



NAM

Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.

**Aanvraag Instemming Opslagplan
Ondergrondse Gasopslag Norg**

Inleiding

De Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V. (NAM) is houder van de opslagvergunning Norg. Conform de Mijnbouwwet (Mw) dient de opslag van koolwaterstoffen te gebeuren overeenkomstig een Opslagplan. In het Mijnbouwbesluit (Mb) is in artikel 26 aangegeven welke informatie het Opslagplan moet bevatten.

Dit Opslagplan bestaat uit vier onderdelen:

- A. Algemene gegevens
- B. De bedrijfs- en opslaggegevens. Dit onderdeel beschrijft de injectie -en productiestrategie, de ondergrondse geologie van de laag waarin het gas opgeslagen wordt, de aanwezige infrastructuur, de stoffen die worden geïnjecteerd en geproduceerd.
- C. Informatie over bodemdaling ten gevolge van de winning.
- D. Informatie over bodemtrilling ten gevolge van de winning inclusief mogelijke maatregelen.

Bijlage 1,2,3 & 4 geven meer informatie ten ondersteuning van onderdeel C en D.

Onderdeel B1 geeft een algemeen overzicht van de plannen. Technische details worden in verdere onderdelen beschreven.

Zoals gebruikelijk wordt onderdeel E apart toegezonden aan het Ministerie van Economische Zaken. Dit vertrouwelijke deel bevat bedrijfsgevoelige informatie en kan NAM's concurrentiepositie in gevaar brengen en is daarom niet openbaar. Het onderdeel E bevat met name informatie over de verwachte productiekosten en investeringskosten.

Formulier aanvraag instemming opslagsplan ex artikel 34 lid 1 Mijnbouwwet (Mw)
juncto artikel 26 Mijnbouwbesluit (Mb)

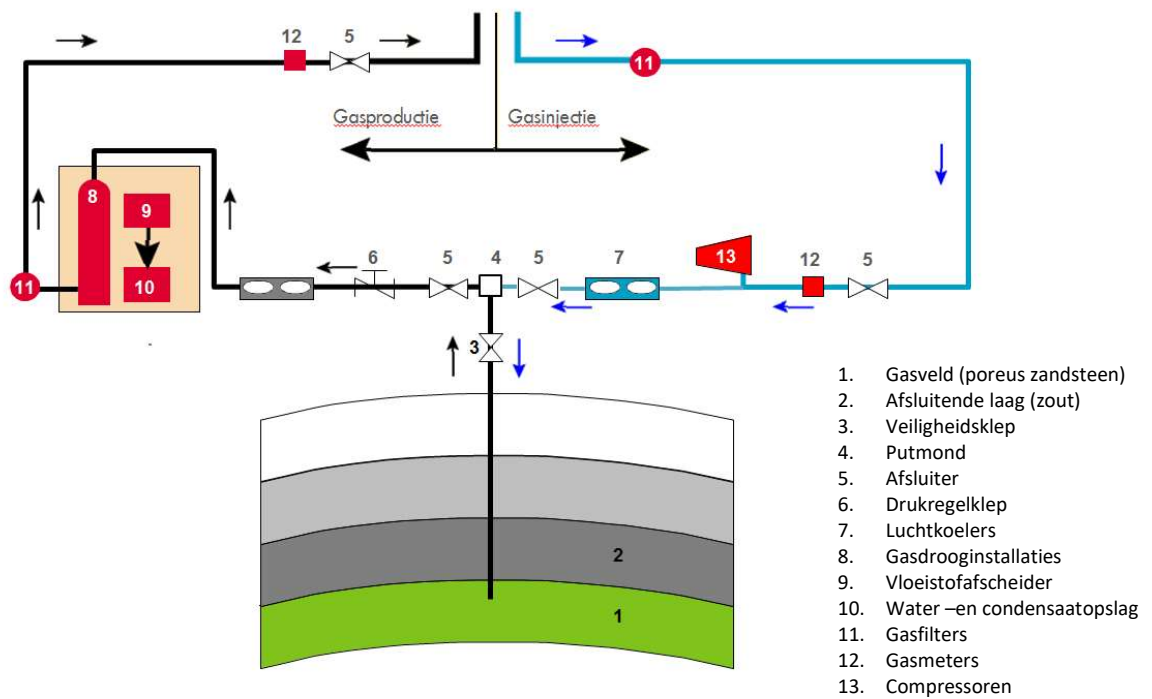
Dit formulier dient ervoor om te zorgen dat de aanvraag om instemming voldoet aan de eisen die de Mijnbouwwet en Mijnbouwbesluit aan het opstellen van een opslagplan stelt. Indien de ruimte op het formulier te beperkt is dan kan worden verwezen naar een bijlage.

Indienen in zesvoud bij:
Ministerie van Economische Zaken
Postbus 20101
2500 EC DEN HAAG

<u>Artikel 1)</u>	<u>Onderwerp</u>	<u>Beschrijving</u>
Mw 34 lid 1	Verzoek om instemming voor een wijziging/actualisatie van het opslagplan Ondergrondse Gasopslag Norg	☐ een winningsplan voor voorkomens in het continentaal plat vanaf de 3 zeemijlszone ☒ een opslagplan voor voorkomens in Nederlands territorium tot 3 zeemijl De wijziging/actualisatie bestaat voornamelijk uit een vernieuwing van de seismische risico analyse en actualisatie van productie- en bodemdalingsvoorspellingen.
	A) Algemene gegevens	
	A1.1) Naam indiener	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.
	A1.2) Adres	Postbus 28000 9400 HH Assen
	A1.3) Contactpersoon	M.Haarsma (tel: 0592-368461)
	A1.4) E-mail	Martijn.Haarsma@shell.com
	A1.5) Fax	0592-362200
Mw 22	A1.6) Indiener	☒ is houder van de vergunning ☐ is uitvoerder cf artikel 22 Mw
	A2) Winningsvergunninggebied(en)	☐ Opslagvergunning Norg
Mw 34 lid 1 Mb 24 lid 1a	A2.1) Voorkomens koolwaterstoffen	• Norg Rotliegend
Mb 24 lid 1a	A2.2) Soort koolwaterstof die wordt gewonnen	☐ olie ☐ hoog calorisch gas ☒ Groningen kwaliteit gas ☐ laag calorisch gas ☐ zwavelhoudend gas ☐ aardgascondensaat
Mr 1.2.1 lid 3	A3) Bestaande of nieuwe winning	☒ opslagplan voor reeds bestaande opslag ☐ winningsplan voor nieuwe winning
Mw 38	A4) Samenloop vergunningen Wet milieubeheer	☒ nee ☐ ja: te weten:

	B) Bedrijfs- en productiegegevens
Mw 35 lid 1	B1) Beknopte beschrijving van het opslagplan De redenen voor de actualisatie van dit opslagplan zijn: 1. het aanpassen van het drukbereik om daarmee het volledige werkvolume van 6 miljard Nm³ te kunnen leveren zonder de drukgrenzen¹ te overschrijden; 2. een actualisatie van productie- en bodemdalingsvoorspellingen; 3. een vernieuwde seismische risico analyse. Na het in werking treden van de Mijnbouwwet in 2003 is het eerste opslagplan voor de Ondergrondse Gasopslag Norg (UGS Norg) in december 2003 bij het ministerie van Economische Zaken (EZ) ingediend en in juni 2004 goedgekeurd. Sindsdien zijn er enkele revisies op het opslagplan geweest, waaronder de laatste van augustus 2015. Vanwege de onduidelijkheid die kan ontstaan door deze opeenvolging van revisies is, na overleg met SodM en het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) besloten een volledig geactualiseerde versie van het opslagplan in te dienen. In dit nieuwe opslagplan worden de laatste inzichten in productie- en opslagdata alsmede de laatste inzichten in de seismische risicoanalyse getoond. Het gasveld (voorkomen) Norg wordt geëxploiteerd sinds 1983. Tussen 1983 en 1995 werd het voorkomen geproduceerd als een conventioneel gasveld waaruit hoogcalorisch gas werd geproduceerd. Na het stopzetten van de gasproductie is het voorkomen geschikt gemaakt voor Ondergrondse Gasopslag (UGS) door het terug te brengen, naar de originele (voor productie) reservoirdruk, met Groningen gaskwaliteit gas. De UGS Norg wordt gebruikt voor het leveren van verhoogde productiecapaciteit ondersteunend aan het Groningen veld. De inzet van de UGS Norg wordt door GasTerra bepaald en is afhankelijk van de marktvraag en andere leveringsisen. De opslag is gepland om in bedrijf te blijven als UGS tot ongeveer 2060.
Mw 35 lid 1c Mb 24 lid 1d Mb 26 lid 1a	B1.1) Beknopte beschrijving van wijze van opslag door middel van (een) mijnbouwwerk(en) Op de bovengrondse locatie Langelo bevindt zich de gasbehandelingsinstallatie van de UGS Norg. Hier wordt het gas door middel van negen putten in het voorkomen geïnjecteerd en geproduceerd en wordt het geproduceerde gas behandeld. In totaal zijn er veertien putten geboord in het voorkomen. Vanaf 1983 is het voorkomen geproduceerd door vier putten (NOR-2, NOR-3, NOR-4 en NOR-5), de put NOR-1 werd als observatie put gebruikt. De exploratieput NRD-1 (blok 4) in het noorden is geabandonneerd. Voor de conversie naar een UGS zijn in 1995 en 1996 vijf additionele putten geboord (NOR-21, NOR-23, NOR-31, NOR-33, NOR-35). Vanaf 1997 zijn deze vijf nieuwe putten en de NOR-5 gebruikt voor productie en injectie van gas en zijn de bestaande putten NOR-1, NOR-2, NOR-3 en NOR-4 ingezet als observatieputten. Als onderdeel van de uitbreiding van de gasopslag is in 2012 de put NOR-416 geboord, en in 2014 de putten NOR-41 en NOR-43. De observatieputten worden gebruikt voor het monitoren van de drukken en het waterniveau in het voorkomen. De gasbehandelingsinstallatie bestaat uit gas-drooginstallaties, gaskoelers, vloeistofafscidders gasfilters, gasmeters, tanks voor de opslag van vloeistof en gasinjectiecompressoren, zie figuur B1. De mee geproduceerde vloeistoffen (water- en aardgascondensaat) worden van het gas gescheiden en van de locatie afgevoerd met tankwagens. Het aardgascondensaat wordt uiteindelijk in Delfzijl van het water gescheiden waarna het aardgascondensaat aan raffinaderijen wordt geleverd en het water bij Borgsweer in de diepe ondergrond wordt geïnjecteerd.

¹ De gemiddelde maximale drukgrens betreft 327 bar en de gemiddelde minimale drukgrens betreft 235 bar voor het gehele reservoir.



Figuur B1 Schematische voorstelling van de gasstromen

Mb 26
lid 1b

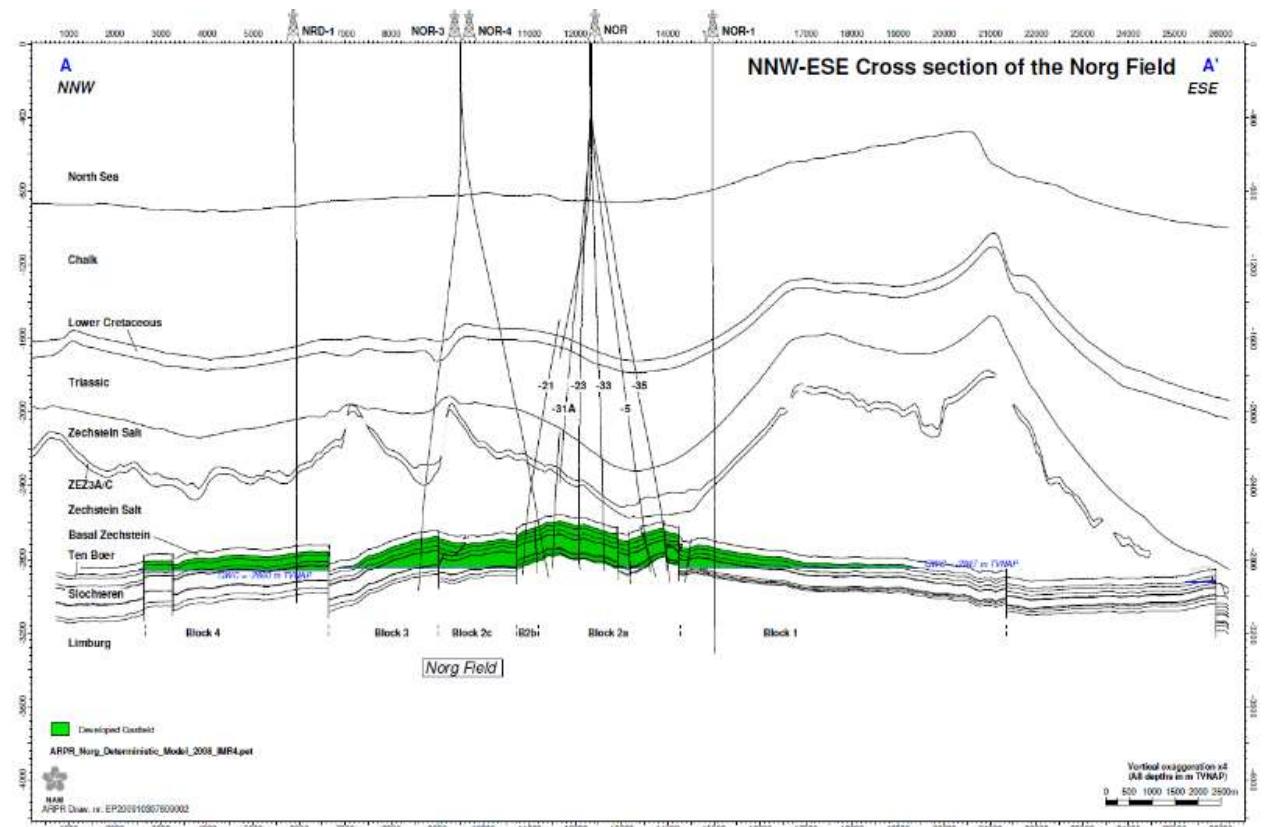
B2) Geologische beschrijving van voorkomen(s)

Het oorspronkelijke gas in het Norg gasveld is gevormd in de steenkoollagen uit het geologische tijdperk Carboon. Vervolgens is het gas gemigreerd naar de bovenliggende zandsteen- en kleisteen lagen behorend tot de Rotliegend Groep (Perm tijdperk). Het reservoir wordt aan de bovenkant afgesloten door het zout van de Zechstein Groep (Perm tijdperk). De maximale gaskolom in het voorkomen wordt aan de noord- en zuidkant bepaald door zogenaamde “spill points” en verder begrensd in de andere richtingen door breuken. Breuken delen het voorkomen op in vier communicerende blokken.

Mb 26 lid
1b

B2.1) Geologische doorsnede van voorkomen(s)

De navolgende tekening geeft een schematische geologische doorsnede van het Norg veld weer. Voor de ligging van deze doorsnede op de kaart wordt verwezen naar Figuur B3.

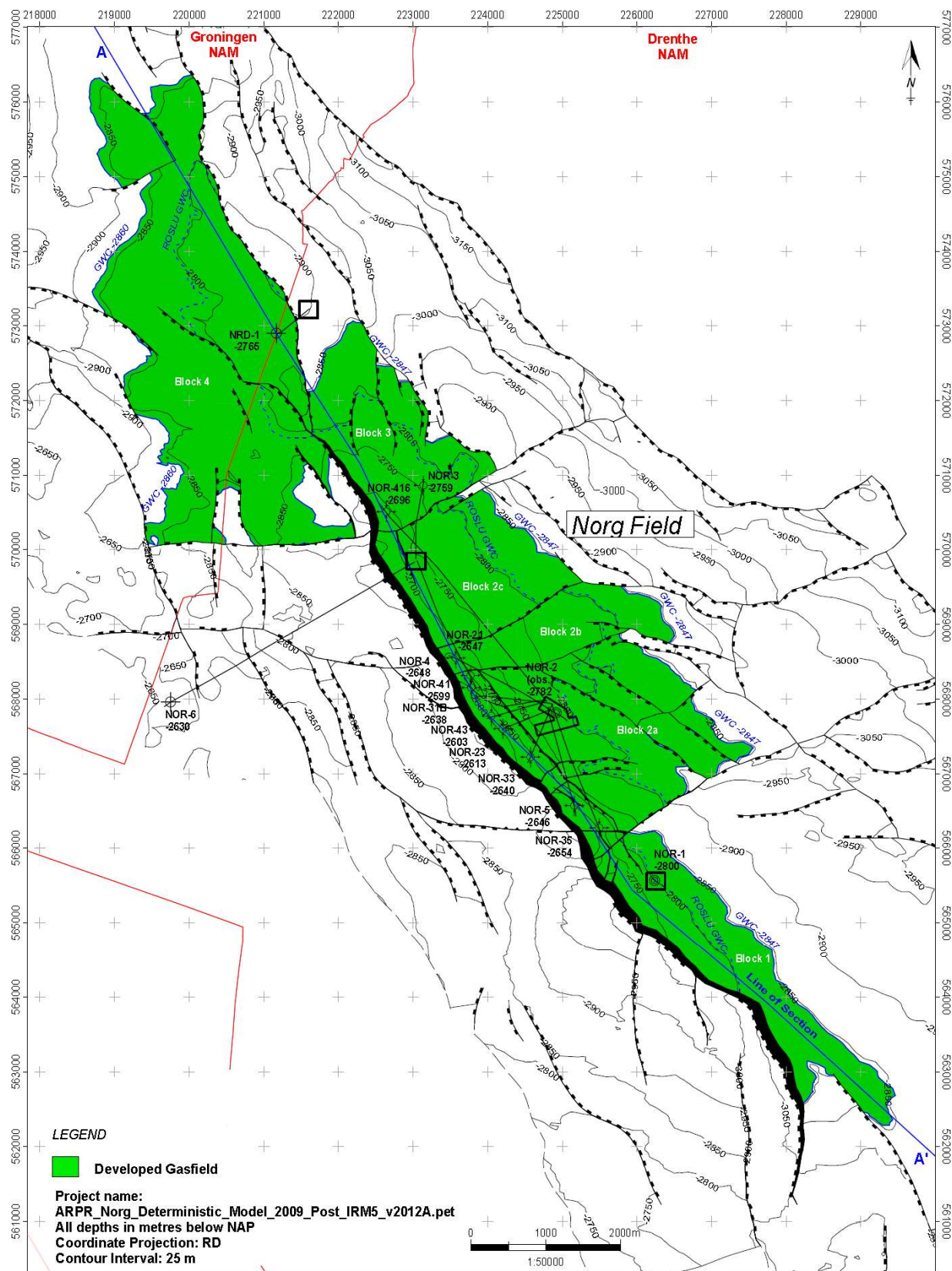


Figuur B2 NNW-SSE geologische doorsnede van het Norg veld met in dit figuur blok 4 links en blok 1 rechts.

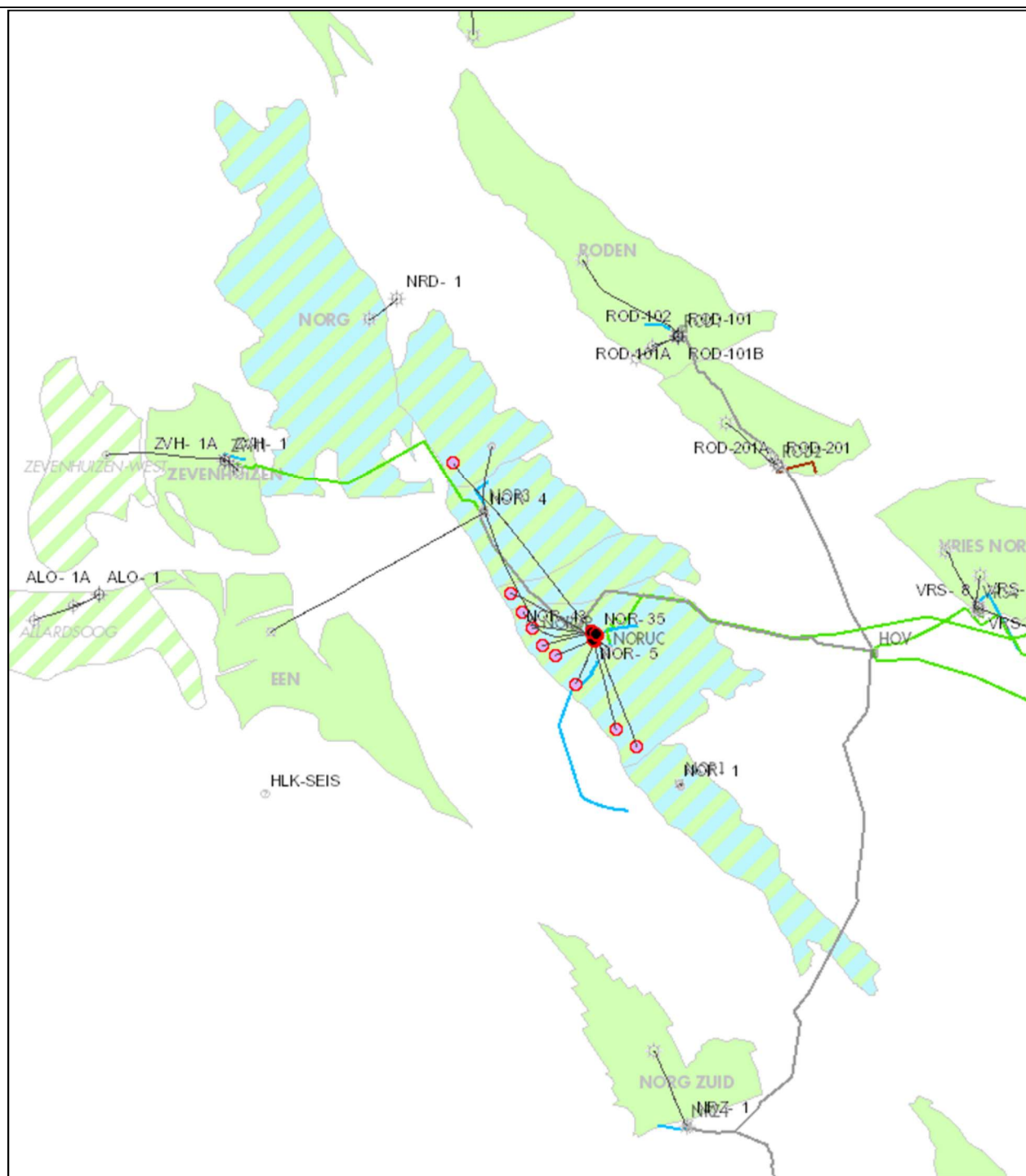
Mw 35 lid
1a
Mb 24 lid
1d.

B3) Overzicht ligging van het voorkomen

Figuur B3 toont de structuurkaart van het voorkomen, het voorkomen wordt gedomineerd door een noordwest-zuidoost lopende randbreuk. Het merendeel van de mijnbouwwerken (putten) liggen dicht tegen deze breuk aan. Figuur B4 toont de ligging van het voorkomen, de omliggende gasvelden, putten en gasleidingen.



Figuur B3.a Top Rotliegend structuurkaart Norg veld, met blok 1 in het zuiden en blok 4 in het noorden van de structuur.



