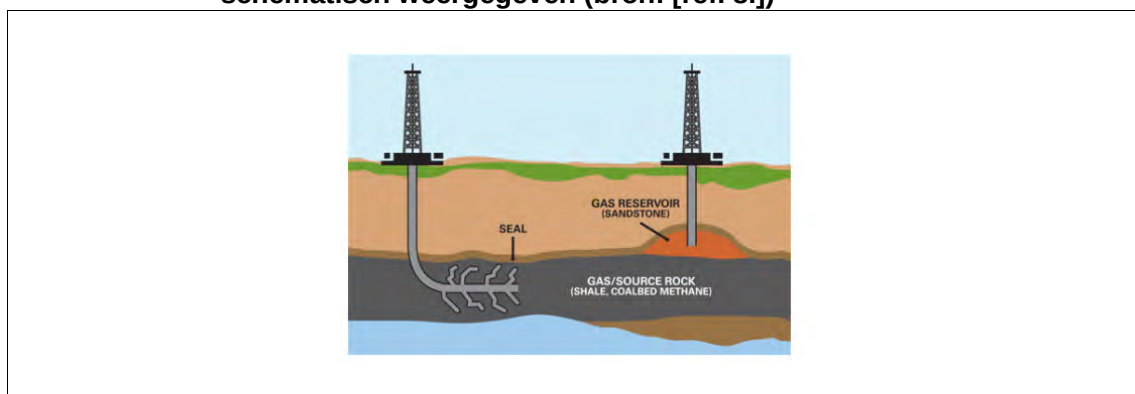
winning kleiner [ref. 3.]. Halliburton [ref. 3.] gaat uit van een groep van 13 winlocaties waarbij een aanvullende locatie van ongeveer 5 ha nodig is als centrale proces locatie.

Tenslotte is er een verschil in ruimtebeslag voor de opslag van water. Omdat de hoeveelheden water die verbruikt worden voor schaliegaswinning veel groter zijn, zijn aanvullende faciliteiten nodig voor de opslag en verwerking van water. Hierbij wordt onderscheid gemaakt tussen bassins voor schoon water, fracc-vloeistof en formatiewater. Kanttekening hierbij is dat langetermijnopslag van fracc-vloeistof en formatiewater in deze open bassins niet is toegestaan in Nederland: reiniging van water uit gasputten is verplicht [ref. 15.]. Er wordt aanbevolen deze bassins zo in te passen dat meerdere boorlocaties gebruik kunnen maken van deze bassins (centrale proces locatie).

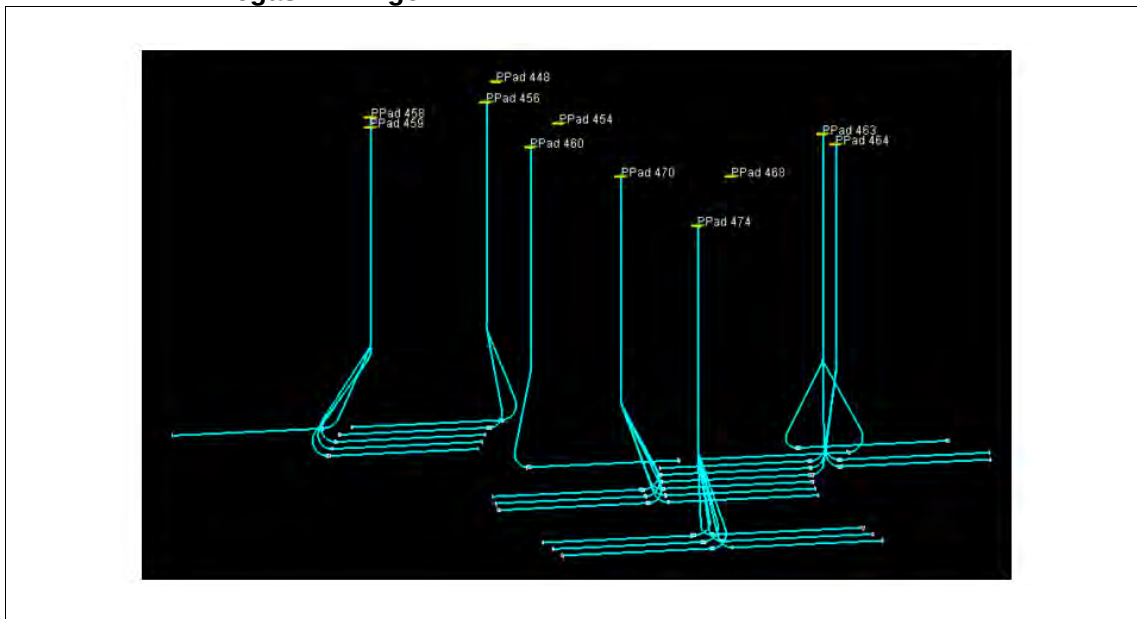
2.2.2. Boren

Ook de methode van boren is in beginsel gelijk voor conventionele winning en schaliegaswinning [ref. 2.]. De methode van boren wordt uitgebreid beschreven in A1.2. In beide gevallen wordt door middel van verschillende verbuizingen geboord tot in het productiegesteente, hierbij wordt al bij het zogenaamde kick off point gedevieerd (afgeweken van de verticaal). Echter, omdat bij schaliegaswinning veelal een groter aantal boringen wordt gecombineerd per boorlocatie worden de verticale boringen vaak onder een hoek geplaatst (ze zijn dus niet geheel verticaal). Daarnaast wordt wanneer dit verticale deel van de boring gereed is, in het geval van schaliegaswinning nog aanvullend horizontaal geboord. In het Halliburton scenario wordt uitgegaan van laterale lengtes van 1,500 m met een onderlinge afstand van 400 m per boring. Dit betekent dat ook het ondergrondse oppervlakte dat beïnvloed wordt vele malen groter is dan in het geval van een conventionele winning waarbij in de meeste gevallen alleen verticaal wordt geboord. In afbeelding 2.4 is schematisch het verschil tussen winning uit een conventioneel reservoir en winning uit een onconventioneel reservoir weergegeven. In afbeelding 2.5 is een schematische weergave van een schaliegaswinning weergegeven; in dit voorbeeld zijn er 11 boorlocaties (gele strepen in de afbeelding) waarbij meerdere boorgaten, deels onder een hoek, geplaatst zijn. Onderin de boorput, ter plaatse van het schaliegesteente worden de boringen in horizontale richting afgemaakt.

Afbeelding 2.4. Het verschil tussen conventionele en onconventionele winningen schematisch weergegeven (bron: [ref. 8.])



Afbeelding 2.5. Schematische weergave van boorlocaties met boorgaten in schaliegaswinningen



2.2.3. Winning

Wanneer de boring gereed en getest is, wordt in een conventionele winning in de meeste gevallen overgegaan tot de fase van winnen. In het geval van een niet-conventionele winning wordt eerst gefracct in het horizontale deel van de boring voordat er gewonnen wordt. In schaliegaswinning is dit een essentieel onderdeel van de winning (in vraag A.1.3 wordt uitgebreid ingegaan op het proces van Fraccen). In de 'base case' (het basis scenario van Halliburton) wordt uitgegaan van 22 fracs [ref. 6.] per boorgat. Afhankelijk van het aantal boorgaten per pad (8-10) wordt in totaal 2288 tot 2860 keer gefract. Bij het fraccen zijn grote hoeveelheden water benodigd met toevoeging van chemicaliën. Dit betekent dat het watergebruik in schaliegaswinningen vele malen groter is dan bij conventionele winningen. Achteraf dienen deze grote hoeveelheden water gezuiverd te worden (bij de beantwoording van de vragen B.1.1.1, en B.3.4 wordt uitgebreid ingegaan op het daadwerkelijke watergebruik en de samenstelling van fracc-vloeistof).

Fraccen wordt in sommige gevallen ook toegepast in winningen uit conventionele reservoirs. Fraccen wordt meestal pas toegepast nadat een put al enige tijd in bedrijf is en in enkele gevallen bij het initieel ontwikkelen van putten met een verwachte lage productiviteit. De kenmerken van reservoirs met een verwachte lage productiviteit zijn doorgaans een beperkte porositeit (een structuur met weinig en/of kleine holtes zoals fijn zand), een lage permeabiliteit (geen goede verbinding van de holtes in de gesteentes) en/of een geringe laagdikte. Hierdoor stroomt er relatief weinig aardgas naar de put.

2.2.4. Verschillen in winhoeveelheden

Het laatste belangrijke verschil tussen conventionele winningen en schaliegaswinningen ligt in de beschikbare voorraden (aanwezige hoeveelheden gas) en prospectieve hoeveelheden (potentieel winbare gashoeveelheden). Kanttekening hierbij is dat de schattingen van het schaliegaspotentieel behoorlijk variëren omdat ze gebaseerd zijn op vermoedde eigenschappen van de genoemde formatie.

De gevonden literatuurwaarden over levensduur, productie per put en totale productie per put zijn in tabel 2.2 op een rijtje gezet. Er zijn grote verschillen in productie per put, die voornamelijk komen door verschillen in de brongesteentes. Ter vergelijking een conventionele winning levert gemiddeld per dag ongeveer 1.5 MMCM [ref. 13.] en in totaal per put (totale levensduur put) ongeveer 1.2 tot 1.6 BCM op [ref. 8.]. Dat betekent dat de totale productie per put en per dag per put in alle gevallen groter is dan de productie van schaliegas per put.

Tabel 2.2. Verschillen in schaliegasproductie per put (in MMCM = miljoen m³ en MCM = duizend m³)

levensduur put (jaar)	productie MCM dag/put	productie MMCM totaal/put (totale levensduur put)	formatie	bron
7	9.6	24	Barnett	[ref. 16.]
n.a.	87.8		Marcellus	[ref. 16.]
15	15	82	Marcellus	[ref. 5.]
7.5	8	22	Barnett	[ref. 5.]
n.a.	9.5	n.a.	Barnett	[ref. 1.]
n.a.	87.8	n.a.	Marcellus	[ref. 1.]
n.a.	n.a.	62-93	Barnett	[ref. 8.]
n.a.	15	n.a.	Marcellus	[ref. 11.]
15	8	40	n.a.	[ref. 7.]
n.a.	n.a.	1.200	Slochteren	[ref. 8.]

3. CONCLUSIES

3.1. Verschillen in opsporing

Qua opsporing zijn weinig relevante verschillen te noemen. De verschillen die er zijn hebben nagenoeg geen invloed op de risico's als gevolg van de winning. Er zijn drie belangrijke aspecten te noemen. De eerste is de aanwezigheid van een afdekkende laag, deze moet fysisch gezien aanwezig zijn voor conventionele gaswinning (immers het gas hoopt zich hieronder op). Echter voor een schaliegaswinning is deze laag niet noodzakelijk; door Cuadrilla wordt aanbevolen wel te zoeken naar formaties met bovenliggende afsluitende lagen om migratieroutes naar boven als gevolg van het fraccen te beperken. Het tweede aspect is de borging van de veiligheid bij schaliegasboringen; omdat er weinig tot geen (exploratie)boringen winningen in het zoekgebied aanwezig zijn is het belangrijk voldoende veiligheid te garanderen bij het starten van exploratieboringen. Voor de winning van schaliegas zijn reservoir eigenschappen belangrijker; er zijn meer aanvullende gegevens nodig ten opzichte van conventionele winningen. Tenslotte wordt de resolutie van de (seismische) informatie lager wanneer op grotere dieptes gezocht wordt (het Geverik laagpakket), hierdoor neemt potentieel ook het risico op calamiteiten toe.

3.2. Verschillen in winning

Bij de winning van schaliegas versus conventionele winningen zijn twee grote verschillen te noemen. Bij schaliegaswinningen worden vaker horizontale boringen uitgevoerd en er vindt altijd putstimulatie plaats door middel van fraccen. Tenslotte zijn de opbrengsten per put van reeds uitgevoerde schaliegaswinningen tot nu toe altijd lager dan conventionele winningen.

4. REFERENTIES

- [ref.1.] A. J. D. Arthur, B. Bohm, M. Layne (All Consulting), 'Hydraulic Fracturing Considerations for Natural Gas Wells of the Marcellus Shale', 2008.
- [ref. 2.] Cuadrilla, 'Wellbore Integrity - Cuadrilla Land Based Wells.'
- [ref. 3.] DHV, 'Milieueffectanalyse - Land, Aardgas- en aardolieboringen op land, buiten gevoelig gebied, mei 2012.
- [ref.4.] Directoraat-generaal Intern beleid milieubeheer volksgezondheid en voedselveiligheid, 'Gevolgen van de winning van schaliegas en shalieolie voor het milieu en de volksgezondheid.', 2011.
- [ref. 5.] Environmental Protection Agency (EPA), 'Draft Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources,' February, 2011.
- [ref. 6.] Halliburton, 'EBN Notional Field development, final report.', november 2011.
- [ref. 7.] S.A. Holditch, 'Tight Gas Sands,' 2006.
- [ref. 8.] A. Louwen, 'Comparison of the life cycle greenhouse gas emissions of shale gas , conventional fuels and renewable alternatives A Dutch perspective.', september 2011.
- [ref. 9] J. Lutgert (EBN), 'Shale Gas' mei 2011.
- [ref. 10.] G. C. Naik, 'Tight Gas Reservoirs - An Unconventional Natural Energy Source for the Future'.
- [ref. 11.] Regeneris Consulting Ltd, 'A Final Report by Cuadrilla Resources Economic Impact of Shale Gas Exploration & Production in Lancashire and the UK.', september 2011.
- [ref. 12.] Royal Haskoning, 'Schaliegas in Nederland, op basis van Shale gas report voor House of Commons' september 2011.
- [ref. 13.] TNO, Ministerie van economische zaken, 'Nederlands olie en gasportaal', <http://www.nlog.nl/nl/home/NLOGPortal.html> (bezoekt op 27-3-2012)
- [ref. 14.] TNO, Ministerie van economische zaken, 'Nederlands olie en gasportaal', Boring Rijsbergen <http://www.nlog.nl/nlog/requestData/nlogp/allBor/metaData.jsp?table=BorLocation&id=106508993> (bezoekt op 3-4-2012)
- [ref. 15.] TNO, 'Exploratieboringen Schaliegas Boxtel; wat en hoe en de effecten', mei 2011.
- [ref. 16.] R. Wood, P. Gilbert, M. Sharmina, A. Footitt, S. Glynn, and F. Nicholls, 'Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts,' 2011.
- [ref. 17.] M. Zijp and F. Van Bergen, 'Schaliegas in Nederland: potenties en risico's.' Geografie no. 3, maart 2012.



Witteveen+Bos
Hoogoorddreef 56 F
Postbus 12205
1100 AE Amsterdam
telefoon 020 312 55 55
fax 020 697 47 95
www.witteveenbos.nl

onderwerp	onderzoeksvraag A.2.3
project	aanvullend onderzoek risico's schalie- en steenkoolgas in Nederland
opdrachtgever	Ministerie van EZ, Directie Energiemarkt
projectcode	GV1106-1
referentie	GV1106-1/kleb2/186
status	definitief
datum opmaak	16 augustus 2013
bijlagen	-

INHOUDSOPGAVE

blz.

1. VRAAGSTELLING	2
1.1. Hoofdvraag	2
1.2. Afbakening	2
1.3. Aanpak	2
2. ANALYSE	3
2.1. Stand van techniek en stand van zaken betreffende winning (E)CBM	3
2.2. Vergelijking (E)CBM en schaliegas	6
2.3. Haalbaarheid winning (E)CBM in Nederland	7
3. CONCLUSIES	8
4. REFERENTIES	9

1. VRAAGSTELLING

1.1. Hoofdvraag

In de aanvraag van dit onderzoek is vraag 2.3 als volgt gedefinieerd:

Geef inzicht in de techniek en de stand van zaken van Enhanced Coalbed Methane (ECBM) en in de mate van toepassing van deze techniek in de wereld. Geef, indien mogelijk, een indicatie van de milieu- en veiligheidsaspecten aangaande deze techniek.

Tijdens de uitvoering van deze studie is de scope rond het thema ECBM aangepast. Het in kaart brengen en beoordelen van de potentiële risico's voor de mens, natuur en milieu bij winning van schaliegas en steenkoolgas zijn twee verschillende zaken, met 'aardgas' als aanknopingspunt. In het beschikbare scenario document van Halliburton voor EBN wordt echter de winning van steenkoolgas niet beschreven. Er is daarom afgesproken om bij de beantwoording van alle overige onderzoeksvragen te focussen op schaliegas. Uitzondering is deze onderzoeksnotitie waarin onderstaande drie vragen beantwoord worden:

- Wat is de stand der techniek en de stand van zaken van (E)CBM en de mate van toepassing van deze techniek in de rest van de wereld, inclusief een indicatie van de milieu- en veiligheidsaspecten?
- Wat zijn de belangrijkste verschillen tussen ECBM en schaliegas?
- Is de exploitatie van ECBM in Nederland vanuit technisch oogpunt een haalbare zaak?

1.2. Afbakening

Deze onderzoeksvraag is goed afgebakend van de overige onderzoeksvragen en kan op zichzelf worden beantwoord.

1.3. Aanpak

Om de vragen behorende bij dit onderdeel van het statusrapport te beantwoorden is een literatuuronderzoek uitgevoerd. Bij het zoeken naar relevante literatuur is de bronselectie methode gehanteerd zoals weergegeven in het onderzoeksplan. De reeds aangedragen bronnen zijn gebruikt voor het beantwoorden van de (sub)vragen.

Naast de voor dit onderzoek geselecteerde bronnen uit de industrie zijn ook voldoende onafhankelijke bronnen geselecteerd. De gebruikte bronnen zijn opgenomen in het literatuuroverzicht. De informatie is verkregen door de bronnen te scannen op de beschreven onderwerpen en te zoeken op relevante zoekwoorden.

2. ANALYSE

2.1. Stand van techniek en stand van zaken betreffende winning (E)CBM

Steenkoollagen kunnen beschouwd worden als een natuurlijk adsorptiecomplex waaraan methaan (aardgas) geadsorbeerd zit. Deze bron van aardgas wordt 'coalbed methane' (CBM) genoemd. Dit aardgas wordt gegenereerd door de afbraak van koolstofrijk organisch materiaal tijdens steenkool formatie [ref. 4.]. Methaan kan thermisch of biologisch (bijvoorbeeld microbiologisch) ontstaan in de steenkoollaag [ref. 4, ref. 5.]. De gascompositie is 80-99 % methaan, samen met koolstofdioxide en stikstof [ref. 5.]. Het methaan is chemisch geadsorbeerd aan het oppervlak van het steenkool. Deze binding is ontstaan door de druk van bovenliggende gesteente en bijbehorende waterlaag [ref. 6.].

CBM wordt traditioneel als volgt gewonnen. Ontwateren van de steenkoollaag is vereist om het gas vrij te laten komen van het steenkool en om aardgas te gaan produceren uit een bron [ref. 7, ref. 8.]. Normaal wordt een pomp gebruikt om water uit de laag door de leiding te pompen. Het gas wordt dan van het water gescheiden en stroomt omhoog de annulus in. Er zijn over het algemeen vier stadia bij een CBM ontwikkelingsstraject.

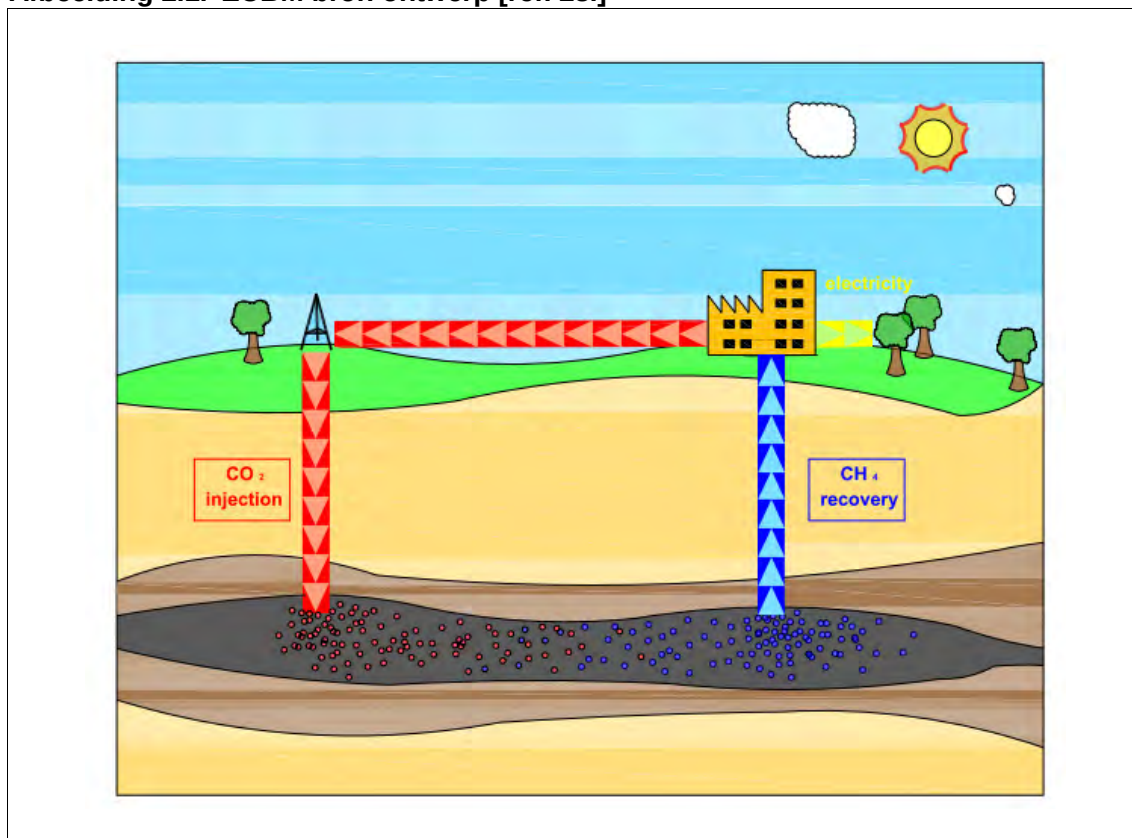
1. **Exploratie** omvat het zoeken naar formaties die potentieel gashoudend kunnen zijn en door het boren van een exploratieput aantonen dat deze formaties gas kunnen produceren op een economisch niveau. In eerste instantie worden seismische gegevens (2D en 3D) verzameld, die gebruikt worden voor een structurele en stratigrafische analyse van de ondergrond. Op basis van dit onderzoek kan de locatie voor de exploratieput worden bepaald. De put levert in eerste instantie boorgatgegevens, bestaande uit logs en gesteentemonsters. Hiervan kan men afleiden wat de reservoir eigenschappen zijn en via een productietest constateren wat er uit het gesteente kan worden geproduceerd. Een proefboring dient te worden gekernd over de prospectieve zone [ref. 6, ref. 9.].
2. **Ontwikkelingsplan** Dit gebeurt wanneer een bedrijf besluit dat de exploitatie van de gasafzetting economisch levensvatbaar is. Dit stadium bevat de vergunningaanvraag, aanbevelingen voor het ontwerp van boorlocatie, putten en verwachte opbrengst. Dit ontwikkelingsplan wordt opgesteld door de operator en dient te voldoen aan de specifieke wetten en regelgeving die invloed hebben op het aantal bronnen dat in een bepaald gebied mag worden geplaatst. Tevens kan een boor en tussenruimte volgorde bepaald worden voor de ontwikkeling van het reservoir [ref. 6, ref. 9.]. Het ontwikkelplan wordt ingediend bij het bevoegd gezag.
3. **Productie** bevat onder meer de installatie van productieonderdelen, ondersteunende faciliteiten en infrastructuur. In het algemeen is de productie van CBM vergelijkbaar met schaliegaswinning:
 - a. gas- en waterextractie uit het reservoir;
 - b. geproduceerde water wordt fysiek gescheiden van het methaan in een gas/water scheider. Het gescheiden water wordt veelal in een tank opgeslagen voor verdere verwerking (reiniging);
 - c. methaan wordt soms nog verder ontwaterd middels een glycol ontwatermethode voordat injectie in een transportleiding plaatsvindt;
 - d. methaan wordt soms onder hogere druk gebracht voordat het in de transportleiding wordt gebracht [ref. 6, ref. 9.].
4. **Locatieafsluiting** gebeurt wanneer een bron niet meer economisch rendabel is. Dit stadium bevat onder meer het opvullen met cement van het boorgat in overeenstem-

ming met de regelgeving, het verwijderen van de oppervlakteproductie-installatie en ondersteunende faciliteiten en het herstellen van de locatie. Toegangswegen kunnen in overleg worden behouden, maar het verwijderen van de toegangswegen is wel onderdeel van het herstelproces. In sommige gevallen wordt leidingwerk schoon en afgesloten achtergelaten. In enkele gevallen kan de landeigenaar of overheid eisen dat alle infrastructuur wordt verwijderd en dat het recht tot overgang wordt ingetrokken [ref. 6, ref. 9].

Naast de hierboven beschreven traditionele methode van CBM bestaan diverse andere/aanvullende methoden om CBM te winnen, welke hieronder kort worden beschreven:

- ECBM: gesproken wordt van 'enhanced coalbed methane recovery' (ECBM) wanneer een gas geïnjecteerd wordt in een steenkoolafzetting om de desorptie en productie van 'coalbed methane' te stimuleren. Er kunnen hiervoor twee typen gassen worden toegepast: CO₂ en N₂. CO₂ injectie is reeds toegepast in Polen; hieruit blijkt dat de dagelijkse gasproductie met 50-70 % toenam na CO₂ injectie (ten opzichte van alleen CBM) [ref. 28.]. In afbeelding 2.1 is ECBM schematisch weergegeven;
- ondergrondse kolenvergassing. Bij deze methoden wordt lucht geïnjecteerd naar de steenkoollaag. Bij bepaalde druk en temperatuur reageert de zuurstof met de steenkool (en het daarin aanwezige water), waarna aardgas ontstaat [ref. 29.];
- in de Nederlandse situatie is steenkool meestal alleen aanwezig in dunne lagen met tussenliggende lagen van andere materiaal. Om toch aardgas te kunnen winnen kan gebruik gemaakt worden van twee typen technieken. De eerste is het zogenaamde 'snake well' concept. Hierbij wordt met één boring op verschillende locaties binnen één laag gewonnen (horizontale boringen). Bij de tweede techniek, 'in-seam drilling', wordt juist met behulp van één boring op verschillende diepten uit verschillende steenkoollagen tegelijk gewonnen [ref. 27.] [ref. 28.].

Afbeelding 2.1. ECBM bron ontwerp [ref. 28.]



CBM wordt in de Verenigde Staten al veelvuldig toegepast en de winningstechniek kan als volwassen worden beschouwd. Wereldwijd zijn aanzienlijke voorraden aanwezig en het is de verwachting dat CBM zal groeien in regio's buiten de Verenigde Staten, zoals bijvoorbeeld Rusland en China.

ECBM wordt nog niet commercieel toegepast. Wel worden wereldwijd pilots uitgevoerd. In vergelijking met andere vormen van onconventionele gaswinning zijn de milieu- en veiligheidsaspecten vergelijkbaar en wijken deze niet significant af. Wel belangrijk bij het inschatten van de risico's is de geologische setting. Afhankelijk van de diepte van de steenkool en de aan- of afwezigheid van een afsluitende laag boven de steenkool nemen de risico's af of toe. In de Nederlandse setting liggen de steenkoollagen relatief ondiep (tot ± 500 m onder maaiveld) en is lang niet altijd een afsluitende laag aanwezig. Door de lage permeabiliteit van het steenkool is fraccen haast onvermijdelijk. Door de ondiepe ligging in combinatie met fraccen zijn de risico's op verontreiniging van het watervoerende pakket en het ontsnappen van gassen en vloeistoffen relatief zeer hoog. In tabel 2.1 is weergegeven wat voor een aantal landen het aandeel CBM is binnen de gasproductie per land.

Tabel 2.1. Commerciële productie van CBM [ref. 8, ref. 9, ref. 10.]

land	CBM
Verenigde Staten	volwassen status: 7,5 % van de nationale natuurlijke gas productie
Australië	semi-volwassen status: significante exploratie, ontwikkeling en productie van CBM
Rusland	verkenfase: momenteel kleine vraag naar CBM
China	verkenfase: overheid neemt grote initiatieven om CBM te laten groeien
India	verkenfase: overheid neemt initiatieven voor CBM

2.2. Vergelijking (E)CBM en schaliegas

In tabel 2.2 is een vergelijking gegeven van de belangrijkste aspecten van beide soorten gaswinning.

Tabel 2.2. Vergelijking (E)CBM en schaliegas

(E)CBM	schaliegas
- Geproduceerd gasen bevatten hoofdzakelijk CH₄ en in mindere mate CO₂ zonder geassocieerde vloeibare koolwaterstof [ref. 13.].	- Productiegassen bevatten: een range aan koolwaterstoffen met bijbehorende koolwaterstofvloeistoffen en CO₂ [ref. 10, ref. 16.].
- Gasproductie over het algemeen lager dan OG [ref. 13.]. - Bevat soms kleine hoeveelheden H₂S gas [ref. 25.]	- Gasproductie over het algemeen groter dan CBM [ref. 12.]. - Bevat vaak grote hoeveelheden H₂S gas [ref. 26.]
- Boringen ondieper dan 2.000 m, vaak gestuurde en boringen met horizontale delen, en een complex ontwerp [ref. 27.]	- Hoofdzakelijk diepe bronnen (1.000-1.500 m; tot wel 5.000 m) vaak gestuurde boringen met horizontale delen, en een complex ontwerp [ref. 6, ref. 13.].
- Hydraulisch fractureren nodig afhankelijk van de permeabiliteit van het steenkool. Indien het wel nodig is, dan is het ontwerp over het algemeen makkelijker en minder uitgebreid [ref. 13, ref. 15.].	- Hydraulisch fractureren is nodig voor economisch rendabele exploitatie [ref. 13, ref. 16.].
- Beperkte watervolumes nodig voor boorvloeistof. Eventueel kan zelfs gebruik worden gemaakt van lucht of schuim lift methodes. - Boorvloeistoffen kunnen makkelijker worden hergebruikt of worden verwijderd. - Veel installaties produceren significante hoeveelheden productie water door het ontwateren van de steenkoollaag. - Geproduceerd water kan variëren van zoet water geschikt voor agrarisch gebruik tot water met hoge concentraties onopgeloste bestanddelen, metalen of afwijkende pH. - Geproduceerd water van voldoende kwaliteit kan gebruikt worden in agrarische sector of worden geloosd. Mindere kwaliteit moet worden behandeld voor gebruik of lozing, of kan worden verdampt of gereïnjecteerd. - Geproduceerd water kwaliteit parameters zijn onder meer: ijzer, totaal onopgeloste stoffen, pH, opgelost zuurstof, alkaliniteit, totaal opgeloste stoffen, chlorides, opgeloste metalen, en natuurlijk voorkomend radioactief materiaal. - Water kwaliteit en kwantiteit van nabij liggende grondwater bronnen, die vaak in dezelfde aardlaag zitten. Kan negatief beïnvloed worden door snel pompen (ontwateren) van grote hoeveelheden productie water [ref. 6, ref. 7, ref. 8, ref. 16, ref. 20, ref. 21, ref. 23.].	- Significante watervolumes nodig voor boorvloeistoffen en hydraulisch fractureren. - Boorvloeistoffen en hydraulische fractureervloeistoffen moeten worden hergebruikt of behandeld of worden geïnjecteerd. - Productie water is niet geschikt voor agrarisch gebruik of lozing. - Geproduceerd water vervuilingen zijn onder meer: olie en vet, BTEX, ijzer, totaal onopgeloste stoffen, pH, opgelost zuurstof, alkaliniteit, totaal opgeloste stoffen, chlorides, opgeloste metalen, en natuurlijk voorkomend radioactief materiaal. - Schaliegas doel zones liggen veel dieper dan grondwaterlagen en hebben daarom weinig invloed op de kwaliteit en kwantiteit. Boorschacht integriteit en oppervlakte installaties kunnen echter wel van invloed zijn [ref. 6, ref. 8, ref. 9, ref. 16, ref. 17, ref. 18, ref. 19, ref. 20, ref. 23.].
- Oppervlakte verstoring afhankelijk van diepte van boring. Bij ondiepe boringen: · (tijdelijk en permanent is klein (0.5 acres); · kleinere boor installaties;	- Oppervlakte verstoring (tijdelijk en permanent) groter (3-5 acres): · grotere boor installaties; · meer ondersteunende faciliteiten [ref. 6, ref.

(E)CBM	schaliegas
- minder ondersteunende onderdelen [ref. 6, ref 24.]; - Bij diepere boringen vergelijkbaar met schaliegas. - Extra boorgat en faciliteiten nodig voor de injectie van CO₂ of N₂	17, ref. 23.].
- Oppervlakte locatie faciliteiten over het algemeen eenvoudig, bestaand uit een bron, soms met pompen en opslag voor water, ontwateringsinstallaties en compressie installaties.	- Oppervlakte locatie faciliteiten zijn complexer, bron met pompen en meerdere scheidingsinstallaties vloeistof opslag, ontwatering en gaszuiveringsinstallaties en compressie installatie.

2.3. Haalbaarheid winning (E)CBM in Nederland

Onconventioneel gas (OG) is aardgas geproduceerd van laag permeabele reservoirs. Voorbeelden hiervan zijn schaliegaswinningen en CBM. Aardgas is in deze reservoirs als een vrij gas in de poriën en scheuren van het reservoir gesteente opgeslagen [ref. 9.].

De belangrijke factoren die de mogelijke productie uit een koollaag bepalen zijn de laagdikte, inkolingsgraad, gasgehalte en -samenstelling, macerale samenstelling (ingekoolde plantenresten) van de steenkool, in-situ spanningstoestand en breuksystemen. In de USA zijn veel zeer uitgebreide kolenbekkens met plaatselijk zeer dikke koollagen tot zelfs 20 m dikte. Het zijn vaak bitumineuze koollagen, die nu op diepten liggen van 500-500 m en bovendien door tektonische processen vol met spleetjes zitten. De gemiddelde putproductie van deze putten ligt in de orde van 10.000 m³/dag. Een put in de meeste productieve zone van het San Juan basin produceerde een totaal van 38.5x10⁶ m³ gas in 35 jaar (1953-1988). In het beste deel van het basin produceren de putten 30.000-150.000 m³/dag, maar in het grootste deel is de productie maar 1.500 tot 14.000 m³/dag en dat uit een kolenpakket dat vele malen dikker is dan het Nederlandse [ref. 1.].

In Nederland is maar op een paar plaatsen het Westphalian koolhoudende pakket ondieper dan 1.500 m aanwezig, zoals in Zuid-Limburg, de Peelhorst, Overijssel (Twente) en de Achterhoek. De dikte van de koollagen is gemiddeld maar ongeveer 50 cm, met als uitschieters een paar lagen van 2 m [ref. 30]. Er is weinig plooïing en er zijn dus weinig natuurlijke breukjes in de kool. In Zuid-Limburg was maar één van de 12 mijnen met bitumineuze kool (Maurits), waardoor bij kolenpijlers het gas moest worden afgezogen via speciale boringen uit de galerijen (persoonlijke communicatie K.J. Weber). In de rest van Nederland is in diepte het Carboon wel aanwezig, maar op de plaatsen waar het is doorboord zijn ook geen dikke koollagen gevonden. In Noord-Limburg bevatte het 660 m dikke Westphalian B en C bovenin 3.4-1.25 % steenkool en onderin 4.3-5 % verdeeld over tientallen dunne laagjes.

Over de technische (en economische haalbaarheid) van ECBM wordt het volgende aangegeven: volgens Hamelinck et al. [ref. 27] en volgens de provincie Gelderland [ref. 28] is technische winning mogelijk, echter commerciële winning niet. Bless et al. [ref. 2.] geeft aan dat met een zo geringe steenkolendikte het niet haalbaar is om een economische productie te bereiken. Alle drie de bronnen geven dus aan dat technische toepassing mogelijk is, echter economische winning niet. Op dit moment worden pilot projecten uitgevoerd in onder andere Polen. In Nederland zijn nog geen testen met ECBM uitgevoerd en kan dan ook geen eenduidige uitspraak over technische en economische haalbaarheid gedaan worden.

3. CONCLUSIES

Is de exploitatie van CBM in Nederland vanuit technisch oogpunt een haalbare zaak?

De aanwezigheid van geschikte steenkoollagen is de belangrijkste parameter om deze vraag te beantwoorden. Op basis van de geraadpleegde bronnen blijkt dat steenkoollagen tot een diepte van 1.500 m aanwezig zijn. De steenkoollagen die er zijn (Zuid-Limburg en de Peelhorst), hebben een zeer geringe dikte (gemiddeld 50 cm met uitschieters tot 2 m). Op basis van de beschikbare bronnen kan gesteld worden dat exploitatie van CBM in Nederland vanuit technisch oogpunt waarschijnlijk haalbaar is. Op dit moment wordt er in het kader van ECBM nog niet op economische schaal gewonnen. Er worden wel pilot projecten uitgevoerd. In Nederland zijn nog geen testen met ECBM uitgevoerd en kan dan ook geen eenduidige uitspraak over de technische haalbaarheid gedaan worden.

Wat is de stand der techniek en de stand van zaken van CBM en de mate van toepassing van deze techniek in de rest van de wereld, inclusief een indicatie van de milieu- en veiligheidsaspecten.

CBM wordt in de Verenigde Staten al veelvuldig toegepast en de winningstechniek kan als volwassen worden beschouwd. Wereldwijd zijn aanzienlijke voorraden aanwezig en het is de verwachting dat CBM zal groeien in regio's buiten de Verenigde Staten zoals bijvoorbeeld Rusland en China. Er worden diverse ECBM pilot-projecten uitgevoerd, waarbij voornamelijk CO₂ gebruikt wordt. Daarnaast zijn diverse boormethoden beschikbaar om uit dunne afwisselende lagen steenkool aardgas te kunnen winnen.

In vergelijking met andere vormen van onconventionele gaswinning zijn de milieu- en veiligheidsaspecten vergelijkbaar en wijken deze niet significant af. In de Nederlandse setting liggen de steenkoollagen relatief ondiep (tot ± 500 m onder maaiveld) en is lang niet altijd een afsluitende laag aanwezig. Door de lage permeabiliteit van het steenkool is fraccen haast onvermijdelijk. Door de ondiepe ligging in combinatie met fraccen zijn de risico's op verontreiniging van het watervoerende pakket en het ontsnappen van gassen vloeistoffen zeer hoog.

Een vergelijking van ECBM met schaliegas.

De schaalgrootte van ECBM is in het algemeen vergelijkbaar met schaliegas. De gasproductie ligt lager, de boringen zijn minder diep en de benodigde waterhoeveelheden zijn ook kleiner (wanneer niet gefracct wordt). Het productiewater van CBM is, afhankelijk van de diepte en al dan niet fraccen, in het algemeen ook minder verontreinigd en kan eenvoudiger worden hergebruikt.

4. REFERENTIES

- [ref. 1.] Ayers, W. B. jr. (2002). 'Coalbed gas systems, resources, and production and a review of contrasting cases from the San Juan and Powder River basins', A.A.P.G. Bull., V.86, No.11 (Nov.2012) pp. 1853-1890.
- [ref. 2.] Bless, M.J.M. & de Voogd, N. (1980): 'Exploration for coal in the Netherlands'. Meded, Rijks Geol. Dienst, vol.33-3, 15-9-1980, pp. 17-32.
- [ref. 3.] Dietz, D.N. & Bruining, J. (1980): 'Underground combustion of heavy oil; Implications for coal gasification'. Meded, Rijks Geol. Dienst, vol. 33-9, 15-9-1980, pp. 72-80.
- [ref. 4.] Australian Atlas of Mineral Resources, Mines and Processing Centres (AAMRMPC), 2012, Coal Seam Gas Fact Sheet, http://www.australianminesatlas.gov.au/education/fact_sheets/coal_seam_gas.html.
- [ref. 5.] De Bruin, R.H., Lyman, R.M., Jones, R.W. and Cook, L.W., 2004, Coalbed Methane in Wyoming, Wyoming State Geological Survey, Information Pamphlet 7, 24 p.
- [ref. 6.] Pennsylvania Department of Environmental Protection (PADEP), 2006, Coalbed Methane (CBM): An Overview, PADEP Oil and Gas Management Program, Pittsburgh, PA. 2 pg.
- [ref. 7.] Western Organization of Resource Councils (WORC). 2003. Factsheet. Coalbed methane development: Boon or bane for Rural Residents. (<http://www.worc.org/pdfs/CBM.pdf>).
- [ref. 8.] U.S. Geological Survey (USGS). 2000. Water produced with Coal-bed Methane. USGS Fact Sheet 156-00. (<http://pubs.usgs.gov/fs/fs-0156-00/fs-0156-00.pdf>).
- [ref. 9.] Brathwaite, L.D., 2009, Shale-Deposited Natural Gas: a Review of Potential, California Energy Commission, CEC-200-2009-005-SD.
- [ref. 10.] Bullin, K., Krouskop, P., Composition Variety Complicates Processing Plans for US Shale Gas, Bryan Research and Engineering Inc. Bryan, Tex., 9 pg. (http://www.bre.com/portals/0/technicalarticles/Keith%20Bullin%20-%20Composition%20Variety_%20US%20Shale%20Gas.pdf).
- [ref. 11.] National Petroleum Council (NPC), 2007, Unconventional Gas, Topic Paper 29, 54 pg.
- [ref. 12.] Al-Jubori, A., Johnston, S., Boyer, C., Lambert, S.W., Bustos, O.A., Pashin, J.C., and Wray, A., 2009, Coalbed Methane: Clean Energy for the World, Oilfield Review, v. 21, no. 2, p. 4-13.
- [ref. 13.] Coalbed Methane Transactions News (CBMTN) (sources: Dow Jones Interactive, dialog and Northern Lights). In Coal Bed Methane Alert, No. 13, August, 2002.
- [ref. 14.] Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation (CSIRO), 2012, Unconventional Gas Fast Facts, CESREfs016-12 Unconventional gas. (<http://www.csiro.au/~media/CSIROau/Divisions/CSIRO%20Earth%20Science%20and%20Resource%20Engineering/PDFs/Unconventional%20gas%20fast%20facts.pdf>).
- [ref. 15.] A Brief History and Environmental Observations. A Working Document Compiled by the Bureau of Land Management, San Juan Field Office. December 1999. (<http://oil-gas.state.co.us/>).
- [ref. 16.] European Unconventional Gas Summit (EUG), 2013, Facts About Shale Gas Infographic, Vienna, January 29-31, 2013. <http://www.theenergyexchange.co.uk/event/european-unconventional-gas-summit-2014>.
- [ref. 17.] Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer, 2009, U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy-National Energy Technology Laboratory, 116 pg. (http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/EPreports/Shale_Gas_Primer_2009.pdf).
- [ref. 18.] La Plata County Energy Council. Gas Facts - Conventional vs. Coalbed Gas Wells. (<http://www.energycouncil.org>).

- [ref. 19.] American Petroleum Institute (API), 2010, Freeing Up Energy, 2010-067, 07.10, http://www.api.org/~media/Files/Policy/Exploration/HYDRAULIC_FRACTURING_PRIMER.pdf.
- [ref. 20.] Boysen, Deidre B., Boysen, John E., and Boysen, Jessica A. 'Strategic Produced Water Management and Disposal Economics in the Rocky Mountain Region.' Presentation at the Groundwater Protection Council Produced Water Conference. Oct 15-17, 2002. Colorado Springs, CO. (http://www.gwpc.org/GWPC_Meetings/Information/PW2002/Papers/Deidre_B_Boysen_PWC2002.pdf).
- [ref. 21.] East of Huajatolla Citizens Alliance. Information Sheet #2, Produced Water. (<http://www.ehccitizens.org/cbmgas>).
- [ref. 22.] U.S. Environmental Protection Agency. August, 2002. DRAFT Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs. EPA 816-D-02-006. Chapter 6. Water Quality Incidents. (<http://www.epa.gov/safewater/uic/cbmstudy/docs.html>).
- [ref. 23.] U.S. EPA. pp. ES 1-5 and 3-10. Cited in a letter from the Natural Resources Defense Council to the Chief of the EPA, October 28, 2002. U.S. Geological Survey (USGS). 2000. Water produced with Coal-bed Methane. USGS Fact Sheet 156-00. (<http://pubs.usgs.gov/fs/fs-0156-00/fs-0156-00.pdf>).
- [ref. 24.] Wells, Richard B. August, 1999. 'Coal Bed Methane Fields,' in the National Drillers Buyers Guide. (<http://www.sci.uwaterloo.ca/earth/waton/f9913.html>).
- [ref. 25.] Royal Haskoning, 'Schaliegas in Nederland (op basis van Shale gas report voor House of Commons),' september, 2011.
- [ref. 26.] J. B. Fisher, 'Environmental issues and challenges in coal bed methane production.' 18th International Low-Rank Fuels Symposium June 24-26 2003.
- [ref. 27.] C. Hamelinck, A. P. Faaij, W. Turkenburg, F. van Bergen, H. J. Pagnier, O.H. Barzandji, K.-H. a. Wolf, and G. Ruijg, 'CO2 enhanced coalbed methane production in the Netherlands,' Energy, vol. 27, no. 7, pp. 647-674, Jul. 2002.
- [ref. 28.] Provincie Gelderland, IF Wep BV, TNO, 'Enhanced Coalbed Methane (ECBM), haalbaarheidsstudie ECBM in Gelderland,' maart 2009.
- [ref. 29.] René Didde, Ondergrondse kolenvergassing als alternatief voor de volgende eeuw, 1996 <http://www.delta.tudelft.nl/artikel/ondergrondse-kolenvergassing-als-alternatief-voor-de-volgende-eeuw/11869> (bezoekt op 3-6-2013).
- [ref. 30.] Eindrapport project inventarisatie-onderzoek Nederlandse kolenvoorkomens eerste fase 1981-1985, rapportnr. GB 2107, samengesteld door het Geologisch Bureau Heerlen (Rijks Geologische Dienst), Dr. Th.F. Krans, maart 1986.

onderwerp	onderzoeksvraag A.2.4
project	aanvullend onderzoek risico's schalie- en steenkoolgas in Nederland
opdrachtgever	Ministerie van EZ, Directie Energiemarkt
projectcode	GV1106-1
referentie	GV1106-1/kleb2/187
status	definitief
datum opmaak	16 augustus 2013
bijlagen	-

INHOUDSOPGAVE	blz.
1. INLEIDING	2
1.1. Context	2
1.2. Achtergrond	2
1.3. Doelstelling van dit onderzoek	2
1.4. Vraagstelling	2
1.5. Opbouw van deze notitie	4
2. AANPAK	5
2.1. Onderzoeksmethode	5
2.2. Uitgangspunten en beperkingen	6
3. ANALYSE	8
3.1. Systeembeschrijving	8
3.2. Samenstelling van de klimaatvoetafdruk van schaliegas	11
3.3. Klimaatvoetafdruk van schaliegas	14
3.4. Vergelijking met andere energiebronnen	15
3.5. Toekomstige ontwikkelingen van schaliegas	16
4. CONCLUSIES	17
4.1. Wat is de opbouw en samenstelling van de klimaatvoetafdruk van schaliegas?	17
4.2. Vergelijkingsbasis	17
4.3. Hoe groot is de klimaatvoetafdruk van schaliegas?	17
4.4. Toekomstig gebruik van schaliegas	18
5. REFERENTIES	19

1. INLEIDING

1.1. Context

Deze notitie behandelt de klimaatvoetafdruk van schaliegas in de context van het project 'Aanvullend onderzoek risico's schalie- en steenkoolgas in Nederland'. De notitie bespreekt hoe groot de klimaatvoetafdruk van de productie van schaliegas is en hoe die zich verhoudt tot die van andere energiebronnen. Er zijn enkele beperkingen aangebracht in de beantwoording van de onderzoeksvraag (paragraaf 1.4), die worden toegelicht in paragraaf 2.2.

Het gebruik van wetenschappelijke literatuur ('peer review') is een uitgangspunt in dit onderzoek, zodat de deelnemers aan de discussie rond de winning van schaliegas kunnen beschikken over zo onafhankelijk mogelijke gegevens. Er is voor deze notitie geen nieuw onderzoek gedaan (zie ook hoofdstuk 2 van deze notitie: 'aanpak').

1.2. Achtergrond

Eén van de twistpunten in de maatschappelijke en wetenschappelijke discussies over schaliegas is het klimaateffect van schaliegas.

Voorstanders van het gebruik claimen dat de klimaatvoetafdruk kleiner is dan die van andere fossiele energiebronnen. Dit zou schaliegas tot een relatief 'schone brugbrandstof' maken in de overgang van fossiele brandstoffen naar duurzame en hernieuwbare energie ([ref. 5.], pag. 12). Overigens bestaan er bijna geen wetenschappelijke analyses die deze stelling onderbouwen ([ref. 8.], pag. 2).

Tegenstanders stellen juist dat de het veronderstelde positieve effect heel klein, niet bestaand of zelfs negatief is ([ref. 1, 4]). De schattingen van het klimaateffect van schaliegas in vergelijking met bijvoorbeeld kolen lopen uiteen van een derde van de klimaatvoetafdruk van kolen ([ref. 10.], pag. 619, abstract) tot bijna twee maal hoger ([ref. 1.], pag. 679, abstract).

1.3. Doelstelling van dit onderzoek

Het bieden van een onafhankelijke analyse van de klimaatvoetafdruk van schaliegas als input voor de besluitvorming rond de ontwikkeling van schaliegas in Nederland op basis van beschikbare literatuurbronnen.

1.4. Vraagstelling

De vraagstelling van het onderzoek is als volgt door het ministerie van EZ geformuleerd:

Ga na wat van de totale klimaatvoetafdruk is van de opsporing, winning en verwerking van schalie- of steenkoolgas, en vergelijk deze met de klimaatafdruk van andere energiebronnen. Geef hierbij aan welke stoffen (waaronder CO₂, CH₄, fijnstof) vrijkomen bij deze mijnbouwactiviteiten en hoe deze stromen kunnen worden geminimaliseerd. Gebruik hiervoor verschillende scenario's, waarbij ook de kans op incidenten (lekkages) wordt meegenomen. Geef tevens aan hoe deze klimaatvoetafdruk zich in de verschillende scenario's verhoudt tot nationale en Europese wet- en regelgeving en convenanten.

De onderzoeksvraag bestaat uit verschillende deelvragen. Daarnaast hangt het uiteindelijke antwoord op de onderzoeksvraag af van verschillende uitgangspunten en aannames die

onderzoek en onderbouwing behoeven. Om tot beantwoording van deze onderzoeksvraag te komen zijn de volgende subvragen geformuleerd, die deze punten adresseren.

Subvraag 1: Systeembeschrijving en begrenzing

Om de onderzoeksvraag over de klimaatvoetafdruk van schaliegas goed te kunnen beantwoorden is het nodig deze voetafdruk helder te definiëren (wat wordt meegenomen) en begrenzen (wat wordt niet meegenomen)¹. Dit leidt tot de volgende subvragen:

Welke activiteiten vinden plaats in de verschillende stadia van schaliegasproductie (opsporing, winning en verwerking)? Welke emissies van broeikasgassen vinden daarbij plaats?

Subvraag 2: Vergelijkingsbasis

Daarnaast is het onderdeel van de onderzoeksvraag om de klimaatvoetafdruk van schaliegas te vergelijken met die van andere energiebronnen. Omdat een klimaatvoetafdruk wordt bepaald door verschillende componenten, zoals emissiefactoren en conversiefactoren², moeten eerst deze begrenzing van de vergelijking en een vergelijkingsbasis³ worden vastgesteld. Zo wordt gewaarborgd dat 'appels met appels worden vergeleken'. Om te kunnen begrijpen waarom inschattingen van de klimaatvoetafdruk van schaliegas verschillen, is het nodig te onderzoeken wat bepalend is in deze klimaatvoetafdruk. Dit leidt tot de volgende subvragen:

Wat is de invloed van het broeikaspotentieel (de waarde van het Global Warming Potential (GWP)) op de klimaatvoetafdruk van schaliegas? Wat is de invloed van de analyse horizon (effectmeting over verschillende looptijden) bij de bepaling van de klimaatvoetafdruk van schaliegas?

Subvraag 3: Klimaatvoetafdruk en vergelijking met andere energiebronnen

De grootte van de klimaatvoetafdruk van schaliegas is (nog) niet vastgesteld⁴ zoals die van bijvoorbeeld kolen. Het is onderdeel van dit onderzoek de grootte van de klimaatvoetafdruk te schatten en te vergelijken met andere brandstoffen. Dit leidt tot de volgende onderzoeksvragen:

Hoe verhoudt de klimaatvoetafdruk van schaliegas zich tot die van andere energiebronnen? Wat zijn de grootste invloeden op de grootte van de klimaatvoetafdruk van schaliegas (ook in vergelijking tot andere brandstoffen)? Hoe kunnen die verminderd worden?

Subvraag 4: Scenario's en convenanten

Het is onderdeel van het onderzoek om de resultaten in een context van verschillende ontwikkelingen te plaatsen, bijvoorbeeld om te zien in welke mate ontwikkeling van schaliegas kan bijdragen aan gestelde klimaatdoelstellingen en kaders voor regelgeving en convenanten. Daarvoor is inzicht nodig in de ontwikkelingsscenario's van schaliegas. Dit leidt tot de volgende subvragen:

Welke ontwikkelingsscenario's zijn er voor schaliegas? In welke mate kan schaliegas andere bronnen van fossiele energie vervangen en wat is het effect daarvan? Hoe

¹ In Levenscyclus Analyses (LCA) wordt dit de scope genoemd.

² Emissiefactoren kwantificeren een hoeveelheid uitgestoten broeikasgas per eenheid activiteit, bijvoorbeeld: x gram CO₂ per gereden kilometer in een personenauto. Conversiefactoren drukken effecten uit in andere eenheden, bijvoorbeeld x gram CH₄ is heeft hetzelfde broeikaseffect als y gram CO₂. Zie ook paragraaf 3.2.2 van deze notitie, 'broeikaspotentieel'.

³ In Levenscyclus Analyses (LCA) wordt dit de functionele eenheid genoemd.

⁴ Van de meeste brandstoffen bestaan lijsten met emissiefactoren, op nationaal niveau (zoals de Nederlandse lijst van energiedragers en standaard CO₂-emissiefactoren, [ref. 12.]) of internationaal niveau (e.g. IPCC emissiefactoren).

groot is de invloed van de mogelijke aanpassingen in de productie van schaliegas op deze scenario's?

1.5. Opbouw van deze notitie

Hoofdstuk 2 gaat in op de aanpak van het onderzoek: de onderzoeksmethode, uitgangspunten en beperkingen. Hoofdstuk 3 presenteert de beantwoording van de onderzoeksvraag. De notitie wordt in hoofdstuk 4 afgesloten met een samenvatting en conclusie. De referenties van de in deze notitie gebruikte publicaties zijn gegeven in hoofdstuk 5.

2. AANPAK

2.1. Onderzoeksmethode

De onderzoeksmethode van dit onderzoek beperkt zich tot een literatuurstudie, waarbij voorrang is gegeven aan academische bronnen. Publicaties en artikelen gevonden op basis van zoekopdrachten in academische en internet zoekmachines zijn op relevantie beoordeeld op basis van inleidingen, abstracts, management samenvattingen en dergelijke. Hierbij is de hoeveelheid wetenschappelijke literatuur over dit onderwerp beperkt gebleken, waarbij bepaalde onderdelen van de klimaatvoetafdruk niet of nauwelijks behandeld worden (bijvoorbeeld lekverliezen van methaan via grondwater).

De belangrijkste publicaties (in termen van relevantie voor dit onderzoek) zijn nader bestudeerd. De bevindingen in deze publicaties zijn gebruikt voor de analyse van de onderzoeksvragen.

Vergelijking met conventioneel aardgas

Dit onderzoek is opgezet als een vergelijking tussen conventioneel aardgas en schaliegas. Dit houdt in dat conventioneel aardgas als beginpunt wordt genomen en met schaliegas wordt vergeleken. Deze aanpak wordt gekozen op basis van de volgende overwegingen:

- het eindproduct van schaliegaswinning en verwerking is hetzelfde als dat van de winning van conventioneel aardgas ([ref. 7.], [ref. 3.], pag. 19);
- daarnaast is het wellicht mogelijk dat schaliegas getransporteerd zal worden met gebruik van bestaande transportinfrastructuur (pijpleidingen) voor conventioneel aardgas ([ref. 3.]). Overigens zal er wel nieuwe infrastructuur moeten worden aangelegd om de eventuele wingebieden van schaliegas aan te sluiten op de bestaande infrastructuur.¹

Daarmee vormt conventioneel aardgas een goed startpunt voor het vaststellen van de klimaatvoetafdruk van schaliegas, waarbij de analyse zich beperkt tot de verschillen tussen beide brandstoffen met betrekking tot de aanvullende emissies van broeikasgassen ten opzichte van de productie van conventioneel aardgas.

Verschillen tussen schaliegas en andere energiebronnen (zoals wind, zon, waterkracht, geothermie, steenkool, kernenergie, etc.) gelden ook voor conventioneel aardgas en zijn niet specifiek voor schaliegas. Voor vergelijkingen van schaliegas met andere brandstoffen dan conventioneel aardgas wordt dus de redenering gehanteerd, dat het verschil met andere brandstoffen hetzelfde is voor schaliegas en conventioneel aardgas, verminderd of aangevuld met het verschil tussen die twee. Zie paragraaf 2.2.5 voor de geldende uitgangspunten en beperkingen van deze vergelijking.

Review

De eerste versie van de notitie is opgesteld door een broeikasgasexpert van Witteveen+Bos. Deze versie is gecontroleerd en becommentarieerd door onafhankelijke experts van Fugro. De commentaren en aanpassingen zijn overgenomen in de uiteindelijke versie van de notitie en wederom gecontroleerd.

¹ Daarnaast is het mogelijk dat de eigenschappen van schaliegas dusdanig afwijken van de gebruiksspecificaties van het conventionele aardgas dat over het huidige netwerk wordt vervoerd (e.g. lage gasdruk, lage rates of te sterk afwijkende samenstelling), dat het voordeliger is het gas lokaal af te zetten en niet via het bestaande netwerk te vermarkten. Dit zou ook aanleg van additionele infrastructuur vereisen.

2.2. Uitgangspunten en beperkingen

Literatuurstudie

Het schatten van de klimaatvoetafdruk van schaliegas wordt in dit onderzoek uitsluitend gedaan op basis van literatuurstudie. Er zijn geen veldbezoeken, modelberekeningen of interviews uitgevoerd.

Nederlandse situatie

De uitkomsten van dit onderzoek zullen worden gebruikt in de discussie over het winnen van schaliegas in Nederland. Resultaten en antwoorden dienen zo relevant mogelijk te zijn voor de Nederlandse situatie. Er zijn echter geen gegevens gevonden over schaliegaswinning in de Nederlandse situatie. Bij afwezigheid van voor Nederland specifieke gegevens wordt gebruik gemaakt van gegevens uit de Verenigde Staten. Hierbij wordt rekening wordt gehouden met de mate waarin die al dan niet als representatief mogen worden beschouwd (bijvoorbeeld: eigenschappen van specifieke schaliegas reservoirs (e.g. the Haynesville shale gas play) kunnen invloed hebben op de klimaatvoetafdruk van het schaliegas uit dat specifieke wingebed).

Wetenschappelijke basis

Dit literatuuronderzoek maakt zo veel mogelijk gebruik van wetenschappelijke publicaties (peer review) die ingaan op het onderwerp van de klimaatvoetafdruk van schaliegas. Bij gebrek aan wetenschappelijke publicaties over dit onderwerp is echter ook gebruik gemaakt van rapporten van overheid en industrie die aangenomen worden de huidige (industriële) standaard te vertegenwoordigen.

Absolute of relatieve benadering

Een klimaatvoetafdruk kan op twee manieren worden uitgedrukt, namelijk:

- absoluut: een totaal netto budget van uitgestoten broeikasgassen op basis van een gedefinieerde verzameling activiteiten. Bijvoorbeeld: de totale klimaatvoetafdruk van Nederland (deze wordt jaarlijks gerapporteerd aan de Verenigde Naties in het kader van het Kyoto Protocol). De grootte van de klimaatvoetafdruk wordt onder andere bepaald door de grootte van de activiteiten (de klimaatvoetafdruk van Duitsland zal groter zijn dan die van Nederland);
- relatief: een netto budget van uitgestoten broeikasgassen per eenheid activiteit. Bijvoorbeeld: de totale uitstoot van broeikasgassen per gereden kilometer in een personenwagen (deze wordt bijvoorbeeld gegeven bij aankoop van een nieuwe auto).

Een belangrijk verschil tussen deze benaderingen is dat de relatieve klimaatvoetafdruk geen inschatting geeft van het uiteindelijke netto resultaat ('de werkelijke situatie') van de ontwikkeling van een activiteit, maar slechts 'per hoeveelheid' van die activiteit. Zo geeft de uitstoot per gereden kilometer niet de klimaatvoetafdruk van het Nederlandse autoverkeer.

Deze notitie bespreekt de klimaatvoetafdruk van schaliegas op basis van de tweede, relatieve, benadering. Een schatting van de klimaatvoetafdruk van schaliegas in absolute termen vraagt om een onderbouwde scenario-ontwikkeling van de toekomstige van schaliegas in Nederland en het te produceren volume. Dit valt buiten de scope van dit onderzoek en houdt als zodanig een beperking in van de uitkomst van deze deelvraag A.2.4.

Afbakening en vergelijkingseenheid

De onderzoeksvraag richt zich op de totale klimaatvoetafdruk van schaliegas: deze wordt gevormd door de som van de uitstoot van broeikasgassen van alle processen die leiden tot het gebruik (de verbranding) van schaliegas (opsporing, winning en verwerking), inclusief de uitstoot door de verbranding zelf.

Het verbranden van schaliegas (of welke ander brandstof dan ook) is echter geen doel op zichzelf: het leidt tot een nieuw product dat gebruikt wordt (bijvoorbeeld elektriciteit, gereden kilometers, of warmte). Een volledige vergelijking van gebruik van brandstoffen zou dus ook de efficiëntie van de omzetting in dit eindgebruik moeten meenemen. Dat gebeurt in deze studie niet; brandstoffen kunnen namelijk óók met elkaar vergeleken worden op basis van de energie die ze leveren bij verbranding¹. Vergelijkingen met energiebronnen waarbij géén verbranding voorkomt vraagt om een andere vergelijkingsbasis, bijvoorbeeld per opgewekte elektriciteit (g CO₂e kWh⁻¹, 'well to wire'). In de meeste publicaties wordt de klimaatvoetafdruk van schaliegas gerapporteerd op basis van een 'bron tot energiecentrale' ('well to gate') benadering, zoals de verzamelde studies in [ref. 6.], pag. 5.689.

Tenzij anders aangegeven wordt in deze notitie de klimaatvoetafdruk van schaliegas uitgedrukt op basis van de verbrandingswaarde van schaliegas: CO₂e per MJ⁽²⁾. Vergelijkingen met energiebronnen waarvan verbranding geen onderdeel is (bijvoorbeeld waterkracht, windenergie, kernenergie) vallen buiten de scope van deze studie (de verschillen tussen deze energiebronnen en schaliegas zijn niet specifiek voor schaliegas, zie paragraaf 2.1.1).

Broeikasgassen

Een klimaatvoetafdruk drukt het totale effect op het klimaat uit, veroorzaakt door de verzameling broeikasgassen die uitgestoten worden bij de processen die bij de productie van schaliegas horen.

Deze notitie beperkt zich tot twee broeikasgassen, die dominant zijn in de discussie rond de klimaatvoetafdruk van schaliegas. Dit zijn CO₂ en CH₄. Overige broeikasgassen zoals eventuele stikstofoxiden (bijvoorbeeld N₂O) zijn niet specifiek aan schaliegas gerelateerd, niet van bepalende grootte in de resultaten en worden dus niet specifiek behandeld.

Als onderdeel van de onderzoeksvraag wordt ook fijnstofvorming genoemd. De mindere uitstoot van fijnstof is één van de onderscheidende eigenschappen van gas als brandstof in vergelijking met bijvoorbeeld steenkool ([ref. 5.], pag. 4) en pleit vanuit dat aspect vóór het gebruik van gas. Deze effecten van fijnstof worden in deze literatuurstudie niet meegenomen, omdat de onderzoeksvraag zich richt op de **klimaatvoetafdruk** van schaliegas (en fijnstof is geen broeikasgas).

Energiemix en markteffecten

Dit onderzoek maakt geen analyse van het effect van de beschikbaarheid van schaliegas op de energieprijzen en daarmee het gebruik van schaliegas, en uiteindelijk de energiemix van het Nederlandse energieverbruik. Het schatten van de grootte van dit effect ligt buiten de scope van dit onderzoek.

Onderzoek van Royal HaskoningDHV voor Cuadrilla Resources

Royal HaskoningDHV heeft in opdracht voor Cuadrilla Resources een studie uitgevoerd naar de klimaatvoetafdruk van schaliegas [ref. 15]. Hierbij is de vergelijking gemaakt met conventioneel gas en overige energiebronnen, waaronder geïmporteerd Russisch gas. In de studie van HaskoningDHV is de klimaatvoetafdruk van schaliegas ongunstiger ten opzichte van (Nederlands) conventioneel gas, maar gunstiger ten opzichte van geïmporteerd (Russisch) gas. Het rapport van Royal HaskoningDHV en deze achtergrondnotitie zijn vrijwel tegelijkertijd opgeleverd. Om deze reden zijn de bevindingen van het rapport van HaskoningDHV niet in deze achtergrondnotitie meegenomen en zijn de resultaten van dit onderzoek niet op waarde beoordeeld.

¹ Het efficiëntieverschil tussen oude kolencentrales en nieuwe gascentrales wordt hier dus niet meegenomen.

² CO₂e: equivalente massa CO₂, zie paragraaf 3.2.2 voor uitleg.

3. ANALYSE

Dit hoofdstuk analyseert de levenscyclus van schaliegas ten behoeve van de beantwoording van de onderzoeksvragen. Dit gebeurt in drie stappen. Eerst wordt de levenscyclus van schaliegas beschreven; dit gebeurt in de systeembeschrijving (paragraaf 3.1). Vervolgens wordt de samenstelling van de klimaatvoetafdruk van dit systeem behandeld (paragraaf 3.2). Daarna wordt de grootte van de klimaatvoetafdruk van schaliegas besproken (paragraaf 3.3). In paragraaf 3.4 wordt dit resultaat vergeleken met de klimaatvoetafdruk van andere energiebronnen.

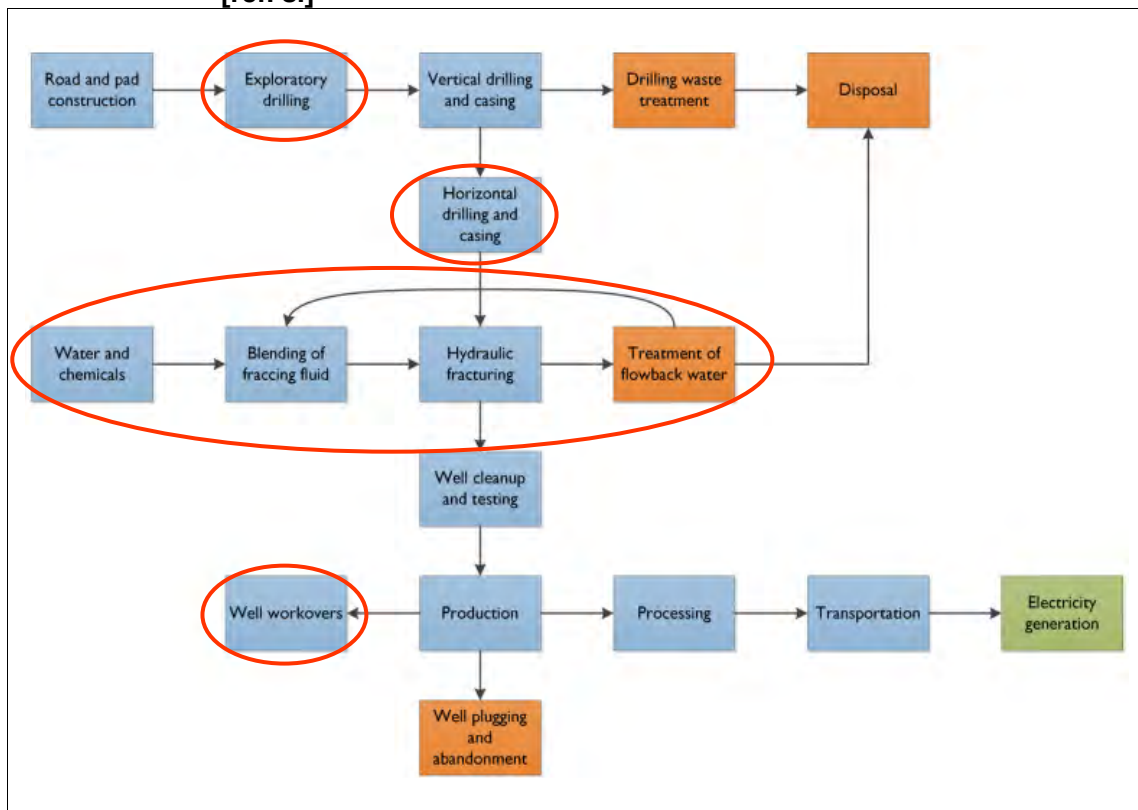
3.1. Systeembeschrijving

De processen in de levenscyclus van schaliegas zijn weergegeven in afbeelding 3.1. De processtappen die uniek zijn voor schaliegas. (dat wil zeggen: anders zijn of niet voorkomen in de levenscyclus van conventioneel aardgas) zijn omcirkeld (afbeelding overgenomen uit [ref. 3.] en aangepast door toevoeging van de omcirkeling).

De processen van de levenscyclus zijn in te delen de volgende stappen:

- opsporing:
 - exploratie: aanleg van toegangsweg, aanleg van boorlocatie en proefboringen (road and pad construction, exploratory drilling);
- winning:
 - winput constructie en voorbereiding: boren van de winput (horizontaal en verticaal), aanbrengen van binnenwanden (casing), hydraulic fracturing, afwerking en testen van de winput;
 - productie en onderhoud (well workovers);
- verwerking:
 - eventuele opwerking met N₂ om te kunnen voldoen aan kwaliteitseisen;
 - transport (vervoer naar de eindgebruiker);
- gebruik: bijvoorbeeld opwekking van elektriciteit (nota bene: eindgebruik kan ook verwarming van woonruimte zijn).

Afbeelding 3.1. Processtappen in de levenscyclus van schaliegas. Overgenomen uit [ref. 3.]



Exploratie (opsporing)

Exploratie betreft de activiteiten die voorafgaan aan het bouwen van de winput, zoals het construeren van toegangsinfrastructuur en het doen van proefboringen (aanleg van toegangsweg, aanleg van boorlocatie en proefboringen (road and pad construction, exploratory drilling)). Deze processen vragen energie, waarbij CO₂ wordt uitgestoten. Aan het eind van de exploratiefase is duidelijk waar een winput gebouwd gaat worden.

Voor deze studie geldt de aanname¹ dat de activiteiten van exploratie naar schaliegas niet wezenlijk verschillend zijn van de activiteiten van opsporing van (onshore) conventioneel aardgas (zie paragraaf 2.2.1).

Winning

Winput constructie en voorbereiding: boren van de winput (horizontaal en verticaal), aanbrengen van binnenwanden (casing), hydraulische fracturing, afwerking en testen van de winput, productie en onderhoud (well workovers)

Winput constructie en voorbereiding

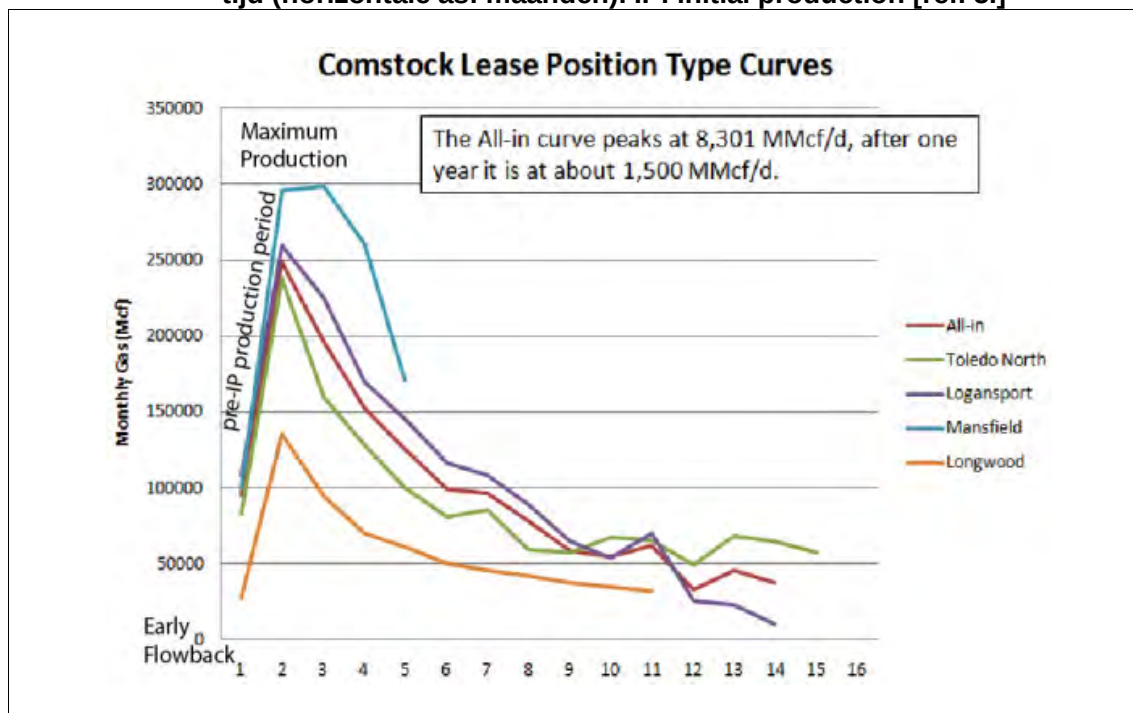
Na de exploratie wordt de winput aangelegd. Dit geschiedt door verticale boringen en het installeren van een afsluiter, gevolgd door horizontale boringen en het aanleggen van behuizing in de boorput ('casing'). Deze processen vragen energie, waarbij CO₂ wordt uitgestoten.

¹ Deze aanname wordt ondersteund door het gegeven dat opsporing in beide gevallen geschat wordt slechts een fractie te zijn van het totale klimaatvoetafdruk.

Hydraulic fracturing en flow back

Deze stap in de winning van schaliegas is onderscheidend ten opzichte van de winning van (onshore) conventioneel aardgas. Schaliegas wordt gewonnen uit gesteenten die een te lage doorlatendheid hebben om het gas vrijelijk uit te laten stromen. De natuurlijke barsten in de gesteenten worden geopend door het onder hoge druk injecteren van water, zand en chemicaliën, het zogenaamde hydraulic fracturing. Na het injecteren vloeit het water terug naar de put. Daar komt het aan de oppervlakte, waar het wordt opgevangen en verwerkt. Naast het water komt hierbij ook schaliegas naar boven; eerst weinig (als er veel water aanwezig is), daarna meer (tot de maximale productie van de winput), zie afbeelding 3.2 (overgenomen uit [ref. 5.], figuur S1 uit het elektronisch supplement).

Afbeelding 3.2. Productiecurven van Haynesville schaliegas (VS), met maandelijkse productie volumes (in miljoenen cubieke voet (Mcf)) uitgezet in de tijd (horizontale as: maanden). IP: initial production [ref. 5.]



Deze periode van terugvloeien, in afbeelding 3.2. aangeduid als 'pre-IP' (pre initial production) wordt 'flow back' genoemd. De lengte van deze periode varieert per gesteente, en daarmee per concessie en zelfs per bron. De gerapporteerde duur varieert van 3 tot 10 dagen [ref. 2.]. Het fraccen zelf kost energie evenals de aan- en afvoer van de fracvloeistof en de hulpstoffen. Dit heeft een aanvullende negatieve impact op de klimaatvoetafdruk.

Het bij flow back vrijkomende schaliegas bestaat voor een groot deel uit methaan¹ en wordt geventileerd (geloosd op de atmosfeer), verbrand door middel van affakkelen ('flaring') of opgevangen en gebruikt. De behandeling van het gas dat ontwijkt uit de flow back stroom is zeer bepalend voor de klimaatvoetafdruk van schaliegas, omdat het mede bepalend is voor hoeveel méér methaan in de atmosfeer terecht komt in vergelijking met de productie van conventioneel aardgas.

¹ De precieze samenstelling van het flow back gas varieert per winput. Naast CH₄ bevat het schaliegas CO₂ en zwaardere koolwaterstoffen ([ref. 3.], pag. 17 en daarin vermelde referenties).

Drill out

Na hydraulic fracturing wordt de put afgewerkt met afsluitende proppen die de verschillende gasleverende lagen scheiden en de bron afsluiten tot ingebruikname. Vóór ingebruikname worden de proppen verwijderd in een proces dat 'drill out' heet. Ook hierbij kan schaliegas ontsnappen naar de atmosfeer.

Transport

Wanneer een winput na voorbereiding en testen voldoende productief blijkt te zijn om in gebruik te worden genomen, wordt de put aangesloten op een pijpleiding en wordt het gas gewonnen zo lang dit economisch rendabel is. Vóór transport wordt het gas, afhankelijk van het gebruik, gemengd met N₂ (hiermee wordt de calorische waarde van het gas afgestemd met het wensen van de eindgebruiker) en op druk gebracht.¹ Deze processen vragen energie, die vaak wordt verkregen uit het getransporteerde aardgas ([ref. 3.], pag. 14).

Voor deze studie geldt de aanname dat de activiteiten van transport van schaliegas niet wezenlijk verschillend zijn van het transport van conventioneel aardgas (deze aanname wordt vaak gedaan in de bestudeerde literatuur, e.g. [ref. 7.]).

Er is echter een wezenlijk verschil ten opzichte van winning van conventioneel aardgas wat betreft de productie van schaliegas winputten. Door de aard van schalie (de lage doorlatendheid) kan enkel gas worden onttrokken aan het deel van de aardlaag dat beïnvloed is door hydraulic fracturing (in tegenstelling tot het poreuze zandsteen van conventioneel aardgas, waar het aardgas 'vrijelijk' doorheen kan stromen).

Dit betekent dat het totale winbare volume gas per boorpunt beduidend lager ligt dan bij conventioneel aardgas. Om over dezelfde hoeveelheid gas te kunnen beschikken, zullen dus meer putten moeten worden geslagen. Hoeveel lager deze productie precies is, is onbekend, omdat er nog weinig gegevens beschikbaar zijn over de levensduur van schaliegas winputten. Schattingen lopen uiteen van 24.000.000 m³ per bron tot 104.000.000 m³ per bron ([ref. 3.], pag. 17). Het gaat hier echter om schattingen van schaliegas concessies in de VS. Gegevens over Nederland bestaan nog niet.

Gebruik

Het schaliegas heeft vergelijkbare eindgebruiken als conventioneel aardgas, voornamelijk verbranding bij huishoudelijk en industrieel gebruik, evenals verbranding in (eventueel kleinschalige) elektriciteitscentrales². De efficiëntie van deze toepassingen is mede bepalend voor de totale klimaatvoetafdruk van schaliegas.

3.2. Samenstelling van de klimaatvoetafdruk van schaliegas

De klimaatvoetafdruk van schaliegas bestaat uit twee onderdelen, die op verschillende wijze invloed hebben op het uiteindelijke resultaat. Deze onderdelen zijn:

- de emissies van CO₂ en CH₄ in diverse stappen van de levenscyclus van schaliegas. Hierbij draait het om de vraag **hoeveel** van de gassen in de diverse processtappen in de atmosfeer terechtkomen;
- de omrekening van deze emissies in één optelbare eenheid. Dit gebeurt met behulp van het broeikaspotentieel³, dat aangeeft wat het effect van emissies van deze gassen is op de opwarming van de aarde.

¹ Dit scenario veronderstelt transport via het GTS HP systeem naar G-gas gebruikers. Echter, een lokale markt is ook een optie: schaliegas kan ook CO₂ bevatten, of meer N₂ dan Groningen.

² Gebruik in grootschalige elektriciteitscentrales is pas relevant bij producties van enkele miljarden m³/jaar.

³ Engels: Global Warming Potential (GWP).

Beide onderdelen worden hieronder achtereenvolgens behandeld.

Emissies

In de levenscyclus van schaliegas zou op vier manieren emissies van broeikasgassen kunnen plaatsvinden (dat wil zeggen: zonder het treffen van preventieve maatregelen):

- directe emissie van CO₂ door eindgebruik van gas;
- indirecte emissie van CO₂ door energieverbruik in de diverse processtappen in de levenscyclus van schaliegas (zie paragraaf 3.1);
- directe emissie van CH₄ (en/of CO₂) bij proefboringen, flow back en drill out; en;
- directe emissie van CH₄ door lekverliezen bij transport en opslag.

Directe CO₂ emissies door eindgebruik

Verbranding van schaliegas leidt tot uitstoot van CO₂. De hoeveelheid CO₂-uitstoot wordt direct bepaald door de consumptie, waarbij de verbrandingswarmte van schaliegas en conventioneel aardgas hetzelfde zijn, onder aanname dat ze gebruikt zullen worden voor dezelfde doeleinden (zie paragraaf 2.2.1). Deze component van de klimaatvoetafdruk van schaliegas onderscheidt zich dan ook niet van die van conventioneel aardgas.

Indirecte emissie van CO₂ in diverse processtappen in de levenscyclus van schaliegas

Het energieverbruik gedurende de levenscyclus van schaliegas leidt tot indirecte uitstoot van CO₂. Dit CO₂ komt vrij bij de verbrandingsprocessen die de benodigde energie opwekken, zoals het aandrijven van de boorinstallaties en compressors voor transport. Voor deze studie geldt de aanname dat de processen gedurende exploratie en ná hydraulische fracturing vergelijkbaar zijn met die van conventioneel aardgas (zie paragraaf 2.2.1).

Door de lagere opbrengst per winput zijn voor eenzelfde hoeveelheid schaliegas echter meer winputten nodig dan voor die hoeveelheid conventioneel aardgas (zie paragraaf 3.1.2). Het relatieve aandeel van de indirecte emissies door opsporing, constructie en voorbereiding van de winputten in de klimaatvoetafdruk (uitgedrukt per MJ opgewekte verbrandingswarmte) van schaliegas neemt hierdoor toe.

