



Winningsplan L12/L15 Velden – Actualisering (versie 2022.5)

01 mei 2025



Inhoudsopgave

Inhoudsopgave.....	2
Algemene gegevens.....	6
1 Inleiding	8
1.1 Doel van het Winningsplan	8
1.2 Nut en noodzaak	9
1.3 Missie en strategie Eni Energy	10
1.4 Leeswijzer	10
2 Plaats van winning.....	12
2.1 Voorkomens in dit winningsplan	12
2.2 Overzicht ligging voorkomens.....	12
2.3 Schematische weergave gas-behandeling en -afvoer	13
3 Ondergrond	14
3.1 Inleiding: hoe worden de ondergrond-eigenschappen gemeten.....	14
3.2 Geologische beschrijving.....	15
3.3 Gesteente-eigenschappen van de reservoir lagen.....	17
3.4 Gesteente-eigenschappen van de bovenliggende lagen	18
3.5 Onzekerheden en beschikbare gegevens.....	18
3.6 Andere gebruiksmogelijkheden van de ondergrond	19
4 Putten en mijnbouwwerken	21
4.1 Inleiding: Algemene beschrijving van een put.....	21
4.2 Overzicht boringen in voorkomens	22
4.3 Schematische voorstelling putverbuizingen	23
4.4 Plaats en wijze waarop koolwaterstoffen in verbuizing treden	23
4.5 Putbehandelingen	23
5 Ontwikkelingsvooruitzichten	25
5.1 Inleiding.....	25
5.2 Productieontwikkelingsstrategie	25
5.3 Productiefilosofie en Reservoir management	25
5.4 Verwachte uiteindelijke productie	26
5.5 Onzekerheden.....	27
5.6 Jaarlijkse productieprofielen	27
5.7 Duur van de winning.....	29
5.8 Stoffen die jaarlijks worden mee geproduceerd	29
5.9 Jaarlijks eigengebruik bij winning	30
5.10 Jaarlijks bij winning afgeblazen/afgefakkelde koolwaterstoffen.....	30
5.11 Jaarlijks in de ondergrond teruggebrachte stoffen	30
6 Bodemdaling	32
6.1 Inleiding: Hoe komt bodemdaling tot stand	32
6.2 Autonome bodemdaling.....	33



6.3	Modelleringsmethode	34
6.4	Metingen	35
6.5	Bodemdalingsvooruitzichten en onzekerheid.....	35
6.6	Mogelijke gevolgen van de verwachte bodemdaling.....	37
6.6.1	Gevolgen voor natuur en milieu.....	37
6.6.2	Gevolgen voor infrastructuur	38
6.7	Maatregelen om bodemdaling te beperken.....	39
6.8	Maatregelen om gevolgen bodemdaling te beperken	39
7	Bodemtrillingen	40
7.1	Inleiding: hoe komen bevingen ten gevolge van gaswinning tot stand?	40
7.2	bij het inschatten van aardbevingsrisico's.Historische bevingen in de voorkomens van dit winningsplan	40
7.3	Opzet van de seismische risico-analyse	41
7.4	Resultaten Seismische Risico Analyse	42
7.5	Monitoring van bodemtrillingen.....	43
7.6	Mogelijke gevolgen van bevingen ten gevolge van gaswinning	43
7.7	Maatregelen om (de kans op) bodemtrillingen te beperken	43
7.8	Maatregelen om (gevolgen van) mogelijke bodemtrillingen te beperken.....	43
8	Overige omgevingsaspecten	44
8.1	Inleiding.....	44
8.2	Schade-afhandeling	44
8.3	Gedragcode.....	44
9	Verklarende woordenlijst	45
10	Referenties	46
Bijlage 1: Geologische kaart		48
Bijlage 2: Locatiekaart van de L12/L15 gasvoorkomens		50
Bijlage 3: Schematische weergave verbuizingen van een L12/L15 put.....		52
Bijlage 4: Schematische weergave processing faciliteiten		54
Bijlage 5: 2021 Overzicht van kosten, reserves en prestaties L15b-A/ L12b-C/L12a-B/L12a-A structuren, offshore Nederland [Vertrouwelijk]		55
Bijlage 6: Gas- en condensaat-analyse		56
Bijlage 7: Impact van aardgaswinning op Natura 2000-gebied Noordzeekustzone (BH5808-134)		58
Bijlage 8: Risico-Inventarisatie Conventioneel Hydraulisch Stimuleren		59
Samenvatting.....		59
Inleiding.....		60
Fracking-model		61
Seismisch risico		62
Situatie voor toekomstige boringen		63



Water gebruik	63
Monitoring	63
Integriteit van de afsluitende lagen.....	63
Geochemische interacties.....	64
Integriteit van de put	64
Controles/ werkzaamheden voor aanvang fracken.....	64
Controles na fracken	65
Blootstelling gevaarlijke stoffen	65
Bijlage 9: Details analyse bodemdalingsmodellering	67
Bodemdalingsmodel	67
Bodemdalingsmetingen.....	69
Bodemdalingsverwachtingen en Onzekerheden	69
Bijlage 10: Details Seismische Risico Analyse	74
Seismische Risico Analyse voor de voorkomens in dit winningsplan.....	75





Algemene gegevens

1.1) Naam Indiener

Eni Energy Netherlands B.V. (hierna: Eni Energy)

1.2) Adres

Prinses Beatrixlaan 5

2595 AK Den Haag

1.3) Contactpersoon

Legal counsel NL

1.4) E-mail

enl.legalnl@eni.com

1.5) Phone

[REDACTED]

1.6) Indiener

De indiener is houder van een winningsvergunning en treedt op als operator voor de groep bestaande uit Eni Energy Netherlands B.V., Mercuria Energy Netherlands B.V., Wintershall Noordzee B.V. en EBN B.V.

2) Winningsvergunninggebied

De velden zijn gelegen in het L12/L15 gebied, bestaande uit de winningsvergunninggebieden L12a, L12b-L15b en L15c.

2.1) Voorkomens koolwaterstoffen

Het winningsplan betreft de voorkomens L15b-A, L12b-C, L12a-A en L12a-B

2.2) Soort koolwaterstof die wordt gewonnen

De winning uit de L12/L15 velden betreft gas met een calorische waarde van 9832 kcal per nm³ en een condensaatproductie van 13 m³ per miljoen nm³ gas. Een volledige gas- en condensaatanalyse is gepresenteerd in 'Bijlage 6: Gas- en condensaat-analyse'.

3) Bestaande of nieuwe winning

Het winningsplan betreft een bestaande winning. Er zijn twee geplande putten opgenomen in de actualisatie



4) Samenloop vergunningen

Eni Energy beschikt over een omgevingsvergunning milieubelastende activiteit (voorheen: mijnbouwmilieuvergunning) voor het aanleggen en exploiteren van het L15b-A platform.



1 Inleiding

1.1 Doel van het Winningsplan

Eni Energy (voorheen Neptune Energy Netherlands) heeft in Februari 2022 een verzoek tot actualisering van het winningsplan L12/L15 ingediend [1]. In die actualisering wordt de productieverwachting van de bestaande putten geactualiseerd, omdat de eindfase van de productie beter verloopt dan in het voorgaande winningsplan was verwacht. Bovendien worden er twee nieuwe putten besproken, respectievelijk naar een compartiment in het diepe zuiden van het L12b-C voorkomen, en naar het nog niet ontwikkelde L12a-A voorkomen [1].

Dit document is een verder uitgewerkte versie van de actualisatie van februari 2022. Vanwege de geschiedenis van het document, beginnen een aantal tabellen enige tijd in het verleden.

Tabel 1 – Overzicht van de versiegeschiedenis van dit winningsplan. Dit document is de vierde versie van de actualisatie 2022.

Versie	Datum	Commentaar
2003	Jun-03	Eerste versie
2014	Nov-14	Boring L15b-A108 put.
2022.1	Apr-22	Verlenging winningsduur; mogelijke toekomstige boringen L15b-A109 en -A110.
2022.2	Feb-23	Toevoeging bodemdalingsberekeningen.
2022.3	Mar-23	Nederlandse vertaling van bijlage
2022.4	Nov-23	Specifiekere paragraaf over gevolgen bodemdaling, m.n. Natura 2000; kleine correcties.
2022.5	Mei-25	Publieksvriendelijke versie.

De meeste putten in dit voorkomenscluster zijn hydraulisch gestimuleerd, vanwege de beperkte doorlatendheid van het gesteente. Naar verwachting zullen beide geplande putten ook hydraulisch gestimuleerd worden.

De winning vindt offshore plaats. Maar omdat de afstand van de voorkomens tot de kust van Vlieland minder dan 12 mijl is, worden in deze actualisatie de mogelijke gevolgen van die winningen besproken, zowel voor de bestaande als de mogelijke nieuwe boringen. Het betreft dan zowel de bodemdaling, als mogelijke bodemtrillingen en de gevolgen daarvan.

Bij dit document hoort een separate bijlage (zie 'Bijlage 5: 2021 Overzicht van kosten, reserves en prestaties L15b-A/ L12b-C/L12a-B/L12a-A structuren, offshore Nederland') waarin de kosten van de winning worden gespecificeerd en de technische achtergrond van de productievoorspellingen wordt gegeven. Deze bijlage bevat bedrijfsvertrouwelijke en concurrentiegevoelige informatie en wordt daarom confidentieel verstrekt.



1.2 Nut en noodzaak

Het Rijk streeft ernaar om – binnen randvoorwaarden van veiligheid, natuur, milieu en ruimte – de binnenlandse gasproductie de komende jaren zoveel mogelijk op peil te houden, vooral door de productie van gas uit de kleine velden onder de Noordzee. De reden hiervoor is dat aardgas, als relatief schone en flexibele energiebron, een belangrijke rol vervult in de transitie naar een energievoorziening op basis van hernieuwbare energiebronnen. In dit kader heeft de minister van KGG (voorheen: EZK) in zijn Kamerbrief van 30 mei 2018 aangegeven dat hij inzet op verdere gaswinning uit kleine velden in Nederland en op het Nederlands Continentaal Plat om import van gas te beperken: *‘zelf winnen is beter voor het klimaat, beter voor de werkgelegenheid en de economie, beter voor het behoud van de aanwezige kennis van de diepe ondergrond en van de aanwezige gasinfrastructuur, en ook beter geopolitiek’*.

De Minister van KGG heeft dit beleid bij verschillende gelegenheden bestendigd. Zo staat in de zogenaamde Contourennota voor de nieuwe Mijnbouwwet (Kamerbrief van 20 januari 2023, 32 849, nr. 214), onder meer:

‘In de energietransitie wordt ingezet op besparing en de ontwikkeling van duurzame energie. Gas zal echter, als transitiebrandstof, de komende jaren noodzakelijk blijven. Aardgas speelt nog een belangrijke rol in de Nederlandse energiehuishouding. In (...) De Nederlandse gaswinning op land en op zee levert de komende jaren een belangrijke bijdrage aan de leveringszekerheid. (...) Gas gewonnen in Nederland vervangt deels de import van fossiele energie uit andere landen. Eigen geproduceerd gas heeft in de huidige omstandigheden als voordeel dat het een aanzienlijk lager niveau van uitstoot van broeikasgassen kent dan de alternatieven. (...) Het meest aardgaspotentieel zit op de Noordzee. Het is noodzakelijk dat de winning van aardgas op de Noordzee gestimuleerd wordt. Als dit niet nu gebeurt, dan zal de infrastructuur snel verdwijnen en worden nieuwe ontwikkelingen te duur. Het kabinet heeft uw Kamer daarom deze zomer geïnformeerd over het versnellingsplan op zee’.

Voorts schreef de Minister van KGG in maart 2024 aan de Tweede Kamer (33 529, nr. 1229) :

‘Ik heb op 15 juli 2022 het Versnellingsplan gaswinning Noordzee naar uw Kamer gestuurd (Kamerstuk 33 529, nr. 1058). Hierin stond de inschatting dat de versnelling van gaswinning kan leiden tot additionele productie van 2 tot 4 miljard m³ per jaar over een periode van 10 jaar. Binnen een tot drie jaar was een versnelling van 1 miljard m³ verwacht. Het kabinet vindt deze versnelling wenselijk omdat gaswinning op de Noordzee niet alleen Nederland minder afhankelijk maakt van buitenlands gas, maar ook beter is voor het klimaat. De uitstoot van broeikasgassen tijdens de aardgasproductie en het transport uit Nederlandse velden is namelijk veel lager dan de uitstoot van geïmporteerd gas. Om dit te realiseren is de exploratie en ontwikkeling van zowel reeds aangetoonde als nieuwe gasvelden op de Noordzee nodig.’

Het doel van de voorgenomen activiteit is het winnen van aardgas uit de aan te boren aardgasvelden. Dit is in lijn met het Nederlandse energiebeleid.



1.3 Missie en strategie Eni Energy

Eni Energy is een wereldwijd actief energiebedrijf dat betrokken is bij de gehele waardeketen. Wij staan voor gegarandeerde toegang tot energie in alle landen waar Eni Energy actief is. Daarbij werkt Eni Energy voortdurend aan het duurzamer maken van de energiemix, met als doel een eerlijke en inclusieve transitie en volledige decarbonisatie tegen 2050.

Eni Energy is op dit moment de grootste aardgasproducent in het Nederlandse deel van de Noordzee. In die hoedanigheid zien wij onszelf als belangrijke partner om de energiezekerheid van Nederland te versterken. Eni Energy onderschrijft dan ook inspanningen om de energiezekerheid en duurzame energieproductie te vergroten, met als doel het versnellen van de energietransitie en het waarborgen van strategische autonomie in de energievoorziening voor de Nederlandse burgers.

Voor Nederland is de missie van Eni Energy om aardgas zoveel als mogelijk op de Nederlandse Noordzee te produceren zolang er aardgas in Nederland nodig is. Dit geeft Nederland maximale onafhankelijkheid van andere landen. Bovenal komen de gasbaten ook ten goede aan de Nederlandse staatskas. Eni Energy ziet nog voldoende kansen om gasvelden in Nederland aan te boren en heeft concrete en uitvoerbare voorstellen om dit proces te versnellen. We nemen daarbij de verantwoordelijkheid om onze schouders te zetten onder het voorgenomen Versnellingsplan.

De Nederlandse Noordzee heeft nog significante aardgasreserves onder haar wateren. Het gebruik van geavanceerde offshore-winningstechnologieën kan leiden tot een hogere binnenlandse gasproductie, waardoor de energiezekerheid wordt vergroot en de afhankelijkheid van invoer wordt verminderd. Dit ondersteunt op zijn beurt een veerkrachtigere en zelfvoorzienende energie-infrastructuur:

- Zolang er gas nodig is, is gas uit de Noordzee de beste bron;
- Het Versnellingsplan is de sleutel om het potentieel van aardgas onder de Noordzee te ontsluiten;
- Gas uit de Noordzee ondersteunt leveringszekerheid, onafhankelijkheid van het buitenland en de baten ondersteunen de positie van de Nederlandse schatkist;
- Gas uit de Noordzee draagt bij aan het betaalbaar houden van energie (bestaanszekerheid) voor de Nederlandse samenleving;
- Voordelen voor de klimaatdoelstellingen, aangezien binnenlands gas een 30% kleinere CO₂-uitstoot heeft en de methaanuitstoot nihil is in vergelijking met geïmporteerd gas/LNG.

1.4 Leeswijzer

In dit document wordt ingegaan op de manier waarop het gas gewonnen wordt, de geologie en de eigenschappen van de ondergrondse voorkomens en de voorspelde productiehoeveelheden, mate van bodemdaling en het risico op aardbevingen.



De voorkomens besproken in dit winningsplan produceren gas vanaf het L15b-A platform. In Hoofdstuk 2 wordt aangegeven waar de winningslocatie, de voorkomens en de producerende putten zich bevinden. Hoofdstuk 4 schetst hoe de geplande putten eruit zullen zien.

De ondergrond, en met name de geologie, ter plaatse van de voorkomens wordt beschreven in Hoofdstuk 3. In Hoofdstuk 5 worden de productievoorzichten besproken

Hoofdstuk 6 beschrijft de historische en verwachte bodemdaling in het gebied rondom de voorkomens. Hoofdstuk 7 beschrijft de seismische risicoanalyse.

In hoofdstuk 8 wordt kort ingegaan op de andere vergunningen waarmee deze gaswinning omkaderd is.

Het winningsplan heeft de instemming van de minister van Klimaat en Groene Groei (KGG; voorheen Economische Zaken en Klimaat; EZK).

De berekeningen en inschattingen worden gecontroleerd door Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) en TNO. Betrokken overheden (provincie, gemeente, waterschap) brengen advies uit aan de minister van KGG. Als laatste brengt de Mijnraad advies uit, gebaseerd op alle eerdere adviezen.

Eventuele toekomstige activiteiten op de winningslocatie (bijvoorbeeld het boren van de twee nieuwe putten en het toevoegen van compressie) zullen afzonderlijk de gangbare vergunningprocedures volgen.

Een klein onderdeel van het winningsplan wordt apart toegezonden aan het ministerie van KGG. Dit vertrouwelijke deel bevat bedrijfsgevoelige informatie en openbaarmaking kan Eni's concurrentiepositie in gevaar brengen. Dit onderdeel is daarom niet openbaar. Het onderdeel bevat informatie over de verwachte productiekosten en investeringskosten, alsmede concurrentiegevoelige details over gasvolume berekeningen.



2 Plaats van winning

2.1 Voorkomens in dit winningsplan

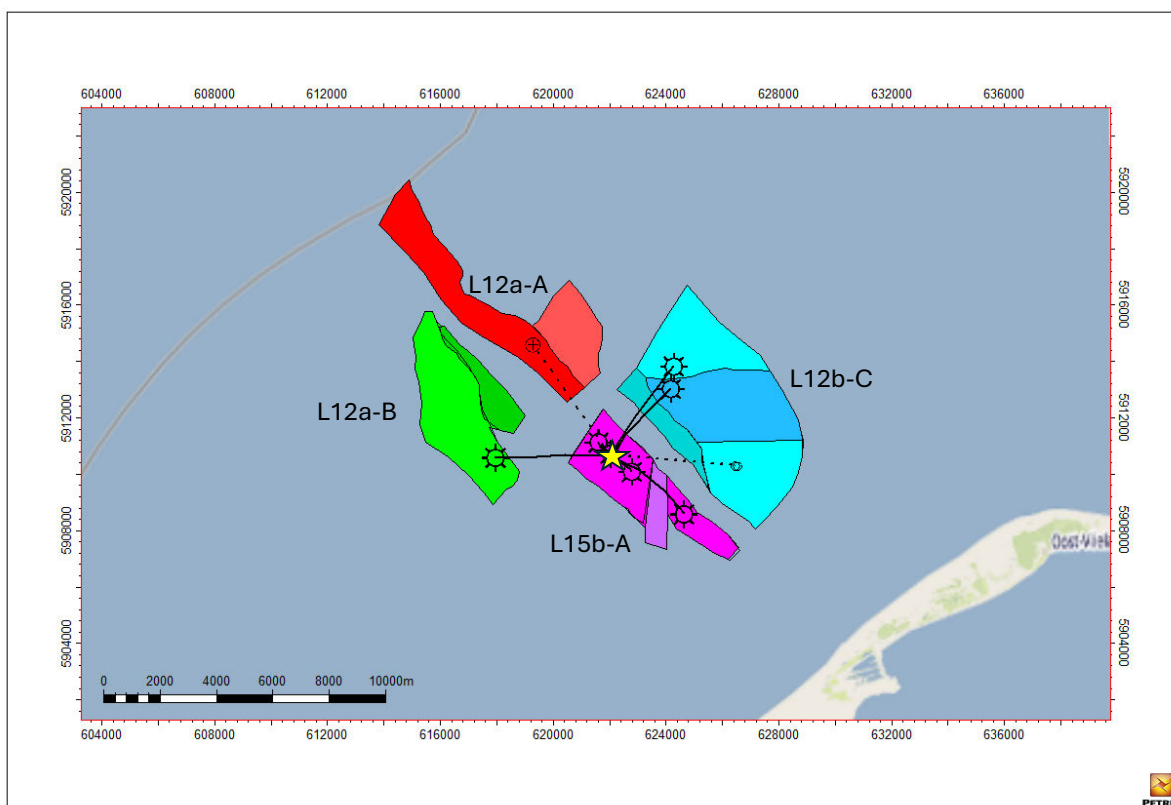
Dit winningsplan betreft de voorkomens L15b-A, L12b-C, L12a-B en L12a-A.

Het L15b-A voorkomen is ontdekt in 1980 met de L15-02 put (die heet nu L15b-A101), L12b-C door L12-03 in 1979, L12a-A door put L12-01 in 1968, en L12a-B door put L12-02 in 1976.

Productie uit het L15b-A voorkomen vindt plaats sinds 1993, uit L12b-C sinds 2000 en uit L12a-B sinds 2011. Uit het voorkomen L12a-A vindt nu nog geen productie plaats, dat is voorzien met een van de twee geplande putten.

2.2 Overzicht ligging voorkomens

De velden liggen onder de Noordzee, ten noordwesten van Vlieland. De situering van het platform en het traject van de boringen is weergegeven in Figuur 1. Zie ook [Bijlage 1](#) en [Bijlage 2](#).



Figuur 1 - Overzicht van de voorkomens in dit winningsplan. De producerende boringen zijn aangegeven, de voorlopige paden van de geplande putten gestippeld. In het L12b-C voorkomen zijn de geschatte begrenzingen getekend van waaruit de productie van de bestaande twee putten komt. Rechtsonder is de kust van Vlieland te zien, linksboven in oranje de 12-mijlsgrens. De locatie van het platform is met een ster aangegeven. Zie ook [Bijlage 1](#) en [Bijlage 2](#).



2.3 Schematische weergave gas-behandeling en -afvoer

Alle productie vindt plaats vanaf het L15b-A platform, gelegen boven het L15b-A voorkomen. Op het platform wordt het gas van water en condensaat gescheiden. Het gas wordt vervolgens via de NOGAT-pijpleiding afgevoerd, het water wordt na behandeling ter plaatse geloosd en geproduceerd condensaat wordt in tanks afgevoerd naar land

Een schematische weergave van de installatie is te vinden in 'Bijlage 4: Schematische weergave processing faciliteiten'.



3 Ondergrond

3.1 Inleiding: hoe worden de ondergrond-eigenschappen gemeten

Aardgas bevindt zich op ongeveer 3 kilometer diepte onder druk in een poreuze gesteentelaag, zoals zandsteen. Doordat de vorm van het voorkomen alleen uit indirecte metingen kan worden vastgesteld, en doordat gesteente-eigenschappen alleen worden gemeten in en vlakbij de putten, bestaat er een onzekerheid over de grootte en de andere eigenschappen van het voorkomen. Voorspellingen zullen daardoor altijd door een onzekerheidsmarge omgeven zijn. De grootte van de onzekerheidsmarge verschilt van parameter tot parameter. Elke parameter zal dus een andere impact hebben op verschillende voorspellingen. In de volgende hoofdstukken worden deze onzekerheidsmarges nader besproken.

De vorm van het voorkomen wordt bepaald uit de analyse van geluidsgolven (dit heet *seismiek*). De seismiek heeft altijd een zekere mate van ruis. Bovendien zijn de exacte voortplantingssnelheden in de lagen boven de voorkomens onzeker. De exacte diepte van de voorkomens is alleen bekend waar een put het reservoir binnengaat, op een heel klein aantal plaatsen dus. Het gevolg daarvan is dat er een beperkte mate van zekerheid is over de vorm van de voorkomens.

De fysische eigenschappen van gesteente, zoals dichtheid en geluidssnelheid, zijn belangrijke parameters voor het bepalen van gesteente-eigenschappen als porositeit, saturatie en doorlaatbaarheid (permeabiliteit). Deze fysische eigenschappen worden gemeten door middel van boorgatmetingen (logs) die verkregen zijn door na het boren van de putten in de voorkomens, meetinstrumenten in de boorgaten te laten zakken.

Uit deze boorgatmetingen worden de eigenschappen berekend van het gesteente rond de boorgaten. De eigenschappen van de gesteenten verder weg van de boorgaten worden verkregen door correlatie tussen de verschillende boorgaten, met behulp van een model van de ondergrond. Inherent hieraan zijn onzekerheden, omdat de eigenschappen van de gesteenten niet overal hetzelfde zijn, en metingen op een klein aantal locaties over een heel voorkomen geëxtrapoleerd moeten worden.

Het L15b-A voorkomen heeft een lengte van 6 km en een breedte van ongeveer 2 km. De twee andere voorkomens zijn kleiner. Een boorgat heeft een diameter van gemiddeld 8½ inch of 22 cm, van waaruit de instrumenten ongeveer een decimeter ver kunnen meten. In totaal zijn er tot nu toe dertien putten geboord in deze voorkomens. Dat betekent dat de eigenschappen van maar een heel klein deel van het gesteente daadwerkelijk gemeten zijn, moge duidelijk zijn dat de inschatting van de eigenschappen van de voorkomens als geheel deels op extrapolatie gebaseerd zijn.

Het gevolg van deze omstandigheden is dat er onzekerheden bestaan over de diverse aspecten van het voorkomen, zoals de hoeveelheid gas, de mogelijke productiesnelheid, het verloop daarvan in de tijd, maar ook over de uiteindelijke bodemdaling. Dat leidt ertoe dat



verwachtingen aangaande deze zaken, ook al zijn ze nauwkeurig genoeg om beslissingen op de baseren, van onzekerheidsmarges voorzien zullen zijn.

3.2 Geologische beschrijving

De reservoirs van de L12/15 gasvoorkomens bevinden zich in de Rotliegend formatie, waarvan de Slochteren en Ten Boer deel uitmaken. De Rotliegend is in het Perm tijdperk gevormd, zo'n 260 miljoen jaar geleden.

In die periode lagen de huidige continenten tegen elkaar aan. In het midden van deze groepering bevond zich een uitgestrekte woestijn, waarvan de Rotliegend formatie het overblijfsel is. De woestijn besloeg een groot deel van (West)Europa, ruwweg van het huidige Engeland tot Polen. In die woestijn lag een meer, ten noorden van waar nu de L12/L15 voorkomens zijn, waarvan de grootte varieerde. De Rotliegend bestaat hier uit een afwisseling van door wind gevormde duin-afzettingen uit die woestijnomgeving, afzettingen van de rivieren die naar het meer liepen, en afzettingen van dat meer. Vooral in de bovenste delen van de Rotliegend, de Ten Boer, zijn de meerafzettingen dominant, de daaronder gelegen Slochteren is zanderiger.