Figuur B3.b Het Norg voorkomen, de ligging van de putten en omliggende voorkomens

Locatie	Reservoir	Putnamen	Spud-datum*	X (RD, m)	Y (RD, m)	Status
NOR-1	Rotliegend	NOR-1	14-sept-1964	226213.38	565591.66	Observatie put
Langelo	Rotliegend	NOR-2	23-mar-1977	224829.24	567887.46	Observatie put
NOR-3	Rotliegend	NOR-3	02-oct-1977	223036.32	569880.42	Observatie put
NOR-3	Rotliegend	NOR-4	18-aug-1990	223053.07	569855.51	Observatie put
Langelo	Rotliegend	NOR-5	03-apr-1991	224807.46	567851.82	Productie/injectie put
Langelo	Rotliegend	NOR-21	07-mar-1996	224824.50	567841.38	Productie/injectie put
Langelo	Rotliegend	NOR-23	05-jan-1996	224815.97	567846.60	Productie/injectie put
Langelo	Rotliegend	NOR-31	26-aug-1996	224876.66	567926.61	Productie/injectie put
Langelo	Rotliegend	NOR-33	01-jul-1996	224868.18	567931.83	Productie/injectie put
Langelo	Rotliegend	NOR-35	03-mei-1996	224859.64	567937.05	Productie/injectie put
Langelo	Rotliegend	NOR-41	21-jan-2014	224769.71	567981.78	Productie/injectie put
Langelo	Rotliegend	NOR-43	22-jun-2012	224778.21	567976.60	Productie/injectie put
Langelo	Rotliegend	NOR-416	31-jan-2014	224795.29	567966.20	Productie/injectie put
NRD-1	Rotliegend	NRD-1	09-feb-1995	221608.49	573227.30	Verlaten put

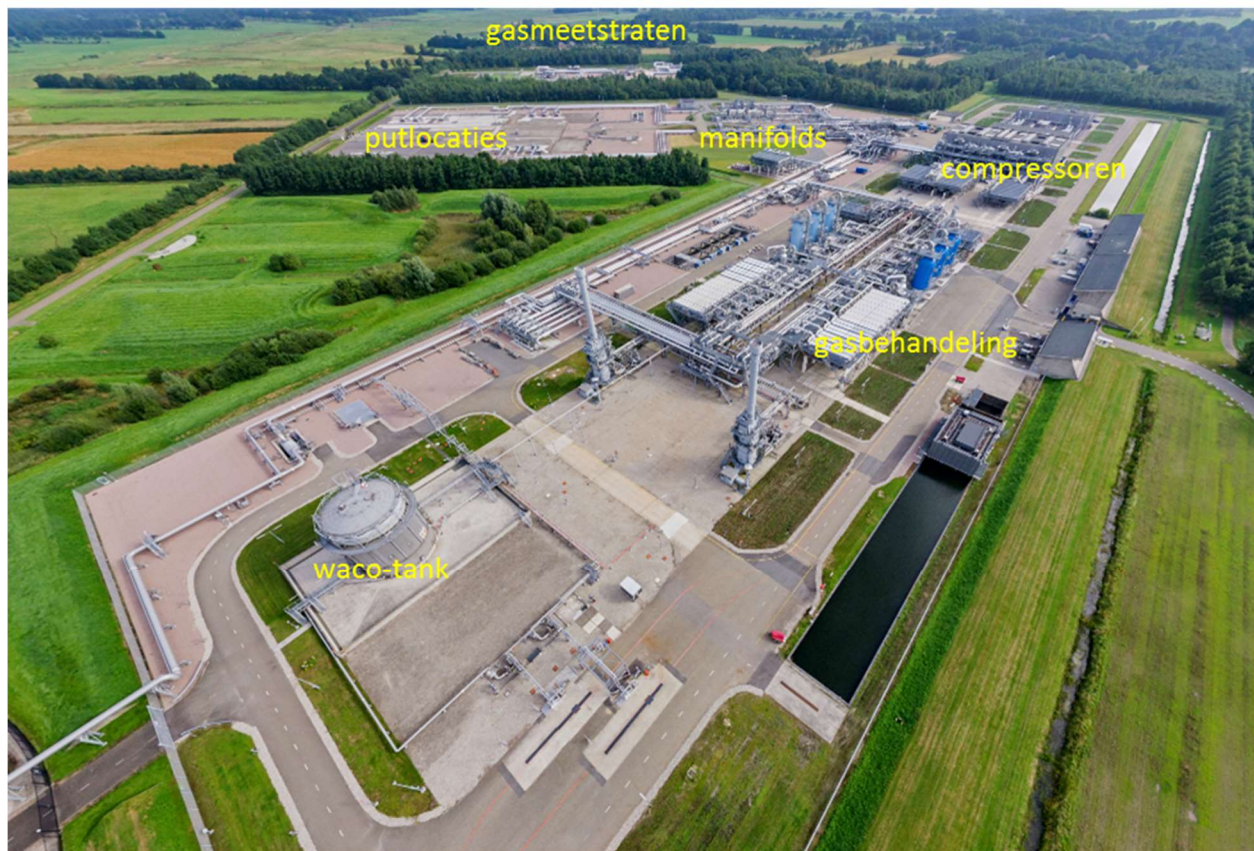
*Tabel B1 overzicht van de geboorde putten in het Norg veld, de put NRD-1 is een permanent verlaten put.
spud-datum is het moment waarop de boorwerkzaamheden zijn gestart.

Putnamen	X (RD, m)	Y (RD, m)	Z (mTVD)	Lengte (mAH)
NOR-1	226239.67	565567.76	-2799	2813
NOR-2	224917.22	567813.27	-2782	2822
NOR-3	223137.82	570856.48	-2759	3005
NOR-4	223771.53	568306.96	-2648	3242
NOR-5	225158.77	566564.49	-2646	3026
NOR-21	223569.90	568546.22	-2646	3143
NOR-23	224200.33	567592.21	-2612	2748
NOR-31	223914.83	568057.07	-2638	2857
NOR-33	224573.16	567214.79	-2640	2785
NOR-35	225491.74	566273.00	-2654	3271
NOR-41	223782.30	568147.25	-2599	2889
NOR-43	224056.59	567765.19	-2602	2740
NOR-416	222638.19	570505.43	-2696	4585
NRD-1	221165.90	572894.97	-2765	2873

Tabel B2 overzicht van de geboorde putten in het Norg veld met de ondergrondse locatie (top-reservoir), de diepte van de put (top-reservoir) en de lengte van put (top-reservoir).

B3.1) Situering mijnbouwwerken

Figuur B4 toont een luchtfoto waarop de UGS Norg gasbehandelingsinstallatie zichtbaar is, met op de voorgrond de water-condensaatopslagtank (waco-tank), in het midden de gasbehandelingsinstallatie en daarachter de compressorgebouwen. Linksachter op de foto bevinden zich de bovengrondse putlocaties en manifolds en rechts daarvan de gasmeetstraten.



Figuur B4 luchtfoto behandelingsinstallatie Norg

B4) Overzicht boringen in voorkomen(s)

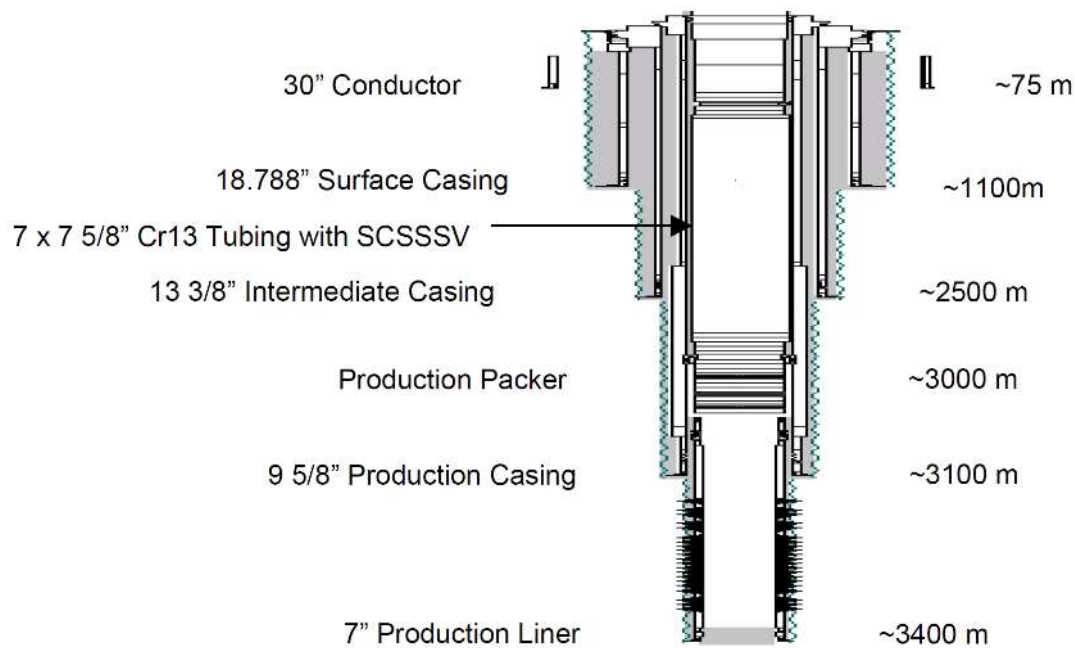
Een opgave van het aantal, de ligging, de lengte en de status van de boorgaten dat voor gasopslag gebruikt wordt gegeven wordt getoond in tabel B1 en B2.

Er bestaat de technische mogelijkheid om de UGS Norg verder uit te breiden met 3 productie- en injectieputten. Op dit moment zijn hiervoor geen concrete plannen.

B4.1) Schematische voorstelling putverbuizing(en)

De productie/injectie putten (NOR-5, NOR-21, NOR-23, NOR-31, NOR-33, NOR-35, NOR-416) van het Norg veld bestaan uit 7" and 7 5/8" opvoerseries. Een schematische voorstelling van een typische UGS put is weergegeven in Figuur B5. De twee meest recent geboorde putten (NOR-41 en NOR-43) zijn voorzien van 9 5/8 " opvoerseries en een gravelpack putafwerking.

De putten hebben een lengte van tussen de 2740 en 4585 meter en zijn verbonden met de gas houdende Rotliegend formatie op een diepte tussen 2599 en 3250 meter beneden NAP (Normaal Amsterdams Peil).

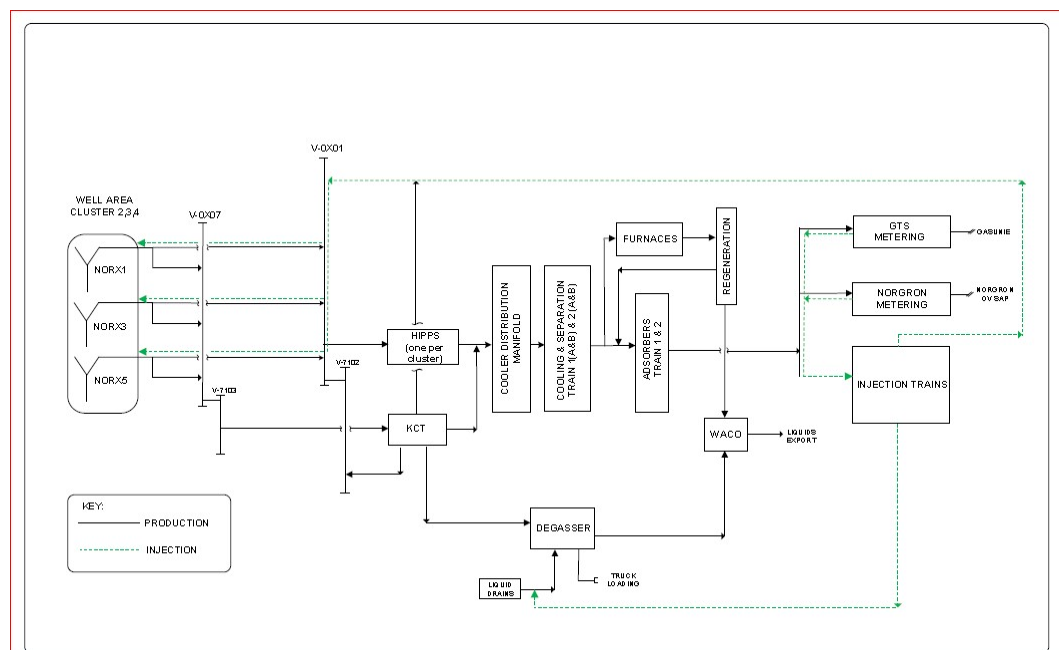


Figuur B5 schematische voorstelling standaard productie put Norg

B5) Wijze van terugwinning en opslag (procesbeschrijving)

Productieproces:

Het gas wordt geproduceerd door de negen productie/injectie putten die verbonden zijn met de gasbehandelingsinstallatie waar het gas op specificatie wordt gebracht door het te drogen. Door afkoeling van het gas wordt vloeistof afgescheiden, dat vervolgens in separatoren wordt opgevangen. Om het gas verder te drogen wordt het door silica-gel adsorptiebedden geleid. Het behandelde gas wordt daarna geëvacueerd via het Gasunie Transportsysteem naar de afnemer(s). De UGS Norg is ontworpen voor een maximale gasbehandelingscapaciteit van 96 miljoen Nm³ per dag.



Figuur B6 schematische voorstelling van het productie- en injectieproces

Injectieproces:

Het gas wordt aangeleverd via de NorGron pijpleiding of via de aansluiting met het Gasunie Transportsysteem, waarna het door een separator gevoerd wordt om vloeistoffen en/of vaste stoffen te scheiden. Hierna wordt het gas door drie parallel geïnstalleerde compressoren (3 x 38 MW) via de productie manifolds en de putten in het reservoir geïnjecteerd. De injectiecapaciteit van de compressoren is afhankelijk van de heersende drukken,

	en bedraagt aan het begin van het injectieseizoen maximaal 51 miljoen Nm³ per dag (17 miljoen Nm³ per dag per compressor).
	B5.1) Productiefilosofie De UGS Norg wordt gebruikt voor het leveren van productiecapaciteit ter ondersteuning van het Groningen veld. De inzet van de UGS Norg wordt door GasTerra bepaald en is afhankelijk van de marktvraag en andere leveringseisen. Na een periode van gasproductie volgt een periode van gasinjectie, dit wordt een cyclus genoemd. Uitgangspunt is dat aan het begin van de productieperiode de berging volledig gevuld is waardoor de productiecapaciteit maximaal kan zijn. Gedurende de cyclus wordt maximaal 6,0 miljard Nm³ gas uit de UGS Norg geproduceerd en terug geïnjecteerd. Groningen gas wordt via de speciaal daarvoor aangelegde pijpleiding tussen het Groningen gasveld en de UGS Norg (de NorGron leiding) aangevoerd. Gas kan worden geëvacueerd via de NorGron en via de directe aansluiting op het Gasunie Transportsysteem dat met name gas levert aan Nederlandse huishoudens.
Mb 24 lid 2	B5.2) Reservoir management Het reservoir wordt opgedeeld in vier compartimenten of blokken, deze worden blok 1, blok 2, blok 3 en blok 4 genoemd (zie ook de geologische doorsnede in figuur B2 en het bovenaanzicht van het voorkomen in figuur B3). Hoewel de blokken met elkaar in verbinding staan en het gas van het ene naar het ander blok kan stromen, ontstaan er, als gevolg van injectie en productie van het gas, drukverschillen tussen de blokken. Deze drukverschillen worden vooral veroorzaakt door het feit dat bijna alle productie- en injectieputten in blok 2 zijn geboord waardoor blok 2 de grootste drukvariaties ziet. De productie- en injectieput NOR-416 is hierop de enige uitzondering, deze put is in blok 3 geboord. Door deze verschillen in druk worden in dit opslagplan de reservoirdruk in het gehele reservoir, en de reservoirdruk in blok 2 apart benoemd. Drukken worden continu aan de putmond gemeten en worden gebruikt om een reservoirmodel (stromings- en drukmodel) te kalibreren. Dit reservoirmodel wordt gebruikt om productiecapaciteit en gemiddelde reservoirdrukken te berekenen. <u>Historische reservoirdrukken</u> In Figuur B7 wordt het historische verloop van de berekende reservoirdruk getoond. De laagste historische gemiddelde reservoirdruk voor het gehele veld is 206 bar geweest op 31 januari 1995, de laagste druk in blok 2 was 190 bar op datzelfde moment.

Figuur B7 Historisch drukverloop in de Norg UGS, gemiddeld voor het reservoir en per blok op basis van het reservoirmodel. De groene lijn toont de drukken in blok 2, de rode lijn de gemiddelde reservoirdruk.

Verwachte toekomstige reservoirdrukken

De toekomstige gemiddelde druk in het reservoir is afhankelijk van de hoeveelheid, de snelheid en verdeling waarmee het gas aan de UGS Norg wordt onttrokken en/of geïnjecteerd. Wanneer 6.0 miljard Nm³ aan de UGS wordt onttrokken is de te verwachten minimale gemiddelde reservoirdruk niet lager dan 235 bar(a), dit geldt ook voor de individuele compartimenten, behalve voor blok 2 waar de gemiddelde reservoirdruk niet lager dan 225 bar(a) zal zijn. De te verwachten maximale gemiddelde reservoirdruk zal niet hoger dan 327 bar(a) zijn, dit geldt ook voor de individuele compartimenten, behalve voor blok 2 waar de maximale gemiddelde druk niet hoger dan 347 bar(a) zal zijn.

Verwachte reservoir drukschommelingen

Zoals eerder aangegeven is de reservoirdrukverandering afhankelijk van de aan het reservoir onttrokken gashoeveelheid en de onttrekkingssnelheid. De maximale onttrekkingssnelheid is gelijk aan 96 miljoen Nm³ per dag, dit komt overeen met een gemiddelde reservoirdruk daling in blok 2 van ongeveer 2,6 bar per dag. De gemiddelde reservoirdrukstijging is afhankelijk van de geïnjecteerde gashoeveelheid, de maximale injectiesnelheid is 51 miljoen Nm³ per dag, dit komt overeen met een gemiddelde reservoirdrukstijging in blok 2 van ongeveer 0,9 bar per dag.

De mogelijke gevolgen van het aangepaste drukbereik en de verwachte drukschommelingen op de bodembeweging worden verder beschreven in deel C en D van dit opslagplan.

B5.2.1 Risico-inventarisatie t.a.v. verspreiding van stoffen uit het voorkomen

Een risico-inventarisatie is opgesteld ten aanzien van verspreiding van geïnjecteerde stoffen en aantasting van het voorkomen. Deze inventarisatie is uitgevoerd volgens de zogenoemde "bow-tie (vlinderdas)" methodiek waarbij aan de linkerkant van de vlinderdas de ondergrondse dreigingen en barrières staan en aan de rechterkant de mogelijke gevolgen en mitigerende maatregelen om de gevolgen te beperken. De knoop van de vlinderdas wordt gedefinieerd door lekkage van gas uit het ondergrondse voorkomen. Een samenvatting van de ondergrondse dreigingen en barrières wordt hieronder beschreven, gevolgd door een beschrijving van de mogelijke gevolgen en de maatregelen die worden genomen om deze gevolgen te beperken. Bijlage 5 beschrijft deze risico-inventarisatie in meer detail, waarbij geconcludeerd wordt dat, na implementatie van de barrières en mitigerende maatregelen, de ondergrondse risico's t.a.v. verspreiding van geïnjecteerde stoffen laag tot verwaarloosbaar is.

Dreiging + barrière 1: mobiel zout (squeezing salts) kan leiden tot excessieve deformatie, beschadiging of scheuren van de casing of productie tubing. Als barrière hiervoor geldt de toepassing van speciale dikke-wand-casing (must). De druk in de annulaire ruimte wordt continu gemonitord en geanalyseerd.

Dreiging + barrière 2: corrosie van de tubing kan leiden tot een lekpad. Als barrière hiervoor is de toepassing van corrosiebestendig materiaal. Ook wordt de druk in de annulaire ruimte continu gemonitord en geanalyseerd.

Dreiging + barrière 3: de productie-packer kan gaan lekken met als gevolg gas in de annulaire ruimte tussen casing en tubing. Het ontwerp en de materiaalkeuze van de packer alsmede de drukmonitoring in de annulaire ruimte gelden als barrière.

Dreiging + barrière 4: injectie van aardgas in een bestaande breuk in het reservoirgesteente kan leiden tot een onvoorzien lekpad. Geen van de in het voorkomen geboorde putten doorkruist een breukvlak in het reservoir.

Dreiging + barrière 5: cyclische drukveranderingen zouden kunnen leiden tot aantasting van de sterkte van het cement rondom de casing-schoen. Het ontwerp van de put en de voor de aanleg van de put gebruikte materialen zijn de eerste barrière. Ook wordt de druk in de annulaire ruimte continu gemonitord en geanalyseerd.

Dreiging + barrière 6: temperatuurveranderingen leiden tot uitzetting en krimp van het voor de put gebruikte materiaal en zouden kunnen leiden tot aantasting van de sterkte van het gebruikte materiaal. In het ontwerp en bij de aanleg van de put is rekening gehouden met deze effecten.

Dreiging + barrière 7: slechte kwaliteit van het cement rondom de casing kan leiden tot een lekpad. Bij de aanleg van de put is speciaal cement gebruikt en is wanneer daar aanleiding voor was de kwaliteit van de cementbinding met de formatie en de casing getoetst met een meting (CBL). Lekkage van gas via een lekpad achter de casing kan leiden tot drukopbouw in de annulaire ruimte. De druk in de annulaire ruimte wordt continu gemonitord en geanalyseerd.