De indirecte CO₂ emissies van conventioneel aardgas zijn relatief klein in vergelijking met de emissies uit het eindgebruik van het gas. Indirecte CO₂ emissies bedragen 1 tot 1,5 g C MJ⁻¹ volgens Santoro et al. 2011, versus 15 g C MJ⁻¹ voor directe emissies, aldus Hayhoe et al. 2002 (referenties geciteerd in [ref. 1.], pag. 680). Indirecte emissies van schaliegaswinning worden een fractie groter ingeschat ([ref. 1.], pag. 680).

Directe emissie van CH₄ (en/of CO₂) door proefboringen, flow back en drill out

Bij het voorbereiden van de schaliegasbron voor winning wordt gebruikt gemaakt van hydraulische fracturing (zie systeembeschrijving). Het schaliegas dat tijdens de flow back en drill out naar de oppervlakte komt wordt op verschillende manieren beheerst; er is geen consensus over hoe en in welke mate dat precies gebeurt (zie discussies in [ref. 1.], [ref. 4.] en [ref. 5.]).

Wel is duidelijk dat de manier waarop met het gas wordt omgegaan relevant is voor de grootte van de klimaatvoetafdruk. Het flow back gas bestaat namelijk voor een groot deel uit methaan¹, wat een sterk broeikasgas is (zie paragraaf 3.2.2).

Wanneer dit wordt geventileerd (geloosd op de atmosfeer), vergroot dit direct de klimaatvoetafdruk van schaliegas (in vergelijking met de conventioneel aardgas)¹. Wanneer het

¹ De precieze samenstelling van het flow back gas varieert per winput. Naast CH₄ bevat het schaliegas CO₂ en zwaardere koolwaterstoffen ([ref. 3.], pag. 17 en daarin vermelde referenties).

wordt verbrand (door middel van affakkelen) wordt het methaan omgezet in het minder sterke broeikasgas CO₂, wat bij de verbranding ook direct op de atmosfeer wordt geloosd. Een derde mogelijkheid is opvang en gebruik.

Dit 'verplaatst' de CO₂ emissies van affakkelen van de directe emissie bij voorbereiding en winning naar de directe emissies in de gebruiksfase, waarbij de emissies niet minder worden. Omdat het gas bij afvangen en verkoop echter nuttig gebruikt wordt, in tegenstelling tot affakkelen waarbij het 'los' verbrand wordt, vermindert dit wel de totale klimaatvoetafdruk van schaliegas per MJ verbrandingswarmte.

Directe emissie van CH₄ door lekverliezen bij transport en opslag

Indien schaliegas getransporteerd wordt door de bestaande infrastructuur van conventioneel aardgas zullen de lekverliezen per getransporteerd volume hetzelfde zijn (lekverliezen zijn een eigenschap van het transportsysteem). Wel is er extra transportinfrastructuur nodig om die aansluiting mogelijk te maken, zoals nieuwe pijpleidingen van de nieuwe winput naar het bestaande gasnet. Dit vergroot in absolute zin de kans op extra lekverliezen.

De omvang van deze nieuwe gastransportinfrastructuur is vooralsnog onbekend, waarmee het onmogelijk wordt de bijdrage ervan aan de totale klimaatvoetafdruk van schaliegas te schatten.

Broeikaspotentieel

Het broeikaseffect van methaan (CH₄) is groter dan dat van CO₂. Het inzicht over hoeveel groter is veranderd met voortschrijdend inzicht en hangt onder andere af van de tijdschaal waarop het verschil wordt bekeken².

De in de loop van de tijd gerapporteerde waarden voor het broeikaspotentieel van methaan zijn (ref. 4, pag. 544):

- 21 g CO₂e/g CH₄ (100 jaar), IPCC 1995;
- 25 g CO₂e/g CH₄ (100 jaar), IPCC 2007;
- 33 g CO₂e/g CH₄ (100 jaar), Schindell et al. 2009³;
- 105 g CO₂e/g CH₄ (20 jaar), Schindell et al. 2009.

De keuze van het broeikaspotentieel voor de bepaling van de klimaatvoetafdruk van schaliegas is onderwerp van wetenschappelijke discussie: auteurs verschillen van mening over

¹ De mate van toename is afhankelijk van de samenstelling van het schaliegas en de grootte van de emissies.

² Het is gebruikelijk om de sterkte van andere broeikasgassen dan CO₂ uit te drukken in een equivalente massa CO₂, zodat de effecten van de verschillende broeikasgassen opgeteld kunnen worden. Dit gebeurt met een conversiefactor: het broeikaspotentieel. Het broeikaspotentieel bepaalt hoe groot de opwarming van de aarde is als gevolg van de uitstoot van één kilogram broeikasgas en geeft de hoeveelheid CO₂ die uitgestoten moet worden om hetzelfde effect te bereiken. Hoe groot het effect van een uitgestoten hoeveelheid gas is, is afhankelijk van hoe 'sterk' het broeikasgas warmte vasthoudt (hoe 'sterker' het gas, hoe groter het effect), en hoe lang het gas effect kan hebben (de verblijftijd in de atmosfeer: hoe langer aanwezig, hoe groter het effect). Dit effect komt tot uitdrukking in de tijdschaal van het broeikaspotentieel. Om na 20 jaar hetzelfde effect te hebben als de uitstoot van 1 kg CH₄ is >50 kg CO₂ nodig. Omdat de CH₄ na enkele decennia uit de atmosfeer verdwijnt en de CO₂ langer effect blijft hebben is er <35 kg CO₂ nodig om hetzelfde effect pas na 100 jaar te bereiken. Over de groottes van deze getallen bestaat redelijke consensus. De controverse betreft de vraag welk van de getallen van toepassing is bij het bepalen van de klimaatvoetafdruk van schaliegas.

³ Deze hogere getallen volgen uit een analyse waarbij het indirecte effect van methaan op aerosolen wordt meegegenomen (Shindell et al. 2009, geciteerd in [ref. 4.]). Deze hogere waarden voor het broeikaspotentieel van CH₄ zijn nog niet gebruikelijk in de literatuur en worden van alle bestudeerde auteurs enkel eveneens door Howarth gebruikt ([ref. 1.] en [ref. 4.]).

welk broeikaspotentieel van toepassing is bij het bepalen van de klimaatvoetafdruk van schaliegas. Zo baseren Howarth et al. [ref. 1.] en [ref. 4.] hun conclusies op het broeikaspotentieel van methaan op korte tijdschaal (20 jaar), vanuit de redenering dat een langere analyse het acute effect van CH₄ emissies onderschat. Cathles et al. [ref. 5.] baseren zich juist op het 100 jarig broeikaspotentieel, met als argument dat de korte analyseperiode het broeikaspotentieel van CO₂ onderschat.

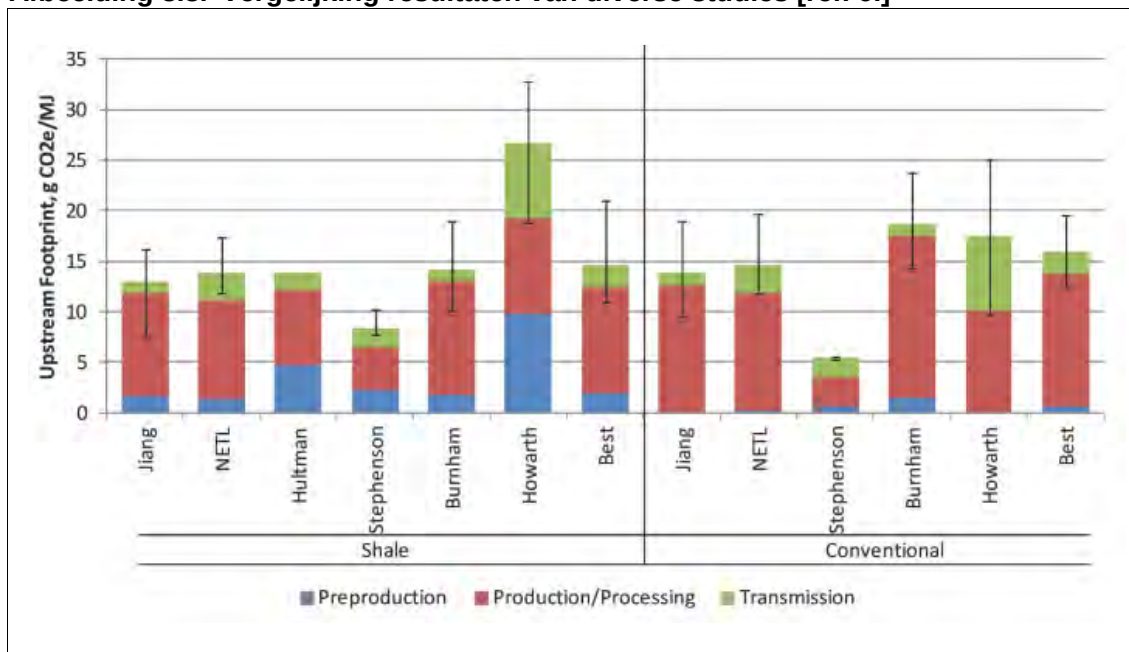
Het verschil in de keuze van de analysehorizon is mede bepalend voor de uiteindelijke conclusies van de vergelijking van schaliegas met andere energiebronnen. Tenzij anders aangegeven, wordt in deze notitie verder uitgegaan van de 100 jarige tijdschaal voor broeikaspotentieel. Deze keuze is gemaakt op basis van de overweging dat het gebruik van de 100 jarige analysehorizon is een conventie in publicaties over broeikasgassen (onder andere [ref. 2.], [ref. 3.], [ref. 6.], [ref. 7.] en [ref. 9.] en studies en resultaten vergelijkbaar maakt. Hierbij wordt wel opgemerkt, dat de kortere analysehorizon relevant is in de discussie rond omslagpunten in het klimaat ('tipping points') en de doelstelling om op kortere termijn dan 100 jaar de opwarming van de aarde tot minder dan 2°C te beperken ([ref. 4.], pag. 542 en [ref. 11.], pag. 14).

3.3. Klimaatvoetafdruk van schaliegas

De klimaatvoetafdruk van schaliegas wordt in diverse studies beschreven en vergeleken met andere energiebronnen (het vaakst met conventioneel aardgas). Bijna alle studies benadrukken daarbij het gebrek aan data over de processen bij de winning van schaliegas. Het gebrek aan data verklaart mede de relatief grote onzekerheden van de resultaten van de individuele studies. Vooral de onzekerheid over de hoeveelheid CH₄ bij flow back en drill out, en wat er vervolgens met dit gas gebeurt, is daarbij relevant: het is zowel onbekend (bronnen spreken elkaar hierin tegen, e.g. [ref. 1.], ref. 4.] en [ref. 5.]) als bepalend voor het resultaat.

Afbeelding 3.3 (overgenomen uit [ref. 6.]) vat de resultaten van zeven studies (inclusief de 'best estimate' van de auteur van [ref. 6.]) samen. De hoogte van de balkjes geeft de klimaatvoetafdruk van schaliegas **tot** verbranding ('upstream footprint') in massa CO₂ equivalenten per verbrandingswarmte (g CO₂e/MJ). Ieder balkje is één studie (links voor schaliegas, rechts voor conventioneel aardgas). De kleuren geven de aandelen van de verschillende processtappen weer. De lengte van de zwarte lijntjes boven en onder de top van de balkjes geeft de onzekerheid (spreiding) van de resultaten weer: hoe langer het lijntje, hoe onzekerder het resultaat.

Afbeelding 3.3. Vergelijking resultaten van diverse studies [ref. 6.]



De resultaten variëren van 7,5 tot 32,5 g CO₂e per MJ voor schaliegas. De hoge waarde van de 'piek' van Howarth wordt veroorzaakt door de grote emissies bij flow back. Hierbij maakt de studie gebruik van het hogere broeikaspotentieel van CH₄ van 20 jaar. De meeste resultaten liggen echter tussen 12,5 en 15,0 g CO₂e per MJ en zijn vergelijkbaar met de resultaten voor conventioneel aardgas ([ref. 6.], en de referenties daarin). Omdat de verschillen tussen de klimaatvoetafdruk van schaliegas en conventioneel aardgas veroorzaakt worden door processen vóór de verbranding, baseren deze studies zich op de 'bovenstroomse' (upstream) processen: dit zijn de processen die leiden tot het opwekken van 1 MJ warmte bij verbranding van schaliegas: 'well to gate'¹.

3.4. Vergelijking met andere energiebronnen

De **verbrandings**energie van conventioneel aardgas is groter dan die van steenkool², wat leidt tot een kleinere CO₂ uitstoot per opgewekte (thermische) energie: 56,1 g CO₂ MJ⁻¹ voor aardgas versus 96 tot 100 g CO₂ MJ⁻¹ voor steenkool ([ref. 12.], pag. 5). Het rendement van gasgestookte elektriciteitscentrales is daarnaast ook groter dan dat van kolengestookte elektriciteitscentrales [ref. 5.]. Dit maakt dat de klimaatvoetafdruk van 1 kWh elektriciteit opgewekt met conventioneel aardgas kleiner is dan die uit een kolencentrale. Voor

¹ Opgemerkt wordt dat dit niet de **totale** klimaatvoetafdruk van schaliegas betreft, omdat de verbranding hier nog niet bij zit. Onder de aanname dat dit eindgebruik van schaliegas hetzelfde is als conventioneel aardgas maakt dit geen verschil voor de vergelijking tussen conventioneel aardgas en schaliegas. Immers: als alle processtappen voor schaliegas ná de verwerking identiek zijn aan die van aardgas, zullen de verschillen tussen conventioneel aardgas en andere energiebronnen die veroorzaakt worden door **die** processtappen óók gelden voor schaliegas. Het is onwaarschijnlijk dat schaliegas, gezien de vergelijkbare (of vergelijkbaar gemaakte) samenstelling, voor ander gebruik aangewend zal worden dan conventioneel aardgas. Bij het (waarschijnlijke) gebruik van de bestaande gasinfrastructuur (dat wil zeggen: pijpleidingen en dergelijke) is dat zelfs onmogelijk, omdat schaliegas en conventioneel aardgas 'aan de gaskraan' niet meer te onderscheiden zijn.

² Bij het opwekken van 1 MJ warmte door verbranding van schaliegas (CH₄) komt minder CO₂ vrij dan door verbranding van steenkool.

zover de 'source to gate' klimaatvoetafdruk van schaliegas vergelijkbaar is met die van aardgas is dit voordeel ook van toepassing op schaliegas (bij dezelfde toepassing).

Naarmate de (mogelijke) emissies van methaan als gevolg van flow back, drill out, en andere indirecte emissies echter leiden tot een grotere klimaatvoetafdruk van schaliegas, wordt dit 'verbrandingsvoordeel' van conventioneel aardgas (schaliegas of conventioneel) kleiner voor schaliegas. Howarth et al. komen tot de conclusie dat methaan emissies bij flow back zo groot zijn, dat de klimaatvoetafdruk van schaliegas zelfs groter is dan die van kolen (bij gebruik voor elektriciteit), [ref. 1.]. Deze conclusie rust echter op het gebruik van het hogere broeikaspotentieel van 20 jaar. Bij gebruik van het lagere broeikaspotentieel van 100 jaar, is de klimaatvoetafdruk van schaliegas tenminste net zo groot als die van kolen, aldus Howarth [ref. 4.]. Andere auteurs komen echter tot de conclusie dat de klimaatvoetafdruk van schaliegas lager is dan die van kolen en olie ([ref. 3.], [ref. 6.] en [ref. 10.]), en iets groter ([ref. 2.] en [ref. 3.]), vergelijkbaar [ref. 6.] of zelfs kleiner [ref. 10.¹] dan conventioneel aardgas. Deze verschillen zijn voornamelijk verklaarbaar door het gebruik van andere schattingen, aannames en data over de grootte en het type van emissies van CH₄ in het flow back stadium.

3.5. Toekomstige ontwikkelingen van schaliegas

Het ligt buiten de scope van dit onderzoek om scenario's voor toekomstig gebruik van schaliegas te ontwikkelen (zie paragraaf 2.2.7). Daarvoor bestaan ook nauwelijks studies specifiek voor schaliegas ([ref. 8.] pag. 1). Op basis van [ref. 7.], [ref. 8.] en [ref. 14.] wordt opgemerkt dat:

- maximale inzet van aardgas (conventioneel en schalie) kan leiden tot voorziening in maximaal 5 % van de energiebehoefte, zo blijkt uit studie van tien internationale klimaatmodellen² [ref. 8.], pag. 2);
- schaliegas voor korte termijn geen potentie heeft als 'brugbrandstof', omdat de gestelde stabiele atmosferische CO₂ concentratie van 450 ppm niet haalbaar is met inzet van deze brandstof³;
- schaliegas op langere termijn steenkool deels zou kunnen vervangen en daarmee positieve invloed zou kunnen hebben op het halen van een 'minder strenge' doelstelling van 550 ppm CO₂ als stabiele atmosferische concentratie;
- de ontwikkeling van schaliegas echter zal leiden tot een in totaal hogere uitstoot van broeikasgassen omdat het positieve effect door verdringing van steenkool beperkt is en verminderd wordt door de grotere beschikbaarheid van gas [ref. 15].

Een verdere (volledige) uitwerking van dit onderwerp vraagt om een vervolgstudie.

¹ Opgemerkt wordt dat deze conclusie grote statistische onzekerheid heeft, aldus de auteurs.

² Clarke L, Edmonds J, Krey V, Richels R, Rose S, Tavoni M (2009) International climate policy architectures: Overview of the EMF 22 International Scenarios. Energy Economics 31(2):S64 - S81, geciteerd in [ref. 8.].

³ in afwezigheid van andere maatregelen, zoals strengere 'cap and trade' mechanismen.

4. CONCLUSIES

De analyse van de onderzoeksvragen leidt tot de volgende conclusies.

4.1. Wat is de opbouw en samenstelling van de klimaatvoetafdruk van schaliegas?

Voor schaliegas vinden in de levenscyclus bij benadering dezelfde stappen plaats als voor conventioneel schaliegas, met uitzondering van enkele extra activiteiten, zoals het horizontaal boren en 'hydraulisch fracturing'. De klimaatvoetafdruk van schaliegas is qua opbouw en samenstelling vergelijkbaar met die van conventioneel aardgas. De belangrijkste verschillen zijn:

- de relatief geringe opbrengst van schaliegas per winput;
- meer energieverbruik door het fraccen per gewonnen eenheid gas;
- het vrijkomen van methaan tijdens het voorbereiden van de winput door het terugvloeien van water (de 'flow back') na het hydraulisch fracturing, tenzij deze wordt afgepompd (zie 4.3) of afgevangen¹.

Net zoals bij conventioneel aardgas komt bij al deze stappen CO₂ vrij door het gebruik van energie. Belangrijk voor de klimaatvoetafdruk van schaliegas en conventioneel aardgas is dat er bij flow back (als onderdeel van hydraulisch fracturing) mogelijk grote hoeveelheden methaan vrijkomen die de klimaatvoetafdruk van schaliegas beduidend (kunnen) vergroten ten opzichte van conventioneel schaliegas.

4.2. Vergelijkingsbasis

De klimaatvoetafdruk van schaliegas kan vergeleken worden met die van conventioneel aardgas op basis van de som van het effect van broeikasgassen per energie opgewekt bij verbranding (verbrandingswarmte): g CO₂e per MJ. De gebruikte analysehorizon is echter van effect op het resultaat: de 20 jarige analysehorizon geeft een grotere voetafdruk dan de 100 jarige. Beide resultaten kunnen als 'waar' beschouwd worden, maar leggen nadruk op een andere tijdschaal (decennia of eeuwen). Dit leidt tot discussie over de 'werkelijke' grootte van de klimaatvoetafdruk van schaliegas. Deze studie gaat uit van de meest gebruikelijke vergelijkingsbasis [ref. 6.], namelijk:

- een broeikaspotentieel op een tijdschaal van 100 jaar en;
- per MJ verbrandingswarmte.

4.3. Hoe groot is de klimaatvoetafdruk van schaliegas?

De totale klimaatvoetafdruk van schaliegas is afhankelijk van de bepalingmethode en onzeker door een zeer beperkt aantal gegevens. Wanneer gebruik wordt gemaakt van de conventionele vergelijkingsbasis lopen de schattingen uiteen van 7,5 tot 32,5 g CO₂e per MJ op basis van een 'well to gate' benadering. Nota bene: de verbranding van het gas zelf zit hier nog niet in, omdat die niet relevant is voor de vergelijking met conventioneel aardgas. De meest voorkomende inschatting is tussen 12,5 en 15,0 g CO₂e per MJ. verbrandingswarmte.

Hoe verhoudt de klimaatvoetafdruk van schaliegas zich tot andere energiebronnen?

Vanuit een analyse op basis van verschillen kan geconcludeerd worden dat de klimaatvoetafdruk van schaliegas in principe (i.e. zo goed als zeker) groter is dan die van conventioneel aardgas. Hoeveel groter wordt voornamelijk bepaald door de emissies van methaan tijdens de voorbereiding van de winning door het testen van de exploratieput. Er zijn geen

¹ Zodra de winput open gaat dan wordt het gas en de vloeistof gescheiden en het gas naar de afnemer gepompt.

extra emissies door het testen van de winningsput. Of deze (ten opzichte van conventioneel aardgas) extra emissies het verbrandingsvoordeel van aardgas (methaan) ten opzichte van steenkool teniet doen, hangt in sterke mate af van het management van deze emissies.

Vermindering van de klimaatvoetafdruk van schaliegas

De emissies van methaan bij de winning (vrijkomend bij de flow back) zijn zeer bepalend voor het uiteindelijke klimaateffect per MJ verbrandingswarmte. Deze component van de voetafdruk kan verminderd worden door de vrijkomende methaan af te vangen en af te fakkelen of nuttig toe te passen. Dit verlaagt de klimaatvoetafdruk in eerste instantie (bij affakkelen) doordat het vrijkomende broeikasgas (CH_4) wordt omgezet in een minder sterk broeikasgas (CO_2) en in tweede instantie doordat er bij nuttig gebruik géén extra broeikasgassen vrijkomen.

4.4. Toekomstig gebruik van schaliegas

De beperkte studies die zich richten op dit vraagstuk wijzen erop dat de vervanging van andere energiebronnen door schaliegas beperkt zijn en netto leiden tot geen of slechts een beperkt effect op het halen van internationale klimaatdoelstelling. Dit onderwerp vraagt om verdere uitwerking in een vervolgstudie.

5. REFERENTIES

- [ref. 1.] Howarth, R. W., Santoro, R., & Ingraffea, A. (2011). Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. *Climatic Change*, 106(4), 679–690. Retrieved from <http://www.springerlink.com/index/10.1007/s10584-011-0061-5>.
- [ref. 2.] O'Sullivan, F., & Paltsev, S. (2012). Shale gas production: potential versus actual greenhouse gas emissions. *Environmental Research Letters*, 7(4), 044030.
- [ref. 3.] Atse Louwen, 2011; Comparison of the life cycle greenhouse gas emissions of shale gas, conventional fuels and renewable alternatives - A Dutch perspective. Comparing a possible new fossil fuel with commonly used energy sources in the Netherlands. Master thesis, Utrecht University, report number NWS-S-2011-24.
- [ref. 4.] Howarth, R. W., Santoro, R., & Ingraffea, A. (2012). Venting and leaking of methane from shale gas development: response to Cathles et al. *Climatic Change*, 113(2), 537-549. Retrieved from <http://www.springerlink.com/index/10.1007/s10584-012-0401-0>.
- [ref. 5.] Cathles, L. M., Brown, L., Taam, M., Hunter, A., & Lawrence, M. C. I. (2011). A commentary on 'The greenhouse-gas footprint of natural gas in shale formations' by R. W. Howarth. *Climatic Change*, 113(2), 11. doi: 10.1007/s10584-011-0333-0.
- [ref. 6.] Weber, C. L., & Clavin, C. (2012). Life Cycle Carbon Footprint of Shale Gas: Review of Evidence and Implications. *Environmental science technology*, 46(11), 5688–95. Retrieved from <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/22545623>.
- [ref. 7.] Forster, D. (AEA), & Perks, J. (AEA). (2012). Climate impact of potential shale gas production in the EU Final Report (p. 128).
- [ref. 8.] Levi, M. (2013). Climate consequences of natural gas as a bridge fuel. *Climatic Change*, (November). Retrieved from www.springerlink.com/index/10.1007/s10584-012-0658-3.
- [ref. 9.] Boucher, O., Pierre, I., Laplace, S., & Umr, C. (2012). Comparison of physically- and economically-based CO₂ -equivalences for methane. *Earth System Dynamics*, 3, 49–61.
- [ref. 10.] Burnham, A., Han, J., Clark, C. E., Wang, M., Dunn, J. B., & Palou-Rivera, I. (2011). Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions of Shale Gas, Natural Gas, Coal, and Petroleum. *Environmental Science & Technology*, 46(2), 619–627. doi:10.1021/es201942m.
- [ref. 11.] Levi, M. (2013). Climate consequences of natural gas as a bridge fuel. *Climatic Change*, (November). Retrieved from www.springerlink.com/index/10.1007/s10584-012-0658-3.
- [ref. 12.] Vreuls, H.H.J., Nederlandse lijst van energiedragers en standaard CO₂-emissiefactoren, SenterNovem, 14 december 2004.
- [ref. 13.] Stefan Lechtenböhmer, Matthias Altmann, Sofia Capito, Zsolt Matra, Werner Weindorf, Werner Zittel: Impacts of shale gas and shale oil extraction on the environment and on human health. Directorate General for internal policies, Policy department A: Economic and Scientific Policy, June 2011.
- [ref. 14.] Broderick, J., Anderson, K., Wood, R., Gilbert, P., Sharmina, M., Footitt, A., Glynn, S., et al. (2011). Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts (Vol. 2011, pp. 1-87). Manchester.
- [ref. 15.] Royal HaskoningDHV (2013). De klimaatafdruk van schaliegas in Nederlands perspectief. Een verdieping van bestaand onderzoek. Definitief rapport. In opdracht van Cuadrilla Resources, 22 april 2013.

RISICOBEBEERSING EN BORGING VAN VEILIGHEID (A.3)

Risico's van schaliegas (A.3.1)

Closed loop systematiek (A.3.2)

Onconventioneel gas: experimenteel of bewezen technologie? (A.3.3)

Integriteit van een boorgat (A.3.4)



Witteveen+Bos
Hoogoorddreef 56 F
Postbus 12205
1100 AE Amsterdam
telefoon 020 312 55 55
fax 020 697 47 95
www.witteveenbos.nl

onderwerp	onderzoeksvraag A.3.1
project	aanvullend onderzoek risico's schaliegas in Nederland
opdrachtgever	Ministerie van EZ, Directie Energiemarkt
projectcode	GV1106-1
referentie	GV1106-1/kleb2/188
status	definitief
datum opmaak	16 augustus 2013
bijlagen	-

INHOUDSOPGAVE	blz.
1. VRAAGSTELLING	2
1.1. Algemeen	2
1.2. Onderzoeksvraag	2
1.3. Aanpak	2
2. UITGANGSPUNTEN	4
3. ANALYSE	5
4. CONCLUSIES	11
5. REFERENTIES	12

1. VRAAGSTELLING

1.1. Algemeen

Het onderdeel A3 van het onderzoek richt zich op risicobeheersing en borging van veiligheid.

1.2. Onderzoeksvraag

De gestelde onderzoeksvragen zijn als volgt geformuleerd:

- welke risico's zijn verbonden aan de opsporing en winning van schalie- of steenkoolgas (lekkages (zowel boven- als ondergronds), blowout)? Geef aan in hoeverre de veiligheidsrisico's bij deze activiteiten anders zijn dan bij conventioneel gas en geothermie en hoe deze zich verhouden tot de geldende wet- en regelgeving;
- welke bedrijfsscenario's en risicoanalyses worden gehanteerd? Welke 'worst case' wordt daarbij gehanteerd, en wie beoordeelt die? Wat is het effect van een dergelijk incident?
- bereken de kans op het optreden van deze risico's. Geef aan hoe ieder individueel risico tot een aanvaardbaar niveau kan worden teruggebracht.

Deze onderzoeksvraag heeft raakvlakken met onderzoeksvraag B.5.4. Deze vraag gaat over de risico's voor de externe veiligheid van conventionele gasbronnen en over de overdraagbaarheid van de resultaten van risicoanalyses voor onconventionele gasbronnen.

Er zijn ook raakvlakken met onderzoeksvraag 1.4 waarin de praktijkervaring met veiligheid van conventionele gaswinning wordt beschreven, inclusief de bijzonder gevallen.

1.3. Aanpak

De vraagstelling richt zich onder meer op het verduidelijken van de risico's. Hierbij definiëren we risico als de kans maal het effect. Dit vraagt, in afwijking van het in kaart brengen van gevaren, een getalsmatige benadering: hoe hoog zijn de kansen op ongevallen, met welke omvang van effecten moeten wij rekenen houden?

Een betrouwbare uitspraak over kansen en effecten zou moeten berusten op de ervaringen bij ongevallen tijdens schaliegas activiteiten. Het aantal ervaringsjaren met schaliegas activiteiten zou echter te klein kunnen zijn voor betrouwbare analyses van ongevallen: er zijn mogelijk te weinig ongevallen gebeurd of goed geregistreerd om te kunnen beoordelen hoe waarschijnlijk herhaling is. En dan moeten tevens de omstandigheden van ongevallen uit het verleden overeenkomen met de omstandigheden waarmee wij in Nederland te maken zullen hebben: zo zullen bij een ongeval 15 jaar geleden in de Verenigde Staten waarschijnlijk andere methoden en chemicaliën gehanteerd zijn dan bij mogelijke toekomstige winning in Nederland. Wat in het verleden is gebeurd zal zich daarom niet altijd kunnen herhalen. De kans zou veel kleiner kunnen zijn.

Voor het verkrijgen van houvast bij de inschatting van de risico's is het daarom onvermijdelijk om terug te vallen op de ervaringen van vergelijkbare exploratie en productieactiviteiten voor conventionele gaswinning. Bij het gebruik van deze ervaringen dient echter altijd beschouwd te worden in hoeverre de omstandigheden verschillen van omstandigheden bij schaliegas activiteiten.

Voor het gebruik van ervaringen uit de conventionele opsporing en winning van aardgas spreken onder meer:

- door de olie- en gasindustrie zijn al sinds tientallen jaren ongevals- en faalgegevens van installaties verzameld en beschikbaar gesteld (bijvoorbeeld [ref. 12.]). Door de overkoepelende aanpak en de vergelijkbaarheid van installaties in deze industrietak is er een betere gegevensbasis beschikbaar dan in bijvoorbeeld de chemie-industrie.
- voor de opsporing en winning van schaliegas worden installaties en methoden gebruikt die vergelijkbaar zijn met conventionele gasprojecten. Alleen voor de bovengrondse omgang met chemicaliën zou teruggevallen kunnen worden op ongevalsgegevens van chemiebedrijven. Hiervoor zijn echter nauwelijks bruikbare statistieken beschikbaar.

De onderzoeksaanpak is onderverdeeld in de volgende stappen:

1. onderzoek van beschikbare literatuur naar ongevallen met gevaarlijke stoffen (gas en boor- en fracking vloeistoffen) bij opsporing en winning van schaliegas en steenkoolgas;
2. literatuuronderzoek naar ongevallen met gevaarlijke stoffen (gas en boorvloeistoffen) bij opsporing en winning van conventioneel gas;
3. op basis van expert judgement beoordelen van de overdraagbaarheid van ervaringen met betrekking tot ongevallen en risicobeheersing tussen conventionele gasexploratie en productie en schaliegas activiteiten;
4. toepassing van de bovengenoemde ervaringen op de beoordeling van de risico's van schaliegas activiteiten.

2. UITGANGSPUNTEN

Het onderdeel A3 gaat over 'Risicobeheersing en borging van veiligheid'. In de samenleving, maar ook in het bedrijfsleven, worden beslissingen in het algemeen pas genomen nadat de risico's afgewogen zijn. Daarbij moeten vaak risico's van verschillende aard tegen elkaar afgewogen worden, bijvoorbeeld: risico's op gezondheidsschade bij mensen, risico's op schade aan het milieu, risico's op verstoring van de openbare orde, risico's op materiële schade, financiële risico's.

De beantwoording van de onderzoeksvragen A.3.1 en A.3.2 richt zich op de risico's die voortvloeien uit het falen van installaties en van het maken van fouten tijdens het opsporen en produceren van schaliegas en steenkoolgas. Dit kan leiden tot voorzienbare en ongewenste afwijkingen van de geplande werkzaamheden. Dit onderzoeksdeel is niet bedoeld om latente risico's nader uit te werken. Een latent risico is bijvoorbeeld het risico op grondverzakking met de bijbehorende gevolgschade. Latente risico's zijn aan schaliegas opsporing en winning verbonden, ook al gaat niets mis bij de exploratie- en productie. De vragen naar de latente risico's worden in deel B van het onderzoek beantwoord.

Bij de uitvoering van opsporings- en productiewerkzaamheden kan het falen van installaties, van bedieningspersoneel of van het management tot gevaarlijke situaties leiden. De beantwoording van de vragen richt zich met name op de gevaren die specifiek zijn voor de gaswinning. De antwoorden gaan niet in op andere soorten gevaren, zoals bijvoorbeeld 'gewone' arbogevechten (bijvoorbeeld vallen, struikelen, stoten) van medewerkers van bij de winning betrokken bedrijven. De mogelijke schade voor de gezondheid van de mens wordt beschouwd, mogelijke materiële schade niet. Er wordt alleen milieuschade beschouwd die van directe invloed op de gezondheid van de mens kan zijn, zoals een verontreiniging van drinkwaterreservoirs en de verspreiding van toxische wolken door de lucht.

Tijdens het boren van geothermische bronnen heersen dezelfde risico's als bij het boren naar aardgas. In de productiefase worden bij geothermie veel minder gevaarlijke stoffen geproduceerd dan bij conventionele olie & gas activiteiten. Olie & gas activiteiten zijn dan ook representatief voor de vergelijking met schaliegas opsporing en productie. In het vervolg van dit stuk wordt daarom niet verder ingegaan op geothermie.

3. ANALYSE

Welke risico's zijn verbonden aan de opsporing en winning van schalie- of steenkoolgas (lekkages (zowel boven- als ondergronds), blowout)?

Bij de opsporing en winning van schaliegas worden stoffen toegepast of geproduceerd die schade toe kunnen brengen aan mens en milieu. Deze stoffen kunnen zowel boven het maaiveld als onder de grond vrijkomen. Wel kunnen de concentraties waarin deze stoffen aanwezig zijn, verschillen tussen bovengronds en ondergronds. De concentraties zijn bepalend voor de schade die toegebracht kan worden aan mens en milieu.

Voor de beantwoording van de vraag naar de omvang van de risico's op vrijkomen van gevaarlijke stoffen moet inzicht verschaft worden in de waarschijnlijkheid dat de installaties falen en in de omvang van de schade die daardoor veroorzaakt wordt. Volgens de voorgestelde onderzoeksaanpak zouden de risico's in kaart gebracht moeten worden aan de hand van literatuuronderzoek.

De Amerikaanse overheid voert op dit moment onderzoek uit naar ongevallen waarbij gevaarlijke stoffen in het drinkwater terecht zijn gekomen of terecht hadden kunnen komen [ref. 1.]. In dit onderzoek wordt onder andere een aantal federale incidenten- en overtredingsdatabanken geanalyseerd om de risico's op drinkwatervervuiling in kaart te brengen. Het onderzoek is nog gaande. Er zijn nog geen onderzoeksresultaten gepubliceerd. Een concept rapport met resultaten wordt verwacht december 2014.

In een onderzoek naar schaliegas in Groot Brittannië is geconcludeerd dat op dit moment nog onvoldoende statistische gegevens beschikbaar zijn van incidenten en ongevallen bij schaliegas activiteiten om op basis daarvan een betrouwbare uitspraak over de risico's te kunnen doen [ref. 2.]. Wel zijn er aanbevelingen gedaan voor de implementatie van systemen voor het rapporteren van falen, ongelukken en incidenten. Dit om risico's te kunnen beoordelen en om 'best practices' in de industrie onder de aandacht te kunnen brengen.

Boren

Tijdens het boren en completeren van schaliegasputten worden boorvloeistoffen toegepast. Deze stoffen zijn meestal op waterbasis en kunnen in uitzonderingsgevallen ook op aardolieproducten gebaseerd zijn. Boorvloeistoffen bevatten daarnaast voornamelijk klei (bentoniet) en bariet. Maar er worden ook chemicaliën toegevoegd die tot verontreiniging van grondwater en oppervlaktewater zouden kunnen leiden [ref. 3.]. Hiertoe behoren loog (bijvoorbeeld natronloog), cellulose (bijvoorbeeld carboxymethyl- of hydroxymethyl-; 0,93 gew.%) en mogelijk ook biociden (bijvoorbeeld glutaraldehyde; <<0,1 gew.%), lignosulfonaten of fosfaten.

De concentraties van de gevaarlijke componenten in boorvloeistoffen zijn dermate laag dat een schadelijke verontreiniging van grondwater als gevolg van booractiviteiten nauwelijks meetbaar en niet gerapporteerd is. Schadelijke lange termijn effecten door accumulatie van gevaarlijke stoffen in het grondwater/drinkwater kunnen echter niet uitgesloten worden. Over de waarschijnlijkheid van dergelijke verontreiniging zijn echter geen gegevens beschikbaar.

Mogelijk gezondheidsletsel bij blootstelling van mensen blijft beperkt tot huidirritaties bij direct (huid)contact met boorvloeistoffen. Aangezien boorvloeistoffen met de huidige technieken echter in gesloten systemen gebruikt worden is de waarschijnlijkheid van blootstelling heel klein en beperkt tot de medewerkers op de boorlocatie [ref. 3.].

Het grootste deel van de boorvloeistoffen wordt samen met het boorgruis naar het oppervlak gebracht. Afhankelijk van de gesteentelagen waardoor geboord is, kan het boorgruis zware metalen, arseniden en radioactieve elementen bevatten. Dit geldt voor alle vormen van aardgaswinning. Een acuut risico voor de gezondheid stellen deze componenten echter alleen voor wanneer blootstelling aan hoge concentratie plaatsvindt. Dit kan zich voordoen bij contact met sedimenten die zich onder in opvangbassins of tanks afgezet hebben. Van deze stoffen gaat ook een hoger risico voor milieu en drinkwater uit dan van de componenten in 'ongebruikte' boor- en fracking vloeistoffen [ref. 5].

Hydraulisch kraken ('fraccen' of 'fracking')

De fracking-vloeistoffen bevatten naast een water/zand-mengsel (99,5 vol.%) vergelijkbare componenten als boorvloeistoffen [ref. 4.]. De vloeistoffen zijn in de regel minder alkalisch, maar bevatten zuren (bijvoorbeeld chloorwaterstof; 0,123 vol%). Daarnaast worden ook glijmiddelen (polyacrylamide of minerale olie; 0,088 vol.%) en isopropanol (0,085 vol.%) toegepast.

Ook tijdens het fraccen zijn de concentraties gevaarlijke stoffen in het water/zand-mengsel zodanig laag dat directe milieueffecten nauwelijks waar te nemen zijn. Net als bij het vrijkomen van boorvloeistoffen geldt ook hier dat langetermijneffecten op het grondwater/drinkwater niet uitgesloten kunnen worden. Bij het fraccen van diep liggende schaliegas reservoirs zijn de kansen op penetratie vanuit de schalielaag naar het grondwater echter verwaarloosbaar, omdat de fracking vloeistoffen een te lange weg door diverse steenformaties zouden moeten afleggen [ref. 4.].

Voor de gezondheidsgevaaren bij blootstelling aan fracking vloeistoffen geldt hetzelfde als bij booractiviteiten: met uitzondering van huidirritatie bij direct contact met het fracking mengsel zijn geen acute gezondheidsgevaaren te verwachten.

Het grootste kans op gezondheids- of milieuschade bestaat bij het aanmaken van boor- en fracking-vloeistoffen [ref. 5.]. Voordat de verschillende chemicaliën toegevoegd worden aan het boor- of fracking mengsel worden de gevaarlijke stoffen in geconcentreerde vorm getransporteerd, opgeslagen en gemengd. Een groot deel van de incidenten waarbij gevaarlijke stoffen vrij gekomen zijn, heeft plaats gevonden tijdens het omgaan met de geconcentreerde chemicaliën [ref. 1.], [ref. 6.].

Winning van schaliegas

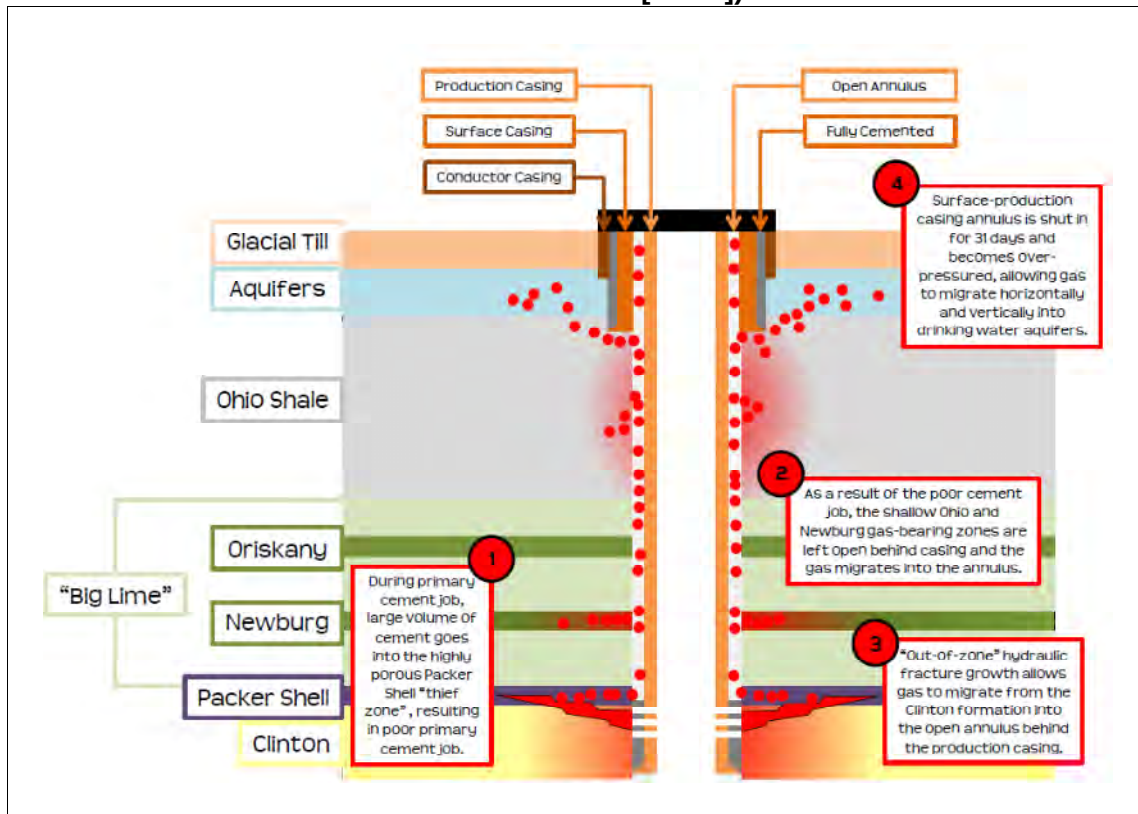
De samenstelling van aardgassen en vloeistoffen die uit schalie- en steenkoolformaties gewonnen worden, kan tussen de winningslocaties verschillen. Onafhankelijk van de exacte samenstelling van het geproduceerde gas, zullen de lichte koolwaterstoffen (C1 tot en met C4) bepalend zijn voor de gevaarseigenschappen van het gas. Deze componenten hebben een aandeel van ten minste 90 vol.% [ref. 4.]. De resterende 10 vol.% worden met name door kooldioxide, zwavelwaterstof en stikstof geleverd. Aardgas is brandbaar en kan bij voldoende luchtinmenging in enigszins besloten omgeving exploderen. In de vrije ruimte zal ontsteking van een brandbare wolk in de meeste gevallen geen explosiedrukgolven veroorzaken.

Samen met het aardgas kunnen zich ook in de formatie opgesloten vloeistoffen in de productiestroom bevinden. Het gaat daarbij meestal om water en aliphatische koolwaterstofmengsels (C15+). De formatievloeistoffen mengen grotendeels op met de frackingvloeistoffen. Hierdoor zijn deze vloeistofstromen onder normale productieomstandigheden (niet opgewarmd) meestal niet ontvlambaar. Wel kunnen de geproduceerde vloeistoffen zware metalen, arseniden en radioactieve elementen bevatten [ref. 4.]. Deze kunnen op lange termijn schade toebrengen aan het milieu. Een experiment met het opzettelijk lozen van geprodu-

ceerde fracking vloeistof in een bosgebied in de Verenigde Staten heeft uitgewezen dat flora al na korte tijd (10 dagen) afstierf (lage begroeiing) en vroegtijdig ontbladerde (bomen). Dit bleek met name veroorzaakt te zijn door de hoge zoutgehalte van de geproduceerde fracking vloeistoffen [ref. 5.]. De voornaamste risico's van lozingen van (geproduceerde) fracking vloeistoffen zijn volgens deze en andere bronnen verontreiniging van grondwater en oppervlaktewater [ref. 2.], [ref. 4.] en [ref. 5.].

De meest onderzochte oorzaak voor het vrijkomen van aardgas en geproduceerde fracking vloeistoffen betreft de lekkage via het boorgat. Het boorgat wordt na het boren afgedicht met cement, waarbinnen stalen pijpen doorlopen tot de formatie waaruit geproduceerd wordt. Wanneer de cementlagen niet goed afsluiten, kan aardgas in de tussenruimte tussen de verschillende cementmantels (casings) terecht komen. Door de hoge drukken die in het reservoir opgebouwd worden, zullen ook geproduceerde vloeistoffen buiten de productiepijp naar boven gedrukt worden. Daarbij kan gasdoorslag en verontreiniging van watervoerende lagen niet uitgesloten worden, zoals te zien in afbeelding 3.1 [ref. 7.].

Afbeelding 3.1. Gasdoorslag door onvoldoende afdichting van boorgat (bron: Natural Resources Defense Council [ref. 7.])



Het Amerikaanse Natural Resources Defense Council gaat ervan uit dat de gasdoorslag naar de watervoerende laag (aquifer) tijdens schaliegaswinning in Ohio de oorzaak was van een explosie die zich een huis in Bainbridge op 15 december 2007 heeft voorgedaan [ref. 7.]. Het gas was via de drinkwaterleiding het huis binnengestroomd.

Er zijn verschillende inschattingen over de waarschijnlijkheid dat de falende afdichting van een boorgat lekkage van aardgas en/of fracking vloeistoffen naar watervoerende lagen mogelijk maakt. Bij een onderzoek naar olie & gas winning met behulp van injectiemethoden is in opdracht van het American Petroleum Institute een kans bepaald tussen $2 \cdot 10^{-5}$

(1 op 50.000 putten) en $2 \cdot 10^{-8}$ (1 op 50.000.000 putten) en bij een ander onderzoek $7 \cdot 10^{-6}$ putjaren. Uit analyse van overtredingen tussen 2010 en 2012 in Pennsylvania blijkt dat bij ongeveer 7 % van de schaliegasputten overtredingen bij de afwerking van de boorgaten geconstateerd zijn [ref. 8.]. Hoewel niet iedere overtreding van de regels daadwerkelijk zal leiden tot lekkage naar een grondwaterlaag, maakt dit duidelijk dat het risico in het vervolg op dit onderzoek nader onderzocht moet worden.

Wanneer aardgas en vloeistoffen aan de oppervlakte ongecontroleerd naar buiten stromen wordt dit blow-out genoemd. Een blow-out kan optreden wanneer de aansluiting van de productiepomp (tubing) op de productie installaties faalt (tubing blow-out) of wanneer gas en vloeistoffen aan de buitenkant van de productiepomp uit het boorgat spuit (casing blow-out). Tijdens een blow-out kan, afhankelijk van de reservoirdruk, een aardgas/vloeistof mengsel fontein van enkele tientallen meters hoogte optreden. Bij aanwezigheid van ontstekingsbronnen zal een brand in de vorm van een fakkel ontstaan die tot op ongeveer 200 m tot acute gezondheidsschade kan leiden.

In Nederland wordt in risicoberekeningen voor conventionele gasputten een kans op tubing blow-out gehanteerd van $2 \cdot 10^{-4}$ per jaar (tijdens productiefase) [ref. 9.]. De kans op een casing blow-out is ongeveer een factor 10 lager. De kansen zijn in dezelfde orde van grootte als de gegevens van blow-outs in Alberta. Daar werd tussen 2002 en 2006 een blow-out frequentie van $4.4 \cdot 10^{-4}$ per jaar vastgesteld [ref. 10.].

Verwerking van aardgas en geproduceerde vloeistoffen

In procesinstallaties worden aardgas, formatievloeistoffen en teruggewonnen fracturing vloeistoffen van elkaar gescheiden. Deze scheiding zal meestal op de putlocatie plaatsvinden. De risico's van het vrijkomen van gevaarlijke stoffen zijn daarbij gerelateerd aan lekkages van op- en overslagvoorzieningen voor de waterige stromen en aan het vrijkomen van gas uit de procesinstallaties of pijpleidingen. De grootste kans op het vrijkomen van gevaarlijke stoffen bestaat bij de overslag van vloeistoffen naar tankauto's. Daarbij zijn de risico's op bodem- en oppervlaktewaterverontreiniging overheersend [ref. 2]. en [ref. 5.]. De faalkansen van procesinstallaties en opslagvoorzieningen liggen in de regel met een factor 100 lager (afhankelijk van de overslagfrequentie) [ref. 11.].

Voor het opwerken van het aardgas tot op Gasunie-specificatie zijn omvangrijker gasbehandelingsinstallaties nodig. De waarschijnlijkheid dat vanuit deze installaties aardgas of afgescheiden aardgascondensaat ontsnapt is voor conventionele inrichtingen berekend op ongeveer eens per duizend jaar. De gevolgen zijn dan brand en mogelijk explosies. De overlijdenskans in de omgeving van een dergelijke installatie is kleiner dan eens per miljoen jaar [ref. 13.].

Geef aan in hoeverre de veiligheidsrisico's bij deze activiteiten anders zijn dan bij conventioneel gas en geothermie en hoe deze zich verhouden tot de geldende wet- en regelgeving

Bij de winning van schaliegas zijn in de regel een groter aantal boringen nodig dan voor de productie van dezelfde hoeveelheid conventioneel gas. Hierdoor nemen de risico's die gerelateerd zijn aan het boren en aan het falen van de boorgatafdichting evenredig met het aantal putten toe. De technieken voor het boren en voor de afwerking van de boorgaten bij schaliegaswinning zijn vergelijkbaar met die van conventionele gaswinning. Daarom zullen ook de op conventioneel gebied verzamelde faaloorzaken en -frequenties overdraagbaar zijn op de schaliegaswinning. Dit geldt zowel voor de in de huidige risicoberekeningen gehanteerde blow-out frequenties als voor de kansen op gasdoorslag via het boorgat.

De tijdens het fraccen gebruikte chemicaliën verschillen niet wezenlijk van boorvloeistoffen en chemicaliën die tijdens het winnen van conventioneel aardgas worden gebruikt. Alleen de gebruikte hoeveelheden zullen aanzienlijk groter zijn, omdat tijdens het fraccen grotere hoeveelheden vloeistof gebruikt worden. Dat betekent dat geconcentreerde chemicaliën en afgewerkte fracking vloeistoffen vaker overgeslagen moeten worden. Ook zal de hoeveelheid geconcentreerde chemicaliën op een putlocatie groter zijn, waardoor er bij een ongeval grotere hoeveelheden milieugevaarlijke stoffen vrij kunnen komen.

De opwerking van schaliegas is gelijk aan de gasbehandeling van conventioneel gas. Ook de risico's zullen vergelijkbaar zijn.

Voor Nederlandse mijnbouwondernemingen gelden op dit moment nog geen wettelijke normen voor risico's voor de externe veiligheid. Deze normen zijn voor andere inrichtingen met gevaarlijke stoffen vastgelegd in het Besluit externe veiligheid inrichtingen. Dit besluit is gericht op de bescherming van mensen in de omgeving van bedrijven tegen de directe (acute) risico's van ongevallen met gevaarlijke stoffen. Vooruitlopend op de toepassing van het Besluit externe veiligheid inrichtingen zijn de risico's voor de meeste mijnbouwlocaties op land echter reeds berekend volgens een interim handleiding [ref. 9.]. De berekende risico's worden doorgaans overheerst door bovengrondse leidingen en procesinstallaties die nodig zijn om het aardgas te transporteren en op te werken. Dit vanwege de grote reikwijdte van levensbedreigende effecten voor de mens bij brandscenario's. Blootstelling aan vrijgekomen chemicaliën leidt alleen bij direct contact op de locatie tot acute levensbedreigende gezondheidsschade. Dit verandert ook niet bij de inzet van grotere hoeveelheden chemicaliën, zoals bij het aanmaken van fracking vloeistoffen.

Aangezien de aanvullende risico's van fraccen ten opzichte van conventionele gaswinning met name risico's op verontreiniging van grondwater, bodem en oppervlaktewater betreffen, ligt het voor de hand om juist deze risico's beter in kaart te brengen. Bedrijven die met grote hoeveelheden gevaarlijke stoffen omgaan, zijn volgens het Besluit risico's zware ongevallen 1999 verplicht tot het uitvoeren van een milieurisicoanalyse. In de milieurisicoanalyse worden de risico's op lozingen naar het oppervlaktewater berekend. Van de mijnbouw-inrichtingen vallen op dit moment weliswaar alleen de ondergrondse gasopslagen onder dit besluit, maar het bevoegd gezag kan een dergelijke milieurisicoanalyse ook in het kader van een lozingsvergunning eisen.

Welke bedrijfsscenario's en risicoanalyses worden gehanteerd?

Er zijn op dit moment geen kwantitatieve risicoanalyses beschikbaar voor specifiek schaliegaswinning. Dit betekent dat aangesloten moet worden bij de gangbare scenario's voor conventionele gaswinning. Daarbij worden brand- en explosiescenario's voor het volledig falen en voor lekkages van verschillende afmetingen gesimuleerd. Er worden alleen bovengrondse schadegebeurtenissen beschouwd. In het algemeen worden onder meer scenario's uitgewerkt voor de volgende installatieonderdelen:

- put: blow-out (tijdens diverse bedrijfsfasen, zoals boren, productie en onderhoud);
- proces- en transportleidingen (boven- en ondergronds);
- procesvaten (scheidingsvaten, reactoren);
- opslagtanks;
- warmtewisselaars;
- pompen en compressoren;
- veiligheidskleppen;
- verpakte gevaarlijke stoffen;
- overslagactiviteiten;
- transportmiddelen.

In Nederland is de risicoberekening vergaand gestandaardiseerd [ref. 11.]. Voor de bovengenoemde installatieonderdelen wordt dan met generieke scenario's gerekend, waarbij de inhoud van de installatie binnen een voorgeschreven tijd uitstroomt, onafhankelijk van de druk in het systeem. Dit om een uniform beeld te krijgen van de risico's. Voor mijnbouwinstallaties zijn de door te rekenen scenario's vastgelegd in een interim handleiding [ref. 9.]. De interim handleiding zal naar verwachting in de loop van dit jaar een laatste wijziging ondergaan en dan opgenomen worden in de Handleiding Risicoberekeningen Bevi [ref. 11.].

Voor een meer gedetailleerde risicoanalyse kan gebruik gemaakt worden van de databanken van de International Association of Oil & Gas Producers [ref. 13.]. De hierin opgenomen ongevalsanalyses en faalfrequenties maken onderscheid tussen de proces- en scenario-omstandigheden. De gegevens bevatten echter nauwelijks bruikbare data over activiteiten met chemicaliëntoepassingen.

Welke 'worst case' wordt daarbij gehanteerd, en wie beoordeelt die? Wat is het effect van een dergelijk incident?

Het risicobepalende scenario kan voor iedere locatie waarvoor een kwantitatieve risicoanalyse uitgevoerd wordt, verschillend zijn. Dat ligt niet alleen aan de productie omstandigheden, zoals de maximale systeemdruk (closed in tubing head pressure, CITHP), tubing diameter, leidinglengten en -diameters (bovengronds en ondergronds), maar ook aan de afstand waarop het risico gemeten wordt. In de regel is de waarschijnlijkheid van een scenario met een beperkt effect groter dan de kans op een zogenoemde 'Maximum Credible Accident'. Dit betekent dat voor iemand die dicht genoeg bij de bron aanwezig is, het risico groter is dan voor iemand die zich verder weg ophoudt. Wij zijn daarom in Nederland gewend om als 'worst case' de situatie met het hoogste risico op overlijden te beschouwen, en dan wel op plaatsen waar zich regelmatig grotere aantallen mensen kunnen bevinden. Het is dit risico dat door de overheid beoordeeld wordt bij het afgeven van een vergunning of bij het maken van ruimtelijke ordeningsplannen.

In de huidige Nederlandse risicoanalyses reiken de levensbedreigende effecten van Maximum Credible Accident scenario's voor gewone putlocaties meestal niet verder dan 100 m. De meeste Nederlandse putlocaties hebben inmiddels een lage putdruk, vergeleken met de druk die oorspronkelijk op de reservoirs stond. Grotere effectafstanden kunnen daarom bij installaties optreden waarbij aardgas op een hogere druk aanwezig is. Bij horizontale uitstroming van aardgas onder hoge druk uit een bovengrondse transportleidingbreuk en een daarbij optredend fakkelbrand kan de levensbedreigende warmtestraling tot meerdere honderden meters ver reiken. De kans op een dergelijk gebeurtenis is echter heel klein (eens per 100.000.000 jaar per m leiding).

Bereken de kans op het optreden van deze risico's. Geef aan hoe ieder individueel risico tot een aanvaardbaar niveau kan worden teruggebracht

Deze vraag kan alleen voor een gegeven productielocatie beantwoord worden, omdat voor risicoberekeningen specifieke gegevens nodig zijn. Een berekening op basis van generieke uitgangspunten en aannames levert geen betrouwbaar resultaat op.

4. CONCLUSIES

De opsporing en winning van schaliegas brengt vergelijkbare risico's met zich mee als de exploratie en productie van conventioneel gas. Dit geldt zeker voor de acute gezondheidsrisico's voor de mens. Alleen het grotere aantal putten dat voor schaliegaswinning nodig is, zal tot grotere risico's voor de externe veiligheid kunnen leiden. De bestaande risicoanalysemethoden en binnenkort verwachte wettelijke risiconormen zullen voldoende zijn om de risico's voor mensen in de omgeving van schaliegasinstallaties te bepalen en te handhaven.

Een niet te verwaarlozen veiligheidsrisico is de gasdoorslag naar watervoerende lagen via een lekkende boorgatafdichting. Dit risico is weliswaar niet schaliegas specifiek, maar zou door de werking van het (herhaaldelijk) hydraulisch fraccen en het daardoor aantasten van de cementen boorgatafdichting bevorderd kunnen worden. Aanvullend onderzoek zal nodig zijn om de risico's beter te kunnen bepalen.

De mogelijke milieueffecten overheersen het risicobeeld van de schaliegaswinning. Er zijn grote hoeveelheden fraccing vloeistof nodig, die op locatie gemengd worden. De daarmee verbonden opslag en logistiek brengen aanvullende risico's met zich mee. De risico's van bovengrondse activiteiten met milieugevaarlijke vloeistoffen kunnen berekend worden met beschikbare risicomodellen. Deze zijn echter nog niet in de wet- en regelgeving voor aardgasproductie-installaties opgenomen. Voor de bepaling van de risico's voor ondergrondse verspreiding van fraccing vloeistoffen moet een reservoir- en operatie specifieke analyse gedaan worden.

5. REFERENTIES

- [ref. 1.] United States Environmental Protection Agency, 'Technical Roundtables on EPA's Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources, Flowback and Produced Water', Jeanne Briskin, November 15, 2012.
- [ref. 2.] The Royal Academy of Engineering, 'Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing', Issued June 2012.
- [ref. 3.] HSE Health & Safety Executive, Offshore Technology Report - OT 1999 089, 'Drilling Fluids Composition and use within the UK Offshore Drilling Industry', March 2000.
- [ref. 4.] British Geological Survey, 'Potential groundwater impact from exploitation of shale gas in the UK', Groundwater Science Programme, OR/12/001, M.E. Stuart, 2012.
- [ref. 5.] The University of Texas at Austin, Energy Institute, 'Fact-Based Regulation for Environmental Protection in Shale Gas Development', Charles G. Groat PhD, Thomas W. Grimshaw PhD, February 2012.
- [ref. 6.] PA Department of Environmental Protection - Compliance Reporting Database http://www.depreportingservices.state.pa.us/ReportServer/Pages/ReportViewer.aspx?/Oil_Gas/OG_Compliance.
- [ref. 7.] Briana Mordick, National Resources Defense Council, 'Risks to Drinking Water from Oil and Gas Wellbore Construction and Integrity: Case Studies and Lessons Learned', October 2011.
- [ref. 8.] Anthony R. Ingraffea PhD PE, 'Fluid Migration Mechanisms due to Faulty Well Design and/or Construction: an overview and recent experiences in the Pennsylvania Marcellus, October 2012.
- [ref. 9.] Staatstoezicht op de Mijnen, 'Interim Handleiding Risicoberekeningen Externe Veiligheid, Tijdelijke richtlijnen voor QRA berekeningen voor mijnbouwlocaties', Versie 1.0, 24 juni 2010.
- [ref. 10.] International Association of Oil & Gas Producers (OGP), 'Blowout frequencies', Report No. 434-2, March 2010.
- [ref. 11.] Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milieu (RIVM), 'Handleiding Risicoberekeningen Bevi', Versie 3.2, 1 juli 2009.
- [ref. 12.] International Association of Oil & Gas Producers (OGP), <http://www.ogp.org.uk/publications/safety-committee/qra/>.
- [ref. 13.] Ministerie van Binnenlandse Zaken, Ministerie van Infrastructuur en Milieu, Inter-Regionaal Overleg: <http://www.risicokaart.nl/>.



Witteveen+Bos
Hoogoorddreef 56 F
Postbus 12205
1100 AE Amsterdam
telefoon 020 312 55 55
fax 020 697 47 95
www.witteveenbos.nl

onderwerp	onderzoeksvraag A.3.2
project	aanvullend onderzoek risico's schaliegas in Nederland
opdrachtgever	Ministerie van EZ, Directie Energiemarkt
projectcode	GV1106-1
referentie	GV1106-1/kleb2/189
status	definitief
datum opmaak	16 augustus 2013
bijlagen	-

INHOUDSOPGAVE	blz.
1. VRAAGSTELLING	2
1.1. Algemeen	2
1.2. Onderzoeksvraag	2
1.3. Aanpak	2
2. UITGANGSPUNTEN	3
3. ANALYSE	4
4. CONCLUSIES	7
5. REFERENTIES	8

1. VRAAGSTELLING

1.1. Algemeen

Het onderdeel A3 van het onderzoek richt zich op risicobeheersing en borging van veiligheid.

1.2. Onderzoeksvraag

Er is behoefte aan een transparante 'closed loop' systematiek, waarbij de reële veiligheidsrisico's in kaart worden gebracht en daarop een gericht monitoringsprogramma wordt vastgesteld. Welke informatie is noodzakelijk binnen een 'closed loop' procedure? Hoe en op welke momenten kan die informatie worden verkregen in de diverse fasen van de ontwikkeling van een typisch schaliegas- of steenkoolgasproject:

- vooronderzoek regionale studies/geologisch en geofysisch onderzoek;
- boorfase boren en boorgatmetingen/monsters in lab;
- testfase fraccen en productie tests;
- productiefase productiegegevens/surface monitoring;
- nazorgfase.

Deze onderzoeksvraag heeft raakvlakken met onderzoeksvraag B.5.3. Deze vraag behandelt de beheersmaatregelen die getroffen worden om onder meer de boorgatintegriteit en de veiligheid bij de omgang met chemicaliën te borgen.

Er zijn ook raakvlakken met onderzoeksvraag 1.4 waarin de praktijkervaring met veiligheid van conventionele gaswinning wordt beschreven, inclusief de bijzonder gevallen.

1.3. Aanpak

De vraagstelling in onderzoeksvraag 3.1 richt zich onder meer op het verduidelijken van de risico's. In deze onderzoeksvraag zal ingegaan worden de wijze van monitoren van deze risico's per project fase, en op welke wijze beheersing geborgd kan worden.

De onderzoeks aanpak is onderverdeeld in de volgende stappen:

1. onderzoek van op internet beschikbare literatuur naar ongevallen met gevaarlijke stoffen (gas en boor- en fraccing vloeistoffen) bij opsporing en winning van schaliegas en steenkoolgas;
2. literatuuronderzoek naar ongevallen met gevaarlijke stoffen (gas en boorvloeistoffen) bij opsporing en winning van conventioneel gas;
3. op basis van expert judgement beoordelen van de overdraagbaarheid van ervaringen met betrekking tot ongevallen en risicobeheersing tussen conventionele gasexploratie en productie en schaliegas activiteiten;
4. toepassing van de bovengenoemde ervaringen op de beoordeling van de risico's van schaliegas activiteiten.

2. UITGANGSPUNTEN

Het onderdeel A3 gaat over 'Risicobeheersing en borging van veiligheid'. In de samenleving, maar ook in het bedrijfsleven, worden beslissingen in het algemeen pas genomen nadat de risico's afgewogen zijn. Daarbij moeten vaak risico's van verschillende aard tegen elkaar afgewogen worden, bijvoorbeeld: risico's op gezondheidsschade bij mensen, risico's op schade aan het milieu, risico's op verstoring van de openbare orde, risico's op materiële schade, financiële risico's.

De beantwoording van de onderzoeksvragen richt zich op de risico's die voortvloeien uit het falen van installaties en van het maken van fouten tijdens het opsporen en produceren van schaliegas en steenkoolgas. Dit kan leiden tot voorzienbare en ongewenste afwijkingen van de geplande werkzaamheden. Dit onderzoeksdeel is niet bedoeld om latente risico's nader uit te werken. Een latent risico is bijvoorbeeld het risico op grondverzakking met de bijbehorende gevolgschade. Latente risico's zijn aan schaliegas opsporing en winning verbonden, ook al gaat niets mis bij de exploratie- en productie. De vragen naar de latente risico's worden in deel B van het onderzoek beantwoord.

Bij de uitvoering van opsporings- en productiewerkzaamheden kan het falen van installaties, van bedieningspersoneel of van het management tot gevaarlijke situaties leiden. De beantwoording van de vragen richt zich met name op de gevaren die specifiek zijn voor de gaswinning. De antwoorden gaan niet in op andere soorten gevaren, zoals bijvoorbeeld 'gewone' arbogeveven (bijvoorbeeld vallen, struikelen, stoten) van medewerkers van bij de winning betrokken bedrijven. De mogelijke schade voor de gezondheid van de mens wordt beschouwd, maar mogelijke materiële schade niet. Er wordt alleen milieuschade beschouwd die van directe invloed op de gezondheid van de mens kan zijn, zoals een verontreiniging van drinkwaterreservoirs en de verspreiding van toxische wolken door de lucht.

3. ANALYSE

Er is behoefte aan een transparante ‘closed loop’ systematiek, waarbij de reële veiligheidsrisico’s in kaart worden gebracht en daarop een gericht monitoringsprogramma wordt vastgesteld. Welke informatie is noodzakelijk binnen een ‘closed loop’ procedure? Hoe en op welke momenten kan die informatie worden verkregen in de diverse fasen van de ontwikkeling van een typisch schaliegas- of steenkoolgasproject?

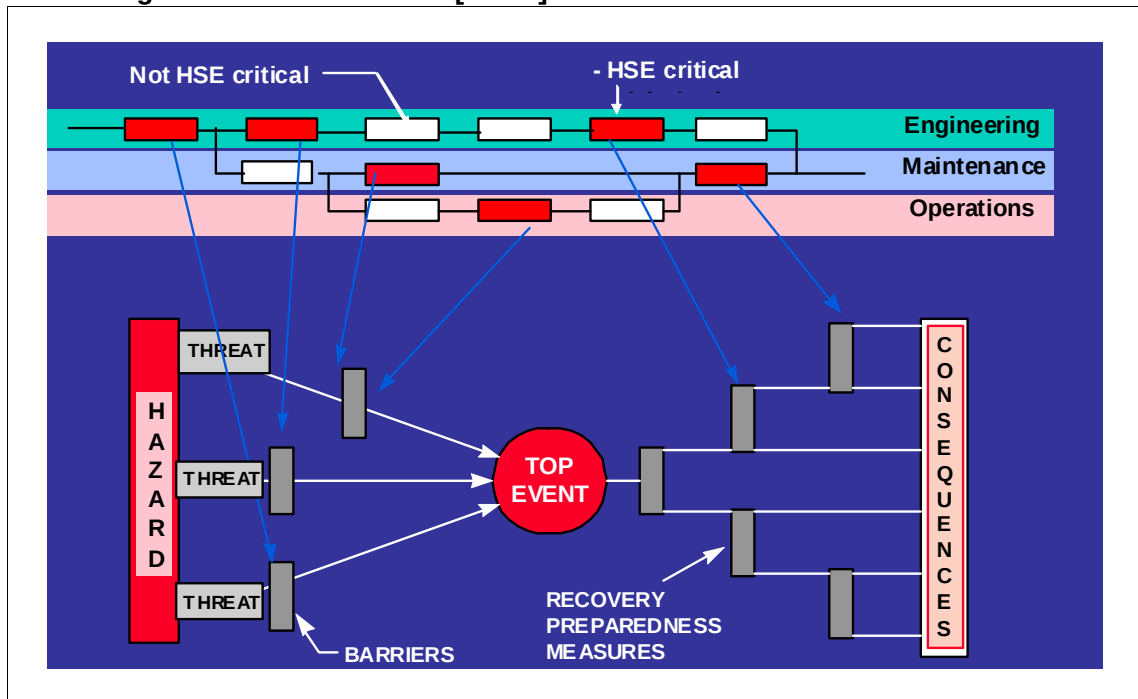
In de Nederlandse mijnbouw is het gebruik van ‘closed loop’ systematieken voor het beheersen van veiligheids- en gezondheidsrisico’s gebruikelijk. In paragraaf 3.2 van de Arbeidsomstandighedenregeling worden mijnbouwondernemingen verplicht om een veiligheids- en gezondheidszorgsysteem in te voeren en om in een veiligheids- en gezondheidsdocument te beschrijven welke veiligheidsrisico’s er zijn en hoe deze beheerst worden. Deze systematiek sluit aan bij internationale standaarden, zie [ref. 1.] en [ref. 3.].

De wettelijk voorgeschreven veiligheidsaanpak, zijnde artikel 3 van de wet [ref. 5.] (zie ook onderzoeksvraag A.1.1), houdt in dat de onderneming de risico’s bij de ontwikkeling en tijdens de productie regelmatig in kaart brengt. De gedetailleerdheid van de analyses neemt samen met de ontwikkelingsstand van een project toe: in de conceptfase generieke gevaaridentificaties en voor het opstarten kwantitatieve risicoanalyses met scenariosimulaties (soms ook aan de hand van 3D-modellen) en uitgebreide taakanalyses. Deze analyses worden tijdens wijzigingen in de productiefase, maar in ieder geval binnen periodieke termijnen, herzien. Gedurende alle levensfasen van de installatie worden de uitkomsten van veiligheidsstudies en risicoanalyses bijgehouden in gevarenregisters, samen met de status van veiligheidsverbeteringen. De werking van de veiligheidsmaatregelen en -voorzieningen en de status van verbeteracties worden door de overheid (Staatstoezicht op de Mijnen) regelmatig gecontroleerd.

De hierboven beschreven aanpak berust in grote mate op de invulling die een mijnbouwonderneming aan de risicobepaling geeft. Een onderneming kan bij het in kaart brengen van de risico’s terugvallen op algemeen beschikbare kennis. Het is bijvoorbeeld gebruikelijk om de risico’s met behulp van generieke International Association of Oil & Gas Producers faalkansen te berekenen. Deze faalkansen zijn onafhankelijk van hoe de onderneming met onderhoud omgaat of hoe goed haar bedieningsinstructies zijn. Als de berekende risico’s onacceptabel blijken zal verbetering van het onderhoud daarom moeilijk te vertalen zijn naar een beter resultaat van een risicoberekening. Daarom is het nodig om naast de gebruikelijke (probabilistische) kwantitatieve risicoanalyses ook naar andere risicoanalysemethoden (deterministisch) te kijken.

Bij deterministische methoden worden mogelijke oorzaken van een ongewenst gebeurtenis met de mogelijke gevolgen in verband gebracht. Om het causale verband tussen diverse oorzaken en gevolgen van het vrijkomen van gevaarlijke stoffen duidelijk te maken is het gebruikelijk om het vlinderdas model, een zogenoemde fouten- en gebeurtenissenboom, op te stellen, zie afbeelding 3.1. Deze aanpak wordt in de laatste jaren ook door Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) gehanteerd.

Afbeelding 3.1. Vlinderdasmodel [ref. 4.]



In een foutenboom (linkerkant van de vlinderdas) staan alle oorzaken en omstandigheden die zouden kunnen leiden tot een ongewenste gebeurtenis (Top gebeurtenis, in dit geval het vrijkomen van een gevaarlijke stof) en aan de rechterkant is de escalatie van de uitstroming tot het optreden van schade beschreven.

Om te voorkomen dat zich een ongewenst gebeurtenis voordoet en om de gevolgen daarvan te beperken, dienen maatregelen geborgd te zijn in ontwerp, onderhoud en operatie. Steeds meer ondernemingen brengen alle voorzienbare oorzaken voor ongewenste gebeurtenissen in kaart en bepalen daaruit de (geschatte) kans van optreden. Vervolgens wordt de werking van preventieve veiligheidsmaatregelen en -voorzieningen (barriers) ingeschat en daarmee de kans reductie van het ongewenste gebeurtenis. Deze zogenoemde 'bow-tie' studies zijn geschikt om de risico reducerende werking van maatregelen en voorzieningen te bepalen. Wel zijn hiervoor situatieafhankelijke gegevens nodig.

Om de schaliegas specifieke risico's die onder onderzoeksvraag A.3.1 beschreven zijn te kunnen beheersen, is in ieder geval de volgende informatie van belang [ref. 1.]:

Vooronderzoek

- Samenstelling en dikte van de formaties waardoor geboord moet worden?
- Welke boor- en fracing vloeistoffen worden gebruikt en welke gevaar eigenschappen hebben de verschillende componenten?
- In welke hoeveelheden zijn deze stoffen op de locatie?
- Hoe vindt opslag en logistiek plaats (verpakking en tanktypen, aantal overslaghandelingen...)?
- Wat zijn de faalorzaken die de onderneming geïdentificeerd heeft voor het falen van de casing, tubing, procesinstallatie, opslagtanks en mengtanks?
- Hoe worden aardgas en andere gevaarlijke stoffen afgevoerd?
- Zijn er kwetsbare objecten in de directe omgeving waar regelmatig mensen aanwezig zijn?
- Wat zijn de mogelijke lozingspaden naar bodem, oppervlaktewater en grondwater?

- Wat is de boormethode voor het doordringen van de watervoerende laag?
- Wat zijn de capaciteiten van opvangvoorzieningen?
- Binnen welke tijd kan een uitstroming gestopt worden en hoe gebeurt dat?
- Zal door bedieningspersoneel handmatig ter plekke ingegrepen moeten worden of zal dit vanuit veilige afstand gebeuren?

Boren

- Detaillering van bovenstaande gegevens?
- Massabalans van cement (hoeveel is erin gepompt, hoeveel is terug ontvangen)?
- Wat is het drukverloop in de cementstroming tijdens het installeren van de casing?
- Is de casing tijdens druktest bestand tegen de ontwerpdruk?
- Cement kwaliteitslog (Cement Bond Log).

Fraccen

- Registratie van drukschommelingen in het reservoir, debiet van geïnjecteerde fracking-vloeistoffen, hoeveelheid flow-back, detectie toxische gassen (H_2S)?
- Wat is de staat van de productie casing na het fraccen?
- Wat zijn de putgegevens (druk, temperatuur, productiehoeveelheid, samenstelling gas)?

Productie

- Monitoring van de druk in de annulus aan het putoppervlak (annular pressure).
- Samenstelling en hoeveelheid geproduceerd aardgas en vloeistoffen.
- Putdruk en temperatuur.
- Methode voor afsluiting van de put ten behoeve van een productiestop.

Nazorg

- Drukontwikkeling na stillegging.

4. CONCLUSIES

Voor de mijnbouwondernemingen die onder meer in Nederland actief zijn, geldt wet- en regelgeving om veiligheidsrisico's door middel van een gestructureerde aanpak te beheersen. Daartoe behoort het in kaart brengen van de gevaren en risico's voordat met een geplande activiteit wordt begonnen. De Nederlandse wet- en regelgeving zorgt ervoor dat toezichthouders gedurende de gehele levensfase van een schaliegasontwikkeling op de hoogte kunnen zijn van de voortgang van de risicobeheersing en van de werking van de veiligheidsmaatregelen en -voorzieningen.

De bestaande structuren voor risicobeheersing en rapportage zijn ook geschikt voor de informatie-uitwisseling tussen toezichthouder, onderneming en andere stakeholders rondom schaliegasrisico's. Door de bijzondere risico's van penetratie van gas en fracking vloeistof via een niet goed afgedicht boorgat zal de nadruk van het toezicht op het aanbrengen van de boorgatafdichting en de kwaliteit van het cementeren liggen. Bovendien zal de intensievere omgang met chemicaliën meer informatiebehoefte naar stofeigenschappen, opslaghoeveelheden en verpakkingsgrootte veroorzaken. Hierbij kan teruggevallen worden op de in de industrie gebruikelijke regels van de Publicatiereeks Gevaarlijke Stoffen.

5. REFERENTIES

- [ref. 1.] Det Norske Veritas, 'Risk Management of Shale Gas Developments and Operations', January 2013.
- [ref. 2.] International Association of Oil & Gas Producers (OGP), <http://www.ogp.org.uk/publications/safety-committee/qra/>
- [ref. 3.] UK STATUTORY INSTRUMENTS, 2005 No. 3117, OFFSHORE INSTALLATIONS, The Offshore Installations (Safety Case) Regulations 2005.
- [ref. 4.] Carsten Assmann, Post Hoger Onderwijs Veiligheidskunde PHOV, 'Effect- en risicomodellering', November 2012.
- [ref. 5.] Overheid.nl, 'wetten.nl - wet en regelgeving - Arbeidsomstandighedenwet - BW-BR0010346', http://wetten.overheid.nl/BWBR0010346/geldigheidsdatum_30-05-2013#Hoofdstuk2_PAR623742_Artikel3.

onderwerp	onderzoeksvraag A.3.3
project	aanvullend onderzoek risico's schalie- en steenkoolgas in Nederland
opdrachtgever	Ministerie van EZ, Directie Energiemarkt
projectcode	GV1106-1
referentie	GV1106-1/klb2/190
status	definitief
datum opmaak	16 augustus 2013
bijlagen	-

INHOUDSOPGAVE

blz.

1. VRAAGSTELLING	2
1.1. Hoofdvraag	2
1.2. Afbakening	2
1.3. Zijn oplossingen experimenteel of bewezen technologie?	2
1.4. Relevante innovaties	2
1.5. Methode afdwingen?	2
1.6. Aanpak	3
2. ANALYSE	4
2.1. Zijn oplossingen experimenteel of bewezen technologie?	4
2.2. Relevante innovaties	5
2.3. Methode afdwingen?	8
3. CONCLUSIES	9
3.1. Zijn oplossingen experimenteel of bewezen technologie?	9
3.2. Relevante innovaties	9
3.3. Methode afdwingen?	9
4. REFERENTIES	10

1. VRAAGSTELLING

1.1. Hoofdvraag

In publicaties en rapporten worden uiteenlopende strategieën en oplossingen voor de opsporing en de winning van niet-conventioneel gas genoemd en gebruikt. Deze strategieën zijn aangepast in de tijd. De vraag is in hoeverre de door de industrie aangetoonde oplossingen voor de ontwikkeling van niet-conventioneel gas experimenteel zijn of al bewezen technologie? Welke relevante innovaties zijn er de afgelopen jaren gemaakt op het gebied van boren en fraccen en wat zijn de bijbehorende voor- en nadelen? Kunnen bepaalde methoden worden afgedwongen dan wel worden afgekeurd en welk bevoegd gezag kan dat doen?

1.2. Afbakening

De gestelde vraag wordt beantwoord met behulp van de beschikbare literatuur. Er wordt vooral gefocust op de hoofdlijnen van de techniek van boren en fraccen; in hoeverre is deze techniek veranderd in de afgelopen jaren. Hierbij wordt kort de geschiedenis aangestipt. De focus ligt echter op de periode 1990-nu omdat in deze periode de commerciële toepassing van schaliegas winning is ontwikkeld. In het proces van fraccen is voornamelijk het gebruik en type fracc-vloeistof van belang. Hierin zijn diverse mogelijkheden. Er wordt een kort overzicht gegeven van innovaties van vloeistoffen. De hoeveelheid water en de samenstelling van de vloeistof komen respectievelijk aan de orde in vraag B.1 en B.3.4. Opkomende innovaties betreffende recycling en het beperken van watergebruik komen terug in vraag B.1.1.4. De vraag gesteld in paragraaf 1.1. wordt gesplitst in drie subvragen die hieronder kort beschreven worden.

1.3. Zijn oplossingen experimenteel of bewezen technologie?

In hoeverre zijn de door de industrie aangetoonde oplossingen voor de ontwikkeling van niet-conventioneel gas experimenteel of al bewezen technologie?

Om deze vraag te kunnen beantwoorden is een definitie van bewezen techniek nodig. De zogenaamde 'technology readiness index' [ref. 16.] geeft de volwassenheid van ontwikkelende technologieën. Deze index bestaat in het geval van de gas en olie-industrie uit 7 schalen waarbij schaal 0 staat voor een papieren idee en schaal 7 staat voor bewezen technologie. De volgende definitie wordt hier aan bewezen technologie gegeven: 'De techniek heeft succesvol geopereerd met acceptabele prestatie en betrouwbaarheid binnen de vooraf gedefinieerde criteria'. De beschreven definitie wordt gebruikt bij het beantwoorden van de vraag.

1.4. Relevante innovaties

Welke relevante innovaties zijn er de afgelopen jaren gemaakt op het gebied van boren en fraccen en wat zijn de bijbehorende voor- en nadelen?

1.5. Methode afdwingen?

Kunnen bepaalde methoden worden afgedwongen dan wel worden afgekeurd en welk bevoegd gezag kan dat doen?