De Rotliegend, waarvan de Slochteren en Ten Boer deel uitmaken, is afgezet op ouder gesteente uit het Carboon. De helling van de lagen in het Carboon wijkt af van die in het Rotliegend (discordant). Het gas dat in het Rotliegend zit is in het Carboon gevormd, uit daarin aanwezige steenkool, en daarna naar boven gestroomd.

Na afzetting van de Rotliegend werd later in het Perm het gebied overspoeld door een zee. In de zee vormden zich carbonaten (kalksteen). Die zee droogde periodiek op, waarbij de in het water opgeloste zouten en mineralen achterbleven (zulke gesteentes worden evaporieten genoemd). Deze werden daarna weer overspoeld. Hierdoor ontstonden afwisselende carbonaat- en evaporietlagen van de Zechstein formatie. Deze vormt de afsluitende laag van de voorkomens in dit winningsplan, en dan met name de eerste anhydriet/zoutlaag (Zechstein 1, ZE1).

Door bewegingen van en botsingen tussen de aardplaten in de geologische geschiedenis zijn er lichte golven ontstaan in de lagen. Omdat het gesteente niet zo buigzaam is, leidt dit tot breuken en hellende lagen. In dit gebied is het resultaat dat het gesteente uit licht hellende lagen bestaat. Het gas zal, omdat het lichter dan water is, zich verzamelen in de hoogste plaatsen; boringen zullen dan ook op zulke plaatsen gericht zijn.

Na het perm, tijdens het late Trias opende de-Atlantische Oceaan doordat de continenten uit elkaar getrokken werden. Dat veranderde het grote afgesloten bekken met de in het perm afgezette gesteentes in kleine afzonderlijke bekkens en hoger gelegen delen, begrensd door breuken.

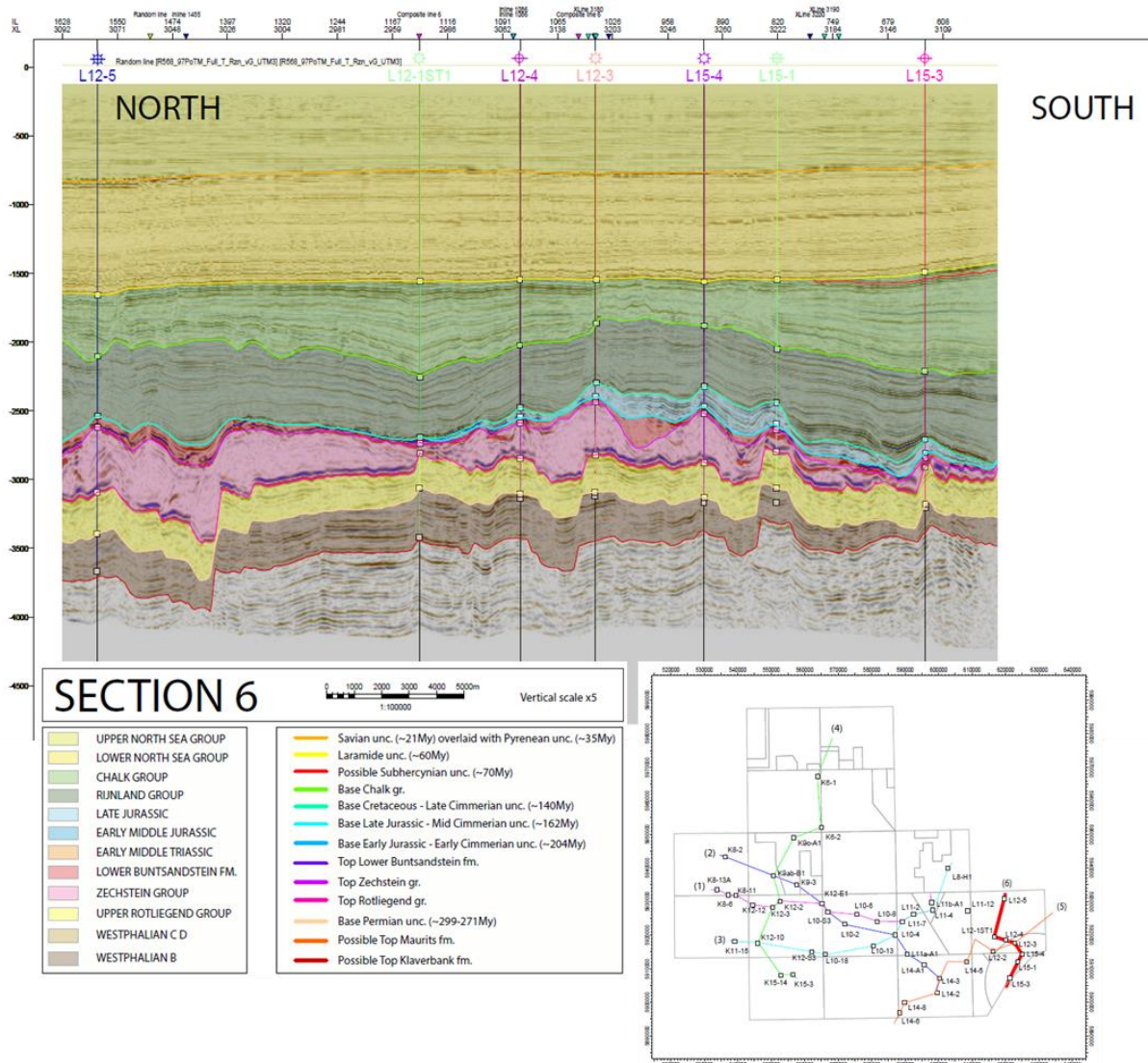
Latere tektonische bewegingen hadden tot gevolg dat het gebied omhoog geduwd werd. De omhoog stekende gesteenten werden gedurende een lange periode weg geërodeerd. Aanzienlijke hoeveelheden van de Trias en Jura afzettingen zijn geërodeerd, en lokaal zijn



deze zelfs helemaal verdwenen. Daarna volgde weer een daling en een zee-overspoeling (transgressie) in het Krijt. Tijdens deze periode zijn de Vlieland zandsteen en Vlieland kleisteen afgezet direct boven op de Zechstein formatie. De vorming van de Alpen aan het einde van het Krijt veranderde het spanningsveld zodanig dat de aardlagen in dit gebied samengedrukt werden. Dit regime had een beperkte invloed op de structuren en het verzet (*throw*) van de breuken in dit gebied.

De voorkomens in dit winningsplan beslaan breukblokken van de Rotliegend zandsteen. De blokken worden aan alle kanten door breuken begrensd, en bevatten waarschijnlijk aan de bovenkant gas. Aan de bovenkant zijn de door Zechstein evaporieten afgesloten. Waarschijnlijk maakt ook (het bovenste deel van) de Ten Boer kleisteen deel uit van de afdekking. De bron van het gas bevindt zich in onderliggende Carboon formatie.

Een geologische doorsnede over de L12/15 gasvoorkomens is te zien in Figuur 2



Figuur 2 – Geologische doorsnede door de L12-L15 voorkomens (ruwweg Noord-Zuid, zie kaart inzet) door L12b-C en L15b-A. De gasvoerende laag is de Rotliegend (in geel). Het brongesteente is het Carboon ("Westphalian", in bruin daaronder). De afdekkende laag is de Zechstein, in roze.

3.3 Gesteente-eigenschappen van de reservoir lagen

De Rotliegend formatie bestaat uit een viertal deelformaties, de Ten Boer (ROCLT), de Upper Slochteren (ROSLU), de Ameland (ROCLA) en de Lower Slochteren (ROSL). Het gas wordt voornamelijk uit de ROSLU gewonnen. De ROCLT en de ROCLA hebben een zeer lage netto/bruto verhouding (NTG); de ROCLA wordt als niet-doorlatend gezien. De zandjes in de ROCLT hebben waarschijnlijk een zeer beperkte uitgebreidheid, ook de Ten Boer is over het geheel gezien niet doorlatend; (het bovendeel van) de Ten Boer maakt waarschijnlijk deel uit van de afdekkende laag.

De Boven-Slochteren (ROSLU) bestaat uit een afwisseling van zanden en kleien. De kleien zijn impermeabel, de zanden in L12/L15 hebben een gemiddelde porositeit van 13% en een doorlatendheid van de orde van 1 mD.



De gasvoorkomens bevinden zich op een diepte van ongeveer 2900 m (L15b-A/L12b-C/L12a-A) tot 3000 m (L12a-B).

3.4 Gesteente-eigenschappen van de bovenliggende lagen

Tertiair

- Boven-Noordzee: Kleilagen (impermeabel) afgewisseld met zandlagen. Grondwater bevindt zich (onder land) bovenin deze laag.
- Onder-Noordzee: Kleilagen (impermeabel) afgewisseld met (permeabele) zandlagen.

De Noordzee groep is op deze locatie ongeveer 1600m dik.

Krijt

- Ommelanden, Texel, Holland: Krijtsteen (permeabel) en Mergel (impermeabel)
- Vlieland: Kleilagen, impermeabel. De onderste laag is zandig (Friesland laagpakket)

Jura

- Scruff, Lies, Terschelling laagpakketten: Op plaatsen permeabel

Trias

- Hoofd-Kleistein Laagpakket: Impermeabel

Boven Perm

- Zechstein
 - Zout: Haliet (keukenzout) Impermeabel
 - Anhydriet: Impermeabel
 - Carbonaat: Carbonaat Op plaatsen permeabel

Onder Perm

- Ten Boer: Kleistein Impermeabel, met enkele kleine zandlichamen

3.5 Onzekerheden en beschikbare gegevens

De velden zijn gekarteerd op basis van 3D seismische data. Boven delen van de voorkomens in dit winningsplan bevinden zich zgn. *floaters* in de Zechstein, met name boven het L12b-C voorkomen. Dat veroorzaakt onzekerheden in de dieptebepaling uit de seismiek.

Naast de seismiek zijn er in de omgeving en in de voorkomens zelf een tiental putten geboord. Specifiek is er de L15-04 put dichtbij het doel van de geplande ontwikkelingsput van het diepe zuiden van L12b-C, en de L12-02 put dichtbij het doel van de put om L12a-A te ontwikkelen.

Om die redenen zijn de eigenschappen van het gesteente voldoende goed bekend om verwachtingen uit te spreken over de mogelijke gevolgen van de winning. Deze verwachtingen zullen toch een bepaalde onzekerheidsmarge hebben. De verwachtingen, en



de onzekerheden, zullen maar in beperkte mate veranderen door de boringen, omdat er dan slechts 2 nieuwe datapunten komen bij een naar verhouding behoorlijk uitgebreide dataset.

Ook de analyse van de productiedata (sinds 1993) speelt een rol bij het begrip van het gesteente. Daaruit weten we dat de doorlatendheid van het gesteente beperkt is, wat ertoe leidt dat de gas toestroom deels langzaam verloopt ('slow gas'). Dat geeft onzekerheden in het drainage gebied van de putten, ook in het water, en in de inschatting van de gemiddelde druk in de voorkomens. Ook de productievoorzichten van de bestaande putten is hierdoor enigszins onzeker, ook al produceren ze al langere tijd.

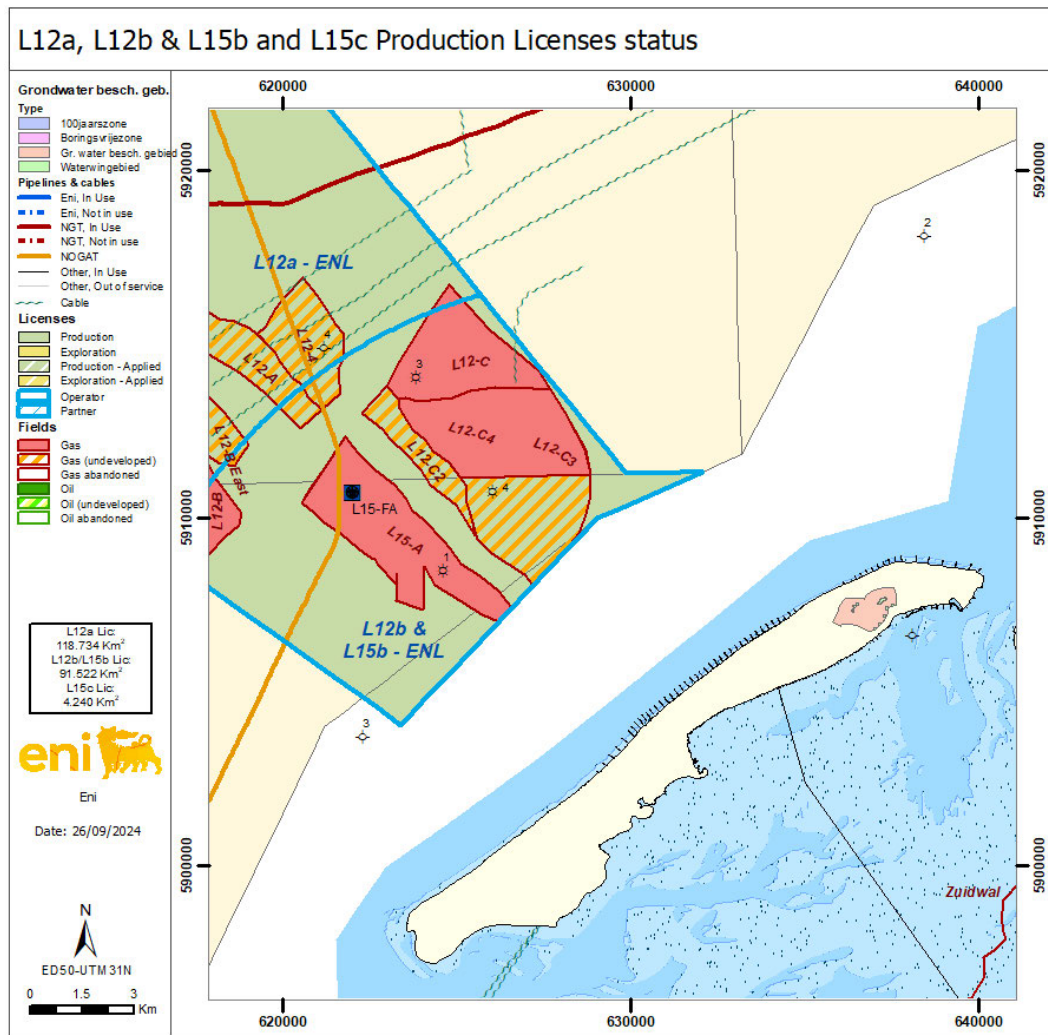
De ROSLL bevat geen gas. Desalniettemin is het niet onmogelijk dat, door juxtapositie bij breuken er toch enige depletie in de ROSLL optreedt. Dat gezegd hebbend, is er in het druk- en productiegedrag van de velden geen indicatie voor een grote water instroom (een actieve aquifer).

De onzekerheden worden verdisconteerd door ranges te nemen. In de verwachtingen, met name voor de gevolgen van de winning, wordt uitgegaan van conservatieve (ruime) waarden. Anders gezegd: de parameters zullen voor de bepaling van de gevolgen van de winning redelijk bovenin de onzekerheids-ranges genomen worden.

3.6 Andere gebruiksmogelijkheden van de ondergrond

Er vindt grondwaterwinning plaats op Vlieland, op bijna 8 km afstand van de voorkomens in dit winningsplan (Figuur 3). Door de afstand, en omdat de gaswinning vele malen dieper plaatsvindt, zal er geen wisselwerking tussen de gaswinning en de grondwaterwinning optreden.

Er is geen bestaand of voorzien overig gebruik van de diepe ondergrond ter plaatse.



Figuur 3 – Ligging Waterwinning op Vlieland t.o.v de gasvoorkomens.



4 Putten en mijnbouwwerken

4.1 Inleiding: Algemene beschrijving van een put

Figuur 4 is een schematische weergave van een gasproductie-put. De belangrijkste onderdelen worden hier besproken. Het gaat hier om een algemene beschrijving van een gasput; in specifieke gevallen zal het er iets anders uit zien, zonder dat dat het algemene functioneren verandert.

Een boorgat bestaat uit een telescopisch gevormd gat, waarvan de diameter afneemt met de diepte. Het boorgat wordt verstevigd door middel van een metalen buis: een *casing*. De casing wordt in het boorgat vast gecementeerd. Hierdoor ontstaat een sterk en stabiel boorgat. Door het cement tussen de boorgatwand en de metalen verbuizing wordt voorkomen dat stroming van vloeistoffen optreedt tussen verschillende aardlagen. Tijdens het boorproces wordt de sterkte van het cement steeds geverifieerd alvorens naar het volgende stadium van het boorproces te gaan. Over het algemeen zijn er meerdere casings binnen elkaar. Het laatste deel van de put bestaat meestal uit een zgn. *liner*: een metalen verbuizing die niet helemaal tot aan de oppervlakte gaat maar eindigt in de laatste casing. Ook de liner wordt vast gecementeerd in zowel de laatste metalen verbuizing als de boorgatwand. De bovenste verbuizing (conductor) is extra zwaar uitgevoerd en dient behalve voor de stabiliteit ook als fundering voor de putafsluiters.

De diepte waarop een nieuwe buizenserie wordt aangebracht, hangt af van de diepte van het gat, de eigenschappen en de dikte van de aardlagen, en van de druk van de vloeistoffen in de aardlagen. Nadat de laatste verbuizing is gecementeerd wordt de put afgewerkt (*gecompleteerd*). Bij het completeren worden er gaten gemaakt in de metalen verbuizing ter hoogte van het gasreservoir. Dit worden perforaties genoemd. Door deze perforaties stroomt het gas van het reservoir de productieput in.

Binnenin de put wordt een productie-stijgbuis, ook wel *tubing* genoemd, gemonteerd. Het gas stroomt door de tubing naar boven. De productie-stijgbuis zit onderin de put vast met een productie *packer* aan de metalen verbuizing.

De ruimte tussen de productie-stijgbuis en de metalen verbuizing wordt A-annulus genoemd. De packer sluit de *annulus* af van de reservoir druk. De druk in deze annulus wordt voortdurend gemonitord om de goede staat, de integriteit, van de put te kunnen waarborgen.

Bovenop de put wordt een zogenaamd spuitkruis geplaatst om de put af te sluiten. Het spuitkruis wordt ook wel de X-mas tree genoemd. Het bevat de diverse kleppen die nodig zijn om de put te bedienen.

De put is voorzien van beveiligingskleppen. Die kunnen met behulp van hydraulische druk worden geopend, opengehouden en dicht gezet. In de put zijn de volgende beveiligingskleppen aanwezig:

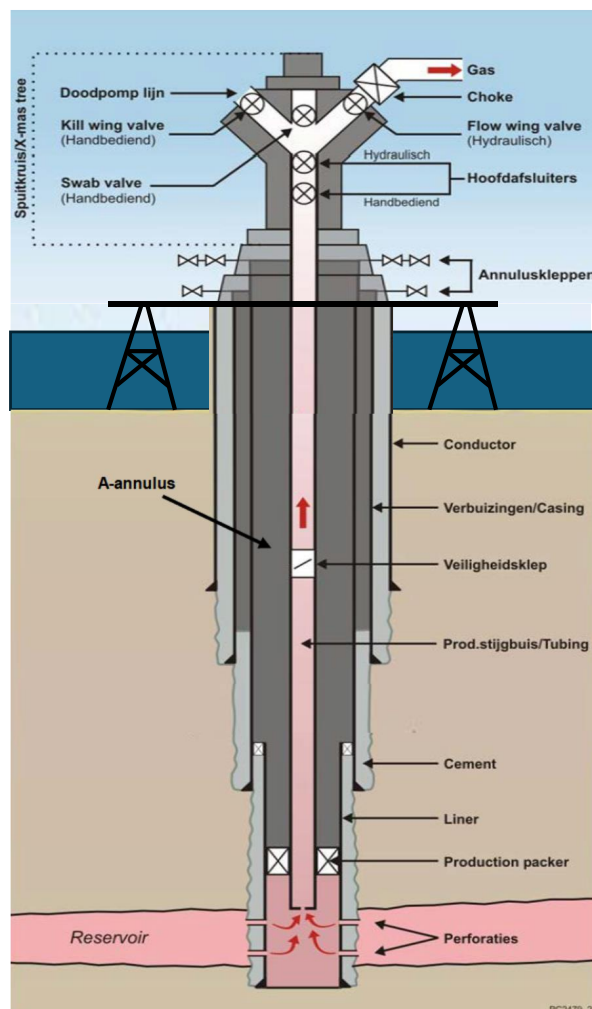


- een ondergrondse veiligheidsklep in de stijgbuis van de put;
- twee hoofdafsluiters op het spuitkruis van de put; de bovenste hoofdafsluiter wordt hydraulisch aangestuurd, de onderste hoofdafsluiter is handbediend.

De put heeft een aansluiting voor het doodpompen van de put, ook wel *Kill Wing Valve* genoemd. Dit doodpompen kan in uitzonderingsgevallen nodig zijn om een reparatie uit te voeren bij een storing aan de put.

Tenslotte is een put voorzien van een choke (of knijpstuk) waarmee de productie verhoogd en verlaagd kan worden.

Er zullen in het spuitkruis, en in de installatie op de put-locatie, i.h.a. meters aanwezig zijn waarmee druk, temperatuur, en gas-stroomsnelheid gemeten kunnen worden.



Figuur 4 - Schematische weergave van een generieke gasproductie-put. De tekening is niet op schaal; bovengronds is de X-mas tree sterk uitvergroot en ondergronds is de diepte sterk ingekort.

4.2 Overzicht boringen in voorkomens

Een overzicht van de in de voorkomens geboorde c.q. te boren putten is in de tabel hieronder te vinden.



De maten en dieptes van de verschillende verbuizingen van de L15b-A108AST2 put staan vermeld op het schema in [Bijlage 3](#).

Tabel 2 – Overzicht van de putten in dit winningsplan.

Put	Voorkomen	Jaar boring	Type	Status	Hydraulisch gestimuleerd
L15b-A101	L15b-A	1980	Verticaal	Producerend	Ja
L15b-A102	L15b-A	1992	Gedevieerd	Producerend	Nee
L15b-A103	L15b-A	1993	Gedevieerd	Producerend	Ja
L15b-A104	L15b-A	1994	Gedevieerd	Producerend	Ja
L15b-A106	L12b-C	2000	Gedevieerd	Producerend	Nee
L15b-A107	L12a-B	2011	Gedevieerd	Producerend	Ja
L15b-A108	L12b-C	2014	Gedevieerd	Producerend	Ja
L15b-A109	L12b-C		Gedevieerd	Gepland	Ja
L15b-A110	L12a-A		Gedevieerd	Gepland	Ja

De meeste putten in dit voorkomenscluster zijn hydraulisch gestimuleerd, vanwege de beperkte doorlatendheid van het gesteente. Naar verwachting zullen beide geplande putten ook hydraulisch gestimuleerd worden. Bij zulke conventionele hydraulische stimulering zijn in het verleden in Nederland geen problemen geweest, niet hier, en ook niet elders [14][15][16]. Bij het detail-ontwerp van de putten zal in het reservoir ruim afstand tot de breuken worden gehouden.

4.3 Schematische voorstelling putverbuizingen

In 'Bijlage 3: Schematische weergave verbuizingen van een L12/L15 put' zijn de verbuizingen van de putten in dit veld in meer detail geschetst.

4.4 Plaats en wijze waarop koolwaterstoffen in verbuizing treden

Bij het completeren worden er perforaties (gaten) gemaakt in de metalen verbuizing (de casing of liner) ter hoogte van het gasreservoir. Deze perforaties verbinden het reservoir met de productieverbuizing. Door deze perforaties stroomt het gas van het reservoir de productieput in. Via de productieverbuizing worden de koolwaterstoffen naar het oppervlak geproduceerd; zie ook Figuur 4.

Bij vrij slecht doorlatend gesteente, zoals ook bij de voorkomens in dit winningsplan, wordt de toestroom vanuit het reservoir verder vergemakkelijkt door het plaatsen van een frack (hydraulische stimulatie). Dat gebeurt door het gesteente te splijten door er druk op te zetten. Hydraulische stimulering is bij honderden putten in Nederland toegepast, zonder negatieve gevolgen. Dit wordt in 'Bijlage 8: ' nader toegelicht.

4.5 Putbehandelingen

Gedurende het leven van een put kan het voorkomen dat er aanslag (zgn. *scaling*, bijv. kalk of zout) optreedt aan de binnenkant van de verbuizing en in de perforaties. Om deze scaling te



verwijderen kan het gebeuren dat de put met bijvoorbeeld zuur behandeld wordt. Dit is een routine-handeling waarbij geen overdruk gebruikt wordt. Dit duurt ongeveer een dag.

Daarnaast kan het gebeuren dat er nieuwe perforaties gemaakt worden om een iets groter deel van de formatie met de put in communicatie te brengen. Dit duurt ongeveer een dag of twee.

Verder kan het gebeuren dat een gedeelte van de perforaties geen gas meer produceert, maar water. In zo'n geval kan dat deel dan afgesloten worden met een plug en/of cement in de put.

Tijdens het leven van de put kan het nodig zijn de diameter van de tubing aan te passen, groter maken als de productiviteit van de formatie beter is dan verwacht, kleiner tegen het einde van het veldleven als de snelheid van de gasstroom afneemt, of als er wat meer formatiewater toestroomt. Zo'n nauwere verbuizing wordt een velocity string genoemd; een aantal putten in deze voorkomens zijn er al van voorzien.

Gedurende de levensduur van een put vinden diverse andere onderhoudshandelingen plaats aan verbuizingen, kleppen, en andere installaties op de winningslocatie.

Alle operationele handelingen, waaronder de hier genoemde, staan onder toezicht van SodM en worden uitgevoerd overeenkomstig de daarvoor geldende regelgeving.

