

**VERMILION
E N E R G Y**



Vermilion Energy Netherlands

Actualisatie Slootdorp Winningsplan

Versie 1.0

12 januari 2018

Inhoudsopgave

Inhoudsopgave.....	2
Samenvatting	5
Formulier aanvraag instemming winningsplan.....	7
1 Inleiding	10
1.1 Doel van het Winningsplan	10
1.2 Leeswijzer	10
2 Plaats van winning	12
2.1 Voorkomens in dit winningsplan.....	12
2.2 Overzicht ligging voorkomens, gasputten	12
2.3 Schematische weergave gas-behandeling en afvoer	15
3 Boringen.....	16
3.1 Inleiding: Algemene beschrijving van een put.....	16
3.2 Overzicht boringen in voorkomen	18
3.3 Schematische voorstelling putverbuizing(en)	19
3.3.1 Slootdorp-01.....	19
3.3.2 Slootdorp-04.....	20
3.3.3 Slootdorp-06.....	21
3.3.4 Slootdorp-07.....	22
3.4 Plaats en wijze waarop koolwaterstoffen in put treden	23
3.5 Putbehandelingen	23
4 Ondergrond	24
4.1 Inleiding: hoe worden de ondergrond-eigenschappen gemeten.....	24
4.2 Geologie en gesteente-eigenschappen van het voorkomen	24
4.2.1 Gesteente-afzetting: reservoir-formaties en afsluitende la(a)g(en)	24
4.2.2 Structuur.....	25
4.2.3 Bron koolwaterstoffen en migratie(patronen)	25
4.2.4 Geologische doorsnede van voorkomen(s)	25
4.3 Gesteente-eigenschappen van de bovenliggende lagen.....	26
4.4 Andere gebruiksmogelijkheden van de ondergrond	27
5 Ontwikkelingsvooruitzichten.....	29
5.1 Inleiding	29
5.2 Historische Productie	29
5.3 Onzekerheden.....	32
5.4 Winningsstrategie & reservoir management.....	32
5.5 Winningssnelheid (hoeveelheden per voorkomen/per jaar)	33
5.6 Duur van de winning	34
5.7 Jaarlijks eigengebruik bij winning.....	34
5.8 Jaarlijks bij winning afgeblazen/afgefakkelde koolwaterstoffen.....	34
5.9 Stoffen die jaarlijks worden mee geproduceerd.....	34
5.10 Jaarlijks bij winning in de ondergrond terug te brengen delfstoffen en andere stoffen	35

6	Bodemdaling	37
6.1	Inleiding: hoe komt bodemdaling tot stand	37
6.1.1	Gaswinning.....	37
6.1.2	De oorzaken van bodemdaling	37
6.1.3	Autonome bodemdaling	38
6.1.4	Metten en voorspellen van bodemdaling	40
6.2	Bodemdalingsmodel en historische bodemdaling.....	41
6.2.1	Gemeten bodemdaling	41
6.2.2	Nog te verwachten bodemdaling.....	42
6.3	Bodemdalingsvooruitzichten en onzekerheid	51
6.4	Monitoring van bodemdaling	51
6.5	Mogelijke gevolgen van de verwachte bodemdaling	52
6.5.1	Gevolgen voor gebouwen en infrastructuur	52
6.5.2	Gevolgen voor natuur en milieu	52
6.6	Maatregelen om (gevolgen van) bodemdaling te voorkomen of te beperken	52
7	Bodemtrilling.....	54
7.1	Inleiding: hoe komen bevingen ten gevolge van gaswinning tot stand.....	54
7.2	Historische bevingen in de voorkomens van dit winningsplan.....	54
7.3	Algemeen kader voor Seismische Risico Analyse	55
7.4	Monitoring van bodemtrillingen	56
7.5	Mogelijke gevolgen van bevingen ten gevolge van gaswinning uit de voorkomens in dit winningsplan	57
7.5.1	Gevolgen voor bouwwerken en openbare infrastructuur door bodemtrillingen ten gevolge van gaswinning	57
7.5.2	Gevolgen voor natuur en milieu door bodemtrillingen ten gevolge van gaswinning.....	57
7.6	Maatregelen om (de gevolgen van) bodemtrillingen te voorkomen of te beperken.....	57
8	Overige Omgeving Aspecten	59
8.1	Inleiding	59
8.2	Bodem / Grondwaterverontreiniging	59
8.3	Luchtverontreiniging.....	59
8.4	Oppervlaktewaterverontreiniging	60
8.5	Externe veiligheid	60
8.6	Natuur.....	60
8.7	Slootdorp	60
9	Verklarende woordenlijst.....	61
10	Referenties	62
11	Bijlage: Seismische Risico Analyse: Details en Achtergronden	63
11.1	Algemeen kader voor Seismische Risico Analyse	63
11.2	Seismische Risico Analyse voorkomen Slootdorp.....	64
11.2.1	Niveau 1: Screening Potentieel.....	64
11.2.2	Slootdorp Geo-Mechanisch Model.....	66
11.2.3	Niveau 2: Ondergrondsfactoren Slootdorp voorkomen.....	67
11.2.4	Niveau 2: Oppervlaktefactoren Slootdorp voorkomen	68

11.2.5	Conclusie.....	70
12	Bijlage: Geologische kaarten voor de voorkomens	71
12.1	Noord – Zuid doorsnede door SLD-06.....	71
12.2	West – Oost doorsnede door SLD-06	71
12.3	Cross sectie door SLD-03, SLD-06, SLD-04 en SLD-01	72
12.4	Slootdorp Zechstein Pool: Stratigraphic Correlation Section – Top ZEZ-1 Datum.....	73
12.5	West – Oost doorsnede door SLD-04, SLD-01 and SLD-05-S1.....	74
13	Bijlage: Plattegrondtekening en foto's Mijnbouwlocatie Slootdorp	75
13.1	Foto's Mijnbouwlocatie Slootdorp 1	75
13.2	Plattegrondtekening Mijnbouwlocatie Slootdorp 1	80
14	Bijlage: Proces-stroomdiagram van de Slootdorp aardgaswinninglocatie.....	82
15	Bijlage: Slootdorp Geo-mechanisch Model.....	84

Samenvatting

Dit winningsplan is een actualisatie van het winningsplan Slootdorp d.d. 23 november 2015.

De actualisatie is van belang omdat de productie van de bestaande putten anders is dan oorspronkelijk verwacht. Verder ziet Vermilion Energy Netherlands B.V. (Vermilion) mogelijkheden om de productie uit het gasvoorkomen Slootdorp te optimaliseren. Dit zou kunnen door middel van wijzigingen in de bestaande put, het boren van een aftakking van een bestaande put in het gasvoorkomen. Deze nieuwe inzichten vereisen een actualisatie van de productie- en de bodemdalingvoorspellingen.

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

De maximale hoeveelheid productie en de uiterlijke productie datum staan aangegeven in de tabel hieronder.

Voorkomen:	Slootdorp	
Productie tot uiterlijk:	2025	
Hoeveelheid productie:	2132	miljoen nm ³
waarvan na 1-1-2018:	564	miljoen nm ³
Seismisch Risico Categorie:	Verwaarloosbaar	
Verwachte maximale bodemdaling:	2,2	cm
waarvan na 1-1-2018 verwacht maximaal:	1,7	cm
Samengestelde bodemdaling verwacht maximaal:	2,2	cm
waarvan na 1-1-2018 verwacht maximaal:	1,7	cm

Vermilion hoopt tussen de 131 en 564 miljoen nm³ aardgas te winnen over de periode 2018-2025 uit het voorkomen Slootdorp. De uiteindelijke hoeveelheid zal afhangen van het succes van de operaties om het gas te produceren.

De hierboven genoemde bodemdaling is de daling aan het eind van de levensduur van het gasvoorkomen. De maximale bodemdaling in het diepste punt van de bodemdalingsskom boven het voorkomen Slootdorp zal 2,2 cm zijn. De daadwerkelijk optredende bodemdaling wordt gemonitord via een meetnet van Vermilion, dat wordt gecontroleerd door Staatstoezicht op de Mijnen.

Het seismische risico is verwaarloosbaar. Het daadwerkelijk optreden van bodemtrillingen wordt gemonitord via het KNMI-meetnet dat in mei 2017 is uitgebreid door Vermilion met een extra seismisch monitoring station bij het Slootdorp veld.

Voor zowel bodemdaling als bodemtrillingen wordt geen schade verwacht. Mochten omwonenden toch een effect of schade ondervinden, dan kan dat gemeld worden bij Vermilion, of bij het Landelijk Loket Mijnbouwschade.

Het winningsplan behoeft de instemming van de Minister van Economische Zaken. Op de voorbereiding van dit instemmingsbesluit is de uniforme openbare voorbereidingsprocedure van toepassing. Dat betekent onder andere dat iedereen zienswijzen naar voren kan brengen op het ontwerpbesluit van de minister. Daarnaast wordt advies gevraagd aan de overheden binnen het gebied waar het winningsplan betrekking op heeft. Het gasvoorkomen is gelegen onder het grondgebied van:

Provincie:	Noord-Holland
Waterschap:	Hoogheemraadschap Hollands Noorderkwartier
Gemeenten:	Hollands Kroon

Op het definitieve besluit van de Minister is beroep mogelijk bij de afdeling bestuursrechtspraak van de Raad van State.

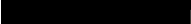
Formulier aanvraag instemming winningsplan**ex artikel 34 lid 1 Mijnbouwwet (Mw) juncto artikel 24 Mijnbouwbesluit (Mb)****Elektronisch in te dienen bij:****De Minister van Economische Zaken****Directoraat-Generaal voor Energie, Telecom en Mededinging****Directie Energie en Omgeving**
[Redacted]

Artikel 1)	Onderwerp	Beschrijving
Mw 34 lid 1	Verzoek om instemming voor een wijziging / actualisatie van het winningsplan Slootdorp	☐ een winningsplan voor voorkomens in het continentaal plat vanaf de 3 zeemijlszone ☒ een winningsplan voor voorkomens in Nederlands territoir tot 3 zeemijl De wijziging / actualisatie bestaat uit een actualisatie van de seismische risico analyse, productie- en bodemdalings-voorspellingen naar aanleiding van het reservoir gedrag.
	A) Algemene gegevens	
	A1.1) Naam indiener	Vermilion Energy Netherlands B.V.
	A1.2) Adres	Zuidwalweg 2 8861 NV Harlingen The Netherlands
	A1.3) Contactpersoon	[Redacted]
	A1.4) E-mail	[Redacted]@vermilionenergy.com
	A1.5) Fax	+31 (0) [Redacted]
Mw 22	A1.6) Indiener	☐ is houder van de vergunning ☒ is uitvoerder cf artikel 22 Mw
	A2) Winningsvergunningsgebied(en)	Slootdorp
Mw 34 lid 1 Mb 24 lid 1a	A2.1) Voorkomens koolwaterstoffen	Slootdorp
Mb 24 lid 1a	A2.2) Soort koolwaterstof die wordt gewonnen	☐ olie ☒ hoog calorisch gas ☐ Groningen kwaliteit gas ☐ laag calorisch gas ☐ zwavelhoudend gas ☒ aardgascondensaat
Mr 1.2.1 lid 3	A3) Bestaande of nieuwe winning	☒ winningsplan voor reeds bestaande winning (inclusief voorziene uitbreiding) ☐ winningsplan voor nieuwe winning
Mw 38	A4) Samenloop vergunningen Wet milieubeheer	☒ nee, productie neemt plaats op bestaande winning ☐ ja: te weten:

	Bedrijfs- en productiegegevens	Paragraaf
Mw 35 lid 1	Beknopte beschrijving van het winningsplan	1
Mw 35 lid 1c Mb 24 lid 1c,d	Beknopte beschrijving van wijze van winning door middel van (een) mijnbouwwerk(en)	2
Mb 24 lid 1a	Geologische beschrijving van voorkomen(s)	4.2
Mb 24 lid 1a Mb 24 lid 1b	Geologische doorsnede van voorkomen(s)	4.2
Mw 35 lid 1a Mb 24 lid 1d,e	Overzicht ligging voorkomens, gasputten	2.2
Mb 24 lid 1d,e,g	Situering mijnbouwwerken situatietekening /eventueel foto	2.2
Mb 24 lid 1e,f	Overzicht boringen in voorkomen(s)	3.2
Mb 24 lid 1g	Schematische voorstelling putverbuizing(en)	3.3
Mb 24 lid 1h	Plaats en wijze waarop koolwaterstoffen in verbuizing treden	3.4
Mb 24 lid 2	Productieontwikkeling strategie	5.4
Mb 24 lid 2	Productie filosofie	5.4
Mb 24 lid 2	Reservoir management	5.4
Mw 35 lid 1a,d Mb 24 lid 1a	Omvang winning (hoeveelheden per voorkomen/per jaar)	5.5
Mw 35 lid 1b	Duur van de winning (per voorkomen)	5.5
Mb 24 lid 1i	Stoffen die jaarlijks worden mee geproduceerd	5.9
Mb 24 lid 1j	Jaarlijks eigengebruik bij winning	5.7
Mb 24 lid 1j	Jaarlijks bij winning afgeblazen/afgefakkelde koolwaterstoffen	5.8
Mb 24 lid 1k	Jaarlijks bij winning in de ondergrond terug te brengen delfstoffen en andere stoffen	5.10
Mw 36 lid 1 sub b	Planmatig gebruik of beheer van delfstoffen, aardwarmte, andere natuurlijke rijkdommen, waaronder grondwater met het oog op de winning van drinkwater, of mogelijkheden tot het opslaan van stoffen	4.4

	Gegevens inzake bodemdaling als gevolg van de winning van koolwaterstoffen.	Paragraaf
Mw 35 lid 1f	Aard van de bodemdaling alsmede de daarmee verband houdende activiteiten	6.1
Mb 24 lid 1m Mb 24 lid 1n Mb 24 lid 1o	Gekalibreerde bodemdaling en bodemdalingprognoses (uiteindelijk verwachte mate van bodemdaling)	6.2, 6.3
Mb 24 lid 1q	Omvang en aard van de schade	6.5
Mb 24 lid 1r	Maatregelen om bodemdaling te voorkomen / te beperken	6.6
Mb 24 lid 1s Mw 35 lid 1f	Maatregelen die gevolgen van schade door bodemdaling beperken of voorkomen	6.6

	Gegevens inzake bodemtrilling als gevolg van de winning van koolwaterstoffen.	Paragraaf
Mw 35 lid 1f	Aard van de bodemtrilling alsmede de daarmee verband houdende activiteiten	7.1
Mb 24 lid 1p	Risicoanalyse bodemtrilling	7.3
Mb 24 lid 1q	Omvang en aard van de schade	7.5
Mb 24 lid 1r	Maatregelen om bodemtrillingen te voorkomen / te beperken	7.6
Mb 24 lid 1s Mw 35 lid 1f	Maatregelen die gevolgen van schade door bodemtrillingen beperken of voorkomen	7.6

	Overige veiligheidsaspecten	Paragraaf
Mw 35 lid 1g	De risico's voor omwonenden, gebouwen of infrastructurele werken of de functionaliteit daarvan met een risicobeoordeling, voor zover het winnen van delfstoffen niet geschiedt in het continentaal plat	8
Ondertekening  Naam:  Functie: Commercial Manager		Datum: 12 januari 2018 Plaats: Amsterdam

1 Inleiding

Dit winningsplan is een actualisatie van het Winningsplan Slootdorp d.d. 23 november 2015. Productie data vanaf eind 2015 laten zien dat de drukkaling in het gasvoorkomen sneller gaat dan voorspeld en de minimale reservoir druk lager zal zijn dan vermeld in het winningsplan d.d. 23 november 2015. Om deze reden zijn de productie voorspellingen, bodemdaling voorspellingen en seismische risico analyse geactualiseerd en gedocumenteerd in dit Winningsplan.

1.1 Doel van het Winningsplan

Vermilion Energy Nederland B.V. (Vermilion) is houder van de winningsvergunning Slootdorp. Conform artikel 34 Mijnbouwwet (Mw) dient de winning van koolwaterstoffen te gebeuren overeenkomstig een winningsplan. In het Mijnbouwbesluit (Mb) is in artikel 24 aangegeven welke informatie het winningsplan moet bevatten.

De winningsvergunning Slootdorp omvat de gasvoorkomens Slootdorp en Middenmeer. Dit winningsplan behandelt alleen het voorkomen Slootdorp.

De redenen voor de actualisatie van het Winningsplan voor het Slootdorp voorkomen zijn:

- Verandering van het reservoir gedrag: uit metingen in 2016 en 2017 blijkt dat de minimale reservoirdruk lager zal zijn dan aangenomen in het winningsplan d.d. 23 november 2015.
- Deze nieuwe inzichten vereisen een nieuwe seismische risico analyse.
- Deze nieuwe inzichten vereisen een actualisatie van productie- en bodemdalingsvoorspellingen.

Tabel 1-1: Geschiedenis winningsplan Slootdorp.

Datum	Versie	Opmerkingen
30 december 2003		Winningsplan Slootdorp.
28 maart 2012		Actualisatie Winningsplan Slootdorp.
10 februari 2015	1.0	Concept Winningsplan naar aanleiding van de geplande boringen SLD-06 en SLD-07.
23 november 2015	1.0	Winningsplan actualisatie Slootdorp naar aanleiding van het boren en in productie nemen van de putten SLD-06 en SLD-07.
12 januari 2018	1.0	Winningsplan actualisatie voor het gasvoorkomen Slootdorp (dit document).

1.2 Leeswijzer

In dit document wordt ingegaan op de manier waarop het gas gewonnen wordt, de geologie en de eigenschappen van het ondergrondse aardgasvoorkomen en de voorspelde productiehoeveelheden, de mate van bodemdaling en het risico op aardbevingen. De cursief gedrukte stukken in de diverse hoofdstukken geven meer specialistische informatie.

Het gasvoorkomen Slootdorp produceert gas vanaf de mijnbouwlocatie Slootdorp naar het Middenmeer gas behandelingsstation in de Slootdorp winningsvergunning. Paragraaf 2.2 geeft aan waar de productielocatie, het voorkomen en de producerende putten zich bevinden.

De verwachte bodemdaling door productie uit het voorkomen Slootdorp wordt beschreven in hoofdstuk 6. Hierin worden de bodemdalingsresultaten beschreven bij de uiteindelijke minimale reservoirdruk van het gasvoorkomen. De modellen laten zien dat de maximale bodemdaling in het diepste punt van de bodemdalingsschouw boven het voorkomen Slootdorp 2,2 cm zal zijn. De bodemdaling wordt regelmatig gemonitord volgens een meetplan dat is beoordeeld door Staatstoezicht op de Mijnen (SodM).

Hoofdstuk 7 gaat in op de seismische risico analyse. De risicoanalyse laat zien dat het seismisch risico van het Slootdorp voorkomen in dit winningsplan verwaarloosbaar is. Het daadwerkelijk optreden van bodemtrillingen wordt gemonitord via het KNMI-meetnet dat mei 2017 is uitgebreid door Vermilion met een extra seismisch monitoring station bij het Slootdorp gasvoorkomen.

De berekeningen en inschattingen in dit winningsplan worden gecontroleerd door Staatstoezicht op de Mijnen (SodM) en de Technische Commissie Bodembeweging (TCBB). Betrokken overheden (provincie, gemeente(n), waterschap(pen)) brengen advies uit aan de Minister. Als laatste brengt de Mijnraad advies uit, gebaseerd op alle eerdere adviezen.

Het winningsplan zal aangepast worden als nieuwe inzichten tot een wijziging van de dalingsvoorspelling of seismische risicoanalyse leiden, bijvoorbeeld door meetresultaten. Een dergelijke actualisatie vereist opnieuw de instemming van de minister van Economische Zaken, waarvoor weer de uniforme openbare voorbereidingsprocedure wordt gevolgd, met advies van de eerdergenoemde adviseurs. Eventuele toekomstige activiteiten op de mijnbouwlocaties (b.v. compressie) of in het gasvoorkomen (b.v. extra putten) zullen de gangbare vergunningsprocedures volgen. De overige benodigde vergunningen en in deze procedures te toetsen waarden, staan beschreven in Hoofdstuk 8. Wanneer sprake is van zowel een wijziging van het winningsplan als aanvragen voor overige vergunningen, worden deze procedures gecoördineerd.

Een klein onderdeel van het winningsplan wordt apart toegezonden aan het Ministerie van Economische Zaken. Dit vertrouwelijke deel bevat bedrijfsgevoelige informatie en kan Vermilion'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 putten en gasvolumeberekeningen.

2 Plaats van winning

2.1 Voorkomens in dit winningsplan

Dit winningsplan beschrijft de productie uit het Sloodorp voorkomen. Dit veld is aangetoond door de put Sloodorp-01, die in 1964 geboord is. Hierna zijn nog 6 putten in het voorkomen geboord.

2.2 Overzicht ligging voorkomens, gasputten

Het gasvoorkomen Sloodorp ligt in de winningsvergunning Sloodorp in de provincie Noord-Holland, zie Figuur 2-1.

Figuur 2-2 is een topografische kaart met de locatie van het gasvoorkomen Sloodorp, de mijnbouwlocatie waarvandaan het gasvoorkomen wordt geproduceerd, de putten en de pijpleidingen.

Tabel 2-1 geeft een lijst van de gemeenten, waterschappen en provincie waaronder het gasvoorkomen Sloodorp is gelegen.

Tabel 2-1: Lijst met provincie, gemeente(n) en waterschap(pen) waaronder het gasvoorkomen Sloodorp is gelegen.

Provincie:	Noord-Holland
Waterschap:	Hoogheemraadschap Hollands Noorderkwartier
Gemeenten:	Hollands Kroon

De kadastrale informatie van de mijnbouwlocatie Sloodorp is gegeven in Tabel 2-2. Bijlage 13 geeft een plattegrondtekening van de mijnbouwlocatie Sloodorp en foto's van deze locatie.

Kadastrale gegevens	
Gemeente	Wieringermeer
Sectie	sectie C
Nummer	Nr. 301
Plaatselijk bekend als	Mijnbouwlocatie Sloodorp

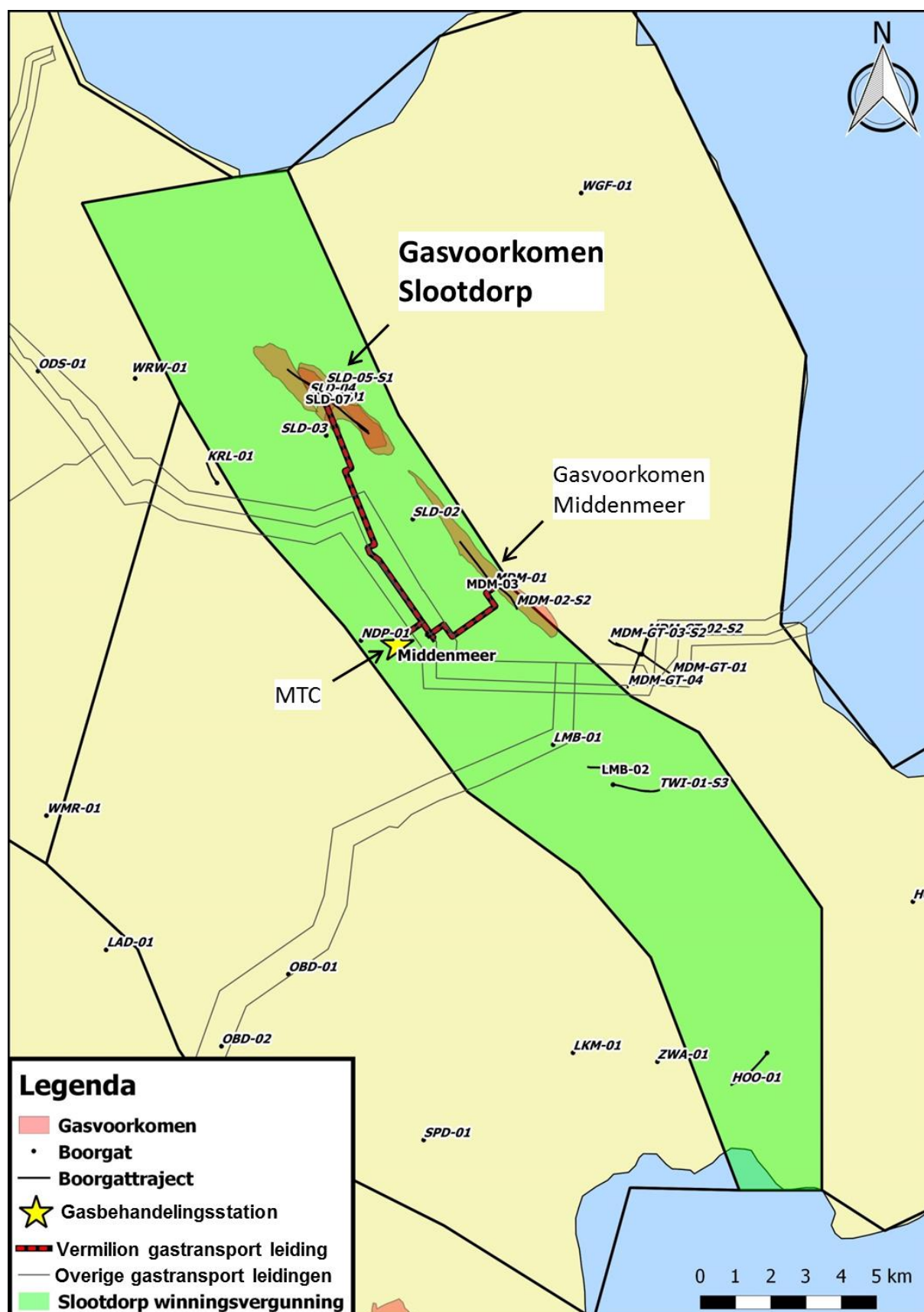
Tabel 2-2: Kadastrale gegevens Mijnbouwlocatie Sloodorp.

Tabel 2-3 geeft weer de putten die zijn geboord in het Sloodorp voorkomen vanaf de locatie Sloodorp en de huidige status van deze putten. Met SLD-04, SLD-06 en SLD-07 kan waarschijnlijk het gehele voorkomen geproduceerd worden. Echter, door nieuwe gegevens tijdens de productie periode zou de interpretatie kunnen veranderen. In dat geval zou het boren van een aftakking van een van deze putten of het boren van een nieuwe put noodzakelijk kunnen zijn.

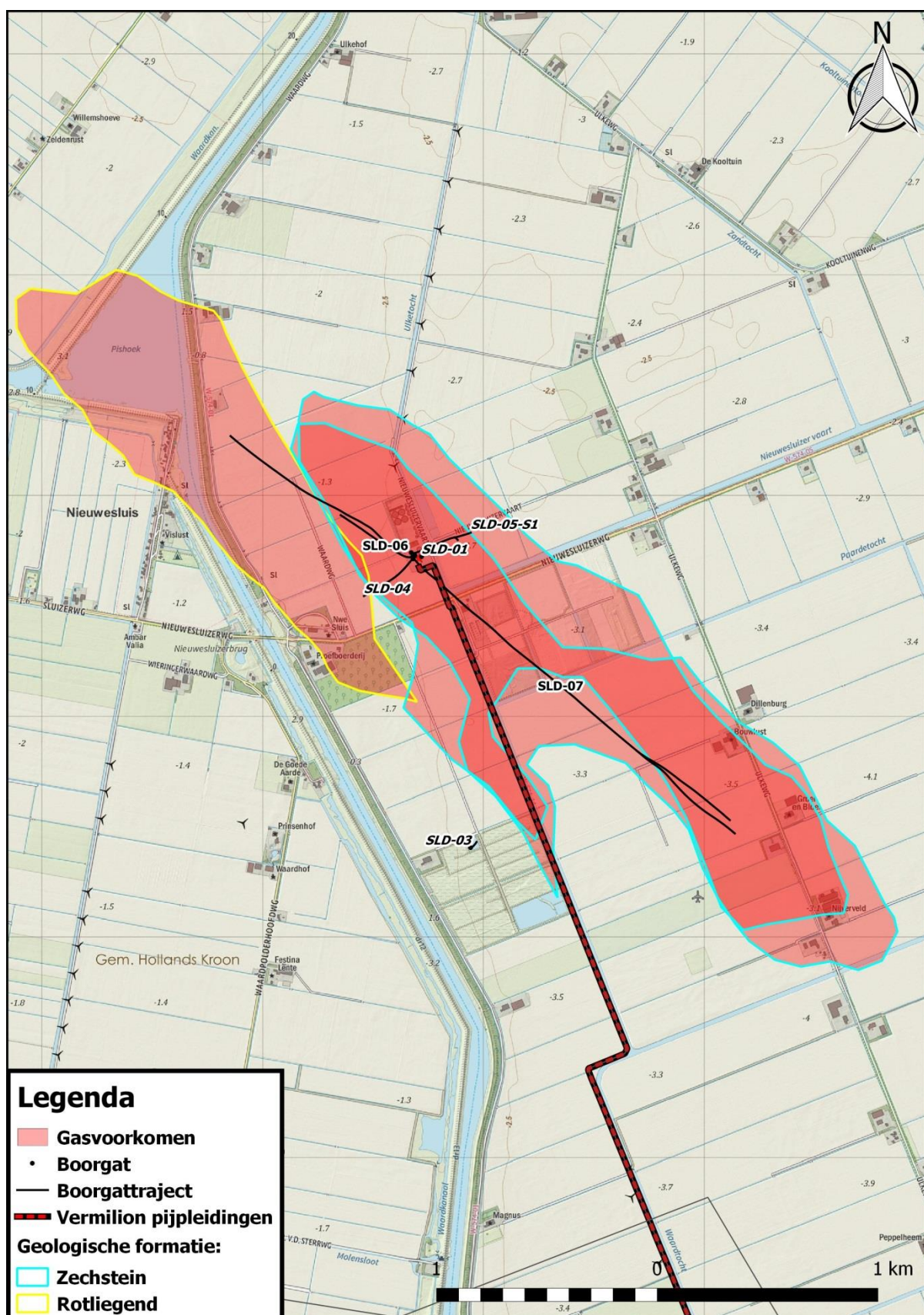
De putten SLD-02 en SLD-03 ontbreken in Tabel 2-3. Deze twee putten zijn geboord vanaf andere locaties. Deze twee putten hebben geen gas gevonden. De putten SLD-02 en SLD-03 en de oppervlakte locaties van deze twee putten zijn geabandonneerd.

Put	Jaar geboord	Gas reservoir	Status
SLD-01	1964	Zechstein	Water injectie
SLD-04	1985	Zechstein	Productie
SLD-05	1988	Zechstein	Suspended
SLD-06	2015	Rotliegend	Productie
SLD-07	2015	Zechstein	Productie

Tabel 2-3: Putten geboord vanaf de mijnbouwlocatie Sloodorp en de status van deze putten.



Figuur 2-1: Kaart van winningsvergunning Slootdorp.



Figuur 2-2: Topografische kaart met gasvoorkomen Slootdorp.

2.3 *Schematische weergave gas-behandeling en afvoer*

Op de mijnbouwlocatie Slootdorp wordt het gas van de mee geproduceerde vloeistoffen gescheiden. Water wordt per gesloten systeem geïnjecteerd in de waterinjectieput SLD-01. Eventueel kan het geproduceerde water ook lokaal worden opgeslagen en per truck worden afgevoerd.

Het voorbehandelde aardgas en condensaat wordt via een ondergrondse transportleiding getransporteerd naar het aardgasbehandelingsstation MTC (Middenmeer Treatment Centre). Hier wordt het gas na behandeling en meting via een ondergrondse transportleiding aan de afnemer geleverd.

Bijlage 14 toont het proces-stroomdiagram van de mijnbouwlocatie Slootdorp.

3 Boringen

3.1 Inleiding: Algemene beschrijving van een put

Figuur 3-1 is een schematische weergave van een gasproductieput. De belangrijkste onderdelen worden hier besproken.

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 het boorgat en de metalen verbuizingen wordt voorkomen, dat stroming van vloeistoffen optreedt tussen verschillende aardlagen via de ruimte tussen boorgatwand en verbuizingen. Een liner is een metalen verbuizing die niet helemaal tot aan de oppervlakte gaat maar eindigt in de laatste metalen verbuizing. De liner wordt vast gecementeerd in de laatste metalen verbuizing en de boorgatwand.

De bovenste verbuizing (conductor) is extra zwaar uitgevoerd en dient behalve voor de stabiliteit ook als fundering voor de putafsluiters.

De diepte waar een nieuwe buizenserie wordt aangebracht, hangt af van de diepte van het gat, de eigenschappen, de dikte en de druk van de vloeistoffen in de aardlagen. Nadat de laatste verbuizing is gecementeerd wordt de put afgewerkt.

Het aardgas wordt door een productie stijgbuis, ook wel tubing genoemd, geproduceerd. De productie stijgbuis zit onderin de put met een productie packer vast aan de metalen verbuizing. De ruimte tussen de productie stijgbuis en de metalen verbuizing wordt A-annulus genoemd.

Er worden perforaties gemaakt in de metalen verbuizing tegenover het gasvoorkomen. Door deze gaten stroomt het gas van het voorkomen de productieput in.

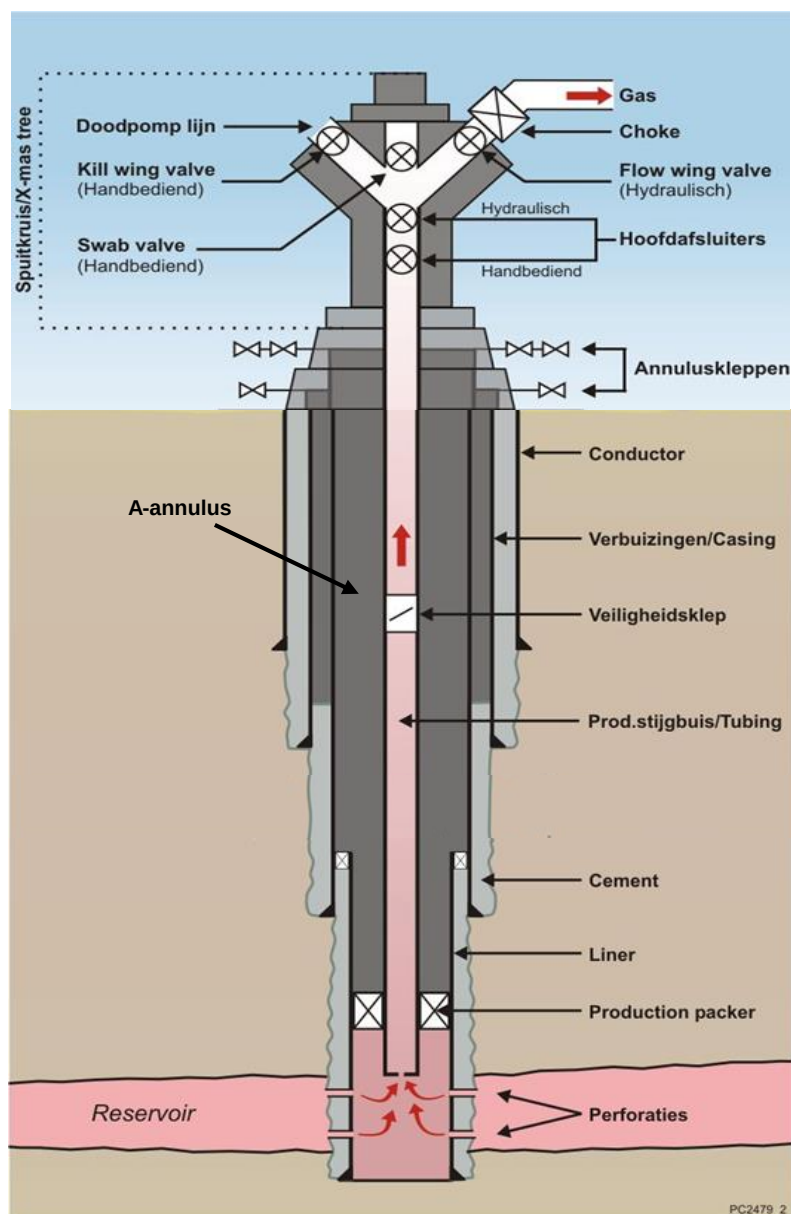
De put is voorzien van beveiligingskleppen, die met behulp van hydraulische druk kunnen worden geopend, respectievelijk kunnen worden opengehouden, en voorts (in noodgevallen) kunnen worden dicht gestuurd.

In de put zijn de volgende beveiligingskleppen aanwezig:

- een ondergrondse veiligheidsklep in de stijgbuis van de put
- er zijn 2 hoofdafsluiters op het spuitkruis van de put; de bovenste hoofdafsluiter wordt hydraulisch aangestuurd, de onderste hoofdafsluiter is handbediend.

Een producerende put is aan de oppervlakte voorzien van kraan- en afsluitwerk, het spuitkruis, om de gasstroom te verwerken. Het spuitkruis wordt ook wel de X-mas tree genoemd.

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



Figuur 3-1: Schematische weergave van een gasproductieput.

3.2 Overzicht boringen in voorkomen

Tabel 3-1 is een overzicht van de geboorde putten in het Slootdorp reservoir.

Put	Jaar geboord	Gasvoorkomen	Cumulative gas productie per 1 juli 2017 [x10 ⁶ nm ³]	Status
SLD-01	1964	Zechstein	186	Water injectie
SLD-02	1965	Geen	0	Plugged & abandoned
SLD-03	1976	Geen	0	Plugged & abandoned
SLD-04	1985	Zechstein	952	Tijdelijk ingesloten
SLD-05	1988	Zechstein	11	Suspended
SLD-06	2015	Rotliegend	310	Producerend
SLD-07	2015	Zechstein	69	Producerend

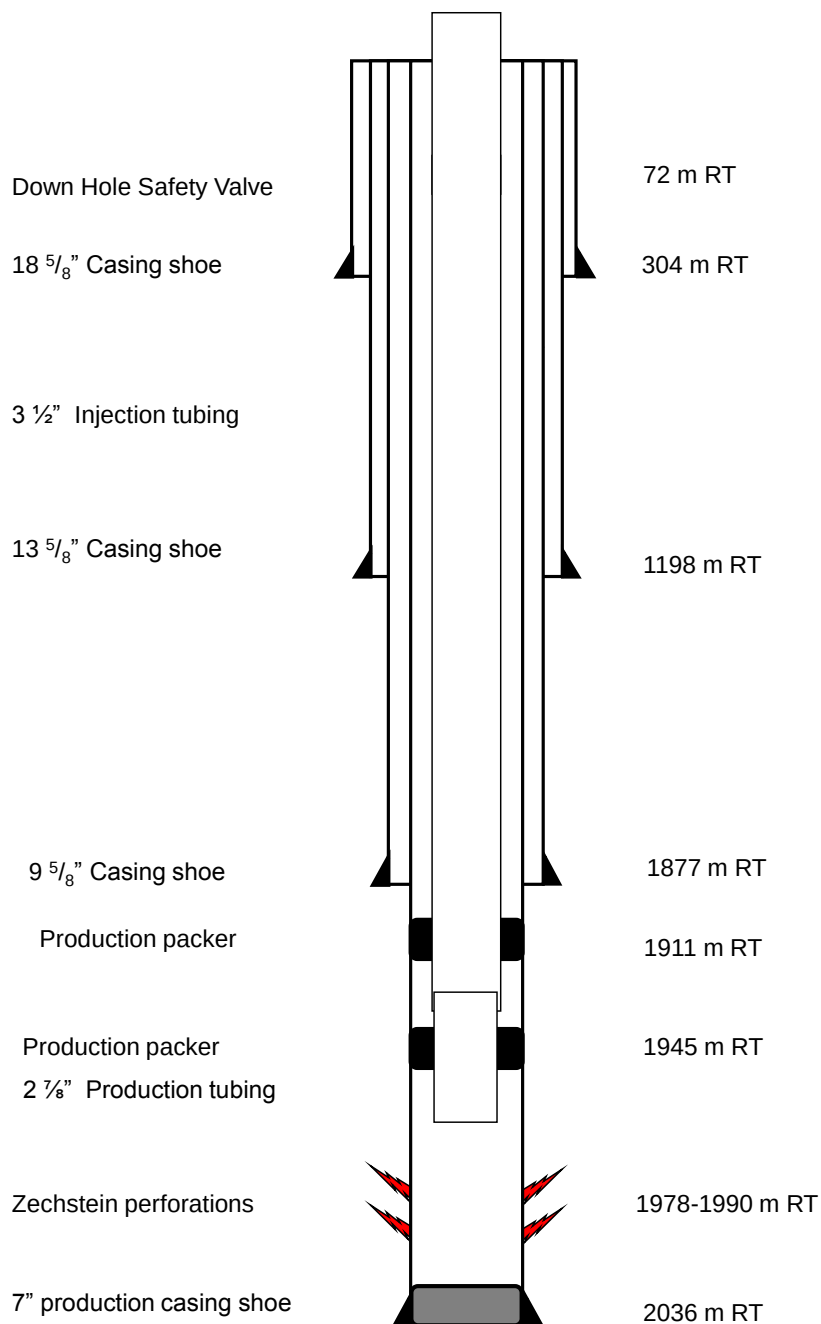
Tabel 3-1: Status putten in het gasvoorkomen Slootdorp.

3.3 Schematische voorstelling putverbuizing(en)

In de onderstaande figuren is schematisch de verbuizing van nog actieve putten in het Slootdorp veld weergegeven.

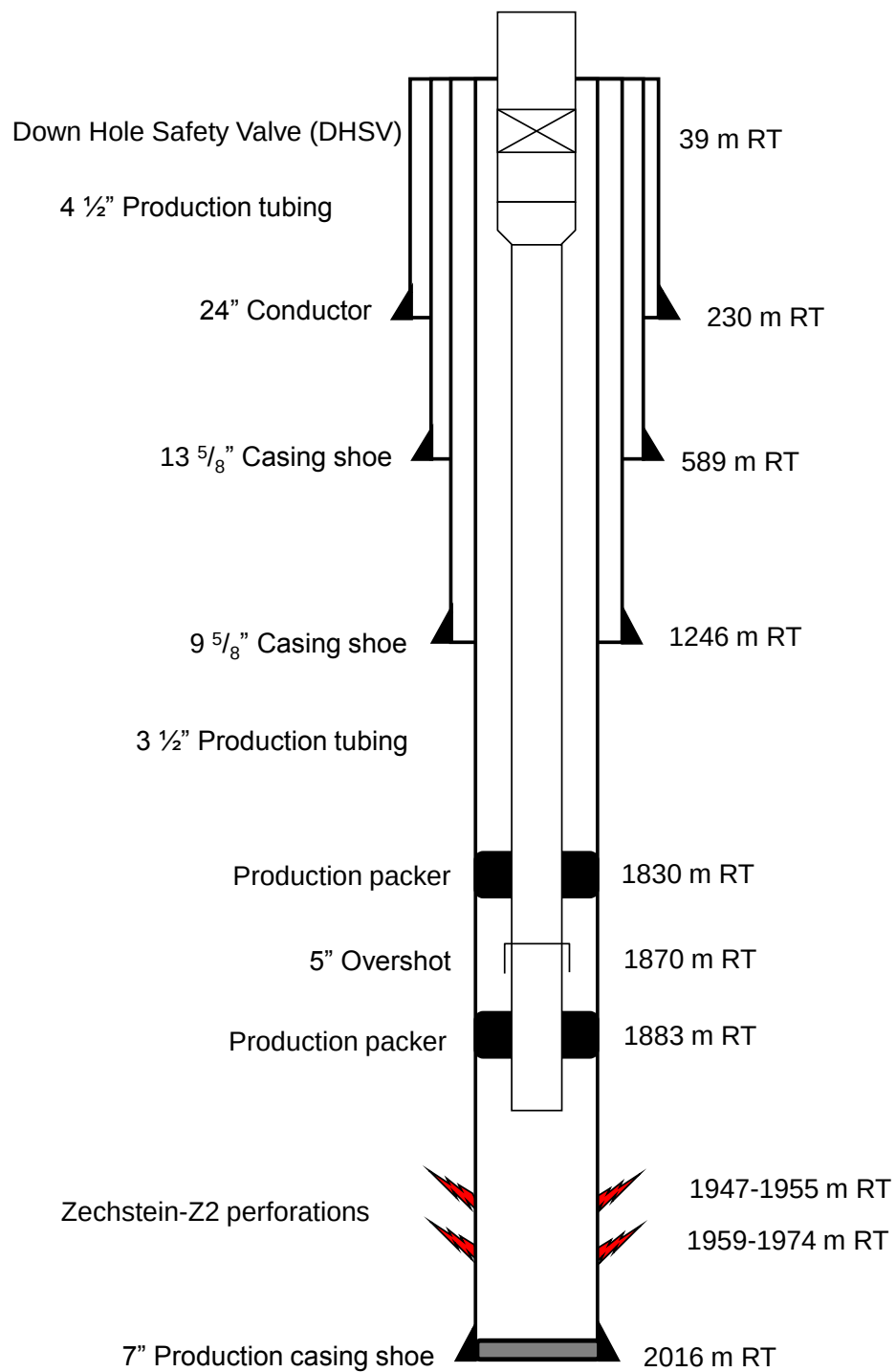
3.3.1 Slootdorp-01

Wellbore Overview Slootdorp-01



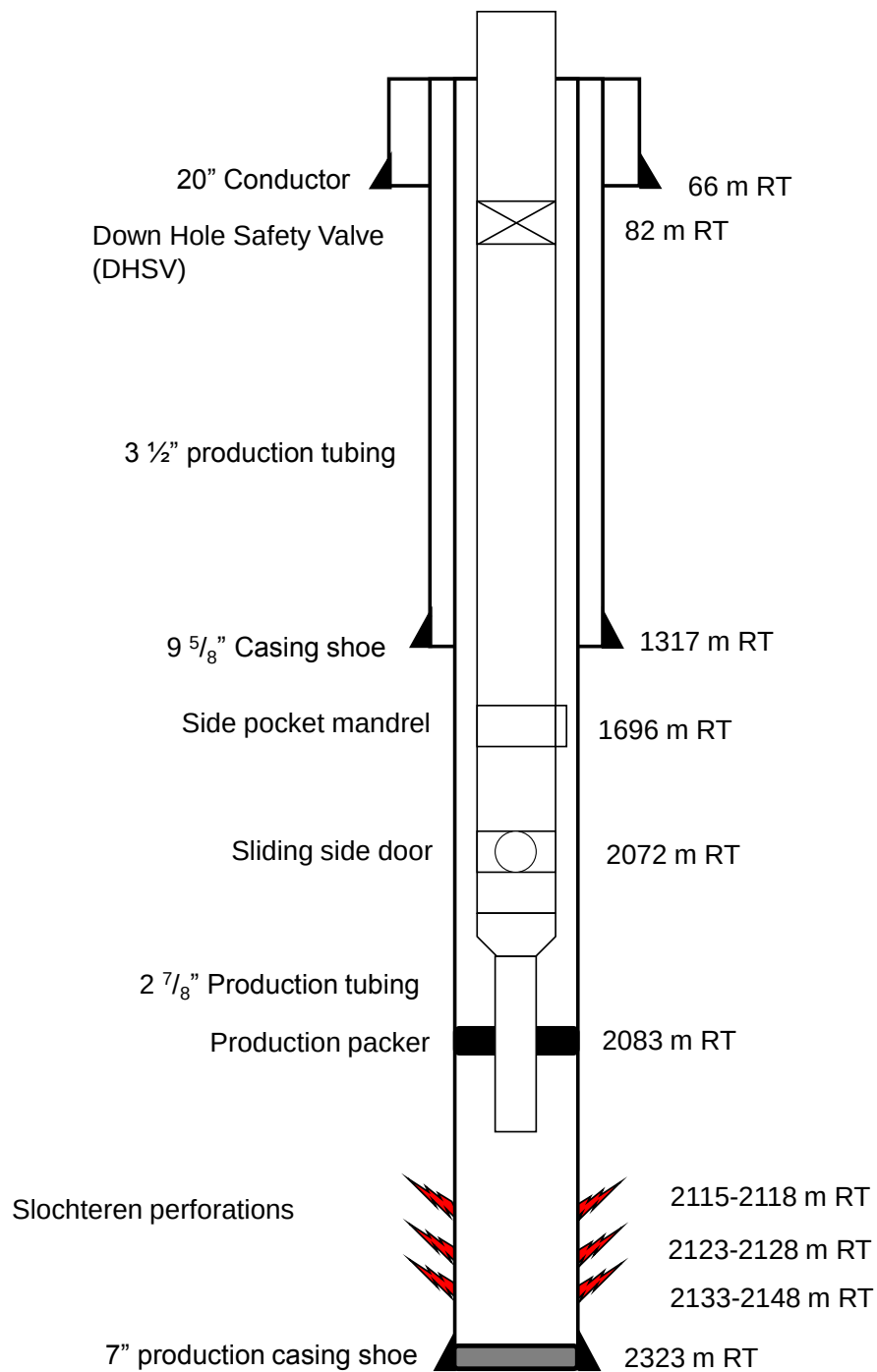
3.3.2 Slootdorp-04

Wellbore Overview SLD-04



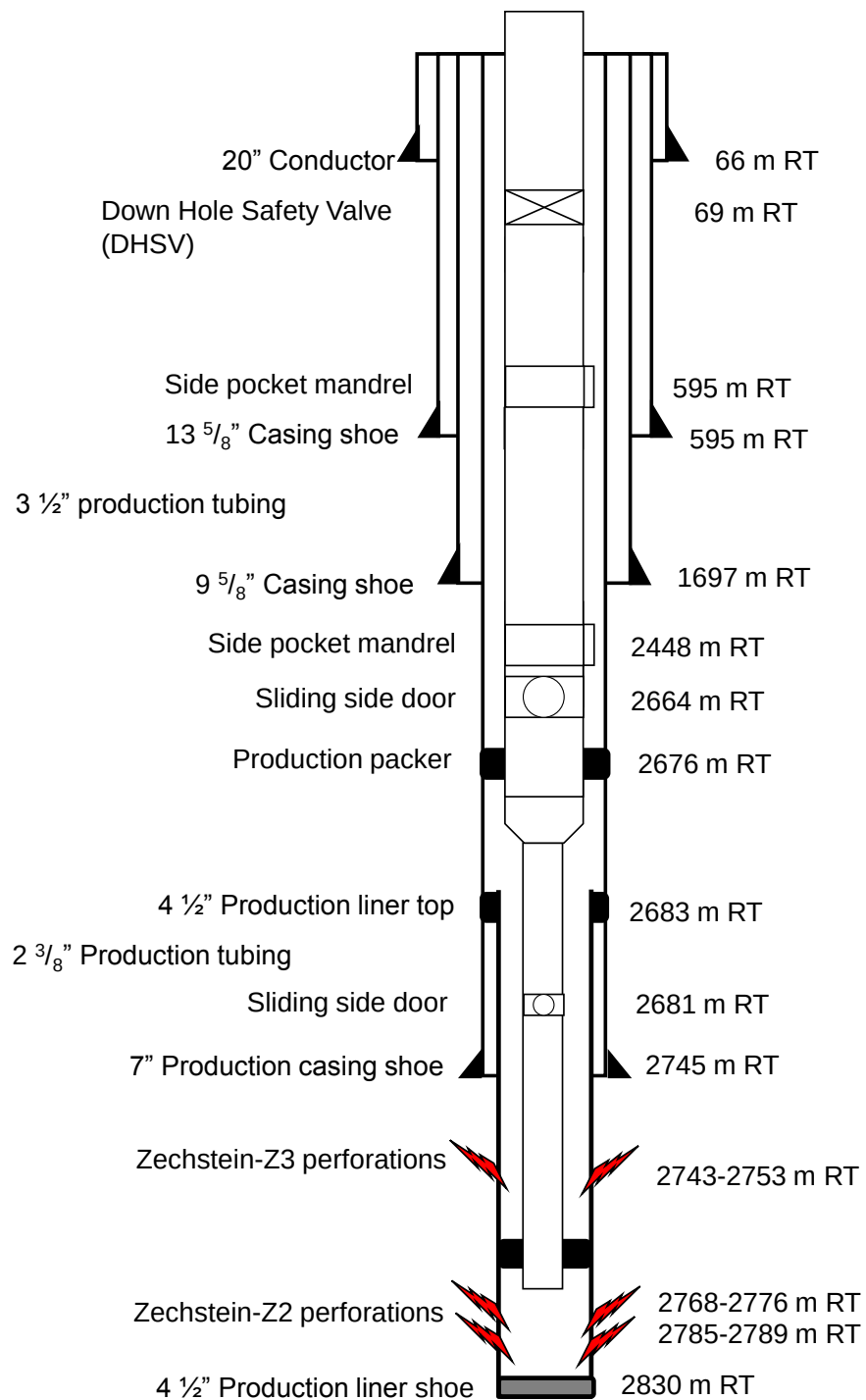
3.3.3 Slootdorp-06

Wellbore Overview SLD-06



3.3.4 Slootdorp-07

Wellbore Overview SLD-07



3.4 Plaats en wijze waarop koolwaterstoffen in put treden

De completering van de putten bestaat uit perforaties door de mantelbuis die het gasvoorkomen in verbinding stelt met de productie-stijgbuis. Via de productie-stijgbuis worden de koolwaterstoffen naar het oppervlak geproduceerd. De put schema's in de vorige secties laten dit zien voor de putten SLD-04, SLD-06 en SLD-07.