1.6. Aanpak

Om de (sub)vragen behorende bij dit onderdeel van het statusrapport te beantwoorden is een literatuuronderzoek uitgevoerd. Bij het zoeken naar relevante literatuur hebben wij ons gehouden aan de bronselectie methode zoals weergegeven in het onderzoeksplan. De reeds aangedragen bronnen zijn gebruikt voor het beantwoorden van de (sub)vragen. Naast bronnen uit de industrie zijn ook voldoende onafhankelijke bronnen geselecteerd. De gebruikte bronnen zijn opgenomen in het literatuuroverzicht. Er zijn geen bronnen gevonden welke de ontwikkeling van schaliegaswinning als onderwerp hebben. De informatie is verkregen door de bronnen te scannen op de beschreven onderwerpen en te zoeken op relevante zoekwoorden. Van de 147 geselecteerde bronnen zijn 15 bruikbare bronnen gevonden die zijn gebruikt in het onderzoek. Hiervan zijn er 10 opgesteld door onafhankelijke bedrijven en instituten, terwijl er 5 zijn opgesteld door de industrie. De beschrijving van de methode van boren en de geschiedenis hiervan zijn voornamelijk uit de industriële bronnen gehaald. De risico's en onzekerheden in de uitvoering van de boringen zijn voornamelijk gehaald uit de onafhankelijke bronnen.

2. ANALYSE

2.1. Zijn oplossingen experimenteel of bewezen technologie?

De technieken voor de winning van conventioneel gas komen in grote lijnen overeen met de technieken die gebruikt worden voor schaliegaswinning en zijn ondertussen gemeengoed in de gasindustrie. Zowel horizontaal boren als fraccen zijn bewezen technologieën met een lange lijst aan voorbeelden in de conventionele gaswinning [ref. 7.]. Geschat wordt dat er wereldwijd ongeveer 2.5 miljoen keer gefract is en dat er tienduizenden horizontale boringen zijn gedaan in de afgelopen 60 jaar [ref. 9.]. Horizontale boringen werden voor het eerst in 1929 uitgevoerd. In 1947 werd voor het eerst experimenteel gefract [ref. 9.], [ref. 3.]. Eind jaren '70 was fracking een bewezen techniek voor de commerciële winning van gas in gesteenten met lage tot zeer lage permeabiliteit ('tight gas') [ref. 3.], [ref. 5.]. Eind jaren '90 is de frac technologie 'slickwater fracturing' ontwikkeld om commerciële winning van gas uit schaliegesteenten mogelijk te maken [ref. 7.].

Naast de techniek zelf heeft ook de samenstelling van de fracking vloeistoffen een grote ontwikkeling doorgemaakt. Sinds 2002-2003 wordt de combinatie van multi-stage fraccen en horizontale boringen gebruikt voor de commerciële winning van schaliegas in Noord Amerika. Juist de combinatie fraccen en horizontaal boren heeft gezorgd voor een efficiëncyslag in de commerciële winning van schaliegas [ref. 17.]. De beschikbare bronnen verschillen van mening of deze combinatie reeds common practice is [ref. 17.] of dat verwacht wordt dat dit op korte termijn common practice gaat worden [ref. 3.]. In Europa wordt de techniek van fraccen nog niet op grote schaal gebruikt [ref. 3.]. Echter in [ref. 13.] wordt gemeld dat deze techniek in Nederland regelmatig is toegepast in de conventionele winning van gas. In het verleden zijn hierbij geen problemen opgetreden [ref. 13.]. De totale technologische vooruitgang vanaf 1990 tot 2012 heeft het rendement van winning van gas uit schaliegesteente doen toenemen van 1 % tot 40 % (van de geschatte beschikbare hoeveelheid in het reservoir) respectievelijk [ref. 9.].

Tabel 2.1. Technologische vooruitgang schaliegas winning in de Verenigde staten (Bron: [ref. 17.])

Table 2.1: Shale gas technological milestones (New York State, 2009)	
Early 1900s	Natural gas extracted from shale wells. Vertical wells hydraulically fractured with foam
1983	First gas well drilled in Barnett Shale in Texas
1980-1990s	Cross-linked gel fracturing fluids developed and used in vertical wells
1991	First horizontal well drilled in Barnett Shale
1996	Slickwater fracturing fluids introduced
1998	Slickwater fracturing of originally gel-fractured wells
2002	Multi-stage slickwater fracturing of horizontal wells
2003	First hydraulic fracturing of Marcellus shale
2007	Use of multi-well pads and cluster drilling

De schaliegasindustrie heeft reeds actie ondernomen om 'best practices' op te zetten en werkwijzen te standaardiseren [ref. 15.]. Voorbeelden hiervan zijn:

- de Marcellus Shale coalition (MSC) welke onlangs een 'best management practice' heeft opgesteld (Best practices for drilling and well construction & best practices well completion and work over operations)[ref. 15.];
- de American petroleum institute heeft de best practices voor schaliegas winning op een rijtje gezet. Naast de best practices worden ook risico's benoemd en worden aanbevelingen gedaan om risico's en milieueffecten te vermijden [ref. 1.].

Naast de reeds genomen stappen in het vaststellen van best practices zijn zeker nog verbeteringen mogelijk, denk hierbij aan het geven van openbaarheid in zaken, recyclen van afvalwater en meer aandacht hebben voor boorgatintegriteit [ref. 11.].

2.2. Relevante innovaties

Op basis van de verschillende beschikbare bronnen is een overzicht gemaakt van de innovaties in fraccen en boren. Per thema worden hieronder puntsgewijs de relevante ontwikkelingen genoemd:

- boren:
 - de toepassing van horizontale putten;
 - ontwikkelingen in boortorens;
 - multi well pads;
- fraccen:
 - voorontwerp van de fracs;
 - aantal stages/fracs;
 - stimulation fracs;
 - gebruik van verschillende typen frac vloeistof;
 - omgang met produced water en flowback water.

Alle bovenbeschreven innovaties zijn hieronder in paragrafen per thema uitgewerkt.

2.2.1. Boren

In de periode dat de Barnett shales in Noord-Amerika werden ontgonnen heeft een verschuiving van voornamelijk verticale naar voornamelijk horizontale boringen plaatsgevonden. Hierbij hoeft er niet meer direct onder het boorplatform geboord worden en kan gericht gestuurd worden zodat ook boren in horizontale richting mogelijk is [ref. 2.]. Deze verschuiving vond plaats als gevolg van verbeteringen in de techniek gecombineerd met grotere gewonnen gasvolumes. Hoewel horizontale bronnen duurder zijn, zijn ze economisch toch rendabel. De combinatie van een groter winvolume met een kleiner benodigd oppervlakte aan de bovengrond rendeert [ref. 7.]. Daarnaast kan door gericht sturen van de boor het deel van het gesteente waar het gemakkelijkst gefract kan worden en waar de concentraties gas het hoogst zijn, opgezocht worden [ref. 14.]. Het ontwerp van de verbuizingen die gebruikt worden in de boorgaten is ook aan ontwikkeling onderhevig. De geschiedenis hiervan begint reeds 100 jaar geleden [ref. 9.].

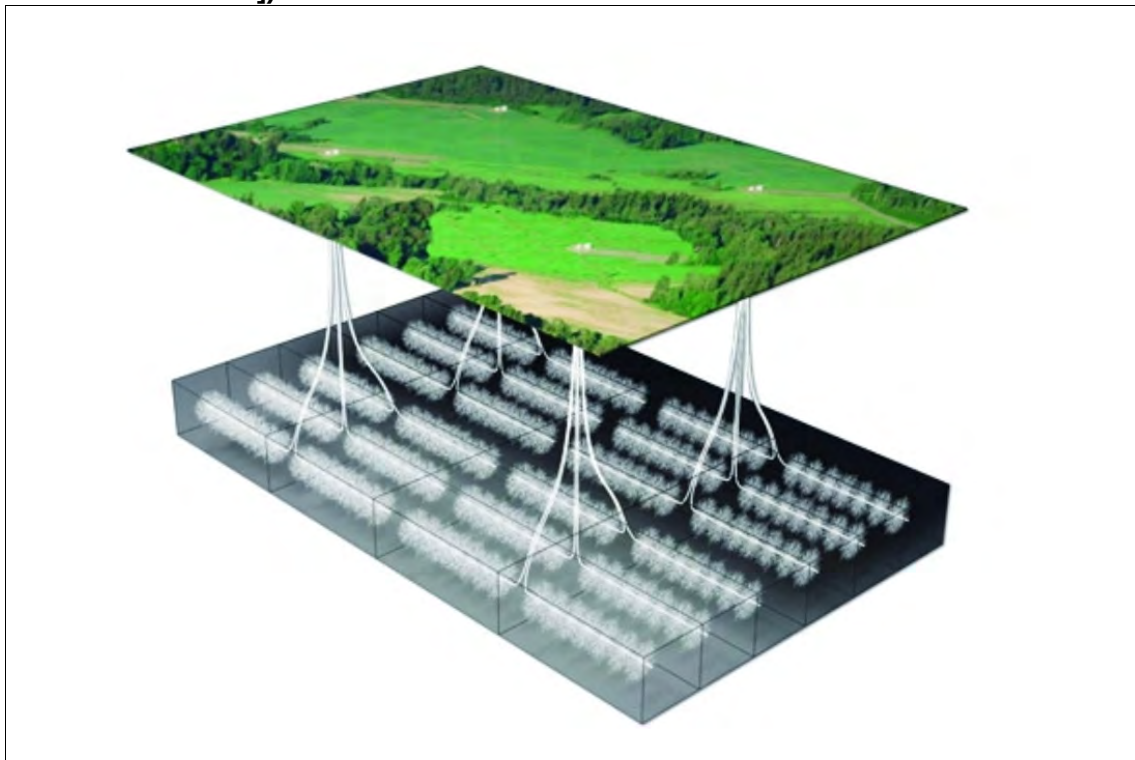
Naast de ontwikkeling van horizontale boringen (die uiteraard mogelijk is als gevolg van ontwikkelingen in de boortorens) is er een aantal aanvullende ontwikkelingen in de boormachinerie:

- de machinerie is mobieler waardoor efficiënter en in korter tijd geboord kan worden [ref. 9.];
- het gebruik van elektrische boortorens heeft ervoor gezorgd dat het geluid bij het boren afneemt en emissies beter gecontroleerd worden [ref. 9.];
- er zijn kleinere boortorens beschikbaar die minder horizonvervuiling leveren. Nadeel is dat deze over het algemeen minder efficiënt zijn dan de grotere boortorens [ref. 9.].

Door de ontwikkeling van horizontale winning is zoals gezegd het ontwerp van de 'well pads' ook ontwikkeld. In plaats van de bij verticale boringen gebruikelijke 'single well pads' zijn zogenaamde multi well pads ontwikkeld waarin in de huidige situatie meerdere putten per pad geplaatst worden. Dit betekent dat bovengronds een relatief kleine ruimte benodigd is, terwijl tegelijkertijd ondergronds een veel groter bereik behaald kan worden [ref. 4.].

[ref. 12.]. Er bestaat geen universeel geldende optimale dichtheid aan boringen bovengronds; dit hangt af van het type wingesteente [ref. 5.]. In de literatuur worden verschillende aantallen putten genoemd waarbij 16 het maximum is [ref. 17.] en 6-8-10 als gemiddelde wordt gegeven [ref. 4.], [ref. 17.]. In de Marcellus schalie in de Verenigde Staten is het gebruik van multi-well pads reeds de standaard voor schaliegaswinning. De pads worden vervolgens in 'arrays' geplaatst om zo met een minimaal aantal boringen een maximaal groot oppervlakte te kunnen exploiteren. In afbeelding 2.1 is een voorbeeld gegeven van een array met vier pads welke elk zes putten bevatten. Door deze pads in clusters te plaatsen kunnen faciliteiten die gedeeld kunnen worden, strategisch geplaatst worden om ruimte en vrachtkosten te besparen [ref. 8.].

Afbeelding 2.1. Voorbeeld van vier multi-well-pads (met elk zes putten) (Bron :[ref. 17.]



2.2.2. Fraccen

Het proces voorafgaand aan het daadwerkelijke fraccen is de afgelopen jaren sterk ontwikkeld [ref. 5.]. Fraccen wordt niet lukraak toegepast, maar er gaat een complex ontwerpproces aan vooraf. Men begint met het identificeren van de specifieke kenmerken van het brongesteente. Dit is van essentieel belang voor het slagen van de frac. Met behulp van de specifieke kenmerken van de formatie (onder andere dikte, oriëntatie) wordt een ontwerp opgesteld waarbij gestreefd wordt naar maximale productie en het beperkt blijven van de effecten tot in het doelgesteente. De verzamelde data word ingebracht in computermodellen waarmee 3D-simulaties worden uitgevoerd [ref. 14.]. Hieruit volgt de meest geschikte fracturegeometrie en aanbevelingen voor de fraccing-vloeistof. Dit betekent dat het proces van fraccen specifiek wordt ontworpen voor een bepaald gebied en soms zelfs per put. Na de eerste fracs in een gebied worden technieken als microseismische 'fracture mapping' en 'tilt measurement' verbeterd en gebruikt [ref. 14.] om het proces nog wat bij te kunnen sturen. Een tiltmeter meet de verandering in de gloopingshoek van het aardoppervlak en kan daarom de geometrie van de fraccs meten. Met 'microseismic mapping' is het mogelijk om

microseismische gebeurtenissen als gevolg van fraccen in 3D te monitoren. Bovenstaande ontwikkeling is een voortdurend proces zodat voorspellingen en de daadwerkelijke uitvoering steeds beter en nauwkeuriger uitgevoerd kunnen worden. Ondanks de voortgaande ontwikkelingen blijven er nog wat onzekerheden in het proces van fraccen. Er zijn twee manieren waarop het 'scheurproces' als gevolg van het fraccen gestopt wordt. Ten eerste door het tegenkomen van een gesteente met andere eigenschappen. Ten tweede door het langzaam wegspoelen en verdwijnen van fracc-vloeistof zodat de kracht afneemt. De lengte van de scheuren als gevolg van fraccen in schaliegas is groter dan in conventionele winningen en zelfs in andersoortige onconventionele winningen [ref. 9.]. Uit onderzoek blijkt dat de werkelijke fraccenlengte vaak toch verschilt met de berekende fraccenlengte [ref. 3.].

In 2004 werden gemiddeld twee fracs per well toegepast. In 2008 was dit aantal al 16+ [ref. 9.]. In de beschikbare literatuur worden zelfs putten met 45 stages genoemd [ref. 6.]. Bij het uitvoeren van de stages van een frac zijn diverse methoden beschikbaar die ook aan ontwikkeling onderhevig zijn [ref. 8.]. Als laatst wordt 'simo-fraccen' genoemd als mogelijke innovatie: door twee naastliggende boorgaten tegelijkertijd te fraccen zouden ze elkaar effect versterken waardoor het totale gefracce gebied groter wordt [ref. 10.].

Tenslotte is in het proces van fraccen het gebruik en het type frac vloeistof nog wel het meest variabel. In de conventionele winning werd voor het fraccen voornamelijk een mengsel van diesel en water gebruikt. Voor het fraccen ten behoeve van schaliegaswinningen worden andere vloeistoffen gebruikt waarbij de grootste verschillen zitten in de hoeveelheid water, de hoeveelheid 'gelling agent' (minder in schaliegaswinning) en de hoeveelheid wrijvingreducerende middelen (meer in schaliegaswinning). De exacte samenstelling van de vloeistof is afhankelijk van het type gesteente, toegepaste druk en temperatuur. In onderstaande lijst is een kort overzicht van een aantal innovaties/typen fraccing vloeistof op een rijtje gezet (dit overzicht is niet uitputtend, in vraag B.3.4 wordt meer aandacht aan fracc-vloeistoffen gegeven):

- zuurbehandelingen worden toegepast om carbonaten op te lossen en de stromingspaden te vergroten. Daarnaast lossen ook overige materialen als roest, cement en afval van het boren op. Zuurbehandelingen worden soms toegepast als fraccing methode en als bewerking/schoonmaak voor fraccen. Wanneer de chemische werking van het zuur alleen beschouwd wordt, wordt gesproken over 'matrix fracturing'. Daarnaast kan het zuur onder druk ook daadwerkelijk scheuren laten ontstaan in het gesteente [ref. 3.];
- propaan gel is reeds getest op meer dan 1.000 locaties in Noord-Amerika. De gel bestaat voor 90 % uit propaan. Na het fraccen wordt de gel afgebroken en het propaan wordt hergebruikt of afgefakkeld. De overige additieven blijven achter in de put. Voordeel is dat nagenoeg geen water benodigd is. Er zijn weinig gegevens over deze techniek. De kosten liggen ongeveer 20-40 % hoger dan bij gebruik van fraccing vloeistof op basis van water. Echter deze kosten worden mogelijk lager omdat recycling van water niet aan de orde is. Daarnaast zou de efficiëntie van de gasproductie toenemen [ref. 3.];
- schuimgels: stikstof- of koolzuurgas (70-75 %) wordt gemengd met een vloeistof zodat een schuim ontstaat. Dit schuim wordt gebruikt om de proppant te transporteren in de fractures. Het gebruik van stikstofgas kan alleen onder hoge druk, maar verbruikt veel minder water (25-30 %). Deze techniek is succesvol toegepast bij Coalbed methane in het Verenigd Koninkrijk. Vanwege de viscositeit kunnen deze gels waarschijnlijk niet toegepast worden voor de winning van schaliegas [ref. 3.];
- high rate nitrogen; bij deze techniek worden hoge gehalten stikstof bij hoge druk in de formatie gepompt. Deze techniek wordt vooral voor Coalbed methane gebruikt omdat de druk in het reservoir relatief laag is en de terugstroming van de vloeistof moeilijk is. Er ontstaan wiggen en natuurlijke breuken waardoor gas gewonnen kan worden. Soms

- worden kleine hoeveelheden proppant toegevoegd; verder zijn geen toevoegingen benodigd. Het stikstofgas vervluchtigt en het water wordt opgevangen in een tank [ref. 3.];
- vloeibaar koolstofdioxide kan in het gesteente worden gepompt zonder verdere toevoeging van additieven. Deze techniek wordt vooral toegepast voor onderzoek aan putten omdat weinig schade aan het gesteente ontstaat [ref. 3.].

2.3. Methode afdwingen?

Alhoewel de opsporing (proefboringen) en winning (fysieke gasproductie) van schaliegas in Nederland niet eerder is toegepast, kan gesteld worden dat het juridisch kader voor deze activiteit goed in de Mijnbouwwet (en de Wet Milieubeheer) 'past', c.q. is geborgd [ref. 13.].

De Mijnbouwwet (2002, MW) reguleert het gebruik van de ondergrond en vervangt sinds 2003 een scala aan andere wetgeving ten aanzien van mijnbouwactiviteiten. De Minister van Economische Zaken (EZ) is het bevoegd gezag van de MW. Bij de totstandkoming van de wet is ook de opslag c.q. winning van stoffen nadrukkelijk betrokken (vanaf een diepte van meer dan 100 m). De MW is vooral gericht op de eisen en voorwaarden die gesteld worden om gevaarlijke incidenten te voorkomen. Preventieve maatregelen kunnen technische, organisatorische, procedurele of toezichthoudende aspecten betreffen. De Mijnbouwwet implementeert de eisen die relevante EU-richtlijnen stellen. De Minister kan indien nodig ook regelgeving en beleid ontwikkelen inzake toegestane methoden voor de winning van schaliegas [ref. 13.].

3. CONCLUSIES

3.1. Zijn oplossingen experimenteel of bewezen technologie?

De beschikbare bronnen verschillen van mening of de gebruikte technieken voor het winnen van schaliegas reeds bewezen technologie zijn, of dat zeer binnenkort gaan worden. Volgens de gehanteerde definitie is een techniek bewezen wanneer deze succesvol uitgevoerd wordt met acceptabele prestaties en betrouwbaarheid, binnen de vooraf gedefinieerde criteria. Uit de bronnen blijkt dat de meeste van deze technieken sinds lange tijd over de hele wereld gebruikt worden in de conventionele winning. Daarnaast worden ze ook op grote schaal toegepast voor schaliegaswinning in de Verenigde Staten. Er is wereldwijd ongeveer 2.5 miljoen keer gefract en er zijn tienduizenden horizontale boringen uitgevoerd in de afgelopen 60 jaar waarbij commerciële winning van schaliegas mogelijk is gebleken. Dit betekent dat schaliegas winning gerekend kan worden tot bewezen technologie.

3.2. Relevante innovaties

De meest belangrijke innovaties voor het commercieel winnen van schaliegas zijn het toepassen van horizontale boringen, het combineren van meerdere boringen op één pad en het toepassen van steeds meer stages van fraccen. Daarnaast wordt het type fraccvloeistof steeds verder verbeterd zodat minder water benodigd is en steeds beter de juiste vloeistof gebruikt kan worden bij de juiste put.

3.3. Methode afdwingen?

De Minister van Economische Zaken(EZ) is het bevoegd gezag van de MW. De Minister kan indien gewenst regelgeving en beleid ontwikkelen inzake van toegestane methoden voor de winning van schaliegas [ref. 13.].

4. REFERENTIES

- [ref. 1.] American Petroleum Institute (API), 'Overview of Industry Guidance / Best Practices on Hydraulic Fracturing (HF).', Oktober 2011.
- [ref. 2.] A. Andrews, P. Folger, M. Humphries, C. Copeland, M. Tiemann, R. Meltz, and C. Brougher, 'Unconventional Gas Shales : Development , Technology, and Policy Issues,' 2009.
- [ref. 3.] M. Broomfield, 'Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe.' AEA reference: ED57281, Issue number 17. August 2012.
- [ref. 4.] Canadian association of petroleum producers, 'Upstream dialogue, the facts on natural gas', september 2009.
- [ref. 5.] A.J. Daniel, B.P.G Bohm, M.P.E Layne, 'Hydraulic fracturing consideration for natural gas wells of the Marcellus Shale'. The Groundwater protection council, September 2008
- [ref. 6.] M. Dusseault, J. McLennan, 'Massive Multi-Stage Hydraulic Fracturing : Where are We ?' ARMA (American Rock Mechanics Association) e-Newsletter, Winter 2011). Published, januari 2011.
- [ref. 7.] Ground water protection council, All consulting, 'Modern Shale Gas, Development in the United States: A primer.' April, 2009
- [ref. 8.] Halliburton, 'EBN Notional Field development, final report.', november 2011.
- [ref. 9.] G. E. King, 'SPE 152596 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,' in SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 2012, pp. 1-80.
- [ref. 10.] R. LaFollette, G. Schein (BJ Services Company), 'Shale gas, Barnett Shale Geology.' Oil and gas investor, januari 2007
- [ref. 11.] D. Linley, 'Fracking under pressure, The environmental and Social impacts and risks of shale gas Development.', Sustainalytics, August, 2011.
- [ref. 12.] G. C. Naik, 'Tight Gas Reservoirs - An Unconventional Natural Energy Source for the Future'.
- [ref. 13.] Royal Haskoning, 'Schaliegas in Nederland, op basis van Shale gas report voor House of Commons' september 2011.
- [ref. 14.] The Royal Society and Royal Academy of Engineering, 'Shale gas extraction in the UK : a review of hydraulic fracturing,' 2012.
- [ref. 15.] Secretary of Energy Advisory Board, 'Shale Natural Gas Production Gas Subcommittee Second Ninety Day Report,' U.S. Department of energy, November 2011.
- [ref. 16.] WIKIPEDIA, Technology readiness index, http://en.wikipedia.org/wiki/Technology_readiness_level
- [ref. 17.] R. Wood, P. Gilbert, M. Sharmina, A. Footitt, S. Glynn, and F. Nicholls, 'Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts,' 2011.



Witteveen+Bos
Hoogoorddreef 56 F
Postbus 12205
1100 AE Amsterdam
telefoon 020 312 55 55
fax 020 697 47 95
www.witteveenbos.nl

onderwerp	onderzoeksvraag A.3.4
project	aanvullend onderzoek risico's schalie- en steenkoolgas in Nederland
opdrachtgever	Ministerie van EZ, Directie Energiemarkt
projectcode	GV1106-1
referentie	GV1106-1/kleb2/191
status	definitief
datum opmaak	16 augustus 2013
bijlagen	-

INHOUDSOPGAVE	blz.
1. VRAAGSTELLING	2
1.1. Hoofdvraag	2
1.2. Afbakening	2
1.3. Integriteit van het boorgat	2
1.4. Welke risico's kunnen zich voordoen?	2
1.5. Monitoring van risicofactoren?	2
1.6. Maatregelen om gevolgen te minimaliseren	2
1.7. Aanpak	2
2. ANALYSE	4
2.1. Integriteit van het boorgat	4
2.2. Welke risico's kunnen zich voordoen?	7
2.3. Monitoring van risicofactoren	10
2.4. Maatregelen om gevolgen te minimaliseren	11
3. CONCLUSIES	12
3.1. Integriteit van het boorgat	12
3.2. Welke risico's kunnen zich voordoen?	12
3.3. Monitoring van risico's	12
3.4. Maatregelen om gevolgen te minimaliseren	12
3.5. Verlaten boorlocatie	13
4. REFERENTIES	14

1. VRAAGSTELLING

1.1. Hoofdvraag

De integriteit van het boorgat is één van de belangrijkste factoren bij het voorkomen van calamiteiten rondom (schalie)gaswinningen. De geformuleerde vragen zijn:

- Hoe wordt de integriteit van het boorgat van een boorgat gegarandeerd, zowel bij aanleg, in bedrijf en na buiten bedrijf stellen?
- Welke risico's kunnen zich voordoen?
- Hoe worden deze risicofactoren tijdens het boren en fraccen gemonitord?
- Welke maatregelen zijn voorbereid om de gevolgen van deze risico's te minimaliseren?
- Hoe worden risico's na het verlaten van de boorlocatie voorkomen, beheerst en gemonitord?

1.2. Afbakening

Bij het beantwoorden van de vraag wordt alleen de integriteit van de put en bijbehorende risico's in beschouwing genomen. Dit betekent dat de invloed van fraccen op het boorgat wel meegenomen wordt; eventuele losstaande risico's van fraccvloeistof en de opslag daarvan worden niet meegenomen. Hetzelfde geldt voor monitoring; alleen de monitoring van putonderdelen wordt meegenomen in de beantwoording van de vraag. In vraag A.3.2 wordt, wanneer relevant, monitoring rondom de put meegenomen. Ten slotte wordt de vraag op hoofdlijnen beantwoord; wat is echt belangrijk bij boorgatintegriteit.

De hoofdvraag wordt onderverdeeld in 4 subvragen zoals hieronder beschreven. De risico's in het kader van het verlaten van een boorlocatie worden binnen de subvragen beantwoord. In de conclusie wordt een aparte alinea gewijd aan deze vraag.

1.3. Integriteit van het boorgat

Hoe wordt de integriteit van een boorgat gegarandeerd, bij aanleg, in bedrijf en na buiten bedrijf stellen? Hierbij komen de volgende onderwerpen aan de orde: verbuizingen, cementing, blowouts en integriteit bij het buiten bedrijf stellen van een boorput.

1.4. Welke risico's kunnen zich voordoen?

Welke risico's kunnen zich voordoen wanneer er mankementen zitten in de integriteit van het boorgat? Bij de beantwoording van deze vraag komen dezelfde aspecten aan de orde als bij de vorige vraag. Wanneer de integriteit van een van de genoemde punten niet in orde is kunnen specifieke risico's ontstaan.

1.5. Monitoring van risicofactoren?

Welke methoden zijn er om risico's tijdens de boring en het fraccen te monitoren.

1.6. Maatregelen om gevolgen te minimaliseren

Welke maatregelen zijn voorbereid om de gevolgen van deze risico's te minimaliseren?

1.7. Aanpak

Om de (sub)vragen behorende bij dit onderdeel van het statusrapport te beantwoorden is een literatuuronderzoek uitgevoerd. Bij het zoeken naar relevante literatuur is de werkwijze

gevolgd zoals beschreven in het onderzoeksplan. De gebruikte bronnen zijn opgenomen in het literatuuroverzicht. Tijdens het onderzoek bleek dat het concept boorintegriteit vooral beschreven is in rapporten van de industrie zelf. Van de 11 gebruikte bronnen zijn 3 bronnen vanuit de olie- en gas industrie gebruikt. Uit deze bronnen blijkt een significant verschil tussen de Amerikaanse en Europese (Verenigd Koninkrijk) aanpak. Er is weinig tot geen literatuur beschikbaar over boorgatintegriteit in de Nederlandse situatie omdat nog geen (exploratie)boringen zijn uitgevoerd. Om een balans te houden tussen onafhankelijke (wetenschappelijke) bronnen en industriële bronnen zijn aandachtspunten en risico's uit onafhankelijke bronnen toegevoegd. Het resultaat van het onderzoek is beschreven in hoofdstuk 2.

2. ANALYSE

2.1. Integriteit van het boorgat

Onder integriteit van het boorgat wordt verstaan dat het boorgat is aangelegd op een manier zodat het ongepland ontsnappen van gas of vloeistof naar de atmosfeer of naar omliggende formaties voorkomen wordt. Een van de belangrijkste aandachtpunten hierbij is de bescherming van het grondwater. In principe zijn de standaarden voor de integriteit van het boorgat voor schaliegaswinning niet anders dan die voor conventionele winningen.

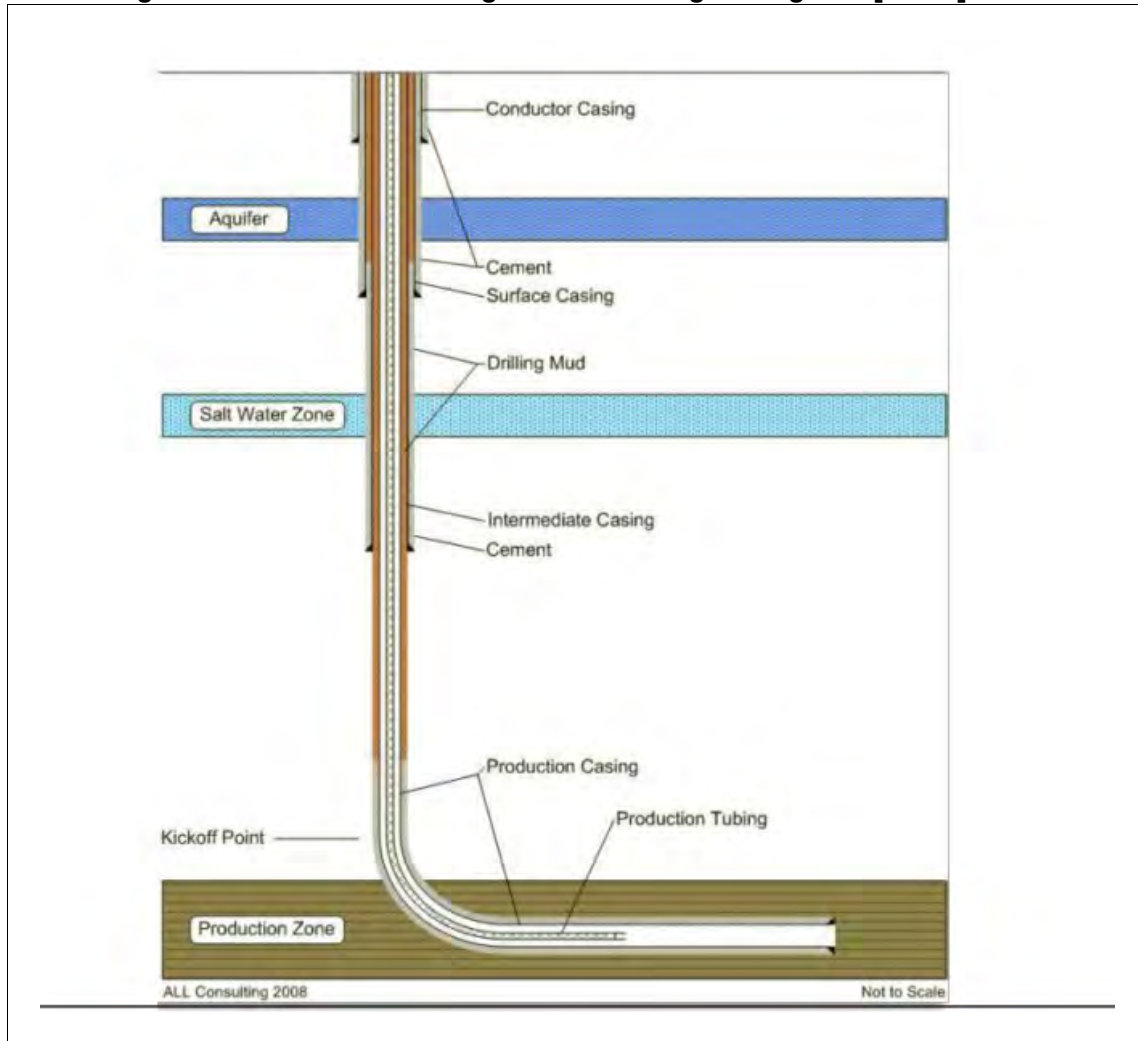
Integriteit van het boorgat kan verdeeld worden over onderstaande aspecten, die worden besproken in deze paragraaf:

- integriteit van de verbuizingen;
- integriteit van de cementering;
- de aanwezigheid van een blowout preventer (BOP);
- integriteit van het boorgat na afsluiting.

2.1.1. Verbuizingen

Boorintegriteit begint bij het kiezen van het juiste materiaal en specificaties (bijvoorbeeld wanddikte) voor de verbuizingen en het kiezen van het meest geschikte ontwerp en plaatsing van verbuizingen. In het ontwerp van een boorgat zijn meestal vier secties te onderscheiden: de conductor pipe, de oppervlakte verbuizing, de tussenliggende verbuizing en de productie verbuizing. Wanneer andere/meer gesteentelagen worden aangetroffen is het mogelijk meer verbuizingen toe te passen. In afbeelding 2.1 zijn de vier secties schematisch weergegeven. Met name de oppervlakte en tussenliggende secties zijn van belang voor de integriteit van het boorgat.

Afbeelding 2.1. Schematische weergaven van boorgat integriteit [ref. 2.]



De eerste sectie, de conductor pipe, dient als fundering van boring. Ongeconsolideerd omliggend materiaal en oppervlakkig grondwater wordt gescheiden van het boorgat.

De tweede sectie, de oppervlakte verbuizing, is bedoeld om minimaal door alle aanwezige aquifers heen te boren en interacties tussen water en het boorgat te voorkomen. Er worden in de verschillende bronnen verschillende minimale dieptes onder het diepste watervoerende pakket genoemd. API (American Petroleum Institute) beveelt een diepte aan van minimaal 30 m onder het diepste aanwezige watervoerende pakket [ref. 1.] (in boringen waarin gefracct wordt). Cuadrilla gebruikt als best practice voor de bescherming van grondwater grotere dieptes van 150 tot 300 m om risico's uit te kunnen sluiten [ref. 4.].

De derde sectie, de tussenliggende verbuizing, is bedoeld om het daadwerkelijke productie-deel van de boring te kunnen scheiden van de 'bovengrond' met watervoerende pakketten. In de Verenigde Staten worden in veel gevallen slechts 2 verbuizingen geplaatst (de tussenliggende verbuizing wordt niet toegepast) [ref. 1.], [ref. 11.] en [ref. 10.]. In het Verenigd Koninkrijk worden er standaard wel 3 verbuizingen toegepast. Cuadrilla [ref. 4.] geeft aan dat plaatsing van de middelste verbuizing erg belangrijk is. Deze dient bij voorkeur geplaatst te worden in een afsluitende formatie. Ontsnappende gassen en formatiewater worden op deze manier tegengehouden door de afsluitende formatie en/of de middelste verbuizing. Cuadrilla noemt de plaatsing van een middelste verbuizing in een afsluitende laag

een van de meest essentiële onderdelen (zo mogelijk het meest essentiële onderdeel) van boorgat integriteit [ref. 4.] en creëert hiermee een betere boorgatintegriteit dan veel Amerikaanse bedrijven.

De onderste verbuizing wordt geplaatst in de formatie van waaruit daadwerkelijk gas gewonnen wordt. Belangrijk hierbij is dat het ontwerp van het boorgat aansluit bij het gewenste drukniveau. Daarnaast is het belangrijk dat diverse delen van het boorgat geïsoleerd kunnen worden zodat op verschillende diepten fracctesten uitgevoerd kunnen worden en deze elkaar onderling niet beïnvloeden. Dit wordt gedaan door middel van pluggen die geplaatst worden tussen de verschillende testdieptes. Er zijn verschillende normen voor het terugcementeren (het vastzetten van de verbuizingen door de ruimte tussen de verbuizingen en de boorwand op te vullen) van de onderste sectie. Best practice is het terugcementeren vanuit de productiezone helemaal naar het maaiveld [ref. 10.].

Voor het afwerken van het horizontale deel van de boring zijn verschillende opties mogelijk: of het boorgat wordt afgewerkt met een verbuizing of het boorgat wordt opengelaten. Een tussenmethode is een verbuizing die terugloopt tot in de productiesectie. Wanneer het boorgat opengelaten wordt, wordt het soms afgewerkt met voorgeperforeerde verbuizing (een zogenaamde 'production liner') [ref. 1.].

2.1.2. Cementeren

De verbuizingen worden vastgezet en de ruimte tussen de wand van het boorgat en de verbuizing wordt afgesloten door middel van cement. Zogenaamde 'casing centralizers' worden gebruikt om de verbuizingen in het midden van het boorgat te kunnen houden. Op deze manier kan er goed en veilig cement om de verbuizing heen gestort worden [ref. 3.]. Het cement is cruciaal voor het behouden van de integriteit van het boorgat tijdens het gebruik. Niet alle verbuizingen worden, zoals hierboven beschreven, altijd volledig dicht gemaakt met cement. De eisen verschillen per land en per staat in de Verenigde Staten. Best practice is om alle verbuizingen tot en met de oppervlakte verbuizing volledig te cementeren [ref. 10.].

Ten aanzien van het materiaal is het van belang dat deze volgens de gestelde standaarden gemaakt wordt en alle benodigde toevoegingen in de juiste verhoudingen wordt toegevoegd (onder andere juiste dichtheid en temperatuurgevoeligheid). Voor nieuwe materialen is het belangrijk om deze uitgebreid te testen. Hierbij komen onder andere dichtheid en uithardingstijd aan de orde. Normaal gesproken wordt de benodigde hoeveelheid cement bepaald waarna een extra hoeveelheid wordt toegevoegd als extra veiligheidsmaatregel. Ten slotte wordt aandacht besteedt aan de druk, die het cement kan uitoefenen op het gesteente. Wanneer de druk te hoog is kunnen specifieke maatregelen toegepast worden (bijvoorbeeld 2 stage cementing) [ref. 4.].

Na elke verbuizing krijgt het cement tijd om uit te harden (minimaal 8 uur). Uit monitoring blijkt wanneer verder geboord kan worden. Cuadrilla [ref. 4.] beveelt aan na elke verbuizing een zogenaamde 'formation integrity test' (FIT) uit te voeren. In deze FIT wordt vloeistof onder verschillende drukfasen in het boorgat gepompt om te controleren of er geen lekken zijn. De drukfasen die toegepast worden, zijn minimaal gelijk aan (of groter dan) de druk die tijdens het productieproces kan heersen in het boorgat. Uiteindelijk moet de FIT aantonen dat er geen gas en water kan ontsnappen uit het boorgat. Naast de FIT wordt ook vaak een zogenaamde cement Bond Log toegepast. Daarmee wordt door middel van akoestische metingen bepaald in hoeverre het cement bindt aan de stalen verbuizingen. Het geeft als het ware een waarde aan de kwaliteit van het cement en dient als controleslag voor de FIT.

Naast het opvullen van de ruimte tussen de verbuizing en het omliggende gesteente kan ook intern de ruimte tussen de verbuizingen in het boorgat opgevuld worden (circulation). Door deze opvulling wordt de route tussen boorgat en omliggende gesteenten en watervoerende pakketten nog verder gedicht, waardoor de integriteit van de put toeneemt [ref. 2.]. Circulation is verplicht in een aantal staten van de Verenigde Staten, maar niet in alle [ref. 2.].

2.1.3. Blowout

Om blowouts te voorkomen worden zogenaamde blowout preventers (BOP) geïnstalleerd op elk aangelegd boorgat. Deze BOP's kunnen de uitstroom van vloeistof en gas stoppen wanneer plotseling een extreem hoge druk (kick) gemeten wordt [ref. 2.].

2.1.4. Integriteit na beëindiging van gas activiteiten

Wanneer een boorgat niet meer produceert of niet succesvol meer is, wordt deze 'geplugd' en verlaten. Het pluggen van een boorgat is een belangrijk onderdeel van de integriteit van het boorgat. Het pluggen bestaat uit het verwijderen van alle apparatuur uit het boorgat. Verbuizingen die niet gecement zijn in kritische gebieden worden weggehaald of geperforeerd. Vervolgens worden deze delen opgevuld met cement. De intervallen tussen deze pluggen worden gevuld met diverse typen stoffen (siliconen rubber, diverse gels). Ten slotte wordt een soort van deksel van minimaal 15 m cement geplaatst in het bovenste deel van het boorgat zodat gassen en water niet meer kunnen ontsnappen uit het boorgat [ref. 2.].

2.2. Welke risico's kunnen zich voordoen?

Op het gebied van risico's in relatie tot boorgatintegriteit zijn diverse aspecten/risico's van belang. Het grootste risico als gevolg van tekortkomingen in de boorgatintegriteit is het optreden van (grootschalige) verontreiniging van grond- en oppervlaktewater. Daarnaast is er een risico voor direct omwonenden en voor medewerkers bij explosies.

De optredende risico's kunnen opgedeeld worden in 4 aspecten die hieronder beschreven worden: risico's als gevolg van het falen van boorgatintegriteit, blowouts, verhoogde risico's als gevolg van (herhaaldelijk) fraccen, risico's als gevolg van verlaten putten.

In [ref. 7.] wordt aangegeven dat zich bij 1 tot 5 % van de aanleg (voor testen van het boorgat) van een boorgat problemen voordoen met de integriteit van het boorgat. Omdat de put dan nog niet in gebruik is kunnen problemen meestal direct opgelost worden zonder dat calamiteiten ontstaan.

2.2.1. Integriteit van het boorgat

Wanneer gas en vloeistoffen lekken of vrijkomen uit een boorput zal dit in alle gevallen een risico zijn voor omliggende bodem en water. Voor de bescherming van de bodem en het grond- en oppervlaktewater zijn vooral de oppervlakte verbuizing en de tussenliggende verbuizing van belang. Immers de oppervlakte verbuizing vormt de scheiding tussen het boorgat en de omliggende watervoerende pakketten. De tussenliggende verbuizing vormt samen met het scheidende pakket (de deksel) de scheiding tussen het gesteente waar de gassen vrijkomen en de bovenliggende watervoerende pakketten.

Een van de meest voorkomende problemen in boorgatintegriteit zijn (ondergrondse) blowouts. Deze worden specifiek beschreven in de volgende paragraaf. Naast blowouts kunnen gassen en vloeistoffen op 2 manieren ontsnappen [ref. 2.]:

1. Annular flow waarbij vloeistoffen en gas stromen tussen het cement en het gesteente of tussen de verbuizing en het cement;
2. Leak flow waarbij radiale stroming plaatsvindt vanuit het boorgat naar het gesteente. Zowel annular flow als leak flow treden op langs zwakke plekken in het boorgat en ontstaan vooral bij het onder druk zetten van het boorgat. Er zijn verschillende redenen voor zwakke plekken in een boorgat: krimpen van het cement [ref. 10.], beschadiging als gevolg van gebruik, aardbevingen en (ondergrondse) blowouts, corrosie.

De inschatting van risico's wordt over het algemeen gedaan aan de hand van boorgaten die zijn geconstrueerd volgens de richtlijnen waar de integriteit van het boorgat in theorie goed is. Hier volgt logischerwijs uit dat risico's heel klein zijn. Echter, ondanks alle regelgeving en best practices zijn er uiteraard ook boorgaten waar de integriteit te wensen overlaat.

2.2.2. Blowout

Over het algemeen ontstaan blowouts wanneer er afwijkingen in de integriteit van de verbuizing of de cementing zitten. Daarnaast is het mogelijk dat een BOP niet goed functioneert. Blowouts zijn de meest voorkomende problemen met boorgatintegriteit. Risico's bij een blowout zijn de veiligheid van de medewerkers ter plaatse van de boorput. Daarnaast kan ontsnapt gas en water in het milieu (bodem, water en lucht) terecht komen. De consequenties van een blowout hangen over het algemeen af van 3 aspecten:

- het moment in relatie tot de boorgat activiteiten (dit bepaalt de natuur van de uittredende stoffen, bijvoorbeeld frac-vloeistof of gas);
- waar in het boorgat de blowout plaatsvindt: diep in de productie verbuizing of oppervlakkig in de oppervlakte verbuizing;
- welke kwetsbare objecten er rondom het gebied liggen (belangrijke watervoerende pakketten etc.).

Naast de algemeen bekende blowouts kunnen als gevolg van fraccen ook ondergrondse blowouts ontstaan [ref. 5.]. Het risico op een ondergrondse blowout is zelfs groter wanneer een BOP is geïnstalleerd (opgebouwd druk kan niet ontsnappen naar de bovengrond en zal een weg naar buiten zoeken langs zwakke plekken in het boorgat). Het grootste probleem van ondergrondse blowouts is het gebrek aan informatie bij een gebeurtenis. Immers wanneer er plotseling een extreme druk wordt opgebouwd en de BOP wordt ingeschakeld zal deze druk een uitweg zoeken. In de meest kwetsbare delen kan dit mogelijk schade opleveren die vaak niet geregistreerd wordt [ref. 5.].

2.2.3. Risico's in relatie tot fraccen.

Alhoewel de integriteit van het boorgat voor zowel conventionele winningen als voor niet-conventionele winningen nagenoeg gelijk is, zijn er duidelijke verschillen te noemen in de optredende risico's:

- er is weinig bekend over de effecten op boorgatintegriteit bij het toepassen van multi-stage fraccen. Een boorgat wordt herhaaldelijk onder grote druk gezet en er treden vaak grote drukverschillen op waardoor de risico's groter zijn. EPA (Environmental protection agency) geeft aan dat effecten van dit proces op de verschillende elementen van het boorgat niet goed bekend zijn. Om uitspraken te kunnen doen is meer onderzoek nodig [ref. 3.];

- er zijn twee manieren waarop het 'scheurproces' als gevolg van het fraccen gestopt wordt: ten eerste door het tegenkomen van een gesteente met andere eigenschappen, ten tweede door het langzaam wegspoelen en verdwijnen van fracvloeistof zodat de kracht afneemt. De lengte van de scheuren als gevolg van fraccen in schaliegas is groter dan in conventionele winningen en zelfs in andersoortige onconventionele winningen [ref. 7.]. Uit onderzoek blijkt dat de werkelijke fraclengte vaak verschilt met de berekende fraclengte. Door deze onzekerheid in onder andere lengte kunnen mogelijk ongewenste scheuren ontstaan die kruisen met geologische of menselijke structuren, waardoor gassen mogelijk kunnen ontsnappen [ref. 3.];
- in niet-conventionele winningen wordt vaak gebruik gemaakt van meerdere boorgaten ter plaatse van één pad. Wanneer er in een van de gaten iets mis gaat, is de kans groot dat er grotere effecten optreden omdat putten en fraccs mogelijk gekoppeld zijn. Daarnaast kan er een tekortkoming zijn in de integriteit van tien gaten waardoor het risico tien keer groter wordt [ref. 2.];
- de integriteit van het boorgat kan beïnvloed worden door seismische activiteit in de omgeving. Dit kan zowel natuurlijk zijn of als gevolg van fraccen. De kans op extra seismische activiteit door fraccen is klein. Dit wordt meegenomen in het normale proces van integriteit.

2.2.4. Verlaten boorgaten

Verlaten boorgaten vormen op twee manieren een risico. Allereerst is het van belang dat ze op een goede manier gedicht zijn, zodat geen gassen en vloeistoffen meer kunnen ontsnappen. Uit meerdere bronnen blijkt dit in de Verenigde Staten niet altijd het geval te zijn [ref. 3.] en [ref. 5.]. Daarnaast kunnen verlaten boorgaten een risico vormen wanneer er te dicht op verlaten boorgaten opnieuw geboord wordt. Bij het fraccen kunnen scheuren ontstaan tot in deze verlaten boorgaten. Wanneer de gaten niet goed gedicht zijn, kunnen gassen en vloeistoffen ontsnappen. Vooral in de Verenigde Staten zijn een groot aantal verlaten boorgaten aanwezig welke niet geregistreerd zijn. Deze vormen het grootste risico.

In Europa zijn boorgaten waarschijnlijk beter gedocumenteerd [ref. 3.]. In Nederland is men zelfs verplicht boorgaten te registreren in een landelijke database waardoor het risico geringer is. Daarnaast bestaat in Nederland de opruimplicht (op basis van de Mijnbouwwet). Uitgangspunt daarvan is, dat de locatie zo wordt verwijderd of achtergelaten (na beëindiging van de gasproductie), dat de oorspronkelijke situatie weer ontstaat [ref. 9.].

2.2.5. Voorbeelden

Er is weinig bekend over hoe vaak de boorgatintegriteit faalt en hoe groot de bijbehorende risico's dan zijn. Vooral de oudere putten blijken problemen te hebben met boorgatintegriteit. Qua offshore putten wordt gemeld dat ongeveer 45 % (Golf van Mexico) tot 18 % (Noorse deel van de Noordzee) van de boorputten problemen heeft gehad met boorgatintegriteit [ref. 5.]. Er wordt gemeld dat als gevolg van strengere regelgeving vanaf 2000 minder dan 0.5 % van alle geplaatste boorgaten 'lek' zijn [ref. 10.]. Omdat uitgegaan wordt van een correct boorgatintegriteit bij het inschatten van de risico's, kan gesteld worden dat de optredende risico's groter zullen zijn dan de gebruikelijke risico inschattingen [ref. 2.]. Uit bovenstaande blijkt ook dat de naleving van de gestelde richtlijnen voor boorintegriteit erg belangrijk is in het voorkomen van risico's [ref. 8.].

Uit de beschikbare voorbeelden blijkt vooral ontsnapping van gas naar omliggend oppervlaktewater en omliggende verlaten boorgaten. Deze ontsnapping leverde in sommige gevallen explosies en 'geisers' op. Ook verontreiniging van water is gemeld [ref. 5.]. In Alberta vonden in de periode 1975 tot 1990 in ongeveer 0.1 % van de onshore conventionele bo-

ringen blowouts plaats [ref. 6.]. In de periode 2002-2006 was dit nog ongeveer 0.04 %. Er wordt niet aangegeven of dit alleen voor conventionele winningen geldt en of er verschillen zijn tussen conventionele/niet-conventionele winningen.

2.3. Monitoring van risicofactoren

Er zijn verschillende methoden beschikbaar voor het monitoren van risicofactoren bij boorgaten en fraccen. De meeste methoden die gebruikt worden tijdens de aanleg van het boorgat zijn reeds beschreven in paragraaf 2.1. De methoden voor monitoring tijdens winning zijn gesplitst in monitoring van fraccen en monitoring van het boorgat, en worden in onderstaande paragrafen beschreven.

2.3.1. Monitoring van het boorgat

Er zijn diverse monitoringsmethoden die tijdens de aanleg- en productiefase van het boorgat kunnen worden toegepast. In paragraaf 2.1 is al een aantal methoden beschreven die gebruikt worden tijdens het plaatsen van een boorgat. De volgende methoden zijn reeds aan de orde gekomen:

- tijdens het boring wordt de druk om het omliggende gesteente gemeten;
- formation integrity tests(FIT): in de FIT wordt vloeistof onder verschillende drukfases in het boorgat gepompt om te controleren of er geen lekken zijn;
- boorgat log: hierin wordt bepaald in hoeverre het cement bindt aan de stalen verbuizing (geeft waarde aan de kwaliteit van het cement);
- tijdens het cementen worden monsters genomen van het cement waarbij onder andere de dichtheid getest wordt; op deze manier kan tijdens het cementen bijgestuurd worden.

Tijdens de productiefase wordt de mechanische apparatuur rondom het boorgat getest. Tijdens het fraccen wordt, indien mogelijk, de druk in de annulus (ruimte tussen de boorgatwand en de verbuizing) van de verschillende verbuizingen gemonitord. Hiermee kan vastgesteld worden dat de integriteit goed is en geen lekstroming tussen de verschillende verbuizingen plaats kan vinden. Wanneer gas wordt aangetroffen kan een analyse van dit gas mogelijk de herkomst aantonen [ref. 1.].

Wanneer een boorgat niet onder druk staat kan onderhoud gepleegd worden en kan een inspectie log voor de verbuizingen uitgevoerd worden. Ten slotte zijn regelmatige bezoeken en inspecties van operators en van het staatstoezicht belangrijk.

2.3.2. Monitoring van fraccen

Tijdens het proces van fraccen worden normaliter een aantal parameters continu gemonitord: de proppant concentratie (ppa), de hoeveelheid geïnjecteerd zand, proppant, fracing vloeistof en slurry per tijdseenheid [ref. 1.], de druk in de pomp en de pijp vanaf de pomp naar het boorgat, de druk in de annulus (wanneer deze niet dichtgemaakt is). Wanneer een onverwachte druk gemeten wordt kan het systeem afgesloten worden. Daarnaast wordt gecontroleerd of de druk in de annulus niet hoger wordt dan de druk in het boorgat zelf.

Naast de bovenbeschreven standaard monitoring wordt in sommige gevallen ook het proces van fracing gemonitord door middel van een zogenaamde tiltmeter en gebruik van microseismic monitoring. Een tiltmeter meet de verandering in de glooiingshoek van het aardoppervlak en kan daarom de geometrie van de fraccs meten. Met microseismic mapping is het mogelijk om microseismische gebeurtenissen als gevolg van fraccen real time in 3D te monitoren. Door het gebruik van microseismic mapping kunnen kritische parameters

benodigd om optimale frac resultaten te bepalen bestudeerd worden. Deze resultaten worden gebruikt om het simuleren en plannen van het fraccen te verbeteren en de gewenste locatie en grootte van de fracs beter te sturen.

In sommige gevallen wordt een tracer (stof die kan worden toegevoegd om processen te kunnen volgen) toegevoegd aan de fracking vloeistof, zodat nogmaals kan worden nagegaan of de fracking vloeistof inderdaad op de gewenste plek terecht komt. Ten slotte kan een temperatuurlog worden bijgehouden; doordat de fracturing vloeistof een lagere temperatuur heeft als de formatie koelt de formatie plaatselijk af. Door een log bij te houden krijgt men inzicht in de locaties van de scheuren. Omdat computermodellen steeds beter worden, worden de laatste 2 technieken tegenwoordig minder toegepast [ref. 1.].

2.4. Maatregelen om gevolgen te minimaliseren

Het belangrijkste aspect in boorgatintegriteit is de bouw en het gebruik van het boorgat. Wanneer deze volgens de best practices wordt gebouwd en alle monitoringsmethoden worden gebruikt tijdens aanleg en gebruik van het boorgat, zijn de risico's het kleinst. Het is daarom belangrijk goede regelgeving op te stellen en te handhaven. Wanneer ergens een afwijking ontstaat in boorgatintegriteit, dienen, afhankelijk van het probleem en de locatie van het boorgat, maatregelen genomen te worden. De maatregelen die genomen worden om de optredende gevolgen te minimaliseren zijn afhankelijk van de calamiteit en worden pas genomen wanneer er daadwerkelijk een calamiteit optreedt. Wel moet in de Nederlandse situatie minimaal vier weken voor aanvang van een proefboring een calamiteitenplan opgesteld worden en ingediend bij het ministerie van EZ [ref. 9.].

Ter voorkoming van incidenten en calamiteiten hebben olie- en gasbedrijven die actief zijn in Nederland de volgende maatregelen ter beschikking [ref. 9.]:

- voor alle boor- en productiefasen worden locatie noodplannen opgesteld waarin beschreven staat op welke wijze gereageerd wordt op incidenten en calamiteiten zoals een blowout. Omdat een blowout zich geleidelijk opbouwt is er tijd om een calamiteitenscenario op te zetten en de locatie en omgeving te evacueren;
- calamiteitenplannen die regelmatig in de praktijk worden getest samen met betrokken overheidsinstanties (bijvoorbeeld de kustwacht);
- 'emergency response' contracten met special daartoe toegeruste bedrijven;
- per locatie wordt samen met de brandweer een brandbestrijdingsplan opgesteld;
- het lidmaatschap van OCES (Operators Co-operative Emergency Services) voor diepboringen op zee krijgt binnenkort een vergelijkbaar lidmaatschap voor diepboringen op land. OCES is een internationale overeenkomst, gericht op in geval van een calamiteit wederzijdse support van operators op zee.

Ter bescherming van het grond- en oppervlaktewater kunnen monitoringsplannen opgesteld en uitgevoerd worden [ref. 3.]. Wanneer daadwerkelijk verontreiniging gemeten wordt kunnen saneringsplannen opgesteld en uitgevoerd worden.

3. CONCLUSIES

3.1. Integriteit van het boorgat

Bij de aanleg van het boorgat zijn de plaatsing en cementering van de verbuizingen het belangrijkste. Hierbij is het essentieel dat de oppervlakteverbuizing zorgt voor een goede scheiding tussen de watervoerende pakketten en het boorgat en dat de middelste verbuizing in combinatie met een afsluitend pakket zorgt voor een afscheiding tussen het productiegesteente en de bovenliggende watervoerende pakketten. Plaatsing, monitoring en afsluiting van een boorgat dienen te gebeuren onder de beschikbare best practices. Ten slotte is de plaatsing van een blowout-preventer belangrijk.

Om boorgatintegriteit te kunnen garanderen is het belangrijk dat voor de Nederlandse situatie richtlijnen opgesteld worden aansluitend op de bovenstaand beschreven best practices waarmee risico's zoveel mogelijk uitgesloten kunnen worden. Naleving van de richtlijnen is van het grootste belang. Echter, het optreden van calamiteiten kan niet uitgesloten worden; uit de beschikbare cijfers blijkt dat overal ter wereld calamiteiten optreden al dan niet veroorzaakt door menselijke fouten of natuurlijke oorzaken (aardbevingen).

3.2. Welke risico's kunnen zich voordoen?

Op het gebied van risico's zijn diverse aspecten/risico's van belang. Het grootste risico als gevolg van tekortkomingen in de boorgatintegriteit is het optreden van (grootschalige) verontreiniging van bodem en grond- en oppervlaktewater. Daarnaast is er een risico voor direct omwonenden en voor medewerkers bij explosies.

De optredende risico's kunnen opgedeeld worden in het ontstaan van lekstromen, blowouts, verhoogde risico's als gevolg van (herhaaldelijk) fraccen, risico's als gevolg van verlaten putten. De risico's van de eerste twee aspecten zijn vrijwel gelijk aan de risico's van conventionele winningen. Echter, omdat de effecten van fraccen op een aantal aspecten niet voldoende onderzocht zijn, is het risico op falen van boorgatintegriteit onbekender en daarmee mogelijk groter. Daarnaast is het cumulatieve risico van schaliegaswinningen groter omdat meerdere putten op een pad gecombineerd worden.

Risico is gedefinieerd als de kans op het optreden van een calamiteit maal het effect van de calamiteit. Opvallend is dat het risico op falen van een boorput in veel gevallen berekend wordt op basis van een optimale boorgatintegriteit. Dit terwijl juist als gevolg van het falen hiervan de grootste calamiteiten kunnen ontstaan. Met andere woorden wanneer de boorgatintegriteit optimaal is, is de kans op een calamiteit erg klein, echter het effect van een calamiteit is groot. Door middel van regelgeving en handhaving is het mogelijk een zo goed mogelijke boorgatintegriteit af te dwingen.

3.3. Monitoring van risico's

Tijdens de aanleg en productiefase van een boorput zijn verschillende methoden beschikbaar om de boorgatintegriteit te monitoren. Het is belangrijk deze methoden toe te passen en verder te ontwikkelen juist omdat het garanderen van een goede boorgatintegriteit calamiteiten voorkomt.

3.4. Maatregelen om gevolgen te minimaliseren

De maatregelen die genomen worden om de optredende gevolgen te minimaliseren zijn afhankelijk van de calamiteit en worden pas opgesteld/genomen wanneer er daadwerkelijk

een calamiteit optreedt. Ter voorkoming van incidenten en calamiteiten hebben olie- en gasbedrijven die actief zijn in Nederland een aantal maatregelen te beschikking zoals noodplannen en calamiteitenplannen. Ten slotte kunnen monitoringsplannen opgesteld en uitgevoerd worden. Wanneer verontreiniging gemeten wordt kan vroegtijdig ingegrepen worden.

3.5. Verlaten boorlocatie

Wanneer een boorgat niet meer produceert of niet succesvol meer is, wordt deze 'geplugd' en verlaten. Het pluggen van een boorgat is een belangrijk onderdeel van de integriteit van het boorgat. Verlaten boorgaten kunnen een risico vormen wanneer ze niet goed geplugd worden of wanneer er te dichtbij een nieuw winning geplaatst wordt. In Nederland is men verplicht boorgaten te registreren in een landelijke database waardoor risico's geringer zijn. Daarnaast bestaat in Nederland de opruimplicht (op basis van de Mijnbouwwet) waarbij het uitgangspunt is, dat de locatie zo wordt verwijderd of achtergelaten (na beëindiging van de gasproductie), dat de oorspronkelijke situatie weer ontstaat [ref. 9].

4. REFERENTIES

- [ref. 1.] American Petroleum Institute (API), 'Hydraulic Fracturing Operations - Well Construction and Integrity Guidelines', no. October. p. 36, 2009.
- [ref. 2.] J. Broderick and A. Footitt, 'Shale gas : an updated assessment of environmental and climate change impacts, Tyndall institute, university of Manchester, 2011.
- [ref. 3.] M. Broomfield, 'Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe' AEA reference: ED57281, Issue number 17. August 2012.
- [ref. 4.] Cuadrilla, 'Wellbore Integrity - Cuadrilla Land Based Wells'.
- [ref. 5.] Energy institute, the university of Texas at Austin, 'Fact-Based Regulation for Environmental Protection in Shale Gas Development' februari 2012.
- [ref. 6.] International association of oil and gas producers, 'Blowout frequencies', risk assessment data directory, March 2010.
- [ref. 7.] G. E. King, 'SPE 152596 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', in SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 2012, pp. 1-80.
- [ref. 8.] D. Linley, 'Fracking under pressure, The environmental and Social impacts and risks of shale gas Development', Sustainability, August, 2011.
- [ref. 9.] Royal Haskoning, 'Schaliegas in Nederland, op basis van Shale gas report voor House of Commons', september 2011.
- [ref. 10.] The Royal Society, the Royal Academy of Engineering, 'Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing', juni 2012.
- [ref. 11.] R. Wood, P. Gilbert, M. Sharmina, A. Footitt, S. Glynn, and F. Nicholls, 'Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts,' 2011.

DEEL B: SAMENVATTING ONDERZOEKSVRAGEN

EFFECTEN VAN WATERGEBRUIK (B.1)

Waterverbruik voor fraccen en boren bij schalie- of steenkoolgas (B.1.1.1)

Oorsprong van het water voor fraccen en boren (B.1.1.2)

Impact waterverbruik op waterhuishouding, natuur en milieu (B.1.1.3)

Technieken voor beperken waterverbruik (B.1.1.4)



Witteveen+Bos
Hoogoordreef 56 F
Postbus 12205
1100 AE Amsterdam
telefoon 020 312 55 55
fax 020 697 47 95
www.witteveenbos.nl

onderwerp	onderzoeksvraag B.1.1.1
project	aanvullend onderzoek risico's schalie- en steenkoolgas in Nederland
opdrachtgever	Ministerie van EZ, Directie Energiemarkt
projectcode	GV1106-1
referentie	GV1106-1/kleb2/192
status	definitief
datum opmaak	16 augustus 2013
bijlagen	-

INHOUDSOPGAVE

blz.

1. VRAAGSTELLING	2
1.1. Hoofdvraag B.1.1: Fraccen en watergebruik	2
1.2. Deelvragen	2
1.3. Afbakening	2
1.4. Aanpak	3
2. ANALYSE	4
2.1. Deelvraag B.1.1.1 Waterverbruik	4
3. CONCLUSIES	6
3.1. Deelvraag 1 Waterverbruik	6
4. REFERENTIES	7

1. VRAAGSTELLING

1.1. Hoofdvraag B.1.1: Fraccen en watergebruik

De vraagstelling met betrekking tot onderzoeksvraag B1.1 luidt als volgt:

Geef aan hoeveel water er gemiddeld gebruikt wordt op een schalie- of steenkoolgaslocatie; indelen per activiteit (fraccen-boren, etc.). Geef aan hoe men aan het water komt? Hoe beïnvloedt de waterkwaliteit de noodzaak voor de toepassing en de samenstelling van de chemische hulpstoffen? Is er voldoende water van de gewenste kwaliteit doorgaans beschikbaar? Wat zijn de mogelijke bronnen? Wat is de impact op de waterhuishouding, natuur en het milieu, indien dusdanig hoeveelheden worden onttrokken? Geef aan hoe deze impact gemeten en gemonitord kan worden. Zet deze hoeveelheden af tegen de hoeveelheden die gebruikt worden bij andere vormen van aardgaswinning en andere industriële activiteiten (waaronder landbouw). Welke technieken zijn voorhanden om het watergebruik te beperken? Kan de toepassing van dergelijke technieken afgedwongen worden? Zo ja, door wie?

1.2. Deelvragen

Bovenstaande vraagstelling is opgedeeld in de volgende deelvragen: B.1.1.1, B.1.1.2, B.1.1.3 en B.1.1.4. Onderstaand is deze opdeling verder toegelicht.

1.2.1. Deelvraag B.1.1.1: Watergebruik bij fraccen

Hoeveel water wordt er gemiddeld gebruikt op een schalie- of steenkoolgaslocatie, ingedeeld per activiteit (fraccen-boren, etc.)?

1.2.2. Deelvraag B.1.1.2: Herkomst en kwaliteit water

Geef aan hoe men aan het water komt? Hoe beïnvloedt de waterkwaliteit de noodzaak voor de toepassing en de samenstelling van de chemische hulpstoffen? Is er voldoende water van de gewenste kwaliteit doorgaans beschikbaar? Wat zijn de mogelijke bronnen?

1.2.3. Deelvraag B.1.1.3: Impact watergebruik

Wat is de impact op de waterhuishouding, natuur en het milieu, indien dusdanig hoeveelheden worden onttrokken? Geef aan hoe deze impact gemeten en gemonitord kan worden.

Zet deze hoeveelheden water af tegen de hoeveelheden die gebruikt worden bij andere vormen van aardgaswinning en andere industriële activiteiten (waaronder landbouw).

1.2.4. Deelvraag B1.1.4: Beperking watergebruik

Welke technieken zijn voorhanden om het watergebruik te beperken? Kan de toepassing van dergelijke technieken afgedwongen worden? Zo ja, door wie?

1.3. Afbakening

In deze notitie wordt ingegaan op deelvraag B.1.1.1.

Het fraccen wordt voornamelijk met behulp van water uitgevoerd. Het water wordt gemengd met korrelig materiaal om de breuken open te houden (proppanten) en chemicaliën die verschillende functies kunnen hebben. De samenstelling van de fracvloeistof wordt na-

der beschreven bij de beantwoording van deelvraag B.3.4. Deze notitie gaat alleen in op het watergebruik.

1.4. Aanpak

Vraag B.1.1.1 is beantwoord op basis een studie van beschikbare wetenschappelijke publicaties, aangevuld met 'expert judgement'. Daar waar van het laatste sprake is, zal dit expliciet worden aangegeven.

2. ANALYSE

2.1. Deelvraag B.1.1.1 Waterverbruik

Hoeveel water wordt er gemiddeld gebruikt op een schalie- of steenkoolgaslocatie, ingedeeld per activiteit (fraccen-boren, etc.)?

In een presentatie van Energiebeheer Nederland (EBN) [ref. 1.] wordt een situatie geschetst met locaties waarvan vanaf 1 locatie 6 putten worden aangeboord. Deze 'cluster van putten' wordt tot een diepte van 3.100 m geboord en vanaf die diepte horizontaal maximaal 2.500 m. Deze situatie wordt als referentiekader genomen om waterverbruik bij boren en fraccen in kaart te brengen. Het totale waterverbruik voor het boren en fraccen zal zich voordoen over een periode van minimaal een jaar.

Waterverbruik bij boren

De boorspoeling die voor een put van 3.100 m diep en horizontaal 2.500 m lang (in totaal: 5.600 m lengte) nodig is, varieert op basis van cijfers uit de industrie in de range van 0,3 tot 0,8 barrel per voet (0,16 tot 0,42 m³/m) [ref. 2.]. Dit komt neer op een volume boorvloeistof van 900 tot 2.400 m³ per boring. Na elke boring wordt een gedeelte van de boorvloeistof 200 tot 300 m³ van het totaal hergebruikt voor de volgende put, waarbij de rest van de boorspoeling als mudfiltraat rond het boorgat blijft zitten. Dit betekent dat er gemiddeld 1.400 m³ boorspoeling per put en 8.400 m³ voor een locatie met zes putten nodig is (expert judgement), op basis van [ref. 2.].

De hoeveelheid water die wordt gebruikt wanneer met een boorspoeling op oliebasis (oil based mud, OBM) wordt geboord, is minder groot. OBM is echter ook duurder dan 'water based mud' en wordt voornamelijk gebruikt bij het doorboren van zoutlagen om oplossen van het zout te voorkomen. De NAM heeft voor dit doel ook verzadigde zoutoplossingen gebruikt. Normaal zal in het geval van schaliegasboringen naar de Posidonia Formatie water based mud worden gebruikt. Als men naar het Carboon boort op plaatsen waar Zechstein zout aanwezig is, zou men OBM kunnen gebruiken.

Waterverbruik bij fraccen

De hoeveelheid water nodig om te fraccen is afhankelijk van de gesteente-eigenschappen van de formatie en kan sterk variëren. In een recent artikel van Jenkins [ref. 3.] wordt onderkend dat nog grotendeels moet worden gewerkt met schattingen over het waterverbruik bij fraccen. Per locatie zal de in te schatten hoeveelheid water in kaart worden gebracht aan de hand van de analyse van gesteente-eigenschappen. Na de eerste boring(en) zal er snel ervaring met de hoeveelheden zijn.

Een briefing van het Worldwatch Institute [ref. 4.] gaat ervan uit dat voor een horizontale put voor schaliegasproductie van maximaal 1.500 m 10 tot 15 frac-jobs moeten worden uitgevoerd. Een aanname op basis van extrapolatie en expert judgement is dat een horizontale put van maximaal 2.500 m op 15 tot 25 plaatsen gefracct kan worden, afhankelijk van de lithologische eigenschappen van de schalie en de lengte van het te fraccen traject. Dit ligt in lijn met wat het Worldwatch Institute vermeldt.

Op basis van Janzen [ref. 5.] en expert judgement kan worden gesteld dat voor elke frac-job 400 tot 1.500 m³ water nodig is. Het volume per gefraccte put komt op gemiddeld 19.000 m³ (7.000 tot 30 000 m³, [ref. 4.]). Voor een locatie met zes putten komt dit neer op 114.000 m³.

Waterverlies

In het gegeven voorbeeld van zes putten per locatie naar een diepte van 3.500 m en een lengte van 2.500 m horizontaal, zou van de 8.400 m³ water die nodig is voor het boren, gemiddeld 1.500 m³ boorvloeistof terug kunnen komen. Het waterverlies is daarmee zo'n 80 % (expert judgement).

Gemiddeld is het verlies van water bij fraccen in de orde van grootte van de helft [ref. 5.]. Tussen de 15 en 35 % komt terug bij de flowback. Zo wordt 25 % van het in de Marcellus schalie in de VS geïnjecteerde water teruggeproduceerd, [ref. 4.]. Later kan meer worden teruggeproduceerd, afhankelijk van de gesteente-eigenschappen. Na behandeling van het terugstromende water kan een deel worden hergebruikt (zie ook de beantwoording van deelvraag B.3.6).

3. CONCLUSIES

3.1. Deelvraag 1 Waterverbruik

Hoeveel water wordt er gemiddeld gebruikt op een schalie- of steenkoolgaslocatie, ingedeeld per activiteit (fraccen-boren, etc.)?

De hoeveelheid water nodig voor boringen op een locatie is afhankelijk van het aantal putten en de geboorde meters per put.

In het gegeven voorbeeld van zes putten per locatie naar een diepte van 3.500 m en een lengte van 2.500 m horizontaal, zou 8.400 m³ water nodig zijn voor het boren. Gemiddeld zou er 1.500 m³ boorvloeistof terug kunnen komen.

De hoeveelheid water die wordt gebruikt wanneer met een boorspoeling op oliebasis (oil based mud, OBM) wordt geboord, is minder groot. Als men naar het Carboon boort op plaatsen waar Zechstein zout aanwezig is, zou men OBM kunnen gebruiken.

Voor de hoeveelheid water voor het fraccen is het aantal en de diepte van de fracs van belang. Dit is weer afhankelijk van de dikte en van de gesteente-eigenschappen van de schalie.

In het gegeven voorbeeld van zes putten per locatie naar een diepte van 3.500 m en een lengte van 2.500 m horizontaal, zou 114.000 m³ water nodig kunnen zijn voor fraccen. Gemiddeld zou er 28.500 m³ fracvloeistof terug kunnen komen.

Het verlies van water bij fraccen is gemiddeld in de orde van grootte van de helft. Na behandeling kan een deel worden hergebruikt (zie ook de beantwoording van deelvraag B.3.6).

4. REFERENTIES

- [ref. 1.] J. Lutgert, 'Shale gas', presentation by EBN, 24 May 2011.
- [ref. 2.] P. Osode, M. Al Farsi, and E. Stevenson, 'Quest for a Pragmatic Drilling Fluid Performance Index-Key to Improving Fluid Performance and Optimising Quality Well Delivery Economics ', Petroleum Development Oman, SPE 120646, 2009.
- [ref. 3.] J. Jenkins, 'Energy Facts: How Much Water Does Fracking for Shale Gas Consume?', The Energy Collective, <http://theenergycollective.com>, April 6, 2013.
- [ref. 4.] M. Zoback, M. Kitasei, B. Copithorne, 'Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development', Worldwatch Institute Briefing Paper 1, July 2010.
- [ref. 5.] M.R. Janzen, 'Shale gas hydraulic fracturing in the Dutch Posidonia Shale', 2012.

onderwerp	onderzoeksvraag B.1.1.2
project	aanvullend onderzoek risico's schalie- en steenkoolgas in Nederland
opdrachtgever	Ministerie van EZ, Directie Energiemarkt
projectcode	GV1106-1
referentie	GV1106-1/kleb2/193
status	definitief
datum opmaak	16 augustus 2013
bijlagen	-

INHOUDSOPGAVE	blz.
1. VRAAGSTELLING	2
1.1. Hoofdvraag B.1.1: Fraccen en watergebruik	2
1.2. Deelvragen	2
1.3. Afbakening	2
1.4. Invloed van waterkwaliteit	3
1.5. Conventionele waterbronnen	3
1.6. Onconventionele waterbronnen	3
1.7. Aanpak	3
2. ANALYSE	4
2.1. Invloed van waterkwaliteit	4
2.2. Waterbronnen voor schaliegaswinning	10
2.3. Conventioneel: Grondwater	11
2.4. Conventioneel: Oppervlaktewater	12
2.5. Conventioneel: Drinkwater	13
2.6. Onconventioneel: Effluent van rioolwaterzuiveringsinstallaties	15
2.7. Onconventioneel: Effluent van industriële afvalwaterzuiveringsinstallaties	16
2.8. Onconventioneel: Brak grondwater	17
2.9. Onconventioneel: Zeewater	19
3. CONCLUSIES	21
3.1. Invloed van waterkwaliteit	21
3.2. Conventionele waterbronnen	22
3.3. Onconventionele waterbronnen	23
4. REFERENTIES	25

1. VRAAGSTELLING

1.1. Hoofdvraag B.1.1: Fraccen en watergebruik

De vraagstelling met betrekking tot onderzoeksvraag B.1.1 luidt:

Geef aan hoeveel water er gemiddeld gebruikt wordt op een schalie- of steenkoolgaslocatie; indelen per activiteit (fraccen - boren, etc.). Geef aan hoe men aan het water komt? Hoe beïnvloedt de waterkwaliteit de noodzaak voor de toepassing en de samenstelling van de chemische hulpstoffen? Is er voldoende water van de gewenste kwaliteit doorgaans beschikbaar? Wat zijn de mogelijke bronnen? Wat is de impact op de waterhuishouding, natuur en het milieu, indien dusdanig hoeveelheden worden onttrokken? Geef aan hoe deze impact gemeten en gemonitord kan worden. Zet deze hoeveelheden af tegen de hoeveelheden die gebruikt worden bij andere vormen van aardgaswinning en andere industriële activiteiten (waaronder landbouw). Welke technieken zijn voorhanden om het watergebruik te beperken? Kan de toepassing van dergelijke technieken afgedwongen worden? Zo ja, door wie?

1.2. Deelvragen

Bovenstaande vraagstelling is opgedeeld in de volgende deelvragen: B.1.1.1, B.1.1.2, B.1.1.3 en B.1.1.4. Onderstaand is deze opdeling verder toegelicht.

Deelvraag B.1.1.1 Watergebruik bij fraccen

Hoeveel water wordt er gemiddeld gebruikt op een schalie- of steenkoolgaslocatie, ingedeeld per activiteit (fraccen - boren, etc.)?

Deelvraag B.1.1.2 Herkomst en kwaliteit water

Geef aan hoe men aan het water komt? Hoe beïnvloedt de waterkwaliteit de noodzaak voor de toepassing en de samenstelling van de chemische hulpstoffen? Is er voldoende water van de gewenste kwaliteit doorgaans beschikbaar? Wat zijn de mogelijke bronnen?

Deelvraag B.1.1.3 Impact watergebruik

Wat is de impact op de waterhuishouding, natuur en het milieu, indien dusdanig hoeveelheden worden onttrokken? Geef aan hoe deze impact gemeten en gemonitord kan worden.

Zet deze hoeveelheden water af tegen de hoeveelheden die gebruikt worden bij andere vormen van aardgaswinning en andere industriële activiteiten (waaronder landbouw).

Deelvraag B.1.1.4. Beperking watergebruik

Welke technieken zijn voorhanden om het watergebruik te beperken? Kan de toepassing van dergelijke technieken afgedwongen worden? Zo ja, door wie?

1.3. Afbakening

In deze notitie wordt ingegaan op onderzoeksvraag B.1.1.2. Deze is weer onder te verdelen in de volgende deelvragen:

1. Geef aan hoe men aan het water komt. Hoe beïnvloedt de waterkwaliteit de noodzaak voor de toepassing en de samenstelling van de chemische hulpstoffen?
2. Is er voldoende water van de gewenste kwaliteit doorgaans beschikbaar? Wat zijn de mogelijke bronnen?

Onderzoeksvraag B.1.1.2 richt zich op hoe men aan het water benodigd voor schaliegaswinning komt; met andere woorden, wat zijn de mogelijke bronnen voor water gebruikt voor

het boren en fraccen bij schaliegaswinning? Bepalend voor het beantwoorden van deze vraag zijn de hoeveelheden benodigd water voor het boren- en fraccen-processen, onderwerp van vraag B.1.1.1. Daarnaast is het belangrijk om de waterkwaliteitseisen voor fracking water goed te begrijpen, voordat de onderzoeksvraag B.1.1.2 wordt aangepakt. De waterkwaliteit bepaalt namelijk welke bron in welke mate onder specifieke omstandigheden gebruikt kan worden.

Afhankelijk hiervan wordt gekeken naar conventionele en onconventionele waterbronnen en ervaringen wereldwijd en een vertaling naar Nederlandse omstandigheden. Per waterbron wordt gekeken naar de doorgaans beschikbare hoeveelheden. Ook wordt gekeken naar de specifieke waterkwaliteit van deze bronnen, en hoe deze de noodzaak voor toepassing en samenstelling van chemische hulpstoffen voor boor- en frac-activiteiten beïnvloedt. Dit wordt toegelicht vanuit het perspectief van de waterkwaliteitseisen/beperkingen voor het bereiden van fracking vloeistoffen, afhankelijk van de gehanteerde fracking techniek/aanpak.

Aan de hand van deze afbakening zal de hoofdvraag in een aantal verder beschreven subvragen onderverdeeld worden.

1.4. Invloed van waterkwaliteit

In deze sub-vraag komen de verschillende fracking technieken met de vereiste waterkwaliteit en te gebruiken fracking chemicaliën aan de orde. Dit geeft inleiding naar de volgende deelvragen, de mogelijk te gebruiken waterbronnen voor de aanmaak van de fracking vloeistof.

1.5. Conventionele waterbronnen

In deze deelvraag komen de conventionele waterbronnen aan de orde:

- grondwater;
- oppervlaktewater;
- drinkwater.

1.6. Onconventionele waterbronnen

In deze deelvraag komen de onconventionele waterbronnen aan de orde:

- effluent van rioolwaterzuiveringsinstallaties;
- effluent van industriële afvalwaterzuiveringsinstallaties;
- brak grondwater;
- zeewater.

1.7. Aanpak

Beantwoording van deze deelvragen is gebaseerd op literatuuronderzoek volgens de bronselectie methode weergegeven in het onderzoeksplan. De gebruikte bronnen zijn opgenomen in het literatuuroverzicht.

2. ANALYSE

2.1. Invloed van waterkwaliteit

Om deze deelvraag goed te kunnen beantwoorden is het nodig om nogmaals te kijken naar de verschillende fracing methodes, en hoe deze verband houden met de waterkwaliteit. De algemene beschrijving van fracing methodes is opgenomen in onderdeel A.1.3.

Fracing Methodes

Tijdens het fraccen wordt onder hoge druk fracing vloeistof in de schalie gepompt. De fracing vloeistof bestaat voor het grootste gedeelte uit water en een reeks additieven en chemicaliën. Een van de belangrijkste kenmerken van de vloeistof is de lage frictie, die moet ervoor zorgen dat de vloeistof zo ver mogelijk de geopende fractures binnendringt. Fracing vloeistoffen bevatten ook zogenoemde 'proppants' (onder andere zand) die moeten zorgen dat de fractures open blijven en gas vrij en ongestoord naar het boorgat kan stromen. Er zijn verschillende methodes en recepturen om de frictie van de vloeistof te verlagen; afhankelijk daarvan spreekt men over:

- 'slick water fracing';
- 'cross-linked gel fracing'.