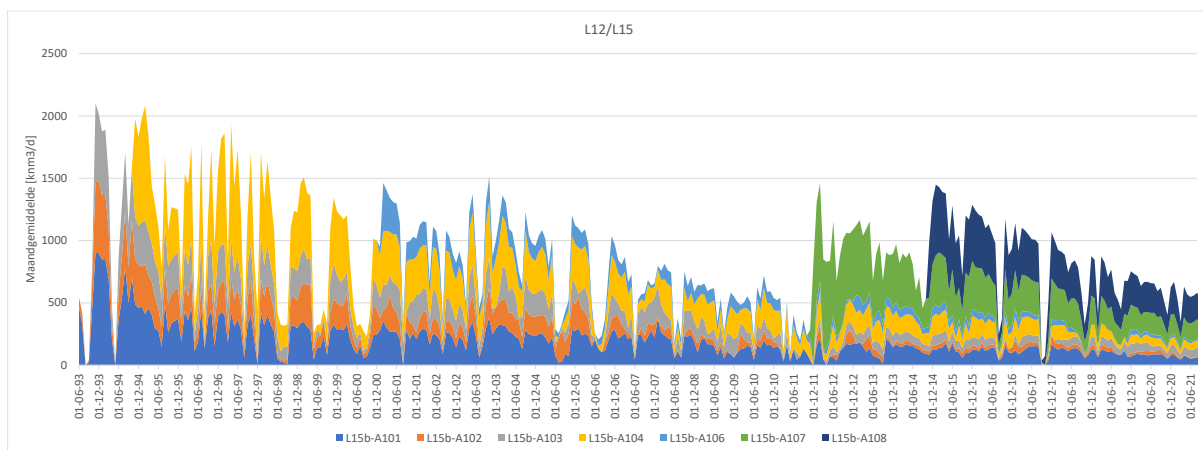


5 Ontwikkelingsvooruitzichten

5.1 Inleiding

In dit hoofdstuk worden de productievooruitzichten van de voorkomens besproken, de plannen die Eni Energy heeft, en de onzekerheden rond die vooruitzichten.

De L12/L15 gasvoorkomens zijn ontwikkeld d.m.v. 7 productieputten, allen geboord vanaf het platform. Het L15b-A veld en het noordelijke deel van het L12b-C veld zijn in de jaren '90 ontwikkeld d.m.v. 5 productieputten. In 2003 is compressie geïnstalleerd op het platform. In 2011 is de L15b-A107ST1 put geboord om het L12a-B veld te ontwikkelen; in 2014 is de L15b-A108AST2 put geboord om het zuidelijke deel van het L12b-C veld te ontwikkelen, dat vrijwel geen communicatie heeft met het noordelijke deel van het veld. In de “oude” putten uit de jaren '90 zijn velocity strings geïnstalleerd om de resterende gaswinning met lage gas rates langer voort te kunnen zetten. Alle 7 productieputten zijn nog in productie per 1 augustus 2021.



Figuur 5 - Historische productie uit de L12/L15 voorkomens.

5.2 Productieontwikkelingsstrategie

De productie uit de bestaande putten zal voortgezet worden zolang dat mogelijk is, i.e. totdat de productiesnelheid te laag is om het gas naar het oppervlak te laten stromen.

Op het moment van schrijven van dit rapport wordt er onderzocht of het boren van twee additionele putten (respectievelijk naar een compartiment in het diepe zuiden van het L12b-C veld, en naar het nog niet ontwikkelde L12a-A veld) technisch en economisch haalbaar is. Beide putten kunnen net als de bestaande putten vanaf het platform geboord worden (zie Tabel 2).

5.3 Productiefilosofie en Reservoir management

De gasvoorkomens in dit winningsplan worden door *depletion drive* gewonnen.

Het productie- en drukverloop van elke productieput wordt nauwkeurig geobserveerd om een zo goed mogelijke voorspelling te kunnen maken van de toekomstige productie. Verder



werden en worden de putten één keer per jaar ingesloten om een reservoirdruk te kunnen berekenen.

5.4 Verwachte uiteindelijke productie

De totale uiteindelijke productie van de L12/L15 gasvoorkomens op grond van de huidige putten is berekend op 10.0 Bnm³ (mid) en 10.3 (hoog) waarvan 9.08 B nm³ werd geproduceerd voor 1 januari 2022.

Als beide hierboven genoemde additionele putten in de komende jaren gerealiseerd kunnen worden (ze hebben naar verwachting vergelijkbare productie), neemt de geschatte totale recovery van de L12/L15 gasvoorkomens toe van 10.0 B nm³ tot 11.0 B nm³ (mid) en van 10.3 B nm³ tot 12.4 B nm³ (hoog). De te produceren volumes zijn als volgt verdeeld over de voorkomens:

Tabel 3 – Verwachte uiteindelijke productie per (deel)voorkomen, in 10⁹ nm³.

	Voorkomen	Mid	Hoog	Cum.Prod. < 1 Jan. 2022
Bestaand	L15b-A	7.003	7.090	6.622
	L12a-B	1.249	1.349	1.111
	L12b-C (106)	0.573	0.635	0.564
	L12b-C (108)	1.139	1.246	0.778
Gepland	L12b-C (109)	0.522	1.048	0.000
	L12a-A	0.524	0.993	0.000
	Totaal	11.025	12.363	9.075

Met de huidige, en geplande, putten zal naar verwachting een winningspercentage gehaald worden als in de onderstaande tabel. In L12a-A wordt een lager percentage verwacht (dan bijv. L12a-B) als gevolg van de verdeling van het gas over de breukblokken.

Tabel 4 - Verwachte uiteindelijke winningspercentages, per voorkomen. In L12b-C en L12a-A is dat inclusief de geplande putten (Mid).

Voorkomen	Winningspercentage
L15b-A	75%
L12b-C	43%
L12a-B	52%
L12a-A	25%



5.5 Onzekerheden

De onzekerheid van de bovengenoemde volumes dient als volgt te worden beschouwd: er is een kans van 50% dat er meer wordt geproduceerd dan de “Mid” volumes en er is een kans van 10% dat er meer wordt geproduceerd dan de “Hoog” volumes. Eni Energy vraagt hierbij om in te stemmen met de volumes “Hoog”.

De bron van de onzekerheden is, als besproken in par. 3.5, gelegen in onzekerheden in de hoeveelheden aanwezig gas, maar ook in onzekerheden in welke mate gas in gesteente met beperkte doorlatendheid deelneemt aan het productieproces.

Bovendien kunnen operationele gebeurtenissen (bijv. een compressor die gerepareerd moet worden) de profielen beïnvloeden, zonder dat dat het uiteindelijke eindtotaal beïnvloedt.

5.6 Jaarlijkse productieprofielen

De verwachte jaarvolumes per veld met de huidige putten zijn hieronder weergegeven. Tevens wordt een schatting van de jaarvolumes van de geplande additionele putten gegeven, op grond van een technische evaluatie en een voorlopige aanname wat betreft de aanvang van de winning. Mocht, bijvoorbeeld door vergunning gerelateerde zaken, de begindatum van productie uit de nieuwe putten veranderen, dan zullen de profielen verschuiven.

Zie par. 5.4 en par. 3.5 voor een bespreking van de onzekerheden.



Tabel 5 - Verwachte te produceren hoeveelheid in 10^6 nm^3 , in de Mid-case (vgl. Tabel 3 – Verwachte uiteindelijke productie per (deel)voorkomen, in 10^9 nm^3 . Tabel 3; merk op hieronder de productie voor heel 2021 staat, terwijl daar de productie tot augustus 2021 vermeld is).

	Voortzetting bestaande productie				Gepland		
Jaar	L15b-A	L12a-B	L12b-C (106)	L12b-C (108)	L12b-C (109)	L12a-A	Totaal
2022	55	40	6	63	0	0	164
2023	51	38	3	53	0	0	145
2024	48	35	0	49	102	0	234
2025	45	25	0	45	76	55	247
2026	33	0	0	42	59	93	227
2027	29	0	0	39	45	66	180
2028	28	0	0	37	37	51	154
2029	26	0	0	33	35	41	135
2030	15	0	0	0	31	35	81
2031	13	0	0	0	27	34	73
2032	13	0	0	0	24	29	65
2033	13	0	0	0	21	25	59
2034	12	0	0	0	19	22	54
2035	0	0	0	0	18	20	38
2036	0	0	0	0	17	19	35
2037	0	0	0	0	12	17	29
2038	0	0	0	0	0	16	16
2039	0	0	0	0	0	0	0
Totaal	381	138	9	361	522	524	1936



Tabel 6 - Verwachte te produceren hoeveelheid in 10^6 nm^3 , in de High-case (vgl. Tabel 3 – Verwachte uiteindelijke productie per (deel)voorkomen, in 10^9 nm^3 . Tabel 3; merk op hieronder de productie voor heel 2021 staat, terwijl daar de productie tot augustus 2021 vermeld is).

	Voortzetting bestaande productie				Gepland		
Jaar	L15b-A	L12a-B	L12b-C (106)	L12b-C (108)	L12b-C (109)	L12a-A	Totaal
2022	61	40	6	61	0	0	169
2023	56	38	20	56	0	0	169
2024	52	35	26	52	118	0	283
2025	48	32	18	48	106	60	313
2026	46	27	0	46	94	118	331
2027	40	23	0	40	82	100	285
2028	31	21	0	31	73	87	244
2029	30	18	0	30	68	77	223
2030	28	6	0	28	68	70	200
2031	27	0	0	27	62	68	184
2032	18	0	0	18	57	65	159
2033	15	0	0	15	53	59	144
2034	15	0	0	15	50	55	135
2035	0	0	0	0	48	52	99
2036	0	0	0	0	45	49	94
2037	0	0	0	0	43	46	89
2038	0	0	0	0	41	44	85
2039	0	0	0	0	39	42	81
Totaal	469	238	71	469	1048	993	3288

5.7 Duur van de winning

De resterende volumes kunnen naar verwachting gewonnen worden in de periode 2021-2039.

De verwachting van de toekomstig te winnen volumes zoals hierboven gegeven, is gebaseerd op een technische evaluatie. Het daadwerkelijke einde van de winning zal worden bepaald door economische condities in de toekomst en zal o.a. afhangen van de toekomstige ontwikkeling van kosten en gasprijs. Ook kan de economische levensduur van de L12/L15 velden verlengd worden indien het L15b-A platform in de toekomst gebruikt kan worden voor de evacuatie en processing van gas uit omliggende blokken waar nog exploratie naar nieuwe gasvoorkomens mogelijk is.

Bovendien zijn er onzekerheden rond de aanwezige volumes, ook voor de bestaande putten (zie ook par. 5.4).

5.8 Stoffen die jaarlijks worden mee geproduceerd

Tezamen met het gas zal een hoeveelheid condensaat en water worden geproduceerd.



Het water is deels condensatiewater, en deels formatiewater. Gedurende het grootste deel van de levensduur van deze putten zal de waterfractie tot 20 m^3 per miljoen nm^3 gas bedragen. Het is mogelijk dat tegen het einde van de levensduur van een put de water/gas-ratio hoger is (waterdoorbraak). Indien mogelijk worden de perforaties die het water produceren dan afgesloten, zodat formatie-watervrije productie voortgezet kan worden uit de resterende perforaties. Behalve een lage gasrate zal zo'n put in het algemeen daarna niet lang meer produceren als de watervoerende laag niet afgesloten kan worden, en meestal niet meer continu. Maar ook aan het einde zal de totale veld-waterproductie onder de $2 \cdot 10^4 \text{ m}^3/\text{j}$ blijven.

De condensaat fractie is tot 13 m^3 per miljoen nm^3 gas.

5.9 Jaarlijks eigengebruik bij winning

Het eigenverbruik zal ongeveer 12 miljoen nm^3 per jaar zijn. Tegen het einde van het veldleven zal de huidige compressor te groot zijn, en zal er naar verwachting een kleinere gebruikt gaan worden om de productie economisch te houden. Het eigengebruik zal dan lager zijn.

5.10 Jaarlijks bij winning afgeblazen/afgefakkelde koolwaterstoffen

Er wordt op L15 geen gas afgefakkeld, er is geen fakkelinstallatie aanwezig op het platform.

Bij normale productie zullen er geen significante hoeveelheden aardgas worden afgeblazen. Bij onderhoudswerkzaamheden kan het voorkomen dat delen van de installatie gasvrij gemaakt moeten worden.

Het afblazen bij werkzaamheden wordt geschat op 30000 nm^3 per jaar.

- 10 nm^3 voor het testen van de ondergrondse veiligheidsklep (downhole safety valve)
- Tot 25 nm^3 voor putinterventies. Dit volume wordt vanuit de *lubricator* afgeblazen wanneer er slickline operaties plaatsvinden voor onderhoud onderin de put (2.5 nm^3/d gedurende een operatie). Op basis van historische data is een gemiddelde van 10 d/j van dit soort operaties te verwachten.
- Tot 5000 nm^3 voor het gasvrij maken van de productie-installaties bij werkzaamheden, gemiddeld zal dat zes keer per jaar gebeuren, dus op $\sim 30,000 \text{ nm}^3$ per jaar.

5.11 Jaarlijks in de ondergrond teruggebrachte stoffen

Er zullen geen stoffen in de ondergrond teruggebracht worden.

Omdat de waterproductie over het grootste deel van het putleven laag is, is er bij L15 voor gekozen om geen injectie-put te boren. Naast het boren van een extra put, vergt water her-



injectie een injectie-installatie met waarborgen om injectie-put-integriteit te garanderen, met name om zuurstof te verwijderen om te voorkomen dat er zuurstof in het water komt. De kosten en complexiteit van zo'n installatie in combinatie met de omstandigheid dat het naar verwachting om beperkte hoeveelheden water gaat, brengen mee dat her-injectie een onevenredige en niet doelmatige maatregel zou zijn.



6 Bodemdaling

6.1 Inleiding: Hoe komt bodemdaling tot stand

Aardgas zit op ongeveer 3 kilometer diepte onder druk in een poreuze gesteentelaag, zoals zandsteen. Het reservoir wordt afgesloten door een niet-doorlatend gesteente, bijvoorbeeld een kleisteen, anhydriet, of steenzout.

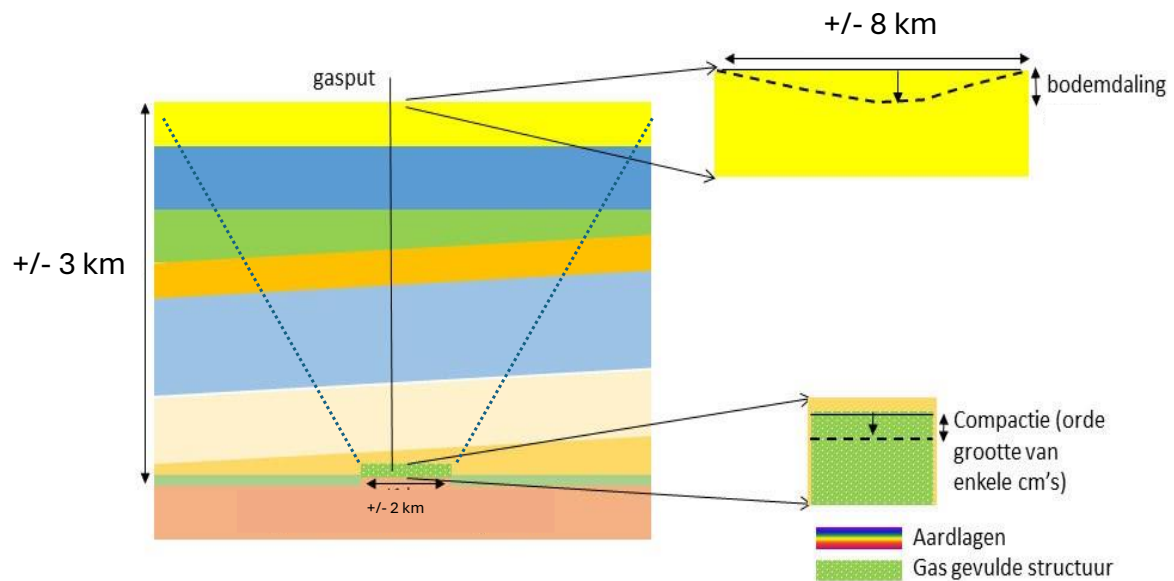
De lagen zijn in het algemeen over grote afstanden aanwezig. Door bewegingen van en botsingen tussen de aardplaten in de geologische geschiedenis is er reliëf ontstaan in de lagen. Het gas zal, omdat het lichter dan water is, zich verzamelen in de hoogste plaatsen; boringen zullen dan ook op zulke plaatsen gericht zijn.

Bij gaswinning laat men het gas ontsnappen door een put die in het hoogste punt van het reservoir geplaatst wordt. Als gevolg van het uitstromen van het gas via de put(ten) zal de druk in het reservoir dalen. De winning stopt als de druk zo laag is dat er onvoldoende gas door de put naar boven stroomt, of als de drukdaling ertoe leidt dat het reservoirgesteente rond de put volloopt met water.

Het gevolg van de drukdaling in het reservoir is dat het reservoir compacteert, dat de poriën een klein beetje inzakken als gevolg van het gewicht van de bovenliggende aardlagen doordat er minder gas in de poriën over is om tegendruk te leveren.

De mate van compactie hangt af van de gesteente-eigenschappen, en van de hoeveelheid drukdaling. Een vuistregel is dat de compactie 0,1% tot 0,2% van de hoogte van het reservoir bedraagt bij maximale drukdaling in het reservoir, aan het einde van de levensduur van het voorkomen.

Als het reservoir compacteert op ± 3 km diepte, zullen ook de lagen erboven een beetje inzakken. Bij dat dalingsproces verdeelt het volume van de compactie zich, zodat aan de oppervlakte een bodemdalingskom ontstaat. De dalingskom heeft de vorm van een heel platte schotel. Aan de randen gaat de daling geleidelijk naar nul, in het midden vindt de grootste daling plaats. Het volume van de kom is ongeveer even groot als de volumeverandering van het reservoir. Het oppervlak van de kom is echter groter dan het oppervlak van het reservoir: aan alle kanten komt er een afstand bij die ongeveer gelijk is aan de diepte van het reservoir. Hierdoor is de bodemdaling op het diepste punt van de kom aan de oppervlakte minder dan de compactie op ± 3 km diepte in het reservoir. Figuur 6-1 geeft dit schematisch weer voor een reservoir op 3 km diepte met een doorsnede van 2 km, leidend tot een bodemdalingskom met een doorsnede van ~ 8 km.



Figuur 6 - Schetsmatige, generieke, doorsnede van de ondergrond inclusief een gasreservoir

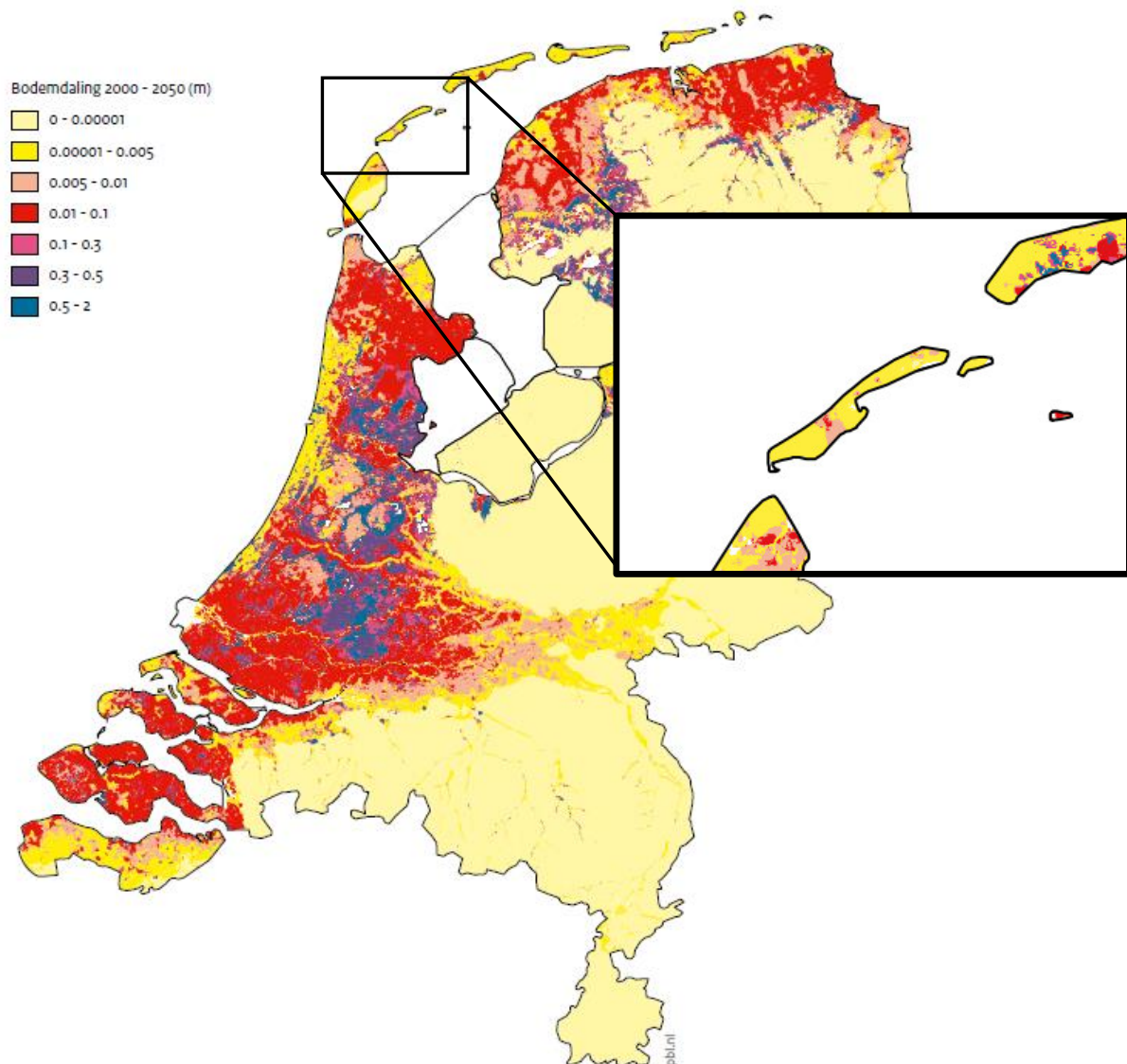
6.2 Autonome bodemdaling

Naast bodemdaling door mijnbouwactiviteiten, vindt er ook zogenaamde autonome bodemdaling plaats. Die is onafhankelijk van de gaswinning. Dat gebeurt door verschillende mechanismen, waar veen- en klei-inklinking er één van is. Door Deltares is de autonome maaiveldddaling in heel Nederland in kaart gebracht [21]. Die daling is gerelateerd aan de samenstelling van de ondiepere ondergrond (bijvoorbeeld aan de aanwezigheid van veen en klei). Rond de voorkomens in dit winningsplan speelt onshore (Vlieland) de autonome bodemdaling geen overwegende rol (Figuur 7).



Figuur VII.1

Autonome bodemdaling, 2000 - 2050 (excl. Flevoland)



Figuur 7 - Autonome bodemdaling (maaiveld) 2000-2050 [21]

6.3 Modelleringsmethode

Voor de relatie tussen drukval en compactie is een lineaire relatie gebruikt:

$$\Delta h = C_m \times h \times \Delta p$$

Voor de modellering van de relatie tussen compactie en bodemdaling is de methode van Van Opstal [2] gebruikt, zoals door TNO geïmplementeerd [3].

In de praktijk is het zo dat de bodemdaling vertraagd verloopt ten opzichte van de winning. Dat heeft meerder oorzaken: het porie-compactie-mechanisme, response in de bovenliggende lagen, en vertraagde drukval in het reservoir in lagen met beperkte



doorlatendheid, en vertraagde response van watervoerende lagen (aquifer). Hier is de vertraging fenomenologisch gemodelleerd met een *time-decay* methode [4][5].

Omdat, als besproken, er onzekerheden zijn in de eigenschappen van de gesteentelagen, zijn er ook onzekerheden bij de bepaling van de bodemdalingsverwachtingen. In de verwachtingen wordt daarom ook een onzekerheidsmarge bepaald.

6.4 Metingen

Er zijn geen specifieke bodemdalingsmetingen gedaan boven de voorkomens in dit voorkomen.

Rijkswaterstaat meet echter periodiek de NAP hoogte in heel Nederland, en ook in Vlieland. Op deze metingen is geen bodemdaling te zien.

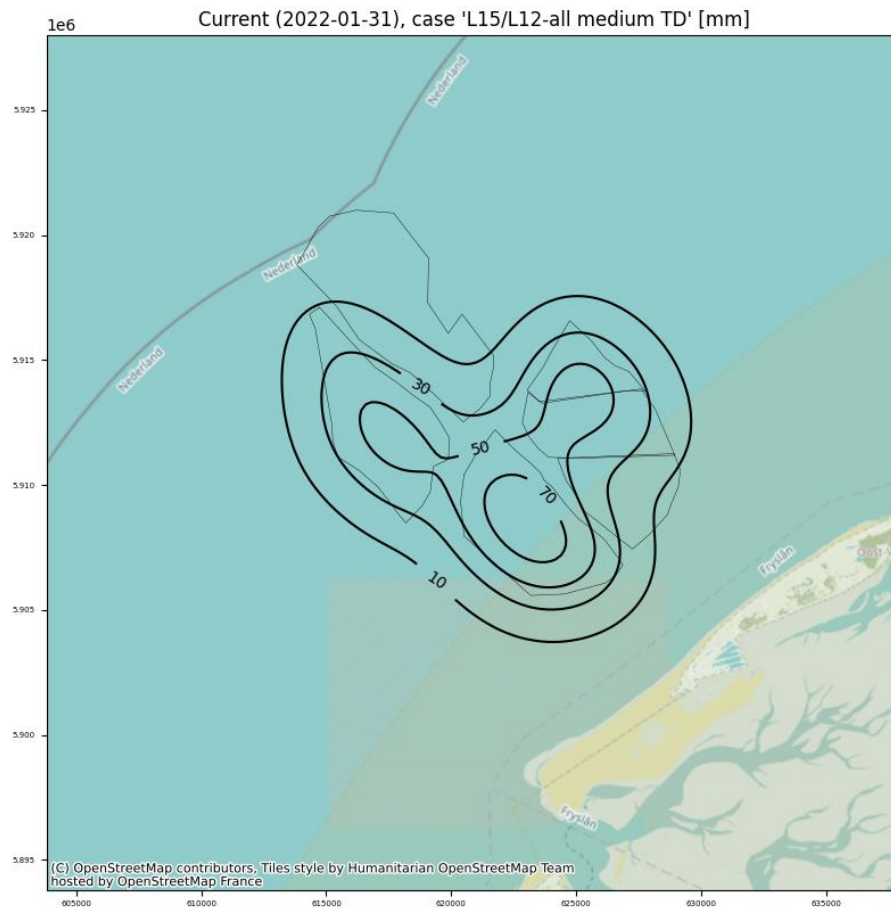
6.5 Bodemdalingsvooruitzichten en onzekerheid

Op basis van de modellen (die dezelfde methodiek volgen als bij onshore velden, waar de methodiek gecalibreerd is)) is de toekomstige bodemdaling geschat. De onzekerheden in de voorspelling zijn bekeken op een probabilistisch/statistische manier. Voor de toekomstige waarden wordt de ruime schatting gebruikt, een zgn. P10 waarde gebruikt, dat is een waarde met 10% overschrijdingskans. Een en ander wordt in par. 'Bijlage 9: *Details analyse bodemdalingsmodellering*' in meer detail uitgewerkt.