	Dreiging + barrière 8: te hoge reservoirdruk zou kunnen leiden tot beschadiging van de afdekkende gesteentelaag. De maximale reservoirdruk ligt ver beneden de druk (minimale horizontale spanning) waarbij scheurvorming kan worden veroorzaakt. De maximale injectiedruk wordt gelimiteerd door de bovengrondse installaties. Dreiging + barrière 9: temperatuurveranderingen kunnen leiden tot spanningsveranderingen in het gesteente met als gevolg het creëren van een lekpad. De temperatuur van het geïnjecteerde gas ligt net boven de temperatuur in het reservoir en daarmee zullen er geen thermische spanningen worden veroorzaakt. Afkoeling van het gas als gevolg van drukval en expansie (Joule Thomson effect) is beperkt tot maximaal 15 graden wat gezien kan worden als een beperkt effect op geïnduceerde spanningen. B5.2.2 risico-inventarisatie van aantasting van het voorkomen In bijlage 5 is naast de inventarisatie van mogelijke verspreiding van stoffen uit het voorkomen ook een inventarisatie gemaakt van de mogelijk aantasting van het voorkomen door geïnjecteerde stoffen. Een samenvatting van deze inventarisatie wordt hieronder beschreven. Zand productie: zand wordt mee geproduceerd met het gas als gevolg van de productiesnelheden en de gesteente eigenschappen. Dit is vooral een bedreiging voor de bovengrondse leidingen en faciliteiten, daarom is per put een maximale productiesnelheid vastgesteld. Op de aanwezigheid van zandproductie wordt continu gemonitord, en productiesnelheden worden bijgesteld wanneer de zandproductie te hoog zou worden. Scheurvorming: als gevolg van stressverandering tijdens injectie van gas kan scheurvorming optreden van het reservoirgesteente. Scheurvorming is niet geheel uit te sluiten, indien er scheurvorming zou optreden wordt lengte van de scheuren beperkt door de overliggend Zechstein zoutlaag. Vorming van H₂S: de vorming van H₂S in gasreservoirs is mogelijk als gevolg van biogenetische activiteit of door hoge temperaturen (geochemisch). Echter voor biogenetische vorming van H₂S moet sulfaat (en water) geïnjecteerd worden. In UGS Norg wordt alleen droog Groningen-kwaliteit gas geïnjecteerd. De temperatuur in het reservoir is te laag om geochemisch H₂S te vormen. Verandering van de gascompositie: Het voorkomen Norg was initieel gevuld met hoog calorisch gas, en is vanaf 1995 hervult met Groningen-kwaliteit gas. Dit gas is iets minder compressibel, dit heeft geen verdere impact op het reservoirgesteente.
Mw 35 lid 1a,d Mb 24 lid 1a 0	B5.3) Omvang van de opslag De UGS Norg wordt gebruikt voor het leveren van productiecapaciteit ter ondersteuning van het Groningen veld. De UGS Norg speelt een belangrijke rol bij de beperking van regionale productiefluctuaties in het Groningenveld². Een groter werkvolume heeft tevens een positief effect op de leveringszekerheid daar dit meer ruimte biedt om de UGS Norg in te zetten in koude periodes of in situaties van uitval van andere L-gasmiddelen. De inzet van de UGS Norg wordt door GasTerra bepaald en is afhankelijk van de marktvraag en andere leveringsseisen. Na een periode van gasproductie volgt een periode van gasinjectie, dit wordt een cyclus genoemd. Uitgangspunt is dat aan het begin van de productieperiode de berging volledig gevuld is waardoor de productiecapaciteit maximaal kan zijn. Gedurende de cyclus wordt maximaal 6,0 miljard Nm³ gas uit de UGS Norg geproduceerd en terug geïnjecteerd. Dit volume wordt het werkvolume genoemd. De capaciteit is afhankelijk van de productiecapaciteit van de putten, de heersende drukken en beschikbare gasbehandelingscapaciteit. De piekcapaciteit is maximaal aan het begin van het productieseizoen bij een geheel gevulde berging en is maximaal 96 miljoen Nm³ per dag. Jaarlijks wordt, de voor GasTerra beschikbare productiecapaciteit vastgesteld, uitgedrukt in een productiecapaciteit in relatie tot het geproduceerde werkvolume.
Mw 35 lid 1b Mb 26 lid 1f	B5.4) Duur van opslagactiviteit en beschrijving van de wijze waarop het voorkomen wordt achtergelaten na beëindiging van de gasopslagactiviteiten De huidige opslagvergunning is voor onbepaalde duur verleend, en beschrijft het produceren en injecteren van het werkvolume. De verwachting, volgens dit opslagplan, is dat de opslag in bedrijf zal blijven tot circa het jaar 2060.

² [De relatie tussen de UGS Norg en het Groningenveld heeft NAM recentelijk vastgelegd in het document "Bouwstenen voor Operationele Strategie Groningenveld 2018/2019"](#)

	Na beëindiging van de gasopslagactiviteiten zal een winningsvergunning worden aangevraagd en een winningsplan worden opgesteld om de het in het reservoir aanwezige aardgas (kussengas) te produceren. In dit winningsplan zal worden beschreven op welke manier het voorkomen Norg zal worden geproduceerd en wat de gevolgen zullen zijn aangaande bodembeweging.
Mb 24 lid 1i	B6) Stoffen die jaarlijks worden mee geproduceerd Met de gasproductie worden water en aardgascondensaat geproduceerd. De geproduceerde hoeveelheid water en aardgascondensaat kunnen variëren vanwege de wisselende verhouding tussen het geïnjecteerde gas en het initieel in het voorkomen aanwezige gas. De hoeveelheid aardgascondensaat wordt gegeven door de (aardgas-) Condensaat Gas Ratio (CGR) en het water door de Water Gas Ratio (WGR). De CGR is niet voor alle putten gelijk en ligt bij benadering tussen 0 en 40 m³ per miljoen Nm³ en de WGR tussen 0 en 5 m³ per miljoen Nm³.
Mb 26 lid 1c	B7) Stoffen die worden gebruikt bij het in de ondergrond brengen van het aardgas Het te injecteren gas met Groningen-gaskwaliteit wordt aangeleverd via de NorGron pijpleiding of via de aansluiting met het GasUnie Transportsysteem. Op de locatie Langelo worden in het gas aanwezige vloeistoffen en/of vaste stoffen verwijderd waarna het gas wordt geïnjecteerd. Er worden geen stoffen toegevoegd aan of gebruikt om het gas te injecteren.
Mb 24 lid 1i	B8) Jaarlijks eigengebruik De injectie compressoren zijn elektrisch aangedreven en hebben bij een te injecteren werkvolume van 6,0 miljard Nm³ een jaarverbruik van ongeveer 500 GWh. Op de behandelingsinstallatie wordt ongeveer 4 miljoen Nm³ gas per jaar voor eigen gebruik verbruikt.
Mb 24 lid 1j	B9) Jaarlijks bij winning afgeblazen/afgefakkelde koolwaterstoffen Het volume koolwaterstoffen dat jaarlijks op de locatie Langelo wordt afgeblazen of afgefakkeld, bijvoorbeeld voor onderhoudsactiviteiten of als gevolg van het opereren van drukbeveiligingen, bedraagt in een gemiddeld jaar ongeveer 1,8 miljoen Nm³ gas.
Mb 24 lid 1k	B10) Jaarlijks bij winning in de ondergrond terug te brengen delfstoffen en andere stoffen Het mee geproduceerde vloeistoffen worden met vrachtauto's over de weg getransporteerd naar Delfzijl. Het productiewater wordt via een injectieput op de Borgsweer locatie geïnjecteerd in de diepe ondergrond. Dit volume betreft ongeveer 300 m³ per week gedurende de productiefase van de UGS.

C) Gegevens inzake bodemdaling/stijging als gevolg van de winning/injectie van koolwaterstoffen

Mw 35 lid 1f

C1) Aard van de bodemdaling

Door de winning van koolwaterstoffen uit olie- en gasvoerende gesteentelagen zal de druk in de poriën van het gesteente verminderen waardoor compactie van de olie- en gasvoerende lagen optreedt. Dit manifesteert zich aan de oppervlakte in de vorm van bodemdaling. Zie voor een uitgebreide beschrijving van het bodemdalingsproces “*Bodemdaling door Aardgaswinning –NAM-velden in Groningen, Friesland en het Noorden van Drenthe– Status Rapport 2015 en Prognose tot het jaar 2080*” (EP201511213444). Door gasinjectie kan de compactie optreden en daarmee gepaarde bodemstijging. Ook dit zal beschreven worden in deel C2.

Mb 24 lid 1m

C2) Gekalibreerde bodemdaling en bodemdaling prognoses (uiteindelijk verwachte mate van bodemdaling)

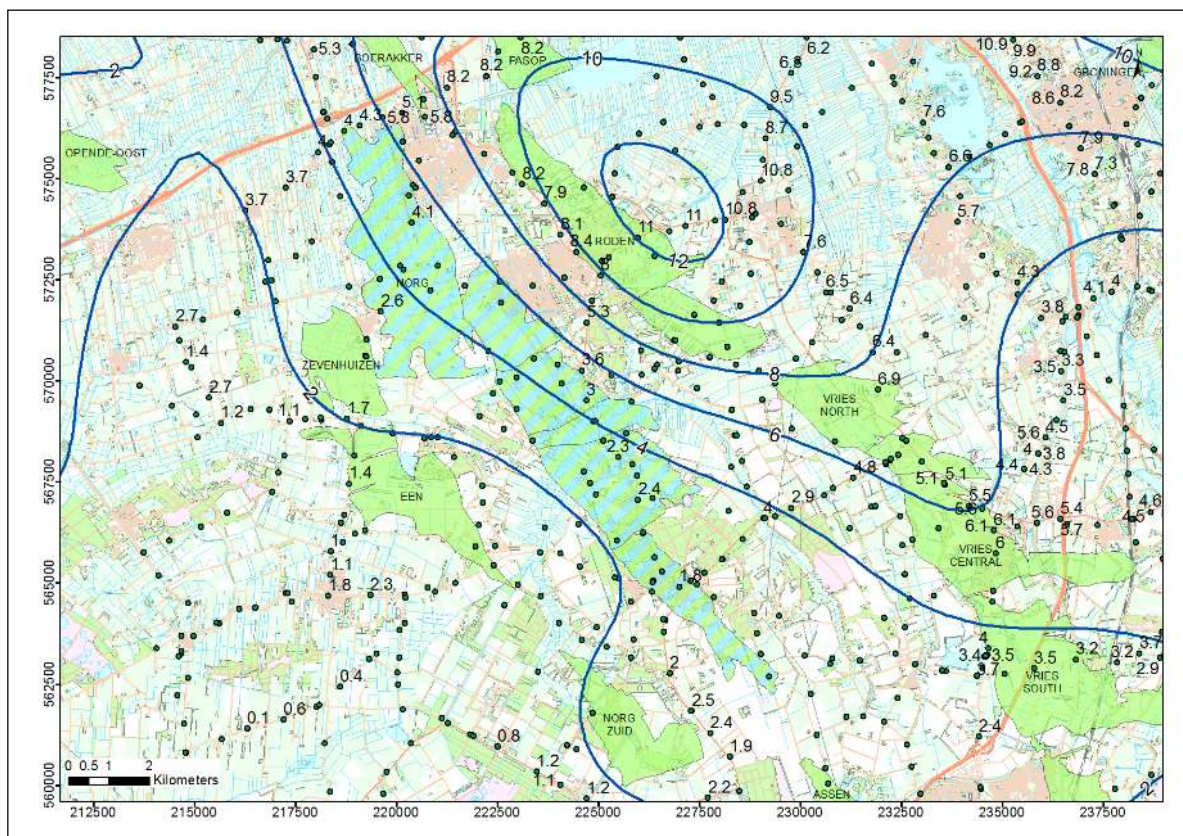
Mb 24 lid 1n

Dit opslagplan beperkt zich tot de bodemdaling als gevolg van de gasopslagactiviteiten, waarin het werkvolume wordt geproduceerd en geïnjecteerd. De te verwachten bodemdaling als gevolg het produceren van het kussengasvolume wordt in dit opslagplan niet bepaald. Eventuele productie van dit kussengas nadat de gasopslagactiviteiten zijn gestopt en de gevolgen voor de bodemdaling zal in een apart winningsplan te zijner tijd worden beschreven.

Mb 24 lid 1o

Gekalibreerd bodemdalingsmodel

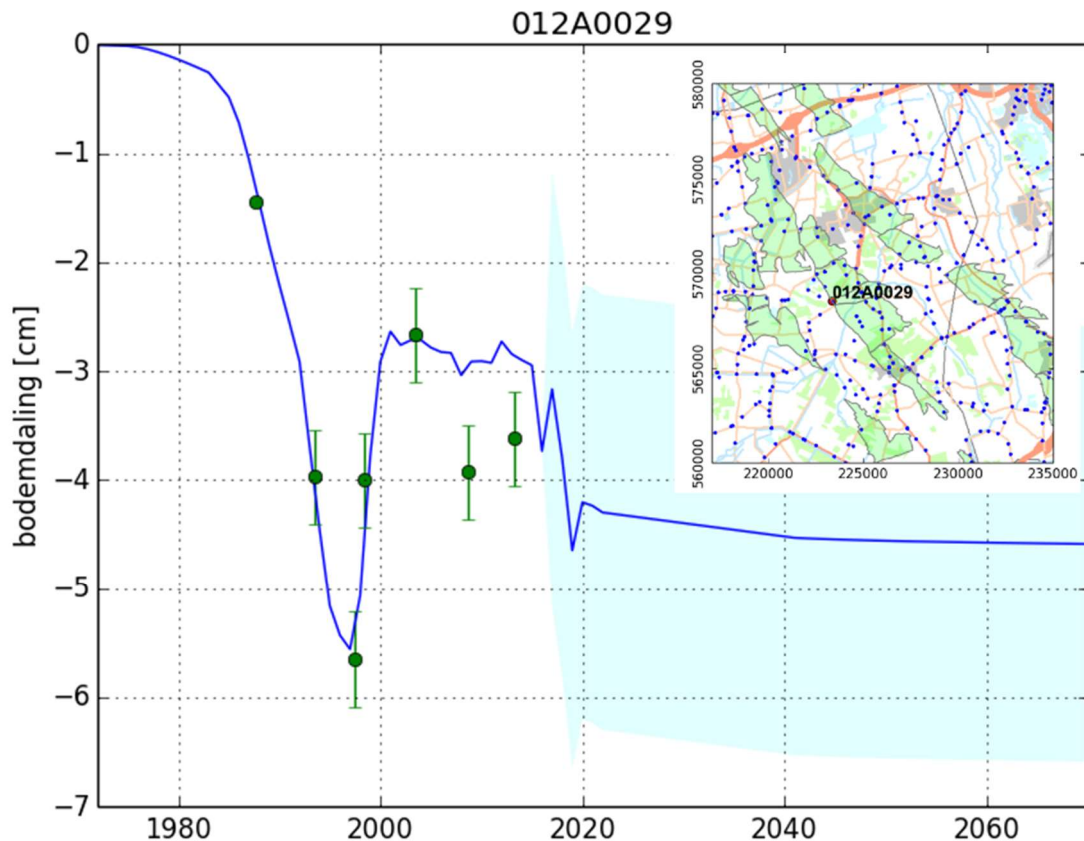
De bodemdaling in dit gebied is gemeten met behulp van Insar-metingen welke op peilmerkposities zijn gerapporteerd. Per jaar wordt een gemiddelde daling bepaald, de laatste dateert van eind 2012. (Meetregister Noord Nederland 2014, Rapportage behorende bij de meetplannen Noord Nederland 2013 en 2014, NAM EP201507207215). In figuur C1 wordt de in 2012 gemeten daling (sinds de nulmeting in 1975) weergegeven. Deze metingen geven aan dat de bodemdaling door de gaswinning boven het centrale deel van het in dit opslagplan beschreven voorkomen rond de 4 cm ligt.



Figuur C1: In 2012 met Insar gemeten bodemdaling in cm op de peilmerken sinds de nulmeting in 1975 en contourlijnen van de gemodelleerde bodemdaling ten gevolge van gaswinning uit UGS Norg en naburige voorkomens.

Om inzicht te verkrijgen over de kwaliteit van het model met historische metingen is een meetpunt geselecteerd nabij het diepste punt dat meerdere malen in de tijd is aangemeten. Figuur C2 toont de resultaten voor dit meetpunt boven de Norg UGS. De gemeten bodemdaling aan het eind van de productieperiode in de jaren negentig bedroeg bijna 6 cm, en sinds de ombouw tot UGS bedroeg de

gemeten bodemdaling ongeveer 4 cm. De gemeten en gemodelleerde waarden stemmen goed overeen waarbij de metingen een onnauwkeurigheid van ongeveer 1 cm hebben.



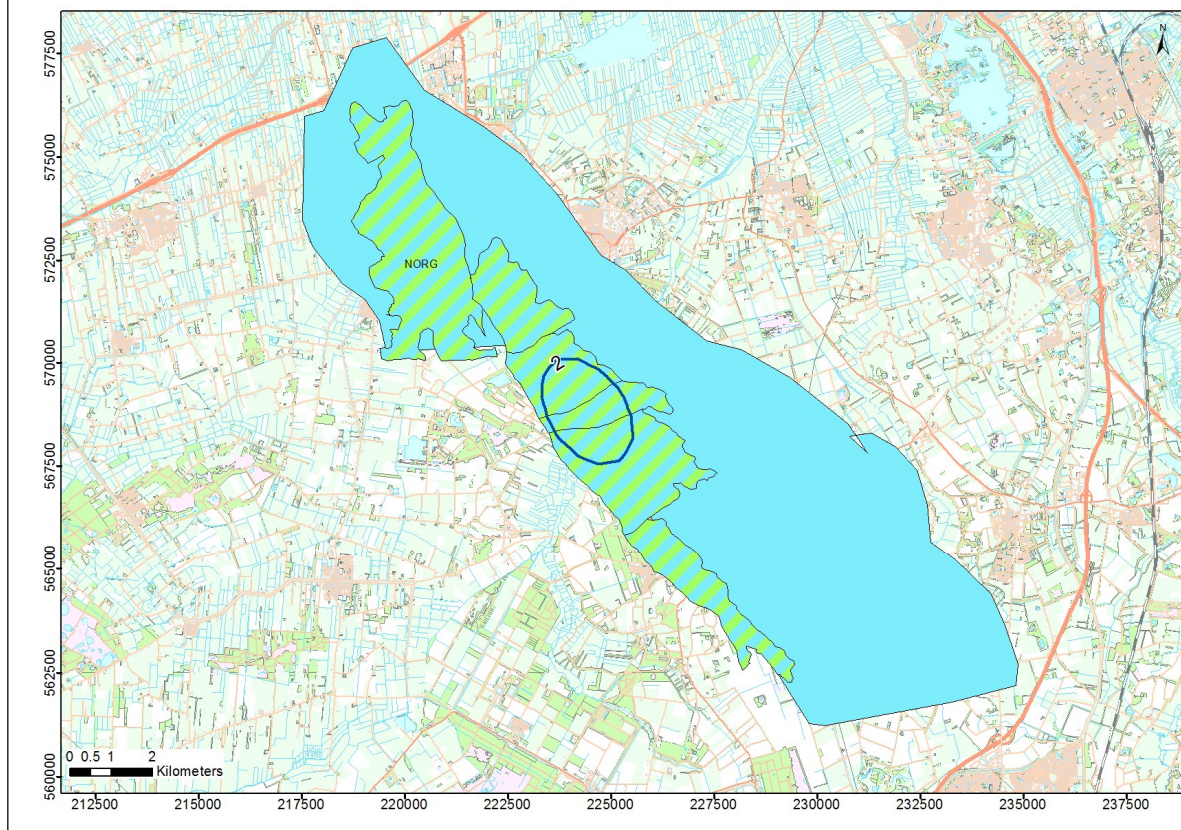
Figuur C2: Vergelijking van gemeten (groene punten) en voorspelde bodemdaling/stijging voor peilmerk nr 12A0029 (zie inzet voor de locatie van dit peilmerk). De onzekerheid in de metingen (gekozen als één standaarddeviatie) bedraagt 4mm per meetpunt. De blauwe lijn toont de voorspelde bodemdaling/stijging op deze locatie, met de onzekerheid (licht blauwe gebied) op de uiteindelijke bodemdaling. In dit figuur is voor de periode na 2020 uitgegaan van een gemiddelde reservoirdruk (dit betreft de gemiddelde reservoirdruk over een injectie- en productiecyclus). Meer informatie over de bodemdalingsmodellering en prognoses is terug te vinden in het rapport “Bodemdaling door Aardgaswinning –NAM-velden in Groningen, Friesland en het Noorden van Drenthe– Status Rapport 2015 en Prognose tot het jaar 2080” (EP201511213444)³.

Toekomstige bodemdaling

Gebaseerd op beschikbare gegevens over de ondergrond en het productie- en injectiescenario zoals beschreven in sectie B5.2 van dit opslagplan is een prognose voor de bodemdaling ten gevolge van de gasopslag activiteiten voor het in dit opslagplan beschreven voorkomen opgesteld. In deze prognose wordt uitgegaan van de minimale gemiddelde reservoirdruk. Het gasvolume in Norg bestaat uit een werkvolume dat jaarlijks geproduceerd en geïnjecteerd wordt en een zogenoemd kussengasvolume. Dit kussengasvolume wordt in dit opslagplan niet geproduceerd. Eventuele productie van dit kussengas en gevolgen voor de bodemdaling zal in een apart winningsplan te zijner tijd worden beschreven.

De nog te verwachten bodemdaling tijdens de injectie/productiecycli uit het in dit opslagplan beschreven voorkomen bedraagt minder dan 4 cm. Deze daling is gebaseerd op de minimale gemiddelde reservoirdruk en weergegeven in figuur C3. De overige figuren (C2, C4 en C5) gaan uit van een gemiddelde druk (de gemiddelde reservoirdruk over een injectie- en productiecyclus).

³ <http://s00.static-shell.com/content/dam/shell-new/local/business/nam-2/Downloads/pdf/rapportages-bodemdaling/status-report-december-2015.pdf>

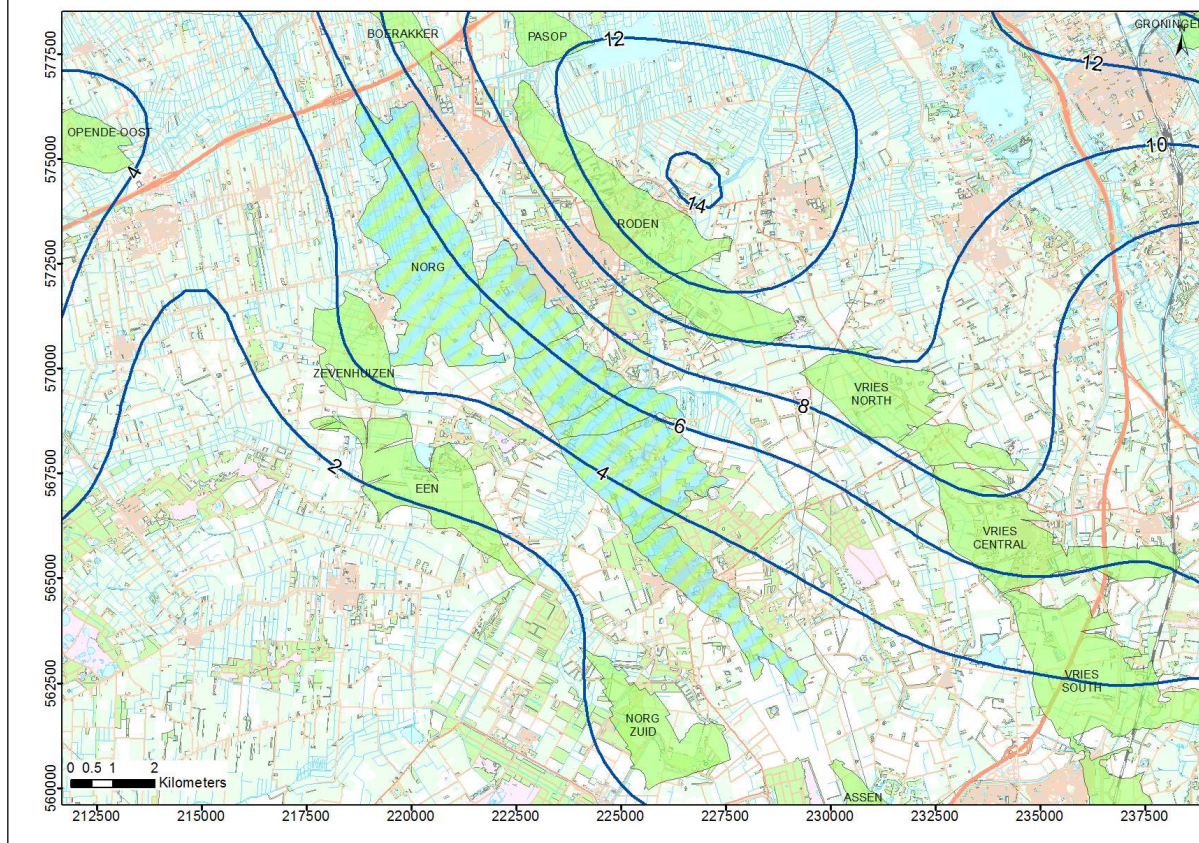


Figuur C3: de te verwachten bodemdaling op basis van de minimale gemiddelde reservoirdruk veroorzaakt door het voorkomen Norg tijdens de injectie/productiecycli (cm). Het gasvoerend gedeelte van het voorkomen is aangegeven in groen/blauw gestreept en het watervoerend gedeelte in blauw.