Soms wordt ook een combinatie van de twee methodes gebruikt.

'Slick water fracing' - wordt gekenmerkt door grote volumes in de orde van grootte van 11.000-15.000 m³ water voor 'multi stage fracing' van een put met frictie verlagende middelen. Deze frictie verlagende middelen zijn vaak poly-elektrolyten met een hoog molecuulair gewicht, zoals kationisch of anionisch poly-acrylamide [ref. 1, 2.]. De chemische samenstelling van 'slick water' is relatief eenvoudig.

'Cross-linked gel fracing' - gebruikt gels met een laag molecuulair gewicht ten behoeve van verlaging van de frictie eigenschappen van het water gedurende het fracing proces. Tijdens het fracing proces ontstaat 'cross linking' die zorgt voor indikking van de gel, zo dat de 'proppants' (zand) goed naar de fractures kunnen stromen. Vervolgens wordt de ingedikte gel afgebroken door middel van toevoeging van oxidanten met een vertraagde reactietijd. De afbraak van de gel maakt het mogelijk dat flowback water naar de oppervlakte kan stromen. Voor 'cross-linked gel fracing' wordt meestal gebruik gemaakt van guar gum die reageert met boraat. Voor deze methode worden kleinere volumes van water vereist, orde van grootte van 4.000 m³ voor multi stage fracing van een put [ref 1, 2.].

Het is momenteel niet volledig duidelijk welke methode in Nederland toegepast zou worden. Voorbeelden van 'slick water fracing' recepturen (3-5 gebruikte additieven), zoals toegepast op tweetal locaties in Neder Saksen in Duitsland, zijn genoemd als mogelijk representatiever voor Nederlandse omstandigheden dan de 'cross-linked gel fracing' recepturen (12 gebruikte additieven) zoals toegepast in de Amerikaanse Fayetteville schalie [ref. 3.]. Een concrete onderbouwing van deze uitspraak is echter niet gegeven. Aan de andere kant, zou op basis van de geologische samenstelling van de bodemgesteente (zandsteen) juist de 'cross-linked gel fracing methode' mogelijk representatiever voor Nederlandse omstandigheden kunnen worden (expert judgment).

Samenstelling van de fracing vloeistof

Een goede en efficiënte fracing vloeistof heeft de volgende vier belangrijke kenmerken [ref. 4.]:

- goede viscositeit die het mogelijk maakt om fractures van benodigde breedte te werkstelligen;

- maximalisatie van de reisafstand van de vloeistof om de fractuurlengte te vergroten;
- transport van grote hoeveelheden 'proppant' in de fractuur;
- minimalisatie van de hoeveelheid gelling-chemicaliën, zo dat de later benodigde afbraak daarvan kostenefficiënt kan geschieden.

Tabel 2.1 geeft een overzicht van de samenstelling, doel en het effect in de put van de toevoeging van specifieke chemicaliën [ref. 5].

Tabel 2.1. Componenten van fracking vloeistof, doelen en werking [ref. 5.]

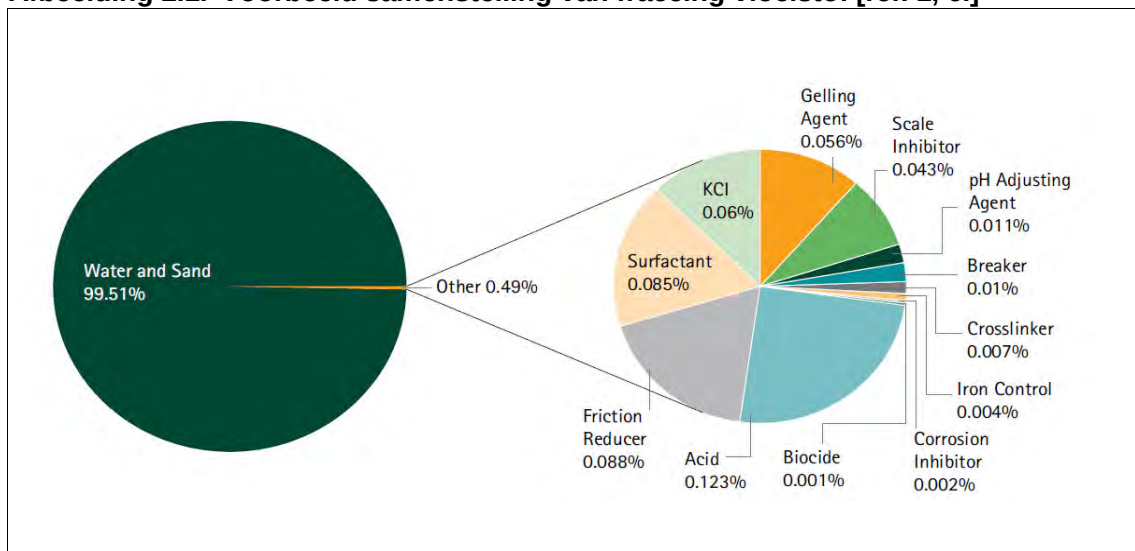
product	constituents	prupose	downhole result
water		Expands the fracture and delivers sand	Some stays in the formation, while the remainder returns with natural formation water as produced water (actual amounts returned vary from well to well)
Proppant	Sand, Silica	Allows the fractures to remain open so that the natural gas and oil can escape	Stays in the formation, embedded in the fractures (used to 'prop' fractures open)
Acid	Hydrochloric acid or muriatic acid (diluted, 15 %)	Helps dissolve minerals and initiate cracks in the rock	Reacts with the minerals present in the formation to create salts, water and carbon dioxide (neutralized)
Anti-bacterial Agent/ Biocide	Glutaraldehyde	Eliminates bacteria in the water that produces corrosive by- products	Reacts with micro-organisms that may be present in the treatment fluid and formation; these micro-organisms break down the product with a small amount returning to the surface in the produced water
Breaker	Ammonium persulfate	Allows a delayed breakdown of the gel	Reacts with the crosslinker and gel once in the formation, making it easier for the fluid to flow to the borehole; this reaction produces ammonia and sulfate salts, which are returned to the surface in the produced water
Clay Stabilizer	-	Prevents formation clays from swelling	Reacts with clays in the formation through a sodium-potassium ion exchange; this reaction results in sodium chloride (table salt), which is returned to the surface in produced water
Corrosion Inhibitor	N, n-dimethyl formamide	Prevents corrosion of the pipe	Bonds to the metal surfaces, such as pipe, downhole; any remaining product that is not bonded is broken down by micro-organisms and consumed or returned to the surface in the produced water
Crosslinker	Borate salts	Maintains fluid viscosity as temperature increases	Combines with the breaker in the formation to create salts that are returned to the surface in the produced water
Friction Reducer	Polyacrylamide, Mineral Salt	'Slicks' the water to minimize friction	Remains in the formation where temperature and exposure to the breaker allows it to be broken down and consumed by naturally occurring micro-organisms; a small amount returns to the surface with the produced water
Gelling Agent	Guar gum or hydroxyethyl cellulose	Thickens the water to suspend the sand	Combines with the breaker in the formation, making it easier for the fluid to flow to the

product	constituents	prupose	downhole result
			borehole and return to the surface in the produced water
Iron Control	Citric acid	Prevents precipitation of metal in the pipe	Reacts with minerals in the formation to create simple salts, carbon dioxide and water, all of which are returned to the surface in the produced water
pH Adjusting Agent	Sodium or potassium carbonate	Maintains the effectiveness of other components, such as crosslinkers	Reacts with acidic agents in the treatment fluid to maintain a neutral (non-acidic, non-alkaline) pH; this reaction results in mineral salts, water and carbon dioxide – a portion of each is returned to the surface in the produced water
Scale Inhibitor	Ethylene glycol	Prevents scale deposits downhole and in surface equipment	Attaches to the formation downhole with the majority of the product returning to the surface with the produced water, while the remaining amount reacts with micro-organisms that break down and consume it
Surfactant	sopropanol	Increases the viscosity of the fracture fluid	Returns to the surface in the produced water, but in some formations it may enter the natural gas stream and return in the produced natural gas

Fracking water bevat onder andere biocides, oppervlakte-actieve stoffen (emulsie en non-emulsie middelen), kleistabilisatoren, frictie verlagende middelen, afbrekers, en aanslaginhibitoren (zie tabel 2.2 en afbeelding 2.1). De specifieke receptuur van deze additieven hangt van locatiespecifieke factoren af, met name de samenstelling en geologie van de schalie [ref. 2.]

Een typisch fracking proces gebruikt lage concentraties van 3 tot 12 additieven, afhankelijk van de samenstelling van het beschikbare water en de schalie formatie [ref. 1.].

Afbeelding 2.1. Voorbeeld samenstelling van fracking vloeistof [ref. 1, 6.]



Afbeelding 2.2. Meest voorkomende chemicaliën in fracking vloeistoffen op basis van meer dan 2,500 gevallen (2005-2009), zoals gerapporteerd door 14 fracking bedrijven [ref. 7.]

Chemical	No. of Products
Methanol	342
Isopropanol	274
Crystalline silica	207
2-Butoxyethanol	126
Ethylene glycol	119
Hydrotreated light petroleum distillates	89
Sodium hydroxide	80

Omgang met chemische stoffen wordt gereguleerd in alle EU lidstaten door de REACH verordening (EG1097/2006). REACH staat voor Registratie, Evaluatie, Autorisatie (verlening van vergunningen) en restrictie (beperking) van Chemische stoffen. De belangrijkste doelstelling van REACH is het waarborgen van een hoog veiligheidsniveau voor mens en milieu bij de productie en het gebruik van chemische stoffen. Een recentelijk uitgevoerde onderzoek door KWR (Watercycle Research Institute, Nederland) naar de drinkwater risico's bij hydraulische fracking heeft vastgesteld dat er een achterstand is met betrekking tot de registratie van sommige fracking stoffen. Dit heeft vooral te maken met de gefaseerde invoering van REACH, waarbij afhankelijk van de productievolume voor een specifieke chemische stof een einddatum voor zijn invoering staat gepland [ref. 3]. Voor stoffen met productie van <100 t/jaar staat de geplande einddatum voor registratie op 31 mei 2018. Daarnaast vallen sommige stoffen, zoals actieve stoffen in gewasbeschermingsmiddelen en biociden niet of slechts gedeeltelijk onder REACH. Op basis hiervan werd geconcludeerd dat de risico's voor drinkwater niet, dan wel onvoldoende, vooraf zijn geïnventariseerd en geëvalueerd via REACH. Er werd ook geadviseerd om de effecten van vrijkomende stoffen uit de schalie en steenkoollagen bij een risicobeoordeling mee te nemen [ref. 3].

Hieronder zijn de meest gebruikte middelen in fracking vloeistof toegelicht, met hun functies in het frac-proces.

1. Gelling Agents

De meest voorkomende gelling middelen gebruikt in fracking vloeistoffen zijn guar-gum, xanthan-gum, guar derivaten zoals hydroxypropylguar (HPG) en carboxymethylhydroxypropylguar (CMHPG), of cellulose derivaten zoals carboxymethylguar or hydroxyethylcellulose (HEC). Deze producten zijn biologisch afbreekbaar. Het meest voorkomende gel middel is guar; dit is een polymeer gemaakt van zaden van de guar plant [ref. 8.]. De gelling middelen verhogen de viscositeit van de vloeistof, waardoor de capaciteit van de vloeistof om de toegevoegde proppant (zand) te transporteren, wordt vergroot. Dieselbrandstof werd vaak gebruikt om de guar poeder op te lossen, omdat de draagkracht van diesel zeer hoog is [ref. 8.]. Het gebruik van diesel voor fracking doeleinden wordt gezien als een van de grootste bedreigingen voor drinkwatervoorzieningen [ref. 3.]. Om die redenen wordt aanbevolen door de US EPA (United States Environmental Protection Agency) dat diesel niet meer voor fracking doeleinden mag gebruikt worden [ref. 23.]. Inmiddels hebben een aantal grote bedrijven uit de sector (Haliburton, BJ Services, Schlumberger) aangegeven geen diesel meer te gebruiken [ref. 3.]. Cross linked' gels (bijvoorbeeld guar gum 'cross linked' met metaal ionen zoals boraat, chroom, aluminium, titanium) zijn ook vaak gebruikt, met als

doel viscositeit, draagcapaciteit en prestatie van de fracking vloeistof nog verder te vergroten [ref. 4.].

2. Proppanten

zijn gebruikt als 'openers' van de fractures die ontstaan als resultaat van de hoge druk die tijdens het fraccen wordt toegepast. De functie van een 'proppant' is om de doorlatendheid van de fractures te maximaliseren doordat fractures open blijven zodat het gas kan uitstromen. De doorlatendheid van de fractuur wordt beïnvloed door de zuiverheid, sterkte en uniformiteit van de korrels. Grotere volumes van proppant impliceren bredere fractures en een snellere flowback (terugstromend water) naar de productieput.

3. Brekers

Dit zijn zuren, oxidanten en/of enzymen, die worden gebruikt als afbraakmiddelen voor de 'gelling agents'. Zij moeten ervoor zorgen dat de viscositeit van de fracking vloeistof na verloop van tijd daalt en daardoor een snelle flowback wordt bewerkstelligd [ref. 4.].

4. Corrosie inhibitoren

Dit zijn oplosmiddelen zoals aceton, die worden toegevoegd aan de fracking vloeistof in kleine concentraties om corrosie van de casings, staalleidingen en tanks te voorkomen [ref. 4.].

5. Fricctie verlagers

Fricctie verlagende chemicaliën worden toegevoegd aan de fracking vloeistof met als doel om de pompverliezen die ontstaan als resultaat van pompen onder hoge druk en wrijving in het leidingwerk, te verlagen/minimaliseren [ref. 10.]. Het betreft polyelektrolyten met een hoog moleculair gewicht, zoals kationisch of anionisch poly-acrylamide. Deze chemicaliën worden in het bijzonder bij 'slick water fracking' gebruikt [ref. 1, 2.]. Poly-acrylamide polymeren zijn afbraakresistent in het temperatuurbereik voorkomend in schaliegasputten [ref. 9.]. Deze temperaturen kunnen in sommige gevallen, zoals in de Haynesville schalie in de VS, oplopen tot boven de 150 °C [ref. 11.].

De chemie van fracking water en vereiste waterkwaliteit/-beperkingen

De typische waterkwaliteitseisen voor bereiding van de fracking vloeistof zijn weergegeven in tabel 2.2 [ref. 2.]. Waterkwaliteitseisen voor 'cross-link fracking' zijn stringenter dan voor 'slick water fracking'.

Tabel 2.2. Typische waterkwaliteitseisen voor bereiding van fracking vloeistof [ref. 2.]

parameter	'Cross-linked water'	'Slick water'
pH (-)	6 to 8	geen
Fe eenheid (mg/l)	< 20	geen
Total 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 or 70,000 ²	tot 280,000
Bacterie getal ³	< 100	geen

1. Dit getal kan hoger worden door toevoeging van anti-scalant chemicaliën.

2. Hangt vanaf Zirkonium of Boraat 'cross-linking'.

3. Totaal aantal per ml.

Uit tabel 2.2 blijkt dat de waterkwaliteitseisen gesteld aan water voor fracking doeleinden niet heel streng zijn. Vanuit waterkwaliteitsoptiek kunnen veel conventionele en onconventionele waterbronnen gebruikt worden.

Hieronder zijn verschillende aspecten met betrekking tot de waterkwaliteit van fracking vloeistof nader toegelicht.

Zwevende stof (SS - Suspended Solids) - fracking water moet bij voorkeur een laag zwevende stof gehalte bevatten. Zwevende stof kan namelijk de poriën van de gefractuurde schalie verstopen. Bij hoge zwevende stof gehalten in het bronwater wordt over het algemeen filtratie toegepast [ref. 1.].

Zout concentratie (TDS - Total Dissolved Solids) - De TDS-eisen voor 'slick water fracking' zijn minder stringent vergeleken met 'cross-link gel fracking'. Bij hogere TDS-gehalten moeten er speciale aanslag ('scale') inhibitoren en polymeren toegevoegd worden ten behoeve van controle van aanslagvorming en verstopping van de put.

Aanslag (scaling) vormende ionen - Hoge concentraties van barium, calcium, strontium en magnesium, die vrij kunnen komen uit schaliegesteente, kunnen uit de wateroplossing komen en zorgen voor vorming van aanslag in de putmantel (casing) en in de bovengrondse installaties; dit resulteert in hogere energiebehoeftes en pompkosten. Deze 'scaling' ionen beperken de recycle-mogelijkheden van fracking water [ref. 2, 10.]. Ter voorkoming van aanslag ('scaling') worden tijdens de hydraulische fracking vaak zogenaamde 'scaling inhibitoren' gebruikt [ref. 12.]. Deze vergroten de viscositeit van de fracking vloeistof. Scale inhibitoren stromen terug naar de oppervlak in het flowback/produced water. Ze kunnen zich ook hechten aan de schalieformatie en/of biologisch worden afgebroken [ref. 5.]. Scale inhibitoren die vaak worden gebruikt zijn: ethyleen glycol en poly-acrylaten (voor 'cross-link gel fracking') [ref. 1, 13.].

Organisch stof - er is beperkte informatie beschikbaar met betrekking tot de invloed van organisch 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 [ref. 1, 3, 10.].

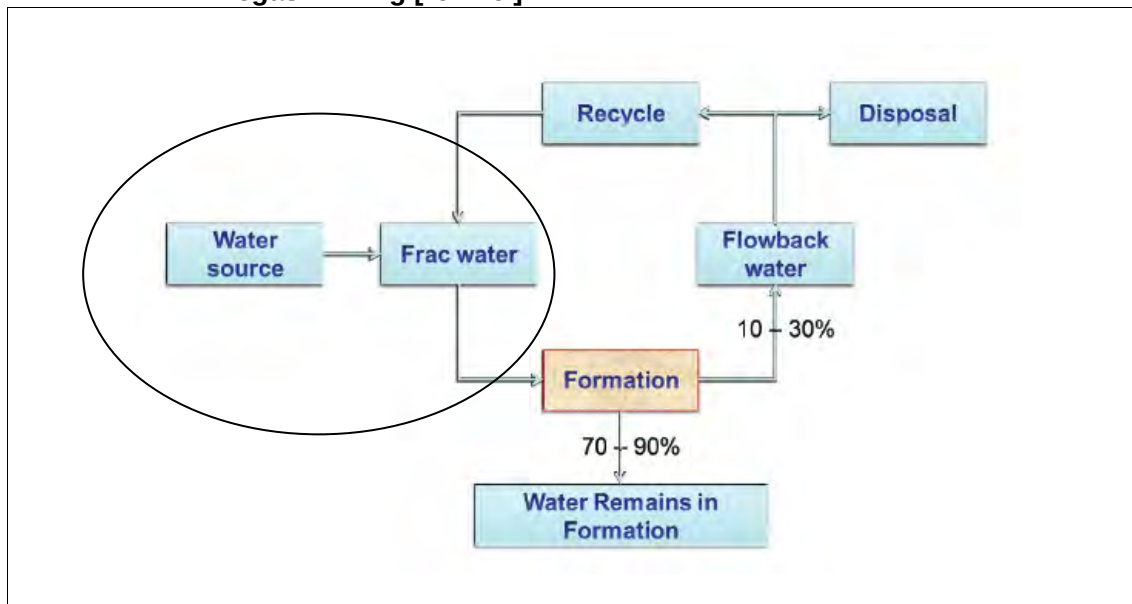
Microbiologie - gebruik van organische polymeren voor de bereiding van fracking vloeistof kan resulteren in bacteriologische groei. Deze polymeren kunnen als voeding dienen voor bacteriën. Groei van bacteriën gaat gepaard met productie van enzymen, die kunnen zorgen voor ongewenste afbraak van 'gelling' additieven. Hierdoor daalt de viscositeit van de fracking vloeistof en kan de proppant (zand) niet goed verspreid worden in de fracturen. Uiteindelijk dalen de prestaties (verminderde gasproductie) van de put (US-EPA, 2004). Om deze redenen worden biocides, bactericides, of microbiocides aan de fracking vloeistof toegevoegd. Deze moeten zorgen dat alle micro-organismen worden geremd of afgedood (zoals bijvoorbeeld sulfaat-reducerende bacteriën, aerobe slijm vormende bacteriën, anaerobe zuur vormers, algen, enzovoorts) [ref. 1, 3, 10.]. Een vaak gebruikte biocide is glutaraldehyde [ref. 10.].

Een alternatief voor gebruik van biocides is UV (Ultra Violet) bestraling. Fracking vloeistof wordt bij deze methode geleid over een UV reactor tijdens de injectiefase; dit zorgt voor verandering van de DNA van de bacteriële cellen, waardoor ze niet kunnen vermenigvuldigen. UV kent afdoodpercentages tot 99,9 % [ref. 14, 15.].

2.2. Waterbronnen voor schaliegaswinning

De kenmerken en onderdelen van de watermanagementcyclus in het kader van schaliegaswinning zijn weergegeven in afbeelding 2.3 [ref. 16.]. Deze subvraag richt zich op de omcirkelde onderdeel van de cyclus, in wezen de waterbron - fracking water.

Afbeelding 2.3. Kenmerken en onderdelen van de watermanagement cyclus bij schaliegaswinning [ref. 16.]



De benodigde waterhoeveelheid en kwaliteit zijn medebepalend voor de keuze van de waterbron voor schaliegaswinning. De randvoorwaarden voor onttrekking en gebruik van verschillende types water is vastgelegd in periodieke Provinciale Water Plannen, afhankelijk van hoofdbestemming en potentieel gebruik. Deze plannen worden gemaakt en vastgelegd in nauwe samenwerking met provinciale/regionale drinkwaterbedrijven en waterschappen.

Deelvraag B.1.1.1 definieert de totaal benodigde hoeveelheid water voor een 'multi stage fracking' serie in de orde van grootte van 19.000 m³. Andere bronnen bevestigen dit beeld binnen een acceptabele range: volgens het Tyndal center uit de UK [ref. 18.] bedraagt de benodigde hoeveelheid water voor exploitatie van 1 schaliegasput tussen 9.000-29.000 m³ en de American Petroleum Institute (API) komt met 7.500-15.000 m³ [ref. 17.]. Op basis van de vergunningaanvraag van Cuadrilla voor proefboringen in Noord Brabant, bedraagt de hoeveelheid water voor booractiviteiten 1.000 m³ en nog eens 12.000 m³ voor fracking activiteiten, dus in totaal 13.000 m³ [ref. 17.].

Duidelijk is dat de hoeveelheid kan variëren afhankelijk van lokale omstandigheden.

Nederland is relatief rijk aan conventionele waterbronnen met veel regenval die zorgt voor aanvulling van het grond- en oppervlaktewater. De Rijn zorgt voor een relatief stabiele aanvoer van (gletsjer)water. Naast de grote voorraden grondwater, wordt ook regen- en rivierwater in waterbekkens, reservoirs en in duinen opgeslagen voor de productie van drinkwater.

Er stromen jaarlijks miljarden kubieke meters water door Nederland. Het gaat om tweemaal ruim 100 miljard kubieke meter per jaar aan oppervlakte- en grondwater dat in- en uit-

stroomt. De ondergrondse zoete waterhoeveelheid bedraagt circa 500 miljard kubieke meter [ref. 19.].

Onconventionele waterbronnen zijn beschikbaar in de vorm van RWZI effluent (meer dan 350 RWZI's verdeeld over heel Nederland), AWZI effluent bij bedrijven, brak grondwater en zeewater.

Bovenstaande impliceert dat er een reeks mogelijkheden en keuzes bestaat voor een geschikte bron voor fracking doeleinden. Om dit op een economisch verantwoorde wijze te implementeren, zou er per geval een uitgebreide analyse in de gaswinning regio uitgevoerd moeten worden teneinde de meest geschikte bron te identificeren [ref. 9.]. In onderstaande paragrafen is een beknopte algemene analyse uitgevoerd naar potentiële waterbronnen.

2.3. Conventioneel: Grondwater

Kwantiteit

Zoet grondwater is doorgaans beschikbaar tot een diepte van enkele honderden meters, met name in de hogere delen van Nederland. Dit water kan redelijk makkelijk en goedkoop gewonnen worden. Om die redenen wordt 60 % van het drinkwater in Nederland uit grondwater geproduceerd/gewonnen [ref. 19.].

Echter, langdurige onttrekking van grote hoeveelheden kan leiden tot verdroging van de bovenste grondlagen en/of verzilting van grondwater. Onttrekkingen van grondwater in de provincie Noord Brabant hebben geleid tot verlaging van de waterstand in gebieden rondom Tilburg en Breda van meer dan 40 cm sinds 1950. Dit kan gepaard gaan met verzilting van zoet grondwater door opkomend brak grondwater uit de diepere lagen. Om die redenen en ter bescherming van de grondwatervoorraden wordt door Nederlandse drinkwaterbedrijven en provincies zorgvuldig en met succes regionaal beleid uitgevoerd. Algemeen beleid van de Provincie Noord-Brabant vastgelegd in het Provinciale Water Plan 2010-2015 [ref. 9.]:

- grondwateronttrekking en -gebruik wordt beperkt voor drink- en industriewater doeleinden;
- grondwateronttrekking is beperkt tot 80 m onder maaiveld; dit ten behoeve van waarborging van de waterkwaliteit en lange termijn zekerheid;
- geen nieuwe vergunning voor diepe onttrekkingen worden afgegeven;
- geen verhoging van de totale grondwateronttrekking is toegestaan;
- onttrekking voor industriedoeleinden is mogelijk als er elders door waterbesparingen gecompenseerd wordt.

Vergelijkbaar beleid wordt gevonden in een aantal andere provincies in Nederland waar grondwater wordt onttrokken. Als resultaat van dit beleid is de totale hoeveelheid onttrokken grondwater in Nederland redelijk gestabiliseerd in de laatste 20 jaar [ref. 19.].

Kwaliteit

Grondwater is kwalitatief gezien over het algemeen een geschikte bron voor het bereiden van fracking vloeistof volgens beide toegepaste methodes, 'slick water fracking' en cross-linked gel 'fracking'. De grondwaterkwaliteit in Nederland varieert in verschillende gebieden [ref. 19.]. Het is meestal laag aan zwevend stof gehalte en van goede bacteriologisch kwaliteit. Zoet grondwater heeft een laag zoutgehalte ten opzichte van brak grondwater. De hardheid (concentratie calcium, magnesium, barium en andere aanslagvormende ionen) van het grondwater kan soms hoger dan gewenst zijn, wat de recycling mogelijkheden van terugstromend frac-water in sommige gevallen kan beperken. De bacteriologisch kwaliteit

van grondwater is over het algemeen goed, maar kan kwetsbaar zijn op specifieke locaties; afhankelijk daarvan zou er een geschikte biocide of UV toegepast moeten worden.

Afweging

Ondanks de geschikte kwaliteit zal zoet grondwater wegens vigerend beleid in Nederland (langdurige bescherming van kwetsbare grondwaterwinningsgebieden) hoogst waarschijnlijk niet overal als bron voor schaliegaswinning kunnen worden gebruikt.

2.4. Conventioneel: Oppervlaktewater

Kwantiteit

Oppervlaktewater (bekkens, rivieren, meren) is in principe beschikbaar in voldoende hoeveelheden in Nederland. De functies van oppervlaktewateren zijn vastgelegd in boven besproken Provinciale Water Plannen [ref. 9.] als onder andere: natuurgebieden, ecologische corridors langs stromen, scheepvaart, zwemmen, water in rurale en stedelijke gebieden, enz. Bij eventueel tekort aan water ontstaan als gevolg van verschillende factoren, zoals bijvoorbeeld droogte, voor industrie- en landbouwdoeleinden, zijn er verschillende maatregelen in voorkeursvolgorde van toepassing gedefinieerd:

- verlaging van waterbehoefte;
- betere benutting van water op regionaal niveau;
- voorziening van oppervlaktewater buiten de getroffen regio;
- grondwaterwinning.

De mogelijkheden om de benodigde hoeveelheden water voor schaliegaswinning uit oppervlaktewater te onttrekken is afhankelijk onder andere van:

- voorkomende periodes van droogte;
- scheepvaarteisen;
- bestaande onttrekkingen voor drinkwater en industriële gebruikers;
- waterverbruik voor natuur en landbouw;
- et cetera.

Nederland heeft ondanks de grote beschikbaarheid van oppervlaktewater ook te maken met periodes van droogte [ref. 20.].

Als er voldoende oppervlaktewater is om aan deze prioriteiten te voldoen, zou een onttrekking door middel van vergunning van het regionale Waterschap aangevraagd/geregeld moeten worden. Besluit over de vergunning wordt mede bepaald door de boven gesproken beoogde functies van de specifiek oppervlaktewater en de factoren die de onttrekking kunnen beïnvloeden. Zelfs bij een verstrekte onttrekkingsvergunning, kan de onttrekking in geval van nood, zoals bijvoorbeeld droogte, tijdelijk ingeperkt zijn [ref. 9.].

Kwaliteit

Oppervlaktewater is kwalitatief gezien minder geschikt dan grondwater voor schaliegaswinning (boren en fraccen). Over het algemeen is de kwaliteit van oppervlaktewater in Nederland relatief goed, mede gezien consequente toepassing van stringente milieuwetgeving. De samenstelling van oppervlaktewater in Nederland is mede bepaald door lozingen van riool en afvalwaterzuiveringen. Hierdoor is de concentratie van N en P relatief laag, wat de groei van algen en nadelige biologische activiteit in het water beperkt [ref. 9, 19.]. Aan de andere kant zijn er continue lozingen die de bacteriologische kwaliteit van het water beïnvloeden, inclusief de concentratie van verschillende bacteriën en virussen. Verder is de concentratie zwevend stof hoger dan in grondwater. Dit zou impliceren dat er een potentiële behoefte is om het water te filteren (zwevend stof verwijdering) en desinfecteren (toepassen van biocides of UV straling).

Afweging

De oppervlaktewaterkwaliteit varieert in verschillende oppervlaktewateren in Nederland en zou per geval bekeken moeten worden. Mogelijk is filtratie en desinfectie van het water nodig voor bereiding van fracking vloeistof.

Uit kwantitatief oogpunt zijn er voor Noord Brabant, waar er op termijn schaliegas eventueel gewonnen zou kunnen worden, minder/niet geschikte en beter/goed geschikte potentiële oppervlaktewater bronnen/locaties geïdentificeerd [ref. 9.]:

- minder/niet geschikte brongebieden:
 - kwetsbare natuurgebieden (grote onderdelen van Waterschap de Dommel in het midden van de provincie);
 - gebieden met tekort aan oppervlaktewater, zoals bijvoorbeeld grote onderdelen van waterschap Aa en Maas en de noordelijke gedeelte van Noord-Brabant;
- beter/meer geschikte brongebieden:
 - de omgeving van de Maas;
 - watergangen met hoge debieten (bijvoorbeeld de Aa, de Dommel, Esscherstroom, de Mark-Vliet);
 - de Zuid-Willemsvaart en Wilhelminakanaal;
 - waterstromen waarop continue RWZI's lozen.

2.5. Conventioneel: Drinkwater

Kwantiteit

In Nederland wordt op jaarbasis ruim 1,1 miljard m³ drinkwater bereid uit verschillende bronnen [ref. 19.]. Tabel 2.3 geeft een overzicht van de totale hoeveelheid door waterbedrijven gewonnen hoeveelheid water per bron voor 2005, 2006, 2007, 2008 en 2010.

Tabel 2.3. Overzicht waterwinning in Nederland per bron [ref. 19.]

	grondwater	natuurlijk duinwater	oevergrondwater	oppervlaktewater	totaal
waterwinning 2005 (miljoen m ³)	695	11	60	490	1.256
waterwinning 2006 (miljoen m ³)	706	10	61	502	1.279
waterwinning 2007 (miljoen m ³)	691	13	62	482	1.248
waterwinning 2008 (miljoen m ³)	676	10	76	490	1.252
waterwinning 2010 (miljoen m ³)	675	12	74	456	1.217

Deze cijfers zijn de laatste decennium redelijk stabiel geweest met een licht dalende trend. Ongeveer 60 % van het in Nederland geproduceerde kraanwater is afkomstig uit grondwater en ongeveer 40 % uit oppervlaktewater. Het drinkwatergebruik is circa 1,1 miljard kubieke meter per jaar (één procent van de waterbalans) [ref. 21.].

Nederlandse drinkwaterbedrijven produceren en leveren zowel drinkwater als ander water van minder (niet- of half gefilterd water) of hoger kwaliteit (gedestilleerd en gedemineraliseerd water) dan drinkwaterkwaliteit. Waterbedrijven produceerden 1.096 miljoen m³ kraanwater in 2010. In onderstaande tabel staan de productiecijfers van de drinkwaterbedrijven weergegeven.

Tabel 2.4. Productie en levering van water per voorzieningsgebied in 2010 [ref. 19.]

drinkwaterbedrijf	totaal miljoen m ³	huishoudens miljoen m ³	zakelijke markt miljoen m ³
Waterbedrijf Groningen	42	24	18
Waterleidingmaatschappij Drenthe	29	24	4
Vitens	330	275	55
PWN Waterleidingbedrijf Noord-Holland	100	82	18
Waternet	65	47	18
Dunea	70	47	23
Oasen	46	31	15
Evides Drinkwater	171	103	69
Brabant Water	167	100	67
WML	72	54	18
Nederland totaal	1.092	787	305

Volgens de basis prognoses zal de drinkwaterproductie (inclusief verliezen in het netwerk) tot 2025 stabiel rond de 1,25 M m³ blijven. De minimum en maximum scenario's bedragen 0,970 M m³/jaar en 1,35 M m³/jaar.

Uitgaande van 1.400 m³ water benodigd voor het boren, en 19.000 m³ water benodigd voor het fraccen van een put (zie ook B.1.1.1) bedraagt de totaal benodigde hoeveelheid water voor een put van 3.500 m diepte en 2.500 m horizontale lengte circa 20.400 m³. Volgens de 'Base Case' scenario uitgewerkt in het Halliburton rapport [ref. 9.] zou bij eventuele schaliegasboring in Noord-Brabant uitgegaan worden van 13 multi-pads met elk maximaal 10 putten, dus in totaal 130 putten. Dit impliceert een totaal benodigde hoeveelheid water voor boor- en fracc activiteiten in Brabant van 130 x 20.400 m³ = 2,65 miljoen m³. Dit is minder dan 4 % van de jaarlijkse industriewaterlevering van Brabant Water (67 miljoen m³/jaar). Verspreid over een periode van 15 jaar zouden er 176.800 m³/jaar water nodig zijn, dus veel minder dan 1 % van de jaarlijkse industriewaterlevering van Brabant Water. Dit is ook in lijn met andere rapporten [ref. 17.].

In het geval dat schaliegas winning uit het Geverik pakket door proefboringen als haalbaar wordt bewezen, zou water voor de boor- en fracking activiteiten door onder andere Waterbedrijf Evides geleverd kunnen worden. Ook hier zou er sprake zijn van een vergelijkbaar percentage aandeel (1 %) van fracc-waterlevering ten opzichte van de totale industriewaterlevering van dit bedrijf. Capaciteit-technisch is dit dus uitvoerbaar. Dit is ook vergelijkbaar met cijfers uit de VS. Het totale waterverbruik in de piek van de schaliegaswinning in de Barnett Shale in Texas bedroeg 1.7 % van het totale drinkwaterverbruik in dit gebied (huishoudens en bedrijven) [ref. 17.].

Echter, bij grootschalige invoering/introductie van schaliegaswinning en/of in combinatie met hoog waterverbruik per locatie, kan het gebruik van drinkwater mogelijk een discussiepunt worden uit oogpunt van:

- provinciaal en landelijk beleid met betrekking tot onttrekking van grondwater (zie hoofdstuk 3.2.1);
- technische beschikbaarheid (voldoende productiecapaciteit);

- locatie en capaciteit van de bestaande waterdistributienetwerk die de extra levering aan kan.

Kwaliteit

Drinkwater is kwalitatief gezien de meest geschikte bron voor schaliegaswinning; dit omdat de potentieel belemmerende stoffen en organismen uit het water verwijderd zijn. Drinkwater in Nederland is weinig kalkhoudend, niet corrosief en agressief, heeft een relatief laag organisch stofgehalte. Ook is het bacteriologisch veilig, wat betekent dat het water in principe vrij is van stoffen en organismen die het boor- en fracc-proces negatief kunnen beïnvloeden. Drinkwater biedt dan ook de meeste flexibiliteit wat betreft de toe te passen chemicaliënreceptuur, te weten één van de twee gebruikte fraccing methodes, 'slick water fraccing' en 'cross-linked gel fraccing'

Afweging

Ingeschat wordt dat als de nettovraag in de orde van grootte van (maximaal) 50-100 m³/h ligt, het gebruik van drinkwater voor fraccing doeleinden in Nederland mogelijk is [ref. 16, 17.], mits:

- hergebruik wordt toegepast (inspanningsverplichting);
- niet gelijktijdig op meer locaties wordt gefracct, die drinkwater van hetzelfde zuiveringsstation betrekken (voorkomen van piekbelasting). Buffering kan hier ook oplossingen bieden;
- drinkwater(netwerk) beschikbaar is nabij de gaswinningslocatie.

2.6. Onconventioneel: Effluent van rioolwaterzuiveringsinstallaties

Kwantiteit

Afvalwater inzameling, zuivering en lozing in Nederland wordt beheerd door 26 waterschappen (tabel 2.4, [ref. 19.]). De landelijke dekkingsgraad bedraagt 99 %. Daarnaast kent Nederland een reeks particuliere afvalwaterzuiveringen in beheer van de industrie.

Tabel 2.5. Afvalwater kerngetallen in Nederland [ref. 19.]

type riolering	aangesloten huishoudens x 1.000	%	net lengte km buis	%
gemengde riolering	4.944	69	50.800	44
(verbeterd) gescheiden gerioleerd	1.888	26	38.800	33
afvalwater			20.400	
hemelwater			18.400	
totaal vrijverval riolering	6.832	95	89.600	77
mechanische riolering	298	4	27.100	23
niet aangesloten	44	0,6		
gemeentelijke persleidingen			4.350	
totaal Nederland	7.174	100	121.050	100

In 2010 werd er 1.818 M m³ rioolwater gezuiverd in 353 zuiveringsstations. Deze aanzienlijke hoeveelheden en de permanente beschikbaarheid van dit water zijn potentieel interessant voor schaliegaswinning.

Kwaliteit

Gezuiverd afvalwater in Nederland is van goede algemene kwaliteit [ref. 19.]. De bacteriologische kwaliteit is echter een zwak punt bij het gebruik van gezuiverd afvalwater als bron voor fraccing vloeistof. In sommige gevallen ligt de verwachte concentratie van E-coli in de orde van grootte van 5.000-400.000 eenheden/ml [ref. 9.]. Direct gebruik van effluent van afvalwaterzuiveringen als bron voor fraccing vloeistof (zonder verdunning in ontvangende oppervlaktewateren) is gezien zwevend stof gehalte, NOM, nutriënten concentratie, en bac-

teriologisch kwaliteit niet mogelijk zonder aanvullende zuivering (door middel van bijvoorbeeld filtratie en desinfectie).

Tabel 2.6. Verwijderingsrendementen (%) in Nederlandse RWZI's 2000-2009 [ref. 19.]

parameters	2000	2005	2008	2009
biochemische zuurstofverbruik	97	98	98	98
chemische zuurstofverbruik	90	92	92	92
totaal-fosfor	79	82	81	82
totaal-stikstof	66	74	83	84
cadmium	54	81	68	67
chromium	78	80	83	83
koper	89	92	93	92
kwik	72	77	72	74
lood	86	86	90	89

Afweging

Gezien de continue beschikbaarheid, goede spreiding, relatief goede waterkwaliteit en lagere kosten ten aanzien van andere potentiële bronnen (vooral drinkwater), is effluent van riool- en afvalwaterzuiveringsinstallaties in Nederland een potentieel interessant alternatief voor de waterbehoefte in de schaliegaswinning. Aanvullende zuivering door middel van filtratie en desinfectie zal zeer waarschijnlijk nodig zijn.

In sommige gevallen is het AWZI effluent een van de belangrijkste bronnen/aanvullers van oppervlaktewater. Hier geldt dus de al eerder besproken limitering wat betreft het beperken/voorkomen van afname gedurende droge periodes. In het Halliburton rapport is aangegeven dat AWZI effluent gebruikt zou kunnen worden als de vereiste capaciteit voor schaliegaswinning onder de 20 % van de lozingseisen van toepassing onder droogweer omstandigheden zijn [ref 9.]. Dit zou bij de betrokkene waterschappen geverifieerd moeten worden.

2.7. Onconventioneel: Effluent van industriële afvalwaterzuiveringsinstallaties

Kwantiteit

Een gedeelte van de industrie in Nederland loost zijn afvalwater in gemeentelijke riolerings- en rioolwaterzuiveringen. Naast de gemeentelijke rioolwaterzuiveringen kent Nederland nog 467 industriewaterzuiveringen. Van deze installaties zijn er 206 ook voorzien van een biologische waterzuiveringstap. In 2009 hebben de industriewaterzuiveringsinstallaties samen een equivalent hoeveelheid afvalwater van 13.8 M i.e. behandeld [ref. 19.]. Het is moeilijk om de inwonerequivalenten in m³ water om te zetten. Het aantal inwonerequivalenten is namelijk gerelateerd aan de sterkte van de verontreiniging, en deze kan sterk kan variëren afhankelijk van het type industrie.

Tabel 2.7. Overzicht industrieafvalwaterzuiveringen in Nederland [ref. 19.]

	AWZI's CAPACITEIT	WAARVAN BIOLOGISCHE AWZI's	
	aantal	aantal	1.000 i.e.
Industrie	391	161	10.923
Waaronder:			
Voedings- en Genotmiddelen	135	98	6.944
Textiel-, kleding-, Leder	13	2	116
Hout-, papier- en grafische ind.	28	11	895
Raffinaderijen en chemie	79	43	2.802
Basismetaalindustrie	16	2	143
Overige	76	45	2.881
Waaronder:			
Energievoorziening en afvalbeheer	45	28	2.531
Totaal	467	206	13.804

Kwaliteit

Gezuiverd afvalwater uit de industrie moet voldoen aan lozingseisen, zoals vastgelegd in lozingsvergunningen uitgegeven door de verantwoordelijke provincie/autoriteiten. Deze lozingseisen zijn vaak net zo strikt als de eisen voor gezuiverd rioolwater en houden rekening met de specifieke lozingsparameters inherent aan de specifieke industrie (bijvoorbeeld olie en olieachtige producten in lozingen uit raffinaderijen). Ook wordt er rekening gehouden met specifieke eisen voor potentieel schadelijke stoffen, zoals vastgelegd in de KRW (Kader Richtlijn Water).

Over het algemeen impliceert dit een goede kwaliteit van geloosd industrieafvalwaterzuiveringseffluent en is het een interessante alternatief voor de waterbehoefte bij schaliegaswinning. Bij eventueel gebruik van afvalwaterzuiveringseffluent is ook hier mogelijk behoefte aan zuivering van het water, afhankelijk van de kwaliteit. De omvang en type zuivering is afhankelijk van het type industrie en voorkomende verontreinigingen (zwevend stof gehalte, NOM, nutriënten concentratie, en bacteriologisch kwaliteit, die toepassing van bijvoorbeeld filtratie en desinfectie vergen).

Afweging

Voor industrieafvalwatereffluent gelden vergelijkbare afwegingen als voor rioolwaterzuivering effluent. Een geschikte bron om de waterbehoefte bij schaliegaswinning te dekken moet in staat zijn om binnen een bepaald tijdsperk continu aanzienlijke hoeveelheden water te kunnen leveren. Dit impliceert dat per geval gekeken moet worden naar grotere industriewaterlozers, waarschijnlijk in de vorm van clusters, in de buurt van toekomstige schaliegaswinningen.

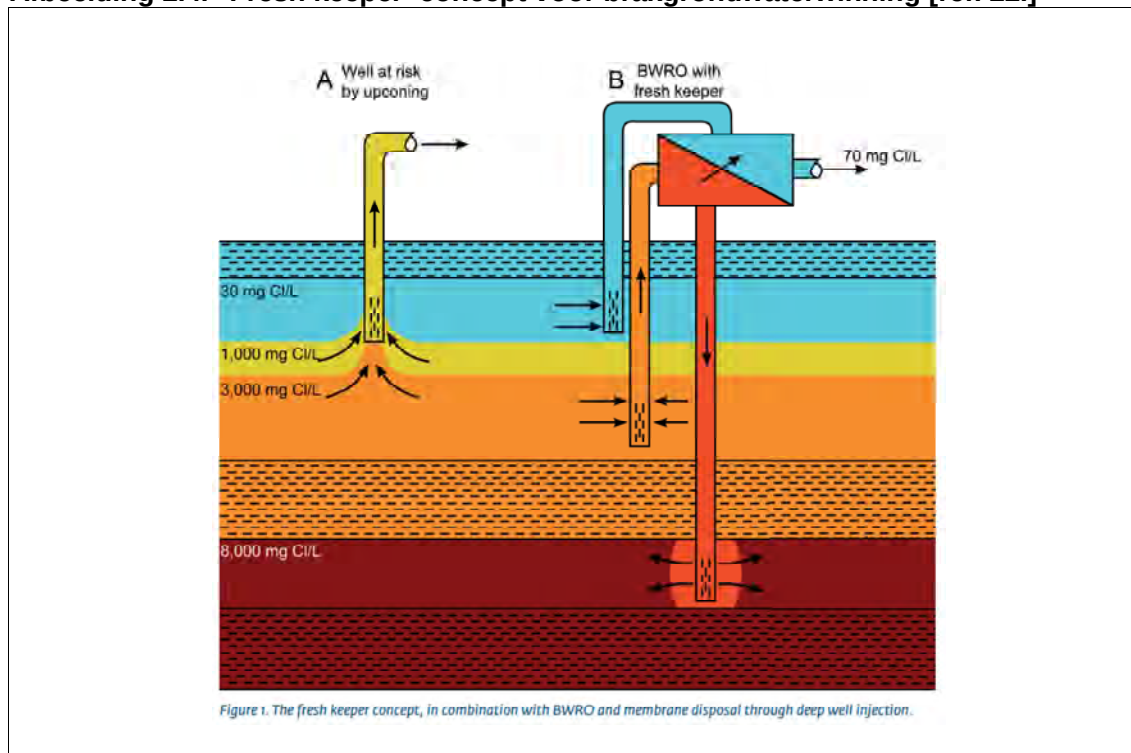
2.8. Onconventioneel: Brak grondwater

Kwantiteit

De potentie voor winning van brak grondwater wordt onderzocht door meerdere bedrijven in Nederland (onder meer Vitens, Brabant Water, Oasen en Waternet); dit als alternatief en ter beperking van onttrekking van zoet grondwater.

Proefschaal onderzoek toont aan dat dit mogelijk een goed alternatief zou kunnen worden voor vers grondwater onttrekking (situatie A, afbeelding 2.4, [ref. 22.]). Het zogenoemd 'Fresh Keeper' concept is gebaseerd op het gedeeltelijk onttrekken van vers- en van brakgrondwater, en ontzilting van het brakgrondwater door middel van toepassing van reverse osmose technologie. De brijn die ontstaat naar aanleiding van dit proces zou geïnjecteerd worden in de nog diepere ondergrond.

Afbeelding 2.4. 'Fresh keeper' concept voor brakgrondwaterwinning [ref. 22.]



Er wordt gestreefd om hierbij geen proceschemicaliën te gebruiken door middel van toepassing van het principe van lage recovery reverse osmose proces; dit resulteert in minder vervuiling van de scheidingsmembranen, dus minder chemicaliën voor schoonmaak en onderhoud). Als gevolg van het geen gebruik maken van chemicaliën is het terug injecteren in de diepe ondergrond potentieel mogelijk van het concentraat dat ontstaat tijdens het proces. Naast de uitstekende productwaterkwaliteit tegen relatief lage kosten, is een bijkomend voordeel dat er minder vers water hoeft onttrokken te worden. Hierdoor wordt verzilting van het vers grondwater beperkt.

Het onttrekken en direct gebruiken van brak grondwater is potentieel interessant. De kosten voor onttrekking van brak grondwater zijn afhankelijk van de diepte van onttrekking. In principe is brak grondwater in diepere lagen te vinden. Hiermee zijn hogere winningskosten gemoeid in vergelijking met winning van zoetwater. Dit is vooral van toepassing voor Brabant, waar mogelijk schaliegas gewonnen zou worden.

Hierbij zouden ook maatregelen genomen moeten worden om menging van zoet- en brakgrondwater te beperken.

Kwaliteit

Gebruik van gezuiverd brak water volgens de 'fresh keeper' concept is een potentieel interessante alternatief voor bereiding van fracking vloeistof ten opzichten van het gebruik van

drinkwater geproduceerd uit zoet grondwater. De productwaterkwaliteit is potentieel van uitstekende kwaliteit (TDS<70 mg/l, [ref. 22.] en ook bacteriologisch veilig), wat het voor beide fracking methodes geschikt maakt.

Directe brak grondwateronttrekking, mits toegestaan, zou uit de diepere brakke grondwaterlagen moeten komen, met een zoutgehalte van >3.000 mg/l. Dit maakt dit water minder geschikt voor de 'cross-linked fracking' methode. Uiteindelijk zou dit water, gezien de hoge zoutgehalte, ook minder geschikt voor lozing zijn.

Afweging

Alhoewel brak grondwater voor activiteiten van tuinders in het Westland standaard wordt gebruikt, wordt injecteren van brijn (vreemd water) in een ander diepere watervoerende pakket, door middel van doorprikken van verschillende water scheidende bodemlagen, als potentieel problematisch door provincieautoriteiten gezien.

Om deze redenen is er nog steeds geen breed draagvlak voor toepassing van het 'Fresh Water' concept op grotere schaal in Nederland. Als er op termijn een klimaat ontstaat om deze praktijk door te voeren, zou dit enige investeringen vereisen. Daarnaast moet rekening gehouden worden met de benodigde tijd om zulke projecten van idee tot waterlevering te realiseren. Dit kan over het algemeen enkele jaren (1 tot 2 jaar) duren.

Het onttrekken en direct gebruiken van brak grondwater, mits toegestaan, is ook potentieel interessant voor fracking doeleinden. Hieraan zijn kosten verbonden met betrekking tot winnen (uit diepe lagen met TDS>3.000 mg/l) en eventuele ontzouting voor lozing. Daarnaast moeten er passende maatregelen getroffen worden om menging van zoet- en brak-grondwater te beperken. Om dit te voorkomen zou er uit diepere brak grondwater lagen onttrokken moeten worden met een goede scheidende laag.

2.9. Onconventioneel: Zeewater

Kwantiteit

Zeewater is onbeperkt beschikbaar in de kustgebieden. De potentie voor zeewatergebruik voor schaliegaswinning is derhalve beperkt door de geografische ligging van potentiële schaliegas formaties. Naast de Posidonia formatie (Brabant) zou winning van schaliegas in Nederland ook uit het Geverik laagpakket mogelijk zijn. Het is echter essentieel om via exploratieboringen en producttests de geschiktheid van het Geverik laagpakket voor gaswinning aan te tonen. Voor winningen uit beide formaties in de kustgebieden zou zeewater, wat betreft benodigde hoeveelheden, een goed alternatief zijn.

Kwaliteit

In vergelijking met oppervlaktewater heeft zeewater veel hogere zoutgehaltes (Noordzee TDS= circa 32.000 mg/l) en hogere concentraties van 'scaling' veroorzakende ionen (Ca, Mg, Ba, enz.). Dit impliceert dat zeewater meer geschikt is voor toepassing van de 'slick water fracking' methode (geen beperkingen wat betreft de zoutgehalte en scaling veroorzakende ionen) dan voor de cross-linked gel fracking methode.

Echter, enige vorm van zuivering zal zeker nodig zijn om de zwevend stof, plankton en bacteriologische activiteit op orde te brengen; dit zou door middel van zeven, multi-media filtratie of UF (Ultra Filtratatie) en desinfectie gerealiseerd kunnen worden. Uiteindelijk zou het resterend water na fracking in de zee moeten/kunnen geloosd worden; dit ten opzichte van inlandse gaswinninglocaties, waarbij het hoge zoutgehalte beperkend voor lozing op oppervlaktewater zou zijn, en kostbaar injecteren in het diepe ondergrond nodig maakt.

Afweging

Zeewater zou mogelijk economisch aantrekkelijk zijn voor schaliegaswinning in de kustgebieden. Het gebruik van zeewater voor schaliegaswinning vereist gezien de relatief hoge zoutgehalte (TDS>32.000 mg/l) en concentratie van 'scaling' veroorzakende ionen (Ca, Mg, enzovoort.) zeer waarschijnlijk de inzet van de 'slick water fracking' methode. Inzet van zeewater voor bereiding van fracking vloeistof vereist voorzuivering om zwevend stof, plankton en bacteriën te verwijderen, door inzet van zeven, multi-media filtratie of UF (Ultra Filtratie) en desinfectie.

3. CONCLUSIES

3.1. Invloed van waterkwaliteit

De conclusies met betrekking op de invloed van de waterkwaliteit op de toepassing en samenstelling van chemische hulpstoffen (additieven of mijnbouwhulpstoffen) worden hieronder opgesomd.

Fraccing Methodes

Er zijn twee fraccing methodes die worden gebruikt in de praktijk:

- 'slick water fraccing';
- 'cross-linked gel fraccing'.

Soms wordt ook een combinatie van de twee methodes gebruikt.

'Slick water fraccing' - is gekenmerkt door grote watervolumes van 11.000-15.000 m³ per put. De chemische samenstelling van 'slick water' is relatief eenvoudig (relatief weinig hulpstoffen). De belangrijkste component van de 'slick water fraccing' vloeistof is het frictie verlagend middel (poly-elektrolyt polyacrylamide).

'Cross-linked gel fraccing' - is gekenmerkt door kleinere watervolumes van ongeveer 4.000 m³ per put. De chemische samenstelling van 'cross-linked' water is veel complexer en houdt in onder andere de toepassing van gels als frictie verlagende middelen. Tijdens het fraccing proces is er sprake van indikking van de gels ('cross linking' tussen guar-gum met boraat) die zorgt dat de 'proppants' (zand) ongestoord naar de fractures kunnen stromen. Ingedikt gel wordt afgebroken door toegevoegde oxidanten met een vertraagde reactietijd. Afbraak van de gel maakt het mogelijk dat flowback water naar de oppervlakte kan stromen.

Het is op dit moment niet duidelijk welke fraccing methode in Nederland actueel kan worden.

Samenstelling van de fraccing vloeistof

De vier belangrijkste vereisten van de fraccing vloeistof zijn:

- goede viscositeit die het mogelijk maakt om fractures van benodigde breedte te bewerkstelligen;
- maximalisatie van de reisafstand/bereik van de vloeistof, in feite een langere fractuur bewerkstelligen;
- transport van grote hoeveelheden 'proppant' in de fractuur;
- minimalisatie van de hoeveelheid gelling-chemicaliën, zo dat de later benodigde afbraak daarvan kostenefficiënt kan geschieden.

De belangrijkste componenten van de fraccing vloeistof zijn:

- weerstand verlagers;
- 'gelling Agents' Proppanten;
- brekers;
- corrosie inhibitoren.

Typisch bevat de fraccing vloeistof lage concentraties (0,5-2 %) van 3 tot 12 additieven. De specifieke receptuur van deze additieven hangt vanaf lokaal specifieke eisen, afhankelijk van de samenstelling en geologie van de schalie.

De chemie van fracking water en vereiste waterkwaliteit/-beperkingen

De typische waterkwaliteitseisen voor de bereiding van de fracking vloeistof zijn weergegeven in tabel 2.2. Waterkwaliteitseisen voor 'cross-link fracking' zijn stringenter dan voor 'slick water fracking'. De geschiktheid van potentieel bruikbare waterbronnen voor fracking doeleinden is beoordeeld op basis van deze eisen. De volgende waterkwaliteit parameters zijn van belang voor de fracking vloeistof en toe te passen fracking methode:

- zwevende stof (SS - Suspended Solids);
- zout concentratie (TDS - Total Dissolved Solids);
- aanslag (scaling) vormende ionen;
- organisch stof;
- microbiologisch water kwaliteit.

Een hoge concentratie/aanwezigheid van deze parameters kan mogelijk de behoefte impliceren om voorzuivering van het water toe te passen. Processen die in aanmerking hiervoor komen zijn onder andere filtratie (multi media filtratie of UF - Ultra Filtratie, met of zonder coagulatie/flocculatie) en desinfectie (door middel van gebruik van biocides of UV straling).

3.2. Conventionele waterbronnen

Op basis van verschillende studies is vastgesteld dat de benodigde hoeveelheid voor booractiviteiten 1.000 m³ bedraagt. De benodigde hoeveelheid voor fracking activiteiten bedraagt orde van grootte 12.000 m³. De totaal hoeveelheid water per put bedraagt derhalve orde grootte 13.000 m³.

Conventionele waterbronnen die in aanmerkingen komen voor boor- en fracc- activiteiten zijn:

- grondwater;
- oppervlaktewater;
- drinkwater.

Grondwater

Grondwater is kwalitatief gezien over het algemeen een geschikte bron voor het bereiden van fracking vloeistof volgens beide toegepaste methodes, 'slick water fracking' en 'cross-linked gel fracking'. Echter, gezien het feit dat provinciaal beleid in Nederland gericht is op langdurige bescherming van kwetsbare grondwaterwinningsgebieden, zal zoet grondwater hoogst waarschijnlijk niet overal als bron voor schaliegaswinning kunnen worden gebruikt.

Oppervlaktewater

Oppervlaktewater (bekkens, rivieren, meren) is in principe beschikbaar in voldoende hoeveelheden in Nederland om schaliegaswinning te ondersteunen. De beschikbaarheid van oppervlaktewater kan in droge zomers beperkt worden. Kwalitatief gezien zijn de verschillende oppervlaktewaters in Nederland variabel en zou per geval bekeken moeten worden wat de mogelijkheden zijn. Het is in die zin minder geschikt dan grondwater, en vereist mogelijk de inzet van voorzuivering in de zin van filtratie (zwevend stof verwijdering) en desinfectie (toepassen van biocides of UV-straling voor beperking van bacteriologisch activiteit). Dit vereist investering en bouw van zuiveringsinstallaties. Een andere, mogelijk meer geschikte aanpak is inzet van mobiele zuiveringsinstallaties, die per put verplaatst kunnen worden.

Drinkwater

Nederlandse drinkwaterbedrijven produceren en leveren zowel drinkwater als ander water van mindere (niet- of half gefilterd water) of betere kwaliteit (gedestilleerd en gedeminerali-

seerd water) dan drinkwaterkwaliteit. De zakelijke markt vertegenwoordigt ongeveer 30 % van het totaal geproduceerde drinkwater.

Capaciteittechnisch is levering van drinkwater voor de aanmaak van fracking vloeistof uitvoerbaar. Uitgaande van eventuele schaliegaswinning in Brabant, zou gebruik van drinkwater voor deze doeleinden uitkomen op minder dan 1 % van wat nu wordt geleverd aan de zakelijke markt door Brabant Water. Vergelijkbare getallen komen aan de orde in het geval dat schaliegaswinning uit het Geverik pakket technisch/economisch haalbaar wordt bewezen, en water voor boor- en fracking activiteiten door bijvoorbeeld Waterbedrijf Evides geleverd zou worden.

Het gebruik van drinkwater als bron voor fracking vloeistof wordt mogelijk een discussiepunt bij grootschalige invoer van schaliegaswinning en/of in combinatie met hoog waterverbruik per locatie. Dit uit oogpunt van provinciaal en landelijk beleid met betrekking tot onttrekking van grondwater voor deze doeleinden, technische beschikbaarheid (voldoende productiecapaciteit), locatie en bestaande distributienet die de extra levering aan kan.

Kwalitatief gezien is drinkwater de meest geschikte bron voor schaliegaswinning; dit omdat de potentieel belemmerende stoffen en organismen, die het fracking proces negatief kunnen beïnvloeden, uit het water verwijderd zijn.

Als de nettovraag in de orde van grootte van maximaal 50-100 m³/h ligt, is het gebruik van drinkwater voor boor- en fracking activiteiten mogelijk mits:

- hergebruik wordt toegepast (inspanningsverplichting);
- niet gelijktijdig op meer locaties wordt gefracct, die drinkwater van hetzelfde zuiveringsstation betrekken (voorkomen van piekbelasting);
- drinkwater beschikbaar is nabij de gaswinning.

3.3. Onconventionele waterbronnen

De in aanmerking komende onconventionele bronnen voor boor- en fracc- activiteiten zijn:

- effluent van rioolwaterzuiveringsinstallaties;
- effluent van industriële afvalwaterzuiveringsinstallaties;
- brak grondwater;
- zeewater.

Effluent van rioolwaterzuiveringsinstallaties

Gezien de continu beschikbaarheid, goede spreiding, relatief goede waterkwaliteit en lage kosten ten opzichte van andere potentiële bronnen (vooral drinkwater), is effluent van rioolwaterzuiveringsinstallaties in Nederland een potentieel goede alternatieve bron voor het aanmaken van frac-vloeistof. Aanvullende zuivering door middel van filtratie en desinfectie zal zeer waarschijnlijk nodig zijn. Dit vereist ook investeringen en bouw van zuiveringsinstallaties. Inzet van mobiele zuiveringsinstallaties, die per put verplaatst kunnen worden, is mogelijk een betere optie.

In sommige gevallen is het AWZI effluent een van de belangrijkste bronnen/aanvullers van oppervlaktewater. Dit type water zou voor fracking doeleinden ingezet kunnen worden als de vereiste hoeveelheden onder de 20 % van de droogweer lozingseisen uitkomen. Dit zou met de betrokkene waterschappen geverifieerd moeten worden.

Effluent van industriële afvalwaterzuiveringsinstallaties

Gezuiverd industrieafvalwater in Nederland moet voldoen aan een reeks strenge lozingseisen, en is daarmee kwalitatief geschikt als alternatief voor andere waterbronnen voor scha-

liegas winning. Een geschikte waterbron voor schaliegaswinning moet in staat zijn om binnen een bepaald tijdsperk continu aanzienlijke hoeveelheden water te kunnen leveren. Dit impliceert dat er per geval gekeken zou moeten worden naar grotere industriewaterlozers, waarschijnlijk in de vorm van clusters, in de buurt van toekomstige schaliegaswinningen. De behoefte voor aanvullende voorzuivering ten behoeve van gebruik van dit water voor fracking water doeleinden is afhankelijk van de specifieke kwaliteit van de industriewaterlozing. Ook hier zou aanvullende zuivering door middel van filtratie en desinfectie zeer waarschijnlijk nodig zijn.

Brak grondwater

Gebruik van ontzilt brakgrondwater (Fresh Keeper concept), zoals onderzocht door onder andere Brabant Water en Vitens, zou uit kwantitatief en kwalitatief (opgeloste zouten concentratie $\text{TDS} < 70 \text{ mg/l}$, goed bacteriologisch kwaliteit) oogpunt een aantrekkelijke optie voor schaliegaswinning kunnen worden. Dit ten opzichte van gebruik van drinkwater geproduceerd uit grond- en/of oppervlaktewater. Echter, het injecteren van brijn, het bijproduct van dit proces in een ander diepere watervoerende pakket (vreemd water), door middel van doorboren van verschillende waterscheidende bodemlagen, wordt nog steeds als potentieel problematisch door provincieautoriteiten gezien. Daarnaast vereist dit alternatief investeringen en een projectrealisatie periode van 1 tot 2 jaar.

Het onttrekken en direct gebruiken van brak grondwater ten behoeve van schaliegaswinning is uit kwantitatief oogpunt een aantrekkelijk alternatief. Uit kwalitatief oogpunt is het minder aantrekkelijk gezien de hogere zoutconcentratie ($\text{TDS} > 3,000 \text{ mg/l}$). Daarnaast moeten er maatregelen getroffen worden om menging van zoet- en brakgrondwater te voorkomen door onttrekking te dichtbij de zoetwaterlagen. Om deze redenen zou uit de diepere lagen onttrokken moeten worden. De lozingsmogelijkheden van brak grondwater zijn ook beperkter.

Zeewater

De potentie voor zeewater gebruik is kwantitatief onbeperkt voor schaliegaswinning in de kustgebieden. De hoge zoutconcentratie ($\text{TDS} > 32.000 \text{ mg/l}$) en concentratie van 'scaling' veroorzakende ionen (Ca, Mg, enz.) maakt zeewater minder geschikt voor 'cross-linked gel' fracking en meer geschikt voor 'slick water' fracking. Gebruik van zeewater voor aanmaak van fracking vloeistof vereist de inzet van filtratie (ten behoeve van verwijdering van zwevend stof en plankton) en desinfectie (biocides of UV straling ten behoeve van beperking de bacteriologisch activiteit in het water). Net zoals bij toepassing van oppervlaktewater en effluent van riool- en afvalwaterzuiveringsinstallaties, vereist dit aanzienlijke investeringen.

4. REFERENTIES

- [ref. 1.] United States Department of Energy (USDOE). Modern Shale Gas Development in the United States - A Primer. April 2009.
- [ref. 2.] 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.
- [ref. 3.] KWR rapport, REACH als kader voor het beoordelen van drinkwater risico's bij hydraulic fracturing, BTO 2012.235(s), December 2012.
- [ref. 4.] United States Environmental Protection Agency (USEPA). Evaluation of Impact to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs. June 2004.
- [ref. 5.] Chesapeake Energy. Hydraulic Fracturing Fact Sheet. May 2012.
- [ref. 6.] Stark M.; Allingham R.; Calder J.; Walker T. L.; Wai K.; Thompson P.; Zhao S. Water and Shale Gas Development - Leveraging the US experience in new shale developments. Accenture, 2012.
- [ref. 7.] United States Environmental Protection Agency (USEPA). Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources – Progress Report. December 2012.
- [ref. 8.] Ely, John W. Secondary Recovery of Oil, Oil Wells, Hydraulic Fracturing. Stimulation Engineering Handbook, ix, pg. 357, 1985.
- [ref. 9.] Halliburton EBN final report Notional Field Development, Nov. 2011.
- [ref. 10.] Schubert J. J. Criteria for Flowback Water Recycle. Contemporary Technologies for Shale-Gas: Water and Environmental Management. Water Environment Federation (WEF) pg 83-93, 2012.
- [ref. 11.] Halliburton US Shale gas, An unconventional resource. Unconventional challenges, White Paper, http://www.halliburton.com/public/solutions/contents/shale/related_docs/H063771.pdf.
- [ref. 12.] Vetter O. J.; Lankford S.; Nilssen T.; Shelton M. Well Stimulation and Scale Inhibitors. Society of Petroleum Engineers, SPE 17284, March 1988.
- [ref. 13.] Watkins D. R.; Irvine J. J.; Smith J. C.; Sharma S. N.; Edwards H. G. Use of Scale Inhibitors in Hydraulic Fracture Fluids to Prevent Scale Build-Up. United States Patent Application 5,224,543. July 1993.
- [ref. 14.] Rodvelt G.; Yeager V.; Hyatt M. Case History: Challenges Using Ultraviolet Light to Control Bacteria in Marcellus Completions. Society of Petroleum Engineers, SPE, August 2011.
- [ref. 15.] Nakhwa A. D. and Huggins K. New Technologies in Fracturing for Shale Gas Wells are Addressing Environmental Issues. Society of Petroleum Engineers, SPE 164270. March, 2013.
- [ref. 16.] Royal Haskoning EBN report, Shale gas production in a Dutch perspective, 2012.
- [ref. 17.] Royal Haskoning, Schaliegas in Nederland (op basis van Shale Gas report voor House of Commons, mei 2011), Sep. 2011.
- [ref. 18.] Tyndal center, University of Manchester, UK, Shale gas: an updated assessment of environmental and climate change impacts, Nov 2011.
- [ref. 19.] VEWIN, Drinkwater Statistieken 2012.
- [ref. 20.] Droogtestudie, Laagwater op de Rijn en Maas, Rijkswaterstaat, Ministerie van Verkeer en Waterstaat, www.droogtestudie.nl.
- [ref. 21.] H2O, tijdschrift voor watervoorziening en waterbeheer, nr. 12, 2006.
- [ref. 22.] Internet folder KWR, Vitens, Brabant Water.

[ref. 23.] US Department of Energy, Shale Gas Production Subcommittee Second Ninety Day Report, November 18, 2011.



Witteveen+Bos
 Hoogoorddreef 56 F
 Postbus 12205
 1100 AE Amsterdam
 telefoon 020 312 55 55
 fax 020 697 47 95
www.witteveenbos.nl

onderwerp	onderzoeksvraag B.1.1.3
project	aanvullend onderzoek risico's schalie- en steenkoolgas in Nederland
opdrachtgever	Ministerie van EZ, Directie Energiemarkt
projectcode	GV1106-1
referentie	GV1106-1/kleb2/194
status	definitief
datum opmaak	16 augustus 2013
bijlagen	-

INHOUDSOPGAVE	blz.
1. VRAAGSTELLING	2
1.1. Hoofdvraag B.1.1: Fraccen en watergebruik	2
1.2. Deelvragen	2
1.3. Afbakening	2
1.4. Aanpak	3
2. ANALYSE	4
2.1. Impact wateronttrekking	4
2.2. Meting/monitoring van effecten van wateronttrekking	5
2.3. Vergelijking waterverbruik schaliegaswinning versus andere industrieën	6
3. CONCLUSIES	10
3.1. Impact wateronttrekking	10
3.2. Meting/monitoring van effecten van wateronttrekking	10
3.3. Vergelijking waterverbruik schaliegaswinning versus andere industrieën	11
4. REFERENTIES	12

1. VRAAGSTELLING

1.1. Hoofdvraag B.1.1: Fraccen en watergebruik

De vraagstelling met betrekking tot onderzoeksvraag B.1.1 luidt:

Geef aan hoeveel water er gemiddeld gebruikt wordt op een schalie- of steenkoolgaslocatie; indelen per activiteit (fraccen - boren, etc.). Geef aan hoe men aan het water komt? Hoe beïnvloedt de waterkwaliteit de noodzaak voor de toepassing en de samenstelling van de chemische hulpstoffen? Is er voldoende water van de gewenste kwaliteit doorgaans beschikbaar? Wat zijn de mogelijke bronnen? Wat is de impact op de waterhuishouding, natuur en het milieu, indien dusdanig hoeveelheden worden onttrokken? Geef aan hoe deze impact gemeten en gemonitord kan worden. Zet deze hoeveelheden af tegen de hoeveelheden die gebruikt worden bij andere vormen van aardgaswinning en andere industriële activiteiten (waaronder landbouw). Welke technieken zijn voorhanden om het watergebruik te beperken? Kan de toepassing van dergelijke technieken afgedwongen worden? Zo ja, door wie?

1.2. Deelvragen

Bovenstaande vraagstelling is opgedeeld in de volgende deelvragen: B.1.1.1, B.1.1.2, B.1.1.3 en B.1.1.4. Onderstaand is deze opdeling verder toegelicht.

Deelvraag B.1.1.1: Watergebruik bij fraccen

Hoeveel water wordt er gemiddeld gebruikt op een schalie- of steenkoolgaslocatie, ingedeeld per activiteit (fraccen - boren, etc.)?

Deelvraag B.1.1.2: Herkomst en kwaliteit water

Geef aan hoe men aan het water komt? Hoe beïnvloedt de waterkwaliteit de noodzaak voor de toepassing en de samenstelling van de chemische hulpstoffen? Is er voldoende water van de gewenste kwaliteit doorgaans beschikbaar? Wat zijn de mogelijke bronnen?

Deelvraag B.1.1.3: Impact watergebruik

Wat is de impact op de waterhuishouding, natuur en het milieu, indien dusdanig hoeveelheden worden onttrokken? Geef aan hoe deze impact gemeten en gemonitord kan worden.

Zet deze hoeveelheden water af tegen de hoeveelheden die gebruikt worden bij andere vormen van aardgaswinning en andere industriële activiteiten (waaronder landbouw).

Deelvraag B.1.1.4: Beperking watergebruik

Welke technieken zijn voorhanden om het watergebruik te beperken? Kan de toepassing van dergelijke technieken afgedwongen worden? Zo ja, door wie?

1.3. Afbakening

In deze notitie wordt ingegaan op deelvraag B.1.1.3.

De hoofdvraag van dit subonderdeel richt zich op de effecten van onttrekking van de benodigde hoeveelheden water voor fracking op de waterhuishouding, natuur en milieu. Bepalend voor het beantwoorden van deze vraag zijn de hoeveelheden benodigd water voor het boren- en fraccen-processen, onderwerp van vraag B.1.1.1 en de potentiële/geschikte bronnen van water voor fracking doeleinden, onderwerp van vraag B.1.1.2. In deze zin wordt ook gekeken naar de beschikbare en geschikte mogelijkheden om deze effecten te meten en monitoren.

De benodigde hoeveelheden water voor fracking doeleinden worden afgezet tegen de benodigde hoeveelheden water voor andere vormen van gaswinning en andere industriële activiteiten, inclusief de landbouw.

Aan de hand van deze afbakening is de hoofdvraag in een aantal verder beschreven subvragen onderverdeeld. Deze zijn hieronder beschreven.

Impact wateronttrekking

Wat is de impact op de waterhuishouding, natuur en het milieu, indien dusdanig hoeveelheden worden onttrokken?

In deze subvraag komen de benodigde hoeveelheden water voor fracking doeleinden opnieuw aan de orde. Hier wordt specifiek aandacht besteed aan de impact van de onttrekking van de benodigde hoeveelheden water voor fracking doeleinden op waterhuishouding, natuur en milieu.

Meting/monitoring van de effecten van wateronttrekking

Geef aan hoe deze impact gemeten en gemonitord kan worden.

Hier wordt specifiek aandacht besteed aan de meting/monitoring van de effecten veroorzaakt door onttrekking van water voor fracking doeleinden.

Vergelijking waterverbruik schaliegaswinning versus andere industrieën

Zet deze hoeveelheden water af tegen de hoeveelheden die gebruikt worden bij andere vormen van aardgaswinning en andere industriële activiteiten (waaronder landbouw).

Hier wordt een vergelijking gemaakt van de benodigde hoeveelheden water voor fracking doeleinden ten opzichte van andere vormen van gaswinning en andere industriële activiteiten, inclusief de landbouw.

1.4. Aanpak

Beantwoording van deze subvragen is gebaseerd op literatuuronderzoek volgens de bronselectiemethode weergegeven in het onderzoeksplan. De gebruikte bronnen zijn opgenomen in het literatuuroverzicht.

2. ANALYSE

2.1. Impact wateronttrekking

Hoeveelheid water voor boor- en fracking activiteiten

De benodigde hoeveelheid water voor het boren en fraccen is in onderzoeksvraag 3.1.1. als volgt beantwoord: de hoeveelheid water nodig voor boringen op een locatie is afhankelijk van het aantal putten en de geboorde meters per put.

In het gegeven voorbeeld van zes putten per locatie naar een diepte van 3.500 m en een lengte van 2.500 m horizontaal, zou netto 8.400 m³ water nodig zijn voor het boren. Hierbij is er al van uitgegaan dat er gemiddeld 1.500 m³ boorvloeistof terug komt en hergebruikt wordt.

Voor de hoeveelheid water benodigd voor het fraccen is het aantal en de diepte van de fracs van belang, wat afhankelijk is van de dikte en gesteente-eigenschappen van de schalie.

In het gegeven voorbeeld van zes putten per locatie naar een diepte van 3.500 m en een lengte van 2.500 m horizontaal, zou bruto 114.000 m³ water nodig kunnen zijn voor fraccen. Gemiddeld zou hiervan 28.500 m³ fracvloeistof direct na het fraccen als flowback terug kunnen komen. Later in het proces zou meer water terug geproduceerd kunnen worden.

Het verlies van water bij fraccen is gemiddeld in de orde van grootte van de helft. Na behandeling kan een deel worden hergebruikt (zie ook de beantwoording van deelvraag B.3.6).

Invloed van de onttrekking op de waterhuishouding, natuur en milieu

Hoewel voor het boren en fraccen bij schaliegaswinning grote volumes water nodig zijn, vertegenwoordigt het totale waterverbruik een relatief klein percentage van de potentieel inzetbare waterbronnen. Berekeningen laten zien dat het watergebruik voor het boren en fraccen per bassin in de range van 0,1 % tot 0,8 % van de beschikbare waterbronnen kan uitkomen [ref. 1.]. Berekeningen uitgevoerd voor eventuele schaliegaswinning in West Brabant (zie sectie 3.2.2 van vraag B.1.1.2) bevestigen dit; de benodigde hoeveelheid water voor boor- en fracc- activiteiten bedraagt op jaar basis minder dan 1 % van de jaarlijkse industriewaterlevering van Brabant Water.

Echter, ook deze volumes kunnen een significant lokaal effect hebben, als de watervoorraden (grond-, oppervlakte-, en/of drinkwater) worden gedeeld voor andere doeleinden. Daarom is het belangrijk dat de waterbehoefte voor hydraulisch fraccing goed gebalanceerd wordt met de andere primaire waterbehoeftes in de betreffende gebied om waterschaarste te voorkomen.

In gebieden of periodes met een watertekort kan hydraulische fraccing een extra druk op de beschikbare hoeveelheid water uitoefenen. Bij gebruik van grondwater zou als gevolg de grondwaterstand op lokaal- of regionaal niveau kunnen dalen. Bij gebruik van oppervlaktewater zouden de debieten in bepaalde waterstromen verlaagd kunnen worden.

Voorbeelden uit de literatuur wijzen op mogelijk negatief effect bij grondwateronttrekking voor schaliegaswinning in droge gebieden. Het oppompen van grondwater voor hydraulisch fraccing in de Eagle Ford bassin (Texas, VS) resulteert in een gemiddelde verlaging van het grondwaterstand van 9-10 m [ref. 2.]. In de Eagle Ford bassin is grondwater al groten-

deels uitgeput voor irrigatiedoeleinden; dit resulteerde al in een daling van de grondwaterstand van meer dan 60 meter in een gebied van 6.500 vierkante kilometer [ref. 3].

Een andere voorbeeld uit de VS toont aan dat intensieve onttrekking van grondwater uit een van de grootste aquifers (de Ogallala aquifer) voor verschillende doeleinden, inclusief landbouw, veeteelt, drinkwater en industrie (waaronder olie en gas) de waterbalans van de aquifer sterk negatief kan beïnvloeden. Negatieve effecten houden niet alleen verlaging van de grondwaterstand in, maar ook verslechtering van de grondwaterkwaliteit, in feite verzilting van het grondwater [ref. 4, 5].

Wateronttrekking uit oppervlaktewater gedurende periodes met beperkte stroming (seizoen- of activiteitgebonden) kan vissen en ander aquatisch leven beïnvloeden, net als daarmee geassocieerde recreatieactiviteiten.

Gemeenschappelijke en industriële watervoorziening kunnen ook negatief beïnvloed worden. Daarom is het belangrijk om een goed beeld van de waterbalans van de te gebruiken waterbron voor hydraulische fracturing te hebben.

De invloed van onttrekking van water voor verschillende doeleinden is in Nederland door de Staat sterk gereguleerd. Deze regulering wordt in de praktijk door Rijkswaterstaat, Provincies, en Waterschappen uitgevoerd. Deze zorgen dat wateronttrekking in Nederland uit zowel grond- als oppervlaktewater op een gecontroleerde manier gebeurt, waardoor de impact op de natuur en het milieu wordt beperkt en geminimaliseerd (zie ook vraag B.1.2.2).

2.2. Meting/monitoring van effecten van wateronttrekking

Vraag A.1.1 behandelt de van toepassing zijnde Europese en Nederlandse wet- en regelgeving voor opsporing en winning van schaliegas, gerelateerd aan de potentiële impact op mens, natuur en milieu. Hier worden de vereiste vergunningen en gerelateerde activiteiten (b.v. MER studies) met betrekking tot het beperken/reguleren van water-, lucht- en bodememissies gespecificeerd. De daaruit voortvloeiende monitoring- en rapportageverplichtingen van toepassing voor (onder anderen) wateronttrekking ten behoeven van schaliegaswinning komen specifiek aan de orde in de vragen in onderdeel B.5.

Het meten en monitoren van effecten van wateronttrekking voor boor en fracturing doeleinden is primair afhankelijk van de gebruikte waterbron. Wateronttrekking en de gevolgen van dien zijn principieel onderdeel van Milieu Effect Rapportages (MER), die volgens de Nederlandse wetgeving een van de vereisten is aan de voorkant van de gasopsporing en gaswinning trajecten. Vaak wordt in het kader van MER studies ook LCA (Life Cycle Analysis) uitgevoerd om alle stromen en emissies die aan de orde komen tijdens een proces/activiteit, in dit geval de boor- en fracturing activiteiten, in beeld te brengen. Doel van de LCA's is om de impact op milieu van alle stoffen/emissies gebruikt en/of vrijkomend als resultaat van het proces/activiteit te kwantificeren en als gewogen kosten/bedrijfsmiddelen uit te drukken. Op deze manier kunnen verschillende winning scenario's in het voortraject vergeleken worden, en kunnen de keuzes uit milieu- en natuurinvalshoek onderbouwd worden [ref. 6].

Afbeelding 2.1 [ref. 7.] geeft aan een overzicht van fundamentele vragen die worden aangepakt in het kader van beoordeling van de effecten van schaliegaswinning, zoals gehanteerd door de USEPA (United States Environmental Protection Agency) in de VS. De impact van onttrekking van grote volumes van water voor fracturing doeleinden is een van de fundamentele vragen in die zin.

Afbeelding 2.1. Fundamentele vragen met betrekking tot effect van fracking activiteiten op drinkwater resources [ref. 7.]

Operation	Fundamental question about effect on drinking water resources
Water acquisition	Impact of high volume water withdrawals from groundwater and surface water source.
Chemical mixing	Impact of releasing hydraulic fracturing fluids.
Well injection	Impact of the injection and fracturing process.
Flowback and produced water	Impact of releasing flowback and produced water.
Wastewater treatment and disposal	Impact of inadequate treatment of hydraulic fracturing wastewater.

Source: U.S. EPA, 2011a

Zoals uitgebreid besproken in het Halliburton rapport [ref. 8.] is gebruik van alle potentiële waterbronnen voor boor- en frac-activiteiten in Nederland (onderwerp van vraag B.1.1.2) sterk gereguleerd. Nederlandse overheden zijn voortdurend bezig met het meten en monitoren van de grondwater- en oppervlaktewaterbronnen aan de kant van waterproductie, en oppervlaktewateren dienend als ontvangende waterlichamen voor gezuiverde effluentlozingen uit riool- en afvalwaterzuiveringen [ref. 9.]. Dit geldt voor zowel waterkwantiteit als waterkwaliteit. Deze door de wet geregleerde meet- en monitoring programma/strategieën hebben als doel een lange termijn bescherming van gebruikte waterbronnen en -voorraden, en bescherming van mens, milieu en natuur. De resultaten van deze meet- en monitoring-activiteiten worden gebruikt/vertaald in beleidvorming en provinciale plannen. Elke toekomstige onttrekking voor boor- en fracking activiteiten zal moeten worden ingepast in deze plannen.