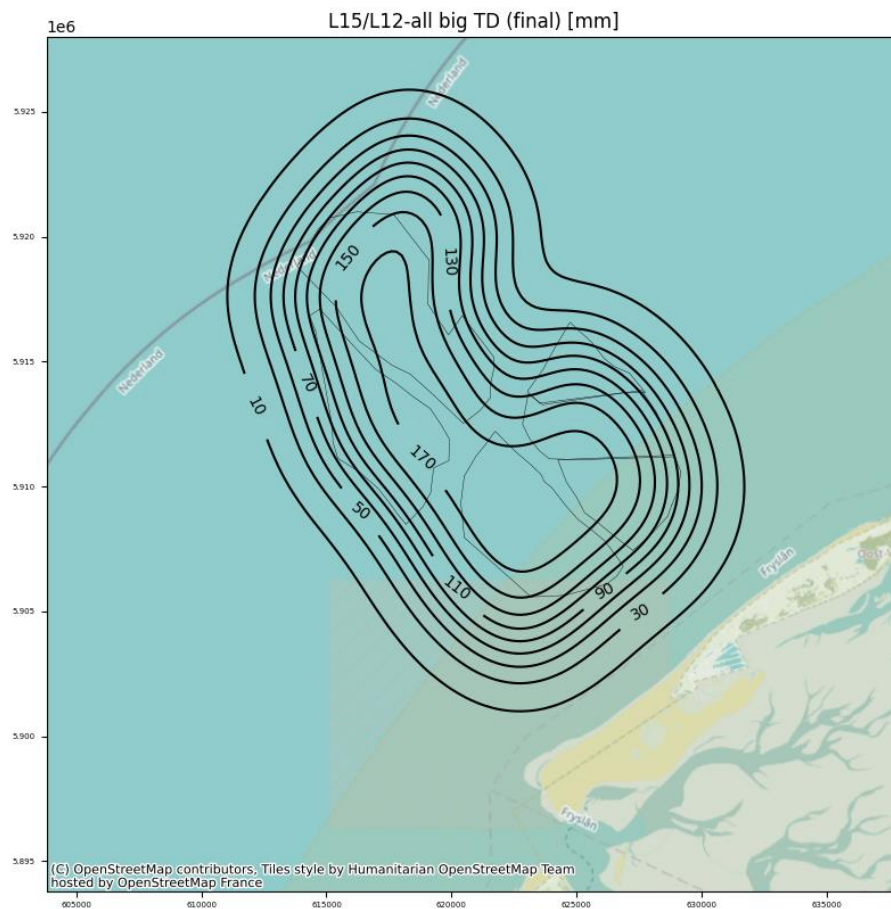
De huidige bodemdaling wordt geschat op 8 cm (P50). De uiteindelijke bodemdaling is ten hoogste 19 cm (P10, afgerond naar boven).

De toekomstige bodemdaling is het grootst boven de L12a-A en L12b-C-109 (deel)voorkomens, die door de nog te boren putten aangesproken zullen worden, omdat daar de nieuwe depletie plaatsvindt.

De kaarten hieronder geven een ruimtelijk beeld van de bodemdaling. De bodemdalingscontouren reiken niet tot de kust. Dat was ook niet te verwachten omdat de diepte van de gasvelden kleiner is dan de afstand tot de kust.



Figuur 8 - Geschatte huidige bodemdaling vanaf begin productie in 1993 (P50 case, in mm). Bij de P50 case is van gedeeltelijke depletie in de aquifer blokken uitgegaan.



Figuur 9 - Geschatte uiteindelijke bodemdaling vanaf begin productie in 1993 (P10 case, mm). Bij de P10 case is uitgegaan van volledige depletie in de aquifer blokken. Het grootste deel van de daling boven de nu al geproduceerde breukblokken is na-ijldaling door productie in het verleden.

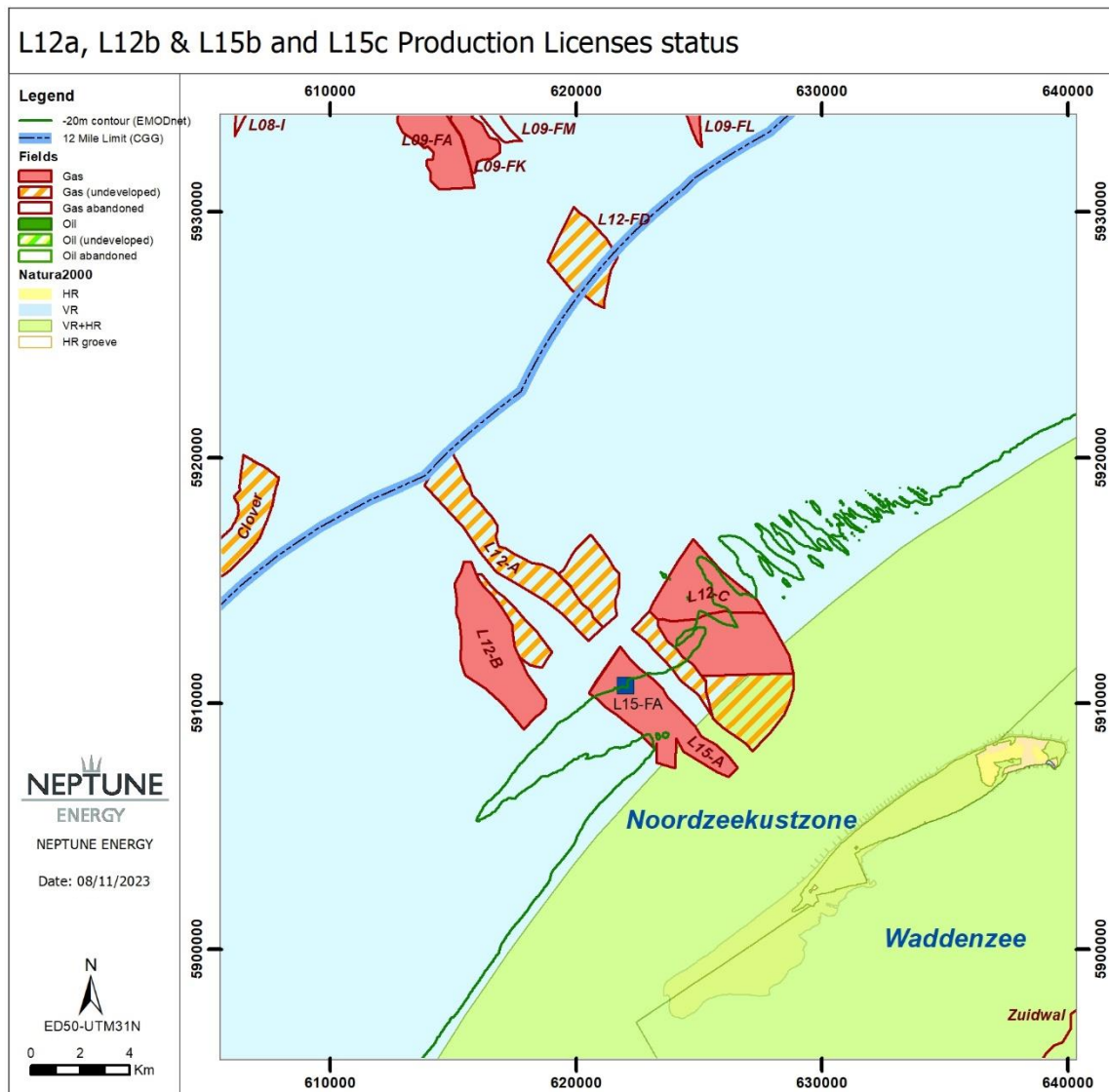
6.6 Mogelijke gevolgen van de verwachte bodemdaling

Deze voorkomens liggen onder de bodem van de Noordzee. De dalingscontouren reiken niet tot onshore.

6.6.1 Gevolgen voor natuur en milieu

De bodemdalingscontouren reiken wel onder het Natura 2000-gebied Noordzeekustzone.

Voor wat betreft de invloed op de natuur, het Natura 2000-gebied in het bijzonder, geldt dat die verwaarloosbaar is, zoals blijkt uit de bijgevoegde notitie van RHDHV (Bijlage 7).



Figuur 10 – Ligging voorkomens t.o.v. 12 mijls-lijn (blauw), kustfundament (20m waterdiepte contour, donkergroen), Noordzeekust-Natura2000 (lichtgroen). Daarnaast is er een speciaal beschermingsgebied voor de Waddenzee aangewezen (de PSSA) die over het gebied van deze kaart vrijwel samenvalt met de Waddenzee+Noordzeekustzone.

6.6.2 Gevolgen voor infrastructuur

Er worden geen gevolgen voor infrastructuur of gebouwen verwacht omdat er geen bodemdaling onder land is.

Het zgn. *kustfundament* is de kustzone tot 20m waterdiepte. Eni Energy begrijpt dat Rijkswaterstaat verplicht is de zandbalans binnen de 20 meterzone te handhaven, om de kust op lange termijn op zijn plek te houden. De balans in deze zone wordt negatief beïnvloed door “natuurlijke” factoren (tektoniek, zeespiegelstijging, zandhonger Waddenzee). Om die reden voert Rijkswaterstaat zandsuppleties uit.



De bodemdalingscontouren reiken tot onder het kustfundament (vergelijk Figuur 9 met Figuur 10), en de bodemdaling beïnvloedt dus de zandbalans. Door de geleidelijke aard van de bodemdaling, en door de grootte van de stromingen langs de kust, is de impact zowel in ruimte als tijd erg uitgesmeerd. Daarom is de lokale impact niet direct meetbaar, en is niet te achterhalen of er in de afgelopen 30 jaar een specifiek effect was van de bodemdaling door deze gaswinning.

Hierover heeft overleg plaatsgevonden met Rijkswaterstaat. Indien Rijkswaterstaat constateert dat zandsuppleties nodig zijn in de 20 meterzone en reden heeft om aan te nemen dat de oorzaak deels is gelegen in gaswinningsactiviteiten, dan zal Eni Energy hierover met Rijkswaterstaat in nader overleg treden en onderzoeken of aanleiding bestaat hieraan een bijdrage te leveren.

6.7 Maatregelen om bodemdaling te beperken

Omdat er geen ingrijpende gevolgen verwacht worden, worden er geen maatregelen genomen om de bodemdaling te beperken.

6.8 Maatregelen om gevolgen bodemdaling te beperken

Omdat er geen ingrijpende gevolgen verwacht worden, worden er geen maatregelen genomen om de gevolgen van de bodemdaling te beperken. Indien toch als gevolg van bodemdaling door deze gaswinning enige waterstaatkundige werken in betekenende mate worden beïnvloed dan zullen, in overleg met rechthebbenden van die werken, maatregelen of voorzieningen kunnen worden getroffen ter beperking of voorkoming van hieruit voortvloeiende schade.



7 Bodemtrillingen

7.1 Inleiding: hoe komen bevingen ten gevolge van gaswinning tot stand?

Als gevolg van de in het vorige hoofdstuk besproken compactie, het inzakken van het reservoirgesteente door druk-daling, ontstaan er kleine verplaatsingen (zettingen) in de diepe ondergrond. Als deze bij een breuk plaatsvinden, kunnen er zettingsverschillen aan weerszijden van de breuk optreden. Door de zettingsverschillen gebeurt het soms dat het gesteente aan weerszijden van de breuk t.o.v. elkaar plotseling beweegt. Dit veroorzaakt een trilling.

Zo'n trilling wordt een *geïnduceerde* beving genoemd om aan te geven dat hij door menselijk handelen is veroorzaakt. Als gevolg van het feit dat deze trillingen ontstaan door bewegingen langs de breukvlakken in of nabij aardgasreservoirs, zal het bronpunt van de beving, het zogeheten *hypocentrum*, op enkele kilometers diepte liggen. Natuurlijke bevingen hebben over het algemeen een veel dieper hypocentrum. Op basis van de diepte van de beving kan het KNMI onderscheiden of een beving veroorzaakt is door gaswinning of dat de beving een natuurlijke oorzaak heeft.

Voor de kans op bevingen is het dus van belang of en welk soort breuken in de gesteentelagen in (de buurt van) het reservoir aanwezig zijn. Tevens geldt in het algemeen: hoe groter de compactie van het reservoir, hoe groter de kans dat er significante zettingsverschillen over een breuk plaatsvinden. Bij het inschatten van de kans op bevingen wordt dan ook naar de drukdaling en de daaropvolgende compactie gekeken.

Daarnaast wordt de breuk-configuratie geanalyseerd, en de stijfheid van het gesteente. Hierbij wordt gebruik gemaakt van een analyse-protocol dat door SodM in samenwerking met TNO is ontwikkeld [6].

Naast de ondergrond-situatie, wordt in dat protocol ook de situatie aan het oppervlak bekeken. De aard van de bebouwing en infrastructuur in de omgeving van het voorkomen wordt meegewogen. Bij de effecten die aan de oppervlakte merkbaar zijn, speelt niet alleen de sterkte en de diepte van de beving een rol, maar ook de samenstelling van de ondiepe ondergrond (zie Figuur 26). Als een kans op significante bevingen aanwezig is, dan wordt dus ook met de grondsamenstelling rekening gehouden.

7.2 bij het inschatten van aardbevingsrisico's. Historische bevingen in de voorkomens van dit winningsplan

Het KNMI beheert de dataset met aardbevingen in Nederland, zie <https://www.knmi.nl/nederland-nu/seismologie/aardbevingen>

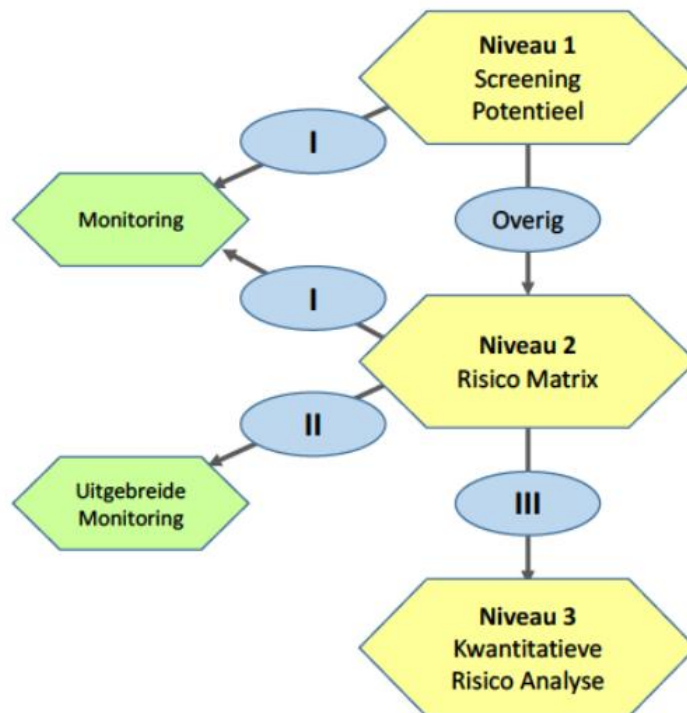
Er hebben geen bevingen plaatsgevonden in de voorkomens van dit winningsplan.



7.3 Opzet van de seismische risico-analyse

Voor de seismische risico-analyse (SRA) wordt een protocol gebruikt dat ontwikkeld is door TNO en SodM [6] dat in 2021/2022 geactualiseerd is [7][8].

Dat seismische risico-analyse protocol bestaat uit drie stappen. Deze drie stappen worden weergegeven in Figuur 11. Op basis van de uitkomsten van de verschillende individuele stappen worden vervolgstappen genomen.



Figuur 11 - Weergave van de verschillende stappen in de Seismische Risico Analyse (SRA)

In de eerste stap (Niveau 1) wordt gekeken naar de kans op een trilling (met een magnitude groter dan 1.5 op de schaal van Richter). Daarbij wordt gekeken naar de breuk configuratie in het voorkomen, en naar de stijfheidsverhouding tussen de reservoir-lagen en het afdekkende gesteente.

Als de resulterende kans niet verwaarloosbaar is, wordt vervolgens de maximale magnitude uitgerekend. Daarbij speelt de lengte van de breuken waarlangs differentiële zettingen kunnen optreden, de breukhoogte, en de hoeveelheid compactie een rol. Als de maximale magnitude onder de 2.5 ligt is een analyse op Niveau 2 niet nodig, en volgt een indeling in Categorie I.

Bij een Niveau 2 analyse wordt ook gekeken naar de effecten van een eventuele trilling aan het oppervlak, op gebouwen en infrastructuur. Als de kans/gevolg combinatie daartoe aanleiding geeft, zal het voorkomen in Categorie II worden ingedeeld. In Categorie II worden extra eisen aan de monitoring gesteld, en moet een (generiek) beheersplan worden opgesteld.



Bij de hoogste kans/gevolg combinaties volgt een indeling in Categorie III, waarbij een aanvullende kwantitatieve risicoanalyse moet worden uitgevoerd.

Samenvattend, zijn er dus een aantal mogelijke uitkomsten:

- Categorie I
 - A. De kans op een beving (met $M \geq 1.5$) is verwaarloosbaar
 - B. De kans op een beving (met $M \geq 1.5$) is niet verwaarloosbaar, maar de maximaal realistische magnitude is klein (< 2.5)
 - C. De kans op een beving (met $M \geq 1.5$) is niet verwaarloosbaar, maar de risico's t.g.v. de mogelijke trillingen zijn onder de gestelde drempel.
- Categorie II
 - D. De risico's t.g.v. de mogelijke trillingen zijn boven de gestelde drempel.
- Categorie III
 - E. De risico's t.g.v. de mogelijke trillingen zijn boven de gestelde hoge drempel.

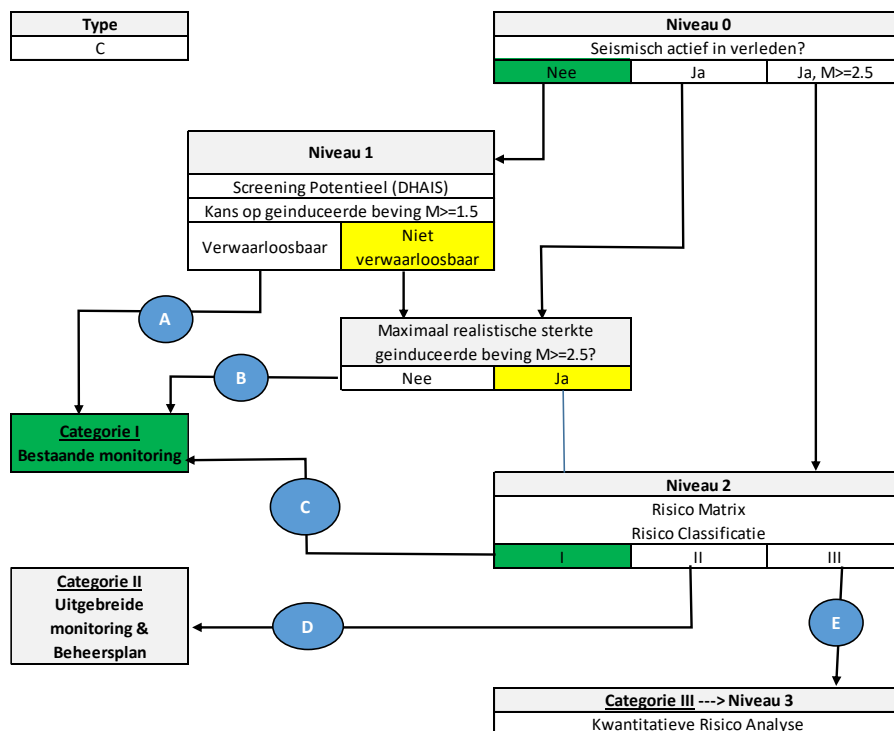
7.4 Resultaten Seismische Risico Analyse

De kans op trillingen in deze voorkomens is niet verwaarloosbaar. De maximaal realistische magnitude ligt op 3,3.

Daarom moet een niveau-2 analyse worden uitgevoerd. Op basis van de vormen van de voorkomens, ligt het eiland Vlieland net buiten in de 5 km zone. De kans/gevolg-combinatiewaarde ligt onder de betreffende drempelwaarde, zodat uit de niveau-2 analyse een indeling in Categorie-I (via pad C; Figuur 12) volgt.

Omdat de 5km zone zo dichtbij het eiland Vlieland komt, is uit voorzorg toch ook bekeken wat de uitkomst zou zijn als er wel overlap zou zijn. Die extra analyse laat zien dat die categorisatie I ongewijzigd zou blijven als (een deel van) Vlieland wel in de 5km zone zou vallen. De categorisatie is dus robuust tegen onzekerheden in de vorm van de velden.

De details van de analyse zijn te vinden in 'Bijlage 10: *Details Seismische Risico Analyse*'.



Figuur 12 - Schematisch overzicht van de beslisboom die tot de SRA-categorisatie van de (deel)voorkomens in dit winningsplan leidt. De categorisatie van de voorkomens in dit winningsplan is in kleur aangegeven.

7.5 Monitoring van bodemtrillingen

Het monitoren van de seismische activiteit in de omgeving van de voorkomens zal worden gerealiseerd met behulp van de huidige KNMI netwerk (<https://www.knmi.nl/nederland-nu/seismologie/stations>). De detectiedrempel van dit netwerk is weergegeven in Figuur 28.

7.6 Mogelijke gevolgen van bevingen ten gevolge van gaswinning

Omdat de 5km gebieden rond de voorkomens niet of nauwelijks tot onshore reiken worden er geen gevolgen voor bebouwing en infrastructuur verwacht.

7.7 Maatregelen om (de kans op) bodemtrillingen te beperken

Omdat er geen gevolgen verwacht worden, worden er geen maatregelen genomen om de (kans op) bodemtrillingen te beperken.

7.8 Maatregelen om (gevolgen van) mogelijke bodemtrillingen te beperken

Omdat er geen gevolgen verwacht worden, worden er geen maatregelen genomen om de gevolgen van mogelijke bodemtrillingen te beperken.

Er is geen oorzaak-effect relatie bekend waarmee bodemtrillingen van deze grootte kunnen leiden tot schade aan natuur of milieu. Daarom worden schadelijke effecten op natuur en milieu ten gevolge van bodemtrillingen niet verwacht.



8 Overige omgevingsaspecten

8.1 Inleiding

Voor de uitvoering van gaswinningsactiviteiten zijn, naast dit winningsplan, ook andere vergunningen nodig. De activiteiten voor de huidige gaswinning en de gevolgen daarvan zijn geregeld in de omgevingsvergunning milieubelastende activiteit (voorheen: mijnbouwmilieuvergunning) voor het exploiteren van het L15b-A platform.

Voor het boren van de geplande putten L15b-A109 en -A110 is een additionele omgevingsvergunning nodig. Afhankelijk van de uitkomsten van het milieueffectrapport dat wordt opgesteld ten behoeve van de geplande activiteiten, zijn mogelijk ook een omgevingsvergunning Natura 2000-activiteit nodig en een omgevingsvergunning flora- en fauna-activiteit nodig. Deze vergunningen volgen een afzonderlijk traject.

8.2 Schade-afhandeling

Eni Energy is aansprakelijk voor schade als die het gevolg is van de mijnbouwactiviteiten van Eni Energy. De mijnbouwschades ten gevolge van o.a. gaswinning in kleine voorkomens in Nederland wordt afgehandeld via het centrale schadeloket van de Commissie Mijnbouwschade (<https://www.commissiemijnbouwschade.nl/>).

8.3 Gedragscode

Eni Energy is één van de ondertekenaars van de Gedragscode Gaswinning Kleine Velden. De gedragscode geeft algemene richtlijnen aan voor het zorgvuldig betrekken van de omgeving bij olie- en gasprojecten uit kleine velden op land in Nederland. Hierin hebben wij vastgelegd wat de omgeving van ons mag verwachten (<https://www.onsaardgas.nl/dossier/kleine-velden-gedragscode/>).