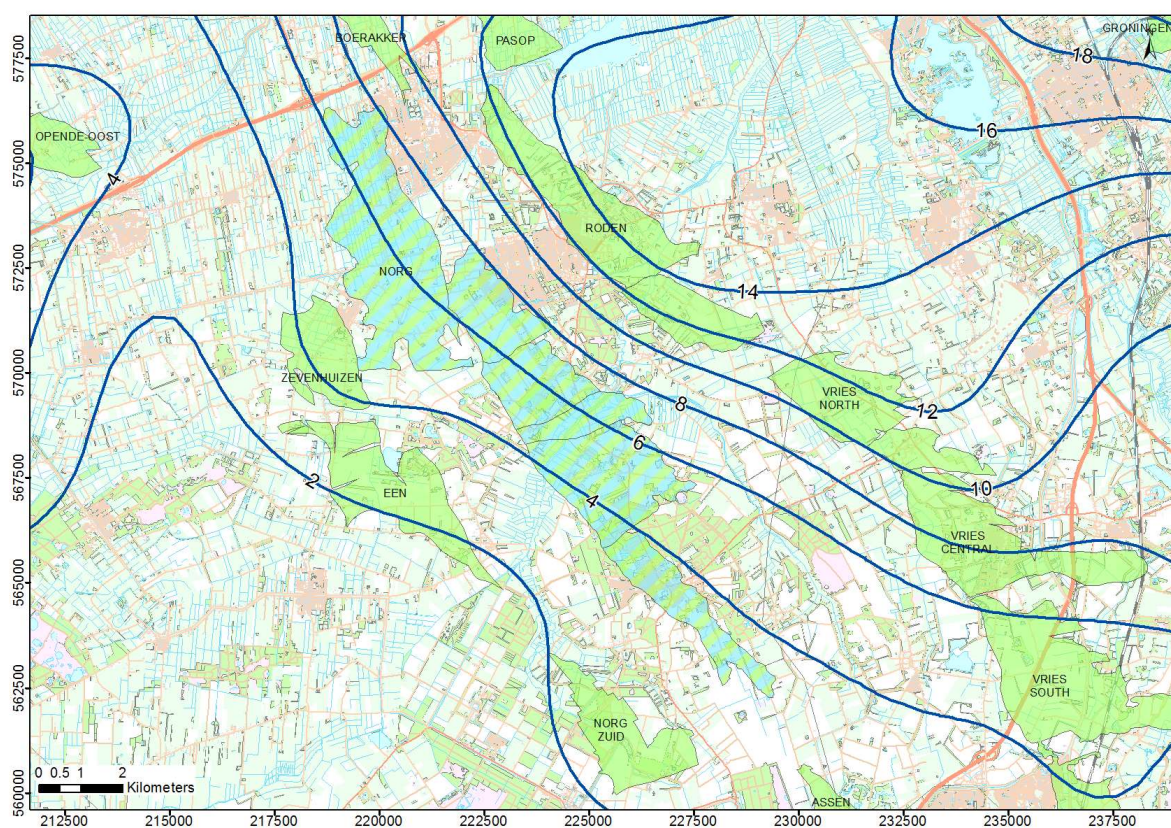
Figuur C4 en C5 tonen respectievelijk de totale bodemdaling als gevolg van gasopslag voor het jaar 2025 en het jaar 2060. Voor de bodemdaling getoond in figuur C4 en C5 is een gemiddelde operationele (UGS) reservoir druk voor Norg aangenomen. Dit betreft de gemiddelde reservoirdruk over een injectie- en productiecyclus. Voor de naburige voorkomens zijn de bodemdalingscontouren gebruikt zoals getoond in de winningsplannen voor de betreffende voorkomens. Eventuele ontwikkeling van nieuwe velden in de buurt van de in dit opslagplan beschreven voorkomens en / of incrementele productie van het kussengas door nieuwe putten en / of toepassen van compressie op bestaande velden die behoren tot deze voorkomens is niet meegenomen in de huidige prognose en kan leiden tot een ander beeld.

Onzekerheid in verwachte bodemdaling

Bijlage 1 in dit opslagplan geeft een overzicht van de kentallen die gebruikt zijn in de berekening van de bodemdaling. Deze bijlage beschrijft ook de onzekerheidsanalyse voor deze bodemdalingsprognose. In andere winningsplannen wordt in de onzekerheid van de bodemdaling prognose ook rekening gehouden met de onzekerheid voor de drukkaling als gevolg van de verschillende productiescenario's. Voor Norg vervalt deze bron van onzekerheid omdat er wordt uitgaan van een maximale productie van het werkvolume. De bodemdaling die getoond is in Figuur C3 gaat ook uit van de drukkaling nadat het gehele werkvolume is geproduceerd.



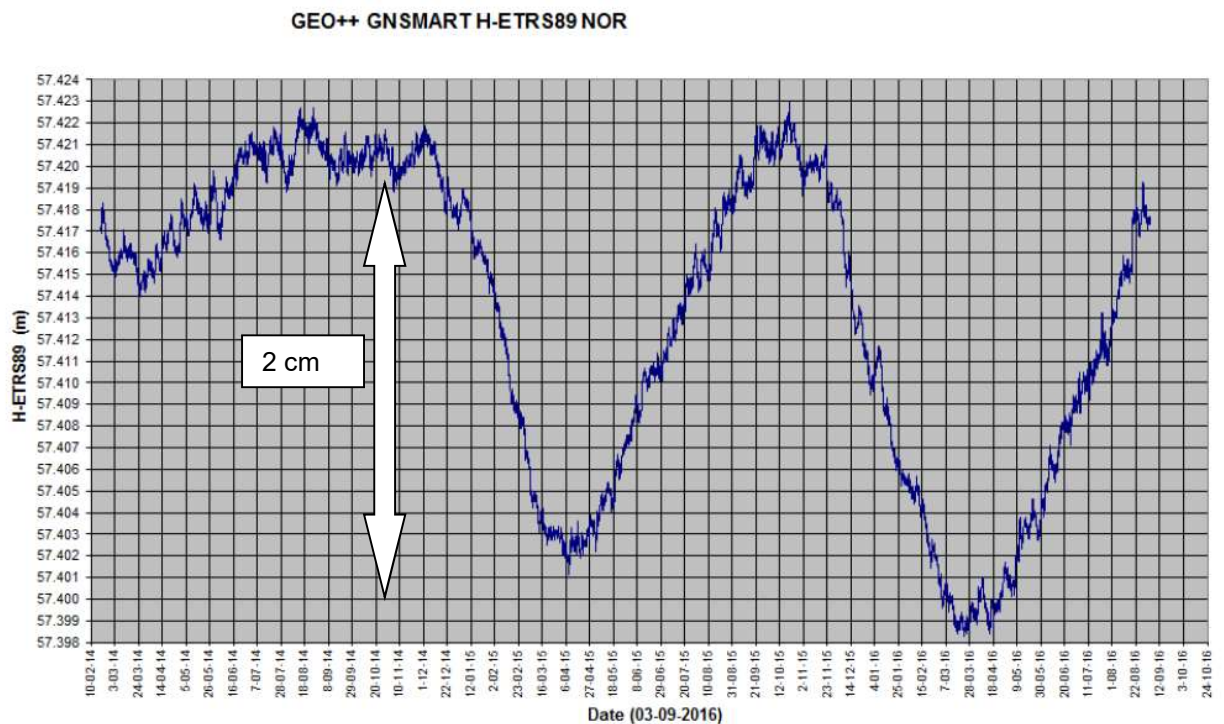
*Figuur C4: Totale bodemdalingprognose voor 2025 voor het in dit opslagplan beschreven voorkomen en naburige voorkomens. Hierbij is voor de UGS een **gemiddelde** reservoirdruk aangenomen op basis van maximale onttrekking en injectie van het werkvolume. De contourlijnen geven de bodemdaling in cm aan.*



*Figuur C5: Verwachte eindsituatie van de bodemdaling voor Norg in combinatie met de bodemdaling veroorzaakt door de naburige voorkomens (2060). Hierbij is voor de UGS een **gemiddelde** reservoirdruk aangenomen. De contourlijnen geven de bodemdaling in cm aan.*

Bodemstijging door injectie

Door injectie van gas zal de druk in het reservoirgesteente weer toenemen waardoor er decompactie kan ontstaan. Figuur C2 toont aan dat dit mechanisme voor Norg gedeeltelijk geldt: het betreft geen volledige terugvering van het reservoir tijdens de eerste opvulling tot bijna de oorspronkelijke druk van het reservoir na de productiefase. Een deel van de compactie die is opgetreden gedurende de eerste productiefase in Norg is niet elastisch en heeft voor een permanente deformatie gezorgd van het reservoir. Dit deel “veert” dan niet meer terug op het moment dat injectie plaatsvindt. Na deze eerste injectiefase heeft de UGS vele drukcycli gezien, waarbij aangenomen wordt dat het gesteente in dit drukbereik wel elastisch reageert. Een permanent GPS station dat enkele jaren geleden is geïnstalleerd bevestigt dit beeld (Figuur C6). De bodemstijging gedurende injectiefase is ongeveer gelijk aan de bodemdaling die veroorzaakt wordt door de productiefase.



Figuur C6: Gemeten bodemdaling / bodemstijging door de permanente GPS antenne boven de Norg UGS

C3) Mogelijke omvang en aard van schade als gevolg van de gasopslagactiviteiten

C3.1 Algemeen

De opslag van aardgas heeft bodembeweging tot gevolg dat zich kan uiten als bodemdaling en bodemstijging aan het aardoppervlak. De bodembeweging manifesteert zich aan de oppervlakte in de vorm van een platte, zeer gelijkmatige schotel. Die schotel veroorzaakt een zeer geringe helling van maximaal een paar centimeter over een kilometer afstand aan het maaiveld.

Daarnaast leiden activiteiten op mijnbouwlocaties, zoals boringen of putonderhoud tot lichtuitstraling, geluidemissies en emissies naar de atmosfeer. Deze mogelijke gevolgen, die niet het effect zijn van bodembeweging, worden beoordeeld door het bevoegd gezag in het kader van wetgeving en andere vergunningen dan het opslagplan.

C3.2 Schade aan openbare infrastructuur door bodemdaling

Omdat bodemdaling een geleidelijk en gelijkmatig verloop heeft, wordt geen directe schade aan infrastructuur verwacht. Niet uitgesloten is echter dat de bodemdaling gevolgen kan hebben voor het normale beheer en het onderhoud van waterkeringen en waterlopen. Voor zover dat beheer onvermijdelijk te maken meerkosten met zich meebrengt die, in overeenstemming met het gestelde in onderdeel C5, voor vergoeding in aanmerking komen dan rust op NAM de verplichting die schade overeenkomstig de regels van het burgerlijk recht te vergoeden. In sommige gevallen loopt dat via een hiertoe ingestelde commissie. In andere gevallen kunnen afspraken worden gemaakt in bilateraal verband met de betreffende waterschappen. Naast bovengenoemde gevolgen door bodemdaling is ook verder onderzoek uitgevoerd naar de mogelijke schade aan buisleidingen door potentiële aardbevingen (Deltares 2010 Schade aan buisleiding door aardbeving). Hierin wordt onder andere geconcludeerd dat mogelijke schade door geïnduceerde aardbevingen klein zal zijn (zowel in mogelijk aantal als ernst).

C3.3 Schade aan bouwwerken door bodemdaling

Omdat bodemdaling door gaswinning een geleidelijk en gelijkmatig verloop heeft en de resulterende vervorming (zoals scheefstand, kromming en horizontale rek) van de bovengrond zeer klein is, wordt geen directe schade aan bebouwing verwacht. Hierbij wordt verwezen naar "Studieresultaten betreffende ongelijkmatige zakkings in verband met aardgaswinning in de provincie Groningen; een uitgave van de Commissie Bodemdaling door Aardgaswinning; maart 1987". Meer recente rapporten die mogelijke oorzaken van schade in het gebied rondom West-Groningen⁴ en Loppersum⁵ beschrijven, bevestigen dit beeld.

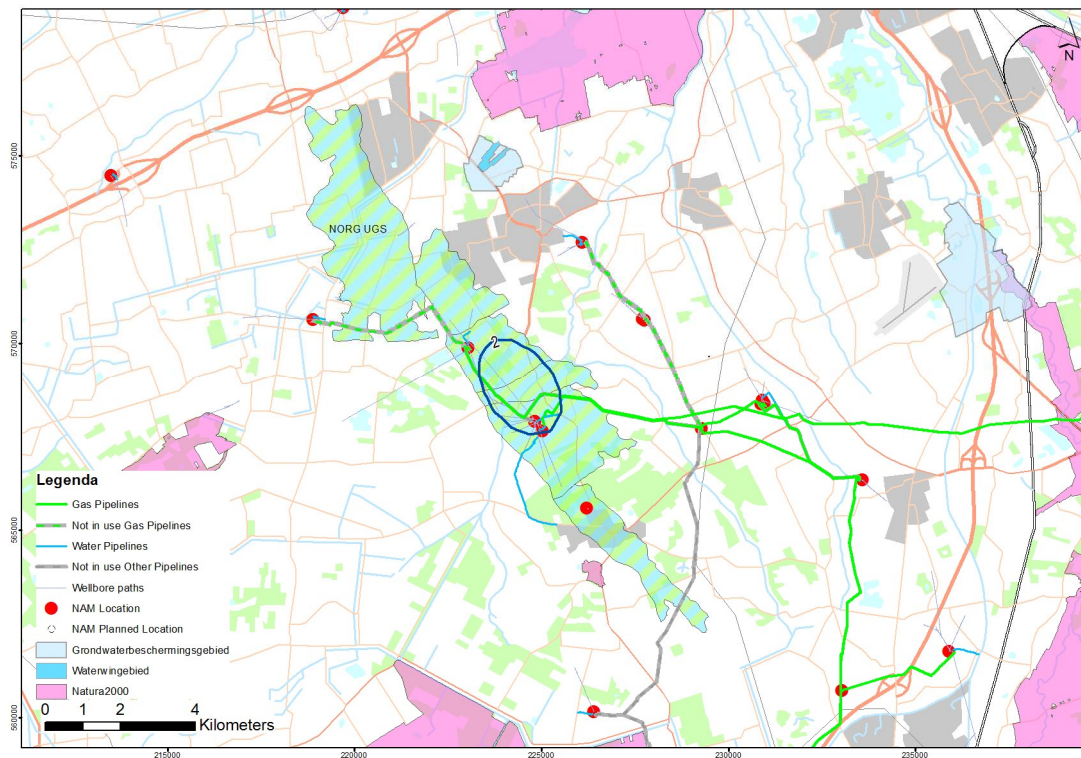
C3.4 Effecten op natuur en milieu door bodembeweging

Bodembeweging door gasopslag

Bij ondergrondse gasopslag in een bestaand gasveld is er afwisselend sprake van gasopslag gedurende de zomermaanden en gaswinning gedurende de wintermaanden. Zo ontstaat er een jaarcyclus waarbinnen bodemstijging en bodemdaling elkaar afwisselen. Een GPS-logger registreert continu de bodemhoogte van de Norg UGS en geeft een nauwkeurig beeld van deze jaarcyclus. Dit wordt geïllustreerd in figuur C6. Het gasvolume in Norg bestaat uit een werkvolume dat jaarlijks geproduceerd en geïnjecteerd wordt en een zogenaamd kussengasvolume. Dit kussengasvolume wordt in dit opslagplan niet geproduceerd. Eventuele productie van dit zogenaamde kussengas en de bodemdaling die dat als gevolg heeft, zal te zijner tijd, in een apart winningsplan worden beschreven.

⁴ http://www.namplatform.nl/gaswinning-en-aardbevingen/aardbevingen/onderzoek-aardbevingsschade-buiten-contour/_jcr_content/par/textimage_1820293032.stream/1458749672644/cc9011210377240167e4d080487a1027fb06bca3eaa92200320c265291faad95/addendum-bodem-and-water-groningen-west-4b.pdf

⁵ http://www.commissiebodemdaling.nl/files/1202097-000-BGS-0003-r-Gebouwschade%20Loppersum_def_par_20110421.pdf



Figuur C7: Kaart met daarop aangegeven de ondergrondse gasopslag Norg, de bodembewegingscontour, de Natura 2000 (paars) gebieden en waterwinningsgebieden (blauw).

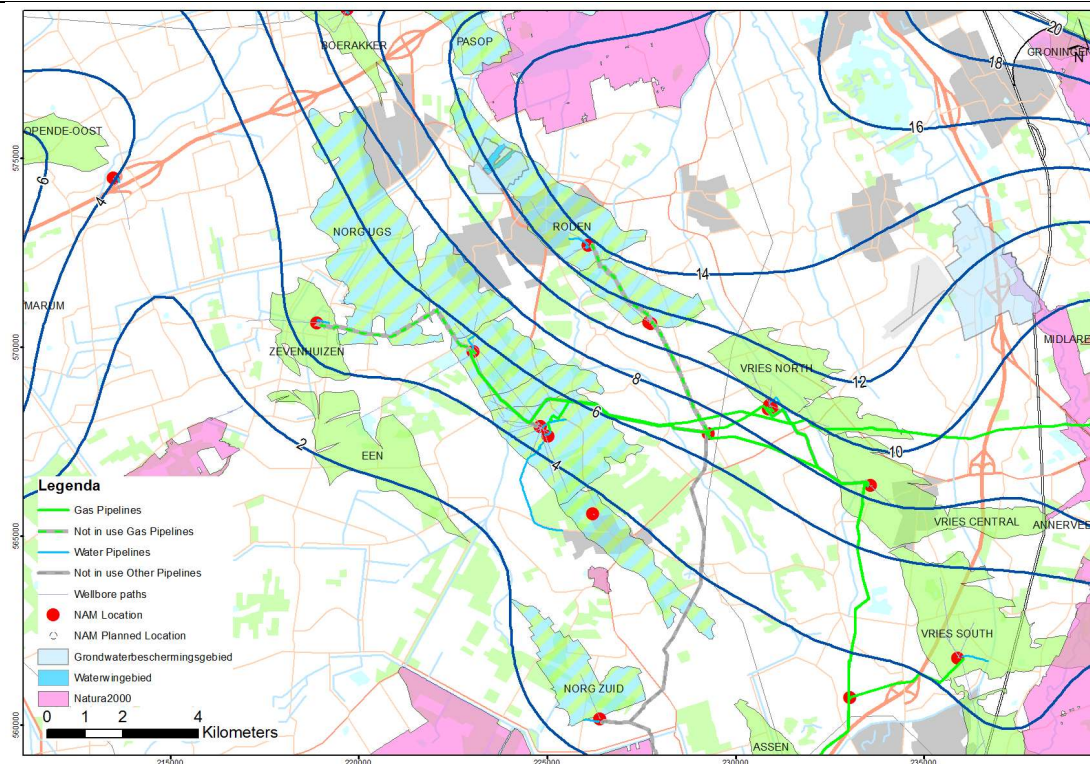
Het cyclische patroon van bodemstijging en bodemdaling (figuur C6) heeft een beperkt ruimtelijk bereik. De geregistreerde 2,5 cm op de Norg UGS neemt af met de afstand tot de locatie. Figuur C7 toont de contour waarbuiten de bodembeweging minder dan 2 cm bedraagt.

Door injectie van gas neemt de druk in het reservoirgesteente weer toe waardoor er decompactie ontstaat: het volume van gashoudende gesteente neemt weer toe en er treedt bodemstijging op. Het gashoudende gesteente gedraagt zich elastisch. Een deel van de compactie die is opgetreden gedurende de eerste productiefase in Norg is echter niet elastisch en heeft voor een permanente compactie en dus bodemdaling gezorgd van ongeveer 4 cm. Dit deel “veert” dan niet meer terug op het moment dat injectie plaatsvindt. Na deze eerste injectiefase heeft de UGS vele drukcycli gezien. Het GPS station dat enkele jaren geleden is geïnstalleerd, bevestigt dat het gasveld verder elastisch reageert op de jaarcycli in gasdruk (Fig. C3). Maandelijks worden de bodembewegingsnelheden gerapporteerd aan het bevoegd gezag.

Effect bodemdaling op natuur

Figuur C7 geeft een overzicht van het UGS Norg voorkomen en daarbijhorende infrastructuur. Tevens zijn grondwaterbeschermingsgebieden, waterwingebieden en beschermde natuurgebieden (Natura 2000) weergegeven. Boven op het gasveld is de hierbovengenoemde contour geplot waarbuiten de bodembeweging minder dan 2 cm bedraagt. 2 cm wordt in opslagplannen en winningsplannen doorgaans als beoordelingsgrens beschouwd. Effecten van bodembeweging op natuur, kleiner dan 2 cm, kunnen op voorhand worden uitgesloten. Met een bodemdaling van 2 centimeter in het diepste deel van de bodemdalingssom worden er geen effecten op de waterhuishouding als gevolg van de bodemdaling verwacht.

De bodemdaling als gevolg van gaswinning uit omliggende velden is getoond in figuur C8. Dit betreft voornamelijk bodemdaling als gevolg van de gaswinning uit het Groningengasveld en de omliggende kleine velden en de daaraan grenzende watervoerende zandsteenlagen in de diepe ondergrond. De mogelijke effecten van deze bodemdaling op natuur zijn geanalyseerd en gerapporteerd in Salomons *et al.* (2014: “*Natuuranalyse Bodemdaling Groningen en Natura 2000-gebieden* (2015) Arcadis rapportnr. 078163454:0.2.) De bodembeweging die ontstaat als gevolg van de gasopslag vindt niet plaats onder beschermde natuurgebieden. In combinatie met het cyclische karakter van de bodembeweging leidt dit ertoe dat de bodembeweging niet in cumulatie met bodemdaling door andere gaswinning hoeft te worden beschouwd.



Figuur C8: Kaart met daarop aangegeven de ondergrondse gasopslag Norg (gearceerd), de omliggende gasvelden (groen), de Natura 2000 (paars) gebieden en waterwinningsgebieden (blauw) en de bodemdalingscontouren als gevolg van gaswinning.

Bodemtrilling in relatie tot Natuur en Milieueffecten

Er zijn sinds 1983 twee kleine bevingen geregistreerd die met een redelijke waarschijnlijkheid toe te schrijven zijn aan het voorkomen Norg. De eerste beving vond plaats tijdens de productieperiode (in maart 1993) en de tweede tijdens het terug op druk brengen (in juni 1997). Op basis van die gegevens kan worden vastgesteld dat de kans op bevingen met significante schade klein is. Negatieve gevolgen voor natuur en milieu door bodemtrillingen worden, gezien de aard van de trillingen, verwaarloosbaar geacht. Effecten van bodemtrilling op natuur worden derhalve niet nader beschouwd.

Bodem- / grondwaterverontreiniging

NAM bouwt, onderhoudt en beheert installaties zo dat het risico op bodem-/grondwaterverontreiniging verwaarloosbaar klein is. Het Activiteitenbesluit en de omgevingsvergunning bevatten regels hieromtrent die door NAM worden nageleefd, en Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) ziet bovendien toe op deze naleving. Indien toch door een incident bodem-/grondwaterverontreiniging ontstaat, zal NAM deze verontreiniging saneren in het kader van de Wet bodembescherming. Gedeputeerde staten van de desbetreffende provincie zijn hiervoor bevoegd gezag. NAM en de toezichthouders hanteren een strikt controlebeleid waardoor de kans op bodemverontreiniging zeer gering is. Gevaar voor de volksgezondheid door het optreden van incidenten is niet te verwachten.