Het inschatten en voorspellen van effecten van wateronttrekking (grondwater, oppervlaktewater of anders) voor boor- en fracking activiteiten zal onderdeel van MER studies zijn; dit staat aan het begin in het vergunningentrajec voor ontplooiën van zulke activiteiten. Het werkelijk meten en monitoren van de effecten van wateronttrekking voor boor en fracking doeleinden zal in principe onderdeel worden van al bestaande meet- en monitoringprogramma's van de potentiële leveranciers/beheerders van de gebruikte waterbron voor deze doeleinden. Het gaat hier in principe over afnamevolume/-debietmetingen en resulterende effecten op waterstand (verlaging van grond- of oppervlaktewaterstand) en -kwaliteit (grondwaterverzilting, impact op de water- flora en fauna). In dit kader kan ook het gaswinningbedrijf verplicht worden om continu of periodiek specifieke metingen uit te voeren, en data-logs van deze gegevens aan de bevoegd gezag beschikbaar te stellen.

2.3. Vergelijking waterverbruik schaliegaswinning versus andere industrieën

Uitgaande van 1.400 m³ benodigd voor het boren, en 19.000 m³ voor het fraccen van een put (zie ook B.1.1.1) bedraagt de totaal benodigde hoeveelheid water voor een put van 3.500 m diepte en 2.500 m horizontale lengte 20.400 m³. Volgens de 'Base Case' scenario uitgewerkt in het Halliburton rapport [ref. 8.] zou bij eventuele schaliegasboring in Noord-Brabant er van 13 multi-pads met elk maximaal 10 putten, dus in totaal 130 putten, uitgegaan kunnen worden. Dit impliceert een totaal benodigde hoeveelheid water voor boor- en fracc activiteiten in Brabant van 2,65 miljoen m³. De totaal benodigde hoeveelheid water voor alle 130 putten, die eventueel zouden geboord worden in Brabant, bedraagt minder dan 4 % van de jaarlijkse industriewater levering (67 miljoen m³/jaar) van Brabant Water. Verspreid over een ontwikkelperiode van 15 jaar zou 176.800 m³/jaar water nodig zijn; dit bedraagt minder dan 1 % van de jaarlijkse industriewater levering (67 miljoen m³/jaar) van Brabant Water.

De 20.400 m³ benodigd water per put is vergelijkbaar met de benodigde hoeveelheid water voor het irrigeren van een golfbaan gedurende 28 dagen (18.200 m³). Verder is fraccen in principe minder vaak toegepast bij winning van conventioneel gas dan bij winning van schaliegas. Bij conventionele gaswinning zonder fraccen wordt alleen water voor de boorspoeling gebruikt. Voor de boorspoeling is, afhankelijk van de diepte van de boring, doorgaans niet meer dan 100 m³ nodig (zie ook B.3.3).

Tabel 2.1 geeft een vergelijking van de 'water intensiteit' van verschillende energiebronnen [ref. 10.]. Dit is de hoeveelheid gebruikt water per opgeleverde energie unit (uitgedrukt in gallons/MMBTU - Million Metric British Thermal Units). Hierbij wordt de volledige productieketen in beschouwing genomen.

Schaliegaswinning door horizontale putten (met hydraulische fraccing) worden als een van de minst water intensieve energiebronnen ingeschaald. Het vereist namelijk relatief weinig water per opgeleverde energie unit in vergelijking tot andere energiebronnen [ref. 10.]. Opvallend in de tabel is het extreem hoge waterverbruik voor biobrandstoffen, veroorzaakt door de hoge waterbehoefte van de daarvoor benodigde gewassen.

Tabel 2.1. 'Water intensiteit' van verschillende energiebronnen [ref. 10.]

Water Intensity of Different Energy Sources	Gallons/MMBTU (Million Metric British Thermal Units)
Coal	
Surface mining	2
Underground mining	9
Natural Gas	
Conventional	0
Shale Gas	
Vertical wells	6.9
Horizontal wells (hydraulic fracturing)	4.3
Oil	
Primary	1.5
Oil shale	5.5
Conventional flooding	14
Oil sand	35
Enhanced recovery	62
Solar	
Photovoltaic	4
Wind	
Turbine	0
Biofuels	
Ethanol from irrigated corn	11,000
Biodiesel from soy	60,000
Biodiesel from rape seed	68,000

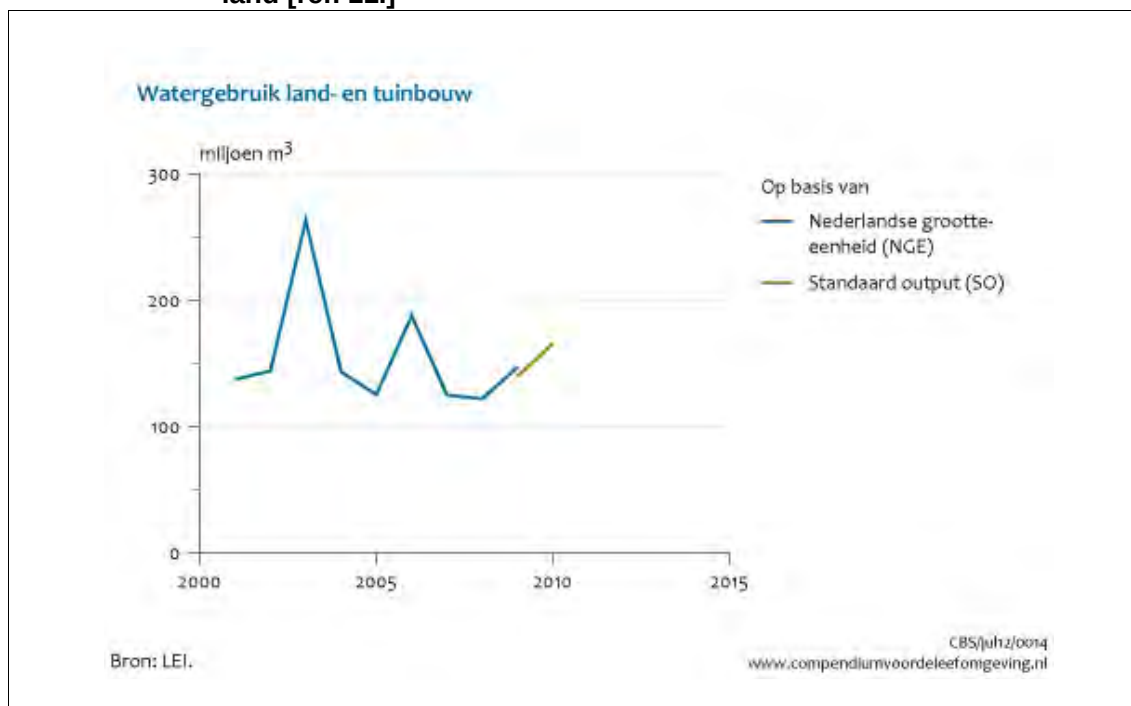
Tabel 2.2 [ref. 9.] geeft een overzicht aan van drinkwatergebruik (miljoen m³/jaar) in Nederland naar economische activiteit. De boven besproken 2,65 M m³ water benodigd in 15 jaar voor eventuele schaliegaswinning in Brabant (zie ook B.1.1.2) vertegenwoordigt orde van grootte 0,25 % van de totale waterverbruik van water in Nederland. Vergeleken met andere actuele verbruikers van drinkwater valt deze waterhoeveelheid in de laagste categorie, vergelijkbaar met de papier industrie.

Tabel 2.2. Overzicht drinkwatergebruik (miljoen m³/jaar) naar economische activiteit (BRON: CBS, [ref. 9.])

GEBRUIKERS	2004	2005	2006	2007	2008
HUISHOUDENS	791	785	801	789	788
LANDBOUW, BOSBOUW, VISSERIJ	52	49	49	50	47
INDUSTRIËLE ACTIVITEITEN	204	200	195	191	184
Delfstoff en winning	4	4	4	4	4
Industriële producten	198	193	189	185	176
Voedingsmiddelen	49	49	51	49	49
Textiel, kleding en leder	1	1	1	1	1
Papier	2	4	3	3	4
Chemie en aardolie	86	82	76	73	64
Basis metaal	38	36	36	36	36
Overige producten	21	21	21	22	22
Productie- en distributie elektriciteit	2	2	2	3	3
DIENSTEN	97	97	109	112	115
Milieudienstverlening	3	3	3	3	4
Overige diensten	93	94	105	109	112
BALANCING ITEM	-44	-44	54	-55	-42
TOTAAL	1.099	1.087	1.099	1.088	1.093

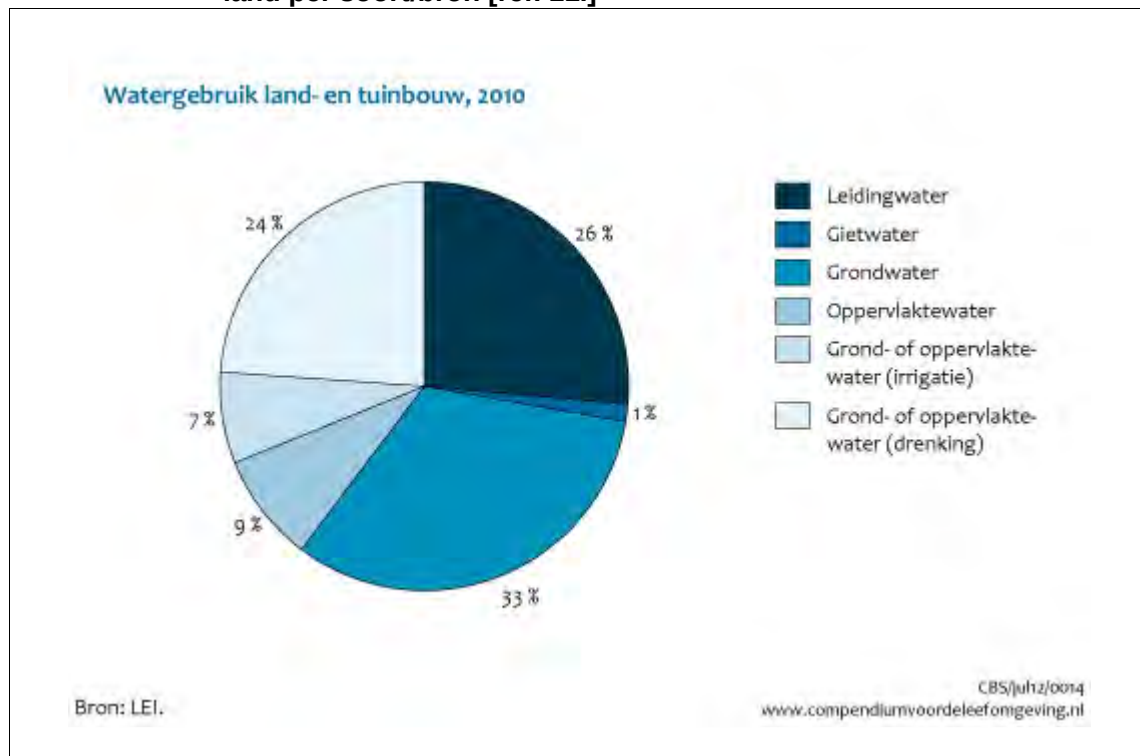
Afbeelding 2.2 geeft het landelijke watergebruik in Nederland door de land- en tuinbouw [ref. 11.]. Hieruit blijkt dat het jaarlijks watergebruik door de land- en tuinbouwsector varieert tussen de 150 en 250 miljoen m³ op jaarbasis. Dit is vooral afhankelijk van de weersomstandigheden. Het verbruik is daarmee grofweg een factor 1.000 hoger dan de berekende jaarlijkse waterbehoefte voor schaliegaswinning in Noord Brabant.

Afbeelding 2.2. Overzicht waterverbruik (miljoen m³/jaar) land- en tuinbouw in Nederland [ref. 11.]



Afbeelding 2.3 geeft het landelijke watergebruik in Nederland aan door de land- en tuinbouw naar soort/bron in 2010 [ref. 11.].

Afbeelding 2.3. Overzicht waterverbruik (miljoen m³/jaar) land- en tuinbouw in Nederland per soort/bron [ref. 11.]



Uit afbeelding 2.3 blijkt dat de Nederlandse land- en tuinbouw vooral gebruik maakt van grondwater, leidingwater en oppervlaktewater als bron. Tevens valt op dat geen gebruik gemaakt wordt van onconventionele waterbronnen.

De uiteindelijke exacte watervraag door schaliegaswinning is zeer afhankelijk van resultaten van proefboringen. Alleen op basis daarvan kan met meer zekerheid bepaald worden hoeveel aanvoer, afvoer en zuivering van water ten behoeve van hergebruik en/of lozing nodig zal worden [ref. 12.].

3. CONCLUSIES

3.1. Impact wateronttrekking

Hoewel voor het boren en fraccen bij schaliegaswinning grote volumes water nodig zijn, vertegenwoordigt het totale waterverbruik een relatief klein percentage van de potentieel inzetbare waterbronnen. Berekeningen laten zien dat het watergebruik voor het boren en fraccen per bassin in de range van 0,1 % tot 0,8 % van de beschikbare waterbronnen kan uitkomen [ref. 1.].

Desondanks kan dit in bepaalde gebieden of in bepaalde droge periodes waarbij competitie voor gebruik van water voor verschillende doeleinden aanwezig is, zoals de landbouw, vee-teelt en gemeenschappelijke doeleinden, een extra druk op de beschikbare hoeveelheden grond- en/of oppervlaktewater uitoefenen.

Bij winning van grote hoeveelheden grondwater kan de waterbalans van de aquifer verstoord worden, met verlaging van de grondwaterstand op lokaal- en regionaal niveau en verzilting van grondwater als potentieel negatieve effecten.

De debieten in sommige waterstromen kunnen verlaagd worden door rechtstreeks onttrekken van grotere hoeveelheden oppervlaktewater, of door een verminderde toestroom van grondwater. Wateronttrekking gedurende periodes met beperkte stroming in het oppervlaktewater (seizoen- of activiteitgebonden) kan vissen en ander aquatisch leven beïnvloeden, net als daarmee geassocieerde recreatieactiviteiten.

Onttrekking van grond- en/of oppervlaktewater kan ook negatieve invloed op gemeenschappelijke en industriële watervoorziening hebben.

Onttrekking van water voor verschillende doeleinden is in Nederland door de Staat sterk gereguleerd. Rijkswaterstaat, Provincies en Waterschappen zien er op toe dat wateronttrekking in Nederland uit zowel grond als oppervlaktewater op een gecontroleerde manier gebeurt, waardoor de impact op de natuur en het milieu wordt beperkt en geminimaliseerd.

3.2. Meting/monitoring van effecten van wateronttrekking

Het inschatten en voorspellen van effecten van wateronttrekking voor boor- en fraccing-activiteiten is onderdeel van Milieu Effect Rapportages (MER) waarbij soms ook Life Cycle Analysis (LCA) studies uitgevoerd worden; dit bij de start van het vergunningentraject.

Het werkelijk meten en monitoren van de effecten van wateronttrekking voor boor- en fraccing-doeleinden zal in principe onderdeel worden van al bestaande meet- en monitoring-programma's van de waterbron. Ook het betreffende gaswinningbedrijf kan verplicht worden om continu of periodiek specifieke metingen uit te voeren, en data-logs van deze gegevens aan het bevoegd gezag beschikbaar te stellen. Het gaat hier bijvoorbeeld over afnamevolume/-debietmetingen en resulterende effecten op waterstanden (verlaging van grond- of oppervlaktewaterstand) en -kwaliteit (grondwaterverzilting, impact op de waterflora en fauna). De door de wet gereguleerde meet- en monitoringsprogramma/strategieën hebben als doel de lange termijn bescherming van gebruikte waterbronnen en -voorraden, en bescherming van mens, milieu en natuur.

3.3. Vergelijking waterverbruik schaliegaswinning versus andere industrieën

De benodigde hoeveelheid water voor boor- en fracking-activiteiten varieert per locatie en is vooral afhankelijk van de diepte van de put en het aantal gefracte segmenten ('laterals'). De benodigde hoeveelheid water voor het boren en fraccen van een put van 3.500 m diepte en 2.500 m horizontale lengte bedraagt 20.400 m³ (uitgaande van 1.400 m³ benodigd voor het boren en 19.000 m³ voor het fraccen van de put).

Voor Nederlandse omstandigheden bij eventuele schaliegaswinning in Noord Brabant bedraagt de totaal benodigde hoeveelheid boor- en fracc-water naar schatting 2,6 miljoen m³. Dit is minder dan 4 % van de jaarlijkse industriewaterlevering (67 miljoen m³/jaar) van Brabant Water. Verspreid over een ontwikkelperiode van 15 jaar zou per jaar 176.800 m³ water nodig zijn. Dit bedraagt minder dan 1 % van de jaarlijkse industriewaterlevering van Brabant Water.

Ondanks het benodigde watervolume, wordt schaliegaswinning met hydraulische fracking ingeschaald als één van de minst waterintensieve energiebronnen; het vereist relatief weinig water per gegenereerde energie-unit (gallons water/MMBTU - Million Metric British Thermal Units) in vergelijking met andere energiebronnen.

Een vergelijking van de benodigde hoeveelheden water voor boor- en fracking-activiteiten met de benodigde hoeveelheden water voor andere industriële toepassingen toont aan dat de waterbehoeftes voor de boor- en fracking-activiteiten in de laagste verbruikerscategorie zouden vallen, vergelijkbaar met de papier industrie. Met een ruim geschatte behoefte van 2.65 M m³/15 jaar is de benodigde hoeveelheid water voor boor- en fracking-activiteiten grofweg 1.000 keer minder dan het landelijke watergebruik in de land- en tuinbouwsector (166 M m³/in 2010).

Op dit moment is het nog niet duidelijk op welke schaal schaliegaswinning in Nederland uitgevoerd zou kunnen worden. Dit is zeer afhankelijk van resultaten van proefboringen. Alleen op basis daarvan kunnen de daadwerkelijke waterbehoeftes bepaald worden en kan een gedegen watermanagementplan opgesteld worden.

4. REFERENTIES

- [ref. 1.] United States Department of Energy (USDOE). Modern Shale Gas Development in the United States - A Primer. April 2009.
- [ref. 2.] Texas Water Development Board (TWRI). Current and Projected Water Use in the Texas Mining and Oil and Gas Industry. June 2011.
- [ref. 3.] Nicot J.P.; Scanlon B. R. Water Use for Shale Gas Production in Texas, US. Environmental Science and Technology, March 2012.
- [ref. 4.] Kromm, D.E. and White, S.E. Appropriation and Water Rights Issues in the High Plains Ogallala Region. The Social Science Journal. Volume 33, pg 437-450, 1996.
- [ref. 5.] Misson2012:CleanWater.
<http://web.mit.edu/12.000/www/m2012/finalwebsite/problem/groundwater.shtml>.
- [ref. 6.] H.J. Croezen, J. van Swigchem, Waterstromen van oliewinning LCA in het kader van MER Herontwikkeling olieveld Schoonebeek Delft, CE, 2005.
- [ref. 7.] GWI report, Produced Water Market, Opportunities in the Oil, Shale and Gas sectors in North America, A Global Water Intelligence publication, 2010.
- [ref. 8.] Halliburton EBN final report Notional Field Development, Nov. 2011.
- [ref. 9.] VEWIN, Drinkwater Statistieken 2012.
- [ref. 10.] United States Environmental Protection Agency (USEPA). Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources - Progress Report. December 2012.
- [ref. 11.] LEI Landbouw-Economisch Instituut, Den Haag, 2012,
<http://www.compendiumvoordeleefomgeving.nl/>.
- [ref. 12.] Royal Haskoning, Schaliegas in Nederland (op basis van Shale Gas report voor House of Commons, mei 2011), Sep. 2011.



Witteveen+Bos
Hoogoorddreef 56 F
Postbus 12205
1100 AE Amsterdam
telefoon 020 312 55 55
fax 020 697 47 95
www.witteveenbos.nl

onderwerp	onderzoeksvraag B.1.1.4
project	aanvullend onderzoek risico's schalie- en steenkoolgas in Nederland
opdrachtgever	Ministerie van EZ, Directie Energiemarkt
projectcode	GV1106-1
referentie	GV1106-1/kleb2/195
status	definitief
datum opmaak	16 augustus 2013
bijlagen	-

INHOUDSOPGAVE	blz.
1. VRAAGSTELLING	2
1.1. Hoofdvraag B.1.1: Fraccen en watergebruik	2
1.2. Deelvragen	2
1.3. Afbakening	2
1.4. Aanpak	3
2. ANALYSE	4
2.1. Waterhergebruik technieken	4
2.2. Institutioneel kader	10
3. CONCLUSIES	12
3.1. Waterhergebruik technieken	12
3.2. Institutioneel kader	13
4. REFERENTIES	14

1. VRAAGSTELLING

1.1. Hoofdvraag B.1.1: Fraccen en watergebruik

De vraagstelling met betrekking tot onderzoeksvraag B.1.1 luidt:

Geef aan hoeveel water er gemiddeld gebruikt wordt op een schalie- of steenkoolgaslocatie; indelen per activiteit (fraccen - boren, etc.). Geef aan hoe men aan het water komt? Hoe beïnvloedt de waterkwaliteit de noodzaak voor de toepassing en de samenstelling van de chemische hulpstoffen? Is er voldoende water van de gewenste kwaliteit doorgaans beschikbaar? Wat zijn de mogelijke bronnen? Wat is de impact op de waterhuishouding, natuur en het milieu, indien dusdanig hoeveelheden worden onttrokken? Geef aan hoe deze impact gemeten en gemonitord kan worden. Zet deze hoeveelheden af tegen de hoeveelheden die gebruikt worden bij andere vormen van aardgaswinning en andere industriële activiteiten (waaronder landbouw). Welke technieken zijn voorhanden om het watergebruik te beperken? Kan de toepassing van dergelijke technieken afgedwongen worden? Zo ja, door wie?

1.2. Deelvragen

Bovenstaande vraagstelling is opgedeeld in de volgende deelvragen: B.1.1.1, B.1.1.2, B.1.1.3 en B.1.1.4. Onderstaand is deze opdeling verder toegelicht.

Deelvraag B.1.1.1: Watergebruik bij fraccen

Hoeveel water wordt er gemiddeld gebruikt op een schalie- of steenkoolgaslocatie, ingedeeld per activiteit (fraccen - boren, etc.)?

Deelvraag B.1.1.2: Herkomst en kwaliteit water

Geef aan hoe men aan het water komt? Hoe beïnvloedt de waterkwaliteit de noodzaak voor de toepassing en de samenstelling van de chemische hulpstoffen? Is er voldoende water van de gewenste kwaliteit doorgaans beschikbaar? Wat zijn de mogelijke bronnen?

Deelvraag B.1.1.3: Impact watergebruik

Wat is de impact op de waterhuishouding, natuur en het milieu, indien dusdanig hoeveelheden worden onttrokken? Geef aan hoe deze impact gemeten en gemonitord kan worden.

Zet deze hoeveelheden water af tegen de hoeveelheden die gebruikt worden bij andere vormen van aardgaswinning en andere industriële activiteiten (waaronder landbouw).

Deelvraag B.1.1.4: Beperking watergebruik

Welke technieken zijn voorhanden om het watergebruik te beperken? Kan de toepassing van dergelijke technieken afgedwongen worden? Zo ja, door wie?

1.3. Afbakening

In deze notitie wordt ingegaan op deelvraag B.1.1.4.

De hoofdvraag van dit subonderdeel richt zich op de beschikbare technieken om het waterverbruik voor boor- en fraccen-activiteiten te beperken. Strikt genomen zou hier onderscheid gemaakt kunnen worden tussen verschillende beschikbare fraccen technieken, en tussen verschillende waterhergebruik technieken. De verschillende fraccen technieken (in feite 'slick water fraccen' en 'cross-linked gel fraccen') zijn besproken onder vraag B.1.1.2 en B.1.1.3. Samenvattend, zou er door gebruik van 'cross-linked gel fraccen' minder water gebruikt kunnen worden. Echter, de waterkwaliteitseisen voor deze techniek zijn hoger en

zijn er complexere chemicaliën recepturen voor het aanmaken van de fracking vloeistof nodig. De uiteindelijke keuze wordt mede bepaald door een reeks factoren, vooral de specifieke geologische samenstelling van de schalie, maar ook de ervaring van het betrokken bedrijf met specifieke technieken en chemicaliën.

Voor de beantwoording van deze vraag wordt hier voornamelijk gekeken naar de verschillende technieken die beschikbaar zijn om boor- en fracking water te hergebruiken/recyclen, en hierdoor het totaal waterverbruik te beperken/minimaliseren.

Daarnaast wordt er gekeken naar de mogelijkheden om het gebruik van dergelijke technieken in de praktijk af te dwingen. Ook wordt gekeken naar de institutionele aspecten, in feite de instantie die bevoegd zou zijn om het afdwingen van het toepassen van waterhergebruik technieken in de praktijk door te voeren.

Aan de hand van deze afbakening zal de hoofdvraag in de volgende onderdelen behandeld worden:

Waterhergebruik technieken

Hier komen de relevante waterbehandelingsopties en waterzuiveringstechnieken aan de orde.

Institutionele kader beperking watergebruik

Hier worden de mogelijkheden voor afgedwongen toepassing en het institutionele uitvoeringskader voor waterhergebruik besproken.

1.4. Aanpak

Beantwoording van deze deelvragen is gebaseerd op literatuuronderzoek volgens de bronselectie methode weergegeven in het onderzoeksplan. De gebruikte bronnen zijn opgenomen in het literatuuroverzicht.

2. ANALYSE

2.1. Waterhergebruik technieken

Er zijn twee aanpakken mogelijk betreffende het recyclen en/of hergebruiken van terugstromend 'flowback en produced' water bij schaliegaswinning:

- zonder behandeling;
- met behandeling.

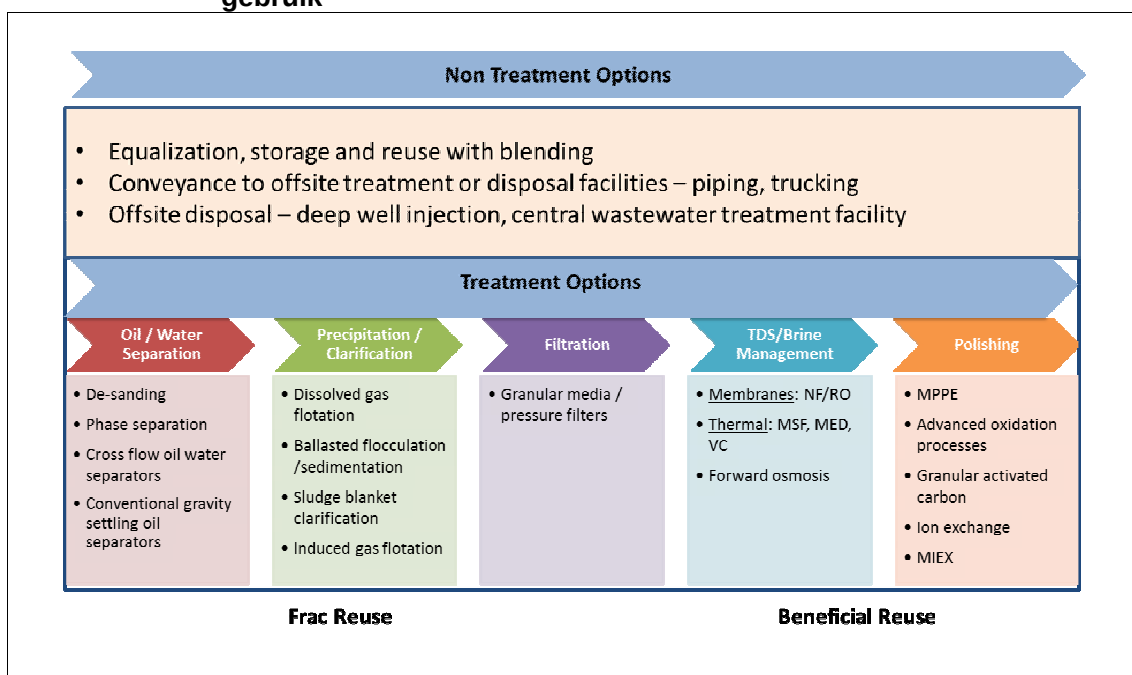
Flowback water is water dat terugstroomt naar het oppervlak na afronding van de hydraulische fracking. Flowback water bevat hogere concentraties zwevend stof, klei, chemische additieven, opgeloste metalen en zouten. Dit water komt terug naar het oppervlak gedurende een periode van drie á vier weken, het meest intensief gedurende de eerste zeven tot tien dagen na het fraccen. Het totaal volume terugstromend flowback water is in de orde van grootte van 20-40 % van wat er ten behoeve van het fracking proces in de put wordt geïnjecteerd [ref. 1.]; een en ander zeer afhankelijk van de geologische samenstelling/soort van schalie ('droge' versus 'natte' schalie).

Produced water is formatiewater dat naar het oppervlak stroomt gedurende de totale levenscyclus van een put. Dit water is gekenmerkt door hoge concentratie van zouten en mineralen, zoals barium, calcium, ijzer en magnesium, die van oorsprong in de gesteente aanwezig zijn. Dit water bevat ook opgeloste koolwaterstoffen (methaan, ethaan en propaan) en van natuur aanwezige radioactieve stoffen (NORM - Naturally Occurring Radioactive Matter), zoals radium isotopen [ref. 1.].

De chemische samenstelling van flowback en produced water is vergelijkbaar. Flowback water bevat namelijk, naast de toegevoegde fracking additieven ook opgeloste metalen en zouten afkomstig uit het gesteente. Om deze redenen moeten er gedetailleerde analyses uitgevoerd worden om de exacte overgang van flowback- naar produced water te bepalen. Over het algemeen is de hoeveelheid flowback water in de orde van grootte van $>7.5 \text{ m}^3/\text{d}$ gedurende de drie à vier weken na het fraccen, ten opzichte van de hoeveelheid produced water in de orde van grootte van $0.3\text{-}6 \text{ m}^3/\text{d}$ verspreid over een veel langere periode [ref. 1.].

De mogelijkheden binnen elke van deze twee aanpakken zijn weergegeven in afbeelding 2.1.

Afbeelding 2.1. Mogelijkheden voor flowback- en fracking water recycling en/of hergebruik



Vaak zijn de mogelijkheden binnen de aanpak zonder behandeling economisch aantrekkelijker dan aanpak met behandeling. Om deze reden kiezen olie- en gasbedrijven vaak ervoor om als eerste onbehandeld afvalwater te onderzoeken en te benutten, alvorens behandelingsalternatieven te overwegen.

De behandelingsalternatieven houden in verschillende maten van waterzuivering en bijbehorende waterzuiveringstechnologieën. Aan de linkerkant van afbeelding 2.1 worden zuiveringstechnologieën gespecificeerd, die zorgen voor verwijdering van grove bestanddelen en olieachtige producten uit het water ('Oil/water separation'). De toepassing van een van de zuiveringstechnologieën van elke volgende waterbehandelingsoptie zorgt voor steeds betere waterkwaliteit, met polijsten ('polishing') als laatste waterbehandelingsoptie. De toepassing van één van de polijst-waterzuivering technologieën is alleen technisch en economisch haalbaar als het water eerst de hele reeks van waterzuiveringstechnologieën heeft doorlopen. Dit impliceert dat de kosten voor het eindproduct steeds meer stijgen naar mate men een hogere kwaliteit van het eindproduct nastreeft. De mate van toegepaste waterzuiveringstechnologie, dus ook de gerelateerde kosten, zijn afhankelijk van het beoogde (eind)gebruik van het gezuiverde flowback- en/of produced water. Beperkte waterzuivering door toepassing van oliescheiding, bezinking en filtratie maakt het vaak mogelijk om dit behandeld water als fracking water opnieuw in te zetten. Het eindproduct na toepassing van alle waterbehandelingsstappen uit afbeelding 2.1 is hoogwaardig gedemineraliseerd of distillaat water en inzetbaar voor hoogwaardige doeleinden, zoals bijvoorbeeld het opwekken van hoge druk stoom.

Er zijn meerdere leveranciers en technologieën beschikbaar voor de behandeling van water uit schaliegaswinning; er is echter geen enkele technologie die een allesomvattend oplossing biedt voor alle behandelingsbehoeftes die bij schaliegas waterbehandeling een rol spelen [ref. 2, 3, 4, 5, 6.].

De waterkwaliteitseisen voor hergebruik van hydraulisch fracking water variëren met:

- fracking methode/technieken ('slick water' versus 'cross-link gel water');

- eisen van het olie- en gasbedrijf of het service bedrijf;
- karakteristieke schaliegesteente en chemische samenstelling van het formatie water;
- fracking additieven of chemicaliën (frictie verlagende middel, polymeren, enz.).

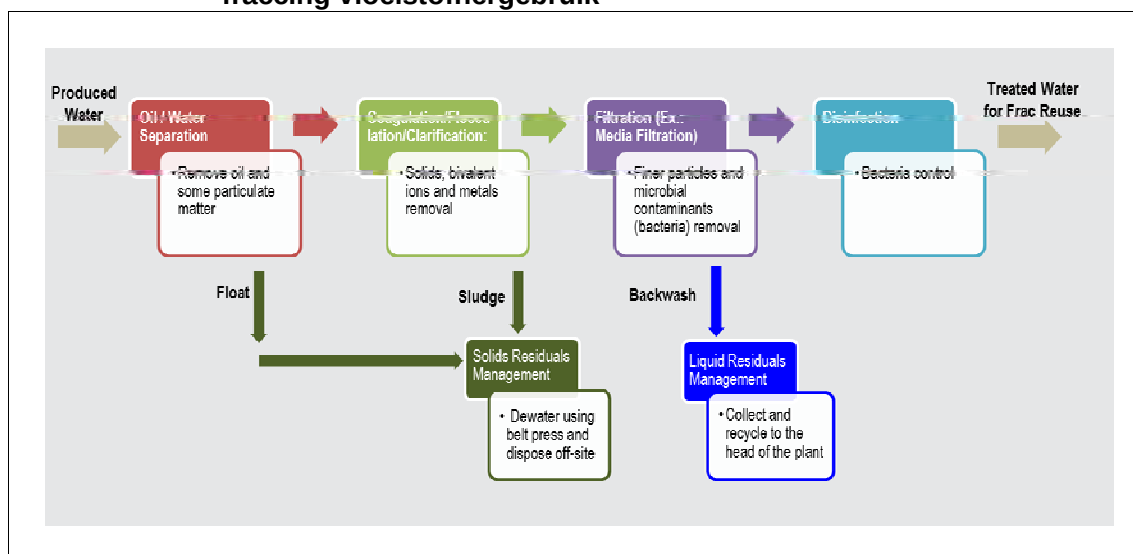
Waterhergebruik voor hydraulische fracking vereist het verwijderen van de onopgeloste bestanddelen, organische bestanddelen en slecht oplosbare bivalente zouten [ref. 6, 7, 8.]. Voor hoogwaardig hergebruik moeten ook de zouten (Total Dissolved Solids - TDS) en andere anorganische en organische elementen uit het water worden verwijderd. Hiervoor is ontzoutingstechnologie nodig. Membraanontzoutingstechnieken zijn toepasbaar op laag tot gemiddeld TDS-Water, in feite tot een TDS gehalte van <50,000 mg/L.

Thermische ontzouting is toepasbaar voor water met een hoog TDS gehalte (>50.000 mg/l), zoals van toepassing voor de Marcellus en Utica schalie in de VS. De toepassing van (combinaties) van deze technieken is ook efficiënt voor de verwijdering van eventueel voorkomende radioactieve stoffen (NORM-Naturally Occurring Radioactive Matter) [ref. 9.]. Hierbij ontstaan echter reststromen (concentraat) en/of bijproducten (filtermateriaal, hars en/of membranen), die op een verantwoorde en veilige manier afgehandeld moeten worden. Waarborging van veiligheid met betrekking tot eventueel aanwezige radioactieve stoffen (NORM) in het water is onderwerp van vraag B.3.6.

Technologieën voor hergebruik van fracking water

De toegepaste behandelingsmethodiek om flowback- en produced- water herbruikbaar voor fracking doeleinden te maken, is weergegeven in afbeelding 2.2.

Afbeelding 2.2. Fysisch chemische behandelingsmethodiek voor hergebruik van fracking vloeistofhergebruik



Olie/water scheiding wordt uitgevoerd met behulp van een olie/waterscheider. Hierna wordt het water met coagulant (aluminium, ijzer) en/of chemicaliën (natrium sulfaat, natrium carbonaat) behandeld om vaste delen, bivalente ionen en metalen te verwijderen. Dit wordt uitgevoerd met behulp van coagulatie/flocculatie/klaringssystemen. Er zijn meerdere types klaringssystemen, waaronder gravitatie bezinking, buis/plaat-bezinkers en verschillende types van flotatiescheiders [ref. 3, 6.]. Na het klaren wordt het water door filters geleid om kleine gesuspendeerde deeltjes en colloïden te verwijderen. Filtratatie wordt uitgevoerd met behulp van korrelige media, filterzakken of cassette filters [ref. 3, 6.]. Na de filtratie wordt het water gedesinfecteerd met behulp van chloor of chloorhoudende chemicaliën (chloor-

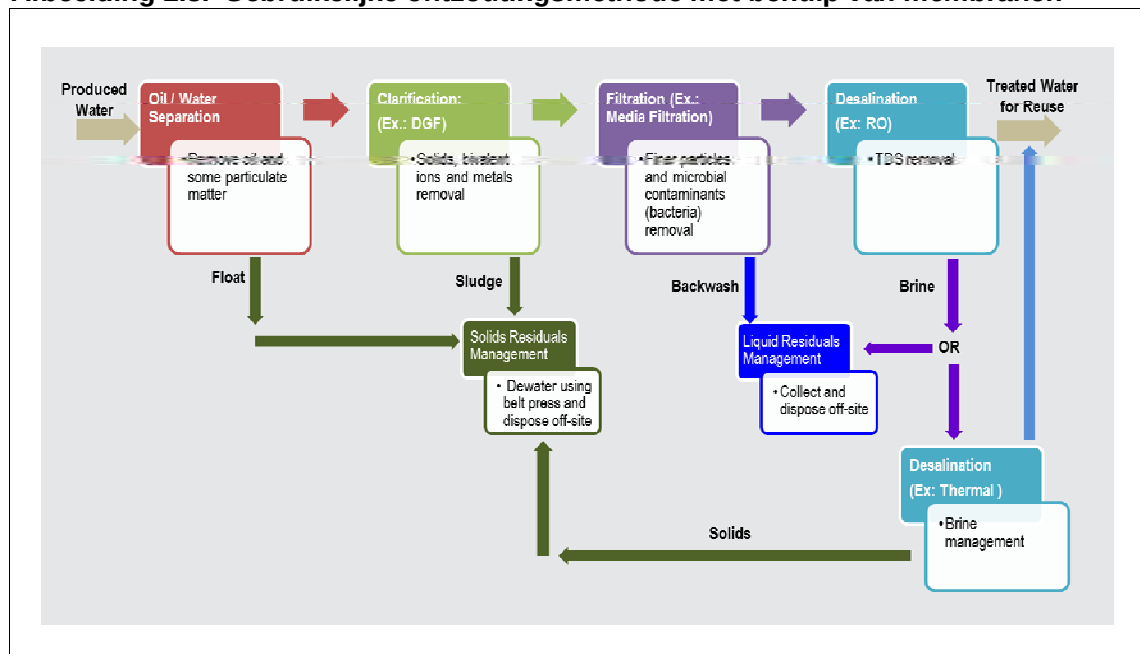
dioxide, natrium-hypochloriet, enz.), om de microbiologische activiteit/groei in het water tegen te gaan [ref. 3, 6.]. Op deze manier gezuiverd fracking water is weer bruikbaar voor fracking doeleinden.

Technologieën voor hoogwaardig fracking water hergebruik

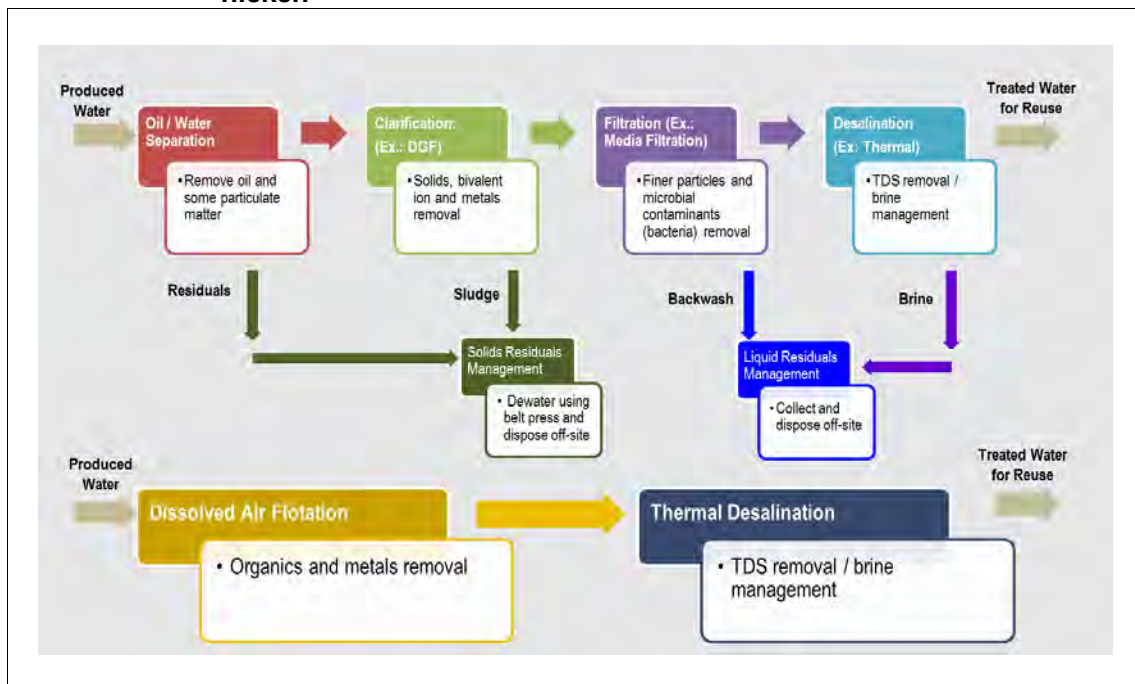
Voor nuttig/hoogwaardig hergebruik van terugstromend fracking water moeten de zouten (TDS) uit het water verwijderd worden. Hiervoor wordt gebruik gemaakt van ontzoutings-technieken zoals bewerkstelligd door inzet van scheidingsmembranen (reverse osmose, elektrolyse reversal), thermische ontzouting (damp re-compressie, meer-trapsdistillatie technieken, zoals MSF-Multi Stage Flash en MED-Multi Effect Distillatie) en kristallisatie technieken [ref. 2, 3, 4, 5, 6.]. Membraanontzouting is ideaal voor het behandelen van waterstromen met lage TDS-gehalten van <50,000 mg/l. Thermische ontzouting is toepasbaar bij hoge TDS-gehalten van 50,000-200,000 mg/l. Brine kristallisatie is pas toepasbaar bij TDS-waarden boven 200,000 mg/l.

Ontziltingprocessen zijn energieintensief (vereisen inzet van elektrische en/of thermische energie). De energiebehoefte en levenscycluskosten voor thermisch ontzouten is 5-20 x hoger in vergelijking met membraanontzouting. De energiebehoefte en levenscyclus kosten voor brine kristallisatie zijn weer 5-10 keer hoger in vergelijking met thermisch ontzouten of destilleren. In afbeelding 2.3 en afbeelding 2.4. zijn de gebruikelijke behandelingsmethodes voor respectievelijk membraan- en thermisch- ontzouten weergegeven.

Afbeelding 2.3. Gebruikelijke ontzoutingsmethode met behulp van membranen

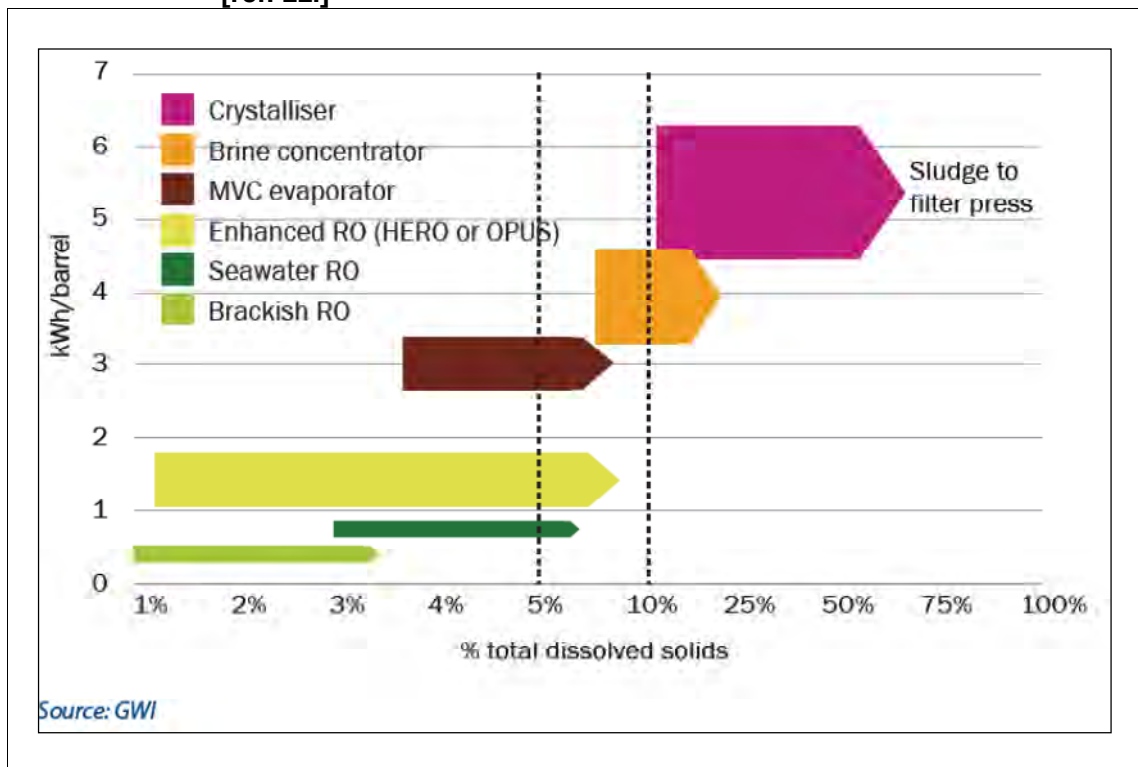


Afbeelding 2.4. Gebruikelijk ontzoutingsmethode met behulp van thermische technieken



Afbeelding 2.5 geeft verder aan de geschatte energiebehoefte (kWh/barrel) voor verschillende ontzoutingstechnieken [ref. 11.].

Afbeelding 2.5. Energiebehoefte (kWh/barrel) verschillende ontzoutingsprocessen [ref. 11.]



Toelichting: Enhanced RO technieken (HERO en OPUS) zijn combinaties van toepassing van ionenwisseling en membraantechnieken in een gepatenteerde proces, die het mogelijk maakt om water met hogere TDSS gehaltes met reverse opsmose membranen te behandelen.

Nieuwe water beperkende fracking technieken

Er wordt continu onderzoek uitgevoerd naar processen en technologieën die het watergebruik bij hydraulische fracking verminderen of elimineren. Eén van deze opkomende processen/technologieën gebruikt propaan in plaats van water om de olie en gas bevattende lagen te fraccen. De bedrijven die de propaan gebaseerde fracking ontwikkelen zijn Gasfrax Energy Services, Calgary, Canada en eCorp Stimulation Technologies LCC, Houston, VS [ref. 10.]. Tabel 2.1 bevat een overzicht/vergelijking van belangrijke karakteristieken uit oogpunt van potentieel gebruik als fracking medium, waaronder water en propaan. Deze techniek is nog steeds niet marktrijp. Het is namelijk niet duidelijk welke chemicaliën voor deze techniek nodig zouden zijn [ref. 12.] en in welke mate deze nodig zijn.

Tabel 2.1. Fysische karakteristieken van wat en andere potentiële fracking media; watermanagement versus LPG management [ref. 12.]

Fluid	Specific gravity	Viscosity	Surface tension
Water	1.0	0.66	72.8
Methanol	0.79	0.40	21.8
Butane	0.58	0.14	12.4
Propane	0.51	0.08	7.6



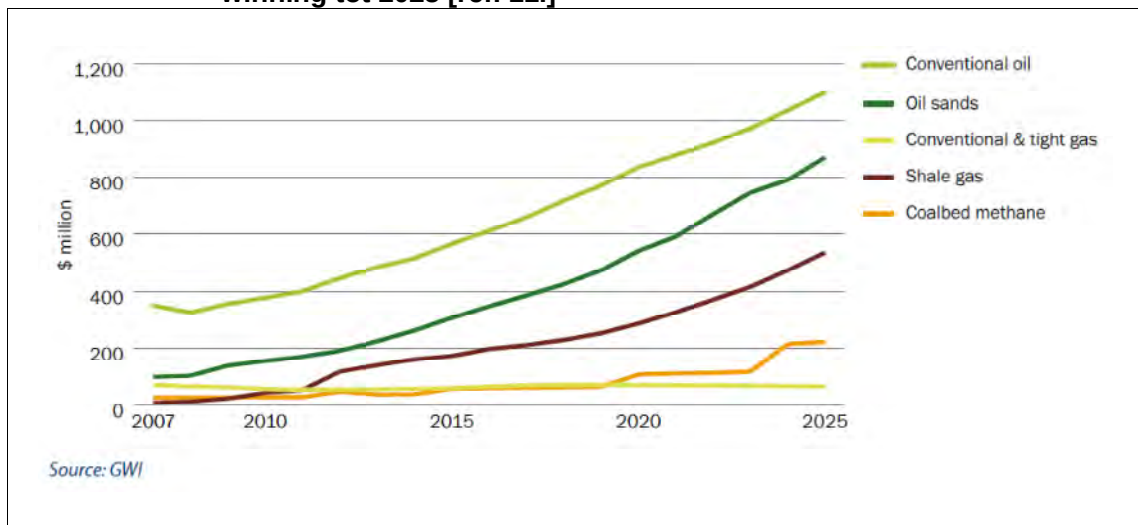
2.2. Institutioneel kader

Wateronttrekking/-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.

Karakteristiek voor de VS zijn aparte regels en wetgeving per staat. Analyse van de wetgeving gerelateerd aan schaliegaswinning in de verschillende staten van de VS toont aan dat er weinig/geen wetgeving is die de toepassing van waterhergebruikstechnieken afdwingt [ref. 11.]. De actuele wetgeving is vooral gericht aan beperking van lozingen van teruggewonnen fracking water. In Canada heeft de Energy Resources Conservation Board (ERCB) in 1989 wel een richtlijn opgesteld die het onttrekken van water voor specifieke gevallen van onconventioneel olie en gaswinning zonder recycling beperkt (recycling wordt verplicht voor projecten waarbij meer dan 500,000 m³/jaar water wordt gebruikt). Deze richtlijn is geëvolueerd in tijd en draagt bij aan een verantwoorde omgang met gewonnen water voor onconventioneel olie en gaswinning (Oil and Gas Conservation Act, 2000) [ref. 11.]. Verder wordt voorkeur gegeven aan projecten waar zouthoudend water voor winningdoeleinden gebruik zou kunnen worden ten opzichte van zoetwatergebruik.

De waterlozing beperkingen in de VS en de waterwinning beperkingen in Canada resulteren indirect of direct in hergebruik van fracking water. De laatste jaren heeft zich de fabricage en levering van waterzuiveringsapparatuur, die onder andere waterhergebruik mogelijk maakt, tot een significante autonome markt ontwikkeld (afbeelding 2.6) [ref. 11.].

Afbeelding 2.6. De markt voor zuiveringsapparatuur voor afvalwater uit schaliegaswinning tot 2025 [ref. 11.]



In Nederland wordt de actuele wetgeving met betrekking tot waterlozing stringent en zeer consequent toegepast. Naar verwachting zal dit stimulerend voor het recycelen/hergebruiken van fracking water tijdens schaliegaswinning werken.

Naast de wetsgebonden zaken met betrekking tot waterlozing, zijn er ook andere manieren om watergebruik te beperken en het recycelen/hergebruik van fracking water te stimuleren. Contractueel zou de maatschappij die het schalieproject onder zijn hoede heeft (de operator), verplicht worden om een watermanagement plan in te dienen, waarbij een 'incentive' (beloning) voor het minimaliseren van het watergebruik gegeven zou kunnen worden. Als er genoeg incentives zijn, zal de operator zelf geschikte maatregelen nemen om het watergebruik te beperken. Bij het overschrijden van de maximaal toegestane hoeveelheid water zouden 'penalty's' opgelegd kunnen worden. Dit soort contracten leggen het zwaartepunt bij de uitvoerder/operator.

3. CONCLUSIES

3.1. Waterhergebruik technieken

De waterkwaliteitseisen voor hergebruik van hydraulisch fracking water variëren met:

- fracking methode/technieken ('slick water' versus 'cross-link gel water');
- eisen van olie en gas bedrijf of service bedrijf;
- karakteristieken van gasveld en chemische samenstelling van het water;
- fracking additieven of chemicaliën (frictie verlagende middelen, polymeren, enz.).

Olie- en gasbedrijven kiezen vaak voor de goedkopere oplossingen betreffend watergebruik voor fracking doeleinden. Dit houdt in dat er geen waterbehandeling wordt toegepast om de kwaliteit van teruggewonnen fracking water ten behoeve van hergebruik op te waarden. In plaats daarvan wordt dit water aangevuld/'geblend' met extra water uit de gebruikte bron (grond-, oppervlakte-, kraan- of andere waterbron), of wordt het afgevoerd naar een behandeling/diep well injectie off-site.

Er zijn meerdere leveranciers en technologieën beschikbaar voor de behandeling van water uit schaliegaswinning; er is echter geen enkele technologie die een allesomvattend oplossing biedt voor alle behandelingsbehoeftes die bij schaliegas waterbehandeling een rol spelen.

Fracking water kan tot verschillende niveaus behandeld worden; dit door inzet van een reeks zuiveringstechnieken, die de kwaliteit van het water in een aantal zuiveringsstappen steeds meer kunnen verbeteren. De toegepaste behandelingsmethodiek om flowback- en produced- water herbruikbaar voor fracking doeleinden te maken zijn:

- olie/water scheiding;
- coagulatie/flocculatie gevolgd door bezinking en/of flotatie;
- filtratie.

Hergebruik van fracking water voor andere hoogwaardige doeleinden (bijvoorbeeld gedemineraliseerd of gedestilleerd water bruikbaar voor stoombereiding ten behoeve van ketelvoeding) vereist de inzet van:

- membraan ontzouting (in geval van TDS/zoutgehalte <50,000 mg/l), en/of;
- thermische ontzouting (in geval van zoutgehalte/TDS >50,000 mg/l).

Thermische ontzouting is toepasbaar tot een TDS-waarde van circa 200,000 mg/l; bij hogere zoutgehaltes wordt brijnkristallisatie toegepast.

Ontziltingprocessen zijn energieintensief (vereisen inzet van aanzienlijke hoeveelheden elektrische en/of thermische energie) en zeer kostbaar. Zo kan het energieverbruik bij kristallisatieprocessen tot >6 kWh/barrel oplopen (>35 kWh/m³).

Er wordt continu gewerkt aan processen en technologieën die het watergebruik bij hydraulisch fracking zouden kunnen verminderen of elimineren. Een van deze opkomende processen/technologieën gebruikt propaan in plaats van water om de olie en gas bevattende lagen te fraccen. Deze technieken zijn nog steeds in onderzoek; het is nog niet duidelijk in welke mate en welke chemicaliën voor deze techniek nodig zouden zijn.

3.2. Institutioneel kader

Het watermanagement (onttrekking, gebruik en lozing) bij schaliegaswinning is in Nederland (en in andere landen zoals de VS en Canada) onderwerp van MER studies, voorafgaand aan de werkelijke gasproductie (MER-plichtig).

In de VS zijn er geen directe beperkingen/eisen wat betreft hergebruik van fracking water. In Canada zijn er wel wettelijk recyclingeisen in specifieke gevallen gesteld. Het recyclen en hergebruik van fracking water kan dus indirect of direct gepromoot/gereguleerd worden. Dit leidde in recente jaren in de VS en Canada tot het ontwikkelen van een markt voor waterzuiveringsinstallaties met een significante groeipotentie.

Een andere manier om watergebruik te beperken en het recyclen/hergebruik van fracking water te stimuleren is door middel van contractuele 'incentives', in feite het contractueel belonen van de operator in geval van minimaliseren van zijn watergebruik en het opleggen van 'penalty's' bij overschrijding van het afgesproken waterverbruik.

4. REFERENTIES

- [ref. 1.] 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.
- [ref. 2.] Ahmadun F. R.; Pendashteh A.; Abdullah L. C.; Biak D. R. A. B.; Madaeni S. S.; Abidin Z. Z. Review of Technologies for Oil and Gas Produced Water Treatment. *Journal of Hazardous Materials* 170 (2009) pg 530-551.
- [ref. 3.] Colorado School of Mines. An Integrated Framework for Treatment and Management of Produced Water. November 2009.
- [ref. 4.] Veil J., Water Management Technologies used by Marcellus Shale Gas Producers. US Department of Energy (US-DOE) and National Energy Technology Laboratory (NETL). July 2010.
- [ref. 5.] Hammer R.; Levine L.; VanBriesen J. In Fracking's Wake: New Rules are needed to Protect Our Health and Environment from Contaminated Wastewater. Natural Resources Defense Council (NRDC), 2012.
- [ref. 6.] Sun P.; 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.
- [ref. 7.] Schubert J. Criteria for Flowback Water Recycle. *Contemporary Technologies for Shale-Gas Water and Environmental Management*. Water Environment Federation (WEF) pg 83-93.
- [ref. 8.] Ertel D.; McManus K.; Butters T.; Bogdan J. Wastewater Treatment Challenges associated with non-Conventional Oil and Gas Activity in Pennsylvania. *Contemporary Technologies for Shale-Gas Water and Environmental Management*. Water Environment Federation (WEF) pg 137-159.
- [ref. 9.] US EPA (United States Environmental Protection Agency), A Regulators' Guide to the Management of Radioactive Residuals from Drinking Water Treatment Technologies, Office of Water (4606M), EPA 816-R-05-004, July 2005. www.epa.gov/safewater.
- [ref. 10.] GASFRAC Energy Services Inc. Calgary, Alberta, Canada. <http://www.gasfrac.com/>. eCORP INTERNATIONAL, LLC. Houston, Texas, US. <http://www.ecorpintl.com/>.
- [ref. 11.] GWI report, Produced Water Market, Opportunities in the Oil, Shale and Gas sectors in North America, A Global Water Intelligence publication, 2010.
- [ref. 12.] Royal Haskoning EBN report, Shale gas production in a Dutch perspective, Mar. 2012.

PROCESSEN EN EFFECTEN IN DE ONDERGROND (B.2)

Effecten van mijnbouwactiviteiten op de omgeving (B.2.1)

Autonome gasmigratie (B.2.2)

Migratie gas of vloeistoffen naar bovenliggende lagen (B.2.3)

Aantasting afsluitende lagen door chemicaliën (B.2.4)

Geologische impact van gefracte lagen op omgeving (B.2.5)

Voorkomen lekkage bij doorboren lagen (B.2.6)

Verschillen met conventioneel gas en veiligheidsrisico's (B.2.7)

Mitigatie risico's bij opsporen en winnen (B.2.8)

Mitigatie risico's bij aanwezigheid boorgaten (B.2.9)



Witteveen+Bos
Hoogoorddreef 56 F
Postbus 12205
1100 AE Amsterdam
telefoon 020 312 55 55
fax 020 697 47 95
www.witteveenbos.nl

onderwerp	onderzoeksvraag B.2.1
project	aanvullend onderzoek risico's schalie- en steenkoolgas in Nederland
opdrachtgever	Ministerie van EZ, Directie Energiemarkt
projectcode	GV1106-1
referentie	GV1106-1/kleb2/196
status	definitief
datum opmaak	16 augustus 2013
bijlagen	-

INHOUDSOPGAVE	blz.
1. VRAAGSTELLING	2
1.1. Hoofdvraag	2
1.2. Afbakening en aanpak	2
1.3. Leeswijzer	3
2. BELEID ECOLOGIE	4
2.1. Inleiding	4
2.2. Internationale wetgeving	4
2.3. Beleidskader Nationaal beleid	11
2.4. Provinciaal en gemeentelijk beleid	12
3. BELEID AARDKUNDE EN ARCHEOLOGIE	14
3.1. Inleiding	14
3.2. Internationale wetgeving	14
3.3. Nationale wetgeving	14
3.4. Nationaal beleidskader	18
3.5. Provinciaal en gemeentelijk beleid	18
4. INVLOED EN MOGELIJKE MAATREGELEN ECOLOGIE	19
4.1. Effecten	19
4.2. Effecten op beschermde gebieden	19
4.3. Effecten op beschermde soorten	20
4.4. Maatregelen om effecten te voorkomen/compensatie	20
5. CONCLUSIES	22
6. REFERENTIES	23

1. VRAAGSTELLING

1.1. Hoofdvraag

In deze notitie wordt antwoord gegeven op onderzoeksvraag B.2.1, onderdeel van B.2: Processen en effecten in de ondergrond.

B.2.1 Onderzoeksvraag:

Geef aan welk beleid wordt gevoerd ten aanzien van het ontwikkelen van mijnbouwactiviteiten in (de nabijheid van) Natura 2000¹, EHS², beschermde natuurmonumenten en TOP-gebieden³, ten aanzien van aardkundige en archeologische waarden. Welke invloed zouden mijnbouwactiviteiten (inclusief gasinfrastructuur) kunnen hebben op bijzondere natuurwaarden en flora en fauna, en hoe kunnen deze mogelijke invloeden worden geminimaliseerd?

1.2. Afbakening en aanpak

Onderzoeksvraag B.2.1 betreft de mogelijke effecten op omgeving specifiek gericht op natuur, aardkunde en archeologie. De laatste twee aspecten worden over het algemeen onder de thema's landschap en cultuurhistorie geschaard. In de vraag zijn andere aspecten van landschap en cultuurhistorie verder niet benoemd. Daar is dan in deze notitie ook niet verder op ingegaan.

De onderzoeksvraag is opgedeeld in onderstaande drie subvragen.

Subvraag 1: Beleid ecologie

Geef aan welk beleid wordt gevoerd ten aanzien van het ontwikkelen van mijnbouwactiviteiten in (de nabijheid van) Natura 2000, EHS, beschermde natuurmonumenten en TOP-gebieden.

Hiertoe is (inter)nationale wetgeving en beleid voor dit thema aangehaald en is ingegaan op welke mogelijke verplichtingen voortvloeien uit provinciale en regionale wetgeving en beleid.

Subvraag 2: Beleid aardkunde en archeologie

Geef aan welk beleid wordt gevoerd ten aanzien van het ontwikkelen van mijnbouwactiviteiten ten aanzien van aardkundige en archeologische waarden.

Hiertoe is (inter)nationale wetgeving en beleid voor dit thema aangehaald en is ingegaan op welke mogelijke verplichtingen voortvloeien uit provinciale en regionale wetgeving en beleid.

Subvraag 3: Invloed en mogelijke maatregelen ecologie

Welke invloed zouden mijnbouwactiviteiten (inclusief gasinfrastructuur) kunnen hebben op bijzondere natuurwaarden en flora en fauna, en hoe kunnen deze mogelijke invloeden worden geminimaliseerd?

¹ Natura 2000 richt zich op het behoud en de ontwikkeling van natuurgebieden in Europa. De gebieden die onder Natura 2000 vallen, worden aangeduid in de Europese Vogelrichtlijn en Habitatrichtlijn.

² Ecologische HoofdStructuur.

³ Top-gebieden staan op de door Rijk en provincies bestuurlijk vastgestelde TOP-lijst van prioritaire gebieden voor de inzet van anti-verdrogingsmaatregelen.

Via een bureaustudie is op hoofdlijnen ingegaan op de mogelijke effecten op het gebied van natuurwaarden en flora en fauna. Hierbij zijn de effecten in het algemeen beschreven, omdat de activiteiten niet gekoppeld zijn aan een locatie.

Er is niet ingegaan op de mogelijke effecten op aardkunde en archeologie, omdat dat niet gevraagd is. De mogelijke effecten zijn bovendien erg afhankelijk van de waarden op de betreffende locaties.

1.3. Leeswijzer

De bovenstaande subvragen zijn in dezelfde volgorde in de volgende drie hoofdstukken behandeld. In ieder hoofdstuk wordt eerst de relevante wet- en regelgeving samengevat, waarna het nationale, provinciale en regionale beleid wordt beschreven. In hoofdstuk 4, tenslotte, worden de mogelijke effecten op de beschermde gebieden beschreven.

2. BELEID ECOLOGIE

In dit hoofdstuk is aangegeven welk beleid wordt gevoerd ten aanzien van het ontwikkelen van mijnbouwactiviteiten in (de nabijheid van) Natura 2000, EHS, beschermde natuurmonumenten en TOP-gebieden.

2.1. Inleiding

In de onderzoeksvraag worden verschillende beschermingsregimes genoemd voor natuurgebieden. Dit is in dit rapport samengebracht onder de term ecologie. Ecologie is de wetenschap die onderzoekt hoe planten en dieren in verhouding staan tot elkaar en hun omgeving.

2.2. Internationale wetgeving

Internationale natuurwetgeving, zoals de Wetlandsconvention (Verdrag van Ramsar), de Vogelrichtlijn en de Habitatrichtlijn (Natura 2000), is volledig verankerd in de nationale wetgeving. Deze zijn daarom hier niet nader toegelicht.

Natuurbeschermingswet (Nb-wet, 1998)

De Natuurbeschermingswet 1998 biedt de juridische basis voor de aanwijzing van te beschermen gebieden en landschapsgezichten, vergunningverlening, schadevergoeding, toezicht en beroep. Internationale verplichtingen uit de Vogelrichtlijn (VR) en Habitatrichtlijn (HR), maar ook verdragen als bijvoorbeeld het Verdrag van Ramsar (wetlands) zijn hiermee in nationale regelgeving verankerd. De Natuurbeschermingswet 1998 heeft als doel het beschermen en in stand houden van bijzondere gebieden. De gebiedsbescherming is geïmplementeerd in de Natuurbeschermingswet 1998 voor wat betreft Natura 2000-gebieden en Beschermde Natuurmonumenten.

Natura 2000

Nederland past een vergunningstelsel toe bij de bescherming van Natura 2000-gebieden. Over het algemeen is de provincie is bevoegd gezag voor de vergunningverlening in het kader van de Nbw 1998. In bepaalde gevallen (zie Besluit vergunningen Natuurbeschermingswet 1998) treedt de minister als bevoegd gezag op, zo ook bij activiteiten met betrekking tot opsporing, winning en opslag van diepe delfstoffen. Projecten of andere handelingen, die geleid tot de instandhoudingsdoelen, verslechterende of significant versturende gevolgen hebben op de beschermde natuur in een Natura 2000-gebied, zijn volgens artikel 19d, lid 1 Nbw 1998 vergunningplichtig.

Elke ontwikkeling in of nabij een Natura 2000-gebied dient te worden onderworpen aan een 'voortoets'. Uit de voortoets moet blijken of kan worden uitgesloten dat de werkzaamheden/ontwikkeling een significant negatief effect hebben op de natuurwaarden in het betreffende gebied. Indien significante effecten niet op voorhand kunnen worden uitgesloten, dient een 'passende beoordeling' te worden uitgevoerd. Kunnen significante effecten worden uitgesloten, maar kan er wel verslechtering plaatsvinden, dan is een verslechteringsstoets vereist. Op basis van de passende beoordeling of een verslechteringsstoets kan een aanvraag voor een vergunning op grond van de Nbw 1998 worden ingediend bij het bevoegde bestuursorgaan. In het geval de passende beoordeling niet de zekerheid verschaft dat er geen sprake is van een aantasting van de natuurlijke kenmerken van het betrokken Natura 2000-gebied, moet de vergunning, c.q. de instemming, worden geweigerd, tenzij er geen alternatieven zijn, er sprake is van dwingende redenen van groot openbaar belang en door compensatie de algehele samenhang van het Natura 2000-netwerk gewaarborgd blijft (ADC-criteria).

Beschermde Natuurmonumenten

Met de inwerkingtreding van de Crisis- en herstelwet op 31 maart 2010 is het beschermingsregime ten aanzien van beschermde natuurmonumenten vereenvoudigd. De voorzorgtoets in artikel 16, derde lid, van de Nbw 1998 voor handelingen met mogelijk significante gevolgen, is komen te vervallen. Het gaat nu alleen nog om 'schadelijke handelingen'. Als schadelijke handelingen worden in elk geval aangemerkt handelingen die de in het besluit tot aanwijzing als beschermd natuurmonument vermelde wezenlijke kenmerken van het beschermde natuurmonument aantasten (artikel 16, lid 2 Nbw 1998).

Indien een gebied is aangewezen als Beschermd Natuurmonument is het verboden om zonder vergunning handelingen te verrichten, te doen verrichten of te gedogen, die schadelijk kunnen zijn voor het natuurschoon, voor de natuurwetenschappelijke betekenis van het gebied of voor dieren of planten in het gebied of die het gebied ontsieren. Ook is het verboden om in strijd met de bij een vergunning gestelde voorschriften of beperkingen handelingen te verrichten, te doen verrichten of te gedogen (artikel 16, lid 1 Nbw 1998). Het gaat om het verrichten van schadelijke handelingen in het gebied dat aangewezen is als Beschermd Natuurmonument. Dat betekent dat in beginsel geen sprake is van externe werking. Artikel 16, lid 4 Nbw geeft echter aan dat wel sprake kan zijn van externe werking. In het geval dat de schadelijke handeling, die buiten het gebied wordt verricht, is opgenomen in het besluit tot aanwijzing als Beschermd Natuurmonument, is sprake van externe werking.

Flora- en faunawet (Ffw, 2002)

Onder de Flora- en faunawet zijn diverse inheemse en uitheemse dier- en plantensoorten beschermd. Doel van de wet is de instandhouding en het herstel van een zo natuurlijk mogelijke verscheidenheid van in het wild levende soorten. De Ffw dient daarnaast ook als nationale implementatie van het soortenbeschermingsrecht zoals dat voortvloeit uit de Habitat- en Vogelrichtlijn. Niet alle soorten zijn op grond van de Ffw even strikt beschermd. Hieronder zullen de verschillende beschermingsregimes besproken worden.

Algemene soorten (licht beschermd)

Voor algemene soorten (tabel 1-soorten of licht beschermd) geldt een vrijstelling voor de algemene verbodsbepalingen uit artikel 8 tot en met 13 van de Ffw. Aan deze vrijstelling zijn geen aanvullende eisen gesteld, behalve de zorgplicht uit artikel 2 van de Ffw. Voor deze soorten hoeft geen ontheffing te worden aangevraagd.

Minder algemene soorten (middelzwaar beschermd)

Voor een aantal minder algemene soorten (tabel 2-soorten of middelzwaar beschermd) geldt een vrijstelling voor artikel 8 tot en met 13 van de Ffw, mits activiteiten worden uitgevoerd op basis van een door de minister van Economische zaken (EZ, voorheen EL&I/LNV) goedgekeurde gedragscode. Een gedragscode kan door een sector of ondernemer zelf opgesteld worden ter goedkeuring door de Minister van EZ of er kan een reeds goedgekeurde gedragscode worden gebruikt. Wanneer volgens een goedgekeurde gedragscode wordt gewerkt, hoeft voor deze soorten geen ontheffing te worden aangevraagd. Als niet volgens een goed gekeurde gedragscode wordt gewerkt moet voor het overtreden van verbodsbepalingen ten aanzien van deze soorten een ontheffing van de Ffw worden aangevraagd. Bij de beoordeling van deze aanvraag vindt een zogenaamde lichte toets plaats, wat wil zeggen dat alleen wordt getoetst of geen afbreuk wordt gedaan aan de gunstige staat van instandhouding van de soort.

Soorten van bijlage 1 van het Besluit vrijstelling beschermde dier- en plantensoorten en bijlage IV van de Habitatrictlijn (zwaar beschermd)

Voor ingrepen in het kader van bestendig beheer&onderhoud en bestendig gebruik, kan gebruik gemaakt worden van een door het ministerie van EZ goedgekeurde gedragscode. Als het werken volgens een goedgekeurde gedragscode niet mogelijk is moet voor het overtreden van verbodsbepalingen ten aanzien van deze soorten (tabel 3-soorten of zwaar beschermd) een ontheffing van de Ffw worden aangevraagd. Voor het overtreden van verbodsbepalingen ten aanzien van deze soorten in deze groep voor ruimtelijke inrichting of ontwikkeling is altijd een ontheffing noodzakelijk. Een ontheffingaanvraag voor deze groep soorten wordt getoetst aan drie criteria:

1. er is sprake van een in of bij de wet genoemd belang (zie volgende alinea);
2. er is geen alternatief;
3. doet geen afbreuk aan de gunstige staat van instandhouding van de soort.

Een ontheffing voor soorten van bijlage 1 van het Besluit vrijstelling beschermde dier- en plantensoorten kan worden aangevraagd op grond van alle belangen uit dit Besluit. Hieronder vallen onder andere:

- bescherming van flora en fauna (b);
- volksgezondheid of openbare veiligheid (d);
- dwingende redenen van groot openbaar belang, van sociale of economische aard, en voor het milieu wezenlijke gunstige effecten (e);
- uitvoering van werkzaamheden in het kader van ruimtelijke inrichting of ontwikkeling (j).

Habitatrictlijnsoorten

Een ontheffing voor soorten van bijlage IV van de Habitatrictlijn kan worden aangevraagd op grond van alle belangen uit artikel 16 van de Habitatrictlijn. Dat zijn onder andere:

- bescherming van flora en fauna;
- volksgezondheid of openbare veiligheid, of om andere redenen van groot openbaar belang, met inbegrip van sociaal en economische redenen.

Een groot verschil met het Besluit vrijstelling beschermde dier- en plantensoorten is dat belang j, uitvoering van werkzaamheden in het kader van ruimtelijke inrichting of ontwikkeling, daarin niet is opgenomen. In die combinatie kan een initiatief alleen plaatsvinden als alle negatieve effecten volledig worden voorkomen.

Vogelsoorten

De meeste vogelsoorten maken elk broedseizoen een nieuw nest of zijn in staat om een nieuw nest te maken. Deze vogelnesten voor eenmalig gebruik vallen alleen tijdens het broedseizoen onder de bescherming van artikel 11 van de Ffw. Voor deze soorten is geen ontheffing nodig voor werkzaamheden buiten het broedseizoen. Buiten het broedseizoen mogen deze nesten worden verwijderd of verplaatst, tenzij in specifieke situaties er een ecologisch zwaarwegend belang is om nesten die normaliter niet jaarrond beschermd zijn toch jaarrond te beschermen. Dit kan bijvoorbeeld het geval zijn wanneer door een ingreep een groot deel van de nestgelegenheid van een bepaalde populatie dreigt te verdwijnen. Voor het verstoren van vogels (in het broedseizoen) is het aanvragen van ontheffing voor ruimtelijke ingrepen in principe niet aan de orde omdat bijna altijd een alternatief voorhanden is, namelijk werken wanneer geen broedende vogels aanwezig zijn. De Ffw kent geen standaardperiode voor het broedseizoen. Het gaat erom of er een broedgeval is.

Verblijfplaatsen van vogels die hun verblijfplaats het hele jaar gebruiken zijn jaarrond beschermd. Hieronder vallen:

1. nesten die buiten het broedseizoen worden gebruikt als vaste rust- en verblijfplaats (bijvoorbeeld: steenuil);

2. nesten van koloniebroeders die elk broedseizoen op dezelfde plaats broeden en daarin zeer honkvast zijn of afhankelijk van bebouwing of biotoop (bijvoorbeeld: roek, gierzwaluw en huismus);
3. nesten van vogels, zijnde geen koloniebroeders, die elk broedseizoen op dezelfde plaats broeden en daarin zeer honkvast zijn of afhankelijk van bebouwing (bijvoorbeeld: ooievaar, kerkuil en slechtvalk);
4. vogels die jaar in jaar uit gebruik maken van hetzelfde nest en die zelf niet of nauwelijks in staat zijn een nest te bouwen (bijvoorbeeld boomvalk, buizerd en ransuil).

Voor verstoring van deze soorten is een ontheffing noodzakelijk. Deze kan alleen aangevraagd worden op basis van een wettelijk belang uit artikel 9 van de Vogelrichtlijn, namelijk:

- bescherming van flora en fauna (b);
- veiligheid van het luchtverkeer (c);
- volksgezondheid of openbare veiligheid (d).

Impasse door jurisprudentie Raad van State

Jurisprudentie (bijvoorbeeld zaaknr. 201104809/1/A3) van de Raad van State omtrent het verwijderen van vaste rust- en verblijfplaatsen heeft tot een impasse geleid in het ontheffingenbeleid (gebruik maken van positieve afwijzingen) van het ministerie van EZ. Op 15 februari 2012 heeft de Raad van State geoordeeld dat bij de vraag of er een ontheffing moet worden aangevraagd alleen die maatregelen mogen worden meegewogen die zien op het voorkómen van een overtreding van de verboden van de Ffw. Mitigerende of compense-rende maatregelen die de schadelijke gevolgen van de overtreding van de verbodsnorm verzachten of compenseren kunnen enkel meegenomen worden in het kader van de ontheffingsverlening.

Het komt er op neer dat mitigatie of compensatie om een te verwijderen vaste rust- en verblijfplaats vooraf te vervangen, niet meer mag, aangezien de originele verblijfplaats nog steeds verdwijnt. Dit betekent dat wanneer het verwijderen van een vaste rust- of verblijfplaats van Habitatrichtlijn Bijlage IV-soorten (HR-soorten) of jaarrond beschermde nesten aan de orde is, ontheffingsverlening in een onmogelijke spagaat komt, want:

- een geldig belang is moeilijk te onderbouwen;
- mitigeren door nieuw leefgebied aan te leggen wordt niet meer gezien als het voorkomen van een overtreding, waardoor een ontheffing noodzakelijk blijft.

Het voorgaande is in een uitspraak van 11 juli 2012 nog eens bevestigd. Deze jurisprudentie kan tot onoplosbare situaties leiden, bijvoorbeeld als het gaat om het slopen van huizen met vleermuisverblijfplaatsen of het dempen van voortplantingswateren van rugstreeppadden (HR-soorten). Op dit moment (april 2013) beoordeelt het bevoegd gezag ontheffingsaanvragen op een strengere manier, waarbij meer gedetailleerde informatie wordt betrokken en er meer eisen worden gesteld aan de argumentatie van voorgestelde mitigatie. Hierbij kan volledige mitigatie (het vooraf compenseren) van verblijfplaatsen van HR-soorten na beoordeling nog steeds resulteren in een positieve afwijzing. Totdat er een nieuwe werkwijze/beoordelingskader is, zullen ontheffingsaanvragen waarschijnlijk op deze manier worden beoordeeld. Dit is dus in strijd met de meest recente jurisprudentie. Door met deze werkwijze mee te gaan, lopen initiatiefnemers risico. Voor een activiteit die, ondanks een positieve afwijzing, in strijd is met de Ffw, betekent dit dat het risico bestaat dat deze wordt aangevochten in een gerechtelijke procedure. Het gevolg daarvan is dat alsnog moet worden bekeken of een ontheffing kan worden verleend.

Wet ruimtelijke ordening (Wro, 2006)

De Wet ruimtelijke ordening (Wro) regelt hoe de ruimtelijke plannen van Rijk, provincies en gemeenten tot stand komen. Ruimtelijke beslissingen worden op landelijk, regionaal en lokaal niveau genomen. De Rijksoverheid, provincies en gemeenten beschrijven in structuurvisies welke ruimtelijke ontwikkelingen zij verwachten en hoe zij die ontwikkelingen zullen sturen of uitvoeren. Het ruimtelijke orderingsbeleid en de uitvoering daarvan wordt zoveel mogelijk op gemeentelijk niveau vormgegeven. Het bestemmingsplan is het belangrijkste instrument voor de ruimtelijke ordening.

Met de nieuwe Wro is de toetsende rol van de provincie op bestemmingsplannen (buiten-gebied) als het gaat om de ecologie grotendeels komende vervallen. Daarvoor in de plaats gekomen is het aangeven van provinciale zienswijzen in de (voor)ontwerpfasen. In laatste instantie hebben provincies via de Wro de bevoegdheid om desnoods via een aanwijzing gemeenten te dwingen gebieden met natuurwaarden in hun bestemmingplannen op te nemen met planregels gericht op behoud en bescherming.

Wet milieubeheer (Wm, 1993)

De Wm dient in eerste instantie om het milieu te beschermen door middel van kwaliteitseisen, vergunningen en regels, en de handhaving hiervan. Hierbij moet ook rekening worden gehouden met natuurwaarden. Hoofdstuk 7 van de wet betreft de milieueffectrapportage (m.e.r.), die verplicht kan worden gesteld voor ruimtelijke plannen die voldoen aan strikt omschreven criteria. Het beschrijven van de effecten van het betreffende plan voor het aspect ecologie is een verplicht onderdeel van de m.e.r., zodat ook natuur en ecologie meegenomen worden.

Artikel 7.2a lid 1 Wm regelt dat die plannen waarvoor een passende beoordeling moet worden gemaakt, planm.e.r.-plichtig zijn. In artikel 19j lid 2 van de Natuurbeschermingswet 1998 is geregeld voor welke gevallen het maken van een passende beoordeling voor plannen verplicht is. Kortweg geldt hiervoor een plan voldoende concreet¹ moet zijn en dat significant negatieve effecten van het plan op Natura 2000 niet op voorhand zijn uit te sluiten.