9 Verklarende woordenlijst

Aquifer	Watervoerend deel van het reservoir. Dat kan naast en/of onder het gasvoerende deel gelegen zijn.
C_m	Uni-axiale compactie-coëfficiënt; mate van samendrukbaarheid van het gesteente (eenheid: 1/bar).
Compactie	Het samendrukken van het reservoirgesteente als door productie de druk van de vloeistof in de poriën daalt, en onvoldoende tegenwicht geeft aan het gewicht van bovenliggende gesteenten.
Compressibiliteit	Samendrukbaarheid
Depletie	Drukdaling door het onttrekken van gas (of olie of water) uit reservoirgesteente
ENI	ENI Energy Netherlands B.V. (vroeger: Neptune Energy Netherlands B.V.)
Evaporieten	Gesteenten ontstaan door verdamping van water (hier: zout of anhydriet)
EZK	Ministerie van Klimaat en Groene Groei (vroeger: Economische Zaken en Klimaat)
Floater	Lokaal sterk vervormde delen van evaporieten (hier in de Zechstein), die sterk afwijkende eigenschappen hebben m.b.t. golfvoortplanting en boren
FWL	<i>Free Water Level</i> – diepte waar de capillaire kracht tussen gas en water nul is, i.h.a. iets dieper dan het gas-water contact (GWC)
GWC	Gas-water contact diepte (in m onder NAP)
IGIP	Volume gas initieel aanwezig in het voorkomen (in nm ³)
Kern	Gesteentemonster uit de ondergrond verkregen bij het boren van een put
KGG	Ministerie van Klimaat en Groene Groei
KN, KNNS	Vlieland formatie, Vlieland Zandsteen
KNMI	Koninklijk Nederlands Meteorologisch Instituut
m RT, m RKB	Diepte gemeten in m langs het boortraject, vanaf de boortafel (RT)
Magnitude	Een (logarithmische) maat voor de hoeveelheid energie die bij een beving vrij komt
Mbb	Mijnbouwbesluit
Mbr	Mijnbouwregeling
Mbw	Mijnbouwwet
MER	Milieu Effect Rapportage
NAM	Nederlandse Aardolie Maatschappij
nm ³	m ³ bij 0 °C en 1.01325 bara [Ref. 17]
P10	Waarde voor een onzekere grootheid, met 10% overschrijdingskans
Permeabiliteit	De mate waarin een (poreuze) vaste stof een andere stof (gas of vloeistof) doorlaat. Indien een materiaal een andere stof niet doorlaat heet het materiaal voor die stof impermeabel.
Porositeit	Verhouding tussen het poriënvolume en het totale volume van het gesteente.
PSSA	<i>Particularly Sensitive Sea Area</i> , zee gebied waar speciale beschermingsregels gelden, hier de Waddenzee en een stuk van de Noordzee-kustzone.
RO	Rotliegend; groep van gesteente-formaties afgezet in het Perm tijdvak
ROSL	Slochteren formatie (een deel van de Rotliegend)
Seal	Afsluitende laag bovenop het gesteente dat het gas bevat
SodM	Staatstoezicht op de Mijnen
SRA	Seismische Risico Analyse
Tcbb	Technische Commissie Bodembeweging
TNO	Nederlandse Organisatie voor toegepast-natuurwetenschappelijk onderzoek



10 Referenties

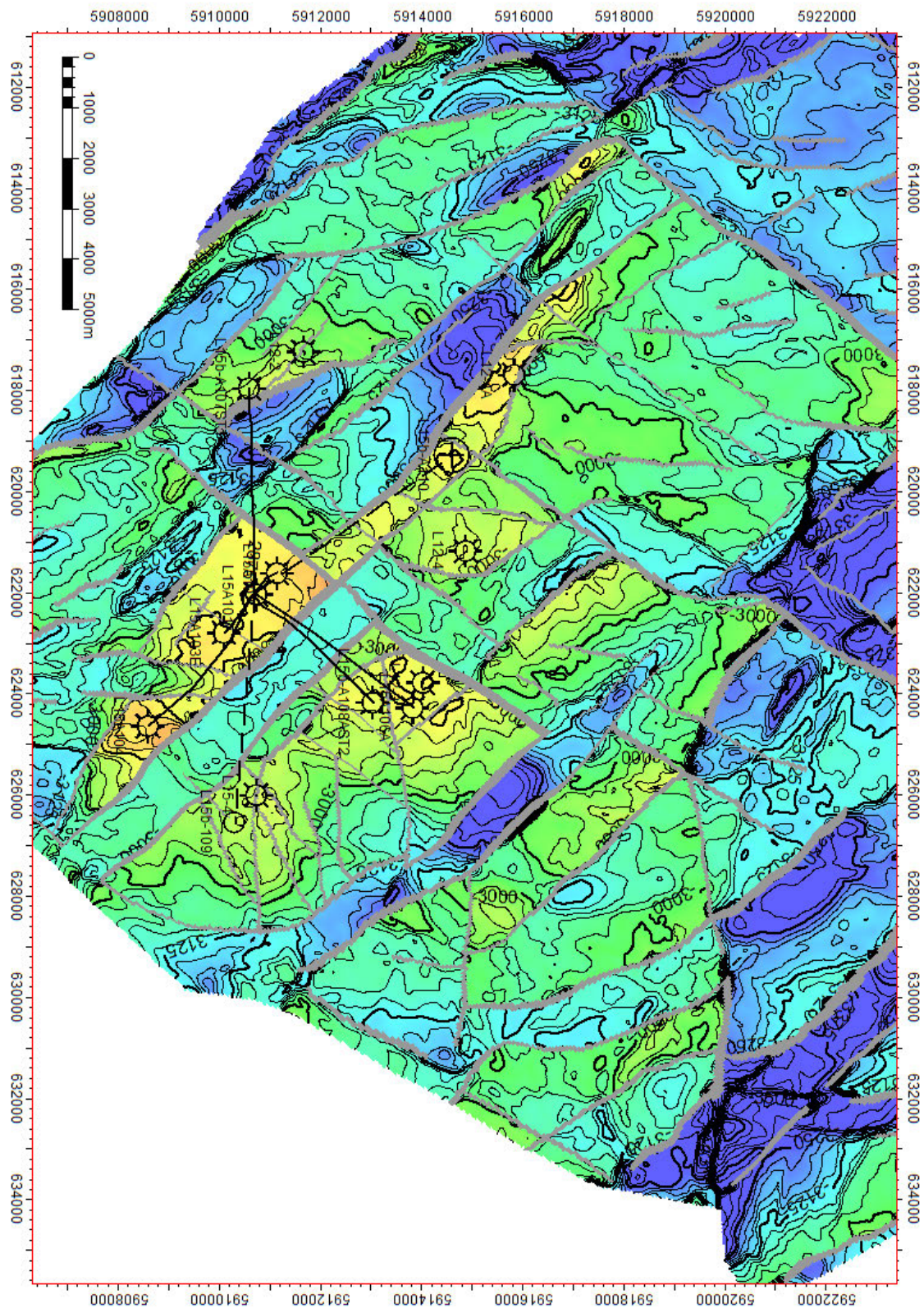
- [1] *Actualisering Winningsplan L12/L15*, Neptune Energy NL (Februari 2022)
- [2] Van Opstal: "The effect of base-rock rigidity on subsidence due to reservoir compaction", in *Advances in rock mechanics*, 3rd congress, Denver (1974)
- [3] TNO: <https://www.nlog.nl/documenten-rapporten>
- [4] Vermilion: Bodemdaling Statusrapport 2020 - Drenthe Overijssel Friesland, Versie 1.0 (2020)
- [5] Nederlands Aardolie Maatschappij: *Bodemdalingsrapport Noord-Nederland* (2015)
- [6] SodM-TNO: Tijdelijke Leidraad – Methodiek voor risicoanalyse omtrent geïnduceerde bevingen door gaswinning (2016)
- [7] TNO: Deterministische hazard analyse voor geïnduceerde seismiciteit (DHAIS), actualisatie, rapport R10977 (2021)
- [8] TNO: Advies DHAIS update 2021 en invloed op de leidraad SRA (1-Juli-2022)
- [9] TNO: Seismisch hazard van geïnduceerde aardbevingen; Integratie van deelstudies, rapport R11139 (2012)
- [10] J. van Ginkel et al.: "Development of a seismic site-response zonation map for the Netherlands", *Nat. Hazards Earth Syst. Sci.*, **22**, 41–63 (2022)
- [11] Risicokaart.nl
- [12] CBS/PDOK (<https://www.pdok.nl/>)
- [13] KNMI (<https://www.knmi.nl/kennis-en-datacentrum/uitleg/seismische-maatstations>).
Zie ook: *Theoretische en operationele compleetheidsmagnitude van het KNMI*; P. Kruiver, E. Ruigrok en L. Evers; 2024; KNMITEchnisch rapport; TR-24-06
- [14] SodM: Brief aan de minister van Economische Zaken d.d. 29 februari 2016, kenmerk 16031641)
- [15] SodM: Resultaten inventarisatie fracking, De toepassing van fracking, de mogelijke consequenties en de beoordeling daarvan, februari 2016.
- [16] TNO: Inventarisatie aantoonbare effecten voor mens en milieu als gevolg van historische conventionele frackoperaties, TNO2018 R10807, 11 september 2018.
- [17] NOGEPA: Fact-sheet: fracking nader toegelicht, Rev. 3, d.d. 7 maart 2013.
- [18] <http://www.reachinfo.nl/>
- [19] *BTO Rapport Schaliegas & Drinkwater: Betrouwbaarheid*, KWR Watercycle Research Institute, BTO 2015.016, maart 2015
- [20] Aanvullend onderzoek naar mogelijke risico's en gevolgen van de opsporing en winning van schalie- en steenkoolgas in Nederland, Witteveen en Bos, Rapport aan Ministerie EZ, 2013
- [21] Deltares, Bodemdalingskaarten, uit: Deltares en PBL, 2011, Deltascenario's Verkenning van mogelijke fysieke en sociaaleconomische ontwikkelingen in de 21ste eeuw op basis van KNMI'06 en WLO-scenario's, voor gebruik in het Deltaprogramma 2011 – 2012, Deltares rapport 1205747-000
- [22] <https://maps.rijkswaterstaat.nl/geoweb55/index.html?viewer=NAPinfo>



- [23] Weijermans et al, “Developing Marginal Near-Tight Gas Fields in a Mature Area With Long-Reach Hydraulically Fractured Wells - A Case Study”, SPE-180169-MS (2016 SPE Europec conference)



Bijlage 1: Geologische kaart



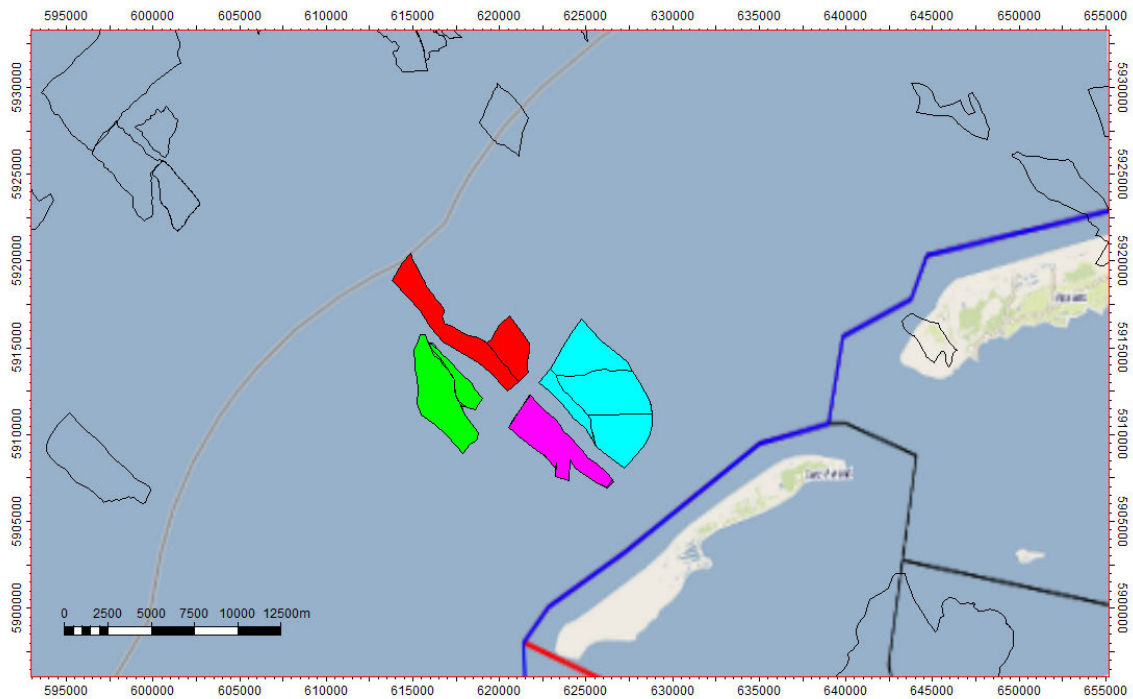


Er is een *sequence-stratigrafische* interpretatie van de Rotliegend zandsteen over dit gebied gemaakt (vgl. [Bijlage 5](#)). De getoonde kaart is de TB-MFS-1 horizon, iets ondieper dan de vroeger geïnterpreteerde Boven-Slochteren (ROSLU; zie NLOG). De continue zanden bevinden zich onder deze horizon. De zanden in de Ten Boer boven deze horizon hebben zeer waarschijnlijk een heel beperkte uitgebreidheid, zgn. *stringers*.

De aangegeven doelen van L15b-A109 en L15b-A110 liggen dichtbij de exploratieputten L15-4 en L12-1A, respectievelijk (zie ook Figuur 1). De doelen zijn voorlopig, en kunnen in de detail-ontwerpfase nog wat veranderen.



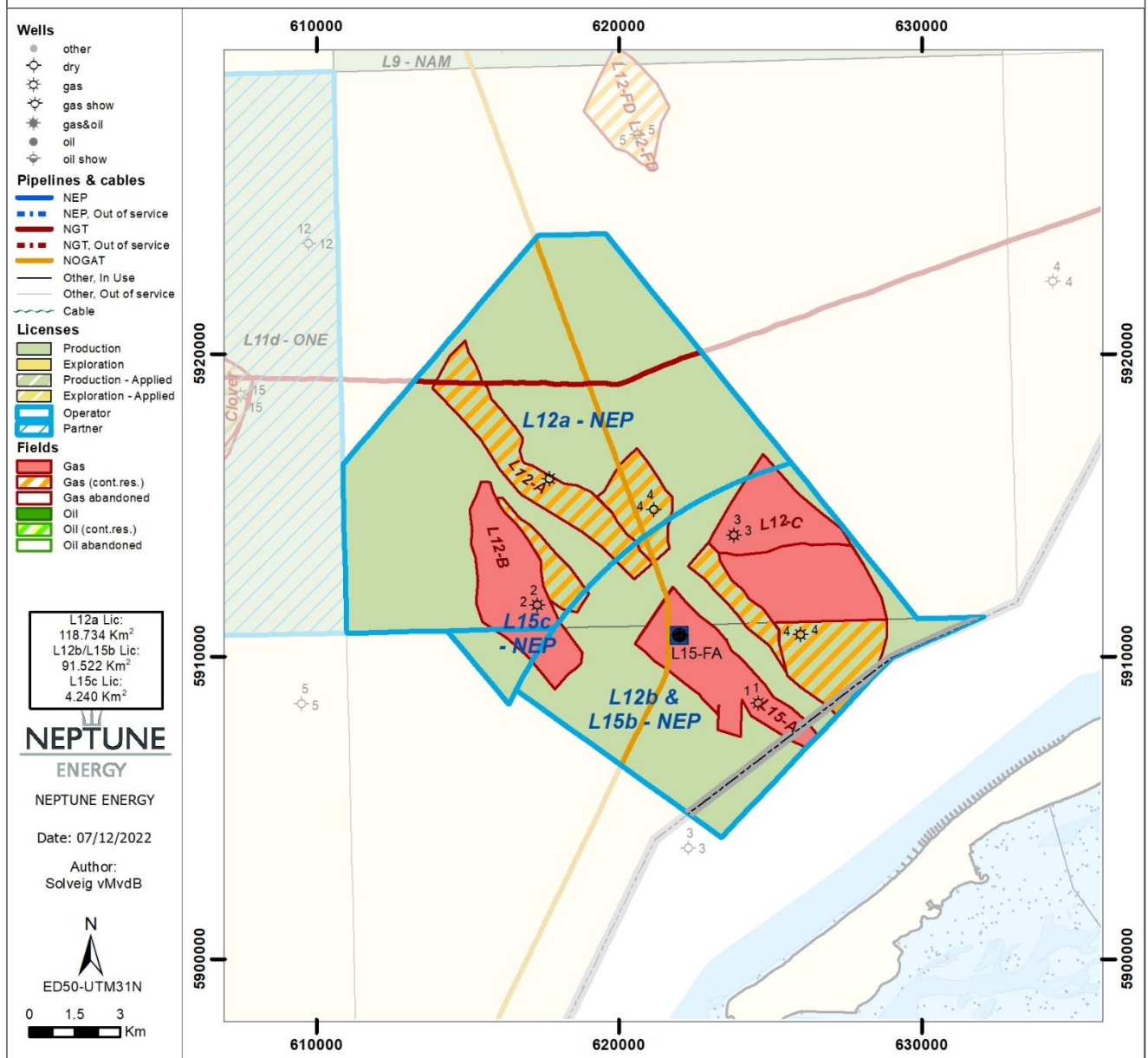
Bijlage 2: Locatiekaart van de L12/L15 gasvoorkomens



Figuur 13 - Ligging van de voorkomens in dit winningsplan t.o.v. andere voorkomens, en t.o.b. gemeente/provinciegrenzen (blauw/zwart/rood).



L12a, L12b & L15b and L15c Production Licenses status

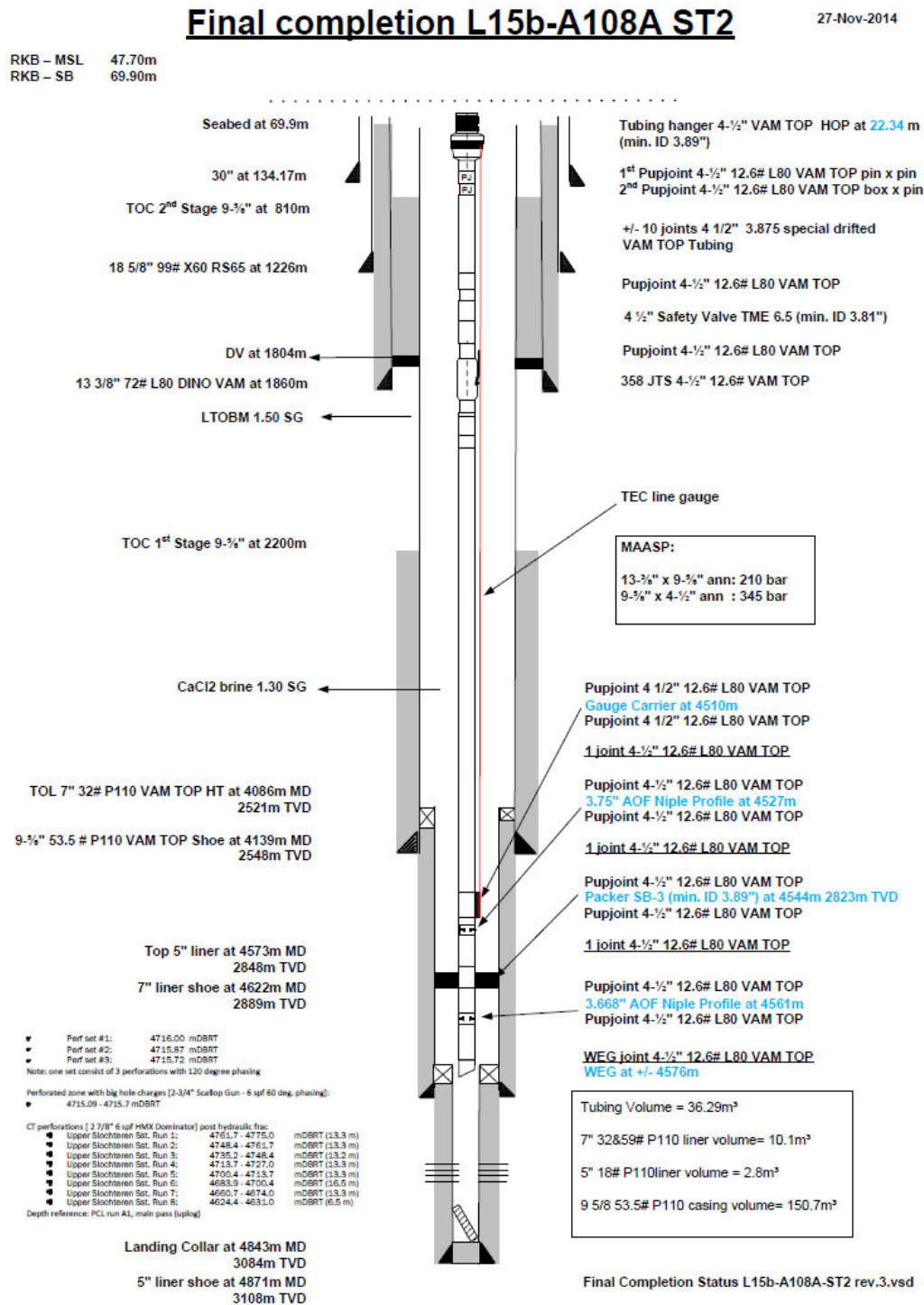


Overzicht van de locatie van de L12/L15 deelvoorkomens. De veld-vormen zijn versimpelde weergaves van de gas-water contact contouren op bovenstaande kaart.



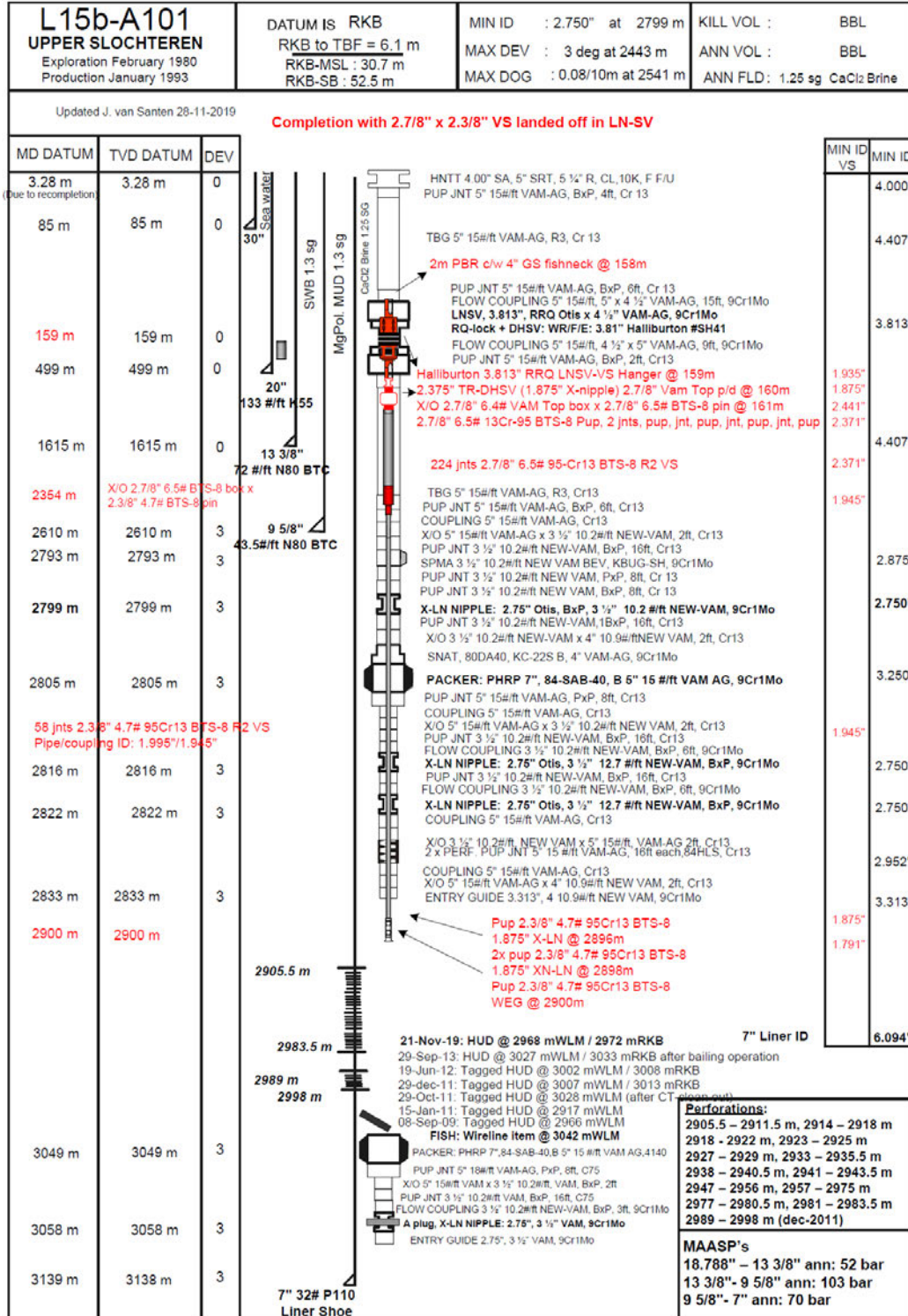
Bijlage 3: Schematische weergave verbuizingen van een L12/L15 put

De verbuizing hieronder is van de meest recente put, L15b-A108. De ontwerpen voor de geplande putten A109 en A110 zijn nog niet in detail gemaakt, maar zullen naar verwachting vergelijkbaar zijn met die van de A108.





Onderstaand een diagram van een van de oudere putten. Deze is voorzien van een velocity string, een dunnere binnenbuis om het opvoeren van het gas ook bij lagere productiesnelheden mogelijk te maken.







Bijlage 5: 2021 Overzicht van kosten, reserves en prestaties L15b-A/ L12b-C/L12a-B/L12a-A structuren, offshore Nederland [Vertrouwelijk]

Dit document is als een vertrouwelijke bijlage separaat bijgevoegd. Merk op dat in dit document de situatie 1-1-2021 uitgangspunt is, i.p.v. 1-1-2022.