Nieuwe activiteiten in relatie tot Natuur en Milieueffecten

In dit opslagplan worden naast de gasopslagactiviteiten geen andere activiteiten beschreven.

Mb 24
lid 1r

C4) Maatregelen om bodemdaling te voorkomen / te beperken

Dit opslagplan beschrijft productie en injectie met behulp van al bestaande faciliteiten uit al producerende voorkomens. De effecten door verdere bodemdaling als gevolg van de nog resterende gasproductie en -injectie zijn gering. Er worden daarom geen extra maatregelen voorzien.

Mb 24
lid 1s

C5) Maatregelen die gevolgen van schade door bodemdaling beperken of voorkomen

Zoals beschreven in sectie C3 wordt geen schade aan bouwwerken verwacht. Indien als gevolg van bodemdaling door gaswinning de waterhuishouding of andere waterstaatkundige werken wel in betekenende mate worden beïnvloed dan kunnen waterhuishoudkundige maatregelen worden getroffen. Als met het nemen van maatregelen niet alle door gaswinning veroorzaakte schade afdoende kan worden voorkomen dan rust op NAM de verplichting die schade overeenkomstig de regels van het burgerlijk recht te vergoeden.

D) Gegevens inzake bodemtrilling als gevolg van de winning van koolwaterstoffen.

Mb 24
lid 1f

D1) Aard van de bodemtriling

Compactie van de olie- en gasvoerende lagen kan onderlinge beweging tussen gesteentelagen veroorzaken. Dit kan zich soms aan de oppervlakte manifesteren in de vorm van bodemtrillingen. Naast productie kan ook injectie van gas leiden tot geïnduceerde bevingen. Deze Sectie D beschrijft de risicoanalyse en mogelijke maatregelen gerelateerd aan gasproductie en gasinjectie.

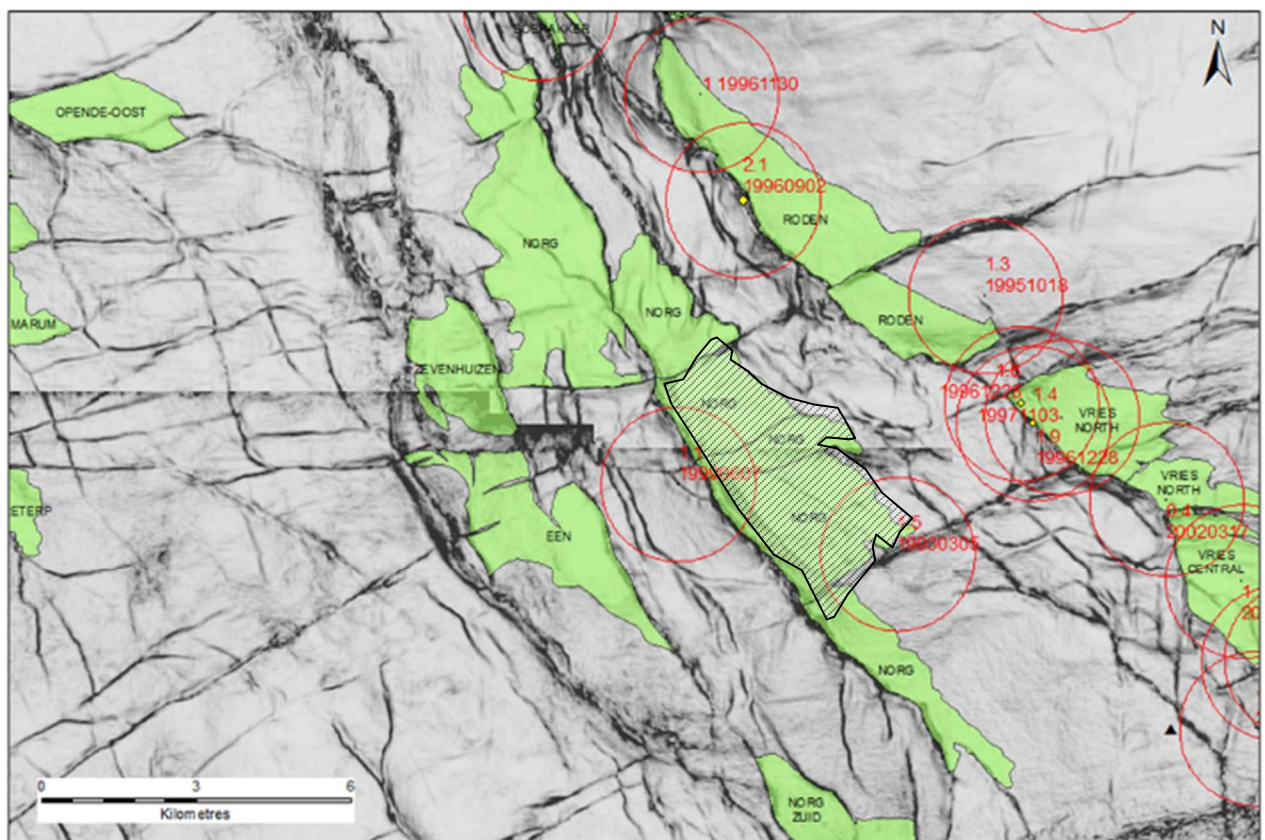
Mb 24
lid 1p

D2.1) Risico voor bodemtrillingen als gevolg van geïnduceerde bevingen door gasproductie

De winning van aardolie en/of aardgas gaat gepaard met een daling van de druk in de ondergrond met als gevolg een verandering van de gesteentespanningen. Deze verandering van spanning kan leiden tot plotselinge bewegingen langs bestaande breuken, waardoor mogelijk een lichte aardbeving zou kunnen plaatsvinden. In Nederland is/wordt uit ongeveer 140 olie- en gasvelden op het vasteland geproduceerd. Boven een beperkt aantal velden (ca. 20%) zijn bevingen geregistreerd waarvan in slechts 11 velden deze ook duidelijk aan het oppervlak voelbaar zijn geweest (magnitude meer dan 2,0 op de schaal van Richter).

Boven het voorkomen Norg zijn twee lichte bevingen geregistreerd, op 5-3-1993 een beving met een sterkte van $M=1,5$ en op 7-6-1999 met een sterkte van $M=1,1$ (zie Figuur D1). De onzekerheid van de locatie van het epicentrum is relatief groot en ligt rond de 1500 m in dit gebied voor de kleinere bevingen. Deze onzekerheid wordt aangegeven door de rode cirkels in figuur D1. Het is waarschijnlijk dat, met inachtneming van deze onzekerheid, deze twee bevingen zijn veroorzaakt door de UGS Norg, waarbij het tevens waarschijnlijk is dat twee randbreuken gereactiveerd zijn. Gezien de lage magnitude van de bevingen is het zeer waarschijnlijk dat deze door niemand zijn gevoeld.

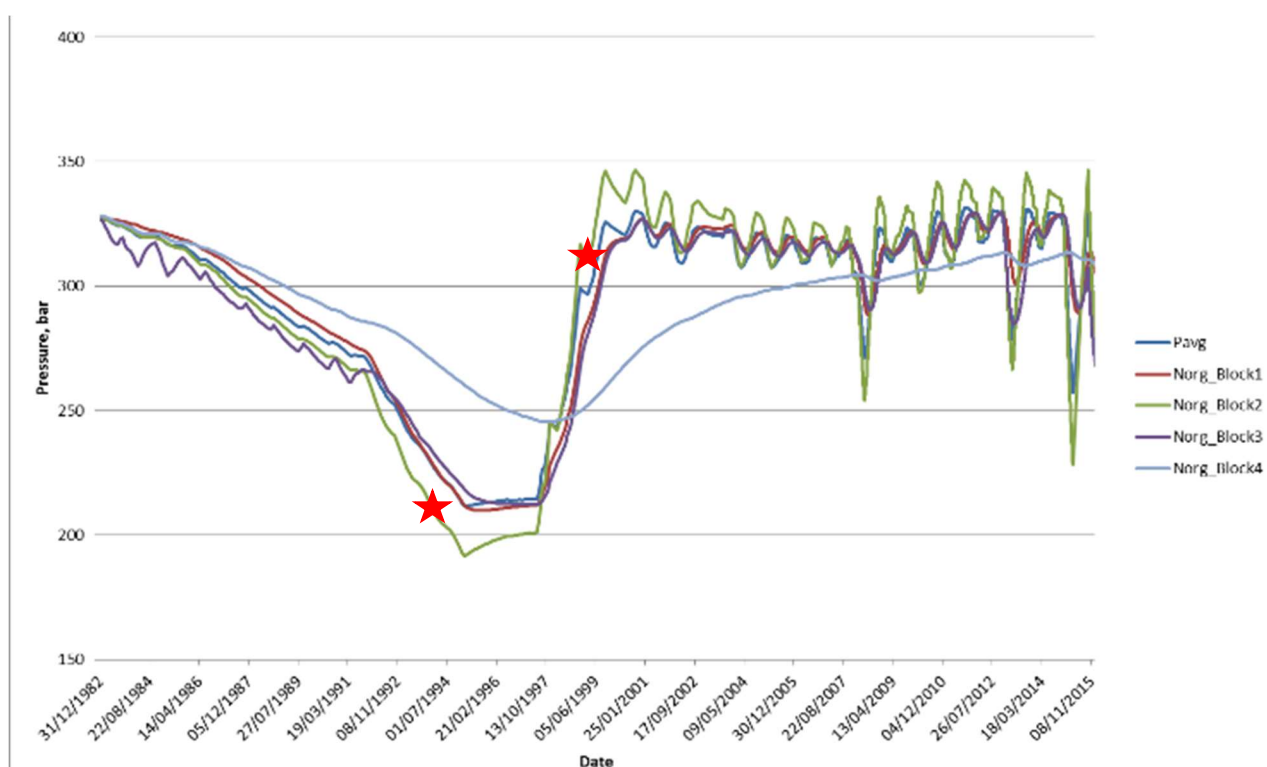
Op het moment van de eerste beving ($M=1,5$) werd het veld als een standaard gasveld geproduceerd waarbij de druk ongeveer 225 bar was in blok 2 (gearceerd gebied in Figuur D1), de gemiddelde druk was op dat moment ongeveer 235 bar. Na deze beving is blok 2 verder in druk gedaald zonder de observatie van nieuwe bevingen. De minimale druk die blok 2 gezien heeft ligt rond de 190 bar.



Figuur D1: Locatie van de bevingen aan de rand van de UGS Norg. De rode cirkels geven de onzekerheid aan van de plaatsbepaling van het epicentrum. Het gearceerde oppervlak geeft de ligging van blok 2 aan.

Sinds het begin van de jaren negentig houden verschillende instanties, waaronder de overheid, kennisinstituten en mijnbouwmaatschappijen, zich gezamenlijk met deze problematiek bezig.^{6,7,8,9} Sinds 2002 zijn bovengenoemde instanties verenigd in het Technisch Platform Aardbevingen (TPA). Hiermee is de aanwezige kennis op het gebied van aardtrillingen gebundeld en wordt deze kennis optimaal ingezet met gebruikmaking van de meest actuele stand der techniek. In respons op het in het Mijnbouwbesluit is onder begeleiding van het TPA een risicoanalyse omtrent bodemtrillingen als gevolg van winning van olie of gas uitgevoerd^{10,11,12}. Tevens is in dit kader een samenvattend rapport uitgebracht waarin de resultaten van bovengenoemde studies zijn geïntegreerd¹³. Deze rapporten zijn gepubliceerd op <http://www.nlog.nl/nl/hazards/subsidence.html>.

Recent heeft SodM een tijdelijke richtlijn voor Seismische Risico Analyse (SRA) gepubliceerd¹⁴. Deze leidraad is geschreven om een inschatting te geven voor het seismisch risico ten gevolge van gasproductie. De SRA voorziet in een analyse van het seismisch risico op basis van veld-specifieke kwantitatieve parameters en geeft een richtlijn voor maatregelen die passend zijn bij een bepaalde risicocategorie die uit de analyse volgt. De basis van de analyse wordt uitgelegd in bijlage 2. Het merendeel van de factoren die getoetst worden in de leidraad zijn ook van toepassing voor mogelijke injectie gerelateerde aardbevingen. Daarom wordt in dit opslagplan gesteld dat de SRA een redelijke indicatie geeft van het seismisch risico gedurende productie en injectie van gas, waarbij paragraaf 2.2 specifiek ingaat op mogelijke aardbevingen als gevolg van injectie van gas. In de SRA is uitgegaan van waarden van reservoirdrukgrenzen behorend bij de maximale drukdaling in blok 2. Deze drukdaling is vervolgens aangenomen als ware geldig voor het gehele Norg veld waarmee de uitkomst van de SRA conservatief te noemen is.



⁶ Eindrapport multidisciplinair onderzoek naar de relatie tussen Gaswinning en Aardbevingen in Noord-Nederland; Begeleidingscommissie Onderzoek Aardbevingen, 1993

⁷ De relatie tussen schade aan gebouwen en lichte ondiepe aardbevingen in Nederland; TNO Bouw, 1998

⁸ Seismisch risico in Noord-Nederland; de Crook et al., KNMI, 1998

⁹ Kalibratiestudie schade door aardbevingen" TNO-034-DTM-2009-04435 (2009)

¹⁰ Seismisch hazard van geïnduceerde aardbevingen; Wassing et al

¹¹ TNO-NITG rapporten 03-185-C (2003), 03-186-C (2004), 04-233-C (2004)

¹² Deterministische hazard analyse voor geïnduceerde seismiteit (DHAIS); TNO-rapport R10198, 2012

¹³ Seismisch hazard van geïnduceerde aardbevingen, integratie van deelstudies; TNO/KNMI, TNO 2012 R11139

¹⁴ Methodiek voor risicoanalyse omtrent geïnduceerde bevingen door gaswinning tijdelijke leidraad voor adressering mbb. 24.1.p, versie 1.2, SodM, 1 februari 2016

Figuur D2: Gemeten drukverloop in de Norg UGS, gemiddeld en per blok. De twee rode sterren geven aan wanneer de twee lichte bevingen zijn geregistreerd. De groene lijn toont de drukken in blok 2 waar de bevingen hebben plaatsgevonden (zie Figuur D1 voor de locatie van blok 2).

D2.2) Nadere beschouwing van het risico voor aardbevingen als gevolg gas injectie in het reservoir

Gedurende de eerste opvulling van de UGS is er één lichte beving geregistreerd boven de Norg UGS (Figuur D2). In de navolgende drukcycli is de maximum druk verder opgelopen waarbij er geen bevingen meer zijn geregistreerd. Dit geeft aan dat de Norg UGS niet heel gevoelig is voor bevingen binnen het waargenomen drukbereik.

In het kader van mogelijke stikstofinjectie in het Groningen veld is door TNO uitvoerig onderzoek gedaan naar injectie gerelateerde seismiciteit^{15,16,17}. Deze onderzoeken tonen aan dat over het algemeen gasinjectie de kans op bevingen vermindert maar dat er scenario's bestaan waarbij breuken gereactiveerd kunnen worden. Bijlage 4 gaat verder in op de mogelijke mechanismes die injectie geïnduceerde bevingen kunnen veroorzaken. Het NAM rapport "Norg UGS fault reactivation study and implications for seismic threat"¹⁸ presenteert naast een overzicht van deze mechanismes, een gedetailleerde numerieke studie naar mogelijke breukreactivatie. De modellen die gebruikt zijn laten zien dat breukreactivatie mogelijk is gedurende injectie maar hebben echter geen voorspellend vermogen. Daarom kunnen bevingen in de toekomst niet worden uitgesloten.

NAM heeft het seismisch netwerk rond de Norg UGS uitgebreid met drie extra seismische meetstations waarbij de detectiegevoeligheid boven- en rondom de Norg UGS verlaagd is van ongeveer $M=1,5$ naar ongeveer $M=0,35$. Dit nieuwe netwerk is operationeel sinds begin 2016¹⁹ en heeft tot op het moment van schrijven geen bevingen geregistreerd. Dit wordt ook bevestigd door de in 2015 in een aantal boven het voorkomen gesitueerde gebouwen geplaatste trilling sensoren.

D2.3) Seismische Risico Analyse (SRA) voor Norg

Bijlage 2 geeft een uitgebreid overzicht van de waarden van de parameters die gebruikt worden in de formules zoals gehanteerd in de SRA¹⁴ en hoe deze bepaald zijn.

Voor Norg is het nodig gebleken om de risico matrix te gebruiken ("Stap 2" van de SRA zoals beschreven in bijlage 2). Voor elke factor die bepaald is voor de onder- en bovengrond wordt een score gegeven waarbij de som van de scores een positie geeft in de matrix.

- De som van de scores voor "invloedfactoren ondergrond" (genormeerd voor de maximale score) geeft de positie op de x-as.
- De som van de scores voor "invloedfactoren bovengrond" (genormeerd voor de maximale score) geeft de positie op de y-as weer.

Details voor de score van elke factor is weergegeven in bijlage 2.

Uitkomst van de Seismische Risico Analyse (SRA)

Figuur D3 geeft het resultaat van de SRA analyse voor de voorkomens in dit opslagplan. Uit de SRA analyse volgt dat Norg in Categorie I valt wanneer wordt uitgegaan van de laagste reservoirdruk die geldig is voor blok 2. Omdat bevingen ook kunnen ontstaan gedurende de injectiefase hanteert NAM de maatregelen die passen bij Categorie II.

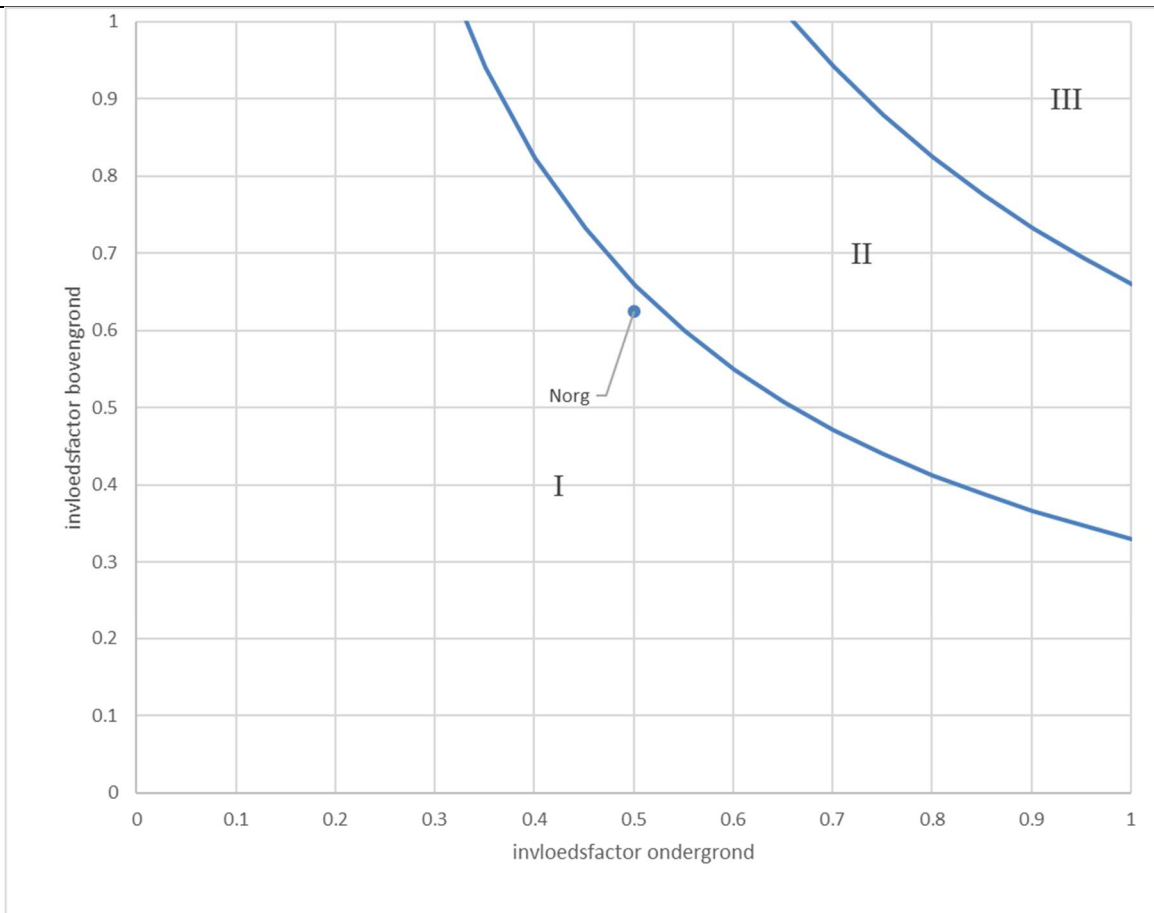
¹⁵ Literature review on Injection-Related Induced Seismicity and its relevance to Nitrogen Injection (TNO-rapport 2014 R11761, 18 december 2014)

¹⁶ Description and analysis of field cases of injection in The Netherlands (TNO-rapport 2015 R10906, 5 november 2015)

¹⁷ Geomechanical modelling of the effects of (nitrogen) injection on fault stability in a reservoir, representative for a typical Rotliegend reservoir in the northern part of The Netherlands (TNO-rapport 2015 R11259, 11 november 2015)

¹⁸ NAM (2016) Norg UGS fault reactivation study and implications for seismic threat. EP201610208045

¹⁹ <http://www.knmi.nl/nederland-nu/seismologie/stations>



Figuur D3: Uitkomst van de Seismische Risico Analyse (SRA) op basis van de reservoirdruk in blok 2. Het voorkomen in dit opslagplan valt dan in risico Categorie I.

Omdat er ook een risico geldt voor bevingen tijdens de injectiefase hanteert de NAM de maatregelen die gelden bij een voorkomen dat in risicocategorie II valt. Volgens de leidraad wordt gesteld dat voor Categorie II velden, als minimum, de volgende maatregelen moeten worden genomen:

1. Duiding van de uitkomst van de risicomatrix analyse (Mbw20 34.g en Mbb21. 24.1.q);
2. Monitoring met een minimale cataloguscompleetheit in de omgeving van het veld van magnitude 1,5;
3. Monitoring in de omgeving van het veld aanvullen met accelerometers op de geofoonlocaties;
4. Implementeren generiek seismisch-risicobeheersplan.

Ad 1 Duiding van de uitkomst van de risicomatrix analyse

Er zijn sinds 1983 twee kleine, niet voelbare bevingen geregistreerd die met een redelijke waarschijnlijkheid toe te schrijven zijn aan het voorkomen Norg. De eerste beving vond plaats tijdens de productieperiode (in maart 1993) en de tweede tijdens het terug op druk brengen (in juni 1997). Ondanks het feit dat er slechts twee kleine bevingen hebben plaatsgevonden kan NAM – met de kanttekening dat er in de afgelopen 17 jaar geen bevingen zijn geregistreerd – seismische activiteit in de toekomst niet uitsluiten en worden de maatregelen 2,3 en 4 geïmplementeerd in dit opslagplan.

Het seismisch risico boven de UGS Norg wordt veroorzaakt door bovengrondse en ondergrondse kenmerken. De theoretisch maximale magnitude die wordt ingeschat op basis van de ondergrondkennis ligt tussen de $M_L=3,5$ en $4,0$. Aardbevingen tot deze grootte hebben niet het vermogen om dusdanige schade aan te richten aan industrie en speciale gebouwen om daarmee andere risico's te escaleren, zoals het doorbreken van dijken en buisleidingen. Deze nuance ontbreekt op dit moment in de tijdelijke leidraad maar betekent feitelijk dat het veiligheidsrisico verwaarloosbaar is en het seismisch risico overschat wordt omdat deze escalaties wel meedoen in de bepaling van de risicoscore.