Put SLD-01 is een water injectie put. Het productiewater dat bij de gaswinning via de putten ontstaat wordt terug geïnjecteerd in de diepe ondergrond via put SLD-01.

3.5 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 voorkomen dat de put met zuur behandeld wordt. Dit is een routinehandeling, waarbij geen overdruk gebruikt wordt. Dit duurt ongeveer een dag, en wordt uitgevoerd door een kleine onderhoudsploeg (er is geen boortoren nodig).

Daarnaast kan het voorkomen dat er nieuwe perforaties gemaakt worden om een iets groter deel van het voorkomen met de put in communicatie te brengen. Dit duurt één of twee dagen en wordt uitgevoerd door een kleine onderhoudsploeg (er is geen boortoren nodig).

Verder kan het gebeuren dat een gedeelte van de perforaties geen gas meer produceren maar water. Deze perforaties kunnen dan afgesloten worden met behulp van een plug of cement in de put.

Tijdens het leven van de put kan het nodig zijn de diameter van de productie stijgbuis aan te passen, groter als de productiviteit van het voorkomen beter is dan verwacht, kleiner tegen het eind van het leven als de hoeveelheid condenswater toeneemt. Deze operatie gebeurt met een kleine installatie (een zgn. workover unit, geen boortoren).

Tenslotte zullen gedurende de levensduur van een put diverse andere onderhoudshandelingen plaatsvinden aan verbuizingen, kleppen, etc.

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

4 Ondergrond

4.1 Inleiding: hoe worden de ondergrond-eigenschappen gemeten

Aardgas bevindt zich op ongeveer 2 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 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, en zal dus een verschillende impact op verschillende voorspellingen hebben. In de volgende hoofdstukken worden deze onzekerheidsmarges nader besproken.

De fysische eigenschappen van gesteente, zoals dichtheid en snelheid (druk- en schuifgolven), zijn belangrijke parameters voor het bepalen van gesteente-eigenschappen als porositeit, saturatie en permeabiliteit (doorlaatbaarheid). Deze fysische eigenschappen worden gemeten door middel van boorgatmetingen die verkregen zijn na het boren van de putten in het voorkomen Slootdorp.

Uit deze boorgatmetingen worden de gesteente-eigenschappen berekend rond de boorgaten. De eigenschappen van het voorkomen worden gecorreleerd tussen de verschillende boorgaten om een model van de ondergrond te maken. Inherent hieraan zijn relatief grote onzekerheden, omdat de eigenschappen van enkele putten over het hele voorkomen geëxtrapoleerd worden.

4.2 Geologie en gesteente-eigenschappen van het voorkomen

Het gasvoorkomen Slootdorp is gelegen in het noordwesten van de winningsvergunning Slootdorp, 7 km ten noordwesten van het Middenmeer gasvoorkomen. Het voorkomen Slootdorp heeft een lengte van ongeveer 5 km en een breedte van ongeveer 1½ km.

Het voorkomen strekt zich uit over zowel de Zechstein-2 en -3 Carbonaten als de Rotliegend formatie, die met elkaar in hydrodynamische verbinding staan. Het gasvoorkomen is gekarteerd op basis van 3D seismiek die is gekoppeld aan de omringende putten. Het voorkomen bestaat uit hellende blokken begrensd door breuken.

4.2.1 Gesteente-afzetting: reservoir-formaties en afsluitende la(a)g(en)

De gasproducerende voorkomens in het Slootdorp voorkomen zijn de Slochteren zandstenen van de Rotliegend formatie en de Zechstein-2 en -3 carbonaten van de Zechstein groep.

Het reservoirgesteente van de Rotliegend formatie is het Slochteren zandsteen. De Slochteren zandsteen bestaat uit eolische duin afzettingen van een woestijn omgeving. De Slochteren duin afzettingen hebben fijn tot middelgrote korrels en ze bestaan uit schone kwartzanden. Ze zijn één meter tot enkele tientallen meters dik met zo nu en dan dunne (millimeter schaal) kleilagen ertussen. De top van de Rotliegend groep wordt opgevolgd door een grote transgressie in het bekken gedurende het boven Perm en het gebied transformeert van een woestijn omgeving naar een marien bekken, waar carbonaat afzettingen en evaporieten elkaar afwisselen.

Het reservoirgesteente van het Zechstein Carbonaat is een carbonaat gesteente. Gedurende de mariene transgressie veranderden de sedimenten al gauw van duinafzettingen naar afwisselende series van carbonaten en evaporieten. Elke cyclus van carbonaten en evaporieten vertegenwoordigt een aparte transgressie. De Zechstein groep beslaat 5 van deze cycli, genaamd: Z1 t/m Z5, waar Z1 de oudste afzetting is en Z5 de jongste. Elke cyclus begint met de afzetting van carbonaten gevolgd door anhydrieten. De Zechstein in deze putten beslaat 3 cycli Z1, Z2 en Z3. Z1 beslaat een dik anhydriet pakket, in dikte variërend van zo'n 150-200m. Z2 beslaat een 20-40m dik carbonaat pakket met een laag van 4-5m anhydriet erbovenop. Z3 beslaat een 20-30m dik carbonaat pakket met een laag van 15m dik anhydriet erbovenop.

4.2.2 Structuur

De lagen zijn over grote afstanden aanwezig. Door bewegingen van en botsingen tussen de aardplaten in de geologische geschiedenis zijn er golvingen ontstaan in de lagen. Omdat gesteente beperkt buigzaam is, kan dit tot breuken leiden. In dit gebied is het resultaat dat het gesteente uit licht schuin-liggende breukblokken 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.

Tijdens het late Trias opende de proto-Atlantische Oceaan tijdens een extensioneel spanningsveld wat resulteerde in kleine afzonderlijke bekkens en hogen begrensd door breuken. Deze tektonische bewegingen en het omhoogkomen van het gebied en de daaraan gerelateerde erosie verwijderde aanzienlijke hoeveelheden van de Zechstein en Trias afzettingen (Base Cretaceous Unconformity). Zo zijn op de flanken van het Slootdorp voorkomen de Trias en lokaal de Zechstein afwezig als gevolg van deze erosie. De Jura is niet aangetoond in de omringende putten. Krijt afzettingen liggen discordant bovenop de Perm en Trias afzettingen. Dit suggereert een hiaat van meerdere miljoenen jaren. Rek en breuk activiteiten stopten in het vroege Krijt. De Oceaan was open en het gebied zakte en bleef zakken tot aan het Tertiair. Tijdens het Tertiair heeft er lichte compressie plaatsgevonden. Dit resulteerde in lichte plooiing van de lagen en zorgde voor de uiteindelijke anticlinale structuur van het Slootdorp veld.

De Slochteren zandsteen in het zuidwesten van het Slootdorp voorkomen is gevuld met gas. Deze structuur helt in 3 richtingen en wordt begrensd door breuken, met als belangrijkste breuk een NW-ZO georiënteerde afschuivingsbreuk, die onderdeel is van de algemene structuur-richting in de omgeving Slootdorp. Deze afschuivingsbreuk heeft als gevolg dat het Slochteren zandsteen, naast de Zechstein carbonaat geplaatst is. De impermeabele, 50m dikke kleistenen van de Vlieland Kleisteen (Krijt) en anhydrieten van de Zechstein 1 Formatie fungeren als bovenliggende afdichtende lagen.

De Zechstein carbonaat in het noordoosten van het Slootdorp voorkomen is gevuld met gas. Deze structuur helt in 3 richtingen en wordt begrensd door breuken, met als belangrijkste breuk een NW-ZO georiënteerde afschuivingsbreuk, die onderdeel is van de algemene structuur-richting in de omgeving Slootdorp. Deze afschuivingsbreuk heeft tot gevolg dat het Zechstein 2 Carbonaat, naast kleien (niet-reservoirgesteente) uit het Trias geplaatst zijn. Doordat deze kleien als afdichtend gesteente fungeren kan het gas niet lateraal door de breuk weglekken. De bovenliggende afdichtende laag wordt gevormd door de impermeabele, 50m dikke kleien van de Vlieland Kleisteen.

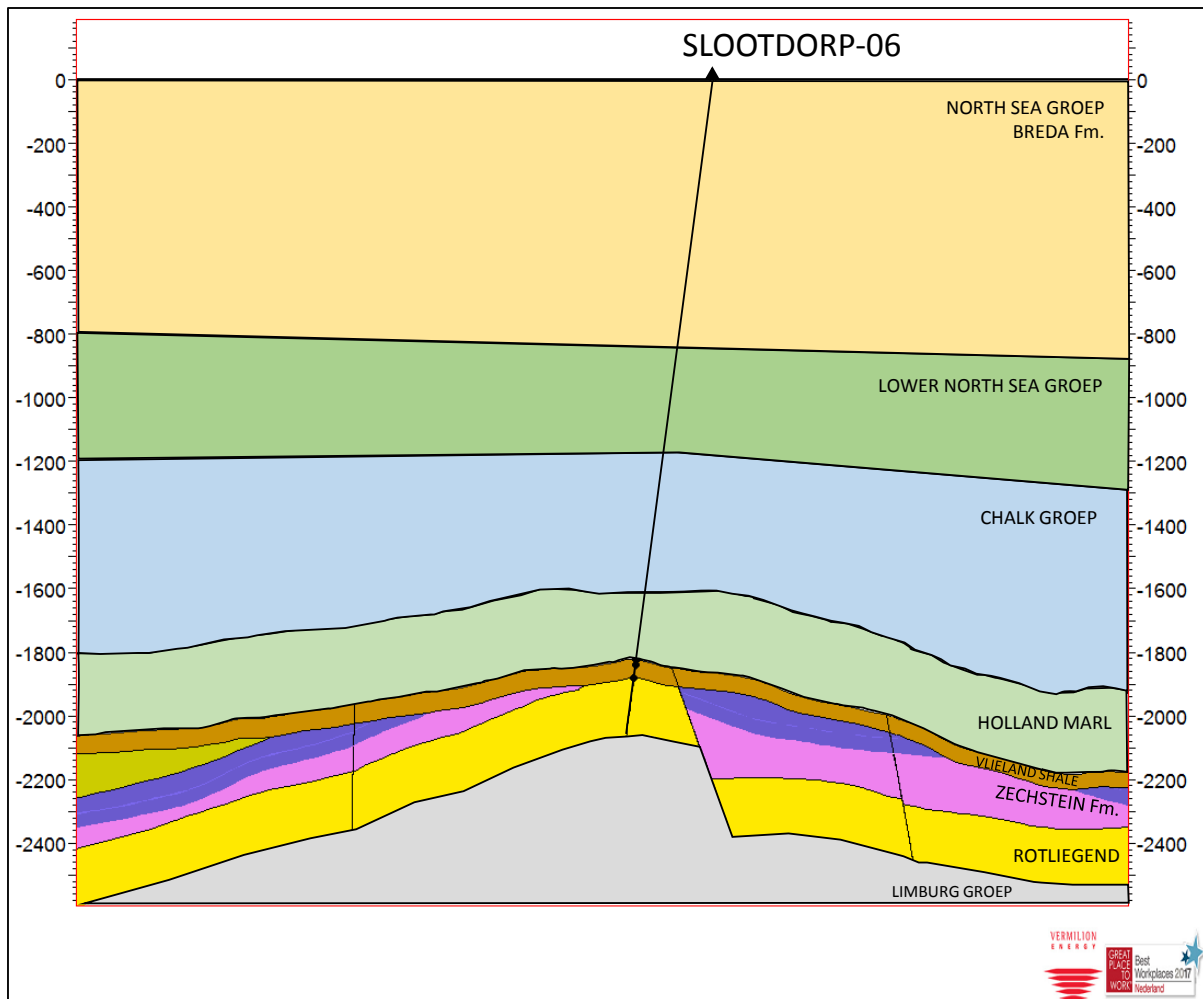
4.2.3 Bron koolwaterstoffen en migratie(patronen)

Tijdens de geologische geschiedenis worden lagen die organische bestanddelen bevatten soms diep begraven. Dat kan leiden tot het genereren van gas of olie. Hier gebeurde het genereren van gas in het Carboon pakket dat onder de Slootdorp structuren ligt. Dat gas is daarna naar boven gestroomd en in de Rotliegend en Zechstein Carbonaat Formaties van het voorkomen Slootdorp terechtgekomen.

De Slochteren zandsteen en de Zechstein carbonaat zijn afgezet op een Carboon platform. De sedimenten zijn snel begraven onder de laat Perm Zechstein transgressie en Trias afzettingen en gedurende het Trias ging het gebied zakken en is blijven zakken tot aan het Krijt en het Tertiair. Door het snelle begraven, warmde het pakket enorm op, tot aan wel 170°C tijdens de Jura. Hierdoor konden vloeistoffen uit het gesteente van het Carboon wegvloeien, diagenetische processen zoals mineralisatie en dolomitatie kwamen op gang waarbij initiële porositeit en permeabiliteit verminderden. Tegelijkertijd konden koolwaterstoffen naar de zanden en carbonaten migreren en dit proces is waarschijnlijk nog steeds aan de gang.

4.2.4 Geologische doorsnede van voorkomen(s)

Figuur 4-1 is een geologische doorsnede, met daarin de verschillende putten getekend. Bijlage 12 heeft een groot aantal kaarten en doorsneden door het Slootdorp voorkomen.



Figuur 4-1: Zuidwest – noordoost doorsnede voorkomen Slootdorp.

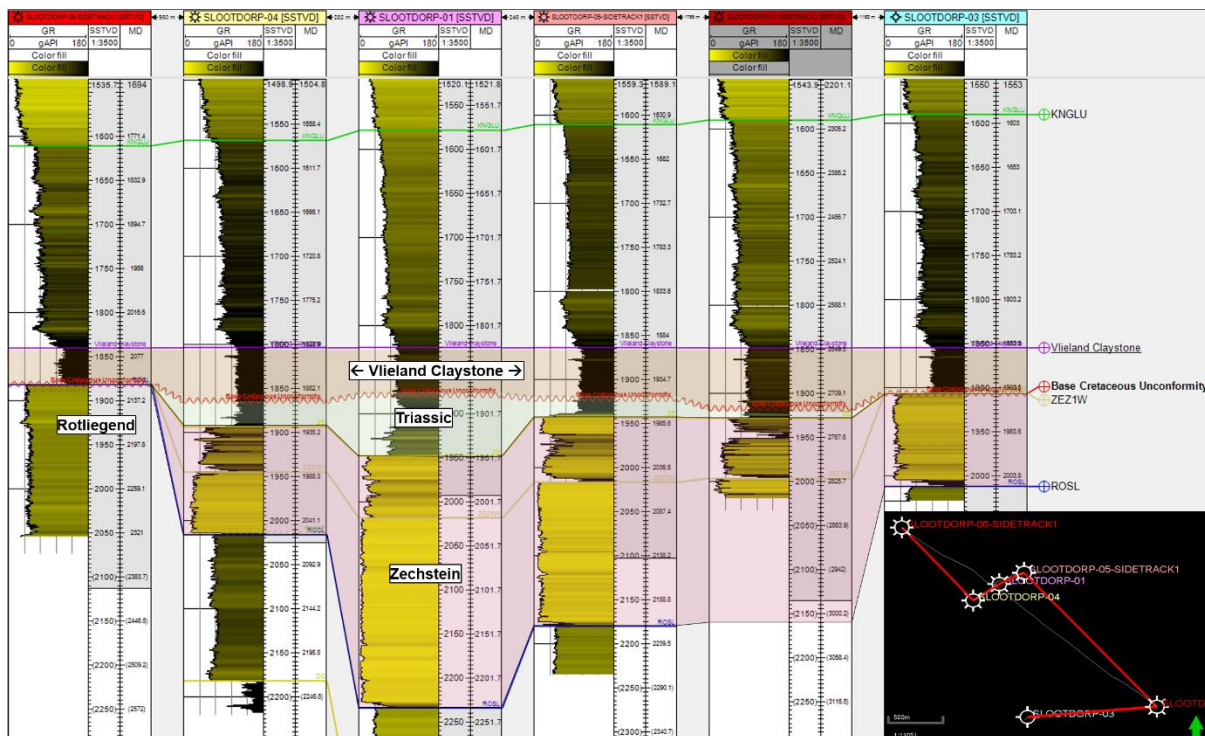
4.3 Gesteente-eigenschappen van de bovenliggende lagen

Boven het gasvoerende gesteente bevindt zich nog ongeveer 2000 meter gesteente.

De uiteindelijk afsluitende laag, die bovenop de reservoirgesteentes ligt, wordt gevormd door de Vlieland Kleisteen (Krijt). De kleistenen hebben een constante dikte van ongeveer 50m in de omgeving Slootdorp. Figuur 4-2 geeft de putcorrelatie weer van de Vlieland Kleisteen in de putten rondom het Slootdorp veld. De kleistenen zijn van nature impermeabel. Hierdoor kan het gas niet naar boven ontsnappen en zit het opgesloten in de poreuze zanden en carbonaten.

De afsluitende laag voor de Slochteren zandsteen wordt gevormd door een combinatie van de Vlieland Kleisteen en Zechstein 1 Anhydriet. De Vlieland Kleisteen is hier ongeveer 50m dik en de Zechstein 1 Anhydriet dikte varieert van 0 tot 128 m. De afsluitende laag voor de Zechstein Carbonaten is de Vlieland Kleisteen, welke discordant op de Zechstein Carbonaten ligt.

Het gasvoorkomen Slootdorp is dus op grote diepte gelegen en er bevindt zich een groot aantal impermeabele (niet-doorlatende) lagen tussen het voorkomen en het maaiveld.



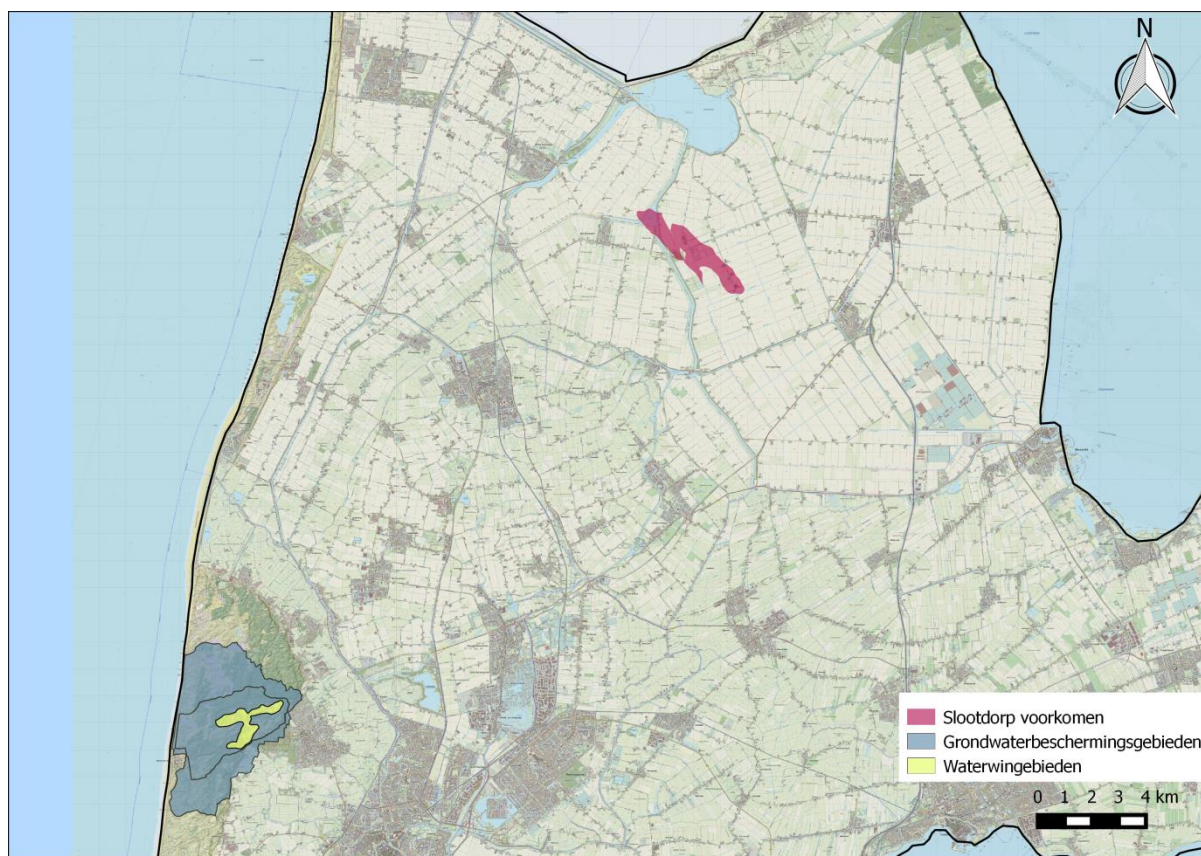
Figuur 4-2: Correlatie panel met de dikte van Vlieland kleisteen.

4.4 Andere gebruiksmogelijkheden van de ondergrond

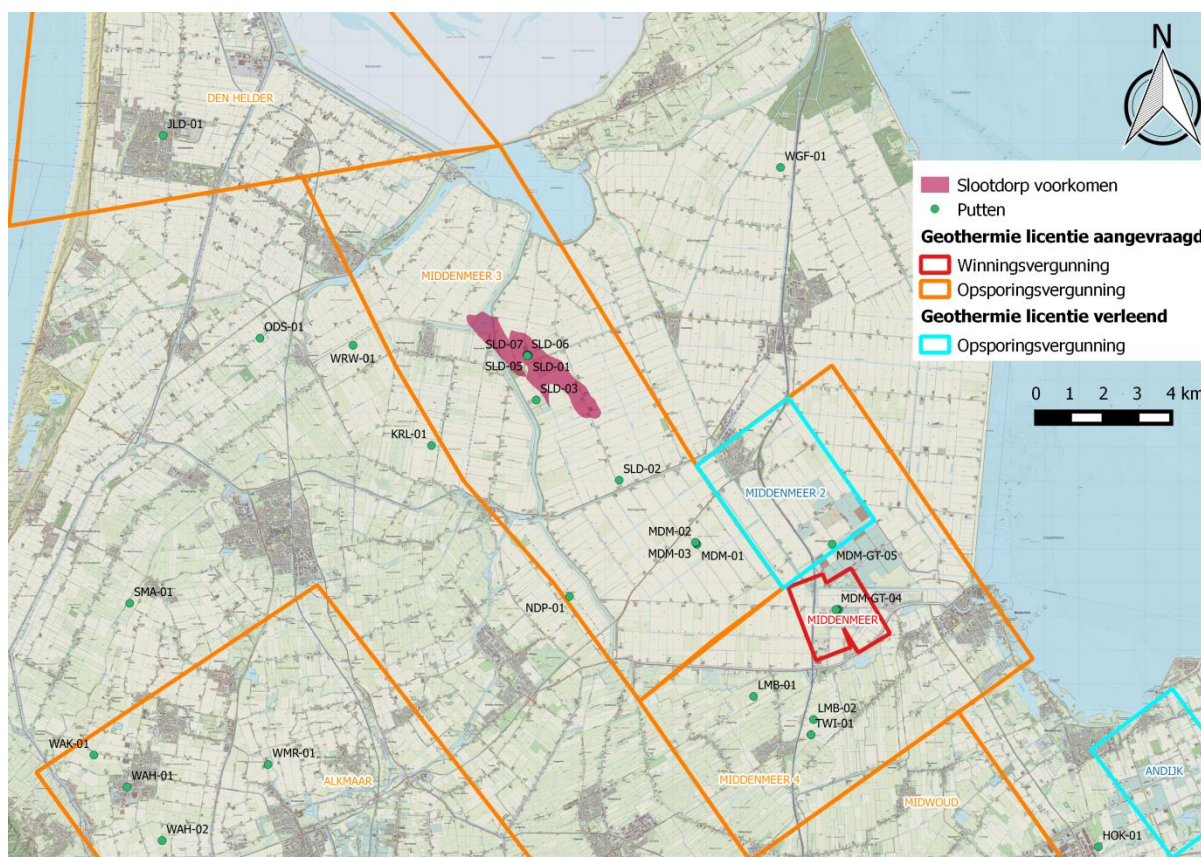
Figuur 4-3 is een kaart met grondwaterbeschermingsgebieden rond het voorkomen Slootdorp. Hieruit blijkt dat het dichtstbijzijnde grondwater beschermingsgebied op meer dan 20 kilometer van het voorkomen Slootdorp ligt. Het gasvoorkomen Slootdorp, de mijnbouwlocatie en de putten liggen dus ver buiten de invloedssfeer van dit grondwaterbeschermingsgebied.

Er is momenteel geen geothermie project in de directe omgeving van het Slootdorp gasveld. Er is een geothermie installatie in de omgeving van Middenmeer op ongeveer 12 km van het Slootdorp gasveld, zie de putten MDM-GT in Figuur 4-4. In de toekomst zouden de Slootdorp putten eventueel omgezet kunnen worden tot geothermie putten, wanneer het gasvoorkomen is uit geproduceerd.

Gasopslag, zoutwinning of andere gebruiksmogelijkheden van de diepe ondergrond zijn niet voorzien rond het gasvoorkomen Slootdorp.



Figuur 4-3: Grondwater beschermingsgebieden rond voorkomen Slootdorp.



Figuur 4-4: Geothermie activiteiten rond het Slootdorp voorkomen.

5 Ontwikkelingsvooruitzichten

5.1 Inleiding

De winningsvergunning Slootdorp ligt in de provincie Noord-Holland. Exploratie in deze concessie startte in 1960. In 1964 werd het voorkomen Slootdorp aangeboord met de put SLD-01. In 1975 werd het voorkomen Middenmeer aangeboord met de put MDM-01. Hierna werd de beslissing genomen om beide velden te ontwikkelen via een centraal gelegen gas behandelingsstation. Het gasbehandelingsstation was gereed in 1977 toen productie uit beide velden startte.

Dit winningsplan behandelt alleen het voorkomen Slootdorp.

5.2 Historische Productie

Gasproductie uit het voorkomen Slootdorp startte in 1977 met put SLD-01. SLD-01 had gas gevonden in het Zechstein Carbonaat reservoir en water in het Slochteren reservoir. SLD-01 begon water te produceren in november 1978. SLD-01 stopte met gasproductie in 1989, omdat de waterproductie te groot werd.

De exploratie putten SLD-02 (geboord in 1965) en SLD-03 (geboord in 1976) waren beiden niet succesvol; zowel Zechstein Carbonaat reservoir als Slochteren reservoir waren watervoerend. Deze twee putten zijn geabandonneerd.

In 1985 werd de put SLD-04 geboord. Deze put vond gas in het Zechstein Carbonaat reservoir en water in het Slochteren reservoir. De put werd gecompleteerd in het Zechstein Carbonaat reservoir. Gas productie startte in 1985. De put begon water te produceren in januari 1988. SLD-04 heeft lange tijd geproduceerd op een constante gas productie snelheid van $\pm 75.000 \text{ nm}^3/\text{dag}$ en $\pm 100 \text{ m}^3$ water per dag. Voor put SLD-04 is een compressor op locatie aanwezig sinds september 2010. Deze compressor werd gebruikt om de productie van put SLD-04 op gang te houden met de toename van waterproductie. SLD-04 is ingesloten in juli 2015 tijdens productie start van SLD-06 en SLD-07, omdat de productiefaciliteiten optimaal werden gebruikt door deze 2 putten. Momenteel wordt bestudeerd wat de verdere mogelijkheden zijn voor SLD-04.

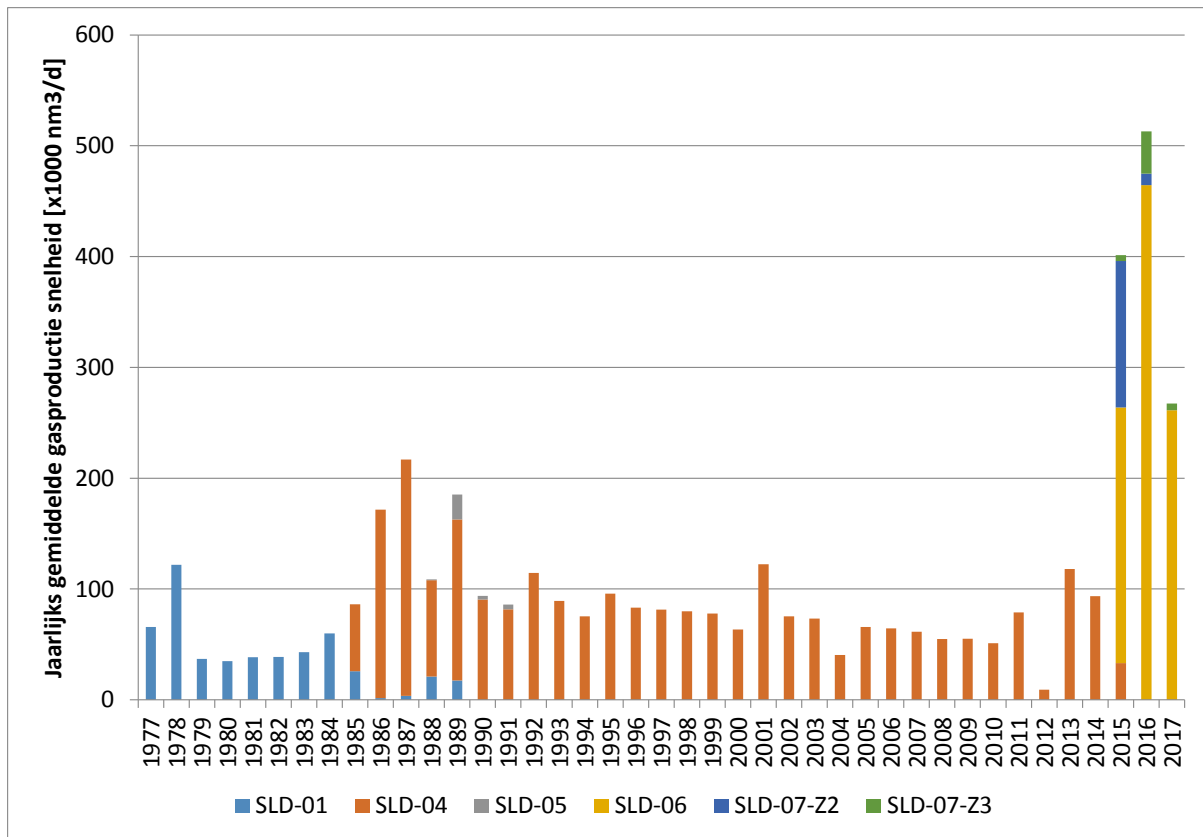
De put SLD-05 werd geboord in 1988. Deze put vond gas in het Zechstein Carbonaat reservoir en water in het Slochteren reservoir. Vrij snel na start van productie begon put SLD-05 water te produceren. Gas productie stopte uiteindelijk in mei 1991. SLD-05 werd geconverteerd tot water injectieput waardoor het geproduceerde water van SLD-01 en SLD-04 kon worden geïnjecteerd in SLD-05. Het water werd geïnjecteerd in het Slochteren reservoir. In 1995 kon SLD-05 niet langer gebruikt worden als water injectieput door corrosie problemen van de productie stijgbuis. SLD-05 is gedeeltelijk geabandonneerd in 2001.

SLD-01 stopte met gasproductie in 1989. SLD-01 werd in oktober 1995 geconverteerd tot water injectie put nadat water injectie in SLD-05 was gestopt. Waterinjectie vond vanaf dit moment plaats in het Zechstein Carbonaat reservoir.

De SLD-06 put werd geboord in 2015. Deze put vond gas in het Slochteren reservoir. Deze put is een gas productieput.

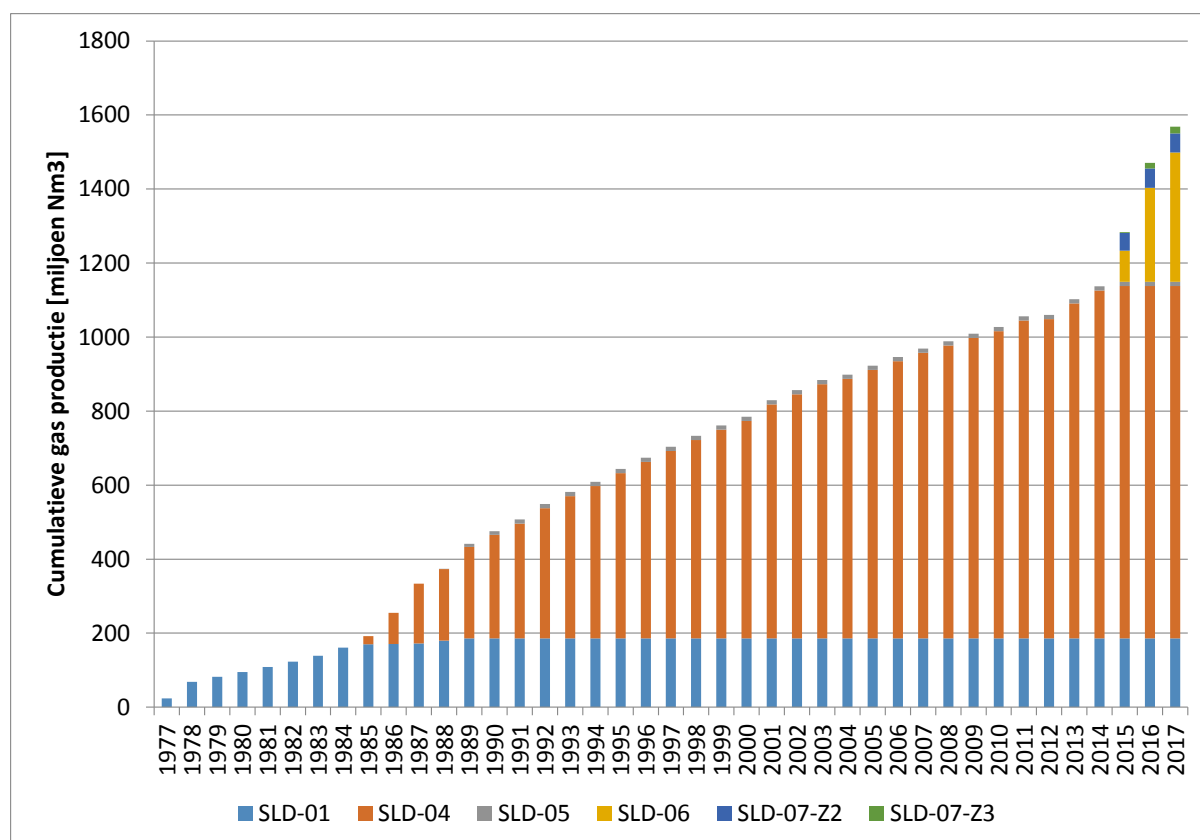
De SLD-07 put werd geboord in 2015, direct na put SLD-06. Deze put vond gas in twee verschillende zones in het Zechstein Carbonaat reservoir. Beide zones begonnen water te produceren binnen 6 maanden na de start van de gasproductie. De waterproductie werd in oktober 2016 te hoog, waardoor er sindsdien geen continue gasproductie meer plaatsvindt in deze put. De put wordt af en toe bijgezet om het laatste gas rond deze put uit het reservoir te halen. De compressor op locatie zal gebruikt worden om de productie op gang te houden met de toename van waterproductie. Momenteel wordt bestudeerd wat de verdere mogelijkheden zijn voor SLD-07 om de productie te optimaliseren.

Figuur 5-1 laat de productie snelheid van het Slootdorp gasveld zien. Productie startte in 1977 met put SLD-01. Figuur 5-2 laat de cumulatieve productie van het Slootdorp gasveld zien.



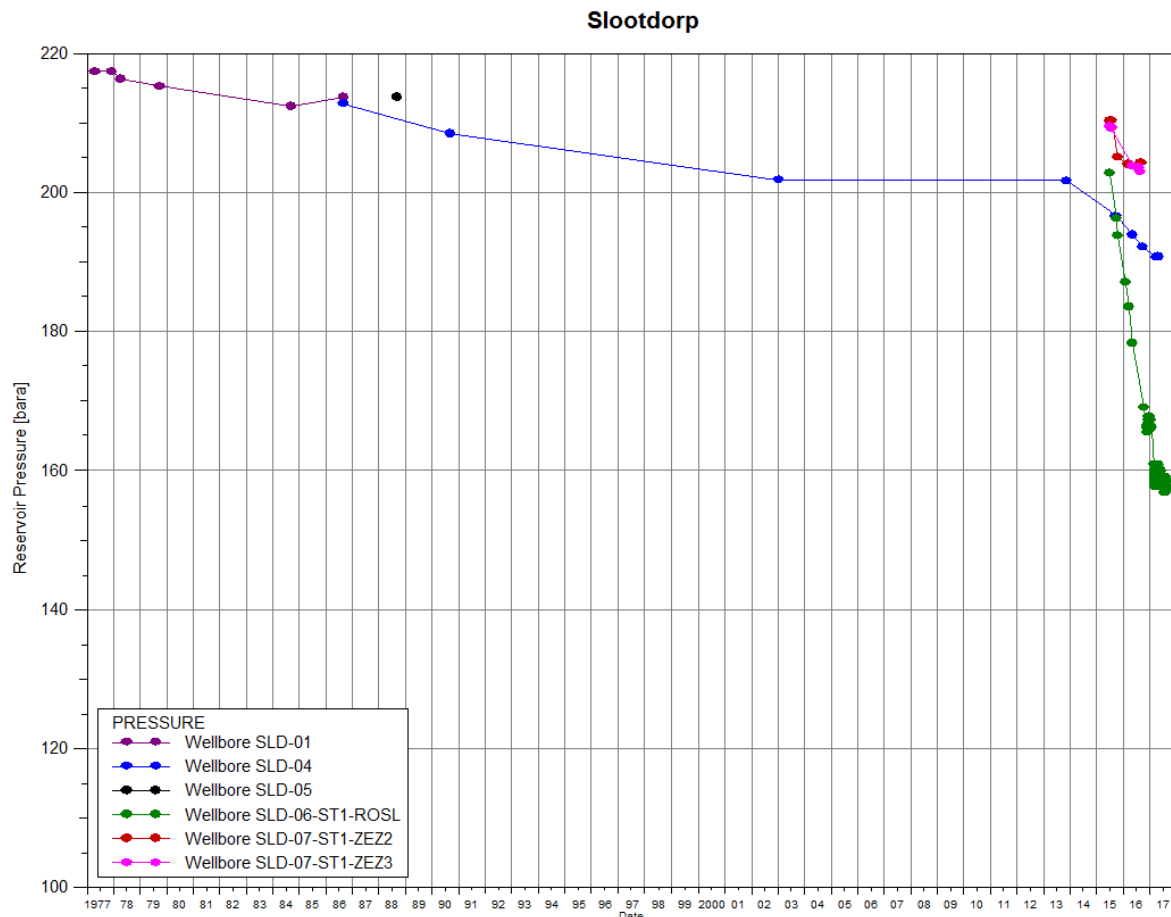
Figuur 5-1: Jaarlijks gemiddelde gasproductie snelheid historie Slootdorp gasveld.

Het gasvoorkomen heeft in het begin 70.000 nm³/d geproduceerd uit put SLD-01. De gasproductie nam af tot 40.000 nm³/d nadat SLD-01 ook water begon te produceren. SLD-04 kwam in productie in 1985 en heeft maximaal 220.000 nm³/d geproduceerd tot water doorbraak in 1988. Daarna heeft de put lange tijd ongeveer 70.000 nm³/d geproduceerd. De hoogste gasproductie snelheid uit het voorkomen Slootdorp is gehaald in 2015 na het boren van de putten SLD-06 en SLD-07. SLD-07 had waterdoorbraak 6 maanden na productie start waardoor continue productie niet meer mogelijk was. Sindsdien wordt put SLD-07 af en toe bijgezet om het laatste gas rond deze put uit het reservoir te halen.



Figuur 5-2: Cumulatieve gas productie historie Slootdorp gasveld.

SLD-04 heeft het meeste gas geproduceerd uit het voorkomen Slootdorp. Tot 31 december 2017 is circa 1570 miljoen nm3 gas geproduceerd.



Figuur 5-3: Reservoirdruk historie voorkomen Slootdorp.

De grafiek laat zien de historie van de reservoirdruk van het Slootdorp voorkomen versus tijd. Uit deze data blijkt dat de afname in reservoirdruk zeer klein was in de periode 1977 tot 2015: de druk zakte van 217 bara tot 200 bara. Deze lage drukafname komt doordat er een grote aquifer (watervoerende laag) zit onder en naast het Slootdorp voorkomen. Deze aquifer houdt de reservoirdruk op peil. Sinds 2015, bij het in productie nemen van SLD-06 en SLD-07, is de afname in reservoirdruk sneller. De reservoirdruk zakte van 202 bara in 2015 tot 160 bara in 2017. Deze snellere drukafname hangt samen met de hoge productiesnelheid van SLD-06. De productie is gereduceerd in mei 2017 waarna de reservoirdruk afname stabiliseerde.

5.3 Onzekerheden

Het gasvoorkomen Slootdorp begon met gas productie in 1977. Inmiddels zijn 7 putten geboord waarvan 5 putten gas hebben gevonden. Er zijn dus redelijk veel data bekend van het voorkomen, maar er zijn ook nog steeds onzekerheden:

1. Het moment van waterdoorbraak in een gas put.
2. De snelheid waarmee het water doorbreekt in een put en gasproductie stopt.
3. De sterkte van de aquifer en daarmee samenhangend de drukdaling van het reservoir en de uiteindelijke hoeveelheid gas die geproduceerd kan worden.

De onzekerheden zullen afnemen door monitoring van het gedrag van het gasvoorkomen naarmate er meer geproduceerd wordt en nieuwe putgegevens beschikbaar komen.

5.4 Winningsstrategie & reservoir management

De winning vindt plaats door middel van natuurlijke stroming door de aanwezige reservoirdruk. Het voorkomen Slootdorp heeft een actieve aquifer waardoor de reservoirdruk niet al te veel afneemt. Het

geproduceerde gas gaat via een pijpleiding naar het gasbehandelingsstation Middenmeer. De reservoirprestaties worden gemonitord door:

- Regelmatige drukmetingen.
- Water, aardgascondensaat en gasproductie metingen.
- Saturatie logs om het gas water contact in het reservoir te monitoren tegen de tijd.

Een grote hoeveelheid gas is al onttrokken uit het voorkomen Slootdorp. Mogelijk zullen in de toekomst putbehandelingen plaatsvinden om de productiesnelheid op peil te houden, zoals zuurbehandeling (niet onder druk), her-perforaties, toevoegen nieuwe perforaties, afsluiten van een water producerende laag, installeren van een kleinere diameter productiestijgbuis, toepassen van nog verdere compressie (zie ook paragraaf 3.5).

Met SLD-04, SLD-06 en SLD-07 kan waarschijnlijk het gehele voorkomen geproduceerd worden. Verdere ontwikkeling in de vorm van het boren van een aftakking van een bestaande put of put interventie zou nodig kunnen zijn afhankelijk van de prestaties van het reservoir.

De winningsfactor van het Slootdorp voorkomen voor zowel Slochteren als Zechstein is geschat op 60% tot 80%, gebaseerd op de huidige dataset.

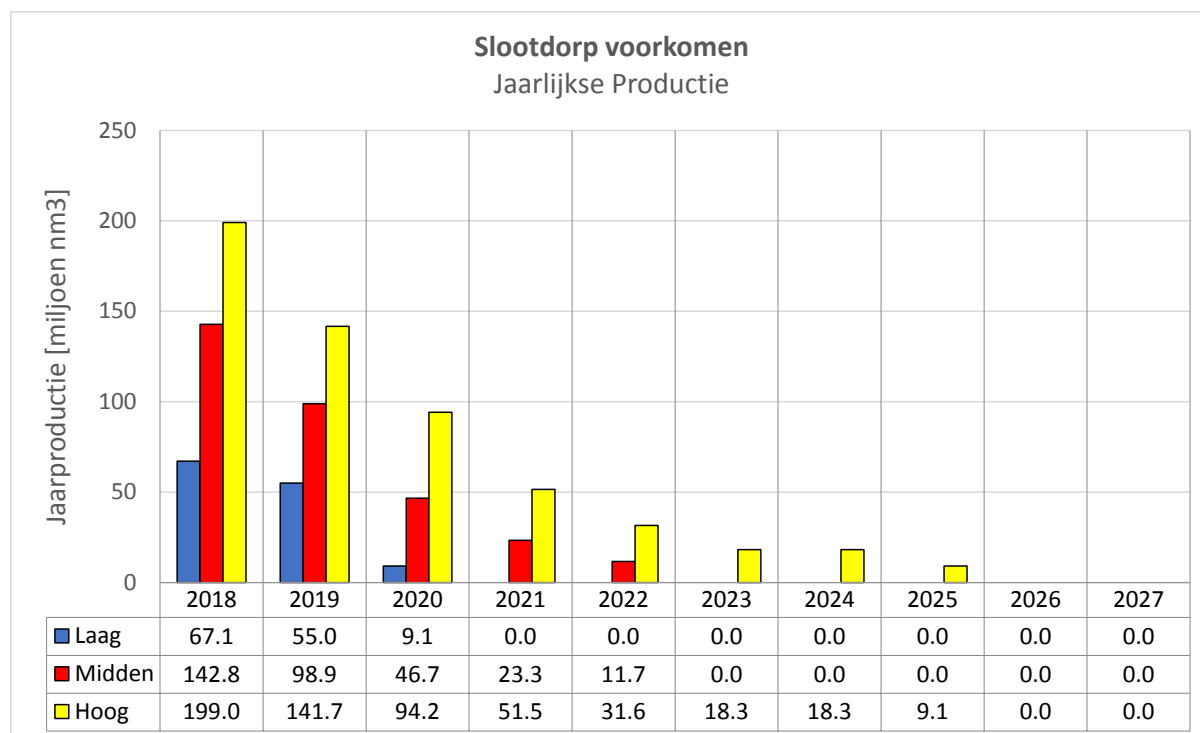
Indien het reservoir uitgeput raakt zou eventueel compressie op de putten toegepast kunnen worden.

5.5 Winingssnelheid (hoeveelheden per voorkomen/per jaar)

De te verwachten productieprofielen van het Slootdorp voorkomen zijn in deze paragraaf weergegeven. Sinds de start van de productie in 1977 is er per 31 december 2017 een totaal van 1570 miljoen nm³ aardgas geproduceerd uit het Slootdorp voorkomen.