Bijlage 6: Gas- en condensaat-analyse

Tabel 7 - Gas-analyse

Component		Mole%	Weight%
H ₂	Hydrogen	0.000	0.000
H ₂ S	Hydrogen Sulphide	0.000	0.000
CO ₂	Carbon Dioxide	1.622	4.023
N ₂	Nitrogen	1.430	2.258
C1	Methane	91.312	82.553
C2	Ethane	4.385	7.430
C3	Propane	0.811	2.015
C4	i-Butane	0.112	0.366
C4	n-Butane	0.140	0.457
C5	i-Pentane	0.041	0.169
C5	n-Pentane	0.033	0.133
C6	Hexanes	0.045	0.213
	MC Pentane	0.001	0.006
	Benzene	0.016	0.072
	Cyclohexane	0.003	0.015
C7	Heptanes	0.021	0.113
	MC Hexane	0.003	0.018
	Toluene	0.003	0.013
C8	Octanes	0.012	0.070
	E-Benzene	0.001	0.003
	M/P Xylene	0.000	0.000
	O-Xylene	0.000	0.000
C9	Nonanes	0.008	0.058
	1,2,4 TMB	0.000	0.001
C10	Decanes	0.001	0.011
C11+	Undecanes +	0.001	0.005
	Total	100.000	100.000



Tabel 8 – Condensaat analyse

Component	Mole%	Weight%
H2	0.000	0.000
H2S	0.000	0.000
CO2	0.363	0.139
N2	0.036	0.009
C1	8.524	1.193
C2	2.312	0.607
C3	1.476	0.568
iC4	0.572	0.290
nC4	0.921	0.467
iC5	0.617	0.388
nC5	0.405	0.255
C6	11.887	8.713
Me-Cyclo-pentane	0.477	0.351
Benzene	0.324	0.221
Cyclo-hexane	2.077	1.525
C7	8.605	7.209
Me-Cyclo-hexane	0.345	0.295
Toluene	4.923	3.958
C8	7.704	7.193
Ethyl-benzene	0.321	0.298
Meta/Para-xylene	2.304	2.134
Ortho-xylene	1.509	1.398
C9	7.870	8.309
234TMB	1.519	1.777
C10	7.588	8.873
C11	6.452	8.276
C12	5.021	7.053
C13	4.751	7.254
C14	3.876	6.425
C15	2.527	4.543
C16	1.473	2.853
C17	1.010	2.089
C18	0.774	1.695
C19	0.475	1.090
C20	0.314	0.753
C21	0.208	0.529
C22	0.146	0.390
C23	0.102	0.283
C24	0.066	0.191
C25	0.043	0.129
C26	0.026	0.081
C27	0.019	0.063
C28	0.013	0.043
C29	0.009	0.031
C30	0.006	0.022
C31	0.004	0.015
C32	0.003	0.010
C33	0.002	0.006
C34	0.001	0.004
C35	0.001	0.003
C36	0.000	0.000
C37	0.000	0.000
C38	0.000	0.000
C39	0.000	0.000
C40	0.000	0.000
C41	0.000	0.000
C42+	0.000	0.000
Total	100.000	100.000



Bijlage 7: Impact van aardgaswinning op Natura 2000-gebied Noordzeekustzone (BH5808-134)

Dit document is als een bijlage separaat bijgevoegd.



Bijlage 8: Risico-Inventarisatie Conventioneel Hydraulisch Stimuleren

Samenvatting

Hydraulisch stimuleren, of fracken, van de toekomstige putten in de Rotliegend formaties is mogelijk nodig vanwege de beperkte doorlatendheid van deze formatie in dit gebied; veel van de bestaande putten in de Rotliegend formatie in dit gebied zijn in het verleden gefrackt (zie Tabel 9) zonder gevolgen voor de omgeving. In deze bijlage worden de hieraan gerelateerde activiteiten, en mogelijke gevolgen, in wat meer detail beschreven.

Tabel 9 - Overzicht van gefracte putten in (en nabij) dit winningsplan. Zie ook Figuur 14.

Put	Jaar
L15b-A101	1980
L15b-A103	1993
L15b-A104	1994
L15b-A107	2011
L15b-A108	2014

Bij fracken wordt vloeistof onder hoge druk via de perforaties in de put in het gesteente gebracht. Door de hoge druk ontstaan op gecontroleerde wijze plaatselijk kleine scheuren in het gashoudende gesteente op ongeveer de diepte van het reservoir. In die scheuren worden korreltjes ingebracht, zodat de scheuren openblijven. De openstaande scheuren vergemakkelijken de toestroom van gas naar de put.

Het gaat hier om een zgn. conventionele frack, en niet om schaliegaswinning. Bij schaliegaswinning gaat het om grote aantallen putten (schaliegasputten hebben een klein toestroomgebied) en om een groot aantal fracks per put. Hier zijn de omvang van de operatie, impact en risico's dus vele malen kleiner.

Voordat de werkzaamheden op locatie beginnen, doen deskundigen van ENI en -in fracken gespecialiseerde- adviesbureaus uitgebreid onderzoek naar alle aspecten die relevant zijn voor het veilig en succesvol uitvoeren van de frack-werkzaamheden. Hierbij wordt onder andere gekeken naar de conditie van de put. Ook worden de diverse afsluiters en veiligheidsmechanismen op en in de put getest.

Daarnaast worden berekeningen en analyses uitgevoerd om zeker te stellen dat de bodemlagen in staat zijn tijdelijk hoge druk op te vangen. Hieronder wordt uitgelegd hoe fracken werkt. Deze algemene risico-inventarisatie wordt voor de te fracken put specifiek gemaakt in een werkprogramma. Dit werkprogramma dient te worden beoordeeld door SodM, alvorens daadwerkelijk met een frack gestart mag worden.

Dit toezichts-schema wordt robuust geacht. Ook analyse van in het verleden uitgevoerde frack-operaties [14][15][16] laat zien dat de risico's zeer klein zijn.



Inleiding

Om de gaswinning te bevorderen, of op gang te brengen, zijn verschillende technieken mogelijk, afhankelijk van de reden voor de lage gasproductie. Een van de redenen van lage productie is een beperkte doorlatendheid van het gashoudende gesteente. Om de doorlatendheid te vergroten gebruikt ENI soms fracken. Deze techniek wordt al sinds de jaren '50 regelmatig en succesvol toegepast in Nederland.

Bij fracken wordt vloeistof onder hoge druk via de put in het gesteente gebracht. Deze pomp-operatie duurt ongeveer één uur voor één frack. Door de hoge druk ontstaan op gecontroleerde wijze plaatselijk kleine scheuren in het gashoudende gesteente, op de diepte van het reservoir. Bij één frackbehandeling wordt typisch ongeveer 150 m³ water gebruikt. Aan het water worden hulpstoffen en keramische korrels toegevoegd. De kleine keramiekkorrels, ook wel proppant genoemd, blijven als opvulmiddel in het gesteente achter. Zij houden de gecreëerde scheuren open, zodat het gas gemakkelijker naar de put kan stromen.

Meer dan de helft van de vloeistof wordt weer teruggewonnen en gaat na gebruik naar een erkende be-/verwerkingsinstallatie. Dit is het einde van de frack-operatie. Het gas kan nu via de kleine scheuren die gevuld zijn met proppant geproduceerd worden.

Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) heeft in 2016 een inventarisatie uitgevoerd naar de toepassing van fracken, de mogelijke consequenties en de beoordeling daarvan [14]. In dit document worden de volgende potentiële risico's geïdentificeerd:

1. Seismische risico's
2. Integriteit van de afsluitende lagen
3. Geochemische interacties
4. Integriteit van de put
5. Blootstelling gevaarlijke stoffen

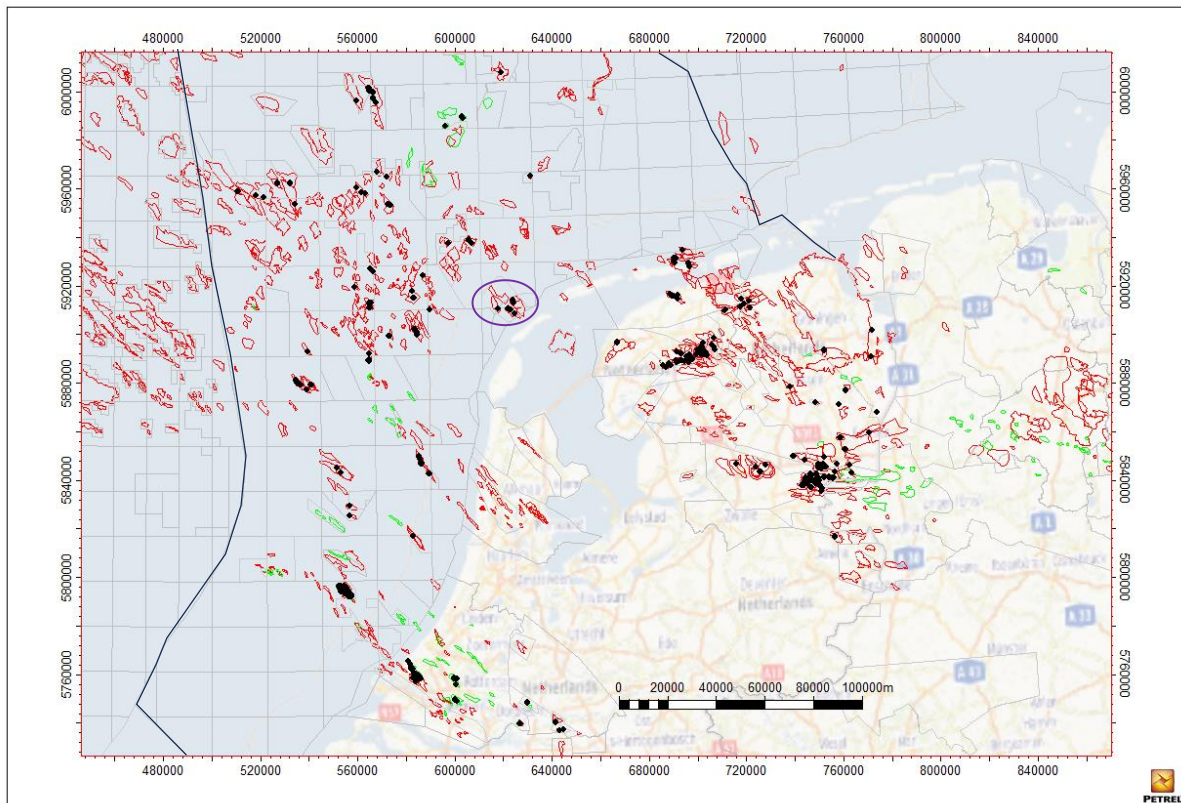
Voordat wordt overgegaan tot fracken van een put, zal een model gemaakt worden van de specifieke put en de specifieke zone in het gasvoorkomen. Deze bijlage beschrijft op hoofdlijnen dit fracking-model, dat wordt gebruikt om een frack veilig te ontwerpen en gaat in op de manier waarop bovengenoemde risico's beheerst worden.

Element-NL heeft de "Fact sheet: fracking nader toegelicht" opgesteld in 2013 [15]. Deze fact sheet geeft een overzicht van een frack-operatie, de vloeistoffen die gebruikt worden bij een frack-operatie, de risicobeheersmaatregelen tijdens een frack-operatie en een overzicht van de wet- en regelgeving die van toepassing is op een frack-operatie. Er wordt verwezen naar deze fact sheet voor additionele informatie.

In 2018 heeft TNO-AGE in opdracht van SodM onderzocht of conventionele frack-operaties die in Nederland op het vaste land zijn uitgevoerd mogelijk hebben geleid tot risico voor mens en milieu [16]. Het onderzoek is een verdieping van de inventarisatie die SodM eerder heeft uitgevoerd [14]. De algemene conclusies zijn: *"TNO onderschrijft, in algemene zin, de*



bevindingen van SodM zoals gepubliceerd als resultaat van haar inventarisatie (SodM, 2016). Er zijn geen aanwijzingen gevonden dat fracking nadelige effecten voor mens en milieu heeft veroorzaakt binnen de vijf door SodM aangewezen potentiële risico-elementen. Deze conclusie berust op de aan TNO ter beschikking staande gegevens en gegevensbronnen, met elk hun eigen volledigheid en informatiewaarde.”



Figuur 14 - Overzicht van in het verleden uitgevoerde fracks in Nederlandse gasvelden (bron: [15]). Het gebied waarop dit winningsplan betrekking heeft is met de paarse cirkel aangegeven.

Fracking-model

In het geomechanische fracking-model worden de aanwezige gesteenten en hun eigenschappen gemodelleerd. Het model voorspelt hoe de scheurtjes ontstaan ten gevolge van het pompen van de vloeistof en keramiekkorrels in het gasvoorkomen.

Het model wordt gemaakt met behulp van de beschikbare putmetingen, ook wel logs genoemd van de te fracken put, maar ook van omliggende putten. Dit model wordt aangevuld met metingen aan boorkernen van omliggende putten.

Vervolgens wordt het precieze dieptetraject, het interval, voor fracking gekozen. Ook wordt een perforatie strategie geselecteerd, d.w.z. waar precies in het boorgat gaatjes worden geschoten en waar de vloeistof en keramische korrels dus de scheurtjes gaan vormen.



Vervolgens wordt een frackingschema opgezet. Dit schema geeft aan welke stoffen in welke hoeveelheden in welk interval gepompt worden.

Op basis van het model en het fracking-schema wordt een simulatie uitgevoerd om inzicht te krijgen in de fracking-parameters (zoals de drukken die verwacht worden, de lengte van de scheurtjes, de hoogte ervan) zoals die verwacht worden bij het fracken van de put op basis van dit fracking-schema. Meerdere fracking-schema's worden getest in het model om een optimaal schema te vinden. Hierbij wordt gelet op:

1. Het bewaren van een veilige afstand van de maximale frack-lengte tot een bestaande breuk in het veld. Deze afstand wordt opgeteld bij de onzekerheid in de locatie van de breuk.
2. Dat de fracking-drukken binnen de maximale toelaatbare drukken vallen.
3. Het verkrijgen van een optimale productie na fracking.

Het uiteindelijke fracking-schema wordt beschreven in het werkprogramma voor fracken. Dit werkprogramma wordt ingediend wanneer de plannen voor fracken van een bepaalde put concreet zijn geworden. Dit werkprogramma wordt ingediend bij en gecontroleerd door SodM vóór de uitvoering van de werkzaamheden.

Seismisch risico

Zoals hierboven genoemd heeft SodM in 2016 in opdracht van het ministerie van Economische Zaken een inventarisatie gemaakt van 219 frack operaties die zijn uitgevoerd in Nederland [15]. De conclusie van dit rapport is: *"SodM is tot de slotsom gekomen dat er bij al deze frack operaties zich voor zover bekend geen nadelige consequenties voor mens en milieu hebben voorgedaan. SodM is van mening dat de toepassing van fracking ten behoeve van conventionele gaswinning op een verantwoorde manier plaats kan vinden. Het wettelijke regiem, het toezicht daarop, en de betrachte beheersmaatregelen door de mijnondernemingen zijn volgens de huidige inzichten solide en afdoende."*

TNO heeft in 2018 een onderzoek gedaan naar de effecten van fracken voor mens, natuur en milieu [16] bij historische frack-operaties in Nederland. Uit dit onderzoek van TNO blijkt dat er geen nadelige gevolgen zijn geweest van deze frack-operaties.

De SodM studie [15] en TNO studie [16] hebben geconcludeerd dat er bij de frack-operaties die in Nederland zijn uitgevoerd, geen voelbare bevingen zijn gedetecteerd. Het risico op een geïnduceerde beving als gevolg van een frack wordt daarom als zeer laag ingeschat.

Er zijn breuken aanwezig in het reservoirgesteente. Die zijn over een periode van vele miljoenen jaren ontstaan door natuurlijke krachten (bewegingen van aardplaten). Sommige van die breuken staan onder spanning als gevolg van die krachten. Er bestaat seismisch risico bij fracken indien een onder druk gemaakte scheur een bestaande breukzone in het gasvoorkomen raakt en, via de gemaakte scheur, vloeistof onder hoge druk in deze breukzone zou komen. Dit zou kunnen resulteren in het verlagen van de wrijving op het breukvlak en mogelijk leiden tot het activeren van de breuk, als het tenminste zo is dat er van nature nog spanning op deze breuk aanwezig is. Deze activatie manifesteert zich in de vorm



van een trilling. Om het risico daarop te mitigeren, is met behulp van seismisch onderzoek van de diepe ondergrond op het niveau van het gasvoorkomen de aanwezigheid van breuken nagegaan. In het frack ontwerp wordt gezorgd dat de frack op voldoende afstand van de breuk blijft. Bij die afstand wordt de onzekerheid in de locatie van de breuk opgeteld.

Het moet opgemerkt worden dat breuken met een kleine verplaatsing (minder dan 20 meter) niet op seismiek herkend worden. Dit soort kleine breuken hebben in het verleden nooit tot voelbare trillingen geleid.

Situatie voor toekomstige boringen

Deze analyse, de afstand van een put tot aan een breuk, kan nog niet volledig gedaan worden voor een eventuele te boren nieuwe put of aftakking(en) van een bestaande put. Daarom zal in zo'n geval de analyse ververst worden zodra de gegevens van zo'n nieuwe boring bekend zijn. Deze ververste analyse zal dan onderdeel zijn van het werkprogramma voor fracken wanneer de plannen voor fracken van die nieuwe put of aftakking(en); dit werkprogramma wordt ingediend bij, en gecontroleerd door SodM vóór de uitvoering van de werkzaamheden.

Water gebruik

Het volume van de vloeistof dat gepompt wordt in een *conventionele* frack is ± 150 m³.

Het watervolume dat nodig is voor het fracken in een conventionele gasput zoals deze, is honderd keer kleiner dan het volume water dat gebruikt wordt voor het fracken van een schaliegasput (vgl. de volumes in [20][19]). Hierdoor is ook het seismisch risico bij een conventionele frack vele malen kleiner dan bij fracken van een schaliegasput.

Monitoring

Fracken brengt dus een zeker seismisch risico met zich mee, maar op basis van historische data in Nederland, en de eigenschappen van de zandsteen in dit gebied in het bijzonder, wordt dit risico zeer laag ingeschat. Het seismisch risico zal worden uitgewerkt in het werkprogramma. In dit werkprogramma zullen tevens, op basis van de risicoanalyse, mogelijke risicobeheersmaatregelen besproken worden voor de specifieke operatie.

Een risicobeheersmaatregel zou bijvoorbeeld zijn het tijdelijk plaatsen van één of meerdere zeer gevoelige seismometers om eventuele groundbewegingen ten gevolge van de frack-operatie te identificeren. Hierdoor zou de frack-operatie vertraagd of zelfs gestopt worden, zodra een grenswaarde van grondversnelling overschreden wordt op een plek waar dat gevolgen zou kunnen hebben. Het werkprogramma gaat nader in op deze details die locatie-specifiek zijn.

Integriteit van de afsluitende lagen

Boven het gasvoorkomen zijn afsluitende lagen aanwezig, die ondoordringbaar zijn, waardoor er geen verontreiniging van grondwater en/of drinkwater en/of de zee, kan plaatsvinden tijdens de gaswinning. In deze paragraaf wordt beschreven hoe tijdens een frack wordt voorkomen dat de afsluitende lagen beschadigd worden.



De afsluitende laag direct boven het gasvoorkomen is zeer consistent in het gebied rond de voorkomens in dit winningsplan.

De groei van een frack in het zandsteen (het gasvoorkomen) naar boven wordt belemmerd doordat de mechanische parameters van de afsluitende laag verschillen van die van het gasvoorkomen. De mechanische parameters van de afsluitende laag zijn gebaseerd op boorgatmetingen zoals eerder besproken. Het fracking-schema kan worden aangepast in het model om te zorgen dat de scheur beperkt blijft tot het producerende gasvoorkomen en niet door de afsluitende laag gaat. De mechanische parameters van de afsluitende laag verhinderen scheurgroei naar boven. Daar bovenop komt het feit dat boven de Rotliegend zandstenen zandsteen zich honderden meters ondoordringbare lagen bevinden die een scheurgroei en daardoor lekkage naar de grondwaterlaag en de oppervlakte voorkomen.

Geochemische interacties

Er moet voorkomen worden dat door de vloeistoffen die worden gebruikt tijdens het fracken geochemische reacties optreden, zoals oplossing van het reservoirgesteente. De fracking-vloeistof bestaat uit water en ‘gellants’ (stoffen die water viskeuzer maken). Deze vloeistof zorgt ervoor dat de keramiekkorrels naar de scheurtjes worden getransporteerd. Een ‘breaker’ (een stof die gellants afbreekt na een bepaalde tijd) is toegevoegd om de viscositeit van de fracking-vloeistof te verlagen, zodat deze terug geproduceerd kan worden. Deze vloeistofsystemen worden vaker gebruikt voor fracken en reageren niet met het zandsteen gasvoorkomen of met de omliggende lagen.

Integriteit van de put

Een put wordt geconstrueerd en gefracked met apparatuur en materialen die ruimschoots de hoogste druk kunnen weerstaan die tijdens de frack zouden kunnen optreden. De gasvoorkomen-parameters voor de berekening van de hoogst verwachte drukken worden gebaseerd op data die worden verkregen tijdens de boring en boorgatmetingen. Deze informatie wordt ingevoerd in het put-fracking-model om de verwachte en de meest ongunstige omstandigheden te berekenen.

De put is ontworpen om een maximale druk te weerstaan die nodig is om het gasvoorkomen veilig te produceren, met een behoorlijke marge. De put wordt getest op deze maximaal toegestane druk. De frack zal worden ontworpen om de druk binnen 80% van de maximaal toegestane druk van de put te houden. De pompsnelheid zal tijdens de operatie worden aangepast om de druk onder de 80% grens te houden. Daarnaast zal de A-annulus worden ondersteund met druk tijdens de operatie om te voorkomen dat de productie-stijgbuis uitzet en bezwijkt onder de toegepaste druk. Tevens zullen elektronische uitschakelsystemen en overdrukventielen worden toegepast tijdens de frack-operatie om alles binnen de maximale druklimiet te houden.

Controles/ werkzaamheden voor aanvang fracken

De volgende controles en werkzaamheden zullen plaatsvinden voor aanvang van het fracken:



1. Een druktest van de productie-stijgbuis (tubing) vindt te allen tijde plaats na het installeren van een productie-stijgbuis. De productie-stijgbuis zal opnieuw een druktest ondergaan vlak voor aanvang van het fracken.
2. Een druktest van de A-annulus vindt plaats vlak na het completeren van de put. De A-annulus zal opnieuw een druktest ondergaan vlak voor aanvang van de fracking-werkzaamheden.
3. Er zal een Cement Bond Log, CBL, worden genomen om de kwaliteit van het cement en de binding met de mantelbuizen en liner te verifiëren. Deze CBL zal worden geanalyseerd om te verzekeren dat de cementkwaliteit en binding met de mantelbuis en liner voldoende is voor het fracken. Indien de kwaliteit van het cement en/of de binding tussen het cement en de casing en liner onvoldoende is, zal een plan opgesteld worden om de cementkwaliteit en de binding te verbeteren voordat het fracken plaatsvindt.
4. De druk op de A-annulus zal worden opgevoerd voor aanvang van de operatie. Continue monitoring en registratie van de druk op de A-annulus zal plaatsvinden in de controleruimte van de operatie. Een overdrukventiel wordt geïnstalleerd om overdruk van de A-annulus te voorkomen.
5. Een overdrukventiel zal worden geïnstalleerd op de leidingen van de pomp naar de put om te voorkomen dat de pompapparatuur onder overdruk komt te staan. Het pomp-materieel heeft tevens elektronische uitschakelsystemen om het pompen te stoppen zodra deze boven de drukgrenswaarde komt.

Al deze maatregelen worden beschreven in een gedetailleerd fracking-programma voor de betreffende put. Dit gedetailleerde programma zal onderdeel zijn van het werkprogramma dat bij SodM moet worden ingediend. Dit werkprogramma wordt gecontroleerd door SodM vóór de uitvoering van de werkzaamheden.

Controles na fracken

De volgende controles zullen plaatsvinden na afloop van het fracken:

1. De A-annulus druk zal worden gemonitord tijdens het fracken, tijdens het terug-produceren van de vloeistoffen tijdens de productiefase. Elke onverwachte drukvariatie zal worden onderzocht om corrigerende maatregelen te nemen.
2. Vele veiligheidssystemen worden gebruikt om een overdruksituatie te voorkomen. Mocht er zich toch een overdruksituatie voordoen, dan wordt deze onderzocht om de uitwerking op de put vast te stellen.

Blootstelling gevaarlijke stoffen

Tijdens de fracking-werkzaamheden wordt een frack-vloeistof gebruikt. Deze bestaat uit:

- Water (~ 95%)
- Zand/proppants (~ 4%)
- Hulpstoffen (~ 1%) die dit proces mogelijk maken.

De exacte hulpstoffen en recepten worden tijdens het detailontwerp pas bepaald. De hulpstoffen die in fracking-activiteiten worden gebruikt moeten voldoen aan de voorwaarden die in REACH [18] of andere relevante wet- en regelgeving worden gesteld.



De frack-operatie wordt uitgevoerd door een gespecialiseerd bedrijf. Er worden maatregelen getroffen om te voorkomen dat de gebruikte hulpstoffen in contact kunnen komen met grondwater, bodem of lucht. Deze maatregelen betreffen bijvoorbeeld:

- Het vervoer en tijdelijke opslag op de locatie in speciale containers volgens de geldende reguliere wet- en regelgeving.
- Het gebruik van speciale meng- en pomp-apparatuur met ingebouwde veiligheidskleppen.
- Het gebruik van persoonlijke beschermingsmiddelen zoals beschermde kleding, helm, veiligheidsbril en handschoenen.

Hierdoor wordt voorkomen dat mens of milieu worden blootgesteld aan de hulpstoffen.

Het risico op grond- en/of drinkwatervervuiling met fracking-vloeistoffen wordt beheerst doordat er verscheidene barrières zijn in de put alsmede op de mijnbouwlocatie die contact van frackingvloeistoffen met de omgeving voorkomen. Deze zijn in hoofdlijnen:

- De gecementeerde verbuizing en productie-stijgbuis in de put voorkomen dat de frackingvloeistoffen (evenals de productievloeistoffen) in contact komen met het grondwater rond de put.
- De integriteit van de leidingen wordt gecontroleerd door druktesten van de leidingen die worden gebruikt voor de productie en fracking om ervoor te zorgen dat er geen lekkages zijn in deze leidingen. Daarnaast is er een actief oppervlakte/grondwater monitoring programma.

Deze maatregelen zorgen ervoor dat het risico op grond- en/of drinkwatervervuiling met productie- of fracking-vloeistoffen uiterst gering is en dat dit risico beheerst kan worden.



Bijlage 9: Details analyse bodemdalingsmodellering

Hieronder wordt allereerst het bodemdalingsmodel beschreven, gevolgd door schatting van de historische en toekomstige bodemdaling ter plaatse van de voorkomens in dit winningsplan.