Bevingen tot deze magnitude kunnen wel schade veroorzaken. Bij schade aan bebouwing speelt zowel kwetsbaarheid van de bebouwing, die bepaald wordt door de constructie en staat van onderhoud als de intensiteit van de beving een belangrijke rol. Al in 1998 is voor Noord-Nederland door het KNMI beschreven²² dat de maximaal te verwachten intensiteit bij het optreden van een dergelijke geïnduceerde aardbeving ongeveer VI-VII op de Europese Macroseismische Schaal is. Dit betekent (kwalitatief) dat in het

²⁰ Mijnbouwwet

²¹ Mijnbouwbesluit

²² De relatie tussen schade aan gebouwen en lichte ondiepe aardbevingen in Nederland; TNO Bouw, 1998

ernstigste geval in de nabijheid van het voorkomen lichte, niet constructieve schade kan optreden aan meerdere gebouwen en matige schade (lees, scheuren in muren tot constructieve schade in het uiterste geval) aan enkele gebouwen. De omvang van het gebied waar mogelijk schade kan optreden wordt bepaald door de magnitude, de diepte en de duur van de beving, de lokale grondsamenstelling en aard en conditie van de bebouwing. Bij een beving die krachtig genoeg is om schade te veroorzaken, is het aantal potentiële schadegevallen binnen dit gebied sterk afhankelijk van de dichtheid van bebouwing, terwijl de mate van schade (geen, lichte of matige) op een bepaalde afstand van het epicentrum in grote mate wordt bepaald door het type bebouwing, de staat van onderhoud en de lokale bodemgesteldheid. Deze afhankelijkheid wordt verder beschreven in het TNO rapport²³.

Op basis van de omliggende velden is er tevens een inschatting gemaakt over mogelijke seismiciteit in Norg wanneer de druk in Norg nog verder zou dalen (zie voor beschrijving van deze inschatting bijlage 3). Op basis van deze inschatting wordt geconcludeerd dat voor Norg zelfs in dit geval een beperkt seismisch risico geldt omdat in geen van de omliggende velden bevingen zijn waargenomen die hebben geleid tot schade, terwijl de druk in het merendeel van deze velden rond de 50 bar ligt.

Ad 2 Monitoring met een minimale cataloguscompleteitheid in de omgeving van het veld van magnitude 1,5

In 2014 is begonnen met de aanleg van een lokaal seismisch monitoringnetwerk boven de Norg UGS²⁴. Het ontwerp van het uitgebreide netwerk zorgt ervoor dat de minimale cataloguscompleteitheid boven UGS Norg groter of gelijk aan MI 0,5 is. Hiermee wordt ruimschoots voldaan aan deze eis.

Ad 3 Monitoring in de omgeving van het veld aanvullen met accelerometers op de geofoonlocatie

Het seismische monitoringnetwerk boven de UGS Norg is uitgebreid met 3 stations uitgevoerd met geofoons en accelerometers aan het oppervlak (zie figuur D4). Tevens zijn een aantal gebouwen in de nabijheid van de UGS voorzien van trillingsensoren. Het gehele monitoringnetwerk levert een continue datastroom aan KNMI (geofoons en accelerometers) en TNO (gebouwsensoren) waarbij de data op internet gepubliceerd worden.

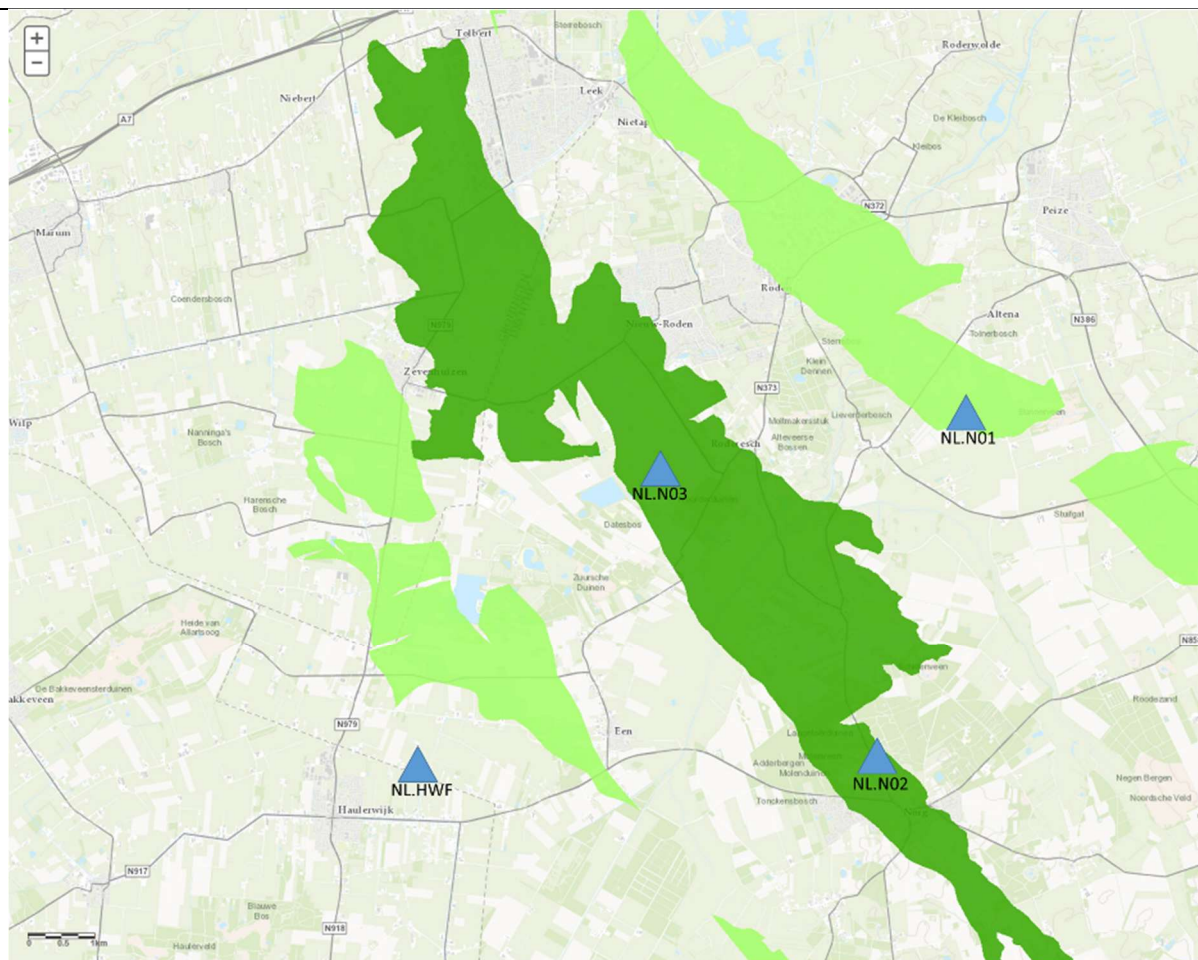
Ad 4 Implementeren generiek seismisch-risicobeheersplan

Er is voor de UGS Norg een seismisch seismisch-risicobeheersplan opgesteld en in gebruik genomen. Dit plan beschrijft de seismische risico's en geeft aan wanneer er actie genomen wordt. Hierbij is de actie afhankelijk van de frequentie en magnitude van de bevingen. Bijlage 4 presenteert dit seismisch-risicobeheersplan.

In sectie D3 en D4 wordt beschreven welke mogelijke risico's en maatregelen gekoppeld zijn aan deze risicocategorie. In onderdeel D5 worden de schade beperkende maatregelen en condities voor eventuele vergoedingen in geval van schade uiteengezet.

²³ Kalibratiestudie schade door aardbevingen" TNO-034-DTM-2009-04435 (2009)

²⁴ Brief aan SodM, kenmerk EP201610200550, invulling artikel 10, aanleg seismisch meetnetwerk



Figuur D4: kaart met het seismisch monitoringnetwerk boven de Norg UGS. De seismische meetstations worden met een blauwe driehoek weergegeven. Het netwerk bestaat uit het station NL.HWF Haulerwijk (Een) (1995-06-01) en de drie nieuw aangelegde stations NL.N01 Lieveke (2016-04-04), NL.N02 Norg (2016-02-04) en NL.N03 Steenbergen (2016-02-04).

Mb 24
lid 1q

D3) Omvang en aard van de schade

D3.1 Schade aan openbare infrastructuur door bodemtrillingen

In het verleden is onderzoek uitgevoerd naar de mogelijke schade aan buisleidingen door potentiële aardbevingen²⁵. Hierin wordt onder andere geconcludeerd dat mogelijke schade door geïnduceerde aardbevingen klein zal zijn (zowel in mogelijk aantal als ernst).

D3.2 Schade aan bouwwerken door bodemtrillingen

De praktijkervaring met gasproductie in Nederland over de afgelopen jaren leert dat lichte aardbevingen ten gevolge van gasproductie in de meeste gevallen niet leiden tot schade. Toch kan de kans op schade aan bebouwing in de nabije omgeving van het epicentrum van een geïnduceerde aardbeving niet worden uitgesloten.

Hierbij speelt zowel kwetsbaarheid van de bebouwing als de intensiteit van de beving een belangrijke rol. Al in 1998 is voor Noord-Nederland door het KNMI beschreven⁸ dat de maximaal te verwachten intensiteit bij het optreden van een dergelijke geïnduceerde aardbeving ongeveer VI-VII op de Europese Macroseismische Schaal is. Dat betekent (kwalitatief) dat in het ernstigste geval in de nabijheid van het voorkomen lichte, niet constructieve schade kan optreden aan meerdere gebouwen en matige schade (lees, scheuren in muren tot constructieve schade in het uiterste geval) aan enkele gebouwen.

Dit laatste wordt bevestigd door de resultaten van de seismische hazard studie van TNO-NITG²⁶. De omvang van het gebied waar mogelijk schade kan optreden wordt bepaald door de magnitude, de diepte en de duur van de beving en de lokale grondsamenstelling en aard en conditie van de bebouwing. Bij een beving die krachtig genoeg is om schade te veroorzaken, is het aantal potentiële schadegevallen binnen dit gebied sterk

²⁵ Deltares 2010 Schade aan buisleiding door aardbeving

²⁶ Wassing en Dost, 2012, TNO 2012 R11139

	afhankelijk van de dichtheid van bebouwing, terwijl de mate van schade (geen, lichte, matige) op een bepaalde afstand van het epicentrum in grote mate wordt bepaald door het type bebouwing, de staat van onderhoud en de lokale bodemgesteldheid. Deze afhankelijkheid wordt verder beschreven in het TNO rapport⁹. In 2014 is door Arcadis een studie uitgevoerd naar aanleiding van gemelde schades aan huizen en gebouwen in de gemeente Noordenveld. Alle mogelijke oorzaken van de schade zijn onderzocht waarbij geconcludeerd werd dat de schades niet veroorzaakt zijn door aardbevingen. De uitkomsten van deze studie zijn gedeeld met de bewoners. In 2016 is er een aanvullend onderzoek gedaan door Witteveen en Bos. De conclusies van dit rapport kwamen grotendeels overeen met de conclusies van de studie uit 2014. Desondanks is besloten de mensen die voor 31 maart 2017 een schademelding hebben gedaan bij NAM voor vermeende schade veroorzaakt door de UGS Norg, wel een aanbod te doen voor de afhandeling van deze schademelding. Aanleiding voor dit aanbod was het nieuwe schadeprotocol Groningen (31 maart 2017) waaronder ook schades die veroorzaakt zijn door beweging van de bodem als gevolg van de gasopslag Norg vielen. Voor de zogenaamde “oude schades” van voor 31 maart 2017 die gerelateerd zijn aan het Groningen gasveld, heeft NAM op verzoek van het Kabinet en de Groningse bestuurders een snel en ruimhartig aanbod gedaan om deze schademeldingen af te ronden. In overleg met het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat is daarom besloten om te proberen ook de “oude” schademeldingen met betrekking tot de gasopslag Norg op eenzelfde manier op te lossen. De betreffende schademelders hebben een aanbod van NAM ontvangen en dit bod is door het merendeel van de mensen ook geaccepteerd.
Mb 24 lid 1r	D4) Maatregelen om bodemtrillingen te beperken of voorkomen Er is voor de UGS Norg een seismisch risicobeheersplan opgesteld en in gebruik genomen. Dit plan beschrijft de seismische risico's en geeft aan wanneer er actie genomen wordt. Hierbij is de actie afhankelijk van de frequentie en magnitude van de bevingen. Bijlage 4 presenteert dit seismisch-risicobeheersplan.
Mb 24 lid 1s	D5) Maatregelen die gevolgen van schade door bodemtrillingen beperken of voorkomen In het in D4 genoemde seismisch-risicobeheersplan wordt ingegaan op de mitigerende maatregelen om schade te beperken dan wel te voorkomen. Bij mogelijke schade door bodembeweging, die worden veroorzaakt door gasopslagactiviteiten, rust op de NAM de verplichting deze te vergoeden overeenkomstig de regels van het burgerlijk recht. Er is een aparte schade afhandelingsprocedure vastgesteld indien schade zou optreden. In het “Besluit mijnbouwschade Groningen” is bepaald dat de Tijdelijke commissie mijnbouwschade Groningen fysieke schade aan gebouwen en werken die is ontstaan door beweging van de bodem als gevolg van de gasopslag Norg zal afhandelen. Als de “Wet Instituut mijnbouwschade Groningen” in werking treedt, dan neemt dit instituut deze afhandeling over.

Bijlage 1: Kentallen bodemdaling en onzekerheidsanalyse bodemdaling

Enkele algemene kentallen voor de in dit opslagplan beschreven voorkomen zijn samengevat in Tabel 1. Deze (gemiddelde) kentallen reflecteren een zeer vereenvoudigd model van het voorkomen.

Tabel 1.1 Enkele kentallen ter indicatie van de in dit opslagplan beschreven voorkomens. Tussen haakjes worden de verschillen met het vorige opslagplan aangegeven

	Norg
Diepte veld [m]	2690
Gemiddelde dikte reservoir [m]	184
Initiële druk [bar]	327
Druk in 2016 [bar]	220
Eind druk, minimale druk	225 ²⁷
$C_m [10^{-5} \text{ bar}^{-1}]$	0,44

Onzekerheidsanalyse voor de bodemdalingsprognose

Om een inschatting te maken van de onzekerheid over de toekomstige bodemdaling voor de voorkomens in een winningsplan wordt normaliter de onzekerheid in de C_m (compressibiliteit) gecombineerd met de verschillende depletiewaarden (DP) die volgen uit de mogelijk voorspelde drukken. In dit opslagplan wordt uitgegaan van een minimumdruk van 225 bar. De bodemdalingcontouren in Figuur C3 zijn getoond voor dit scenario. In de overige bodemdalingsfiguren (C2, C4 en C5) is uitgegaan van een gemiddelde reservoirdruk. Dit betreft de gemiddelde reservoirdruk over een injectie- en productiecycclus. Wel geldt er een onzekerheid voor de compressibiliteit van het gesteente. Deze C_m onzekerheid bevat meerdere componenten: onzekerheid over het compactiegedrag, onzekerheid over de depleterende dikte en onzekerheid over de compressibiliteit op basis van coreplug metingen. Niet al deze onzekerheden zijn kwantitatief te bepalen en daarom is er voor een inschatting ervaring uit het verleden gebruikt. Voor een nieuw voorkomen op land wordt deze onzekerheid geschat op 75% op basis van ervaring uit het verleden. Na één of meerdere bodemdalingsmetingen is meer kennis beschikbaar gekomen over de combinatie van de depleterende dikte en compressibiliteit waarmee de onzekerheid geschat wordt op 25%. De Norg UGS valt in deze laatste categorie, gezien de vele metingen die beschikbaar zijn voor dit veld.

Aquifers

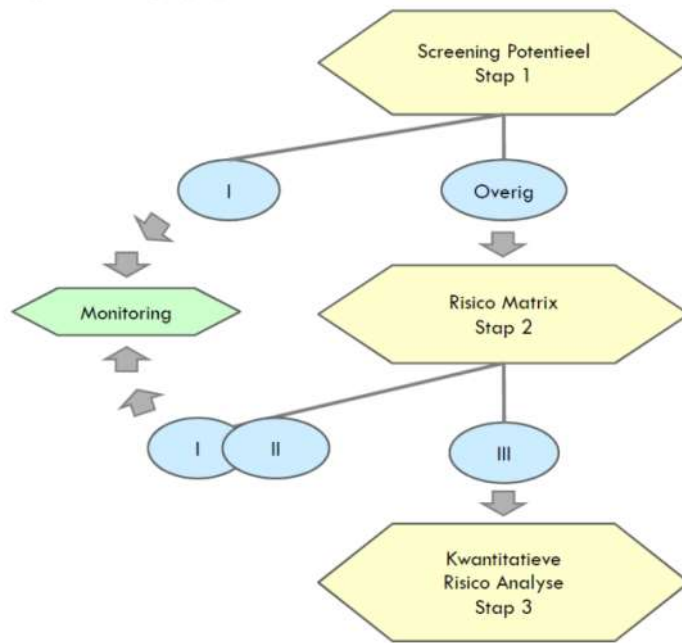
Mogelijke drukdaling in de aquifers zal ook leiden tot bodemdaling. De aquifers die behoren tot de Norg UGS zijn expliciet gemodelleerd in het reservoirmodel en gekalibreerd aan de hand van de beschikbare metingen. De drukdaling die daar uit volgt is meegenomen in het bodemdalingsmodel waarvan de resultaten getoond zijn in Deel C van dit opslagplan.

²⁷ Deze einddruk geldt voor blok 2 en is lager dan de minimale gemiddelde reservoirdruk (235 bar) zoals genoemd in hoofdstuk B.5.2.

Bijlage 2: Samenvatting SRA en gebruikte gegevens m.b.t. de SRA voor de voorkomens in dit opslagplan

Samenvatting SRA

Recent heeft SodM een tijdelijke richtlijn voor Seismische Risico Analyse (SRA) gepubliceerd (methodiek voor risicoanalyse omtrent geïnduceerde bevingen door gaswinning tijdelijke leidraad voor adressering mbb. 24.1.p, versie 1.2, SodM, 1 februari 2016). De SRA gaat uit van het schema zoals getoond in Figuur 2.1. Deze leidraad geldt alleen voor winningen van gas en niet voor injectie van gas. Voor Norg geldt beide en daarom geldt onderstaande analyse alleen voor de productiefase in Norg. Bijlage 3 gaat in op de seismische dreiging tgv het injectieproces.



Figuur 2.1: Schematische weergave van de verschillende stappen en risico categorieën (I, II, III) in de seismische risico inventarisatie (conform SodM, 2016)

Uitleg van het SRA proces

Stap 1:

In stap 1 worden alle voorkomens bekeken. De voorkomens die direct in risicocategorie I (zeer laag seismisch risico) vallen worden gekarakteriseerd doordat ze:

- Voorkomens zijn die niet seismisch actief zijn geweest.
- Voorkomens zijn waarvoor de kans laag is dat ze in de toekomst seismisch actief kunnen worden (volgens de DHAIS “*Deterministische hazard analyse voor geïnduceerde seismiciteit*” methodiek) en/of waarvoor op basis van reservoircompactie of mogelijke breukverplaatsing de waarde voor de mogelijke maximale bevingsmagnitude (M_{max}) laag uitvalt ($M < 2,5$).
- Voorkomens die niet meer produceren.

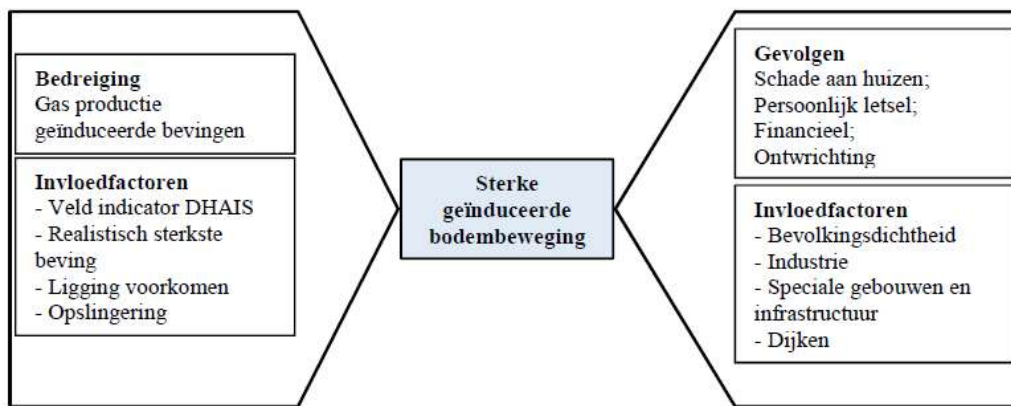
Voorkomens die niet aan deze criteria voldoen schuiven door naar stap 2.

Stap 2:

In deze stap worden alle voorkomens bekeken die

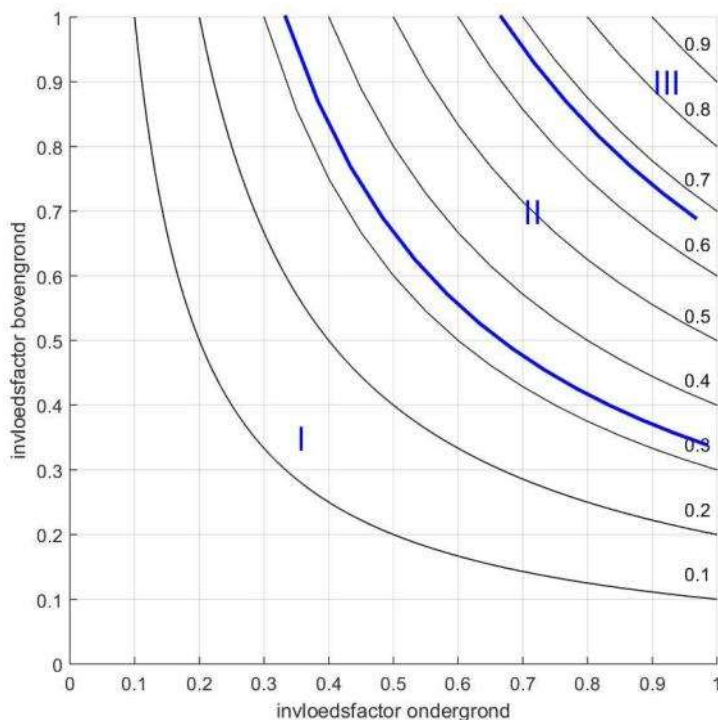
- seismisch actief zijn geweest en
- een hogere toekomstige kans op seismiciteit hebben (volgens de DHAIS methodiek) en waarvoor op basis van reservoircompactie of mogelijke breukverplaatsing de waarde voor M_{max} (“maximale bevingsmagnitude”) hoger uitvalt dan $M=2,5$

In stap 2 wordt op basis van een risico matrix benadering het risico van geïnduceerde aardbevingen verder gekwalificeerd. Figuur 2.2 geeft een schematische weergave van de verschillende factoren die bepalen of een geïnduceerde beving kan resulteren in een sterke groundbeweging (de “invloedfactoren ondergrond”) en de verschillende factoren die invloed hebben op de grootte van de mogelijke gevolgen (de “invloedfactoren bovengrond”).