Er zijn drie productieprofielen gegeven (Laag, Midden, Hoog) om de onzekerheid in tijd & volume aan te geven. De werkelijk gerealiseerde productie zal niet precies overeenkomen met (één van) de hieronder geschetste profielen. Deze profielen zijn indicatief.

De productie op de mijnbouwlocatie Slootdorp zal binnen de grenzen blijven die door de relevante vergunningen gesteld zijn. De productie filosofie zal mede bepaald worden aan de hand van hetgeen vergund is in de omgevingsvergunning en de daadwerkelijke winning zal deze grenzen niet overschrijden. Elke put is voorzien van een choke waarmee de productie verhoogd en verlaagd kan worden.



Figuur 5-4: Slootdorp voorkomen productie voorspellingen.

5.6 Duur van de winning

De verwachte productie vanuit het Slootdorp voorkomen gaat tot en met 2025. Het gedrag van de putten is echter moeilijk te voorspellen als gevolg van de aquifer en het feit dat alle putten en reservoirs in het Slootdorp veld met elkaar in verbinding staan via het reservoir. De einddatum van productie is daardoor onzeker.

De productie zal worden gestopt als de totale productiekosten de productie opbrengsten zullen overstijgen. Einde van de productie zou eerder of later kunnen plaatsvinden als gevolg van onverwachte technische of andere oorzaken.

5.7 Jaarlijks eigengebruik bij winning

Er is geen eigen gebruik van koolwaterstoffen op locatie.

5.8 Jaarlijks bij winning afgeblazen/afgefakkelde koolwaterstoffen

De hoeveelheid afgefakkeld en afgeblazen aardgas is marginaal en beperkt zich tot hoeveelheden die verloren gaan bij het druk-vrij maken van het systeem in verband met geplande onderhouds- en inspectiewerkzaamheden.

5.9 Stoffen die jaarlijks worden mee geproduceerd

Tabel 5-1 is een gedetailleerde analyse van het Slootdorp gas.

GASSAMENSTELLING EN FYSISCHE KENGROOTHEDEN

Datum 30.11.2015



Samplenummer	EXT-1511-061	Cilindernummer	3216	
Plaats	VERMILION OIL & GAS THE NETH	Monsterdatum van	24.11.2015	tot
Monstercode	A-695-NM-0511-AX	Analist	Ziesel	
Klantnaam	Vermilion Oil & Gas the Netherlar	Analysedatum	26.11.2015	
Soort Monster	Extern	Apparaat	GC2	

Analyse volgens ISO 6974

Component	mol %
HELIUM	0.068
WATERSTOF	0.000
ZUURSTOF	0.000
STIKSTOF	3.611
KOOLSTOFDIOXIDE	0.803
METHAAN	90.422
ETHAAN	3.873
N-PROPAAN	0.717
2-METHYLPROPAAN	0.108
N-BUTAAN	0.141
2,2-DIMETHYLPROPAAN	0.004
2-METHYLBUTAAN	0.039
N-PENTAAN	0.042
CYCLOPENTAAN	0.000
2,2-DIMETHYLBUTAAN	0.005
2,3-DIMETHYLBUTAAN + 2-METHYLPENT	0.015
3-METHYLPENTAAN	0.007
N-HEXAAN	0.019
CYCLOHEXAAN	0.023
BENZEEN	0.031
HEPTAAN	0.025
METHYLCYCLOHEXAAN	0.019
TOLUEEN	0.010
OCTAAN	0.018

Totaal van de componenten 100.000

Berekeningen volgens ISO 6976 - 1995 (Tabel 3)

CALORISCHE BOVENWAARDE	40.22	MJ/m ³
CALORISCHE ONDERWAARDE	36.32	MJ/m ³
HI/HS	0.9030	
WOBBE INDEX	51.37	MJ/m ³
RELATIEVE DICHTHEID	0.6130	
DICHTHEID	0.7926	kg/m ³

Opmerking

Field: SLD6

Monster bevat condensaat.

Tabel 5-1: Gedetailleerde analyse van het Slootdorp gas.

Met het aardgas worden water en aardgascondensaat mee geproduceerd. In de tabel hieronder is een schatting gemaakt van de mee geproduceerde hoeveelheden.

Mee geproduceerde stoffen		
	Zechstein	Slochteren
Waterproductie	5-2000 m ³ /Mnm ³	5-2000 m ³ /Mnm ³
Aardgascondensaat	10 m ³ /Mnm ³	10 m ³ /Mnm ³

De hoge kant van de range in de waterproductie correspondeert met een lage gasproductie tegen het einde van het leven van de put. De aquifer drive zorgt voor deze brede range aan te verwachten waterproductie, wat typisch is voor dit type reservoirs.

5.10 Jaarlijks bij winning in de ondergrond terug te brengen delfstoffen en andere stoffen

Het productiewater geproduceerd uit het Slootdorp voorkomen wordt in de put SLD-01 geïnjecteerd. Deze hoeveelheid water is afhankelijk van de gasproductie en hoe dicht de put bij het einde van haar productieve periode zit. Dit waterinjectie systeem is een gesloten systeem. Ter bescherming van de verbruizing van de put SLD-01 wordt anti-corrosiemiddel toegevoegd.

De totale hoeveelheid waterinjectie hangt af van wanneer er water doorbraak plaatsvindt in de productie putten en hoe lang deze dan nog blijven produceren. Als voorbeeld, put SLD-04 begon met waterproductie in januari 1988 en heeft gas geproduceerd tot en met 2015 toen deze put werd ingesloten om SLD-06 en SLD-07 te kunnen produceren; dit is dus een put waar gasproductie bleef doorgaan samen met waterproductie. Put SLD-07 had water doorbraak in oktober 2015 en kon 12 maanden later niet herstart worden door waterproductie; er kwam geen continue gasproductie meer uit het reservoir rond de put. Vanwege deze verschillen in waterproductie is er onzekerheid in de hoeveelheid water die geproduceerd gaat worden en in SLD-01 zal worden geïnjecteerd.

De maximale waterinjectie hoeveelheid zal de limiet zoals beschreven in de vigerende water injectie vergunning niet overschrijden.

6 Bodemdaling

De bodemdalingsresultaten zijn de dalingen bij de uiteindelijke gasvoorkomen einddruk, dat wil zeggen, aan het eind van de levensduur van het gasvoorkomen. De modellen laten zien dat de maximale bodemdaling in het diepste punt van de bodemdalingskom boven het voorkomen Slootdorp 2,2 cm zal zijn.

Uit de laatste bodemdalingsmetingen in 2017 bleek dat de maximale daling op dat moment boven het voorkomen Slootdorp 0,5 cm was [zie Ref 9].

De bodemdaling van het gasvoorkomen Slootdorp wordt niet beïnvloed door de bodemdalingskom van het zuidoostelijk gelegen voorkomen Middenmeer.

6.1 Inleiding: hoe komt bodemdaling tot stand

6.1.1 Gaswinning

Aardgas zit op ongeveer 2 kilometer diepte onder druk in een poreuze gesteentelaag, zoals zandsteen- of kalksteenlagen. Het gasvoorkomen wordt afgesloten door een niet-doorlatend gesteente, bijvoorbeeld een kleisteen of steenzout.

De lagen zijn in het algemeen over grote afstanden aanwezig. Door tektonische bewegingen in de geologische geschiedenis zijn er golvingen ontstaan in de lagen. Het gas zal, omdat het lichter dan water is, zich verzamelen in de hoogste punten; boringen zullen dan ook op zulke punten gericht zijn.

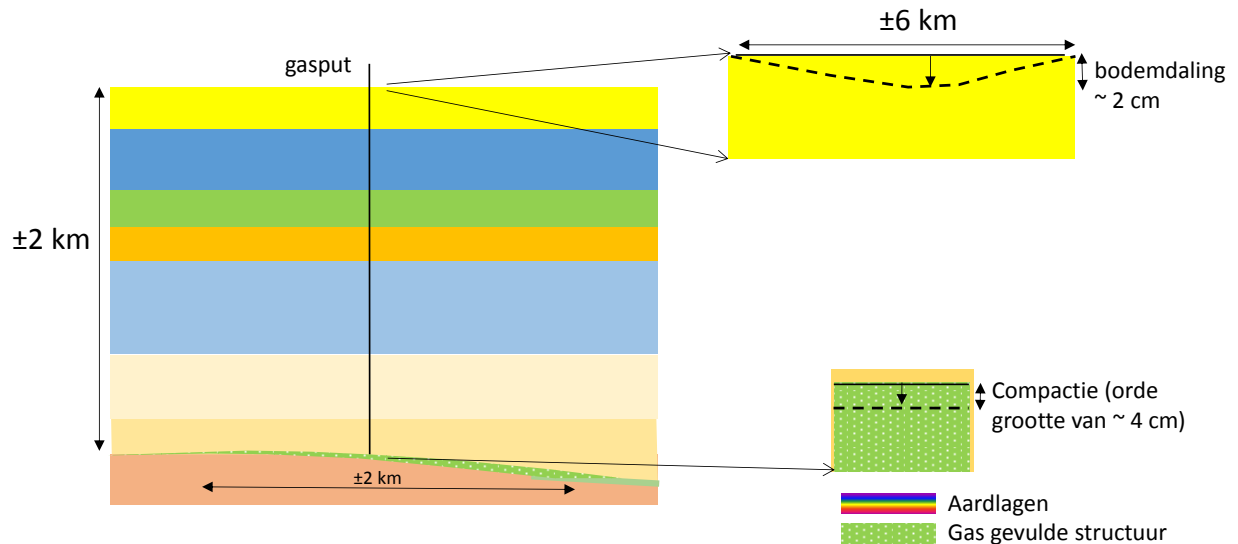
Bij gaswinning laat men het gas ontsnappen door een put die in het hoogste punt van het gasvoorkomen geplaatst wordt. Als gevolg van het ontsnappen van het gas zal de druk in het voorkomen dalen. De winning stopt als de druk zo laag is dat er onvoldoende gas door de put naar boven stroomt, of als de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

6.1.2 De oorzaken van bodemdaling

Het gevolg van de drukdaling in het gasvoorkomen is dat het gasvoorkomen compacteert, d.w.z. dat de poriën een klein beetje in elkaar worden gedrukt als gevolg van het gewicht van de bovenliggende aardlagen doordat de tegendruk van het gas vermindert.

De 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 gasvoorkomen bedraagt bij maximale drukdaling in het gasvoorkomen.

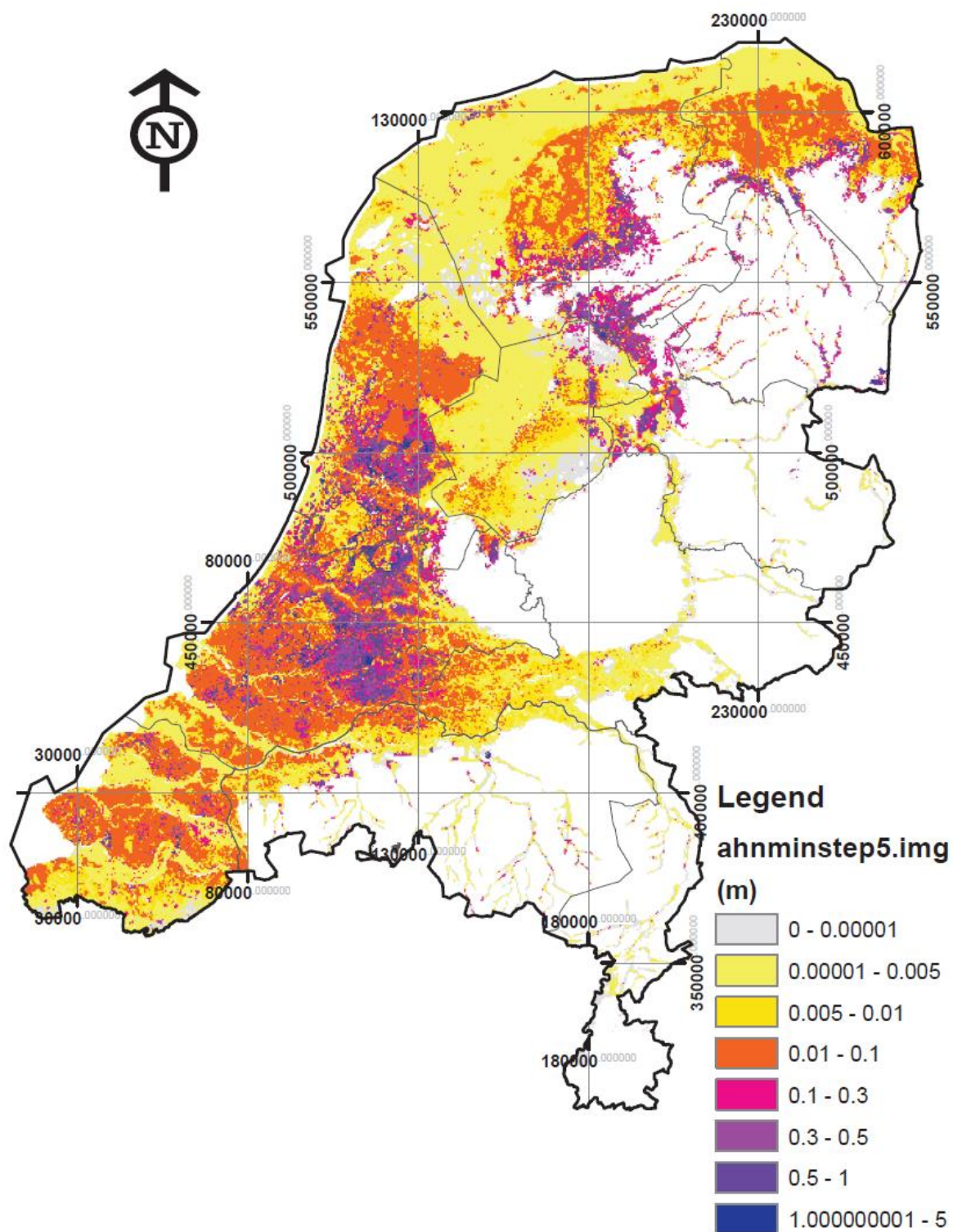
Als het gasvoorkomen compacteert op ± 2 km diepte, zullen ook de lagen erboven een beetje zakken. Bij dat dalingsproces verdeelt het volume van de compactie zich enigszins, zodat aan de oppervlakte een bodemdalingskom ontstaat. De dalingskom heeft de vorm van een heel platte schotel. Aan de randen gaat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



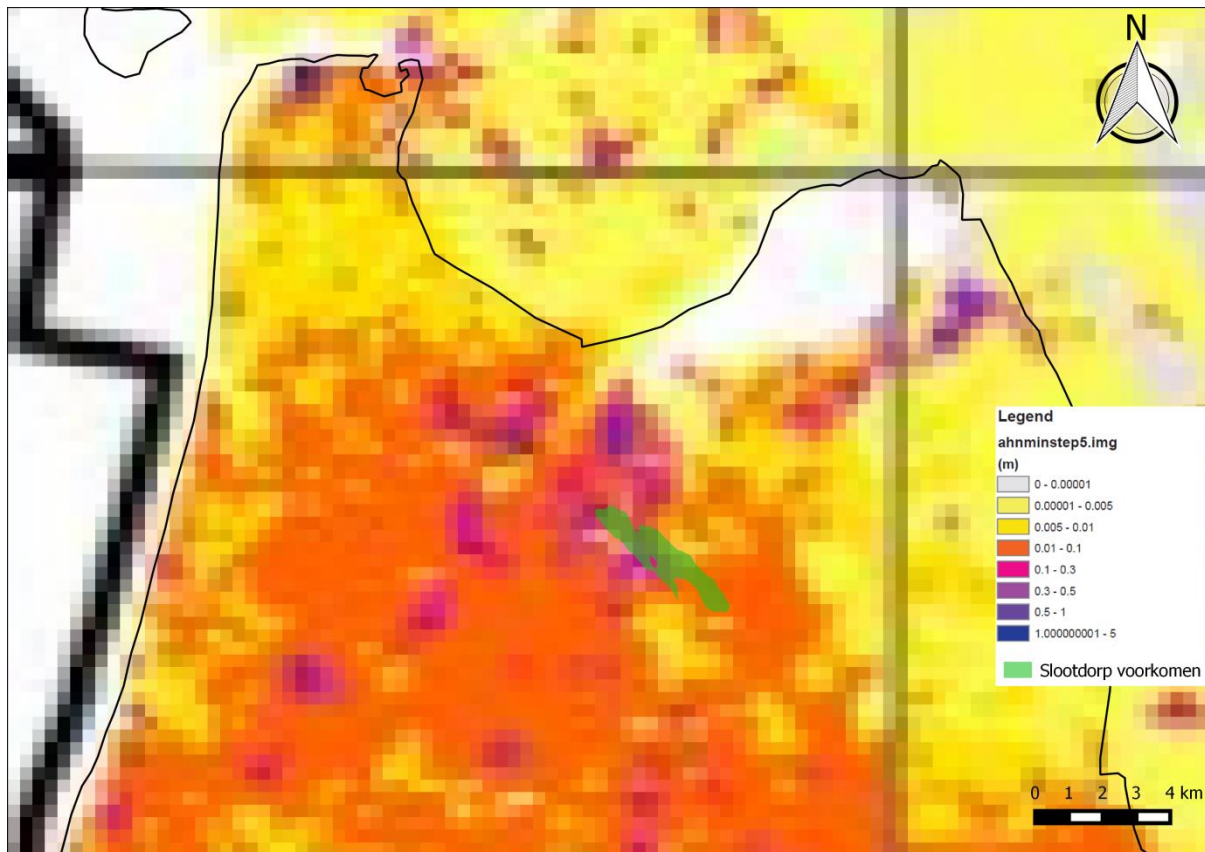
Figuur 6-1: Schetsmatige, generieke, doorsnede van een gasreservoir.

6.1.3 Autonome bodemdaling

Naast bodemdaling door gas- en zoutwinning, vindt ook zogenaamde *autonome* bodemdaling plaats. Dat gebeurt door verschillende mechanismes, waar veen- en klei-inklinking er één van is. Autonome bodemdaling is bijvoorbeeld door Deltares in kaart gebracht, zie Figuur 6-2. Die bodemdaling is gerelateerd aan de samenstelling van de ondiepere ondergrond (bijvoorbeeld aan de aanwezigheid van veen en klei). Figuur 6-3 is een uitvergroting van deze kaart rond het Slootdorp voorkomen. Boven het voorkomen Slootdorp komen waarden van 0,1 tot 0,3 meter over een periode van 50 jaar voor, zie Figuur 6-3.



Figuur 6-2: Autonome bodemdaling 50 jaar na 2011 (Deltares, Ref 1), de schaal is in meter.



Figuur 6-3: Autonome bodemdaling 50 jaar na 2011 (Deltares, Ref 1) uitgevroot rond het Slootdorp voorkomen, de schaal is in m.

6.1.4 Meten en voorspellen van bodemdaling

In het kader van de bodemdaling ten gevolge van gaswinning moet een meetplan opgesteld worden. Hierbij wordt de bodemdaling in een ruim gebied gemeten. Dat gebeurt door waterpassing, vaak aangevuld met GPS metingen op specifieke locaties. Voor het opstellen van een meetplan zijn regels vastgesteld in de industrieleidraad [Ref. 2]. De TCBB beheert deze industrieleidraad. De leidraad wordt door de toezichthouder, SodM, gebruikt als toetsingskader. De frequentie van de metingen wordt gekozen in overeenstemming met de industrieleidraad. Het meetplan wordt ter controle aan het SodM toegestuurd. De meetresultaten, de meetregisters, worden op compleetheid en juiste uitvoering gecontroleerd door Rijkswaterstaat en daarna gedeeld met SodM.

De nauwkeurigheid van deze metingen hangt af van de specifieke vorm van het meetnet, en van de mogelijkheid goed gefundeerde peilmerken te plaatsen. In het algemeen zullen de metingen een onnauwkeurigheid van 2-5 mm hebben. Bij de analyse van de metingen moet dan nog bekeken worden in welke mate ze door autonome bodemdaling beïnvloed worden.

Als de bodemdalingsgebieden van verschillende voorkomens overlappen, dan zullen ook de meetplannen overlappen. In sommige gevallen kan er dan voor gekozen worden de meetplannen samen te voegen.

Voorafgaand aan de winning wordt een model gemaakt om de bodemdaling te voorspellen. De complexiteit van het model zal afhangen van de complexiteit van de ondergrondssituatie. De parameters in het model zijn gebaseerd op ervaringen in eerdere, soortgelijke, voorkomens. De verwachte maximale bodemdaling wordt vastgelegd in het winningsplan.

Omdat het diepte-verloop van de lagen alleen indirect gemeten kan worden, en de eigenschappen van de gesteentelagen maar op enkele punten bekend zijn (uit eerdere boringen), zijn er onzekerheden in de voorspellingen van de grootte van een gasvoorkomen.

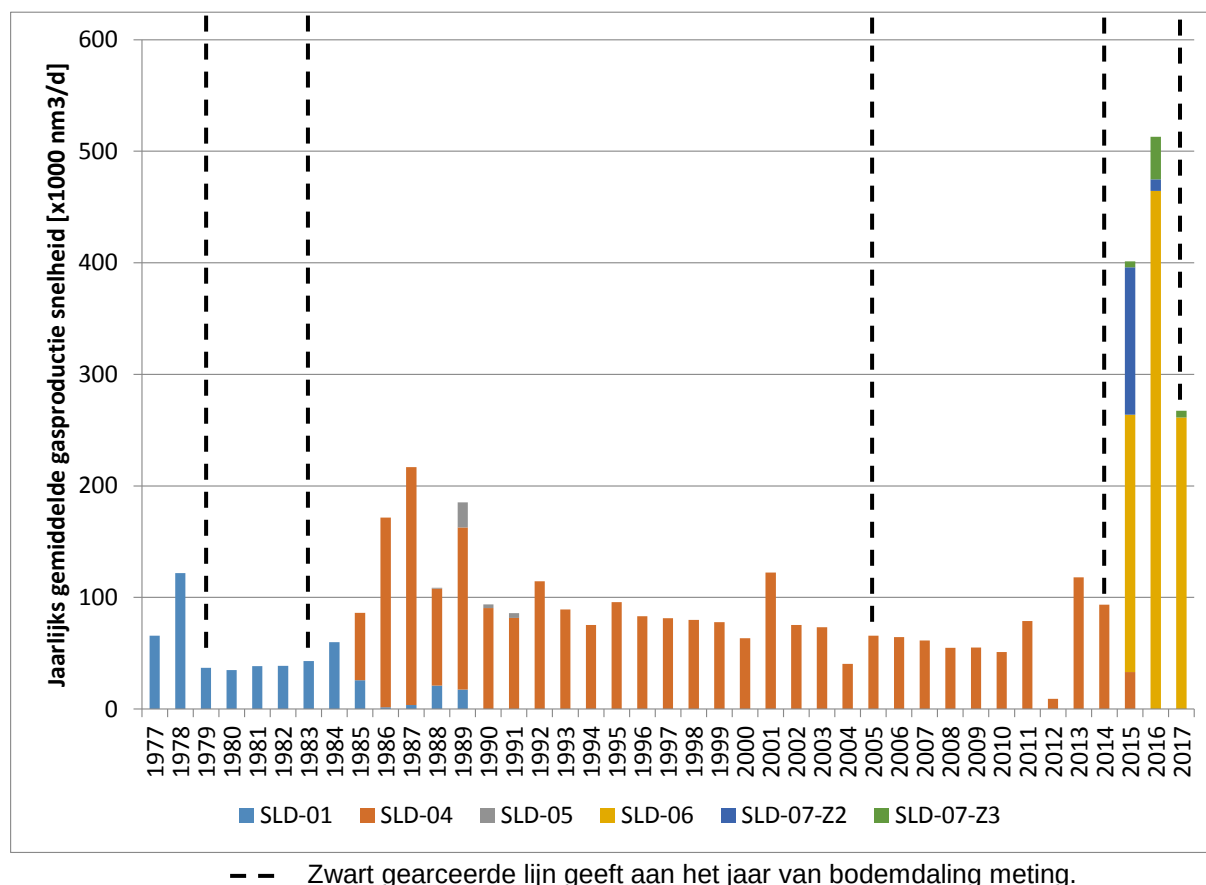
Daarnaast zal er enige onzekerheid zijn over specifieke parameters (zoals samendrukbaarheid) van het gesteente. Het gevolg is dat de dalingsvoorspelling door onzekerheidsmarges omgeven is. Deze onzekerheidsmarges worden in het winningsplan besproken.

Mocht de gemeten bodemdaling onverhoopt niet verlopen overeenkomstig de in het winningsplan aangegeven voorspellingen, dan zal Vermilion de bodemdalingsmodellen en de parameters van het model evalueren om te achterhalen waarom de gemeten waarden niet overeenkomen met de voorspellingen. Vermilion zal SodM als toezichthouder hierover informeren. Wanneer wordt geconcludeerd dat de maximale verwachte bodemdaling zoals in het winningsplan aangegeven zal worden overschreden, dan zal Vermilion een aangepast winningsplan indienen. Dit aangepaste winningsplan behoeft de instemming van de Minister.

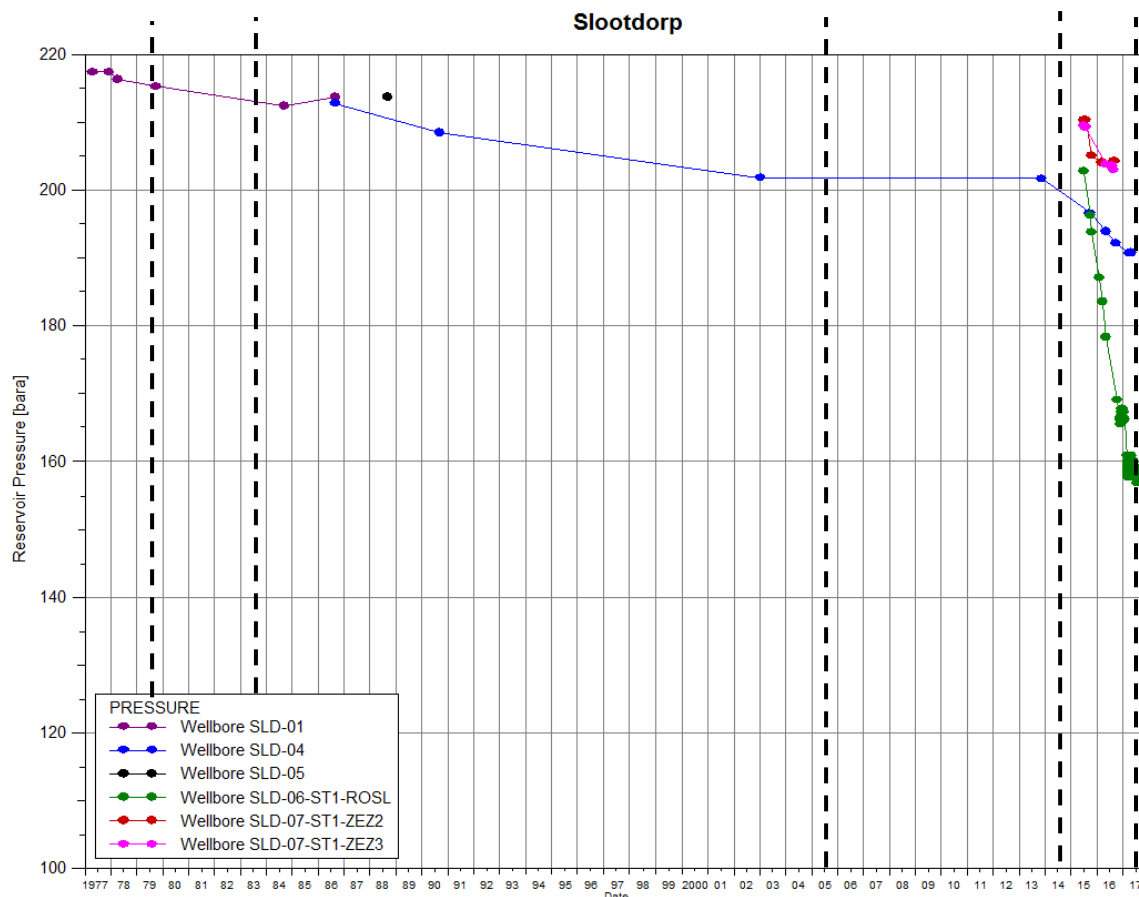
6.2 Bodemdalingsmodel en historische bodemdaling

6.2.1 Gemeten bodemdaling

Productie uit het Slootdorp voorkomen startte in 1977. Het eerste meetnet is opgezet en gemeten in 1979. De tweede meting vond plaats in 1983. In 2005 is het meetnet in overleg met SodM uitgebreid. In 2014 is het meetnet wederom uitgebreid en verdicht. In 2017 is wederom een meting uitgevoerd naar aanleiding van de productie van de putten SLD-06 en SLD-07 en de drukdaling ten gevolge van productie zoals gemeten in put SLD-06, zie ook Figuur 6-4 en Figuur 6-5.



Figuur 6-4: Slootdorp voorkomen gasproductie snelheid historie met aangegeven de jaren van bodemdaling metingen.



-- Zwart gearceerde lijn geeft aan het jaar van bodemdaling meting.

Figuur 6-5: Slootdorp voorkomen reservoir druk historie met aangegeven de jaren van bodemdaling metingen.

Een analyse van al deze bodemdaling metingen heeft plaatsgevonden [Ref. 10]. De analyse van de bodemdaling metingen 1979, 1983, 2005, 2014 en 2017 laten minimale bodemdaling boven het Slootdorp voorkomen zien: maximum van 0,5 cm in 2017. Dit is te verwachten aangezien de drukdaling in het reservoir minimaal is geweest tijdens deze periode door de sterke aquifer van het Slootdorp voorkomen, van 217 bar tot 160 bar, zie Figuur 6-5.

Verder laat de analyse [Ref. 10] zien dat geen bodemdaling zichtbaar is ten gevolge van gas productie uit het voorkomen Middenmeer. Het Middenmeer gasvoorkomen is uit productie sinds januari 2015 door waterdoorbraak in de putten. Er zijn geen plannen voor een herstart. Een drukmeting in december 2015 in put MDM-02 laat zien dat de reservoir druk nog 198 bar was; een minimale drukdaling ten opzichte van de oorspronkelijke reservoir druk. Op basis van deze gegevens wordt er momenteel geen bodemdaling voorspeld ten gevolge van historische productie uit het Middenmeer voorkomen. Het Middenmeer gasvoorkomen zal daarom niet worden meegenomen in bodemdaling voorspellingen voor het gasvoorkomen Slootdorp.

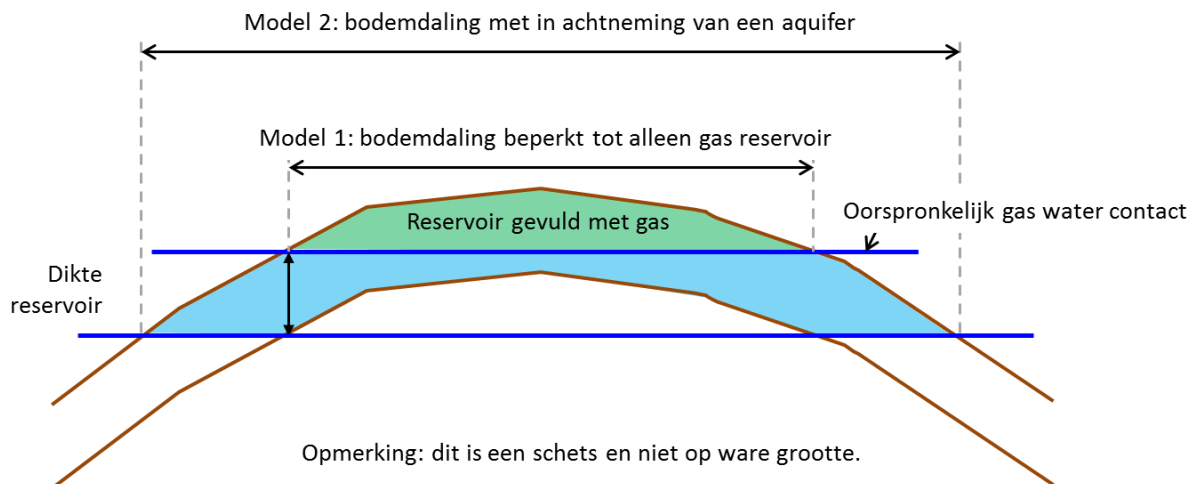
6.2.2 Nog te verwachten bodemdaling

De te verwachten bodemdaling is berekend aan de hand van de publicatie van G.H.C. van Opstal [Ref. 7]. Deze methode is verwerkt in het computer programma MATLAB, volgens een methode die door TNO opgezet is, en door SodM goedgekeurd. Het model dat wordt gebruikt voor de berekeningen is het Slootdorp voorkomen en de reservoir druk variatie in het gasvoorkomen wordt verwacht ten gevolge van de gasproductie.

Het Slootdorp gasvoorkomen heeft een druk gradiënt van de aquifer naar de putten toe zoals berekend in het simulatie model, zie Figuur 6-7. Vermilion heeft de MATLAB code voor het berekenen

van de bodemdaling uitgebreid om deze druk gradiënt te kunnen meenemen in de bodemdaling berekeningen voor het Rotliegend reservoir.

De simulatie historie match voor de Zechstein 2C en Zechstein 3C reservoirs is niet goed. Daarom is de bodemdaling voorspelling voor de Zechstein 2C en Zechstein 3C reservoirs gebaseerd op de veldcontouren voor deze reservoirs, zoals normaal standaard wordt gedaan voor andere gasvoorkomens. De veldcontouren die gebruikt zijn voor de bodemdaling berekeningen zijn gebaseerd op het gas water contact op 2004 m beneden NAP die verder zijn uitgebreid om het effect van een aquifer mee te nemen. Vermilion heeft hiervoor de methode gehanteerd zoals schematisch uitgelegd in Figuur 6-6: de omtrek van het veld is vergroot met de dikte van het reservoir.

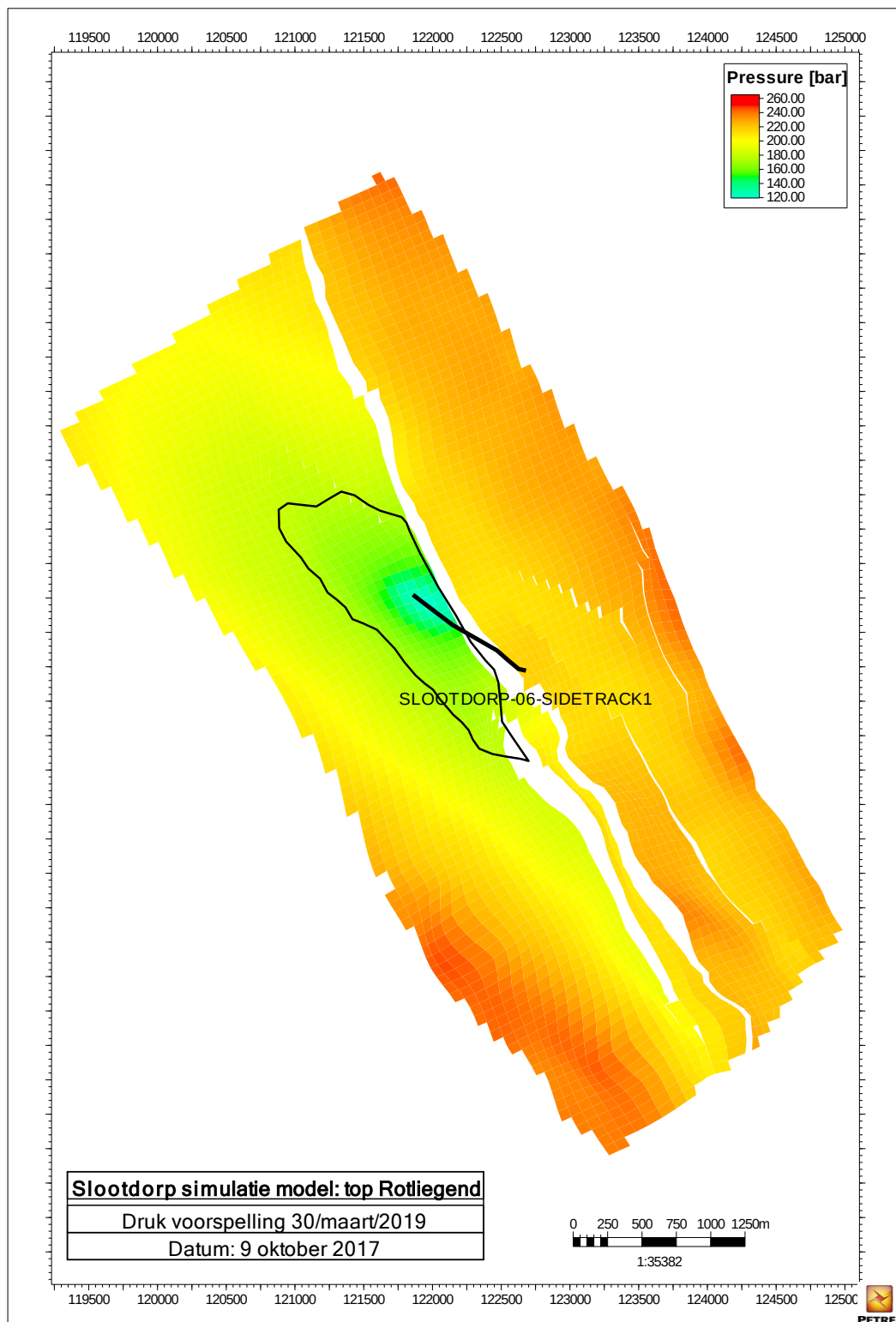


Figuur 6-6: Methode voor het meenemen van een aquifer in de veld contour in de bodemdaling berekening.

Voor het Zechstein 2C reservoir is dit op $2004 + 40 = 2044$ m beneden NAP, zie Figuur 6-8.

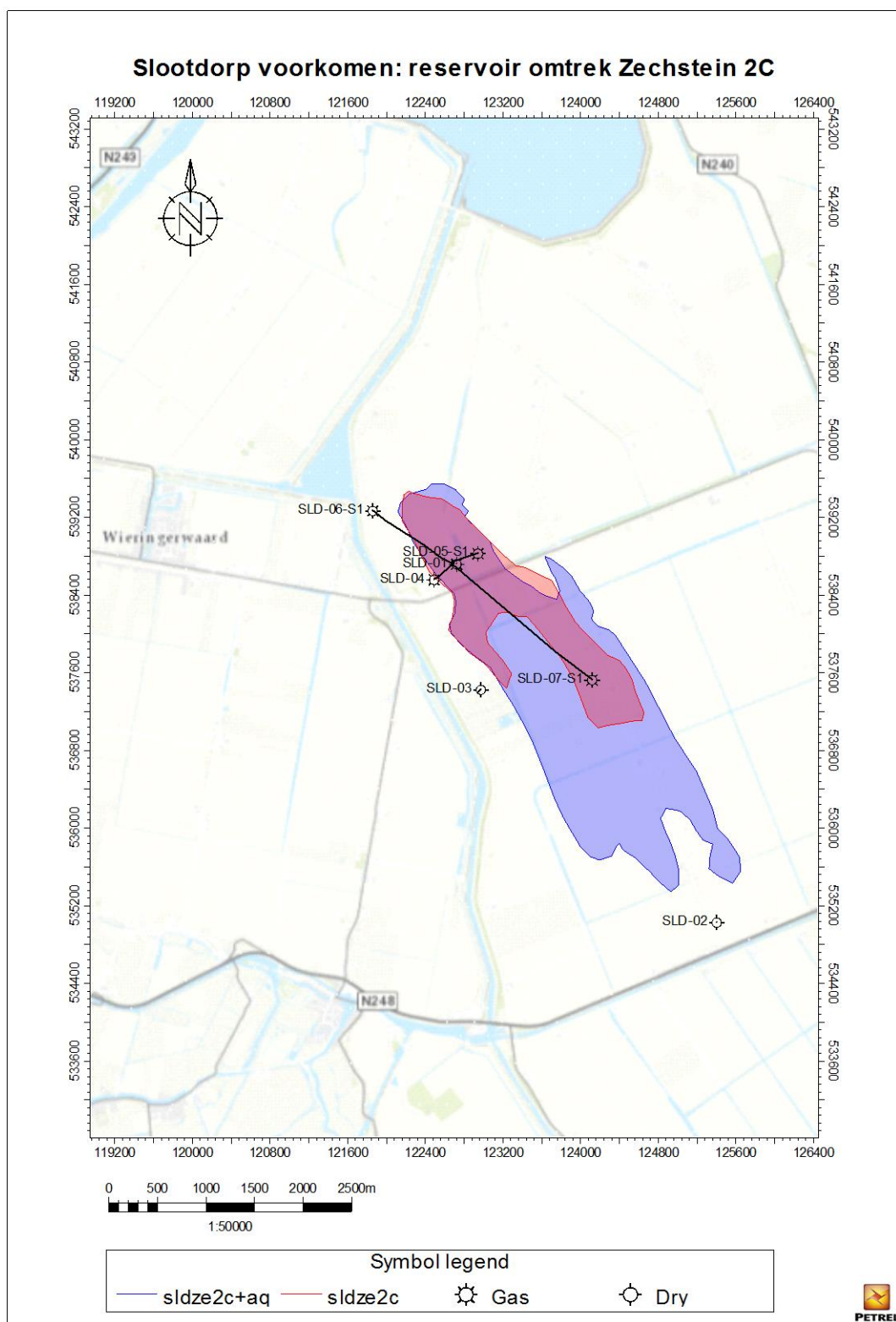
Voor het Zechstein 3C reservoir is dit op $2004 + 20 = 2024$ m beneden NAP, zie Figuur 6-9.

De contouren van deze voorspellingen worden bij elkaar opgeteld om de gecombineerde bodemdalingskom te berekenen.

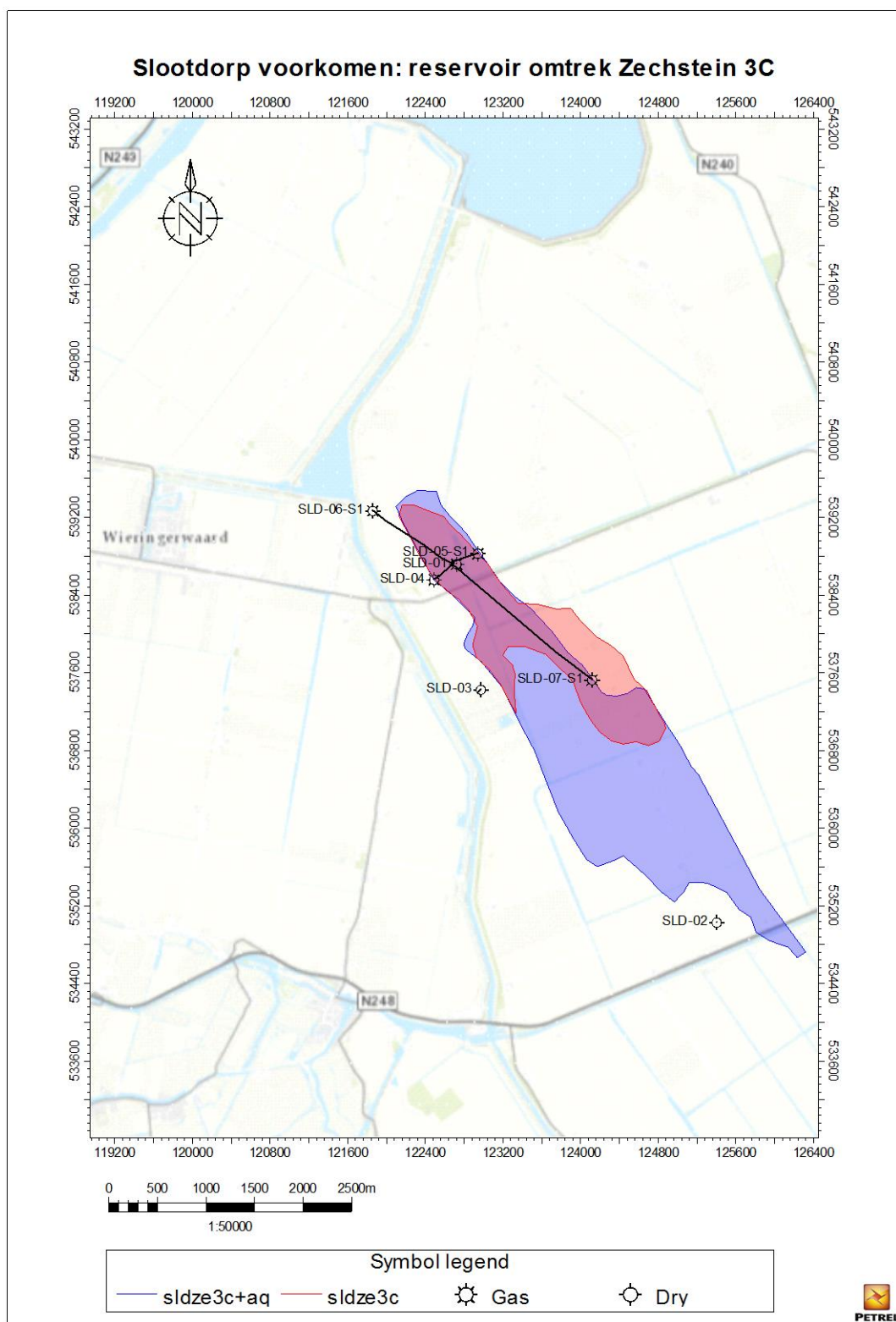


Figuur 6-7: Slootdorp Slochteren reservoir model met voorspelde reservoir druk maart 2019.

De zwarte lijn is de omtrek van het oorspronkelijke gas water contact op 2004 mTVDNAP. Het resultaat van het simulatie model laat duidelijk zien dat de druk toeneemt naar de randen van het model waar de aquifer zit. Dit effect is meegenomen in de bodemdaling berekeningen.

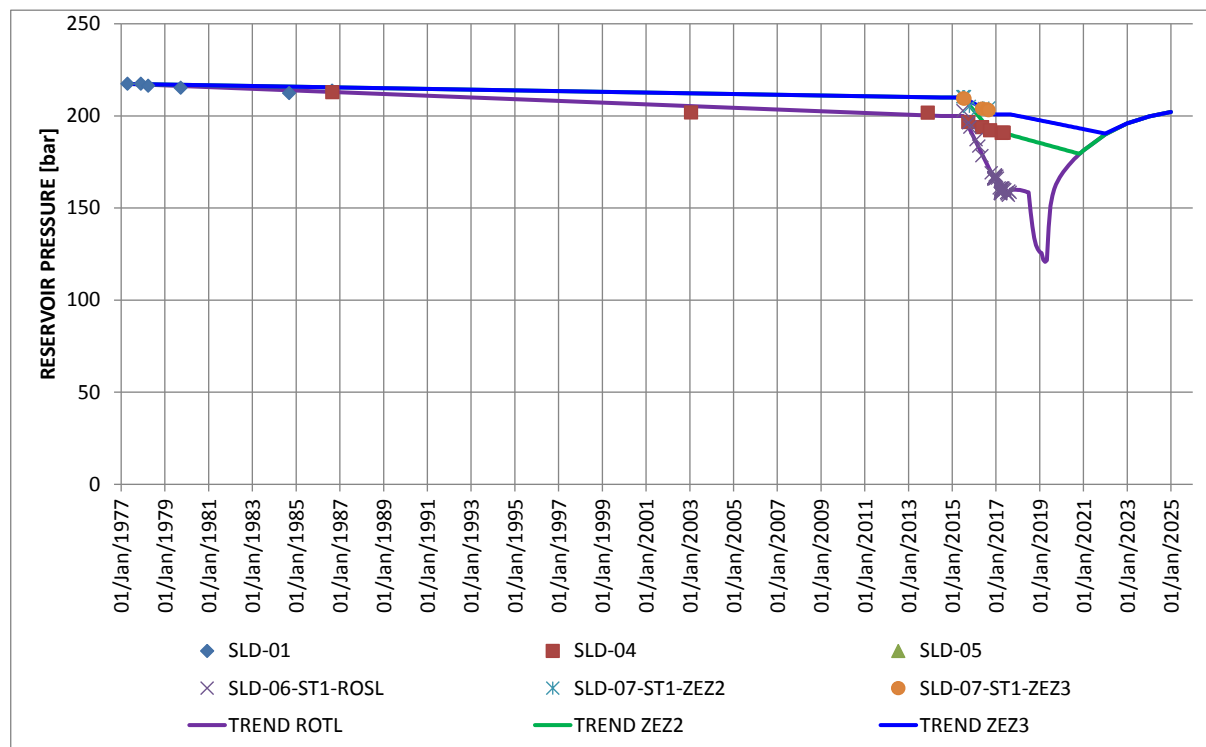


Figuur 6-8: Omtrek Slootdorp Zechstein 2C reservoir tot gas water contact (rood) en inclusief een aquifer (blauw).



Figuur 6-9: Omtrek Slootdorp Zechstein 3C reservoir tot gas water contact (rood) en inclusief een aquifer (blauw).

De reservoir druk afname in het Slootdorp voorkomen is voorspeld aan de hand van de laatste reservoir metingen en het simulatie model. De gegevens laten zien dat de druk in de verschillende reservoirs met een andere snelheid afneemt. Deze variatie is meegenomen in de voorspelde bodemdaling analyse met behulp van een simulatie model. Figuur 6-10 laat de historische en voorspelde reservoir druk in de verschillende formaties zien. De reservoir druk zal het laagste zijn in het Rotliegend reservoir waaruit de put SLD-06 produceert. De productie stopt wanneer het water de perforaties in put SLD-06 bereikt heeft. Dit wordt voorspeld in het jaar 2020. De reservoirdruk zal weer toenemen na het stoppen van de productie. Het is niet de verwachting dat eventuele bodemdaling hierdoor weer ongedaan gemaakt zal worden. De bodemdaling wordt dus berekend bij de laagste druk.