Besluit m.e.r. (1994)

M.e.r. is gebaseerd op Europese regelgeving. In Nederland is m.e.r. geregeld in de Wet milieubeheer (Wm) en in de uitvoeringswetgeving in de vorm van een Algemene maatregel van bestuur, namelijk het Besluit m.e.r. M.e.r. is een procedure met als hoofddoel het milieubelang volwaardig te laten meewegen bij de voorbereiding en vaststelling van plannen en besluiten. In de procedure moeten de milieugevolgen van het initiatief of de activiteit en reële alternatieven systematisch, transparant en objectief in beeld worden gebracht en maatregelen beschreven worden om negatieve gevolgen te voorkomen of te beperken. De kwaliteit van het rapport wordt getoetst door de onafhankelijke landelijke Commissie voor de milieueffectrapportage. Daarnaast kunnen belanghebbenden in spreken en zijn of haar zienswijzen naar voren te brengen. Op deze manier kan het bevoegde bestuursorgaan een weloverwogen besluit nemen.

De bijlage bij het Besluit m.e.r. geeft aan bij welke activiteiten, plannen en projecten een MER verplicht is (onderdeel C) en voor welke activiteiten en projecten beoordeeld moet worden of een MER gemaakt moet worden (onderdeel D). Eventuele plannen die kaderstellen zijn voor zulke activiteiten zijn direct planm.e.r.-plichtig. De beide onderdelen bevatten een tabel met in:

- kolom 1: een beschrijving van activiteiten;

¹ Zie uitspraak Raad van State 200701901/1.

- kolom 2: een beschrijving van gevallen (veelal minimale omvang) van die activiteit (gevalsdrempel);
- kolom 3: plannen die kaderstellend kunnen zijn voor de betreffende activiteit;
- kolom 4: besluiten die over de betreffende activiteit aan de orde kunnen zijn.

Daarnaast kan een plan m.e.r.-plicht gelden als volgens de Natuurbeschermingswet een Passende beoordeling opgesteld moet worden.

m.e.r.(beoordelings)plicht				
Op grond van de Wet milieubeheer en het Besluit m.e.r. kan er sprake zijn van:				
- Plan-m.e.r.-plicht;				
· het plan is opgenomen in kolom 3 van onderdeel C of D van de bijlage bij het Besluit m.e.r. en het plan is kaderstellend voor een m.e.r.-(beoordelings)plichtig project en/of; · het plan moet op grond van een wettelijke of bestuursrechtelijke bepaling verplicht vastgesteld worden en hiervoor moet op grond van de Natuurbeschermingswet 1998 een Passende beoordeling worden gemaakt.				
- Project-m.e.r.-plicht , een activiteit is opgenomen in kolom 1 van de C-lijst en overschrijdt de drempelwaarde in kolom 2 van de C-lijst en hiervoor moet een besluit als genoemd in kolom 4 van de C-lijst genomen worden.				
- M.e.r.-beoordelingsplicht , een activiteit is opgenomen in kolom 1 van de D-lijst en overschrijdt de drempelwaarde in kolom 2 van de D-lijst en hiervoor moet een besluit als genoemd in kolom 4 van de D-lijst genomen worden. Voor een plan dat kaderstellend is voor dergelijke activiteiten geldt echter gelijk een plan-m.e.r.-plicht;				
- Vormvrije m.e.r.-beoordelingsplicht , een activiteit is opgenomen in kolom 1 van de D-lijst en hiervoor moet een besluit als genoemd in kolom 4 van de D-lijst genomen worden, maar de activiteit overschrijdt de drempelwaarde in kolom 2 van de D-lijst niet. Voor een plan dat kaderstellend is voor een dergelijke activiteit geldt eveneens een vormvrije m.e.r.-beoordelingsplicht.				

In tabel 2.1 zijn enkele activiteiten geciteerd uit de C en D-lijst. Het betreft zowel het aanleggen van buisleidingen, wijziging of uitbreiding van het winnen van aardgas, diepboren en oprichten van oppervlakte-installaties voor aardgaswinning waar een (plan)m.e.r.-plicht of m.e.r.-beoordelingsplicht uit kan volgen. In de tabel is niet ingegaan op mogelijke opslag van aardgas en de afvoer van afvalwater.

Tabel 2.1. Relevante activiteiten uit de C en D-lijst van het Besluit m.e.r.

nummer	activiteiten	gevallen	plannen	besluiten
C 8.1	De aanleg, wijziging of uitbreiding van een buisleiding voor het transport van gas, olie, chemicaliën of voor het transport van kooldioxide (CO ₂) stromen ten behoeve van geologische opslag, inclusief de desbetreffende pompstations.	In gevallen waarin de activiteit betrekking heeft op een buisleiding met een diameter van meer dan 80 ¹ centimeter en een lengte van meer dan 40 kilometer.	De structuurvisie, bedoeld in de artikelen 2.1, 2.2 en 2.3 van de Wet ruimtelijke ordening, en het plan, bedoeld in de artikelen 3.1, eerste lid, 3.6, eerste lid, onderdelen a en b, van die wet.	Het besluit, bedoeld in de artikelen 94, eerste lid, en 95 van het Mijnbouwbesluit dan wel, bij het ontbreken daarvan, het plan, bedoeld in artikel 3.6, eerste lid, onderdelen a en b, van de Wet ruimtelijke ordening dan wel bij het ontbreken daarvan het plan, bedoeld in artikel 3.1, eerste lid, van die wet.

¹ Deze diameter is niet waarschijnlijk in geval van een buisleiding ten behoeve van schaliegas.

nummer	activiteiten	gevallen	plannen	besluiten
C 17.2	De winning van aardolie en aardgas dan wel de wijziging of uitbreiding daarvan.	In gevallen waarin de activiteit betrekking heeft op een gewonnen hoeveelheid van: 1°. meer dan 500 ton aardolie per dag, of 2°. meer dan 500.000 m ³ aardgas per dag ¹ .	De structuurvisie, bedoeld in de artikelen 2.1, 2.2 en 2.3 van de Wet ruimtelijke ordening, en het plan, bedoeld in de artikelen 3.1, eerste lid, 3.6, eerste lid, onderdelen a en b, van die wet.	Het besluit, bedoeld in artikel 40, tweede lid, van de Mijnbouwwet of een ander besluit waarop afdeling 3.4 van de Algemene wet bestuursrecht en een of meer artikelen van afdeling 13.2 van de wet van toepassing zijn.
D 8.2	De aanleg, wijziging of uitbreiding van een buisleiding voor het transport van aardgas.	In gevallen waarin de activiteit betrekking heeft op een buisleiding die over een lengte van 5 kilometer of meer is gelegen of geprojecteerd in een gevoelig gebied ² .	De structuurvisie, bedoeld in de artikelen 2.1, 2.2 en 2.3 van de Wet ruimtelijke ordening, en de plan, bedoeld in de artikelen 3.1, eerste lid, of 3.6, eerste lid, onderdelen a en b, van die wet.	Het besluit, bedoeld in de artikelen 94, eerste lid, en 95 van het Mijnbouwbesluit, dan wel, bij het ontbreken daarvan, het plan, bedoeld in artikel 3.6, eerste lid, onderdelen a en b, van de Wet ruimtelijke ordening dan wel bij het ontbreken daarvan, het plan, bedoeld in artikel 3.1, eerste lid, van die wet.
D 17.1	De wijziging of uitbreiding van de winning van aardolie of aardgas.	In gevallen waarin de activiteit betrekking heeft op reeds bestaande installaties, plaatsvindt in een gevoelig gebied en betrekking heeft op: 1°. een uitbreiding van de terreinoppervlakte met 5 hectare of meer, of 2°. het bijplaatsen of wijzigen van een stikstofscheidingsinstallatie of een ontzwavelingsinstallatie.	De structuurvisie, bedoeld in de artikelen 2.1, 2.2 en 2.3 van de Wet ruimtelijke ordening, en de plannen, bedoeld in de artikelen 3.1, eerste lid, 3.6, eerste lid, onderdelen a en b, van die wet.	Het besluit, bedoeld in artikel 40, tweede lid, van de Mijnbouwwet of een ander besluit waarop afdeling 3.4 van de Algemene wet bestuursrecht en een of meer artikelen van afdeling 13.2 van de wet van toepassing zijn.
D 17.2	Diepboringen dan wel een wijziging of uitbreiding daarvan, in het bijzonder ³ :		De structuurvisie, bedoeld in de artikelen 2.1, 2.2 en 2.3 van de Wet ruimtelijke ordening, en	Het besluit, bedoeld in artikel 40, tweede lid, van de Mijnbouwwet of een ander besluit

¹ Bij het winnen gaat het om de winningsinstallatie, dat is de put of puttengroep en de eventueel benodigde behandelingsinstallatie.

² Zijnde natuurgebieden of grondwaterbeschermingszones, als bedoeld onder a, b (tot 3 zeemijl uit de kust) of d, van punt 1 van onderdeel A van het Besluit m.e.r.

³ De uitwerkingen onder a tot en met c betreffen voorbeelden van activiteiten, andersoortige diepboringen behoren ook tot de beschrijving.

nummer	activiteiten	gevallen	plannen	besluiten
	a geothermische boringen, b. boringen in verband met de opslag van kernafval, c. boringen voor watervoorziening, met uitzondering van boringen voor het onderzoek naar de stabiliteit van de grond.		de plannen, bedoeld in de artikelen 3.1, eerste lid, 3.6, eerste lid, onderdelen a en b, van die wet.	waarop afdeling 3.4 van de Algemene wet bestuursrecht en een of meer artikelen van afdeling 13.2 van de wet van toepassing zijn, dan wel, bij het ontbreken daarvan, de vaststelling van het plan, bedoeld in artikel 3.6, eerste lid, onderdelen a en b, van de Wet ruimtelijke ordening dan wel bij het ontbreken daarvan van het plan, bedoeld in artikel 3.1, eerste lid, van die wet.
D 17.3	De oprichting, wijziging of uitbreiding van oppervlakte-installaties van bedrijven voor de winning van steenkool, ertsen en bitumineuze schisten alsmede de oprichting van oppervlakte-installaties van bedrijven voor de winning van aardolie, of aardgas.		De structuurvisie, bedoeld in de artikelen 2.1, 2.2 en 2.3 van de Wet ruimtelijke ordening, en de plannen, bedoeld in de artikelen 3.1, eerste lid, 3.6, eerste lid, onderdelen a en b, van die wet.	Het besluit, bedoeld in artikel 40, tweede lid, van de Mijnbouwwet of een ander besluit waarop afdeling 3.4 van de Algemene wet bestuursrecht en een of meer artikelen van afdeling 13.2 van de wet van toepassing.

Wet algemene bepalingen omgevingsrecht (Wabo, 2010)

De Wet algemene bepalingen omgevingsrecht (Wabo) regelt de omgevingsvergunning. De omgevingsvergunning is één geïntegreerde vergunning voor bouwen, wonen, monumenten, ruimte, natuur en milieu. Hier kan een ontheffingsaanvraag in het kader van de Ffw vallen of een vergunningsaanvraag voor de Nb-wet. Een Nb-wetvergunning kan ook parallel aan de omgevingsvergunning lopen als de Nb-wetaanvraag eerder wordt ingediend.

Besluit algemene regels ruimtelijke ordening (Barro, 2012)

In de Structuurvisie Infrastructuur en Ruimte heeft de Rijksoverheid de nationale belangen gedefinieerd waarvoor het Rijk verantwoordelijkheid draagt. Een aantal van deze nationale belangen wordt juridisch geborgd via het Besluit algemene regels ruimtelijke ordening.

2.3. Beleidskader Nationaal beleid

Nota Ruimte (vervallen, 2006)

In de Nota Ruimte is een aantal uitwerkingen van ruimtelijke afwegingskaders voor de ecologische hoofdstructuur (EHS) aangekondigd. De EHS beoogt de realisatie van een samenhangend netwerk van natuurgebieden en verbindingszones. Door natuur te verbinden blijft diversiteit behouden en verkleint de kans op uitsterven van soorten.

Structuurvisie Infrastructuur en Ruimte (SVIR, 2012)

Op 13 maart 2012 heeft de minister van Infrastructuur en Milieu (I&M) de Structuurvisie Infrastructuur en Ruimte vastgesteld. De SVIR is een actualisatie van het ruimtelijk- en

mobilitéitsbeleid en geeft een totaalbeeld van het ruimtelijk- en mobilitéitsbeleid op rijksniveau. De SVIR vervangt verschillende rijksbeleidsstukken, zoals onder andere de Nota Ruimte.

Eén van de belangrijkste voornemens in de SVIR met betrekking tot EHS is om te komen tot een herijkte nationale EHS. Zij vloeit voort uit de bezuinigingen door de rijksoverheid op de middelen voor natuurbeleid en gebiedsgericht beleid. Deze herijking tast de tot nu toe gerealiseerde EHS (inclusief de Natura 2000-gebieden) evenwel niet aan.

Juridische borging EHS

De juridische borging van de nationale ruimtelijke belangen die in de SVIR worden aangewezen, vindt plaats via het Besluit algemene regels ruimtelijke ordening (Barro). In titel 2.10 van de tweede tranche van het Barro zijn regels opgenomen over de wijze waarop het Rijk haar internationale verdragsverplichtingen op het vlak van biodiversiteit planologisch zeker wil stellen. De realisatie van de EHS blijft echter de verantwoordelijkheid van de provincies.

De in het Barro neergelegde beschermingsregime voor de EHS sluit voor een groot deel aan bij de bestaande praktijk. In veel provinciale ruimtelijke verordeningen zijn immers al regels opgenomen over EHS.

De specifieke waarden en kwaliteiten (veelal vastgelegd in beheer- en natuurdoeltypen) van een EHS-gebied bepalen of ruimtelijke initiatieven doorgang kunnen vinden. Iedere provincie heeft deze voorwaarden in een verordening vastgelegd. Over het algemeen geldt dat er geen bestemmingswijzigingen mogelijk zijn als daardoor de wezenlijke kenmerken en waarden van het gebied significant worden aangetast; dit alles tenzij er geen reële alternatieven zijn en er sprake is van redenen van groot openbaar belang. Om te kunnen bepalen of de wezenlijke kenmerken en waarden van een gebied significant worden aangetast, moet het bevoegd gezag erop toezien dat hiernaar door de initiatiefnemer onderzoek wordt verricht. Om een zorgvuldige afweging te kunnen maken zal de provincie de te behouden wezenlijke kenmerken en waarden per gebied moeten specificeren.

Rode Lijsten

Rode lijsten zijn lijsten waarop per land de in hun voortbestaan bedreigde dier- en plantensoorten staan. Op de rode lijsten staan, naast de bedreigde soorten, beschermingsmaatregelen om deze soorten weer in aantal te laten toenemen. Doordat overheden en terreinbeherende organisaties bij hun beleid en beheer rekening houden met de rode lijsten, wordt gehoopt dat van de nu bedreigde organismen er over tien jaar een aantal niet meer bedreigd zal zijn en dus van de Rode lijst afgevoerd kan worden.

De bedreigde dier- en plantensoorten op de rode lijsten zijn niet wettelijk beschermd.

2.4. Provinciaal en gemeentelijk beleid

Provinciale structuurvisies en verordeningen

Alle provincies hebben beleid voor natuur en ecologie. Vaak is er een provinciale Ecologische HoofdStructuur of een andere provinciale uitwerking van de EHS, bovendien gaan de provincies in op de TOP-gebieden. De provinciale structuurvisie is alleen bindend voor de opsteller. Om zich toch te verzekeren van doorwerking van de structuurvisie wordt vaak een provinciale verordening opgesteld.

Veelal zijn de 'Spelregels voor EHS' opgenomen in de provinciale Ruimtelijke Verordening of een vergelijkbaar document. Hierin wordt beschreven wanneer er sprake is van versto-

ring van de EHS-natuurwaarden en hoe eventueel gecompenseerd moet worden. Onderdeel van dit document is ook het compensatiebeginsel, dat per provincie verschillend is.

Bestemmingsplannen

In de Bro is expliciet opgenomen dat gemeenten bij het maken van bestemmingsplannen rekening moeten houden met de natuurwaarden. Bovendien komt deze verplichting ook impliciet voort uit de Nb-wet en de Ffw: voorafgaand aan ingrepen moet het effect op de natuurwaarden duidelijk zijn. Dit houdt in dat de gemeenten ter voorbereiding op het vaststellen van een bestemmingsplan deze waarden ook inschatten en analyseren.

3. BELEID AARDKUNDE EN ARCHEOLOGIE

In dit hoofdstuk is aangegeven welk beleid wordt gevoerd ten aanzien van aardkundige en archeologische waarden in relatie tot het ontwikkelen van mijnbouwactiviteiten.

3.1. Inleiding

Wat zijn aardkundige en archeologische waarden nu precies? Aardkunde of fysische geografie is die richting van de geografie die zich bezighoudt met de bestudering van de fysische of natuurkundige processen die het landschap hebben gevormd. Specifieke landvormen zijn bijvoorbeeld stroomruggen, oeverwallen en kommen van (fossiele) riviersystemen, vormen als stuwwallen en dekzandruggen die samenhangen met de ijstijden, maar ook complete beekdalen en veengebieden.

Archeologie is een onderdeel van cultuurhistorie. Archeologie betreft de fysieke sporen in en op de bodem die informatie verschaffen over vroegere menselijke samenlevingen. Het betreft bijvoorbeeld materialen in de bodem die afkomstig zijn van menselijk gebruik in het verleden. Bijvoorbeeld vuurstenen werktuigen, botresten, oude bakstenen, houten palen of paalgaten, zaadresten, houtskool en slachtafval. Daarnaast zijn er ook sporen te vinden. Bijvoorbeeld een verkleuring die erop wijst dat er een houten paal stond, of een dichtgegooide greppel of gracht.

3.2. Internationale wetgeving

Raad van Europa (1992): Verdrag van Malta/Conventie van Valletta (ratificatie 1992)

In het verdrag is de omgang met het Europees archeologisch erfgoed geregeld. Dit heeft in 2007 zijn doorwerking gekregen in de Monumentenwet 1988. De essentie is dat voorafgaand aan de uitvoering van plannen onderzoek moet worden gedaan naar de aanwezigheid van archeologische waarden en daar in de ontwikkeling van plannen zoveel mogelijk rekening mee te houden. Het streven is naar behoud 'in situ' van archeologische waarden, dat betekent dat de resten en sporen zoveel mogelijk onverstoord worden gelaten. De bodem is de beste garantie voor een goede conservering van archeologische resten.

Raad van Europa (2000): Europese Landschapsconventie (ELC, ratificatie 2005)

Nederland heeft zich verplicht in wetgeving de betekenis van landschappen te erkennen, landschapsbeleid te formuleren en te implementeren, procedures in te stellen voor inspraak en landschap te integreren in beleid dat gevolgen heeft voor het landschap. Landschap wordt gedefinieerd als een gebied, zoals dat door mensen wordt waargenomen, waarvan het karakter bepaald wordt door natuurlijke en/of menselijke factoren en de interactie daartussen. In dit kader zijn aardkundige vormen en gebieden onderdeel van het landschap.

De ELC werkt ondermeer door in de Nederlandse Structuurvisie Infrastructuur en Ruimte. In de SVIR wordt gesteld dat landschapsbeleid wordt overgelaten aan de provincies en gemeenten, maar hier zijn geen voorwaarden voor opgenomen. Op dit moment is er dus geen goede borging van de ELC in de Nederlandse beleid- en wetgeving.

3.3. Nationale wetgeving

Monumentenwet 1988 (met herziening 2007)

De Monumentenwet 1988 heeft niet alleen betrekking op de aanwijzing van rijksmonumenten, maar ook op bescherming van stads- en dorpsgezichten en op de omgang met archeologische waarden en opgravingen. De wet bevat voorschriften met betrekking tot de archeologische opgravingsvergunning (verplichting tot het voldoen aan de Kwaliteitsnorm

Nederlandse Archeologie) en het melden van archeologische vondsten. Ook zijn gemeenten op grond van de Monumentenwet 1988 gehouden om de belangen van de archeologische monumentenzorg in hun bestemmingsplannen te verankeren. Dit betekent dat de initiatiefnemer bij de bevoegde bestuursorganen moet aantonen dat hij geen archeologische waarden zal verstoren, anders geldt er een archeologische onderzoeksplicht die kan eindigen in een definitieve opgraving. Overigens geldt volgens het Verdrag van Malta dat behoud in situ een uitgangspunt is.

De Rijksdienst voor Cultureel Erfgoed beheert de Archeologische Monumenten Kaart van Nederland. Hierin zijn verschillende classificaties mogelijk. De hoogste classificatie betreft de terreinen van zeer hoge waarde met rijksbescherming. De Monumentenwet 1988 bevat een vergunningstelsel voor de omgang met archeologische rijksmonumenten. Voor deze monumenten is een monumentenvergunning op grond van de Monumentenwet 1988 vereist. Voor het wijzigen, verstoren of slopen van een beschermd monument is een vergunning verplicht. Het is strafbaar als deze activiteiten zonder vergunning worden uitgevoerd. Een vergunning moet vooraf aan de activiteit worden aangevraagd. De Rijksdienst voor het Cultureel Erfgoed beslist op aanvragen om een monumentenvergunning voor archeologische rijksmonumenten.

Wet ruimtelijke ordening (Wro, 2006)

De Wet ruimtelijke ordening regelt hoe de ruimtelijke plannen van Rijk, provincies en gemeenten tot stand komen. Ruimtelijke beslissingen worden op landelijk, regionaal en lokaal niveau genomen. De Rijksoverheid, provincies en gemeenten beschrijven in structuurvisies welke ruimtelijke ontwikkelingen zij verwachten en hoe zij die ontwikkelingen zullen sturen of uitvoeren. Het ruimtelijke orderingsbeleid en de uitvoering daarvan wordt zoveel mogelijk op gemeentelijk niveau vormgegeven. Het bestemmingsplan is het belangrijkste instrument voor de ruimtelijke ordening. Het gebruik van een grond moet in overeenstemming zijn met het bestemmingsplan. Ook cultuurhistorie met daarin archeologie speelt een rol in het bestemmingsplan, zoals beschreven in het Besluit ruimtelijke ordening (zie hieronder).

Voorheen toetsten de provincies, met hun specialisten op het gebied van cultuurhistorie (archeologie) en landschap (aardkundige waarden), de gemeentelijke bestemmingsplannen. Daarvoor in de plaats gekomen is het aangeven van provinciale zienswijzen in de (voor)ontwerpfases. In laatste instantie hebben provincies via de Wro de bevoegdheid om desnoods via een aanwijzing gemeenten te dwingen terreinen met bepaalde (archeologische of aardkundige) waarden in hun bestemmingplannen op te nemen met planregels gericht op behoud en bescherming.

Besluit ruimtelijke ordening (Bro, 2012)

Het Bro is een nadere uitwerking van de Wro en bevat onder andere bepalingen over de bestemmingsplannen, de kosten voor archeologisch onderzoek en de relatie daarvan tot de grondexploitatie.

De Monumentenwet 1988 (met herziening 2007) in combinatie met de Wro en het Bro zorgen voor de integratie van cultuurhistorische (en archeologische) waarden in het proces van de ruimtelijke ordening. De wet en het besluit op de ruimtelijke ordening bevatten de opdracht om in het kader van een goede ruimtelijke ordening bij de besluitvorming over de ruimtelijke inrichting rekening te houden met (mogelijk) aanwezige cultuurhistorische waarden.

In de Bro is expliciet opgenomen dat gemeenten bij het maken van bestemmingsplannen rekening moeten houden met cultuurhistorische (incl. archeologische) waarden. Dit houdt in dat de gemeenten ter voorbereiding op het vaststellen van een bestemmingsplan deze

waarden moeten inventariseren en analyseren. Hoge of middelhoge archeologische verwachtingswaarden worden bijvoorbeeld met een dubbelbestemming opgenomen in het bestemmingsplan. Dit kan leiden tot een archeologische onderzoeksplicht bij het verstoren van de bodem.

Wet milieubeheer (Wm, 1993)

De Wm dient in eerste instantie om het milieu te beschermen door middel van kwaliteitseisen, vergunningen en regels, en de handhaving hiervan. Hierbij moet ook rekening worden gehouden met eventuele landschappelijke, natuurwetenschappelijke en cultuurhistorische waarden in de betreffende gebieden. Zo wordt in hoofdstuk 4.9, lid 4c van de Wm verwezen naar de mogelijkheid van het vastleggen van provinciale archeologische attentiegebieden. Hoofdstuk 7 van de wet betreft de Milieueffectrapportage (m.e.r.), die verplicht kan worden gesteld voor ruimtelijke plannen die voldoen aan strikt omschreven criteria. Het beschrijven van de effecten van het betreffende plan voor het thema landschap, natuurwetenschap, cultuurhistorie is een verplicht onderdeel van de m.e.r., zodat ook de aardkunde en archeologie meegenomen worden.

Besluit m.e.r. (1994)

M.e.r. is gebaseerd op Europese regelgeving. In Nederland is m.e.r. geregeld in de Wet milieubeheer (Wm) en in de uitvoeringswetgeving in de vorm van een Algemene maatregel van bestuur, namelijk het Besluit m.e.r. De bijlage bij het Besluit m.e.r. geeft aan bij welke activiteiten, plannen en projecten een MER verplicht is (onderdeel C) en voor welke activiteiten en projecten beoordeeld moet worden of een MER gemaakt moet worden (onderdeel D). Eventuele plannen die kaderstellen zijn voor zulke activiteiten zijn direct planm.e.r.-plichtig. In paragraaf 2.2 (kopje Besluit m.e.r.) is hier nader op ingegaan.

Mijnbouwwet

De Mijnbouwwet betreft het opsporen en winnen van delfstoffen en aardwarmte en de opslag van stoffen in de bodem. Voor delfstoffen¹ zoals schaliegas is de Mijnbouwwet van toepassing als het op een diepte van meer dan 100 m beneden het maaiveld gewonnen wordt. Dezelfde diepte geldt voor de opslag van stoffen². De Mijnbouwwet bepaalt dat delfstoffen eigendom zijn van de staat. De eigendom van delfstoffen die met gebruikmaking van een winningsvergunning worden gewonnen, gaat door het winnen daarvan over op de vergunninghouder. De overige bepalingen van de Wet voorzien hoofdzakelijk in algemene regels waaraan vergunningen of ontheffingen van vergunningen dienen te voldoen. Tevens voorziet de Wet in de mogelijkheid tot het stellen van nadere regels, ondermeer uit het oogpunt van het milieu (waar archeologie en aardkunde ook onder vallen).

In het algemeen is voor de activiteiten die de mijnbouwwet mogelijk maakt, de Wet milieubeheer integraal van toepassing. Waar deze wetgeving niet geldt (bijvoorbeeld buiten het Nederlands territorium) of indien specifieke omstandigheden daartoe aanleiding geven (zoals bij boringen als er geen sprake is van een inrichting in de zin van de Wet milieubeheer) wordt het milieubelang behartigd via de mijnbouwwetgeving. Omdat er geen milieutoetsing plaats vindt bij de verlening van een opsporings-, winnings- of opslagvergunning zal de milieuafweging geheel dienen plaats te vinden bij de verlening van de omgevingsvergunning voor de inrichting (zie ook Wet algemene bepalingen omgevingsrecht).

¹ Delfstoffen zijn de in ondergrond aanwezige mineralen of substanties van organische oorsprong, in een daar langs natuurlijke weg ontstane concentratie of afzetting, in vaste, vloeibare of gasvormige toestand, met uitzondering van brongas, kalksteen, grind, zand, klei, schelpen en mengsels daarvan.

² Voor het onttrekken van aardwarmte en het maken van boorgaten, anders dan ten behoeve van het opsporen of winnen van delfstoffen of aardwarmte dan wel het opslaan van stoffen geldt een minimale diepte van 500 m.

De vergunninghouder is verplicht te allen tijde zorgvuldig te werken met het oog op het voorkomen van onveilige situaties, schade aan het milieu en bodembewegingen.

Besluit algemene regels milieu mijnbouw (Barmm, 2008)

Voor het oprichten of in stand houden van een mobiele mijnbouwinstallatie op land met bijbehorend terrein is geen vergunning nodig volgens de mijnbouwwetgeving. Dit met uitzondering van een mobiele installatie die geplaatst is bij een voor winning bestemd mijnbouwwerk. Er is wel een vergunning nodig als boring binnen bepaalde gevoelige gebieden wordt uitgevoerd, waaronder natuurgebieden.

Voor alle uit te voeren boringen (al dan niet bij een inrichting) gelden de voorzieningen en maatregelen in de Barmm. Deze moeten ervoor zorgen dat de milieueffecten worden beheerst. Er wordt niet specifiek op aardkunde of archeologie ingegaan.

Wet algemene bepalingen omgevingsrecht (Wabo, 2010)

Voor de oprichting en het gebruik van een productielocatie voor schaliegas is een omgevingsvergunning op grond van de Wet algemene bepalingen omgevingsrecht (Wabo) nodig. De omgevingsvergunning is één geïntegreerde vergunning voor bouwen, wonen, monumenten, ruimte, natuur en milieu.

Bij de aanvraag zal er een beoordeeld en definitief archeologisch rapport moeten worden geleverd om de aanvraag in behandeling te kunnen nemen. Pas dan kan een archeologisch adviseur van het bevoegde bestuursorgaan beoordelen of het noodzakelijk is voorschriften te verbinden aan de omgevingsvergunning. Dit alleen op terreinen waar volgens het geldende beleid onderzoek is vereist.

Archeologische Rijksmonumenten vallen niet onder de Wabo. Als de locatie waar een omgevingsvergunning voor wordt aangevraagd geheel of gedeeltelijk op zo'n monument ligt moet altijd contact worden opgenomen met de Rijksdienst van het Cultureel Erfgoed (RCE).

Besluit algemene regels ruimtelijke ordening (Barro, 2012)

In de Structuurvisie Infrastructuur en Ruimte heeft de Rijksoverheid de nationale belangen gedefinieerd waarvoor het Rijk verantwoordelijkheid draagt. Een aantal van deze nationale belangen wordt juridisch geborgd via het Besluit algemene regels ruimtelijke ordening (Barro). In het Barro worden verschillende gebieden als werelderfgoed voorgedragen. De provincies krijgen op grond van het Barro de opdracht om de begrenzing nader te bepalen en de onderstaande kernkwaliteiten verder uit te werken. Vervolgens moet de provincie bij provinciale verordening regels stellen over de inhoud van bestemmingsplannen zodat de kernkwaliteiten worden behouden of versterkt. Het kan hier mede gaan om archeologische en aardkundige waarden.

Crisis- en herstelwet (Chw, 2010)

Deze wet maakt het mogelijk om projecten op het gebied van duurzaamheid, bereikbaarheid en (woning)bouw sneller uit te voeren. De wet kan ook gevolgen hebben voor rijksmonumenten of beschermde gezichten. Om een versnelde uitvoering van bouwprojecten mogelijk te maken, is in bepaalde gevallen geen monumentenvergunning nodig. Voor beschermde archeologische rijksmonumenten betekent dit dat de minister van OCW (geadviseerd door de Rijksdienst voor het Cultureel Erfgoed) de vergunningverlenende bevoegdheid overneemt.

3.4. Nationaal beleidskader

Structuurvisie Infrastructuur en Ruimte (SVIR, 2012)

Eén van de hoofddoelen in de structuurvisie is het waarborgen van een leefbare en veilige omgeving waarin unieke natuurlijke en cultuurhistorische waarden behouden blijven. Het Rijk is verantwoordelijk voor cultureel en UNESCO Werelderfgoed, kenmerkende stads- en dorpsgezichten, rijksmonumenten en het maritieme erfgoed. Het algemene beleid ten aanzien van landschap (waaronder aardkundige waarden) ligt bij de provincies en gemeenten.

In de Structuurvisie Infrastructuur en Ruimte wordt efficiënt gebruik van de ondergrond aangeduid als een nationaal belang dat zal worden uitgewerkt in een Structuurvisie Ondergrond. De structuurvisie vormt een kader voor de ondergrondse ordening van activiteiten van rijksbelang. Uitgangspunt uit de 'Rijksvisie op het duurzaam gebruik van de ondergrond' (2010) is dat gebruik van de ondergrond moet worden afgezet tegen de functies die de ondergrond voor de samenleving vervult, en de kwaliteiten en waarden die de bodem bezit en die ook behouden dienen te blijven voor toekomstige generaties. De Ontwerp-Structuurvisie Ondergrond is naar verwachting eind 2013 beschikbaar.

3.5. Provinciaal en gemeentelijk beleid

Provinciale structuurvisies en verordeningen

Alle provincies hebben beleid voor landschap en cultuurhistorie. Vaak is er een provinciale Cultuurhistorische Hoofdstructuur (CHS) of Cultuurhistorische Kaart (CHK). Deze beleidskaarten geven mede een overzicht van de kenmerkende archeologische structuren van de betreffende provincie. Enkele provincies hebben ook specifiek beleid ontwikkelend voor aardkundige waarden.

De provinciale structuurvisie is alleen bindend voor de opsteller. Om zich toch te verzekeren van doorwerking van de structuurvisie wordt vaak een provinciale verordening opgesteld. De manier waarop archeologische en aardkundige waarden worden meegenomen in de structuurvisie en verordeningen verschilt per provincie.

Bestemmingsplannen

In de Bro is expliciet opgenomen dat gemeenten bij het maken van bestemmingsplannen rekening moeten houden met cultuurhistorische (incl. archeologische) waarden. Dit houdt in dat de gemeenten ter voorbereiding op het vaststellen van een bestemmingsplan deze waarden ook inventariseren en analyseren. De meeste gemeenten hebben inmiddels een eigen archeologische beleids- en verwachtingskaart laten opstellen. Aardkundige waarden zijn minder algemeen beschermd. Indien ze wel beschermd zijn, dan is dat over het algemeen als onderdeel van waardevolle landschappen. Anderzijds zijn ze soms beschermd vanwege de natuurwaarden op het aardkundige waardevolle gebied.

4. INVLOED EN MOGELIJKE MAATREGELEN ECOLOGIE

In dit hoofdstuk is eerst ingegaan op de mogelijke invloed van schaliegaswinning op ecologische waarden en vervolgens op de mogelijkheden om deze invloeden te voorkomen of te verzachten.

4.1. Effecten

De invloed of effecten op ecologische waarden worden onderverdeeld in effecten op beschermde gebieden, zoals in het kader van de Nb-wet en de EHS, en effecten op beschermde soorten in het kader van de Ffw.

Het opsporen en winnen van schaliegas heeft voor ecologie effecten, die onder te verdelen zijn in effecten die te maken hebben met de startwerkzaamheden en met de onttrekkingswerkzaamheden. Onder de startwerkzaamheden verstaan we het opzetten van een boorlocatie, het boren en fraccen [ref. 22.].

De werkzaamheden in het gebied zijn tijdelijk en nadien zal het landschap weer zo veel mogelijk in de originele staat worden achtergelaten. De volgende fasen worden onderscheiden [ref. 22.]:

1. aanleg bronnengebied van 150 x 150 m (3 maanden);
2. boorfase¹ (2 jaar);
3. fase van het fraccen (2 maanden);
4. gasonttrekkingsfase (gemiddeld 15 jaar met eventueel een extra fracfase om de bron opnieuw te stimuleren).

Als gevolg van de werkzaamheden zijn effecten mogelijk [ref. 22.] met betrekking tot:

- ruimtebeslag als gevolg van het werkgebied, namelijk 1,25 ha voor het gebied rondom de bron, een waterbassin en pijpleidingen tot de aansluiting op het gasnet (fase 1);
- lichthinder (fase 1, 3 en mogelijk 2);
- geluidshinder door vrachtwagenbewegingen, boren, pompen etc. (fase 1 t/m 3);
- luchtmissies (stikstof) als gevolg van extra wegverkeer (800-2.000 voertuigbewegingen), machines en installaties, vrijgekomen gassen (vooral in fase 3 en in mindere mate in 2 en 1, beperkt ook in fase 4);
- watervervuiling als gevolg van een incident (lek, kapot tankbassin, kapotte vrachtwagen), met name in fase 3, in beperktere mate ook in fase 4. Vervuiling van oppervlaktewater als gevolg van normale gang van zaken is niet waarschijnlijk, vanwege alle voorzorgsmaatregelen. Kans op vervuiling van grondwater is nihil als gevolg van 3.000 m rots en bodem tussen de grondwaterlaag en de laag waar het schaliegas wordt gewonnen;
- verdroging van natuurgebieden als gevolg van oppervlakte- of grondwateronttrekking (fase 3 en 4). Afhankelijk van de gekozen techniek zijn grote hoeveelheden water nodig om het gas te produceren.

4.2. Effecten op beschermde gebieden

Natura 2000 en Natuurmonumenten

Natura 2000-gebieden en natuurmonumenten zijn strikt beschermd. Hier kunnen geen werkzaamheden worden uitgevoerd tenzij er geen of een positief effect is op de aangewezen natuurwaarden. Ook bij situering nabij (binnen 6 km van een Natura 2000-gebied) gaat deze redenering op.

¹ De opsporingsboringen zijn vergelijkbaar met de activiteiten in de boorfase, beperkt tot de verticale boringen.

Bovengenoemde effecten van alle fasen hebben een mogelijk effect op de beschermde natuurwaarden van een Natura 2000-gebied of een natuurmonument, afhankelijk van de voorkomende habitattypen en aangewezen soorten. Hierbij is het effect van fase 2 naar verwachting het hoogst door de gelijktijdige verstoring van licht, geluid en stikstofemissies. De andere fasen zijn gematigder. Het gaat weliswaar om een tijdelijke verstoring, maar deze verstoring kan in of nabij een Natura 2000-gebied of Natuurmonument significant zijn.

EHS

Per provincie is de bescherming van de EHS iets anders geregeld. Het uitvoeren van werkzaamheden binnen de EHS kan vrijwel in geen enkele provincie, tenzij negatieve effecten worden uitgesloten. In tegenstelling tot de toetsing bij Nb-wetgebieden, hebben werkzaamheden buiten de EHS bij een aantal provincies geen negatieve effecten tot gevolg in de EHS (geen externe werking).

Ook hierbij geldt dat met name de fracfase naar verwachting het grootste effect teweeg zal brengen, zie onderbouwing in paragraaf 'Natura 2000 en natuurmonumenten'.

4.3. Effecten op beschermde soorten

Flora- en faunawet

In het plangebied (inclusief het gebied waar de gastransportleidingen worden aangelegd) zijn mogelijk beschermde soorten of leefgebied van deze soorten aanwezig. De werkzaamheden kunnen deze soorten verstoren of aantasten, waardoor een verbodsbepaling van de Ffw wordt overtreden. Voorafgaand aan de start op een nieuwe locatie, dient een Ffw-toets gedaan te worden.

Rode lijsten

Mogelijk zijn soorten van de Rode Lijst aanwezig. Ook hierop dient tijdens de Ffw-inventarisatie gelet te worden.

4.4. Maatregelen om effecten te voorkomen/compensatie

Op nationaal niveau is afgesproken dat effecten op natuurgebieden en soorten in eerste instantie moeten worden voorkomen. Vervolgens dienen effecten zo veel mogelijk te worden gemitigeerd (verzacht). Als daarna nog sprake is van (rest)effecten, dan moeten die effecten worden gecompenseerd.

Voorbeelden van het voorkomen van het effecten is gebruik maken van een andere methode, die geen schadelijke effecten heeft, of de werkzaamheden elders uitvoeren. Bijvoorbeeld een boor- of graafmachine die minder geluid maakt of een lagere uitstoot van schadelijke gassen heeft. Of het gebruik maken van leidingen voor de transport van water in plaats van vrachtwagens. Daarnaast kan gedacht worden aan het plaatsen van een afvalwaterzuiveringsinstallatie in of nabij het plangebied. Verschillende maatregelen zijn mogelijk om de risico's op verdroging te beperken. Ondermeer door niet dezelfde bron als het drinkwater te gebruiken, maar mogelijk brak water uit de diepere ondergrond of afvalwater.

Mitigatie betreft bijvoorbeeld het afschermen van de bron of van de ontvanger van de effecten, zoals het inpakken van machines met geluidsisolatie of het plaatsen van kappen of schermen langs lampen, zodat er geen licht buiten het plangebied komt.

Compensatie betreft het elders, buiten het beïnvloedingsgebied, kopiëren van de beschermde natuurwaarde. Hiervoor dient een compensatieplan geschreven te worden, waarin onderzocht wordt hoeveel compensatie benodigd is. Veelal is hiervoor ook een gel-

dig 'belang' nodig ter onderbouwing van de noodzaak van de werkzaamheden. Vervolgens dient gebied aangekocht te worden, waar deze compensatie kan plaatsvinden.

5. CONCLUSIES

In Nederland is er op verschillende niveaus wetgeving en beleid voor de waarborging van ecologische, aardkundige en archeologische waarden. Hierdoor zijn bepaalde gebieden van Nederland in principe uitgesloten voor opsporing en winning van schaliegas, zoals onder andere Natura 2000-gebieden¹. Het is niet uitgesloten dat (negatieve) effecten zullen optreden, een en ander afhankelijk van de locatie. De Natuurbeschermingswet 1998, Flora- en Faunawet en de Monumentenwet 1980 kunnen daarom beperkingen stellen aan het boren naar schaliegas. Daarnaast moet getoetst worden of aan de vereisten van het bestemmingsplan wordt voldaan. Hierin is beleid opgenomen voor wat betreft ecologie en cultuurhistorie (archeologie). Aardkundige waarden zijn niet altijd opgenomen in de provinciale verordeningen en in het bestemmingsplan. Voor dit thema is de bescherming niet hard.

De besluitnemer en vergunningverlener hebben bij verschillende besluiten en vergunningen de mogelijkheid om voorwaarden te stellen aan het initiatief, om zo schade aan het milieu te voorkomen (bijvoorbeeld via de winningsvergunning van de Mijnbouwwet). Dit is een mogelijkheid om meer bescherming te bieden voor bijvoorbeeld aardkundige waarden.

Het produceren van aardgas is een activiteit die genoemd is de bijlage van het Besluit m.e.r. Dit betekent dat voor plannen en besluiten met betrekking tot schaliegasproductie sprake kan zijn van een directe plicht tot het doen van milieueffectrapportage of dat beoordeeld moet worden of dit nodig is. Indien er geen m.e.r.-plicht is (ook niet vanuit de Natuurbeschermingswet), dan is het volgen van een vrijwillige m.e.r. aan te raden. Op deze manier wordt het duidelijk of er cumulatieve effecten optreden, of er tegengestelde belangen zijn tussen bepaalde thema's en op welke manier effecten kunnen worden voorkomen of verzacht.

¹ Tenzij er geen alternatieven zijn, er sprake is van dwingende redenen van groot openbaar belang en door compensatie de algehele samenhang van het Natura 2000-netwerk gewaarborgd blijft (ADC-criteria).

6. REFERENTIES

- [ref. 1.] Europese Unie, Habitatrichtlijn 1992. 1992.
- [ref. 2.] Europese Unie, Vogelrichtlijn 1979. 1979.
- [ref. 3.] Koninkrijk der Nederlanden et al, Verdrag van Ramsar. 1972.
- [ref. 4.] Koninkrijk der Nederlanden, Algemene wet bestuursrecht. 1994.
- [ref. 5.] Koninkrijk der Nederlanden, Besluit algemene regels ruimtelijke. 2012.
- [ref. 6.] Koninkrijk der Nederlanden, Besluit m.e.r. 1994.
- [ref. 7.] Koninkrijk der Nederlanden, Besluit ruimtelijke ordening. 2010.
- [ref. 8.] Koninkrijk der Nederlanden, Crisis- en herstelwet. 2010.
- [ref. 9.] Koninkrijk der Nederlanden, Flora- en faunawet. 1999.
- [ref. 10.] Koninkrijk der Nederlanden, Mijnbouwwet. 2003.
- [ref. 11.] Koninkrijk der Nederlanden, Monumentenwet 1988. 1988.
- [ref. 12.] Koninkrijk der Nederlanden, Natuurbeschermingswet 1998. 1998.
- [ref. 13.] Koninkrijk der Nederlanden, Nota Ruimte. 2006.
- [ref. 14.] Koninkrijk der Nederlanden, Ontgrondingenwet. 1971.
- [ref. 15.] Koninkrijk der Nederlanden, Wet algemene bepalingen omgevingsrecht. 2010.
- [ref. 16.] Koninkrijk der Nederlanden, Wet milieubeheer. 1980.
- [ref. 17.] Koninkrijk der Nederlanden, Wet ruimtelijke ordening. 2008.
- [ref. 18.] Ministerie van Infrastructuur en Milieu, Structuurvisie Infrastructuur en Ruimte. 2012.
- [ref. 19.] Raad van Europa, Europese Landschapsconventie. 2005.
- [ref. 20.] Raad van Europa, Verdrag van Malta/Conventie van Valletta. 1992.
- [ref. 21.] Raad van State, Uitspraak 201104809/1/A3. 2011.
- [ref. 22.] Royal Haskoning, 'Shale gas production in a Dutch perspective - Final public report,' 2012.
- [ref. 23.] Koninkrijk der Nederlanden, Besluit algemene regels milieu mijnbouw. 2008.



Witteveen+Bos
Hoogoorddreef 56 F
Postbus 12205
1100 AE Amsterdam
telefoon 020 312 55 55
fax 020 697 47 95
www.witteveenbos.nl

onderwerp	onderzoeksvraag B.2.2
project	aanvullend onderzoek risico's schalie- en steenkoolgas in Nederland
opdrachtgever	Ministerie van EZ, Directie Energiemarkt
projectcode	GV1106-1
referentie	GV1106-1/kleb2/197
status	definitief
datum opmaak	16 augustus 2013
bijlagen	-

INHOUDSOPGAVE	blz.
1. VRAAGSTELLING	2
1.1. Hoofdvraag B.2.2	2
1.2. Subvragen	2
1.3. Aanpak	2
2. ANALYSE	3
2.1. Autonome migratie	3
2.2. Onderzoek	6
3. CONCLUSIES	7
3.1. Autonome migratie	7
3.2. Onderzoek	7
4. REFERENTIES	8

1. VRAAGSTELLING

1.1. Hoofdvraag B.2.2

De vraagstelling met betrekking tot dit deelonderzoek luidt als volgt:

Is er sprake van een autonome migratie van methaan boven de schaliegas of steenkoolgas voorkomens? Is ooit onderzoek gedaan naar verhoogde concentraties van methaan in ondiepe lagen in Nederland? Zo ja, wat was toen waargenomen en wat was de vermoedelijke herkomst?

1.2. Subvragen

Bovenstaande vraagstelling is opgedeeld in de volgende subvragen.

1.2.1. Autonome migratie

Is er sprake van een autonome migratie van methaan boven de schaliegas of steenkoolgas voorkomens?

1.2.2. Onderzoek

Is ooit onderzoek gedaan naar verhoogde concentraties van methaan in ondiepe lagen in Nederland? Zo ja, wat is toen waargenomen en wat was de vermoedelijke herkomst van verhoogde concentraties methaan in ondiepe lagen?

1.3. Aanpak

Deze vraag is beantwoord op basis een studie van beschikbare wetenschappelijke publicaties, aangevuld met expert judgement.

Daar waar van het laatste sprake is, zal dit expliciet worden aangegeven.

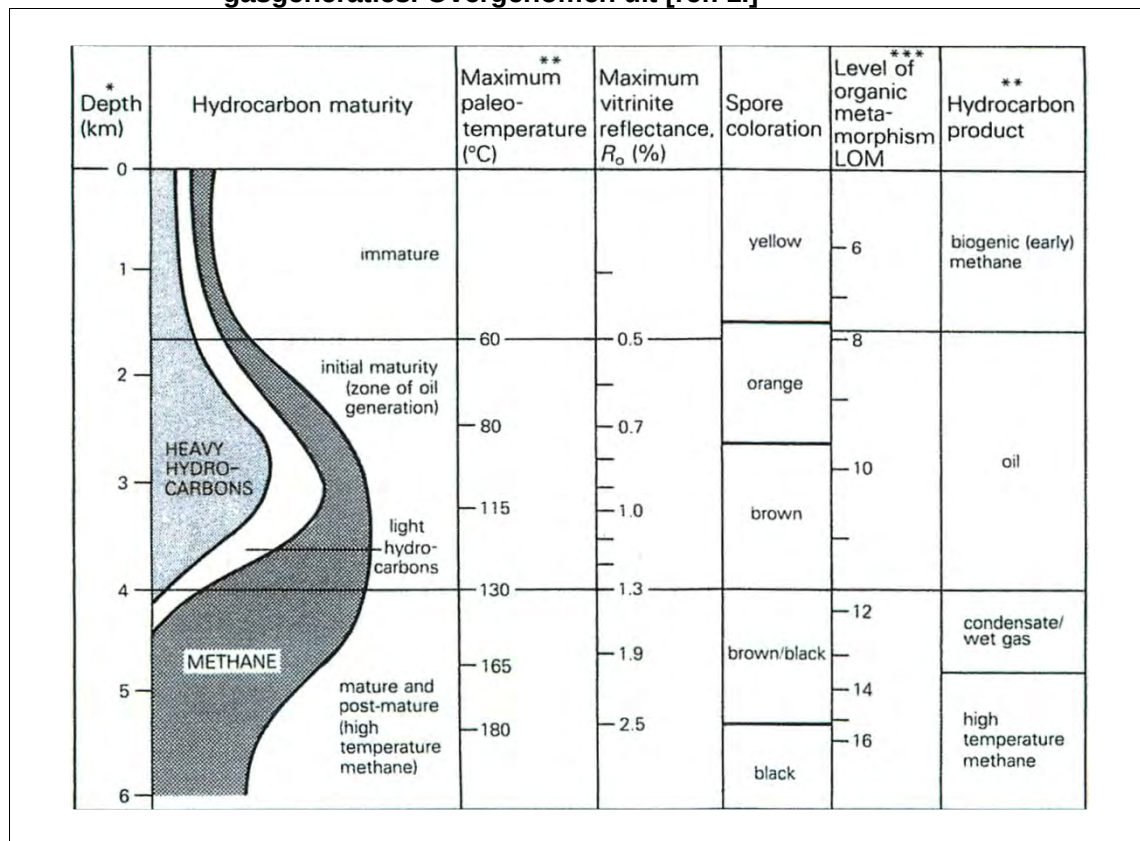
2. ANALYSE

2.1. Autonome migratie

Gasmigratie is wat betreft de generatie van koolwaterstoffen een normale functie van de maturiteit (de mate van rijpheid voor productie van koolwaterstoffen) van het moedergesteente. (expert judgement)

Het verloop van deze generatie zoals typerend voor het moedergesteente van het type Posidonia Schalie is weergegeven in afbeelding 2.1 [ref. 1.]. Immature gesteenten produceren vrijwel geen koolwaterstoffen. Bij toename van temperatuur en druk worden de organische stoffen in het gesteente omgezet naar koolwaterstoffen. Eerst worden voornamelijk zware en lichtere oliefracties gevormd. De mature gesteenten produceren uiteindelijk voornamelijk methaan. De Posidonia Schalie is in Nederland vooral een belangrijk oliemoedergesteente.

Afbeelding 2.1. Correlatie van de organische maturiteitsindicatoren met de olie- en gasgeneraties. Overgenomen uit [ref. 1.]



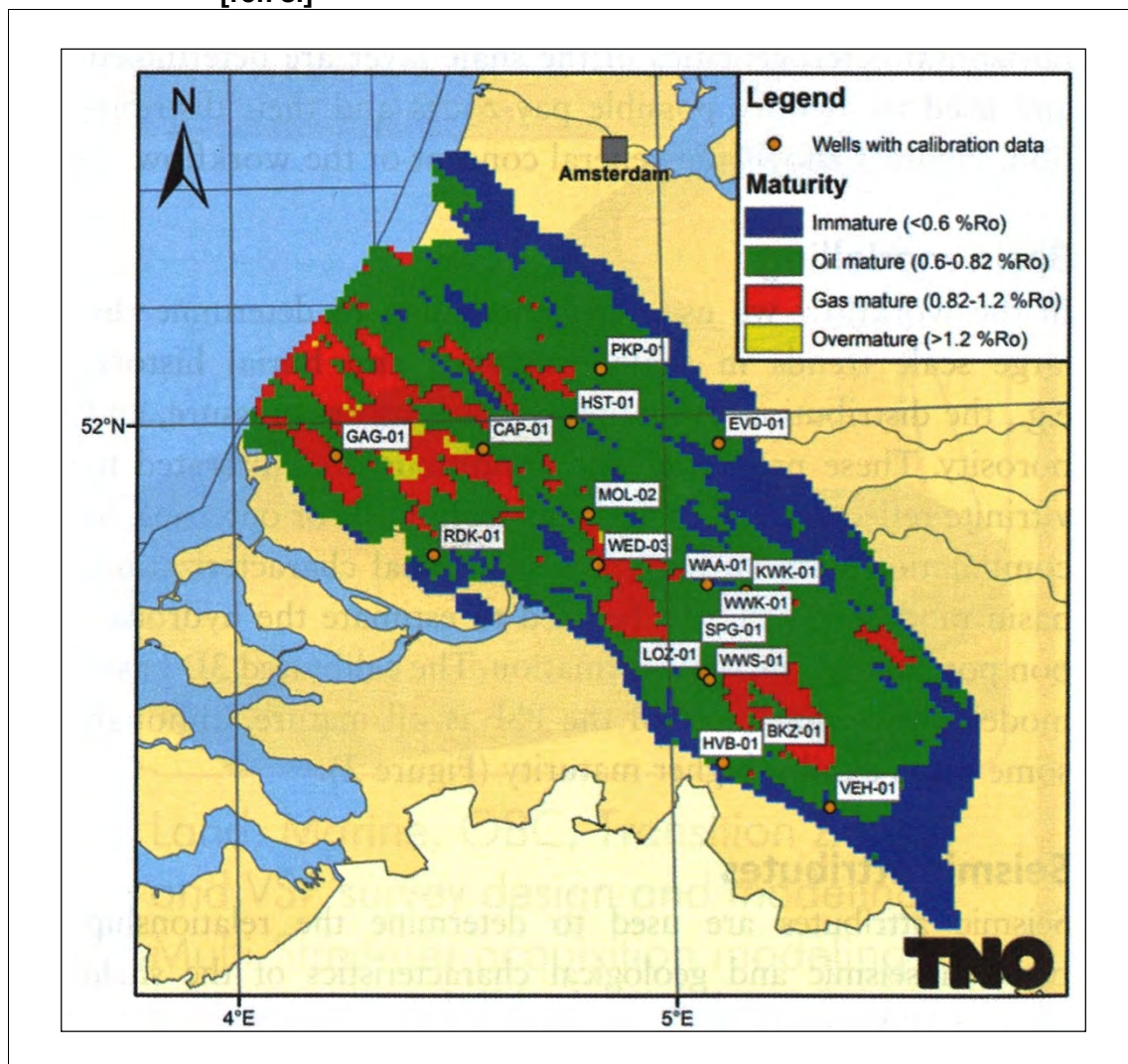
In West Nederland is hieruit voornamelijk gedurende de Krijt periode en in het Onder Tertiair olie gegenereerd. Deze is zeer gedeeltelijk opgevangen in een aantal olievelden (expert judgement).

Gezien het gegeven dat de Posidonia Schalie per 100 km² wel 180×10^6 m³ olie heeft uitgestoten, waarvan maar ongeveer 2×10^6 m³ teruggevonden is in olievelden, kan worden geconcludeerd dat het overgrote deel van de olie naar de oppervlakte is verdwenen. Dit over een periode van tientallen miljoenen jaren [ref. 2.].

Hoewel de Posidonia Schalie zich nog in het oliemoedergesteente stadium bevindt (zie afbeelding 2.2, [ref. 3.]) komt er ook gas mee met de migratie waarvan maar een klein gedeelte is gevangen in structuren. De migratie gaat nog steeds door, maar heel langzaam.

In afbeelding 2.2 is de maturiteit van de Posidonia Schalie formatie door middel van 3D bekkenmodelleren gekalibreerd aan Vitriniet metingen. Van 0,82-1,2 % Ro wordt in afnemende mate olie en in toenemende mate gas gegeneerd, maar om schaliegas te kunnen produceren moet men in een overmature gebied zitten. Gezien de bekende literatuurgegevens is een waarde boven de 1,4 % Ro eigenlijk de ondergrens. De putten die de Posidonia Schalie doorboord hebben en gebruikt zijn voor de analyse, zijn ook aangegeven.

Afbeelding 2.2. Maturiteit van de Posidonia Schalie formatie. Overgenomen uit [ref. 3.]



Wat betreft de steenkool in het Carboon is de situatie anders. Ondanks de gemiddeld vrij lage maturiteit over het grootste deel van Nederland is er uit de steenkool een zeer groot volume gas gegeneerd. Berekend is dat er tussen de 3.000 en $10.000 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ per 100 km^2 methaan is gegeneerd [ref. 2.]. De TOC in kolen is natuurlijk zeer hoog: hierin vindt hogere koolwaterstoffenproductie plaats dan in schalie, maar heeft een andere samenstelling van de organische bestanddelen, waardoor uit de steenkool geen olie ontstaat (alleen gas).

Voor Nederland als geheel komt men dan op eveneens zeer grote volumes, die grotendeels naar de oppervlakte zijn gemigreerd. Uit bitumineuze schalies in het Carboon is ook olie gemigreerd (expert judgement).

Het migratieproces is afhankelijk van de beschikbare wegen uit het moedergesteente, daarbij geholpen door de zwaartekracht. Olie is immers 20 tot 30 % lichter dan water, terwijl methaan met zijn gewicht van 0,717 kg/m³ (bij 0° en 1 Bar) ook bij drukken van honderden Bar nog veel lichter is. Het binnendringen van een fijnkorrelige laag wordt echter bemoeilijkt door de oppervlaktespanning.

Gas is nooit de bevochtigende fase. De kracht die nodig is om in een porie gevuld met water door te dringen, is gelijk aan de capillaire druk:

Vergelijking 1

$$p_c = \frac{2 \cos \theta}{r}$$

Hierin staat θ voor de oppervlaktespanning, θ is de bevochtigingshoek in het gas/water/steen-systeem en r is de straal van de poriënoopening [ref. 4.].

In de handboeken [ref. 5.] zijn grafieken te vinden voor de relatie tussen druk, temperatuur en oppervlaktespanning voor methaan en water. De oppervlaktespanning neemt af bij hogere temperatuur en druk. De kolom gas die gevangen kan worden onder een schalie kan berekend worden met de formule:

Vergelijking 2

$$h = \frac{2 \times \cos \theta}{r \times g \times \Delta \rho} = \frac{p_c}{g \times \Delta \rho}$$

Hierin is $\Delta \rho$ het dichtheidsverschil tussen het (zoute) water en het gas op die diepte en g de zwaartekrachtversnelling.

Migratie van gas wordt dus beheerst door de poriëngrootte van de sedimenten samen met de opwaartse kracht van de onderliggende gaskolom [ref. 4.].

In de praktijk zijn echte kleilagen (100 % kleifractie) ondoordringbaar voor methaan. Ook evaporietlagen, zoals steenzout en anhydriet, zijn goede afsluitende lagen, waarvan het Groningen veld een voorbeeld is. De meeste gasvelden zijn dan ook te vinden in structuren die aan de bovenkant worden afgesloten door schalies of evaporieten.

Migratie vindt plaats langs breuken en via permeabele lagen totdat er een afsluitende laag wordt bereikt. Breukzones hebben meestal een zekere permeabiliteit waarvan de vele 'olie- en gas seeps' het bewijs zijn. Bijna alle olievelden gevonden voor de komst van de seismiek zijn ontdekt door de aanwezigheid van opwellende olie en gas langs breuken. Geleidelijk wordt dan veel methaan als lichtste fase verdeeld over soms een groot gebied, waar het opgelost in het grondwater kan achterblijven. In een groot deel van Zuid-Holland is op een diepte van ongeveer 2.000 m in elke kubieke meter water een kubieke meter methaan (bij 1 Bar) opgelost [ref. 6.]. Ook bij andere aardwarmteprojecten wordt gas als bijvangst geproduceerd.

Waarschijnlijk treden er in het moedergesteente microscheurtjes op waarlangs olie, gas en water kunnen migreren. Dit leidt tot expulsie (uitpersing) van veel water samen met olie en

gas. Dit geschiedt meestal in de laagrichting, waarin altijd wel wat permeabelere laagjes aanwezig zijn. Op diepten groter dan 3 km is al het vrije en gebonden water uitgeperst en is verdere migratie onmogelijk [ref. 1.]. Het gas in de poriën, in holten tussen de kerogeën (het organische materiaal in het moedergesteente) blijft gevangen in de schalie. Dit is het gas dat via fraccen uit de zeer laag permeabele schalies geproduceerd kan worden [ref. 7.].

Er is over de geologische tijd sinds het Carboon veel gas uit de kolenlagen omhoog gekomen, waarbij breuken een grote rol hebben gespeeld. In het westen van het land ontbreekt het Zechsteinzout, een afsluitende laag, en is het meeste gas naar de dampkring verdwenen voor zover het niet in het grondwater is opgelost [ref. 2.].

2.2. Onderzoek

Er is onderzoek gedaan naar verhoogde concentraties van methaan in ondiepe lagen (tot circa 100 m.) in de Nederlandse bodem [ref. 9, 10, 11, 12.].

Bij de beschouwing van verhoogde concentraties van methaan in ondiepe lagen in Nederland moet onderscheid gemaakt worden naar herkomst. De biologische afbraak van organisch materiaal in de bodem onder de grondwaterspiegel kan tot methaanvorming leiden. Dit biogene gas heeft vaak een andere isotopensamenstelling dan thermogeen gas uit de diepte [expert judgement].

Natuurlijke gasvoorkomens lekken. Het gelekte gas kan op haar beurt weer accumuleren in een hoger gelegen afgesloten reservoir of vervluchtigen naar de atmosfeer. Deze voorkomens worden aangeduid als shallow gas [ref. 8.] en komen voor van 100 tot 1.000 m diepte, boven het Zechstein. Dit gas is thermogeen.

In het ondiepe grondwater (30 m.) in Nederland komt algemeen methaan voor in een concentratie die varieert van enkele microgrammen tot circa 65 mg/l. [ref. 9.]. Metingen naar methaanconcentratie worden in risicogebieden routinematig uitgevoerd bij drinkwaterwinning en andere diepere grondwateronttrekkingen om explosies te voorkomen. Afgeleid uit de plaats van voorkomen en geohydrologische achtergrond wordt aangenomen dat dit gas biogeen is [ref. 10.] en zich vormt en heeft gevormd in toplaag tot circa 30 m. onder maaiveld [ref. 11.].

Bij drinkwaterwinning Spannenburg werd tot 1,1 miljoen kilo methaan per jaar in de atmosfeer geloosd. Drinkwaterbedrijf Vitens heeft inmiddels maatregelen genomen om dit methaan af te vangen en op te gaan werken tot aardgaskwaliteit [ref. 13.].

Dieper dan 15 à 25 m is biogeen gas in Nederland altijd in oplossing. In ondiepe klei/veen pakketten kunnen bellen gas ontstaan door oververzadiging, dat als moerasgas aan de oppervlakte komt [ref. 12.].

Er is geen specifiek onderzoek in Nederland bekend naar de mogelijke bijmenging van thermogeen gas in het grondwater.

3. CONCLUSIES

3.1. Autonome migratie

Is er sprake van een autonome migratie van methaan boven de schaliegas of steenkoolgas voorkomens?

Migratie van methaan vindt van nature plaats langs permeabele delen in de ondergrond: hetzij via breuken, hetzij via permeabele gesteentelagen (zoals zandstenen). Het migratieproces is afhankelijk van beschikbare wegen in de bovenliggende lagen, daarbij geholpen door zwaartekracht.

Migratie van gas wordt verder beheerst door de poriëngrootte van de sedimenten samen met de opwaartse kracht van de onderliggende gaskolom.

Over vrijwel geheel Nederland (dus ook boven schaliegas of steenkoolgas voorkomens) heeft al miljoenen jaren op grote schaal autonome methaan migratie plaatsgevonden en deze vindt nog steeds plaats.

3.2. Onderzoek

Is ooit onderzoek gedaan naar verhoogde concentraties van methaan in ondiepe lagen in Nederland? Zo ja, wat was toen waargenomen en wat was hun vermoedelijke herkomst?

Er is onderzoek gedaan naar verhoogde concentraties van methaan in ondiepe lagen in de Nederlandse bodem. Metingen naar methaanconcentratie worden in risicogebieden routinematig uitgevoerd bij drinkwaterwinning en andere diepere grondwateronttrekkingen om explosies te voorkomen.

In het ondiepe grondwater in Nederland tot 100 m. diepte komt algemeen methaan voor in een concentratie die varieert van enkele microgrammen tot circa 65 mg/l. [ref. 9.]. Bij de beschouwing van verhoogde concentraties van methaan in ondiepe lagen in Nederland moet onderscheid gemaakt worden naar biogeen en thermogeen methaan. Afgeleid uit de plaats van voorkomen en geohydrologische achtergrond wordt aangenomen dat dit gas biogeen is en zich vormt en heeft gevormd in toplaag tot circa 30 m. onder maaiveld.

Het wijdverspreid voorkomen van biogeen moerasgas is algemeen bekend. Er is geen specifiek onderzoek in Nederland bekend naar de mogelijke bijmenging van thermogeen gas in het grondwater. Het gas dat bij geothermische putten wordt geproduceerd zijn kleine volumes, die niet genoeg zijn voor algemeen gebruik. Het gas wordt verstookt in de bij de projecten horende installaties.

4. REFERENTIES

- [ref. 1.] F.K. North, 'Petroleum Geology', Allen & Unwin Publishing Inc., USA, 1985, fig 7.19, pag.66.
- [ref. 2.] J. de Jager, M.A. Doyle, P.J. Grantham and J.E. Mabillard, 'Hydrocarbon habitat of the West Netherlands Basin', in Rondeel et al. (eds.) Geology of Gas and Oil under the Netherlands, Kluwer Academic Publishers, 1996, p. 191-209.
- [ref. 3.] R. Verreussel, M. Zijp, S. Nelskamo, I. Wasch, G. de Bruin, J. ter Heege and J. ten Veen, 'Pay-zone identification workflow for shale gas in the Posidonia Shale Formation, the Netherlands', First Break Vol. 31, February 2013.
- [ref. 4.] G.M. Ingram, J.L. Urai, and M.A. Naylor, 'Sealing processes and top and seal assessment', in 'Hydrocarbon Seals: Importance for Exploration and Production', P.M. Møller-Pederson and A.G. Koestler (eds.), NPF Special publication 7, Elsevier, Singapore, 1997, p. 165-174.
- [ref. 5.] Handboeken:
- L.P. Dake, 'Fundamentals of reservoir engineering', Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam, Oxford, New York, 1978.
 - N.R. Morrow, 'Capillary pressure correlations for uniformly wetted porous media', Journal of Canadian Petroleum Technology, October-December 1976, p. 49-69.
 - J.W. Amyx, D.M. Bass and R.L. Whiting, 'Petroleum Reservoir Engineering - Physical Properties', Mc Graw-Hill, 1960, p. 176-196.
- [ref. 6.] <http://geothermie.nl/geothermie/projecten/aardwarmte-den-haag/>.
- [ref. 7.] Q.R. Passey, K.M. Bohacs, W.L. Esch, R. Klimentidis, and S. Sinha, 'From oil-prone source rock to gas-producing shale reservoir geologic and petrophysical characterization of unconventional shale-gas reservoirs', Paper SPE 13150 prepared for presentation at the CPS/SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition in Beijing, China, 8-10 June 2010.
- [ref. 8.] B.M. Schroot, R.T.E Schüttenhelm, 'Expressions of shallow gas in the Netherlands North Sea', Netherlands Journal of Geosciences / Geologie en Mijnbouw 82 (1): 91-105, 2003.
- [ref. 9.] B. Drijver, J. Kappelhof, E. Polman, B van Breukelen, 'Methaanwinning uit grondwater duurzaam alternatief met economisch perspectief', H₂O / 19-52-55, 2007.
- [ref. 10.] P.J. Stuyfzand, F. Lüers, G.K. Reijnen, 'Geohydrochemische aspecten van methaan in groundwater in Nederland', H₂O (27), nr 17, 1994.
- [ref. 11.] N.P.M. Fortuin, A. Willemsen, 'Exsolution of nitrogen and argon by methanogenesis in Dutch ground water', Journal of Hydrology 301, 1-13, 2005.
- [ref. 12.] A. Obdam, P. Cleveringa, 'Gas in de ondiepe ondergrond', Stromingen 7, 35-46, 2001.
- [ref. 13.] <http://www.vitens.nl/overvitens/water/projecten/PublishingImages/Vitens%20Folder%20Drinkwater%20Spannenburg%20NL.pdf>.



Witteveen+Bos
Hoogoorddreef 56 F
Postbus 12205
1100 AE Amsterdam
telefoon 020 312 55 55
fax 020 697 47 95
www.witteveenbos.nl

onderwerp	onderzoeksvraag B.2.3
project	aanvullend onderzoek risico's schalie- en steenkoolgas in Nederland
opdrachtgever	Ministerie van EZ, Directie Energiemarkt
projectcode	GV1106-1
referentie	GV1106-1/kleb2/198
status	definitief
datum opmaak	16 augustus 2013
bijlagen	-

	blz.
INHOUDSOPGAVE	
1. VRAAGSTELLING	2
1.1. Hoofdvraag B.2.3	2
1.2. Subvragen	2
1.3. Aanpak	2
2. ANALYSE	3
2.1. Verticale of horizontale migratie van gas of vloeistoffen	3
2.2. Mogelijke migratietijd	3
2.3. Invloed van fracs	5
2.4. Invloed van multiple fracs	6
3. CONCLUSIES	7
3.1. Verticale of horizontale migratie van gas of vloeistoffen	7
3.2. Mogelijke migratietijd	7
3.3. Invloed van fracs	7
3.4. Invloed van multiple fracs	7
4. REFERENTIES	8

1. VRAAGSTELLING

1.1. Hoofdvraag B.2.3

De vraagstelling met betrekking tot dit deelonderzoek luidt als volgt:

Ga na, of er mechanismen zijn, die verticale dan wel horizontale migratie van gas of vloeistoffen naar overliggende lagen zouden kunnen veroorzaken. Hierbij ook de mogelijk aanwezige natuurlijke breuksystemen beschouwen. Geef aan hoe lang het zou duren voordat chemicaliën in geval van lekkages naar boven komen en in watervoorraden voor drinkwaterbereiding terecht komen. In welke situaties is het mogelijk dat de fracs tot aan de drinkwatervoerende lagen propageren (gesteente eigenschappen, natuurlijk breuksysteem, natuurlijk spanningsveld waarbij minimal stress van oriëntatie verandert in opwaartse richting)? Is het van invloed, dat er multiple fracs worden uitgevoerd?

1.2. Subvragen

Bovenstaande vraagstelling is opgedeeld in de volgende subvragen.

Subvraag 1: Verticale of horizontale migratie van gas of vloeistoffen

Zijn er mechanismen, die verticale dan wel horizontale migratie van gas of vloeistoffen naar overliggende lagen zouden kunnen veroorzaken? Beschouw hierbij ook de mogelijk aanwezige natuurlijke breuksystemen.

Subvraag 2: Mogelijke migratietijd

Hoe lang zou het duren voordat chemicaliën in geval van lekkages naar boven komen en in watervoorraden voor drinkwaterbereiding terecht komen?

Subvraag 3: Invloed van natural fracs

In welke situaties is het mogelijk dat de fracs tot aan de drinkwatervoerende lagen propageren (gesteente eigenschappen, natuurlijk breuksysteem, natuurlijk spanningsveld waarbij minimal stress van oriëntatie verandert in opwaartse richting)?

Subvraag 4: Invloed van multiple fracs

Is het van invloed, dat er multiple fracs worden uitgevoerd?

1.3. Aanpak

Deze vraag is beantwoord op basis een studie van beschikbare wetenschappelijke publicaties, aangevuld met expert judgement.

Daar waar van het laatste sprake is, zal dit expliciet worden aangegeven.

2. ANALYSE

2.1. Verticale of horizontale migratie van gas of vloeistoffen

Zijn er mechanismen, die verticale dan wel horizontale migratie van gas of vloeistoffen naar overliggende lagen zouden kunnen veroorzaken? Beschouw hierbij ook de mogelijk aanwezige natuurlijke breuksystemen.

Deze vraag is specifiek voor methaan beantwoord bij deelvraag B.2.2.

In algemene zin kan hier nog worden opgemerkt dat de theoretische verspreidingsroutes en -mechanismen voor methaan naar overliggende lagen ook van toepassing zijn op frac-vloeistoffen, maar dat de opwaartse druk van deze vloeistoffen, door hun hogere soortelijk gewicht, gering of niet bestaand is. Na een frac-job stroomt deze vloeistof terug naar de put, omdat daar de druk het laagst is.

2.2. Mogelijke migratietijd

Hoe lang zou het duren voordat chemicaliën in geval van lekkages naar boven komen en in watervoorraden voor drinkwaterbereiding terecht komen?

Deze vraag wordt grotendeels beantwoord bij deelvraag B.2.4. In aanvulling hierop kan het volgende worden gesteld. De vraag hoe lang de migratie naar de ondiepe lagen zou duren is theoretisch niet te beantwoorden.

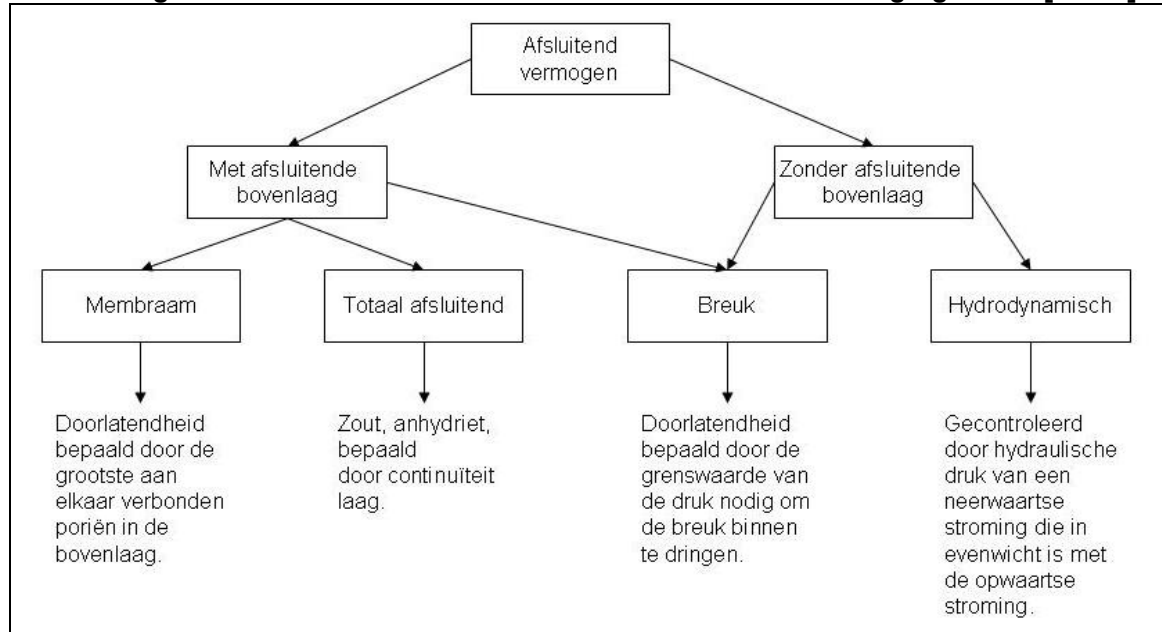
De vorming en migratie van olie en gas moeten gezien worden als trage geologische processen die verlopen over miljoenen jaren. Frac-vloeistof bevat alleen stoffen die in grondwater afbreken of oplossen waarbij ze zover worden verdund dat geen aantoonbare verzadigingen overblijven. Zie de beantwoording van deelvraag B.3.4 voor een overzicht van de mogelijke samenstelling van frac-vloeistof.

Voor frac-vloeistoffen die op waterbasis worden gemaakt, is, gezien het soortelijk gewicht, geen opwaartse stroming te verwachten, aangezien deze niet lichter zijn dan het formatiewater.

Voor opwaartse migratie van gas zijn, zoals eerder beschreven bij de beantwoording van deelvraag B.2.2, de capillaire krachten van doorslaggevende invloed zodra het gas door een fijnkorrelige laag moet stromen. De gaskolom moet door zijn opwaartse druk de kracht leveren om dit te bewerkstelligen.

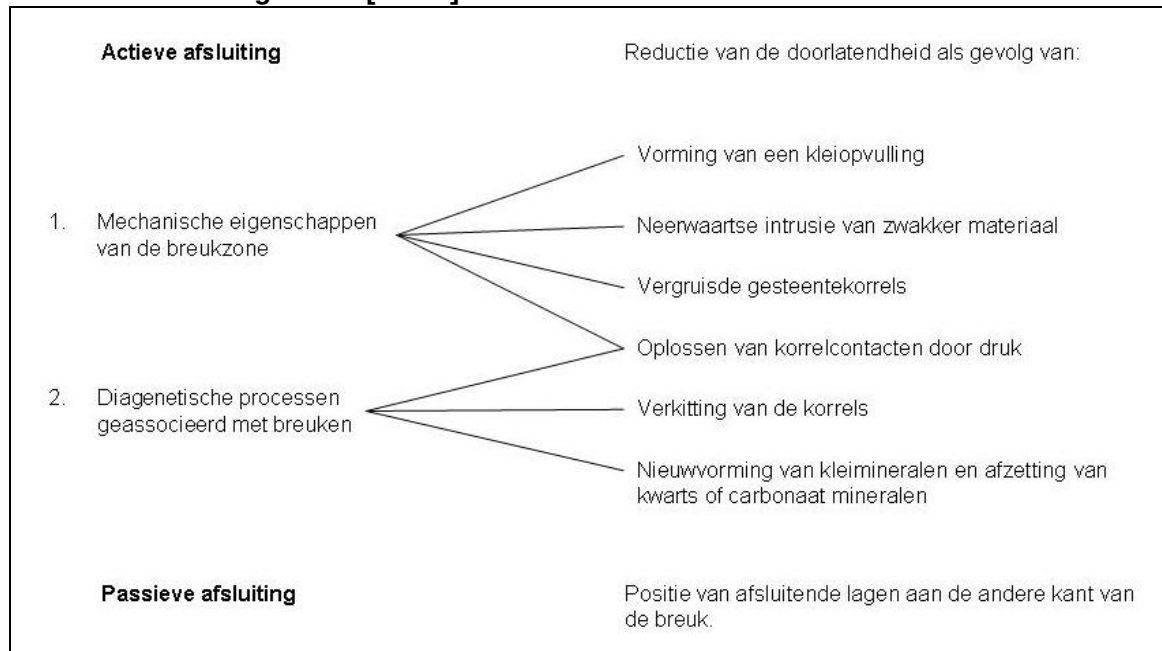
De kolommen die nodig zijn om door een klei of schalie heen te komen zijn zeer groot en komen slechts zelden voor. In een paar gevallen is de druk zo hoog opgelopen, dat de lokaal vrij dunne schalies worden gefracct op natuurlijke wijze (expert judgement). Schalies kunnen ook al door tektonische processen gebroken en gefracct zijn. Dit is te zien op de seismische secties als een naar boven breder wordende vervaging van de reflecties ten gevolge van het lekkende gas ('chimneys'). Evaporieten, zoals steenzout en anhydriet zijn geheel ondoordringbaar (zie ook afbeelding 2.1, [ref. 1.]).

Afbeelding 2.1. Overzicht van afsluitende mechanismen. Vertaling figuur uit [ref. 1.]



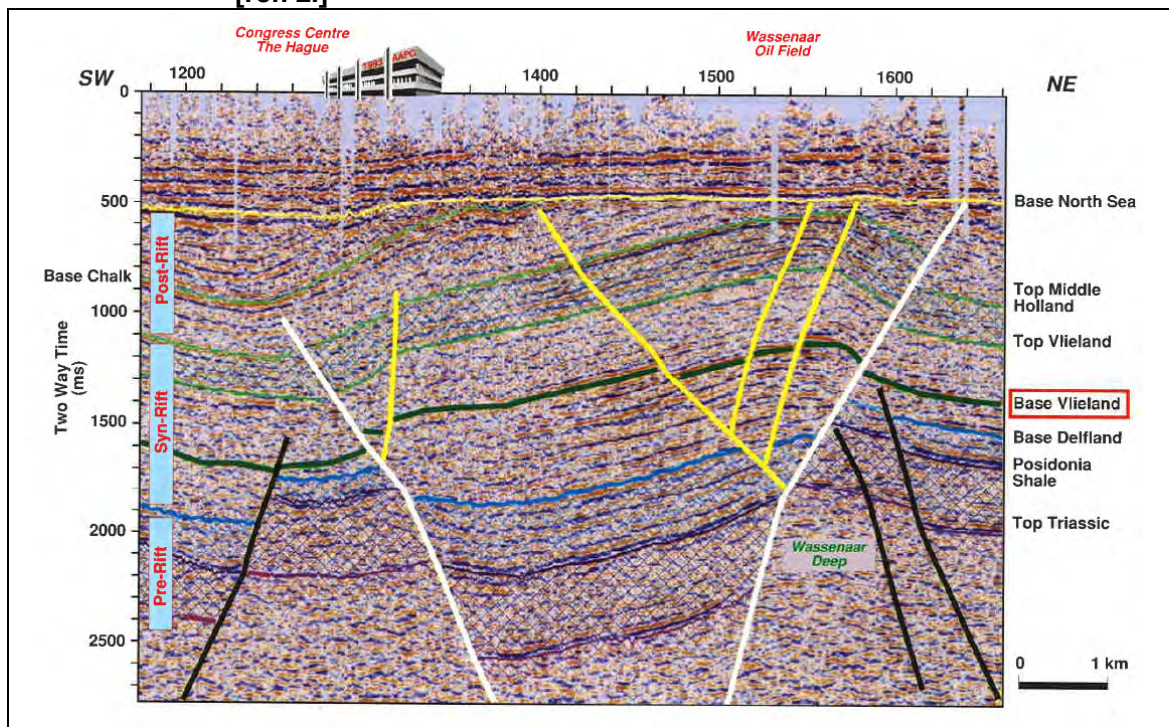
Langs breuken vindt de meeste verticale migratie plaats. Breukzones zijn echter niet open kanalen, maar gevuld met ingekapselde klei onttrokken uit gebroken lagen en/of met vergruisd materiaal van nevenliggende gesteenten. Ook hier spelen de capillaire krachten dus weer een bepalende rol (zie ook afbeelding 2.2, [ref. 1.]).

Afbeelding 2.2. Processen die de permeabiliteit van breukzones bepalen. Vertaling figuur uit [ref. 1.]



De meeste breuken zijn maar gedurende een bepaalde periode actief waarna ze aan de bovenkant kunnen worden afgesloten door jongere sedimenten, die klei lagen bevatten (zie ook afbeelding 2.3, [ref. 2.]). Het Wassenaarveld bevat olie uit de Posidonia schalie en in het Trias van het Wassenaar Diep bevindt zich gas dat uit het Carboon afkomstig is.