Figuur 2.2: Schematische weergave van de bedreigingen en gevolgen van geïnduceerde bevingen en de verschillende invloedfactoren die daarbij een rol spelen (SodM, 2016).

In de risico matrix analyse worden de verschillende factoren zoveel mogelijk kwantitatief geanalyseerd en op basis van de uitkomst per factor gerankt. Over de scores van de individuele factoren wordt gesommeerd, zodat een totaalscore voor zowel de invloedfactoren ondergrond als de invloedfactoren bovengrond wordt bepaald. Deze worden genormaliseerd met het maximaal te behalen aantal punten voor ondergrond cq. bovengrond en in de risico matrix tegen elkaar uitgezet waarmee kwalitatief een risicocategorie wordt bepaald (zie figuur 2.3).



Figuur 2.3: De risicomatrix. De zwarte lijnen zijn lijnen van gelijk genormaliseerd risico. De verdeling in categorieën is gedaan op basis van 1/3 en 2/3 van het genormaliseerde risico. (SodM, 2016).

De mogelijke seismische dreiging volgt uit een analyse en score van de volgende invloedfactoren voor de ondergrond:

- Veld indicator DHAIS. Dit is een methode die beschrijft hoe – per voorkomen - de kans op het mogelijk optreden van een beving kan worden berekend aan de hand van ondergrondse kenmerken.
- Realistisch sterkste beving (Mmax). Voor een realistische inschatting van de sterkste beving zijn twee verschillende benaderingen genomen:
 1. een bepaling van de compactie-energie die beschikbaar is in een producerend gasveld en kan leiden tot een beving en
 2. een maat voor de mogelijke bevingsmagnitude als de langste breuk in het producerende veld in zijn geheel in één keer in beweging zou komen.

Methode [1] resulteert doorgaans in lagere waarden voor Mmax dan methode [2]. Dit kan er op duiden dat de totale hoeveelheid beschikbare energie die tot een beving kan leiden waarschijnlijk niet voldoende is om de grootste breuken in een veld in één keer in beweging te brengen.

- Ligging van het voorkomen. In de SRA methodiek (SodM, 2016) wordt er een onderscheid gemaakt tussen velden ten noorden van de lijn Amsterdam-Arnhem en velden ten zuiden van deze lijn. Dit onderscheid is gemaakt op basis van observaties. Er is nog nooit een aardbeving waargenomen ten zuiden van de lijn Amsterdam-Arnhem.
- Opslingering; de ondiepe ondergrond kan een opslinging veroorzaken van de seismische golven en wordt daarom boven het veld gekarakteriseerd. Voor relatief slappe ondergrond (veen, klei) is dit effect groter dan voor relatief stevige ondergrond (zand)

Het mogelijke gevolg van een beving volgt uit een analyse en score van de invloedfactoren bovengrond: bevolkingsdichtheid, industrie, speciale gebouwen, vitale infrastructuur en de aanwezigheid van dijken.

- Voor de bepaling van de bevolkingsdichtheid wordt de CBS Statline data gebruikt; hierbij krijgt de categorie flats/appartementencomplexen extra aandacht in de uiteindelijke score.
- Industriële inrichtingen, speciale gebouwen en vitale infrastructuur en dijken worden in kaart gebracht m.b.v. de risicokaart. (<http://www.risicokaart.nl>)

De laatstgenoemde drie factoren (speciale gebouwen, vitale infrastructuur en de aanwezigheid van dijken) zijn van invloed op een mogelijk gevolgrisco voor schade en veiligheid. Het is echter zeer onwaarschijnlijk dat de geïnduceerde bevingen kunnen leiden tot een dergelijk gevolgrisco omdat de bevingen te zwak zullen zijn om een bedreiging te vormen voor deze objecten. Deze gevolgen zijn tot nu toe dan ook nooit waargenomen.

Indien uit het voorgaande blijkt dat voorkomens binnen een Winningsplan in risico categorie III vallen gaan deze door naar Stap 3

Stap 3:

In deze stap worden alleen de voorkomens die in Categorie III vallen verder bestudeerd. Voor deze voorkomens dient een Kwantitatieve Risico Analyse uitgevoerd te worden. Van alle bekende voorkomens in Nederland valt alleen het Groningen gasveld in deze categorie.

Uitwerking SRA voor de Norg UGS

Stap 1: Inschatten risicopotentieel voor de verschillende voorkomens

De kans op beven van een olie- of gasvoorkomen

In de studie 'Deterministische Hazard Analyse voor Geïnduceerde Seismiciteit (DHAIS)²⁸ is onderzocht welke eigenschappen (geologische, productietechnische en geomechanische eigenschappen) van de olie- en gasvoorkomens invloed hebben op het wel of niet optreden van aardbevingen. In 2012 is een update van deze studie uitgevoerd, waarin alle nieuwe data zijn meegenomen tot mei 2010²⁹.

Aan de hand van de volgende parameters van een olie- of gasvoorkomen wordt de kans op beven van dat voorkomen bepaald:

- DP/Pini: De ratio van drukval (DP) en initiële druk (Pini) in het reservoir;
- E: de verhouding tussen de Young's moduli (stijfheidsmoduli) van de 'overburden' en het reservoirgesteente;

$$E = \frac{E_{burden}}{E_{Reservoir}}$$

Waarbij :

- B: een maat voor de breukdichtheid van het reservoir.

$$B = \frac{\text{breukoppervlakte}^{3/2}}{\text{brutogesteentevolume}} = \frac{l_b^{3/2} \cdot h^{3/2}}{A \cdot h} = \frac{l_b^{3/2} \cdot \sqrt{h}}{A}$$

Waarbij: l_b = De totale breuklengte van de intra reservoir breuken en de randbreuken van het voorkomen in meters;

h = De maximale dikte van de gaskolom van het voorkomen in meters;

A = De oppervlakte van het voorkomen gemeten binnen de GWC dieptecontour (in vierkante meters);

De combinatie van de parameterwaarden geven een kans op beven voor een bepaald voorkomen gedurende de productietijd.

²⁸ TNO-rapport NITG 04-171-C. Van Eijs, 2004. Deterministische hazard analyse voor geïnduceerde seismiciteit

²⁹ TNO-rapport 2012 R10198. Van Thienen, 2012. Deterministische hazard analyse voor geïnduceerde seismiciteit in Nederland.

Reeds bevende voorkomens	
DP/P _{ini} ≥ 28%	B > 0,86 en E ≥ 1,34: P _h = 0.42 ± 0.08
	B > 0,86 en 1,01 ≤ E ≤ 1,33: P _l = 0.19 ± 0.05
	B < 0,86 en/of E < 1,01: verwaarloosbare kans
DP/P _{ini} < 28%	Verwaarloosbare kans

De waarden die zijn gebruikt in de bepaling van de DHAIS kans zijn gegeven in Tabel 2.1.

Tabel 2.1: Invoergegevens voor de bepaling van de DHAIS en de DHAIS kansen voor aangevraagde drukdaling.

Voorkomen	Reservoir dikte / gaskolom (m)*	Initiele druk (bar)	Verwachte totale druk daling blok 2(bar)	Totale breuklengte (km)	Reservoir oppervlakte (km ²)	Maximale waargenomen aardbeving	Aantal aardbevingen per jaar	Dhais E	Dhais B	Dhais Kans
Norg	157	327	102	54,9	29,3	1,5	< 5 per jaar	1,28	5,5	bevend veld

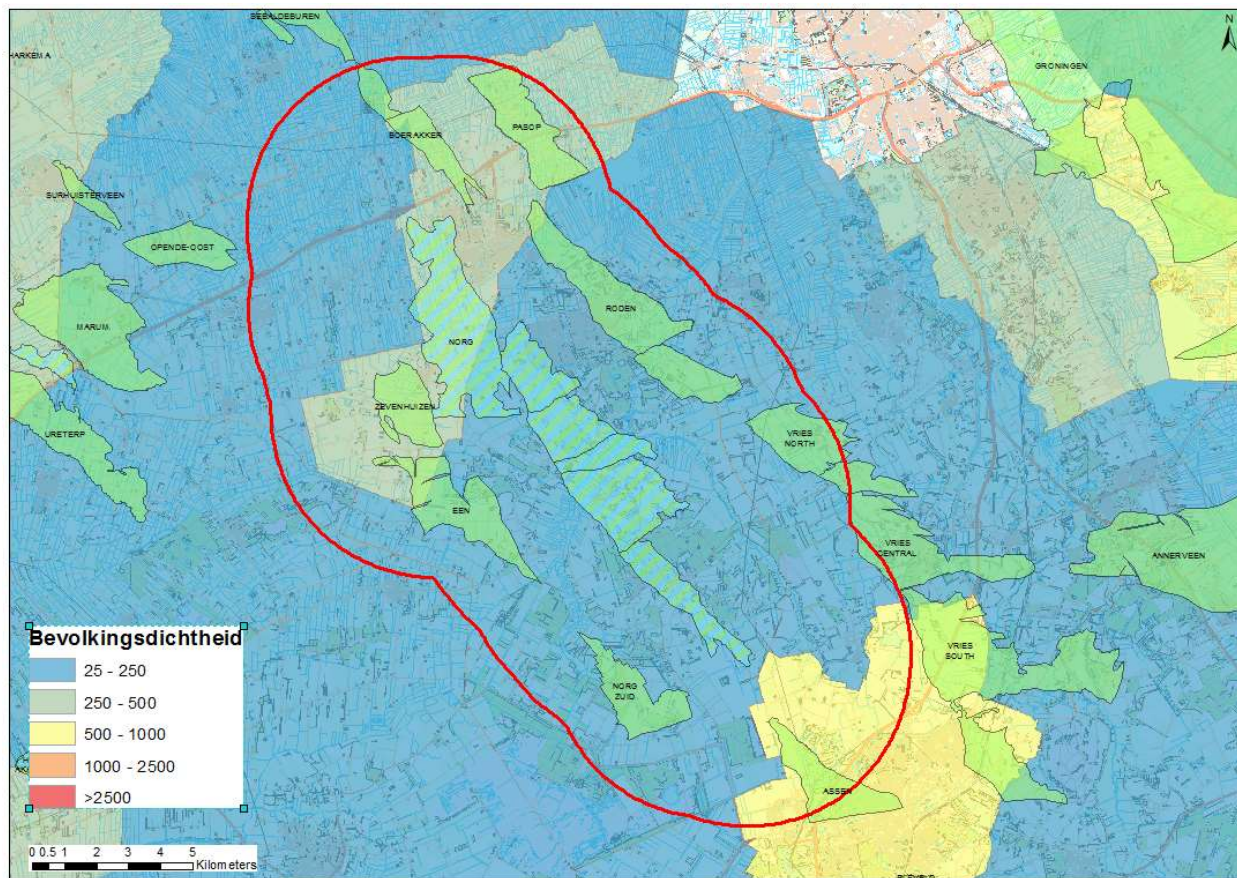
Realistisch sterkste beving Naast de kans op beven wordt ook de waarde voor de realistisch sterkste beving (Mmax) bepaald om tot een oordeel te komen of een niveau 2 analyse noodzakelijk is. Er worden twee methoden gebruikt om de Mmax waarde te bepalen: op basis van breukgeometrie en op basis van energiebalans. In de Seismisch Risico Analyse leidraad worden beide methoden gebruikt. De leidraad gaat verder niet in op de kans dat deze beving kan optreden maar op basis van historische gegevens is aangetoond dat in geen enkel veld deze realistisch sterkste beving is waargenomen. Voor de berekeningen van de Mmax is uitgegaan van de standaardwaarden voor de “stress drop” en “partitie coëfficiënt” die gegeven zijn in de leidraad (respectievelijk 5 MPa en 0,01). De veld specifieke waarden die benodigd zijn voor de berekeningen en de uitkomsten voor de MMax staan vermeld in Tabel 2.2.

Tabel 2.2: Invoergegevens voor de bepaling van de Mmax, en Mmax waarden volgens de twee methoden voor de aangevraagde drukdaling.

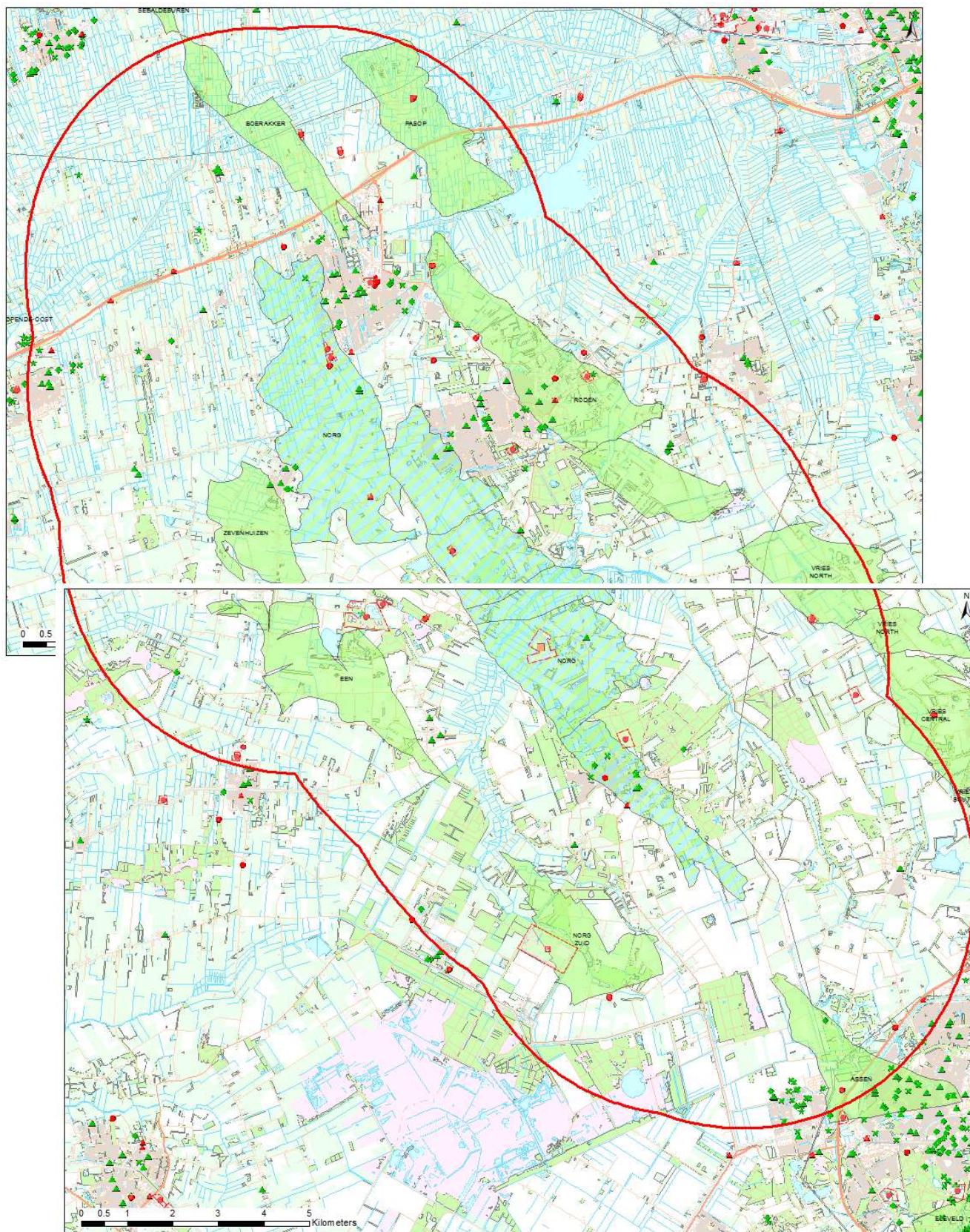
Voorkomen	Langste breuk lengte (km)	Poisson's ratio	Breuk hoogte (m)	Mmax energiebalans	Mmax breukslip
Norg	7,5	0,2	157	3,5	4,0

Stap 2: Risico matrix

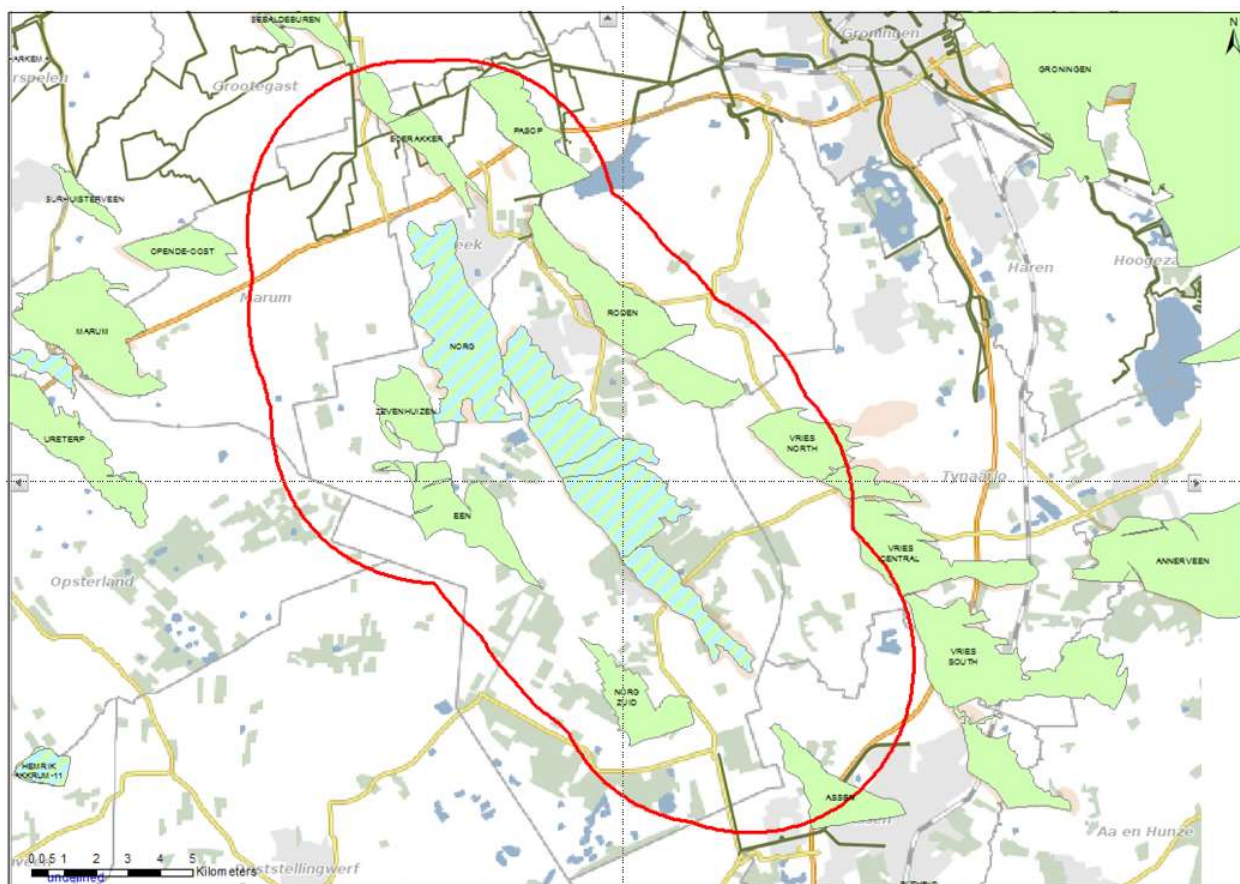
De uitkomsten voor dit niveau in de leidraad alsmede de scores voor de verschillende onder- en bovengrondfactoren staan vermeld in deel D2 van dit opslagplan. In deze bijlage worden de figuren getoond die gebruikt zijn om tot deze beoordeling te komen. Figuur 2.4, 2.5 en 2.6 tonen de situaties voor respectievelijk “Bevolkingsdichtheid”, “Industriële inrichtingen”, “Speciale gebouwen en vitale infrastructuur” en “Dijken”. Figuur 2.7 toont de kaart van de grondsoorten in de ondiepe ondergrond kaart om de mate van opslingering te bepalen.



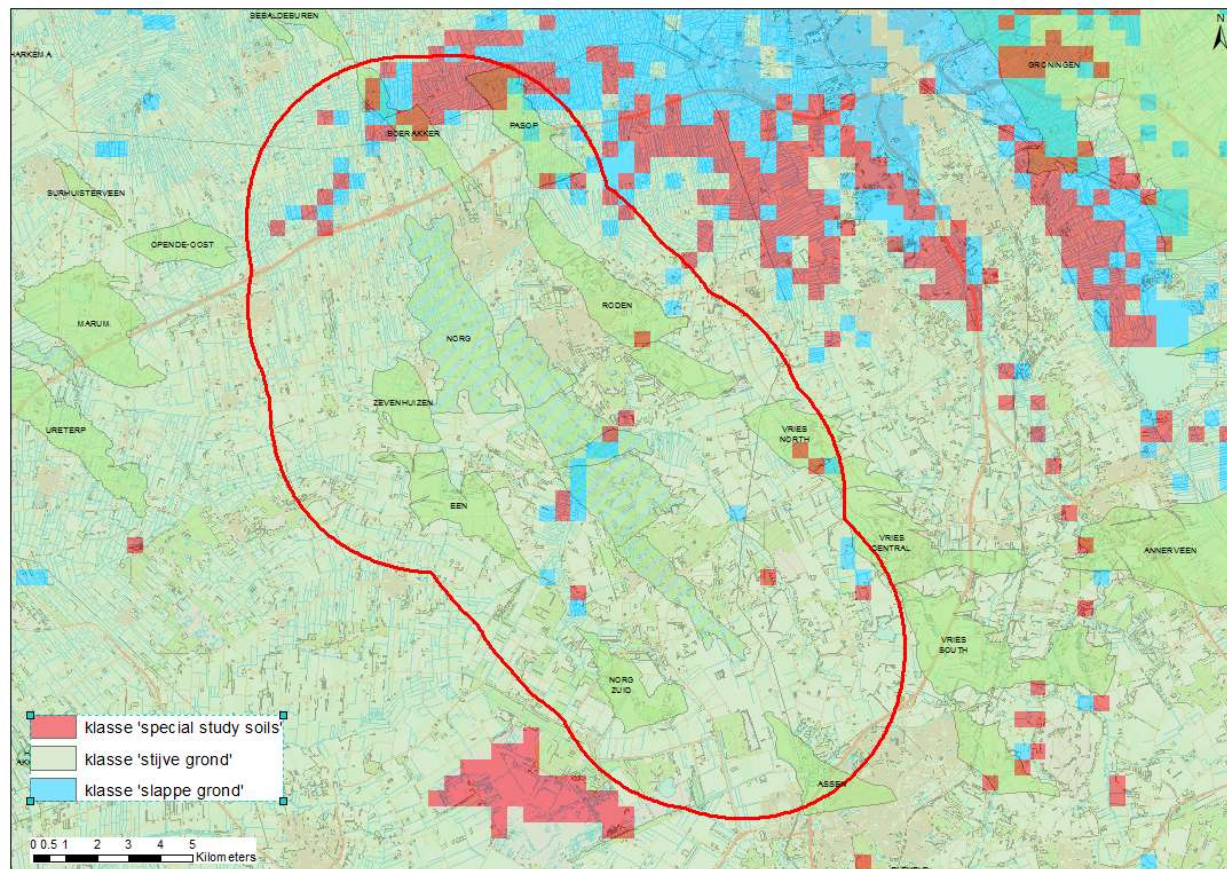
Figuur 2.4: Overzicht van de bevolkingsdichtheid boven de in dit opslagplan genoemde voorkomens.