Figuur 6-10: Historische en voorspelde druk afname in het Slootdorp veld.

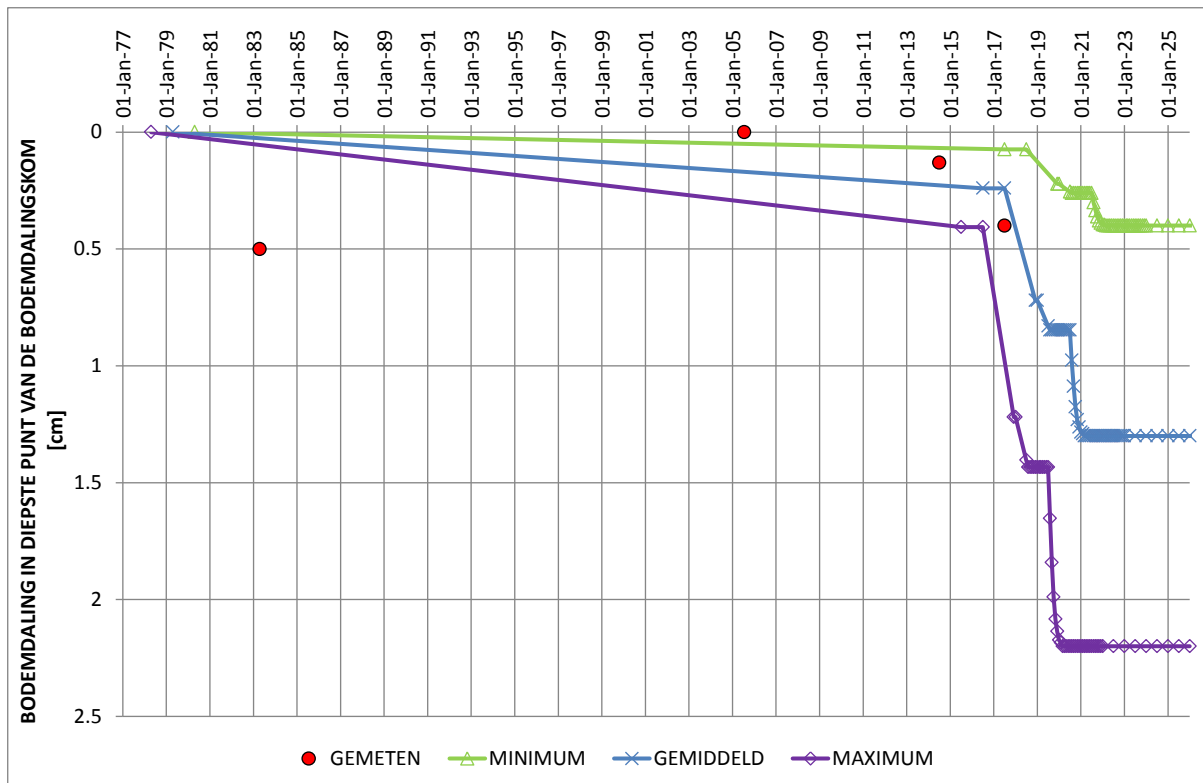
De gegevens zoals beschreven in Tabel 6-1 worden gebruikt, samen met de veld omtrek van de drie verschillende reservoirs. Hierbij worden de effecten van alle drie de reservoirs bij elkaar opgeteld.

Er zijn twee variabele parameters genomen voor de bodemdaling analyse: gesteente compressibiliteit en het na-ijlingseffect van de bodemdaling.

De gesteente compressibiliteit van het gesteente in het Slootdorp reservoir is niet gemeten. Uit data van analoge gasvelden is gebleken dat de gesteente compressibiliteit gemiddeld $5E-6 \text{ bar}^{-1}$ is. In 2014 is gemeten dat de bodemdaling boven het gasveld tussen de 0,8 en 1,3 mm ligt. Dit kan berekend worden met een gesteente compressibiliteit van $1E-6 \text{ bar}^{-1}$; dit is een lage waarde in vergelijking met analoge velden. Een gemiddelde case met een gesteente compressibiliteit van $3E-6 \text{ bar}^{-1}$ is daarom ook gegenereerd.

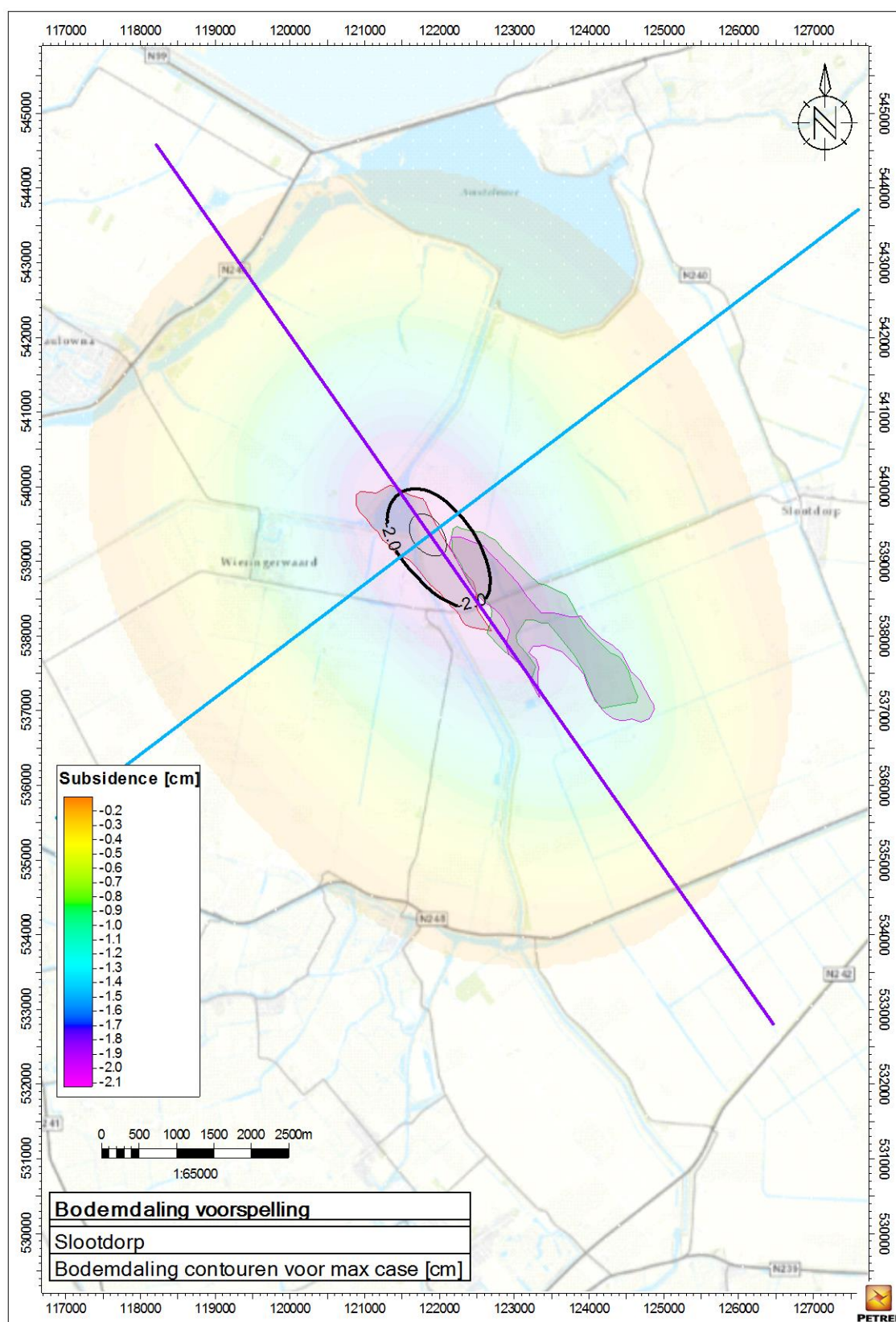
De bodemdaling ijlt over het algemeen na bij de drukdaling. Dit wordt gemodelleerd door middel van een zogenaamde 'eerste orde' (of 'time decay') correctie. Een analyse van NAM [Ref. 11] laat een vertraging van ongeveer 2 jaar zien. Dit is in overeenstemming met de ervaringen van Vermilion. Ook deze parameter is met een onzekerheidsmarge meegenomen.

Figuur 6-11 laat de resultaten in grafische vorm zien van de 3 scenario's. Hieruit blijkt dat de voorspelde bodemdaling in het diepste punt van de bodemdalingssom zal liggen tussen de 0,4 en 2,2 cm met een gemiddelde waarde van 1,3 cm.

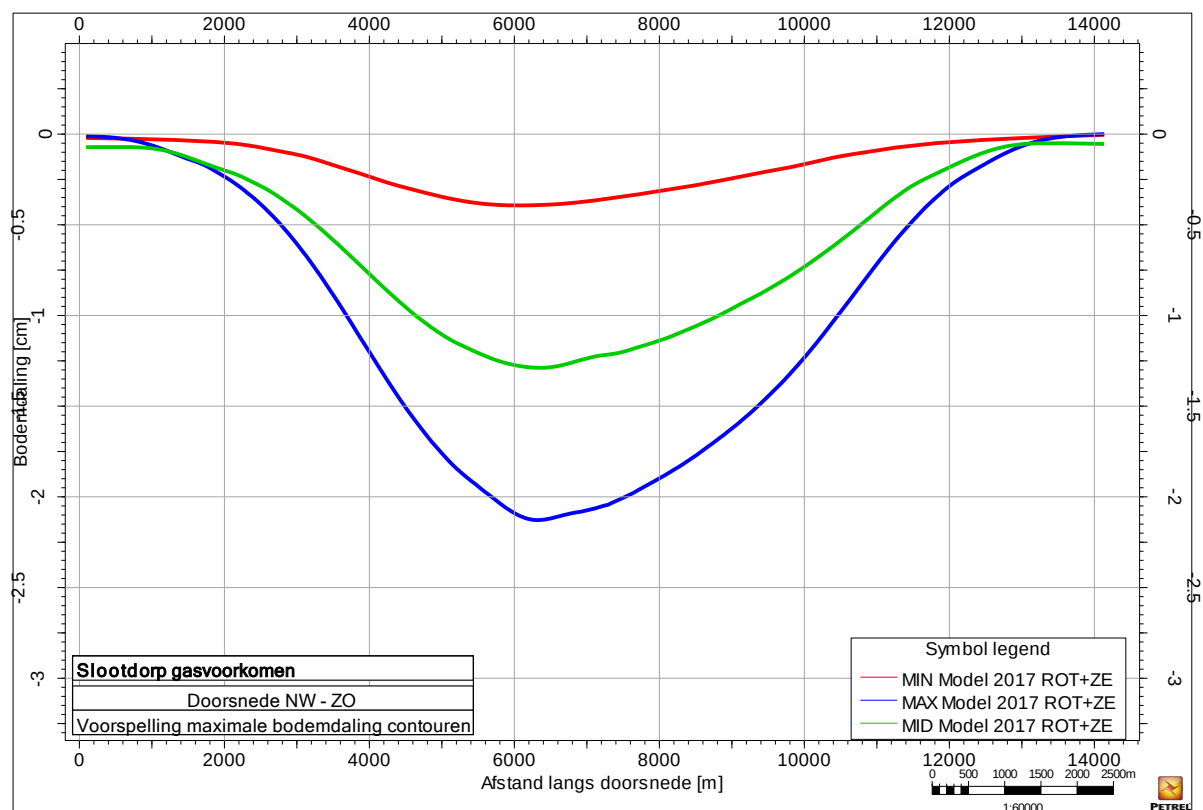


Figuur 6-11: Range in voorspelde bodemdaling in het diepste punt van de bodemdalingskom.

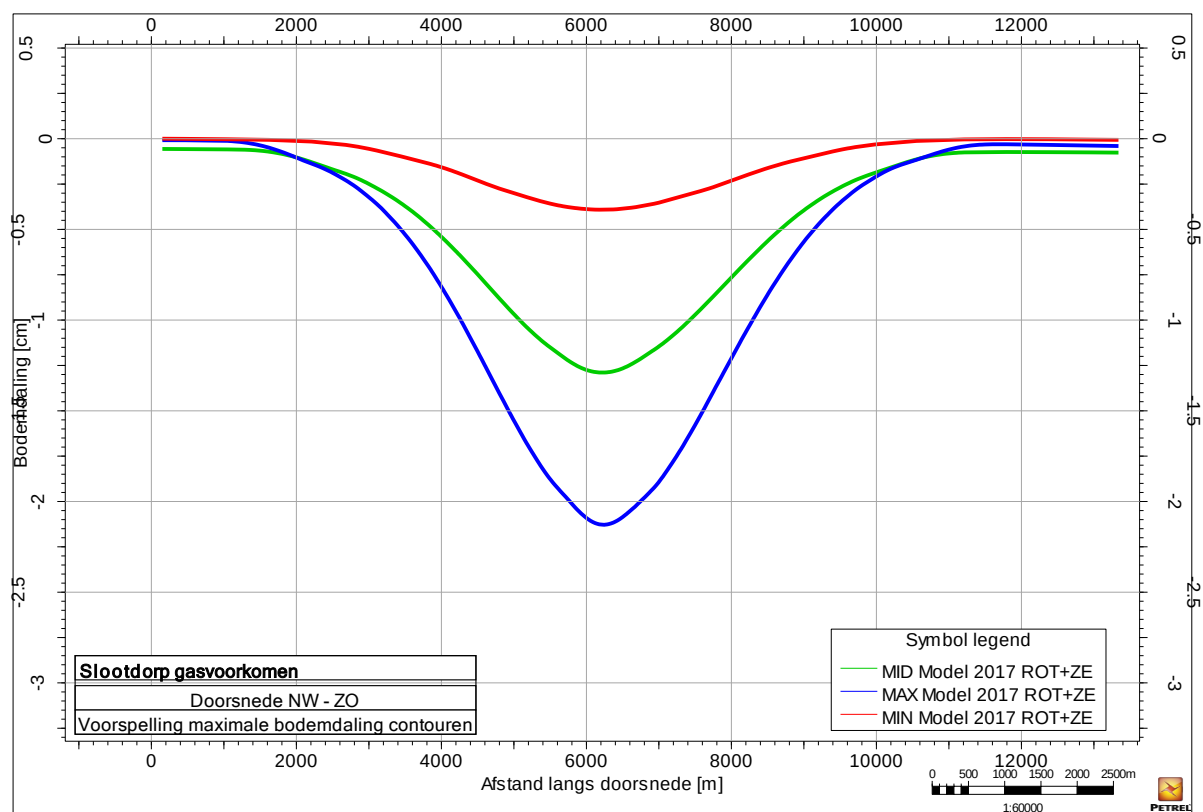
Figuur 6-12 laat de bodemdaling contouren zien voor de maximale productie case in 2025. Figuur 6-13 is een NW – ZO doorsnede van de voorspelling van de bodemdaling kom in 2025. Figuur 6-14 is een ZW – NO doorsnede van de voorspelling van de bodemdaling kom in 2025. Deze doorsneden laten zien dat de helling van de bodemdalingskom maximaal 1,5 cm is over een afstand van 2000 meter, of te wel 1 mm over 130 meter. Deze helling is zeer klein en niet aan de oppervlakte merkbaar.



Figuur 6-12: Slootdorp veld bodemdalingskom voor de maximale bodemdaling voorspelling. De contouren zijn weergegeven vanaf 2 cm bodemdaling, het invloedgebied is weergegeven met transparante kleuren volgens de kleurbalk zoals weergegeven in de figuur, de paarse en blauwe lijnen zijn doorsnedes weergegeven in Figuur 6-13 en Figuur 6-14.



Figuur 6-13: Doorsnede NW – ZO van bodemdaling voorspellingen voor 2025; verticale schaal is sterk uitvergroet.



Figuur 6-14: Doorsnede ZW – NO van bodemdaling voorspellingen voor 2025; verticale schaal is sterk uitvergroet.

Tabel 6-1: Parameters gebruikt voor Slootdorp bodemdaling berekening op basis van veld contour met aquifer.

Input parameters voor model met veld contour tot het gas water contact + aquifer					
Pool Naam:	Slochteren	Zechstein-2C	Zechstein-3C		
P_begin	217	217	217	[barA]	Begindruk
P_laagst	125*	160	160	[barA]	Laagste reservoirdruk tijdens de productie periode
V	0.25	0.25	0.25	[-]	Poisson's Ratio van de Overburden
Z	NA*	1955	1930	[m]	Diepte van de formatie
H	NA*	33	8	[m]	Gemiddelde dikte van het reservoir
RB	NA*	1.05	1.05	[-]	Rigid Basement Factor
*De bodemvoorspelling van het Slochteren reservoir is gebaseerd op de resultaten van een dynamische simulatie van het veld om de druk gradiënt in de berekening mee te nemen.					
Input parameters voor de onzekerheid analyse					
Minimum	Gemiddeld	Maximum			
1.0×10^{-6}	3.0×10^{-6}	5.0×10^{-6}	[bar ⁻¹]	Gesteente compressibiliteit	
3	2	1	[jaar]	Tijdsvertraging van de bodemdaling	

6.3 Bodemdalingsvooruitzichten en onzekerheid

Er is een onzekerheid in de uiteindelijk verwachte bodemdaling. De onzekerheid zit voornamelijk in de gesteente compressibiliteit en de sterkte van het aquifer. In deze analyse is uitgegaan van een groter reservoir oppervlakte, dit is inclusief een aquifer, zie ook Figuur 6-7, Figuur 6-8 en Figuur 6-9. Dit resulteert in de voorspellingen in een grotere bodemdalingskom en daardoor een grotere daling aan oppervlakte.

Verder is er onzekerheid in gesteente compressibiliteit. Dit is meegenomen in de berekeningen door gebruik te maken van 3 verschillende waarden zoals hiervoor besproken.

Het resultaat is dat de uiteindelijke bodemdaling in het diepste punt van de bodemdaling kom tussen de 0,4 en 2,2 cm zal uitkomen met een gemiddelde voorspelde waarde van 1,3 cm.

6.4 Monitoring van bodemdaling

Het monitoren van bodemdaling gebeurt door minimaal één keer in de vijf jaar een vlakdekkende waterpasmetering uit te voeren. De meest recente vlakdekkende waterpasmetering is in 2017 uitgevoerd [Ref. 9].

Verder is het Slootdorp meetplan in 2017 uitgebreid met GPS signaleringsmetingen. Hierbij worden op twee plaatsen in het meetnet GPS metingen verricht:

- Locatie 1: in het centrum van de bodemdalingskom.
- Locatie 2: buiten de invloedsfeer van de bodemdalingskom.

Deze GPS metingen dienen als signaleringsmeting om bodembeweging in een klein gebied te kunnen constateren. Voor het Slootdorp voorkomen worden deze metingen jaarlijks uitgevoerd. Door deze GPS meting periodiek te herhalen wordt het tijdsverloop van de bodemdaling in het centrale gebied bewaakt. Er zal een vlakdekkende waterpassing worden uitgevoerd indien het resultaat van een GPS herhalingsmeting buiten de voorspellingen valt.

De resultaten van de meetplannen en de meetregisters worden gedeeld met SodM.

6.5 Mogelijke gevolgen van de verwachte bodemdaling

6.5.1 Gevolgen voor gebouwen en infrastructuur

Of een gebouw, of infrastructuur, schade oploopt door bodemdaling wordt vooral bepaald door de afstands-schaal waarop die daling plaatsvindt. Bodemdaling heeft nauwelijks invloed als ze gelijk is over het hele funderingsoppervlak. Ook een beperkte scheefstand heeft meestal geen gevolgen.

Schade aan gebouwen door bodemdaling ontstaat wanneer er verschilzakking optreedt, i.e. als de zakking ongelijkmatig is, en daardoor leidt tot kromming van een gebouw.

Volgens de huidige kennis is de bodemdalingskom door aardgaswinning regelmatig. De dalingen verlopen geleidelijk, over meerdere kilometers. Er treden dus aan het terreinoppervlak uiterst geringe hellingen op, en nog veel geringere ongelijkmatigheden.

De daling komt bovendien zeer langzaam tot stand, over een periode van jaren.

Daarom zal een gebouw geen schade oplopen, of het nu midden in de dalingskom staat of meer naar de rand. Uit tot op heden uitgevoerd onderzoek is dan ook steeds geconstateerd dat er geen gebouwschade te verwachten is door bodemdaling als gevolg van gaswinning [Ref. 14, 16].

Figuur 6-13 en Figuur 6-14 zijn 2 doorsneden door de bodemdaling kom zoals voorspelt voor 2025. Deze doorsneden laten zien dat de helling van de bodemdaling kom maximaal 1,5 cm is over een afstand van 2000 meter, of te wel 1 mm over 130 meter.

Bij de geringe dalingen die hier verwacht worden, wordt ook niet verwacht dat de bodemdaling significante gevolgen heeft voor het normale beheer en het onderhoud van waterkeringen en waterlopen, en van het waterpeil.

6.5.2 Gevolgen voor natuur en milieu

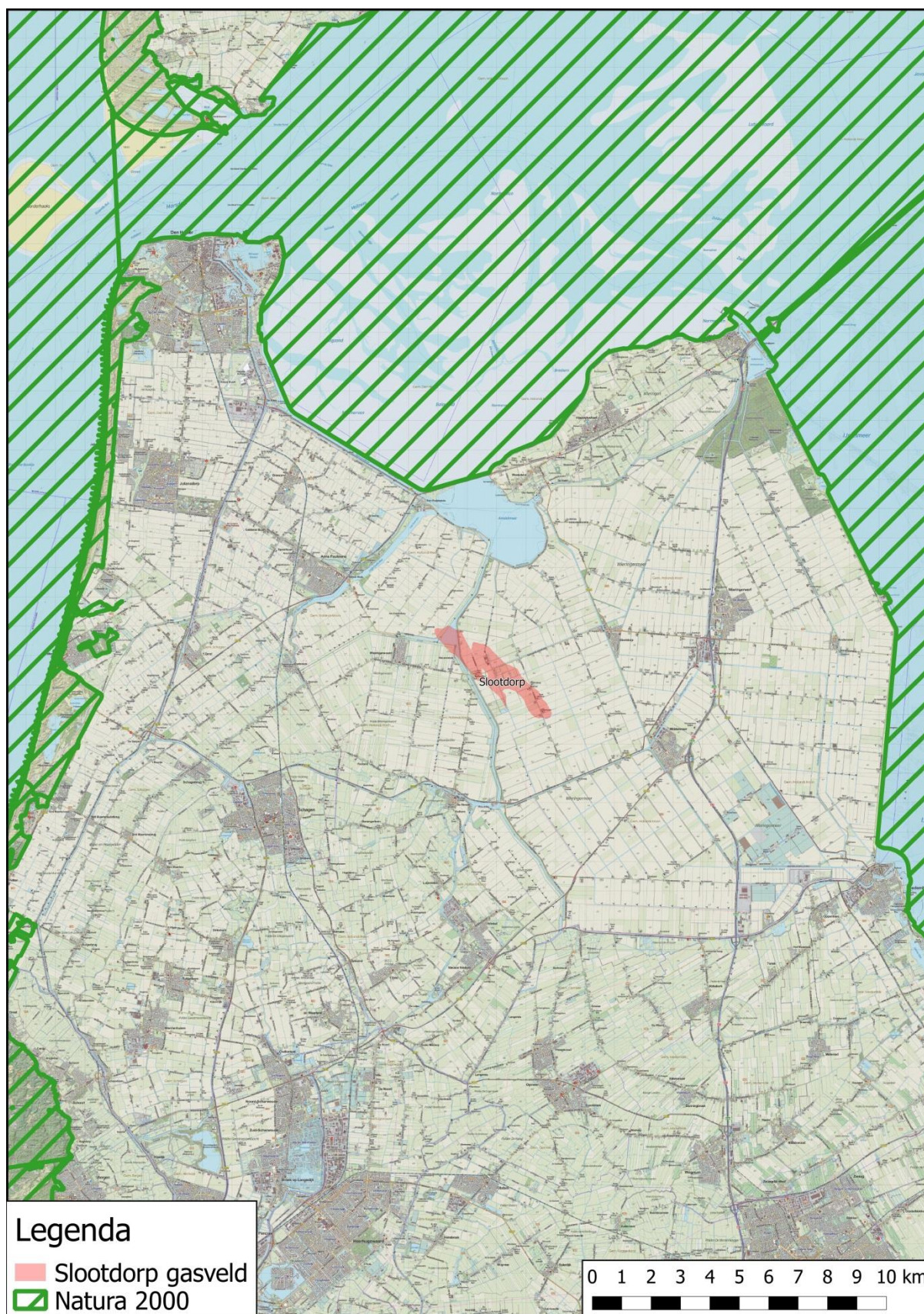
De bodemdaling verloopt zeer geleidelijk, met een uiterst geringe hellingshoek, en de opbouw duurt jaren zodat er geen plotselinge veranderingen plaatsvinden. Zo'n helling is niet merkbaar, en heeft geen effecten op natuur of milieu.

Het relatieve waterpeil wordt beïnvloed door de bodemdaling, en het is mogelijk dat er op zeker moment aanpassingen nodig zijn om vernatting te voorkomen. Bij de beoordeling van bodemdalingsgevolgen hanteren waterschappen over het algemeen een kritische grens van vijf centimeter. Bij bodemdaling tot 5 centimeter is geen compensatie voor het watersysteem noodzakelijk, tenzij de veiligheid in het geding is. De gevolgen van de bodemdaling op het waterpeil zullen besproken worden met het Waterschap.

Vanwege het geleidelijke verloop en de minimale helling van de bodemdalingskom worden geen nadelige gevolgen verwacht voor gebouwen, infrastructuur, en voor natuur en milieu; zie ook Figuur 6-15 met daaronder de toelichting en Ref. 16.

6.6 Maatregelen om (gevolgen van) bodemdaling te voorkomen of te beperken

Vanwege de geringe maximale bodemdaling, worden geen nadelige gevolgen voorzien, en wordt er niet voorzien in (extra) maatregelen om (gevolgen van) bodemdaling te voorkomen of te beperken, anders dan het periodiek monitoren van de bodemdaling volgens het meetplan.



*Figuur 6-15: Natura 2000 gebieden rond het voorkomen Slootdorp.
Uit deze kaart blijkt dat zich in de ruime omtrek van het voorkomen Slootdorp geen Natura-2000 gebieden bevinden. Er worden daarom geen schadelijke effecten op natuur door gaswinning verwacht.*

7 Bodemtrilling

De seismische risicoanalyse laat zien dat het seismisch risico voor het gasvoorkomen Slootdorp verwaarloosbaar is.

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

Als gevolg van de compactie, het zakken van het gasvoorkomen-gesteente door de drukdaling als gevolg van de gaswinning, ontstaan er kleine verplaatsingen in de diepe ondergrond. Als deze verplaatsingen langs een breuk plaatsvinden, gebeurt het soms dat het gesteente aan weerszijden van de breuk ten opzichte van elkaar beweegt. Dit veroorzaakt een aardbeving. Zo'n beving 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 aardgasvoorkomens, zal het bronpunt van de beving, het zogeheten hypocentrum, op enkele kilometers diepte liggen, terwijl natuurlijke bevingen over het algemeen een veel dieper hypocentrum hebben. Op basis van de diepte van de beving kan het KNMI onderscheiden of een beving veroorzaakt is door gaswinning of een natuurlijke oorzaak heeft.

Hoe groter de compactie van het gasvoorkomen, hoe groter de kans dat er significante zettingsverschillen over een breuk plaatsvinden. Voor bevingen is het dus van belang of en wat voor breuken in de gesteentelagen in (de buurt van) het gasvoorkomen aanwezig zijn. Bij de afschatting 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 analyseprotocol dat door SodM in samenwerking met TNO ontwikkeld is [Ref. 5].

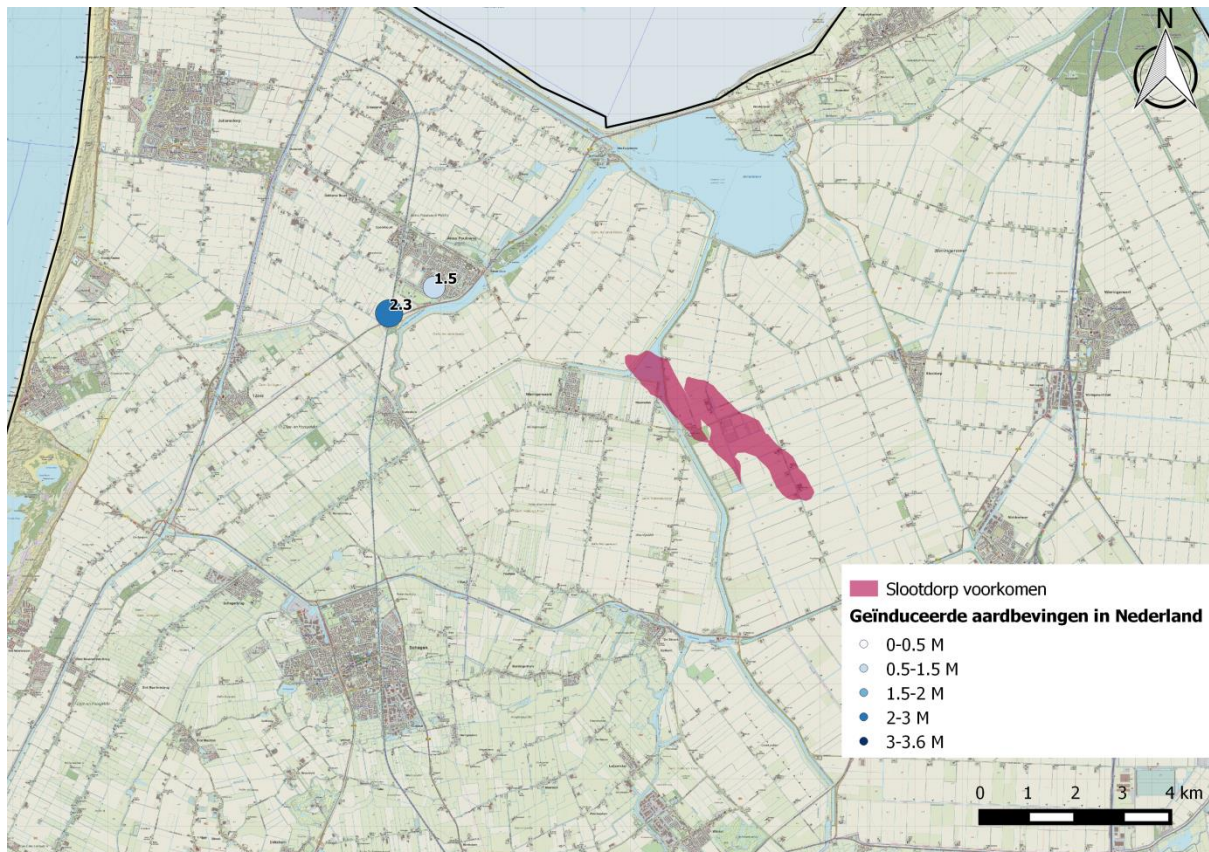
Naast de ondergrondsituatie, wordt in dat protocol ook de situatie aan het oppervlak bekeken. De aard van de bebouwing en infrastructuur in de omgeving van het voorkomen wordt meegewogen. Bij de effecten die aan de oppervlakte merkbaar zijn, speelt niet alleen de sterkte en de diepte van de beving een rol, maar ook de samenstelling van de ondiepe ondergrond. Met name bepaalde zand-veencombinaties kunnen extra gevoeligheid veroorzaken. Als de kans op significante bevingen aanwezig is, wordt dus ook met de grondsamenstelling rekening gehouden bij de afschatting van aardbevingsrisico's.

7.2 Historische bevingen in de voorkomens van dit winningsplan

Het KNMI beheert de dataset met aardbevingen in Nederland, zie www.knmi.nl.

Op 23 juni 2015 zijn er in de omgeving van Anna Paulowna twee aardbevingen geregistreerd: een beving van 2,3 op de schaal van Richter en een beving van 1,5 op de schaal van Richter, zie Figuur 7-1. Deze bevingen zijn wel geregistreerd door het KNMI, maar er zijn geen meldingen geweest dat de bevingen gevoeld zijn. Het episch centrum van deze bevingen ligt op ongeveer 5 km van de rand van het Slootdorp gasveld. Het is niet mogelijk om een eenduidige oorzaak te geven voor deze bevingen, door het gebrek aan een voldoende dicht seismisch monitoring netwerk in deze regio.

Vermilion vindt deze situatie ongewenst en heeft daarom in overleg met het KNMI het seismische netwerk in deze regio uitgebreid met een extra seismisch monitoringsstation SL01, zie Figuur 7-3 en paragraaf 7.4. Dit seismisch monitoringsstation is operationeel sinds mei 2017.

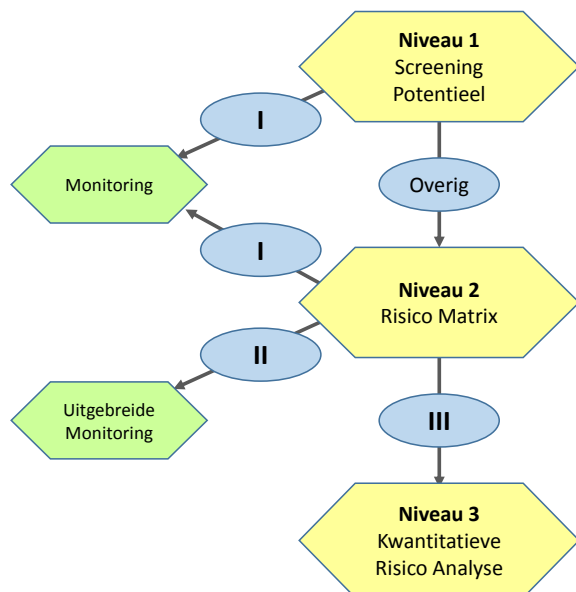


Figuur 7-1: Locatie van de bevingen rond het Slootdorp voorkomen.

7.3 Algemeen kader voor Seismische Risico Analyse

Het kader en de hier beschreven methodiek is gebaseerd op: Methodiek Voor Risicoanalyse Omtrent Geïnduceerde Bevingen Door Gaswinning; Tijdelijke Leidraad Voor Adressering Mbb. 24.1.P, Versie 1.2, 1 februari 2016, Staatstoezicht op de Mijnen [Ref. 5].

Om het seismisch risicoprofiel vast te stellen van een voorkomen wordt een risicoanalyse uitgevoerd voor het voorkomen volgens een getrapt model dat bestaat uit drie stappen. Deze drie stappen worden weergegeven in Figuur 7-2. Op basis van de uitkomsten van de verschillende individuele stappen worden vervolgstappen genomen.



Figuur 7-2: Weergave van de verschillende stappen in de seismisch risico analyse.

Niveau 1: Screening Potentieel

In deze stap wordt het potentiële vermogen van het gasvoorkomen om aardbevingen te genereren bepaald. Dit potentiële vermogen wordt bepaald aan de hand van de correlatie die is opgesteld in de studie “Deterministische Hazard Analyse voor Geïnduceerde Seismiciteit in Nederland” [DHAIS analyse, Ref 3 en 4].

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

Indien de kans op een geïnduceerde beving niet verwaarloosbaar is, zullen 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, zal de risicoanalyse verder worden uitgebreid met de risico matrix (Niveau 2).

Niveau 2: Risico Matrix

In deze stap wordt op basis van een risicomatrixbenadering het risico ten gevolge van geïnduceerde aardbevingen verder gekwalificeerd.

De inschattingen van het risiconiveau (I, II, III) bepaalt of 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 een gasvoorkomen op basis van de risicomatrix als categorie III wordt gekwalificeerd.

De seismische risicoanalyse laat zien dat het seismisch risico voor het gasvoorkomen Slootdorp verwaarloosbaar is. Bijlage 11 bevat de details omtrent de seismische risicoanalyse. Hierbij is gebruik gemaakt van alle beschikbare reservoirgegevens die belangrijk zijn bij het inschatten van het seismisch risico.

7.4 Monitoring van bodemtrillingen

Het monitoren van de seismische activiteit rondom het Slootdorp voorkomen zal worden gerealiseerd met behulp van het huidige KNMI netwerk, zie Figuur 7-3, dat zoals hierboven benoemd in mei 2017 is uitgebreid door Vermilion.

De data van alle stations komt rechtstreeks binnen bij het KNMI. De KNMI analyseert deze data continu voor seismische activiteit om locatie en magnitude aan te duiden.



Figuur 7-3: Seismische monitoring stations in de directe omgeving rond het voorkomen Slootdorp. Seismisch monitoring station SL01 is in mei 2017 toegevoegd door Vermilion.

7.5 Mogelijke gevolgen van bevingen ten gevolge van gaswinning uit de voorkomens in dit winningsplan

7.5.1 Gevolgen voor bouwwerken en openbare infrastructuur door bodemtrillingen ten gevolge van gaswinning

Omdat het risico van aardbevingen als gevolg van de gasproductie verwaarloosbaar is, is de kans op schade ook verwaarloosbaar [Ref. 12, 13, 14 en 15].

7.5.2 Gevolgen voor natuur en milieu door bodemtrillingen ten gevolge van gaswinning

Er is geen oorzaak-effect relatie bekend waarmee bodemtrillingen kunnen leiden tot schade aan natuur of milieu (anders dan schade aan infrastructuur en bouwwerken, waarop hierboven is ingegaan).

Schadelijke effecten op natuur en milieu door bevingen ten gevolge van gaswinning worden daarom niet verwacht.

7.6 Maatregelen om (de gevolgen van) bodemtrillingen te voorkomen of te beperken

Omdat het seismisch risico voor het gasvoorkomen Slootdorp verwaarloosbaar is, wordt er geen schade verwacht en voorziet het productieproces niet in maatregelen om trillingen te voorkomen of te beperken.

Vermilion heeft een bouwkundige vooropname (nulmeting) laten uitvoeren aan een representatieve steekproef van gebouwen binnen een vijf kilometer straal rond het voorkomen Slootdorp. Vermilion

doet dit onderzoek om in het uitzonderlijke geval dat er schade optreedt ten gevolge van productie uit het Slootdorp voorkomen deze adequaat te kunnen afhandelen.

Indien als gevolg van bodemtrillingen door gaswinning toch schade ontstaat, dan zal deze worden vergoed overeenkomstig de regels van het burgerlijk recht.

8 Overige Omgeving Aspecten

8.1 Inleiding

De winning van aardgas kan mogelijke gevolgen, anders dan bodemdaling en trillingen met zich meebrengen voor de omgeving. Deze mogelijke gevolgen worden beoordeeld door het bevoegd gezag in andere vergunningen dan het winningsplan.

Een overzicht van de mogelijke gevolgen en in welke vergunningen deze worden behandeld, staat in de volgende tabel.

Gevolgen m.b.t.	Besluit
Bodemverontreiniging	MER(beoordeling) omgevingsvergunning milieu
Luchtverontreiniging (emissies)	MER(beoordeling) omgevingsvergunning milieu
Grondwaterverontreiniging	MER(beoordeling) omgevingsvergunning milieu
Oppervlaktewaterverontreiniging	MER(beoordeling) omgevingsvergunning milieu evt. Watervergunning
Externe veiligheid	MER(beoordeling) omgevingsvergunning milieu
Natuur	MER(beoordeling) Wet Natuurbescherming

De Minister van Economische Zaken bevordert op grond van artikel 34 lid 7 Mijnbouwwet een doelmatige en samenhangende besluitvorming ten aanzien van het besluit omtrent instemming met het winningsplan en een aantal overige besluiten, waaronder de besluiten zoals genoemd in bovenstaande tabel (coördinatieregeling).

Met betrekking tot bovenstaande tabel zal hieronder worden aangegeven wat door mijnbouwondernemingen wordt gedaan om genoemde gevolgen te voorkomen, dan wel de effecten hiervan te beperken.

8.2 Bodem / Grondwaterverontreiniging

De mijnbouwonderneming dient zich in te spannen om installaties zo te bouwen, onderhouden en beheren dat het risico op bodem/grondwaterverontreiniging verwaarloosbaar klein is. De wijze waarop dit dient te gebeuren is vastgelegd in onder andere de Nederlandse Richtlijn Bodembescherming (NRB) en de Publicatiereeks Gevaarlijke Stoffen (PGS). Hierdoor worden de risico's tot een minimum beperkt en blijven de eventuele gevolgen beheersbaar. De NRB en de PGS worden voorgeschreven in het Activiteitenbesluit en de omgevingsvergunning. Toezicht vindt plaats door Staatstoezicht op de Mijnen (SodM).

Indien toch door een incident bodem/grondwaterverontreiniging is ontstaan, dient de mijnbouwonderneming deze verontreiniging te saneren in het kader van de Wet bodembescherming. De desbetreffende provincie is hiervoor bevoegd gezag.

De mijnbouwonderneming en toezichthouders hanteren een strikt controlebeleid waardoor de kans op bodemverontreiniging zeer gering is. Gevaar voor de volksgezondheid door het optreden van incidenten is niet te verwachten.

8.3 Luchtverontreiniging

De maximale uitstoot van stoffen die vrijkomen bij de activiteiten ten behoeve van gaswinning (zoals NO_x, SO₂, etc.) naar de lucht (emissies), de wijze van meten en rapporteren is vastgelegd in het Activiteitenbesluit en de omgevingsvergunning. SodM controleert of wordt voldaan aan de voorschriften. Mijnbouwondernemers streven altijd naar een zo laag als redelijkerwijs mogelijke

emissie. Verder hanteren de mijnbouwonderneming en toezichthouders een strikt controlebeleid op emissies. Gevaar voor de volksgezondheid door het optreden van incidenten is niet te verwachten.

8.4 Oppervlaktewaterverontreiniging

De mijnbouwonderneming dient zich in te spannen om installaties zo te bouwen, onderhouden en beheren dat het risico op oppervlaktewater verwaarloosbaar klein is. De wijze waarop dit dient te gebeuren is vastgelegd in onder andere de Nederlandse Richtlijn Bodembescherming (NRB) en de Publicatiereeks Gevaarlijke Stoffen (PGS). Hierdoor worden de risico's tot een minimum beperkt en blijven de eventuele gevolgen beheersbaar. De NRB en de PGS worden voorgeschreven in het Activiteitenbesluit en de omgevingsvergunning. Toezicht vindt plaats door Staatstoezicht op de Mijnen (SodM).

Indien toch door een incident het oppervlaktewater verontreinigd is, dient de mijnbouwonderneming deze verontreiniging te saneren in het kader van de Waterwet en eventueel de Wet bodembescherming. De desbetreffende waterbeheerder en provincie zijn hiervoor bevoegd gezag.

De mijnbouwonderneming en toezichthouders hanteren een strikt controlebeleid waardoor de kans op verontreiniging van het oppervlaktewater zeer gering is. Gevaar voor de volksgezondheid door het optreden van incidenten is niet te verwachten.

8.5 Externe veiligheid

De beoordeling van het risico voor personen buiten de mijnbouwlocatie (kwantitatieve risicoanalyse) vindt plaats in het kader van de omgevingsvergunning (Wabo).

Verder moet voor ieder mijnbouwwerk een rapport inzake grote gevaren worden opgesteld. Dit rapport bestaat uit o.a. het reeds bestaande veiligheids- en gezondheidsdocument op grond van het Arbeidsomstandighedenbesluit, het rampenbestrijdingsplan, het bedrijfsbeleid inzake het voorkomen van zware ongevallen, en gegevens omtrent de milieuveiligheid.

Voor nieuwe installaties moet al een rapport inzake grote gevaren worden opgesteld; voor bestaande installaties geldt deze verplichting in ieder geval vanaf 19 juli 2018.

8.6 Natuur

Voor natuur geldt een rechtstreekse zorgplicht van beschermde flora en fauna. Als mijnbouwactiviteiten negatieve effecten zouden kunnen hebben op de aanwezige flora en fauna, dient een ecologisch onderzoek uitgevoerd te worden. Indien effecten niet uitgesloten kunnen worden, dient een ontheffing aangevraagd te worden.

Indien mijnbouwactiviteiten of de gevolgen hiervan invloed kunnen hebben op de instandhoudingdoelstellingen van aangewezen Natura 2000-gebieden, dienen de effecten en gevolgen onderzocht te worden en eventueel een passende beoordeling opgesteld te worden. Indien hieruit blijkt dat negatieve effecten kunnen optreden, is een vergunning nodig. Een en ander wordt geregeld in de Wet Natuurbescherming.

8.7 Slootdorp

De vigerende omgevingsvergunning voor de mijnbouwlocatie Slootdorp is omgevingsvergunning (revisie) met kenmerk DGETM-EO/16026686 d.d. 19 februari 2016, en de omgevingsvergunning "verandering van inrichting" met kenmerk DGETM-EO/17066382 d.d. 2 mei 2017.

9 Verklarende woordenlijst

Aquifer	Watervoerend deel van het gasvoorkomen. Dat kan naast en/of onder het gasvoerende deel gelegen zijn.
Cm	Uniaxiale compactie-coëfficiënt; mate van samendrukbaarheid van het gesteente.
Compactie	Het samendrukken van het gasvoorkomengesteente 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 gasvoorkomengesteente
Epicentrum	Het epicentrum is het punt op het aardoppervlak loodrecht boven het hypocentrum (ondergronds punt) van een aardbeving.
EZ	Ministerie van Economische Zaken
GIIP	Volume gas initieel aanwezig in het voorkomen (in nm ³)
GPS	Global Positioning System: systeem voor plaats- en hoogtebepaling met behulp van satellieten
GWC	Gas-water contact diepte (in m onder NAP)
Hypocentrum	Het hypocentrum is het ondergrondse gebied waar een aardbeving ontstaat.
Kern	Gesteentemonster uit de ondergrond verkregen bij het boren van een put
KNMI	Koninklijk Nederlands Meteorologisch Instituut
m RT	Diepte gemeten in m langs het boortraject, vanaf de boortafel (RT)
M TH	Diepte gemeten in m langs het boortraject, vanaf de tubing hanger (TH)
Mb	Mijnbouwbesluit
MDM	Middenmeer
MER	Milieu-Effect-Rapportage
MTC	Middenmeer Treatment Centre, ook wel Middenmeer gasbehandelingsstation
Mw	Mijnbouwwet
nm ³	m ³ bij 0 °C en 1.01325 bara [Ref.8]
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.
RD coördinaat	Coördinaten in het topografische kaartmateriaal zijn vermeld in het stelsel van de Rijksdriehoeksmeting (RD). De auteursrechten en databankrechten zijn voorbehouden aan de Topografische Dienst Kadaster, Emmen, 2006
Saturatie	Het gedeelte van het poriënvolume dat met water en gas is gevuld
SLD	Sloodorp
SodM	Staatstoezicht op de Mijnen
SRA	Seismische Risico Analyse
TCBB	Technische Commissie Bodembeweging
TNO	Nederlandse Organisatie voor Toegepast-Natuurwetenschappelijk Onderzoek
VEN	Vermilion Energy Netherlands B.V.
Vermilion	Vermilion Energy Netherlands B.V.

10 Referenties

1. Deltares, Bodemdalingskaarten, 2011.
2. TCBB, Industriëleidraad ter Geodetische bepaling van bodembeweging als gevolg van mijnbouwactiviteiten, 2014.
3. TNO, Deterministische Hazard Analyse voor Geïnduceerde Seismiciteit in Nederland, 2004 (NITG 04-171-C).
4. TNO, Deterministische Hazard Analyse voor Geïnduceerde Seismiciteit in Nederland, update 2012 (R10198).
5. SodM, Methodiek voor Risico-Analyse omtrent geïnduceerde bevingen door gaswinning (Tijdelijke Leidraad), Februari 2016.
6. TNO, Seismiciteit onshore gasvelden Nederland, 2016 (R10164).
7. G.H.C. van Opstal: "The effect of base-rock rigidity on subsidence due to reservoir compaction". Proc. 3rd Congress. Int. Soc. Rock Mech., Denver Colorado, September 1974, vol 2, part B.
8. Physical Properties of Natural Gases, Nederlandse Gasunie, 1988.
9. Meetregister bij het meetplan Slootdorp – Middenmeer, Rapportage van de nauwkeurigheidswaterpassing Slootdorp - Middenmeer 2017, Project nr. 414210, 28 september 2017, revisie 00, door Antea Group.
10. Analyse Bodemdaling Meetplan Slootdorp - Middenmeer, datum: 29 september 2017, Vermilion interne rapportage.
11. Nederlands Aardolie Maatschappij, Bodemdalingsrapport Noord-Nederland, 2015
12. Schade aan buisleiding door aardbeving, fase 1 inventarisatie, Deltares Project report 1001649-000, 2010.
13. Seismisch hazard van geïnduceerde aardbevingen Integratie van deelstudies, Wassing, B.B.T. (TNO) & Dost, B. (KNMI), Report nummer TNO 2012 R11139, 24 december 2012.
14. De relatie tussen schade aan gebouwen en lichte, ondiepe aardbevingen in Nederland: inventarisatie, TNO Rapport 97-CON-R1523-1, door Van Staalduinen & Geurts, 1998.
15. Seismisch Risico in Noord-Nederland, Th. de Crook & H.W. Haak & B. Dost, februari 1998, Koninklijk Nederlands Meteorologisch Instituut, Afdeling Seismologie
16. <http://www.commissiebodemdaling.nl/home/>

11 Bijlage: Seismische Risico Analyse: Details en Achtergronden

De seismische risicoanalyse laat zien dat het seismisch risico voor het gasvoorkomen Sloodorp verwaarloosbaar 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.