Bodemdalingsmodel

Productie uit een voorkomen leidt tot drukdaling (Δp), wat vervolgens compactie (Δh) van het gesteente veroorzaakt:

$$\Delta h = C_m \times h \times \Delta p$$

Hierin is h de (depleterende) hoogte en C_m de compactie-coëfficiënt van het gesteente. Compactie leidt vervolgens tot bodemdaling. De modellering van dit proces is gedaan conform de methode van Van Opstal [ref.11]. Naast de hierboven genoemde parameters worden meegenomen in de berekening: het depletiegebied, de Poisson's ratio, de diepte van het voorkomen, de vertraging van de bodemdaling ten gevolge van gasproductie en de verwachte productiesnelheid. Daarnaast wordt ook het gesteente onder het reservoir beïnvloed door de compactie, maar dat zal maar in beperkte mate gebeuren. Dit wordt door het concept 'rigid basement' gemodelleerd. Hierbij wordt aangenomen dat vanaf een zekere diepte onder het reservoir, het gesteente niet meer zal vervormen als gevolg van de gaswinning.

De bodemdaling ijlt over het algemeen na bij de drukdaling. Dit wordt gemodelleerd door middel van een zogenaamde 'eerste orde' (of 'time decay') correctie. Een analyse van NAM [5] laat een vertraging (τ) van ongeveer 3 jaar zien. Dat is in overeenstemming met de ervaringen van Vermilion [4].

In deze voorkomens wordt mogelijk wat gas- of water-uitwisseling tussen de blokken verwacht. Daarom is de tau (τ) range hier wat groter genomen.

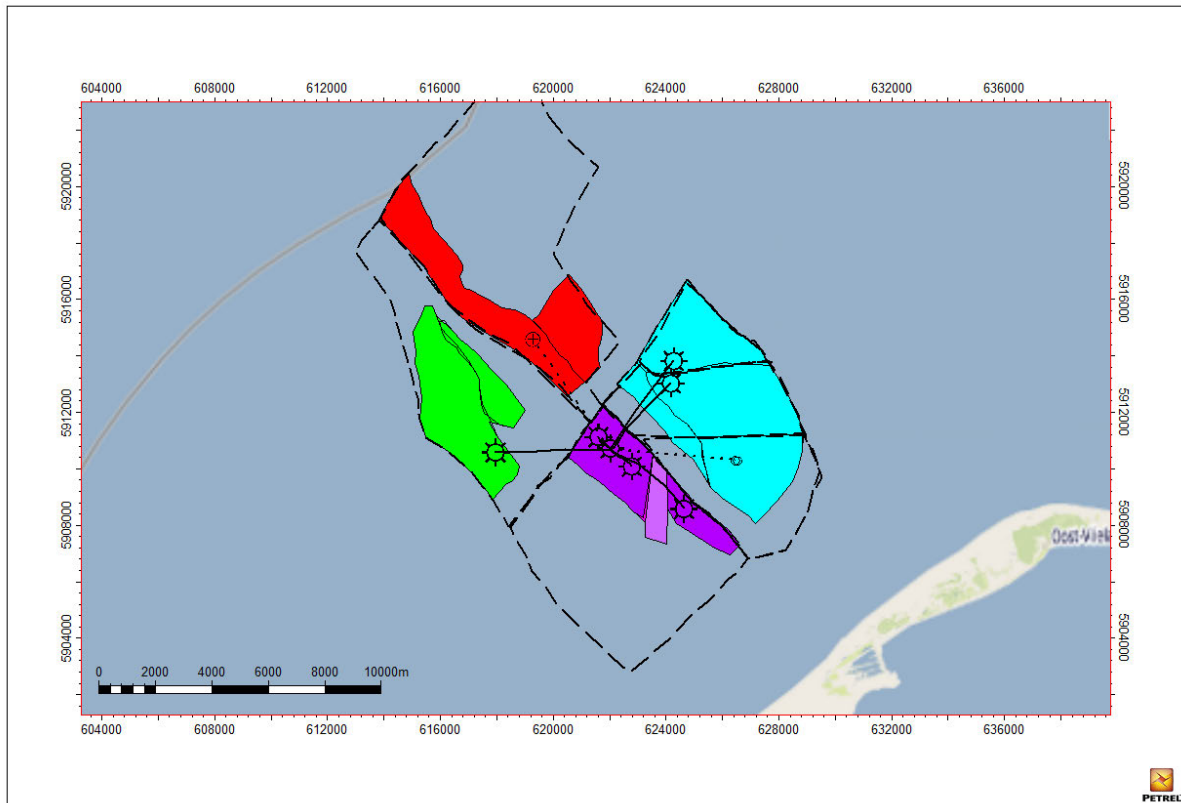
Voor elke hierboven genoemde invoer-parameter is de onzekerheid gerepresenteerd door 2-3 waarden mee te nemen, voor elk van de (deel)voorkomens. Bij de bepaling van de mogelijke waarden zijn eerdere ervaringen in analoge Vermilion en NAM voorkomens gebruikt, en ook gerapporteerde NAM waarden. De bodemdaling is vervolgens voor alle parametercombinaties uitgerekend, en aan alle combinatie-realisaties is een kans toegekend conform de kansen in de tabellen. Het resultaat is een cumulatieve kansverdeling van de bodemdaling. Om een conservatieve (ongunstige) schatting te geven, is het gebruikelijk de zogenaamde P10 waarde uit deze cumulatieve kansverdeling te gebruiken. Dat is de waarde die met een 90% zekerheid niet overschreden wordt, die dus een 10% overschrijdingskans heeft. De verwachtingen die in dit winningsplan vermeld worden en de bodemdalingskaarten zijn gebaseerd op deze conservatieve (lees: grote) P10 daling.

Bij de onzekerheden is ook meegenomen dat een deel van de watervoerende blokken rond de gasgevulde in enige mate gedepleteerd worden (Figuur 15).



Omdat de voorkomens in dezelfde formaties liggen, met (over dit gebied) vergelijkbare eigenschappen, zijn voor de voorkomens dezelfde parameters gebruikt.

Er bevinden zich geen andere voorkomens zodanig dicht bij deze dat er overlap in de bodemdalingskommen kan zijn.



Figuur 15 - Schatting van de mogelijk mee-depleterende waterblokken (gelimiteerd door de grotere breuken), H-case, gestippeld. De L-case shapes zijn ingekleurd. De M case ligt midden tussen de H case en de L case in.

Tabel 10 - Parameter ranges gebruikt voor bodemdalingsmodellering

Parameter	Eenheid	L	M	H	Opmerking
h_net	[m]	68.8	98.3	129.7	Onzekerheid over (mate van) depletie in m.n. ROSLL, en over netto/bruto verhouding
p_ini	[bara]	344	344	344	Geringe onzekerheid
p_aban	[bara]	70	95	120	Onzekerheid over gemiddelde druk, (mate van) depletie in low perm, ROSLL, aquifer
Cm	[1/bar]	4.0E-06	6.0E-06	8.0E-06	Zie [4][5]
Rb	[-]	1.05	1.05	1.05	Relatief geringe impact
Diepte	[mTVDSS]	2985	2985	2985	Relatief geringe impact
Poisson	[-]	0.25	0.25	0.25	Relatief geringe impact
tau	[y]	3	7	11	Lage doorlatendheid, ROSLL
Profiel	[-]	L	M	H	
Shape	[-]	L	M	H	Zie Figuur 15



Bodemdalingsmetingen

Omdat het geheel zich onder de zeebodem bevindt, zijn er geen specifieke bodemdalingsmetingen gedaan. Rijkswaterstaat meet wel met enige regelmaat de NAP hoogte in heel Nederland, en ook op Vlieland [22]. Daarop is geen daling te zien.

Bodemdalingsverwachtingen en Onzekerheden

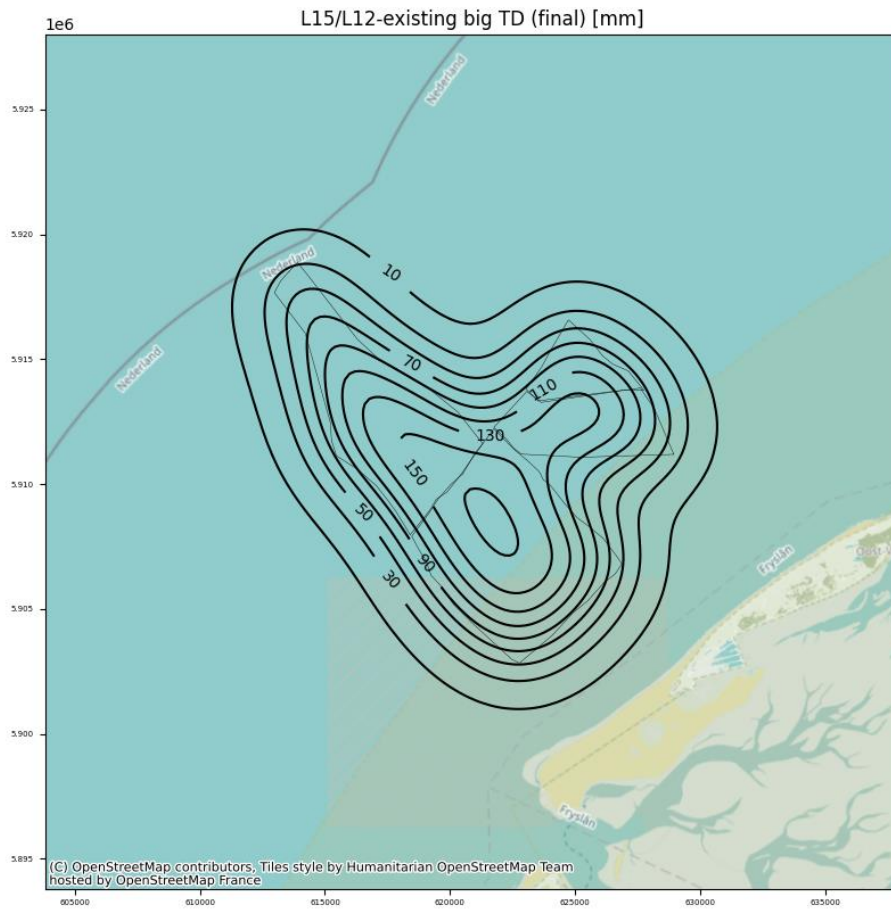
De maximale (P10) totale verwachte bodemdaling is ongeveer 19 cm (Figuur 20)

Figuur 19 geeft aan dat de bodemdaling zeer geleidelijk tot stand komt. Het is belangrijk op te merken dat een groot deel van de toekomstige daling, zeker boven de al producerende voorkomens, het gevolg is van *na-ijl* effecten, m.a.w. een groot deel van de toekomstige daling is het gevolg van productie uit het verleden.

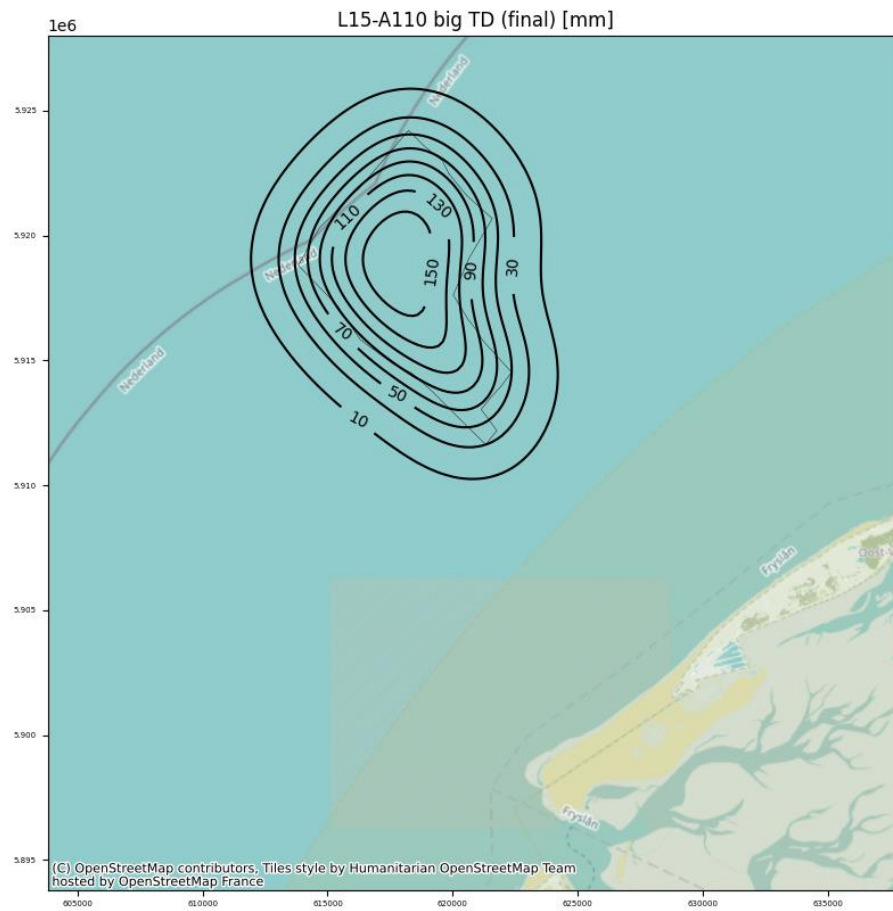
Een ruimtelijk overzicht van de dalingskommen is te zien in Figuur 8 (huidig) Figuur 9 (uiteindelijk). Ook wanneer wordt aangenomen dat de watervoerende lagen rond de voorkomens mee-depleteren, reiken de bodemdalingskommen niet tot de kust.

Bij de berekening is uitgegaan van de boor/productie volgorde als besproken in hoofdstuk 5. Mocht de volgorde anders zijn, of het productieprofiel wat anders uitvallen, dan kan dat een kleine invloed hebben op het dalingsverloop in de tijd. Het eindresultaat zal binnen de geschetste onzekerheid blijven; vorm en diepte van de uiteindelijke dalingskom hangt niet of nauwelijks af van de boor/productie volgorde of -snelheid.

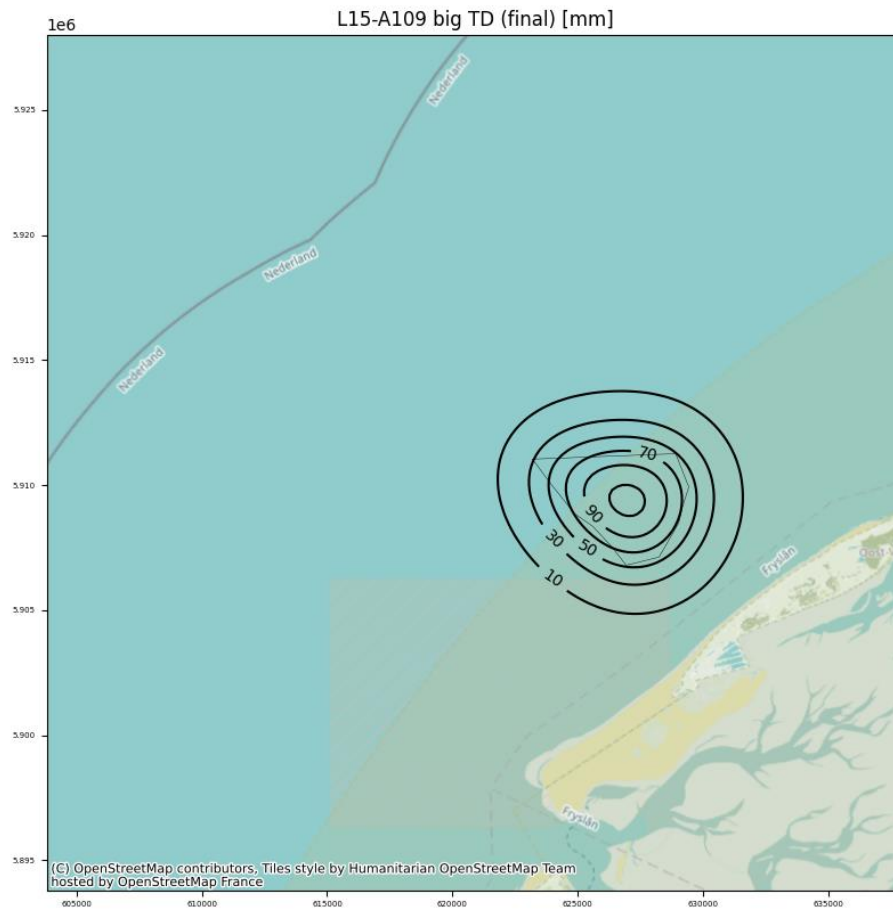
Mochten de besproken nog te zetten boringen op een later tijdstip plaatsvinden (bijv. door het vergunningstraject), dan zullen de met die deelvoorkomens geassocieerde dalingskrommen corresponderend in de tijd verschuiven.



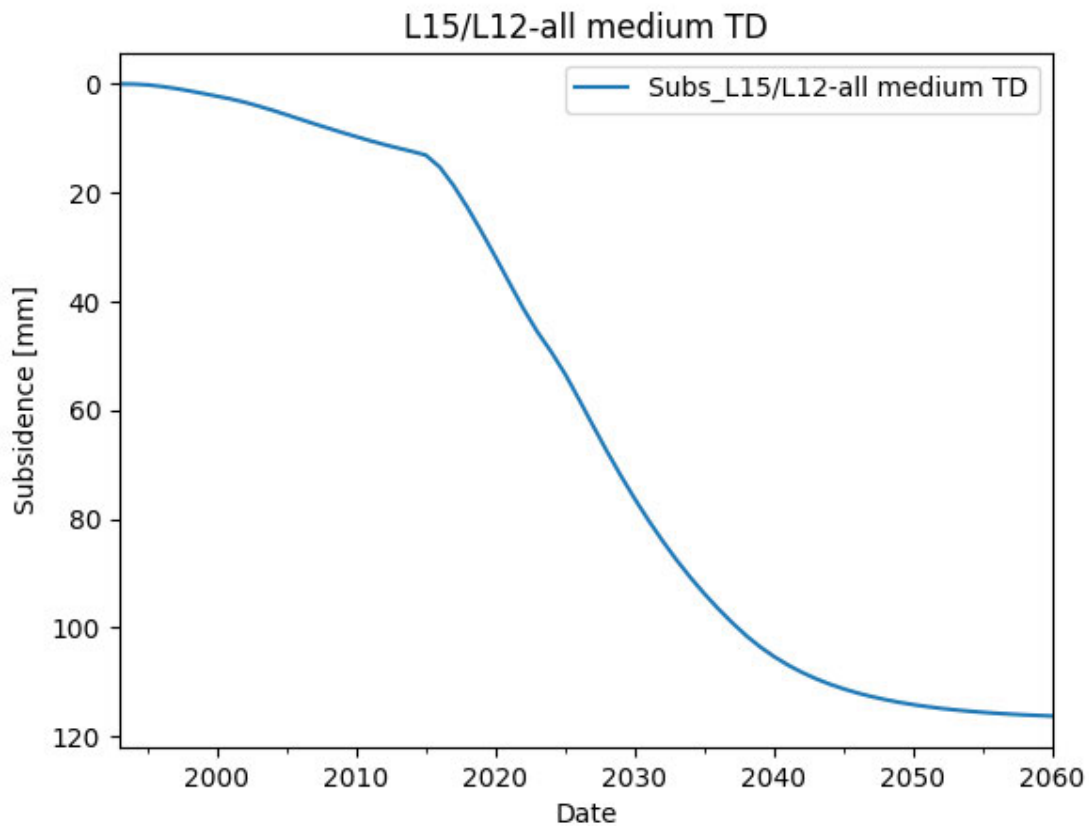
Figuur 16 - Geschatte uiteindelijke bodemdaling door winning uit alleen de bestaande putten, vanaf begin productie in 1993 (P10 case, mm). Bij de P10 case is uitgegaan van volledige depletie in de aquifer blokken. Het grootste deel van de daling boven de nu al geproduceerde breukblokken is na-ijldaling door productie in het verleden.



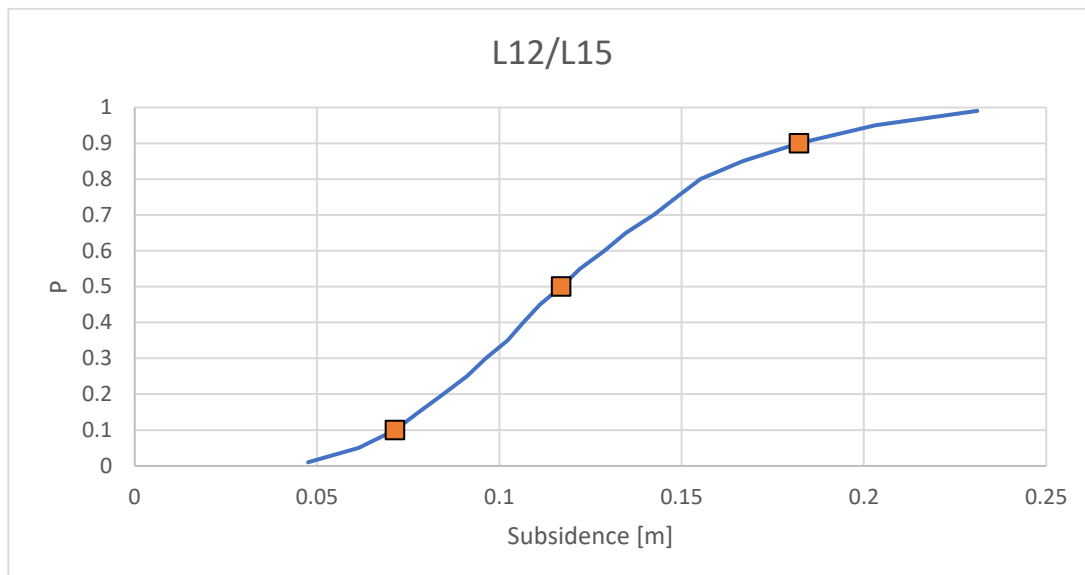
Figuur 17 - Geschatte uiteindelijke bodemdaling door winning uit de geplande L15b-A110 put (P10 case, mm). Bij de P10 case is uitgegaan van volledige depletie in de aquifer blokken.



Figuur 18 - Geschatte uiteindelijke bodemdaling door winning uit de geplande L15b-A109 put (P10 case, mm). Bij de P10 case is uitgegaan van volledige depletie in de aquifer blokken.



Figuur 19 - Geschatte uiteindelijke bodemdaling (P50 case, mm), op het diepste punt van de gecombineerde kom.



Figuur 20 - Schatting voor de onzekerheid in de uiteindelijke bodemdaling, waarbij de parameters probabilistisch gevarieerd zijn. De drie oranje punten geven respectievelijk de P90, P50 en P10 bodemdaling aan.



Bijlage 10: Details Seismische Risico Analyse

Winning uit de voorkomens L12/L15 valt in risico categorie I; dit is de laagste risicocategorie. Dit betekent volgens de gepubliceerde SRA richtlijn [6][7][8] dat alleen monitoring van seismische activiteit via het bestaande seismisch monitoring netwerk van het KNMI noodzakelijk is.

Deze bijlage bevat de details omtrent de seismische risico-analyse. Hierbij is gebruik gemaakt van alle beschikbare reservoir-gegevens die belangrijk zijn bij het inschatten van het seismisch risico

16.1 Algemeen kader voor Seismische Risico Analyse

Het kader en de hier beschreven methodiek zijn opgesteld door TNO en SodM [6][7][8].

Om het seismisch risicoprofiel van een voorkomen vast te stellen wordt een risicoanalyse uitgevoerd volgens een getrapt model dat bestaat uit drie stappen. Deze drie stappen worden weergegeven in Figuur 11. Op basis van de uitkomsten van de verschillende individuele stappen worden vervolgstappen genomen. De methodiek, en de drempelwaarden die gebruikt worden, zijn gecalibreerd aan de bevingen die in het verleden bij gaswinning in kleine velden voorgekomen zijn, waarbij ook onderzoeksresultaten aan de bevingen in Groningen betrokken zijn.

Niveau 1: Screening Potentieel

In deze stap wordt het potentiële vermogen van het voorkomen om aardbevingen te genereren bepaald. Dit potentiële vermogen wordt bepaald aan de hand van de correlatie die is opgesteld door TNO in de zgn. DHAIS studie [7][8].

Voor voorkomens die op basis van deze initiële analyse een verwaarloosbare kans hebben om geïnduceerde bevingen te genereren, is het niet noodzakelijk om aansluitend niveaus 2 en 3 te doorlopen.

Indien de kans op een geïnduceerde beving niet verwaarloosbaar is, zullen er aanvullende berekeningen worden uitgevoerd om de sterkte van een potentiële geïnduceerde beving te kunnen bepalen. Als de sterkte (seismisch moment, M) van een potentiële geïnduceerde beving boven de 2.5 ligt, dan zal de risico analyse verder worden uitgebreid met de risico matrix (Niveau 2).

Niveau 2: Risico Matrix

In deze stap wordt op basis van een risicomatrix-benadering het risico ten gevolge van geïnduceerde aardbevingen verder gekwalificeerd. De inschattingen van het risiconiveau (I, II, III) bepaalt of er aanvullende monitoringsverplichtingen of maatregelen moeten worden genomen met betrekking tot de productie uit het voorkomen.



Niveau 3: Kwantitatieve Risico Analyse

Er zal een aanvullende kwantitatieve risicoanalyse worden uitgevoerd in het geval dat een voorkomen op basis van de risicomatrix als categorie III wordt gekwalificeerd.

Seismische Risico Analyse voor de voorkomens in dit winningsplan

Niveau 1: Screening Potentieel

De DHAIS studie [7][8] gebruikt gegevens over historische seismiciteit (bron: <https://www.knmi.nl/>), drukdata en eigenschappen van de verschillende voorkomens. Aan de hand van de volgende parameters van een olie- of gasvoorkomen wordt de kans bepaald dat zich, op enig moment gedurende de productie van een voorkomen, een beving voordoet:

- $\Delta P/P_{ini}$ = de ratio van drukval (ΔP) en initiële druk (P_{ini}) in het reservoir;
- E = de verhouding tussen de Young's moduli (stijfheidsmoduli) van de 'overburden' en het reservoirgesteente.