Figuur 2.5: Overzicht van de industriële inrichtingen boven de in dit opslagplan genoemde voorkomens. De rode cirkels geven de 5 km straal rond voorkomens aan die relevant is voor de SRA.



Figuur 2.6: Overzicht van de dijken. De rode cirkels geven de 5 km straal rond voorkomens aan die relevant is voor de SRA.



Figuur 2.7: Overzicht van de grondsoorten in de ondiepe ondergrond om de mate van opslingering te bepalen

Uit de analyse op basis van bovenstaande figuren volgen de scores voor de verschillende factoren. Deze zijn per voorkomen inclusief onderbouwing en uitkomst, weergegeven in Tabel 2.3a en tabel 2.3.b.

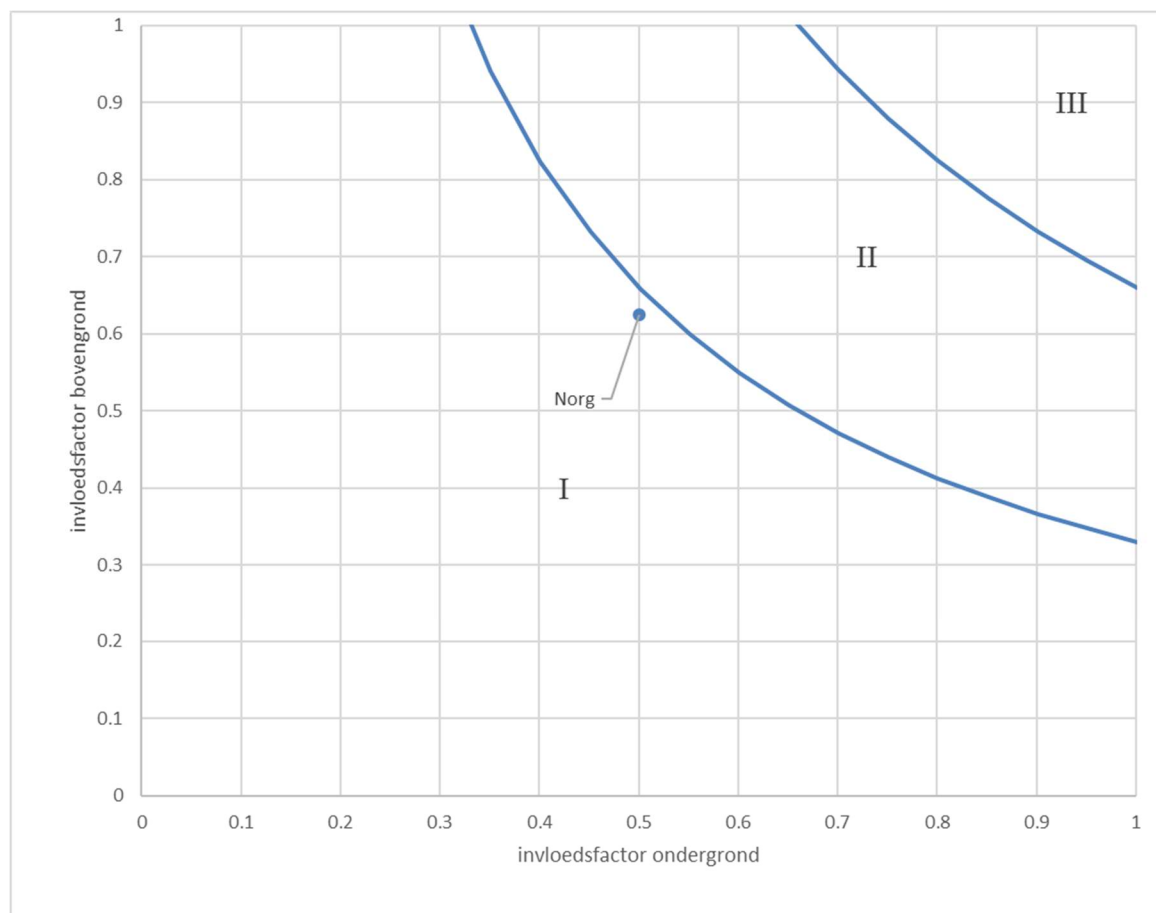
Tabel 2.3: Kwantitatieve evaluaties (A) en daaruit voortkomende scores (B) voor de invloedfactoren onder- en bovengrond voor aangevraagde drukdaling.

A

Voorkomen	Dhais	Mmax	Analoge velden	Opslingering	Bevolkingsdichtheid (aantal inwoners per km2)	Industriele inrichting	Speciale gebouwen en vitale infrastructuur	Dijken
Norg	M >= 1,5 minder dan 5 bevingen per jaar	1 methode 3,6 - 4,0	Boven de lijn Amsterdam - Arnhem	< 10% slappe grond	250 - 500 en/of <250 met flats/app.	Meerdere direct boven het veld	1 ziekenhuis en/of energievoorziening direct boven het veld of meerdere binnen 5 km rond het veld. Meerdere scholen, tehuizen en/of publieksgebouwen direct boven het veld	Secundaire dijken binnen 5 km rond het veld

B

	score invloedfactoren ondergrond					score invloedfactoren bovengrond					
Voorkomen	Kans op beven of waargenomen bevingen	Magnitude	Ligging voorkomen	Opslingering	Genormaliseerde totaalscore ondergrond	Bevolkings dichtheid	Industriele inrichtingen	Speciale gebouwen en vitale infrastructuur	Dijken	Genormaliseerde totaalscore bovengrond	Categorie
Norg	3	2	2	0	0,50	1	4	3	2	0,63	I



Figuur 2.9: Uitkomst van de Seismische Risico Analyse (SRA) voor voor aangevraagde drukdaling. Het voorkomen valt dan opslagplan valt in risico Categorie I.

Bijlage 3 Inschatting voor het seismisch risico in het geval van een laag drukscenario in Norg op basis van omliggende analoge velden

Een mogelijkheid om de seismische dreiging voor Norg bij veel lagere drukken in te schatten is een vergelijk te maken met de waargenomen bevingen boven de omliggende velden welke allemaal verder in druk zijn gedaald dan de in dit opslagplan aangevraagde minimum druk van 225 bar (minimale druk in blok 2). Naast de waargenomen seismiciteit kan ook worden gekeken naar de structuur van het veld en de spanningsrichting om te bepalen of er een analogie bestaat tussen de omliggende velden en de Norg UGS. Tabel 3.1 geeft een overzicht van drukken en bevingen in de nabijheid van de Norg UGS. Op basis van deze gegevens kan geconcludeerd worden dat de meeste velden in beperkte mate seismisch actief zijn waarbij geen bevingen zijn waargenomen die hebben geleid tot schade of onrust. De locaties van deze bevingen zijn te zien in Figuur 3.1. In dit figuur worden de velden getoond op de top Rotliegend (= top reservoir) structuurkaart waarbij geconcludeerd kan worden dat de naburige velden een soortgelijke structuur hebben als de Norg UGS. Bijna alle velden kennen een westelijke randbreuk en een "dip closure" in oostelijke richting. De breukstructuur verandert in zuidelijke richting waar de oost-west breuken dominant worden rondom de velden Appelscha en Eleveld die beide meer bevingen tonen dan de velden in noordelijke richting. Het is niet vast te stellen of er daadwerkelijk een verband bestaat tussen dit verschil in breukrichtingen en het verschil in de intensiteit van de bevingen.

In de World Stress Map database³⁰ staan enkele metingen voor deze regio welke geplot zijn in Figuur 3.1. Hoewel er maar drie meetpunten bestaan voor deze regio bevestigen deze NW-ZO maximale horizontale spanningsrichtingen het regionale spanningsveld voor Nederland. Op basis van bovenstaande gegevens wordt geconcludeerd dat de omliggende velden rondom Norg als analoge velden mogen worden beschouwd en op basis van deze analogie wordt tevens geconcludeerd dat de seismische dreiging voor Norg beperkt is, ook bij drukken die veel lager liggen dan de huidige voorgeschreven en in dit opslagplan voorgestelde minimum druk.

Tabel 3.1 Overzicht van drukken en waargenomen seismiciteit voor de velden in de directe nabijheid van Norg

veld	start productie	initiele druk [bar]	laagste druk gemeten (2015)	seismiciteit
een	2005	299	148	geen
Zevenhuizen	2008	320	50	geen
Boerakker	1998	330	30	1 kleine beving MI=0,9
Pasop	1997	340	50	1 kleine beving MI=0,9
Roden	1976	320	40	3 kleine bevingen max MI=2,1
Vries-Noord	1991	320	65	4 kleine bevingen max MI=1,9
Vries-Centraal	1991	330	95	3 kleine bevingen max MI=1,2
Vries-Zuid	1976	320	195	3 kleine bevingen max MI=1,5

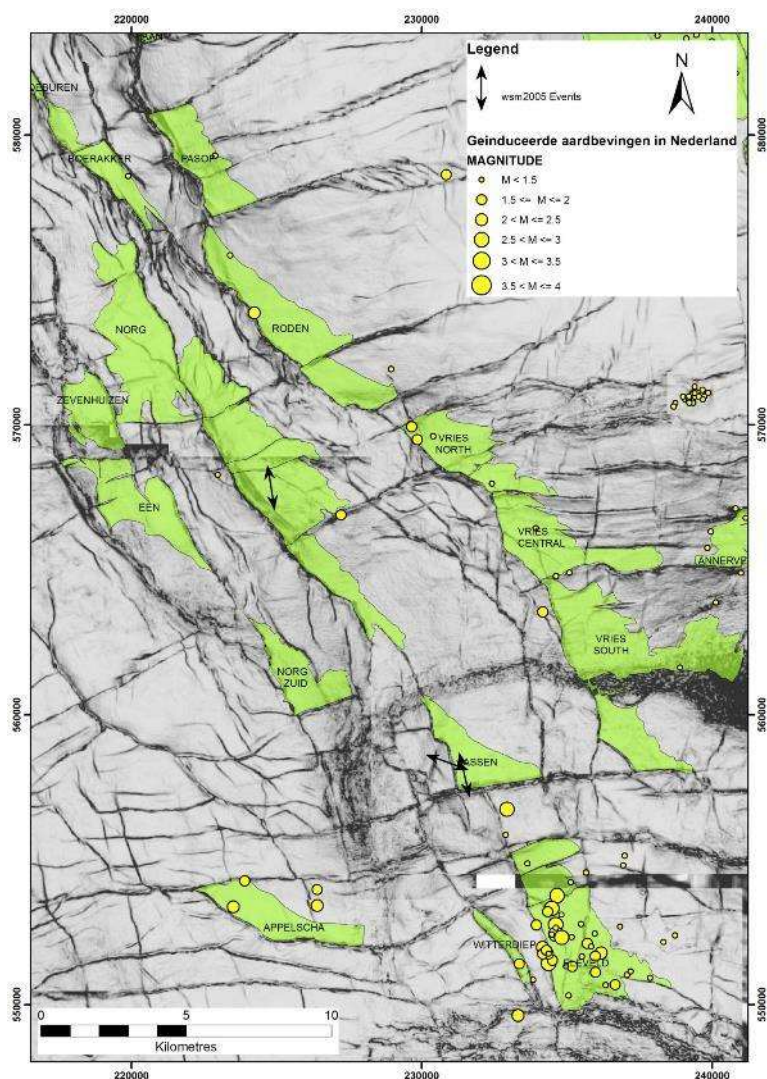
Productiesnelheid en Kaiser effect

Naast spanning, structuur van het veld en absolute drukdaling speelt mogelijk productiesnelheid een rol in het induceren van aardbevingen. Voor het Groningen veld vindt momenteel onderzoek plaats naar een statistisch significante correlatie tussen productiesnelheid en het induceren van aardbevingen op basis van historische gegevens. Naast deze statistische studie wordt er ook gekeken of deze koppeling op basis van fysische gronden kan worden aangetoond. Voor Norg kan worden geconstateerd dat de enige productiegerelateerde beving heeft plaatsgevonden bij een vrij lage productiesnelheid. In de 17 jaar daarna zijn geen bevingen meer waargenomen ondanks het feit dat in de jaren erna de productiesnelheid vele malen groter was (Figuur 3.2).

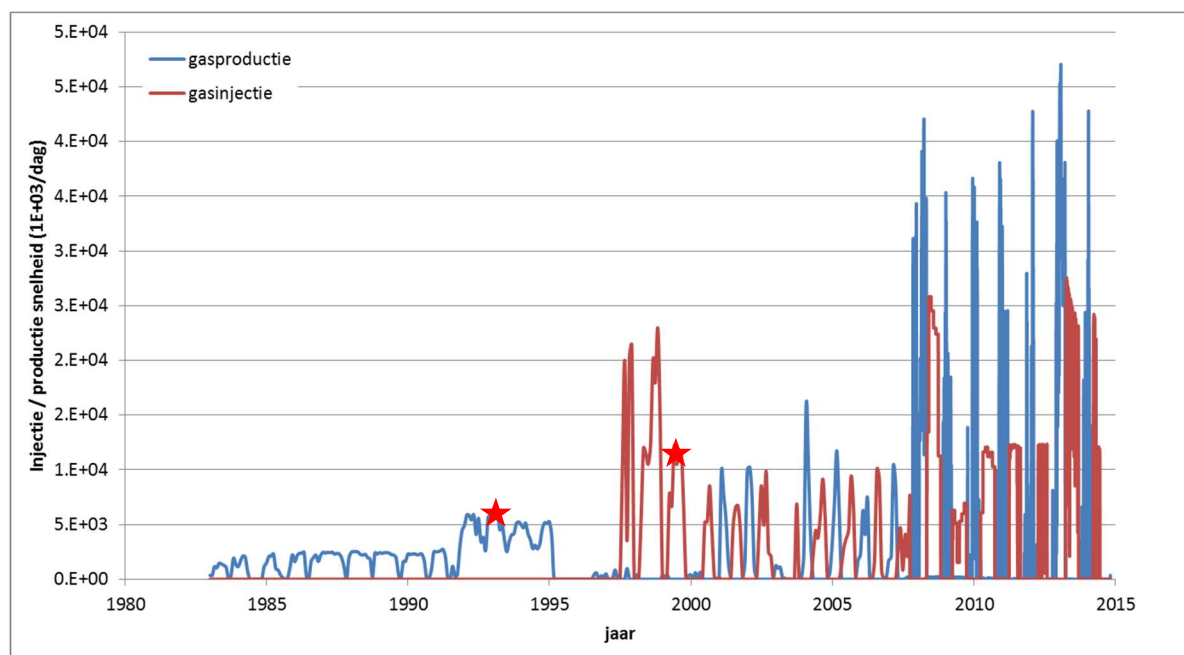
Deze observatie kan echter gemaskeerd worden door een ander bekend effect in de gesteentemechanica nl het Kaiser effect. Dit effect treedt op bij het meten van akoestische emissies in gesteente mechanische experimenten maar is ook waargenomen bij geïnduceerde bevingen. Het verklaart de observatie dat bevingen en akoestische emissies ontstaan op het moment dat het vorige maximale belastingsniveau in het gesteente is overschreden. Het gesteente kent dus een spanningsgeheugen effect.

De Norg UGS heeft een maximale belasting voor het gesteente gekend voor blok 2 bij 190 bar. Nieuwe aardbevingen zouden dan volgens het Kaiser effect kunnen ontstaan wanneer de druk verder zal dalen dan 190 bar. Op basis van de analoge veldenstudie zoals hierboven beschreven kan worden gesteld dat er ook in dat geval nog steeds een beperkte seismiciteit te verwachten valt, echter deze analogie bestaat niet voor de productiesnelheid. De hogere productiesnelheid kan in dit geval de kans op seismiciteit verhogen bij drukken lager dan 190 bar. In dit opslagplan wordt een onderlimiet van 225 bar voor blok 2 aangevraagd.

³⁰ <http://dc-app3-14.gfz-potsdam.de/>



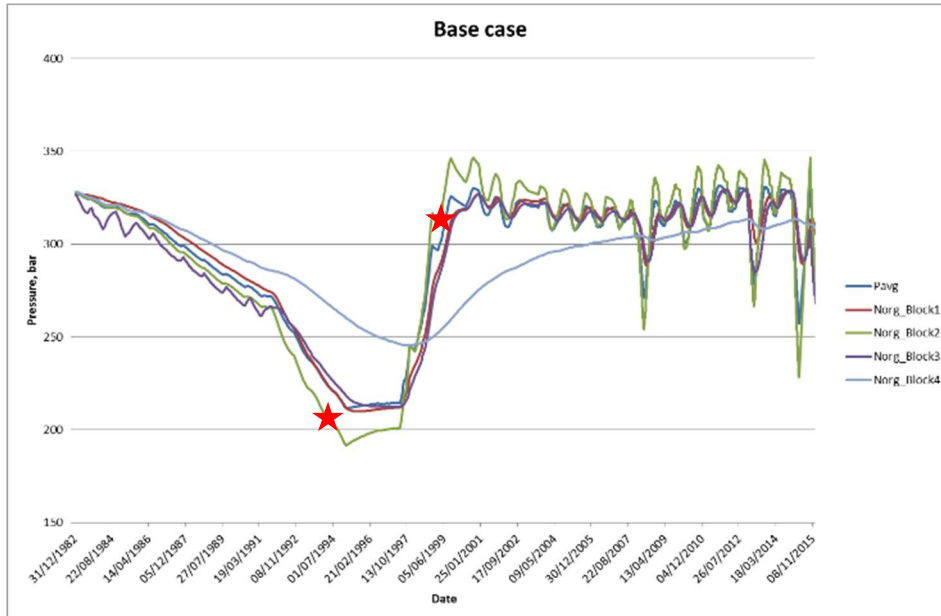
Figuur 3.1 Ondergrond kaart van Norg en omringende velden. De kaart toont de gasvelden in groen en in grijs de top structuurkaart van de Rotliegend formatie. De zwarte lijnen tonen de ligging van de breuken in het Rotliegend gasreservoir



Figuur 3.2 Gemeten injectie- en productiesnelheden in de Norg UGS. De twee rode sterren geven aan wanneer de twee lichte bevingen zijn geregistreerd.

Bijlage 4 injectie gerelateerde seismiciteit

Figuur 4.1 toont de twee bevingen die zijn geregistreerd in relatie tot respectievelijk de productiesnelheid en druk. Beide figuren tonen aan dat de injectie-gerelateerde beving plaatsvond bij een druk en drukstijgingsnelheid die lager is dan gemeten in de navolgende cycli. Een mogelijke verklaring voor het niet optreden van injectie gerelateerde bevingen in de afgelopen 17 jaar is wederom het Kaiser effect waarbij de oorspronkelijke gasdruk belangrijk is voor injectie-gerelateerde bevingen. De oorspronkelijke gasdruk vormt dan de bovengrens terwijl de laagste gemeten druk van 190 bar dan de ondergrens vormt waarbinnen dit Kaiser effect zou kunnen optreden in het voornaamste deel van het reservoir namelijk blok 2.



Figuur 4.1 Gemeten drukverloop in de Norg UGS, gemiddeld en per blok, waarbij blok 2 het blok is met de meeste putten (zie **Fout! Verwijzingsbron niet gevonden.**). De twee rode sterren geven aan wanneer de twee lichte bevingen zijn geregistreerd.

De belangrijkste factoren bij het mogelijk optreden van injectie-gerelateerde bevingen zijn o.a. beschreven in de TNO rapporten^{31,32,33}:

- Een toename van de druk in de breuk t.o.v. de druk in het gesteente. Een relatieve druktoename in de breuk leidt tot een afname van de normaalspanning op het breukvlak waardoor de breuk gereactiveerd kan worden. Dit mechanisme treedt vooral op wanneer de breuken een hogere doorlatendheid kennen in vergelijking tot het omliggende gesteente. Voor Norg kan worden gesteld dat de doorlatendheid of permeabiliteit van het gesteente zeer goed is. Verwacht wordt dat dit mechanisme daarom niet belangrijk is voor Norg.
- Temperatuur, een verschil in temperatuur tussen het geïnjecteerde gas en het gesteente kan leiden tot spanningsveranderingen. Wanneer het gas kouder is dan het gesteente kan dat leiden tot spanningsveranderingen die tot een hogere seismische dreiging leiden. Het geïnjecteerde gas in Norg heeft een temperatuur tussen de 90 en 95 graden Celsius. Dit is ook de temperatuur van het reservoir waardoor thermische spanningen zeer beperkt zullen zijn.
- Irreversibele spanningsveranderingen. Spanningspaden³⁴ gedurende de eerste fasen van productie en injectie zijn over het algemeen niet omkeerbaar. Dit wordt veroorzaakt door niet-elastische (plastische) deformatie van het gesteente gedurende de eerste fase van drukdaling. In de navolgende injectie fase zal het gesteente zich meer elastisch gedragen waardoor het spanningspad anders verloopt. Numerieke modeluitkomsten die beschreven zijn in de TNO studies laten zien dat irreversibele spanningsveranderingen de seismische dreiging kunnen vergroten. Voor Norg zal dit effect optreden na de eerste injectiecyclus maar in de navolgende cycli zullen de spanningspaden voornamelijk omkeerbaar verlopen totdat de druk lager wordt dan de laagste druk die gezien is gedurende de operationele geschiedenis van het veld (190 bar).

Geconcludeerd kan worden dat de observatie van het niet optreden van bevingen verklaard kan worden door bovenstaande beschouwingen. Naast dit overzicht is er tevens een gedetailleerde geomechanische studie voor Norg uitgevoerd die ingaat op beschikbare laboratoriumgegevens en velddata en deze toepast in een numerieke geomechanische modellering³⁵. Wel moet worden gesteld dat deze beschouwingen kwalitatief zijn en dat er geen

³¹ Literature review on Injection-Related Induced Seismicity and its relevance to Nitrogen Injection (TNO-rapport 2014 R11761, 18 december 2014)

³² Description and analysis of field cases of injection in The Netherlands (TNO-rapport 2015 R10906, 5 november 2015)

³³ Geomechanical modelling of the effects of (nitrogen) injection on fault stability in a reservoir, representative for a typical Rotliegend reservoir in the northern part of The Netherlands (TNO-rapport 2015 R11259, 11 november 2015)

³⁴ Het spanningspad beschrijft de verandering van de effectieve spanningen in het gesteente als gevolg van de drukverandering.

³⁵ NAM (2016) Norg UGS fault reactivation study and implications for seismic threat. EP201610208045

voorspellend model bestaat voor aardbevingen. Het aantal bevingen is te gering om modellen te kalibreren of mechanismes statistisch te valideren. Bevingen kunnen in de toekomst niet worden uitgesloten en daarom wordt aanbevolen om het aantal geofoons in rond Norg uit te breiden zodat ook nog kleinere bevingen kunnen worden waargenomen. Kennis over de lichte bevingen leidt in veel gevallen tot een vergroting van de kennis m.b.t. de mogelijk grotere bevingen. De uitbreiding van het netwerk heeft inmiddels plaatsgevonden en de drie extra geofoon stations zijn operationeel sinds begin 2016.

Bijlage 4 Seismisch-risicobeheersplan

Klik op onderstaand document voor volledige versie

Ondergrondse Gasopslag Norg seismisch risicobeheerssysteem

CONCEPT

Bijlage 5 UGS Norg subsurface loss of containment



NAM

Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.

Addendum to Bowtie:

UGS Norg Subsurface Loss of Containment