11.1 Algemeen kader voor Seismische Risico Analyse

Het kader en de hier beschreven methodiek is gebaseerd op: *Methodiek Voor Risicoanalyse Omtrent Geïnduceerde Bevingen Door Gaswinning*; Tijdelijke Leidraad Voor Adressering Mbb. 24.1.p, Versie 1.2, 1 februari 2016, Staatstoezicht op de Mijnen [Ref. 5].

Om het seismisch risicoprofiel vast te stellen van een voorkomen wordt een risico-analyse uitgevoerd voor het voorkomen volgens een getrap model dat bestaat uit drie stappen. Deze drie stappen worden weergegeven in Figuur 7-2. Op basis van de uitkomsten van de verschillende individuele stappen worden vervolgstappen genomen.

Niveau 1: Screening Potentieel

In deze stap wordt het potentiële vermogen van het gasveld om aardbevingen te genereren bepaald. Dit potentiële vermogen wordt bepaald aan de hand van de correlatie die is opgesteld door TNO in de studie *Deterministische Hazard Analyse voor Geïnduceerde Seismiciteit in Nederland* [Ref. 3 en 4].

Voor velden die op basis van deze initiële analyse een verwaarloosbare kans hebben om geïnduceerde bevingen te genereren, is het niet noodzakelijk om aansluitende 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 risico-analyse worden uitgevoerd in het geval dat een voorkomen op basis van de risicomatrix als categorie III wordt gekwalificeerd.

11.2 Seismische Risico Analyse voorkomen Slootdorp

11.2.1 Niveau 1: Screening Potentieel

De studie *Deterministische Hazard Analyse voor Geïnduceerde Seismiciteit in Nederland* (TNO, ref. 3 en 4) (DHAIS) gebruikt gegevens over seismiciteit (bron: 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
- Parameter B wordt gedefinieerd door de volgende vergelijking:

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

Waarbij:

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

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

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

De DHAIS kans-classes worden hieronder weergegeven (met P_h de kans op beven van het voorkomen):

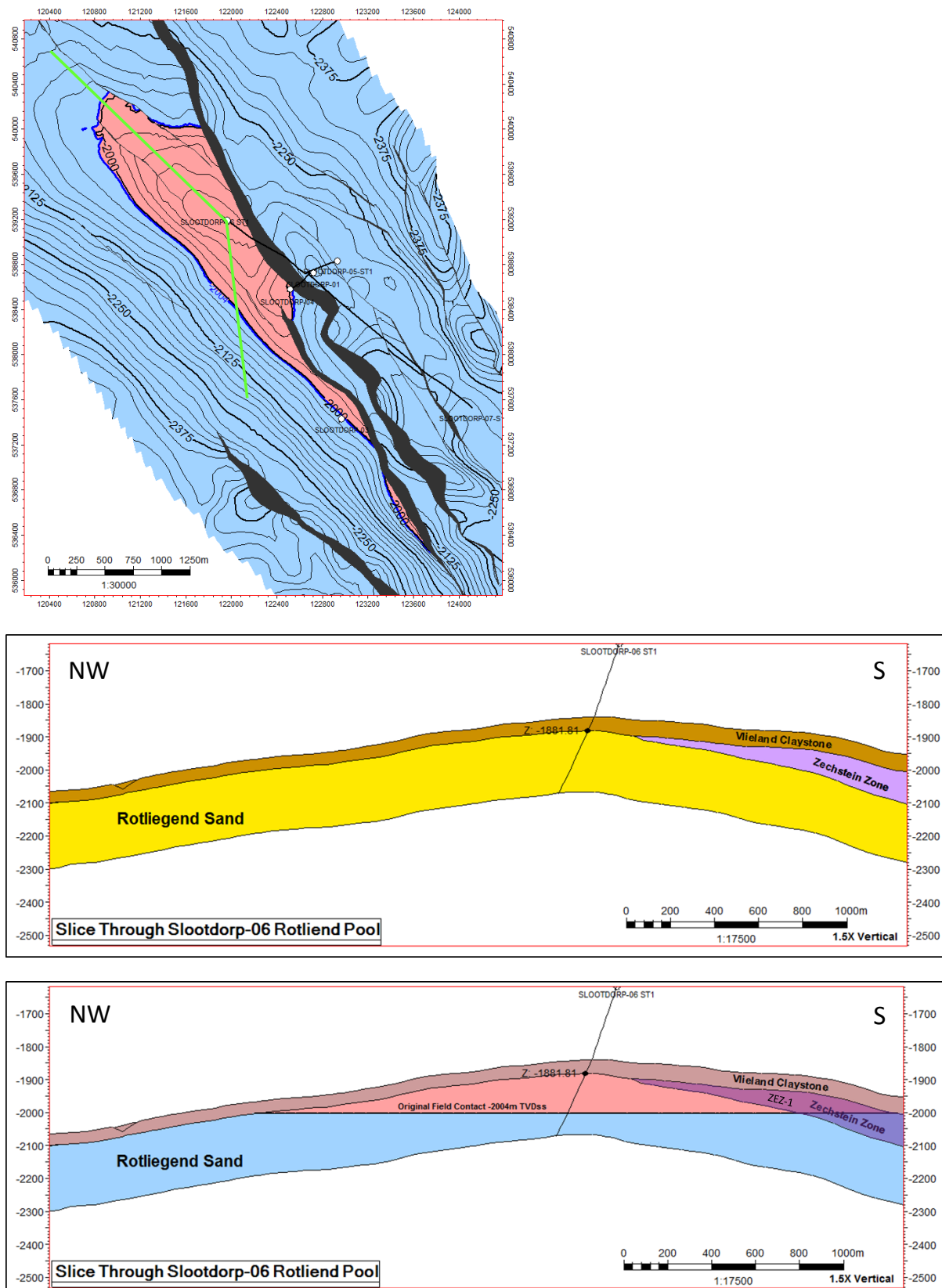
Tabel 11-1 DHAIS kans-classificatie (TNO, ref. 3 en 4). De kans betreft bevingen met een magnitude $M > 1.5$.

Reeds bevende voorkomens	
$\Delta P/P_{ini} \geq 28\%$	B > 0,86 en E ≥ 1,34: $P_h = 0.42 \pm 0.08$
	B > 0,86 en $1.01 \leq E \leq 1.33$: $P_h = 0.19 \pm 0.05$
	B < 0,86 en/of E < 1,01: verwaarloosbare kans
$\Delta P/P_{ini} < 28\%$	Verwaarloosbare kans

De grenswaarde voor de drukval als gevolg van gaswinning waaronder geen geïnduceerde bodemtrillingen zijn gemeten, is 28% van de initiële reservoirdruk. De drukval in het Slootdorp voorkomen zal deze grenswaarde gaan overschrijden in de toekomst.

De B en E factoren worden berekend aan de hand van gesteente eigenschappen aan de hand van de methodiek zoals beschreven in de SRA guideline [Ref. 5]. De E-factor kan via deze methode alleen berekend worden voor gevallen waar er maar één afsluitende laag boven het reservoir zit. Het Slootdorp Rotliggend reservoir heeft twee afsluitende lagen, namelijk Vlieland Kleisteen en Zechstein 1 Anhydriet, zie Figuur 11-1.

Het gasvoorkomen Slootdorp past wat betreft de geologische setting dus niet binnen de standaardmethode om de kans op trillingen (DHAIS) en de maximale magnitude (M_{max}) – beide als onderdeel van de Seismische Risico Analyse (SRA) – in te schatten. Daarom heeft SodM Vermilion geadviseerd om met behulp van een geo-mechanisch model voor het gasvoorkomen Slootdorp inzicht te krijgen in de kans op trillingen en de maximale magnitude van trillingen.



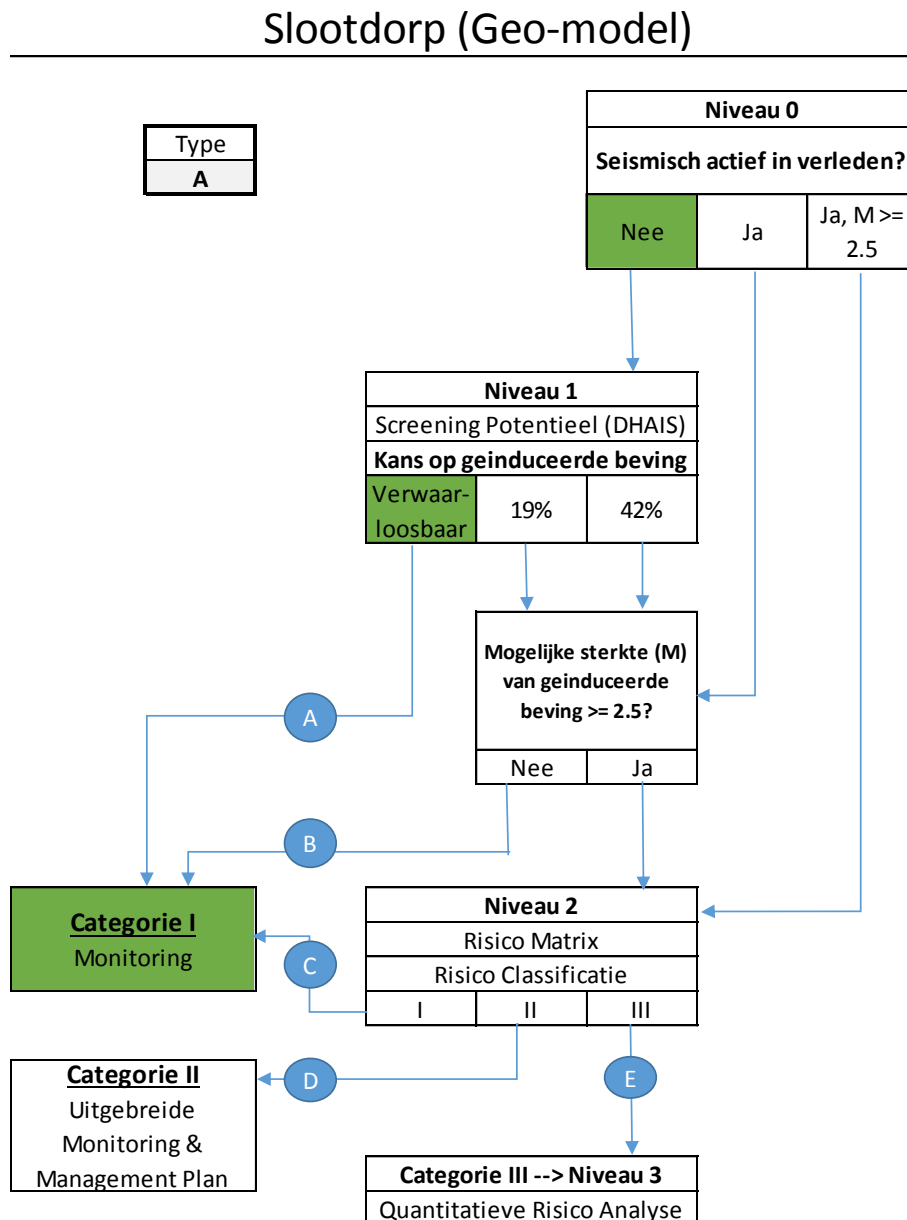
Figuur 11-1: Rotliegend top structuur kaart met twee doorsnedes
 Rood geeft aan waar het gas zit. Blauw geeft aan waar het water zit. De groene lijn is een lijn van doorsnede weergegeven in de twee onderstaande figuren. Deze doorsnedes laten duidelijk zien dat het Rotliegend reservoir is afgesloten door twee verschillende afsluitende lagen, namelijk Vlieland kleisteen en Zechstein anhydriet.

11.2.2 Slootdorp Geo-Mechanisch Model

Vermilion heeft een geo-mechanisch model van het Slootdorp voorkomen gemaakt om het seismische risico beter te kunnen bepalen. Dit model is beoordeeld door SodM. Uit deze studie blijkt dat het seismisch risico voor het Slootdorp voorkomen verwaarloosbaar is.

Het volledige rapport met de studie resultaten is toegevoegd als Bijlage 15.

Dit resulteert in het beslissingsdiagram zoals weergegeven in Figuur 11-2. Een niveau 2 analyse is niet noodzakelijk voor het Slootdorp voorkomen. De niveau 2 analyse is wel meegenomen voor de volledigheid, zie paragrafen 11.2.3 en 11.2.4.

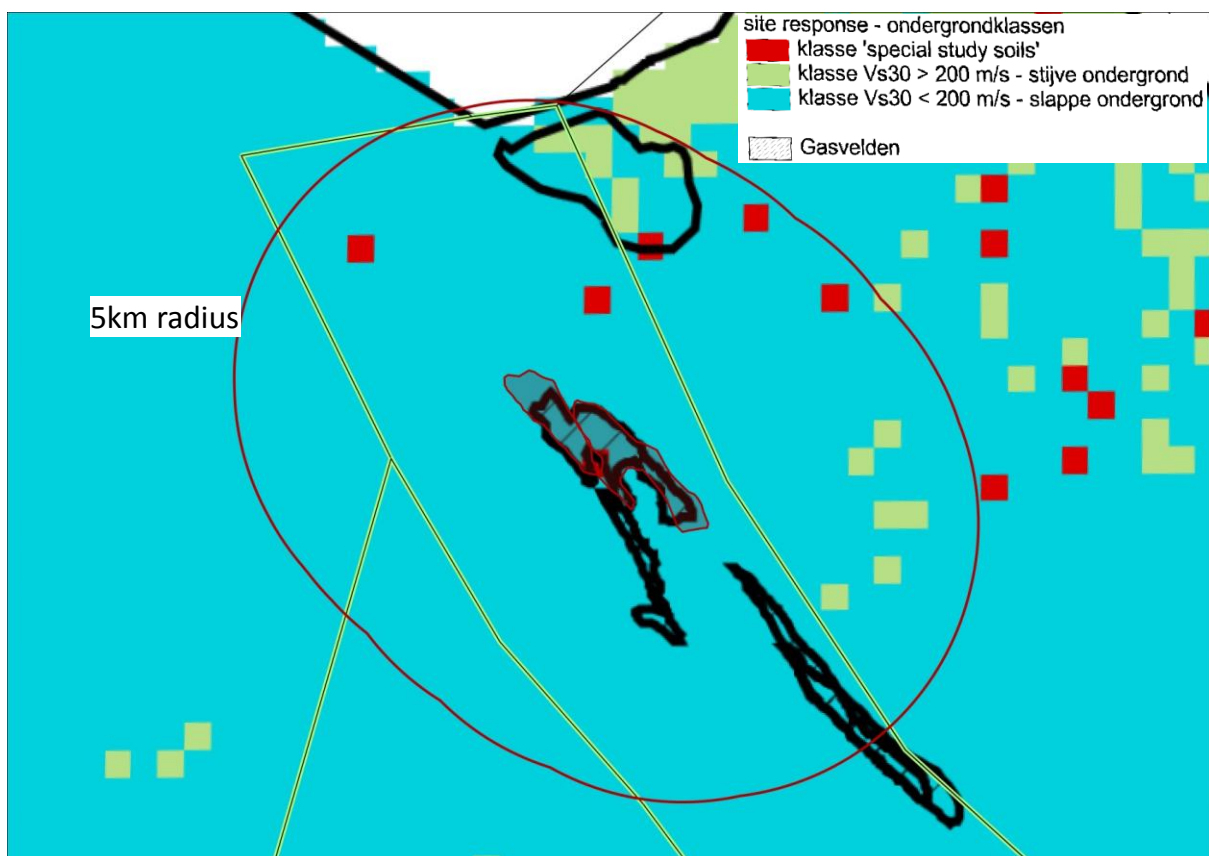


Figuur 11-2: Beslissingsdiagram seismisch risico analyse voorkomen Slootdorp.

11.2.3 Niveau 2: Ondergrondsfactoren Slootdorp voorkomen

Voor een niveau 2 analyse moeten de ondergrondse factoren die van invloed zijn op seismische risico bepaald worden volgens een bepaalde procedure. De uiteindelijke score staat in de tabel hieronder.

Slootdorp (Geo-model)				
Score	DHAIS	M	Ligging voorkomen	Opslingering
5		Alle methodes > 4.5		
4	Bevend veld; > 5 bevingen per jaar van M > 1.5	1 methode > 4.5 en/of alle methodes 4.1-4.5		
3	Bevend veld; < 5 bevingen per jaar van M > 1.5	1 methode 4.1-4.5 en/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	p = 42% of bevend veld M < 1.5	1 methode 3.6-4.0 en/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	p = 19%	1 methode 3.1-3.5 en/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	Verwaarloosbaar	1 methode 2.6-3.0 en/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.
Score	0	0	2	3
Comment	From Geomechanical Model	From Geomechanical Model	North Holland	>60% slappe ondergrond



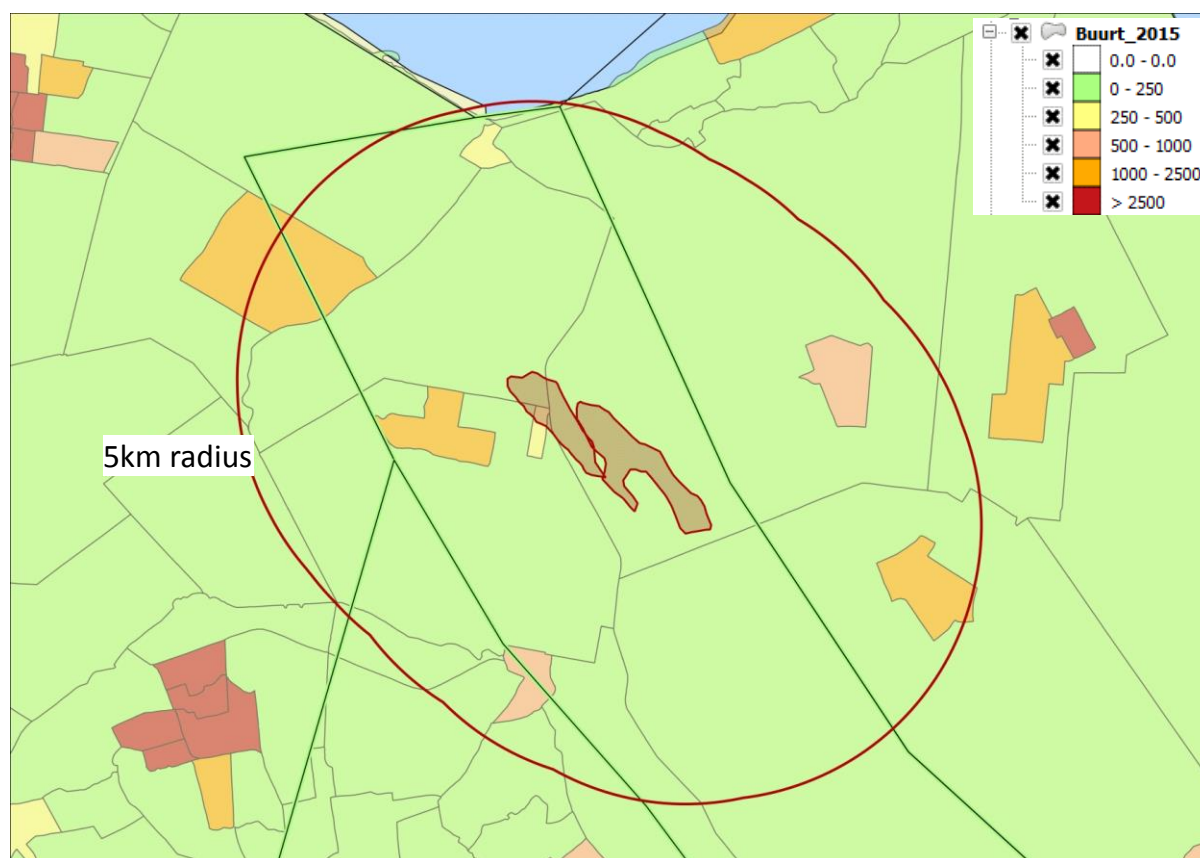
Figuur 11-3: Kaart met ondergrond klasse rondom Slootdorp voorkomen om opslingering van de ondergrond te bepalen.

11.2.4 Niveau 2: Oppervlaktefactoren Slootdorp voorkomen

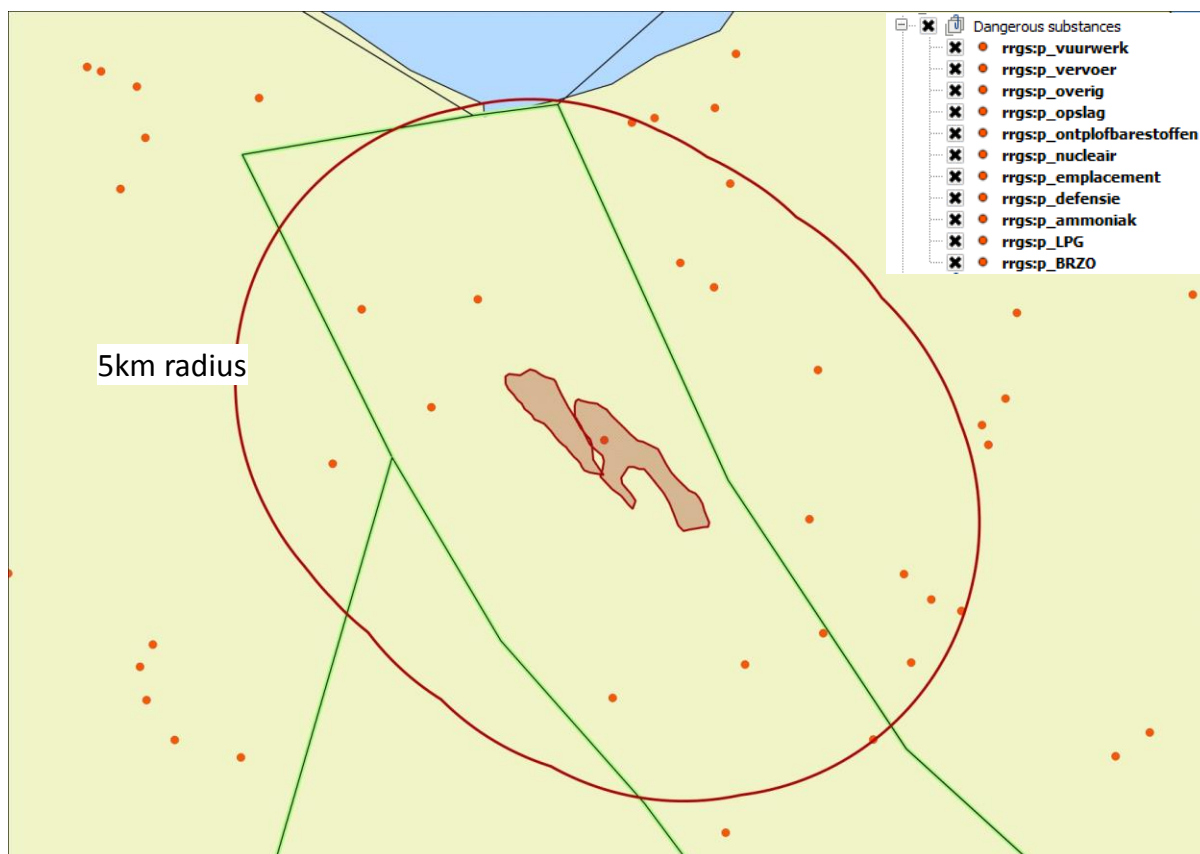
Voor een niveau 2 analyse moeten de oppervlakte factoren die van invloed zijn op seismische risico bepaald worden volgens een bepaalde procedure. De uiteindelijke score staat in de tabel hieronder.

De figuren in deze paragraaf zijn het kaartmateriaal dat gebruikt is om de oppervlakte score te bepalen.

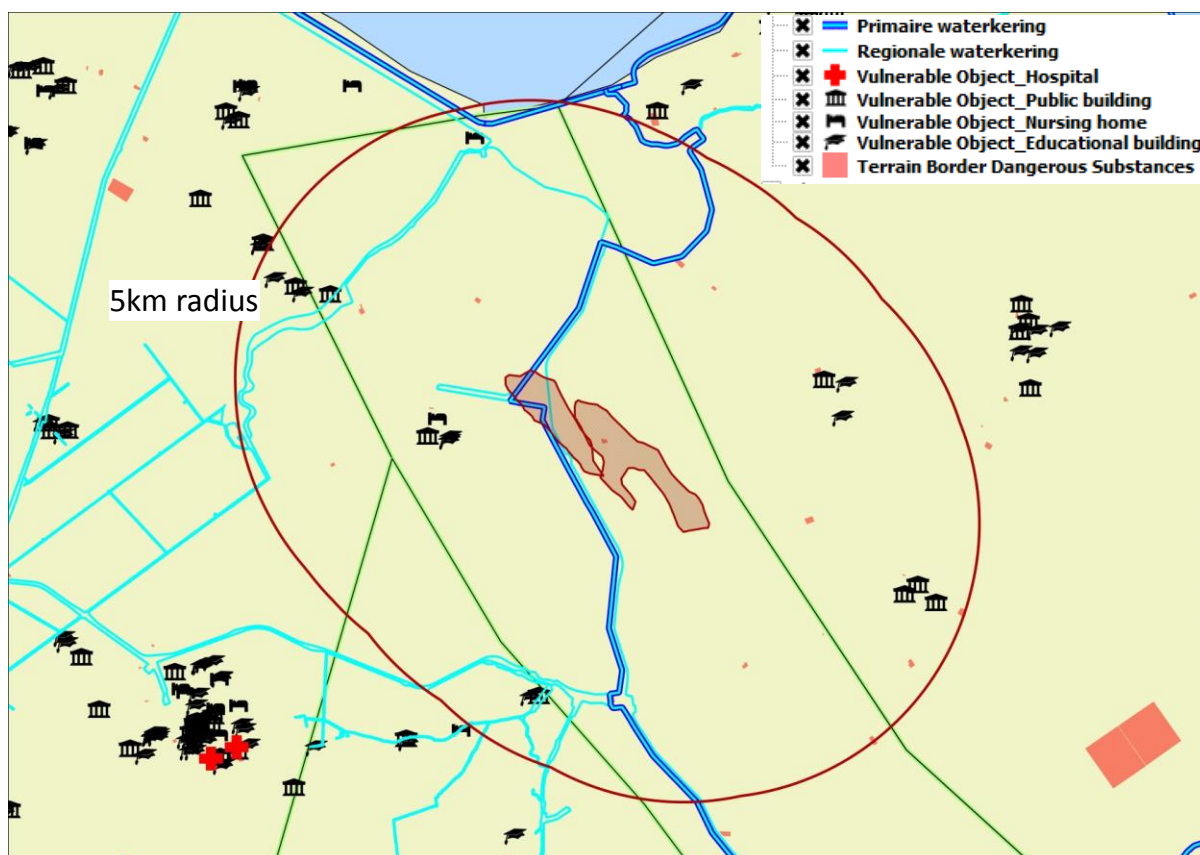
Slootdorp (Geo-model)				
Score	Bevolkings-dichtheid	Industriële inrichtingen	Speciale gebouwen en vitale infrastructuur	Dijken
4	>2500 inwoners/km ²	Meerdere direct boven het veld	Meerder ziekenhuizen en/of energievoorzieningen direct boven het veld	Primaire dijken boven het veld
3	1000-2500 en/of 500-1000 met wijken bestaande uit flats/appartementencomplexen 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 binnen 5 km rond het veld en/of secundaire dijken boven het veld
2	500-1000 en/of 250-500 met wijken bestaande uit flats/appartementencomplexen 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/appartementencomplexen 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
Score	1	3	2	4
Comment	Lage density, maar een paar dorpskernen binnen 5 km.	Mest verwerkings fabriek boven het veld.	Verscheidene scholen, publieke gebouwen in een straal van 5km. Geen boven het veld.	Primaire waterkering boven het veld.



Figuur 11-4: Kaart met bevolkingsdichtheid rondom Slootdorp voorkomen.



Figuur 11-5: Kaart met industriële inrichtingen rondom Slootdorp voorkomen.

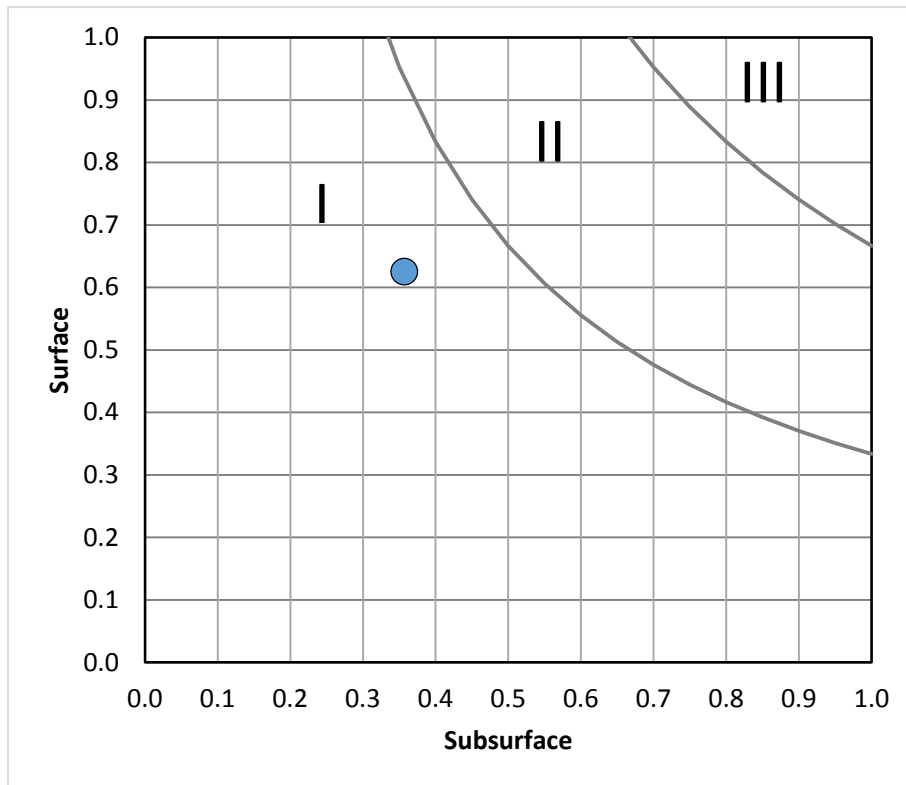


Figuur 11-6: Kaart met speciale gebouwen, infrastructuur en dijken rondom Slootdorp voorkomen.

11.2.5 Conclusie

Het Slootdorp voorkomen valt in de seismische risico Categorie 1, wat de laagste risico categorie is, zie ook de Niveau 2 cross plot, Figuur 11-7.

Op de x-as staan de ondergrondse factoren die van invloed zijn op seismische risico analyse zoals bepaald in paragraaf 11.2.3. Op de y-as staan de oppervlakte factoren die van invloed zijn op seismische risico analyse zoals bepaald in paragraaf 11.2.4.

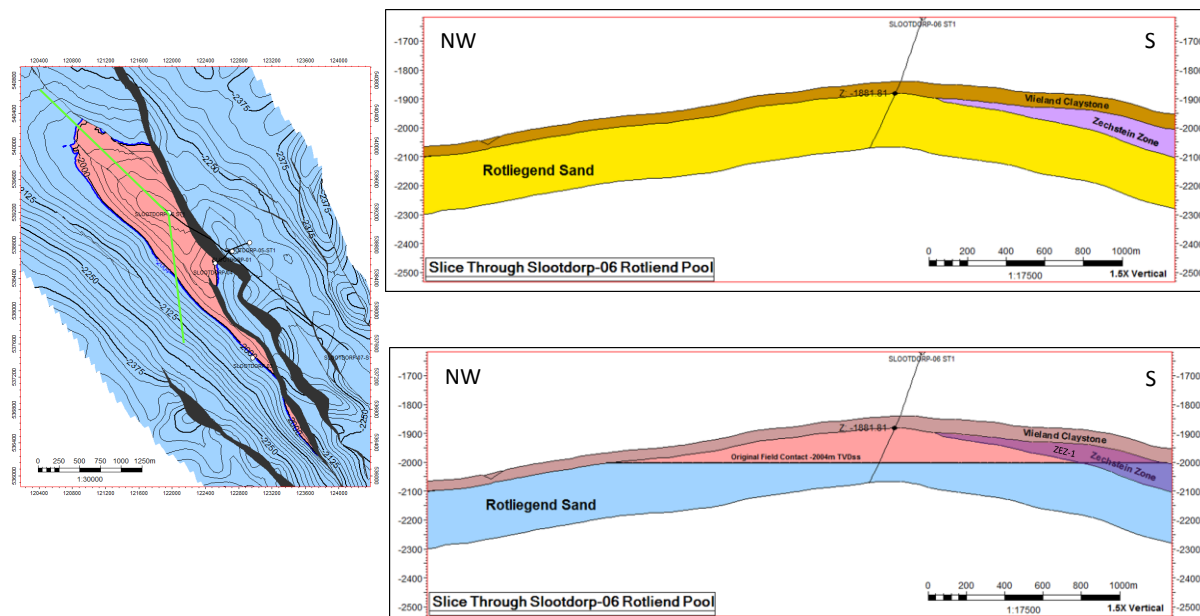


Figuur 11-7: Level 2 analyse Slootdorp voorkomen.

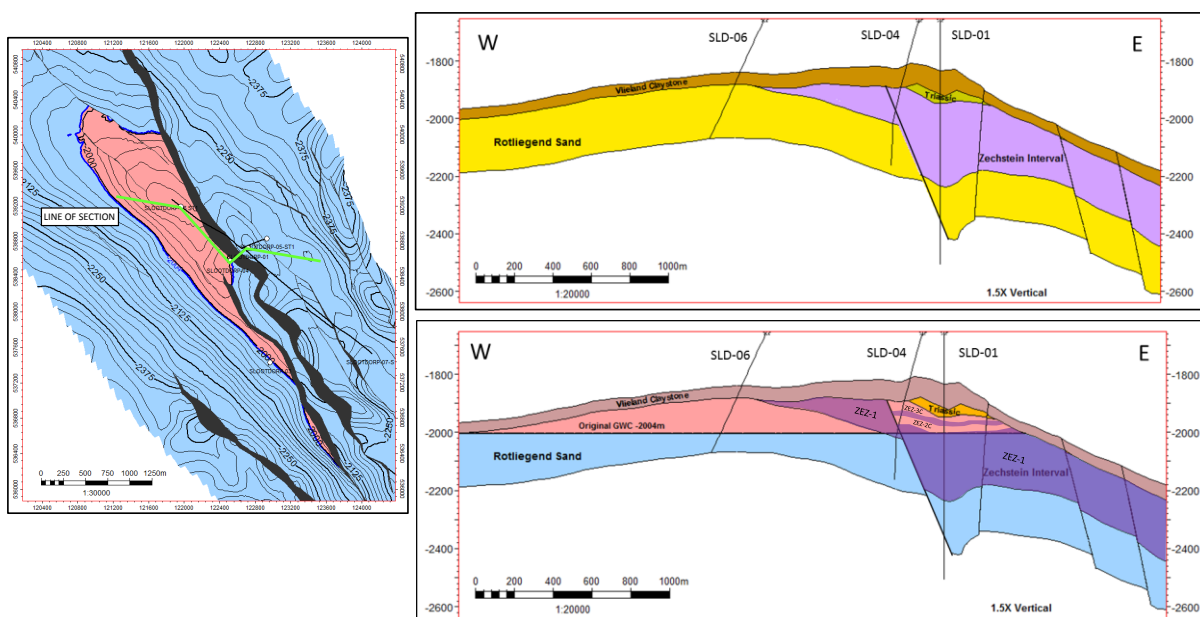
12 Bijlage: Geologische kaarten voor de voorkomens

Deze bijlage heeft verschillende kaarten en doorsnedes van het Slootdorp voorkomen.

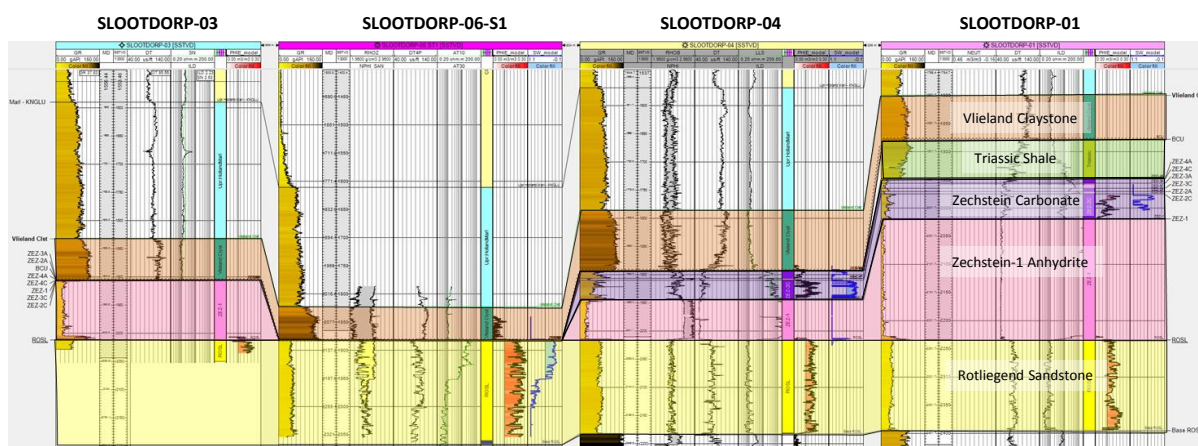
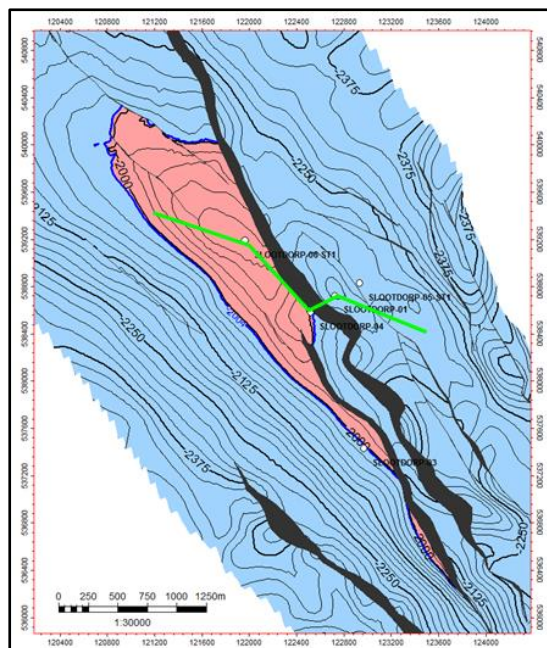
12.1 Noord – Zuid doorsnede door SLD-06



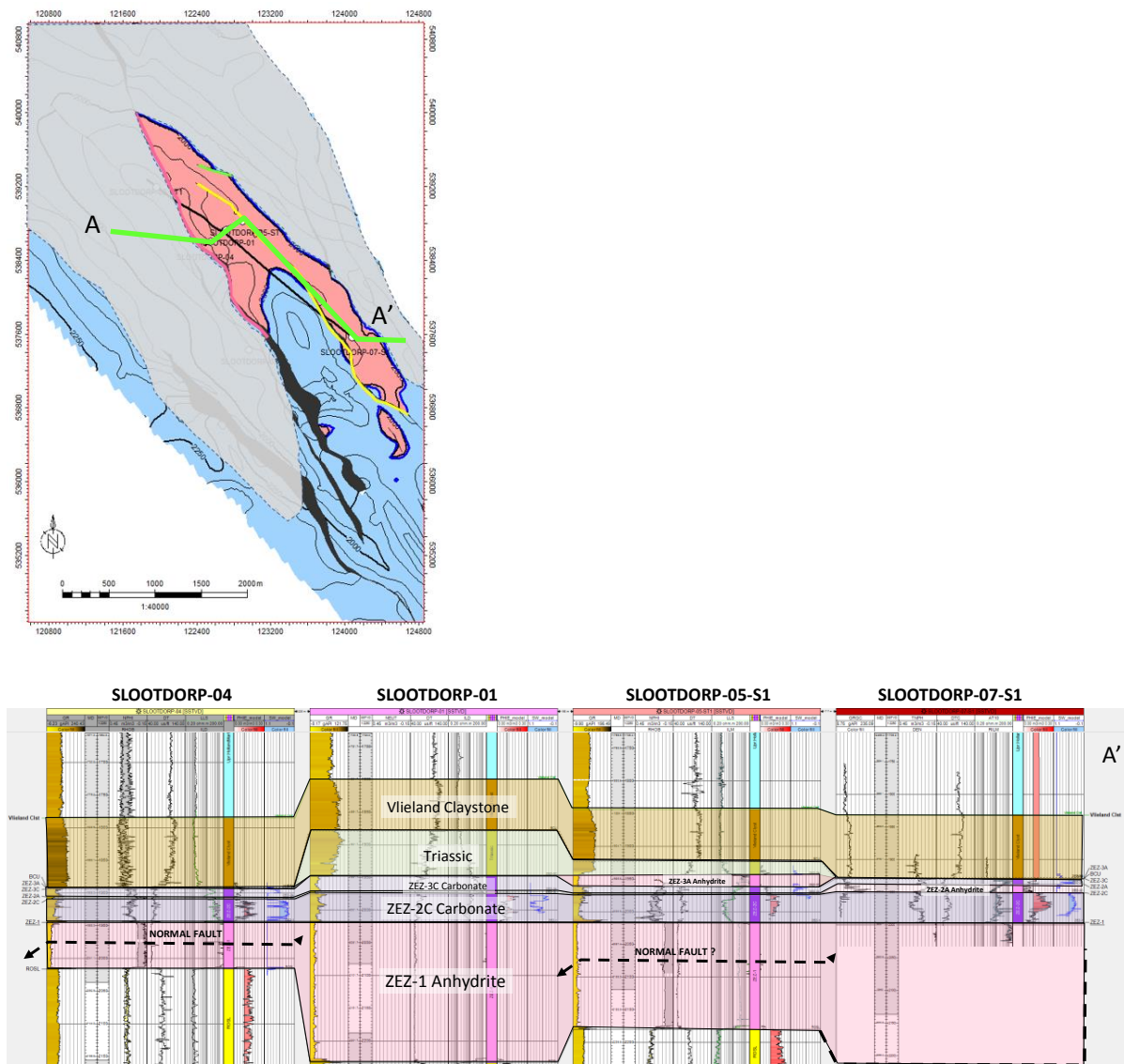
12.2 West – Oost doorsnede door SLD-06

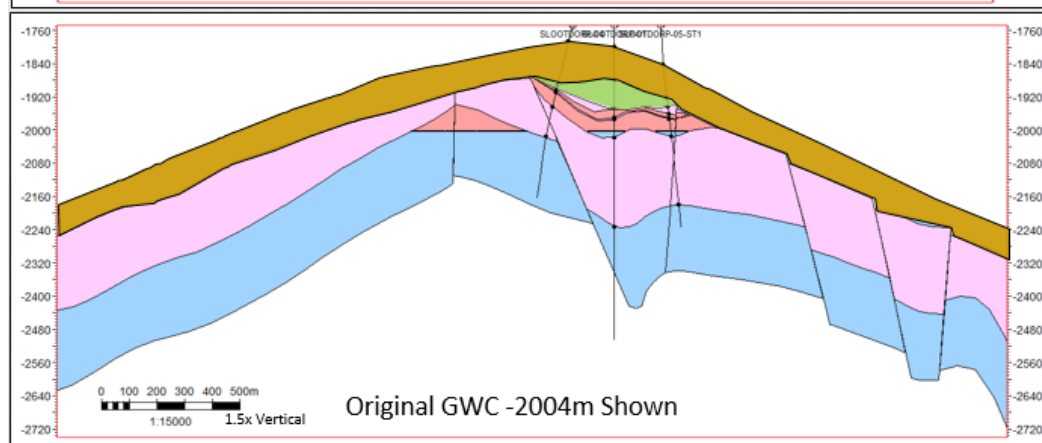
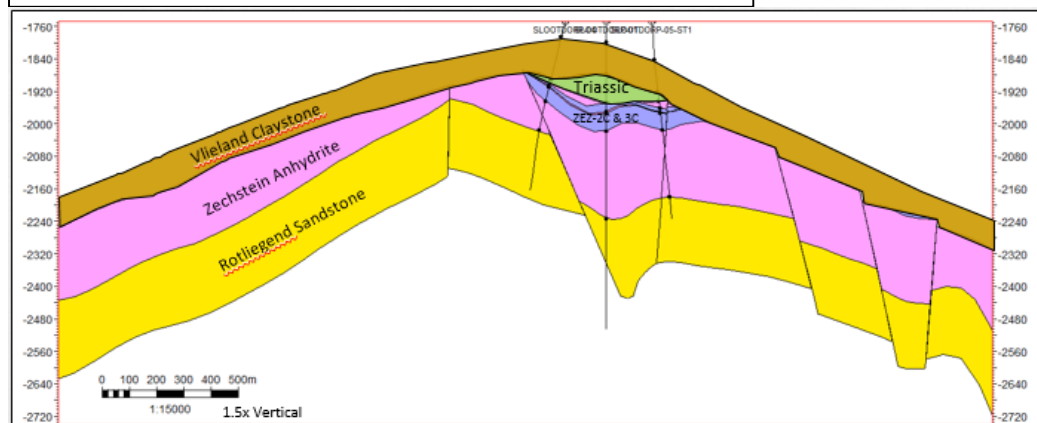
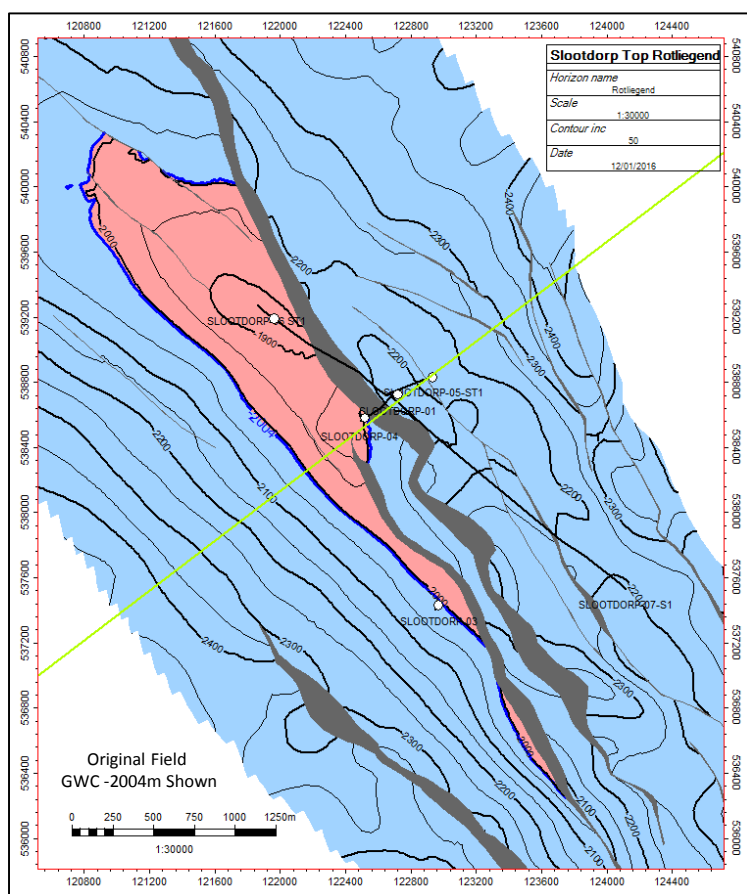


12.3 Cross sectie door SLD-03, SLD-06, SLD-04 en SLD-01



12.4 Slootdorp Zechstein Pool: Stratigraphic Correlation Section – Top ZEZ-1 Datum



12.5 West – Oost doorsnede door SLD-04, SLD-01 and SLD-05-S1

13 Bijlage: Plattegrondtekening en foto's Mijnbouwlocatie Slootdorp

13.1 Foto's Mijnbouwlocatie Slootdorp 1



Figuur 13-1: Foto aanrijroute mijnbouwlocatie Slootdorp 1.



Figuur 13-2: Overzichtsfoto mijnbouwlocatie Slootdorp 1 van buiten de omheining.



Figuur 13-3: Foto toegangspoort mijnbouwlocatie Slootdorp 1.



Figuur 13-4: Foto toegangshek mijnbouwlocatie Slootdorp 1.



Figuur 13-5: Foto productie installatie en separator mijnbouwlocatie Slootdorp 1.



Figuur 13-6: Compressor gebouw op mijnbouwlocatie Slootdorp 1.



Figuur 13-7: Foto put SLD-01.



Figuur 13-8: Foto put SLD-04.



Figuur 13-9: Foto put SLD-05.



Figuur 13-10: Foto put SLD-06 (voorgond) en SLD-07 (achtergrond).



Figuur 13-11: Foto water injectie unit.