Voor de E factor is in het protocol vastgelegd welke waarde nodig is op basis van het reservoir/seal paar. Parameter B wordt gedefinieerd door de volgende vergelijking:

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

waarin:

- h = de minimale waarde van de maximale dikte van de gaskolom van het voorkomen en de gemiddelde dikte van het gasvoerende reservoir,
- l_b = totale breuklengte van de intra-reservoir breuken en randbreuken van het voorkomen binnen de GWC contour;
- A = het oppervlakte van het voorkomen [m²] binnen de GWC contour.

Bij zowel de breukoppervlakte als het brutogesteentevolume is uitgegaan van het gasvoerende deel van het reservoir

De (in 2021/2022 aangepaste [8]) DHAIS logica wordt hieronder weergegeven.

Reeds bevende voorkomens	
$DP/P_{ini} \geq 20\%$	$B \geq 0,84$ en $E \geq 1,07$: Kans op beven
	$B < 0,84$ en/of $E < 1,07$: Verwaarloosbare kans
$DP/P_{ini} < 20\%$	Verwaarloosbare kans

Figuur 21 – Categorisatie van de bevingskans op basis van de breuk-gerelateerde parameter B, en de stijfheid-gerelateerde parameter E [7] [8]. De (deel)voorkomens in dit veld vallen alle in de gele categorie.



De grenswaarde 20% voor de drukval als gevolg van de gaswinning waaronder geen bevingen plaatsvinden, is (of wordt) overschreden in deze voorkomens. Daarom worden ook de E en B factoren berekend. Zoals in de tabel hieronder te zien is, zijn deze factoren boven de drempelwaarden.

Om die reden is er een schatting nodig van de maximale realistische magnitude. Deze schatting wordt gegeven door [6]:

$$M_0 = \frac{3\pi}{8} \Delta\sigma (w^2 L)$$

Hierin is M_0 het seismisch moment (maat voor de hoeveelheid vrijgekomen energie), $\Delta\sigma$ de stress drop (de hoeveelheid spanning die bij een beving wordt gerelaxeerd), w de hoogte en L de lengte van de breuk. Uit de literatuur volgt dat 5 MPa een bruikbare waarde voor $\Delta\sigma$ is [6].

Een tweede schatting gaat uit van de door compactie opgebouwde energie. Voor het Groningen veld is afgeleid [6]:

$$M_{0,T}(t) \cong \frac{4\mu}{3} \alpha |\Delta V(t)|$$

Hierin is $M_{0,T}$ het seismisch moment, μ de schuifmodulus, en ΔV de volume verandering in het reservoir ten gevolge van de compactie door gasonttrekking. De fractie van de compactie die als bevingsenergie vrijkomt wordt gegeven door de zogenaamde partiticoëfficiënt α . Uit de literatuur volgt dat 0.01 een redelijke waarde voor α is [6].

De relatie tussen het seismisch moment en de magnitude wordt gegeven door [6]:

$$\log_{10} M_0 = 9.1 + 1.5M$$

De uitkomst van deze berekening levert waarden tot 3.3 op.



Tabel 11 - Overzicht van de belangrijkste uitkomsten van de SRA. Bij de bepaling van de E factor is uitgegaan van een Zechstein/Rotliegend combinatie omdat dat een conservatief antwoord oplevert. Een Slochteren/Ten Boer combinatie zou een E factor van 1.32 opleveren, nog steeds boven de drempel.

	L15b-A RO	L12b-C-A106 RO	L12b-C-A10 RO	L12a-B RO	L12b-C-A10 RO	L12a-A RO	Naam (deel)voorkomen Reservoir formatie Overburden/Seal formatie
	ZEZ1A	ZEZ1A	ZEZ1A	ZEZ1A	ZEZ1A	ZEZ1A	
DHAIS	Parameter	Waarde	Waarde	Waarde	Waarde	Waarde	Omschrijving
	DP	270	270	270	270	270	Drukdaling
	Pini	340	340	340	340	340	Initiele druk
	DP/Pini	79	79	79	79	79 %	Drukdaling als fractie van initiele druk
	E	2.82	2.82	2.82	2.82	2.82	Ratio van Youngs modul (voorgescreven, uit reservoir/seal-combinatie)
	Lb	25151.51515	14000	12000	43548.3871	31000	Totale lengte van alle breuken
	A	1.11E+07	7.82E+06	1.30E+07	1.44E+07	1.36E+07	Oppervlak reservoir boven GWC
	h	105	105	105	105	105	Max netto dikte reservoir (of hoogte gas kolom)
	B	3.69	2.17	1.04	6.47	4.12	Maat voor breukdiktheid
						5.69	
Mmax,methode 1	h	105	105	105	105	105	Hoogte breuk in reservoir
	L	7954.545455	4000	3700	8064.516129	4500	Lengte langste breuk
	A	1.11E+07	7.82E+06	1.30E+07	1.44E+07	1.36E+07	Oppervlak breuk (w*L)
	G	1.00E+10	1.00E+10	1.00E+10	1.00E+10	1.00E+10	Statische shear modulus Rotliegend
	Mmax	3.74	3.54	3.52	3.75	3.58	Max realistische magnitude
						3.84	
Mmax, methode 2	v	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	Poisson ratio
	E (reservo	2.50E+10	2.50E+10	2.50E+10	2.50E+10	2.50E+10	Young's modulus reservoir
	Cm	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	Geschatte compactie-coëfficient (uit modul)
	eps in %	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	Resultierende strain na depletie dP, als percentage
	h	105.00	105.00	105.00	105.00	105.00	Hoogte breuk in reservoir
	max eps i	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	Geschatte max. strain na depletie dP, uitgedrukt als percentage
	GRV	1.16E+09	8.22E+08	1.37E+09	1.51E+09	1.42E+09	GRV reservoir
	dV/dt	1.16E+06	8.22E+05	1.37E+06	1.51E+06	1.42E+06	Volume verandering reservoir door depletie
	alpha	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	Partitie coëfficient: fractie van de energie die in een enkele beving wordt vrijgemaakt (voorgescreven waarde)
	Mmax	3.19	3.09	3.24	3.27	3.25	Max realistische magnitude
						3.30	

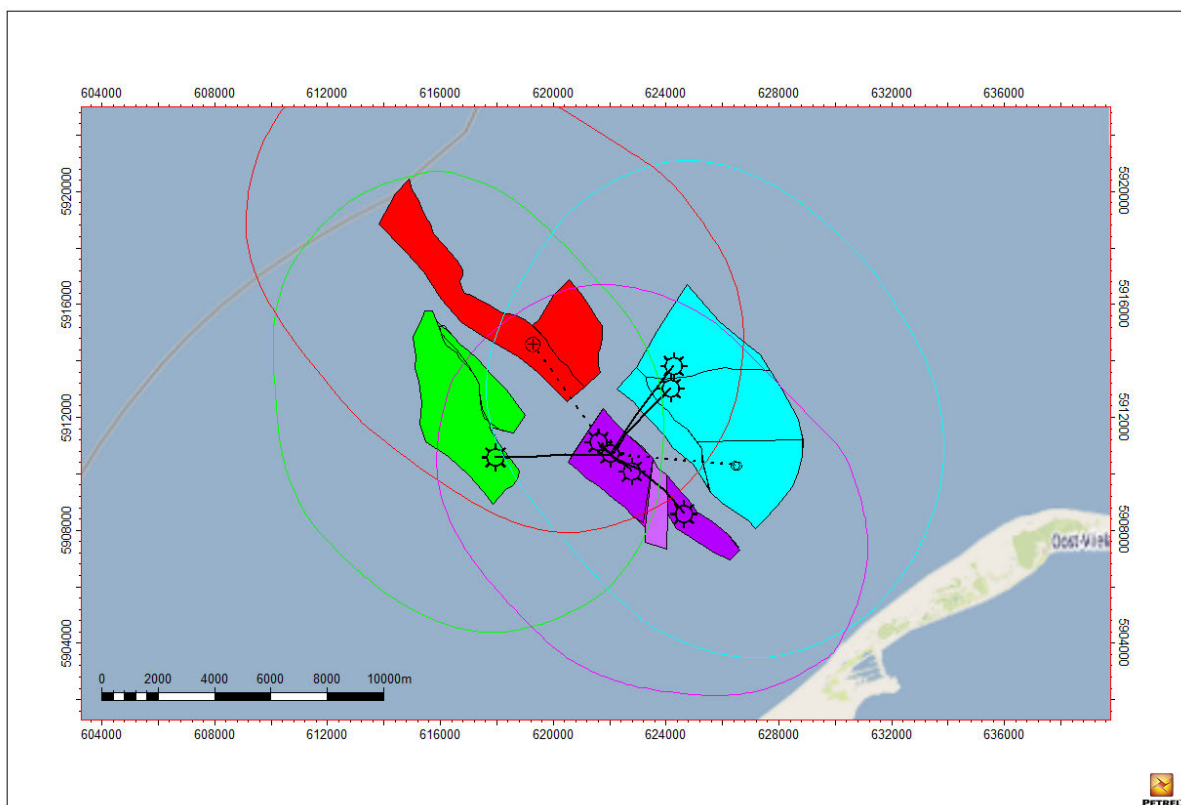
Niveau 2: Risico-Matrix



De kans op een beving ($M > 1.5$) is niet verwaarloosbaar, de maximaal realistische beving ligt boven de 2.5. Het resultaat van de Niveau-1 analyse is dus dat er een Niveau-2 analyse nodig is.

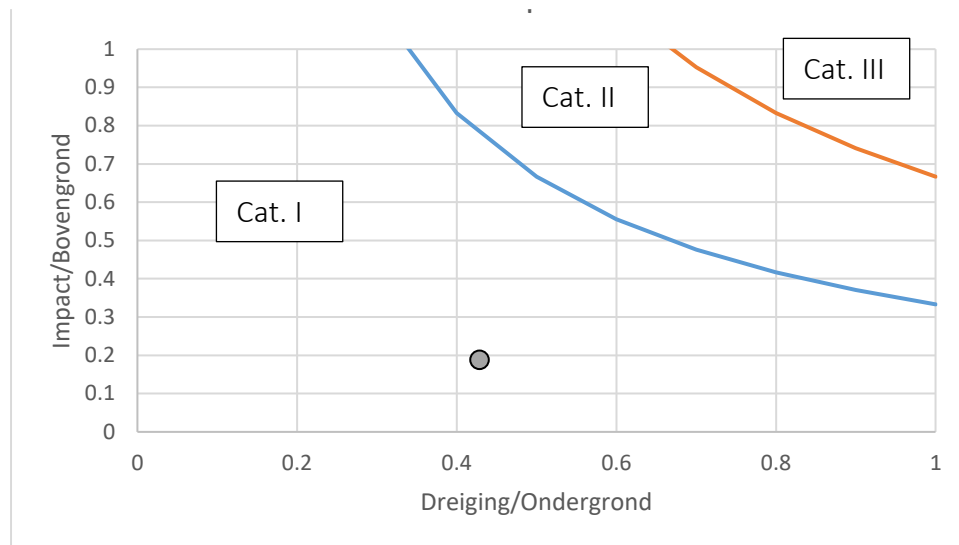
Bij de Niveau-2 analyse is het de bedoeling de bovengrond te analyseren binnen 5km van de voorkomens. De combinatie van de impact aan het oppervlak en de door de ondergrond veroorzaakte *hazard* leidt dan tot de uiteindelijke risico-inschatting. In dit geval bevindt dit gehele gebied zich op zee (Figuur 22), en zal er dus uit de analyse geen oppervlakte-impact komen.

Maar omdat de grens van het 5km gebied zo dichtbij het eiland Vlieland komt, is er toch een volledige Niveau-2 analyse uitgevoerd om aan te geven wat de uitkomst zou zijn als de 5km cirkel wel (een deel van) het eiland Vlieland zou overlappen.



Figuur 22 - Overzicht ligging voorkomens, met 5km cirkels. De cirkels raken net de kustlijn van Vlieland.

De tabellen voor ondergrond- en bovengrond-analyse zijn hieronder in Tabel 12 en Tabel 13 te zien. Figuur 23 geeft de combinatie van de twee aspecten van de risico analyse. De uitkomst is dan een Categorie I.



Figuur 23 - Categorisatie op basis van de impact/score als de 5km straal tot op het eiland Vlieland zou reiken. Als de straal, conform Figuur 22, niet tot op Vlieland reikt, is de bovengrondscore nul. Voor de noordwestelijke (deel)voorkomens (L12a-A en L12a-B) is de bovengrondscore hoe dan ook nul. De (deel)voorkomens vallen hoe dan ook in categorie I.

Tabel 12 - Overzicht parameters voor dreiging bepaling (de ondergrond-factoren), als de 5km straal tot op het eiland Vlieland zou reiken. In de figuren hieronder wordt met name de opslingering nader toegelicht. Als geheel Vlieland buiten de 5km zone ligt (conform Figuur 22) dan blijft de ondergrond-score gelijk.

	DHAIS	M	Ligging voorkomen	Opslinding
5		Alle methodes > 4,5		
4	Bevend veld, > 5 bevingen per jaar van M>=1.5	1 methode > 4,5 én/of Alle methodes 4,1-4,5		
3	Bevend veld, < 5 bevingen per jaar van M>=1.5	1 methode 4,1-4,5 én/of Alle methodes 3,6-4,0		>60% slappe grond (Vs,30 =< 200m/s) en/of >30% grondsoort die extra gevoelig zijn voor amplificatie, zoals veenlagen dikker dan 3m en slappe veenlagen met een dikte van 1m-3m gelegen op een stijve ondergrond.
2	Niet verwaarloosbare kans op beven	1 methode 3,6-4,0 én/of Alle methodes 3,1-3,5	Boven de lijn Amsterdam-Arnhem	30-60% slappe grond (Vs,30 =< 200m/s) en/of 15-30% grondsoort die extra gevoelig zijn voor amplificatie, zoals veenlagen dikker dan 3m en slappe veenlagen met een dikte van 1m-3m gelegen op een stijve ondergrond.
1		1 methode 3,1-3,5 én/of Alle methodes 2,6-3,0		10-30% slappe grond (Vs,30 =< 200m/s) en/of 5-15% grondsoort die extra gevoelig zijn voor amplificatie, zoals veenlagen dikker dan 3m en slappe veenlagen met een dikte van 1m-3m gelegen op een stijve ondergrond.
0	Verwaarloosbare kans op beven	1 methode 2,6-3,0 én/of Alle methodes <=2.5	Onder de lijn Amsterdam-Arnhem	<10 % slappe grond (Vs,30 =< 200m/s) en/of < 5% grondsoort die extra gevoelig zijn voor amplificatie, zoals veenlagen dikker dan 3m en slappe veenlagen met een dikte van 1m-3m gelegen op een stijve ondergrond.

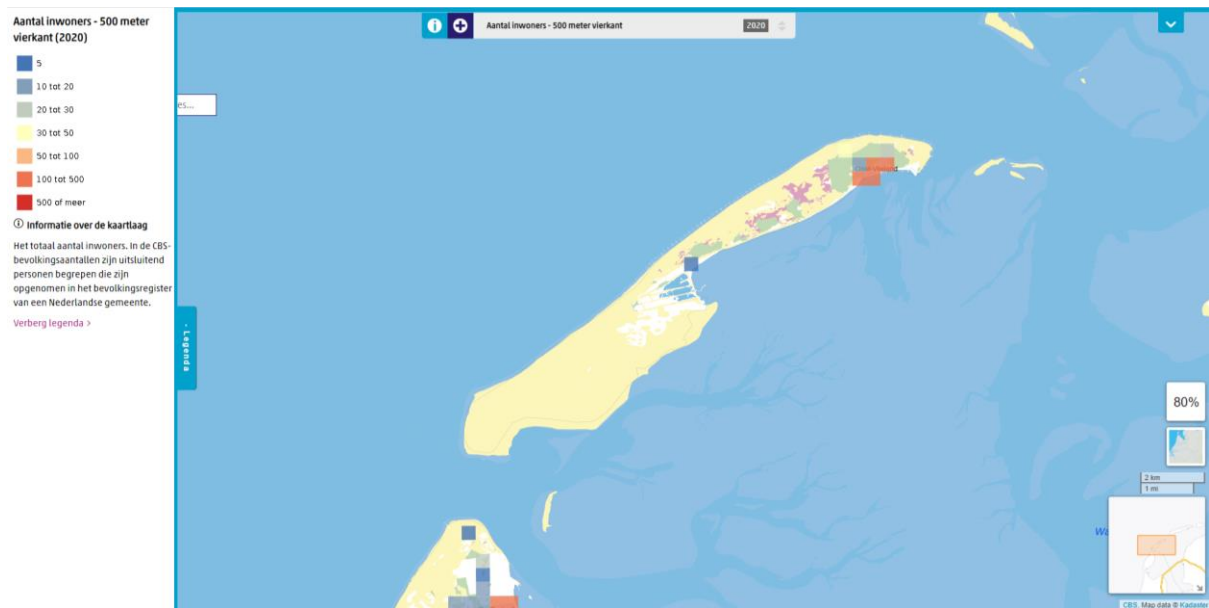


Tabel 13 - Overzicht parameters voor impact bepaling (de oppervlakte-factoren) als de 5km straal tot op het eiland Vlieland zou reiken. In de figuren hieronder worden deze nader toegelicht Als geheel Vlieland buiten de 5km zone ligt (conform Figuur 22) dan is de bovengrondscore gelijk aan nul.

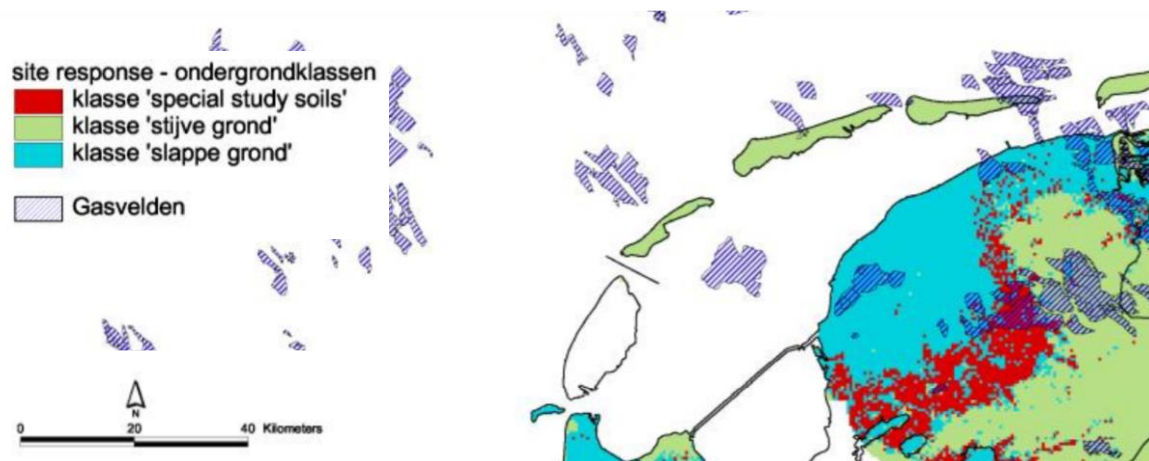
	Bevolkingsdichtheid (aantal inwoners/km2)	Industriële inrichtingen	Speciale gebouwen en vitale infrastructuur	Dijken
4	>2500	Meerdere direct boven het veld	Meerder ziekenhuizen en/of energievoorzieningen direct boven het veld	
3	1000-2500 en/of 500-1000 met wijken bestaande uit flats/appartementencomplex en binnen 5 km rond het veld	1 boven het veld en/of meerdere binnen 5 km rond 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	Primaire dijken boven het veld
2	500-1000 en/of 250-500 met wijken bestaande uit flats/appartementencomplex en binnen 5 km rond het veld	1 binnen 5 km rond het veld	1 school, tehuis en/of publieksgebouw boven het veld of meerdere binnen 5 km rond het veld.	Secundaire dijken binnen 5 km rond het veld
1	250-500 en/of <250 met wijken bestaande uit flats/appartementencomplex en binnen 5 km rond het veld		1 school, tehuis en/of publieksgebouw binnen 5 km rond het veld.	
0	< 250	Geen binnen 5 km rond het veld	Geen boven en/of binnen 5 km rond het veld	Geen dijken binnen 5 km rond het veld



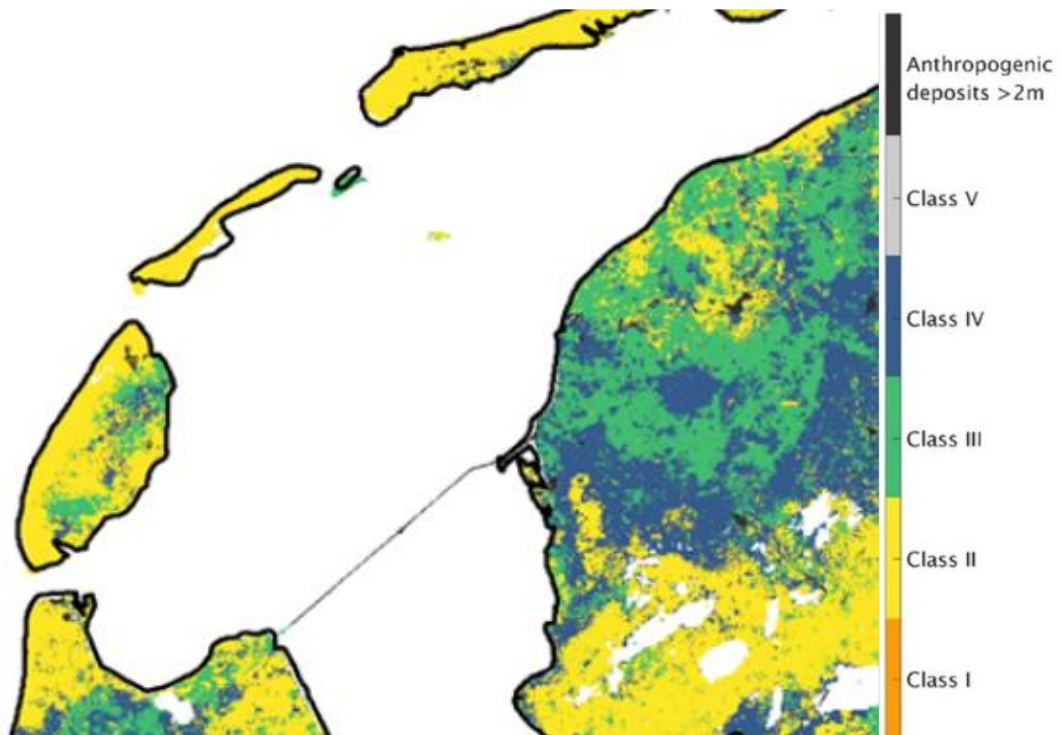
Figuur 24 - Primaire waterkeringen, industriële inrichtingen (rood) op Vlieland. De bron (risicokaart.nl [11] geeft geen scholen, ziekenhuizen e.d.). Vgl. Figuur 22.



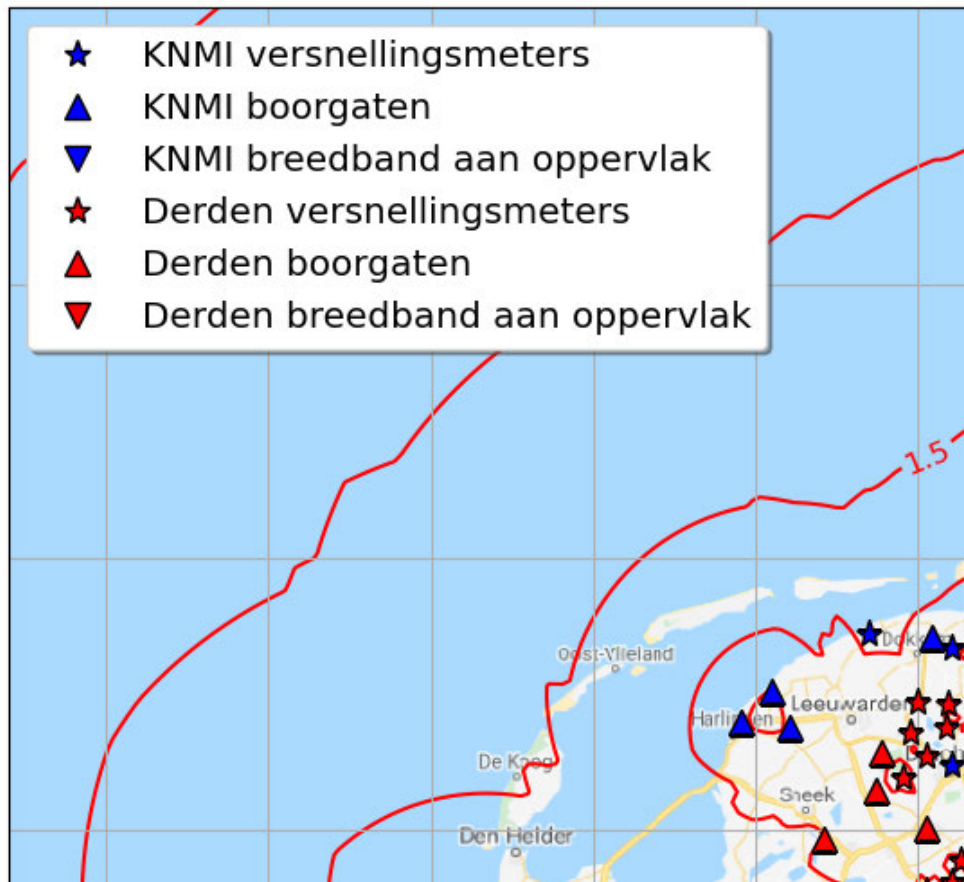
Figuur 25 - Bevolkingsdichtheid op Vlieland [11]. Vgl. Figuur 22.



Figuur 26 - Categorisatie opslingeringsgevoeligheid door TNO [9] (zoals voorgeschreven in [6]). Vlieland valt in de laagste categorie. Dat is in overeenstemming met een meer recente studie van KNMI (Figuur 27).



Figuur 27 - Recente (2022) categorisatie opslingeringsgevoeligheid door KNMI [10]. Vlieland valt in een van de laagste klassen, in overeenstemming met Figuur 26,



Figuur 28 - Seismometer netwerk rond Vlieland [13]. De lijnen geven de minimale magnitude aan die op een locatie gemeten kan worden.