Afbeelding 2.3. Seismische lijn over Den Haag en Wassenaar. Overgenomen uit [ref. 2.]



Alleen nog actieve breuken die bijna of geheel tot de oppervlakte doorlopen kunnen gas en olie tot in de dichtbij de oppervlakte liggende lagen transporteren [ref. 3.]. In Nederland zijn deze breuken goed bekend en in detail gekarteerd. Uit voorzorg zal men geen schaliegas-projecten in de omgeving van deze breuken dienen te ondernemen. In de praktijk zal een afstand van enkele honderden meters voldoende zijn.

Breukzones zijn zoals gezegd altijd gevuld met klei, gesteentegruis en diagenetisch gevormde mineralen. Er zijn echter over de oppervlakte van een breuk soms paden van aanengesloten korrelig materiaal, waarbij gas en olie bij voldoende druk naar boven kunnen stromen. Vooral bij actieve breuken vindt bij verschuiving van een breukblok ontlasting plaats van de breukzone, waardoor deze opwaartse stroming wordt bevorderd [ref. 4.].

Hoewel het onmogelijk is om in algemene zin een uitspraak te doen over de migratietijd van gassen van de gefraccte laag naar de oppervlakte, zal van een diepte van ongeveer 3.000 m die tijd zeer aanzienlijk zijn als er al een mogelijke migratieweg aanwezig is (expert judgement).

2.3. Invloed van fracs

In welke situaties is het mogelijk dat de fracs tot aan de drinkwatervoerende lagen propageren (gesteente eigenschappen, natuurlijk breuksysteem, natuurlijk spanningsveld waarbij minimal stress van oriëntatie verandert in opwaartse richting)?

Deze vraag is beantwoord bij deelvraag A.1.3. Bij de beschrijving van het monitoren als onderdeel van de methode van fraccen is hierover het volgende opgemerkt:

- de uitbreiding van breuken in de Posidonia Schalie is bestudeerd door Janzen [ref. 5.], maar het is moeilijk om zonder adequate kernmetingen de breukconfiguratie te voorspellen. Verticaal zal men 30 tot 50 m ver kunnen komen en horizontaal 100 tot 200 m

in beide richtingen. De modelleringen waarop de afmetingen van de breuken is gebaseerd maken gebruik van de hieronder genoemde kennis van de spanningstoestanden in de bodem (expert judgement);

- de horizontale hoofdspansingen zijn in Nederland in grote mate verschillend [expert judgement]. Men dient in de richting van de kleinste hoofdspansing te boren, dat wil in dit geval zeggen in een azimuth 30 en 50° (hoek ten opzichte van het noorden). Door het contrast tussen S_2 en S_3 zullen er geen breuknetwerken ontstaan, maar vrij vlakke breuken, loodrecht op S_3 . Dit is relevant voor het modelleren van de breukvorming.

Hieruit kan worden geconcludeerd dat het zeer onwaarschijnlijk is dat fracs tot aan de gemiddeld 2.000 m hoger gelegen drinkwatervoerende lagen zullen propageren. Daarbij moet worden vermeld dat het volume van de te injecteren vloeistof beheersbaar is en daarmee het formaat van een frac [expert judgement].

2.4. Invloed van multiple fracs

Is het van invloed, dat er multiple fracs worden uitgevoerd?

De afmeting van fracs blijft nagenoeg constant in één put (expert judgement).

De enige situatie waarin het risico kan optreden dat multiple fracs tot lekkage naar bovenliggende lagen leiden, is als een reeds bestaande natuurlijke breuk in de buurt ligt. In dat geval is de kans bij herhaaldelijk fraccen groter dat één van de frac-jobs een frac kan veroorzaken die de natuurlijke breuk raakt. Dit zou lekkage via de natuurlijke breuk tot gevolg kunnen hebben. Als er géén natuurlijke breuk in de buurt is, zal het uitvoeren van multiple fracs de kans op lekkage niet groter maken.

Multiple fracs leiden dus niet tot een grotere kans op verticale migratie, mits er geen natuurlijke breuken worden geraakt.

3. CONCLUSIES

3.1. Verticale of horizontale migratie van gas of vloeistoffen

Zijn er mechanismen, die verticale dan wel horizontale migratie van gas of vloeistoffen naar overliggende lagen zouden kunnen veroorzaken? Beschouw hierbij ook de mogelijk aanwezige natuurlijke breuksystemen.

Deze vraag is beantwoord bij deelvraag B.2.2.

In algemene zin kan worden geconcludeerd dat de theoretische verspreidingsroutes en -mechanismen voor methaan naar overliggende lagen ook van toepassing zijn op frac-vloeistoffen, maar dat de opwaartse druk van deze vloeistoffen, door hun hogere soortelijk gewicht, gering of niet bestaand is. Na een frac-job stroomt deze vloeistof terug naar de put, omdat daar de druk het laagst is.

3.2. Mogelijke migratietijd

Hoe lang zou het duren voordat chemicaliën in geval van lekkages naar boven komen en in watervoorraden voor drinkwaterbereiding terecht komen?

Deze vraag wordt grotendeels beantwoord bij deelvraag B.2.4.

Hoewel het onmogelijk is om in algemene zin een uitspraak te doen over de migratietijd van de gefracte laag naar de oppervlakte, zal van een diepte van ongeveer 3.000 m die tijd zeer aanzienlijk zijn, als er al een mogelijke migratieweg aanwezig is.

3.3. Invloed van fracs

In welke situaties is het mogelijk dat de fracs tot aan de drinkwatervoerende lagen propageren (gesteente eigenschappen, natuurlijk breuksysteem, natuurlijk spanningsveld waarbij minimal stress van oriëntatie verandert in opwaartse richting)?

Deze vraag is beantwoord bij deelvraag A.1.3.

Geconcludeerd kan worden dat het zeer onwaarschijnlijk is dat fracs tot aan de gemiddeld 2.000 m hoger gelegen drinkwatervoerende lagen zullen propageren.

3.4. Invloed van multiple fracs

Is het van invloed, dat er multiple fracs worden uitgevoerd?

Multiple fracs leiden niet tot een grotere kans op verticale migratie, mits er geen natuurlijke breuken worden geraakt.

4. REFERENTIES

- [ref. 1] K.J. Weber, 'A historical overview of the efforts to predict and quantify hydrocarbon trapping features in the exploration phase and in field development planning', in P. Møller-Pedersen and A.G. Koestler (editors), 'Hydrocarbon Seals: Importance for exploration and production', NPF Special Publication 7, Elsevier, Singapore, 1997, p. 1-13.
- [ref. 2] J. de Jager, M.A. Doyle, P.J. Grantham and J.E. Mabillard, 'Hydrocarbon habitat of the West Netherlands Basin', in Rondeel et al. (eds.) *Geology of Gas and Oil under the Netherlands*, Kluwer Academic Publishers, 1996, p. 191-209.
- [ref. 3] J. Fulljanes, L.J.J. Zijderveld, R.C.M.W. Franssen, G.M. Ingram and P.D. Richard, 'Fault seal processes: systematic analysis of fault seals over geological and production time scales', in P. Møller-Pedersen and A.G. Koestler (editors), 'Hydrocarbon Seals: Importance for exploration and production', NPF Special Publication 7, Elsevier, Singapore, 1997, p. 51-59.
- [ref. 4] K.J. Weber, 'Hydrocarbon distribution patterns in Nigerian growth-fault structures controlled by structural style and stratigraphy', *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volume 1, no. 2. p. 91-104, December 1987.
- [ref. 5] M.R. Janzen, 'Shale gas hydraulic fracturing in the Dutch Posidonia Shale', 2012.



Witteveen+Bos
Hoogoorddreef 56 F
Postbus 12205
1100 AE Amsterdam
telefoon 020 312 55 55
fax 020 697 47 95
www.witteveenbos.nl

onderwerp	onderzoeksvraag B.2.4
project	aanvullend onderzoek risico's schalie- en steenkoolgas in Nederland
opdrachtgever	Ministerie van EZ, Directie Energiemarkt
projectcode	GV1106-1
referentie	GV1106-1/kleb2/199
status	definitief
datum opmaak	16 augustus 2013
bijlagen	-

INHOUDSOPGAVE

blz.

1. VRAAGSTELLING	2
1.1. Hoofdvraag B.2.4	2
1.2. Subvragen	2
1.3. Afbakening	2
1.4. Aanpak	2
2. ANALYSE	3
2.1. Subvraag 1: Kans op ontstaan van migratieroutes	3
2.2. Subvraag 2 Duur voordat eventuele lekkages ontstaan	5
3. CONCLUSIES	6
3.1. Subvraag 1: Kans op ontstaan van migratieroutes	6
3.2. Subvraag 2: Duur voordat eventuele lekkages ontstaan	6
4. REFERENTIES	7

1. VRAAGSTELLING

1.1. Hoofdvraag B.2.4

De vraagstelling met betrekking tot dit deelonderzoek luidt als volgt:

Ga na of de chemicaliën de afsluitende lagen zodanig kunnen aantasten dat er migratieroutes ontstaan. Indien mogelijk, geef dan een indicatie van hoe lang het zou kunnen duren voordat de chemicaliën in geval van lekkage naar boven komen en in het drinkwater terecht komen.

1.2. Subvragen

Bovenstaande vraagstelling kan worden opgedeeld in de volgende subvragen.

1.2.1. Subvraag 1: Kans op ontstaan van migratieroutes

Kunnen de chemicaliën de afsluitende lagen zodanig aantasten dat er migratieroutes ontstaan?

1.2.2. Subvraag 2: Duur voordat eventuele lekkages ontstaan

Is er een indicatie te geven hoe lang het zou kunnen duren voordat de chemicaliën in geval van lekkage naar boven komen en in het drinkwater terecht komen?

1.3. Afbakening

In de beantwoording van de vraag wordt aangegeven dat de aan de fracvloeistof toegevoegde stofgroepen dienen om de fracvloeistof en de reactie met de schalie te stabiliseren en dus aantasting door het hydraulisch fraccen tegen te gaan.

1.4. Aanpak

Deze vraag is beantwoord op basis een studie van relevante en beschikbare wetenschappelijke publicaties over schalie en chemicaliën, aangevuld met expert judgement.

Daar waar van het laatste sprake is, zal dit expliciet worden aangegeven.

2. ANALYSE

2.1. Subvraag 1: Kans op ontstaan van migratieroutes

Kunnen de chemicaliën de afsluitende lagen zodanig aantasten dat er migratieroutes ontstaan?

Schalie bestaat uit klei en zand [ref. 1.]. Het is een fijn tot zeer fijnkorrelig materiaal en vormt van nature een 'afsluitende' laag. Chemisch gezien reflecteert het de bulksamenstelling van de aardkorst, zuurstof (gewichtsperscentage 49 %), silicium (gewichtsperscentage 23,8 %), aluminium (gewichtsperscentage 9,2 %) en metalen (ijzer, calcium, magnesium, kalium) als hoofdcomponenten in de kristalstructuur van de mineralen (voornamelijk kwarts, kleimineralen, calciet en ijzer-(hydr-)oxiden) gerangschikt. In schalie die mogelijk wordt gefracct zit ook een percentage koolstof. Schalie is een sediment. Een sediment heeft beproevingen van verwerking, transport en diagenese doorstaan en heeft dus heeft bewezen een goede weerstand te bieden tegen wisselende chemische en fysische omstandigheden (expert judgement).

Fraccen opent de schalie, waardoor het erin opgesloten gas kan gaan stromen. Om tijdens het fraccen het mechanisch openen van de schalie goed te laten verlopen, worden chemicaliën toegevoegd aan het water dat onder druk wordt geïnjecteerd.

Er is een groot aantal chemicaliën dat kan worden gebruikt. Deze chemicaliën kunnen worden ingedeeld naar de functie bij het fraccing-proces [ref. 2.]. Hun functie en effect op de stabiliteit van schalie (mate van reactie met het gesteente waardoor aantasting kan optreden) wordt hierna op hoofdlijnen besproken (deels op basis van expert judgement), met een indicatie van de concentratie in massaprocenten (%).

Voor een beschrijving van de chemicaliën die onderdeel uitmaken van onderstaande functiegroepen, zie de beantwoording van vraag B.3.4.

- **Aanslagremmer (Scale Inhibitor)**

Aanslagremmer (circa 0,04 %) wordt toegevoegd om neerslag van kalk en sulfaten te voorkomen bij opwarmen van de vloeistof. Door zouten vlokken kleien uit [ref. 5.], waardoor een afsluitende werking optreedt. De concentratie van de toevoeging is vergelijkbaar met de concentratie die toegepast wordt bij drinkwaterontharding.

- **Biocide (Biocide)**

Biocide (circa 0,001 %) wordt toegevoegd om biochemische reacties, waaronder biofilmvorming en corrosie door oxidatie van sulfiden, te voorkomen. Biociden tasten schalie niet aan.

- **Corrosieremmer (Corrosion Inhibitor)**

Corrosieremmer (circa 0,002 %) wordt toegevoegd om de fracvloeistof te beschermen tegen bevriezing en om corrosie van de pijpen waarin de vloeistof wordt ingebracht te voorkomen [ref. 3.]. Het effect van de hierin aanwezige alcoholen op kleien is in lage concentraties beperkt en zuren worden geneutraliseerd door mineralen in de schalie.

- **Crosslinker (Crosslinker)**

De crosslinker (circa 0,007 %), bestaande uit (organische) zouten of alcoholen, wordt toegevoegd om de viscositeit van de vloeistof te handhaven bij hoge druk en temperatuur. Vaak hebben de chemicaliën een dubbelrol, als gelbreker of corrosieremmer.

Soms wordt een draagvloeistof (lichte olie) voor de zouten toegepast. De chemicaliën hebben een stabiliserende werking op de kleimineralen.

- **Emulsieremmer (Non-Emulsifier)**
Emulsieremmer voorkomt de vorming van emulsies in de fracvloeistof en kan in lage concentratie worden toegevoegd. De meest gebruikte chemicaliën hebben geen invloed op kleimineralen [ref. 2.].
- **Gel (Gelling Agent)**
Een gel (circa 0,06 %) verdikt het water om de zandkorrels te laten neerslaan. Deze 'verstopt' daarmee de poriën en vermindert de kans op het ontstaan van migratieroutes. De werking van een gel neemt af in de tijd.
- **Gelbreker (Breaker)**
Gelbreker is een oxiderende zoutoplossing [ref. 4.]. Deze wordt vaak later in het proces ingebracht om de gelemulsie op de juiste plaats in de frac te destabiliseren. Zouten destabiliseren niet alleen, maar door zouten vlokken kleien uit, waardoor een afsluitende werking optreedt [ref. 5.].
- **Kleistabilisator (Clay Stabilizer)**
Dit is een zout, vaak een goed oplosbaar chloride (circa 0,06 %). Het toevoegen van zouten beïnvloedt de elektrische dubbellaag van kleien en dus het zwel-krimp gedrag [ref. 5.]. De stabilisator houdt kleien op hun plaats en voorkomt verstopping. Het effect is lokaal, in de frac.
- **IJzerregelaar (Iron Control)**
IJzer regelaar (circa 0,004 %) bestaat uit zuren die putverstopping ten gevolge van de neerslag van metaalhydroxides voorkomen [ref. 3.]. De zuren kunnen reageren met de mineralen in de schalie en in beperkte mate de structuur aantasten. De toevoeging is zodanig laag dat de werking van andere chemicaliën die gericht zijn op het stabiliseren van de schalie, niet wordt verstoord.
- **Zuur (Acid)**
Zuur (circa 1,5 %) wordt toegevoegd om in zuur oplosbare mineralen zoals ijzeroxiden en carbonaten op te lossen en daarmee in de beginfase van het fraccen de poriën te openen. Het zuur reageert met de schalie bij aanvang van het proces, vooral nabij het boorgat. De uiteindelijke pH van de vloeistof wordt gebufferd door mineralen in de schalie [ref. 3.].
- **Zuurgraad (pH) stabilisatoren (pH Adjusting Agent)**
De werking van veel chemicaliën is pH-afhankelijk. Natronloog kan worden toegevoegd om de uiteindelijke pH van de fracvloeistof te corrigeren. De concentratie is toepassingsafhankelijk. De uiteindelijke pH van de vloeistof wordt bepaald door de mineralen die aanwezig zijn in de schalie [ref. 3.].

Samenvattend kan worden gesteld dat de oplossing die wordt gebruikt voor het fraccen een zodanige samenstelling heeft, dat de wanden van de frac worden gestabiliseerd om de mobilisatie van kleideeltjes en dus verstopping van de gasstroom te voorkomen.

Vooropgesteld dient te worden dat fraccen een mechanisch proces is en de chemicaliën alleen een 'smeermiddel' zijn om de proppanten op hun plaats te krijgen en te houden. De functie is vergelijkbaar met die van conserveermiddel, antioxidant, emulgator, stabilisator in

voedingmiddelen. Slechts nabij de bron is sprake van enige chemische oplossing van mineralen in de schalie. Bepalend voor de potentiële aantasting van schalie is het zoutgehalte en de zuurgraad van de fracvloeistof (expert judgement).

Chemische aantasting kan de mechanische eigenschappen van schalie en dus van de afsluitende lagen slechts over enige millimeters tot centimeters veranderen. Daarna zijn de chemicaliën uitgereageerd en kunnen zij de schalie niet verder aantasten. De werkzame bestanddelen zijn maximaal enkele procenten van de fracvloeistof. De fracvloeistof vult maximaal enkele procenten van de schalie [expert judgement].

2.2. Subvraag 2 Duur voordat eventuele lekkages ontstaan

Is er een indicatie te geven hoe lang het zou kunnen duren voordat de chemicaliën in geval van lekkage naar boven komen en in het drinkwater terecht komen?

De drijvende kracht om gas, olie of water omhoog te bewegen is het verschil in soortelijke massa. Voor een fracvloeistof in formatiewater kan een verschil in soortelijke massa bestaan door verschil in zoutgehalte of temperatuur. Olie en gas mengt niet met water. Het verschil in soortelijke massa blijft bestaan en dus ook de kracht die olie en gas omhoog drijft. Een bel zoet water mengt met formatiewater en daarmee verdwijnt de drijvende kracht voor migratie [ref. 6.].

In schalies is de hydrostatische (druk van de waterkolom) kleiner of gelijk aan de lithostatische druk (druk van de gesteentekolom, [ref. 7.]). De fracvloeistof wordt dus niet uit de schalie geperst (omhoog), maar wel naar het boorgat waar onderdruk heerst.

Er is dus geen drijvende kracht, dus geen beweging. Een indicatie van migratietijd naar grondwaterlagen die voor drinkwaterwinning worden aangesproken is daarom niet te geven. Aantasting van de afsluitende lagen door chemicaliën kan in elk geval niet tot een puntbron leiden.

In het theoretische geval van hydrostatische overdruk kan diffuus transport optreden van poriënwater, gemengd met fracvloeistof (het water waarin de chemicaliën opgelost zijn) om de druk te compenseren. De chemicaliën zijn uitgereageerd of geadsorbeerd, uitgezonderd de ook van nature voorkomende zouten. De afstand is afhankelijk van het geologisch proces dat de druk opbouwt en kan over een tijdsschaal van miljoenen jaren substantieel (tientallen tot honderden meters) zijn (expert opinion).

3. CONCLUSIES

3.1. Subvraag 1: Kans op ontstaan van migratieroutes

Kunnen de chemicaliën de afsluitende lagen zodanig aantasten dat er migratieroutes ontstaan?

De fysische/geochemische condities in een schalie op grote diepte zijn zodanig, dat alleen door het toepassen van mechanische fraccen een tijdelijke migratieroute kan worden gecreëerd.

Toegevoegde chemicaliën optimaliseren dit proces, maar kunnen niet zelfstandig de doorlatendheid van een afsluitende laag beïnvloeden.

3.2. Subvraag 2: Duur voordat eventuele lekkages ontstaan

Is er een indicatie te geven hoe lang het zou kunnen duren voordat de chemicaliën in geval van lekkage naar boven komen en in het drinkwater terecht komen?

Opwaartse opstuwing van frac-vloeistof is gezien de poriëndruk in de schalies onder Nederland zeer onwaarschijnlijk. Daarmee is de kans dat chemicaliën via migratieroutes naar boven doorlekken zeer klein en is een indicatie van migratietijd naar grondwaterlagen die voor drinkwaterwinning worden aangesproken niet te geven.

4. REFERENTIES

- [ref. 1.] K.B. Krauskopf, 'Introduction to Geochemistry', Chapter seven: Clay minerals and soils, McGraw-Hill Book Company, 1985.
- [ref. 2.] FracFocus (Amerikaans register van chemicaliën voor fraccen, beheerd door de Ground Water Protection Council and Interstate Oil and Gas Compact Commission): <http://fracfocus.org/chemical-use/what-chemicals-are-used>.
- [ref. 3.] W. Stumm, J.J. Morgan, Aquatic Chemistry, 3, Acids and Bases, Wiley & Sons, 1981.
- [ref. 4.] W. Stumm, J.J. Morgan, Aquatic Chemistry, 7, Oxidation and Reduction, Wiley & Sons, 1981.
- [ref. 5.] W. Stumm, J.J. Morgan, Aquatic Chemistry, 10, The Solid-Solution Interface, Wiley & Sons, 1981.
- [ref. 6.] Schlumberger: www.glossary.oilfield.slb.com.
- [ref. 7.] H. Y. McSween, S. M. Richardson, M. E. Uhle, Geochemistry, Pathways and Processes. Five, diagenesis: A Study in Kinetics. Columbia University Press New York, 2003.



Witteveen+Bos
Hoogoorddreef 56 F
Postbus 12205
1100 AE Amsterdam
telefoon 020 312 55 55
fax 020 697 47 95
www.witteveenbos.nl

onderwerp	onderzoeksvraag B.2.5
project	aanvullend onderzoek risico's schalie- en steenkoolgas in Nederland
opdrachtgever	Ministerie van EZ, Directie Energiemarkt
projectcode	GV1106-1
referentie	GV1106-1/kleb2/200
status	definitief
datum opmaak	16 augustus 2013
bijlagen	-

INHOUDSOPGAVE	blz.
1. VRAAGSTELLING	2
1.1. Hoofdvraag	2
1.2. Afbakening	2
1.3. Aanpak	3
2. ANALYSE	4
2.1. Geologische situatie	4
2.2. Gebruik van de ondergrond	4
2.3. Processen	7
3. CONCLUSIES	9
3.1. Geologische situatie	9
3.2. Gebruik van de ondergrond	9
3.3. Processen	9
4. REFERENTIES	10

1. VRAAGSTELLING

1.1. Hoofdvraag

Naast winning van gas of olie, zijn er nog andere gebruiken van de ondergrond die mogelijk beïnvloed worden. Ook aan maaiveld is sprake van gebruik dat beïnvloed kan worden. Dit document gaat in op de gevolgen van fraccen voor de geologische formatie waarin deze plaatsvindt en de hieruit voorkomende gevolgen voor dit andere gebruik.

Onderzoeksvraag B.2.5 is als volgt geformuleerd:

Ga na wat de mogelijke geologische impact van een gefracte schalieformatie is op lange termijn voor waterhuishouding, bodemkwaliteit, en bodemecologie, alsmede de gevolgen van mogelijk ander gebruik van de ondergrond, zoals bijvoorbeeld de opslag van (CO₂, afvalwater of kernafval), geothermie, warmte-koude opslag.

Deze onderzoeksvraag wordt beantwoord door opsplitsing in drie deelvragen. Eerst volgt de afbakening van de vraag.

1.2. Afbakening

De hoofdvraag richt zich op het beschrijven van mogelijke andere gebruiken van de ondergrond en het potentiële risico dat deze worden beïnvloed door het fraccen. Er is een beschrijving gemaakt op basis van de beschikbare geologische informatie over de potentiële schalieformaties in de Nederlandse ondergrond: de Formatie van Posidonia en het Geverik Laagpakket (Onderdeel van de Formatie van Epen). Hierbij is uitgegaan van de beschikbare literatuur. Daarnaast zijn beschikbare analyses voor andere locaties (VS) gebruikt om de effecten van potentieel invloedrijke processen te kwantificeren.

Subvraag 1: Geologische situatie

Wat is de geologische situatie van de potentiële schalierijke formaties?

In deze deelvraag wordt de geologische situatie voor de potentiële schalierijke formaties in de Nederlandse ondergrond beschreven. In andere vragen is dit al deels ingevuld, maar voor de beantwoording van deze hoofdvraag is het van belang om de ruimtelijke relatie met het overige gebruik van de ondergrond te benoemen.

Subvraag 2: Gebruik van de ondergrond

Waar vinden andere gebruiken van de ondergrond plaats en wat is de relatieve afstand tot de potentiële schalieformaties?

In deze vraag worden de overige gebruiken van de ondergrond, maar ook aan maaiveld, beschreven en in geologisch perspectief geplaatst. Belangrijk is hierbij de relatieve afstand tot de potentiële schaliegasformaties, aangezien een eventuele beïnvloeding van deze gebruiken hiermee nauw samenhangt.

Subvraag 3: Processen

Welke processen spelen bij het fraccen en wat is de mate waarin deze processen de omgeving kunnen beïnvloeden?

In deze deelvraag worden de processen bij het fraccen beschreven, de invloed hiervan op de schalieformatie, maar ook de potentie dat deze processen de verdere omgeving beïnvloeden. Door deze processen in beeld te brengen kan de mogelijkheid op beïnvloeding van gebruik aan maaiveld en in de ondergrond in beeld worden gebracht.

1.3. Aanpak

Om de (sub)vragen behorende bij dit onderdeel van het statusrapport te beantwoorden is een literatuuronderzoek uitgevoerd. Hierbij is voorrang gegeven aan academische bronnen. Bij het zoeken naar relevante literatuur is de bronselectie methode geh zoals weergegeven in het onderzoeksplan. De gebruikte bronnen zijn opgenomen in het literatuuroverzicht.

Voor het onderzoek zijn in totaal 12 literatuur referenties gebruikt. Alle gebruikte referenties betreffen onafhankelijke wetenschappelijke literatuur of bronnen. Naast de beschikbare literatuur is gebruik gemaakt van de geologische beschrijving van de ondergrond die beschikbaar is via Internet [ref. 13, 14, 15.]. Ten behoeve van de studie zijn geen nieuwe gegevens verzameld (modelberekeningen, veldinventarisaties, etc.).

2. ANALYSE

2.1. Geologische situatie

In Nederland zijn twee potentiële schalieformaties aanwezig voor de winning van gestimuleerde schalie gas, de Posidonia Formatie met een dikte van 30 tot 50 m en de Formatie van Epen met een dikte van enkele honderden meters tot 1.000 m. Voor de laatste geldt dat alleen de onderste 50 m, het Geverik laagpakket, prospectief (potentieel) schaliegas bevat.

Posidonia Formatie

De Posidonia Formatie is een onderdeel van de Alena groep. Boven deze Formatie is de Formatie van Werkendam aanwezig die bestaat uit mariene siltige kleisteen en siltsteen. Onder de Posidonia Formatie is de Formatie van Aalburg aanwezig die bestaat uit mariene kleisteen. De schalie van de Posidonia Formatie in het West-Nederlands Bekken en de Roerdalslenk in het zuiden van Nederland komt voor op een maximale diepte van 3.000 tot 4.000 m, met een diepte op de randen van het Bekken en de Slenk tussen de 1.000 en 2.000 m [ref. 1.]. Het potentiële productiedeel voor schaliegas van dit pakket is ongeveer 30 m dik [ref. 7.]. Dankzij de specifieke ligging van de prospectieve formatie met betrekking tot schaliegas, is de Posidonia Formatie een goed pakket voor fraccen en productie.

Epen Formatie

In tegenstelling tot de Posidonia Formatie, is de Formatie van Epen (onderdeel van de Carboon Limburg Group) dieper en slechter in beeld [ref. 1.]. Het potentiële deel van de Epen Formatie voor schaliegas is aanwezig op diepten rond de 4.200 m in het oostelijk deel van Nederland, in het noorden enkele honderden meters dieper, en in het zuidwesten tussen de 3.000 en 4.600 m. Helemaal in het zuidoosten ligt deze formatie tussen de 800 m tot aan maaiveld. Waar de formatie onder maaiveld voorkomt, wordt deze bedekt door een dik pakket van kleisteen, zandsteen, kalksteen en koollagen. In het oosten is daarnaast ook een anhydriet eenheid aanwezig in de Zechstein Formatie op een diepte van circa 800 m. In het zuidoosten is de Formatie van Epen ondieper aanwezig.

Onder de Limburg groep zijn Carbonaatgesteenten en kleisteen aanwezig in het zuid/oost en centrale deel van Nederland. In het noorden geldt een mogelijkheid op tussenschakelingen van grovere afzettingen. Op het moment is er echter nog weinig bekend over de betreffende geologie onder de Limburg Groep.

De Epen Formatie is een pakket waarbij gasproductie via fraccen goed mogelijk zou kunnen zijn.

Wel geldt dat de inkolingsgraad en vitrinietreflectie van belang zijn voor de mogelijkheid van schaliegaswinning. Hierover is weinig bekend in Nederland. In vraag A.2.2 wordt verder ingegaan op de prospectieve locaties voor schaliegaswinning en de begrippen inkolingsgraad en vitrinietreflectie.

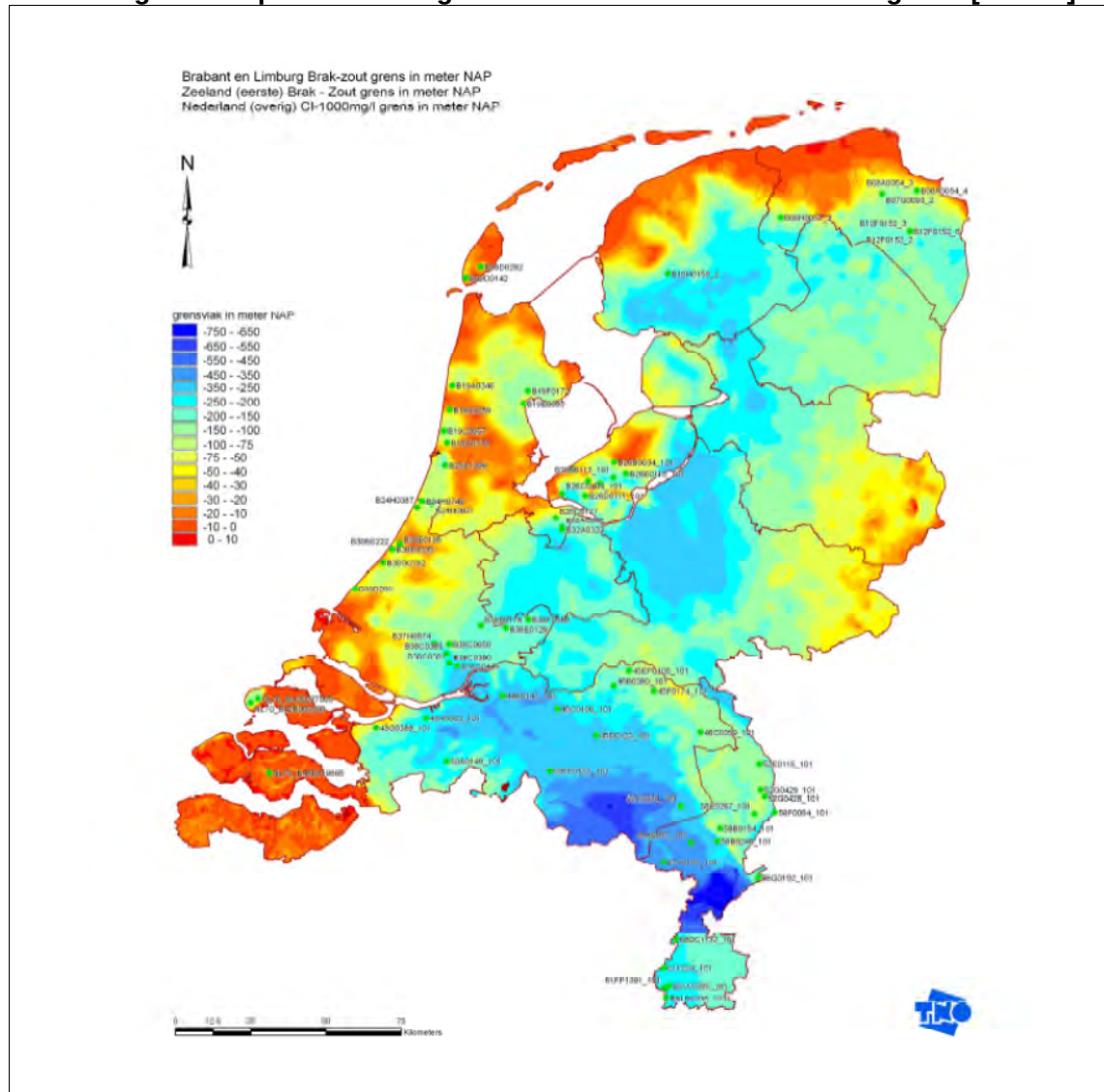
2.2. Gebruik van de ondergrond

Gebruik in de nabijheid van het maaiveld

In Nederland liggen grondwaterstanden gemiddeld binnen 2 m vanaf het maaiveld [ref. 2.] Het bruikbare grondwater wordt gevonden en onttrokken uit kwartaire en boventertiaire zandafzettingen, waarbij de watervoerende pakketten een diepte hebben tot maximaal circa 500 m. Onder deze watervoerende pakketten zijn tertiaire kleien aanwezig die als scheidende laag fungeren. Wel geldt dat binnen de watervoerende pakketten afwisselingen

van kleilagen voorkomen al dan niet met een afsluitende werking. Aanwezige waterlichamen aan het oppervlak zullen veelal een interactie hebben met het onderliggende grondwatersysteem. Waterhuishouding, bodemkwaliteit en -ecologie zijn afhankelijk van de processen die in deze watervoerende pakketten plaatsvinden. In Nederland komt in deze watervoerende pakketten veelal brak en zout grondwater voor vanaf dieptes 10-50 m onder NAP, in het westen tot ruim 200 m beneden NAP in het zuiden, midden en noorden van het land (zie afbeelding 2.1). Dit brakke en zoute grondwater heeft op dit moment geen functie voor de drinkwaterwinning. In de toekomst zou het brakke grondwater wel gebruikt kunnen worden voor drinkwaterproductie. De brakke en zoute watervoerende pakketten kunnen potentieel wel functioneren voor het injecteren van afvalstoffen.

Afbeelding 2.1. Diepte brak-zout grensvlak in de Nederlandse ondergrond [ref. 12.]



Het fraccen

Bij winning van schaliegas middels fraccen, zal het fraccen plaatsvinden op een diepte van circa 3.000 m wanneer het de Posidonia Formatie betreft, en een diepte van 4.200 m wanneer het Geveik laagpakket betreft. Daarmee is de relatieve gemiddelde afstand tussen de watervoerende pakketten waar het gebruik van afhankelijk is en de Posidonia Formatie

waar het fraccen plaatsvindt circa 2.500 m. Voor het Geverik laagpakket is deze afstand gemiddeld 3.800 m.

Opslag van CO₂

De optimale diepte voor de opslag van CO₂ is circa 1.600 m. Deze optimale diepte wordt vooral bepaald door de niet-lineaire verandering van de porositeit in de diepte en de tegenstrijdige effecten op de temperatuur en druk als gevolg van de diepte. De minimale diepte waarop CO₂ superkritisch blijft is 500 m. CO₂ in superkritische fase is een vorm die niet als gas of vloeistof is te benoemen en die ontstaat onder hoge druk en temperaturen. Deze vorm is ideaal voor de opslag van CO₂. De maximale praktische diepte voor de opslag van CO₂ (gebaseerd op de kosten van het boren) ligt rond de 3.000 m [ref. 5].

Daarmee ligt de verticale afstand tot de Posidonia Formatie voor potentiële CO₂ opslag rond de 1.400 m wanneer deze op optimale diepte wordt opgeslagen. Voor het Geverik laagpakket geldt een afstand van 2.600 m. Wanneer er een CO₂ opslag dieper wordt gerealiseerd wordt deze afstand kleiner. Daarnaast geldt dat potentiële CO₂-opslag voornamelijk wordt gezocht in lege gasreservoirs in West- en Noord-Nederland, waarmee een groot deel van deze locaties geen directe ruimtelijke overlap kent met de prospectieve zoekgebieden voor schaliegas.

Opslag van nucleair afval

Wanneer in Nederland sprake is van de opslag van nucleair afval, zal deze worden opgeslagen nabij het oppervlak. Beleid in Nederland is om eerst 100 jaar opslag aan het oppervlak te hanteren (COVRA) en dan pas over te gaan naar ondergrondse berging. Voor de ondergrondse opslag wordt de aandacht nu gericht op Tertiaire formaties, zoals de Boom klei in België, op een diepte tussen 250 en 1.000 m. Er wordt gezocht naar kleilagen van minimaal 100 m dik en op minimaal 500 m diepte [ref. 9.][ref. 11.]. Ondergrondse berging van nucleair afval zal op zijn vroegst pas over enkele decennia in Nederland gerealiseerd worden. Een voor de hand liggende diepte hiervoor ligt tussen de 250 en 1.000 m. Dit betekent dat de relatieve afstand tussen de Posidonia Formatie tot de maximale diepte voor de opslag van nucleair afval minimaal 200m bedraagt. Voor het Geverik laagpakket is dit 3.200 m. Gezien de mogelijk relatief korte afstand tot de Posidonia formatie kan ruimtelijke overlap ontstaan; tijdens de aanleg van een dergelijk systeem of winning van schaliegas dient hier rekening mee gehouden te worden.

Geothermie en WKO

De meest voorkomende geothermische systemen in de ondergrond zijn koude-warmte-wisselsystemen die zowel open als dicht aanwezig kunnen zijn. Deze systemen hebben een diepte tot maximaal 130 m.

Ondiepe geothermische systemen met als doel de opslag van warmte komen voor tot een diepte van maximaal 500 m [ref. 8.]. Diepere geothermische systemen voor de directe winning van thermische energie kunnen worden geïnstalleerd tot een diepte van 4.000 m.

Een type geothermisch systeem dat nog niet in Nederland is toegepast, maar dat in principe wel toepassingen zou kunnen vinden, is het systeem van 'hot dry rock'. Hierbij wordt een ondoorlatend gesteente met hoge temperatuur en op grote diepte aangeboord en door middel van fracking wordt een doorlatendheid gecreëerd. Een voorbeeld is het systeem in Soultz in Frankrijk waar op dieptes van 3.600 en 5.000 m ondoorlatend gesteente gefract is en water/stoom met een temperatuur van 150 tot 200°C omhoog wordt gehaald.

Voor ondiepe geothermische systemen en KWO-systemen geldt dat deze activiteiten zich binnen het watervoerende pakket (500 m) bevinden. Diepe geothermische systemen kunnen voorkomen tot de diepten van de Posidonia Formatie en het Geverik laagpakket.

2.3. Processen

Informatie over fraccen

Fraccen met het doel om gasrijke schalieformaties geschikt te maken voor winning gebeurt over het algemeen (wereldwijd) dieper dan 600 m onder maaiveld [ref. 4.]. Fisher en Warpinski [ref. 6.] hebben informatie verzameld van diverse projecten waar fraccen is toegepast. Informatie met betrekking tot micro-seismiek en microvervormingen als gevolg van het fraccen is verzameld in de VS. Hierbij zijn projecten betrokken als de 'Barnett Shale', 'Woodford Shale', 'Marcellus Shale' en 'Eagle Ford Shale'. Het gaat om fraccen op diepten tussen 600 tot 4.000 m.

De verspreiding van scheuren bij het fraccen

Het meeste ondergrondse gebruik vindt ondieper plaats dan de aanwezige potentiële schalie formaties in de ondergrond (uitzondering zijn in sommige gevallen thermische systemen). Daarom is voornamelijk de verticale verspreiding van scheuren van belang. De mate waarin verticale scheuren zich verplaatsen, wordt bepaald door de gelaagdheid en heterogeniteit van de fysische eigenschappen en het aanwezige spanningsveld in het betreffende pakket. De scheuren vormen (complexe) netwerken in het horizontale vlak afhankelijk van de spanningsverdeling. Het resultaat van deze netwerken zijn kortere scheurlengtes in de verticaal als gevolg van de grote zone waarover het breken plaatsvindt, de hierbij toenemende weerstand en oppervlak, dat ervoor zorgt dat veel energie vanuit de geïnjecteerde vloeistof wordt afgegeven aan de matrix van het omliggende gesteente. Wanneer door het netwerk een goed doorlatende breuk of klastische zone (zone bestaand uit gebroken/bros gesteente) wordt gekruist, zullen deze veel vloeistof opnemen. Dit zorgt voor drukverlies en daarmee een afname van de kracht voor het fraccen en dus indirect een beperking van de afstand waarover de scheuren zich verspreiden [ref. 10.] [ref. 6.]. In de beantwoording van vraag A.1.3 is ingegaan op de vorming en verspreiding van fracs.

Maximale verspreiding van scheuren in de VS

Davies et al. [ref. 4.] hebben de eerder beschreven dataset van Fisher en Warpinski [ref. 6.] aangevuld met data uit Niobrara (Colorado, VS). Op deze dataset hebben zij een statistische analyse uitgevoerd. Uit deze analyse blijkt dat de maximale opwaarts gerichte scheur die is waargenomen als gevolg van fraccen in de VS, circa 588 m is. Uit de analyse blijkt ook dat de kans dat een scheur een lengte van 350 m of meer bereikt 1 % is.

Kruising en openen van bestaande scheuren

Bij het kruisen van opengebroken scheuren als gevolg van fraccen met bestaande scheuren, zijn er twee mogelijkheden. Er vindt geen interactie plaats tussen de scheuren en er komt dus geen energie/druk op de bestaande scheur. Een tweede mogelijkheid is dat het front van de stimulatie de aanwezige weerstand van de bestaande scheur weet te overwinnen, waardoor de bestaande scheur zich opent en vult met vloeistof. Wanneer een bestaande scheur zich opent, geldt het praktisch bezwaar dat bij een toenemend volume bij een lage snelheid, het vermogen om de hulpbestanden van de fracvloeistof te verplaatsen afneemt [ref. 3.]. Voorkomende stroomsnelheden in openingen staan in verhouding (3^{de} macht) tot de breedte van de opening. Tijdens het fraccen is het dus het effect van het openen van bestaande scheuren dat de stroomsnelheid kleiner wordt.

Verplaatsing van scheuren buiten het schaliepakket

Het gestimuleerd openen van scheuren in schalie is een inherent beperkt proces dat binnen de schalie plaatsvindt. Als gevolg van een toename in scheurvolumen, veroorzaakt door het complexe breken van de schalie en de activatie van secondaire scheurtjes (scheuren met een sterke relatie tot het primaire scheurnetwerk), wordt de verplaatsing beperkt. Het verplaatsen van gestimuleerde scheuren naar de geologische eenheden boven of beneden de schalie, wordt verkleind door het mechanische contrast tussen de eenheden en de mogelijkheid voor een snelle vermindering van de snelheid en afname van druk in goed doorlatende zones. De absolute verplaatsing van deze scheuren is afhankelijk van het type schaliegesteente en de boven- en onderliggende geologische eenheden [ref. 6].

Overige beïnvloedingen

Naast het fraccen gelden nog wel andere potentiële risico's, namelijk:

- effect van breuklijnen:
 - bij het fraccen kan de vloeistof een bestaande breuklijn, die reeds een potentie tot falen heeft, vullen met vloeistof. Het gevolg hiervan is dat de breuk faalt en een seismische activiteit ontstaat;
- effect van boringen:
 - doorboringen van slecht doorlatende lagen;
 - vreemde materialen worden ook in de bruikbare watervoerende pakketten gebracht (boorcasings, cement, boorvloeistof);
 - temperatureffecten van de boorputten: door de verbuizingen van de boring worden vloeistoffen en gassen van grote diepte naar het maaiveld gebracht. De temperatuur op een diepte van 2 km ligt in Nederland tussen 60 en 100° C; op een diepte van 5 km ligt de temperatuur tussen 130 en 230° C. De vloeistoffen (en gassen) die van deze dieptes komen hebben ook deze temperaturen. Dit betekent dat de buizen in het boorgat ook opwarmen en deze warmte wordt overgedragen aan de omringende watervoerende pakketten;
- effect van eventuele lekkages langs de boorgaten:
 - bij het ontstaan van lekkages kan de lekkage zich verspreiden langs de boring en eventuele gaten die de boring maakt door slechtdoorlatende lagen;
- effect van ruimtebeslag:
 - waar schaliegasboringen zijn gezet of in productie zijn genomen, wordt een groot deel van de ondergrondse ruimte hiervoor gereserveerd. Andere functies kunnen hier niet snel worden toegelaten.

3. CONCLUSIES

3.1. Geologische situatie

De aanwezige schalie van de Posidonia Formatie is prospectief voor de winning van schaliegas met een diepte variërend tussen de 1.000 en 4.000 m en met een significant deel van de bron op een diepte tussen de 2.000 en 4.000 m in Zuid-Nederland. Daarin is niet de geschiktheid op basis van inkolingsgraad en vitrinietreflectie meegenomen. In vraag A.2.2 wordt de geschiktheid van de formaties in meer detail behandeld. De Geverik-laag (Formatie van Epen) ligt lokaal lager, maar het prospectieve deel ligt tussen de 3.000 en 4.600 m en is slecht in beeld [ref. 1.]. Hier kan het zijn dat winning van schaliegas door middel van fraccen goed mogelijk is.

3.2. Gebruik van de ondergrond

De meeste van de activiteiten aan maaiveld, maar ook in de ondergrond, beperken zich tot of zijn afhankelijk van het watervoerend pakket dat ongeveer uit de eerste 500 m bestaat vanaf het oppervlak. Alleen voor de opslag van CO₂, geothermische energiewinning of nucleaire opslag, kan sprake zijn van activiteiten op vergelijkbare diepten als de potentieel schalierijke formaties in de ondergrond van Nederland.

3.3. Processen

Praktisch gezien zullen er geen scheuren ontstaan als gevolg van het fraccen hoger dan 50 m boven de boring (uitgaande van de Nederlandse situatie). Zelfs als uitgegaan wordt van de maximaal gemeten afstand van 588 m die is waargenomen voor een opwaarts ontstane scheur in de VS, zal door de aanwezige lagen boven de schalielagen geen beïnvloeding van de watervoerende lagen plaatsvinden. Dit betekent ook dat er geen beïnvloeding van oppervlaktewater, ecologische systemen al dan niet in de ondergrond, nucleaire opslag en KWO-systeem kan plaatsvinden.

Eventueel opgeslagen CO₂ rond de diepte van 1.600 m kan niet worden beïnvloed door fraccen in de Posidonia Formatie of het Geverik laagpakket. Wanneer er sprake is van diepere CO₂ opslag-locaties (diepte tussen de 2.000 en 3.500 m), moeten fraccing-activiteiten goed worden afgestemd met dit gebruik. Dit zelfde kan gesteld worden voor geothermische activiteiten op aanzienlijke diepten.

Het vullen van bestaande doorlatende breuklijnen met vloeistof wanneer deze worden bereikt tijdens het fraccen (zie ook de beantwoording van vraag B.4.4), zal niet leiden tot het verplaatsen van vloeistof naar pakketten waar ander gebruik plaatsvindt. Dit als gevolg van het verlies in snelheid en druk in dit doorlatend materiaal.

Wel moet een aanvullend risico worden benoemd als gevolg van het in contact komen met een bestaande doorlatende breuk, namelijk het veroorzaken van seismische activiteit door activatie van de breuk. In vraag B.4.4 wordt verder ingegaan op de risico's van seismische activiteiten en het beperken van deze risico's.

Effecten op andere gebruiken, waterhuishouding, bodemkwaliteit etc., vinden plaats wanneer er sprake is van een calamiteit waarbij vloeistof de betreffende gebruiken bereikt. Dit kan alleen plaatsvinden wanneer de integriteit van de put niet in orde is. Het effect hiervan hangt sterk af van de mate en het gebruik. Vanuit het fraccen zelf is er geen beïnvloeding van deze gebruiken op de korte of lange termijn.

4. REFERENTIES

- [ref. 1.] Bouw, Sander and Lutgert, Jan, 2012. Shale Plays in the Netherlands, SPE Paper 152644, 12 pp., 2012.
- [ref. 2.] Cramer, W., 1982. Development of Groundwater Resources in the Netherlands, in: Improvements of Methods of Long Term Prediction of Variations in Groundwater Resources and Regimes Due to Human Activity, Proc. of Exter Symp., July, 1982, IAHS Publ. No. 136.
- [ref. 3.] Dahi-Taleghani, Arash and Olson, Jon E., 2011. Numerical Modeling of Multistranded-Hydraulic-Fracture Propagation: Accounting for the Interaction Between Induced and Natural Fractures, SPE Jour., SPE 124884, pp. 575-581, Sept. 2011.
- [ref. 4.] Davies, Richard J., Mathias, Simon, Moss, Jennifer, Hustoft, Steinar, and Newport, Leo, 2012. Hydraulic Fractures: How far can they go?, Marine and Petr. Geol., Vol. 37, Issue 1, pp. 1-6, November 2012.
- [ref. 5.] Eccles, Jordan K., Pratson, Lincoln, Newell, Richard G., and Jackson, Robert B., 2008. Physical and Economic Potential of Geologic CO₂ Storage in Saline aquifers, Environ. Sci. Technol., Vol. 43, No. 6, pp. 1962-1969, 2008.
- [ref. 6.] Fisher, Kevin and Warpinski, Norm, 012. Hydraulic-Fracture-Height Growth: Real Data, SPE Production and Operations, SPE 145949, pp. 8-19, Feb. 2012.
- [ref. 7.] Janzen, M.R., 2012. Hydraulic Fracturing in the Dutch Posidonia Shale, MS Thesis, Civil Engineering and Geosciences (CiTG), Delft University of Technology, pp. 132 pp., December 2012.
- [ref. 8.] Lokhorst, A. and Wong, Th. E., 2007. Geothermal Energy, in: Geology of the Netherlands, Edited by Wong, Th. E., Batjes, D.A.J., and de Jager, J., Royal Netherlands Academy of Arts and Science, pp. 341-346, 2007.
- [ref. 9.] OECD - Organization for Economic Co-operation and Development, 2007. Radioactive Waste Management and Decommissioning in the Netherlands Report, Organization for Economic Co-operation and Development (OECD) Nuclear Energy Agency (NEA), Retrieved April 16, 2013 from: www.oecd-neo.org/rwm/profiles/Netherlands_report_web.pdf.
- [ref. 10.] Warpinski, N.R. and Teufel, L.W., 1987. Influence of Geologic Discontinuities on Hydraulic Fracture Propagation, Jour. Pet. Tech., SPE Paper 11648, pp. 209-220, February 1987.
- [ref. 11.] WNA - World Nuclear Association, 2010, Storage and Disposal Options Radioactive Waste Management Appendix 2, Retrieved April 15, 2013 from: <http://world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Nuclear-Wastes/Appendices/Radioactive-Waste-Management-Appendix-2--Storage-and-Disposal-Options/>.
- [ref. 12.] Stuurman, R. & Oude Essink, G., 2007. Naar een uniforme landelijke inrichting van het KRW-grondwatermeetnet Zoet-Zout? TNO-rapport 2007-U-R0490/B.
- [ref. 13.] TNO-NITG, 2005 - Geological Atlas of the Subsurface of the Netherlands - onshore.
- [ref. 14.] Adrichem Boogaert, H.A. van en Kouwe, W.F.P., 1997. Stratigraphic nomenclature of The Netherlands. Revision and update by RGD and NOGPA. TNO-NITG Geological Survey of the Netherlands, Mededelingen Rijks Geologische Dienst Nr. 50 1993-1997 from: <http://www2.dinoloket.nl/nomenclator/index.html>.



Witteveen+Bos
Hoogoorddreef 56 F
Postbus 12205
1100 AE Amsterdam
telefoon 020 312 55 55
fax 020 697 47 95
www.witteveenbos.nl

onderwerp	onderzoeksvraag B.2.6
project	aanvullend onderzoek risico's schalie- en steenkoolgas in Nederland
opdrachtgever	Ministerie van EZ, Directie Energiemarkt
projectcode	GV1106-1
referentie	GV1106-1/kleb2/201
status	definitief
datum opmaak	16 augustus 2013
bijlagen	-

INHOUDSOPGAVE	blz.
1. VRAAGSTELLING	2
1.1. Hoofdvraag B.2.6	2
1.2. Afbakening	2
1.3. Aanpak	2
2. ANALYSE	3
3. CONCLUSIES	9
4. REFERENTIES	10

1. VRAAGSTELLING

1.1. Hoofdvraag B.2.6

De vraagstelling met betrekking tot dit deelonderzoek luidt als volgt:

Hoe wordt geborgd dat er geen lekkages optreden tussen pakketten als gevolg van het doorboren van afsluitende lagen?

1.2. Afbakening

Zoals in de beantwoording van deelvraag A.1.2 is beschreven, is het proces voor het boren naar producerende gaslagen voor conventionele reservoirs en voor schaliegas hetzelfde.

De beantwoording van de bovenstaande vraagstelling richt zich op:

1. het voorkomen van lekkages tijdens het doorboren van afsluitende lagen (waarbij het boorgat nog open is);
2. het voorkomen van lekkages door het afdichten (verbuizen) van het boorgat.

1.3. Aanpak

Deze vraag is beantwoord op basis van een studie van beschikbare wetenschappelijke publicaties, aangevuld met 'expert judgement'.

Daar waar van expert judgement sprake is, zal dit expliciet worden aangegeven.

2. ANALYSE

Hoe wordt geborgd dat er geen lekkages optreden tussen pakketten als gevolg van het doorboren van afsluitende lagen?

Bij het boren van een put kunnen op twee manieren lekkages ontstaan:

1. het lekken van boorspoeling in permeabele lagen;
2. het lekken van vloeistof of gas in het gesteente van de ene laag naar de andere.

Het lekken van boorspoeling in permeabele lagen

Bij het boren door de bovenste lagen, waarin zich ook drinkwaterreservoirs kunnen bevinden, wordt speciale aandacht geschonken aan de boorspoeling (drilling mud), zodat geen schade aan het drinkwater wordt toegebracht.

De boorspoeling bestaat uit een mengsel van zoet water en klei (bentoniet) dat een 'mudcake' (afsluitende laag tegen boorgatwand) vormt en voorkomt dat de boorspoeling weglekt in permeabele lagen. Ook stijfsel wordt toegevoegd om de viscositeit te verhogen (zie deelvraag B.3.3 over de samenstelling van boorspoeling). Deze verhoogde viscositeit dient om boorgruis te kunnen afvoeren zonder dat hoge vloeistofsnelheden nodig zijn in de ruimte tussen het boorgat en de boorstang. Hoge pompsnelheden kunnen namelijk erosie van 'mudcake' en boorwand veroorzaken.

Bij een goede kwaliteit boorspoeling is de hoeveelheid gesteente die beïnvloed wordt door invasie van mudfiltraat (het vloeibare gedeelte van de boorspoeling) niet meer dan 1-5 cm van de wand van het boorgat in het gesteente. Bij onverhoeds verlies van boorvloeistof in ondiepe, permeabele lagen wordt afbreekbaar materiaal, zoals walnootdoppen of kokosnootschalen, gebruikt om de lekkage te stoppen [ref. 1, 2.].

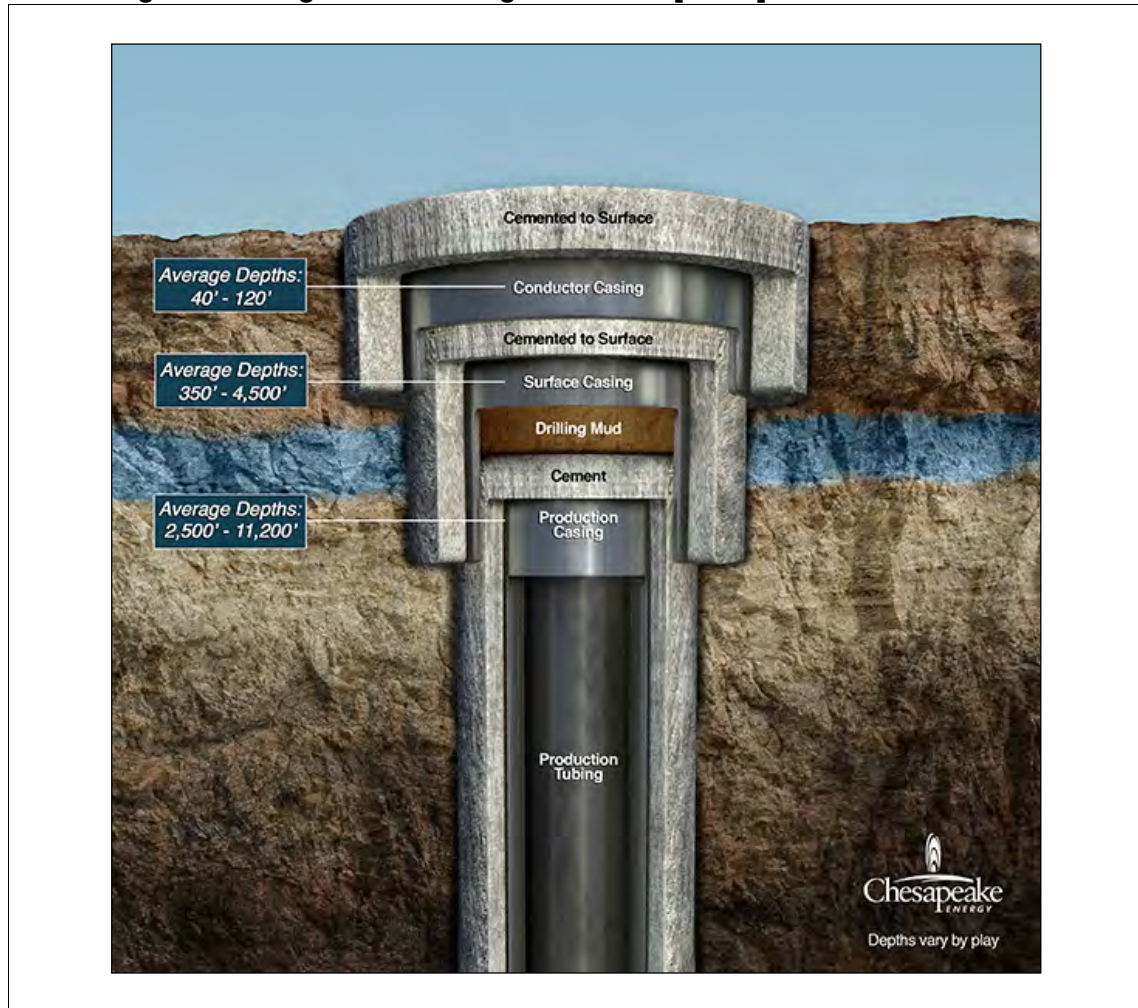
Het lekken van vloeistof of gas in het gesteente van de ene laag naar de andere

Bij het doorboren van een afsluitende laag waarbij daaronder een gasvoerende laag wordt aangetroffen, kan dit gas in de put stromen en eventueel in een hoger gelegen permeabele laag binnendringen. De boorspoeling moet een voldoende soortelijk gewicht hebben om dit te voorkomen.

Door cementatie van de verbuizingen van de boorwand ('casings', zie deelvragen A.1.2 en A.1.3) worden permeabele lagen via het boorgat van elkaar afgesloten, dat wil zeggen dat bij goede cementatie er geen stroming van vloeistof of gas buiten de 'casing' om plaatsvindt naar bovenliggende lagen. Eveneens wordt het bovenliggende boorgat door de 'casing' en het cement beschermd voor erosie, die bij onbeschermd (zonder casing) verder boren zeker zou optreden.

Ook een hoger soortelijk gewicht van de boorspoeling bij het boren van dieper gelegen lagen heeft geen invloed op de ondiepere en vaak zwakkere lagen met een lagere hydrostatische druk, zoals de eerder genoemde ondiepe watervoerende lagen, die gebruikt worden voor de zoetwater voorziening. Dit komt omdat ze door een 'casing' zijn afgesloten. Afbeelding 2.1 geeft een casingschema weer van een schaliegasput in de VS.

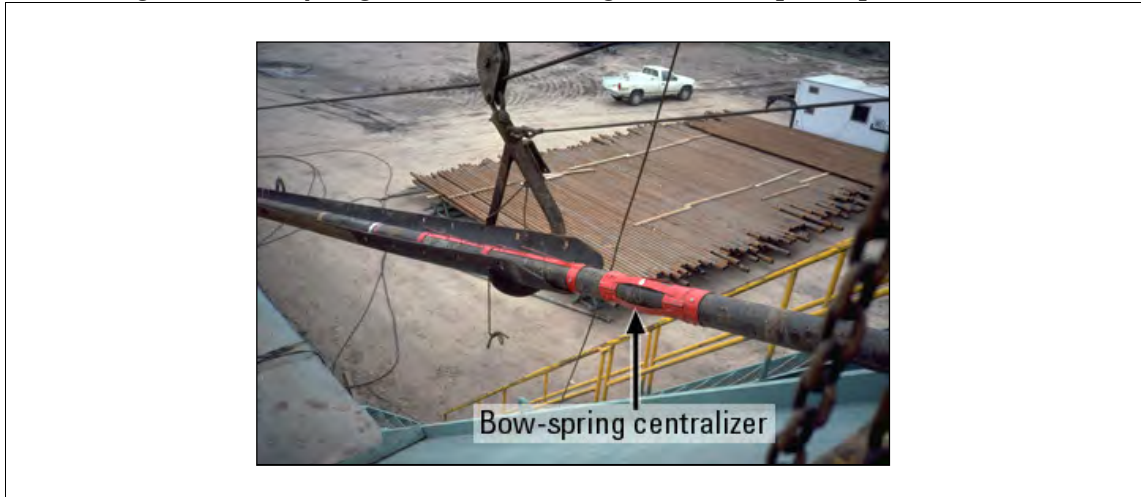
Afbeelding 2.1. Casingschema. Overgenomen uit [ref. 3.]



Een goede cementatie van de casings is essentieel voor het voorkomen van lekken. De casing wordt daarom gecentreerd in het boorgat geplaatst door middel van stalen veren die op de casing gelast worden, de zogenaamde 'bow-spring centralizers'.

In afbeeldingen 2.2 en 2.3 is de bow-spring centralizer te zien. De rode stalen veer wordt op de casing gelast, zodat deze in het boorgat gecentreerd wordt. Hierdoor wordt het cement rondom de casing gelijk verdeeld.

Afbeelding 2.2. Bow-spring centralizer. Overgenomen uit [ref. 4.]

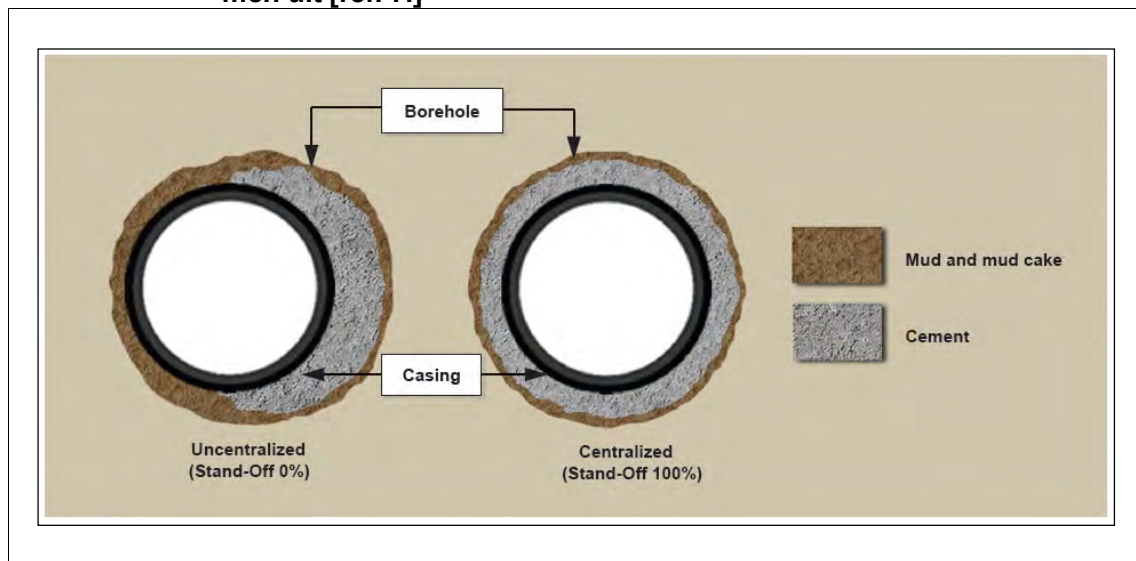


Afbeelding 2.3. Bow-spring centralizer. Overgenomen uit [ref. 5.]



Dit voorkomt dat de bebuizing asymmetrisch wordt gecementeerd, waardoor een wanddeel te weinig cement bevat. Het laatste kan namelijk leiden tot een holte waar gas of vloeistof langs kan lekken (een van de redenen voor de Macondo blow-out) [ref. 6, 7.] Afbeelding 2.4 laat een vergelijking zien tussen een slechte centralisering van cement en een goede centralisering van cement bij het vastzetten van de casing.

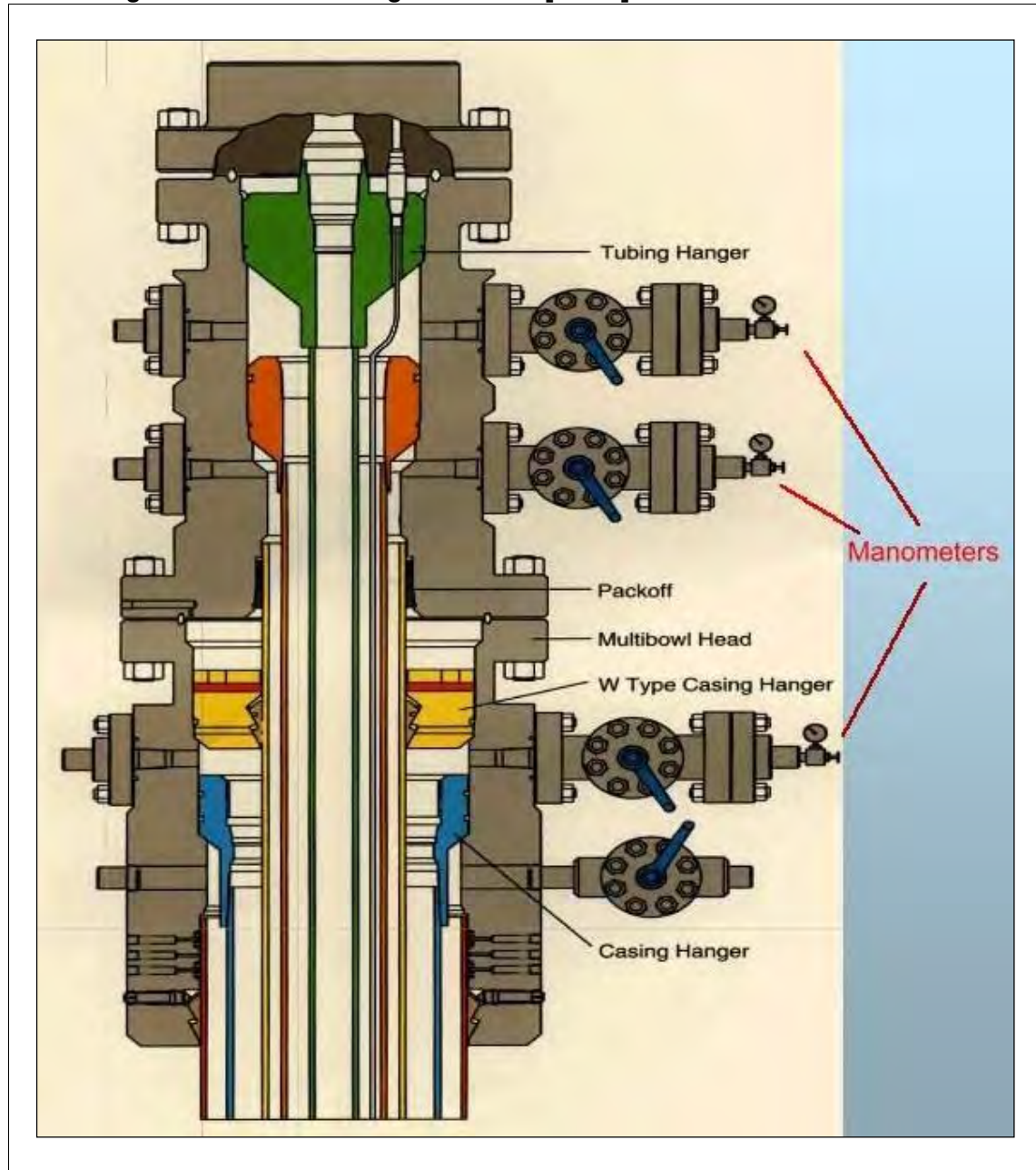
Afbeelding 2.4. Vergelijking slechte en goede centralisering van cement. Overgenomen uit [ref. 7.]



Het gebruikte cement wordt aangepast voor diepte, type gesteente en poriënvloeistof. Nadat het cement gehard is, wordt de kwaliteit van de cementatie gemeten met een Cement Bond Log (CBL), een akoestisch meetinstrument dat de cementatiegraad meet (zie ook deelvraag A.1.2). Dit instrument wordt aan een kabel in de casing naar beneden gelaten om tijdens het ophalen het gecementeerde interval te meten. Als de CBL aangeeft dat er holtes in het cement achter de casing voorkomen, dan kan een reparatiecementatie uitgevoerd worden. Hiervoor wordt op de plek waar een holte geconstateerd is een gat in de casing geschoten om de holte met cement op te vullen.

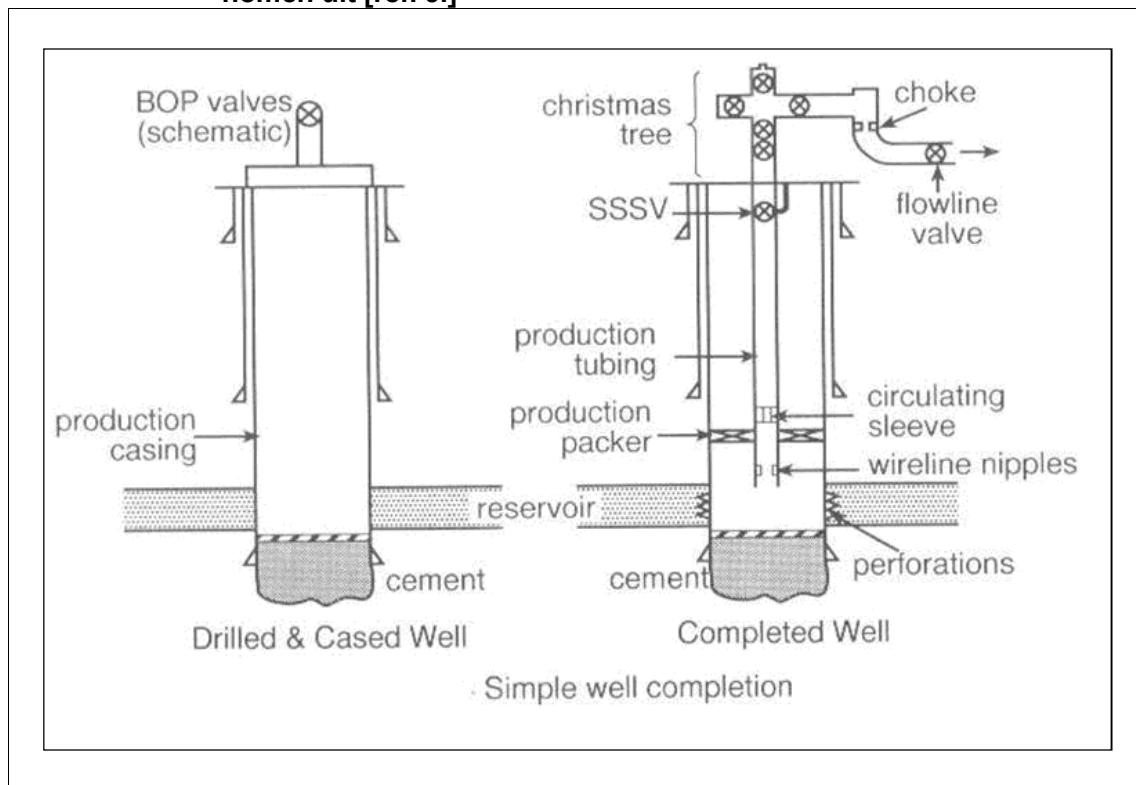
De casings worden vastgezet met een aantal zware flenzen (zie afbeelding 2.5) die samen de zgn. 'wellhead' vormen. Hiermee wordt de casing afgesloten en vergrendeld. De druk in de ruimte tussen twee opeenvolgende casings kan gemeten worden met de manometers rechts in afbeelding 2.5 [ref. 8.]. Mocht lekkage optreden in de cementatie, dan loopt de druk op. De cementatie kan dan alsnog gerepareerd worden zoals hierboven beschreven.

Afbeelding 2.5. Wellhead. Overgenomen uit [ref. 8.]



Afbeelding 2.6 toont schematisch aan de linkerkant de situatie van het bovenste deel van de put gedurende het boorproces (zoals afbeelding 2.4 in detail weergeeft) en rechts de put in afgewerkte staat, nadat de boortoren is vertrokken.

Afbeelding 2.6. Casing van een put tijdens het boorproces en na afwerking. Overgenomen uit [ref. 9.]



3. CONCLUSIES

Hoe wordt geborgd dat er geen lekkages optreden tussen pakketten als gevolg van het doorboren van afsluitende lagen?

De lekkage van boorspoeling (mudfiltraat) en migratie van gas en vloeistof door het boorgat tijdens (en na) het doorboren van permeabele lagen wordt voorkomen door de juiste boorvloeistof te gebruiken en door het neerlaten en cementeren van de verbuizing ('casing').

De lagen worden zo op een permanente manier van elkaar afgesloten.

Bij onverhoeds verlies van boorvloeistof in ondiepe, permeabele lagen wordt afbreekbaar materiaal gebruikt, zoals walnootdoppen of kokosnootschalen, om de lekkage te stoppen.

De kwaliteit van het cement kan gecontroleerd worden met een akoestisch instrument en door de druk tussen de 'casings' bij het 'wellhead' goed te monitoren.

Dit is bij schaliegasboringen niet anders dan bij andere boringen.

4. REFERENTIES

- [ref. 1.] Ana Djuric B.Sc., 'Drilling through Groundwater Aquifers; General Definitions, Practices and Environmental Considerations' Baroid, 2012.
- [ref. 2.] A. Bohm et al, 'Hydraulic fracturing considerations for natural gas wells of the Marcellus Shale', presented to Groundwater Protection Council, p. 15, September 2008.
- [ref. 3.] Chesapeake Energy, 'Protecting groundwater during gas and oil drilling', May 2012.
- [ref. 4.] Schlumberger Oilfield Glossary. Credits: Photo courtesy of Mark S. Ramsey.
- [ref. 5.] Schlumberger Oilfield Glossary. Steelfabs Offshore Drilling Ltd, India, bestellijst van materialen.
- [ref. 6.] Committee on the Analysis of Causes of the Deepwater Horizon Explosion, Fire, and Oil Spill to Identify Measures to Prevent Similar Accidents in the Future, Marine Board and Board on Environmental Studies and Toxicology, 'Macondo Well Deepwater Horizon Blowout, Lessons for improving offshore drilling safety', National Academy of Engineering and National Research Council of the National Academies, The National Academies Press, Washington D.C., p. 37, 38, 2012.
- [ref. 7.] 'Macondo Well Incident: Transocean Investigation Report', Transocean, Volume I, p. 48, June 2011.
- [ref. 8.] E. van Riessen, 'Introduction to Hydrocarbon Exploration and Production', Exploration and Production Training Services (EPTS), Course Handout, 2013.
- [ref. 9.] F. Jahn, 'Hydrocarbon Exploration and Production', Elsevier, 1998 ISBN 0444 82883 4.

onderwerp	onderzoeksvraag B.2.7
project	aanvullend onderzoek risico's schalie- en steenkoolgas in Nederland
opdrachtgever	Ministerie van EZ, Directie Energiemarkt
projectcode	GV1106-1
referentie	GV1106-1/kleb2/202
status	definitief
datum opmaak	16 augustus 2013
bijlagen	-

INHOUDSOPGAVE	blz.
1. VRAAGSTELLING	2
1.1. Hoofdvraag B.2.7	2
1.2. Subvragen	2
1.2.1. Subvraag 1: Vergelijking	2
1.2.2. Subvraag 2: Verschil in veiligheidsrisico	2
1.3. Afbakening	2
1.4. Aanpak	2
2. ANALYSE	3
2.1. Subvraag 1: Vergelijking	3
2.2. Subvraag 2: Verschil in veiligheidsrisico	8
3. CONCLUSIES	9
3.1. Subvraag 1: Vergelijking	9
3.2. Subvraag 2: Verschil in veiligheidsrisico	9
4. REFERENTIES	10

1. VRAAGSTELLING

1.1. Hoofdvraag B.2.7

De vraagstelling met betrekking tot dit deelonderzoek luidt als volgt:

In welke opzichten wijkt het boren, afwerken en fraccen van steenkool- of schaliegas putten af van de staande praktijk bij opsporen en winnen van conventioneel aardgas?
Geven (eventuele) verschillen aanleiding tot verhoogd veiligheidsrisico?

1.2. Subvragen

Bovenstaande vraagstelling kan worden opgedeeld in de volgende subvragen.

1.2.1. Subvraag 1: Vergelijking

In welke opzichten wijkt het boren, afwerken en fraccen van steenkool- of schaliegas putten af van de staande praktijk bij opsporen en winnen van conventioneel aardgas?

1.2.2. Subvraag 2: Verschil in veiligheidsrisico

Geven (eventuele) verschillen aanleiding tot verhoogd veiligheidsrisico?

1.3. Afbakening

De vraagstelling wordt in dit document zonder verdere afbakening beantwoord. Wel wordt opgemerkt dat deze vraag grotendeels al aan de orde is gekomen bij deelvragen A.1.2 en A.1.3. De lezer wordt geacht kennis genomen te hebben van de inhoud hiervan.

1.4. Aanpak

Deze vraag is beantwoord op basis een studie van beschikbare wetenschappelijke publicaties, aangevuld met expert judgement.

Daar waar sprake is van expert judgement, zal dit expliciet worden aangegeven.

2. ANALYSE

2.1. Subvraag 1: Vergelijking

In welke opzichten wijkt het boren, afwerken en fraccen van steenkool- of schaliegas putten af van de staande praktijk bij opsporen en winnen van conventioneel aardgas?

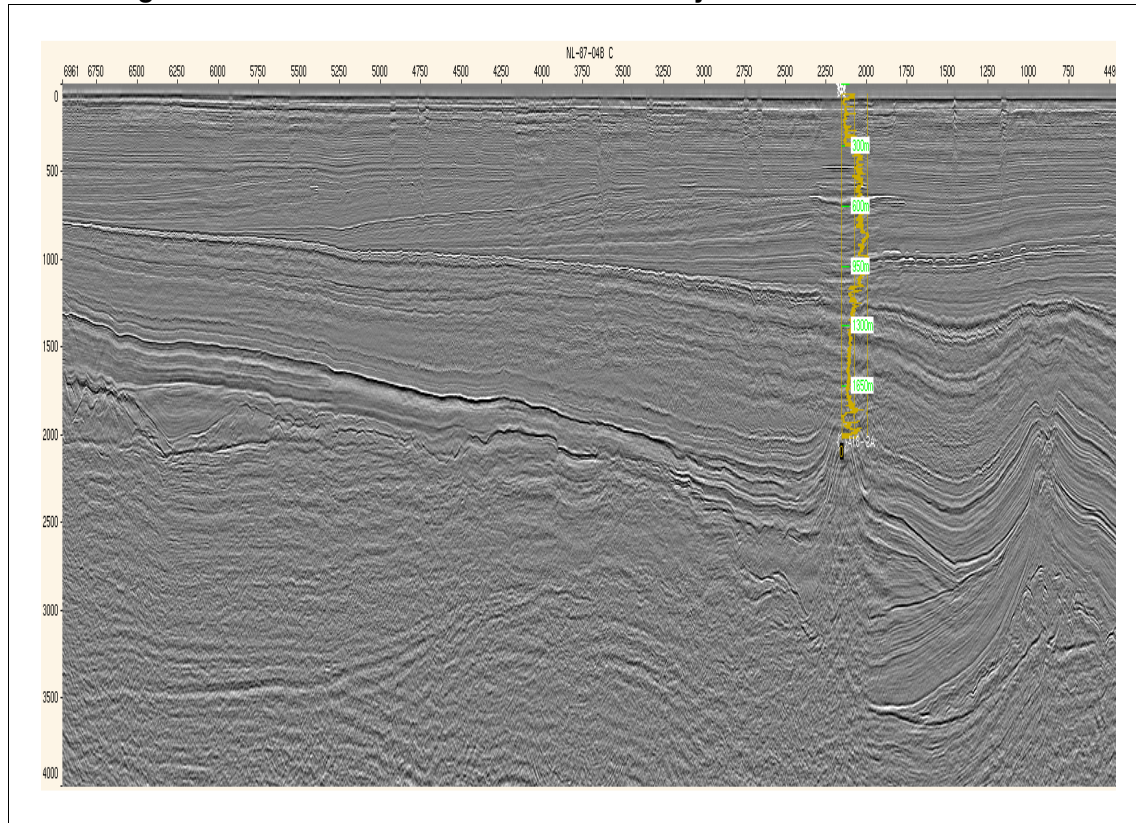
In de beantwoording van deze subvraag wordt aandacht besteed aan de volgende aspecten:

- verschillen tussen opsporings- en productieboringen naar mogelijk winbaar gas uit conventionele (poreuze en permeabele) gesteenten en boringen naar schalie- en kolengas;
- verschillen tussen het afwerken en fraccen van productieputten van conventioneel gas en schalie-/kolengas;
- vergelijking van veiligheidsrisico's in boringen naar conventioneel gas en schaliegas.