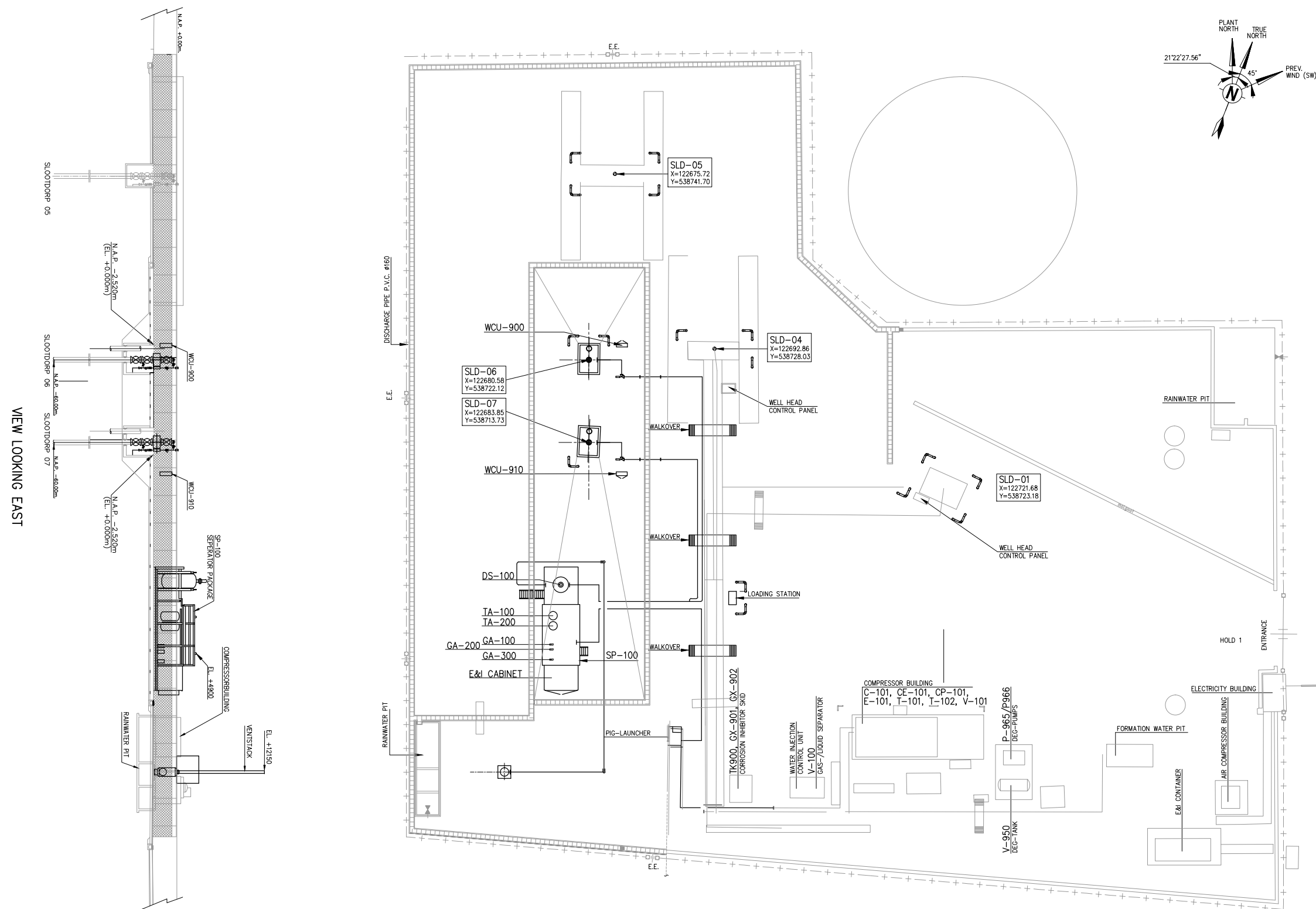
Figuur 13-12: Foto van de vent stack met vloeistof separator.

13.2 Plattegrondtekening Mijnbouwlocatie Slootdorp 1

Titel: Plotplan

Drawing number: 1-36-SL001-3-32-001

Date: 11/Jul/2016



EQUIPMENTLIST		
ITEM	DESCRIPTION	DIMENSIONS
C-101	RECIP. COMPRESSOR	—
CE-101	LUBE OIL COOLER	—
CP-101	COMPRESSOR PRE-LUBE OIL PUMP	—
D5-200	KNOCK-OUT DRUM	#930x1750 (T.L. to T.L.)
E-101	GAS AFTERCOOLER	—
GX-901	CORR. INHIBITOR INJECTION PUMP	—
GX-902	CORR. INHIBITOR INJECTION PUMP	—
	LOADING STATION	1455x830x1450
P-965	—	—
P-966	GLYCOL INJECTION PUMP	—
SLD-04	WELL SLD-04 SLOOTDRP	—
SLD-05	WELL SLD-05 SLOOTDRP	—
SLD-06	WELL SLD-06 SLOOTDRP	—
SLD-07	WELL SLD-07 SLOOTDRP	—
SP-100	SEPARATOR PACKAGE	13430x3700x4900 (LxHxH)
T-101	OIL DRAIN TANK	230 dm ³
T-102	OIL DAY TANK	305x305x1400
TK-900	CORROSION INHIBITOR TANK	1000x1000x1000
V-100	GAS/LIQUID SEPARATOR	#650 O.D. x 2775
V-101	SUCTION SCRUBBER	#356 O.D. x 1850
V-950	GLYCOL TANK	#2000x3150
WCU-900	WELL HEAD CONTROL PANEL SLD-06	1200x400xH (LxWxH)
WCU-910	WELL HEAD CONTROL PANEL SLD-07	1200x400xH (LxWxH)

REFERENCE DRAWINGS
243480-SL001-PP-01 REV.3 PLOTPLAN (ANTEAGROUP)

[illegible]

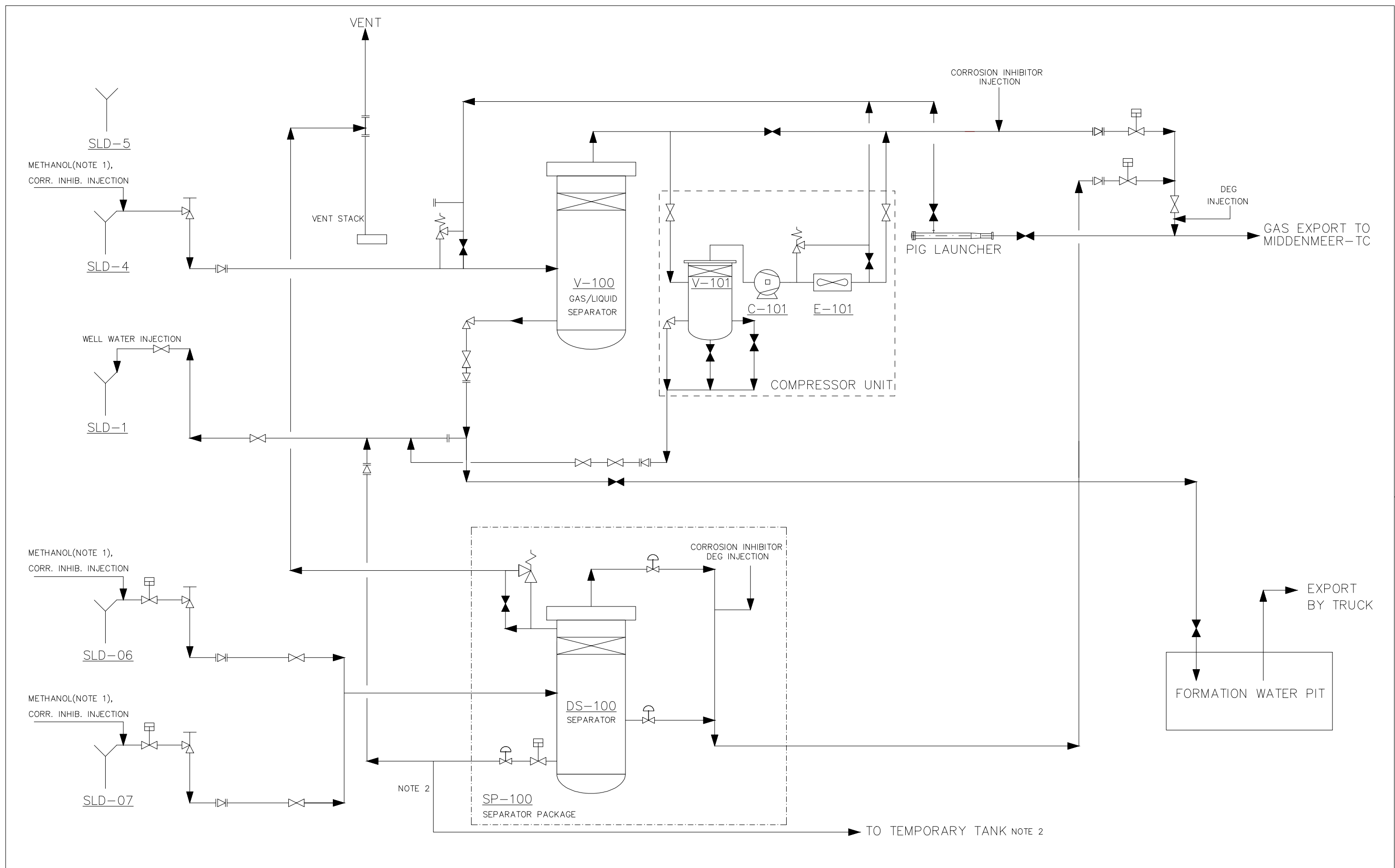
**14 Bijlage: Proces-stroomdiagram van de Slootdorp
aardgaswinninglocatie**

Titel: Process Flow Diagram

Drawing number: 1-36-SL001-3-31-004

CAD No: 200-1041

Date: 11/Jul/2016



REFERENCE DRAWINGS				NOTES								LOCATION: SLOOTDORP							
				1. DURING START-UP 2. DURING SLD-1 MAINTENANCE								WELLS: SLD-1 / 4 / 5 / 06 / 07				TITLE: PROCESS FLOW DIAGRAM			
				4		11-07-2016		AS BUILT SLD 06 & 07				GS		SN		DA			
				3		30-08-2012		AS BUILT HAZOP REMARKS											
				2		25-05-2011		AS BUILT RELOCATION COMPRESSOR UNIT				DHV							
				A		29-07-2009		BASIC ENGINEERING COMP. PROJECT				TEB							
				0		03-12-2003		EERSTE UITGAVE				RK							
				REV.		DATE		DESCRIPTION				DRWN		CHK'D		APPR.			
				</															

15 Bijlage: Slootdorp Geo-mechanisch Model

Geomechanical Study of Seismic Risk in Slootdorp Gas Field

Report for Vermilion Energy BV, prepared by C.J. de Pater (Fenix Consulting Delft) & C. Berentsen (Fenix Consulting Delft)

Date September 2017

Geomechanical Study of Seismic Risk in Slootdorp Gas Field

Report for Vermilion Energy Netherlands BV

Prepared by

[REDACTED], [REDACTED]

Date
September 2017

Geomechanical Study of Seismic Risk in Sloodorp Gas Field

Report for Vermilion Energy Netherlands BV

Date
September 2017

DISCLAIMER

Fenix Consulting Delft nor any person acting on behalf of Fenix:

- **Makes any warranty or representation, express or implied, with respect to the accuracy, completeness, or usefulness of the information contained in this report, or that the use of any apparatus, method, or process disclosed in this report may not infringe privately owned rights; or**
- **Assumes any liability with respect to the use of, or for damages resulting from the use of, any information, apparatus, method, or process disclosed in this report.**

Executive Summary

This report presents an evaluation of the Slootdorp reservoir response to gas production. The objective is to determine the seismic risk associated with decreasing the reservoir pressure in the Rotliegend pool to 120 bar. In the past, the reservoir pressure was only falling by a small amount, so that no seismicity could be expected. When significant depletion occurs, the seismic risk may increase, in particular with regard to the Rotliegend reservoir pool.

A 3D geomechanical model was built, based on the faults and horizons in the available Petrel Model. Both the Rotliegend and Zechstein reservoirs were included in the model. A Seismic Risk Analysis guideline was issued by the government regulator and we followed this guideline to come to a balanced assessment of risk. The model was populated with geomechanical properties derived from logs, LOT's and regional data on the stress field. Also, overburden properties from previous studies on nearby fields were used.

The pressure input was obtained from an Eclipse simulation provided by VEN. Since the Rotliegend gas reservoir is in contact with an active aquifer, it is important to include the water leg pressure in the pressure input. Reduction of the pressure drives the compaction of the reservoir, which induces stresses on the faults causing slippage. Since the water is quite incompressible, a large pressure reduction in the water leg may be caused temporarily by a rising gas water contact (GWC).

For the pressure distribution based on the forecast of the gas pressure as well as the water leg pressure, the stress change on the main fault was computed over the full pressure history. It turned out that slippage is not expected at the lowest gas pressure using a conservative estimate of the critical friction coefficient on the fault of 0.55. Sensitivity analysis on the most important input parameters was performed with a range that can be expected for such a field and is compatible with the SRA guideline (Staatstoezicht op de Mijnen, 2016). The result was that the Base Case maximum critical stress ratio of 0.46 could range between 0.46 and 0.53 for the expected uncertainty of input parameters.

The maximum earthquake magnitude can be estimated from the size of the critically stressed area of the fault. The main reason the critical stress ratio is relatively low, is the small pressure depletion of 45%, due to the active water flow which hampers depletion.

Conclusions

- The stress analysis of the Main fault shows that the critical stress ratio remains below 0.46, so it is expected to remain stable over the forecast pressure evolution.
- Lower minimum stress raises the critical stress ratio; lower reservoir modulus also increases critical stress ratio because of a larger differential compaction effect. The same would happen with stiffer overburden. A higher Biot coefficient would increase the seismic risk. Uncertainty in the fault dip could raise the critical stress ratio somewhat, while uncertainty in strike has no effect since the fault is along the assumed maximum stress orientation.
 - Combining all uncertainties the critical stress ratio at maximum depletion could be 0.53, still below the lower limit of friction coefficient.
- Water leg pressure affects fault stress, since most of the compaction effect comes from the water leg. The simulated pressure in the water leg shows a relatively small drop, if the vertical permeability is 10% of horizontal permeability, but the pressure drop is much larger for 50% vertical permeability. The best choice of 30% vertical permeability shows a moderate pressure drop in the water leg.
 - It is known from analogue reservoirs that vertical communication is poor in these Rotliegend reservoirs.
- The Eastern fault that bounds the Zechstein reservoir shows only a small stress increase. The critical stress ratio remains below 0.44, so there is negligible chance of seismic activity.
- The probability of seismic activity is negligible, following SRA guideline nomenclature, both due to the limited depletion of the reservoir of 45% and the small size of the gas zone at low pressure.

Contents

EXECUTIVE SUMMARY	III
Contents.....	iv
List of Figures	v
List of Tables.....	vii
1 INTRODUCTION	1
2 GEOMECHANICAL MODEL DATA.....	3
Log Properties	3
Stress	5
3 GEOMECHANICAL MODELING.....	8
Differential compaction.....	8
Geomechanical Model Set-up	10
Simulation Work Flow	14
Reservoir Pressure simulation	16
Stress Analysis based on Eclipse Pressure Simulation.....	18
Sensitivity Analysis of Critical Input Parameters	28
4 DISCUSSION.....	30
REFERENCES	30
APPENDIX I: SUBSIDENCE ESTIMATE	33

List of Figures

Figure 1: Map and Cross sections of the Sloodorp gas field. The main fault separates the Rotliegend reservoir (in the West) from the Zechstein reservoir in the East.	1
Figure 2: Correlation between size of rupture area and earthquake magnitude. For reference the observed maximum magnitude earthquake is plotted in Bergermeer and typical range of micro-seismicity as occurred during re-fill of that reservoir. Earthquakes at a depth of about 2 km may be felt at a magnitude of 1.5.	2
Figure 3: DSI log of well SLD06ST1.....	3
Figure 4: Modulus computed for well SLD06ST1; lithology is indicated in the lower diagram.	3
Figure 5: DSI curved for well SLD07ST1.....	4
Figure 6: Modulus computed for well SLD07ST1. The Carbonates and Anhydrite are relatively stiff, but the overburden has a low modulus.	4
Figure 7: Modulus computed from compressional travel time in well SLD-04 that penetrated the Zechstein reservoir.	5
Figure 8: LOT data in Sloodorp and nearby fields.	7
Figure 9: LOT data obtained in Sloodorp wells.	7
Figure 10: Friction coefficients measured on lab samples for a range of rock types (Byerlee, 1978). At low stress the average is 0.85, while the range is between 0.6 and 1.1.	9
Figure 11: Pressure distribution at different times for a tight fault zone in contact with a depleting reservoir. Fault planes are associated with a wide damage zone, which is often quite permeable. However, since Rotliegend reservoirs often have so-called cataclastic zone that are very tight, it is assumed that the damage zone has a permeability of 1 μ D. The seal rock on the other side has a permeability of 10 nanoD. The core zone will deplete quickly, but there is a more gradual pressure change over the wider damage zone around the fault.	10
Figure 12: Sloodorp model below Vlieland Claystone.	11
Figure 13: Sloodorp reservoir blocks: the Rotliegend gas zone (in yellow domain) is west of the Main fault, while the Zechstein reservoir (blue) lies east of the fault.	11
Figure 14: Rotliegend and Zechstein reservoir grid.	12
Figure 15: Refined grid is used on the main fault in order to capture differential compaction.....	12
Figure 16: Modulus of layers near the Main fault. Large differences in modulus yield a strong differential compaction effect.	13
Figure 17: Hydrostatic pressure was first computed which is used in the stress analysis for domains that do not deplete upon production.....	14
Figure 18: Location of stress log shown in Figure 19.	15
Figure 19: Pressure and stress at virgin conditions at the location shown in Figure 18.	15
Figure 20: Production and pressure forecast for the second Eclipse scenario, with a production surge.	16
Figure 21: Sloodorp pressure evolution in a scenario, which has a high rate surge at the end of field life shown in Figure 20 resulting in the large pressure drop in 2018. After shut-in the pressure quickly recovers due to rising water.	17
Figure 22: Main fault surface and contact of Rotliegend reservoir with the fault.....	18
Figure 23: Critical stress ratio on the Main fault at virgin pressure and the lowest pressure point of the planned depletion. In the heading of the graphs, the side of the fault is indicated (East-West) the minimum and maximum for 98% of the area (thus excluding very small regions with high stress) and	

finally the fault name. Since the fault stress was not averaged the critical stress ratio is slightly different between both sides of the fault.....	18
Figure 24: Cumulative area vs. critical stress ratio for several times. The left graph shows the reservoir side and the right graph shows the non-reservoir side of the fault.	19
Figure 25: Maximum magnitude for fault slippage on the critically stressed area for several levels of the friction coefficient.....	19
Figure 26: Pressure and stress at virgin conditions and after depletion.....	20
Figure 27: Cross-section through the Main fault with indication of the location of the cross-section in map view. Circles indicate the points at which the critical stress ratio of Figure 29 is computed. The crosses indicate the lines along the fault for which the curves of Figure 30 were computed.....	21
Figure 28: Critical stress ratio in a cross section just North of the ZE reservoir through the main fault. Left shows the virgin state and the right picture shows the increase in critical stress ratio on the non-reservoir sides of the fault.	21
Figure 29: Mohr-Coulomb plots for selected points in a cross-section through the Main fault.	22
Figure 30: Critical stress ratio on reservoir side (left) and non-reservoir side (right).	22
Figure 31: Threshold critical stress ratio corresponding to an earthquake of magnitude 1.5 vs gas pressure. There is some variation in the threshold friction coefficient for different KV/KH ratios. As Base Case, the KV/KH ratio was set at 0.3. In the scenarios Kv/KH=0.3 and 0.5, the pressure shows a relatively large increase after shut-in, since the gas pressure disappears due to rise of the water table.	23
Figure 32: Base case evolution of threshold friction coefficient for a felt earthquake of magnitude 1.5. The pressure shows hysteresis after shut-in, since the gas pressure disappears due to rise of the water table.	23
Figure 33: Friction coefficient vs. magnitude of an earthquake that might be induced if the critical stress ratio would exceed that friction coefficient. The initial range of critical stress ratio is also indicated. Since the reservoir compaction changes only the tail of the critical stress distribution in Figure 24, the friction coefficient is only increased for small magnitudes.....	24
Figure 34: Pressure evolution for the Zechstein reservoir.....	24
Figure 35: Pressure and stress at virgin conditions and after depletion of the Zechstein reservoir....	25
Figure 36: Critical stress ratio on the Eastern Zechstein reservoir fault at the end of the planned depletion.	26
Figure 37: Pressure in a cross-section through the fault for the hypothetical full depletion case.	27
Figure 38: Critical stress ratio in virgin state and after hypothetical full depletion.	27
Figure 39: Threshold friction coefficient for felt earthquake for both the hypothetical full depletion and actual base case with rising water table. Clearly, full depletion would pose a seismic risk, while the actual depletion case shows that a very low friction coefficient would be required to induce any seismicity.	28
Figure 40: Mobilized friction coefficient equivalent to a maximum earthquake magnitude of 1.5 as a function of gas zone pressure. The curves represent different inputs compared with the base case.....	29
Figure 41: Friction coefficient for magnitude 1.5 earthquake for variation of the fault dip and strike. The curves were computed by rotating the stress, rather than modifying the fault geometry. Since the fault is steep, the critical stress increases for lower dip. Strike has little effect, since the fault is already aligned with the maximum stress.	29
Figure 42: Vertical displacement at top of model after forecast depletion.....	33

List of Tables

Table 1: Sloodorp wells and historical production.....1

Table 2: Mechanical properties used to populate the Sloodorp Base Case model.6

Table 3: Parameter variations for sensitivities run compared with the Base Case model.29

1 Introduction

The Sloodorp field in Noord Holland (Figure 1) is cut by faults that can theoretically become unstable as a result of gas production and the associated pore-pressure reduction. Vermillion needs to report to State Supervision of the Mines (SodM) on the risk of fault reactivation and the maximum magnitude of the associated induced seismicity that may be the result of the planned production and the resulting pressure decline.

Production scenarios

Initially, the field was produced through wells completed in the Zechstein carbonate pools. The pressure was apparently supported by inflow of gas from the Rotliegend pool through the bounding fault. This was evident from the rise of the Rotliegend water table found in the SLD-06-ST1 well drilled in 2015. Therefore the fault must be permeable. Perhaps it acts as a barrier, but we can assume that the pressure in the fault zone (where the reservoirs are juxtaposed) will follow the reservoir pressure.

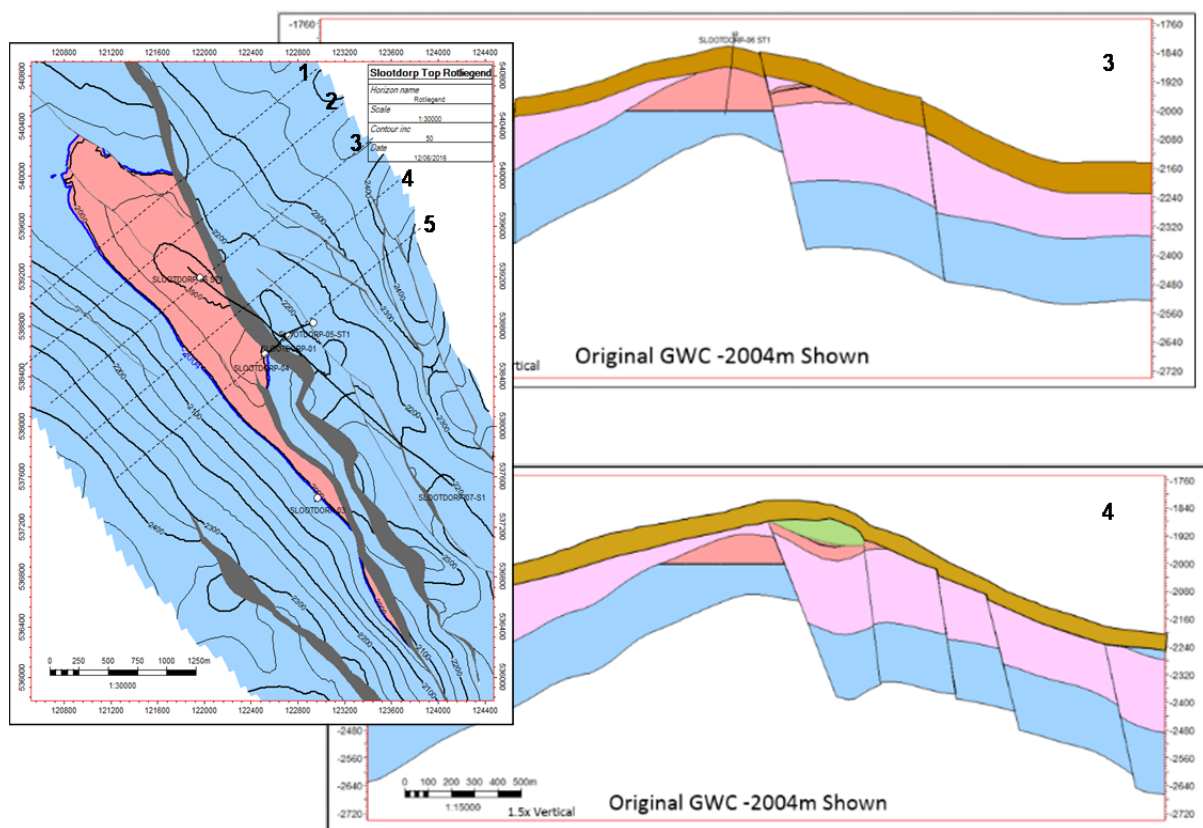


Figure 1: Map and Cross sections of the Sloodorp gas field. The main fault separates the Rotliegend reservoir (in the West) from the Zechstein reservoir in the East.

Table 1: Sloodorp wells and historical production.

	Zechstein	Rotliegend		Start	End	Tprod (yr)	Rate (MMm3/d)	Vcum* (MMm3)	Vcum* (Bscf)
SLD-01	ZE2C ZE3C	ROSL	Pressure support	1977	1989	12	0.05	196	6.9
SLD-02	ZE2C ZE3C	ROSL	Dry Hole						
SLD-03		ROSL	Dry Hole						
SLD-04	ZE2C ZE3C	ROSL	Pressure support	1985	2015	30	0.1	1004	35.5
SLD-05-ST1	ZE2C ZE3C	ROSL	Pressure support	1988	1991	3	0.06	12	0.4
SLD-06-ST1		ROSL	Pressure support	2015		2+	0.6	334	11.8
SLD-07-ST1	ZE2C ZE3C		Pressure support	2015		2+	0.4	73	2.6

1 Introduction

From July 2015 the Rotliegend well came on production, at a much higher rate, which resulted in the inverse situation with fast depletion of the Rotliegend and slower depletion of the Zechstein through the fault. Due to a possible baffle at the fault and the lower permeability of the Zechstein some pressure differential has likely developed across the fault.

The conventional approach to understanding the cause of induced seismicity during production is that in Dutch gas fields, depletion causes shear stress increase on the faults, which may then induce earthquakes. A 3D geomechanical model can aid in determining the pressure level when the fault might slip and in bounding the maximum area that may slip in an earthquake and the associated earthquake magnitude. In this respect we need to distinguish between very weak micro-seismicity (in the magnitude range of -3 to -1) and larger events; see Figure 2 for a relation between magnitudes and rupture area size. Very weak micro-seismic events are known to occur in underground formations when strain is applied, because rock formations deform with micro-fracturing. Moreover, rock formations are heterogeneous and small critically stressed faults are ubiquitous, even if large faults are not critically stressed. Slippage areas of less than a few meters will be sufficient to generate these small micro-earthquakes and these are obviously of no concern to seismic risk. However, if larger earthquakes are observed, it is warranted to interpret these as a potential warning signal of fault instability, provided they can be located near a large fault zone. The reason that large fault zones are of interest is that stronger, felt earthquakes can only be generated on such large faults.

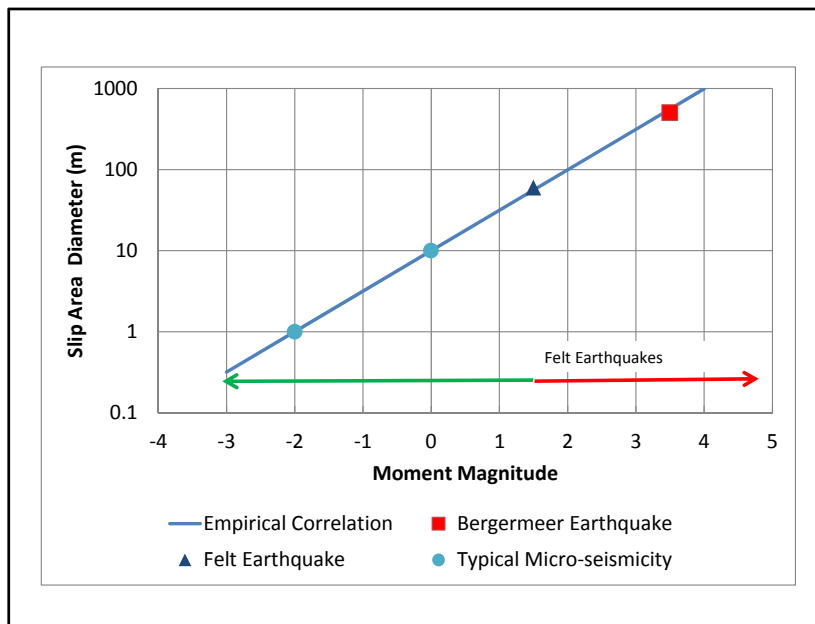


Figure 2: Correlation between size of rupture area and earthquake magnitude. For reference the observed maximum magnitude earthquake is plotted in Bergermeer and typical range of micro-seismicity as occurred during re-fill of that reservoir. Earthquakes at a depth of about 2 km may be felt at a magnitude of 1.5.

2 Geomechanical Model Data

Log Properties

Modern logs are available in wells SLD-06-ST1 and SLD-07-ST1. Figure 3 shows the compressional and shear travel times in well SLD-06-ST1 over the Rotliegend reservoir with gas zone and water leg. The modulus and Poisson Ratio can be obtained from the compressional and shear wave travel times and density and porosity, using the Gassmann equation. Figure 4 shows that the Rotliegend has a modulus of about 15 GPa, while the overburden has a much lower modulus of about 7.5 GPa.

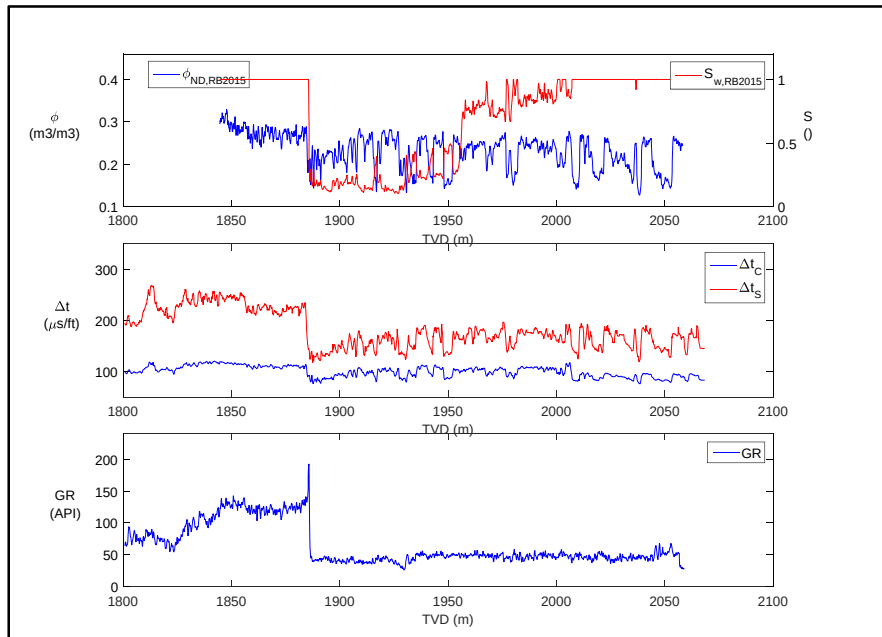


Figure 3: DSI log of well SLD06ST1.

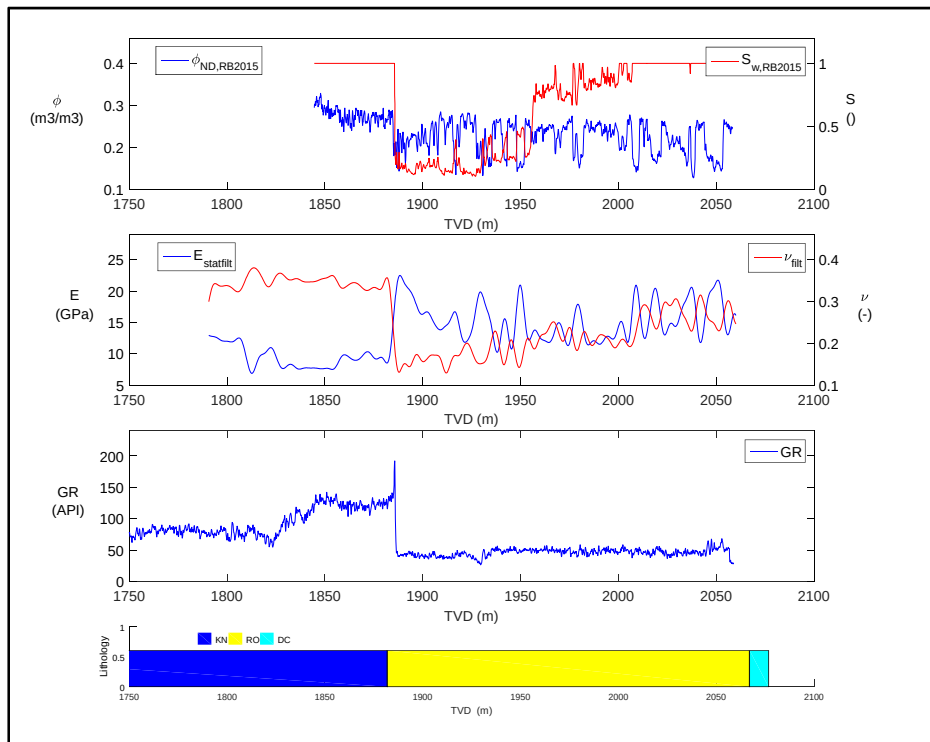


Figure 4: Modulus computed for well SLD06ST1; lithology is indicated in the lower diagram.

2 Geomechanical Model Data

The modulus of the Zechstein reservoir can be obtained from DSI log in well SLD-07-ST1, shown in Figure 5. The computed modulus is shown in Figure 6. Here we see large variations in modulus, between overburden, carbonates and anhydrite. The Zechstein formations tend to be quite stiff, providing a contrast with the Rotliegend reservoir that contacts the Zechstein across the central fault in the reservoir.

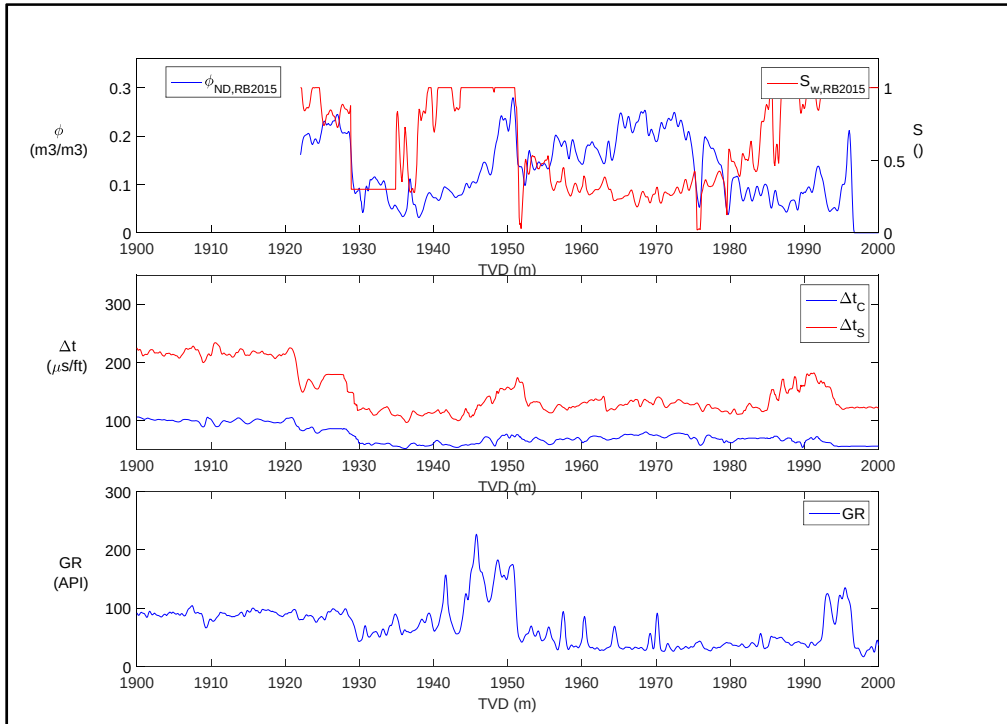


Figure 5: DSI curved for well SLD07ST1.

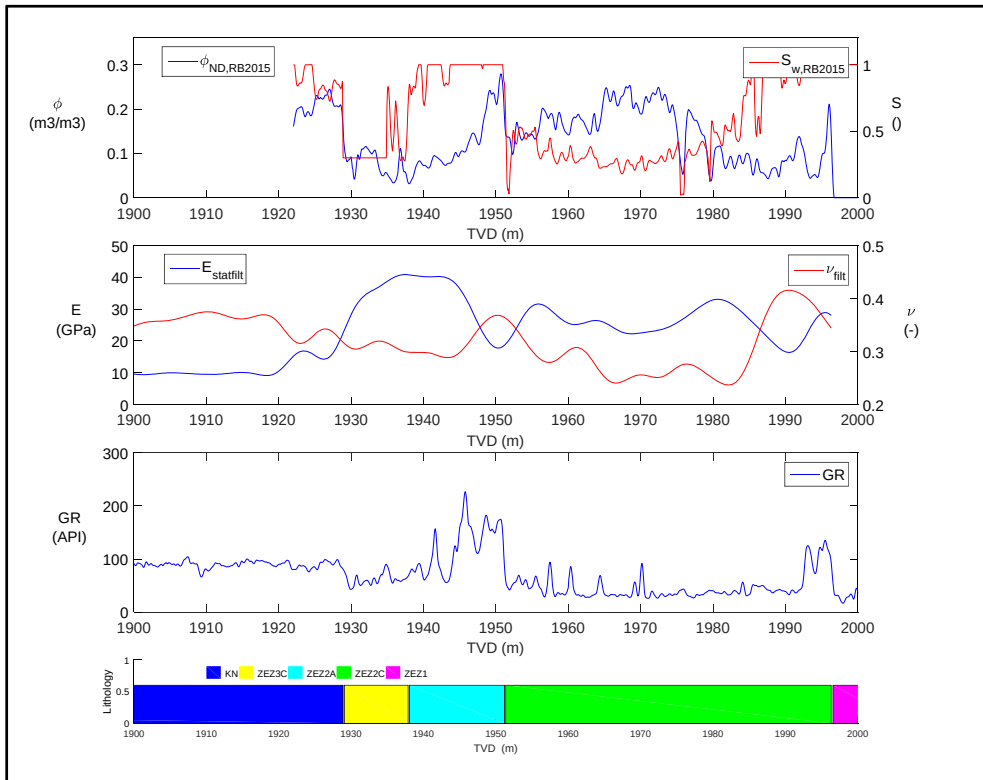


Figure 6: Modulus computed for well SLD07ST1. The Carbonates and Anhydrite are relatively stiff, but the overburden has a low modulus.

Shallower formations were logged in well SLD-04 with density and compressional travel time logs. We can compute the modulus, assuming a Poisson Ratio for undrained response. The resulting value for the modulus agrees fairly well with published data for the overburden in this area.

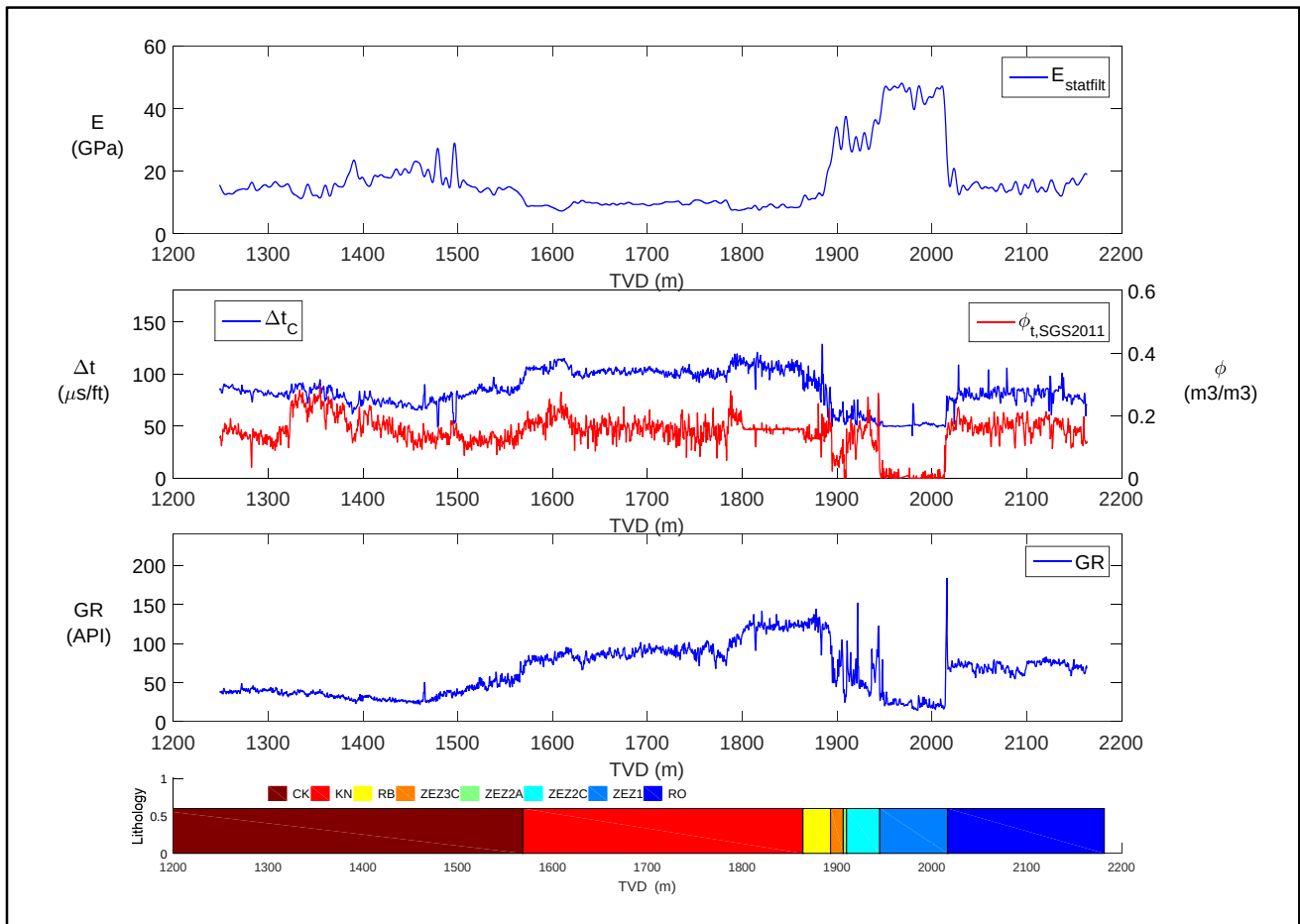


Figure 7: Modulus computed from compressional travel time in well SLD-04 that penetrated the Zechstein reservoir.

Stress

The vertical stress is well constrained by density logs and reservoir pressure. Since the regional stress regime is normal with horizontal stresses below vertical, the vertical and minimum horizontal stresses determine the shear stress and normal stress on the faults for potential fault slippage.

Stress orientation

There is no direct data on stress orientation (e.g. from breakouts or image logs), so we assume regional stress orientation of 25° NW. This implies that the strike of the Main fault running through the reservoir follows the maximum stress orientation which is the worst case for slippage in a normal faulting stress regime.

Minimum Horizontal Stress

The best way to determine minimum stress is from minifrac or microfracs, but these are not available in Slootdorp. Measured stress is available in nearby fields like Bergermeer and Alkmaar, but that gives just an indication of expected stress. The only reliable stress data is available from LOT's in Slootdorp and some nearby fields, plotted in Figure 8. A fair fit to these LOT data can be obtained with an effective stress ratio of 0.55. This is commonly found in the Dutch gas fields. Only a few LOT's were taken in Slootdorp, shown in Figure 9. The data is limited to the overburden since the LOT's were made for drilling purposes after setting of casing. So, we need to infer the stress in the reservoir. In the drilling community, reservoir stress is often

2 Geomechanical Model Data

assumed equal to overburden stress, but from fracturing experience we know that reservoir stress is often lower than overburden stress. So, we estimate that the reservoir has a lower minimum stress gradient of 16.3 kPa/m, below the overburden minimum stress gradient of 16.7 kPa/m. Another bound on the stress is obtained from the guideline that 28% pressure depletion is required to induce earthquakes in the worst case. Therefore, the stress must be sufficiently high to avoid slippage on the fault up to 28% depletion for the given lower limit of the friction coefficient.

Maximum Horizontal Stress

No direct measurements of maximum horizontal stress are available. The only indication comes from drilling experience. Several lost circulation incidents have been reported, which is often interpreted as an indication of high maximum horizontal stress since the breakdown pressure is then assumed to be low. Therefore, we assumed a high ratio between horizontal and vertical stress of 1.23, although horizontal stress is close to but still lower than vertical stress. Since the lost circulation incidents occurred in the overburden, there is no additional information on minimum stress in the reservoir, which is most critical for seismic risk.

Although maximum horizontal stress is quite uncertain, the stress regime is most likely normal faulting, so that maximum horizontal stress is intermediate. For potential slippage of faults oriented along the maximum horizontal stress the frictional equilibrium is determined by the minimum and maximum stress, so that maximum horizontal stress is irrelevant.

Table 2: Mechanical properties used to populate the Slootdorp Base Case model.

Group/ Member	Formation	Top Horizon	Bulk density	Young's Modulus	Poisson Ratio	Biot Coefficient	Minimum Horizontal Stress Gradient	Maximum Horizontal Stress Gradient
		(m)	(kg/m ³)	(GPa)	(-)	(-)	(kPa/m)	(kPa/m)
NU	Upper NS	3	2200	10	0.30	0.70	15	18.4
NM	Middle NS	801	2300	20	0.25	0.70	15	18.4
NL	Lower NS	830	2300	20	0.25	0.70	15.5	19.0
CK	Chalk	1164	2453	16	0.25	0.70	16	19.6
KN	Vlieland Claystone	1576	2448	10	0.25	0.70	16.5	20.2
RB	Trias (Buntsandstein)	1,868.8	2423	13	0.25	0.70	16.7	20.5
ZEZ4A	ZE Anhydrite	1,880.0	2780	33	0.25	0.70	16.7	20.5
ZEZ3C	ZE Carbonate (Platten)	1,896.8	2656	38	0.25	0.70	16.3	20.0
ZEZ2A	ZE Anhydrite	1,907.8	2780	33	0.25	0.70	16.7	20.5
ZEZ2C	ZE Carbonate	1,914.8	2543	26	0.25	0.70	16.7	20.5
ZEZ1		1,947.8	2906	45	0.25	0.70	16.7	20.5
RO		2,022.7	2399	16	0.12	0.70	16.3	20.0

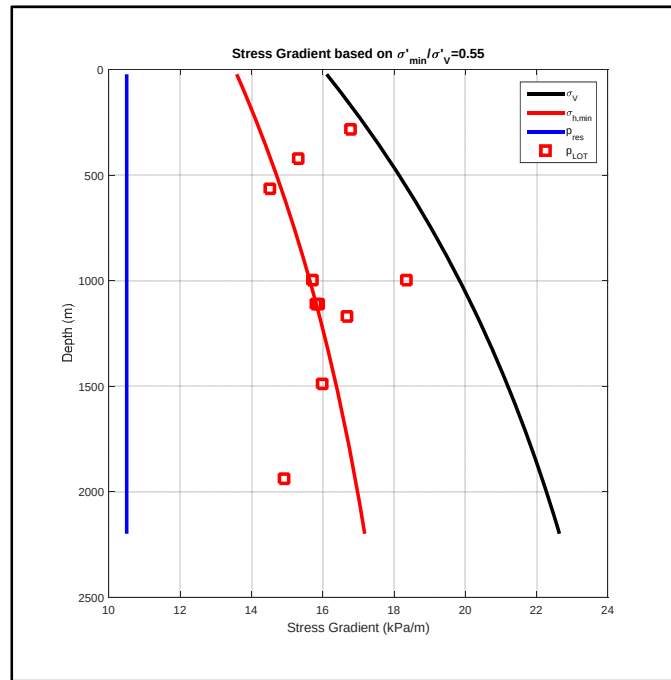


Figure 8: LOT data in Sloodorp and nearby fields.

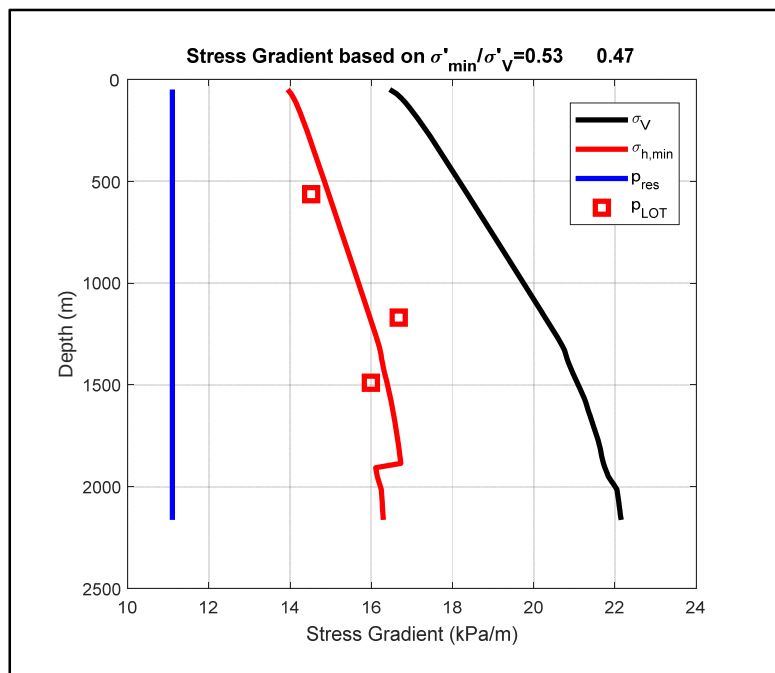


Figure 9: LOT data obtained in Sloodorp wells.

Reservoir Pressure

Factors that have an impact on fault slippage are the relative stiffness of the reservoir and overburden, the fault orientation and pressure distribution on the fault. The main driving force is reservoir compaction as caused by pressure depletion. The forecast for the coming years is shown in Figure 20, as obtained by VEN from an Eclipse simulation.

3 Geomechanical Modeling

Differential compaction

Assuming that Dutch gas fields have no critically stressed faults both at reservoir level and in the deep subsurface (as evidenced by absence of regular natural earthquakes), the most plausible mechanism for induced earthquakes is transfer of compaction strain to faults by differential compaction (Roest *et al*, 1993; Bourne *et al.*, 2014).

Since effective normal stress (on the reservoir side of a fault and in the fault zone) will actually increase due to depletion, the shear stress caused by differential compaction drives the fault into criticality. This is thought to occur when a fault is sealing, and there is no pressure depletion on the non-reservoir side of fault. If there is any flow across the fault, and the pressure on both sides of the fault is equal, there is in most cases no increased risk of seismicity.

Fault Stability Criterion

The criterion for fault slip in the geomechanical model is simplified to the Mohr-Coulomb criterion, based on the ratio of shear stress to effective normal stress exceeding the friction coefficient:

$$\frac{\tau}{\sigma_n - p} > \mu \quad (1)$$

Where τ is the shear stress and σ_n the normal stress on the fault plane, p the local pore pressure in the fault zone and μ the friction coefficient. The driving force in induced seismicity is reservoir pore pressure, since that causes changes in total stress and shear stress by reservoir volume change. However, the local pore pressure in the fault zone is also of interest since it may destabilize faults. This effect has been extensively observed in geothermal and waste water injection. More complicated is the effect of reservoir stress changes. In differential compaction the shear stress is the dominant driver for seismicity because the faults are initially not critically stressed, but the contribution from changes in the effective normal stress can be crucial.

Still, this simple friction law is a crude picture of the reality of fault slippage, since the contacts in a fault zone are far from uniform, but consist of many asperities that are in contact and carry much higher stress than the average stress. The above friction law is a simplification in the sense that two mechanisms determine friction: the normal stress determines contact area and shear stress determines failure of the contacts and slippage. In principle these two processes may be elastic, but it is likely that in many rocks, shearing is accompanied by some micro-fracturing or plasticity when asperities yield under shear.

Given the complexity of the fault slippage process, it is necessary to determine the critical friction coefficient from observation of seismicity. Lacking such observations, it can only be estimated from observations of earthquakes in analogue situations.

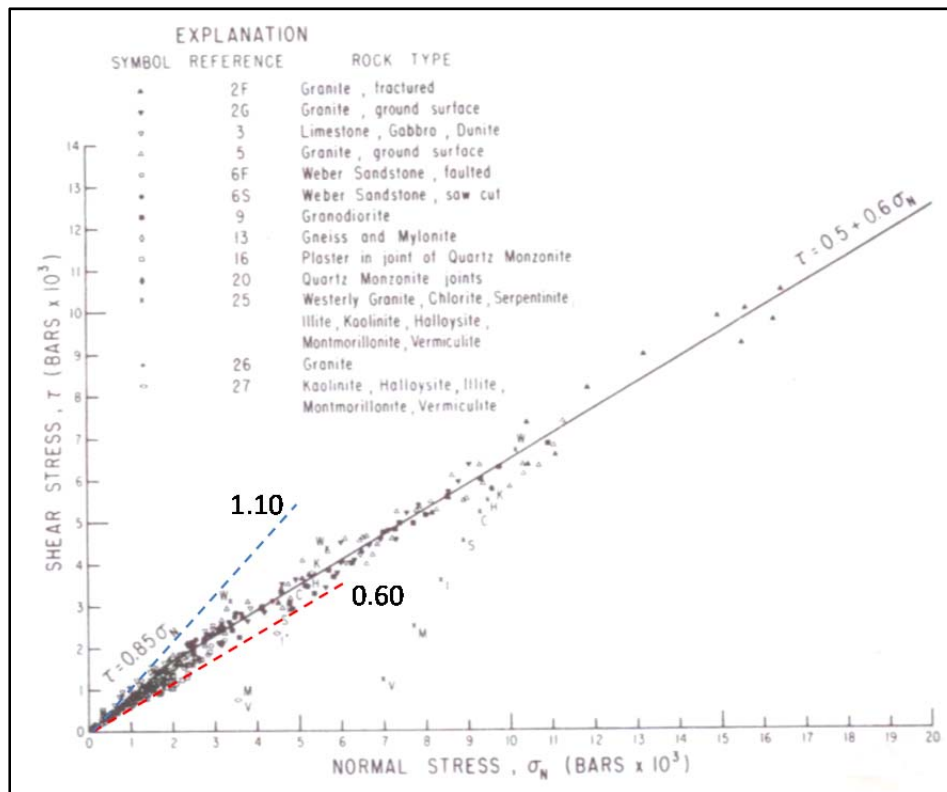


Figure 10: Friction coefficients measured on lab samples for a range of rock types (Byerlee, 1978). At low stress the average is 0.85, while the range is between 0.6 and 1.1.

Friction Coefficient

So, the question is what range of friction coefficient can be expected for a field like Sloodorp?

Figure 10 shows the seminal work by Byerlee (1978) on lab specimens which provides the range of friction coefficients that can be expected. The lower limit is about 0.6. Apart from these basic friction coefficients many workers investigated the actual friction coefficients on field scale faults. This can be done in several ways. From observation of seismic slip, but also indirectly from observations of the stress state near critically stressed faults. An important example is the work by Zoback and Harjes (1997) on the deep German borehole experiments (KTB). In that well, it was shown that faults were indeed critically stressed in view of the drilling experience of great depth and also because a small minifrac caused fairly strong seismicity up to magnitude 1.2 (de Pater et al. 1996). The derived friction coefficients for the entire depth interval, with a variation of lithology was 0.65. In general the work on actual seismicity shows that the practical range of effective friction coefficients falls between 0.6 and 0.7 for seismically active faults (Scholz, 1998).

Since natural earthquakes can occur for a stress ratio of 0.6, this can be considered a lower bound for the threshold friction coefficient.

It is of interest to see what friction coefficient was found in Dutch gas fields that induced earthquakes. Unfortunately, only a few studies have been published for reservoirs that can be compared with Sloodorp. A recent study that matched the seismicity history in Groningen gas field inferred a friction coefficient of 0.67 (Dempsey *et al.*, 2017), but Groningen is a giant field that might behave different from the small fields. In the Eleveld gas field the seismicity could be matched with a low friction coefficient between 0.5 and 0.6 but that field has a very low stress (Roest *et al.*, 2000). We can better compare Sloodorp with the nearby Bergermeer gas field where the stress ratio at the first earthquakes was close to 0.6 (TAQA/Baker, 2013). So, it is concluded that a fair range of the friction coefficient is between 0.55 and 0.7 for initiation of seismicity. Of course the lower limit is what counts and will therefore be used as the threshold value.

Perhaps the most crucial parameter in the application of the friction law is the pore pressure in the fault zone. Work on active faults indicates that the damage zone around a fault is about 1% of its length. So, for the Sloodorp Main fault this could be between 10 and 100 m depending on the size of the faults. The width is likely closer to the lower limit since logs shows a fairly small faults zone for wells that crossed the fault. The

3 Geomechanical Modeling

core sliding zone is smaller with a width of the order of 0.2 m. For such a narrow fault zone it is expected that the pressure would be quickly depleted within several months, even if the permeability of the fault zone is in the order of 10 nanoDarcy, which is an expected value for cap rock above hydrocarbon reservoirs. Figure 11 shows the pressure distribution in a fault zone with a damage zone of 20 m and a core sling zone of 0.2 m. Even for a low permeability in the non-reservoir rock of 10 nanoD, the core zone will be depleted.

Depletion would strengthen the fault since the effective normal stress would be larger. In the investigation of Slootdorp seismic risk we will assume average pore pressure in the fault zones between reservoir and non-reservoir rock. The simulated pressure in Figure 11 shows that this is still a conservative assumption.

So, there are two reasons why the current analysis is conservative: the threshold friction coefficient is chosen at the lower limit of the observed range and the pore pressure is chosen near the upper limit.

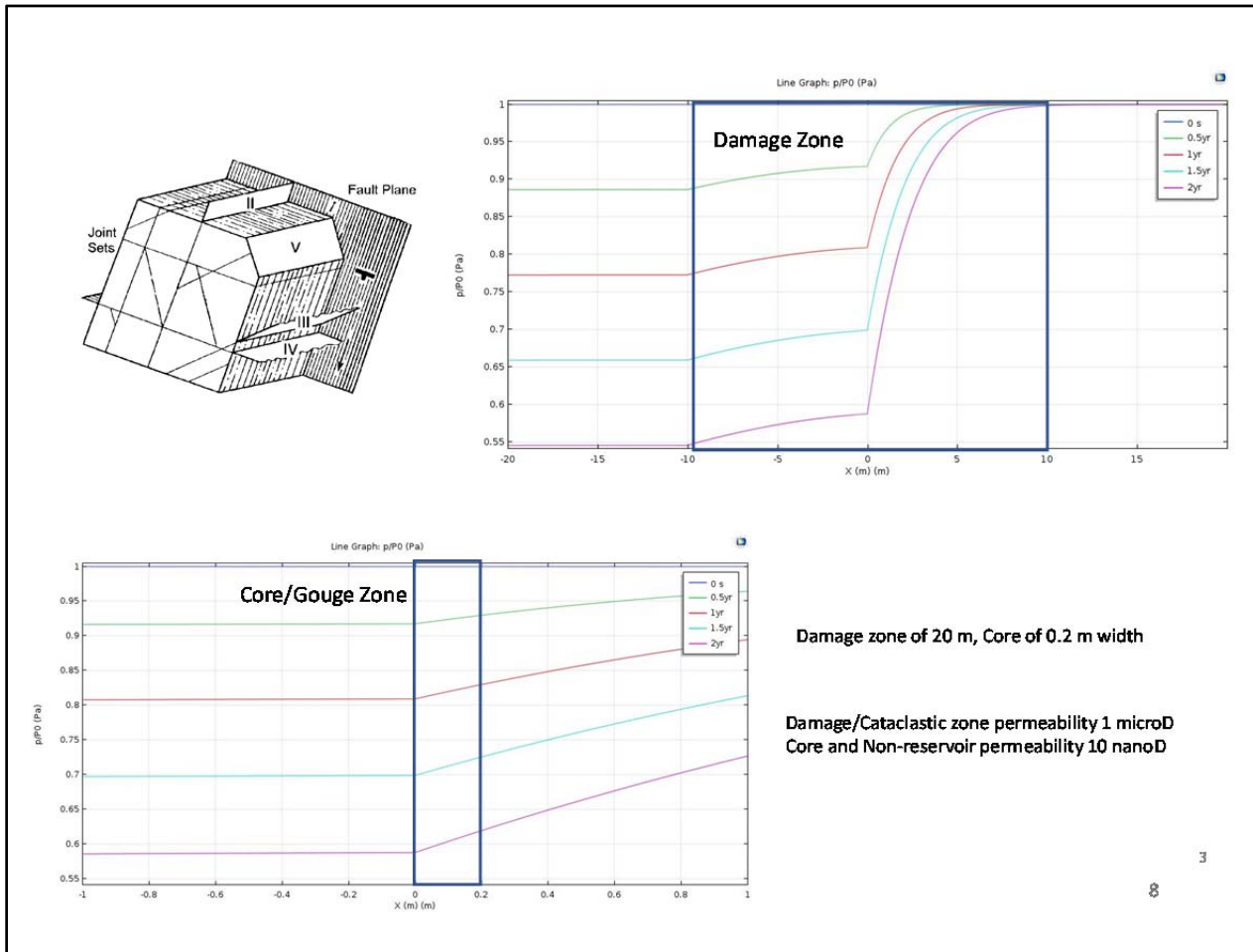


Figure 11: Pressure distribution at different times for a tight fault zone in contact with a depleting reservoir. Fault planes are associated with a wide damage zone, which is often quite permeable. However, since Rotliegend reservoirs often have so-called cataclastic zone that are very tight, it is assumed that the damage zone has a permeability of 1 μ D. The seal rock on the other side has a permeability of 10 nanoD. The core zone will deplete quickly, but there is a more gradual pressure change over the wider damage zone around the fault.

Geomechanical Model Set-up

Fault planes and horizons were exported from Petrel so that they could be imported into a CAD system to convert the discrete point sets to parametric surfaces by fitting splines to the discrete meshes. Surfaces were used of top Vlieland Claystone, top Trias (or Base Cretaceous Unconformity, BCU), ZEZ3C (Zechstein reservoir), ZEZ2A, ZEZ1 and top Rotliegend reservoir, see Figure 12. The underburden was bounded by the base Rotliegend and the bottom at a depth of 2800 m. The top of the model was taken at 1164 m depth,

corresponding to the top Chalk. The faults were also exported and these surfaces were smoothed vertically in so-called pillar format. The fault surfaces and the top and bottom of the faults (at BCU and bottom surface) combined to form the fault blocks. The model was fairly limited in extent because the objective was seismic risk evaluation. So, the focus was on a correct stress analysis on the faults for which fine gridding is necessary. A larger model would be needed for subsidence computation, which is less important since we do not have any measured subsidence data for calibration of a subsidence model.

The reservoir blocks are shown in Figure 13. The Zechstein and Rotliegend reservoirs are connected at the Main fault, with a conductive fault zone. The initial depletion of the Rotliegend due to Zechstein production shows that the connection is quite conductive at the fault. The down thrown Rotliegend block east of the fault is entirely below the virgin GWC at 2004 m.

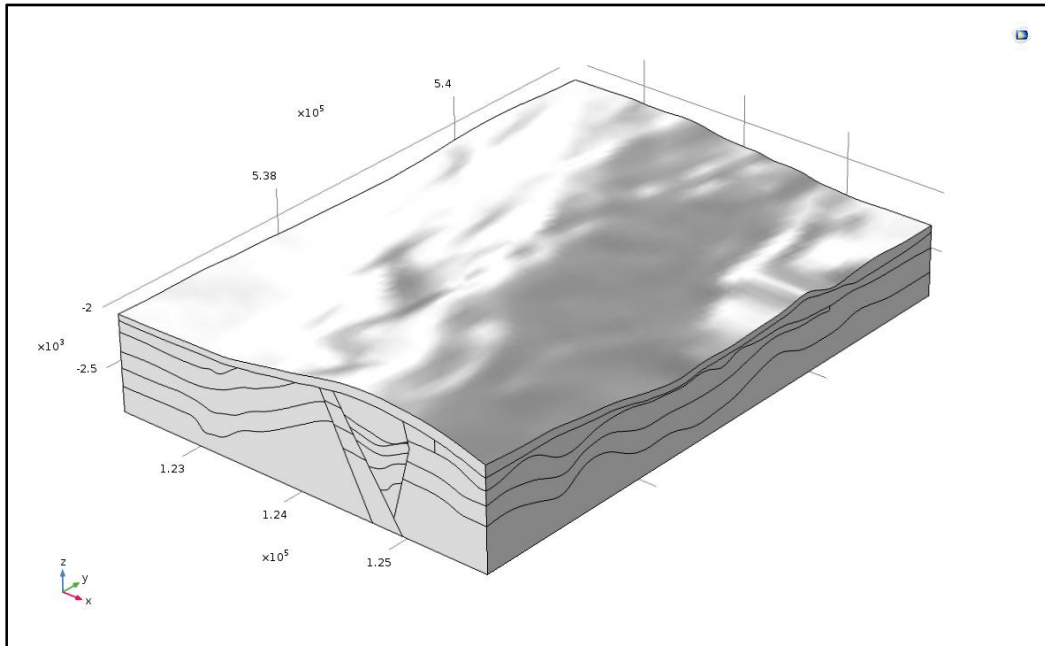


Figure 12: Slootdorp model below Vlieland Claystone.

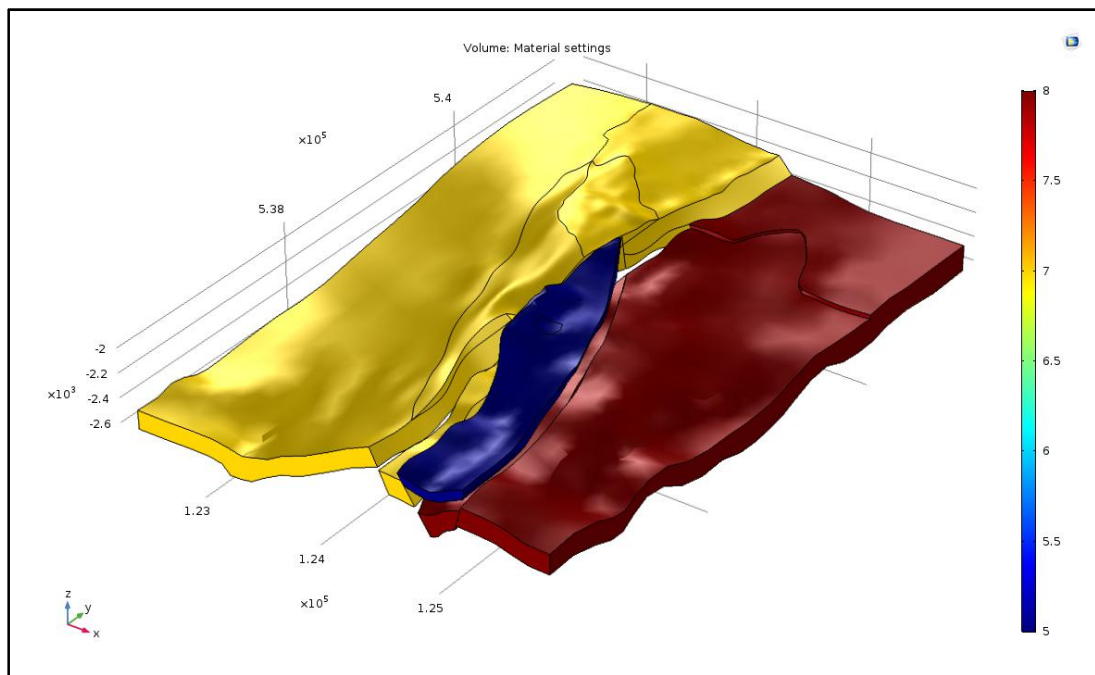


Figure 13: Slootdorp reservoir blocks: the Rotliegend gas zone (in yellow domain) is west of the Main fault, while the Zechstein reservoir (blue) lies east of the fault.

3 Geomechanical Modeling

The grid was built from the Rotliegend gas reservoir with a relatively fine grid and then the Zechstein reservoir and surrounding domains were gridded with a fine grid specified on the Main fault, see Figure 14 and Figure 15. Since the stress gradients are only significant near the fault, the mesh could be much coarser towards the model boundaries. The final grid of the entire model had about 350,000 cells. We checked that the stress on the fault was similar with a coarser model, so that the refined grid has sufficient accuracy.

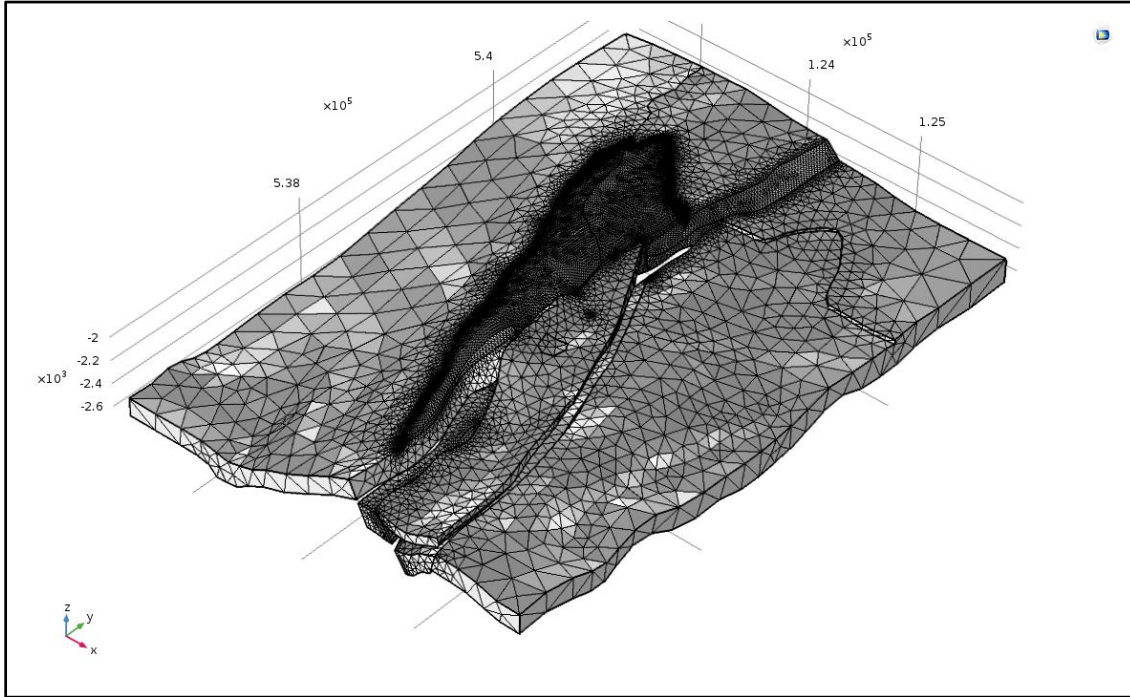


Figure 14: Rotliegend and Zechstein reservoir grid.

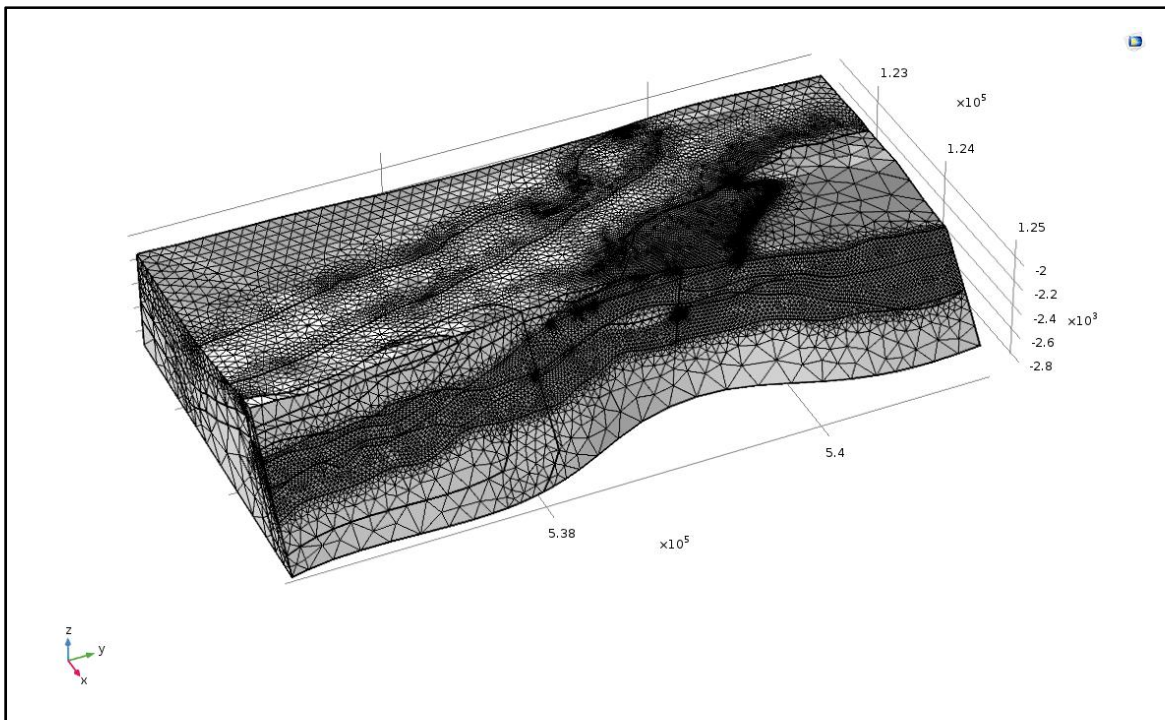


Figure 15: Refined grid is used on the main fault in order to capture differential compaction.

Figure 16 shows the Young's modulus. The relatively soft reservoir (with modulus of 16 GPa) is in contact with stiff Zechstein layers with a modulus that is much higher at 45 GPa.

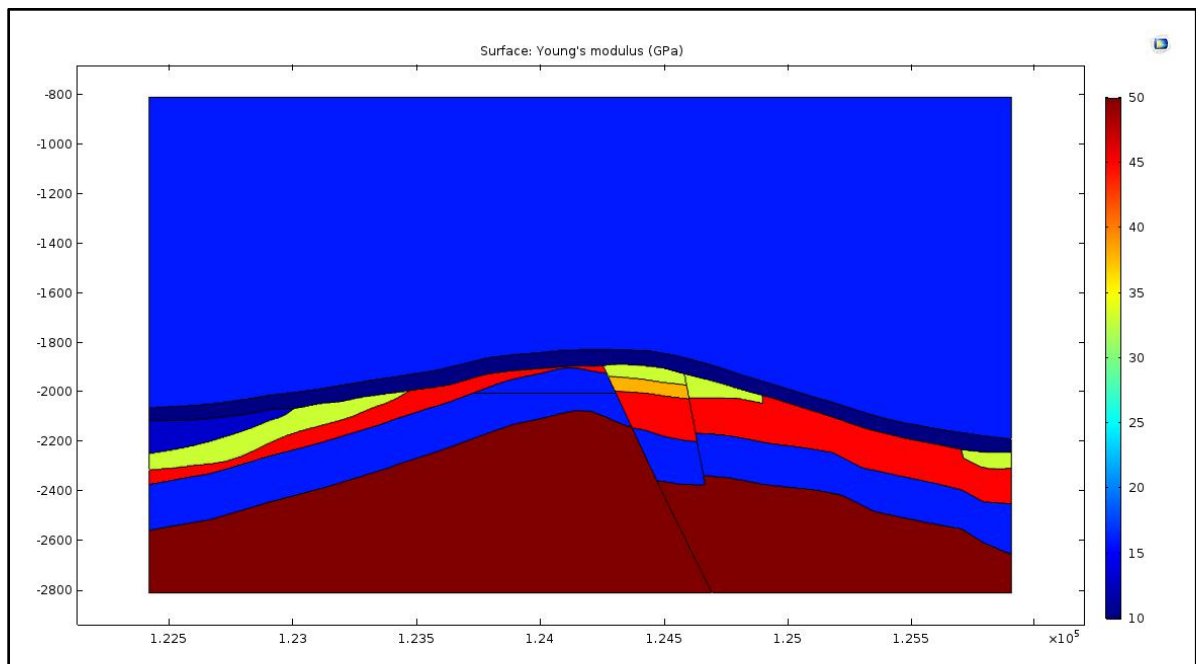


Figure 16: Modulus of layers near the Main fault. Large differences in modulus yield a strong differential compaction effect.

Simulation Work Flow

First the pressure was determined so that a poro-elastic stress analysis could be done. In the stress analysis, the equilibrium equations are solved for effective stress which is defined as total stress plus pressure times Biot coefficient (for negative compressive stress). The pressure simulation is done in two steps: first using a general gradient and then the gradients of water and gas phases are used in order to obtain the virgin reservoir pressure. When the resulting pressure matches the required virgin reservoir pressure, the pressure can be used for stress initialization.

The required initialization is based on vertical stress that is derived from the weight of the formation layers. Once, the vertical stress is known, the horizontal stress can be initialized by assigning initial stress equal to a horizontal stress ratio times vertical stress. Of course, this stress will not produce equilibrium but then a static stress step will give equilibrium with some initial shear stress in the reservoir and on the fault planes.

Another boundary condition is that the shear stress on the faults must be rather small since we know that faults in Dutch gas reservoir are not critically stressed. It is of course unknown how much residual shear stress still exists on the faults, since these have slipped over geological times, but another calibration point is that we should find critical stress for full depletion of the reservoir. It is known that in some Rotliegend reservoirs compaction induces earthquakes, which shows that the faults may reach critical stress due to differential compaction.

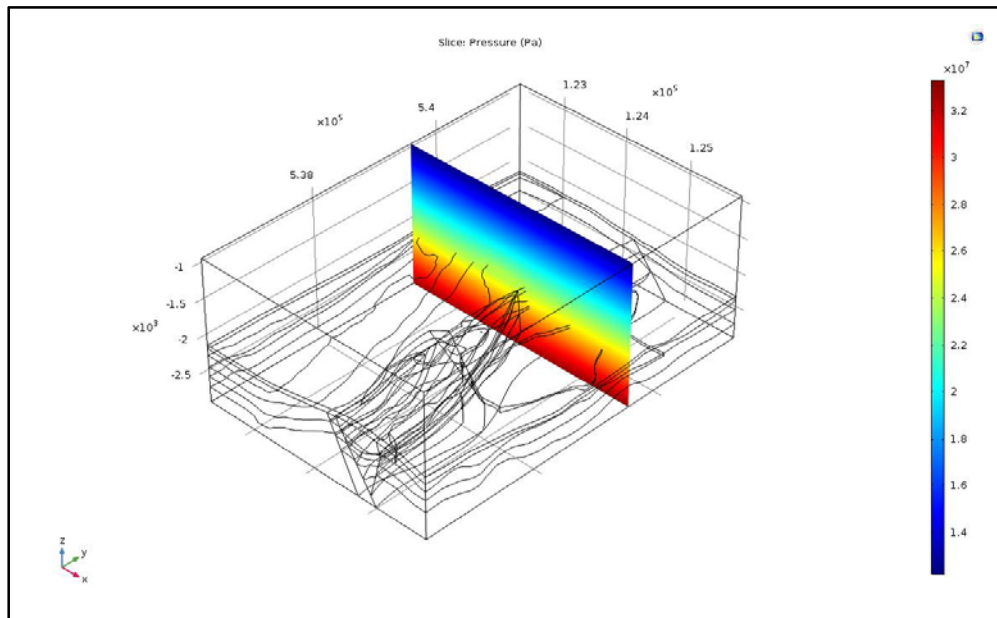


Figure 17: Hydrostatic pressure was first computed which is used in the stress analysis for domains that do not deplete upon production.

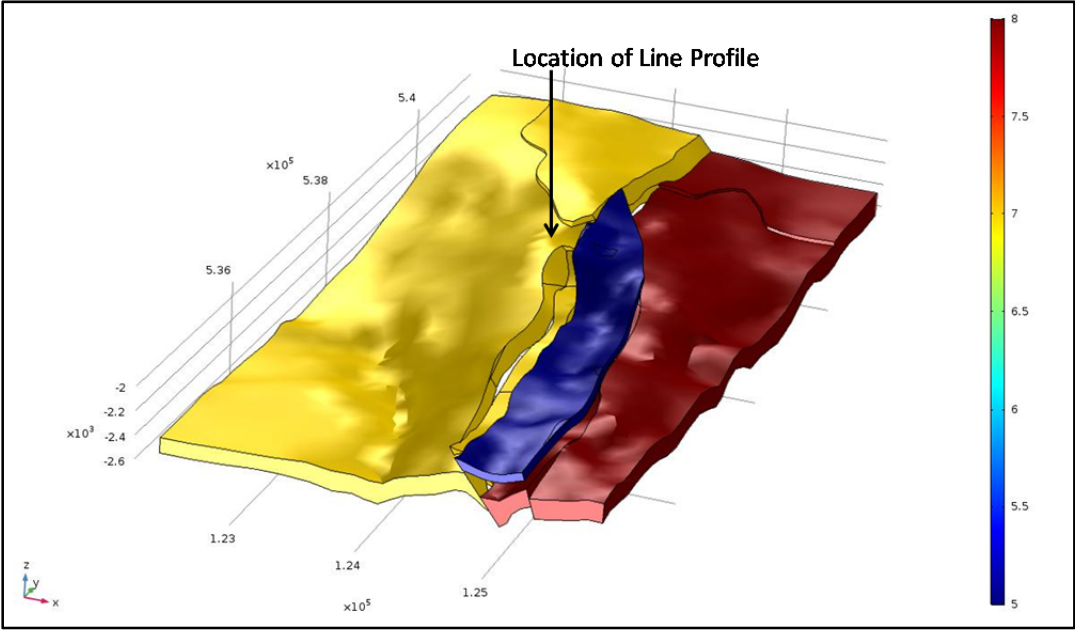


Figure 18: Location of stress log shown in Figure 19.

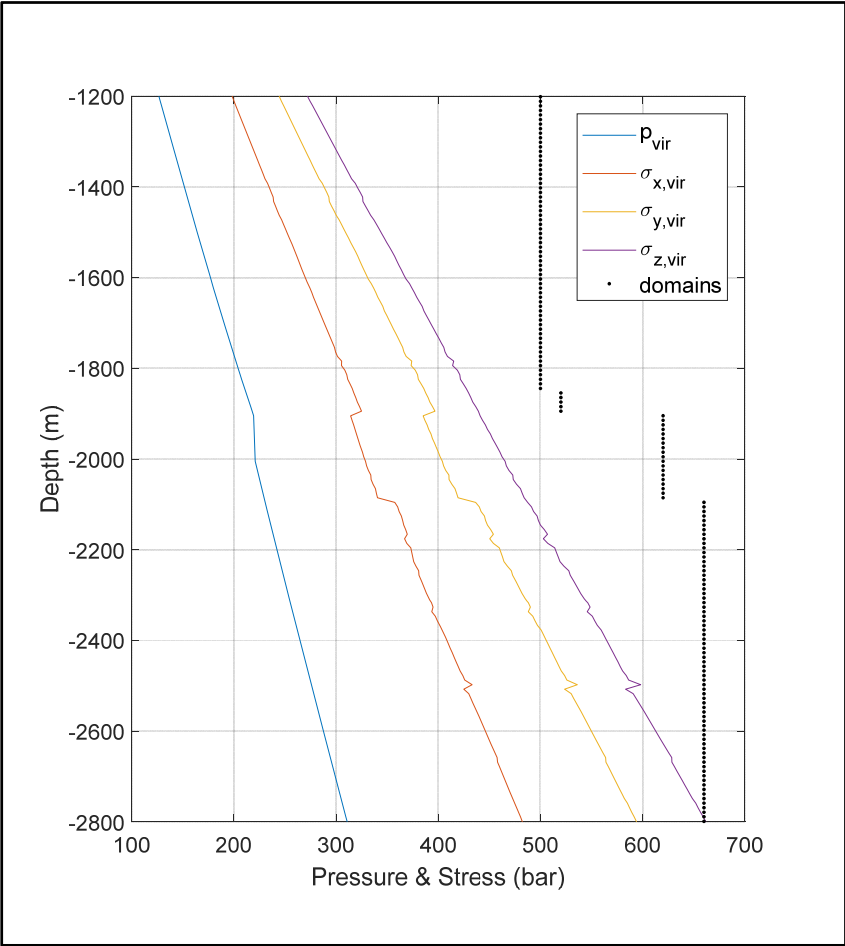


Figure 19: Pressure and stress at virgin conditions at the location shown in Figure 18.

Virgin Stress

Given the initial pressure distribution, the stress can be computed from the ratio between vertical stress (obtained from density) and horizontal stress. The stress ratio is obtained from the LOT data in the overburden and the estimate of the reservoir stress. Input in the simulation is the effective stress ratio (since the model works with effective stress) and in practice we need to iterate a few times in order to make sure that the stress in the centre of the reservoir does indeed agree with the desired stress.

The stress is plotted along a vertical line indicated in Figure 18. The virgin stress is shown in Figure 19. The assumption was that virgin reservoir stress is lower than the LOT derived stress. Reduction of the reservoir pressure will lower the stress, while the vertical stress shows only a small reduction. The result will be an increased shear stress.

Reservoir Pressure simulation

VEN provided results of an Eclipse simulation forecast of the reservoir pressure, based on a history matched reservoir model. The model includes the gas zone as well as the water leg of the Rotliegend and Zechstein reservoirs.

First the model was history matched on the available production data. What is relevant for seismic risk is the forecast of the production and associated pressure decline. Since the GWC rises quickly with pressure drop in the gas zone, the optimum scenario is as follows:

- A steady maximum gas rate of 225,000 sm³/d up to 1/Oct/2017. Then the maximum gas rate is increased to 500,000 sm³/d from 1/Oct/2017 onwards.

The production rate and pressure is shown in Figure 20 for this scenario.

The water leg pressure drop depends strongly on the KV/KH ratio. The base case simulation used KV/KH=0.3, based on the range in core data and the geological lamination of the reservoir with some tight layers.

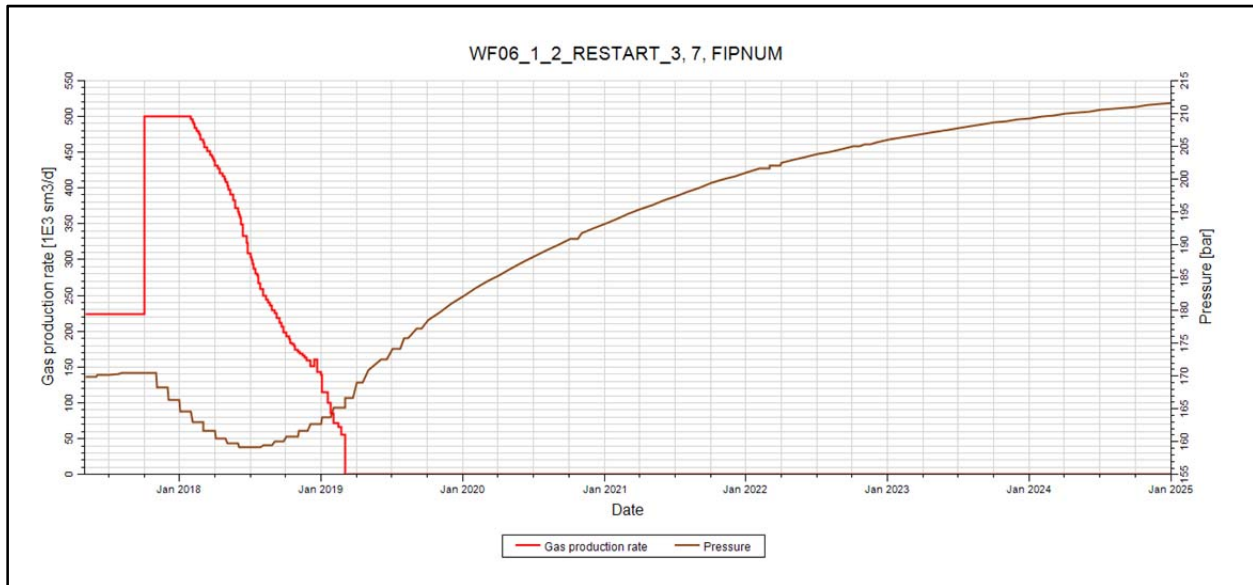


Figure 20: Production and pressure forecast for the second Eclipse scenario, with a production surge.

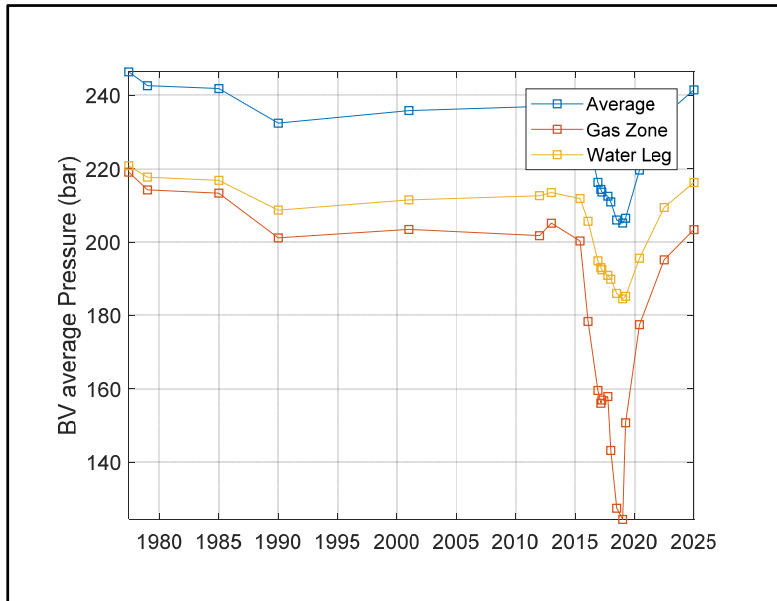


Figure 21: Slootdorp pressure evolution in a scenario, which has a high rate surge at the end of field life shown in Figure 20 resulting in the large pressure drop in 2018. After shut-in the pressure quickly recovers due to rising water.

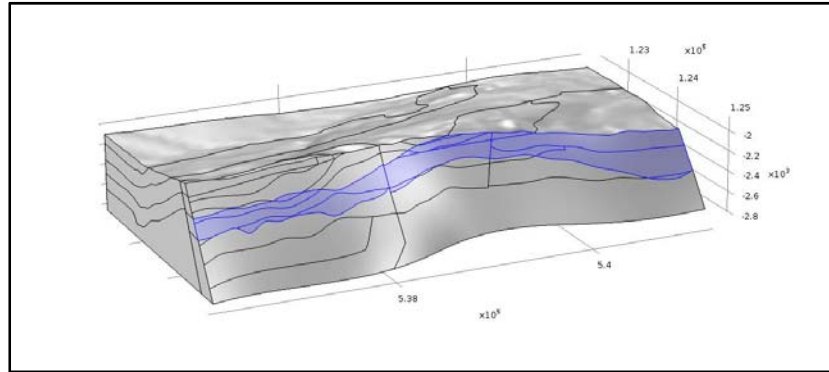
For the stress analysis we will focus on the lowest pressure since that will give the highest seismic risk. The virgin pressure in the fault zone determines the critical stress ratio. So, it is important to start from a virgin state with continuous pressure over the fault plane. As a first step, the Eclipse pressure is compared in the virgin state with a pressure derived from the gradient of gas and water pressure. When the pressure from the gradients matches the virgin pressure from Eclipse, we can fix the pressure in the non-reservoir formations and use subsequently the Eclipse pressure in the various time steps to analyse the stress effects. The Eclipse simulation has a different grid than the FEM model. Therefore, the pressure needs to be interpolated to the FEM grid. This is achieved by finding for each FEM node the corresponding Eclipse cell. In this way we can compute an interpolation that finds the accurate pressure values for the FEM model.

Stress Analysis based on Eclipse Pressure Simulation

Depletion Scenario

Using the gas zone pressure and the water leg pressure from the Eclipse simulation, the stress can be computed. The initial state is obtained from virgin conditions, but the FEM model then computes equilibrium for the reduced reservoir pressure. This is again a stationary elastic solution in which the stress change due to compaction of the reservoir by the pressure reduction is computed.

Figure 22 shows the fault surface and the intersection with the reservoir. The stress on the fault can be used for computing the critical stress ratio shown in Figure 23. The stress ratio will be shown for an assumed average pressure in the fault zone. The simulated critical stress ratio remains below the lower limit of the friction coefficient of 0.55.



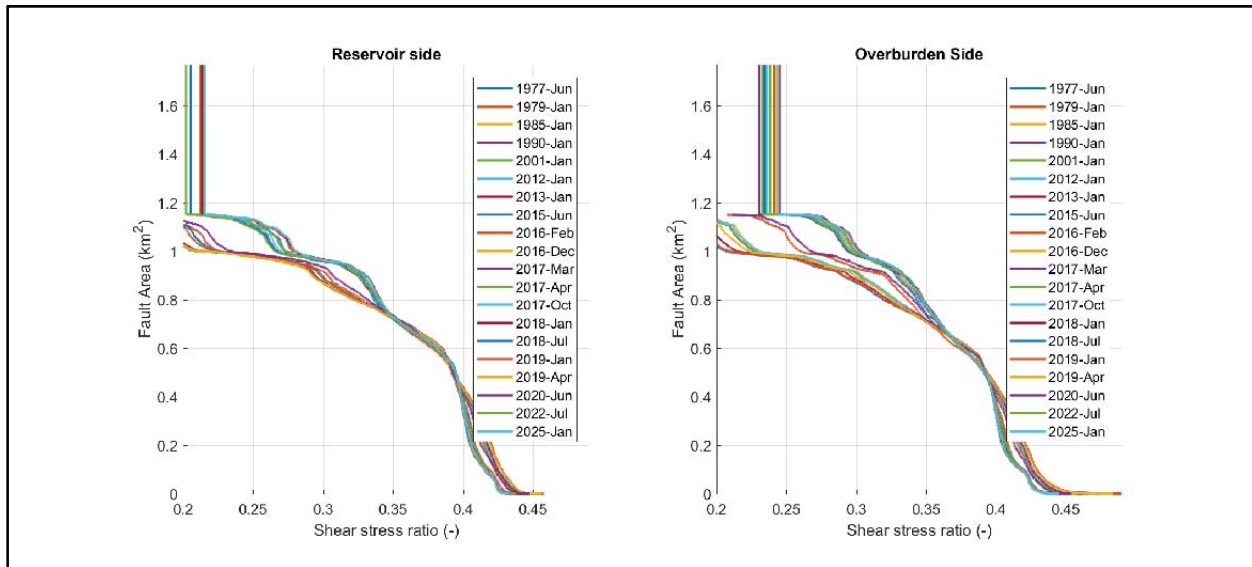


Figure 24: Cumulative area vs. critical stress ratio for several times. The left graph shows the reservoir side and the right graph shows the non-reservoir side of the fault.

Note also, that some cells may show a large stress ratio while the maximum that is computed for a fault is smaller. The reason is that we used only a range of critical stress ratio for larger areas since these can cause significant earthquakes. Some extreme values for a few cells are thus filtered out. Using the pressure from the Eclipse simulation, the critical stress can be computed for 20 time steps, shown in the pressure record of Figure 21. The maximum value of the critical stress is shown in Figure 23. The top graph in this figure shows virgin conditions and the bottom graph shows depleted conditions. The change in critically stressed fault area as a function of friction coefficient is shown in Figure 24 for the subsequent time steps. Only on the non-reservoir side, the critical stress ratio increases giving a higher slip potential. For the selected vertical permeability there is a significant pressure drop in the aquifer so that the maximum stress ratio increases. Simulations with a higher vertical permeability showed that the maximum value hardly changed; only the average value of the critical stress ratio increased during depletion.

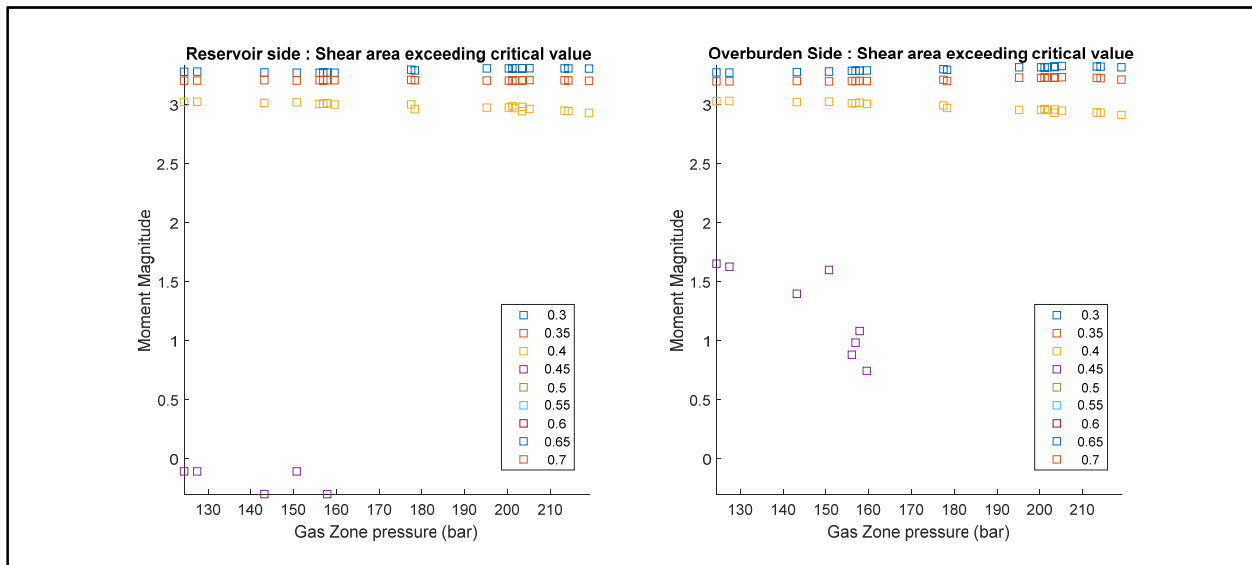


Figure 25: Maximum magnitude for fault slippage on the critically stressed area for several levels of the friction coefficient.

3 Geomechanical Modeling

Initiation of slippage requires fracture nucleation since an asperity has to fail to allow slippage. This is probably best described with a failure criterion for crack initiation like a damage model based on strain energy density. However, for simplicity we assume that for sufficiently high shear stress this will be satisfied and that the slippage area can then be obtained from the area that exceeds a certain critical stress ratio. So, assuming that Mohr-Coulomb failure adequately describes the failure process. In principle the earthquake process is dynamic, so that a pseudo-static geomechanical model cannot capture the slippage. However, dynamic models of earthquakes (Baisch et al., 2006; Baisch et al., 2009; Baisch et al., 2010; de Pater et al., 2013) show that the area where the critical stress ratio is enhanced (for instance by high pore pressure) is a good measure of the total slippage area. These simulations were performed for a fault that is critically stressed, so if stress transfer to nearby fault patches would play a role a much larger area would slip. Therefore, the critical area from the geomechanical model can be translated into a maximum slippage area and an associated maximum magnitude of the earthquake that could result if the slippage occurs at seismic speed. Figure 25 shows both at reservoir and overburden sides of the fault the maximum magnitude vs. pressure depletion for a few levels of the critical stress ratio. The maximum earthquake magnitude that we get is about 1.6 for an assumed friction coefficient of 0.45. So, for the default base friction coefficient, it can be concluded that no felt seismicity is expected.