Verschillen tussen opsporings -en productie boringen naar mogelijk winbaar gas uit conventionele (poreuze en permeabele) gesteenten en boringen naar schalie- en kolengas

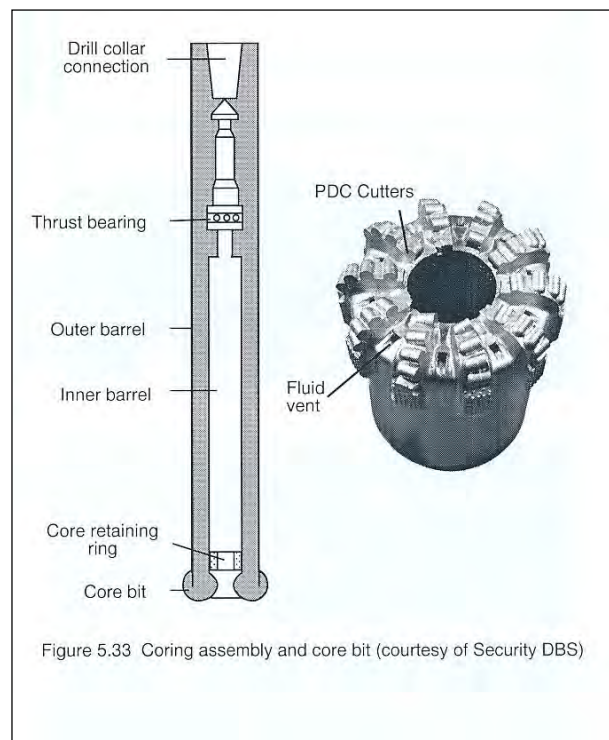
Exploratie naar conventioneel gas begint met het bepalen van aanwezigheid van 'mature sourcerock' (gas moedergesteente), van een reservoir met een goede doorlatendheid (1-1.000 mD, milliDarcy is een maat voor de doorlatendheid) en een geologische structuur waarin het gas gevangen kan zitten (een 'trap', bijvoorbeeld een anticlinale structuur of afgesloten breukblok). De mogelijke aanwezigheid van 'sourcerock' wordt bepaald door regionale geologische/geochemische studies van boorputgegevens en mogelijk oppervlakteontsluitingen. Geologische structuren ('traps') zijn veelal zichtbaar op seismische profielen (zie afbeelding 2.1). In gunstige gevallen kan het reservoir zelf met een gaswatercontact (alleen bij conventioneel gas) ook op de seismische lijnen worden waargenomen en zelfs semikwantitatief worden geëvalueerd.

Afbeelding 2.1. Voorbeeld van een 2D seismische lijn



Bij exploratie naar schaliegas hoeft geen structuur te worden geïdentificeerd waarin het gas gevangen zit, omdat het gas opgesloten zit in het gasmoedergesteente. De aanwezigheid daarvan wordt door boren op dezelfde wijze bepaald als bij exploratie van conventioneel gas, maar de produceerbaarheid ervan kan slechts worden aangetoond door het nemen van monsters (kernen) in de schalie- en koollagen [ref. 1, 2.].

Afbeelding 2.2. Kerngereedschap. Overgenomen uit [ref. 1.]



Afbeelding 2.3. Gekernde monsters. Overgenomen uit [ref. 2.]

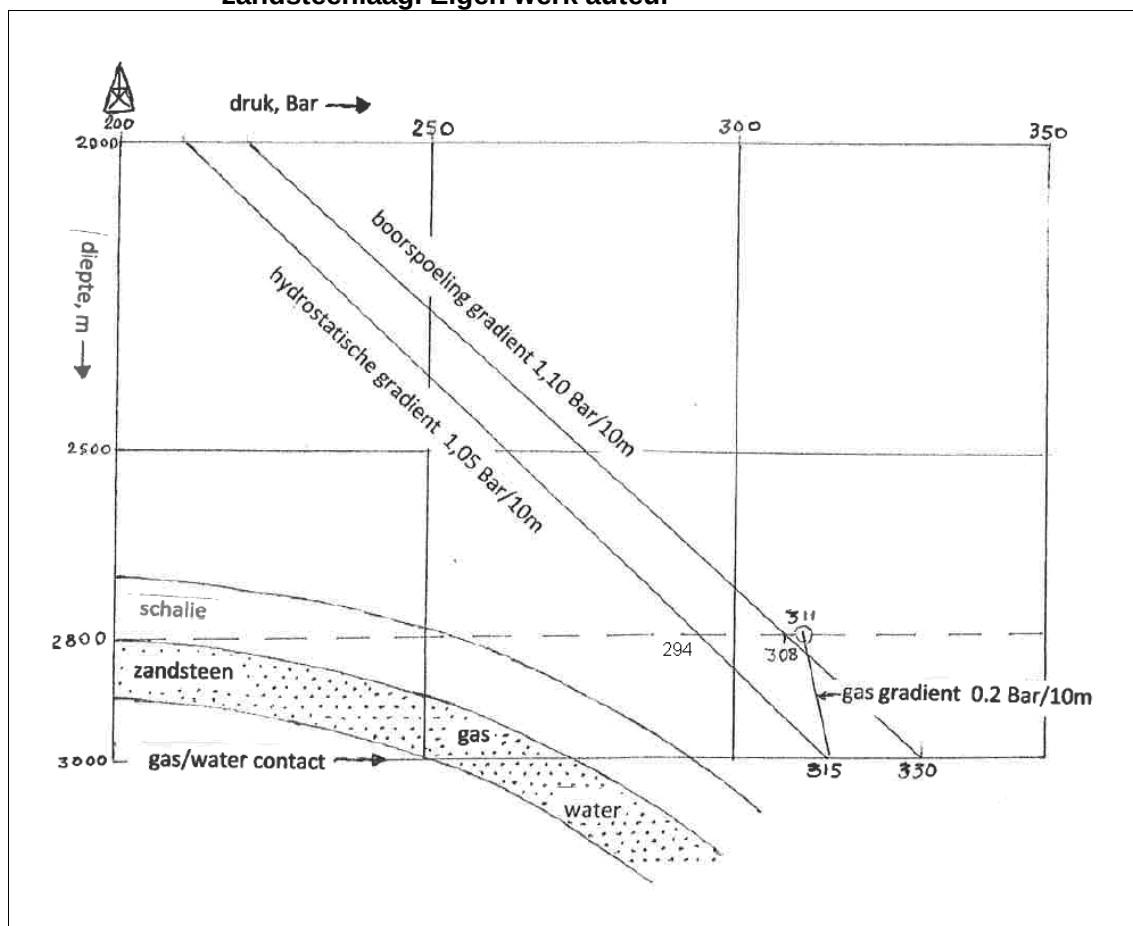


Aan de hand van de kernanalyse kan men het frac-programma ontwerpen. Er dient voldoende silica (zand en/of silt) in de schalie aanwezig te zijn om permeabiliteit/doorlatendheid door fraccen mogelijk te maken.

Exploratieputten voor schalie en kolengas zijn in wezen veiliger dan voor conventioneel gas. Bij exploratieputten voor conventionele gasaccumulatie kan bij het aanboren van de top van de structuur (waar en op welke diepte precies bij exploratieputten is onzeker) een hoge druk worden aangetroffen. Het kan zijn dat het gewicht van de boorvloeistof onvoldoende is, zodat gas in het boorgat stroomt, en een zogenaamde 'kick' optreedt. Deze kicks zijn een niet ongevoelbaar verschijnsel bij exploratieputten, zowel voor conventionele gasvoorkomens als voor schaliegas. Er is dus geen verschil met betrekking tot de veiligheid. Een kick kan in uitzonderlijke gevallen zonder beschermingsmaatregelen ontaarden in een 'blow-out', met alle gevolgen van dien. Het toepassen van een blow-out preventer voorkomt dat er een onveilige situatie kan ontstaan. Blow-outs als gevolg van schaliegas kunnen echter niet gebeuren, omdat geen sprake kan zijn van spontane instroom van significante hoeveelheden gas in het boorgat, ook niet na het fraccen (expert judgement).

In afbeelding 2.4 is de drukverdeling aangegeven in en om een exploratieput naar een gasvoerende zandsteenlaag op een diepte van 2.800 m.

Afbeelding 2.4. Drukverdeling in en om een exploratieboring naar een gasvoerende zandsteenlaag. Eigen werk auteur



- In de bovenstaande afbeelding geldt de hydrostatische gradiënt van 1,05 Bar/10 m tot aan de bovenkant van de zandsteenlaag.

- De boorspoeling van met bariet verzwaard water heeft een gradiënt van 1,10 Bar/10 m. Methaangas heeft een soortelijk gewicht van 0,717 kg/m³ wat op een diepte van 3.000 m bij de heersende druk neerkomt op een drukgradiënt van ongeveer 0,2 bar/10 m in de gaskolom.
- Op het niveau van het gaswatercontact (3.000 m.) in de gasvoerende zandsteen is de hydrostatische druk 315 Bar, want in de watervoerende zandsteen en de lagen er omheen geldt de hydrostatische gradiënt.
- Naar boven in het gasvoerende deel van de zandsteen krijgen we te maken met de gasgradiënt. Bij een gaskolom van 200 m. tot aan het punt waar de put de zandsteenlaag penetreert is de druk dus 4 Bar lager dan die op het gaswatercontact 200 m. dieper. Dat is dus 311 Bar, terwijl de hydrostatische druk op dit niveau 294 Bar bedraagt en de druk in het met spoeling gevulde boorgat 308 Bar.

Dit is een voorbeeld van het gebruik van een te lichte boorspoeling, want er is dus 3 bar grotere druk in de zandsteen dan in het boorgat, met als gevolg het binnenstromen van gas, een zgn. 'gaskick'. Deze kick wordt aan de oppervlakte direct opgemerkt. Men sluit de put tijdelijk met de blow-out preventer en verzwaart de spoeling. Hierna kan de put worden afgewerkt.

Een oliemaatschappij zal dit risico over het algemeen niet nemen en een zwaardere spoeling gebruiken, zodat een gaskick kan worden voorkomen.

Verschillen tussen het afwerken en fraccen van productieputten van conventioneel gas en schalie-/kolengas

Wat betreft de winning ligt het wezenlijke verschil in de te verwachten en daarna vastgestelde porositeit/permeabiliteit en daarmee de productiecapaciteit van de put.

- bij conventionele reservoirs zijn de porositeit en permeabiliteit zodanig dat de winning van gas volgens de traditionele concepten kan plaatsvinden;
- voor gasreservoirs met lage tot zeer lage permeabiliteit, zoals schaliegas en steenkoolgas, is het economisch noodzakelijk gebruik te maken van horizontale putsecties/trajecten en daar frac-behandelingen toe te passen. Bij fraccen wordt een mengsel van water en grof zand (proppant) onder hoge druk in het potentiële reservoir gepompt, waardoor barsten (fractures) ontstaan, die met de proppant gevuld worden, zodat ze niet dichtgaan zodra de druk wordt genormaliseerd [ref. 3.]. Zie ook deelvraag A.1.3.

Het boren en afwerken van horizontale putten, inclusief fraccen, is complexer dan bij conventionele verticale of gedeveerde putten. Het is echter een veel gebruikte techniek die zowel voor conventioneel- als schaliegaswinning wordt toegepast.

Vergelijking van risico's in boringen naar conventioneel gas en schaliegas

Bij conventionele reservoirs bestaat het risico van een kick (en eventueel blow-out) bij het boren van exploratieputten. Bij exploratie van schaliegas, zoals hierboven is beschreven, bestaat dit risico niet, tenzij tijdens de boring onvoorziene gasvoorraden worden aangeboord (ook dit kan zich voordoen bij boringen naar conventionele gasvoorkomens). Het fraccen kan de integriteit van de put niet in gevaar brengen, omdat het horizontale gedeelte, waar de frac plaatsvindt, door cement en casing is afgesloten van het hogere deel van de put [ref. 3.].

Een mogelijk risico van (hydraulisch) fraccen is dat de geïnduceerde fractures door bovenliggende lagen heen breken en daarmee communicatie veroorzaken (lekken tussen bijvoorbeeld gashoudende lagen en grondwater).

In Nederland is dit risico echter zeer laag, want:

- met verwijzing naar A.1.3 kan gesteld worden dat het moeilijk is om zonder adequate metingen de breuk/fractureconfiguratie te voorspellen, maar dat de uitbreiding van de gemaakte breukjes/fractures in Nederland in verticale zin beperkt is tot enkele tientallen meters;
- verticaal zal men 30 tot 50 m ver kunnen komen en horizontaal 100 tot 200 m in beide richtingen. Er zullen geen breuknetwerken ontstaan, maar vrij vlakke breuken [ref. 4.];
- in Nederland liggen de schalielagen op diepten van ongeveer 3.000 m, dus risico van vervuiling van grondwater in de bovenste 500 m van de ondergrond is zeer onwaarschijnlijk. Bovendien kan de omvang van fractures gereguleerd worden met de hoeveelheid gepompte fracvloeistof.

Hydraulisch fraccen veroorzaakt lichte trillingen rond de put (minder dan 1 op de schaal van Richter). Indien te dichtbij bestaande breuken wordt gefracct en de fracs de breuk raken, kunnen deze breuken gereactiveerd worden, wat lichte aardbevingen zou kunnen veroorzaken. Het verdient dus aanbeveling putten te boren op veilige afstand (minimaal 500 m.) van bestaande breuken als bijvoorbeeld de Peelrandbreuk. Op seismiek zijn deze breuken goed zichtbaar en nauwkeurig te karteren. Het risico van het opwekken van aardbevingen door fracking wordt verder behandeld bij deelvragen B.4.1 en verder.

2.2. Subvraag 2: Verschil in veiligheidsrisico

Geven (eventuele) verschillen aanleiding tot verhoogd veiligheidsrisico?

Op basis van bovenstaande kan worden gesteld dat het boren van exploratieputten naar schaliegas veiliger in relatie tot een blow-out risico. is dan het boren van exploratieputten naar conventioneel gas en geeft dus geen aanleiding tot een verhoogd veiligheidsrisico. Andere veiligheidsaspecten worden elders besproken.

3. CONCLUSIES

3.1. Subvraag 1: Vergelijking

In welke opzichten wijkt het boren, afwerken en fraccen van steenkool- of schaliegas putten af van de staande praktijk bij opsporen en winnen van conventioneel aardgas?

Het horizontaal boren en fraccen van putten wordt zowel voor schaliegas als conventioneel gas gedaan (in het laatste geval als het om laagpermeabele reservoirs gaat). In wezen is er geen verschil in het boren, afwerken en fraccen van beide (zie ook de beantwoording van de deelvragen A.1.2 en A.1.3).

3.2. Subvraag 2: Verschil in veiligheidsrisico

Geven (eventuele) verschillen aanleiding tot verhoogd veiligheidsrisico?

Het boren van exploratieputten naar schaliegas is veiliger dan het boren van exploratieputten naar conventioneel gas en geeft dus geen aanleiding tot een verhoogd veiligheidsrisico.

4. REFERENTIES

- [ref. 1.] F. Jahn et al., 'Hydrocarbon Exploration and Production' in 'Developments in petroleum science', Elsevier, 1998.
- [ref. 2.] E. van Riessen, 'Introduction to Hydrocarbon Exploration and Production', Exploration and Production Training Services (EPTS), Course Handout, 2013.
- [ref. 3.] S.D. Joshi, 'Horizontal Well Technology', Penwell Books, Tulsa Oklahoma, USA, 1991, ISBN 0-87814-350-5.
- [ref. 4.] M.R. Janzen, 'Shale gas hydraulic fracturing in the Dutch Posidonia Shale', 2012.



Witteveen+Bos
Hoogoorddreef 56 F
Postbus 12205
1100 AE Amsterdam
telefoon 020 312 55 55
fax 020 697 47 95
www.witteveenbos.nl

onderwerp	onderzoeksvraag B.2.8
project	aanvullend onderzoek risico's schalie- en steenkoolgas in Nederland
opdrachtgever	Ministerie van EZ, Directie Energiemarkt
projectcode	GV1106-1
referentie	GV1106-1/kleb2/203
status	definitief
datum opmaak	16 augustus 2013
bijlagen	-

INHOUDSOPGAVE	blz.
1. VRAAGSTELLING	2
1.1. Hoofdvraag B.2.8	2
1.2. Deelvragen	2
1.3. Aanpak	2
2. ANALYSE	3
2.1. Deelvraag 1: Mitigatie risico	3
2.2. Deelvraag 2: Randvoorwaarden	4
3. CONCLUSIES	5
3.1. Deelvraag 1: Mitigatie risico	5
3.2. Deelvraag 2: Randvoorwaarden	5
4. REFERENTIES	6

1. VRAAGSTELLING

1.1. Hoofdvraag B.2.8

De vraagstelling met betrekking tot dit deelonderzoek luidt als volgt:

Met welke maatregelen is dat (eventueel bestaande) risico te mitigeren? Moeten hogere randvoorwaarden worden gesteld aan de boringen om onaanvaardbare risico's in watervoerende lagen voor drinkwater te voorkomen?

1.2. Deelvragen

Bovenstaande vraagstelling kan worden opgedeeld in de volgende deelvragen.

1.2.1. Deelvraag 1: Mitigatie risico

Met welke maatregelen is dat (eventueel bestaande) risico te mitigeren?

1.2.2. Deelvraag 2: Randvoorwaarden

Moeten hogere randvoorwaarden worden gesteld aan de boringen om onaanvaardbare risico's in watervoerende lagen voor drinkwater te voorkomen?

1.3. Aanpak

Deze vraag is beantwoord op basis een studie van beschikbare wetenschappelijke publicaties, aangevuld met 'expert judgement'.

Daar waar van het laatste sprake is, zal dit expliciet worden aangegeven.

2. ANALYSE

2.1. Deelvraag 1: Mitigatie risico

Met welke maatregelen is dat (eventueel bestaande) risico te mitigeren?

Bij deelvraag B.2.7 is ingegaan op de verschillen in risico's bij het opsporen en winnen van conventioneel gas en van schaliegas. Hierbij is geconcludeerd dat het boren van exploratieputten naar schaliegas veiliger is dan het boren van exploratieputten naar conventioneel gas en dus geen aanleiding geeft tot een verhoogd veiligheidsrisico.

Voor het benoemen van maatregelen om risico's te mitigeren wordt eerst aandacht besteed aan de oorzaken van het ontstaan van gevaarvolle situaties bij het boren naar aardolie en gas, met name de rol van menselijke beslissingen en handelingen hierin.

Natuurlijke veiligheidsrisico's zijn door een goed seismisch en geologisch onderzoek voorspelbaar en technisch grotendeels te neutraliseren. Natuurlijke oorzaken van gevaar bij boringen zijn bijvoorbeeld het onvoorbereid penetreren van een gashoudende laag met hoge overdruk of het penetreren van een kalksteen met grote holten (karst) waarin de boorspoeling plotseling wegstroomt. Rampen die in het verleden zijn opgetreden als gevolg van natuurlijke oorzaken, kunnen worden verklaard door het ontbreken van de moderne methoden en technieken waarover wij nu beschikken. Dit was name het geval toen de kennis van seismiek nog niet het huidige peil had bereikt. Ook in Nederland is de algemene kennis van de ondergrond sterk toegenomen. Een reeks voorbeelden hiervan is te vinden in recente artikelen over de Nederlandse ondergrond [ref. 1, 2.].

In verreweg de meeste gevallen van recente ongelukken bij de winning van conventioneel aardgas in het buitenland, zoals de blow-out in de Golf van Mexico, is de oorzaak te vinden in menselijke fouten. Deze variëren van onzorgvuldig onderzoek voor het boren, fouten in het boorprogramma en gevaarlijke handelingen tijdens het boren. Ook het gebruik van ondegdelijke apparatuur en onvoldoende testen van bijvoorbeeld blow-out preventers is duidelijk terug te voeren op menselijk falen. Daarbovenop is er soms de neiging tot nonchalance bij de uitvoering, zoals het onvoldoende testen van de integriteit van de cementatie achter de casing. Bij verantwoordelijke maatschappijen met goed getraind personeel horen deze zaken in orde te zijn. Praktijken zoals deze voorkomen bij schaliegasboringen in Texas, waarbij zich een reeks aan veiligheidsincidenten heeft voorgedaan, horen bij een operator die de geldende wetgeving en regulering in acht neemt, niet voor te kunnen komen.

Dan blijft over het menselijke falen door onvoldoende inzicht in het effect van bepaalde handelingen. Onvoldoende training en gebrek aan goede voorlichting betreffende de risico's bij boringen vormen waarschijnlijk de grootste bedreiging (expert judgement).

Staatstoezicht op de mijnen (SodM) houdt toezicht op de aanleg van boorgaten. Een boorgat mag niet worden aangelegd op een andere wijze dan beschreven in het voor de aanleg van dat boorgat opgestelde boorprogramma. Dit programma, opgesteld door de mijnbouwonderneming die verantwoordelijk is voor de aanleg van het boorgat, moet tenminste vier weken voor aanvang van de boring in het bezit zijn van SodM en zijn gecontroleerd door een onafhankelijke deskundige. De integriteit van het boorgat wordt tijdens de aanleg voortdurend gemonitord. Zie verder het antwoord op vraag B.5.3.

In de tabel 2.1 zijn de natuurlijke bedreigingen van boorgaten samengevat, samen met de mogelijke effecten en maatregelen waarmee die risico's worden gemitigeerd. Dit zijn algemeen bekend geachte bedreigingen en maatregelen.

Tabel 2.1. Natuurlijke bedreigingen voor elke booroperatie

oorzaken	mogelijke effecten	maatregelen om schade te voorkomen of tegen te gaan
Overdruk in poreuze laag	Influx van gas of vloeistof die kan leiden tot blow-out.	- Tijdig herkennen van overdruk. - Gebruik zware boorspoeling. - Goed werkende blow-out preventer.
Onderdruk in gedepleteerde reservoirs	Verlies boorspoeling.	Goede planning van casing-schema en spoelingsprogramma.
Hoge spanning in gesteente	- Breken van boorgatwand. - Dichtdrukken boorgat, bijvoorbeeld in zoutlagen.	Regionale kennis tektoniek, zware casing, zware spoeling.
Actieve verschuivingen	Deformatie boorgat.	Vermijden via kennistechniek en goede seismische analyse
Open breukzones en karstzones	Plotseling spoelingverlies kan leiden tot blow-out.	- Casing zetten dichtbij begin gebroken formatie. - Grote spoeling reserve met afdichtend materiaal. - Goede blow-out preventer.
Zwellende klei, bv. Smectiet	- Op zwellen boorgatwand. - Vastzitten boorgereedschappen.	Juiste samenstelling boorspoeling.
Zoutlagen	Oplossen zout leidt tot holten om boorgat.	Zeer zoute boorspoeling zoals gebruikt in Groningen
Ondiepe gasvoerende lagen	Influx gas door zuiging bij round-trips (ophalen boorgereedschap) en onvoldoende tegendruk door lichte spoeling.	- Gedetailleerd seismisch onderzoek leidende tot exacte bepaling van de diepte van het gasreservoir. - Goede planning boorprogramma.

2.2. Deelvraag 2: Randvoorwaarden

Moeten hogere randvoorwaarden worden gesteld aan de boringen om onaanvaardbare risico's in watervoerende lagen voor drinkwater te voorkomen?

Deze vraag is reeds beantwoord in A.1.2, waarin de bescherming van de ondiepe watervoerende lagen wordt beschreven.

Afscherming van de drinkwatervoerende lagen tijdens het boren geschiedt op dezelfde wijze als bij boringen naar conventionele olie- en gasreservoirs.

3. CONCLUSIES

3.1. Deelvraag 1: Mitigatie risico

Met welke maatregelen is dat (eventueel bestaande) risico te mitigeren?

Bij deelvraag B.2.7 is ingegaan op de verschillen in risico's bij het opsporen en winnen van conventioneel gas en bij schaliegas. Hierbij is geconcludeerd dat het boren van exploratieputten naar schaliegas veiliger is dan het boren van exploratieputten naar conventioneel gas en dus geen aanleiding geeft tot een verhoogd veiligheidsrisico.

Een overzicht van de bedreigingen en de daarvoor beschikbare maatregelen laat zien dat bij een goed opgezette boring nagenoeg alle risico's op calamiteiten technisch afdoende kunnen worden beheerst. Menselijke fouten kunnen worden beperkt door goede training, regelgeving en stringent toezicht.

3.2. Deelvraag 2: Randvoorwaarden

Moeten hogere randvoorwaarden worden gesteld aan de boringen om onaanvaardbare risico's in watervoerende lagen voor drinkwater te voorkomen?

Deze vraag is reeds beantwoord in A.1.2, waarin de bescherming van de ondiepe watervoerende lagen wordt beschreven.

Afscherming van de drinkwatervoerende lagen tijdens het boren geschiedt op dezelfde wijze als bij boringen naar conventionele olie- en gasreservoirs, geothermie, warmteopslag en waterwinputten.

4. REFERENTIES

- [ref. 1.] 'Exploring the deep subsurface of the Netherlands', Netherlands Journal of Geosciences vol. 91. no. 4, December 2012.
- [ref. 2.] 'Geological Atlas of the subsurface of the Netherlands-onshore', Nederlands Instituut voor Toegepaste Geowetenschappen, TNO, 2004.



Witteveen+Bos
Hoogoorddreef 56 F
Postbus 12205
1100 AE Amsterdam
telefoon 020 312 55 55
fax 020 697 47 95
www.witteveenbos.nl

onderwerp	onderzoeksvraag B.2.9
project	aanvullend onderzoek risico's schalie- en steenkoolgas in Nederland
opdrachtgever	Ministerie van EZ, Directie Energiemarkt
projectcode	GV1106-1
referentie	GV1106-1/kleb2/204
status	definitief
datum opmaak	16 augustus 2013
bijlagen	-

INHOUDSOPGAVE	blz.
1. VRAAGSTELLING	2
1.1. Hoofdvraag	2
1.2. Afbakening	2
1.3. Aanpak	3
2. ANALYSE	4
2.1. Boorgaten en beschermingsgebieden	4
2.2. Aanvullende risico's	6
2.3. Minimale afstand	6
3. CONCLUSIES	9
3.1. Boorgaten en beschermingsgebieden	9
3.2. Aanvullende risico's	9
3.3. Minimale afstand	9
4. REFERENTIES	10

1. VRAAGSTELLING

1.1. Hoofdvraag

Moeten er hogere randvoorwaarden worden gesteld aan boringen om onaanvaardbare risico's in watervoerende lagen te voorkomen bij aanwezigheid van, al dan niet permanent verlaten, boorgaten

De onderzoeksvraag wordt onderverdeeld en beantwoord in onderstaande deelvragen:

1. Wat voor boorgaten kunnen zich bevinden in de nabije omgeving van een winning en welke maatregelen zijn genomen om deze boorgaten te beschermen?
2. Wat zijn de aanvullende risico's als gevolg van lekken van gassen en of vloeistoffen in de buurt van bestaande boorgaten?
3. Bij welke minimale afstand tussen dichtbij gelegen putten kan onderlinge beïnvloeding uitgesloten worden?

1.2. Afbakening

De onderzoeksvraag wordt hoofdzakelijk beantwoord op basis van de literatuur beschikbaar voor het onderzoek, Nederlandse wetgeving en eigen kennis. Er zijn geen andere onderzoeken uitgevoerd dan literatuuronderzoek. Dit betekent dat geen eigen onderzoek is gedaan en de diepgang van het onderzoek gelijk is aan de diepgang van de gevonden bronnen.

Bij het beantwoorden van de gestelde vraag wordt ervan uitgegaan dat de risico's als gevolg van lekken van vloeistoffen en gassen reeds beschreven zijn in de voorgaande onderzoeksvragen; alleen de aanvullende risico's als gevolg van nabijgelegen putten worden beschreven.

De hoofdvraag is onderverdeeld in drie deelvragen die hieronder worden beschreven.

Boorgaten en beschermingsgebieden

Wat voor boorgaten kunnen zich bevinden in de nabije omgeving van een winning en welke maatregelen zijn genomen om deze boorgaten te beschermen?

In deze paragraaf worden diverse typen boorgaten beschreven die aanwezig kunnen zijn in de omgeving van schaliegasboorgaten. Ook wordt, indien beschikbaar, het beschermingsgebied opgenomen.

Aanvullende risico's

Wat zijn de aanvullende risico's als gevolg van lekken van gassen en of vloeistoffen in de buurt van bestaande boorgaten?

In deze paragraaf worden de aanvullende risico's beschreven die ontstaan wanneer schaliegas gewonnen wordt in de nabijheid van andere boorgaten.

Minimale afstand

Bij welke minimale afstand tussen dichtbij gelegen putten kan onderlinge beïnvloeding uitgesloten worden?

In deze paragraaf wordt beschreven welke literatuurwaarden gegeven worden als minimale afstand tussen schaliegasboorgaten en bestaande al dan niet verlaten boorgaten. Wanneer

deze afstand niet beschikbaar is in bestaande literatuur wordt een zoekrichting gegeven voor nader onderzoek.

1.3. Aanpak

Om de (sub)vragen behorende bij dit onderdeel van het statusrapport te beantwoorden is een literatuuronderzoek uitgevoerd. Bij het zoeken naar relevante literatuur is de bronselectie methode gehanteerd zoals weergegeven in het onderzoeksplan. De gebruikte bronnen zijn opgenomen in het literatuuroverzicht.

Bij uitvoering van het onderzoek is gestart met het zoeken naar andere typen boringen en bijbehorende beschermingszones; deze informatie is niet beschikbaar in de aangeleverde literatuur. Op basis van de Nederlandse en Provinciale wet- en regelgeving is een beschrijving gemaakt van de typen boringen en richtlijnen. Bij het beschrijven van minimale afstanden is gebleken dat weinig tot geen relevante literatuur betreffende de Nederlandse situatie aanwezig is over te hanteren afstanden. In de Mijnbouwwet wordt een mogelijke beschermingszone genoemd. Tenslotte wordt in [ref. 1.] een afstand tussen (actieve) putten genoemd. Omdat weinig informatie beschikbaar is, is geprobeerd een indicatie of zoekrichting voor nader onderzoek te geven.

2. ANALYSE

2.1. Boorgaten en beschermingsgebieden

In de (directe) omgeving van een zoeklocatie van schaliegas kunnen zich potentieel een aantal typen putten en of boringen bevinden:

- verlaten putten ten behoeve van (schalie)gas- en/of olie-exploratie en -winningen;
- actieve putten ten behoeve van (schalie)gas- en/of oliewinningen;
- KWO-systemen (koude- en warmte-opslag);
- geothermische putten;
- opslag CO₂;
- opslag aardgas;
- opslag/injectie afvalstoffen;
- boringen geologisch onderzoek;
- mijnschachten;
- waterwinningen in de vorm van industriële winningen, drinkwaterwinningen, beregeningsinstallaties.

Sommige van de genoemde boringen hebben eigen beschermingszones. Hieronder worden ze per type boring kort toegelicht.

Verlaten (schalie)gasboorputten

Verlaten putten van olie- en gasopsporing en -winning zijn in Nederland goed bekend en geregistreerd en volgens de Mijnbouwwet goed afgesloten. Op basis van de Mijnbouwwet bestaat er een opruimplicht (voor de vergunninghouder), waarbij het uitgangspunt is dat de locatie zo wordt verwijderd of achtergelaten (na beëindiging van de gasproductie) dat de oorspronkelijke situatie weer ontstaat (dus die van voor de gasactiviteiten). Er wordt geen afstand of beschermingszone genoemd.

Actieve (schalie)gasboorputten

De Minister kan rond een mijnbouwinstallatie een veiligheidszone van een door hem te bepalen omvang instellen. Deze veiligheidszone kan niet verder reiken dan 500 m, gemeten vanaf de buitenzijde van de installatie.

Boringen geologisch onderzoek

Boringen voor geologisch onderzoek in de ondiepe ondergrond gaan over het algemeen niet dieper dan 100 m [ref. 8.]. Er wordt geen veiligheidszone rondom boringen en sonderingen gehanteerd. Boorgaten worden geregistreerd op basis van vrijwilligheid.

Koude- en warmte-opslag (KWO) systemen

Er zijn twee soorten bodemenergiesystemen: open systemen en gesloten systemen. Bij een open bodemenergiesysteem wordt grondwater onttrokken en opgewarmd grondwater na gebruik terug in de bodem geïnfilteerd. In de winter wordt grondwater uit de warme bron opgepompt en bijgewarmd door een warmtepomp voor verwarming. Het afgekoelde water wordt teruggepompt. In gesloten systemen wordt geen grondwater rondgepompt en staan niet rechtstreeks in verbinding met het watervoerend pakket. De diepte van het systeem varieert van enkele tientallen meters tot ruim 200 m [ref. 9.]. Bij de aanleg van een KWO-systeem wordt over het algemeen 3 maal de thermische straal gehanteerd (als afstand van het watervoerende pakket tot waar de temperatuur beïnvloed wordt door het KWO-systeem). De thermische straal wordt berekend met behulp van de relevante warmtecapaciteiten, de onttrokken hoeveelheid water en de filterlengte [ref. 2.]. Er zijn in het beleid geen beschermingsgebieden vastgesteld. Bij de aanvraag van een open KWO-systeem dient de thermische straal berekend te worden en dient onderlinge beïnvloeding

uitgesloten worden. Dit betekent dat de thermische straal voor alle open systemen bekend is.

Geothermische putten

In vraag B.2.5 zijn de kenmerken van geothermische putten reeds beschreven. Voor het aanleggen van een geothermische put is een vergunning in het kader van de mijnbouwwet noodzakelijk. De Minister kan rond een mijnbouwinstallatie een veiligheidszone van een door hem te bepalen omvang instellen. Deze veiligheidszone kan zich niet verder uitstrekken dan 500 m, gemeten vanaf de buitenzijde van de installatie.

Opslag van stoffen in de ondergrond

De opslag van stoffen in de ondergrond kan onderverdeeld worden in drie categorieën:

- CO₂-opslag, het afvangen van CO₂ en het ondergronds opslaan ervan is een van de manieren om de CO₂-uitstoot terug te dringen. In vraag B.2.5 is de opslag van CO₂ reeds beschreven;
- ondergrondse gasopslag is de praktijk van de ondergronds opslaan van aardgas in uitgeputte olie- en aardgasvelden en zoutcavernes. De tijdelijke opslag van grote hoeveelheden aardgas kan functioneren als een energieopslagtechniek die behulpzaam is bij het balanceren van het energieaanbod;
- opslag van (nucleair) afval. Wanneer in Nederland sprake is van de opslag van nucleair afval zal deze worden opgeslagen nabij het oppervlak. De ideale diepte hiervoor tussen de 250 en 1.000 m (vraag B.2.5).

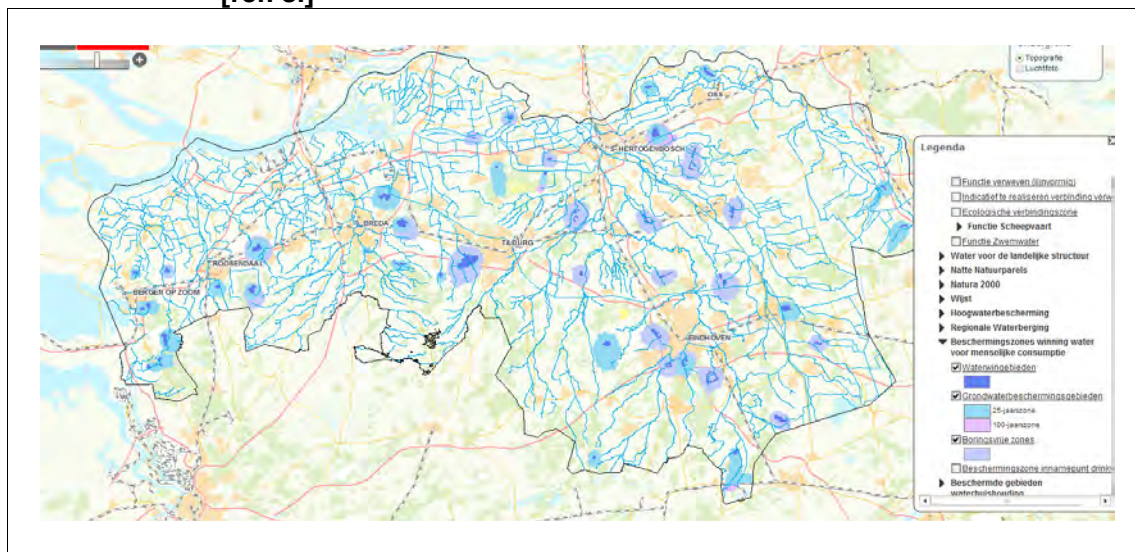
Opslag van deze stoffen is geregeld in de mijnbouwwetgeving. De Minister kan rond een mijnbouwinstallatie een veiligheidszone van een door hem te bepalen omvang instellen. Zodanige veiligheidszone kan zich niet verder uitstrekken dan tot een afstand van 500 meter, gemeten vanaf de buitenzijde van de installatie.

Grondwaterwinningen

In de Provinciale milieuverordeningen (PMV) van de provincies zijn milieuregels opgenomen ter bescherming van het grondwater dat bestemd is om drinkwater van te maken. Waterleidingbedrijven pompen dit grondwater op uit speciale winningen die liggen in grondwaterbeschermingsgebieden. Rondom deze winningen zijn beschermingszones ingesteld, waarin regels gelden voor extra bescherming van het grondwater. De relevante zones zijn: waterwingebieden, grondwaterbeschermingsgebieden en boringsvrije zones. Binnen grondwaterbeschermingsgebieden en waterwingebieden zijn inrichtingen ten behoeve van de winning van delfstoffen niet toegestaan [ref. 4.]. Binnen boringsvrije zones zijn boorputten in principe niet toegestaan. Ter indicatie zijn de genoemde zones in Noord-Brabant opgenomen in afbeelding 2.1. Elke provincie in Nederland heeft een PMV waarin in principe vergelijkbare zones zijn opgenomen. Grondwater ten behoeve van de drinkwaterproductie wordt in Brabant gewonnen van ondiep (circa 10 m -mv) tot op een diepte van iets meer dan 300 m. De verwachte boordiepte voor de winning van schaliegas is minimaal 3.500 m.

Naast de PMV wordt het drinkwater ook beschermd door de Kaderrichtlijn water. Een onttrekking wordt als (klein) grondwaterlichaam opgenomen in de kaderrichtlijn water (KRW) wanneer er onttrokken wordt in het kader van een industriële winning voor menselijke consumptie of er gewonnen wordt in het kader van de openbare drinkwatervoorziening. De KRW stelt een ondergrens van 10 m³/dag voor het grondwaterlichaam of een voorziening voor meer dan 50 personen [ref. 6.]. Het doel van de Kaderrichtlijn Water is dat waterlichamen een goede toestand bereiken. De minimumeis is dat de toestand niet verslechtert ten opzichte van de huidige situatie, ook niet als de economie groeit en de bevolking toeneemt.

Afbeelding 2.1. Waterwingebieden beschermingszones in provincie Noord-Brabant [ref. 5.]



Industriële winningen en beregeningsinstallaties

Voor industriële winningen gelden in principe dezelfde regels als voor KWO-installaties. Er dient een vergunning aangevraagd te worden waarin aangetoond wordt dat ze geen andere onttrekkingen en overige kwetsbare gebieden beïnvloeden, denk hierbij aan archeologische monumenten, belangrijke natuurgebieden (dit is vastgelegd in de Waterwet). Afhankelijk van het onttrokken debiet is de provincie of het waterschap bevoegd gezag. Wanneer bij minder dan 10 m³/uur wordt onttrokken, kan worden volstaan met een melding; dit is vaak het geval bij beregeningsinstallaties. Voor onttrekkingen voor menselijke consumptie geldt de kaderrichtlijnwater en mag geen verslechtering optreden.

2.2. Aanvullende risico's

In geval van een calamiteit kunnen gassen en of vloeistoffen zowel aan het maaiveld (morsen) als ondergronds (falen van boorputintegriteit) vrijkomen. Op het moment dat ze in het grondwater zijn opgelost, zullen ze meestromen met het aanwezige grondwater. Wanneer er een onttrekkingsput in de omgeving aanwezig is, kunnen deze opgeloste vloeistoffen en gassen aangetrokken worden door deze putten en dus vrijkomen aan maaiveld. In het geval van een drinkwaterwinning betekent dit vervuild drinkwater. Afhankelijk van de snelheid van het aantrekken en omhoog komen van de vervuilde deeltjes treedt een direct risico op. Het is belangrijk dat in ieder geval op korte termijn uitgesloten kan worden dat de deeltjes inderdaad aangetrokken worden door een winning. Afhankelijk hiervan dient gezien te worden of de huidige beschermingszones hiervoor voldoende garantie bieden. In de volgende paragraaf wordt meer aandacht aan de beschermingszone gegeven.

2.3. Minimale afstand

Op basis van de risico's (kans op een incident maal de impact van het incident) dient voor elk type boring bepaald te worden welke minimale afstand gehandhaafd dient te worden om voldoende bescherming te bieden. Hieronder worden de besproken typen boringen kort genoemd.

Verlaten en actieve (schalie)gasboorgaten

In de mijnbouwwet wordt geen minimale afstand gegeven tussen actieve en verlaten boorputten. Wel wordt aangegeven dat een beschermingszone tot 500 m mogelijk is rondom actieve boorgaten. Halliburton [ref. 1.] geeft als grove richtlijn een afstand van 200 m tussen boorgaten en of een faciliteitsvoorziening. Bij verlaten schaliegasboorgaten dient in ieder geval rekening gehouden te worden met de lengte van het horizontale deel van de boring. In [ref. 1.] wordt een afstand van 200 m aangenomen tussen de 'tenen' van de horizontale boringen (uiteindes).

Boringen geologisch onderzoek

Omdat boringen voor geologisch onderzoek over het algemeen niet dieper gaan dan 100 m is beïnvloeding met schaliegaswinningen uitgesloten.

Koude- en warmte-opslag (KWO) systemen

Deze systemen hebben over het algemeen een secundair maatschappelijk belang ten opzichte van drinkwaterwinningen. De thermische straal van koude- en warmte-opslagen bepaalt de afstand van beïnvloeding. Gebruikelijk is minimaal een afstand van drie maal de thermische straal aan te houden om onderlinge beïnvloeding met andere systemen te voorkomen.

Geothermische putten

Over het algemeen worden geothermische putten dieper geplaatst dan de aanwezige ondiepe watervoerende pakketten. De diepte van de geothermische winningen overlapt met de diepte waarop schaliegas gewonnen zou kunnen worden. Om risico's te beperken voor de aanwezige watervoerende pakketten moet onderlinge beïnvloeding met schaliegaswinningen uitgesloten worden.

Opslag van stoffen in de ondergrond

Over het algemeen wordt ondergrondse opslag van stoffen dieper geplaatst dan de aanwezige watervoerende pakketten. Om risico's te beperken voor de aanwezige watervoerende pakketten moet onderlinge beïnvloeding met schaliegaswinningen uitgesloten worden.

Grondwateronttrekkingen

De huidige grondwaterbeschermingsgebieden zijn over het algemeen opgesteld op basis van berekeningen waarbij vanaf maaiveld bepaald wordt wat de herkomst is van het water dat wordt onttrokken door een drinkwaterwinning. Over het algemeen wordt hiervoor een zone van 25-jaar gehanteerd. Dit betekent dat in het gebied (vanaf maaiveld) van waaruit de winning in 25 jaar zijn drinkwater onttrekt beschermd wordt. Voor boringsvrije zones is dit wat anders: hierbij wordt juist vanaf de put gezien bekeken waar de put in 25 jaar zijn drinkwater onttrekt. Aanvullend hierbij is dat een boringsvrije zone alleen opgesteld wordt indien een winning onder een scheidende laag ligt; dit gebied mag niet beïnvloed worden door het doorprikken van scheidende lagen als gevolg van een boring.

In het geval van schaliegaswinning zijn beide zones niet geschikt voor de bescherming van drinkwaterwinningen; immers het grondwaterbeschermingsgebied is beredeneerd vanaf maaiveld en eventuele ondergrondse lekkages worden niet meegenomen. Een boringsvrije zone wordt alleen bepaald wanneer er scheidende lagen boven de winputten liggen. Bij het bepalen van de minimale afstand van een schaliegasboring tot een drinkwaterwinning is het belangrijk dat de beschermingszone vanaf de put berekend wordt. Daarnaast is belangrijk dat wordt vastgesteld voor hoeveel jaar het water van drinkwaterwinning veiliggesteld zou moeten worden. Is 25 jaar voldoende of moet rekening gehouden worden met langere reistijden? De Provincie Gelderland heeft onlangs aangegeven dat ze geen winning van

delfstoffen willen toestaan binnen de intrekgebieden van de drinkwaterwinningen [ref. 3.]. Dit betekent dat ze winning willen uitsluiten in het gebied waar een drinkwaterwinning binnen 1.000 jaar zijn drinkwater uit onttrekking (vanaf maaiveld bezien). Er is geen onderbouwing aan bij deze begrenzing gegeven. Daarbij wordt alleen het gebied vanaf maaiveld meegenomen; juist ook ondergrondse lekken kunnen belangrijk zijn. Echter deze zone geeft wel een mogelijk indicatie van het gebied waarbinnen schaliegas niet toegestaan wordt. In het geval van provincie Gelderland betekent dit ongeveer 15 % van het totale oppervlakte van de Provincie.

Industriële winningen en beregeningsinstallaties

Met uitzondering van de grondwaterlichamen die opgenomen zijn in de Kaderrichtlijn water, kan voor industriële winningen hetzelfde gelden als voor KWO-systemen. Industriële winningen en beregeningsinstallaties hebben ten opzichte van drinkwaterwinningen een secundair maatschappelijk belang. Bij aanleg van nieuwe winning wordt als uitgangspunt genomen dat winningen elkaar niet mogen beïnvloeden (Waterwet). Voor de winningen met als doel menselijke consumptie (KRW) wordt over het algemeen een 25-jaars of 100-jaars beschermingszone gehanteerd.

3. CONCLUSIES

3.1. Boorgaten en beschermingsgebieden

In de (directe) omgeving van een zoeklocatie van schaliegas kunnen zich potentieel de volgende boringen met beschermingsgebieden bevinden:

- verlaten putten ten behoeve van (schalie)gas- en of oliewinningen, opslag van aardgas en CO₂ of winning van geothermische energie: hiervoor is geen beschermingszone beschikbaar;
- actieve putten ten behoeve van (schalie)gas- en of oliewinningen, opslag van aardgas en CO₂ of winning van geothermische energie; in de omgeving van actieve putten kan een beschermingszone tot 500 m bestaan;
- KWO-systemen (koude- en warmte-opslag); in de omgeving zijn beschermingszone opgesteld. Wel geldt dat deze systemen elkaar en andere winningen niet mogen beïnvloeden;
- waterwinningen in de vorm van industriële winningen, drinkwaterwinningen, beregningsinstallaties. In de omgeving van drinkwaterwinning kunnen grondwaterbeschermingsgebieden, boringsvrije zones en waterwingebieden opgesteld zijn.

3.2. Aanvullende risico's

In geval van een calamiteit kunnen gasen en/of vloeistoffen vrijkomen die aangetrokken kunnen worden door omliggende putten of zich verticaal verplaatsen via deze putten. Het grootste risico ontstaat in het geval van vervuiling van drinkwater bij een drinkwaterwinning.

3.3. Minimale afstand

Om de risico's op calamiteiten te minimaliseren, moeten minimale afstanden in aanmerking worden genomen:

- in de Mijnbouwwet is een maximale beschermingszone van 500 m mogelijk voor actieve winputten. Halliburton gaat uit van een afstand van ongeveer 200 m tussen actieve boorgaten;
- bij verlaten schaliegasboorgaten dient in ieder geval rekening gehouden te worden met de lengte van het horizontale deel van de boring; in [ref. 1.] wordt ook hiervoor een afstand van 200 m aangenomen;
- gebruikelijk is een minimale afstand van drie maal de thermische straalafstand tussen KWO-systemen en overige putten;
- voor drinkwaterwinningen worden in de huidige wetgeving over het algemeen 25-jaars zones gebruikt voor het weren van overige onttrekkingen/boringen. De provincie Gelderland wil winning van delfstoffen uitsluiten binnen 1.000-jaars zones. Naast de benadering vanaf maaiveld is ook de benadering vanaf de winput van belang (dit kan andere beschermingszones opleveren);
- voor winningen bestemd voor menselijke consumptie wordt over het algemeen een beschermingszone van 25 of 100 jaar gehanteerd. Voor de overige systemen geldt een secundair maatschappelijk belang (ten opzichte van drinkwaterwinning) waardoor een beschermingszone groter dan het beïnvloedde gebied over het algemeen niet gehanteerd wordt.

4. REFERENTIES

- [ref. 1.] Halliburton, 'EBN Notional Field development, final report.', november 2011.
- [ref. 2.] Nederlandse vereniging voor ondergrondse energieopslag, richtlijnen ondergrondse energieopslag, 2006.
- [ref. 3.] Provincie Gelderland. Aanpak thema ondergrond, besluit gedeputeerde staten 19-2-2013, http://sis.prv.gelderland.nl/brondoc/PS/2013/NOTITIE/SIS_11877.PDF.
- [ref. 4.] Provincie Noord-Brabant. Bescherming grondwater in PMV, <http://www.brabant.nl/dossiers/dossiers-op-thema/water/waterbeleid/verordeningen/bescherming-grondwater-in-provinciale-milieuverordening.aspx>, bezocht op 29-4-2013.
- [ref. 5.] Provincie Noord-Brabant, Wateratlas, <http://atlas.brabant.nl/wateratlas/>, bezocht op 29-4-2013.
- [ref. 6.] RIVM, Industriële winningen en de kaderrichtlijn water, Register met de beschermde gebieden voor het Nederland deel van de internationale stroomgebied-districten Eems, Rijn, Maas en Schelde conform artikel 6 van de Kader Richtlijn Water, december 2004.
<http://www.grondwatercollectief.nl/upload/documents/producten/industriële%20grondwaterwinningen%20en%20Kaderrichtlijn%20Water.pdf>.
- [ref. 7.] Royal Haskoning, 'Schaliegas in Nederland, op basis van Shale gas report voor House of Commons' september 2011.
- [ref. 8.] TNO, DINOLOket data en informatie van de Nederlandse ondergrond, <http://www.dinoloket.nl/>, bezocht op 29-4-2013.
- [ref. 9.] WIKIPEDIA, Koude en warmteopslag, <http://nl.wikipedia.org/wiki/Koude-warmteopslag>, bezocht op 29-4-2013.

EMISSIES EN AFVALSTROMEN (B.3)

Emissies van methaan (B.3.1)

Emissies, risico's en mitigatie (B.3.2)

Samenstelling boorspoeling (B.3.3)

Samenstelling fracvloeistof en proppants (B.3.4)

Natuurlijk voorkomende stoffen in schaliegas (B.3.5)

Samenstelling retourwater en invloed op watersysteem (B.3.6)

Achterblijvende stoffen in diepe ondergrond (B.3.7)

Beleid ten aanzien van affakkelen (B.3.8)

Licht en geluidbelasting (B.3.9)



Witteveen+Bos
Hoogoorddreef 56 F
Postbus 12205
1100 AE Amsterdam
telefoon 020 312 55 55
fax 020 697 47 95
www.witteveenbos.nl

onderwerp	onderzoeksvraag B.3.1
project	aanvullend onderzoek risico's schalie- en steenkoolgas in Nederland
opdrachtgever	Ministerie van EZ, Directie Energiemarkt
projectcode	GV1106-1
referentie	GV1106-1/kleb2/205
status	definitief
datum opmaak	16 augustus 2013
bijlagen	-

INHOUDSOPGAVE	blz.
1. VRAAGSTELLING	2
1.1. Algemeen	2
1.2. Afbakening	2
1.3. Aanpak	3
2. ANALYSE	5
2.1. Methaanemissies naar watervoerende pakketten	5
2.2. Methaan en terugstroom van frac-vloeistoffen (emissies naar atmosfeer)	7
2.3. Andere oorzaken	8
2.4. Vertaling naar de Nederlandse situatie	8
3. CONCLUSIES	10
3.1. Boorgatintegriteit en methaan emissies	10
3.2. Migratie van methaan naar bovenliggende lagen	10
3.3. Methaan en terugstroom van frac vloeistoffen	10
3.4. Andere oorzaken	10
3.5. Nederlandse situatie	10
4. REFERENTIES	11

1. VRAAGSTELLING

1.1. Algemeen

De volgende tekst schetst de achtergrond van de vraag en komt uit de lijst van onderzoeksvragen.

Geclaimd wordt dat in gebieden (VS) waar schaliegas wordt gewonnen een verhoogde emissie van methaan wordt waargenomen. Verklaringen worden gezocht in:

1. kwaliteit van de afdichting van de putten;
2. migratie van gas vanuit de schalie naar bovenliggende lagen;
3. meeproduceren van gas met terugkomende frac-vloeistoffen.

De vraagstelling voor deze onderzoeksvraag B.3.1 is als volgt geformuleerd:

Analyseer welke van deze verklaringen plausibel is en onderzoek aan de hand van literatuur of er nog andere mogelijke mechanismen kunnen zijn. En maak een vertaling naar de Nederlandse (geologische) situatie.

1.2. Afbakening

Bij het beantwoorden van deze vraag worden de drie genoemde oorzaken meegenomen en wordt kort aandacht besteedt aan mogelijk andere oorzaken. De drie genoemde oorzaken worden hieronder kort beschreven:

1. de eerste verklaring is vooral gerelateerd aan de integriteit van het boorgat; wanneer deze niet optimaal is het mogelijk dat methaan vanuit het boorgat ontsnapt naar (bovenliggende) watervoerende lagen. Het gaat in dit geval vooral om ondergronds transport van gas langs lekken in het boorgat (verbuizing, poreuze delen en scheuren);
2. de tweede verklaring heeft vooral te maken met de diepte van betreffende schaliegesteenten en de aanwezigheid van afsluitende lagen boven de productielaag;
3. de derde verklaring gaat over emissies vanuit boor- en fracvloeistoffen. Wanneer deze vloeistoffen terug aan het oppervlakte komen, kan opgelost gas naar de atmosfeer ontsnappen. Daarmee kunnen deze gassen bijdragen aan het broeikaseffect.

In de beschikbare literatuur worden de eerste twee verklaringen vaak samengenomen omdat in de optredende effecten vaak geen onderscheid tussen beiden gemaakt kan worden. Bij het beantwoorden van deze onderzoeksvraag wordt zoveel mogelijk geprobeerd alle drie aspecten apart te beschrijven. Er is daarom gekozen voor de volgende deelvragen:

1. In hoeverre is de kwaliteit van de afdichting van de putten relevant voor ontsnapping van methaangas naar watervoerende lagen?
2. In hoeverre is het mogelijk dat gas vanuit de schalie naar bovenliggende lagen migreert en hoe is dit gerelateerd aan frac operaties?
3. Is meeproduceren van methaan gas met terugkomende frac-vloeistoffen ('flowback fluids') aannemelijk?
4. Zijn er nog andere mogelijke verklaringen voor ontsnapping van methaan gas?
5. In hoeverre spelen de eerder genoemde effecten voor de Nederlandse (geologische) situatie?

Boorgatintegriteit en methaan emissies

In hoeverre is de kwaliteit van de afdichting van de putten relevant voor ontsnapping van methaangas naar watervoerende lagen?

In onderzoeksvraag A.3.4 is uitgebreid aandacht besteed aan de boorgat integriteit. Bij het beantwoorden van deze deelvraag is het antwoord van vraag A.3.4 als basis gebruikt. Al-

leen aspecten die invloed kunnen hebben op ontsnapping van methaangas zijn nogmaals benadrukt. Daarnaast is ervoor gekozen de vraag af te bakenen naar ontsnapping naar watervoerende lagen. Dit is immers het belangrijkste risico bij het falen van boorgatintegriteit.

Zoals eerder beschreven is de oorzaak van methaanemissies naar watervoerende pakketten in de Verenigde Staten vaak niet bekend. Ontoereikendheid van de boorgatintegriteit kan een oorzaak zijn, maar ook migratie van gas uit schaliegesteenten naar bovenliggende lagen is een mogelijkheid. Beiden worden beschreven in één paragraaf, waarbij aandacht wordt gegeven aan elk aspect afzonderlijk. Vervolgens wordt een tweetal voorbeelden van calamiteiten aangehaald.

Migratie van methaan naar bovenliggende lagen

In hoeverre is het mogelijk dat gas vanuit de schalie naar bovenliggende lagen migreert?

Migratie van gas vanuit het schaliegesteente naar bovenliggende lagen is mogelijk op twee manieren: via natuurlijke scheuren en via scheuren die ontstaan als gevolg van het fraccen. Beide aspecten worden beschreven. Zoals aangegeven in de voorgaande paragraaf worden emissies via scheuren als gevolg van fraccen en emissies als gevolg van het falen van boorgatintegriteit beschreven in één paragraaf.

Methaan en terugstroom van frac-vloeistoffen

Is meeproduceren van methaan gas met terugkomende frac-vloeistoffen ('flowback fluids') aannemelijk?

Tijdens de terugstroom van de frac-vloeistoffen is het mogelijk dat methaan meegeproduceerd wordt. Hoe wordt hiermee omgegaan in de Verenigde Staten?

Andere oorzaken

Zijn er nog andere mogelijke verklaringen voor ontsnapping van methaan gas?

In deze vraag wordt kort aandacht besteed aan methaanemissie van buiten gebruik gestelde boorgaten. Natuurlijke methaanemissie wordt buiten beschouwing gelaten omdat dit niet gerelateerd is aan schaliegaswinning (bij onderzoeken naar emissies is het wel belangrijk vast te stellen in hoeverre natuurlijk emissies een rol spelen, door uitvoering van bijvoorbeeld een nulmeting).

Nederlandse situatie

In hoeverre spelen de eerder genoemde effecten voor de Nederlandse (geologische) situatie?

De processen en bijbehorende randvoorwaarden beschreven in de overige deelvragen worden vertaald naar de Nederlandse situatie. In hoeverre spelen deze processen een rol?

1.3. Aanpak

Om de (sub)vragen behorende bij dit onderdeel van het statusrapport te beantwoorden is een literatuuronderzoek uitgevoerd. Bij het zoeken naar relevante literatuur is de werkwijze gevolgd zoals beschreven in het onderzoeksplan. De gebruikte bronnen zijn opgenomen in het literatuuroverzicht. Voor het onderzoek is gebruik gemaakt van 16 bronnen. Twee bronnen gaan specifiek in op de Nederlandse situatie. De meerderheid van de bronnen gaat in op de situatie in de Verenigde Staten. Het viel op dat in diverse bronnen dezelfde voorbeelden van methaan emissies naar watervoerende pakketten zijn aangehaald, waarbij in sommige gevallen niet alle beschikbare referenties van dat voorbeeld mee zijn geno-

men. Er is geprobeerd een zo volledig mogelijk verhaal te vertellen waarbij gebruik is gemaakt van de bronnen met de meest complete literatuurlijst.

2. ANALYSE

2.1. Methaanemissies naar watervoerende pakketten

Zoals reeds beschreven wordt in de beschikbare bronnen de aanwezigheid van methaan in watervoerende lagen in de Verenigde Staten niet specifiek toegeschreven aan één oorzaak. Zowel het falen van boorgatintegriteit als migratie vanuit schaliegesteenten is mogelijk. In sommige studies [ref. 5.] [ref. 11.] is de conclusie getrokken dat er een relatie is tussen winning van onconventioneel gas en de aanwezigheid van methaan in waterwinningen. Echter de daadwerkelijke oorzaak van het gevonden methaan wordt zelden ontdekt. Daarnaast is een natuurlijke herkomst niet altijd uit te sluiten. In deze paragraaf worden allereerst de processen en de plausibiliteit van methaanemissies via het falen van boorgatintegriteit via beide genoemde oorzaken beschreven. Vervolgens worden een aantal voorbeelden uit de Verenigde Staten beschreven.

Boorgatintegriteit en methaanemissies

Ten aanzien van boorgatintegriteit en methaanemissies zijn drie aspecten erg belangrijk in relatie tot methaanemissies:

- aantal en diepte van de verbuizingen en bijbehorende cementering;
- aanwezigheid van een afsluitende laag tussen het productiegedeelte en bovenliggende watervoerende pakketten;
- controle van de afdichting van het boorgat door middel van metingen.

King [ref. 9.] heeft een uitgebreide beschrijving gemaakt van de technische aspecten van boorgat installatie en integriteit (toepasbaar in zowel conventionele als onconventionele winningen). Hij geeft aan dat men gebruik dient te maken van drie verbuizingen: de oppervlakte verbuizing, de tussenliggende verbuizing en de productieverbuizing. Diepere putten hebben vaak extra verbuizingen. Naast deze verbuizingen is de diepte van terugcementeren van belang; deze dient in ieder geval dieper dan het diepste watervoerende pakket te zijn om volledige afsluiting van het boorgat te garanderen. Tenslotte is controle van de afdichting van het boorgat onder andere door middel van logs (zie ook vraag A.3.4) essentieel. Wanneer de boorgatintegriteit faalt, door bijvoorbeeld gaten of kanalen in de cementlaag tussen de verbuizing en de formatie, kan gas mogelijk ontsnappen en daarbij het grondwater vervuilen.

Migratie van methaan vanuit de schalie naar bovenliggende lagen

Migratie van gas vanuit het schaliegesteente naar bovenliggende lagen is mogelijk op twee manieren: via natuurlijke breuken én via scheuren die ontstaan als gevolg van het fraccen. Wanneer breuken op een natuurlijke manier ontstaan kan ter plaatse aanwezig methaan op een natuurlijke manier ontsnappen. Dit is dus geen gevolg van de winning.

Anders wordt het wanneer als gevolg van winning nieuwe scheuren contact maken met al bestaande breuken of oude breuken (re)activeren en er methaan ontsnapt naar reeds aanwezige scheuren. Daarnaast is het ook mogelijk dat methaan ontsnapt via de scheuren die ontstaan als gevolg van fraccen.

Methaanmigratie door een 1 tot 2 km dik bovenliggend pakket is minder waarschijnlijk dan migratie als gevolg van 'lekkende' boorgaten [ref. 11.]. Een en ander is mogelijk afhankelijk van de grootte en verbreiding van de breuken [ref. 11.] en de eigenschappen van bovenliggende formaties.

De verticale omvang van de scheuren die ontstaan als gevolg van het fraccen in horizontale putten kunnen worden bepaald met behulp van microseismische metingen en tiltmeters

(zie ook vraag B.4.2) [ref. 14, 15.]. Deze technologie heeft de olie- en gasindustrie de mogelijkheid gegeven de driedimensionale verbreiding van de scheuren tijdens een frac-operatie te meten. Fisher en Warpinski [ref. 6.] hebben onderzocht dat de grootte van de verticale scheuren sterk afhankelijk is van het type en de dikte van het gesteente. Voor een aantal schalieformaties in de Verenigde Staten worden typische verticale lengtes van scheuren genoemd [ref. 16.]:

- Haynesville 200 m;
- Eagle Ford 100 m;
- Marcellus 275 m.

Davies [ref. 4.] heeft een statistische analyse gedaan op verzamelde data van Warpinski [ref. 14, 15, 16.] Uit deze statistische analyse blijkt een maximale grootte van verticale scheuren van 588m. Daarnaast is de kans dat een scheur groter is dan 350 m ongeveer 1 % (zie ook vraag B.2.5.). Daarnaast geeft Warpinski [ref. 16.] aan dat sedimentaire gelaagdheid de verticale groei stopt; met andere woorden verticale scheuren worden gestopt door bovenliggende formaties. Tenslotte geeft Warpinski [ref. 16.] aan dat verticale scheuren kleiner worden naarmate de diepte van de winning afneemt. Horizontale scheuren worden dan juist groter (dit heeft te maken met de druk die het bovenliggende gesteente door zijn gewicht uitoefent). Wetenschappelijk bronnen bevelen aan fraccen niet toe te staan wanneer de afstand tussen watervoerende lagen en het wingesteente kleiner is dan 600 m, ongeacht de diepte van de winning (dit betekent wel dat er nooit ondieper dan 600m gewonnen zou moeten worden) [ref. 2.].

Bovenstaande studies tonen aan dat de natuurlijke gelaagdheid boven de winningen kan zorgen voor een soort buffer welke de scheuren stopt en zo de uitstroom van methaan blokkeert. Echter de studies laten ook zien dat als een ondoorlatende laag ontbreekt of als de afstand tussen de watervoerende laag en de winformatie te klein is, er een risico is op migratie van methaan door ondoorlatende lagen of via scheuren tot in de watervoerende lagen. Dit met mogelijke vervuiling van het grondwater met methaan tot gevolg.

Praktijkvoorbeelden

Hieronder wordt een tweetal voorbeelden genoemd waarbij hoge concentraties methaan zijn gemeten in het grondwater in de omgeving van boorgaten.

DiGiullio et. al. [ref. 5.] deed een studie naar gaswinning in de omgeving van Wyoming met als conclusie dat het ondiepe grondwater beïnvloed wordt door boorgaten en fraccing activiteiten in de omgeving. Deze conclusie is getrokken op basis van gemeten concentraties koolwaterstoffen en concentraties organische stoffen gebruikt in fraccing vloeistoffen in de directe omgeving van de boorgaten. De winning is zeer ondiep (370-950 m) en de oppervlakte verbuizingen zijn gecementeerd tot ongeveer 100 m onder maaiveld. Het watervoerend pakket heeft een diepte van ongeveer 60-244 m beneden maaiveld. Dit betekent dat open delen van het boorgat overlappen met het watervoerend pakket en dat het productiegesteente zich zeer dicht onder het watervoerend pakket bevindt. Idealiter wordt de oppervlakte verbuizing gecementeerd tot onder het watervoerende pakket. Dit betekent dat de boorgatintegriteit voldoet aan de gemiddeld geldende richtlijnen. Er wordt gesteld dat deze winning niet als standaard beschouwd kan worden voor de Verenigde Staten. Deze specifieke zaak wordt nog steeds onderzocht.

Een tweede voorbeeld is de Marcellus shale in het noordoosten van Pennsylvania in de Verenigde Staten. Het watervoerende pakket waaruit drinkwater wordt gewonnen bevindt zich op ongeveer 100 à 200 m en de schalieformatie op ongeveer 1.500-2.000 m. Daarnaast is het een tektonisch actief gebied met aardbevingen en breuken tot ongeveer 500 m onder maaiveld. Als reactie op bewoners die klaagden over gas in hun drinkwaterputten deed de Pennsylvania Department of Environmental Protection (PDEP) onderzoeken naar de oorsprong van het gas. Uit dit (isotopen)onderzoek kwam naar voren dat het gas in de waterputten een andere oorsprong had dan het gas dat gewonnen wordt uit de Marcellus shale. Osborne [ref. 11.] daarentegen concludeerde dat de concentraties methaan

dichtbij de gaswinningen juist toenamen en dat het methaan gevonden in het drinkwater een diepe oorsprong had. Met andere woorden de hoge concentraties dichtbij de boorputten zijn wel toe te schrijven aan schaliegaswinning. Verhoogde methaan concentraties op plaatsen verder van wingebied schrijven zij toe aan een natuurlijke oorsprong. Aan de andere kant concludeerde Molofsky [ref. 10.] juist wel dat de gevonden methaanconcentraties hun oorsprong vonden in gesteentelagen tussen het wingesteente en het bovenliggende watervoerende pakket en geen relatie hebben met de schaliegaswinning. Het aanwezige methaan zou van nature voorkomen in het plaatselijke drinkwater. Er is volgens Molofsky geen indicatie dat de winning van schaliegas heeft bijgedragen aan de grondwatervervuiling. De verklaringen spreken elkaar tegen. Tot nu toe is er geen eenduidige verklaring gevonden voor de aanwezigheid van het methaan in het grondwater. Omdat er veel breuken in het gebied aanwezig zijn, lijkt het waarschijnlijk de verklaring hierin te zoeken.

2.2. Methaan en terugstroom van frac-vloeistoffen (emissies naar atmosfeer)

Na het proces van fraccen zal een deel van de vloeistof die onder hoge druk in het boorgat is gepompt via het boorgat terugstromen naar het oppervlak. Hierbij komt ook gas, vooral methaan, vrij. Dit vrijkomend gas kan direct 'vrijgelaten' worden in de atmosfeer ('cold vented') of het kan afgefakkeld worden totdat de kwaliteit van het gas voldoende is voor verkoop. Een laatste methode is zogenaamde 'groene oplevering'. Hierbij worden vrijkomende gassen afgevangen zodat deze niet in de atmosfeer terechtkomen. Deze methode wordt op dit moment nog niet commercieel toegepast [ref 17.]. Bij affakkelen wordt het methaan verbrand waarbij CO₂ en luchtvervuilende stoffen vrijkomen (NO_x SO₂) [ref. 1.]. Wanneer het gas direct in de atmosfeer komt ontstaat een hoog brandgevaar en komt het broeikasgas methaan direct in de atmosfeer (CO₂ is minder belastend). Bij de verschillende onderzoeken naar hoeveelheden vrijkomend methaan is de aanname wat er gedaan wordt met het vrijkomende gas van groot belang. In geval van affakkelen komt immers nagenoeg geen methaan meer vrij terwijl bij vrijlating juist alle geproduceerde methaan vrijkomt. Howarth [ref. 7.] concludeerde dat emissies als gevolg van terugstromende vloeistoffen groter zijn dan voor conventionele winning. Uitgangspunt van Howarth is dat gassen die meekomen tijdens de flowback fase direct in de atmosfeer terecht komen. Andere studies [ref. 9.] en [ref. 3.], waarbij affakkelen het uitgangspunt is, laten zien dat de hoeveelheden gas die vrijkomen niet groter zijn dan bij conventionele winningen. In de Verenigde Staten is het gebruikelijk dit gas af te fakkelen tot er genoeg productie is en aansluiting op een pijpleiding mogelijk is. Vanuit de commerciële afweging is men gebaat bij zo min mogelijk affakkelen en zoveel gas af te vangen voor verkoop. In [ref. 1.] worden de resultaten van verschillende onderzoeken op een rij gezet. Deze zijn weergegeven in tabel 2.1.

Tabel 2.1. Schatting van methaanemissies tijdens de terugstroom van frac vloeistoffen (overgenomen uit [ref. 1.])

Table 3.3: Summary of flowback fugitive emissions estimates			
Study	Fugitive emissions from flowback (thousand m³)		Methods, data sources, assumptions
	Low	High	
Howarth et al 2011	140*	6,800	Five industry presentations, empirical data, lifetime emissions per well
Jiang et al 2011	38	1,470	Figures are given per flowback event. They are the upper and lower boundaries of an uncertainty model, not empirical data.
Skone et al 2011	132*	330	Data source not clearly identified. Figures are given per flowback event, re-fracturing assumed to be equivalent to completion
EPA 2010	19	566	Four industry reports, empirical data based on thousands of wells but synthesis opaque, refracturing assumed to be equivalent to completion

2.3. Andere oorzaken

In de Verenigde Staten bestaan veel buiten gebruik gestelde boorgaten (van diverse oorsprong) welke niet volgens de richtlijnen zijn gedicht en verlaten. Wanneer schaliegasputten aangelegd worden in de omgeving van deze verlaten boorgaten kunnen de bestaande putten mogelijk beïnvloed worden door de nieuwe putten. Hierdoor is migratie van methaan gas via deze boorgaten niet uit te sluiten [ref. 8.]. Echter in de meeste gevallen ligt het productiegesteente van de putten die op dit moment actief zijn veel dieper dan dat van de verlaten boorputten [ref. 9.]. Dit verschil in diepte zorgt voor een buffer wat de kans op uitwisseling van stoffen tussen beide putten verkleint. Hoe groter dit verschil in diepte hoe kleiner het risico.

2.4. Vertaling naar de Nederlandse situatie

Boorgatintegriteit

De eisen die gesteld worden aan boorgatintegriteit in de Verenigde Staten verschillen per staat. In het eerder genoemde praktijkvoorbeeld in Wyoming is gebruik gemaakt van drie verbuizingen waarbij niet tot beneden het watervoerend pakket is gecementeerd. Een dergelijke boorgat is niet toegestaan in de Nederlandse situatie. In het Verenigd Koninkrijk wordt aanbevolen gebruik te maken van vier verbuizingen en volledig terug te cementeren (zie vraag A.3.4). Door deze extra eisen ook op de Nederlandse situatie toe te passen worden de kansen op methaanemissies als gevolg van het falen van boorgatintegriteit klein.

Migratie van methaan naar bovenliggende lagen

Bovenstaande studies tonen aan dat het mogelijk is gesteentelagen boven het wingesteente te gebruiken als buffer. Deze buffer stopt scheuren en kan de uitstroom van methaan blokkeren. Hierbij is het belangrijk dat voldoende afstand en 'blokkerende' formaties aanwezig zijn tussen productiegesteente en watervoerende laag. Echter de studies laten ook zien dat als een ondoorlatende laag ontbreekt of er te weinig afstand tussen watervoerende laag en winformatie aanwezig is, er een risico is voor migratie van methaan door ondoorlatende lagen respectievelijk scheuren tot in de watervoerende lagen met mogelijke vervuiling van het grondwater met methaan tot gevolg.

In tabel 2.2 is een aantal aspecten benoemd van belang voor het uitsluiten van migratie van methaan naar bovenliggende lagen. Diverse aspecten zijn niet voldoende onderzocht voor de Nederlandse situatie. Echter omdat de belangrijkste parameter, de afstand tussen het wingesteente en de watervoerende pakketten, in Nederland veel groter is dan de gewenste 600 m, kan migratie van methaan naar bovenliggende lagen uitgesloten worden.

Tabel 2.2. Aspecten en eisen voor het voorkomen van methaan migratie

aspect	eis	Geverik*	Posidonia**
afstand productie gesteente en watervoerende pakket	minimaal 600 m	watervoerend pakket circa 240 m dik dat wil zeggen tot een diepte van 240 m -NAP. Vrijwel overal, diepte productie gesteente tussen 3.000 en 4.600. Met uitzondering van Limburg [ref. 12.]	WVP circa 350 m, dat wil zeggen tot een diepte van 350 m - NAP. Diepte productie gesteente in Brabant minimaal 1.200 m (zie ook vraag A.2.1)
typische verticale scheurgrootte wingesteente	qua uitstoot liefst zo klein mogelijk	niet bekend, waarschijnlijk niet groter dan 600 m [ref. 4.]	dikte pakket 30 m, horizontaal maximaal 200 m [ref. 13.]
aanwezigheid van bovenliggende scheidende lagen	scheidende laag aanwezig	ja, onder andere dikke kleisteen, kool, pakketten	mariene siltige klei van de formatie van Werkendam
breukgevoeligheid afdekkend gesteente	zo klein mogelijk	niet bekend	niet bekend

* Bij het invullen van deze tabel is de gemiddelde situatie in Zeeland als uitgangspunt genomen.

* Bij het invullen van deze tabel is de gemiddelde situatie in Brabant als uitgangspunt genomen.

Methaan en terugstroom van frac-vloeistoffen

Uit de beschikbare documentatie blijkt dat er methaan omhoog komt bij de terugstroom van frac-vloeistoffen. De precieze hoeveelheid is onbekend. Feit is wel dat bij elke frac-operatie methaan omhoog komt. Hoe hier vervolgens mee omgegaan wordt, bepaalt of de emissies daadwerkelijk in de atmosfeer terecht komen. Affakkelen geeft luchtvervuiling. Het direct laten ontsnappen van methaan naar de atmosfeer geeft andersoortige luchtvervuiling met bovendien een hoog brandgevaar. Na de fasen van het fraccen en de productietest wordt het geproduceerde gas via de pijpleidingen afgevoerd.

Andere oorzaken

In de Nederlandse situatie zijn verlaten boorgaten goed bekend en afgesloten. Een en ander is geborgd in de Mijnbouwwet. Wanneer voldoende afstand van oude boorgaten wordt genomen kunnen methaanemissies volgens deze route uitgesloten worden.

3. CONCLUSIES

3.1. Boorgatintegriteit en methaan emissies

Methaangas kan ontsnappen als gevolg van het falen van de boorgatintegriteit. Wanneer de best beschikbare technieken voor boorgatintegriteit op het gebied van verbuizingen, cementering en controlemetingen worden gevolgd, is de kans op lekken klein.

3.2. Migratie van methaan naar bovenliggende lagen

Recente studies tonen aan dat het mogelijk is gesteentelagen boven het wingesteente te gebruiken als afdekkende of afsluitende laag. Deze afdekkende of afsluitende laag stopt scheuren en kan de uitstroom van methaan blokkeren. Hierbij is het belangrijk dat voldoende afstand tussen productiegesteente en watervoerende laag wordt gehandhaafd. Echter de studies laten ook zien dat als een ondoorlatende laag ontbreekt of er te weinig afstand tussen watervoerende laag en winformatie is, er een risico is op migratie van methaan door ondoorlatende lagen respectievelijk scheuren tot in de watervoerende lagen met mogelijke vervuiling van het grondwater met methaan tot gevolg.

3.3. Methaan en terugstroom van frac vloeistoffen

Uit de beschikbare referenties blijkt dat er methaan mee omhoog komt bij de terugstroom van frac-vloeistoffen. De precieze hoeveelheid is onbekend. Afhankelijk van hoe hiermee omgegaan wordt (affakkelen, laten ontsnappen of opslaan) kan methaan daadwerkelijk ontsnappen naar de atmosfeer. Dit is het geval tijdens de exploratiefase (een enkele boring) en de fase van het boren en fraccen van de productieputten (veel meer putten). Tijdens de productiefase wordt het gas afgevangen en verkocht.

3.4. Andere oorzaken

In de Verenigde Staten bestaan veel verlaten boorgaten welke niet volgens de richtlijnen zijn gedicht en verlaten. Hierdoor is migratie van methaan gas via deze boorgaten niet uit te sluiten.

3.5. Nederlandse situatie

De verschillende verklaringen vertaald naar de Nederlandse situatie worden hieronder toegelicht:

- boorgatintegriteit: door de (Europese) best beschikbare technieken ook op de Nederlandse situatie toe te passen worden de kansen op methaanemissies als gevolg van het falen van boorgatintegriteit klein (zie ook vraag B.5);
- migratie van methaan: De scheurgrootte en de breukgevoeligheid zijn voor de Nederlandse situatie niet voldoende onderzocht om een uitspraak hierover te kunnen doen. In de Nederlandse situatie is de afstand tussen wingesteente en watervoerend pakket echter groot. In combinatie met de aanwezigheid van afsluitende lagen boven het winpakket sluit dit migratie van methaan naar bovenliggende lagen uit;
- terugstroom van frac-vloeistoffen: er komt methaan vrij bij terugstroom van frac-vloeistoffen. De wijze waarop hiermee wordt omgegaan bepaalt of de emissies daadwerkelijk in de atmosfeer terecht komen;
- in de Nederlandse situatie zijn verlaten boorgaten goed bekend en afgesloten. Een en ander is geborgd in de Mijnbouwwet. Wanneer voldoende afstand van oude boorgaten wordt gehouden kunnen methaan emissies volgens deze route uitgesloten worden.

4. REFERENTIES

- [ref. 1.] J. Broderick and A. Footitt, 'Shale gas : an updated assessment of environmental and climate change impacts, Tyndall institute, university of Manchester, 2011.
- [ref. 2.] M. Broomfield and (AEA), 'Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe,' 2012.
- [ref. 3.] Cathles, L. M., III, L Brown, M. Taam, and A. Hunter, A commentary on 'The greenhouse-gas footprint of natural gas in shale formations' by R. W. Howarth, R. Santoro, and Anthony Ingraffea. *Climate Change*, v. 113, p. 525-535, 2012.
- [ref. 4.] Davies, Richard J., Mathias, Simon, Moss, Jennifer, Hustoft, Steinar, and Newport, Leo, Hydraulic Fractures: How far can they go?, *Marine and Petr. Geol.*, Vol. 37, Issue 1, pp. 1-6, November 2012.
- [ref. 5.] DiGiulio, D. C, R. T. Wilkin, C. Miller, and G. Oberley, Investigation of ground water contamination near Pavillion, Wyoming (Draft). U. S. Environmental Protection Agency, EPA 600/R-00/000, December 2011 (<http://www.epa.gov/region8/superfund/wy/pavillion/>).
- [ref. 6.] Fisher, K. and N. Warpinski, Hydraulic fracture height growth: real data. *Society of Petroleum Engineers Journal*, v. 27, no. 1, pp. 8-19, 2012 (<http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=SPE-145949-PA>).
- [ref. 7.] Howarth, R. W., R. Santoro, and A. Ingraffea, 2011, Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations, a letter. *Climate Change*, doi: 10.1007/s10584-011-0061-5, March 13, 2011, 12 p.
- [ref. 8.] Kell, S., State Oil and Gas Agency Groundwater Investigations and Their Role in Advancing Regulatory Reforms, A Two-State Review: Ohio and Texas. Prepared for The Ground Water Protection Council, Oklahoma City, OK, 165 p. 2011. (www.gwpc.org/sites/default/files/event-sessions/05Kell_Scott_0.pdf).
- [ref. 9.] G. E. King, 'SPE 152596 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,' in SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, 2012, pp. 1-80.
- [ref. 10.] Molovsky, L., J. Connor, S. K. Farhat, A. S. Wylie Jr., and T. Wagner, Methane in Pennsylvania water wells unrelated to Marcellus shale fracturing. *Oil and Gas Journal*, December 5, 2011 (<http://www.ogj.com/articles/print/volume-109/issue-49/exploration-development/methane-in-pennsylvania-water-p1.html>).
- [ref. 11.] Osborn, S. G., A. Vengosh, N. R. Warner, and R. B Jackson, Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America (PNAS)*, v. 108, no. 20, pp. 8172-8176 2011 (<http://www.pnas.org/content/early/2011/05/02/1100682108>).
- [ref. 12.] TNO, Ministerie van economische zaken, 'Nederlands olie en gasportaal' <http://www.nlog.nl/nlog/requestData/nlogp/allBor/metaData.jsp?table=BorLocatien&id=106508993> (bezocht op 3-4-2012).
- [ref. 13.] S. de Vos, & G. Ijpelaar, (2012). Shale gas production in a Dutch perspective, Final public report. Royal Haskoning (26 pages).
- [ref. 14.] Warpinski, N., Uhl, J. and Engler, B. (Sandia National Laboratories). Review of Hydraulic Fracture Mapping Using Advanced Accelerometer-Based Receiver Systems. 1997 http://www.netl.doe.gov/publications/proceedings/97/97ng/ng97_pdf/NG10-6.PDF.

- [ref. 15.] Warpinski, N., S. Wolhart, L. Griffin, and E. Davis, 2007, Development of an advanced hydraulic fracture mapping system. Final Report for US Department of Energy, DE-FC26-04NT42108, Jan. 31, 2007.
- [ref. 16.] Warpinski, 'Measurements and Observations of Fracture Height Growth.' p. 19, 2011.
- [ref. 17.] Royal Haskoning, 'Schaliegas in Nederland, op basis van Shale gas report voor House of Commons' september 2011.