Figure 26 shows the pressure and stress vs. depth along a line through the gas zone. There is only a small change in vertical stress when the reservoir compacts, but most changes occur in pressure and minimum stress. Both play a role in the shear stress and effective normal stress on the fault plane.

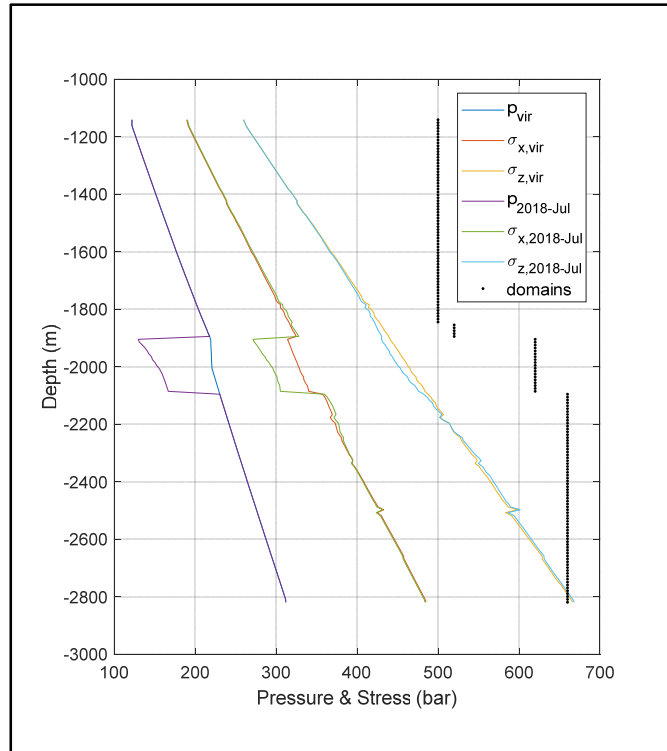


Figure 26: Pressure and stress at virgin conditions and after depletion.

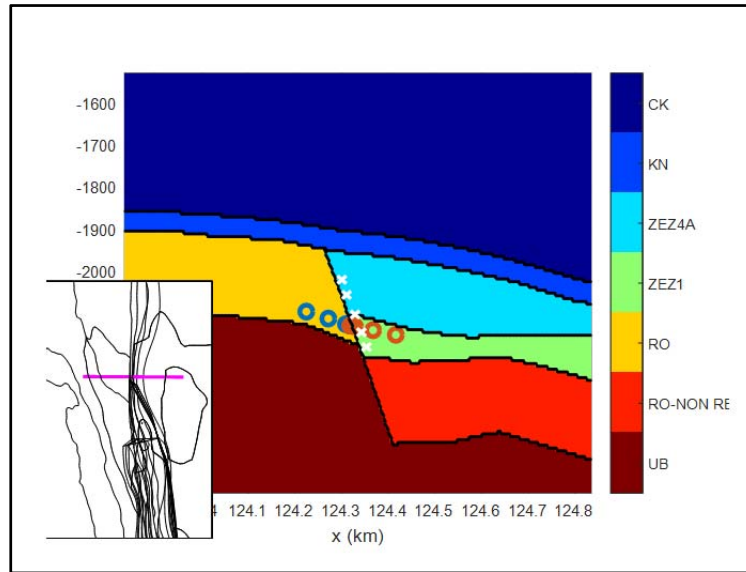


Figure 27: Cross-section through the Main fault with indication of the location of the cross-section in map view. Circles indicate the points at which the critical stress ratio of Figure 29 is computed. The crosses indicate the lines along the fault for which the curves of Figure 30 were computed.

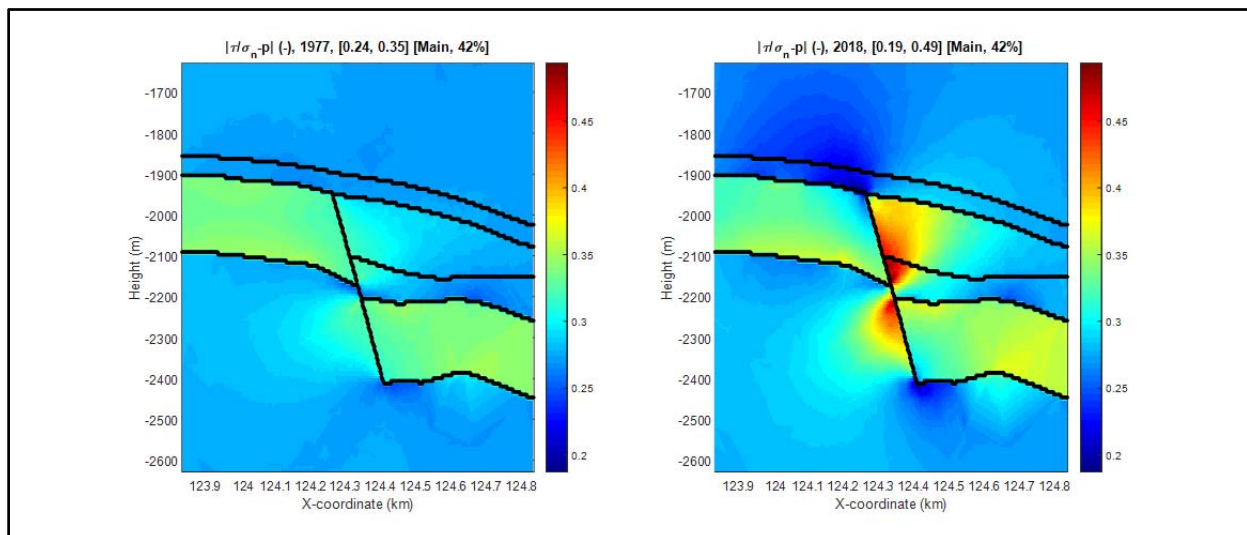


Figure 28: Critical stress ratio in a cross section just North of the ZE reservoir through the main fault. Left shows the virgin state and the right picture shows the increase in critical stress ratio on the non-reservoir sides of the fault.

Let's now look at the variation of stress perpendicular to the fault. Figure 27 shows a cross section through the fault with the Rotliegendes reservoir; the cross-section is just North of the Zechstein reservoir. The critical stress ratio is shown in Figure 28. For a set of points with varying distance from the fault, the shear stress and normal stress were computed as shown in the Mohr-Coulomb plot in Figure 29. On the reservoir side, most points show increasing shear stress, but effective normal stress increases even more so that the fault stabilizes. The shear stress behaviour on the non-reservoir side is similar, but the difference is that effective normal stress falls since pore pressure remains high; only for one point the critical stress ratio exceeds a friction coefficient of 0.55. This represents only a small volume which is far from the core fault zone, where the stress ratio is high due to high pore pressure. It is assumed that no large earthquakes could be induced far from the fault plane. The evolution of the critical stress ratio vs. gas pressure is shown in Figure 30.

3 Geomechanical Modeling

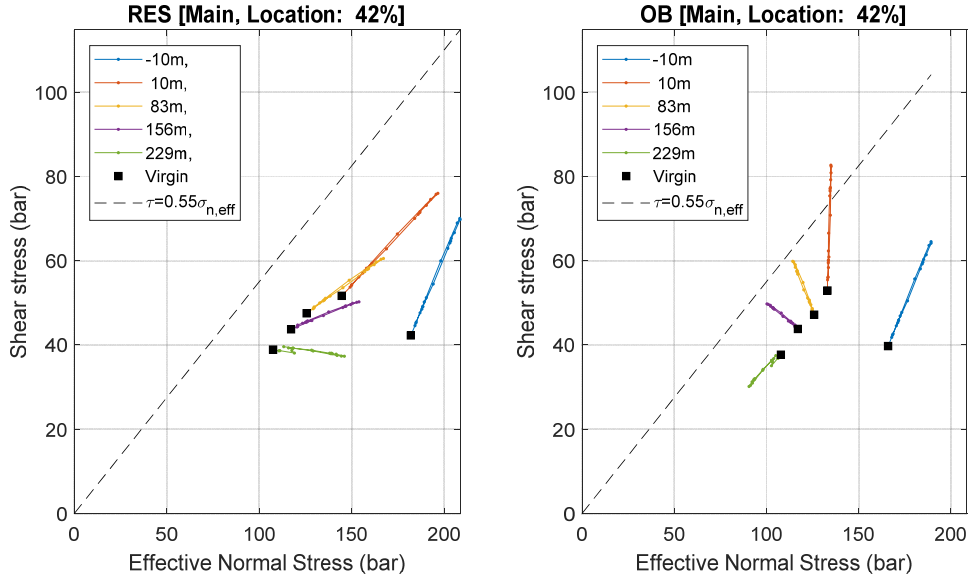


Figure 29: Mohr-Coulomb plots for selected points in a cross-section through the Main fault.

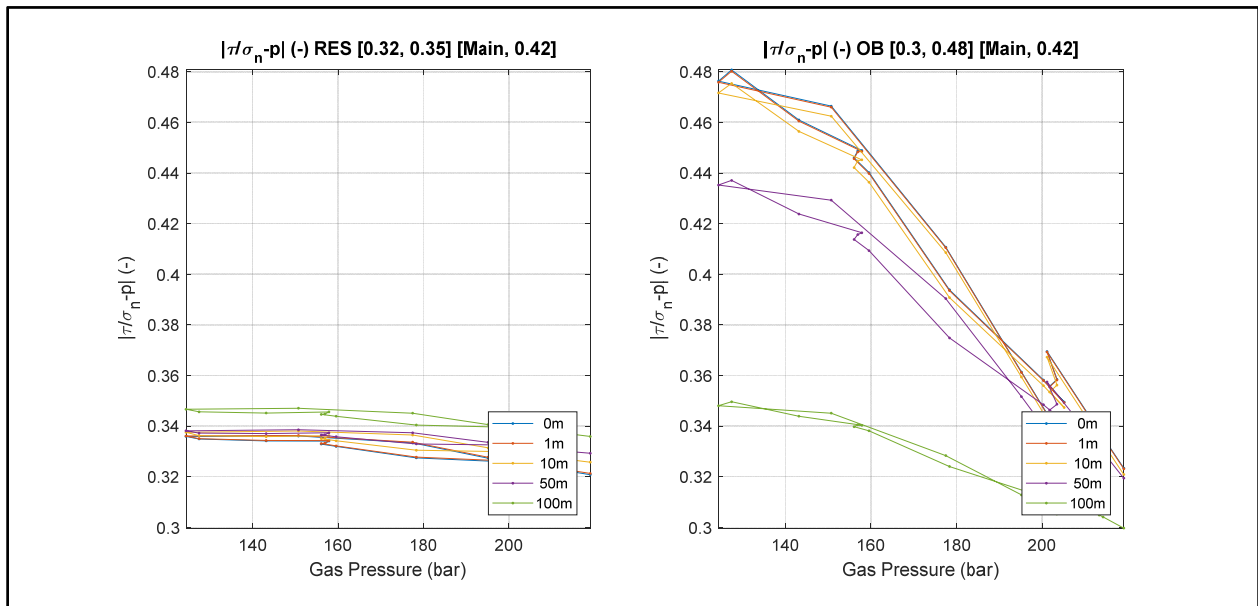


Figure 30: Critical stress ratio on reservoir side (left) and non-reservoir side (right).

If critical stress builds up due to differential compaction a large area of the fault may become critically stressed and slip to induce earthquakes. This can be characterized with the threshold friction coefficient that corresponds with a certain earthquake magnitude. For magnitude 1.5 this is plotted in Figure 31, for different values of the ratio of vertical to horizontal permeability. The range of vertical permeability goes from 10% to 50% of horizontal permeability. This gives a large difference in the water leg pressure drop, since the water flows from the Western side of the aquifer to the gas zone. The base case is for 30% KV/KH. We see initially little variation with gas pressure, but a stronger increase at low pressure, when the effect of differential compaction exceeds the variations in the virgin stress state.

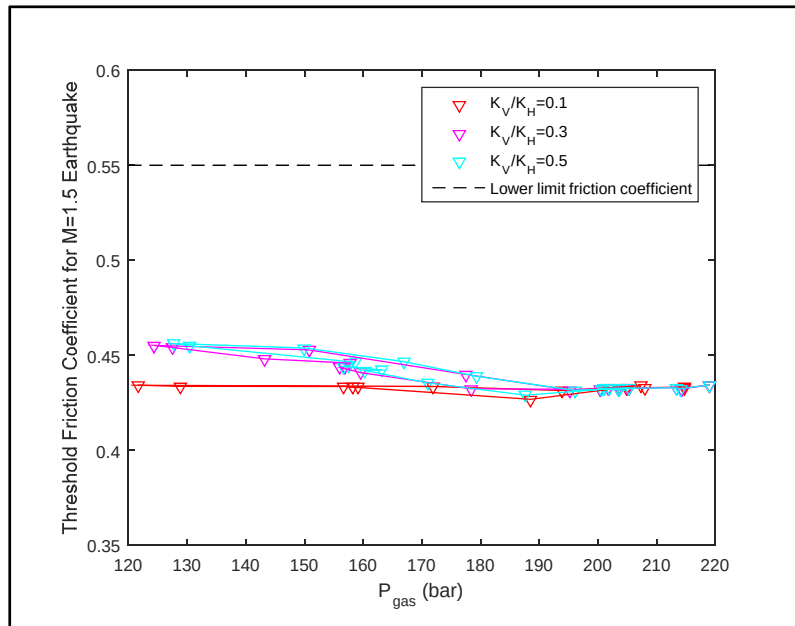


Figure 31: Threshold critical stress ratio corresponding to an earthquake of magnitude 1.5 vs gas pressure. There is some variation in the threshold friction coefficient for different K_v/K_h ratios. As Base Case, the K_v/K_h ratio was set at 0.3. In the scenarios $K_v/K_h=0.3$ and 0.5, the pressure shows a relatively large increase after shut-in, since the gas pressure disappears due to rise of the water table.

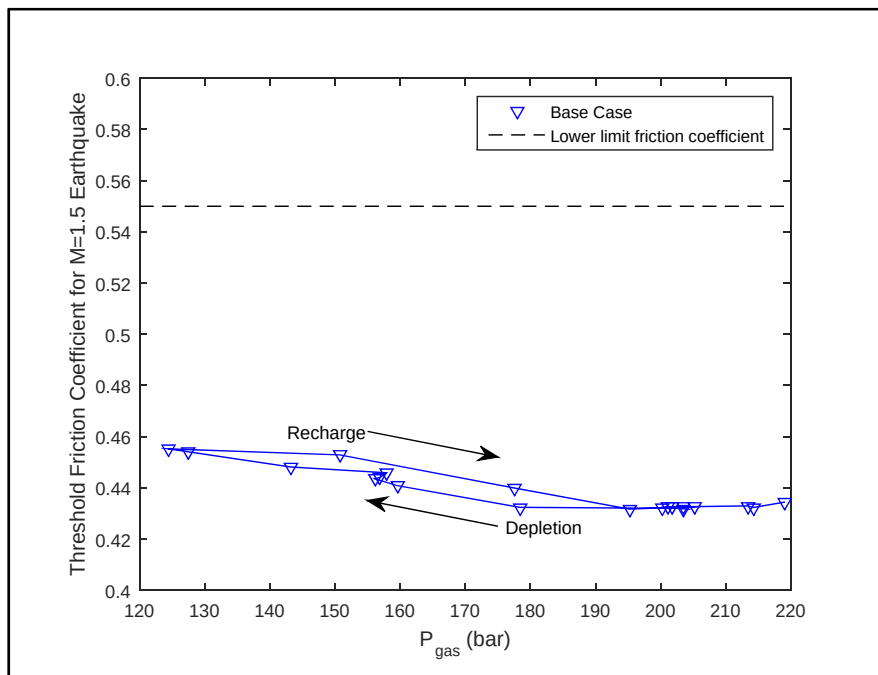


Figure 32: Base case evolution of threshold friction coefficient for a felt earthquake of magnitude 1.5. The pressure shows hysteresis after shut-in, since the gas pressure disappears due to rise of the water table.

For the highest vertical permeability estimate, the critical stress ratio remains far below the threshold for slippage.

How would the stress analysis turn out for a range of magnitudes, corresponding to a range of fault area with a certain critical stress ratio? Figure 33 shows the threshold friction coefficient vs. earthquake magnitude at the end of depletion. Most of the variation is determined by the virgin stress dispersion. The reservoir compaction shifts only the tail of the distribution of critical stress ratio, so we see a slight increase of the threshold friction coefficient for smaller magnitude below 2.0.

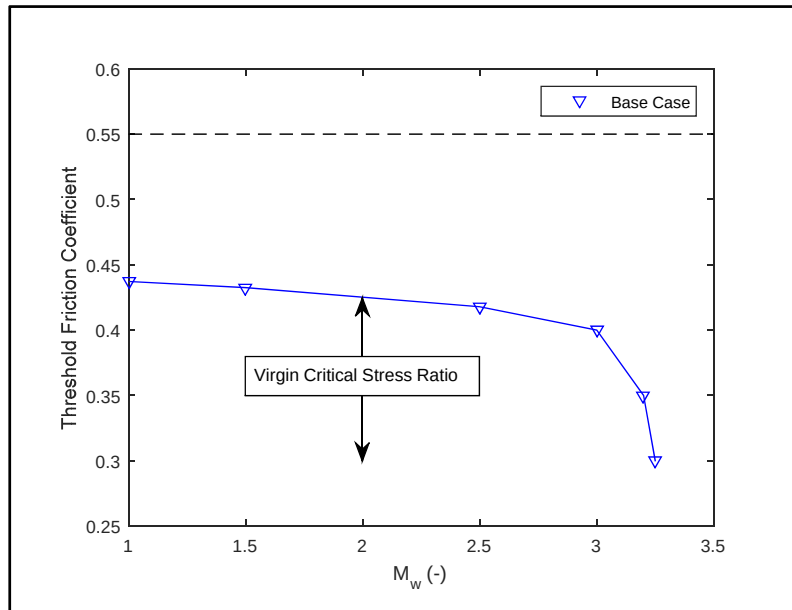


Figure 33: Friction coefficient vs. magnitude of an earthquake that might be induced if the critical stress ratio would exceed that friction coefficient. The initial range of critical stress ratio is also indicated. Since the reservoir compaction changes only the tail of the critical stress distribution in Figure 24, the friction coefficient is only increased for small magnitudes.

Eastern Zechstein Reservoir Fault

The Zechstein reservoir is connected in the West to the Main fault where it is also connected to the Rotliegend reservoir. It is of interest to look also at the Eastern bounding fault of the Zechstein reservoir to see whether this reservoir can contribute to seismic risk.

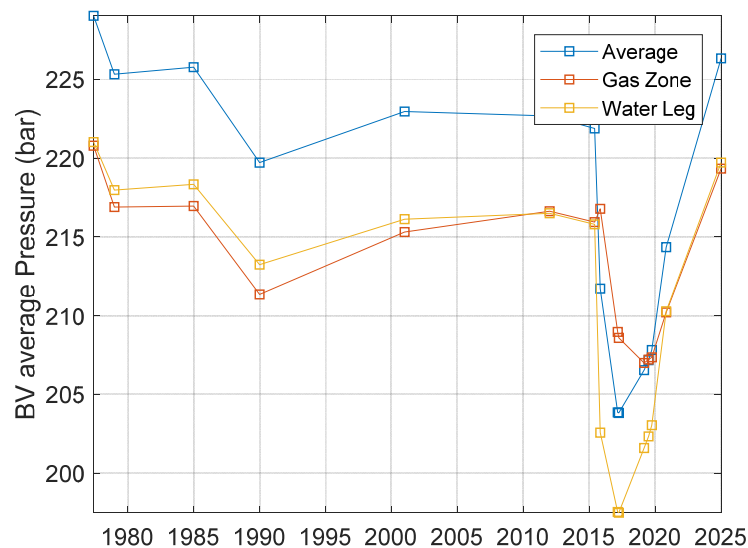


Figure 34: Pressure evolution for the Zechstein reservoir.

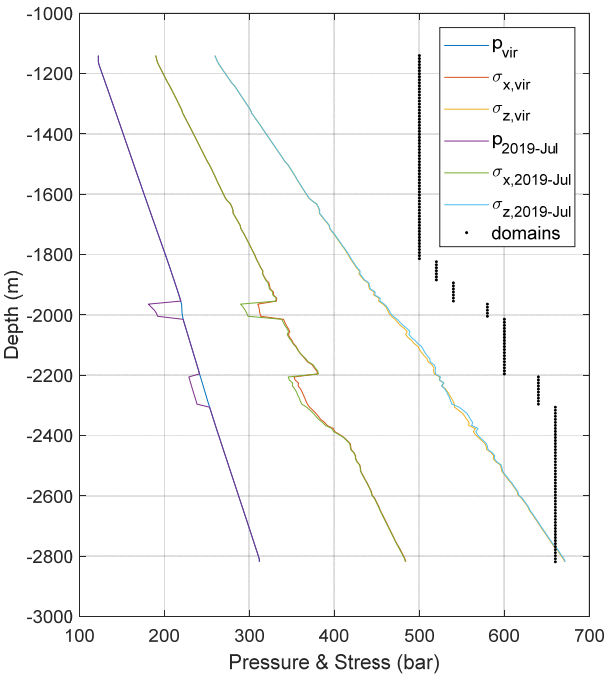


Figure 35: Pressure and stress at virgin conditions and after depletion of the Zechstein reservoir.

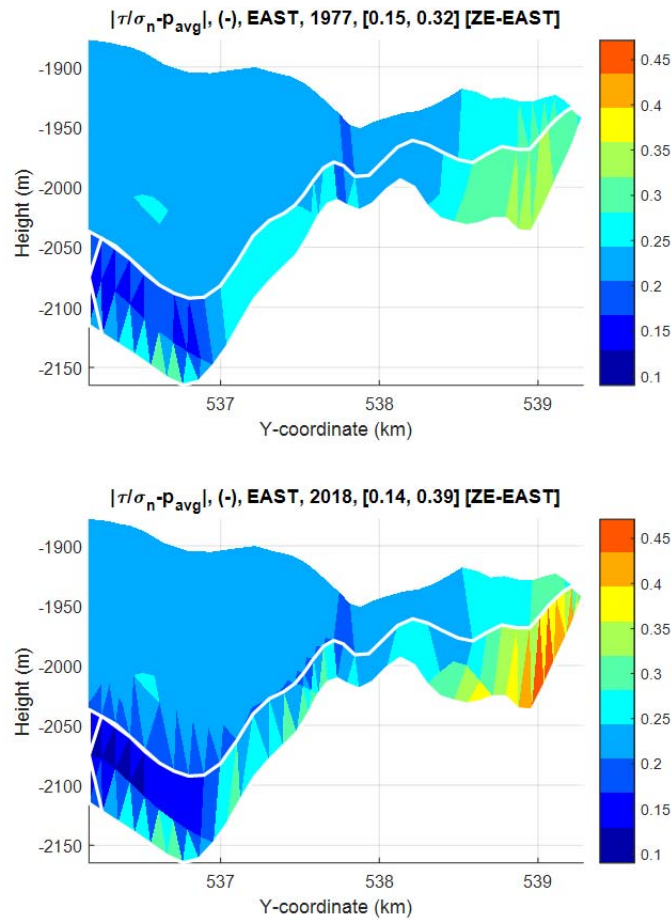


Figure 36: Critical stress ratio on the Eastern Zechstein reservoir fault at the end of the planned depletion.

The stress changes along a line through the Zechstein reservoir is shown in Figure 35. Apart from the Zechstein reservoir, also pressure in the Rotliegend water bearing layer below the Zechstein is apparent. The critical stress ratio is again computed at the fault surface and shown in Figure 36. There is only a minor change in critical stress, as expected for the small level of depletion of the Zechstein reservoir. So, it can be concluded that seismic risk is completely determined by the Main fault where Rotliegend and Zechstein reservoirs are in contact.

Hypothetical Full Depletion

The reservoir pressure depletion in the Slootdorp field is limited by the rise of the water table. For reference it is of interest to investigate the hypothetical case of full depletion of Slootdorp, as happened in Bergermeer where the reservoir pressure could be reduced to 10 bar while the GWC rose at most 20 m. So, the stress was also simulated for full depletion of the reservoir, without any rise in the water table, see Figure 37.

Figure 38 shows the resulting critical stress ratio on the fault. Indeed the critical stress ratio is now much higher at full depletion so that fault slippage would be quite likely.

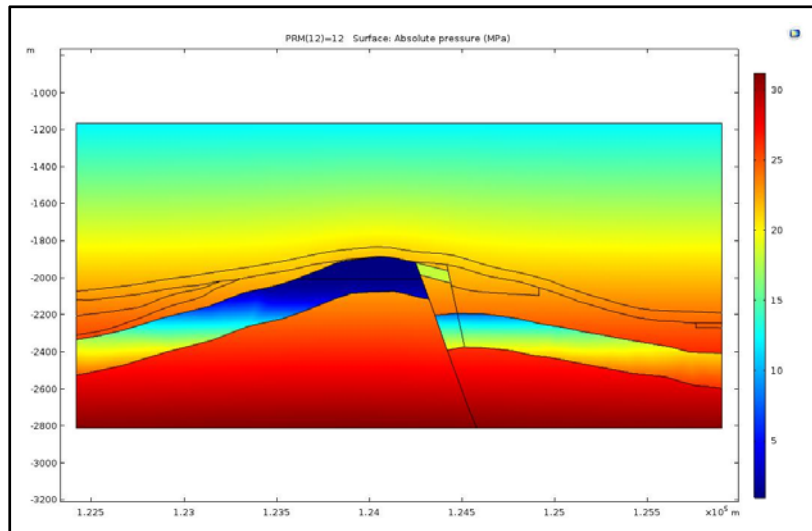


Figure 37: Pressure in a cross-section through the fault for the hypothetical full depletion case.

Figure 39 shows the threshold friction coefficient for felt earthquakes for both full depletion and the actual depletion base case. In view of the non-linear rise of the critical stress ratio with depletion, the full depletion case gives potential seismicity, while the actual reservoir pressure with rise of the water table yields a threshold that remains far below the lower limit of the friction coefficient.

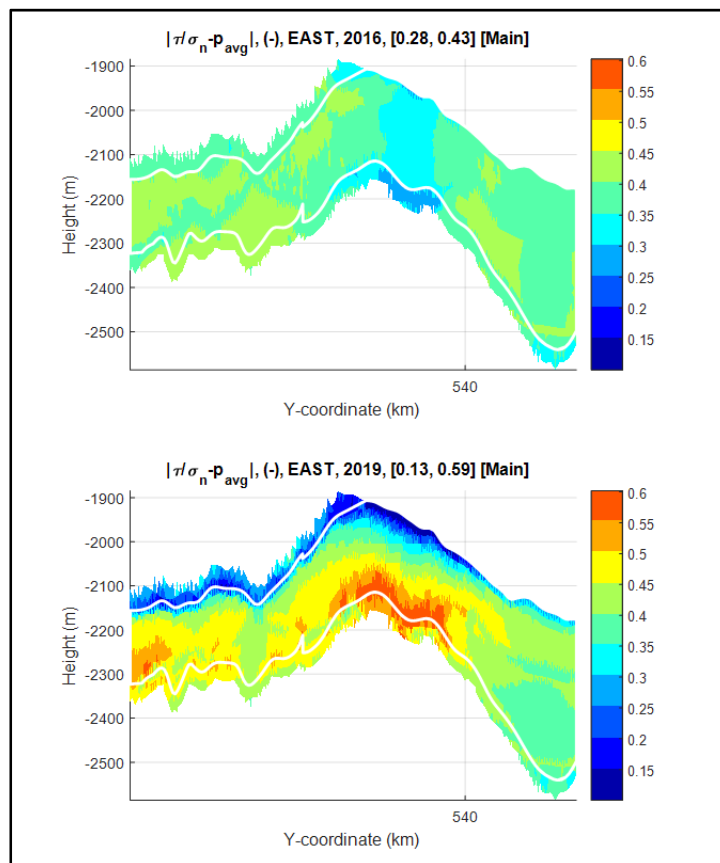


Figure 38: Critical stress ratio in virgin state and after hypothetical full depletion.

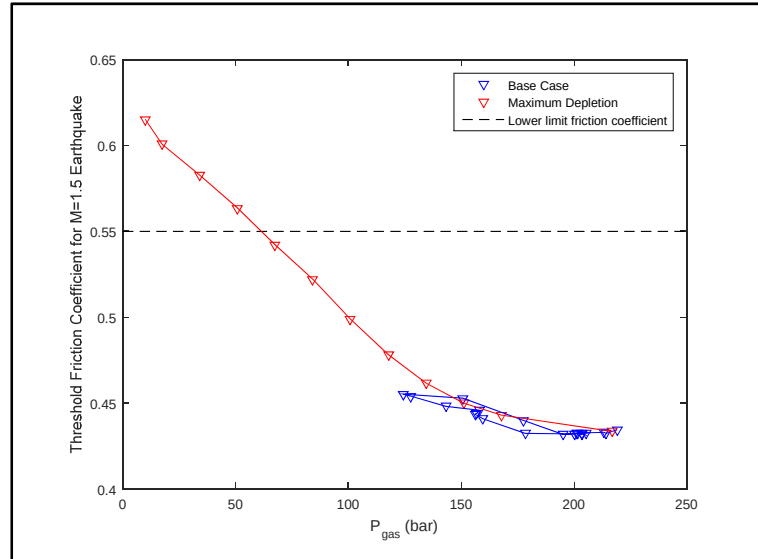


Figure 39: Threshold friction coefficient for felt earthquake for both the hypothetical full depletion and actual base case with rising water table. Clearly, full depletion would pose a seismic risk, while the actual depletion case shows that a very low friction coefficient would be required to induce any seismicity.

Sensitivity Analysis of Critical Input Parameters

In view of the uncertainty in the input parameters we have investigated the impact of the most important parameters on the slip potential. We did already look at the effect of the assumed pressure distribution in the water leg below the reservoir. Let's now look at the effect of reservoir stress, reservoir stiffness, overburden stiffness and reservoir Biot coefficient. The variation of these parameters is listed in Table 3.

The range of the parameters is determined by expected uncertainty in the parameters as well as validity of the geomechanical model. So, the modulus has an uncertainty of 30%, since that is the uncertainty in log derived static modulus. For the stress, the range is not bounded by possible stress conditions in the Dutch area. Since the lower bound on modulus is 0.55, the stress is bounded on the low side by the condition that faults in Dutch reservoirs are not critically stressed, up to 28% depletion (Staatstoezicht op de Mijnen, 2016). For the Biot coefficient, the range is for consolidated sandstone with high quartz content like the Rotliegend reservoir rock.

A different stress in the reservoir has a major impact on seismic risk since it affects the shear stress in the reservoir at virgin conditions. Modulus contrast between reservoir and overburden determines the level of differential compaction so lower reservoir stiffness would give higher critical stress ratio. Lower overburden stiffness would bring the critical stress ratio down.

The Biot coefficient determines the virgin stress condition, so for variation of the Biot coefficient we kept the virgin stress the same by changing the stress ratio. Correcting for the impact on stress, it turns out that a different Biot coefficient yields only a modest difference in the critical stress ratio.

Another source of uncertainty is the fault orientation: dip and strike. The fault was obtained from seismic cross-sections for an optimum velocity model. There are two sources of variation: the error in the velocity and the natural variation along the fault. Since the geomechanical model used smoothed fault surfaces the variation along the fault must be included. It turned out that velocity uncertainty gave a standard deviation in the dip of 2 deg, while the variation between sections along the fault had a standard deviation of 7 deg. The latter value is used to assess the effect on the critical stress ratio. The sensitivities were actually run for even larger dip changes up to 25 deg. It was found that the largest increase in critical stress ratio was seen at 20 deg dip change with an increase in threshold friction coefficient of 0.04. Figure 41 shows that decreasing the dip by 7 deg gives a higher critical stress of 0.475, compared with the base case of 0.457. Compared with the other parameters, the fault dip gives therefore a minor contribution to the uncertainty. For the strike we used a variation of 10 deg in both directions, but this yielded no increase in critical stress ratio since the fault is already along maximum stress, which is the most critical orientation.

The sensitivity analysis shows that uncertainty in the input parameters means that the Base Case maximum critical stress ratio of 0.46 could range up to 0.53 for the expected uncertainty of input parameters. It is fair to

assume that all parameters are independent, so that the combined uncertainty can be obtained from a quadratic sum of the parameter sensitivities.

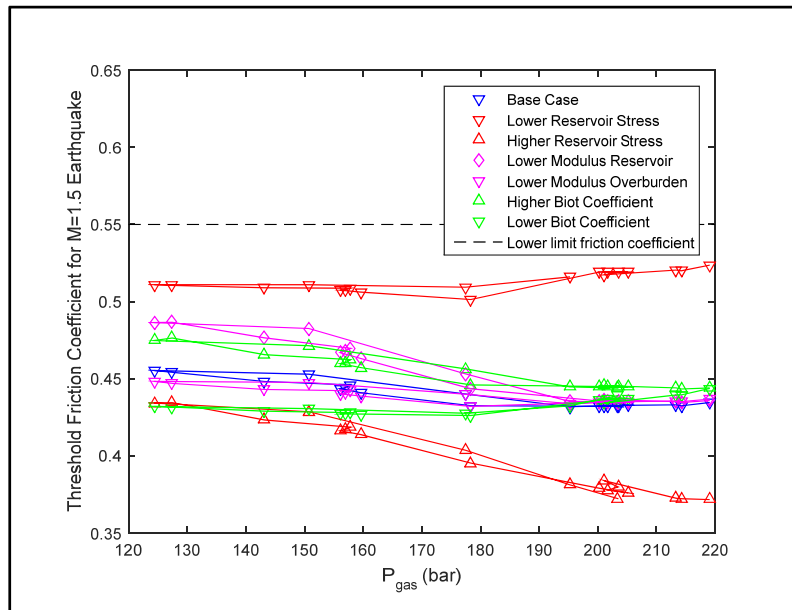


Figure 40: Mobilized friction coefficient equivalent to a maximum earthquake magnitude of 1.5 as a function of gas zone pressure. The curves represent different inputs compared with the base case.

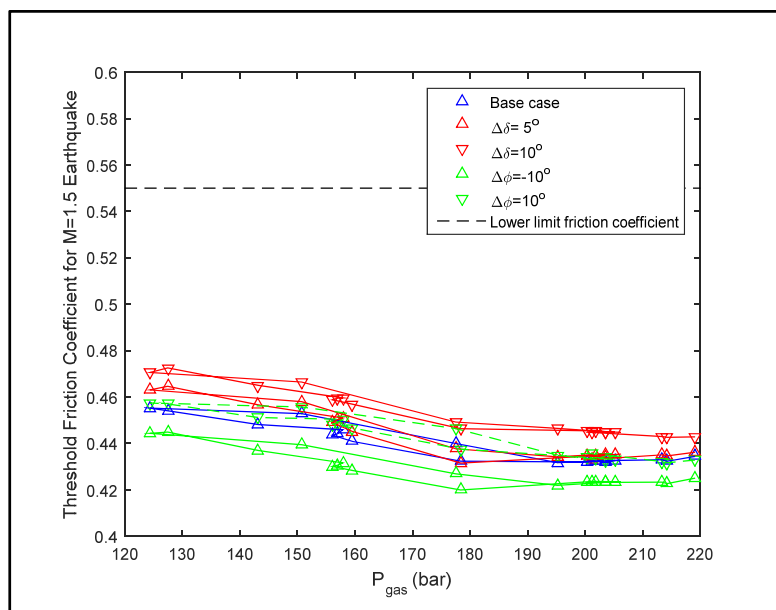


Figure 41: Friction coefficient for magnitude 1.5 earthquake for variation of the fault dip and strike. The curves were computed by rotating the stress, rather than modifying the fault geometry. Since the fault is steep, the critical stress increases for lower dip. Strike has little effect, since the fault is already aligned with the maximum stress.

Table 3: Parameter variations for sensitivities run compared with the Base Case model.

Higher Reservoir Stress	Lower Reservoir Stress	Higher Maximum Stress	Lower Modulus Overburden	Lower Modulus Reservoir	Higher Biot Coefficient	Lower Biot Coefficient
0.5 kPa/m	-0.7 kPa/m	1 kPa/m	-30%	-30%	0.8	K0 adjusted 0.5

4 Discussion

For seismic risk studies, the most critical parameters are stress and modulus of the formations at reservoir depth. For the Sloodorp reservoir these data are uncertain since stress could only be inferred from LOT's in the overburden and the modulus was only measured with sonic logs. More accurate values could be expected from minifrac for stress and calibration of reservoir modulus to measured subsidence or reservoir compaction. Moreover, the driving force in reservoir compaction is pressure and the pressure in the water leg was not measured, but could only be inferred from simulation matched to observed reservoir pressure. In view of input uncertainty, the induced stress on the faults has also significant uncertainty. However, the range of uncertainty in the input parameters was adequately covered with the sensitivity study of seismic risk to the input parameters, which yielded in the worst case only a small increase of the seismic risk. Therefore, it is possible to assess the seismic risk with fair accuracy, since even if all uncertainty in the input parameters is combined, the worst case shows that the fault would still remain stable at the lowest pressure.

A significant factor in seismic risk is the level and extent of pressure depletion. Fields like Sloodorp with an active aquifer can never be fully depleted (as has happened for instance in Bergermeer) since the water production will limit recovery. This mitigates seismic risk, since the relation between seismic potential and reservoir pressure is quite non-linear. The critical stress ratio will rise not only with shear stress due to differential compaction but also due to lower effective normal stress on the fault.

The sensitivity study showed that water leg pressure has some impact on seismic risk. The Eclipse reservoir simulation used a vertical permeability of 30% of horizontal permeability, which gives a moderate pressure drop in the water leg below the gas zone. This is an important assumption, but can be justified based on experience in analogue Rotliegend reservoirs that usually shows the effect of lamination on the vertical transmissibility. Compared with other fields, a vertical to horizontal permeability ratio of 0.3 is a fair estimate.

Therefore, seismic risk for Sloodorp is negligible due to limited depletion and the relatively small size of the gas zone at the lowest pressure. Analogue Rotliegend fields that have a weak aquifer response, such as Bergermeer, have induced fairly strong earthquakes at low reservoir pressure. This is unlikely in Sloodorp since 45% depletion is the maximum that can be reached.

In this study the assumed critical stress ratio of 0.55 is conservative; Bergermeer and Alkmaar show higher critical stress ratio for seismic events (or absence of seismic events) (TAQA/Baker Hughes, 2011). There is a good explanation for relatively high friction coefficient to induce slippage since the faults near Dutch gas fields are not critically stressed. Otherwise, some fields should have shown seismic activity at small depletion.

From the sensitivity analysis, it can be concluded that the computed threshold for slippage has a combined uncertainty of 0.07 in terms of critical stress ratio. Since the base case critical stress ratio for slip was computed as 0.46 (for inducing a magnitude 1.5 earthquake), the worst case critical stress of 0.53 would still fall below the lower limit of the friction coefficient. So, even for the worst case critical stress ratio it is unlikely that slippage will be induced.

References

- Baisch, S., and H.-P. Harjes, 2003. A model for fluid injection induced seismicity at the KTB. *Geophys. Jour. Int.*, 152, 160-170.
- Baisch, S., Weidler, R., Vörös, R., Wyborn, D., and L. DeGraaf, 2006. Induced seismicity during the stimulation of a geothermal HFR reservoir in the Cooper Basin (Australia). *Bull. Seism. Soc. Amer.*, 96(6), 2242-2256.
- Baisch, S., Weidler, R., Vörös, R., and R. Jung, 2006. A conceptual model for post-injection seismicity at Soultz-sous-Forêts. *Geothermal Resources Council, Trans.*, 30, 601-606.
- Baisch, S., Vörös, R., Weidler, R., and D. Wyborn, 2009. Investigation of Fault Mechanisms during Geothermal Reservoir Stimulation Experiments in the Cooper Basin (Australia). *Bull. Seism. Soc. Amer.*, 99(1), 148-158.
- Baisch, S., Carbon, D., Dannwolf, U., Delacou, B., Devaux, M., Dunand, F., Jung, R., Koller, M., Martin, C., Sartori, M., Secanell, R., and R. Vörös, 2009. Deep Heat Mining Basel - Seismic Risk Analysis. SERIANEX study prepared for the Departement für Wirtschaft, Soziales und Umwelt des Kantons Basel-Stadt, Amt für Umwelt und Energie, 553 pages.

- Baisch, S., Vörös, R., Rothert, E., Stang, H., Jung, R., and R. Schellschmidt, (2010), "A numerical model for fluid injection induced seismicity at Soultz-sous-Forêts.", *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences* 47, 405-413 DOI 10.1016/j.ijrmms.2009.10.001.
- Pater, C.J. de and S. Baisch, 2011. Geomechanical Study of Bowland Shale Seismicity. Synthesis Report prepared for Cuadrilla Resources Ltd., 71 pages.
- Bourne, S J & Oates, S., 2013. Probability of an earthquake greater than magnitude 4 due to gas production from the Groningen Field, Rijswijk, The Netherlands.
- Bourne, S. J., S. J. Oates, J. van Elk, and D. Doornhof, (2014), "A seismological model for earthquakes induced by fluid extraction from a subsurface reservoir", *J. Geophys. Res. Solid Earth*, 119, 8991–9015, doi:10.1002/2014JB011663.
- Bourne, S., Oates, S., and Bommer, J.J. A probabilistic seismic hazard assessment for the Groningen Field. Technical Report. Shell Global Solutions International. Rijswijk, The Netherlands (2013).
- Bourne, S.J. & Oates, S., 2013. Induced strain and induced earthquakes within the Groningen Gas Field: Earthquake probability estimates associated with future gas production, Rijswijk, The Netherlands.
- Byerlee, J.D. (1978), "Friction of Rocks", *Pure and Applied Physics*, 116, pp615-626.
- Dahm, T., Heimann, S., (2010), "Source parameter study of the 9/10 September 2001 earthquakes at Alkmaar".
- de Pater, C.J., M.D. Zoback, C.A. Wright, B. Engeser, (1996) "Complications with Stress Tests - Insights from a fracture experiment in the ultra-deep KTB borehole", *Society of Petroleum Engineers*, SPE-36437-MS
- Dempsey, David, Jenny Suckale, (2017), "Physics-based forecasting of induced seismicity at Groningen gas field, the Netherlands", *Geophys. Res. Lett.*, 44, doi:10.1002/2017GL073878.
- Haug C., A. Henk, J. Nüchter, "Numerical modelling of production-induced stress changes and fault reactivation in Rotliegend gas fields of the North German Basin", 79th EAGE Conference & Exhibition 2017 – Workshop Programme, Paris, France, 12-15 June 2017, Paper WS02 B06.
- Muntendam-Bos, A. G., & Waal, J. A. de. (2013). Reassessment of the probability of higher magnitude earthquakes in the Groningen gas field: Including a position statement by KNMI.
- Roest, J.P.A., Kuilman, W. (1993). Geomechanische Analyse van de lichte aardbevingen in het Eleveld reservoir, TU-Delft.
- Scholz, C.H., (2002), "The Mechanics of Earthquakes and Faulting", Cambridge University Press., Cambridge, UK.
- STAATSTOEZICHT OP DE MIJNEN, (2016), "METHODIEK VOOR RISICOANALYSE OMTRENT GEÏNDUCEERDE BEVINGEN DOOR GASWINNING TIJDELIJKE LEIDRAAD VOOR ADRESSERING MBB. 24.1.P, VERSIE 1.2", Den Haag
- TAQA/Baker-Hughes, (2011), Dynamic Geomechanical Modelling of the Bergermeer Underground Gas Storage, Netherlands-Part 1: Base Case Modelling.
- TNO (2008), A.C. Muntendam-Bos, W.B.T. Wassink, C.K. Geel, M. Louh, K. van Thienen-Visser, "Bergermeer Seismicity Study", TNO report, 2008-UR-1071/B.
- TNO (2009), A.G. Muntendam-Bos, B.B.T. Wassing, K. van Thienen-Visser, (2009), Effects of differential pressures across the central Bergermeer fault", TNO-034-UT-2009-00171/B 16 January 2009.
- TNO-060-UT-2011-01388/C, (2011), Wassing, B.B.T., Orlic, B., Leeuwenburgh, O., Geel, C.R., "3D Geomechanical Modelling of Fault Stability in the Bergermeer Field During Underground Gas Storage Operations", 31 August 2011.
- Zoback M.D., H. Harjes (1997), "Injection induced earthquakes and crustal stress at 9 km depth at the KTB deep drilling site, Germany", *J. Geophys. Res.* 102, pp18477-18491.
- Zoback, M.D., J. Healy, (1992), "In-situ stress measurements to 3.5 km depth in the Cajon Pass scientific research borehole: implications for the mechanics of crustal faulting", *J. Geophys Res.* 97, pp5039-5057.

Netherlands General:

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

References

- De Crook, Th., H.W. Haak & B. Dost (1998). Seismisch risico in Noord-Nederland. KNMI (Koninklijk Nederlands Meteorologisch Instituut), Techn. Rep., De Bilt, Netherlands.
- Dost, B., Goutbeek, F., van Eck, T., Kraaijpoel, D. (2012) Monitoring induced seismicity in the North of the Netherlands: status report 2010. WR 2012-03.
- Dost, B., T. van Eck & H. Haak (2004). Scaling of peak ground acceleration and peak ground velocity recorded in the Netherlands. *Bolletino di Geofisica Teorica ed Applicata* 45(3), 153-168.
- Dost, Bernard et al., 2012. Monitoring induced seismicity in the North of the Netherlands: status report 2010,
- Haak, H.W. and De Crook, T. Seismische analyse van aardbevingen in Noord-Nederland. KNMI report WR 94-1. KNMI, de Bilt (1994).
- Houtgast, G. Aardbevingen in Nederland. KNMI report 179. KNMI, de Bilt (1992).
- Kraaijpoel, D. & B. Dost (2013). Implications of salt-related propagation and mode conversion effects on the analysis of induced seismicity. *Journal of Seismology* 17(1), 95-107.
- Kraaijpoel, D. et al., 2008. Location of induced earthquakes in the Netherlands gas fields. In ESC General Assembly 2008, September 7-12, 2008, Hersonissos.
- NAM (2010) "Bodemdaling door Aardgaswinning –NAM-velden in Groningen, Friesland en het Noorden van Drenthe– Status Rapport 2010 en Prognose tot het jaar 2070" (EP201006302236)
- NAM (2011a). Subsurface Technical Report Subsidence Modelling of Ameland Fields. UIE Report No: EP201105208617
- NAM (2011b). Subsurface Technical Report Subsidence Modelling of Anjum and Waddenzee Fields. UIE Report No: EP201105208677
- Van Eijs R., van Dalfsen, W. (2004) Borehole observations of maximum horizontal stress orientations in the Dutch upper crust. TNO-NITG – Information, December 2004.
- Van Eijs, R.M.H.E., Mulders, F.M.M., Nepveu, M., Kenter, C.J., Scheffers, B.C. (2006) Correlation between hydrocarbon reservoir properties and induced seismicity in the Netherlands. *Eng. Geology*, 84, p99-111.

Appendix I: Subsidence Estimate

The current model was not built to compute an accurate subsidence forecast, but we still have an estimate of the compaction and surface subsidence. In view of the relative small size of the model this will provide a lower limit to the actual subsidence. Figure 42 shows the vertical displacement at the top of the model after the forecast depletion. Clearly, there is a boundary effect due to the relatively small size of the model.

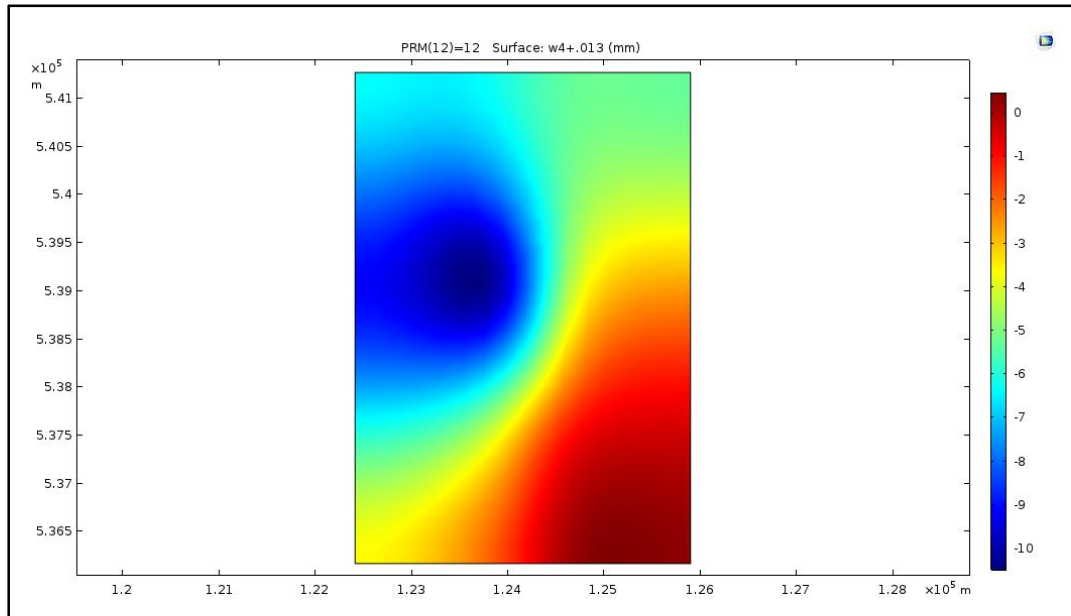


Figure 42: Vertical displacement at top of model after forecast depletion.